

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 понизительной подстанции 110/10 кВ
«Геологическая»

Обучающийся

Д.С. Илларионов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

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

Тольятти 2022

Аннотация

Работа содержит 52 страницы, в их числе 9 рисунков, 8 таблиц; состоит из введения, четырех разделов, заключения и списка используемых источников, всего источников - 20. Графическая часть работы выполнена на 6 чертежах формата А1. По каждому разделу сделаны краткие выводы. Во введении указывается на актуальность данной работы и работ, подобных данной.

В первом разделе мы рассмотрели задачи и объем реконструкции. Была предложена замена масляных трансформаторов на трансформаторы с сухой изоляцией. Так же помимо замены фильтров предлагается провести замену масляных выключателей на вакуумные. Помимо этого, за счет применения фильтра высших гармоник будут достигаться требования электромагнитной совместимости.

Во втором разделе изложен выбор нового оборудования, показаны его преимущества; изложены особенности работы реконструируемого и обновляемого оборудования, в особенности – трансформаторов и выключателей; описаны функциональные схемы релейной защиты, АВР, системы оперативного питания, вкратце описаны принципы их работы.

В третьем разделе оценена экономическая целесообразность реконструкции и просчитан срок окупаемости внедрённого оборудования. Было доказано, что решение о реконструкции было правильным с экономической точки зрения.

В четвертом разделе в работе описаны самые распространенные факторы, приводящие к ущербу для здоровья или производственным травмам; описаны меры, которые приняты для уменьшения вредности или опасности для персонала. Все эти меры были воплощены в жизнь, что сделало работу на подстанции более комфортной, безопасной и безвредной

Содержание

Введение.....	5
1 Обоснование целей, задач и объёма реконструкции	6
1.1 Общая характеристика подстанции	7
1.2 Измерение активной и реактивной мощностей по потребителям.....	10
1.3 Анализ существующего состояния электрической части подстанции и обоснование задач ее реконструкции	12
1.3.1 Недостатки данной подстанции	12
1.3.2 Предлагаемые меры по реконструкции и модернизации подстанции.....	13
2 Выбор главной схемы электрических соединений.....	14
2.1 Выбор оборудования подстанции	16
2.1.1 Выбор трансформаторов T_1, T_2	16
2.1.2 Расчёт трансформаторов T_3, T_4	18
2.2 Расчёт токов короткого замыкания и выбор коммутационного оборудования.....	20
2.2.1 Расчёт токов короткого замыкания на выходе трансформаторов t_1, t_2	20
2.2.2 Выбор разъединителей QS_3, QS_4	24
2.2.3 Выбор автоматических выключателей на стороне низкого напряжения 10 кв	24
2.2.4 Выбор ограничителей напряжения	26
2.3 Выбор токоведущих элементов.....	27
2.3.1 Выбор кабелей и шин 110 кв	27
2.3.2 Выбор кабелей и шин 10 кв	28
2.4 Установки компенсации реактивной мощности, внедряемые в ходе реконструкции подстанции.....	28
2.5 Применение схем автоматического ввода резерва для линий 1 и 4.....	30
2.6 Системы оперативного питания.....	34

2.7	Сроектирование системы релейной защиты и автоматики	36
2.7.1	Назначение и классификация релейных защит	36
2.7.2	Недостатки существующих систем релейной защиты	38
2.7.3	Предлагаемая система релейной защиты	38
3	Расчет экономической эффективности реконструкции подстанции	41
3.1	Технико-экономическое обоснование реконструкции	41
3.2	Технико-экономическое обоснование внедрения новой техники	42
3.3	Расчёт экономической эффективности от внедрения нового оборудования.....	42
4	Охрана труда.....	46
4.1	Характеристика и анализ вредных и опасных производственных факторов на подстанции.....	46
4.2	Опасности и вредности в ходе реконструкции.....	48
4.3	Опасности и вредности после реконструкции.....	48
4.4	Меры по ликвидации и уменьшения вреда.....	48
	Заключение	50
	Список используемых источников.....	51

Введение

Электрическая энергия - это универсальный вид энергии. Она может просто преобразовываться в другие виды энергии – тепловую, механическую, световую и т. д.

Трансформаторные подстанции относятся к категории электрических установок и являются главнейшими элементами систем распределения электроэнергии, в том числе линий электропередач. Они преобразуют напряжение сети переменного тока с целью наиболее экономичной и удобной доставки электроэнергии потребителю. Без подстанций становится просто невозможным применение таких электрических приборов, как компьютеры, бытовая электротехника, освещение и т.д.

Существуют понижающие и повышающие подстанции. Повышающие предназначены для повышения напряжения генераторов, находящихся на электростанциях. Повышение напряжения в свою очередь необходимо для передачи электроэнергии на большое расстояние с наименьшими потерями. Однако использовать электроэнергию с таким высоким напряжением нецелесообразно – бытовые и промышленные потребители малой и средней мощности делать с высоким входным напряжением крайне нецелесообразно по причине опасности поражения электрическим током и больших расходов на изоляцию. Таким образом, появляется необходимость в понижающих подстанциях, которые делают обратную операцию – преобразуют высокое напряжение в низкое. Такие подстанции называются понижающими или понизительными.

В зависимости от величины напряжений на первичной и вторичной сторонах, а также от местоположения подстанции делятся на районные, главные и местные подстанции. Обычно подстанции состоят из силовых трансформаторов; распределительного устройства; устройств защиты, блокировки и сигнализации, а также некоторых других вспомогательных элементов.

1 Обоснование целей, задач и объёма реконструкции

В общем виде в настоящее время большинство задач по реконструкции сводится к нескольким задачам:

- повышение коэффициента полезного действия подстанции, снижение неоправданных потерь;
- повышение коэффициента мощности подстанции;
- увеличение мощности подстанции;
- снижение электромагнитных помех, наводимых подстанцией на потребителей и на объекты, находящиеся поблизости;
- более эффективное и рациональное распределение мощности подстанции по потребителям;
- замена оборудования на более совершенное;
- увеличение долговечности и срока службы оборудования подстанции.

Как видим, наибольшее внимание в наше время уделяется энергосбережению и более эффективному употреблению электроэнергии. Так как речь идет об энергосбережении, то следует дать определение этому понятию.

«Энергосбережение – это эффективное использование энергоресурсов за счет применения инновационных решений, которые осуществимы технически, обоснованы экономически, приемлемы с экологической и социальной точек зрения, и не изменяют привычного образа жизни» [4]

Почти все перечисленные пункты так или иначе служат именно этому. Правда, в ряде случаев необходимо простое увеличение мощности подстанции вследствие увеличения энергопотребления того или иного предприятия, района, посёлка, но и в этом случае следует обязательно рассмотреть возможность увеличения эффективности и экономии электрической энергии, так как чаще всего невозможно увеличить мощность подстанции вследствие

ограниченной мощности ЛЭП, от которой питается подстанция, без применения корректоров коэффициента мощности и иных мер организационного или научно-технического плана.

За счет применения инновационных решений экономия энергии является эффективным использованием энергоресурсов. Это возможно за счет использования инновационных решений. Данные инновационные решения осуществимы не только технически и экономически, но и приемлемы с точки зрения экология. Так же такие решения не меняют привычного разра жизни, если рассматривать это с социальной стороны.

Определение энергосбережение было сформулировано на Международной энергетической конференции (МИРЭК) ООН 7 ноября 2013 года [4]. Современным энергосберегающим технологиям принадлежит основная роль в увеличении эффективности использования энергии, упор на которые мы и будем делать, разрабатывая проект реконструкции и модернизации подстанции.

1.1 Общая характеристика подстанции

Подстанция имеет мощность 30 МВА, при этом входное напряжение равно 110 кВ, выходное линейное (межфазное) – 10 кВ. Частота – 50 Гц.

Принципиальная схема подстанции показана на рисунке 1.

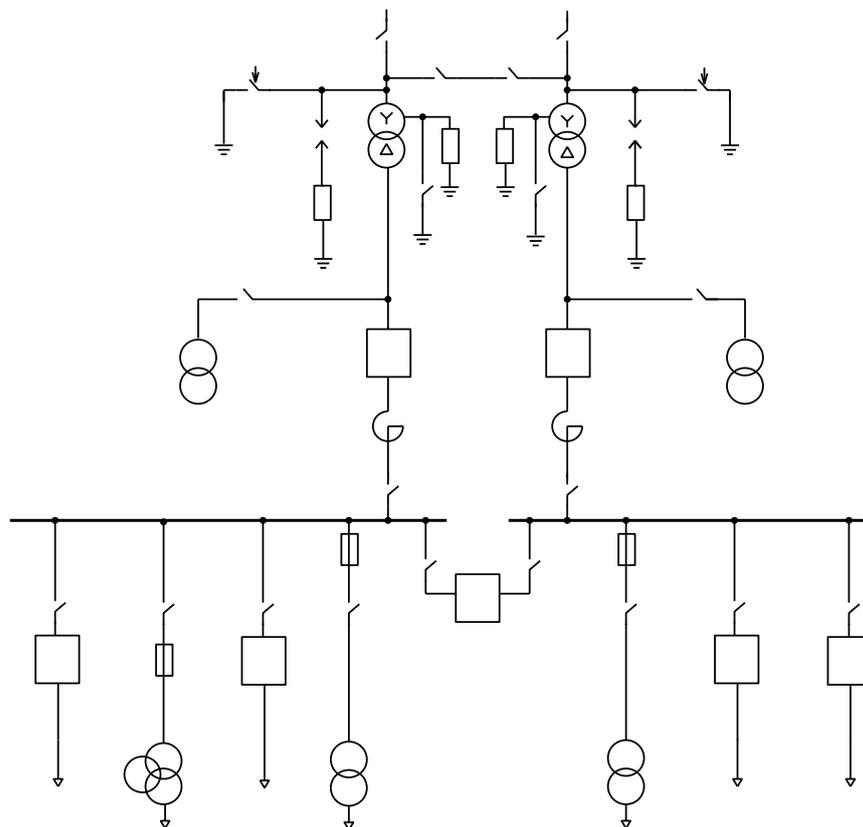


Рисунок 1 – Принципиальная схема существующей подстанции

Данная подстанция питается от высокого напряжения 110 кВ, от двух линий – ВЛ₁ и ВЛ₂. Установлено 2 одинаковых понижающих трансформатора Т₁ и Т₂, которые подключены к сети с помощью высоковольтных автоматических выключателей QS₁ и QS₂. Необходимость наличия двух трансформаторов диктуется наличием нагрузки 1-й и 2-й категории (см. далее), для которых необходимо иметь два независимых друг от друга источника. По условиям ремонта и профилактики в перемычку между входами трансформаторов включены два разъединителя QS₃, QS₄. Схема существующей подстанции имеет одиночную секционированную систему шин, подключенную ко вторичным обмоткам силовых высоковольтных трансформаторов Т₁ и Т₂ через автоматические выключатели QF₁ и QF₂, а также разъединители QS₇, QS₈. Для ограничения токов короткого замыкания применены токоограничивающие реакторы LR₁, LR₂, их конструктивное

исполнение – масляное; в дальнейшем, в ходе реконструкции предлагается заменить на сухие. Поскольку необходимость реконструкции обусловлена расширением предприятия и переводом части потребителей из одной категории в другую, далее будет разработан проект, в котором будет применена иная система.

В настоящее время к данной подстанции подключены потребители разных категорий. Как известно, согласно ПУЭ [11] к первой группе относятся такие системы, перерыв в электроснабжении которых может привести к тяжелым последствиям – крупному материальному ущербу, несчастным случаям, крупным авариям с человеческими жертвами. Как пример: тяговые подстанции городского электрифицированного транспорта, лифты, устройства пожарной сигнализации, опасные химические и ядерные производства, реанимационные и родильные отделения больниц и т.д. Ко второй категории относятся системы, перерыв в электроснабжении которых может вызвать крупный брак, или остановку работы важных районных или городских объектов. Например, насосные и котельные, не относящиеся к 1-й категории; медучреждения, аптеки; цеха, предприятия и участки непрерывного технологического процесса. К третьей категории относятся те, которые не вошли в первые две. Их обесточивание не влечёт за собой ни материального ущерба, ни тяжких последствий. Активная и полная мощности всех потребителей показаны в таблице 1.

Таблица 1– Активная и полная мощности потребителей

Расчетная мощность, МВА	Фактическое потребление, среднее за сутки, МВт	Фактическое потребление, пиковое, МВт	Фактическое потребление полной мощности за сутки, МВА	Фактическое потребление полной мощности, пиковое, МВА
30,0	11,9	23,4	17,2	29,5

Анализ этих данных позволяет установить, что пиковое потребление мощности значительно превышает среднее, в связи с чем расходы на обслуживание электрических сетей, а также потери мощности в системе управления коммутационной аппаратурой, потери мощности в установках коррекции мощности (если таковые имеются), потери мощности в сердечниках трансформаторов на холостом ходу превышают технически необходимые. И если модернизировать электропроводку смысла нет (в соответствии с законом Джоуля-Ленца потери в проводах зависят от сопротивления, и замена проводов на более тонкие вызовет уменьшение КПД энергосистемы), то заменить устаревшие трансформаторы на менее мощные (в случае, если уменьшение потерь холостого хода будет более существенным, нежели возрастание потерь в проводах) и заменить масляные выключатели на вакуумные – это наилучшие технические способы уменьшить энергопотребление и экономичность системы. К аналогичным решениям относится применение многосекционной системы с отключением или подключением необходимого количества трансформаторов и иного оборудования.

Коэффициент мощности отличен от 1, но слабо зависит от времени суток, оставаясь в пределах от 0,69 (при оценке среднесуточного потребления) до 0,79 (в пиковом режиме). Таким образом, следует для наименьшего потребления реактивной мощности использовать УКРМ (установки компенсации реактивной мощности) [5].

1.2 Измерение активной и реактивной мощностей по потребителям

Данные по потребляемым активным и полным мощностям представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Потребляемая активная мощность

Объект	Расчетная мощность, МВт	Фактическое потребление среднее за сутки, МВт	Фактическое потребление, МВт, в час пик
Линия 1	4,9	2,5	4,8
Линия 2	4,7	3,3	4,6
Линия 3	3,6	2,1	3,3
Линия 4	3,5	1,2	3,1
Потребитель 1	2,6	0,8	2,5
Потребитель 2	3,1	1,1	2,8
Собственные нужды	2,4	0,9	2,3
Итого	24,8	11,9	23,4

Таблица 3 – Потребляемая полная мощность

Объект	Расчетная мощность, МВА	Фактическое потребление среднее за сутки, МВА	Фактическое потребление, МВА, в час пик
Линия 1	5,8	3,1	5,2
Линия 2	6,2	3,9	5,9
Линия 3	4,9	3,4	4,8
Линия 4	4,0	2,6	4,2
Потребитель 1	2,9	1,3	2,8
Потребитель 2	3,4	1,7	2,9
Собственные нужды	2,8	1,2	3,7
Итого	30,0	17,2	29,5

1.3 Анализ существующего состояния электрической части подстанции и обоснование задач ее реконструкции

1.3.1 Недостатки данной подстанции

Как видно из таблиц, мощность потребителей примерно равна расчётной, т.е. подстанция не имеет запаса по мощности. Любое расширение производства и, как следствие, увеличение потребления электроэнергии, делает установленную мощность подстанции недостаточной.

Подстанция не имеет корректоров коэффициента мощности, вследствие чего при низком $\cos\varphi$ потребителей бессмысленно нагружаются провода, трансформаторы, реакторы и т.д.

Вследствие неравномерной по времени нагрузки питание даже маломощных потребителей в определенные моменты времени осуществляется от мощных трансформаторов, которые имеют потери холостого хода, независимые от нагрузки. Эта ситуация приводит к потерям электроэнергии и снижению КПД подстанции в некоторые моменты.

Оборудование подстанции морально и физически устарело и требует обслуживания и профилактики. Кроме того, потери холостого хода трансформаторов достаточно велики вследствие устаревшей конструкции и применения сердечников с большими потерями на гистерезис и вихревые токи. Согласно ГОСТ 11677-85:

3.4. Требования к надежности

Для силовых трансформаторов устанавливают показатели надёжности:

- установленная безотказная наработка - не менее 25000 ч;
- вероятность безотказной работы за наработку 8800 ч - не менее 0,995;
- срок службы до первого капитального ремонта - не менее 12 лет;
- полный срок службы - не менее 25 лет. [2]

Большинство трансформаторов отработало свой срок, и при этом простая замена нецелесообразна, поскольку есть возможность реконструкции и модернизации подстанции с увеличением показателей и характеристик.

Вследствие отсутствия фильтров высших гармоник [5] провода и трансформаторы излучают высокочастотные помехи и не соответствуют требованиям электромагнитной совместимости.

1.3.2 Предлагаемые меры по реконструкции и модернизации подстанции

Замена масляных трансформаторов на трансформаторы с сухой изоляцией, поскольку сухие не требуют такого регулярного обслуживания, как масляные [15].

Замена масляных выключателей на вакуумные. Применение фильтров высших гармоник для соответствия требованиям электромагнитной совместимости. Применение корректоров коэффициента мощности для снижения потерь в проводах, трансформаторах и иных элементах подстанции. Применение Автоматизированных Систем Коммерческого Учёта Электроэнергии (АСКУЭ) [3] во избежание перерасхода электроэнергии и надлежащего учёта. Изменение принципиальной схемы вследствие перехода части потребителей из 2-й категории в 1-ю. Применение резервного питания от ДЭС для экстренных случаев в случае отключения линии электропередач.

Вывод по разделу: в данном разделе мы рассмотрели задачи и объем реконструкции. Подраздел 1.3 раздела 1 была предложена замена масляных трансформаторов на трансформаторы с сухой изоляцией. Так же помимо замены фильтров предлагается провести замену масляных выключателей на вакуумные. Помимо этого, за счет применения фильтра высших гармоник будут достигаться требования электромагнитной совместимости. За счет применения корректоров коэффициента мощности будут снижены потери. Для избежания перерасхода энергии будет применена АСКУЭ.

Так же предусмотрено применение резервного питания от ДЭС, которое необходимо в случае отключения линии электропередач.

2 Выбор главной схемы электрических соединений

Учитывая всё вышесказанное, выбираем схему соединений, представленную на рисунке 3. Проектировать дополнительные маломощные линии для питания потребителей во время пониженной нагрузки (п.1.3.1 и Таблицы 2 и 3) нет смысла, так при расчётах, как будет показано далее, КПД подстанции снижается только в случае энергопотребления на уровне 0,15-0,2 от номинального (см. рисунок 2).

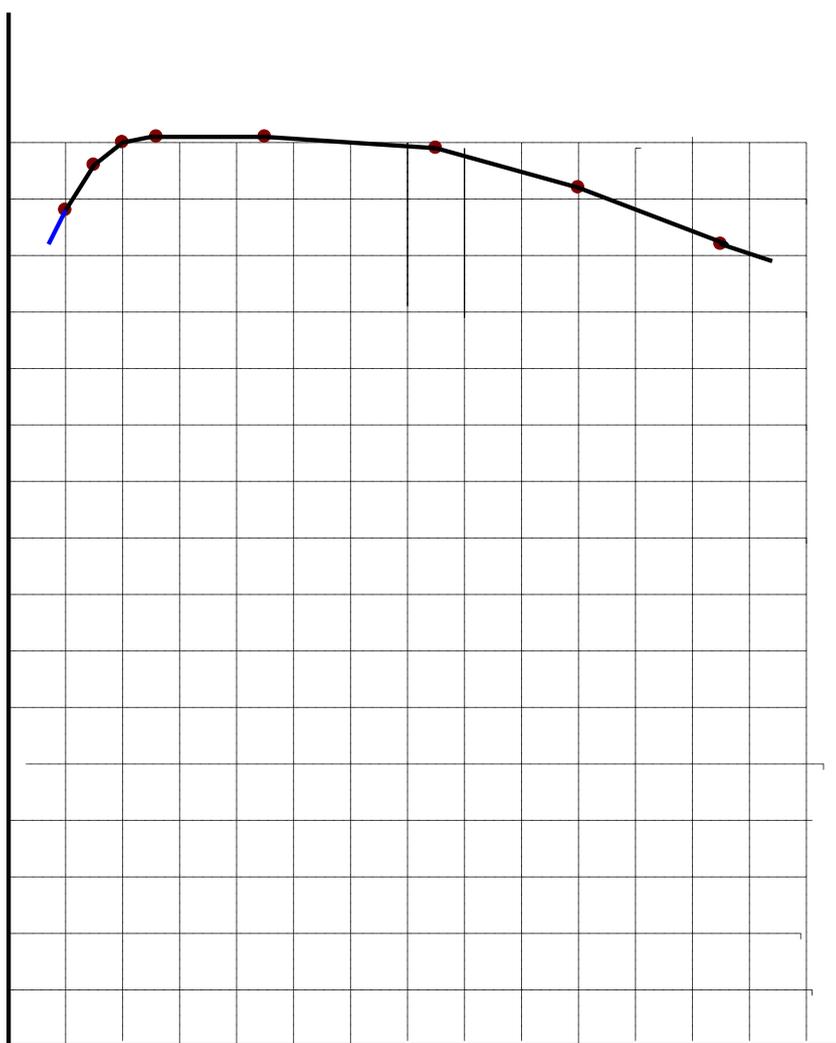


Рисунок 2 – Зависимость КПД трансформаторов от нагрузки

Принципиальная схема представлена на рисунке 3.

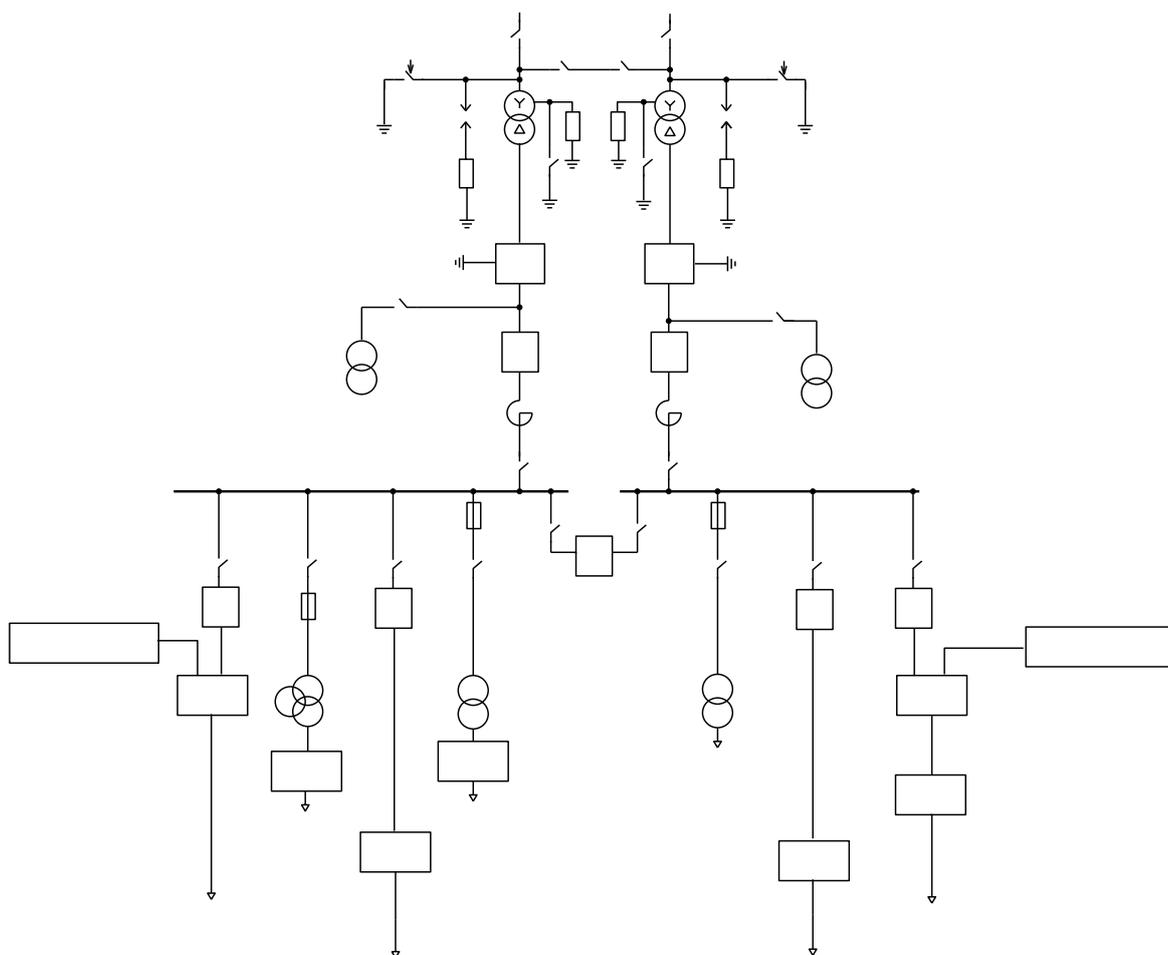


Рисунок 3 – Принципиальная схема подстанции после модернизации и реконструкции

От схемы, представленной на рисунке 1 схема реконструированной подстанции отличается следующими аспектами:

- наличием фильтров ФВГ₁ и ФВГ₂ для подавления помех и высших гармоник;
- наличием УКРМ (установок компенсации реактивной мощности) для повышения $\cos\varphi$ потребителей и дополнительного сглаживания гармоник в потребляемом токе;
- наличием резервного питания с системами автоматического ввода резерва (АВР) в связи с переводом потребителей линии 4 и линии 1 из 2-й категории в 1-ю; резервное питание выполнено на аккумуляторных контейнерах, которые с помощью мощных

- транзисторных инверторов могут генерировать трёхфазное напряжение 220/380В, 50 Гц в течение длительного времени, что позволяет обеспечить непрерывность технологического процесса либо безопасность людей (например, в больнице во время операции);
- наличием системы АСКУЭ (на рисунке не показана); данная система позволяет учитывать не только количество, но и качество потребляемой энергии (коэффициент мощности, наличие и величину высших гармоник), а также график потребления энергии по часам, суткам, сезонам.

Автоматические выключатели и трансформаторы, а также токоограничивающие реакторы оставлены в схеме на месте, однако произведена замена выключателей, трансформаторов, расцепителей на более современные. В частности, была произведена замена трансформаторов с масляной изоляцией на трансформаторы с сухой изоляцией, которые не нуждаются в частом обслуживании; также произведена замена масляных выключателей на вакуумные, что является шагом вперёд в технологии;

В ряде случаев выключатели заменены на менее мощные в связи с применением УКРМ, что позволило снизить величину потребляемого тока, исключив из него реактивную составляющую.

Выводы: в данном разделе проанализирована существующая электрическая часть подстанции, выявлены её недостатки, также изучен характер потребления электроэнергии и необходимость реконструкции с точки зрения энергосбережения и надёжности. Экономическая целесообразность будет доказана ниже.

2.1 Выбор оборудования подстанции

2.1.1 Выбор трансформаторов T_1 , T_2

На схеме рисунка 1 показаны основные силовые трансформаторы: T_1 , T_2 – силовые трансформаторы, понижающие напряжение со 110 кВ до 10 кВ;

трансформаторы Т₃ и Т₄, понижающие напряжение с 10 кВ до 0,4 кВ и питающие Потребителя 1 и Потребителя 2; трансформатор Т₅, понижающий напряжение с 10 кВ до 0,4 кВ до и питающий собственные нужды подстанции. Рассчитаем мощность силовых трансформаторов Т₁ и Т₂, 110кВ/10кВ. Учтём, что при реконструкции подстанции вырастет коэффициент мощности в результате применения УКРМ. Тем не менее индуктивное сопротивление линий и индуктивность рассеивания трансформатора останется. Учитывая Таблицы 2 и 3, а также применение УКРМ, принимаем $\cos\varphi = 0,94$

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\text{макс}}}{\cos\varphi} = \frac{23,4}{0,94} = 25 \text{ МВА}$$

Поскольку на проектируемой подстанции по условиям реконструкции будет иметься потребитель I категории, необходимо установить $n \geq 2$. Поэтому оставили вариант с двумя трансформаторами.

Для варианта с двумя трансформаторами.

$$ST = S_{\text{макс}} \cdot (1 - k_{\text{откл}}) / ((n T - 1) \cdot 1,4),$$

где ST – мощность трансформатора, МВА; $k_{\text{откл}}$ – доля допустимых отключений потребителей; 1,4 – допустимая перегрузка трансформатора (40%).

Для $k_{\text{откл}} = 0$:

$$ST_{\text{макс}} = S_{\text{макс}} / 1,4 = 17,9 \text{ МВА}$$

Для $k_{\text{откл}} = k_{\text{III}} = 0,4$:

$$ST_{\text{мин}} = S_{\text{макс}} \cdot (1 - 0,4) / 1,4 = 10,7 \text{ МВА}$$

В результате получаем интервал 10,7 МВА – 17,9 МВА. По справочнику выбираем силовые трансформаторы. Поскольку на напряжение 110 кВ нет сухих трансформаторов или они очень дорогие, выбираем масляные трансформаторы, 2 шт., ТДН-16000/110, характеристики которого представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики ТДН-16000/10

Наименование характеристики	Значение
Номинальная мощность	16 МВА
Номинальное напряжение	110 кВ ВН
Номинальное напряжение	10 кВ НН
Схема и группа соединения обмоток	Ун/Д-11
Потери холостого хода	13000 Вт
Потери короткого замыкания	79,5 кВт
Ток холостого хода	0,2 %
Напряжение короткого замыкания	10,5 %
Масса масла	8150 кг
Масса полная	32300 кг
Регулирование высокого напряжения	±9x1.78%
Номинальная частота	50 Гц
Регулирование напряжение РПН	да

Трансформатор выпускается ТОО «УТЗ» Уральский трансформаторный завод.

2.1.2 Расчёт трансформаторов Т₃, Т₄

Аналогично рассчитаем трансформаторы Т₃ и Т₄. Трансформатор Т₃ нагружен на потребителя с корректором мощности, поэтому принимаем $\cos\varphi = 0,98$. Тогда из Таблиц 1 и 2 находим:

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos\varphi} = \frac{2,5}{0,98} = 2,55 \text{ МВА}$$

Аналогично предыдущего пункту и ввиду того, что сухие трансформаторы в аварийных случаях допускают определённые последующие кратковременные перегрузки, которые выше номинального, притом они независимы от предшествующей нагрузки и t° охлаждающей среды: 20% — в течение 60 мин.; 50% — в течение 18 мин.; 30% — в течение 45 мин.; 60% — в течение 5 мин.; 40% — в течение 32 мин. (ПУЭ), то следует выбрать трансформатор ТСЗ-2000, характеристики которого представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики трансформатора ТСЗ-200

Наименование характеристики	Значение
Мощность	2000 кВа
Номинальное напряжение	10(6)/0,4 кВ
Схемы соединения обмоток	У/Цн-0, Д/Ун-11
Напряжение короткого замыкания	6,4 %
Ток холостого хода	0,3 %
Потери холостого хода	4100 Вт
Потери короткого замыкания	21000 Вт

Трансформатор T_4 нагружен на Потребителя 2, который не имеет корректора мощности, однако при наибольшей (пиковой) нагрузке коэффициент мощности их крайне высок $\cos\varphi = 2,8/2,9 = 0,97$; вследствие этого выбираем трансформатор, аналогичный T_3 . Как видим, трансформаторы T_3 , T_4 менее мощные, более дешевые и являются малообслуживаемыми, чем те, которые стояли ранее, вследствие отсутствия масла и дополнительного оборудования, связанного с масляным охлаждением. Трансформатор собственных нужд нагружен при пиковой нагрузке на 3,7 МВА с плохим коэффициентом мощности. Однако и в этом случае применена УКРМ, что позволяет добиться коэффициента мощности 0,97-0,98 и использовать менее мощный трансформатор для питания собственных нужд при реконструкции подстанции.

2.2 Расчёт токов короткого замыкания и выбор оборудования

Расчет токов КЗ необходим для обеспечения надежной работы энергосистем и устранения повреждений оборудования, для своевременного отключения поврежденного участка. К мерам, уменьшающим опасность развития аварий, относится также правильный выбор аппаратов по условиям КЗ, использование токоограничивающих устройств, выбор рациональной схемы сети и т. п.

При расчетах токов КЗ приняты следующие допущения:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- считают, что трехфазная система является симметричной;
- пренебрегают активным сопротивлением цепи;
- не учитывают емкостные токи линий электропередач.

Защитные автоматические выключатели выбираются из двух условий – а) надёжное срабатывание при превышении номинального тока, б) надёжное размыкание больших токов при коротком замыкании. С точки зрения пункта «б» короткое замыкание между фазами, с наибольшими токами, является наиболее опасным коротким замыканием, как показано на рисунке 4. На стороне первичного напряжения трансформатора токи короткого замыкания мы рассчитать не можем, поскольку для этого необходимо знание импеданса (комплексного сопротивления) линии ВЛ1.

2.2.1 Расчёт токов короткого замыкания на выходе трансформаторов T_1 , T_2

Вследствие вышесказанного рассчитаем токи короткого замыкания на вторичной стороне с учётом выходного импеданса трансформатора T_1 (напомним, что трансформаторы T_1 и T_2 аналогичны).

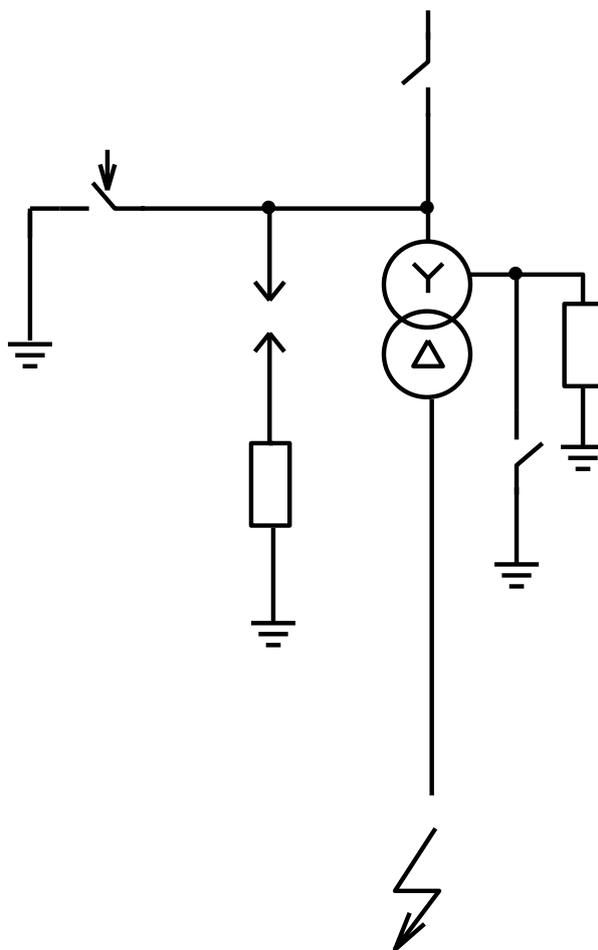


Рисунок 4 – Межфазный пробой фаз на стороне вторичного напряжения

Эквивалентная схема при межфазном аварийном замыкании показана на рисунке 5.

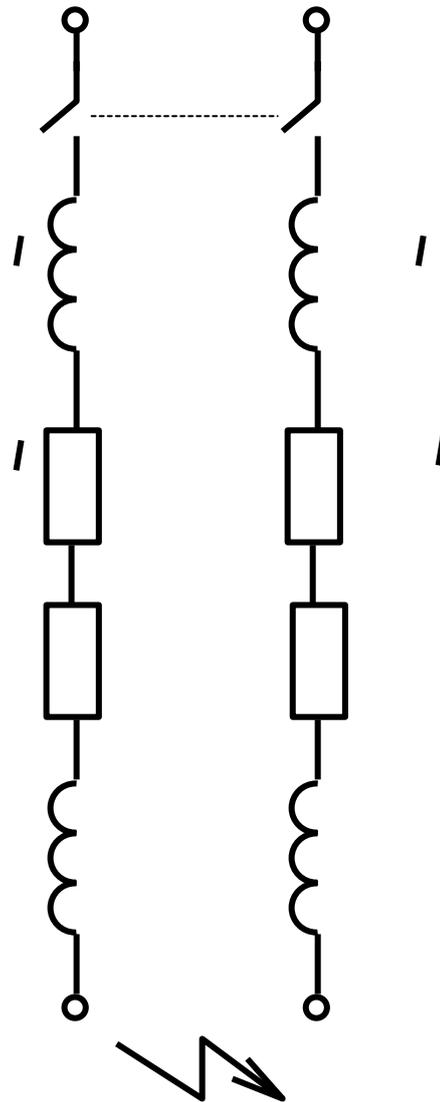


Рисунок 5 – Эквивалентная схема при межфазном коротком замыкании

Межфазное напряжение равно 10 кВ. Не является необходимостью устанавливать, какие конкретно значения имеют активные сопротивления и индуктивности рассеивания. Но известно, что напряжение короткого замыкания согласно Техническим Условиям (ТУ) на трансформатор ТДН-16000/110 – 10,5%. Известно, что испытание на короткое замыкание проводится на номинальном токе. При номинальном напряжении, считая, что импеданс входной сети равен нулю, ток короткого замыкания при номинальном напряжении будет находиться из следующей формулы

$$I_{кз} = (100/U_{кз} \%) \cdot I_{н} = \left(\frac{100}{10,5}\right) I_{н} , \quad (1)$$

Номинальный ток находится по формуле

$$I_{н} = \frac{S_{т}}{3U_{нф}} \quad (2)$$

где $U_{нф} = \frac{U_{н}}{\sqrt{3}} = \frac{110}{\sqrt{3}} = 63 \text{ кВ}$

Согласно формуле (2) находим $I_{н} = \frac{16000\text{кВА}}{3 \cdot 63000} = 0,084 \text{ кА}$. Однако такое значение является усреднённым значением за сутки, достигая в максимуме 0,16 кА.

Ток короткого замыкания находится по формуле (1):

$$I_{кз} = \left(\frac{100}{10,5}\right) \cdot 0,084 = 800\text{А} = 0,8 \text{ кА}$$

Для стороны первичного напряжения выбрали масляный выключатель ВМТ-110б.

Структура условного обозначения выключателя ВМТ-110б:

выключатель ВМТ-110б-25/1250 УХЛ1, ВМТ-110б-40/2000 УХЛ1

ВМТ-ХБ-Х/Х-Х1:

В — выключатель;

М — маломасляный;

Т — конструктивное исполнение;

Х — номинальное напряжение, кВ (110 или 220)

Б — категория по длине пути утечки внешней изоляции по ГОСТ 9920-75 (на 110 кВ — не менее 280 см, на 220 кВ — 570 см)

Х — номинальный ток отключения, кА (при частоте 50 Гц: 25 или 40; при частоте 60 Гц: 20 или 31,5);

X — номинальный ток, А (при частоте 50 Гц: 1250 или 2000; при частоте 60 Гц: 1000 или 1600), электромагнитная защита настроена на 1250А, тепловая защита – на ток 100А;

X1—климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150—69 и ГОСТ 15543—70 (УХЛ и Т). Исходя из требуемых характеристик, выбираем ВМТ-110Б-40/1250-УХЛ1. Наибольший коммутируемый ток выбрали 40 кА, а не 25 кА, с целью обезопасить выключатель при пробое на первичной стороне трансформатора.

2.2.2 Выбор разъединителей QS₃, QS₄

Разъединитель [12]-[13] – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током. При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением и аппаратами, выведенными в ремонт.

Выбираем разъединитель РН-СЭЩ-2-П*-110/1250УХЛ1 производства АО «Электрощит» (г. Самара). Расшифровка записи: Разъединитель наружной установки, нормального уровня изоляции, производства АО «Группа компаний «Электрощит» - ТМ Самара», степень загрязнения изоляции - П*, с фарфоровыми изоляторами, на напряжение 110 кВ, климатического исполнения УХЛ, категории размещения 1.

2.2.3 Выбор автоматических выключателей на стороне низкого напряжения 10 кВ

Токи короткого замыкания на стороне 10 кВ также рассчитываются по формулам (1) и (2). Самый тяжёлый случай с самым большим отключаемым током для автоматов QS₁₀, QS₁₂, QS₁₃ - короткое замыкание на первичной обмотке трансформатора. Ток короткого замыкания будет ограничен индуктивностью рассеивания трансформаторов Т1 и Т2 в случае их параллельной работы. Напряжение короткого замыкания одного трансформатора – 10,5%, аналогичное напряжение для двух параллельно соединённых трансформаторов – $10,5/2 = 5,25\%$. Таким образом, при

параллельной работе трансформаторов номинальный ток будет по формуле (2):

$$I_H = \frac{S_T}{3U_{нф}} = \frac{2000}{3 \cdot 5770} = 115 \text{ А}$$

Тогда ток короткого замыкания на первичной стороне будет находиться по формуле (2-1):

$$I_{кз} = \left(\frac{100}{U_{кз}} \% \right) \cdot I_H = \left(\frac{100}{5,25} \right) \cdot I_H = 2190 \text{ А}$$

Исходя из данных, выбираем автоматический выключатель следующего типа: вакуумный выключатель ВВ/АЭ 6.3-10/100 У3 [12], производитель - Альянс-Электроаппарат, характеристики выключателя представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики выключателя ВВ/АЭ 6.3-10/100

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение	11 кВ
Наибольшее рабочее напряжение	14 кВ
Номинальный ток	120 А
Номинальный ток отключения	12,5 кА
Циклов ВО, при номинальном токе	50000
Циклов ВО, при токе КЗ	30
Ток термической стойкости	20 (3) кА (с)
Собственное время отключения	15 мс
Полное время отключения	30 мс
Собственное время включения	70 мс
Масса	38 кг
Габаритные размеры Ш × В × Г	590 × 610 × 250 мм
Номинальные циклы	О-0,3с-ВО, О-0,3с-ВО-20с-ВО, О-0,3с-ВО-180с-ВО

Для эксплуатации в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 6-11 кВ предназначен вакуумный выключатель ВВ/АЭ 6.3-10/100 УЗ внутренней установки. На выключатель устанавливаются дугогасящие камеры разработки ГУП ВЭИ им. В.И. Ленина (Москва). Выключатель выпускается в стационарном и выкатном исполнении и может быть установлен в любые типы существующих ячеек. Привод электромагнитный с контролем цепей катушек электромагнитов. В нашем случае выбираем стационарное исполнение.

2.2.4 Выбор ограничителей напряжения

Для защиты оборудования от перенапряжений, возникающих вследствие переходных процессов, а также вследствие грозовых разрядов и иных атмосферных явлений необходима установка ограничителей перенапряжения [20]. Ограничители перенапряжения – аппараты современного поколения, заменяющие вентильные разрядники.

На входе для защиты силового трансформатора производится установка ограничителей такого рода. К установке принимаем ограничитель перенапряжения марки ОПНп-110/100/10/500. Ограничитель перенапряжений нелинейный типа ОПН-110 предназначен для защиты изоляции электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений в сетях напряжением 110 кВ переменного тока частотой 50Гц с изолированной или компенсированной нейтралью. Предназначены ограничители для работы в районах с умеренным и холодным климатом и промышленной атмосферой. Данные приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики ограничителя напряжений

Наименование характеристики	Значение
Серия ограничителя перенапряжения	ОПНп-110/100/10/500, -01
Класс напряжения	110 кВ
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{нр0}$	100 кВ

Продолжение таблицы 7

Номинальный разрядный ток	10 кА
Номинальное напряжение ОПН U_n опн (U_r)	125 кВ
Класс разряда линии	2
Пропускная способность ОПН (2000 мкс)	500 А
Удельная энергоемкость ОПН (два импульса)	5,0 кДж/кВ($U_{нрo}$)
Максимальные остающиеся напряжения при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 500 А	246,0 кВ
Максимальные остающиеся напряжения при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 1000 А	253,4 кВ
Максимальные остающиеся напряжения при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 5000 А	302,6 кВ
Максимальные остающиеся напряжения при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10 000 А	320,8 кВ
Длина пути утечки, не менее	275(382) см

2.3 Выбор токоведущих элементов

2.3.1 Выбор кабелей и шин 110 кВ

В закрытых распределительных устройствах ЗРУ 110 кВ серии «Питер» сборные шины и ошиновка в шкафах выполняются жесткими алюминиевыми шинами, укрепленными на опорных изоляторах, медные шины не используются из-за большой их стоимости [16]. Такая ошиновка имеет ряд преимуществ. Первое что стоит отметить – это то, что распределительные устройства с жесткой ошиновкой занимают около 20% места, так же из-за того, что такие устройства располагаются относительно невысоко от земли, то они достаточно удобны как для сборки, так и помимо этого они более экономичны в плане трудозатрат при строительстве и монтаже.

На опорных фарфоровых изоляторах крепятся сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) из проводников

прямоугольного или коробчатого профиля. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин при их удлинении из-за нагрева. При большой длине шин устанавливаются компенсаторы из тонких полосок того же материала, что и шины.

По условию $I_{\max.\text{раб}} \leq I_{\text{доп}}$ выбираем алюминиевые шины сечением 15×3 мм с $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}$, так как $I_{\max.\text{раб}} = 84 \text{ А}$.

2.3.2 Выбор кабелей и шин 10 кВ

Выбор кабелей осуществляется так же, как и в предыдущем пункте. Для ошиновки и распределения энергии используется ЗРУ той же компании. Алюминиевые шины выбираются также из условия $I_{\max.\text{раб}} \leq I_{\text{доп}}$. Выбираем алюминиевые шины сечением 60 × 6 мм с допустимым током 880 А, рабочий ток – 800 А.

2.4 Установки компенсации реактивной мощности, внедряемые в ходе реконструкции подстанции

В качестве такой установки выбрана АКУФТ [1] – автоматическая конденсаторная установка фильтровая тиристорная. Фильтровые конденсаторные установки с тиристорными ключами успешно подстраиваются под любую резкопеременную реактивную нагрузку, с помощью тиристоров подключается необходимое количество конденсаторов. Они незаменимы на предприятиях, где есть, к примеру, сварочное оборудование или насосы и компрессоры переменной производительности, или станки и иное оборудование с переменной режимом работы. Динамические установки АКУФТ-НЗК используются для компенсации реактивной мощности и других негативных последствий от приводов с высокочастотными характеристиками. Обычные системы компенсации реактивной мощности справляются с оптимизацией коэффициента мощности (АКУ) и снижением уровня гармонических искажений (АКУФ), но не могут

адекватно реагировать на быстрые смены нагрузок. Именно тогда и требуются АКУФТ-НЗК. Для Потребителя 1, Линий 2,3,4; Линии Собственных нужд было выбрано 5 установок УКРМ. Мощность каждой установки рассчитывалась по специальным таблицам из требования как можно более высокого коэффициента мощности (в идеальном случае – равного 1) и из условия реального коэффициента мощности, то есть характера нагрузки. Как правило, на предприятиях реальный коэффициент мощности ниже 1, причём характер нагрузки – активно-индуктивный. Увеличение коэффициента мощности достигается путем подключения к сети необходимого количества конденсаторов, которое меняется в зависимости от характера нагрузки. Подробно принцип компенсации реактивной мощности описан в [5]. В таблице 8 отражены выбранные мощности установок УКРМ в зависимости от реального коэффициента мощности разных потребителей.

Таблица 8 – Мощность УКРМ для различных потребителей

Наименование характеристики	Значение
Название линии или потребителя	Мощность УКРМ, кВА
Собственные нужды, УКРМ1	1,5 МВА
Линия 2, УКРМ2	1,5 МВА
Потребитель 1, УКРМ3	350 кВА
Линия 3, УКРМ4	1,5 МВА
Линия 4, УКРМ5	1,5 МВА

Примечание: были выбраны одинаковые установки 1,5 МВА с целью унификации и удобства обслуживания, при этом отдельные установки имеют некоторый запас.

2.5 Применение схем автоматического ввода резерва для линий 1 и 4

В случае аварии и иных форс-мажорных обстоятельств восстановление электроснабжения потребителей осуществляется за счёт переключения питания по резервным связям [10].

На практике встречаются случаи, когда восстановление электроснабжения потребителей необходимо не только при повреждении оборудования на основном источнике питания, но и при неизбирательном или ложном срабатывании релейной защиты, самопроизвольном отключении коммутационных аппаратов, ошибочных действиях ремонтно-эксплуатационного персонала при переключениях.

Для сокращения продолжительности перерыва в электроснабжении потребителей включение резервного электроснабжения осуществляется с помощью специальных устройств релейной защиты в цепях АВР. Потребность использования АТС в энергетике обусловлена тем, что восстановление нормального электроснабжения с помощью оперативных переключений может продолжаться длительное время, особенно в электроустановках, где нет постоянного дежурного персонала и обслуживаются бригадами охраны. От характера повреждения (нестабильное, стабильное) источника питания работоспособность АВР никак не зависит. Как правило, КПД АТС составляет около 95%.

Простота схем и высокий КПД АВР обуславливает их широкое применение в энергосистемах и сетях промышленных предприятий различных классов напряжения.

Сегодня АВР устанавливается, когда отключение основного питания приводит к сбою работы ответственных потребителей. АВР может устанавливаться:

- в цепях собственных нужд подстанций и электростанций;

- на транзитных линиях, которые нормально работают с разрывом транзита;
- на силовых трансформаторах и секционных выключателях ПС;
- в распределительных сетях 0,4 кВ, питающих важные объекты жизнедеятельности (котельные, насосные, очистные сооружения), в особенности – питающих потребителей 1-й категории.

Работа АВР в общем случае осуществляется при следующих условиях:

- с обязательным контролем наличия напряжения от резервного источника.
- с проверкой возможности несения нагрузки резервным оборудованием.

В некоторых случаях может понадобиться ручная разгрузка действиями оперативного персонала или же автоматическое отключение наименее ответственных потребителей. При этом, может происходить запрет работы АВР в случае присутствия повреждения на резервном оборудовании или отсутствии напряжения от резервного источника.

Немаловажным будет отметить, что после успешного срабатывания АВР следует убедиться в том, что правильно отработали все коммутационные аппараты, нагрузки не превышают допустимых пределов. Для этого принято использовать устройства телемеханики, телесигнализации или же осмотр оборудования силами ремонтного, оперативного персонала.

В данной работе мы применили самый распространенный тип коммутирующего устройства - контакторы (они же - магнитные пускатели).

Устройство на контакторах состоит из двух контакторов - один контактор (K_1 на рисунке 1) подключает питание от основного ввода на нагрузку, другой контактор (K_2 на рис.1) - от резервного ввода. Функциональная схема устройства показана на рисунке 6.

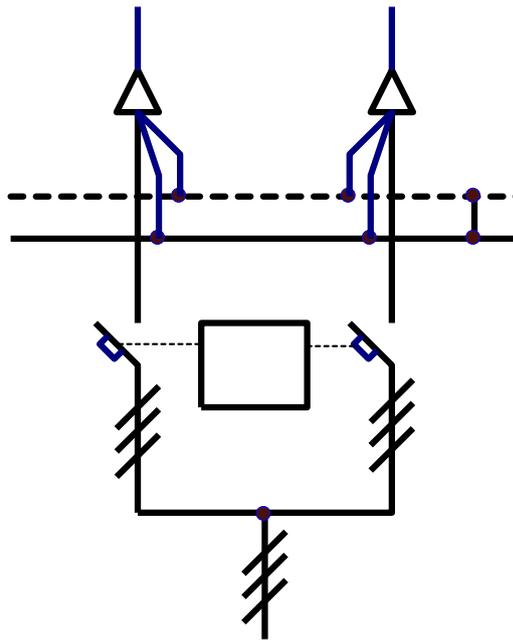


Рисунок 6 – Функциональная схема резервирования трёхфазной сети

При этом есть особенность - контакторы взаимоблокированы друг с другом. Это означает, что когда один контактор замкнут, то другой разомкнут и наоборот. При этом, включить оба контактора нельзя, т.к. между ними есть электрическая и механическая взаимоблокировки.

Если два питающих ввода включить встречно, то произойдет встречное включение (это может привести к полному короткому замыканию). Этого необходимо избегать. Механическая взаимоблокировка - это такое устройство, которое при монтаже контакторов устанавливается между ними и объединяет их таким образом, чтобы они не смогли включиться одновременно, причем блокирует их движущиеся части с силовыми контактами, позволяя включиться только одному контактору.

Электрическая взаимоблокировка - это система вспомогательных контактов, включенных определенным образом в цепи питания катушек контакторов, для исключения одновременной подачи на них напряжения

управления. В данной работе при модернизации предприятия было выбрано устройство АВР с автоматической и электрической взаимоблокировкой, что позволило полностью устранить вероятность аварии (короткого замыкания) при переключении с одной сети на другую. Были выбраны АВР производства компании "ОЭТ" (Красноярск) и компании "Электрощит-Автоматика" (Екатеринбург), при этом данные устройства были поставлены в Линию 1 (установка с номинальным током по фазе А, "Электрощит-Автоматика"), Линию 2 (с током 400А, "ОЭТ"), а также цех 7 (300 А, "Электрощит-Автоматика"), которые питают потребителей 1-й категории. Данные установки имеют большие преимущества перед другими, поскольку обеспечивают:

Автоматическое восстановление электроснабжения потребителей электрической энергии путем подключения резервного источника менее чем за 1 секунду (время регулируется), в случаях отключения основного источника питания.

В случаях изменения чередования фаз питающего ввода автоматическое восстановление нормального электроснабжения потребителей путем подключения резервного источника питания.

После восстановления основного источника питания типа ШАВР с заданной выдержкой времени обеспечивает восстановление на схему аварийного электроснабжения электроустановок потребителя.

Выбор основного и (или) резервного источника питания по команде оператора.

Визуальный контроль наличия напряжений основного и резервного вводов, включения контакторов, коммутирующих на нагрузку основной либо резервный источники питания, а также нарушения фазировки сетевых напряжений основного и резервного вводов.

Кроме того, АВР осуществляет постоянный контроль наличия напряжения в цепях основного и резервного источников питания с заранее заданными максимальным и минимальным допустимыми значениями

отклонения напряжения от номинального и постоянный контроль правильности чередования, а также последовательности фаз основного и резервного источников сетевого питания.

АВР выполняет защиту токоприемников от токов перегрузки и короткого замыкания, а также от одновременного включения основного и резервного вводов.

Помимо прочего, шкаф АВР формирует извещения о неисправности электропитания, об отключении, о переключении с основного ввода на резервный, в систему диспетчеризации или автоматизации посредством перекидных контактов.

2.6 Системы оперативного питания

Назначение систем оперативного питания [6] – поддерживать питание потребителей некоторое время в случае аварии на основной магистрали и приведение всех выключателей и контакторов в выключенное состояние, если это невозможно сделать при резком нарушении или сбое основного питания. В нашей работе самые мощные и надежные системы оперативного питания используются в качестве резерва для питания потребителей 1-й категории, питающихся от Линий 1 и 4.

Системы оперативного питания подразделяются на:

- системы оперативного постоянного тока, используются для питания контакторов, пускателей, оперативного освещения;
- системы оперативного переменного тока, полностью заменяют питание основной сети;
- системы выпрямленного переменного тока, как правило, в таких используются Дизельные Электростанции (ДЭС) с последующим выпрямлением тока с помощью диодных или тиристорных выпрямителей;
- системы смешанного питания (переменное и постоянное).

В нашей работе используется резервное питание от аккумуляторной батареи с последующим инвертированием до частоты промышленной сети. На рисунке 7 показана принципиальная схема силовой части оперативного питания.

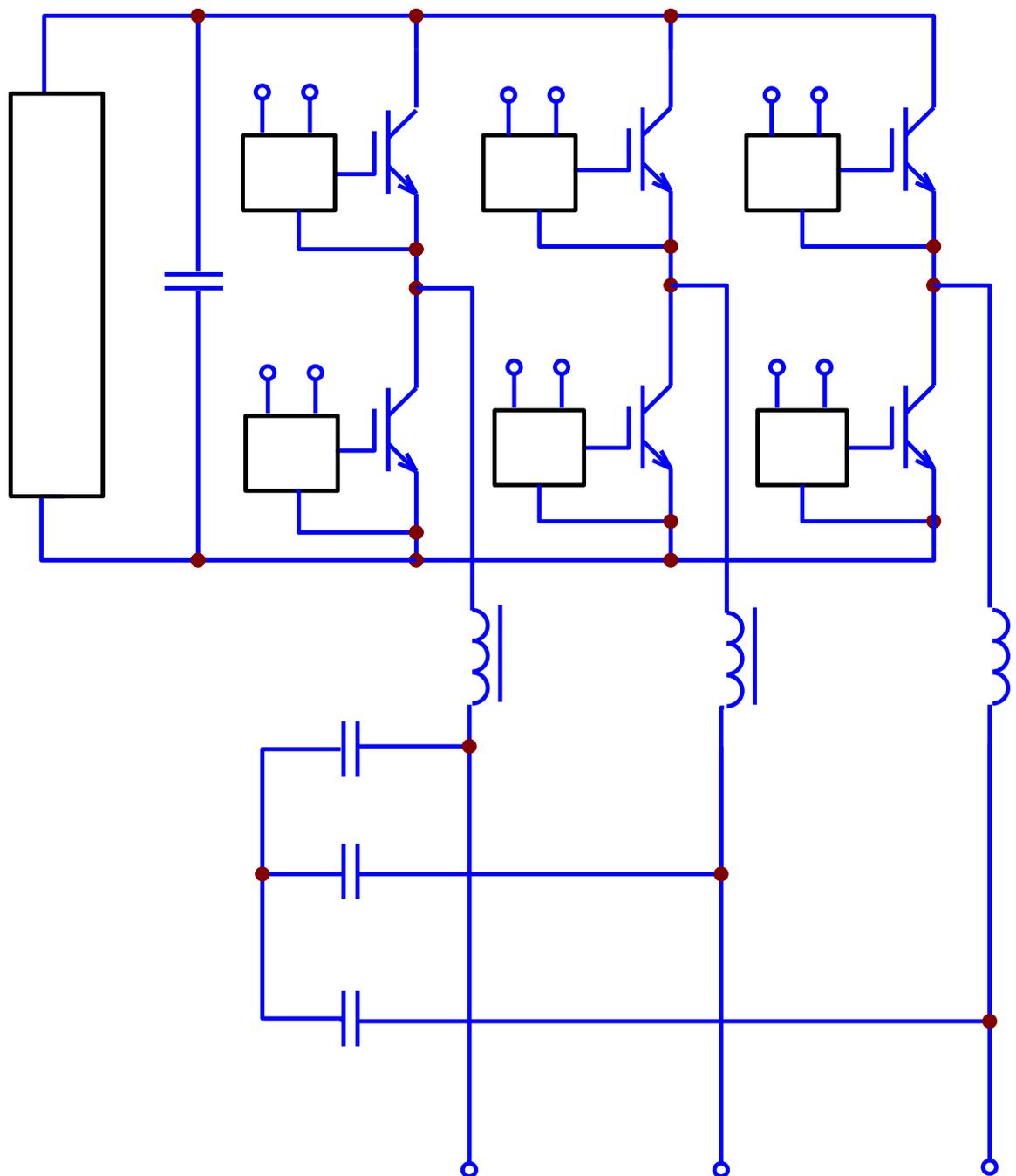


Рисунок 7 – Принципиальная схема силовой части оперативного питания

В случае сбоя основного питания или полного обесточивания включается трехфазный инвертор, собранный на транзисторах VT_1 - VT_6 , которые управляются от системы управления через драйверы A_1 - A_6 . Меняющаяся скважность несущей частоты 1 кГц формирует синусоиду, которая через LC-фильтры (L_1 - L_3 и C_1 - C_3) подаётся через АВР к потребителю. На рисунке 8 показана форма задающего сигнала и форма одной фазы выходного напряжения.

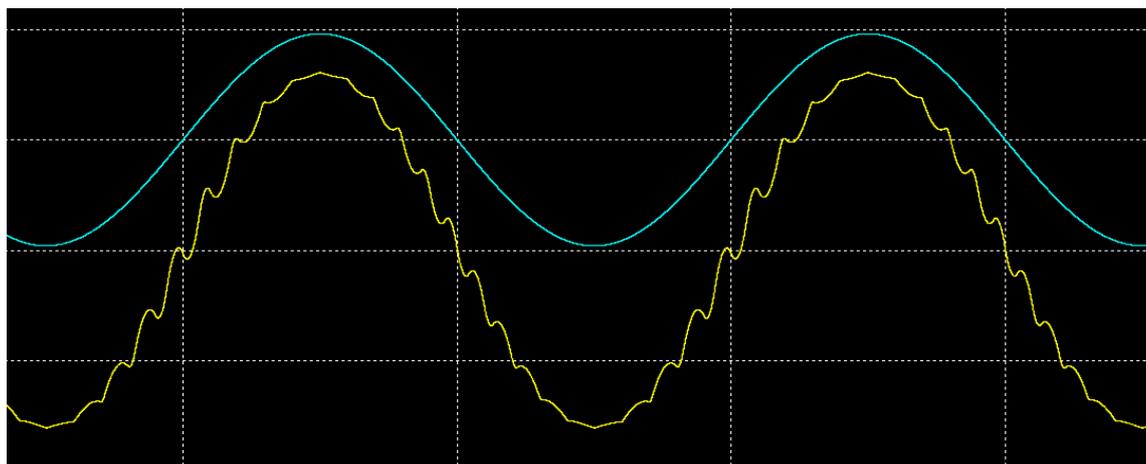


Рисунок 8 – Временные диаграммы напряжений: задание напряжения (синим цветом) и реальное выходное напряжение одной фазы (жёлтым цветом)

В качестве накопителя электрической энергии выбираем аккумуляторную батарею Норреске компании *Ural-Cell* (Россия), а в качестве инвертора - частотно-регулируемые преобразователи *UE-Drive* 10кВ этого же производителя.

2.7 Проектирование системы релейной защиты и автоматики

2.7.1 Назначение и классификация релейных защит

Как известно, релейная защита есть комплекс устройств, предназначенных для быстрого автоматического выявления и отделения от

электроэнергетической системы повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы. На подстанции самые опасные факторы, от которых надо защищаться, следующие:

- понижение частоты напряжения сети, такое явление может вызвать насыщение силовых трансформаторов, сбой оборудования (электродвигателей, генераторов, станков и т.д.).
- повышенное напряжение. Обычно возникает при резкой разгрузке сети. При этом уменьшается срок службы нагревательных элементов, увеличивается риск пробоя и т.д.
- пониженное напряжение. Опасно уменьшением освещённости, сбоями в технологических операциях на предприятиях, уменьшением эффективности работы устройств, сбоями в работе асинхронных двигателей. Обычно бывает при резкой нагрузке сети.
- токовая перегрузка. Обычно при перегрузке такого рода повышается температура проводников, уменьшается срок службы изоляции и увеличивается опасность возгорания проводников и иного оборудования.

Поэтому на подстанции, как правило, существуют разнообразные защиты. Вкратце их можно разделить на следующие:

- максимальная токовая защита;
- направленная токовая защита (в отличие от предыдущего пункта учитывает направление мощности);
- дифференциальная защита, при такой защите сравниваются токи и напряжения на входе и выходе устройств, при величине, превышающей заданную, защита обесточивает нужное оборудование или часть сети;
- газовая и струйная, применяется для защиты трансформаторов, работающих в масле;

- логическая защита, применяется для поиска мест определения короткого замыкания;
- дифференциально-фазная; защищает сеть и оборудование от перекоса фаз, при разности напряжения в фазах, превышающей определенную величину, защита срабатывает (защита по максимальному и минимальному напряжению).

В результате срабатывания данных защит происходит отключение (обесточивание) сети или участка сети. Но есть и определенные виды защит, которые предназначены для подачи напряжения. К ним относятся прежде всего автоматическое повторное включение и автоматический ввод резерва. В общем и целом, защиту можно разделить на следующие блоки: блок наблюдения, блок логики, исполнительный блок и сигнальный блок.

2.7.2 Недостатки существующих систем релейной защиты

Защита построена на механических реле, которые подвержены износу контактов.

Дороговизна и громоздкость из-за большого количества механических реле и проводов.

Отсутствие возможности быстрой перестройки и/или модернизации сообразно изменению ПУЭ или иных правил и стандартов.

2.7.3 Предлагаемая система релейной защиты

Исходя из вышесказанного, предлагается система защиты, основанная на полупроводниковых (твердотельных) реле, и на связи всех элементов оборудования между собой через систему АСКУЭ посредством CAN-системы и CAN-протокола [17]. Суть системы заключается в контроле всех параметров, которые так или иначе могут влиять на безопасность и на надлежащую работу подстанции. Такая система позволяет контролировать:

- неравномерность загрузки фаз;
- превышение тока и распределение тока по фазам;
- состояние всех пускателей, автоматов и контакторов;

- температуру проводников и шин (в случае необходимости);
- все условия эксплуатации в режиме «чёрного ящика» (с запоминанием).

Полная схема релейной защиты достаточно сложна. На рисунке 9 показан фрагмент защиты силового трансформатора, а также мониторинга выключателей и разъединителей.

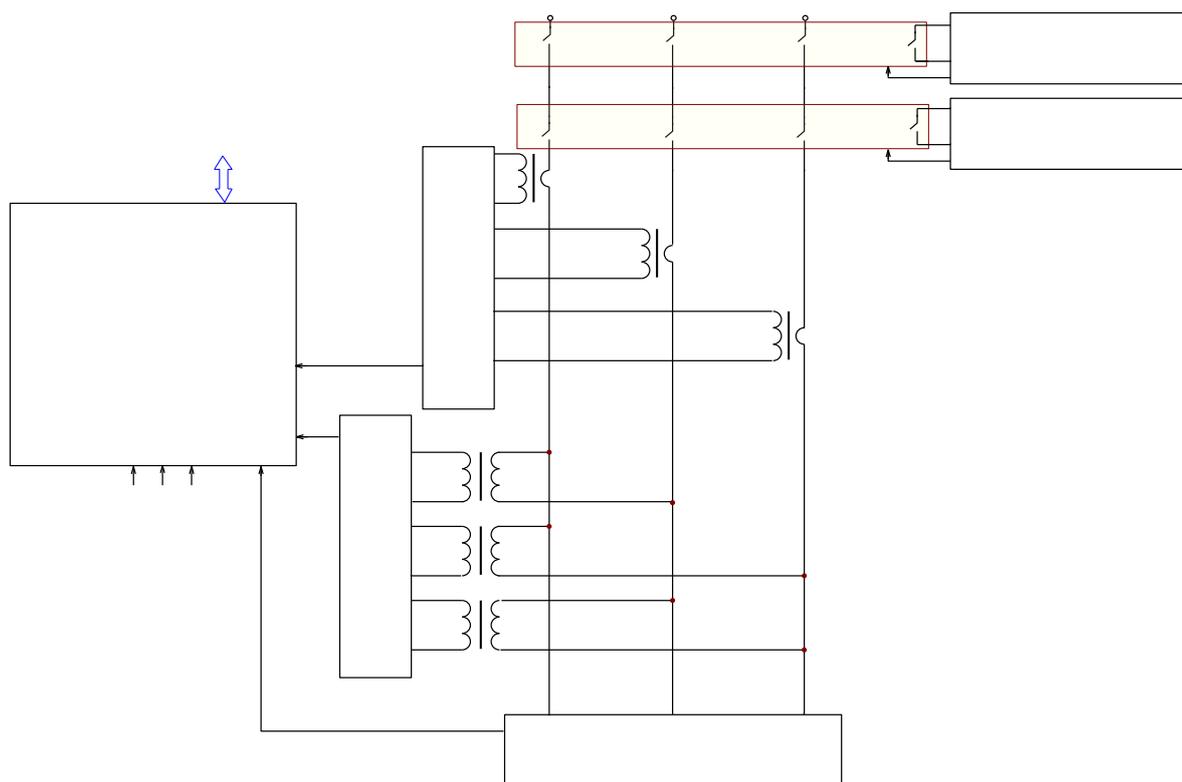


Рисунок 9 – Схема релейной защиты подстанции (фрагмент)

Согласно данной концепции релейной защиты, фрагмент которой показан на рисунке 9, всё оборудование подстанции оснащено CAN-блоками, в состав которых входит процессор, превращающий аналоговые сигналы в сигналы, кодированные по определенному протоколу. Данные сигналы по CAN-шине можно передать практически без помех с большой скоростью в другие блоки, в место (на экран) оператора. Также их можно хранить с помощью специального блока, в состав которого входит устройство памяти

(«чёрный ящик»), способный хранить события и форс-мажорные ситуации. Аналоговые сигналы с датчиков тока ДТ₁-ДТ₃ поступают в CAN-блок, кодирующий эти сигналы; аналоговые сигналы с трансформаторов напряжения ТН₁-ТН₃ поступают в модуль, который производит аналогичные операции с этими сигналами. И т.д. Все CAN-модули связаны CAN-шиной, нагруженной на 120 Ом, что позволяет по согласованному кабелю передавать любые сигналы. Информация отображается на пульте оператора. Кроме того, каждый CAN-блок снабжён твердотельными реле (полупроводниковыми ключами), которые позволяют подавать напряжение на катушки размыкателей, автоматов и контакторов. Алгоритм срабатывания ключей в зависимости от информации, поступающей с пульта управления и/или от других CAN-блоков, записывается в центральный процессор с помощью программы, которая может меняться в зависимости от требований стандартов, ТУ, ГОСТа и т.д. CAN-система является «гибкой» и приспособлена под любые изменения, которые могут происходить. Например, в программу можно заложить критическую разность напряжений фаз (т.е. такой перекося, при котором отключится автомат) 10%, а можно 20%. Для этого не требуется менять схему или закладывать иные делители напряжения, достаточно просто переписать программу и перепрограммировать процессор. Таким образом, данная система является удобной и приспособляемой под любые ситуации на любой подстанции.

Вывод по разделу: в данном разделе изложены выбор нового оборудования, показаны его преимущества; изложены особенности работы реконструируемого и обновляемого оборудования, в особенности – трансформаторов и выключателей; описаны функциональные схемы релейной защиты, АВР, системы оперативного питания, вкратце описаны принципы их работы.

3 Расчет экономической эффективности реконструкции подстанции

3.1 Техничко-экономическое обоснование реконструкции

В обосновании мы всесторонне учитываем новейшие научно-технические достижения, выявляем положительные и отрицательные стороны существующей системы и намечаем мероприятия, благодаря которым система электроснабжения будет иметь технические и экономические преимущества.

Проектируя нашу новую, модернизированную подстанцию, мы решаем следующие задачи:

- экономию средств на обслуживание;
- уменьшение электрических потерь;
- улучшение её качественных характеристик - надёжности и долговечности.

Эти вопросы были рассмотрены в следующей последовательности:

- измерили потребляемую мощность, активную и реактивную, всей подстанции (см. Раздел 1, таблицы 1 и 2);
- измерили потребляемую мощность, активную и реактивную, по всем потребителям (см. Раздел 1, таблицы 1 и 2);
- оценили коэффициент мощности как по подразделениям, так и в целом по подстанции и потребителям её электроэнергии;
- охарактеризовали состояние техники, технологии и организации труда на подстанции и её потребителях, установили причины повышенного потребления электроэнергии, причины низкого коэффициента мощности, наметили пути совершенствования системы электропотребления как с позиции увеличения коэффициента мощности и экономии электроэнергии, так и с позиции увеличения надёжности.

3.2 Технико-экономическое обоснование внедрения новой техники

В ходе работы была разъяснена сущность реконструкции и её принципы.

Сущностью являлось: замена одних автоматических выключателей другими; замена одних трансформаторов другими; внедрение корректоров коэффициента мощности – как активных, так и пассивных; внедрение устройств плавного пуска, внедрение АСКУЭ. При этом учитывалось состояние данного оборудования, новые течения в науке и технике.

В ходе работы по реконструкции подстанции были проведены конкретные мероприятия по модернизации существующей техники, в частности – ликвидация масляных трансформаторов и выключателей, замена их на вакуумные и сухие, внедрение установок коррекции мощности и т.д.

3.3 Расчёт экономической эффективности от внедрения нового оборудования

Для измерения эффективности производства используются показатели производительности труда, фондоотдачи, рентабельности, прибыльности, окупаемости и др. С их помощью сопоставляются различные варианты развития и реконструкции объектов, решения его структурных проблем. В нашей работе мы просчитали срок окупаемости вложений по модернизации и реконструкции подстанции. Для этого следует:

- оценить стоимость покупки нового оборудования (из предположения, что реконструкция подстанции займёт 1 год, не более);
- оценить стоимость внедрения нового оборудования (покупку сопутствующих материалов, зарплаты разработчиков, проектировщиков и конструкторов)
- оценить стоимость модернизации устройств, потребляющих энергию и распределяющих её;

- оценить стоимость проведения мероприятий, касающихся энергопотребления и экономического эффекта от экономии;
- оценить стоимость обслуживания нового оборудования;
- оценить стоимость обслуживания старого оборудования;
- оценить стоимость электроэнергии, которую потребляло старое оборудование с учетом старого коэффициента мощности;
- оценить потери электроэнергии в проводах, которые были до реконструкции подстанции;
- оценить потери электроэнергии в проводах, которые имеются в спроектированной системе;
- оценить стоимость демонтажа старого оборудования и монтажа нового оборудования;
- оценить стоимость реализации старого оборудования по остаточной стоимости;
- оценить стоимость потерь электроэнергии, которые были устранены после реконструкции;
- оценить стоимость простоя завода (цеха, отдела) при перебоях в электроснабжении.

Срок, при котором окупится вложение денег в модернизацию электроснабжения, рассчитывается из уравнения:

$$A + B + C + D + E \cdot x - F \cdot x - G \cdot x - H \cdot x + I \cdot x + J - K - L \cdot x = 0,$$

где

A – стоимость покупки нового оборудования

B – стоимость внедрения нового оборудования

C – стоимость модернизации потребителей

D - стоимость проведения мероприятий

E – стоимость обслуживания нового оборудования в год

F – стоимость обслуживания старого оборудования в год

G – разница в потреблении электроэнергии старого и нового оборудования

H – стоимость электроэнергии, рассеиваемой в проводах при старой системе электроснабжения в год

I – стоимость электроэнергии, рассеиваемой в проводах при новой системе электроснабжения в год

J – стоимость демонтажа старого оборудования и монтажа нового оборудования

K – стоимость реализации старого оборудования по остаточной стоимости

L – стоимость потерь подстанции и потребителей (руб. в год) при перебоях в системе электроснабжения или на время вынужденного простоя при ревизии и плановом ремонте электрооборудования

x – срок окупаемости (неизвестная величина)

Оцениваем по сайтам продаж, сколько стоит покупка нового оборудования; стоимость внедрения рассчитываем по внутренним нормам предприятия и расценкам на трудозатраты; стоимость модернизации потребителей находится из расчёта себестоимости внедрения новых технологий (УКРМ и т.д.) по нормам данных предприятий; стоимость проведения мероприятий рассчитывается исходя из стоимости рабочего времени специальных сотрудников, администрации и рабочего персонала; стоимость обслуживания нового оборудования рассчитывается из зарплаты рабочих, наладчиков, программистов, инженерно-технического персонала; стоимость демонтажа опять же рассчитывается по расценкам сотрудников подстанции и по расценкам предприятий, которые осуществляют такую деятельность в случае привлечения их. Стоимость реализации старого оборудования по остаточной стоимости (если срок его эксплуатации не превышен) рассчитывается из фактических цен на рынке. Стоимость потерь электроэнергии на новом и старом оборудовании рассчитывается исходя из

фактических потерь, измеренных на подстанции (старое оборудование) и рассчитанных исходя из физических принципов работы нового оборудования, при этом обязательно рассчитывается скорректированный коэффициент мощности, потери в сердечниках трансформаторов и иные аспекты. Сложнее всего оценить M , поскольку потери от года к году отличаются – для оценки приходится пользоваться методами статистического анализа. После измерения и расчёта параметров подставляем их в формулу.

$$A + B + C + D + E \cdot x - F \cdot x - G \cdot x - H \cdot x + I \cdot x + J - K - L \cdot x = 0$$

Рассчитываем в миллионах рублей, округляя результаты до трех значащих цифр.

$$\begin{aligned} 14,3 + 2,7 + 4,4 + 0,5 + 0,9 \cdot x - 1,3 \cdot x - 4,1 \cdot x + 1,7 \cdot x + 0,6 - 1,3 - 1,0 \cdot x &= 0 \\ 21,2 - 3,8 \cdot x &= 0 \\ x &= 5,57 \end{aligned}$$

Срок окупаемости примерно пять с половиной лет, что является удовлетворительным значением. При этом ещё не учтена повышенная надёжность работы оборудования, которая связана с внедрением передовых технологий.

Выводы по разделу: в данном разделе оценена экономическая целесообразность реконструкции и просчитан срок окупаемости внедрённого оборудования. Было доказано, что решение о реконструкции было правильным с экономической точки зрения.

4 Охрана труда

Охрана труда - система законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда. Научно-технический прогресс, в том числе наше реконструкция подстанции, внес серьезные изменения в условия производственной деятельности сотрудников умственного труда.

4.1 Характеристика опасных производственных факторов на подстанции

Все причины, по которым возникают несчастные случаи и профессиональные заболевания у работников подстанции, группируются по трем сферам:

- технические причины;
- организационные причины;
- санитарно-гигиенические причины.

К техническим причинам можно отнести: отсутствие ограждений и предохранительных устройств, неудовлетворительное состояние вспомогательного оборудования, инструмента, измерительных приборов; неисправное состояние электрических сетей или их плохая изоляция, наличие высших гармоник тока (в результате чего персонал подвергается повышенному уровню облучения) и др.

Организационные причины бывают: неправильное размещение оборудования, неудовлетворительная организация расположения и содержания рабочих мест и проходов; отсутствие надлежащей организации инструктажей по технике безопасности; использование неразрешенных (опасных) способов эксплуатации и обслуживания устройств; нарушение

режима труда и отдыха; отсутствие предупреждающих надписей; отсутствие надлежащего управления и надзора за работой; низкая трудовая дисциплина; привлечение к работе лиц не по специальности и др.

Санитарно-гигиенические причины бывают следующих типов: несоблюдение нормальных микроклиматических условий (температуры и относительной влажности); плохая вентиляция помещения; недостаточная площадь производственных помещений; нерациональное освещение рабочих мест; слабая изоляция производственных подразделений от шума; ненадлежащее содержание отходов производства, мусора, засорение проходов и т. д.

Зачастую несчастный случай и профессиональное заболевание - следствие не одной, а нескольких причин. Для устранения указанных причин была запланирована система мероприятий по технике безопасности и охране труда, как например:

- своевременное и качественное выполнение работ по контролю за техническим состоянием оборудования и проведение планово-предупредительных ремонтов и необходимых профилактических работ;
- систематический контроль за состоянием изоляции электропроводов, кабелей, изоляционных трубок, трансформаторов;
- специальные ограждения движущихся частей машин и механизмов;
- установка электромеханической аппаратуры в сухом помещении с полами, плохо проводящими ток;
- разработка инструкций по техническому обслуживанию измерительных и других средств, а также контроль за их соблюдением;
- соблюдение правил противопожарной безопасности.

4.2 Опасности и вредности в ходе реконструкции

Целью дипломного проекта является реконструкция подстанции. Работа по реконструкции связана со следующими опасностями и вредностями:

- психоэмоциональное напряжение;
- возможный травматизм, связанный с разборкой и транспортировкой старого оборудования;
- воздействие паров масла и присадок масла, используемых в старых трансформаторах;
- возможный вред здоровью при перенесении чрезмерных тяжестей.

4.3 Опасности и вредности после реконструкции

Работа на новом оборудовании после реконструкции связана со следующими опасностями и вредностями:

Опасность поражения электрическим током при проведении регламентных работ по обслуживанию и ремонту.

Опасность для жизни и здоровья в случае возможного пожара.

Вред от электромагнитных излучений и магнитных полей переменного тока [9].

Вред от монотонного шума сердечников трансформаторов от магнитострикции (для дежурного персонала).

4.4 Меры по ликвидации и уменьшения вреда

Для ликвидации или уменьшения возможного вреда для здоровья и опасности для жизни при проектировании, реконструкции и работе на новом оборудовании были приняты следующие меры:

- организация рабочего места, соответствующего нормам и инструкциям, неукоснительное соблюдение СН 245-71.

- организация труда и отдыха работников, соблюдение ТК РФ [18] и СНиП [14].
- соблюдение СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
- обеспечение рабочих мест необходимой вентиляцией согласно СанПиН 2.2.4.548-96 и ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ "Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны".
- применение средств индивидуальной защиты при разборке и демонтаже старого оборудования - респираторов, перчаток и др. Неукоснительное соблюдение ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности".
- обеспечение нормальной освещённости.

Вывод по разделу: в работе описаны самые распространенные факторы, приводящие к ущербу для здоровья или производственным травмам; описаны меры, которые приняты для уменьшения вредности или опасности для персонала. Все эти меры были воплощены в жизнь, что сделало работу на подстанции более комфортной, безопасной и безвредной.

Заключение

В работе разработан проект реконструкции подстанции с целью её усовершенствования, внедрения новой техники, экономии электроэнергии, снижения уровня помех, наводимых в сеть. Подробно рассмотрены все аспекты и способы экономии электрической энергии, как например – внедрение УКРМ, внедрение вакуумных выключателей вместо масляных и внедрения сухих трансформаторов.

Даётся краткая характеристика подстанции, проводятся значения потребления электроэнергии различными потребителями, оценивается коэффициент мощности, оценивается изменение потребляемой мощности в течение суток. Дана краткая характеристика оборудования подстанции. С научно-технической точки зрения обосновывается необходимость реконструкции.

Приводится новая схема подстанции, выбирается новое оборудование, доказывается необходимость замены старого оборудования на новое. Кроме того, описано внедрение системы АСКУЭ, системы оперативного питания и системы резервирования питания. Приведены вкратце характеристики нового оборудования.

Были даны обоснования необходимости реконструкции подстанции, а также установлено, что срок окупаемости при выполнении подобного проекта вполне приемлемый.

Также рассмотрены вопросы безопасности и охраны труда, была произведена оценка степени влияния тех или иных производственных факторов на здоровье человека, оценена опасность этого влияния, также было показано, что реконструкция сделает работу и условия труда более комфортными и безопасными.

Проект электрической части понизительной подстанции был правильным и может быть полезен в качестве реального руководства проектировщикам и разработчикам.

Список используемых источников

1. Автоматические конденсаторные установки фильтровые тиристорные (АКУФТ). Сайт Завода Конденсаторов (Новосибирск) [Электронный ресурс] URL:<https://po-nzk.ru/products/avtomaticheskie-kondensatornye-ustanovki-tiristorne/> (дата обращения: 01.05.2022)
2. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Текст]. – Москва. ИПК издательство стандартов, 2002. - 38 с.
3. Данилин А.В., Захаров В.А. Принципы построения и работы АСКУЭ - Мир измерений. №1.- 2001 - с.12-17.
4. Европейская конференция «Энлит Европа 2022» - Международная энергетическая выставка и конференция. Материалы конференции.
5. Ершов А.М. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие. Челябинск: ЧПИ, 1989. – Ч. 2. – 48 с.
6. Захарова Л.Ф. Методические принципы построения современных систем оперативного питания. МТУСИ, Москва, 24 с.
7. Иванов А.А. Сравнение сухих и масляных трансформаторов. Доклад на международной энергетической выставке, 12 с.
8. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: учеб. пособие — Новосибирск: Изд-во НГТУ; М.: Мир: ООО «Издательство АСТ», 2003. — 283 с.
9. Одинаев Ф.И. Электромагнитные излучения и здоровье человека. Вестник ТГУ, т.20, вып.6, 2015.
10. Очнев П.Г., Щемелева Ю.Б. — Реализация АВР потребителя I категории при наличии двух основных вводов и одного резервного ввода от дизельной электростанции // Электроника и электротехника. – 2019. – № 1. – С. 17 - 23.
11. Правила устройства электроустановок. Издание 7, 2006.

12. Розанов Ю. К. Электрические и электронные аппараты: Учебник для вузов по направлению "Электротехника, электромеханика и электротехнологии" – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Информэлектро, 2001. – 420 с.
13. Румянцев Д.Е. Современное вакуумное коммутационное электротехническое оборудование сетей и подстанций / ИПК госслужбы, 2000. – 71 с.
14. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21)
15. Смирнов С. С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения. Научное издание – 326 с.
16. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие / Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. — Екатеринбург: Изд-во Урал.ун-та, 2015. — 100 с.
17. Третьяков С.А., CAN-системы. Локальная сеть контроллеров. НПКиФ «Дэйтамикро».
18. Трудовой Кодекс Российской Федерации. Принят Государственной Думой 21.12.2001.
19. Федеральный закон о специальной оценке условий труда. Принят Государственной Думой 23.12.2013 г.
20. Халилов Ф.К., Классификация перенапряжений. Учебное пособие. СПб, Центр подготовки кадров энергетики, 2013.