

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

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

(наименование института полностью)
Кафедра _____ «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)
13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)
Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и
систем
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Исследование перенапряжений в сетях 500 кВ Жигулевской ГЭС и
выбор защиты от них»

Студент Е.А. Буслаев _____ (личная подпись)
(И.О. Фамилия)
Научный В.А. Шаповалов _____ (личная подпись)
руководитель (И.О. Фамилия)

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____ (личная подпись)
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)
« ____ » _____ 2018 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____ (личная подпись)
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)
« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

Оглавление

Введение.....	3
1. Анализ аварийности сети 500кВ с глухозаземлённой нейтралью	4
1.1. Краткое описание схем Жигулевской ГЭС	4
1.2. Общая характеристика электрических сетей с глухозаземлённой Нейтралью.....	8
1.3. Грозовая аварийность в сети 500 кВ	14
1.4. Аварийность в сети 500 кВ по причине внутренних перенапряжений....	16
1.5. Классификация перенапряжений	18
1.6. Особенности и современное состояние защиты изоляции 500 кВ Жигулевской ГЭС от перенапряжений.....	20
2. Исследование внешних и внутренних перенапряжений в сети 500 кВ.....	31
2.1. Исследование внешних перенапряжений в сети 500 кВ	31
2.2. Исследование внутренних перенапряжений в сети 500 кВ	72
3. Разработка решений по выбору и месту установки средств защит от Перенапряжений.....	84
3.1. Особенности выбора и размещения ОПН на Жигулёвской ГЭС.....	84
3.2. Определение расчетных допустимых длительных напряжений на ОПН	86
3.3. Технические требования к ОПН 500 кВ Жигулёвской ГЭС	87
3.4. Пример выбора ОПН 500 кВ для сети Жигулёвской ГЭС.....	96
Заключение	100
Список используемых источников.....	102
Приложение А	106

Введение

Ввод во второй половине пятидесятых годов в эксплуатацию первых в СССР дальних электропередач высокого напряжения 500 кВ Куйбышев-Москва, Куйбышев - Урал, Волгоград - Москва обеспечил возможность объединения энергосистем Центра, Урала, Среднего и Нижнего Поволжья. Этот период считается первым этапом формирования Единой энергетической системы страны (ЕЭС). В настоящее время сети 500 кВ распространены практически на все районы Российской Федерации и ряда стран СНГ.

Основное воздействие, во время эксплуатации, на электрооборудование подстанций и изоляцию линий, оказывают кратковременные перенапряжения и длительное рабочее напряжение. Поэтому для улучшения надёжности их работы необходимо ограничить перенапряжения до безопасного уровня. Основным средством защиты от перенапряжений в настоящее время считаются ограничители перенапряжения (ОПН). Поэтому, некорректный выбор параметров ОПН, их неграмотная эксплуатация могут стать причиной повреждения оборудования, а также привести к серьёзным нарушениям режимов работы энергосистемы в целом.

Принимая в учет выше изложенное, данная работа посвящена решению проблемы организации защиты от перенапряжений в сети 500 кВ, отходящей от Жигулёвской ГЭС.

Целью работы является повышение надёжности работы сети 500 кВ с глухозаземленной нейтралью, путём внедрения мероприятий по защите электрооборудования от грозовых и внутренних перенапряжений.

В соответствии с темой были сформулированы следующие задачи:

- Анализ аварийности сети 500 кВ с глухозаземлённой нейтралью;
- Исследование внешних и внутренних перенапряжений в сети 500 кВ;
- Разработка решений по выбору средств защит от перенапряжений.

1 Анализ аварийности сети 500 кВ с глухозаземлённой нейтралью

1.1 Краткое описание схем Жигулёвской ГЭС

Жигулёвская ГЭС значительно отличается от ТЭС и АЭС многими параметрами, режимами работы и технологическими процессами. Поэтому во время проектирования электрической части, данного объекта, были взяты в учет следующие факторы:

- а) почти вся производимая мощность распределяется в сети напряжением 110, 220 и 500 кВ;
- б) высокая степень автоматизации простых технологических процессов;
- в) действующие электроустановки, при необходимости, могут быть введены в работу автоматически в течение короткого промежутка времени;

На Жигулёвской ГЭС применяются режимы работы, при которых на один повышающий трансформатор или автотрансформатор работают 2-3 гидрогенератора.

Известно, что:

1) на восемь блочных трансформаторов предусмотрено 20 гидрогенераторов, мощностью по 115 МВт каждый.;

2) на блочный автотрансформатор 1ТГ (типа 3хАОРЦТ- 90000/220/110) работают два генератора (1Г и 2Г), а на остальные трансформаторы 2ТГ, 3ТГ, 5ТГ (типа 3хАОРЦТ– 135000/500/110) и 6ТГ, 7ТГ, 8ТГ (типа 3хАОРЦТ- 135000/500/220) - по три генератора (3Г, 4Г, 5Г, 6Г,7Г, 8Г,9Г, ЮГ, 11Г,12ГДЗГ, 14ГД5Г, 16ГД7Г, 18ГД9Г, 20Г);

3) трансформаторы собственных нужд питаются от генераторного напряжения 13,8 кВ;

4) нейтральные выводы генераторов заземлены через дугогасящие реакторы типа ЗРОМ-80/13,8;

Так как электрическая мощность, производимая на Жигулёвской ГЭС, распределяется на три класса напряжения - 110, 220 и 500 кВ. Поэтому на территории ГЭС были сооружены три независимых открытых

распределительных устройства. Электроснабжение потребителей региона осуществляется с помощью линий электропередач напряжением 220 и 110 кВ.

Всех типов трансформаторных групп четыре, в том числе:

- группа №1 трёхобмоточная 13,8/121/242 кВ мощностью 246 тыс. кВА;
- группы № 2,3 и 5 двухобмоточные 13,8/500 кВ мощностью по 370 тыс. кВА;
- группа №4 трёхобмоточная 13,8/121/500 кВ мощностью 370 тыс. кВА;
- группы № 6-8 автотрансформаторные 13,8/242/500 кВ по 247 тыс. кВА и проходной мощностью по 500 тыс. кВА.

В настоящее время для защиты блоков предусмотрены следующие защитные аппараты (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Наличие защитных аппаратов

№ТГ	Обмотка 500 кВ	№Г	Обмотка левая	Обмотка средняя	Обмотка правая
1	-	1,2	нет	-	нет
2	да (ОПНГ-500)	3,4,5	нет	нет	нет
3	да (ОПН-500)	6,7,8	да (ОПН-13,8)	нет	нет
4	да (ОПНГ-500)	9,10,11	нет	нет	да (ОПН-15)
5	да (ОПНГ-500)	12,13,14	да (ОПН-13,8)	нет	да (ОПН-15)
6	да (ОПНГ-500)	15,16	нет	-	да (ОПН-15)
7	да (ОПНГ-500)	17,18	нет	-	да (ОПН-15)
8	да (ОПНГ-500)	19,20	нет		да (ОПН-15)

Схема ОРУ-500 кВ представляет из себя две системы шин, объединенных секционным выключателем и два вводных выключателя.

Типы и номинальные данные оборудования находящегося в работе на ОРУ 500 кВ представлены в таблицах 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6.

Таблица 1.2 - Действующие выключатели 500 кВ

Тип выключателя	ВВ-500/2000/20	ВВ-500/Б-31,5/2000/У1
Номинальное напряжение, кВ	500	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	525	525
Номинальный ток, А	2000	2000
Номинальный ток отключения, кА	23,1	31,5

Таблица 1.3 - Технические данные разъединителя РОНЗ-400/2000

Тип разъединителя	РОНЗ-400/2000
Номинальное напряжение, кВ	400
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	525
Номинальный ток, А	2000

Таблица 1.4 - Технические данные трансформатора тока ТФНКД-500

Тип	ТФНКД-500
Класс напряжения, кВ	500
Номинальный ток (первичный), А	1000-2000
Номинальный ток (вторичный), А	1

Таблица 1.5-Технические данные трансформаторов напряжения ЗхНКФ-500

Тип	ЗхНКФ-500
Номинальное напряжение перв.обмотки, кВ	500 $\bar{3}$
Наибольшее рабочее напряжение перв.обмотки, кВ	525 $\bar{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки, кВ	0,1 $\bar{3}$; 0,1

Таблица 1.6 - Технические данные ограничителя перенапряжения

Место установки	Тип
Ячейка ВЛ-500	ОПН-1-ЗУХЛ1

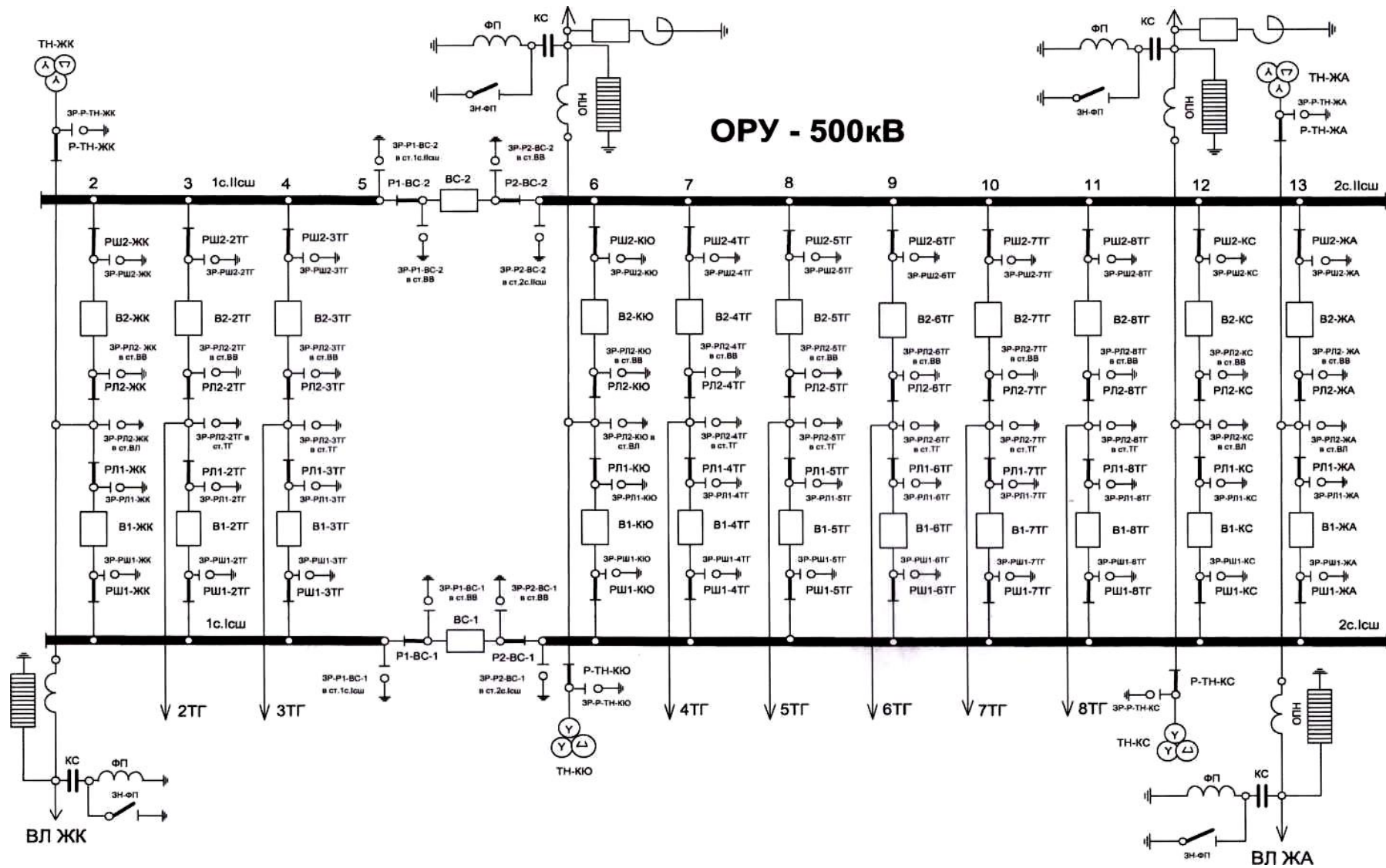


Рисунок 1.1 - Нормальная схема ОРУ 500 кВ

ОРУ-500 гидроэлектростанции связано с семьёю из восьми ТГ, а от него отходят четыре линии: ВЛ КЮ, ВЛ КС, ВЛ ЖА и ВЛ ЖК. Каждая отходящая с ОРУ - 500 кВ линия имеет комплект ОПН - 500. Кроме того, на противоположном конце выводов от 2ТГ, 3ТГ, 4ТГ, 5ТГ, 6ТГ, 7ТГ и 8ТГ также установлены по одному комплекту ОПН-500, которые будут оказывать некоторое благоприятное влияние на защиту ОРУ-500 кВ от перенапряжений.

И, наконец, на всех четырех отходящих линиях при их АПВ остаются включенными электромагнитные трансформаторы напряжения типа НКФ-500, которые в значительной степени снижают кратность перенапряжений, как в цикле отключения, так и при включении линий после бестоковой паузы АПВ.

1.2 Общая характеристика электрических сетей с глухозаземленной нейтралью

К электрическим сетям с глухозаземлённой нейтралью относятся сети с нейтральями (трансформаторов), заземлёнными наглухо (без сопротивлений) или через дугогасящие реакторы с незначительным индуктивным сопротивлением для того, чтобы при однофазном замыкании напряжения неповреждённых проводов относительно земли не превышали $1,4U_{\phi}$ (коэффициент заземления нейтрали равен 1,4). Что в свою очередь соответствует следующим относительным величинам результирующих сопротивлений нулевой последовательности до точки замыкания в любом месте сети:

$$\frac{x_{0,\Sigma}}{x_{1,\Sigma}} \leq 3; \frac{r_{0,\Sigma}}{x_{1,\Sigma}} \leq 1. \quad (1.1)$$

Замыкание провода на землю в сетях с глухозаземлённой нейтралью является коротким замыканием, сопровождающимся значительным током, и подлежит быстрому автоматическому отключению, как и при междуфазных замыканиях. При определении напряжений проводов относительно земли не

следует пренебрегать индуктивным и активным сопротивлением системы, влияние которых заметно. Ёмкостными и активными проводимостями проводов относительно земли следует пренебречь ввиду их малости [33].

Примем к рассмотрению возникновение замыкания провода фазы А при $R=0$. Граничные условия для места КЗ (КЗ на фазе А) имеют следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} I_{K,B}^{\bullet} &= 0; \\ I_{K,C}^{\bullet} &= 0; \\ I_{K,A}^{\bullet} &= 0; \end{aligned} \right\} \quad (1.2)$$

В дальнейшем индекс «к» для простоты опущен.

Из граничных условий получается следующее выражение для токов прямой $I_{A,1}^{\bullet}$, и обратной $I_{A,2}^{\bullet}$ и нулевой $I_{A,0}^{\bullet}$ последовательностей повреждённой фазы в месте КЗ:

$$I_{A,1}^{\bullet} = I_{A,2}^{\bullet} = I_{A,0}^{\bullet} = \frac{E_A^{\bullet}}{Z_{1,\Sigma} + Z_{2,\Sigma} + Z_{0,\Sigma}}, \quad (1.3)$$

где E_A^{\bullet} - результирующая ЭДС; $Z_{1,\Sigma}, Z_{2,\Sigma}, Z_{0,\Sigma}$ - результирующие полные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Напряжение неповрежденной фазы В относительно земли равно:

$$U_{B,3}^{\bullet} = U_{B,1}^{\bullet} + U_{B,2}^{\bullet} + U_0^{\bullet} = a^2 \cdot U_{B,1}^{\bullet} + a \cdot U_{B,2}^{\bullet} + U_0^{\bullet}. \quad (1.4)$$

Если подставить выражения $U_{B,1}^{\bullet}, U_{B,2}^{\bullet}, U_0^{\bullet}$, получим:

$$\begin{aligned} U_{B,3}^{\bullet} &= a^2(E_A^{\bullet} - I_{A,1}^{\bullet}Z_{1,\Sigma}) + a \cdot (E_A^{\bullet} - I_{A,2}^{\bullet}Z_{2,\Sigma}) + (0 - I_0^{\bullet}Z_0) = \\ &= E_B^{\bullet} - \frac{E_A^{\bullet} \cdot (a^2 \cdot Z_{1,\Sigma} + a \cdot Z_{2,\Sigma} + Z_{0,\Sigma})}{Z_{1,\Sigma} + Z_{2,\Sigma} + Z_{0,\Sigma}}. \end{aligned} \quad (1.5)$$

При КЗ в сети повышенного напряжения можно принять, что $Z_{1,\Sigma} = Z_{2,\Sigma}$, поэтому

$$U_{B,3}^{\bullet} = E_B^{\bullet} + E_A^{\bullet} \frac{Z_{1,\Sigma} - Z_{0,\Sigma}}{2Z_{1,\Sigma} + Z_{0,\Sigma}} = E_B^{\bullet} + E_A^{\bullet} \frac{1 - Z_{0,\Sigma} / Z_{1,\Sigma}}{2 + Z_{0,\Sigma} / Z_{1,\Sigma}}. \quad (1.6)$$

Подобным способом выведем выражение для определения напряжения неповрежденной фазы С относительно земли:

$$U_{C,3} \cdot = E_C \cdot + E_A \cdot \frac{Z_{1,\Sigma} - Z_{0,\Sigma}}{2Z_{1,\Sigma} + Z_{0,\Sigma}} = E_C \cdot + E_A \cdot \frac{1 - Z_{0,\Sigma} / Z_{1,\Sigma}}{2 + Z_{0,\Sigma} / Z_{1,\Sigma}}. \quad (1.7)$$

Для цепи с чисто индуктивными сопротивлениями выражения имеют вид:

$$U_{B,3} \cdot = E_B \cdot + E_A \cdot \frac{1 - x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma}}{2 + x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma}}, \quad (1.8)$$

$$U_{C,3} \cdot = E_C \cdot + E_A \cdot \frac{1 - x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma}}{2 + x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma}}. \quad (1.9)$$

В данной ситуации векторная диаграмма является симметричной ($|U_{B,3} \cdot| = |U_{C,3} \cdot|$), поэтому концы векторов $U_{B,3} \cdot$ и $U_{C,3} \cdot$ с изменением $x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma}$ скользят по прямым, которые в свою очередь параллельны вектору $E_A \cdot$. Пологая что в начальный момент КЗ:

$$\begin{aligned} |E_A \cdot| &= |E_B \cdot| = |E_C \cdot| = U_\phi; \text{ получаем:} \\ x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma} &= 3U_{\phi,3} = 1,25 \cdot U_\phi; \end{aligned} \quad (1.10)$$

$$x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma} = 0U_{\phi,3} = \sqrt{3} / 2 \cdot U_\phi = 0,865 \cdot U_\phi. \quad (1.11)$$

Зависимость $U_{\phi,3} / U_\phi = f(x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma})$ при $r_{0,\Sigma}$ представлена на рисунке 1.2.

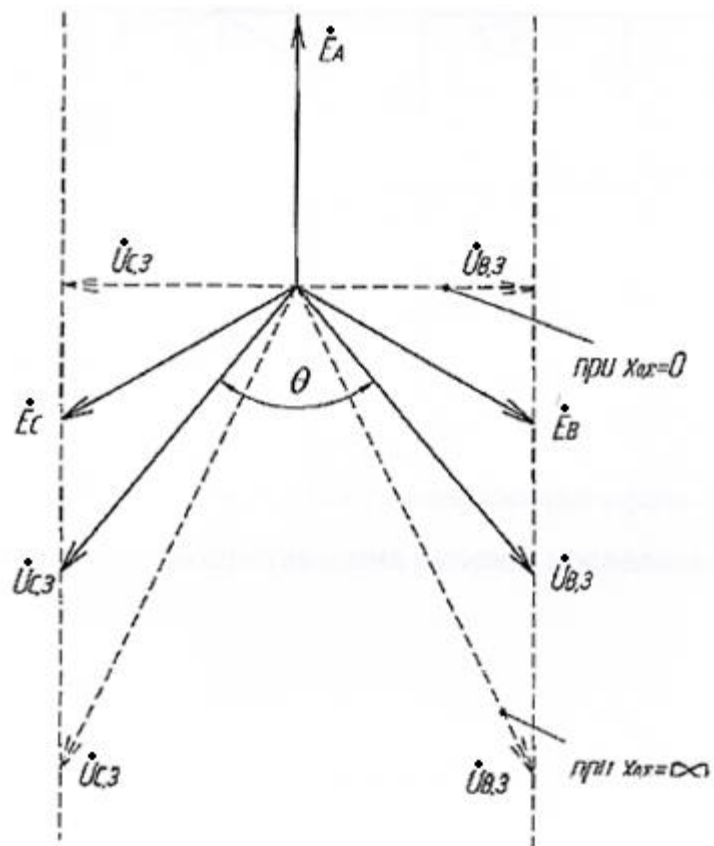


Рисунок 1.2 - Векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы А на землю в сетях без активного сопротивления

При наличии активного сопротивления векторная диаграмма напряжений становится несимметричной. На рисунке 1.4 представлена векторная диаграмма для случая, когда $x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma} = 3$, а $r_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma} = 1$. Кривая $U_{\phi,3} / U_{\phi} = f(x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma})$ получает при этом седлообразную форму (кривая 2 на рисунке 1.3).

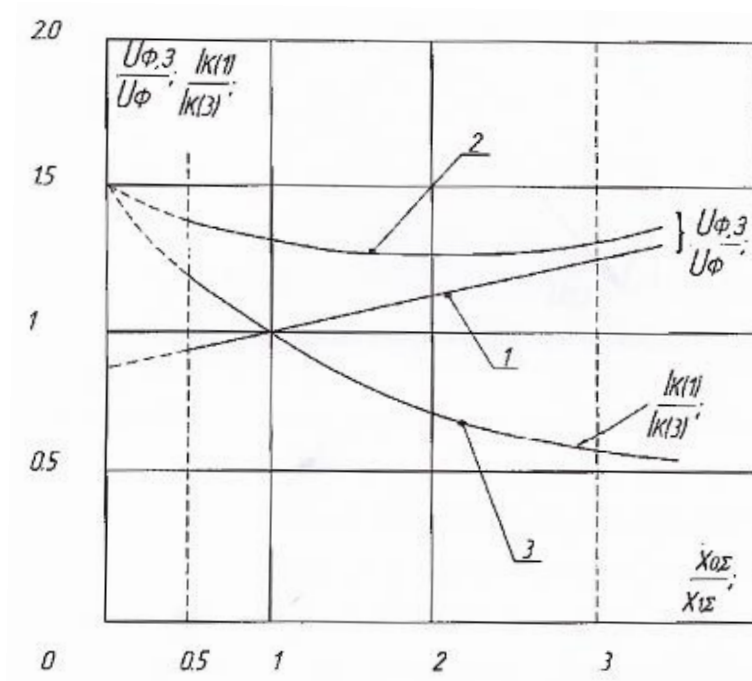


Рисунок 1.3 - Кривые зависимости напряжений «фаза-земля и тока однофазного КЗ от сопротивления нулевой последовательности

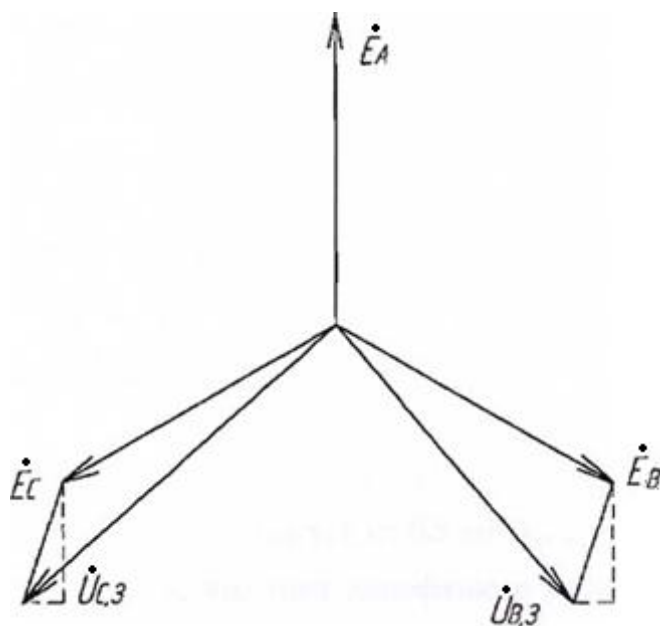


Рисунок 1.4 - Векторная диаграмма напряжений при однофазном КЗ в сети

Для рассматриваемых сетей минимальное отношение $x_{0\Sigma} / x_{1\Sigma}$ обычно равно 0,5, при этом $U_{\phi,3}=1,4$. Вертикали $x_{0\Sigma} / x_{1\Sigma}=0,5$ и $x_{0\Sigma} / x_{1\Sigma}=3$, а также кривые 1 и 2 являются границами, внутри которых размещаются кривые, соответствующих определению сетей с глухозаземлённой нейтралью. Таким

образом, напряжение фаз относительно земли при однофазных КЗ в сетях с глухозаземлённой нейтралью не превышают 1,4 нормального фазного напряжения, тогда как в сетях с изолированной нейтралью это напряжение может достигать $1,73 U_\phi$, а с учётом возможных резонансных явлений - $1,9 U_\phi$. В такой же пропорции находится и остающееся на разряднике напряжение, что при прочих равных условиях позволяет снизить уровень изоляции в основном силовых трансформаторов. Существенно важно также снижение коммутационных перенапряжений при эффективном заземлении. Всё вместе взятое даёт значительный экономический эффект. Очевидно, чем выше напряжение сети, тем выше экономическая эффективность рассматриваемого вида заземления. Поэтому глухозаземлённая нейтраль применяется в сетях повышенного напряжения (в России - в сетях 110 кВ и выше), где стоимость изоляции весьма высока.

Главной особенностью сетей с глухозаземлённой нейтралью является возникновение токов большой величины при замыкании одного из фазных проводов на землю. В результате чего ток данного замыкания равен:

$$I_K^{(1)} = I_{A,1} + I_{A,2} + I_0 = \frac{3E_A}{j(x_{1,\Sigma} + x_{2,\Sigma} + x_{0,\Sigma})}. \quad (1.12)$$

Для сравнения определим отношения тока однофазного КЗ к току трехфазного КЗ в той же точке в начальный момент времени:

$$k_{(1-3)} = \frac{I_K^{(1)}}{I_K^{(3)}} = \frac{3E_0 / (x_{1,\Sigma} + x_{2,\Sigma} + x_{0,\Sigma})}{3E_0 / x_{1,\Sigma}} = \frac{3}{2 + x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma}}. \quad (1.13)$$

Графическая зависимость $k_{(1-3)} = f(x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma})$ представлена на рисунке 1.4 (кривая 3). В диапазоне изменений $(x_{0,\Sigma} / x_{1,\Sigma})$ от 0,5 до $3k_{(1-3)}$ изменяется от 1,2 до 0,6. Это позволяет заключить, что токи однофазного замыкания на землю в сетях с глухозаземлённой нейтралью соизмеримы с токами трёхфазного КЗ и, если не принять специальных мер, они могут при КЗ в некоторых точках сети оказаться выше токов трехфазного КЗ.

Из-за возникновения достаточно больших токов короткого замыкания на землю, возникающих в сетях с глухозаземлённой нейтралью, появляется необходимость в устройствах релейной защиты, которые способны отключить поврежденный участок с достаточно малой выдержкой времени (выполнение быстродействующей релейной защиты вследствие больших токов однофазного КЗ не встречает трудностей). Надёжность электроснабжения обеспечивается соответствующим резервированием линий и применением устройств АПВ и ОАПВ. Быстродействующие устройства релейной защиты, отключающие токи однофазного КЗ, не исключают значительных размеров повреждений, потому что КЗ имеет дуговой характер. Для ограничения тока, который возникает вследствие замыкания на землю одного из фазных проводов, выбирается соответствующий режим работы нейтрали, поэтому в сети 110-220 кВ осуществляется частичное заземление нейтрали трансформатора, а в сетях 330-500 кВ имеет место включение между нейтралью индуктивных или активных сопротивлений [1].

1.3 Грозовая аварийность в сети 500 кВ

Повреждения в сети 500 кВ, возникающие вследствие удара молнии, можно условно подразделить на повреждения в линейных ячейках и распределительных устройствах, так как эти повреждения зависят от вида изоляции линии и электрооборудования подстанции [29].

Изоляция используемая на линии имеет свойство самовосстановления (воздух, стекло и фарфор), поэтому, в зависимости от повреждения, отключения возникшие при воздействии молнии на линию заканчиваются успешным или неуспешным АПВ. Отключения, возникающие на подстанции из-за воздействия молнии на оборудования, изоляция которого не имеет свойства само восстанавливаться (бумажно - масляная или масло - барьерная) данные повреждения обычно выводят из строя изоляционную конструкцию.

Поэтому отключения на линии и подстанции, вследствие воздействия молнии, имеют разные экономико-технические последствия.

Любое распределительное устройство имеет вид электрооборудования, значение которого очень важно для обеспечения надежного электроснабжения, но его изоляция имеет наименьшую величину относительно другого оборудование. Такими видами электрооборудования являются шунтирующие реакторы и силовые трансформаторы. Поэтому надёжность эксплуатации грозозащиты подстанции зависит от состояния изоляции всего оборудования в целом [27].

Определение, для группы подстанций, эксплуатационной надёжности грозозащиты, сводится к общему числу грозовых повреждений, возникавших, на данных подстанциях N_a , и к объёму информации собранной за время наблюдений Q (лет)

$$\beta_3 = \frac{N_a}{Q}. \quad (1.14)$$

Информацию о подстанции нужно привести к базисной интенсивности, так как подстанции одного класса напряжения находятся в районах с разной грозовой активностью, согласно формуле

$$Q = Q_\phi \cdot K_{np}, \quad (1.15)$$

где Q_ϕ - фактический объем информации; K_{np} - коэффициент приведения.

$$K_{np} = \frac{T_\psi}{T_{\phi\psi}} = \frac{T_\delta}{T_{\phi\delta}}; \quad (1.16)$$

где T_ψ, T_δ - фактическое число грозовых часов и дней в районе нахождения подстанции; $T_{\phi\psi}, T_{\phi\delta}$ - базисное число грозовых часов и дней.

Стоимость, ремонтно - восстановительных работ $\overline{M_p}$ и недоотпущенной (недоиспользованной) энергии $y^* \cdot \overline{\Delta W_p}$, где $\overline{\Delta W_p}$ недоотпущенная (недоиспользованная) энергия, y^* - удельный ущерб на 1 кВт×ч электроэнергии, является основным ущербом при грозовых повреждениях.

$$\overline{U_p} = \overline{M_p} + y^* \cdot \overline{\Delta W_p} \quad (1.17)$$

Таблица 1.7 - Характеристики ущербом при грозовых повреждениях

Показатели	Вид оборудования	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$
$\overline{M_p}$, тыс.руб.	Силовые трансформаторы	843,8
	Все оборудование	667,3
$\overline{\Delta W_p}$, МВт-ч	Силовые трансформаторы	61,2
	Все оборудование	51,2
$\overline{U_p}$, тыс.руб.	Силовые трансформаторы	10425,1
	Все оборудование	6954,5

Электрооборудование, которое установлено на ОРУ-500 кВ и обмотки 500 кВ блочных трансформаторов 2ТГ, 3ТГ, 4ТГ, 5ТГ, 6ТГ, 7ТГ и 8ТГ со стороны обмотки 500 кВ имеют достаточно высокую степень надежности. Однако показатель надежности грозозащиты сетей 500 кВ Жигулевской ГЭС несколько уступает целесообразному показателю на фоне некоторого снижения электрической прочности изоляции электрооборудования. Следовало бы несколько улучшить показатель надежности грозозащиты путем внедрения аппаратных или схемных мероприятий.

Приход к вводам 500 кВ блочных трансформаторов 2ТГ-8ТГ грозовых волн даже с учетом срабатывания соответствующих защитных аппаратов может вызвать перенапряжения, опасные для обмоток 13,8 кВ 2ТГ-8ТГ в режиме холостого хода.

1.4 Аварийность в сети 500 кВ по причине внутренних перенапряжений

Коммутационные и квазистационарные перенапряжения, в ряде случаев, являются причинами аварийных ситуаций, возникающих в сети 500 кВ, которые возникают в результате:

- коммутации холостых шин выключателями;
- отключения и включения холостых участков шин разъединителями;

- коммутации шунтирующих реакторов;
- коммутации блочных, полублочных линий и линий, которые работают непосредственно с силовыми трансформаторами на глухих отпайках, так как их необходимость обусловлена потребностью отбора мощности [12].

На шины 500 кВ Жигулёвской ГЭС в начале линий (Куйбышевская Северная и Куйбышевская Южная) были установлены две группы однофазных шунтирующих реакторов типа РОДГ-50000/400 по 165 МВА.

Электропередачи напряжением 500 кВ снабжаются шунтирующими реакторами, параметры которых связаны с длиной участка линии таким образом, чтобы удерживать напряжение линии при разрыве передачи в приемлемых пределах. Указанные соотношения оказываются такими, что при одной отключенной фазе возникает резонансное перенапряжение за счёт индуктивности реактора отключенной фазы и емкостей линии. Аналогичные условия возможны, когда отключены две фазы, а также в течение бестоковой паузы ОАПВ после гашения дуги подпитки. В переходном режиме, возникающем непосредственно вслед за отключением одной или двух фаз, а также гашением дуги подпитки помимо упомянутой установившейся составляющей, возникает слагающая, обусловленная разрядом энергии, запасённой к моменту коммутации реактивными элементами схемы. Соотношения длины участка линии и индуктивности реактора, таковы, что процесс разряда имеет колебательный характер с частотой, близкой к промышленной частоте и незначительным затуханием. Суммирование переходной составляющей с установившейся наведенной создает на отключенной фазе биение, в пучности которых амплитуда перенапряжения принимает максимальное значение [2].

Эти перенапряжения могут представлять опасность для аппаратуры, подключенной к линии, а также может воспрепятствовать гашению дуги подпитки при ОАПВ. Таким образом, необходимо провести исследования квазистационарных перенапряжений сети 500 кВ.

1.5 Классификация перенапряжений

На Жигулёвской ГЭС, все виды электрооборудования во время эксплуатации попадают под воздействие перенапряжений и сверхтоков или токов короткого замыкания.

Перенапряжения, наряду с рабочим напряжением, определяют размерные данные изоляции и защитные характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений. Вследствие чего, нужно ограничить их до разумных пределов.

Перенапряжения, возникающие в электрической цепи, имеют следующие параметры (в большинстве ситуаций они имеют не предсказуемый характер, и представляют из себя случайные значения):

- 1) длительность перенапряжения;
- 2) перенапряжение, может являться причиной увеличения амплитуды напряжения до максимального значения;
- 3) перенапряжение, которое оказывает влияние на элементы электрической цепи, имеет границы своего воздействия;
- 4) происходит искажение вида кривой перенапряжения.

Удары молнии на линию вызывают импульсные перенапряжения. Это колебания электромагнитной энергии, которая поступает от генератора или от накопленной в реактивных элементах сети, возникают внутренние перенапряжения, а также помехи от них. Появление сверхтоков обусловлено короткими замыканиями, которые возникают при повреждениях в электрической цепи. Кроме того, они возникают при феррорезонансных явлениях в индуктивных цепях, например, в цепях с трансформаторами напряжения. Такие характеристики, как электродинамические усилия между токоведущими частями электрооборудования и сечение проводников, определяются с учетом сверхтоков, которые могут возникнуть, вследствие аварийного режима работы. Перенапряжения наряду с рабочим напряжением, определяют размерные данные изоляции и защитные характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений [30].

Внутренние перенапряжения, которые возникают в сетях высокого и сверхвысокого напряжения, подразделяются на две группы:

квазистационарные перенапряжения, их появление обуславливает неблагоприятным сочетанием источника питания и реактивных элементов электрической сети. Эти перенапряжения имеют место до тех пор, пока неблагоприятные условия не будут устранены. Перенапряжения данного характера на промышленных частотах имеют место при несимметричных режимах работы высоковольтной сети. Время воздействия таких напряжений t_B на изоляцию сетей 0,22/0,38 кВ определяется схемой работы нейтрали сети, в которой имеет место несимметричный режим. Если такой режим возникает в сети с глухим заземлением нейтрали, то t_B составляет $t_B < 0,2$ с. Возникающие квазистационарные перенапряжения способны оказывать неблагоприятное воздействие на электрооборудование достаточно длинный промежуток времени. Данный вид перенапряжений разделяется на группы, которые определяют причину появления перенапряжения такие, как резонансные, феррорезонансные и параметрические. Режимные перенапряжения появляются в результате ряда причин, основными из которых являются однофазные или двухфазные короткие замыкания на землю, а также в ситуациях, когда произошел резкий сброс и осуществляется разгон генератора. В линиях, в которых применяются реакторы возможно возникновение резонансного эффекта, который в свою очередь является причиной резонансных перенапряжений. Резонансные перенапряжения будут продолжаться до тех пор, пока не будет изменена схема или режим работы, этим самым устранятся неблагоприятные условия, которые вызвали данные перенапряжения. В цепях с катушками с насыщенным магнитопроводом, как на промышленных частотах, так и на высших гармониках имеют место феррорезонансные перенапряжения, их основная особенность - это триггерный эффект, скачкообразный вход в режим резонанса [28].

– коммутационные перенапряжения, причиной их возникновения являются коммутации в электрической сети, любые отключения и

включения, в том числе дуговые, или любое изменение параметров (R, L или C) эквивалентного контура. Коммутационные перенапряжения возникают и длятся не более 0,12-0,15с. Время воздействия максимальных перенапряжений 0,01-0,02с.

Пробой межконтактного промежутка выключателей до металлического замыкания контактов, а также разброс по времени замыкания разных полюсов выключателя, являются причинами возникновения перенапряжений при включении линии толчком [32].

В определённых ситуациях, из-за ошибок электротехнического персонала или некорректной работы релейной защиты, на линиях возникают перенапряжения с кратностью не более $1,8 \div 2,0$.

Отключение несимметричного к.з. может привести к перенапряжениям в неповреждённых фазах кратностью более 3. АПВ может стать причиной перенапряжения с кратностью 3.6. Переходный процесс при этом аналогичен переходному процессу при включении толчком.

1.6 Особенности и современное состояние защиты изоляции 500 кВ Жигулевской ГЭС от перенапряжений

Электрооборудование гидроэлектростанций имеет самый низкий уровень изоляции в электрических сетях. Так как в них устанавливаются коммутационные аппараты, устройства, назначение которых предусматривает измерение параметров электрической сети, имеют место силовые и автотрансформаторы, токоограничивающие, дугогасящие и шунтирующие реакторы, электрические машины (гидрогенераторы и электродвигатели).

Для определения изоляции эксплуатируемого электрооборудования применяется ГОСТ 1516.3-96. ГОСТ определяет кратковременные напряжения частотой 50 Гц, испытательные импульсы напряжения при грозовых и коммутационных воздействиях, эти данные позволяют определить изоляции эксплуатируемого электрооборудования.

Допустимые кратности возникающих грозových перенапряжений ($K_{дон1}$) и внутренних ($K_{дон2}$), которые могут негативно воздействовать на электрооборудование, рассчитывались для элемента электрической сети с самым низким уровнем изоляции, данные кратности рассчитывались по формулам:

$$K_{дон1} = \delta_{ен} \cdot \lambda_{ен} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{исп} / U_{мп} = \sqrt{3}U_{дон.ен} / \sqrt{2}U_{мп}, \quad (1.18)$$

$$K_{дон2} = \delta_{зн} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{исп} / U_{мп} = \sqrt{3}U_{дон.зн} / \sqrt{2}U_{мп}, \quad (1.19)$$

где $\delta_{ен}$ - коэффициент импульса при внутренних перенапряжениях ($\delta_{ен} \approx 1,35$);

$\delta_{зн}$ - коэффициент импульса при грозových перенапряжениях ($\delta_{зн} \approx 1,9$); $\lambda_{ен}$ - коэффициент, учитывающий снижение электрической прочности изоляции в условиях эксплуатации при многократных воздействиях перенапряжений ($\lambda_{ен} \approx 0,9$); $U_{исп}$ - нормированное испытательное напряжение промышленной частоты (действующее значение) кВ; $U_{мп}$ - максимальное рабочее напряжение (действующее значение): для сети 500 кВ ($U_{мп} = 1,05U_{ном}$); $U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, кВ; $U_{дон.зн}$ - амплитуда допустимых грозových перенапряжений, кВ; $U_{дон.ен}$ - испытательное напряжение коммутационных импульсов, кВ.

Расчеты проводятся для электрооборудования, имеющего наиболее низкий уровень прочности изоляции, в число такого оборудования входят силовые и автотрансформаторы, так же трансформаторы напряжения и шунтирующие реакторы,

$$U_{дон.зн} = 1,1(U_{нв} - 0,5U_{ном}), \quad (1.20)$$

где $U_{нв}$ - испытательное напряжение полной волной (ГОСТ 1516.3-96);

$U_{ном}$ - номинальное напряжение рассматриваемой обмотки, кВ.

Результаты расчетов $K_{дон1}$ и $K_{дон2}$ приведены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 - Величина $K_{дон1}$ и $K_{дон2}$ для сети 500 кВ

$U_{ном}, кВ$	$K_{дон1}$	$K_{дон2}$
500	2.1(2.4)	3,3

Основными особенностями при выборе и размещении средств защиты от перенапряжений, в том числе нелинейных ограничителей перенапряжений в электрической сети 500 кВ Жигулевской ГЭС являются:

- оборудование среднего, высокого и сверхвысокого напряжения находится на большой территории с радиусом порой до 5 км, причем между различными видами оборудования одного и того же класса напряжения имеются воздушные перемишки длиной до нескольких километров;

- в схеме первичной коммутации гидроэлектростанции предусматривает режим работы, когда несколько гидрогенераторов осуществляют питание одного трансформатора;

- при ударах молнии между блочными трансформаторами и ОРУ, находящимся на достаточно большом расстоянии, грозовые волны могут через трансформатор падать в сеть 13,8 кВ с гидрогенераторами;

Возникновение коммутационных перенапряжений обуславливается тем, что по режиму работы на гидроэлектростанции ряд выключателей часто коммутируется [3].

Эксплуатация сети 500 кВ Жигулёвской ГЭС предусматривает наличие быстродействующей защиты подстанции от всех видов перенапряжений.

Возможность защиты от грозовых перенапряжений ВЛ зависит от:

- наличием защиты линии, надёжность которой обуславливается выбором оптимального угла защиты троса.

- величины сопротивления заземляющего контура опор.

- импульсной прочности линейной изоляции.

- защитами, применяемыми на самой подстанции.

Защита, применяемая на подстанции, осуществляет сохранность подхода ВЛ непосредственно к самой подстанции, так же защищает оборудование от прямых ударов молнии и волн, которые набегают с линии.

Основными защитными аппаратами, которые осуществляют защиту подстанции, являются вентильные разрядники и ОПН. Для осуществления защиты электрооборудования подстанций и линий 500 кВ существуют способы и мероприятия, которые приведены на рисунке 1.5.

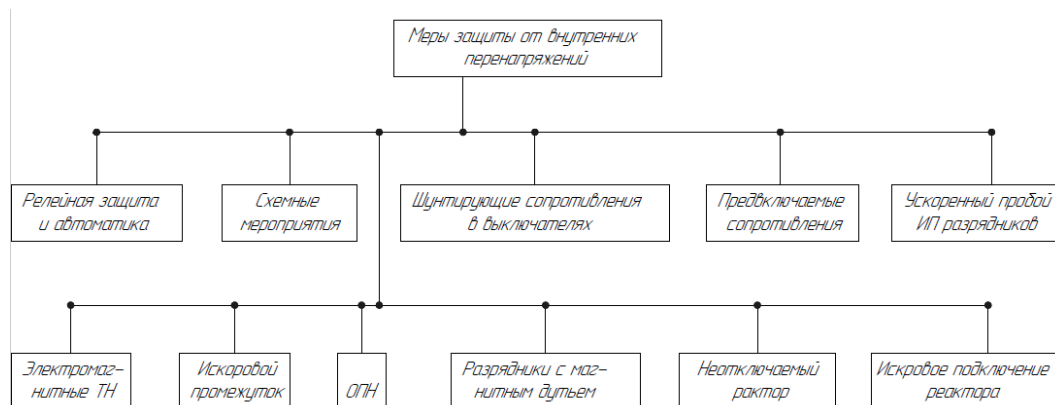


Рисунок 1.5 - Способы и мероприятия, с помощью которых осуществляется защита от внутренних перенапряжений

Во время осуществления защиты линий и подстанции классом напряжения 500 кВ, серьёзное воздействие на величину внутренних перенапряжений, оказывает релейная защита и автоматика. Предоставим данные о нескольких защитах (таблица 1.9).

Таблица 1.9 - виды и уставки защит Жигулевской ГЭС

U _{ном} , кВ	Название защиты	Характеристики защиты		
		Объект	кратность	t _{сраб} , с
ОРУ- 500	ДФЗ	ВЛ		
	Дистанционная защита	---		0,4
	ОАПВ	---		1
	ТАПВ	---		2,1
	Защита от повышения напряжения	---		3,5
	Защита при неполнофазных режимах	---		2,5

Защита линий ВЛ, которые располагаются на Жигулёвской ГЭС, имеет две ступени, первая ступень с выдержкой времени 3-5с включает в сеть шунтирующие реакторы, вторая ступень полностью отключает линию с

выдержкой времени 5-9 с. Если подстанция имеет несколько отходящих линий, помимо реле контроля напряжения, так же устанавливаются реле, которые ведут контроль реактивной мощности на каждой фазе, данный метод позволяет быстро определить односторонне отключившуюся линию. Защита срабатывает, когда уровень напряжения начинает превышать уставки, которые заданы на устройствах релейной защиты и автоматики.

Помимо всего на подстанции предусмотрено применение быстродействующей защиты реагирующей на повышение напряжения, время срабатывания данной защиты около 0,15 с. Данная защита контролирует уровень реактивной мощности линий и даёт сигнал на отключение коммутационных аппаратов при повышении фазных значений напряжений в диапазоне от 25 до 40%. Для того чтобы такая защита была селективной, при расчете уставок отстраиваются от повышения напряжения возникающего при асинхронном ходе, так же берут во внимание повышение напряжения при форсировке возбуждения генераторов. В первом случае селективности добиваются по времени, во втором по напряжению [5].

Рекомендуется применять блокировку выключателей, для того чтобы первоначально, устройства релейной защиты давали сигнал на отключение выключателей, которые расположены у шин менее мощной системы, этот метод является одним из основных при ограничении внутренних перенапряжений. Этот метод снижает характеристики высокочастотной защиты, в частности такое свойство как быстродействие, так как при коротком замыкании со стороны мощной системы шин, нужно будет выдержать время отключения выключателя на 0,05-0,06 с, а уставка срабатывания высокочастотной защиты по времени 0,04 с. Данный метод снижает возможность обеспечения устойчивости энергосистемы и является нежелательным [7].

Уменьшение внутренних перенапряжений, можно добиться с помощью проведения схемных мероприятий, таких как уменьшения коэффициентов трансформации, увеличение числа включенных в схему реакторов, снижение

уровня напряжения в системах, которые принимают электрическую мощность, так же возможно применение схем без выключателей по стороне ВН, такие схемы называются блочными [34].

Нужно учитывать, что использование схемных мероприятий допустимо исключительно в условиях с нормальными коммутациями и при режимах работы, в которых осуществляется передача малого количества мощности. Данные мероприятия могут доставить определённые трудности или могут быть вовсе не допустимы, если режимом работы предусмотрено реализовывать передачу больших мощностей, потому что данные мероприятия способны снизить стабильность режима работы и существенно снизить устойчивость передачи электроэнергии.

Возможно применение в блочных схемах, демпфирующего влияния силовых трансформаторов, но этот метод может оказать неблагоприятное воздействие на электрооборудование, так как имеет ряд серьёзных недостатков:

- во время синхронизации источника электроэнергии с сетью, силовой трансформатор находящийся на конце линии, может быть подвержен значительному перенапряжению, которое продлится до завершения процедуры синхронизма (от 10 до 25 мин);

- возникает увеличение количества перенапряжений, возникающих на самом трансформаторе, вследствие переходных процессов (этому способствует увеличение ударного коэффициента от обычных условий, примерно на 25- 35%);

- существуют риски, что при включении блока, в который входят невозбужденный трансформатор и линия, возможно возникновение затухающих колебаний (2-, 3-, 4-, 5-й) гармоники, это обуславливается тем, что частота включаемой цепи близка к этой гармонике, такое явление возникает при переходном процессе в магнитной цепи самого трансформатора, перенапряжений возникшее в результате данного процесса достигают величины $(2,0 \div 2,5) U_{\phi}$;

– Велика вероятность того, что неполнофазные режимы могут спровоцировать возникновение резонансных явлений.

Использование в силовых выключателях шунтирующих сопротивлений, является наиболее эффективным средством, которое направленно на уменьшение коммутационных перенапряжений, так как возможно возникновение перенапряжения во время отключения емкостных нагрузок. Процесс отключения, при использовании данного метода, имеет следующую последовательность: в первую очередь отключаются силовые контакты выключателя, которые в свою очередь шунтированы активным сопротивлением $1500 \div 3000$ Ом, происходит снижение перенапряжения возникающего на нагрузке, так же уменьшается величина восстанавливающегося напряжения на силовых контактах. Далее производится отключение вспомогательными контактами шунтирующих сопротивлений, в результате происходит полное отключение данного объекта [32].

Выполненный анализ указывает на то, что применение шунтирующих сопротивлений вместе с высокой степенью компенсации линии позволяет уменьшить величину перенапряжения до $(1,7 \div 1,8) U_{\phi}$. Но необходимо выделить, значения используемых сопротивлений на много больше, чем нужно для увеличения отключающей способности выключателей при отключении повреждений, вызванных короткими замыканиями.

Эффективным методом, при включении линии 500 кВ, является использование предвключаемых сопротивлений, которые подключаются в цепь на доли секунды. В данном случае возможно использование активных сопротивлений, которые включаются последовательно с силовым контактом выключателя, после чего шунтируются через $6 \div 12$ мс, и их значение составляет $250 \div 500$ Ом. Проведя анализ можно сказать, при АПВ линии, которая имеет остаточный заряд и компенсацию $75 \div 100\%$, использования такого сопротивления позволит снизить перенапряжения до $(1,9 \div 2,1) U_{\phi}$.

Трансформаторы напряжения (ТН) существенно снижают значения перенапряжений, которые возникают при АПВ. При отключениях линий происходит насыщений магнитной системы трансформатора, насыщение происходит за короткий промежуток времени $0,004 \div 0,007$ с., после чего она разряжается через обмотки ВН. Данный способ позволяет уменьшить величину перенапряжений при АПВ до значений при плановых включениях, также стекание заряда с линии происходит за $0,04 \div 0,05$ с., вследствие чего снижается восстанавливающееся напряжения на силовых контактах выключателя. ТН могут быть подвержены повышенному напряжению, это происходит если применяется режим работы с односторонним питанием линии, что уменьшает общий срок службы и может способствовать повреждению обмотки ВН [26].

Следует отметить, что если не произойдет насыщение ТН, то не будет оказано никакого благоприятного воздействия, такое может случиться при наличии на отключенной линии шунтирующего реактора, так как её разряд будет носить колебательный характер, то же самое будет если на линии останется включенным трансформатор.

За рубежом имеется тенденция использования не линейных ОПН, которые осуществляют защиту электроустановок, таких как подстанции и линии. Монтаж двух ОПН рядом друг с другом, позволяет снизить величину импульсного тока, который может протекать через отдельно установленные аппараты, и не будет превышать 55% и 65% возникающего тока в процессах ограничения перенапряжений, а именно коммутационных и грозовых. Однако при нарушении такого вида ограничения один защитный аппарат будет перегружаться больше, чем другой. Соотношение токов, которое было упомянуто выше, может достигаться только при точном соблюдении вольтамперных характеристик во время изготовления ОПН [31].

Если сравнивать условия работы ОПН, относительно воздействия на них тока, то можно сказать что защитные аппараты, которые устанавливаются на линиях электропередач находятся в более тяжёлых

условиях работы, чем такие же аппараты, обеспечивающие защиту силовых трансформаторов и реакторов, расположенных на подстанциях [35].

Главная задача мер принимаемых по защите электроустановок от перенапряжений заключается в том, чтобы путём минимальных затрат извлечь максимальную выгоду, которая будет включать в себя уменьшение ущерба, нанесённого перенапряжениями и увеличение устойчивости энергосистемы. Защита энергосистемы от перенапряжений осуществляется с помощью специальных мер и средств защиты. К специальным средствам относятся технические меры, которые подразделяются на предупреждающие и коммутационные, в свою очередь организационные меры подразделяются на оптимизационные и системные.

Применение системных мер включает в себя создание резерва оборудования, которое можно будет принять в эксплуатацию в замену повреждённого, возведение параллельных линий и монтаж синхронных компенсаторов, всё это позволяет значительно снизить вероятность появления аварии или значительно ограничить последствия воздействия разрушительных факторов на электрооборудование. Дополнительно данные меры сдерживают повышение рабочего напряжения и не дают ему подняться сверх допустимой нормы.

Задача организационных мер заключается в разработке режимов работы электрической сети и программ переключений для ликвидации негативных воздействий, которые могут оказывать перенапряжения. Подобные мероприятия должны проводиться в тот момент, когда объект находится на стадии проектировки. В них входят все без исключения виды противоаварийной автоматики, корректный расчет уставок для устройств релейной защиты, для достижения максимальной селективности, проведение регламентных работ, таких как контроль изоляции и выполнение ремонта оборудования. Уменьшение вынужденной составляющей достигается глухим заземлением нейтрали, регулировкой коэффициента трансформации трансформаторов для проведения оперативных переключений линий,

введение ограничение по минимальной мощности для системы, осуществляющей питание [9].

На данный момент, существуют мероприятия и средства защиты способные ограничить переходную составляющую, которая возникает при коммутационных перенапряжениях. В их число входят мероприятия, создающие наиболее подходящие (относительно перенапряжений) первоначальные условия (при эксплуатации линии, на которой установлены ТН и коммутационные аппараты с шунтирующими сопротивлениями, уменьшение начального заряда во время включения в цикле АПВ) включения линии при допустимой фазе ЭДС.

Для снижения дуговых перенапряжений нейтраль трансформатора заземляется через дугогасящий реактор. Снижения уровня перенапряжения на высших, возникающего при однофазных и трёхфазных замыканиях, обеспечивают демпфирующие обмотки в генераторах.

Проведя анализ, можно сказать, что на данный момент применяя аппаратный способ для обеспечения защиты всех классов напряжения, самым современным и экономически выгодным считается применение нелинейных ограничителей перенапряжений.

Выводы по 1 главе

Анализ принципиальной электрической схемы сети 500 кВ Жигулевской ГЭС, аварийности электрооборудования, особенностей электростанции в целом, а также режимов работы электрооборудования позволяет сделать следующие основные выводы:

1) так как на Жигулёвской ГЭС для ведения режима работы нужно часто выполнять коммутации, из этого следует, что для данных целей необходимы специальные коммутационные аппараты, которые по итогу возможно станут источниками коммутационных перенапряжений, имеющих большую кратность.;

2) существует вероятность, что импульсы грозовых перенапряжений со стороны ВН могут оказать определенное воздействие на стороне генераторного напряжения; в определённых условиях амплитуда этих импульсов может превышать амплитуду испытательного напряжения;

3) защитные аппараты, установленные вблизи блочных трансформаторов и на ОРУ 500 кВ, по-видимому, исчерпали свой ресурс, вследствие чего, скорее всего, у них резко ухудшились защитные характеристики; Этот факт может привести к ухудшению грозозащиты электрооборудования в несколько раз;

4) в сети 500 кВ эксплуатируется устаревшее электрооборудование, которое было смонтировано десятки лет назад, вследствие чего можно утверждать, что произошло снижения изоляционных характеристик, поэтому необходимо применение современного оборудования, которое обеспечит необходимую совершенную защиту и возникающих электромагнитных возмущений, таких как грозовые и внутренние перенапряжения;

5) на гидроэлектростанции слабо изучена электромагнитная обстановка, поэтому не исключено, что часто нарушения работы слаботочных цепей приходится на нарушения электромагнитной совместимости между высоковольтными цепями и цепями вторичной коммутации электроустановок.

2 Исследования внешних и внутренних перенапряжений в сети 500 кВ

2.1 Исследование внешних перенапряжений в сети 500кВ

2.1.1 Методика исследования грозозащиты подстанций

Степень надёжности грозозащиты используемой на подстанции, определяется с помощью формулы:

$$\tau = \frac{1}{n_{np} + n_0 + n_l + n_{подх}} \quad (2.1)$$

где n_{np} - возможное количество перенапряжений, которые могут превысить допустимый уровень, возникших в результате прорыва молнии до защищаемого оборудования; n_0 - аналогично, но возникших в результате ударов молнии непосредственно в молниеотводы или же другие конструкции, имеющие контакт с заземляющим устройством подстанции, так как подобное воздействие может спровоцировать обратное перекрытие изоляции; n_l - аналогично, но возникших в результате воздействия молнии на линию за границами защищаемого объекта (зона А, рисунок 2.1); $n_{подх}$ - аналогично, но возникших в результате воздействия молнии на линию в пределах границы защищаемого объекта (зона Б, рисунок 2.1);

Проведенный анализ указывает на то, что защита от прямых ударов молнии, применяемая на подстанции, должна соответствовать всем требованиям ПУЭ, а именно $n_{np} + n_0 \leq n_l + n_{подх}$.

При вычислении $n_l + n_{подх}$ используются численные методы, для выполнения расчетов применяются персональные электронно-вычислительные машины (ПЭВМ). На протяжении многих лет электролаборатория СПбГПУ, проводит исследования волновых процессов, которые возникают как на подстанциях, так и на линиях. С помощью результатов, которых они добились, удалось разработать методику расчетов, при которой вместе с расчетом распространения волн относительно системы линия - подстанция, при котором учитываются волны имеющие различную длину

пробега по линии, так же рассчитывается вероятность перенапряжений, которые могут возникнуть на изоляции электрооборудования и будут превышать допустимый уровень [10].

Оценивая различные ситуации воздействия прямых ударов молнии на линию в разных точках, начиная с ближней точки и постепенно удаляясь от подстанции, это позволяет установить границы опасных волн. Логично, что при удалении точки воздействия молнии, происходит уменьшение площади областей опасных волн, при выходе за границы опасной зоны они принимают нулевые значения.

Данный метод позволяет рассмотреть опасные волны в трёхмерном объёме. Вследствие чего, становится возможным определения надёжности грозозащиты подстанции посредством интегрирования по трем параметрам, таким как плотность вероятностей крутизны и амплитуд токов и возможное число повреждений участков линий на единицу длины.

Подобный метод включает в себя ряд явных преимуществ:

- 1) Принимается в учет, что часть ударов на подходе не представляет опасности;
- 2) Представляется возможным вести учет изменения вероятности поражения по длине линий;
- 3) Появляется возможность проведения исследования воздействия конструктивных особенностей подхода, к ним относятся наличие параллельных фаз, тросовой защиты, величину сопротивления заземления опор, данные особенности оказывают влияние как на характер деформации волн, так и на показатель надёжности грозозащиты подстанции.

Вследствие чего, представляется возможным сделать более оптимальный выбор мероприятий, направленных на увеличение надёжности грозозащиты подстанции и линии.

Имеется необходимость проведения совместного анализа волновых процессов, которые протекают в линии и на подстанции. Для этих целей был разработан единый комплекс программ, который позволяет проводить

совместный анализ процессов, протекающих в схемах замещения подхода линии и подстанции.

Использование волнового метода расчета обуславливается тем, что в модели ВЛ происходит объединение её последнего узла с узлом подстанции, к которому подходит ЛЭП. Так же имеется возможность применять упрощённую схему замещения для линии, в состав которой входит трос и повреждённый провод, и однофазную схему замещения - для подстанции (рисунок 2.2). Принято считать, что трос заземляется в последнем узле, а повреждённый провод имеет подключение к подстанционной схеме замещения [11].

В однофазном исполнении эквивалентная схема замещения подстанции состоит из наиболее значимых аппаратов, которые в свою очередь в виде модели представляют из себя входные емкости, а защитные аппараты, такие как вентильные разрядники и ограничители перенапряжения, представляются в виде нелинейных активных сопротивлений. Определение их величины осуществляется с помощью вольтамперных характеристик аппаратов в соответствии с токами, которые протекают через них. Вольтамперные характеристики подвергаются преобразованию и приводятся к упрощённому виду. Вольтсекундные характеристики позволяют определить моменты, в которых происходит перекрытие линейной изоляции ВЛ на подходе и искровых промежутков разрядников. Происходит замещение участков ошиновки подстанции на отрезки линий без потерь.

Модель молнии представляет из себя полу бесконечную длинную линию имеющую волновое сопротивление, которое в свою очередь равняется волновому сопротивлению канала Z_m . Распространение волны напряжения $u_m(t)$, связанной с волной тока молнии $i_m(t)$ осуществляется по этой линии до ВЛ, которая была подвержена грозовому воздействию. Данная волна обладает косоугольным фронтом длительности τ_ϕ , так же ей характерен линейно спадающий хвост, у которого время полу спада τ_u .

Осуществляется воздействие на ВЛ около опоры, данное воздействие направленно непосредственно на фазный провод 1 (возможные прорывы мимо тросовой защиты) или на трос 2 (обратные перекрытия) в месте где они присоединяются к опоре (рисунок 2.3).

Вследствие развивающегося переходного процесса, происходит перекрытие линейной изоляции между проводом и тросом, так как они находятся под действием разности потенциалов U_1-U_2 , что соответствует её вольтсекундной характеристики. В схеме в учет принимаются значения индуктивности опор (L_0), сопротивления заземления (R_3), а так же взаимоиндукции канала молнии M_{M-0} и опоры, которая оказалась под грозовым воздействием (рисунок 2.3). Основой данной методики является то, что происходит создание численной модели волнового процесса, возникающего в системе молния - ВЛ - подстанция. Методика заключается в том, что осуществляется решение телеграфных уравнений для напряжений, представленных в виде прямых и обратных волн, которые распространяются по проводам со скоростью близкой к скорости света. Токи в проводах вычисляются разностью волн тока, которые имеют связь с напряжением через волновые сопротивления. Каждая волна представляется в виде последовательности прямоугольных волн, имеющих длительность Δt , это даёт возможность численной реализации. Данная методика даёт возможность определения волнового процесса, который происходит в схеме [13].

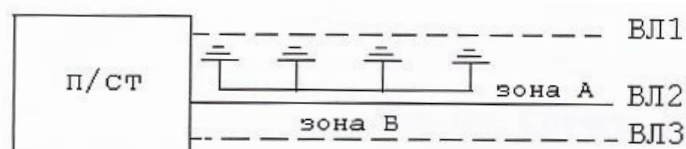


Рисунок 2.1 - К анализу грозозащиты подстанций 500 кВ

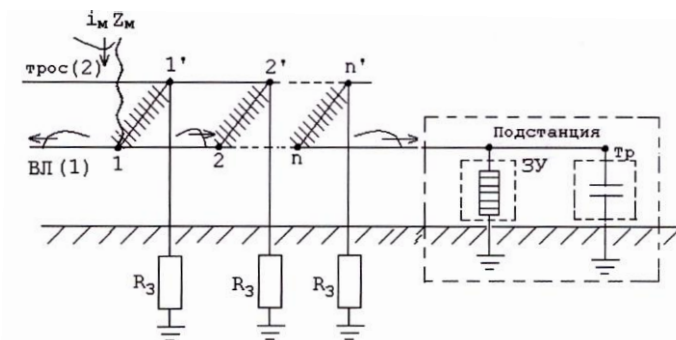


Рисунок 2.2- Принципиальная расчетная схема грозозащиты системы ВЛ-подстанция

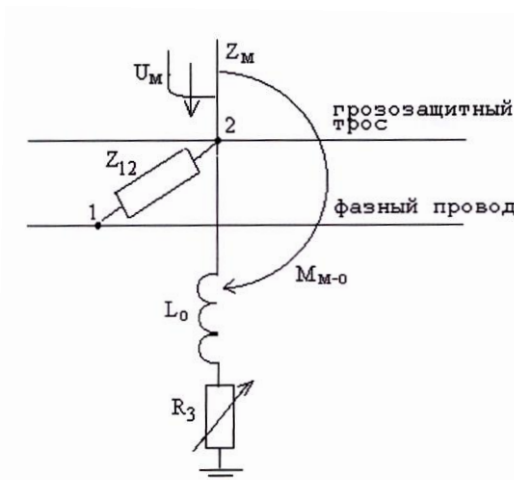


Рисунок 2.3- Схема определения напряжения на опоре при ударе молнии в трос или опору до перекрытия на провод

Проанализируем ситуацию, в которой, в некоторой точки линии, происходит прорыв молнии на провод. Возникшие волны перенапряжения будут направлены в обе стороны от точки поражения. Возьмем в расчет, что расстояние от противоположного конца ВЛ до такой степени большое, при котором отражение от определённых концевых устройств не может оказать никакого влияния на процесс, проходящий в исследуемых схемах. Это говорит о том, что развитие данного процесса распространения волн приведёт к тому, что будут охвачены новые участки схемы. В момент прихода волны к подстанции в расчет задействуются программы, которые способны определить процессы, проходящие в схеме её замещения. Сперва волна, которая уходит по направлению к оборудованию, будет определяться

линией. Далее, в момент прихода волн от наиболее близкого узла схемы замещения подстанции в точку соединения ВЛ с подстанцией, начинается процесс, при котором совершается обмен преломленными и отраженными волнами. В данной ситуации возможно, прекращение процесса коронирования конкретного участка подхода, это случится при условии, что волна имеющая противоположный знак, которая отражена от емкостей, будет достаточно большой. Вследствие чего значительно меняется характер перенапряжения, возникшего на оборудовании подстанции [14].

На ближайшей, по направлению движения волны, опоре возможно перекрытие гирлянды изоляторов, в результате произойдет срез волны. Если срез волны происходит при временах более 10 мкс, то не будет оказано значительного воздействия на уровень перенапряжений, это актуально для сетей всех классов напряжений. Как правило опасными являются волны, которые обладают существенно большей амплитудой, потому что срез данных волн случается на первых микросекундах, так как в этом диапазоне времен возможно, что ВСХ гирлянды значительно возрастает при уменьшении времени воздействия.

Что бы произвести расчет напряжений в узловых точках для ВЛ, требуется применить правило эквивалентной волны и ЭДС. В программе, динамическими емкостями создаётся модель импульсной короны, которая возникает на проводах, а модель потерь в земле и проводах, в свою очередь, с учетом поверхностного эффекта, создаётся RL - двухполюсниками. В итоге два этих фактора (корона и потери) являются причинами искажения и затухания волн, которые распространяются вдоль ВЛ.

В случае расчета перенапряжений, которые возникли в результате обратных перекрытий, то линия имеет только фазу и трос. Ранее уже было отмечено, что надежность грозозащиты подстанции определяется кривыми опасных волн (КОВ). Проанализируем характерные особенности построения КОВ, когда расчеты процессов в линии и подстанции будут проводиться совместно. В линии на определённом расстоянии от подстанции появляется

волна напряжения, которая оказывает воздействие на линию, эта волна напряжения обладает такими параметрами как косоугольный фронт, амплитудой U_m и крутизной U'_m , она так же имеет связь с параметрами главного разряда молнии I_m и I'_m . Использование таких волн на определённых расстояниях ℓ_n от оборудования подстанции, позволяет определить области опасных волн, которые могут нанести урон подстанционному оборудованию, в результате создания напряжения, величина которого превышает допустимый уровень.

Проведем совместный анализ, всех оказывающих влияние факторов, а именно области допускающей существования параметров волн напряжений, которые приходят на подстанцию (рисунок 2.4). Изначально данная область должна быть построена в координатах “амплитуда волн напряжения - длина фронта”.

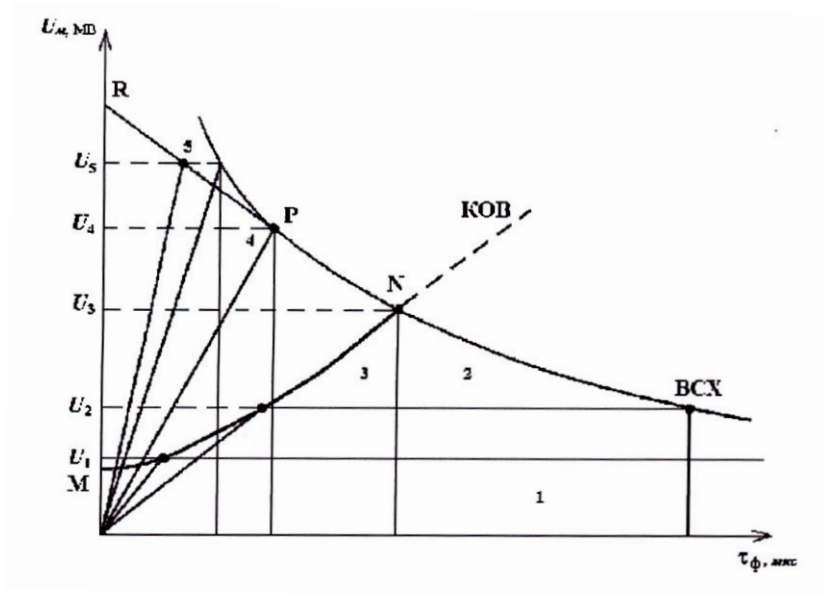


Рисунок 2.4 - Область существования параметров опасных волн в координатах U и τ_ϕ

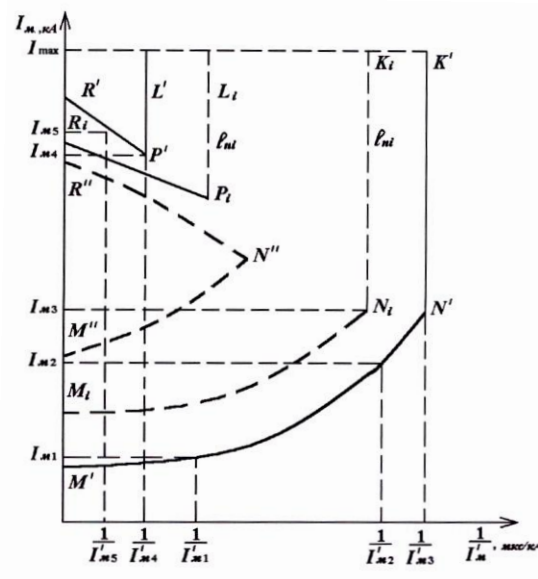


Рисунок 2.5 - Область существования параметров опасных грозových волн в координатах

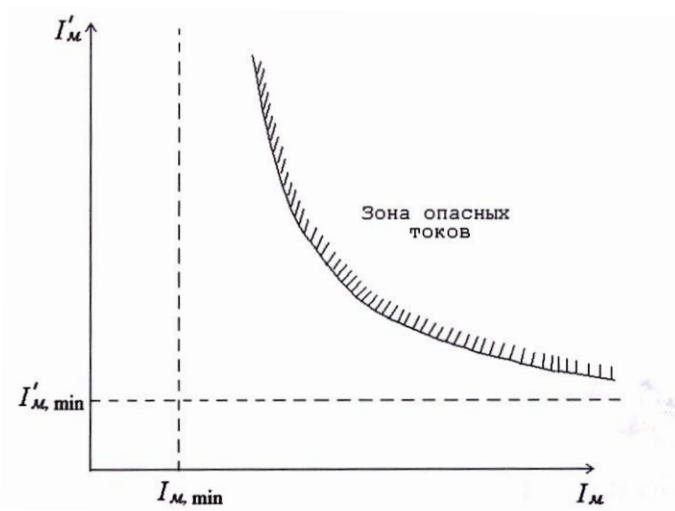


Рисунок 2.6 - Кривая опасных токов при ударе молнии в вершину опоры

Определить вероятность поражение будет возможно, если построить данную область в системе координат, в которой задаются статистические параметры главного разряда молнии, такие как ток молнии I_m и его крутизна I'_m . С целью увеличения наглядности допустимо воспользоваться координатами I_m , $1/I'_m$. В момент, когда осуществляется подача волн прямо на вход подстанции ($l_n = 0$), нижняя граница MN и кривая опасных волн

совпадают. Изначально точки MN кривой опасных волн соответствуют не срезанным волнам, которые имеют трапециевидальную форму с косоугольным фронтом равному $\tau_{\phi} = \frac{U_m}{U'_m}$, при малом значении сопротивления опоры, спад волны будет практически до нуля (волна 2 рисунок 2.4), это будет до того момента пока не случится срез волны, при некоторой амплитуде и времени, значение которого будет эквивалентно длине фронта волны (волна 3 рисунок 2.4). Это будет являться точкой N' , а именно в этой точке имеют пересечение КОВ и ВСХ линейной изоляции. Каждая из этих волн обладает таким параметром как крутизна, которая вычисляется отношением амплитуды волны к длине ее фронта. При изучении рисунка 2.5, можно увидеть волны с одинаковой крутизной, значение которой равно крутизне волны 3 и имеющих амплитуду больше U_3 , в зависимости от значения сопротивления заземления опоры, будут формировать одинаковые перенапряжения, имеющие место в узловых точках. Перенапряжения не имеют зависимость от амплитуды волн, поэтому получается вертикальная линия. Опасность для подстанции будут представлять волны, которые срезаны на фронте и имеют большие амплитуды. Последующее возрастание амплитуды воздействия станет причиной раннего перекрытия линейной изоляции, в результате чего это спровоцирует срабатывание защитных аппаратов. В определенный момент времени волны, которые приходят на подстанцию будут достаточно короткими, что станут неспособными сформировать перенапряжения опасного уровня на подстанционном оборудовании. Допустим, что подобной волне 4 (рисунка 2.4) будет являться точка P' , которая имеет координаты I_m и $\frac{1}{I'_m}$, так же к ней относится вертикальная линия $P'L'$. Опасность для подстанции будут представлять волны 5, обладающие наибольшей крутизной фронта. Характеристики подобных волн находятся на кривой $P'R'$, в свою очередь которая является верхней кривой опасных волн. Обычно, в начальный момент, реакция подстанции на грозовые волны обладает знаком противоположным

относительно набегающих волн. Если удары молнии случаются рядом с входом подстанции, это становится причиной уменьшения уровня перенапряжений на линейной изоляции, что в последующем мешает срезу волн на фронте. В итоге верхняя КОВ будет отсутствовать, либо её появление будет обусловлено достаточно большими амплитудами тока молнии. Отдаление от подстанции становится причиной сближения верхней и нижней КОВ до тех пор, пока они не пересекутся на расстояние, которое называется ℓ_{\max} - длина защищенного тросового подхода. Область $M'N'K'L'P'R'$ соответствует так называемой области опасных волн в момент прорыва молнии рядом со входом подстанции.

Подобные области возможно построить и для других $\ell_n \neq 0$.

Из выше сказанного следует, что основные характеристики области опасных волн, такие как конфигурация и размеры, зависят от трёх основных параметров, а именно амплитуды I_m и крутизны I'_m тока молнии, так же большую роль играет расстояние ℓ_n появления воздействующей волны от подстанции.

В момент воздействия молнии непосредственно в вершину опоры или трос рядом с ней, тогда напряжение на гирлянде изоляторов имеет значительные различия по форме от импульса тока молнии. Причиной существенному увеличению напряжения $U_{из}$, на фронте импульса тока молнии, является присутствие индуктивных составляющих. Разность потенциалов в теле опоры и на проводе соответствует напряжению на гирлянде изоляторов U_{τ_ϕ} .

Проведение расчетов возможно только тогда, когда момент перекрытия произошел в предразрядном времени $t \leq \tau_\phi$. Основной причиной возникновения обратного перекрытия гирлянды изоляторов является:

$U_{из} \geq U_{\tau_\phi}$, где U_{τ_ϕ} - напряжение перекрытия гирлянды, возникшее при предразрядном времени, которое равно или меньше длительности фронта

молнии τ_ϕ . При заданном τ_ϕ усредненная величина крутизны тока молнии:

$$I'_m = I_m / \tau_\phi.$$

Получается, что максимальная величина тока молнии, которая способна спровоцировать обратное перекрытие с опоры на провод, обуславливается не только параметрами линии, но также и продолжительностью фронта импульса τ_ϕ и крутизны I'_m тока молнии.

Воздействие молнии с комплексом параметров I_m и I'_m , характеризующих (на рисунке 2.6) точки, которые находятся выше кривой опасных токов, станут причиной перекрытия гирлянд изоляторов. Отсюда следует, что волны, которые получают своё распространение по фазному проводу являются опасными для электрооборудования, расположенного на подстанции, так как они располагаются выше кривой опасных волн. Получается, что при возникновении обратных перекрытий положение КОВ значительно выше, чем при прорывах молнии напрямую на фазные провода. Возможные перекрытия изоляторов, появляющиеся на ближайших опорах, способствуют снижению области формирования подобных волн с увеличением амплитуды. Возможность появления верхних КОВ обуславливается двумя условиями, такими как удар молнии на достаточно большом расстоянии от подстанции и при амплитудах большой величин. Возникновение таких амплитуд возможно только при прорывах молнии [15].

Обычно метод построения КОВ основан на том, что изначально ищут точки, которые являются пересечением КОВ и ВСХ линейной изоляции, допуская, что если фронты волн молнии имеют достаточно большую длину, то опасные и безопасные волны обладают крутизной данной критической точки. В анализируемом методе напряжение, которое оказывает воздействие непосредственно на линейную изоляцию, имеет значительно отличие от прямого импульса молнии из-за некоторых моментов, таких как отражение волны от подстанции и присутствия напряжения на самом тресе. Но закономерности, которыми обуславливается какой будет КОВ, сохраняются

такими же, поэтому их форма в подавляющем большинстве остается монотонно нарастающей. Из этого следует, что аналогично предыдущим методам, поиск точек, которые задают положение КОВ, следует начинать с определенной относительной границы, которая собирает в себя такие параметры, как длины фронтов τ_ϕ и амплитуды импульса напряжения молнии U_m . После проведения многовариантных расчетов происходит выбор вида и формы границы, так же вычисляют определённый наибольшие характеристики, далее посредством линейной экстраполяции представляется возможным сформировать продолжение КОВ [16].

Повторная процедура нахождения первой точки КОВ осуществляется подобным способом. Из имеющихся данных принимаются начальное отклонение импульса напряжения молнии и подходящая длина фронта. В последующем осуществляется поочередное нарастание амплитуды воздействия совместно с коррекцией длины фронта, до того момента пока напряжение на испытываемом оборудовании не станет выше допустимого.

Величина отклонения волны, переданной без возмущения на подстанцию, возможно вычислить с помощью минимального напряжения по формуле Горева-Машкиллейсона:

$$U_1^{(0)} = (1,1 \div 1,2)U_{(t \rightarrow \infty)} = (1,1 \div 1,2)A, \quad (2.2)$$

где A - минимальное напряжение, при котором происходит перекрытия гирлянды изоляторов при $t \rightarrow \infty$; $U_{(t \rightarrow \infty)}$ - величина отклонения напряжения на трансформаторе. Приобретённый опыт расчетов говорит о том, что в данном моменте $U_1^{(0)}$ находится обычно ниже точки КОВ и относительной границы.

Длина фронта $\tau_1^{(0)}$ нулевого приближения находится по данной формуле для $U = U_1^{(0)}$, которая совпадает с указанной границей (рисунок 2.7). Для данных значений $U_1^{(0)}$ и $\tau_\phi^{(0)}$ происходит расчет переходного процесса в самой схеме подстанции. Для исследования грозозащиты трансформатора,

необходимо провести анализ $U_T(t)$, это осуществляется методом сравнения с $U_d(t)$ нужно определить не схождение, которое будет совпадать с нулевым приближением (рисунок 2.8): $\Delta^{(0)} = \max[U_m(t) - U_d(t)]$.

С помощью значения $\Delta^{(0)}$ происходит вычисление условной невязки $\delta^{(0)}$, которая эквивалентна величине напряжения, при котором стало возможно её определить. С помощью величины $\delta^{(0)}$ становится возможным вычислить определенный коэффициент D_1 из подобных уравнений:

$$D_1 = 0,5, \text{ если } \delta^{(0)} \geq 0,01;$$

$$D_1 = 0,05, \text{ если } 0,1 > \delta^{(0)} \geq 0,01;$$

$$D_1 = 0,001, \text{ если } \delta^{(0)} < 0,01.$$

Из этого следует, что вычисление первого приближения амплитуды волны происходит по формуле:

$$U_1^1 = U_1^{(0)} [1 - D_1 \cdot \text{sign}(\Delta^{(0)})]. \quad (2.3)$$

Подобным способом происходит поиск значений невязки в дальнейшем, делается это до того момента пока знак невязки не станет противоположным. Искомые характеристики волны, которые совпадают с КОВ, будут иметь место между последними повторениями, в тот момент, когда условная величина невязки примет значение, которое меньше чем предварительно принятая величина, а именно относительная погрешность. Нахождение КОВ происходит с помощью линейной интерполяции и находится она по двум последним повторениям:

$$U_1 = U_1^{(m)} - \frac{U_1^{(m)} - U_1^{(m-1)}}{\Delta^{(m)} - \Delta^{(m-1)}} \cdot \Delta^{(m)} \quad (2.4)$$

Данный метод даёт возможность, во всех случаях, начинать обработку КОВ снизу со скоростью, которая направлена на уменьшение. Результаты проведенных многочисленных расчетов, которые проводились для подстанций всех классов напряжений, говорят о том, что при аналогичных значениях $D_1(\delta)$, при этом количество повторений, которые нужно провести,

будет находиться в диапазоне 5-15. Поэтому погрешность нахождения точки, в которой КОВ пересекает допустимую границу, составляет не более 1%.

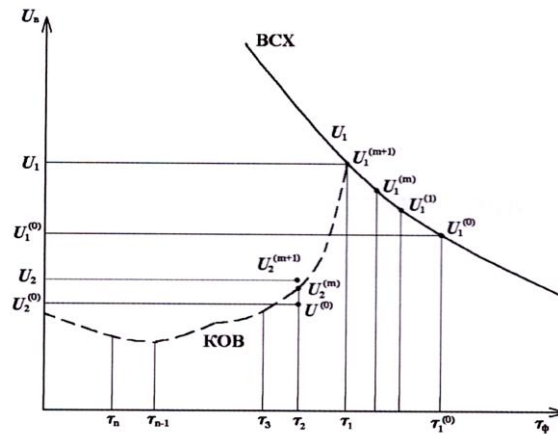


Рисунок 2.7 - Последовательность определения точек кривой опасных волн на ЭВМ

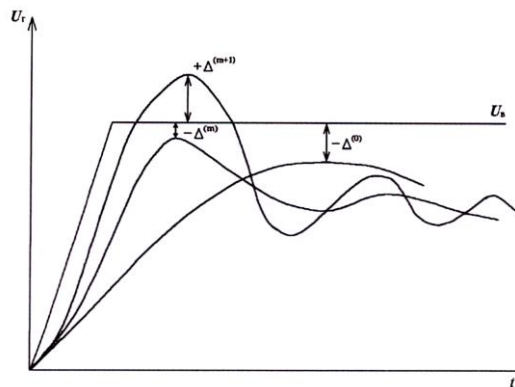


Рисунок 2.8 - Кривая допустимых напряжений и перенапряжений на трансформаторе для различных U_B

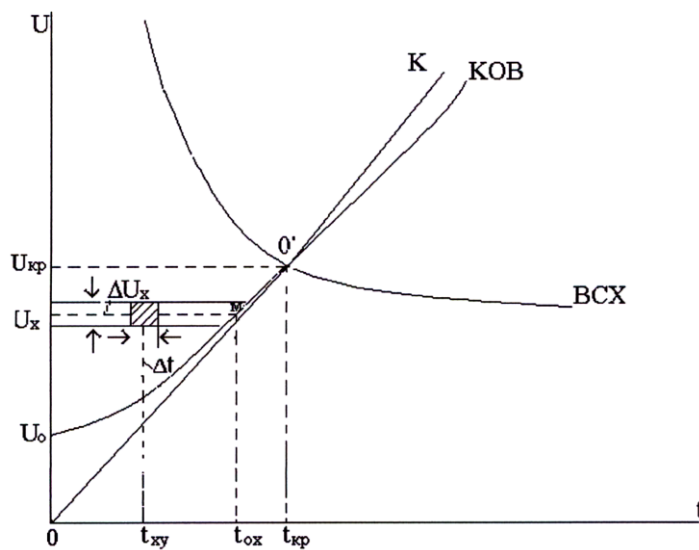


Рисунок 2.9 - К расчету β_2 по уточненной методике

В момент, когда найдена первая точка КОВ, уже имеется понимание как будет проходить ее граница, поэтому что бы определить оставшиеся точки допускается использование метода, который позволяет уменьшить количество повторений. Потому что при снижении длины фронта волны КОВ принимает спадающий характер. В результате чего, зафиксированная длина фронта $\tau_2 = \tau_1 - \Delta\tau$ даёт возможность определить начальное приближение амплитуды волны для остальных точек КОВ:

$$U_2^{(0)} = (0,8 \div 0,9)U_1^{(n)}. \quad (2.5)$$

Подобно тому, о чем говорилось выше, представляется возможным вычислить абсолютные и относительные невязки, которые равны нулевому приближению: $\Delta^{(0)}$, $\delta^{(0)}$, а также первое приближение амплитуды волны:

$$U_2^{(1)} = U_2^{(0)}(1 - D_2 \cdot \delta^{(0)}), \text{ где } D_2=5. \quad (2.6)$$

Выбор величины D_2 происходило путем расчета подобно D_1 . Последующие повторения осуществляются при помощи линейной интерполяции или экстраполяции, проведение данных итераций нацелено на то, чтобы была найдена искомая точка КОВ с нужной степенью точности. Изложенный интеграционный метод, с помощью которого осуществляется нахождение точек КОВ, представляет из себя приближение по функции, а именно по напряжению, которое приложено к исследуемому оборудованию. Чтобы стало возможно ускорить сходимости одновременно осуществляется приближение и по аргументу, другими словами по отклонениям воздействия импульса молнии. Свидетельством завершения интеграционного процесса будет то, что отличие между амплитудами воздействия будет не больше погрешности, которая определяется в момент, когда идёт поиск первой точки КОВ.

Произведем расчеты, которые покажут насколько надежна грозозащита подстанции:

$$\tau \cong \frac{1}{n_l + n_{подх}} \approx \frac{1}{n_{подх}} = \frac{1}{\beta_2 + \beta_3} \quad (2.7)$$

где β_2 - коэффициент, определяющий надёжность грозозащиты подстанции в случае прихода грозových волн непосредственно с подхода по причине прорывов молнии мимо тросовой защиты; β_3 - аналогичный коэффициент, только в результате обратных перекрытий, которые имеют место быть при ударах молнии в вершину опоры или в трос.

С целью проведения расчета β_2 допустим, что волна тока молнии будет представлять из себя волну, которая имеет косоугольный фронт и бесконечный хвост, а её волновое сопротивление канала будет примерно равно 300 Ом, помимо этого волновым сопротивлением обладают фазные провода линий 500 кВ их значение примем 275 Ом.

Непосредственно в точке удара молнии на фазные провода возникнут волны токов и напряжений их амплитуда и крутизна будут иметь связь между собой согласно следующим соотношениям:

$$U = Z_{\text{экв}} \cdot I; U' = Z_{\text{экв}} \cdot I', \quad (2.8)$$

где U и U' , I и I' - амплитуды и крутизны волн напряжения и тока; $Z_{\text{экв}}$ - эквивалентное сопротивление, возникающее в точке удара молнии в фазные провода.

Его определение происходит согласно физическим принципам, которые нам известны о точке удара молнии в воздушную линию, как одновременное совмещение волновых сопротивлений канала Z_M и участков линии Z_{np} , которые в свою очередь отходят в обе стороны. Учитывая допущения, которые были приняты для ситуации, когда произошел удар молнии в ЛЭП 500 кВ возьмём $Z_{\text{экв}} = 92$ Ом.

Произведем деление всего диапазона напряжений относительно кривой опасных волн и оси ординат КОВ (рисунок 2.9), в результате получатся одинаковые небольшие интервалы ΔU .

Среднюю точку данного интервала выразим через U_x . Интервалу напряжения ΔU_x соответствует интервал тока ΔI .

Возможность возникновения тока в данном интервале определяется в виде:

$$\Delta P_{ix} = P(I \geq I_x) - P[I \geq (I_x + \Delta I)]. \quad (2.9)$$

Ее вычисление осуществляется с помощью распространённой формулы вероятности тока молнии [6]:

$$\Delta P_{ix} = \exp(-I_x / 26,1)[I - \exp(-\Delta I / 26,1)]. \quad (2.10)$$

Каждая волна с амплитудой U_x имеет свой фронт, которому в свою очередь необходимо достигнуть точки М, для того что бы в момент прихода на подстанцию волна деформировалась, в результате прохождения некоторого расстояния, и стала ниже КОВ, иначе говоря параметры волны стали безопасными для изоляции. В случае если волна обладает длинной фронта t_x , то когда нужное время смещения станет $\tau = (t_{ox} - t_x)$ данная волна будет безопасной.

Возможность крутизны I_x волны тока молнии вычисляется с помощью формулы:

$$P(I' \geq I'_x) = \exp(-I'_x / 13,05) \quad (2.11)$$

Протяженность опасной зоны для волны, приведённой выше, допускается рассчитать по экспериментальной формуле:

$$\ell_x = \frac{\tau \cdot h_{cp}}{0.5 \cdot h_{cp} + 8 \cdot U_x} \quad (2.12)$$

В ситуации, когда I и I' являются самостоятельными случайными значениями, тогда возможное количество появления на подстанции опасных грозных перенапряжений на протяжении года будет определяться по формуле:

$$\Delta \Delta \beta_{2x} = N \cdot P_{np} \cdot \ell_x \cdot \Delta P_{Ix} \cdot \Delta P_{I'x}. \quad (2.13)$$

Путем сложения по всему диапазону значений крутизны, можно получить наиболее возможное количество случаев появления опасных грозных перенапряжений на протяжении года, возникающих при ударах молнии на фазные провода и имеющих амплитуду тока с интервалом ΔI_x

$$\Delta\beta_{2x} = N \cdot P_{np} \cdot \Delta P_{Ix} \cdot \sum_{U_x/Z_{\text{экв}} t_{ox}}^{\infty} \ell_x \cdot \Delta P_{Ix}. \quad (2.14)$$

Для того чтобы получить наиболее возможно количество случаев появления грозových перенапряжений, когда происходит прорыв молнии непосредственно на провода мимо тросов, нужно сложить на всем диапазоне все вероятные значения амплитуды тока молнии I_x

$$\beta_2 = N \cdot P_p \cdot \sum_{U_x/Z_{\text{экв}}}^I \cdot \Delta P_{Ix} \cdot \sum_{U_x/Z_{\text{экв}} t_{ox}}^{\infty} \ell_x \cdot \Delta P_{Ix}. \quad (2.15)$$

В случае, когда от подстанции будет отходить некоторое количество линий (n), при этом они будут иметь схожую конструкцию на подходе, тогда формула (2.3) будет иметь вид:

$$\beta_2 = f \cdot n \cdot N \cdot P_{np} \cdot \sum_{U_x/Z_{\text{экв}}}^I \cdot \Delta P_{Ix} \cdot \sum_{U_x/Z_{\text{экв}} t_{ox}}^{\infty} \ell_x \cdot \Delta P_{Ix}. \quad (2.16)$$

В случае, когда на подходе конструкция отходящих линий будет отличаться, тогда формула (2.16) примет вид:

$$\beta_2 = \sum_{j=1}^n f_j \cdot N_j \cdot P_{pj} \cdot \left[\sum_{U_x/Z_{\text{экв}}}^I \cdot \Delta P_{Ix} \cdot \sum_{U_x/Z_{\text{экв}} t_{ox}}^{\infty} \ell_x \cdot \Delta P_{Ix} \right]_j. \quad (2.17)$$

Алгоритм расчета β_2 , который был описан выше, выполнен в виде программы для использования на ЭВМ [8].

Дополненный расчет β_3 осуществляется в следующем порядке.

Выполняется построение ВСХ гирлянды изоляторов в системе координат (U, t) с учетом положительной полярности $U_{\text{имн}}(t)$. В учет принимается тот факт, что наибольшее количество ударов молнии обладают отрицательной полярностью, так же принимается в расчет такой момент, что схожими характеристиками обладают обратные перекрытия, которые случаются с опоры или троса на фазные провода, и перекрытия с фазных проводов на трос или опору, волны перенапряжений в таком случае имеют положительную полярность. После чего происходит нанесение кривой

напряжений, приложенного к гирлянде изоляторов, на этот же график при неизменном значении крутизны I'_i волны тока молнии $I_M = I_{mx}(t_x) = I'_i t_x$.

Определение кривой напряжения на гирлянде изоляторов осуществляется использованием данного выражения:

$$\Delta U_{\text{гир}}(t) = \eta I_M R_{\text{и}} (1 - K_{\text{п-т}}) + I'_M (\eta L_{\text{он}}^* + M_{\text{он}}) h_{\text{оп}} (1 - K_{\text{п-т}}) - E h \cdot (1 - K_{\text{п-т}}) - U_{\text{раб}} = U_{\text{имн}}(t_{\text{сп}}), \quad (2.18)$$

где $U_{\text{раб}} = U_{\text{фmax}}$ - отклонение допустимого рабочего напряжения отрицательной полярности возникшего на какой-либо из фаз линии.

Величина импульсной прочности изоляции линии при времени, которое в свою очередь эквивалентно длине тока молнии, определяется с помощью точки пересечения $U_{\text{гир}}(t)$ с ВСХ $U_{\text{имн}}(t)$. Допустим, что случилось обратное перекрытие, которое возникло при амплитуде тока молнии с косоугольным фронтом, тогда представляется возможным вычислить время τ_{ϕ} и амплитуду тока $I_{mx} = I'_M t_x$, осуществляется это с помощью точки пересечения $\Delta U_{\text{гир}}(t)$ и $U_{\text{имн}}(t)$. Из этого следует, что подобным методом определяются характеристики одной из точек, которая находится на кривой опасных параметров, для исследуемого подхода линии. Для выполнения построения кривой опасных параметров линии (рисунок 2.10), необходимо провести данную процедуру для других значений I'_M .

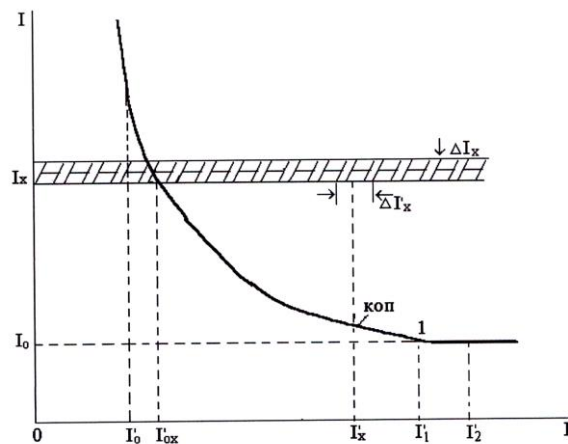


Рисунок 2.10 - Кривая опасных параметров

На данном рисунке можно увидеть, что если значение тока будет меньше I_0 , то возможность появления обратных перекрытий будет ограничена, до такой степени, что они перестанут возникать. В случае если значение тока молнии будет $I = I_0$ а ее крутизна $I' > I'_1$, то при таких условиях произойдет обратное перекрытие, в результате которого на фазном проводе появится волна напряжения, обладающая прямоугольным фронтом и амплитудой, вычисление данной волны осуществляется с помощью следующего выражения:

$$U_{10} = U_{on} = \eta_{on} \cdot I_o \cdot R_u + (\eta^2 L_{on}^* + M_{on-m}^*) \cdot h_{on} \cdot I'_1, \quad (2.19)$$

где U_{on} - напряжение, возникшее на вершине опоры.

В дополнение ко всему напряжение на фазном проводе в первом приближении будет стремительно уменьшаться до значения:

$$U_{имп} = \eta_{оп} \cdot R_{и} \cdot I_0. \quad (2.20)$$

Возможно возникновение обратного перекрытия на фронте волны тока молнии, если величина крутизны молнии $I' > I'_1$. В результате чего на фазном проводе произойдет формирование волны, которая будет иметь прямоугольный фронт. После прохождения максимальных значений тока произойдет падение напряжения на фазном проводе, до величины, которая вычисляется с помощью формулы (2.20). Время t_1 возможно вычислить по формуле:

$$t_1 = \tau_{\phi} - \tau_{on}, \quad (2.21)$$

где $\tau_{\phi} = I_0 / I'_0$ - длина фронта, которую имеет волна тока молнии, τ_{on} - время при котором происходит обратное перекрытие, его вычисление осуществляется с помощью точки пересечения кривой $U_{гир}(t)$ с ВСХ гирлянды изоляторов. В свою очередь величина $\Delta U_{гир}(t)$ обуславливается величинами $I'_m = I'_2$ и $I_m = I'_2 \cdot t$.

Если напряжение имеет величину меньше U_0 тогда нижнее значение тока молнии вычисляется по КОВ величинами $U_0 > U_{10}$ при помощи формулы

(2.20), в данной формуле величина U_{10} будет соответствовать U_0 , а такие величины, как I_0 и I'_1 вычисляются так, чтобы их значения находились на кривой опасных параметров.

Аналогично расчету β_2 , необходимо разделить весь диапазон значений I_m на малые ступени ΔI , которые будут равны друг другу, после чего используем одну из них ΔI_x с крутизной тока молнии равной $\Delta I'_x$. Воспользовавшись формулой (2.19) при значениях $I(t) = I'_x \cdot t$ и $I'_x = const$, определим τ_{on} ; $t_x = \tau_\phi - \tau_{on}$, и $I_{on} = I'_x \cdot \tau_{on}$. Подставив величины I_x и I'_x в формулу (2.20), имеем возможность вычислить напряжение U_x . Затем по значениям I_x и I'_x необходимо вычислить напряжение на проводе $U_{x\min}$ ниже КОВ. Длина пробега опасных волн ℓ_x определяется значениями U_x и t_x . Но существует вероятность, что $U_{x\min}$ будет больше U_0 , тогда ℓ_x вычисляется по значениям $U_{кр}$ и $t_{кр}$. В итоге, как и в случае определения β_2 , вычисляем β_3 :

$$\Delta\beta_3 = 0.5 \cdot N \cdot f \cdot n \cdot \ell_x \cdot \Delta P_{I_x} \cdot \Delta P_{I'_x}. \quad (2.22)$$

Проведя суммирование (2.22) в границах $I'_{ox} < I'_x < \infty$, получим:

$$\Delta\beta_3 = 0.5 \cdot N \cdot f \cdot n \cdot \Delta P_{I_x} \sum_{I'_{ox}}^{\infty} \ell_x \cdot \Delta P_{I'_x}, \quad (2.23)$$

Сделав повторное суммирование по всем значениям I_x в границах $I_0 < I_x < \infty$, получим:

$$\Delta\beta_3 = 0.5 \cdot N \cdot f \cdot n \cdot \sum_{I_0}^{\infty} \Delta P_{I_x} \cdot \sum_{I'_{ox}}^{\infty} \ell_x \cdot \Delta P_{I'_x}. \quad (2.24)$$

Пользуясь при расчетах формулами (2.18) и (2.24), представляется возможным ограничить верхнюю границу суммирования фактически до 150 кА/мкс и 300кА/мкс.

Таким образом, в данной дополненной методике, аналогично классической, выполняется построение (КОВ). Происходит определение длины опасной зоны (ℓ_{oni}) для всех значений напряжений и соответствующего времени. После чего данные величины проходят

процедуру интеграции по абсциссе и ординате, учитываются возможные параметры амплитуд и крутизны токов молнии. Из этого следует, что в данной методике, дополнительно осуществляется вычисление возможных значений крутизны токов молнии I'_m , а также изменение длины опасной зоны, которая имеет зависимость от сочетания таких параметров, как амплитуда и крутизна тока молнии [4].

2.1.2 Исследование грозозащиты электрической сети 500 кВ Жигулевской ГЭС

Конечной целью расчетов грозоупорности подстанций является определение надежности работы электропередачи при воздействии на подстанционное оборудование волн перенапряжений грозового происхождения, набегающих с отходящих линий электропередачи. Для решения этой задачи требуется рассчитать кривую опасных волн для заданной подстанции, которая определит наиболее опасное сочетание амплитуда и крутизны набегающих волн для оборудования, применяемого на подстанции. Построение данной кривой опасных волн происходит с помощью точек, для чего оказывается необходимым при заданных параметрах набегающей волны рассчитать форму и амплитуду перенапряжений в узловых точках подстанции. Поскольку время фронта набегающих волн, исчисляемое микросекундами или долями микросекунд, одного порядка со временем пробега волны по ошиновке подстанции между узловыми точками, приходится учитывать волновые процессы в ошиновке, возбуждаемые набегающими волнами с линий. Ввиду многочисленности таких расчетов они проводятся обычно с помощью физических моделей или вычислительных машин, однако правильность расчетов или моделирования проверяется сопоставлением результатов моделирования и контрольных расчетов, проведенных вручную [20].

При решении задачи для Жигулевской ГЭС будем считать пренебрежимо малыми потери в сопротивлении проводов и земли, а также

пренебрежем влиянием соседних фаз и эффектом короны на проводах ошиновки подстанции (корона на линии учитывается при выборе расчетной длины фронта набегающей волны).

В начале составляем расчетную схему, учитывающую следующие допущения и правила:

1) участки ошиновки, соединяющие отдельные аппараты на подстанции, считаем однопроводными линиями без потерь с заданным волновым сопротивлением (таблица 2.1) и заданной длиной;

2) в точках подключения трансформаторов и других высоковольтных аппаратов (кроме разрядников) включаем емкости, равные их входным емкостям (смотри дальше);

3) в точке подключения разрядников включаем нелинейный элемент, обладающий заданными вольтсекундной и вольтамперной характеристиками.

Таблица 2.1- Волновые сопротивления шин и линий, Ом

$U_{ном}$, кВ	Конструкция фазы	Величина Z_B
500	Три провода, $a=40$ см	270

Примечание: a - расстояние между проводами расщепленной фазы.

На полученной таким способом расчетной схеме намечаем узловые точки: линейный разъединитель; точки разветвления; точки установки силового трансформатора и трансформатора напряжения; точки подключения защитных аппаратов и др.

Полную эквивалентную схему упрощаем по следующим правилам:

1) короткие отрезки проводов длиной до 20 м на ответвлениях от основных точек можно заменить емкостью, равной их емкости на землю;

2) емкости, подключенные в промежуточных точках линий, соединяющих узловые точки, можно разносить в узловые точки по правилу моментов.

Нелинейные ограничители перенапряжений для установки в сети 500 кВ испытывают различные электрические воздействия в зависимости от класса напряжения сети, места их установки и наличия вблизи защитных

аппаратов других элементов. Следовательно, ОПН можно условно разделить на ЗА для установки на сборных шинах подстанций, на разомкнутом конце линии, в присоединениях силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов. Кроме того, ОПН должны иметь внешнюю изоляцию, отвечающую требованиям ГОСТ 1516.3-96.

Важнейшей защитной характеристикой ограничителей перенапряжений является их вольтамперная характеристика. Именно она определяет уровень перенапряжений на защищаемом оборудовании и, следовательно, его изоляцию и надёжность при перенапряжениях. На рисунке 2.11 представлены усредненные вольтамперные характеристики ограничителей перенапряжений производства различных фирм в режиме грозовых перенапряжений.

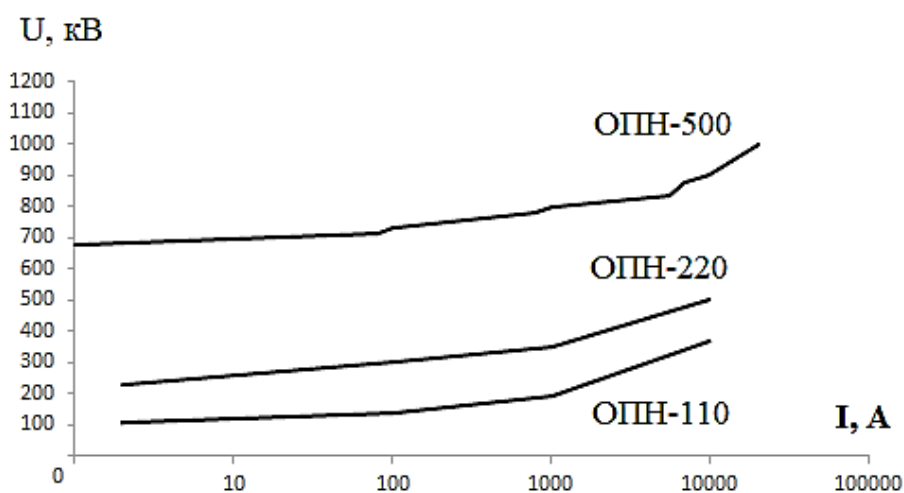


Рисунок 2.11 - Вольтамперные характеристики ограничителей в режиме грозовых перенапряжений на волне тока с фронтом 8 мкс

Наиболее слабую изоляцию имеет электрооборудование подстанции. На линии 500 кВ устанавливают трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, шунтирующие реакторы, разъединители, выключатели, силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Поэтому уровень изоляции линий определяется изоляцией данных видов электрооборудования [17].

Электрическая прочность изоляции электрооборудования подстанции 110, 220 и 500 кВ характеризуется испытательными напряжениями, приведенными в ГОСТ 1516.3-96. На рисунке 2.12 приведены допустимые

грозовые перенапряжения на изоляции электрооборудования 110, 220 и 500 кВ.

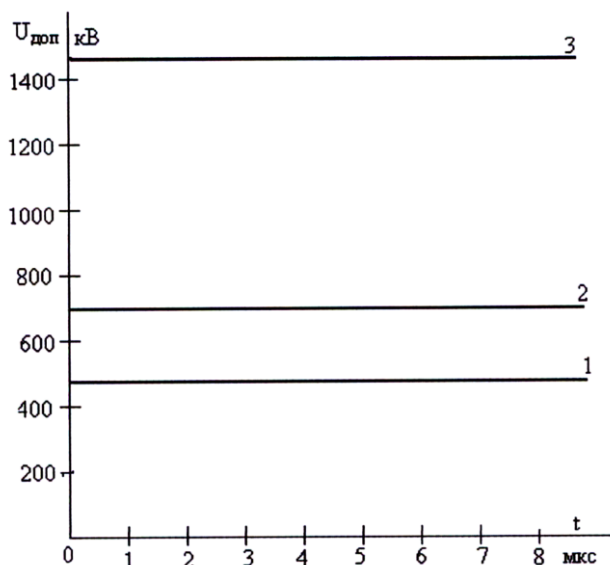


Рисунок 2.12 - Допустимые грозовые перенапряжения на изоляции трансформаторов 110(1), 220(2) и 500(3) кВ

Кроме того, ГОСТ 1516.3-96 нормирует допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения промышленной частоты (50 Гц) для электрооборудования 500кВ. Это также требуется знать для того, чтобы рассчитать режим работы защитных аппаратов и для уточнения их характеристик. В таблице 2.2 указаны кратности повышения напряжения на электрооборудовании, устанавливаемом на подстанции.

Импульсная электрическая прочность изоляции линий характеризуется их вольт-секундной характеристикой (ВСХ). ВСХ линейной изоляции обычно задают уравнением Горева-Машкиллейсона:

$$U_{BCX}(t) = A \cdot \sqrt{1 + \frac{B}{t}}, \quad (2.25)$$

где величины А и В определяются по двум экспериментально полученным точкам вольт-секундной характеристики $U_A(\tau_A)$ и $U_B(\tau_B)$; t - предразрядное время.

Таблица 2.2 - Кратности допустимого повышения напряжения на изоляции электрооборудования

Класс напряжения, кВ	Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения, относительно значение, не более, при длительности t и количестве повышений в год n								
		t=8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с	1 с	0,1 с
		n≤200	≤125	≤75	≤50	≤7	≤5	≤4	-	-
500	Силовые трансформаторы	<u>1,25</u> 1,25	<u>1,05</u> 1,05	<u>1,075</u> 0,075	<u>1,1</u> 1,15	<u>1,15</u> 1,15	<u>1,2</u> 1,2	<u>1,25</u> 1,35	<u>1,9</u> 2	<u>2,00</u> 2,08
	Шунтирующие реакторы и электромагнитные ТН	1,25	1,05	1,075	1,15	1,15	1,2	1,35	2	2,08
	Аппараты емкостные ТН, ТТ, КС, шинные опоры	1,25	1,05	1,075	1,15	1,15	1,2	1,35	2	2,08

Примечание: В числителе указаны значения допустимого повышения напряжения относительно земли, в знаменателе - между фазами.

Для линий 500 кВ данные постоянные имеют значения:

-для линий 500 кВ - A=2244; B=1,751

На рисунке 2.13 - приведены ВСХ изоляции линий на напряжение 110, 220 и 500 кВ.

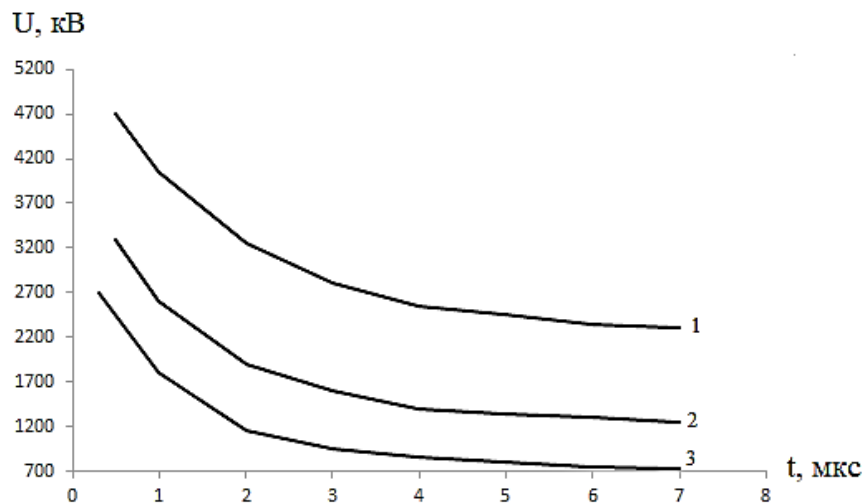


Рисунок 2.13 - ВСХ изоляции линий 500(1), 220(2) и 110(3) кВ

Исследуя грозозащиту необходимо помнить, что серьёзное значение имеют волновые сопротивления линий. Волновое сопротивление линии Z_B зависит от многих параметров и невозможно с малой погрешностью получить его значение аналитическим путём. Поэтому проводятся эксперименты по измерению Z_B (одной фазы) на линиях всех классов напряжения. Величины Z_B для ВЛ 110, 220 и 500 кВ представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3-Волновое сопротивление фазных проводов ВЛ при приходе волн по одной фазе

$U_{ном}$, кВ	Z_B , Ом	
	измерено	принято в расчетах
500	270÷280	275

Для анализа надежности грозозащиты необходимо перейти к эквивалентным расчетным схемам. Поскольку эти схемы предназначены для моделирования импульсных переходных процессов микросекундного диапазона, необходимо достаточно точно отражать расстояния между всеми высоковольтными аппаратами, т.е. моделировать распространение волн по всей ошиновке.

Эквивалентная схема замещения составляется с использованием принципиальной схемы подстанции и плана подстанции. В полной схеме замещения при воздействиях, характерных для грозовых перенапряжений, все электрооборудование заменяется соответствующими входными емкостями. Существует необходимость в упрощение эквивалентной схемы, так как обычно данная схема является очень сложной, даже если предусматривается реализация расчетов на ЭВМ. Для этого следует в полной схеме замещения определить узловые точки схемы, которые должны быть сохранены в процессе ее упрощения. Для формирования узловых точек принято использовать точки:

1. Подключения защитных аппаратов и ответвлений к ним;
2. Присоединения трансформаторов;
3. Ответвлений к трансформаторам от шин;
4. Подключения конденсаторов связи или разъединителей на ВЛ по которой на подстанцию приходит грозовая волна.

Также возможно использование других точек, в которых необходимо провести исследование перенапряжений.

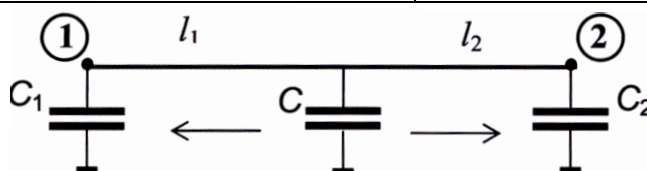
Допускается заменять свободные концы ошиновки, которые располагаются на ответвлениях от основных узловых точек, сосредоточенными емкостями, которые в свою очередь эквивалентны их емкости на землю.

Значения входных емкостей электрооборудования в узлах схем подстанций могут быть приняты согласно рекомендациям «Руководящих указаний по грозозащите» (таблица 2.4).

Правило моментов позволяет размещать сосредоточенные емкости между основными узловыми точками эквивалентной схемы, т.е. обратно пропорционально расстояниям от точки с разносимой емкостью до находящихся по обе стороны от нее ближайших узлов (рисунок 2.14).

Таблица 2.4 - Входные емкости электрооборудования 500 кВ (пФ)

Номинальное Оборудование ↓ напряжение, кВ ⇒	500
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	4200
Шунтирующие реакторы	1700
Трансформаторы напряжения серии НДК	4500
Конденсаторы связи и делители напряжения для отбора мощности	4500
Выключатели воздушные ВНВ	250
Разъединители во включенном положении	200
Разъединители в отключенном положении	150
Разрядники и ОПН	150
Трансформаторы тока	900
Ошиновка подстанции (на 1 м длины)	10
Вид ошиновки	3хАС 300/39 2хПА 500



$$C_1 = \frac{l_2 C}{l_1 + l_2}; \quad C_2 = \frac{l_1 C}{l_1 + l_2}; \quad C_1 + C_2 = C$$

Рисунок 2.14 - К приведению емкости C к узлам 1 и 2

Разрешается объединять находящиеся рядом точки ответвлений к линиям, трансформаторам или разрядникам, сохраняя расстояние между трансформатором или другим высоковольтным аппаратом и ближайшим к нему защитным аппаратом не изменялось.

В соответствии с правилами, изложенными выше, составим эквивалентную расчетную схему ОРУ 500 кВ, объединенную с ТГ.

ОРУ 500 кВ связано с 2ТГ, 3ТГ, 4ТГ, 5ТГ, 6ТГ, 7ТГ и 8ТГ ГЭС воздушными линиями - переходами (ВЛ). Защита обмоток 500 кВ автотрансформаторов ТГ выполнена защитными аппаратами, расположенными в непосредственной близости от трансформаторных вводов (примем это расстояние - 15 м). Кроме того, от ОРУ отходят 4 воздушные

линии электропередачи. ОРУ имеет 2 системы шин с обходной. Для защиты от грозových перенапряжений на входах ВЛ на ОРУ установлены 4 защитных аппарата, расположенных вблизи конденсаторов связи. В результате каждая система шин оборудована двумя защитными аппаратами. Выключатели с обеих сторон имеют разъединители, рядом с выключателями со стороны присоединения линий имеются трансформаторы тока. Для анализируемого ОРУ были приняты следующие значения входных емкостей (таблица 1.5): Полученная таким образом эквивалентная схема ОРУ 500 кВ приведена на рисунке 2.15.

Входные емкости для высоковольтного оборудования 500 кВ приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Входные емкости для расчета РУ 500 кВ Жигулевской ГЭС

Оборудование	Обозначение	Емкость, пФ
Автотрансформаторы АОРЦТ	<i>Сат</i>	4200
Конденсаторы связи СМР	<i>Скс</i>	4500
Разъединители во включенном положении РОНЗ-400	<i>Срв</i>	200
Разъединители в отключенном положении	<i>Сро</i>	150
Выключатели воздушные ВВ-500	<i>Св</i>	250
Трансформаторы тока ТФНКР	<i>Срт</i>	900
Трансформаторы напряжения НКФ	<i>Стн</i>	500
Разрядники и ОПН	<i>Сопн</i>	150
Ошиновки подстанции (на 1 м. длины)	<i>Сош</i>	10

В таблице 2.6 приведены характеристики узлов эквивалентной схемы и емкости в этих узлах. В этой схеме воздействия (удары молний) могут быть поданы в любую из четырех входящих ВЛ и в любой из воздушных переходов. Перенапряжения рассчитываются совместно в ОРУ 500 и соединенных с ним через ВЛ, которые в данном случае играют роль ошиновки, ячейках ТГ. Кроме этого расчетными являются схемы, когда воздействие подается в любых их переходах, остальные играют роль ошиновки, перенапряжения рассматриваются в схеме ОРУ. И, наконец, перенапряжения могут возникать в схемах ТГ при приходе воздействия с соответствующего перехода.

Таблица 2.6 - Емкости эквивалентной схемы ОРУ 500 кВ, пФ

Узел	Емкость	Характеристика узла
1	2	3
1	4500	ВЛ 1 - ВЛ «КЮ», конденсатор связи (КС)
2	4500	ВЛ 2 - ВЛ «КС», КС
3	4500	ВЛ 3 - ВЛ «ЖК», КС
4	4500	ВЛ 4 - ВЛ «ЖА», КС
5	2564,8	ВЛ 5 - ввод с ГЭС от блока № 7 (7ТГ), переход
6	2564,8	ВЛ 6 - ввод с ГЭС от блока № 3 (3ТГ), переход
7	2564,8	ВЛ 7 - ввод с ГЭС от блока № 4 (4ТГ), переход
8	2564,8	ВЛ 8 - ввод с ГЭС от блока № 5 (5ТГ), переход
9	268,3	ВЛ 9 - ввод с ГЭС от блока № 6 (6ТГ), переход

Продолжение таблицы 2.6

10	2564,8	ВЛ 10 - ввод с ГЭС от блока № 2 (2ТГ), переход
11	2564,8	ВЛ 11 - ввод с ГЭС от блока № 8 (8ТГ), переход
12	2564,8	Присоединение трансформатора напряжения (ТН) КЮ и ВЛ КЮ к системе шин
13	268,3	Присоединение ТН КС и ВЛ КС к системе шин
14	2564,8	Присоединение ТН ЖК и ВЛ ЖК к системе шин
15	268,3	Присоединение ТН ЖА и ВЛ ЖА к системе шин
16	1377,4	Трансформатор тока
17	1292,1	Трансформатор тока
18	1377,4	Трансформатор тока
19	1292,1	Трансформатор тока
20	1377,4	Трансформатор тока
21	1292,1	Трансформатор тока
22	696,7	Трансформатор напряжения ТН ЖА
23	694,9	Трансформатор напряжения ТН КС
24	696,7	Трансформатор напряжения ТН ЖК
25	694,9	Трансформатор напряжения ТН КЮ
26	335,9	Присоединение ВЛ 4 ко 2 секции системы шин (СШ) II
27	145,9	Присоединение ВЛ 2 ко 2 секции системы шин II
28	145,9	Присоединение ВЛ 11 ко 2 секции системы шин II
29	378,1	Присоединение ВЛ 5 ко 2 секции системы шин II
30	378,1	Присоединение ВЛ 9 ко 2 секции системы шин II
31	378,1	Присоединение ВЛ 8 ко 2 секции системы шин II
32	378,1	Присоединение ВЛ 7 ко 2 секции системы шин II
33	430,3	Присоединение ВЛ 1 ко 2 секции системы шин II
34	1340,0	Трансформатор тока между 1 и 2 секциями СШ II
35	533,6	Присоединение ВЛ 6 к 1 секции системы шин II
36	378,1	Присоединение ВЛ 10 к 1 секции системы шин II
37	558,1	Присоединение ВЛ 3 к 1 секции системы шин II
38	552,1	Присоединение ВЛ 3 к 1 секции системы шин I
39	372,1	Присоединение ВЛ 10 к 1 секции системы шин I
40	529,9	Присоединение ВЛ 6 к 1 секции системы шин I
41	1340,0	Трансформатор тока между 1 и 2 секциями СШ I
42	424,3	Присоединение ВЛ 1 ко 2 секции системы шин I
43	372,1	Присоединение ВЛ 7 ко 2 секции системы шин I
44	372,1	Присоединение ВЛ 8 ко 2 секции системы шин I
45	372,1	Присоединение ВЛ 9 ко 2 секции системы шин I
46	372,1	Присоединение ВЛ 5 ко 2 секции системы шин I
47	156,3	Присоединение ВЛ 11 ко 2 секции системы шин I
48	156,3	Присоединение ВЛ 2 ко 2 секции системы шин I
49	346,3	Присоединение ВЛ 4 ко 2 секции системы шин I
50	4200	Автотрансформатор (АТ) блока № 8 (8ТГ)
51	4200	Автотрансформатор блока № 2 (2ТГ)
52	150	Защитный аппарат АТ блока № 8
53	150	Защитный аппарат АТ блока № 2
54	150	Защитный аппарат ВЛ КЮ
55	150	Защитный аппарат ВЛ КС
56	150	Защитный аппарат ВЛ ЖК
57	150	Защитный аппарат ВЛ ЖА

Информация для расчета грозоупорности ОРУ-500 кВ:

1 - Параметры опор ВЛ и переходов:

1.1 - *Промежуточные опоры*, порталные стальные опоры - П500-1. Высота опоры: 31,2 м; высота траверсы - 27,2 м; гирлянда из 32 стеклянных изоляторов, длина - 4,92 м; высота подвеса провода - 22,48 м; стрела провеса - 14,48 м, средняя высота подвеса провода - $h = 22,48 - 2/3 \cdot 14,48 = 12,83$ м (габарит до земли - 8 м). Расстояние между тросами - 16,2 м, расстояние по горизонтали между тросом и проводом - 3,9 м; расстояние по вертикали - 8,7 м; угол тросовой защиты: $\arctg(3,9/8,7) = 24,1$ °С точки зрения грозозащиты стальные опоры характеризуются большим числом прямых ударов молнии, поэтому, ввиду отсутствия конкретных данных по ВЛ, далее выбираем стальные опоры на подходах;

1.2 - *Вольт-секундные характеристики линейной изоляции*: при числе изоляторов 32 получаем следующие коэффициенты для расчета вольт-секундных характеристик по формуле Горева-Машкиллейсона: $A^+ = 1956,5$; $A^- = 2087,5$; $B^+ = 2,388$; $B^- = 1,66$ (“+” обратные перекрытия; “-” прорывы);

1.3 - *Сопротивление заземления опор* при удельном сопротивлении грунта 100-400 Ом·м составляет 5-15 Ом;

1.4 - *Индуктивность и взаимная индуктивность* опор и канала молнии: $M = 0,2-31,2 = 6,24$ мкГн; $L = 0,6-31,2 = 18,72$ мкГн.

2 - Параметры проводов и тросов воздушных линий и ошиновки ОРУ:

2.1 - *Ошиновка ОРУ*: Ошиновка ОРУ выполнена сталеалюминевым проводом ЗАСО-300. Диаметр: 23,5 мм, соответственно радиус - 11,75 мм. Радиус расщепления - 0,23 м. Высота ошиновки различается, но аналогично ОРУ 110 кВ и 220 кВ принимаем усредненную высоту - 12,8 м;

2.2 - *ВЛ, уходящие с ОРУ*: Всего с ОРУ уходят 4 воздушные линии, выполненные также проводом ЗАСО-300. Диаметр провода - 23,5 мм. Радиус - 11,75 мм, радиус расщепления - 0,23 м.

Поскольку были выбраны стальные опоры, получим среднюю высоту

подвеса провода: $h = 22,48 - 2/3 \cdot 14,48 = 12,83$ м, где 14,48 м - стрела провеса. Длина пролета - 450 м, расстояние до первой опоры - 50 м. Трос - стальной ПС70 - $r = 5,5$ мм. Стрела провеса - 7 м, соответственно средняя высота троса на ВЛ со стальными опорами $h = 31,2 - 2/3 \cdot 7 = 26,5$ м.;

2.3 - ВЛ - переходы от ОРУ до ТГ: Расстояния от ОРУ 500 кВ до автотрансформаторов блоков неодинаковы для различных ТГ. Так в соответствии с планами имеем:

Блок № 5: (портал ОРУ - береговая опора 1 :110 м) + (БО1 - Волга - БО2: 590 м) + (БО2 - ОПН: 20 м) + (ОПН - АТ: 15 м) = 735 м. Добавляя 30-25 м на провисание получим - 760 м.

Блок № 6: $108,2 + 650 + 20 + 15 = 793,2 \approx 820$ м.

Блок № 7: $132 + 686 + 20 + 15 = 853 \approx 880$ м.

Блок № 8: $152 + 713 + 20 + 15 = 900 \approx 930$ м.

Высота портала ОРУ 500 - 34 м; высота подвеса провода - 26 м.

Высота БО1 - 60 м; высота подвеса провода - 48 м.

Высота БО2 - 45 м; высота подвеса провода - 33 м.

Расстояние между тросом и проводом по вертикали везде 12 м.

Параметры защитных аппаратов и защищаемых объектов:

2.4 - Допустимое напряжение на оборудовании: Допустимое напряжение для силовых трансформаторов определяется по его испытательному напряжению, которое для класса 500 кВ составляет - 1300 кВ, соответственно допустимое напряжение равно - 1430 кВ. Для остальных высоковольтных аппаратов, имеющих то же испытательное напряжение, примем такое же допустимое напряжение.

2.5 - Параметры грозовой активности: определяется как пятикратная высота опоры.

Соответственно имеем его величину равную 130 для проходящих ВЛ, 230 - для волн, набегающих с переходов. Это достаточно для оценочных расчетов, для уточнения результатов в случае необходимости следует вести расчеты для каждого пролета особо, рассчитывая каждый раз число прямых ударов для

конкретных параметров (усредненной высоты и ширины ВЛ на пролете).
Количество грозových часов - 30 -50 час/год.

2.1.3 ОРУ 500 кВ. Программа анализа надежности грозозащиты

В соответствии с изложенным выше перенапряжения на каждом отдельном аппарате 500 кВ могут возникать при ударах молнии в любую из четырех ВЛ, уходящих с ОРУ и при ударах в семь протяженных воздушных переходов, соединяющих ОРУ с 2ТГ - 8ТГ. Ввиду того, что схемы ОРУ и ТГ «симметричны» с точки зрения грозových воздействий, и наиболее опасными для каждого из высоковольтных аппаратов являются случаи прихода воздействий с ближайших ВЛ, можно ограничиться обследованием следующих ситуаций:

1. Автотрансформаторы. Автотрансформаторы (АТ) с обмотками на напряжение 500 кВ расположены в блоках, начиная со второго по восьмой. Схемы ТГ однотипны. Воздействие на АТ может прийти либо с любой из четырех ВЛ, уходящих с ОРУ, либо непосредственно с каждого воздушного перехода от ОРУ 500 до ТГ. Расчеты проводятся для:

- АТ, расположенного в ТГ2 (узел 51) при приходе воздействия с ВЛ3, ВЛ6 и ВЛ7 ОРУ, ближайших к переходу;
- АТ, расположенного в ТГ8 (узел 50) при приходе воздействия непосредственно с перехода и с ВЛ5, ближайшей к переходу.

2. Трансформаторы напряжения. Трансформаторы напряжения (ТН) расположены на расстоянии примерно 200 м от входа каждой из четырех ВЛ на ОРУ 500. Воздействия на них могут появиться с любой из семи ВЛ, уходящих с ОРУ, либо непосредственно с воздушных переходов. Расчеты проводятся для:

- ТН (узел 25) при приходе воздействия с ВЛ1 и ВЛ7.

3. Трансформаторы тока. Трансформаторы тока (ТТ) расположены перед всеми выключателями. Воздействия на них могут появиться с любой из четырех ВЛ, уходящих с ОРУ, либо непосредственно с воздушных переходов от ОРУ500 до ТГ. Расчеты проводятся для:

- ТТ (узел 16) при приходе воздействия с ВЛ2, ВЛ4 и ВЛ5;
- ТТ (узел 18) при приходе воздействия с ВЛ2, ВЛ4 и ВЛ5;
- ТТ (узел 8) при приходе воздействия с ВЛ5, ВЛ7, ВЛ8 и ВЛ9;
- ТТ (узел 9) при приходе воздействия с ВЛ5, ВЛ7, ВЛ8 и ВЛ9.

4. Конденсаторы связи. Конденсаторы связи (КС) расположены на входах каждой из четырех ВЛ на ОРУ. Воздействия на них могут появиться с любой из перечисленных ВЛ, но самые опасные, несомненно будут с ближайших линий. Расчеты проводятся для:

- КС (узел 1) при приходе воздействия с ВЛ1

Электрооборудования ОРУ-500 кВ и обмотки 500 кВ блочных трансформаторов 2ТГ, 3ТГ, 4ТГ, 5ТГ, 6ТГ, 7ТГ и 8ТГ со стороны обмотки 500 кВ защищены достаточно надежно. Однако показатель надежности грозозащиты сетей 500 кВ Жигулевской ГЭС несколько уступает целесообразному показателю на фоне некоторого снижения электрической прочности изоляции электрооборудования.

Следовало бы несколько улучшить показатель надежности грозозащиты путем внедрения аппаратных или схемных мероприятий.

Для защиты блочных трансформаторов в качестве примера рассмотрим ограничители EXLIM-P-396-EM-550. Их вольтамперные характеристики имеют вид:

3 / 816,5 / 862,10 / 911 (кА/кВ).

Наибольшее рабочее напряжение - 318 кВ действ.

Номинальный разрядный ток - 10 кА.

Удельная энергоемкость - 7 кДж/кВ.

На линиях (ОРУ 500) примем ограничители EXLIM-T-396-EM-550. Их вольтамперные характеристики имеют вид:

3 / 798, 5 / 835, 10 / 872 (кА / кВ).

Наибольшее рабочее напряжение - 318 кВ действ.

Номинальный разрядный ток - 20 кА.

Удельная энергоемкость - 10 кДж/кВ.

Условное напряжение «открытия ОПН» для обоих ОПН - 670 кВ.

Результаты оценки показателя надежности грозозащиты высоковольтного оборудования 500 кВ приведены в таблице 2.7 и проиллюстрированы графиками на рисунках 2.16-2.18. Оборудование ОРУ достаточно хорошо защищено от грозовых волн, поэтому соответствующие расчеты были выполнены только для трансформатора напряжения в узле 25 при приходе воздействия с ближайшей ВЛ7. Поскольку защитные аппараты установлены достаточно далеко от ТН, имеем незначительное улучшение показателя грозозащиты (примерно на 20%). Гораздо больший эффект от применения ОПН имеет место для АТ при приходе воздействия с ВЛ - перехода, непосредственно присоединенной к блоку. Даже при сопротивлении заземления опор 15 Ом показатель надежности грозозащиты улучшается более чем в два раза.

Таблица 2.7 - Результаты анализа грозоупорности высоковольтных аппаратов ОРУ 500 кВ с использованием в качестве защитных аппаратов не линейных ограничителей перенапряжений

Аппарат	ВЛ	Воздействие	b, 1/год	M, лет	L _п , м	M _{сумм} , лет	Примечания
АТ 6ТГ (50) блок № 8	11	ОП	0,000006	172469,0	0,25	1778,7	R _{оп} = 15 Ом
		Пр	0,000556	1797,2	0, 25,...200		
		ОП	0,000031	32371,0	0,25	2810,9	R _{оп} = 10 Ом
		Пр	0,000325	3078,2	0, 25,...200		
		ОП	<10 ⁻⁶	>10 ⁻⁶	0	10171,3	R _{оп} = 5 Ом
		Пр	0,000098	10171,3	0,25		
		ОП	0,000315	29038,0	0,25	2738,1	R _{оп} = 15 Ом, l=30м
		Пр	0,000050	3170,9	0, 25,...200		
		ОП	0,000050	20059,0	0,25	1322	R _{оп} = 15 Ом, l=40м
		Пр	0,000707	1415,3	0, 25,...200		
		ОП	0,000056	18012,0	0,25	1714	R _{оп} = 15 Ом, l=50м
		Пр	0,000528	1894,5	0, 25,...600		
		ОП	0,000085	11738,0	0,25	1004	R _{оп} = 15 Ом, l=60м
		Пр	0,000911	1097,7	0, 25,...600		
	ОП	0,000144	6960,0	0,25	1011	R _{оп} = 15 Ом, l=70м	
	Пр	0,000845	1183,0	0, 25,...925			
ТН(25)	7	ОП	0,0000385	26124	0	8507	R _{оп} = 15 Ом
		Пр	0,000079	12614	0,50		

Графики напряжений на обмотке 500 кВ автотрансформатора ТГ8 и ток в ОПН при порывах молнии в фазный провод представлены на рисунках 2.16 и 2.17, графики напряжений на обмотке 500 кВ автотрансформатора ТГ8 и ток в ОПН при порывах молнии в фазный провод представлены на рисунке 2.18.

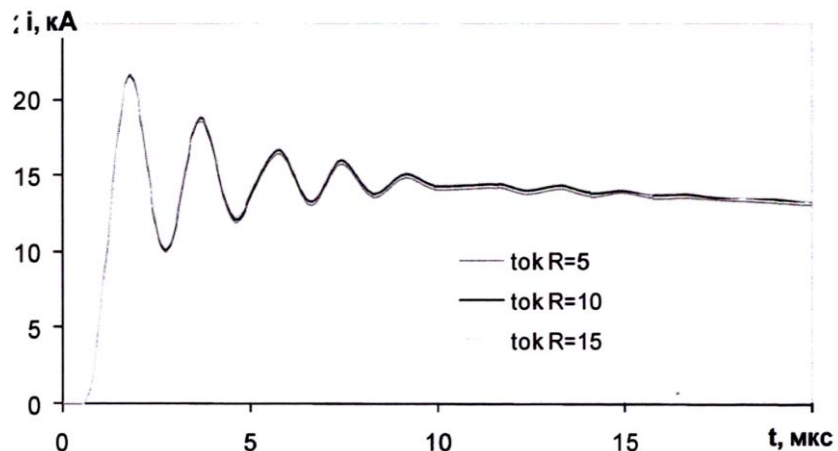
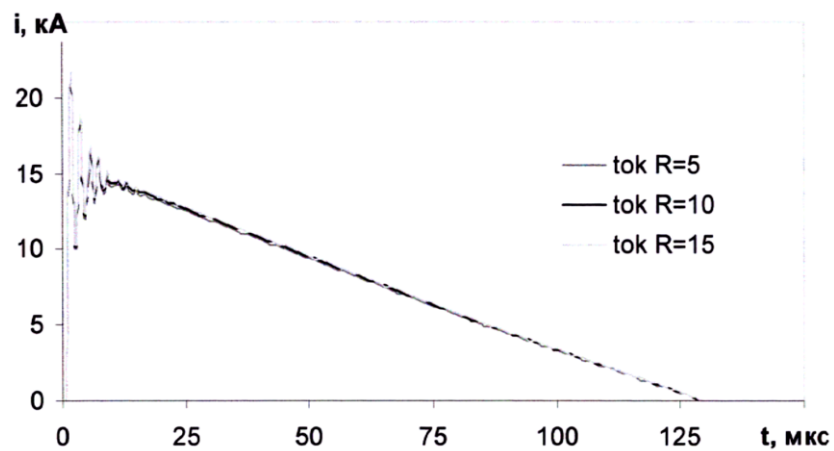
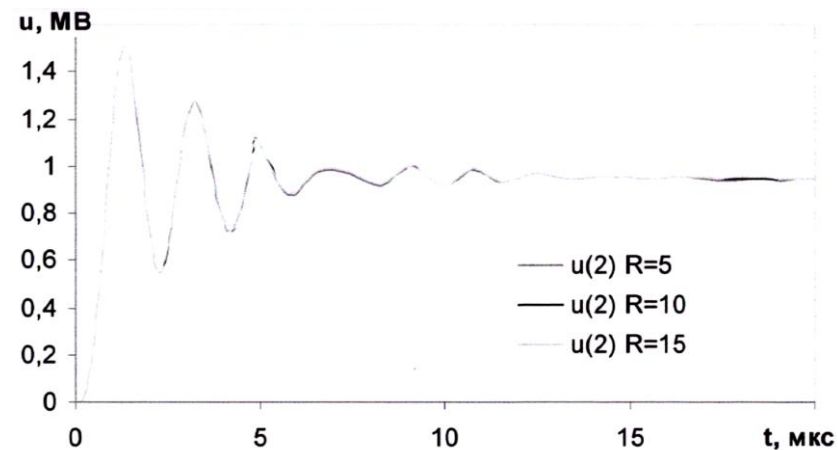
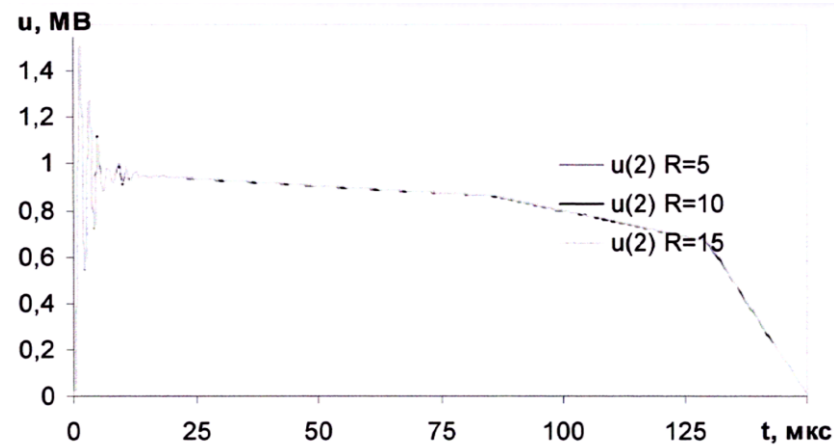


Рисунок 2.16 - Напряжение на обмотке 500 кВ автотрансформатора ТГ8 и ток в ОПН при порывах молнии в фазный провод на расстояние 25 м от ТГ и при варьировании сопротивлений заземлений опор. Амплитуда тока молнии - 20 кА, длина фронта - 1 мкс, длина волны 75 мкс.

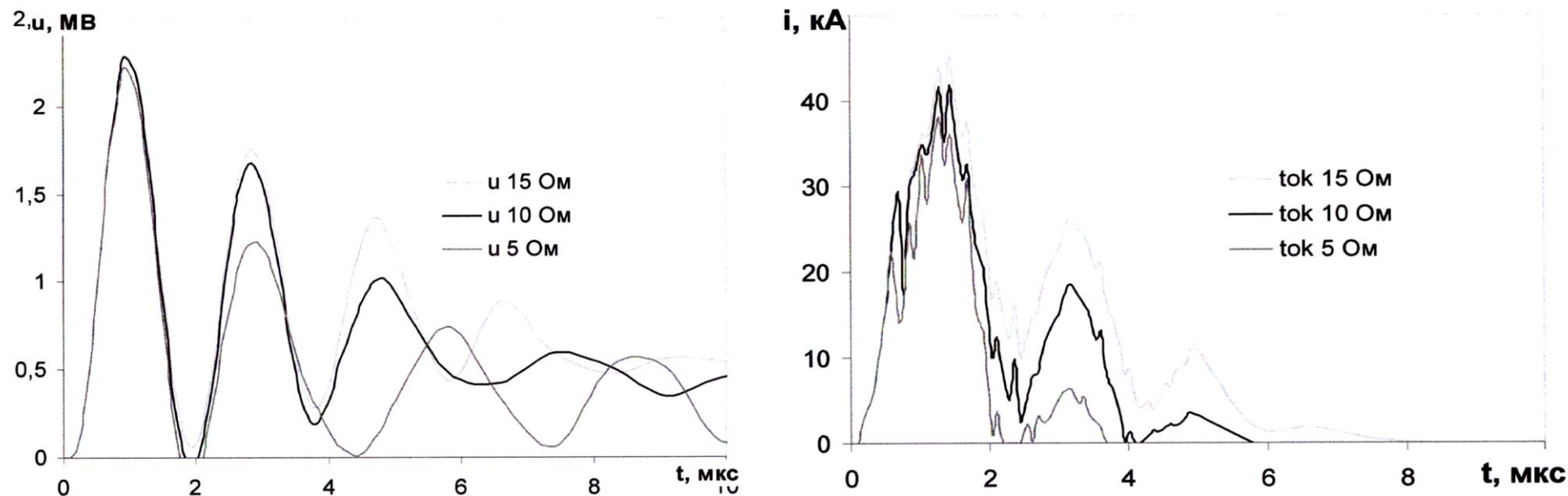


Рисунок 2.17 - Напряжение на обмотке 500 кВ автотрансформатора ТГ8 и ток в ОПН при порывах молнии в фазный провод на расстоянии 25 м от ТГ и при варьировании сопротивлений заземлений опор. Амплитуда тока молнии - 100 кА, длина фронта - 1 мкс, длина волны - 75 мкс.

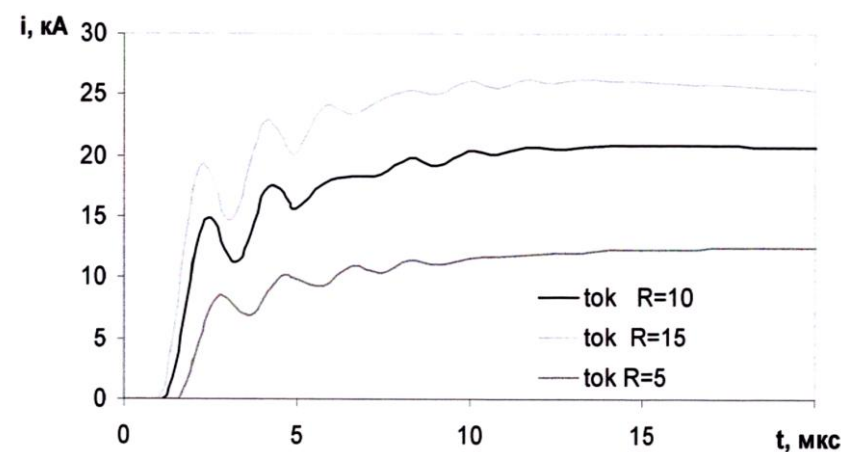
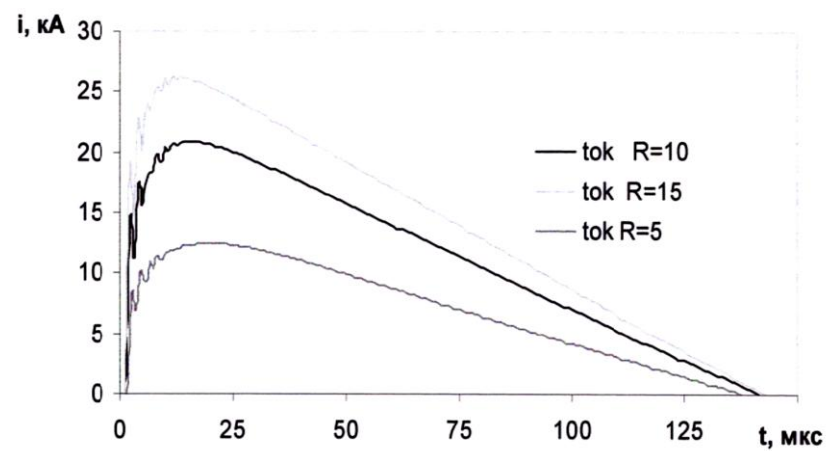
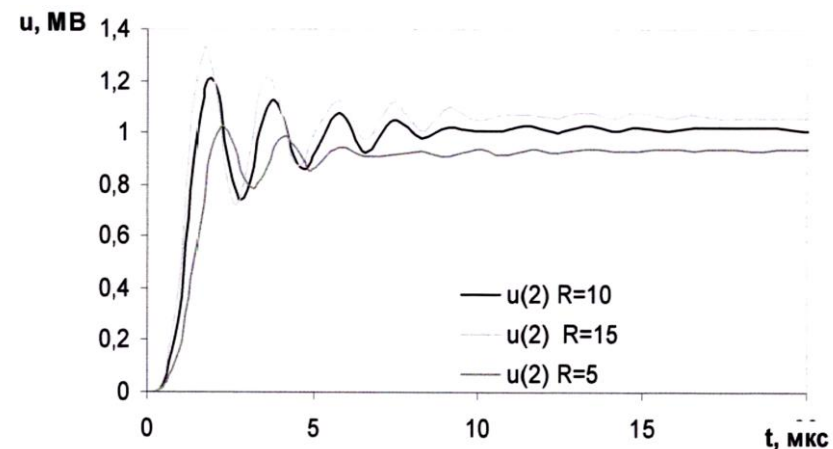
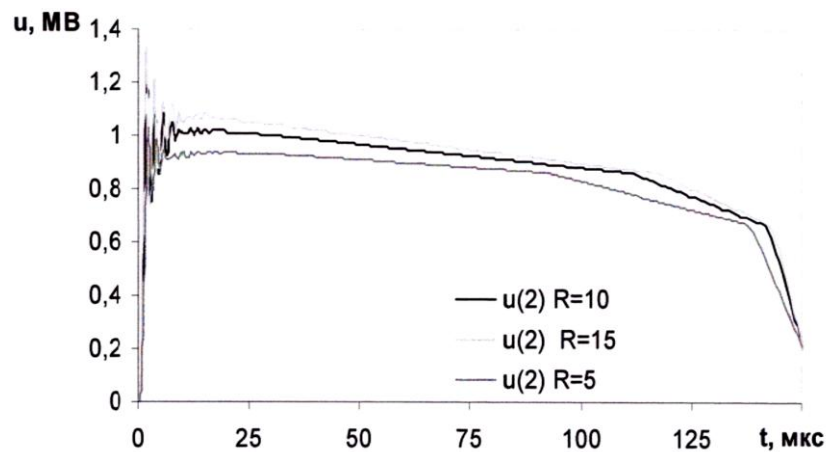


Рисунок 2.18 - Напряжение на обмотке 500 кВ автотрансформатора ТГ8 и ток в ОПН при порывах молнии в фазный провод на расстояние 25 м от ТГ и при варьировании сопротивлений заземлений опор. Амплитуда тока молнии - 170 кА, длина фронта - 1 мкс, длина волны 75 мкс.

2.2 Исследование внутренних перенапряжений в сети 500 кВ

Поток перенапряжений на сборных шинах (СШ) подстанций формируется перенапряжениями, причинами которых являются:

- 1) коммутации отключения и включения линий;
- 2) коммутации трансформаторов (автотрансформаторов);
- 3) набегающие волны, возникающие при коммутациях линий и электрооборудования на других подстанциях.

При анализе коммутационный перенапряжения, возникающих на шинах подстанции, необходимо разделить их по типам схем:

- 1) Нетупиковые;
- 2) Тупиковые, имеющие выключатель, расположенный между линией и трансформатором;
- 3) Полублочные (к ним будут относиться схемы с трансформатором на глухих отпайках).

Рациональность подобного распределения заключается в том, что подобные схемы имеют разные статистические параметры коммутационных перенапряжений, которые были сняты с помощью автоматической фиксации внутренних перенапряжений, для каждой из данных схем, при этом имеется отличие в форме коммутационного импульса даже при выполнении коммутаций такого же типа.

Действительно с ОРУ-500 Жигулевской ГЭС отходят четыре линии. Поэтому необходимо общее число исследуемых подстанции распределить по группам, в число которых входят подстанции:

I. имеющие от 2 до 4 отходящих линий, режимы работы которых не предусматривают использование специальных средств направленных на ограничение внутренних перенапряжений и оборудованные выключателями, которые могут стать причинами возникновения повторного пробоя дуги возможного при отключении линий, находящихся без нагрузки;

II. имеющие от 2 до 4 отходящих линий, режимы работы которых не предусматривают использование специальных средств направленных на

ограничение внутренних перенапряжений и оборудованные выключателями, которые снижают вероятность возникновения повторных пробоев дуги при отключении линии, до такого, что повторные пробои становятся практически невозможны;

III. имеющие от 2 до 4 отходящих линий, режимы работы которых предусматривают использование специальных средств направленных на ограничение внутренних перенапряжений, таких как оснащение шунтирующими реакторами, установка электромагнитных трансформаторов напряжения непосредственно на линии, что обеспечивает более быстрое стекания остаточного заряда;

IV. имеющие количество отходящих линий, которое превышает 4.

На данные четыре группы подстанций выполнено формирование суммарного статического ряда кратности перенапряжений, с помощью которого была сформирована статическая оценка среднего потока перенапряжения. Определено среднее количество перенапряжений, случившихся в течение года, которые имеют кратность 1,15 и больше, также было выявлено среднее количество перенапряжений, случившихся на каждом интервале за этот же год. Характеристики этих статистических оценок усредненных потоков перенапряжений для всех групп подстанций представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Характеристики законов распределения кратности перенапряжений $N_{кз} = a \cdot e^{-A(K-\tilde{K})}$ на шинах подстанции

Группа	a	σ_a	A	σ_A	\tilde{K}	K_{10}
I	115	10	5,7	0,48	1,15	2,5
II	115	10	10,4	0,45	1,15	2,0
III	115	10	13,5	0,75	1,15	1,7
IV	75	15	14,5	U	1,15	1,7

Из сравнения статических рядов кратности для отдельных подстанций, которые входят в одну группу, видно, что в определенных рядах возникают отличия в потоке интенсивности перенапряжений, они имеют отклонения от средних значений в 3-5 раза. Естественно, то что усредненные оценки $N_{1,15\text{год}}$ для подстанций 1, 2 и 3 группы почти идентичны. Так же имеют схожесть и границы вариантов данных оценок по статическим рядам, которые по результатам объединяются в одну группу. Это позволяет дать характеристику величине $N_{1,15\text{год}}$ с помощью средней оценки, которая является общей для трёх групп, которые были перечислены выше [18].

Релятивные законы распределения кратности перенапряжений:

$$P(K) = \frac{N_{к.год}}{N_{1,15\text{год}}}, \quad (2.26)$$

Данные законы, дают определение возможности появления перенапряжения, которое в свою очередь будет равняться или превысит принятую кратность, это выполняется если возникшее перенапряжение имеет кратность 1,15 или выше, так как ряды, которые объединены между собой в одну группу, являются достаточно близкими друг к другу. Чтобы дать оценку данной близости необходимо воспользоваться критерием Пирсона, которая предоставляет возможность проверить достоверность теории, что закон распределения кратности $P(K)$ является идентичным для всех подстанций, которые находятся в одной группе, а разница между оценками $P(K)$ получается по причине ограниченного времени данного на проведение исследования.

Имеется возможность для каждой из данных групп воспользоваться усредненным законом распределения $P(K)$. Рисунок 2.19 включает в себя графики усредненных законов распределения $P(K)$.

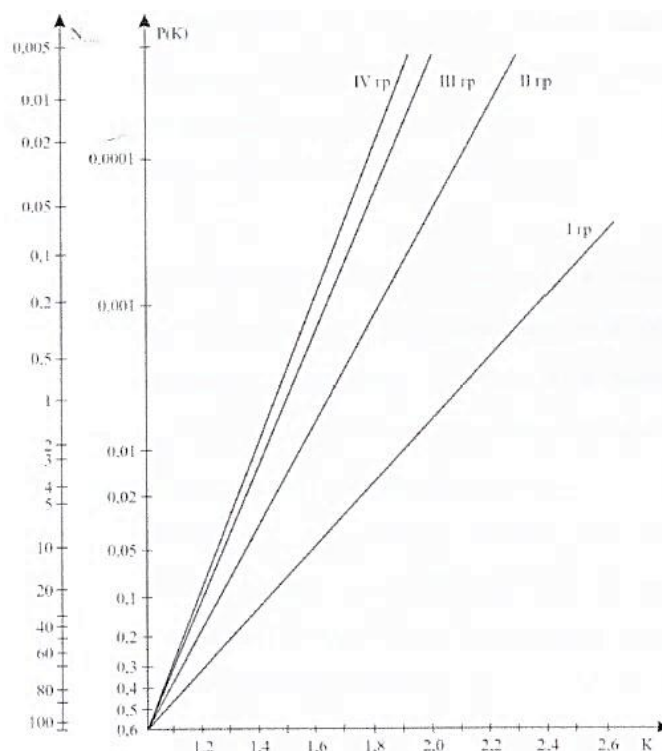


Рисунок 2.19 - Статистические оценки вероятности

Из данного графика можно увидеть, что возможность появления перенапряжения, которое будет превышать принятую кратность, стремительно убывает, при росте K . В результате чего, увеличивается время для проведения исследования, нужное для того, чтобы зафиксировать появление перенапряжения, которые превышают принятые кратности. Наблюдения необходимы для определения частоты возникновения перенапряжений, которые возникают на шинах подстанции и находятся по кратности около допустимого уровня перенапряжения, могут занять времени более ста лет.

В подобных обстоятельствах представляется возможным только применение косвенного способа оценки, количество возникших $N_{к.год}$ для больших K , который формируется на продолжение полученной зависимости $N_{к.год}(K)$ из той области, в которой находятся полученные экспериментальном способом оценки данной величины, непосредственно в область наиболее высоких кратностей. Ко всему прочему, существенное значение имеет то, что необходимо подобрать соответствующее аналитическое выражение, при помощи которого будет осуществляться экстраполяция. Вместо применения аналитических выражений, которые необходимы для выполнения приближения

функции к заданной экспериментальной зависимости $N_{к.год}(K)$, выведенной непосредственно для электрооборудования подстанций, находящихся в четырёх группах, необходимо воспользоваться законом распределения случайных величин, данный закон имеет вид:

$$N_{кз} = a \cdot e^{-A(K-\bar{K})}. \quad (2.27)$$

Из выведенного аналитического выражения $N_{к.год}$ появляется возможность создать формулу необходимую для проведения расчета допустимого уровня перенапряжений K_τ превышение которого происходит имеет место в среднем 1 раз за τ лет. Итак, на рисунке 2.20 изображены выведенные значение K_τ обусловленные количеством лет τ , так как именно для них выполнялся расчет наибольшей кратности. Существует вероятность 97,5 % , которая говорит о том, что настоящее среднее значение K_τ находится значительно ниже верхней границы и допускается её применение для оценки выдвигаемых требований к состоянию изоляции, которые обусловлены внутренними перенапряжениями.

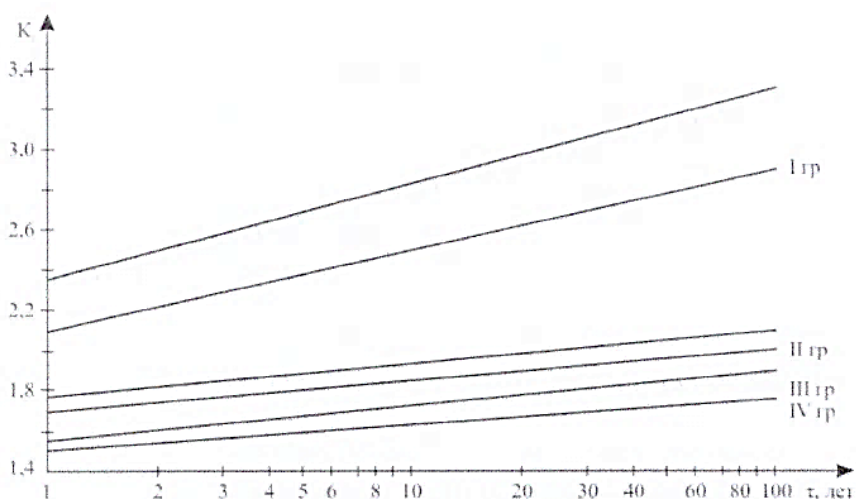


Рисунок 2.20 - Оценки K_τ для перенапряжений на шинах подстанций

ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС относится к подстанциям III группы, Как видно из рисунка 2.2 для этой подстанции даже десятилетняя кратность K_{10} не превосходит величины $K_{max} = 1,7 \div 1,9$, то есть на шинах 500 кВ Жигулевской ГЭС внутренние перенапряжения имеют достаточно умеренный уровень.

Расположение трансформаторов и автотрансформаторов оказывает значительное влияние на интенсивность потока внутренних перенапряжений, возникающих на данных аппаратах.

Поэтому проведём анализ трёх разных групп трансформаторов:

1) подключение, которых осуществляется к шинам нетупиковых подстанций;

2) установка, которых осуществляется на тупиковых подстанциях (рисунок 2.21а).

3) блочных, полу блочных схем, которые эксплуатируется без применения выключателей между линией и трансформатором и схем, где установка коммутационного аппарата осуществляется в промежуточных точках линии (рисунок 2.21б).

Нетрудно убедиться, что все трансформаторы 2ТГ, 3ТГ, 5ТГ, а также автотрансформаторы 1ТГ, 4ТГ, 6ТГ, 7ТГ и 8ТГ Жигулевской ГЭС работает по схеме третьей группы. Те трансформаторы, которые входят в первую группу, оказываются подвержены воздействию перенапряжения, возникающего на шинах, так же не благоприятное воздействия оказывают перенапряжения, появление которых обусловлено тем, что в режиме холостого хода происходят коммутации включения и отключения.

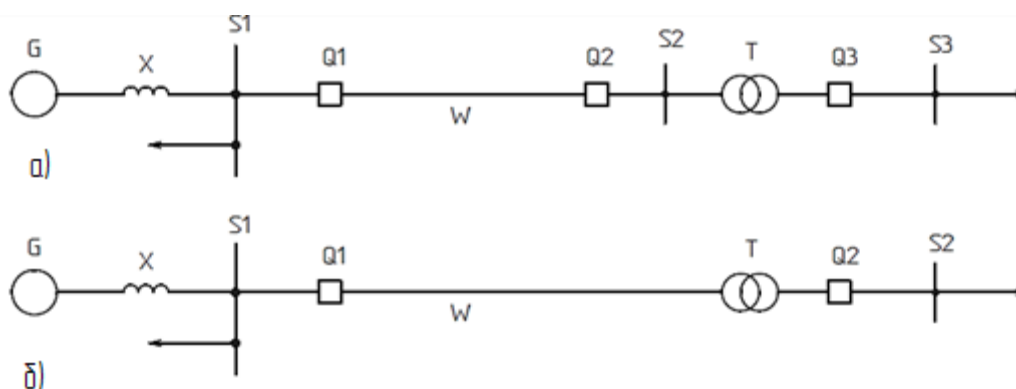


Рисунок 2.21 - Схемы электроснабжения тупиковой подстанции

Количество коммутаций, которыми осуществляют включение или отключение трансформатора, определяет интенсивность потока перенапряжений на них. Рассмотрев данные некоторых энергосистем, которые входят в состав единой энергетической системы, стало известно, что

среднегодовое количество отключений, согласно плановым мероприятиям составляет $3 \div 6$, а связанных с аварийными отключениями составляет $0,24 \div 0,4$. Малое количества коммутаций трансформаторов является причиной того что, для формирования достоверных статистических характеристик перенапряжений необходимо больше времени для регистрации. Связь $K_r = f(t)$ между коммутациями отключения (О) и включения (В), находящихся без нагрузки трансформаторов, показана на рисунке 2.22. На данном рисунке можно наблюдать, что возникающие перенапряжения при отключении трансформаторов 500 кВ, фактически не представляют опасности для их изоляции. Подобное положительное влияние обусловлено тем, что в выключателях, которыми выполняются коммутации трансформаторов, применяются шунтирующие сопротивления (значения данных сопротивлений располагаются в диапазоне $100 \div 200$ кОм), так же достаточно низкими потерями возникающими в стали магнитопровода ($I_{xx} = 0,344 \div 0,5\%$) и необходимо учитывать, что к трансформаторам присоединяются аппаратура и ошиновка, обладающие значительной емкостью.

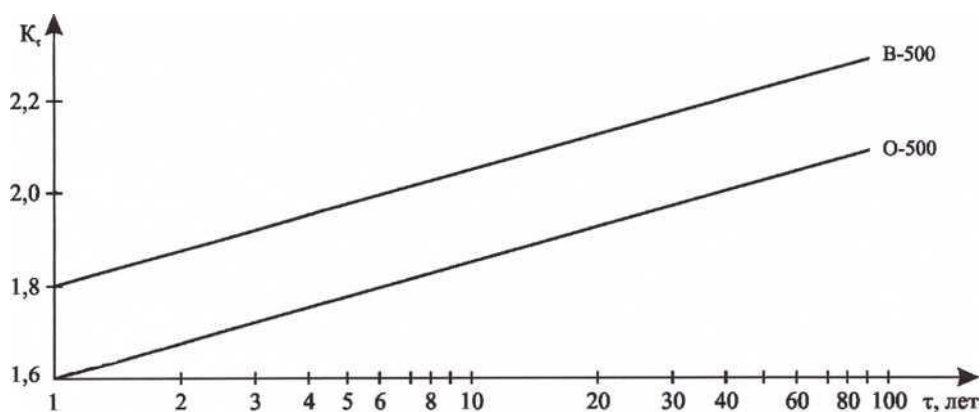


Рисунок 2.22- Зависимость $K_r = f(\tau)$ для силовых трансформаторов 500 кВ при включении (В) и отключении (О)

При появлении внутреннего перенапряжения на линии 500 кВ, данному воздействию в одно и то же время подвержена изоляция электрооборудования, установленного в линейных ячейках (разъединители, выключатели, конденсаторы связи, трансформаторы напряжения и возможно шунтирующие реакторы), так же гирлянды изоляторов и воздушные промежутки [19].

Кратность, возникающих перенапряжений, обуславливается определённым количеством условий, выделяются основные из них, такие как: момент коммутации, вид выключателей, скорость, с которой происходит стекания остаточных зарядов, условия, сопутствующие резонансным явлениям.

1 - Момент коммутации. Выполнение коммутации линий проходит в две стадии. В начальный момент времени выполняется отключение от нагрузки сети, далее происходит отключение линий, находящейся без нагрузки, от шин подстанции, которая осуществляет подачу питания для данного объекта электрической сети. Включение линии происходит в следующем порядке, сначала на линию подаётся напряжение, после чего выполняется включение линии под нагрузку. Полученным за время проведения измерений данные дают возможность понять, что возникновение коммутационных перенапряжений происходит только в момент, когда на линию подают или снимают напряжения, в момент включения или отключения от нагрузки коммутационные перенапряжения не возникают или являются незначительными.

2 - Вид выключателей. Возникновения максимального перенапряжения происходит на разомкнутом конце линии, которая находится без нагрузки, при выполнении выключения или отключения. В ситуациях, в которых коммутации линий, находящихся без нагрузки, выполняется выключателями и в этот момент отсутствует возникновение повторных пробоев на дуговом промежутке, максимальный уровень перенапряжения будет фиксироваться в процессе включения. Если выключатель, которым выполняется коммутация, создаёт повторные пробои, тогда максимальный уровень перенапряжения будет фиксироваться в процессе отключения. Выполненные исследования показывают, что использование электромагнитных трансформаторов напряжения значительно уменьшает возможность возникновения повторного зажигания дуги в момент отключения линии. Наиболее эффективным, в вопросе уменьшения вероятности повторных пробоев, которые возникают в момент отключения, является использование линий совместно с шунтирующими реакторами. При отключении линии, у которой на конце или

допустим в промежуточной точке установлен силовой трансформатор, за короткий промежуток времени происходит уменьшение остаточного заряда и в результате выключатели, которые постоянно являются причиной многократных повторных пробоев, в данной ситуации осуществляют отключение без формирования повторного пробоя. Эксплуатация воздушных выключателей можно сказать исключает возникновение повторных пробоев в момент отключения линий, находящихся без нагрузки. Имеются данные о проведение исследований, в которых проводились коммутации 17 линий 500 кВ с использованием выключателей ВВН-500, в результате отключений линий без нагрузки удалось зафиксировать 423 фазоосциллограммы. В итоге, повторные пробойи случились только 10 раз, а это значит, что вероятность их возникновения крайне мала [21].

Уменьшение времени стекания остаточного заряда с линии, которая полностью отключена, окажет положительный эффект на перенапряжения при АПВ. Этого можно добиться, если использовать на присоединениях линий электромагнитные трансформаторы напряжения, которые способствуют полному стеканию остаточного заряда за очень короткое время. Самая продолжительная длина участка линий в сетях 500 кВ составляет приблизительно 400 км, ёмкость линии имеет значение $C_{л} \approx 5$ мкФ, использование двух НКФ на линии позволит достичь времени разряда равного $T = 0,0375$ с [22].

Из этого следует, что при использование на подобных линиях быстродействующего АПВ, у которого время бестоковой паузы $t \geq 0,1$ с, данные трансформаторы напряжения способны произвести фактически полное снятие остаточного заряда и АПВ будет выполнено на линию, на которой будет полностью отсутствовать напряжение.

В сетях 500 кВ, в которых проводились исследования, время бестоковой паузы $t \geq 1,0$, поэтому перенапряжения, возникающие при АПВ, обладают схожими характеристиками с перенапряжениями при плановых коммутациях линии, находящейся без нагрузки.

Практическое применение шунтирующих реакторов на линии позволяет осуществить снижение напряжения, в результате разряда емкости через индуктивность данного реактора, подобный процесс является колебательным и его затухание происходит за достаточно длинный промежуток времени. В случаях, когда между линией и силовым трансформатором отсутствует выключатель, тогда стекание остаточного заряда линии осуществляется через цепь намагничивания трансформатора. Так как требуется длительный промежуток времени для того, чтобы произошёл переход к устойчивому режиму с насыщенным магнитопроводом, поэтому на линиях, на которых проводились исследования зафиксированное время стекания остаточного заряда, находившееся в пределах 0,5-1,0 с, а время бестоковой паузы АПВ $t_{ane} \geq 1,0$ с. В результате чего, данные линии обладают схожими статистическими характеристиками перенапряжений, возникающих как при проведение плановых коммутаций, так и при АПВ [23].

Линии, на которых не предусмотрено применение силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения или шунтирующих реакторов, при АПВ осуществляется включение линии, которая имеет некоторое начальное значение напряжения, так как остаточный заряд в такой ситуации стекает за достаточно длинный промежуток времени. Поэтому кратность перенапряжений, возникающих при АПВ значительно выше, чем при проведение плановых коммутаций линии, находящейся без нагрузки.

Даны рекомендации, использование которых позволит обеспечить защиту электрооборудования 500 кВ Жигулёвской ГЭС от возникающих внутренних перенапряжений. Большое количество отходящих линий и применение выключателей, которые способны предотвратить возникновение опасных повторных зажигания дуги во время проведения отключений линий, находящихся без нагрузки, ограничивает перенапряжения, воздействующие на сборные шины Жигулёвской ГЭС до допустимого уровня. Однако, применение ОПН на шинах целесообразно и экономически оправдано.

Полный список мероприятий по защите от внутренних перенапряжений

приводится в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Мероприятия по защите от внутренних перенапряжений

Мероприятия по защите	От феррорезонансных перенапряжений	Симметричное включение всех фаз трансформатора
		Недопустимость повышения сетевого напряжения
		Нарушение резонансных контуров
		Использование ОПН
		Установка выключателя у трансформатора
		Улучшение профилактики изоляции
	От коммутационных перенапряжений	Установка ОПН
		Применение защитных емкостей
		Использование демпфирующих сопротивлений в выключателях
		Настройка работы контактов выключателей
		Улучшение дугогашения выключателей
		Использование тиристорных выключателей
		Улучшение профилактики и изоляции

Для снижения перенапряжений, возникающих на изоляции силовых трансформаторов при их коммутациях отключения и включения, можно дать следующие рекомендации:

- 1) использование магнитной системы трансформатора из холоднокатаной стали;
- 2) подключение дополнительной емкости (в виде конденсаторов связи) к присоединению трансформатора;
- 3) применение полупроводниковых коммутационных аппаратов, разрывающих треугольник перед коммутацией включения силового трансформатора;
- 4) использование ОПН между выключателем и трансформатором.

Выводы по 2 главе

Исследование надежности грозозащиты ОРУ 500 кВ от перенапряжений, показал:

1. Электрооборудования ОРУ-500 кВ и обмотки 500 кВ блочных трансформаторов 2ТГ, 3ТГ, 4ТГ, 5ТГ, 6ТГ, 7ТГ и 8ТГ со стороны обмотки 500 кВ защищены достаточно надежно. Однако показатель надежности грозозащиты сетей 500 кВ Жигулевской ГЭС несколько уступает целесообразному показателю на фоне некоторого снижения электрической прочности изоляции электрооборудования.

2. Приход к вводам 500 кВ блочных трансформаторов 2ТГ-8ТГ грозовых волн даже с учетом срабатывания соответствующих защитных аппаратов может вызвать перенапряжения, опасные для обмоток 13,8 кВ 2ТГ-8ТГ в режиме холостого хода.

3. Исследовав внутренние перенапряжения, возникающие в сети 500 кВ, можно сделать выводы:

4. В сетях 500 кВ имеют место аварийные ситуации, причиной которых являются опасные коммутационные или квазистационарные перенапряжения.

5. При отключении линии в режиме асинхронного хода возможно возникновения перенапряжений, величина которых превышает 3 Уф, а также представляет опасность для изоляции оборудования. Основными причинами появления данных режимов являются включение в параллельную работу систем, у которых отсутствует синхронность и нарушение устойчивости электропередач, которые работают рядом с пределом устойчивости.

6. ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС относится к подстанциям III группы для этой подстанции даже десятилетняя кратность K_{10} не превосходит величины $K_{\max} = 1,7 \div 1,9$, то есть на Жигулевской ГЭС внутренние перенапряжения имеют достаточно умеренный уровень.

3. Разработка решений по выбору и мест установки средств защиты от перенапряжений

3.1 Особенности выбора и размещения ОПН на Жигулёвской ГЭС

Основным средством защиты от перенапряжений, изоляции электрооборудования подстанций и линий, является ОПН. В связи с этим, решение, принимаемое при выборе данных защитных аппаратов, должно быть взвешенным и обоснованным. Ограничители имеют регламент, определяющий допустимые на него воздействия. Несоблюдение данного регламента может привести к разрушению защитного аппарата во время эксплуатации, последствиями этого будут являться нарушения в передачи (приёме) электроэнергии, а также финансовые затраты, направленные на восстановления ущерба [24].

Рассмотрим совокупность воздействий на ОПН, устанавливаемых в электрических сетях Жигулевской ГЭС представленные на рисунке 1.1.

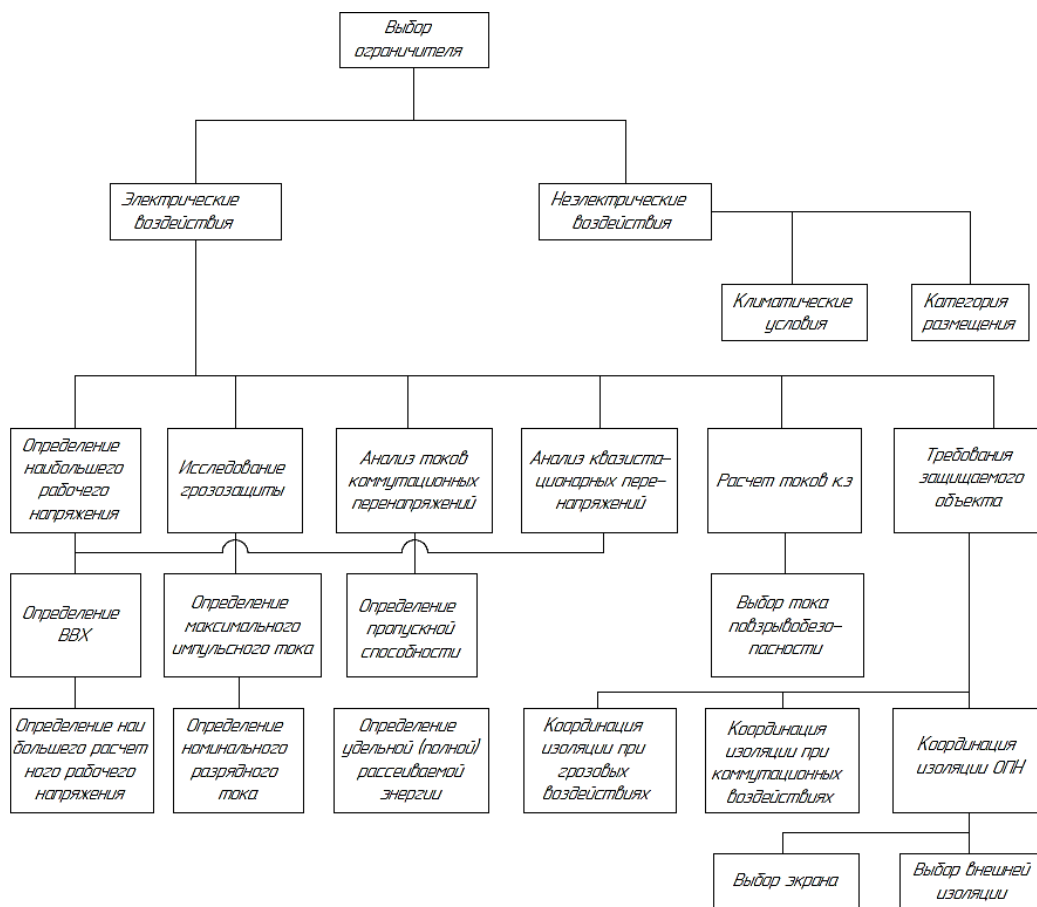


Рисунок 3.1 - К выбору ограничителей перенапряжений разных классов напряжения

Долговечность ОПН на прямую зависит от длительного допустимого напряжения, которое определяется нормативными документами.

Имеет большое значение величина импульсного тока, проходящего через варисторы, при превышении допустимых значений может произойти перекрытие изоляции варисторов.

Проходящие через ограничитель импульсные токи определяются при снятии кривых опасных волн, метод заключается в том, чтобы увеличивать импульсное напряжение на электрооборудование до того момента пока амплитуда токов не достигнет допустимого уровня (на плоскости $U-t$) $U_{\text{доп}}$:

$$U_{\text{доп}} = 1,1(U_{\text{пв}} - U_{\text{ном}} / 2), \quad (3.1)$$

где $U_{\text{пв}}$ - полная импульсная испытательная волна, принимаемая из ГОСТ 1516.3-96; $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение трансформатора со стороны обмотки исследуемой сети.

При определении импульсного тока для защиты электрических машин величина $U_{\text{доп}}$ определялась по формулам $U_{\text{доп}} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot U_{\text{ном}}$ - для электродвигателей и $U_{\text{доп}} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot U_{\text{ном}}$ - для генераторов мощностью более 50 МВт.

Величина импульсного тока, проходящего через ограничители зависит от множества факторов:

1. От типа подстанции.
2. От расположения электрооборудования относительно защитных аппаратов.
3. От общего количества защитных аппаратов и их характеристик.

Однако в большинстве случаев импульсные токи через ОПН 500 кВ не более, чем токи $I_p = I_u$, кА, подстанции 9-11 кА при норме 20 кА, линии 19-21 при норме 25 кА.

3.2 Определение расчетных допустимых длительных напряжений на ОПН

Эксплуатация варисторов ОПН на номинальном длительно допустимом напряжении, когда проходящий через них ток, не вносит нарушения в тепловой баланс защитного аппарата. Поэтому уменьшение длительности воздействия напряжения позволит увеличить величину данного напряжения.

$$U_{рнр} = U_{нр} / K_е, \quad (3.2)$$

где $K_е$ - коэффициент, зависящий от вольт-временных характеристик варисторов (от расчетного времени t_p и технологии изготовления варисторов или ограничителей).

Значение коэффициента $K_е$ определяются в зависимости от t_p по вольт-временным характеристикам ограничителей перенапряжений, выпускаемых различными отечественными и зарубежными фирмами.

Руководствуясь нормативными документами ГОСТ 1516.3-96 (ПТЭ, ПУЭ, РД), то величина допустимого рабочего напряжения $U_{нр}$ равна:

$$U_{нр} = K_p \cdot U_{ном}, \quad (3.3)$$

где K_p - коэффициент, величина которого зависит от режима заземления нейтрали и номинального напряжения сети $U_{ном}$ (таблица 3.1).

Таблица 3.1 - Характеристики $U_{нр}$ для сетей 500 кВ

$U_{ном}, кВ$	500
Коэффициент K_p	$\frac{1,05}{\sqrt{3}}$
$U_{нр}, кВ$	303

1 - Произведем расчёт длительного допустимого напряжения на ограничителе 500 кВ ЗАО «Феникс - 88», установленного на разомкнутом конце линии 500 кВ длиной 250 км (этот конец линии находится на ОРУ 500 ГЭС); волновое сопротивление линии $Z_B = 270 Ом$, пред включенное

сопротивление питающей подстанции $X_n = 30 \text{ Ом}$, время холостого хода линии 20 мин., $E^* = 1,0$.

Воспользуемся формулой:

$$U_{\kappa} = U_{\text{нр}} = E^* \cdot \frac{U_{\text{ном}} \cdot 1,05}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1 - \frac{X_n}{Z_{\epsilon}} \text{tg} \lambda} \cdot \frac{1}{\cos \lambda}, \quad (3.4)$$

где $\lambda = 0,06\ell = 0,06 \cdot 250 = 15^\circ$ - волновая длина линии.

$$\text{При этом } U_{\text{нр}} = 1,0 \cdot \frac{500 \cdot 1,05}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1 - \frac{30}{270} \text{tg} 15} \cdot \frac{1}{\cos 15} = 325 \text{ кВ}. \quad (3.5)$$

Из кривой (Приложение А) при $t = 1200$ определяем $K_{\epsilon} = 1,18$, поэтому $U_{\text{рнр}} = 325 / 1,18 = 275 \text{ кВ}$. С учетом 5%-го запаса $U_{\text{рнр}} = 1,05 \cdot 275 = 288 \text{ кВ}$. Из каталога ЗАО «Феникс-88» выбираем ограничитель ОПН с $U_{\text{рнр}} = 303 \text{ кВ}$.

2 - Произведем расчёт длительного допустимого напряжения на ограничителе 500 кВ ОАО «Позитрон», устанавливаемого в разомкнутом конце линии 500 кВ длиной 200 км (на ОРУ при ГЭС). Волновое сопротивление линии $Z_{\epsilon} = 270 \text{ Ом}$, пред включенное сопротивление питающей подстанции $X_n = 20 \text{ Ом}$, время холостого хода линии 20 мин., $E^* = 1,05$. При этом $\lambda = 0,06 \cdot 200 = 12^\circ$.

Ещё раз воспользуемся формулой:

$$U_{\kappa} = U_{\text{нр}} = E^* \cdot \frac{U_{\text{ном}} \cdot 1,05}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1 - \frac{X_n}{Z_{\epsilon}} \text{tg} \lambda} \cdot \frac{1}{\cos \lambda} = 1,05 \cdot \frac{500 \cdot 1,05}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1 - \frac{20}{270} \text{tg} 12} \cdot \frac{1}{\cos 12} = 340 \text{ кВ}.$$

Из кривой (Приложение А) при $t = 1200$ с $K_{\epsilon} = 1,25$, поэтому $U_{\text{рнр}} = 340 / 1,25 = 272 \text{ кВ}$. С учетом 5%-го запаса $U_{\text{рнр}} = 1,05 \cdot 272 = 286 \text{ кВ}$. Из каталога ОАО «Позитрон» выбираем ограничитель ОПН-500 с $U_{\text{рнр}} = 303 \text{ кВ}$.

3.3 Технические требования к ОПН 500 кВ Жигулевской ГЭС

Сеть 500 кВ Жигулевской ГЭС является основной сетью по выдаче

мощности во внешние потребители. Как отмечалось в главе первой, это осуществляется через ОРУ-500 кВ. От подстанции 500 кВ отходят четыре линии, а ее питают семь воздушных переходов от блочных трансформаторов 2ТГ-8ТГ. Характеристики этих переходов приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Характеристики воздушных переходов 500 кВ

Наименования		Воздушные переходы от 2ТГ÷8ТГ
Год постройки		1980÷1983
Протяженность, км		523÷698
Опоры	Специальная анкерно-угловая концевая	1
	анкерно-угловая	1×АПК
	анкерно-угловая	1×У2 ^к +5
	анкерно-угловая	1×У2 ^к +12
Марка фазных проводов		СБ2×509
Марка грозозащитных тросов		ТК-170;ТК-70
Тип изолятора	в поддерживающих подвесках	ПС-300В
	В натяжных подвесках	ПС-300В
Количество изоляторов	в поддерживающих подвесках	29
	В натяжных подвесках	29
Общая длина грозозащитного троса, км		523÷698
Сопротивление заземления опор, Ом		0,52÷0,60

Воздушные переходы несколько осложняют грозозащиту электрооборудования:

- с точки зрения грозозащиты ОРУ-500 кВ может рассматриваться как подстанция не с четырьмя, а одиннадцатью воздушными линиями, это приводит с одной стороны к росту демпфирующего влияния отходящих линий, а с другой стороны - к росту числа грозовых волн, набегающих на ОРУ 500 кВ;

- при ударах молнии в пролет воздушного перехода и в опоры импульсные волны одновременно будут падать на блочные трансформаторы 2ТГ-8ТГ; при близких ударах молнии такие волны практически без деформации придут на защитный аппарат (ОПН), что заставит их работать с большей «нагрузкой».

Определение и выбор длительного допустимого напряжения ОПН необходимо при выборе ограничителей 500 кВ, чтобы это сделать нужны

данные об электрооборудовании и режимах работы объекта, на котором будут устанавливаться защитные аппараты [25].

Руководствуясь нормативными документами (ПТЭ, ПУЭ, РУ), то в нормальном режиме напряжение на подстанции 500 кВ должно быть:

$$U_{нр} = 1,05 \cdot U_{ном} / \sqrt{3} = 1,05 \cdot 500 / \sqrt{3} = 303 \text{ кВ} \quad (3.6)$$

Как уже отмечалось ранее, эксплуатация варисторов ОПН на номинальном длительно допустимом напряжении, когда проходящий через них ток, не вносит нарушения в тепловой баланс защитного аппарата. Поэтому уменьшение длительности воздействия напряжения позволит увеличить величину данного напряжения.

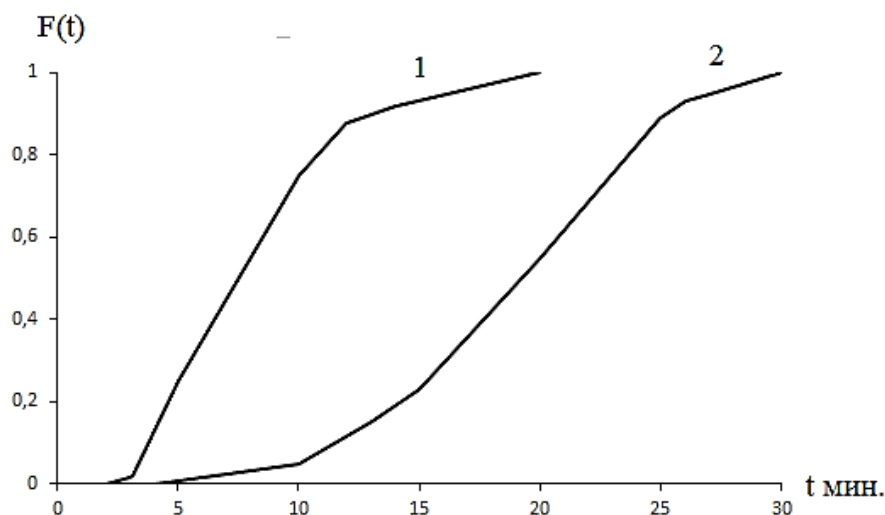


Рисунок 3.2 - Функции распределения времени одностороннего питания при оперативном включение (1) и отключении (2) линий 110÷500 кВ.

В практике проектирования ограничителей перенапряжений высших классов напряжения $U_{нр}$ принимается с запасом на 5%, поэтому здесь принимаем $U_{рнр} = 1,05 \cdot 525 / \sqrt{3} = 1,05 \cdot 303 = 318 \text{ кВ}$.

Имеет большое значение величина импульсного тока, проходящего через варисторы, при превышении допустимых значение может произойти перекрытие изоляции варисторов.

Импульсные токи определяются при снятие кривых опасных волн, метод заключается в том, чтобы увеличивать импульсное напряжения на

электрооборудование до того момента пока амплитуда токов не достигнет до допустимого уровня (на плоскости $U-t$) $U_{доп}$:

$$U_{доп} = 1,1(U_{пв} - U_{ном} / 2), \quad (3.7)$$

где $U_{пв}$ - полная импульсная испытательная волна, принимаемая из ГОСТ 1516.3-96 (таблица 3.3); $U_{ном}$ - номинальное напряжение трансформатора со стороны обмотки исследуемой сети.

Таблица 3.3 - Характеристика изоляции сети 500 кВ

Нормированные испытательные напряжения, кВ	Оборудование							
	силовые трансформаторы	шунтирующие реакторы	трансформаторы напряжения	трансформаторы тока	выключатели	конденсаторы связи	ВВО-ды	воздушные промежутки
Полный грозовой импульс $U_{пв}$	1550	1675	1500	1675	1500	1500	-	-
Срезанный грозовой импульс $U_{ср}$	1650	1800	1800	1800	1800	1800	-	-
Одноминутное $U_{одн}$	630	630	630	760	700	700	700	-
Коммутационные импульсы, U_k	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1050÷1230

Грозовые токи через защитные аппараты исследовались при разных режимах работы подстанции 500 кВ Жигулевская ГЭС:

- а) при отключенной одной из ВЛ КЮ, КС;
- б) при отключенной одной из ВЛ ЖК, ЖА;
- в) при отключенном одного из трансформаторов 2ТГ, 3ТГ, 5ТГ;
- г) при отключенном одного из трансформаторов 1ТГ, 4ТГ, 6ТГ, 7ТГ, 8ТГ;
- д) при отключенных одной из ВЛ КС, КЮ и одного из автотрансформаторов 2ТГ, 3ТГ, 5ТГ;
- е) при отключенных ВЛ КС, КЮ и одного из автотрансформаторов АТ1 и АТ2;
- ж) при отключенных одной из ВЛ КС, КЮ и одного из

автотрансформаторов 1ТГ, 4ТГ, 6ТГ, 7ТГ, 8ТГ;

з) при отключенных одного из трансформаторов 2ТГ, 3ТГ, 5ТГ и одного из автотрансформаторов 1ТГ, 4ТГ, 6ТГ, 7ТГ, 8ТГ.

Для всех этих расчетных случаев предельные токи грозовых импульсов через ОПН - 500 составили:

- при установке на подстанции 500 кВ (ОРУ-500) - не более 16 кА;
- при установке в линейных ячейках одной из ВЛ 500 кВ - не более 19 кА;
- при установке вблизи блочных трансформаторов и автотрансформаторов не более 19 кА.

Для унификации расчетные грозовые токи (номинальные разрядные токи) принимаем 20 кА, причем такие токи ожидаются через аппараты приблизительно один раз в 2500 - 3000 лет.

Токи, возникающие при коммутациях, задают сечение варистора и ВАХ защитного аппарата.

Вычисление параметров токов, возникающих при коммутации, производится специализированным программным обеспечением.

Исходные данные для проведения расчетов I_k для ОПН 500 кВ Жигулевской ГЭС приведены в таблицах 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 - Исходные данные ОРУ - 500 кВ и ЛЭП - 500 кВ

Трехфазный ток короткого замыкания, А		Число отходящих ЛЭП	Максимальная длина линий, км		Тип реактора на шинах ОРУ	Тип реактора на приемных концах
минимальный	максимальный		КС,КЮ	ЖК,ЖА		
13250	26460	4	180	103	-	-

Таблица 3.5 - Расчетные данные эквивалентной схемы для расчетов коммутационных токов через ОПН, установленного на шинах ОРУ - 500 кВ

Предвключенное сопротивление подстанции X_n , Ом		Индуктивное сопротивление линий X_l , Ом		Удельное индуктивное сопротивление линий X^*_l , Ом	Волновое сопротивление линии, Ом	Приведенное индуктивное сопротивление реактора, Ом
минимальное	максимальное	КС или КЮ	ЖК			
11	22	54,0	30,9	0,3	270	-

Исследование токов, возникающих при коммутации и протекающих через ОПН, установленные на шинах подстанции ОРУ-500 кВ, будем проводить для следующих вариантов коммутации линий, представленных в таблице 3.7. При этом в расчетах необходимо было исключить из суммарной X_{Σ} величину сопротивления коммутируемой линии. Необходимо отметить, что работа ОРУ-500 кВ в минимальном режиме отдаваемой мощности предлагает отключение части генераторов, трансформаторов и наименьшее количество включенных ВЛ.

Результаты расчетов коммутационных токов представлены на рисунке 3.3 и в таблице 3.6 при расчетной кратности внутренних перенапряжений K_{Σ} равной 2,5 по ГОСТ 1516.3-96. При превышении этой кратности защищаемая изоляция может повредиться. На ОРУ 500 кВ и на изоляции блочных трансформаторов 2ТГ÷8ТГ максимальные кратности перенапряжений равны $K_{\max} \leq 2,1$. Этим кратностям из рисунка 1.3 соответствуют токи через ОПН при коммутационных перенапряжениях от 900 до 1450 А. С некоторым запасом для унифицированных ОПН-500, независимо от места их установки, принимаем $I_k = 1500$ А.

Таблица 3.6 - Результат расчетов коммутационных токов

Наименование контролируемой ВЛ	Сопротивление шин ОРУ X_c , Ом	Предвключенное сопротивление X_{Σ} , Ом	Наименьшая из частот переходного процесса системы в доля промышленной частоты β_1 , о.е.	Максимальное значение тока через ОПН, А
КС или КЮ	11	13	4,72	3856
	22	26	3,72	1783
ЖК	11	12	11	1476
	22	24	-	-

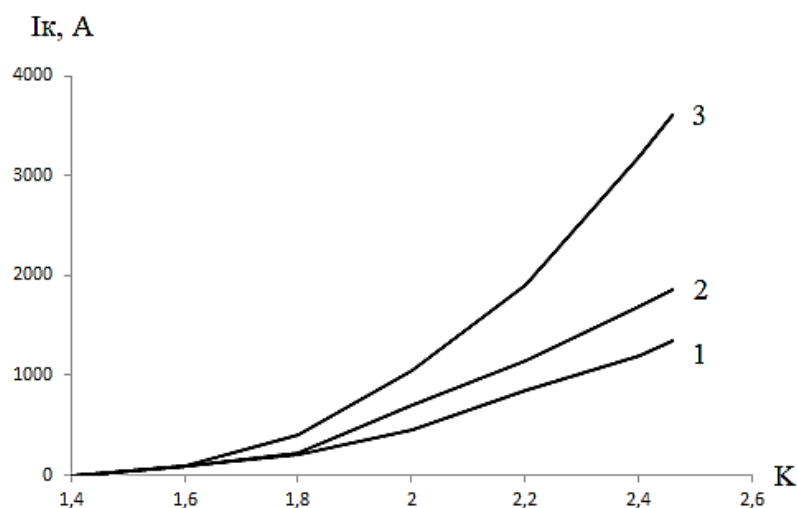


Рисунок 3.3 - Коммутационные токи через ОПН на шинах ОРУ - 500 кВ при коммутациях линий:

1 - коммутация ВЛ ЖК при $X_c=11$ Ом; 2 - коммутация ВЛ КС или КЮ при $X_c=22$ Ом; 3 - коммутация ВЛ КС или КЮ при $X_c=11$ Ом.

Как следует из формул расчета токов через ОПН при коммутационных перенапряжениях, установленных на сборных шинах и в конце линий, первые работают в более тяжелых условиях. Поэтому выбранные по $I_k=1500$ А пригодны также для установки на линиях.

Для устойчивой работы ограничителей перенапряжений важно знать значение удельной энергоемкости (в кДж на 1 кВ $U_{ном}$, $U_{нр}$ или $U_{рнр}$). В ряде случаев используют также общую энергоемкость ограничителей. Удельная энергия $\mathcal{E}^*=7\div 8$ кДж/кВ (4 класс разряда линии) соответствует току через ОПН 1,5 кА от перенапряжений возникающих при коммутациях.

Выбранный ОПН проходит испытания в результате которых устанавливается соответствие его защитного уровня при коммутационных перенапряжениях. Напряжения данных испытаний обычно должно быть на 15÷20% ниже испытательного напряжения изоляции коммутационным импульсом.

Для электрооборудования определение допустимого коммутационного перенапряжения осуществляется испытательным напряжением с частотой 50 Гц и временем в одну минуту, при этом учитывается коэффициента импульса

при внутренних перенапряжениях ($K_{и} \approx 1,35$), то есть для ОПН должно быть выполнено условие

$$U_{ост.к} = \frac{\sqrt{2} \cdot 0,9 \cdot 1,35 \cdot U_{исп.одном}}{1,15 \div 1,2}, \quad (3.8)$$

где 0,9 учитывает кумулятивный эффект в изоляции.

Так как из таблицы 1.7 $U_{исп.одном} = 630 \text{ кВ}$, то $U_{ост.к} \leq 890 \div 940 \text{ кВ}$.

При коммутационных перенапряжениях в случае статистической координации изоляции остающееся напряжение ограничителя определяют из системы уравнений:

$$U_{ост} = A \cdot I_k^\alpha; \quad (3.9)$$

$$U_{ост} = U_{max} - K_{нн} \cdot Z_B \cdot I_k, \quad (3.10)$$

где $U_{ост}$ - остающееся напряжение на ОПН при рассматриваемой коммутации; $K_{нн}$ - коэффициент несимметрии, учитывающий неодновременность срабатывания ограничителей в различных фазах: $K_{нн} = 1,2 \div 1,3$; Z_B - волновое сопротивление линии по прямой последовательности; U_{max} - величина неограниченных перенапряжений; A и α - параметры ВАХ ограничителя.

Решение уравнения (3.9) получают графоаналитическим способом: по уравнению (3.10) строят ВАХ ОПН или ее часть в области около I_k , затем строят прямую $U_{max} - K_{нн} \cdot Z_B \cdot I_k$. Пересечение этих двух зависимостей дает $U_{ост}$ и I_k (все решения производят в амплитудных значениях напряжения и тока). Такой подход дал величины, близкие к приведенным выше значениям I_k и $U_{ост.к}$.

Остающееся напряжение ОПН при импульсных (грозовых) воздействиях должно быть не более, чем $U_{ост.и} = U_{исп.и} / (1,2 \div 1,4)$.

Поскольку из таблицы 3.5 $U_{исп.и} \geq 1500 \text{ кВ}$, то $U_{ост.и} = 1500 / (1,2 \div 1,4) = 1250 \div 1070 \text{ кВ}$.

При выборе ОПН нужно учитывать ток срабатывания противозрывного устройства, которое не даёт разрушится ограничителю при его внутреннем

повреждение. Нужно учитывать, что токи однофазного и трёхфазного короткого замыкания должны быть на 15÷20% ниже тока срабатывания данного устройства.

По данным Заказчика ток короткого замыкания на шинах 500 кВ Жигулевской ГЭС не более 27 кА. По этой причине ток срабатывания противовзрывного устройства должен быть не менее $27 \cdot (1,15-1,2) = 31,05 \div 32,4$ кА.

Немаловажное значение имеют:

- условия загрязнения или обоснованная длина пути утечки для внешней изоляции (корпуса) ОПН;
- допустимая величина уровня (интенсивности) частичных разрядов в конструкции аппарата;
- механические характеристики;
- климатические условия;
- категория размещения;
- расстояние от ограничителей перенапряжений до защищаемого оборудования;
- правильная эксплуатация ограничителей перенапряжений.

Поскольку ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС находится в условиях полевых загрязнений и $\lambda_y = \lambda_o^* \cdot 1,02 \cdot 1,05 \cdot U_n = 1,8 \cdot 1,02 \cdot 1,05 \cdot 500 = 964$ см.

Превышение кажущегося заряда при частичных разрядах в ОПН по сравнению с некоторым допустимым может привести к ухудшению характеристик защитного аппарата, в частности к его разрушению. Поэтому величина этого заряда оговаривается заказчиком и заводом-изготовителем. Измерение максимального кажущегося заряда проводят при напряжении с частотой 50Гц. При этом напряжение на ограничителе поднимают до $1,25 U_{np}$ (U_{np} - наибольшее допустимое на ОПН напряжение), выдерживают до десяти секунд, а далее снижают его до $1,05 U_{np}$. Измеренное значение кажущегося заряда частичных разрядов для ОПН-500 по требованиям МЭК и проекту ГОСТ

на ОПН не должно превышать 50 пКл. Это значение должно приниматься для ОПН 500 кВ для установки на Жигулевской ГЭС.

При неправильных механических расчетах ОПН может произойти его (или его элементов, например, экранов) поломка, приводящая к коротким замыканиям.

При выборе ОПН важное значение имеет его климатическое исполнение и категория размещения в соответствии с ГОСТ 15150-89.

В заключении отметим, что при протекании через ограничитель импульсных токов при падении на подстанции грозовых волн на заземляющий контур подстанции в месте его присоединения возникает напряжение $U_{3y} = I_p \cdot R_{3y}$, где I_p - разрядный ток ограничителя, R_{3y} - импульсное сопротивление заземления. Возможно увеличение уровня перенапряжения на вторичных обмотках измерительных трансформаторов примерно в два раза выше U_{3y} в месте присоединения их к заземляющему контуру, поэтому точки присоединения ОПН должны быть, как можно дальше удалены от точек заземления названных трансформаторов.

В таблице 3.8 приведены технические требуемые и предлагаемые (фактические) характеристики ограничителей перенапряжений, необходимых для установки в различных присоединениях ОРУ 500 кВ Жигулевской ГЭС.

Техническим требованиям из таблицы 3.8 отвечают ограничители перенапряжений ряда фирм, например, СП «АББ-УЭТМ», ЗАО «Полимер-Аппарат», ОАО «Позитрон» и др.

3.4 Пример выбора ОПН 500 кВ для сети Жигулёвской ГЭС

Ограничители перенапряжений 500 кВ Жигулевской ГЭС должны быть установлены на ОРУ, в линейных ячейках и вблизи блочных трансформаторов. Характеристики ограничителей приведены в таблице 3.7, причем в качестве фирм- производителей защитных аппаратов для примера приняты ЗАО «Севзаппром», ОАО «Позитрон» и ООО «НПК Электра». Данные таблицы

показывают, что аппараты ЗАО «Севзаппром» и ОАО «Позитрон» полностью отвечают соответствующим требованиям Жигулевской ГЭС. А ОПН-500 кВ фирмы ООО «НПК Электра», то этот аппарат несколько не отвечает требованию о величине тока срабатывания противозрывного устройства.

Таблица 3.7 - Характеристика ОПН-500 для установки сетях Жигулёвской ГЭС

Наименование параметра	Требуемый ОПН		Предлагаемый ОПН
	На ОРУ-500	На ТГ2 ÷ ТГ8	
Наибольшее рабочее напряжение, $U_{нр}$, кВ	303	303	303
Наибольшее расчетное рабочее напряжение, допустимое на аппарате, $U_{нрр}$, кВ	318	318	318
Расчетный ток грозových перенапряжений (номинальный разрядный ток), кА	19	19	20
Расчетный ток коммутационных перенапряжений (коммутационный импульс формой 30/60 мкс), А	1450	1450	1500
Удельная энергоемкость на 1 кВ $U_{нр}$, кДЖ/кВ	7 ÷ 8	7 ÷ 8	7 ÷ 8
Остающееся напряжение про расчетном разрядном токе, кВ	1070 ÷ 1250	1070 ÷ 1250	<1070
Остающееся напряжение при расчетном коммутационном токе, кВ	890 ÷ 940	890 ÷ 940	<890
Ток срабатывания противозрывного устройства, кА	32,4	32,4	40
Длина утечки, см	964	964	>964
Максимальный кажущийся заряд частичных разрядов, пКл	50	50	50
Механическая нагрузка от натяжения проводов в горизонтальном направлении и ветровых и гололед-но-ветровых нагрузок, Н	1000	1000	1000
Климатическое исполнение	УХЛ	УХЛ	УХЛ
Категория размещения	1	1	1
Сейсмоустойчивость к воздействиям с силой до баллов	7	7	7
Пожаробезопасность по	ГОСТ 12-1-004	ГОСТ 12-1-004	ГОСТ 12-1-004
Расстояние между ОПН и электрооборудованием	Смотри главу пятую		
Виброустойчивость	М6 по ГОСТ 17516	М6 по ГОСТ 17516	М6 по ГОСТ 17516

Сопоставительный анализ ОПН 500 кВ, выпускаемых отечественными и зарубежными фирмами: Технические характеристики защитных аппаратов этого класса напряжения приведены в таблице 3.8. Они выпускаются НПО «Электрополимеризолит», НПО ЗАО «Полимер-аппарат», ОАО «Позитрон», ЗАО «Феникс-88», ОАО Холдинговая компания «Cooper Power Systems», ЗАО «АББ-УЭТМ», фирмами «Боудтроп», «Китай», «Тошиба», «Сименс».

Таблица 3.8 - Основные характеристики ограничителей перенапряжения 500 кВ

Фирма, страна, тип	$U_{нр},$ кВ	$U_{рнр},$ кВ	$I_p,$ кА	$U_{ост},$ кВ	$I_{к},$ А	$U_{ост},$ кВ	Пропускная способность при токах формой					Модификация	$I_{кз},$ А	Материал внешней изоляции	$W_{уд},$ кДж/кВ	$l_{пу},$ см	Н, мм	m, кг	Примечание: адрес, телефон/факс, email
							4/10 мкс, кА	8/20 мкс, кА	1,2/2,5 мс, А	2 мс, А	30/60 мс, А								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ООО НПО "Электрополимеризолит", Россия ОПН-500/303/15/1000 -II-УХЛ1	303		15	992	1000	778	100	15		1000	2000	О,П	40	П	15	1050	4000-4300	340	Россия, СПб, ул.Черняховского, 10, оф 68, (812)5723311; Isolit@peterlink.ru
НПО ЗАО "Полимераппарат", Россия, ОПН-500/1200/303-20-II-УХЛ1	303		20	960	1200	760	100	20		1200	2000	О,П	40	П	6,8 2		4940	510	Россия, СПб, ул.Академика Константинова, д1, (812)2724160
ОАО "Позитрон", Россия, ОПН-500/303/20/1500 -II-УХЛ1	303		20	955	1500	747	100	20		1500	2001	О,П	40	П	14, 7	1050	4334-4460	310-350	Россия, СПб, ул.Ивана Фомина, д.6, (812)5981282; office@positron.spb.ru
ЗАО "Феникс-88", Россия, ОПН-500/303/20/1240 (IV)	303		20	970	1240	767	100	20			2000	О		П	12		4760	995	Россия, Новосибирск, ул. Сибиряков-гвардейцев, (383)3442160, market@phx.askd.ru
Фирма "Боутрон", Англия, 4PIIP 420	303		10		Кл 4-5		100	10		Кл 4-5		О		П		833	5817	276	Англия
Китай, Y10W5-396/905	303		10		400		100	10		400		О		Ф			4908	1069	Китай

Выводы по 3 главе

1) Основным средством защиты от перенапряжений, изоляции электрооборудования подстанций и линий, является ОПН. В связи с этим, решение, принимаемое при выборе данных защитных аппаратов, должно быть взвешенным и обоснованным. Ограничители имеют регламент, определяющий допустимые на него воздействия. Несоблюдение данного регламента может привести к разрушению защитного аппарата во время эксплуатации, последствиями этого будут являться нарушения в передаче (приёме) электроэнергии, а также финансовые затраты, направленные на восстановления ущерба. Долговечность ОПН на прямую зависит от длительного допустимого напряжения, которое определяется нормативными документами.

2) ОПН напряжения 500 кВ, выпускаемые различными производителями, приблизительно имеют одинаковые защитные характеристики; защитные аппараты названных классов напряжения, производимые иностранными фирмами на необоснованно большую пропускную способность и токи взрывобезопасности, громоздки (особенно при их выполнении в фарфоровых покрышках) и неудобны для транспортировки; ограничители перенапряжений 500 кВ ОАО «Позитрон» и ряда иностранных фирм позволяют обеспечить координацию изоляции электрооборудования (силовых трансформаторов и автотрансформаторов) с облегченной изоляцией.

Заключение

1. Жигулевская ГЭС обладает некоторыми особенностями, основными из которых являются:

а) к одному блочному трансформатору (ТГ) подключается несколько (2-3) гидрогенераторов;

б) по режимным соображениям гидрогенераторы, а, следовательно, их выключатели, коммутируются часто;

в) мощность от ГЭС передается через блочные трансформаторы в ОРУ 110, 220, 500 кВ на сотни метров;

г) достаточно часто ЭДС генераторов находится около правой границы допустимых значений;

д) наличие воздушных переходов от блочных трансформаторов до ОРУ-110, 220, 500 кВ усложняют грозозащиту не только ОРУ, но и блочных трансформаторов.

По этим причинам выбор и размещение ограничителей перенапряжений на Жигулевской ГЭС требуют тщательного взвешивания и учета многих факторов.

2. Анализ принципиальной электрической схемы сети 500 кВ Жигулевской ГЭС, аварийности электрооборудования, особенностей электростанции в целом, а также режимов работы электрооборудования позволяет сделать следующие основные выводы:

1) Поток перенапряжений на сборных шинах подстанции формируется перенапряжениями:

- при коммутациях отключения и включения линий;
- при коммутациях трансформаторов (автотрансформаторов);
- набегаящими волнами, возникающими при коммутациях линий и электрооборудования на других подстанциях.

2) В сети 500 кВ Жигулевской ГЭС защищаемое электрооборудование установлено несколько десятков лет тому назад, поэтому их изоляция снизилась и требует более совершенной защиты от электромагнитных

возмущений в виде грозových и внутренних перенапряжений.

3) Электрооборудования ОРУ-500 кВ и обмотки 500 кВ блочных трансформаторов 2ТГ, 3ТГ, 4ТГ, 5ТГ, 6ТГ, 7ТГ и 8ТГ со стороны обмотки 500 кВ защищены достаточно надежно. Однако показатель надежности грозозащиты сетей 500 кВ Жигулевской ГЭС несколько уступает целесообразному показателю на фоне некоторого снижения электрической прочности изоляции электрооборудования.

3. Основным средством защиты от перенапряжений, изоляции электрооборудования подстанций и линий, является ОПН. В связи с этим, решение, принимаемое при выборе данных защитных аппаратов, должно быть взвешенным и обоснованным.

4. Анализ полученных теоретических результатов исследований может быть использован для повышения надежности электрооборудования ОРУ-500 кВ Жигулёвской ГЭС, так как позволяет разработать решения по выбору и мест установки средств защит от перенапряжений. Предложенные в ходе исследования рекомендации могут быть внедрены в практику с целью облегчения труда работников Жигулевской гидроэлектростанции в выборе ОПН, их размещении в сети 500 кВ, а также эксплуатации.

Список использованных источников

1. Романов А.А. Жигулёвская ГЭС. Эксплуатация электротехнического оборудования / А.А. Романов. - Издательский дом «Агни» (3), 2012. 554 с.
2. Бобров В.П. Перенапряжения и защита от них в электрических сетях 110-750 кВ/ В.П.Бобров, В.Г.Гольдштейн, Ф.Х.Халилов. - М.: Энергия, 2017. 225 с.
3. Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети / Г.А. Евдокунин. - СПб: Издательство СПбГПУ, 2016. 423 с.
4. Дмитриев М. В. Грозовые перенапряжения на оборудовании РУ 35-750 кВ и защита от них / М.В. Дмитриев. - СПб.:Изд-во Политехи, ун-та, 2017. 84 с.
5. Дмитриев М.В. Применение ОПН для защиты изоляции ВЛ 6-750 кВ М.В. Дмитриев. - СПб.: Изд-во Политехи, ун-та, 2017. 105 с.
6. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г. - М.: КНОРУС, 2016. 500 с.
7. Астафьева О. В. Исследование перенапряжений и разработка системы защиты от них в сетях среднего и высокого классов напряжения металлургических заводов и комбинатов / О.В. Астафьева. - Санкт-Петербург. 2016. 237 с.
8. Шиллер О. Ю. Исследование коммутационных процессов и разработка мероприятий по повышению надежности шунтирующих реакторов: диссертация/ О.Ю. Шиллер. - Новосибирск, 2017. 211 с.
9. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи: учебник / Л.А. Бессонов. - 11-е изд., перераб. и доп. - М.: Гардарики, 2017. 593 с.
10. Влияние старения защитных аппаратов на надежность грозозащиты подстанций 35-500 кВ / Ф.Г.Алиев, К.Б. Демьяненко, Н.П. Домрачев, Н.П. Гуров, Ф.Х. Халилов. - Санкт-Петербург: Изд. "Савож", 2015. 598 с.
11. Квазистационарные перенапряжения в энергосистемах: учебное пособие/ М.В. Костенко, И.М. Богатенков, Ю.А. Михайлов, Ф.Х. Халилов -

Ленинград: Изд. ЛИИ им. М.И.Калинина, 2017. 573 с.

12. Половой И.Ф. Внутренние перенапряжения на изоляции высокого и сверхвысокого напряжения / И.Ф. Половой, Ю.А. Михайлов, Ф.Х. Халилов. - Энергия, 2015. 543 с.

13. Тиходеев Н.Н. Изоляция электрических сетей (Методика выбора, статистической координации и приведения к норме) / Н.Н. Тиходеев, С.С. Шур. - Энергия, 2017. 244 с.

14. Алиев Ф.Г. Проблемы защиты от перенапряжений в системах электроснабжения / Ф.Г. Алиев, В.Я. Злобинский, Ф.Х. Халилов. - Екатеринбург: Издательство ООО ИЦ "Терминал Плюс", 2017. 347 с.

15. Горюнов А.К. Электромагнитная совместимость в сетях низкого напряжения и меры борьбы с ее нарушениями: Учебное пособие / А.К. Горюнов, А.И. Таджибаев, Ф.Х. Халилов. - Санкт-Петербург, 2017. 367 с.

16. Шишман Д.В. Опыт применения нелинейных сопротивлений в вентильных разрядниках / Д.В. Шишман. - Мир, 2015. 213 с.

17. Шуцкий В.И. Защитное шунтирование однофазных повреждений электроустановок / В.И. Шуцкий, В.О. Жидков, Ю.Н.Ильин. - М.: Мир, 2017. 354 с.

18. Исследование внутренних перенапряжений в сетях собственных нужд электростанций. Электрические станции / К.Д. Вольпов, В.Н. Лифанов, Ф.Х. Халилов, Н.А. Шилина. - Мир, 2016. 431 с.

19. Мерхалев С.Д. Выбор и опыт эксплуатации изоляции линий 500 кВ АРЕ, Электрические станции / С.Д. Мерхалев, А.В. Миролубов, В.И.Попков. - Мир, 2017. 354 с.

20. Анализ надежности грозозащиты подстанций / М.В. Костенко, Б.В. Ефимов, И.М. Зархи, Н.И. Гумерова. - Ленинград, 2016. 242 с.

21. Кадомская К.П. Квазистационарные перенапряжения: Учебное пособие / К.П. Кадомская. - Новосибирск: Изд. Новосибирского электротехнического института, 2015. 250 с.

22. Перенапряжения в нейтрали трансформаторов 6-220 кВ и методы их

ограничения / Ф.Г. Алиев, А.К. Горюнов, А.Н. Евсеев, А.И. Таджикибаев, Ф.Х. Халилов. - Санкт-Петербург: Изд. ПЭИПК, 2017. 438 с.

23. Богатенков И.М. Перенапряжения и защита от них в распределительных сетях и сетях генераторного напряжения / И.М. Богатенков, В.Г. Гольдштейн, Ф.Х. Халилов. -М.: Энергоатомиздат, 2016. 245 с.

24. Грозозащита линий высокого напряжения переменного тока / М.В. Костенко, И.М. Богатенков, Ю.А. Михайлов, Ф.Х. Халилов. - М.: Изд-во ВИНТИ, 2017. 264 с.

25. Авдеенко Б.К. Серия нелинейных ограничителей перенапряжений на классы напряжения 110 - 500 кВ / Б.К. Авдеенко, А.И. Бронфман, А.Л. Виткин. - М.: Информэнерго, 2016. 236 с.

26. Sen S. Design of 132/33KV Substation [Электронный ресурс] / A. Chatterjee, D. Sarkar // International Journal of Computational Engineering Research. 2017. -URL: http://www.ijceronline.com/papers/Vol3_issue7/Part-3/C0373016028.pdf (дата обращения 16.02.18)

27. Messalti S. Design of Mv/Lv Substation Transformer [Электронный ресурс]/ F.Zitouni, I.Griche// University of M'sila, Faculty of Technology, M'sila , Algeria. Scientific research. 2017. -URL: <http://file.scirp.org/Html/26596.html> (дата обращения 16.02.18)

28. Parfomak Paul W. Physical Security of the U.S. Power Grid: High-Voltage Transformer Substations [Электронный ресурс] / Paul W, Parfomak // Specialist in Energy and Infrastructure Policy. Congressional Research Service. 2017. -URL: <https://fas.org/sgp/crs/homesecc/R43604.pdf> (дата обращения 16.02.18)

29. Carlos A. Ferreira. Effect of Artificial Aging on Polymeric Surge Arresters and Polymer Insulators for Electricity Distribution Networks [Электронный ресурс] / E. Coser // Polímeros, vol. 21. 2017. -URL: http://www.scielo.br/pdf/по/v21n5/aop_0838.pdf (дата обращения 12.03.17)

30. Davis E. Data Assessment for Electrical Surge Protection Devices [Электронный ресурс] / N.Kooiman // Fire Protection Research Foundation. 2017. - URL: <http://www.nfpa.org/~media/files/news-and-research/resources/research->

foundation/researchfoundationreports/electrical/rfdataassessmentforelectricalsurgeprotectiondevices.pdf?la=en (дата обращения 12.03.18)

31. Carlos Magno B. Araújo. Testing through Fall of Potential with High Current Injection in Grounding System in Transmission Line of 500 kV of Santo Antonio HPS [Электронный ресурс] / Luiz H. P. C. Trondoli // Department of Engineering and Research, Department of Electrical Engineering. 2017. -URL: http://file.scirp.org/pdf/OALibJ_2017012018295610.pdf (дата обращения 12.03.18)

32. Hammuda A. An Investigation into Substation Grounding and Its Implementation on Gaza Substation [Электронный ресурс] / H.Nouri, M.S.Al-Ayoubi // Department of Engineering Design and Mathematics. 2017. -URL: http://file.scirp.org/pdf/EPE20110500001_24359533.pdf (дата обращения 12.03.18)

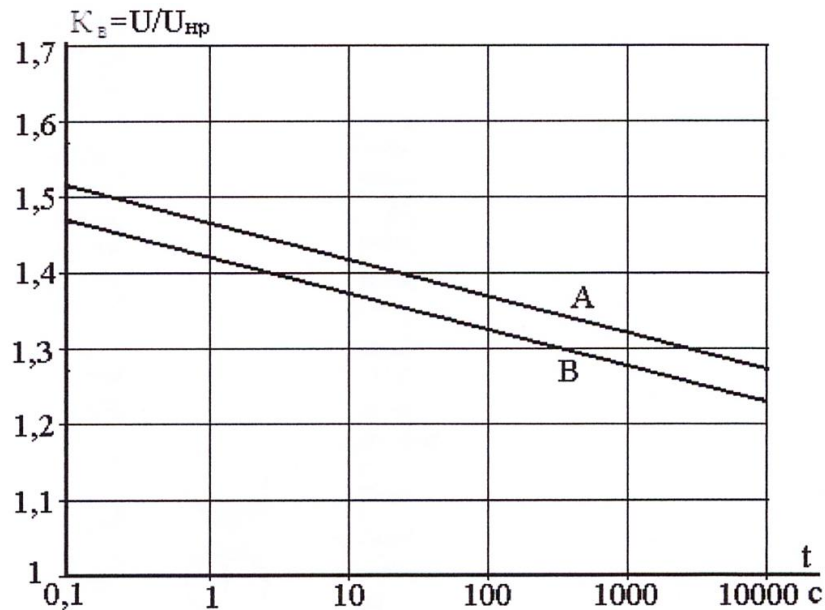
33. Chang-bao Xu. The Research of Intelligent Substation Time Synchronization System and the Influence of Its Fault to Relay Protection [Электронный ресурс] / Han Xiong , Li-fu He , Zhong-min Li , Jun Yang // Guizhou Electric Power Research Institute. 2017. -URL: http://file.scirp.org/pdf/EPE_2013102216372352.pdf (дата обращения 12.03.18)

34. Rogoll G. Advanced diagnostic fieldbus surge protection [Электронный ресурс] / R.Kitchener // Pepperl-funch. 2017. -URL: http://files.pepperl-fuchs.com/selector_files/navi/productInfo/doct/tdoct2859__eng.pdf (дата обращения 12.03.18)

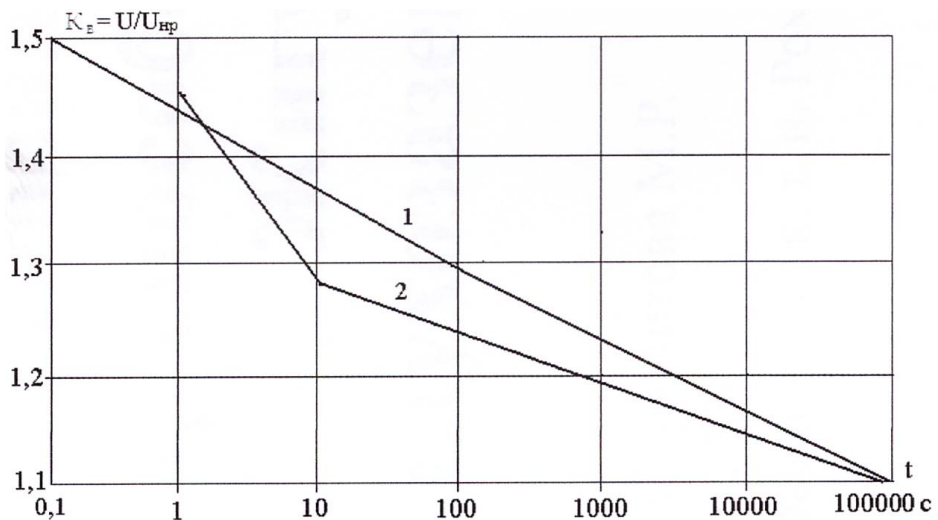
35. Huan Huang. Analysis of a Large Grounding System and Subsequent Field Test Validation Using the Fall of Potential Method [Электронный ресурс] / Hualin Liu, Hong Luo, Hao Du , Yi Xing , Yexu Li , Farid P. Dawalibi , Haijun Zhou , Longhai Fu // Guizhou Electric Power Test & Research Institute. 2017. -URL: http://file.scirp.org/pdf/EPE_2013111815311648.pdf (дата обращения 12.03.18)

Приложение А

Вольт-временные характеристики ограничителей перенапряжений



Вольт-временная характеристика ограничителей перенапряжений 110 кВ и выше ОАО «Позитрон»: А - ОПН в исходном состоянии; В - ОПН при предварительном воздействии 2-х импульсов тока пропускной способности длительностью 2000 мкс с удельной поглощаемой энергией 2,1 кДж на 1 кВ $U_{нр}$



Вольт - временная характеристика для ОПН ЗАО «Феникс - 88»:
1-Для предварительного нагрева импульсом 2,5 кДж/кВ $U_{нр}$ для ОПН 110 кВ;
2-то же импульсом 7,0 кДж/кВ $U_{нр}$ для ОПН 500 кВ