

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 Реконструкция системы электроснабжения термического производства
металлургического завода

Обучающийся

В.В. Васильев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

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

Тольятти 2025

Аннотация

Актуальность данной работы обусловлена несколькими факторами. Во-первых, износ существующих систем электроснабжения, построенных десятилетия назад, приводит к увеличению эксплуатационных затрат и снижению надежности производства. Во-вторых, ужесточение законодательных требований в области энергоэффективности и экологии требует внедрения современных технологий и оборудования. В-третьих, рост конкуренции на рынке металлургической продукции подталкивает предприятия к оптимизации производственных процессов, включая снижение энергозатрат, что напрямую связано с модернизацией систем электроснабжения.

Целью данной работы является разработка комплекса мероприятий по реконструкции системы электроснабжения термического производства металлургического завода с целью повышения надежности, энергоэффективности и безопасности энергоснабжения, а также минимизации потерь в системе.

На основании поставленной цели следует выделить следующие задачи:

- рассчитать электрические нагрузки по предприятию;
- выбрать число и мощность трансформаторов цеховых ТП и ГПП;
- рассчитать внешнее электроснабжение предприятия;
- выбрать кабельные линии;
- выбрать электрооборудование системы электроснабжения;
- рассмотреть систему заземления и мероприятия по электромагнитной совместимости.

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 83 листах формата А4, содержит 17 таблиц и 9 рисунков.

Содержание

Введение.....	4
1 Расчёт электрических нагрузок по предприятию	6
2 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	12
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов	12
2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций	13
3 Выбор трансформаторов ГПП предприятия	20
4 Расчёт внешнего электроснабжения предприятия	26
4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП	28
4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	29
4.3 Расчет токов короткого замыкания	30
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры	32
5 Расчет кабельных линий.....	39
6 Расчет токов короткого замыкания	45
7 Выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия	57
7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП	57
7.2 Выбор выключателей КРУ	58
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	59
7.4 Выбор трансформаторов напряжения	62
7.5 Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам КЗ	65
7.6 Выбор трансформаторов собственных нужд	67
8 Система заземления и мероприятия по электромагнитной совместимости	70
8.1 Система заземления	70
8.2 Мероприятия по электромагнитной совместимости	75
Заключение	78
Список используемой литературы и используемых источников.....	81

Введение

Современное металлургическое производство является одной из ключевых отраслей промышленности, обеспечивающих экономическое развитие и удовлетворение потребностей различных секторов экономики в металлопродукции. Термическое производство, как неотъемлемая часть металлургического процесса, требует значительных энергетических ресурсов, основным из которых является электроэнергия. Надежность, эффективность и безопасность системы электроснабжения напрямую влияют на стабильность работы предприятия, качество выпускаемой продукции и его экономические показатели.

Электроснабжение является одной из важнейших составляющих любой промышленной отрасли, и особенно критично для металлургических предприятий, где стабильность работы термического производства напрямую зависит от бесперебойного и эффективного энергоснабжения. Металлургические заводы, в частности, используют большое количество электрической энергии для работы высокоэнергоемких технологических процессов, таких как плавка, прокатка и термическая обработка металлов. В этих условиях любые перебои в электроснабжении могут привести к значительным финансовым потерям, простоем оборудования и снижению качества продукции.

Современные металлургические предприятия часто сталкиваются с рядом проблем в области электроснабжения, таких как износ оборудования, устаревшие схемы распределения электроэнергии, а также перегрузки трансформаторов и линий электропередачи. Эти проблемы становятся особенно актуальными в условиях роста мощности производства и внедрения новых технологических процессов, требующих повышения надежности и устойчивости системы электроснабжения. Для обеспечения стабильной работы оборудования и повышения энергоэффективности, требуется регулярная реконструкция и модернизация СЭС.

Целью данной работы является разработка комплекса мероприятий по реконструкции системы электроснабжения термического производства металлургического завода с целью повышения надежности, энергоэффективности и безопасности энергоснабжения, а также минимизации потерь в системе.

На основании поставленной цели следует выделить следующие задачи:

- рассчитать электрические нагрузки по предприятию;
- выбрать число и мощность трансформаторов цеховых ТП;
- выбрать трансформаторы ГПП предприятия;
- рассчитать внешнее электроснабжение предприятия;
- выбрать кабельные линии;
- выбрать электрооборудование системы электроснабжения предприятия;
- рассмотреть систему заземления и мероприятия по электромагнитной совместимости.

Важность решения вопросов реконструкции системы электроснабжения металлургического завода не ограничивается только техническими аспектами, но и включает в себя экономические, экологические и эксплуатационные выгоды. В условиях повышения цен на энергоресурсы и ужесточения требований к экологической безопасности, эффективное использование электрической энергии и минимизация потерь становятся ключевыми факторами в конкурентоспособности предприятия.

Работа основана на современных методах анализа и проектирования систем электроснабжения, а также учитывает опыт ведущих металлургических предприятий, что позволяет предложить решения, которые будут актуальны и эффективны в условиях реального производства.

1 Расчёт электрических нагрузок по предприятию

Одним из ключевых этапов при проектировании системы электроснабжения предприятия является точный расчёт электрических нагрузок, который позволяет правильно определить необходимые мощности источников питания, выбор КЛ, трансформаторов и других элементов системы. На металлургических предприятиях, особенно в термическом производстве, где используются высокоэнергоемкие технологии, корректный расчёт нагрузки имеет критическое значение для обеспечения надежности и эффективности работы всех технологических процессов.

Для металлургического завода, в частности для термического производства, характерна высокая динамичность нагрузки, значительные пики потребления энергии и большое количество электроприёмников, работающих на различных режимах. Ошибки в расчётах могут привести к перегрузкам оборудования, что, в свою очередь, вызовет сбой в электроснабжении, увеличение потерь энергии и, как следствие, снижение общей эффективности производства.

«Значения коэффициента использования по активной мощности $k_{\text{на}}$ и коэффициента мощности $\cos \varphi$ для каждого цеха определяется по» [6]. Зная $\cos \varphi$, определяем $\text{tg} \varphi$.

«Далее для каждого цеха определяются средние мощности» [21]:

$$P_C = k_{\text{на}} \cdot P_{\Sigma}, \quad (1)$$

$$Q_C = k_{\text{на}} \cdot P_{\Sigma} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (2)$$

где $k_{\text{на}}$ – «коэффициент использования по активной мощности;

$\text{tg} \varphi$ – коэффициент мощности;

P_{Σ} – номинальная мощность электроприемников цеха, кВт.

В качестве примера приведем расчет для административно–бытового корпуса» [21]:

$$P_{cp} = 0,6 \cdot 350 = 210 \text{ кВт},$$

$$Q_{cp} = 0,6 \cdot 350 \cdot 0,62 = 130 \text{ квар.}$$

Расчетные мощности определяются по формулам:

$$P_p = K_{pa} \cdot P_c, \quad (3)$$

$$Q_p = K_{pa} \cdot Q_c, \quad (4)$$

где K_{pa} – «коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в РТМ 36.18.32.4–92 в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности. Следует отметить, что при $k_{iai} \cdot p_{номи} \leq 100 \text{ кВт}$ значения коэффициентов расчётной нагрузки целесообразно определять так же, как и для второго уровня. Это объясняется тем, что сечения проводников, питающих такие узлы, будут иметь значения не превышающие $50\text{--}70 \text{ мм}^2$, а следовательно, и незначительные постоянные времени нагрева» [21].

Для рассматриваемого цеха расчетные мощности составят

$$P_p = 0,85 \cdot 210 = 179 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 0,85 \cdot 130 = 111 \text{ квар.}$$

«Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка освещения определяется по формуле» [21]:

$$P_{p.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{y.осв} \cdot F_{ц}, \quad (5)$$

где $k_{с.осв}$ – «коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{y.осв}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха, Вт/м²;

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м².

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки» [21]:

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{осв}, \quad (6)$$

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

Для рассматриваемого цеха получаем» [21]:

$$P_{p.осв} = 0,85 \cdot 0,02 \cdot 3168 = 54 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.осв} = 54 \cdot 0,33 = 16 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}, \quad (7)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(179 + 54)^2 + (111 + 16)^2} = 265 \text{ кВА.}$$

«На этом расчет электрических нагрузок по административно–бытовому корпусу заканчивается, все результаты расчета приведены в таблице 1» [21].

Таблица 1 – Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цехов и узлов СЭС	$P_{\text{ном}}$, кВт	n	P_{Σ} , кВт	$K_{\text{ИА}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	$P_{\text{С}}$, кВт	$Q_{\text{С}}$, квар	$K_{\text{РА}}$	$P_{\text{Р}}$, кВт	$Q_{\text{Р}}$, квар	$F_{\text{Ц}}$, м ²	$P_{\text{уд}}$, кВт/м ²	$K_{\text{СО}}$	$\cos\varphi_0$	$\text{tg}\varphi_0$	$P_{\text{РО}}$, кВт	$Q_{\text{РО}}$, квар	$P_{\text{Р}}+P_{\text{РО}}$, кВт	$Q_{\text{Р}}+Q_{\text{РО}}$, квар	S , кВА
Нагрузка 0,4 кВ	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
1 Административно–бытовой корпус	–	30	350	0,60	0,85	0,62	210	130	0,85	179	111	3168	0,020	0,85	0,95	0,33	54	16	232	127	265
2 Электросталеплавильное производство	–	50	4650	0,75	0,80	0,75	3488	2616	0,85	2964	2223	19836	0,015	0,80	0,95	0,33	238	71	3202	2295	3940
3 Ремонтный цех металлургического оборудования	–	38	678	0,35	0,75	0,88	237	209	0,75	178	157	3456	0,020	0,90	0,95	0,33	62	19	240	176	298
4 Обдирочно–зачистное производство	–	36	1322	0,65	0,80	0,75	859	644	0,85	730	548	3456	0,020	0,90	0,95	0,33	62	19	793	566	974
5 Производствоковки металла	–	60	6200	0,70	0,85	0,62	4340	2690	0,80	3472	2152	14580	0,015	0,80	0,95	0,33	175	52	3647	2204	4261
6 Известково–обжиговый цех	–	18	1044	0,45	0,85	0,62	470	291	0,85	399	247	3456	0,020	0,90	0,95	0,33	62	19	462	266	533
7 Компрессорная	–	14	322	0,35	0,60	1,33	113	150	0,85	96	128	5346	0,020	0,90	0,95	0,33	96	29	192	157	248
8 РМЦ	–	44	1042	0,36	0,83	0,68	371	252	0,75	278	189	3455	0,015	0,90	0,95	0,33	47	14	325	203	383
Освещение территории	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	123022	0,001	1,00	0,95	0,33	123	37	123	37	128
Итого по нагрузке 0,4 кВ	–	198	15608	0,65	0,82	0,69	10087	6982	0,80	8070	5586	–	–	–	–	–	919	276	9216	6030	11013
Нагрузка 10 кВ	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
2 Электросталеплавильное производство	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
ДСП1	2500	8	20000	0,55	0,60	1,33	11000	14667	1,00	11000	14667	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
СД1	1000	4	4000	0,80	0,75	–0,88	3200	–2822	1,00	3200	–2822	–	–	–	–	–	–	–	–	–	

Продолжение таблицы 1

Наименование цехов и узлов СЭС	$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	$n_{\text{Э}}$	$P_{\Sigma}, \text{кВт}$	$K_{\text{ИА}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	$P_{\text{С}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{С}}, \text{квар}$	$K_{\text{РА}}$	$P_{\text{Р}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{Р}}, \text{квар}$	$F_{\text{Ц}}, \text{м}^2$	$P_{\text{уд}}, \text{кВт/м}^2$	$K_{\text{СО}}$	$\cos\varphi_0$	$\text{tg}\varphi_0$	$P_{\text{РО}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{РО}}, \text{квар}$	$P_{\text{Р}}+P_{\text{РО}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{Р}}+Q_{\text{РО}}, \text{квар}$	$S, \text{кВА}$
6 Известково–обжиговый цех	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ПЧ1	1600	6	9600	0,80	0,90	0,48	7680	3720	1,00	7680	3720	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
7 Компрессорная	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
СД2	2500	2	5000	0,80	0,85	–0,62	4000	–2479	1,00	4000	–2479	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
СД3	1600	4	6400	0,85	0,90	–0,48	5440	–2635	1,00	5440	–2635	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Итого по нагрузке 10 кВ	–	24	45000	0,70	0,95	0,33	31320	10450	1,00	31320	10450	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Итого по предприятию	–	–	60608	0,68	0,92	0,42	41407	17433	0,90	35451	14433	–	–	–	–	–	–	–	36808	18404	41153

Выводы по разделу 1.

В первом разделе ВКР выполнен расчет электрических нагрузок для проектируемого термического производства металлургического завода, что является ключевым этапом разработки системы электроснабжения нового предприятия. Расчет проведен с учетом предполагаемого состава оборудования, технологических процессов и режимов его работы. Использованы методы, рекомендованные нормативными документами, с применением коэффициентов спроса, одновременности и учета перспективного роста производственных мощностей.

Результаты показали, что суммарная расчетная нагрузка термического цеха составила 36808 МВт, с учетом максимальных пиковых значений в периоды интенсивной работы. Анализ распределения нагрузок по участкам производства выявил необходимость равномерного размещения потребителей и выделения резерва мощности для обеспечения гибкости системы. Полученные данные позволили определить основные параметры будущей системы электроснабжения, включая мощность трансформаторов, сечение кабельных линий и структуру распределительных сетей.

Таким образом, расчет электрических нагрузок обеспечил фундамент для проектирования надежной и эффективной системы энергоснабжения нового предприятия. Результаты будут использованы в последующих разделах для выбора оборудования, разработки схемы электроснабжения и обеспечения соответствия современным требованиям энергоэффективности и безопасности.

2 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций

2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

Выбор типа и мощности трансформаторов для металлургического предприятия, особенно для термических производств, является ключевым этапом в проектировании системы электроснабжения. Трансформаторы обеспечивают необходимую передачу и преобразование электрической энергии, что критически важно для нормального функционирования всех технологических процессов. На металлургических заводах трансформаторы служат основным элементом для распределения электроэнергии между различными цехами и установками, в том числе высокоэнергоёмкими агрегатами, которые работают при постоянных и переменных нагрузках.

Правильный выбор трансформаторов влияет на надёжность работы всей системы электроснабжения, поскольку не только обеспечивает требуемое напряжение и мощность, но и играет роль в предотвращении перегрузок, снижении потерь и поддержании стабильности работы оборудования. Важно учитывать не только номинальные параметры трансформаторов, но и их способность работать в условиях повышенной нагрузки, возможных колебаний напряжения и различных режимов работы, что особенно актуально для металлургических предприятий с интенсивным потреблением энергии.

В рамках данного проекта для обеспечения электроснабжения термического производства металлургического завода принято решение использовать силовые трансформаторы типа ТМГ [26]. Выбор именно этой модификации обусловлен рядом значительных преимуществ, которые трансформаторы ТМГ имеют по сравнению с аналогами других типов, такими как ТМ (масляные трансформаторы с естественным охлаждением) и ТМЗ (масляные трансформаторы с защитой масла от контакта с воздухом) [18].

2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций

«Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП (ЦТП) и плотностью σ электрической нагрузки цеха.

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле» [6]:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (8)$$

где S_p – «расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, m^2 » [6].

«Мощность ЦТП определяется с учетом величины электрической нагрузки цеха, ее категории надежности, количества и типов трансформаторов, используемых на предприятии, а также ряда дополнительных параметров. Число трансформаторов для всех подстанций цеха рассчитывается на основе специальной формулы» [6]:

$$N_0 = \frac{P_{р.ц}}{k_{з,доп} \cdot S_{т.н}}, \quad (9)$$

где $P_{р.ц}$ – «расчетная активная нагрузка цеха, Вт;

$S_{т.н}$ – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА;

$k_{з,доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия» [6]:

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{р.ц}}{N_{т} \cdot \kappa_{з,доп}}, \quad (10)$$

где $N_{т} = 2$ – «число трансформаторов в цехе.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки» [6]:

$$Q_{1р} = \sqrt{(N_{т} \cdot \kappa_{з,доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{р.ц}^2}, \quad (11)$$

«В общем случае мощности $Q_{1р}$ и $Q_{р.ц}$ не равны. Поэтому реальная величина реактивной мощности Q_1 , проходящей через трансформатор определяется из соотношений» [6]:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{р.ц}, & \text{если } Q_{1р} \geq Q_{р.ц} \\ Q_{1р}, & \text{если } Q_{1р} < Q_{р.ц} \end{cases}, \quad (12)$$

«Если оказывается, что мощность $Q_{1р}$ меньше нагрузки $Q_{р.ц}$, то есть трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку $Q_{р.ц}$, то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею, мощность которой определяется по формуле» [6]:

$$Q_{к.н} = Q_{р.ц} - Q_1, \quad (13)$$

«Для трансформаторов выбранной мощностью определяются фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП» [6]:

$$K_{3.н} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{T.н}}, \quad (14)$$

$$K_{3.п} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.i}}. \quad (15)$$

«Рассмотрим пример расчета трансформаторной подстанции (ТП) для известково-обжигового цеха. Надежность электроснабжения соответствует второй категории, что подразумевает необходимость использования в цехе двухтрансформаторной подстанции. При проектировании такой ТП номинальная мощность каждого трансформатора устанавливается на основе заданных условий» [6]:

$$S_{T.н} \geq \frac{533}{2 \cdot 0,7} = 381 \text{ кВА}.$$

«Поэтому принимается единичная мощность трансформаторов 400 кВА.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки» [6]:

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 462^2} = 317 \text{ кВА}.$$

Так как

$$Q_{1p} > Q_{p.ц},$$

$$317 \text{ квар} > 266 \text{ квар}.$$

«то на стороне НН ТП нет необходимости устанавливать низковольтную конденсаторную батарею.

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП» [6]:

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{462^2 + 266^2}}{2 \cdot 400} = 0,67,$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{462^2 + 266^2}}{(2 - 1) \cdot 400} = 1,34.$$

«Выбор остальных ЦТП представлен в таблице 2.

Для обеспечения электроэнергией потребителей напряжением 0,4 кВ в цехах обычно применяются трансформаторные подстанции (ТП). Однако в ситуациях, когда мощность потребителей в цехе невелика, более экономичным решением может стать использование распределительного пункта низкого напряжения (РПН), который подключается к сети 0,4 кВ от трансформаторной подстанции соседнего цеха. Обоснованность применения такого РПН оценивается исходя из определенного условия» [7]:

$$S_{р.ц} \cdot L \leq 15000, \quad (16)$$

где $S_{р.ц}$ – «полная расчетная нагрузка цеха, кВА;

L – расстояние от РПН данного цеха до ТП соседнего цеха, м» [7].

Для компрессорной

$$248 \cdot 58 = 14384 \text{ кВА}.$$

Таблица 2 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Наименование цехов и узлов СЭС	К.Н.	P _Р , кВт	Q _Р , квар	S _Р , кВА	F _Ц , м²	σ, кВА/м²	S _{ЭТ} , кВА	Номер ТП	Тип тр-ра	S _{НОМТР} , кВА	пТ	Кол-во ТП	Q _{1Р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{КУ} , квар	K _{ЗТНОРМ}	K _{ЗТП/АВ}	ΔP _{XX} , кВт	ΔP _{КЗ} , кВт	I _{XX} , %	U _{КЗ} , %	ΔP _Т , кВт	ΔQ _Т , квар	P _Р +ΔP _Т , кВт	Q ₁ +ΔQ _Т , квар	S _Р , кВА
1 Административно–бытовой корпус	3	232	127	265	3168	0,08	630	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Итого по ТП1:	–	232	127	265	3168	0,08	630	1	ТМГ	400	1	1	275	127	0	0,66	–	0,7	5,9	1,0	4,5	3	12	236	139	273
2 Электросталепла–вильное производство	2	3202	2295	3940	19836	0,20	1000	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
7 Компрессорная	2	192	157	248	5346	0,05	400	–	РПН–1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Итого по ТП2–ТП3:	–	3394	2451	4187	19836	0,26	1600	2– 3	ТМГ	1600	2	2	2924	2451	0	0,65	1,30	1,7	17,3	0,5	6,0	36	196	3431	2648	4334
3 Ремонтный цех металлургического оборудования	3	240	176	298	3456	0,09	630	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Итого по ТП4:	–	240	176	298	3456	0,09	630	4	ТМГ	400	1	1	268	176	0	0,74	–	0,7	5,9	1,0	4,5	4	14	244	190	309
4 Обдирочно–зачистное производство	2	793	566	974	3456	0,28	1600	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Итого по ТП5:	–	793	566	974	3456	0,28	1600	5	ТМГ	630	2	1	387	387	180	0,70	1,40	1,0	7,6	0,6	5,5	9	42	802	428	909
5 Производствоковки металла	2	3647	2204	4261	14580	0,29	1600	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Итого по ТП6–ТП7:	–	3647	2204	4261	14580	0,29	1600	6– 7	ТМГ	1600	2	2	2602	2204	0	0,67	1,34	1,7	17,3	0,5	6,0	37	202	3684	2406	4401
6 Известково–обжиговой цех	2	462	266	533	3456	0,16	1000	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Итого по ТП8:	–	462	266	533	3456	0,16	1000	8	ТМГ	400	2	1	317	266	0	0,67	1,34	0,7	5,9	1,0	4,5	7	24	468	290	551
8 РМЦ	3	325	203	383	3456	0,11	630	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Итого по ТП9:	–	325	203	383	3456	0,11	630	9	ТМГ	400	1	1	155	155	48	0,90	–	0,7	5,9	1,0	4,5	5	19	330	174	373

Продолжение таблицы 2

Наименование цехов и узлов СЭС	К.Н.	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _ц , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт} , кВА	Номер ТП	Тип тр-ра	S _{номтр} , кВА	пт	Кол-во ТП	Q _п , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	K _{3тнорм}	K _{3тп/ав}	ΔP _{xx} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{xx} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _p +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _p , кВА
Потери в печных трансформаторах	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2 Электросталеплавильное производство	—	—	—	—	—	—	—	—	ЭТПЦК	2500	1	8	—	—	—	—	—	7,0	28,0	3,0	20,0	280	4600	—	—	—
6 Известково–обжиговой цех	—	—	—	—	—	—	—	—	ТСЗП	1600	1	6	—	—	—	—	—	2,3	15,0	1,3	5,9	104	691	—	—	—
Итого по предприятию:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	487	5800	9196	6275	—
Потери в печных трансформаторах	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2 Электросталеплавильное производство	—	—	—	—	—	—	—	—	ЭТПЦК	2500	1	8	—	—	—	—	—	7,0	28,0	3,0	20,0	280	4600	—	—	—
6 Известково–обжиговой цех	—	—	—	—	—	—	—	—	ТСЗП	1600	1	6	—	—	—	—	—	2,3	15,0	1,3	5,9	104	691	—	—	—
Итого по предприятию:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	487	5800	9196	6275	—

Выводы по разделу 2.

В данном разделе выполнен расчет цеховых трансформаторных подстанций (ТП), необходимых для обеспечения надежного и эффективного электроснабжения термического производства металлургического завода. На основе данных о расчетных электрических нагрузках, полученных ранее, определены основные параметры ТП, включая количество трансформаторов, их номинальную мощность и схему размещения. Учитывая, что надежность электроснабжения соответствует второй категории, для каждого цеха предусмотрена установка двухтрансформаторных подстанций, что гарантирует бесперебойное питание потребителей даже в случае выхода одного трансформатора из строя.

В ходе расчетов установлено, что для питания потребителей напряжением 0,4 кВ в большинстве цехов целесообразно использовать трансформаторы типа ТМГ, отличающиеся высокой энергоэффективностью и надежностью. Однако для цехов с незначительной мощностью нагрузки обоснована возможность применения распределительных пунктов низкого напряжения (РПН), запитанных от ТП соседних участков, что позволило оптимизировать затраты на проектирование и эксплуатацию системы.

Полученные результаты расчетов, включая номинальную мощность трансформаторов от 400 кВА до 1600 кВА и конфигурацию подстанций, стали основой для разработки схемы электроснабжения цехов. Таким образом, данный раздел обеспечил проектирование цеховых ТП, соответствующее требованиям надежности, экономической эффективности и технологическим особенностям термического производства, что будет использовано в дальнейшем при создании общей системы энергоснабжения предприятия.

Также обоснован установки низковольтного РПН в компрессорной.

3 Выбор трансформаторов ГПП предприятия

Одним из ключевых элементов системы электроснабжения металлургического завода является главная понизительная подстанция (ГПП), которая обеспечивает преобразование высокого напряжения электрической сети в напряжение, пригодное для питания цеховых потребителей. От правильного выбора трансформаторов ГПП зависят надежность, эффективность и экономичность работы всей энергетической инфраструктуры предприятия. Учитывая высокие нагрузки термического производства и необходимость соответствия современным требованиям энергоэффективности и безопасности, данный раздел посвящен обоснованию оптимального типа, мощности и количества трансформаторов для ГПП.

Выбор трансформаторов осуществляется на основе анализа расчетных электрических нагрузок предприятия, категорий надежности электроснабжения, а также эксплуатационных и технико-экономических факторов. Особое внимание уделяется обеспечению резервирования мощности, минимизации потерь электроэнергии и возможности гибкого управления энергопотреблением в условиях переменных производственных режимов. В рамках раздела будут рассмотрены различные типы трансформаторов, их преимущества и недостатки, а также произведен выбор оборудования, соответствующего специфике проектируемого металлургического завода.

Целью данного этапа является разработка рационального решения, которое обеспечит стабильное электроснабжение предприятия, оптимизацию капитальных и эксплуатационных затрат, а также соответствие нормативным требованиям и экологическим стандартам. Результаты выбора трансформаторов ГПП станут основой для дальнейшего проектирования общей схемы энергоснабжения и интеграции подстанции в систему завода.

«Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле» [7]:

$$P_{p.п.} = K_{ом} \left[\sum_{i=1}^m P_{pi}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{наi} \cdot P_{номi} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right] + \sum_{i=1}^n P_{p.освi}, \quad (17)$$

где $K_{ом}$ – «коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{pi}^{(3)}$ – суммарная расчетная активная мощность узлов системы

электрообеспечения 3–го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин НН ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^M k_{наi} \cdot P_{номi}$ – суммарная расчетная активная мощность

высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин НН ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах

цеховых ТП, кВт;

$\sum_{i=1}^n P_{p.освi}$ – суммарная расчетная активная мощность цеховой

осветительной нагрузки, кВт» [7].

«Коэффициент одновременности максимумов $K_{ом}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n (m –число ТП, питающихся от ГПП, M –число высоковольтных электроприемников, подключенных к ГПП) и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{ИА}$ и приводится в» [21].

«Число присоединений $n = m + M = 9 + 8 = 17$; $K_{ИА} = 0,68$, тогда $K_{ом} = 0,90$.

Таким образом» [7]:

$$P_{\text{р.п.}} = 0,90 \cdot (8070 + 31320 + 487) + 919 = 36808 \text{ кВт.}$$

«Номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции определяется из условия получения из энергосистемы всей необходимой расчётной активной мощности предприятия и нормированного значения реактивной мощности» [7]:

$$S_{\text{р.п.}} = \sqrt{P_{\text{р.п.}}^2 + (Q_{\text{эс}} - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}, \quad (18)$$

где $Q_{\text{эс}}$ – «экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;

$\Delta Q_{\text{т.ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар» [7].

«Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, выбирается как наименьшая из рассматриваемых» [7]:

$$Q'_{\text{эс}} = P_{\text{р.п.}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (19)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормируемый $\text{tg}\varphi$ для данного уровня напряжения;

$$Q'_{\text{эс.110}} = 36808 \cdot 0,5 = 18404 \text{ квар.}$$

«Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой» [7]:

$$\text{tg}\varphi_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{эс}}}{P_{\text{р.п.}}}, \quad (20)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{э.110}} = \frac{18404}{36808} = 0,50.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,07 \sqrt{P_{\text{р.п.}}^2 + Q_{\text{эс}}^2}, \quad (21)$$

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП.110}} = 0,07 \cdot \sqrt{36808^2 + 18404^2} = 2881 \text{ квар.}$$

«Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора трансформаторов на ГПП, определяемая по формуле (18)» [7]:

$$S_{\text{р.п.110}} = \sqrt{36808^2 + (18404 - 2881)^2} = 39947 \text{ кВА.}$$

«На ГПП устанавливается два силовых трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений» [7]:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot k_{\text{з.н.}}}, \quad (22)$$

где $n = 2$ – «число трансформаторов ГПП;

$k_{\text{з.н.}} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме» [7].

$$S_{\text{т.ном.110}} \geq \frac{39947}{2 \cdot 0,7} = 28534 \text{ кВА.}$$

На основании проведенного анализа и расчетов для главной понизительной подстанции (ГПП) металлургического завода принято решение об установке силовых трансформаторов типа ТРДН–40000/110/10/10 У1. Данный выбор обусловлен их соответствием требованиям по обеспечению расчетной активной и реактивной мощности предприятия, а также высокой надежностью и эффективностью в условиях интенсивных нагрузок термического производства. Трансформаторы этого типа представляют собой трехфазные двухобмоточные устройства с регулировкой напряжения под нагрузкой (РПН), что позволяет гибко адаптировать параметры электроснабжения к изменяющимся режимам работы завода. Установка двух таких трансформаторов на ГПП обеспечивает резервирование мощности, гарантируя бесперебойное питание потребителей даже при выходе одного из них из строя, что соответствует второй категории надежности электроснабжения. Технические характеристики выбранных трансформаторов приведены в таблице 3 [14].

Таблица 3 –Технические характеристики трансформаторов

S_T , МВА	U_{BH} , кВ	U_{HH} , кВ	ΔP_{K3} , кВт	ΔP_{XX} , кВт	U_{K3} , %	I_{XX} , %
40	110	10/10	170	30,0	10,5	0,5

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$k_{3.H.} = \frac{S_{p.п.}}{n \cdot S_{H.T.}}, \quad (23)$$

$$k_{3.H.110} = \frac{39947}{2 \cdot 40000} = 0,50.$$

Выводы по разделу 3.

В третьем разделе ВКР в ходе выбора трансформаторов для ГПП металлургического предприятия проведён всесторонний анализ основных

факторов, влияющих на решение. Учитывая высокие требования к надёжности и стабильности электроснабжения в условиях металлургического производства, были определены оптимальные параметры трансформаторов, которые обеспечат бесперебойную работу всего завода.

Результаты расчётов и анализа показали, что для эффективного и безопасного распределения энергии на предприятии требуется использование трансформаторов с соответствующей мощностью, которая полностью покрывает пиковые нагрузки и позволяет обеспечивать резервные мощности для предотвращения сбоев. Применение трансформаторов с высокими эксплуатационными характеристиками, а также наличие резервных трансформаторов, позволяет повысить надёжность системы электроснабжения и минимизировать риски, связанные с возможными аварийными ситуациями.

Кроме того, выбранные трансформаторы должны удовлетворять современным требованиям энергоэффективности, что позволит снизить эксплуатационные расходы и уменьшить потери энергии. Важным аспектом является обеспечение возможности их работы в условиях переменных нагрузок, характерных для металлургического производства, что способствует улучшению качества электроснабжения и повышению общей эффективности.

Принимаются для установки на ГПП предприятия трансформаторы типа ТРДН–40000/110/10/10 У1.

4 Расчёт внешнего электроснабжения предприятия

Обеспечение металлургического завода электроэнергией начинается с организации внешнего электроснабжения, которое играет решающую роль в создании надежной и эффективной системы энергоснабжения предприятия. Внешнее электроснабжение проектируется на напряжение 110 кВ, что соответствует высоким требованиям к передаче значительных объемов электроэнергии на большие расстояния с минимальными потерями. Данный раздел посвящен расчетам и выбору параметров внешней электрической сети, связывающей подстанцию энергосистемы с главной понизительной подстанцией (ГПП) завода, а также оценке ключевых характеристик, влияющих на стабильность и безопасность работы системы.

Раздел включает несколько основных этапов исследования. В первую очередь будет рассмотрено определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП, что позволит оценить эффективность выбранного оборудования и спрогнозировать энергозатраты. Далее будет выполнен расчет линий электропередачи (ЛЭП) от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия, включающий выбор сечения проводов и определение их параметров для обеспечения надежной передачи мощности. Третий пункт посвящен расчету токов короткого замыкания, необходимому для анализа устойчивости системы к аварийным режимам и выбора защитных устройств. Наконец, в завершение раздела будет произведен выбор коммутационной и измерительной аппаратуры, обеспечивающей управление, контроль и защиту системы внешнего электроснабжения.

Целью данного раздела является разработка технически обоснованного решения для внешнего электроснабжения, которое обеспечит стабильную подачу электроэнергии на предприятие, минимизацию потерь и соответствие нормативным требованиям. Результаты расчетов станут основой для дальнейшей интеграции внешней сети с внутренней системой электроснабжения завода.

напряжение 110 кВ» [13].

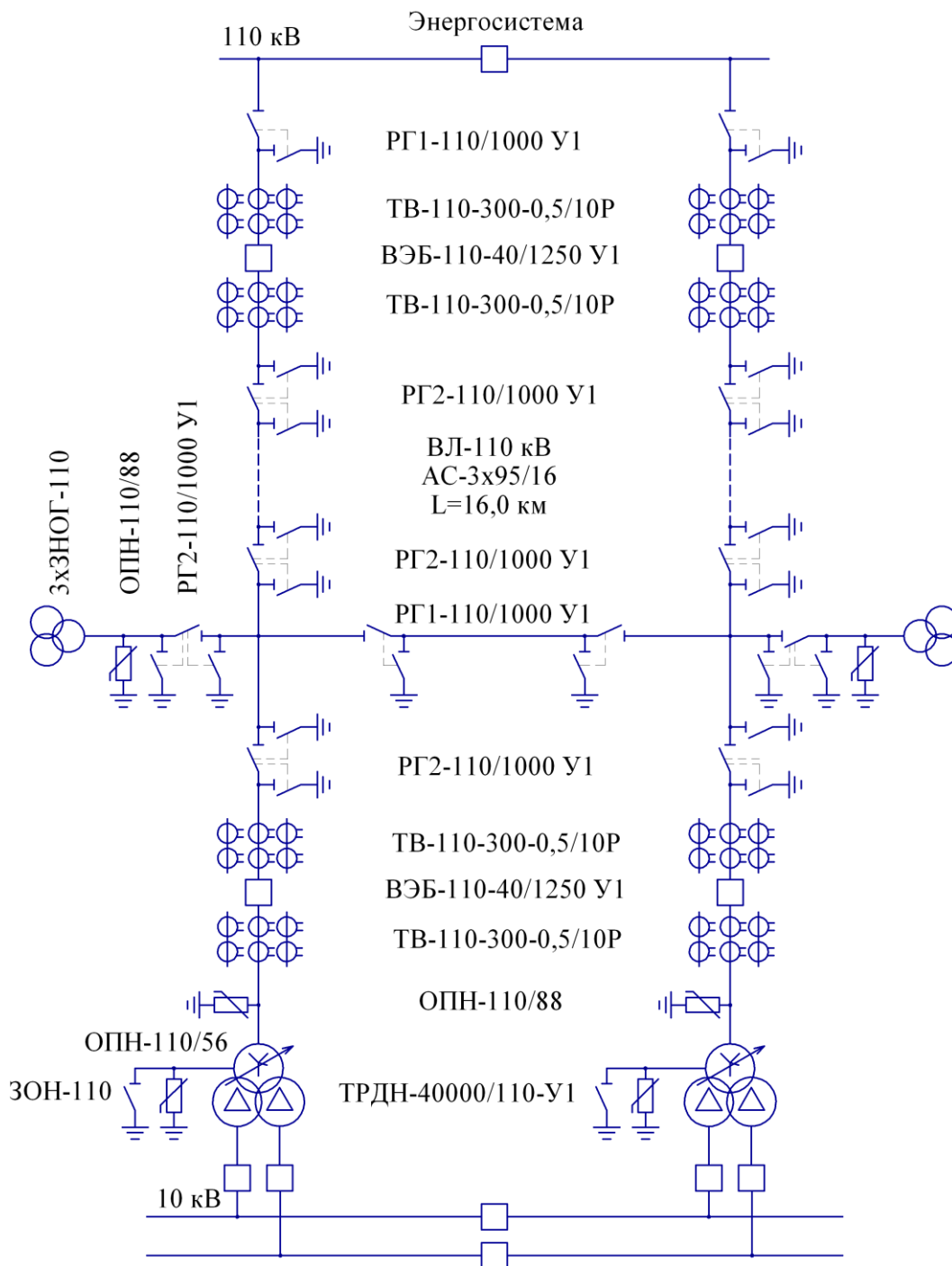


Рисунок 1 – Схема внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

Далее выполняется расчет параметров системы внешнего электроснабжения.

4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

«Трансформаторы, являясь ключевым элементом системы электроснабжения, в процессе работы потребляют как активную, так и реактивную мощность. Эти потери возникают из-за неидеальности конструкции трансформатора и зависят от его режима работы. Потери мощности делятся на потери активной мощности и потери реактивной мощности.

Потери активной мощности в трансформаторах» [16]:

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{XX} + k_{3.H.}^2 \Delta P_{K3}), \quad (24)$$

где n – «число трансформаторов ГПП;

ΔP_{XX} – потери XX, кВт;

ΔP_{K3} – потери КЗ, кВт» [16].

$$\Delta P_{T.110} = 2(30,0 + 0,50^2 \cdot 170) = 142 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{XX}}{100} S_{H.T} + k_{3.H.}^2 \frac{U_K}{100} S_{H.T} \right), \quad (25)$$

где I_{XX} – «ток XX трансформатора, %;

U_K – напряжение КЗ, %» [16].

$$\Delta Q_{T.110} = 2 \cdot \left(\frac{0,5}{100} \cdot 40000 + 0,50^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 40000 \right) = 2271 \text{ квар.}$$

4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Линии электропередачи (ЛЭП) «являются важным элементом системы электроснабжения, обеспечивающим передачу электроэнергии от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия. Правильный расчет ЛЭП позволяет обеспечить надежное» [16] и экономичное электроснабжение, минимизировать потери электроэнергии и поддерживать качество напряжения в пределах нормы.

Нагрузка в начале линии

$$S_{\text{р.л.}} = \sqrt{(P_{\text{р.п.}} + \Delta P_{\text{т}})^2 + Q_{\text{эс}}^2}, \quad (26)$$

$$S_{\text{р.л.110}} = \sqrt{(36808 + 142)^2 + 18404^2} = 40547 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (27)$$

$$I_{\text{р.л.110}} = \frac{40547}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 106 \text{ А.}$$

«Ток в послеаварийном режиме» [16]:

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot I_{\text{р.л.}}, \quad (28)$$

$$I_{\text{п.110}} = 2 \cdot 106 = 212 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{p.л.}}{j_3}, \quad (29)$$

где j_3 – экономическая плотность тока, А/мм² [17].

$$F_3 = \frac{106}{1,1} = 97 \text{ мм}^2.$$

«После выполнения расчетов и анализа технико-экономических показателей для линии электропередачи (ЛЭП) от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия» [16] окончательно принимается провод марки 3×АС–95/16.

4.3 Расчет токов короткого замыкания

Токи КЗ являются одним из самых опасных явлений в системе электроснабжения, поскольку могут привести к повреждениям оборудования, перегрузкам, пожарам и даже выходу из строя целых участков сети. Особую важность расчёт токов КЗ приобретает на металлургических предприятиях, где электроэнергия используется для питания мощных, высокоэнергёмких установок, таких как печи, прокатные станы и другие агрегаты.

«Исходная схема и схема замещения для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 2» [16].

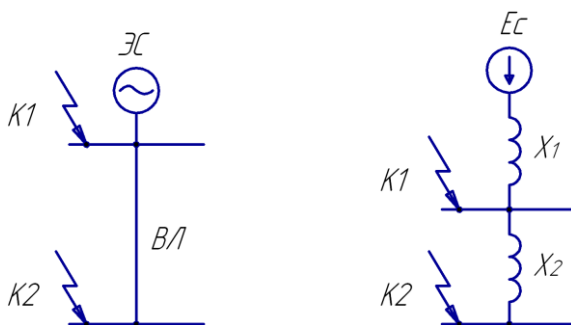


Рисунок 2 – Схема для расчёта ТКЗ

«Определяется сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы» [16]:

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k}, \quad (30)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность КЗ, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{2530} = 0,40.$$

«Ток КЗ в точке K_1

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}, \quad (31)$$

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,40} = 12,7 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1}, \quad (32)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент» [20],

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 12,7 = 30,9 \text{ кА}.$$

«Сопротивление ВЛ

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (33)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

U_6 – базисное напряжение, В» [20],

$$x_2 = \frac{0,40 \cdot 16,0 \cdot 1000}{115^2} = 0,52.$$

Ток КЗ в точке К2

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}, \quad (34)$$

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,40 + 0,52)} = 5,5 \text{ кА}.$$

«В рамках данного раздела выполнен расчет токов короткого замыкания (КЗ) в сети 110 кВ, который является важным этапом для обеспечения надежной и безопасной работы электрической системы. Полученные результаты позволяют обеспечить безопасную эксплуатацию сети, минимизировать последствия аварийных ситуаций» [20] и повысить качество электроснабжения потребителей. Данные расчеты являются основой для дальнейшего проектирования и эксплуатации электрической сети 110 кВ.

4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Коммутационная и измерительная аппаратура являются ключевыми элементами системы электроснабжения, обеспечивающими управление, контроль и защиту электрических сетей и оборудования. Правильный выбор этой аппаратуры напрямую влияет на надежность, безопасность и эффективность работы всей системы.

«Выключатели выбираются по следующим условиям» [4]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (35)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}, \quad (36)$$

где I_{max} – «ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А.

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий» [4]:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (37)$$

– по отключающей способности

$$I_{п,τ} \leq I_{отк.ном}, \quad (38)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}, \quad (39)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}, \quad (40)$$

где $I_{пр.скв.}$, $i_{пр.скв.}$ – «действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

– по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{а,τ}$ в момент $τ$ расхождения контактов по условию» [4]:

$$i_{а,τ} \leq i_{а,ном},; \quad (41)$$

«Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (42)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ» [20].

Расчетное время

$$\tau = t_{п.з.мин} + t_{с.в}, \quad (43)$$

где $t_{п.з.мин}$ – «минимальное время действия РЗ, с;

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

Завод–изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ » [5]:

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном}, \quad (44)$$

– «по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (45)$$

где B_k –полный тепловой импульс КЗ, $кА^2 \cdot с$.

Полный тепловой импульс» [4]:

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (46)$$

где $t_{отк}$ – «время от начала КЗ до его отключения, с.

Время от начала КЗ до его отключения» [4]:

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

где $t_{р.з.}$ – «время действия основной защиты трансформатора, с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя, с» [4].

«Сравнение расчетных величин и каталожных данных выбранных выключателей представлены в таблице 4» [5].

Таблица 4 – Выбор выключателей ВЭБ–110–40/1250 У1

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110,0 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 212 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250,0 \text{ А}$
$I_{отк.ном} \geq I_{п,т}$	$I_{п,0} = 12,7 \text{ кА}$	$I_{отк} = 40,0 \text{ кА}$
$i_{а,ном} \geq i_{а,т}$	$i_{а,т} = 5,1 \text{ кА}$	$i_{а,ном.} = 22,6 \text{ кА}$
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 12,7 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 40,0 \text{ кА}$
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.}$	$i_y = 30,9 \text{ кА}$	$i_d = 102,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 434,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Разъединители выбираются, согласно условиям:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению» [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (48)$$

- по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}, \quad (49)$$

где $I_{\max}$ – «ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

– по электродинамической стойкости» [1]:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}, \quad (50)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}, \quad (51)$$

– «по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (52)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [19] выбранных разъединителей представим в таблице 5» [1].

Таблица 5 – Выбор разъединителей РГ–110/1000УХЛ1

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{\max}$	$I_{\max} = 212 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{пр.скв.} \geq i_d$	$i_y = 30,9 \text{ кА}$	$i_d = 100 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 434,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Для учета потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП предприятия принято решение установить приборы учета на стороне высокого напряжения. Это позволяет точно фиксировать количество электроэнергии, поступающей на подстанцию, и контролировать её расход.

Счетчики электроэнергии подключаются к вторичным цепям трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН)» [1]. Такое подключение обеспечивает безопасность и точность измерений, так как вторичные цепи работают с пониженными значениями тока и напряжения, что соответствует требованиям эксплуатации приборов учета.

«Выбор трансформаторов напряжения по условию вторичной нагрузке выполнен в таблице 6» [1].

Таблица 6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ–ть одной обм–ки, ВА	Число обм–к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	–
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	–	3,0
РІК		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1 [25]								S _{2Σ} = 5,2 ВА	
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 300 ВА		S _{2,кл.т.чн.0,5} = 3·100 = 300 > S _{2Σ}							

«Для обеспечения защиты оборудования ГПП предприятия от перенапряжений, вызванных грозовыми разрядами или коммутационными процессами, выбраны ограничители перенапряжения следующих типов: ОПН-110/56 и ОПН-110/88» [15].

Данные ограничители перенапряжения обеспечивают эффективную защиту электрооборудования ГПП, предотвращая повреждения изоляции и другие последствия, связанные с резкими скачками напряжения. Они соответствуют требованиям по номинальному напряжению (110 кВ) и способны работать в условиях эксплуатации, характерных для данного предприятия.

Выводы по разделу 4.

В четвертом разделе ВКР в результате расчёта внешнего электроснабжения металлургического предприятия был проведён комплексный анализ потребностей завода в электроэнергии и разработана оптимальная схема подключения к внешней сети, учитывающая специфику работы предприятия и его высокие требования к стабильности энергоснабжения. Расчёты показали, что для обеспечения бесперебойной подачи электроэнергии необходимо учесть как максимальные нагрузки, так и

возможные колебания в потреблении энергии, характерные для металлургического производства.

Определены параметры внешних линий электропередачи, которые обеспечат необходимую мощность, с учётом возможных потерь на линиях и особенностей работы внешней сети. Применение современных решений в проектировании внешнего электроснабжения позволяет минимизировать риски, связанные с перегрузками и аварийными ситуациями, а также повысить общую эффективность системы.

«Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры, включая выключатели ВЭБ–110–40/1250 У1, разъединители РГ–110/1000УХЛ1, трансформаторы напряжения ЗНОГ–110У1 и ограничители перенапряжения ОПН–110/56, ОПН–110/88» [1], полностью соответствует требованиям надежности, безопасности и эффективности. Выбранная аппаратура обеспечивает стабильную работу системы электроснабжения, защиту оборудования от аварийных режимов и точный контроль параметров сети. Данные решения позволяют минимизировать риски аварий и повысить качество электроснабжения потребителей

Таким образом, расчёт внешнего электроснабжения предприятия позволяет не только обеспечить надёжное и стабильное подключение к сети, но и создать условия для дальнейшей модернизации системы, что обеспечит долгосрочную бесперебойную работу завода и повышение общей энергоэффективности предприятия.

5 Расчет кабельных линий

Кабельные линии являются важным элементом внутривозводской сети предприятия, обеспечивая передачу электроэнергии от ГПП к распределительным пунктам и конечным потребителям. Правильный расчет кабельных линий напряжением 10 кВ позволяет обеспечить надежное и экономичное электроснабжение, минимизировать потери электроэнергии и поддерживать качество напряжения в пределах нормы.

Расчет кабельных линий основывается на исходных данных, таких как передаваемая мощность, длина линии, коэффициент мощности нагрузки, а также требования нормативных документов (ПУЭ, ГОСТ, СНиП). В процессе расчета учитываются как технические, так и экономические аспекты, чтобы выбрать оптимальное решение для конкретных условий.

В данном разделе будут рассмотрены основные этапы расчета кабельных линий 10 кВ, включая выбор сечения кабеля, расчет потерь напряжения, а также проверку условий эксплуатации. Результаты расчета позволят обосновать выбор параметров кабельных линий и обеспечить надежное электроснабжение внутривозводской сети предприятия [2].

«Расчетный ток, протекающий по КЛ в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (53)$$

Мощность $S_{p.k}$, передаваемая по КЛ в нормальном режиме:

- при питании однотрансформаторной цеховой подстанции $S_{p.k}$ – расчетная нагрузка трансформатора подстанции;
- при питании двухтрансформаторной подстанции $S_{p.k}$ – расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор;
- для магистральной линии мощность $S_{p.k}$ должна определяться для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок

соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии;

– при питании распределительного устройства напряжением 10 кВ S_{pk} – нагрузка, потребляемая одной секцией сборных шин.

Например, расчетный ток, протекающий по КЛ, питающей ТП5» [2]:

$$I_{p.k.5} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{N_{Ti}} \cdot \frac{\sqrt{(P_{pi} + \Delta P_{Ti})^2 + (Q_{li} + \Delta Q_{Ti})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (54)$$

где P_p , Q_l – «расчетная нагрузка ТП (таблица 2);

ΔP_T , ΔQ_T – потери в трансформаторах ТП (таблица 2);

N_T – количество трансформаторов в ТП (таблица 2)» [2]:.

$$I_{p.k.5} = \frac{1}{2} \frac{\sqrt{802^2 + 428^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} + \frac{1}{2} \frac{\sqrt{468^2 + 290^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 40 \text{ А.}$$

«Сечение КЛ, определяемое по экономической плотности тока» [2]:

$$F_3 = I_{p.k.} / j_3, \quad (55)$$

где j_3 – «экономическая плотность тока, А/мм²» [17].

«Для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4355$ ч/год экономическая плотность тока равна $j_3=1,7$ А/мм², тогда сечение КЛ» [2]:

$$F_{35} = \frac{40}{1,7} = 25 \text{ мм}^2.$$

«По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее

меньшее стандартное сечение по отношению к F_3 , поэтому принимаем кабель типа АПвП–10 (3×25) с параметрами: длительно–допустимый ток $I_{\text{доп}}=95$ А, удельные сопротивления: $r_0=1,54$ Ом/км, $x_0=0,14$ Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен» [17]:

$$I_{\text{доп.ф}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{р.к}}}{n_{\text{к}}}, \quad (56)$$

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

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

$n_{\text{к}}$ – число запаараллеленных кабелей в КЛ» [17].

$$I_{\text{доп.ф.5}} = 0,90 \cdot 1,01 \cdot 95 = 83 > \frac{40}{1} = 40 \text{ А.}$$

«Условие выполнено.

Под послеаварийным режимом КЛ понимается режим, когда выходит из строя одна из двух КЛ, питающих потребители 2–й категории, при этом нагрузка на линию удваивается, тогда» [6]:

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}}, \quad (57)$$

$$I_{\text{ав5}} = 2 \cdot 40 = 80 \text{ А.}$$

«Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ав}} = K_{\text{ав}} \cdot I_{\text{доп.ф}}, \quad (58)$$

где $K_{ав}$ –коэффициент перегрузки, определяется в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки K_3 » [6];

$$K_3 = \frac{I_{p.k.}}{I'_{доп}}, \quad (59)$$

$$K_3 = \frac{40}{83} = 0,49,$$

$$I'_{ав} = 1,25 \cdot 83 = 103.$$

«Осуществляется проверка по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_k}, \quad (60)$$

$$103 \text{ A} > 80 \text{ A}.$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в КЛ

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (61)$$

где r_0 и x_0 –удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля,

Ом/км;

L – длина КЛ, км» [6].

$$\Delta U_5 = \frac{635 \cdot 1,54 \cdot 0,068 + 359 \cdot 0,14 \cdot 0,068}{1 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,14 < 5\%.$$

«На этом предварительный расчет КЛ для нормального и аварийного режимов заканчивается.

Расчет КЛ представлен в таблице 7» [6].

Таблица 7 – Расчет кабельных линий

Конечные пункты КЛ	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	I _{pк} , А	F _э , мм ²	F _{т.с.} , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип кабеля	Способ прокл.	Нагрузка, А		I _{доп} , А	К _п	К _т	I _{доп} , А	К _{ав}	I _{ав} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	ΔU, %
										норм реж.	п/а реж.										
10 кВ																					
ГПП – ТП11	621	522	811	47	28	–	25	2×АПвП–10 (3×25)	в траншее	47	94	115	0,85	1,00	98	1,25	122	0,188	1,24	0,13	0,16
ТП11 – ТП1	195	215	290	17	10	–	16	2×АПвП–10 (3×16)	в траншее	17	34	95	0,86	1,00	82	1,25	102	0,142	1,94	0,14	0,06
ГПП – ТП2	585	457	742	43	25	–	35	АПвП–10 (3×35)	в блоке	43	–	76	0,86	1,00	65	–	–	0,248	0,89	0,13	0,14
ГПП – ТП3	1758	1103	2076	120	71	–	240	2×АПвП–10 (3×240)	в блоке	120	240	237	0,85	1,00	201	1,25	252	0,342	0,162	0,09	0,13
ГПП – ТП4	1326	885	1594	92	54	–	185	2×АПвП–10 (3×185)	в блоке	92	184	194	0,86	1,00	167	1,25	209	0,262	0,162	0,09	0,08
ГПП – ТП8	994	478	1103	64	37	–	95	2×АПвП–10 (3×95)	в блоке	64	127	133	0,86	1,00	114	1,25	143	0,254	0,41	0,12	0,12
ТП8 – ТП5	316	93	329	19	11	–	16	2×АПвП–10 (3×16)	в траншее	19	38	95	0,90	1,00	86	1,25	107	0,046	1,94	0,14	0,03
ГПП – ТП6	2030	1746	2677	155	91	–	185	2×АПвП–10 (3×150)	на лотках	155	310	255	1,00	1,03	263	1,25	328	0,164	0,26	0,11	0,12
ТП6 – ТП7	1015	873	1339	77	46	–	50	2×АПвП–10 (3×50)	на лотках	77	155	145	1,00	1,03	149	1,25	187	0,104	0,62	0,12	0,08
ГПП – ТП9	1323	1001	1660	96	56	–	95	2×АПвП–10 (3×95)	в траншее	96	192	195	0,85	1,00	166	1,25	207	0,158	0,41	0,12	0,10
ГПП – ТП10	761	321	825	48	28	–	95	2×АПвП–10 (3×95)	в блоке	48	95	133	0,85	1,00	113	1,25	141	0,472	0,41	0,12	0,17
ГПП – ДСП	1500	1754	2308	133	111	–	120	АПвП–10 (3×120)	в траншее	133	–	200	0,85	1,00	170	–	–	0,094	0,32	0,11	0,06
ГПП – ПЧ	1250	1102	1667	96	80	–	95	АПвП–10 (3×95)	на лотках	96	–	195	0,85	1,00	166	–	–	0,082	0,41	0,12	0,05
ГПП – ИУ	630	473	788	45	38	–	50	АПвП–10 (3×50)	в траншее	45	–	145	0,85	1,00	123	–	–	0,054	0,62	0,12	0,02
0,4 кВ																					
ТП1 – РПН1	48	41	63	91	–	–	35	ААПл–1 (4×35)	в траншее	91	–	129	0,86	1,00	111	–	–	0,098	1,10	0,06	3,40
ТП4 – РПН2	140	85	164	236	–	–	95	2×ААПл–1 (4×95)	в траншее	118	236	235	0,87	1,00	204	1,25	255	0,018	0,41	0,06	0,70
ТП5 – РПН3	71	44	84	121	–	–	35	2×ААПл–1 (4×35)	в траншее	60	121	129	0,93	1,00	120	1,25	150	0,068	1,10	0,06	3,45
ТП9 – РПН4	103	84	133	192	–	–	95	ААПл–1 (4×95)	в траншее	192	–	235	1,00	1,00	235	1,25	293	0,052	0,41	0,06	1,54

Выводы по разделу 5.

В пятом разделе ВКР в результате расчёта КЛ 10 кВ для металлургического предприятия были определены оптимальные параметры для обеспечения надёжного и эффективного электроснабжения с учётом специфики работы производства. Расчёты показали, что для гарантированного удовлетворения потребностей в электроэнергии, минимизации потерь и обеспечения высокого уровня безопасности необходимо правильно выбрать сечение кабелей, тип изоляции, а также учесть их эксплуатационные условия (температурный режим, механические нагрузки, возможные воздействия внешней среды).

Особое внимание было уделено соблюдению стандартов безопасности и обеспечению возможности резервирования для предотвращения сбоев в электроснабжении при аварийных ситуациях.

Выбор правильных КЛ 10 кВ с учётом всех факторов позволил обеспечить надёжность и стабильность работы системы электроснабжения на всех этапах — от подключения к главной распределительной подстанции ГПП до питания отдельных технологических цехов и оборудования. Это критически важно для металлургического предприятия, где даже кратковременные перебои в энергоснабжении могут привести к значительным производственным потерям.

Таким образом, проведённые расчёты КЛ 10 кВ обеспечивают создание системы электроснабжения, которая будет отвечать всем современным требованиям надёжности, безопасности и энергоэффективности, а также позволит минимизировать эксплуатационные риски и улучшить работу всех производственных процессов предприятия.

6 Расчет токов короткого замыкания

Целью данного раздела является проведение расчёта токов КЗ для системы электроснабжения металлургического предприятия, что позволит определить критические значения тока в «случае аварийных ситуаций. На основе этих расчётов будет осуществлён выбор и настройка защитных устройств, что обеспечит оперативное отключение повреждённых участков сети и минимизирует потенциальные ущербы от аварий.

Схема для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 3» [7].

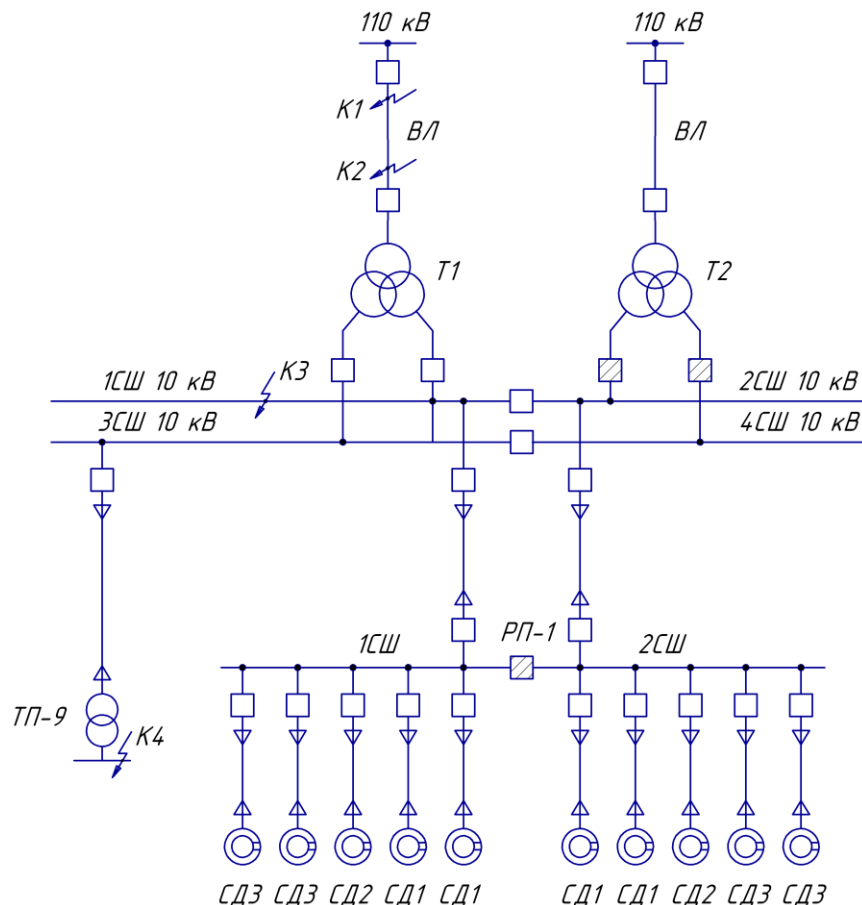


Рисунок 3 – Схема для расчетов токов КЗ

«Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- K_1 и K_2 – в схеме внешнего электроснабжения;
- K_3 – в РУ 10 кВ ГПП;
- K_4 – в сети напряжением 0,4 кВ.

При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки K_3 участвуют все синхронные двигатели, подключенные к обеим секциям.

При определении тока КЗ в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 3) составляется схема замещения (рисунок 4). Схема замещения — это упрощенная модель электрической сети, которая используется для расчета токов КЗ. Она позволяет учесть основные параметры элементов сети в виде их сопротивлений. Схема замещения строится для конкретной точки КЗ и используется для определения токов КЗ в установившихся и переходных режимах» [7].

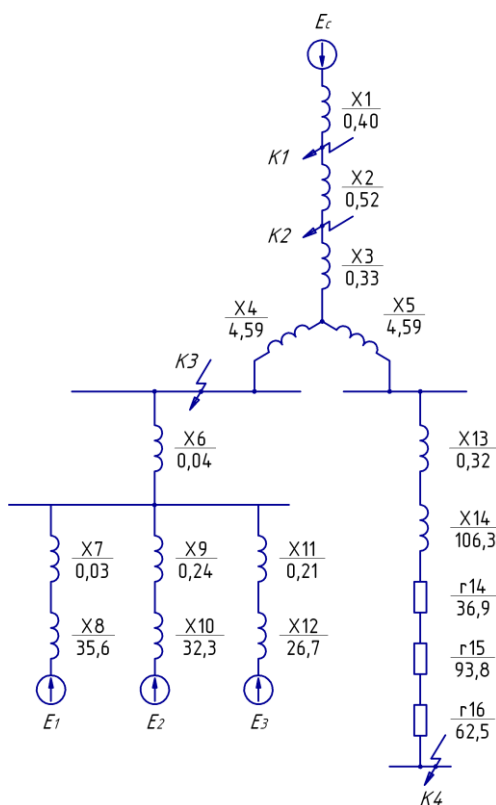


Рисунок 4 – Схема замещения для токов КЗ

«Определяются параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_6 = 1000$ МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на

которой произошло КЗ.

Сопротивление системы» [20]:

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_c}, \quad (62)$$

где S_c – мощность КЗ на шинах системы, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{3550} = 0,28.$$

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_l = x_{0\text{ВЛ}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср1}}^2}, \quad (63)$$

где $U_{\text{ср1}}$ – «среднее напряжение воздушной линии, кВ;

$L_{\text{ВЛ}}$ – длина ВЛ, км;

$x_{0\text{ВЛ}}$ – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

S_6 – базисная мощность, МВА» [20].

$$x_2 = x_l = 0,43 \cdot 16,0 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,52.$$

Сопротивление трансформатора ГПП

$$x_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{н.т}}}, \quad (64)$$

где U_k – «напряжение КЗ;

$S_{\text{н.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА» [20].

$$x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,63.$$

Сопротивление обмотки ВН

$$\begin{aligned} x_3 &= 0,125 \cdot x_T, \\ x_3 &= 0,125 \cdot 2,63 = 0,33. \end{aligned} \tag{65}$$

Сопротивление обмоток НН

$$\begin{aligned} x_4 &= x_5 = 1,75 \cdot x_T. \\ x_4 &= x_5 = 1,75 \cdot 2,63 = 4,59. \end{aligned} \tag{66}$$

Сопротивление КЛ

$$x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср2}}^2}, \tag{67}$$

где $n_{\text{кл}}$ – «число запараллеленных КЛ, шт;

$x_{0\text{кл}}$ – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{\text{кл}}$ – длина КЛ, км;

$U_{\text{ср2}}$ – среднее напряжение КЛ, кВ» [20].

$$x_6 = \frac{1}{3} \cdot 0,10 \cdot 0,122 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,04.$$

«Аналогичным образом рассчитываются сопротивления остальных КЛ, изображенных на рисунке 4, результаты расчета представлены в таблице 8» [20].

Таблица 8 – Сопротивления кабельных линий

Параметр	X ₆	X ₇	X ₉	X ₁₁	X ₁₃
x ₀ , Ом/км	0,10	0,14	0,12	0,13	0,14
L, км	0,122	0,026	0,224	0,174	0,254
x, о.е.	0,04	0,03	0,24	0,21	0,32

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_d = \frac{1}{n_d} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_d}, \quad (68)$$

где $I_{\text{пуск}}$ – «кратность пускового тока двигателя;

P_d – номинальная активная мощность двигателя, кВт» [20].

$$x_8 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,75 \cdot 0,9}{1000} = 35,6,$$

$$x_{10} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 0,9}{2500} = 32,3,$$

$$x_{12} = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,9}{1600} = 26,7.$$

«В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления. Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП–9» [20]:

$$z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{н.т}}}, \quad (69)$$

где U_k – «напряжение КЗ, %;

$S_{\text{н.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА» [20].

$$z_{14} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{400} = 112,5. \quad (70)$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{S_6}{S_{H.T}^2}, \quad (71)$$

где ΔP_K – потери КЗ трансформатора, Вт.

$$r_{14} = 5,9 \cdot \frac{1000}{400^2} = 36,9.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}, \quad (72)$$

$$x_{14} = \sqrt{112,5^2 - 36,9^2} = 106,3.$$

«Согласно РД 153–34.0–20.527–98 для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0,015$ Ом, тогда» [20]:

$$r_{15} = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (73)$$

$$r_{15} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_{16} = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (74)$$

$$r_{16} = 0,01 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 62,5$$

Определяются сопротивления x_{17} , x_{18} и x_{19} , для этого рассчитывается эквивалентное сопротивление:

$$x_{\Sigma 1} = \frac{1}{\frac{1}{x_7 + x_8} + \frac{1}{x_9 + x_{10}} + \frac{1}{x_{11} + x_{12}}}, \quad (75)$$

$$x_{\Sigma 1} = \frac{1}{\frac{1}{0,03 + 35,6} + \frac{1}{0,24 + 32,3} + \frac{1}{0,21 + 26,7}} = 10,42.$$

Коэффициенты токораспределения

$$C_1 = \frac{x_{\Sigma 1}}{x_7 + x_8}, \quad (76)$$

$$C_2 = \frac{x_{\Sigma 1}}{x_9 + x_{10}}, \quad (77)$$

$$C_3 = \frac{x_{\Sigma 1}}{x_{11} + x_{12}}, \quad (78)$$

$$C_1 = \frac{10,42}{0,03 + 35,6} = 0,29,$$

$$C_2 = \frac{10,42}{0,24 + 32,3} = 0,32,$$

$$C_3 = \frac{10,42}{0,21 + 26,7} = 0,39.$$

Результирующее сопротивление

$$x_{\text{рез1}} = x_{\Sigma 1} + x_6, \quad (79)$$

$$x_{\text{рез1}} = 10,42 + 0,04 = 10,46.$$

Определяются сопротивления x_{17} , x_{18} и x_{19}

$$x_{17} = \frac{x_{\text{pezl}}}{C_1}, \quad (80)$$

$$x_{18} = \frac{x_{\text{pezl}}}{C_2}, \quad (81)$$

$$x_{19} = \frac{x_{\text{pezl}}}{C_3}, \quad (82)$$

$$x_{17} = \frac{10,46}{0,29} = 36,1,$$

$$x_{18} = \frac{10,46}{0,32} = 32,7,$$

$$x_{19} = \frac{10,46}{0,39} = 26,8.$$

«Для расчета тока КЗ в точке К₃ приведем схему замещения (рисунок 4) к виду рисунка 5» [20].

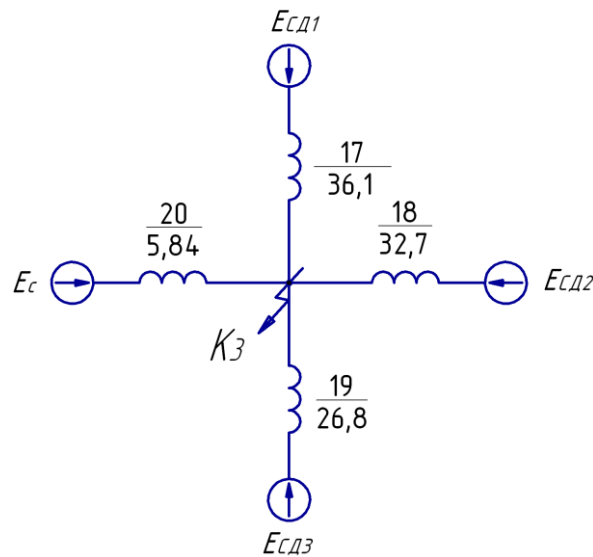


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К₃

«Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 5, определяются по выражениям» [20]:

$$x_{20} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4, \quad (83)$$

$$x_{20} = 0,40 + 0,52 + 0,33 + 4,59 = 5,84.$$

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (84)$$

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_{20}} \cdot I_6, \quad (85)$$

$$I_{сд1} = \frac{E_1}{x_{17}} \cdot I_6, \quad (86)$$

$$I_{сд2} = \frac{E_1}{x_{18}} \cdot I_6, \quad (87)$$

$$I_{сд3} = \frac{E_1}{x_{19}} \cdot I_6, \quad (88)$$

$$I_c = \frac{1}{5,84} \cdot 55 = 9,4 \text{ кА},$$

$$I_{сд1} = \frac{1,1}{36,1} \cdot 55 = 1,7 \text{ кА},$$

$$I_{сд2} = \frac{1,1}{32,7} \cdot 55 = 1,8 \text{ кА},$$

$$I_{сд3} = \frac{1,1}{26,8} \cdot 55 = 2,3 \text{ кА}.$$

«Начальное значение тока КЗ в точке К₃

$$I_{\text{кз3/0/}} = I_{\text{с}} + I_{\text{сД1}} + I_{\text{сД2}}, \quad (89)$$

$$I_{\text{кз3/0/}} = 9,4 + 1,7 + 1,8 + 2,3 = 15,2 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ – это максимальное мгновенное значение тока КЗ, которое возникает в первый момент времени» [20] после возникновения замыкания. Он характеризует наибольшее электродинамическое воздействие на оборудование и используется для проверки его механической прочности:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{у}} \cdot I_{\text{к}}, \quad (90)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент [20].

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 15,2 = 40,8 \text{ кА.}$$

Так как ток КЗ в сети 10 кВ составляет 15,2 кА и ударный ток КЗ составляет 40,8 кА и существует электрооборудование, рассчитанное на работу при данных токах, то установка реакторов не требуется.

Мощность КЗ в точке К₃:

$$S_{\text{кз3}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{б}} \cdot I_{\text{к}}, \quad (91)$$

$$S_{\text{кз3}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 15,2 = 276 \text{ МВА.}$$

«Определяется ток КЗ в точке К₄.

Суммарное активное сопротивление» [1]:

$$r_{\Sigma} = r_{14} + r_{15} + r_{16}, \quad (92)$$

$$r_{\Sigma} = 36,9 + 93,8 + 62,5 = 193,1.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$\begin{aligned}x_{\Sigma} &= x_{13} + x_{14} + x_{20}, \\x_{\Sigma} &= 0,32 + 106,3 + 5,84 = 112,4.\end{aligned}\tag{93}$$

Полное сопротивление

$$\begin{aligned}z_{\Sigma} &= \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}. \\z_{\Sigma} &= \sqrt{193,1^2 + 112,4^2} = 223,5.\end{aligned}\tag{94}$$

Мощность КЗ в точке К₄

$$\begin{aligned}S_{\text{кз4}} &= \frac{S_{\bar{6}}}{z_4}, \\S_{\text{кз4}} &= \frac{1000}{223,5} = 4,5 \text{ МВА}.\end{aligned}\tag{95}$$

Ток КЗ при базисном напряжении $U_{\bar{6}} = 0,4 \text{ кВ}$

$$\begin{aligned}I_{\text{к4}} &= \frac{S_{\text{к4}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}}}, \\I_{\text{к4}} &= \frac{4,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 6,5 \text{ кА}.\end{aligned}\tag{96}$$

Ударный ток КЗ в точке К₄

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k,\tag{97}$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент [20].

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 6,5 = 14,6 \text{ кА}.$$

Выводы по разделу 6.

В шестом разделе ВКР проведен расчет токов КЗ на СШ напряжением 10 кВ и 0,4 кВ внутризаводской сети металлургического завода, что является важным этапом проектирования системы электроснабжения термического производства. Расчет выполнен с использованием методов, соответствующих нормативным документам, с учетом параметров силовых трансформаторов, линий электропередачи, распределительных устройств и нагрузок предприятия. Основной целью было определение максимальных значений токов КЗ для оценки устойчивости оборудования и выбора средств защиты.

Результаты показали, что на сборных шинах 10 кВ максимальный ток трехфазного короткого замыкания составил 15,2 кА, а на шинах 0,4 кВ — 6,5 кА. Эти значения учитывают вклад как внешней энергосистемы, так и внутренних источников питания, включая трансформаторы ГПП и цеховые подстанции.

Таким образом, данный раздел обеспечил основу для выбора оборудования и настройки защитных систем внутризаводской сети, гарантирующих стабильную и безопасную эксплуатацию электроснабжения предприятия в нормальных и аварийных условиях.

7 Выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

Комплектные распределительные устройства (КРУ) являются важным элементом системы электроснабжения промышленных предприятий, обеспечивая распределение электроэнергии, защиту оборудования и управление сетью. Они включают в себя различные устройства, такие как выключатели, трансформаторы, реле защиты и измерительные приборы, которые работают в комплексе для обеспечения «надёжной работы всей сети.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа К–104М. Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ–10У, тип трансформаторов тока ТЛК.

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки определяется, исходя из перегрузочной способности силовых трансформаторов ГПП» [14]:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.}} \cdot 2}, \quad (98)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1539,6 \text{ А.}$$

«Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{\text{н.0}}^2 \cdot (t_{\text{п.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (99)$$

где $t_{\text{п.з.}}$ – время действия максимальной токовой защиты линии, с;

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

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с» [14].

$$B_k = 15,2^2 \cdot (2,5 + 0,06 + 0,12) = 619,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

«Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 9» [9].

Таблица 9 – Выбор КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К–104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1539,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$i_d \geq i_y$	$i_y = 40,8 \text{ кА}$	$i_d = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 619,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В результате проведенного анализа и расчетов для ГПП выбраны ячейки КРУ типа К–104М. Данное оборудование полностью соответствует требованиям по номинальным параметрам, условиям эксплуатации и обеспечивает надежную работу системы электроснабжения. КРУ типа К–104М обладает высокой механической и электрической устойчивостью, простотой в обслуживании и соответствует нормативным документам. Выбор данного оборудования позволяет обеспечить безопасную и эффективную работу ГПП, минимизировать риски аварий и повысить надежность электроснабжения предприятия.

7.2 Выбор выключателей КРУ

Выбор выключателей для КРУ является важным этапом проектирования электрической сети, так как «выключатели выполняют ключевую роль в управлении и защите системы электроснабжения. Они обеспечивают включение и отключение цепей в нормальных и аварийных режимах, а также защиту оборудования от повреждений при коротких замыканиях и перегрузках.

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 10. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа К–104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ–10–20/1600 У3» [3].

Таблица 10 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ–10–20/1600 У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 1539,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 15,2 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,г}}$	$i_{\text{а,г}} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном.}} = 14,0 \text{ кА}$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 15,2 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 40,8 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 51,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 619,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вакуумные выключатели ВВЭ–10–20/1600 У3 предлагают множество преимуществ, включая высокую надежность, долговечность, энергоэффективность и безопасность. Они идеально подходят для защиты электрических сетей и оборудования в сложных и разнообразных условиях эксплуатации. Эти устройства обеспечивают эффективную защиту от КЗ и перегрузок, имеют низкие эксплуатационные расходы, требуют минимального обслуживания и подходят для использования в различных климатических условиях.

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

«Трансформаторы тока (ТТ) являются важным элементом ячеек КРУ, обеспечивая измерение и контроль тока в электрических цепях, а также питание устройств защиты» [1] и автоматики. Правильный выбор трансформаторов тока позволяет обеспечить точность измерений, надежность работы защитных устройств и безопасность эксплуатации оборудования. В

данном разделе рассматриваются методика выбора ТТ, их основные параметры и соответствие требованиям нормативных документов. Результаты выбора трансформаторов тока обеспечат эффективную работу КРУ и защиту системы электроснабжения.

«В ячейках КРУ типа К–104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК–10–2000–0,5/10Р–У3» [8]. «Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 11» [8].

Таблица 11 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК–10–2000–0,5/10Р–У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1539,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 40,8 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 619,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 6.

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 12)» [14].

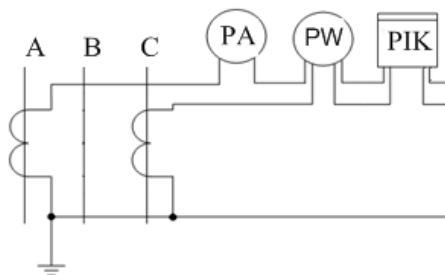


Рисунок 6 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 12 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	–	–
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	–	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,1	–	0,1
Итого			1,1	–	0,6

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (100)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

«Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (101)$$

где $r_{\text{к}}$ –сопротивление контактов, Ом;

$z_{2\text{ном}}$ – вторичная номинальная нагрузка, Ом» [14].

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом.}$$

«Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (102)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,26} = 0,8$$

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 13» [14].

Таблица 13 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	$U_{ном}$, кВ	I_{max} , А	$I_{п,0}$, кА	i_y , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП – ТП1	10,5	15	15,2	40,8	ВВЭ–10–20/630 У3	ТЛК–10–20–0,5/10Р У3
ГПП – ТП2	10,5	238				ТЛК–10–300–0,5/10Р У3
ТП2 – ТП3	10,5	119				ТЛК–10–150–0,5/10Р У3
ГПП – ТП4	10,5	17				ТЛК–10–20–0,5/10Р У3
ГПП – ТП5	10,5	80				ТЛК–10–100–0,5/10Р У3
ТП5 – ТП8	10,5	30				ТЛК–10–300–0,5/10Р У3
ГПП – ТП6	10,5	242				ТЛК–10–300–0,5/10Р У3
ТП6– ТП7	10,5	121				ТЛК–10–150–0,5/10Р У3
ГПП – ТП9	10,5	21				ТЛК–10–30–0,5/10Р У3
ГПП – РП1	10,5	676			ВВЭ–10–20/1000 У3	ТЛК–10–1000–0,5/10Р У3
РП1– ДСП1	10,5	229			ВВЭ–10–20/630 У3	ТЛК–10–300–0,5/10Р У3
РП1– СД1	10,5	73				ТЛК–10–75–0,5/10Р У3
ГПП– ПЧ	10,5	98				ТЛК–10–100–0,5/10Р У3
РП1 – СД2	10,5	162				ТЛК–10–200–0,5/10Р У3
РП1 – СД3	10,5	98				ТЛК–10–100–0,5/10Р У3

«Правильно подобранные трансформаторы тока и выключатели обеспечат надежность, точность измерений, корректную работу релейной защиты и безопасность эксплуатации оборудования» [1].

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

«Трансформаторы напряжения (ТН) играют ключевую роль в системе электроснабжения, обеспечивая измерение и контроль напряжения, а также питание устройств защиты, автоматики и учета электроэнергии. Правильный выбор трансформаторов напряжения позволяет обеспечить точность измерений, надежность работы оборудования и безопасность эксплуатации» [1]. В данном разделе рассматриваются методика выбора ТН, их основные параметры и соответствие требованиям нормативных документов. Результаты

выбора трансформаторов напряжения обеспечат эффективную работу системы электроснабжения и защиту оборудования.

«Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

В ячейках типа К–104М к установке принимаем трансформатор напряжения типа НАЛИ–СЭЩ–10, так как данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения» [24].

«Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению» [12]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (103)$$

– «по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие» [12]:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{нагр}}, \quad (104)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – «мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

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

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001–10У3и втычной разъединитель.

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник» представлена на рисунке 7» [12].

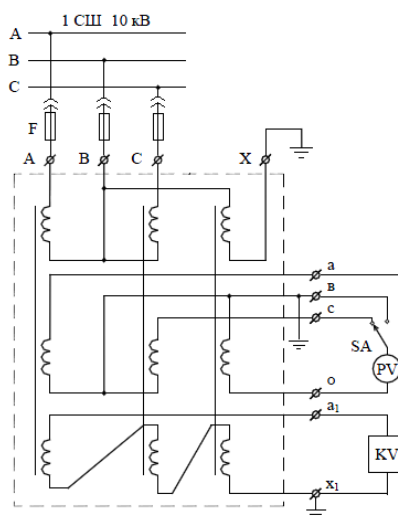


Рисунок 7 – Схема подключения трансформатора напряжения

«Выбор трансформаторов напряжения, устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 14» [12].

Таблица 14 – Выбор трансформаторов напряжения НАЛИ–СЭЩ–10У3

Прибор и место его установки		Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая мощность	
								P_2 , Вт	Q_2 , вар
PV	Секция СШ	Э–335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	–
PW	Цепь силового тр-ра	Д–335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	–
РІК	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	6	9	12
–	–	–	–	–	–	–	Итого	16	12

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{16^2 + 12^2} = 20 \text{ ВА},$$

$$S_{2\text{ном}} = 200 \text{ ВА} \geq S_{\text{нагр}} = 20 \text{ ВА}.$$

«В результате проведенного анализа и расчетов выбраны

трансформаторы напряжения, полностью соответствующие требованиям по номинальному напряжению, классу точности» [1] и нагрузке вторичной цепи. Выбранные ТН обеспечивают точное измерение напряжения, «надежную работу устройств защиты и автоматики, а также соответствуют нормативным документам. Их применение гарантирует безопасность эксплуатации и эффективное функционирование системы электроснабжения» [1].

7.5 Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам КЗ

Проверка кабелей на термическую стойкость к токам КЗ необходима для оценки их способности выдерживать тепловую нагрузку в течение времени действия защит. Расчет ведется по формулам, приведенным в стандартах (например, ПУЭ, ГОСТ Р 53315 или IEC 60724).

Если кабель не удовлетворяет требованиям по термической стойкости, необходимо пересмотреть его сечение, характеристики сети или время работы защит. Учет таких факторов, как материал проводника, тип изоляции и температурные условия эксплуатации, гарантирует «безопасную и надежную работу КЛ. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 15.

Термически стойкое сечение определим по выражению» [11]:

$$F_{\text{т.с.}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (105)$$

где C – «коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля,

$$\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2} \gg [11];$$

B_k – тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

$$F_{\text{т.с.}}^{\text{ТП}} = \frac{\sqrt{213,3 \cdot 10^6}}{65} = 225 \text{ мм}^2.$$

рисунке 8.

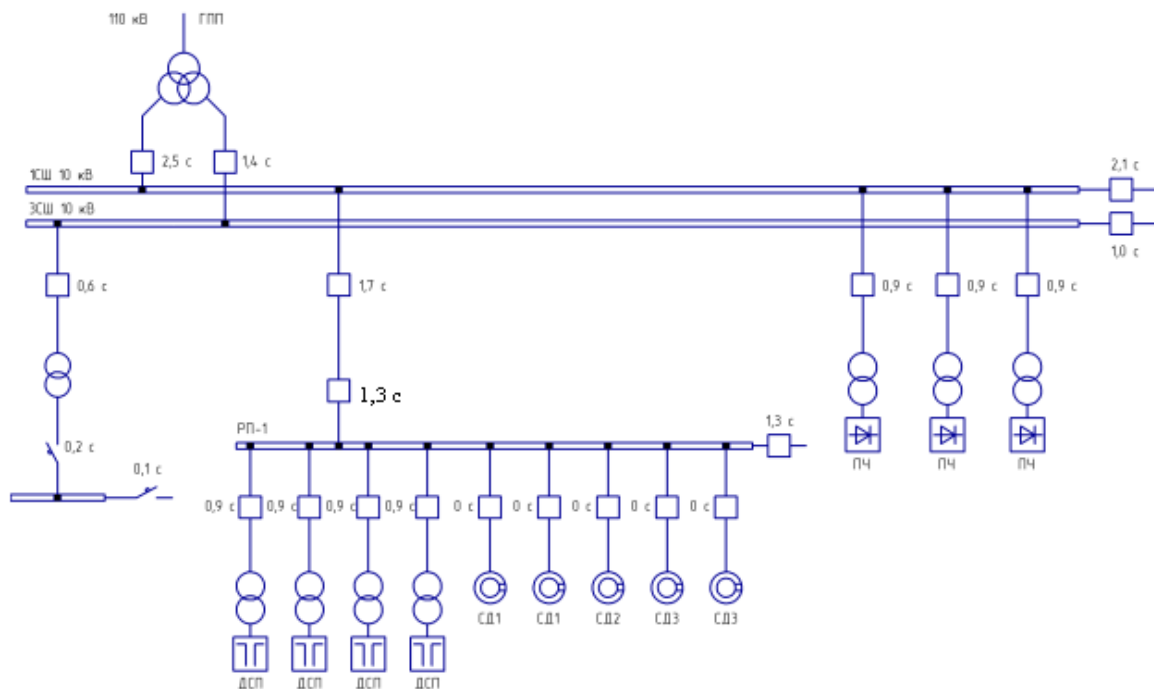


Рисунок 8 – Карта селективности

15.

Таблица 15 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец КЛ	I_K , кА	$t_{p.з.}$, с	$t_{o.б.}$, с	T_a , с	B_k , кА ² ·с	C , $\frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$	$F_{т.с.}$, мм ²
ГПП – ТП	15,2	0,6	0,06	0,12	180,3	65	207
ГПП – ПЧ	15,2	0,9	0,06	0,12	249,6	65	239
ГПП – РП1	15,2	1,7	0,06	0,12	514,1	65	434
ГПП – ПЧ	15,2	0,9	0,06	0,12	249,6	65	239
РП1 – ДСП	15,2	0,9	0,06	0,12	249,6	65	239
РП1 – СД	15,2	0,0	0,06	0,12	41,6	65	99

«В таблице 16 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения» [11].

Таблица 16 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец КЛ	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП – ТП1	16	240	АПвП–10 (3×240)
ГПП – ТП2	70	240	АПвП–10 (3×240)
ТП2 – ТП3	35	240	АПвП–10 (3×240)
ГПП – ТП4	16	240	АПвП–10 (3×240)
ГПП – ТП5	25	240	АПвП–10 (3×240)
ТП5 – ТП8	16	240	АПвП–10 (3×240)
ГПП – ТП6	70	240	АПвП–10 (3×240)
ТП6– ТП7	35	240	АПвП–10 (3×240)
ГПП – ТП9	16	240	АПвП–10 (3×240)
РП1– ДСП1	120	240	АПвП–10 (3×240)
РП1– СД1	35	120	АПвП–10 (3×120)
ГПП– ПЧ	50	240	АПвП–10 (3×240)
РП1 – СД2	95	120	АПвП–10 (3×120)
РП1 – СД3	50	120	АПвП–10 (3×120)

В рамках данного расчёта выполнена проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам КЗ. Расчеты подтвердили, что выбранные кабели способны выдерживать термическое воздействие токов КЗ без повреждения изоляции и токопроводящих жил. Проверка выполнена в соответствии с требованиями нормативных документов, что гарантирует безопасность и «надежность работы кабельных линий в аварийных режимах. Таким образом, кабели 10 кВ соответствуют требованиям термической стойкости и обеспечивают устойчивую работу системы электроснабжения завода» [1].

7.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Важным этапом проектирования электроэнергетических систем промышленного предприятия является выбор трансформаторов собственных

нужд ГПП. Трансформаторы собственных нужд обеспечивают электроэнергией оборудование, необходимое для функционирования самой подстанции и вспомогательных систем предприятия, таких как освещение, вентиляция, системы управления и защиты.

От правильного выбора трансформаторов собственных нужд зависят надежность энергоснабжения, эффективность работы системы и соблюдение норм безопасности. Основными задачами в процессе выбора являются определение оптимальной мощности трансформаторов, соответствие их характеристик нормативным требованиям, а также учет специфики технологического процесса завода и особенностей схемы электроснабжения.

«В данном разделе будут рассмотрены критерии выбора трансформаторов собственных нужд, проведен анализ нагрузки и предложены решения, направленные на обеспечение стабильной и эффективной работы ГПП завода. Мощность ТСН, принимаются равной 0,1% от мощности силового трансформатора» [12]:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{\text{н.т.}}^{\text{ГПП}}, \quad (106)$$

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,1}{100} \cdot 40000 = 40 \text{ кВА.}$$

«Выбираются два трансформатора типа ТМ–40/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ–101–10–16–12,5» [12].

Выводы по разделу 7.

В седьмом разделе ВКР выполнен выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия, направленный на обеспечение надежной и безопасной работы ГПП.

Выполнен выбор ячеек КРУ на основании параметров сети, типа нагрузки и требований по надежности. Выбранные ячейки обеспечивают

необходимые функции распределения, защиты и управления электроэнергией. «РУ 10 кВ выполняется комплектным со шкафами типа К–104М. Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ–10У, тип трансформаторов тока ТЛК. Подобраны выключатели типа» [1] ВВЭ–10У с учетом номинальных токов, напряжений, токов КЗ и селективности. Выбранное оборудование гарантирует надежное отключение аварийных режимов и защиту сети. Произведен расчет и выбор трансформаторов тока с учетом их назначения типа ТЛК. Выбранное оборудование соответствует классу точности и требованиям нормативных документов. Выбраны трансформаторы напряжения типа НАЛИ–СЭЩ–10, обеспечивающие точные измерения и защиту в сети. Учитывались номинальные параметры, классы точности и условия эксплуатации.

Выполнена проверка кабелей на соответствие термической стойкости к расчетным токам КЗ. Произведено увеличение площади сечения кабелей.

Определены трансформаторы собственных нужд типа ТМ–40/10, обеспечивающие питание оборудования подстанции и вспомогательных систем завода. Учет расчетной мощности нагрузки и особенностей эксплуатации гарантирует их надежную работу. Принятые решения по выбору электрооборудования системы электроснабжения предприятия соответствуют требованиям нормативной документации, обеспечивают надежность, энергоэффективность и безопасность эксплуатации. Выбранное оборудование минимизирует риски аварий, снижает эксплуатационные затраты и способствует стабильной работе электрической сети предприятия.

8 Система заземления и мероприятия по электромагнитной совместимости

8.1 Система заземления

«Металлические части электрических установок, которые нормально не находятся под напряжением, могут оказаться под ним из-за пробоя изоляции. Защитное заземление подстанции выполняется с целью защиты персонала от напряжения прикосновения. Заземление нейтралей электрических установок является рабочим. Для защиты от молний применяют грозозащитное заземление.

Сложный заземлитель необходимо заменить расчётной квадратной моделью, обеспечивая условие равенства следующих элементов:

- площадей S сложного заземлителя и квадратной модели,
- суммарной длины горизонтальных проводников,
- глубины заложения t горизонтальных проводников,
- общего числа и длины вертикальных заземлителей,
- глубины заложения вертикальных заземлителей» [12].

«Допустимое напряжение прикосновения $U_{\text{пр.доп}} = 400 \text{ В}$, время прикосновения принимаем $t = 0,2 \text{ сек.}$

Усредненный ток КЗ на стороне высокого напряжения равен» [23]

$$I_3 = 1,25 \cdot I_{\text{к1}}; \quad (107)$$

$$I_3 = 1,25 \cdot 5,5 = 6,875 \text{ кА.}$$

«Глубину заложения вертикальных и горизонтальных заземлителей принимаем $t = 0,7 \text{ м.}$

Длина вертикальных заземлений $l_{\text{в}} = 5 \text{ м.}$

Расстояние между горизонтальными заземлителями принимаем $a = 5 \text{ м}$ » [23].

«В расчётах заземления многослойный грунт представляем двухслойным: верхний слой толщиной h_1 с удельным сопротивлением ρ_1 , нижний с удельным сопротивлением ρ_2 .

Грунт на территории установки подстанции – суглинок $\rho_2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, сопротивление верхнего слоя» [23]:

$$\rho_1 = 2 \cdot \rho_2; \quad (108)$$

$$\rho_1 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

$$S = 33 \cdot 52 = 1716 \text{ м}^2.$$

«Толщину верхнего слоя грунта принимаем $h_1 = 2,65 \text{ м}$.

Длина горизонтального заземлителя» [23]:

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1) \cdot 2, \quad (109)$$

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{1716} \cdot \frac{\sqrt{1716}}{5} + 1) \cdot 2 = 688 \text{ м}.$$

«Коэффициент напряжения прикосновения

$$K_H = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_A}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (110)$$

где M – коэффициент, который зависит от отношения удельного сопротивления грунтов, при $\rho_1 / \rho_2 = 2$ – $M = 0,62$;

β – коэффициент, который определяется по сопротивлению тела человека $R_{\text{ч}}$ ($R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$) и сопротивлению растеканию тока от ступней человека $R_{\text{с}}$ ($R_{\text{с}} = 1,5 \cdot r_1$)» [23]

$$\beta = \frac{R_{\text{х}}}{R_{\text{х}} + R_{\text{с}}}, \quad (111)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 120} = 0,85.$$

$$K_H = \frac{0,62 \cdot 0,85}{\left(\frac{5 \cdot 688}{5 \cdot \sqrt{1716}} \right)^{0,45}} = 0,15.$$

Напряжение на заземлителе [23]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_H}, \quad (112)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,15} = 2667 \text{ В.}$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства равно [23]:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{К1}}}, \quad (113)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{2667}{2100} = 1,27 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (114)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{1716} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 33 \text{ шт.}$$

Суммарная длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = n_B \cdot 5; \quad (115)$$

$$L_B = 33 \cdot 5 = 165 \text{ м.}$$

Относительная глубина заложения заземляющего устройства.

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{1716}} = 0,14.$$

Коэффициент А [23]:

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (116)$$

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot 0,14) = 0,345.$$

Относительная толщина верхнего слоя

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2,65 - 0,7}{5} = 0,39.$$

«Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными заземлителями (табличное значение): $\rho_{*эк} = 1,02$ [23].

Эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{эк} = \rho_{*эк} = 1,02 \cdot \rho_2 = 1,02 \cdot 60 = 61,8 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя» [23]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{эк}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{эк}}{L_B + L_\Gamma}, \quad (117)$$

$$R_3 = 0,345 \cdot \frac{61,8}{\sqrt{1716}} + \frac{61,8}{165 + 688} = 0,58 \text{ Ом} < R_{3,доп} = 1,27 \text{ Ом.}$$

Напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{н}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (118)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 2625 \cdot 0,58 = 228,4 \text{ В} < U_{\text{пр.доп.}} = 400 \text{ В}.$$

«В качестве дополнительной меры по снижению напряжения прикосновения применяется подсыпка гравием с толщиной слоя 20 см, с удельным сопротивлением 3000 Ом · м в рабочих местах.

При этом» [23]:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18,$$

$$K_{\text{н}} = \frac{0,62 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 688}{5 \cdot \sqrt{1716}} \right)^{0,45}} = 0,03,$$

$$U_{\text{пр}} = 0,03 \cdot 2625 \cdot 0,58 = 45,7 \text{ В},$$

«что значительно уменьшает вероятность поражения электрическим током.

Схема заземления подстанции представлена на рисунке 9» [23].

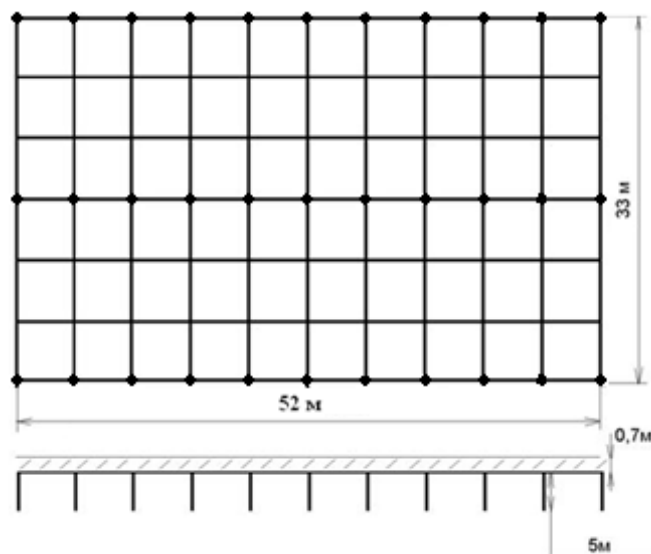


Рисунок 9 – План заземляющего устройства подстанции

8.2 Мероприятия по электромагнитной совместимости

Напряженность магнитного поля (Н) на территории ГПП является важным параметром, характеризующим электромагнитную обстановку и ее влияние на персонал, оборудование и окружающую среду. Магнитное поле создается токами, протекающими по токоведущим частям оборудования и кабелям, и его уровень должен соответствовать требованиям нормативных документов.

«Напряженность магнитного поля определяется по формуле» [22]:

$$H_{\max} = \frac{I_{\max.\text{раб}}}{2 \cdot \pi \cdot x}, \quad (119)$$

где $I_{\max.\text{раб}}$ – «максимальный рабочий ток на стороне низкого напряжения силового трансформатора ГПП;

x – расстояние от токоведущих частей до ближайшей точки тела работника, стоящего под данными шинами;

В случае, если работник стоит под шинами 10 кВ возле силового трансформатора» [22]:

$$x = h_{\text{сш}} - h_{\text{ч}}; \quad (120)$$

где $h_{\text{сш}}$ – «высота прокладки сборных шин, $h_{\text{сш}} = 4,0$ м;

$h_{\text{ч}}$ – рост человека, принимаем $h_{\text{ч}} = 1,9$ м» [22];

$$x = 4,0 - 1,9 = 2,1 \text{ м.}$$

«Напряженность магнитного поля, которая воздействует только на голову человека (локальное воздействие) составляет» [22]:

$$H_{\max} = \frac{1446}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,1} = 109 \frac{\text{А}}{\text{м}}.$$

«Напряженность магнитного поля, которая воздействует на всего человека (общее воздействие) составляет» [22]:

$$H_{\max} = \frac{1446}{2 \cdot 3,14 \cdot 4,0} = 57,6 \frac{\text{А}}{\text{м}}.$$

«В случае, если работник производит коммутационные операции в ячейке К–104М» [22]:

$$x = h_{\text{шКРУ}} - h_{\text{ч}}; \quad (121)$$

где $h_{\text{шКРУ}}$ – «высота прокладки сборных шин в КРУ, $h_{\text{шКРУ}} = 2,5$ м;

$h_{\text{ч}}$ – рост человека, принимаем $h_{\text{ч}} = 1,9$ м» [22];

$$x = 2,5 - 1,9 = 0,6 \text{ м}.$$

«Напряженность магнитного поля, которая воздействует только на голову человека (локальное воздействие) составляет» [22]:

$$H_{\max} = \frac{1446}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,6} = 383 \frac{\text{А}}{\text{м}}.$$

«Напряженность магнитного поля, которая воздействует на всего человека (общее воздействие) составляет» [22]:

$$H_{\max} = \frac{1446}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} = 92,1 \frac{\text{А}}{\text{м}}.$$

«Предельно допустимые уровни напряженности магнитного поля согласно» [22] приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Предельно допустимые уровни напряженности магнитного поля

Время пребывания (час)	Допустимые уровни напряженности магнитного поля, Н [А/м] при воздействии	
	общем	локальном
1 и менее	1600	6400
2	800	3200
4	400	1600
8	80	800

«Анализируя результаты расчета можно сделать следующий вывод: если работник стоит под шинами 10 кВ возле силового трансформатора, то данные работы разрешены в течении всего рабочего дня (8 часов) без применения средств защиты, а при выполнении коммутационных операций в ячейке К–104М в ЗРУ–10 кВ без применения средств защиты возможно работать только 4 часа» [22].

Выводы по разделу 8.

В восьмом разделе ВКР рассмотрены проектные решения по системе заземления и мероприятиям по обеспечению электромагнитной совместимости (ЭМС) на предприятии. Разработана система заземления, соответствующая требованиям безопасности и нормативным документам, что «обеспечивает защиту персонала и оборудования от поражения электрическим током и перенапряжений. Мероприятия по ЭМС направлены на минимизацию электромагнитных помех и обеспечение устойчивой работы электрооборудования» [1]. Реализация данных решений гарантирует безопасность, надежность и соответствие стандартам электромагнитной совместимости.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе выполнен комплексный расчет и проектирование системы электроснабжения термического производства металлургического завода, охватывающий все ключевые аспекты от определения электрических нагрузок до выбора оборудования и обеспечения безопасности эксплуатации. Работа направлена на создание надежной, эффективной и экономически обоснованной системы энергоснабжения, соответствующей современным техническим и экологическим стандартам.

На первом этапе были рассчитаны электрические нагрузки предприятия, что позволило установить суммарную мощность потребителей и определить требования к системе электроснабжения. Далее произведен выбор числа и «мощности трансформаторов цеховых подстанций, включая обоснование применения трансформаторов типа ТМГ, а также выполнен расчет их параметров с учетом второй категории надежности» [1]. Для главной понизительной подстанции (ГПП) выбраны трансформаторы типа ТРДН–40000/110/10/10 У1, обеспечивающие передачу необходимой мощности и резервирование.

Раздел, посвященный внешнему электроснабжению на напряжении 110 кВ, «включал определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП, расчет линий электропередачи, анализ токов короткого замыкания и выбор коммутационной и измерительной аппаратуры (выключателей ВЭБ–110–40/1250 У1, разъединителей РГ–110/1000УХЛ1, трансформаторов напряжения ЗНОГ–110 У1)» [1]. Эти мероприятия обеспечили надежную связь с энергосистемой и устойчивость к аварийным режимам.

Выбраны кабели типа АПвП–10 различных сечений для сети 10 кВ и ААПл–1 различных сечений для сети 0,4 кВ.

Выполнен выбор ячеек КРУ типа К–104М на основании параметров сети, типа нагрузки и требований по надежности. Выбранные ячейки

обеспечивают необходимые функции распределения, защиты и управления электроэнергией. Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ–10У, тип трансформаторов тока ТЛК. Подобраны выключатели типа ВВЭ–10У с учетом номинальных токов, напряжений, токов КЗ и селективности. Выбранное оборудование гарантирует надежное отключение аварийных режимов и защиту сети. Произведен расчет и выбор трансформаторов тока с учетом их назначения типа ТЛК. Выбранное оборудование соответствует классу точности и требованиям нормативных документов.

Выбраны трансформаторы напряжения типа НАЛИ–СЭЩ–10, обеспечивающие точные измерения и защиту в сети. Учитывались номинальные параметры, классы точности и условия эксплуатации.

Выполнена проверка кабелей на соответствие термической стойкости к расчетным токам КЗ. Произведено увеличение площади сечения кабелей.

Определены трансформаторы собственных нужд типа ТМ–40/10, обеспечивающие питание оборудования подстанции и вспомогательных систем завода. Учет расчетной мощности нагрузки и особенностей эксплуатации гарантирует их надежную работу. Принятые решения по выбору электрооборудования системы электроснабжения предприятия соответствуют требованиям нормативной документации, обеспечивают надежность, энергоэффективность и безопасность эксплуатации. Выбранное оборудование минимизирует риски аварий, снижает эксплуатационные затраты и способствует стабильной работе электрической сети предприятия.

Принятые решения по выбору электрооборудования системы электроснабжения предприятия соответствуют требованиям нормативной документации, обеспечивают надежность, энергоэффективность и безопасность эксплуатации. Выбранное оборудование минимизирует риски аварий, снижает эксплуатационные затраты и способствует стабильной работе электрической сети предприятия.

Разработана система заземления, соответствующая требованиям безопасности и нормативным документам, что «обеспечивает защиту

персонала и оборудования от поражения электрическим током и перенапряжений. Мероприятия по ЭМС направлены на минимизацию электромагнитных помех и обеспечение устойчивой работы электрооборудования» [1]. Реализация данных решений гарантирует безопасность, надежность и соответствие стандартам электромагнитной совместимости.

В результате работы разработана полноценная система электроснабжения, обеспечивающая стабильное питание термического производства с учетом перспективного развития завода. Предложенные решения отличаются энергоэффективностью, минимизацией потерь и соответствием нормативным требованиям, что делает проект актуальным и конкурентоспособным. Работа демонстрирует высокий уровень подготовки и способность решать сложные инженерные задачи, что подтверждает ее научную и практическую ценность.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Бирюлин В.И., Куделина Д.В. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов. Вологда. Инфра–Инженерия, 2022. 204 с.
2. Бойчук В. С., Куксин А. В. Электрооборудование энергетических систем. Вологда. Инфра–Инженерия, 2021. 268 с.
3. Вакуумные выключатели типа ВВЭ. URL: <http://www.konstalin.ru/?star-tid=3&id=161> (дата обращения 11.12.2024)
4. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения : электрон. учеб.–метод. пособие. Тольятти: Изд–во ТГУ, 2016. 78 с.
5. Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. URL: http://www.uetm.ru/fi-les/katalog_VEB-11.pdf (дата обращения 11.12.2024)
6. Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 1: Основы электроснабжения: курс лекций. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. 245 с.
7. Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2020. 324 с.
8. Измерительные трансформаторы тока различных классов напряжения. URL: http://www.cztt.ru/transformator_to-ka.html (дата обращения 11.12.2024)
9. Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6–10 кВ. URL: http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf (дата обращения 11.12.2024)
10. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2021. 400 с.
11. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. Вологда.: Инфра–Инженерия, 2021. 156 с.

12. Малафеев А. В., Панова Е. А., Варганова А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия. Вологда.: Инфра–Инженерия, 2022. 312 с.

13. Марков В.С. Главные электрические схемы и схемы питания собственных нужд электростанций и подстанций. 2–е изд. Вологда.: Инфра–Инженерия, 2024. 192 с.

14. Немировский А. Е., Сергиевская И. Ю., Крепышева Л. Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. Вологда : Инфра–Инженерия, 2023. 176 с.

15. Ограничители перенапряжения нелинейные. URL: http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe (дата обращения 11.12.2024)

16. Патшин Н.Т. Проектирование электроснабжения. Вологда : Инфра–Инженерия, 2024. 680 с.

17. Правила устройства электроустановок. 7–е издание // Консультант плюс: справочно–правовая система

18. Преимущества герметичных трансформаторов типа ТМГ перед трансформаторами типа ТМ и ТМЗ. URL: http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07_135774-3030.pdf (дата обращения 11.12.2024)

19. Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. URL: http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf (дата обращения 11.12.2024)

20. РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования // Консультант плюс: справочно–правовая система

21. РТМ 36.18.32.4–92. Указания по расчету электрических нагрузок // Консультант плюс: справочно–правовая система

22. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды

обитания // Консультант плюс: справочно–правовая система

23. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ // Консультант плюс: справочно–правовая система

24. Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы. URL: НАЛИ–СЭЩ–10–1У2. <http://www.electroshield.ru> (дата обращения 11.12.2024)

25. Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ–110. URL: <https://zaokurs.ru/katalog/elektrotexnicheskoe-oborudovanie/vyisokovoltnoe-oborudovanie/transformatoryi-napryazheniya-elegazovyie/transformator-napryazheniya-elegazovyij-znog-110> (дата обращения 11.12.2024)

26. Фризен В.Э., Назаров С.Л. Расчет и выбор электрооборудования низковольтных распределительных сетей промышленных предприятий. Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2021. 184 с.