

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 Электроснабжение собственных нужд машзала ГРЭС мощностью 450 МВт

Обучающийся

Д.С. Кащенко

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Д.А. Кретов

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

Тольятти 2025

Аннотация

Выпускная квалификационная работа включает 56 страниц, 7 рисунков, 10 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: ГРЭС, собственные нужды, машзал, потребитель, электроприемник, нагрузка, электроснабжение, надежность, безопасность.

Проведена разработка системы электроснабжения собственных нужд машзала с применением нового современного электрооборудования от надежных отечественных производителей. С учетом актуальных электрических нагрузок рассчитаны рабочие и аварийные режимы системы электроснабжения и выбрано ее электрооборудование. Основные потребители участка собственных нужд машзала относятся к первой категории надежности электроснабжения, предусмотрено полное резервирование питания потребителей от второго независимого источника питания, для питания потребителей предусмотрен автоматический ввод резерва питания. Разработана энергоэффективная система освещения со светодиодными светильниками, энергоэффективную. работу СЭС также будут обеспечивать автоматические установки компенсации реактивной мощности и энергосберегающие силовые трансформаторы. Выполнен расчет питающих линий, проведен выбор марок кабелей и аппаратов защиты линий, проведен расчет уставок релейной защиты и автоматики.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ действующего электроснабжения собственных нужд машзала, ключевые недостатки.....	7
1.1 Краткая характеристика участка собственных нужд машзала.....	7
1.2 Анализ действующего электроснабжения собственных нужд машзала	11
2 Разработка системы электроснабжения собственных нужд машзала	15
2.1 Расчет силовых нагрузок.....	15
2.2 Разработка энергоэффективной системы освещения.....	19
2.3 Компенсация реактивной мощности.....	22
2.4 Выбор силовых трансформаторов.....	24
2.5 Расчет питающих линий 6 кВ, выбор кабелей	26
2.6 Выбор кабелей низковольтной распределительной сети.....	29
2.7 Определение токов короткого замыкания.....	33
2.8 Выбор аппаратов защиты линий, расчет уставок релейной защиты и автоматики	36
2.9 Выбор электрооборудования подстанции и РУ 6 кВ	43
Заключение	53
Список используемых источников.....	55

Введение

Электростанции типа ГРЭС (государственные районные электростанции) характеризуются большими размерами и значительным объемом производства электроэнергии. Одной из особенностей их работы является большой объем, так называемых, собственных нужд (СН) – внутренней потребности в электроэнергии. Собственные нужды – это часть электроэнергии, которая потребляется самой станцией для обеспечения ее жизнедеятельности. Средний уровень СН на крупных ГРЭС может составлять порядка 6–10% от общей выработки электроэнергии. Основными потребителями электроэнергии в структуре СН являются:

- насосные установки, около 30–40% собственных нужд приходится на насосные системы, отвечающие за циркуляцию теплоносителей и охладителей;
- дымососы и вентиляторы, примерно 20–30% электроэнергии тратится на удаление дыма и вентиляцию котлов;
- питание осветительных и отопительных систем. 10–15% приходится на внутренний обогрев и освещение помещений;
- автоматизированные системы управления и контроля, еще около 10% используется для работы измерительных приборов и управляющих систем.

Остальные небольшие потребители, такие как резервные агрегаты и охрана, также занимают небольшую долю в объеме СН.

Нормальная и беспереывная работа основных электроприемников собственных нужд ГРЭС критически важна для обеспечения работы главных турбоагрегатов, генерирующих электроэнергию, а также для функционирования всей станции в целом. Поэтому основные потребители собственных нужд тепловых электростанций относятся к первой категории надежности электроснабжения, согласно Правилам устройства электроустановок [12]. То есть, должно предусматриваться полное

резервирование питания потребителей СН от второго независимого источника питания, включая периоды времени работы станции с выводом в ремонт части оборудования системы электроснабжения (СЭС) системы собственных нужд электростанции. Также для питания потребителей СН предусматривается автоматический ввод резерва питания (АВР), который позволяет в кратчайшие сроки (доли секунды) восстановить питание электрических нагрузок СН от резервного источника питания (например, при различных аварийных и предаварийных ситуациях). При появлении питания со стороны основного источника, система АВР так же автоматически восстанавливает нормальную первоначальную схему питания. Данные операции обеспечивает блок АВР выполненный на микропроцессорном терминале (для современных систем), либо на базе электромеханических реле (для устаревших систем). Основная часть электрооборудования собственных нужд ГРЭС сосредоточена в машинном зале (машзале).

Одним из ключевых элементов в работе ГРЭС является участок собственных нужд машинного зала. Этот участок играет важную роль в обеспечении стабильности и эффективности работы всей электростанции. Участок собственных нужд предназначен для обеспечения электроэнергией всех вспомогательных систем и оборудования, необходимых для функционирования ГРЭС. Это включает в себя системы управления, освещения, вентиляции, а также насосные и компрессорные установки. Без надежного электроснабжения эти системы не смогут выполнять свои функции, что может привести к сбоям в работе станции и, как следствие, к снижению ее производительности. Участок собственных нужд обычно включает в себя трансформаторную подстанцию (ТП), распределительные устройства и системы резервного питания. Трансформаторы преобразуют высокое напряжение, поступающее от генераторов, в более низкое, подходящее для использования вспомогательными системами. Распределительные устройства обеспечивают распределение электроэнергии по различным потребителям внутри участка СН. Кроме того, участок

собственных нужд должен быть оснащен системами автоматического управления и мониторинга, которые позволяют оперативно реагировать на изменения в потреблении электроэнергии и предотвращать возможные аварийные ситуации.

Актуальность темы работы состоит в том, что на данный момент оборудование действующей системы электроснабжения собственных нужд машзала ГРЭС технологически устарело, а также критически изношено. Это снижает эксплуатационную надежность собственных нужд машзала, а также, следовательно, и всей электростанции в целом. Не обеспечивается актуальный в настоящее время уровень технологической надежности и эксплуатационной безопасности, повышены профессиональные риски для персонала электростанции. Нарушения в работе системы СН могут привести к вынужденной остановке генерации электроэнергии и передачи ее в энергосистему, со всеми вытекающими негативными последствиями. Это обуславливает необходимость разработки новой системы электроснабжения собственных нужд машзала ГРЭС, с применением нового современного электрооборудования отечественного производства.

Цель работы: обеспечение надежного и качественного электроснабжения собственных нужд машзала ГРЭС.

Задачи работы:

- провести анализ действующего электроснабжения собственных нужд машзала, выявить ключевые недостатки;
- выполнить разработку системы электроснабжения собственных нужд машзала, с применением нового современного электрооборудования отечественного производства и передовых технических решений.

Практическая значимость работы состоит в обеспечении надежного и качественного электроснабжения собственных нужд машзала, надежной и безопасной работы электростанции в целом.

1 Анализ действующего электроснабжения собственных нужд машзала, ключевые недостатки

1.1 Краткая характеристика участка собственных нужд машзала

Участок собственных нужд является важнейшим элементом энергетической инфраструктуры любой крупной тепловой электростанции. Его роль в обеспечении бесперебойной работы всего машинного зала невозможно переоценить, поскольку именно здесь формируется и распределяется электроэнергия для технологических нужд станции. Основное предназначение участка собственных нужд (УСН) заключается в снабжении электроэнергией всех вспомогательных систем ГРЭС. Сюда входит питание электродвигателей циркуляционных насосов, систем маслоснабжения турбоагрегатов, оборудования вентиляции и кондиционирования, а также аварийного освещения. Без эффективной работы этого участка невозможна нормальная эксплуатация основного оборудования станции. Ключевыми элементами участка являются трансформаторы собственных нужд, распределительные устройства, системы автоматического управления и защиты. Особое внимание уделяется надежности электроснабжения, поскольку даже кратковременное отключение может привести к серьезным нарушениям в работе всего энергокомплекса. Работа участка собственных нужд требует постоянного мониторинга и контроля всех параметров. Оперативный персонал должен обеспечивать бесперебойную подачу электроэнергии, проводить регулярное техническое обслуживание оборудования и оперативно устранять возникающие неисправности. Важнейшей задачей является поддержание необходимого уровня резервирования электроснабжения.

Перечень электроприемников участка собственных нужд машзала и данные по их электропотреблению (номинальные нагрузки, коэффициенты использования активной нагрузки и мощности) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень электроприемников участка собственных нужд машзала и данные по их электропотреблению (номинальные нагрузки, коэффициенты использования активной нагрузки и мощности)

Эл. нагрузки	Р _{ном} , кВт	Ки	cosφ
РП-1 (0,4 кВ)			
ДБ №3	11,2	0,48	0,83
ДБ №4	11,2	0,48	0,83
НДБ	7,5	0,62	0,88
ПУВ №1	11,5	0,70	0,78
ПУВ №2	11,5	0,70	0,78
РНП 1 ст.	23,1	0,68	0,82
РНП 2 ст.	23,1	0,68	0,82
Водоподготовка	43,2	0,79	0,89
ТЩУ-2	15,5	0,39	0,88
Всего	157,8	0,653	0,84
РП-2 (0,4 кВ)			
ТЩУ-3	29,3	0,39	0,88
ТЩУ-4	15,5	0,39	0,88
ТЩУ-5	29,3	0,39	0,88
Бытовка	11,8	0,19	0,94
Всего	85,9	0,363	0,88
РП-3 (0,4 кВ)			
ДВ-6А	38,2	0,68	0,82
КФ-6А	55	0,72	0,90
ДВ-6Б	38,2	0,68	0,82
КФ-6Б	55	0,72	0,90
ДВ-7А	38,2	0,68	0,82
КФ-7А	55	0,72	0,90
ДВ-7Б	38,2	0,68	0,82
КФ-7Б	55	0,72	0,90
Всего	372,8	0,704	0,87
РП-4 (0,4 кВ)			
ДВ-8А	38,2	0,69	0,81
КФ-8А	56,1	0,72	0,9
ДВ-8Б	38,2	0,69	0,81
КФ-8Б	56,1	0,72	0,9
ДВ-9А	38,2	0,69	0,81
КФ-9А	56,1	0,72	0,9

Продолжение таблицы 1

Эл. нагрузки	Р _{ном} , кВт	Ки	cosφ
ДВ-9Б	38,2	0,69	0,81
КФ-9Б	56,1	0,72	0,9
ДВ-10А	38,2	0,69	0,81
КФ-10А	56,1	0,72	0,9
ДВ-10Б	38,2	0,69	0,81
КФ-10Б	56,1	0,72	0,9
Всего	565,8	0,708	0,86
РУ-1 (6 кВ)			
ДС-6А	750	0,78	0,84
РВП-6А	450	0,79	0,89
ДС-6Б	750	0,78	0,84
РВП-6Б	450	0,79	0,89
ДС-7А	750	0,78	0,84
РВП-7А	450	0,79	0,89
ДС-7Б	750	0,78	0,84
РВП-7Б	450	0,79	0,89
Всего	4800	0,784	0,86
РУ-2 (6 кВ)			
ДС-8А	750	0,78	0,84
РВП-8А	450	0,79	0,89
ДС-8Б	750	0,78	0,84
РВП-8Б	450	0,79	0,89
ДС-9А	750	0,78	0,84
РВП-9А	450	0,79	0,89
ДС-9Б	750	0,78	0,84
РВП-9Б	450	0,79	0,89
ДС-10А	750	0,78	0,84
РВП-10А	450	0,79	0,89
ДС-10Б	750	0,78	0,84
РВП-10Б	450	0,79	0,89
Всего	7200	0,784	0,86
Итого по 0,4 кВ	1182,3	-	0,86
Итого по 6 кВ	12000	-	0,86
Итого по объекту	13182	-	0,86

План участка собственных нужд машзала с расположением электрооборудования приведен на рисунке 1.

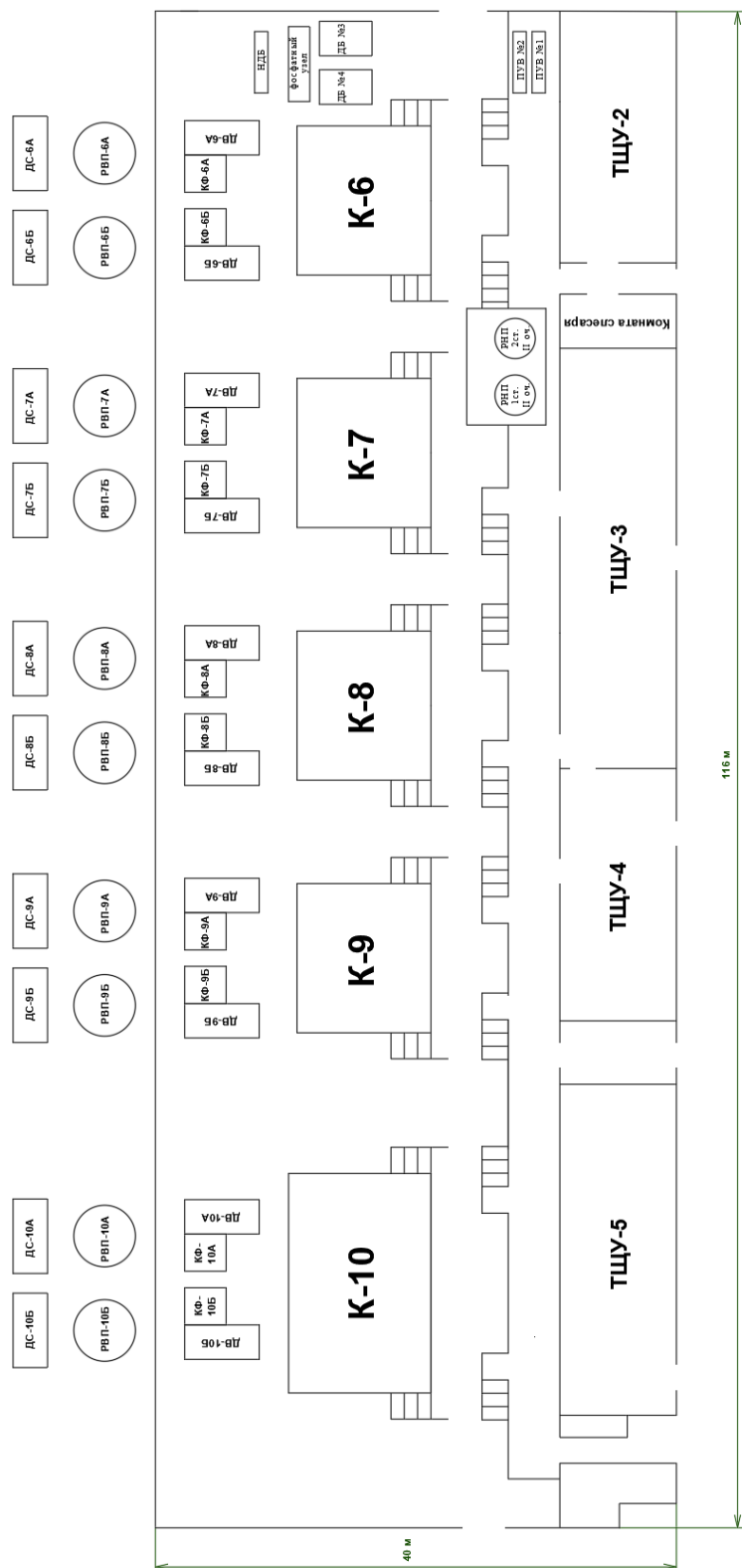


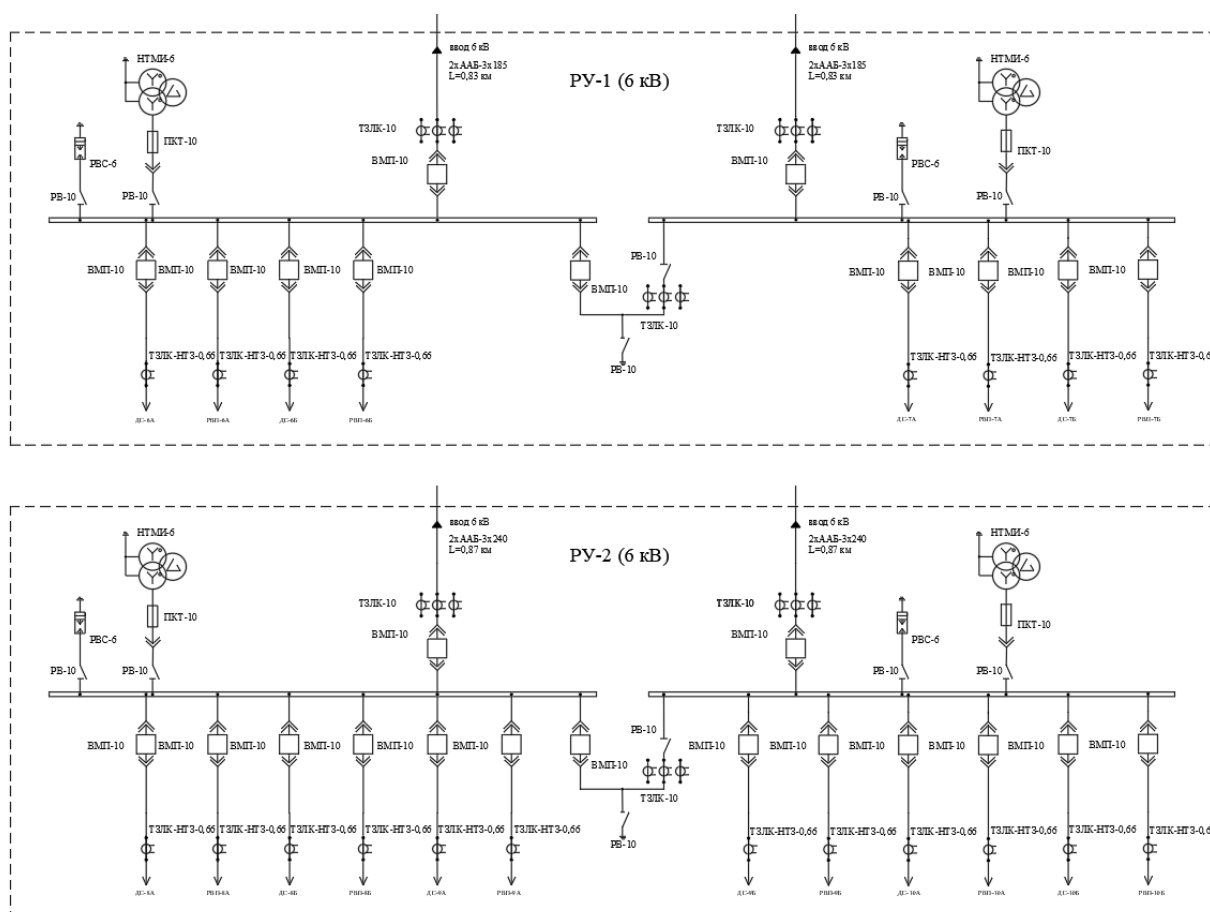
Рисунок 1 – План участка собственных нужд машзала

Система СН играет важную роль в обеспечении стабильности и эффективности работы всей электростанции. Участок собственных нужд предназначен для обеспечения электроэнергией всех вспомогательных систем и оборудования, необходимых для функционирования станции, это включает в себя системы управления, освещения, вентиляции, а также насосные и компрессорные установки. Без надежного электроснабжения эти системы не смогут выполнять свои функции, что может привести к сбоям в работе станции и, как следствие, к снижению ее производительности. Участок собственных нужд включает в себя трансформаторную подстанцию, распределительные устройства, линии питания. Безопасная эксплуатация станции напрямую зависит от надежности работы участка собственных нужд, здесь располагаются системы аварийного питания, обеспечивающие работу защитных устройств и аварийного освещения при отключении основного электроснабжения. Это критически важно для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения безопасности персонала. В целом, УСН представляет собой сложный комплекс оборудования. Его значение для стабильной работы энергообъекта трудно переоценить, постоянное совершенствование технологий и повышение надежности этого участка остается одной из приоритетных задач при эксплуатации ГРЭС.

1.2 Анализ действующего электроснабжения собственных нужд машзала

Надежная работа основных электроприемников собственных нужд машзала (МЗ) критически важна для обеспечения работы главных турбоагрегатов ГРЭС, генерирующих электроэнергию, а также для функционирования всей станции в целом. Следовательно, основные потребители УСН относятся к первой категории надежности электроснабжения, предусмотрено полное резервирование питания потребителей от второго независимого источника питания, включая периоды

Действующая однолинейная схема РУ 6 кВ участка собственных нужд машзала приведена на рисунке 2.



12

Действующая однолинейная схема ТП 6/0,4 кВ УСН приведена на рисунке 3.

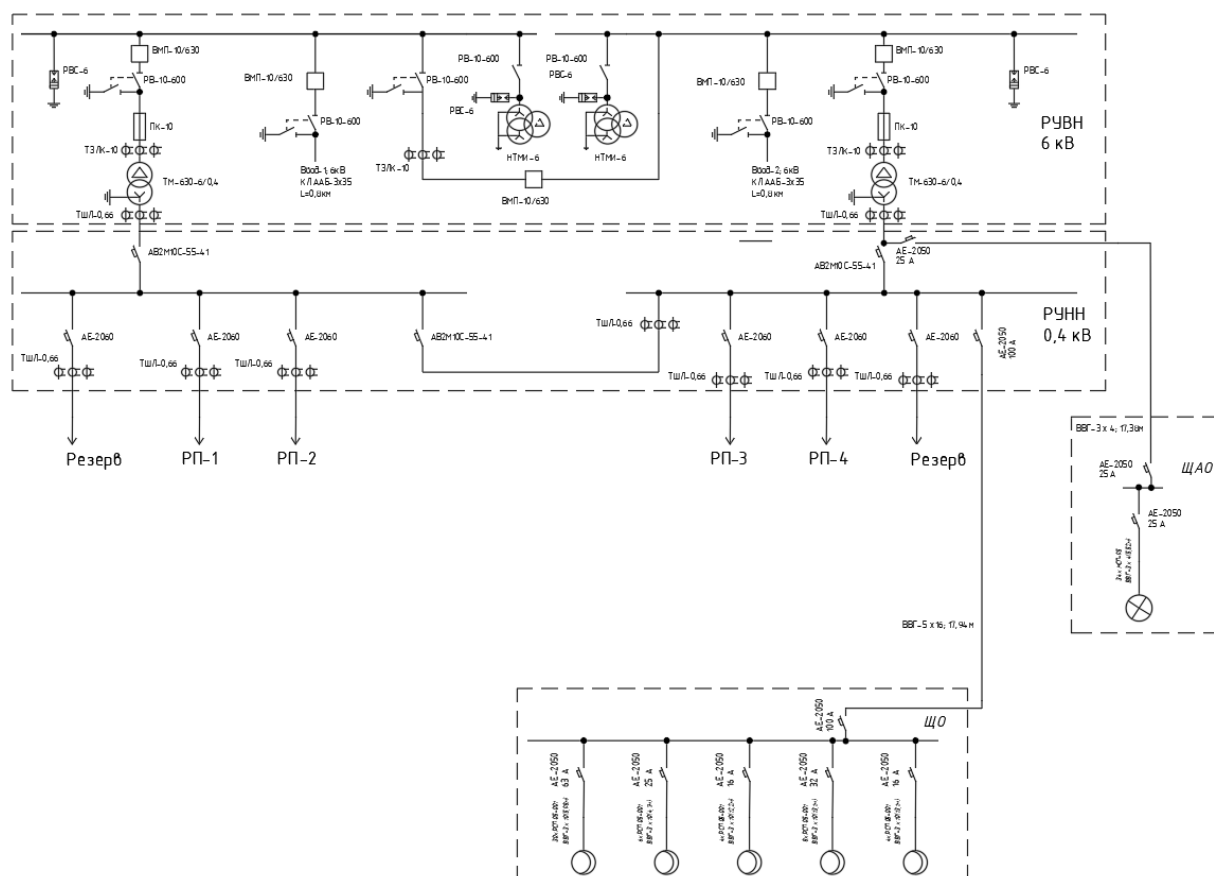


Рисунок 3 – Действующая однолинейная схема ТП 6/0,4 кВ участка собственных нужд машзала

Можно отметить, что в СЭС собственных нужд машзала используется сильно устаревшее электрооборудование с выраженными технико-эксплуатационными недостатками. Например, масляные выключатели (МВ) наполнены маслом, которое служит одновременно для изоляции и гашения электрической дуги. Однако при некоторых обстоятельствах (таких как дефекты в изоляции или несоблюдение правил эксплуатации) возможно выделение водорода и метана из масла, что может привести к взрыву или возгоранию. Даже небольшие происшествия могут угрожать персоналу и дорогостоящему оборудованию. Со временем масло теряет свои изоляционные и дугогасящие свойства, оно подвержено окислению,

загрязнению и разложению, что ведет к ухудшению его качеств. Для поддержания работоспособности оборудования необходимо регулярно проверять и менять масло. Утилизация старого масла и вышедших из строя выключателей требует особой осторожности и специальной переработки, что дополнительно увеличивает эксплуатационные расходы. Срок службы масляных выключателей ограничен из-за деградации масла и постепенного износа контакторов. Масляные выключатели требуют регулярного осмотра и профилактических ремонтов. Это связано с особенностями эксплуатации: жидкость должна периодически доливаться, фильтры очищаться, контактные узлы смазываться. Всё это занимает время и требует квалифицированного персонала, что увеличивает эксплуатационные расходы. Также эксплуатируется следующее ЭО устаревших типов и марок: вентильные разрядники; силовые и измерительные трансформаторы; автоматические выключатели; светильники систем основного и аварийного освещения; кабели силовой сети и систем освещения. Можно также отметить плохую интеграцию ЭО в общую цифровую сеть ГРЭС, уровень мониторинга режимов работы ЭО и электрической сети СН является недостаточным, его повышение невозможно без установки нового современного ЭО, специально адаптированного для передачи данных о режимах работы в цифровую сеть.

Выводы по разделу 1.

В целом, на данный момент оборудование действующей системы электроснабжения собственных нужд машзала технологически устарело, а также критически изношено, что снижает эксплуатационную надежность собственных нужд машзала, а также, следовательно, и всей электростанции в целом. Снижен уровень технологической надежности и эксплуатационной безопасности, повышены профессиональные риски для персонала. Нарушения в работе СЭС собственных нужд машзала могут привести к вынужденной остановке ГРЭС. Ввиду этого необходимо разработать новую систему электроснабжения собственных нужд машзала с применением нового современного ЭО от надежных отечественных производителей.

2 Разработка системы электроснабжения собственных нужд машзала

2.1 Расчет силовых нагрузок

Расчет электрических нагрузок является одним из важнейших этапов проектирования системы электроснабжения любого объекта. От правильности его выполнения зависит надежность и безопасность работы всей электроустановки, а также эффективность использования электроэнергии. Процесс расчета включает несколько последовательных этапов: группировку потребителей по типам и местам подключения, определение установленной мощности каждой группы, расчет коэффициентов спроса и мощности, вычисление расчетных мощностей. При расчете нагрузок учитывается коэффициент мощности ($\cos\varphi$), характеризующий наличие в нагрузке реактивной составляющей. Важно отметить, что для различных типов оборудования значения коэффициента мощности различаются. Правильная методика расчета электрических нагрузок позволяет обеспечить надежную работу электроустановки, оптимизировать расходы на электроэнергию, соблюсти требования электробезопасности, выстроить селективность системы защиты и эффективно использовать выделенную мощность. Таким образом, расчет силовых электрических нагрузок представляет собой комплексный процесс, требующий внимательного подхода и точного соблюдения методики. От качества его выполнения зависит эффективность всей системы электроснабжения объекта, поэтому каждый проектировщик должен уделять особое внимание точности проводимых расчетов и корректности применяемых коэффициентов.

«Для расчета актуальных электрических нагрузок используется метод коэффициента использования активной мощности нагрузок.

Формула для расчета среднесменных активных мощностей по ЭП:

$$P_c = K_u \cdot P_{ном}, \quad (1)$$

где K_u – коэффициент использования активной мощности;

$P_{ном}$ – номинальная активная мощность ЭП, кВт.

Среднесменные реактивные и полные мощности:

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}, \quad (3)$$

Пример расчета нагрузок (ДБ №3), по (1-3):

$$P_c = 0,48 \cdot 11,2 = 5,38 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 5,38 \cdot 0,672 = 3,61 \text{ квар},$$

$$S_c = \sqrt{5,38^2 + 3,61^2} = 6,48 \text{ кВА}.$$

Для узлов нагрузки, распределительных пунктов (РП), расчетные мощности:

$$P_p = P_c \cdot K_p, \quad (4)$$

где K_p – коэффициент расчетной нагрузки.

Групповой коэффициент использования активной мощности:

$$K_u = \frac{\sum P_c}{\sum P_n}; \quad (5)$$

где $\sum P_c$, $\sum P_n$ – суммы среднесменных и номинальных нагрузок, кВт.

Расчетная реактивная мощность:

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

$$\text{при } n_{\text{э}} > 10: Q_p = Q_c, \quad (7)$$

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum P_n^2}, \quad (8)$$

где $n_{\text{э}}$ – эффективное число ЭП, шт» [2].

Для РП-1, по (3-7):

$$K_u = \frac{103,09}{157,8} = 0,653,$$

$$P_p = 103,09 \cdot 1,25 = 128,86 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 65,33 = 71,86 \text{ квар},$$

$$S_p = \sqrt{128,86^2 + 71,86^2} = 147,55 \text{ кВА}.$$

Результаты расчетов силовых нагрузок – в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов силовых нагрузок

Эл. нагрузки	Средняя нагрузка			Расчетная нагрузка		
	Рс, кВт	Qс, квар	Sc, кВА	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА
РП-1 (0,4 кВ)						
ДБ №3	5,38	3,61	6,48	-	-	-
ДБ №4	5,38	3,61	6,48	-	-	-
НДБ	4,65	2,51	5,28	-	-	-
ПУВ №1	8,05	6,46	10,32	-	-	-
ПУВ №2	8,05	6,46	10,32	-	-	-
РНП 1 ст.	15,71	10,96	19,16	-	-	-
РНП 2 ст.	15,71	10,96	19,16	-	-	-
Водоподготовка	34,13	17,48	38,35	-	-	-
ТЩУ-2	6,05	3,26	6,87	-	-	-
Всего	103,09	65,33	122,41	128,86	71,86	147,55
РП-2 (0,4 кВ)						
ТЩУ-3	11,43	6,17	12,99	-	-	-
ТЩУ-4	6,05	3,26	6,87	-	-	-

Продолжение таблицы 2

Эл. нагрузки	Средняя нагрузка			Расчетная нагрузка		
	Рс, кВт	Qс, квар	Sc, кВА	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА
ТЩУ-5	11,43	6,17	12,99	-	-	-
Бытовка	2,24	0,81	2,39	-	-	-
Всего	31,14	16,41	35,22	61,04	18,05	63,65
РП-3 (0,4 кВ)						
ДВ-6А	25,98	18,13	31,68	-	-	-
КФ-6А	39,60	19,18	44,00	-	-	-
ДВ-6Б	25,98	18,13	31,68	-	-	-
КФ-6Б	39,60	19,18	44,00	-	-	-
ДВ-7А	25,98	18,13	31,68	-	-	-
КФ-7А	39,60	19,18	44,00	-	-	-
ДВ-7Б	25,98	18,13	31,68	-	-	-
КФ-7Б	39,60	19,18	44,00	-	-	-
Всего	262,30	149,24	302,71	320,01	164,17	359,66
РП-4 (0,4 кВ)						
ДВ-8А	26,36	19,08	32,54	-	-	-
КФ-8А	40,39	19,56	44,88	-	-	-
ДВ-8Б	26,36	19,08	32,54	-	-	-
КФ-8Б	40,39	19,56	44,88	-	-	-
ДВ-9А	26,36	19,08	32,54	-	-	-
КФ-9А	40,39	19,56	44,88	-	-	-
ДВ-9Б	26,36	19,08	32,54	-	-	-
КФ-9Б	40,39	19,56	44,88	-	-	-
ДВ-10А	26,36	19,08	32,54	-	-	-
КФ-10А	40,39	19,56	44,88	-	-	-
ДВ-10Б	26,36	19,08	32,54	-	-	-
КФ-10Б	40,39	19,56	44,88	-	-	-
Всего	400,50	231,87	464,52	472,59	231,87	526,41
РУ-1 (6 кВ)						
ДС-6А	585,00	377,87	696,43	-	-	-
РВП-6А	355,50	182,13	399,44	-	-	-
ДС-6Б	585,00	377,87	696,43	-	-	-
РВП-6Б	355,50	182,13	399,44	-	-	-
ДС-7А	585,00	377,87	696,43	-	-	-
РВП-7А	355,50	182,13	399,44	-	-	-
ДС-7Б	585,00	377,87	696,43	-	-	-
РВП-7Б	355,50	182,13	399,44	-	-	-
Всего	3762,00	2240,00	4383,47	4025,34	2240,00	4606,62
РУ-2 (6 кВ)						
ДС-8А	585,00	377,87	696,43	-	-	-
РВП-8А	355,50	182,13	399,44	-	-	-
ДС-8Б	585,00	377,87	696,43	-	-	-
РВП-8Б	355,50	182,13	399,44	-	-	-
ДС-9А	585,00	377,87	696,43	-	-	-

Продолжение таблицы 2

Эл. нагрузки	Средняя нагрузка			Расчетная нагрузка		
	Рс, кВт	Qс, квар	Sc, кВА	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА
РВП-9А	355,50	182,13	399,44	-	-	-
ДС-9Б	585,00	377,87	696,43	-	-	-
РВП-9Б	355,50	182,13	399,44	-	-	-
ДС-10А	585,00	377,87	696,43	-	-	-
РВП-10А	355,50	182,13	399,44	-	-	-
ДС-10Б	585,00	377,87	696,43	-	-	-
РВП-10Б	355,50	182,13	399,44	-	-	-
Всего	5643,00	3360,00	6575,20	5981,58	3360,00	6860,68
Итого по 0,4 кВ	797,04	462,85	924,87	982,50	485,95	1097,27
Итого по 6 кВ	9405,00	5600,01	10958,67	10006,92	5600,01	11467,30
Итого по объекту	10202,04	6062,86	11883,54	10989,42	6085,96	12564,57

Нагрузка освещения также входит в общую электрическую нагрузку СН.

2.2 Разработка энергоэффективной системы освещения

В условиях глобальных изменений климата и истощения природных ресурсов вопрос энергоэффективности становится особенно актуальным. Одной из ключевых областей, где можно значительно сократить потребление энергии, является освещение [13]. Энергоэффективное освещение не только снижает затраты на электроэнергию, но и способствует охране окружающей среды, улучшая качество жизни людей. Энергоэффективное освещение подразумевает использование технологий и решений, которые позволяют минимизировать потребление электроэнергии при обеспечении необходимого уровня освещенности. Это может включать в себя использование светодиодов (LED), компактных люминесцентных ламп (CFL), а также систем автоматического управления освещением, таких как датчики движения и таймеры. Светодиоды (LED) являются одним из самых эффективных источников света на сегодняшний день. Они потребляют

значительно меньше энергии по сравнению с традиционными лампами накаливания и даже с люминесцентными лампами. Кроме того, светодиоды имеют длительный срок службы, что снижает необходимость в частой замене и, соответственно, уменьшает количество отходов. Их высокая эффективность позволяет создавать более яркое освещение при меньшем потреблении энергии, что делает их идеальным выбором.

«Нормы освещенности для помещений цеха принимаются согласно СанПиН 2.3.4.050-96» [19].

Расчет освещения основного участка.

«Индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \quad (9)$$

где A , B , h – длина, ширина и высота помещения, м.

$$i = 116 \cdot 27,05 / (8 \cdot (116 + 27,05)) = 2,74,$$

Требуемый суммарный световой поток:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{K_u}, \quad (10)$$

где E – нормируемая освещенность, лм;

S – площадь помещения, м²;

K_z – коэффициент запаса;

Z – коэффициент минимальной освещенности;

K_u – коэффициент использования светового потока» [19].

$$\Phi = \frac{200 \cdot 3137,8 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{0,42} = 2465433 \text{ лм.}$$

Принимаются к установке светильники WebStar-105W, внешний вид – на рисунке 4.



Рисунок 4 – Светильник WebStar-105W

Используются модули по 5 светильников.

«Требуемое число светильников:

$$N = \frac{\Phi}{\Phi_c}, \quad (11)$$

где Φ_c – световой поток одного светильника, лм.

$$N = \frac{2465433}{5 \cdot 13120} \approx 38 \text{ шт.}$$

Принимается 38 модулей по 5 светильников.

В остальных помещениях применяются модули по три светильника WebStar-105W, расчет освещения сведен в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет освещения

Помещения	N, шт	C ед.св, лм	Марка светильника
Основной участок	38	65600	5·WebStar-105W
ТЩУ-2	2	39360	3·WebStar-105W
ТЩУ-3	4		
ТЩУ-4	2		
ТЩУ-5	3		

Суммарная мощность аварийного освещения (АО) выбирается как не менее 5% от основного освещения, при этом каждое помещение и проход освещаются отдельными светильниками марки WebStar-105W» [19].

Нагрузки ТП с учетом освещения:

$$P_{po} = 38 \cdot (5 \cdot 0,105) + 11 \cdot (3 \cdot 0,105) + 982,5 = 1002,24 \text{ кВт},$$

$$Q_{po} = (38 \cdot (5 \cdot 0,105) + 11 \cdot (3 \cdot 0,105)) \cdot 0,329 + 485,95 = 492,45 \text{ квар},$$

$$S_{po} = \sqrt{1002,24^2 + 492,45^2} = 1116,69 \text{ кВА}.$$

План предлагаемой системы освещения участка собственных нужд машзала приведен на листе 6 графической части.

2.3 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности – это один из ключевых аспектов современного электроснабжения, призванный повышать эффективность использования электроэнергии и снижать потери в электрических сетях. Реактивная мощность – это часть полной мощности, которая не совершает полезной работы, но необходима для создания магнитных и электрических полей в индукторах и конденсаторах. Она участвует в круговороте энергии

между источником и нагрузкой, но не переходит в полезную работу (например, механическую или тепловую). В результате возрастает ток в проводниках, возникают дополнительные потери, а оборудование испытывает дополнительную нагрузку. Компенсация реактивной мощности – это целенаправленное устранение или снижение этого негативного эффекта путем добавления или выравнивания реактивной мощности. Проще говоря, речь идёт о доведении коэффициента мощности ($\cos \varphi$) до близкого к единице значения, что существенно повышает эффективность передачи и использования электроэнергии. Наиболее распространённым методом является установка компенсирующих конденсаторных установок, которые выделяют реактивную мощность и компенсируют её недостаток в сети. Уменьшается ток в проводниках, что снижает потери на нагрев и улучшает общий КПД сети [17].

«Компенсация реактивной мощности (КРМ) производится до нормативного значения коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,95$. Требуемая мощность компенсирующих устройств (КУ):

$$Q_{к.у.} = 0,9 \cdot P_p \cdot (tg \varphi - tg \varphi_k), \quad (12)$$

где P_p – активная нагрузка, кВт;

$tg \varphi$ – тангенс угла φ до КРМ;

$tg \varphi_k$ – нормативное значение, эквивалентное $\cos \varphi = 0,95$).

$$Q_{к.у.} = 0,9 \cdot 1002,24 \cdot (0,491 - 0,33) = 145,5 \text{ квар.}$$

КРМ на шинах 0,4 кВ ТП будет производиться двумя автоматическими установками АУКРМ-0,4-75 максимальной мощностью по 75 квар» [5].

Расчет нагрузок ТП – в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет нагрузок ТП

Показатели	cosφ	tgφ	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
Σ на НН	0,898	0,491	1002,24	492,45	1116,69
КУ, квар	-	-	-	150	-
Σ на НН с КУ	0,946	0,342	1002,24	342,45	1059,13
Потери	-	-	21,18	105,91	-
Σ на ВН с КУ	-	-	1023,42	448,36	1117,33

Приближенные потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_p, \quad (13)$$

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 1059,13 = 21,18 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_p, \quad (14)$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot 1059,13 = 105,91 \text{ квар}.$$

Полная нагрузка с учетом потерь в ТП, по (3):

$$S'_p = \sqrt{(1002,24 + 21,18)^2 + (342,45 + 105,91)^2} = 1117,33 \text{ кВА}.$$

2.4 Выбор силовых трансформаторов

«Если в состав нагрузок ТП входят потребители 1 и/или 2 категорий надежности электроснабжения, устанавливается два силовых трансформатора.

Требуемая мощность трансформаторов с учетом КРМ:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{p.к.}, \quad (15)$$

где $K_{з.н.}$ – нормативный коэффициент загрузки;

$S_{p.к.}$ – расчетная нагрузка, кВА» [8].

$$S_m \geq 0,7 \cdot 1059,13 = 741,4 \text{ кВА.}$$

Выбираются трансформаторы ТМГ33 ХЗК2-1000.

«Проводится проверка по коэффициенту загрузки в аварийном режиме:

$$K_{з.ав.} = \frac{S_{p.к.}}{S_m}, \quad (16)$$

где S_m – номинальная мощность силового трансформатора, кВА.

$$K_{з.ав.} = \frac{1059,13}{1000} = 1,06 \leq 1,4.$$

Перегрузка будет в пределах допустимой» [7].

Выбранные энергоэффективные силовые трансформаторы – это устройства, предназначенные для преобразования электрической энергии с минимальными потерями. Традиционные трансформаторы теряют значительную часть энергии на паразитные явления (потери в железе и меди), что снижает их эффективность. Энергоэффективные трансформаторы решают эту проблему, сводя потери к минимуму [4]. Основные отличия энергоэффективных трансформаторов от обычных:

- использование материалов с лучшими магнитными свойствами (специальные сорта электротехнической стали);
- модифицированная конструкция обмоток и сердечников, позволяющая уменьшить вихревые токи и потери на гистерезис;
- применение специальных пропиток и масел для изоляции, улучшающих теплопередачу и снижающих потери.

Преимущества энергоэффективных трансформаторов:

- снижение потерь энергии, энергоэффективные трансформаторы позволяют экономить до 50% энергии, затрачиваемой на потери;
- уменьшение затрат на электроэнергию, меньшие потери означают меньшую оплату за электроэнергию, что позитивно сказывается на финансах потребителей;
- более низкий уровень шума и нагрева, современные трансформаторы тише и холоднее, что повышает комфорт эксплуатации;
- экологичность, меньшие потери энергии снижают эмиссию углекислого газа и других вредных веществ.

2.5 Расчет питающих линий 6 кВ, выбор кабелей

Линии 6 кВ питают электроприемники 6 кВ, РУ 6 кВ и ТП 6/0,4 кВ.

Выбор кабелей до ТП 6/0,4 кВ.

«Рабочий ток КЛ 6 кВ:

$$I_p = \frac{S'_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \quad (17)$$

где S'_p – расчетная нагрузка на вводе 6 кВ ТП, кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ;

n – число цепей, шт.

$$I_p = \frac{1117,33}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 53,76 \text{ А.}$$

Экономическое сечение жилы кабеля:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (18)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм²» [9].

$$F_{\text{эк}} = \frac{53,76}{1,4} = 38,4 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель АПвБП-3×35 мм².

«Ток аварийного режима, по (17):

$$I_{\text{ав}} = \frac{1117,33}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 1} = 107,51 \text{ А}.$$

Допустимый ток кабеля с учетом условий прокладки:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{нов}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{пон}}, \quad (19)$$

где $I_{\text{доп}}$ – паспортный допустимый ток, А;

$K_{\text{нов}}$, $K_{\text{ср}}$, $K_{\text{пон}}$ – коэффициенты, учитывающие недогруженность КЛ, среду и групповую прокладку.

$$I'_{\text{доп}} = 75 \cdot 1,25 \cdot 1,08 \cdot 0,93 = 94,163 \text{ А} > I_{\text{ав}}.$$

Потери напряжения в КЛ:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_{\text{н}}} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (20)$$

где I_p – максимальный расчетный ток КЛ, А;

L – длина КЛ, км;

r_0 , x_0 – удельные сопротивления кабеля, Ом/км» [14].

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 107,51 \cdot 0,08 \cdot 100}{6} (0,89 \cdot 0,916 + 0,087 \cdot 0,401) = 0,05 \% < 5 \%$$

Кабели до электроприемников 6 кВ и РУ 6 кВ выбираются аналогично, результаты сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор кабелей до электроприемников 6 кВ и РУ 6 кВ

Участок, ЭП/РУ	Ip, А	Кабель	Iдоп, А	ΔU, %
ДС-6А	85,9	АПвБП-3×25	105	0,08
РВП-6А	48,7	АПвБП-3×16	80	0,07
ДС-6Б	85,9	АПвБП-3×25	105	0,05
РВП-6Б	48,7	АПвБП-3×16	80	0,02
ДС-7А	85,9	АПвБП-3×25	105	0,05
РВП-7А	48,7	АПвБП-3×16	80	0,02
ДС-7Б	85,9	АПвБП-3×25	105	0,08
РВП-7Б	48,7	АПвБП-3×16	80	0,07
Ввод РУ-1	443,3	2×АПвБП-3×185	520	0,29
ДС-8А	85,9	АПвБП-3×25	105	0,08
РВП-8А	48,7	АПвБП-3×16	80	0,07
ДС-8Б	85,9	АПвБП-3×25	105	0,05
РВП-8Б	48,7	АПвБП-3×16	80	0,02
ДС-9А	85,9	АПвБП-3×25	105	0,05
РВП-9А	48,7	АПвБП-3×16	80	0,02
ДС-9Б	85,9	АПвБП-3×25	105	0,08
РВП-9Б	48,7	АПвБП-3×16	80	0,07
ДС-10А	85,9	АПвБП-3×25	105	0,17
РВП-10А	48,7	АПвБП-3×16	80	0,12
ДС-10Б	85,9	АПвБП-3×25	105	0,17
РВП-10Б	48,7	АПвБП-3×16	80	0,15
Ввод РУ-2	660,2	2×АПвБП-3×240	770	0,38

Выбранные кабели марки АПвБП – это силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, бронированные лентами из стальных оцинкованных полос [20]. Они предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках различного назначения. Кабели АПвБП состоят из нескольких основных компонентов:

- Жилы, проводники, выполненные из алюминия, обеспечивают передачу электроэнергии;
- Изоляция, изготавливается из сшитого полиэтилена, который характеризуется высокой прочностью и устойчивостью к воздействию внешних факторов;
- Бронирование, кабели защищены слоем брони из стальных оцинкованных лент, что обеспечивает защиту от механических повреждений и повышает их износостойкость;
- Оболочка, внешняя оболочка изготовлена из поливинилхлоридного пластика, устойчивого к влаге, ультрафиолету и агрессивным средам.

Использование кабелей АПвБП имеет ряд преимуществ:

- благодаря броне и качественному изоляционному слою, кабели долго сохраняют свои свойства и устойчивы к внешним факторам;
- броня защищает кабели от механических повреждений, что делает их идеальным выбором для подземных и наружных прокладок;
- гибкость и малый диаметр облегчают укладку кабелей, особенно в труднодоступных местах [11].

2.6 Выбор кабелей низковольтной распределительной сети

«Распределительная сеть по своей структуре (радиальная, с индивидуальным питанием ЭП и РП) отвечает всем технико-эксплуатационным потребностям, обеспечивая надежность питания и возможность индивидуального отключения всех ЭП и РП. Таким образом, структура распределительной сети не будет меняться.

Кабельные линии на низковольтной силовой сети выполняются кабелями АВВГнг-LS. Кабели прокладываются в коробах в полу помещений и в защитной гофре» [1]. План предлагаемой силовой электрической сети участка собственных нужд машзала показан на листе 5 графической части.

Расчет для КЛ до ДБ №3.

«Наибольший ток линии:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (21)$$

где S_p – расчетная мощность ЭП, кВА;

U_n – напряжение линии, кВ.

$$I_p = \frac{11,2 / 0,83}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 19,5 \text{ А}$$

Выбирается кабель АВВГнг-LS-4×4, допустимый ток 26 А, с учетом групповой прокладки кабелей.

При расчете потерь напряжения в сети до 1 кВ индуктивным сопротивлением проводов можно пренебречь» [16]. Потери напряжения в КЛ, по (20):

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 19,5 \cdot 3,43 \cdot 100}{0,38} (0,0071 \cdot 0,83 + 0 \cdot 0,42) = 0,18 \% < 5 \%$$

Выбор кабелей сведен в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор кабелей силовой распределительной сети 0,4 кВ

Участок	I_p , А	Кабель АВВГнг-LS, сечение жил	$I_{\text{доп}}$, А	ΔU , %
РП-1 (0,4 кВ)				
ДБ №3	19,5	4×4	26	0,18
ДБ №4	19,5	4×4	26	0,39
НДБ	12,3	4×2,5	18	0,64
ПУВ №1	21,3	4×4	26	0,55
ПУВ №2	21,3	4×4	26	0,51
РНП 1 ст.	40,7	4×10	55	0,83

Продолжение таблицы 6

Участок	Ip, А	Кабель АВВГнг-LS, сечение жил	Iдоп, А	ΔU, %
РНП 2 ст.	40,7	4×10	55	0,72
Водоподготовка	70,1	4×16	77	0,56
ТЩУ-2	25,4	4×4	26	0,69
Ввод РП-1	270,4	3×185+1×95	293	0,05
РП-2 (0,4 кВ)				
ТЩУ-3	48,1	4×10	55	0,11
ТЩУ-4	25,4	4×4	26	0,43
ТЩУ-5	48,1	4×10	55	0,90
Бытовка	18,1	4×4	26	0,70
Ввод РП-2	140,2	3×70+1×35	170	0,81
РП-3 (0,4 кВ)				
ДВ-6А	67,2	4×16	77	0,73
КФ-6А	88,2	3×25+1×16	98	0,55
ДВ-6Б	67,2	4×16	77	0,28
КФ-6Б	88,2	3×25+1×16	98	0,38
ДВ-7А	67,2	4×16	77	0,32
КФ-7А	88,2	3×25+1×16	98	0,41
ДВ-7Б	67,2	4×16	77	0,77
КФ-7Б	88,2	3×25+1×16	98	0,59
Ввод РП-3	621,0	2×3×240+1×120	748	0,14
РП-4 (0,4 кВ)				
ДВ-8А	68,1	4×16	77	0,73
КФ-8А	90,0	3×25+1×16	98	0,56
ДВ-8Б	68,1	4×16	77	0,28
КФ-8Б	90,0	3×25+1×16	98	0,38
ДВ-9А	68,1	4×16	77	0,32
КФ-9А	90,0	3×25+1×16	98	0,42
ДВ-9Б	68,1	4×16	77	0,77
КФ-9Б	90,0	3×25+1×16	98	0,61
ДВ-10А	68,1	4×16	77	0,75
КФ-10А	90,0	3×25+1×16	98	0,76
ДВ-10Б	68,1	4×16	77	0,98
КФ-10Б	90,0	3×25+1×16	98	0,86
Ввод РП-4	947,2	3×3×240+1×120	1122	0,53

АВВГнг-LS представляет собой современное решение для прокладки электрических сетей с напряжением до 1 кВ. Главной особенностью данной марки является повышенная огнестойкость и пониженное газообразование при воздействии высоких температур. Благодаря специальным ПВХ-пластикам, используемым в изоляции и оболочке, кабель успешно

сопротивляется горению даже при групповом монтаже. Конструктивно кабель состоит из алюминиевой токопроводящей жилы, изоляции из ПВХ-композиций пониженной горючести и внешней оболочки с минимальным выделением газа и дыма. В некоторых многожильных вариантах предусмотрена дополнительная обмотка из нетканого полотна. Эксплуатационные характеристики делают данный кабель универсальным решением для различных условий. Диапазон рабочих температур от -50 до +50°C, высокая влагозащита, возможность прокладки во влажных помещениях – все это расширяет область применения продукта. Особенно важно отметить, что кабель рекомендован для использования на электростанциях и в других пожаро- и взрывоопасных зонах. Срок службы кабеля составляет 30 лет при гарантийном обслуживании 5 лет. Кабели АВВГнг-LS являются оптимальным выбором с точки зрения безопасности, надежности и качества.

Для осветительной сети принимаются кабели ВВГнг-LS (с медными жилами как для сетей освещения, согласно ПУЭ).

Выбор кабелей осветительной сети сведен в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор кабелей осветительной сети

Участок	Н _{св} , шт	Ip, А	Кабель	Идоп, А
Основной участок, линия 1	9	21,6	ВВГнг-LS-3×2,5	27
Основной участок, линия 2	9	21,6	ВВГнг-LS-3×2,5	27
Основной участок, линия 3	9	21,6	ВВГнг-LS-3×2,5	27
Основной участок, линия 4	11	26,4	ВВГнг-LS-3×2,5	27
ТЦУ-2	2	2,9	ВВГнг-LS-3×1,5	21
ТЦУ-3	4	5,8	ВВГнг-LS-3×1,5	21
ТЦУ-4	2	2,9	ВВГнг-LS-3×1,5	21
ТЦУ-5	3	4,3	ВВГнг-LS-3×1,5	21
Аварийное освещение	18	8,6	ВВГнг-LS-3×1,5	21
ввод ЩО	49	35,6	ВВГнг-LS-5×6	42
ввод ЩАО	18	8,6	ВВГнг-LS-3×1,5	21

Выбранные кабели проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания (КЗ).

2.7 Определение токов короткого замыкания

«Расчетная схема и схема замещения показаны на рисунке 5.

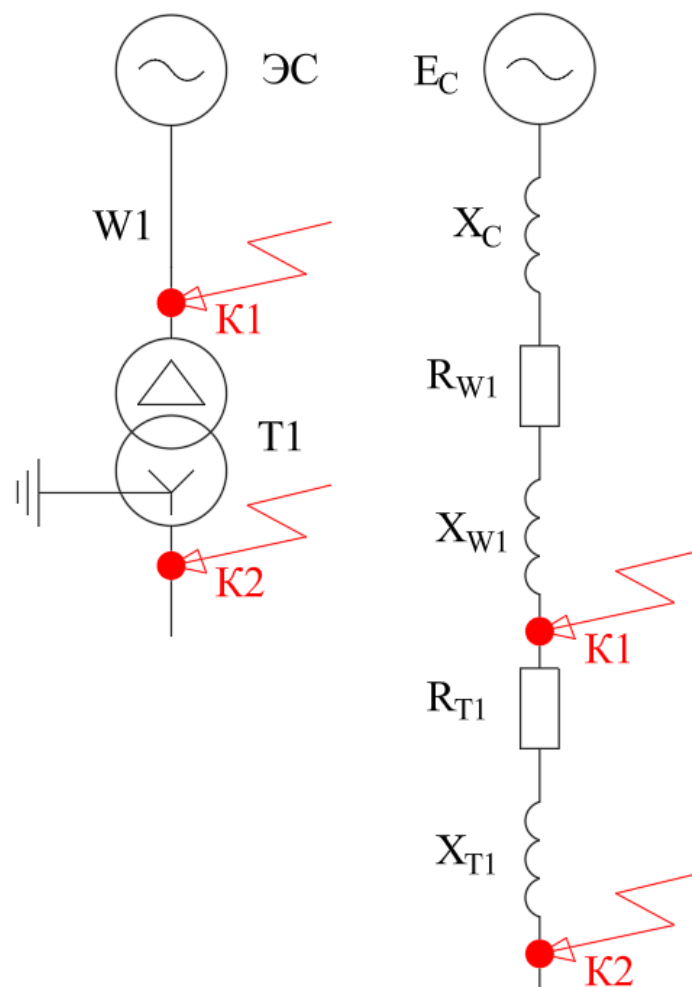


Рисунок 5 – Расчетная схема и схема замещения

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_k}{\sqrt{3} \cdot I_{к.з.ФВД}^{(3)}}, \quad (22)$$

где U_{κ} – напряжение КЗ, кВ;

$I_{\kappa,3.\Phi ИД}^{(3)}$ – трехфазный ток КЗ на питающем фидере 6 кВ, кА.

Сопротивления КЛ 10 кВ:

$$X_{w1} = x_0 \cdot L_{w1}, \quad (23)$$

$$R_{w1} = r_0 \cdot L_{w1}, \quad (24)$$

где L_{w1} – длина КЛ, км.

Сопротивления трансформатора:

$$R_m = \Delta P_{\kappa} \cdot U_{н.в.}^2 / (S_{\kappa}^2 \cdot 1000), \quad (25)$$

где ΔP_{κ} – потери КЗ, кВт;

$U_{н.в.}$ – напряжение ВН, кВ;

S_{κ} – номинальная мощность, кВА.

$$Z_m = \Delta U_{\kappa} / 100 \cdot 10^2 / S_{\kappa}, \quad (26)$$

где ΔU_{κ} – потери напряжения КЗ, %.

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2} \quad (27)$$

Пример расчета токов КЗ в точке К1 (шины 10 кВ) ТП.

Полное сопротивление до точки К1» [18]:

$$Z_{\kappa 1} = \sqrt{R_{\kappa 1}^2 + X_{\kappa 1}^2}, \quad (28)$$

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 2,105} = 1,728 \text{ Ом} = 1728 \text{ мОм},$$

$$X_{w1} = 0,087 \cdot 0,08 = 0,007 \text{ Ом} = 7 \text{ мОм},$$

$$R_{w1} = 0,89 \cdot 0,08 = 0,071 \text{ Ом} = 71 \text{ мОм},$$

$$Z_{\kappa 1} = \sqrt{71^2 + (1728 + 7)^2} = 1736 \text{ мОм}.$$

«Трёхфазный и ударный токи КЗ:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\kappa}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\kappa}}, \quad (29)$$

где U_{κ} – напряжение КЗ, кВ;

Z_{κ} – полное сопротивление цепи, Ом.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (30)$$

где K_y – ударный коэффициент.

$$I_{\kappa 0}^{(3)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 1736} = 2,09 \text{ кА},$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,09 = 5,33 \text{ кА}.$$

Двухфазный и однофазный токи КЗ» [18]:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (31)$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 0,55 \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (32)$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,09 = 1,81 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 0,55 \cdot 2,09 = 1,15 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов токов КЗ в точках К1-К3

Точки КЗ	$I^{(3)}_K$, кА	I_y , кА	$I^{(2)}_K$, кА	$I^{(1)}_K$, кА
К1	2,09	5,33	1,81	1,15
К2	1,69	3,11	1,46	0,93

«Термически стойкое сечение жил кабелей:

$$F_T = I_K^{(3)} \cdot \sqrt{t_3} / K_T, \quad (33)$$

где t_3 – время срабатывания защиты, с;

K_T – температурный коэффициент.

Для точек К1 и К2:

$$F_{T.K1} = 2090 \cdot \sqrt{0,05} / 95 = 2,64 \text{ мм}^2,$$

$$F_{T.K2} = 1690 \cdot \sqrt{0,03} / 165 = 1,15 \text{ мм}^2.$$

Сечения жил всех выбранных кабелей превышают минимальное термически устойчивое сечение, замена не требуется» [10].

2.8 Выбор аппаратов защиты линий, расчет уставок релейной защиты и автоматики

Автоматические выключатели (АВ) – это устройства, предназначенные для защиты электрических цепей от перегрузок и коротких замыканий. Они автоматически разрывают цепь в случае опасности, сохраняя оборудование и снижая риск возникновения пожаров. АВ бывают разных типов и размеров, в зависимости от их назначения и тока защиты.

Основные функции и особенности автоматических выключателей:

- защита от перегрузок: размыкание цепи при превышении допустимого значения тока, предотвращая перегрев и повреждение проводки;
- защита от коротких замыканий: мгновенное отключение цепи при резком увеличении тока, снижая риск пожара или разрушения оборудования;
- автоматическое восстановление: возможность настройки автоматического восстановления после устранения причины отключения;
- дополнительная защита: встроенные функции защиты от утечки тока, перепадов напряжения и других проблем;
- удобство эксплуатации: ручные рычаги для включения и отключения цепей, а также визуальные индикаторы состояния устройства;
- управление цепями: создание схем с удобным управлением и защитой для сложных электрических систем.

Автоматические выключатели играют важную роль в обеспечении безопасности и надёжности электрических систем.

«Выбор автоматических выключателей для защиты линий до 1 кВ производится по условиям:

- по напряжению:

$$U_{ном} > U_c, \quad (34)$$

- по току теплового расцепителя (ТР)» [16]:

$$I_{т.р.} > 1,1 \cdot I_p, \quad (35)$$

Пример выбора АВ для защиты КЛ к ДБ №3:

$$I_{m.p.} > 1,1 \cdot 19,5 = 21,4 \text{ А.}$$

Выбирается ВА-51-25/25 А. Выбор АВ сведен в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор автоматических выключателей для защиты линий силовой сети 0,4 кВ

Участок	$1,1 \cdot I_p$, А	Авт. выключатель	$I_{ном}$, А
ДБ №3	21,4	ВА-51-25	25
ДБ №4	21,4	ВА-51-25	25
НДБ	13,5	ВА-51-25	16
ПУВ №1	23,4	ВА-51-25	25
ПУВ №2	23,4	ВА-51-25	25
РНП 1 ст.	44,7	ВА-51-25	50
РНП 2 ст.	44,7	ВА-51-25	50
Водоподготовка	77,1	ВА-51-35	80
ТЩУ-2	28,0	ВА-51-25	32
Ввод РП-1	297,5	ВА-52-39	320
ТЩУ-3	52,9	ВА-51-25	63
ТЩУ-4	28,0	ВА-51-25	32
ТЩУ-5	52,9	ВА-51-25	63
Бытовка	19,9	ВА-51-25	20
Ввод РП-2	154,3	ВА-52-39	160
ДВ-6А	74,0	ВА-51-35	80
КФ-6А	97,0	ВА-51-35	100
ДВ-6Б	74,0	ВА-51-35	80
КФ-6Б	97,0	ВА-51-35	100
ДВ-7А	74,0	ВА-51-35	80
КФ-7А	97,0	ВА-51-35	100
ДВ-7Б	74,0	ВА-51-35	80
КФ-7Б	97,0	ВА-51-35	100
Ввод РП-3	683,1	ВА-52-39	1000
ДВ-8А	74,9	ВА-51-35	80
КФ-8А	99,0	ВА-51-25	100
ДВ-8Б	74,9	ВА-51-25	80
КФ-8Б	99,0	ВА-51-25	100
ДВ-9А	74,9	ВА-52-39	80
КФ-9А	99,0	ВА-52-39	100
ДВ-9Б	74,9	ВА-52-39	80
КФ-9Б	99,0	ВА-52-39	100
ДВ-10А	74,9	ВА-52-39	80
КФ-10А	99,0	ВА-52-39	100
ДВ-10Б	74,9	ВА-52-39	80
КФ-10Б	99,0	ВА-52-39	100
Ввод РП-4	1041,9	ВА-52-39	1250

АВ для защиты линий осветительной сети выбираются аналогично, выбор сведен в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор автоматических выключателей для защиты линий осветительной сети

Участок	I_{Σ}, A	Авт. выключатель	$I_{ном}, A$
Основной участок, линия 1	23,8	ВА-47-29	25
Основной участок, линия 2	23,8	ВА-47-29	25
Основной участок, линия 3	23,8	ВА-47-29	25
Основной участок, линия 4	29,1	ВА-47-29	32
ТЩУ-2	3,2	ВА-47-29	4
ТЩУ-3	6,3	ВА-47-29	8
ТЩУ-4	3,2	ВА-47-29	4
ТЩУ-5	4,8	ВА-47-29	5
Аварийное освещение	9,5	ВА-47-29	10
ввод ИЗО	39,1	ВА-47-29	40
ввод ИЦАО	9,5	ВА-47-29	10

Микропроцессорная релейная защита (МПРЗ) является современным инструментом обеспечения надёжности и безопасности работы электроэнергетических систем. Она предназначена для обнаружения и быстрого отключения аварийных ситуаций, что позволяет минимизировать ущерб оборудованию и снизить риск длительных простоев. Блок микропроцессорной релейной защиты представляет собой компактное устройство, оснащённое высокотехнологичной элементной базой, включая микропроцессоры и цифровые алгоритмы обработки сигналов. Он заменяет традиционные электромеханические реле, предлагая более высокую точность, скорость реакции и функциональность. Основные задачи МПРЗ включают обнаружение неисправностей, анализ электрических параметров (тока, напряжения, частоты), отключение повреждённого участка, мониторинг и диагностику, а также автоматизацию процессов. Преимущества микропроцессорных систем перед традиционными реле заключаются в высокой точности, многозадачности, гибкости настройки, диагностике и анализе, а также компактности. В целом, можно отметить, что

микропроцессорные релейные защиты стали ключевым элементом современной электроэнергетики благодаря своей надёжности, multifunctionality и гибкости. Инвестиции в такие системы оправдываются высокой эффективностью работы и минимизацией аварийных ситуаций, что делает их незаменимыми в современных энергетических сетях.

«Линии 6 кВ и силовые трансформаторы ТП будут защищаться терминалами БМРЗ-101-Д-КЛ-01, внешний вид терминала – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Терминал БМРЗ-101

Расчет уставок защит для линии до ТП.

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (36)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,108 = 0,54 \text{ кА}$$

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{p.макс} , \quad (37)$$

где $I_{p.макс}$ – расчетный ток КЛ, А.

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 53,76 = 1,39 \cdot 53,76 = 74,73 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (38)$$

где $k_{cx} = 1$ – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

$$I_{CP} = 74,73 \cdot \frac{1}{150 / 5} = 2,49 \text{ А}$$

Чувствительность защиты:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (39)$$

$$k_u = \frac{1690}{74,73} = 22,6 \geq 1,5$$

Защита от замыканий на землю.

Ток срабатывания:

$$I_{C.з.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (40)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (41)$$

где I_{CO} – удельный ёмкостный ток кабеля, А/км;

L – длина линии, км» [3].

$$I_C = 0,58 \cdot 0,08 = 0,0464 \text{ А},$$

$$I_{C.з.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,0464 = 0,139 \text{ А}.$$

«Автоматический ввод резерва (АВР) 0,4 кВ.

Внешний вид терминала АВР – на рисунке 7.



Рисунок 7 – Терминал БМР3-107-Д-АВР-20

Уставка пускового органа:

$$U_{C.P} = 0,7 \cdot U_{НОМ}, \quad (42)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети, В.

$$U_{C.P0,4} = 0,7 \cdot 380 = 266 \text{ В.}$$

Уставка реле напряжения на резервной секции:

$$\begin{aligned} U_{C.P} &= (0,6 \div 0,65) \cdot U_{НОМ}, \\ U_{C.P0,4} &= (0,6 \div 0,65) \cdot 380 = 228 \div 247 \text{ В.} \end{aligned} \quad (43)$$

Уставка реле времени:

$$t_{C.P.ABP} = t_1 + \Delta t, \quad (44)$$

где t_1 – время срабатывания выключателей, с;

Δt – ступень селективности, с» [6].

$$t_{C.P.ABP} = 0,05 + 0,5 = 0,55 \text{ с.}$$

Далее выбирается ЭО подстанции и РУ 6 кВ.

2.9 Выбор электрооборудования подстанции и РУ 6 кВ

Выбор электрооборудования подстанции.

Высоковольтные выключатели – это устройства, предназначенные для оперативного отключения и включения высоковольтных электрических цепей при нормальных и аварийных режимах работы. Они играют ключевую роль в обеспечении безопасности и надежности работы энергосистем, предотвращая повреждение оборудования и возможные аварии. Высоковольтные выключатели работают на основе принципа гашения электрической дуги, которая образуется при разрыве цепи. Основные этапы работы выключателя включают этапы: размыкание контактов, при срабатывании выключателя контакты размыкаются, образуя дугу; гашение

дуги, дугогасящая среда (масло, воздух, вакуум или элегаз) охлаждает и гасит дугу, предотвращая её повторное возникновение; изоляция, после гашения дуги контакты остаются изолированными до повторного включения.

Высоковольтные выключатели играют ключевую роль в обеспечении безопасности и надежности работы электрических систем. Разнообразие типов и конструктивных исполнений позволяет выбрать оптимальное решение для конкретных условий эксплуатации. Современные технологии и материалы делают высоковольтные выключатели всё более эффективными и надежными, что способствует развитию и улучшению энергосистем.

«Высоковольтные выключатели выбираются по условиям:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ}, \quad (45)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А}, \quad (46)$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{\kappa}, \text{ кА}. \quad (47)$$

где $I_{ном.откл}$ – ток отключения, кА;

I_{κ} – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (48)$$

где $i_{пр.с}$ – предельный сквозной ток, кА.

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_{\kappa}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (49)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_{κ} – тепловой импульс, кА²·с:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (50)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{p.з.} + t_{откл.B} , \text{ с}, \quad (51)$$

где $t_{p.з.}$ – время срабатывания РЗ, с;

$t_{откл.B}$ – время отключения выключателя, с» [15].

$$t_{откл} = 0,025 + 0,1 = 0,125 \text{ с},$$

$$B_{\kappa} = 2,09^2 \cdot (0,125 + 0,07) = 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

«Наибольший ток на РУ 6 кВ подстанции:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}, \quad (52)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 128,3 \text{ А}.$$

Выбираются выключатели ВВ/TEL-10/630, проверка по условиям выбора:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} \geq U_{раб} = 6 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} = 630 \text{ А} \geq I_{раб} = 128,3 \text{ А},$$

$$i_{пр.с} = 20 \text{ кА} \geq i_y = 5,33 \text{ кА},$$

$$I_m^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\kappa} = 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ВВ подходят по всем условиям.

Критерии выбора разъединителей:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}, \quad (53)$$

$$I_{н.ант.} \geq I_{раб.макс.}, \quad (54)$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_{\kappa}, \quad (55)$$

$$i_{дин} \geq i_{y.}, \quad (56)$$

где $i_{дин}$ – динамическая стойкость по паспорту, кА.

Выбираются разъединители РВ-10/400, проверка по условиям выбора» [15]:

$$U_{н.апт.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ},$$

$$I_{н.апт.} = 400 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 128,3 \text{ А},$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} = 3600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\kappa} = 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$i_{дин} = 80 \text{ кА} \geq i_{y.} = 5,33 \text{ кА}.$$

Принимаются ограничители перенапряжения ОПНп-6/7,2/10/550.

Принимаются электронно-оптические трансформаторы тока (ТТ) марки ТТЭО-10/200.

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.апт.} \geq U_{н.уст.}, \quad (57)$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}. \quad (58)$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(\kappa_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_{\kappa}, \quad (59)$$

$$i_{дин.} = \kappa_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_{y.}. \quad (60)$$

где $\kappa_{тер.}$, $\kappa_{эд}$ – кратности стойкости;

$I_{1н.}$ – номинальный ток ТТ, кА» [15].

Проверка выбранных ТТ:

$$\begin{aligned}U_{н.анп.} &= 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ}, \\I_{1н.} &= 200 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 128,3 \text{ А}, \\(88 \cdot 0,2)^2 \cdot 3 &= 929 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \\195 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,2 &= 55,1 \text{ кА} > 5,33 \text{ кА}.\end{aligned}$$

«Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \quad (61)$$

где $Z_{приб.}$, $Z_{пров.}$, $Z_{конт.}$ – сопротивление приборов, проводов и контактов, Ом.

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}, \quad (62)$$

где $l_{пров.}$ – длина проводов, м;

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

$S_{пров.}$ – сечение, мм².

$$Z_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_{н.приб}^2}, \quad (63)$$

где $S_{приб.}$, $I_{н.приб}$ – мощность, В·А, и рабочий ток нагрузки, А.

$$\begin{aligned}S_{приб.} &= \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом}, \\Z_{пров.} &= \frac{25 \cdot 0,0175}{4} = 0,109 \text{ Ом},\end{aligned}$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,109 + 0,1 = 0,249 \text{ Ом.}$$

Погрешность ТТ составит менее 10%.

Условия выбора трансформаторов напряжения (ТН):

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (64)$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}. \quad (65)$$

Принимаются ТН марки НАМИ-6, проверка ТН» [15]:

$$U_{н.ант.} = 6 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ},$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 32 \text{ ВА}.$$

Наибольший ток на РУ 0,4 кВ подстанции, по (35):

$$I_{\text{макс}} = \frac{1000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2020,8 \text{ А}.$$

Принимаются трансформаторы тока (ТТ) марки ТШЛ-0,66/2500 (150...1000 А на фидерах).

Проверка выбранных ТТ:

$$U_{н.ант.} = 0,66 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 0,4 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 2500(150...1000) \text{ А} \geq I_{\text{раб.макс.}} = 2020,8(140,2...947,2) \text{ А},$$

$$(110 \cdot 0,15)^2 \cdot 3 = 817 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 0,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$375 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,15 = 79,5 \text{ кА} > 3,11 \text{ кА}.$$

Ток отстройки уставки теплового расцепителя автоматических выключателей на вводе РУ 0,4 кВ:

$$I_{m.p.} > 1,1 \cdot 2020,8 = 2222,9 \text{ А.}$$

Принимаются к установке АВ марки Электрон Э25/2500.

Выбираются камеры секционные односторонние (КСО).

Камеры секционные односторонние (КСО) – это особый тип комплектных распределительных устройств (КРУ), предназначенных для приёма, распределения и управления электрической энергией в сетях среднего напряжения (6–10 кВ). Камеры КСО получили широкое распространение благодаря своей компактности, удобству монтажа и эксплуатации.

Камеры КСО состоят из нескольких основных компонентов:

- высоковольтные выключатели – устройства для оперативного отключения и включения электрических цепей;
- разъединители и заземлители – механизмы для безопасного отключения и заземления оборудования;
- измерительные трансформаторы – устройства для измерения напряжения и тока;
- системы управления и защиты – автоматические системы, которые контролируют работу установки и защищают оборудование от перегрузок и коротких замыканий.

Использование камер КСО имеет ряд преимуществ:

- камеры КСО занимают меньше места по сравнению с другими видами комплектных распределительных устройств;
- простая конструкция и лёгкость доступа к основным элементам упрощают установку и обслуживание;

- надежность и безопасность, благодаря герметичному корпусу и современным системам защиты, камеры КСО минимизируют риски аварий и обеспечивают стабильную работу.

Выбираются камеры КСО-298/630А.

Выбор электрооборудования РУ-1.

«Наибольший ток на РУ 6 кВ:

$$I_{\max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (66)$$

$$I_{\max} = \frac{4606,62}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 422,2 \text{ А.}$$

Выбираются выключатели ВВ/TEL-10/630, проверка по условиям выбора:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{раб}} = 6 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{раб}} = 422,2 \text{ А},$$

$$i_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА} \geq i_y = 5,33 \text{ кА},$$

$$I_m^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ВВ подходят по всем условиям.

Выбираются разъединители РВ-10/630, проверка по условиям выбора:

$$U_{\text{н.анп.}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.уст.}} = 6 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{н.анп.}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{раб.мах.}} = 422,2 \text{ А},$$

$$I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} = 3600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА} \geq i_y = 5,33 \text{ кА}.$$

Принимаются ограничители перенапряжения ОПНп-6/7,2/10/550.

Принимаются электронно-оптические ТТ марки ТТЭО-10/500,
проверка выбранных ТТ:

$$U_{н.ант.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 500 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 422,2 \text{ А},$$

$$(88 \cdot 0,5)^2 \cdot 3 = 5808 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$195 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,5 = 137,9 \text{ кА} > 5,33 \text{ кА}.$$

Принимаются ТН марки НАМИ-6, проверка ТН» [15]:

$$U_{н.ант.} = 6 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ},$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 37 \text{ ВА}.$$

Выбираются камеры КСО-298/630А.

Выбор электрооборудования РУ-2.

Наибольший ток на РУ 6 кВ, по (66):

$$I_{макс} = \frac{6860,68}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 628,7 \text{ А}.$$

«Выбираются выключатели ВВ/TEL-10/630, проверка по условиям
выбора:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} \geq U_{раб} = 6 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} = 630 \text{ А} \geq I_{раб} = 628,7 \text{ А},$$

$$i_{пр.с} = 20 \text{ кА} \geq i_y = 5,33 \text{ кА},$$

$$I_m^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\kappa} = 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ВВ подходят по всем условиям.

Выбираются разъединители РВ-10/630, проверка по условиям выбора:

$$U_{н.анп.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ},$$

$$I_{н.анп.} = 630 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 628,7 \text{ А},$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} = 3600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\kappa} = 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$i_{дин} = 80 \text{ кА} \geq i_{y.} = 5,33 \text{ кА}.$$

Принимаются ограничители перенапряжения ОПНп-6/7,2/10/550.

Принимаются электронно-оптические ТТ марки ТТЭО-10/800, проверка выбранных ТТ:

$$U_{н.анп.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 800 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 628,7 \text{ А},$$

$$(88 \cdot 0,8)^2 \cdot 3 = 14868 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$195 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,8 = 220,6 \text{ кА} > 5,33 \text{ кА}.$$

Принимаются ТН марки НАМИ-6, проверка ТН» [15]:

$$U_{н.анп.} = 6 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ},$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 41 \text{ ВА}.$$

Выбираются камеры КСО-298/630А.

Выводы по разделу 2.

Выполнена разработка системы электроснабжения собственных нужд машзала. С учетом актуальных электрических нагрузок рассчитаны рабочие и аварийные режимы СЭС, выбрано новое современное электрооборудование СЭС отечественного производства.

Заключение

Собственные нужды ГРЭС играют важную роль в обеспечении стабильности и эффективности работы всей электростанции, участок собственных нужд предназначен для обеспечения электроэнергией всех вспомогательных систем и оборудования, необходимых для функционирования станции, это включает в себя системы управления, освещения, вентиляции, а также насосные и компрессорные установки. В случае ненадежного электроснабжения эти системы не смогут выполнять свои функции, что может привести к сбоям в работе станции и, как следствие, к снижению ее производительности. Участок СН включает в себя трансформаторную подстанцию, распределительные устройства, линии питания. Эффективная и безопасная эксплуатация станции напрямую зависит от надежности работы участка собственных нужд, здесь располагаются системы аварийного питания, обеспечивающие работу защитных устройств и аварийного освещения при отключении основного электроснабжения. Обеспечение надежной работы оборудования СЭС участка собственных нужд критически важно для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения безопасности персонала. Значение собственных нужд машзала ГРЭС трудно переоценить, повышение надежности и безопасного этого участка остается одной из приоритетных задач при эксплуатации электростанции.

Проведена разработка системы электроснабжения собственных нужд машзала с применением нового современного ЭО от надежных отечественных производителей. С учетом актуальных электрических нагрузок рассчитаны рабочие и аварийные режимы СЭС. Качественная и надежная работа основных электроприемников собственных нужд машзала критически важна для обеспечения работы главных турбоагрегатов, генерирующих электроэнергию, а также для функционирования всей станции в целом. Следовательно, основные потребители участка собственных нужд

машзала относятся к первой категории надежности электроснабжения, предусмотрено полное резервирование питания потребителей от второго независимого источника питания, включая периоды времени работы станции с выводом в ремонт части оборудования системы электроснабжения участка собственных нужд машзала. Для питания потребителей предусмотрен автоматический ввод резерва питания, который позволяет в кратчайшие сроки восстановить питание потребителей от резервного источника питания, при различных аварийных и предаварийных ситуациях. После проведения ремонтно-восстановительных работ, при появлении питания со стороны основного источника, система АВР автоматически восстанавливает нормальную первоначальную схему питания. Данные операции будут обеспечивать блоки АВР выполненные на базе микропроцессорных терминалов марки БМРЗ-107-Д-АВР-20. Линии 6 кВ и силовые трансформаторы ТП будут защищаться терминалами БМРЗ-101-Д-КЛ-01. Разработана энергоэффективная система освещения со светодиодными светильниками марки WebStar-105W. Энергоэффективную работу СЭС также будут обеспечивать установки АУКРМ и энергосберегающие силовые трансформаторы ТМГЗЗ ХЗК2-1000. Будут уменьшены токи в проводниках, что снизит потери на нагрев и улучшит общий КПД собственных нужд машзала и ГРЭС в целом. Выполнен расчет питающих линий, проведен выбор марок кабелей и аппаратов защиты линий, проведен расчет уставок релейной защиты и автоматики. В аварийных ситуациях ппараты защиты линий обеспечат мгновенное отключение цепи при резком увеличении тока, снижая риск пожара или разрушения оборудования. Сечения жил всех выбранных кабелей превышают минимальное термически устойчивое сечение по условию проверки к токам КЗ.

Предложенный проект электроснабжения собственных нужд машзала ГРЭС может быть рекомендован к реализации, качественное, надежное и безопасное питание электроприемников будет обеспечено.

Список используемых источников

1. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2023. 415 с.
2. Бирюлин В.И. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 204 с.
3. Бирюлин В.И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
4. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
5. Голов Р. С. Управление энергосбережением на промышленном предприятии : монография. М. : Дашков и К, 2023. 458 с.
6. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
7. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
8. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
9. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебное пособие. М. : Форум, 2022. 416 с.
10. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
11. Полуянович Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий. СПб. : Лань, 2023. 396 с.
12. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.

13. Сибикин Ю. Д. Технология энергосбережения : учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 336 с.
14. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение : учебное пособие. – 2-е изд., стер. М. : ИНФРА-М, 2023. 328 с.
15. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
16. Фризен В. Э. Расчет и выбор электрооборудования низковольтных распределительных сетей промышленных предприятий : учебное пособие. – 2-е изд., испр. Екатеринбург : Изд-во Уральского ун-та, 2021. 194 с.
17. Хорольский В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2021. 288 с.
18. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учебное пособие. – 3-е изд., испр. М. : ИНФРА-М, 2023. 214 с.
19. Шеховцов В. П. Осветительные установки промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 158 с.
20. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. – 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.