

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)
Электроснабжение
(направленность (профиль)/(специализация))

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Электроснабжение группы цехов и корпусов авиационного ремонтного
завода

Студент

Н.И. Абросимов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

Тема данной квалификационной работы: «Электроснабжение группы цехов и корпусов авиационного ремонтного завода». Выпускная работа состоит из пояснительной записки на 78 страниц, введения, включая 16 рисунков и 37 таблиц, девяти глав, списка из 30 источников литературы и графической части на 6 листах формата А1.

Ключевым вопросом выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения завода АО «ОДК-Климов», г. Санкт-Петербург. Затрагивается проблема электроснабжения силовых и осветительных установок в условиях промышленного предприятия.

Целью работы является разработка системы электроснабжения группы цехов и корпусов авиационного ремонтного завода.

В работе описывается организация техпроцессов предприятия, сведения и характеристики электрических приемников, а также, по какой категории надежности их запитывать. Для электронагрузок (силовых и осветительных) предприятия выполняются подсчеты основных расчетных мощностей. Выбирается количество, мощность и месторасположение трансформаторов.

Производится проектирование схемы внешнего питания с учетом величины наиболее целесообразного напряжения завода АО «ОДК-Климов». Проводится расчет электрооборудования и проводников внутреннего и внешнего электроснабжения с указанием выбранных параметров и обоснованием выбора. Проводится расчет релейной защиты трансформаторов ГПП, а также расчеты заземления и молниезащиты ГПП.

Подводя итоги, следует подчеркнуть, что данная работа актуальна не только в решении проблемы надежного и бесперебойного электроснабжения авиационного ремонтного завода, а также подобные технологические и конструктивные решения могут быть применены для проектирования электроснабжения и реконструкции схем питания электроэнергией различных промышленных предприятий России.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Общие сведения об объекте проектирования	7
1.1 Структура авиационного ремонтного завода	7
1.2 Состав и характеристика потребителей	10
2 Расчет ожидаемых электрических нагрузок ремонтного завода	12
2.1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок производственных цехов.....	12
2.2 Расчет освещения	13
3 Выбор трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности, выбор главной понизительной подстанции	16
3.1 Выбор трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности.....	16
3.2 Выбор питающего напряжения, схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов главной понизительной подстанции	23
4 Выбор и обоснование схемы электроснабжения	29
4.1 Построение картограммы электрических нагрузок цехов.....	29
4.2 Определения месторасположения ТП.....	29
4.3 Выбор схемы внутреннего электроснабжения предприятия.....	32
4.4 Выбор питающих кабельных линий.....	33
5 Расчет токов короткого замыкания	35
6 Расчет и выбор электрооборудования и проводников	44
6.1 Выбор силового электрооборудования выше 1000 В, проводников и способа их прокладки.....	44
6.2 Выбор силового электрооборудования до 1000 В, проводников и способа их прокладки.....	48
7 Расчет релейной защиты и автоматики.....	51
8 Расчет заземления ГПП	54
9 Расчет молниезащиты ГПП.....	58

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	61
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	62

ВВЕДЕНИЕ

Исследования различных ученых показывают, что существует реальная перспектива повышения уровня электрификации различных производственных и непроизводственных объектов. Многообразие факторов, которые необходимо учитывать при проектировании электроснабжения предприятий разных отраслей промышленности, повышает требования к разрабатываемым схемам и оборудованию в плане надежности, безопасности, удобству эксплуатации и экономичности.

Система электроснабжения является одной из ключевых систем различных промышленных предприятий. Она предназначена для обеспечения электропитания различного оборудования – высоковольтных и низковольтных агрегатов и установок, потребляющих электроэнергию.

Общей чертой систем электроснабжения промышленных предприятий можно считать их систему распределения электроэнергии, которая транспортирует этот вид энергоресурса к потребителям. Такие системы нашли широкое применение на различных заводах по причинам целесообразности их внедрения на практике, которые зависят, в свою очередь, от категории отдельных цехов, корпусов, их отдельных агрегатов и установок.

Как известно, категория надежности электроснабжения того или иного потребителя определяет сложность построения схемы его электроснабжения, количество источников питания и линий связи между ними и потребителями, их зависимость или независимость друг от друга и другие факторы. Поэтому спроектированная система электроснабжения должна отвечать современному развитию науки и техники и опираться на самые актуальные технические разработки. Иначе, в результате применения ненадежного и не зарекомендовавшего себя электрооборудования на практике, а также нерациональная конфигурация системы электроснабжения, эта система может потерять свою устойчивость к различным факторам, способным

спровоцировать аварию на производственном объекте. При этом требуемое качество электроэнергии, естественно, обеспечено не будет.

Любой завод, в том числе и авиационный ремонтный, можно отнести к некоторому потенциально опасному производственному объекту со своей спецификой. В частности, такая опасность кроется в особенностях организации и осуществления технологических процессов, эксплуатации электрооборудования и других факторах. Поэтому правильная организация и эксплуатация всех систем завода, в том числе и системы электроснабжения, а также четкое соблюдение техники безопасности в совокупности с этими процессами будет способствовать безопасному и эффективному функционированию предприятия и его процветанию.

Объект исследования – авиационный ремонтный завод АО «ОДК-Климов», г. Санкт-Петербург.

Предмет исследования – система электроснабжения авиационного ремонтного завода.

Цель ВКР – электроснабжение группы цехов и корпусов авиационного ремонтного завода.

Задачи ВКР следующие:

- 1) дать общие сведения об авиационном ремонтном заводе;
- 2) произвести расчет ожидаемых электрических нагрузок завода;
- 3) выбрать трансформаторы на подстанциях с низшим напряжением 0,4 кВ с учетом компенсации реактивной мощности и трансформаторы ГПП;
- 4) произвести выбор и обоснование схемы электроснабжения группы цехов и корпусов авиационного ремонтного завода;
- 5) рассчитать токи короткого замыкания в системе электроснабжения;
- 6) произвести расчет и выбор электрооборудования и проводников в системе электроснабжения предприятия;
- 7) рассчитать релейную защиту и автоматику трансформаторов ГПП;
- 8) произвести расчет заземления и молниезащиты здания производственного цеха.

1 Общие сведения об объекте проектирования

1.1 Структура авиационного ремонтного завода

Акционерное общество (АО) «ОДК-Климов», г. Санкт-Петербург – один из ведущих российских разработчиков газотурбинных двигателей. Занимается разработкой, серийным производством и сервисным сопровождением газотурбинных двигателей для авиационной техники.

Юридический/почтовый адрес АО «ОДК-Климов»:

ул. Кантемировская, д. 11, Санкт-Петербург, 194100.

Фактический адрес (основной) АО «ОДК-Климов»:

ул. Академика Харитона, д. 8, Санкт-Петербург, 197375.

В числе руководящих должностей можно выделить следующие:

- исполнительный директор;
- генеральный конструктор;
- директор по экономике и финансам;
- директор по персоналу.

Высшее руководство АО «ОДК-Климов» обеспечивает реализацию Политики в области качества необходимыми ресурсами, следует принципам, провозглашенным в этой Политике, и берет на себя ответственность за реализацию принципов во всех сферах деятельности АО «ОДК-Климов».

Главными стратегическими направлениями деятельности АО «ОДК-Климов» в области качества являются:

1) укрепление репутации разработчика образцов изделий авиационной техники, отвечающих современным требованиям научно-технического уровня и перспективам его развития, поставщика высококачественной, надежной и конкурентоспособной продукции, соответствующей действующим отечественным и международным стандартам;

2) постоянное совершенствование деятельности в области разработки, производства, ремонта и обслуживания изделий авиационной техники с уровнями качества и надежности, максимально удовлетворяющими

требованиям и ожиданиям потребителей.

Завод производит различную продукцию. Турбореактивные двигатели разработки АО «ОДК-Климов» эксплуатируются в 25 странах мира на истребителях марки «МиГ». Двигатель РД-33 является самым массовым ТРДД в своем классе. Современные пассажирские региональные самолеты Ил-114 оснащаются последней модификацией турбовинтового двигателя ТВ7-117СМ, которая отличается высокой экономичностью и надежностью. Сверхзвуковое регулируемое сопло для ТРДД с отклоняемым вектором тяги обеспечивает сверхманевренность самолетам «МиГ» и «Су». Система автоматического управления типа FADEC собственной разработки позволяет минимизировать массу и оптимизировать параметры двигателя в полете. Новые технологии, применяемые при проектировании, производстве и испытании новых двигателей обеспечивают создание надежных, современных, конкурентоспособных авиационных двигателей.

Показателем работы АО «ОДК-Климов» на вертолетном рынке является успешная эксплуатация турбовальных двигателей в составе силовых установок вертолетов в 80 странах мира. Наши двигатели, редуктора и вспомогательное оборудование работают в самых сложных климатических условиях: на крайнем севере, в тропиках, в высокогорье. Возможности АО «ОДК-Климов» позволяют создавать двигатели для вертолетов в диапазоне мощности от 100 до 6 000 л.с.

Системы управления двигателями самолетов и вертолетов разработки АО «ОДК-Климов» имеют высокую надежность, малую массу и обеспечивают оптимальные режимы работы двигателя в любых условиях. Сплав знаний и опыта, накопленный предприятием за свою историю, позволяет создавать надежные газотурбинные двигатели, которые работают в воздухе, на земле и на море.

Технология полной разработки продукта (с нуля и до достижения окончательного результата) включает:

- 1) технологию создания двигателей;

2) разработку отдельных узлов (вентилятор, компрессор, камера сгорания, турбина, сопло, редуктор, системы управления);

3) технологию испытаний (испытание двигателей, отдельных узлов, исследование материалов в лабораторных условиях);

4) технологию производства (механическая обработка, металлургическое производство, измерительный комплекс).

Предприятие располагается на трёх производственных площадках г. Санкт-Петербурга:

1) площадка № 1 – на Кантемировской улице (8 га);

2) площадка № 2 – на Белоостровской улице (2 га);

3) площадка № 3 – на улице Академика Харитона (15 га).

Одним из основных производств предприятия АО «ОДК-Климов» является группа цехов и корпусов авиационного ремонтного завода, осуществляющая полный цикл работ по сервисному обслуживанию и ремонту двигателей самолетов и вертолетов. В состав этих объектов входят следующие подразделения авиационного ремонтного завода: механический цех; сборочно-производственный корпус; модельно-испытательный корпус; термический цех; литейный цех; цех лакокрасочных покрытий; электроремонтный цех; ремонтно-механический цех; цех деревообработки; компрессорная; котельная; автотранспортное хозяйство; складской комплекс; конструкторское бюро; административный корпус.

В соответствии с сертификатом ремонтной организации № СПР-31, выданным АО «ОДК-Климов» 25 сентября 2019 года авиарегистром МАК, держатель сертификата соответствует требованиям авиационных правил, часть 145, и одобрен в качестве ремонтной организации последующим типам авиационной техники и видам работ:

1) капитальный ремонт двигателей ТВ3-117МТ, ТВ3-117ВК, ТВ3-117ВМ, ТВ3-117ВМ серии 02, ТВ3-117МА, ТВ3-117МА серии 02;

2) капитальный ремонт двигателей ВК-2500 (модели ВК-2500-01, ВК-2500-02, ВК-2500-03).

1.2 Состав и характеристика потребителей

Источником питания электроэнергией авиационного ремонтного завода служит Северо-Западная ТЭЦ им. А. Г. Бориса, расположенная в 10,2 км от завода. Установлены два отдельно работающих трехобмоточных трансформатора по 100 МВА, напряжением 110/35/6 кВ. Минимальное сопротивление системы в режиме наибольших токов КЗ составляет величину в 10,2 Ом.

Состав и характеристика потребителей в соответствии с категорией их надежности электроснабжения, а также установленная мощность каждого цеха в киловаттах, коэффициенты мощности и использования [4] представлены в таблице 1.1.

Генплан авиационного ремонтного завода представлен на рисунке 1.1. Нумерация группы цехов и корпусов соответствует принятой нумерации в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Состав и характеристика группы цехов и корпусов авиационного ремонтного завода

№ цеха	Наименование цеха	Категория надежности	Установленная мощность, кВт	$K_{и}$	$\cos\phi$
1	Механический цех	II	287,0	0,35	0,70
2	Сборочно-производственный корпус	II	1810,0	0,40	0,70
3	Модельно-испытательный корпус	II	891,0	0,40	0,70
4	Термический цех	II	350,0	0,60	0,75
5	Литейный цех	II	430,0	0,70	0,80
6	Цех лакокрасочных покрытий	II	195,0	0,50	0,70
7	Электроремонтный цех	III	46,0	0,30	0,65
8	Ремонтно-механический цех	III	167,0	0,30	0,65
9	Деревообрабатывающий цех	II	131,0	0,30	0,60
10	Компрессорная	I	350,0	0,60	0,85
11	Котельная	II	240,0	0,60	0,80
12	Автотранспортное хозяйство	II	56,0	0,30	0,70
13	Складской комплекс	III	68,0	0,30	0,80
14	Конструкторское бюро	III	79,0	0,50	0,80
15	Административный корпус	III	86,0	0,50	0,80

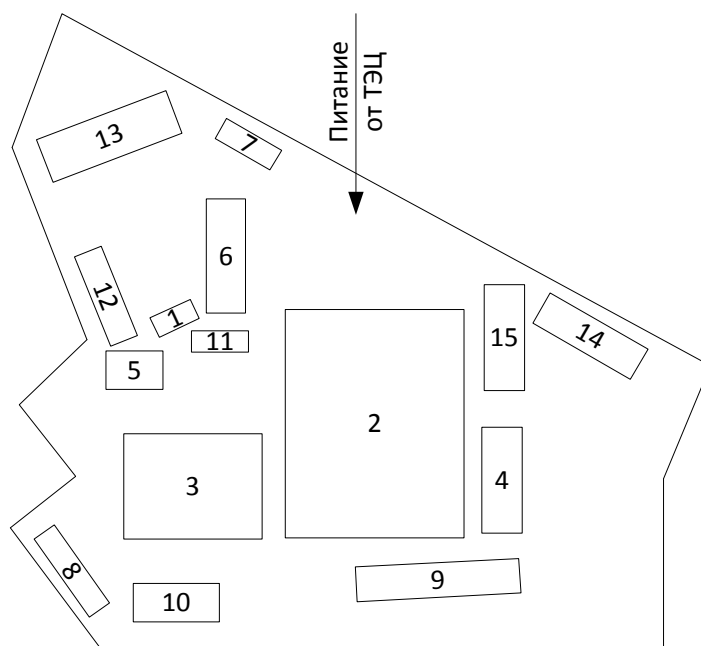


Рисунок 1.1 – Генплан авиационного ремонтного завода

Размеры цехов по внутреннему обмеру для вычисления мощности электрического освещения по удельной нагрузке на единицу площади цеха, представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Размеры цехов по внутреннему обмеру для вычисления мощности электрического освещения по удельной нагрузке на единицу площади цеха

№	Наименование	Длина, м	Ширина, м	Площадь, м ²
1	Механический цех	19,7	9,5	187,15
2	Сборочно-производственный корпус	102	79,5	8109
3	Модельно-испытательный корпус	61,5	47	2890,5
4	Термический цех	47,5	18	855
5	Литейный цех	25,5	17	433,5
6	Цех лакокрасочных покрытий	51	17,5	892,5
7	Электроремонтный цех	28,2	10,3	290,46
8	Ремонтно-механический цех	42,7	11	469,7
9	Деревообрабатывающий цех	73	15,5	1131,5
10	Компрессорная	38,3	17	651,1
11	Котельная	25,5	9,5	242,25
12	Автотранспортное хозяйство	43,1	12,8	551,68
13	Складской комплекс	61,7	20,4	1258,68
14	Конструкторское бюро	50,3	15,5	779,65
15	Административный корпус	47,5	18	855

2 Расчет ожидаемых электрических нагрузок ремонтного завода

2.1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок производственных цехов

Расчет начинается с учетом $P_{уст.}$ для каждого цеха в п.1.2 (таблица 2.1), где в таблице 1.1 уже определены по справочникам коэффициенты мощности и использования [4, 18]. Результаты отображаются в таблице 2.1.

Расчет для активной составляющей мощности ведется по формуле [4]:

$$P_p = K_p \cdot K_{и} \cdot P_H, \quad (2.1)$$

где K_p – коэффициент расчетной мощности активной нагрузки при длительности интервала осреднения 30 минут;

$K_{и}$ – групповой коэффициент использования;

P_H – номинальная активная мощность этой группы.

В таблице 2.1 определяются суммарные активные и реактивные нагрузки цехов предварительно в графах 14-15 без учета мощности освещения. Расчет для реактивной составляющей мощности ведем так [4]:

при $n_{\phi} \leq 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot P_H \cdot K_{и} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (2.2)$$

при $n_{\phi} > 10$

$$Q_p = P_H \cdot K_{и} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.3)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной составляющей.

Полная составляющая по мощности [4]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.4)$$

Расчетные кривые и таблицы для определения коэффициента

расчетной мощности $K_p = f(n_{\text{Э}}, K_{\text{И}})$ приводятся в РТМ 36.18.32.4-92 и второй редакции пособий [13, 18]. В графах 18-20 отображаются суммы согласно треугольнику мощностей и затем с учетом коэффициента одновременности ($K_o = 0,85$) при числе присоединений 9-25 шт. и средневзвешенном коэффициенте использования $0,3 \leq K_{\text{И}} = 0,46 < 0,5$ определяется расчетная нагрузка на шинах 10 кВ ГПП предприятия. Непосредственно высоковольтных электроприемников на предприятии не имеется.

2.2 Расчет освещения

Осветительные сети определяются расчетными мощностями:

$$\begin{aligned} P_o &= F_n \cdot \delta \cdot K_{co} \cdot 10^{-3}, \\ Q_o &= P_o \cdot \operatorname{tg} \phi, \end{aligned} \quad (2.1)$$

где величины K_{co} , δ определяются по [9], а F_n – площадь по таблице 1.2;

$\operatorname{tg} \phi$ – коэффициент мощности по реактивной мощности осветительной нагрузки.

Автотранспортное хозяйство, складской комплекс, конструкторское бюро, административный корпус) надо оснастить светильниками с люминесцентными лампами, а прочие цеха (механический цех, сборочно-производственный корпус, модельно-испытательный корпус, термический цех, литейный цех, цех лакокрасочных покрытий, электроремонтный цех, ремонтно-механический цех, деревообрабатывающий цех, компрессорная, котельная) – лампами с дугоразрядными свойствами.

Таблица 2.1 – Расчет низковольтных электрических нагрузок предприятия

№	Наименование ЭП	Количество Э.П.	Номинальная мощность			Коэффициент использования, Ки	cosφ	tgφ	Расчетные величины			Эффективное число Э.П., пэ	Коэффициент расчетной нагрузки Кр	Расчетная мощность силовых нагрузок, освещения и суммарная						
			P _{мин} , кВт	P _{max} , кВт	P _{ном} , общая				Ки*P _{ном} , кВт	Ки*P _{ном} *tgφ, кВар	p ² _{ном}			P _{силP} , кВт	Q _{силP} , кВар	P _о , кВт	Q _о , кВар	P _р , кВт	Q _р , кВар	S _р , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
1	Механический цех	29	1	11	287	0,35	0,7	1,02	100,45	102,46	2388701	29	0,75	75,34	76,85	2,49	3,59	77,83	80,44	111,93
2	Сборочно-производственный корпус	181	2	18	1810	0,4	0,7	1,02	724	738,48	592974100	181	0,7	506,8	516,94	110,28	158,8	617,08	675,74	915,1
3	Модельно-испытательный корпус	70	1,5	50	891	0,4	0,7	1,02	356,4	363,53	55571670	36	0,75	267,3	272,65	39,31	56,61	306,61	329,26	449,91
4	Термический цех	35	1	35	350	0,6	0,75	0,88	210	184,8	4287500	20	0,9	189	166,32	13	18,72	202	185,04	273,94
5	Литейный цех	43	2	40	430	0,7	0,8	0,75	301	225,75	7950700	22	0,9	270,9	203,18	6,59	9,49	277,49	212,67	349,61
6	Цех лакокрасочных покрытий	20	1,5	15	195	0,5	0,7	1,02	97,5	99,45	760500	20	0,85	82,88	84,53	12,14	17,48	95,02	102,01	139,41
7	Электроремонтный цех	27	1	10	46	0,3	0,65	1,17	13,8	16,15	57132	9	0,9	12,42	14,54	3,86	5,56	16,28	20,1	25,87
8	Ремонтно-механический цех	48	1	10	167	0,3	0,65	1,17	50,1	58,62	1338672	33	0,75	37,58	43,97	5,59	8,05	43,17	52,02	67,6
9	Деревообрабатывающий цех	30	1	10	131	0,3	0,6	1,33	39,3	52,27	514830	26	0,75	29,48	39,2	16,12	23,21	45,6	62,41	77,29
10	Компрессорная	30	2	30	350	0,6	0,85	0,62	210	130,2	3675000	23	0,9	189	117,18	10,52	15,15	199,52	132,33	239,41
11	Котельная	25	1,5	28	240	0,6	0,8	0,75	144	108	1440000	17	0,9	129,6	97,2	3,91	5,63	133,51	102,83	168,52
12	Автотранспортное хозяйство	25	1	12	56	0,3	0,7	1,02	16,8	17,14	78400	9	0,9	15,12	15,43	3,31	1,59	18,43	17,02	25,09
13	Складской комплекс	30	1	14	68	0,3	0,8	0,75	20,4	15,3	138720	10	0,9	18,36	13,77	7,55	3,62	25,91	17,39	31,2
14	Конструкторское бюро	10	2	15	79	0,5	0,8	0,75	39,5	29,63	62410	10	0,9	35,55	26,67	14,03	6,73	49,58	33,4	59,78
15	Административный корпус	10	1,5	10	86	0,5	0,8	0,75	43	32,25	73960	10	0,9	38,7	29,03	15,39	7,39	54,09	36,42	65,21
	ИТОГО	613	1	10	5186	0,46	0,74	0,92	2366,25	2174	1,6486E+10	1037	0,85	1898,03	1717,46	264,09	341,62	2162,12	1989,15	2708,18

Таблица 2.2 – Расчет мощности освещения

№ п/п	Наименование	F, м ²	$\delta, \frac{Вт}{м^2}$	Kco	Po, кВт	cosφ	tgφ	Qo, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Механический цех	187,15	14	0,95	2,49	0,57	1,44	3,59
2	Сборочно-производственный корпус	8109	16	0,85	110,28	0,57	1,44	158,8
3	Модельно-испытательный корпус	2890,5	16	0,85	39,31	0,57	1,44	56,61
4	Термический цех	855	16	0,95	13	0,57	1,44	18,72
5	Литейный цех	433,5	16	0,95	6,59	0,57	1,44	9,49
6	Цех лакокрасочных покрытий	892,5	16	0,85	12,14	0,57	1,44	17,48
7	Электроремонтный цех	290,46	14	0,95	3,86	0,57	1,44	5,56
8	Ремонтно-механический цех	469,7	14	0,85	5,59	0,57	1,44	8,05
9	Деревообрабатывающий цех	1131,5	15	0,95	16,12	0,57	1,44	23,21
10	Компрессорная	651,1	17	0,95	10,52	0,57	1,44	15,15
11	Котельная	242,25	17	0,95	3,91	0,57	1,44	5,63
12	Автотранспортное хозяйство	551,68	10	0,6	3,31	0,9	0,48	1,59
13	Складской комплекс	1258,68	10	0,6	7,55	0,9	0,48	3,62
14	Конструкторское бюро	779,65	20	0,9	14,03	0,9	0,48	6,73
15	Административный корпус	855	20	0,9	15,39	0,9	0,48	7,39
	ИТОГО				264,09			341,62

3 Выбор трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности, выбор главной понизительной подстанции

3.1 Выбор трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности

Согласно [4], при этом предполагается, что плотность электрической нагрузки цеха σ определяется делением расчетной полной мощности каждого цеха из таблицы 2.1 на его площадь из таблицы 1.2.

Двухтрансформаторные подстанции применяем для питания потребителей 1-й и 2-й категорий, а для питания потребителей 3-й категории – однострансформаторные подстанции.

Количество трансформирующих устройств КТП [4]:

$$N_0 = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (3.1)$$

где P_p – мощность из таблицы 2.1; K_3 – загрузка трансформирующего устройства КТП (по рекомендациям [4] принимается равным 0,7 для двухтрансформаторных подстанций и 0,9 – для однострансформаторных подстанций); $S_{\text{НОМ.Т}}$ – выбранная номинальная мощность цеховых ТП.

С учетом изложенного, выбор числа и мощности трансформаторов на предприятии осуществим в таблице 3.1. К установке принимается ближайшее большее целое число N по формуле (3.1).

Из расчетов таблицы 3.1 видно, что индивидуальные ТП для питания каждого цеха устанавливать нецелесообразно, т.к. получаются сильно маленькие значения выбранных мощностей трансформаторов. Поэтому территориально близко расположенные цеха малой мощности объединим в группы:

– 1-я группа цехов - №№1, 6, 7, 11 (механический цех, цех лакокрасочных покрытий, электроремонтный цех, котельная);

– 2-я группа цехов - №№2, 14, 15 (сборочно-производственный корпус,

конструкторское бюро, административный корпус);

– 3-я группа цехов - №№3, 8 (модельно-испытательный корпус, ремонтно-механический цех);

– 4-я группа цехов - №№4, 9 (термический цех, деревообрабатывающий цех);

– 5-я группа цехов - №№5, 12, 13 (литейный цех, автотранспортное хозяйство, складской комплекс);

– 6-я группа цехов - №10 (компрессорная).

В связи с этим сформируем подобную таблицу 3.2, в которой рассчитаем мощности трансформаторов для питания каждой выделенной группы цехов предприятия. Таким образом, все ТП получились двухтрансформаторные, одни из которых питают цеха, относящиеся к разным категориям по надежности электроснабжения.

Поскольку трансформаторы на предприятии уже выбраны, для определения расчетной максимальной нагрузки предприятия можно определить потери в трансформаторах, основные технические данные (параметры) которых представим в виде таблицы 3.3 [25, 29-30].

Таблица 3.1 – Выбор числа и мощности трансформаторов на предприятии

№ цеха	Наименование цеха	Удельная плотность нагрузки σ , кВА/м ²	Расчетная активная нагрузка P_p , кВт	Категория надежности	Рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора	Принято					
						Мощность тр-ров на ТП	Минимальное число тр-ров на ТП	Число тр-ров на ТП расчетное	Число тр-ров на ТП принятое	Фактический коэффициент загрузки	Количество ТП
1	Механический цех	0,598	77,83	II	0,7	63	2	1,76	2	0,62	1
2	Сборочно-производственный корпус	0,113	617,08	II	0,7	400	2	2,2	2	0,77	1
3	Модельно-испытательный корпус	0,156	306,61	II	0,7	250	2	1,75	2	0,61	1
4	Термический цех	0,320	202	II	0,7	160	2	1,8	2	0,63	1
5	Литейный цех	0,806	277,49	II	0,7	250	2	1,59	2	0,55	1
6	Цех лакокрасочных покрытий	0,156	95,02	II	0,7	100	2	1,36	2	0,48	1
7	Электроремонтный цех	0,089	16,28	III	0,9	25	1	0,72	1	0,65	1
8	Ремонтно-механический цех	0,144	43,17	III	0,9	63	1	0,76	1	0,69	1
9	Деревообрабатывающий цех	0,068	45,6	II	0,7	40	2	1,63	2	0,57	1
10	Компрессорная	0,368	199,52	I	0,7	160	2	1,78	2	0,62	1
11	Котельная	0,696	133,51	II	0,7	100	2	1,91	2	0,67	1
12	Автотранспортное хозяйство	0,045	18,43	II	0,7	16	2	1,65	2	0,58	1
13	Складской комплекс	0,025	25,91	III	0,9	40	1	0,72	1	0,65	1
14	Конструкторское бюро	0,077	49,58	III	0,9	63	1	0,87	1	0,79	1
15	Административный корпус	0,076	54,09	III	0,9	63	1	0,95	1	0,86	1

Таблица 3.2 – Выбор числа и мощности трансформаторов на предприятии для питания групп цехов

№ группы цехов	Наименование цеха	Расчетная полная нагрузка S_p , кВА	Расчетная активная нагрузка P_p , кВт	Категория надежности	Рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора	Принято					
						Мощность тр-ров на ТП	Минимальное число тр-ров на ТП	Число тр-ров на ТП расчетное	Число тр-ров на ТП принятое	Фактический коэффициент загрузки	Количество ТП
1	№№1, 6, 7, 11	445,73	322,64	II, III	0,7	250	2	1,84	2	0,65	1
2	№№2, 14, 15	1040,09	720,75	II, III	0,7	630	2	1,63	2	0,57	1
3	№№3, 8	517,51	349,78	II, III	0,7	250	2	2	2	0,70	1
4	№№4, 9	351,23	247,6	II	0,7	250	2	1,41	2	0,50	1
5	№№5, 12, 13	405,90	321,83	II, III	0,7	250	2	1,84	2	0,64	1
6	№10	239,41	199,52	I	0,7	160	2	1,78	2	0,62	1

Таблица 3.3 – Основные технические данные трансформаторов, установленных на ТП

№ ТП (совпадает с номером группы цехов)	Тип трансформатора	$U_{ном}$, кВ	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	U_k , %	I_x , %
1	ТМ-250/10	10/0,4	3,7	0,82	4,5	2,3
2	ТМ-630/10	10/0,4	7,6	1,56	5,5	2,0
3	ТМ-250/10	10/0,4	3,7	0,82	4,5	2,3
4	ТМ-250/10	10/0,4	3,7	0,82	4,5	2,3
5	ТМ-250/10	10/0,4	3,7	0,82	4,5	2,3
6	ТМ-160/10	10/0,4	2,75	0,44	4,5	1,8

Потери мощности в трансформаторах двухтрансформаторной ТП достаточно точно можно определить по известным формулам:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_X + \frac{\Delta P_K}{2} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{НОМ}} \right)^2, \quad (3.2)$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \frac{I_X S_{НОМ}}{100} + \frac{U_{K\%} \cdot (S_p)^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{НОМ}}. \quad (3.3)$$

Расчет потерь мощности в трансформаторах ТП 10/0,4 представим в таблице 3.4.

Расчетная (максимальная) нагрузка предприятия, таким образом, составит:

$$P_{ТП} = P_{РН} + \Delta P_T = 2162,12 + 46,34 = 2208,46 \text{ кВт.}$$

Таблица 3.4 – Расчет потерь мощности в трансформаторах ТП 10/0,4

№ ТП	Номинальная мощность одного трансформатора из двух на ТП	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	Расчетная полная мощность ТП, S_p , кВА	I_X , %	U_K , %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВар
1	250	0,82	3,7	445,73	2,3	4,5	7,52	29,38
2	630	1,56	7,6	1040,09	2	5,5	13,48	72,42
3	250	0,82	3,7	517,51	2,3	4,5	9,57	35,6
4	250	0,82	3,7	351,23	2,3	4,5	5,29	22,6
5	250	0,82	3,7	405,90	2,3	4,5	6,52	26,33
6	160	0,44	2,75	239,41	1,8	4,5	3,96	13,82
ИТОГО							46,34	200,15

Для определения мощности компенсирующих устройств согласно [4, 6, 7] требуется определить два значения реактивной мощности: первое из них равно суммарной расчетной реактивной мощности предприятия при отсутствии на нем высоковольтных электронагрузок, т.е.

$$Q'_{\Sigma 1} = Q_p, \quad (3.4)$$

и второе определяется классом напряжения и районом расположения электросетей энергосистемы

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha P_{\text{рп}}, \quad (3.5)$$

где α – расчетный коэффициент, соответствующий установленным предприятию условиям получения от энергосистемы активной и реактивной мощностей. Для напряжения 35 кВ и энергосистемы Ленинградской области данное значение составляет 0,23 [7].

Таким образом, по формулам (3.4)-(3.5) находим:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p = 1989,15 \text{ кВар},$$
$$Q''_{\text{э1}} = 0,23 \cdot 2208,46 = 507,95 \text{ кВар},$$

Кроме того, согласно [4], мощность, задаваемую энергосистемой, $Q_{\text{эс}}$ допустимо рассчитывать по формуле:

$$Q_{\text{эс}} = P_p \operatorname{tg} \varphi_i \quad (3.6)$$
$$Q_{\text{эс}} = 2162,12 \cdot 0,49 = 1059,44 \text{ кВар}.$$

где коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_i = 0,49$ при напряжении 35 кВ [4].

Как показывает практика [13, 18] при напряжении 35 кВ компенсация реактивной мощности на напряжении 10, 35 кВ и выше нецелесообразна (в сравнении с напряжением 0,4-0,69 кВ), при этом рационально осуществлять такую компенсацию на напряжении 0,4 кВ, т.е. на стороне низкого напряжения трансформаторных подстанций с помощью низковольтных батарей конденсаторов (НБК).

Реактивная электронагрузка передачи мощности из сетей разных классов напряжений [4]:

$$Q_1 = \sqrt{(1,1 \cdot N \cdot K_3 \cdot S_{\text{НОМ.Т}})^2 - P_P^2}. \quad (3.7)$$

На напряжение 380 В мощность низковольтных батарей конденсаторов можно найти по формуле:

$$Q_{\text{НБК.расч}} = 0,5 \cdot (Q_P - Q_1), \quad (3.8)$$

где коэффициент 0,5 говорит о том, что НБК устанавливается на каждую секцию из двух имеющихся секций шин НН на каждой ТП.

По формулам (3.7)-(3.8) находим мощность низковольтных батарей конденсаторов, результаты расчетов сводим в таблицу 3.5. Из этой таблицы видно, что суммарная мощность комплектных конденсаторных установок (ККУ) составит 1060 кВар. (АУКРМ-ЭМ - автоматическая установка компенсации реактивной мощности)

Таблица 3.5 – Расчет мощности низковольтных батарей конденсаторов и выбор их типов, устанавливаемых на каждую секцию НН ТП

№ ТП	Номинальная мощность трансформатора ТП	N, шт.	K _з	P _p , кВт	Q ₁ , кВа	Q _p , кВа	Q _{НБК.расч} , кВар	Q _{НБКфакт} , кВар	Тип регулируемой НБК (КУ)
1	250	2	0,65	322,64	147,85	305,38	78,765	80	АУКРМ-ЭМ 0,4-80-5*
2	630	2	0,57	720,75	330,29	745,56	207,635	200	АУКРМ-ЭМ 0,4-200-10
3	250	2	0,70	349,78	160,29	381,28	110,495	110	АУКРМ-ЭМ 0,4-110-10
4	250	2	0,50	247,6	113,46	247,45	66,995	70	АУКРМ-ЭМ 0,4-70-5
5	250	2	0,64	321,83	147,48	247,08	49,8	50	АУКРМ-ЭМ 0,4-50-5
6	160	2	0,62	199,52	91,43	132,33	20,45	20	АУКРМ-ЭМ 0,4-20-5

3.2 Выбор питающего напряжения, схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов главной понизительной подстанции

Для выбора технически приемлемого напряжения можно воспользоваться эмпирическими формулами, показывающими зависимость технически приемлемого напряжения от активной мощности P и расстояния l , на которое эту мощность нужно передать.

В технической литературе представлено несколько эмпирических формул. Самая распространенная формула Стилла записывается таким образом [4]:

$$U_{\text{НОМ}} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 16 \cdot P}, \quad (3.9)$$

где L – длина участка, км; P – мощность, передаваемая по линии, МВт.

Таким образом, в соответствии с формулой (3.9):

$$U_{\text{НОМ}} = 4,34 \cdot \sqrt{10,2 + 16 \cdot 2,20846} = 29,3 \text{ кВ.}$$

Судя по данному расчету, целесообразно выбрать напряжение двухцепной питающей линии 35 кВ. Фактически есть такая возможность запитать на данном напряжении предприятие, от обмоток СН (35 кВ) трансформаторов ТЭЦ (Северо-Западная ТЭЦ им. А. Г. Бориса) мощностью по 100 МВА. Для электроснабжения предприятия применяем схему внешнего электроснабжения (рисунок 3.1) при питании от напряжения 35 кВ (близкое к расчетному СН трансформаторов подстанции ТЭЦ).

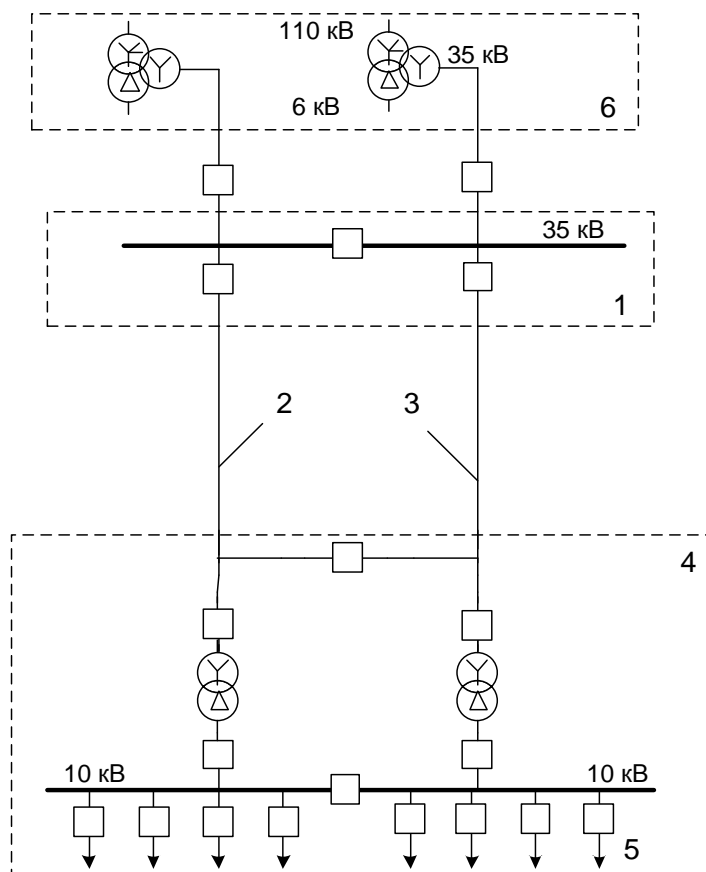


Рисунок 3.1 – Схема электроснабжения 35 кВ: 1 – ОРУ 35 кВ ТЭЦ; 2 - ВЛ 35 кВ; 3 – ВЛ 35 кВ; 4 - ГПП предприятия; 5 - отходящие линии, питающие ГП предприятия; 6 – трансформаторы ТЭЦ

Определим полную составляющую мощности по формуле [4]:

$$S_{PII} = \sqrt{P_{PII}^2 + Q_{Эсi}^2}, \quad (3.10)$$

где $Q_{Эсi}$ – допустимая мощность по условиям границ раздела с энергоснабжающим предприятием. Найдена выше и составляет величину $Q_{Эс} = 1059,44$ кВар.

P_{PII} – расчетная (максимальная) нагрузка предприятия, найденная выше, $P_{PII} = 2208,46$ кВт.

Таким образом, по формуле (3.10) находим:

$$S_{РП} = \sqrt{1059,44^2 + 2208,46^2} = 2449,43 \text{ кВА.}$$

ГПП питает только рассматриваемое предприятие. В нашем случае это утверждение имеет место. Кроме того, ГПП должна питать потребителей всех категорий, вследствие этого она должна быть двухтрансформаторной.

Номинальная мощность $S_{НОМ.Т}$ приближенно определяется с учетом допустимой аварийной перегрузки в нормальном режиме на 40 % [4, 7]:

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{S_{РП} \cdot K_{1-2}}{K_{ПЕР}}, \quad (3.11)$$

где K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке предприятия потребителей 1-й и 2-й категорий (для ГПП принимают равным 0,75...0,85), принимаем среднее значение;

$K_{ПЕР} = 1,4$ – коэффициент перегрузки трансформирующего устройства.

Таким образом, по формуле (3.11) находим:

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{2449,43 \cdot 0,8}{1,4} = 1399,7 \text{ кВА.}$$

К установке следует принять два трансформатора ГПП стандартной мощности по 1600 кВА каждый. Параметры двухобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов представлены в таблице 3.6. Параметры трансформаторов ГПП $\Delta P_{кз}$, $u_{кз}$, $I_{хх}$ и $\Delta P_{хх}$ определяются по справочным данным [25].

Таблица 3.6 – Параметры выбранных трансформаторов ГПП

Тип трансформатора	$U_{НОМ}$, кВ	Пределы регулирования, %	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
ТМН-1600/35	35/11	$\pm 6 \times 1,5$	26	5,1	6,5	1,1

Потери мощности в трансформаторах ГПП можно определить по формулам (3.2)-(3.3):

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{Т.ГПП}} &= 2 \cdot \Delta P_{\text{X}} + \frac{\Delta P_{\text{K}}}{2} \cdot \left(\frac{S_{\text{РП}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 = \\ &= 2 \cdot 5,1 + \frac{26}{2} \cdot \left(\frac{2449,43}{1600} \right)^2 = 40,67 \text{ кВт}; \\ \Delta Q_{\text{Т.ГПП}} &= 2 \cdot \frac{I_{\text{X}} S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{U_{\text{K}\%} \cdot (S_{\text{РП}})^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \\ &= 2 \cdot \frac{1,1 \cdot 1600}{100} + \frac{6,5 \cdot (2449,43)^2}{2 \cdot 100 \cdot 1600} = 157,07 \text{ кВар}.\end{aligned}$$

Более детализированная схема с учетом выбранных трансформаторов ГПП имеет вид, показанный на рисунке 3.2 в соответствии с [4].

Тогда нагрузки питающих линий с учетом потерь мощности в трансформаторах ГПП определяются как:

$$P_{\text{Л}} = P_{\text{РП}} + \Delta P_{\text{Т.ГПП}} = 2208,46 + 40,67 = 2249,13 \text{ кВт}.$$

$$Q_{\text{Л}} = Q_{\text{Эс}} + \Delta Q_{\text{Т.ГПП}} = 1059,44 + 157,07 = 1216,51 \text{ кВар}.$$

$$S_{\text{Л}} = \sqrt{2249,13^2 + 1216,51^2} = 2557,05 \text{ кВА}.$$

Определяем сечения линий связи ГПП предприятия с СН (35 кВ) подстанции ТЭЦ.

Величина расчетного тока определяются для каждой цепи линии. Для линии, в состав которой входят n цепей,

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n}, \quad (3.12)$$

где $S_{\text{Л}}$ – полная мощность, протекающая по линии в режиме максимальных нагрузок;

n – количество цепей линии.

Таким образом, по формуле (3.12) находим:

$$I_p = \frac{2557,050}{\sqrt{3} \cdot 35,0 \cdot 2,0} = 21,10 \text{ А.}$$

Плотность тока ($j_{\text{ЭК}}$) есть основной параметр для выбора проводов:

$$F = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (3.13)$$

где F – сечение фазы ЛЭП; I_p – расчетный ток ЛЭП, А.

Для сталеалюминиевых проводов типа АС без изоляции – $j_{\text{ЭК}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$ [16, табл.1.3.36]) для трехфазного предприятия при $T_{\text{max}} = 5100 \text{ ч}$. Расчетное значение F округляется до ближайшего стандартного с учетом технических ограничений по короне, по нагреву, по механической прочности.

Таким образом, по формуле (3.13) находим:

$$F = \frac{21,1}{1,0} = 21,1 \text{ мм}^2.$$

В качестве проводов воздушных линий связи ГПП предприятия с СН (35 кВ) подстанции ТЭЦ принимаем провода марки АС сечением 35 мм^2 (минимально допустимое сечение согласно [16] при напряжении 35 кВ).

Таким образом, приняты провода для питающей ЛЭП 35 кВ типа ЗАС-35 ч с известным током. Т.к. ток аварийной перегрузки ЛЭП: $2 \cdot 21,1 = 42,2 \text{ А}$ (при обрыве одной цепи ЛЭП), поэтому в этих режимах выбранное сечение выбрано верно, т.к. $42,2 < 175 \text{ А}$ [27].

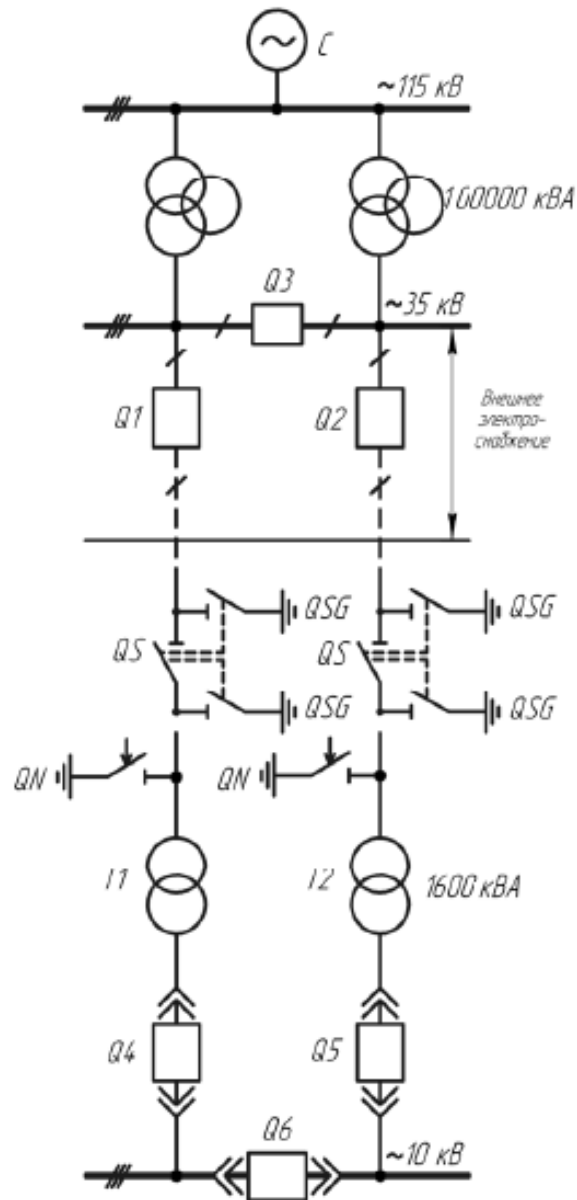


Рисунок 3.2 – Вариант системы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 35 кВ

Потери мощности определим по формуле [9]:

$$\Delta P_{\text{лэп}} = \frac{S_{\text{л}}^2}{U^2} \cdot \frac{r_0 \cdot \ell}{n} \cdot 10^{-3}, \quad (3.14)$$

где удельные параметры определены в соответствии с [26].

Таким образом, по формуле (3.14) находим:

$$\Delta P_{\text{лэп}} = \frac{2557,05^2}{10^2} \cdot \frac{0,85 \cdot 10,2}{2} \cdot 10^{-3} = 283,44 \text{ кВт.}$$

4 Выбор и обоснование схемы электроснабжения

4.1 Построение картограммы электрических нагрузок цехов

Построение картограммы электрических нагрузок цехов определяется координатами ЦЭН [4]:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n p_i}, y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n p_i} \quad (4.1)$$

где p_i - мощность i -го цеха, x_i и y_i - координаты цеха в осях рисунка 4.1.

Диаметры нагрузок можно определить по формуле через их радиусы и расчетную активную мощность:

$$D_i = 2r_i = 2\sqrt{\frac{P_{mi}}{\pi \cdot t}} \quad (4.2)$$

Расчет параметров картограммы нагрузок представим в виде таблицы 4.1. Центр электрических нагрузок предприятия изображен на рисунке 4.1, откуда видно, что ГПП можно расположить максимально близко к нему, произведя небольшое смещение, вызванное расположением цехов (в частности цеха №2, на территории которого получился ЦЭН).

4.2 Определения месторасположения ТП

В таблицах 4.2-4.7 показаны результаты расчетов локальных ЦЭН групп цехов. При этом фактическое расположение каждой ТП может быть смещено относительно получившегося по картограмме ввиду расположения самих цехов (см. рисунок 4.1). Центры нагрузок каждой ТП обозначены как Ц1-Ц6.

Таблица 4.1 – Расчет фактического расположения ЦЭН

N	$Pp,$ кВт	$Qp,$ кВар	$Xi,$ м	$Yi,$ м	$PiXi,$ кВт.м	$PiYi,$ кВт.м	$QiXi,$ кВар.м	$QiYi,$ кВар.м	m	Ri, мм	Di, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	77,83	80,44	72	164	5603,76	12764,12	5791,68	13192,16	0,2	11,13	22,26
2	617,08	675,74	164	117	101201,1	72198,36	110821,36	79061,58	0,2	31,35	62,7
3	306,61	329,26	85	91	26061,85	27901,51	27987,1	29962,66	0,2	22,1	44,2
4	202	185,04	220	92	44440	18584	40708,8	17023,68	0,2	17,93	35,86
5	277,49	212,67	57	142	15816,93	39403,58	12122,19	30199,14	0,2	21,02	42,04
6	95,02	102,01	97	192	9216,94	18243,84	9894,97	19585,92	0,2	12,3	24,6
7	16,28	20,1	107	239	1741,96	3890,92	2150,7	4803,9	0,2	5,09	10,18
8	43,17	52,02	27	52	1165,59	2244,84	1404,54	2705,04	0,2	8,29	16,58
9	45,6	62,41	192	47	8755,2	2143,2	11982,72	2933,27	0,2	8,52	17,04
10	199,52	132,33	75	36	14964	7182,72	9924,75	4763,88	0,2	17,82	35,64
11	133,51	102,83	92	154	12282,92	20560,54	9460,36	15835,82	0,2	14,58	29,16
12	18,43	17,02	42	174	774,06	3206,82	714,84	2961,48	0,2	5,42	10,84
13	25,91	17,39	47	246	1217,77	6373,86	817,33	4277,94	0,2	6,42	12,84
14	49,58	33,4	259	156	12841,22	7734,48	8650,6	5210,4	0,2	8,89	17,78
15	54,09	36,42	220	154	11899,8	8329,86	8012,4	5608,68	0,2	9,28	18,56
всего	2162,12	2059,08			267983,1	250762,7	260444,34	238125,55			
ЦЕНТР					123,945	115,98	126,486	115,647			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Таблица 4.2 - Расчет фактического расположения ЦЭН для группы ТП-1

N	$Pp,$ кВт	$Qp,$ кВар	$Xi,$ м	$Yi,$ м	$PiXi,$ кВт.м	$PiYi,$ кВт.м	$QiXi,$ кВар.м	$QiYi,$ кВар.м	m	Ri, мм	Di, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	77,83	80,44	72	164	5603,76	12764,12	5791,68	13192,16	0,2	11,13	22,26
6	95,02	102,01	97	192	9216,94	18243,84	9894,97	19585,92	0,2	12,3	24,6
7	16,28	20,1	107	239	1741,96	3890,92	2150,7	4803,9	0,2	5,09	10,18
11	133,51	102,83	92	154	12282,92	20560,54	9460,36	15835,82	0,2	14,58	29,16
всего	322,64	305,38			28845,58	55459,42	27297,71	53417,8			
ЦЕНТР					89,405	171,893	89,389	174,922			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Таблица 4.3 – Расчет фактического расположения ЦЭН для группы ТП-2

N	$Pp,$ кВт	$Qp,$ кВар	$Xi,$ м	$Yi,$ м	$PiXi,$ кВт.м	$PiYi,$ кВт.м	$QiXi,$ кВар.м	$QiYi,$ кВар.м	m	Ri, мм	Di, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	617,08	675,74	164	117	101201,1	72198,36	110821,36	79061,58	0,2	31,35	62,7
14	49,58	33,4	259	156	12841,22	7734,48	8650,6	5210,4	0,2	8,89	17,78
15	54,09	36,42	220	154	11899,8	8329,86	8012,4	5608,68	0,2	9,28	18,56
всего	720,75	745,56			125942,1	88262,7	127484,36	89880,66			
ЦЕНТР					174,738	122,460	170,991	120,555			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Таблица 4.4 - Расчет фактического расположения ЦЭН для группы ТП-3

N	$Pp,$ кВт	$Qp,$ кВар	$Xi,$ м	$Yi,$ м	$PiXi,$ кВт.м	$PiYi,$ кВт.м	$QiXi,$ кВар.м	$QiYi,$ кВар.м	m	Ri, мм	Di, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	306,61	329,26	85	91	26061,85	27901,51	27987,1	29962,66	0,2	22,1	44,2
8	43,17	52,02	27	52	1165,59	2244,84	1404,54	2705,04	0,2	8,29	16,58
всего	349,78	381,28			27227,44	30146,35	29391,64	32667,7			
ЦЕНТР					77,842	86,187	77,087	85,679			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Таблица 4.5 - Расчет фактического расположения ЦЭН для группы ТП-4

N	$Pp,$ кВт	$Qp,$ кВар	$Xi,$ м	$Yi,$ м	$PiXi,$ кВт.м	$PiYi,$ кВт.м	$QiXi,$ кВар.м	$QiYi,$ кВар.м	m	Ri, мм	Di, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	202	185,04	220	92	44440	18584	40708,8	17023,68	0,2	17,93	35,86
9	45,6	62,41	192	47	8755,2	2143,2	11982,72	2933,27	0,2	8,52	17,04
всего	247,6	247,45			53195,2	20727,2	52691,52	19956,95			
ЦЕНТР					214,843	83,712	212,938	80,650			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Таблица 4.6 - Расчет фактического расположения ЦЭН для группы ТП-5

N	$Pp,$ кВт	$Qp,$ кВар	$Xi,$ м	$Yi,$ м	$PiXi,$ кВт.м	$PiYi,$ кВт.м	$QiXi,$ кВар.м	$QiYi,$ кВар.м	m	Ri, мм	Di, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	277,49	212,67	57	142	15816,93	39403,58	12122,19	30199,14	0,2	21,02	42,04
12	18,43	17,02	42	174	774,06	3206,82	714,84	2961,48	0,2	5,42	10,84
13	25,91	17,39	47	246	1217,77	6373,86	817,33	4277,94	0,2	6,42	12,84
всего	321,83	247,08			17808,76	48984,26	13654,36	37438,56			
ЦЕНТР					55,336	152,205	55,263	151,524			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

Таблица 4.7 - Расчет фактического расположения ЦЭН для группы ТП-6

N	$Pp,$ кВт	$Qp,$ кВар	$Xi,$ м	$Yi,$ м	$PiXi,$ кВт.м	$PiYi,$ кВт.м	$QiXi,$ кВар.м	$QiYi,$ кВар.м	m	Ri, мм	Di, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	199,52	132,33	75	36	14964	7182,72	9924,75	4763,88	0,2	17,82	35,64
всего	199,52	132,33			14964	7182,72	9924,75	4763,88			
ЦЕНТР					75,000	36,000	75,000	36,000			
					Xp	Yp	Xq	Yq			

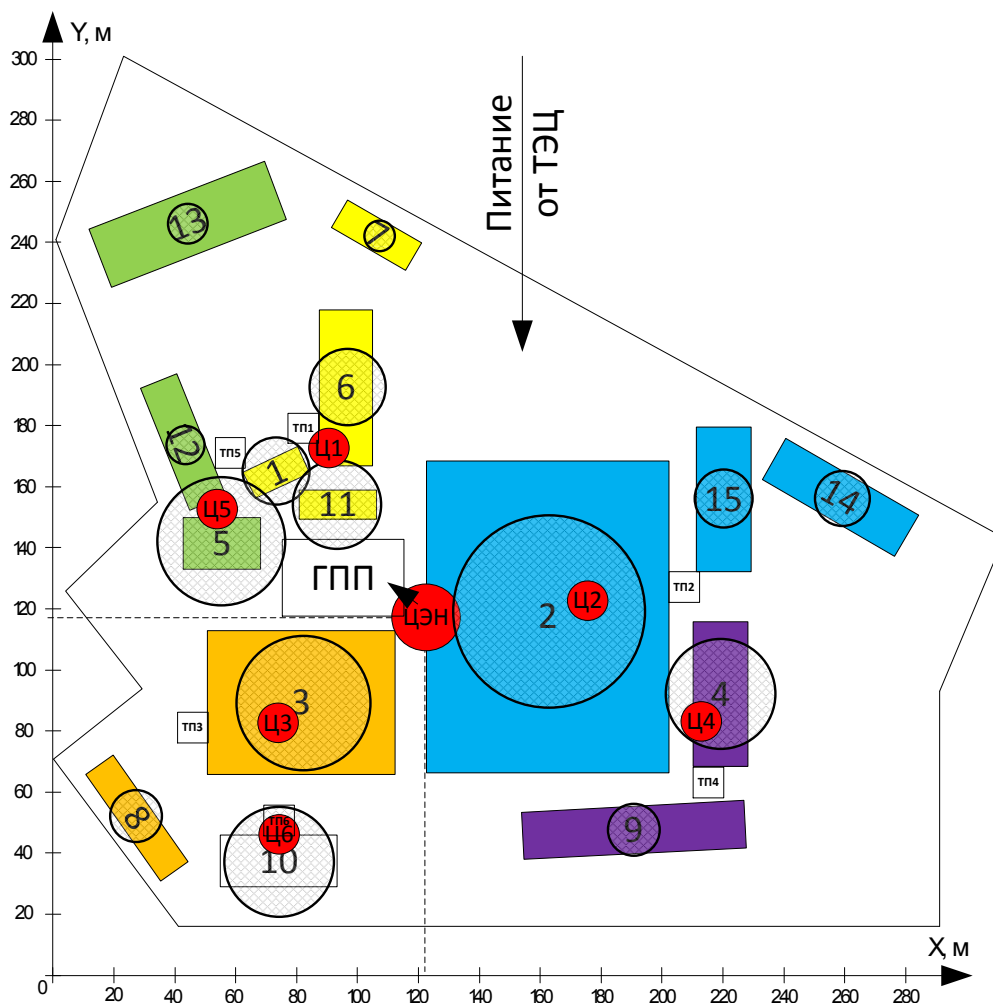


Рисунок 4.1 – Расположение предполагаемого центра питания

ТП располагаем в пристройках к цехам, поскольку по условиям технологических процессов нет места для их установки внутри.

4.3 Выбор схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Схемы ТП 10/0,4 кВ проектируем без сборных шин ВН, причем для подключения к шинам 10 кВ ГПП, ввиду принадлежности всех электроустановок непосредственно предприятию, применяем глухое присоединение цехового трансформатора при применении радиальной схемы питания для каждой ТП для обеспечения наилучшей надежности потребителей высших категорий. Поэтому предлагается схема, показанная на рисунке 4.2.

Для питания подстанций в этой схеме проектируются кабельные линии, проложенные в земле. Каждое присоединение защищено ячейками выключателей на 10 кВ, расположенными в шкафах для питания отходящих линий к ТП.

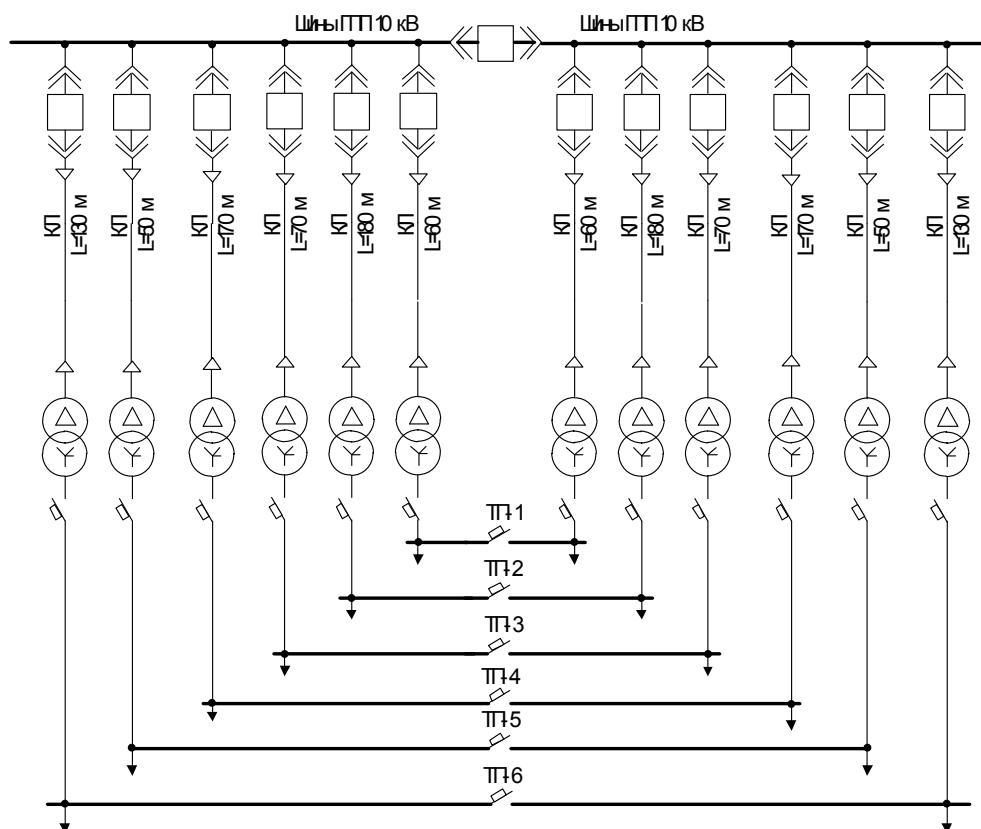


Рисунок 4.2 – Схема канализации электроэнергии по территории предприятия

4.4 Выбор питающих кабельных линий

Выбор питающих кабельных линий можно осуществить по той же формуле, что и для ЛЭП (формула (3.12)) и выбрать их также по экономической плотности тока (3.13), которая при применении кабелей с алюминиевыми жилами в изоляции типа ААБл составляет величину $1,6 \text{ А/мм}^2$ [16, табл.1.3.36].

Кабель ААБл. Первая литера «А» обозначает наименование материала, из которого изготовлены токоведущие жилы. Здесь это алюминий. Вторая буква тоже «А». Она означает, что оболочка тоже изготовлена из алюминия;

«Б» – наличие бронировки из стальной ленты; «Л» – слой под бронёй сделан из ПВХ ленты [25].

Выбор питающих кабельных линий для удобства оформим в виде таблицы 4.8. При этом проверяем каждый кабель на соответствие допустимого тока кабеля току в послеаварийном режиме (в два раза больше тока нормального режима) $I_{\text{послеавар.}}$, А (должен получиться не меньше последнего). Минимальное сечение алюминиевого кабеля 10 кВ по механической прочности. Допустимые токи алюминиевых бронированных кабелей определяются в соответствии с [16, табл.1.3.7].

Таблица 4.8 – Выбор питающих кабельных линий для каждой ТП

№ ТП	L, м	S_p , кВА	$I_{\text{раб.норм}}$, А	j , А/мм ²	$F_{\text{расч}}$, мм ²	$I_{\text{послеавар.}}$ (Путьж), А	Тип	$I_{\text{доп}}$ кабеля, А
1	60	445,73	12,88	1,6	8,05	25,76	ААБл 3 x 16 мм ²	90
2	180	1040,09	30,06	1,6	18,79	60,12	ААБл 3 x 25 мм ²	115
3	70	517,51	14,96	1,6	9,35	29,91	ААБл 3 x 16 мм ²	90
4	170	351,23	10,15	1,6	6,34	20,3	ААБл 3 x 16 мм ²	90
5	50	405,9	11,73	1,6	7,33	23,46	ААБл 3 x 16 мм ²	90
6	130	239,41	6,92	1,6	4,33	13,84	ААБл 3 x 16 мм ²	90

В дальнейшем, после расчета токов КЗ, сечения кабелей будут уточняться по термической стойкости.

5 Расчет токов короткого замыкания

Расчетная схема, если для упрощения не включать в нее коммутационную аппаратуру, будет включать в себя источник питания (энергосистему) с заданным сопротивлением, трехобмоточный трансформатор ТЭЦ, ЛЭП от ТЭЦ до завода, кабельные линии, питающие ТП 10/0,4 кВ и их трансформаторы (рисунок 5.1). При этом при отдельной работе трансформаторов изображаем только половину схемы, необходимую для расчета. Схема замещения расчетной схемы показана на рисунке 5.2. Минимальное сопротивление системы в режиме наибольших токов КЗ составляет величину в 10,2 Ом.

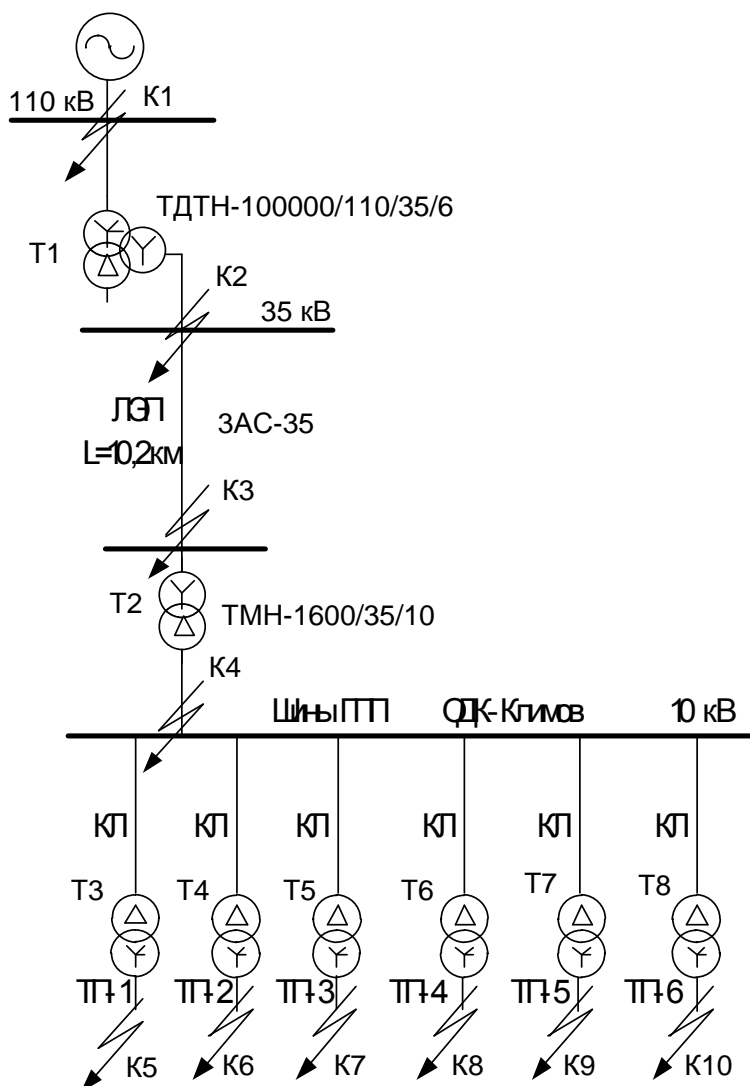


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

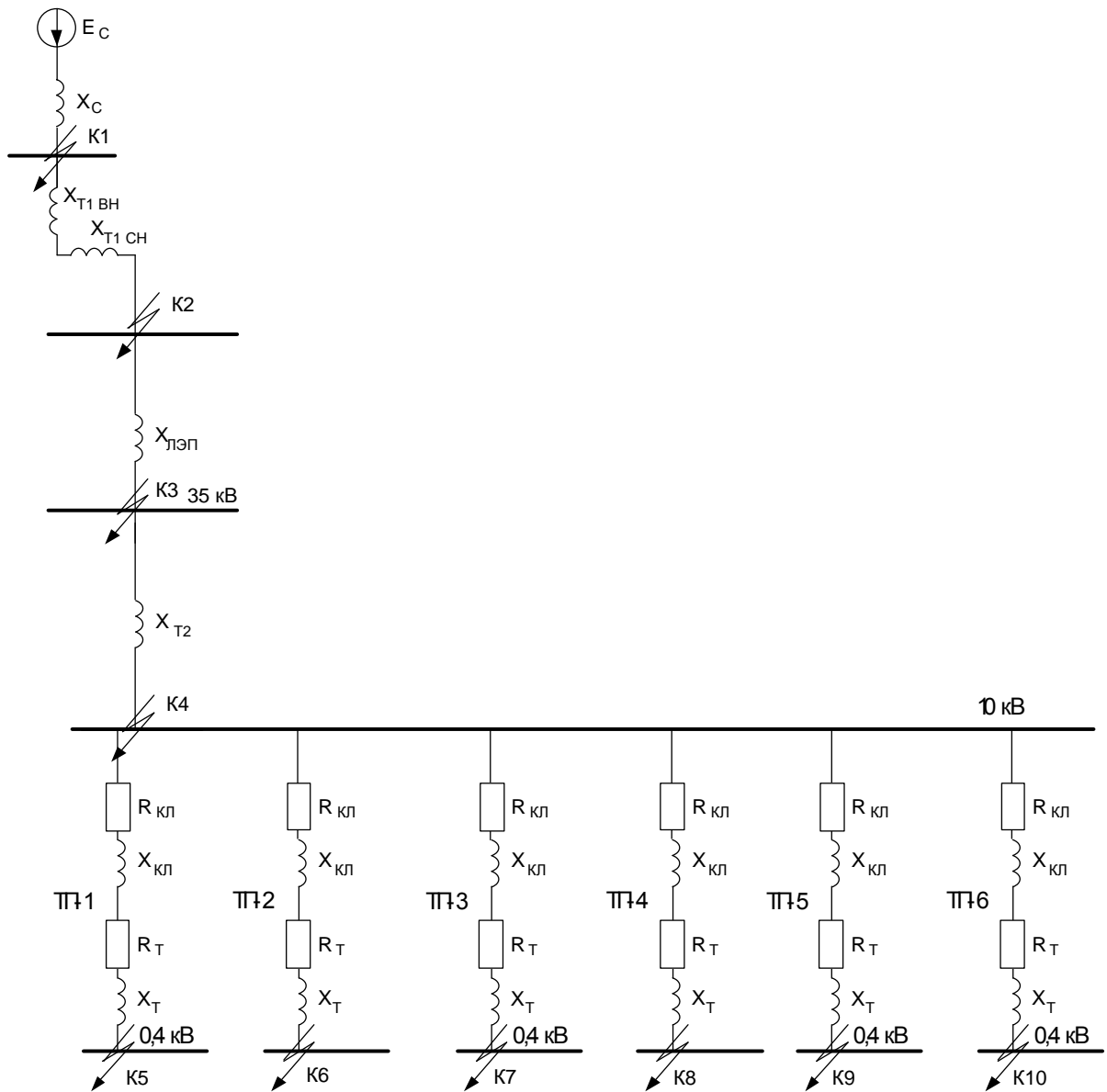


Рисунок 5.2 – Схема замещения

Расчет параметров элементов схемы замещения для нахождения токов в точка К3 К1-К4 произведем в относительных единицах. При этом, поскольку известно сопротивление системы в Омах, можно вычислить мощность системы, а затем ее сопротивление, но уже в относительных единицах.

Согласно [17] сопротивление электрической системы в именованных единицах:

$$X = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_c}, \quad (5.1)$$

откуда мощность системы:

$$S_c = \frac{U_{\text{ном}}^2}{X} = \frac{115^2}{10,2} = 1296,57 \text{ МВА.}$$

Принимаем базисную мощность, равную 1000 МВА и базисные напряжения из ряда 115; 37; 10,5 кВ.

Тогда сопротивление электрической системы в относительных единицах:

$$x_c = \frac{S_B}{S_c} = \frac{1000}{1296,57} = 0,771.$$

Определим параметры схемы замещения других элементов.

Трансформатор Т1 типа ТДТН-100000/110/35/6 имеет следующие параметры [25]: $U_{BC} = 11\%$, $U_{BH} = 18,5\%$, $U_{CH} = 7\%$.

Вычисляем напряжения КЗ обмоток через напряжение между обмотками ВН и НН, между обмотками СН и НН и между обмотками ВН и СН [4, 17]:

$$U_{KB} = 0,5(U_{BH} + U_{BC} - U_{CH}) = 0,5(18,5 + 11 - 7) = 11,25\%;$$

$$U_{KC} = 0,5(U_{BC} + U_{CH} - U_{BH}) = 0,5(11 + 7 - 18,5) \approx 0;$$

$$U_{KH} = 0,5(U_{BH} + U_{CH} - U_{BC}) = 0,5(18,5 + 7 - 11) = 7,25\%.$$

$$x_{T1BH} = \frac{U_{KB}}{100} \frac{S_B}{S_H} = \frac{11,25}{100} \frac{1000}{100} = 1,125;$$

$$x_{T1HH} = 0.$$

Линия электропередачи:

$$x_{ЛЭП} = x_0 L S_B / U_{cp}^2 = 0,4 \cdot 10,2 \cdot 1000 / 115^2 = 0,309.$$

Трансформатор ГПП Т2 (параметры приведены в таблице 3.6):

$$x_{T2} = \frac{u_K}{100} \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{6,5}{100} \frac{1000}{1,6} = 40,625.$$

Преобразуем последовательные соединения сопротивлений:

$$x_{K1} = x_c = 0,771.$$

$$x_{K2} = x_c + x_{T1BH} + x_{T1CH} = 0,771 + 1,125 + 0 = 1,896.$$

$$x_{K3} = x_{K2} + x_{ЛЭП} = 1,896 + 0,309 = 2,205.$$

$$x_{K4} = x_{K3} + x_{T2} = 2,205 + 40,625 = 42,83.$$

Базисные токи:

– для точек К1 и К2:

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{cp1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

– для точки К3:

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{cp2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,604 \text{ кА}.$$

– для точки К4:

$$I_{B3} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{cp3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}.$$

Начальные значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точках К1-К4 [4, 17]:

$$I''_{K1} = \frac{I_{B1}}{x_{K1}} = \frac{5,02}{0,771} = 6,511 \text{ кА}; \quad I''_{K2} = \frac{I_{B1}}{x_{K2}} = \frac{5,02}{1,896} = 2,648 \text{ кА};$$

$$I''_{K3} = \frac{I_{B2}}{x_{K3}} = \frac{15,604}{2,205} = 7,077 \text{ кА}; \quad I''_{K4} = \frac{I_{B3}}{x_{K4}} = \frac{54,986}{42,83} = 1,284 \text{ кА}.$$

Ударный ток определяем по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi}^{(3)} \cdot k_{уд}, \quad (5.2)$$

где $k_{уд} = 1,8$ [17].

Тогда ударные токи для короткого замыкания в точках К1-К4:

$$i_{уд(К1)} = \sqrt{2} \cdot 6,511 \cdot 1,8 = 16,574 \text{ кА};$$

$$i_{уд(К2)} = \sqrt{2} \cdot 2,648 \cdot 1,8 = 6,741 \text{ кА};$$

$$i_{уд(К3)} = \sqrt{2} \cdot 7,077 \cdot 1,8 = 18,015 \text{ кА};$$

$$i_{уд(К4)} = \sqrt{2} \cdot 1,284 \cdot 1,8 = 3,269 \text{ кА}.$$

Импульс квадратичного тока К3 определим по выражению:

$$B_{к} = \left(I_{\Pi}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (5.3)$$

где $I_{\Pi}^{(3)}$ – определенный ранее ток К3 (см. п. 5); $t_{откл} = 0,18$ с; $T_a = 0,025$ с [17].

Тогда для точек К1-К4 имеем:

$$B_{к1} = \left(I_{K1}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 6,511^2 \cdot (0,18 + 0,025) = 8,691 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к2} = \left(I_{K2}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 2,648^2 \cdot (0,18 + 0,025) = 1,437 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к3} = \left(I_{K3}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 7,077^2 \cdot (0,18 + 0,025) = 10,267 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к4} = \left(I_{K4}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 1,284^2 \cdot (0,18 + 0,025) = 0,338 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сопротивления кабельных линий 10 кВ учитываем не только

реактивные, но и активные сопротивления этих линий (длины линий подставляем в км, а удельные сопротивления кабелей берем из справочника [27]):

$$x_{КЛ1} = x_{y\partial} \ell_{кл} S_B / U_{cp}^2 = 0,113 \cdot 0,060 \cdot 1000 / 10,5^2 = 0,061.$$

$$x_{КЛ2} = x_{y\partial} \ell_{кл} S_B / U_{cp}^2 = 0,099 \cdot 0,180 \cdot 1000 / 10,5^2 = 0,162.$$

$$x_{КЛ3} = x_{y\partial} \ell_{кл} S_B / U_{cp}^2 = 0,113 \cdot 0,070 \cdot 1000 / 10,5^2 = 0,072.$$

$$x_{КЛ4} = x_{y\partial} \ell_{кл} S_B / U_{cp}^2 = 0,113 \cdot 0,170 \cdot 1000 / 10,5^2 = 0,174.$$

$$x_{КЛ5} = x_{y\partial} \ell_{кл} S_B / U_{cp}^2 = 0,113 \cdot 0,050 \cdot 1000 / 10,5^2 = 0,051.$$

$$x_{КЛ6} = x_{y\partial} \ell_{кл} S_B / U_{cp}^2 = 0,113 \cdot 0,130 \cdot 1000 / 10,5^2 = 0,133.$$

$$r_{КЛ1} = r_{y\partial} \ell_{кл} S_B / U_{cp}^2 = 1,84 \cdot 0,060 \cdot 1000 / 10,5^2 = 1,001.$$

$$r_{КЛ2} = r_{y\partial} \ell_{кл} S_B / U_{cp}^2 = 1,17 \cdot 0,180 \cdot 1000 / 10,5^2 = 1,910.$$

$$r_{КЛ3} = r_{y\partial} \ell_{кл} S_B / U_{cp}^2 = 1,84 \cdot 0,070 \cdot 1000 / 10,5^2 = 1,168.$$

$$r_{КЛ4} = r_{y\partial} \ell_{кл} S_B / U_{cp}^2 = 1,84 \cdot 0,170 \cdot 1000 / 10,5^2 = 2,837.$$

$$r_{КЛ5} = r_{y\partial} \ell_{кл} S_B / U_{cp}^2 = 1,84 \cdot 0,050 \cdot 1000 / 10,5^2 = 0,834.$$

$$r_{КЛ6} = r_{y\partial} \ell_{кл} S_B / U_{cp}^2 = 1,84 \cdot 0,130 \cdot 1000 / 10,5^2 = 2,170.$$

С учетом этого сопротивления внешней сети по отношению к каждой ТП, т.е. до шин ВН ТП 1-6 запишутся как:

$$x_1 = x_{K4} + x_{КЛ1} = 42,83 + 0,061 = 42,891.$$

$$x_2 = x_{K4} + x_{КЛ1} = 42,83 + 0,162 = 42,992$$

$$x_3 = x_{K4} + x_{КЛ1} = 42,83 + 0,072 = 42,902.$$

$$x_4 = x_{K4} + x_{КЛ1} = 42,83 + 0,174 = 43,004.$$

$$x_5 = x_{K4} + x_{КЛ1} = 42,83 + 0,051 = 42,881.$$

$$x_6 = x_{K4} + x_{КЛ1} = 42,83 + 0,133 = 42,963.$$

Аналогичные активные сопротивления будут такими же, как и активные сопротивления кабельных линий.

Произведем расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ, на шинах НН ТП. При этом активное и индуктивное сопротивления понижающего трансформатора, приведенные к ступени НН, рассчитывают по формулам [17], используя параметры из таблицы 3.3:

$$r_T = P_K U_{HH}^2 \cdot 10^6 / S_H^2, \text{ мОм}; \quad (5.4)$$

$$x_T = \sqrt{U_K^2 - [100 P_K / S_H]^2} \cdot U_{HH}^2 \cdot 10^4 / S_H, \text{ мОм},$$

где S_H – номинальная мощность трансформатора; U_{HH} – номинальное линейное напряжение обмотки НН трансформатора; P_K – потери КЗ в трансформаторе; U_K – напряжение КЗ трансформатора.

Тогда активное и индуктивное сопротивления:

– для трансформаторов ТП 1,3,4,5 типа ТМ-250/10:

$$r_T = 3,7 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6 / 250^2 = 9,472 \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{4,5^2 - [100 \cdot 3,7 / 250]^2} \cdot 0,4^2 \cdot 10^4 / 250 = 27,198 \text{ мОм};$$

– для трансформаторов ТП 2 типа ТМ-630/10:

$$r_T = 7,6 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6 / 630^2 = 3,064 \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{5,5^2 - [100 \cdot 7,6 / 630]^2} \cdot 0,4^2 \cdot 10^4 / 630 = 13,628 \text{ мОм};$$

– для трансформаторов ТП 6 типа ТМ-160/10:

$$r_T = 2,75 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6 / 160^2 = 17,188 \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{4,5^2 - [100 \cdot 2,75 / 160]^2} \cdot 0,4^2 \cdot 10^4 / 160 = 41,588 \text{ мОм};$$

Кроме этого, теперь необходимо сопротивления сети 10 кВ привести к стороне 0,4 кВ и сделать это в именованных единицах, т.е. в Омах:

$$x_{ci} = x_i \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_B} \cdot 10^3, \text{ мОм}; \quad (5.5)$$

$$r_{ci} = r_i \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_B} \cdot 10^3, \text{ мОм}; \quad (5.6)$$

В сетях 0,4 кВ необходимо учитывать дополнительные сопротивления. В источнике [4] предлагается это сделать упрощенно, при этом для контактных соединений кабелей принимается 0,1 мОм, для коммутационных аппаратов (тех, которые являются вводными на стороне 0,4 кВ ТП) принимается 1,0 мОм. Активное сопротивление дуги в месте КЗ при КЗ вблизи выходов 400 Вольт:

- за трансформаторами мощностью 160-250 кВА – 15 мОм;
- за трансформаторами мощностью 630 кВА – 7 мОм.

С учетом всех указанных сопротивлений трехфазный ток КЗ будет определяться формулой при напряжении 0,4 кВ:

$$I''_k = \frac{U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{рез.б}^2 + x_{рез.б}^2}}, \quad (5.7)$$

Постоянная времени:

$$T_a = x_{рез.б} / (\omega \cdot r_{рез.б}), \quad (5.8)$$

где ω - угловая частота, равная 314 рад/с, при частоте в сети 50 Гц.

Ударный коэффициент:

$$k_y = 1 + e^{-0,01/T_a}. \quad (5.9)$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y = k_y \sqrt{2} I''^{(3)}. \quad (5.10)$$

Для удобства все расчеты проведем в табличной форме (таблицы 5.1-5.2), используя формулы (5.5)-(5.10).

Таблица 5.1 – Расчет результирующих сопротивлений

№ точки КЗ	Реактивные сопротивления до шин ВН ТП, о.е.	Приведенные реактивные сопротивления до шин ВН ТП, мОм	Активные сопротивления до шин ВН ТП, о.е.	Приведенные активные сопротивления до шин ВН ТП, мОм	Активное сопротивление трансформатора, мОм	Реактивное сопротивление трансформатора, мОм	Дополнительное активное сопротивление, мОм	Результирующее активное сопротивление, мОм	Результирующее реактивное сопротивление, мОм
5	42,891	6,863	1,001	0,16	9,472	27,198	16,1	25,732	34,061
6	42,992	6,879	1,91	0,306	3,064	13,628	8,1	11,47	20,507
7	42,902	6,864	1,168	0,187	9,472	27,198	16,1	25,759	34,062
8	43,004	6,881	2,837	0,454	9,472	27,198	16,1	26,026	34,079
9	42,881	6,861	0,834	0,133	9,472	27,198	16,1	25,705	34,059
10	42,963	6,874	2,17	0,347	17,188	41,588	16,1	33,635	48,462

Таблица 5.2 – Расчет токов КЗ в точках К5-К10

№ точки КЗ	Результирующее активное сопротивление, мОм	Результирующее реактивное сопротивление, мОм	Трехфазный ток КЗ, кА	Постоянная времени, с	Ударный коэффициент	Ударный ток КЗ, кА
5	25,732	34,061	5,41	0,0042	1,092	8,355
6	11,47	20,507	9,829	0,0057	1,173	16,305
7	25,759	34,062	5,408	0,0042	1,092	8,352
8	26,026	34,079	5,386	0,0042	1,092	8,318
9	25,705	34,059	5,412	0,0042	1,092	8,358
10	33,635	48,462	3,915	0,0046	1,114	6,168

6 Расчет и выбор электрооборудования и проводников

6.1 Выбор силового электрооборудования выше 1000 В, проводников и способа их прокладки

Проводники и способы их прокладки в сети внутреннего электроснабжения предварительно были выбраны в п.4.4. В данном пункте необходимо уточнить, подходят ли они по условиям термической стойкости и минимальному сечению фазы провода (кабеля):

$$F \geq F_{MIN}. \quad (6.1)$$

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (6.2)$$

где B_K - импульс к.з., A^2 / c , в точке К4, вычисленный в п.5.

$C = 98 A \cdot c^2 / мм^2$ – тепловая функция для алюминиевого проводника при н.у. [17].

Таким образом, проверяем кабели, идущие от ГПП до каждой ТП соответственно:

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{B_{K4}}}{C} = \frac{\sqrt{0,338 \cdot 10^6}}{98} = 5,93 мм^2.$$

Любое выбранное сечение кабеля типа ААБл больше этого минимального расчетного по условиям термической стойкости, значит, предварительно кабели были выбраны правильно.

Далее необходимо выбрать коммутационную аппаратуру - разъединители и выключатели для защиты питающей ЛЭП 35 кВ и трансформатора ГПП, и выключатели, установленные в ячейках РУ-10 кВ ГПП (вводной, секционный, каждой отходящей линии) предварительно для этого нужно вычислить токи нормального $I_{раб.норм}$ и утяжеленного $I_{утяж}$

режимов каждого указанного присоединения.

Рассчитаем токи $I_{\text{норм}}$ и $I_{\text{утяж}}$ для стороны низкого напряжения ГПП

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (6.3)$$

$$I_{\text{утяж}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (6.4)$$

Для стороны 10 кВ ГПП:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{РП}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2449,43 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 70,709 \text{ А};$$

$$I_{\text{утяж}} = \frac{S_{\text{РП}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2449,43 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 141,418 \text{ А}.$$

Для ЛЭП 35 кВ:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{Л}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2557,05 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 21,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{утяж}} = \frac{S_{\text{Л}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2557,05 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 42,2 \text{ А}.$$

Расчет токов, протекающих по КЛ к каждой ТП, для нормального $I_{\text{раб.норм}}$ и утяжеленного $I_{\text{утяж}}$ режимов уже сделан ранее (см. таблицу 4.8).

Результаты выбора разъединителя 35 кВ будем заносить в расчетную таблицу 6.1 (где $U_{\text{уст}}$ — напряжение сети в месте установки (кВ); $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение аппарата (кВ); $I_{\text{расч}}$ — расчетный ток на данном участке схемы (А); $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток аппарата (А); $i_{\text{уд}}$ — расчетный ударный ток трехфазного короткого замыкания на данном участке схемы (кА); $i_{\text{прс}}$ — номинальный ток электродинамической стойкости аппарата (кА),

B_k — расчетный тепловой импульс тока короткого замыкания на данном участке схемы ($\text{kA}^2 \cdot \text{c}$), $I_{пр.т}$ — предельный ток термической стойкости аппарата (kA), t_τ — длительность протекания тока термической стойкости (c) (4 с при $U_{ном} < 35 \text{ кВ}$; 3 с при $U_{ном} > 35 \text{ кВ}$)).

Таблица 6.1 – Расчетная таблица выбора разъединителей 35 кВ [29-30]

Условие выбора	Тип разъединителя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	РНД(З)-35/630 ХЛ1	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_{ном}$		$I_{расч} = 21,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$		$i_{уд} = 6,741 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 1,437 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau =$ $= 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$

Результаты выбора выключателей 35 кВ заносятся в расчетную таблицу 6.2 (где $I_{н0}$ — ток КЗ на данном участке схемы (kA), $I_{пр.с}$ — предельный сквозной ток аппарата (kA)).

Таблица 6.2 – Расчетная таблица выбора выключателей 35 кВ [29-30]

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	ВВК-35Б-630-20У1	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_{ном}$		$I_{расч} = 21,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_n^{(3)} \leq I_{пр.с}$		$I_n^{(3)} = 2,648 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$		$i_{уд} = 6,741 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 1,437 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$

Результаты выбора ограничителей перенапряжения на 35 кВ ГПП заносятся в расчетную таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расчетная таблица выбора ОПН 35 кВ [29-30]

Условия выбора	Тип ОПН	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = U_{ном}$	ОПН-У-35УХЛ1	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$

Результаты выбора выключателей 10 кВ ГПП будем заносить в расчетную таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Расчетная таблица выбора вводных и секционных выключателей 10 кВ [29-30]

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	ВВ/TEL-10-12,5/630У3	$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$		$I_{расч}=70,709$ А (для секционного)	$I_{ном}=630$ А
		$I_{расч}=141,418$ А (для вводного)	$I_{ном}=630$ А
$I_{п}^{(3)} \leq I_{пр.с}$		$I_{п}^{(3)}=1,284$ кА	$I_{пр.с}=12,5$ кА
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$		$i_{уд}=3,269$ кА	$i_{пр.с}=50$ кА
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}$		$B_k=0,338$ (кА ² · с)	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}=12,5^2 \cdot 4 =625$ (кА ² · с)

Выбор выключателей для отходящих присоединений, к которым подключены потребители, представлен в таблице 6.5. Из таблицы видно, что для всех этих отходящих присоединений также подходит выключатель на ток 630 А.

Таблица 6.5 – Расчетная таблица выбора выключателей НН для отходящих присоединений, к которым подключены потребители [29-30]

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Наименование потребителя	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	ВВ/TEL-10-12,5/630У3	$U_{уст}=10$ кВ		$U_{ном}=10$ кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$		$I_{расч}= 25,76$ А	ТП-1	$I_{ном}= 630$ А
		$I_{расч}= 60,12$ А	ТП-2	$I_{ном}= 630$ А
		$I_{расч}= 29,91$ А	ТП-3	$I_{ном}= 630$ А
		$I_{расч}= 20,3$ А	ТП-4	$I_{ном}= 630$ А
		$I_{расч}= 23,46$ А	ТП-5	$I_{ном}= 630$ А
		$I_{расч}= 13,84$ А	ТП-6	$I_{ном}= 630$ А
$I_{п}^{(3)} \leq I_{пр.с}$		$I_{п}^{(3)}=1,284$ кА		$I_{пр.с}=12,5$ кА
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$		$i_{уд}=3,269$ кА		$i_{пр.с}=50$ кА
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}$		$B_k=0,338$ (кА ² · с)		$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}=12,5^2 \cdot 4 =625$ (кА ² · с)

Результаты выбора ограничителей перенапряжения 10 кВ заносятся в расчетную таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Расчетная таблица выбора ОПН 10 кВ [29-30]

Условие выбора	Тип ОПН	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = U_{ном}$	ОПН-10 УХЛ1	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ

Для определения общей мощности потребителей собственных нужд подстанции составляется таблица 6.7 электрических нагрузок собственных нужд электроподстанции.

Таблица 6.7 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Нагрузка	
	единицы, кВт × кол-во	всего, кВт			$P_{\text{уст}}$, кВт	$Q_{\text{уст}}$, квар
Охлаждение ТМН-1600/35	-	3	0,85	0,62	3	1,86
Подогрев У-35	11,3х3	33,9	1	0	33,9	-
Подогрев КРУ	1х16	16	1	0	16	-
Отопление и освещение ОПУ	-	40	1	0	40	-
Освещение, вентиляция ЗРУ	-	7	1	0	7	-
Освещение ОРУ 35 кВ	-	5	1	0	5	-
Итого					101,9	1,86

Общая электрическая нагрузка собственных нужд:

$$S_{сн} = k_c \cdot \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2} = 0,8 \cdot \sqrt{101,9^2 + 1,86^2} = 81,53 \text{ (кВА)}. \quad (6.5)$$

Мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{тсн} \geq \frac{S_{сн}}{2 \cdot 0,7} \geq \frac{81,53}{2 \cdot 0,7} = 58,23 \text{ (кВА)}. \quad (6.6)$$

Принимаем два трансформатора ТСН: ТМ-63/10.

6.2 Выбор силового электрооборудования до 1000 В, проводников и способа их прокладки

Целью данного пункта является выбор вводных и секционных воздушных автоматических выключателей, установленных в каждой ТП на предприятии, а также питающих кабельных линий 0,4 кВ, идущих от вводно-распределительных устройств (ВРУ) каждого цеха до соответствующей ТП (рисунок 6.1). Способ прокладки кабелей – в земле, в траншее. Согласно [16] допустимо выбрать проводники из алюминия, поэтому принимаем АСБ. Это силовой бронированный лентами кабель, с алюминиевой жилой, с бумажной

пропитанной изоляцией, свинцовой оболочкой, наружный покров из битума и пряжи. Выбор кабелей произведем в таблице 6.9, при этом токи в линиях находим по формуле (3.12), учитывая значение напряжения 0,4 кВ. Согласно ГОСТ 18410-73 кабель АСБ имеет длительно допустимые токовые нагрузки при монтаже кабеля в земле, представленные в таблице 6.8. При этом допустимый ток кабеля или присоединения (если кабели прокладываются параллельно) должен быть не меньше расчетного тока.

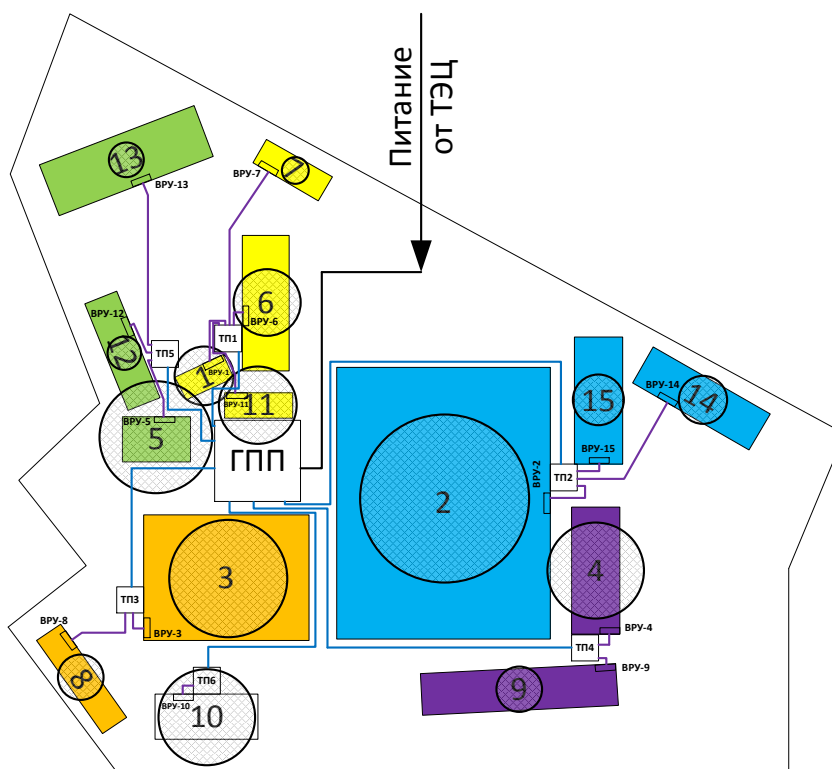


Рисунок 6.1 – Питающие кабельные линии 0,4 кВ, идущие от ВРУ каждого цеха до соответствующей ТП

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей для защиты ТП с низкой стороны, производим по известным выражениям [25]:

$$U_a \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (6.5)$$

$$I_{\text{ном.а}} \geq 1,1 \cdot I_M, \quad (6.6)$$

Используем серии ВА51, ВА53 [25] (таблицы 6.8-6.9). Для секционных автоматов принимаем расчетный ток, равный половине рабочего

максимального тока присоединения. Расчетные токи определяем через расчетные мощности для каждой ТП по формуле (3.12), учитывая значение напряжения 0,4 кВ.

Таблица 6.8 – Выбор кабелей, питающих цеха от соответствующей ТП

№ цеха	ТП, питающий цех	Длина кабеля L, м	S_p , кВА	Ираб.нор м, А	Тип кабеля	Число кабелей, питающих цех и проложенных параллельно	Идоп одного кабеля, А	Идоп всего присоединения, А
1	ТП-1	25	111,93	161,75	АСБ 3 х 70 мм ²	1	184	184
2	ТП-2	20	915,1	1322,4	АСБ 3 х 240 мм ²	4	359	1436
3	ТП-3	10	449,91	650,16	АСБ 3 х 240 мм ²	2	359	718
4	ТП-4	10	273,94	395,87	АСБ 3 х 95 мм ²	2	219	438
5	ТП-5	30	349,61	505,22	АСБ 3 х 150 мм ²	2	281	562
6	ТП-1	10	139,41	201,46	АСБ 3 х 95 мм ²	1	219	219
7	ТП-1	80	25,87	37,38	АСБ 3 х 10 мм ²	1	60	60
8	ТП-3	30	67,6	97,69	АСБ 3 х 25 мм ²	1	102	102
9	ТП-4	10	77,29	111,69	АСБ 3 х 35 мм ²	1	126	126
10	ТП-6	5	239,41	345,97	АСБ 3 х 240 мм ²	1	359	359
11	ТП-1	40	168,52	243,53	АСБ 3 х 120 мм ²	1	248	248
12	ТП-5	20	25,09	36,26	АСБ 3 х 10 мм ²	1	60	60
13	ТП-5	70	31,2	45,09	АСБ 3 х 10 мм ²	1	60	60
14	ТП-2	75	59,78	86,39	АСБ 3 х 25 мм ²	1	102	102
15	ТП-2	15	65,21	94,23	АСБ 3 х 25 мм ²	1	102	102

Таблица 6.9 – Выбор вводных автоматов на шинах НН ТП

№ ТП	Расчетная мощность S_p , кВА	Расчетный ток I_p , А	Расчетный ток для выбора автомата $1,1 \cdot I_p$, А	Номинальный ток автомата $I_{ном.а}$, А	Тип автомата
1	445,73	644,12	708,53	800	ВА 51-39
2	1040,09	1503,02	1653,32	2500	ВА 53-45
3	517,51	747,85	822,64	1000	ВА 53-41
4	351,23	507,56	558,32	630	ВА 51-39
5	405,9	586,56	645,22	800	ВА 51-39
6	239,41	345,97	380,57	400	ВА 51-37

Таблица 6.9 – Выбор секционных автоматов на шинах НН ТП

№ ТП	Расчетная мощность S_p , кВА	Расчетный ток I_p , А	Расчетный ток для выбора автомата $1,1 \cdot I_p$, А	Номинальный ток автомата $I_{ном.а}$, А	Тип автомата
1	222,865	322,06	354,27	400	ВА 51-37
2	520,045	751,51	826,66	1000	ВА 53-41
3	258,755	373,92	411,31	500	ВА 51-39
4	175,615	253,78	279,16	320	ВА 51-37
5	202,95	293,28	322,61	400	ВА 51-37
6	119,705	172,98	190,28	200	ВА 51-35

Все выбранное оборудование удовлетворяет предъявляемым требованиям.

7 Расчет релейной защиты и автоматики

Произведем расчет релейной защиты трансформатора ГПП типа ТМН-1600/35 с помощью дифференциальных токовых реле типа РСТ-15, рассчитанных на применение в сетях стандартной частоты.

Пик тока на высокой стороне трансформатора [20]:

$$I_{\text{БТН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (7.1)$$

Полная структурная схема дифференциальное реле тока типа РСТ-15 представлена в графической части, лист 6 [26].

При определении параметров РСТ-15 сначала определяются значения токов на высокой (ВН) и низкой (НН) сторонах трансформатора. Далее определяются с типом ТТ, номинальный первичный ток ТТ выбирается большим, чем номинальный на стороне ВН или НН, т. е.

$$I_{\text{ном1ВН}} > I_{\text{ном.ВН}}, \quad I_{\text{ном1НН}} > I_{\text{ном.НН}}, \quad (7.2)$$

но с таким расчетом, чтобы впоследствии рассчитанные токи в плечах защиты $I_{2\text{ВН}}$ и $I_{2\text{НН}}$ были не более 5 А.

Расчет производим по форме таблицы 7.1.

Расчетное число витков обмотки основной стороны $W_{\text{осн}}$:

$$W_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{с.р}}}{I_{\text{с.р}}} = \frac{F_{\text{с.р}}}{I_{2\text{ВН}}}, \quad (7.3)$$

Далее используем выражение:

$$I_{2\text{ВН}} W_{\text{осн}} = I_{2\text{НН}} (W_1 - W_{\text{доп}}), \quad (7.4)$$

Таблица 7.1 – Расчет на реле РСТ-15 – определение основных величин

Наименование величины	Формула	Сторона ВН	Сторона НН
1. Номинальный ток защиты трансформатора, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}$	$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}$
2. Схема соединений обмоток защиты трансформатора	–	Y (Δ)	Δ (Y)
3. Схема соединений обмоток ТТ	–	Δ (Y)	Y (Δ)
4. Коэффициент схемы	$K_{\text{сх}}$	$K_{\text{схВН}} = \sqrt{3} (1)$	$K_{\text{схНН}} = 1 (\sqrt{3})$
5. Коэффициент трансформации ТТ	$K_{\text{нТТ}}$	$K_{\text{нТТ.ВН}} = \frac{I_{\text{ном1ВН}}}{5}$	$K_{\text{нТТ.НН}} = \frac{I_{\text{ном1НН}}}{5}$
6. Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности трансформатора	$I_{2\text{ВН}} = \frac{K_{\text{сх}}}{n_{\text{т}}} \times I_{\text{ном}}$	$I_{2\text{ВН}} = \frac{K_{\text{сх}}}{K_{\text{нТТ.ВН}}} \times I_{\text{ном.ВН}}$	$I_{2\text{ВН}} = \frac{K_{\text{сх}}}{K_{\text{нТТ.НН}}} \times I_{\text{ном.НН}}$

Ток срабатывания для установки на панели реле РСТ-15:

$$I_{\text{с.р}^*} = \frac{I_{\text{с.р}} W_{\text{осн}}}{100 K}, \quad (7.5)$$

Реле предназначено для защиты одной фазы. Схемы оперативных цепей защиты на реле РСТ-15 показаны в графической части, лист 6 (Трехфазная схема включения трех реле РСТ-15 и схема оперативных цепей дифференциальной защиты трансформатора).

Таким образом, следуя вышеприведенным рекомендациям, производим расчет защиты на реле РСТ-15.

Параметры защищаемого трансформатора:

$$\text{ТМН-1600/35, } P_{\text{ном}} = 1600 \text{ кВА; } U_{\text{ВН}} = 35 \text{ кВ; } U_{\text{НН}} = 10 \text{ кВ.}$$

Пик тока на высокой стороне трансформатора:



$$I_{БТН} = I_{НОМТ1} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} = \frac{1600}{\sqrt{3} * 35} = 26,393 \text{ А.}$$

Принимаем трансформаторы тока:

ТФЗМ-35А 50/5 А/А, ТПЛК-10 100/5 А/А.

Определение основных параметров оформим в виде таблицы 7.2.

Таблица 7.2 – Расчет дифзащиты

Наименование величины	Численное значение для стороны	
	35 кВ	10 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора, А $I_n = S_n / (\sqrt{3} \cdot U_{н.ср.})$	$I_{НОМВН} = \frac{1600}{\sqrt{3} * 35} = 26,393 \text{ А.}$	$I_{НОМНН} = \frac{1600}{\sqrt{3} * 10} = 92,376 \text{ А}$
Коэф. трансф. тр-ра тока n_t	50/5	100/5
Схемасоединения обмоток защищаемого трансформатора		Δ
Схема соединения тр-ра тока	Δ	
Вторичный ток в плечах защиты, А $I = (I_n \cdot K_{сх}) / n_t$	$26,393 * \sqrt{3} / (50/5) = 4,57 \text{ А}$	$92,376 * 1 / (100/5) = 4,62 \text{ А}$
Расчетное число витков обмотки $W_{осн.}$	$\omega = F_{ср} / I_{ср.}$ $F_{ср} = 50 \text{ А - МДС}$ срабатывания	$50 / 4,57 = 10,94$
Принятое число витков обмотки $W_{осн.} = W_1$	$\omega_{осн.}$	11
Расчетное число витков обмотки $W_{доп.}$	$I_{ср.вн} \cdot W_{осн.} = I_{ср.нн} \cdot (W_1 - W_{доп.})$	$4,57 \cdot 11 = 4,62 \cdot (11 - 0);$ $W_{доп.} = 0$ $50,27 \text{ А} \approx 50,82 \text{ А}$
Принятое число витков обмотки $W_{доп.}$	$\omega_{доп.}$	0

По формуле (7.5) при $K = 1$ определяем ток срабатывания для установки на панели реле РСТ-15:

$$I_{ср*} = 4,57 \cdot 11 / (100 \cdot 1) = 0,503.$$

Принимаем уставку, равную 0,5 относительных единиц.

8 Расчет заземления ГПП

При расчете необходимо: выбрать тип заземляющего устройства и параметры вертикальных и горизонтальных заземлителей; установить нормированное сопротивление заземляющего устройства согласно ПУЭ; определить требуемое сопротивление заземляющего устройства с учетом сопротивления естественного заземлителя; вычислить общее сопротивление и потенциал заземляющего устройства; сравнить полученные результаты с нормируемыми значениями [10, 12, 16, 25].

Толщина верхнего слоя грунта (гравия) $h_1 = 1,5$ м.

Сопротивление естественного заземлителя R_e определим по формуле

$$R_e = \sqrt{r_{\text{он}} \frac{r_T}{n_T}}, \quad (8.1)$$

где активное сопротивление троса:

$$r_T = 0,15 \frac{\ell}{s}, \quad (8.2)$$

Тогда сопротивление естественного заземлителя R_e :

$$R_e = \sqrt{r_{\text{он}} \frac{0,15 \cdot \ell}{s \cdot n_T}} = \sqrt{10 \cdot \frac{0,15 \cdot 150}{35 \cdot 1}} = 2,55 \text{ Ом}. \quad (8.3)$$

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя $R_{\text{и}}$ определяется формулой:

$$R_{\text{и}} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} = \frac{2,55 \cdot 0,5}{2,55 - 0,5} = 0,622 \text{ Ом}. \quad (8.4)$$

Составляем схему заземлителя согласно ПУЭ [16] (рисунок 8.1), основные параметры которой будут такими: $L_r = 720$ м; $n = 64$ шт.

. Расчет проведем в соответствии с указаниями [25].

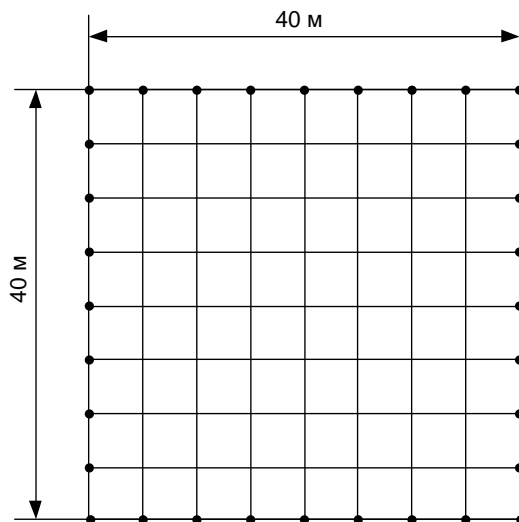


Рисунок 8.1 – План заземления подстанции

Модель заземлителя, которая будет такая же, как предварительно принятая, в виде квадратной фигуры.

Количество ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{720}{2 \cdot 40} - 1 = 8. \quad (8.5)$$

Длина горизонтально проложенных стержней:

$$L_r = 2(m+1)\sqrt{S} = 2(8+1) \cdot 40 = 720 \text{ м}. \quad (8.6)$$

Другие параметры ячеек:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{40}{8} = 5 \text{ м}. \quad (8.7)$$

$$a = 4 \frac{\sqrt{S}}{n} = 4 \cdot \frac{40}{64} = 2.5 \text{ м.} \quad (8.8)$$

Длина вертикально проложенных (вкопанных в землю) стержней:

$$L_B = n \cdot \ell_B = 64 \cdot 5 = 320 \text{ м.} \quad (8.9)$$

Относительная глубина и длина для вкопанных в землю стержней:

$$t_{OT} = \frac{\ell_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{40} = 0,1425. \quad (8.10)$$

$$\ell_{OT} = \frac{h_1 - t}{\ell_B} = \frac{1,5 - 0,1425}{5,0} = 0,2715. \quad (8.11)$$

Находим значение отношения ρ_1/ρ_2 (для двухслойного грунта: гравий глинистый неоднородный и суглинок):

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{450}{50} = 9.$$

Находим число k при $1 < \rho_1/\rho_2 < 10$ по формуле [9, 25]:

$$k = 0,32 \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{\ell_B} \right) = 0,32 \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{1,5}{5} \right) = 0,22. \quad (8.12)$$

Расчетное эквивалентное удельное сопротивление грунта ρ_3 :

$$\rho_3 = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k = 50 \cdot \left(\frac{450}{50} \right)^{0,22} = 50 \cdot P; \quad (8.13)$$

$$\ln P = 0,22 \cdot \ln 9 = 0,483; \quad P = 1,6.$$

$$\rho_3 = 50 \cdot 1,6 = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Вычислим расчетное сопротивление (A при $t_{OT} < 0,1$):

$$A = 0,0425 + 0,34 \cdot 0,264 = 0,13$$

$$R = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_T + L_B} = 0,13 \cdot \frac{80}{40} + \frac{80}{720 + 320} = 0,337 \text{ Ом}. \quad (8.14)$$

Это значение R соответствует ПУЭ, т.к.

$$R_{И} = \frac{R_e \cdot R_{И}}{R_e + R_{И}} = \frac{2,55 \cdot 0,337}{2,55 + 0,337} = 0,3 \text{ Ом}. \quad (8.15)$$

9 Расчет молниезащиты ГПП

Зоной защиты ОРУ для одиночного стержневого молниеотвода высотой h является конус высотой h_0-h (рисунок 9.1).

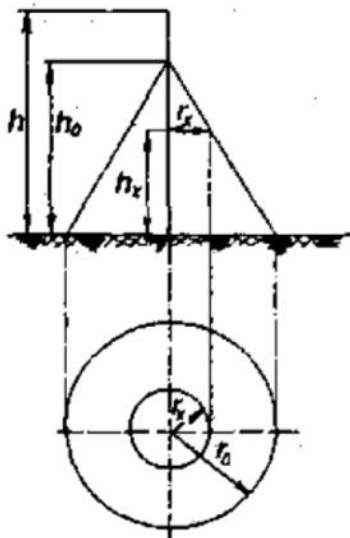


Рисунок 9.1 – Зоной защиты ОРУ

Принимаем длину объекта: $L_0 = 40$ м.

Ширина распреедустройства исходя из плана (см. графическую часть, лист 2): $B = 40$ м.

Основные параметры зоны защиты ОРУ при надежности защиты 0,999 [25] определяются формулами [2, 5]:

$$h_0 = 0,7 \cdot h; \quad (9.1)$$

$$r_0 = 0,6 \cdot h. \quad (9.2)$$

– радиус зоны защиты r_x на высоте защищаемого объекта h_x :

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (9.3)$$

Выбираем места установки молниеотводов на порталах (см. графическую часть, лист 2). При этом используется 4 молниеотвода, которые попарно образуют зоны защиты двойного стержневого молниеотвода. Эти

молниеотводы устанавливаются в крайних внешних четырех точках порталов (практически по вершинам прямоугольной фигуры плана ГПП).

По формулам (9.1) – (9.3) находим:

$$h_0 = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 19 = 13,3 \text{ м.}$$

$$r_0 = 0,6 \cdot h = 0,6 \cdot 19 = 11,4 \text{ м.}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11,4 \cdot (19 - 11)}{19} = 4,8 \text{ м.}$$

Молниеотвод считается двойным (рисунок 9.2), если расстояние при надежности защиты 0,999 предельная величина расстояния между стержневыми молниеотводами:

$$L_{\max} = 4,25 \cdot h = 4,25 \cdot 19 = 80,75 \text{ м.}$$

Это соответствует габаритам ГПП и молниеотвод можно считать двойным. Т.е. устанавливаем молниеприемники на крайних порталах.

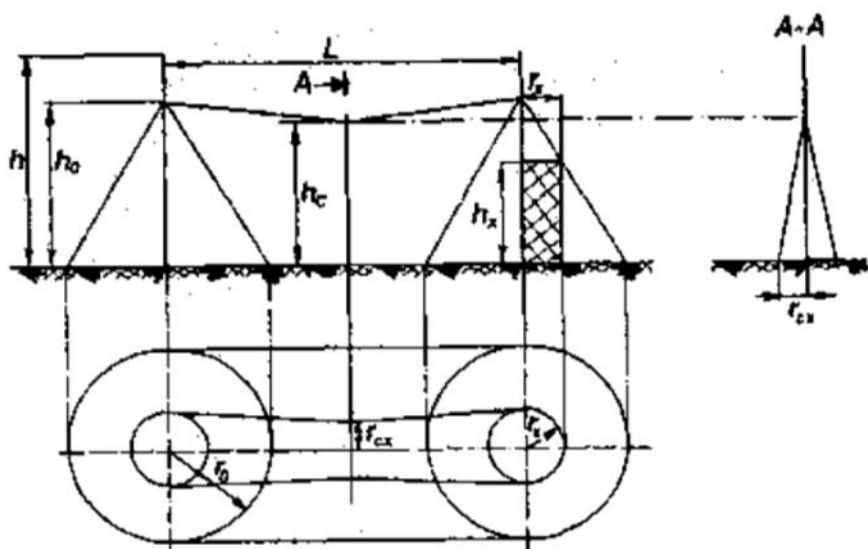


Рисунок 9.2 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

При расстоянии L меньше определенного значения L_c граница зоны защиты не имеет провеса, т.е. $h_c = h_0$.

$$L_c = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 19 = 42,75 \text{ м.}$$

Для того, что бы зона защиты не имела провала, необходимо выполнение условия:

$$L = 40 \text{ м} \leq L_c = 42,75 \text{ м.}$$

Т.к. условие выполняется, то граница зоны защиты не имеет провеса, т.е. $h_c = h_0 = 13,3 \text{ м}$.

Половина ширины горизонтального сечения в центре расстояния между молниеотводами (рис. 7) на высоте $h_x < h_c$ определяется по формуле:

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c}, \quad (9.4)$$
$$r_{cx} = \frac{11,4 \cdot (13,3 - 11)}{13,3} = 2 \text{ м.}$$

Таким образом, условие выполняется. Т.к. в зону защиты вписываются все виды оборудования ГПП, то их дополнительно молниеотводами на прожекторных мачтах или отдельно стоящими защищать нет необходимости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ВКР описывается организация техпроцессов предприятия, сведения и характеристики электрических приемников, а также, по какой категории надежности их запитывать для авиационного ремонтного завода АО «ОДК-Климов». Проведен расчет электрических нагрузок на стороне до 1000 В и выше 1000 В, построена картограмма нагрузок предприятия, а также произведен расчет осветительной нагрузки методом удельной мощности на единицу площади цеха.

Координаты всех ТП согласованы с ЦЭН, получившимися для каждой из подстанций. Все ТП получились двухтрансформаторные, одни из которых питают цеха, относящиеся к разным категориям по надежности электроснабжения.

Произведено проектирование схемы внешнего питания с учетом величины наиболее целесообразного напряжения завода АО «ОДК-Климов». Произведен расчет электрооборудования и проводников внутреннего и внешнего электроснабжения с указанием выбранных параметров и обоснованием выбора. Проведен выбор электрооборудования до 1000 В и выше 1000 В. Осуществлен выбор выключателей, установленных в каждой ТП на предприятии, а также питающих кабельных линий 0,4 кВ, идущих от ВРУ каждого цеха до соответствующей ТП.

По расчетной схеме для расчета токов короткого замыкания составлена схема замещения и рассчитаны необходимые параметры КЗ.

Осуществлен расчет дифференциальной защиты ГПП с помощью токовых реле типа РСТ-15, рассчитанных на применение в сетях стандартной частоты. ГПП питает только рассматриваемое предприятие.

Для защиты ГПП также рассчитано заземление и молниезащита. Т.к. в зону защиты вписываются все виды оборудования ГПП, то их дополнительно молниеотводами на прожекторных мачтах или отдельно стоящими защищать нет необходимости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений [Электронный ресурс] : учебник / Т. В. Анчарова [и др.] - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва : Форум : ИНФРА-М, 2018. - 414 с. : ил. - (Высшее образование. Бакалавриат). - ISBN 978-5-00091-500-4 <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=345168>

2. Афонин В. В. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс]: учеб. пособие. В 3 ч. Ч. 1 / В. В. Афонин, К. А. Набатов ; Тамбовский гос. техн. ун-т. - Тамбов : ТГТУ : ЭБС АСВ, 2015. - 90 с. : ил. - ISBN 978-5-8265-1387-3. <http://www.iprbookshop.ru/64621.html>

3. Богданов, А. В. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматизации в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учебное пособие / А. В. Богданов, А. В. Бондарев. - Электрон. текстовые данные. - Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. - 82 с.- 8-987-903550-43-2. <http://www.iprbookshop.ru/69913.html>

4. Вахнина, В. В. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина [и др.]; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2016. - 78 с. : ил. - Библиогр.: с. 76-78. - ISBN 978-5-8259-0929-5. <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2976>

5. Вахнина, В. В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина [и др.] ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Тольятти : ТГУ, 2015. - 46 с. : ил. - Библиогр.: с. 35. - Прил.: с. 36-46. - ISBN 978-5-8259-0915-8. <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2943>

6. Вахнина, В. В. Электроэнергетика и электротехника. Выполнение бакалаврской работы: учебно-методическое пособие для студентов направления 13.03.02 / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. –

Тольятти: ТГУ, 2019. – 35 с.

7. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий : учеб. пособие для вузов / В.В. Вахнина. – 2-е изд., стер. – Тольятти : ТГУ, 2011. – 68 с.

8. Кокин С.Е. Схемы электрических соединений подстанций: Учебное пособие / Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И., - 2-е изд., стер. - М.:Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. - 100 с. ISBN 978-5-9765-3134-5. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=303848>

9. Конюхова, Е.А. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учебник / Е.А. Конюхова. — Электрон. дан. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2014. — 510 с. <https://e.lanbook.com/book/72338>

10. Кулеева Л.И. Проектирование подстанции [Электронный ресурс]: учебное пособие / Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова. - Электрон. текстовые данные. - Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. - 111 с. ISBN 978-5-7410-1542-1. <http://www.iprbookshop.ru/69935.html>

11. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2013. - 368 с.

12. Немировский, А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская, Л.Ю. Крепышева. - М: "Инфра-Инженерия", 2018. - 148 с.- ISBN 978-5-9729-0207-1. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=326355>

13. НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. М.: АО ОТК ЗВНИ ПКИ Тяжпромэлектропроект, 1994 (1-я редакция).– 78 с.

14. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. Н. Ополева. - Москва : Форум : ИНФРА-М, 2018. - 416 с. - ISBN 978-5-8199-0769-

6. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=345761>

15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: ИНФРА-М, 2018. - 262 с. ISBN 978-5-16-009744-2 <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=304269>

16. Правила устройства электроустановок [Электронный ресурс]. - 7-е изд. - Электрон. текстовые данные. - М.: ЭНАС, 2013. - 104 с. ISBN 978-5-4248-0036-8. <http://www.iprbookshop.ru/76191.html>

17. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 131 с.

18. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2007. – 27 с.

19. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ [Электронный ресурс]. - Электрон. текстовые данные. - М. : ЭНАС, 2017. - 80 с. ISBN 978-5-4248-0135-8. <http://www.iprbookshop.ru/76194.html>

20. Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Электронный ресурс] / ред. В. В. Дрозд. - Электрон. текстовые данные. - М. : Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. - 632 с. - 978-5-904098-21-6. <http://www.iprbookshop.ru/22702.html>

21. Релейная защита электроэнергетических систем / Андреев М.В., Рубан Н.Ю., Суворов А.А., Гусев А.С., Сулайманов А.О. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. - 167 с. - ISBN 978-5-4387-0796-7. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=344694>

22. Русина, А. Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебник / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова. - Электрон. текстовые данные. - Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2014. - 400 с. -. - ISBN 978-5-7782-2463-6. <http://www.iprbookshop.ru/45157.html>

23. Соловьев, А. Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и

10 кВ [Электронный ресурс] : учебное пособие / А. Л. Соловьев, М. А. Шабад ; под ред. А. В. Беляев. - Электрон. текстовые данные. - СПб. : Политехника, 2016. - 176 с. - 978-5-7325-1100-0. <http://www.iprbookshop.ru/59516.html>

24. Хромченко, Г. Е. Проектирование кабельных сетей и проводок / Г. Е. Хромченко, П.И.Анастасиев, Е.З.Бранзбург, А.В.Коляда. - М.: Энергия, 2010.–397 с.

25. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА–М, 2010. – 214 с.

26. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. А. Ершов, О. П. Халезина, А. В. Малеев и др. - Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2012. - 68 с. - ISBN 978-5-7638-2555-8. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=163547>

27. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 12-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 966 с.

28. Электротехнический справочник : в 4 т. Т. 4. Использование электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. ред. А. И. Попов). – 11-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2014. – 704 с.

29. Электротехнический справочник: в 3-х т. Т. 2. Электротехнические устройства/Под. общ. ред. Проф. МЭИ В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоиздат, 2011. – 658 с.

30. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 2. Электротехнические устройства и изделия / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – 10-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 988 с.