

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование системы электроснабжения завода железобетонных изделий

Студент

А.А. Соболевский
(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.А. Андреев
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

В настоящий момент промышленные предприятия являются самыми энергопотребляемыми объектами системы электроснабжения. Особенно это касается предприятий, поставляющих материалы для строительства. Так как заводы, на которых осуществляется производство железобетонных изделий, попадают под эту категорию, то их электроснабжение должно быть надежным и соответствовать параметрам качества электроэнергии.

Цель данной работы – проектирование системы электроснабжения завода железобетонных изделий.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ исходных данных объекта проектирования;
- выполнить расчет электрических нагрузок;
- произвести расчет и выбор силовых трансформаторов;
- выбрать основное электрооборудование завода железобетонных изделий.

Данная ВКР содержит пояснительную записку объемом 65 страниц, дополняемой 19 таблицами и 13 рисунками, а также 6 чертежами формата А1.

Содержание

Введение	4
1 Характеристика объекта и постановка задачи.....	6
1.1 Техническая характеристика завода железобетонных изделий.....	6
1.2 Сведения по электроснабжению.....	11
2 Проектирование электроснабжения предприятия.....	14
2.1 Расчет нагрузок потребителей	14
2.2 Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности	16
2.3 Расчет высоковольтной и общей нагрузок.....	22
2.4 Расчет и выбор распределительной сети 6 кВ	24
2.5 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.....	25
2.6 Выбор коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов и собственных нужд РУ ГПП	28
2.7 Расчет токов короткого замыкания и проверка выбранного ранее оборудования.....	37
3 Учет потребления электроэнергии на подстанции	46
4 Расчет уставок защит трансформатора	51
Заключение.....	59
Список использованных источников	62

Введение

Завод железобетонных изделий был основан в 60-х годах прошлого века. Его система электроснабжения комплектовалась самым передовым на тот момент оборудованием.

За полвека прогресс шагнул далеко вперед и когда-то современные технические решения стали устаревшими морально и физически, такое оборудование требует более частого ремонта. Поэтому возникла необходимость модернизации системы электроснабжения предприятия, с заменой наиболее изношенного оборудования и приведения распределительных устройств к общему типу используемого оборудования. Прежде всего это мероприятие направлено на сокращение количества часов простоя при аварийном ремонте в электрических сетях завода. Данные аварийные отключения негативно сказываются на плане выпуска продукции и приводят к существенным убыткам.

Для оперативного управления сетями завода железобетонных изделий (ЗЖБИ) будет внедрена система телеметрии и телесигнализации с функцией дистанционного управления выключателями 6 кВ с пульта дежурного персонала. Таким образом повысится скорость информированности дежурного персонала о состоянии электрических сетей, что благоприятно отразится на качестве электроснабжения предприятия. Таким образом, тема данной ВКР является актуальной.

Цель работы – проектирование системы электроснабжения ЗЖБИ.

Объект исследования – завод железобетонных изделий.

Предметом исследования является система электроснабжения ЗЖБИ.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ исходных данных по объекту проектирования;
- выполнить расчет электрических нагрузок;
- произвести расчет и выбор силовых трансформаторов;

– выбрать основное электрооборудование завода железобетонных изделий.

При проектировании распределительной сети необходимо учесть компенсацию реактивной мощности и возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

Надежность электроснабжения определяется как способность обеспечить потребителей электроэнергией стандартного качества в достаточном количестве и без перебоев. Категория потребителей электроэнергии устанавливается согласно Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и зависит от особенностей технологического процесса. Недостаточная оценка этих характеристик может привести как к ухудшению надежности системы электроснабжения, так и к лишним расходам на резервирование.

От того, насколько рационально спроектирована система электроснабжения, зависит эффективность функционирования предприятия. Поэтому необходимо обеспечить высокий уровень качества применяемого оборудования и его ремонтпригодность.

1 Характеристика объекта и постановка задачи

1.1 Техническая характеристика завода железобетонных изделий

Объектом проектирования является ЗЖБИ. Он был введен в эксплуатацию в 1960 году. Данное предприятие, ориентированное на производство железобетонных изделий, выпускает строительные материалы и конструкции, предназначенные для ремонта, реконструкции и последующего расширения объектов, а также реализует готовую продукцию.

Завод железобетонных изделий располагается в городе Волгоград и является одним из ключевых предприятий в регионе. Основанный в ответ на рост потребностей строителей и архитекторов, завод стал важным звеном в строительной отрасли, обеспечивающим рынок качественной продукцией.

Производственные мощности завода позволяют выпускать широкий ассортимент железобетонных изделий, включая балки, плиты, блоки и другие элементы, которые применяются как в жилом, так и в промышленном строительстве. Высокое качество продукции достигается благодаря современным технологиям, используемым на всех этапах – от проектирования до окончательной сборки. Завод уделяет особое внимание соблюдению стандартов, что обеспечивает надежность и долговечность выпускаемых изделий.

Основная цель завода – удовлетворение потребностей строительства, от жилых комплексов до сложных инфраструктурных объектов. Для достижения этой цели в предприятие активно внедряют новые технологии и инновационные методы, что позволяет ему оставаться конкурентоспособными на рынке.

Завод активно сотрудничает с местными строительными организациями и проектными бюро, что способствует более эффективному обмену информацией и реагированию на изменения в рыночной ситуации. В результате этого сотрудничества создаются уникальные решения,

соответствующие современным требованиям строительства. Он играет важную роль в экономике региона, предоставляя рабочие места и поддерживая местные сообщества. Его продукция не только способствует развитию инфраструктуры города, но и закладывает основу для будущих строительных проектов, обеспечивая высокое качество и надежность.

В связи с вводом новых мощностей, планируется реконструкция системы электроснабжения. На рисунке 1 показано схематичное расположение подразделений предприятия.



Рисунок 1 – Схема расположения завода железобетонных изделий

Данные электрических нагрузок цехов завода представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные электрических нагрузок цехов ЗЖБИ

№ на плане	Наименование подразделения, участка	$P_{эл}$, кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	K_c
1	Цех бетонных изделий	6462,9	0,79	0,77	0,64
2	Арматурный цех	1357,5	0,79	0,77	0,74
3	Участок подготовки воды 1 цикла	527,0	0,82	0,73	0,74
4	Компрессорный участок	1889,0	0,83	0,74	0,66

Продолжение таблицы 1

№ на плане	Наименование поразделения, участка	$P_{эл}$, кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	K_C
5	Насосная ПЛС	1284,0	0,81	0,74	0,74
6	Цех подготовки бетона	1141,0	0,79	0,77	0,74
7	Ремонтно-механическая мастерская №1	1123,1	0,81	0,74	0,79
8	Формовочный участок основной линии	989,0	0,82	0,73	0,79
9	Цех основной линии - армировка	1524,0	0,83	0,74	0,79
10	Цех холоднокатанной арматуры	1334,0	0,79	0,77	0,66
11	Электро-ремонтная мастерская №2	1467,0	0,82	0,73	0,72
12	Участок подговки хлорированной воды №2	1367,0	0,82	0,73	0,71
13	Насосная станция ХВС	725,5	0,75	0,88	0,90
14	Водогрейная/Котельная	965,0	0,85	0,7	0,39

Технологическая схема производства ЗЖБИ представлена на рисунке 2.

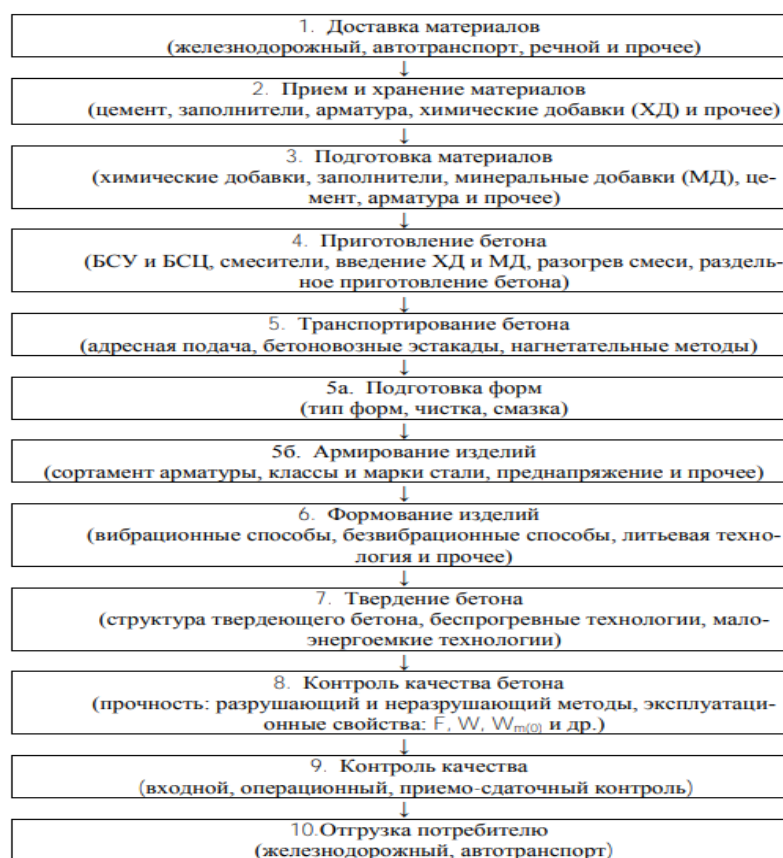
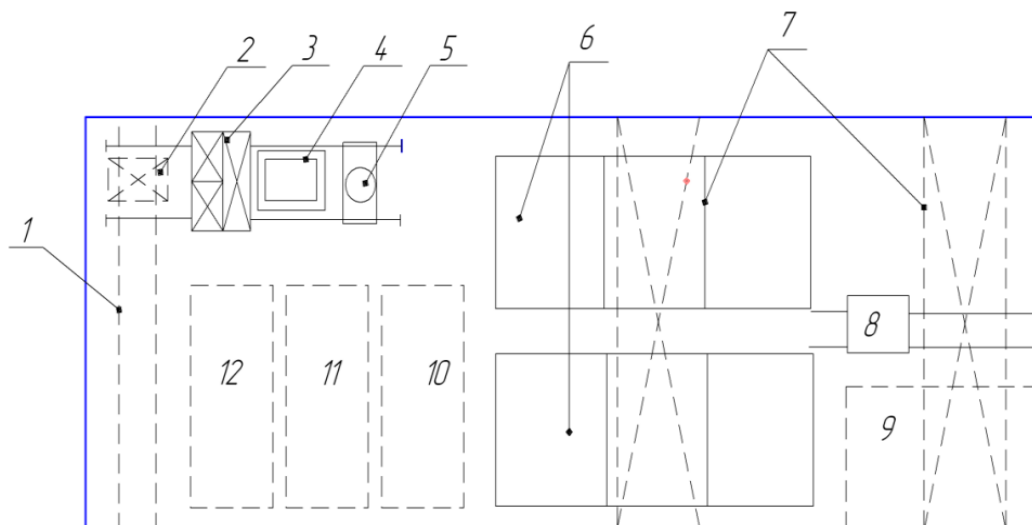


Рисунок 2 – Технологическая схема производства завода железобетонных изделий

Насосная станция ХВС обеспечивает производство и бытовые помещения холодной водой в нужном объеме и определенного давления, а также доставляет холодную воду в бетонорастворный цех. Сжатый воздух, для основных потребителей предприятия (механический и известегазификационный цеха) подается от компрессорной станции. Горячая вода для технических и бытовых нужд производится в котельной.

Указанные процессы выполняются в данной последовательности, образуя общий технологический цикл. Некоторые из них проводятся в основном заранее, в то время как в определенных случаях они могут проходить параллельно с приготовлением бетона и его доставкой к месту формирования изделий.

Агрегатная схема производства железобетонных плит перекрытия, в частности участок формовки цеха по производству ЖБИ, расположенный в цехе №8, представлена на рисунке 3.



1 – транспортер подачи бетонного раствора; 2 – накопитель; 3 – бетоноукладчик; 4 – виброплатформа; 5 – разравнивающее устройство; 6 – пропарочные камеры; 7 – мостовые краны; 8 – тележка передаточная; 9 – склад готовой продукции; 10 – пост распалубки; 11 – место складирования арматуры; 12 – пост складирования теплоизоляционных и отделочных материалов

Рисунок 3 – Агрегатная схема производства железобетонных плит перекрытия

Процесс изготовления железобетонных изделий (ЖБИ) включает несколько этапов, начиная с проектирования и заканчивая непосредственно формированием и отверждением изделий.

Первым шагом в производстве железобетонных изделий является проектирование. На этом этапе разработчики определяют тип и характеристики изделий, которые будут согласованы с требованиями строительства. Затем создаются чертежи, в которых указываются размеры, форма и армирование. Армирование представляет собой размещение стальных прутьев или сеток внутри бетонной конструкции для повышения её прочностных свойств. После завершения проектирования начинается подготовка материалов. Основными компонентами для производства железобетона являются цемент, песок, щебень и вода. Эти материалы тщательно подбираются в соответствии с необходимыми проектными требованиями. Важно отметить, что качество цемента играет особую роль в прочности будущих изделий. Следующим этапом является заливка бетонной смеси в формы. Формы могут быть изготовлены из различных материалов, включая металл и пластик и обычно имеют стандартные размеры. Бетонная смесь равномерно распределяется по форме, после чего происходит вибрация, которая помогает исключить пузырьки воздуха и добиться однородной структуры. После заливки необходимо обеспечить затвердевание бетона. Этот процесс может занимать от нескольких часов до нескольких дней в зависимости от типа используемого цемента и климатических условий. Часто используется метод водяного пара или обрезки верхнего слоя для более быстрого достижения прочности. Когда изделия достигли необходимой прочности, они извлекаются из форм для дальнейшей обработки. Это может включать шлифовку, окрашивание или добавление защитных покрытий для увеличения срока службы. После завершения всех этапов обработки изделия проходят контроль качества, который включает проверку на прочность, водонепроницаемость и другие характеристики, соответствующие стандартам.

1.2 Сведения по электроснабжению

Высоковольтные линии обеспечивают эффективное распределение электроэнергии от генераторов к потребителям, минимизируя потери энергии на больших расстояниях. Трансформаторы необходимы для изменения напряжения до уровня, который может быть использован в распределительных сетях. Они помогают поддерживать стабильность системы и обеспечивают необходимое напряжение для конечных потребителей. Коммутационные аппараты являются важными элементами, обеспечивающими безопасное управление электрическими цепями. Защитные реле и системы контроля осуществляют мониторинг состояния сети и защиту от перегрузок. Они позволяют предотвратить повреждения оборудования и минимизировать риск аварийных ситуаций. Трансформаторные подстанции включают в себя всё вышеперечисленное электрооборудование и, таким образом, принимают и распределяют электроэнергию по отходящим линиям в цеха [23].

В настоящее время завод железобетонных изделий подключен к системе электроснабжения от ГПП напряжением 110/6 кВ.

ГПП напряжением 110/6 кВ состоит из ОРУ-110 кВ и ЗРУ-6 кВ.

Для преобразования напряжения 110 кВ в 6 кВ на подстанции установлено два трансформатора Т-1 и Т-2. В качестве основных силовых трансформаторов используются трехфазные двухобмоточные трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения и с возможностью регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Тип трансформаторов – ТРДН-32000/110/6/6 У1.

Конструкция ОРУ-110 кВ ГПП представляет собой схему по схемотипу 110-1 с отделителями в сети 110 кВ.

На ГПП напряжением 110/6 кВ в настоящее время установлено оборудование, указанное в таблице 2.

Таблица 2 – Данные по оборудованию ГПП 110/6 кВ

Оборудование	Тип оборудования	Номинальный ток, А	Год производства	Год ввода в эксплуатацию
Трансформатор Т-1	ТРДН-32000/110/6/6	168,1/ 3082,8	1959	1960
Трансформатор Т-2	ТРДН-32000/110/6/6	168,1/ 3082,8	1960	1960
Отделители	ОДЗ – 110	168,1/ 3082,8	1960	1960
Короткозамыкатели	КЗ-110	168,1/ 3082,8	1960	1960
Выключатель	ВМПП-6	3200	1959	1960
Выключатель	ВК-6-У2	630	1959	1960
Выключатель	ВМПП-6	630	1959	1960

Потребители главной понизительной подстанции относятся к первой и второй категориям надежности электроснабжения. Наибольшее потребление нагрузки приходится на присоединения, от которых питаются насосная и компрессорная установки.

Срок службы силовых трансформаторов до капитального ремонта составляет 25 лет, далее решение об их пригодности принимает специальная комиссия с составлением акта. На 01.01.2023 г. срок службы трансформаторов составил 64 года, при рекомендованном сроке эксплуатации не более 25 лет.

Конструкция ОРУ-110 кВ ГПП выполнена по схеме 110–1 с отделителями, что не обеспечивает условие резервирования на стороне 110 кВ. Основным недостаток системы короткозамыкатель-отделитель состоит в том, что при повреждении в трансформаторе, защита подает сигнал на отключение короткозамыкателя от питающей подстанции, после чего происходит отключение отделителя. Данный алгоритм сильно увеличивает время бестоковой паузы.

В РУ-6 кВ установлены маломасляные выключатели серии ВМПП-6. Проблемы, возникающие при эксплуатации, в основном связаны с пружинно-моторным приводом ПП-67, который требует непрерывного контроля и использования изоляционной среды, такой как масло. Такие выключатели повышают эксплуатационные расходы и затрудняют

эффективное решение проблем защиты силовых трансформаторов и отходящих линий, что, в свою очередь, ухудшает надежность электроснабжения.

В настоящее время на подстанциях используются аналоговые измерительные трансформаторы, а также высоковольтные фильтры и конденсаторы связи. Проведенный анализ этих устройств выявил, что они не могут обеспечить необходимую точность измерений при возникновении перегрузок в их вторичных цепях.

В связи с вышеперечисленным, необходимо произвести замену некоторого электрооборудования предприятия.

Выводы по главе 1.

В данной главе была рассмотрена существующая схема электроснабжения ЗЖБИ. Рассмотрен список установленного оборудования, который выработал свой ресурс.

2 Проектирование электроснабжения предприятия

2.1 Расчет нагрузок потребителей

Определение расчетных нагрузок производится с применением коэффициента спроса K_C :

$$P_p = K_C \cdot P_{уст}, \quad (1)$$

$$Q_p = tg\phi \cdot P_p, \quad (2)$$

где K_C – коэффициент спроса.

Средние нагрузки за максимально загруженную смену определяются по формулам:

$$P_{ср.мах. j} = K_u \cdot P_{ном. j}, \quad (3)$$

$$Q_{ср.мах. j} = P_{ср.мах. j} \cdot tg\phi, \quad (4)$$

где $tg\phi$ соответствует $\cos\phi$ данной группы электроприемников;

K_u – коэффициент использования;

$P_{ном. j}$ – установленная мощность, кВт.

Для четвертого цеха расчет приводится ниже [13]:

Расчетные мощности определяются по формулам (1) и (2):

$$P_{p1} = 0,66 \cdot 1889 = 1246,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{p1} = 1246,7 \cdot 0,74 = 922,5 \text{ квар.}$$

Средние нагрузки за максимально загруженную смену по (3) и (4):

$$P_{CM} = 0,75 \cdot 1889 = 1416,75 \text{ кВт},$$

$$Q_{CM} = 1416,75 \cdot 0,75 = 1062,5 \text{ квар.}$$

Мощности остальных цехов рассчитывается аналогичным методом.

Результаты заносятся в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет цеховых нагрузок

Наименование поразделения, участка	$P_{эп}$ кВт	K_c	K_u	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_{ср.мах,}$ кВт	$Q_{ср.мах,}$ квар	P_p , кВт	Q_p , квар
Цех бетонных изделий	6462,9	0,64	0,70	0,79	0,77	4487,20	3384,61	4026,7 4	3128,3 5
Арматурный цех	1357,5	0,74	0,65	0,79	0,77	897,57	654,65	1101,1 4	771,02
Участок подготовки воды 1 цикла	527,0	0,74	0,70	0,82	0,73	368,70	272,58	334,50	249,94
Компрессорный участок	1889,0	0,66	0,75	0,83	0,74	1246,7	922,5	1416,7 5	1062,5
Насосная ПЛС	1284,0	0,74	0,75	0,81	0,74	912,70	688,66	900,01	606,06
Цех подготовки бетона	1141,0	0,74	0,68	0,79	0,77	773,47	620,20	860,25	684,00
Ремонтно- механическая мастерская №1	1123,1 0	0,79	0,75	0,81	0,74	847,00	527,6	898,5	557,4
Формовочный участок основной линии	989,0	0,79	0,70	0,82	0,73	690,10	512,33	788,40	584,80
Цех основной линии - армирование	1524,0	0,79	0,65	0,83	0,74	966,75	733,31	1124,5	857,4
Цех холоднокатанной арматуры	1334,0	0,66	0,70	0,79	0,77	937,50	707,05	1067,2 0	807,34
Электро- ремонтная мастерская №2	1467,0	0,72	0,65	0,82	0,73	955,50	704,3	1088,8 0	819,8
Участок подготовки хлорированной воды №2	1367,0	0,71	0,70	0,82	0,73	958,40	717,60	1089,9 0	817,65
Насосная станция ХВС	725,5	0,90	0,90	0,75	0,88	507,85	446,91	674,72	593,75
Водогрейная/Кот ельная	965,0	0,39	0,35	0,85	0,7	347,80	254,8	480,20	359,85

2.2 Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности

Количество цеховых трансформаторов, необходимых для обеспечения питания потребителей, вычисляется по следующей формуле [11]:

$$N_{min} = \frac{P_{срmax}}{K_3 * S_{ном.т}} + \Delta N, \quad (5)$$

где $P_{ср. max}$ – средняя активная мощность нагрузки за наиболее загруженную смену;

K_3 – коэффициент загрузки [11];

$S_{ном.т}$ – предварительно выбранная номинальная мощность трансформаторов;

ΔN – дополнительное слагаемое до ближайшего целого числа.

Оптимальное число трансформаторов ($N_{онм}$) определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и отличается от минимального количества трансформаторов (N_{min}) на величину m :

$$N_{онм} = N_{min} + m, \quad (6)$$

где m – дополнительно устанавливаемые трансформаторы.

Количество трансформаторов для компрессорного участка (5):

$$N = \frac{1246,7}{0,5 \cdot 1600} + 0,44 = 2 \text{ шт.}$$

Мощность трансформатора определяется для нормального режима работы и аварийного с учетом коэффициента загрузки. Тогда номинальная

мощность трансформаторов рассчитывается на основе средней нагрузки во время самой загруженной смены [6]:

$$S_{ном.т} \geq \frac{P_{ср.мах}}{K_3 \cdot N_{онт}}. \quad (7)$$

Номинальная мощность трансформаторов определяется по формуле (7):

$$S_{ном.т} \geq \frac{1246,7}{2 \cdot 0,5} = 1246,7 \text{ кВА.}$$

В качестве цеховых трансформаторов напряжением 6/0,4 кВ выбираются сухие трансформаторы типа ТСЛ. Эти трансформаторы имеют литую изоляцию и предназначены для внутреннего размещения в неотапливаемых помещениях (наружная установка доступна по специальному заказу) от компании ТД «Электроцит» город Москва.

Выбираем двухтрансформаторную подстанцию типа 2КТП-1600/6/0,4УЗ с трансформаторами ТСЛ-1600/6/0,4. Через трансформатор в сеть передается реактивная мощность в количестве [11]:

$$Q_{max.т} = \sqrt{(N_{онт} \cdot K_3 \cdot S_{ном.т})^2 - P_{ср.мах}^2}. \quad (8)$$

Для рассматриваемого случая (8):

$$Q_{max.т} = \sqrt{(2 \cdot 0,5 \cdot 1600)^2 - 1246,7^2} = 1002,8 \text{ квар.}$$

Мощность компенсирующих устройств (КУ) с номинальным рабочим напряжением 380 В составит [14]:

$$Q_{HKI} = Q_{мах.т} \cdot m_{ср.мах}, \quad (9)$$

$$Q_{HK1} = 922,5 - 1002,8 = -80,3 \text{ квар},$$

где $Q_{cp.max}$ – сумма средних реактивных мощностей за наиболее загруженную смену.

Дополнительная реактивная мощность (Q_{HK2}) для трансформаторной подстанции определяется по формуле [19]:

$$Q_{HK2} = Q_{cp.max} - Q_{HK1} - \gamma \cdot N_{онт.} \cdot S_{ном.т}, \quad (10)$$

$$Q_{HK2} = 922,5 - (-80,3) - 0,43 \cdot 2 \cdot 1600 = -373,2 \text{ квар},$$

где γ – коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{P1} и K_{P2} и схемы питания цеховой трансформаторной подстанции.

Суммарная расчетная мощность компенсирующих устройств (Q_{HK}) составит [19]:

$$Q_{HK} = Q_{HK1} + Q_{HK2}, \quad (11)$$

где Q_{HK1} и Q_{HK2} – суммарные мощности КУ, определенные расчетным путем.

Мощность батарей конденсаторов для данной установки на стороне низшего напряжения составит:

$$Q_{HK} = Q_{HK1} = -373,2 \text{ квар}.$$

Компенсация реактивной мощности на данном участке не требуется.

Расчет полной мощности цеха производится по формуле:

$$S_{cp.max} = \sqrt{P_{cp.max}^2 + (Q_{cp.max} - Q_{HK})^2}. \quad (12)$$

$$S_{cp.max} = \sqrt{1246,7^2 + (922,5 - 400)^2} = 1132 \text{ кВА.}$$

Действительный коэффициент загрузки трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции составит:

$$K_3 = \frac{S_{cp.max}}{N \cdot S_{ном.т}}. \quad (13)$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе определяются по формулам [11]:

$$\Delta P_T = \Delta P_{K3} \cdot K_3^2 + \Delta P_{xx}, \quad (14)$$

$$\Delta Q_T = \frac{S_{ном.т}}{100} \cdot (u_{K,\%} \cdot K_{3,\%}^2 + i_{XX,\%}), \quad (15)$$

где ΔP_{K3} – потери короткого замыкания трансформатора;

ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора;

$u_{K,\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$i_{XX,\%}$ – ток холостого хода трансформатора.

В качестве силовых трансформаторов 6/0,4 кВ выбраны сухие трансформаторы серии ТСЛ. Данные трансформаторы подходят для рассматриваемых цехов завода [13]. Результаты предварительного выбора цеховых трансформаторов заносятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Предварительный выбор трансформаторов

Структурное подразделение завода	$S_{ном.т},$ кВА	$K_{з\text{ треб.}}$	$N_{опт}$	$Q_{max.т},$ квар	$Q_{нк.р.},$ квар
Цех бетонных изделий	1600	0,7	4	1709,54	1798,8
Арматурный цех	750	0,7	2	462,41	222,4

Продолжение таблицы 4

Структурное подразделение завода	$S_{ном.т},$ кВА	$K_{з\text{ треб.}}$	$N_{опт}$	$Q_{max.т},$ квар	$Q_{нк.р.},$ квар
Участок подготовки воды 1 цикла	320	0,7	2	154,9	141,54
Компрессорный участок	1600	0,5	2	1002,8	-80,7
Насосная ПЛС	750	0,7	2	454,4	247,1
Цех подготовки бетона	1000	0,7	2	705,1	-17,3
Ремонтно-механическая мастерская №1	750	0,7	2	501,47	-11,25
Формовочный участок основной линии	630	0,5	2	689,04	-165,8
Цех основной линии - армирование	1000	0,6	2	89,14	471,27
Цех холоднокатанной арматуры	750	0,7	2	341,47	377,54
Электро-ремонтная мастерская №2	1000	0,6	2	354,86	341,87
Участок подговки хлорированной воды №2	1000	0,5	2	247,58	438,00
Насосная станция ХВС	320	0,5	2	254,73	208,54
Водогрейная/Котельная	250	0,9	2	303,22	-60,4

Выбранные компенсирующие устройства приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор компенсирующих устройств

Наименование установки	Количество и тип КУ	Суммарная мощность КУ, $Q_{нк.н.},$ квар
Цех бетонных изделий	4×УКМ63-0,4-500-50У3	2000
Арматурный цех	УКМ63-0,4-250-36У3	250
Участок подготовки воды 1 цикла	УКМ63-0,4-150-50У3	150
Насосная ПЛС	2×УКМ58-0,4-125-60У3	250
Цех основной линии - армирование	2×УКМ58-0,4-250-50У3	500
Цех холоднокатанной арматуры	2×УКМ58-0,4-200-60У3	400
Электро-ремонтная мастерская №2	2×УКМ58-0,4-175-36У3	350
Участок подговки хлорированной воды №2	2×УКМ58-0,4-225-60У3	450
Насосная станция ХВС	2×УКМ58-0,4-125-36У3	250

Результаты расчета мощностей цехов ЗЖБИ представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетная мощность трансформаторов цеховых подстанций

Структурное подразделение завода	№ ТП	$S_{ср.мах}$, кВА	Кол-во и мощность тр-ров	K_3	ΔP_m , кВт	ΔQ_m , квар	$Q_{кун}$, квар	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
Цех бетонных изделий	1,3	4793,89	4×1600	0,687	7,272	42,512	1800	4561,69	1845,80	4932,44
Арматурный цех	2	999,16	2×750	0,701	5,348	34,720	250	904,64	520,06	1024,13
Участок подготовки воды 1 цикла	7	395,88	2×320	0,712	2,278	12,410	150	377,34	154,97	403,80
Компрессорный участок	9	1132,0	2×1600	0,489	7,238	42,749	0	1434,46	790,40	1614,87
Насосная ПЛС	4	978,64	2×750	0,698	5,247	34,330	250	913,23	440,51	996,74
Цех подготовки бетона	6	988,39	2×1000	0,699	5,267	34,723	0	782,75	687,49	1011,52
Ремонтно-механическая мастерская №1	15	991,88	2×750	0,701	5,281	34,881	0	853,78	593,02	1017,77
Формовочный участок основной линии	5	868,88	2×630	0,502	4,908	30,168	0	708,57	584,51	898,24
Цех основной линии - армирование	13	997,90	2×1000	0,598	5,348	34,720	500	1004,39	71,77	1010,1
Цех холоднокатанной арматуры	12	984,69	2×750	0,689	5,243	34,165	400	957,51	346,48	996,69
Электро-ремонтная мастерская №2	10	999,23	2×1000	0,596	5,378	34,720	350	944,18	408,97	1004,25
Участок подгоовки хлорированной воды №2	8	999,91	2×1000	0,503	5,368	34,820	450	971,68	364,34	1020,8
Насосная станция ХВС	11	557,88	2×320	0,501	3,572	17,745	250	512,03	254,20	563,57
Водогрейная/Котельная	14	415,63	2×250	0,899	3,645	13,619	0	328,71	274,42	427,24

Таблица 7 – Выбор трансформаторов подстанций

Наименование поразделения, участка	№ ТП	Тип ТП	Количество ТП
Цех бетонных изделий	13	ТП-1600/6/0,4 УЗ	2
Арматурный цех	2	ТП-750/6/0,4 УЗ	1
Участок подготовки воды 1 цикла	7	ТП-320/6/0,4 УЗ	1
Компрессорный участок	9	ТП-1600/6/0,4 УЗ	1
Насосная ПЛС	4	ТП-750/6/0,4 УЗ	1
Цех подготовки бетона	6	ТП-1000/6/0,4 УЗ	1
Ремонтно-механическая мастерская №1	15	ТП-750/6/0,4 УЗ	1
Формовочный участок основной линии	5	ТП-630/6/0,4 УЗ	1
Цех основной линии - армировка	13	ТП-1000/6/0,4 УЗ	1
Цех холоднокатанной арматуры	12	ТП-750/6/0,4 УЗ	1
Электро-ремонтная мастерская №2	10	ТП-1000/6/0,4 УЗ	1
Участок подговки хлорированной воды №2	8	ТП-1000/6/0,4 УЗ	1
Насосная станция ХВС	11	ТП-320/6/0,4 УЗ	1
Водогрейная/Котельная	14	ТП-250/6/0,4 УЗ	1

Все цеховые ТП завода железобетонных изделий представлены в таблице 7.

2.3 Расчет высоковольтной и общей нагрузок

Электрические нагрузки на стороне 6 кВ рассчитываются с использованием коэффициента спроса. Синхронные двигатели в данном случае рассматриваются как источники компенсации реактивной мощности, а следовательно, генерируемая ими реактивная мощность указывается со знаком минус. Более подробные данные о нагрузках на напряжении 6 кВ в цехах приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Нагрузки цехов на стороне 6 кВ

Наименование поразделения, участка	$P_{уст.}$, кВт	K_c	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
Цех бетонных изделий	6400	0,64	0,79	0,77	4854,1	1954,63	5030,4
Арматурный цех	1100	0,74	0,79	0,77	874,0	630,50	941,18
Участок подготовки воды 1 цикла	450	0,74	0,82	0,73	384,5	-217,20	512,4

Продолжение таблицы 8

Наименование поразделения, участка	$P_{уст.}$ кВт	K_c	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
Компрессорный участок	1300	0,66	0,83	0,74	1102,3	-102,71	1157,40
Насосная ПЛС	1020	0,74	0,81	0,74	874,5	-630,77	1248,70
Цех подготовки бетона	940	0,74	0,79	0,77	687,2	-240,20	863,47
Ремонтно- механическая мастерская №1	500	0,79	0,81	0,74	394,0	234,08	389,52
Формовочный участок основной линии	370	0,79	0,82	0,73	241,0	168,40	302,47
Цех основной линии - армирование	1270	0,79	0,83	0,74	1004,2	708,36	989,44
Цех холоднокатанной арматуры	1300	0,66	0,79	0,77	1001,8	698,70	1214,77
Электро-ремонтная мастерская №2	470	0,72	0,82	0,73	232,0	154,00	323,52
Участок подголки хлорированной воды №2	630	0,71	0,82	0,73	510,0	433,90	571,47
Насосная станция ХВС	540	0,90	0,75	0,88	417,0	381,2	447,5
Водогрейная/Котельная	340	0,39	0,85	0,7	143,0	97,2	189,6

Значения высоковольтной и низковольтной нагрузок составляют общую нагрузку оборудования. Электрические нагрузки до и выше 1000 В рассчитываются с учетом потерь в трансформаторах [8]:

$$P_p = P_{CM} + \Delta P_T, \quad (16)$$

$$Q_p = Q_{CM} + \Delta Q_T. \quad (17)$$

Результаты расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Нагрузка производственных цехов предприятия

Наименование цеха (установки)	P_p , кВт			Q_p , квар			S_p , кВА
	0,4 кВ	6,0 кВ	Итого	0,4 кВ	6,0 кВ	Итого	
Цех бетонных изделий	4561,69	4854,1	9415,79	1847,80	1954,63	3958,4	12147,2
Арматурный цех	904,64	874,0	1778,64	522,06	630,50	1152,56	2277,9

Продолжение таблицы 9

Наименование цеха (установки)	P_p , кВт			Q_p , квар			S_p , кВА
	0,4 кВ	6,0 кВ	Итого	0,4 кВ	6,0 кВ	Итого	
Участок подготовки воды 1 цикла	377,34	384,5	761,84	155,97	-217,20	-61,23	829,4
Компрессорный участок	1434,46	1102,3	2536,76	791,40	-102,71	688,69	2762,9
Насосная ПЛС	913,23	874,5	1787,73	442,51	-630,77	-188,26	2131,4
Цех подготовки бетона	782,75	687,2	1469,95	686,49	-240,20	446,29	1787,9
Ремонтно- механическая мастерская №1	853,78	394,0	1247,78	592,02	234,08	826,1	1645,4
Формовочный участок основной линии	708,57	241,0	949,57	581,51	168,40	749,91	1288,7
Цех основной линии - армировка	1004,39	1004,2	2008,59	70,77	708,36	779,13	2341,0
Цех холоднокатанной арматуры	957,51	1001,8	1959,31	345,48	698,70	1044,18	2767,8
Электро-ремонтная мастерская №2	944,18	232,0	1176,18	406,97	154,00	560,97	1276,1
Участок подгоовки хлорированной воды №2	971,68	510,0	1481,68	362,34	433,90	796,24	2207,6
Насосная станция ХВС	512,03	417,0	929,03	256,20	381,2	637,4	1088,9
Водогрейная/Котель ная	328,71	143,0	471,71	772	97,2	869,2	1073,0
ИТОГО по заводу	-	-	27974,56	-	-	12259,6	35625,2

Таким образом в таблице 8 и таблице 9 приведены основные параметры нагрузок для каждого участка завода.

2.4 Выбор и расчет распределительной сети 6 кВ

При наличии потребителей первой и второй категорий уместнее применить радиальную схему [28]. Потребители первой категории получают электроэнергию от двух независимых источников питания, при этом подача осуществляется через две кабельные линии, запитанных от разных секций шин 6 кВ. Выбранные кабели сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Сведения о кабельных линиях 6 кВ

Откуда	Куда	S_p , кВА	I_p , А	$S_{эк.}$, мм ²	Кабель		
					марка	число жил	$I_{доп.}$, А
ГПП РУ-6кВ	РП-1, РПЗ	12147,2	1183	118,3	ААШв	8×(3×70)	162
ГПП РУ-6кВ	РП-2	2277,9	379	37,9	ААШв	3×95	192
ГПП РУ-6кВ	РП-7	829,4	138	13,8	ААШв	3×70	162
ГПП РУ-6кВ	РП-9	2762,9	269	26,9	ААШв	2× (3×70)	162
ГПП РУ-6кВ	РП-4	2131,4	208	25,7	ААШв	2× (3×70)	162
ГПП РУ-6кВ	РП-6	1787,9	174,5	24,7	ААШв	3×95	192
ГПП РУ-6кВ	РП-15	1645,4	160,3	30,5	ААШв	3×95	192
ГПП РУ-6кВ	РП-5	1288,7	125,5	35,75	ААШв	3×70	162
ГПП РУ-6кВ	РП-13	2341,0	228,8	68,6	ААШв	2× (3×70)	162
ГПП РУ-6кВ	РП-12	2767,8	270	88,33	ААШв	2× (3×70)	162
ГПП РУ-6кВ	РП-10	1276,1	124	46,79	ААШв	3×70	162
ГПП РУ-6кВ	РП-8	2207,6	215	64,2	ААШв	2× (3×50)	132
ГПП РУ-6кВ	РП-11	1088,9	106,5	19,18	ААШв	3×50	132
ГПП РУ-6кВ	РП-14	1073,0	104,5	23,97	ААШв	3×50	132

Таким образом для передачи мощностей цеховым ТП были выбраны кабели марки ААШв с соответствующими сечениями.

2.5 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

Расчет активной мощности с применением коэффициента разновременности максимумов производится по формуле:

$$P_{\text{расч.}} = \sum P_{pi} \cdot K_{p,m}, \quad (18)$$

$$P_{\text{расч.}} = 27974,56 \cdot 0,98 = 27415,07 \text{ кВт},$$

где $\sum P_{pi}$ – суммарная активная мощность всех нагрузок кВт;

$K_{p,m}$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузок, принимается 0,98 [12]:

Расчетная входная реактивная мощность ($Q_{ЭР}$), которая будет принята в заводскую сеть из системы [19]:

$$Q_{\text{эп}} = \alpha \cdot P_{\text{расч}}, \quad (19)$$

$$Q_{\text{эп}} = 0,28 \cdot 27415,07 = 7676,2 \text{ квар},$$

где α – районный коэффициент, принимается равным $\alpha=0,28$ [27].

Полная расчетная мощность:

$$S_{\text{расч.}} = \sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{эп}}^2}, \quad (20)$$

$$Q_{\text{эп}} = 0,28 \cdot 27415,07 = 7676,2 \text{ квар}.$$

Графики нагрузки помогают понять, как распределяется нагрузка в течение времени. Суточные и годовые графики нагрузки представляют собой два подхода к рассмотрению потребления электроэнергии, и каждый из них имеет свои особенности и преимущества.

Суточные графики нагрузки отображают потребление электроэнергии на протяжении 24 часов [20]. Они позволяют видеть изменения нагрузки в течение дня, что помогает выявить пики и минимумы в потреблении. Это особенно полезно для определения времени наибольшей нагрузки, которое называется «пиковым временем».

Годовые графики нагрузки представляют собой более долгосрочный взгляд на потребление электроэнергии. Они показывают, как нагрузка меняется в зависимости от времени года, что позволяет выявить сезонные колебания. Например, в зимний период часто наблюдается повышенное потребление электроэнергии из-за обогрева, в то время как летом нагрузки могут расти из-за использования систем обдува и вентиляции. Годовые графики полезны для прогнозирования будущего потребления.

Графики годового и суточного потребления электроэнергии не имеют ярковыраженных пиков и провалов, они равномерные. Нагрузка на каждый трансформатор не должна превышает 50% от их максимальной мощности. Это

предусмотрено для обеспечения возможности трансформатора взять на себя дополнительную нагрузку при выходе из строя другого трансформатора.

Для обеспечения категорийности электроснабжения в схеме использованы два трансформатора, запитанных от разных источников. Далее определяется номинальная мощность с учетом этих требований [3]:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{расч}}{2 \cdot K_3}, \quad (21)$$

$$S_{ном.Т} = \frac{28469,6}{2 \cdot 0,5} = 28469,6 \text{ кВА},$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов.

Коэффициент загрузки для предварительно выбранного трансформатора на 63000 кВА (13):

$$K_3 = \frac{28469,6}{2 \cdot 63000} = 0,45.$$

Потери активной и реактивной мощности определяются по формулам (14), (15):

$$\Delta P_T = 245 \cdot 0,37^2 + 50 = 110,031 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \frac{63000}{100} \cdot 10,5 \cdot 0,37^2 + 0,50 = 1621,340 \text{ квар}.$$

Тогда полная расчетная мощность с учетом потерь будет равна 30095 кВА.

Проверка соответствия выбранного трансформатора по допустимой нагрузке производится по формуле [3]:

$$0,5 \cdot 2 \cdot S_{\text{ном.Т}} \geq S_{\text{расч}} \quad (22)$$

$$0,5 \cdot 2 \cdot 63000 \geq 30095 \text{ кВА.}$$

По данным из таблицы 9 определяется суммарная мощность не скомпенсированной реактивной нагрузки:

$$Q_{\text{нс}\Sigma} = 2388,89 \text{ квар.}$$

Суммарная реактивная мощность высоковольтных компенсирующих устройств находится как:

$$Q_{\text{ВКУ}} = Q_{\text{НС}\Sigma} - Q_{\text{ЭР}} + \Delta Q_{\text{Т.ГПП}}, \quad (23)$$

$$Q_{\text{ВКУ}} = 2388,89 - 7676,2 + 1621,34 = -3666 \text{ квар,}$$

где $Q_{\text{НС}\Sigma}$ – суммарная не скомпенсированная реактивная мощность по предприятию, квар;

$Q_{\text{ЭР}}$ – величина оптимальной реактивной мощности трансформаторов, квар

$Q_{\text{Т.ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторе, квар.

По результатам расчетов видно, что если суммарная реактивная мощность имеет отрицательный знак, то потребности в компенсации реактивной мощности нет [24].

2.6 Выбор коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов и собственных нужд РУ ГПП

Отказ оборудования на стороне 110 кВ является наиболее частой причиной аварийных отключений. Отказ оборудования напряжением 110 кВ может иметь серьезные последствия как для энергетических компаний, так и

для предприятия [1].

Причины отказов электрооборудования 110 кВ:

- оборудование может выходить из строя в результате естественного износа, производственных дефектов или неправильной эксплуатации. Трансформаторы, выключатели, изоляторы и другие компоненты подвержены коррозии, перегреву и другим механическим повреждениям;
- внешние факторы, такие как погодные условия, загрязнение окружающей среды и наличие коррозионной среды, также могут существенно влиять на надежность электрооборудования. Например, сильные дожди, грозы или снег могут привести к повреждению изоляции и коротким замыканиям;
- отказ электрооборудования происходит из-за недостаточного контроля состояния. Регулярные тестирования и мониторинг оборудования способны выявить потенциальные проблемы на ранних стадиях, однако многие компании не уделяют этому должного внимания;
- ошибки при обслуживании, недостаточная квалификация персонала или игнорирование регламентов также могут приводить к отказам. Например, несвоевременная очистка оборудования от снега или льда может привести к сбоям в работе;
- ошибки проектирования. Если подстанция спроектирована с учетом условий, которые позже изменяются, например, увеличивается нагрузка на подстанцию, это может привести к отказам.

Наиболее прямым последствием отказа электрооборудования становится отключение потребителей, что может вызвать значительные неудобства и экономические потери. Простой электрооборудования влечет за собой убытки не только для энергетической компании, но и для всех связанных секторов экономики. Остановка производства – это недоотпуск продукции или не заверченный техпроцесс, а значит убытки на сотни тысяч

рублей [17].

Методы предотвращения отказов включают регулярный мониторинг и диагностику. Внедрение систем мониторинга состояния оборудования может помочь в раннем обнаружении и предотвращении отказов. Использование технологий, таких как испытания и термография, позволяет существенно сократить риск возникновения проблем. Систематическое техобслуживание, включая очистку, замену износившихся частей и профилактическое тестирование, может значительно продлить срок службы оборудования и уменьшить вероятность отказов. Обучение и повышение квалификации сотрудников позволит повысить уровень обслуживания и снизить вероятность ошибок.

При проектировании новых установок следует учитывать факторы, связанные с изменениями в нагрузке, погодными условиями и другими производственными условиями. А внедрение современных технологий, таких как автоматизированные системы управления и защиты, может значительно повысить надежность работы электрооборудования.

Для этого на подстанции предусмотрен автоматический ввод резерва (АВР) и автоматическое повторное включение (АПВ). В настоящее время устройство АВР модернизировалось и стало более быстродейственным. Перерыв в электроснабжении объекта минимален и достиг 2,5 секунд. То есть это время тратится на взвод пружин выключателей для коммутации сети.

Самым эффективным режимом является переключение, которое сокращает время потери напряжения. Рассмотрим применение АВР для оборудования 110 кВ и БАВР на 6 кВ с улавливанием синхронизма. Для этого определяются параметры оборудования 110 кВ [2].

Расчетный ток на стороне 110 кВ определяется по формуле (24):

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (24)$$
$$I_p = \frac{30095}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 160 \text{ А.}$$

В соответствии с рассчитанным током выбирается оборудование для защиты и управления блоками ЗЖБИ:

- разъединители РНДЗ-110/400 с номинальным напряжением 110,0 кВ и номинальным током 400 А. Ток динамической стойкости $I_{\text{ном.дин}} = 80$ кА, ток термической стойкости $I_{\text{т.с.}} = 31,5$ кА. Время действия $t_{\text{т.с.}} = 4,0$ с;
- выключатели элегазовые ВГТ-УЭТМ-110/1250, рабочее напряжение 110,0 кВ и номинальным током 1250 А. Ток динамической стойкости составляет $i_{\text{ном.дин.}} = 50$ кА, а термической стойкости $I_{\text{т.с.}} = 20,0$ кА, время отключения $t_{\text{откл.}} = 0,05$ с, время термической стойкости – $t_{\text{т.с.}} = 3,0$ с. с номинальным отключающим током $I_{\text{ном.откл.}} = 25,0$ кА;
- заземлители ЗОН-110У рабочие напряжение 110,0 кВ и ток 400 А. $I_{\text{ном.дин}} = 80$ кА, $I_{\text{т.с.}} = 22,0$ кА, время отключения $t_{\text{откл.}} = 0,5$ с;
- ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/56/10/550 УХЛ1;
- трансформатор тока ТТЭО-110 (риунок 4) с $I_{\text{ном.}} = 400$ А, ток вторичной цепи $I_2 = 5$ А, класс точности 0,2S [21];
- трансформаторы напряжения серии VRQ3, первичная обмотка рассчитана на номинальное напряжение 110,0 кВ. Номинальная мощность устройства составляет 120 ВА, а класс точности — 0,5.

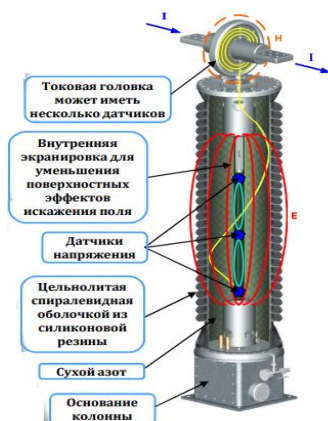


Рисунок 4 – Комбинированные трансформаторы электронные оптические
ТТЭО –110 – 3– 400 – 0,2S

На рисунке 5 представлен график погрешностей оптического трансформатора.

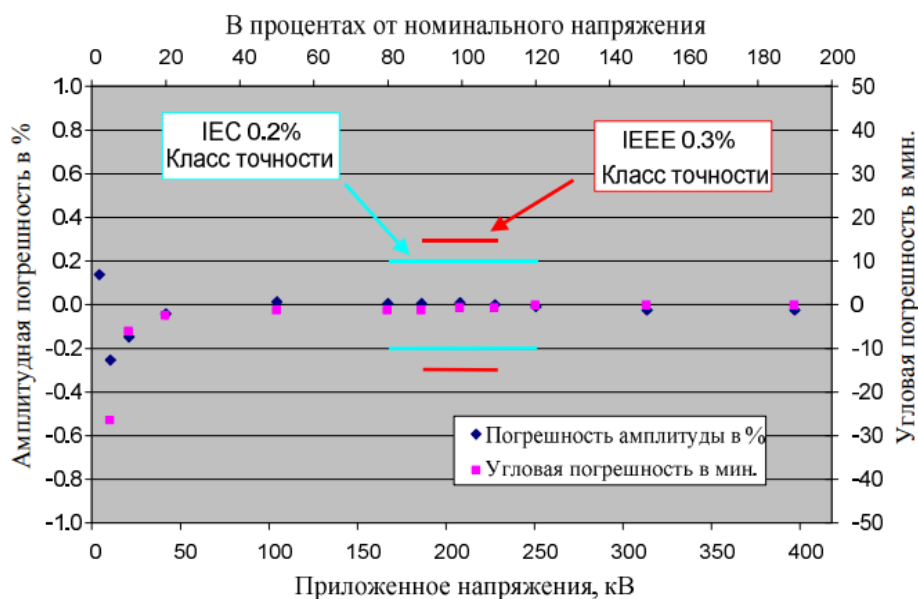


Рисунок 5 – График погрешностей оптического трансформатора

Помимо этого, преимущества выбранных трансформаторов заключаются ещё и в характеристиках точности измеряемого тока приборами коммерческого учета (рисунок 6).

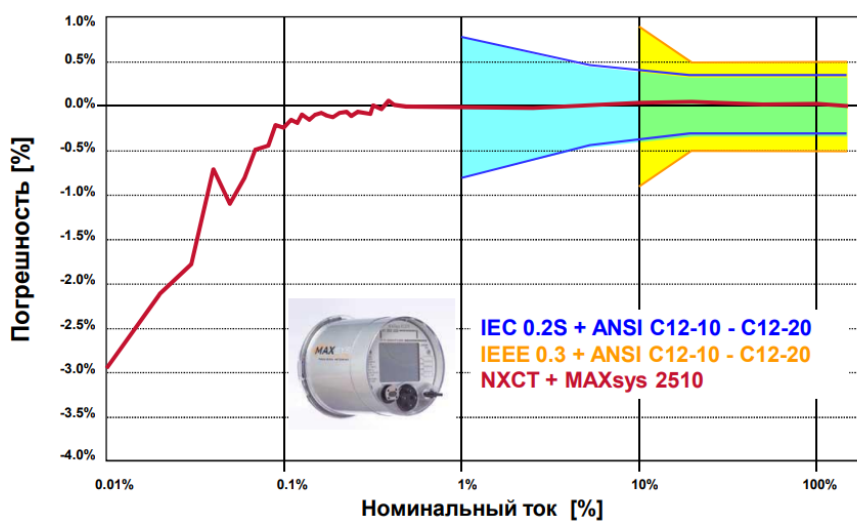


Рисунок 6 – Точностные характеристики трансформатора для коммерческого учета электроэнергии

На рисунке 7 представлена амплитудно-частотная характеристика выбранного трансформатора напряжения [18].

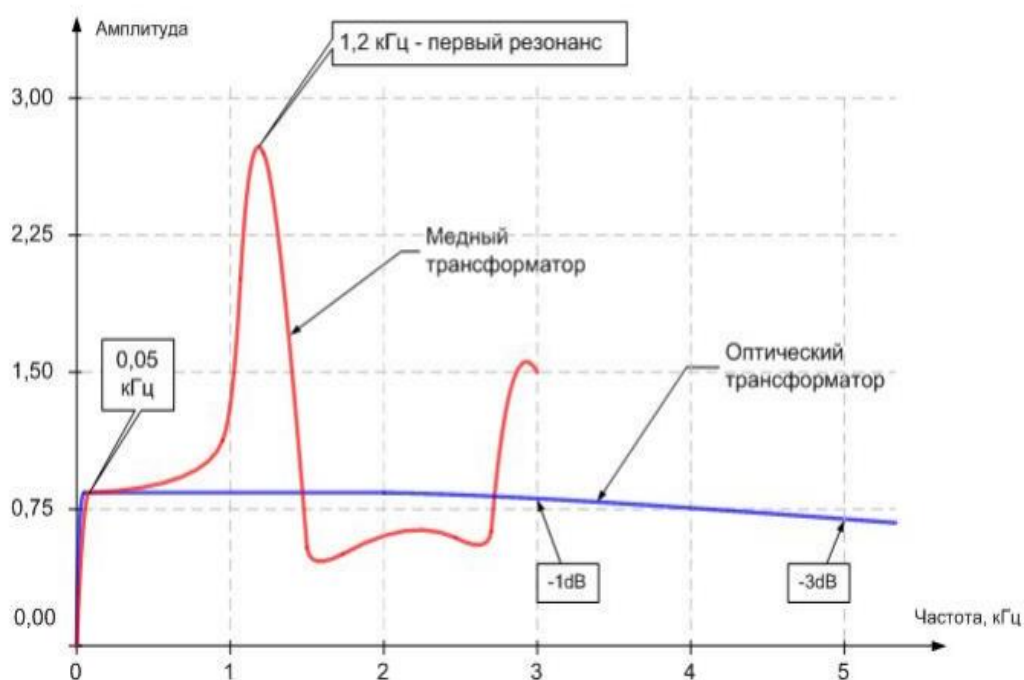


Рисунок 7 – Амплитудно-частотная характеристика трансформатора напряжения 110 кВ

При установке быстродействующих элегазовых выключателей в сети 6 кВ необходимо учитывать данные трансформаторы. Ячейки комплектного распределительного устройства КРУЭ 6 кВ будут выбраны на ток 1600 А, при этом шины и изоляторы 6 кВ не требуют выбора, так как они поставляются вместе с КРУ [26].

В аварийном режиме расчетный ток шинного моста между силовым трансформатором и распределительным устройством 6 кВ с учетом расщепленной обмотки 6 кВ, составит (24):

$$I_p = \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,0} = 3034,6 \text{ А.}$$

В рабочем режиме величина расчетного тока составит (24):

$$I_p = \frac{63000}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,0} = 1517,3 \text{ А.}$$

На основе произведенных расчетов окончательно определяется компоновка распределительного устройства с ячейками КРУ-6 кВ [5]:

- секционный выключатель ВВЭС-6/1600, $U_{ном}=6$ кВ, $I_{ном}= 1600$ А;
- вводные выключатели ВВЭС-6-4000, $U_{ном}=6$ кВ, $I_{ном}= 4000$ А;
- цифровой комбинированный датчик тока и напряжения тип ТЕСV.P1-6 с, $U_{ном}=6$ кВ, $I_{ном}= 4000$ А

Следующим этапом является анализ вторичных нагрузок трансформаторов тока, которые были выбраны ранее. Для этого воспользуемся каталожными данными. Соответствующая нагрузка для каждого из трансформаторов определяется по справочным данным. Результаты вторичной нагрузки представим в виде таблице 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка ТТ

КИП	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Ваттметр	ЦЛ2142	6	-	6
Амперметр	СА3021-5-3	2,5	2,5	2,5
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М	-	0,5	-
ИТОГО		8,5	3,0	8,5

Подбор оборудования для кабельных ячеек будет основываться на расчетных значениях тока для каждой ячейки. Определив эти величины, выбираются соответствующие аппараты. Выбор трансформаторов для собственных нужд ячеек № 25 и 41 будет осуществляться в соответствии с методикой, описанной в источнике [27]. На основе нагрузок собственных

нужд и учитывая коэффициенты загрузки и одновременности определяется мощность трансформаторов. Для начала расчета нагрузки необходимо определить основные нагрузки, которые являются собственными нуждами подстанции ($P_{уст}$). Для двигательных нагрузок принимается значение коэффициента мощности ($\cos\varphi$) равное 0,85. На основании этой информации рассчитывается реактивная мощность ($Q_{уст}$), а также вычисляется расчетная нагрузка [27]:

$$S_{PACЧ} = K_C \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (25)$$

где K_C – коэффициент спроса для данной электроустановки принимается равным 0,8.

Для обеспечения нужд подстанции и поддержания уровня напряжения на щите постоянного тока и в цепях релейной защиты выбирается минимальное количество ТСН равное 2. Это не зависит от статуса подстанции – с постоянным присутствием персонала или не обслуживаемая. Мощность данных трансформаторов определяется как [9]:

$$S_m \geq \frac{S_{PACЧ}}{K_{II}}, \quad (26)$$

где K_{II} – коэффициент допустимого перегруза в аварийном режиме, принимается равным 1,4 [27].

Мощность ТСН не ограничивается требованиями правил, но существует рекомендация по выбору трансформаторов. Так для подстанций уровня 110 кВ желательно выбирать трансформаторы мощностью 630 кВА, в ином случае выбор стоит обосновать технико-экономическими расчетами.

Перечень потребителей собственных нужд сведен в таблицу 12.

Таблица 12 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Наименование нагрузки	Мощность, кВт		$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Нагрузка	
	количество × единицы	итого			$P_{уст.},$ кВт	$Q_{уст.},$ кВАр
Охлаждение ТРДН-63000/100/6	12×1,5	18	0,86	0,63	15,3	11,2
Обогрев выключателей 110кВ: 1 ступень (при -15 ⁰ С) 2 ступень (при -25 ⁰ С)	9×1 9×1,5	9 13,5	1,0	-	22,5	-
Обогрев приводов разъединителей 110кВ	0,5×4	2,4	1,0	-	2,4	-
Комната дежурного персонала: освещение, отопление, система вентиляции	-	80	1,0	-	80	-
Мачты освещения ОРУ 110 кВ	4×2,5	10	0,8	0,22	8	2,2
Участок по хранению неснижаемого запаса изоляционного масла для ТРДН-63000КВА	-	100	0,88	0,13	88	13
Итого по ПС 110/6 кВ	-	-	-	-	262,4	26,4

Расчетная нагрузка ТСН определяется по формуле (25):

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot \sqrt{262,4^2 + 26,4^2} = 263,7 \text{ кВА.}$$

К установке принимаются два ТСН, соответствующих числу силовых трансформаторов [27].

Следовательно мощность трансформаторов собственных нужд составит (26):

$$S \geq \frac{263,7}{1,4} = 188,4 \text{ кВА.}$$

Для установки в качестве ТСН выбираются масляные трансформаторы ТМГ 160/6. В случае отключения одного из трансформаторов, нагрузка на втором ТСН составит $188,4/160 = 1,17$ или превысит на 17% его номинальную мощность [9].

Оборудование обеспечения собственных нужд подстанции выбрано верно.

2.7 Расчет токов короткого замыкания и проверка выбранного ранее оборудования

Короткие замыкания представляют собой одну из наиболее серьезных угроз в электрических системах. Они могут быть вызваны различными факторами, такими как повреждение изоляции, некачественная работа с оборудованием или человеческий фактор [29]. Расчет токов короткого замыкания является важным этапом проектирования и эксплуатации электрических сетей. Правильный расчет позволяет предотвратить аварии и минимизировать ущерб. Расчет токов короткого замыкания необходим для проверки выбранного оборудования и для расчета уставок защит трансформаторов. На рисунке 7 представлена электрическая схема для расчета токов КЗ [15].

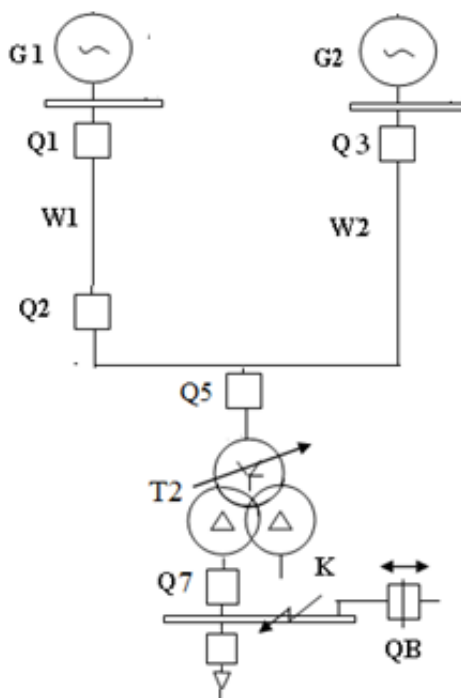


Рисунок 7 – Схема для расчета токов КЗ

В таблице 13 приведены параметры системы для расчета токов КЗ на основных элементах электрической схемы ЗЖБИ.

Таблица 13 – Параметры системы для расчета токов КЗ

Оборудование	u _к , %		Параметры системы		Длина линий L_{W1} и L_{W2} , км	Время срабатывания защит $t_{с.з. w2}$, с	
	Мин	Макс	C1	C2			
Трансофрматор ТРДН- 63000/115/6,3/6,3	9,8	11,71	1200/ 3000 МВА	3/1,8 кА	30	45	2,2
						30	2

Далее составляется схема замещения (рисунок 8).

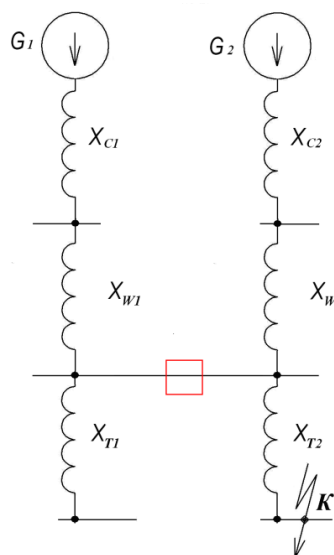


Рисунок 8 – Схема замещения

При расчете токов КЗ сопротивлением реактора можно пренебречь. При этом подача напряжения осуществляется от двух источников: системы C1 и системы C2. Среднее напряжение в сети составляет 115 кВ.

Параметры максимального и минимального сопротивления системы C1 определяются по формулам [15]:

$$X_{C1max} \cong \frac{U_{CP}^2}{S_{G1mas}}, \quad (27)$$

$$X_{C1max} \cong \frac{115^2}{3000} = 4,5 \text{ Ом},$$

$$X_{C1min} \cong \frac{U_{CP}^2}{S_{G1min}}, \quad (28)$$

$$X_{C1min} \cong \frac{115^2}{1200} = 11 \text{ Ом}.$$

Сопротивление системы С2:

$$X_{C2max} = \frac{U_{cp} / \sqrt{3}}{I_{Kmax}}, \quad (29)$$

$$X_{C2max} = \frac{115/\sqrt{3}}{3,0} = 22 \text{ Ом},$$

$$X_{C2min} = \frac{U_{cp}/\sqrt{3}}{I_{Kmin}}, \quad (30)$$

$$X_{C2min} \frac{115/\sqrt{3}}{1,8} = 37 \text{ Ом}.$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{W1} = X_{W01} \cdot l_{W1}, \quad (31)$$

$$X_{W1} = 0,4 \cdot 30 = 12,0 \text{ Ом},$$

$$X_{W2} = 0,4 \cdot 30 = 12,0 \text{ Ом}.$$

Сопротивление силового трансформатора с учетом расщепленной обмотки:

$$X_{T2min} = \frac{u_{kmin\%}}{100} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \frac{U_{min}^2}{S_{HT}}, \quad (32)$$

$$x_{T2\min} = \frac{u_{\kappa,\min\%}}{100} \cdot \frac{K_P}{2} \cdot \frac{U_{\min}^2}{S_{HT}}, \quad (33)$$

$$X_{T\max} = \frac{U_{\kappa,\max\%} \cdot U_{\max BH}^2}{100 \cdot S_{HT1}} \cdot \left(1 - \frac{K_P}{4}\right) = \frac{U_{\kappa,\max\%} \cdot [U_{CPBH} \cdot (1 + \Delta U_{*pn})]^2}{100 \cdot S_{HT1}}, \quad (34)$$

$$x_{T2\max} = \frac{u_{\kappa,\max\%}}{100} \cdot \frac{K_P}{2} \cdot \frac{U_{\max}^2}{S_{HT}}. \quad (35)$$

Сопротивления обмоток высшего и низшего напряжения трансформатора определяется согласно формулам (32), (33), (34), (35):

$$x_{T2\min} = \frac{9,8}{100} \cdot \left(1 - \frac{3,25}{4}\right) \cdot \frac{96,58^2}{63} = 2,7 \text{ Ом},$$

$$x_{T2\min} = \frac{9,8}{100} \cdot \frac{3,25}{2} \cdot \frac{96,58^2}{63} = 23,6 \text{ Ом},$$

$$x_{T2\min} = 2,7 + 23,6 = 26,3 \text{ Ом},$$

$$x_{T2\max} = \frac{11,71}{100} \cdot \left(1 - \frac{3,25}{4}\right) \cdot \frac{126^2}{63} = 5,5 \text{ Ом},$$

$$x_{T2\max} = \frac{11,71}{100} \cdot \frac{3,25}{2} \cdot \frac{126^2}{63} = 48 \text{ Ом},$$

$$x_{T2\max} = 5,5 + 48 = 53,5 \text{ Ом}.$$

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp}/\sqrt{3}}{Z_{\Sigma KBK}}, \quad (36)$$

где U_{cp} – среднее значение напряжения;

$Z_{\Sigma KB}$ – суммарное сопротивление элементов схемы до точки КЗ.

Далее выполняется расчет тока трехфазного КЗ в точке К для максимальных и минимальных условий работы системы. В условиях максимального режима оба источника питания, С1 и С2, работают одновременно, выключатель Q2 включен.

Итоговое сопротивление линий и систем, одновременно находящихся в работе, определяется следующим образом [10]:

$$X_{Cmax} = \frac{(X_{C1} + X_{W1}) \cdot (X_{C2} + X_{W2})}{X_{C1} + X_{W1} + X_{C2} + X_{W2}}, \quad (37)$$

$$X_{Cmax} = \frac{(4,5 + 16) \cdot (22 + 12)}{4,5 + 16 + 22 + 12} = 12,8 \text{ Ом.}$$

При условии нахождения в работе только системы С1, выключатель Q2 включен:

$$X_{Cmax} = X_{C1} + X_{W1}, \quad (38)$$

$$X_{Cmax} = 4,5 + 16 = 20,5 \text{ Ом.}$$

При работе только системы С2:

$$X_{Cmax} = X_{C2} + X_{W2} \quad (39)$$

$$X_{Cmax} = 22 + 12 = 34 \text{ Ом.}$$

В режиме подпитки от обеих систем ток КЗ будет минимальным.

Максимальное значение тока КЗ в заданной точке вычисляется по формуле [16]:

$$I_{K \max.BH}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{Cmax} + X_{T2.1min} + X_{T2.2min})}, \quad (40)$$

$$I_{Kmax.BH}^{(3)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (12,8 + 26,3)} = 1,626 \text{ кА},$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение;

X_C – величина сопротивления системы, находящейся в работе.

Значение $I_{к.макс.вн}^{(3)}$ приводится к стороне НН:

$$I_{кmax.HH}^{(3)} = \frac{U_{ср.вн}(1-\Delta U_{*pнн})}{U_{нн}} \cdot I_{кmax.BH}^{(3)} \quad (41)$$

$$I_{кmax.HH}^{(3)} = \frac{115 \cdot (1 - 0,16)}{6} \cdot 1,626 = 26,188 \text{ кА},$$

где $U_{ср.вн}$ – среднее значение напряжения [16].

Значение тока КЗ в точке К будет минимальным при соблюдении условия – в работе находится только система С2, выключатель Q2 отключен.

Минимальный ток КЗ определяется по выражению [7]:

$$I_{Kmin.BH}^{(3)} = \frac{U_{maxBH}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C2min} + X_{W2} + X_{T2max})}, \quad (42)$$

$$I_{Kmin.BH}^{(3)} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot (37 + 12 + 53.5)} = 0,711 \text{ кА},$$

где $U_{max.BH} = U_{ср.BH} \cdot (1 + \Delta U_{*p.нн})$ [16];

x_C – значение сопротивления питающей системы в минимальном режиме ее работы.

Приведенное к стороне НН значение $I_{к.minBH}$ определяется как:

$$I_{к.min.HH}^{(3)} = I_{к.min.BH}^{(3)} \cdot \frac{U_{maxBH}}{U_{HH}}, \quad (43)$$

$$I_{к.min.BH}^{(3)} = \frac{126}{6} \cdot 0,711 = 15 \text{ кА}.$$

Результаты проведенного расчета токов КЗ сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчетов токов КЗ

Параметры системы:	Максимальный ток К.З. $I_{K.З. MAX}^{(3)}$, А	Минимальный ток К.З. $I_{K.З. MIN}^{(3)}$, А
Мощность трансформатора: $S_{т ном} = 63$ МВА: Напряжения ВН $U_{вн} = 115$ кВ,	1626	711
Напряжение НН $U_{нн} = 6,3$ кВ.	26188	15000

Ударный ток КЗ:

$$i_{y_k} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K, \quad (44)$$

где $K_{y\partial 1}$ – ударный коэффициент для воздушной линии на 110 кВ;

$K_{y\partial 2}$ – ударный коэффициент трансформатора мощностью не менее 32 МВА. [19].

Ток КЗ перед трансформатором (42):

$$I_{K max. BH}^{(3)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (12,8)} = 4,967 \text{ кА.}$$

Ударные токи КЗ и после трансформатора соответственно (44):

$$i_{y_{K1}} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,967 = 11,45 \text{ кА,}$$

$$i_{y2} = 1,73 \cdot \sqrt{2} \cdot 26,188 = 64,8 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ [7]:

$$B_{k1} = I_1''^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (45)$$

где $t_{отк}$ – суммарная величина времени срабатывания релейной защиты и выключателя, с;

T_a – время затухания аperiodической составляющей, с

Тепловой импульс тока КЗ до и после трансформатора (45):

$$B_{BH} = 4,967^2 \cdot (1,2 + 0,02) = 30,1 \text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_K = 26,188^2 \cdot (1,32 + 0,01) = 823 \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выбора электрооборудования 6 кВ приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка оборудования 6 кВ

Выключатель типа ВВЭС -6/4000 (ввод)			
Паспортные данные		Расчетные данные	
$U_{ном}$	6 кВ	$U_{рас}$	6 кВ
$I_{ном}$	4000А	I_p	3034,6 А
$i_{ном.дин}$	50кА	i_y	64,8кА
$I_{тер}^2 t_{тер}$	4096кА ² с	B_K	823 кА ² с
Выключатель типа ВВЭС -6/1600 (секционный и отходящие линии)			
$U_{ном}$	6 кВ	$U_{рас}$	6 кВ
$I_{ном}$	1600А	I_p	3034,6 А
$i_{ном.дин}$	20кА	i_y	64,8 кА
$I_{тер}^2 t_{тер}$	1600кА ² с	B_K	823 кА ² с
Трансформатор тока типа ТЕСВ.Р1-6 на ввод			
$U_{ном}$	6 кВ	$U_{рас}$	6 кВ
$I_{ном}$	2000А	I_p	1517,3А
$i_{ном.дин}$	55кА	i_y	64,8 кА
$I_{тер}^2 t_{тер}$	2976,75кА ² с	B_K	823 кА ² с

Параметры электрооборудования 110 кВ сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Проверка оборудования 110 кВ

Разъединитель РНД3-2-110/400			
Паспортные данные		Расчетные данные	
$U_{ном}$	110кВ	$U_{рас}$	110кВ
$I_{ном}$	400А	I_p	160 А

Продолжение таблицы 16

Разъединитель РНДЗ-2-110/400			
Паспортные данные		Расчетные данные	
$i_{ном.дин}$	80кА	i_y	11,45 кА
$I_{тер}^2 t_{тер}$	120кА ² с	B_K	30,1кА ² с
Выключатель типа ВГТ-УЭТМ-110/1250			
$U_{ном}$	110кВ	$U_{уст}$	110кВ
$I_{ном}$	1250А	I_p	160 А
$i_{ном.дин}$	50кА	i_y	11,45 кА
$I_{тер}^2 t_{тер}$	60кА ² с	B_K	30,1кА ² с
Трансформаторы тока LPCT CLP1			
$U_{ном}$	110кВ	$U_{рас}$	110кВ
$I_{ном}$	400А	I_p	160 А
$i_{ном.дин}$	10,75кА	i_y	11,45 кА
$I_{тер}^2 t_{тер}$	187кА ² с	B_K	30,1кА ² с
Трансформатор тока CSH 200			
$U_{ном}$	110кВ	$U_{рас}$	110кВ
$I_{ном}$	400А	I_p	160А
$i_{ном.дин}$	10,5кА	i_y	11,45 кА
$I_{тер}^2 t_{тер}$	40,4кА ² с	B_K	30,1 кА ² с

Выводы по разделу 2.

В данном разделе ВКР была рассчитана нагрузка предприятия для выбора количества и мощности трансформаторных подстанций подразделений завода. Произведен расчет трансформаторов ГПП. На основании расчета токов короткого замыкания произведена проверка выбранного оборудования 6-110 кВ для электроснабжения ЗЖБИ.

3 Учет потребления электроэнергии на подстанции

Цифровая подстанция (ЦПС) представляет собой автоматизированную подстанцию, которая функционирует без участия постоянного оператора и оснащена системами передачи и управления информацией в цифровом режиме, работающими параллельно в одно и то же время.

Важная роль в создании высококачественных систем такого рода отводится этапу проектирования. Автоматизация процессов и наличие объединенных в сеть информационных и управляющих систем являются основными отличительными чертами ЦПС.

Передача информации и управление функционированием отдельных компонентов ЦПС осуществляются цифровым способом в соответствии с международным стандартом МЭК-61850 [22].

Это позволяет обеспечить более точные измерения и более надежную передачу данных. Оптические измерительные трансформаторы также имеют низкую чувствительность к электромагнитным помехам и могут работать в условиях повышенной влажности и сильных магнитных полей. Кроме того, они обеспечивают большой динамический диапазон измерений и имеют высокую степень изоляции, что делает их безопасными в использовании.

Оптические измерительные трансформаторы также имеют высокую точность, устойчивость к дрейфу и длительный срок службы. Они могут быть использованы в различных областях, таких как энергетика, промышленность и транспорт, для измерения тока и напряжения в электрических системах [22].

Использование цифрового формата данных позволяет упростить и автоматизировать процесс обработки и передачи информации. Цифровая информация может быть легко обработана, сохранена, передана по сети и анализирована с помощью компьютерных средств. Это упрощает мониторинг и управление энергетическими системами и позволяет быстро обнаруживать и реагировать на аномалии или неисправности.

Наряду с цифровыми системами на ЦПС могут применяться в качестве резервных и классические аналоговые системы.

Структура ЦПС представлена на рисунке 9.



Рисунок 9 – Структура ЦПС

Внедрение ЦПС позволяет решить проблемы контроля всех параметров работы оборудования и систем, а также обеспечить возможность управлять процессами в режиме реального времени. Более того, надежность работы систем гарантируется функцией самодиагностики.

Оперативно-диспетчерское управление является неотъемлемой частью работы цифровой подстанции. Несмотря на высокую степень автоматизированности, она требует удаленного управления.

Введение современного центра управления сетями (ЦУС) является неотъемлемой частью внедрения системы централизованного пункта управления. В период перехода на новую систему необходимы модернизация всех ЦУСов. Переходный период представляет собой самую сложную фазу,

требующую совместной работы со всеми подстанциями, что влечет за собой повышенную нагрузку на персонал [15].

Информационно-вычислительный комплекс (ИВК) является неотъемлемой частью автоматизированных информационных систем (АИИС), предназначенной для решения различных задач.

Суть ИВК заключается в сборе и обработке информации с помощью устройств нижнего и среднего уровней, а также в диагностике и хранении данных. Кроме того, ИВК осуществляет контроль достоверности информации и предоставляет доступ к ней посредством различных интерфейсов связи. Для обеспечения канала связи в коммуникационной среде применяются программные и аппаратные решения.

ЦПС – это комплексные системы, основная задача которых заключается в организации эффективного взаимодействия между различными интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ) и системами автоматизации на различных уровнях управления с использованием передовых протоколов передачи данных (рисунок 10). Принципы обмена информацией на ЦПС наиболее полно формируются совокупностью стандартов МЭК 61850.

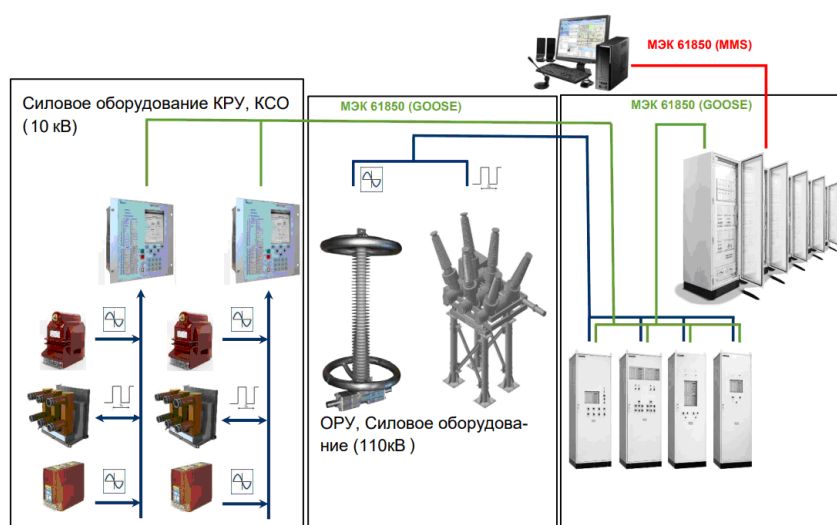


Рисунок 10 – Измерительные датчики тока и напряжения
МЭК 61850–9–2

Проблема усовершенствования конструкции открытых распределительных устройств подстанций напряжением 110 кВ является актуальной для распределительных сетей.

Эффективность и надежность функционирования региональных электроэнергетических компаний напрямую зависят от решения данной проблемы.

Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) подстанции 110/6 кВ предусматривает каналы (ЦИК) для присоединений (рисунок 11):

- РУ-110 кВ;
- РУ-6 кВ.

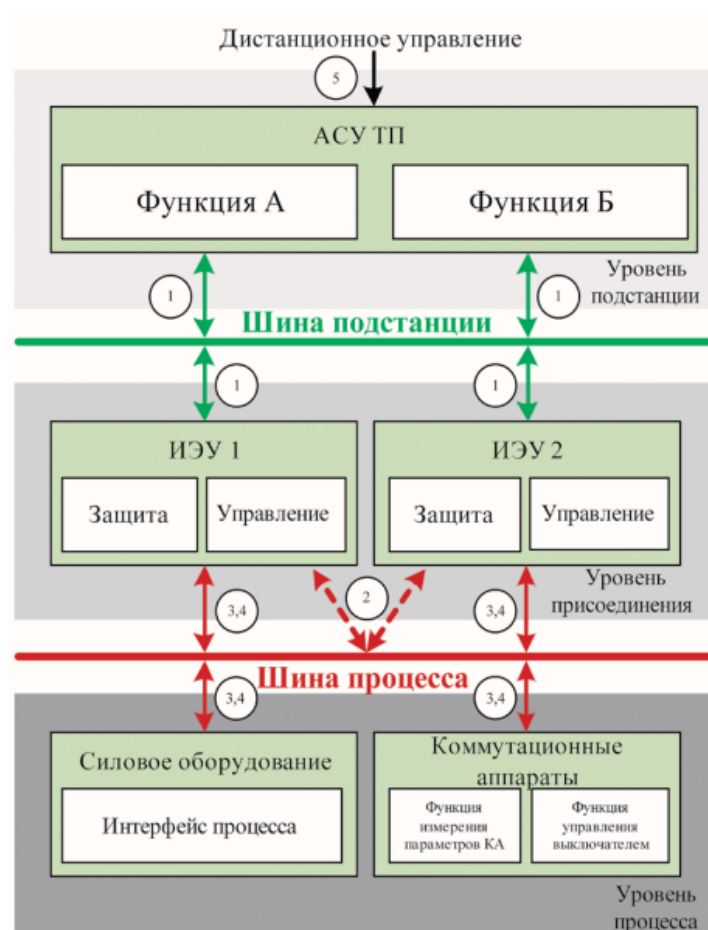


Рисунок 11 – Структура информационного обмена

На рисунке 12 представлена структура цифровых протоколов для ЦПС.



Рисунок 12 – Интеграция цифровых протоколов на ПС

В соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850, цифровые счетчики энергии (ЦСЭ) присоединений 110 кВ оснащаются необходимым оборудованием для интеграции их в общую систему контроля и управления.

Выводы по разделу 3.

В третьем разделе ВКР рассмотрен вопрос о контроле и учете электроэнергии. Внедрение системы автоматического учета расхода электроэнергии и сохранением данных на сервере. И возможностью отслеживать потребление электроэнергии с различными интервалами времени.

4 Расчет уставок защит трансформатора

Релейные защиты трансформаторов обеспечивают защиту оборудования от различных неисправностей и повреждений. Обычно защита трансформатора направлена на предотвращение его выхода из строя при возникновении коротких замыканий, перегрузок и других дефектов, которые могут привести к серьёзным последствиям [10].

Существуют несколько типов релейных защит, каждая из которых обладает своими особенностями и зоной применения:

- токовые защиты, основывающиеся на измерении токов, проходящих через трансформатор. Основной задачей таких защит является определение превышения рабочего тока, которое может привести к перегрузке или короткому замыканию. Существуют как простые, так и сложные токовые защиты, которые могут учитывать различные условия работы и параметры трансформатора;

- защиты по напряжению, работающие на основе измерения напряжения на трансформаторе. Они реагируют на изменения, вызванные коротким замыканием или другими аварийными ситуациями. Например, если напряжение падает ниже заданного уровня, это может сигнализировать о наличии неисправности.

- защита от замыкания на землю. Предназначена для определения утечки тока на землю, которая может возникнуть из-за повреждения изоляции трансформатора.

- дифференциальные защиты, основанные на сравнении токов на входе и выходе трансформатора. В нормальном состоянии оба тока должны быть равны. Если происходит несоответствие, это может свидетельствовать о наличии такой неисправности, как короткое замыкание внутри трансформатора. Дифференциальные защиты обладают высокой скоростью реагирования и обеспечивают надежную защиту.

– защиты от перегрева, которые следят за температурой трансформатора и могут отключить его в случае слишком высокой температуры, что предотвращает термическое повреждение оборудования [29].

– комбинированные защиты. Такие системы объединяют в себе несколько видов защит и обеспечивают более высокий уровень безопасности и надежности, адаптируясь к различным условиям работы трансформатора.

Чтобы определить ток срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ) на межсекционном выключателе QВ потребуется произвести расчет максимального рабочего тока данного выключателя. То есть ток, который проходит через секционный выключатель QВ, должен быть меньше максимального рабочего тока любого из двух трансформаторов. Таким образом, значение рабочего тока ($I_{\text{раб.макс}}$) при использовании автоматического ввода резерва (АВР), не должно составлять не более 0,65-0,7 от номинального тока трансформатора ($I_{\text{нт}}$). Отсюда следует, что ток срабатывания защиты на выключателе QВ1 определяется как:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзн}}}{k_{\text{г}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (46)$$

Ток срабатывания защиты учитывает некоторые поправочные коэффициенты. Коэффициент отстройки учитывает погрешность реле, а значит устанавливают значение, выбранное с запасом. В данном случае 1,1. Коэффициент возврата должен быть не ниже 0,95.

Ток секционного выключателя QВ в рабочем режиме:

$$I_{\text{раб}QВ} = I_{\text{ном}T1} = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (47)$$
$$I_{\text{раб}QВ} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1517,3 \text{ А.}$$

Ток самозапуска с обобщенной нагрузкой:

$$I_{C3\Pi} = \frac{U_{cp}/\sqrt{3}}{\sqrt{R_{K1}^2 + (X_{K1} + X_{OB.HAГP.})^2}}. \quad (48)$$

Вычисляется сопротивление обобщенной нагрузки трансформатора:

$$X_{OB.HAГP} = \frac{0,35 \cdot U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot I_{paбQB}}, \quad (49)$$

$$X_{OB.HAГP} = \frac{0,35 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 1517,3} = 1,22 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки приводится к ступени напряжения 110 кВ:

$$\dot{X} = X \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{HH}} \right)^2, \quad (50)$$

$$X_{OB.HAГP.110} = 1,22 \cdot \left(\frac{115}{6,3} \right)^2 = 316,2 \text{ Ом.}$$

Тогда ток самозапуска нагрузки равен (48):

$$I_{C3\Pi} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot (12,8 + 26,3 + 316,2)} = 2656,75 \text{ А.}$$

Коэффициент самозапуска нагрузки трансформатора составит:

$$k_{C3\Pi} = \frac{I_{C3\Pi}}{I_{QB}}, \quad (51)$$

$$k_{\text{сзп}} \frac{2656,75}{1517,3} = 1,75.$$

Ток срабатывания защиты на выключателе QB (46):

$$I_{\text{сз.}QB} = \frac{1,1 \cdot 1,75}{0,95} \cdot 1517,3 = 3076,2 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности в основной зоне защиты на QB составит:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{Кmin}}}{I_{\text{МТЗ}QB}}, \quad (52)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 15000}{3076,2} = 4,24 \geq 1,5.$$

Ток срабатывания МТЗ выключателя QB приводится к стороне высокого напряжения:

$$I_{\text{сз.}QB.BH} = I_{\text{сз.}QB} / K_{\text{ТР-ЦИИ}}, \quad (53)$$

$$I_{\text{сз.}QB.BH} = 3076,2 / 110 / 6,3 = 191 \text{ А.}$$

Вычисляется ток срабатывания МТЗ со стороны ВН. Для уставки срабатывания выбирается максимальное значение [4].

Номинальный ток ВН (47):

$$I_{\text{н.ВН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,6 \text{ А.}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (49):

$$X_{ОБ.НАГР} = \frac{0,35 \cdot 115000}{\sqrt{3} \cdot 316,6} = 73,4 \text{ Ом.}$$

Ток самозапуска нагрузки (48):

$$I_{C3П} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (12,8 + 26,3 + 73,4)} = 590,8 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ на стороне высокого напряжения (46):

$$I_{c.з} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 590,8 = 684 \text{ А.}$$

По условию согласования токов срабатывания защиты на секционном выключателе [25]:

$$\begin{aligned} I_{C.з.} &\geq 1,25 \cdot (\cdot I_{C.з. QB.VH} + I_{РАБ.Т1}), \\ I_{C.з.} &\geq 1,25 \cdot (191 + 0,5 \cdot 316,6) = 436,7 \text{ А.} \end{aligned} \quad (54)$$

Ток срабатывания защиты принимается равным 684 А.

Производится расчет коэффициента чувствительности (52):

$$K_{\eta} = \frac{0,87 \cdot 711}{684} < 1,5.$$

Для защиты выбирается МТЗ с пуском по напряжению (46):

$$I_{c.з.} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 316,6 = 366,56 \text{ А.}$$

Произведется расчет коэффициента чувствительности (52):

$$K_q = \frac{0,87 \cdot 711}{366,56} = 1,68 \geq 1,5.$$

Исходные данные для дифференциальной защиты силового трансформатора приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Исходные данные для расчета ДЗТ

Наименование величин	Численное значение для	
	U_{BH}	U_{HH}
Номинальный ток трансформатора, $I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$, А	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 320$	$\frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 3034,6$
Схема соединения ТТ	звезда	звезда
Коэффициент схемы k_{cx}	1	1
Коэффициент трансформации ТТ k_I	400/5	4000/5
Вторичные токи в плечах защиты, А $\frac{I_H k_{cx}}{k_I}$	$\frac{320}{400/5} = 4$	$\frac{3034,6 \cdot 1}{4000/5} = 3,79$
Принятые значения уставок « $I_{баз BH}$ », « $I_{баз HH}$ » Округление до двух знаков в диапазоне 0,15—30,00 А	4	3,8

Для отстройки защиты от БНТ необходимо выполнить условия [4]:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq 6. \quad (55)$$

Предварительное значение уставки реле для срабатывания отсечки:

$$I_{МТО} = \frac{I_{K1}^{(3)}}{I_{BH.НОМ}}, \quad (56)$$

$$I_{МТО} = \frac{1626}{316,6} = 5,1.$$

Уставка отсечки ДЗТ при КЗ на стороне НН по условию отстройки от максимального расчетного тока небаланса в реле при трехфазном внешнем КЗ [25]:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{кз.вн.макс}}^*, \quad (56)$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб1}} \cdot I_{\text{кз.внеш}}^*, \quad (57)$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 5,1 = 3,8 \text{ о.е.},$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,5;

Данная уставка принимается равной 6 [10].

Параметры дифференциальной отсечки при внешнем коротком замыкании приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Параметры уставки дифференциальной отсечки ДЗТ-1 при внешнем КЗ

Наименование параметра	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Максимальный ток на стороне НН, приведенный к стороне ВН, А	$I_{\text{кз.внеш.макс}}$	1626
Расчетный ток, приведенный к номинальному току трансформатора, о.е.	$\frac{I_{\text{К1}}^{(3)}}{I_{\text{ВН.НОМ}}}$	$\frac{1626}{316,6} = 5,1$
Расчетный ток небаланса, о.е.	$I_{\text{нб}}^* = K_{\text{отс}} (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}})$	$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,5 \cdot 0,5 \cdot 5,1 = 3,8 \text{ о.е.}$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса	$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq I_{\text{НБ}}$ и $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq 6$	$I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}} = 6$
Принятое значение уставки	« $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}}$ »	6,0

Основные параметры выбранной ступени ДЗТ представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры уставки чувствительной ступени ДЗТ при внешнем КЗ

Наименование величин	Обозначение и метод определения	Значение
Уставка срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса	$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq I_{\text{НБ}}$ и $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq 6$	$I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}}=6$
Принимаемое значение уставки	« $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}}$ »	6,0
Ток небаланса	$I_{\text{НБ}*} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБАВ}}$	0,4
Уставка срабатывания, должно выполняться условие:	$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}}$	0,48
Принимаемое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$ »	0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{НБ}*}$,	0,8
Коэффициент торможения в процентах	$K_{\text{сн.т.}\%} = 100 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} / K_{\text{СНГ}}$	65
Значение уставки коэффициента торможения	« $K_{\text{торм, \%}}$ »	65%
Значение уставки второй точки излома	« $I_{\text{м2}}/I_{\text{ном}}$ »	2
Значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{\text{д22}}/I_{\text{д21}}$	0,15

Построение тормозной характеристики второй ступени ДЗТ.

Исходные данные:

- $I_{\text{д1}}/I_{\text{ном.}} = 0,6$ — базовая уставка 1 ступени;
- $K_{\text{торм.}} = 65\%$ – коэффициент торможения, то есть наклон тормозной характеристики на втором ее участке;
- $I_{\text{м1}}/I_{\text{ном.}} = 0,85$ –точка №1 излома;
- $I_{\text{д2}}/I_{\text{ном.}} = 2$ – точка № 2 излома;
- $I_{\text{д.22}}/I_{\text{д.21}} = 0,15$ – уставка блокировки от второй гармоники.

Угол наклона характеристики:

$$\operatorname{tg} \phi = \frac{K_{\text{торм}}}{100},$$

$$\operatorname{tg} \phi = \frac{65}{100} = 0,65 \Rightarrow \phi = 33^{\circ}.$$

Тормозная характеристика ДЗТ представлена на рисунке 13.

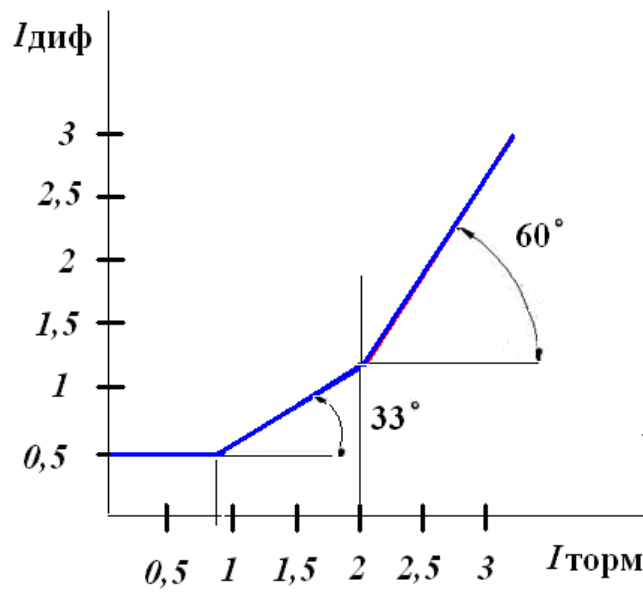


Рисунок 13 – Тормозная характеристика второй ступени ДЗТ

Уровень уставки сигнализации небаланса для плечей ДЗТ выбирается исходя из значение $I_{\text{диф.}}/I_{\text{ном}} = 0,1$ и времени срабатывания $T_{\text{с.з}} = 0,1$.

Вывод по разделу 4.

В данном разделе произведен расчет защит трансформаторов ГПП. Выбраны уставки защит для обеспечения селективного отключения при токах короткого замыкания.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе был осуществлен расчет параметров системы электроснабжения завода железобетонных изделий. Все этапы исследования соответствуют действующим нормативно-техническим документам в области электроэнергетики. Принятые решения отражают современные прогрессивные тенденции проектирования электроснабжающих систем для потребителей завода железобетонных изделий. Полученные результаты позволили разработать рекомендации по реконструкции схемы распределительной сети 6 кВ, подключенной к подстанции 110/6 кВ, а также выбрать оптимальные параметры мощности и количество силовых трансформаторов, исходя из реальной потребляемой мощности предприятия. Все расчеты были выполнены в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Анализ перегрузочной способности ГПП (напряжение 110/6 кВ) показал, что в настоящий момент мощность подстанции недостаточна. Многое оборудование требует замены.

В процессе проектирования был произведен расчет нагрузки подстанции.

Полученные результаты позволили принять решения по реконструкции подстанции, а также выбрать оптимальную мощность и число силовых трансформаторов

Результатом проведенной реконструкции стали следующие мероприятия:

- замена выработавших свой ресурс трансформаторов ТРДН-32000-110/6/6 на современные трансформаторы ТРДН-63000-110/6/6, которые соответствуют техническим требованиям как в нормальных, так и в послеаварийных режимах;
- ретрофит ячеек 6 кВ с масляными выключателями;

- проверка расчетным путем параметров оборудования 6 кВ и 110кВ на токи короткого замыкания в различных режимах работы систем;
- выбор терминала защиты «Сириус-3Т»;
- изучение возможности применения и фактическое внедрение системы АСКУЭ.

С применением БАВР надежность системы электроснабжения и устойчивость работы синхронных машин значительно возросла. Данное нововведение положительно сказалось на технологических процессах производства на каждом этапе.

Данная ВКР разработана с учетом актуальных стандартов и полностью соответствует им. Принятые в работе решения соответствуют современным тенденциям.

Список использованных источников

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова - М.: Форум, 2018. 192 с.
2. АО «Электрокабель» Кольчугинский завод», технические характеристики силовых кабелей на напряжение 0,66, 1 и 3 кВ по ГОСТ 31996-2012 URL: <http://www.elcable.ru/product/appl/appl.html?id=58> (дата обращения 28.07.2024).
3. Бычков, А.В. Организация и выполнение работ по монтажу и наладке электрооборудования промышленных и гражданских зданий: учебник: в 2 частях. Часть 1. Внутреннее электроснабжение промышленных и гражданских зданий / А. Б. Бычков. - Москва: Академия, 2015. 256 с.
4. Варварин, В.К. Выбор и наладка электрооборудования: справочное пособие / В.К. Варварин. — 3-е изд. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2019. — 238 с. — ISBN 978-5-16-105846-6. - Текст: электронный // ЭБС Znanium [сайт]. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1003767>
5. Грунтович, Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: учебное пособие / Н.В. Грунтович. - Минск: Новое знание; Москва: ИНФРА-М, 2019. 271 с.: ил. - ISBN 978-5-16-102031-9. - Текст: электронный // ЭБС Znanium [сайт]. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/992991>
6. Завод АО «Контактор», автоматические выключатели серии ВА53-41 URL: <https://www.kontaktor.ru/upload/iblock/359/electron.pdf> (дата обращения 30.07.2024).
7. Завод АО «Контактор», автоматические выключатели серии «Электрон» URL: <https://www.kontaktor.ru/upload/iblock/359/electron.pdf> (дата обращения 30.07.2024).
8. ЗАО «Завод высоковольтного оборудования», комплектное малогабаритное распределительное устройство КРУ серии КМ-1Ф (КВ-02-

МФ) URL: <http://www.zvo.ru/kru/608.html?showall=1>. (дата обращения 02.08.2024).

9. ЗАО «Электроинтер» г. Серпухов, конденсаторные установки УКРМ URL: <http://www.electrointer.ru/wp-content/uploads/2012/07/MKZHI.673810.001RE%60-Ustanovki-kondensatornyie-tipa-UKM.-Rukovodstvo-po-e%60kspluatatsii4.pdf> (дата обращения 02.08.2024).

10. Игнатович, В.М. Электрические машины и трансформаторы: учебное пособие для среднего профессионального образования / В.М. Игнатович, Ш.С. Ройз. - 6-е изд., испр. и доп. - Москва: Издательство Юрайт, 2019. - 181 с. - (Профессиональное образование). - ISBN 978-5-534-00798-5. — Текст: электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://biblio-online.ru/bcode/437063>

11. Киреева, Э.А. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. Учебник / Э.А. Киреева, В.В. Орлов, Л.Е. Старкова - М.: НТФ "Энергопрогресс", 2003. 120 с.

12. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева - М.: КноРус, 2017. 272 с.

13. Кобозев, В.А, Качество электроэнергии и энергоэффективность систем электроснабжения потребителей. Учебное пособие / В.А. Кобозев, И.В. Лыгин - М.: Издательство: Инфра-Инженерия. 2022. 458 с.

14. Куksин, А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие / А.В. Куksин – М.: Издательство: Инфра-Инженерия, 2021. 548 с.

15. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие / Б.Ю. Липкин - М. 2021. 189 с.

16. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энер-гоатомиздат, 2022г.

17. Ополева, Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие / Г.Н. Ополева. - Москва: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2019. 416 с. - ISBN 978-5-16-104397-4. - Текст: электронный // ЭБС Znanium [сайт]. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1003805>
18. Постников, Н.П. «Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник / Н.П. Постников, Г.М. Рубашов - Ленинград, 2020. 354 с.
19. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок потребителей, М., 2022
20. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Министерство энергетики Российской Федерации, 2021
21. Правила устройства электроустановок, 7-е издание [Текст]. М.: Издательство Моркинга, 2016, 576 с.
22. Производственная группа «Трансформер», силовые трансформаторы серии ТМЗ URL: <http://transformer.nt-rt.ru/images/showcase/silovye-transformatory.pdf> (дата обращения 04.08.2024).
23. РД 34.20.179 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ.
24. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. 3-е изд., перераб. и доп. / Л.Д. Рожкова - М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.
25. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие / Сибикин Ю.Д. - Москва: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. - 384 с. ISBN 978-5-91134-977-6. - Текст: электронный // ЭБС Znanium [сайт]. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/486376>
26. Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий: учебник/ Ю.Д. Сибикин. - 5-е изд., перераб. и доп. - Москва: ИНФРА-М, 2019. 405 с. - ISBN 978-5-16-105877-0. - Текст: электронный // ЭБС Znanium [сайт]. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1003810>

27. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций / Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А -Электрон. текстовые данные. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с

28. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов: учебное пособие / В.П. Шеховцов. - 2-е изд. - Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2019. 352 с. - ISBN 978-5-16-107314-8. - Текст: электронный // ЭБС Znanium [сайт]. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1003782>

29. Щербаков, Е. Ф. Электрические аппараты: учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров. - Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2019. 303 с. - ISBN 978-5-16-107669-9. - Текст: электронный // ЭБС Znanium [сайт]. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1019416>