

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 подстанции 110/10 кВ «Абатск» с применением цифровых систем релейной защиты и автоматики

Обучающийся

Е. А. Дементьев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

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

Тольятти 2023

Аннотация

В выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция системы электроснабжения подстанции 110/10 кВ «Абатск» филиала ПАО «Россети» Южное предприятие, находящейся на юге Тюменской области, которая требует замены оборудования на более современное и большей мощности. В ходе работы рассмотрели и выбрали новое, более мощное оборудование для поставки бесперебойного питания потребителям. Рассчитали мощность понижающих трансформаторов и провели расчёты токов короткого замыкания. Проанализировали хозяйственную деятельность предприятия, соблюдение требований безопасности жизнедеятельности и охраны труда на предприятии. Также выбрали подходящий комплект релейных защит.

Оценили проведенную реконструкцию подстанции для достижения главной цели - повышения надёжности работы ряда потребителей за счёт замены части оборудования на более мощное и современное.

Работа содержит в себе пояснительную записку объемом 77 страниц, графическую часть в виде 6 чертежей на листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Определение целей и задач реконструкции	5
1.1 Общая характеристика подстанции.....	6
1.2 Анализ состояния ПС и формулировка задач реконструкции	7
2 Обоснование предложений по реконструкции ПС.....	8
2.1 Выбор электрических схем	8
2.2 Выбор трансформаторов и коммутационного оборудования	122
2.3 Реконструкция системы собственных нужд.....	33
2.4 Разработка системы РЗА с применением цифровых систем.....	41
2.5 Разработка системы освещения	57
3 Обеспечение безопасности эксплуатации ПС и экономический анализ проекта.....	64
3.1 Обеспечение безопасности эксплуатации ПС.....	64
3.2 Экономический анализ проекта.....	69
Заключение	75
Список используемых источников.....	766

Введение

Электроэнергетика – это главная и неотъемлемая часть экономики страны. Основные потребители электроэнергии – это различные отрасли промышленности: транспорт, сельское хозяйство, коммунальные службы городов и районов. С ростом электрификации всякое отключение - плановое (для ревизии и ремонта) и особенно неожиданное аварийное - наносит огромный ущерб потребителю и самой энергетической системе. Поэтому важно применять эффективные и экономически целесообразные меры по обеспечению оптимальной надежности электроснабжения потребителей.

В энергетике стоит вопрос о модернизации подстанций и сетей, влияющих на технологический режим работы электрооборудования, поскольку оборудование, которое сейчас установлено, уже исчерпало свой ресурс, ведь оно было установлено более 30-50 лет назад. Старое оборудование, которое в настоящее время находится в работе, сохраняется благодаря тому, что ранее оборудование изготавливали с многократным запасом по прочности. Высоковольтное оборудование исчерпало свой ресурс, так как запчастей для текущего, среднего или капитального ремонта на складах уже не осталось и на сегодняшний день они практически не производятся, потому что все переходят на более современное и новое оборудование.

По причине увеличения численности городов и районов требуется строить всё больше жилых помещений и расширять рабочие места, поставлять электроэнергию все большему количеству потребителей, продолжать развивать систему электрических сетей за счет как нового строительства, так и расширения, реконструкции уже созданного.

В электроэнергетике постоянно повышаются требования к качеству, надежности электрической энергии и к ее экономичному использованию. При этом расходование материальных ресурсов при строительстве систем электроснабжения должно быть рациональным. Поэтому стоит острая

необходимость увеличения мощности подстанций для надёжного обеспечения электроэнергией всех потребителей.

В данной работе будет рассмотрена реконструкция подстанции 110/10 кВ «Абатск», которая нуждается в замене оборудования на более современное и большей мощности для улучшения приёма, передачи и распределения электроэнергии потребителям.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в том, что реконструкция подстанции повысит надёжность работы ряда потребителей.

Целью данной ВКР является определение наиболее экономически целесообразного варианта замены ряда оборудования подстанции «Абатск» на более мощное и современное.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- рассмотреть основные характеристики и провести анализ состояния подстанции;
- выбрать наиболее подходящую электрическую схему подстанции;
- выбрать наиболее рациональный вариант трансформаторов и коммутационного оборудования;
- рассмотреть вопрос реконструкции системы собственных нужд с учетом мощности трансформаторов, типа электрооборудования;
- разработать системы РЗиА и освещения;
- провести экономический анализ проекта.

1 Определение целей и задач реконструкции

1.1 Общая характеристика подстанции

Данная подстанция является объектом реконструкции электрической части с использованием цифровых систем релейной защиты и автоматики. Она входит в состав филиала ПАО «Россети» - Южного предприятия МЭС [1]. Подстанция получает питание от двух воздушных линий напряжением 110 кВ и через неё осуществляется транзит мощности по линии 110 кВ.

Характеристики потребителей электроэнергии: напряжение – 35 кВ и 10 кВ; ток – переменный; частота – 50 Гц. Потребители подстанции включают в себя все категории электропотребления. По линиям 35 кВ питаются: поселок «Молочное» (потребители II и III категорий энергопотребления), деревня «Макарово» (III категория), деревня «Озерной» (III категория), Абатский водозабор (II категория). По ВЛ – 10 кВ питаются: сельские поселки (III категория); животноводческий комплекс (I категория); профессиональное техническое училище (III категория).

Токи короткого замыкания на шинах 110 кВ равен 6,4 кА, значения коэффициентов мощности потребителей: $\cos \phi_{\text{МАХ,СН}} = 0,8$; $\cos \phi_{\text{МАХ,НН}} = 0,82$. Данные по линиям 10 кВ и 35 кВ представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 - Данные по воздушным линиям 10 кВ

Наименование присоединения	Uн, кВ	Тип провода	L, км	S, кВ·А	Ip, А
Передовой	10	А-50	12,5	346,41	20
ПТУ	10	АС-50	2,1	606,22	35
Абатск	10	АС-50	8,9	952,63	55
Речкуново	10	АС-50	27	606,22	35
Комплекс	10	АС-50	7,7	173,2	10
Бугрино	10	АС-50	21	34,64	2
РРС	10	АС-50	8	17,3	1
АБЗ	10	АС-50	2,25	34,64	2
Осинцево	10	АС-50	35	433,01	25
Итого на шинах 10 кВ				3204,6	

Таблица 2 - Данные по воздушным линиям 35 кВ

Наименование присоединения	Uн, кВ	Тип провода	L, км	S, кВ·А	Ip, А
Молочное	35	АС-70	17,1	3637,3	60
Макарово	35	АС-95	25,7	606,22	10
Абатский водозабор	35	АС-70	4,7	424,35	7
Озерной	35	АС-95	13,1	3940,4	65
Итого на шинах 35 кВ				8608,3	

Замена оборудования даст возможность беспрепятственного проведения ремонтных работ на всем силовом оборудовании подстанции энергопотребления, повысит надежность электроснабжения потребителей.

1.2 Анализ состояния ПС и формулировка задач реконструкции

Установленная мощность трансформаторов на подстанции 110/10 «Абатск» составляет: на первом трансформаторе (1Т) - 1х10 МВА, на втором трансформаторе (2Т) - 1х6,3 МВА. Максимальная загрузка рассматриваемой подстанции была зафиксирована на уровне 7,7 МВА. В случае аварийного отключения или вывода в ремонт 1Т (10 МВА), загрузка оставшегося в работе 2Т (6,3 МВА) составляет 123 % от номинальной мощности. В связи с отсутствием возможности перевода нагрузки ПС 110 кВ «Абатск» на другие энергоцентры питания по сетям 10 кВ для снижения токовой нагрузки 2Т ПС 110 кВ «Абатск» в нормальном режиме, при отключении 1Т (10 МВА) ПС 110 кВ «Абатск», рекомендуется реконструкция подстанции с заменой трансформатора 2Т 6,3 МВА на 10 МВА.

Выполнение подобных социально и промышленно значимых проектов способствует созданию позитивного отношения к ПАО «Россети» со стороны населения и ведущих предприятий области.

Вывод по данному разделу: было рассмотрено присоединение подстанции 110/10 «Абатск» к энергосистеме, рассмотрены параметры отходящих линий, а также проведен анализ состояния подстанции и сформулированы задачи реконструкции.

2 Обоснование предложений по реконструкции ПС

2.1 Выбор электрических схем

Выбор главной схемы распределительных устройств (РУ) зависит от её роли и положения в системе передачи электроэнергии, а также от её назначения. Главная схема ПС должна обеспечивать надежность электроснабжения потребителей подстанции в нормальном и аварийном режимах согласно требованиям РЗА и обеспечивать безопасное проведение ремонтных работ на отдельных участках данной цепи без отключения рядом расположенных присоединений, быть экономически выгодной.

При проектировании подстанции необходимо учитывать технико-экономические сравнения вариантов, опыт эксплуатации, использование надёжных схем и современных технологий.

Для распределительных устройств различных напряжений, существуют типовые схемы, которые должны учитывать при проектировании или реконструкции подстанций.

Распределительное устройство – это электроустановка для приема, передачи и распределения электроэнергии, содержащая коммутационные аппараты, соединительные и сборные шины, вспомогательные оборудование и устройства РЗА, автоматики, связи, учёта и измерений.

На подстанции могут использоваться ОРУ и КРУ. ОРУ представляет собой оборудование, расположенное на открытом воздухе, а КРУ рассчитаны на работу в здании, состоящем из отдельных изолированных ячеек со встроенными в них аппаратами, устройствами измерения, учёта, и соединительных элементов, поставляемых в собранном или полностью подготовленном к сборке виде.

Структурная схема подстанции – эта часть главной схемы, которая определяет путь электроэнергии от генерации к распределительным устройствам разных напряжений и далее к потребителям электроэнергии. Схема ПС с двумя трансформаторами 110/35/10 изображена на рисунке 1.

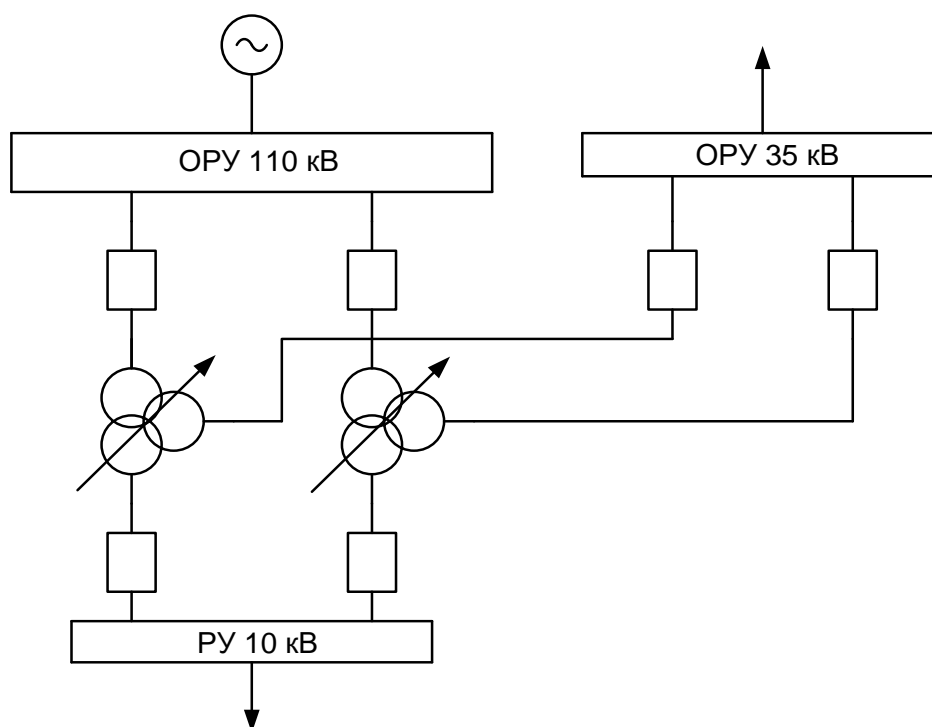


Рисунок 1 - Структурная схема подстанции

На данной структурной схеме видно, что электроэнергия поступает от энергосистемы на ОРУ-110 кВ и далее через трансформаторы электроэнергия поступает на ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ и затем распределяется между потребителями электроэнергии.

При выборе РУ требуется соблюдать следующие факторы: надежность схемы и оборудования, возможность работы в аварийном режиме, простота и наглядность схемы, экономичность.

Для подстанции с двумя трансформаторами ТДТН-10000/110/35/10, которые питаются от двух независимых источников, выбор распределительного устройства на пять присоединений осуществляется, учитывая его надёжность, простоту и экономичность. На данной подстанции применяется схема ОРУ с одной рабочей секционированной и одной обходной системами шин. При выборе схемы на стороне ВН нужно создать условия для

вывода в ремонт или для ТО выключателей без перерыва питания потребителей.

К данным условиям подходит схема с одной рабочей секционированной и обходной системой шин, изображенная на рисунке 2.

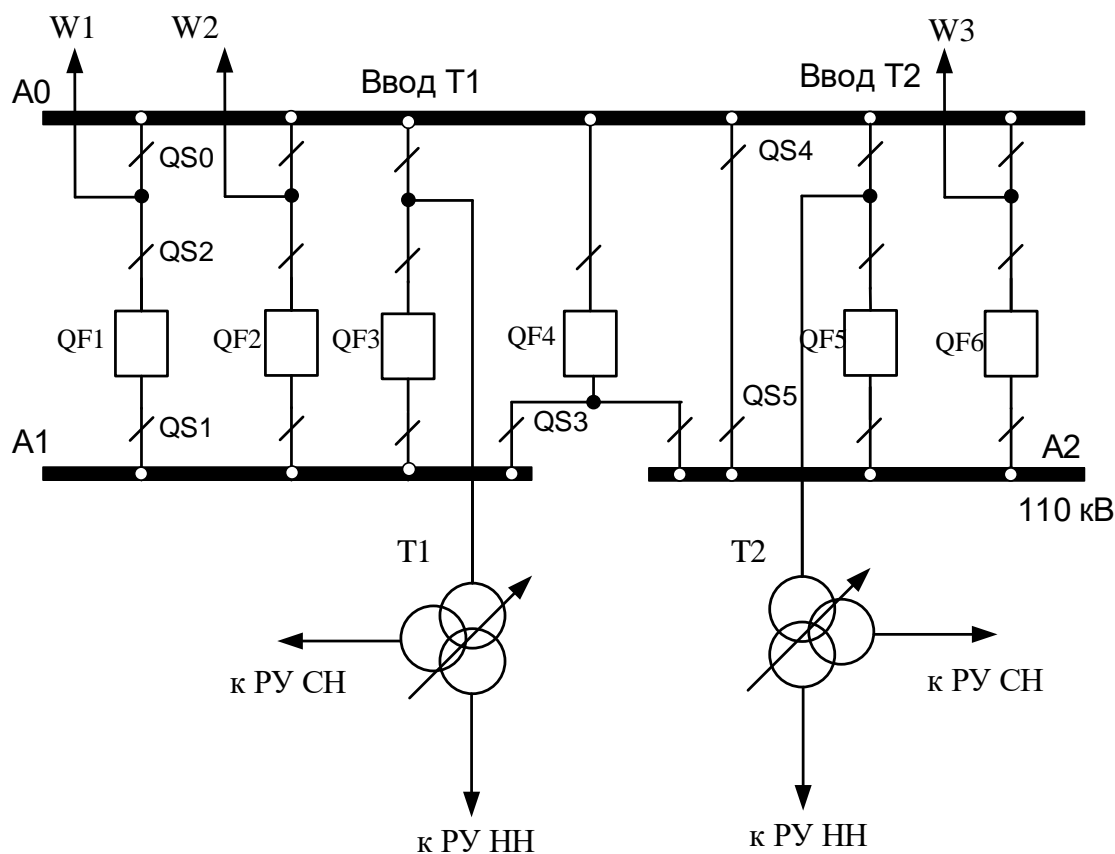


Рисунок 2 - Схема РУ с одной рабочей секционированной и обходной системами шин

В схеме установлен обходной выключатель QF4, который можно подключить к любой из секции шин с помощью развилки из двух разъединителей [4]. На схеме есть перемычка из двух разъединителей QS4 и QS5, которая в нормальном режиме включена, через включенный разъединитель QS3 обходной выключатель присоединен к первой секции A1. Таким образом секции A1 и A2 соединены между собой через разъединители QS3, QS4, QS5 и выключатель QF4, который выполняет функции секционного и может быть заменен любым другим выключателем, к примеру QF1. Для

этого понадобится произвести следующие действия: отключить выключатель QF4, отключить разъединитель (QS4), включить разъединитель QS0 (подключен к обходной секции шин), включить выключатель QF4, отключить выключатель QF1, отключить разъединители QS1 и QS2. Таким образом, линия W1 через выключатель QF4 и обходную систему шин будет получать питание от первой секции. Все эти действия производятся без нарушения электроснабжения по линии W1, несмотря на то что они связаны с большим количеством переключений [5].

На стороне СН 35 кВ – 8 присоединений как правило применяется схема с одиночной секционированной системой шин, а не с двумя системы шин, так как это экономически невыгодно. Схема РУ на стороне СН изображена на рисунке 3.

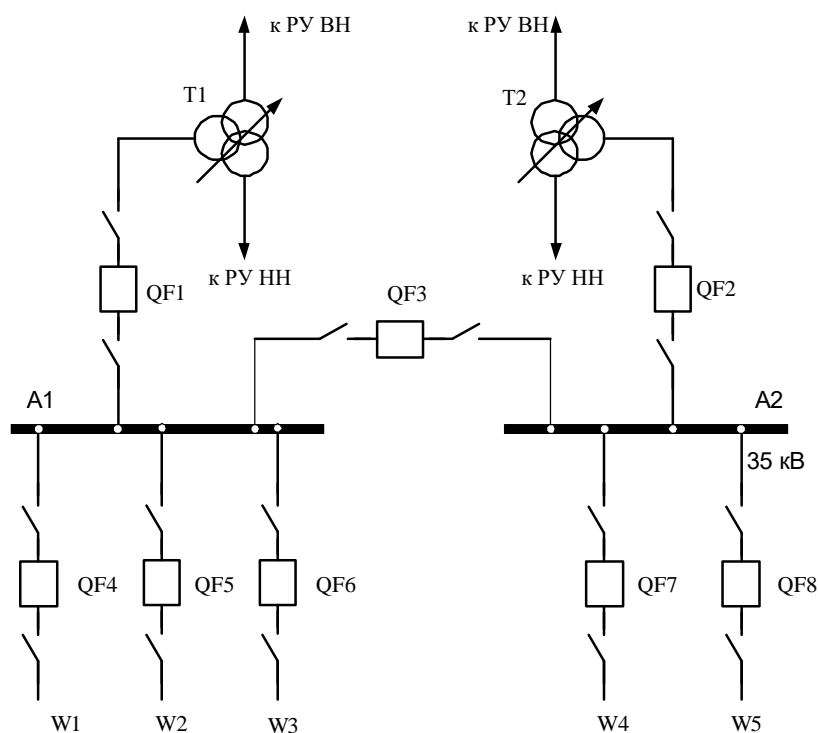


Рисунок 3 - Схема РУ на стороне СН

На стороне НН 10 кВ применяется одна секционированная выключателем система шин, которая изображена на рисунке 4.

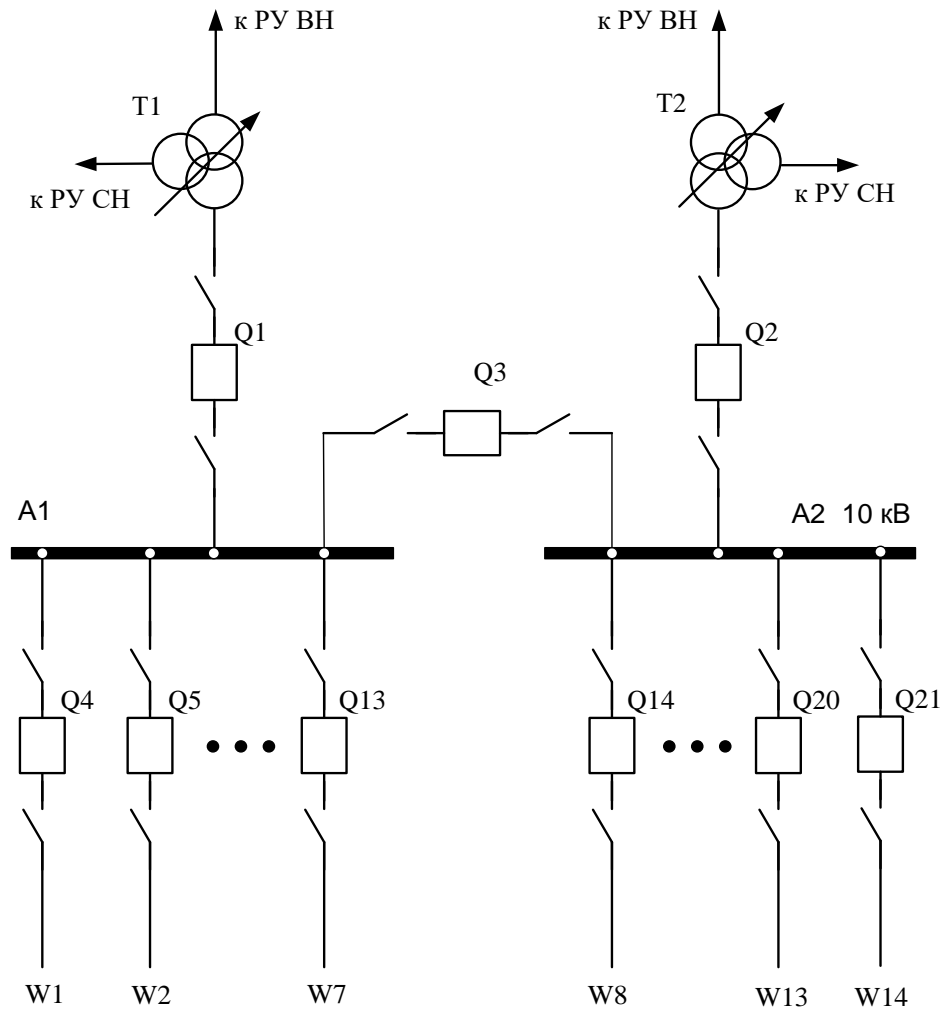


Рисунок 4 - Схема РУ на стороне НН

Показанные на рисунках 3 и 4 схемы можно считать оптимальными для решения задач распределения электрической энергии на подстанции, поскольку они наиболее надежны.

2.2 Выбор трансформаторов и коммутационного оборудования

По заданным S_{MAX} и $\cos\varphi_{MAX}$ определяется активная и реактивная мощность:

$$P_{MAX} = S_{MAX} \cdot \cos\varphi_{MAX}, \quad (1)$$

$$Q_{MAX} = \sqrt{S^2_{MAX} - P^2_{MAX}} \quad (2)$$

Для стороны СН:

$$P_{MAX} = 8,6 \cdot 0,80 = 6,88 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{MAX} = \sqrt{8,6^2 - 6,88^2} = 5,16 \text{ (Мвар)}.$$

Для стороны НН:

$$P_{MAX} = 3,2 \cdot 0,82 = 2,62 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{MAX} = \sqrt{3,2^2 - 2,62^2} = 1,84 \text{ (Мвар)}.$$

Принимая P_{MAX} и Q_{MAX} за 100% типового графика, строится график для каждой ступени мощности, значения находятся из выражений по формулам:

$$P_i = \frac{p_i \cdot P_{max}}{100}, \quad (3)$$

$$Q_i = \frac{q_i \cdot Q_{max}}{100}, \quad (4)$$

где p_i, q_i – ординаты типового графика для рассматриваемой ступени мощности в %.

Изменения нагрузок в течение суток по стороне 35 кВ и 10 кВ сведены в таблицы 3 и 4, а также изображены на рисунке 5.

Таблица 3 - Суточные изменения нагрузки ПС по стороне 35 кВ

Мощность	Интервал времени, час				
	0 – 4	4 – 8	8 – 14	14 – 21	21 – 24
P, МВт	4,82	5,26	4,82	5,99	4,82
Q, Мвар	1,78	2,12	1,78	2,43	1,78
S, МВ·А	5,14	5,67	5,14	6,46	5,14

$$P_{\text{расч}} = 6,88 \text{ (МВт)}; Q_{\text{расч}} = 5,16 \text{ (Мвар)}; S_{\text{расч}} = 8,6 \text{ (МВ·А)}.$$

Таблица 4 - Суточные изменения нагрузки ПС по стороне 10 кВ

Мощность	Интервал времени, час				
	0 – 4	4 – 8	8 – 14	14 – 21	21 – 24
P, МВт	1,83	1,98	1,83	2,28	1,83
Q, Мвар	0,64	0,76	0,64	0,87	0,64
S, МВ·А	1,94	2,12	1,94	2,44	1,94

$$P_{\text{расч}} = 2,62 \text{ (МВт)}; Q_{\text{расч}} = 1,84 \text{ (Мвар)}; S_{\text{расч}} = 3,2 \text{ (МВ·А)}.$$

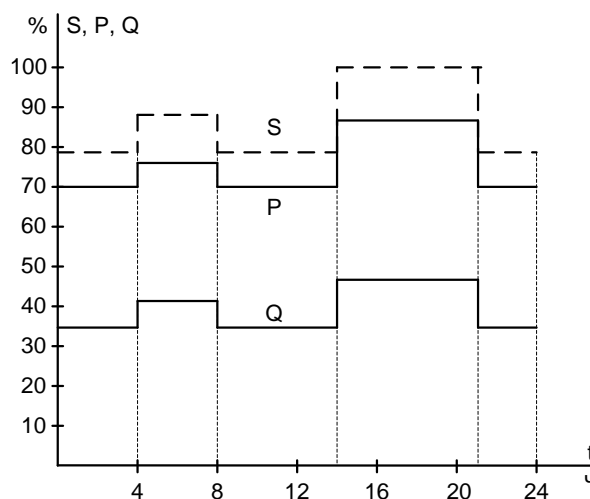


Рисунок 5 - Суточный график нагрузок

Изменения нагрузки ПС для стороны 110 кВ сведены в таблицу 5 - это результат сложения суточных графиков изменения нагрузки подстанции на сторонах 10 кВ и 35 кВ [16].

Таблица 5 - Суточные изменения нагрузки подстанции для стороны 110 кВ

Мощность	Интервал времени, час				
	0 – 4	4 – 8	8 – 14	14 – 21	21 – 24
P, МВт	6,65	7,24	6,65	8,271	6,65
Q, Мвар	2,42	2,88	2,42	3,3	2,42
S, МВ·А	7,08	7,79	7,08	8,9	7,08

$$P_{расч} = 9,5 \text{ (МВт)}; Q_{расч} = 7 \text{ (МВар)}; S_{расч} = 11,8 \text{ (МВ·А)}.$$

При определении расчетной мощности подстанции следует учесть мощность трансформаторов собственных нужд ($S_{ТСН}$), которые непосредственно присоединяются к шинам 10 кВ, а также коэффициент перспективы роста нагрузок на 5-10 лет ($K_{ПРН}=1,15$).

Расчетная мощность подстанции определяется по формуле [6]:

$$S_{P \text{ П/С}} = (S_{расч} + S_{ТСН}) \cdot K_{ПРН}, \quad (5)$$

где $S_{ТСН} = 200 \text{ (кВ·А)}$.

Полная расчётная мощность подстанции будет равна:

$$S_{P \text{ П/С}} = (11,8 + 0,2) \cdot 1,15 = 13,8 \text{ (МВ·А)}.$$

Расчеты годовых нагрузок ПС представлены в таблице 6 и на рисунке 6.

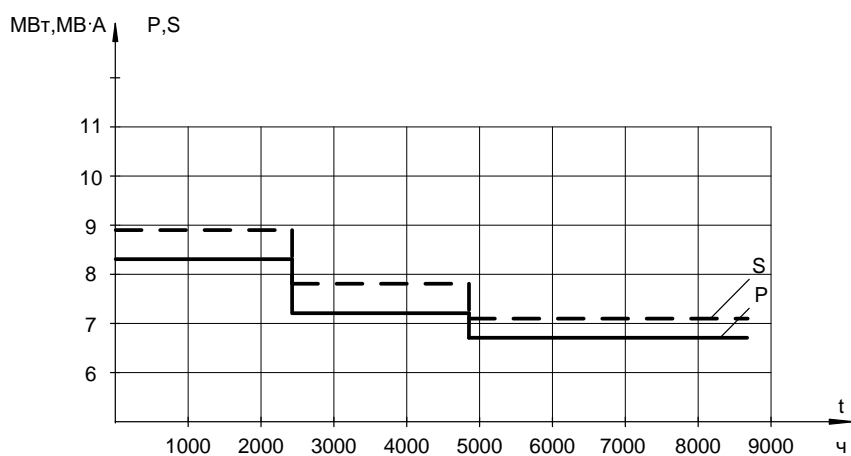


Рисунок 6 - Годовой график нагрузок

Таблица 6 - Годовые нагрузки подстанции

Мощность	Интервал времени, час		
	0 - 2400	2400 - 4945	4945 - 8760
P, МВт	8,27	7,24	6,65
S, МВ·А	8,9	7,79	7,08

Средняя нагрузка подстанции за год определяется по данным годового графика:

$$S_{CP} = \frac{W_{ГОД}}{8760}, \quad (6)$$

где $W_{ГОД}$ – полная потребляемая энергия за год.

$$\begin{aligned} W_{ГОД} &= 8,9 \cdot 2402 + 7,79 \cdot (4945 - 2402) + 7,08 \times \\ &\times (8760 - 4945) = 68431,67 \text{ (МВ} \cdot \text{А} \cdot \text{ч)}; \\ S_{CP} &= \frac{68431,67}{8760} = 7,81 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}. \end{aligned}$$

Степень неравномерности графика работы электроустановки оценивают коэффициентом заполнения:

$$K_{3Г} = \frac{S_{CP}}{S_{MAX}}; \quad (7)$$

$$K_{3Г} = \frac{7,81}{11,8} = 0,662.$$

Очевидно, что чем равномернее график, тем ближе значение $K_{3Г}$ к единице, который показывает во сколько раз потребленное количество энергии за год меньше того количества энергии, которое было бы потреблено за то же время, если бы нагрузка установки была бы максимальной [6].

Продолжительность использования максимальной активной нагрузки за год:

$$T_{MAX, a} = \frac{W_{a, ГОД}}{P_{MAX}}. \quad (8)$$

$$\begin{aligned} W_{a, ГОД} &= 8,27 \cdot 2402 + 7,24 \cdot (4945 - 2402) + 6,65 \times \\ &\times (8760 - 4945) = 63862,81 \text{ (МВ} \cdot \text{А} \cdot \text{ч)}. \end{aligned}$$

$$T_{MAX, a} = \frac{63862,81}{9,5} = 6722,4 \text{ (ч)}.$$

Эта величина показывает, сколько часов за год установка должна была бы работать с неизменной максимальной нагрузкой, чтобы выработать (потребить) действительное количество электроэнергии $W_{a, \text{год}}$ за год.

Наибольшее время работы в году с максимальной нагрузкой можно найти по формуле:

$$\tau_{НБ} = \left(0,124 + \frac{T_{MAX,a}}{10000}\right)^2 \cdot 8760; \quad (9)$$

$$\tau_{НБ} = \left(0,124 + \frac{6722,4}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 5495 \text{ (ч)}.$$

Выбор силовых трансформаторов заключается в технико-экономическом обосновании, определении номинальной мощности, их числа и типа [7].

Так как данная ПС питает потребителей всех категорий, и получает питание от генерации со стороны ВН, для неё требуется установка не менее двух трансформаторов [17].

Рассмотрим к установке для ПС 110/35/10 кВ трех вариантов трёхфазных трёхобмоточных трансформаторов.

Для двухтрансформаторной подстанции:

$$S_{TP} \geq (0,65 \div 0,7) \cdot S_{P \text{ П/С}}; \quad (10)$$

$$S_{TP} = 0,7 \cdot 13,8 = 9,66 \text{ (МВ} \cdot \text{А)};$$

Возможные варианты мощности трансформаторов:

1 вариант: 2×ТДТН - 10000/110,

2 вариант: 2×ТДТН - 16000/110,

3 вариант: 2×ТДТН – 6300/110.

Проверяется возможность работы в аварийном режиме. Коэффициент перегрузки в аварийном режиме [8]:

$$K_{\text{П АВ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{P П/С}}}{S_{\text{НОМ 1}}} = \frac{13,8}{10} = 1,38 < 1,4;$$

$$K_{\text{П АВ}}^{(2)} = \frac{S_{\text{P П/С}}}{S_{\text{НОМ 2}}} = \frac{13,8}{16} = 0,863 < 1,4;$$

$$K_{\text{П АВ}}^{(3)} = \frac{S_{\text{P П/С}}}{S_{\text{НОМ 3}}} = \frac{13,8}{6,3} = 2,19 > 1,4.$$

Условие не выполняется для третьего варианта.

Определяются коэффициенты загрузки трансформаторов [9]:

$$k_3 = \frac{S_{\text{P П/С}}}{(\text{П}_T \cdot S_{\text{mp}})}, \quad (11)$$

где П_T – количество трансформаторов.

Подставляя значения, получим:

$$k_3^{(1)} = \frac{S_{\text{P П/С}}}{(\text{П}_T \cdot S_{\text{НОМ 1}})} = \frac{13,8}{2 \cdot 10} = 0,69;$$

$$k_3^{(2)} = \frac{S_{\text{P П/С}}}{(\text{П}_T \cdot S_{\text{НОМ 2}})} = \frac{13,8}{2 \cdot 16} = 0,431.$$

Во втором варианте трансформаторы сильно недогружены.

Исходя из вышерассмотренных вариантов, выбор сделан в пользу трансформаторов 2×ТДТН 10000/110/35/10.

Рассчитаем токи длительных режимов.

На шинах 110 кВ:

$$I_{\text{МАХ,ВН}} = \frac{S_{\text{P ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}; \quad (12)$$

$$I_{\text{МАХ,ВН}} = \frac{11,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 61,93 \text{ (А)}.$$

На шинах 35 кВ:

$$I_{\text{MAX,CH}} = \frac{S_{\text{P,CH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}}, \quad (13)$$

$$I_{\text{MAX,CH}} = \frac{8,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 141,86 \text{ (A)}.$$

На шинах 10 кВ:

$$I_{\text{MAX,HH}} = \frac{S_{\text{P,HH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}}, \quad (14)$$

$$I_{\text{MAX,HH}} = \frac{3,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 184,75 \text{ (A)}.$$

Выбор и проверка выключателей и разъединителей.

Высоковольтные выключатели должны соответствовать следующим требованиям [10]:

- надежное отключение любых токов;
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения /включения;
- легкость обслуживания;
- взрыво - и пожаробезопасность;
- удобство эксплуатации.

Выбор выключателей производится по номинальному значению тока $I_{\text{НОМ}}$ и напряжения $U_{\text{НОМ}}$, роду установки и условиям работы, конструктивному исполнению и отключающим способностям.

Выбор выключателей производится:

- по напряжению

$$U_{\text{НОМ,ВЫКЛ}} \geq U_{\text{НОМ,СЕТИ}}; \quad (15)$$

- по длительному току

$$I_{\text{НОМ,ВЫКЛ}} \geq I_{\text{РАБ,МАХ}}; \quad (16)$$

- по отключающей способности

$$I_{\text{НОМ,ОТКЛ}} \geq I_{\text{К}}^{(3)}, \quad (17)$$

где $I_{\text{К}}^{(3)}$ – действующее значение периодической слагающей тока КЗ, кА;

$I_{\text{НОМ,ОТКЛ}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

Проверка выключателей по включающей способности:

$$I_{\text{НОМ,ВКЛ}} \geq I_{\text{К}}^{(3)}; \quad (18)$$

$$i_{\text{МАХ}} \geq i_{\text{УД}}; \quad (19)$$

где $i_{\text{УД}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{\text{МАХ}}$ – наибольший пик тока выключателя, кА;

$I_{\text{НОМ,ВКЛ}}$ – номинальный ток включения, кА.

Проверка выключателя на электродинамическую стойкость по предельному сквозному току короткого замыкания [3].:

$$I_{\text{ПР.СКВ}} \geq I_{\text{К}}^{(3)}; \quad (20)$$

$$i_{\text{ДИН}} > i_{\text{УД}}; \quad (21)$$

где $I_{\text{ПР.СКВ}}$ – действительное значение предельного сквозного тока короткого замыкания;

$i_{\text{ДИН}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости), кА.

Проверка выключателя на термическую стойкость по тепловому импульсу:

$$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}} \geq B_{\text{К}}, \quad (22)$$

где $I_{\text{ТЕРМ}}$ – предельный ток термической стойкости;

$t_{\text{ТЕРМ}}$ – нормативное время протекания предельного тока $I_{\text{ТЕРМ}}$;

$B_{\text{К}}$ – тепловой импульс тока КЗ по расчету, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

$$B_{\text{К}} = (I_{\text{К}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{ОТК}}, \quad (23)$$

где $t_{\text{ОТК}}$ – время действия тока КЗ, с.

$$t_{\text{ОТК}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{ОТК, в}} \quad (24)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время действия основной релейной защиты, с;

$t_{\text{ОТК, в}}$ – полное время отключения выключателя, с.

На стороне 110 кВ устанавливаются колонковые элегазовые трёхполюсные выключатели типа ВГТ-110П-40/2000У1. Выключатели предназначены для выполнения коммутационных операций (включений и отключений), а также циклов АПВ при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ с заземленной нейтралью. Они относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является элегаз (SF_6) [2].

Принцип работы выключателей заключается в том, что гашение электрической дуги происходит за счет потока элегаза, который создается при перепаде давления, обеспечиваемого автогенерацией, т.е. тепловой энергии дуги, а также поршневым устройством. Включение выключателей осуществляется за счет энергии включающих пружин привода, а отключение – за счет энергии пружины отключающего устройства выключателя [17].

Выключатель состоит из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и управляемых одним пружинным приводом.

Для создания видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей устанавливаются разъединители РГЗ-110 с одним или двумя заземляющими ножами.

Выбор и проверка выключателей и разъединителей представлены в таблице 7 [3].

Таблица 7 – Параметры коммутационных аппаратов на стороне 110 кВ

Условия выбора	Численные значения	Тип оборудования	
		РГЗ-110/1000УХЛ1	ВГТ-110П-40/1250У1
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	$U_{СЕТИ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{РАБ,МАХ}$	$I_{ВН,МАХ} = 61,28 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1250 \text{ А}$
$I_{ОТКЛ} \geq I_{К}^{(3)}$	$I_{К}^{(3)} = 6,4 \text{ кА}$	-	$I_{ОТК} = 40 \text{ кА}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 14,55 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 40 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 102 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t \geq B_{К}$	$B_{К} = 2,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороне 35 кВ устанавливаются вакуумные выключатели ВБЭС - 35Ш-25/630УХЛ1 с электромагнитным приводом, с усиленной изоляцией наружной установки. На выключателях установлены встроенные трансформаторы тока ТВ-35-II. Выключатель состоит из трех полюсов, соединенных в один общий комплект междуполюсными муфтами. На каркасе укреплен шкаф с электромагнитным приводом постоянного тока. Гашение электрической дуги обеспечивается вакуумной дугогасительной камерой [2].

Операция включения выключателя происходит за счет энергии включающего электромагнита и осуществляется подачей напряжения на его катушку. Отключение выключателя производится за счет суммарной энергии, запасенной при включении выключателя, отключающей пружины механизма выключателя и пружинами дополнительного поджатия подвижных контактов дугогасительных камер. Для выполнения операции отключения необходимо подать электрический сигнал на отключающий электромагнит привода. Для

вывода в ремонт оборудования и создания видимого разрыва, устанавливаются разъединители РГЗ-35 с одним или двумя заземляющими ножами [18]. Параметры коммутационных аппаратов на стороне 35 кВ представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Параметры коммутационных аппаратов на стороне 35 кВ

Условия выбора	Численные значения	Тип оборудования	
		РГЗ-35/630 УХЛ1	ВБЭС -35Ш-25/630
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	$U_{СЕТИ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{РАБ,МАХ}$	$I_{СН,МАХ} = 113,16 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$
$I_{ОТКЛ} \geq I_{К}^{(3)}$	$I_{К}^{(3)} = 2,49 \text{ кА}$	-	$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 5,65 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 40 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 63 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t \geq B_{К}$	$B_{К} = 0,217 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороне 10 кВ устанавливаются вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630 У2. Принцип действия выключателя заключается в гашении дуги в глубоком вакууме, а фиксация контактов вакуумных дугогасительных камер в замкнутом положении происходит за счет остаточной индукции приводных электромагнитов («магнитная защелка») [19]. Время отключения составляет не более 0,025 с.

Преимущества ВВ/TEL:

- высокий механический и коммутационный ресурс;
- небольшие размеры и вес;
- небольшое потребление энергии по цепям управления;
- возможность управления по цепям постоянного и переменного оперативного тока;
- простота установки в различные типы КРУ и удобство организации необходимых блокировок;
- отсутствие необходимости ремонта в течение всего срока службы.

Выбор и проверка выключателей приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Параметры аппаратуры на стороне 10 кВ

Условия выбора	Численные значения	Тип оборудования
		ВВ/TEL-10-12,5/630 У2
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	$U_{СЕТИ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{РАБ,МАХ}$	$I_{НН,МАХ} = 129,33 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$
$I_{ОТКЛ} \geq I_{К}^{(3)}$	$I_{К}^{(3)} = 5,49 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 12,49 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 32 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t \geq B_{К}$	$B_{К} = 0,754 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

Выберем и проверим трансформаторы тока. Трансформатор тока предназначен 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 [20].

Выбор трансформаторов осуществляется:

- по напряжению установки $U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$;
- по току $I_{Р,МАХ} \leq I_{1,НОМ}$: номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости: $i_{УД} \leq i_{ДИН}$;
- по термической стойкости: $B_{К} \leq I_{ТЕРМ}^2 t_{ТЕРМ}$.

На стороне 110 кВ для измерений токов и для работы релейной защиты устанавливаются трансформаторы тока: ТВТ-110-I-150/5 (класс точности 0,5), встраиваемые в силовые трансформаторы; для выключателей – ИВМ123 (класс точности 0,5) [13].

Обоснование выбора трансформаторов тока на стороне 110 кВ представлено в таблице 10.

Таблица 10 - Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Условия выбора	Численное значение	ТВТ-110-I-150/5	ИВМ123
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	$U_{СЕТИ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{РАБ, МАХ}$	$I_{РАБ, МАХ} = 61,93 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 150 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 150 \text{ А}$
$I_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 14,55 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 25 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 80 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t \geq V_K$	$V_K = 2,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороне 35 кВ устанавливаются трансформаторы тока, встроенные в силовой трансформатор, предназначенные для передачи сигналов измерительным приборам и устройствам защиты и управления. Расчётные и каталожные данные трансформаторов на стороне 35 кВ приведены в таблицах 11 и 12.

Таблица 11 - Выбор трансформаторов тока на стороне 35 кВ

Условия выбора	Численное значение	секционный	на вводе
		ТВ 35-II-Y1	ТВ 35-II-Y1
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	$U_{СЕТИ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{РАБ, МАХ}$	$I_{РАБ, МАХ} = 141,9 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 200 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 200 \text{ А}$
$I_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 5,65 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 10 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 10 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t \geq V_K$	$V_K = 0,217 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 12 - Выбор ТТ на стороне 35 кВ

Условия выбора	Численное значение	ТТ на тр-ры	Численное значение	на линии
		ТВТ-35-III-200/5		ТВ 35-II-Y1
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	$U_{СЕТИ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{СЕТИ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{РАБ, МАХ}$	$I_{РАБ, МАХ} = 141,9 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 200 \text{ А}$	$I_{РАБ, МАХ} = 65 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 100 \text{ А}$
$I_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 5,65 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 10 \text{ кА}$	$i_{УД} = 5,65 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 10 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t \geq V_K$	$V_K = 0,217 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_K = 0,279 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Расчётные и каталожные данные для трансформаторов тока ТЛМ-10У3, устанавливаемых в ячейках РУ-10 кВ и для ТВТ-I-10-5000/5, устанавливаемых в силовые трансформаторы на стороне 10 кВ, приведены в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 - Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Условия выбора	на вводе		на отходящие линии	
	Численное значение	ТЛМ-10-2У3 200/5	Численное значение	ТЛМ-10-2У3 100/5
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	$U_{СЕТИ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{СЕТИ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{РАБ, МАХ}$	$I_{РАБ, МАХ} = 184,8 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 200 \text{ А}$	$I_{РАБ, МАХ} = 55 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 100 \text{ А}$
$I_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{УД} = 12,49 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 52 \text{ кА}$	$I_{УД} = 12,49 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 35,2 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t \geq В_{К}$	$В_{К} = 0,754 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$В_{К} = 0,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 119,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 14 - Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Условия выбора	Численное значение	Секционный
		ТЛМ-10-2У3 200/5
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	$U_{СЕТИ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{РАБ, МАХ}$	$I_{РАБ, МАХ} = 184,8 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 200 \text{ А}$
$I_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{УД} = 12,49 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 52 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t \geq В_{К}$	$В_{К} = 0,754 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Защита оборудования ПС от перенапряжений выполняется ограничителями перенапряжения (ОПН). ОПН устанавливаются на каждую сторону 110, 35, 10кВ, а также в нейтралях силовых трансформаторов [12].

По сравнению с вентильными разрядниками ОПН имеют следующие преимущества:

- глубокий уровень ограничения для всех видов волн перенапряжений;
- отсутствие сопровождающего тока после затухания волны перенапряжения;
- простота конструкции и высокая надежность в эксплуатации;
- стабильность характеристик и устойчивость к старению;
- способность к рассеиванию больших энергий;
- непрерывное подключение к защищаемой сети;
- стойкость к атмосферным загрязнениям;
- малые габариты, вес и стоимость.

Условие выбора ограничителей перенапряжения:

$$U_{НОМ} = U_{СЕТИ}. \quad (25)$$

Параметры ограничителей перенапряжения приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Параметры и технические данные ограничителей перенапряжения

Тип ОПН	ОПН -110/73	ОПН-35/40,5	ОПН - 10/10,5
Класс напряжения сети	$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_{НОМ} = 35$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ
Наибольшее рабочее напряжение	73 кВ	40,5 кВ	12кВ
Номинальный разрядный ток, при импульсе 8/20мкс	10 кА	10 кА	10 кА
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10мкс	400 кА	400 кА	400 кВ

В нейтрали силовых трансформаторов устанавливаются:

- ограничители перенапряжения: ОПН - 35/38,5 и ОПН- 10/10,5;
- заземляющий разъединитель марки ЗОН-110 У1;
- трансформаторы тока ТВТ-35-І-200/5.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, которые выполняются неизолированным сталеалюминевым проводом.

Выбор шин производится по следующим критериям:

- по допустимому току (на нагрев):

$$I_{МАХ} \leq I_{ДОП} , \quad (26)$$

где $I_{ДОП}$ – допустимый ток для выбранного сечения жилы;

- на термическую стойкость:

$$S_{MIN} \leq S, \quad (27)$$

где S – выбранное сечение шины;

$$S_{\text{MIN}} = \frac{I_{\text{K}}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\text{K}}}}{C}, \quad (28)$$

где S_{MIN} – минимальное сечение по термической стойкости, мм²;

$I_{\text{K}}^{(3)}$ – установившийся ток КЗ;

t_{K} – время прохождения тока КЗ;

C – коэффициент, зависящий от материала шины: для алюминиевых

шин принимается $C = 91 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}$;

- на электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_{\text{K}}^{(3)} \geq 20$ кА ;

- проверка по условиям короны: разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (29)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость провода ($m=0,82$),

r_0 – радиус проводника, см.

- напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{H}}}{r_0 \cdot \lg \left(\frac{D_{\text{CP}}}{r_0} \right)}, \quad (30)$$

где U_{H} – линейное напряжение, кВ;

D_{CP} – среднегеометрическое расстояние между проводниками фаз, см; $D_{\text{CP}} = 1,26 \cdot a$;

- провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более $0,9 \cdot E_0$. Условие образования короны можно записать:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (31)$$

Выбор шин на ОРУ 110 кВ.

Применяется провод АС-70/72. Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$, наружный диаметр провода $d = 15,4 \text{ мм}$. Фазы расположены горизонтально, расстояние между фазами $a = 3000 \text{ мм}$.

Проверяются шины по допустимому току:

$$I_{\text{MAX}} = 61,93 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 265 \text{ (А)};$$

Проверяются шины на термическую стойкость:

$$S_{\text{MIN}} = \frac{6,4 \cdot \sqrt{0,07}}{91} = 19 \text{ (мм}^2\text{)},$$

что меньше, чем выбранное сечение шины.

Проверка шин на сжигание не проводится, так как:

$$I_{\text{K}}^{(3)} = 6,4 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)}.$$

Проверка по условиям короны:

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}} \right) = 33,31 \text{ (кВ/см)};$$

Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,77 \cdot \lg\left(\frac{378}{0,77}\right)} = 18,79 \text{ (кВ/см)},$$

где $D_{\text{CP}} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ (см)}$.

Проверка условия:

$$1,07 \cdot 18,79 \leq 0,9 \cdot 33,31;$$

$$20,11 \leq 29,98.$$

Выбор шин на ОРУ 35 кВ.

Применяется провод АС-50/8. Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$, наружный диаметр провода $d = 9,6 \text{ мм}$. Фазы расположены горизонтально, расстояние между фазами $a = 2000 \text{ мм}$.

Проверяются шины по допустимому току:

$$I_{\text{МАХ}} = 141,86 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 210 \text{ (А)}.$$

Проверяются шины на термическую стойкость:

$$S_{\text{MIN}} = \frac{2,49 \cdot \sqrt{0,045}}{91} = 5,8 \text{ (мм}^2\text{)},$$

что меньше, чем выбранное сечение шины.

Проверка шин на сжёлствование не проводится, так как

$$I_{\text{К}}^{(3)} = 2,49 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

Проверка по условиям короны.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,48}}\right) = 35,57 \text{ (кВ/см)};$$

Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,48 \cdot \lg\left(\frac{252}{0,48}\right)} = 9,49 \text{ (кВ/см)},$$

где $D_{\text{CP}} = 1,26 \cdot 200 = 252$ (см).

Проверка условия:

$$1,07 \cdot 9,49 \leq 0,9 \cdot 35,57;$$

$$10,15 \text{ кВ/см} \leq 32,01 \text{ кВ/см},$$

условие соблюдается, что означает, выбор сечения сделан правильно.

Таким образом, в качестве гибких шин на РУ 35 кВ выбирается провод АС-50/8.

Шинный мост 10 кВ.

Применяется провод АС-50/8. Допустимый длительный ток $I_{\text{доп}} = 210$ А, наружный диаметр провода $d = 9,6$ мм. Фазы расположены горизонтально.

Проверяются провода по допустимому току:

$$I_{\text{МАХ}} = 184,75 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 210 \text{ (А)};$$

Проверяются провода на термическую стойкость:

$$S_{\text{MIN}} = \frac{5,49 \cdot \sqrt{0,035}}{91} = 11 \text{ (мм}^2\text{)},$$

что меньше, чем выбранное сечение провода.

Проверка шин на сжлестывание не проводится, так как

$$I_{\text{К}}^{(3)} = 5,49 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

Проверка по условиям короны:

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,48}} \right) = 35,57 \text{ (кВ/см)};$$

Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot 10}{0,48 \cdot \lg \left(\frac{151,2}{0,48} \right)} = 2,95 \text{ (кВ/см)},$$

где $D_{\text{CP}} = 1,26 \cdot 120 = 151,2$ (см).

Проверка условия:

$$1,07 \cdot 2,95 \leq 0,9 \cdot 35,57;$$

$$3,16 \text{ кВ/см} \leq 32,01 \text{ кВ/см.}$$

условие соблюдается, что означает, выбор сечения сделан правильно.

Таким образом, в качестве шинного моста на РУ 35 кВ выбирается провод АС-50/8.

Выбор сборных шин 10 кВ.

Для ошиновки РУ 10 кВ применяются двухполосные жесткие шины прямоугольного сечения ШАТ.

Выбор жестких шин производится по следующим условиям:

- по допустимому току (на нагрев) выбираются по формуле (27).
- на термическую стойкость выбираются по формулам (28), (29).
- на электродинамическую стойкость (производится определение частоты собственных колебаний шин) для алюминиевых шин:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}}, \quad (32)$$

где f_0 – частота собственных колебаний шин, Гц;

l – длина провода между изоляторами, м;

S – сечение шины, см²;

J – момент инерции поперечного сечения шины, относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴.

Для прямоугольных двухполосных шин:

$$J = \frac{h^3 \cdot b}{6}, \quad (33)$$

где b – толщина шины, см;

h – ширина шины, см.

Изменяя длину пролета и форму сечения шины, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, т.е. $f_0 > 200$ Гц. Если $f_0 < 200$ Гц, то производится специальный расчет шин с учетом дополнительных динамических усилий, возникающих при механических колебаниях шинной конструкции.

Для ошиновки РУ 10 кВ применяются двухполосные алюминиевые шины прямоугольного сечения ШАТ размером 60×6 мм². Допустимый ток $I_{\text{доп}} = 1350$ А.

Проверяются шины по допустимому току:

$$I_{\text{MAX}} = 184,75 \text{ (А)}; < I_{\text{доп}} = 1350 \text{ (А)};$$

Проверяются шины на термическую стойкость:

$$S_{\text{MIN}} = \frac{5,49 \cdot \sqrt{0,055}}{91} = 14 \text{ (мм}^2\text{)}; < q = 360 \text{ (мм}^2\text{)};$$

Проверяются шины на электродинамическую стойкость:

$$J = \frac{h^3 \cdot b}{6} = \frac{6^3 \cdot 0,6}{6} = 21,6 \text{ (см}^4\text{)};$$

Принимается длина пролёта $l = 1$ м, тогда частота собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{21,6}{3,6}} = 424,25 \text{ (Гц)};$$
$$f_0 > 200 \text{ (Гц)}.$$

Таким образом, шины механически прочны.

2.3 Реконструкция системы собственных нужд

Реконструкция системы собственных нужд проводится с учетом мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Проектируются подстанции с постоянным дежурным персоналом или дежурством на дому. Круглосуточное дежурство предусматривается на подстанциях 110 кВ при размещении на них оперативных пунктов управления. На проектируемой

подстанции применяется форма оперативного обслуживания с постоянным дежурным персоналом. Для обеспечения нормальной работы оборудования подстанции и питания цепей сигнализации и релейной аппаратуры, а также для работы дежурного персонала на ПС выполнена сеть собственных нужд 0,4 кВ с заземленной нейтралью, питание собственных нужд выполнено от понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ – трансформаторов собственных нужд (ТСН). На двухтрансформаторных подстанциях 110 кВ устанавливаются два ТСН, последние подключают на разные секции шин 10 кВ. Каждый из трансформаторов работает на свою секцию сборных шин, на секционный выключатель воздействует АВР. На ПС используется переменный и постоянный оперативный ток. Для питания оперативных цепей постоянным током устанавливаются выпрямительные устройства и аккумуляторные батареи.

Потребители собственных нужд подстанции делятся на ответственные и неответственные. К первым относятся электроприемники системы охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система подогрева приводов выключателей, система телемеханики и связи. Все потребители подключаются к сборным шинам 0,4 кВ через автоматические выключатели.

Расчет электрических нагрузок осуществляется на основе перечня электроприемников с указанием их номинальной мощности, количества и режима работы.

Порядок расчета включает подсчет количества электроприемников (n) в каждой группе и в целом по расчетному узлу присоединений; подсчет суммарной номинальной мощности всех электроприемников $P_{\text{ном.общ}}$; принятие коэффициентов использования $K_{\text{и}}$ и коэффициентов мощности $\cos\varphi$ для характерных групп электроприемников (по значениям $\cos\varphi$ определяется $\text{tg } \varphi$; определение активной среднесменной нагрузки за наиболее загруженную смену для каждой группы однородных электроприемников $P_{\text{см}}$ по формуле:

$$P_{CM} = k_{И} \cdot P_{НОМ, ОБЩ}, \quad (34)$$

а затем и реактивная нагрузка:

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (35)$$

Далее определяется средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$k_{И, СР} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{CM}}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ}}; \quad (36)$$

- определяется эффективное число электроприемников ($n_{ЭФ}$) - число одинаковых по мощности и по режиму работы приемников, которые потребляют такую же мощность, как и реальное количество различных по мощности и по режиму работы электроприемников:

$$\Pi_{ЭФ} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{НОМ})^2}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ}^2} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{НОМ}}{P_{Н, МАХ}}, \quad (37)$$

где $\sum_{i=1}^n P_{НОМ}$ - суммы номинальных мощностей всех электроприемников,

кВт;

$P_{Н, МАХ}$ - номинальная мощность наиболее мощного приемника группы;

- расчетная реактивная нагрузка определяется в зависимости от числа эффективных приемников $n_{ЭФ}$:

$$\text{при } n_{\text{эф}} \leq 10, Q_p = 1,1 \cdot Q_{\text{см}}; \quad (38)$$

$$\text{при } n_{\text{эф}} > 10, Q_p = Q_{\text{см}}; \quad (39)$$

- в зависимости от $k_{\text{И}}$ и $n_{\text{эф}}$ определяют коэффициент расчетной нагрузки:

$$k_p = f(k_{\text{И}}; n_{\text{эф}}); \quad (40)$$

- расчетная нагрузка принимается равной средней активной нагрузке группы электроприемников за наиболее загруженную смену $P_{\text{см}}$:

$$P_{\text{р,с}} = k_p \cdot P_{\text{см}}; \quad (41)$$

- полная расчетная мощность:

$$S_{\text{р,с}} = \sqrt{P_{\text{р,с}}^2 + Q_{\text{р,с}}^2}; \quad (42)$$

- расчетный ток для группы электроприемников:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (43)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Для примера расчета силовой нагрузки проведен расчет охлаждения трансформатора ТДТН -10000/110/35/10.

Для обдува силовых трансформаторов применяются вентиляторы ($P_{\text{НОМ}} = 1,5$ кВт), по три штуки на трансформатор.

Суммарная номинальная мощность находится по формуле:

$$P_{\text{НОМ,ОБЩ}} = n \cdot P_{\text{НОМ}}; \quad (44)$$

$$P_{\text{НОМ,ОБЩ}} = 1,5 \cdot 3 = 4,5 \text{ (кВт)};$$

Принимается $\cos\varphi = 0,85$, тогда $\text{tg}\varphi = 0,62$, $k_{\text{И}} = 0,8$.

Активная среднесменная нагрузка находится по формуле:

$$P_{\text{СМ}} = k_{\text{И}} \cdot P_{\text{НОМ,ОБЩ}} = 0,8 \cdot 4,5 = 3,6 \text{ (кВт)};$$

Реактивная среднесменная нагрузка находится по формуле:

$$Q_{\text{СМ}} = P_{\text{СМ}} \cdot \text{tg}\varphi = 3,6 \cdot 0,62 = 2,23 \text{ (квар)}.$$

Расчет остальных силовых токоприемников производится аналогично.

Эквивалентная трехфазная мощность рассчитывается путем сложения нагрузок отдельных потребителей:

$$P_{\Sigma, \text{ОБЩ}} = 64 \text{ (кВт)}.$$

Определяется эффективное число электроприемников:

$$n_{\text{ЭФ}} = \frac{2 \cdot 64}{10} = 12,8 \approx 13 \text{ (шт)};$$

Определяется $k_{\text{И,СР}}$ по формуле:

$$k_{\text{И,СР}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{СМ}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}}} = \frac{46,18}{64} = 0,72$$

Найдем значение коэффициента расчетной нагрузки. Исходя из значений $n_{\text{ЭФ}}$ и $k_{\text{И,СР}}$ определено, что $k_{\text{Р}} = 1$, тогда:

$$P_{\text{Р,С}} = P_{\text{СМ}} = 46,18 \text{ (кВт)};$$

$$Q_{\text{Р,С}} = Q_{\text{СМ}} = 20,19 \text{ (квар)};$$

Определяется полная мощность силовой нагрузки по формуле:

$$S_{\text{Р,С}} = \sqrt{P_{\text{Р,С}}^2 + Q_{\text{Р,С}}^2} = \sqrt{46,18^2 + 20,19^2} = 50,4 \text{ (кВ} \cdot \text{А)};$$

Находится расчетный ток силовой нагрузки по формуле:

$$I_{P,C} = \frac{S_{P,C}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{50,4}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 76,58 \text{ (А)};$$

Расчет осветительных нагрузок.

$$P_{P,OCB} = 11,72 \text{ (кВт)}; Q_{P,OCB} = 3,28 \text{ (квар)};$$

$$S_{P,OCB} = \sqrt{P_{P,OCB}^2 + Q_{P,OCB}^2} = \sqrt{11,72^2 + 3,28^2} = 12,17 \text{ (кВ} \cdot \text{А)};$$

Расчетная нагрузка собственных нужд состоит из силовой и осветительной нагрузок и определяется по формуле:

$$S_P = \sqrt{(P_{P,C} + P_{P,OCB})^2 + (Q_{P,C} + Q_{P,OCB})^2} \quad (45)$$

$$S_P = \sqrt{(46,18 + 11,72)^2 + (20,19 + 3,28)^2} = 62,48 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}.$$

Находится расчетный ток общей нагрузки по формуле:

$$I_{PACЧ} = \frac{S_{PACЧ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{62,48}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 94,93 \text{ (А)};$$

Расчетная мощность каждого ТСН определяется по формуле:

$$S_T \geq (0,65 \div 0,7) \cdot S_P; \quad (46)$$

Находится мощность трансформаторов:

$$S_{P,T} = 0,7 \cdot 62,48 = 43,74 \text{ (кВ} \cdot \text{А)};$$

Возможные варианты мощности ТСН:

1 вариант: 2 × ТМ – 40/10,

2 вариант: 2 × ТМ – 63/10,

3 вариант: 2 × ТМ – 100/10.

Проверка условия по перегрузочной способности.

Проверяется возможность работы в аварийном режиме.

Коэффициент перегрузки в аварийном режиме:

$$K_{\text{ПАВ}}^{(1)} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМ}1}} = \frac{62,48}{40} = 1,56 > 1,4;$$

$$K_{\text{ПАВ}}^{(2)} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМ}2}} = \frac{62,48}{63} = 0,99 < 1,4;$$

$$K_{\text{ПАВ}}^{(3)} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМ}2}} = \frac{62,48}{100} = 0,63 < 1,4;$$

Условие по перегрузочной способности трансформатора в аварийном режиме не выполняется в первом варианте.

Определяются коэффициенты загрузки трансформаторов по формуле:

$$k_3 = \frac{S_p}{(\Pi_T \cdot S_{\text{НОМ}T})}, \quad (47)$$

где Π_T – количество трансформаторов;

$S_{\text{НОМ}T}$ – номинальная мощность одного трансформатора.

Подставляя значения, получается:

$$k_{3,2} = \frac{S_p}{(\Pi_T \cdot S_{\text{НОМ}1})} = \frac{62,48}{2 \cdot 63} = 0,5;$$

$$k_{3,3} = \frac{S_p}{(\Pi_T \cdot S_{\text{НОМ}2})} = \frac{62,48}{2 \cdot 100} = 0,31;$$

Окончательно выбираются трансформаторы на основании технико-экономического сравнения вариантов. Технические данные трансформаторов собственных нужд приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Технические данные трансформаторов собственных нужд

Тип трансформатора	$U_{\text{ВН}} / U_{\text{НН}}$	Потери		$U_k, \%$	$I_x, \%$	$S_{\text{НОМ}}, \text{ т кВ} \cdot \text{А}$	Цена, т.руб.
		$P_{\text{ХХ}}, \text{ кВт}$	$P_K, \text{ кВт}$				
ТМ – 63	10 / 0,4	0,22	1,28	4,5	2,8	63	2,05
ТМ – 100	10 / 0,4	0,31	1,97	4,5	2,6	100	3,05

Технико-экономическое сравнение трансформаторов.

Приведенные годовые затраты по эксплуатации трансформаторов находятся по формуле:

$$Z_{\Gamma} = \frac{E_d + \alpha_p + \alpha_{Tp} + \alpha_{Kp}}{100} \cdot \sum K + b \cdot \Delta W, \quad (48)$$

где E_d – норма дисконта (25%);

α_p – норма отчислений на реновацию (3,5%);

α_{Tp} – норма отчислений на текущий ремонт (3 %);

α_{Kp} – норма отчислений на капитальный ремонт (2,9 %);

$\sum K$ – сумма капиталовложений на оборудование выбранного варианта;

b – стоимость 1 кВт·ч, руб. ($b = 1,2$ руб.);

W – потери электроэнергии, кВт·ч.

$$\Delta W = \Delta P_x \cdot T_{\Gamma} + \Delta P_K \cdot k_3^2 \cdot \tau, \quad (49)$$

где ΔP_x – потери холостого хода трансформатора, кВт;

T_{Γ} – годовое число часов работы трансформатора ($T_{\Gamma} = 8670$ часов);

ΔP_K – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

k_3 – коэффициент загрузки ($k_{3,2} = 0,5$; $k_{3,3} = 0,31$);

τ – время максимальных потерь.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{\tau_{\max}}{10^4} \right) \cdot T_{\Gamma}, \quad (50)$$

где τ_{\max} – годовое число часов использования максимума нагрузки трансформаторов ($T_{\max} = 5000$ ч).

$$\tau = (0,124 + \frac{5000}{10^4}) \cdot 8670 = 3376 \text{ (ч)};$$

$$\Delta W_2 = 0,22 \cdot 8670 + 1,28 \cdot 0,5^2 \cdot 3376 = 3007,5 \text{ (кВт·ч)};$$

$$\Delta W_3 = 0,31 \cdot 8670 + 1,97 \cdot 0,31^2 \cdot 3376 = 3326,8 \text{ (кВт·ч)};$$

$$Z_{Г1} = \frac{25+3,5+3+2,9}{100} \cdot 2050 + 1,2 \cdot 3007,5 = 4314,2 \text{ (руб.)};$$

$$Z_{Г1} = \frac{25+3,5+3+2,9}{100} \cdot 3050 + 1,2 \cdot 3326,9 = 5041,5 \text{ (руб.)};$$

Очевидно, что оптимальным вариантом является выбор трансформаторов: 2×ТМ-63/10/0,4.

2.4 Разработка системы РЗА с применением цифровых систем

Для реализации релейной защиты и автоматики подстанции используются микропроцессорные устройства серии «Сириус», которые изготавливает научно-производственная фирма «Радиус». «Сириус» - устройство, в котором заложены функции защиты, измерения, контроля, автоматики местного и дистанционного управления.

Оно обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- сигнализацию срабатывания защит и автоматики, положения коммутационных аппаратов, неисправности самой защиты;
- фиксацию, хранение и отображение аварийных электрических параметров защищаемого объекта до девяти последних аварийных событий с автоматическим обновлением информации;
- графическую фиксацию аварийных процессов;
- хранение и выдачу информации о количестве и времени пусков и срабатываний защит;
- учет количества отключений выключателя и циклов АПВ;

- пофазный учет токов при аварийных отключениях выключателя;
- контроль и индикацию положения выключателя и исправности его цепей управления;
- самодиагностика в течение всего времени работы устройства;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- настройку внутренней конфигурации устройства с помощью программного обеспечения (ввод защит и автоматики, выбор защитных характеристик, количество ступеней защиты и т. д.).

Релейная защита линий 35 и 10 кВ.

Электрические сети должны иметь защиту от токов короткого замыкания, которая должна обладать следующими свойствами: надежность, чувствительность, селективность и быстрдействие. Защита должна обеспечивать отключение поврежденного участка в короткий промежуток времени для предотвращения дальнейшего развития аварии.

ДЗЛ предназначена для применения в качестве основной защиты КЛ 10 кВ от всех видов КЗ. ДЗЛ пофазно формирует на каждом из концов КЛ рабочую геометрическую и арифметическую суммы токов, обеспечивая одинаковую чувствительность комплектов на обоих концах КЛ. Дифференциальная защита является защитой с абсолютной селективностью, действует на отключение выключателей КЛ 10 без выдержки времени.

Защита построена по принципу пофазного сравнения величин и фаз токов, протекающих по концам защищаемой линии. Для этого на обоих концах линии устанавливаются полукомплекты, которые подключаются к измерительным ТТ. Полукомплекты связаны между собой с помощью специального цифрового КС — защитного КС. Между полукомплектами по КС производится взаимный обмен информацией о токах противоположного конца линии. На основе векторов тока «своего» и «удаленного» конца линии производится расчет дифференциального и тормозного токов, на основании

анализа которых защита принимает решение об отключении линии при наличии КЗ в защищаемой зоне.

В устройстве предусмотрены три ступени ДЗЛ:

- дифференциальная токовая отсечка, реагирующая на сумму мгновенных значений дифференциального тока (ДЗЛ-1);
- чувствительная ступень с торможением от сквозного тока (ДЗЛ-2);
- чувствительная ступень с торможением от сквозного тока с выдержкой времени на срабатывание для резервирования защит силового трансформатора на ответвлении от защищаемой линии (ДЗЛ-3).

Если терминал с одной из сторон окажется поврежден, отключен и т.п., то для второго терминала произойдет пропадание связи, при этом будет заблокирована работа всех ступеней ДЗЛ. При возникновении неисправностей в цифровом КС, связывающем полукомплекты, производится автоматический вывод ступеней ДЗЛ из действия до восстановления связи

На одиночных линиях 10 кВ с односторонним питанием от междуфазных замыканий, как правило, должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита: первая ступень – токовая отсечка, вторая ступень – максимальная токовая защита (МТЗ) с независимой или зависимой характеристикой времени срабатывания. Ступени МТЗ предназначены для выполнения функций простейшей резервной защиты от междуфазных КЗ. Автоматическое ускорение МТЗ при включении выключателя не предусмотрено. На линиях 35 кВ устанавливается трехступенчатая токовая защита: неселективная токовая отсечка, отсечка с выдержкой времени и МТЗ. Токовая отсечка защищает часть фидера, а МТЗ защищает весь фидер и является резервной. Токовые цепи защит подключены к ТТ соответствующего фидера. Токовая отсечка мгновенно, а МТЗ с выдержкой времени действует на отключение выключателя фидера.

Для защиты отходящих линий 35 и 10 кВ устанавливаются устройства релейной защиты серии «Сириус-2-ДЗЛ-01», в которых заложен алгоритм вышеперечисленных защит.

Внешняя сигнализация срабатывания и неисправности шкафов ДЗЛ, МТЗ, УРОВ-2 КЛ-10.

Устройство выявляет и индицирует большое количество неисправностей внешнего оборудования, которые отражены в таблице 17.

Таблица 17 – Список сигнализирующих светодиодов

Наименование светодиода	Функция
Общие	
Питание	Питание терминала подано
Пуск защит	Произошел пуск защит
Неисправность канала 1	Неисправность канала ВОЛС №1
Неисправность канала 2	Резерв
РПО	Выключатель 10 кВ отключен
РПВ	Выключатель 10 кВ включен
Оперативное управление	
ДЗЛ Работа	ДЗЛ в работе
ДЗЛ Вывод	ДЗЛ выведена из работы
МТЗ Работа	МТЗ в работе
Блокировки	
ДЗЛ	Блокировка работы ДЗЛ
УРОВ	Блокировка работы УРОВ
МТЗ	Блокировка работы МТЗ
Сигнал 1	Резерв
Сигнал 2	Резерв
Срабатывание	
ДЗЛ	Срабатывание ДЗЛ
Небаланс ДЗЛ	Сигнал небаланса ДЗЛ
УРОВ	Срабатывание УРОВ
МТЗ	Срабатывание МТЗ
Внешняя неисправность	Внешняя неисправность
БИ вынут	Вынута крышка блока испытательного
Автомат SF1 откл.	Автомат SF1 отключен
Сигнал 5	Резерв
Сигнал 6	Резерв

При обнаружении таких неисправностей срабатывает реле сигнализации «Сигнал» и включается светодиод «Внешняя неисправность» на передней панели устройства.

Устройство контролирует появление внешних неисправностей и отображает их появление на индикаторе. Информация о присутствующих неисправностях внешнего оборудования отображается вместо окна дежурного

режима (то есть затирает его). Одновременно на индикаторе может отображаться не более трех причин неисправностей.

Нажатие кнопки «Сброс» вызывает отключение сигнализации устройства с отключением соответствующих реле, светодиодов и исчезновением надписей о внешних неисправностях.

Терминал «Сириус-2-ДЗЛ-01» служит для работы в качестве защиты ВЛ с изолированной или компенсированной нейтралью напряжением 10 – 35 кВ. Терминал выдает сигналы на управление выключателем присоединения. Данное устройство подключается к измерительным трансформаторам тока фаз А и С.

Расчет уставок защит:

- токовая отсечка (т.о.) - токовая защита максимального типа, селективное действие которой обеспечивается за счет ограничения зоны действия.

Ток срабатывания:

$$I_{C.O.} = k_{ЗАП} \cdot I_{K,MAX}^{(3)}, \quad (51)$$

где $k_{ЗАП}$ – коэффициент запаса, $k_{ЗАП} = 1,05$;

$I_{K,MAX}^{(3)}$ – максимальный ток КЗ в конце защищаемой линии.

Зоной гарантированного действия токовой отсечки является участок линии в ее начале, при повреждении на котором минимальный ток КЗ будет больше, чем ток срабатывания отсечки. Считается, что токовая отсечка достаточно эффективна, если зона действия не меньше 20% протяженности контролируемой линии. Отсечка должна быть отстроена от бросков тока намагничивания всех трансформаторов, питающихся по защищаемой линии:

$$I_{C.O.} \geq (3 \div 4) \cdot \sum I_{НОМ.Т}, \quad (52)$$

где $\sum I_{НОМ.Т}$ – сумма номинальных токов трансформаторов этой линии.

Время срабатывания токовой отсечки определяется собственным временем срабатывания защиты (t_3) и временем отключения выключателя ($t_{\text{ВЫК}}$):

$$t_{\text{Т.О.}} = t_3 + t_{\text{ВЫК}}; \quad (53)$$

- токовая отсечка с выдержкой времени.

Ток срабатывания:

$$I_{\text{С.О.}} = k_{\text{ЗАП}} \cdot I_{\text{С.О.2}}, \quad (54)$$

где $I_{\text{С.О.2}}$ – ток срабатывания отсечки предыдущей защиты.

Время срабатывания, $t_{\text{Т.О.В.}}$:

$$t_{\text{Т.О.В.}} = t_{\text{С.О.2}} + \Delta t, \quad (55)$$

где Δt – ступень селективности, которая принимается равной $0,5 \div 1$ с для защит с ограниченно-зависимой от тока КЗ характеристикой времени срабатывания и $0,3 \div 0,6$ с – для защит с независимой характеристикой времени срабатывания;

$t_{\text{С.О.2}}$ – время срабатывания токовой отсечки предыдущей защиты.

Максимальная токовая защита (МТЗ) – токовая защита максимального типа, селективное действие которой обеспечивается за счет нескольких выдержек времени срабатывания.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{С.З.}} = \frac{k_{\text{ЗАП}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАХ}}, \quad (56)$$

где k_B – коэффициент возврата, для «Сириус 2Л» – $k_B = 0,95$;

k_{C3} – коэффициент самозапуска, учитывающий возможность увеличения тока в защищаемой линии вследствие самозапуска электродвигателей при восстановлении напряжения после отключения КЗ. Так как среди потребителей отсутствуют мощные электродвигатели, то $k_{C3} = 1,3$;

$I_{РАБ. МАХ}$ – максимальный ток в линии в нормальном режиме.

Время срабатывания защиты:

$$t_{C.3.} = t_{C.ПР.3.} + \Delta t, \quad (57)$$

где $t_{C.ПР.3.}$ – время срабатывания защиты предыдущей ступени (время перегорания плавких вставок предохранителей в конце линий 10 кВ (0,5 с), время срабатывания МТЗ трансформаторов 35/10 кВ в конце линий 35 кВ (1,5 с)).

Оценка чувствительности.

Коэффициент чувствительности – это отношение минимально возможного тока КЗ в месте установки защиты при повреждении на границе зоны действия защиты к току срабатывания защиты [3].

Он определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К,MIN}}^{(2)}}{I_{\text{C.3.}}}, \quad (58)$$

где $I_{\text{К,MIN}}^{(2)}$ – минимальный ток КЗ в конце защищаемой линии.

Чувствительность защиты считается достаточной, если $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ – для основной зоны действия МТЗ, а для резервируемого участка – $k_{\text{ч}} \geq 1,2$.

Ток срабатывания:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.З.} \cdot k_{CX}}{K_T}, \quad (59)$$

где K_T – коэффициент трансформации трансформатора тока;

k_{CX} – коэффициент схемы, определяющийся способом соединения обмоток трансформатора тока. При соединении обмоток: Y/Y – $k_{CX} = 1$.

Расчет уставок защиты линии 10 кВ – W9 (фидер «Абатск»).

Так как очевидно, что применение селективной токовой отсечки, отстроенной от тока короткого замыкания в месте ближайшего присоединения трансформатора 10/0,4, в данном случае является неэффективным (зона защиты менее 20% длины линии), то проверяется возможность использования неселективной токовой отсечки [14].

Зона действия токовой отсечки представлена на рисунке 7.

Ток срабатывания отсечки:

$$I_{C.O.} = k_{ЗАП} \cdot I_{K,MAX}^{(3)} = 1,05 \cdot 810 = 850,5 \text{ (A)};$$

Токовая отсечка защищает более 20 % длины линии: 77 %. Эта отсечка не должна срабатывать при КЗ в точке за ближайшим трансформатором ответвления. Ток КЗ в точке за этим трансформатором: $I_{OТВ.}^{(3)} = 586 \text{ (A)}$. Ток срабатывания отсечки: $I_{C.O.} = 891 \text{ (A)}$. Следовательно, это условие выполняется.

Отстройка от бросков тока намагничивания всех трансформаторов, питающихся по защищаемой линии:

$$I_{C.O.} \geq (3 \div 4) \cdot \sum I_{НОМ.Т} = (3 \div 4) \cdot 55 = 165 \div 220 \text{ (A)};$$

Это условие также выполняется.

Время отключения линии токовой отсечкой:

$$t_{T.O.} = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ (с)};$$

При внутренних повреждениях в трансформаторе (ближайшая подстанция 10/0,4) значение тока КЗ можно принимать равным 60÷70 % тока КЗ на выводах высокого напряжения, т.е.

$$I_{\text{К,ВНУТ}}^{(3)} = \frac{2330\text{А} \cdot 60\%}{100\%} = 1398 \text{ (А)};$$

Время плавления предохранителя типа ПКТ-10 на $I_{\text{НОМ}} = 10 \text{ А}$ определяется по типовым характеристикам предохранителей.[3].

По диаграммам при этом токе (1398 А) $t_{\text{ПЛ}} = 0,01 \text{ с}$, которое меньше времени срабатывания токовой отсечки. Таким образом, токовую отсечку с выбранной уставкой 850,5 А можно использовать для защиты линии в сочетании с АПВ линии [15].

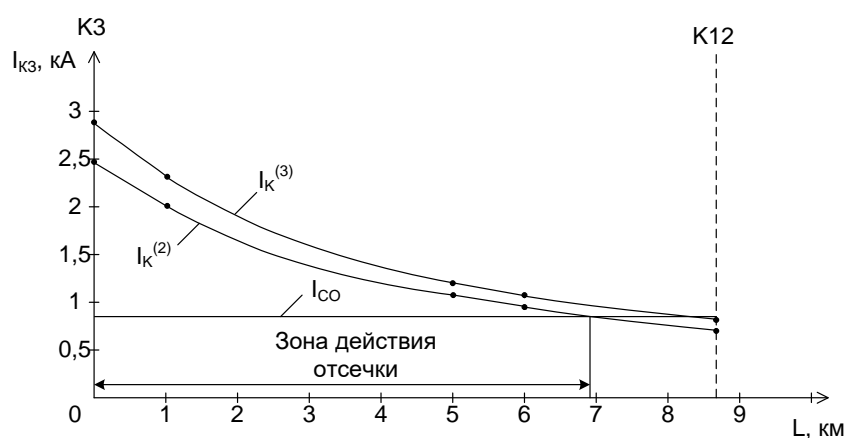


Рисунок 7 - Зона действия токовой отсечки

Ток срабатывания (уставка) токовой отсечки:

$$I_{\text{СР.О}} = \frac{I_{\text{С.О.}} \cdot k_{\text{СХ}}}{K_{\text{T}}} = \frac{850,5 \cdot 1}{20} = 42,53 \text{ (А)};$$

Рассчитываются уставки МТЗ.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{С.З.}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 112,25 = 184,33 \text{ (А)};$$

Время срабатывания МТЗ:

$$t_{\text{С.З.}} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ (с)};$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{700}{184,33} = 3,8 > 1,5;$$

Ток срабатывания (уставка) МТЗ:

$$I_{\text{ср.МТЗ}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{T}}} = \frac{184,33 \cdot 1}{20} = 9,22 \text{ (А)};$$

Проверка трансформатора тока на 10% погрешность:

$$Z_{\text{Н.РАСЧ}} \leq Z_{\text{Н.ДОП}}, \quad (60)$$

где $Z_{\text{Н.РАСЧ}}$ – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{\text{Н.ДОП}}$ – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Предельная кратность определяется по результатам расчёта отсечки:

$$K_{10} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{с.о.}}}{I_{\text{НОМ ТТ}}}; \quad (61)$$

$$K_{10} = \frac{1,1 \cdot 850,5}{100} = 9,36;$$

По кривым предельной кратности для ТЛМ-10 $Z_{\text{Н.ДОП}} = 0,5 \text{ Ом}$.

Фактическое расчетное сопротивление нагрузки:

$$Z_{\text{Н.РАСЧ}} = R_{\text{ПРИБ}} + 2 \cdot R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}}, \quad (62)$$

где $R_{\text{ПР}}$ – сопротивление проводов связи, зависящее от их длины и сечения;

$R_{\text{К}}$ – сопротивление контактов, принимается равным 0,1 Ом;

$R_{\text{ПРИБ}}$ – сопротивление приборов (устройства «Сириус 2Л»).

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}, \quad (63)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая «Сириус 2Л»;

I_2^2 – вторичный номинальный ток устройства.

Сопротивление «Сириус 2Л»:

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)};$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$R_{\text{ПП}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{q}, \quad (64)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{\text{РАСЧ}}$ – длина соединительных проводов от ТТ до устройства «Сириус 2Л», которое приблизительно равно 4 м;

q – сечение соединительных проводов, минимальное сечение по условиям прочности для медных жил – 2,5 мм².

$$R_{\text{ПП}} = \frac{0,0175 \cdot 4}{2,5} = 0,028 \text{ (Ом)};$$

Результирующее сопротивление равно:

$$Z_{\text{Н.РАСЧ}} = 0,02 + 2 \cdot 0,028 + 0,1 = 0,176 \text{ (Ом)},$$

что меньше, чем $Z_{\text{Н.ДОП}} = 0,5$ Ом, следовательно, полная погрешность трансформатора тока менее 10%.

Аналогично рассчитываются уставки защит остальных линий 10 кВ [4]. Результаты расчета сведены в таблицу 18.

Расчет уставок защиты линии 35 кВ – W1 (фидер «Молочное»):

Первой ступенью защиты является селективная токовая отсечка. Ток срабатывания селективной отсечки определяется по условию отстройки от тока трехфазного короткого замыкания в конце линии [15]:

$$I_{\text{С.О.}} = k_{\text{ЗАП}} \cdot I_{\text{К,МАХ}}^{(3)} = 1,05 \cdot 900 = 945 \text{ (А)};$$

Время срабатывания токовой отсечки:

$$t_{\text{Т.О.}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ (с)};$$

Токовая отсечка защищает более 20 % длины линии: 44,4 %, что изображено на рисунке 8.

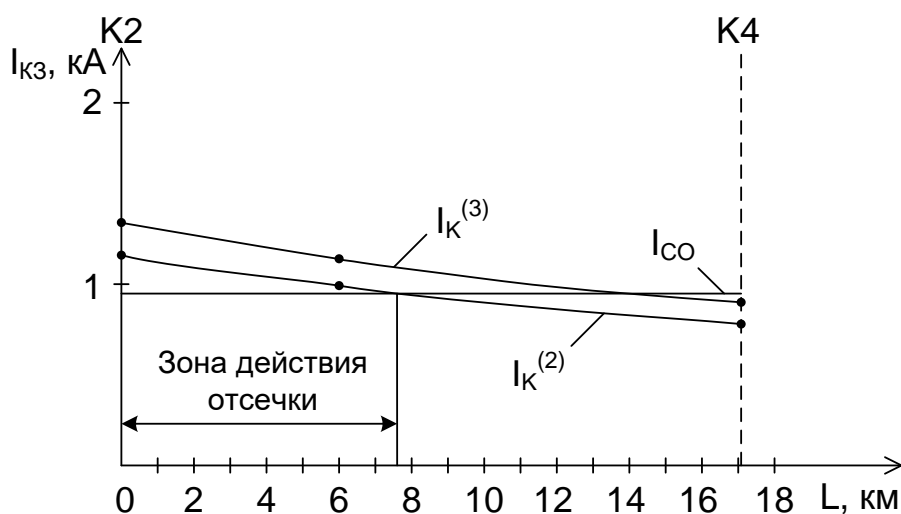


Рисунок 8 - Зона действия токовой отсечки

Ток срабатывания (уставка) токовой отсечки:

$$I_{\text{ср.о}} = \frac{I_{\text{с.о.}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_T} = \frac{945 \cdot 1}{20} = 47,3 \text{ (А)};$$

$$\text{Ток срабатывания МТЗ: } I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 60 = 98,53 \text{ (А)};$$

$$\text{Время срабатывания МТЗ: } t_{\text{с.з.}} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ (с)};$$

$$\text{Коэффициент чувствительности: } k_{\text{ч}} = \frac{780}{98,53} = 7,92 > 1,5;$$

$$\text{Ток срабатывания (уставка) МТЗ: } I_{\text{ср.МТЗ}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_T} = \frac{98,53 \cdot 1}{20} = 4,93 \text{ (А)};$$

Аналогично рассчитываются уставки защит остальных линий 35 кВ. Расчетные данные уставок вводятся в терминал «Сириус» с встроенной клавиатуры или через ПЭВМ.

Уставки защит линий 10 и 35 кВ сведены в таблицу 18.

Таблица 18 - Уставки защит линий 10 и 35 кВ

Линия	$I^{(3)}_{MAX}$ А	$I^{(2)}_{MIN}$ А	$I_{раб, max}$ А	K_T	$I_{с.о.}$ А	$I_{ср.о}$ А	$I_{с.з.}$ А	$I_{ср.МТЗ}$ А	$K_{ч,МТЗ}$	$t_{МТЗ}$ с
W1	900	780	60	100/5	945	47,25	98,52	4,93	7,9	2
W2	790	680	10	100/5	829,5	41,48	16,42	0,82	41,4	2
W3	1190	1030	7	100/5	1249,5	62,48	11,49	0,57	89,6	2
W4	1000	860	65	100/5	1050	52,5	106,73	5,33	8,1	2
W5	620	530	40,82	100/5	651	32,55	67,03	3,35	7,9	1
W6	1920	1670	71,43	100/5	2016	100,8	117,29	5,86	14,2	1
W7	310	260	71,43	100/5	325,5	16,28	117,29	5,86	2,2	1
W8	380	330	35,1	100/5	399	69,11	57,64	2,88	5,73	1
W9	810	700	112,3	100/5	850,5	42,53	184,4	9,22	3,8	1
W10	900	780	20,41	100/5	945	47,25	33,51	1,68	23,3	1
W11	880	760	8,72	100/5	924	92,4	14,32	0,72	53,07	1
W12	1870	1620	2,89	100/5	1963,5	196,35	30	1,5	54	1
W13	240	210	51,02	100/5	252	12,6	83,78	4,19	2,5	1

Логическая защита шин (ЛЗШ) действует при коротких замыканиях на шинах 10(35) кВ. Эта защита реализуется с помощью терминалов «Сириус-В» и «Сириус-С» и группой «Сириус-2-Л».

Принцип действия логической защиты шин (ЛЗШ) основан на срабатывании МТЗ вводного выключателя 10 кВ, СВ-10 кВ и несрабатывании при этом МТЗ ни одного из остальных присоединений, что соответствует логически повреждению на шинах 10 кВ и требует возможно скорейшего отключения соответствующего ввода 10 кВ и СВ-10 кВ. Зона действия ЛЗШ - все оборудование данной секции от трансформаторов тока вводных выключателей до трансформаторов тока любого фидера данной секции и секционного выключателя. Логическая защита шин действует на отключение следующих присоединений:

- при работе двух трансформаторов отдельно по шинам 10 кВ (СВ 10 кВ отключен) - на отключение соответствующего ввода 10 кВ трансформатора Т-1(Т-2);

- при питании двух секций от одного трансформатора (СВ 10 кВ включен) - на отключение соответствующего СВ 10 кВ.

Отключение ввода 10 кВ трансформатора от ЛЗШ осуществляется при наличии следующих факторов:

- не срабатывании МТЗ соответствующего СВ 10 кВ;
- не срабатывании МТЗ всех фидеров;
- факт запуска МТЗ соответствующего ввода 10 кВ трансформатора.

При действии ЛЗШ на отключение ввода 10 кВ трансформатора осуществляется запрет АВР соответствующего СВ 10 кВ.

Отключение СВ 10 кВ от ЛЗШ осуществляется при наличии следующих факторов:

- не срабатывании МТЗ всех фидеров;
- срабатывание МТЗ соответствующего СВ 10 кВ.

Устройства автоматического включения резерва применяются на секциях шин 35 и 10 кВ, и выполняются совместными действиями «Сириус - С», устанавливаемой на секционный выключатель и двух «Сириус - В», устанавливаемых на вводные выключатели.

АВР предназначен для восстановления напряжения на секции 10 кВ включением СВ-10 кВ при отключении соответствующего вводного выключателя 10 кВ от защит, реагирующих на внутренние повреждения трансформатора, или при самопроизвольном отключении вводного выключателя 10 кВ. АВР блокируется при работе защиты от дуговых замыканий, УРОВ, МТЗ и ТО ввода 10 кВ.

«Сириус – В» выполняет следующие функции:

- контролирует напряжения фаз U_{AB} , U_{BC} на секции, напряжение до выключателя $U_{ВНР}$ (схема нормального режима) и формирует команды управления выключателем ввода и секционным выключателем;
- включает секционный выключатель без выдержки времени при срабатывании защит трансформатора;
- контролирует параметры напряжения на секции и формирует сигнал «Разрешение АВР» для «Сириус – В» соседней секции.

Устройство резервирования отказа выключателя, предназначено для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях. При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя, при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий: срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию.

При срабатывании УРОВ или работе МТЗ пуск АВР на секционный выключатель будет блокирован, что предохраняет подключение поврежденной секции ко второму вводу.

«Сириус – С» выполняет команды «Включение», поступающие от «Сириус – В», без выдержки времени.

Исходной информацией для пуска и срабатывания АВР является уровень напряжений U_{AB} , U_{BC} и U_{BHP} , контролируемых «Сириус – В», положение вводного выключателя, а также при отсутствии входного сигнала «Блокировка АВР».

Пуск АВР происходит при срабатывании пускового органа по напряжению. После отработки выдержки времени T_{ABP} выдается команда на отключение выключателя ввода, а после выполнения этой команды выдается команда на включение секционного выключателя в «Сириус – С»

длительностью 0,8 с. Затем формируется выходной дискретный сигнал разрешения АВР для второго ввода.

Напряжение срабатывания защиты минимального действия:

$$U_{C.3} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{НОМ}; \quad (65)$$

$$U_{C.3.СН} = 0,4 \cdot 35 = 14 \text{ (кВ)};$$

$$U_{C.3.НН} = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ (кВ)};$$

Устройство «Сириус» имеет функцию однократного или двукратного автоматического повторного включения. Наличие АПВ, а также количество циклов задается уставкой. Также уставками определяется время выдержки первого и второго циклов. АПВ блокируется при отключении от газовой защиты, от ключа управления и при пуске УРОВ.

АПВ пускается по факту срабатывания:

- МТЗ;
- при самопроизвольном отключении силового выключателя.

Время срабатывания первого цикла АПВ определяется по следующим условиям, из которых выбирается большее значение:

$$t_{АПВ} \geq t_{Г.П.} + t_{3АП}, \quad (66)$$

где $t_{Г.П.}$ – время готовности привода: (0,1 ÷ 0,2)с;

$$t_{АПВ} = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ (с)};$$

$$t_{АПВ} \geq t_{Г.В.} - t_{В.В.} + t_{3АП}, \quad (67)$$

где $t_{Г.В.}$ – время готовности выключателя ($t_{Г.В.} = 1$ с);

$t_{В.В.}$ – время включения выключателя ($t_{В.В.} = 0,4$ с).

$$t_{АПВ.} = 1 - 0,4 + 0,5 = 1,1 \text{ (с)};$$

$$t_{АПВ} \geq t_{д} + t_{зАП}, \quad (68)$$

где $t_{д}$ – время деионизации среды в месте КЗ: $(0,1 \div 0,3)$ с.

$$t_{АПВ} = 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ (с)};$$

Из опыта эксплуатации линий с односторонним питанием для повышения эффективности АПВ рекомендуется брать $t_{АПВ} = (2 \div 3)$ с.

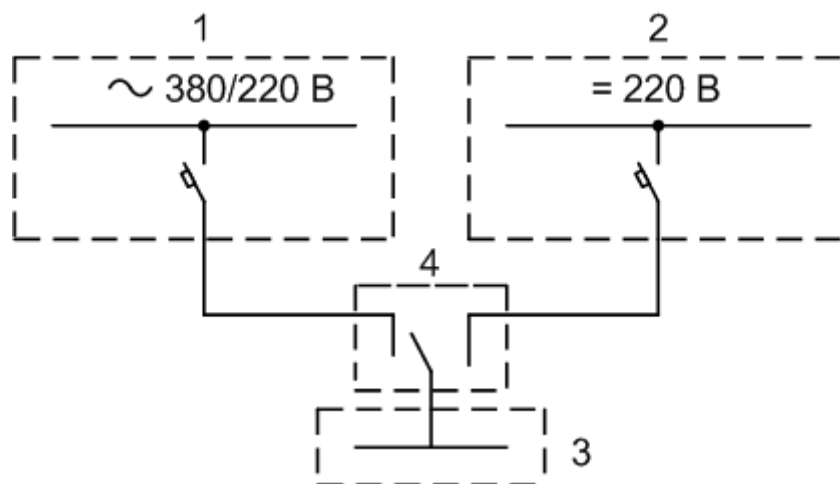
Выбирается $t_{АПВ.1} = 2$ (с).

При такой выдержке времени до момента срабатывания АПВ в линии успевают самоустраниться причины, которые вызвали неустойчивое КЗ, а также успевают произойти деионизация среды в месте КЗ.

2.5 Разработка системы освещения

На подстанции существует два вида освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение используется во всех помещениях подстанции и на открытых участках территории в темное время суток, когда происходит движение транспорта или людей. Аварийное освещение предназначено для помещений щита управления релейных панелей и силовых панелей собственных нужд, аппаратной связи, аккумуляторной, т.к. на ПС имеются аккумуляторные батареи 220 В. Персонал подстанции оснащен переносными аккумуляторными фонарями.

Питание сети рабочего освещения осуществляется от общих с силовыми потребителями трансформаторов собственных нужд. Питание сети аварийного освещения осуществляется от шин собственных нужд 0,4 кВ переменного тока и при исчезновении последнего автоматически переводится на шины оперативного постоянного тока. Схема питания сети аварийного освещения изображена на рисунке 9.



1– распределительный щит 380/220 В переменного тока;
 2– распределительный щит постоянного тока; 3– распределительный щит
 аварийного освещения; 4– блок аварийного переключения

Рисунок 9 - Схема питания сети аварийного освещения

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами, которые устанавливаются группами на специальных прожекторных мачтах.

Расчет осветительной нагрузки производится методом удельных мощностей, для которого в первую очередь устанавливается разряд зрительных работ. Выбирается источник света, тип светильника, система освещения, которая может быть комбинированной (общее освещение и местное) или общей равномерной. По справочным материалам в зависимости от разряда зрительных работ, типа источника света и принятой системы освещения определяется норма освещенности E_H .

Установленная мощность источников света определяется по формуле:

$$P_{уст} = P_{уд} \cdot S_{пом}, \quad (69)$$

где $P_{уд}$ – удельная мощность осветительных установок, Вт/м²;

$S_{пом}$ – площадь освещаемого помещения, м².

Удельная мощность является справочной величиной и определяется в зависимости от E_H , типа источника света, коэффициента запаса, площади помещения, высоты подвеса светильников.

Расчетная активная нагрузка осветительных установок определяется по формуле:

$$P_{P,OCB} = P_{УСТ} \cdot k_C \cdot k_{ПРА}, \quad (70)$$

где k_C – коэффициент спроса, применяемый от 0,6 до 0,95;

$k_{ПРА}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре ($k_{ПРА} = 1,2$ для люминесцентных ламп со стартерными схемами включения, $k_{ПРА} = 1,08$ для ламп типа ДНаТ).

Расчетная реактивная нагрузка осветительных установок определяется по формуле:

$$Q_{P,OCB} = P_{P,OCB} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (71)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ соответствует $\cos \varphi$ осветительной установки (светильники с люминесцентными лампами обычно имеют $\cos \varphi = 0,92-0,95$).

Исходя из расчетной активной мощности, определяется количество и мощность ламп.

Для примера приведен расчет осветительной нагрузки помещения дежурного персонала, релейного зала и аппаратной связи подстанции.

Выбирается разряд зрительных работ – V, нормативная освещенность $E_H = 200$ лк. Система освещения: общая равномерная. Выбираются лампы типа ЛХБ-65. Удельная мощность при высоте подвеса $h = 3,5$ м. и $S_{ПOM} = 216 \text{ м}^2$:
 $P_{уд} = 11,6 \text{ Вт/м}^2$.

Находится установленная мощность по формуле:

$$P_{уст} = P_{уд} \cdot S_{пом} = 11,6 \cdot 216 = 2505,6 \text{ (Вт)};$$

Определяется расчетная активная мощность по формуле:

$$P_{р,осв} = P_{уст} \cdot k_c \cdot k_{пра} = 2505,6 \cdot 1 \cdot 1,2 = 3006 \text{ (Вт)};$$

Определяется расчетная реактивная мощность по формуле:

$$Q_{р,осв} = P_{р,осв} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 3006 \cdot 0,33 = 992,05 \text{ (вар)};$$

Определяется мощность лампы $P_{л}$:

$$P_{л} = \frac{P_{р,осв}}{n}, \quad (72)$$

где n – число ламп.

$$P_{л} = \frac{P_{р,осв}}{n} = \frac{3006}{48} = 63 \text{ (Вт)};$$

Выбираются 48 ламп ЛХБ-65.

Расчет освещения методом коэффициента использования.

Рассматривается то же самое помещение:

- высота помещения $H = 3,5$ м, размеры помещения: $A = 18$ м, $B = 12$ м;
- напряжение осветительной сети 220 В;
- коэффициенты отражения потолка $h = 70\%$, стен $C = 50\%$;
- светильники с люминесцентными лампами ЛХБ-65, имеющие световой поток $\Phi = 2000$ лм;
- разряд зрительной работы V .

Определение расчетной высоты подвеса светильника:

$$h = H - h_p - h_c, \quad (73)$$

где $h_p = 0,8$ м – высота рабочей поверхности над полом;

$h_c = 0,07$ м – расстояние центра светильника от потолка (свес).

$$h = 3,5 - 0,8 - 0,07 = 2,63 \text{ (м)}.$$

Оптимальное расстояние между светильниками при многорядном расположении:

$$L = 1,5 \cdot h, \quad (74)$$

$$L = 1,5 \cdot 2,63 = 3,95 \text{ (м)};$$

Необходимое количество ламп:

$$n = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{\Phi \cdot \eta}, \quad (75)$$

где $E = 200$ лк – освещенность, определенная по разряду и подразряду работы по СНиП 23-05-95;

$K_3 = 1,3$ – коэффициент запаса по СНиП 23-05-95;

$S = A \cdot B = 18 \cdot 12 = 216 \text{ м}^2$ – площадь помещения;

$Z = 1,1$ – коэффициент неравномерности освещения (при освещении линиями люминесцентных светильников);

$\eta = 0,65$ – коэффициент использования светового потока для выбранных ламп.

$$n = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{\Phi \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 1,3 \cdot 216 \cdot 1,1}{2000 \cdot 0,65} = 47,5 \approx 48 \text{ (шт.)}$$

План размещения светильников в рассматриваемом помещении.

Для составления эскиза определяется расположение ламп. Длина выбранных ламп: $L_1 = 1,3$ м. Располагают ряды параллельно длинной стороне помещения.

Расстояние от стен до первого ряда $L_2 = L_3 = 1$ м. Расстояние между лампами в одном ряду равно: $\Delta L = 1,6$ м.

Из-за выбранного расстояния до стен, уменьшаются размеры помещения под лампы.

Длина будет равна: $L_d = 18 - 2 = 16$ м, ширина: $L_{ш} = 12 - 2 = 10$ м.

Количество светильников в ряду:

$$n_{\text{СВ}} = \frac{L_{\text{д}} - L_1}{L_1 + \Delta L} + L_2 = \frac{16 - 1,3}{1,3 + 1,6} + 1 = 6,07 \approx 6 \text{ (шт.)};$$

Количество ламп в светильнике: $n_{\text{Л}} = 2$.

Количество ламп в ряду:

$$n_{\text{Л,Р}} = n_{\text{СВ}} \cdot n_{\text{Л}} = 6 \cdot 2 = 12 \text{ (шт.)};$$

Количество рядов:

$$n_{\text{Р}} = \frac{n}{n_{\text{Л,Р}}} = \frac{48}{12} = 4 \text{ (шт.)};$$

Расстояние между рядами:

$$L_{\text{Р}} = \frac{L_{\text{ш}}}{n_{\text{Р}} - 1} = \frac{10}{3} = 3,33 \text{ (м)}.$$

План помещения приведен на рисунке 10.

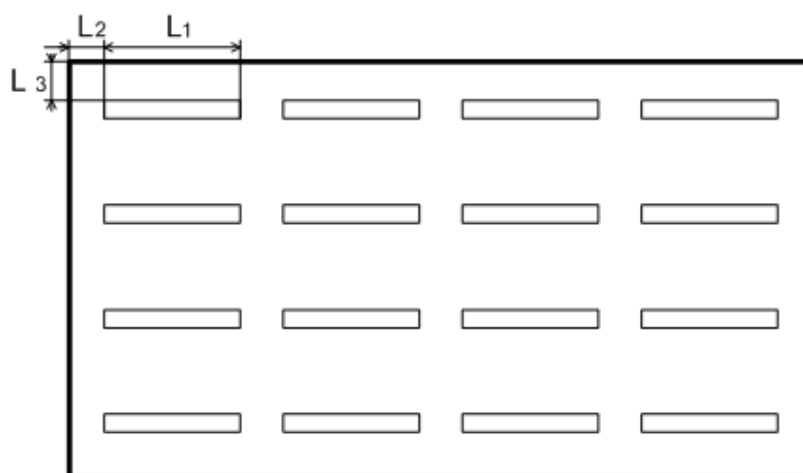


Рисунок 10 - План помещения

Для освещения всех помещений ОПУ, кроме аккумуляторной, используются светильники с люминесцентными лампами. В аккумуляторной, которая относится к взрывоопасной зоне класса В-I, применяются взрывозащищенные светильники с лампами накаливания [11].

Для аварийного освещения в помещениях дежурного персонала, релейном зале, аккумуляторной устанавливаются светильники с лампами накаливания [12].

Выводы по данному разделу: рассмотрены схемы распределительных устройств и выбран оптимальный вариант, обеспечивающий бесперебойную работу потребителей; произведен выбор и проверка главных понижающих трансформаторов - к установке принят трансформатор ТДТН – 10000/110/35/10, а также произведен выбор и проверка современной коммутационной, защитной аппаратуры и сборных шин; были рассмотрены вопросы о собственных нуждах подстанции; разработана система релейной защиты и автоматики элементов системы электроснабжения подстанции на базе микропроцессорных устройств РЗиА серии «Сириус»; разработано освещение ОПУ, ОРУ.

3 Обеспечение безопасности эксплуатации ПС и экономический анализ проекта

3.1 Обеспечение безопасности эксплуатации ПС

На производстве имеется понятие как электротравматизм (совокупность всех электротравм) по числу травм с тяжёлым и смертельным исходом занимает одно из первых мест. Электрический ток, протекая по телу человека, оказывает разрушительное воздействие на нервную систему и ткани организма. Основными причинами поражения людей током являются: несоблюдение мер электробезопасности и неисправность электрического оборудования [1].

Электробезопасность - система организационных и технических и иных мероприятий и средств, которые обеспечивают защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля, статического электричества.

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний.

Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок,
- техническими способами и средствами защиты,
- организационными и техническими мероприятиями.

Действующие электроустановки – это установки, которые находятся под напряжением, либо на которых напряжения нет, но оно может быть подано в любой момент времени путем включения выключателя, разъединителя, отделителя или другой коммутационной аппаратуры.

В действующих электроустановках осуществляются оперативное обслуживание и ремонтные работы.

К оперативному обслуживанию относятся:

- периодические осмотры электрооборудования, уборка помещений, мелкий ремонт в порядке текущей эксплуатации и другие работы, не требующие снятия напряжения с электроустановки;

- оперативные переключения в связи с изменением схемы и режима работы электроустановки.

Ремонтные работы включают в себя:

- периодические ремонты и испытания электрооборудования, требующие снятия напряжения со всей электроустановки или с ее части;

- аварийные работы;

- монтаж или демонтаж электрооборудования.

Работа в электроустановках опасна вследствие того, что человек может быть поражен электрическим током, поэтому к работам предъявляются повышенные требования безопасности труда. Основой безопасности работ являются высокая техническая грамотность обслуживающего персонала, дисциплина и неуклонное выполнение правил технической эксплуатации (ПТЭ) и правила техники безопасности (ПОТЭЭ).

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы рабочие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и соответствовать требованиям электробезопасности.

Оперативный пункт управления относится к помещению с повышенной опасностью, так как существует возможность одновременного прикосновения человека с имеющими соединение на землю металлоконструкциями зданий, аппаратов и т.д. с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования, с другой.

На территории подстанции находится различное электрооборудование, которое может стать причиной поражения работника электрическим током. Для устранения такой опасности вся подстанция заземлена. В помещении защитные проводники расположены таким образом, чтобы они были доступны для осмотра и надёжно защищены от механических повреждений. На полу помещения заземляющие проводники уложены в специальные канавки.

Согласно требованиям нормативных документов, безопасность электроустановок обеспечивается следующими основными мерами:

- недоступностью токоведущих частей;
- надлежащей, а в отдельных случаях повышенной изоляцией;
- заземлением или занулением корпусов электрооборудования и элементов электроустановок, могущих оказаться под напряжением;
- надежным и быстродействующим автоматическим защитным отключением;
- защитным разделением цепей;
- блокировкой, предупредительной сигнализацией, надписями и плакатами;
- применением защитных средств и приспособлений;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний электрооборудования, аппаратов и сетей, находящихся в эксплуатации;
- проведением ряда организационных мероприятий (специальное обучение, аттестация и переаттестация лиц электротехнического персонала, инструктажи и т.д.).

Электроустановки, находящиеся на открытом воздухе, защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты линий, шинных мостов и гибких связей большой протяженности применяют тросовые молниеотводы.

Каждый молниеотвод состоит из следующих элементов:

- молниеприемник;
- несущая конструкция (металлическая), предназначенная для установки молниеприемника;
- токоотвод, обеспечивающий отвод тока в землю;
- заземлитель, отводящий ток молнии в землю и обеспечивающий контакт с землей молниеприемника и токоотвода.

Тип, количество и взаимное расположение молниеотводов определяют геометрическую форму зоны защиты. Под зоной защиты понимают часть

пространства, внутри которого здание или сооружение защищено от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности (для ПС 110/35/10 – 99,5%).

Расчёт молниезащиты.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода представлена на рисунке 11. Принимается высота молниеотвода $h = 40$ м.

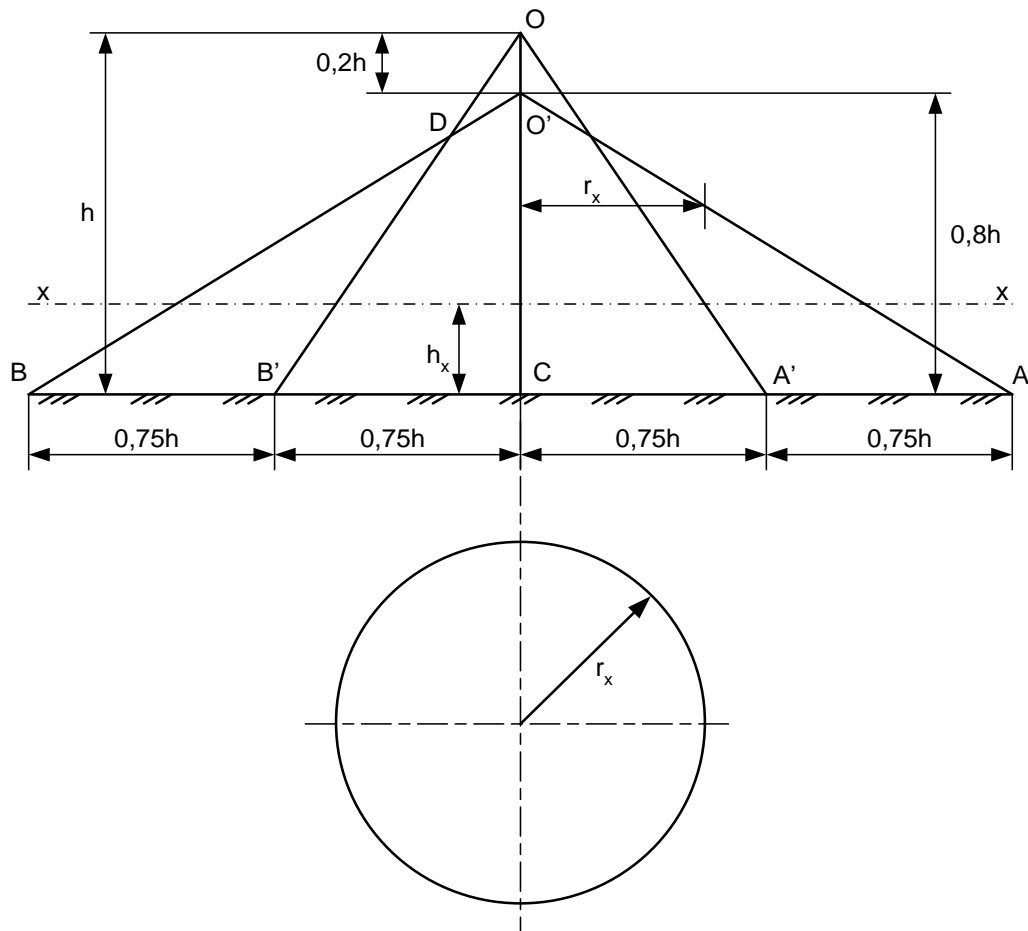


Рисунок 11 - Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Длина отрезков: $CA' = CB' = 0,75 \cdot h = 0,75 \cdot 40 = 30$ (м).

Расстояние: $CO' = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 40 = 32$ (м).

Длина отрезков: $CA = CB = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 40 = 60$ (м).

Для определения радиуса защиты r_x м, на любой высоте h_x зоны защиты используются формулы:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x), \text{ при } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} \cdot h; \quad (76)$$

$$r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), \text{ при } h_x > \frac{2}{3} \cdot h. \quad (77)$$

Оптимальная высота молниеотвода на ОРУ 110 кВ определяется из предыдущих выражений по формулам:

$$h_{\text{ОПТ}} = \frac{(r_x + 1,9 \cdot h_x)}{1,5} \text{ при } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} \cdot h, \quad (78)$$

$$h_{\text{ОПТ}} = \frac{(r_x + 0,75 \cdot h_x)}{0,75} \text{ при } h_x > \frac{2}{3} \cdot h. \quad (79)$$

При $h_x = 12$ м:

$$r_x = 1,5 \cdot (40 - 1,25 \cdot 12) = 37,5 \text{ (м);}$$

$$h_{\text{ОПТ}} = \frac{(37,5 + 1,9 \cdot 12)}{1,5} = 40,2 \text{ (м).}$$

При $h_x = 20$ м:

$$r_x = 0,75 \cdot (40 - 20) = 15 \text{ (м);}$$

$$h_{\text{ОПТ}} = \frac{(15 + 0,75 \cdot 20)}{0,75} = 40 \text{ (м).}$$

Так как одного молниеотвода мало, то ставятся 2 молниеотвода в районе ОРУ 110 кВ и располагаются на расстоянии друг от друга так, чтобы они перекрывали зоны защиты противоположного молниеотвода и защищали верхнюю часть подстанции.

Устанавливается 2 молниеотвода для защиты района ОРУ 35 кВ.

В соответствии со ст.221 Трудового кодекса РФ на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, выдаются

прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия средства индивидуальной защиты в соответствии с типовыми нормами.

К средствам индивидуальной защиты (СИЗ) относятся специальная одежда, обувь и другие СИЗ (изолирующие костюмы, средства защиты органов дыхания, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты органа слуха, средства защиты глаз, предохранительные приспособления).

Факт выдачи и сдачи работниками СИЗ, дата получения фиксируется в личной карточке, форма которой установлена правилами. В карточке указываются размеры работника, его рост, перечень СИЗ, предусмотренный нормами, а также перечень фактически выданных средств. Напротив каждого выданного наименования указывается ТУ или ГОСТ, которому соответствует СИЗ.

3.2 Экономический анализ проекта

Смета - экономический документ, характеризующий предел допустимых затрат на сооружение данного объекта, в котором отражены затраты на приобретение оборудования и материалов, их монтаж, транспорт.

Основными документами для составления сметы являются СНиП IV-6-82 сборник №8 и прайс-листы оборудования.

После составления сметы подсчитываются итоговые суммы:

- накладные расходы (Н.Р.) – 75% от основной заработной платы:

$$0,75 \cdot 5987,5 = 4490,63 \text{ (руб.)};$$

- плановые накопления (П.Н.) – 8% от суммы монтажных затрат:

$$0,08 \cdot 11597,3 = 927,78 \text{ (руб.)};$$

- расход на тару и упаковку – 2% от стоимости оборудования:

$$0,02 \cdot 40520,32 = 810,41 \text{ (тыс.руб.)};$$

- транспортные расходы – 5% от стоимости оборудования:

$$0,05 \cdot 40520,32 = 2026,02 \text{ (тыс.руб.)};$$

- наценка посредникам – 5,5% от стоимости оборудования:

$$0,055 \cdot 40520,32 = 2208,62 \text{ (тыс.руб.)};$$

- заготовительно-складские расходы – 1,2% от стоимости оборудования:

$$0,012 \cdot 40520,32 = 486,24 \text{ (тыс.руб.)}.$$

Итого по стоимости оборудования:

$$O_C = 810,41 + 2026,02 + 2208,62 + 486,24 + 40520,32 = 46051,61 \text{ (тыс. руб.)}.$$

Определяется стоимость материальных ресурсов:

$$A = C_M - (З_{\text{П.ОСН}} + З_{\text{П.ЭКС}}), \quad (80)$$

где C_M – сметная стоимость монтажа;

$З_{\text{П.ОСН}}$ – основная заработная плата;

$З_{\text{П.ЭКС}}$ – заработная плата по эксплуатации машин.

$$A = 11597,3 - (5987,5 + 1139,8) = 4470 \text{ (руб.)};$$

Фонд заработной платы до пересчёта сметы:

$$B = З_{\text{П.ОСН}} + З_{\text{П.ЭКС}}; \quad (81)$$

$$B = 5987,5 + 1139,8 = 7127,3 \text{ (руб.)};$$

Стоимость строительно-монтажных работ:

$$C_{\text{СМР}} = A + B; \quad (82)$$

$$C_{\text{СМР.82}} = 4470 + 7127,3 = 11597,3 \text{ (руб.)};$$

Определение коэффициента удорожания:

Коэффициент удорожания рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{уд}} = \frac{\square_{\text{СМЕТ. СТОИМОСТЬ 2022}}}{\square_{\text{СМЕТ. СТОИМОСТЬ 1982}}}, \quad (83)$$

где $\square_{\text{СМЕТ. СТОИМОСТЬ 2022}}$ – стоимость СМР в ценах 2022 года;

$\Sigma_{\text{СМЕТ. СТОИМОСТЬ 1982}}$ – стоимость СМР в ценах 1982 года.

$$K_{\text{уд}} = \frac{480622,08}{11597,3} = 41,4$$

Таким образом, сметная стоимость капитальных вложений:

$$K_{\text{С}} = O_{\text{С}} + C_{\text{СМР}} + \text{Н.Р.} + \text{П.Н.} = 46051,61 + 480,622 + 185,91 + 38,41 = 46756,55 \text{ (тыс.руб)}$$

Пересчёт сметной стоимости отображен в таблице 19.

Таблица 19 - Пересчёт сметной стоимости

Статьи затрат	Примечание	Сметная ст-ть, руб.	Допол-е затраты	Итого, руб.
1	2	3	4	5
1. Удорожание материальных ресурсов, приобретённых по свободным ценам	$A \cdot 10$	44700		
2. Уточнение структуры накладных расходов	$1,11 \cdot C_{\text{СМР}}$	12873		
3. Увеличение заработной платы рабочих, занятых в строительном производстве	$\frac{B \cdot 900 \cdot 1,15}{76}$	97062,57		
4. Уточнение тарифов на транспортные расходы	$1,05 \cdot A$	4693,5		
5. Уточнение структуры плановых накоплений	$1,08 \cdot \text{П.11}$	211486,2		
6. Посреднические услуги	$0,20 \cdot A$	894		
7. Средства на фонды НИОКР	$0,02 \cdot B$	142,55		
8. Дополнительные затраты на работу в зимнее время	$0,04 \cdot B$	285,09		
9. Прочие затраты с учётом отчислений на соц. нужды	$0,355 \cdot \text{П.3}$	34457,2		
10. Затраты на развитие баз индустрии	$0,10 \cdot B$	712,73		
11. ИТОГО	Σ	195820,6		
12. Всего	$\text{П.11} + \text{П.5}$	407306,85		
13. НДС (руб.)	$0,18 \cdot \text{П.12}$		73315,23	
14. Общая сметная стоимость ($C_{\text{СМР}}$)	$\text{п.12} + \text{п.13}$			480622,08

Численность бригады определяется с учётом того, что работы должны быть выполнены за три месяца.

Расчет списочной численности бригады электромонтажников проводится по следующей формуле:

$$\mathcal{C}_{\text{СП}} = \frac{\sum T_{\text{P}}}{T_{\text{ЭФ}} \cdot q \cdot K_{\text{В}} \cdot K_{\text{И}}}, \quad (84)$$

где $\sum T_{\text{P}}$ – суммарная трудоемкость работ, чел·час;

$T_{\text{ЭФ}}$ – эффективный фонд рабочего времени, зависит от времени планирования, если – месяц, то $T_{\text{ЭФ}} = 174,6$ час;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент производительности труда;

$K_{\text{И}}$ – коэффициент использования рабочего времени;

q – количество месяцев.

$$\mathcal{C}_{\text{СП}} = \frac{8482,9}{176,4 \cdot 3 \cdot 1,1 \cdot 0,9} = 16,19 \approx 16 \text{ (чел.)};$$

Таким образом, составляется четыре бригады по 4 человека. Состав бригады из четырёх человек: один человек 6 разряда, один человек 4 разряда, два человека 2 разряда.

Одним из методов организации труда электромонтажных работ является метод организации с помощью ленточного графика [5]. Ленточный график - это указание о времени начала и окончания той или иной работы. По длительности и последовательности лент можно проследить занятость электромонтажных бригад. При построении ленточного графика учитывается производительность и число рабочих в бригаде.

Продолжительность работы определяется по формуле:

$$t_1 = \frac{T_{\text{P}}}{\mathcal{C}_{\text{СП}} \cdot n \cdot K_{\text{В}} \cdot K_{\text{И}}}, \quad (85)$$

где T_{P} – трудоемкость работы;

n – число часов работы в сутки;

K_B – коэффициент производительности труда;

$K_{И}$ – коэффициент использования рабочего времени;

$Ч_{СП}$ – списочный состав звена;

t_1 – продолжительность работы при 8-ми часовом рабочем дне.

$$t_2 = \frac{T_P}{24}, \quad (86)$$

где t_2 – продолжительность работы при круглосуточном рабочем дне.

Пример расчёта длительности монтажа разъединителя РГЗ-1-110/1000У1:

$$t_1 = \frac{42}{4 \cdot 8 \cdot 1,1 \cdot 0,9} = 1,33 \text{ (дн.)};$$

Аналогично расчёт ведётся для других видов оборудования.

Определение срока окупаемости капитальных вложений.

Сметная стоимость капитальных вложений:

$$K_C = 46756,55 \text{ (тыс.руб.)};$$

Прибыль ПС в 2022 году определяется по формуле:

$$\Pi_P = 0,1 \cdot (\alpha_{CH} \cdot P_{CH} + \alpha_{HH} \cdot P_{HH} + \beta \cdot W), \quad (87)$$

где α – тариф за заявленную мощность в часы максимума энергосистемы (основная тарифная ставка): $\alpha_{CH} = 643,402$ (тыс.руб./МВт); $\alpha_{HH} = 688,73$ (тыс.руб./МВт);

β – тарифная ставка за потребленную активную электроэнергию, которая равна – $\beta = 1,286$ (тыс.руб./МВт);

P – заявленная мощность в часы максимума энергосистемы;

W – количество потребленной электроэнергии в данном периоде (за год).

$$W = 8760 \cdot P; \quad (88)$$

$$P_p = 0,1 \cdot (643,402 \cdot 6,88 \cdot 12 + 688,73 \cdot 2,62 \cdot 12 + 1,286 \cdot 8760 \cdot 9,5) = 18179,39 \text{ (тыс.руб)}$$

Прибыль подстанции, отнесённая на электрические сети через n лет, приведённая к её сегодняшнему номиналу:

$$P'_p = \frac{P_p}{(1 + E_H)^1} + \frac{P_p}{(1 + E_H)^2} + \dots + \frac{P_p}{(1 + E_H)^n}, \quad (89)$$

где $(1 + E_H)^n$ – дисконта n -го года;

E_H – нормативный коэфф-т эффективности кап. вложений, $E_H = 0,25$;

n – количество лет возмещения первоначальных капитальных вложений.

$$P'_p = \frac{18179,39}{(1 + 0,25)^1} + \frac{18179,39}{(1 + 0,25)^2} + \dots + \frac{18179,39}{(1 + 0,25)^5} = 48930,83 \text{ (тыс.руб.)};$$

Таким образом, срок окупаемости составит около 4 лет и 10 месяцев.

Вывод по данному разделу: были рассмотрены вопросы об электробезопасности на подстанции. Подсчитана стоимость оборудования подстанции, затраты на установку оборудования, определен срок окупаемости вложений на реконструкцию электрической части подстанции, который составил 4 года и 10 месяцев.

Заключение

Подстанция 110/10 кВ «Абатск» филиала ПАО «Россети» Южное предприятие является важным звеном системы электроснабжения, так как среди потребителей подстанции есть потребители всех категорий электроэнергии.

После произведенной замены оборудования для улучшения приёма, передачи и распределения электроэнергии потребителям, определен наиболее экономически целесообразный вариант замены ряда оборудования подстанции «Абатск» на более мощное и современное.

В процессе работы с данной темой были решены следующие задачи:

- произведен выбор и проверка главных понижающих трансформаторов: к установке приняты два трансформатора ТДТН – 10000/110/35/10;
- приняты оптимальные схемы распределительных устройств, обеспечивающие бесперебойную работу потребителей;
- произведен выбор и проверка современной коммутационной, защитной аппаратуры и сборных шин;
- рассмотрен вопрос о собственных нуждах подстанции;
- разработана система релейной защиты и автоматики элементов системы электроснабжения подстанции на базе микропроцессорных устройств РЗА серии «Сириус», изготавливаемых научно-производственной фирмой «Радиус»: рассмотрен вопрос об электромагнитной совместимости этих устройств на территории подстанции;
- разработано освещение ОПУ, ОРУ;
- рассмотрены вопросы об электробезопасности на подстанции, действия при тушении пожаров в электроустановках;
- подсчитана стоимость оборудования подстанции, а также затраты на установку оборудования, и количество необходимого на монтаж времени;
- определен срок окупаемости капитальных вложений на строительство подстанции, который составил 4 года и 10 месяцев.

Список используемых источников

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов по специальности электроснабжение. М.: Высшая школа, 1991. 496 с.
2. Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф. Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990. 576 с.
3. Вишняков Г.К., Гоберман Е.А., Гольцман С.Л. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ. М.: Энергоиздат, 1982. 352 с.
4. Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций: учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.
5. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы: сборник Е23. Электромонтажные работы. Выпуск 5 от 18.12.1990. 122 с.
6. Зорин В.В., Тисленко В.В., Клеппель Ф., Адлер Г. Надежность систем электроснабжения. К.: Высшая шк. Головное издательство, 1984. 192 с.
7. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены приказом минтруда России действуют с 01.01.2021.)
8. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
9. Орлов И.Н. Электротехнический справочник: В 3 т. В 2 кн. Производство и распределение электрической энергии. М.: Энергоатомиздат, 1988. 880 с.
10. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204. 330 с.
11. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.

12. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов. 110-500 кВ: Расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1985. 96 с.
13. Старкова Л.Е. Проектирование цехового электроснабжения: учеб. пособие. Вологда: ВоГТУ, 2001. 172 с.
14. Старкова Л.Е. Электрическое освещение: учебное пособие. Вологда: ВоГТУ, 2000. 108 с.
15. СНиП IV-6-82. Приложение. Сборники расценок на монтаж оборудования. Сб. 8. Электротехнические установки. Госстрой СССР. М.: Стройиздат, 1985. 191 с.
16. Устройство микропроцессорной защиты «Сириус»: Техническое описание, инструкция по эксплуатации, паспорт. М: ЗАО «Радиус автоматика», 2002. 55 с.
17. Федоров А.А. Учебное пособие по электроснабжению промышленных предприятий.: учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1987. 368 с.
18. Чернобровов Н.В. Релейная защита. М.: Энергия, 1974. 608 с.
19. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1985. 296 с.
20. https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения 15.03.2022).