

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция системы электроснабжения группы цехов
ОАО «Тольяттиазот»

Студент(ка)

К.П. Павлов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.Н. Кузнецов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

АННОТАЦИЯ

Темой ВКР является реконструкция системы электроснабжения цехов производства ОАО Тольятти-Азот. В ходе выполнения работы были выбраны цеховые трансформаторные подстанции, схема электроснабжения, электрооборудование, проведены расчёты электрических нагрузок, потерь мощности, компенсации реактивной мощности, токов короткого замыкания, защитного заземления.

Пояснительная записка содержит 64 страницы, в том числе 20 таблиц и 2 рисунка, одно приложение, а также шесть графических чертежей формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Описание предприятия и расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	7
2 Выбор цеховых трансформаторных подстанций цехов производства ..	9
2.1 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов	10
2.2 Компенсация реактивной мощности на стороне 0,4кВ	13
2.3 Уточнение числа и мощности цеховых ТП	17
3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10кВ.....	20
3.1 Расчёт электрических нагрузок высоковольтных потребителей	20
3.2 Расчёт потерь мощности в цеховых трансформаторах	21
3.3 Расчёт потерь мощности в конденсаторных установках 0,4кВ	22
3.4 Результаты расчёта электрических нагрузок 10кВ	22
3.5 Расчёт компенсации реактивной мощности на стороне 10кВ	24
3.6 Результаты расчета	24
4 Построение картограммы нагрузок предприятия	25
5 Выбор схемы электроснабжения при реконструкции предприятия	28
6 Расчет токов короткого замыкания для выбора нового электрооборудования предприятия	35
6.1 Расчет тока короткого замыкания на шинах 10 кВ ГПП	36
6.2 Расчет тока короткого замыкания у ввода ВН трансформатора цеховой ТП	40
6.3 Расчет тока короткого замыкания на зажимах высоковольтного двигателя	41
7 Выбор аппаратов и проводников проектируемой сети	43
7.1 Выбор электрооборудования 10 кВ.....	43
7.2 Обоснованный выбор вида и источников оперативного тока	49
7.3 Выбор электрооборудования устройств ввода ВН на ТП	50

7.4 Проверка кабельных линий, питающих ТП и высоковольтные электродвигатели	52
8 Модернизация системы электроизмерения и учета электроэнергии ...	55
9 Расчет защитного заземления	58
Заключение	62
Список используемых источников.....	63
Приложение А- Состав потребителей цехов предприятия	65

Введение

Удельный вес промышленности и строительства в общем электробалансе нашей страны составляет около 68%, поэтому вопросам электроснабжения промышленных предприятий придается большое значение. Для их успешного разрешения учеными, инженерами, научно-исследовательскими и проектно-монтажными организациями разработаны и практически осуществлены технически наиболее совершенные системы распределения электроэнергии, сконструированы комплектные распределительные устройства и трансформаторные подстанции, осуществлена система разукрупнения цеховых подстанций, максимально приближены высоковольтные распределительные пункты непосредственно к местам потребления электроэнергии. Однако задачи развития промышленности предусматривают повышение уровня проектно-конструкторских разработок, внедрение и рациональную эксплуатацию высоконадежного оборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при её передаче, распределении и потреблении. Развитие и усложнение структуры систем электроснабжения, возрастающие требования к экономичности и надёжности их работы в сочетании с изменяющейся структурой и характером потребителей электроэнергии, широкое внедрение устройств управления распределением и потреблением электроэнергии на базе современной вычислительной техники ставят требования владения навыками и способами решения инженерных задач, и практическим применением теоретических знаний. Разработка рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является актуальным вопросом.

Целью ВКР является реконструкция системы электроснабжения цехов производства ОАО Тольятти-Азот. При этом ВКР предусматривает решение ряда задач, таких как: расчет электрических нагрузок 0,4 кВ и высоковольтных электроприемников; выбор цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности, расчёт токов короткого замыкания, выбор электрооборудования, расчёт заземления.

1 Описание предприятия и расчет электрических нагрузок 0,4 кВ

Для рассматриваемого предприятия питание большинства электроприемников осуществляется переменным током. Постоянный ток применяется для питания электродвигателей, когда по технологии требуется быстрое широкое и плавное изменение скорости вращения. Напряжение питания электроприемников 0,4 кВ и 10 кВ.

По степени бесперебойности электроснабжения потребители различаются:

- к первой категории относятся потребители, перерывы электроснабжения которых могут повлечь опасность для жизни людей;
- ко второй категории относятся потребители, перерывы электроснабжения которых связаны с простоем механизмов, транспорта, недоотпуском продукции и т.д.;
- к третьей категории относятся потребители, не подходящие под определение 1 и 2 категории.

Потребители данного предприятия преимущественно относятся ко второй категории по степени бесперебойности и допускают перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Нагрузки первой категории составляют незначительную долю. К ним в основном относятся пожарные насосы, электроприемники компрессорной и насосной, работа которых необходима для поддержания технологического процесса, аварийное освещение, устройства связи и сигнализации (см. приложение А – состав потребителей предприятия).

Основными элементами систем электроснабжения промышленных предприятий являются электрические сети, а также различные трансформаторные и преобразовательные подстанции. Выбор этих элементов производится по расчетным электрическим нагрузкам. Занижение расчетных

нагрузок приведет к перегревам элементов систем электроснабжения и ускоренному их износу, завышение расчетных нагрузок приводит к излишним капиталовложениям и затратам на системы электроснабжения.

Расчет начинают с определения номинальной мощности каждого электроприемника независимо от технологического процесса, средней мощности (мощности, затраченной в течении наиболее загруженной смены) и максимальной расчетной мощности участка, цеха, предприятия.

При отсутствии данных о количестве электроприемников допускается определять нагрузку по методу коэффициента спроса K_c . Метод коэффициента спроса наиболее прост, широко распространен. Он заключается в использовании выражения:

$$K_c = \frac{P_{\max}}{P_{\text{уст}}} . \quad (1.1)$$

По известной (задаваемой) величине установленной мощности и табличным значениям коэффициента спроса находим значения расчётных нагрузок.

Расчетная активная мощность определяется по формуле, кВт:

$$P_{pi} = K_{ci} \cdot P_{уст i} . \quad (1.2)$$

Расчетная реактивная нагрузка цеха, кВАр:

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot \text{tg}\varphi_i . \quad (1.3)$$

Расчетная полная нагрузка цеха, кВА:

$$S_{pi} = \sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2} . \quad (1.4)$$

где $\text{tg}\varphi$ - средневзвешенный коэффициент мощности нагрузки цеха.

Расчет электрических нагрузок напряжением до 1000 В выполняем по методу коэффициента спроса.

По справочнику выбираем K_c и $\text{tg}\varphi$.

Производим расчет электрических нагрузок для каждого цеха по методу коэффициента спроса по формулам (1.2), (1.3).

Для примера произведём расчёт электронагрузок химического цеха №1.

$K_c=0,35$; $\operatorname{tg}\varphi=1,36$, тогда:

$$P_p = 0,35 \cdot 2930 = 1025,5 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1025,5 \cdot 1,36 = 1394,68 \text{ кВар};$$

$$S_p = \sqrt{1025,5^2 + 1394,68^2} = 1731,12 \text{ кВА}.$$

Для остальных цехов расчёт производим аналогично, результаты расчета сводим в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Расчёт электрических нагрузок 0,4 кВ

№ цеха	Наименование цеха	$P_{\text{уст, кВт}}$	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_p, \text{ кВт}$	$Q_p, \text{ квар}$	$S_p, \text{ кВА}$
1.	Компрессорная	120	0,8	0,85	0,62	96	59,52	112,95
2.	Котельня	2370	0,72	0,65	1,17	1706,4	1996,48	2626,35
3.	Углекислотный цех	1900	0,45	0,71	0,99	855	846,45	1203,12
4.	Аммиачный цех	2870	0,46	0,50	1,73	1320,2	2283,9	2638,05
5.	Термический цех	3440	0,83	0,80	0,75	2855,2	2141,4	3028,39
6.	Цех минеральных удобрений	3620	0,54	0,80	0,75	1954,8	1466,1	2443,5
7.	Участок отгрузки, склад готовой продукции	550	0,31	0,80	0,75	170,5	127,87	213,12
8.	Инструментальный цех	295	0,6	0,57	1,53	177	270,81	323,52
9.	Химический цех №1	2930	0,35	0,59	1,36	1025,5	1394,68	1731,12
10.	Химический цех №2	2040	0,35	0,58	1,43	714,7	1022,02	1247,12
11.	Участок минеральных удобрений	580	0,25	0,61	1,30	145	188,5	237,81
12.	Участок подготовки СОЖ	1771	0,64	0,60	1,33	1133,44	1507,47	1886,04
13.	КНС	88	0,8	0,80	0,75	70,4	52,8	88
14.	Цех пластмасс	750	0,4	0,55	1,52	300	456	545,83
15.	Склад	150	0,3	0,67	1,12	45	50,4	67,56
16.	Проходная и КПП	50	0,45	0,80	0,75	22,5	16,87	28,12
17.	КПП	15	0,35	0,87	0,57	5,25	2,99	6,04
18.	Административно бытовые помещения	520	0,45	0,80	0,75	234	175,5	292,5
19.	Административно бытовые помещения	195	0,35	0,87	0,57	68,25	38,90	78,55
20.	Административно бытовые помещения	103	0,68	0,84	0,65	70,04	45,52	83,53
21.	Административно бытовые помещения	245	0,45	0,80	0,75	110,25	82,68	137,81

2 Выбор цеховых трансформаторных подстанций цехов производства ОАО Тольятти-Азот

2.1 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов должен быть технически и экономически обоснован, так как это оказывает существенное влияние на рациональное построение схемы промышленного электроснабжения.

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно с учетом следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей, удельной плотности нагрузки, размеров цеха, перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режиме.

Надежность электроснабжения потребителей I, II категорий достигается за счет наличия двух независимых источников питания, при этом обеспечивают резервирование питания и других потребителей. Резервирование питания потребителей I, II категорий вводится автоматически; или I категории вводится автоматически, а II категории дежурным персоналом. При питании этих потребителей от одной подстанции следует иметь два трансформатора.

Для цеховых понизительных трансформаторных подстанций существует экономически выгодная мощность трансформаторов $S_{н.э.}$, которая принимается в зависимости от удельной плотности расчетной нагрузки s_y :

при $s_y \leq 0,2$ (кВА/м²) принимается $S_{н.э.} = 1000$ (кВА) ;

при $0,2 < s_y \leq 0,3$ (кВА/м²) принимается $S_{н.э.} = 1600$ (кВА) ;

при $0,3 < s_y \leq 0,4$ (кВА/м²) принимается $S_{н.э.} = 2500$ (кВА) ;

при $s_y > 0,4$ (кВА/м²) следует принимать двухтрансформаторные подстанции, независимо от категории бесперебойности.

Удельная плотность расчетной нагрузки s_y , кВА/м² определяется по формуле:

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

где $S_{р.ц.}$ - максимальная расчетная нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Для каждой технологически концентрированной группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания наибольшей расчетной активной нагрузки определяется по выражению:

$$N_T = \frac{S_p}{k_3 \cdot S_{ном.э.}}, \quad (2.2)$$

где k_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, равный:

0,65 – 0,7 при преобладании нагрузки I категории;

0,75 – 0,85 при преобладании нагрузки II и III категории;

0,9 – 0,95 при однотрансформаторных подстанциях и нагрузке III категории;

$S_{т.ном}$ - принятая номинальная мощность трансформаторов, кВА.

Полученное значение числа трансформаторов округляется до ближайшего целого числа и определяется фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы:

$$k_{з.ф.} = \frac{S_p}{N_T \cdot S_{ном}}. \quad (2.3)$$

Методика приведённая выше используется при больших мощностях цехов, когда $n_{тр} > 2$. В данном случае применяем двух трансформаторные подстанции. Расчёт мощности трансформаторов ведём по следующей формуле:

$$S_{p.т} = \frac{S_p}{k_3 \cdot N_T}, \quad (2.4)$$

При расчёте мощности цеховых трансформаторных подстанций для рационального использования мощности трансформаторов объединяем цеха с малой нагрузкой для питания от одной трансформаторной подстанции:

- от ТП-1 получает питание: Компрессорная, Котельня, Склад, Административно-бытовые помещения, Проходная и КПП;
- от ТП-2 – Углекислотный цех, Аммиачный цех, Административно-бытовые помещения;
- от ТП-3 – Термический цех;
- от ТП-4 – Цех минеральных удобрений, Участок отгрузки готовой продукции, Административно-бытовые помещения
- от ТП-5 – Химический цех №1, Химический цех №2, Инструментальный цех;
- от ТП-6 – Цех пластмасс, КНС, Участок подготовки СОЖ, КПП;

Приведём пример расчета для ТП-3 (Термический цех):

1) активная суммарная нагрузка $P_{p.ц}$, кВт:

$$P_{p.ц} = 2855,2 \text{ кВт.}$$

2) реактивная суммарная нагрузка $Q_{p.ц}$, кВар:

$$Q_{p.ц} = 2141,4 \text{ кВар.}$$

3) полная расчетная нагрузка $S_{p.ц}$, кВА:

$$S_{p.ц} = 3028,39 \text{ кВА.}$$

Определим мощность трансформаторов для питания наибольшей расчетной активной нагрузки термического цеха (при $k_3=0,7$ о.е., $n_{тр}=2$):

$$S_{p.тр} = \frac{3028,39}{2 \cdot 0,7} = 2163,13 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора мощностью $S_{т.ном.}=2500$ кВА

4) фактический коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_{3\phi} = \frac{3028,39}{2 \cdot 2500} = 0,6 < 0,7 \text{ о.е.}$$

Для остальных цехов расчёт производится аналогично, результаты расчета числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Предварительный расчет числа и мощности цеховых ТП

№ ТП	Наименование цеха	Категория потр.	$k_{3\phi}$	$S_{p.c.}$, кВА	$n_{тр}$, шт	$S_{p.тр}$, кВА	$S_{н.тр}$, кВА	$k_{3\phi}$
ТП-1	Компрессорная, Котельная, Административно-бытовые помещения, Склад, Проходная и КПП.	II	0,7	3395,18	2	2425,13	2500	0,67
ТП-2	Углекислотный цех, Аммиачный цех, Административно-бытовые помещения.	II	0,8	3889,38	2	2430,86	2500	0,77
ТП-3	Термический цех	II	0,7	3028,39	2	2163,13	2500	0,6
ТП-4	Цех минеральных удобрений, Участок отгрузки готовой продукции, Административно-бытовые помещения.	II	0,8	2794,43	2	1996,02	2500	0,56
ТП-5	Химический цех №1, Химический цех №2, Инструментальный цех.	II	0,7	3301,26	2	2358,04	2500	0,66
ТП-6	Цех пластмасс, КНС, Участок подготовки СОЖ, КПП.	II	0,8	2521,04	2	1575,65	1600	0,78

2.2 Компенсация реактивной мощности на стороне 0,4кВ

Компенсация реактивной мощности одновременно с улучшением качества электроэнергии в сетях промышленных предприятий является одним из основных способов сокращения потерь электроэнергии.

Передача реактивной мощности вызывает дополнительные затраты на увеличение сечения проводников сетей и мощностей трансформаторов, создаёт дополнительные потери электроэнергии. Кроме того, увеличиваются потери напряжения за счёт реактивной составляющей, пропорциональной реактивной нагрузке и индуктивному сопротивлению, что снижает качество электроэнергии по напряжению.

Поэтому, важное значение имеет компенсация реактивных нагрузок и повышения коэффициента мощности в системах электроснабжения предприятия. Под компенсацией подразумевается установка местных источников реактивной мощности, благодаря которой повышается пропускная способность сетей и трансформаторов, а также уменьшаются потери электроэнергии.

Если число цеховых трансформаторов 3 и более, мощность конденсаторных установок напряжением до 1000 В определяем по двум критериям:

$$Q_{\text{кн}} = Q_{\text{кн1}} + Q_{\text{кн2}}, \quad (2.5)$$

где $Q_{\text{кн1}}$ – мощность компенсирующих устройств исходя из критерия минимума суммарных приведенных затрат на конденсаторные установки и цеховые трансформаторные подстанции;

$Q_{\text{кн2}}$ – мощность компенсирующих устройств исходя из критерия минимума суммарных приведенных затрат на конденсаторные установки и потери электроэнергии в сети предприятия напряжением 10 кВ и в трансформаторах.

По первому критерию мощность конденсаторных установок напряжением до 1000 В следует определять, исходя из целесообразности уменьшения количества цеховых трансформаторов или снижения их номинальной мощности (при том же количестве). Определяется минимальное число трансформаторов цеха:

$$N_{\text{т.мин}} = \frac{P_{\text{р.цех}}}{k_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N, \quad (2.6)$$

где ΔN – величина добавки до кратного целого числа трансформаторов.

Затем определяется экономически выгодное число трансформаторов:

$$N_{\text{т.э}} = N_{\text{т.мин}} + m, \quad (2.7)$$

где m – дополнительное число трансформаторов, определяемые по кривым [7].

Определяем наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передавать в сеть 0,4 кВ из сети 10 кВ через трансформаторы:

$$Q_{\text{т}} = \sqrt{N_{\text{т.э}} \cdot k_3 \cdot S_{\text{ном.т}} - P_{\text{р.цех}}^2}. \quad (2.8)$$

Определяем мощность компенсирующих устройств по первому критерию:

$$Q_{\text{кн1}} = Q_{\text{р.цех}} - Q_{\text{т}}. \quad (2.9)$$

Если в результате получается $Q_{\text{кн1}} \leq 0$, то по первому критерию компенсаторы не нужны и принимаем $Q_{\text{кн1}} = 0$.

Затем определяем мощность компенсирующих устройств по второму критерию по формуле:

$$Q_{\text{кн2}} = Q_{\text{р.цех}} - Q_{\text{кн1}} - \gamma \cdot N_{\text{т.э}} \cdot S_{\text{ном.т}}, \quad (2.10)$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от K_1 и K_2 и схемы питания цеховых трансформаторов.

Значение коэффициентов K_1 , K_2 и γ определяем по [7].

Если $Q_{\text{кн2}} \leq 0$, установка компенсирующих устройств по второму критерию не требуется и $Q_{\text{кн2}}$ принимается равным 0.

Определив мощности компенсирующих устройств по первому и второму критерию используем выражение 2.6 для определения мощности компенсирующих устройств.

Если число цеховых трансформаторов равно 1 или 2, то допускается определять мощность компенсирующих устройств по упрощенной методике, по выражению:

$$Q_{\text{кн}} = P_{\text{р.цех}} (\cos \varphi_{\text{р}} - \cos \varphi_{\text{э}}), \quad (2.11)$$

где $P_{\text{р.цех}}$ – расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

$\cos \varphi_{\text{р}}$ – расчетный коэффициент мощности цеха, о.е.;

$\cos \varphi_{\text{э}}$ – коэффициент мощности, заданный энергосистемой, равный 0,95.

Так как число трансформаторов на всех подстанциях равно двум, расчёт КРМ в сети 0,4 кВ производим по первому способу.

В качестве источников реактивной мощности выбираем комплектные конденсаторные установки типа УКМ58-0,4. При этом число конденсаторных установок должно быть не менее числа цеховых трансформаторов. Структура условного обозначения установки:

У – установка;

К – конденсаторная;

М – регулируется по реактивной мощности;

58 – конструктивное исполнение;

0,4 – номинальное напряжение, 0,4 кВ;

200 – номинальная мощность, квар;

33,3 – мощность ступени регулирования, квар;

У – климатическое исполнение (умеренное);

3 – категория размещения (внутри помещения).

Для примера приведём расчёт низковольтных компенсирующих устройств для ТП-3.

Тангенс угла сдвига фаз до компенсации реактивной мощности (по 2.6):

$$\tan \phi_{\text{р.ц}} = \frac{2141,4}{2855,2} = 0,75$$

Необходимая суммарная мощность компенсирующих устройств $Q_{\text{к.у}}$, квар (по 2.5):

$$Q_{\text{к.у}} = 2855,2 \cdot (0,75 - 0,35) = 1142,08 \text{ квар}$$

В качестве источников реактивной мощности используем две комплектных конденсаторных установки (по одной на каждую секцию) типа УKM58-0,4-600-50УЗ ($U_{\text{ном}}=400\text{В}$, $Q_{\text{ном}}=600$ кВар), т.е. суммарная компенсирующая мощность конденсаторных установок $Q_{\Sigma, \text{к.у.}}=2 \cdot (600)=1200$ кВАр.

Результаты выбора компенсирующих устройств 0,4 кВ сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Выбор мощности конденсаторных установок

№ ТП	$P_{\text{р.ц}}$, кВт	$Q_{\text{р.ц}}$, кВАр	$\text{tg}\varphi_{\text{ц}}$	$Q_{\text{ку.р.}}$, квар	$Q_{\text{ку.ном.}}$, квар	Тип КУ	Кол-во
ТП-1	2462,23	2337,67	0,94	1452,71	1460	2хУKM58-0,4-360-30	2
ТП-2	2245,24	3175,88	1,41	2379,95	2400	2хУKM58-0,4-600-50	2
ТП-3	2855,20	2141,40	0,75	1142,08	1200	УKM58-0,4-600-50	2
ТП-4	2235,55	1676,65	0,74	871,86	900	УKM58-0,4-450-50	2
ТП-5	1917,20	2687,51	1,40	2022,06	2025	2хУKM58-0,4-337,5-37	3
ТП-6	1509,39	2019,26	1,33	1479,2	1600	2хУKM58-0,4-400-50	2

2.3 Уточнение числа и мощности цеховых ТП

В результате применения, при реконструкции электроснабжения предприятия, компенсации реактивной мощности расчетная мощность электрических нагрузок 0,4 кВ уменьшилась, мощность цеховых трансформаторов необходимо уточнить, для этого вновь проводятся расчеты подраздела 2.1. Расчетная реактивная и полная мощность термического цеха после принятых мер по компенсации реактивной мощности будет составлять:

$$Q'_{\text{р.цех}} = Q_{\text{р.цех}} - Q_{\text{кн}} = 2141,4 - 2 \cdot 600 = 941,4 \text{ кВар},$$

$$S'_{\text{р.цех}} = \sqrt{P_{\text{р.цех}}^2 + (Q'_{\text{р.цех}})^2} = \sqrt{2855,2^2 + 914,4^2} = 2998,04 \text{ кВА}.$$

Расчетная мощность трансформатора трансформаторной подстанции составляет:

$$S'_{p.т} = \frac{S'_{p.цех}}{k_3 \cdot N_T} = \frac{2998,04}{0,7 \cdot 2} = 2141,45 \text{ кВА.}$$

По расчетной мощности трансформатора необходимо выбрать 2 трансформатора ТМЗ 2500/10. Фактический коэффициент загрузки данных трансформаторов составляет:

$$k_{з.ф} = \frac{S'_{p.цех}}{N_T \cdot S_{ном.т}} = \frac{2998,04}{2 \cdot 2500} = 0,59.$$

Результаты уточнения мощностей трансформаторов для остальных групп цехов сводим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты уточнения мощностей трансформаторов групп цехов

П/ст	$P_{p.ц},$ кВт	$Q_{p.ц},$ кВар	$Q_{ку.ном},$ квар	$Q'_{p.ц},$ квар	$S'_{p.ц},$ кВА	$K_{з.т}$	n_T	$S_{т.р},$ кВА	$S_{т.ном},$ кВА	$K_{з.ф}$
ТП-1	2462,23	2337,67	1460	877,67	2803,17	0,7	2	2002,26	2500	0,56
ТП-2	2245,24	3175,88	2400	775,88	2375,51	0,8	2	1484,69	1600	0,74
ТП-3	2855,20	2141,40	1200	914,40	2998,04	0,7	2	2141,45	2500	0,59
ТП-4	2235,55	1676,65	900	776,65	2366,61	0,8	2	1479,13	1600	0,73
ТП-5	1917,20	2687,51	2025	662,51	2028,48	0,7	2	1448,91	1600	0,63
ТП-6	1509,39	2019,26	1600	419,26	1566,53	0,8	2	979,08	1000	0,78

Для цеховых комплектных подстанций применяются трансформаторы закрытого типа – ТМЗ. У них изоляторы закрыты кожухом, а масло в баке находится под небольшим избыточным давлением, которое создает азот (азотная подушка).

Поскольку в цехах есть осветительная нагрузка (однофазная нагрузка), то это накладывает ограничение на величину тока, протекающего через нейтраль трансформатора (из-за прохождения через нее третьих гармоник), значение которого зависит от схемы соединения обмоток. Схема соединения обмоток Д/У_н дает меньшие сопротивления нулевой последовательности (нейтраль может нагружаться до 75% номинального тока фазы против 25% при схеме У/У_н) и улучшает условия защиты от однофазных замыканий на землю.

Маркировка трансформатора ТМЗ-1000/10:

Т – трёхфазный;

М – масляное охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла;

З – закрытого исполнения;

1000 – номинальная мощность трансформатора, кВА;

10 – первичное напряжение, кВ.

Параметры выбранных трансформаторов сводим в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Технические данные цеховых трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{\text{ном.т}},$ кВА	$U_{\text{вн}},$ кВТ	$U_{\text{нн}},$ кВТ	$u_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{х}},$ кВТ	$\Delta P_{\text{к}},$ кВТ	$I_{\text{хх}},$ %
ТМЗ-1000/10	1000	10,5	0,4	5,5	2,45	11,0	1,4
ТМЗ-1600/10	1600	10,5	0,4	5,5	3,3	16,5	1,3
ТМЗ-2500/10	2500	10,5	0,4	5,5	3,85	23,5	1,0

3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ОАО Тольятти-Азот

3.1 Расчёт электрических нагрузок высоковольтных потребителей

На предприятии установлено восемь высоковольтных приемников: привода компрессоров (компрессорная) и привода насосов (КНС).

Расчетная нагрузка от высоковольтного электродвигателя определяется по коэффициенту использования:

$$P_{\text{р.ад10}} = \frac{P_{\text{ном}} \cdot k_{\text{и}}}{\eta}; \quad (3.1)$$

$$Q_{\text{р.ад10}} = P_{\text{р.ад10}} \cdot \operatorname{tg} \phi; \quad (3.2)$$

$$S_{\text{р.ад10}} = \sqrt{P_{\text{р.ад10}}^2 + Q_{\text{р.ад10}}^2}. \quad (3.3)$$

Паспортные данные электродвигателей и расчетная нагрузка от высоковольтных двигателей приведены в таблице 3.1.

В качестве высоковольтных электрических двигателей будем применять для привода компрессоров асинхронные электродвигатели, а для привода насосов синхронные. При выборе типа синхронного двигателя учитываем его предназначение, а также то, что при одинаковой мощности электродвигатели с большим числом оборотов имеют меньшие массу, габаритные размеры и стоимость, а так же более высокие значения КПД и коэффициента мощности.

В качестве приводов насосов выбираем синхронные двигатели типа СТД.

Расчет высоковольтных нагрузок приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчёт электрических нагрузок 10кВ

Марка двигателя	Кол-во, шт	$k_{\text{и}}$	$P_{\text{ном}}$, кВт	КПД, о.е.	$\cos \phi$, о.е.	$\operatorname{tg} \phi$, о.е.	$P_{\text{р}}$, кВт	$Q_{\text{р}}$, кВАр	$S_{\text{р}}$, кВА
HXR450LG4	5	0,7	560	0,97	0,85	0,62	2020,6	1252,8	2377,4
СТД-630-2УХЛ4	3	0,7	630	0,95	0,95	0,33	1383,9	456,68	1457,3
Итого							3404,5	1709,4	3834,7

3.2 Расчёт потерь мощности в цеховых трансформаторах

Для расчета потерь в трансформаторах используем их паспортные данные, приведенные в таблице 3.4.

1) Потери активной мощности в трансформаторах ΔP_T , кВт:

$$\Delta P_{\text{тп}} = N_T \Delta P_{\text{х.х.}} + k_{3.ф}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}, \quad (3.4)$$

где $\Delta P_{\text{х.х.}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{кз.}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

n – количество трансформаторов на подстанции, шт.;

$K_{3.ф.}$ – фактический коэффициент загрузки трансформатора (таблица 3.3),
о.е.

Для ТП-3:

$$\Delta P_T = 2 \cdot 3,85 + 0,59^2 \cdot 23,5 = 24,06 \text{ кВт.}$$

2) Потери реактивной мощности в трансформаторах ΔQ_T , кВар:

$$\Delta Q_{\text{тп}} = N_T \left(\sqrt{\left(\frac{I_x \% \cdot S_{\text{ном.т.}}}{100} \right)^2 - \Delta P_x^2} + k_{3.ф}^2 \cdot \frac{u_k \% \cdot S_{\text{ном.т.}}}{100} \right), \quad (3.5)$$

где i_0 – ток холостого хода трансформатора, %;

u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Для ТП-3:

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\sqrt{\left(\frac{1,0 \cdot 2500}{100} \right)^2 - 3,85^2} + 0,59^2 \cdot \frac{5,5 \cdot 2500}{100} \right) = 145,12 \text{ кВар.}$$

Результаты расчёта потерь мощности в цеховых трансформаторах для остальных групп цехов сводим в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчёта потерь мощности в цеховых трансформаторах

№ ТП	Тип тр-ра	$S_{\text{т.ном.}}$, кВА	$\Delta P_{\text{х.х.}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз.}}$, кВт	u_k , %	i_0 , %	n , шт.	$K_{3.ф.}$	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВар
ТП-1	ТМЗ-2500/10	2500	3,85	23,5	5,5	1,0	2	0,56	23,43	135,64
ТП-2	ТМЗ-1600/10	1600	3,3	16,5	5,5	1,3	2	0,74	24,67	137,43

Продолжение Таблицы 3.2

ТП-3	ТМЗ-2500/10	2500	3,85	23,5	5,5	1,0	2	0,59	24,06	145,12
ТП-4	ТМЗ-1600/10	1600	3,3	16,5	5,5	1,3	2	0,73	24,18	134,85
ТП-5	ТМЗ-1600/10	1600	3,3	16,5	5,5	1,3	2	0,63	19,69	110,91
ТП-6	ТМЗ-1000/10	1000	2,45	11	5,5	1,4	2	0,78	18,28	94,49
Итого:									134,3	758,44

3.3 Расчёт потерь мощности в конденсаторных установках 0,4кВ

Активные потери в НКУ определяем по формуле:

$$\Delta P_{\text{нкү}} = 4,5 \cdot Q_{\text{нкү}} \cdot 10^{-3}, \quad (3.6)$$

где $Q_{\text{нкү}}$ – установленная мощность конденсаторной установки, квар.

Для ТП-3:

$$\Delta P_{\text{нкү}} = 4,5 \cdot 1200 \cdot 10^{-3} = 5,4 \text{ кВт.}$$

Результаты расчёта потерь мощности в конденсаторных установках для остальных групп цехов сводим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчёта потерь мощности в НКУ

№ ТП	Тип НКУ	Q _{ку.ном} , кВА	ΔP _{ку} , кВт
ТП-1	2хУКМ58-0,4-360-30	1460	6,57
ТП-2	2хУКМ58-0,4-600-50	2400	10,8
ТП-3	УКМ58-0,4-600-50	1200	5,40
ТП-4	УКМ58-0,4-450-50	900	4,05
ТП-5	2хУКМ58-0,4-337,5-37	2025	9,11
ТП-6	2хУКМ58-0,4-400-50	1600	7,20
Итого:			43,13

3.4 Результаты расчёта электрических нагрузок 10кВ

Для определения расчетных нагрузок на стороне 10кВ к расчетным нагрузкам на стороне 0,4кВ добавляются мощность высоковольтных

потребителей, потери мощности в цеховых трансформаторах и потери мощности в низковольтных конденсаторных установках.

Активная расчетная нагрузка на стороне ВН P_p , кВт:

$$P_p = P_{p.0,4\Sigma} + P_{p.10\Sigma} + \Delta P_{т\Sigma} + \Delta P_{кy}, \quad (3.7)$$

где $P_{p.0,4\Sigma}$ – суммарная активная расчетная нагрузка низковольтных потребителей, кВт;

$P_{p.10\Sigma}$ – суммарная активная расчетная нагрузка высоковольтных потребителей, кВт;

$\Delta P_{т\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт.

$\Delta P_{кy}$ – потери активной мощности в конденсаторных установках, кВт.

$$P_p = 13224,84 + 3404,5 + 134,3 + 43,13 = 16806,77 \text{ кВт.}$$

Реактивная расчетная нагрузка на стороне ВН Q_p , кВар:

$$Q_p = Q_{p.0,4\Sigma} + Q_{p.10\Sigma} + \Delta Q_{т\Sigma}, \quad (3.8)$$

где $Q_{p.0,4\Sigma}$ – суммарная реактивная расчетная нагрузка низковольтных потребителей, кВар;

$Q_{p.10\Sigma}$ – суммарная реактивная расчетная нагрузка высоковольтных потребителей, кВар;

$\Delta Q_{т\Sigma}$ – суммарные потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, кВар;

$$Q_p = 4426,4 + 1709,4 + 758,44 = 6894,24 \text{ кВар.}$$

Полная расчетная нагрузка на шинах 10 кВ ГПП S_p , кВА:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (3.9)$$

$$S_p = \sqrt{16806,77^2 + 6894,24^2} = 18165,84 \text{ кВА.}$$

3.5 Расчёт компенсации реактивной мощности на стороне 10кВ

Основными типами компенсирующих устройств в сети 10 кВ предприятия являются конденсаторные установки.

Проверим, достаточно ли мощности низковольтных конденсаторных установок для доведения $tg\varphi_n$ предприятия до экономического значения $tg\varphi_э=0,4$.

$$P_p=16806,77 \text{ кВт}; Q_p=6894,24 \text{ кВар};$$

$$tg\varphi_n = \frac{Q_p}{P_p} = \frac{6894,24}{16806,77} = 0,4 = tg\varphi_э = 0,4 \text{ о.е.}$$

Поскольку реактивной мощности низковольтных конденсаторных установок достаточно для доведения $tg\varphi_n$ до $tg\varphi_э$, которое задается энергосистемой в период ее максимума нагрузки, в сети 10 кВ устанавливать высоковольтные конденсаторные батареи не требуется.

3.6 Результаты расчета

Итоговые расчетные нагрузки 0,4 кВ и 10 кВ сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Расчетные нагрузки 0,4 и 10 кВ

Потребители	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	$tg\varphi$, о.е.
Нагрузка 0,4 кВ, с учетом компенсации	13224,84	4426,4	13945,94	0,33
Потери в трансформаторах и КУ	177,43	758,44	778,91	4,27
Нагрузка электроприемников 10 кВ	3404,5	1709,4	3809,54	0,5
Итого	16806,77	6894,24	18165,24	0,4

4 Построение картограммы нагрузок предприятия

Выбор места расположения подстанции начинается с построения картограммы нагрузок. Картограмма представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчетным нагрузкам. Радиусы окружностей картограммы определяются по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (4.3)$$

где m – масштаб, на основании которого будут построены круговые диаграммы нагрузки каждого цеха ($m=1,0\text{кВА/мм}^2$, для нагрузки 0,4 кВ и $m=1,0\text{кВА/мм}^2$, для нагрузки 10 кВ);

S_{pi} – расчетная полная мощность цеха, кВ·А.

При построении картограммы принято равномерное распределение нагрузок по площади цехов, при этом центры нагрузок объектов приняты совпадающими с центрами тяжести фигур, изображающих цеха на плане.

Координаты центра электронагрузок завода для размещения источника питания (ГПП) можно определить по формулам:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_{pi}}; \quad (4.4)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_{pi}}, \quad (4.5)$$

где x_i, y_i - координаты центра нагрузки каждого цеха;

S_{pi} – расчётные нагрузки цехов.

Результаты расчетов сводим в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Данные для построения картограммы электрических нагрузок

№ п/п	Наименование цеха	X_i , м	Y_i , м	S_{pni} , кВА	r_{ni} , мм	S_{pei} , кВА	r_{ei} , мм
1	Компрессорная	800	325	112,95	5,99	2377,4	27,51
2	Котельня	737,5	400	2626,35	28,92	-	-
3	Углекислотный цех	612,5	400	1203,12	19,57	-	-
4	Аммиачный цех	462,5	400	2638,05	28,98	-	-
5	Термический цех	312,5	287,5	3028,39	31,05	-	-
6	Цех минеральных удобрений	312,5	487,5	2443,5	27,89	-	-
7	Участок отгрузки, склад готовой продукции	312,5	600	213,12	8,23	-	-
8	Инструментальный цех	787,5	800	323,52	10,15	-	-
9	Химический цех №1	575	800	1731,12	23,48	-	-
10	Химический цех №2	325	800	1247,12	19,92	-	-
11	Участок минеральных удобрений	575	762,5	237,81	8,70	-	-
12	Участок подготовки СОЖ	162,5	812,5	1886,04	24,50	-	-
13	КНС	162,5	587,5	88	5,25	1457,3	21,54
14	Цех пластмасс	162,5	412,5	545,83	13,18	-	-
15	Склад	758	650	67,56	4,63	-	-
16	Проходная и КПП	875	12,5	28,12	2,99	-	-
17	КПП	12,5	120	6,04	1,38	-	-
18	Административно бытовые помещения	837,5	400	292,5	9,65	-	-
19	Административно бытовые помещения	687,5	400	78,55	5,0	-	-
20	Административно бытовые помещения	537,5	400	83,53	5,15	-	-
21	Административно бытовые помещения	387,5	400	137,81	6,62	-	-

Центр нагрузок находится в точке с координатами:

$$X_0 = 464,2 \text{ м};$$

$$Y_0 = 480,6 \text{ м}.$$

По расчетным данным центр нагрузок предприятия находится на территории механосборочного цеха №2 (на рис. 4.1 цех №4). Поэтому

подстанцию смещаем на свободное место. Новые координаты центра ГПП: $X_0=100$ м; $Y_0=150$ м. Выбранное место расположение ГПП, центр нагрузки производственных корпусов и предприятия изображены на рисунке 4.1.

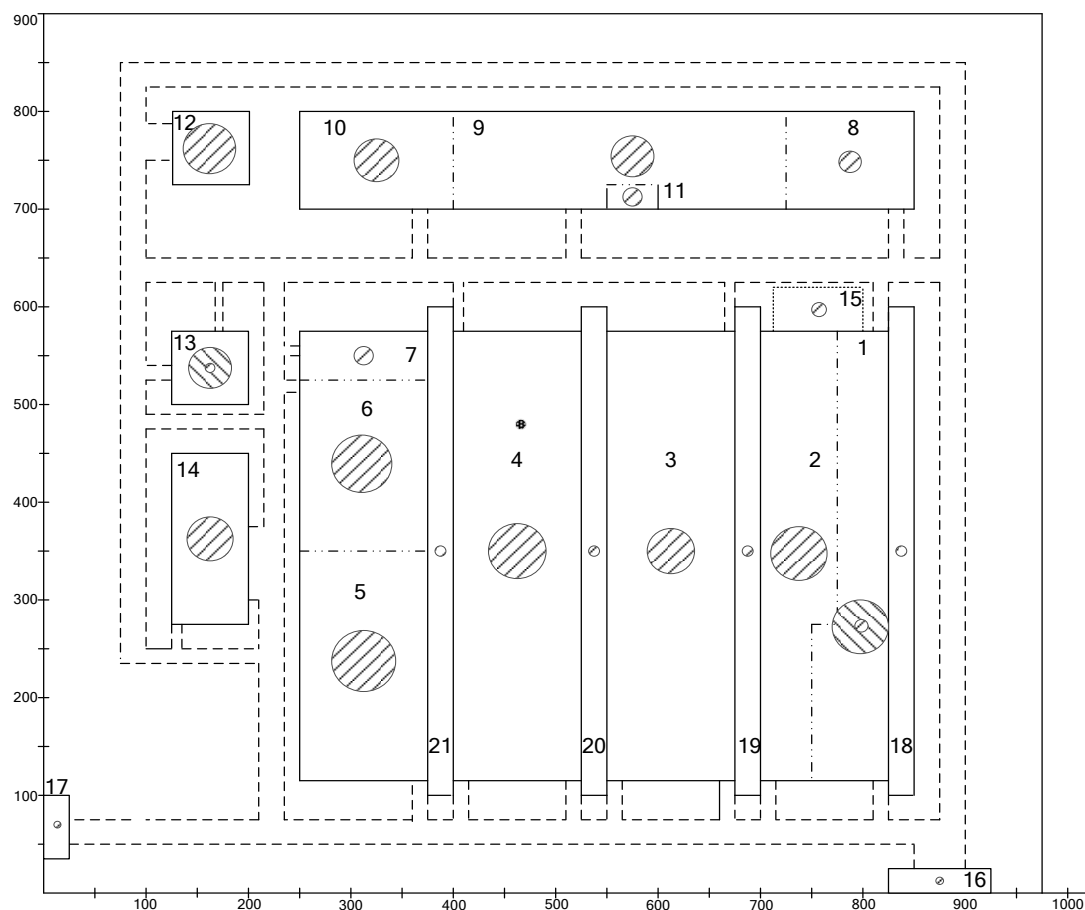


Рисунок 4.1 – План завода с картограммой нагрузок

- ⊗ - Центр нагрузки предприятия
- ⊘ - Обозначение нагрузки 0,4 кВ
- - Обозначение нагрузки 10 кВ

5 Выбор схемы электроснабжения при реконструкции предприятия ОАО Тольятти-Азот

ГПП предприятия является тупиковой подстанцией 110/10 кВ с двумя понизительными трансформаторами, питающаяся по двум радиальным линиям 110 кВ. Электрическая схема РУ-110 кВ ГПП – два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Мощность трансформаторов ГПП (16 МВА) позволяет применять и заменить отделители и короткозамыкатели в схеме РУ-110 кВ на выключатели. Схема РУ-10 кВ ГПП – одна рабочая секционированная выключателем система шин. Между секциями РУ-10 кВ ГПП предусмотрено АВР для обеспечения надежности электроснабжения потребителей.

Питание высоковольтных электродвигателей установленных в компрессорной осуществляется непосредственно с РУ-10 кВ ГПП. Сооружение для этой цели распределительного пункта не рационально и приведет к удорожанию схемы ввиду небольшого количества электродвигателей и малого расстояния до ГПП.

Распределительная сеть 10 кВ может быть построена по трем схемам: радиальная, магистральная и смешанная. Выбор схемы зависит от распределения нагрузок по территории предприятия, требуемой степени надежности электроснабжения и других факторов.

Для электроснабжения термического цеха, котельной, участка отгрузки готовой продукции и административно-бытовых помещений изменим и будем использовать две двухтрансформаторные КТП с трансформаторами ТМЗ-2500/10 и ТМЗ-1600/10. Для их питания можно использовать две радиальные кабельные линии к каждой ТП (вариант 1) или магистральную линию от ГПП (вариант 2).

Однолинейные схемы распределительной сети 10 кВ предприятия приведены на рисунках 5.1 и 5.2.

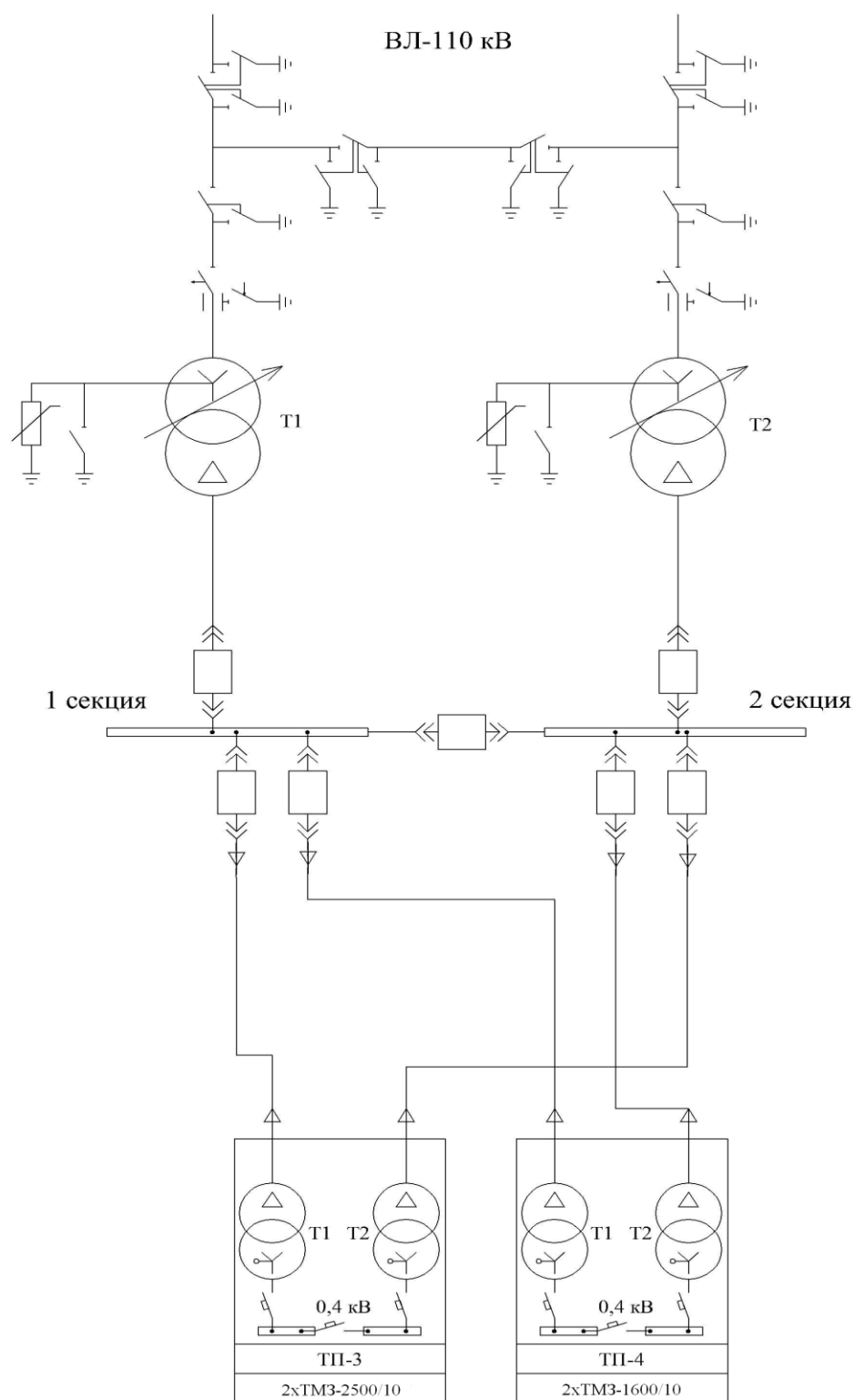


Рисунок 5.1 – Радиальная схема электроснабжения термического цеха, котельной, участка отгрузки готовой продукции, административно-бытовых помещений

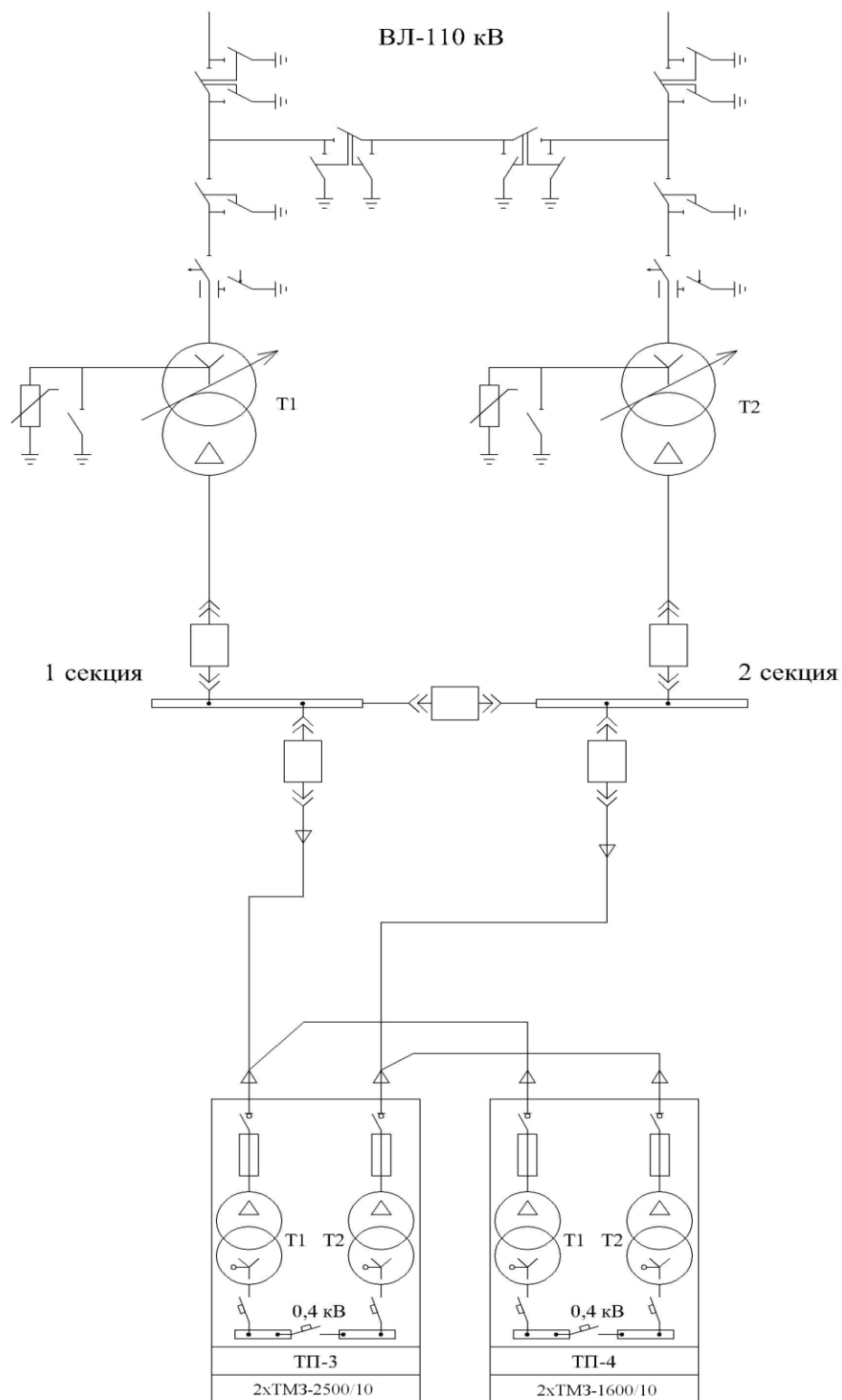


Рисунок 5.2 – Магистральная схема электроснабжения термического цеха, котельной, участка отгрузки готовой продукции, административно-бытовых помещений

Для выбора из двух вариантов схемы электроснабжения необходимо провести их экономическую оценку. Главным критерием такой оценки согласно [11] является максимум эффекта:

$$\Xi_T = P_T - Z_T = \max, \quad (5.1)$$

где P_T – стоимостная оценка результатов осуществления одного из вариантов за расчетный период;

Z_T – стоимостная оценка затрат на осуществление одного из вариантов за расчетный период.

Рассматриваемые варианты характеризуются тем, что выгоды по ним не отличаются ($P_T = \text{const}$). Предполагается, что эксплуатация происходит с неизменными годовыми издержками, потери энергии, затраты на ремонт и обслуживание и другие затраты не меняются в течение рассматриваемого срока эксплуатации ($Z_T = \text{const}$). Поэтому максимум эффекта будет определяться по минимуму годовых приведенных затрат:

$$Z_T = \min. \quad (5.2)$$

Приведенные затраты определяются для отличающихся частей рассматриваемых вариантов по выражению:

$$Z_T = r \cdot K + C, \quad (5.3)$$

где K – капитальные затраты сравниваемых вариантов, руб;

C – годовые издержки эксплуатации, руб.

Реальная процентная ставка определяется по выражению:

$$r = \frac{E_n - b}{1 + b} = \frac{0,12 - 0,085}{1 + 0,085} = 0,03, \quad (5.4)$$

где E_n – номинальная процентная ставка, 1/год;

b – средний уровень инфляции, 1/год.

Годовые издержки эксплуатации при единовременном вводе в эксплуатацию данного сооружения определяются:

$$C = C_a + C_{po} + C_s, \quad (5.5)$$

где C_a – годовые амортизационные отчисления, руб./год, по выражению;

C_{po} – годовые затраты на текущий ремонт и обслуживание, руб./год, по выражению;

C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии в элементах системы электроснабжения, руб./год, по выражению.

Амортизационные отчисления определяются по годовым нормам амортизации (p_a) от капиталовложений (K) на сооружаемые элементы электроснабжения:

$$C_a = p_a \cdot K. \quad (5.6)$$

Годовые затраты на текущий ремонт и обслуживание определяются по годовым нормам отчислений на текущий ремонт и обслуживание (p_{po}):

$$C_{po} = p_{po} \cdot K. \quad (5.7)$$

В соответствии с приведенными выражениями формулу (5.3) можно привести к следующему виду:

$$Z = p \cdot K + C_3, \quad (5.8)$$

$$p = r + p_a + p_0, \quad (5.9)$$

где p – суммарный коэффициент отчислений от капитальных затрат, о.е;

p_a – норма амортизации, о.е;

p_0 – коэффициент отчисления на ремонт и обслуживание, о.е;

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_3 = \Delta W \cdot C_{y.e}, \quad (5.10)$$

где ΔW – годовые потери активной электроэнергии, кВт·ч;

$C_{y.e}$ – тариф на электроэнергию, руб/кВт·ч.

Двухставочный тариф на электроэнергию:

$$C_{y.e} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (5.11)$$

где α – плата за мощность, 882 руб/кВт в месяц;

β – плата за энергию, 1,42 руб/кВт·ч;

T_M – годовое число часов использования максимума нагрузки, равное 4960 ч для машиностроительной промышленности.

$$C_{y.e} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{882}{4960} + 1,42 = 1,59.$$

Годовые потери активной электроэнергии в кабельных линиях электропередачи рассчитываются по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau = \frac{3 \cdot \rho \cdot l}{F} \cdot I^2 \cdot \tau, \quad (5.12)$$

где ΔP – потери активной мощности, кВт;

ρ – удельное сопротивление жилы кабеля, Ом·мм²/м;

F – сечение жилы, мм²;

I – расчетный ток жилы кабеля, кА;

l – длина кабельной линии, м;

τ – время максимальных потерь, равное:

$$\tau = 0,7 \cdot T_M \text{ при } \frac{T_M}{T_r} \leq 0,7; \quad (5.13)$$

$$\tau = \frac{T_M^2}{T_r} \text{ при } \frac{T_M}{T_r} > 0,7, \quad (5.14)$$

где T_r – годовое время работы, ч.

$$\frac{T_M}{T_r} = \frac{4960}{6400} = 0,75;$$

$$\tau = \frac{T_M^2}{T_r} = \frac{4960^2}{6400} = 3844.$$

Исходя из приведенных формул затраты на сооружение и эксплуатацию кабельной линии рассчитываются по выражению:

$$З = p \cdot K + \frac{3 \cdot \rho \cdot l}{F} \cdot I^2 \cdot \tau \cdot C_{y.e}. \quad (5.15)$$

Рассматриваемые варианты систем электроснабжения отличаются в следующих элементах:

- кабельные линии 10 кВ (сечение кабелей и длина);
- применение устройств ввода ВН с выключателями нагрузки на трансформаторных подстанциях, питающихся по магистральной схеме;
- количество ячеек отходящих линий в РУ 10 кВ ГПП.

Для определения суммарного коэффициента от капитальных затрат отличающихся элементов рассматриваемых вариантов системы электроснабжения в таблице 5.1 приведены: нормы амортизации, коэффициенты отчисления на ремонт и обслуживание, реальная процентная ставка.

Таблица 5.1 – Коэффициенты отчислений для различных элементов системы электроснабжения

Элемент системы электроснабжения	p_a , о.е.	p_{po} , о.е.	r , о.е.	p , о.е.
Кабельная линия 10 кВ, проложенная открыто	0,024	0,01	0,14	0,174
Ячейка отходящей линии РУ-10 кВ	0,063	0,01	0,14	0,213
Шкаф ввода ВН ТП 10/0,4 кВ	0,063	0,01	0,14	0,213

Технико-экономическое сравнение вариантов системы электроснабжения, проведенное по таблицам 5.2 и 5.3, показало, что вариант №2 системы электроснабжения является более экономичным. Годовой экономический эффект составляет:

$$\mathcal{E} = Z_1 - Z_2 = 387444,7 - 246791,4 = 140653,3 \text{ руб.}$$

6 Расчет токов короткого замыкания для выбора нового электрооборудования предприятия

Расчет токов короткого замыкания ведется в именованных единицах с использованием среднего напряжения. В расчете необходимо учесть подпитку от высоковольтных электродвигателей в начальный момент времени. Расчет ведется для самого тяжелого режима, т.е. когда секционный выключатель включен. Расчетная схема составляется на основании однолинейной схемы электроснабжения завода. Расчетная схема для этого случая изображена на рисунке 6.1.

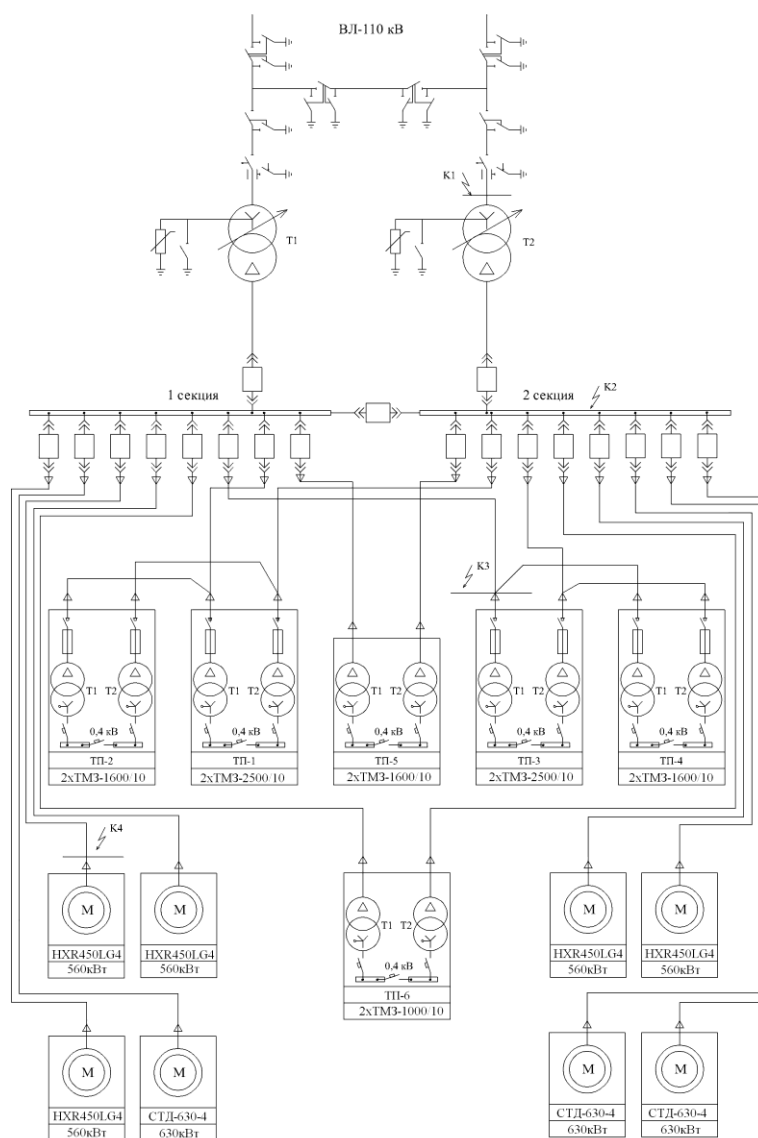


Рисунок 6.1 – Расчетная схема для расчета токов короткого замыкания

Расчетной схеме замещения соответствует схема замещения, изображенная на рисунке 6.2.

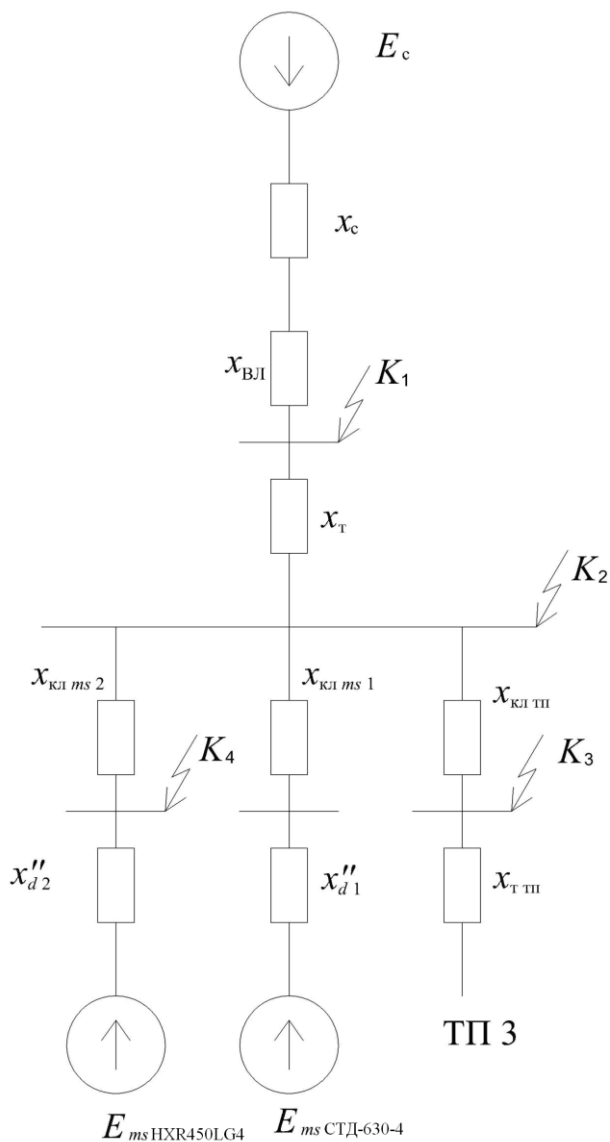


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

6.1 Расчет тока короткого замыкания на шинах 10 кВ ГПП

Сопротивление трансформатора ГПП:

$$x_T = \frac{U_6^2 \cdot u_k \%}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{10,5^2 \cdot 10,5}{100 \cdot 16} = 0,72 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

$u_k\%$ – напряжения короткого замыкания трансформатора, %.

Суммарное сопротивление до точки К2 со стороны энергосистемы, с учетом приведения к напряжению 10,5 кВ:

$$x_{\Sigma K2} = x_c + x_{вл} \frac{U_6^2}{U^2} + x_T = 1,59 + 18,8 \frac{10,5^2}{115^2} + 0,72 = 0,88 \text{ Ом.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в точке К2, без учета подпитки от высоковольтных электродвигателей:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma 2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,88} = 6,88 \text{ кА.}$$

Установившееся значение тока короткого замыкания (ток короткого замыкания без учета подпитки от высоковольтных электродвигателей):

$$I_{\infty} = 6,88 \text{ кА.}$$

Ток подпитки от асинхронных двигателей рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{подп}} = \frac{E''_d}{x''_{d*} + x_{кл.ms}} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (6.4)$$

где E''_d – сверхпереходная ЭДС асинхронного электродвигателя, равная 0,9;

x''_{d*} – сверхпереходное сопротивление электродвигателя, равное 0,2 для асинхронных электродвигателей, о.е;

$x_{кл.ms}$ – сопротивление кабельной линии питающей один электродвигатель, о.е;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток электродвигателей, кА.

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta \cdot \cos \phi}, \quad (6.5)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность одного электродвигателя, по таблице 4.1, кВт;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение электродвигателя, по таблице 4.1, В;

η – КПД двигателя, по таблице 4.1, о.е.;

$\cos \phi$ – коэффициент мощности электродвигателя, по таблице 4.1, о.е.

Номинальный ток асинхронного двигателя HXR450GL4:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta \cdot \cos \phi} = \frac{560}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,97 \cdot 0,85} = 39,21 \text{ А.}$$

Сопротивление кабельной линии до высоковольтного двигателя, Ом:

$$x_{\text{кл ms}} = x_0 \cdot l \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = x_0 \cdot l \frac{P_{\text{ном}}}{\eta \cdot \cos \phi \cdot U_{\text{cp}}^2}, \quad (6.6)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление кабельной линии, принимаемое равным, в данных условиях, 0,08 Ом/км;

l – длина кабельной линии, км;

S_6 – базисная мощность, за которую принимается полная мощность электродвигателей, кВ·А.

Сопротивление кабельной линии до двигателя HXR450GL4:

$$x_{\text{кл ms}} = x_0 \cdot l \frac{P_{\text{ном}}}{\eta \cdot \cos \phi \cdot U_{\text{cp}}^2} = 0,08 \cdot 1,2 \frac{560}{0,97 \cdot 0,85 \cdot 10,5^2} = 0,59 \text{ Ом.}$$

Ток подпитки от электродвигателя HXR450GL4:

$$I_{\text{подп. HXR450}} = \frac{E''_{\text{д}}}{x''_{\text{д*}} + x_{\text{кл ms}}} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{0,9}{0,2 + 0,59} \cdot 39,21 = 0,044 \text{ кА.}$$

Номинальный ток синхронного двигателя СТД-630-4:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta \cdot \cos \phi} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 0,95} = 40,3 \text{ А.}$$

Сопротивление кабельной линии до двигателя СТД-630-4:

$$x_{\text{кл ms}} = x_0 \cdot l \frac{P_{\text{ном}}}{\eta \cdot \cos \phi \cdot U_{\text{cp}}^2} = 0,08 \cdot 0,4 \frac{630}{0,95 \cdot 0,95 \cdot 10,5^2} = 0,2 \text{ Ом.}$$

Ток подпитки от электродвигателя СТД-630-4:

$$I_{\text{подп. СТД}} = \frac{E''_{\text{д}}}{x''_{\text{д*}} + x_{\text{кл ms}}} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{1,05}{0,2 + 0,2} \cdot 40,3 = 0,105 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания с учетом подпитки от высоковольтных электродвигателей:

$$I_{\Sigma \text{к2}}^{(3)} = I_{\text{к2}}^{(3)} + I_{\text{подп. HXR}} + I_{\text{подп. СТД}} = 6,88 + 0,044 + 0,105 = 7,02 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент со стороны энергосистемы и электродвигателей соответственно:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,61;$$

$$K_{уд.д} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,85,$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,02 с в точке короткого замыкания К2 и 0,06 для электродвигателей, с.

Ударный ток в точке К2 со стороны энергосистемы и электродвигателей:

$$i_{уд.э.к2} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 6,88 = 15,66 \text{ кА};$$

$$i_{уд.НХР.к2} = \sqrt{2} \cdot K_{уд.д} \cdot I_{к2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,044 = 0,11 \text{ кА};$$

$$\cdot i_{уд.СТД.к2} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,105 = 0,27 \text{ кА}.$$

Суммарный ударный ток в точке К2:

$$i_{уд.Σк2} = i_{уд.э.к2} + i_{уд.НХР.к2} + i_{уд.СТД.к2} = 15,66 + 0,11 + 0,27 = 16,04 \text{ кА}.$$

Ввиду небольшого значения постоянной времени затухания апериодической составляющей в ветви электродвигателей апериодическая составляющая тока подпитки от них имеет значительно меньшее значение по сравнению с апериодической составляющей тока короткого замыкания. Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{а.г.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{к2}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,88 \cdot e^{\frac{-0,3}{0,02}} = 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА};$$

$$\tau = t_{рз} + t_{св} = 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ с}.$$

Тепловой импульс от тока КЗ со стороны энергосистемы и электродвигателей в точке К2:

$$B_{к.к2} = I_{к2}^2 \cdot \tau + T_a = 6,88^2 \cdot 0,3 + 0,02 = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к.НХР.к2} = I_{подпНХР}^2 \cdot \tau + T_a = 0,044^2 \cdot 0,3 + 0,06 = 0,0006 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к.СТД.к2} = I_{подпСТД}^2 \cdot \tau + T_a = 0,105^2 \cdot 0,3 + 0,06 = 0,0039 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Тепловой импульс от тока КЗ с учетом подпитки от высоковольтных электродвигателей:

$$B_{Σк2} = B_{к.к2} + B_{к.НХР.к2} + B_{к.СТД.к2} = 15,14 + 0,0006 + 0,0039 = 15,1445 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

6.2 Расчет тока короткого замыкания у ввода ВН трансформатора цеховой ТП

Сопротивление кабельной линии питающей ТП-3:

$$x_{\text{кл.ТП3}} = x_0 \cdot l = 0,08 \cdot 0,5 = 0,04 \text{ Ом},$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление кабельной линии, принимаемое равным, в данных условиях, 0,08 Ом/км;

l – длина кабельной линии, км.

Суммарное сопротивление до точки короткого замыкания КЗ в цепи тока короткого замыкания от энергосистемы:

$$x_{\Sigma \text{КЗ}} = x_{\Sigma \text{К2}} + x_{\text{кл.ТП3}} = 0,88 + 0,04 = 0,92 \text{ Ом}.$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в точке КЗ, без учета подпитки от синхронных высоковольтных электродвигателей:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma \text{КЗ}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,92} = 6,6 \text{ кА}.$$

Установившееся значение тока короткого замыкания (ток короткого замыкания без учета подпитки от высоковольтных электродвигателей):

$$I_{\infty} = 6,6 \text{ кА}.$$

Ток подпитки места короткого замыкания от высоковольтных электродвигателей рассчитывается аналогично току подпитки, рассчитанному в подразделе 6.1, с учетом сопротивления кабельной линии питающей трансформатор ТП-3. Ток подпитки от электродвигателя HXR450GL4:

$$I_{\text{подп.НХР}} = \frac{E''_{\text{д}}}{x''_{\text{д}^*} + x_{\text{кл.мс}} + x_{\text{кл.ТП3}^*}} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{0,9}{0,2 + 0,59 + 0,24} \cdot 39,21 = 0,034 \text{ кА};$$

$$x_{\text{кл.ТП3}^*} = x_{\text{кл.ТП3}} \frac{P_{\text{ном}}}{\eta \cdot \cos \phi \cdot U_{\text{ср}}^2} = 0,04 \frac{560}{0,97 \cdot 0,85 \cdot 10,5^2} = 0,24 \text{ Ом}.$$

Ток подпитки от электродвигателя СТД-630-4:

$$I_{\text{подп.СТД}} = \frac{E''_{\text{д}}}{x''_{\text{д}^*} + x_{\text{кл.мс}} + x_{\text{кл.ТП3}^*}} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{0,9}{0,2 + 0,2 + 0,25} \cdot 40,3 = 0,055 \text{ кА};$$

$$x_{\text{кл.тпз}^*} = x_{\text{кл.тпз}} \frac{P_{\text{ном}}}{\eta \cdot \cos \phi \cdot U_{\text{ср}}^2} = 0,04 \frac{630}{0,95 \cdot 0,95 \cdot 10,5^2} = 0,25 \text{ Ом.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания с учетом подпитки от высоковольтных электродвигателей:

$$I_{\Sigma \text{кз}}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} + I_{\text{подп.НХР}} + I_{\text{подп.СТД}} = 6,6 + 0,034 + 0,055 = 6,689 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 1,37.$$

Ударный ток в точке КЗ:

$$i_{\text{уд.кз}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 6,689 = 12,95 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в точке КЗ:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} = 0,1 + 0,1 = 0,2 \text{ с;}$$

$$i_{\text{ат.кз}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,689 \cdot e^{\frac{-0,2}{0,01}} = 1,93 \cdot 10^{-8} \text{ кА.}$$

Тепловой импульс, создаваемый током короткого замыкания в точке КЗ:

$$B_{\text{к.кз}} = I_{\text{кз}}^2 \tau + T_a = 6,689^2 \cdot 0,2 + 0,01 = 9,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

6.3 Расчет тока короткого замыкания на зажимах высоковольтного двигателя

Сопротивление кабельной линии, питающей двигатель НХР450GL4:

$$x_{\text{кл ms}} = x_0 \cdot l = 0,08 \cdot 1,2 = 0,096 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление от энергосистемы до точки короткого замыкания:

$$x_{\Sigma \text{к4}} = x_{\Sigma \text{к2}} + x_{\text{кл ms}} = 0,88 + 0,096 = 0,976 \text{ Ом.}$$

Значение тока короткого замыкания без учета тока подпитки:

$$I_{\text{к4}}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma \text{к3}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,976} = 6,21 \text{ кА.}$$

Значение тока подпитки в точке К4:

$$I_{\text{подп.НХР}} = \frac{E''_{\text{д}}}{x''_{\text{д}^*}} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{0,9}{0,2} \cdot 39,21 = 0,176 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания с учетом подпитки от высоковольтных электродвигателей:

$$I_{\Sigma \text{к4}}^{(3)} = I_{\text{к4}}^{(3)} + I_{\text{подп.НХР}} = 6,21 + 0,176 = 6,386 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 1,37.$$

Ударный ток в точке К3:

$$i_{\text{уд.к3}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к4}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 6,386 = 12,24 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в точке К3:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} = 0,1 + 0,1 = 0,2 \text{ с;}$$

$$i_{\text{а.т.к3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к4}}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,386 \cdot e^{\frac{-0,2}{0,01}} = 1,84 \cdot 10^{-8} \text{ кА.}$$

Тепловой импульс, создаваемый током короткого замыкания в точке К3:

$$B_{\text{к.к4}} = I_{\text{к4}}^2 \tau + T_a = 6,386^2 \cdot 0,2 + 0,01 = 8,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Итоги расчета токов короткого замыкания сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Итоги расчета токов короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I^{(3)}$, кА	$I_{\text{подп.}}$, кА	I_{∞} , кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$B_{\text{к}}$, кА ² ·с
К1	3,25	—	3,25	8,36	4,75
К2	7,02	0,149	6,88	16,04	15,14
К3	6,689	0,089	6,6	12,95	9,36
К4	6,386	0,176	6,21	12,24	8,56

7 Выбор аппаратов и проводников проектируемой сети

7.1 Выбор электрооборудования 10 кВ

После реконструкции РУ-10 кВ ГПП представляет собой закрытое распределительное устройство, основанное на ячейках КРУ К-104М. Данные ячейки устанавливаются в отдельно сооружаемом здании. Ячейки ввода, отходящих линий и секционного выключателя комплектуются вакуумными выключателями ВВ/TEL. В ячейках отходящих линий используются трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10 для земляной защиты на каждый кабель. Ячейки с вакуумными выключателями ВВ/TEL комплектуются ограничителями перенапряжения ОПН-10.

Высоковольтные выключатели выбираются по условиям и номинальному току отключения [4]:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I^{(3)}. \quad (7.1)$$

При выборе выключателей производить проверку по условию содержания апериодической составляющей в токе К.З. не будем, т.к. полученные значения апериодической составляющей для расчетных токов К.З. получились крайне малыми.

Условия выбора остального электрооборудования приведены в [7]. Для выбора электрооборудования РУ 10 кВ необходимо рассчитать расчетные токи максимальных режимов всех присоединений РУ 10 кВ ГПП.

Расчетный ток максимального режима присоединений трансформаторов ТДН-16000/110:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{S_{\text{р}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{18165,84}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1048,8 \text{ А}.$$

Расчетный ток максимального режима присоединения секционного выключателя:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{S_{\text{р}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{18165,84}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 524,4 \text{ А}.$$

Расчетный ток максимального режима присоединений магистральных линий питания ТП-1 и ТП-2:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{k_{\text{з.ав}} \cdot S_{\text{ном.т.ТП1}} + k_{\text{з.ав}} \cdot S_{\text{ном.т.ТП2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 2500 + 1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 331,7 \text{ А}.$$

Расчетный ток максимального режима присоединений магистральных линий питания ТП-3 и ТП-4:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{k_{\text{з.ав}} \cdot S_{\text{ном.т.ТП3}} + k_{\text{з.ав}} \cdot S_{\text{ном.т.ТП4}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 2500 + 1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 331,7 \text{ А}.$$

Расчетный ток максимального режима присоединений линий ТП-5:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{k_{\text{з.ав}} \cdot S_{\text{ном.т.ТП5}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 129,4 \text{ А}.$$

Расчетный ток максимального режима присоединений линий ТП-6:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{k_{\text{з.ав}} \cdot S_{\text{ном.т.ТП6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,9 \text{ А}.$$

Расчетный ток максимального режима присоединения высоковольтного двигателя НХР450 LG4:

$$I_{\text{р.макс}} = I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{пуск}} = 39,21 \cdot 6 = 235,29 \text{ А}.$$

где $K_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока.

Расчетный ток максимального режима присоединения высоковольтного двигателя СТД-630-2УХЛ4:

$$I_{\text{р.макс}} = I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{пуск}} = 40,3 \cdot 6 = 241,8 \text{ А}.$$

Шинный мост от обмоток НН силовых трансформаторов до РУ-10 кВ выполняется гибкими шинами (провода АС), сечение которых выбирается по расчетному максимальному току:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{S_{\text{р}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{18165,84}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1048,8 \text{ А}.$$

Выбираем провода марки АС 600/72, длительно допустимый ток которого равен 1050 А.

Таблица 7.1 – Выбор электрооборудования РУ 10 кВ

Наименование	Кол-во, шт	Условия выбора	Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
1	2	3	4	5	6
Присоединение трансформаторов ТДН-16000/110					
Выключатель ВВ/TEL-10-20-1600-У2 с электромагнитным приводом	2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 1050 \text{ А}$	$1600 > 1050 \text{ А}$
		$I_{\text{откл.ном}} \geq I^{(3)}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I^3 = 7,02 \text{ кА}$	$20 > 7,02 \text{ кА}$
		$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{аг}}$	$i_{\text{а.ном}} = \beta\% \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= 0,4 \cdot \sqrt{3} \cdot 20 = 13,8 \text{ кА}$	$i_{\text{аг}} = 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$	$13,8 > 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 =$ $= 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$469 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$51 > 16,04 \text{ кА}$
Трансформатор тока ТОЛ-10-1-1 800/5 А	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 1050 \text{ А}$	$800 > 1050 \text{ А}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 1 =$ $= 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$992 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$100 > 16,04 \text{ кА}$
Ограничитель перенапряжения ОПН-10	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
Ограничитель перенапряжения ОПН-10	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
Присоединение секционного выключателя					
Выключатель ВВ/TEL-10-20-630-У2 с электромагнитным приводом	1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 524,4 \text{ А}$	$630 > 524,4 \text{ А}$
		$I_{\text{откл.ном}} \geq I^{(3)}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I^3 = 7,02 \text{ кА}$	$20 > 7,02 \text{ кА}$
		$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{аг}}$	$i_{\text{а.ном}} = \beta\% \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= 0,4 \cdot \sqrt{3} \cdot 20 = 13,8 \text{ кА}$	$i_{\text{аг}} = 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$	$13,8 > 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 =$ $= 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$469 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$51 > 16,04 \text{ кА}$
Трансформатор тока ТОЛ-10-1-1 600/5 А	2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 524,4 \text{ А}$	$600 > 524,4 \text{ А}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 1 =$ $= 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$992 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$100 > 16,04 \text{ кА}$

Продолжение Таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6
Ограничитель перенапряжения ОПН-10	3	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
Присоединение магистральных линий ТП-1, ТП-2					
Выключатель ВВ/TEL-10-20-630-У2 с электромагнитным приводом	2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 331,7 \text{ А}$	$630 > 331,7 \text{ А}$
		$I_{\text{откл.ном}} \geq I^{(3)}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I^3 = 7,02 \text{ кА}$	$20 > 7,02 \text{ кА}$
		$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{аг}}$	$i_{\text{а.ном}} = \beta\% \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= 0,4 \cdot \sqrt{3} \cdot 20 = 13,8 \text{ кА}$	$i_{\text{аг}} = 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$	$13,8 > 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 =$ $= 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$469 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$51 > 16,04 \text{ кА}$
Трансформатор тока ТОЛ-10-1-1 400/5 А	4	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 331,7 \text{ А}$	$400 > 331,7 \text{ А}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 1 =$ $= 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$992 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$100 > 16,04 \text{ кА}$
Ограничитель перенапряжения ОПН-10	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
Присоединение магистральных линий ТП-3, ТП-4					
Выключатель ВВ/TEL-10-20-630-У2 с электромагнитным приводом	2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 331,7 \text{ А}$	$630 > 331,7 \text{ А}$
		$I_{\text{откл.ном}} \geq I^{(3)}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I^3 = 7,02 \text{ кА}$	$20 > 7,02 \text{ кА}$
		$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{аг}}$	$i_{\text{а.ном}} = \beta\% \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= 0,4 \cdot \sqrt{3} \cdot 20 = 13,8 \text{ кА}$	$i_{\text{аг}} = 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$	$13,8 > 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 =$ $= 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$469 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$51 > 16,04 \text{ кА}$
Трансформатор тока ТОЛ-10-1-1 400/5 А	4	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 331,7 \text{ А}$	$400 > 331,7 \text{ А}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 1 =$ $= 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$992 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$100 > 16,04 \text{ кА}$
Ограничитель перенапряжения ОПН-10	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$

Продолжение Таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6
Присоединение ТП-5					
Выключатель ВВ/TEL-10-20- 630-У2 с электромагнитным приводом	2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 129,4 \text{ А}$	$630 > 129,4 \text{ А}$
		$I_{\text{откл.ном}} \geq I^{(3)}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I^3 = 7,02 \text{ кА}$	$20 > 7,02 \text{ кА}$
		$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{аг}}$	$i_{\text{а.ном}} = \beta\% \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= 0,4 \cdot \sqrt{3} \cdot 20 = 13,8 \text{ кА}$	$i_{\text{аг}} = 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$	$13,8 > 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 =$ $= 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$469 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$51 > 16,04 \text{ кА}$
Трансформатор тока ТОЛ-10-1- 1 150/5 А	4	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 129,4 \text{ А}$	$150 > 129,4 \text{ А}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 1 =$ $= 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$992 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$100 > 16,04 \text{ кА}$
Ограничитель перенапряжения ОПН-10	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
Присоединение ТП-6					
Выключатель ВВ/TEL-10-20- 630-У2 с электромагнитным приводом	2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 80,9 \text{ А}$	$630 > 80,9 \text{ А}$
		$I_{\text{откл.ном}} \geq I^{(3)}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I^3 = 7,02 \text{ кА}$	$20 > 7,02 \text{ кА}$
		$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{аг}}$	$i_{\text{а.ном}} = \beta\% \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= 0,4 \cdot \sqrt{3} \cdot 20 = 13,8 \text{ кА}$	$i_{\text{аг}} = 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$	$13,8 > 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 =$ $= 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$469 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$51 > 16,04 \text{ кА}$
Трансформатор тока ТОЛ-10-1- 1 100/5 А	4	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 80,9 \text{ А}$	$100 > 80,9 \text{ А}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 1 =$ $= 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$992 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$100 > 16,04 \text{ кА}$
Ограничитель перенапряжения ОПН-10	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$

Продолжение Таблицы 7.1

Присоединение высоковольтного электродвигателя HXR450 LG4					
Выключатель ВВ/TEL-10-20- 630-У2 с электромагнитным приводом	5	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 235,29 \text{ А}$	$630 > 235,29 \text{ А}$
		$I_{\text{откл.ном}} \geq I^{(3)}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I^3 = 7,02 \text{ кА}$	$20 > 7,02 \text{ кА}$
		$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{аг}}$	$i_{\text{а.ном}} = \beta\% \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= 0,4 \cdot \sqrt{3} \cdot 20 = 13,8 \text{ кА}$	$i_{\text{аг}} = 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$	$13,8 > 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 =$ $= 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$469 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$51 > 16,04 \text{ кА}$
Трансформатор тока ТОЛ-10-1- 1 300/5 А	10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 235,29 \text{ А}$	$300 > 235,29 \text{ А}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 1 =$ $= 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$992 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$100 > 16,04 \text{ кА}$
Ограничитель перенапряжения ОПН-10	15	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
Присоединение высоковольтного электродвигателя STD-630-2УХЛ4					
Выключатель ВВ/TEL-10-20- 630-У2 с электромагнитным приводом	3	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 241,8 \text{ А}$	$630 > 241,8 \text{ А}$
		$I_{\text{откл.ном}} \geq I^{(3)}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I^3 = 7,02 \text{ кА}$	$20 > 7,02 \text{ кА}$
		$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{аг}}$	$i_{\text{а.ном}} = \beta\% \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= 0,4 \cdot \sqrt{3} \cdot 20 = 13,8 \text{ кА}$	$i_{\text{аг}} = 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$	$13,8 > 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ кА}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 =$ $= 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$469 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$51 > 16,04 \text{ кА}$
Трансформатор тока ТОЛ-10-1- 1 300/5 А	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 241,8 \text{ А}$	$300 > 241,8 \text{ А}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 1 =$ $= 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$992 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$100 > 16,04 \text{ кА}$
Ограничитель перенапряжения ОПН-10	9	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
Присоединение ячеек трансформаторов напряжения					
Трансформатор напряжения НАМИ-10	2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
Ограничитель перенапряжения ОПН-10	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
Предохранитель ПКН-10	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$

7.2 Обоснованный выбор вида и источников оперативного тока

Питание оперативных цепей управления, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации, а также включающих и отключающих устройств коммутационных аппаратов осуществляется от специальных источников оперативного тока.

К постоянно включенным электроприемникам оперативного тока относятся сигнальные лампы, катушки реле и т.п.

Кроме длительного тока нагрузки сети оперативного тока имеют место кратковременные (не более 5 секунд) пиковые нагрузки, потребляемые катушками электромагнитных приводов аппаратов. Эта мощность может быть значительна.

Учитывая то, что подстанция выполняется по упрощенной схеме без выключателей на стороне высокого напряжения предлагается применить систему выпрямленного оперативного тока.

Источником выпрямленного оперативного тока будут являться после реконструкции блоки питания типа ШУОТ-2403-3372 питающиеся от трансформаторов собственных нужд (ТСН). Технические данные устройства ШУОТ-2403-3372 приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Технические данные устройства ШУОТ-2403-3372

Номинальное напряжение на входе линейное (по заказу) частотой 50 Гц, В	100,230, 400
Номинальное напряжение на входе линейное (по заказу) частотой 60 Гц, В	415,440
Номинальное напряжение на выходе устройства стабилизированное(среднее значение),В	220
Номинальное напряжение на выходе устройства до сглаживающего устройства фильтра, В	220
Номинальная мощность устройства, Вт	4600
Потребляемая из сети активная мощность Вт, не более	7100
Количество отходящих линий	до 10
Коэффициент полезного действия, не менее	0,9
Коэффициент пульсаций напряжения на выходе сглаживающего фильтра, % не более	0,3
Пределы отклонения среднего значения выпрямленного напряжения на выходе сглаживающего фильтра от +10% до –10% номинального при изменении напряжения на выходе:	
Точность стабилизации напряжения на выходе шкафа ВЗУ**, %, не более	0,5
Коэффициент мощности, cos φ, не менее	0,7
Габаритные размеры, мм	600x500x1600
Степень защиты оболочки ГОСТ 14254	JP21

7.3 Выбор электрооборудования устройств ввода ВН на ТП

В качестве устройств ввода ВН на ТП, питающихся по магистральной схеме, используются камеры одностороннего обслуживания КСО-299 с выключателями нагрузки ВНР-10. Условия выбора электрооборудования приведены в пунктах 7.1 и 7.2. Для выбора электрооборудования необходимо рассчитать расчетные токи максимальных режимов всех ТП, питающихся по магистральной схеме.

Расчетный ток максимального режима присоединений ТП-1, ТП-3 с трансформаторами ТМЗ–2500/10:

$$I_{p.макс} = \frac{k_{3.ав} \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 203 \text{ А.}$$

Расчетный ток максимального режима присоединений ТП-2, ТП-4, ТП-5 с трансформаторами ТМЗ–1600/10:

$$I_{p.макс} = \frac{k_{3.ав} \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 129,3 \text{ А.}$$

Расчетный ток максимального режима присоединений ТП-6 с трансформаторами ТМЗ–1000/10:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{k_{\text{з.ав}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,9 \text{ А.}$$

Таблица 7.3 – Выбор электрооборудования шкафов ввода ВН ТП

1	2	3	4	5	6
Шкафы ввода ВН ТП-1, ТП-3					
Выключатель нагрузки ВНР-10/400-10зУ3	2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 203 \text{ А}$	$400 > 203 \text{ А}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 10^2 \cdot 1 = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$100 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$25 > 16,04 \text{ кА}$
Предохранитель ПКТ-10-80	1 2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
Шкафы ввода ВН ТП-2, ТП-4, ТП-5					
Выключатель нагрузки ВНР-10/400-10зУ3	2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 129,3 \text{ А}$	$400 > 129,3 \text{ А}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 10^2 \cdot 2 = 200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$200 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$25 > 16,04 \text{ кА}$
Предохранитель ПКТ-10-80	1 2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
Шкафы ввода ВН ТП-6					
Выключатель нагрузки ВНР-10/400-10зУ3	2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ав}}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{р.ав}} = 80,9 \text{ А}$	$400 > 80,9 \text{ А}$
		$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 10^2 \cdot 2 = 200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$200 > 15,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,04 \text{ кА}$	$25 > 16,04 \text{ кА}$
Предохранитель ПКТ-10-80	1 2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$

7.4 Проверка кабельных линий, питающих ТП и высоковольтные электродвигатели

Сечение кабельных линий выбирается по трем критериям:

- по экономической плотности тока;
- по нагреву длительно допустимым током;
- по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Выбор сечения по экономической плотности тока. По экономической плотности тока выбираются кабели длиной более 100 м. Экономически целесообразное сечение линии определяется по расчетному току линии нормального режима $I_{р.норм}$ и экономической плотности тока $j_{эк}$:

$$F = \frac{I_{р.норм}}{j_{эк}}. \quad (7.2)$$

Экономическая плотность тока выбирается по ПУЭ в зависимости от числа часов использования максимума, материала жил и изоляции кабеля и принимается равной 1,1 А/мм².

Расчетный ток нормального режима определяется при радиальной схеме питания ТП и высоковольтных электродвигателей:

- для кабелей проходящих от ГПП до двухтрансформаторной КТП

$$I_{р.ав} = \frac{k_{э.ав} \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot 10}; \quad (7.3)$$

$$I_{р.норм} = \frac{k_3 \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot 10}, \quad (7.4)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность цехового трансформатора, по таблице 3.3, кВ·А;

k_3 – коэффициент загрузки цехового трансформатора, который определяется по таблице 3.3.

- для кабелей проходящих от ГПП до высоковольтных электродвигателей

$$I_{\text{р.ав}} = I_{\text{р.норм}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta \cdot \cos \phi}. \quad (7.5)$$

При магистральной схеме питания цеховых трансформаторов расчетный ток кабеля рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{р.ав}} = \frac{N_{\text{т}} \cdot k_{3.ав} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot 10}; \quad (7.6)$$

$$I_{\text{р.норм}} = \frac{N_{\text{т}} \cdot k_3 \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (7.7)$$

где $N_{\text{т}}$ – количество трансформаторов, которые получают питание по данной магистральной кабельной линии, шт.

Найденное сечение кабеля по формуле (7.6) округляется до ближайшего стандартного сечения. Для обеспечения нормальных условий работы кабельных линий выбранное сечение должно быть проверено по допустимой длительной нагрузке по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах, а также по термической стойкости при токах КЗ.

Проверка по нагреву в послеаварийном режиме производится по условию:

$$I_{\text{дд}} \geq I_{\text{р}} \cdot k, \quad (7.8)$$

где k – коэффициент учитывающий способ прокладки кабеля;

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток выбранного кабеля, А.

Кабели прокладываются в земле, поэтому поправочный коэффициент k равен 1,3.

Минимальное термически стойкое к токам короткого замыкания сечение кабеля:

$$F_{\text{мин}} = \frac{1}{C} \cdot I^3 \cdot \sqrt{t_{\text{ф}}}, \quad (7.8)$$

где C – термический коэффициент, $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$;

I_{∞} – установившийся ток короткого замыкания, по таблице 7.1, А;

$t_{\text{ф}}$ – фиктивное время срабатывания защиты, равное 0,2 с.

Пример выбора кабеля питающего ТП-3. Выбирается кабель марки АПвПг.

Расчетный ток кабельной линии нормального и аварийного режима:

$$I_{\text{р.ав}} = I_{\text{р.норм}} = \frac{\kappa_3 \cdot S_{\text{ном.т5}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 129,4 \text{ А}.$$

Экономически целесообразное сечение кабеля:

$$F = \frac{I_{\text{р.норм}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{129,4}{1,7} = 76,1 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное сечение кабеля – 95 мм^2 . Кабель марки АПвПг сечением 95 мм^2 , допустимый длительный ток которого 263 А, должен быть проверен по нагреву в длительном режиме:

$$I_{\text{дл}} = 263 \geq I_{\text{р}} \cdot k = 129,4 \cdot 1,3 = 168,2 \text{ А}.$$

Минимальное термически стойкое к токам короткого замыкания сечение кабеля:

$$F_{\text{мин}} = \frac{1}{C} \cdot I^3 \cdot \sqrt{t_{\text{ф}}} = \frac{1}{65} \cdot 5,98 \cdot \sqrt{0,2} = 41,1 \text{ мм}^2.$$

Минимальное стандартное сечение кабеля равно 50 мм^2 .

Окончательно для кабельной линии питающей ТП-5 выбираем кабель АПвПг 3

8 Модернизация системы электроизмерения и учета электроэнергии

Система учета и измерений определяется схемой электроснабжения предприятия, характером присоединенных потребителей и схемой коммутации.

Система учета на промышленных предприятиях должна давать возможность:

- определения количества энергии, полученной от энергосистемы;
- производства внутриводского межцехового расчета за электроэнергию, израсходованную различными хозрасчетными потребителями предприятия;
- установления, уточнения и контроля удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции;
- контроля потребления и выработки реактивной мощности по всему предприятию в целом и по отдельным потребителям.

Учет электроэнергии делится на расчетный и технический. Первый служит для расчета предприятия с энергоснабжающей организацией, второй – для осуществления хозрасчета и контроля расходования электроэнергии внутри предприятия. Счетчики для расчета энергоснабжающей организации с потребителями устанавливаются на границе раздела сети организации и потребителя. Классы точности счетчиков активной мощности согласно ПТЭ должны быть не ниже 1,0, измерительных трансформаторов не ниже 0,5.

Для технического учета могут применяться трансформаторы тока класса точности 1,0 и счетчики любого класса точности, которые выпускаются промышленностью с классом точности не выше 2,5.

Расчетный учет электроэнергии ведется на присоединениях понизительных трансформаторов ГПП к РУ-10 кВ и на выводах НН трансформаторов собственных нужд. Для этого используются

многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии типа МИКРОН ПСЧ–4ТМ.05М.

Для технического учета электроэнергии на присоединениях отходящих линий РУ-10 кВ ГПП и присоединениях трансформаторов собственных нужд также используются счетчики типа МИКРОН.

Электрические счетчики типа МИКРОН, в зависимости от модификации, могут осуществлять контроль следующих параметров электроэнергии:

- напряжения и токи пофазно;
- частота сети
- активная, реактивная и полная энергия;
- коэффициент мощности;
- фазные углы тока и напряжения.

Все контрольно – измерительные приборы подстанции приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Контрольно – измерительные приборы на подстанции

Наименование присоединения	Контролируемые показатели	Измерительные приборы
Понизительный трансформатор ГПП сторона НН	Напряжения фаз, токи фаз, активная мощность, реактивная мощность, активная электроэнергия, реактивная электроэнергия	ПСЧ–4ТМ.05М
Сборные шины 10 кВ обе секции	Линейные и фазные напряжения	Вольтметр
Секционный выключатель	Ток	Амперметр
Присоединения отходящих линий 10 кВ	Токи фаз, активная электроэнергия, реактивная электроэнергия	ПСЧ–3ТМ.05М
Трансформаторы собственных нужд на стороне НН	Токи фаз, активная мощность, реактивная мощность, активная электроэнергия, реактивная электроэнергия	ПСЧ–4ТМ.05М

Информация со всех микропроцессорных счетчиков электроэнергии передается в управление главного энергетика и энергосбытовую компанию для расчетов с ней, образуя при этом автоматизированную систему контроля и

учета электроэнергии (АСКУЭ). Структурная схема способов передачи измерительной информации АСКУЭ показана на рисунке 8.1.

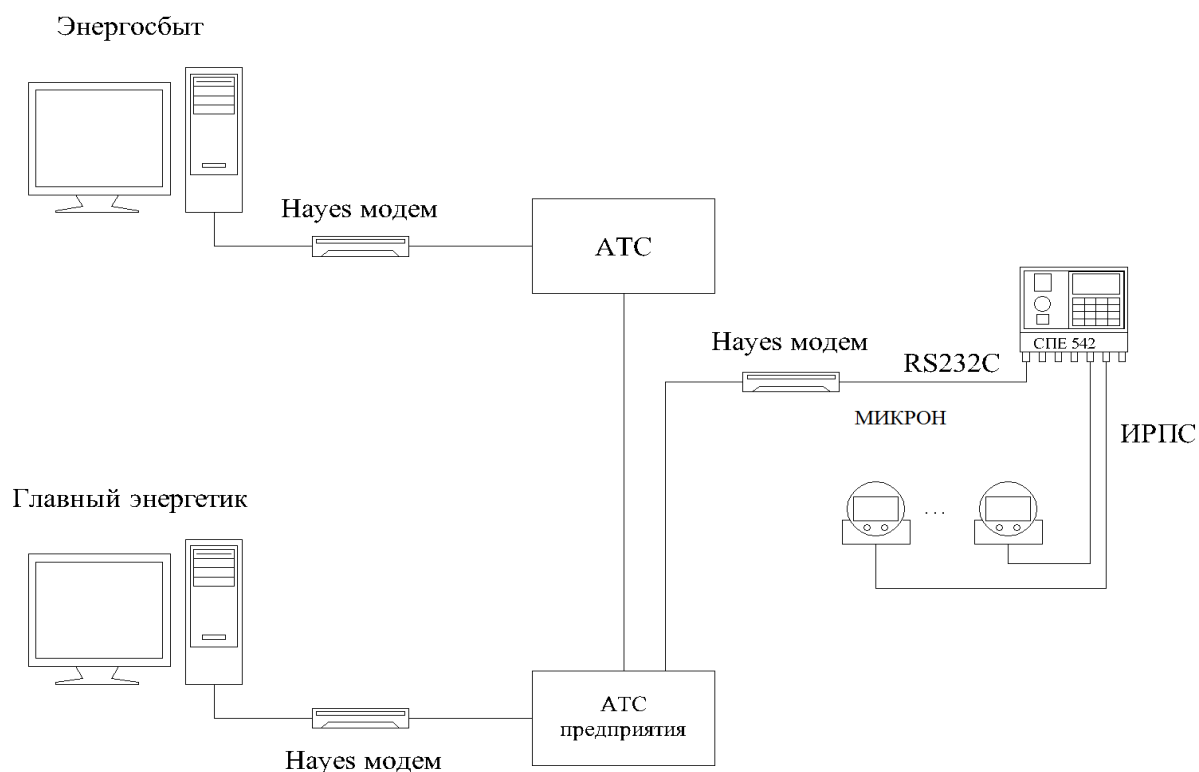


Рисунок 8.1 – Структурная схема передачи измерительной информации

В схеме изображенной на рисунке 8.1 используются счетчики электроэнергии с импульсными выходами для подключения к сумматору СЧЕ542, который в свою очередь подключается к телефонной сети через модем по интерфейсу RS232C. Передача измерительной информации в управление главного энергетика и энергосбытовую организацию осуществляется по телефонной сети с использованием модемов.

9 Расчет защитного заземления

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. В качестве искусственных заземлителей, применяются металлические стержни, уголки, полосы, погруженные в почву для надежного контакта с землей. Количество заземлителей определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства (ЗУ) или допустимого напряжения прикосновения. Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой электрооборудованием.

Удельное сопротивление грунта (суглинок) 120 Ом·м. Длина вертикальных заземлителей 5 м. Глубина заложения $t = 0,7$ м. Заземляющее устройство РП изображено на рисунке 9.1.

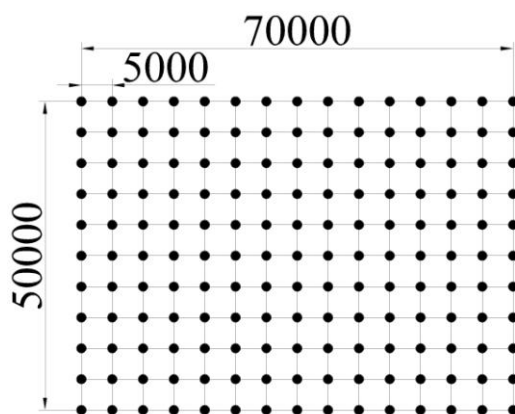


Рисунок 9.1 – План заземляющего устройства РП

Напряжение на заземлителе:

$$U_z = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\text{п}}}, \quad (9.1)$$

где $U_{\text{пр.доп}}$ – допустимое напряжение прикосновения, В;

$k_{\text{п}}$ – коэффициент напряжения прикосновения, о.е.

При длительности протекания тока через тело человека менее 0,2 с допустимое напряжение прикосновения равно 500 В.

Коэффициент k_{Π} определяется по формуле:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (9.2)$$

где $l_{\text{в}}$ – длина вертикального заземлителя, м;

$L_{\text{г}}$ – длина горизонтальных заземлителей, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м, $a = 5$ м;

S – площадь заземляющего устройства, м²;

M – параметр, зависящий от отношения удельного сопротивления верхнего слоя грунта к удельному сопротивлению нижнего слоя, $M=1$;

β – коэффициент определяемый по сопротивлению тела человека $R_{\text{ч}}$ и сопротивлению растекания тока от ступеней $R_{\text{с}}$.

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot \rho_{\text{в.с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 120} = 0,847 \text{ о.е.},$$

где $\rho_{\text{в.с}}$ – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, Ом·м.

Площадь заземляющего устройства $S = 3500$ м². Длина горизонтальных заземлителей $L_{\text{г}} = 1520$ м.

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}} = \frac{1 \cdot 0,847}{\left(\frac{5 \cdot 1520}{5 \sqrt{3500}} \right)^{0,45}} = 0,196 \text{ о.е.}$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_{\text{з}} = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\Pi}} = \frac{500}{0,196} = 2551 \text{ В.}$$

Для определения допустимого сопротивления заземляющего устройства необходимо рассчитать ток однофазного короткого замыкания в сети 10 кВ:

$$I_{\text{з}} = \frac{3 \cdot U_{\text{б}}}{x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}} + x_{0\text{вл}} + x_{\text{с}} + x_{0\text{г}}}, \quad (9.3)$$

где $x_{1\text{рез}}$ – результирующее сопротивление прямой последовательности до точки К1, рассчитанное в подразделе 6.1, Ом;

$x_{2\text{рез}}$ – результирующее сопротивление прямой последовательности до точки К1, равное $x_{1\text{рез}}$, Ом;

$x_{0\text{ВЛ}}$ – сопротивление линии 10 кВ, равное $2 \cdot x_{\text{ВЛ}}$, Ом;

$x_{0\text{т}}$ – сопротивление нулевой последовательности трансформатора, равное:

$$x_{\text{т}} = \frac{U_6^2 \cdot u_{\text{к}} \%}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{115^2 \cdot 10,5}{100 \cdot 16} = 145,8 \text{ Ом.}$$

$$I_3 = \frac{3 \cdot U_6}{x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}} + x_{0\text{ВЛ}} + x_{\text{с}} + x_{0\text{т}}} = \frac{3 \cdot 115}{2 \cdot 20,39 + 37,6 + 1,59 + 145,8} = 1,528 \text{ кА.}$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{2551}{1528} = 1,66 \text{ Ом.}$$

Действительный план заземляющего устройства необходимо преобразовать в расчетную квадратную модель, со стороной \sqrt{S} :

$$\sqrt{S} = \sqrt{3500} = 59,16 \text{ м.}$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\text{г}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{1520}{2 \cdot \sqrt{3500}} - 1 = 12,85 \text{ шт.}$$

Принимаем число ячеек по стороне квадрата равным 13 шт.

Длина стороны ячеек квадрат:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{3500}}{13} = 4,55 \text{ м.}$$

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_{\text{г}} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot m + 1 = 2 \cdot \sqrt{3500} \cdot 13 + 1 = 1656,5 \text{ м.}$$

Количество вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{в}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 + l_{\text{в}}} = \frac{\sqrt{3500} \cdot 4}{1 + 5} = 39,44 \text{ шт.}$$

Количество вертикальных заземлителей принимаем равным 39 шт.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_{\text{в}} = l_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}} = 5 \cdot 39 = 195 \text{ м.}$$

Относительная глубина:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{3500}} = 0,096.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_B}, \quad (9.4)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{1_B + t}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \frac{5 + 0,7}{\sqrt{3500}} = 0,36.$$

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_B} = 0,36 \frac{1,22 \cdot 120}{\sqrt{3500}} + \frac{1,22 \cdot 120}{1656,5 + 195} = 0,917 \text{ Ом.}$$

Сопротивление заземляющего устройства меньше допустимого 2,94 Ом.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция системы электроснабжения цехов предприятия производства ОАО Тольятти-Азот.

Определены расчетные более точные нагрузки 0,4 кВ цехов предприятия с использованием усовершенствованных методов, таких как упорядоченных диаграмм и метода коэффициента спроса. Выбрано количество и мощность цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ. Питание цеховых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ и электроприемников 10 кВ (асинхронных и синхронных электродвигателей) производится по распределительной сети 10 кВ, по смешанной схеме от находящейся на территории предприятия от ГПП 110/10 кВ с силовыми трансформаторами с РПН ТДН-16000/110.

Смешанная схема распределительной сети 10 кВ выбрана на основании технико-экономического сравнения ее вариантов. Для сети 10 кВ используются новые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвПг, прокладываемые в кабельных каналах. Для сети 10кВ определена необходимость компенсации емкостных токов замыкания на землю и выбран режим заземления нейтрали – изолированная нейтраль.

Выполнен расчет расположения центра нагрузок предприятия ОАО Тольятти-Азот, определенного путем составления картограммы нагрузок. При выполнении реконструкции распределительное устройство 10 кВ выполнено закрытым с использованием шкафов КРУ типа К-104М. Помещение ЗРУ-10кВ. Защита ЗРУ-10 кВ – выполнена укладкой молниеприемной сетки на крыше здания. Заземление распределительных устройств выполняется с использованием искусственных вертикальных и горизонтальных заземлителей. Питание цепей оперативного тока производится выпрямленным оперативным током от новых трансформаторов собственных нужд типа ТСКС-40/10.

Список используемых источников

1. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-220 кВ. – Министерство энергетики Российской Федерации, 2003.
2. Правила устройства электроустановок. Издание 7-е. - М.: Энергоатомиздат, 2007. - 647 с.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Издание 18-е. - М.: Энергоатомиздат, 2009. - 288 с.
4. Артюхов, И. И. Электрооборудование электрических станций и подстанций/ И. И. Артюхов, В. Д. Куликов, В. В. Тютманова; - Саратов: СГТУ, 2005. - 136с.
5. Афонин, В.В. Силовые коммутационные аппараты: учебное пособие / В.В. Афонин, К.А. Набатов, Ж.А. Зарандия. - Тамбов: Изд-во ГОУ ВПО ТГТУ, 2011. - 100 с.
6. Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических систем. Учеб. пособие для вузов. – М.: Изд-во МЭИ, 2012–295 с.
7. Баташов, А.И. Проектирование электроэнергетических систем: Методические указания для дипломного проектирования. - Улан-Удэ: Издательство ВСГТУ, 2013. - 75 с.
8. Вайнштейн Р.А., Коломиец Н.В., Шестакова В.В. Режимы заземления нейтрали в электрических системах: учебное пособие. - Томск : Изд-во ТПУ, 2012. - 118 с.
9. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник: В 4т. Т.2 Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. И.Н. Орлов). - 9-е изд., стер. - М.: Издательство МЭИ, 2008. - 518 с.
10. Даценко, В.А. Монтаж, ремонт и эксплуатация электрических распределительных сетей в системах электроснабжения промышленных

- предприятий: учебное пособие / В.А. Даценко, А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. - 132 с.
11. Дрозд, В.Б. Справочник по электрическим сетям 0,4 - 35 кВ и 110 - 1150 кВ. Том 10 / В.Б. Дрозд. - М.: Альвис, 2013. -816 стр.
 12. Дрозд, В.Б. Справочник по электрическим сетям 0,4 - 35 кВ и 110 - 1150 кВ. Том 14 / В.Б. Дрозд. - М.: Альвис, 2013. -640 стр.
 13. Дрозд, В.Б. Справочник по электрическим сетям 0,4 - 35 кВ и 110 - 1150 кВ. Том 15 / В.Б. Дрозд. - М.: Альвис, 2013. -800 стр.
 14. Гайсаров, Р. В. Справочник по высоковольтному оборудованию электроустановок / под ред.Р. В. Гайсарова. - Челябинск: ЮУрТУ, 2005. - 343с.
 15. Кабышев, А.В. Справочные материалы по расчету и проектированию систем электроснабжения объектов и установок: Учеб. пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. - Томск, Том. политехн. ун-т, 2011. - 160 с.
 16. Power-system protection - Wikipedia, the free encyclopedia [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://en.wikipedia.org/wiki/Power-system_protection.
 17. GE Grid Solutions [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gegridsolutions.com>.
 18. KNX Association [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://knx.org/knx-en/index.php>.
 19. Machinery Lubrication [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.machinerylubrication.com>.
 20. Fault Current Limiter Technology | Applied Materials [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.appliedmaterials.com/technologies/fault-current-limiters>.

Приложение А

Состав потребителей цехов предприятия

Таблица А.1 – Характеристика низковольтной нагрузки завода

№ цеха	Наименование	$P_{уст}$, кВт	K_c	$tg \phi$
1	Компрессорная	120	0,8	0,62
2	Котельня	2370	0,72	1,17
3	Углекислотный цех	1900	0,45	0,99
4	Аммиачный цех	2870	0,46	1,73
5	Термический цех	3440	0,83	0,75
6	Цех минеральных удобрений	3620	0,54	0,75
7	Участок отгрузки, склад готовой продукции	550	0,31	0,75
8	Инструментальный цех	295	0,6	1,53
9	Химический цех №1	2930	0,35	1,36
10	Химический цех №2	2400	0,35	1,43
11	Участок минеральных удобрений	580	0,25	1,30
12	Участок подготовки СОЖ	1771	0,64	1,33
13	КНС	88	0,8	0,75
14	Цех пластмасс	750	0,4	1,52
15	Склад	150	0,3	1,12
16	Проходная и КПП	50	0,45	0,75
17	КПП	15	0,35	0,57
18	Административно бытовые помещения	520	0,45	0,75
19	Административно бытовые помещения	195	0,35	0,57
20	Административно бытовые помещения	103	0,68	0,65
21	Административно бытовые помещения	245	0,45	0,75

Таблица А.2 – Характеристика высоковольтной нагрузки завода

№ цеха	Наименование	Кол-во	$P_{уст}$, кВт	K_n
1	Компрессорная	5	550	0,7
13	КНС	3	630	0,7