

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция систем электроснабжения «Водозабор №1» ООО «Тольяттикаучук»

Обучающийся

П.В Жиганов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., И.В. Горохов

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

Тольятти 2022

Аннотация

В выпускной квалифицированной работе был разработан проект по теме «Реконструкция систем электроснабжения «Водозабор №1» ООО «Тольяттикаучук», в котором будет предусматриваться замена существующих трансформаторов на более современные трансформаторы большей мощности, установка вакуумных выключателей и разъединителей со стороны 35кВ, а также замена масляных выключателей со стороны 6кВ, и произведен выбор трансформаторов напряжения и трансформаторов тока, а также проведена реконструкция (модернизация) релейной защиты и автоматики. Данная реконструкция позволит увеличить надежность системы электроснабжения «Водозабора №1» и привести ее в полное соответствие с нормативными документами и правилами.

В графической части работы будут представлены 6 схем: однолинейный схемы электроснабжения «Водозабора №1» до и после реконструкции; схема цепей управления и сигнализации трансформатора 35/6кВ; схема трансформаторов собственных нужд 6/0,4кВ; генеральный план «Водозабора №1»; схема щита постоянного тока.

Содержание

Введение.....	4
1.Краткая характеристика предприятия.....	6
2.Анализ электрооборудования и характеристика	9
3. Расчет электрических нагрузок	11
4.Выбор схемы электроснабжения и основных конструктивных решений по подстанции	17
5.Выбор, типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	22
6.Расчет токов короткого замыкания.	26
7.Выбор и проверка оборудования на стороне 35кВ.....	32
8. Выбор и проверка оборудования на стороне 6кВ.....	44
9. Реконструкция (модернизация) релейной защиты и автоматики.	54
10.Расчет заземления и молниезащиты.....	61
Заключение	68
Список используемых источников.....	69

Введение

«Согласно ПУЭ, электроснабжение — это обеспечение электрической энергий потребителей, соответственно системой электроснабжения будет называться совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергий. В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие три категории. Электроприемники первой категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Электроприемники второй категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники третьей категории - все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий» [15].

Водозабор — это комплекс сложных гидротехнических сооружений для доставки, отбора поверхностных и подводных вод для нужд потребителя.

Так как с изменением конъюнктуры и требований, а также в связи с износом инженерных сетей, и для обеспечения надежной и бесперебойной

подачи воды требуется реконструкция систем электроснабжения данного объекта.

Строительство Водозабора №1 было начато в сентябре 1955 года. На строительство важного объекта для нужд химических предприятия речной воды, было привлечены лучшие работники того времени, специалисты, а также выпускники технических специальностей многих высших учебных заведений. Закончили строительство важного объекта в декабре 1956 года. И тогда же заработал трубопровод длиной порядка 15км для обеспечения речной водой завода «Синтезкаучук» и других предприятий Северного промышленного узла. Основными причинами реконструкции систем электроснабжения Волжского Водозабора №1 является увеличение мощности потребителей, технический и моральный износ электрооборудования и приведение этих систем в соответствии с современными нормами и правилами.

Целью бакалаврской работы является реконструкция систем электроснабжения «Водозабор №1» ООО «Гольяттикаучук», позволяющей сделать процесс поставки речной воды на нужды предприятий Северного промузла надежной и бесперебойный в соответствии с регламентирующими нормами.

Для этого основными задачами в рассматриваемом проекте будут являться:

- анализ электрооборудования и характеристики;
- расчет электрических нагрузок;
- выбор схемы электроснабжения;
- выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор и проверка оборудования на стороне 35кВ;
- выбор и проверка оборудования на стороне 6кВ;
- реконструкция и модернизация релейной защиты;
- расчет заземления и молниезащиты.

1 Краткая характеристика предприятия

ООО «Тольяттикаучук» входит в тройку предприятий на территории Российской Федерации по выпуску синтетического каучука, а также в десятку крупнейших экспортеров Самарской области. Доля продукции отправляемого на экспорт составляет порядка 70%. Продукция ООО «Тольяттикаучук» поставляется в такие страны как: Алжир, Беларусь, Вьетнам, Германия, Испания, Китай, Малайзия, ОАЭ, Пакистан, США, Турция, Филиппины, Южная Корея и другие страны.

Промышленная инфраструктура предприятия занимает общую площадь порядка 400га, для сравнения, это примерно 485 футбольных полей. Предприятие сертифицировано, поддерживает и развивает интегрированную систему менеджмента, соответствующую требованию международных стандартов, таких как: безопасности труда и охраны здоровья (ISO 45001), экологического менеджмента (ISO 14001), системы менеджмента качества (ISO 9001), энергоэффективности (ISO 50001) и других.

На предприятии работают более 2300 человек, из них 43% имеют высшее образование. Тольяттикаучук имеет лицензию на право ведения образовательной деятельности, тем самым обеспечивает профессиональную подготовку своих работников.

В структуре предприятия шесть основных производств по выпуску синтетического каучука, мономеров, и промежуточных продуктов, товарно-сырьевой цех, и два вспомогательных производства по обеспечению энергоресурсами и ремонту оборудования. Предприятие производит каучуки различных марок (СКМС-30АРКМ-15, СКМС-30АРКМ-27, СКИ-3, БК-1675 и др.) а также углеводородные фракции, продукты органического синтеза, мономеры, полимеры, присадки для автомобильного топлива (метанольную высокооктановую добавку и метил-трет-бутиловый эфир).

История предприятия начинается с подписания 1 сентября 1949 года Постановления Совета Министров СССР «Об ускоренном развитии отраслей

химии в народном хозяйстве» в котором предусматривалось строительство завода по производству каучука мощностью 60000 тонн в год. В 1955 году было начато строительство Волжского Водозабора, в декабре 1956 года строительство было закончено и сдан в работу участок Волжского водозабора №1. В 1958 году Завод синтетического каучука объявлен ЦК ВЛКСМ Всесоюзной ударной комсомольской стройкой. В 1960 году начаты пусконаладочные работы и обкатка оборудования первой очереди. 15 мая 1961 года получена первая партия латекса, а ровно через месяц 15 июня с конвейера сошел первый брикет синтетического каучука. Именно день 15 июня 1961 принято считать днем рождения завода.

На сегодняшний день ООО «Тольяттикаучук» является одной из крупнейших компаний нефтехимического комплекса России, обеспечивающий четверть российского рынка каучука. Его значимость для развития страны, наполнения бюджетов всех уровней, поддержки социальной сферы и экологических проектов трудно переоценить. В 2001 году предприятие вошло в АК «СИБУР». Начался подъем производства, совершенствование технологий, восстановление потенциала предприятия после небольшого упадка конца девяностых годов. Это обеспечивалось в том числе, то что происходило вертикально интегрированное обеспечение сырьевыми ресурсами. К концу 2018 года завод завершил техническое перевооружение большинства производств, направленное на повышение эффективности и экологической безопасности. В 2019 году предприятие открыло новую главу своей летописи: СИБУР и Татнефть подписали соглашение о приобретении «Татнефтью» нефтехимического предприятия в Тольятти. Интерес одной из самой крупной компании Татарстана к Тольяттикаучук закономерен. Конъюнктура продуктов, выпускаемых на предприятии тесно связана с потреблением в шинной промышленности. Произошедшие изменения предприятие преобразует в движущую силу для своего развития, и на новом витке своего развития «Тольяттикаучук» будет идти курсом новейших технологий, высокого качества продукции,

расширения рынка сбыта, и открытых партнёрских отношений для повышения эффективности, и снижения рисков.

На сегодняшний день ООО «Тольяттикаучук» производит порядка 240.000 тонн каучуков различных марок в год, а также около 620.000 тонн других различных химических продуктов и сырья.

Вывод по данной главе: Как мы видим решение советских властей построить крупное предприятие по выпуску каучука на берегах Волги, себя полностью оправдало. ООО «Тольяттикаучук» является одним из передовых и крупных предприятий на территории России и бывших Советских республик, его вклад в экономическое развитие региона и страны в целом является весомым. Количество и главное качество продукции выпускаемой предприятием является одним из главных критериев для того чтобы предприятие чувствовало себя хорошо в текущей рыночной конъюнктуре в данной экономической ситуации. Предприятие своей деятельностью позволяет обеспечивать отдачу в бюджет региона и страны значительных поступлений, поддерживать социальную и экологическую сферу, и обеспечивать работой большое количество людей.

2 Анализ электрооборудования и характеристика

Водозабор №1 был запущен в работу в декабре 1956 года, и целью его пуска в работу было оснащение речной водой промышленных предприятий Северного промузла города Тольятти. Основным потребителем проточной речной воды в то время было завод «Синтезкаучук». На данный момент времени основными потребителями речной воды являются крупные предприятия Тольятти и Самарской области, в частности: ПАО «Тольяттиазот», ПАО «Куйбышевазот», ТЭЦ, ООО «Тольяттикаучук» и ряд других потребителей промзоны. В рабочем режиме вода транспортируется по трем трубопроводам, проходящим по территории Комсомольского, Центрального района города Тольятти, а также по территории промзоны. Диаметры труб, проложенных по трассе под землей, составляют 1000мм, 1200мм, 1800мм. Максимальный расход воды, подаваемой в трубах, составляет примерно от 905 до 1350 л/с. Электроснабжение ПС «Водозабор-1» осуществляется по:

- линии 35кВ «Комсомольская» трансформатора Т-1 10МВА 35/6 кВ;
- линии 35кВ «СК-Водозабор» от трансформатора Т-2 10МВА 35/6 кВ.

Питание потребителей осуществляется от секций 6 кВ: 1 секция и 2 секция - ввода В-1 и В-2 трансформатор Т-1 и Т-2;

АВР секций выполнено: 1 секция и 2 секция – СВВ-12.

Для взаиморезервирования питания ПС «Водозабор-2» используются кабели связи КС-1, КС-2.

Высоковольтное питание «Водозабора №1» осуществляется по двух приходящим линиям 35кВ «Комсомольская» и «СК Водозабор». Основное электрооборудование «Водозабора №1» выполняется на напряжение 0,4 и 6кВ.

Основным оборудованием по высоковольтной части являются 4 насосных агрегата СД-1-СД-4. Также отпайкой со стороны 6кВ на трансформаторах Т-1 и Т-2 запитаны трансформаторы собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 соответственно. С секций 6кВ также запитаны кабели связи

КС-1 и КС-2 с Водозабором №2. Для цепей технического и коммерческого учета, предусмотрено установка в ячейках трансформаторов напряжения ТН-1-и ТН-2. В связи с тем, что физический и моральный износ электрооборудования и других устройств достиг своего предела, что повышает риск внепланового останова оборудования и создании аварийных ситуаций, было принято решение провести реконструкцию систем электроснабжения Водозабора №1, которая позволит снизить или вообще свести на нет создания неправильных режимов работы и аварийных режимов.

Вывод: из всего выше сказанного, что электрооборудование морально и физически устарело, и потребуется реконструкция, а в иных местах и модернизация электрической части. Поэтому будут заменено следующее оборудование: трансформаторы 35/6 кВ Т-1 и Т-2 на более мощные; заменен масляный выключатель 35кВ на более современный вакуумный; заменен линейный разъединитель 35кВ; для защиты от перенапряжений смонтированы со стороны линии 35кВ ОПН-35; заменены вводные и секционные масляные выключатели 6кВ, также масляные выключатели отходящих фидеров на вакуумные отечественного производителя; произведена модернизация(реконструкция) релейной защиты и автоматики, путем внедрения микропроцессорных устройств РЗА производства ООО «Релематика» г. Чебоксары.

3 Расчет электрических нагрузок

При эксплуатации электросетей промышленного предприятия одним из основных факторов является правильное определение электрических нагрузок, определенное расчетным путем.

«Наиболее точным является определение этих нагрузок по средней потребляемой мощности за наиболее нагруженную смену и расчетного коэффициента. Эти методы используются также для нахождения расчетной электрической нагрузки на всех уровнях системы электроснабжения проектируемого объекта, при наличии исходной информации о каждом электроприемнике» [5,6].

Зная данные об электрооборудовании производственной площадки, можем определить по справочным данным коэффициенты использования и мощности.

Сначала рассчитываем нагрузку цехов по напряжению 0,4 кВ:

«Первым действием в данной проектной работе определяем коэффициент использования и коэффициент полезной мощности для каждого потребителя» [5,6]. Это определяется по справочным данным.

$$K_{\text{И}} = 0,65;$$

$$\cos \varphi = 0,8.$$

Производим расчет активных и реактивных нагрузок для фекального насоса за наиболее загруженную смену по формулам:

$$P_{\text{С}} = K_{\text{И}} \cdot P_{\text{Н}} = 0,65 \cdot 44 = 28,6 \text{ кВт} . \quad (1)$$

$$Q_{\text{С}} = K_{\text{И}} \cdot P_{\text{Н}} \cdot \text{tg } \varphi = 0,65 \cdot 44 \cdot 1,33 = 38,04 \text{ кВт} . \quad (2)$$

«По справочным данным находим расчетный коэффициент. Чтобы его определить требуется знать коэффициент использования и количество эффективных электроприемников (ЭП)» [6]:

$$K_p = f(K_{И}; n_{Э}) = f(0,65; 2) = 1,11. \quad (3)$$

«Далее, зная расчетный коэффициент и количество эффективных электроприемников (ЭП) находим расчетные активные и реактивные мощности по следующим формуле» [5.6]:

$$P_p = K_p \cdot P_c = 1,11 \cdot 28,6 = 31,7 \text{ кВт}. \quad (4)$$

Так как количество эффективных ЭП меньше 10, то расчет производится по следующей формуле:

$$Q_p = Q_c = \text{при } n_{Э} > 10 \quad Q_p = Q_c = 38,04 \text{ кВт}. \quad (5)$$

Так как по некоторым позициям количество эффективных ЭП больше 10, то рассчитываем:

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_c \text{ при } n_{Э} \leq 10. \quad (6)$$

Таким образом далее производим расчет полной мощности по следующей формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = S_p = \sqrt{31,7^2 + 38,04^2} = 49,5 \text{ кВт}. \quad (7)$$

На основании этого расчета, производим расчет по всем потребителям, заносим данные в таблицу 1 «Результаты расчета нагрузок».

Далее определяем суммарное количество электроприемников, а также «значения номинальной активной мощности, средних активной и реактивной мощностей и расчетных активных и реактивных мощностей. По суммарному значению находится коэффициент использования и $\text{tg } \varphi$ для всей низковольтной нагрузки по формулам» [6]:

$$K_{\text{И}} = \frac{\sum P_{\text{С}}}{\sum P_{\text{Н}}} = \frac{272,8}{433,8} = 0,62. \quad (8)$$

$$\text{tg } \varphi = \frac{\sum Q_{\text{С}}}{\sum P_{\text{С}}} = \frac{249,4}{272,8} = 0,91. \quad (9)$$

Суммарная полная мощность находится по формуле:

$$\sum S_{\text{P}} = \sqrt{\sum P_{\text{P}}^2 + \sum Q_{\text{P}}^2} = \sqrt{273,3^2 + 287,7^2} = 396,8 \text{кВА}. \quad (10)$$

Так как на объекте присутствует высоковольтное оборудование в виде синхронных машин на напряжение 6кВ производим расчет электрических нагрузок для этого класса напряжения: первым действием определяем «номинальную суммарную мощность высоковольтной нагрузки по данной мощности одного ЭП и количеству ЭП. В отличие от нагрузки на 0,4 кВ, здесь количество ЭП из данных приравнивается к эффективному количеству ЭП» [6].

После этого определяем среднесменную нагрузку. «При этом следует учитывать, что синхронные двигатели можно использовать для компенсации реактивной мощности, то есть можно записать реактивную мощность с отрицательным знаком» [5,6].

После этого идет расчет итогов для высоковольтной нагрузки 6 кВ.

«Определяем суммарное количество электроприемников, значения номинальной активной мощности, средних активной и реактивной мощностей» [5,6]. После этого также находятся общие коэффициенты по формулам:

$$K_{И} = \frac{\sum P_{С}}{\sum P_{Н}} = \frac{6560}{8200} = 0,8. \quad (11)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sum Q_{С}}{\sum P_{С}} = \frac{-3148,8}{6560} = -0,48. \quad (12)$$

«Находим коэффициент одновременности в зависимости от количества высоковольтного оборудования и общего коэффициента использования K_0 » [5,6].

$$K_0 = 0,95.$$

«Используя коэффициент одновременности, определяем расчетные активную и реактивную мощности по формулам» [6]:

$$P_p = K_0 \cdot P_{С} = 0,95 \cdot 6560 = 6232 \text{ кВт}. \quad (13)$$

$$Q_p = K_0 \cdot Q_{С} = 0,95 \cdot -3148,8 = -2991,4 \text{ кВт}. \quad (14)$$

Находим суммарную полную мощность находим по формуле:

$$\sum S_p = \sqrt{\sum P_p^2 + \sum Q_p^2} = \sqrt{6232^2 + 2991,4^2} = 6912,8 \text{ кВА}. \quad (15)$$

Выводы: в результате расчета электрических нагрузок по объекту проектирования, были рассчитаны суммарные активные и реактивные нагрузки, среднесменную нагрузку на объекте проектирования, полную мощность как для электроприемников на 6кВ, так и 0,4кВ. На основании этих расчетов будет производиться дальнейший расчет и выбор электрооборудования оборудования. В конечном результате сводим все расчетные суммарные нагрузки по объекту проектирования в общую таблицу №1:

Таблица 1 – Результаты расчета электрических нагрузок

Наименование потребителя	P_H , кВт	n_{Σ}	ΣP_H , кВт	K_{II}	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	K_P / K_O	P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВА
Нагрузка 0,4 кВ												
Насосный агрегат 2К-9	1,7	1	1,7	0,7	0,8	1,33	1,19	1,6	1,14 / -	1,36	1,6	2,1
Насосный агрегат 3К-9	7	2	14	0,7	0,8	1,33	9,8	13,03	1,0/-	9,8	13,03	16,3
Наждак	2,8	2	5,6	0,5	0,65	1,02	2,8	2,9	1,24/-	3,4	2,9	19,97
Тельфер 10т	7	4	28	0,6	0,7	1,33	16,8	22,3	1,0/-	16,8	22,3	27,9
Тельфер 2т	2,8	2	5,6	0,6	0,7	0,75	3,7	2,5	0,97/-	3,6	2,5	4,3
Кран-балка 10т	22	3	66	0,55	0,65	0,75	36,3	27,2	1,04/-	23,5	27,2	35,9
Фекальный насос	22	2	44	0,65	0,8	1,33	22,6	38,04	1,11 / -	31,7	38,04	49,5
Вытяжная вентиляция	32	2	64	0,6	0,8	0,88	38,4	35,1	1,11/-	42,6	35,1	55,2
Вытяжная вентиляция	1,2	2	2,2	0,6	0,8	0,75	1,32	1,2	1,11/-	1,45	1,2	1,9
Сверлильный станок	3,5	2	7	0,5	0,7	1,02	3,5	3,57	1,24/-	4,34	3,57	5,6
Компрессор	2,8	4	11,2	0,8	0,8	0,75	8,96	6,72	0,97/-	8,69	6,72	10,9

Продолжение таблицы 1

Наименование потребителя	P_n , кВт	n_{Σ}	ΣP_n , кВт	$K_{и}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_c , кВт	Q_c , квар	K_p / K_o	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
Задвижка	7	17	119	0,7	0,6	1,33	83,3	62,4	0,85 / -	80,8	68,6	105,9
Задвижка	3,5	9	31,5	0,7	0,6	0,75	22,05	16,3	0,9 / -	19,8	16,3	25,6
Насос №1,2	17	2	34	0,65	0,8	1,33	22,1	16,5	1,11 / -	24,5	16,5	29,5
ИТОГО	–	54	433,8	0,62		0,91	272,8	249,4		272,3	287,7	396,8
Нагрузка 6 кВ												
Насосный агрегат СД-1,3 СДН-15-49-8У3	1600	2	3200	0,8	0,8	-0,48	2560	-1228,8	–	–	–	–
Насосный агрегат СД-2,4 СДН-15-64-6У3	2500	2	5000	0,8	0,8	-0,48	4000	-1920	–	–	–	–
ИТОГО	–	4	8200	0,8	–	-0,48	6560	-3148,8	- / 0,95	6232	-2991,4	6912,8
Вся нагрузка												
ИТОГО	–	58	8633,8	0,79	–	0,32	6832,8	-2899,4	–	6504,3	-2703,7	7043,85

4 Выбор схемы электроснабжения и основных конструктивных решений по подстанции

«Основные решения по выбору схем ПС принимаем с учетом обеспечения надежности, перспектив развития, проведения ремонтных работ и безопасности эксплуатации» [5,6,7]

«ПС в зависимости от положения в системе и по схеме питания на стороне высокого напряжения (ВН) разделяют на следующие типы:

- узловая (комбинированная);
- проходная (транзитная);
- на присоединении (ответвительная);
- конечная (тупиковая)» [5,6,7].

Рассмотрим данные типы более подробно:

«Тупиковая подстанция – это подстанция, получающая электроэнергию от одной электроустановки по одной или нескольким параллельным линиям.

Ответвительная подстанция присоединяется глухой отпайкой к одной или двум проходящим линиям.

Проходная подстанция включается в рассечку одной или двух линий с двухсторонним или односторонним питанием.

Узловая подстанция – это подстанция, к которой присоединено более двух линий питающей сети, приходящих от двух или более электроустановок» [5]

«В настоящее время требования со стороны эксплуатации к повышению надежности систем электроснабжения привели к применению схем с выключателями, т.е. отказу от отделителей и короткозамыкателей, т.к. при эксплуатации упрощенных схем подстанций выявились существенные недостатки в работе отделителей и короткозамыкателей открытого исполнения» [2,5,6].

«Именно поэтому на вновь проектируемых или реконструируемых подстанциях исключена возможность применения схем с отделителями и

короткозамыкателями, эксплуатация которых показала их низкую надежность» [6,7].

«Выбор главной схемы ПС проводим на основе норм технологического проектирования подстанций и рекомендаций по применению принципиальных электрических схем РУ» [5,6,7].

«При выборе схемы принимаем во внимание следующие особенности рассматриваемой подстанции:

1) категорию потребителей и, соответственно, количество устанавливаемых трансформаторов на подстанции;

2) тип подстанции (тупиковая, ответвительная, проходная, узловая)» [5].

По исходным данным для проектирования делаем выбор в пользу типа подстанции «концевая или тупиковая», то выбираем схему «4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [5, 12] (рисунок 1).

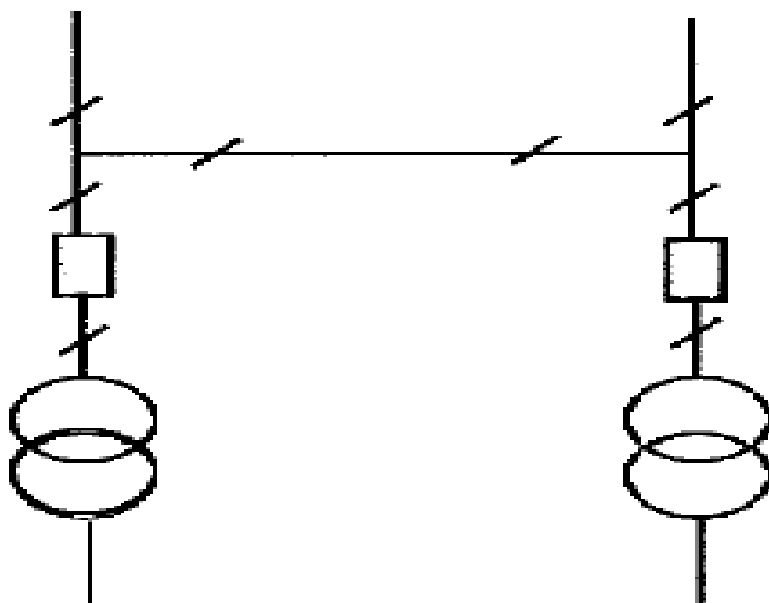


Рисунок 1- «Условное изображение схемы 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [6]

Так как максимальная мощность проектируемой подстанции достаточно велика, и «потребители по надежности электроснабжения относятся к 1 и 2 категории, выбираем две системы шин, секционированными выключателями» [5,6] (рисунок 2).

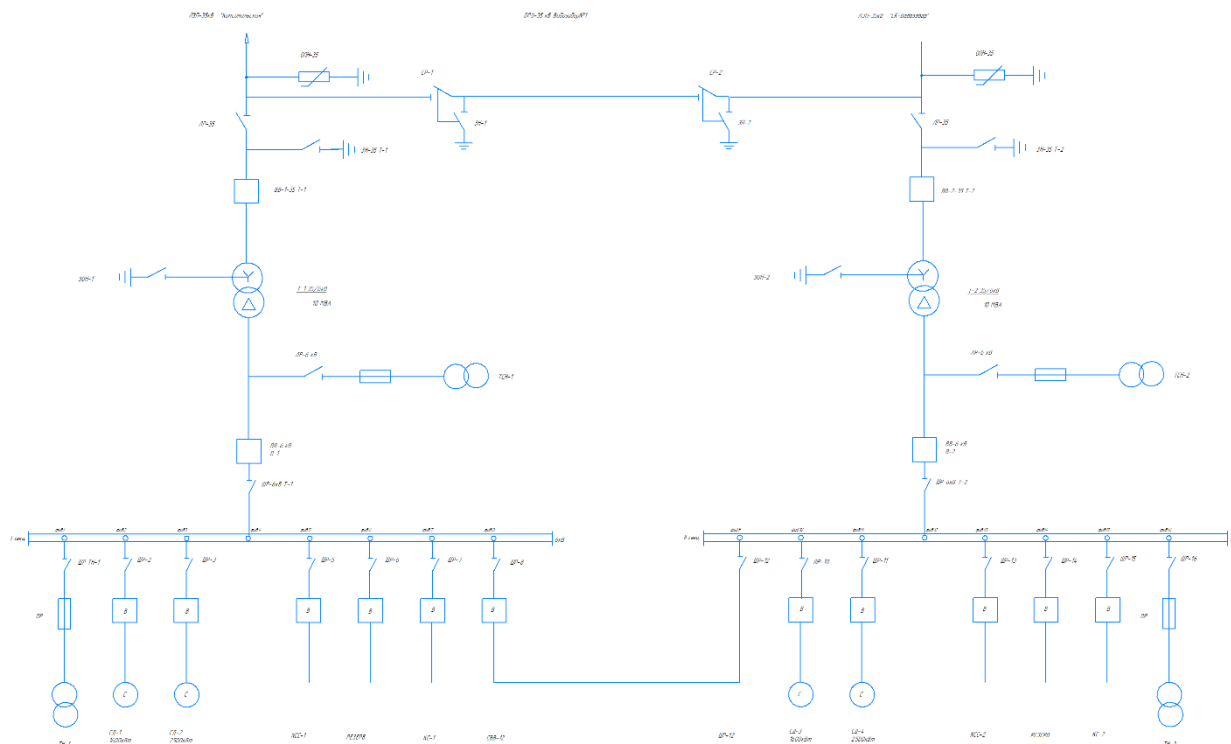


Рисунок 2 - Однолинейная схема электроснабжения Водозабор №1

«Согласно ПУЭ, изд.7, на напряжение 35 кВ сооружается открытое распределительное устройство (ОРУ), когда все или основное оборудование распределительного устройства (РУ) располагается на открытом воздухе» [15,16].

В ОРУ 35 кВ устанавливаем вакуумные выключатели (ВВ) типа ВВЭТ-35. Данный выключатель имеет пружинный привод ППУ-600 и встроенные трансформаторы тока. В качестве дополнительной изоляции дугогасительных камер применяется трансформаторное масло или электроизоляционная жидкость.

«В качестве ошиновки токоведущих частей используется комбинированная ошиновка: жесткая и гибкая на разных участках ОРУ» [15]. Соединение гибких проводов будет осуществляться опрессовкой, а соединение жестких шин сваркой.

Встроенные в вакуумный выключатель трансформаторы тока, обеспечат требуемые параметры и значения для корректной работы релейной защиты, системы учета электроэнергии и питания измерительных приборов.

Трансформатор с расщепленной вторичной обмоткой ТДНС-10000/35/6, оснащаем устройством РПН. Управление РПН закладываем как в ручном режиме, так и с помощью электрического привода. Под трансформатором размещаем маслоприемник, с размерами согласно ПУЭ, изд.7, сверху укладываем слой гравия толщиной не менее 25 см. Так как объем масла в трансформаторе 17 тонн, согласно ПУЭ, маслоприемник выполняется без отвода масла. Отвод масла из маслоприемника будет осуществляться передвижными средствами.

Со стороны линии 35 кВ устанавливаем ограничители перенапряжений (ОПН-35кВ), для защиты от грозовых перенапряжений. Также на территории ОРУ-35кВ для защиты от прямых ударов молнии устанавливаем отдельно стоящие молниеотводы.

Со стороны выключателя, оснащаем установку устройством защитного заземления (ЗН). Управление ЗН будет осуществляться как в ручном так электрическом режиме управления.

В отдельном стоящем здании ЗРУ, закладываем камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО). Оснащаем КСО вакуумными элементами.

Вводные и секционные выключатели выбираем марки ВБМ-10-20 с оперативным питанием от источников постоянного тока. С каждой секции запитываем трансформатор напряжения (ТН), который нужен для цепей коммерческого и технического учета, а также корректной работы цепей РЗА.

Также для безопасного технического обслуживания и ремонта секции и выключателей, оснащаем комплекс шинным разъединителем (ШР).

Отходящие фидера оснащаем выкатными выключателями ВБ-10-20 с оперативным питанием от цепей постоянного тока.

Для питания приборов, оборудования, аппаратов управления, а также цепей РЗА и сигнализации будем использовать постоянный оперативный ток. Питание постоянным током будет осуществляться от щита постоянного тока (ЩПТ). В системе ЩПТ будет также два зарядно-под зарядным выпрямительным агрегатом, которые будут осуществлять питание ЩПТ и заряд аккумуляторных батарей в режиме постоянного подзаряда. Цепи постоянного тока в свою очередь будут разделены на шинки управления (ШУ), шинки сигнализации (ШС) и шинки питания (ШП).

Вывод: при выборе схемы электроснабжения и основных технических решений по объекту проектирования, основным критерием будет являться, обеспечение надежности электроснабжения, и соответственно подачи водопотребления, а также удобство обслуживания и доведения всех технических параметров до норм нормативно-технических документов и других актов.

5 Выбор, типа, числа и мощности силовых трансформаторов

«Согласно ПУЭ, все электроприемники разделяются на 3 группы по обеспечению надежности электроснабжения» [15].

«Электроприемники первой категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения» [15,16].

«Электроприемники второй категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники третьей категории- все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.» [15,16].

Количество питающих трансформаторов и питающих линий зависит от категории надежности электроснабжения. В нашем случае, у нас преобладают потребители 1 и 2 категории, и будет обеспечивать двух трансформаторные подстанции.

При выборе напряжения питания на главной понизительной подстанции (ГПП) промышленного предприятия ориентируемся на некоторые факторы, в частности от расстояния от подстанции до источника питания, прокладки воздушных и кабельных трасс, условий окружающей среды и тому подобное.

В расчетах начинаем с определения активных потерь на цеховых трансформаторах:

$$\Delta P_T = \sum S_p \cdot 0,02, \quad (16)$$

$$\Delta P_T = 7043,85 \cdot 0,02 = 140,9 \text{ кВт.}$$

«Далее находим суммарную активную мощность по всему предприятию» [5,6]:

$$P_{РП} = P_{РН} + P_{РВ} + \Delta P_T, \quad (17)$$

где $P_{РН}$ - расчетная активная низковольтная нагрузка, кВт;

$P_{РВ}$ -расчетная активная высоковольтная нагрузка, кВт;

ΔP_T -суммарные потери активной мощности, кВт.

$$P_{РП} = 272,3 + 6232 + 140,9 = 6645,2 \text{ кВт.}$$

Следующим шагом будет определение величины «рационального напряжения, которую можно определить по формуле Стилла» [5,6]:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{L \cdot 0,016 \cdot P_{РП}}, \quad (18)$$

где L - длина питающей линии, км;

$P_{РП}$ – расчетная нагрузка на стороне низшего напряжения, кВт.

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{8 + 0,016 \cdot 6645,2} = 46,4 \text{ кВ.}$$

Целесообразно определить питающее напряжение как 35кВ.

«Далее находим экономически целесообразную реактивную мощность, потребляемую предприятием из энергосистемы, на стороне ВН ГПП» [6,7]:

$$Q_{ЭС} = P_{РН} \cdot \text{tg } \varphi_{ЭС}, \quad (19)$$

$$Q_{ЭС} = 6645,2 \cdot 0,49 = 3256,1 \text{ квар}$$

«Коэффициент экономически целесообразной реактивной мощности $\text{tg } \varphi_{ЭС}$ находится, согласно питающему напряжению от сетей» [5,6].

Находим значение полной расчетной мощности промышленного предприятия:

$$S_{РП} = \sqrt{P_{РП}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (20)$$

$$S_{РП} = \sqrt{6645,2^2 + 3256,1^2} = 7400,1 \text{ кВА.}$$

Так как потребители имеют первую категорию по надежности электроснабжения, делаем выбор в пользу двухтрансформаторной ГПП. «Тогда допустимая номинальная мощности каждого трансформатора с учетом допустимой перегрузки будет рассчитываться по формуле» [5,6]:

$$S_T \geq \frac{S_{РП} \cdot K_{1-2}}{K_{пер}}, \quad (21)$$

где K_{1-2} -коэффициент участия в нагрузке предприятия потребителей 1 и 2 категории, принимается 0,85;

$K_{пер}$ -коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора, принимается 1,4.

$$S_T \geq \frac{7400,1 \cdot 0,85}{1,4} = 4492,9 \text{кВА.}$$

Из расчетных данных данного пункта определяем, что будем устанавливать 2 трансформатора типа ТДНС-10000/35/6 с автоматическим приводом РПН на 17 ступеней с автоматическим и ручным управлением.

Вывод: так как потребители на «Водозаборе 1» являются 1 категории, согласно Н/Д «перерыв в снабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей и значительный ущерб предприятию, массовый брак продукции, или расстройство сложного технологического

процесса»[15,16], то будет монтироваться два независимых источника питания в виде двух силовых трансформаторов типа ТДНС естественной циркуляцией масла и принуждением к вентиляции, с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН), с диапазоном регулирования $\pm 8 \times 1,5\%$ со стороны ВН. Выбор данного трансформатора обусловлен, подходящими параметрами под мои расчётные данные и благодаря своим характеристикам по надёжности и отзывам. Применение трансформатора типа ТДНС позволит обеспечить потребителю надёжное электроснабжение в течение всего срока эксплуатации. «Структура условного обозначения ТДНС-10000/35-У1 Т - Трансформатор трехфазный. Д - С естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха. Н - С регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). С - предназначен для работы в электрических сетях собственных нужд электростанции. 10000 - Номинальная мощность, кВА. 35 - Класс напряжения, кВ. У1 - Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150» [21].

6 Расчет токов короткого замыкания

Основной причиной возникновения токов короткого замыкания является неправильные действия персонала и нарушение изоляции токопроводящих частей. При неправильной работе защитного оборудования (РЗА) токи короткого замыкания могут нанести значительный ущерб. Что бы работа РЗА была корректна и правильно отстроена необходим правильный расчет токов короткого замыкания.

«При расчетах токов к. з. допускается не учитывать:

- сдвиг по фазе ЭДС различных синхронных машин и изменение их частоты вращения, если продолжительность к. з. не превышает 0,5 с;
- ток намагничивания силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- насыщение магнитных систем электрических машин;
- поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330–500 кВ, если их длина не превышает 150 км;
- влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на амплитуду периодической составляющей тока к. з., если активная составляющая результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно точки к. з. не превышает 30 % от индуктивной составляющей результирующего эквивалентного сопротивления» [5,8,10,21].

«Расчет токов трехфазного к. з. выполняется в следующем порядке:

- составляется расчетная схема рассматриваемой электроустановки, намечаются расчетные точки к. з.;
- на основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения, все сопротивления на ней нумеруются;
- определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах, номинальные параметры берутся из каталожных данных

электрооборудования, средние значения погонных (удельных) индуктивных сопротивлений линий электропередачи $x_{уд}$ можно взять 0,4 Ом/км;

- определяют начальное действующее значение периодической составляющей тока к. з. $I_{п.о}$, а затем ударный ток $i_{уд}$, периодическую и апериодическую составляющие тока к. з. для заданного момента времени t » [5,6,7].

«Силы и мощность короткого замыкания в определенных точках сети, согласно «ПУЭ 7изд», рассчитывается в тех точках, при КЗ в которых аппараты и другие токоведущие части будут находится в наиболее тяжелых условиях» [15].

«В этом разделе определяем ток 3-фазного КЗ на низкой и высокой стороне трансформатора. Расчет токов короткого замыкания будем производить в относительных единицах» [5,6].

Нарисуем расчетную схему (рисунок 3) и схему замещения (рисунок 4).

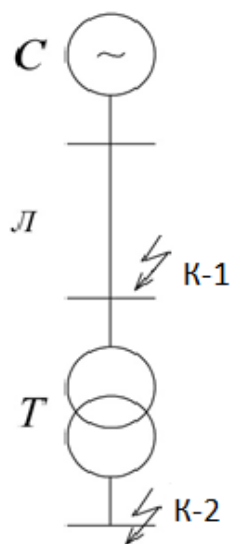


Рисунок 3-Расчетная схема

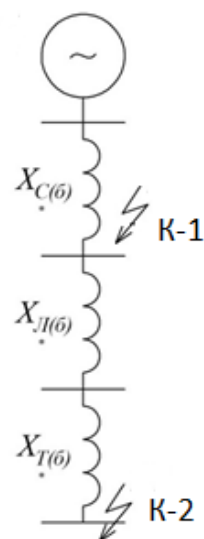


Рисунок 4-Схема замещения

«Технические параметры силового трансформатора ТДНС-10000/35/6 представлены в таблице 2» [25].

Таблица 2-Данные силового трансформатора ТДНС-10000/35/6

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$ МВА	Каталожные данные				
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k , %	P_k , кВт	P_x , кВт
		ВН	НН	ВН-НН		
ТДНС-10000/35/6	10	36,75	6,3	8,0	60	12,5

«Для перехода от реальных физических величин к относительным значениям предварительно выбираем базисные величины. За базисное значение мощности $S_б$ принимают либо суммарное значение мощности всех источников питания, либо число, кратное 10. В данном расчете за базисную мощность принимаем число, равное $S_б = 100$ МВА, за базисное напряжение $U_б$ – напряжение той ступени, для которой рассчитываем ток короткого замыкания, равное среднему номинальному напряжению $U_{ср}$ в соответствии со шкалой средних номинальных напряжений: $U_{ср}$, кВ. В точке K_1 на стороне ВН базисное напряжение равно $U_{ср} = U_б = 36,75$ кВ, а на стороне НН, в точках K_2 , $U_б = 6,3$ кВ»[5,6,7].

«Находим в относительных единицах сопротивления схемы замещения.

Сопротивление системы:

$$x_{*б,с} = \frac{S_б}{S_к} = \frac{1000}{1450} = 0,07, \quad (22)$$

где $S_б$ -базисная мощность, МВА;

$S_к$ -мощность К.З системы, МВА.

Далее определяем сопротивление двух цепной воздушной линии:

$$x_{*б,л} = x_{уд} l \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,4 \cdot 8 \cdot \frac{100}{36,75^2} = 0,237 \text{ Ом}, \quad (23)$$

где $x_{уд}$ - средние значения погонных (удельных) индуктивных сопротивлений линий электропередачи, Ом/км;

l - длина линии, км;

$S_б$ - базисная мощность, МВА;

$U_{ср}$ -среднее номинальное напряжение, кВ»[5,6].

Определяем сопротивления силового трансформатора по выражению:

$$x_{*б,Тв} = \frac{U_{к.в, \%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.Т}} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,8 \text{ Ом}, \quad (24)$$

где $U_{к.в}$ -напряжение К.З, %;

$S_б$ - базисная мощность, МВА;

$S_{ном.Т}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА.

Производим расчет К.З в точке K_1 :

Находим результирующее сопротивление до точки K_1 :

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,л} = 0,07 + 0,237 = 0,307 \text{ Ом}. \quad (25)$$

Определяем базисный ток в точке K_1 :

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 1,6 \text{ кА}. \quad (26)$$

«Так как энергосистема связана с точкой короткого замыкания непосредственно, то действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания от системы при трехфазном токе короткого замыкания для любого момента времени можно считать равным» [8,9,18].

«Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке K_1 определим по формуле» [5,6]:

$$I_{п,0} = \frac{E''_{*б}}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{0,307} \cdot 1,6 = 5,21 \text{ кА}, \quad (27)$$

где $E''_{*6} = 1$ – «среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, о. е.» [5].

«Ударный ток короткого замыкания в точке K_1 следует определять по выражению» [6]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,21 \cdot 1,8 = 13,8 \text{ кА}, \quad (28)$$

где $k_{уд} = 1,8$ – ударный коэффициент; так как расчет производится без учета активных сопротивлений, то выбираем $k_{уд} = 1,8$.

«Расчет токов короткого замыкания на стороне низшего напряжения в точках K_2 производим следующим способом:

Находим сумму сопротивлений до точки K_2 :

$$X_{*рез(6)} = X_{*6,с} + X_{*6,л} + X_{*6,Тв} = 0,07 + 0,237 + 0,8 = 1,107. \quad (29)$$

Стандартно определяем базисный ток в точке K_2 »[5,6]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,2 \text{ кА}. \quad (30)$$

«Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке K_2 определим по выражению» [9]:

$$I_{п,о} = \frac{E''_{*6}}{X_{*рез(6)}} \cdot I_6 = \frac{1}{1,107} \cdot 9,2 = 8,3 \text{ кА}. \quad (31)$$

Следующим шагом будет определить ударный ток короткого замыкания в точке K_2 по выражению:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,3 \cdot 1,83 = 21,4 \text{ кА}, \quad (32)$$

где $k_{уд} = 1,83$ – «ударный коэффициент выбирается по справочным данным» [5].

Заносим все данные в таблицу 3.

Таблица 3-Результаты расчетов токов короткого замыкания

Задание	Ответ
$I_{п,0}$ в точке К.З К ₁	5,21 кА
$I_{п,0}$ в точке К.З К ₂	8,3 кА
$i_{уд}$ в точке К.З К ₁	13,8кА
$i_{уд}$ в точке К.З К ₂	21,4 кА

Вывод: в этом разделе были рассчитаны токи короткого замыкания, как со стороны 35кВ, так и со стороны 6кВ. Эти расчёты необходимы для точного выбора и дальнейшей проверки защитной аппаратуры и электрооборудования. А также проверки их на электродинамическую и термическую стойкость при образовании больших токов короткого замыкания. В дальнейшем расчеты токов К.З помогут определиться с уставками по защите электрооборудования и сделать защиту РЗА более чувствительной.

7 Выбор и проверка оборудования на стороне 35 кВ

«Выбор аппаратов для проектируемой установки начинается с определения по заданной электрической схеме расчетных условий, а именно: расчетных рабочих токов присоединений и токов к. з.

Расчетные величины сопоставляются с соответствующими номинальными параметрами аппаратов» [5,6,7].

В этом разделе будем производить выбор и расчеты по высоковольтному оборудованию вакуумному выключателю 35кВ, разъединителю, трансформаторам тока.

На основании произведенного расчета для точек трехфазного короткого замыкания $I_{п,о} = 5,21\text{кА}$, $i_{уд} = 13,8\text{ кА}$ следующим шагом будет произведен выбор и проверка вакуумного выключателя, монтаж которого будет проходить на стороне высшего напряжения 35 кВ силового трансформатора мощностью 10 МВА.

Для монтажа выключателя со стороны 35кВ предварительно выбираем вакуумный выключатель ВБЭТ-35 обладающий следующими параметрами: «номинальное напряжение $U_{ном} = 35\text{кВ}$; номинальный ток $I_{ном} = 630\text{А}$; начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания $I_{пр.с} = 25\text{кА}$; наибольший пик (ток электродинамической стойкости) предельного сквозного тока короткого замыкания (амплитудное значение) $i_{пр.с} = 63\text{ кА}$; начальное (нормированное) действующее значение периодической составляющей $I_{вкл.ном} = 25\text{ кА}$; номинальный ток отключения $I_{откл.ном} = 25\text{ кА}$; нормированное процентное содержание аperiodической составляющей $\beta_{ном} = 45\%$; ток термической стойкости $I_T = 25\text{ кА}$; длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3\text{ с}$; собственное время отключения выключателя $t_{св} = 150\text{ мс}$; полное время отключения выключателя $t_{пв.откл} = 60\text{ мс}$ »[9,18,25].

«Выключатель на 35кВ выбирается по следующим критериям:

- 1) номинальному напряжению

$$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}, \quad (33)$$

$$35\text{кВ} \leq 35\text{кВ}.$$

2) номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}}, \quad (34)$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}, \quad (35)$$

$$165,1\text{А} \leq 630\text{А},$$

$$231,01\text{А} \leq 630\text{А}.$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165,1 \text{ А}, \quad (36)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 231,01\text{А}. \quad (37)$$

3) отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.НОМ}}, \quad (38)$$

где в расчетах используется $I_{n,\tau} = I_{\text{п,о}} = 5,21 \text{ кА}$.

$$5,21\text{кА} \leq 25\text{кА}; \quad (39)$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока к. з.:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОР}}/100) \cdot I_{\text{откл.НОМ}}, \quad (40)$$

где $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,15 = 0,16\text{с}$.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,21 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,03}} = 3,2\text{кА}, \quad (41)$$

где $T_a = 0,03$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$i_{a,ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{норм}/100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 45/100)25 = 15,9кА, \quad (42)$$

$$i_{a,т} = 3,2кА \leq 15,9кА. \quad (43)$$

в) условие $I_{n,т} \leq I_{откл.ном}$ соблюдается, соответственно проверку по отключающей способности не производят.

4) включающей способности:

$$I_{п,о} \leq I_{вкл.норм}, i_{уд} \leq i_{вкл.норм}, \quad (44)$$

$$5,21 кА \leq 25кА; 13,8 кА \leq 63 кА.$$

5) предельному сквозному току короткого замыкания – на электродинамическую стойкость:

$$I_{n,о} \leq I_{пр.с}, \quad (45)$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с}, \quad (46)$$

$$5,21 кА \leq 25кА;$$

$$13,8кА \leq 63кА.$$

б) тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$, при условии $t_{откл} > t_T$; если $t_{откл} < t_T$, то

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (47)$$

где $t_{откл}$ – время отключения короткого замыкания

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл} = 0,01 + 0,15 = 0,16с.$$

$$B_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + T_a) = (5,21 \cdot 10^3)^2 (0,16 + 0,03) = 5,15 \cdot 10^6 А^2с. \quad (48)$$

Так как в данном случае $t_{откл} = 0,068с < t_T = 3с$, то условие проверки на термическую стойкость имеет вид:

$$W_k = 5,15 \cdot 10^6 A^2 \cdot c \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = (25 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,16 = 100 \cdot 10^6 A^2. (49)$$

Таким образом, выбранный вакуумный выключатель ВБЭТ-35 удовлетворяет всем условиям выбора и проверки» [5,6,9].

Запишем полученные результаты в таблицу 4.

Таблица 4-Результаты расчетов технических данных выключателя

Выключатель ВБЭТ-35		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35кВ$	$U_{сет.ном} = 35кВ$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 165,1А$	$I_{ном} = 630А$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_{max}=231,01А$	$I_{ном} = 630А$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п,т} = 5,21кА$	$I_{откл.ном} = 25кА$	$I_{п,т} \leq I_{откл.ном}$
$I_{п,о} = 5,21кА$	$I_{вкл.ном} = 25кА$	$I_{п,о} \leq I_{вкл.ном}$
$i_{а,т} = 3,2кА$	$i_{а.ном} = 15,9кА$	$i_{а,т} \leq i_{а.ном}$
$I_{п,о} = 5,21кА$	$I_{пр.с} = 25кА$	$I_{п,о} \leq I_{пр.с}$
$i_{уд} = 13,8кА$	$i_{пр.с} = 63кА$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$i_{уд} = 13,8кА$	$i_{вкл.ном} = 25кА$	$i_{уд} \leq i_{вкл.ном}$
$W_{красч} = 5,15 \cdot 10^6 A^2 c$	$W_{квыкл} = 100 \cdot 10^6 A^2 c$	$W_{красч} \leq W_{квыкл}$

На момент реконструкции на линии 35кВ установлен разъединитель РЛНД-35 1959 года выпуска, который является уже морально устаревшим, и имеет сильный физический износ. Поэтому при проектировании выберем и произведём предварительный расчет технических параметров нового разъединителя на 35 кВ. Разъединитель устанавливается со стороны 35кВ на железобетонные конструкции. Делаем выбор в пользу

разъединителя РГП-СЭЩ-35 производства предприятия «Электроцит Самара». «Разъединитель отвечает всем современным требованиям по коррозионной стойкости, минимизации технического обслуживания и успешно прошел все испытания, в том числе испытания на токи короткого замыкания, сейсмостойкость, подтвердил работоспособность в условиях экстремальных температур.

По итогам проведенных испытаний РГП-СЭЩ-35 соответствует требованиям ПАО «Россети». Данный разъединитель обладает следующими преимуществами:

- необслуживаемые упругие разъемные контакты из бронзы высокой электропроводности;

- поворотные выводные контакты без применения гибких связей;

- бесступенчатая регулировка колонок изоляторов;

- покрытие металлоконструкций горячим цинком;

- удобная сборка при монтаже, без применения сварки;

- безотказная работа в условиях сильного обледенения;

- ручные и двигательные привода;

- энергоэффективный обогрев шкафа привода;

- конструкция из отечественных материалов и комплектующих.

Данные преимущества дают основания для выбора данного типа разъединителя в проектируемой работе.

«Разъединитель выбирается по следующим параметрам:

1) номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \quad (50)$$

$$35\text{кВ} \leq 35\text{кВ}.$$

2) номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (51)$$

$$165,1\text{А} \leq 630\text{А}.$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165,1\text{А}. \quad (52)$$

3) электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с}}, \quad (53)$$

$$13,8\text{кА} \leq 31,5\text{кА}.$$

4) термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}, \quad (54)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения короткого замыкания

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}} = 0,01 + 0,15 = 0,16\text{с.} \quad \text{при условии}$$

$$t_{\text{откл}} > t_{\text{T}}; \text{ если } t_{\text{откл}} < t_{\text{T}}, \text{ то } B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}},$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = (5,21 \cdot 10^3)^2 (0,16 + 0,03) = 5,16 \cdot 10^6 \text{А}^2\text{с} \quad (55)$$

Так как в данном случае $t_{\text{откл}} = 0,15\text{с} < t_{\text{T}} = 3\text{с}$, то условие проверки на термическую стойкость имеет вид:

$$B_{\text{к}} = 5,16 \cdot 10^6 \text{А}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = (12,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,15 = 23,4 \cdot 10^6 \text{А}^2\text{с}. \quad (56)$$

Таким образом, выбранный разъединитель РГП СЭЩ–35/630 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям выбора и проверки» [5,6,9,18].

Запишем полученные результаты в таблицу 5

Таблица 5-Результаты расчетов данных разъединителя 35кВ

Разъединитель РГП-СЭЩ-35		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35\text{кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 165,1\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 630\text{А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 13,8\text{кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 31,5\text{кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$V_{\text{красч}} = 5,16 \cdot 10^6\text{А}^2\text{с}$	$V_{\text{краз}} = 23,4 \cdot 10^6\text{А}^2\text{с}$	$V_{\text{красч}} \leq V_{\text{краз}}$

Далее производим выбор трансформатора тока, он предназначен для измерительных и релейных цепей со стороны 35/6 кВ. Из расчетных и технических данных мы знаем, что номинальная мощность трансформатора $S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВА}$, а его ударный ток $i_{\text{уд}} = 13,8\text{кА}$, $I_{\text{п,о}} = 5,21\text{кА}$. К вторичным концам данного трансформатора тока (ТТ) будет подключен амперметр. Так как трансформатор тока, будет встроенный в выключатель ВБЭТ-35, делаем выбор в пользу типа ТТ ТВ-35-II. Коэффициент трансформации ТВ-35 будет 300/5, но он сможет также быть следующих значений 200/5, 400/5, 600/5 в зависимости от сборки и присоединения распайки вторичной цепи.

«Трансформатор тока выбираем и проверяем по следующим параметрам:

- 1) номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \quad (57)$$

$$35\text{кВ} \leq 35\text{кВ}.$$

- 2) номинальному длительному (рабочему) току $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$,

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165,1\text{А} \quad (58)$$

где $I_{\text{раб}}$ – номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока;

$I_{1\text{НОМ}} = 300\text{А}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогу): $I_{\text{раб}} = 165,1\text{А} \leq I_{1\text{НОМ}} = 300\text{А}$ » [5,6,7].

«Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей» [6,7].

3) электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{НОМ}}, \quad (59)$$
$$i_{\text{уд}} = 13,8\text{кА} \leq i_{\text{дин}} = 25\text{кА}.$$

4) термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{1\text{НОМ}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}},$$
$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = (5,21 \cdot 10^3)^2 (0,16 + 0,03) = 5,16 \cdot 10^6 \text{А}^2 \text{с}, \quad (60)$$

где $t_{\text{откл}} = 0,16\text{с}$ – время отключения короткого замыкания, значение взято из примера 3; $T_{\text{а}} = 0,03\text{ с}$ – справочное значение.

$$B_{\text{к}} = 5,16 \cdot 10^6 \text{А}^2 \text{с} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = (25 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 18,7 \cdot 10^6 \text{А}^2 \text{с}; \quad (61)$$

б) конструкции и классу точности (трансформатор тока, класс точности 1);

7) вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (62)$$

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом}, \quad (63)$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (64)$$

где $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов ($R_{\text{к}} = 0,05$ Ом – при 2–3 приборах, $R_{\text{к}} = 0,1$ Ом – при большем числе приборов).

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{р}}}{s}, \quad (65)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода; $\rho = 0,0175$ Ом · мм²/м – для проводов с медными жилами,

$l_{\text{р}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (при включении в одну фазу $l_{\text{р}} = 2l$; при включении в неполную звезду (две фазы) $l_{\text{р}} = \sqrt{3}l$; при включении в полную звезду (в три фазы) $l_{\text{р}} = l$),

$R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}}/I_2^2, \quad (66)$$

где $S_{\text{приб}}$ – полная мощность, потребляемая подключенными приборами;

I_2 – ток вторичной обмотки трансформатора тока» [5,6,9,18].

«Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (67)$$

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}.$$

«Зная $R_{\text{пр}}$, можно определить сечение соединительных проводов»[6]:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}}. \quad (68)$$

«По условию прочности сечение для медных жил должно быть не менее 2,5 мм².

«Определяем сопротивление приборов, подключенных к наиболее нагруженной обмотке трансформатора тока. В данном случае подключен только один амперметр. Например, это амперметр типа Ц42702 с потребляемой мощностью $S_{\text{приб}} = 0,5 \text{ ВА}$.

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2 = 0,5 / 5^2 = 0,02 \text{ Ом}. \quad (69)$$

Принимаем переходное сопротивление контактов $R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$, так как подключается всего один амперметр.

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 4 - 0,02 - 0,05 = 3,93 \text{ Ом}. \quad (70)$$

Сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 80}{3,93} = 0,35 \text{ мм}^2, \quad (71)$$

где $l_{\text{п}} = l = 80 \text{ м}$ – расчетная длина провода, расчетная длина зависит от схемы присоединения приборов к обмоткам трансформатора. В рассматриваемом примере используется присоединение в полную

звезду. При таком соединении расчетная длина провода $l_p = l$. $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – удельное сопротивление для проводов с медными жилами» [9,18].

Монтаж закладываем медными проводами сечением $s = 2,5 \text{ мм}^2$, так как сечение токового провода не может быть меньше предельно-допустимого.[1,2]

Выбранный трансформатор тока соответствует условиям проверки и будет соответствовать техническим условиям проектирования.

Все данные заносим в таблицу 6.

Таблица 6-Результаты расчетов данных трансформатора тока со стороны 35кВ

Трансформатор тока ТВ-35		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 165,1 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 13,8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$W_{\text{красч}} = 5,16 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$W_{\text{кТТ}} = 18,7 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$W_{\text{красч}} \leq W_{\text{кТТ}}$
$R_{\text{пр}} \leq 3,93 \text{ Ом}$, $R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$, $Z_{2\text{ном}} = 2 \text{ Ом}$, $R_{\text{приб}} = 0,02 \text{ Ом}$, провода с медными жилами $s = 2,5 \text{ мм}^2$.		

Вывод: в данной главе производили выбор и проверку электрооборудования со стороны 35кВ: высоковольтного вакуумного выключателя на 35кВ, высоковольтного разъединителя на 35кВ, и трансформаторов тока со стороны 35кВ.

В частности, производился выбор высоковольтного выключателя, выбор которого остановили на вакуумном выключателе ВБЭТ-35 Российского производства. Этот выключатель обладает такими достоинствами как: повышенный срок службы (до 30 лет), повышенным ресурсом на по

механической части на циклы В/О, выключатель, собранный полностью из деталей отечественного производства, в нем допускается питание электромагнитов и цепей управления как постоянным, так и переменном током.

Также был произведен расчет по высоковольтному разъединителю. Взамен морально и физически устаревшего линейного разъединителя РЛНД-35 1959 года выпуска, был просчитан и выбран разъединитель РН СЭЩ-35/630. Этот разъединитель отвечает всем самым современным требованиям в области безопасности и по своим техническим характеристикам. Данное изделие применяют и рекомендует крупнейшие потребители и электрогенерирующие компании, такие как группа Интер РАО, РусГидро, Газпроэнергохолдинг, ПАО Газпром, ПАО «Россети», Росатом и т.д.

Были так же выбраны и проверены трансформаторы тока. Был выбран тип ТТ ТВ-35. Они будут встроенного исполнения в вакуумный выключатель. «Встроенные трансформаторы тока монтируются в выключатель для простоты обслуживания, экономии, и дешевизны монтажа, так как функцию первичной обмотки выполняет токоведущий элемент линейного ввода» [25].

Предназначение этих трансформаторов тока, это передача сигнала измерительным приборам или устройствам РЗА. Так как все проектируемое оборудование собрано из комплектующих российского производства, это является существенным плюсом в нынешней экономической ситуации.

8 Выбор и проверка оборудования на стороне 6кВ

Для напряжений 6 кВ выбираем камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-298 со встроенным оборудованием: линейным и шинным разъединителем, силовым выключателем, трансформатором напряжения и тока. Основные параметры выбранного оборудования представлено в таблицу 7.

Таблица 7-Технические данные камер сборных одностороннего обслуживания

Тип ячейки КСО-298	
Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток, А	1600
Номинальный ток сборных шин, А	1600
Ток термической стойкости, кА	20
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	51
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Тип выключателя	ВБМ-10-20
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20
Тип трансформатора напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10-1-0,5-150
Тип трансформатора тока	ТПЛ-10-2-0,5/10Р

Планируем в проектировании две секции с ячейками типа КСО на 6кВ. С двумя вводными ячейками, секционным выключателем, секционным разъединителем, ячейкой с трансформатором напряжения, и 5 отходящих фидеров с каждой секции. Тип вводных, секционных выключателей, и выключателей отходящих фидеров планируем ВБМ-10-20-1600 (вакуумные выключатели). Оперативное питание цепей управления, сигнализации и РЗА будет осуществляться от щита постоянного тока (ЩПТ).

Проектируемые ячейки также будут оснащены трансформаторами тока типа ТПОЛ-10-2-0,5/10Р. Эти трансформаторы тока хорошо зарекомендовали себя в эксплуатации и обслуживании.

Трансформаторы напряжения выберем НАЛИ-СЭЦ-6-1-0,5-225, эти цепи напряжения будут использованы для нужд РЗА, для подключения измерительных цепей и цепей учета электроэнергии.

Далее в расчетной части проекта делаем проверку выполнения условий для электрооборудования со стороны 6кВ.

«Проверяем правильность выбора вакуумного выключателя 6кВ ВБМ-10-20.

1) номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \quad (72)$$

$$6\text{кВ} \leq 10\text{кВ}.$$

2) номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (73)$$

$$961,5\text{А} \leq 1600\text{А}; 1346,5\text{А} \leq 1600\text{А},$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 961,5 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1346,5\text{А}.$$

3) отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения $I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$, где в расчетах используется $I_{n,\tau} = I_{п,о} = 8,3 \text{ кА}$:

$$8,3\text{кА} \leq 20\text{кА}. \quad (74)$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока к. з.:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}}/100) \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (75)$$

где $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau = t_{pz} + t_{c.v} = 0,01 + 0,04 = 0,05$ с,

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,3 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,03}} = 2,21 \text{кА}, \quad (76)$$

где $T_a = 0,03$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор}/100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 45/100)20 = 16,2 \text{кА}, \quad (77)$$

$$2,21 \text{кА} \leq 16,2 \text{кА}.$$

в) условие $I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном}$ соблюдается, соответственно проверку по отключающей способности не производят.

4) включающей способности:

$$I_{п,0} \leq I_{вкл.норм}, i_{уд} \leq i_{вкл.норм}, \quad (78)$$

$$8,3 \text{кА} \leq 20 \text{кА}; 21,4 \text{кА} \leq 51 \text{кА}.$$

5) предельному сквозному току короткого замыкания – на электродинамическую стойкость:

$$I_{п,0} \leq I_{пр.с}, \quad (79)$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с}.$$

$$8,3 \text{кА} \leq 20 \text{кА}, i_{уд} 21,4 \text{кА} \leq 51 \text{кА}.$$

б) тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

при условии $t_{откл} > t_T$;

если $t_{откл} < t_T$, то $W_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$,

где $t_{откл}$ - время отключения короткого замыкания

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06с.$$

$$W_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + T_a) = (8,3 \cdot 10^3)^2 (0,06 + 0,03) = 6,2 \cdot 10^6 A^2c. \quad (80)$$

Так как в данном случае $t_{откл} = 0,06с < t_T = 3с$, то условие проверки на термическую стойкость имеет вид:

$$W_k = 6,2 \cdot 10^6 A^2 \cdot c \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 24 \cdot 10^6 A^2c. \quad (81)$$

Таким образом, выбранный вакуумный выключатель ВБМ-10-20-1600 удовлетворяет всем условиям выбора и проверки» [6,9,18].

Запишем полученные результаты в таблицу 8.

Таблица 8-Технические данные выключателя на 6кВ

Выключатель ВБЭ-10-20-1600		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6кВ$	$U_{сет.ном} = 10кВ$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 961,5А$	$I_{ном} = 1600А$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_{max} = 1346,5А$	$I_{ном} = 1600А$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п,т} = 8,3кА$	$I_{откл.ном} = 20кА$	$I_{п,т} \leq I_{откл.ном}$
$I_{п,о} = 8,3кА$	$I_{вкл.ном} = 20кА$	$I_{п,о} \leq I_{вкл.ном}$
$i_{а,т} = 2,21кА$	$i_{а.ном} = 16,2кА$	$i_{а,т} \leq i_{а.ном}$
$I_{п,о} = 8,3кА$	$I_{пр.с} = 20кА$	$I_{п,о} \leq I_{пр.с}$
$i_{уд} = 21,4кА$	$i_{пр.с} = 51кА$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$i_{уд} = 21,4кА$	$i_{вкл.ном} = 51кА$	$i_{уд} \leq i_{вкл.ном}$
$W_{красч} = 8,3 \cdot 10^6 A^2c$	$W_{квыкл} = 24 \cdot 10^6 A^2c$	$W_{красч} \leq W_{квыкл}$

Следующим шагом подбора электрооборудования будет проверка по техническим характеристикам трансформатора тока ТПОЛ-10. «Паспортные

данные ТТ: номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 10\text{кВ}$; номинальный ток $I_{1\text{ном}} = 1000\text{А}$; номинальный вторичный ток $I_2 = 5\text{А}$; ток термической стойкости $I_T = 27\text{кА}$; длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 1\text{ с}$; номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi_2 = 0,8$ $S_2 = 50\text{ ВА}$; ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} = 68,7\text{ кА}$ »[25].

«Трансформатор тока (ТТ) выбирается по следующим условиям:

1) номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \quad (82)$$

$$6\text{кВ} \leq 10\text{кВ}.$$

2) номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}. \quad (83)$$

где $I_{\text{раб}}$ - на стороне НН при двух установленных трансформаторах с расщепленной обмоткой:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 961\text{А}. \quad (84)$$

где $I_{\text{раб}}$ – номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока;

$I_{1\text{ном}} = 1000\text{А}$ – номинальный первичный ток трансформатора ток:

$$961\text{А} \leq 1000\text{А}.$$

Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей» [5,6];

3) электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (85)$$

$$21,4\text{кА} \leq 68,7\text{кА}.$$

4) «термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T. \quad (86)$$

$$B_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + T_a) = (8,3 \cdot 10^3)^2 (0,07 + 0,05) = 8,2 \cdot 10^6 \text{А}^2 \text{с}, \quad (87)$$

где $t_{откл} = 0,07$ с – время отключения короткого замыкания;

$T_a = 0,06$ с – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к. з.

$$B_k = 8,2 \cdot 10^6 \text{А}^2 \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_T = (27 \cdot 10^3)^2 \cdot 1 = 72,9 \cdot 10^6 \text{А}^2 \text{с}; \quad (88)$$

5) конструкции и классу точности (трансформатор тока опорный с литой изоляцией, класс точности 0,5);

б) вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

$$Z_{2ном} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{Ом} \quad (89)$$

где $Z_{2ном}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока» [6,9,18].

«Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$:

$$R_2 = R_{приб.} + R_{пр} + R_k, \quad (90)$$

где R_k – переходное сопротивление контактов, (выбираем $R_k = 0,1$ Ом при большем числе приборов, т.к. кол-во приборов больше 2).

$$R_{пр} = \frac{\rho \cdot l_p}{s} \quad (91)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода; $\rho = 0,0175$ Ом · мм²/м – для проводов с медными жилами;

l_p – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (при включении в одну фазу $l_p = 2l$; при включении в неполную звезду (две фазы) $l_p = \sqrt{3}l$; при включении в полную звезду (в три фазы) $l_p = l$)»[5,6].

$R_{приб}$ – сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{приб} = S_{приб} / I_2^2, \quad (92)$$

где $S_{приб}$ – полная мощность, потребляемая подключенными приборами;

I_2 – ток вторичной обмотки трансформатора тока.

Общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{приб} = S_{приб} / I_2^2 = \frac{1,3}{5^2} = 0,052 \text{ Ом} \quad (93)$$

Сопротивление контактов $R_k = 0,1$ Ом, так как число приборов больше двух, тогда сопротивление проводов:

$$R_{пр} \leq Z_{2ном} - R_{приб} - R_k = 2 - 0,052 - 0,1 = 1,848 \text{ Ом} \quad (94)$$

Вносим данные в таблицу 9.

Таблица 9-Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В · А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Е350	0,5	–	–
Ваттметр	Ц42303	0,5	–	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ-03м	0,3	–	0,3
Итого		1,3	–	0,8

Сечение соединительных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 6,92}{1,852} = 0,065 \text{ мм}^2, \quad (95)$$

«где $l_p = l = \sqrt{3} \cdot 4 = 6,92$ м – расчетная длина провода. Расчетная длина зависит от схемы присоединения приборов к обмоткам трансформатор. Делаем присоединение в неполную звезду. При таком соединении расчетная длина провода $l_p = \sqrt{3}l$. Рекомендованная длина соединительных проводов до приборов для РУ 10 кВ составляет 4...6 м;
 $\rho = 0,0175$ Ом · мм²/м – удельное сопротивление для проводов с медными жилами» [5].

«Монтаж обычно выполняется медными проводами, поэтому выбираем провода с медными жилами сечением $s = 2,5 \text{ мм}^2$.

Выбранный трансформатор тока соответствует условиям проверки и техническим условиям» [6,9].

Все данные заносим в таблицу 10

Таблица 10-Технические данные трансформаторов тока 6кВ

Трансформатор тока ТПОЛ-10		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 6\text{кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 961\text{А}$	$I_{1\text{ном}} = 1000\text{А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 21,4\text{кА}$	$i_{\text{дин}} = 68,7\text{кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$W_{\text{красч}} = 8,2 \cdot 10^6\text{А}^2\text{с}$	$W_{\text{КТТ}} = 72,9 \cdot 10^6\text{А}^2\text{с}$	$W_{\text{красч}} \leq W_{\text{КТТ}}$
$R_{\text{пр}} \leq 1,848\text{ Ом}, R_{\text{к}} = 0,1\text{ Ом}, Z_{2\text{ном}} = 2\text{ Ом}, R_{\text{приб}} = 0,052\text{ Ом},$ провода с медными жилами $s = 2,5\text{мм}^2$		

К трансформатору напряжения НАЛИ-СЭЩ-10-1-0,5-150 будут подключаться вольтметр, ваттметр, счетчик активной энергии, счетчик реактивной энергии.

«Справочные данные трансформатора напряжения: номинальное напряжение НАЛИ-СЭЩ-10-1-0,5-150 – 6 кВ; номинальная мощность в классе точности 1,0 – $S_{\text{ном}} = 150\text{ ВА}$ » [3, 25].

«Проверяем по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

где $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, для однофазных трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединения по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора» [5,6, 7].

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда» [5,6,18], а результаты расчетов приведены в таблице 11:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \phi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (96)$$

Таблица 11-Результаты расчета вторичной нагрузки

Приборы	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Е350	2	1	1	0	4	4	—
Ваттметр	Ц 42303	2	2	1	0	4	5	—
Счетчик активной и реактивной энергии МФ	СЭТ-4ТМ03м	1,5	3	0,78	0,925	10	8,35	21,3
Итого:							15,35	21,3

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{15,35^2 + 21,3^2} = 26,3\text{ВА} \quad (97)$$

Вторичная нагрузка не превышает номинальную мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности. Установка дополнительного трансформатора напряжения не требуется (таблица 12).

Таблица 12-Результаты расчета трансформатора напряжения 6/100В

Параметр	Значение
Номинальное напряжение обмотки, В:	
ВН	6000/√3
НН	100/√3
Вторичная нагрузка, ВА:	
расчетная S _{2Σ}	26,3
S _{ном}	150
Класс точности	1,0

Вывод: выбранное электрооборудование со стороны 6кВ: вводные вакуумные выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, которые соответствует всем выбранным критериям и требованиям.

Было выбрано по своим техническим параметрам и свойствам камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-298 со встроенным оборудованием. «Изготовленная компанией Электроцит Самара сборная камера КСО-298 с односторонним обслуживанием сможет выступить как надежный и бесперебойный элемент в системе энергообеспечения для самых разных объектов: от городских сетей до подстанций в добывающих отраслях промышленности.

Секрет подобной универсальности – в продуманной конструкции и проверенных комплектующих. Монтаж данного электрооборудования позволит повысить надежность, безопасность, упрощения эксплуатации и технического обслуживания» [25].

9 Реконструкция (модернизация) релейной защиты и автоматики

Электроснабжение ПС «Водозабор-1» осуществляется по:

- линии 35кВ «Комсомольская» трансформатора Т-1 10МВА 35/6 кВ;
- линии 35кВ «СК-Водозабор» от трансформатора Т-2 10МВА 35/6 кВ;

Питание потребителей осуществляется от секций 6 кВ: 1 секция и 2 секция - ввода В-1 и В-2 трансформатор Т-1 и Т-2;

АВР секций выполнено: 1 секция и 2 секция – СВВ-12.

Для взаиморезервирования питания ПС «Водозабор-2» используются кабели связи КС-1, КС-2.

Проектируемая система будет реализована на основе современных микропроцессорных блоках защит и должна реализовывать следующие функции:

- функция основной и резервной защит, автоматики, сигнализации трансформаторов Т1, Т2,
- защиты и управления, сигнализации положения выключателей стороны ВН (ВВ-Т1, ВВ-Т2),
- управления, сигнализации положения разъединителей, заземлителей стороны ВН,
- регулирования коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой
- функция защиты, автоматики, управления, сигнализации положения вводных выключателей (ВВ-1-Т1, ВВ-2-Т2),
- организация функции защиты, автоматики (АВР), управления, сигнализации положения секционного выключателя (СВВ-12,) и выключателей КС-1, КС-2
- организация функции центральной групповой сигнализации.
- организация функции оперативных блокировок разъединителей.

Реконструкции(модернизации) будет подлежать релейная защита, управление, автоматика, центральная сигнализация подстанции: силовых

трансформаторов Т-1, Т-2; выключателей ВВ Т-1, ВВ Т-2; вводов 6 кВ В-1 Т-1, В-2 Т-2; секционных выключателей СВВ-12; выключателей КС-1, КС-2. Существующая система выполнена на основе электромеханических реле 1960-80 годов выпуска типа:

- дифференциальные защиты Т-1, Т-2 – РНТ-562, ДЗТ-11;
- токовые защиты (МТЗ; блокировка по току АВР; перегрузка Т-1, Т-2; включение обдува Т-1, Т-2) – ЭТ-523/20, ЭТ-521/20, ЭТ-521/6, РТ-40/0,2;
- защиты по напряжению (пуск МТЗ по напряжению; пуск АВР по ЗМН) – РНБ-231, РН-54/160;
- реле времени – ЭВ-124, ЭВ-128, ЭВ-217;
- промежуточные реле – РП-11, РП-23, РП232, РП-252, РП-311;
- реле указательные – РУ-21.

Недостатки существующей системы: устаревшая техническая база (электромеханические реле), невозможность точной отстройки релейной защиты, необходимость организации функции оперативных блокировок, функции управления переключающими устройствами.

Для выполнения реконструкции (модернизации) релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации на ПС 35 кВ Водозабор-1 будем применять микропроцессорные терминалы производства ООО «Релематика».

ООО «Релематика» - один из ведущих российских разработчиков и производителей шкафов и терминалов РЗА 0,4-750 кВ, в том числе устройств ОМП, РАС, БАВР, НКУ, оборудование и ПО для автоматизации энергообъектов (АСУ), как для традиционных, так и для цифровых подстанций (согласно МЭК 61850). Устройства соответствуют мировым стандартам, сертифицированы и аттестованы в ключевых ведомствах России.

Терминалы «Релематика» будут устанавливаться на щите управления в составе шкафов. Внешний вид фасада терминалов показан на рисунке 5.

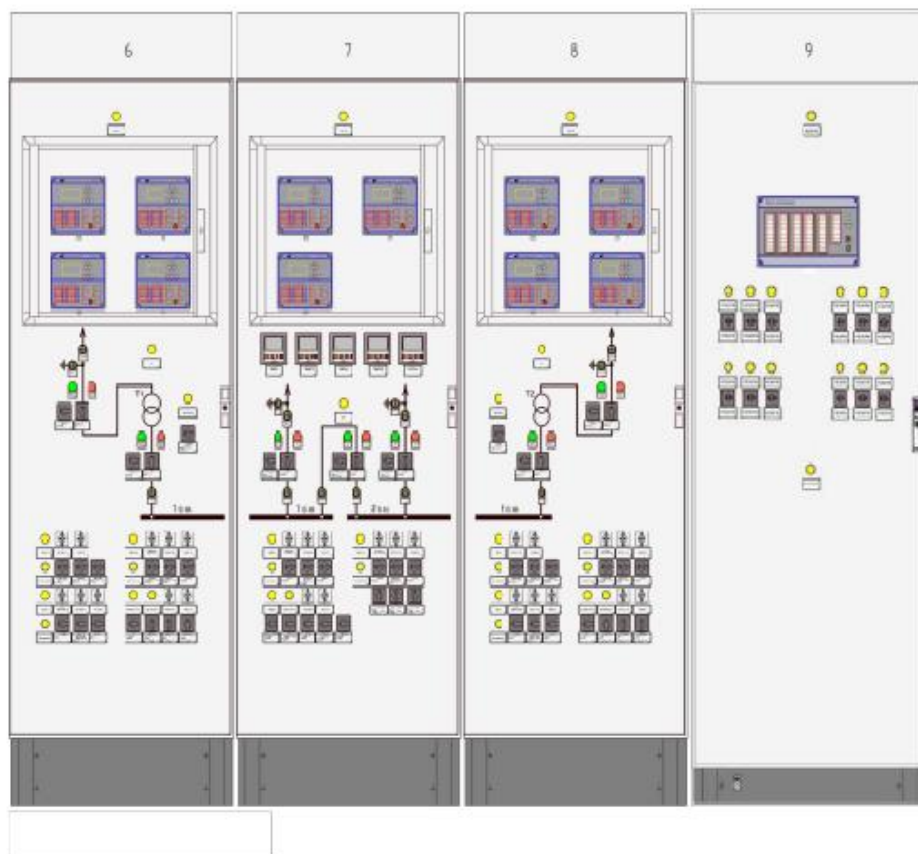


Рисунок 5-Внешний вид фасада терминалов «Релематика»
монтируемых на «Водозабор №1

На ПС Водозабор №1 будут применены следующие виды защит:

Для кабельных линий КЛ 6 кВ КС-1(2): (шкаф 7Р, комплект 02(03), терминал ТОР 200 Л 22) – максимальная токовая направленная защита (МТЗ);
– устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Для секционного выключателя 6 кВ (СВ): (шкаф 7Р, комплект 01, терминал ТОР 200 С 22) – максимальная токовая защита (МТЗ); – устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Для вводов 6 кВ Т-1(2): (шкаф 6(8)Р, комплект 04, терминал ТОР 200 В 22) – максимальная токовая защита (МТЗ); – устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Для трансформаторов Т-1(2): (шкаф 6(8)Р, комплект 01, терминал ТОР 200 Т 75) – Дифференциальная токовая отсечка (ДТО); – Дифференциальная

токовая защита (ДЗТ); – Газовая защита трансформатора (ГЗТ); – Газовая защита РПН (ГЗ РПН); – максимальная токовая защита высокого напряжения (МТЗ ВН); – максимальная токовая защита низкого напряжения (МТЗ НН); – Защита от перегрузки. (шкаф 6(8)Р, комплект 02, терминал TOP 200 Л 62) – максимальная токовая направленная защита (МТЗ). (шкаф 6(8)Р, комплект 03) – Автоматика РПН.

Сигнализация организована в ЩУ, в шкафу 9Р на базе микропроцессорного терминала TOP 200 БЦС. Устройство обеспечивает извещение оперативного персонала о возникновении нарушений в работе электротехнического оборудования, о срабатывании автоматических устройств, срабатывании защит, автоматики и т.п. Функции, выполняемые устройством: – приём токов по шинкам групповой аварийной сигнализации (АС); – приём токов по шинкам групповой предупредительной сигнализации (ПС); – контроль исправности шинок групповой сигнализации; – обнаружение сигналов на шинках групповой АС и ПС; – формирование сигналов звуковой АС и ПС; – приём дискретных сигналов с действием на АС, ПС или местную сигнализацию; – контроль напряжения шинок сигнализации и мигания; – местную сигнализацию.

Источником оперативного тока, цепей управления и цепей питания центральной сигнализации для реконструируемых устройств РЗА на ПС 35 кВ Водозабор-1 служит щит постоянного тока (ЩПТ) установленный на ЩУ, на панелях 9Р. Сам ЩПТ получает питание от выпрямительных зарядно-подзарядно устройств, автоматические выключатели QF1 и QF2, установленные в ЩУ на панели №4 и №9 соответственно. В качестве оперативного тока принят постоянный ток напряжением 220 В. Данные шинки образуются от автоматического выключателя SF8.1, установленного в ЩУ, в шкафу 9Р. Для питания цепей управления выключателей ввода 35 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2, а также цепей управления выключателей 6 кВ кабельных линий КС-1 и КС-2 принят постоянный ток напряжением 220 В. Данные шинки образуются

от автоматического выключателя SF7.1, установленного в ЩУ, в шкафу 9Р. Для питания цепей управления выключателей ввода 6 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2, а также цепей управления секционного выключателя 6 кВ принят переменный ток напряжением 100 В. Источником цепей управления 100 В служит понижающий трансформатор 220/100 В установленный в ЩУ, в шкафу №9Р, получающий питание от ИБП. Данные шинки образуются от автоматического выключателя SF6.1, установленного в ЩУ, в шкафу 9Р.

Исходными условиями для работы АВР являются: ПС Водозабор-1: – вводной выключатель 6 кВ Т-1 в ячейке №2 включен; – вводной выключатель 6 кВ Т-2 включен; – секционный выключатель 6 кВ отключен. При исчезновении напряжения на 1-й или 2-й секции шин 6 кВ ПС 35 кВ Водозабор-1 произойдет отключение выключателя ввода 6 кВ той секции, на которой исчезло напряжение, и включение секционного выключателя 6 кВ.

Нормальной схемой электроснабжения насосных станций №1 и №2 считается: ПС 35 кВ Водозабор-1: – трансформатор Т-1 ПС Водозабор-1 включен на 1 секцию 6 кВ; – трансформатор Т-2 ПС Водозабор-1 включен на 2 секцию 6 кВ; – трансформаторы собственных нужд ТСН-1, 2 и трансформаторы напряжения включены; – вакуумные выключатели, шинные и линейные разъединители ячеек №1а и №11 кабелей связи КС-1 и КС-2 включены; – ключи SA5-1 «АВР КС-1» и SA5-2 «АВР КС-2» в шкафу 7Р (комплект 02 и 03) переведены в положение «Введено»; – ключи АВР-0,4 и 0,23 кВ включены; – секционный вакуумный выключатель в ячейке 6 кВ №8 отключен; – ключ SA1 «АВР СВ» в шкафу 7Р (комплект 01) переведён в положение «Выведено». ПС 35 кВ Водозабор-2: – трансформатор Т-3 ПС Водозабор-2 включен на 3 и 4 секцию 6 кВ; – трансформаторы собственных нужд ТСН-3, 4, 5 и трансформаторы напряжения включены; – масляные выключатели ячеек №3 и №4 кабелей связи КС-1 и КС-2 отключены; – ключи 1ПБ и 2ПБ переведены в положение «АВР»; – ключи АВР-0,4 и 0,23 кВ включены.

Вывод из данной главы: было выявлено что существующая система РЗА выполненная на основе электромеханических реле 1960-80 годов выпуска, таких типов как токовых реле ЭТ-523 и ЭТ-521, реле времени типа ЭВ, указательных реле РУ-21, промежуточных реле типа РП, реле тока дифференциальной защиты с торможением ДЗТ-11 и других видов и типов реле, технически и морально устарела, что приводило к ложным срабатываниям и ошибочным действиям в эксплуатации. Было принято решение провести реконструкцию и модернизацию части релейной защиты на подстанции. Для выполнения реконструкции релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации на ПС 35 кВ Водозабор-1 будем применять микропроцессорные терминалы производства ООО «Релематика». Она за рекомендовала себя ведущим и ответственным производителем оборудования РЗА. Устройства производства ООО «Релематика» г. Чебоксары соответствуют мировым стандартам, сертифицированы и аттестованы в ключевых ведомствах России.

10 Расчет заземления и молниезащиты

«Защитное заземление используют во всех сетях напряжение до 1кВ переменного тока- трехфазные трехпроводные с изолированной нейтралью; однофазные двухпроводные сети постоянного тока с изолированной средней точкой обмоток источника тока; в сетях выше 1кВ переменного и постоянного тока с любым режимом нейтрали. Согласно ПУЭ 7 изд, все металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, должны заземляться. Для заземления используются естественные и искусственные заземлители.

При контурном заземляющем устройстве электроды заземлителя размещают по контуру (периметру) площадки, на которой находится заземляемое оборудование, а также внутри этой площадки.

В открытых электроустановках корпуса присоединяют непосредственно к заземлителю проводами. В зданиях прокладывается магистраль заземления, к которой присоединяются заземляющие провода. Магистраль заземления соединяют с заземлителем не менее чем в двух местах» [2,5,6,9,15].

Делаем выбор в пользу искусственных заземлителей, к которым относятся: прутковая сталь, стальные угловые стержни, трубные изделия из стали.

«Искусственные заземлители будем забивать в ряд или по контуру на такую глубину, при которой от верхнего конца заземлителя до поверхности земли остается 0,5-0,8 м» [1,5,6]. Расстояние между вертикальными заземлителями должно быть не менее 2,2-2,8 м.

Рассчитаем заземляющее устройство для подстанции 35/6 кВ: размер здания 63,7х 24,3м; вид грунта супесок $\rho_{в.с} = \rho_3 = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; Климатическая зона согласно справочных данных 2.

«Нормируемое сопротивление заземляющего устройства для электроустановок 1000 В должно быть 4 Ом, которое и будет определяющим для расчета» [15,16].

«Согласно ПУЭ, Издание 7 находим допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта:

$$R_3 = \frac{\rho_{\text{гр}}}{100} \cdot R_3 = \frac{300}{100} \cdot 4 = 12 \text{ Ом} \quad (98)$$

Определяем сопротивление растеканию вертикального заземлителя по выражению:

$$\begin{aligned} R_B &= \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.в}}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l} \right) = \\ &= \frac{0,366 \cdot 516}{2,5} \cdot \left(\lg \frac{5}{0,95 \cdot 0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,05 + 2,5}{4 \cdot 2,05 - 2,5} \right) = 193,7 \text{ (Ом)}, \quad (99) \end{aligned}$$

где $\rho_{\text{расч.г}} = K_c \cdot \rho_{\text{гр}} = 1,72 \cdot 300 = 516 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$

l - длина вертикального заземлителя, 2,5м;

d - диаметр стержневого заземлителя (для уголка с шириной полки

b принимается $d = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,05 = 0,048 \text{ (м)}$);

t_0 - глубина заложения вершины вертикального заземлителя, м.

$$t = t_0 + 0,5 \cdot l = 0,8 + 0,5 \cdot 2,5 = 2,05. \quad (100)$$

Находим количество вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{R_B}{n_B \cdot R_3} = \frac{193,7}{0,72 \cdot 12} = 22,4, \quad (101)$$

где η_g - коэффициент использования вертикальных заземлителей, расположенных по контуру, с учетом интерполяции (справочное значение) 0,72.

Таким образом, за исходное количество вертикальных заземлителей (уголков) принимается к установке 23 шт» [5,6,9,18].

Длину горизонтального заземлителя (полосы) рассчитываем по выражению:

$$l_{\Gamma} = a \cdot n_{\text{B}} = 1,05 \cdot 4,5 \cdot 23 = 108,7 \text{ м} \quad (102)$$

Далее находим сопротивление растеканию горизонтального заземлителя (сопротивление заземляющей полосы):

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{рас.г}}}{l_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_{\Gamma}^2}{b \cdot t_0} = \frac{0,366 \cdot 540}{108,7} \cdot \lg \frac{2 \cdot 108,7^2}{0,5 \cdot 0,8} = 10,7 \text{ (Ом)} \quad (103)$$

где $\rho_{\text{рас.г}} = K_{\text{с}} \cdot \rho_{\text{гр}} = 1,8 \cdot 300 = 540 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

«Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования определяем по следующей формуле:

$$R_{\text{и}} = \frac{R_{\Gamma}}{n_{\Gamma}} = \frac{10,7}{0,41} = 26,1 \text{ Ом} \quad (104)$$

И также сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{В}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} - R_3} = \frac{26,1 \cdot 12}{26,1 - 12} = 22,3 \text{ Ом} \quad (105)$$

В последнюю очередь рассчитываем уточненное количество вертикальных заземлителей:

$$n'_{\text{В}} = \frac{R_{\text{В}}}{R'_{\text{В}} - n_{\text{В}}} = \frac{193,7}{0,41 \cdot 22,3} = 21,3. \quad (106)$$

Таким образом, принимаем к установке в заземляющем контуре подстанции в количестве 22 шт. вертикальных заземлителей (уголков)» [5,6,18].

На рисунке 6 изображено расположение вертикальных заземлителей.

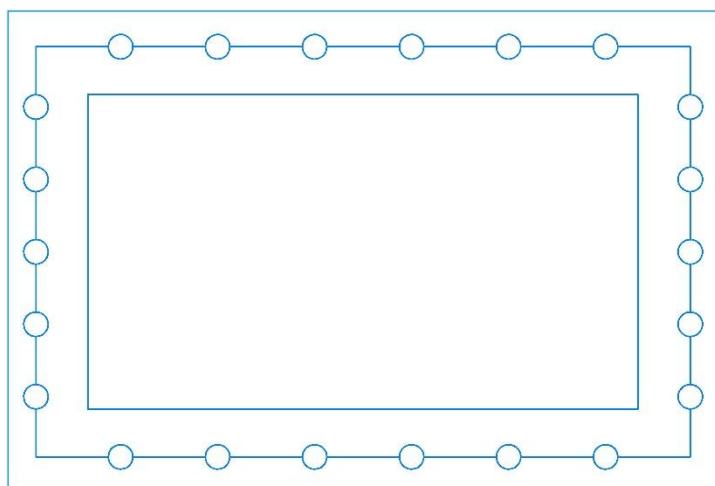


Рисунок 6-Расположение вертикальных заземлителей

«При проектировании зданий и сооружений систем электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым типам электроустановок» [9,10]. Здания закрытых подстанции и распределительных устройств обычно защищают от прямых ударов молний в случаях, когда длительность грозовой деятельности превышает 20ч/год» [9,10]. «Бесперебойная работа подстанций и электрооборудования осуществляется наличием надежной молниезащиты зданий и сооружений. Для этого используются молниеотводы. Молниеотводы подразделяются на стержневые и тросовые. Назначение стержневых молниеотводов- защита от прямых ударов молний. Тросовые молниеотводы используют для защиты на воздушных линиях электропередач.

При проектировании систем молниезащиты для подстанции 35/6кВ будем пользоваться рекомендациями ПУЭ и другими Н/Д.

На проектируемой подстанции 35/6кВ будем монтировать двойной стержневой молниеотвод, так как расстояние между стержневыми

молниеотводами не будет превышать предельного допустимого значения, т.е. $L \leq 4 \cdot h$ » [5,6,7,21,24].

Определяем высоту молниеотвода равной $h=45$ м с надежностью защиты 0,9. Тогда при расстоянии между молниеотводами $L = 44$ м:

$$L_c = 2,5 \cdot h = 2,5 \cdot 45 = 112,5 \text{ м} \quad (107)$$

«В таком случае граница зоны не имеет провеса, так как $L \leq L_c$, тогда $h_c = h_0$ »[6,9].

Габариты зоны защиты определяются двумя параметрами:

-высота конуса:

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 45 = 38,25 \text{ м} \quad (108)$$

где h_0 -радиус конуса на уровне земли.

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 45 = 54 \text{ м} \quad (109)$$

«Максимальная полуширина зоны в горизонтальном сечении на высоте $h_x = 6$ (м)»[9,18]:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{60 \cdot (42,5 - 6)}{42,5} = 45,5 \text{ м.} \quad (110)$$

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода изображена на рисунке 7.

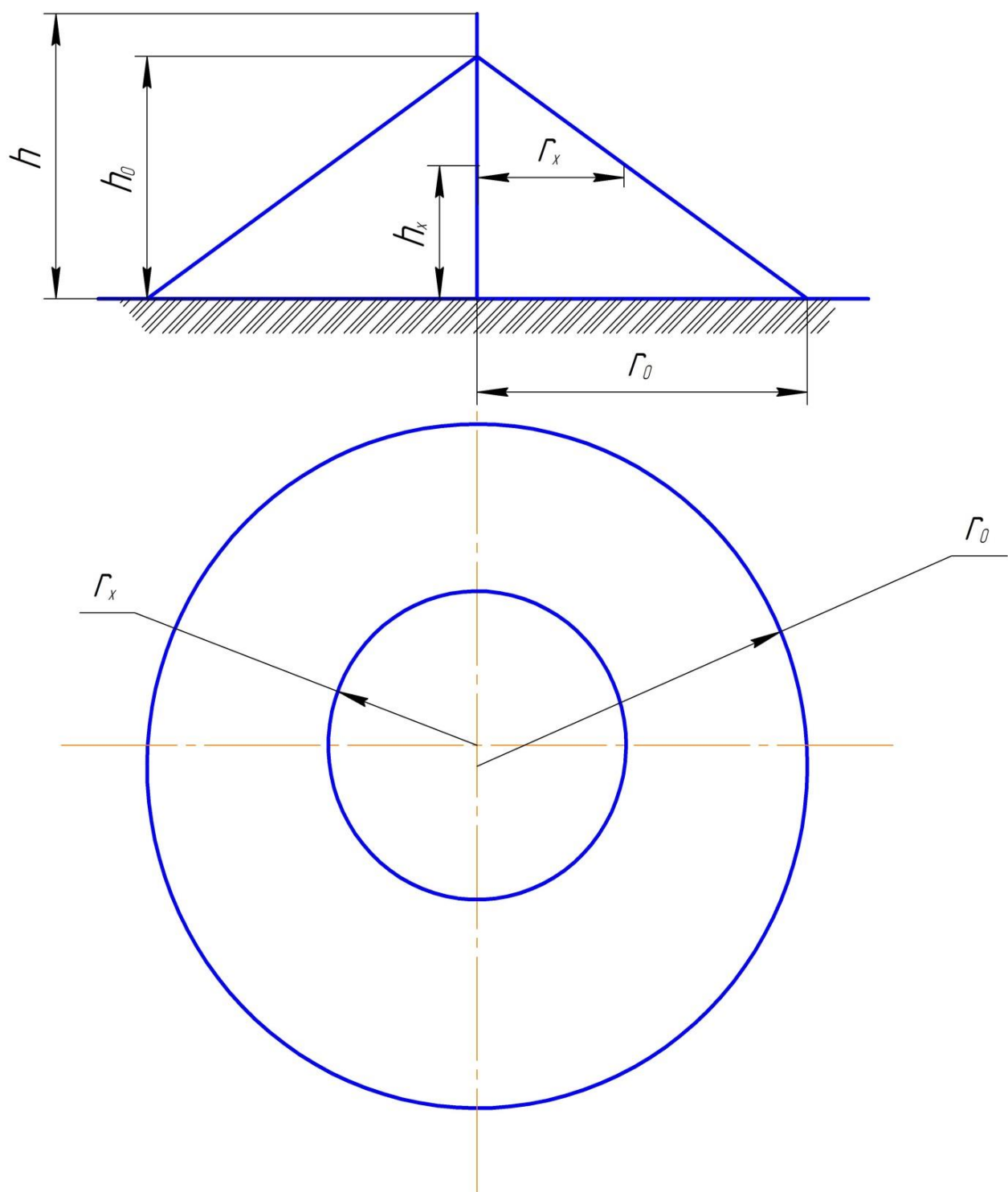


Рисунок 7 - «Зона защиты двойного стержневого молниеотвода» [21]

Вывод по данной главе: «при проектировании различных зданий и сооружений систем электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молний. Особенно это касается открытых распределительных устройств, как в нашей проектной

работе. Открытые РУ и подстанции защищаются от прямых ударов молний, начиная с 20кВ. Защита выполняется строжнейшими молниеотводами, устанавливаемыми как правило на конструкциях РУ» [6,9,13]. В результате проведенных предварительных расчетов было определено, что в системе заземления будет смонтировано 22 вертикальных заземлителя выполненных в виде уголков. Что по результатам расчетов, обеспечит нормируемое значение для всего стального контура заземления, а также обеспечит свои защитные функции для персонала и создаст абсолютно нормальные условия для работы всего оборудования. Двойной стержневой молниеотводы на ОРУ-35кВ установлены на верхней части порталов и составляют высотой в сумме 45 метров, что позволяет обеспечить зоной покрытия всю площадь территории ОРУ-35кВ. «Металлоконструкции порталов и мачт при установке на них молниеприемников используются в качестве токоотводов, соединяющих молниеприемники с заземлителем» [1,8,9].

Заключение

При выполнении работ по теме «Реконструкция систем электроснабжения Водозабора №1» был произведен расчет электрических нагрузок, выбран тип, число и мощности силовых питающих трансформаторов, сделан расчет токов короткого замыкания как с высокой стороны 35кВ, так и с низкой 6кВ, обоснована и описана произведенная модернизация релейной защиты и автоматики, а также произведен расчет заземления и молниезащиты.

Произведен выбор и проверка и в дальнейшем установка основного электрооборудования со стороны 35 кВ в том числе: выключателя на 35кВ со встроенными трансформаторами тока, заменен линейный разъединитель типа РЛНД-35 1959 года выпуска на современный линейный разъединитель РГП-СЭЩ-35 производства предприятия высокотехнологичной производственной компанией «Электроцит Самара». А также со стороны 6кВ: выбраны и проверены камеры одностороннего обслуживания типа КСО-298 со встроенным оборудованием: разъединителями, силовыми выключателями, трансформаторами тока и напряжения.

Для выполнения реконструкции и модернизации релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации на ПС 35 кВ Водозабор-1 были выбраны микропроцессорные терминалы производства ООО «Релематика» г. Чебоксары из комплектующих отечественного производства, и эти модули были собраны отечественными высококлассными специалистами, что в текущей мировой и экономической ситуации является большим плюсом.

Итогом выполнения данной бакалаврской работы является существенное повышение надежности электроснабжения Водозабора №1, увеличение мощности питающих трансформаторов 35/6кВ, обеспечит снижение аварийности и риск прекращения поставки речной воды потребителям для нужд предприятий Северного промышленного узла г. Тольятти.

Список используемых источников

1. Анчарова, Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник / Т. В. Анчарова, М. А. Рапешевская, Е. Д. Стебунова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : ФОРУМ [и др.], 2020. – 414с.
2. Афонин, В. В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие. В 3 частях. Часть 1 / В. В. Афонин, К.А. Набатов; Тамбовский государственный технический университет. – Учеб. электрон. изд. комплекс. распространения. – Тамбов : Изд-во ТГТУ, 2015. – 88с.
3. Богданов, А. В. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматизации в электроэнергетических системах: учеб. пособие / А. В. Богданов, А.В.Бондарев; Оренбургский государственный университет, Кумертауский филиал. – Оренбург : ОГУ, 2016. – 82 с.
4. Ваттана А. Б. Электроснабжение металлургических предприятий [Электронный ресурс]: релейная защита силового электрооборудования : учеб. пособие / А. Б. Ваттана, Л. А. Шапошникова. - Москва: МИСиС, 2019. - 64 с.
5. Вахнина, В. В. Проектирование систем электроснабжения: электрон. учеб. -метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко; Тольяттинский государственный университет, Институт энергетики и электротехники, каф. «Электроснабжение и электротехника». – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2016. – 78 с.
6. Вахнина, В. В. Системы электроснабжения : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко ; Тольяттинский государственный университет, Институт энергетики и электротехники, каф. «Электроснабжение и электротехника». – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. – 46 с.
7. Вахнина В. В. Положение о выпускной квалификационной работе бакалавров [Электронный ресурс] : учеб.-метод. пособие для студентов направления 140200 "Электроэнергетика" / В. В. Вахнина, О. В. Самолина ; ТГУ ; Электротехн. фак. ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2009. - 15 с.

8. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.
9. Кулеева, Л. И. Проектирование подстанции: учеб. пособие / Л. И. Кулеева, С. В. Митрофанов, Л.А. Семенова; Оренбургский государственный университет. – Оренбург : ОГУ, 2016. – 110 с.
10. Конюхова, Е. А. Электроснабжение : учебник / Е. А. Конюхова. – Москва : Издат. дом МЭИ, 2019. – 510 с.
11. Мельников М.А. Внутривзаводское электроснабжение: учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. 180 с.
12. Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учеб. пособие / А. Е. Немировский, И.Ю.Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. – 4-е изд., доп. – Москва [и др.] : Инфра-Инженерия, 2020. – 171с.
13. Ополева, Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие / Г. Н. Ополева. – Москва : ФОРУМ [и др.], 2018. – 416 с.
14. Полуянович Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. К. Полуянович. - Изд. 5-е, стер. - Санкт-Петербург: Лань, 2019. - 396 с.: ил. - (Учебники для вузов. Специальная литература). - ISBN 978-5-8114-1201-3.
15. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2021. 648 с.
16. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Москва : ИНФРА-М, 2018. – 261с.
17. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ : утверждено приказом

Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 288 / Министерство энергетики Российской Федерации. – Москва : ЭНАС, 2017. – 78 с.

18. Релейная защита и автоматика в электрических сетях / под общ. ред. В. В. Дрозда. – Москва : Альвис, 2012. – 631 с.

19. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет; авт.-сост.: М. В. Андреев, Н. Ю. Рубан, А. А. Суворов [и др.]. – Томск : Изд-во Томского политехн. ун-та, 2018. – 166 с.

20. Русина, А. Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учеб. пособие / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова ; Новосибирский государственный технический университет. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – 398 с.

21. Старшинов, В. А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учеб. пособие / В. А. Старшинов, М. В. Пираторов, М. А. Козина; под ред. В. А. Старшинова. – Москва : Издат. дом МЭИ, 2015. – 295 с.

22. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению [Электронный ресурс]: учеб. пособие. 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 06.12.2020).

23. Электроэнергетика : Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учеб. пособие / Ю. А. Ершов, О. П. Халезина, А. В. Малеев, Д. П. Перехватов ; Сибирский Федеральный университет. – Красноярск : СФУ, 2012. – 67 с.

24. [Электронный ресурс]: Официальный сайт «Электрощит «Самара». URL: <https://www.electroshield.ru/> (дата обращения 10.10.2022).

25. [Электронный ресурс]: Официальный сайт «Тольяттинский трансформатор». URL: <https://toltrans.nt-rt.ru/> (дата обращения 01.10.2022).