

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 схемы электроснабжения понижающей подстанции 35/6 кВ
«ПС 35 кВ Водозабор»

Обучающийся

Д.С. Вунш

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение и
электротехника» В.С. Романов

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

Тольятти 2024

Аннотация

В рамках данной выпускной квалификационной работы рассмотрена реконструкция схемы электроснабжения понижающей подстанции 35/6 кВ «Водозабор», введенной в эксплуатацию в 1977 году.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения надежности и эффективности электроснабжения в условиях морального и физического износа оборудования, установленного на подстанции более 45 лет назад. На подстанции функционируют два силовых трансформатора ТМН-1000/35 и ТМН-1800/35, также введенные в эксплуатацию в 1977 году, которые требуют замены для соответствия современным требованиям к качеству и надежности энергоснабжения.

Целью работы является разработка проекта реконструкции схемы электроснабжения подстанции 35/6 кВ, включающей выбор главной электрической схемы, определение и расчет основного комплекта оборудования, а также выбор и расчет релейной защиты трансформаторов.

Исследование включает в себя следующие этапы: анализ текущих технических характеристик подстанции и обоснование необходимости её реконструкции; выбор наиболее оптимальной главной электрической схемы; определение и расчет основного комплекта оборудования для подстанции; выбор и расчет релейной защиты трансформаторов, что позволит обеспечить высокий уровень надежности и безопасности работы подстанции.

Работа состоит из четырех разделов, включая технические характеристики проектируемой подстанции, выбор главной электрической схемы, расчет основного комплекта оборудования и расчет релейной защиты трансформаторов. Общий объем работы составляет 58 страниц, 12 рисунков, 13 таблиц и 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Технические характеристики проектируемой подстанции, необходимость реконструкции	6
1.1 Описание проектируемой подстанции.....	6
1.2 Проведение анализа состояния существующего электрооборудования .	7
1.3 Основания и причины для реконструкции	9
2 Выбор главной электрической схемы	12
2.1 Расчет электрических нагрузок	14
2.2 Определение мощности силовых трансформаторов	17
2.3 Расчет токов короткого замыкания	18
3 Определение и расчет основного комплекта оборудования.....	28
3.1 Расчет и выбор силовых выключателей	28
3.2 Расчет и выбор разъединителей	34
3.3 Измерительные трансформаторы	36
3.4 Трансформаторы собственных нужд	43
3.5 Выбор и проверка ячеек КРУ.....	44
4 Выбор и расчет релейной защиты трансформаторов	49
4.1 Выбор уставок ДЗТ 1Т(2Т)	49
4.2 Токовая защита нулевой последовательности	53
4.3 Перегрузка	55
Заключение	56
Список используемых источников.....	57

Введение

Современное состояние энергетической инфраструктуры требует повышенного внимания к вопросам надежности и эффективности электроснабжения, особенно в условиях эксплуатации морально и физически устаревшего оборудования. Понижающие подстанции, такие как ПС 35/6 кВ «Водозабор», играют ключевую роль в обеспечении энергоснабжения потребителей. Подстанция «Водозабор» была введена в эксплуатацию в 1977 году, и на сегодняшний день большая часть её оборудования, включая два силовых трансформатора ТМН-1000/35 и ТМН-1800/35, эксплуатируется уже более 45 лет. Время службы трансформаторов и другого оборудования значительно превышает нормативные сроки, что приводит к увеличению числа аварийных отключений, снижению надежности и эффективности работы подстанции, а также к росту эксплуатационных затрат.

Актуальность выбранной темы выпускной квалификационной работы обусловлена необходимостью реконструкции схемы электроснабжения подстанции с целью повышения ее надежности, сокращения эксплуатационных расходов и приведения в соответствие с современными техническими требованиями. В условиях старения оборудования и роста потребностей в стабильном энергоснабжении реконструкция подстанции становится неотложной задачей.

Целью данной работы является разработка проекта реконструкции схемы электроснабжения понижающей подстанции 35/6 кВ «Водозабор», направленного на повышение её надежности и эффективности. Для достижения данной цели требуется выполнить комплекс мероприятий, включающих в себя анализ текущего состояния подстанции, выявление её недостатков, разработку новой схемы электроснабжения, выбор и расчет основного оборудования, а также расчет релейной защиты трансформаторов.

В процессе выполнения работы ставятся следующие задачи:

- проанализировать текущее состояние оборудования подстанции, выявить основные недостатки и обосновать необходимость реконструкции;
- охарактеризовать существующую электрическую схему подстанции и предложить варианты ее улучшения;
- рассчитать параметры нового основного оборудования, включая трансформаторы, распределительные устройства и кабельные линии;
- разработать и рассчитать систему релейной защиты для трансформаторов, обеспечивающую надежную работу подстанции.

Результаты анализа подтверждают необходимость реконструкции подстанции для устранения существующих проблем, связанных с ее эксплуатацией. Выполнение данной работы позволит разработать проект, который обеспечит повышение надежности и эффективности работы подстанции, снизит эксплуатационные расходы и увеличит срок службы оборудования, тем самым способствуя более стабильному энергоснабжению потребителей.

1 Технические характеристики проектируемой подстанции, необходимость реконструкции

1.1 Описание проектируемой подстанции

«Подстанция 35/6 кВ «Водозабор» расположена в городе Сосногорск и была введена в эксплуатацию в 1977 году. Основной функцией подстанции является преобразование напряжения с 35 кВ до 6 кВ для обеспечения электроэнергией распределительных трансформаторных подстанций (ТП) и комплектных трансформаторных подстанций (КТП), которые питают различные потребители города Сосногорск» [17].

На рисунке 1 изображена схема размещения ПС «Водозабор» на карте загрузки энергоцентров.

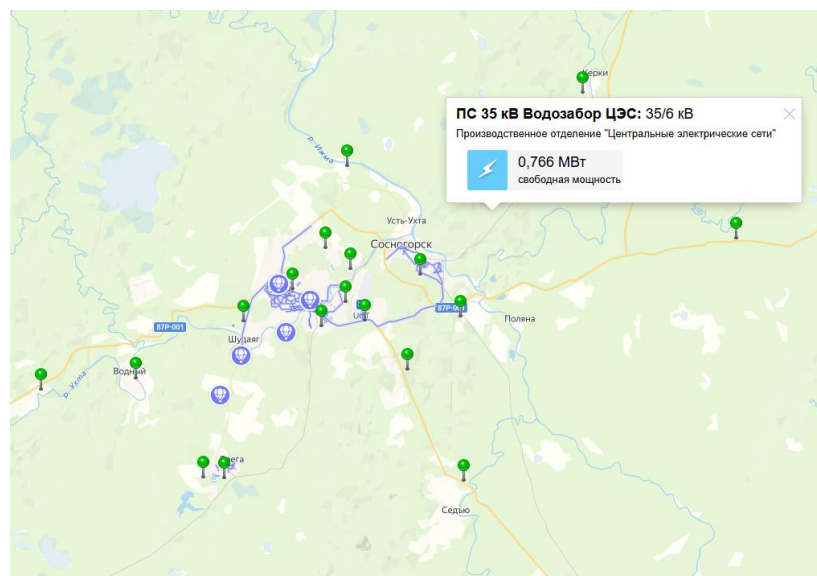


Рисунок 1 – Схема размещения ПС «Водозабор» на карте загрузки энергоцентров

Представленная схема демонстрирует стратегическое расположение подстанции в системе электроснабжения города, обеспечивая эффективное распределение электроэнергии по различным районам и способствуя общей стабильности и надежности электрической сети.

Подстанция «Водозабор» играет ключевую роль в системе электроснабжения города, так как обеспечивает электроэнергией несколько важных объектов, включая ТП-760, КТП-761 и КТП-762. Эти объекты в свою очередь питают разнообразных потребителей, как жилые районы, так и промышленные предприятия Сосногорска. Надежность и стабильность работы подстанции напрямую влияет на качество и непрерывность электроснабжения в городе.

На подстанции установлены два силовых трансформатора ТМН-1000/35 и ТМН-1800/35, которые были введены в эксплуатацию одновременно с подстанцией. .

Подстанция «Водозабор» является важным элементом инфраструктуры города Сосногорск, обеспечивая надежное и стабильное электроснабжение. Введение в эксплуатацию новой схемы электроснабжения, проектируемой в рамках данной выпускной квалификационной работы, позволит значительно повысить надежность и эффективность работы подстанции, а также обеспечить соответствие современным требованиям по качеству электроснабжения.

1.2 Проведение анализа состояния существующего электрооборудования

Понижающая подстанция 35/6 кВ «Водозабор» обеспечивается электроэнергией от Сосногорской ТЭЦ по двум воздушным линиям ВЛ-6 и ВЛ-7. Основные компоненты электрической инфраструктуры подстанции эксплуатируются уже более 45 лет, что значительно превышает нормативные сроки службы оборудования.

Основными элементами подстанции являются два силовых трансформатора: ТМН-1800/35/6 и ТМ-1000/35/6, установленные в 1977 году с суммарной установленной мощностью 2,8 МВА. Эти трансформаторы прошли техническое освидетельствование в 2014 году, но с учетом возраста

оборудования возникает необходимость их замены или модернизации. Также на подстанции установлены два трансформатора собственных нужд ТМ-25/6, которые, несмотря на аналогичный срок эксплуатации с 1977 года, также подлежат замене или капитальному ремонту для улучшения надежности подстанции.

Разъединители, установленные в 1977 году, также прошли техническое освидетельствование в 2014 году, однако износ данного оборудования может привести к рискам ненадежной работы подстанции в аварийных ситуациях. Сравнительно новые компоненты, такие как разъединители, ограничители перенапряжения и трансформаторы тока, установленные в 2008 и 2013 годах, находятся в хорошем состоянии, что подтверждается результатами технического освидетельствования 2014 года.

Таблица 1 представляет подробную информацию о состоянии основного оборудования подстанции «Водозабор».

Таблица 1 - Подробная информация о состоянии основного оборудования подстанции «Водозабор».

Наименование оборудования	Марка оборудования	Дата ввода в эксплуатацию	Дата проведения технического освидетельствования
Трансформатор силовой	ТМН-1800/35/6	1977	2014
Трансформатор силовой	ТМ-1000/35	1977	2014
Трансформатор собственных нужд	ТМ-25/6	1977	2014
Разъединитель	РЛНД-1Б-35/630	1977	2014
Разъединитель	РЛНД-2-35/630	1977	2014
Разъединитель	РЛНД-1Б-35/630	1977	2014
Разъединитель	РЛНД-2-35/630	1977	2014
Разъединитель	РГП-СЭЩ-2-VI-35/1000 УХЛ1	2008	2014
Ограничитель перенапряжения	ОПН-П-35/40,5/10/550УХЛ1	2013	2014
Разрядник	РВО-6	1977	2014
Разрядник	РВС-35	1977	2014

Продолжение таблицы 1

Наименование оборудования	Марка оборудования	Дата ввода в эксплуатацию	Дата проведения технического освидетельствования
Разрядник	РВП-6	1977	2014
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66У1	1977	2014
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66У1	1989	2014
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1977	2014
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1977	2014
Трансформатор тока	ТОЛ-35-III-0.5/10	2008	2014
Выключатель силовой	ВБПС-35III-25/630УХЛ1	2008	2014
Выключатель силовой	ВММ-10-400-10 У2	1977	2014

Таким образом, из проведенного анализа видно, что основное оборудование подстанции, особенно силовые трансформаторы и разъединители, находится в эксплуатации значительно дольше своего расчетного срока службы. Результаты технического освидетельствования показывают, что часть оборудования подлежит модернизации или замене для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

1.3 Основания и причины для реконструкции

Реконструкция подстанции 35/6 кВ «Водозабор» в городе Сосногорск обусловлена рядом технических, эксплуатационных и экономических факторов, которые существенно влияют на надежность и безопасность энергоснабжения. Рассмотрение существующего состояния оборудования, а также анализ его эксплуатационных характеристик выявили следующие основания и причины для проведения реконструкции:

- износ основного оборудования: основные элементы подстанции, включая силовые трансформаторы ТМН-1800/35/6 и ТМ-1000/35/6,

были введены в эксплуатацию в 1977 году. Эти трансформаторы работают уже более 45 лет, что значительно превышает их нормативный срок службы. В результате длительной эксплуатации оборудование подверглось физическому и моральному износу, что увеличивает вероятность отказов и аварийных ситуаций. Аналогичная ситуация наблюдается с разъединителями, трансформаторами собственных нужд и другими ключевыми элементами подстанции, которые также были установлены в 1977 году. Хотя в 2014 году было проведено техническое освидетельствование, результаты которого подтвердили работоспособность оборудования, его дальнейшая эксплуатация связана с высоким риском выхода из строя в любой момент;

- моральное устаревание оборудования: технологическое развитие в области энергетики значительно продвинулось с момента установки оборудования на подстанции «Водозабор». Современные системы управления, релейной защиты, трансформаторы и распределительные устройства обладают значительно более высокими показателями надежности, энергоэффективности и безопасности по сравнению с оборудованием, эксплуатируемым на подстанции с 1977 года. Замена старого оборудования на новые образцы позволит повысить общую надежность подстанции, снизить эксплуатационные расходы и повысить уровень автоматизации управления энергоснабжением;
- повышение требований к надежности и безопасности электроснабжения: современные стандарты и нормативы требуют более высокого уровня надежности и безопасности работы объектов электроэнергетики. Оборудование подстанции «Водозабор» в настоящее время не отвечает этим требованиям в полной мере. Возраст оборудования и его техническое состояние создают угрозу для надежности и безопасности эксплуатации. Выполнение

реконструкции позволит привести подстанцию в соответствие с актуальными нормативными требованиями, повысив уровень защиты от аварий и отказов;

- экономическая целесообразность: эксплуатационные затраты на обслуживание устаревшего оборудования значительно возрастают по мере его старения. Частые ремонты, замена изношенных деталей и устранение аварийных ситуаций приводят к значительным финансовым затратам. Проведение реконструкции и замена устаревших компонентов на новые, энергоэффективные образцы позволит снизить затраты на эксплуатацию и повысить экономическую эффективность работы подстанции в долгосрочной перспективе.

Таким образом, реконструкция подстанции 35/6 кВ «Водозабор» является необходимой для обеспечения надежного и безопасного электроснабжения потребителей города Сосногорск. Износ оборудования, рост нагрузки, моральное устаревание и необходимость соответствия современным нормативам требуют обновления схемы электроснабжения подстанции, что позволит повысить ее эксплуатационные характеристики и снизить затраты на обслуживание.

Выводы по разделу 1.

Анализ состояния подстанции 35/6 кВ «Водозабор» в городе Сосногорск показал, что оборудование, введенное в эксплуатацию в 1977 году, находится в эксплуатации значительно дольше нормативных сроков. Основные элементы подстанции, включая силовые трансформаторы, разъединители и трансформаторы собственных нужд, подверглись значительному износу, что увеличивает риск аварийных отключений и снижает общую надежность электроснабжения. Несмотря на проведенное в 2014 году техническое освидетельствование, моральное и физическое устаревание оборудования делает его дальнейшую эксплуатацию нецелесообразной.

2 Выбор главной электрической схемы

В настоящее время подстанция 35/6 кВ «Водозабор» функционирует по схеме №35-4Н, которая представляет собой типовую схему электроснабжения для подстанций данного уровня напряжения. Несмотря на долгий срок эксплуатации, данная схема остается надежной и проверенной в условиях эксплуатации, обеспечивая необходимый уровень безопасности и стабильности работы подстанции. В ходе реконструкции целесообразно сохранить основную схему электроснабжения, однако требуется замена большинства оборудования, что обусловлено его физическим и моральным износом. Схема №35-4Н представлена на рисунке 2.

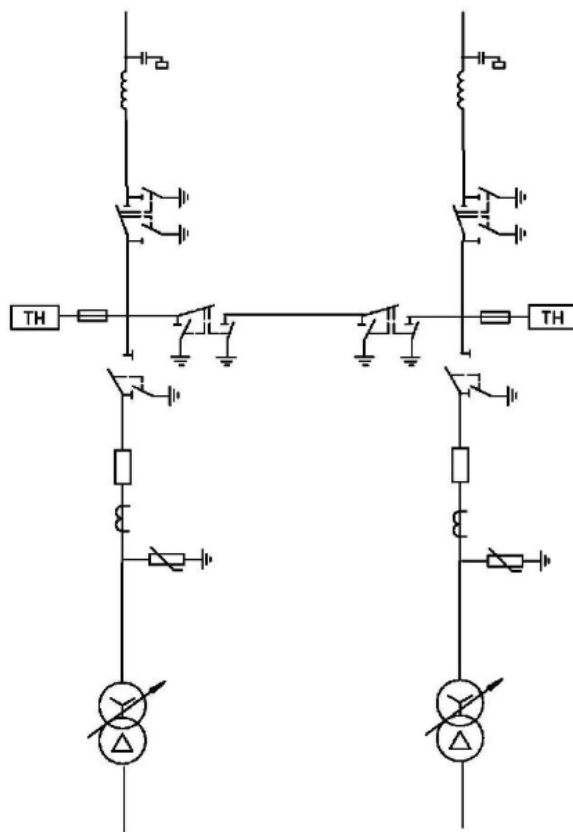


Рисунок 2 - Схема № 35-4Н, действующая в настоящее время на подстанции

Основной причиной необходимости модернизации является значительный износ ключевых элементов системы. Например, трансформаторы ТМН-1800/35/6 и ТМ-1000/35/6, которые были установлены

в 1977 году, не только морально и физически устарели, но и не соответствуют современным требованиям к надежности и энергоэффективности. Также один из трансформаторов имеет нестандартную мощность 1,8 МВА, что ограничивает гибкость схемы в плане распределения нагрузок. В связи с этим, замена трансформаторов на современные образцы является необходимой мерой для улучшения эксплуатационных характеристик подстанции.

Кроме того, необходимо произвести замену устаревших высоковольтных предохранителей на современные высоковольтные выключатели. Высоковольтные предохранители, которые в настоящее время используются на подстанции, уже не соответствуют современным требованиям по надежности и скорости срабатывания в аварийных ситуациях. Установка высоковольтных выключателей позволит повысить безопасность подстанции, так как они обладают более высокой скоростью отключения и лучшими характеристиками защиты.

Также следует обратить внимание на разрядники, установленные на подстанции. В современных проектах и при реконструкции подстанций разрядники больше не применяются. Вместо них используются ограничители перенапряжения (ОПН), которые обладают лучшими эксплуатационными характеристиками и более эффективной защитой от перенапряжений в сети. Установка ОПН позволит значительно повысить уровень защиты оборудования от возможных аварийных ситуаций, связанных с перенапряжением.

«Реконструкция также предполагает замену разъединителей и трансформаторов тока и напряжения, установленных в 1977 году. Эти компоненты, хотя и прошли техническое освидетельствование в 2014 году, морально устарели и требуют замены для приведения подстанции в соответствие с современными стандартами и требованиями по надежности и безопасности» [17].

Таким образом, основная схема №35-4Н останется неизменной, так как она доказала свою эффективность в эксплуатации. Однако для повышения

общей надежности, безопасности и соответствия современным стандартам необходимо заменить значительную часть оборудования, включая высоковольтные предохранители, разрядники и трансформаторы. Эти изменения позволят не только продлить срок службы подстанции, но и значительно повысить её эксплуатационные характеристики.

2.1 Расчет электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок подстанции 35/6 кВ «Водозабор» будет выполнен на основании суточных зимних графиков нагрузки для трансформаторов Т-1 и Т-2. Этот метод расчета является достаточно простым, удобным и точным, что позволяет получить необходимые данные для последующего анализа распределения нагрузки и определения потребностей в мощности на подстанции.

Зимний период традиционно считается наиболее тяжелым для электроснабжения, так как в это время года происходит значительное увеличение энергопотребления из-за работы систем отопления и осветительных приборов. Графики нагрузок, построенные на основе данных зимнего периода, позволяют наиболее полно оценить пики нагрузок, что важно при расчете требуемой мощности и выборе трансформаторов для реконструкции.

Данные для расчета нагрузок будут представлены в виде таблицы, где указаны измеренные значения нагрузки на трансформаторах Т-1 и Т-2 в течение суток. Таблица 2 представляет значения нагрузок, измеренные с шагом в 1 час, что позволяет построить подробный суточный график потребления.

В таблице 2 представлен уточный зимний график нагрузок трансформаторов Т-1 и Т-2.

Таблица 2 – Суточный зимний график нагрузок трансформаторов Т-1 и Т-2

T, ч	Нагрузка на два трансформатора			ТМН 1800/35/6 (Т-1)			ТМН 1000/35/6 (Т-2)		
	P, кВт	Q, квар	S, кВА	P, кВт	Q, квар	S, кВА	P, кВт	Q, квар	S, кВА
0,0	733,4	449,6	860,2	453,9	262,7	524,4	279,5	186,8	336,2
1,0	641,7	393,4	752,7	397,2	229,9	458,9	244,5	163,5	294,2
2,0	550,0	337,2	645,1	340,4	197,0	393,3	209,6	140,1	252,1
3,0	458,4	281,0	537,6	283,7	164,2	327,8	174,7	116,8	210,1
4,0	458,4	281,0	537,6	283,7	164,2	327,8	174,7	116,8	210,1
5,0	605,0	370,9	709,7	374,5	216,7	432,7	230,6	154,1	277,3
6,0	1411,7	865,4	1655,9	873,8	505,7	1009,6	538,0	359,7	647,1
7,0	1833,4	1123,9	2150,5	1134,8	656,8	1311,1	698,7	467,1	840,4
8,0	1796,7	1101,4	2107,5	1112,1	643,6	1284,9	684,7	457,8	823,6
9,0	1796,7	1101,4	2107,5	1112,1	643,6	1284,9	684,7	457,8	823,6
10,0	1796,7	1101,4	2107,5	1112,1	643,6	1284,9	684,7	457,8	823,6
11,0	1155,0	708,0	1354,8	714,9	413,8	826,0	440,1	294,3	529,5
12,0	1155,0	708,0	1354,8	714,9	413,8	826,0	440,1	294,3	529,5
13,0	825,0	505,7	967,7	510,6	295,5	590,0	314,4	210,2	378,2
14,0	825,0	505,7	967,7	510,6	295,5	590,0	314,4	210,2	378,2
15,0	825,0	505,7	967,7	510,6	295,5	590,0	314,4	210,2	378,2
16,0	1283,4	786,7	1505,3	794,3	459,7	917,8	489,1	327,0	588,3
17,0	1430,1	876,6	1677,4	885,1	512,3	1022,7	544,9	364,4	655,5
18,0	1430,1	876,6	1677,4	885,1	512,3	1022,7	544,9	364,4	655,5
19,0	1063,4	651,9	1247,3	658,2	380,9	760,4	405,2	270,9	487,5
20,0	825,0	505,7	967,7	510,6	295,5	590,0	314,4	210,2	378,2
21,0	825,0	505,7	967,7	510,6	295,5	590,0	314,4	210,2	378,2
22,0	641,7	393,4	752,7	397,2	229,9	458,9	244,5	163,5	294,2
23,0	641,7	393,4	752,7	397,2	229,9	458,9	244,5	163,5	294,2
24,0	403,4	247,3	473,1	249,6	144,5	288,4	153,7	102,8	184,9

Суточные графики нагрузок также будут представлены в виде рисунка для наглядного отображения изменений нагрузки в течение дня. Это позволит более легко выявить пики и минимумы нагрузки, а также определить равномерность распределения нагрузки между трансформаторами. На рисунке 3 будет показана динамика нагрузок трансформаторов Т-1 и Т-2, что позволит провести их сравнение и оценить работу каждого трансформатора в условиях пикового потребления.

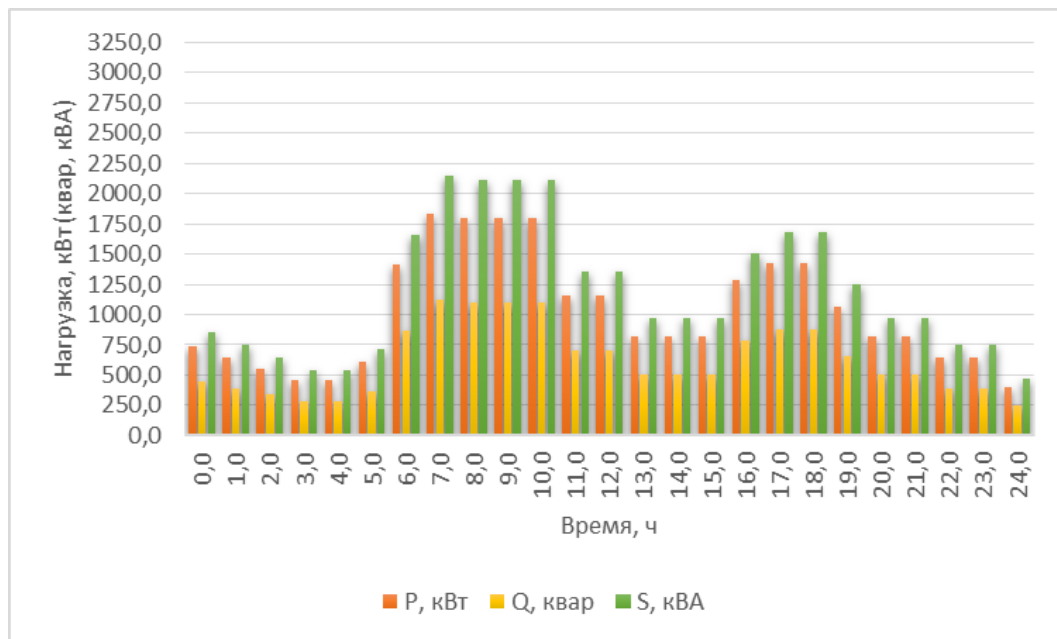


Рисунок 3 – График изменения нагрузки трансформаторов Т-1 и Т-2 в зимний период

Проанализировав данные из таблицы и графика, были установлены следующие показатели:

- максимальная активная мощность составляет 1833,41 кВт;
- максимальная реактивная мощность составляет 1123,88 квар;
- полная мощность достигает 2150,46 кВА.

Эти данные свидетельствуют о высокой нагрузке на подстанцию, особенно в зимний период, когда потребление электроэнергии значительно возрастает. Полученные значения важны для дальнейшего анализа и проектирования реконструкции подстанции, так как они помогут определить, насколько эффективно распределяются нагрузки и как правильно выбрать новое оборудование, чтобы учесть пиковые нагрузки и обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей.

Таким образом, расчет нагрузок на основании зимних графиков позволит точно определить текущие потребности подстанции, выявить возможные перегрузки и на основании этого спроектировать реконструкцию таким образом, чтобы все пиковые нагрузки могли быть эффективно распределены между трансформаторами.

2.2 Определение мощности силовых трансформаторов

Выбор мощности силовых трансформаторов для подстанции 35/6 кВ «Водозабор» является ключевым этапом проектирования реконструкции, так как правильное определение мощности трансформаторов напрямую влияет на надежность работы подстанции и качество электроснабжения потребителей. Основываясь на рассчитанных нагрузках и анализе суточных зимних графиков, максимальная активная мощность составила 1833,41 кВт, реактивная мощность - 1123,88 квар, а полная мощность - 2150,46 кВА.

Для определения требуемой мощности силовых трансформаторов необходимо учесть следующие факторы:

- максимальная нагрузка. Максимальная полная мощность, рассчитанная по суточным графикам, составляет 2150,46 кВА. Это значение показывает пиковую нагрузку, которую должны выдерживать трансформаторы. Важно обеспечить, чтобы каждый трансформатор или их совокупность могли справиться с этим уровнем нагрузки без перегрузок, сохраняя надёжную работу подстанции;
- коэффициент запаса мощности. При проектировании трансформаторов всегда учитывается коэффициент запаса мощности, чтобы оборудование могло выдерживать кратковременные перегрузки и изменения в энергопотреблении. Коэффициент запаса принимается в пределах 1,2 - 1,4;
- разделение нагрузки между трансформаторами. На подстанции «Водозабор» установлены два силовых трансформатора ТМН-1800/35/6 и ТМ-1000/35/6. Однако один из трансформаторов имеет нестандартную мощность - 1,8 МВА, что ограничивает возможности равномерного распределения нагрузки между ними. Для обеспечения надежности и отказоустойчивости подстанции необходимо, чтобы каждый из трансформаторов мог выдерживать

нагрузку при аварийном отключении второго трансформатора. В данном случае это предполагает замену трансформаторов на более мощные и стандартизированные модели, которые могут полноценно работать в режиме разделения нагрузки.

«С учетом мощности двух трансформаторов, мощность каждого трансформатора должна определяться по следующему условию [1]:

$$S_T \geq K_{з.н.} \cdot S_{max}, \quad (1)$$

$$S_T \geq 0,7 \cdot 2150,46 = 1505,32 \text{ кВА},$$

где $K_{з.н.}$ – коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора» [1].

С учетом расчетных нагрузок и требований к резервированию мощности, оптимальным решением будет установка двух трансформаторов мощностью по 1,6 МВА каждый. Это позволит обеспечить покрытие всех пиковых нагрузок с достаточным запасом по мощности, а также равномерное распределение нагрузки между трансформаторами. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов второй сможет взять на себя всю нагрузку, что обеспечит бесперебойное электроснабжение потребителей.

Таким образом, для реконструкции подстанции «Водозабор» рекомендуется установка двух силовых трансформаторов с мощностью по 1,6 МВА каждый. Это обеспечит необходимый уровень надежности, эффективности и стабильности работы подстанции, а также позволит учесть будущий рост нагрузки в сети.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания является важным этапом проектирования любой электрической сети, особенно при реконструкции подстанции. Этот расчет необходим для правильного выбора оборудования,

такого как высоковольтные выключатели, кабели, трансформаторы и устройства релейной защиты. Токи короткого замыкания представляют собой аварийные токи, которые возникают в результате короткого замыкания - это может быть короткое замыкание между фазами, на землю или в других точках сети. Величина тока короткого замыкания зависит от параметров всей системы, включая характеристики генераторов, трансформаторов и линий электропередачи.

Определение точных значений токов короткого замыкания позволяет правильно спроектировать защиту оборудования и сетей, предотвратить повреждение оборудования и повысить безопасность работы подстанции. Высокие токи короткого замыкания могут вызвать перегрев и повреждение оборудования, что приводит к аварийным отключениям и длительным перебоям в электроснабжении.

Для расчета токов короткого замыкания используется модель электрической сети, которая включает параметры всех основных элементов, таких как трансформаторы, линии электропередачи и распределительные устройства. На основании этих данных составляется схема для расчета токов короткого замыкания. На рисунке 4 представлена схема для определения величины тока короткого замыкания.

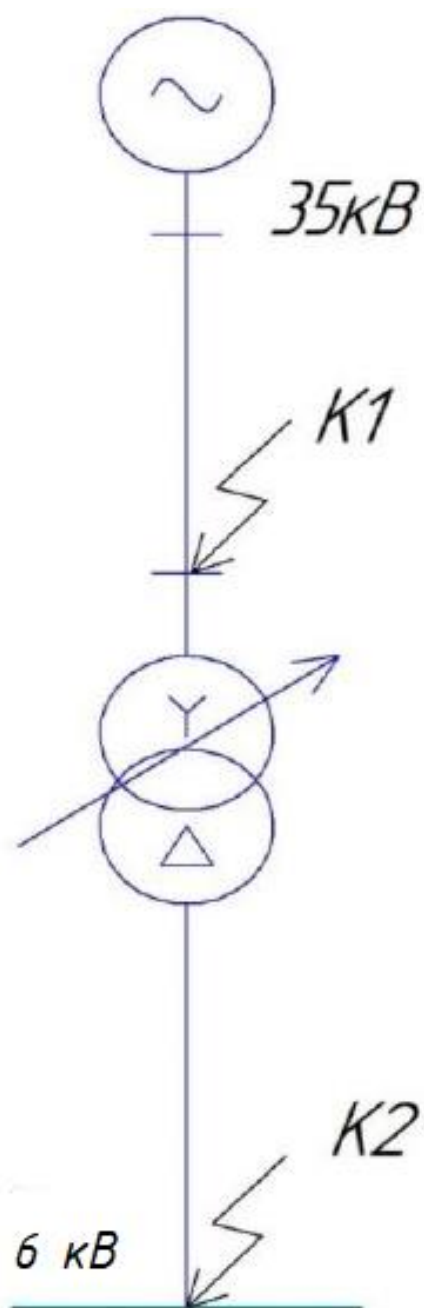


Рисунок 4 – Схема для определения величины тока короткого замыкания

Кроме того, для упрощения расчетов используется схема замещения, которая упрощает сложные элементы электрической сети и позволяет более точно моделировать поведение сети в аварийных ситуациях. На рисунке 5 представлена схема замещения, применяемая при расчете токов короткого замыкания.

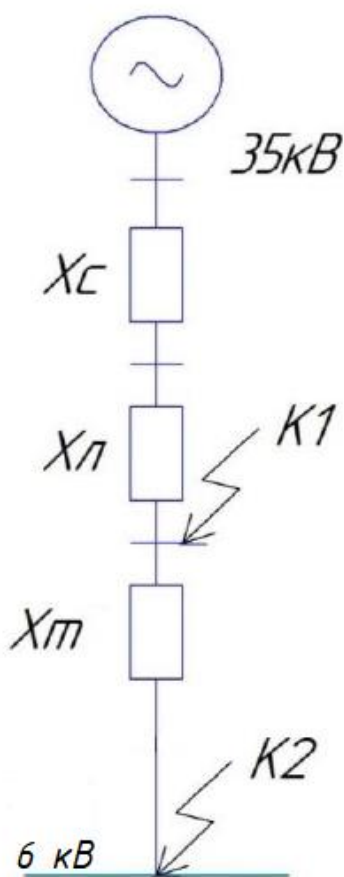


Рисунок 5 – Схема замещения, применяемая при расчете токов короткого замыкания

«Результаты расчета токов короткого замыкания используются для выбора оборудования с необходимыми характеристиками. Например, выключатели должны быть рассчитаны на отключение максимального тока короткого замыкания в сети, а кабели должны выдерживать эти токи без разрушения. Эти расчеты также важны для настройки релейной защиты, которая должна срабатывать при появлении короткого замыкания и отключать аварийные участки сети.

Таким образом, расчет токов короткого замыкания является важным элементом при реконструкции подстанции. Он обеспечивает надежную и безопасную работу оборудования и всей электрической сети, предотвращая возможные аварии и снижая риск повреждения оборудования.

«Величину периодической составляющей тока короткого замыкания можно определить по следующему выражению» [12]:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (2)$$

где E_c – «напряжение короткого замыкания, кВ;

$X_{\Sigma K}$ – эквивалентное сопротивление элементов до точки КЗ, Ом» [12].

«Значение ударного коэффициента тока короткого замыкания рассчитывается согласно приведенной ниже формуле» [12]:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (3)$$

где T_a – «постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (для сети 35 кВ $T_a = 0,06$ с; для сети 6 кВ $T_a = 0,07$ с; для сети до 1 кВ $T_a = 0,09$ с)» [12].

«Значение ударного тока короткого замыкания выражается с помощью следующего уравнения» [12]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K''. \quad (4)$$

«Действующее значение ударного тока короткого замыкания будет рассчитано с использованием следующего выражения» [12]:

$$I_y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}. \quad (5)$$

«Двухфазный ток короткого замыкания определяется с помощью формулы» [12]:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'' \quad (6)$$

«Однофазный ток короткого замыкания рассчитан с помощью следующей формулы» [12]:

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot I_K'' \quad (7)$$

«Наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ вычисляется по формуле» [12]:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}}, \quad (8)$$

где τ – «наименьшее время КЗ, с» [12].

$$\tau = t_{\text{зmin}} + t_{\text{СВ}}, \quad (9)$$

где $t_{\text{зmin}}$ – наименьшее время срабатывания РЗ, 0,01 с [4];

$t_{\text{СВ}}$ – собственное время отключения выключателя 35 кВ, с [4].

Общий ток короткого замыкания находится в соответствии со следующей формулой:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'' \quad (10)$$

«Значение сопротивления силовых трансформаторов со стороны ВН определяется согласно следующей формуле» [12]:

$$X_{\text{ТРВН}} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{\text{НТ}}^2}, \quad (11)$$

$$X_{\text{ТРВН}} = \frac{6,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 1,6^2} = 31,1 \text{ Ом.}$$

где U_K – «напряжение КЗ трансформатора (согласно паспорту), %» [6];

U_H – «напряжение обмотки ВН, кВ» [6];

S_{HT} – «номинальная мощность трансформатора, МВА» [6].

«Значение сопротивления силовых трансформаторов со стороны НН определяется согласно следующей формуле» [7]:

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{ном.НН}/U_{ном.ВН})^2, \quad (12)$$
$$X_{ТРНН} = 31,1 \cdot \left(\frac{6}{35}\right)^2 = 0,914 \text{ Ом.}$$

Значение сопротивления проводника воздушной линии 35 кВ на участке подстанции рассчитывается с использованием следующей формулы:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L, \quad (13)$$
$$X_{ЛЭП} = 0,4 \cdot 1,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

где x_o – «удельное сопротивление линии, Ом/км» [7];

L – «длина ВЛ, км» [17].

«Сопротивление энергосистемы электроснабжения определяется согласно выражению» [12]:

$$X_C = \frac{U_6^2}{S_K}, \quad (14)$$
$$X_C = \frac{35^2}{900} = 1,361 \text{ Ом.}$$

где S_K – «мощность КЗ в начале ВЛ 35 кВ, согласно ПАО «Россети Северо-Запад» 900 МВА» [17].

«Далее следует пример расчета по формулам (1) - (14) до точки К1:

$$I''_{K1} = \frac{35}{(\sqrt{3} \cdot (0,44 + 1,361))} = 11,22 \text{ кА},$$

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,85,$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 11,22 = 29,355 \text{ кА},$$

$$I_{y1} = 11,22 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,85 - 1)^2} = 18,436 \text{ кА},$$

$$I_{K1}^{(2)} = (\sqrt{3}/2) \cdot 11,22 = 9,717 \text{ кА},$$

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \cdot 11,22 = 6,171 \text{ кА},$$

$$\tau_1 = 0,01 + 0,21 = 0,22 \text{ с},$$

$$i_{\alpha\tau1} = \sqrt{2} \cdot 11,22 \cdot e^{\frac{-0,22}{0,06}} = 0,406 \text{ кА},$$

$$I_{n1} = 0,406 + 11,22 = 11,63 \text{ кА} \gg [7].$$

Информация о результатах расчетов ТКЗ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Токи короткого замыкания в контрольных точках К1 и К2

Контрольная тока КЗ	I'' , кА	i_y , кА	I_y , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$I_{\alpha\tau}$, кА	I_n , кА
К1	11,22	29,355	18,436	9,717	6,171	0,406	11,63
К2	8,29	21,69	13,62	7,18	4,56	0,3	8,59

Релейная защита предназначена для быстрого выявления аварийных ситуаций, таких как короткие замыкания, и их устранения путем отключения поврежденных участков сети. Для корректной настройки релейной защиты необходимо точно знать величину токов короткого замыкания в различных точках сети, включая концы отходящих линий.

Токи короткого замыкания на концах линий могут существенно отличаться от токов вблизи источника питания (например, на шинах подстанции). Это связано с распределением импедансов по всей линии: чем дальше от источника питания, тем выше импеданс линии, а, следовательно, ниже ток короткого замыкания. Если не учитывать это снижение тока, релейная защита может либо не сработать, либо сработать с задержкой, что

приведет к повреждению оборудования или распространению аварии на другие участки сети.

В приведенной ниже таблице 4 содержатся сведения об основных параметрах линий, идущих к потребителям.

Таблица 4 – Данные по линиям, идущим к потребителю

Диспетчерский номер	Потребитель	Длина линии, км	Марка проводника	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$I_{\text{макс}}$, А
КЛ-6 кВ яч.6,11	ТП-760	0,45	АСПЛУ-3×50	0,62	0,078	138,67
КЛ-6 кВ яч.7,10	КТП-761	0,723	АСГУ-3×70	0,443	0,078	163,9
ВЛ-6 кВ яч.16	КТП-762	0,98	АС-35/6,2	0,777	0,079	121,8

Данные о токах короткого замыкания на кабельных линиях 6 кВ содержатся в таблице 5.

Таблица 5 – Значения токов короткого замыкания на кабельных линиях 6 кВ

Потребитель	I'' , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
ТП-760	6,56	4,48	2,33
КТП-761	8,09	7,98	5,13
КТП-762	5,43	3,34	1,89

Выводы по разделу 2.

Были проведены расчеты электрических нагрузок, которые показали, что максимальная полная мощность на подстанции достигает 2150,46 кВА. Эти данные подтверждают значительную нагрузку на оборудование в зимний период, особенно во время пикового потребления, что требует тщательного выбора оборудования для поддержания стабильной работы подстанции. Это также указывает на необходимость учета пиковых нагрузок при реконструкции для предотвращения перегрузок и отключений.

В результате расчета мощности силовых трансформаторов было решено заменить существующие трансформаторы на более мощные модели с мощностью 1,6 МВА каждый. Это решение основывается на необходимости обеспечения запаса мощности с коэффициентом 1,4, что позволяет создать устойчивость к возможным изменениям в потреблении и гарантирует надежную работу подстанции в долгосрочной перспективе. Замена трансформаторов также позволит учесть будущие нагрузки, которые могут возникнуть с ростом потребления в регионе.

«Также был выполнен расчет токов короткого замыкания, что позволило оценить их значения на концах отходящих линий. Это дало возможность определить параметры релейной защиты, которая будет настроена для оперативного отключения аварийных участков при коротком замыкании» [12]. Правильная настройка релейной защиты предотвратит повреждение оборудования и обеспечит безопасность как для подстанции, так и для всей сети, повышая общую надежность системы электроснабжения.

3 Определение и расчет основного комплекта оборудования

При реконструкции подстанции 35/6 кВ «Водозабор» важнейшим этапом является выбор и расчет основного комплекса оборудования, которое должно обеспечить надежную, безопасную и эффективную работу системы электроснабжения. Основное оборудование включает в себя трансформаторы, высоковольтные выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, а также ограничители перенапряжений (ОПН). Для правильного подбора оборудования необходимо учитывать результаты расчета нагрузок, токов короткого замыкания и другие эксплуатационные условия.

3.1 Расчет и выбор силовых выключателей

Выбор силовых выключателей является важной задачей при реконструкции подстанции, так как они обеспечивают защиту оборудования от коротких замыканий и других аварийных ситуаций. В данном разделе будут рассмотрены расчеты и выбор выключателей для первичной (35 кВ) и вторичной (6 кВ) сторон подстанции. «Основные параметры, по которым выбираются выключатели, включают номинальный ток, отключающую способность по току короткого замыкания, напряжение сети и другие эксплуатационные характеристики [13]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}, \text{ кВ}, \quad (15)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}} \text{ А}, \quad (16)$$

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{к}}, \text{ кА}, \quad (17)$$

где $I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток срабатывания установленного автоматического выключателя, кА [14];

$I_{\text{к}}$ – трёхфазный ток короткого замыкания, кА.

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (18)$$

где $i_{\text{пр.с}}$ – предельный сквозной ток, кА [13].

$$I_T^2 t_T \geq B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (19)$$

где I_T – предельный ток термической стойкости, кА [13];

t_T – время протекания тока термической стойкости, с [14];

B_K – тепловой импульс по расчёту, вычисляемый по формуле [13]:

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (20)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время КЗ, с.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.В}}, \text{ с}, \quad (21)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время срабатывания РЗ, с [19];

$t_{\text{откл.В}}$ – время отключения выключателя, с [19];

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ; $T_a = 0,05 \text{ с.}$ » [19].

Выключатели 35 кВ.

На стороне 35 кВ выключатели должны обеспечивать защиту линии высокого напряжения и трансформаторов. Основными параметрами для выбора выключателей являются номинальный ток и ток короткого замыкания, которые они должны отключать.

«С учетом перегрузочной способности силового трансформатора максимальный рабочий ток оборудования 35 кВ составляет [18]:

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (22)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 36,95 \text{ А},$$

где $S_{н.т.}$ – мощность трансформатора, кВА.

Предполагается произвести инсталляцию вакуумного выключателя типа ВВН-СЭЩ-П2-35-25/1250 УХЛ1 [10], деталиные параметры для которого отражены в таблице 6.

Таблица 6 – Детальные параметры выключателя типа ВВН-СЭЩ-П2-35-25/1250 УХЛ1

Основные параметры	Показатель
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	1000
Номинальный ток отключения, кА	25
Ток включения, наибольший пик, кА	63
Тип привода	пружинно-моторный

На рисунке 6 изображен общий вид силового выключателя ВВН-СЭЩ-П2-35-25/1250 УХЛ1.

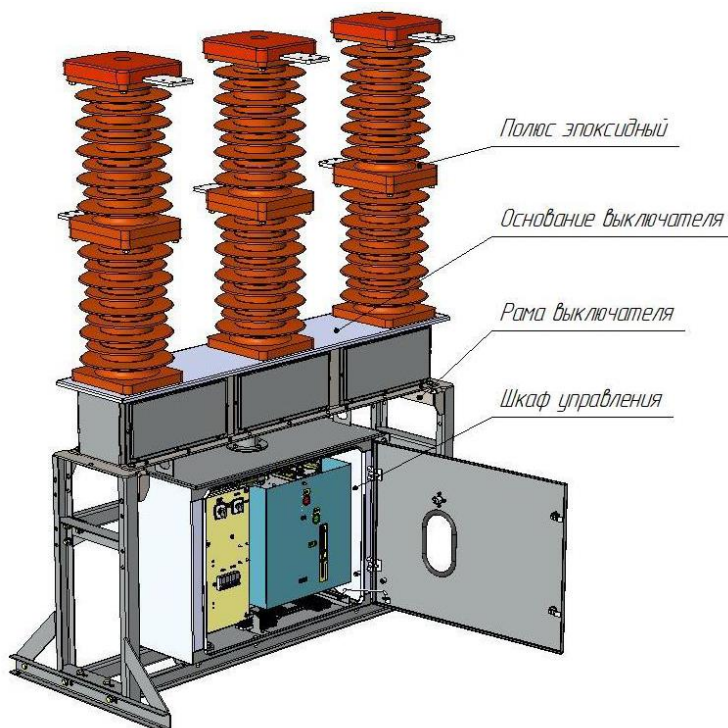


Рисунок 6 – Общий вид силового выключателя ВВН-СЭЩ-П2-35-25/1250 УХЛ1

Вакуумные выключатели серии ВВН-СЭЦ-35 предназначены для коммутации электрических цепей в сетях с номинальным напряжением 35 кВ. Они выполняют функции как коммутационного, так и защитного оборудования, обеспечивая отключение цепей при нормальных и аварийных режимах работы. Основной задачей этих выключателей является быстрое и надежное отключение токов короткого замыкания, перегрузок и других аварийных ситуаций, что предотвращает повреждение оборудования и минимизирует риск распространения аварии» [18].

Вакуумные выключатели широко применяются на подстанциях, промышленных предприятиях и в распределительных сетях для обеспечения защиты и контроля работы высоковольтных электрических цепей.

Результаты проверки силового выключателя ВВН-СЭЦ-П2-35-25/1000 УХЛ1 отражены в таблице 7.

Таблица 7 - Итоги проверки выключателя ВВН-СЭЦ-П2-35-25/1000

Место установки	Номинальные параметры					Модель устройства	Результаты вычислений				
	$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{откл}}$	$i_{\text{пр.с}}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$		$U_{\text{сети}}$	$I_{\text{макс}}$	$I_{\text{к}}$	$i_{\text{у}}$	$B_{\text{к}}$
	кВ	А	кА	кА	кА ² ·с		кВ	А	кА	кА	кА ² ·с
ОРУ	35	1000	25	64	1875	ВВН-СЭЦ-П2-35-25/1000 УЗ	35	36,95	11,22	29,4	17,62

По показателям, определенным в процессе выполнения вычислений, будут выбраны силовые выключатели типа ВВН-СЭЦ-П2-35-25-25/1000 УЗ с целью замены существующих силовых воздушных выключателей типа ВБПС-35III-25/630УХЛ1.

Выбор и проверка выключателей 6 кВ.

В соответствии с формулой (22) определяется значение наибольшего тока на низкой стороне трансформатора:

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 215,5 \text{ А.}$$

На стороне низкого напряжения трансформатора можно использовать силовые выключатели типа ВВМ-СЭЩ 6 кВ.

«Вакуумные выключатели серии ВВМ-СЭЩ 6 кВ предназначены для работы в распределительных сетях среднего напряжения (6 кВ). Они применяются для защиты электрооборудования от перегрузок и коротких замыканий, а также для оперативного отключения и включения электрических цепей при нормальных и аварийных режимах работы. Эти выключатели широко используются на подстанциях, в распределительных устройствах промышленных предприятий и других объектах, где требуется надежная защита электрических сетей среднего напряжения.

Благодаря вакуумной дугогасительной камере, выключатели ВВМ-СЭЩ обладают высокой надежностью, так как в вакууме отсутствуют процессы, вызывающие разрушение контактов. Это обеспечивает длительный срок службы оборудования без необходимости частого технического обслуживания или замены элементов» [2].

Основные параметры силовых выключателей ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 приводятся в таблице 8.

Таблица 8 – Основные параметры силовых выключателей ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 [2]

Технические характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	1000
Номинальный ток, А	20
Номинальный ток отключения, кА	20
Ток включения, наибольший пик, кА	51
Тип привода	с постоянными магнитами

В таблице 9 отражены итоги испытаний силового выключателя ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 УХЛ1.

Таблица 9 - Итоги испытаний силового выключателя ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 УХЛ1

Место установки	Номинальные параметры					Модель устройства	Результаты вычислений				
	$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{откл}}$	$i_{\text{пр.с}}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}}$		$U_{\text{сети}}$	$I_{\text{макс}}$	$I_{\text{к}}$	$i_{\text{у}}$	$B_{\text{к}}$
	кВ	А	кА	кА	кА ² ·с		кВ	А	кА	кА	кА ² ·с
КРУ	10	1000	20	51	1200	ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 УХЛ1	6	215,5	8,29	21,6 9	9,62

На рисунке 7 изображен общий вид выключателя ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 УХЛ1.

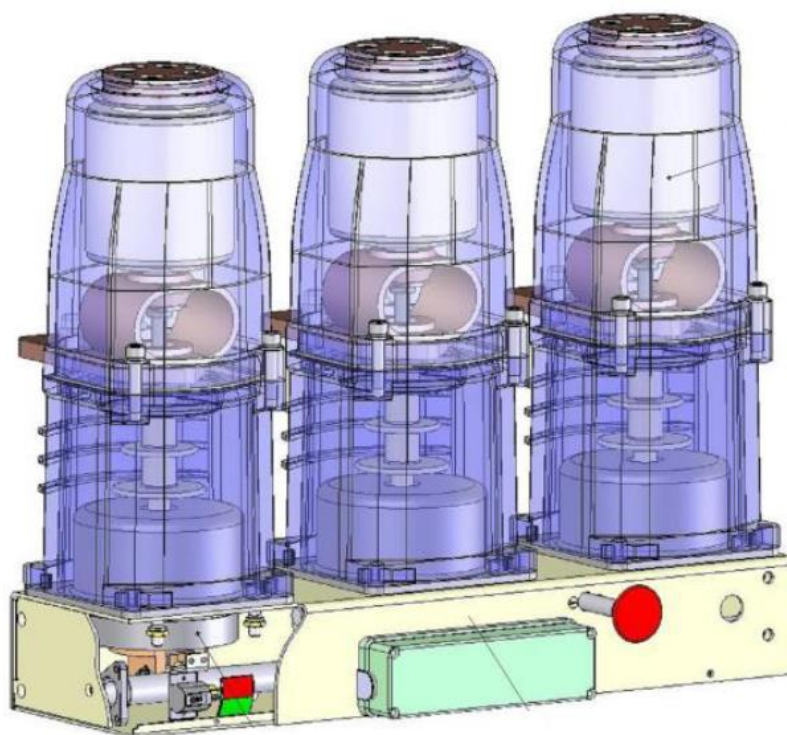


Рисунок 7 – Общий вид выключателя ВВМ-СЭЩ -3-10-20/1000 УХЛ1

Выключатель серии ВВМ-СЭЩ 6 кВ прошел все необходимые испытания, подтвердив свою надежность, соответствие современным стандартам безопасности и эксплуатационным требованиям. Испытания

продемонстрировали высокую отключающую способность, быстродействие и долговечность, что делает данный выключатель оптимальным выбором для использования в электрических сетях среднего напряжения. Ввиду устаревания и необходимости модернизации, выключатель серии ВММ-10-400-10 У2 рекомендуется заменить на вакуумный выключатель серии ВВМ-СЭЩ 6 кВ. Это обеспечит повышение надежности работы сети, минимизацию затрат на эксплуатацию и увеличит срок службы оборудования.

3.2 Расчет и выбор разъединителей

Разъединители играют важную роль в электрических подстанциях, так как они обеспечивают безопасное отключение участков электрической сети для их обслуживания, ремонта и диагностики. Разъединители предназначены для разрыва электрической цепи в обесточенном состоянии и обеспечивают видимый разрыв, что необходимо для соблюдения правил техники безопасности.

В процессе реконструкции подстанции 35/6 кВ «Водозабор» необходимо произвести выбор разъединителей, которые будут отвечать современным стандартам надежности и безопасности. На основании расчетов токов нагрузки и короткого замыкания для подстанции, предложено установить разъединители серии РГП СЭЩ-35/630 на стороне 35 кВ.

Условия для подбора разъединителей:

$$U_{\text{н.апп.}} \geq U_{\text{н.уст.}}, \quad (23)$$

$$I_{\text{н.апп.}} \geq I_{\text{раб.мах.}}, \quad (24)$$

$$I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} \geq B_{\text{к}}, \quad (25)$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.}} \quad (26)$$

Значения расчетов для определения разъединителей такие же, как и для силовых выключателей. Для монтажа принято использовать разъединители

серии РГП СЭЩ-35/630. Итоги испытаний разъединителей сводятся в таблицу 10.

Таблица 10 – Итоги испытаний разъединителей

Место установки	Паспортные данные				Тип аппарата	Расчетные данные			
	$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$i_{\text{пр.с}}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$		$U_{\text{сети}}$	$I_{\text{макс}}$	$i_{\text{у}}$	$B_{\text{к}}$
	кВ	А	кА	кА ² ·с		кВ	А	кА	кА ² ·с
ОРУ	35	630	31,5	12,5	РГП СЭЩ-35/630	35	36,95	11,22	29,4

В результате проведенного анализа было предложено установить разъединители серии РГП СЭЩ-35/630 на стороне 35 кВ подстанции «Водозабор». Эти разъединители обладают высокой надежностью, долговечностью, устойчивостью к внешним воздействиям и обеспечивают безопасную эксплуатацию в условиях высокого напряжения. Их номинальные параметры (630 А и 35 кВ) полностью соответствуют требованиям подстанции, а устойчивость к аварийным токам делает их идеальным выбором для реконструкции сети.

Общий вид разъединителя РГП СЭЩ-35/630 представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Общий вид разъединителя РГП СЭЩ-35/630

Разъединитель РГП СЭЩ-35/630 представляет собой трехполюсный разъединитель наружной установки, предназначенный для работы в цепях переменного тока напряжением до 35 кВ и номинальным током до 630 А.

3.3 Измерительные трансформаторы

Измерительные трансформаторы играют важную роль в системе электроснабжения, обеспечивая точные измерения токов и напряжений для работы релейной защиты, автоматизации и систем учета электроэнергии. Для подстанции 35/6 кВ «Водозабор» при реконструкции предлагается использовать следующие измерительные трансформаторы: трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35 (на стороне 35 кВ), трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 (на стороне 6 кВ), трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ-35 (на стороне 35 кВ) и трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6 (на стороне 6 кВ). Эти трансформаторы обеспечивают надежную работу системы защиты и мониторинга, а также позволяют точно измерять параметры сети.

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35 (сторона 35 кВ)

ТОЛ-СЭЩ-35 - это высоковольтный трансформатор тока, предназначенный для работы в сетях с номинальным напряжением 35 кВ. Он выполняет функции измерения и подачи сигнала для релейной защиты, автоматизации и учета электроэнергии.

Трансформатор ТОЛ-СЭЩ-35 обладает высокой надежностью и точностью измерений, что позволяет обеспечить корректную работу релейной защиты и автоматических систем управления.

В таблице 11 указаны технические параметры трансформатора ТОЛ-СЭЩ-35 [5].

Таблица 11 – «Технические параметры трансформатора ТОЛ-СЭЩ-35

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный первичный ток, А	От 25 до 2000
Номинальный вторичный ток, А	1 или 5
Число вторичных обмоток, шт.	От 1 до 6
Ток термической стойкости, кА	20
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos\varphi_2 = 0,8$ ВА	Обмотки для измерений и учета: 5; 10; 20; 30 Обмотки для защиты: 20; 30; 40; 50; 75
Класс точности вторичных обмоток для измерений и учета	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P; 10P
Номинальный коэффициент безопасности вторичных обмоток для измерений и учета, не более	5; 10
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты, не менее	20; 30
Номинальная частота напряжения сети, Гц	50
Габаритные размеры, мм, (высота × длина × ширина)	1545×1220×730
Масса, кг	400
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У1 и УХЛ1* в диапазоне рабочих температур от минус 55 до плюс 40 °С

Затем трансформаторы рассчитываются и испытываются на основе вышеуказанных характеристик.» [1].

«Проверка трансформатор тока, что его номинальное напряжение соответствует напряжению сети [9]:

$$\begin{aligned} U_{н.тт.} &\geq U_{н.сети}, \\ 35 \text{ кВ} &\geq 35 \text{ кВ}. \end{aligned} \quad (27)$$

Соответствие максимального рабочего тока сети номинальному току выбранного трансформатора [9]:

$$\begin{aligned} I_{1н.} &\geq I_{раб.макс}, \\ 75 \text{ А} &\geq 36,95 \text{ А}. \end{aligned} \quad (28)$$

Проверка трансформатора по нагрузке во вторичной цепи:

$$Z_{н} \geq Z_{2\Sigma}, \quad (29)$$

где $Z_{2\Sigma}$ – сопротивление вторичной нагрузки, Ом:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.} \quad (30)$$

где $Z_{приб.}$ – сопротивление вторичной нагрузки приборов, Ом [1];

$Z_{пров.}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом [1];

$Z_{конт.}$ – сопротивление контактных соединений, Ом [1].

Сопротивление соединительных проводов рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}, \quad (31)$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{60 \cdot 0,0175}{2,5} = 0,42 \text{ Ом},$$

где $l_{\text{пров.}}$ – длина проводника, м [20];

ρ – удельное сопротивление проводника, Ом·мм²/м [16];

$S_{\text{пров.}}$ – сечение проводника, мм².

Сопротивление устройств, подключенных к вторичной нагрузке трансформатора тока, рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (32)$$

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб.}}$ – суммарная мощность приборов подключенных к трансформатору тока, ВА [15].

$I_{\text{н.приб.}}$ – номинальный ток прибора, А.

Тогда сопротивление вторичной нагрузке по формуле (26) равно:

$$Z_{2\Sigma} = 0,02 + 0,42 + 0,1 = 0,54 \text{ Ом}.$$

Окончательная проверка по условию (25):

$$1,2 \text{ Ом} \geq 0,54 \text{ Ом}.$$

Далее выполняется проверка трансформатора ТОЛ-СЭЩ-35 на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}}, \quad (33)$$

$$25,4 \text{ кА}^2 \text{с} < 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости выбранного ТТ, кА.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq K_{\text{тер}}^2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (34)$$
$$35,2 \text{ кА} \leq 20^2 \cdot 75^2 \cdot 1 = 2250 \text{ кА} [16].$$

Для реконструкции подстанции 35/6 кВ «Водозабор» предлагается установка ТОЛ-СЭЩ-35 на стороне 35 кВ для точного измерения токов и обеспечения работы релейной защиты и учета.» [9].

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 (на стороне 6 кВ)

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 предназначен для использования на стороне 6 кВ и применяется для измерения токов и защиты сети низкого напряжения.

Общий вид трансформатора ТОЛ-СЭЩ представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Общий вид трансформатора ТОЛ-СЭЩ

Трансформаторы изготавливаются в виде опорной конструкции. Испытания проводятся аналогично трансформатору на стороне 35 кВ, результаты испытаний представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Испытания трансформатора ТОЛ-СЭЩ-10

Данные сети	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{н.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{н.ТТ.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.сети} \leq U_{н.ТТ.}$
$I_{раб.мах} = 215,5 \text{ А}$	$I_{1н.} = 300 \text{ А}$	$I_{1н.} \geq I_{раб.мах}$
$i_{уд} = 29,36 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_k = 9,62 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.}$
$Z_{пров.} = 1,852 \text{ Ом}; Z_k = 0,1 \text{ Ом}; Z_{приб} = 0,048 \text{ Ом}; \text{проводник с медными жилами } S = 2,5 \text{ мм}^2$		

В результате все требования выполнены, и трансформатор ТОЛ-СЭЩ-10 допускается к применению.

Трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ-35 (на стороне 35 кВ).

Трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ-35 используется для измерения напряжения в цепях 35 кВ и передачи сигналов на измерительные приборы и релейную защиту. Он обеспечивает точное преобразование высокого напряжения в стандартные значения для безопасного контроля.

Далее проверяются следующие условия.

«Проверка по соответствию напряжению сети:

$$U_{н.ТН.} \geq U_{н.сети,} \quad (35)$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

Проверка по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \geq S_{ном,} \quad (36)$$

$$52,35 \text{ ВА} \geq 200 \text{ ВА},$$

где $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех устройств присоединённых к ТН, ВА;

$S_{ном,}$ - номинальная мощность трансформатора НОЛ-СЭЩ-35, А.

Выбор трансформаторов напряжения на стороне 6 кВ подстанции «Заводская».

Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6 (на стороне 6 кВ)

Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6 предназначен для работы в цепях низкого напряжения (6 кВ) и выполняет те же функции, что и НОЛ-СЭЩ-35, но для цепей с более низким напряжением.

Затем по условиям (31) - (32):

$$\begin{aligned}6 \text{ кВ} &\geq 6 \text{ кВ}, \\27,43 \text{ ВА} &\geq 225 \text{ ВА}.\end{aligned}$$

На рисунке 10 изображен общий вид трансформаторов ЗНОЛП-6» [16].



Рисунок 10 – Общий вид трансформаторов ЗНОЛП-6

Использование литой изоляции обеспечивает высокую механическую прочность и устойчивость к неблагоприятным условиям окружающей среды, включая влажность и загрязнения.

3.4 Трансформаторы собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд (ТСН) предназначены для обеспечения электроэнергией вспомогательных систем подстанции, таких как системы управления, освещения, вентиляции, релейной защиты, автоматики и других потребителей. Надежная работа трансформаторов собственных нужд критически важна для поддержания функциональности подстанции в нормальных и аварийных режимах.

Исходя из нагрузки собственных нужд подстанции, которая составляет 28,25 кВА [1], необходимо выбрать два трансформатора, способных обеспечить стабильное электроснабжение всех потребителей собственных нужд. Для данных условий предлагается установить два трансформатора серии ТСЛ-СЭЩ-25/10, каждый мощностью 25 кВА.

«Трехфазные сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией ТЛС(3)-СЭЩ на напряжение классом 6 кВ. Трансформаторы спроектированы для эксплуатации внутри помещений с умеренным климатом. ТЛС(3)-СЭЩ 10 кВ выпускаются как в открытом варианте со степенью защиты IP00, так и в защитном варианте (с защитным кожухом) по степени защиты IP21, 31» [2].

«Коэффициент загрузки в аварийных ситуациях трансформатора ТСЛ-СЭЩ-25/10:

$$K_3 = \frac{S_{\text{с.н.}}}{S_{\text{т.с.н.}}} < 1,4 \quad (37)$$

$$K_3 = \frac{28,25}{25} = 1,13 < 1,4,$$

где $S_{\text{с.н.}}$ – нагрузка собственных нужд подстанции, кВА [1];

$S_{\text{т.с.н.}}$ – мощность трансформатора собственных нужд, кВА» [11].

Установка двух трансформаторов собственных нужд позволяет реализовать принцип резервирования, что существенно повышает надежность системы. В нормальном режиме работы оба трансформатора

работают параллельно, что позволяет равномерно распределять нагрузку. В случае выхода из строя одного из трансформаторов, второй может продолжать работу, обеспечивая питание всех критически важных систем подстанции.

На рисунке 11 изображен внешний вид ТСЛ-СЭЩ-25/10.

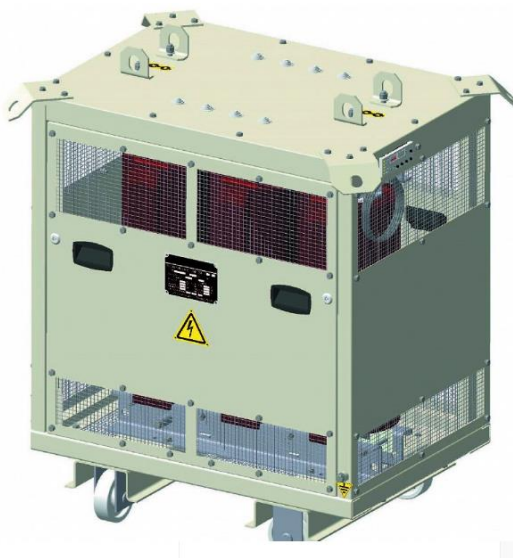


Рисунок 11 – Трансформатор ТСЛ-СЭЩ-25/10

Для обеспечения электроснабжения потребителей собственных нужд подстанции 35/6 кВ «Водозабор» предлагается установить два трансформатора ТСЛ-СЭЩ-25/10 мощностью по 25 кВА каждый. Эти трансформаторы смогут полностью покрыть расчетную нагрузку 28,25 кВА, а также обеспечат надежное питание системы собственных нужд с возможностью резервирования. Это решение позволит повысить надежность работы подстанции и минимизировать риски отключения важных систем в аварийных ситуациях.

3.5 Выбор и проверка ячеек КРУ

Ячейки комплектных распределительных устройств (КРУ) являются важнейшими элементами в системе распределения электроэнергии на подстанциях. Эти устройства обеспечивают надежное и безопасное

распределение электрической энергии, а также защиту сети и оборудования от перегрузок и коротких замыканий. Для подстанции 35/6 кВ «Водозабор» предлагается использовать ячейки типа КРУ-СЭЩ-63 для работы на напряжении 6 кВ.

Ячейки типа КРУ-СЭЩ-63 предназначены для работы в распределительных устройствах среднего напряжения (6 кВ). Они обеспечивают надежное управление и защиту линий и трансформаторов, а также позволяют производить коммутацию цепей под нагрузкой.

Преимущества ячеек КРУ-СЭЩ-63:

- компактность и модульность. Одним из основных преимуществ ячеек типа КРУ-СЭЩ-63 является их компактность. Благодаря модульной конструкции, эти ячейки легко интегрируются в распределительные устройства с ограниченным пространством. Это позволяет эффективно использовать место на подстанции и организовывать гибкие решения по размещению оборудования;
- безопасность эксплуатации. Ячейки КРУ-СЭЩ-63 обладают высокой степенью защиты, что минимизирует риск поражения электрическим током обслуживающего персонала. Каждая ячейка снабжена встроенными элементами защиты от дуговых разрядов, что повышает безопасность работы в аварийных ситуациях;
- высокая отключающая способность. Ячейки КРУ-СЭЩ-63 могут отключать токи короткого замыкания до 31,5 кА, что делает их эффективными в сетях с высоким уровнем аварийных токов. Это преимущество важно для обеспечения безопасности работы сети и предотвращения повреждений оборудования;
- легкость обслуживания и диагностики. Модульная конструкция ячеек КРУ-СЭЩ-63 упрощает их обслуживание. Все основные компоненты доступны для проверки и замены, что ускоряет процесс технического обслуживания. Встроенные системы мониторинга состояния оборудования позволяют проводить диагностику в

реальном времени, выявляя возможные неисправности на ранних стадиях;

- современные системы защиты и управления. Ячейки КРУ-СЭЩ-63 оснащены встроенными релейными защитами, которые обеспечивают надежную работу сети и защищают её от перегрузок, коротких замыканий и других аварийных ситуаций. Системы релейной защиты можно настроить в зависимости от конфигурации сети и требований к защите;
- гибкость установки. Благодаря своей универсальности, ячейки КРУ-СЭЩ-63 могут использоваться в разных конфигурациях сетей. Их можно адаптировать под различные схемы распределения электроэнергии, включая линейные, радиальные и кольцевые схемы. Это обеспечивает гибкость при проектировании и модернизации сетей среднего напряжения.

«В таблице 13 представлен перечень комплектующей аппаратуры КРУ-СЭЩ-63.

Таблица 13 - Перечень комплектующей аппаратуры КРУ-СЭЩ-63

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6,10
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20; 25; 31,5; 40
Тип трансформатора тока	ТОЛ, ТШЛ
Тип трансформатора напряжения	НОЛ, ЗНОЛ, 3×ЗНОЛ, НАЛИ
Тип выключателя	ВВУ, ВВМ
Трансформатор тока собственных нужд	ТЛС-СЭЩ

На рисунке 12 изображен общий вид ячейки СЭЩ-63» [2].

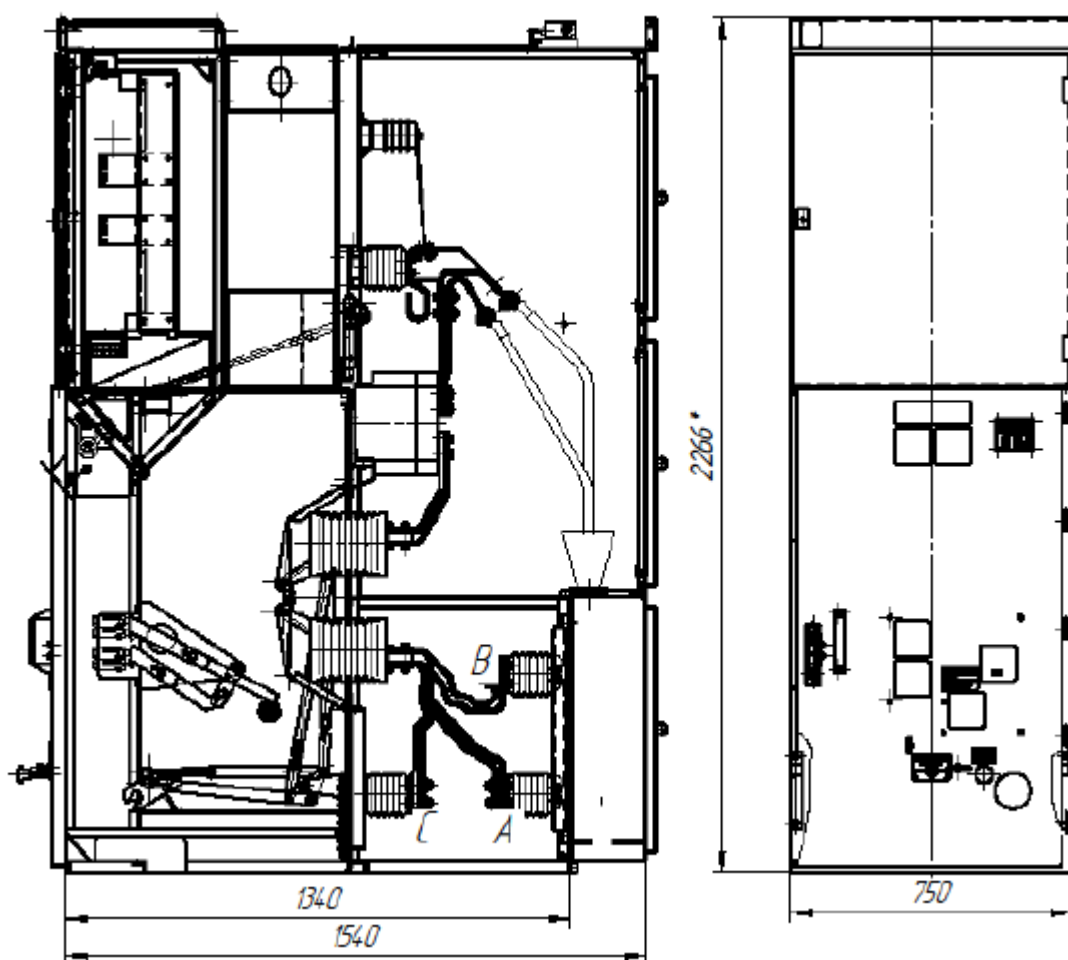


Рисунок 12 – Общий вид ячейки СЭЩ-63

Выводы по разделу 3.

В процессе проектирования реконструкции подстанции 35/6 кВ «Водозабор» были выполнены расчеты и сделан выбор основного оборудования, что обеспечивает надежную работу подстанции и безопасность ее эксплуатации.

Для стороны 35 кВ выбраны выключатели с номинальным током 630 А и отключающей способностью 31,5 кА, что позволяет эффективно отключать аварийные токи. Для стороны 6 кВ выбраны вакуумные выключатели с номинальным током 400 А и отключающей способностью 25 кА, что также обеспечивает надежную защиту при аварийных ситуациях.

Для цепей 35 кВ выбраны разъединители серии РГП СЭЩ-35/630, которые обеспечивают надежную работу в высоковольтных цепях с

номинальным током до 630 А и позволяют безопасно отключать участки сети для их обслуживания.

Для измерения токов и напряжений были выбраны трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35 (для 35 кВ) и ТОЛ-СЭЩ-10 (для 6 кВ), а также трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-35 (на стороне 35 кВ) и ЗНОЛ-СЭЩ-6 (на стороне 6 кВ). Эти трансформаторы обеспечат точное измерение параметров сети для релейной защиты и учета электроэнергии.

Для обеспечения электроснабжения собственных нужд подстанции выбраны два трансформатора ТСЛ-СЭЩ-25/10 мощностью по 25 кВА каждый. Эти трансформаторы способны покрыть расчетную нагрузку собственных нужд и обеспечивают надежное электроснабжение с возможностью резервирования.

Для распределительных устройств 6 кВ выбраны ячейки КРУ-СЭЩ-6З, которые обеспечивают надежное управление, защиту и коммутацию цепей среднего напряжения. Эти ячейки обладают высокой отключающей способностью, компактностью и безопасностью эксплуатации.

Комплексный подход к выбору оборудования и расчетам позволяет обеспечить высокую надежность и безопасность работы подстанции, а также минимизировать риски аварийных ситуаций и увеличить срок службы установленного оборудования.

4 Выбор и расчет релейной защиты трансформаторов

Релейная защита трансформаторов является ключевым элементом системы защиты подстанции, обеспечивая надежное отключение оборудования при возникновении аварийных ситуаций, таких как короткие замыкания, перегрузки и другие неисправности. Для подстанции 35/6 кВ «Водозабор» предлагается использовать релейную защиту на базе микропроцессорных терминалов производства ООО НПП «ЭКРА».

4.1 Выбор уставок ДЗТ 1Т(2Т)

Дифференциальная защита трансформаторов (ДЗТ) является одной из наиболее надежных и эффективных схем защиты от токов короткого замыкания и повреждений, возникающих внутри трансформатора. Правильный выбор уставок ДЗТ важен для обеспечения безопасной и стабильной работы трансформаторов подстанции 35/6 кВ «Водозабор».

«Технические данные защищаемого трансформатора:

- защищаемый трансформатор — ТМН-1600/35;
- номинальные напряжения — 35/6 кВ;
- группа соединения обмоток — $Y_n/D-11$;
- пределы регулирования $\pm 4 \times 2,5\%$;
- трансформаторы тока защиты со всех сторон соединены по схеме «звезда с нулевым проводом» и имеют коэффициенты трансформации по сторонам 35 кВ и 6 кВ соответственно 75/5 и 300/5 для 1Т(2Т).

Расчет производится в следующем порядке:

Ток начала торможения ДЗТ задается:

$$I_{T0} = 1,0 - \text{типовое значение уставки.}$$

Определяется минимальный ток срабатывания ДЗТ:

$$I_{Д.0} \geq K_{отс} \cdot I_{НБ.расч}, \quad (38)$$

$$I_{Д.0} \geq 1,3 \cdot 0,202 = 0,263 \text{ А},$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, равный 1,3» [1];

$I_{НБ.расч}$ —«относительный ток небаланса, определяемый по выражению» [1]:

$$I_{НБ.расч} = (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпп} \cdot \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) \cdot I_{Т.0.расч}, \quad (39)$$

где $K_{пер}$ - «коэффициент, учитывающий переходный процесс равный 2,0;

$K_{одн}$ - коэффициент одностипности трансформатора тока равный 1;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ равное 0,1;

$\Delta U_{рпп}$ - относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной большему значению диапазона регулирования

$\Delta U_{РПН}$;

$\Delta f_{выр}$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$\Delta f_{птт}$ - относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора;

$I_{Т.0.расч}$ - расчетное значение тока начала торможения» [1].

$$I_{НБ.расч} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,09 \cdot 0,02 + 0) \cdot 1 = 0,34.$$

Определяется ток торможения блокировки:

$$I_{Т.бл} = K_{отс} \cdot K_{пред.нагр} \cdot I_{ном}, \quad (40)$$

где $K_{отс}$ — «коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$K_{пред.нагр}$ - коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность равный 1,8;

$I_{ном}$ - относительный номинальный ток равный 3,8» [1].

$$I_{Т.бл} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 3,8 = 7,52 \text{ А}.$$

Определяется коэффициент торможения ДЗТ:

$$K_T = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБ} \cdot I_{Д.0}}{I_T - I_{Т0}}, \quad (41)$$

где $K_{отс}$ – «коэффициент отстройки, принимаемый из диапазона от 1,1 до 1,3» [4];

$I_{Д.0}$ – «принятое значение минимального тока срабатывания, А» [4];

$I_{Т0}$ – «принятое значение тока начала торможения, А» [4];

$I_{НБ}$ – «расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому Т (АТ), ошиновке НН Т (АТ) сквозного тока и рассчитываемый по выражению» [1]:

$$I_{НБ} = (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпп} \cdot \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) \cdot I_{СКВ}, \quad (47)$$

где $I_{СКВ}$ – «максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, А» [1].

$$I_{НБ} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,12 \cdot 0,02 + 0) \cdot 4,93 = 1,67 \text{ А.}$$

«Расчетный тормозной ток определяется по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{НБ}) \cdot \cos(\beta)}, \quad (42)$$

где $\beta = 180 - \alpha$, а α - угол между векторами токов $I_{СКВ}$ и $I_{СКВ} - I_{НБ}$. В проектных расчетах может быть принят $\beta = (10 \div 10)$.

$$I_T = \sqrt{4,93 \cdot (4,93 - 1,67) \cdot \cos(15)} = 3,94 \text{ А,}$$

$$K_T = \frac{1,1 \cdot 1,67 \cdot 0,44}{3,94 - 1} \geq 0,47.$$

Принимаем $K_T = 0,5$.

Уровень блокировки по второй гармонике:

$k_{БЛ2} = 0,1$ - рекомендованное значение.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется:

- по условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора $I_{отс} \geq 6,5$;
- по условию отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению:

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{кз} \cdot (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпп} \cdot \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}), \quad (43)$$

где $I_{кз}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического короткого замыкания (КЗ) и приведенное к базисному току стороны этого внешнего КЗ [1].

$$I_{отс} = 1,5 \cdot \frac{781}{1,319 \cdot 120} \cdot (3,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02 + 0) = 3,25.$$

Принимается уставка 6,5.

Проверка по чувствительности ДЗТ:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.min}^{II}}{I_{д.0} \cdot I_{баз} \cdot K_{тт}}, \quad (44)$$

где $I_{кз.min}^{II}$ - ток КЗ между двумя фазами на стороне НН трансформатора в минимальном режиме.

$$K_{ч} = \frac{717,8 \cdot 0,87}{0,44 \cdot 1,319 \cdot 120} = 8,96.$$

Чувствительность защиты обеспечивается с большим запасом» [8].

4.2 Токовая защита нулевой последовательности

«Токовая защита нулевой последовательности является важным элементом системы защиты электрических сетей и оборудования. Она предназначена для защиты от аварийных ситуаций, связанных с несимметричными короткими замыканиями и утечками тока на землю, что особенно актуально для трансформаторов и распределительных устройств» [1].

«Первичный ток срабатывания ТЗНП выбирается исходя из условий:

- отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами:

$$I_{сз} \geq K_{отс} \cdot I_{0,нб}, \quad (45)$$

где $K_{отс}$ – «коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,25;

$I_{0,нб}$ - ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами и рассчитываемый по выражению» [1]:

$$I_{0,нб} = K_{нб} \cdot I_{расч.уст.кз}, \quad (46)$$

где $K_{нб}$ – «коэффициент небаланса, который в зависимости от кратности тока принимается равным 0,05;

$I_{расч.уст.кз}$ - первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами» [1];

$$I_{0,нб} = 0,05 \cdot 2145 = 107,25 \text{ А},$$

$$I_{сз} = 1,25 \cdot 107,3 = 134 \text{ А},$$

$$K_{ч} = \frac{I_{0,кз.мин}}{I_{сз}}, \quad (47)$$

где $I_{0,кз.мин}$ - минимальный ток нулевой последовательности при однофазном КЗ в расчетной точке.

$$K_q = \frac{1726}{134} = 12,8;$$

- отстройка от тока небаланса нулевой последовательности в послеаварийном нагрузочном режиме по выражению:

$$I_{сз} \geq I_{0,нб} \cdot (K_{отс}/K_v), \quad (48)$$

где K_v - коэффициент возврата, равный 0,9;

$I_{0,кз.мин}$ - первичный ток нулевой последовательности в послеаварийном нагрузочном режиме, рассчитываемый по выражению:

$$I_{0,нб} = K_{нб} \cdot I_{расч.па.нагр}, \quad (49)$$

где $K_{нб}$ - коэффициент небаланса, равный 0,05;

$I_{расч.па.нагр}$ - первичный ток в месте установки защиты в послеаварийном нагрузочном режиме;

$$I_{0,нб} = 0,5 \cdot 60 = 30 \text{ A},$$

$$I_{сз} = 30 \cdot \left(\frac{1,25}{0,9} \right) = 41,6 \text{ A},$$

$$I_{сз} \geq 1,25 \cdot 106,1 \geq 132,6 \gg [8].$$

Расчет токовой защиты нулевой последовательности позволит обеспечить надежную работу защиты, минимизировать риск повреждений трансформатора и повысить безопасность эксплуатации электрооборудования.

4.3 Перегрузка

«Перегрузка контролируется по току в двух обмотках трансформатора. Уставка сигнала перегрузки рассчитывается по формуле:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{ном} / K_B, \quad (50)$$

где $K_{отс} = 1,05$ - коэффициент отстройки;

$I_{ном}$ - номинальный ток, А.

Сторона ВН и НН:

$$I_{ВН} = 1,05 \cdot \frac{36,95}{0,9} = 43,1 \text{ А.}$$

$$I_{НН} = 1,05 \cdot \frac{215,5}{0,9} = 251,42 \text{ А} \gg [8].$$

Выводы по разделу 4.

Релейная защита является ключевым элементом системы безопасности подстанции 35/6 кВ «Водозабор», обеспечивая надежное отключение оборудования при возникновении аварийных ситуаций. Правильный выбор и настройка защитных устройств, таких как дифференциальная защита трансформаторов, токовая защита нулевой последовательности и токовые защиты, позволяют эффективно реагировать на перегрузки и короткие замыкания.

Использование современных микропроцессорных терминалов производства ООО НПП «ЭКРА» предоставляет высокую функциональность и возможность гибкой настройки параметров защиты, что значительно повышает надежность работы подстанции.

Обеспечение правильной работы релейной защиты не только защищает оборудование от повреждений, но и минимизирует риски для обслуживающего персонала, повышая общую безопасность системы.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Реконструкция схемы электроснабжения понижающей подстанции 35/6 кВ» была проведена всесторонняя оценка состояния существующего оборудования, выполнены необходимые расчеты и выбрано современное оборудование, соответствующее требованиям надежности и безопасности.

Анализ существующих трансформаторов, выключателей, разъединителей и систем защиты позволил выявить основные недостатки и определить необходимость их замены. Выбор силовых выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд, основанный на современных требованиях и расчетах, обеспечивает высокую степень защиты и эффективность работы подстанции.

Особое внимание было уделено релейной защите, которая является ключевым элементом для обеспечения надежной работы оборудования. Использование микропроцессорных терминалов позволяет реализовать многоуровневую защиту, что значительно повышает безопасность и минимизирует риски аварийных ситуаций.

В результате проведенной работы была разработана оптимальная схема электроснабжения подстанции, которая учитывает не только текущие потребности, но и возможности для будущего роста нагрузки. Это создает основу для повышения эффективности энергоснабжения и надежности работы подстанции 35/6 кВ «Водозабор».

Реализация предложенных мероприятий по реконструкции и модернизации оборудования позволит значительно улучшить эксплуатационные характеристики подстанции, повысить уровень надежности и безопасности, а также снизить затраты на обслуживание. Таким образом, работа представляет собой значимый вклад в развитие энергетической инфраструктуры и обеспечение стабильного электроснабжения региона.

Список используемых источников

1. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-СЭЩ-6 кВ // Официальный сайт производителя оборудования АО "ГК "Электрощит" - ТМ Самара". 2021. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> (дата обращения: 27.04.2024).
3. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 27.04.2024).
4. Дубинский Г.Н., Левин Л.Г. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В: Учебное пособие. М.: Солон-Пресс, 2019. 416 с.
5. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
6. Кудрин Б.И., Жилин Б.В., Матюнина Ю.В. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие. Москва: МЭИ, 2018. 412 с.
7. Кудрин Б. И. Электроснабжение: учебное пособие. Москва: Academia, 2019. 352 с.
8. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс] : официальный интернет сайт. URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 27.04.2024 г.).
9. Мазуркевич В. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 2: учебно-методическое пособие для практических занятий в 2 ч. Минск: БНТУ, 2017. 62 с.
10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного

проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 5-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2018. 608 с.

11. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2022. 648 с.

12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания - М.: Энергия, 2018. 69 с.

13. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.

14. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.

15. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС) [Текст] : официальное издание. – М. : Энергоатомиздат, 2021. – 135 с.

16. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.

17. Техническая документация: Электрическая часть ПС 35/6 кВ «Водозабор». – 2021. – 78 с.

18. Фролов Ю. М., Шелякин В. П. Основы электроснабжения: Учебное пособие. Москва: Лань, 2018. 480 с.

19. Хорольский В.Я., Таранов М.А. Надежность электроснабжения: Учебное пособие. Москва: Форум, Инфра-М, 2019. 128 с.

20. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2020. 216 с.

21. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. М.: Министерство энергетики, 2020. 142 с.