

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 электрической части ПС «Дубовый Умет» 110/35/10 кВ

Обучающийся

Р.Х. Мирзоев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент И.В. Горохов

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

Консультант

к.филол.н., доцент, С.Ю. Мамушкина

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

Тольятти 2025

Аннотация

В выпускной квалификационной работе проведена разработка проекта реконструкции электрической части подстанции (ПС) «Дубовый Умет» 110/35/10 кВ.

Ключевым вопросом бакалаврской работы является разработка электрической части ПС, которая должна обладать не только оптимизированными техническими характеристиками, но и обеспечивать необходимый уровень надежности, соответствующий современным стандартам и требованиям.

Разработка электрической части подстанции включает в себя выбор силовых трансформаторов, выбор схем распределительных устройств (РУ), расчет токов короткого замыкания (КЗ) и по результатам расчетов, выбор электрических аппаратов, выбор токоведущих частей, проектирование системы собственных нужд, релейной защиты силовых трансформаторов. Для обеспечения безопасности подстанции необходимо произвести расчёт высоты стержневого молниеотвода и радиуса защитной зоны молниеотвода, рассчитать заземляющее устройство.

Актуальность данного исследования, имеющего как теоретическое, так и практическое значение, обусловлена его применимостью не только для рассматриваемой подстанции, но и для других ПС аналогичного функционального назначения, что делает его результаты востребованными в современных условиях развития энергетической инфраструктуры.

Данная ВКР содержит пояснительную записку объемом 61 страниц, дополняемую 4 таблицами, 12 рисунками, а также 6 чертежами формата А1.

Abstract

In the final qualification work, a project for the reconstruction of the electrical part of the substation (PS) "Dubovy Umet" 110/35/10 kV was developed.

The key issue of the bachelor's thesis is the development of the electrical part of the substation, which should have not only optimized technical characteristics, but also ensure the required level of reliability that meets modern standards and requirements.

The development of the electrical part of the substation includes the selection of power transformers, the selection of switchgear (SG) circuits, the calculation of short-circuit currents (SC) and, based on the results of calculations, the selection of electrical devices, the selection of current-carrying parts, the design of an auxiliary system, relay protection of power transformers. To ensure the safety of the substation, it is necessary to calculate the height of the rod lightning rod and the radius of the lightning rod protective zone, and calculate the grounding device. The relevance of this study, which has both theoretical and practical significance, is due to its applicability not only to the substation in question, but also to other substations of similar functional purpose, which makes its results in demand in the modern conditions of energy infrastructure development. This final qualifying work contains an explanatory note of 61 pages, supplemented by 4 tables, 12 figures, and 6 A1 format drawings.

Содержание

Введение.....	6
1 Анализ исходных данных для проектирования электрической части подстанции.....	8
1.1 Краткие сведения о подстанции.....	8
1.2 Графики электрических нагрузок.....	9
1.3 Определение основных показателей и коэффициентов, характеризующих графики нагрузки.....	15
2 Расчет электрической части подстанции.....	19
2.1 Определение мощностей потребления.....	19
2.2 Выбор силовых трансформаторов и схем распределительных устройств...	21
2.3 Расчет токов короткого замыкания.....	23
2.4 Выбор электрических аппаратов.....	27
2.4.1 Выбор выключателя и разъединителя для РУ–110 кВ.....	27
2.4.2 Выбор выключателя и разъединителя для РУ–35 кВ.....	29
2.4.3 Выбор выключателей и шкафов КРУ–10 кВ.....	31
2.5 Выбор токоведущих частей на подстанции.....	33
2.5.1 Выбор проводников ошиновки РУ–110 кВ.....	33
2.5.2 Выбор отводов от шин РУ–35 кВ до силовых трансформаторов.....	34
2.5.3 Выбор проводов ЛЭП–35 кВ.....	35
2.5.4 Выбор сборных шин РУ–35 кВ.....	36
2.5.5 Выбор кабелей, отходящих от шин РУ–10 кВ.....	36
2.6 Выбор измерительных трансформаторов.....	37

2.6.1	Выбор трансформаторов тока.....	37
2.6.2	Выбор трансформаторов напряжения.....	41
2.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	43
2.8	Расчет релейной защиты	44
3	Безопасность проекта.....	52
3.1	Грозозащита подстанции.....	52
3.2	Заземление подстанции	53
	Заключение	56
	Список используемых источников.....	57

Введение

В экономике любой отрасли «уровень развития энергетики и электрификации отражает достигнутый технико–экономический потенциал. Энергетика обеспечивает электроэнергией и теплом промышленные предприятия, сельское хозяйство, транспорт, коммунально–бытовые нужды городов и посёлков» [27]. Электрическая энергия является наиболее универсальным видом энергии. Она может просто и экономично преобразовываться в другие виды энергии – тепловую, механическую, световую и т. д. при помощи электроприёмников. Каждый ЭП может присоединяться к электрической сети и отключаться от неё по мере надобности. Таким образом, «основным назначением электроэнергии является передача энергии от места выработки к месту потребления.

Важнейшие задачи, которые в настоящее время решают энергетики и энергостроители, состоят в сокращении сроков строительства новых энергетических объектов, уменьшение удельных капитальных вложений, в сокращении удельных расходов топлива, повышении производительности труда, в улучшении структуры производства электроэнергии» [27].

Надёжное электроснабжение является основой для успешной деятельности, а также качественного и количественного роста показателей любого предприятия.

Немаловажное значение в электроснабжении имеет правильная разработка схемы и комплектация трансформаторных подстанций, а также оптимальные варианты прохождения трасс линий электропередач. Необходимо во всех расчётах находить оптимальное соотношение между технической необходимостью и экономической целесообразностью при установке того или иного оборудования [32]. Это позволяет добиться существенной экономии

материалов и средств, что особенно актуально на данный момент, облегчает эксплуатацию аппаратуры.

Целью работы является реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ. Для достижения этой цели, в проекте необходимо решить следующие задачи:

- заменить на стороне 110 кВ устаревшие выключатели типа ВГТ–110–40/2500 УЗ на более современные типа РНД–110/630 УЗ;
- заменить на стороне 35 кВ масляные выключатели на вакуумные типа ВБС–35–25/630 УЗ и на разъединители РНД–110/630 УЗ;
- заменить на стороне 10 кВ масляные выключатели типа ВМП–10–20/630 УЗ на вакуумные типа ЗАН5–10–13,1/800 УЗ и на разъединители РНД–110/630 УЗ;
- перестроить релейную защиту с применением микропроцессорного устройства управления;
- заменить трансформаторы собственных нужд на сухие типа РЗЛ–100/10.

1 Анализ исходных данных для проектирования электрической части подстанции

1.1 Краткие сведения о подстанции

Согласно [25] ПС расположена по адресу: автодорога А–300, поселок Дубовый Умет, Волжский район Самарской области, координаты 52.95937: 50.29354. ПС обслуживается филиалом ПАО «Россети Волга» – «Самарскими распределительными сетями».

Основные технические данные [8]:

- тип подстанции: комплектная трансформаторная подстанция;
- мощность установленных трансформаторов 110/35/10 кВ 50 МВт, количество – 2;
- текущий резерв мощности составляет 5,67 МВт [5];
- текущий резерв мощности для технологического присоединения составляет 3,60 МВт [5];
- объем свободной трансформаторной мощности по уровню напряжения 0,4 кВ составляет 153,02 кВт.

Параметры системы:

- напряжение 110 кВ;
- характеристика питающего пункта: двухцепная линия электропередач (ЛЭП);
- длина питающей воздушной ЛЭП: 13 км;
- мощность короткого замыкания системы $S_k=1700$ МВа.

Данные потребителей СН (воздушные ЛЭП):

- напряжение 35 кВ;
- число и мощность потребителей $n \times P_{\max}$: $6 \times 1,0 \dots 9 \times 1,35$ МВт;
- tgφ в режиме максимума активной нагрузки: 0,36.

Данные потребителей НН (кабельные ЛЭП):

- напряжение 10 кВ;
- число и мощность потребителей $n \times P_{\max}$: $12 \times 2,1 \dots 4 \times 3,6$ МВт;
- $\text{tg}\varphi$ в режиме максимума активной нагрузки: 0,30;
- доля потребителей III категории: 45%.

1.2 Графики электрических нагрузок

«Электрические нагрузки подстанции определяются для выбора силовых трансформаторов, электрических аппаратов и токоведущих частей, релейной защиты и компенсирующих устройств, также для расчёта потерь электроэнергии в трансформаторах.

Строятся суммарные суточные графики нагрузки подстанции и годовые графики нагрузки подстанции по продолжительности активной мощности на среднем и на низком напряжениях. Выполняем это следующим образом» [5].

«По известному числу и мощности потребителей P на заданных напряжениях определяются суммарные максимальные нагрузки потребителей $P_{\max.\text{сн}}$ и $P_{\max.\text{нн}}$.

Значения $P_{\max.\text{сн}}$ и P_{\max} принимаются соответственно за 100% типовых графиков на среднем (СН) и низком (НН) напряжениях, и в соответствии с этим определяются действительные значения мощностей на каждой ступени графиков нагрузки СН и НН.

Суммарные суточные графики нагрузки подстанции $P_{\max.\text{вн}}$ на высоком напряжении (ВН) определяется суммированием графиков нагрузки СН и НН» [5].

На рисунке 1 представлен суточный график зимнего электропотребления на напряжении 0,4 кВ, на рисунке 2 – аналогичный график но для летнего

электропотребления, на рисунках 3 и 4 – аналогичные графики для уровня напряжения 35 кВ.

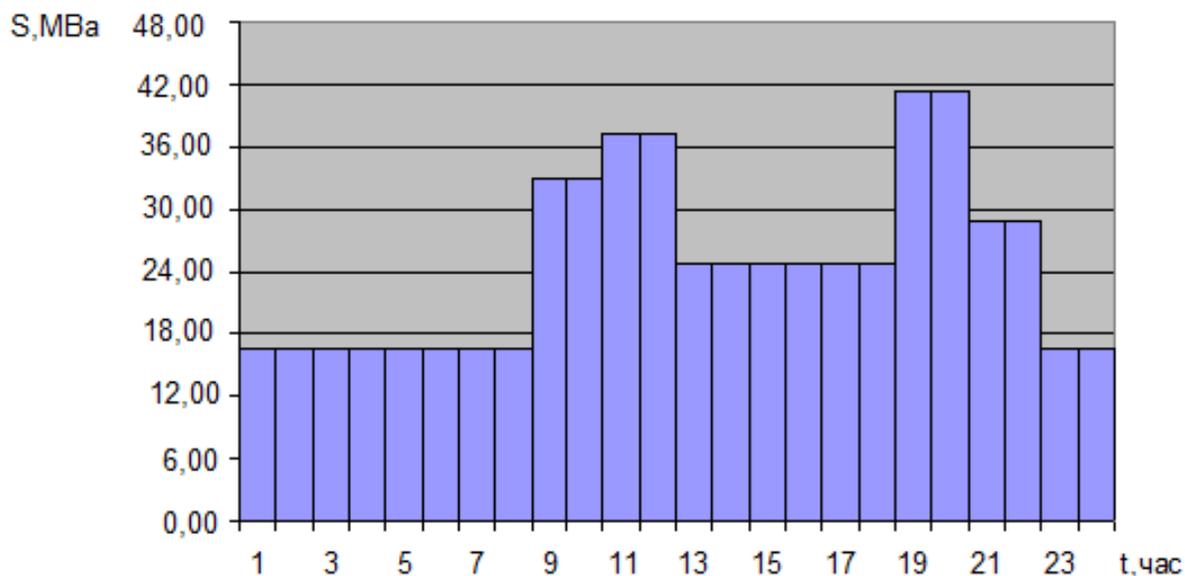


Рисунок 1 – Суточный график (зима) на низком напряжении

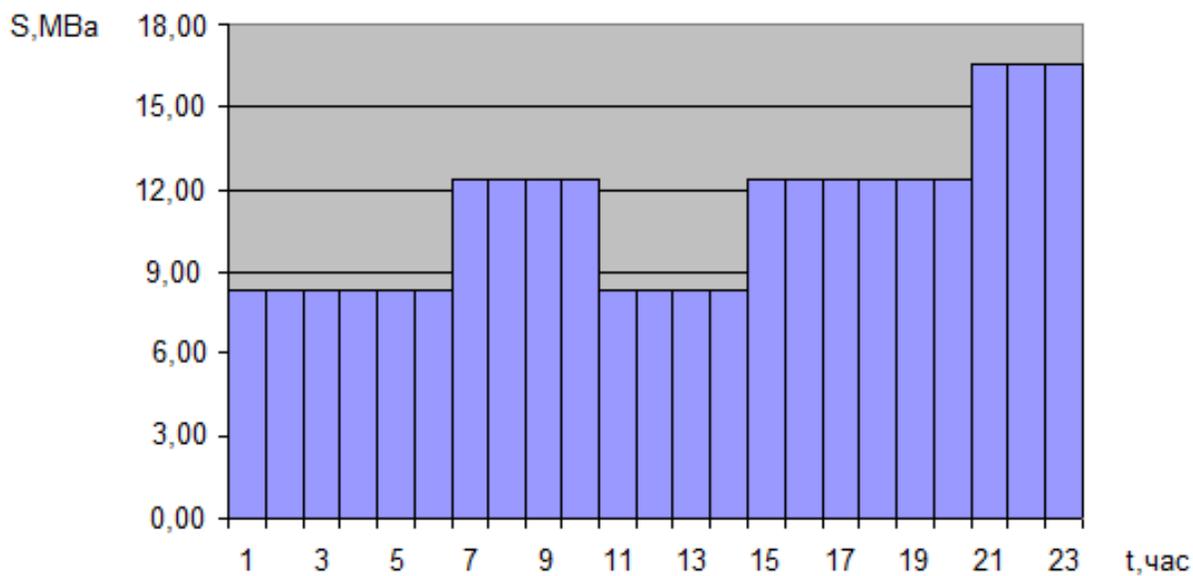


Рисунок 2 – Суточный график (лето) на низком напряжении

Построение суточного графика электропотребления позволяет выявить характерные пиковые и минимальные нагрузки в энергосистеме, что используется при проектировании систем электроснабжения. Например, из рисунка 1 видно, что пик потребления электроэнергии уровнем 220/380 В зимой приходится на два вечерних часа (с 19:00 до 21:00) и составляет 41 МВт, а летом составляет три вечерних часа с 20:00 до 23:00 часов с потреблением 16,5 Мвт. Значительное зимнее электропотребление, по сравнению с летним, связано с потреблением электроэнергии на отопление.

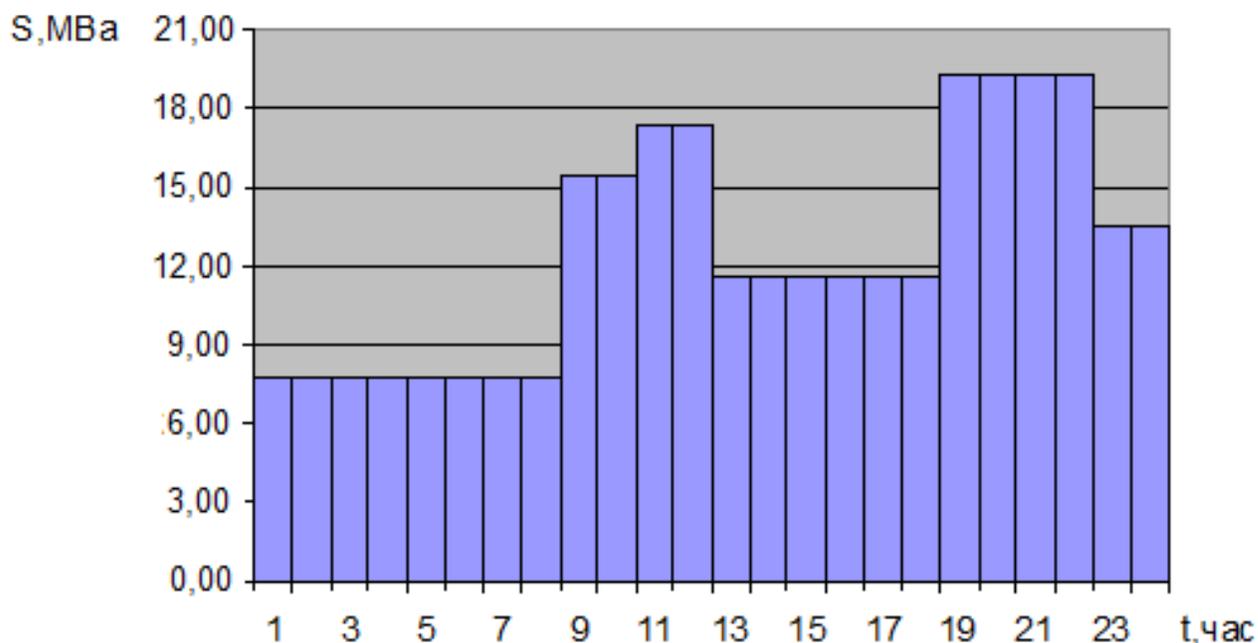


Рисунок 3 – Суточный график (зима) на среднем напряжении

На напряжении 35 кВ как следует из рисунков 3 и 4, общие тенденции аналогичны процессам, происходящим на низком напряжении: пики потребления также приходятся на вечернее время (с 19:00 до 23:00 зимой и с 20:00 до 22:00 летом). При этом летнее электропотребление имеет более усредненный вид, без значительных перепадов.

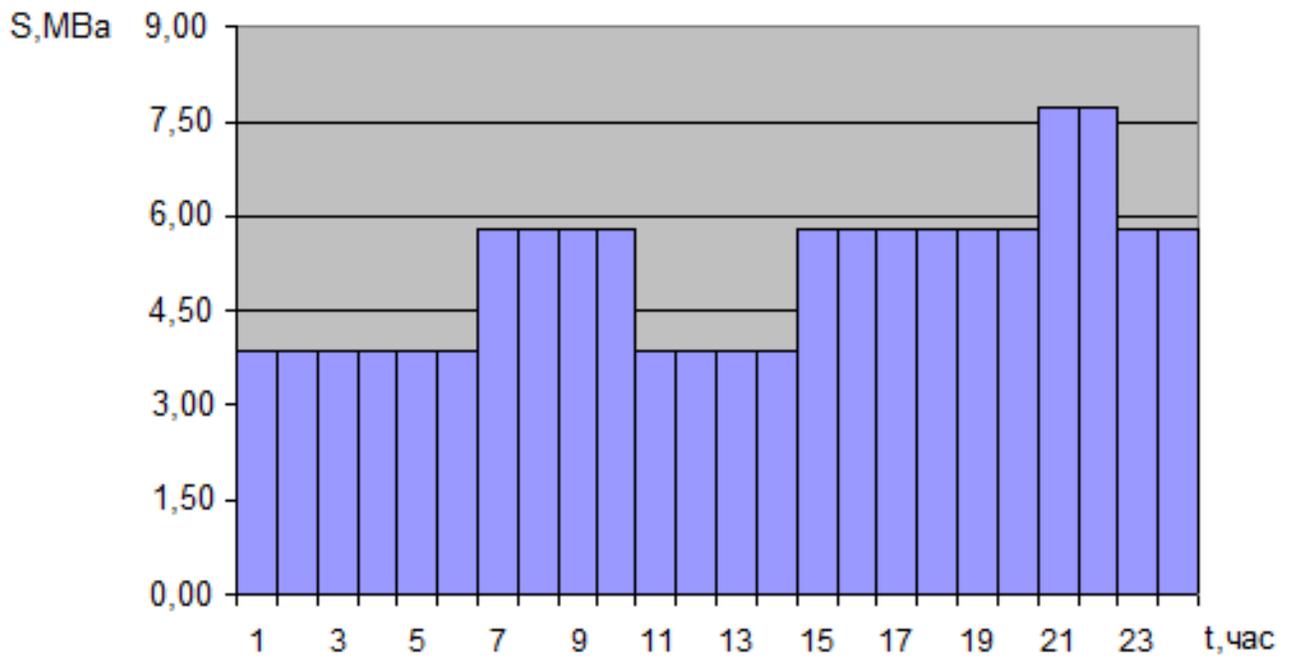


Рисунок 4 – Суточный график (лето) на среднем напряжении

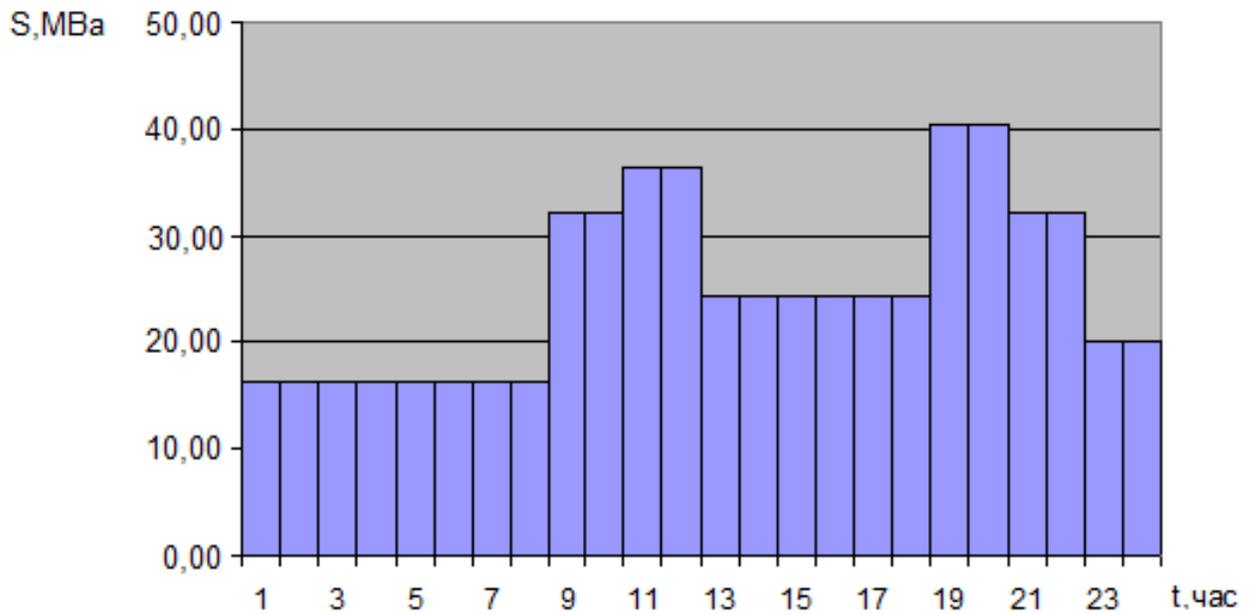


Рисунок 5 – Суточный график (зима) на высоком напряжении

Из графиков на рисунках 5 и 6 также видно, что потребляемая мощность высокого напряжения также изменяется в течение суток. Наблюдаются периоды роста и снижения мощности, что может быть связано с изменением нагрузки в энергосистеме в разное время суток. Например, пиковые значения мощности могут соответствовать утренним и вечерним часам, когда потребление электроэнергии максимально, а минимальные значения — ночным часам, когда нагрузка снижается.

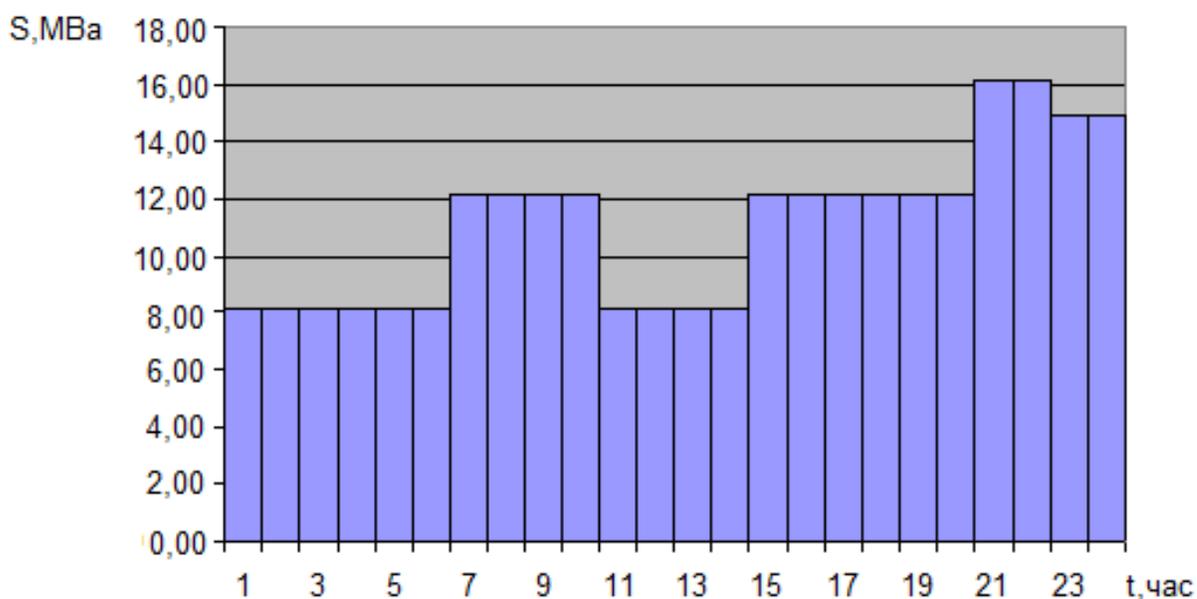


Рисунок 6 – Суточный график (лето) на высоком напряжении

«Годовые графики по продолжительности на ВН, СН и НН строим на основании известных графиков за летние и зимние сутки. При построении годового графика по оси ординат откладываются нагрузки, МВА, по оси абсцисс – часы года от 0 до 8760. Нагрузки на графике располагаются в порядке убывания от S_{max} до S_{min} » [16]. Годовые графики активной мощности представлены: низкого напряжения на рисунке 7, среднего напряжения на рисунке 8 и высокого напряжения на рисунке 9.

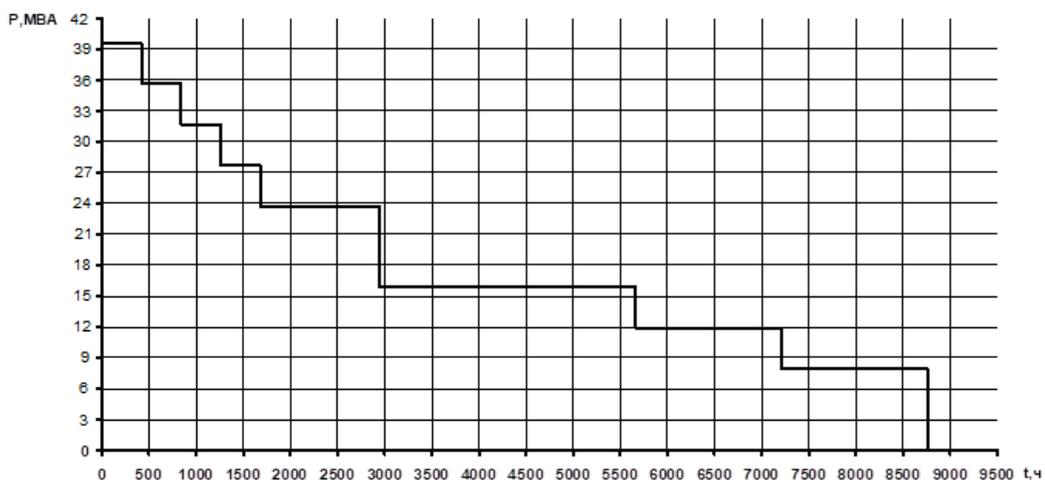


Рисунок 7 – Годовой график активной мощности на низком напряжении

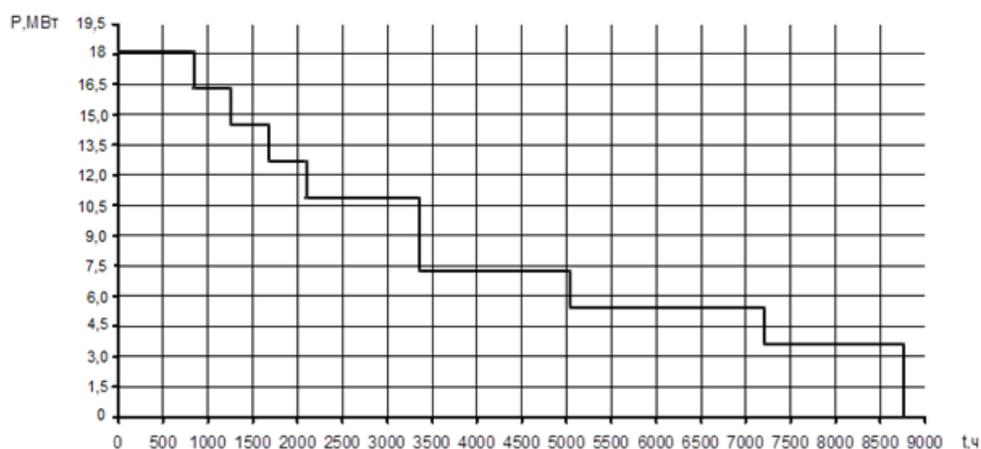


Рисунок 8 – Годовой график активной мощности на среднем напряжении

Характер изменения мощности на графике рисунка 7 может указывает на определенную закономерность или зависимость, например, рост или снижение мощности при увеличении значения временного параметра. Аналогичные процессы можно наблюдать на графиках рисунка 8 и 9. В основном пик нагрузки длится непродолжительное время в районе 500 часов в год.

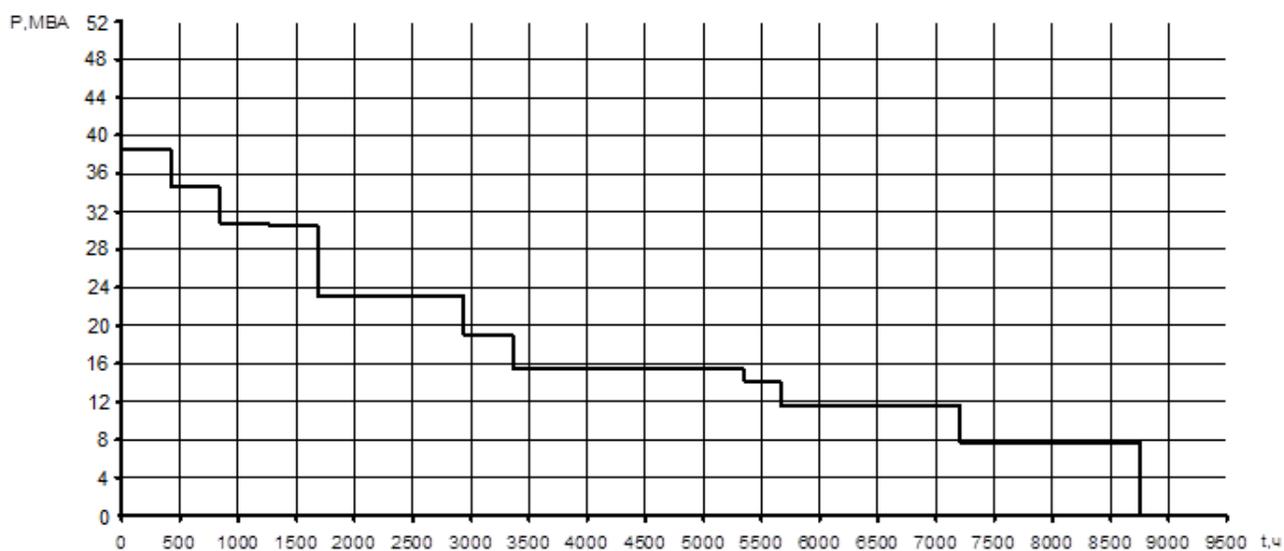


Рисунок 9 – Годовой график активной мощности на высоком напряжении

«Продолжительность потребления нагрузки T_i определяется по длительностям ступеней суточных графиков t_i и количеству календарных дней зимы $N_{зим}=210$ и лета $N_{лето}=155$, причем $\Sigma T_i=8760$ ч.

По построенному графику определяем следующие показатели и коэффициенты: годовое потребление энергии $W_{год}$; годовое число часов использования максимума мощности T_{max} ; время максимальных потерь τ » [17].

1.3 Определение основных показателей и коэффициентов, характеризующих графики нагрузки

По графику на рисунке 8 «определяем следующие показатели и коэффициенты:

- годовое потребление энергии $W_{год}$;
- годовое число часов использования максимума мощности T_{max} ;
- время максимальных потерь τ » [9].

«Годовое число часов использования максимумов нагрузок» [9]:

$$W_{\text{год}} = \sum_{i=1}^N S \cdot t, \quad (1)$$

$$W_{\text{год}} = 25821,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

«Годовое число часов использования максимума мощности» [9]:

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{max}} = 18,0 \text{ МВт}$ – максимальная активная нагрузка за рассматриваемый период по графику рисунка 8.

$$T_{\text{max}} = \frac{25821,4}{18,0} = 1434,52 \text{ ч.}$$

Время максимальных потерь:

$$\tau_{\text{max}} = 2 \cdot \left[0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right] \cdot 8760, \quad (3)$$

$$\tau_{\text{max}} = 2 \cdot \left[0,124 + \frac{1434,52}{10000} \right] \cdot 8760 = 4685,76 \text{ ч.}$$

Определение средних активных нагрузок по графику рисунка 3 (зима) и 4 (лето):

$$P_{\text{ср.з}} = \frac{W_{\text{сут.з}}}{24}, \quad (4)$$

$$P_{\text{ср.з}} = \frac{(7 \cdot 8 + 16 \cdot 2 + 17 \cdot 2 + 11 \cdot 6 + 19 \cdot 4 + 14 \cdot 2)}{24} = 11,79 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.л}} = \frac{W_{\text{сут.л}}}{24}, \quad (5)$$

$$P_{\text{ср.л}} = \frac{116,16}{24} = 4,89 \text{ МВт}$$

Определяется коэффициент заполнения для зимы и лета:

$$K_{зп.з} = \frac{P_{ср.з}}{P_{max}}, \quad (6)$$

$$K_{зп.з} = \frac{11,79}{19} = 0,62$$

$$K_{зп.л} = \frac{P_{ср.л}}{P_{max}}, \quad (7)$$

$$K_{зп.л} = 4,89/8,0 = 0,611$$

Определяется коэффициент неравномерности для зимы и лета:

$$K_{нер.з} = \frac{P_{min.з}}{P_{max.з}}, \quad (8)$$

$$K_{нер.з} = \frac{7,0}{19} = 0,368$$

$$K_{нер.л} = \frac{P_{min.л}}{P_{max.л}}, \quad (9)$$

$$K_{нер.л} = 4,0/8,0 = 0,5.$$

Выводы по разделу 1.

Подстанция является комплектной трансформаторной подстанцией с двумя трансформаторами мощностью 50 МВт каждый. Наличие текущего резерва мощности (5,67 МВт) и резерва для технологического присоединения (3,60 МВт) свидетельствует о достаточной мощности для текущих и потенциальных нагрузок. Объем свободной трансформаторной мощности на уровне напряжения 0,4 кВ (153,02 кВт) позволяет подключать дополнительные потребители.

Параметры системы: подстанция работает на напряжении 110 кВ и питается от двухцепной линии электропередач длиной 13 км. Мощность короткого замыкания системы (1700 МВА) указывает на высокую надежность и устойчивость системы к аварийным ситуациям.

Потребители среднего напряжения (СН): подключенные потребители на напряжении 35 кВ имеют мощность от 1,0 до 1,35 МВт, что указывает на наличие значительных промышленных или коммерческих нагрузок. Коэффициент мощности ($\text{tg}\varphi = 0,36$) в режиме максимума активной нагрузки свидетельствует о необходимости компенсации реактивной мощности.

Потребители низкого напряжения (НН): потребители на напряжении 10 кВ имеют мощность от 2,1 до 3,6 МВт, что также указывает на значительные нагрузки. Доля потребителей III категории (45%) подчеркивает необходимость обеспечения надежности электроснабжения для значительной части потребителей.

Таким образом, подстанция обладает достаточной мощностью и резервами для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в регионе. Однако необходимо учитывать потребность в компенсации реактивной мощности и обеспечении надежности для потребителей III категории. Подстанция готова к подключению дополнительных потребителей, что делает ее важным элементом энергосистемы региона.

Графики электропотребления показали, что мощности установленных на подстанции силовых трансформаторов достаточно для удовлетворения потребностей потребителей в электроэнергии, а следовательно нет необходимости в их замене на более мощные изделия. Техническое состояние трансформаторов в целом удовлетворительное, несмотря на их высокий срок эксплуатации в 44 года, поэтому во время реконструкции ограничимся текущим ремонтом трансформатора и заменой электрооборудования подстанции на новое.

2 Расчет электрической части подстанции

2.1 Определение мощностей потребления

Максимальные мощности активных и реактивных потребителей 35 кВ

$$P_{MAX35} = P_{\%} \cdot (n_1 \cdot P_{MAX1}), \quad (10)$$

$$Q_{MAX35} = P_{MAX35} \cdot tg\varphi_1, \quad (11)$$

где $n_1 \cdot P_{MAX1}$ – число и мощность потребителей 35 кВ (из подпункта 1.1);

$P_{\%}$ – процент использования (при 100% $P_{\%} = 1$);

$tg\varphi_1$ – коэффициент мощности потребителей 35 кВ (из подпункта 1.1);

$$P_{MAX35} = 1 \cdot (6 \cdot 1,0 + 9 \cdot 1,35) = 18,15 \text{ МВт},$$

$$Q_{MAX35} = 18,15 \cdot 0,36 = 6,534 \text{ МВАр.}$$

Максимальная полная мощность потребителей 35 кВ:

$$S_{MAX35} = \sqrt{(P_{MAX35})^2 + (Q_{MAX35})^2}, \quad (12)$$

$$S_{MAX35} = \sqrt{(18,15)^2 + (6,534)^2} = 19,29 \text{ МВА.}$$

Максимальные мощности активных и реактивных потребителей 10 кВ

$$P_{MAX10} = P_{\%} \cdot (n_2 \cdot P_{MAX2}), \quad (13)$$

$$Q_{MAX10} = P_{MAX10} \cdot tg\varphi_2, \quad (14)$$

где $n_2 \cdot P_{MAX2}$ – число и мощность потребителей 10 кВ (из подпункта 1.1);

$tg\varphi_2$ – коэффициент мощности потребителей 10 кВ (из подпункта 1.1);

$$P_{MAX10} = 1 \cdot (12 \cdot 2,1 + 4 \cdot 3,6) = 39,6 \text{ МВт},$$

$$Q_{MAX10} = 39,6 \cdot 0,3 = 11,88 \text{ МВАр.}$$

Максимальная полная мощность потребителей 10 кВ:

$$S_{MAX10} = \sqrt{(P_{MAX10})^2 + (Q_{MAX10})^2}, \quad (15)$$
$$S_{MAX10} = \sqrt{(39,6)^2 + (11,88)^2} = 41,34 \text{ МВА.}$$

Максимальные мощности потребителей ПС (110 кВ):

$$S_{MAX110} = \sqrt{(P_{MAX35} + P_{MAX10})^2 + (Q_{MAX35} + Q_{MAX10})^2}, \quad (16)$$
$$S_{MAX110} = \sqrt{(18,15 + 39,6)^2 + (6,534 + 11,88)^2} = 60,61 \text{ МВА.}$$

Расчетная мощность трансформатора с учетом потребителей III категории:

$$S_{\text{расч.1}} = \frac{S_{MAX110}}{k_n}, \quad (17)$$

где $k_n = 1,45$ – доля потребителей III категории (45%, из подпункта 1.1)

$$S_{\text{расч.1}} = \frac{60,61}{1,45} = 41,8 \text{ МВА.}$$

Максимальная мощность потребителей подстанции (110 кВ) без учета потребителей III категории:

$$S_{MAX110/III} = \sqrt{(P_{MAX35} + P_{MAX10}(1 - \frac{k_n}{100})^2 + (Q_{MAX35} + Q_{MAX10}(1 - \frac{k_n}{100}))^2}, \quad (18)$$
$$S_{MAX110} = \sqrt{(18,15 + 39,6(1 - \frac{45}{100})^2 + (6,534 + 11,88(1 - \frac{45}{100}))^2} = 42,01 \text{ МВА.}$$

Расчетная мощность трансформатора без учета потребителей III категории:

$$S_{\text{расч.2}} = \frac{S_{\text{MAX110/III}}}{k_n}, \quad (19)$$

$$S_{\text{расч.2}} = \frac{42,01}{1,45} = 28,97 \text{ МВА.}$$

При проектировании энергетических объектов определение оптимального количества трансформаторных агрегатов (включая автотрансформаторные установки) должно осуществляться в соответствии с действующими нормативными требованиями, регламентирующими показатели надежности системы электроснабжения, которые устанавливаются дифференцированно для различных категорий энергопотребителей [29].

2.2 Выбор силовых трансформаторов и схем распределительных устройств

В случае проектирования подстанционных комплексов, работающих в диапазоне высоких напряжений от 35 до 750 кил вольт, технологически и экономически обоснованным решением является монтаж двух трансформаторных единиц, номинальные мощностные характеристики которых должны гарантировать бесперебойное энергоснабжение подключенных потребителей даже в условиях вывода из эксплуатации одного из преобразовательных агрегатов, с обязательным учетом нормативно допустимых значений перегрузочной способности оборудования и наличия резервных пропускных способностей в сетях среднего и низкого уровней напряжения.

Следует особо отметить, что согласно требованиям межгосударственного стандарта ГОСТ, при возникновении аварийных ситуаций допускается эксплуатация трансформаторного оборудования с кратковременной перегрузкой, достигающей 40% от номинального значения, однако суммарная продолжительность такого режима работы не должна превышать пяти

календарных суток при условии, что ежесуточный период перегрузки будет ограничен шестью часами непрерывной работы [6].

Процедура расчета оптимальных мощностных характеристик трансформаторного оборудования основывается на анализе построенных суточных графиков изменения нагрузочных характеристик, посредством которых специалисты определяют максимальные значения потребляемой мощности для конкретного подстанционного узла. В типовых проектных решениях для двухтрансформаторных подстанционных комплексов принято выбирать номинальную мощность каждого преобразовательного агрегата в диапазоне от 60 до 70 процентов от суммарного максимального значения расчетной нагрузки, что обеспечивает необходимый эксплуатационный резерв.

В рассматриваемом случае наличие на подстанции ответственных потребителей, относящихся к первой и третьей категориям надежности электроснабжения, обуславливает необходимость применения схемы с двумя силовыми трансформаторами, что полностью соответствует современным требованиям к обеспечению бесперебойного энергоснабжения критически важных объектов. Структурная схема подстанции показана на рисунке 10 [21].

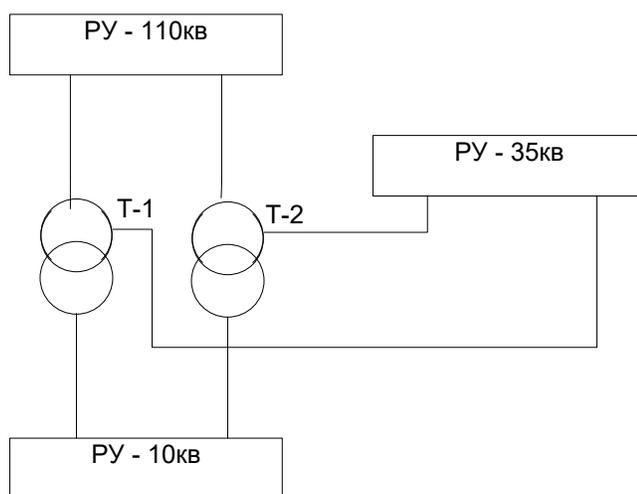


Рисунок 10 – Структурная схема подстанции

По условию $S_{\text{ном.тр}} \geq S_{\text{расч.2}}$, в качестве силовых трансформаторов выбираем трансформаторы типа ТДТН–50000/110 [19], основные данные в таблице 1.

Таблица 1 – Паспортные данные силового трансформатора ТДТН–50000/110

S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , А
	ВН	СН	НН			
50	115	36,75	10,5	125	25	1,2

Коэффициент загрузки трансформаторов:

$$k_3 = \frac{S_{\text{max.1}}}{N_T \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (20)$$

$$k_3 = \frac{41,8}{2 \cdot 50} = 0,42.$$

Для удобства эксплуатации РУ–110 кВ, для этого РУ принимается мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. В качестве РУ–35 кВ, РУ–10 кВ принимается схема одиночной секционированной системы сборных шин [22].

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Выбор сечения ЛЭП–110 кВ.

Максимальный ток по ЛЭП в нормальном режиме [15]

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{max.1}}}{N_T \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}}, \quad (21)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{41,8 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 109,6 \text{ А.}$$

Сечение проводов ЛЭП по экономической плотности тока [20]

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{ЭК}}}, \quad (22)$$

где $J_{\text{ЭК}} = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ при $T_{\text{макс}} = 3000 \dots 5000$ ч.

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{109,6}{1,1} = 99,63 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод типа АС– 95/16 [10] с максимально допустимым током 330 А.

Проверка сечения по допустимому току.

Максимальный рабочий ток ЛЭП [18]:

$$I_{\text{макс.раб}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}, \quad (23)$$

$$I_{\text{макс.раб}} = 2 \cdot 109,6 = 219,2 \text{ А.}$$

Так как $I_{\text{доп.АС-95/16}} = 330 \text{ А}$ выше $I_{\text{макс.раб}} = 219,2 \text{ А}$, то условия проверки по допустимому току для проводов типа АС–95/16 выполняются.

Проверка по условиям короны.

По условиям короны принимаются минимально допустимое сечение провода типа АС–95/16. Данные ЛЭП–110 кВ с проводами типа АС–95/16: $x_{\text{уд}}=0,444 \text{ Ом/км}$, $r_{\text{уд}}=0,428 \text{ Ом/км}$.

Расчет токов КЗ на подстанции.

Расчетная схема подстанции и схема замещения для расчета токов КЗ показана на рисунке 11. Расчет параметров схемы замещения [33].

Расчет токов КЗ производится в отдельных базисных единицах при упрощенном приведении. Принимаются базисные мощность и напряжение: $S_{\text{Б}}=100\text{МВА}$, $U_{\text{Б}}=115 \text{ кВ}$, $E_{\text{сист}}=1$. Тогда система:

$$X_{\text{сист}} = \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{КЗ}}}, \quad (24)$$

где $S_{\text{КЗ}} = 1700 \text{ МВА}$ – мощность КЗ (из подпункта 1.1),

$$X_{\text{сист}} = \frac{100}{1700} = 0,058.$$

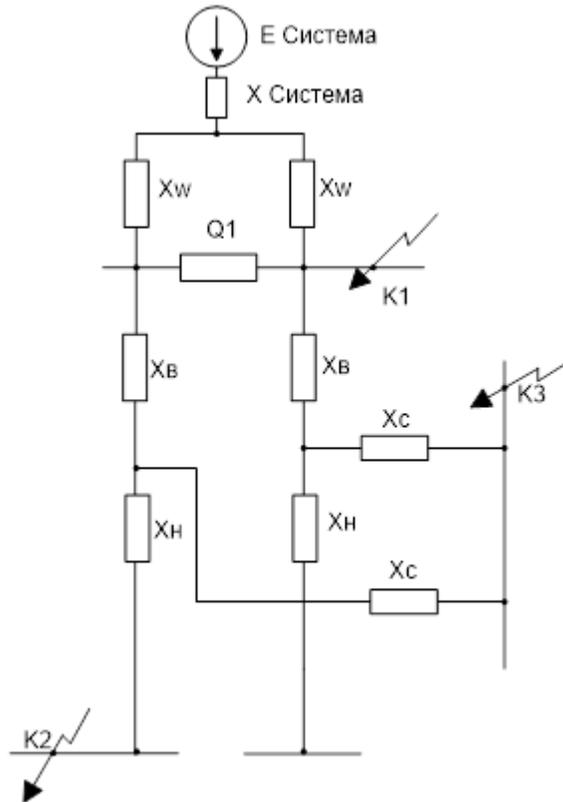


Рисунок 11 – Расчетная схема подстанции и схема замещения для расчета токов

КЗ

Удельное сопротивление линии электропередачи 110 кВ:

$$X_w = \frac{x_{\text{уд}} \cdot L_{\text{ЛЭП}} \cdot S_{\text{Б}}}{U_{\text{ср.вн}}^2}, \quad (25)$$

$L_{\text{ЛЭП}} = 13 \text{ км}$ – длина питающей воздушной ЛЭП (из подпункта 1.1),

$$X_w = \frac{0,444 \cdot 13 \cdot 100}{115^2} = 0,039.$$

Соппротивление трансформаторов Т1 и Т2:

$$X_B = \frac{S_B}{200 \cdot S_{\text{ном.тр}}} \cdot (U_{\text{к.вн-нн}} + U_{\text{к.вн-сн}} + U_{\text{к.сн-нн}}), \quad (26)$$

$$X_C = \frac{S_B}{200 \cdot S_{\text{ном.тр}}} \cdot (U_{\text{к.вн-сн}} + U_{\text{к.сн-нн}} + U_{\text{к.вн-нн}}), \quad (27)$$

$$X_H = \frac{S_B}{200 \cdot S_{\text{ном.тр}}} \cdot (U_{\text{к.вн-нн}} + U_{\text{к.сн-нн}} + U_{\text{к.вн-сн}}), \quad (28)$$

$$X_B = \frac{100}{200 \cdot 50} \cdot (17 + 10,5 - 6) = 0,67,$$

$$X_C = \frac{100}{200 \cdot 50} \cdot (10,5 + 6 - 17) \approx 0,$$

$$X_H = \frac{100}{200 \cdot 50} \cdot (17 + 6 - 10,5) = 0,39.$$

Базисные токи на высоком, среднем и низком напряжениях:

$$I_{\text{Б.вн}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.вн}}}, \quad (29)$$

$$I_{\text{Б.сн}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.сн}}}, \quad (30)$$

$$I_{\text{Б.нн}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.нн}}}, \quad (31)$$

$$I_{\text{Б.вн}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 502 \text{ A},$$

$$I_{\text{Б.сн}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 36,75 \cdot 10^3} = 1562 \text{ A},$$

$$I_{\text{Б.нн}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 5499 \text{ A}.$$

Расчет значений периодических токов трехфазных КЗ, в начальный момент времени КЗ, в точках К1, К2 и К3:

$$I_{\text{ПО.К1}} = \frac{E_{\text{сист}}}{x_{\text{сист}} + \frac{x_w}{2}} \cdot I_{\text{Б.ВН}}, \quad (32)$$

$$I_{\text{ПО.К3}} = \frac{E_{\text{сист}}}{x_{\text{сист}} + \frac{x_w + x_B + x_C}{2}} \cdot I_{\text{Б.СН}}, \quad (33)$$

$$I_{\text{ПО.К2}} = \frac{E_{\text{сист}}}{x_{\text{сист}} + \frac{x_w + x_B}{2} + x_H} \cdot I_{\text{Б.НН}}, \quad (34)$$

$$I_{\text{ПО.К1}} = \frac{1}{0,058 + \frac{0,039}{2}} \cdot 502 = 6477 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПО.К3}} = \frac{1}{0,058 + \frac{0,039 + 0,671 + 0}{2}} \cdot 1562 = 3782 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПО.К2}} = \frac{1}{0,058 + \frac{0,039 + 0,67}{2} + 0,39} \cdot 5499 = 6852 \text{ А}.$$

Переходим к выбору электрических аппаратов.

2.4 Выбор электрических аппаратов

2.4.1 Выбор выключателя и разъединителя для РУ–110 кВ

Максимальный рабочий ток выключателя в РУ–110 кВ:

$$I_{\text{макс.110}} = \frac{S_{\text{макс.1}} \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн}}}, \quad (35)$$

$$I_{\text{макс.110}} = \frac{41,8 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 106 \text{ А}.$$

Предварительный выбор выключателя.

По значениям $U_{\text{ном.вн}} = 110 \text{ кВ}$, $I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{ПО.К1}} = 6477 \text{ А}$, $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.110}} = 106 \text{ А}$ предварительно намечаются выключатели типа ВГБ–110–

25/1250У1 (элегазовый) с собственным временем отключения $t_{c.B}=0,035$ с. и полным временем отключения $t_{п.в}=0,06$ с.

Периодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ : $I_{пт.к1} = I_{по.к1} = 6,477$ кА. Аperiodическая составляющая тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{ат.к1} = \sqrt{2} \cdot I_{по.к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (36)$$

$$\tau = t_{c.B} + 0,01, \quad (37)$$

где τ – расчетное время для проверки выключателей на отключающую способность;

T_a – постоянная времени. Для РУ–110 кВ подстанции $T_a = 0,03$ с.

$$\tau = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с,}$$

$$i_{ат.к1} = \sqrt{2} \cdot 6,477 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 2,02 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot I_{по.к1} \cdot k_y, \quad (38)$$

где k_y – ударный коэффициент. Для РУ–110 кВ подстанции $k_y=1,7$,

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 6,477 \cdot 1,7 = 15,39 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$W_{к.к1} = I_{по.к1}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (39)$$

$$t_{откл} = t_{п.в} + 0,1, \quad (40)$$

$$t_{откл} = 0,06 + 0,1 = 0,16 \text{ с,}$$

$$W_{к.к1} = 6,477^2 (0,16 + 0,03) = 7,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По каталогу [1] принимаем данные выключателя для его проверки на стойкость токам КЗ:

- ток динамической устойчивости $I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$;
- ток динамического нагружения $i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 5 \text{ кА}$.

Проверяем условия:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{ПО}}, \quad (41)$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.к1}}, \quad (42)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к.к1}}, \quad (43)$$

$$25 \text{ кА} \geq 6,477 \text{ кА},$$

$$64 \text{ кА} \geq 15,39 \text{ кА},$$

$$5^2 \cdot 3 = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 7,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выполнены. Аппарат выбран верно.

Аналогично выбираем разъединитель. Подобрали и проверили модель РДЗ–110/1000 УХЛ1 [12].

2.4.2 Выбор выключателя и разъединителя для РУ–35 кВ

Максимальный рабочий ток выключателя в РУ–35 кВ:

$$I_{\text{макс.35}} = \frac{S_{\text{макс.35}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сн}}}, \quad (44)$$

$$I_{\text{макс.35}} = \frac{19,29 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 318 \text{ А}.$$

Предварительный выбор выключателя.

По значениям $U_{\text{НОМ.ВН}} = 35$ кВ, $I_{\text{ОТК.НОМ}} \geq I_{\text{ПО.КЗ}} = 3782$ А, $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МАКС.35}} = 318$ А предварительно намечаются выключатели типа ВГБЭ–35–12,5/630У1 (элегазовый) с собственным временем отключения $t_{\text{С.В}}=0,04$ с. и полным временем отключения $t_{\text{П.В}}=0,065$ с.

Периодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ : $I_{\text{ПТ.КЗ}} = I_{\text{ПО.КЗ}} = 3,782$ кА. Аперриодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{\text{а\tau.кз}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.КЗ}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (45)$$

$$\tau = t_{\text{С.В}} + 0,01, \quad (46)$$

где τ – расчетное время для проверки выключателей на отключающую способность;

T_a – постоянная времени. Для РУ–35 кВ подстанции $T_a = 0,04$ с

$$\tau = 0,04 + 0,01 = 0,05 \text{ с,}$$

$$i_{\text{а\tau.кз}} = \sqrt{2} \cdot 3,782 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,04}} = 0,434 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд.кз}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.КЗ}} \cdot k_y, \quad (47)$$

где k_y – ударный коэффициент. Для РУ–35 кВ подстанции $k_y=1,6$,

$$i_{\text{уд.кз}} = \sqrt{2} \cdot 3,782 \cdot 1,6 = 8,47 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$W_{\text{К.КЗ}} = I_{\text{ПО.КЗ}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (48)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{П.В}} + 0,1, \quad (49)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,065 + 0,1 = 0,165 \text{ с,}$$

$$W_{\text{К.КЗ}} = 3,782^2 (0,165 + 0,04) = 2,646 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По каталогу [26] принимаем данные выключателя для его проверки на стойкость токам КЗ:

- ток динамической устойчивости $I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$;
- ток динамического нагружения $i_{\text{дин}} = 35 \text{ кА}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 3,5 \text{ кА}$.

Проверяем выполнение условий (41, 42, 43):

$$12,5 \text{ кА} \geq 3,782 \text{ кА},$$

$$35 \text{ кА} \geq 8,47 \text{ кА},$$

$$3,5^2 \cdot 3 = 36,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 2,646 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выполнены. Выключатель выбран верно.

Аналогично выбираем разъединитель. Подобрали и проверили модель РДЗ–35/1000 УХЛ1 [13].

2.4.3 Выбор выключателей и шкафов КРУ–10 кВ

Максимальный рабочий ток ввода от силового трансформатора:

$$I_{\text{макс.ТР}} = \frac{S_{\text{макс.10}} \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.нн}}}, \quad (50)$$

$$I_{\text{макс.ТР}} = \frac{41,34 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 238,6 \text{ А}.$$

Максимальный рабочий ток секционного выключателя:

$$I_{\text{макс.QC}} = \frac{I_{\text{макс.ТР}}}{2}, \quad (51)$$

$$I_{\text{макс.QC}} = \frac{238,6}{2} = 119,3 \text{ А}.$$

Максимальный рабочий ток отходящих кабельных линий:

$$I_{\text{макс.КЛ}} = \frac{2 \cdot P_{\text{макс.10}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.10}}}, \quad (52)$$

$$I_{\text{макс.КЛ}} = \frac{2 \cdot 39,6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 457,2 \text{ А.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ : $I_{\text{пт.к2}} = I_{\text{по.к2}} = 6,852 \text{ кА}$. Ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд.к2}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.к2}} \cdot k_y, \quad (53)$$

где k_y – ударный коэффициент. Для системы связанной со сборными шинами 10 кВ через трансформатор 50 МВА $k_y=1,7$,

$$i_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} \cdot 6,852 \cdot 1,7 = 16,42 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$W_{\text{к.к2}} = I_{\text{по.к2}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (54)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{п.в}} + 1,5, \quad (55)$$

где $t_{\text{п.в}} = 0,04 \text{ с}$ – для вакуумных выключателей типа ВВЭ–М–10–20;

$T_a = 0,032 \text{ с}$ – для системы связанной со сборными шинами 10 кВ,

$$t_{\text{откл}} = 0,04 + 1,5 = 1,54 \text{ с,}$$

$$W_{\text{к.к1}} = 6,852^2 (1,54 + 0,032) = 73,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВЭ–М–10–1600–20 для вводов от силовых трансформаторов и ВВЭ–М–10–630–20 для отходящих кабельных линий [3]. В качестве шкафа КРУ выбираем шкафы серии К-63 [28] с выключателями ВВЭ и трансформаторами тока ТОЛ-10 [23].

Выбираем разрядники. На стороне 110 кВ подстанции устанавливаются разрядники типа ОПН-110 МУ1 [7]. На стороне 35 кВ подстанции устанавливаются разрядники типа ОПН-35 МУ1. На стороне 10 кВ подстанции устанавливаются разрядники типа ОПН-10 МУ1.

2.5 Выбор токоведущих частей на подстанции

2.5.1 Выбор проводников ошиновки РУ–110 кВ

Выбор сечения проводов.

Максимальный ток нормального режима [11]:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{макс.1}}}{N_T \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн}}}, \quad (56)$$
$$I_{\text{норм}} = \frac{60,61 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 159 \text{ А.}$$

Экономическое сечение:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{ЭК}}}, \quad (57)$$
$$F_{\text{ЭК}} = \frac{159}{1,1} = 144,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираются провода типа АС–95/16 с допустимым током $I_{\text{доп}}=330 \text{ А}$.

Проверка сечения проводов по допустимому току.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{макс.раб}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}, \quad (58)$$

$$I_{\text{макс.раб}} = 2 \cdot 159 = 318 \text{ А.}$$

Так как $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А} \geq I_{\text{макс.раб}} = 318 \text{ А}$, то условие проверки по допустимому току для проводов типа АС–50/8 выполняется.

Проверка проводов на термическую стойкость.

Проверка не производится, так как на напряжении 110 кВ устанавливается быстродействующая РЗ и А.

2.5.2 Выбор отводов от шин РУ–35 кВ до силовых трансформаторов

Выбор сечения проводов.

Максимальный ток нормального режима [30]:

$$I_{\text{норм.тр}} = \frac{I_{\text{макс.35}}}{2}, \quad (59)$$

где $I_{\text{макс.35}} = 318 \text{ А}$ – определен в подпункте (2.4.2)

$$I_{\text{норм.тр}} = \frac{318}{2} = 159 \text{ А.}$$

Экономическое сечение:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{ЭК}}}, \quad (60)$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{159}{1,1} = 144,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираются провода типа АС–95/16 с допустимым током $I_{\text{доп}}=330 \text{ А}$.

Проверка сечения проводов по допустимому току.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{макс.раб}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}, \quad (61)$$

$$I_{\text{макс.раб}} = 2 \cdot 159 = 318 \text{ А.}$$

Так как $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А} \geq I_{\text{макс.раб}} = 318 \text{ А}$, то условие проверки по допустимому току для проводов типа АС–50/8 выполняется.

Проверка проводов на термическую стойкость.

Проверка не производится, так как на напряжении 110 кВ устанавливается быстродействующая РЗ и А.

2.5.3 Выбор проводов ЛЭП–35 кВ

Выбор сечения проводов.

Максимальный ток нормального режима:

$$I_{\text{норм.лэп}} = \frac{S_{\text{макс.35}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сн}}}, \quad (62)$$

$$I_{\text{норм.лэп}} = \frac{19,29 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 318 \text{ А.}$$

Экономическое сечение по формуле (60):

$$F_{\text{эк}} = \frac{318}{1,1} = 289,2 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провода типа АС–120/19 с допустимым током $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$.

Проверка проводов по допустимому току.

Так как $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А} \geq I_{\text{макс.раб}} = 318 \text{ А}$, то условие проверки по допустимому току для проводов АС–120/19 выполняется.

Проверка проводов на термическую стойкость.

Проверка не производится, так как на напряжении 35 кВ устанавливается быстродействующая РЗ и А.

Проверка проводов по условиям коронирования не производится.

2.5.4 Выбор сборных шин РУ–35 кВ

Максимальный рабочий ток самого мощного присоединения к РУ–35 кВ, т.е. трансформатора: $I_{\text{макс.раб}} = 318 \text{ А}$.

По допустимому току $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А} \geq I_{\text{макс.раб}} = 318 \text{ А}$, выбираются провода типа АС–120/19. «Так как сечение проводов шин РУ–35 кВ не должно быть меньше сечений отходящих присоединений то в качестве шин РУ–35 кВ принимаются провода типа АС–50/8, принимаемые также как отводы от шин РУ–35 кВ до трансформаторов» [2].

2.5.5 Выбор кабелей, отходящих от шин РУ–10 кВ

Выбираются кабели марки ААШВ – кабель с бумажной пропитанной изоляцией со сплошными алюминиевыми жилами.

Выбор сечения кабелей.

Зная $I_{\text{норм}} = 457,2 \text{ А}$ (формула 52), определяем экономическое сечение по формуле (60):

$$F_{\text{эк}} = \frac{457,2}{1,4} = 329,57 \text{ мм}^2.$$

Принимается трехжильный кабель сечением $3 \times 240 \text{ мм}^2$, с допустимым током $I_{\text{доп}} = 389 \text{ А}$.

По формуле (61) определяем максимальный допустимый ток:

$$I_{\text{макс.раб}} = 2 \cdot 457,2 = 914,4 \text{ А.}$$

Так как $I_{\text{доп}} = 389 \text{ А} \leq I_{\text{макс.раб}} = 914,4 \text{ А}$, то сечение кабелей выбирается по допустимому току. Принимается, что кабельный ввод к потребителю 10 кВ состоит из трех трехжильных кабелей сечением $3 \times 240 \text{ мм}^2$. Тогда общий допустимый ток $I_{\text{доп}} = 389 \times 3 = 1167 \text{ А}$, что выше $I_{\text{макс.раб}} = 914,4 \text{ А}$.

Выбор ошиновки на стороне 10 кВ ПС.

Сечением жестких шин по экономической плотности тока:

$$F_{\text{ЭК.Ш}} = \frac{I_{\text{МАХ.ТР}}}{2 \cdot J_{\text{ЭК}}}, \quad (63)$$

где $I_{\text{МАХ.ТР}} = 238,6 \text{ А}$ – рассчитан в подпункте 2.4.3

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{238,6}{2 \cdot 1,1} = 108,45 \text{ мм}^2.$$

Выбираются алюминиевые жесткие шины прямоугольного сечения $20 \times 6 \text{ мм}^2$ с допустимым током $I_{\text{доп}} = 313 \text{ А}$. Так как $I_{\text{доп}} = 313 \text{ А} \geq I_{\text{МАХ.ТР}} = 238,6 \text{ А}$, то условие проверки по допустимому току для алюминиевых шин сечением $20 \times 6 \text{ мм}^2$ выполняется.

2.6 Выбор измерительных трансформаторов

2.6.1 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для

отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформатора тока на 110 кВ.

Для измерений выбран ТВТ-110-II-200/5 УХЛ1 с параметрами:

- напряжение: 110 кВ;
- преобразование тока: 200/5 А;
- класс точности: 1 (для измерений).

Нагрузка вторичной цепи: подключен только амперметр (2 ВА).

Принимаем:

- расчетное сопротивление проводов: 0,1 Ом;
- сечение кабеля 2,5 мм² (медь, КПВГ-10×2,5).

Для защиты выбираем ТФМ-110-Б-III У1 с параметрами:

- преобразование тока: 300/5 А;
- класс точности: 10 (для релейной защиты).

Выбор трансформатора тока на 35 кВ.

Для измерений выбран ТОЛ-35-150/5 с параметрами:

- напряжение: 35 кВ;
- преобразование тока: 150/5 А;
- класс точности: 1.

Нагрузка вторичной цепи 35 кВ: подключены амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии (суммарно 3,4 ВА).

Принимаем:

- расчетное сопротивление проводов: 0,136 Ом;
- сечение кабеля 2,5 мм² (медь, КПВГ-10×2,5).

Для защиты выбрали ТОЛ-35-Б-I У1 с параметрами:

- преобразование тока: 150/5 А;
- класс точности: 10.

Сечение проводов (2,5 мм²) и тип кабеля (КПВГ) выбраны с запасом, что обеспечивает надежную работу даже при максимальной расчетной длине (70 м для 110 кВ, 100 м для 35 кВ).

Выбор трансформаторов для 10 кВ.

Общие характеристики выбранных ТТ.

Тип трансформаторов тока: ТЛ–10–У3 (для всех точек установки, кроме РП, где выбран ТЛ–10–600/5):

- номинальное напряжение: 10 кВ;
- вторичный ток: 5 А (стандартное значение для измерительных цепей);
- класс точности: 1 (обеспечивает высокую точность измерений).

Различия в первичных токах и местах установки трансформаторов тока низкого напряжения 10 кВ показаны в таблице 2.

Таблица 2 – Различия в первичных токах и местах установки трансформаторов тока низкого напряжения 10 кВ

Место установки	Первичный ток, I _{н1} , А	Нагрузка, ВА	Допустимое общее сопротивление Z _{н2} , Ом
До шин	1500	3,4	0,6
Между секциями	600	3,4	0,6
На РП (распределительном пункте)	600	2,4	0,4

Рассмотрим нагрузку вторичных цепей.

- до шин и между секциями: подключены амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии (суммарно 3,4 ВА);
- на РП: подключены амперметр, счетчики активной и реактивной энергии (суммарно 2,4 ВА).

Расчет и выбор кабелей.

Принимаем:

- сечение проводов: 2,5 мм² (медь, кабель КПВГ–10×2,5);
- длина линии: 5 м (во всех случаях);
- удельное сопротивление меди (ρ): 0,0175 Ом·мм²/м;
- переходное сопротивление контактов (r_к): 0,1 Ом (до шин), 0,05 Ом (между секциями и на РП).

Проверка вторичной нагрузки на превышение допустимой нагрузки.

Для всех случаев должно выполняться условие:

$$Z_{\text{нагр}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{\text{н2}}, \quad (64)$$

Проверка по формуле (64) до шин и между секциями:

$$0,136 + 0,0175 + 0,1 = 0,2535 \text{ Ом} < 0,6 \text{ Ом}.$$

Проверка по формуле (64) на РП:

$$0,096 + 0,0175 + 0,05 = 0,1635 \text{ Ом} < 0,4 \text{ Ом}.$$

Оба условия выполнены, нагрузка не превышает допустимую.

Таким образом, трансформаторы тока выбраны правильно с учетом следующих данных:

- напряжения (10 кВ);
- первичных токов (600 А, 1500 А);
- класса точности (1 для измерений);
- сечение кабеля 2,5 мм² достаточно для всех случаев (даже с запасом);
- длина линии 5 м. мала, поэтому падение напряжения минимально.

2.6.2 Выбор трансформаторов напряжения

Назначение трансформаторов напряжения (ТН):

- понижение высокого напряжения до стандартных значений (100 В или $100/\sqrt{3}$ В);
- гальваническая развязка цепей высокого и низкого напряжения.

Критерии выбора ТН:

- напряжение установки должно быть меньше или равно номинальному напряжению ТН;
- нагрузка вторичных цепей ($S_{\Sigma\text{ПРИБ}}$) должна быть меньше или равна номинальной мощности ТН ($S_{\text{НОМ}}$);
- класс точности должен соответствовать требованиям измерительных и защитных цепей.

Выбираем следующие типы применяемых трансформаторов:

- 110 кВ и 35 кВ – используются ТН типа НАМИ-110-83У1 и НАМИ-35-УХЛ1 (однофазные);
- 10 кВ – применяются НАМИ-10 в составе КРУ (К-63), соединённые в звезду.

Нагрузка ТН показана в таблице 3.

Используя данные таблицы 3, определяем полные сопротивления нагрузок ТН:

$$\begin{aligned} S_{2\Sigma} &= \sqrt{(P_{2\Sigma})^2 + (Q_{2\Sigma})^2}, & (65) \\ S_{110} &= \sqrt{(53)^2 + (48,68)^2} = 72 \text{ ВА}, \\ S_{35} &= \sqrt{(39)^2 + (48,68)^2} = 62,4 \text{ ВА}, \\ S_{10} &= \sqrt{(58)^2 + (121,6)^2} = 134,7 \text{ ВА}. \end{aligned}$$

Таблица 3 – Нагрузка ТН

Нагрузка (приборы)	Тип			Общая потребляемая мощность					
	110 кВ	35 кВ	10 кВ	110 кВ		35 кВ		10 кВ	
				Р, Вт	Q, вар	Р, Вт	Q, вар	Р, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-365	Э-365	Э-365	2	-	2	-	2	-
Регистрирующий вольтметр	Н-393	-	-	10	-	-	-	-	-
Осциллограф	-	-	-	8	-	8	-	-	-
Частотомер	Н-397	-	-	7	-	-	-	-	-
Ваттметр	Ц-301/1	Ц-301/1	Ц-301/1	3	-	3	-	3	-
Варметр	Ц-301/1	Ц-301/1	Ц-301/1	3	-	3	-	3	-
Счетчик активной энергии	ЦЭ- 6823	ЦЭ- 6823	СА3- Н681	8	19,48	8	19,48	24	48,64
Счетчик реактивной энергии	ЦЭ- 6811	ЦЭ- 6811	СР4- Н689	12	29,2	12	29,2	36	72,96
Итого	-	-	-	53	48,68	39	48,68	58	121,6

Проверка вторичной нагрузки по условию $S_{2\Sigma} \leq S_{2НОМ}$:

$$S_{110} = 72 \text{ ВА} < 1200 \text{ ВА} (3 \times 400 \text{ ВА}),$$

$$S_{35} = 62,4 \text{ ВА} < 1200 \text{ ВА},$$

$$S_{10} = 134,72 \text{ ВА} < 225 \text{ ВА} (3 \times 75 \text{ ВА}).$$

Для всех выбранных ТН условие выполнено.

Особенности подключения ТН.

Вторичные цепи выполняются медными проводами сечением 1,5 мм² (по условиям механической прочности). В РУ 10 кВ ТН имеют две вторичные обмотки: одна для измерительных приборов, другая для контроля параметров изоляции.

Таким образом, все выбранные трансформаторы напряжения (НАМИ-110, НАМИ-35, НАМИ-10) соответствуют требованиям по напряжению, нагрузке и классу точности.

2.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузке собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности. Состав собственных нужд подстанции приведен в [4]. По этим данным определяем установленные мощности механизмов собственных нужд $P_{уст}, Q_{уст}$ (при $\cos\varphi = 0,85$) и расчетную мощность, кВ·А:

$$S_{расч} = K_c \cdot \sqrt{(P_{уст})^2 + (Q_{уст})^2}, \quad (65)$$

где $K_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты загрузки и одновременности.

Решение представим в виде таблицы 4.

Таблица 4 – Расчет нагрузки собственных нужд

Наименование потребителя	Потребляемая активная мощность, кВт	Потребляемая реактивная мощность, квар	Общая потребляемая мощность, кВА
Устройство охлаждения	9	5,58	10,59
Подогрев выключателей 110 кВ	5,6	-	5,6
Подогрев выключателей 35 кв	5,6	-	5,6
Подогрев приводов разъединителей 110 кВ	16	-	16
Подогрев приводов разъединителей 35 кВ	10,8	-	10,8
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ и ЗРУ 10 кВ	30	-	30
Освещение ОРУ 110 кВ	5	-	5
Освещение ОРУ 35 кВ	5	-	5
Маслохозяйство	75	-	75
Аппаратура связи и телемеханики	1	-	1
Подзарядные агрегаты	46	20,7	50,44
Итого	-	-	215,03

Расчетная мощность по формуле (65):

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot 215,03 = 172,02 \text{ кВА.}$$

Мощность трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{с.н}} \geq S_{\text{расч}}/K_{\text{п}}, \quad (66)$$

где $K_{\text{п}} = 1,3$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

$$S_{\text{с.н}} \geq \frac{172,02}{1,3} = 132,32 \text{ кВА.}$$

Выберем трансформатор ТМ – 160 / 10.

2.8 Расчет релейной защиты

Для построения релейной защиты применим современное цифровое защитно-контрольное устройство MICOM P122, которое обеспечивает непрерывный мониторинг и эффективное управление всеми защитными элементами энергетического оборудования. Данное техническое решение гарантирует стабильную и надежную работу всего энергетического комплекса в различных режимах эксплуатации.

Защита силовых трансформаторов 110/35 кВ.

Для силовых трансформаторов с номинальными напряжениями 110 и 35 кВ, мощность которых не превышает 4000 кВ·А, реализован комплекс защитных функций, включающий в себя несколько взаимодополняющих систем. Токовая отсечка без выдержки времени представляет собой быстродействующую защиту, обеспечивающую мгновенное отключение поврежденного участка при возникновении аварийных режимов. Газовая

защита предназначена для обнаружения и предотвращения развития внутренних повреждений трансформатора, вызванных термическим разложением изоляционных материалов. Максимальная токовая защита выполняет функцию селективного отключения при возникновении сверхтоков, обусловленных внешними короткими замыканиями в защищаемой зоне. Защита от перегрузки обеспечивает тепловую защиту оборудования путем отключения трансформатора при длительном превышении допустимых нагрузочных характеристик.

Дополнительные защитные функции.

В качестве резервной защиты используется максимальная токовая защита (МТЗ), которая обеспечивает дополнительный уровень безопасности при возникновении внешних коротких замыканий. Газовая защита интегрируется в систему управления через специализированный дискретный вход устройства MICOM P124, что позволяет оперативно реагировать на изменения состояния трансформатора. Дифференциальная защита реализуется посредством применения высокоточного цифрового реле MICOM P632, которое обеспечивает надежное обнаружение и локализацию токовых отклонений, возникающих при междуфазных и земляных повреждениях.

Функциональные характеристики реле MICOM P632.

Цифровое реле MICOM P632 обладает расширенным набором защитных функций, включающим следующие ключевые особенности:

- дифференциальная защита, предназначенная для двухобмоточных трансформаторов, обеспечивает высокую чувствительность при обнаружении внутренних повреждений;
- функция коррекции амплитуды тока и группы соединений позволяет точно учитывать особенности схемы включения защищаемого оборудования;

- фильтр тока нулевой последовательности с возможностью выборочной настройки для конкретной обмотки повышает точность определения замыканий на землю;
- алгоритм ограничения мощности по второй гармонике существенно повышает устойчивость защиты к ложным срабатываниям при включении трансформатора;
- встроенная система подавления перенапряжений пятой гармонике предотвращает повреждение оборудования при резонансных явлениях;
- максимальная токовая защита, настроенная на определенную гармонику, обеспечивает селективное отключение при специфических видах повреждений;
- тепловая защита с программируемыми уставками позволяет гибко адаптировать защиту к реальным условиям эксплуатации оборудования;
- расширенные возможности настройки логики защиты обеспечивают оптимальное взаимодействие всех элементов системы в различных эксплуатационных сценариях.

Оптимизация защиты от замыканий на землю.

Для повышения чувствительности системы защиты к замыканиям на землю применяется схема с установкой трансформаторов тока в каждой фазе защищаемой линии. Данное техническое решение особенно эффективно при использовании резистивного заземления нейтрали, которое позволяет существенно снизить величину тока замыкания и тем самым повысить надежность работы всей защитной системы

Уставка токовой отсечки (ТО) должна выбираться из условия (67):

$$I_{\text{сз.то}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к1}}^{(3)}, \quad (67)$$

где « $I_{K1}^{(3)}$ – сопоставленный с ВН ток КЗ на шинах НН;

K_H – коэффициент надежности аппарата, равный 1,3...1,4» [24].

«Чувствительность отсечки задается при двухфазном КЗ на фазных выводах трансформатора» [24]:

$$K_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{\text{СЗ.ТО}}} \quad (68)$$

Определим ток срабатывания токовой отсечки по условию (69):

$$I_{\text{СЗ.ТО}} \geq K_H \cdot I_{K3.BH}^{(3)\text{max}}, \quad (69)$$

$$I_{K3.BH}^{(3)\text{max}} = I_{K3.HH}^{(3)\text{max}} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (70)$$

$$I_{K34.BH}^{(3)\text{max}} = 2211 \cdot \frac{10,5}{110} = 211,05 \text{ A.}$$

$$I_{\text{СЗ.ТО}} \geq 1,3 \cdot 211,05 = 274,36 \text{ A,}$$

Принимаем ток срабатывания защиты токовой отсечки 274,36 А.

«Коэффициент чувствительности защиты токовой отсечки» [24]:

$$K_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{K31}^{(2)\text{min}}}{I_{\text{СЗ.ТО}}}, \quad (71)$$

$$K_{\text{ч.ТО}} = \frac{2211}{274,36} = 8,05 \geq 1,2.$$

«Токовая защита обладает достаточной чувствительностью, используем её в качестве дополнительной защиты. В качестве основной применяем дифференциальную защиту» [24].

Дифференциальная защита.

«Уставка аппарата дифференциальной защиты» [24]

$$\frac{I_d}{I_t} \geq K_H \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U), \quad (72)$$

где « K_H – коэффициент надёжности;

ε – погрешность ТТ, по справочнику принимаем 10 %;

K_a – коэффициент, учитывающий возрастание погрешности при возрастании тока из-за роста апериодической составляющей тока. В учебных проектах допускается использовать среднее значение 1,5;

ΔU – диапазон изменения коэффициента трансформации» [24].

$$\frac{I_d}{I_t} \geq 1,2 \cdot (1,5 \cdot 10 + 9) = 28,8.$$

Принимаем 30 % тормозную характеристику. «Указанное значение выставляется в реле в качестве уставки дифференциальной защиты. Проверим правильность выбора тормозной характеристики» [24].

Чувствительность дифференциальной защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(2)\text{min}}}{0,3 \cdot I_{\text{НОМ.Т}}} \geq 2, \quad (73)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{211,05}{0,3 \cdot 42,87} = 16,41 > 2.$$

Степень торможения:

$$I_d = \left(\frac{I_d}{I_t} \right)_{УСТ} \cdot \frac{I_K^{(3)\max}}{I_{НОМ.Т}}, \quad (74)$$

$$I_d = 28,8 \cdot \frac{211,05}{42,87} = 141,8\%.$$

Таким образом, уставка увеличилась с 28,8 % до 141,8 % от номинального тока или в 4,92 раза. Выбор верен.

Технические характеристики интеллектуального выключателя нагрузки ВН-БЭМН.

Конструкция выключателя ВН-БЭМН предусматривает наличие встроенного электромеханического привода, оснащенного современной системой управления.

Микропроцессорный блок управления, входящий в состав привода, представляет собой высокотехнологичное устройство с цифровой обработкой сигналов. Система управления обеспечивает возможность как непосредственного локального контроля, так и удаленного мониторинга посредством GSM-связи с использованием специализированных протоколов передачи данных.

Эксплуатация данного электротехнического оборудования категорически запрещена в помещениях и зонах, классифицируемых как взрывоопасные согласно требованиям ПУЭ. Ограничения по применению также распространяются на среды с повышенной концентрацией токопроводящих аэрозольных частиц, способных нарушить нормальное функционирование устройства.

Особые условия эксплуатации исключают возможность использования в атмосфере, содержащей химически агрессивные газовые смеси и конденсированные пары, способные вызвать коррозию контактных групп.

Климатические и эксплуатационные параметры.

Устройство соответствует климатическому исполнению типа У, предназначенному для умеренных климатических зон с нормальными условиями эксплуатации. Категория размещения оборудования соответствует классу 1 в соответствии с требованиями межгосударственного стандарта ГОСТ 15150-69. Максимально допустимая высота над уровнем моря для штатной работы устройства не должна превышать 1000 метров при стандартных атмосферных условиях. Гарантированный рабочий температурный диапазон окружающей среды составляет от минус 40 до плюс 40 градусов Цельсия при относительной влажности до 80%.

Конструктивные особенности и комплектация:

- основным функциональным модулем системы является выключатель нагрузки серии P1A 15/60 ОВ, рассчитанный на номинальные рабочие условия;
- номинальный ток коммутации устройства составляет 630 ампер при стандартных условиях эксплуатации;
- в стандартную комплектацию входят измерительные трансформаторы тока типа СЗО-25 с классом точности 0,5;
- конструкция предусматривает наличие контактной группы с золотниковыми контактами для точного определения текущего состояния коммутационного аппарата;
- электропитание цепей управления осуществляется через трансформатор напряжения УРТ-25, устанавливаемый на опорной конструкции.

Дополнительные опции и модернизации:

- по техническому заданию заказчика возможна комплектация устройства ограничителями перенапряжений нелинейного типа;
- в состав системы могут быть интегрированы прецизионные датчики контроля напряжения с цифровым интерфейсом передачи данных;

- конструкция предусматривает возможность организации двустороннего контроля напряжения с высокой точностью измерений.

Выводы по разделу 2.

Расчет нагрузок показал, что максимальная полная мощность потребителей 35 кВ составляет 19,29 МВА, а потребителей 10 кВ - 41,34 МВА, что в сумме дает 60,61 МВА для всей подстанции 110 кВ.

С учетом потребителей III категории (45% нагрузки) расчетная мощность трансформаторов определена как 41,8 МВА, а без их учета - 28,97 МВА, что подтверждает необходимость выбора трансформаторов с запасом мощности.

Для обеспечения надежного электроснабжения выбраны два силовых трансформатора ТДТН-50000/110 номинальной мощностью 50 МВА каждый, что дает коэффициент загрузки 0,42 в нормальном режиме работы.

Расчет токов короткого замыкания показал максимальные значения: 6,477 кА для РУ-110 кВ, 6,852 кА для РУ-10 кВ и 3,782 кА для РУ-35 кВ, что учитывалось при выборе коммутационного оборудования. Для РУ-110 кВ выбран элегазовый выключатель ВГБ-110-25/1250У1, который успешно прошел проверку на динамическую (25 кА) и термическую ($75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$) стойкость. В РУ-35 кВ установлен элегазовый выключатель ВГБЭ-35-12,5/630У1, удовлетворяющий требованиям по отключающей способности (12,5 кА) и термической стойкости ($36,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$). Для РУ-10 кВ выбраны вакуумные выключатели ВВЭ-М-10-1600-20 (для вводов) и ВВЭ-М-10-630-20 (для отходящих линий), обеспечивающие надежную коммутацию в условиях высоких токов КЗ. Выбор токоведущих частей показал необходимость применения проводов АС-95/16 для ошиновки 110 кВ и АС-120/19 для ЛЭП-35 кВ, а также трехжильных кабелей $3 \times 240 \text{ мм}^2$ для отходящих линий 10 кВ.

Измерительные трансформаторы (ТВТ-110, ТОЛ-35, ТЛ-10) и трансформаторы напряжения (НАМИ-110, НАМИ-35, НАМИ-10) выбраны с учетом классов точности и нагрузок вторичных цепей.

3 Безопасность проекта

3.1 Грозозащита подстанции

Грозозащита подстанции осуществляется стержневыми молниеотводами, установленными на конструкциях ОРУ (открытого распределительного устройства).

Молниеотводы состоят из:

- молниеприемника (стержень или трос);
- спуска (металлическая мачта или опора ЛЭП);
- заземлителя (обеспечивает растекание тока молнии в землю).

Конструктивные особенности молниеотводов.

Используем трубчатые мачты (до 10 м) и решетчатые мачты (до 40 м). Мачты устанавливаются на конструкциях ОРУ и крышах сооружений с надежным заземлением.

Зона защиты.

Зона защиты молниеотвода – пространство с низкой вероятностью попадания молнии.

Высота защищаемого объекта (ОРУ 110 кВ): $h_x = 8,5$ м.

Высота молниеотводов на порталах: $h = 15,5$ м.

Активная высота (зона 100% перехвата молнии): $h_a = 7$ м.

Выполним проверку защищенности объекта.

Выбранные расстояние между молниеотводами ($a = 23$ м) и диагональ зоны защиты ($D_1 = 32,5$ м) соответствуют нормам.

Проверка по условию (при $p=1$):

$$D_1 \leq 8 \cdot (h - h_x) \cdot p, \quad (75)$$
$$32,5 \text{ м} \leq 8 \cdot (15,5 - 8,5) \cdot 1 = 56 \text{ м}.$$

Условие выполняется.

Фиктивная высота защиты ($h_0 = 12,2$ м) больше высоты защищаемого объекта ($h_x = 8,5$ м), что подтверждает надежность защиты.

Таким образом, молниезащита подстанции спроектирована в соответствии с нормативными требованиями. Проверки подтверждают, что все объекты в зоне действия молниеотводов защищены от прямых ударов молнии. Условия по расстоянию между молниеотводами, высоте защиты и диагонали зоны соблюдены

3.2 Заземление подстанции

Защитное заземление на подстанции выполняет следующие функции:

- обеспечение безопасности персонала (защита от поражения электрическим током);
- присоединение нейтралей трансформаторов (работа в сетях с заземленной нейтралью);
- подключение средств грозозащиты (молниеотводов, разрядников).

Конструкция заземляющего устройства.

Согласно нормативным требованиям [14], заземлитель выполняется в виде:

- горизонтальной сетки из продольных и поперечных проводников (уложены на глубине 0,5–0,8 м);
- вертикальных электродов (стержни длиной 5 м, размещенные по периметру).

Особенности укладки элементов заземлителя:

- продольные проводники прокладываются вдоль оборудования (0,8–1,0 м от фундаментов);

- поперечные заземлители размещаются между оборудованием (глубина 0,5–0,7 м).
- расстояние между поперечными проводниками увеличивается от периферии к центру (от 4 м до 20 м).

Выбор и расчет параметров заземления.

Удельное сопротивление грунта:

- верхний слой ($h_1 = 2,8$ м): $\rho_1 = 150$ Ом·м (с учетом сезонного коэффициента $\psi = 1,5$);
- нижний слой: $\rho_2 = 40$ Ом·м (не подвержен сезонным изменениям).

Сопротивление естественного заземлителя (трос–опоры): $R_e = 1,5$ Ом.

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя: $R_i \leq 0,25$ Ом (чтобы общее сопротивление $R_z \leq 0,5$ Ом). Предварительный вид контура заземления показан на рисунке 12.

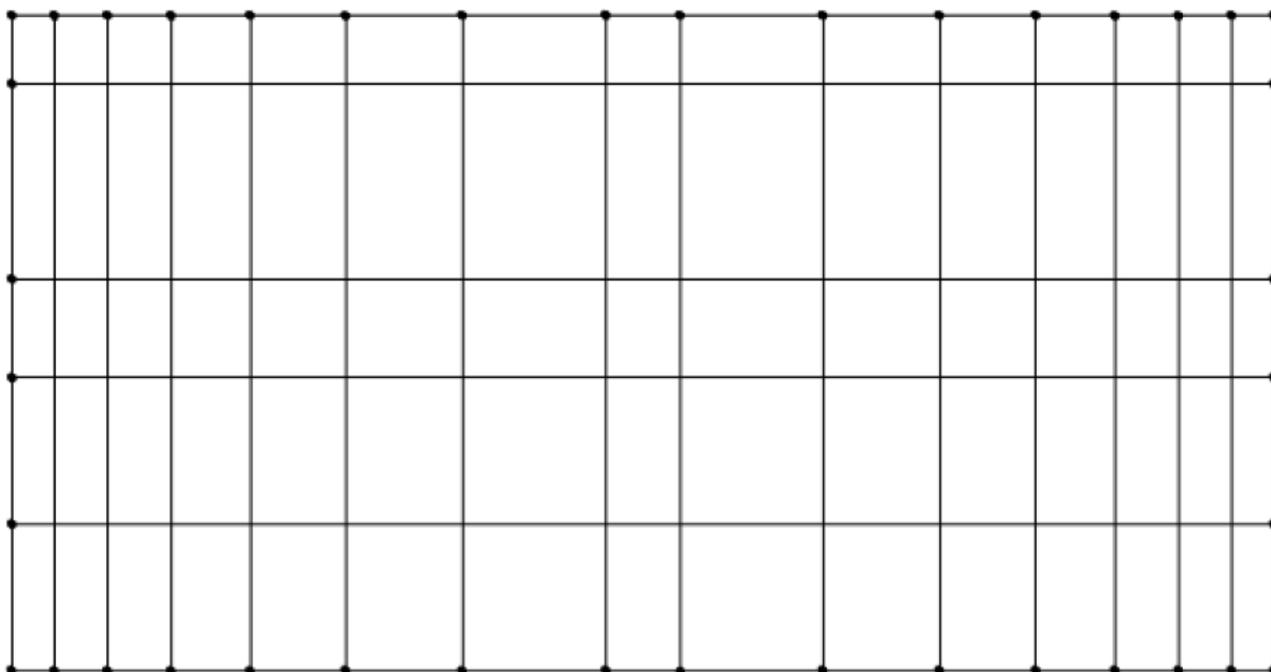


Рисунок 12 – Предварительная схема заземлителя

Расчет и схема заземлителя.

Контурный тип заземлителя (сетка с вертикальными стержнями).

Площадь заземляющей сетки: $S = 7973 \text{ м}^2$ ($119 \times 67 \text{ м}$). Суммарная длина горизонтальных проводников: $L_{\Gamma} = 1786 \text{ м}$ (полосы $4 \times 40 \text{ мм}$). Количество вертикальных электродов: $n = 40$ шт. (диаметр 12 мм , длина 5 м).

Расчетное сопротивление искусственного заземлителя: $R \approx 0,25 \text{ Ом}$ (удовлетворяет норме) [31].

Таким образом, заземляющее устройство спроектировано в соответствии с нормами, обеспечивая:

- безопасность персонала;
- надежную работу электрооборудования и грозозащиты;
- конструкция заземлителя (сетка + вертикальные электроды) обеспечивает эффективное растекание тока и минимальное сопротивление даже в неблагоприятных условиях;
- расчетные параметры подтверждают соответствие требованиям: $R_z \leq 0,5 \text{ Ом}$ (общее сопротивление заземления), $R_i \leq 0,25 \text{ Ом}$ (искусственный заземлитель).

Выводы по разделу 3.

Грозозащита подстанции спроектирована с учетом нормативных требований: стержневые молниеотводы обеспечивают надежную защиту от прямых ударов молнии, что подтверждается расчетами зоны защиты и проверкой условий безопасности. Заземляющее устройство подстанции выполнено в виде комбинированной сетки с вертикальными электродами, что гарантирует эффективное растекание тока и безопасность персонала при соблюдении нормированного сопротивления ($R_z \leq 0,5 \text{ Ом}$). Проведенные расчеты и конструктивные решения как для грозозащиты, так и для заземления подтверждают соответствие проектных параметров техническим требованиям, обеспечивая надежную эксплуатацию оборудования.

Заключение

По результатам выполнения выпускной квалификационной работы можно сделать следующие выводы.

Подстанция обладает достаточной трансформаторной мощностью (2×50 МВА) и резервами (5,67 МВт текущего и 3,60 МВт для присоединения), что позволяет покрывать существующие и перспективные нагрузки. Высокая мощность КЗ (1700 МВА) и двухцепное питание по ВЛ 110 кВ длиной 13 км обеспечивают устойчивость системы к аварийным режимам. Коэффициент мощности ($\text{tg}\varphi = 0,36$) в сети 35 кВ указывает на необходимость установки компенсирующих устройств для оптимизации режимов работы. Значительная доля потребителей III категории (45%) требует повышенной надежности схем электроснабжения, что учтено при проектировании. Установка двух трансформаторов ТДТН-50000/110 с коэффициентом загрузки 0,42 обеспечивает резервирование и экономичную эксплуатацию. Выключатели (ВГБ-110, ВГБЭ-35, ВВЭ-М-10) выбраны с учетом токов КЗ (до 6,852 кА) и прошли проверку на динамическую и термическую стойкость. Применение проводов АС-95/16 (110 кВ), АС-120/19 (35 кВ) и кабелей 3×240 мм² (10 кВ) соответствует расчетным нагрузкам и условиям эксплуатации. Измерительные трансформаторы (ТВТ-110, ТОЛ-35) и устройства релейной защиты (MCOM P122, P632) обеспечивают контроль и безопасность работы оборудования. Стержневые молниеотводы и заземляющая сетка с $R_z \leq 0,5$ Ом гарантируют защиту от перенапряжений и безопасность персонала.

Наличие свободной мощности (153,02 кВт на 0,4 кВ) и резервов позволяет подключать новых потребителей без модернизации трансформаторов, что делает подстанцию ключевым узлом энергосистемы региона.

Список используемых источников

1. ВГБ–110–25/1250У1 Выключатель элегазовый колонковый [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «ЗЕТО» : URL: <https://zeto.ru/vgt-1/> (дата обращения: 28.01.2025).

2. Выбор электрических аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания [Электронный ресурс] : URL: https://svel.ru/tekhnicheskaya-dokumentaciya/pue/obshchie_pravila/vybor_elektricheskikh_apparatov_i_provodnikov_po_usloviyam_korotkogo_zamykaniya/ (дата обращения: 06.02.2025).

3. Выключатели вакуумные типа ВВЭ-М-10-20 [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «AistSoft» : URL: https://www.aistsoft.ru/passport/vylozhenno_na_yandeksdzen/vyklyuchateli_vakuumn_ye_vve-m-10-20.htm (дата обращения: 10.02.2025).

4. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ [Электронный ресурс] : URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200037154/titles/6580IP> (дата обращения: 16.02.2025).

5. Информация о наличии объема свободной для технологического присоединения потребителей трансформаторной мощности с указанием текущего объема свободной мощности по центрам питания напряжением 35 кВ и выше [Электронный ресурс] : URL: https://www.rossetivolga.ru/i/files/2018/7/26/samara_2_kv_2018_35_plus.xls (дата обращения: 21.01.2025).

6. Модернизация трансформаторных подстанций [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «ТехноБалт» : URL: <https://www.gktbalt.com/services/remont-i-modernizatsiya-transformatornykh->

podstantsiy1/modernizatsiya-transformatornykh-podstantsiy/ (дата обращения: 11.01.2025).

7. Ограничители перенапряжений для сетей 110 кВ [Электронный ресурс] : Официальный сайт завода «ЗЭЗУ» : URL: <https://opnzeu.ru/opn/opn-110-farfor-uxl-1.html> (дата обращения: 03.03.2025).

8. Подстанции: Самарская область [Электронный ресурс] : информационный ресурс «Frexosm». URL: <https://frexosm.ru/power/validator/sam-substation.html> (дата обращения: 20.01.2025).

9. Полная мощность S (ВА, кВА) – Apparent Power [Электронный ресурс] : URL: https://preobrazovатели-chastoty.ru/download/files/danfoss_bazov/1.2_electrich_mozhnost.pdf (дата обращения: 12.01.2025).

10. Провод АС 95/16 [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «ЕКС» : URL: <https://e-ks.ru/cena/provod-as-70-11> (дата обращения: 27.01.2025).

11. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание 7. Глава 1.3 Выбор проводников по нагреву, экономической плотности тока и по условиям короны [Электронный ресурс] : информационный ресурс «Elec.Ru»: URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue/razdel-1-3-6.html> (дата обращения: 14.01.2025).

12. Разъединитель РДЗ-110/1000 [Электронный ресурс] : Официальный сайт компании «ЭПромСтрой» : URL: https://www.epromstroy.ru/razediniteli-35-110kv/razediniteli-35-110kv_80.html (дата обращения: 28.02.2025).

13. Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1 [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Эпромстрой» : URL: https://www.epromstroy.ru/razediniteli-35-110kv/razediniteli-35-110kv_77.html (дата обращения: 08.02.2025).

14. Расчет заземляющего устройства подстанции [Электронный ресурс] : информационный ресурс «StudFiles». URL: <https://studfile.net/preview/2687617/page:14/> (дата обращения: 27.02.2025).

15. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах [Электронный ресурс] : URL: <https://nvsu.ru/ru/Intellekt/1134/Ernst%20A.D.%20Raschet%20tokov%20korotkogo%20zamikaniya%20-%20Uch.%20posobie%20-%202012.pdf> (дата обращения: 04.02.2025).

16. Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Studwood.Net»: URL: https://studwood.net/2116535/matematika_himiya_fizika/raschet_elektricheskikh_nagruzok (дата обращения: 12.01.2025).

17. Расчет электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Energy-Systems». URL: <https://energy-systems.ru/main-articles/proektirovanie-elektriki/1836-raschet-jelektricheskikh-nagruzok-metodom-uporjadochennyh-diagramm> (дата обращения 17.01.2025).

18. Сайт баталова Р.С., Варламов Н.И., Галеева Р.У. Практические методы расчета токов короткого замыкания: учеб. пособие / Р.С. Сайт баталова, Н.И. Варламов, Р.У. Галеева. – 3-е изд. доп. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2015. – 178 с. [Электронный ресурс] URL: https://lib.kgeu.ru/irbis64r_15/scan/10%D1%8D%D0%BB.pdf (дата обращения: 03.02.2025).

19. Силовые масляные трансформаторы класса напряжения 110 кВ [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Воронежский трансформатор» : URL: <https://v-tr.ru/katalog/silovye-maslyanye-transformatory/silovye-maslyanye-transformatory-klassa-napryazheniya-110-kv-150-kv/> (дата обращения: 11.02.2025).

20. Суворова И.А., Черепанов В.В. Определение экономической плотности тока в современных условиях для линий 6–35 кВ // МНИЖ. 2013.

№6–1 (13) [Электронный ресурс] : URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/opredelenie-ekonomicheskoy-plotnosti-toka-v-sovremennyh-usloviyah-dlya-liniy-6-35-kv> (дата обращения: 09.02.2025).

21. Схемы электрических соединений подстанций [Электронный ресурс] : URL: <https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/34809/1/978-5-7996-1457-7.pdf> (дата обращения: 12.01.2025).

22. Типовые схемы РУ ПС 35–750 кВ [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «PowerSystem» : URL: http://powersystem.info/index.php/%D0%A2%D0%B8%D0%BF%D0%BE%D0%B2%D1%8B%D0%B5_%D1%81%D1%85%D0%B5%D0%BC%D1%8B_%D0%A0%D0%A3_35-750_%D0%BA%D0%92 (дата обращения: 21.01.2025).

23. Трансформаторы тока ТОЛ-10-1 [Электронный ресурс] : Официальный сайт завода «СЗТТ» : URL: <https://www.cztt.ru/products/transformatory-toka-tol-10-i> (дата обращения: 02.03.2025).

24. Устройства микропроцессорной защиты MICOM [Электронный ресурс] : информационный ресурс «ЭнергоВолга»: URL: <https://envolga.ru/product/mp/micom/> (дата обращения: 12.02.2025).

25. Филиал ПАО «Россети Волга» – «Самарские распределительные сети» [Электронный ресурс] : официальный сайт ПАО «Россети Волга» URL: https://www.rossetivolga.ru/ru/o_kompanii/filiali/filial_samarskie_raspredelitelnie_seti_/?utm_source=energybase (дата обращения: 25.01.2025).

26. Элегазовый выключатель ВГБЭ–35–630/12,5 У1 [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «ПанЭнергоМет» : URL: <https://podstaniya-ktp.ru/product/34660233-elegazovuj-vyklyuchatel-vgbe-35-63012-5> (дата обращения: 08.02.2025).

27. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «СибАДИ». URL:

https://portal.sibadi.org/pluginfile.php/170513/mod_folder/content/0/%D0%9B%D0%B5%D0%BA%D1%86%D0%B8%D1%8F%2012.pdf?forcedownload=1 (дата обращения 27.01.2025).

28. Ячейка КРУ К-63 [Электронный ресурс] : Официальный сайт завода «ЗСЭА» : URL: <https://zsea.ru/katalog/yachejki-kru-6-10-kv/yachejka-kru-k-63/> (дата обращения: 01.03.2025).

29. Lighting Standards [Electronic resource] : URL: <https://www.energy.gov/energysaver/lighting-standards> (дата обращения: 18.02.2025).

30. Overcurrent Protection [Electronic resource] : URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/overcurrent-protection> (дата обращения: 13.02.2025).

31. Substation Lightning Protection Design [Electronic resource] : URL: https://www.horizonpower.com.au/globalassets/media/documents/manuals-standards/procedures/hpc-7dc-08-0001-2013_-_pcd_-_substation_lightning_protection_design.pdf?v=4ac015 (date of access: 06.02.2025 г).

32. Uses of Electricity in Daily Life [Electronic resource] : URL: <https://www.geeksforgeeks.org/uses-of-electricity-in-daily-life/> (дата обращения: 10.02.2025).

33. Calculation of short-circuit currents [Electronic resource] : URL: https://www.studiecd.dk/cahiers_techniques/Calculation_of_short_circuit_currents.pdf (дата обращения: 10.02.2025).