

АННОТАЦИЯ

Название бакалаврской работы «Разработка технических предложений замены маслонаполненных кабелей напряжением 220 кВ на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена для выдачи электрической мощности Жигулевской ГЭС на ОРУ – 220».

Мы начинаем с постановки задачи, а затем логически переходим к ее возможным решениям

Все 7 частей данной работы направлены на повышение эффективности и надежности передачи электрической мощности на Жигулевской ГЭС. В проведенных исследованиях наглядно показана необходимость замены кабельной линии первой трансформаторной группы.

В работе затрагиваются следующие вопросы: расчет необходимого оборудования, проверка актуальности защит, в связи с заменой кабельной линии, проверка изменения баланса мощности.

Данная выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки на 60 страниц, введения на 1 страницу, включая 37 рисунков, 15 таблиц, списка 20 источников, в том числе 5 источников на иностранном языке, и чертежей на 6 листах формата А1.

В выпускной квалификационной работе подробно описывается оценка надежности существующих кабелей, проверочный расчет сечения токоведущих жил, номинальная токовая нагрузка, диэлектрические потери, релейная защита кабеля, оценка баланса реактивной мощности в системе в связи с заменой кабеля.

Таким образом, эти результаты приводят нас к выводу, что установка нового кабеля является технически правильным решением, в связи с более высокими параметрами, по сравнению с заменяемым кабелем.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Оценка надежности работы существующих маслонаполненных кабелей 220 кВ	7
1.1 Текущее состояние.....	7
1.2 Электрические испытания.....	9
1.3 Нагрузочные испытания.....	10
1.4 Измерение локальных изменений $\text{tg}\delta$	15
1.5 Обследование состояния реконструируемых концевых муфт на кабельных линиях 220 кВ.....	16
2 Проверочный расчет сечения токоведущих жил и экранов кабелей 220 кВ из сшитого полиэтилена.....	17
2.1 Исходные данные для расчета кабеля ПвПпнг (А) 2гж – НФ 1х1600/95 127/220 кВ, проложенного в трубах под автодорогой (как наиболее сложным с точки зрения теплоотвода от кабеля участке прокладки).....	17
2.2 Проверка сечения медного экрана	18
3 Номинальная токовая нагрузка.....	21
3.1 Расчет допустимой номинальной токовой нагрузки.....	21
3.2 Расчет электрических сопротивлений.....	21
3.3 Сопротивление жилы переменному току (прокладка кабеля под трассой М5)	22
3.4 Сопротивление жилы постоянному току.....	22
3.5 Коэффициент поверхностного эффекта u_s	23
4 Диэлектрические потери	25
4.1 Расчет диэлектрических потерь.....	25
4.2 Тепловое сопротивление между одной жилой и оболочкой Т1.....	25

4.3 Тепловое сопротивление наружного защитного покрытия ТЗ	25
4.4 Тепловое сопротивление окружающей среды Т4.....	25
4.5 Способ заземления экранов кабеля	26
4.6 Выбор параметров ОПН для подключения к экранам кабелей 220 кВ Жигулевской ГЭС	28
5 Релейная защита кабеля 220 кВ.....	32
5.1 Описание существующей РЗ.....	32
5.2 Особенности резервных защит стороны 220 кВ 1ТГ	33
5.3 Основные выводы по работе РЗА в связи с заменой кабеля	35
6 Расчеты внутренних (коммутационных и резонансных) перенапряжений, связанных с применением кабелей с изоляцией СПЭ (вместо маслонаполненных), и проверка ограничения этих перенапряжений ОПН, установленных в ОРУ-220 кВ и на выводах автотрансформаторов 1ТГ, 7ТГ и 8ТГ	36
7 Оценка баланса реактивной мощности в системе в связи с заменой маслонаполненных кабелей кабелями 220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	58
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ.....	59

ВВЕДЕНИЕ

Электростанции используются для выработки электроэнергии, преобразовании ее из других видов энергии. Жигулевская ГЭС вырабатывает колоссальное количество мощности, обеспечивая электричеством предприятия, жилые дома и др. Но всю эту энергию необходимо передавать на значительные расстояния как в пределах электрической системы станции, так и за ее пределами, доводя достаточное количество электроэнергии до потребителей. Для решения данных задач требуются техники передачи электрического тока. Существуют несколько видов таких техник: воздушные линии, кабельные линии, токопроводы и шинопроводы.

«Кабельная линия (КЛ) – линия, предназначенная для передачи электроэнергии, отдельных ее импульсов или оптических сигналов и состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей (проводов, токопроводов) с соединительными, стопорными и конечными муфтами (уплотнениями) и крепежными деталями, проложенная согласно требованиям технической документации в коробах, гибких трубах, на лотках, роликах, тросах, изоляторах, свободным подвешиванием, а также непосредственно по поверхности стен и потолков и в пустотах строительных конструкций или другим способом» [4].

Кабельная линия имеет ряд преимуществ, отличающих ее от других способов передачи электроэнергии и применяется там, где затруднено или невозможно проложить воздушные линии. К этим особенностям можно отнести: закрытую прокладку, которая позволяет защитить кабель от атмосферных воздействий (ветер, гроза, обледенение, дождь, снег и т.д.), что обеспечивает высокую надежность и безопасность в эксплуатации. Благодаря данным достоинствам кабельные линии широко применяют в сетях внутреннего и внешнего электроснабжения, несмотря на достаточно большую стоимость и трудоемкость сооружения.

1 Оценка надежности работы существующих маслонаполненных кабелей 220 кВ

1.1 Текущее состояние

Неудобства размещения в пределах сооружений воздушных переходов между повысительными трансформаторами, ОРУ-220 и выводов воздушных линий между ОРУ-220 и правым берегом потребовали применения на Жигулевской ГЭС электрических кабелей напряжением 220 кВ. Для этой цели применены маслонаполненные кабели высокого давления типа МВДТ-220.

В эксплуатации на Жигулевской ГЭС работали пять таких кабельных линий:

1ТГ – ОРУ-220 длиной 950м;

7ТГ – ОРУ-220 длиной 450 м;

8ТГ – ОРУ-220 длиной 412 м;

и 2 кабеля ОРУ-220 – правый берег (ВЛ-Сыз.1, Сыз.2) по 1525 и 1492 м соответственно. Суммарная длина всех кабелей 220 кВ 4829 м. В 2011 году один из маслонаполненных кабелей был заменен на кабель из сшитого полиэтилена. На рисунке 1.1 изображена схема устройства кабельной линии 220 кВ и разрезы.

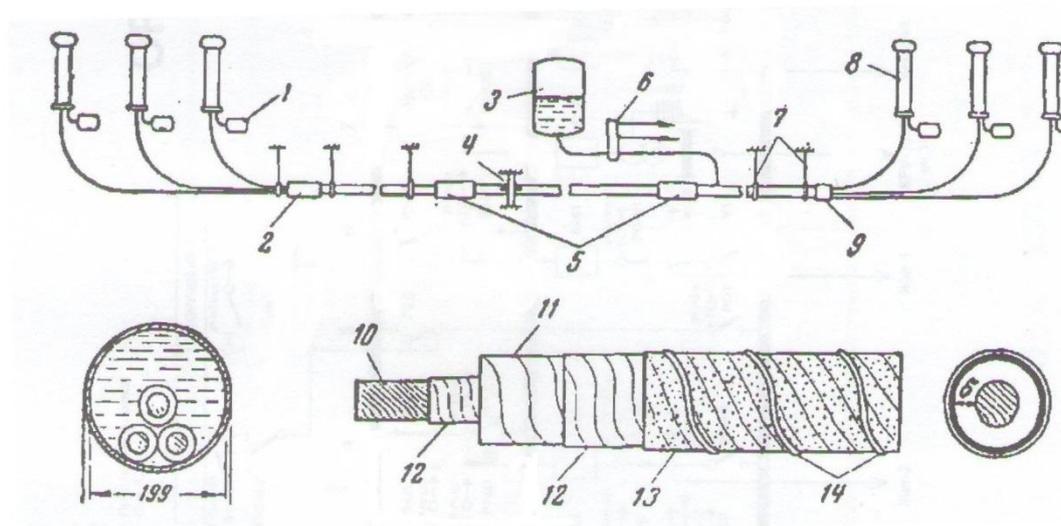


Рисунок 1.1 - Схема устройства кабельной линии 220 кВ и разрезы

Кабель состоит из трех отдельных изолированных жил, проложенных в общей стальной трубе, имеющей наружный диаметр 219 мм, внутренний диаметр 199 мм и толщину стенки 10 мм. Труба заполнена специальным маслом марки С-220 под давлением 15 ати. Количество масла на 1 км кабеля – 21 т. Пробивная прочность масла С-220, измеряемая стандартным прибором АМИ-60, должна быть не ниже 200 кВ/см. При длине кабельной линии, превышающей строительную длину кабеля – 400м, производится сращивание кабеля с помощью соединительной муфты (СМ). На концах кабельной линии устанавливаются соединительно-разветвительные муфты с полустопором, от которых кабель разветвляется на три фазы и в медных трубах диаметром 90/80 мм подводится к концевым муфтам [19].

В пределах здания ГЭС и ОРУ-220 кабель проходит в кабельных туннелях, в которых он подвешен на подвесках из полосовой стали, закрепленных в перекрытии туннеля. На участке между зданием ГЭС и продольных смещений трубопровода при больших колебаниях температуры кабеля, трубопровод в ряде точек по его длине закреплен в «мертвых» опорах [12].

Наружная поверхность труб на участке траншейной прокладки для защиты от коррозии изолирована покрытием из нескольких чередующихся слоев битума и гидрзоила общей толщиной 10 мм. На туннельных участках поверхность труб окрашена кузбасслаком.

Пропускная способность кабеля в зависимости от температуры окружающего воздуха колеблется в пределах 210-250 МВА. На рисунке 1.2 изображена схема подпитки кабельных линий МВДТ-220.

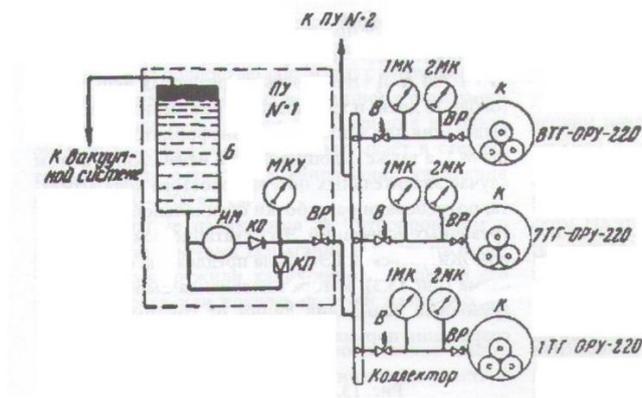


Рисунок 1.2 - Схема подпитки кабельных линий МВДТ-220

На рисунке 1.2 схематически представлено автоматическое подпитывающее устройство, подпитывающее одновременно три кабельные линии. В нормальных условиях работа подпитывающего устройства управляется электроконтактным манометром МКУ, поддерживающим давление масла в линиях в пределах 14-16 атм.

Схема автоматики подпитывающего устройства позволяет осуществить селективное отключение только поврежденной линии.

Несмотря на значительно более высокую стоимость кабелей 110 - 220 кВ и более высоких напряжений в сравнении с воздушными линиями одинаковых сечений и напряжений, применение этих кабелей имеет перспективы дальнейшего развития, а в некоторых случаях является единственно возможным решением.

Учитывая это, а также, что кабели напряжением 220 кВ применены на Жигулевской ГЭС впервые в СССР, бывш. Министерством электростанций и ГНТК при СМ СССР была утверждена специальная программа электрических и нагрузочных испытаний кабелей на готовой линии.

Ниже приведены некоторые данные по программе, методам и результатам этих испытаний, а также опыта эксплуатации.

1.2 Электрические испытания

По инструкции заводов «Москабель» и «Севкабель» готовые кабельные линии подлежали испытанию выпрямленным напряжением 450 кВ. Ввиду отсутствия на ГЭС соответствующего источника выпрямленного напряжения,

заводы согласились на испытания кабелей напряжением переменного тока промышленной частоты при кратности испытательного напряжения $1,4 U_{\phi, \text{ном}}$ или 180 кВ в течение 10 мин. Попытка приобрести испытательную установку через фирму «Микафил» не увенчалась успехом.

Учитывая, что указанная величина испытательного напряжения ниже нормального уровня коммутационных перенапряжений в сети 220 кВ и недостаточна для выявления возможных дефектов в кабелях и муфтах, по представлению руководства Жигулевской ГЭС совместным решением Техуправления МЭС и ГНТК была установлена норма испытательного напряжения переменным током 50 Гц, $2,25 U_{\phi}$ или 288 кВ продолжительностью 5 мин.

Электрические испытания всех вновь вводимых кабельных линий МВДТ-220 Жигулевской ГЭС проводились в соответствии с этой нормой, за исключением линии 1ТГ-ОРУ-220, на которой наивысшее испытательное напряжение было $1,8 U_{\phi}$ или 231 кВ. Испытание электрической прочности изоляции кабельных линий производилось одновременно на всех трех фазах, для чего кабели ставились под линейное напряжение 500 кВ в течении 5 минут.

До испытаний линий повышенным напряжением 500 кВ производились: проверка $\text{tg} \delta$ и электрической прочности масла С-220, отобранных из различных элементов кабельной линии, измерение емкости фаз и определение сопротивления изоляции фаз постоянному току мегомметром 2500 В и выпрямленным напряжением 100 кВ.

Из – за отсутствия испытательных установок в последние годы испытание не проводились.

1.3 Нагрузочные испытания

Основными задачами нагрузочных испытаний являлись: определение температурных деформаций стального трубопровода, определение нагрузочной способности кабеля и проверка надежности работы подпитывающего устройства.

Испытания производились в режимах длительной постоянной и прерывистой нагрузки токами 710 и 780 А. Длительность нагрузочных испытаний (около 15 дней) и трудности по режимным условиям выделения для испытаний трансформаторной группы № 1. А также недопустимость неизбежных в этом случае значительных потерь холостого хода агрегата, потребовали разработки специальной схемы нагрузочных испытаний. На рисунке 1.3 изображена схема нагрузочных испытаний кабельной линии 1ТГ – ОРУ-220.

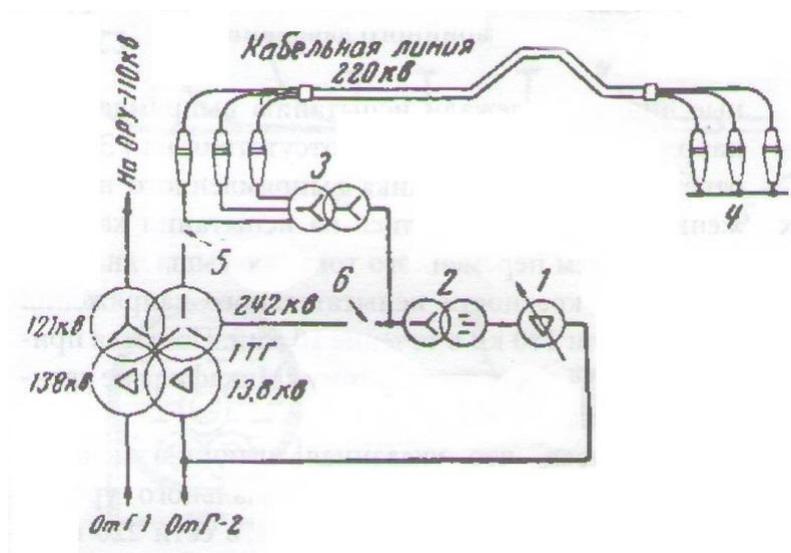


Рисунок 1.3 - Схема нагрузочных испытаний кабельной линии 1ТГ-ОРУ-220

Испытуемая кабельная линия, на концевых муфтах которой со стороны ОРУ-220 была поставлена трехфазная закоротка, подключалась к обмотке низкого напряжения трансформатора 1000 кВА. Ступенчатое регулирование нагрузки при испытании осуществлялось регулировочным автотрансформатором. Для дополнительного регулирования использовались также отпайки трансформатора 1000 кВА.

Наблюдения за температурными деформациями производились с помощью специальных указателей, фиксировавших смещения трубопровода во всех направлениях. Этими наблюдениями установлено продольное смещение трубопровода под влиянием нагрева от «мертвой» опоры в сторону концевых муфт. При нагреве трубопровода в траншейной части до температур 35 - 40°С

отмечена толчкообразная подвижка трубопровода из траншейной части в сторону туннеля ГЭС на 30 – 35 мм и в сторону туннеля ОРУ-220 на 20 мм.

Суммарное смещение траншейной части трубопровода в обе стороны является следствием частичного заземления трубопровода грунтом, удерживающего до 40% полных его перемещений.

Толчкообразный характер подвижки может быть объяснен тем, что при нагреве до 30 - 35°С трубопровод был полностью заземлен грунтом. Однако по окончании загрузочных испытаний и остывания трубопровода деформации его смещения в грунте оказались необратимыми, что вызывает в стенках трубопровода остаточные напряжения удлинения порядка 500 – 700 кг/см².

Пропускная способность кабельной линии определялась измерением тока, напряжения, мощности нагрузки и температуры нагрева поверхности трубопровода кабеля и окружающей среды (грунт, воздух) в режиме длительной нагрузки при неизменной величине тока 710 А в течение 8,5 суток и в режиме прерывистой нагрузки (12 ч нагрев и 12 ч охлаждение) при токе 780 А в течение 5 суток в 80 точках специальными чувствительными термосопротивлениями с записью их показаний электронным потенциометром ЭПП-09 или переносными мостиками конструкции ОРГРЭС, а также ртутными термометрами. Этими измерениями были охвачены все зоны кабеля, как в туннельной, так и траншейной части, где были выкопаны специальные шурфы. Температура жил кабеля определялась расчетным путем, добавлением к измеренной температуре поверхности трубопровода температурного перепада в изоляции фаз и в масле, а для участков траншейной прокладки – и в защитном покрове трубопровода.

В процессе испытаний было выявлено что жилы кабеля на траншейном участке имеют больший нагрев, чем на туннельных участках. Вместе с тем, на траншейном участке имеет место также значительная неравномерность нагрева жилы кабеля по отметкам. При температуре жилы на нижней отметке 57 - 58°С на верхней отметке кабеля, расположенной на 13,5 м выше нижней отметки, в том месте, где кабель образует «горб» с двусторонним уклоном в сторону ГЭС

и в сторону ОРУ-220, температура жилы кабеля достигала 63 - 64° С, т. е. была на 6° С выше, чем на нижней отметке. Столь значительная разница в температуре нагрева и охлаждения может объясняться тем, что она не была учтена проектом кабельной линии.

В связи с тем, что при испытаниях с длительной неизменной нагрузкой 710 А установившиеся тепловые режимы кабеля достигнуты не были, определение установившихся температур, необходимых для расчета пропускной способности кабельной линии, произведено экстраполяцией по кривым вида $T = f \frac{1}{t}$, где T – температура нагрева линии, °С; t – длительность нагрева, ч. Такая экстраполяция не вносит больших погрешностей вследствие почти прямолинейного характера зависимости $T = f(t)$.

Пересчет полученных при испытаниях значений установившихся температур ($T_{исп}$) с учетом тока нагрузки $I_{исп}$, температуры окружающей среды ($T_{окр.исп.}$) и допустимой температуры нагрева жилы ($T_{доп}$), производимый по формуле:

$$I_{65} = I_{исп} \frac{T_{доп} - T_{окр} - A}{T_{исп} - T_{окр.исп.} - A} \quad (1.1)$$

где A – дополнительный нагрев кабеля за счет диэлектрических потерь в изоляции жил, позволяет определить допустимый ток нагрузки для любой температуры окружающей среды ($T_{окр}$).

Пересчет максимально допустимых токов (и мощностей) для различных по условиям охлаждения участков линии при температуре воздуха +25° С и почвы +15° С и режимов постоянной и прерывистой нагрузки (12 ч – нагрев, 12 ч – охлаждение), сделанный по данным натуральных испытаний в сопоставлении с расчетными по исходным данным НИИКП.

Вышеуказанные сложности контроля температуры в режиме эксплуатации вынудили персонал отказаться от такой схемы.

При испытаниях были также определены потери в трубопроводе. Из общих потерь кабельной линии в режиме постоянной нагрузки 72,6 кВт за

вычетом 58,8 кВт суммарных джоулевых потерь в жилах кабеля потери в трубопроводе оказались 13,8 кВт, или 23,5 % потерь в меди [20].

В прерывистом режиме потери в трубопроводе, отнесенные к потерям в меди, составили 25,2 %. В обоих случаях потери в трубопроводе на 4 – 5 % превышают расчетные потери.

Анализ этих потерь показал, что повышенные потери в трубопроводе вызваны высокими потерями в медных разветвительных трубах перед концевыми муфтами линии за счет блуждающих токов вдоль медных труб и в замкнутых магнитных контурах подвесок и опорно – направляющих конструкций разветвлений.

Опыт эксплуатации показывает, что электрические кабели МВДТ-220 Жигулевской ГЭС имеют достаточно много недостатков. Из недостатков проекта линий и оборудования могут быть указаны следующие:

1. Недоучет конвективного нагрева кабельных линий в местах более высокого расположения кабеля по трассе линий.

2. Неудовлетворительная работа электромагнитных вентилях в схеме автоматической подпитки кабельных линий.

3. Защита линии 220 кВ 1ТГ Жигулевская ГЭС, имеющая кабельные выводы в пределах ГЭС, не обеспечивала автоматическое отключение соответствующей линии со стороны 220 кВ при аварийном понижении давления масла в кабеле, что было упущением проекта.

Ранее отмечалось, что проведение испытаний кабелей напряжением 220 кВ является достаточно сложным мероприятием из – за отсутствия испытательной установки.

Имеющиеся методы испытания приложенным повышенным напряжением постоянного тока с измерением тока утечки, анализ растворенных в масле газов и др. не в полной мере позволяют делать заключение о техническом состоянии кабеля.

1.4 Измерение локальных изменений $\text{tg}\delta$

Измерение диссипационных явлений, т. е. $\text{tg}\delta$, в Кл является специфическим. Это заключается в том, что на 50 Гц измерения слабых локальных изменений обнаружить невозможно. На малых по протяженности участках, где имеются науглероженные дендриты, токи проводимости этого участка и $\text{tg}\delta$ на малом участке изоляции велики. Вопросы оценки величины изменения локально проводимости и емкости участка, т. е. диэлектрических потерь на указанном участке определяются по отражению зондирующего импульса от участков, где имеются аномальности и определяется соотношением:

$$\Delta \text{tg}\delta = \frac{U_n/U_0(1-U_n/U_0)}{1-U_n/U_0} \quad (1.2)$$

где: U_n – амплитуда падающей волны,

U_0 – амплитуда отраженной в данном участке волны,

Z – волновое сопротивление.

1.5 Анализ растворенных в масле газов с использованием частотных разрядов

Трансформаторное оборудование и газовый хроматограф на ГЭС позволяли проводить испытания при ступенчатом подъеме и спуске напряжения в следующей последовательности (за 100 % принято рабочее напряжение);

25 % → 50 % → 75 % → 100 % → 120 % → 100 % → 75 % → 50 % → 25 %

Измерение активности ЧР проводилось на всех ступенях. Для этой цели применялся высокочастотный цифровой, управляемый компьютером осциллограф ТЕКТРОНИХ типа, TDS – 524А для получения осциллограмм и локации места ЧР.

1.5 Обследование состояния реконструируемых концевых муфт на кабельных линиях 220 кВ

С момента ввода кабелей 220 кВ на Жигулевской ГЭС проводились работы по установлению причин снижения диэлектрических характеристик масел в кабельных линиях 220 кВ высокого давления.

Из данных систематических наблюдений за качеством масла С-220, заполняющего кабельные линии, следовало, что его электрическая пробивная прочность и кислотное число находилось в пределах, обусловленных нормами.

Опасение вызывала прогрессивно возрастающая на ряде линий величина диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$).

Состояние С-220 в кабельной линии 1-го блока по величине диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) могло быть оценено как вполне удовлетворительное, чего нельзя было сказать о состоянии масла линии 1 ТГ, величина $\text{tg}\delta$ масел в которой возросла по сравнению с первоначальными данными в $10 \div 15$ раз.

На основании вышеизложенных результатов и учитывая длительный срок эксплуатации этих кабелей встала необходимость их замены на современные типы кабелей.

2 Проверочный расчет сечения токоведущих жил и экранов кабелей 220 кВ из сшитого полиэтилена

2.1 Исходные данные для расчета кабеля ПвПнг (А) 2гж – НГ 1х1600/95 127/220 кВ, проложенного в трубах под автодорогой (как наиболее сложным с точки зрения теплоотвода от кабеля участке прокладки)

$U_H = 220$ кВ - номинальное напряжение линии;

Длительно допустимая токовая нагрузка для кабеля с медной жилой для стандартных условий прокладки в соответствии с каталогом PrysmianGroup [5]:

$$I_{\text{дд.стд.усл.}} = 1470 \text{ А}$$

Действующее значение периодической составляющей тока к.з.

$$I_{\text{п.с.}} = 34 \text{ кА}$$

$t_{\text{в,откл}} = 0,045$ с - полное время отключения выключателя на шинах 220 кВ;

$t_{\text{р.з.}} = 0,1$ с - время релейной защиты;

Расчет термического импульса тока к.з. на шинах 220 кВ

$$\begin{aligned} \langle B_k = I_{\text{п.с.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_{\text{а.эк.}} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2t_{\text{откл}}}{T_{\text{а.эк.}}}} \right) &= 34^2 \cdot 0,145 + 0,54 \cdot \left(1 - \right. \\ &\left. 0,58 \right) = 430 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \end{aligned} \quad (2.1)$$

$T_a = 0,26$ с - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к.з.» [11];

Расчет полного времени отключения:

$$t_{\text{откл.}} = t_{\text{в,откл.}} + t_{\text{р.з.}} = 0,045 + 0,1 = 0,145 \text{ с} \quad (2.2)$$

$k_4 = 0,922$ - поправочный коэффициент, вводимый для прокладки в земле с расстоянием между двумя кабелями 1 м;

$k_2 = 0,89$ - поправочный коэффициент, вводимый на глубину 2 м;

$k_3 = 0,92$ - поправочный коэффициент на термическое удельное сопротивление почвы;

$\Theta_0 = 15^\circ\text{C}$ - температура окружающей среды;

$\Theta_{\text{дд}} = 90^{\circ}\text{C}$ - максимально допустимая температура проводника;

$\Theta_{\text{окр.}} = 15^{\circ}\text{C}$ - номинальная температура окружающей среды

Расчет по нагрузке кабеля типа ПвПпнг(А)2гж – НФ 1х1600/95:

$$I_{\text{дд}} = I_{\text{дд,стд.усл.}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 = 1110 \text{ А} \quad (2.3)$$

Расчет на термическую стойкость при к.з. кабеля типа ПвПпнг(А)2гж – НФ 1х1600/95

Каталожные данные:

$\Theta_{\text{к,доп.}} = 250^{\circ}\text{C}$ - предельно допустимая температура жилы кабеля при к.з.;

Расчет сопутствующих величин:

$\Theta_{\text{к}} \leq \Theta_{\text{к,доп.}}^{\circ}\text{C}$ - температура нагрева жилы кабеля к моменту отключения к.з.;

Расчет начальной температура до к.з.:

$$\Theta_{\text{н}} = \Theta_{\text{о}} + \Theta_{\text{дд}} - \Theta_{\text{окр.}} \cdot \left(\frac{I_{\text{наиб.раб.}}}{I_{\text{дд}}}\right)^2 = 89^{\circ}\text{C} \quad (2.4)$$

$A_{\Theta_{\text{н}}} \text{ Ас}^2/\text{мм}^4$ - Функция зависимости температуры нагрева проводника от $\Theta_{\text{н}}$;

Расчет функции зависимости температуры нагрева проводника от $\Theta_{\text{к}}$:

$$A_{\Theta_{\text{к}}} = A_{\Theta_{\text{н}}} + \frac{B_{\text{к}}}{S^2} = 1,7 \cdot 10^4 + 430 \cdot \frac{10^6}{1600^2} = 1,72 \cdot 10^4 \text{ Ас}^2/\text{мм}^4 \quad (2.5)$$

$\Theta_{\text{к}} = 100^{\circ}\text{C}$ - температура нагрева жилы кабеля к моменту отключения к.з.

Из всего вышеприведенного следует что кабель проходит по термической устойчивости токам к.з.

2.2 Проверка сечения медного экрана

Произведем проверочный расчет сечения кабеля

Каталожные данные:

$I_{\text{э,к.з.}} = 14,3 \text{ кА}$ - Максимально допустимый односекундный ток к.з. (данные каталога Prysmian);

$I_{к.з.маx}^{(1)} = 35,3$ кА - максимальное значение тока однофазного к.з. на шинах 220 кВ;

Расчет максимально допустимого ток к.з., отличающийся от односекундного тока:

$$I_{к.з.доп.} = I_{э.к.з.} \cdot \frac{1}{t_{откл}} = 14,3 \cdot \frac{1}{0,145} = 37,6 \text{ кА} \quad (2.6)$$

Исходя из вышеприведенного, заключаем: медный экран кабеля удовлетворяет расчетным условиям тока к.з.

Расчет номинальной токовой нагрузки кабеля 220 кВ в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009 и ГОСТ Р МЭК 60287-2-1-2009.

Расчет выполнен для участка трассы под федеральной трассой М5 в трубопроводе на глубине 2,5 м с учетом взаимного влияния параллельно идущих двух кабельных линий 220 кВ (7ТГ, 8ТГ) для упрощения расчета, не влияющего на его результаты исключено рассмотрение влияния кабельных линий. Сызрань 1,2 и 1ТГ ввиду их незначительных токовых нагрузок 400 А и 600 А соответственно и расположенных на расстоянии 2,8 м и 4,6 м от расчетной кабельной линии 8 ТГ. В таблице 2.2.1 приведены геометрические размеры кабеля .

Таблица 2.1 - Геометрические размеры кабеля производства ООО «Рыбинскэлектрокабель», использованные при расчете

Элемент конструкции	Толщина, мм	Диаметр, мм
Медная жила, сечение 1600 мм ²		48,8
Электропроводящий экструдированный экран по жиле	2	52,8
Изоляция из сшитого полиэтилена	22	96,8
Электропроводящий экструдированный экран по изоляции	1,2	99,2
Водоблокирующая электропроводящая лента	0,3	99,8
Медный проволочный экран сечением 95 мм ²	2,25	104,3

Продолжение таблицы 2.1

Элемент конструкции	Толщина, мм	Диаметр, мм
Водоблокирующая электропроводящая лента	0,3	104,9
Алюмополимерная оболочка поперечной герметизации	0,2	105,5
Полиэтиленовая оболочка	4,7	114,9

3 Номинальная токовая нагрузка

3.1 Расчет допустимой номинальной токовой нагрузки

Расчет допустимой номинальной токовой нагрузки кабеля 220 кВ сечением 1600 мм² осуществляется в соответствии с формулой (ГОСТ Р МЭК 60287-1-1, подпункт 1.4.1.1):

$$\ll I = \frac{\Delta\theta - W_d \cdot [0,5T_1 + n \cdot (T_2 + T_3 + T_4)]}{R T_1 + n R \cdot 1 + \lambda_1 \cdot T_2 + n R \cdot 1 + \lambda_1 + \lambda_2 \cdot (T_3 + T_4)}^{0,5} =$$
$$\frac{75 - 1,165 \cdot [0,5 \cdot 0,4 + 3 \cdot 0 + 0,044 + 0,98]}{16,7 \cdot 10^{-6} \cdot 0,4 + 3 \cdot 16,7 \cdot 10^{-6} \cdot 1 + 0 \cdot 0 + 3 \cdot 16,7 \cdot 10^{-6} \cdot 1 + 0 + 0 \cdot (0,044 + 0,98)}^{0,5} = 1111,4 \text{ А} \quad (3.1)$$

где I – ток, проходящий по одной жиле, А;

$\Delta\theta = 75 \text{ К}$ – превышение температуры жилы над температурой окружающей среды;

$R = 16,7 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м}$ – сопротивление жилы переменному току на единицу длины при максимальной рабочей температуре;

$W_d = 1,165 \text{ Вт/м}$ – диэлектрические потери изоляции жилы на единицу длины;

$T_1 = 0,4 \text{ км/Вт}$ – тепловое сопротивление между жилой и оболочкой на единицу длины;

$T_2 = 0$ – тепловое сопротивление подушки между оболочкой и броней на единицу длины;

$T_3 = 0,044 \text{ км/Вт}$ – тепловое сопротивление между поверхностью кабеля и окружающей средой, на единицу длины;

$n = 3$ – число несущих нагрузку жил в кабеле (жилы одинакового размера и несущие одну и ту же нагрузку);

$\lambda_1 = 0$ – отношение потерь в металлической оболочке к общим потерям во всех жилах кабеля;

$\lambda_2 = 0$ – отношение потерь в броне к общим потерям во всех жилах кабеля» [7].

3.2 Расчет электрических сопротивлений

Сопротивление жилы переменному току (прокладка кабеля в земле)

Расчет электрического сопротивления жилы кабеля на переменном токе при рабочей температуре осуществлялся в соответствии с выражением (ГОСТ Р МЭК 60287-1-1, подпункт 2.1):

$$\ll R = R' \cdot 1 + y_s + y_p = 14,5 \cdot 10^{-6} \cdot 1 + 0,3 + 0,11 = 15,9 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м} \quad (3.2)$$

где R' - сопротивление жилы постоянному току при максимальной рабочей температуре, Ом/м;

$y_s = 0,07$ – коэффициент поверхностного эффекта;

$y_p = 0,03$ – коэффициент эффекта близости» [7].

3.3 Сопротивление жилы переменному току (прокладка кабеля под трассой М5)

Расчет электрического сопротивления жилы кабеля на переменном токе при рабочей температуре осуществлялся в соответствии с выражением (ГОСТ Р МЭК 60287-1-1, подпункт 2.1):

$$R = R' \cdot 1 + y_s + y_p = 14,5 \cdot 10^{-6} \cdot 1 + 0,45 + 0,165 = 16,7 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м} \quad (3.3)$$

где R' - сопротивление жилы постоянному току при максимальной рабочей температуре, Ом/м;

Коэффициент поверхностного эффекта:

$$y_s = 0,07 \cdot 1,5 = 0,11 \quad (3.4)$$

Коэффициент эффекта близости:

$$y_p = 0,03 \cdot 1,5 = 0,05 \quad (3.5)$$

3.4 Сопротивление жилы постоянному току

Сопротивление жилы постоянному току R' , Ом/м, на единицу длины при ее максимальной рабочей температуре θ определяют следующим образом (ГОСТ Р МЭК 60287-1-1, подпункт 2.1.1):

$$\ll R' = R_0 \cdot 1 + \alpha_{20} \cdot \theta - 20 = 0,0000113 \cdot 1 + 3,93 \cdot 10^{-3} \cdot 90 - 20 = 14,4 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м} \quad (3.6)$$

где R_0 – сопротивление жилы постоянному току при 20°C , Ом/м;

$R_0 = 0,0000113 \text{ Ом/м}$ (взято из паспорта на кабель);

$\alpha_{20} = 3,93 \cdot 10^{-3}$ - температурный коэффициент при 20° C на Кельвин (см. стандартные значения в таблице 1);

$\theta = 90^\circ \text{ C}$ – максимальной рабочей температура в градусах Цельсия (определяется типом используемой изоляции), установленная в стандарте или технических условиях на кабель конкретного типа. В таблице 3.1 приведены удельные электрические сопротивления» [7].

Таблица 3.1 - Электрическое удельное сопротивление и температурные коэффициенты используемых металлов

Материал	Удельное сопротивление при 20° C $\rho, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Температурный коэффициент при 20° C $\alpha_{20}, 1/\text{K}$
Жилы: Медь Алюминий	$1,7241 \cdot 10^{-8}$ $2,8264 \cdot 10^{-8}$	$3,93 \cdot 10^{-3}$ $4,03 \cdot 10^{-3}$
Оболочка и броня: Свинец или свинцовые сплавы Сталь Бронза Нержавеющая сталь Алюминий	$21,4 \cdot 10^{-8}$ $13,8 \cdot 10^{-8}$ $3,5 \cdot 10^{-8}$ $70 \cdot 10^{-8}$ $2,84 \cdot 10^{-8}$	$4 \cdot 10^{-3}$ $4,5 \cdot 10^{-3}$ $3 \cdot 10^{-3}$ Можно пренебречь $4,03 \cdot 10^{-3}$
Примечание: значение для медных токопроводящих жил взяты из МЭК 60028. Значения для алюминиевых жил токопроводящих жил взяты из МЭК 60889.		

3.5 Коэффициент поверхностного эффекта y_s

Коэффициент поверхностного эффекта y_s определяют по формуле (ГОСТ Р МЭК 60287-1-1, подпункт 2.1.2):

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8x_s^4} = \frac{1,95^4}{192 + 0,8 \cdot 1,95^4} = 0,07 \quad (3.7)$$

где $x_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} \cdot 10^{-7} \cdot k_s = \frac{8 \cdot 3,14 \cdot 50}{14,4 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-7} \cdot 0,435 = 3,8 \Rightarrow x_s = 1,95;$

$f = 50 \text{ Гц}$ – частота;

$k_s = 0,435$

3.6 Коэффициент эффекта близости y_p для трех одножильных кабелей

$$Y_p = \frac{x_p^4}{192+0,8x_p^4} \cdot \frac{d_c}{s} \cdot 0,312 \cdot \frac{d_c}{s}^2 + \frac{1,18}{\frac{x_p^4}{192+0,8x_p^4}+0,27} = \frac{1,8^4}{192+0,8 \cdot 1,8^4} \cdot \left(\frac{48,8}{114,9}\right)^2 \cdot 0,312 \cdot \frac{48,8}{114,9}^2 + \frac{1,18}{\frac{1,8^4}{192+0,8 \cdot 1,8^4}+0,27} = 0,03 \quad (3.8)$$

где $x_p^2 = \frac{8\pi f}{R} \cdot 10^{-7} \cdot k_p = \frac{8 \cdot 3,14 \cdot 50}{14,4 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-7} \cdot 0,37 = 3,24 \Rightarrow x_p = 1,8$;

$f = 50$ Гц – частота;

$d_c = 48,8$ мм – диаметр жилы;

$s = 114,9$ мм – расстояние между осями жил;

$k_p = 0,37$ (значения k_p приведены в таблице) [10].

В таблице 3.2 приведены значения коэффициентов поверхностного эффекта и эффекта близости.

Таблица 3.2 - Поверхностный эффект и эффект близости. Экспериментальные значения коэффициентов k_s и k_p

Тип жилы	Пропитанная или нет	k_s	k_p
Медная:			
- круглая, многопроволочная;	да	1	0,8
- круглая, многопроволочная;	нет	1	1
- круглая сегментная;		0,435	0,37
- полая, скрученная по спирали;	да		0,8
- секторная;	да	1	0,8
- секторная;	нет	1	1
Алюминиевая:			
- круглая, многопроволочная;	Да, нет	1	
- круглая, 4 -сегментная;	Да, нет	0,28	
- круглая, 5 – сегментная;	Да, нет	0,19	
- круглая, 6 – сегментная;	Да, нет	0,12	
- сегментная с повисами стренг по периферии;	Да, нет		

4 Диэлектрические потери

4.1 Расчет диэлектрических потерь

Расчет диэлектрических потерь осуществлялся в соответствии с выражением (ГОСТ Р МЭК 60287-1-1, подпункт 2.2):

$$W_d = \omega C U_0^2 \operatorname{tg} \delta = 3,14 \cdot 0,23 \cdot 10^{-9} \cdot 127000^2 \cdot 0,001 = 1,165 \text{ Вт/м} \quad (4.1)$$

где $\omega = 2\pi f = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314$;

$C = 0,23 \cdot 10^{-9} \text{ Ф/м}$ – емкость на единицу длины;

$U_0 = 127 \text{ кВ}$ – напряжение на землю;

$\operatorname{tg} \delta = 0,001$ – коэффициент диэлектрических потерь изоляции при промышленной частоте и рабочей температуре.

4.2 Тепловое сопротивление между одной жилой и оболочкой T_1

Расчет теплового сопротивления между одной жилой и оболочкой осуществлялся в соответствии с выражением (ГОСТ Р МЭК 60287-2-1, подпункт 2.1.1.1):

$$\ll T_1 = \frac{\rho_T}{2\pi} \cdot \ln 1 + \frac{2t_1}{d_c} = \frac{3,5}{2 \cdot 3,14} \cdot \ln 1 + \frac{2 \cdot 25,2}{48,8} = 0,4 \quad (4.2)$$

где $\rho_T = 3,5$ – удельное тепловое сопротивление изоляции, км/Вт;

$d_c = 48,8 \text{ мм}$ – диаметр жилы;

$t_1 = 25,5 \text{ мм}$ – толщина изоляции между жилой и оболочкой, мм» [8].

4.3 Тепловое сопротивление наружного защитного покрытия T_3

Расчет теплового сопротивления наружных защитных покрытий, наложенных концентрическими слоями осуществлялся в соответствии с выражением (ГОСТ Р МЭК 60287-1-1, подпункт 2.1.3):

$$T_3 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln 1 + \frac{2t_3}{D'_a} = \frac{1}{2 \cdot 3,14} \cdot 3,5 \cdot \ln 1 + \frac{2 \cdot 4,7}{114,9} = 0,044 \quad (4.3)$$

где $t_3 = 4,7 \text{ мм}$ – толщина защитного покрытия;

$D'_a = 114,9 \text{ мм}$ – наружный диаметр брони [8]

4.4 Тепловое сопротивление окружающей среды T_4

Расчет теплового сопротивления среды, окружающей группу одинаково нагруженных идентичных кабелей, проложенных в земле, осуществлялся в соответствии с выражением (ГОСТ Р МЭК 60287-1-1, подпункт 2.2.3.2):

$$T_4 = \frac{1}{2\pi} \cdot \rho_T \cdot \ln \left(u + \sqrt{u^2 - 1} \cdot \frac{d'_{p1}}{d_{p1}} \cdot \frac{d'_{p2}}{d_{p2}} \dots \frac{d'_{pk}}{d_{pk}} \dots \frac{d'_{pq}}{d_{pq}} \right) = \frac{1,2}{6,28} \cdot \ln 163 = 0,98 \quad (4.4)$$

где $\rho_T = 1,2$ – удельное тепловое сопротивление земли, км/Вт;

$$u = \frac{2L}{D_e} = \frac{2 \cdot 2500}{114,9} = 43,5 \text{ мм} \quad (4.5)$$

$L = 2500$ мм – расстояние от поверхности земли до оси кабеля;

$D_e = 114$, мм – наружный диаметр кабеля

4.5 Способ заземления экранов кабеля

При прокладке сомкнутым треугольником паразитные потери в кабелях с сечением жилы $F_{ж} > 400 \text{ мм}^2$ или сечением экрана $F_э > 50 \text{ мм}^2$ снижают пропускную способность кабеля вне зависимости от его длины и класса напряжения [1].

В таких случаях в сетях 110 – 500 кВ требуется применение мер радикальной борьбы с потерями в экранах.

Самый простой и недорогой способ борьбы с токами и потерями в экранах – заземление с одной стороны. Этот способ применим для кабелей длиной ≥ 1000 м [13].

На практике для реализации выбранного способа соединения и заземления экранов применяются специальные электромонтажные изделия – концевые и промежуточные коробки «ЗЭУ» [18]:

- на концах кабеля соединение экранов с контуром заземления всегда должно осуществляться через концевые коробки;

- незаземленные концы экранов трех фаз соединятся с землей через три ОПН, установленные в специальной электромонтажной коробке.

Для минимизации величины возможного напряжения на незаземленном конце экрана кабеля при однофазном к.з. принимается заземление экрана со

стороны автотрансформатора и незаземленный конец экрана с установкой ОПН со стороны ОРУ – 220 кВ.

Мною выбран кабель типа ПвПпнг(А)2гж – НФ 1х1600/95.

На рисунке 4.5.1 представлен кабель типа ПвПпнг(А)2гж – НФ 1х1600/95.



Рисунок 4.1 – Кабель ПвПпнг(А)2гж – НФ 1х1600/95 в разрезе

В таблице 4.1 рассчитано напряжение экрана кабеля.

Таблица 4.1 – Напряжения экрана кабеля

Тип кабеля		ПвПпнг(А)2гж – НФ 1х1600/95	
		Соответствующие расчетные величины	
Наименование параметра	Значение	Наименование параметра	Расчетная формула/значение
Допустимое напряжение промышленной частоты на экране относительно земли в месте установки ОПН	$U_{э,доп} = 5 \text{ кВ}$	Напряжение, наводимое на экран кабеля относительно земли	$U_3 = \frac{KU_э I_{ж}}{1000L_к} / 1000$ $= 2,1 \text{ кВ}$ $U_3 = 300 \text{ кВ}$

Заключение: $U_{э,доп} > U_3$

В таблице 4.2 рассчитано напряжение на экране кабеля 1 ТГ.

Таблица 4.2 - Напряжение на экране кабеля 1 ТГ

Наименование параметра	Расчетная формула/значение
Эквивалентное расстояние между осями соседних фаз кабеля	$S = 0,115 \text{ м}$

Продолжение таблицы 4.2

Эквивалентный диаметр кабеля	$d_э = S/2 = 0,058 \text{ м}$
Эквивалентная глубина	$D_э = 3 \text{ м}$
Длина кабеля	$L_к = 500 \text{ м}$
Ток однофазного к.з. на экране кабеля	$I_ж = 14 \text{ кА}$
Количество секций заземления	$K = 1$
Допустимое напряжение промышленной частоты на экране относительно земли в месте установки ОПН	$U_{э,доп} = 5 \text{ кВ}$

Заключение: $U_{э,доп} > U_э$

4.6 Выбор параметров ОПН для подключения к экранам кабелей 220 кВ Жигулевской ГЭС

Для защиты оболочки однофазных кабелей применяются специальные ОПН, устанавливаемые в незаземленных концах экранов [1], [14].

Длительность приложения повышенного напряжения:

$$T = t_{откл} + t_{р.з.} = 0,045 + 0,1 = 0,145 \text{ с} \quad (4.6)$$

Допустимая кратность превышения напряжения на ОПН:

$$K_{Н-В}(T) = 1,37 \quad (4.7)$$

Допустимое напряжение частоты на экране относительно земли в месте установки ОПН [3]:

$$U_{э,доп} = 5 \text{ кВ} \quad (4.8)$$

Мною выбран ОПН – 6/6,5 – 10(І) УХЛ1 [6].

На рисунке изображен ОПН – 6/6,5 – 10(І) УХЛ1.

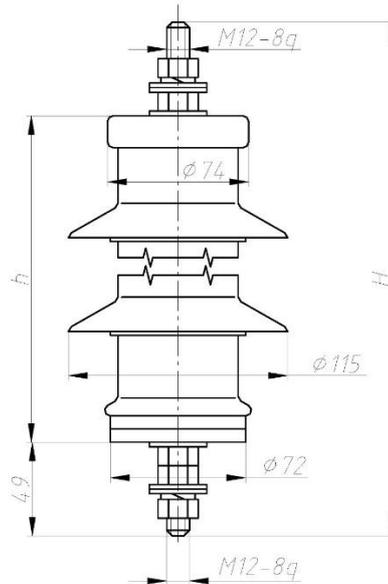


Рисунок 4.1 - ОПН – 6/6,5 – 10(І) УХЛ1

В таблице 4.3 приведен расчет рабочего напряжения ОПН.

Таблица 4.3 – Определение рабочего напряжения ОПН

Тип ОПН		ОПН – 6/6,5 – 10(І) УХЛ1 производства ЗАО «Феникс»	
Каталожные данные ОПН		Соответствующие расчетные величины	
Наименование параметра	Значение	Наименование параметра	Расчетная формула/значение
Длительно приложенное напряжение к ОПН	$U_d = 6,5 \text{ кВ}$	Наибольшее рабочее напряжение экранного ОПН	$U_{\text{НПО}} = \frac{U_{\text{э,доп}}}{K_{\text{Н-В}} T} = 5/1,37 = 3,65 \text{ кВ}$

Заключение: ОПН удовлетворяет расчетным условиям

В таблице 4.4 приведен расчет защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

Таблица 4.4 - Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях. Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Расчетная формула/значение
Кратность ограничения грозовых перенапряжений	$K_{8/20} = 2,1$
Наибольшее рабочее напряжение экранного ОПН, кВ	$U_{НПО} = \frac{U_{э,доп}}{K_{Н-В} T} = 5/1,37 = 3,65$

В таблице 4.5 приведен расчет напряжения ОПН при воздействии грозовых импульсов с током 5 кА

Таблица 4.5 – Определение напряжения ОПН при воздействии грозовых импульсов с током 5 кА

Тип ОПН		ОПН – 6/6,5 – 10(І) УХЛ1 производства ЗАО «Феникс»	
Каталожные данные ОПН		Соответствующие расчетные величины	
Наименование параметра	Значение	Наименование параметра	Значение
Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока 5 кА	$U_{ок} = 19,2$ кВ	Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока	$U_{8/20} = \sqrt{2} \cdot U_{НПО} \cdot K_{\frac{8}{20}} = \sqrt{2} \cdot 3,65 \cdot 2,1 = 10,8$ кВ

Закключение: ОПН удовлетворяет расчетным условиям

В таблице 4.6 приведен расчет защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

Таблица 4.6 - Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях. Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Расчетная формула/значение
Кратность ограничения грозовых перенапряжений	$K_{8/20} = 1,9$
Наибольшее рабочее напряжение экранного ОПН, кВ	$U_{НПО} = \frac{U_{э,доп}}{K_{Н-В} T} = 5/1,37 = 3,65$

В таблице 4.7 определено напряжение ОПН при воздействии грозовых импульсов с током 500 А.

Таблица 4.7 - Определение напряжения ОПН при воздействии грозовых импульсов с током 500 А

Тип ОПН		ОПН – 6/6,5 – 10(Г) УХЛ1 производства ЗАО «Феникс»	
Каталожные данные ОПН		Соответствующие расчетные величины	
Наименование параметра	Значение	Наименование параметра	Значение
Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока 500 А	$U_{ок} = 15,7$ кВ	Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока	$U_{30/60} = \sqrt{2} \cdot U_{НПО} \cdot K_{\frac{8}{20}} = \sqrt{2} \cdot 3,65 \cdot 1,9 = 9,8$ кВ

Заключение: ОПН удовлетворяет расчетным условиям

5 Релейная защита кабеля 220 кВ

5.1 Описание существующей РЗ

В связи с тем, что кабель 220 кВ входит в зону защиты 1ТГ, то в данном пункте будут перечислены основные защиты трансформаторной группы 1ТГ без расчетных данных. К ним относятся:

- дифференциальная защита;
- газовая защита.

Обе защиты включают в себя сигнальный и отключающий комплекты и действуют на отключение 1ТГ со всех сторон без выдержки времени с одновременным пуском устройств резервирования отказов выключателей 1 ТГ со стороны ОРУ – 110 кВ и ОРУ – 220 кВ– УРОВ. Одновременно в зону защиты входит кабельная линия с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Резервными защитами трансформаторной группы являются:

- междуфазная токовая отсечка – МФТО – и максимальная токовая защита с блокировкой по минимальному напряжению на шинах 220 кВ – МТЗ – от междуфазных коротких замыканий;
- дистанционная защита с выдержкой времени – ДЗ – по сторонам среднего и высокого напряжения.

Срабатывание работы органов напряжения схемы блокировки происходит при снижении напряжения до величины:

$$U_{\text{сраб.}} = 50 - 60 \% \cdot U_{\text{ном}} \quad (5.1)$$

К встроенным трансформаторам тока подключены также резервные защиты сторон 110 – 220 кВ трансформаторной группы.

На сторонах 110 кВ трансформаторных групп 1ТГ установлены элегазовые выключатели трехфазного исполнения типа S1 – 145S1, а на сторонах 220 кВ 1ТГ – три однополюсных выключателя с пофазным приводом [9].

Схемы защит трансформаторной группы дополнены устройствами предупредительной сигнализации по следующим факторам:

- перегрузка обмоток трансформаторных групп по сторонам среднего или высокого напряжения;
- неисправность цепей напряжения схемы блокировки максимальных токовых защит по минимальному напряжению или цепей управления и защит сторон 220 кВ;

Наличие и уровень напряжения для схем блокировки минимального напряжения на стороне 220 кВ трансформаторной группы контролируется органами напряжения микропроцессорных терминалов, подключенных согласно первичной схеме:

- по стороне 220 кВ – к трансформаторам напряжения 1ТН – 220 кВ, 2ТН – 220 кВ, 3ТН – 220 кВ или 4ТН – 220 кВ.

Отсутствие напряжения на сторонах 110 – 220 кВ – светодиодами микропроцессорного терминала.

5.2 Особенности резервных защит стороны 220 кВ 1ТГ

По стороне 220 кВ трансформаторная группа 1ТГ укомплектована резервными защитами.

Информация для срабатывания защит по стороне 220 кВ ТГ подается от встроенных во вводы трансформаторов тока, а также от трансформаторов напряжения стороны 220 кВ. Таким образом, в зону действия защит, направленных в сторону систем шин 220 кВ, входят воздушные переходы между ТГ и выключателем (линейным разъединителем) группы.

1 и 2 ступени дистанционных защиты 1ТГ, стороны 220 кВ трансформаторной группы, 3 и 4 ступени ДЗ – в сторону секций шин 220 кВ.

Междуфазная токовая отсечка – МФТО – по стороне 220 кВ 1ТГ введена в работу с действием на отключение соответствующей трансформаторной группы.

Максимальная токовая защита стороны 220 кВ ТГ выполнена с блокировкой по напряжению низкой стороны 13,8 кВ, а также сторон 110 кВ (для 1ТГ) и 220 кВ.

1 и 2 степени токовой направленной защиты нулевой последовательности – ТНЗНП – направлена в сторону соответствующей трансформаторной группы, 3, 4 и 5 степени ТНЗНП – в секции СШ – 220 кВ.

В случае возникновения неполнофазного режима работы выключателя 220 кВ, функция ЗНФ терминала действует на отключение этого выключателя, а при одновременном срабатывании 5 степени ТНЗНП – на полное погашение группы.

Защиты стороны 220 кВ, направленные в сторону ТГ (ДЗ и ТНЗНП), действуют на отключение соответствующей трансформаторной группы.

Защиты, направленные в сторону системы шин, ДЗ и ТНЗНП, а также МТЗ, для ограничения отключаемых выключателями токов короткого замыкания и обеспечения селективности защит, с заданной выдержкой времени действуют сначала на опережающее отключение ШСВ, затем с замедлением $t = 0,4$ с на отключение «своего» В – 220 – ТГ и только потом с задержкой еще $t = 0,4$ с на отключение самой группы.

В терминалах защит стороны 220 кВ трансформаторных групп задействованы функции автоматического ускорения вторых ступеней защит ДЗ и ТНЗНП.

Автоматическое ускорение защит водится в работу $t = 1$ с при включении выключателя 220 кВ, не имеет устройств оперативного управления и действует на отключение соответствующей трансформаторной группы.

Функции оперативного ускорения ТНЗНП при выводе ДЗТ в терминалах защит по стороне 220 кВ 1ТГ не задействованы.

В терминалах защит всех ТГ по стороне 220 кВ предусмотрено оперативное ускорение ТНЗНП, которое вводится в работу при выводе ДЗШ соответствующей пары секций.

В случае отказа выключателя 220 кВ в соответствующем терминале защит срабатывает функция резервирования – УРОВ, которая действует на отключение всех выключателей соответствующей пары секций СШ – 220 кВ через схему дифференциальной защиты шин – ДЗШ.

По стороне 220 кВ трансформаторные группы могут работать через ВО с защитами соответствующей группы, причем 1ТГ может переводиться как на ВО – 1, так и на ВО – 2. Все указанные ограничения имеют режимный характер; схемы автоматики перевода допускают перевод на работу через ВО – 1 и ВО – 2 по стороне 220 кВ любой трансформаторной группы.

Для выполнения условия селективности в дифференциальной защите группы принимаются меры по выравниванию токов.

Выравнивание величин вторичных токов в плечах дифференциальной защиты достигается подбором коэффициентов трансформации специальных уравнивательных промежуточных трансформаторов и автотрансформаторов, АТ – 31 или АТ – 32, в схеме комплекта ДЗТ – 21. Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных на стороне «треугольника» - в «звезду».

5.3 Основные выводы по работе РЗА в связи с заменой кабеля

Итоги таковы, что изменение активного сопротивления R на 0,015% в связи с заменой кабеля не приведет к изменению $I_{кз}^{(3)}$, что позволяет использовать существующие защиты.

Аналогично и изменение сопротивление нулевой последовательности, что не требует изменения в схемах защит нулевой последовательности [2].

6 Расчеты внутренних (коммутационных и резонансных) перенапряжений, связанных с применением кабелей с изоляцией СПЭ (вместо маслонаполненных), и проверка ограничения этих перенапряжений ОПН, установленных в ОРУ-220 кВ и на выводах автотрансформаторов 1ТГ, 7ТГ и 8ТГ

В расчетах учтены влияния 7ТГ и 8ТГ на перенапряжения с учетом замены маслонаполненных кабелей трансформаторных групп на кабели с изоляцией из СПЭ.

По данным эксплуатации Жигулевской ГЭС в части анализа перенапряжений и работы ОПН выяснилось практическое отсутствие работы этих ОПН за длительный период эксплуатации ГЭС. Это указывает на несущественные перенапряжения в распределительных устройствах ГЭС, которые не приводят к заметным токовым и энергетическим воздействиям на ОПН [17].

Однако, при замене маслонаполненных кабелей на кабели с изоляцией из СПЭ возникла задача провести расчеты перенапряжений в схеме Жигулевской ГЭС, связанных с такой заменой кабелей.

На рисунке 6.1 приведена расчетная схема Жигулевской ГЭС для исследования перенапряжений при подключении кабеля КЛ1 и кабеля КЛ8 к холостым автотрансформаторам 1ТГ и 8ТГ при работающей в номинальном режиме ГЭС (поскольку автотрансформаторы 8ТГ и 7ТГ идентичны, а длины кабелей КЛ7 и КЛ8 практически одинаковы, подключение КЛ7 к автотрансформатору 7ТГ не рассматривалось).

Эта схема практически эквивалентна расчетной схеме исследования переходных процессов на шинах 500, 220 и 110 кВ Жигулевской ГЭС при различных видах к.з. за исключением того, что в приведенной здесь схеме смоделированы кабели автотрансформаторов 1ТГ, 7ТГ и 8ТГ с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) марки ПвПнг(А)2гж – HF 1x1600/95 127/220 кВ.

На рисунке 6.1 использованы следующие обозначения в соответствии с принятыми допущениями:

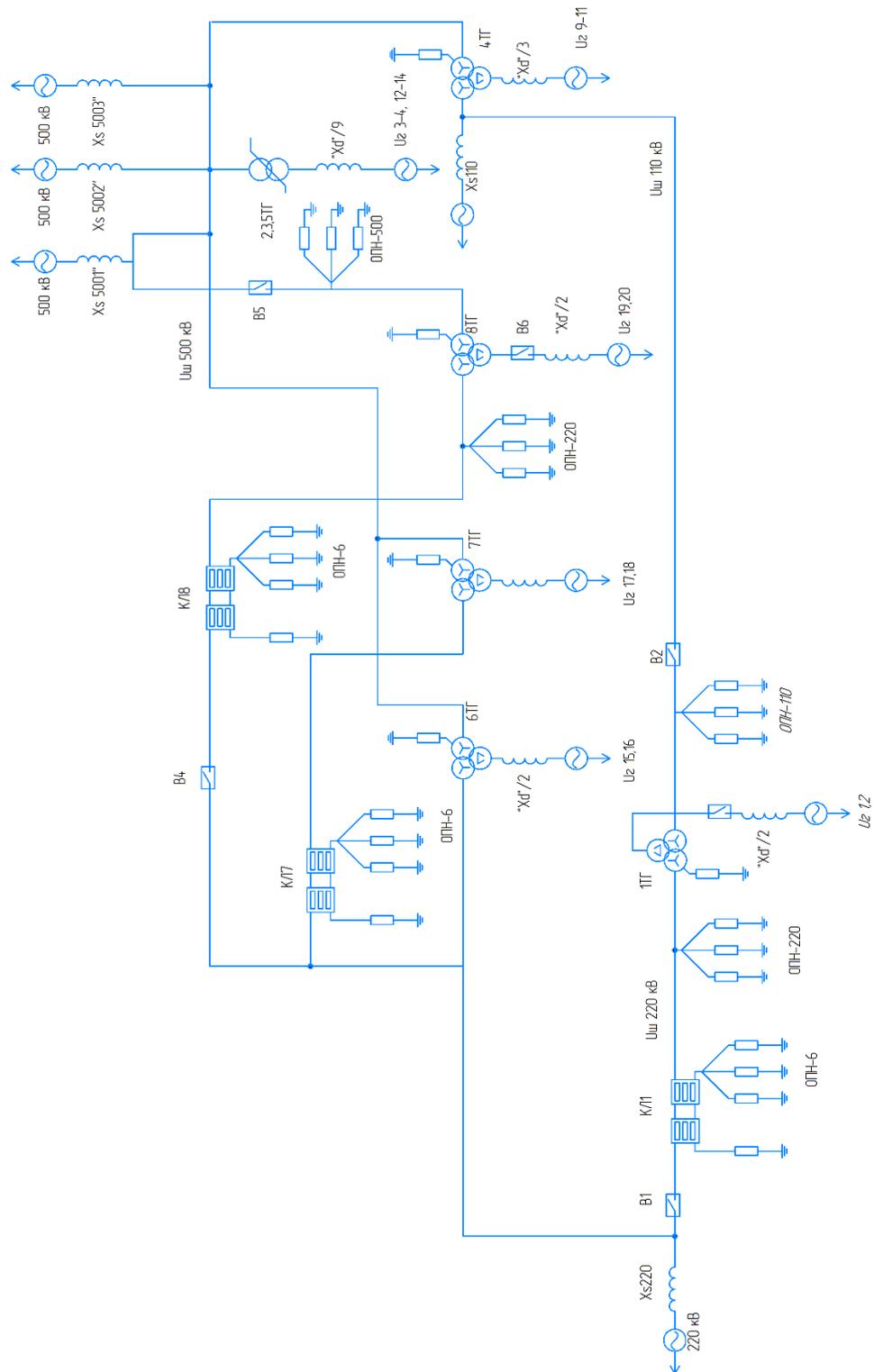


Рисунок 6.1 – Расчетная схема для исследования переходных процессов при подключении «холостых» автотрансформаторов с учетом характеристик намагничивания и ОПН, установленных на вводах автотрансформаторов и на незаземленных концах кабелей.

- $U_{Г1-Г20}$ – номинальные напряжения генераторов Г1-Г20;
- U_{S500} – эквивалентные напряжения, подключенные к приемным шинам 500 кВ соответственно на подстанциях Азот, куйбышевская и Вешкайма;
 - U_{S220} – эквивалентное напряжение, подключенное к приемным объединенным шинам 220 кВ;
 - U_{S110} – эквивалентное напряжение, подключенное к приемным объединенным шинам 110 кВ, с учетом всех присоединений;
 - $X_{S5001}, X_{S5002}, X_{S5003}$ – эквивалентные сопротивления систем соответственно на шинах 500 кВ подстанций Азот, Куйбышевская и Вешкайма;
 - X_{S220}, X_{S110} – эквивалентные сопротивления на объединенных приемных шинах соответственно 220 кВ и 110 кВ с учетом всех присоединений;
 - x''_d – сверхпереходное сопротивление генератора мощностью 125 МВт;
 - 1ТГ – автотрансформатор 220/110/13,8 кВ мощностью $3 \times 125 = 375$ МВА;
 - 4ТГ – автотрансформатор 500/110/13,8 кВ мощностью $3 \times 135 = 405$ МВА;
 - 6ТГ, 7ТГ, 8ТГ – автотрансформаторы 500/220/13,8 кВ мощностью по $3 \times 160 = 480$ МВА;
 - 2ТГ, 3ТГ, 5ТГ, – трансформаторы 500/13,8 кВ суммарной мощностью 1215 МВА;
 - ВЛ1, ВЛ2, - линии 500 кВ Жигулевская ГЭС – Азот;
 - ВЛ4 – линия 500 кВ Жигулевская ГЭС – Куйбышевская;
 - КЛ1 – кабельная вставка от 1ТГ к ОРУ-220 кВ с изоляцией из СПЭ;
 - КЛ7, КЛ8 – кабельные вставки от 7ТГ и 8ТГ к ОРУ-220 кВ с изоляцией из СПЭ.

В таблице 6.1 приведены исходные параметры элементов расчетной схемы рисунок 6.1.

Таблица 6.1 – Исходные параметры элементов расчетной схемы рисунок 1.

Элементы расчетной схемы	Параметры
$U_{Г1-Г20}$	$U_{НОМ} = 13,8 \text{ кВ}$
U_{S500}	$U_{НОМ} = 500 \text{ кВ}$
U_{S220}	$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$
U_{S110}	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$
$X_{S5001}; X_{S5002}; X_{S5003}; X_{S220}; X_{S110}$	$X_{S5001} = 24,6 \text{ Ом}; X_{S5002} = 37,6 \text{ Ом}; X_{S5003} = 20,6 \text{ Ом}; X_{S220} = 10,2 \text{ Ом}; X_{S110} = 27 \text{ Ом}$
x_d''	$\frac{u_K\%}{100} \cdot \frac{U^2 \cdot \cos \varphi}{P_r} = 0,15 \cdot \frac{13,8 \cdot 10^6 \cdot 0,9}{125 \cdot 10^6} = 0,2057 \text{ Ом}$
1ТГ	$x_{ВН-СН} = 0,115 \cdot \frac{230^2 \cdot 10^6}{375 \cdot 10^6} = 16,22 \text{ Ом};$ $x_{ВН-НН} = 0,334 \cdot \frac{230^2 \cdot 10^6}{375 \cdot 10^6} = 47,1 \text{ Ом};$ $x_{СН-НН} = 0,208 \cdot \frac{230^2 \cdot 10^6}{375 \cdot 10^6} = 29,34 \text{ Ом};$ $x_{ВН} = 17 \text{ Ом}; x_{СН} \approx 0 \text{ Ом}; x_{НН} = 30,11 \text{ Ом};$ $R_{ВН-СН} = \frac{(3 \cdot 0,18 \cdot 10^6) \cdot 230^2 \cdot 10^6}{(375 \cdot 10^6)^2} = 0,203 \text{ Ом}$
ВЛ1;ВЛ2;ВЛ3;ВЛ4	$R^{(1)} = R^{(2)} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ Ом}; R^{(0)} = 16,8 \cdot 10^{-5} \text{ Ом/м};$ $L^{(1)} = L^{(2)} = 0,9362 \cdot 10^{-3} \text{ мГн/м};$ $L^{(0)} = 2,247 \cdot 10^{-3} \text{ мГн/м};$ $C^{(1)} = C^{(2)} = 1,209 \cdot 10^{-5} \text{ мкФ/м};$ $I_{ВЛ1} = I_{ВЛ2} = 181 \text{ км}; I_{ВЛ3} = 34,1 \text{ км}; I_{ВЛ4} = 103,5 \text{ км};$
КЛ1;КЛ7;КЛ8 (XLPE, 1600 мм ²)	$R^{(1)} = R^{(2)} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ Ом}; R^{(0)} = 16,8 \cdot 10^{-5} \text{ Ом/м};$ $L^{(1)} = L^{(2)} = 0,356 \cdot 10^{-3} \text{ мГн/м};$ $L^{(0)} = 3,04 \cdot 10^{-3} \text{ мГн/м};$ $C^{(1)} = C^{(2)} = 0,23 \cdot 10^{-3} \text{ мкФ/м};$ $I_{КЛ1} = 1 \text{ км}; I_{ВЛ3} = 0,5 \text{ км}; I_{ВЛ4} = 0,5 \text{ км};$

Индексы при элементах R, L и C соответствуют параметрам этих элементов по прямой (1), обратной (2) и нулевой (0) последовательностям.

В схеме рисунок 6.1 подключение КЛ1 к обмотке 220 кВ холостого автотрансформатора 1ТГ осуществляется выключателем В1 при отключенных обмотках 110 кВ выключателем В2 и 13,8 кВ – В3.

Соответственно подключение КЛ8 к обмотке 220 кВ холостого автотрансформатора 8ТГ осуществляется выключателем В4 при отключенных обмотках 500 кВ выключателем В5 и 13,8 кВ – В6.

Характеристики намагничивания автотрансформаторов 1ТГ и 8ТГ приняты в соответствии с следующим образом [16]:

$$i_{\mu}^* = 0,7\Psi^* + 0,3\Psi^{*13} \quad (6.1)$$

где i_{μ}^* и Ψ^* относительные значения тока намагничивания и магнитного потока по отношению к базисным величинам.

В качестве базисных величин приняты следующие:

$$\Psi_{\text{баз}} = \frac{U_{\text{баз}}}{\omega} \quad (6.2)$$

$$U_{\text{баз}} = \frac{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (6.3)$$

$$I_{\text{баз}} = 1,65 \cdot I_{\text{хх}} \quad (6.4)$$

где $I_{\text{хх}}$ – паспортное значение холостого хода автотрансформаторов.

Шунт намагничивания подключается к обмотке высокого напряжения автотрансформаторов.

Моделирование всех элементов расчетной схемы рисунок 1 выполнялось с помощью программного комплекса ЕМТР.

Распределение длин кабелей на поверхности и в грунте принималось в соответствии с таблицей 6.2.

Таблица 6.2 – Распределение длин кабелей на поверхности и в грунте.

Кабель	Расположение	
	На поверхности (м)	В грунте (м)
КЛ1	690	310
КЛ7	295	205
КЛ8	238	262

На рисунках 6.2 - 6.7 показаны окна, в которых задаются параметры кабеля КЛ1 (на рисунках 6.2 – 6.4 для части кабеля, расположенного на поверхности, на рисунках 6.5 – 6.7 в грунте).

В окнах «Model» (рисунки 6.3; 6.6) задаются следующие параметры:

- удельное сопротивление грунта $\rho_3 = 0,008 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, рассчитанное из условия, что обратный ток несимметричного режима будет протекать на глубине $D_3 = 10 \text{ м}$;

- частота процесса $f=50 \text{ Гц}$;
- длина участка кабеля на поверхности (690 м) и в грунте (310 м);
- число однофазных кабелей в трехфазной группе – 3

В окнах «Data» (рисунки 6.3; 6.6) задаются следующие параметры жилы (CORE) и экрана (SHEATH):

- внутренний радиус жилы – 0 м;
- наружный радиус жилы - $r_1 = 0,02445 \text{ м}$;
- внутренний радиус экрана - $r_2 = 0,05 \text{ м}$;
- наружный радиус экрана - $r_3 = 0,0503 \text{ м}$;
- наружный радиус кабеля - $r_4 = 0,0565 \text{ м}$;
- удельное сопротивление меди жилы и экрана - $\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{э}} = 1,8 \cdot 10^{-8} \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

- относительная магнитная проницаемость жилы и экрана - $\mu = 1$;

- относительная магнитная проницаемость изоляции жилы и экрана - $\mu(\text{ins}) = 1$;

- относительная диэлектрическая проницаемость жилы и экрана – $\epsilon(\text{ins}) = 2,4$

По приведенным в окнах «Model» и «Data» данным внутри программного комплекса вычисляются сопротивления кабеля по прямой последовательности (Z_1) и нулевой последовательности (Z_0) для случаев состояния экранов.

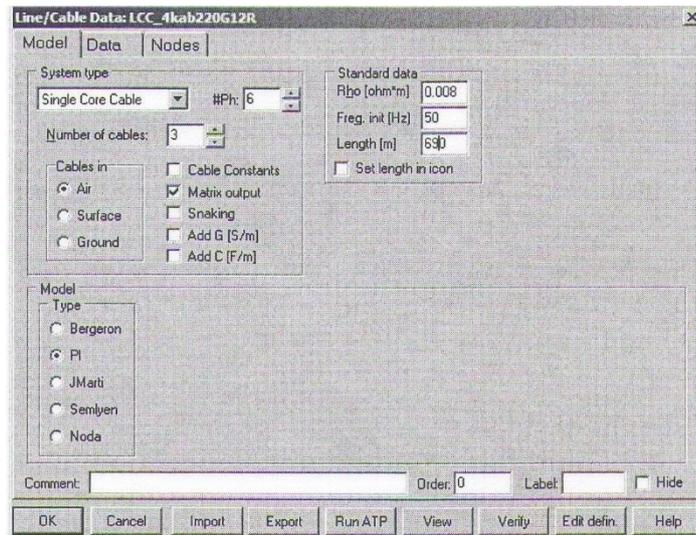


Рисунок 6.2 – Окно, в котором задаются параметры кабеля (кабели расположены на поверхности) (а)

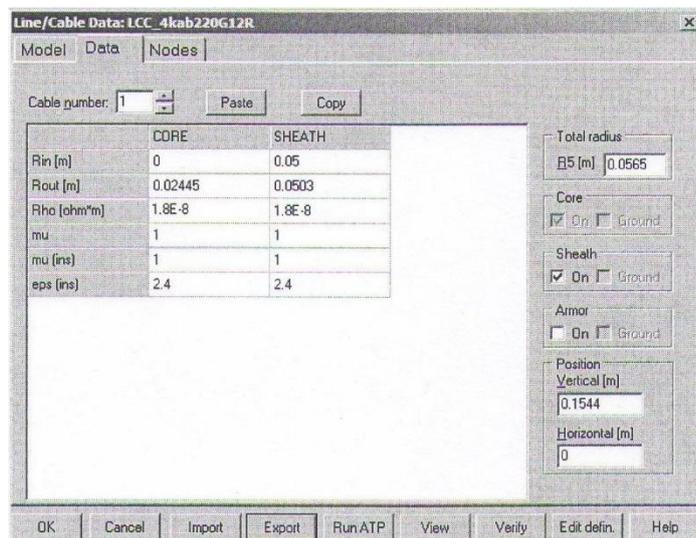


Рисунок 6.3 – Окно, в котором задаются параметры кабеля (кабели расположены на поверхности) (б)

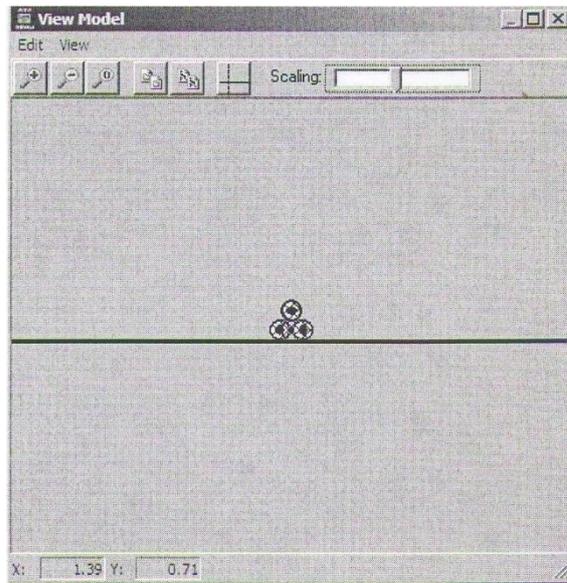


Рисунок 6.4 – Окно, в котором задаются параметры кабеля (кабели расположены на поверхности) (в)

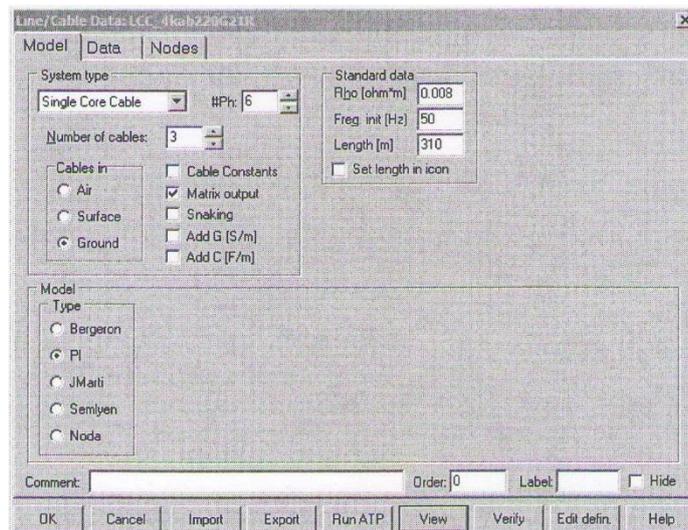


Рисунок 6.5 – Окно, в котором задаются параметры кабеля (кабели расположены на поверхности) (а)

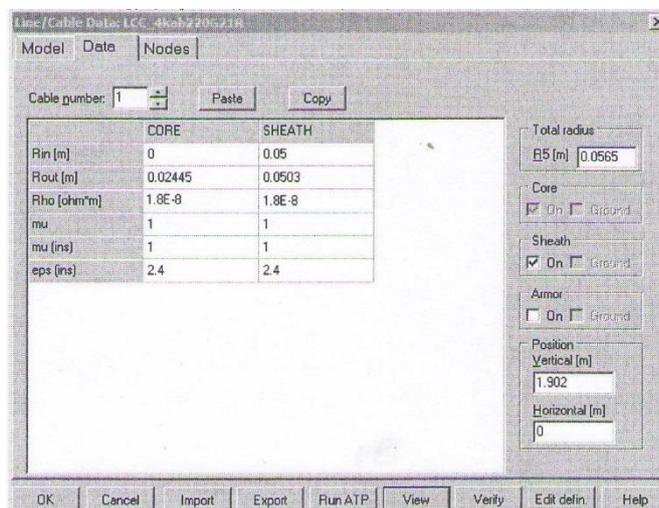


Рисунок 6.6 – Окно, в котором задаются параметры кабеля (кабели расположены на поверхности) (б)

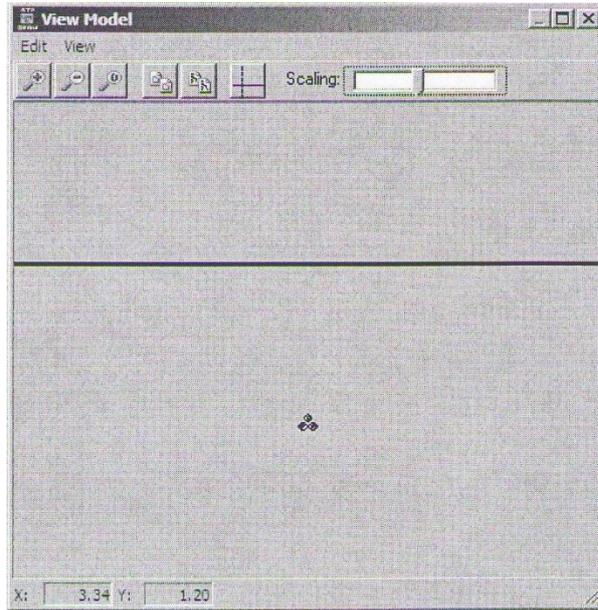


Рисунок 6.7 – Окно, в котором задаются параметры кабеля (кабели расположены на поверхности) (в)

При заземлении экранов с одной стороны сопротивления прямой (Z_1) и нулевой (Z_0) последовательностей кабеля, вычисляются следующим образом:

$$Z_1 = Z_{\text{ж}} - Z_{\text{к}} \quad (6.5)$$

$$Z_0 = Z_{\text{ж}} + 2Z_{\text{к}} \quad (6.6)$$

где $Z_{\text{ж}} = R_3 + R_{\text{ж}} + j\omega L_{\text{ж}}$ – собственное сопротивление жилы;

$Z_{\text{к}} = R_3 + j\omega M_{\text{к}}$ – взаимное сопротивление жилы и соседнего кабеля;

$L_{\text{ж}} = L_{\text{вн}} + \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_3}{r_1}$ – собственная индуктивность жилы (Гн/м);

$M_{\text{к}} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_3}{S} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_3}{2r_4}$ – взаимная индуктивность между жилой и соседним кабелем при расположении кабелей сомкнутых треугольником (Гн/м);

$$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$$

Подставляя в выражение 6.5 исходные параметры, получим:

$$Z_1 = R_3 + R_{ж} + j\omega L_{вн} + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_3}{r_1} - \ln \frac{D_3}{r_1} = R_{ж} + j\omega(L_{вн} + \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{S}{r_1}) = 2 \cdot 10^{-5} + j3,14(0,05 \cdot 10^{-6} + 0,2 \cdot 10^{-6} \ln \frac{0,113}{0,02445}) = (0,02 \cdot 10^{-3} + j0,112 \cdot 10^{-3})$$

Ом/м

Подставляя в выражение 6.6 исходные параметры, получим:

$$Z_0 = R_3 + R_{ж} + j\omega(L_{вн} + \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_3}{r_1}) + 2(R_3 + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_3}{S}) = R_3 + 3R_3 + j3,14(0,05 \cdot 10^{-6} + 0,2 \cdot 10^{-6} \ln \frac{10}{0,02445}) + j2\omega \cdot 0,2 \cdot 10^{-6} \ln \frac{10}{0,113} = 0,02 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \mu_0 \cdot f + j0,956 \cdot 10^{-3} = 0,168 \cdot 10^{-3} + j0,956 \cdot 10^{-3} \text{ Ом/м}$$

Таким образом, параметры кабелей КЛ1, КЛ7 и КЛ8 с разомкнутым экраном на одном конце по прямой и обратной последовательности составляют:

$$Z_1 = R_1 + jx_1 = (0,02 + j0,112) \cdot 10^{-3} \text{ Ом/м} \quad (6.7)$$

$$Z_0 = R_0 + jx_1 = (0,168 + j0,956) \cdot 10^{-3} \text{ Ом/м} \quad (6.8)$$

Следует отметить, что при моделировании кабелей в программном комплексе ЕМРТ, параметры кабелей по прямой и обратной последовательностям практически не отличаются на двух участках (на поверхности и в земле) друг от друга.

Перед подключением холостых автотрансформаторов 1ТГ и 8ТГ в схеме устанавливается исходный номинальный режим с выдачей мощности от генераторов за исключением генераторов, подключенных к холостым автотрансформаторам 1ТГ и 8ТГ.

На вводах 220 кВ автотрансформаторов 1ТГ и 8ТГ установлены ОПН типа ОПН-Ф-220/116/10/1000, на вводах 110 кВ – ОПН-Ф-110/73/10/680 и на вводах 500 кВ Exlim P396-EM-550. В таблице 6.3 приведены вольт-амперные характеристики ОПН.

Таблица 6.3 – Вольт-амперные характеристики ОПН

ОПН-220	I(A)	0,005	50	100	250	500	1000	5000	10000
	U(кВ)	206	260	300	341,6	350	368	388,6	414,6
ОПН-110	I(A)	0,005	50	100	250	500	1000	5000	10000
	U(кВ)	103	120	140	175	180,6	186,2	210,2	225,6
ОПН-500	I(A)	0,005	50	100	250	500	1000	5000	10000
	U(кВ)	450	600	650	725	773	800	856	901

По техническим условиям допустимая поглощаемая энергия в ОПН-500 типа Exprim R396 составляет $7 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \cdot U_{\text{н}} = 7 \cdot 396 = 2770 \text{ кДж}$. в ОПН-220 - $3,2 \cdot 182,5 = 584 \text{ кДж}$ и в ОПН-110 - $2 \cdot 91,3 = 183 \text{ кДж}$.

На рисунках 6.8 – 6.19 приведены осциллограммы напряжений с учетом и без учета ОПН и токов на фазах вводов 220 кВ и 110 кВ автотрансформатора 1ТГ, а также токи и энергии в ОПН-220, 110 кВ при подключении холостого 1ТГ к ОРУ-220 кВ в моменты максимума и нуля напряжений фазы «а».

Из осциллограмм 6.8 – 6.19 видно, что величины перенапряжений без учета ОПН при подключении «холостого» 1ТГ соответствуют ударному коэффициенту $k_{\text{уд}} = 2,2 \div 2,3$ по отношению к амплитудам соответствующих номинальных напряжений 110 и 220 кВ. Эти перенапряжения не приводят к сколько - нибудь заметным токовым и энергетическим воздействиям на ОПН, защищающих изоляцию обмоток высокого напряжения 110 и 220 кВ 1ТГ.

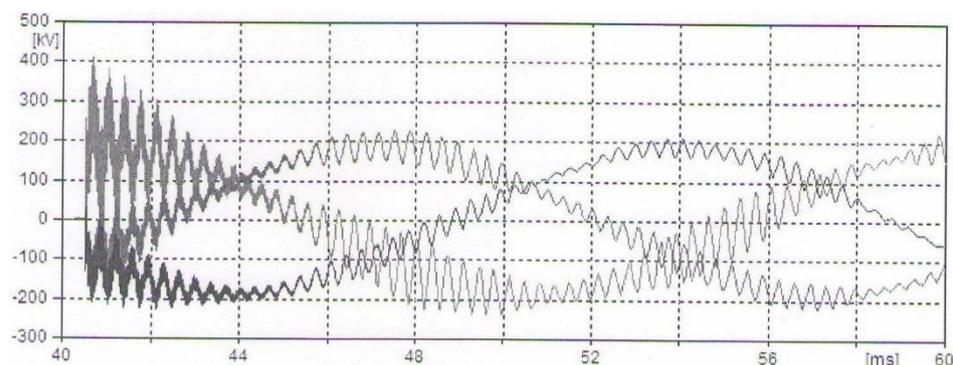


Рисунок 6.8 – Осциллограмма напряжения на вводах 220 кВ автотрансформатора при отсутствии ОПН при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

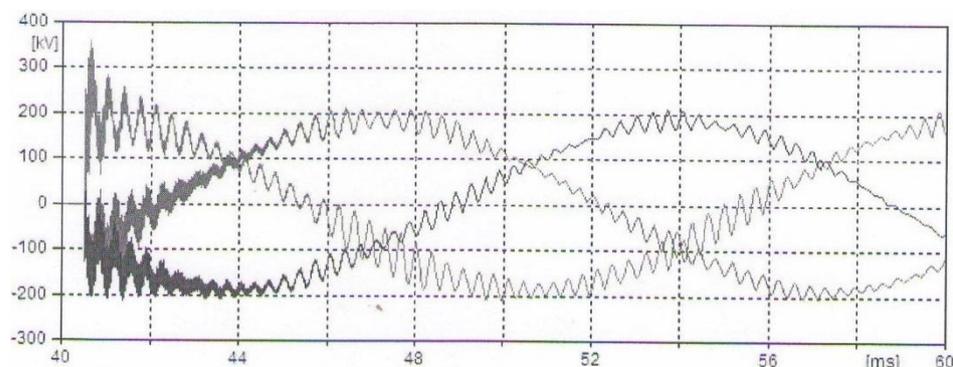


Рисунок 6.9 – Осциллограмма напряжения на вводах 220 кВ автотрансформатора при наличии ОПН при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

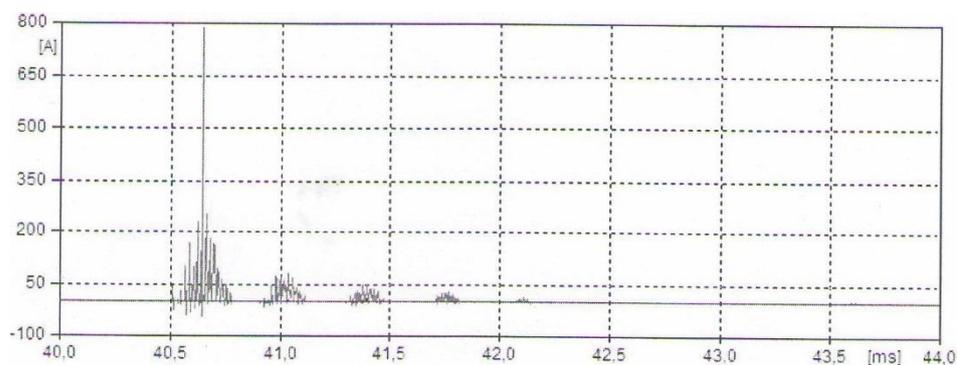


Рисунок 6.10 – Осциллограмма токов на вводах 220 кВ автотрансформатора в ОПН-220 при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

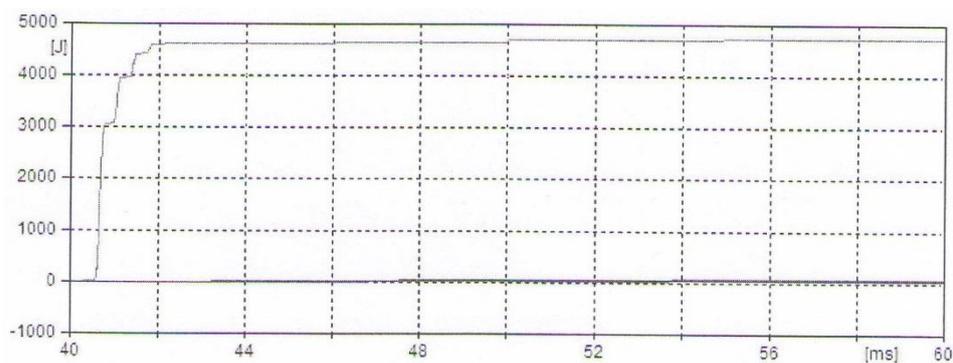


Рисунок 6.11 – Осциллограмма энергии на вводах 220 кВ автотрансформатора в ОПН-220 при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

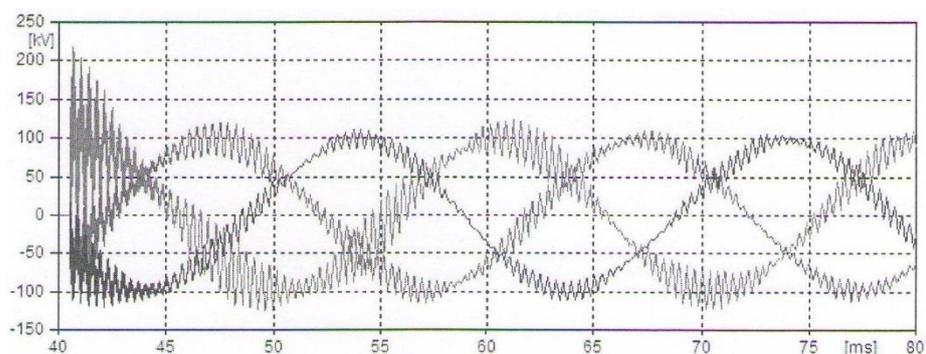


Рисунок 6.12 – Осциллограмма напряжения на вводах 110 кВ автотрансформатора 1ТГ при отсутствии ОПН при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

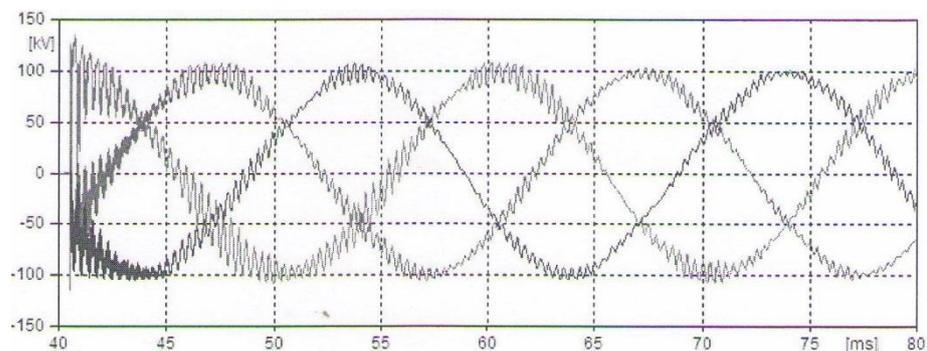


Рисунок 6.13 – Осциллограмма напряжения на вводах 110 кВ автотрансформатора 1ТГ при наличии ОПН при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

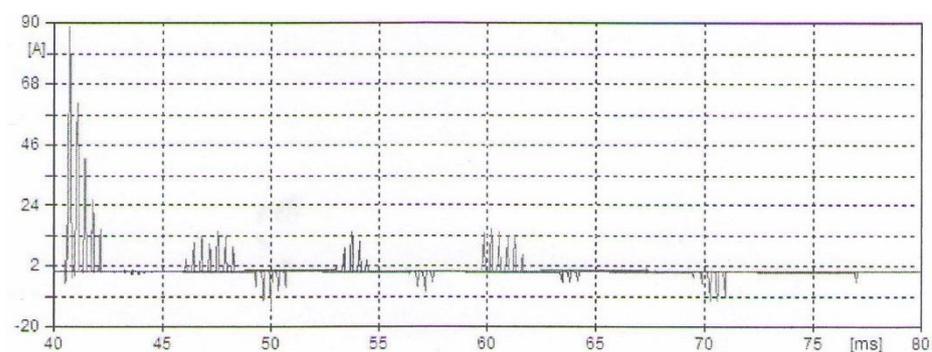


Рисунок 6.14 – Осциллограмма токов на вводах 110 кВ автотрансформатора 1ТГ в ОПН-110 при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

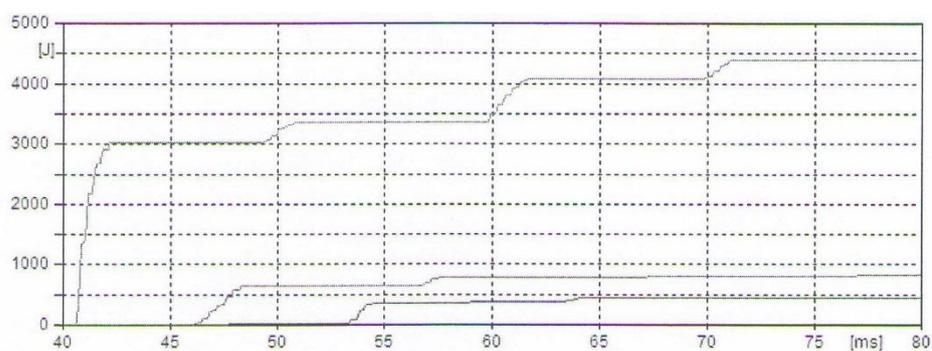


Рисунок 6.15 – Осциллограмма энергии на вводах 110 кВ автотрансформатора 1ТГ в ОПН-110 при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

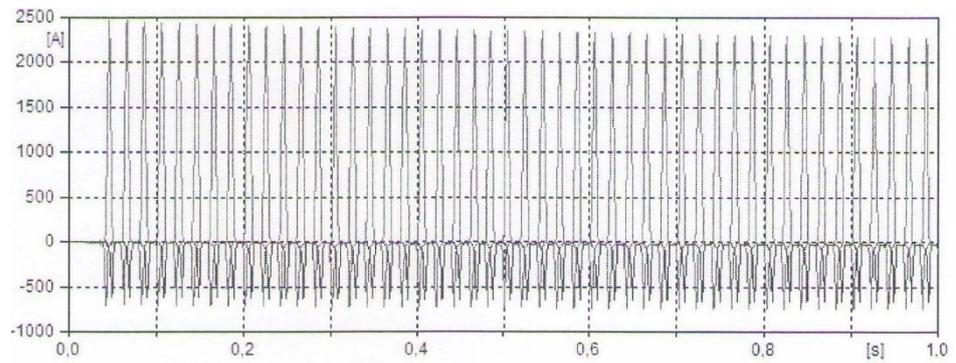


Рисунок 6.16 – Осциллограмма токов намагничивания в фазах 220 кВ автотрансформатора 1ТГ при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через ноль

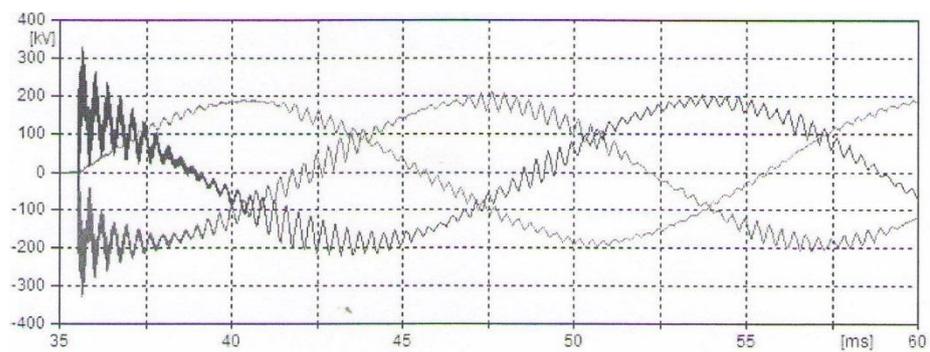


Рисунок 6.17 – Осциллограмма напряжения на вводах 220 кВ автотрансформатора 1ТГ в ОПН-220 при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через ноль

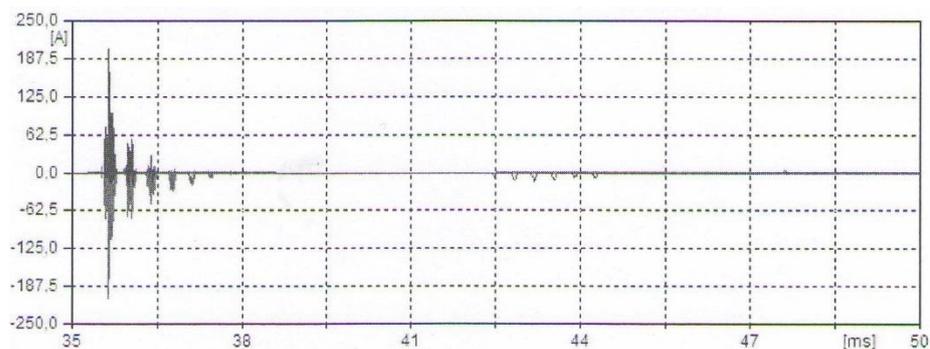


Рисунок 6.18 – Осциллограмма токов в ОПН-220 при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через ноль

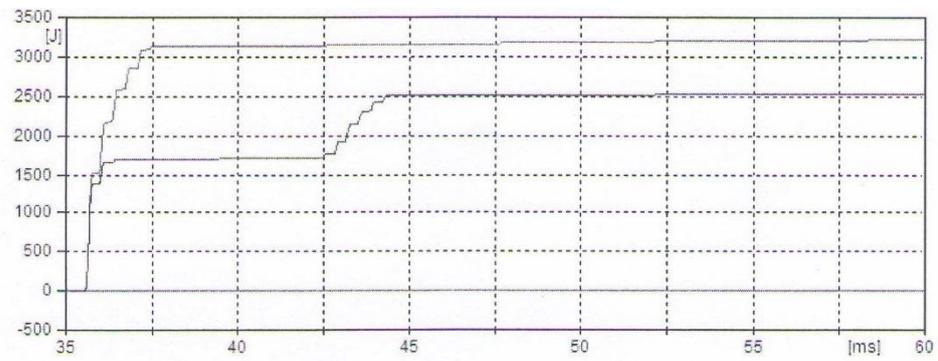


Рисунок 6.19 – Осциллограмма энергии в ОПН-220 при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через ноль

На рисунках 6.20 – 6.31 приведены осциллограммы напряжений и токов на фазах вводов 220 и 500 кВ автотрансформатора 8ТГ, а также токи и энергии в ОПН-220, 500 кВ при подключении «холостого» автотрансформатора 8ТГ к ОРУ-220 кВ к кабелям с изоляцией из СПЭ в моменты максимума и нуля напряжения фазы «А».

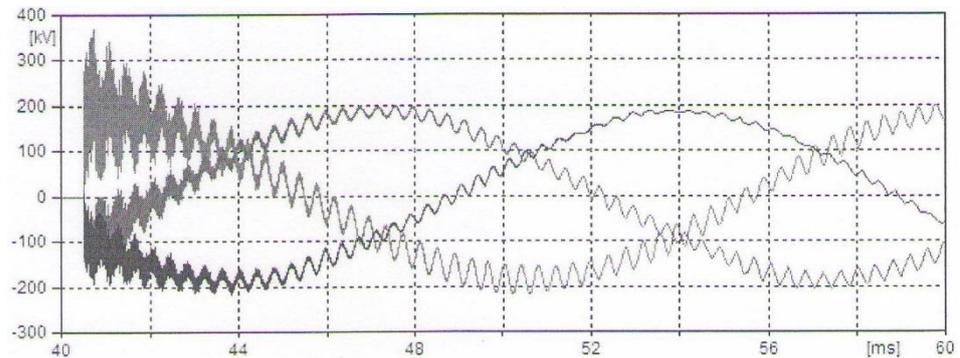


Рисунок 6.20 - Осциллограмма напряжения на вводах 220 кВ автотрансформатора при отсутствии ОПН при подключении «холостого» 8ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

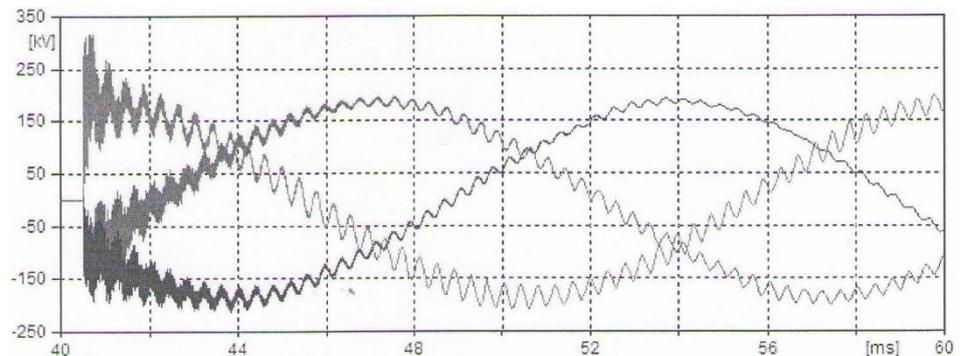


Рисунок 6.21 – Осциллограмма напряжения на вводах 220 кВ автотрансформатора при наличии ОПН при подключении «холостого» 8ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

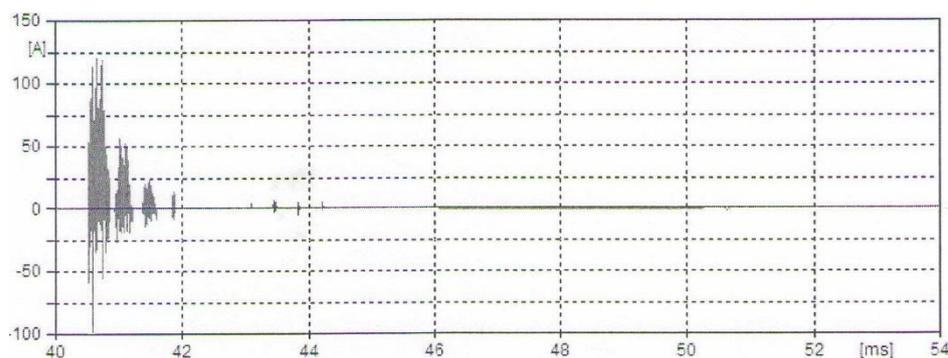


Рисунок 6.22 – Осциллограмма токов на вводах 220 кВ автотрансформатора в ОПН-220 при подключении «холостого» 8ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

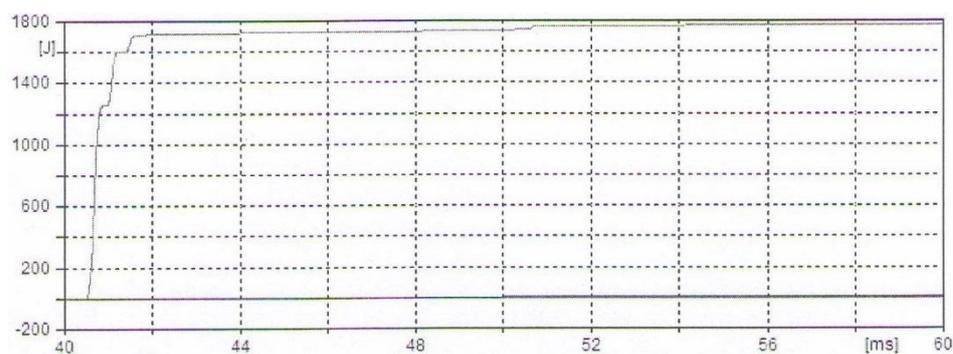


Рисунок 6.23 – Осциллограмма токов на вводах 220 кВ автотрансформатора в ОПН-220 при подключении «холостого» 8ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

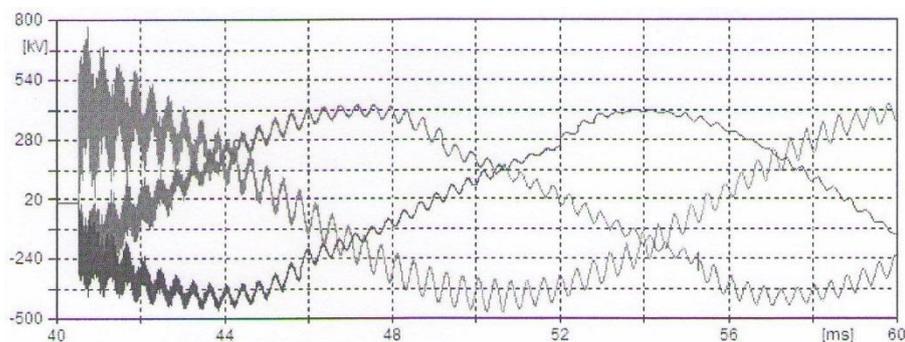


Рисунок 6.24 - Осциллограмма напряжения на вводах 500 кВ автотрансформатора 8ТГ при отсутствии ОПН при подключении «холостого» 8ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «а» через максимум

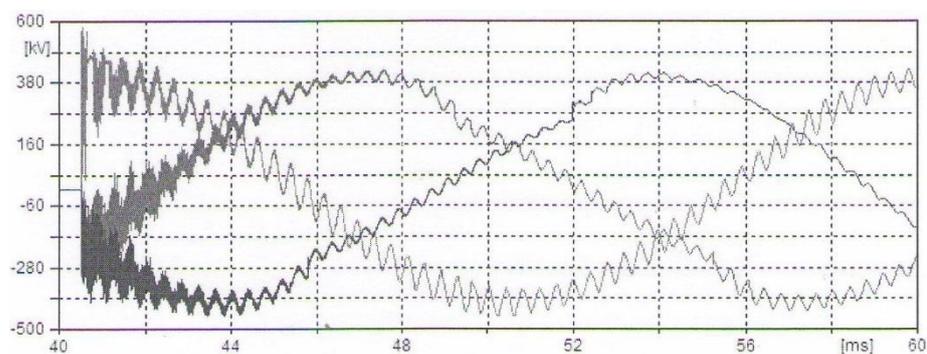


Рисунок 6.25 – Осциллограмма напряжения на вводах 500 кВ автотрансформатора 8ТГ при наличии ОПН при подключении «холостого» 8ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

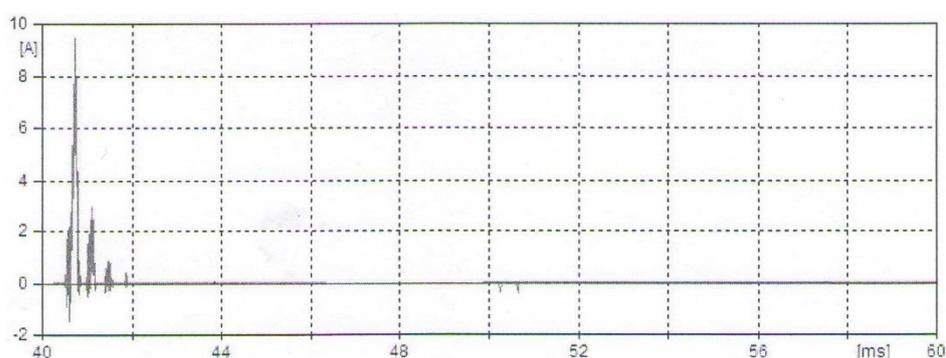


Рисунок 6.26 – Осциллограмма токов на вводах 500 кВ автотрансформатора 8ТГ в ОПН-500 при подключении «холостого» 8ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

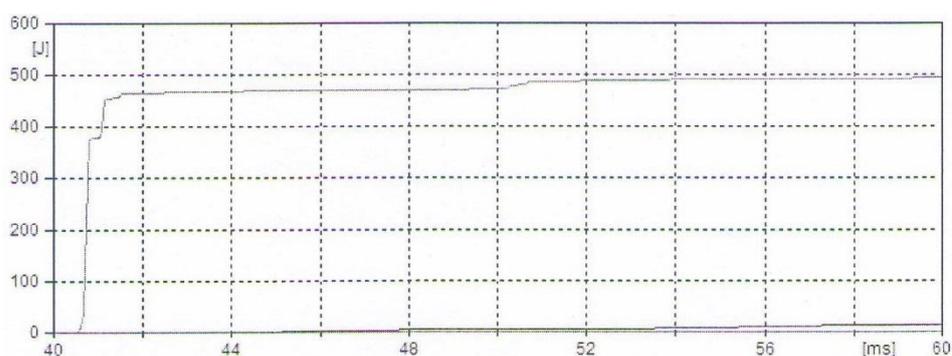


Рисунок 6.27 – Осциллограмма энергии на вводах 500 кВ автотрансформатора 8ТГ в ОПН-500 при подключении «холостого» 8ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через максимум

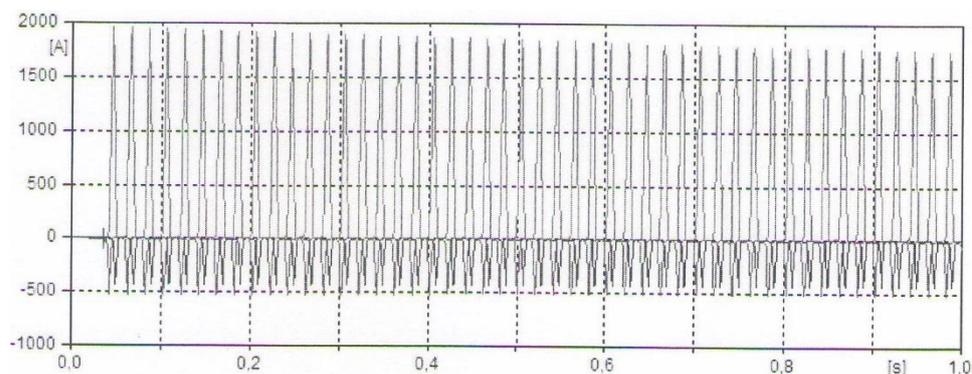


Рисунок 6.28 – Осциллограмма токов намагничивания в фазах 220 кВ автотрансформатора 1ТГ при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через ноль

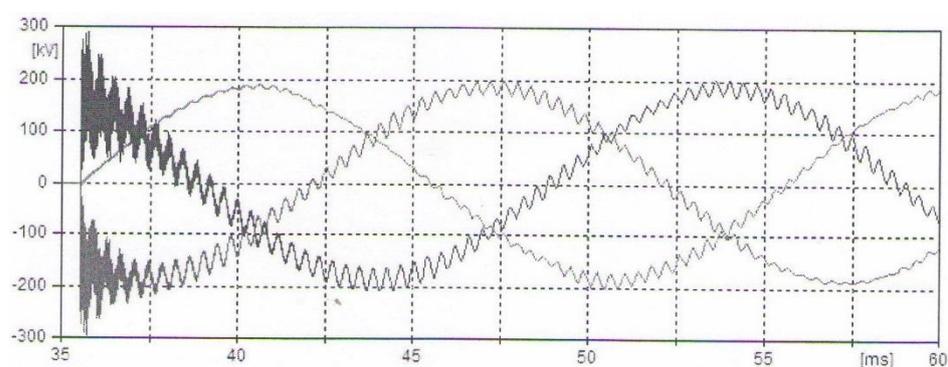


Рисунок 6.29 – Осциллограмма напряжения на вводах 220 кВ автотрансформатора 8ТГ в ОПН-220 при подключении «холостого» 1ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через ноль

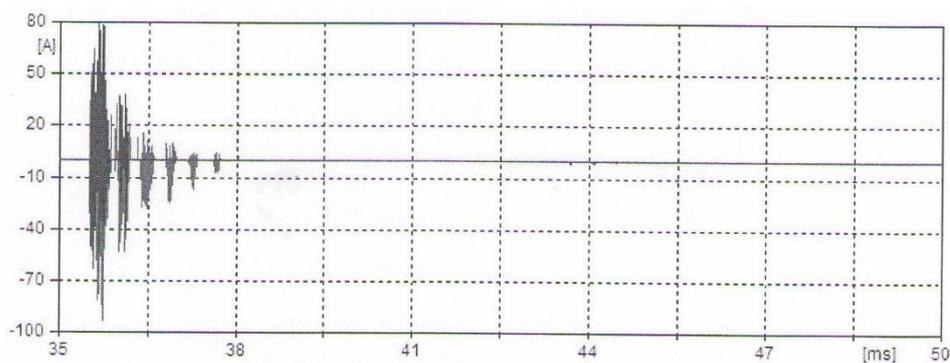


Рисунок 6.30 – Осциллограмма токов в ОПН-220 при подключении «холостого» 8ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через ноль

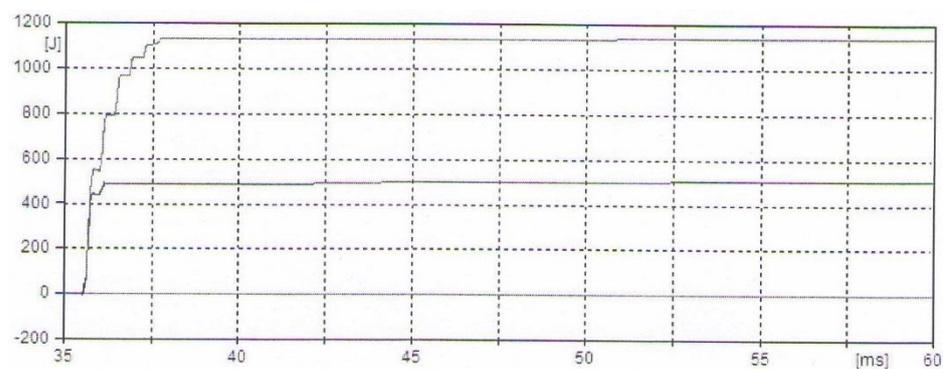


Рисунок 6.31 – Осциллограмма энергии в ОПН-220 при подключении «холостого» 8ТГ к ОРУ-220 в момент перехода напряжения фазы «А» через ноль

Рисунок 7.1 – Схема замещения кабельной линии КЛ1 с обозначениями мощностей вдоль линии от 1 ТГ до ОРУ-220 кВ

Ниже приведен расчет мощностей на входе кабеля КЛ1 со стороны 1ТГ при заданной мощности этого кабеля со стороны ОРУ-220 кВ для двух типов кабелей – маслонаполненного и с изоляцией из СПЭ.

В качестве мощности, выдаваемой по линии КЛ1 в ОРУ-220 кВ, принимаем:

$$S'_2 = P_2 - jQ'_2 = 230 - j1111 \text{ МВА}$$

Произведем расчеты параметров кабелей (на 1 км) по следующим формулам:

$$S_2 = P_2 - jQ_2 = P_2 - jQ'_2 + jQ_{B2} \quad (7.1)$$

$$U_1 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} \quad (7.2)$$

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot R \quad (7.3)$$

$$\Delta Q = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot X \quad (7.4)$$

$$P_1 = P_2 + \Delta P \quad (7.5)$$

$$Q_1 = Q_2 + \Delta Q \quad (7.6)$$

$$S'_1 = P_2 - jQ'_1 = P_2 - jQ_1 + jQ_{B1} \quad (7.7)$$

Произведем расчет маслонаполненного кабеля (на 1 км) с параметрами, приведенными в таблице 7.1.

С, мкФ	R ₁ , Ом	X ₁ , Ом	jQ _{B1} = jQ _{B2} , вар
0,3	0,032	0,124	j2,3 · 10 ⁶

$$S_2 = 230 - j1111 + j2,3 \cdot 10^6 = (230 - j108,7) \cdot 10^6 \text{ ВА}$$

$$U_1 = (220,0947 + j0,1138) \cdot 10^3 \text{ В}$$

$$\Delta P = 1,3368 \cdot 10^6 \cdot 0,032 = 0,0428 \cdot 10^6 \text{ Вт}$$

$$\Delta Q = 1,3368 \cdot 10^6 \cdot 0,124 = 0,1658 \cdot 10^6 \text{ вар}$$

$$P_1 = 230 + 0,0428 \cdot 10^6 = 230,0428 \cdot 10^6 \text{ Вт}$$

$$Q_1 = 108,7 + 0,1658 \cdot 10^6 = 108,866 \cdot 10^6 \text{ Вар}$$

$$S'_1 = 230,0428 - j108,866 + j2,3 \cdot 10^6 = (230,0428 - j106,566) \cdot 10^6 \text{ ВА}$$

Произведем расчет кабеля с изоляцией из СПЭ (на 1 км) с параметрами, приведенными в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Параметры цепи

C, мкФ	R ₁ , Ом	X ₁ , Ом	jQ _{B1} = jQ _{B2} , вар
0,23	0,02	0,112	j1,75 · 10 ⁶

$$S_2 = 230 - j111 + j1,75 \cdot 10^6 = (230 - j109,25) \cdot 10^6 \text{ ВА}$$

$$U_1 = (220,0766 + j0,1072) \cdot 10^3 \text{ В}$$

$$\Delta P = 1,3396 \cdot 10^6 \cdot 0,02 = 0,0268 \cdot 10^6 \text{ Вт}$$

$$\Delta Q = 1,3396 \cdot 10^6 \cdot 0,112 = 0,15 \cdot 10^6 \text{ вар}$$

$$P_1 = 230 + 0,0268 \cdot 10^6 = 230,0268 \cdot 10^6 \text{ Вт}$$

$$Q_1 = 109,25 + 0,15 \cdot 10^6 = 109,4 \cdot 10^6 \text{ Вар}$$

$$S'_1 = 230,0268 - j109,4 + j1,75 \cdot 10^6 = (230,0268 - j107,65) \cdot 10^6 \text{ ВА}$$

Из данных расчетов видно, что мощности $S'_1 = P_1 - jQ'_1$ на входе в кабель КЛ1 со стороны 1ТГ в маслонаполненном кабеле и в кабеле с изоляцией из СПЭ отличаются значениями jQ'_1 на величину $\Delta Q'_1 = j(107,65 - 106,566) \approx j1,1$ Мвар, равную разности зарядных мощностей этих двух типов кабелей ($4,6 - 3,495 \approx 1,1$ Мвар).

Отсюда следует, что при использовании кабеля с изоляцией из СПЭ от 1ТГ до ОРУ-220 кВ вместо маслонаполненного требуется выдача дополнительной реактивной мощности со стороны 1ТГ, равной $\Delta Q'_1 \approx j1,1$ Мвар.

Со стороны автотрансформаторов 7ТГ и 8ТГ при использовании кабелей КЛ7 и КЛ8 с изоляцией из СПЭ вместо маслонаполненных требуется выдача дополнительной реактивной мощности $\Delta Q'_1 \approx 0,55$ Мвар.

Выдача дополнительной реактивной мощности со стороны 1ТГ, 7ТГ, 8ТГ будет осуществляться с использованием автоматизированных систем регулирования возбуждения (АРВ) генераторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном курсовом проекте были разработаны технические предложения по замене маслонаполненного кабеля на кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Для проведения данной работы была проведена оценка текущего состояния кабельной линии, которое не являлось удовлетворительным для продолжения работы на Жигулёвской ГЭС. Далее для изменения данной ситуации принималось решение по замене существующего кабеля на новый.

Были произведены расчеты и подобран кабель с твердой изоляцией из сшитого полиэтилена, тогда как ранее присутствовала жидкая изолирующая среда – масло.

В следствие появления нового типа изолятора потребовалось рассчитать возможные потери в диэлектрическом материале. Далее следовало оградить изолирующую оболочку от возможных перенапряжений путем подбора ОПН.

Из-за колоссального количества мощности, передаваемого по данной кабельной линии и с целью обеспечения необходимого уровня безопасности была произведена проверка существующих систем релейной защиты, которая оказалась способна защитить от возможных пагубных воздействий [15].

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. Дмитриев М. В. Заземление экранов однофазных силовых кабелей 6 – 500 кВ : издательство политехнического университета. СПб. : 2010. 154 с.
2. Романов А. А. Жигулевская ГЭС. Эксплуатация средств релейной защиты и автоматизированного управления. С. : ОАО «РусГидро», 2013. 448 с.: ил.
3. Правила электроустановок. 7-е издание/ Ред. Л.Л. Жданова, Н.В. Ольшанская. М. : НЦ ЭНАС, 2013. 104 с.
4. РФ. Стандартиформ. ГОСТ Р 53316–2009. Кабельные линии. Сохранение работоспособности в условиях пожара. Метод испытания : утв. приказом № 184 от 27.12.2002. М., 2010. 8 с.
5. Каталог компании «Prysmian group» [Электронный ресурс]. URL: <https://ru.prysmiangroup.com/> (дата обращения: 24.04.2018)
6. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для сред. проф. образования. М. : Издательский центр «Академия», 2004. 448 с.
7. РФ. Стандартиформ. ГОСТ Р МЭК 60287–1–1–2009. Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнения для расчета номинальной токовой нагрузки (100-% коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения: утв. приказом №217 от 26.06.2009. М., 2009. 27 с.
8. РФ. Стандартиформ. ГОСТ Р МЭК 60287–2–1–2009. Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 2-1. Тепловое сопротивление. Расчет теплового сопротивления : утв. приказом №217 от 26.06.2009. М., 2009. 36 с.
9. СТО 56947007- 29.060.20.071-2011 Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Условия создания. нормы и требования : утв. приказом № 174 от 25.03.2011. М., 2011, 126 с.

10. РФ. Стандартиформ. ГОСТ 22483-2012. Жилы токопроводящие для кабелей, проводов и шнуров (с Поправкой): утв. приказом №1269-ст от 29.11.2012. М., 2014. 13 с.
11. РФ. Стандартиформ. ГОСТ Р 52736-2007 Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания: утв. приказом №174-ст от 12.07.2007. М., 2007. 40 с.
12. В. Scaddan PAT: Portable Appliance Testing: In-Service Inspection and Testing of Electrical Equipment, 3rd Edition/ А. : 2011. 69 p.
13. Nexans Кабельные системы высокого напряжения 110 - 500 кВ [Электронный ресурс] : URL: http://www.nexans.ru/eservice/Russia-ru_RU/navigate_142/.html (Дата обращения: 18.02.2018).
14. РФ. Росстандарт. ГОСТ Р 7.0.5-2008. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления : утв. приказом №95-ст от 28.04.2008 М., 2008. 22 с.
15. РФ. Росстандарт. ГОСТ 7.32-2001. Межгосударственный стандарт. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления : утв. приказом №367-ст от 04.09.2001. М., 2002. 28 с.
16. Степкина Ю. В. Вахнина В. В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий : учеб. пособие Т. : ТГУ, 2009. 68 с.
17. Meier A. Electric Power System: A Conceptual Introduction/ N.Y. : 2006. 309 p.
18. Silva M. M. Cable and Wireless Networks/ B.R. : 2016. 608 p.
19. Cable and accessories product guide [Electronic resource] : URL: <https://www.elandcables.com/> (Дата обращения: 25.03.2018).
20. Nisson J. W., Riebel S. A. Electric circuits/ N.J. : 2010. 816 p.