

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Исследование применения высоковольтных линий постоянного тока в электроэнергетических системах»

Студент

И.В. Печников

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Содержание

Введение.....	4
Глава 1 Высоковольтные линии электропередач постоянного тока как объект исследования.....	5
1.1 Историческая справка.....	5
1.2 Сравнительная оценка систем передачи постоянного и переменного тока.....	6
1.2.1 Сравнение стоимости электропередачи.....	6
1.2.2 Оценка технических характеристик электропередачи.....	8
1.2.3 Предел по статической устойчивости.....	8
1.2.4 Регулирование напряжения.....	9
1.2.5 Компенсация линии.....	9
1.2.6 Управление потоками мощности объединенных энергосистем.....	10
1.2.7 Оценка надежности.....	11
1.2.8 Анализ схемотехники и основного силового оборудования ВППТ.....	11
1.2.9 Принцип работы технологии ВППТ.....	12
1.2.10 Преобразовательный блок.....	14
1.2.11 Батареи конденсаторов на стороне постоянного тока.....	17
1.2.12 Сглаживающий реактор на стороне постоянного тока.....	17
1.2.13 Преобразовательный трансформатор.....	18
1.2.14 Силовые фильтры высших гармоник на стороне переменного тока.....	19
1.3 Оценка последствий повсеместного внедрения систем передачи электрической энергии на постоянном токе.....	20
1.4 Высоковольтные линии постоянного тока как «Межсетевой экран».....	22
1.5 Цели и задачи исследования.....	28
Глава 2 - Расчёт высоковольтной линии постоянного тока.....	29

2.1	Описание Жигулёвской ГЭС.....	29
2.1.1	Территориальное месторасположения.....	29
2.1.2	Основное силовое оборудования Жигулёвской ГЭС.....	30
2.2	Выбор класса напряжения.....	30
2.3	Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	32
2.3.1	Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	32
2.3.2	Расчёт трансформатора ТРДЦПНА-630000/13/150/150.....	33
2.4	Расчёт ЛЭП.....	36
2.4.1	Выбор опоры ЛЭП.....	36
2.4.2	Выбор проводов.....	37
2.4.3	Расчёт изоляторов для воздушной линии электропередач постоянного тока.....	39
2.5	Выбор преобразовательного оборудования.....	41
2.6	Расчет токов короткого замыкания.....	43
2.6.1	Расчет токов трехфазного короткого замыкания на стороне переменного тока.....	44
2.6.2	Расчет токов при коротком замыкании полюсов выпрямительного преобразователя.....	47
2.7	Выбор и проверка основного силового оборудования.....	49
2.8	Реактивная мощность преобразователей.....	52
2.9	Расчёт сглаживающего реактора.....	56
2.10	Расчёт высших гармоник.....	58
2.11	Расчёт фильтра высших гармоник.....	61
2.12	Однолинейная схема ЛЭП.....	66
2.13	Расчёт потерь в линии.....	67
Глава 3	- Сравнительный анализ линии постоянного и переменного тока.....	75
3.1	Сравнительный анализ линии постоянного и переменного тока.....	75
	Заключение.....	86
	Список используемых источников.....	88

Введение

Наблюдаемое в настоящее время стремительное развитие силовой полупроводниковой техники, увеличение доли возобновляемых источников энергии, а также глобализация энергетики вдохнули новую жизнь в технологии и проекты высоковольтной передачи энергии постоянным током (ВППТ). Так, в России планируется строительство трех проектов ВППТ сверхвысокого напряжения, в Китае действует программа по строительству 14 проектов ВППТ напряжением ± 800 кВ. Аналогичные проекты предлагаются в Бразилии (Belo Monte и Rio Madeira), Индии (Chicken Neck), ЮАР (WestCor). Кроме того, специфика функционирования ВППТ позволяет осуществлять проекты по передаче энергии на большие расстояния – Объединение Европа-Азия (Греция-Кипр-Израиль) длиной 1000 км, мощностью 2000 МВт; Атлантический ветер (США) 560 км, 7000 МВт; Шетланд (Великобритания) - 320 км, 600 МВт и др., а также осуществить объединение несинхронно работающих электроэнергетических систем (ЭЭС) и их частей.

Согласно данным научных групп, а также компаний ABB, Siemens, Alstom и др, специализирующихся на ВППТ (в зарубежной литературе ВППТ), в 2000 г. в мире находилось в эксплуатации 52 объекта ВППТ общей мощностью около 25 ГВт, а на сегодняшний день в мире в эксплуатации или в стадии строительства находится около 170 проектов ВППТ, с суммарной пропускной способностью почти 200 ГВт.

Таким образом, наблюдаемая в настоящая время тенденция по увеличению проектов ВППТ во всем мире, определяет необходимость в решении ряда исследовательских, эксплуатационных и проектных задач функционирования ЭЭС, включающих проекты ВППТ.

Глава 1 Высоковольтные линии электропередач постоянного тока как объект исследования

1.1 Историческая справка

В 1891 г. во Франкфурте-на-Майне состоялась международная электротехническая выставка, на которой Михаил Осипович Доливо-Добровольский совместно с Чарльзом Брауном (фирма Oerlikon) продемонстрировали эффективную по сравнению с используемыми в то время системами передачи энергии на постоянном токе трехфазную энергосистему с линейным напряжением 15кВ (40Гц), тем самым поставив точку в «Войне токов». С тех пор постепенно трехфазная система завоевала почти весь мир. Тем не менее, системы постоянного тока сохранили свои позиции в тех областях применения, где у постоянного тока были существенные преимущества и не требовалась передача энергии на большие расстояния.

Последние годы своей жизни М. О. Доливо-Добровольский был занят мыслью о передаче энергии на большие расстояния, применяя постоянный ток высокого напряжения. Однако, технологии преобразования энергии того времени не позволяли осуществить данные проекты на практике, и только после создания мощных высоковольтных ртутных вентилях – силовых ключей (с 1921 г.) такая возможность стала реальной. С развитием силовой полупроводниковой техники в схемах ВППТ стали применять силовые полупроводниковые силовые ключи с естественной (неуправляемые) и искусственной (быстродействующие и полностью управляемые) коммутацией.

Одними из первых проектов высоковольтной передачи энергии постоянным током (ВППТ) являлись:

- ввод в 1950 г. первой передачи постоянного тока (ППТ) Кашира – Москва с кабельной линией напряжением 220кВ и мощностью 30 МВт;
- 1954 г. ввод первой коммерческой ВППТ о. Голандия – Швеция кабельной подводной линией напряжением 100кВ и мощностью 98 МВт.

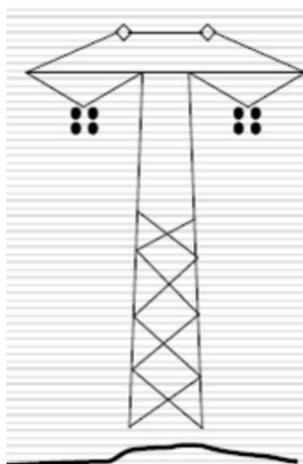
Стоит отметить, что в начале 1970-х годов в СССР был начат проект самой дальней в мире линии ППТ Донбасс-Волгоград, с потенциальной пропускной способностью в 6000 МВт. Однако, к сожалению, данный проект так и не был завершен.

На сегодняшний день в мире существует около 170 проектов ВППТ с установленной мощностью 200 ГВт. Одним из самых больших проектов является ППТ Итайпу в Бразилии с передаваемой мощностью 6300 МВт при длине линии 800 км.

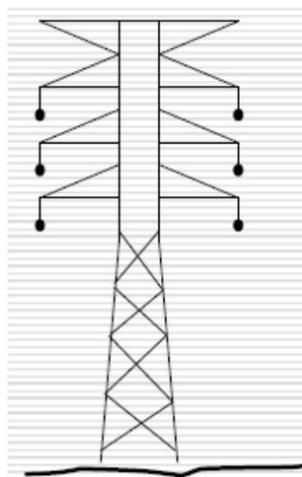
1.2 Сравнительная оценка систем передачи постоянного и переменного тока

1.2.1 Сравнение стоимости электропередачи

Стоимость электропередачи складывается из капитальных затрат на трассу, опоры, провода, изоляторы, оборудование подстанций, а также эксплуатационных расходов, т.е. стоимости потерь. Если принять одинаковые требования к изоляции, определенные по максимальным напряжениям воздушной линии (ВЛ) постоянного и переменного тока, то получится, что ВЛ постоянного тока по схеме «2 полюса - земля» может пропускать такую же мощность, что и одна цепь ВЛ переменного тока при условии, что общее сечение проводов обеих линий одинаково. Поэтому для одной и той же передаваемой мощности ВЛ постоянного тока требует трассу меньшей ширины, имеет более простые и дешевые опоры, меньшее число проводов и меньшую стоимость изоляции, чем ВЛ переменного тока. На рисунке 1.2.1 представлены опоры и трассы ВЛ постоянного и переменного тока.



а) ВЛ постоянного тока ± 500 кВ, трасса — 60 м.



б) ВЛ переменного тока 750 кВ, трасса — 85 м.

Рисунок 1.2.1 - Сравнение опор и трасс ВЛ постоянного (а) и переменного (б) тока

ВЛ постоянного тока имеет только два провода при том же токе, что и в трех проводах ВЛ переменного тока, потери мощности также составляют две трети от потерь в эквивалентной ВЛ переменного тока. Отсутствие вытеснения переменного тока на поверхность проводника (скин-эффект) при передаче мощности по ВЛ постоянного тока существенно уменьшает потери мощности, а при передаче мощности по кабельной линии постоянного тока значительно меньше диэлектрические потери. В ВЛ постоянного тока также значительно меньше потери на корону, чем в ВЛ переменного тока. Другие вопросы, которые влияют на стоимость линии - это стоимость компенсирующих устройств и оборудования подстанций. ВЛ постоянного тока не требуют

компенсации реактивной мощности, но стоимость оборудования подстанций линий постоянного тока больше, чем линий переменного тока, из-за преобразователей и фильтров. Сравнение стоимости электропередачи переменного и постоянного тока приведено на рисунке 1.2.2 в зависимости от длины линии. Это сравнение показывает, что электропередача переменного тока дешевле электропередачи постоянного тока при длине линии меньше «экономической», но дороже при длине линии больше «экономической». Эта «экономическая» длина находится в пределах 400-700 км для воздушных линий в зависимости от удельной стоимости электропередачи на единицу длины линии. Для кабельных линий «экономическая» длина находится в пределах 25-50 км.

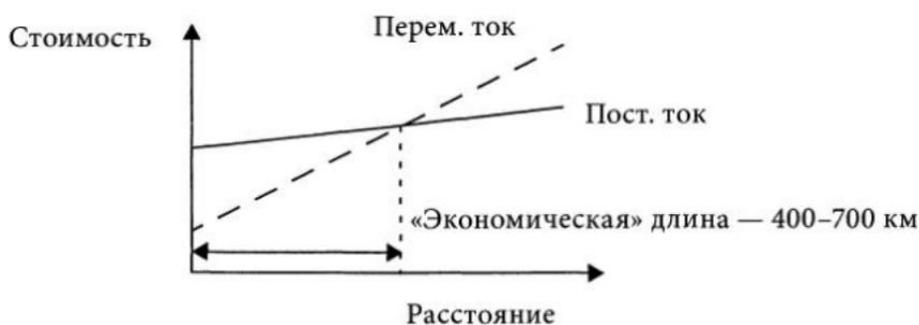


Рисунок 1.2.2 - Сравнение стоимости ВЛ переменного и постоянного тока

1.2.2 Оценка технических характеристик электропередачи

Использование быстродействующих и управляемых преобразователей позволяет полностью контролировать передаваемую мощность, улучшать переходные процессы и увеличивать динамическую устойчивость энергосистемы.

1.2.3 Предел по статической устойчивости

Передаваемая мощность по линии переменного тока зависит от угла сдвига между векторами напряжения на шинах передающего и приемного концов линии. Для заданной величины передаваемой мощности этот угол увеличивается с ростом длины линии. Предел передаваемой мощности

определяется статической и динамической устойчивостью. Пропускная способность линии переменного тока обратно пропорциональна расстоянию передачи, тогда как пропускная способность линии постоянного тока не зависит от длины линии.

1.2.4 Регулирование напряжения

Регулирование напряжения линий переменного тока усложняется вследствие влияния зарядной мощности линии и падения напряжения в линии. Напряжение на линии переменного тока относительно мало изменяется по линии только при передаче натуральной мощности (НМ). Напряжение на линии изменяется в зависимости от ее нагрузки. При неизменном напряжении на концах линии напряжение в ее середине уменьшается при передаче мощности больше натуральной и увеличивается при передаче мощности меньше натуральной. Для поддержания постоянного напряжения на концах линии требуется регулировать реактивную мощность линии при увеличении ее загрузки. Величина реактивной мощности, необходимой для регулирования, растет вместе с длиной линии. Хотя преобразовательные подстанции постоянного тока потребляют реактивную мощность при изменении передаваемой мощности по линии, сама линия не потребляет реактивную мощность. Зарядная мощность кабелей переменного тока вызывает серьезные проблемы и уменьшает «экономическую» длину кабелей переменного тока до 50 км.

1.2.5 Компенсация линии

Компенсация параметров дальней линии передачи переменного тока применяется для решения проблем зарядной мощности линии и повышения устойчивости. Увеличение пропускной способности и поддержание напряжения линии возможно при использовании шунтирующих реакторов, продольной компенсации, статических компенсаторов (СТК) и, наконец, новых компенсирующих устройств (STATCOM). Компенсация параметров линии

постоянного тока не требуется. Проблемы межсистемных передач переменного тока ВЛ переменного тока, соединяющая две энергосистемы, требует координации работы регуляторов возбуждения генераторов обеих энергосистем с использованием сигналов передаваемой по этой линии мощности и частоты. Но даже при координации регуляторов связываемых энергосистем параллельная работа по межсистемной передаче переменного тока может быть затруднена вследствие:

- больших качаний мощности, которые могут приводить к частым отключениям линии;
- увеличения мощности К.З. (короткого замыкания) в объединенной энергосистеме;
- передачи аварийных возмущений из одной энергосистемы в другую.

Хорошая управляемость и малое время регулирования постоянного тока устраняют перечисленные выше проблемы. Более того, несинхронная связь между энергосистемами возможна только при применении постоянного тока.

1.2.6 Управление потоками мощности объединенных энергосистем

Потоки мощности в линиях переменного тока объединенных энергосистем в случаях каких-либо нарушений становятся неконтролируемыми, что приводит к перегрузкам и нарушению устойчивости, снижая тем самым надежность электроснабжения. Если правильно разместить системы постоянного тока внутри объединенных энергосистем, можно избежать недостатков благодаря большой скорости (регулирования мощности систем постоянного тока, обеспечению необходимого демпфирования качаний мощности и перегрузочной способности. Проектирование передачи постоянного тока в этих условиях требует тщательной проработки для обеспечения указанных преимуществ.

1.2.7 Оценка надежности

Статистика отказов на линии постоянного тока собирается и оценивается рабочими группами CIGRE и IEEE. Результаты анализа показывают, что надежность передачи на постоянном токе достаточно высока и соизмерима с надежностью электропередач на переменном токе.

Кроме того, использование передачи постоянного тока позволяет объединять асинхронизированные энергосистемы, включать в энергосистемы генерацию энергии от альтернативной энергетики. Наличие развязки по постоянному току обеспечивает ограничение токов короткого замыкания и уменьшение влияния появившихся колебаний в одной ЭЭС на работу другой, за счет гашения этих колебаний в преобразовательных блоках.

1.2.8 Анализ схмотехники и основного силового оборудования ВППТ

В технологиях ВППТ различают передачу постоянного тока (ППТ) и вставку постоянного тока (ВПТ). Отличие ППТ от ВПТ заключается в наличии самой линии постоянного тока. Соответственно ППТ решает вопросы, связанные с передачей электрической энергии на дальние расстояния, а ВПТ - объединение больших энергосистем, что позволяет не только увеличить надежность и стабильность работы объединяемых ЭЭС, но и дает возможность подключать электрические сети с различными частотами. На рисунке 1.2.8.1 приведен график применения ППТ и ВПТ в зависимости от уровня напряжения и передаваемой мощности:

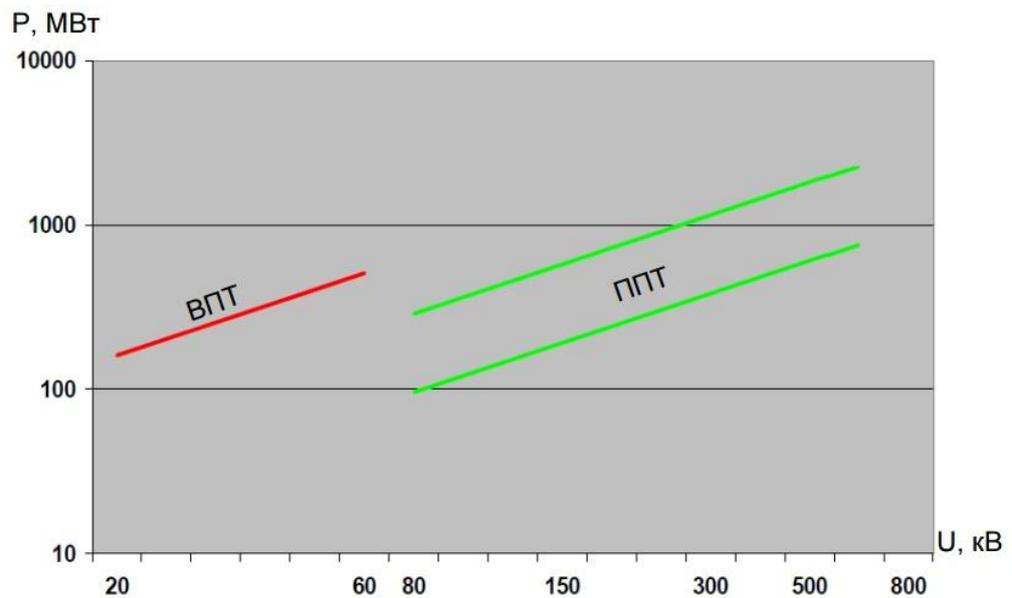


Рисунок 1.2.8.1 - Применение ППТ и ВПТ

1.2.9 Принцип работы технологии ВППТ

Основной принцип работы ВППТ проиллюстрирован на рисунке 1.2.9.1:

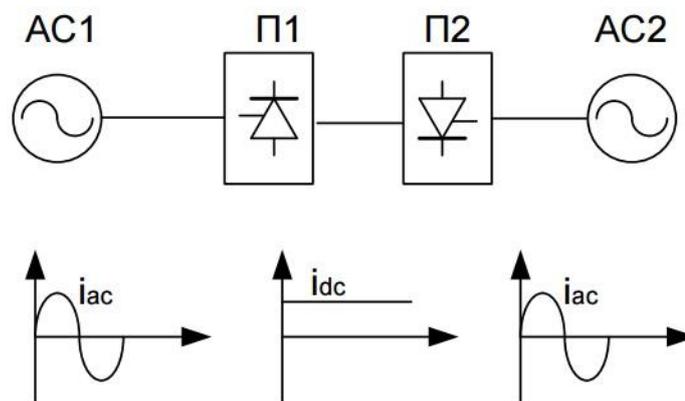


Рисунок 1.2.9.1 - Принцип работы ВППТ

П1 и П2 – преобразовательные блоки, АС1 и АС2 – объединяемые ЭЭС

Один блок представляет собой выпрямитель, используемый для преобразования энергии переменного тока одной частоты в постоянный, другой – инвертор, предназначенный для преобразования энергии постоянного тока в переменный той же или отличной частоты. Типовая структурная схема систем передачи постоянного тока представлена на рисунке 1.2.9.2:

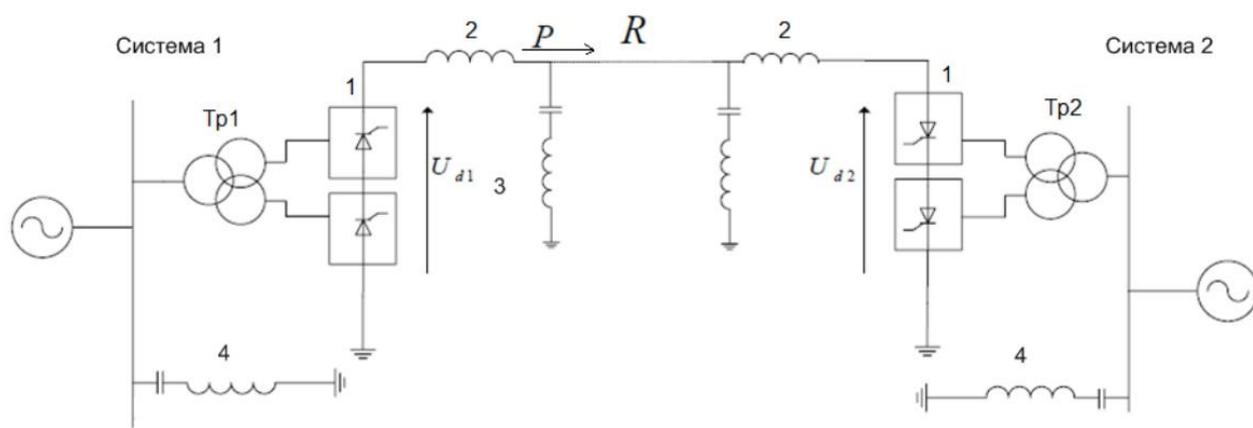


Рисунок 1.2.9.2 - Структурная схема передачи постоянного тока: R – сопротивление линии передачи постоянного тока, P – передаваемая мощность

На рисунке 1.2.9.2 представлены: 1 - преобразовательные блоки, выполненные на базе силовых полупроводниковых ключей; 2 – сглаживающий реактор, предназначенный для сглаживания пульсаций выпрямленного тока за счет наличия несинусоидального сигнала, также необходим в схемах на базе преобразователей тока для ограничения выпрямленного тока; 3 – фильтро-компенсирующее устройство на стороне постоянного тока, представляющее собой конденсаторную батарею; 4 – фильтр на стороне переменного тока предназначен для гашения высокочастотных гармоник, генерируемых преобразовательными блоками в момент коммутации.

Особенность схем ВППТ является наличие развязки на постоянном токе, которая положительно сказывается на режимных вопросах управления объединенными энергосистемами. Так, появляется возможность объединения не только энергосистем различных частот (например, ЭЭС России, работающей с частотой 50 Гц, и ЭЭС Японии, работающей с частотой 60Гц), но и рассинхронизированных систем (например, выполняемый проект по объединению Объединенной энергосистемы Востока и Сибири с помощью подстанции Могоча).

1.2.10 Преобразовательный блок

Основным элементом преобразовательного блока является силовой вентиль, состоящий из множества соединенных последовательно или параллельно силовых ключей. На рисунке 1.2.10.1 и на рисунке 1.2.10.2 представлены основные схемы соединения преобразователей:

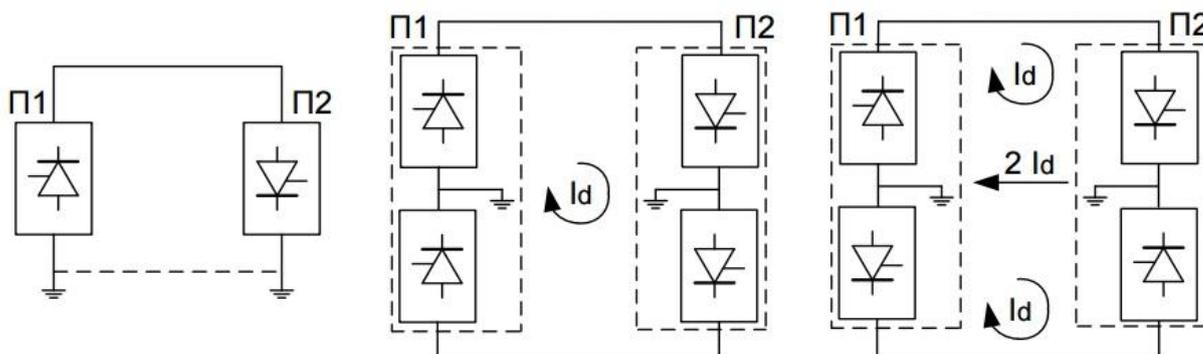


Рисунок 1.2.10.1 - Схемы соединения преобразователей ВППТ

Двухтерминальные: а) монополярная, б) биполярная, в) униполярная

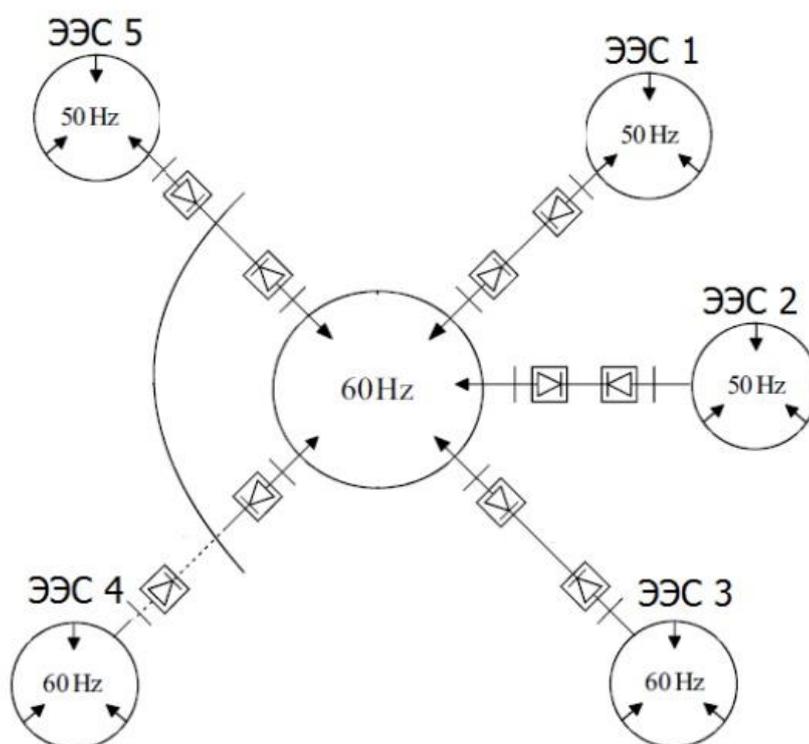


Рисунок 1.2.10.2 - Схемы соединения многотерминального преобразователя ВППТ

Многотерминальные схемы соединений в настоящее время редко используются в практике эксплуатации энергосистем ввиду их высокой стоимости и сложности систем управления, однако, их применение считается весьма перспективным.

В качестве силовых ключей используют:

- ртутные вентили (использовались с 1950 г, в настоящее время не применяются);

- диоды, неуправляемые или однооперационные SCR (Silicon Controlled Rectifier) тиристоры;

- свето-управляемые тиристоры (Достаточно новый тип устройств, появление которого связано с требованием к повышению номинального тока единичного силового ключа для снижения габаритных размеров вентилей высокого напряжения, за счет уменьшения количества последовательно соединяемых ключей).

Схемы ВППТ, выполненные на базе выше перечисленных ключей, получили название преобразователей тока (ПТ). На рисунке 1.2.10.3 представлена схема ВППТ на базе ПТ.

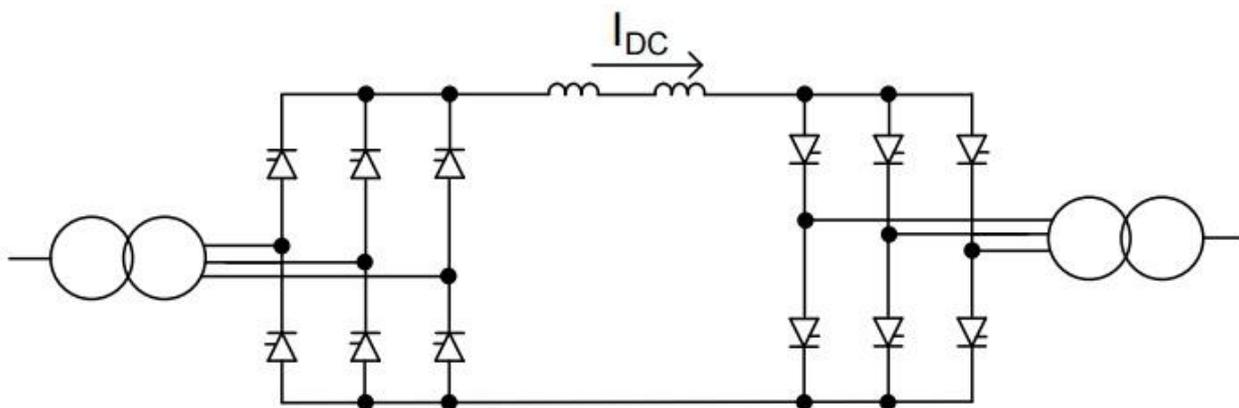


Рисунок 1.2.10.3 - Схема ВППТ на базе ПТ

ВППТ на базе ПТ, как правило, являются не реверсивными. Изменение направления мощности, передаваемой через ПТ за счет изменения направления тока невозможно, так как вентили могут проводить ток только в одном

направлении. Изменение направления мощности возможно только за счет изменения полярности напряжения постоянного тока.

Наличие таких недостатков, как малая скорость коммутации, невозможность полного управления силовыми вентилями (закрытие вентиля осуществляется в точке естественной коммутации) определили необходимость в разработке полностью управляемых ключей и новых типов преобразователей – ПН.

ВППТ на базе ПН (рисунок 1.2.10.4) используют управляемые силовые полупроводниковые ключи следующих типов:

- запираемые или двухоперационные GTO тиристоры (Gate Turn – Off) и их усовершенствованные модификации – коммутируемые по затвору запираемые GCT (Gate Commutated Thyristor) тиристоры, и с интегрированным блоком управления IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor) тиристоры;

- полевые MOSFET (Metal-Oxide Semiconductor Field Effect Transistor) и биполярные транзисторы BJT (Bipolar Junction Transistor), и их модификации биполярные транзисторы с изолированным затвором IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), и биполярные транзисторы с увеличенной инжекцией IEGT (Injection Enhanced Gate Transistor).

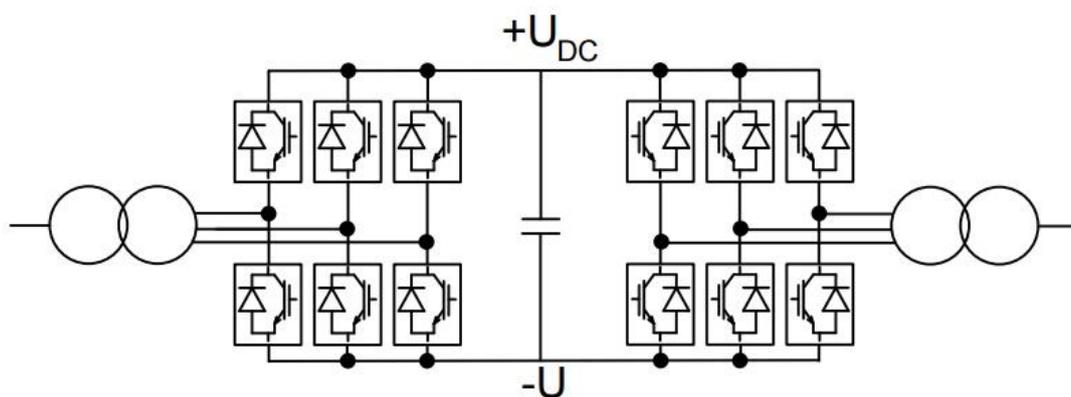


Рисунок 1.2.10.4 - Схема ВППТ на базе ПН

Для обеспечения возможности протекания тока в обратном направлении через вентиль (рекуперация энергии, запасаемой в индуктивной нагрузке), применяют встречно- параллельное включение управляемых ключей и диодов.

Схемы на базе ПН имеют следующие преимущества по сравнению со схемами на базе ПТ:

- независимое управление активной и реактивной мощностями;
- возможность быстрого и плавного управления;
- уменьшение мощности фильтро-компенсирующего оборудования;

Вместе с тем, применение схем на базе ПН ограничено номинальными параметрами управляемых ключей. В настоящее время промышленностью освоен выпуск ПТ и ПН в следующих диапазонах номинальных параметров:

- схемы на базе ПТ мощностью до 3000 МВт, при напряжении до 500кВ;
- схемы на базе ПН мощностью до 1000 МВт, при напряжении до 300кВ.

1.2.11 Батареи конденсаторов на стороне постоянного тока

Батареи конденсаторов на стороне постоянного тока (рисунок 1.2.9.2) используются в схемах на базе ПН для поддержания требуемого уровня напряжения, а также фильтрации формируемого выпрямителем сигнала на стороне постоянного тока (уменьшение пульсации напряжения на стороне постоянного тока).

Величина емкости зависит от рабочего напряжения на стороне постоянного тока и характеризуется постоянной времени.

Постоянная времени соответствует времени, необходимому для заряда емкости от 0 до номинального значения напряжения на стороне постоянного тока при передаче через преобразователь активной мощности равной передаваемой мощности. Постоянная времени τ обычно не превышает 5мс.

1.2.12 Сглаживающий реактор на стороне постоянного тока

Сглаживающий реактор на стороне постоянного тока (рисунок 1.2.9.2) предназначен для:

- ограничения скачкообразного нарастания тока;
- ограничения тока короткого замыкания;

- предотвращения резонанса на стороне постоянного тока (100 или 150Гц);

- фильтрации гармоник и сглаживание постоянного тока. Возможные схемы подключения реактора приведены на рисунке 1.2.12.1:

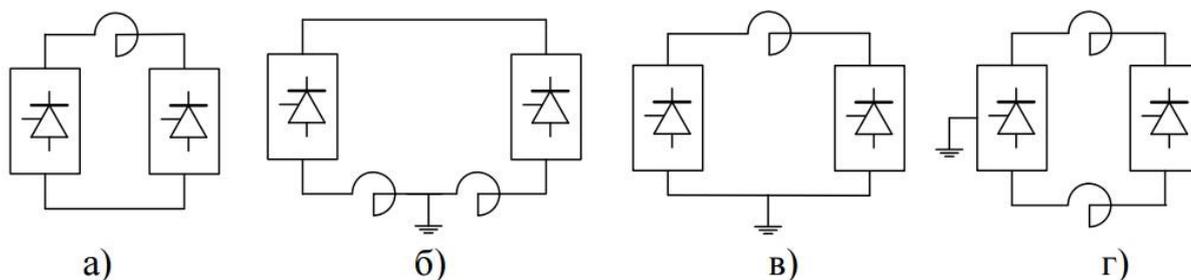


Рисунок 1.2.12.1 - Варианты подключения сглаживающего реактора в схемах ВППТ

а – реактор расположен в цепи положительного полюса, при этом второй полюс не заземлен; б - реактор расположен в цепи отрицательного полюса, при этом полюс заземлен; в - реактор расположен в цепи положительного полюса, при этом второй полюс заземлен; г - реакторы расположены в положительном и отрицательном полюсах, при этом заземление выполнено через среднюю точку 12-импульсной схемы преобразовательного моста

Индуктивность реакторов применяемых в схемах может составлять от 12 мГн до 200 мГн. Данные значения могут рассматриваться как максимальный диапазон изменения параметра индуктивности модели реактора. На практике производители оборудования указывают более узкие диапазоны, например, компания Siemens ограничивает значение индуктивности от 30 до 80 мГн.

1.2.13 Преобразовательный трансформатор

В схемах ВППТ применяются однофазные и трехфазные трансформаторы с регуляторами напряжения под нагрузкой (РПН).

Назначение:

- подключение преобразователей к сетям переменного тока более высокого класса напряжения;

- обеспечение сдвига векторов вторичного напряжения для уменьшения влияния 5 и 7 гармоник;
- гальваническая развязка цепей постоянного и переменного тока;
- ограничение токов короткого замыкания;
- регулирование напряжения между преобразователем и системой переменного тока.

1.2.14 Силовые фильтры высших гармоник на стороне переменного тока

На рисунке 1.2.14.1 представлена схема подключения фильтра.

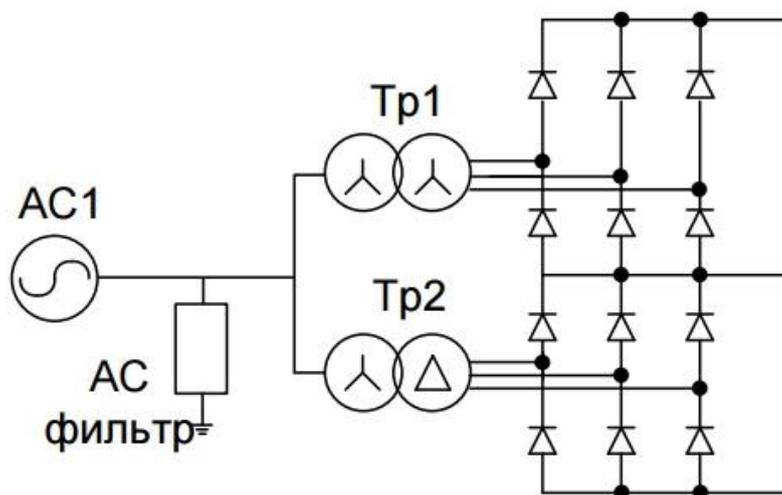


Рисунок 1.2.14.1 - Подключение силового фильтра высших гармоник

Эффективность работы фильтра характеризуется коэффициентом нелинейных искажений (КНИ), допустимое значение которого находится в пределах от 1,5% до 3%. Для обеспечения указанных величин КНИ, силовые фильтры на стороне переменного тока настраивают на 11, 13, 23, 25 гармоники для 12-импульсной схемы и на 5 и 7 гармоники для 6-импульсной схемы.

1.3 Оценка последствий повсеместного внедрения систем передачи электрической энергии на постоянном токе

Преимущества систем передачи электрической энергии на постоянном токе в сравнении с системой переменного тока позволит решить ряд технических проблем, касающихся режимных вопросов:

- передача электрической энергии на дальние расстояния.

Использование длинных линии электропередачи для снабжения электрической энергией удаленных от мест генерации потребителей.

- объединение больших энергосистем.

Объединение больших энергосистем между собой позволяет не только увеличить надежность и стабильность работы таких систем, но и дает возможность подключать электрические сети с различными частотами.

- увеличение управляемости передаваемой мощности и надежности функционирования энергосистем.

За счет использования быстроуправляемых силовых полупроводниковых устройств, передаваемая мощность может быть регулируемой и управляемой. Таким образом, уменьшится вероятность потери электропитания не только при локальных авариях, но и при больших системных отключениях.

- уменьшение влияния электрического поля.

Технология систем постоянного тока предполагает снижение напряженности поля вблизи систем передач, что положительно влияет на экологическую обстановку.

- снижение электрических потерь и использование меньшего количества проводников (только два провода).

Системы передач электрической энергии на постоянном токе не являются дешевыми, однако в сравнении с системами переменного тока, системы постоянного тока предполагают меньшее число используемого оборудования, и как следствие снижение затрат на их обслуживание. Кроме того, использование передачи энергии на сверхвысоком и ультравысоком уровне напряжения способствует уменьшению электрических потерь в линии.

- комбинированное использование генерации электрической мощности с помощью традиционных и возобновляемых источников энергии.

Согласно статистическим данным, топливо, используемое в качестве первичного энергоносителя на электрических станциях, через несколько десятков лет закончится, и человечество может столкнуться с энергетическим кризисом. В связи с этим многие государства, в том числе и Россия, разрабатывают специальные программы по увеличению доли генерации электрической энергии за счет использования возобновляемых источников энергии – солнце, вода, приливы, биомасса, ветер и др. Однако на сегодняшний день эффективность использования данных ресурсов очень низкая. Одна из проблем, касающаяся нестабильности данных ресурсов (поток ветра не может быть постоянен на протяжении 24 часов), и, как следствие, трудоемкость в согласовании частоты полученной энергии с частотой сети, может быть решена с помощью использования развязки по постоянному току.

- влияние на экономические и социальные сферы.

Наличие технологий ВППТ позволит сократить расходы на строительство новых систем передачи энергии, позволит снизить потери мощности, за счет использования энергии от возобновляемых источников энергии уменьшить удельную долю генерации электрической энергии от традиционных ресурсов.

Также, возможность передачи на дальние расстояния позволит государству наладить или создать новые торгово-экономические отношения с соседними государствами.

За счет перераспределения власти на рынке электрической энергии, а именно увеличения доли генерации на альтернативных источниках энергии, возможна некая 12 реорганизация компаний и создание новых. Использование нового оборудования (преобразовательных блоков) предполагает постройку новых заводов-изготовителей, а соответственно создание институтов по подготовке или переподготовке кадров. Это приведет к увеличению количества рабочих мест и заинтересованности в новых специалистах. Наличие

неосвоенных областей в системах передачи постоянного тока позволит создать новые научные школы и лаборатории.

Возможно, в будущем с помощью данных технологий человечеству удастся реализовать идею передачи энергии солнца, улавливаемую на орбите Земли, что позволит уменьшить стоимость электрической энергии.

1.4 Высоковольтные линии постоянного тока как «Межсетевой экран»

Катастрофические каскадные отключения электроэнергии, случившиеся за последнее время во многих местах мира, со всей очевидностью продемонстрировали уязвимость крупных энергосистем переменного тока. Несмотря на постоянное увеличение выработки и потребления электроэнергии, инвестиции в систему передачи электроэнергии в Северной Америке и Европе за последние 20 – 30 лет были крайне низки. Такая сдержанность определялась, в первую очередь, противодействием строительству новых линий передач со стороны общественности, а также отсутствием четкой правовой базы, определяющей распределение компенсаций за строительство этих линий между владельцами сетей или инвесторами в условиях свободного нерегулируемого рынка.

Межсетевые соединения экономически выгодны потребителям, поскольку позволяют генерировать энергию в точках с минимальными дополнительными расходами. В то же время они обеспечивают совместное использование резервов и прочие удобства. Однако межсетевые соединения открывают двери для распространения аварийных ситуаций.

Чем сложнее система межсетевых соединений, тем труднее ее контролировать. Малозначительные, на первый взгляд, аварийные ситуации могут каскадно распространяться на обширные области.

Соединения HVDC существенно упрощают управление распределением энергии, обеспечивая стабильность и ограничивая распространение аварийных ситуаций.

Уже с 1999 года эксперт в области систем энергоснабжения Джордж С. Лоер отстаивает идею разбиения двух гигантских объединений энергосетей, охватывающих Северную Америку, на несколько более мелких. Такие мини-сети можно будет объединить через высоковольтные линии постоянного тока (HVDC), вместо используемых в настоящее время соединений на переменном токе. Лоер объясняет, что при использовании соединений на переменном токе, все, что случается в одном месте сети, влияет на все остальные ее части. Крупные аварийные отключения в Онтарио отзываются в Оклахоме, Флориде и Мэне. С постоянным током этого не происходит – он изолирует небольшие сети друг от друга и в то же время позволяет обмениваться энергией.

Благодаря возможности управления, в линиях HVDC не возникают перегрузки; они выступают в роли своеобразного «межсетевого экрана», ограничивающего распространение аварийных ситуаций.

Поведение в условиях выхода из строя системы переменного тока.

В случае временного выхода из строя системы переменного тока, подключенной к выпрямителю, в линии HVDC может произойти падение мощности. Даже в случае пропадания одной фазы, линия может передавать до 30 процентов исходной мощности. После устранения аварии, мощность сразу же восстанавливается до исходного значения.

В случае временного выхода из строя системы переменного тока, подключенной к инвертору, может возникнуть ошибка коммутации, вызывающая прерывание подачи энергии. Подача энергии восстанавливается сразу же после устранения аварии. Удаленные отказы, мало влияющие на напряжение станции преобразования (менее 10 процентов), обычно не вызывают ошибку коммутации. Если в качестве конвертора HVDC используется конвертор на коммутируемых конденсаторах (ССС), то он может выдержать вдвое большее падение напряжения без нарушения коммутации.

Устойчивость системы HVDC Light еще выше. Поскольку ее преобразователь способен управлять реактивной мощностью и использует

небольшие фильтры, потери активной мощности не влияют на величину переменного напряжения.

Другим преимуществом систем HVDC и HVDC Light является то, что они не вносят вклад в токовые броски: влияние токового броска на нормально работающую часть линии постоянного тока невелико, а влияние его на сторону, где произошла авария, меньше, чем в случае соединения по переменному току. Нормально работающая часть сети испытывает при этом прерывание подачи энергии постоянного тока, но не токовые броски.

Преимущества HVDC в случае аварийных ситуаций.

Все крупные каскадные отключения электропитания были вызваны относительно небольшими авариями местного значения или комбинацией таких аварий.

В большинстве случаев такие аварии вызывают падение напряжения. Основной причиной распространения таких аварий на большие области является перегрузка в линиях передачи переменного тока. Перегрузка вызывает отключение линий, что, в свою очередь, приводит к перегрузке других линий и так далее.

Линию связи HVDC можно организовать так, чтобы в случае аварии принимались соответствующие меры противодействия. Более того, эти операции, зачастую, выполняются гладко и непрерывно – в отличие от жесткого переключения линий переменного тока.

Управление мощностью в нормальных условиях.

Наиболее важной особенностью системы HVDC является то, что она совершенно не подвержена перегрузкам! Мощность, передаваемая в линиях HVDC, полностью определяется системой управления и совершенно не зависит от сдвига фазы. Безусловно, существуют ситуации, способные вызывать перебои подачи энергии в линии постоянного тока, например, пропадание энергии на передающей стороне, сильное падение напряжения в одной из сетей или внезапный отказ самой линии постоянного тока. Однако в большинстве

случаев аварии в системе переменного тока не нарушают передачи энергии по линиям постоянного тока.

Управление мощностью в аварийных ситуациях.

Если линия постоянного тока связывает две асинхронные сети и происходит внезапное прерывание генерации в одной из сетей, ведущее к нарушению частоты и/или напряжения, можно настроить линию так, чтобы она автоматически адаптировала поток мощности для поддержания поврежденной сети. Поток мощности ограничивается так, чтобы не нарушить работоспособность передающей сети.

Если линия постоянного тока соединяет сети переменного тока, причем параллельно с ней имеются соединительные линии переменного тока, можно следить за мощностью в этих линиях и автоматически изменять мощность линии постоянного тока так, чтобы защищать линии переменного тока от перегрузки.

Управление напряжением.

В распределенных сетях не редки снижения или колебания напряжения. Во многих случаях способность классической станции HVDC регулировать реактивную мощность позволяет снизить влияние этих эффектов за счет подключения конденсаторов и/или путем модуляции потребления реактивной мощности за счет изменения угла отпирания. Конвертор HVDC Light обладает еще более широкими возможностями генерации и потребления реактивной мощности за счет очень быстрых управляющих воздействий.

Примеры применения.

Можно привести множество примеров того, как соединительные линии постоянного тока помогают предотвратить отключения электроэнергии или позволяют смягчить последствия крупных аварий. Ниже приведены три реальных примера из опыта эксплуатации энергосетей Европы и США. После описанных событий была повышена номинальная мощность всех трех соединений HVDC.

- 10 апреля 1979 года сеть ELSAM в западной Дании и некоторые сегменты Немецкой сети были обособлены в отдельную систему. Нагрузка этой обособленной системы составила 5000 МВт, а суммарная выработка энергии 3850 МВт. В течение 3 секунд частота упала до 48,1 Гц. Часть потребителей была отключена системой частотной разгрузки. При этом линии HVDC Skagerrak (500 МВт) и Konti-Skan (250 МВт), идущие из Норвегии и Швеции, сохранили работоспособность. В течение 3 секунд линия Skagerrak автоматически повысила мощность с 50 до 320 МВт, а линия Konti-Skan с 0 до 125 МВт. Частота быстро вернулась к нормальному значению, и аварийное отключение было предотвращено.

- Другой случай произошел в Скандинавской сети, когда в результате отключения двух Шведских атомных станций мощностью 1000 МВт, частота упала до 48,5 Гц. И опять сработали те же две линии HVDC. Линия Skagerrak работала в это время на номинальной мощности (500 МВт) и передавала энергию из Норвегии в Данию. Когда частота упала, направление передачи мощности изменилось, и 500 МВт начали подаваться в Норвежско-Шведскую сеть (сетевой вклад составил 1000 МВт).

- Тихоокеанская межсистемная линия HVDC проходит по западу США и соединяет Орегон с Лос-Анджелесом. Она включена параллельно нескольким 500 кВ линиям переменного тока. 22 декабря 1982 года, в результате сильного ветра, произошел обрыв двух линий переменного тока к северу от подстанции Telsa. Это вызвало перегрузку других линий переменного тока и, в результате, привело к распаду системы WSCC2 на четыре обособленные подсистемы. Нагрузка снизилась более чем на 12000 МВт, и 5,2 миллиона потребителей остались без энергии. Во время этой аварии единственной линией, сохранившей работоспособность, оказалась Тихоокеанская межсистемная линия HVDC, подключенная к обособленной сети Южной Калифорнии. Она ограничила распространение аварийных отключений и обеспечила дополнительную генерацию энергии для районов Южной Калифорнии и Южной Невады.

Реактивная мощность.

Существенным преимуществом системы HVDC является то, что она не передает реактивную мощность.

Классический конвертор HVDC потребляет реактивную мощность, и обычно в состав станции преобразования включается источник реактивной мощности. Обычно это делается за счет использования гармонических фильтров и банков шунтирующих конденсаторов. Эти ресурсы пошагово переключаются автоматическими коммутаторами в зависимости от передаваемой мощности и параметров сети переменного тока.

Конвертор ССС потребляет меньше реактивной мощности, поскольку он содержит последовательный конденсатор. Классическая станция HVDC, построенная на основе тиристоров, может участвовать в стабилизации переменного напряжения, модулируя потребление реактивной мощности за счет изменения угла отпирания и за счет коммутации фильтров и банков конденсаторов.

Конвертор HVDC Light может генерировать или потреблять реактивную мощность в широком диапазоне, за счет управления вентилями IGBT, не используя при этом коммутируемые фильтры или банки шунтирующих конденсаторов. Таким образом, HVDC Light играет еще большую роль в стабилизации переменного напряжения.

Проектировщики энергосистем и владельцы электрических сетей должны учитывать возможности линий HVDC при планировании инвестиций в устаревающие системы передачи. Помимо врожденной стабильности при использовании очень длинных линий и подводных кабелей, HVDC сулит дополнительные выгоды, благодаря способности управлять потоком энергии.

Ограничение размеров синхронных сетей переменного тока и объединение их через линии HVDC дает и экономическую выгоду, и дополнительную функциональность «межсетевого экрана», что позволяет предотвратить или ограничить каскадные отключения. Еще один способ

повышения надежности заключается в использовании HVDC параллельно сильно загруженным линиям передачи переменного тока.

По мнению Харрисона К. Кларка: «Сегментирование на основе HVDC может повысить надежность при одновременном повышении передающей способности сети за счет ограничения зоны распространения аварийных ситуаций. Чтобы увидеть все преимущества сегментирования, надо мыслить достаточно широко.»

1.5 Цель и задачи исследования

Цель работы: исследования применимости высоковольтных линий электропередач постоянного тока в электроэнергетических системах.

В качестве исследования будет рассмотрена воздушная линия электропередач Жигулёвская ГЭС – ОЭС Центр.

Проектируемая линия постоянного тока будет параллельна существующей линии переменного тока, в качестве «Межсетевых экранов». Это позволит увеличить надёжность передачи электрической энергии, увеличить пропускную способность, а так же уменьшить потери.

Чтобы достичь заданной цели, следует решить основные научные задачи, результаты которых выносятся на защиту:

1. Выполнить анализ оборудования, используемого при передаче электроэнергии постоянным током;
2. Выбрать оборудование для передачи постоянного тока и проверить его на пригодность;
3. Рассчитать потери при передаче электроэнергии на переменном и постоянном токе;
4. Провести сравнительный технико-экономический анализ передачи электрической энергии при переменном и постоянном токе.

Глава 2 Расчёт высоковольтной линии постоянного тока

2.1 Описание Жигулёвской ГЭС

2.1.1 Территориальное месторасположения

Жигулёвская ГЭС представляет собой низконапорную русловую гидроэлектростанция на реке Волге в Самарской области, в городе Жигулёвск. Входит в Волжско-Камский каскад ГЭС, являясь шестой ступенью каскада ГЭС на Волге.

Сооружения гидроэлектростанции имеют I класс капитальности и включают в себя земляную плотину с сопрягающими дамбами, здание ГЭС с донными водосбросами и сороудерживающим сооружением, водосбросную плотину, судоходные шлюзы с дамбами и подходными каналами, ОРУ 110, 220 и 500 кВ. По сооружениям ГЭС проложены автомобильная и железная дороги.

На рисунке 2.1.1.1 представлено месторасположение Жигулёвской ГЭС. Изображение взято с яндекс карты в режиме гибрид (спутник+схема).

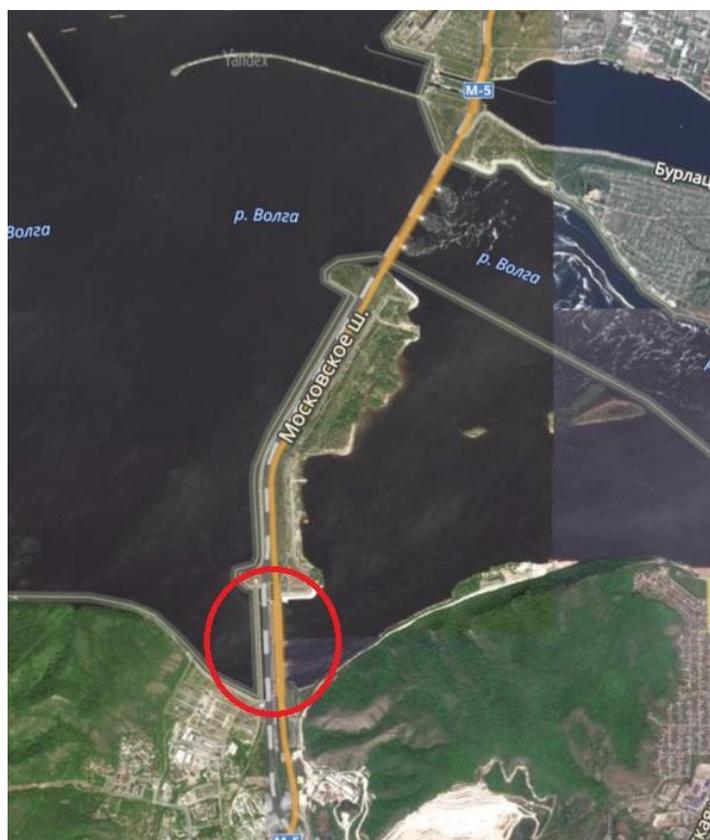


Рисунок 2.1.1.1 - Месторасположение Жигулёвской ГЭС

2.1.2 Основное силовое оборудования Жигулёвской ГЭС

На Жигулёвской ГЭС в качестве источника электрической энергии используются 20 штук 3х фазных, синхронных гидрогенераторов марки СВ 1500/200-88. Данные гидроагрегаты разбиты на 3 группы: первая группа состоит из 8 генераторов с номинальной мощностью по 115 МВт каждый, вторая группа состоит из 8 генераторов с номинальной мощностью по 125,5 МВт каждый, третья группа состоит из 4-х генераторов с номинальной мощностью по 120 МВт каждый, Гидрогенераторы имеют напряжение 13,8 кВ.

Электрическая энергия вырабатывается гидрогенераторами подаётся на однофазные трансформаторы и автотрансформаторы Трансформаторов и автотрансформаторов на ГЭС 8 групп: одна группа автотрансформаторов АОРЦТ-90000/220/110 - 3 шт., одна группа автотрансформаторов АОРЦТ-135000/500/220 - 3 шт., три группы автотрансформаторов АОРЦТ-135000/500/220 - 9 шт., три группы трансформаторов ОРЦ-135000/500 - 9 шт.. ГЭС имеет три ОРУ напряжением 110, 220 и 500 кВ. ОРУ 500 кВ расположено на правом берегу, оборудовано 24 выключателями. ОРУ 220 кВ расположено на уширении земляной плотины, оборудовано 13 элегазовыми выключателями. ОРУ 110 кВ расположено на правом берегу, оборудовано 13 элегазовыми выключателями.

Установленная мощность станции равна 2404 МВт.

2.2 Выбор класса напряжения

При выборе номинального напряжения сети учитываются следующие общие рекомендации:

Напряжения 330 кВ и выше используются для формирования системообразующих связей ЕЭС и для выдачи мощности крупными электростанциями.

Номинальное напряжение отдельной линии электропередачи является, главным образом, функцией двух параметров: мощности P , передаваемой по линии, и расстояния L , на которое эта мощность передается. В связи с этим

имеется несколько эмпирических формул для выбора номинального напряжения линии, предложенных разными авторами.

Формула Илларионова

$$U_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1)$$

где P , МВт; L , км, дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ.

$$U_{ном/и} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{820} + \frac{2500}{2121,5}}} = 747,8 \approx 750 \text{ кВ.}$$

Выбор уровня напряжения для линии постоянного тока.

По формуле Илларионова мы видим, что экономически целесообразно использовать напряжение сети переменного тока 750 кВ, следовательно, при простейшей схеме преобразования биполярной линии постоянного тока, находим напряжение по формуле

$$U_{пост} = \frac{U_{пер}}{2} = \frac{750}{2} = 375 \Rightarrow 330 \text{ кВ.}$$

Напряжение на выходе преобразователе найдём по следующей формуле.

$$U_d = \frac{3}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot U_n = \frac{3}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot 330 = 445,65 \text{ кВ.}$$

Напряжение сети получилось +-445,65 кВ или это 891,3 кВ.

$$U_{ном/и} \leq 2 \cdot U_d$$

$$750 \leq 891,3 \text{ кВ}$$

Условия экономичного выбора напряжения выдерживается.

Рассмотрим второй вариант, при так же биполярной линии постоянного тока, но схема преобразования будет 12-ти пульсная.

Найдём напряжение при 12-ти пульсной системе преобразования, по формуле

$$U_{\text{ном}} = \frac{U_{\text{пер}}}{4} = \frac{750}{4} = 187,5 \Rightarrow 150 \text{ кВ.}$$

Напряжение на выходе преобразователя найдём по следующей формуле.

$$U_d = 2 \cdot \frac{3}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot U_n = 2 \cdot \frac{3}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot 150 = 405,14 \text{ кВ.}$$

Напряжение сети получилось $\pm 405,14$ кВ или это 810,28 кВ.

$$U_{\text{ном/и}} \leq 2 \cdot U_d$$

$$750 \leq 810,28 \text{ кВ.}$$

Условия экономичного выбора напряжения выдерживается.

Так как два класса напряжения при разных схемах преобразования проверку прошли, то выбираем напряжения равное 810,28 кВ, при 12-ти пульсной схеме преобразования, потому что данная схема имеет ряд преимуществ.

2.3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

2.3.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

В данной работе имеются потребители первой категории надёжности. В РУ установлено 4 трансформатора с расщеплённой обмоткой Y/D. Выбираем мощность трансформатора, используя формулу:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max.ПС} \cdot \kappa_n}{\kappa_{пер} \cdot (n-1)}, \quad (2)$$

где $\kappa_{пер}$ - коэффициент перегрузки трансформатора равный 1,4;

κ_n - коэффициент преобразованной нагрузки (1,05).

$$S_{ном.Т} \geq \frac{2153 \cdot 1,05}{1,4 \cdot (4-1)} \geq 538,25 \text{ МВА} .$$

Исходя из этого выбираем в выпрямительной РУ Жиглёвской ГЭС трансформаторы типа ТРДЦПНА-630000/13/150/150.

2.3.2 Расчёт трансформатора ТРДЦПНА-630000/13/150/150

Технические параметры трансформатора ТРДЦПНА-630000/13/150/150 представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры ТРДЦПНА-630000/13/150/150

Тип	Рх, кВт	Рк, кВт	Uк, %	ix, %
			В-Н	
ТРДЦПНА-630000/13/150/150	380	1300	17,5	0,35

Найдём потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} = \frac{0,35}{100} \cdot 630000 = 2205 \text{ квар.}$$

Найдём коэффициенты загрузки обмоток трансформатора

$$\kappa_{3.n} = \frac{S_n}{S_{ном}}; \quad (3)$$

$$\kappa_{3.H} = \frac{2153 \cdot 1,05}{4 \cdot 630} = 0,897;$$

$$\kappa_{3.61} = \frac{1130,325}{4 \cdot 630} = 0,448;$$

$$\kappa_{3.62} = \frac{1130,325}{4 \cdot 630} = 0,448.$$

Найдём приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора используя формулу.

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 380 + 0,05 \cdot 2205 = 490,25 \text{ кВт},$$

где ΔP_x - потери холостого хода трансформатора, кВт;

κ_{un} - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей и от источника питания, принимаем равный 0,05 кВт/квар.

Найдём напряжения короткого замыкания обмоток трансформатора.

$$U_{кH} = 0,125 \cdot U_{кВ-H} = 0,125 \cdot 17,5 = 2,2;$$

$$U_{к.B1} = U_{к.B2} = 1,75 \cdot U_{кВ-H} = 1,75 \cdot 17,5 = 30,625.$$

Найдём реактивные потери обмоток трансформатора в режиме к.з.

$$Q_{к.п} = \frac{U_{к.п}}{100} \cdot S_{ном}; \quad (4)$$

$$Q_{к.Н} = \frac{2,2}{100} \cdot 630000 = 13860 \text{ квар};$$

$$Q_{к.В1} = Q_{к.В2} = \frac{30,625}{100} \cdot 630000 = 192937,5 \text{ квар}.$$

Найдём приведённые потери обмоток трансформатора в режиме к.з.

$$P'_{к.п} = P_{к.п} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.п}; \quad (5)$$

$$P'_{к.Н} = 0 + 0,05 \cdot 13860 = 693 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.В1} = P'_{к.В2} = 2600 + 0,05 \cdot 192937,5 = 12246,875 \text{ кВт},$$

где $P_{к.п} = P_{к.Н} = 0 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0 \cdot 1300 = 0 \text{ кВт};$

$$P_{к.п} = P_{к.В1} = P_{к.В2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 1300 = 2600 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем приведённые потери мощности трансформатора.

$$P'_T = P'_x + \kappa_{з.Н}^2 \cdot P'_{к.Н} + \kappa_{з.В1}^2 \cdot P'_{к.В1} + \kappa_{з.В2}^2 \cdot P'_{к.В2} = 490,25 + 0,897^2 \cdot 693 +$$

$$+ 0,448^2 \cdot 12246,875 + 0,448^2 \cdot 12246,875 = 5963,837 \text{ кВт}.$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции.

$$S_{\text{э.нс}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 630000 \cdot \sqrt{4 \cdot (4-1) \cdot \frac{490,25}{693 + 2 \cdot 12246,875}} =$$

$$= 304476,59 \text{ кВА.}$$

Найдём потери электроэнергии подстанции.

$$\Delta W_{\text{нс}} = n \cdot P'_x \cdot T_M + \frac{1}{n} \cdot (P'_{\text{к.Н}} \cdot \kappa_{\text{к.Н}}^2 \cdot \tau_m + P'_{\text{к.В1}} \cdot \kappa_{\text{к.В1}}^2 \cdot \tau_m + P'_{\text{к.В2}} \cdot \kappa_{\text{к.В2}}^2 \cdot \tau_m);$$

$$\Delta W_{\text{нс}} = 4 \cdot 490,25 \cdot 4954 + \frac{1}{4} \cdot (693 \cdot 0,897^2 \cdot 3360,83 + 0,448^2 \cdot 12246,875 \cdot$$

$$\cdot 3360,83 + 0,448^2 \cdot 12246,875 \cdot 3360,83) = 14313743,38 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

где T_M - время максимальной нагрузки, ч;

τ_m - время максимальных потерь, находятся по следующей формуле.

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4954}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3360,82 \text{ ч.}$$

2.4 Расчёт ЛЭП

2.4.1 Выбор опоры ЛЭП

Опоры воздушной линии электропередач постоянного тока это неотъемлемая конструкция необходимая для подвеса и удержания токоведущих проводов и создания необходимого изолирующего расстояния между полюсом и землёй и положительным и отрицательным полюсом.

Опоры используемые, на линиях электропередач переменного тока, для передачи электроэнергии от Жигулёвской ГЭС – ОЭС Центр, напряжением в

500 кВ, типа ПБ1 - промежуточные опоры на оттяжках высотой опоры до точки подвеса поддерживающей гирлянды 27,5 м и массой 6,9 т.

На ВЛЭП ПТ Жигулёвская ГЭС – ПС Северная (г. Москва) применим промежуточные Т-образные металлические опоры с горизонтальным расположением полюсов. Высота промежуточной опоры до точки подвеса поддерживающей гирлянды 22,5 м, расстояние между полюсами 11 м и масса опоры 3,7 т. На рисунке 2.4.1.1 изображен вид применяемой воздушной опоры.

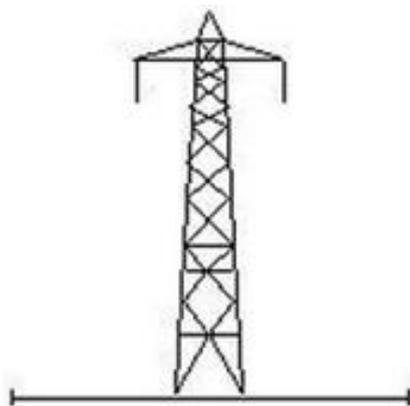


Рисунок 2.4.1.1 - промежуточная Т-образная металлическая опора на линии Жигулёвская ГЭС – ПС Северная

Данная промежуточная Т-образная опора применяется на ВЛЭП ПТ Волжская ГЭС – ПС Михайловская и положительно зарекомендовала себя на данный класс и род напряжения.

Санитарно-защитная зона для ВЛ переменного тока должна учитывать обе стороны проекции на землю боковых проводов линий электропередач. Охранная зона для линии 400-500 кВ переменного тока составляет 30 м, для линий постоянного тока того же класса напряжения берётся на один порядок меньше, т.е. 25 м.

2.4.2 Выбор проводов

В качестве проводника будем использовать провод марки АС.

Экономической плотности тока.

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{J_{\text{э}}} = \frac{2657,2}{1,2} = 2214 \text{ мм}^2,$$

где $J_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока для алюминиевого провода при $T_M = 4954$ ч;

$I_{\text{НОМ}}$ - номинальный ток

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{2153}{810,24} = 2657,2 \text{ А},$$

Ближайшее значение к расчётному сечению является 4хАС-600.

Допустимому току.

Для провода марки 4хАС-600:

$$I_{\text{продол.расч}} \leq I_{\text{дл.доп}} \cdot k_t; \quad (6)$$

$$3188,64 \text{ А} \leq 3360 = (4 \cdot 1050) \cdot 0,8 \text{ А},$$

где $I_{\text{продол.расч}}$ - максимальный ток,

$$I_{\text{продол.расч}} = k \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,2 \cdot 2657,2 = 3188,64 \text{ А},$$

$I_{\text{дл.доп}}$ - длительно допустимый ток для 4хАС-600 взятый из каталога для постоянного тока (пропускная способность на 7% выше чем при переменном тока, из-за отсутствия скин-эффекта),

k_t - температурный коэффициент.

Данный провод 4хАС-600 проверку прошел и допускается к эксплуатации.

2.4.3 Расчёт изоляторов для воздушной линии электропередач постоянного тока

Для обеспечения надёжной работы высоковольтной линии электропередач постоянного тока, должна быть надёжная изоляция. В данной работе воспользуемся методом расчёта нахождения числа изоляторов по средней величине допустимой длины пути утечки.

Рассмотрим изолятор марки ПС-8,5. Данный вид изолятора используется на высоковольтной линии электропередач постоянного тока +-400кВ, Волжская ГЭС – Михайловская ПС.

Необходимо определить число подвесных тарельчатых изоляторов в гирлянде. Напряжение воздушной линии +-405 кВ, степень загрязнённости II. Мы выбрали линейный подвесной изолятор ПС-8,5, у которого длина пути утечки $L_{ут} = 30$ см, диаметр $D_{и} = 29$ см.

Эффективную длину пути утечки изолятора $L_{эф}$ определим по формуле:

$$L_{эф} = \frac{L_{ут}}{k_{эф}};$$

$$L_{эф} = \frac{30}{1,017} = 29,49 \text{ см},$$

где $L_{ут}$ - геометрическая длина пути утечки одного изолятора, см,

$k_{эф}$ - коэффициент эффективности использования длины пути утечки одного изолятора, определяемый по формуле:

$$k_{эф} = 1 + 0,5 \cdot \left(\frac{L_{ут}}{D_{и}} - 1 \right) = 1 + 0,5 \cdot \left(\frac{30}{29} - 1 \right) = 1,017,$$

где $D_{и}$ - диаметр тарелки изолятора, см.

Определяем число подвесных тарельчатых изоляторов в гирлянде, по следующей формуле:

$$n = \frac{\lambda_{\text{э}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot k_{\text{з}} \cdot k_{\text{dc}} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{к}}}{L_{\text{эф}}};$$

$$n = \frac{2 \cdot 405 \cdot 1,1 \cdot 1,01 \cdot 1,02 \cdot 1}{29,49} = 31 \text{ шт.},$$

где $k_{\text{з}}$ - коэффициент запаса который принято выбирать в диапазоне 1,1-1,4,
 k_{dc} - коэффициент, учитывающий разницу между разрядным напряжением изоляторов при постоянном и переменном напряжении при одинаковом уровне загрязнения, по данным с НИИПТ взято 1,01,

$k_{\text{н}}$ - коэффициент, учитывающий нелинейность разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды изоляторов при постоянном напряжении, по данным с НИИПТ взято 1,02,

$k_{\text{к}}$ - коэффициент, учитывающий влияние конструктивных особенностей гирлянды изоляторов на разрядное напряжения при постоянном напряжении, по данным с НИИПТ взято 1,

$\lambda_{\text{э}}$ - нормированная удельная эффективная длина пути утечки.

На воздушной линии +-405 кВ постоянного тока, Жигулёвская ГЭС – Центр, в качестве основной изоляции была выбрана гирлянда из изоляторов ПС-8,5 в количестве 31 штуки на один полюс.

Если сравнивать с изоляцией используемой на линии переменного тока 500 кВ Жигулёвская ГЭС – ОЭС Центр, то на одну фазу в гирлянде изоляторов переменного тока приходится 24 шт. Как видим, для ВЛ постоянного тока необходимо большее количество изоляторов на один полюс, чем на одну фазу переменного тока. Это связано с тем, что изоляция постоянного тока зависит от длины утечки, а не от ёмкости изолятора как при переменном токе. И тем не менее, на одну опору постоянного тока приходится меньшее количество

изоляторов чем на одну опору переменного тока. Это потому что, на переменном токе 3 фазы, $n_{опоры} = 24 \cdot 3 = 72$ шт, а на постоянном 2 полюса $n_{опоры} = 31 \cdot 2 = 62$ шт.

Как видим из расчёта, на одной опоре постоянного тока на 10 шт изоляторов меньше чем на одной опоре переменного тока, или если перевести в проценты то, на опоре постоянного тока на 14% изоляторов меньше чем на опоре переменном тока.

2.5 Выбор преобразовательного оборудования

Для преобразования переменного тока в постоянный на Жигулёвской ГЭС и из постоянного тока в переменный на ПС Северная (г. Москва) рассмотрим высоковольтный управляемый тиристор типа 5STP 37Y8500 ф.АВВ. Основные характеристики тиристора 5STP 37Y8500 представлены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 - Основные характеристики тиристора 5STP 37Y8500

Параметры	Кол-во
Номинальное напряжение тиристора, В	8500
Номинальный рабочий ток, А	3750
Ток термической стойкости (t=1с), кА	90

1. Проверка тиристора по максимальному рабочему току при последовательном соединении тиристор.

$$I_{тир.ном} \geq I_{max.раб};$$

$$3750 \geq 3720 \text{ А.}$$

Где $I_{max.ном}$ - максимальный рабочий ток, находится по формуле:

$$I_{max.ном} = 1,4 \cdot I_{ном} = 1,4 \cdot 2657,2 = 3720 \text{ А.}$$

Данный тиристор проверку по максимально рабочему току при последовательном соединении тиристорov, прошёл.

2. Выбор количества последовательно соединенных тиристорov на одной фазе одного трансформатора.

$$n_{\text{тир.1ф}} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot k_{\text{зан}}}{U_{\text{тир.ном}}};$$

$$n_{\text{тир.1ф}} = \frac{405 \cdot 1,05}{8,5} = 50 \text{ шт},$$

где $U_{\text{тир.ном}}$ - номинальное напряжение одного тиристора, кВ,

$k_{\text{зан}}$ - коэффициент запаса который допускает 5% выхода из строя тиристорov.

Вводится для обеспечения надёжности шины тиристорных преобразователей.

Данные тиристоры соединяются параллельно с демпферными R-C цепочками, подобранными к тиристорному преобразователю.

3. Общее количество тиристорov.

На проектируемых преобразовательных РУ выбрано 4 трансформатора с 12-ти пульсной системой преобразования. Общее количество тиристорных преобразователей на каждом РУ находится по формуле:

$$N_{\text{общ.тир}} = N_{\text{тр}} \cdot n_f \cdot n_{\text{тир.1ф}};$$

$$N_{\text{общ.тир}} = 4 \cdot 12 \cdot 50 = 2400 \text{ шт},$$

где $N_{\text{тр}}$ - количество трансформаторов на РУ,

n_f - количество тиристорных блоков на один трансформатор, так как

12ти пульсная система то 12 блоков на один трансформатор.

К следующему пункту необходимо будет вернуться после расчёта тока короткого замыкания, который рассчитывается в пункте 2.6., после проверки силового выключателя, который выбирается и проверяется в пункте 2.7. Данный порядок проверки выбран с тем условием, что силовой выключатель проверку на ток короткого замыкания может не пройти и тогда потребуется установить в сеть токоограничивающий реактор, после чего токи короткого замыкания будут пересчитаны.

4. Проверка на термическую стойкость.

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}. \quad (7)$$

$$B_k \leq 90^2 \cdot 1 = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 28,52^2 \cdot (0,04 + 0,355) = 321,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$321,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где I_T - ток термической стойкости преобразователя, кА,

$t_{откл}$ - время термической стойкости, с,

$I_{п,о}$ - наибольший расчётный ток короткого замыкания, кА,

T_a - апериодическая составляющая, с.

Тиристорный преобразователь марки 5STP 37Y8500 ф.АВВ проверку прошёл и годен для использования на преобразовательных РУ, Жигулёвской ГЭС и ПС Северная (г.Москва).

2.6 Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов короткого замыкания следует выполнять для проверки основного силового оборудования и проводников электрического тока.

В данном разделе рассмотрим расчет токов трехфазного короткого замыкания переменного тока и между полюсного короткого замыкания постоянного тока, напряжением выше 1 кВ.

2.6.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания на стороне переменного тока

По стандартным формулам рассчитаем в именованных единицах приведенные к базисной мощности значения сопротивлений элементов.

Таблица 2.6.1.1 – Расчетные формулы для определения сопротивлений

Наименование элемента	Исходный параметр	Именованные единицы, Ом.
Система	S_k , МВА.	$x_C = \frac{U_{\delta}^2}{S_k} = \frac{150^2}{16000} = 1,4$.
Трансформатор	U_k , % ; $S_{ном}$, МВА.	$x_{Т.Н} = \frac{U_{кН}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном Т}} = \frac{2,2}{100} \cdot \frac{150^2}{630} = 0,785$; $x_{Т.В1} = x_{Т.В2} = \frac{30,625}{100} \cdot \frac{150^2}{630} = 10,937$;

где S_k – мощность КЗ системы определяемая заданием;

U_{δ} – базисное напряжение, кВ;

Определим начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.

$$I_{n,o} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез}} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{\delta}}, \quad (8)$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока к.з. определяется по формуле.

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (9)$$

где $\tau = t_{p,3} + t_{c,6}$ - расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи при к.з. дугогасительными контактами выключателями;

$t_{c,6}$ - собственное время отключения выбранного выключателя, с ($t_{c,6} = 0,03$);

$t_{p,3}$ - время срабатывания релейной защиты, принимаемое равным 0,01с;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з.

Ударный ток к.з. определяем по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta}, \quad (10)$$

где $k_{y\delta}$ - ударный коэффициент.

Таблица 2.6.1.2 – Расчетные формулы для определения активного сопротивления

Наименование элемента	Исходный параметр	Относительные единицы, ом
Трансформатор	$S_{ном}$, кВА.	$R_{TH} = \frac{\Delta P_{кз.Н} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.м}^2} \cdot 10^3 = \frac{0 \cdot 150^2}{630^2} \cdot 10^3 = 0;$ $R_{ТВ1} = R_{ТВ2} = \frac{\Delta P_{кз.Н} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.м}^2} \cdot 10^3 =$ $= \frac{2600 \cdot 150^2}{630000^2} \cdot 10^3 = 0,147;$

Найдём постоянную времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$T_{a.к2} = \frac{x_C + \frac{(x_{TB} + x_{TH})}{4}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{(R_{TB} + R_{TH})}{4}}; \quad (11)$$

$$T_{a.к1} = \frac{1,4 + \frac{(10,937 + 0,785)}{4}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \frac{(0,147 + 0)}{4}} = 0,355 \text{ с.}$$

Найдём ударный коэффициент тока короткого замыкания.

$$k_{уд.к1} = 1 + e^{-\tau/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,355} = 1,972.$$

По значения T_a и $k_{уд}$, занесём в таблицу 2.6.1.3 для характерных точек электросети.

Таблица 2.6.1.3 – Расчётные значения T_a и $k_{уд}$ для характерных точек к.з.

Точка КЗ	T_a	$k_{уд}$
К1	0,355	1,972

Так как реактивное сопротивление больше активно более чем в 3 раза то в дальнейших расчётах активное сопротивление мы не учитываем.

Рассчитаем суммарное сопротивление, исходя из данных, рассчитанных в таблице 2.6.1.1.

$$x_{\Sigma \text{ к1}} = x_C + \frac{(x_{TB} + x_{TH})}{4};$$

$$x_{\Sigma \text{ к1}} = 1,4 + \frac{(10,937 + 0,785)}{4} = 4,1 \text{ Ом};$$

Определим действующее значение периодической составляющей тока к.з.

$$I_{n,o k1} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез}} \cdot \frac{U_{BH}}{U_6} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 4,1} \cdot \frac{150}{150} = 21,12 \text{ кА.}$$

Определим максимальное значение аperiodической составляющей

$$I_{a,\tau k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 21,12 \cdot e^{-0,01/0,355} = 29,04 \text{ кА;}$$

Рассчитаем ударный ток

$$i_{y\partial k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 21,12 \cdot 1,972 = 58,9 \text{ кА.}$$

2.6.2 Расчет токов при коротком замыкании полюсов выпрямительного преобразователя

Расчету подлежат амплитуда периодической составляющей фазного тока вторичной обмотки преобразовательного трансформатора, максимальное значение тока КЗ в цепи переменного тока и вентилей, ударный ток, протекающий в полупроводниковом приборе, максимальное и среднее значения выпрямленного тока в месте повреждения.

Кроме того, проверяют тепловое действие тока КЗ на полупроводниковый прибор.

Найдём суммарное активное сопротивление элементов.

$$R_{\Sigma} = \frac{(R_{TB} + R_{TH})}{4} + R_B;$$

$$R_{\Sigma} = \frac{(0,147 + 0)}{4} + 0,011 = 0,047.$$

Где R_B - общее активное сопротивление вентиля, Ом.

$$R_B = R_D \cdot \frac{n}{m} = 0,22 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{200}{1} = 0,011 \text{ Ом.}$$

Где R_D - активное сопротивление одного вентиля, Ом.

Найдём суммарное реактивное сопротивление элементов.

$$X_{\Sigma} = X_C + \frac{X_{Tp}}{4} = 4,1 \text{ Ом.}$$

Амплитуду периодической составляющей фазного тока вторичной (вентильной) обмотки преобразовательного трансформатора (I_m) в амперах следует определять по выражению

$$I_m = \frac{\frac{3}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot E_{\phi}}{\sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}};$$

$$I_m = \frac{\frac{3}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{150}{\sqrt{3}}}{\sqrt{0,047^2 + 4,1^2}} = 28,52 \text{ кА.}$$

где E - действующее значение фазной ЭДС трехфазной системы переменного тока, В.

Максимальное значение выпрямленного тока в месте повреждения (I_{dmax}) в амперах следует определить по формуле:

$$I_{dmax} = 2 \cdot I_m = 2 \cdot 28,52 = 57,04 \text{ кА.}$$

Токи к.з. на стороне переменного и постоянного тока представлены в таблице 2.6.2.1.

Таблица 2.6.2.1 – токи к.з.

Точка к.з.	Постоянный	Трёхфазный
К1	28,52	21,21

2.7 Выбор и проверка основного силового оборудования.

В данном разделе выбирается основное силовое оборудование. Трансформаторы напряжения и трансформаторы тока, проверке не подлежат, так как это не входит в основную цель научного исследования.

Под основным силовым оборудованием принимаем силовой выключатель и реактор. Если силовой выключатель проходит проверку и без реактора, то токоограничивающий реактор в преобразовательной РУ не устанавливается.

В качестве силового коммутационного оборудования выбираем элегазовый выключатель ф. АВВ марки LTB 170D1/B. В таблице 2.7.1 представлены основные характеристики элегазового выключателя марки LTB 170D1/B.

Выключатели выбирается по следующим параметрам

1. По номинальному напряжению - $U_{ном} \geq U_{сети\ ном}$.

$$172 \text{ кВ} \leq 150 \text{ кВ.}$$

Таблица 2.7.1 - Основные характеристики элегазового выключателя марки LTB 170D1/B

Наименование характеристик	Количество
Номинальное напряжение, кВ	172
Номинальный ток, А	3150
Ток отключения и ток термической стойкости (t=3с), кА	40
Ток динамической стойкости, кА	80
Собственное время отключения, с	0,03

2. По номинальному току - $I_{\text{дл. доп}} \leq I_{\text{ном}}$,

$$I_{\text{дл. доп}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,4 \cdot 630000}{\sqrt{3} \cdot 150} = 1697,4 \text{ А.}$$

Выключатель LTB 170D1/B:

$$1697,4 \text{ А} \leq 2500 \text{ А.}$$

3. По отключающей способности, на симметричный ток отключения :

$$I_{\text{п. } \tau} \leq I_{\text{откл. ном.}}$$

Выключатель LTB 170D1/B:

$$21,12 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$$

4. По предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость.

$$I_{п,о} \leq I_{п.с.};$$

$$i_{уд.} \leq i,$$

где $I_{п.с.}$ - действующее значение предельного сквозного тока к.з. (по техническим данным выключателя);

$i_{п.с.}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока к.з. (по техническим данным выключателя).

Выключатель LTB 170D1/B:

$$58,9 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

Тепловому импульсу – на термическую стойкость.

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл.}}$$

Выключатель LTB 170D1/B:

$$B_{\kappa} \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\kappa} = I_{п,о}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a) = 21,12^2 \cdot (0,04 + 0,355) = 176,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$176,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Данный выключатель расчетную проверку прошел. На преобразовательной РУ, токоограничивающие реакторы не устанавливаются.

2.8 Реактивная мощность преобразователей

Одна из проблем передачи электрической энергии переменным током, это наличие дополнительных, но при этом значительных потерь из-за реактивной мощности. К сожалению, полностью избавиться от реактивной мощности, образующейся при передаче электрической энергии с помощью линии постоянного тока, не получилось. Постоянный ток протекаемый по данной линии является преобразованным из переменного тока. Так вот в момент преобразования из переменного тока в постоянный, и на оборот, возникает отрицательная реактивная мощность. По этому, для обеспечения качественной поставки электрической энергии до потребителя, необходимо на инверторной подстанции установить компенсаторы реактивной мощности.

Для начала необходимо найти какую реактивную энергию затрачивают тиристорные вентили на преобразование электрической энергии из одного вида в другой.

В таблице 2.8.1 представлены первоначальные данные, которые необходимо знать для расчёта реактивной мощности преобразователя.

Найдём угол отпирания вентиля, при котором ток будет иметь предельно-номинальное значение, по следующей формуле:

$$\cos \alpha = \frac{I_{d,ном} \cdot \left(\frac{3}{\pi} \cdot \left[R_c + X_{Tp} \right] + R_L + R_H \right)}{U_d};$$

$$\cos \alpha = \frac{2650 \cdot \left(\frac{3}{\pi} \cdot \left[4 + 11,722 \right] + 13,66 + 276 \right)}{810} = 0,99;$$

$$\alpha = \arccos(0,99) = 8^{\circ}.$$

Таблица 2.8.1 - Первоначальные данные, которые необходимы для расчёта реактивной мощности преобразователя

Наименование параметра	Буквенное обозначение	Численное значение	Ед. изм.
Реактивное сопротивление системы	X_c	1,4	Ом
Реактивное сопротивление трансформатора	X_{Tr}	11,722	Ом
Активное сопротивление линии 3хАС-600, при длине линии 820 км	R_L	13,66	Ом
Сопротивление нагрузки номинальное, Ом	R_H	276	Ом
Напряжение постоянного тока	U_d	810000	В
Сила тока после преобразователя номинальное значение	$I_{d.ном}$	2650	А

Найдём угол коммутации, по следующей формуле:

$$\cos(\alpha + \gamma) = \cos(\alpha) - \frac{2 \cdot (X_c + X_{Tr}) \cdot I_{d.ном}}{\sqrt{2} \cdot U_{л.ном} \cdot 10^3};$$

$$\cos(8 + \gamma) = \cos(8) - \frac{2 \cdot (1,4 + 11,722) \cdot 2650}{\sqrt{2} \cdot 150 \cdot 10^3} = 0,662;$$

$$17 + \gamma = \arccos(0,662) = 48,5^\circ;$$

$$\gamma = 48,5 - 8 = 40,5^\circ.$$

Найдём угол φ по следующей формуле:

$$\varphi = \alpha + \frac{\gamma}{2};$$

$$\varphi = 8 + \frac{40,5}{2} = 28,13;$$

Зная угол φ мы тем самым нашли одну из важных характеристик вентиля как электропотребителя, это коэффициент мощности.

$$\cos \varphi = 0,88.$$

Это мы нашли коэффициент мощности при предельно-номинальной нагрузке вентиля.

Зная коэффициент мощности при номинальной нагрузке, мы сможем подобрать компенсатор реактивной мощности для тиристорного преобразователя.

Для класса напряжения 150-500 кВ допустимый коэффициент мощности равен 0,98.

$$\cos \varphi_{доп} = 0,98 \Rightarrow \operatorname{tg} \varphi_{доп} = 0,203;$$

$$\cos \varphi_{ном} = 0,88 \Rightarrow \operatorname{tg} \varphi_{ном} = 0,534;$$

Найдём мощность для компенсирующего устройства при номинальной нагрузке, по следующей формуле:

$$Q_{\max} = P_{ном} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{ном} - \operatorname{tg} \varphi_{доп}) = 2150 \cdot (0,534 - 0,203) = 711,65 \text{ МВАр};$$

По найденному диапазону реактивной мощности вентиляльного преобразователя мы выбираем ступенчатое компенсирующее устройство.

Выбираем ступенчатого компенсирующее устройство на напряжение 150кВ СКУ-150/750. Основные характеристики СКУ-150/750 представлены в таблице 2.8.2.

Таблица 2.8.2 – Основные характеристики СКУ-150/750

Номинальное напряжение, кВ	150
Номинальная мощность компенсатора, МВАр	750
Количество ступеней регулирования	± 5
Мощность одной ступени, МВАр	10

Проверка компенсирующего устройства.

1. По номинальному напряжению.

$$U_{\text{КБ.ном}} \geq U_{\text{сети ном}},$$

$$150 \text{ кВ} \leq 150 \text{ кВ}.$$

2. По компенсирующей мощности.

$$Q_{\text{.max}} \leq Q_{\text{КБ.max}};$$

$$711,65 \leq 750;$$

3. По коэффициенту реактивной мощности.

$$\text{tg}\varphi_{\text{дон}} \geq \text{tg}\varphi_{\text{ном.КБ}};$$

$$0,204 \geq 0,0178;$$

$$\text{где, } \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном.КБ}} = \frac{Q_{\text{КБ.маx}} - Q_{\text{маx}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{750 - 711,65}{P_{\text{ном}}} = 0,0178.$$

Выбранное компенсирующее устройство, проверку прошло и допускается в работу.

2.9 Расчёт сглаживающего реактора

Сглаживающий реактор - это статическое электромагнитное устройство, предназначенное для использования его индуктивности в электрической цепи с целью уменьшения содержания высших гармоник (пульсаций) в выпрямленном токе. Пульсации должны быть в пределах до 10% от величины постоянного тока. Сглаживающий реактор обычно соединяется последовательно с выпрямителем, таким образом, через него протекает весь ток нагрузки. И электрические потери в этом режиме минимальны.

Сглаживающие реакторы устанавливаются со стороны преобразователя.

Основным параметром сглаживающего реактора является его индуктивность, которая в случае изготовления реактора без магнитопровода практически не зависит от нагрузки. Так как от величины индуктивности напрямую зависят массогабаритные параметры аппарата, необходимым является определение минимального требуемого значения этой индуктивности. Более того, для ограничения гармоник тока достаточно эффективным является повышение индуктивности сглаживающих реакторов, что приводит к почти пропорциональному уменьшению гармоник по концам линии и вдоль нее. Сглаживающий реактор пропускает весь ток передачи, а по классу изоляции относится к наиболее высоковольтным аппаратам подстанции. Требование увеличения индуктивности реактора обычно равносильно требованию установки добавочных реакторов, что в нашем случае крайне нежелательно: выделенная на подстанции территория весьма ограничена; кроме того, с увеличением индуктивности реактора растет его активное сопротивление, что ведет к снижению преимуществ передачи постоянного тока с использованием

ВТСП кабеля. По этим причинам сглаживающий реактор должен обладать минимально возможной индуктивностью.

Индуктивность, которая ограничивает зону прерывистых токов, может быть рассчитана по следующей формуле.

$$L_d = \frac{U_d \cdot \sin \alpha}{\delta \cdot I_d \cdot \omega_c} \cdot \left(1 - \frac{\pi}{m} \cdot \operatorname{ctg} \frac{\pi}{m} \right);$$

$$L_d = \frac{405000 \cdot \sin 90}{0,1 \cdot 2650 \cdot 314} \cdot \left(1 - \frac{\pi}{12} \cdot \operatorname{ctg} \frac{\pi}{12} \right) = 0,111 \text{ Гн.}$$

Где U_d , I_d - номинальные выпрямленные напряжения и тока.

Для 12-ти пульсной мостовой схемы $m = 12$, $\delta = 0,1$.

Необходимо найти индуктивность контура коммутации преобразователя для 12-ти пульсной системы преобразования L_γ , по следующей формуле.

$$L_\gamma = \frac{X_\gamma}{\omega};$$

$$L_\gamma = \frac{11,722}{314} = 0,037,$$

где X_γ - сопротивление преобразовательного трансформатора.

Минимальное значение индуктивности сглаживающего реактора можно определить по формуле.

$$L_p = L_d - L_{\gamma.\text{ЭКВ}};$$

$$L_p = 0,111 - 3 \cdot 0,037 = 1 \text{ мГн,}$$

Где $L_{\gamma.э\text{кв}}$ - эквивалентная индуктивность контура коммутации преобразователя для 12-ти пульсной системы преобразования численно равна $L_{\gamma.э\text{кв}} = 3,5 \cdot L_{\gamma}$.

По минимальному значению индуктивности сглаживающего реактора выберем реактор СРОС-1000-2.

Основные характеристики сглаживающего реактора марки СРОС-1000-2 представлены в таблице 2.9.1.

Таблица 2.9.1 - Основные характеристики сглаживающего реактора марки СРОС-1000-2

Наименование характеристик	Количество
Напряжение, кВ.	500
Пропускная способность реактора, А.	1100
Индуктивность реактора, мГн.	2

2.10 Расчёт высших гармоник

Ещё одной проблемой при использовании преобразовательных установок является, искажение синусоидальности электрического тока и напряжения. Не синусоидальность тока и напряжения можно разложить на синусоиду промышленной частоты (50 Гц) и сумму определенного количества частот кратных 50 Гц. Эта сумма частот которая добавлена к основной синусоиде для получения фактической формы тока или напряжения называется высшими гармониками. Высшие гармоники вносят дополнительные, вредные потери в линиях электропередач, силовых трансформаторах, генераторах, а так же ухудшают качество электроэнергии у потребителя.

В момент преобразования переменного тока в постоянный с помощью тиристорных преобразователей происходит искажение синусоидальности тока от источника до преобразовательной установки. Высшие гармоники, которые образовались из-за коммутации выпрямительной установки, не только несут

дополнительные потери при передаче электрической энергии от источника до преобразовательной установки, но и так же ухудшает качество электрической энергии и тем потребителям, которые подключены параллельно выпрямительному устройству.

При преобразовании постоянного тока в переменный с помощью тиристорных преобразователей происходит искажение синусоидальности тока от инверторной установки до потребителя. Это связано с тем что инверторное устройство не способно создать идеальную синусоиду в момент преобразования из постоянного тока в переменный.

В связи выше сказанным, необходимо максимально точно рассчитать гармонические составляющие и влияние их на сеть.

Первым делом необходимо определить на сколько сильная энергосистема на выпрямительной подстанции. Если энергосистема сильная то фильтры от высших гармоник ставить не обязательно, так как сеть проглотит эти искажения.

Определить силу энергосистемы можно по следующей формуле:

$$OK3 = \frac{S_{кз}}{P_{ном}} > 3;$$

$$\frac{12000}{2150} = 5,6 > 3,$$

На выпрямительной РУ Жигулёвской ГЭС энергосистема является сильной и фильтры высших гармоник не требуются.

Перейдём к расчёту гармонических составляющих на инверторной подстанции ПС Северная (г. Москва).

Инверторный преобразователь является 12-ти пульсным и поэтому он генерирует в сеть гармоники по формуле $n = 12k \pm 1$. Необходимо определять

уровни гармоник не менее чем до 25 порядка. Следовательно, рассмотрим 11, 13, 23, 25 гармоники. Гармониками более высокого порядка пренебрегаем.

Ток n -ой гармоники найдём по следующей формуле:

$$I_n = \frac{I_{ном}}{n};$$

$$I_{11} = \frac{2650}{11} = 241 \text{ A.}$$

Аналогично току 11 гармоники I_{11} , рассчитаем токи оставшихся 13, 23, 25 гармоник.

$$I_{13} = 203 \text{ A};$$

$$I_{23} = 115 \text{ A};$$

$$I_{25} = 106 \text{ A.}$$

После того как мы нашли тока необходимых гармоник, нам следует найти коэффициент искажения по следующей формуле.

$$\nu = \frac{I_1}{I} = \frac{I_1}{I_1 + \sum_n I_n};$$

$$\nu = \frac{2650}{2650 + 241 + 203 + 115 + 106} = 0,8.$$

Найдём суммарный коэффициент гармонических составляющих тока в процентах, по следующей формуле.

$$K_{n\%} = (1 - \nu) \cdot 100\%;$$

$$K_{n\%} = (1 - 0,8) \cdot 100\% = 20\%.$$

Для сети с напряжением свыше 220 кВ коэффициент гармонических составляющих тока в процентах должен быть меньше 3-х процентов.

$$K_{n\%} < 3\%;$$

$$20\% < 3\%.$$

Условие не соблюдается, в таком случае на инверторной подстанции необходимо установить фильтры от 11, 13, 23, 25 высших гармоник.

2.11 Расчёт фильтра высших гармоник

Фильтры высших гармоник – это устройства представляющие собой набор резонансных контуров. Они значительно уменьшают несинусоидальные искажения возникающие нелинейной нагрузкой.

В данном разделе рассчитаем фильтр высших гармоник для 12-ти пульсной системы преобразования на инверторной подстанции ПС Северная (г.Москва).

Под расчётом фильтра в данном разделе подразумевается, расчёт регулируемых реакторов подключенных последовательно конденсаторным батареям, которые являются компенсирующим устройством реактивной мощности для первой гармоники.

Для начала найдём ёмкость при максимальной мощности компенсирующего устройства, по следующей формуле.

$$C_{1.ном} = \frac{Q_{КБ.ном}}{U_{ном}^2 \cdot \omega_1};$$

$$C_{1.ном} = \frac{750 \cdot 10^6}{(150 \cdot 10^3)^2 \cdot 314} = 106,2 \text{ мкФ}$$

Найдём сопротивление при максимальной мощности компенсирующего устройства, по следующей формуле.

$$X_{C1.ном} = \frac{1}{C_{1.ном} \cdot \omega_1};$$

$$X_{C1.ном} = \frac{1}{106,2 \cdot 10^{-6} \cdot 314} = 30 \text{ ом.}$$

Далее необходимо найти резонансные индуктивности реакторов для 11, 13, 23 и 25 гармоники при максимальной мощности компенсирующего устройства, по следующей формуле.

$$L_{(n)} = \frac{1}{C_{1.маx} \cdot \omega_{(n)}^2};$$

Найдём индуктивность реактора для 11 гармоники.

$$L_{(11)} = \frac{1}{C_{1.маx} \cdot \omega_{(11)}^2} = 0,789 \text{ мГн}$$

Индуктивности реакторов для 13, 23 и 25 гармоник, находим аналогично $L_{(11)}$.

$$L_{(13)} = 0,56 \text{ мГн};$$

$$L_{(23)} = 0,18 \text{ мГн};$$

$$L_{(25)} = 0,152 \text{ мГн.}$$

Теперь найдём реактивное сопротивление ректора при максимальной мощности компенсирующего устройства для 11, 13, 23 и 25 гармоники, по следующей формуле.

$$X_{L.(n)} = L_{(n)} \cdot \omega_{(1)}.$$

Найдём сопротивление реактора для 11 гармоники.

$$X_{L.(11)} = L_{(11)} \cdot \omega_{(1)} = 247,7 \text{ Ом}.$$

Сопротивление реактора для 13, 23 и 25 гармоник, находим аналогично $X_{L.(11)}$.

$$X_{L.(13)} = 175,8 \text{ Ом};$$

$$X_{L.(23)} = 56,52 \text{ Ом};$$

$$X_{L.(25)} = 47,7 \text{ Ом}.$$

По полученным данным выберем реакторы марки ФРОС. Основные характеристики реакторов марки ФРОС представлены в таблице 2.11.1.

Таблица 2.11.1 – Основные характеристики реакторов марки ФРОС

Наименование характеристик	Порядок высших гармоник			
	11	13	23	25
Номинальная индуктивность, $L_{ном}$, мГн	0,8	0,6	0,18	0,15
Номинальная сопротивление реактора, $X_{р.ном}$	251,2	188,4	56,5	47,1

Найдём напряжение 11, 13, 23 и 25 гармоник на фильтрах, по следующей формуле.

$$U_{\phi.(n)} = I_{(n)} \cdot \frac{1}{\frac{1}{n \cdot X_{p.ном(n)}} - \frac{n}{X_{кб.ном}}};$$

Найдём напряжение 11 гармоники на фильтре.

$$U_{\phi.(11)} = 241 \cdot \frac{1}{\frac{1}{11 \cdot 251,2} - \frac{11}{30}} = 660 \text{ В.}$$

Напряжение на фильтрах 13, 23 и 25 гармоник, находим аналогично

$U_{\phi.(11)}$.

$$U_{\phi.(13)} = 469 \text{ В;}$$

$$U_{\phi.(23)} = 150,2 \text{ В;}$$

$$U_{\phi.(25)} = 127,3 \text{ В.}$$

Найдём ток 11, 13, 23 и 25 гармоник протекающие через фильтры, по следующей формуле.

$$I_{\phi.(n)} = \frac{U_{\phi.(n)} \cdot n}{X_{кб.ном}};$$

Найдём ток 11 гармоники протекающий через фильтр.

$$I_{\phi.(11)} = \frac{660 \cdot 11}{251,2} = 241 \text{ А.}$$

Ток 13, 23 и 25 гармоник протекающие через фильтры, находим аналогично $I_{\phi.(11)}$.

$$I_{\phi,(13)} = 203 \text{ A};$$

$$I_{\phi,(23)} = 115 \text{ A};$$

$$I_{\phi,(25)} = 106 \text{ A}.$$

Найдём токи 11, 13, 23 и 25 гармоник после установки фильтра.

$$I'_{(n)} = I_{(n)} - I_{\phi,(n)}.$$

Найдём ток 11 гармоники после установки фильтра.

$$I'_{(11)} = 241 - 241 = 0 \text{ A}.$$

Ток 13, 23 и 25 гармоник после установки фильтра, находим аналогично

$I_{\phi,(11)}$.

$$I'_{(13)} = 0 \text{ A};$$

$$I'_{(23)} = 0 \text{ A};$$

$$I'_{(25)} = 0 \text{ A}.$$

После того как мы нашли токи необходимых гармоник после установки фильтра, нам следует перепроверить коэффициент искажения по следующей формуле.

$$\nu' = \frac{I_1}{I} = \frac{I_1}{I_1 + \sum_n I'_n};$$

$$\nu' = \frac{2650}{2650 + 0 + 0 + 0 + 0} \approx 1.$$

Найдём суммарный коэффициент гармонических составляющих тока в процентах, по следующей формуле.

$$K_{n\%} = (1 - \nu') \cdot 100\%;$$

$$K_{n\%} = (1 - 1) \cdot 100\% \approx 0\%.$$

Для сети с напряжением свыше 220 кВ коэффициент гармонических составляющих тока в процентах должен быть меньше 3-х процентов.

$$K_{n\%} < 3\%;$$

$$0 < 3\%.$$

Условие соблюдается, фильтр подобран верно.

Фильтр высших гармоник все расчётные проверки прошёл и допускается для использования.

2.12 Однолинейная схема ЛЭП

После того как был произведён выбор и проверка всего основного силового оборудования необходимо его разместить в РУ так чтобы схема была наиболее экономичной, надёжной, гибкой, доступной в обслуживании и ремонтпригодной.

2.13 Расчёт потерь в линии

В данном разделе мы произведем расчёт потери активной электрической энергии в линиях переменного тока 500 кВ и постоянного тока 405 кВ. Так же подсчитаем активные потери электрической энергии в преобразовательных установках. Данный расчёт позволит узнать в какой момент на линии переменного тока необходимо установить компенсирующий реактор, в связи с чем будет значительное увеличение стоимости передачи электрической энергии с помощью переменного тока. Так же мы выясним какой род тока имеет наименьшие потери при передаче электрической энергии, в связи с чем будет наиболее экономичная передача электроэнергии.

Для начала рассчитаем двухцепную линию переменного тока с напряжением в начале линии 515 кВ с проводами марки 3хАС-500. Номинальная мощность в конце линии 1800 МВА, коэффициент мощности равный 0,99.

Таблица 2.13.1 - Основные параметры двухцепной линии с проводами 3хАС-500

	Значение на 1 км линии	Длина линии, м	Общее значение на всю длину линии с учётом количества цепей в линии и количества проводов
Активное сопротивление, ом.	0,06	820	8,2
Индуктивное сопротивление, ом.	0,304		124,64
Ёмкостная проводимость, см.	$3,64 \cdot 10^{-6}$		0,00597

Первым делом необходимо найти зарядную мощность в начале ЛЭП, по следующей формуле, U_2 возьмём равным номинальному напряжению сети.

$$Q_{c2} = \frac{B}{2} \cdot U_2^2;$$

$$Q_{c2} = \frac{0,00597}{2} \cdot 500^2 = 746,25 \text{ МВАр.}$$

Далее необходимо найти мощность в конце ветви сопротивления Z линии.

$$S_{z2} = S_2 - jQ_{c2};$$

$$S_{z2} = 1782 + (j256,48 - j779) = 1782 - j522,51 \text{ МВА.}$$

Найдём потери мощности в сопротивлении Z линии.

$$\Delta S = \frac{|S_{z2}|^2}{U_2^2} \cdot Z = \frac{\left(\sqrt{P_{z2}^2 + jQ_{z2}^2}\right)^2}{U_2^2} \cdot (R + jX);$$

$$\Delta S = \frac{\left(\sqrt{(1782 \cdot 10^6)^2 + (522,51 \cdot 10^6)^2}\right)^2}{(500 \cdot 10^3)^2} \cdot (0,2 + j124,64) = 113,112 + j719,304 \text{ МВА.}$$

После того как нашли потери мощности в сопротивлении Z линии найдём мощность в начале ветви сопротивления Z линии.

$$S_{z1} = S_{z2} + \Delta S;$$

$$S_{z1} = (1782 - j522,51) + (113,112 + j719,304) = 1895,112 + j196,794 \text{ МВА.}$$

Необходимо найти зарядную мощность в начале ЛЭП, по следующей формуле.

$$Q_{C1} = \frac{B}{2} \cdot U_1^2;$$

$$Q_{C1} = \frac{0,00597}{2} \cdot 515^2 = 791,696 \text{ МВАр.}$$

Теперь необходимо найти мощность в начале линии.

$$S_1 = S_{Z1} - jQ_{C1};$$

$$S_1 = 1895,112 + j196,794 - j791,696 = 1895,112 - j594,902 \text{ МВА.}$$

$$|S_1| = 1986,29 \text{ МВА.}$$

Теперь найдём падение напряжения на сопротивление Z линии.

$$\Delta U = \frac{\overline{S_{Z1}}}{U_1} \cdot Z = \frac{\overline{P_{Z1} - jQ_{Z1}}}{U_1} \cdot \overline{R + jX};$$

$$\Delta U = \frac{\overline{1895,112 + j594,902}}{515} \cdot \overline{0,2 + j124,64} = -113,803 + j468,126 \text{ кВ.}$$

После того как определили ΔU нам необходимо найти напряжение в конце линии.

$$U_2 = U_1 - \Delta U;$$

$$U_2 = 515 - (-113,803 + j468,126) = 628,803 + j468,126 \text{ кВ.}$$

$$|U_2| = 783,922 \text{ кВ}$$

Проверка допустимого падения напряжения в линии переменного тока.

$$|U_{\text{дон}}| = \left| \frac{\Delta U}{U_1} \cdot 100\% \right| \leq 5\%;$$

$$\left| \frac{515 - 784}{515} \cdot 100\% \right| = |-52\%| \leq 5\%$$

Как мы видим, уравнение не верно. Отрицательный знак означает, что в линия имеет емкостной характер, что свойственно для длинных линий электропередач. Превышение $U_{\text{дон}}$ по модулю свидетельствует о том что реактивная, емкостная, мощность выше допустимого значения и её необходимо компенсировать с помощью компенсирующего реактора.

Найдём активные потери электроэнергии в ЛЭП по активной составляющей полной мощности в начале и в конце линии.

$$\Delta P = P_1 - P_2;$$

$$\Delta P = 1895,112 - 1800 = 95,112 \text{ МВт}$$

Теперь необходимо выяснить, реактивную мощность линии для выбора компенсатора реактивной мощности.

$$Q_{дон} = Q_{C1} + Q_{C2} + \Delta Q + Q_{реакт} + Q_{номреб};$$

В данном случае $Q_{дон} = Q_{номреб}$, потому что $Q_{дон} = \frac{P}{\cos\varphi_{дон}}$, где $\cos\varphi_{дон} = 0,99$.

Перепишем формулу.

$$0 = -Q_{C1} - Q_{C2} + \Delta Q + Q_{реакт};$$

$$Q_{C1} + Q_{C2} - \Delta Q = Q_{реакт};$$

$$Q_{реакт} = 791,696 + 746,25 - 615,985 = 921,96 \text{ МВАр.}$$

Где ΔQ - это индуктивные потери в линии, которое численно равно 615,985 МВАр.

Из полученных результатов, мы видим что данная линия имеет большую зарядную мощность, которую необходимо компенсировать с помощью шунтирующих реакторов.

Выбираем 16 реакторов марки РКТВД-60000/500. Основные характеристики представлены в таблице 2.12.2.

Таблица 2.13.2 - Основные характеристики марки РКТВД-60000/500

Наименование	Кол-во
Номинальное напряжение, кВ	500
Реактивная мощность, кВАр	60000

Пересчитаем потери в конце линии с применением шунтирующего реактора:

$$S_1' = S_{Z2} + n_{\text{реактор}} \cdot jQ_{\text{реакт}} + \frac{\left(\sqrt{P_{Z2}^2 + (Q_{Z2} + n_{\text{реактор}} \cdot Q_{\text{реакт}})^2} \right)^2}{U_2^2} \times$$

$$\times (R + jX) - j(Q_{C1} - n_{\text{реактор}} \cdot Q_{\text{реакт}});$$

$$S_1' = 1887,023 + j2,141$$

Найдём активные потери электроэнергии в ЛЭП по активной составляющей полной мощности в начале и в конце линии после компенсации реактивной мощности.

$$\Delta P' = P_1 - P_2';$$

$$\Delta P' = 1887,023 - 1800 = 87,023 \text{ МВт}$$

Мы получили активные потери после компенсации емкостной мощности, тем самым уменьшили активные потери на 8,089 МВт или если перевести в проценты на 8,5%. Так же мы наблюдаем, что реактивной составляющей после компенсации имеет небольшое значение индуктивной составляющей.

После того как мы определили потери электроэнергии в линии после компенсации реактивной мощности с помощью реактора, для данного исследования необходимо так же найти минимальную длину линии при которой необходимо установить компенсатор ёмкостной мощности.

Минимальную длину для установки компенсатора зарядной мощности сможем найти из следующего уравнения, при условии, что все остальные параметры нам известны.

$$\frac{jb_0}{2} \cdot \left(\frac{\overline{S_{Z1}}}{U_2} \cdot r_0 + \frac{\overline{S_{Z1}}}{U_2} \cdot jx_0 \right)^2 \cdot l_{\min}^3 + \left(\frac{\overline{S_{Z1}}}{U_2} \cdot r_0 \cdot jx_0 + \frac{\overline{S_{Z1}}}{U_2} \cdot jx_0^2 \right) \cdot l_{\min}^2 +$$

$$+ jb_0 \cdot U_2^2 \cdot l_{\min} = 0.$$

Подставив известные нам значения мы решили данное уравнение и определили минимальную длину ЛЭП при расстоянии больше которой необходимо компенсировать зарядную мощность, тем самым происходит значительное удорожание линии электропередач переменного тока.

Минимальное расстояние $l_{\min} = 304 \text{ м}$.

После того как мы определили потери активной электроэнергии в линии переменного тока после компенсации ёмкостной мощности, нам необходимо найти потери электроэнергии в линии постоянного тока.

Линия постоянного тока имеет напряжение +-405 кВ и в качестве проводника используется провод марки 4хАС-600. Номинальная мощность в начале линии 1890 МВт. Основные параметры линии с проводами 4хАС-600 представлены в таблице 2.13.3.

Таблица 2.13.3 - Основные параметры линии с проводами 4хАС-600

	Значение на 1 км линии	Длина линии, м	Общее значение на всю длину линии с учётом количества проводов в полюсе
Омическое сопротивление, ом.	0,042	820	8,61

Найти потери электрической энергии в линии постоянного тока, сможем по следующей формуле.

$$\Delta P = \frac{P_{ном}^2}{U_1^2} \cdot R;$$

$$\Delta P = \frac{(1890 \cdot 10^6)^2}{(810 \cdot 10^3)^2} \cdot 2 \cdot 8,61 = 85,037 \text{ МВт}$$

Также найдём падение напряжения в линии постоянного тока.

$$\Delta U = \frac{P_{ном}}{U_1} \cdot R;$$

$$\Delta U = \frac{1890 \cdot 10^6}{810 \cdot 10^3} \cdot 2 \cdot 8,61 = 38,27 \text{ кВ}$$

Проверка допустимого падения напряжения в линии постоянного тока.

$$U_{доп} = \frac{\Delta U}{U_1} \cdot 100\% \leq 5\%;$$

$$U_{доп} = \frac{38,27}{810} \cdot 100\% = 4,7\% \leq 5\%$$

И так, мы видим что 2х цепная линия переменного тока с проводами марки ЗхАС-500, имеет потери активной мощности не на много больше чем при постоянном, всего почти на 2МВт. За то при этом у линии постоянного тока суммарное сечение провода приходящиеся на один полюс меньше чем суммарное сечение провода у переменного тока приходящиеся на одну фазу. Разница в мм.кв. составляет на 600 мм.кв. суммарного сечения проводов на один полюс постоянного тока меньше чем на одну фазу постоянного.

Глава 3 Сравнительный анализ линии постоянного и переменного тока

3.1 Сравнительный анализ линии постоянного и переменного тока

Основной оценкой выбора того или иного решения является экономическая эффективность. После технических расчётов всегда возникает вопрос, а сколько это будет стоить? Зачастую бывает так, что новые, усовершенствованные технологии так и остаются в стадии проекта, а в производство идёт более простые, но при этом менее затратные альтернативные варианты. Когда новые технологии, с лучшими характеристиками оказываются экономичнее предшествующей, это считается идеальным условием для выбора.

На первый взгляд, передача электрической энергии по линии постоянного тока казалась бы не рентабельной, так как высоковольтные тиристорные преобразователи и фильтры высших гармоник значительно повышают стоимость капитальных затрат на преобразовательные РУ. Но так как сама линия электропередач постоянного тока (опоры, провода, изоляторы, охранная зона) имеет меньшие затраты, то при увеличении расстояния от источника до приёмника электроэнергии суммарная стоимость линия-РУ переменного тока достигнет стоимости линии-РУ постоянного тока. Такое расстояние называется – экономическая длина l_0 . При превышении экономической длины, расстояния от источника до приёмника электроэнергии, линия постоянного тока является экономически выгодной.

В данной работе мы ознакомились с существующим опытом расчёта линий постоянного тока и применили его для сравнения линии переменного тока и проектируемой линии постоянного тока Жигулёвская ГЭС – ОЭС Центр. При исследовании были выбраны необходимые данные для того что бы произвести экономический анализ двух вариантов передачи электроэнергии.

Для того чтобы провести экономический анализ нам необходимо заполнить таблицы капитальных затрат: первый вариант передачи

электроэнергии переменным током, второй вариант передачи электроэнергии постоянным током.

Капитальные затраты на первый вариант, передачи электроэнергии переменным током представлены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Капитальные затраты при передаче электроэнергии переменным током

Наименование	Кол-во	Цена за единицу, руб	Общая цена, руб
ОБОРУДОВАНИЕ			
Силовые трансформаторы ТДЦНА-630000/500/13, шт	8	130 000 000	1 040 000 000
Выключатели силовые в КРУЭ 500 кВ, шт	16	15 000 000	240 000 000
Измерительные трансформаторы 500 кВ, шт	6	5 000 000	30 000 000
Итого по оборудованию			1 310 000 000
ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ			
Опора, шт	16 400	1 500 000	24 600 000 000
Провод АС-500, км	14760	500 000	7 380 000 000
Изоляторы, шт	2 361 600	1 500	3 542 400 000
Охранная зона, м2	24 600 000	8 000	196 800 000 000
Итого по воздушной линии			232 322 400 000
КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО			
Реактор 500кВ	16	64 000 000	1 024 000 000

Продолжение таблицы 3.1.1

Итого по компенсирующим устройствам			1 024 000 000
ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ			
Активные потери в линии электроэнергии за 5 лет, $kВт \cdot \frac{8760 \cdot 5}{ч}$	3 810 600 000	1,5	5 715 900 000
Итого по потерям электроэнергии			5 715 900 000
ИТОГО ПО ВСЕМ РАЗДЕЛАМ			241 592 300 000

Капитальные затраты на второй вариант, передачи электроэнергии постоянным током представлены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Капитальные затраты при передаче электроэнергии постоянным током

Наименование	Кол-во	Цена за единицу	Общая цена
ОБОРУДОВАНИЕ			
Силовые трансформаторы ТРДЦПНА-630000/13/150/150, шт	8	110 000 000	880 000 000
Выключатели силовые в КРУЭ 150 кВ, шт	24	8 000 000	192 000 000

Продолжение таблицы 3.1.2

Измерительные трансформаторы 150 кВ, шт	6	2 500 000	15 000 000
Тиристорные преобразователи с демпферной RC-цепочкой, шт	4800		
Сглаживающий реактор 500кВ, шт	1	30 000 000	30 000 000
Итого по оборудованию			
ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ			
Опора, шт	13 667	800 000	10 933 600 000
Провод АС-600, км	6560	600 000	3 936 000 000
Изоляторы, шт	847 354	1 500	1 271 031 000
Охранная зона, м2	20 500 000	8 000	164 000 000 000
Итого по воздушной линии			180 140 631 000
КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО			
Конденсаторная батарея 150 кВ, шт	1	35 000 000	35 000 000
Фильтрующий реактор 150 кВ, шт	4	15 000 000	60 000 000
Итого по компенсирующим устройствам			95 000 000

Продолжение таблицы 3.1.2

ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ			
Активные потери в линии электроэнергии за 5 лет, $\kappa Bm \cdot \frac{8760 \cdot 5}{\text{ч}}$	3 723 000 000	1,5	5 584 500 000
Итого по потерям электроэнергии			5 584 500 000
ИТОГО ПО ВСЕМ РАЗДЕЛАМ			

Если взять разность сумм капитальных затрат при передаче электроэнергии переменного тока и постоянного тока, то мы увидим что линия 405кВ постоянного тока дешевле 500 кВ-ной линии переменного тока на 120000000 мил.руб. или если перевести в проценты то на 23%.

Так же для данной исследовательской работы необходимо построить график, на котором будет указаны следующие данные:

- начальную стоимость РУ;
- минимальную длину для установки компенсатора зарядной мощности l_{\min} ;
- экономическую длину l_0 .

Для построения графика, первым делом, нам необходимо найти стоимость относительно постоянных величин. Данными величинами являются основное силовое оборудование на станции и подстанции, а также потери электроэнергии за 5 лет.

Основное силовое оборудования РУ переменного и постоянного тока, а так же суммарная их стоимость представлена в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 - Основное силовое оборудования РУ переменного и постоянного тока и их суммарная стоимость

Постоянный ток		Переменный ток	
Наименование	Стоимость	Наименование	Стоимость
ОБОРУДОВАНИЕ			
Силовые трансформаторы ТРДЦПНА-630000/13/150/150, шт	880 000 000	Силовые трансформаторы ТДЦНА-630000/13/150/150, шт	1 040 000 000
Выключатели силовые в КРУЭ 150 кВ, шт	192 000 000	Выключатели силовые в КРУЭ 500 кВ, шт	240 000 000
Измерительные трансформаторы 150 кВ, шт	15 000 000	Измерительные трансформаторы 500 кВ, шт	30 000 000
Тиристорные преобразователи с демпферной RC-цепочкой, шт		-	-
Сглаживающий реактор 500кВ, шт	30 000 000	-	-
Итого по оборудованию		Итого по оборудованию	
КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО			
Конденсаторная батарея 150 кВ, шт	35 000 000	-	-
Фильтрующий реактор 150 кВ,шт	60 000 000	-	-

Продолжение таблицы 3.1.3

Итого по компенсирующим устройствам	95 000 000	-	-
ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ			
Активные потери в линии электроэнергии за 5 лет, $kВт \cdot \frac{8760 \cdot 5}{ч}$	3 723 000 000	Активные потери в линии электроэнергии за 5 лет, $kВт \cdot \frac{8760 \cdot 5}{ч}$	3 810 600 000
Итого по потерям электроэнергии	3 723 000 000	Итого по потерям электроэнергии	3 810 600 000
ИТОГО ПО ВСЕМ РАЗДЕЛАМ			

Мы видим что стоимость преобразовательного РУ значительно выше по сравнению с РУ переменного тока. На графике эти значения будут указаны на отметки ноль по оси расстояние, и по оси стоимость каждая РУ займёт своё соответствующее место.

Компенсирующее устройство на линии переменного тока распишем отдельно, так как на графике оно будет указываться по оси расстояние не на нулевой отметке, а на отметке равной минимальную длину для установки компенсатора зарядной мощности l_{min} , которая в данной работе равна 304 км.

В таблице 3.1.4 представлена стоимость компенсирующего устройства емкостной мощности в РУ переменного тока.

Таблица 3.1.4 - Стоимость компенсирующего устройства емкостной мощности в РУ переменного тока

Наименование	Стоимость
Реактор 500кВ	256 000 000

Далее для построения графика, нам необходимо найти стоимость линии электропередач. Стоимость ЛЭП состоит из четырёх основных элементов воздушной линии, а именно, опоры, проводника, изоляции и охраной зоны. Также хотелось бы отметить что угол подъёма соотношения стоимости и длины для ЛЭП переменного тока станет больше после достижения минимальной длины для установки компенсатора зарядной мощности l_{min} . Это связано с тем что на стоимость ЛЭП теперь будет накладываться и нарастающая стоимость реакторов, так как компенсирующая мощность, а следовательно количество реакторов зависит от длины.

В таблице 3.1.5 представлена стоимость воздушных линий для постоянного и переменного токов.

Таблица 3.1.5 - Стоимость воздушных линий для постоянного и переменного токов

Постоянный ток		Переменный ток	
Наименование	Стоимость	Наименование	Стоимость
ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ			
		До компенсации	
Опора	10 933 600 000	Опора	9 120 000 000
Провод АС-600	3 936 000 000	Провод АС-500	2 736 000 000
Изоляторы	1 271 031 000	Изоляторы	1 313 280 000
Охранная зона	164 000 000 000	Охранная зона	72 960 000 000

Продолжение таблицы 3.1.5

Итого по воздушной линии	180 140 631 000	Итого по воздушной линии	
		После компенсации	
		Опора	15 480 000 000
		Провод АС-500	4 644 000 000
		Изоляторы	2 229 120 000
		Охранная зона	123 840 000 000
		Реактор 500кВ	768 000 000
		Итого по воздушной линии	

После того как все значения нашли, можно приступать к построению графика.

После построения графика зависимости стоимости РУ переменного и постоянного тока мы чётко видим зависимость стоимости РУ переменного и постоянного тока от расстояния.

С помощью графика можно с легкостью определить экономическую длину l_0 которая в данной работе равна 538 км, что собственно попадает в диапазон окупаемости линии постоянного тока, который равен от 400 км до 700 км в зависимости от передаваемой мощности, класса напряжения, производителей силового оборудования и тд.

В данной исследовательской работе так же рассмотрим во сколько раз увеличится пропускная способность существующей линии переменного тока Жигулёвская ГЭС - ОЭС Центр.

На существующей ЛЭП используется в качестве проводника провод АС-500 с пропускной способностью 960А. Одна фаза расщеплена на 3 провода, а опора данной ЛЭП является двухцепной. Проанализировав данную информацию, переходим к подсчёту пропускной способности.

Так как у нас опора двух цепная, то одну цепь мы используем под положительный полюс, а вторую цепь под отрицательный. При таком расположении полюсов мы имеем достаточное межполюсное расстояние, а следовательно хорошую изоляцию. Вернёмся к пропускной способности. В одной цепи имеется 3 фазы, а каждая фаза расщеплена на 3 провода АС-500 с пропускной способностью 960А. Следовательно, пропускная способность линии рассчитывается, по следующей формуле.

$$I_{\text{пропускной}} = n_{\text{пр}} \cdot n_{\text{ф}} \cdot I_{\text{дл}} = 3 \cdot 3 \cdot 960 = 8640 \text{ А.}$$

Где $n_{\text{пр}}$ - количество проводов в фазе,

$n_{\text{ф}}$ - количество фаз,

$I_{\text{дл}}$ - длительно допустимый ток для провода АС-500.

Теперь необходимо выбрать номинальное напряжение постоянного тока, между землёй и полюсом. Выбирать будем из условия, что у нас уже имеется изоляционная гирлянда и будем подбирать такое напряжение, чтобы не было пробоя существующей изоляции. Это делается потому что, в линии постоянного тока необходимо большее количества изоляторов в гирлянде для одного и того же класса напряжения что при переменном токе. В нашем случае количество изоляторов выбрано, остаётся подобрать необходимый класс напряжения, чтобы не пришлось изменять количество изоляторов на всех гирляндах линии протяжённостью в 820 км.

Напряжение линии постоянного тока можно определить по следующей формуле.

$$U_{\text{ном}} = \frac{\lambda_3 \cdot n \cdot k_3 \cdot k_{\text{dc}} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{к}}}{L_{\text{эф}}};$$

$$U_{\text{ном}} = \frac{2 \cdot 24 \cdot 1,1 \cdot 1,01 \cdot 1,02 \cdot 1}{29,49} = 312 \text{ кВ},$$

где k_3 - коэффициент запаса который принято выбирать в диапазоне 1,1-1,4,
 k_{dc} - коэффициент, учитывающий разницу между разрядным напряжением изоляторов при постоянном и переменном напряжении при одинаковом уровне загрязнения, по данным с НИИПТ взято 1,01,
 $k_{\text{н}}$ - коэффициент, учитывающий нелинейность разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды изоляторов при постоянном напряжении, по данным с НИИПТ взято 1,02,
 $k_{\text{к}}$ - коэффициент, учитывающий влияние конструктивных особенностей гирлянды изоляторов на разрядное напряжения при постоянном напряжении, по данным с НИИПТ взято 1,
 λ_3 - нормированная удельная эффективная длина пути утечки.

Зная напряжение линии постоянного тока и токовую пропускную способность, необходимо найти предельно-допустимую передаваемую мощность. Предельно-допустимую передаваемую мощность можно найти по следующей формуле.

$$P_{\text{ном}} = U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{пропуск}};$$

$$P_{\text{ном}} = 312000 \cdot 8640 = 2695,68 \text{ МВт}.$$

Используя существующую ВЛ переменного тока Жигулёвская ГЭС – ОЭС Центр, в качестве ЛЭП постоянного тока мы бы увеличили пропускную способность данной линии в 155%.

Заключение

В данной магистерской диссертации был выполнен анализ существующих видов высоковольтных линий электропередач постоянного тока.

В качестве исследования была выбрана проектируемая линия постоянного тока Жигулёвская ГЭС – ПС Северная (г.Москва). Данная линия сравнивалась с существующей линией переменного тока Жигулёвская ГЭС – ОЭС Центр.

Для исследования применимости высоковольтных линий постоянного тока в электроэнергетических системах необходимо было выбрать тип опор, проводник, изоляцию и охранную зонную. В качестве проводника были выбраны и проверены провода марки 4хАС-600, а тип изолятора ПС-8,5 в количестве 31 шт в гирлянде.

Так же было необходимо выбрать количество и тип силовых трансформаторов (4 трансформатора типа ТРДЦПНА-630000/13/150/150), количество и тип преобразовательного оборудования (высоковольтный управляемый тиристор типа 5STP 37Y8500 ф.АВВ.), выбор и проверочный расчёт основного коммутационного оборудования (элегазовый выключатель ф. АВВ марки LTV 170D1/B) и выбор сглаживающего реактора СРОС-1000-2.

В ходе выполнения диссертации были рассчитаны высшие гармоники для 12-ти пульсной системы преобразования и реактивная мощность преобразовательной установки. По данным расчётам были выбраны компенсирующее устройство типа СКУ-150/750 и фильтровой реактор типа ФРОС, что в совокупности дало компенсатор реактивной мощности для первой гармоники и фильтр для 11, 13, 23 и 25 гармоник, на инверторной подстанции г. Москва.

Далее был произведён расчёт потерь электроэнергии в ходе которого выяснилось, что линия переменного тока, имеет меньшее сопротивление

проводников, но с учетом компенсации реактивной мощности потери электрической мощности в ней оказались больше по сравнению с линией постоянного тока, на 2 МВт.

В третьей главе была определена экономическая длина равная 538 км. Это длина, при которой стоимость ЛЭП постоянного тока равняется стоимости ЛЭП переменного тока. А так же было рассчитано, что при использовании существующей ВЛ в качестве ВЛ постоянного тока возможно увеличение пропускной способности ЛЭП на 155%.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – Москва: НИЦ ЭНАС, 2014.
2. Иванова, Е. А. Методика выбора индуктивности линейного реактора для кабельно-воздушной линии постоянного тока. – Известия НИИ Постоянного Тока, №64, 2010.
3. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. Пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти: ТГУ, 2007.
4. Герасимова, В.Г. Электротехнический справочник Т.3. Кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии / под ред. В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2002.
5. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М: Интермет Инжиниринг, 2007.
6. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети / А.В. Лыкин. – М.: Логос, 2006.
7. Padhan, S. K. Journal of Control Science and Engineering [Text] / S. K. Padhan, S. Nahak // Hindawi Publishing Corporation. – Egypt, 2016.
8. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие для студентов. Москва: «Мастерство», 2002.
9. Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию / С.Л. Кужеков, С.В. Гончаров. – Изд. 6-е. - Ростов-на-Дону: Феникс, 2012.
10. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник. Москва: Инфра - М, 2006.
11. Блок, В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 2007.
12. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в СЭС: учебно-методическое пособие / В.В. Сенько. - Тольятти: ТГУ, 2007.

13. Minullin R.G., Fardiev I.Sh., Gubaev D.F., Lukin E.I. Specific Features of the Connection of a Reflectometer to Power Transmission Lines for Location Probing/ Minullin R.G., Fardiev I.Sh., Gubaev D.F., Lukin E.I. // Russian Electrical Engineering. New York: Allerton Press, Inc., Vol. 79 (№ 2).2008.
14. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 2004.
15. Пилипенко, О.И. Выбор силовых трансформаторов: учебно.-метод. пособие / О.И. Пилипенко. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2003.
16. Файбисовича, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей – 3-е изд. – Москва: НЦ ЭНАС, 2009.
17. Minullin, R.G. Power Transmission Lines by the Location Method/ Minullin R.G., Petrushenko Yu.Ya., Fardiev I.Sh // Russian Electrical Engineering. New York: Allerton Press, Inc., Vol. 79 (№ 7). 2008.
18. Свиридов, Ю.П. Проектирование электрических станций и подстанций: методическое указания к курсу проектированию / Ю. П. Свиридов, С. М. Пестов. – Ульяновск: УлГТУ, 2011.
19. Соловьёв, А.Л. Трансформаторы и Автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчёт уставок: методическое указание. Санкт-Петербург: ООО «НТЦ «Механотроника»», 2013.
20. Minullin, R.G. Detection of Disconnection Faults and Double - Phase Short Circuits in the Wires of Overhead Transmission Lines by the Location Method/ Minullin R.G., Petrushenko Yu.Ya., Fardiev I.Sh., Lukin E.I. // Russian Electrical Engineering. New York: Allerton Press, Press, Inc., Vol. 80(№2). 2009.
21. Белый, И.В. Комплектное распределительное устройство высокого напряжения СЭЩ-70 «Самсон» на номинальное напряжения 6, 10, 20 кВ и номинальные токи от 630 до 4000 А: техническая информация ТИ-145-2011. Версия 4.0. Самара: ЗАО «Электрощит», 2011.
22. Chan-KiKim, Vijay HDVC transmission: Power conversation application simpower systems, IEEE Press, John Wiley & Sons (Asia) Pte Ltd., 2009.

23. Fact Sheet High-voltage direct current transmission (HVDC) // Компания «Siemens». – URL: <http://www.siemens.com/press/pool/de/events/2012/energy/2012-07-wismar/factsheet-hvdc-e.pdf>, 2012.
24. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ: стандарт организации. Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009.
25. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: руководящий документ РД 153-34.0-20.527-98. Москва: НЦ ЭНАС, 2001.
26. Александров, Г. Н. Управляемые реакторы: Учебное пособие – СПб.: АО «Главный вычислительный центр энергетики» Северо-Западный филиал, 2004.
27. Свиридов, Ю.П. Проектирование электрических станций и подстанций: методические указания к курсу проектированию / Ю. П. Свиридов, С. М. Пестов. – Ульяновск: УлГТУ, 2011.
28. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник. Москва: Инфра - М, 2006.
29. Ананичева, С.С. Передача электрической энергии на большие расстояния: учебное пособие. Екатеринбург: УрВу, 2012.
30. Файбисовича, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей – 3-е изд. – Москва: НЦ ЭНАС, 2009.