

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Перенапряжения в сети генераторного напряжения Жигулевской ГЭС»

Студент(ка)

А.А. Егорченков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

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

« ____ » _____ 2016 г.

Допустить к защите

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

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ возможных перенапряжений.....	6
1.1 Общие сведения об оборудовании ГЭС.....	6
1.2 Общая характеристика перенапряжений.....	10
1.3 Анализ перенапряжений возникающих в сети генераторного напряжения .	13
1.3.1 Дуговые перенапряжения.....	13
1.3.2 Коммутационные перенапряжения.....	15
1.3.3 Феррорезонансные перенапряжения.....	18
1.3.4 Выдерживаемый уровень перенапряжений изоляцией электрооборудования генераторного напряжения.....	19
1.3.5 Величины коммутационных и грозовых перенапряжений, возможных в сети генераторного напряжения.....	23
1.3.6 Величины коммутационных перенапряжений.....	24
1.4 Особенности процессов, сопровождающих гашение дуги в вакууме.....	26
1.5 Коммутационная способность современных вакуумных выключателей....	29
1.6 Величины грозовых перенапряжений.....	367
1.7 Меры ограничения значений перенапряжений.....	38
2 Исследование внутренних перенапряжений в сетях генераторного напряжения жигулевской ГЭС.....	41
2.1. Дуговые перенапряжения.....	41
2.2 Результаты исследования коммутационных перенапряжений.....	60
2.3. Феррорезонансные перенапряжения в сетях генераторного напряжения жигулевской ГЭС.....	77
2.4 Феррорезонансные сверхтоки в цепях ТН.....	78

2.5	Необходимость защиты гидрогенераторов	84
2.6	Необходимость защиты электрооборудования с помощью ОПН.....	85
2.7	Выводы по второй главе.....	87
3	Разработка мероприятий для ограничения возникающих перенапряжений в сети генераторного напряжения жигулевской ГЭС	89
3.1	Актуальность применения ОПН.....	89
3.2	Методика обоснования и технические требования к ОПН для установки в сети генераторного напряжения 13,8 кВ	90
3.3	Особенности выбора и размещения ОПН в сети генераторного напряжения	93
3.4	Анализ токов короткого замыкания.....	101
3.5	Выбор места подключения ОПН	102
3.6	Пример выбора ОПН генераторного напряжения для гидрогенератора 13,8 кВ и его нейтрали	104
	Заключение	107
	Список использованной литературы.....	108

Введение

Жигулевская гидроэлектростанция представляет собой огромный комплекс взаимосвязанного оборудования, объединенным общей целью – выработкой электрической энергии. Эксплуатация данного оборудования осуществляется в течении длительного времени, поэтому особенно актуальным является вопрос снижения аварийности основных узлов станции.

В данной работе рассматриваются вопросы исследования возникающих перенапряжений, в одном из наиболее важном объекте ГЭС, сети генераторного напряжения.

Для разработки конкретных мероприятий по ограничению перенапряжений и повышению работы надежности сети генераторного напряжения ГЭС, необходимо иметь конкретную информацию о видах и уровнях перенапряжений, возникающих в конкретном узле электрической цепи.

Очевидно, что широкое внедрение вакуумно-коммутационной аппаратуры обострило проблему, связанную с коммутационными перенапряжениями, возникающими в узлах электрической цепи. Следовательно, их ограничение является актуальной задачей. Решение данной задачи позволит повысить надежность всей сети генераторного напряжения электростанции. Это позволит снизить риск возникновения аварийной ситуации и избежать возможных экономических затрат, связанных с ремонтом оборудования.

Из выше сказанного, следует выделить цель диссертации: всесторонне исследование возникающих перенапряжений (внутренних и внешних), в сети генераторного напряжения Жигулевской ГЭС с целью их ограничения.

В ходе выполнения данной работы были поставлены следующие задачи:

- Аналитическое исследование перенапряжений в системе генераторного напряжения.

- Изучение степени воздействия перенапряжений на сеть генераторного напряжения.

- Разработка мероприятий с целью ограничения возникающих перенапряжений

1 Анализ возможных перенапряжений

1.1 Общие сведения об оборудовании ГЭС

Жигулевская гидроэлектростанция по условиям технологического процесса, режиму работы в энергосистеме, параметрам оборудования, компоновочным решениям и другим параметрам существенно отличается от ТЭС и АЭС. При проектировании ее электрической части учтены следующие обстоятельства:

а) практически вся вырабатываемая электрическая энергия передается в сети высокого напряжения (при напряжениях 110, 220 и 500 кВ);

б) технологические процессы просты и выполняются при высокой степени автоматизации работы оборудования;

в) достаточно высокая мобильность и маневренность оборудования позволяют в течение 1-5 минут обеспечить разворот, синхронизацию и набор нагрузки;

г) при необходимости автоматический ввод в работу оборудования или исправных агрегатов может быть осуществлен за несколько десятков секунд;

д) практически нет ограничений по технологическому минимуму нагрузки.

На Жигулевской ГЭС широко применены укрупненные блоки, когда 2-3 гидрогенератора мощностью по 115 МВт работают на одну повышающую трансформаторную или автотрансформаторную группу, состоящую из однофазных трансформаторов или автотрансформаторов.

На рисунках 1 и 2 приведены принципиальные электрические схемы укрупненных блоков ГЭС. Из этих рисунков видно, что:

1) на станции работают 20 гидрогенераторов мощностью по 115 МВт на восемь блочных трансформаторных и автотрансформаторных групп;

2) на первую автотрансформаторную группу (типа 3×АОРЦТ-90000/220/110) работают два генератора (1Г и 2Г), а на остальные

трансформаторные группы (типа 3×АОРЦТ-135000/500/110 и 3×АОРЦТ-135000/500/220) – по три генератора (3Г, 4Г, 5Г, 6Г, 7Г, 8Г, 9Г, 10Г, 11Г, 12Г, 13Г, 14Г, 15Г, 16Г, 17Г, 18Г, 19Г, 20Г);

3) на напряжение 13,8 кВ от гидрогенераторов питаются трансформаторы собственных нужд;

4) в нейтрали генераторов предусмотрены дугогасящие реакторы типа ЗРОМ-80/13,8;

5) I и II секции КРУ-10 кВ Жигулевской ГЭС питаются от трансформаторов 1ТС и 2ТС 110/10 кВ.

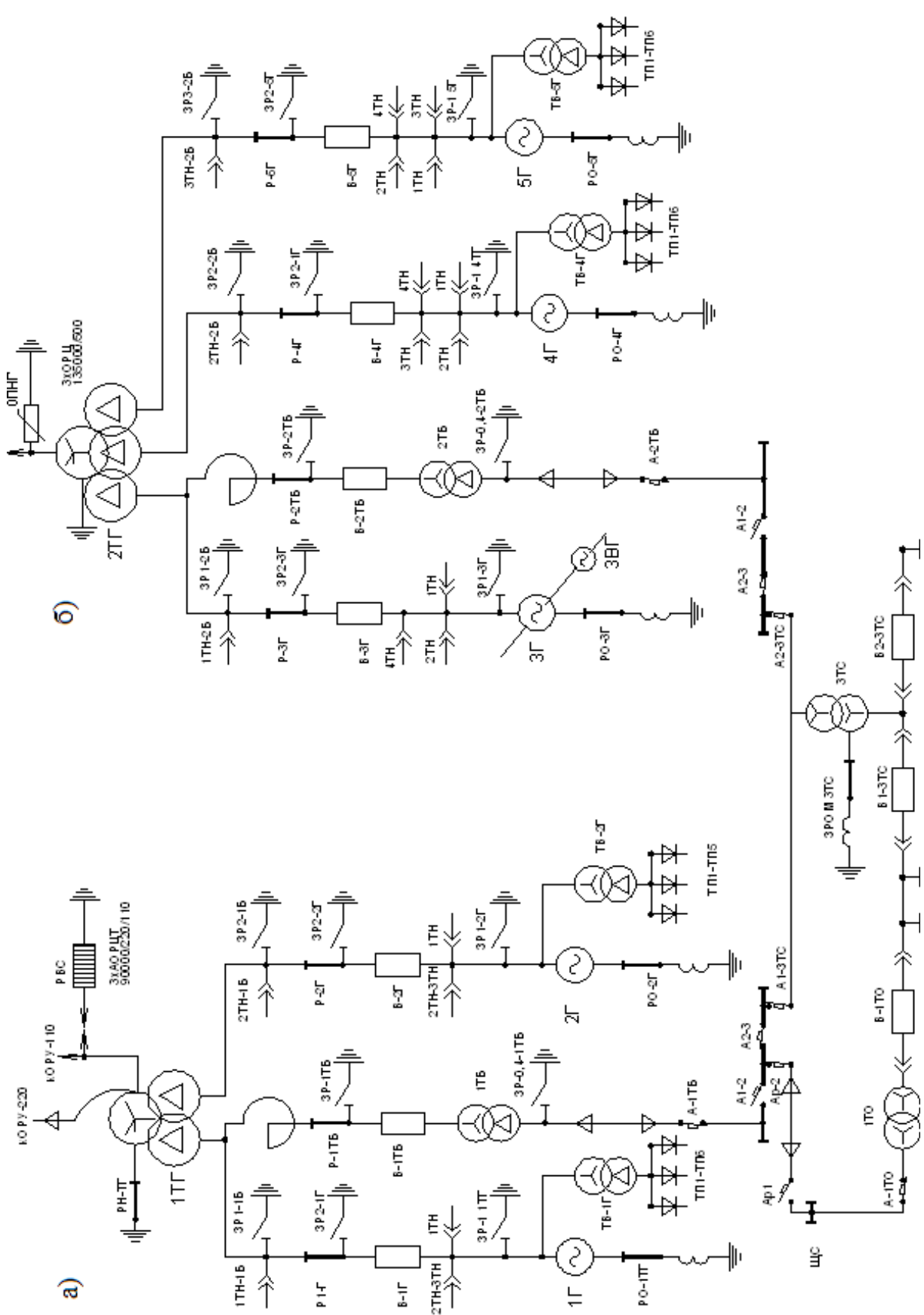


Рисунок 1- Принципиальные электрические схемы первой автотрансформаторной группы и второй трансформаторной группы Жигулевской ГЭС

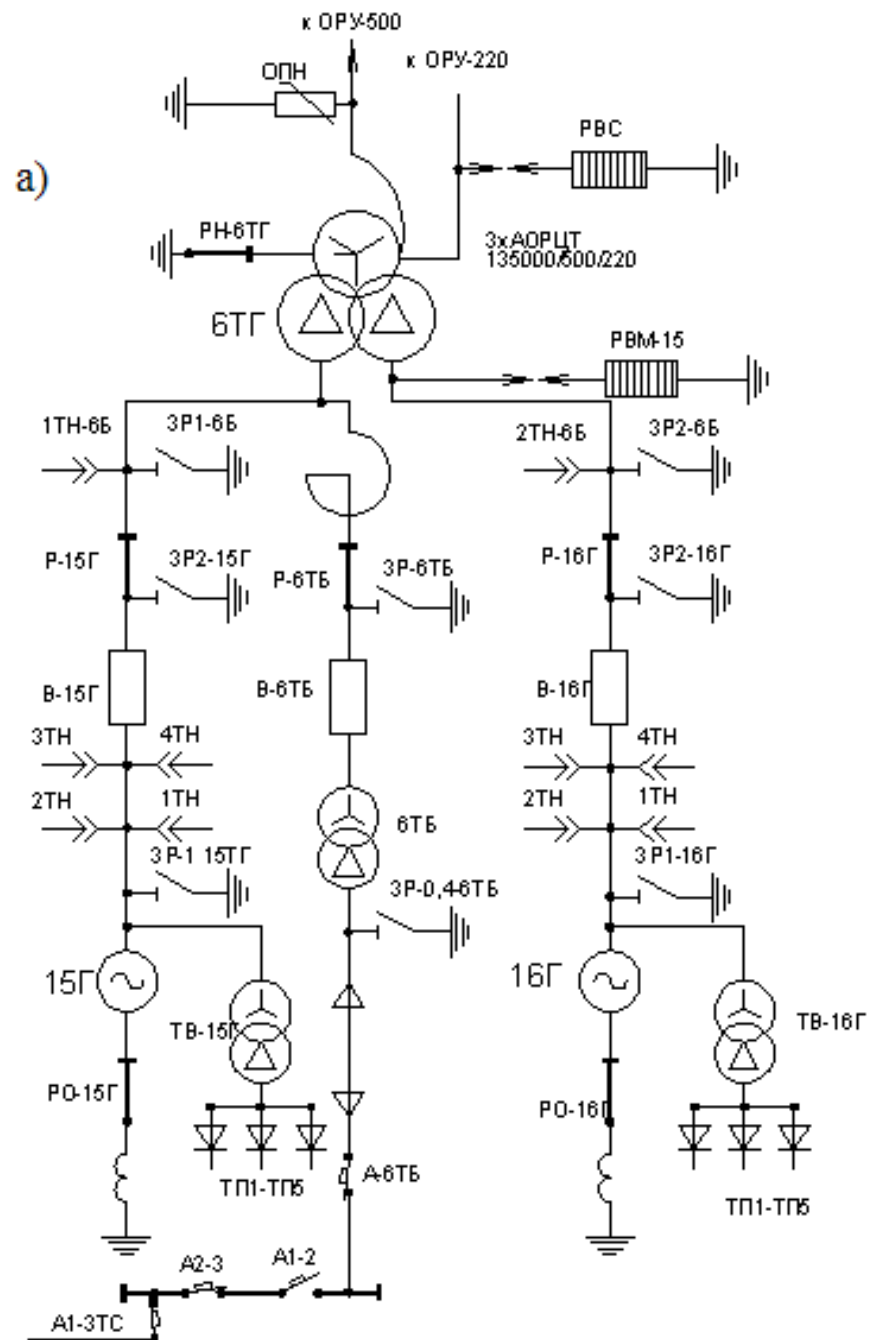


Рисунок 2 - Принципиальная электрическая схема шестой трансформаторной группы Жигулевской ГЭС

1.2 Общая характеристика перенапряжений

Перенапряжением называют любое превышение амплитуды напряжения наибольшего рабочего напряжения. Длительность перенапряжения может быть от нескольких микросекунд до нескольких часов. Воздействие перенапряжений на изоляции может привести к ее срыву.

Основные характеристики перенапряжения (которые, как правило, являются случайными величинами) относят следующие:

- 1) кратность перенапряжения, равная отношению максимального всплеска амплитуды максимального рабочего напряжения;
- 2) максимальное значение;
- 3) частота появления перенапряжения;
- 4) количество импульсов в напряжении;
- 5) длительность перенапряжения;
- 6) широта воздействия на сеть;
- 7) время нарастания всплеска.

ГОСТ 13109-97 "нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения" дает дополнительные определения для перенапряжения:

- 1) импульс напряжения - резкое изменение напряжения в точке электрической сети, следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня за промежуток времени до нескольких миллисекунд;
- 2) временное перенапряжение - повышение напряжения в точке электрической сети выше $1,1 U_{ном}$ продолжительностью более 10 мс, возникающее в системах электроснабжения при переключениях или коротких замыканиях;
- 3) коэффициент временного перенапряжения - величина, равная отношению максимального значения из амплитудных значений напряжения огибающей за время существования временного перенапряжения к амплитуде

номинального напряжения сети. Для отклонения напряжения ГОСТ 13109-97 нормально определяет допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии соответственно ± 5 и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети.

По месту возникновения перенапряжения различают:

- 1) фазные;
- 2) междуфазные;
- 3) внутрифазные (между обмотками низкого напряжения, между нейтралью и землей силового трансформатора);
- 4) между контактами выключателей и разъединителей.

Причины такого всплеска являются следующие:

1) внутреннее – возникает при резонансных явлениях, при авариях и при переключении элементов электрической цепи.

2) внешние – от разрядов молнии (атмосферные перенапряжения) и от внешних источников;

В высоковольтных цепях главным источником внешних перенапряжений являются удары молнии. Наиболее опасны прямые удары молнии в оборудование, которые, даже на заземленной конструкции обладают большим потенциалом.

Индуктированные перенапряжения возникают вследствие индуктивной и емкостной связи канала молнии с токопроводом и заземленными частями электрической сети. Величина индуцированного перенапряжения меньше, чем прямые удары молнии, и они опасны лишь для сетей до 35 кВ при ударе молнии вблизи линии. Импульсы перенапряжения действуют на значительном расстоянии от места появления. Набегающие волны могут быть опасны для оборудования электроустановок, электрическая прочность которых меньше линейной изоляции.

Внутренние перенапряжения по длительности и причине возникновения делятся на квазистационарные и коммутационные.

Квазистационарные перенапряжения длится от нескольких секунд до десятков минут и подразделяются на резонансные, модальные, феррорезонансные и параметрические. Резонансные перенапряжения возникают при наступлении резонансные эффекты в линиях (если одностороннее питание линии), электрических цепей при наличии реакторов. Модальные перенапряжения возникают при несимметричных коротких замыканиях на землю и разогнать генератора в случае внезапного сброса нагрузки. Феррорезонансных перенапряжений, возникающих в цепях с катушками с насыщенным магнитопроводом, который может быть на частоте 50 Гц и высших гармоник и субгармоник. Характеристика феррорезонанса является резкий вход в режим резонанса (триггерный эффект).

Коммутационные перенапряжения возникают при переходных процессах и быстром изменении режима работы сети (при переключении устройств, при коротких замыканиях и других радикальных изменениях режима) за счет энергии, запасенной в емкостных и индуктивных элементах. Чаще всего эти перенапряжения возникают при коммутациях линий, индуктивных элементов, при разряде конденсаторных батарей.

1.3 Анализ перенапряжений возникающих в сети генераторного напряжения

1.3.1 Дуговые перенапряжения

Дуговые перенапряжения в сетях генераторного напряжения, имеющих изолированную нейтраль, возникают при замыканиях одной из фаз на землю в статоре генератора, токопроводе и т.д.. Время воздействия этих перенапряжений на изоляцию электрооборудования определяется временем защиты от замыкания на землю и, как правило, не превосходит нескольких секунд.

Дуговые замыкания на землю приводят к опасным перенапряжениям для изоляции оборудования генераторных схем при повторном возникновении дуги. Однако, на практике, часто случаются многоместные перенапряжения, из-за перекрытия изоляции здоровых фаз, влекущих переход однофазного замыкания в двухфазное, ведущее к снижению надежности устройства. Вероятность повторного зажигания дуги, а также ее опасность зависит от характеристик дуги и процессов, происходящих в цепях генераторов после первого погасания дуги. Самые большие перенапряжения происходят, если дуга горит неустойчиво, и характеризуются относительно малыми токами в при ее естественном охлаждении. Но даже с таким горением дуги опасного перенапряжения может не произойти, если на момент возможного повторного зажигания дуги напряжение на нейтрали генератора и трансформатора имеют сравнительно небольшое значение. Таким образом, процессы в цепях генератора после погасания дуги определяющие смещения напряжения нейтралей, существенно зависят от способа заземления нейтрали генератора. О величине дуговых перенапряжений в сетях генераторов в литературе имеются противоречивые мнения (от 4,2 Uф до 4,8 Uф). Однако в любом случае, исследований, непосредственно посвященных изучению

статистических характеристик кратностей перенапряжений при дуговых замыканиях на землю, за исключением нескольких работ, в литературе нет.

В [17] приведены результаты исследований дуговых перенапряжений в генераторных сетях блоков. В этой работе показано, что с учетом демпфирующих факторов максимальные кратности перенапряжений $K_{\max} \leq 3,1$.

В [19] приведены результаты исследований внутренних перенапряжений на главной изоляции генераторов, которые воздействуют одновременно на другие изоляционные конструкции сетей генераторного напряжения. К сожалению, в этой работе имеется информация о единых статических характеристиках перенапряжений, возникающих по всем причинам, в том числе при дуговых замыканиях на землю. Кроме того, данные [19] охватывают генераторные сети всех типов, главным образом, работающих не по блочным схемам. Исследованиями этой работы охвачены 14 энергосистем США в течение четырех лет. Было произведено 854 измерения амплитуды внутренних перенапряжений в сетях генераторного напряжения.

На основе результатов этих исследований и анализа аварийности в сети генераторного напряжения Жигулевской ГЭС, можно сделать выводы о том что, что дуговые перенапряжения представляют опасность для изоляции и поэтому генераторы должны быть защищены от этих перенапряжений.

1.3.2 Коммутационные перенапряжения

Многие конструкции генераторных выключателей оснащаются пофазными приводами в настоящее время. Поэтому при коммутациях блока, с помощью таких генераторных выключателей, могут иметь место значительные разбросы при действии разных полюсов, что вызывает дополнительную интенсивность переходных процессов.

При включении выключателя первой фазы на генератор по токопроводу распространяется волна напряжения. Однако частоты этих переходных процессов составляют десятки килогерц, а амплитуда - небольшую долю от ЭДС прямой последовательности генератора. Поэтому процессы на стороне генератора практически могут не быть принятыми во внимание.

Перенапряжения, возникающие на изоляции оборудования генераторного напряжения, могут достигнуть существенных значений лишь при появлении значительного напряжения на нейтрали генератора и на условной нейтрали трансформатора.

Гидрогенераторы Жигулевской ГЭС, как и любой другой ГЭС, включаются в сеть методом самосинхронизации [12]. Генератор разворачивается до подсинхронных $0,95 n_r < n_r < 1,05 n_r$ (где n_r – число оборотов машины), после чего включается выключатель генератора при невозбужденном генераторе.

В настоящее время во многих ГЭС при реконструкции предполагается установка устройств точной синхронизации.

Опасных перенапряжений можно опасаться и в случае, если нейтрали генераторов оснащены дугогасящими реакторами и наблюдается длительная задержка включения второго и третьего полюсов выключателя. В этом случае в цепи нулевой последовательности, содержащей дугогасящий реактор (ДГР) в нейтрали генератора, могут возникнуть резонансные условия, приводящие к высоким кратностям перенапряжений со стороны трансформатора на не включенных фазах. Если резонансные условия не возникают, то на

высокочастотные процессы, возникающие при включении первого полюса выключателя в режиме «грубой синхронизации» индуктивность ДГР практически не оказывает влияния. Параметры ДГР в нейтральных генераторов Жигулевской ГЭС выбраны, исходя из требования ПУЭ. До издания ПУЭ 1986 г. в правилах было написано что если ток замыкания на землю в сети генераторного напряжения превышает 5А, нейтрали генераторов должны быть оборудованы ДГР. Эта запись появилась на основе экспериментальных работ сороковых годов, где показано, что при многократном длительном воздействии токов, превышающих 5 А, происходит постепенное спекание ламинированных листов магнитопровода генераторов, что в свою очередь приводит к нарушению теплового сопротивления и последующим нарушением изоляции. Ограничение тока замыкания на 5А было связано с тем, что защита генераторов от замыканий на землю срабатывает на сигнал и, следовательно, ток короткого замыкания протекает довольно длительное время. В издании ПУЭ новой редакции были введены некоторые дополнения и изменения к основному тексту ПУЭ.

По данным этого директивного документа компенсация емкостного тока замыкания на землю требуется при мощности генераторов мощностью более 50 МВт, если ток замыкания на землю более 5 А. Кроме того, крупные гидрогенераторы должны иметь защиту от замыканий на землю в цепи генераторного напряжения, охватывающего всю статорную обмотку, с выдержкой времени не более 0,5 с. Однако в настоящее время независимо от приведенных обстоятельств гидрогенераторы оснащены дугогасящими реакторами (ДГР), характеристики которых приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристики ДГР Жигулевской ГЭС

Тип	Напряжение, кВ	Токи, А при отпайках				
		1	2	3	4	5
ЗРОМ-80/13,8	$13,8/\sqrt{3}$	10	7,67	6,06	4,9	4,05
	$10,5/\sqrt{3}$	7,61	5,84	4,61	3,73	3,08
	$6,3/\sqrt{3}$	4,57	3,51	2,77	2,24	1,85

Из проведенного анализа следует что, коммутационные перенапряжения представляют большую опасность для элементов сети генераторного напряжения.

1.3.3 Феррорезонансные перенапряжения

В схемах блоков “гидрогенератор – трансформатор” использованы трехобмоточные электромагнитные трансформаторы напряжения типа ЗНОМ. Одна из обмоток ТН соединена в звезду с заземленной нейтралью, другая - в открытый треугольник, в рассечку которого подключаются устройства релейной защиты, реагирующие на появление в генераторных цепях напряжения нулевой последовательности. При несимметричных режимах из-за напряжений смещения нейтралей генератора и трансформатора напряжения на фазах трансформатора существенно различны, причем на одной или двух фазах напряжения могут превысить номинальное линейное напряжение. При несимметричном включении генератора емкости, подключенные параллельно к индуктивностям намагничивания трансформатора напряжения, также различны.

В связи с этим в сети генераторного напряжения могут возникать феррорезонансные перенапряжения, с опасными для изоляции значениями.

1.3.4 Выдерживаемый уровень перенапряжений изоляцией электрооборудования генераторного напряжения

Сеть генераторного напряжения содержит следующее электрооборудование:

- 1) генератор СВ 1500/200-88,
- 2) трансформатор собственных нужд СН ТС-560/15,
- 3) токоограничивающий реактор РБ-15-100-25,
- 4) генераторный выключатель,
- 5) измерительные трансформаторы тока и напряжения,
- 6) дугогасящий реактор в нейтрали генераторов ЗРОМ-80/13,8.

Требуемый уровень ограничения перенапряжений определяется выдерживаемым уровнем перенапряжений изоляцией всего электрооборудования, включая генератор.

Выдерживаемый уровень перенапряжений изоляцией электрооборудования определяется испытательными напряжениями, которые нормируются ГОСТ 1516.1 [1] и ГОСТ 183 -74 [2] Номинальное напряжение генераторных блоков составляет 13,8 кВ. Этому напряжению соответствует класс изоляции электрооборудования по ГОСТ 1516.1 равный 15 кВ. В таблице 2 приведены испытательные напряжения и соответствующие ему выдерживаемые коммутационные и грозовые перенапряжения для электрооборудования класса 15 кВ.

Таблица-2 Выдерживаемые коммутационные и грозовые перенапряжения для электрооборудования класса 13.8кВ

Вид оборудования	Вид изоляции электрооборудования	Наибольшее рабочее напряжение	Одноминутное испытательное напряжение (U_{1min}) кВ	Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений ($U_{выд}$), кВ	Испытательное напряжение полного грозового импульса ($U_{пги}$), кВ	Выдерживаемый уровень грозовых перенапряжений, кВ
Внутренняя изоляция трансформаторов	нормальная	17,5	45	74,2	108	110,5
	облегченная	-	37	52,2	-	-
Внутренняя изоляция аппаратов	Нормальная	17,5	55	85,3	108	110,5

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений определяется одноминутным испытательным напряжением частоты 50 Гц (U_{1min}), а грозовых- испытательным напряжением полного грозового импульса ($U_{пги}$).

Переход от одноминутного испытательного напряжения к выдерживаемому при коммутационных перенапряжениях для трансформаторов с нормальной изоляцией осуществляется по формуле :

$$U_{выд.ком.} = K_{и} \times K_{к} \times \bar{2} \times U_{1min}, \quad (1.1)$$

где $K_{и}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным, который равен для трансформаторов 1,35 и 1,1 для аппаратов,

$K_{к}$ - коэффициент куммулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений, который равен 0,9 для трансформаторов и 1,0 для аппаратов.

Переход от испытательного полного грозового импульса к выдерживаемому уровню грозовых перенапряжений ($U_{выд. гр.}$) осуществляется по формуле:

$$U_{выд.гр.} = 1,1(U_{пги} - 0,5U_{ном.}), \quad (1.2)$$

где $U_{ном.}$ - номинальное напряжение оборудования.

Сухие трансформаторы собственных нужд имеют облегченную изоляцию. Эти трансформаторы имеют более низкий уровень одноминутного испытательного напряжения и для них отсутствуют испытания полным грозвым импульсом (см. таблицу 1). Коэффициенты импульса и кумулятивности принимаются равными для этих трансформаторов 1,0. Отсюда следует, что по сравнению с другим электрооборудованием трансформаторы собственных нужд имеют наименьший выдерживаемый уровень перенапряжений.

Вопрос о выдерживаемом уровне перенапряжений электрических машин является в настоящее время дискуссионным. В процессе изготовления и эксплуатации электрические машины подвергаются по операционным испытаниям повышенным напряжением. При выпуске с завода одноминутное испытательное напряжение 50 Гц изоляции генераторов составляет $(2U_n+3)$ кВ, т.е. для генераторного напряжения 13,8 кВ оно равно 30,6 кВ.

При вводе в эксплуатацию (приемо-сдаточные испытания) одноминутные испытательные напряжения 50 Гц электрических машин составляет 0,8 от заводских испытательных напряжений (24,5 кВ).

В эксплуатации испытательные напряжения при профилактических испытаниях после капитального ремонта составляют для генераторов (1,5-1,7) Uф.

Существовало мнение, что при оценке уровня грозвых и коммутационных перенапряжений выводы должны быть основаны на испытательных напряжениях при эксплуатационных испытаниях после капитального ремонта и коэффициент импульса составляет 1,0. Этот подход очень осторожен, не согласуется с определением выдерживать напряжение изоляции всего основного оборудования и не может быть оправдан. В любом случае, повреждения генератора из-за скачка напаряжения практически отсутствует.

За рубежом проведено большое количество исследований о прочности изоляции электрических машин. Во-первых, учитывается тот фактор, импульс равен 1,25, что ведет к

упрочнению изоляции при кратковременном воздействии. Во-вторых, учитывают снижение изоляции электрических машин при воздействии скачка напряжения в диапазоне длин фронтов от 5 до 0,2 МС из-за неравномерного распределения напряжения вдоль обмотки. Стандарт ИЕС обеспечивает одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты испытание импульсным напряжением изоляции вращающихся машин. Нормированное выдерживаемое импульсов находят по формуле: $U_{\text{имп}}=4U_{\text{н}} +5.0 \text{ кВ}$, а также испытания изоляции полного импульса молнии 1,2/50 МКС с заданной амплитудой. В настоящее время таким испытаниям подвергаются новые отечественные гидрогенераторы. Однако, в нашем законодательстве импульсные испытания электрических машин не прописаны.

При определении выдерживаемое напряжение изоляции генератора при переключении и атмосферных воздействиях будут проходить с некоторым запасом одноминутное испытательное напряжение на заводе ,с коэффициентом импульса 1.0, так как в настоящее время в России нормированы только испытательное напряжение для генератора является одноминутное испытательное напряжение. В таком случае уровень выдерживаемых изоляцией генераторов перенапряжений, коммутационных и от молний составляет $\sqrt{2} \times 30,6 = 43,15 \text{ кв}$. Таким образом, наименьший уровень изоляции имеет генератор. Поэтому защитный уровень ограничителя должен быть ниже требуемого уровня ограничения перенапряжений и обеспечивать надежную работу сети генераторного напряжения при всех коммутациях, как на стороне генераторного, так и на стороне высокого напряжения блочного трансформатора, а также при приходе грозových волн с воздушной линии.

1.3.5 Величины коммутационных и грозовых перенапряжений, возможных в сети генераторного напряжения

Расчетными видами перенапряжений, которые надо принимать во внимание при выборе системы защиты от перенапряжений в схеме генераторного присоединения следует считать:

- а) повышение напряжения при внезапном сбросе нагрузки,
- б) повышение напряжения на здоровых фазах при однофазном замыкании на землю,
- в) перенапряжения при однофазных дуговых замыканиях на землю,
- г) перенапряжения, возникающие на стороне обмоток ВН блочных трансформаторов и автотрансформаторов и передающихся на сторону генераторного напряжения через электромагнитные и емкостные связи. Это могут быть коммутационные, например, при возникновении одно и двухфазных КЗ, и грозовые перенапряжения.

При синхронизации генератора включение генераторного выключателя происходит при малых напряжениях на его контактах. В этом случае перенапряжения малы и поэтому с перенапряжениями при синхронизации можно не считаться.

1.3.6 Величины коммутационных перенапряжений

Достаточно точная для практики оценка перенапряжений при полном сбросе нагрузки может быть определена по формуле

$$\frac{U_{\text{пер}}}{U_{\phi}} = 1,05 \times \sqrt{(1 + X_d^{11} + U_k \sin \varphi)^2 + (X_d^{11} + U_k \cos \varphi)^2} \quad (4.1)$$

Расчеты дают максимальное значение перенапряжений не более 1,4 U_ф. Длительность этих перенапряжений при наличии быстродействующих регуляторов напряжения составляет около 1 с. Величина и длительность таких перенапряжений не представляет опасности для электрооборудования генераторного напряжения.

Однофазные замыкания на землю в сети с изолированной или компенсированной нейтралью приводят к повышению напряжения частоты 50 Гц на неповрежденных фазах, равному междуфазному значению наибольшего рабочего напряжения ($\sqrt{3}$ U_ф) или даже несколько большему. Для сетей с изолированной или компенсированной нейтралью это напряжение является длительно допустимым рабочим напряжением для электрооборудования.

При дуговых замыканиях на землю перенапряжения составляют 3,0-3,2 U_ф при изолированной нейтрали сети и 2,2-2,4 U_ф при 100% компенсации емкостного тока, на землю.

В нейтрали части генераторов Жигулевской ГЭС включены дугогасящие реакторы, которые компенсируют емкостной ток замыкания на землю на 100%. В этом случае максимальные перенапряжения при дуговых замыканиях на землю не превышают 2,4 U_ф. Поскольку наибольшее рабочее напряжение сети генераторного напряжения составляет 15,2 кВ [1], то наибольшая величина этих перенапряжений не превышает $2,4 \times \sqrt{2} \times 15,2 / \sqrt{3} = 29,7$ кВ, т.е. ниже выдерживаемого уровня изоляции генератора и всего основного оборудования

генераторного напряжения. Кроме того, однофазное замыкание на землю (ОЗЗ) отключается генераторным выключателем релейной защитой.

Если ОЗЗ произошло в цепи между генераторным выключателем и блочным трансформатором, то оно существует в сети с изолированной нейтралью и может существовать до 6 часов.

1.4 Особенности процессов, сопровождающих гашение дуги в вакууме

Вакуумная дуга-это дуга, металлической паровой среды. Носители тока попадают в межэлектродный промежуток с катодом через несколько точечных источников тока, называемых катодными пятнами. Через каждое пятно проходит ток 60-100 А, что размеры катодного пятна от нескольких микрон до нескольких десятков микрон создает плотность тока до ста миллионов ампер на квадратный сантиметр. Огромная плотность тока нагревает металл электродов в катодных пятнах, он кипит и испаряется, давление в этих точках достигает десятков атмосфер, а температура-нескольких тысяч градусов. При таких температурах и давлениях из катодных пятен истекает сверхзвуковая струя густой, сильно ионизованной плазмы, через который ток замыкается на анод. Перед естественным переходом тока через ноль на катоде существует только одно пятно. Поэтому в отличие, например, от воздушных выключателей, для которых характерна зависимость начальной скорости восстановления электрической прочности дугового промежутка после погасания дуги от величины отключаемого тока, в вакуумных выключателях (ВВ) такой зависимости не наблюдается.

Однако упомянутое свойство дугогасящей среды приводит к тому, что при повторном зажигании дуги в вакуумной дугогасительной камере (ВДК) скорость изменения тока, при которой происходит её гашение, оказывается весьма высокой, т.е. при возникающих высокочастотных процессах, сопровождающих повторное зажигание дуги, дуга гаснет практически при первом же переходе тока через нулевое значение. Это обстоятельство приводит к эскалации перенапряжений в процессе отключения ВВ.

Ток среза в современных ВВ, величина которого зависит в основном от материала контактов, не превышает 5–6 А, т.е. существенно меньше номинального тока, отключаемого генераторными выключателями. Поэтому

эта характеристика вакуумной дугогасительной камеры ВВ не определяет надежность отключения генераторного присоединения.

Изложенное позволяет заключить, что основной характеристикой ВДК, определяющей надежность отключения электрооборудования ВВ, является начальная скорость восстановления электрической прочности ВДК после погасания дуги промышленной частоты. Иными словами, отключение будет надежным, если оно не будет сопровождаться повторными зажиганиями дуги. Это требование особенно существенно при отключении электрических двигателей, генераторов и трансформаторов, т.е. оборудования, характеризующегося электрической прочностью не только главной изоляции (относительно корпуса), но и витковой изоляции.

При высокочастотных переходных процессах, сопровождающих повторные зажигания дуги в ВДК, на витковой изоляции возникают высокие уровни градиентных перенапряжений, зачастую превышающих её электрическую прочность. На рисунке 4.1 приведены экспериментальная и соответствующая компьютерная осциллограммы процесса на выводах электрического двигателя (ЭД) при его отключении ВВ, сопровождающемся неоднократными повторными зажиганиями в ВДК.

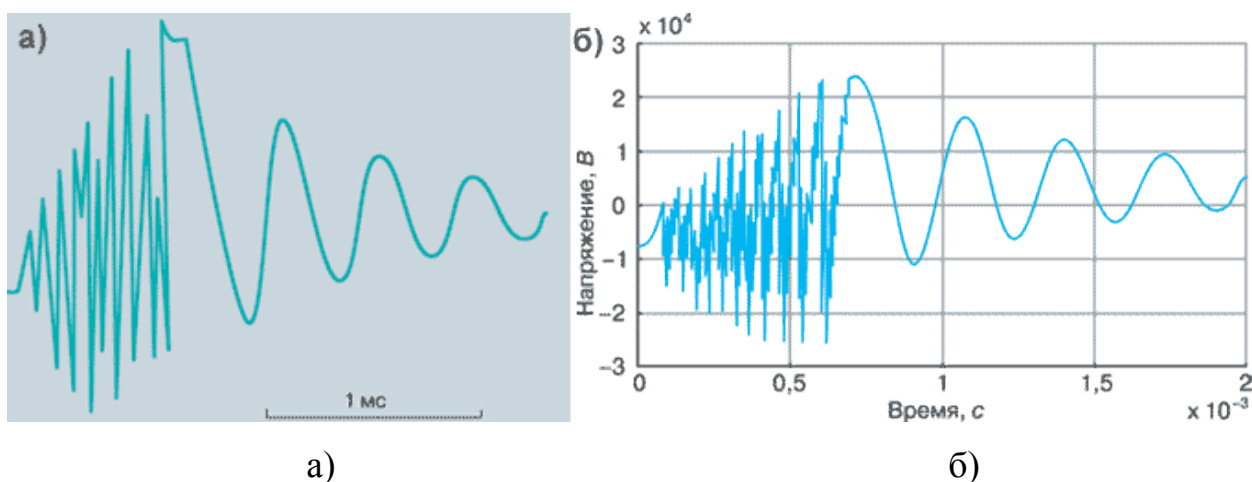


Рисунок 4.1- Процессы при отключении ЭД вакуумным выключателем:

а – осциллограмма в реальной сети 10 кВ, б – компьютерная осциллограмма

Из приведенных осциллограмм видно, что за счет высокочастотных колебаний при повторных зажигании дуги в ВДК градиентные перенапряжения на витковой изоляции ЭД оказываются высокими. Из-за неравномерного распределения по длине обмотки чрезмерно высокие уровни перенапряжений возникают в её начальной части (рисунок 4.2).

Следует отметить, что защитные аппараты типа ОПН (ограничитель перенапряжений нелинейный), установленные относительно земли на выводах генератора или со стороны обмотки низшего напряжения трансформатора блока, как правило, не ограничивают до безопасного уровня градиентные перенапряжения. Поэтому установка в сети генераторного напряжения блока вакуумного выключателя обеспечит надежную эксплуатацию изоляции электрооборудования блока лишь в случае отсутствия повторных зажиганий дуги в ВДК при отключении коротких замыканий в сети генераторного напряжения.

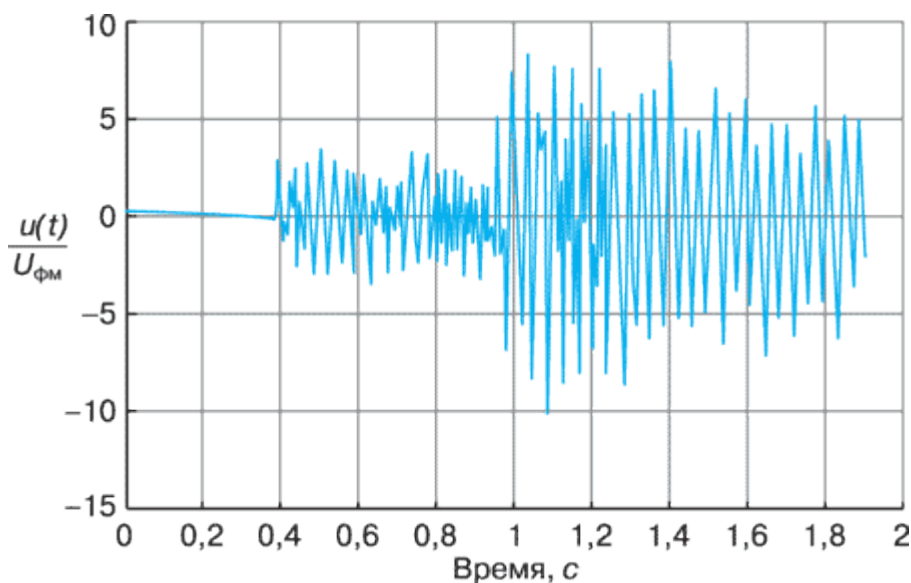


Рисунок 4.2 - Напряжение на первых витках ЭД при его отключении вакуумным выключателем, сопровождающемся повторными зажиганиями дуги в ВДК.

1.5 Коммутационная способность современных вакуумных выключателей

Наиболее тяжелые условия с точки зрения коммутационной способности генераторных выключателей возникают при отключении первого полюса выключателя в случае трехфазного КЗ между генератором и выключателем (точка КЗ на рисунке 4.3).

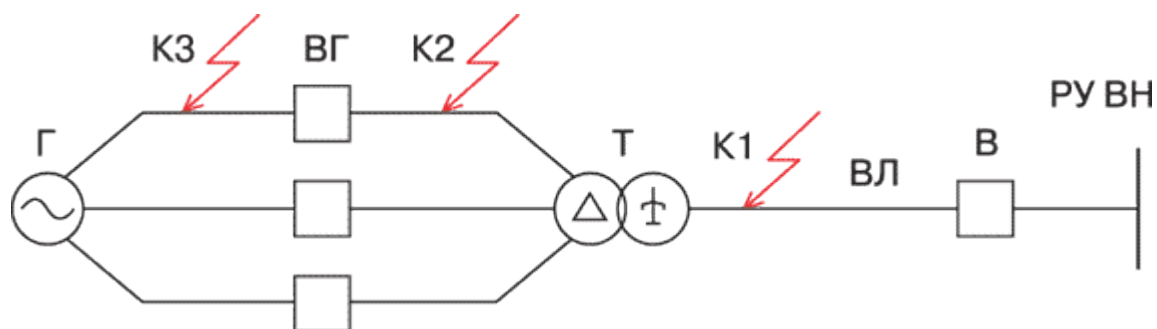


Рисунок 4.5 - Принципиальная схема блока с указанием расчетных точек короткого замыкания

При КЗ в этой точке через выключатель протекает наибольший ток, определяемый мощностью других блоков станции и системы, примыкающей к РУ ВН. Процессы же характеризуются большой частотой, определяемой в основном схемой замещения силового трансформатора блока, обладающего относительно небольшой входной емкостью (простейшая расчетная схема в этом случае приведена на рисунке 4.4). Включаемый в схему генератор тока моделирует ток промышленной частоты (с учетом тока среза), отключаемый первым полюсом ВВ.

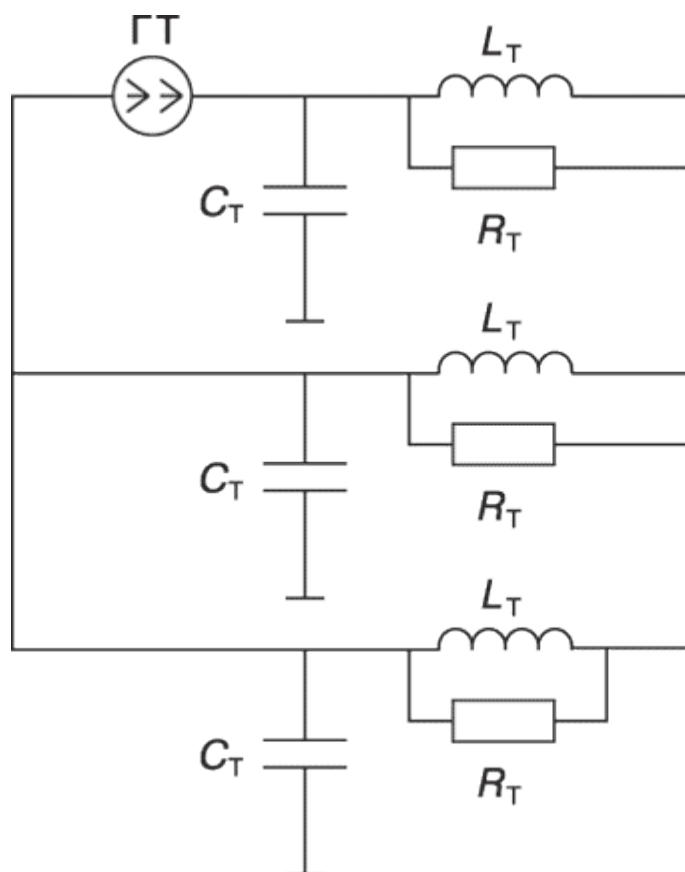


Рисунок 4.4 - Простейшая схема замещения силового трансформатора

Из рисунка следует, что частота собственных колебаний напряжения на контактах первого полюса выключателя определяется входной емкостью трансформатора и его индуктивностью рассеивания, т.е. чем мощнее трансформатор блока, тем больше частота собственных колебаний. Увеличение мощности силового трансформатора связано с увеличением мощности блоков на электрической станции, и, следовательно, с увеличением отключаемого тока КЗ, и соответственно с увеличением начальной скорости восстановления напряжения на контактах выключателя. Если скорость восстановления напряжения превышает скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка в ВДК, то в ней возникают повторные зажигания дуги, приводящие к эскалации перенапряжений на витковой изоляции силового трансформатора блока.

Поскольку коммутационная способность ВВ зависит также и от величины отключаемого тока, то она непосредственно связана с отключающей способностью выключателя, определяемой обычно максимальным значением

отключаемого тока промышленной частоты и процентным содержанием апериодической составляющей в полном отключаемом токе. При определении коммутационной способности ВВ разумно ориентироваться на составляющую промышленной частоты, так как учет апериодической составляющей в начальной стадии процесса приводит, как правило, к уменьшению начальной скорости восстановления напряжения на контактах ВДК. В настоящее время ВВ используются в основном в блоках малой и средней мощности (не более 200 МВт).

Согласно [22] фирмой Siemens выпускаются ВВ на номинальные токи до 12,5 кА и токи отключения до 63–73 кА. Согласно стандарту IEEE Std C37.013-1997 «Высоковольтные генераторные выключатели переменного тока, номинальные данные которых базируются на симметричных токах» начальная скорость восстановления напряжения на контактах ВВ, при которой не возникает повторных зажиганий дуги в ВДК, составляет 425 кВ/мс.

Эксперименты, производимые российскими исследователями по отключению электрических двигателей ВВ (ВВ/ТЕL «Таврида-Электрик», Москва; ВВТЭ-М «Электрокомплекс» (ЭЛКО), Минусинск; ВБКЭ НПП «Элвест», Екатеринбург (ВДК фирмы Siemens); ВБЭМ ЗАО «Электроконтактсервис», Саратов), показали, что начальная скорость восстановления электрической прочности междуконтактного промежутка во всех экспериментах не превышала 20–60 кВ/мс, т.е. была существенно меньше скорости, принятой для генераторных выключателей в упомянутом стандарте.

К сожалению, в настоящее время не были проведены аналогичные эксперименты для генераторных ВВ. Однако проведенные компьютерные исследования для двух ГЭС позволили оценить требования к этому весьма существенному параметру ВДК. Исследования проводились как для моноблока мощностью 107 МВт, $U_{ном}=13,8$ кВ, при отключаемом токе трехфазного КЗ 13,2 кА, так и для укрупненного блока, в состав которого входит силовой трансформатор мощностью 190 МВА с расщепленной обмоткой НН, питающей

две секции генераторного напряжения 10,5 кВ, к которым подключены по три генератора мощностью 24 МВт каждый.

Начальные стадии процессов восстановления напряжения на контактах ВВ при отключении первого полюса при трехфазном коротком замыкании между генератором и выключателем (точка КЗ на рисунке 3) в схемах моноблока и укрупненного блока при эксплуатации всех трех генераторов, подключенных к секции, приведены на рисунке 5, а и б соответственно. В таблице 4 приведены основные характеристики процессов, позволяющих проанализировать условия эксплуатации генераторных выключателей в рассматриваемых схемах.

Из таблицы видно, что отключение первого полюса ВВ в рассмотренных схемах, если ориентироваться на требования стандарта IEEE, будет сопровождаться повторными зажиганиями дуги в ВДК. Если же ориентироваться на предельные скорости восстановления электрической прочности междуконтактного промежутка, которые в настоящее время гарантирует фирма Siemens (4,8 кВ/мкс), то при отключении ВВ в рассмотренных схемах блоков ГЭС повторные зажигания наблюдаться не будут. Однако установка на российских ГЭС и ГАЭС выключателей этой фирмы все-таки требует испытаний их пилотных образцов в условиях, максимально приближенных к реальным эксплуатационным условиям на конкретной электрической станции.

Следует также отметить, что надежность эксплуатации как самого ВВ, так и изоляции коммутируемого им электрооборудования существенно зависит от характеристик приводов полюсов выключателя, которые в основном сказываются на надежности осуществления операции включения.

Таблица 4 - Основные характеристики процесса восстановления напряжения на контактах ВДК при отключении КЗ между генератором и выключателем

Характеристики процесса	Укрупненный блок		Моноблок
	К секции подключен 1 генератор	К секции подключены 3 генератора	
$I_{откл.}, \text{кА эфф.}$	23,6	34,6	13,2
$U_{возвр.}, \text{кВ эфф.}$	6,9	10,0	4,3
$U_{макс.}, \text{кВ}$	9,7	14,2	6,1
$f, \text{кГц}$	93,0	59,2	63,1
$\frac{du_{эл.нр.}(t)}{dt} I_{дон.}, \text{кВ}$	4,0	3,9	1,8

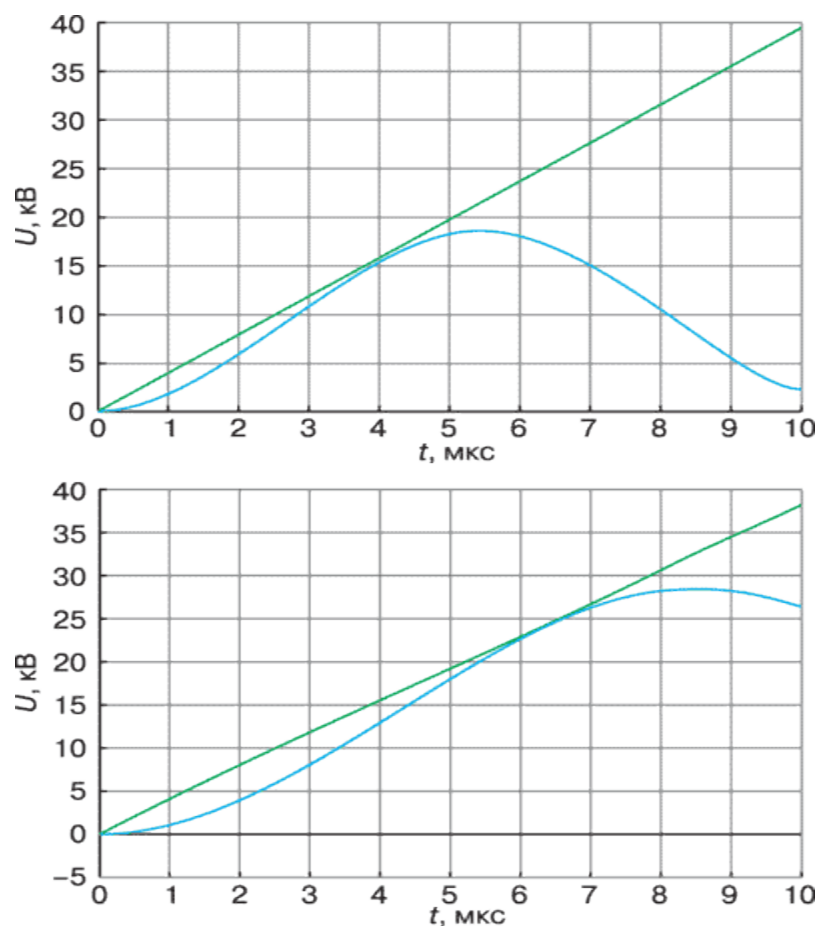


Рисунок 4.5 - Начальные стадии процесса восстановления напряжения на контактах ВВ (синие кривые) и требуемые характеристики восстановления электрической прочности междуконтактного промежутка в ВДК (зеленые линии) в рассмотренных схемах моноблока (а) и укрупненного блока (б) ГЭС

При натурных экспериментальных исследованиях процессов включения электрических двигателей, коммутируемых ВВ, наблюдались случаи самопроизвольного отключения выключателя в конце операции включения. Они вызваны, по всей видимости, следующими причинами:

- несовершенством конструкции привода;
- повышенной вибрацией привода в процессе включения;
- недостаточной компенсацией моментов инерции движущихся частей привода при включении и, как следствие, отскоком (дребезгом) контактов. Дребезг же контактов приводит к близким по своей физической сути процессам, сопровождающим отключение выключателя.

Характеристики привода также могут быть проверены при полномасштабных испытаниях как выключателей российского производства, так и выключателей, приобретаемых для установки на ГЭС и ГАЭС у зарубежных изготовителей.

Анализ данного раздела позволяет сделать следующие выводы:

1. Совпадение натуральных и компьютерных экспериментов, произведенных в последние годы рядом российских исследователей, при коммутациях высоковольтных двигательных присоединений при разных мощностях двигателей и различных длинах кабелей, позволяет при определении требований к отключающей и коммутационной способностям вакуумных генераторных выключателей воспользоваться компьютерным моделированием.

Определяющей коммутацией для генераторных выключателей является отключение первого полюса выключателя при трехфазном коротком замыкании в схеме блока.

2. Для повышения достоверности компьютерных исследований целесообразно поручить моделирование какой-либо тестовой задачи, для которой имеются экспериментальные результаты, различным научным организациям с последующим тщательным анализом полученных компьютерных осциллограмм с целью установления наиболее достоверной модели.

3. При проектировании новых электрических станций, так же, как и при модернизации существующих, необходимо проведение соответствующих компьютерных исследований, позволяющих установить как величины отключаемых токов короткого замыкания, так и процессы восстановления напряжения на контактах выключателей при их отключении. Эти расчеты позволят проектантам выбрать выключатели из того ряда, который будет представлен фирмами-изготовителями.

4. Вакуумные генераторные выключатели независимо от завода-изготовителя должны пройти полный объем испытаний на отключающую и коммутационную способности. При испытаниях целесообразно воспроизводить

параметры главной схемы, в которой будет применяться вакуумный выключатель. После получения положительных результатов применение вакуумных генераторных выключателей возможно в первую очередь на номинальное напряжение до 10 кВ, номинальный ток 4000 А и номинальный ток отключения от 40 до 63 кА.

1.6 Величины грозových перенапряжений

Грозových импульсы приходят с воздушных ВЛ. При воздействии грозových перенапряжений на обмотки высшего напряжения трансформаторной группы, возникают перенапряжения, переданные через электростатические (емкостные) и электромагнитные (индуктивные) связи между обмотками трансформатора. Коммутационные перенапряжения, возникающие на стороне высшего напряжения трансформаторной группы, имеют частоту существенно ниже грозových воздействий и потому эти перенапряжения передаются практически только электромагнитным путем.

Для определения величины коммутационных и грозových перенапряжений на генераторном напряжении Жигулевской ГЭС в последующих разделах диссертации будут приведены соответствующие расчеты.

1.7 Меры ограничения значений перенапряжений

Общечеловеческое предохранение от перенапряжения, чтобы при минимальных дополнительных затратах получить максимальный эффект от снижения ущерба от перенапряжения и повысить надежность энергосистемы. Меры и средства защиты от перенапряжений могут быть разделены на организационные и технические. Организационные меры защиты, в свою очередь, включают в себя системы и оптимизации, технико - профилактических и коммутации.

Системные меры, строго говоря, не в специальных мерах защиты от перенапряжений и помех. Однако строительство параллельных линий и расширения резервов оборудования, установка синхронных компенсаторов и других мероприятий, чтобы предотвратить или существенно уменьшить вероятность аварии, в результате наибольший ущерб экономике. Эти меры также ограничить увеличение рабочего напряжения сверх допустимого.

Меры оптимизации также не специальных мерах по защите от перенапряжения в узком смысле слова. Как следует из названия, они предполагают разработку и выбор на этапе проектирования и реализации в условиях оптимальной стратегии для режима управления эксплуатации сетей, переключение производства и устранение отрицательных последствий воздействия перенапряжений. Среди них следует включать все виды автоматического повторного включения (АПВ), селективное реле замыкания, автоматическое регулирование возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов, современная и тщательная профилактика изоляции и ремонта оборудования.

Превентивные меры защиты имеют постоянное влияние на сеть. Их цель - предотвратить всплеск или возможности ограничения их размера. Благоприятное влияние превентивных мер защиты проявляется во время переходного процесса. Такие меры включают, в частности, использование выключателей, которые не вызывают большого напряжения (переключается без угрозы

повторных зажиганий дуги между контактами и шунтирующим резисторами), провод заземления, заземление опор на линиях, конденсатор защиты изоляции обмоток трансформаторов, электрических машин, трансформаторов заземленной нейтралью через дугогасящий реактор.

Переключение защита от перенапряжения, как правило, содержат элементы коммутации, например, искровые разрядники. Они срабатывают, когда перенапряжений в точке установки превышает некоторое значение. Это приводит к изменением в допустимых пределах, и вероятность возникновения перенапряжений высокой кратности резко снижается. Переход на средства защитные промежутки, трубчатые и вентильные разрядники, шунтирующие реакторы с искровым присоединением. В переключателе средства защиты включают в себя также нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН). Последний недостающий искровых разрядников, варисторов и высокого напряжения постоянно подключен к сети. Однако, увеличивая напряжение на разряднике превышает наибольшее рабочее напряжение резко (в течение нескольких наносекунд) снижается их сопротивление, что эквивалентно срабатывания искровых разрядников.

Как уже отмечалось, защиты от перенапряжений могут быть направлены на снижение последствий перекрытия или пробоя изоляции. Однако, особое внимание уделяется мероприятиям, которые снижают уровень перенапряжений, а значит, вероятность поломки или перекрытия изоляции. В некоторых случаях эти меры снижают вынужденной составляющей перенапряжений на изоляции. К ним относятся: использование шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов и батарей, компенсацию серии, секционирование длинных линий, использования регуляторов сильного действия.

В то же время, ряд мер и средств, направленных на ограничение временной составляющей коммутационных перенапряжений. К ним относятся меры, чтобы обеспечить более благоприятные (с точки зрения перенапряжений) начальные условия коммутации (например, сокращение от первоначального заряда при включении в цикле АПВ на линиях с установленными

трансформаторами напряжения и выключателями с шунтирующими сопротивлениями), переключение линий, выключатели в оптимальной фазе ЭДС. Заземление нейтрали через дугогасящий реактор снижает вероятность дуговых перенапряжений. Демпфер обмотки генератора для предотвращения опасных перенапряжений на самом высоком уровне в несимметричных коротких замыканиях на линии.

Таким образом, со стороны аппаратного обеспечения для защиты сетей различных классов напряжения по самым современным и выгодным является применение нелинейных ограничителей.

Современность является простота конструкции и технологичность компонентов (без искровых промежутков, самое слабое звено вентильных разрядников, шунтирующих сопротивлений). Преимущества применения ОПН по сравнению с зазорами барьер является улучшение вольт-амперных характеристик первого и повысит надежность защиты электрооборудования и линий (ВАХ).

2 Исследование внутренних перенапряжений в сетях генераторного напряжения Жигулевской ГЭС

2.1. Дуговые перенапряжения

Дуговые замыкания на землю приводят к опасной изоляции оборудования генераторов схем перенапряжений в случае повторного зажигания дуги. Однако, как правило, существует несколько, регар-маскировка, из-за перекрытия изоляции здоровых фаз, влекущих переход однофазного замыкания в двухфазное и как следствие снижение надежности устройства. Возможность повторного зажигания дуги, а также ее опасность зависит от характера дуги и процессы, происходящие в цепях генераторов после первого погасания дуги. Высочайшего напряжения происходит, если дуга горит неустойчиво, т.е. характеризуются относительно малыми токами в присутствии его естественного охлаждения. Но даже с этим характером дуги опасно перенапряжения может произойти, если на момент возможного повторного зажигания дуги напряжение на нейтрали генератора и трансформатора имеют сравнительно небольшое значение. Очевидно, что процессы в цепях генератора после погасания дуги определение напряжения смещения нейтрали, существенно зависят от способа заземления нейтрали генератора. Рассмотрим процесс, который происходит, когда первичные процессы воспламенения, возникающие после его исчезновения, и процессы, сопровождающие повторное зажигание дуги. Расчетная схема процессов при первичном зажигании дуги показана на рисунке 6.1. В расчетной схеме замещения отсутствуют связи между фазами ошиновки, которая, как, правило, осуществляется с помощью экранированных токопроводов.

Рассмотрим процессы, происходящие при внезапном замыкании на землю одной фазы. Пренебрежем влиянием на эти процессы активных утечек на землю ($R \rightarrow \infty$). Для анализа процессов воспользуемся сочетанием методов наложения и эквивалентного генератора напряжения. Найдем напряжения на

здоровых фазах "в" и "с" в момент замыкания как результат наложения напряжения в предшествующем аварийном режиме $U_{\text{нр}}(t)$ и коммутационной составляющей, определяемой включением в рассечку между точкой замыкания и землей в пассивной схеме генератора эквивалентной эдс, по величине и форме совпадающей с напряжением в этой точке в режиме, предшествующем аварии, но противоположно ему направленной $U_{\text{ком}}(t)$. Эквивалентная расчетная схема для получения коммутационной составляющей напряжения, составленная путем несложных преобразований схемы рис. 6.1, при замкнутых источниках эдс и при $r_3 = 0$ показана на рисунке 6.2 ($L_3 = L_1 \cdot L_2 / (L_1 + L_2)$)).

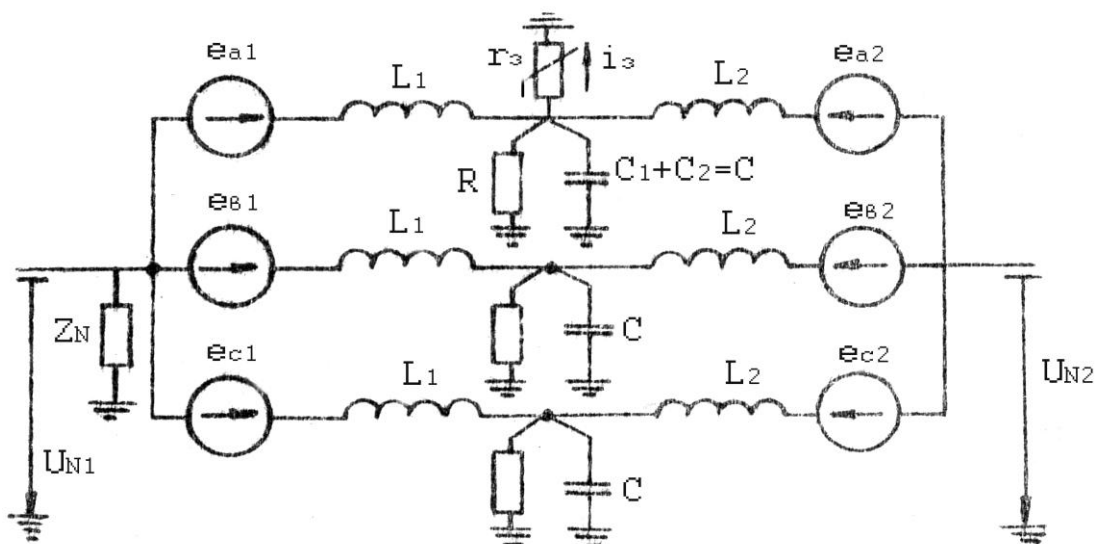


Рисунок 6.1-Расчетная схема для исследования перенапряжений, возникающих при дуговых замыканиях на землю в цепях генераторного напряжения

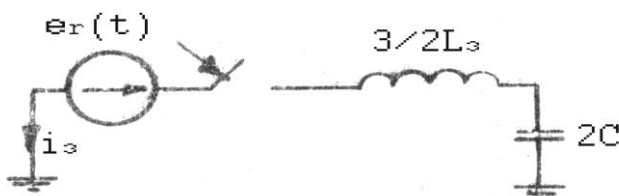


Рисунок 6.2 - Эквивалентная схема для определения коммутационной составляющей перенапряжений на фазах "в" и "с" при внезапном замыкании на землю фазы "а"

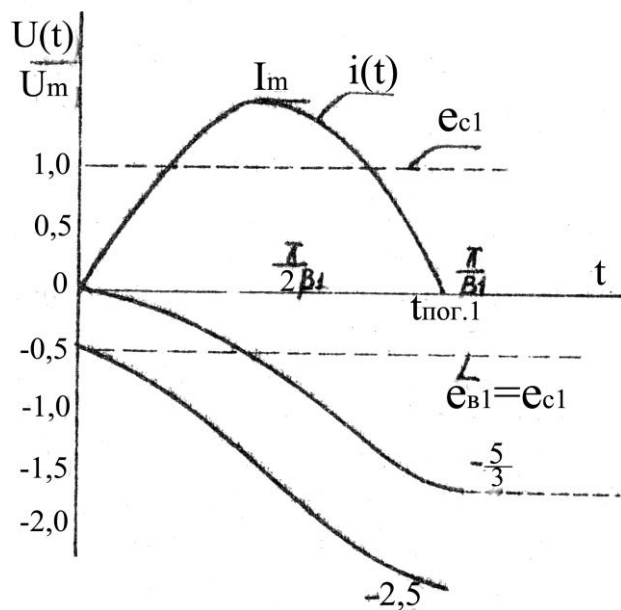


Рисунок 6.3 - Начальная стадия внезапного замыкания на землю фазы "а"

Из рисунка 6.2 следует, что частота собственных колебаний процесса определяется параллельным соединением индуктивности рассеивания генератора и трансформатора, т.е. достаточно малой величиной. Оценим частоту собственных колебаний для параметров, характерных для крупного гидравлического блока ($C_1 = 1,2$ мкФ, $C_2 = 0,02$ мкФ, $L_1 = 0,32 \times 10^{-3}$ Гн, $L_2 = 0,24 \times 10^{-3}$ Гн). В этом случае частота собственных колебаний в схеме рис.6.2, определяемая как $\beta_1 = 1/\sqrt{3L_s\tilde{N}}$, будет $\beta_1 = 1/\sqrt{3 \times 0,137 \times 1,22 \times 10^{-9}} = 0,045 \times 10^6$ 1/с или 7,2 кГц. Очевидно, что при такой частоте собственных колебаний процессы при первичном зажигании дуги не зависят от способа неэффективного заземлений нейтрали генератора ($|Z_N(\beta_1)| \rightarrow \infty$). Оценим перенапряжения на здоровых фазах, возникающие при первом зажигании дуги, в наиболее неблагоприятном случае замыкания в момент максимума напряжения на фазе "а". Эдс эквивалентного генератора при этом запишется $E_{эГ} = -U_{ма} \cdot \cos \omega t$, где $U_{ма}$ - амплитуда напряжения на аварийной фазе в режиме, предшествующем замыканию на землю. Напряжение на эквивалентной

емкости, в схеме рис.6.2 и ток, протекающий через дугу при пренебрежении ее активным сопротивлением, запишутся:

$$\left. \begin{aligned} U_{\text{в.ком}}(t) = U_{\text{с.ком}}(t) &= \frac{U_{\text{ма}} \beta_1^2}{\beta_1^2 - \omega^2} (\cos \omega t - \cos \beta_1 t) \approx -U_{\text{ма}} (\cos \omega t - \cos \beta_1 t), \\ i_{\text{г}}(t) &= \frac{U_{\text{ма}}}{L_1 (\beta_1 - \omega^2)} (\beta_1 \sin \beta_1 t - \omega \sin \omega t). \end{aligned} \right\} \quad (6.1)$$

Для практических расчетов первых максимумов колебаний выражение (6.1) при учете соотношения $\beta_1 \gg \omega$ могут быть упрощены:

$$\left. \begin{aligned} U_{\text{в.ком}}(t) = U_{\text{с.ком}}(t) &\approx U_{\text{ма}} (1 - \cos \beta_1 t), \\ i_{\text{г}}(t) &\approx \frac{U_{\text{ма}}}{Z_{\text{конт}}} \sin \beta_1 t, \end{aligned} \right\} \quad (6.2)$$

где $Z_{\text{конт}} = \sqrt{\frac{(3/2) \cdot L_{\text{г}}}{2\tilde{N}}}$ - характеристическое сопротивление контура схемы рисунка 6.2.

Из формулы (6.1) следует, что моменты прохождения тока замыкания на землю и коммутационной составляющей напряжений совпадают и определяются как $t_m = \pi/\beta_1$. В рассматриваемом случае $t_m = 0,07$ мс. Очевидно, что к этому моменту напряжения в режиме, предшествующем аварии, еще не успеют измениться и могут быть приняты равными их значениям в момент замыкания на землю ($U_{\text{нр. а}} = U_{\text{ма}}$, $U_{\text{нр. в}} = -U_{\text{ма}} \cdot \cos(-120^\circ) = -0,5 U_{\text{ма}}$, $U_{\text{нр. с}} = 0,5 U_{\text{ма}}$). Тогда максимумы напряжений на здоровых фазах определяются при $t_m = \pi/\beta_1$, как $U_{\text{max в}} = U_{\text{max с}} = -0,5 U_{\text{ма}} - 2 U_{\text{ма}} = -2,5 \cdot U_{\text{ма}}$. Амплитуда колебаний тока замыкания в переходном процессе в рассматриваемом примере достигает при номинальном напряжении генератора 13,8 кВ значения

$$I_{\text{эм}} = \frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{конт}}} = 1,21 \text{ кА.}$$

Расчетная осциллограмма, характеризующая начальную стадию процесса замыкания на землю, показана на рисунке 6.3. Еще раз подчеркнем, что эта стадия процесса не зависит от способа соединения нейтрали генератора с землей. Дальнейший характер протекания процесса зависит, прежде всего, от условий горения дуги. Если дуга в момент прохождения высокочастотных

колебаний тока через нулевое значение погаснет (теория Петерсена) ($t_{\text{пог.1}}$ на рисунке 6.3), то на нейтрали генератора к моменту погасания дуги напряжение определится как (рисунок 6.4)

$$U_{N1} = \frac{U_{a1} + U_{e1} + U_{c1}}{3} = \frac{-5}{3} U_{ma}.$$

Если же дуга в этот момент и в другие моменты прохождения тока высокой частоты через нуль не погаснет, то переходные процессы, связанные с внезапным замыканием на землю, за счет сопротивления дуги и других элементов схемы затухнут, в генераторных цепях установится режим стационарного замыкания на землю ($\dot{I}_s = j3 \cdot \omega \cdot C \cdot \dot{E}_a$, $\dot{U}_N = \dot{E}_a$, $\dot{U}_b = \dot{U}_N + \dot{E}_b$, $\dot{U}_c = \dot{U}_N + \dot{E}_c$), и погасание дуги окажется возможным спустя половину периода промышленной частоты после первого зажигания дуги, в момент прохождения тока промышленной частоты через нулевое значение (теория Петерса и Слепяна). Стилизованная осциллограмма процесса в этом случае показана на рисунке 6.5.

Таким образом, проведенный анализ процессов при первичном зажигании дуги в генераторных цепях показал, что возникающие на здоровых фазах перенапряжения не превышают уровня порядка $2,5 U_{\text{фм}}$ и оказываются безопасными для изоляции электрооборудования генераторного напряжения (электрическая прочность наиболее "слабого" элемента цепи - статорной изоляции генератора - составляет $(2,60-2,90 \cdot U_{\text{фм}})$). Перейдем к рассмотрению процессов, происходящих после погасания дуги.

Напряжение на нейтрали генератора после погасания (рисунок 6.6) может быть получено при включении в схему генератора тока, по величине и форме совпадающего с током замыкания на земли, но противоположно ему направленного. Из рисунка 6.6 следует, что на высокочастотные процессы,

происходящие с частотой $\beta_2 = \frac{1}{\sqrt{L_0 C}} = \sqrt{3} \cdot \beta_1$, способ соединения нейтрали с

землей практически не влияет, так как на этой частоте $|\dot{Z}_N| \rightarrow \infty$. Режим

заземления нейтрали оказывает решающее значение на медленные процессы, происходящие в генераторных цепях после погасания дуги. Некоторые характеристики этих процессов могут быть получены в схеме рисунка 6.6а при пренебрежении малыми индуктивностями рассеивания генератора и трансформатора. При этом допущении эквивалентная схема рисунка 6.6а преобразуется в схемы рисунка 6.6 б, в и г. Рассмотрим процессы в этих схемах для случая погасания дуги в момент прохождения тока промышленной частоты через нулевое значение (рисунок 6.5). Напряжение на нейтрали после погасания дуги (момент времени $t_{\text{пог.1}}$ на рисунке 6.5) определится согласно метода наложения

$$U_{N1}(t) = U_{\text{пр}N}(t) + U_{\text{ком}}(t),$$

где $U_{\text{пр}N}(t) = -e_{a1} \cdot \cos \omega t$ – напряжение на нейтрали в режиме, предшествующем погасанию дуги;

$U_{\text{ком}}(t)$ – коммутационная составляющая, определяемая в зависимости от способа заземления нейтрали в схемах рисунок 6.6 б, в, и г.

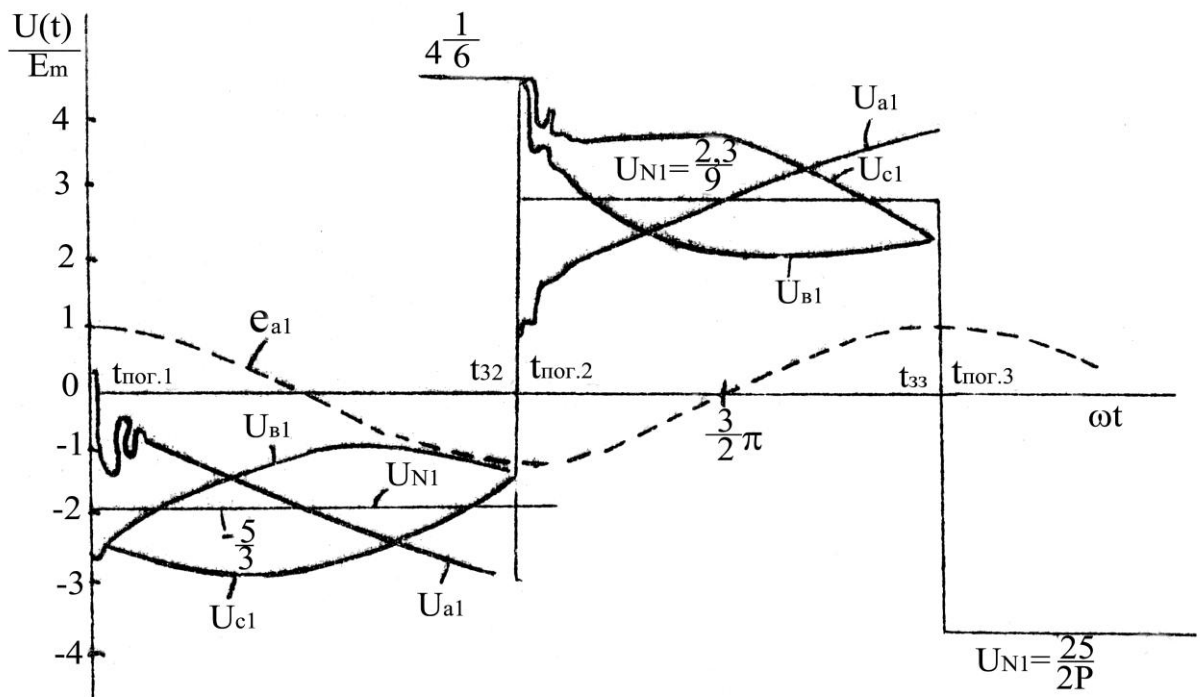


Рисунок 6.4 - Стилизованная осциллограмма процесса согласно теории Петерсена (гашение дуги в момент прохождения высокочастотных колебаний тока через нулевое значение)

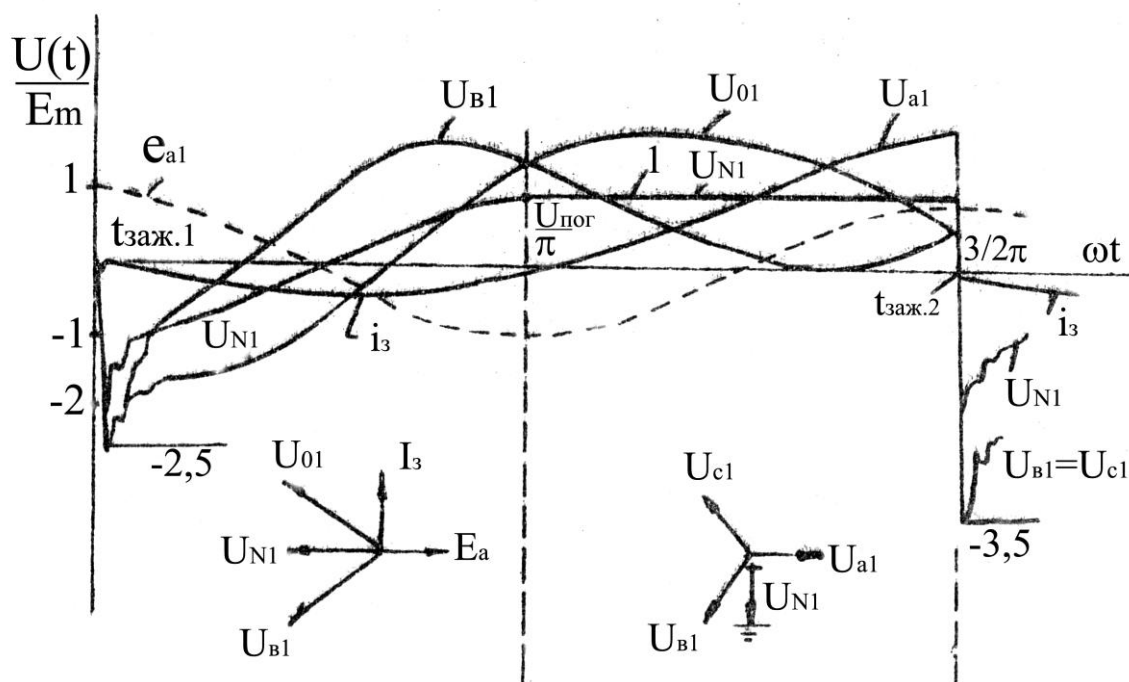


Рисунок 6.5 - Стилизованная осциллограмма процесса согласно теории Петерса и Слепяна (погасание дуги в момент прохождения тока промышленной частоты через нулевое значение)

Операционное изображение коммутационной составляющей запишется

$$\bar{U}_{\text{ком.н}}(P) = \bar{i}_r(P) \cdot \bar{Z}_{\text{ex}}(P), \quad (6.3)$$

где $\bar{Z}_{\text{ex}}(P) = \begin{cases} \frac{1}{3C(p + \delta_N)} & \text{в схемах рисунок 6.6 б и в,} \\ \frac{P}{3C \cdot \left(p^2 + \frac{P}{RC} + \beta_N^2 \right)} & \text{в схемах рисунок 6.6 г.} \end{cases}$

В выражении (6.3) обозначено:

$$\delta_N = \frac{1}{3R_3C}, R_3 = R/3 \quad \text{в схеме рисунок 6.6б,}$$

$$R_3 = \frac{R_N R}{3R_N + R} \quad \text{в схеме рисунок 6.6в,}$$

$$\beta_N = \frac{1}{\sqrt{3L_N C}}. \quad (6.4)$$

Вынужденная составляющая коммутационной составляющей и напряжение на нейтрали в режиме, предшествующем погасанию дуги, компенсируют друг друга. Поэтому напряжение на нейтрали после погасания дуги может быть определено как переходные составляющие:

в схемах рисунок 6.6,б и в

$$U_{NI}(t) = U_{N_{noz}} \cdot \bar{a}^{-\delta_N t}, \quad (6.5)$$

в схеме рисунок 6/6, г

$$U_{NI}(t) = U_{N_{noz}} \cdot \frac{\sqrt{\alpha_N^2 + \beta_N^2}}{\beta_N} e^{-\alpha_N t} \cos(\beta_N t + \arctg \frac{\alpha_N}{\beta_N}), \quad (6.6)$$

$$\alpha_N = \frac{1}{2R_{\vartheta} C}, \quad \beta_N = \frac{1}{\sqrt{3L_N C}}.$$

Из выражения (6.5) следует, что если пренебречь активными утечками изоляции электрооборудования на землю ($R \rightarrow \infty$), то в случае изолированной нейтрали генератора (схема рисунок 6.6,б) напряжение на нейтрали после погасания дуги не будет изменяться и будет равно напряжению в момент погасания ($t_{\text{пог.1}}$). Такой характер процесса показан на рисунке 6.4 и в виде кривой I на рисунке 6.7. В генераторах по данным измерений активные утечки статорной изоляции генератора на землю, определяемые проводимостью воды, оказываются достаточно большими: так, в гидрогенераторах 115 МВт активное сопротивление на землю достигает значений $R_r \approx 6$ кОм. В этом случае декремент равен $\delta_N = 139$ 1/с, постоянная времени процессов в нейтрали составляет 7,2 мс, т.е. порядка трех четвертей периода промышленной частоты. Следовательно, в случае генератора, работающего с изолированной нейтралью, напряжение на нейтрали к моменту возможного повторного зажигания через половину периода промышленной частоты (рисунок 6.4) составит лишь 0,25 $U_{\text{фm}}$ (кривая 2 на рисунке 6.7). При оснащении нейтрали генератора высокоомным резистором ($R_N = 1/3 \omega C = 885$ Ом) декремент в схеме рисунок

6.6 и при отсутствии водяного охлаждения ($R_r \rightarrow \infty$) составит 314 1/с, т.е. постоянная времени разряда емкости нулевой последовательности $3C$ будет 3,2 мс и к моменту $t = 0,01$ с после погасания дуги напряжение на нейтрали составит лишь $0,043 U_{\phi m}$ (кривая 3 на рисунке 6.7).

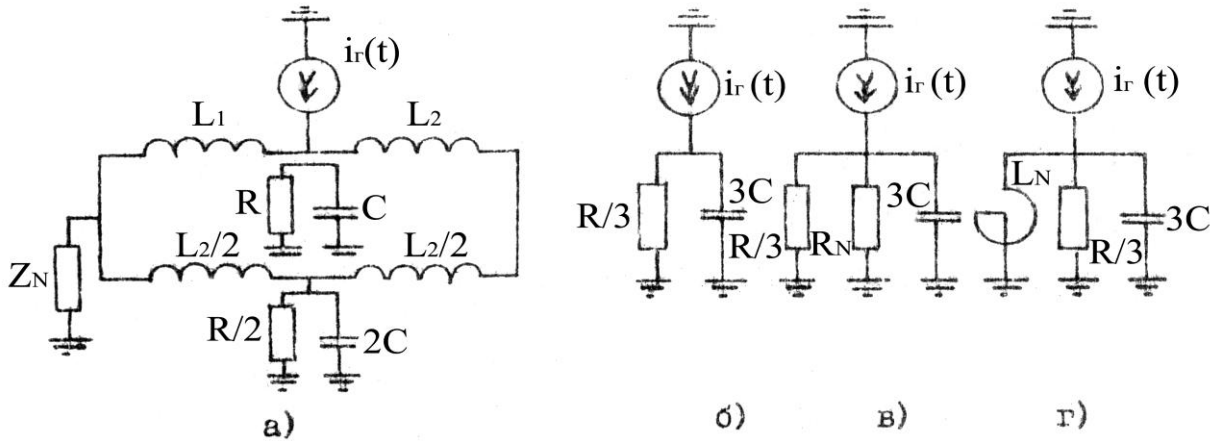


Рисунок 6.6 - Эквивалентная расчетная схема для анализа процессов после погасания дуги (а) и упрощенные схемы в случае изолированной нейтрали генератора (б), нейтрали, заземленной через резистор (в) и при наличии в нейтрали генератора ДГР (г)

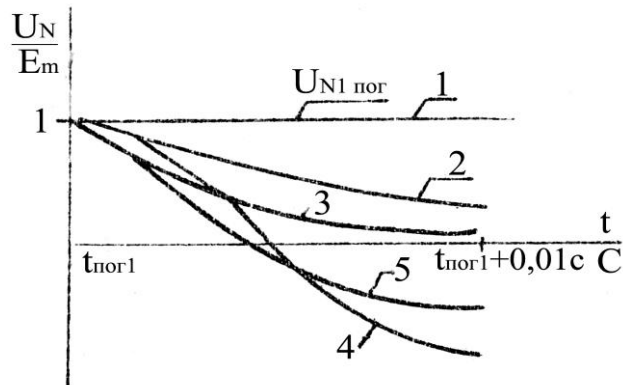


Рисунок 6.7 - Процессы изменения напряжения на нейтрали генератора после погасания дуги

1 - $Z_N \rightarrow \infty$, 2 - $R_r = 6 \text{ кОм}$, 3 - $R_N = 885 \text{ Ом}$, 4 - $K_L = 1,1$, $R \rightarrow \infty$, 5 - $K_L = 1,1$.

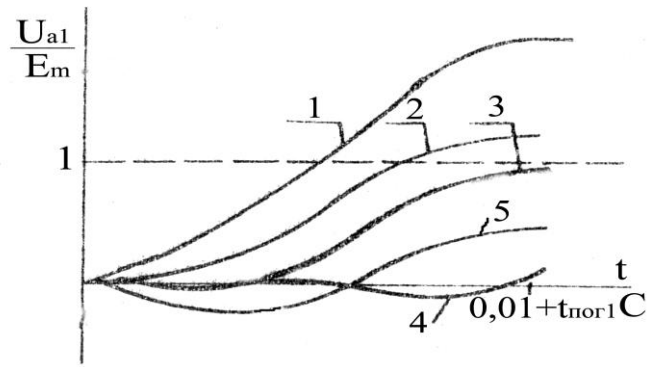


Рисунок 6.8 - Напряжение на аварийной фазе после погасания дуги

При оснащении нейтрали генератора дугогасящим реактором и при отсутствии водяного охлаждения процесс будет носить практически незатухающий характер с частотой $\beta_N = \frac{1}{\sqrt{3L_N C}} = \sqrt{K_L} \omega$. Изменение

напряжения на нейтрали генератора после погасания дуги в этом случае приведено на рисунке 6.7 (кривая 4). При оснащении нейтрали генератора с водяным охлаждением дугогасящим реактором процесс будет носить колебательный затухающий характер (кривая 5 на рисунке 6.7). Напряжение на аварийной фазе после погасания дуги для случаев, приведенных на рисунке 6.7, показано на рисунке 6.8. Из этого рисунка следует, что лишь при изолированной нейтрали, генератора напряжение на аварийной фазе достигает значения, равного двойному номинальному напряжению. В случае водяного охлаждения генератора или при оснащении нейтрали резистором напряжение на аварийной фазе через половину периода промышленной частоты составляет практически номинальное напряжение. При оснащении же нейтрали ДГР напряжение на аварийной фазе восстанавливается с частотой биений $\frac{\omega - \beta_N}{2} = \frac{\omega}{2}(1 - \sqrt{K_L})$, весьма медленно. Таким образом, при водяном охлаждении

генераторов или при оснащении нейтрали генератора высокоомным резистором перенапряжения, возникающие при повторных зажиганиях дуги, практически не превышают перенапряжений, возникающих при первичном зажигании дуги, т.е. неопасны для изоляции электрооборудования, генераторного напряжения. При оснащении нейтрали генератора ДГР,

настроенной весьма близко к резонансу на промышленной частоте в режиме замыкания на землю, напряжение на аварийной фазе восстанавливается столь медленно, что повторные зажигания дуги не возникают, так как скорость восстановления электрической прочности дугового промежутка превышает скорость восстановления на нем напряжения. Следовательно, опасные повторные зажигания могут возникнуть лишь при изолированной нейтрали генератора, не оснащенного водяным охлаждением статора. Перейдем к рассмотрению этих процессов.

Оценка уровней перенапряжений, возникающих при повторных зажиганиях дуги, может быть произведена так же, как и при первичном зажигании, путем наложения режима, предшествующего повторному зажиганию дуги, на процессы в схеме рисунке 6.2 при включении в колебательный контур эдс, равной по величине и форме напряжению на аварийной фазе в момент повторного зажигания, но противоположно ему направленной. Если принять, что повторное зажигание дуги происходит после затухания переходных процессов, сопровождающих ее погасание, то напряжение на аварийной фазе в момент повторного зажигания

$$U_a(t) = U_N + e_a(t) = U_N + E_m \sin(\omega t + \psi). \quad (6.7)$$

Напряжение на здоровых фазах в режиме, предшествующем повторному зажиганию дуги, будет

$$\left. \begin{aligned} U_b(t) &= U_N + E_m \sin(\omega t + \psi - 2\pi/3), \\ U_c(t) &= U_N + E_m \sin(\omega t + \psi + 2\pi/3). \end{aligned} \right\} \quad (6.8)$$

Поскольку частоты собственных колебаний в контуре рис. 6.2 весьма велики (порядка десятка килогерц), то максимумы перенапряжений на здоровых фазах при повторных зажиганиях могут быть оценены как

$$\left. \begin{aligned} U_{\max b} &= 2e_r(0) + U_b(0) = -U_N - 2,5 E_m \sin \psi - E_m \sqrt{3}/2 \cos \psi, \\ U_{\max c} &= 2e_r(0) + U_c(0) = -U_N - 2,5 E_m \sin \psi - E_m \sqrt{3}/2 \cos \psi, \end{aligned} \right\} \quad (6.9)$$

Оценим максимально возможные перенапряжения, возникающие при первом повторном зажигании дуги, происходящем при максимально воз-

можном напряжении на фазе (теории Петерса и Слепяна и Петерсена). Согласно теории Петерса и Слепяна (рисунок 6.5), максимальное напряжение на аварийной фазе возникает спустя половину периода промышленной частоты после ее погасания, т.е. спустя период после ее первичного зажигания. При этом, положив в выражениях (6.8) и (6.9) $\psi = \pi/2$ и $U_N = E_m$, получим $U_{\max \text{ в}2} = U_{\max \text{ с}2} = -3,5 \cdot E_m$. Поскольку согласно теории Петерса и Слепяна гашение дуга происходит при прохождении через нулевое значение тока промышленной частоты, то дальнейшие повторные зажигания дуги, происходящие через каждый период промышленной частоты, приведут к одинаковым уровням перенапряжений, равным $-3,5E_m$.

Перенапряжения на фазах "в" и "с" при первом наиболее опасном повторном зажигании дуги согласно теории Петерсена (рисунок 6.4) достигнут при $\psi = 1,5\pi$ и $U_N = -5/3 E_m$ согласно (6.9) уровня $U_{\max \text{ в}2} = U_{\max \text{ с}2} = 4 \cdot (1/6) E_m$. Поскольку согласно этой теории дуга гаснет в момент прохождения высокочастотного тока через кулевое значение, т.е. в момент максимума напряжения на фазах "в" и "с", то напряжение на нейтрали в момент гашения дуги определится как

$$U_{N\text{гаш}2} = -2/3 \times 4 \cdot (1/6) = 25/9 \cdot E_m.$$

Следовательно, перенапряжения при последующем повторном зажигании превзойдут уровень $25/6 \cdot E$:

$$U_{\max \text{ в}3} = U_{\max \text{ с}3} = (95/18) \cdot E_m \cdot U_{N3} = (2/3) \times (95/18) = (95/27) \cdot E_m.$$

Произведем оценку максимальных перенапряжений, возникающих согласно теории Петерсена, приравнивая абсолютные значения максимумов перенапряжений, возникших при k -м и $(k+1)$ -м повторных зажиганиях:

$$U_{\max(k-1)} = -U_{\max k} \quad (6.10)$$

Подставляя в выражение (6.10) выражение для $U_{\max(k+1)}$, получим

$$-U_{N(k+1)} - 2,5 E_m = -U_{\max k} \quad (6.11)$$

Поскольку напряжение на нейтрали к моменту $(k+1)$ -го зажигания дуги определяется как $U_{N(k+1)} = (2/3) \cdot U_{\max k}$, то подставляя выражение (6.12) в выражение (6.11), будем иметь

$$U_{\max k} = - U_{\max(k+1)} = 7,5 E_m. \quad (6.12)$$

На практике таких высоких уровней перенапряжений не наблюдается. Это связано с тем, что в теории Петерсена заложено пессимистическое предположение о том, что дуга зажигается в самом неблагоприятном случае - в момент прохождения напряжения на аварийной фазе через максимальное значение. Вместе с тем очевидно, что зажигание дуги может произойти и раньше, в момент, когда напряжение на дуговом промежутке превышает его электрическую прочность (рисунок 6.9), восстанавливающуюся с определенной скоростью, зависящей от величины протекавшего через дугу тока, размеров изоляционных промежутков и внешних условий горения дуги (обдувается ли дуга потоками воздуха, горит ли в закрытой щели и т.д.). В настоящее время нет экспериментальных сведений о характере восстановления электрической прочности изоляционных промежутков, характерных для генераторного напряжения. Такие экспериментальные сведения для воздушных сетей 6-10 кВ были получены Н.Н.Беляковым, который установил, что повторная дуга зажигается при превышении напряжения на дуговом промежутке значения $0,4U_{\phi m}$ (очевидно, что это значение является усредненным). Условием гашения дуги согласно теории И.Н.Белякова является прохождение через нулевое значение тока в переходном процессе, сопровождающем зажигание дуги. Согласно этой теории напряжение на нейтрали не превышает значения $1,2E_m$, а максимальные перенапряжения на здоровых фанзах при повторных зажиганиях дуги - уровня $3,7E_m$. Применить, однако, эти оценки, как уже указывалось выше, к условиям горения дуги при замыканиях на генераторном напряжении не представляется возможным из-за отсутствия экспериментальных данных. Поэтому произведем оценку возможных перенапряжений по теории Петерсена, ориентируясь на различные моменты зажигания дуги (при различных значениях напряжения на аварийной

фазе). Зависимость максимальных перенапряжений на здоровых фазах от напряжения на аварийной фазе в момент зажигания показана на рисунке 6.10. Эта зависимость получена путем расчетов на ЭВМ по специально разработанной программе. Следует отметить, например, что уровень перенапряжений $2,25 E_m$ при $U_{a \text{ заж}} = 0,5 E_m$ достигнут при шестом повторном зажигании дуги. На рисунке 6.10 показан также уровень перенапряжений, допустимый при надежной эксплуатации статорной изоляции генератора ($U_{\text{эл.пр.г}}$). Следовательно, повторные зажигания опасны для статорной изоляции генератора, если они будут происходить при напряжении, превышающем уровень порядка $1,3 E_m$. Возможность появления опасных повторных зажиганий в цепях генераторов с изолированной нейтралью убедительно показана в статье [23], где приведены результаты двухлетней автоматической регистрации перенапряжений на семи турбогенераторах мощностью от 100 до 800 МВт. Анализ результатов регистрации показал, что уровни перенапряжений при дуговых замыканиях на землю достигали $2,8 U_{\text{фм}}$, т.е. превышали уровень, допустимый для изоляции турбогенератора. Существующие разрядники серии РВМ не могут обеспечить надежную защиту от перенапряжений наиболее ответственного и наименее электрически прочного элемента блока-генератора. Действительно, разрядник типа РВМ-15, предназначенный для защиты блоков 15,75 кВ, имеет пробивное напряжение 57 кВ ($4,43 \cdot U_{\text{ф.ном.м}}$) и остаточное напряжение при токе 3 кА - 47 кВ ($3,65 \cdot U_{\text{ф.ном.м}}$). При таких защитных характеристиках разрядник не защищает изоляцию генератора от опасных перенапряжений. Весьма перспективно применение для защиты от перенапряжений, возникающих при дуговых замыканиях на землю нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН). С помощью ограничителей, можно ограничить перенапряжения до требуемого уровня при весьма легких условиях работы аппарата, через который протекают импульсы тока длительностью 20-40 мкс.

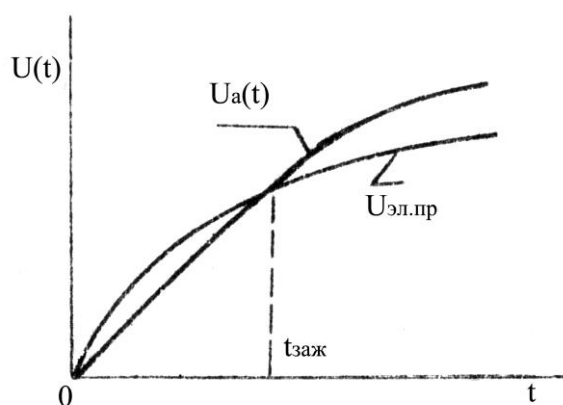


Рисунок 6.9 - Процесс "соревнования" напряжения, восстанавливающегося на дуговом промежутке после погасания дуги ($U_a(t)$), и электрической прочности этого промежутка ($U_{эл. пр.}(t)$)

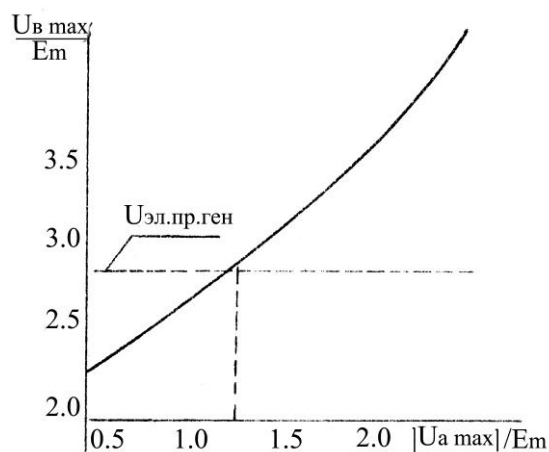


Рисунок 6.10 - Зависимость максимальных перенапряжений, возникающих при повторных зажиганиях дуги на здоровых фазах, от напряжения на аварийной фазе в момент зажигания

Результаты получены на ЭВМ: $C = 1,2$ мкФ, $L_1 = 0,32 \times 10^{-3}$ Гн,

$L_2 = 0,24 \times 10^{-3}$ Гн, $U_{ном} = 15,75$ кВ.

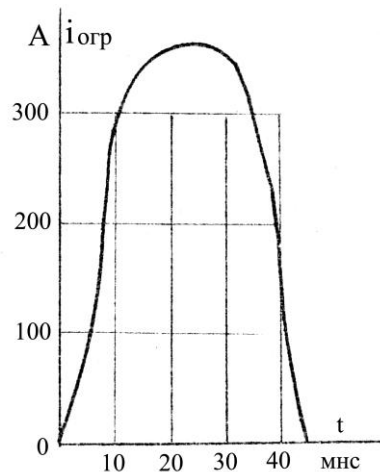


Рисунок 6.12 - Примерная осциллограмма тока, протекающего через ограничитель, при повторном зажигании дуги в цепи генератора с изолированной нейтралью

Примерная осциллограмма тока, протекающего через ограничитель, дана на рисунке 6.11. Таким образом, для защиты от перенапряжений, возникающих при повторных зажиганиях дуги, сопровождающих процесс дугового замыкания на землю в цепях генератора с изолированной нейтралью, необходимо применять нелинейные ограничители перенапряжений, скомплектованные из единичных резисторов, разработанных в настоящее время отечественной промышленностью.

На рисунке 6.13 приведена кривая распределения кратности перенапряжений. Она дает вероятность перенапряжений с кратностью, больше заданной величины $P (K \geq K_x)$. Как видно из этого рисунка, изоляция генераторов подвергается воздействию внутренних перенапряжений сравнительно высокой кратности. Около 11% внутренних перенапряжений имеют кратность $K \geq 3,5$, около 2% - кратность $K \geq 4,5$.

Примеры осциллограмм перенапряжений между фазами и землей приведены на рисунке 6.14 - 6.16.

Для изоляции, работающей в сетях с изолированной нейтралью, перенапряжения с кратностью $K < 1,75$ не имеют реальной опасности. Поэтому

статистической обработке подвергались ряды кратностей перенапряжений при величине $K \geq 1,75$.

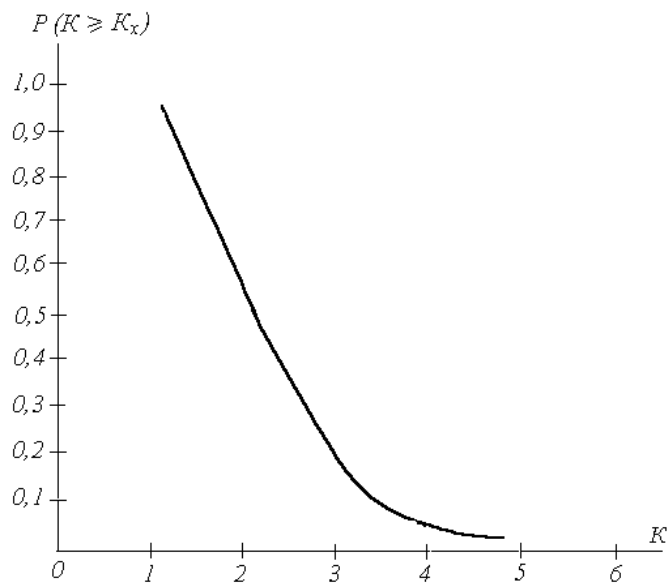


Рисунок 6.13 - Распределение кратности внутренних перенапряжений в генераторных сетях

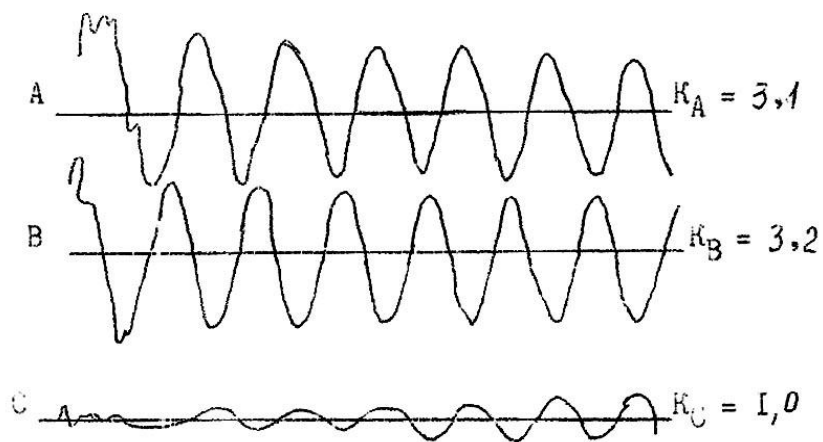


Рисунок 6.14 - Осциллограмма дугового замыкания на землю на фазе С

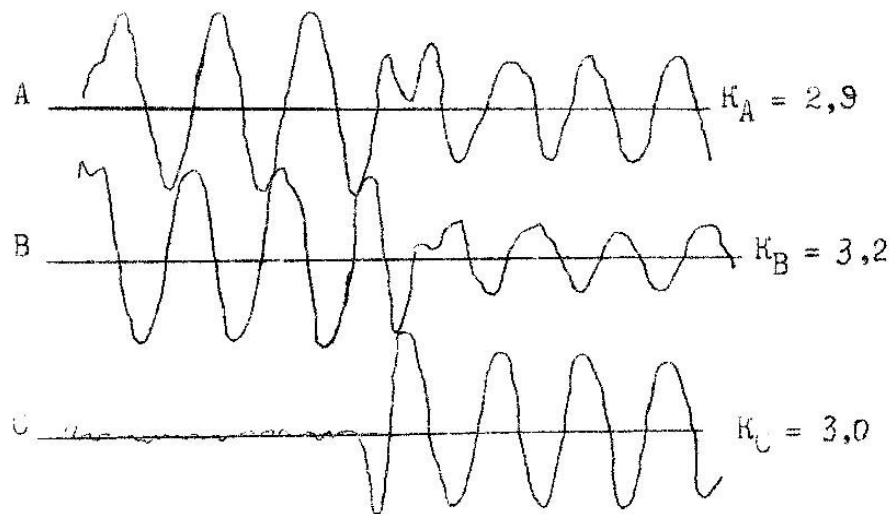


Рисунок 6.15 - Осциллограмма дугового замыкания на землю на фазе С

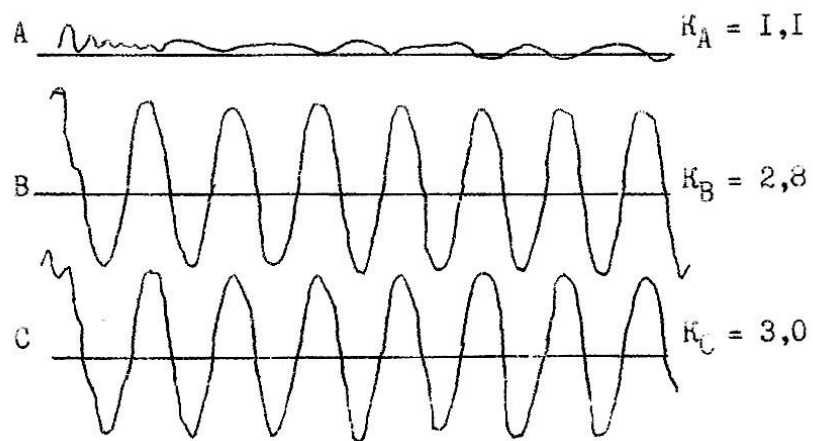


Рисунок 6.16 - Осциллограммы дугового замыкания фазы А на землю

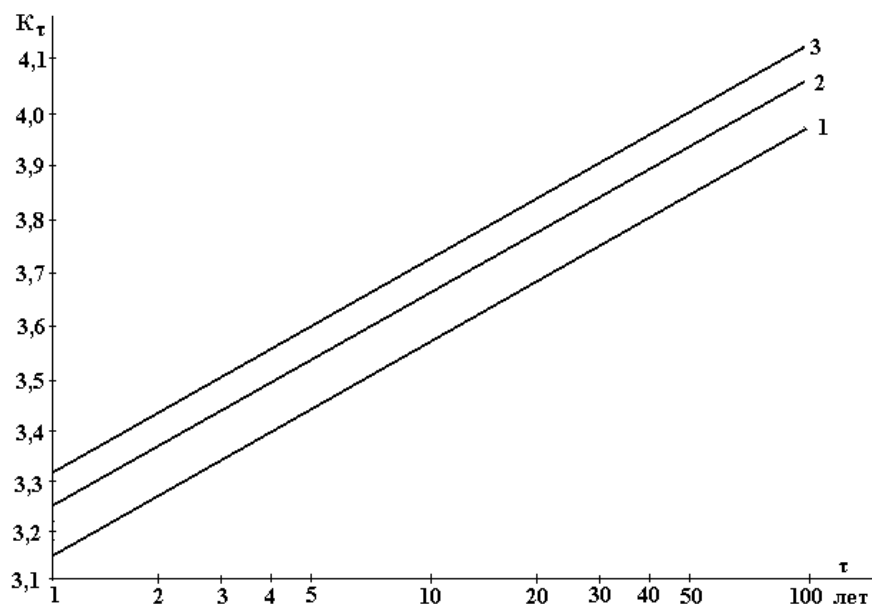


Рисунок 6.17 - Зависимость $K_{\tau} = f(\tau)$ для гидрогенераторов (1) и верхней граница 90%-ного (2) и 95%-ного (3) доверительного интервала

На рисунке 6.17 приведена зависимость $K_{\tau} = f(\tau)$ для дуговых перенапряжений, возникающих на изоляции электрооборудования, в том числе генераторов. Сравнение этой зависимости с $K_{\text{доп}}$ для генераторов показывает, что дуговые перенапряжения представляют опасность для изоляции и поэтому генераторы должны быть защищены от этих перенапряжений.

2.2 Результаты исследования коммутационных перенапряжений

В настоящее время многие конструкции генераторных выключателей оснащаются пофазными приводами. Поэтому при коммутациях блока, осуществляемого генераторными выключателями, могут иметь место значительные разбросы при действии разных полюсов, что вызывает дополнительную интенсивность переходных процессов.

При включении выключателя первой фазы на генератор по токопроводу распространяется волна напряжения. Однако частоты этих переходных процессов составляют десятки килогерц, а амплитуда - небольшую долю от ЭДС прямой последовательности генератора. Поэтому процессы на стороне генератора практически могут не быть принятыми во внимание.

Перенапряжения, возникающие на изоляции оборудования генераторного напряжения, могут достигнуть существенных значений лишь при появлении значительного напряжения на нейтрали генератора и на условной нейтрали трансформатора. Рассмотрим эти вопросы более подробно.

Гидрогенераторы Жигулевской ГЭС, как и любой другой ГЭС, включаются в сеть методом самосинхронизации [17]. Генератор разворачивается до подсинхронных $0,95 n_r < n_r < 1,05 n_r$ (где n_r – число оборотов машины), после чего включается выключатель генератора при невозбужденном генераторе. После этого от блок-контакта выключателя срабатывает контактор и толчком подается возбуждение. При этом гидрогенератор доворачивается (ускоряется или тормозится), проворачивается на полюс и втягивается в синхронизм.

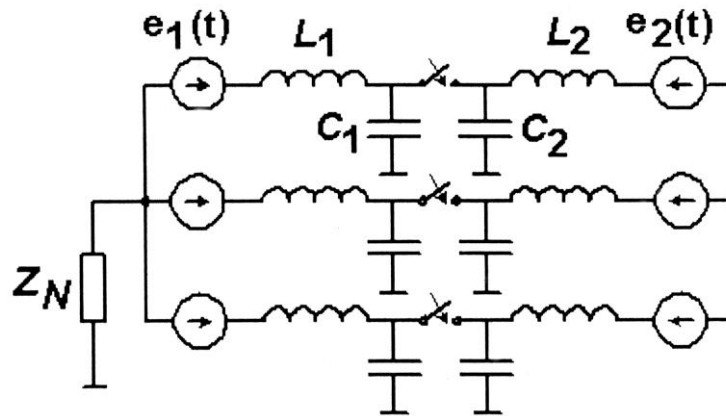


Рисунок 6.18 - Простейшая расчетная схема для определения перенапряжений, возникающих при включении блока в режиме синхронизации

В настоящее время во многих ГЭС при реконструкции предполагается установка устройств точной синхронизации. Однако, в результате ложной работы соответствующей автоматики или каких-либо иных неполадок, связанных с обслуживанием устройства точной синхронизации, следует рассматривать также и возможность «грубой» синхронизации, которая, в частности, может привести к опасным перенапряжениям на изоляции электрооборудования генераторного напряжения. Высокие кратности перенапряжений возникают при этом при некотором (небольшом) разбросе в действии полюсов выключателя, в частности вакуумного.

Максимальные перенапряжения на невключенных фазах возникают при включении первого полюса выключателя и задержке включения второго и третьего полюсов. Это связано с тем, что в этом случае наблюдается наибольшее напряжение на условной нейтрали силового трансформатора. Перенапряжения на невключаемых фазах В и С зависят от угла между векторами напряжений на выводах генератора и шинах ОРУ в момент включения первого полюса:

$$u_{\text{в}}(t) = u_{\text{г}}(t) - u_{\text{ш}}(t) = E_m [\cos(\omega t + \delta/2) - \cos(\omega t + \delta/2)] = -2 E_m \sin(\delta/2) \sin \omega t. \quad (6.13)$$

Простейшая расчетная схема при анализе перенапряжений, возникающих при синхронизации блока, приведена на рисунке 6.18.

Из выражения (6.13) видно, что наибольшее значение напряжения на контактах в момент включения полюса выключателя наблюдается при $\delta = \pi$, т.е. при «грубой» синхронизации блока. При точной синхронизации ($\delta \approx 0$) никакого переходного процесса при включении полюса выключателя не наблюдается. Чем больше угол δ , тем выше уровень перенапряжений, возникающих при включении первого полюса генераторного выключателя.

При анализе процессов, происходящих на изоляции электрооборудования, в качестве э.д.с. $e_1(t)$ принимается э.д.с. генератора, в качестве $e_2(t)$ - э.д.с. на шинах ВН силового трансформатора блока. Соответственно L_1 - сверхпереходная индуктивность генератора и участка токопровода от генератора до выключателя, L_2 - индуктивность рассеивания трансформатора блока и участка токопровода от выключателя до трансформатора.

Наиболее неблагоприятным случаем с точки зрения возможных перенапряжений является синхронизация одного генератора из нескольких при условии, что остальные генераторы отключены.

Опасных перенапряжений можно опасаться и в случае, если нейтрали генераторов оснащены дугогасящими реакторами и наблюдается длительная задержка включения второго и третьего полюсов выключателя. В этом случае в цепи нулевой последовательности, содержащей дугогасящий реактор (ДГР) в нейтрали генератора, могут возникнуть резонансные условия, приводящие к высоким кратностям перенапряжений со стороны трансформатора на не включенных фазах. Если резонансные условия не возникают, то на высокочастотные процессы, возникающие при включении первого полюса выключателя в режиме «грубой синхронизации» индуктивность ДГР практически не оказывает влияния.

В настоящее время все гидрогенераторы оснащены дугогасящими реакторами (ДГР), характеристики которых приведены в таблице 2.

Расчетная схема для определения частоты собственных колебаний в этом случае приведена на рисунке 6.19.

Частота собственных колебаний в схеме рисунке 6.19 определяется из соотношения $\beta_N = 1 / \sqrt{L_N 3(C_1 + C_2)}$.

Ток замыкания на землю I_3 в цепи генератора $I_3 = 3 \cdot \omega \cdot C_\phi \cdot U_\phi = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_\phi \cdot U_{\text{НОМ}}$, где $\omega = 314$ 1/с – угловая частота, C_ϕ – суммарная емкость фазы на землю, $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора $I_3 = \sqrt{3} \cdot 314 \cdot 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 13,8 \cdot 10^3 \cong 9$ А. Поскольку требуется ~ 10% - ная перекомпенсация ток реактора должен быть $I_p = 1,1 \cdot 9 \cong 9,9$ А, то есть реактор должен работать на первой отпайке (таблица 2).

Индуктивное сопротивление дугогасящего реактора для положения первой отпайки равно 798 Ом или индуктивность $L_N = 2,54$ Гн.

Принимая $C_1 = 1,2$ мкФ, $C_2 = 6$ нФ, $L_N = 2,54$ Гн, получим частоту 52,8 Гц, то есть близкую к 50 Гц, что соответствует резонансной настройке ДГР.

Напряжения на нейтралях генератора и трансформатора в этой схеме могут быть определены по расчетной схеме, приведенной на рисунке 6.20.

Процессы изменения напряжения на нейтрали генератора и условной нейтрали трансформатора в схеме рисунке 6.20 записываются в виде:

$$u_{N1}(t) = E_{\hat{a}m} \frac{C_2}{C_1 + C_2} \left[\frac{\omega^2}{\beta_N^2 - \omega^2} \sin \omega t - \frac{\beta_N \omega}{\beta_N^2 - \omega^2} \sin \beta_N t \right], \quad (6.15)$$

$$u_{N2}(t) = E_{\hat{a}m} \frac{1}{C_1 + C_2} \left[\frac{\omega^2 C_1 (k_L - 1)}{\beta_N^2 - \omega^2} \sin \omega t - \frac{\beta_N \omega C_2}{\beta_N^2 - \omega^2} \sin \beta_N t \right], \quad (6.16)$$

где $k_L = \frac{1}{3(C_1 + C_2)L_N}$, $\beta_N^2 = k_L \omega^2$.

Из выражений (6.15) и (6.16) видно, что в случае $k_L = 1$ наблюдается резонанс напряжений, и напряжения на нейтралях а, следовательно, и на фазах достигают недопустимых значений. Надежная эксплуатация блока, оснащенного ДГР в нейтрали генератора, в режиме синхронизации может быть осуществлена лишь при соблюдении следующих условий:

- при регулировке приводов полюсов генераторного выключателя таким образом, чтобы разброс в их действии в процессе включения не превышал бы величины порядка 0,005...0,01 с;

- при эксплуатации блока в режиме перекомпенсации емкостного тока ($k_L = 1,1...1,2$);

- при осуществлении точной синхронизации блока ($\delta \leq 20... 30^\circ$).

При выполнении условий, приведенных выше, процессы при включении первого полюса выключателя могут быть исследованы в предположении изолированной нейтрали генератора, так как индуктивность ДГР практически не повлияет на высокочастотные процессы, сопровождающие рассматриваемое включение. Расчетная схема для определения частот собственных колебаний при включении первого полюса выключателя, составленная на основе схемы рисунка 6.18, приведена на рисунке 6.21

В расчетной схеме не учтено сопротивление ДГР в нейтрали генератора, так как уже указывалось выше, при высоких частотах, сопровождающих переходный процесс синхронизации, это сопротивление практически не оказывает влияния на его характеристики.

Частоты собственных колебаний в расчетной схеме рисунка 6.21 определяются из уравнения:

$$3(C_1 + C_2) \cdot p^4 + \beta_1^2(3C_1 + C_2) + \beta_2^2(3C_1 + C_2) \cdot p^2 + (\beta_1^2 + \beta_2^2) \cdot C_1 C_2 = 0, \quad (6.17)$$

где $\beta_1 = 1/\sqrt{L_1 C_1}$, $\beta_2 = 1/\sqrt{L_2 C_2}$.

При приведенных выше параметрах частоты собственных колебаний оказались равными:

$$f_1 = 4.96 \text{ кГц}, f_2 = 59.61 \text{ кГц}, \text{ (т.е. порядка 5 и 60 кГц).}$$

Оценка напряжений на изолированных нейтралях генератора и условной нейтрали трансформатора, вторичная обмотка которого соединена в треугольник, в установившемся режиме включения одной фазы может быть произведена в схеме рисунка 6.22 при пренебрежении индуктивными сопротивлениями генератора и трансформатора.

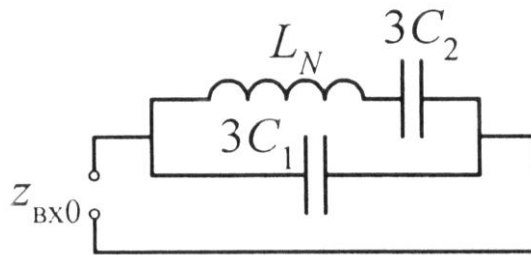


Рисунок 6.19 - Схема для определения частоты собственных колебаний в схеме замещения нулевой последовательности при оснащении нейтрали генератора ДГР

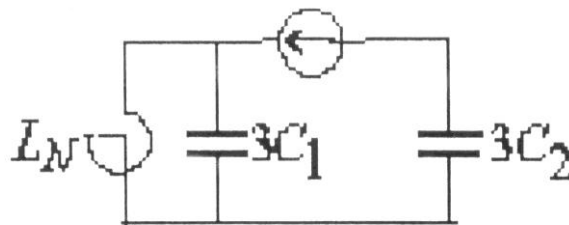


Рисунок 6.20 - Расчетная схема для определения низкочастотной составляющей процесса, сопровождающего включение первого полюса выключателя в схеме с ДГР

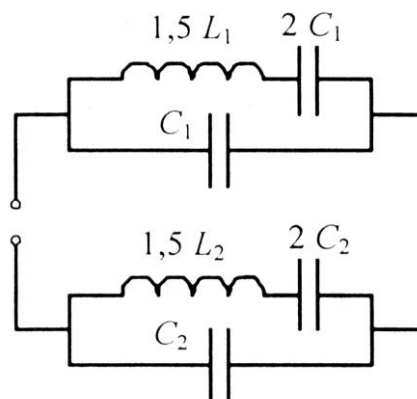


Рисунок 6.21 - Расчетная схема для определения частот собственных колебаний

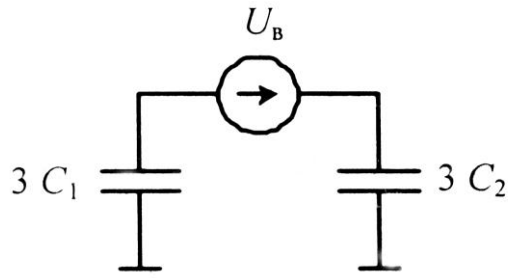


Рисунок 6. 22 - Простейшая расчетная схема для определения напряжения на нейтрали генератора и на условной нейтрали трансформатора в стационарном режиме включения одного полюса выключателя

В этой схеме напряжения на нейтралях определяются как:

$$U_{1N} = U_{\dot{a}_{\max}} \frac{C_2}{C_1 + C_2}, \quad U_{2N} = U_{\dot{a}_{\max}} \frac{C_1}{C_1 + C_2}. \quad (6.18)$$

Из приведенных выражений видно, что в рассматриваемой схеме напряжения на нейтралях генератора и трансформатора составляют: $U_{1N} = 0.014 U_{\dot{a}_{\max}}$, $U_{2N} = 0.096 U_{\dot{a}_{\max}}$. Следовательно, перенапряжений на выводах генератора практически не будет наблюдаться. Перенапряжения возникают лишь со стороны трансформатора. Это означает, что эти перенапряжения будут воздействовать на изоляцию электрического оборудования, подключенного к не включившимся фазам со стороны обмотки НН силового трансформатора. Поскольку именно в этой части устанавливаются ОПН, то перенапряжения могут привести в случае их высоких кратностей к «срабатыванию» ОПН.

Расчеты переходных процессов, сопровождающих включение одного полюса выключателя при синхронизации блока, производились с помощью специально разработанной программы в среде MATLAB. Расчетная схема приведена на рисунке 6.23.

В схеме рисунка 6.23 учтены активные потери в меди и стали генератора и силового трансформатора.

Математическая модель, описывающая процессы в схеме рисунка 6.23, записывается следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{di_{1\gamma}}{dt} &= \frac{u_{N1} + e_{1\gamma} - u_{1\gamma} - R_{m1}i_{1\gamma}}{L_1}, & \frac{di_{2\gamma}}{dt} &= \frac{u_{N2} + e_{2\gamma} - u_{2\gamma} - R_{m2}i_{2\gamma}}{L_2}, & \frac{du_{1\gamma}}{dt} &= \frac{i_{C1\gamma}}{C_1}, \\ \frac{du_{2\gamma}}{dt} &= \frac{i_{C2\gamma}}{C_2}, & \frac{di_{LN}}{dt} &= \frac{u_{N1}}{L_N}, & i_{C1\gamma} &= i_{1\gamma} + \frac{u_{N1} + e_{1\gamma} - u_{1\gamma}}{R_{cm1}} - i_{\gamma v}, \\ i_{C2\gamma} &= i_{2\gamma} + \frac{u_{N2} + e_{2\gamma} - u_{2\gamma}}{R_{cm2}} - i_{\gamma v} - k_0 i_{ОПН\gamma}, & i_{\gamma v} &= \frac{u_{1\gamma} - u_{2\gamma}}{R_v}, \\ u_{N1} &= -(i_{1a} + i_{1b} + i_{1c})R_3 + \frac{R_3}{R_{ст1}}(u_{1a} + u_{1b} + u_{1c}), \\ u_{N2} &= -(i_{2a} + i_{2b} + i_{2c})\frac{R_{cm2}}{3} + \frac{1}{3}(u_{1a} + u_{1b} + u_{1c}), & i_{ОПН\gamma} &= \left(\frac{u_{2\gamma}}{A}\right)^{1/b}, & (u_{ОПН\gamma} &= Ai_{ОПН\gamma}^b), \end{aligned}$$

$\gamma = a, b, c$.

В приведенных выражениях R_v - сопротивление между контактами выключателя, моделирующее его включенное и отключенное состояния (во включенном состоянии $R_v = 0,01$ Ом, а в отключенном состоянии - $R_v = 0,01 \cdot 10^{10}$ Ом).

Результаты расчетов при значительном опережении включения первого полюса выключателя (порядка 0.01 с) приведены на рисунках 6.24 - 6.27.

Из приведенных компьютерных осциллограмм видно, что, как и указывалось выше на основе анализа в простейших схемах при включении одного полюса выключателя, напряжение на нейтрали генератора оказывается весьма малым (рисунок 6.25), тогда как напряжение на условной нейтрали трансформатора в установившемся режиме составляет величину порядка $2U_{фм}$. Соответственно, напряжение на генераторе практически не превышает номинального, тогда как напряжение на не включенных фазах со стороны трансформатора в стационарном режиме достигает почти трехкратного уровня. Компьютерные осциллограммы перенапряжений со стороны трансформатора в начальной стадии процесса (до затухания высокочастотных переходных составляющих) приведены на рисунках 6.27, 6.28 и 6.29.

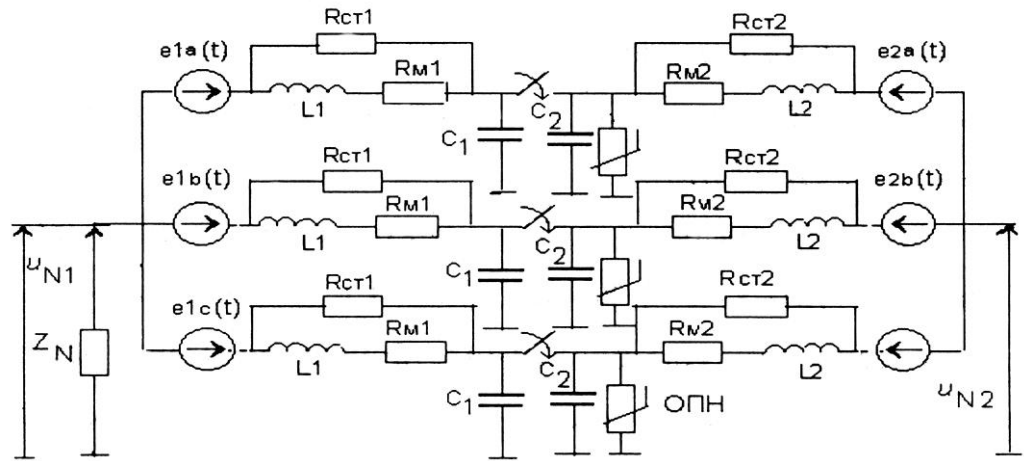


Рисунок 6.23 - Расчетная схема при исследовании процессов, сопровождающих включение первого полюса выключателя при синхронизации генератора

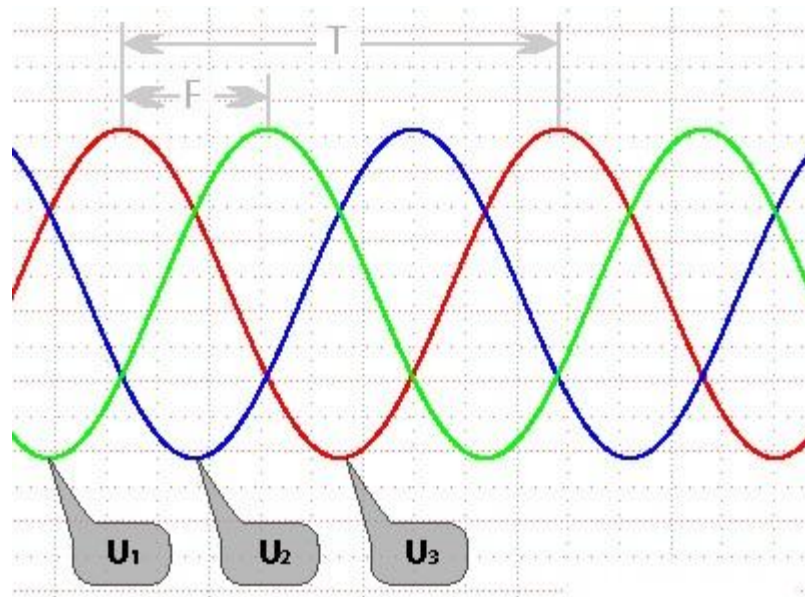


Рисунок 6.24 - Компьютерные осциллограммы напряжения на генераторе ($\delta = \pi$)

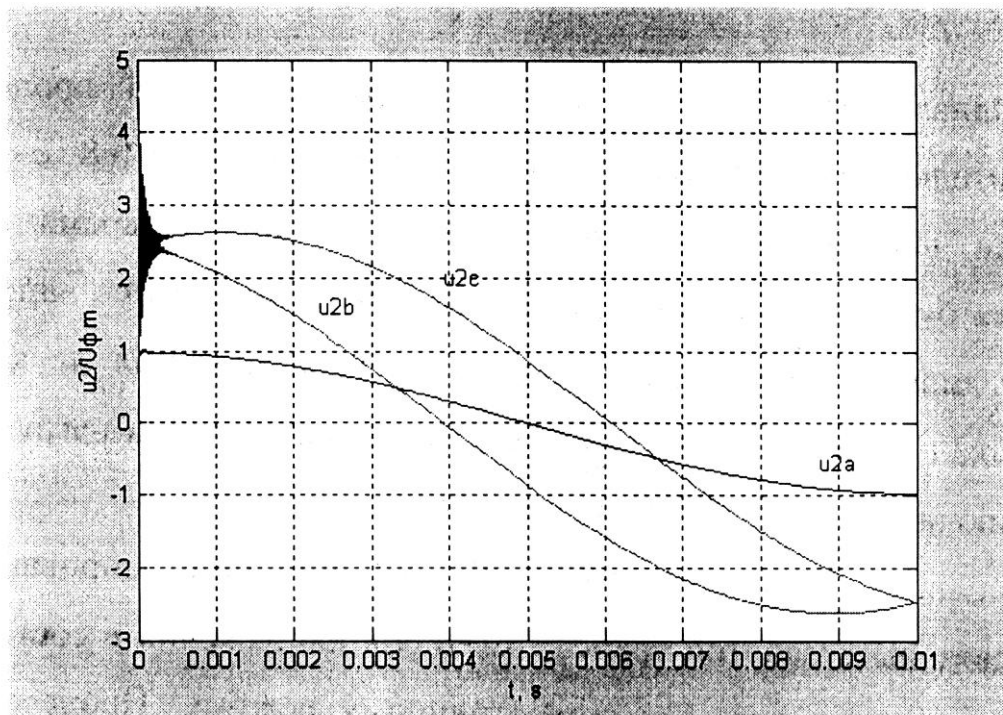


Рисунок 6.25 - Компьютерные осциллограммы напряжения на трансформаторе ($\delta = \pi$)

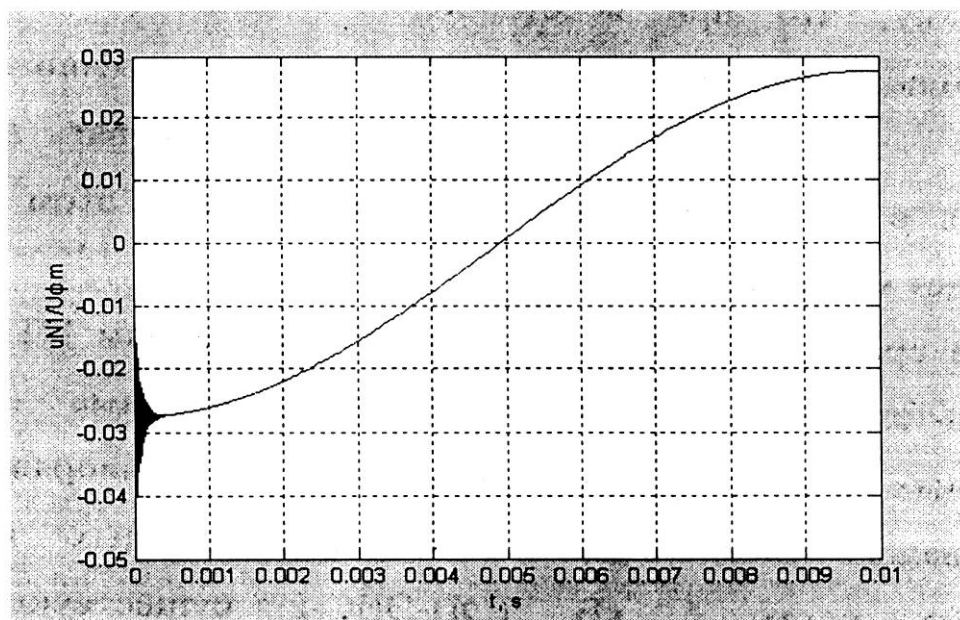


Рисунок 6.26 - Компьютерные осциллограммы напряжения на нейтрали генератора ($\delta = \pi$)

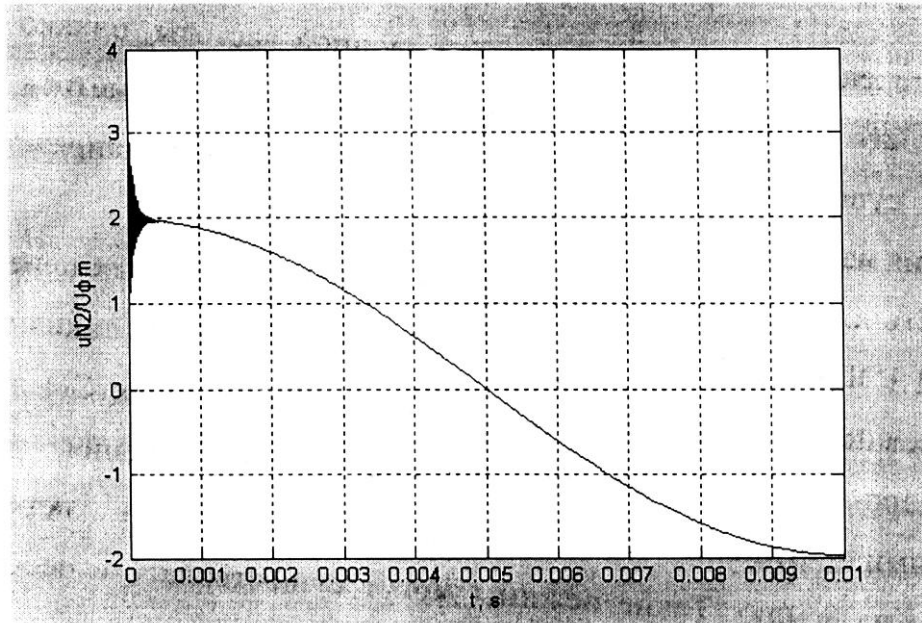


Рисунок 6.27 - Компьютерные осциллограммы напряжения на условной нейтрали трансформатора ($\delta = \pi$)

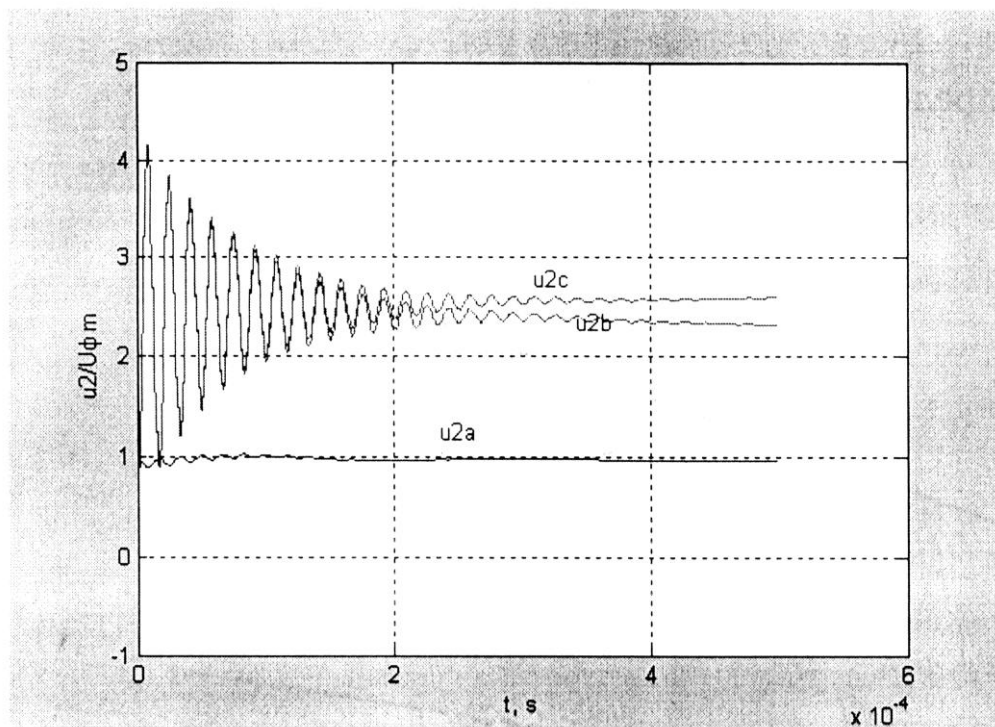


Рисунок 6.28 - Компьютерные осциллограммы напряжения на фазах трансформатора ($\delta = \pi$)

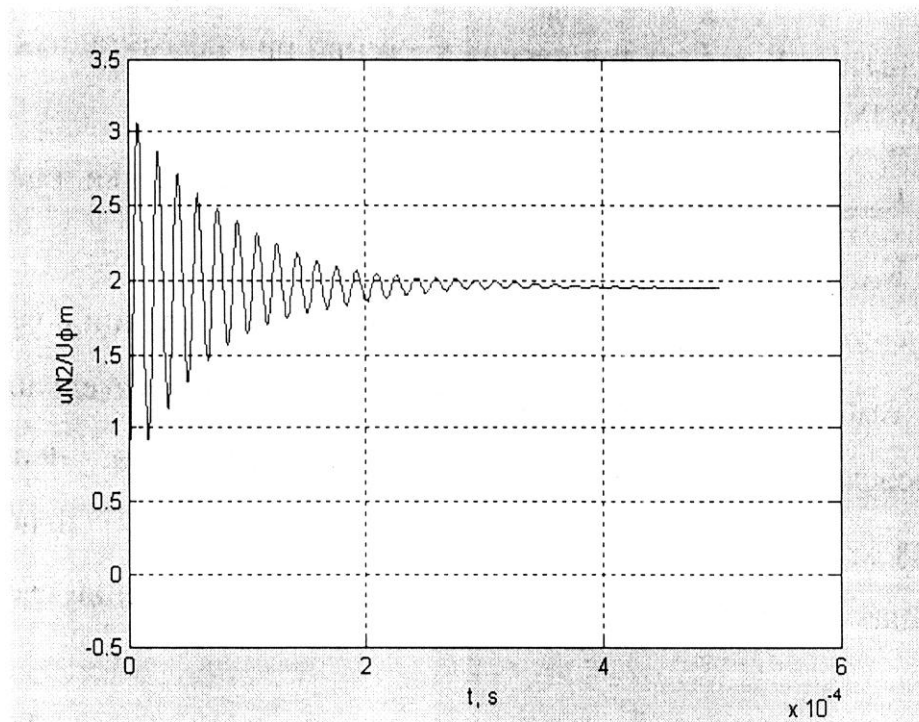


Рис. 6.29 - Компьютерные осциллограммы напряжения на условной
нейтрали трансформатора ($\delta = \pi$)

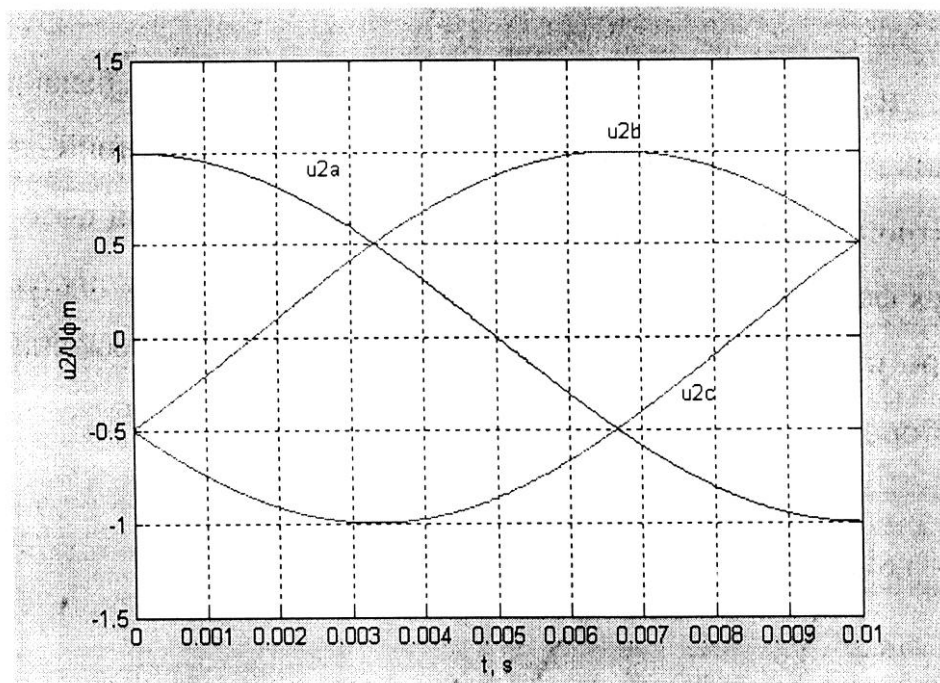


Рисунок 6.30 - Компьютерные осциллограммы напряжения на фазах
трансформатора ($\delta = 0$)

Из компьютерной осциллограммы рисунка 6.28 видно, что перенапряжения на фазах В и С (не включившихся) превышают четырехкратные. Следовательно, в этом случае будет срабатывать ОПН, установленный со стороны трансформатора.

На рисунках 6.30 и 6.31 приведены компьютерные осциллограммы при точной синхронизации блока ($\delta = 0$) и при $\delta = \pi / 6$.

Из компьютерных осциллограмм представленных на рисунках. 6.30 и 6.31 следует, что при точной синхронизации никаких перенапряжений на не включенных фазах со стороны трансформатора не возникает. На рисунке 6.32 приведена зависимость кратностей перенапряжений от угла между векторами э.д.с. генератора и напряжения на шинах 13,8 кВ при включении первого полюса выключателя в режиме синхронизации.

Сравним кратности перенапряжений, возникающих при неблагоприятных условиях проведения синхронизации (большие углы между векторами э.д.с. генератора и шин, разброс во временах включения выключателя, превышающий время порядка 5-7 мкс), с электрической прочностью изоляции электрооборудования сети 13,8 кВ со стороны трансформатора. Согласно ГОСТ 1516.3-96 испытательные одноминутные напряжения по отношению к эффективному значению номинального фазного напряжения составляют:

- обмотки низшего напряжения трансформатора блока - 4,94;
- трансформатора СН с облегченной изоляцией - 4,06;
- трансформатора напряжения с облегченной изоляцией - 5,27.

Допустимое же напряжение статорной изоляции генераторов составляет лишь $2,6 \dots 2,9 U_{\text{фн}}$.

Таким образом, наименее электрически прочной в сети генераторного напряжения блока является изоляция самого ответственного элемента станции - гидрогенератора.

Сравнение кратностей перенапряжений, приведенных на рисунках 6.32 с электрической прочностью электрооборудования, подключенного со стороны трансформатора напряжения, показывает, что возникающие перенапряжения

могут быть опасны как для оборудования с облегченной изоляцией, так и для оборудования с несколько пониженной в условиях эксплуатации изоляцией. В мощных блоках со стороны обмотки низшего напряжения силового трансформатора устанавливаются ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН), которые ограничивают перенапряжения, возникающие при «грубой» синхронизации до уровня, определяемого электрической прочностью статорной изоляции генератора. Вследствие высокой частоты процессов, сопровождающих синхронизацию при включении первого полюса выключателя, энергия, поглощаемая ОПН во время переходного процесса, оказывается небольшой, и требования, предъявляемые к этим защитным аппаратам с точки зрения их удельной энергоемкости, отвечают аппаратам первой группы (наименее энергоемкой).

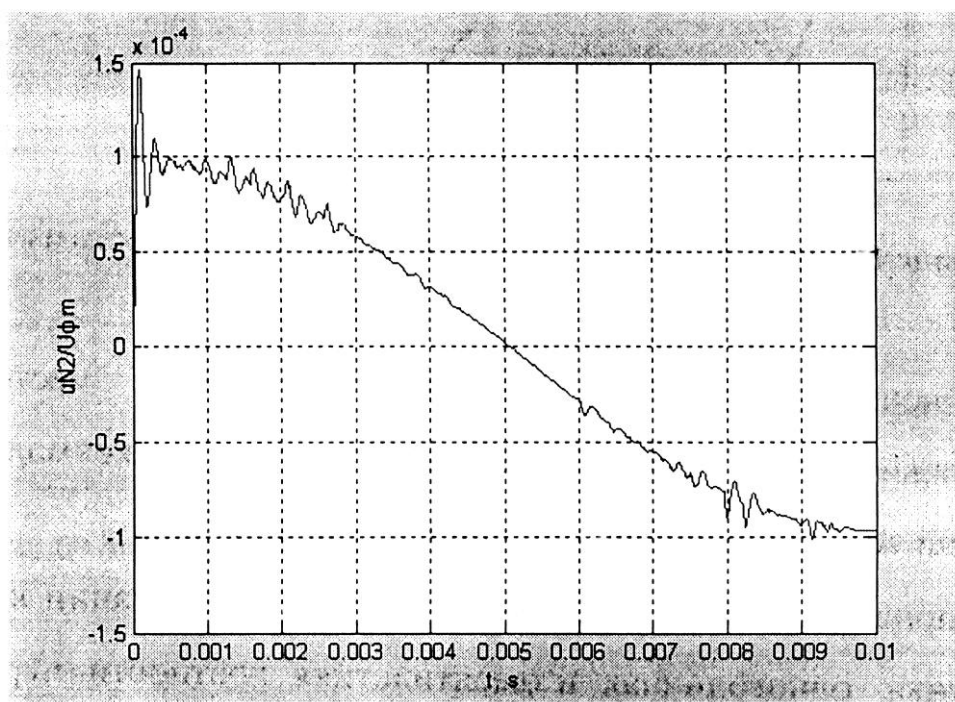


Рисунок 6.31 - Компьютерная осциллограмма напряжения на условной нейтрали трансформатора ($\delta = 0$)

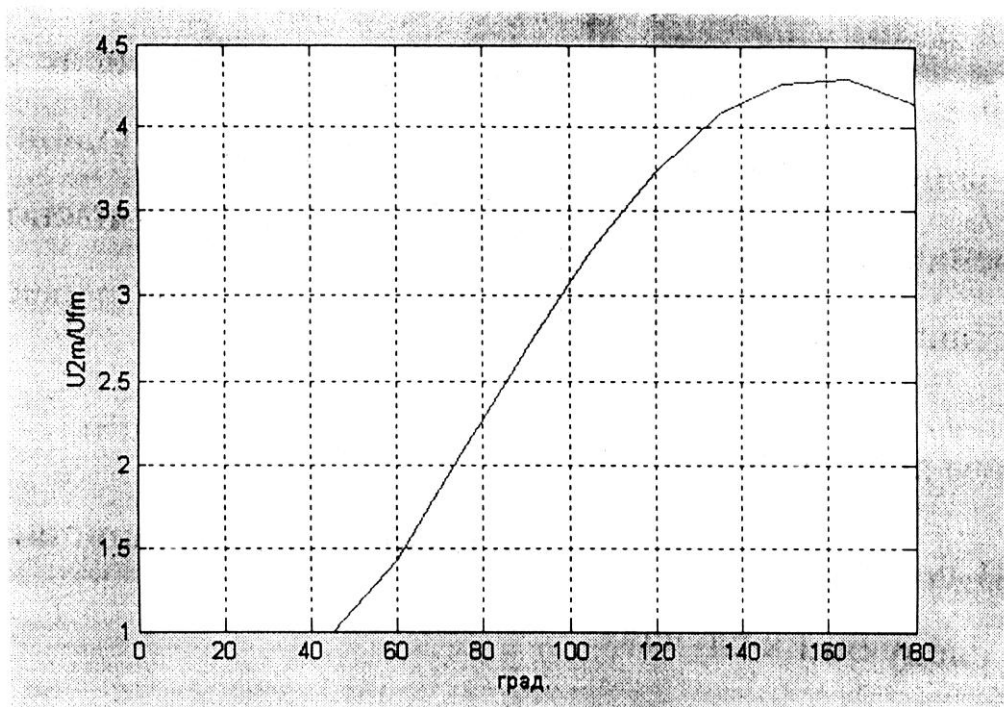


Рисунок 6.32 - Зависимость кратностей перенапряжений от угла между векторами генератора и шин при включении первого полюса при синхронизации генератора с сетью

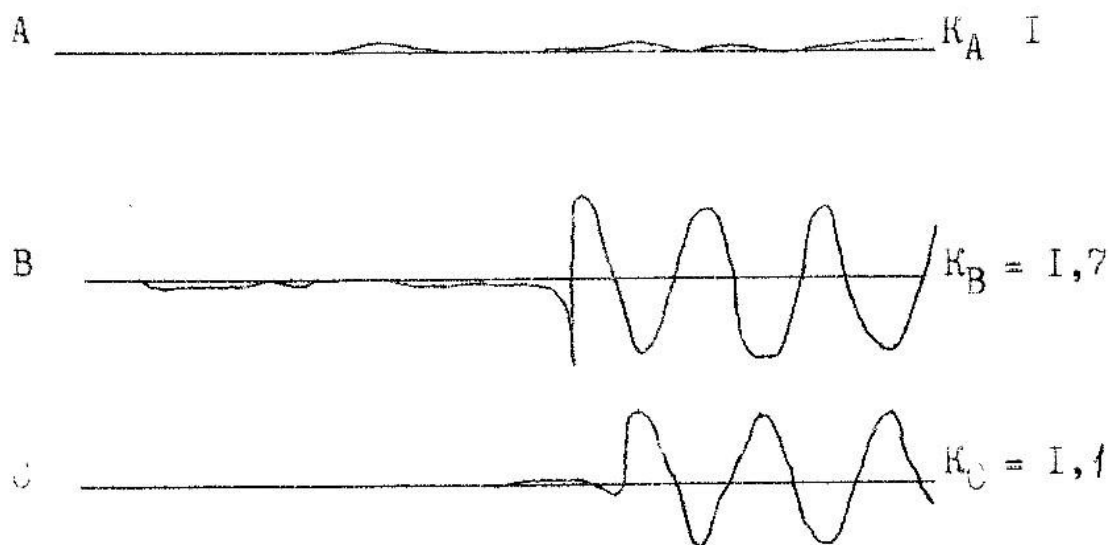


Рисунок 6.33 - Осциллограмма включения гидрогенератора

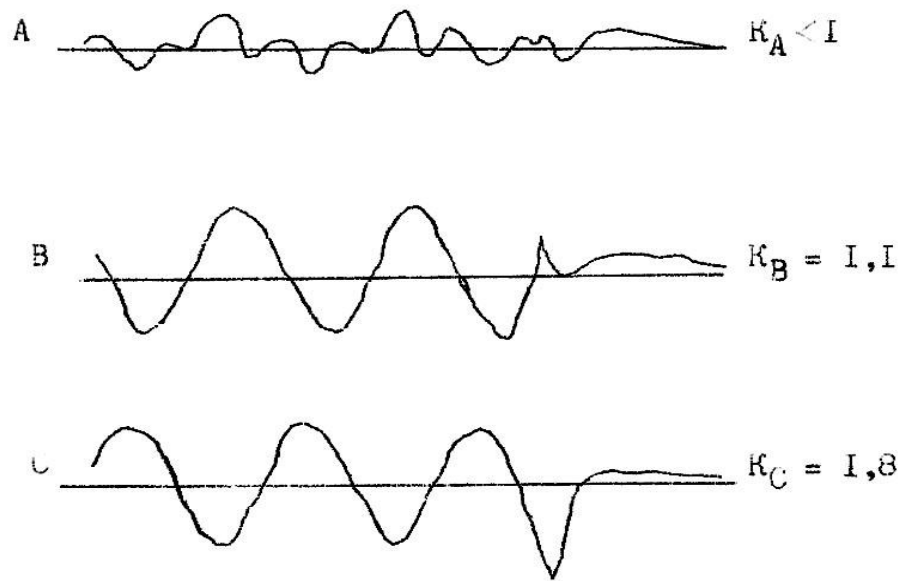


Рисунок 6.34 - Осциллограмма отключения гидрогенератора

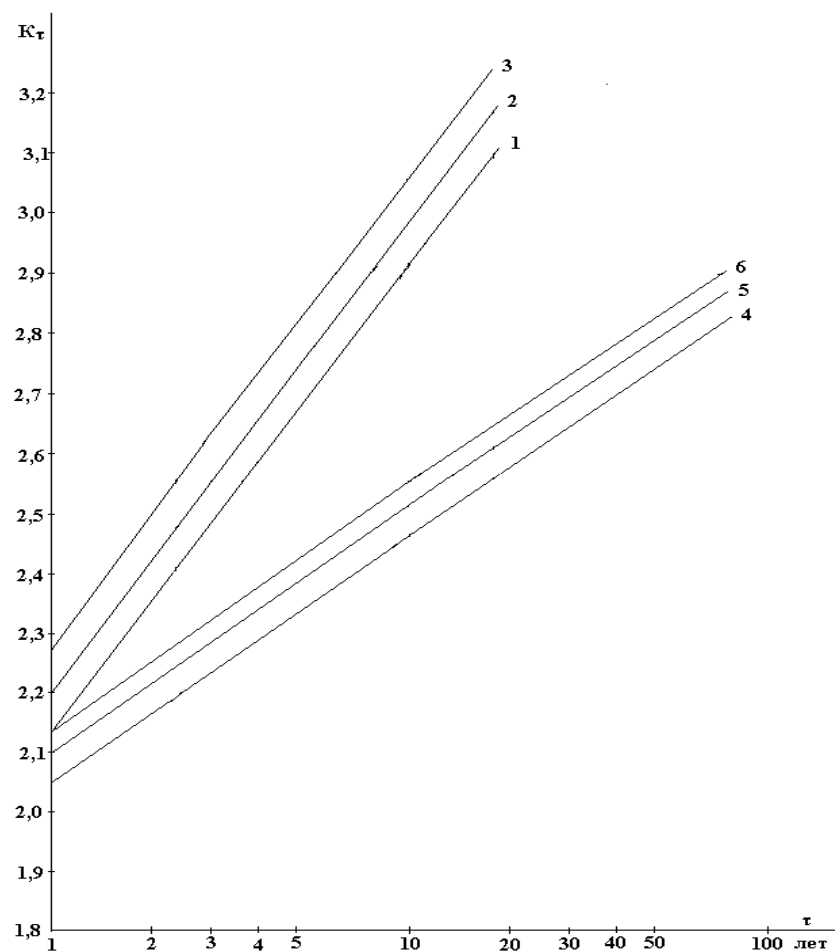


Рисунок 6.35 - Зависимость $K_\tau = f(\tau)$ для включения (1,2,3) и отключения (4,5,6) гидрогенераторов

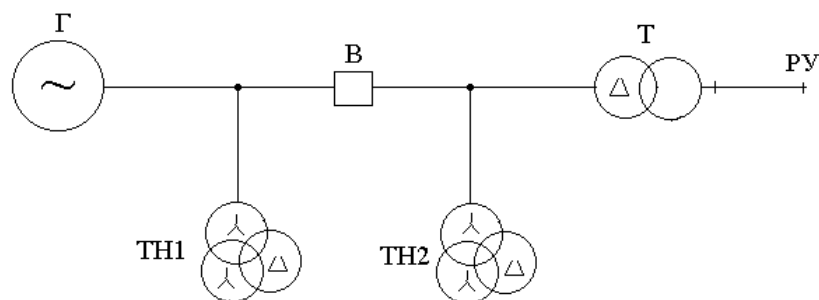


Рисунок 6.36 - Принципиальная схема блока с трансформаторами напряжения

С помощью полевых исследований получено распределение кратности перенапряжений при коммутациях отключения и включения гидрогенераторов блоков (примеры осциллограмм приведены на рисунках 6.33 и 6.34). Обработка показала, что годовое число коммутационных перенапряжений при отключении гидрогенераторов, обладающих кратностью, равной или выше заданной, равно

$$N_{кг} = 5,8 \exp [-0,38 (K-1,1)] \text{ при } 1,1 \leq K < 1,8 \text{ и} \quad (6.20)$$

$$N_{кг} = 1,0 \exp [-5,65 (K-1,8)] \text{ при } K \geq 1,8. \quad (6.21)$$

Аналогично при включении гидрогенераторов

$$N_{кг} = 5,8 \exp [-0,4 (K-1,1)] \text{ при } 1,1 \leq K < 1,8 \text{ и} \quad (6.22)$$

$$N_{кг} = 4,0 \exp [-3,1 (K-1,7)]. \quad (6.23)$$

Для экстраполяции в область больших кратностей из этих формул важное значение имеют формулы (6.21) и (6.23). Вычисленные зависимости $K_{\tau} = f(\tau)$ для коммутаций гидрогенераторов приведены на рисунке 6.35, из которого видно, что коммутационные перенапряжения могут представлять опасность как для изоляции крупных машин (50 МВт и выше). Должны быть предусмотрены мероприятия по защите гидрогенераторов от перенапряжений.

Сопоставление зависимости $K_{\tau} = f(\tau)$ из рисунка 6.35 с уровнем изоляции гидрогенераторов Жигулевской ГЭС показывает, что и по экспериментальным данным коммутационные перенапряжения представляют опасность для упомянутых электрических машин.

2.3 Феррорезонансные перенапряжения в сетях генераторного напряжения Жигулевской ГЭС

Коммутации выключателями гидрогенераторов $1Г \div 20Г$ при определенных условиях могут привести к феррорезонансным перенапряжениям как на основной частоте, так и на высших гармониках. Для этого должны быть выполнены следующие условия:

1) на каждый из блочных трансформаторов $1ТГ \div 8ТГ$ должен работать только один гидрогенератор;

2) блок один Г и один ТГ через соответствующее ОРУ должен работать на одну (выделенную) линию 110, 220 или 500 кВ;

3) линия из п.2 должна иметь определенную длину (определенное входное сопротивление) и находиться в режиме холостого хода;

4) на одной из гармоник должны быть условия, необходимые для возникновения феррорезонансных явлений (интегральное индуктивное сопротивление питающей цепи должно приближаться к емкостному сопротивлению ненагруженной линии на определенной гармонике, например, на гармониках 2ω или 5ω , где ω - угловая частота $\omega = 314$ 1/с).

Вероятность совпадения таких условий настолько мала, что в принципе опасаться возникновения феррорезонансных перенапряжений в цепях генераторов 13,8 кВ и во внешней сети 110, 220 и 500 кВ не следует.

2.4 Феррорезонансные сверхтоки в цепях ТН

В схемах блоков “гидрогенератор – трансформатор” использованы трехобмоточные электромагнитные трансформаторы напряжения типа ЗНОМ. Одна из обмоток ТН соединена в звезду с заземленной нейтралью, другая - в открытый треугольник, в расщелку которого подключаются устройства релейной защиты, реагирующие на появление в генераторных цепях напряжения нулевой последовательности (рисунок 6.36). Расчетная схема для анализа феррорезонансных явлений, обусловленных несимметрией магнитных потоков в магнитопроводе трансформатора напряжения ТН2, показана на рисунке 6.37. При несимметричных режимах из-за напряжений смещения нейтралей генератора и трансформатора напряжения на фазах трансформатора существенно различны, причем на одной или двух фазах напряжения могут превысить номинальное линейное напряжение. При несимметричном включении генератора емкости, подключенные параллельно к индуктивностям намагничивания трансформатора напряжения, также различны. Например, при включении одной фазы "а" параллельно индуктивности намагничивания фазы "а" подключена емкость (C_1+C_2) , а параллельно индуктивностям намагничивания двух других фаз - емкости C_2 (рисунок 6.38). В работе [14] показано, что в случае изолированной нейтрали генератора в стационарном режиме включения одной фазы напряжения на нейтралях и фазах будут:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{N1} &= \frac{C_2}{C_1 + C_2} (\dot{E}_{A2} - \dot{E}_{A1}), \quad \dot{U}_{N2} = \frac{C_1}{C_1 + C_2} (\dot{E}_{A1} - \dot{E}_{A2}), \\ U_{A1} &= \frac{L_1}{L_1 + L_2} (\dot{E}_{A2} + \dot{U}_{N2}) + \frac{L_2}{L_1 + L_2} (\dot{E}_{A1} + \dot{U}_{N1}), \\ \dot{U}_{e1} &= \dot{E}_{e1} + \dot{U}_{N1}, \quad \dot{U}_{C1} = \dot{E}_{C1} + \dot{U}_{N1}, \quad \dot{U}_{e2} = \dot{E}_{e2} + \dot{U}_{N2}, \quad \dot{U}_{C2} = \dot{E}_{C2} + \dot{U}_{N2}. \end{aligned} \right\} (6.24)$$

Из выражений (6.24) следует, что при $\delta = 0$ (δ - угол между векторами \dot{E}_1 и \dot{E}_2) напряжения на нейтралях равны нулю и никаких повышений напряжения на трансформаторе не наблюдается. Наибольшие перенапряжения будут при

грубой синхронизации при $\delta = \pi$ в случае отсутствия дополнительной емкости со стороны трансформатора $C_2 = C_{тр}$), т.е. при наибольшем значении отношения $(C_1/(C_1 + C_2))$. Если при $\delta = \pi$ принять $C_1/(C_1 + C_2) = 1$ ($C_2/(C_1 + C_2) = 0$), то $|\dot{U}_{N1}| = 0$, $\dot{U}_{N2} = \dot{E}_{A1} - \dot{E}_{A2} = \dot{E}_{A2} \cdot e^{j\pi} - \dot{E}_{A2} = 2\dot{E}_{A2}$ и напряжения фаз будут $\dot{U}_{a2} = 3\dot{E}_{a2}$, $\dot{U}_{e2} = \dot{E}_{e2} + 2\dot{E}_{a2}$, $\dot{U}_{c2} = \dot{E}_{c2} + 2\dot{E}_{a2}$.

Следовательно, в стационарном режиме включения одной фазы напряжение на включенной фазе достигает тройного значения, а на не включенных фазах со стороны трансформатора - линейного напряжения. При таком режиме напряжений эквивалентное сопротивление емкости и шунта намагничивания на фазе "а" может носить индуктивный характер, а на фазах "б" и "с" - емкостный характер.

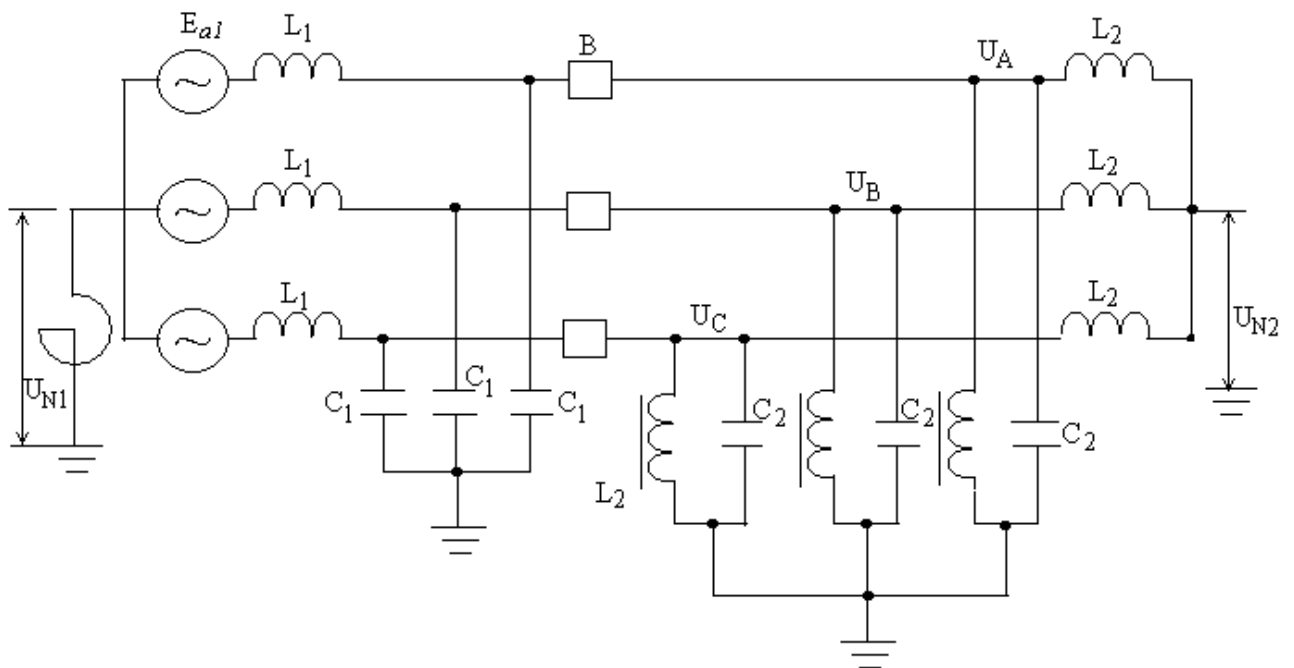


Рисунок 6.37 - Расчетная схема для исследования феррорезонансных явлений, обусловленных насыщением магнитопровода трансформатора напряжения ТН2

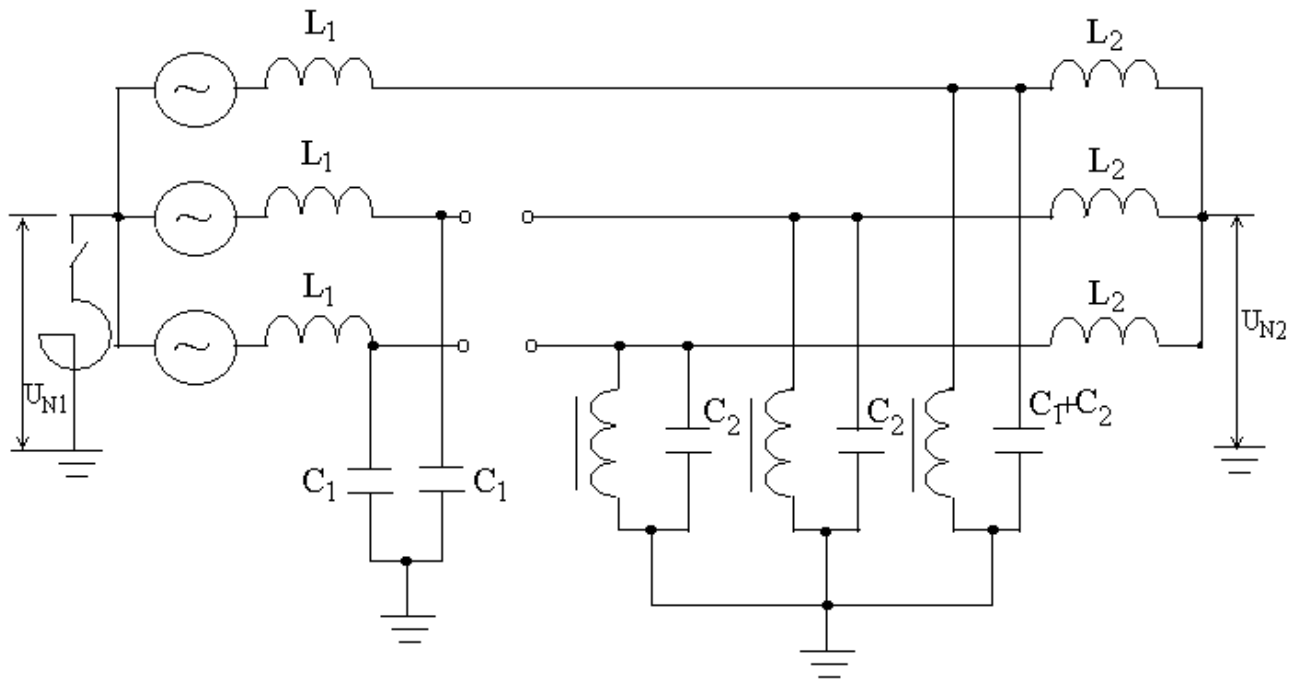


Рисунок 6.38 - Расчетная схема при включении одной фазы

Проведенный анализ показывает, что в переходном процессе включения блока при грубой синхронизации и значительном разбросе в действии фаз генераторного выключателя могут возникать устойчивые колебания на суб- и ультрагармонических из-за феррорезонансных явлений в контурах емкости фаз цепей индуктивности намагничивания трансформатора напряжения, подключенного со стороны трансформатора блока. В итоге в обмотках ВН ТН потекут токи, в десятки раз больше, чем номинальный ток. Это может привести к перегреву обмотки и повреждению ТН с выбросом масла и возникновением пожара.

Описанный механизм развития феррорезонансных колебаний в процессе синхронизации блока не будет иметь места при оснащении нейтрали генератора дугогасящим реактором из-за медленного нарастания напряжения на условной нейтрали трансформатора. Для предотвращения же возможности развития феррорезонансных явлений при изолированной нейтрали генератора целесообразно в расщелку открытого треугольника ТН включить достаточно низкоомный резистор. Для того чтобы в нормальном эксплуатационном режиме не перегружать обмотку ТН, целесообразно предусматривать две ступени сопротивлений: постоянно подключать сопротивление порядка 25 Ом и

шунтировать это сопротивление сопротивлением меньшей величины (порядка 5 Ом) после регистрации напряжения нулевой последовательности в случае появления значительных токов в обмотке ТН, обусловленных появлением субгармонических колебаний из-за феррорезонансных явлений. Возможная схема подключения дополнительного резистора, рекомендованная Союзтехэнерго, показана на рисунке 6.39. Подключают этот резистор с помощью реле тока, установленного в нейтрали обмотки, соединенной в звезду с заземленной нейтралью. При срабатывании реле тока в схему вводится сопротивление R_2 . Подключение резистора R_2 осуществляется при протекании токов порядка 0,2 А.

При отсутствии феррорезонансных явлений ток в сопротивлении $R_3 = 3-4$ Ом не превышает 16 мА и дополнительный резистор не подключается.

Рассмотрим одну из возможных компоновок блока, в которой требуется установка достаточно мощного сопротивления для исключения условий, при которых развиваются опасные феррорезонансные перенапряжения (рисунок 6.40). В этой компоновке дополнительные конденсаторы подключены к обмотке НН силового трансформатора блока через разъединители. Первым этапом синхронизации в схеме рисунка 6.40 служит подключение дополнительных конденсаторов с помощью разъединителей, приводы которых имеют большие пофазные разбросы.

При подключении, например, одной фазы феррорезонансные явления развиваются в схеме рисунка 6.41. Поскольку дополнительная емкость примерно на порядок больше емкости вторичной обмотки силового трансформатора, то напряжение фазы "а" относительно, напряжения на фазах "б" и "с" в стационарном режиме близки к линейным, и в переходном процессе магнитопроводы этих фаз находятся в зоне насыщения, что обуславливает возможность развития феррорезонансных процессов в контурах, образованных индуктивностями намагничивания трансформаторов напряжения и емкостями $C_{\text{доп}}$ и $(C_{\text{доп}} + C_{\text{тр}})$. Расчеты для конкретной схемы блока показали, что при включении разъединителей в схеме рисунка 6.40 могут возникнуть опасные

перенапряжения при аппроксимации кривой намагничивания стали ТН полиномом степенью не ниже пятой и при разбросах во времена, подключения фаз разъединителей, превышающих 0,1 с.

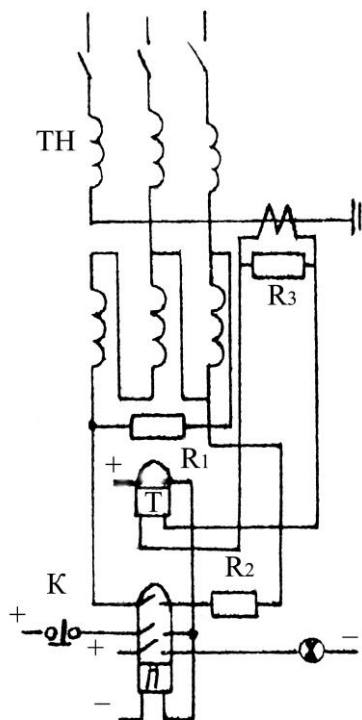


Рисунок 6.39 - Возможная схема подключения дополнительного резистора в рассечку открытого треугольника ТН

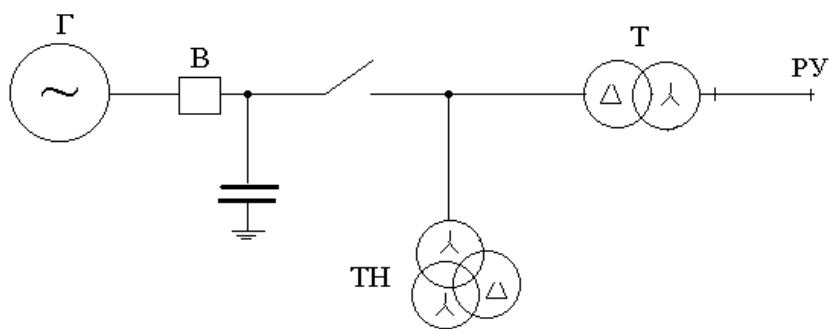


Рисунок 6.40 - Принципиальная схема блока, в которой возможно развитие феррорезонансных явлений

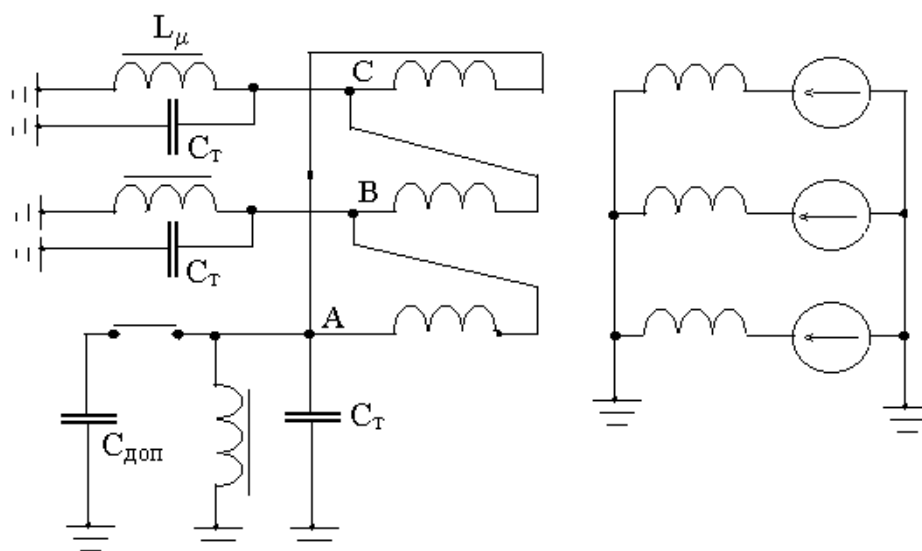


Рисунок 6.41 - Расчетная схема при включении одной фазы
разъединителя в схеме рисунка 6.40

Величина дополнительного сопротивления, включаемого в рассечку треугольника, для ликвидации условий возникновения феррорезонансных колебаний не должна превышать 1-5 Ом (меньшие значения величины сопротивления дополнительного резистора отвечают, большим степеням нелинейности кривой намагничивания стали ТН). Эффективным средством устранения феррорезонансных колебаний является также включение со стороны низшего напряжения трансформатора блока нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН).

Следует отметить, что компоновка блока, при которой дополнительные емкости подключаются к трансформатору блока не наглухо, а через разъединители, не является удачной, так как большие разбросы в действии фаз разъединителей приводят к возникновению длительных неполнофазных режимов, что уменьшает надежность эксплуатации изоляции электрооборудования, присоединенного со стороны низшего напряжения трансформатора блока.

2.5 Необходимость защиты гидрогенераторов

В изолированной нейтрали силовых трансформаторов, электрических машин и шунтирующих реакторов могут иметь место перенапряжения, опасные для ее изоляции.

Наиболее актуальной является проблема защиты нейтрали гидрогенераторов. Некоторые вопросы этих перенапряжений были рассмотрены выше.

По данным [17] величина перенапряжений в нейтрали электрических машин (в частности гидрогенераторов 13,8 кВ Жигулевской ГЭС) зависит от многих факторов: величины U_0 падающей волны, ее формы, числа фаз, по которым приходит импульс, способа заземления нейтрали. В худшем случае (достаточно длинная волна – порядка 50÷100 мкс, волна приходит одновременно по трем фазам и нейтраль изолирована от земли) в нейтрали перенапряжения могут иметь амплитуду $U_{ней} = 1,2 U_0$. Однако приход одновременно на зажимы волн одновременно по трем фазам маловероятен как при коммутациях генераторных выключателей, так и при переходе возможных грозных волн через блочные трансформаторы, связанные с ОРУ-110, ОРУ-220 и ОРУ-330.

Кроме того, при установке на нейтрали гидрогенераторов дугогасящих реакторов или электромагнитных трансформаторов напряжения $U_{ней}$ снижается на 20÷30%. Поэтому в худшем случае в нейтрали амплитуда перенапряжений $U_{ней}$ будет не более перенапряжений на зажимах, вследствие чего она не требует принудительного ограничения перенапряжений.

2.6 Необходимость защиты электрооборудования с помощью ОПН

По данным главы 6 настоящего отчета гидрогенераторы Жигулевской ГЭС нуждаются в глубоком принудительном ограничении как от дуговых и коммутационных, так и от феррорезонансных явлений, связанных с трансформаторами напряжения. В то же время в настоящее время практически такая защита названных дорогостоящих электрических машин вовсе отсутствует. Неэффективная “защита” гидрогенераторов Жигулевской ГЭС требует следующих комментариев:

а) вентильные разрядники серии РВМ-15 (II группа по ГОСТ 16357-83) имеют пробивное напряжение $U_{пр,50}$ при частоте 50 Гц (действующее значение) от 35 до 43 кВ (соответствующие кратности относительно амплитуды фазного напряжения $U_{пр,50}$ составляют от 4,04 до 4,96), импульсное пробивное напряжение $U_{пр,и} = 57$ кВ ($K_{пр,и} = 4,66$), остающиеся напряжения $U_{ост}$ при токах 3,5 и 10 кА соответственно 47, 51, 57 кВ ($K_{ост} = 3,84; 4,17$ и $4,66$ соответственно). Сопоставление кратностей $K_{пр,50}$, $K_{пр,и}$ и $K_{ост}$ с допустимыми кратностями $K_{доп}$ показывает, что характеристики этих защитных аппаратов с характеристиками защищаемой изоляции гидрогенераторов не скоординированы;

б) подключение защитных аппаратов к обмоткам НН блочных трансформаторов ТГ может оказаться полезным главным образом при защите от импульсных перенапряжений, передаваемых со стороны 110÷500 кВ в сторону 13,8 кВ в режиме холостого хода обмотки (при отключенных генераторных выключателях). Однако с учетом защитных действий ОПН и вентильных разрядников, устанавливаемых на стороне ВН (110, 220 и 500 кВ), даже в режиме холостого хода амплитуды импульсных волн не представляет опасности для обмотки НН;

в) защитные аппараты, устанавливаемые за генераторным выключателем в сторону обмотки 13,8 кВ ТГ, не оказывают влияния на перенапряжения, возникающие на стороне гидрогенераторов при коммутациях отключения

генераторного выключателя; целесообразно было бы защитные аппараты подключить со стороны генераторов до выключателей;

г) обоснованно выбранные ОПН с учетом времени действия защиты от замыкания на землю в присоединении генераторов, практически обеспечивают согласование характеристик изоляции, ограничителей и возникающих перенапряжений.

2.7 Выводы по второй главе

Исследование дуговых, коммутационных и феррорезонансных перенапряжений, возникающих в присоединениях гидрогенераторов Жигулевской ГЭС, позволяет сделать следующие выводы.

1) дуговые перенапряжения представляют значительную опасность для наиболее слабой изоляционной конструкции Жигулевской ГЭС – гидрогенераторов; при изолировании нейтрали практически каждое замыкание одной из фаз на землю приводит к перенапряжениям, амплитуда которых превосходит амплитуду соответствующего испытательного напряжения;

2) подключение к нейтрали дугогасящего реактора несколько уменьшает амплитуду, а главное повторяемость дуговых перенапряжений;

3) кратности дуговых перенапряжений также сильно снижаются, если нейтраль гидрогенераторов заземлить через высокоомный резистор, величина которого определяется по формуле $R = 1 / 3\omega C$, где C – емкость на землю сети генераторного напряжения;

4) при синхронизации генератора, нейтраль которого оснащена дугогасящим реактором (ДГР), при “грубой” синхронизации блока и настройке ДГР в резонанс (с небольшой недокомпенсацией емкостных токов) в случае запаздывания во включении второго и третьего полюсов, превышающего 0,01 с, на изоляции электрооборудования могут возникнуть опасные резонансные перенапряжения на частоте, близкой к 50 Гц;

5) при грубой синхронизации, при углах $\delta = 90 \div 180^\circ$ между э.д.с. гидрогенераторов и напряжения на шинах 110, 220 и 500 кВ и при задержке включения второго и третьего полюсов генераторных выключателей больше $5 \div 7$ мкс возникают процессы с частотой $40 \div 240$ кГц и с кратностью $K \leq 5$; такие перенапряжения опасны для электрооборудования со стороны блочных трансформаторов со сниженной изоляцией и для электрооборудования, электрическая прочность которого по разным причинам снижена по сравнению с прочностью по ГОСТ 1516.3-96;

б) во избежание перенапряжений по п.п. 4) и 5) следует при синхронизации блока вывести с работы ДГР, использовать точную синхронизацию при углах $\delta \leq (0 \div 60)^\circ$ и разброс в действии полюсов генераторного выключателя не более $5 \div 7$ мкс.

3 Разработка мероприятий для ограничения возникающих перенапряжений в сети генераторного напряжения Жигулевской ГЭС

3.1 Актуальность применения ОПН

По результатам исследований проведенных во 2-й главе данной работы, можно сделать вывод о необходимости принудительного ограничения возникающих перенапряжений в сети генераторного напряжения. Актуальным решением данной проблемы на сегодняшний день является применение нелинейных ограничителей перенапряжения. От правильного выбора технических характеристик оборудования и мест его установки будет зависеть безаварийная работа всей станции.

Любая изоляционная конструкция, независимо от ее исполнения и класса напряжения, в эксплуатации подвергается длительному рабочему напряжению, кратковременным грозовым перенапряжениям микросекундного диапазона, более длительным перенапряжениям (коммутационным, дуговым и феррорезонансным) миллисекундного или секундного диапазонов. Для сети генераторного напряжения Жигулевской ГЭС, работающих в режиме изолированной нейтрали, основное значение имеют квазистационарные и коммутационные, а так же дуговые перенапряжения.

3.2 Методика обоснования и технические требования к ОПН для установки в сети генераторного напряжения 13,8 кВ

Как отмечалось в главе второй, в сети генераторного напряжения 13,8 кВ в симметричном режиме наибольшее рабочее напряжение может иметь величину $U_{нр} = 1,1 \cdot U_{ном} / \sqrt{3} = 1,1 \cdot 13,8 / \sqrt{3} = 8,77$ кВ. Кроме того, при сбросах нагрузки (при отключениях генераторных выключателей) кратковременно (в течение $0,5 \div 3$ с) напряжение на выводах гидрогенераторов может подняться на несколько десятков процентов. Однако с учетом вольтвременной характеристики современных ограничителей такой симметричный режим при выборе ОПН не имеет практического значения.

Из несимметричных режимов для выбора ОПН важное значение имеет режим замыкания на землю одной из фаз в сети генераторного напряжения 13,8 кВ. В этой сети Жигулевской ГЭС предусмотрена защита от замыкания на землю с временем действия $\sim 0,5$ с.

Как отмечалось выше, по директивным документам на здоровых фазах наибольшее напряжение возрастает до величины $U_{нр} = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 13,8 = 15,2$ кВ.

Расчетное наибольшее рабочее напряжение $U_{рнр}$, необходимое для выбора ОПН, определяем по формуле $U_{рнр} = U_{нр} / K_B$. У большинства отечественных производителей ОПН, варисторы которых главным образом изготавливаются в Китае и Германии, коэффициент $K_B = 1,43$ (см. приложение П.20). Поэтому $U'_{дтв} = U_{нр} / K_B = 15,2 / 1,43 = 10,63$ кВ.

С учетом 5% -ного запаса $U_{рнр} = 1,05 \cdot U'_{дтв} = 1,05 \cdot 10,63 = 11,2$ кВ.

Импульсные токи через ограничители перенапряжений 13,8 кВ, благодаря большому волновому сопротивлению блочных трансформаторов 1ТГ-8ТГ имеют небольшую величину (не более 1-2 кА). У этих защитных аппаратов пропускная способность (диаметр варисторов) определяется токами при коммутационных перенапряжениях (I_k) и их повторяемостью.

Токи I_k через ОПН для сетей генераторов являются одним из основных факторов, определяющих сечение варисторов и вольтамперную характеристику всего защитного аппарата.

Величина этого тока зависит от вида переходного процесса и числа параллельно работающих гидрогенераторов. При трех параллельно работающих генераторах через один генераторный выключатель по данным главы восьмой I_k принимаем равным $I_k = 800$ А, при двух - $I_k = 1200$ А.

Удельная энергия, рассеиваемая ОПН при перенапряжениях, при этом, должна быть порядка 7-8 кДж/кВ.

Обратимся к вопросам координации изоляции электрооборудования сетей генераторного напряжения. В них наименьший уровень изоляции имеют гидрогенераторы. Действительно, по данным ГОСТ 1516.3-96 силовые трансформаторы, разъединители, выключатели, измерительные трансформаторы и др. с нормальной изоляцией (класса 15 кВ) имеют кратковременное (одноминутное) испытательное напряжение от 38 до 63 кВ, с облегченной изоляцией – от 38 до 45 кВ. Вместе с тем, испытательное напряжение гидрогенераторов, имеющих мощность более 50 МВт (для Жигулевской ГЭС 115 МВт), в эксплуатации составляет $U_{исп} = 1,5 \cdot U_{ном} = 1,5 \cdot 13,8 = 20,7$ кВ. Поэтому остающееся напряжение на варисторах ограничителей не должно быть более $\sqrt{2} \cdot 20,7 = 29,2$ кВ.

Требования к неэлектрическим характеристикам ОПН для защиты электрооборудования генераторных сетей 13,8 кВ Жигулевской ГЭС такие же, что и для ОПН для установки в сетях СН 6 и 10 кВ станции. Эти требования, наряду с электрическими требованиями, сведены в таблицу 10.

Техническим требованиям из таблицы 10 отвечают ограничители перенапряжений различных фирм, например, СП “АББ-УЭТМ”(POLIM-S и POLIM-H) и ОАО “Позитрон” (ОПН-ПОЗ/П/15/10/2 – III – УХЛ1).

Таблица 10 - Характеристики ОПН-13,8 кВ

Наименование параметра	Требуемый ОПН	Предлагаемый ОПН
Наибольшее рабочее напряжение, $U_{нр}$, кВ	15,2	15,2
Наибольшее расчетное рабочее напряжение, допустимое на аппарате, $U_{нрр}$, кВ	11,2	11,2
Расчетный ток грозовых перенапряжений (номинальный разрядный ток), кА	-	10,0
Расчетный ток коммутационных перенапряжений (коммутационный импульс формой 30/60 мкс), А	800÷1200	850÷1350
Удельная энергоемкость на 1 кВ $U_{нр}$, кДж/кВ	7÷8	7 (7÷8)
Остающееся напряжение при расчетном разрядном токе, кВ	-	-
Остающееся напряжение при расчетном коммутационном токе	29,2	27,5
Ток срабатывания противозрывного устройства, кА	105,2	110
Длина пути утечки, см	22,9	31,5
Максимальный кажущийся заряд частичных разрядов, пКл	10	10
Механическая нагрузка от тяжения проводов в горизонтальном направлении и ветровых и гололедно-ветровых нагрузок, Н	500	500
Климатическое исполнение	УХЛ	УХЛ
Категория размещения	1,3	1,3
Сейсмостойчивость к воздействиям с силой до баллов	7	7
Пожаробезопасность по	ГОСТ 12-1-004	ГОСТ 12-1-004
Расстояния между ОПН и электрооборудованием	-	-
Виброустойчивость	М6 по ГОСТ 17516	М6 по ГОСТ 17516

3.3 Особенности выбора и размещения ОПН в сети генераторного напряжения

Любой ограничитель регламентируется на определенные воздействия. Нарушение этого регламента повлечет за собой разрушение аппарата в эксплуатации с последующими последствиями, связанными как с недоотпуском (недополучением) электроэнергии, так и с затратами на ремонтно-восстановительные работы.

Сеть генераторного напряжения Жигулевской ГЭС, имеет особенности, влияющие на характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений. Как отмечалось, к этим особенностям можно отнести:

а) большая вероятность близких прямых ударов молнии на перемычку (воздушный переход через реку) между блочными трансформаторами и ОРУ и, как следствие, переход волны в сеть ГН через электромагнитную систему трансформаторов;

б) частые коммутации ряда электрооборудования;

в) наличие в схеме вращающихся электрических машин, имеющих наименьший уровень электрической прочности изоляции;

г) большой срок эксплуатации и, соответственно, фактор старения электрооборудования;

д) ухудшение технических характеристик контуров заземления;

е) близкое расположение источников э.д.с, которые могут иметь повышенные значения из-за инерционности регуляторов тока возбуждения гидрогенераторов при сбросе нагрузки.

Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения. Поэтому, как отмечалось, выбор этих защитных аппаратов, как и выбор любого электротехнического оборудования, должен быть тщательно взвешен и обоснован. В связи с изложенным, выбор ОПН, как правило, производится

комплексно на основании изучения электрических и неэлектрических воздействий (рисунок 14). Электрические воздействия требуют выполнения работ по определению длительного наибольшего рабочего напряжения и квазистационарных перенапряжений, по исследованию защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений, по расчету токов короткого замыкания и по координации изоляции защищаемого электрооборудования и самого защитного аппарата.

Неэлектрические воздействия включают климатические условия, категорию размещения аппарата и другие, например, виброустойчивость, механические воздействия, сейсмоустойчивость.



Рисунок 14 - К выбору ограничителей перенапряжений

Важнейшим параметром, определяющим “живучесть” ОПН в течение всего срока службы, является длительное допустимое напряжение на нем с частотой 50 Гц или ближайших частот. Верхняя граница этого напряжения определяется директивными документами [4,12,ПУЭ], а вызывается флюктуациями рабочего напряжения и резонансными явлениями. Кроме того, оно определяется резонансными и феррорезонансными (квазистационарными) явлениями.

Одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений, является величина импульсного тока, допустимого через варисторы упомянутых защитных аппаратов. При значениях тока больше допустимого для выбранных варисторов может произойти их перекрытие по боковой поверхности.

Импульсные токи через ОПН обычно изучаются по ходу снятия кривых опасных волн. Методика исследования импульсных токов такова: при снятии кривых опасных волн импульсные напряжения на изоляции электрооборудования, например, силового трансформатора, увеличиваются до тех пор, пока их амплитуда не коснется уровня допустимых импульсных воздействий (на плоскости U-t) $U_{доп}$

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

где $U_{пв}$ - полная импульсная испытательная волна, принимаемая из ГОСТ 1516.3-96

$U_{ном}$ - номинальное напряжение трансформатора со стороны обмотки исследуемой сети.

При определении импульсного тока для защиты электрических машин величина $U_{доп}$ определялась по формулам [15,19,85] $U_{доп} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot U_{ном}$ - для электродвигателей и $U_{доп} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot U_{ном}$ - для генераторов мощностью более 50 МВт.

Анализ показал, что величина импульсного тока через ограничители перенапряжений зависит от типа подстанции (тупиковая, проходная, многофидерная), числа и количества защитных аппаратов, типа и характеристик самих защитных аппаратов, типа защищаемых машин, расстояния между защищаемым оборудованием и защитным аппаратом, местом установки ОПН (на подстанции или на линии и др.). Однако в большинстве случаев импульсные токи через ОПН 110÷500 кВ не более, чем токи, приведенные в таблице 14.

Таблица 14-Амплитуда импульсных токов

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_p = I_{\text{и}}, \text{кА}$			
	Подстанции		Линии	
	Получена	Принята	Получена	Принята
110	4-6	10	15-16	20
220	4-6	10	16-18	20
500	9-11	20	19-21	25

Здесь же отметим, что гидрогенераторы Жигулевской ГЭС напряжением 13,8 кВ мощностью 115 МВт имеют магнитную связь с воздушными сетями (через трансформаторы) и поэтому импульсный ток $I_{\text{и}}$ для ОПН, устанавливаемых вблизи упомянутых машин, имеют умеренную величину.

Токи с большими длинами фронта и длиной полуспада возникают при внутренних перенапряжениях, например, при коммутационных перенапряжениях. Их длина фронта изменяется до нескольких десятков и даже сотен микросекунд, полуспад от нескольких сотен до нескольких тысяч микросекунд. Токи через ОПН при коммутациях элементами Жигулевской ГЭС определялись с помощью компьютерных расчетов. Эти токи могут иметь любую форму. Однако предприятия –изготовители дают технические характеристики ограничителей перенапряжений в виде токов формой 1,2/2,5 мс, 30/60 мкс или прямоугольной формы с длительностью 2000 мкс. В ряде случаев предприятия-изготовители в каталогах амплитуду коммутационных токов вовсе не приводят, а оговаривают величину полной или удельной рассеиваемой энергии.

Ограничители перенапряжений должны обеспечить взрывобезопасность. В противном случае взрыв аппаратов может привести к повреждению других видов электрооборудования или к человеческим жертвам.

Основной функцией нелинейных ограничителей перенапряжений является обеспечение координации изоляции защищаемого электрооборудования, причем это должно быть выполнено при минимальном

числе защитных аппаратов. Такая координация должна быть выполнена как для грозового, так и для коммутационного режимов.

Важное значение имеет координация изоляции самого защитного аппарата, хотя и они являются самозащищающимися аппаратами. Должно быть исключено перекрытие внешней изоляции ОПН как при перенапряжениях, так и под рабочим напряжением с учетом увлажнения и загрязнения покрышки аппаратов.

И, наконец, ограничители перенапряжений должны выдерживать неэлектрические воздействия.

Первым, и наиболее важным, шагом для выбора ограничителей является выбор длительно допустимого напряжения ОПН с учетом времени его воздействия. Для этого необходимо иметь максимальную информацию о сети (об объекте), где будет работать защитный аппарат.

Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительно допустимое рабочее напряжение на аппарате. На Жигулевской ГЭС сеть 13,8 кВ работает в режиме изолирования нейтрали. В этих сетях при замыканиях одной из фаз на землю на двух других (здоровых) фазах напряжение повышается до линейного. При этом для ограничителей важное значение имеет время воздействия такого напряжения.

В Российской Федерации величина наибольшего (длительно допустимого) рабочего напряжения $U_{нр}$ оговорена ГОСТами на качество электроэнергии и 1516.3-96, а также другими директивными документами (ПТЭ, ПУЭ, РД по защите от перенапряжений). По этим данным $U_{нр}$ равно $U_{нр} = K_p \cdot U_{ном}$, где K_p – коэффициент, величина которого зависит от режима заземления нейтрали и номинального напряжения сети $U_{ном}$.

Для сети генераторного напряжения Жигулевской ГЭС, максимально допустимое рабочее напряжение $U_{нр}$ оговаривается отдельно ($K_p = 1,1$). Однако такая оговорка весьма условна, так как при сбросах нагрузки из-за инерционности регуляторов токов возбуждения в течение нескольких секунд

напряжение $U_{нр}$ может на несколько десятков процентов превосходить рабочее фазное напряжение.

При выборе $U_{нр}$ для ОПН необходимо учитывать рекомендации МЭК, а также [6,7,12], а именно:

- наибольшее длительно допустимое напряжение ОПН должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети;

- если $U_{нр}$ ОПН больше или равно $U_{нр}$ сети, то необходимо выбрать ближайшее значение $U_{нр}$;

- во всех случаях с целью повышения надежности работы защитного аппарата необходимо выбрать ОПН с $U_{нр}$ не менее чем на 2-5% выше $U_{нр}$ сети в точке установки аппарата;

- при наличии в сети высших гармоник известной величины, вызываемых вентильной нагрузкой или другими причинами, наибольший уровень напряжения сети в точке установки ОПН в нормальном режиме принимают равным сумме амплитуд основной гармоники и других гармоник; при отсутствии информации о величине других гармоник наибольший уровень напряжения сети в точке установки ОПН в нормальном режиме должен быть принят 1,1 от наибольшего рабочего напряжения сети;

- если температура окружающей среды превышает 45°C, $U_{нр}$ должно быть увеличено на 2% для каждых 5 градусов повышения температуры окружающей среды;

- при выборе ОПН для установки в нейтрали в первом приближении можно считать, что на ОПН нейтрали действительно может воздействовать напряжение частотой 50 Гц не более $U = U_{i\delta} / \sqrt{3}$.

Варисторы ограничителей или целые защитные аппараты, рассчитанные на определенное длительно допустимое напряжение $U_{нр}$, пропускают через себя определенный активный ток, который не нарушает их тепловой баланс (тепловую устойчивость). Это позволяет за счет сокращения длительности

воздействия t_p увеличить величину допустимого напряжения. Как отмечалось выше, это осуществляется с помощью соотношения

$$U_{рнр} = U_{нр} / K_v,$$

где K_v – коэффициент, зависящий от вольтвременных характеристик варисторов (от расчетного времени t_p и технологии изготовления варисторов или ограничителей).

Значения коэффициента K_v определяются в зависимости от t_p по вольтвременным характеристикам ограничителей перенапряжений, выпускаемых различными отечественными и зарубежными фирмами.

Ниже приведен расчет определения расчетной величины длительно допустимого напряжения на ограничителе 13,8 кВ “Центра энергетических защитных аппаратов” напряжения, устанавливаемого на зажимах гидрогенератора и в его нейтрали. Время действия защиты при замыканиях на землю 0,5 с.

В подавляющем большинстве случаев для гидрогенератора на 13,8 кВ $U_{нр}$ на 10% превосходит номинальное напряжение, то есть $U_{нр} = 1,1 \cdot 13,8 = 15,2$ кВ.

По рисунку П.20.2 [25] при $t_{\phi} = 0,5$ с., коэффициент K_v изменяется от $K_v = 1,43$ (при предварительном нагружении удельной поглощаемой энергией при температуре окружающего воздуха $+45^{\circ}\text{C}$, кривая В), до 1,48 (в исходном состоянии при температуре окружающего воздуха $+45^{\circ}\text{C}$, кривая А). Учитывая жесткие требования к защите гидрогенераторов 13,8 кВ, имеющих большую единичную мощность, с запасом принимаем $K_v = 1,43$.

Поэтому $U_{рнр} = U_{нр} / K_v = 15,2 / 1,43 \approx 10,6$ кВ. С запасом на 5% $U_{рнр} = 1,05 \cdot 10,6 \approx 11,6$ кВ.

Аналогично для ОПН, необходимого для установки в нейтрали гидрогенератора, $U_{рнр} = 10,6 / \sqrt{3} \approx 6,1$ кВ. С запасом на 5% $U_{рнр} = 1,05 \cdot 6,1 \approx 6,4$ кВ.

Поскольку в рассматриваемом случае другие источники квазиустановившихся перенапряжений отсутствуют, то для гидрогенератора принимаем $U_{\text{рнр}} = 11,6$ кВ, для его нейтрали $U_{\text{рнр}} = 6,4$ кВ.

3.4 Анализ токов короткого замыкания

Для ОПН обычно нормируются значения тока срабатывания противозрывного устройства, при которых не происходит взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении.

При выборе ограничителей необходимо иметь в виду, что при токах срабатывания взрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15÷20% больше однофазного или трехфазного тока короткого замыкания. При токах короткого замыкания больше 40 кА поправка на величину расчетного тока не требуется.

В таблице 15 приведены величины токов короткого замыкания в сети 13,8 кВ Жигулевской ГЭС и рекомендуемые величины токов срабатывания взрывного устройства.

Таблица 15- величины токов короткого замыкания в сети 13,8 кВ

U _{ном} , кВ	Ток однофазного к.з., кА	Ток трехфазного к.з., кА	I _{кз} ОПН, кА
13,8	-	80,1	100

3.5 Выбор места подключения ОПН

Место установки защитных аппаратов определяется их функциональным назначением, для сети генераторного напряжения аппараты должны устанавливаться в присоединениях гидрогенераторов.

Ограничители перенапряжений должны быть подключены без коммутационных аппаратов. Монтаж ограничителей проводится теми же проводами, что и для остального электрооборудования.

При подключении ОПН к присоединению наибольший эффект будет иметь место при установке защитного аппарата вблизи (на зажимах) защищаемого электрооборудования.

Для сети 13,8 кВ, наиболее удобным и выгодным местом подключения без реконструкции и привлечения строительных работ, является место установки устаревших нелинейных ограничителей перенапряжения или вентильных разрядников.

На стороне 13,8 кВ блочного генератора 1ТГ и в присоединениях гидрогенераторов 1Г и 2Г отсутствует аппаратный способ защиты от перенапряжений, что абсолютно недопустимо. Следует предусмотреть четыре комплекта ОПН – 13,8 кВ, два из которых должны быть установлены вблизи каждой обмотки 13,8 кВ блочного трансформатора 1ТГ и по одному комплекту – в присоединении гидрогенераторов 1Г и 2Г после выключателей В-1Г и В-2Г в сторону 1Г и 2Г. Место установки этих аппаратов диктует удобство монтажа и эксплуатации. Защита от перенапряжений блочных трансформаторов 2ТГ-8ТГ, гидрогенераторов 3Г-20Г должна быть организована по тем же принципам. Так, например, для защиты 2ТГ и генераторов 3Г-5Г требуется 6 комплектов ОПН. При этом защита трансформатора 2ТБ не обязательна. Защитные аппараты, устанавливаемые за генераторным выключателем в сторону обмотки 13,8 кВ 1ТГ-8ТГ, не оказывают влияния на перенапряжения, возникающие на стороне гидрогенераторов при коммутациях отключения

генераторного выключателя, целесообразно было бы защитные аппараты подключить со стороны генераторов до выключателей.

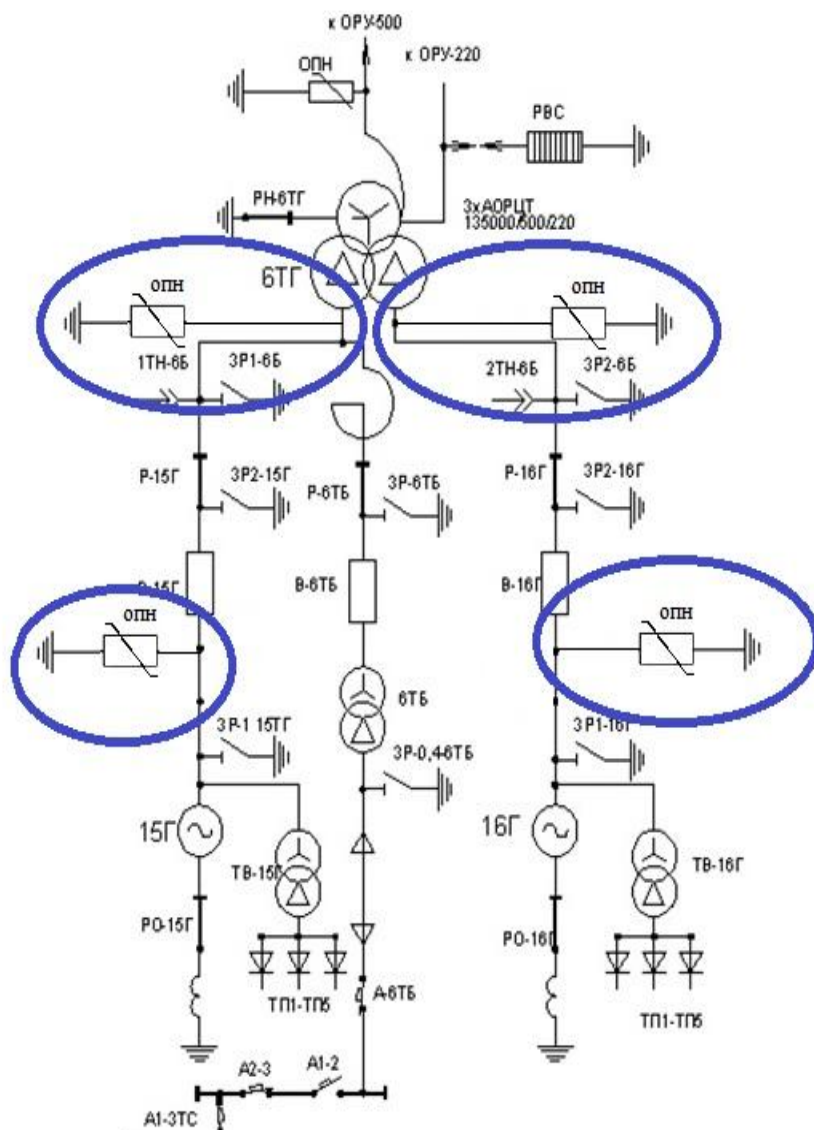


Рисунок 3 - Принципиальная электрическая схема шестой трансформаторной группы Жигулевской ГЭС, после установки ОПН

3.6 Пример выбора ОПН генераторного напряжения для гидрогенератора 13,8 кВ и его нейтрали

Электрооборудование генераторного напряжения, основным из которого является гидрогенератор, имеет важное значение для нормального функционирования Жигулевской ГЭС в целом.

Характеристики выбранных ограничителей перенапряжений 13,8 кВ сведены в таблицу 16, причем в качестве защитных аппаратов для примера приняты ограничители перенапряжений ЗАО “НИИ ЗАИ”, ЗАО “Севзаппром” и ЗАО “АВВ-УЭТМ”.

В таблице:

1) наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ определено по формуле $U_{нр}=1,1 \cdot U_{ном}=1,1 \cdot 13,8 = 15,2$ кВ;

2) с учетом коэффициентов K_b из соответствующих вольтвременных зависимостей ОПН фирм при времени $t_b = 1$ с определены величины расчетного наибольшего рабочего напряжения $U_{рнр}$;

3) из каталога упомянутых выше производителей выбраны ближайšie $U_{нр}$ для ОПН, устанавливаемых на вводах и в нейтрали гидрогенераторов;

4) благодаря большому волновому сопротивлению блочных трансформаторов при ударах молнии на воздушные переходы, а также при приходе грозových волн на ОРУ-110, ОРУ-220 и ОРУ-500 с воздушных линий, ток через ОПН со стороны генераторного напряжения не превосходит 5 кА;

5) в зависимости от числа одновременно работающих гидрогенераторов на блочные трансформаторы ток через ОПН-13,8 кВ, возникающий при коммутационных перенапряжениях, находится в пределах 800÷1200 А;

6) энергоемкость защитных аппаратов на 1 кВ $U_{нр}$ должна быть не менее 7÷8 кДж/кВ для ОПН вводов и 3÷4 кДж/кВ – для ОПН нейтрали.

Таблица 16-Характеристики ограничителей перенапряжений ОПН-13,8 для установки на зажимах гидрогенераторов Жигулевской ГЭС

Наименование параметра	ОПН фирмы					
	ЗАО“НИИ ЗАИ”		ЗАО “Севзаппром”		ЗАО “АВВ-УЭТМ”	
	Для ввода	Для нейтр-рали	Для ввода	Для нейтр-рали	Для ввода	Для нейтр-рали
Наибольшее рабочее напряжение, $U_{нр}$, кВ	$\frac{15,2}{15,2}$	$\frac{8,8}{8,8}$	$\frac{15,2}{15,2}$	$\frac{8,8}{8,8}$	$\frac{15,2}{15,2}$	$\frac{8,8}{8,8}$
Расчетное наибольшее рабочее напряжение, $U_{рнр}$, кВ	$\frac{11,6}{17,5}$	$\frac{6,67}{7,2}$	$\frac{11,6}{17}$	$\frac{6,7}{6,9}$	$\frac{11,6}{14,4}$	$\frac{6,7}{6,7}$
Разрядный ток через аппарат формой 8/20 мкс, кА	$\frac{5}{10}$	$\frac{5}{10}$	$\frac{5}{10}$	$\frac{5}{10}$	$\frac{5}{10}$	$\frac{5}{10}$
Расчетный ток при коммутационных перенапряжениях, А	$\frac{800 \div 120}{400}$	$\frac{500}{400}$	$\frac{800 \div 1}{550}$	$\frac{500}{550}$	$\frac{800 \div 120}{1350}$	$\frac{500}{500}$
Остающееся напряжение на аппарате при разрядном токе, кВ	$\frac{29,2}{60}$	$\frac{16,8}{26}$	$\frac{29,2}{54,5}$	$\frac{16,8}{22,4}$	$\frac{29,2}{45,2}$	$\frac{16,8}{21,5}$
Остающееся напряжение на аппарате при токе коммутационных перенапряжений, кВ	$\frac{29,2}{48}$	$\frac{16,8}{20}$	$\frac{29,2}{46}$	$\frac{16,8}{17,3}$	$\frac{29,2}{35}$	$\frac{16,8}{17,2}$
Энергоемкость на 1 кВ $U_{нр}$, кДж/кВ	$\frac{7 \div 8}{-}$	$\frac{3 \div 4}{-}$	$\frac{7 \div 8}{1,5}$	$\frac{3 \div 4}{2,5}$	$\frac{7 \div 8}{10,9}$	$\frac{3 \div 4}{3,5}$
Ток срабатывания противозрывного устройства, кА	$\frac{105,2}{20}$	$\frac{-}{20}$	$\frac{105,2}{10}$	$\frac{-}{20}$	$\frac{105,2}{65}$	$\frac{-}{20}$
Длина пути утечки, см	$\frac{29}{35}$	$\frac{29}{21}$	$\frac{29}{-}$	$\frac{29}{-}$	$\frac{29}{138,5}$	$\frac{29}{29}$
Максимальный кажущийся заряд частичных разрядов, пКл	$\frac{10}{10}$	$\frac{10}{10}$	$\frac{10}{10}$	$\frac{10}{10}$	$\frac{10}{10}$	$\frac{10}{10}$
Механическая нагрузка от тяжения проводов в горизонтальном направлении и ветровых и гололедно-ветровых нагрузок, Н	$\frac{300}{300}$	$\frac{300}{300}$	$\frac{300}{300}$	$\frac{300}{300}$	$\frac{300}{300}$	$\frac{300}{300}$
Климатическое исполнение	$\frac{УХЛ}{УХЛ}$	$\frac{УХЛ}{УХЛ}$	$\frac{УХЛ}{УХЛ}$	$\frac{УХЛ}{УХЛ}$	$\frac{УХЛ}{УХЛ}$	$\frac{УХЛ}{УХЛ}$
Категория размещения	$\frac{3}{1;3}$	$\frac{3}{1;3}$	$\frac{3}{1;3}$	$\frac{3}{1;3}$	$\frac{3}{1;3}$	$\frac{3}{1;3}$
Сейсмоустойчивость к воздействиям с силой до баллов	7	7	7	7	7	7
Пожаробезопасность по	ГОСТ 12-1-004	ГОСТ 12-1-004	ГОСТ 12-1-004	ГОСТ 12-1-004	ГОСТ 12-1-004	ГОСТ 12-1-004

Примечание: В числителе требуемый параметр, в знаменателе – предлагаемый.

Особого внимания требуют вопросы обеспечения взрывобезопасности ОПН генераторного напряжения. Ток трехфазного к.з. на шинах 13,8 кВ Жигулевской ГЭС без запаса равен $\sim 80\div 90$ кА, в то же времени одна отечественная и зарубежная фирма не выпускает ОПН на такие токи взрывобезопасности. По этой причине аппараты должны быть помещены в устройствах, ограничивающих радиус зоны отлета осколков ОПН.

Как видно из данных таблицы 16, из трех рассмотренных ОПН-13,8 кВ для Жигулевской ГЭС наилучшими являются ОПН фирмы ЗАО “АВВ-УЭТМ”. Однако это не исключает возможность применения ОПН-13,8 кВ других отечественных и зарубежных фирм.

Заключение

В настоящее время весьма актуальным является вопрос ограничения возникающих перенапряжений в сети генераторного напряжения Жигулевской ГЭС. Его решение позволит повысить надежность всей сети генераторного напряжения электростанции. Это позволит снизить риск возникновения аварийной ситуации и избежать возможных экономических затрат, связанных с ремонтом оборудования.

Результатом данной диссертации явилось получение конкретных данных о видах, формах и значениях возникающих перенапряжений, а так же разработка конкретных мероприятий по их ограничению.

Практическая значимость результатов заключается в получении конечных способов по решению данной проблемы. Применение нелинейных ограничителей перенапряжений даст возможность максимально снизить значения параметров влияющих на изоляцию сети генераторного напряжения.

Список использованной литературы

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, перераб. и доп., с изменениями. М.: Главгосэнергонадзор России, 2011. – 330 с.
2. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки/ М.: Изд-во стандартов, 2008. – 66 с.
3. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции: Межгос. стандарт. -Введ. 01.01.99. -М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. - 50 с.
4. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках переменного напряжения свыше 1 кВ. – М. Изд-во меж. гос. стандарт, 1994. – 45 с.
5. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений/Под научной редакцией Н.Н.Тиходеева. -2-е изд. -СПб: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. -355 с.
6. Костенко, М.В. Анализ надежности грозозащиты подстанций. /М.В. Костенко, Б.В. Ефимов, И.М. Зархи, Н.И. Гумерова -Л.: «Наука», 2001.-128 с.
7. EMTP Rule book. Bonneville Power Administration, Branch of System Engineering. Portland, Oregon 97208-3621, USA (www.emtp.oru).
8. Дмитриев, М.В. Максимальные кратности грозových перенапряжений на подстанции/М.В. Дмитриев, Г.А. Евдокунин - Известия РАН: Энергетика. - 2004. -№2. -с.108-116.
9. Вольпов, К.Д. Результаты измерений входной емкости трансформаторов и реакторов 35-750 кВ / К.Д. Вольпов, А.В. Созинов, Ф.Х. Халилов -Электрические станции. — 1998. -№9. -с.60-61.
10. Костенко, М.В. Перенапряжения и защита от них в воздушных и кабельных электропередачах высокого напряжения/ М.В. Костенко, К.П. Кадомская, М.Л. Левинштейн, И.А. Ефремов -Л.: «Наука»,1999. -302 с. -ISBN 5-02-024434-1.

11. Базелян, Э.М. Физика молнии и молниезащиты /Э.М. Базелян, Ю.П.Райзер -М.: ФИЗМАТЛИТ, 2001.-320 с. -ISBN 5-9221-0082-3.
12. Кадомская, К.П. О моделировании волн тока молнии при исследовании грозозащиты электроэнергетических объектов/ К.П. Кадомская, Е.А.Борисов - Сборник научных трудов НГТУ. -2003. -№2(32). -с.89-98.
13. Дмитриев, В.Л. Параметры разряда молнии в задачах грозозащиты/В.Л. Дмитриев, М.В. Дмитриев – «Известия РАН: Энергетика». - 2005. -№4. -с.54-61.
14. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ-М.: Изд-во НТК "Электропроект", 2000. -68 с.
15. Дмитриев, В.Л. Защита оборудования подстанций 110-750 кВ от перенапряжений/ В.Л. Дмитриев, М.В. Дмитриев - Новости Электротехники. - 2010. -№6(30). -с.42-45.
16. Аронов, М.А. Ограничители перенапряжений в электроустановках 6-750 кВ. Методическое и справочное пособие / М.А. Аронов, О.А. Аношин, О.И. Кондратов, Т.В. Лопухова -М.: Изд-во "Знак", 2008. -240 с. -ISBN 587789-013-1.
17. Иманов, Г.М. Анализ опыта эксплуатации ограничителей перенапряжений 110 кВ и выше в сетях РАО "ЕЭС России /Г.М. Иманов, А.И. Таджибаев, Ф.Х. Халилов -Промышленная энергетика. -2006. -№ 1. -с. 11-14.
18. Гумерова, Н.И. Проектирование грозозащиты ОРУ станций и подстанций : Сборник докладов 8-й научно-технической конференции по электромагнитной совместимости и электромагнитной безопасности «ЭМС-2010» / Н.И. Гумерова -СПб., 2011. -с.69-74.
19. Александров. Г.Н. Ограничение перенапряжений в электрических сетях /Г.Н. Александров - СПб.: Центр подготовки кадров СЗФ АО "ГВЦ Энергетики", 2010. -188 с.
20. Гумерова, Н.И. Грозовые токи в ОПН/ Н.И. Гумерова, И.Ю. Грязнов, О.В. Смирнов - Сборник докладов 8-й научно-технической конференции по

электромагнитной совместимости и электромагнитной безопасности «ЭМС-2010». -СПб., 2010. -с.60-65.

21. Тиходеев, Н.Н. Передача электрической энергии/Под ред. В.И. Попкова. -2-е изд., перераб. и доп. -Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 2004. -248 с.

22. Кадомская, К.П. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них:учебник /К.П. Кадомская, Ю.А. Лавров, А.А. Рейхердт - — Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. -368 с. -ISBN 5-7782-0460-4.

23. Александров, Г.Н. Применение управляемых шунтирующих ® реакторов и нелинейных ограничителей перенапряжений в электрических сетях высокого напряжения/Г.Н. Александров, А.И. Афанасьев: Учебное пособие - СПб.: ПЭИПК 2008.

24. Иманов, Г.М. Защита электрических сетей предприятий нефти и газа от перенапряжений/ Г.М. Иманов, А.А. Пухальский, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев -СПб: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. -312 с.

25. Евдокунин, Г.А. Внутренние перенапряжения в сетях 6-35 кВ/ Г.А. Евдокунин, С.С. Титенков -СПб.: Изд-во Терция, 2009. -188 с.

26. Кадомская, К.П. Анализ токовых нагрузок ограничителей перенапряжений, устанавливаемых на опорах воздушных линий/ К.П. Кадомская, А.А. Рейхердт - Электричество,2007. —№ 3. -с.2-6.

27. Халилов, Ф.Х. Исследование технико-экономической обоснованности грозозащиты ВЛ с помощью ОПН: Сборник докладов 8-й научно-технической конференции по электромагнитной совместимости и электромагнитной безопасности «ЭМС-2010»/Ф.Х. Халилов - СПб.: 2010. -с.50-56.

28. Корявин, А.Р. Оценка влияния импульсной прочности линейной изоляции на грозоупорность линий электропередачи 110 кВ/ А.Р. Корявин, О.В. Волкова, В.З. Трифонов - Электричество, 2011. -№6. -с.8-17.

29. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 6-35 кВ РАО «ЕЭС России». Разработчики ОАО «Институт Энергосетьпроект», ОАО «ВНИИЭ», НТК «ЭЛ-проект», Москва, 2001.

30. Алиев, Ф.Г. Перенапряжения в нейтрали силовых трансформаторов 6-220 кВ и методы их ограничения/ Ф.Г. Алиев, А.К. Горюнов, А.Н. Евсеев, А.И. Таджибаев, Ф.Х. Халилов - СПб., Изд. ПЭИПК, 2001.

31. 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", 2001.

32. Воздвижинский, В.А. Вакуумные выключатели в схемах управления электродвигателями/ В.А. Воздвижинский, А.Ф. Гончаров, В.Б. Козлов - Энергоатомиздат, 2009 г. – 185 с.

33. Васюра, Ю.Ф. Феррорезонанс в разветвленной сети 6 кВ /Труды Вят ГТУ/ Ю.Ф. Васюра, А.В. Вильнер, А.В. Вычегжанин - "Электротехника и энергетика", №2 Киров, 1997.

34. Рыбаков, Л.М. Повышение надежности работы трансформаторов и электродвигателей высокого напряжения/ Л.М. Рыбаков, Ф.Х. Халилов - Изд. Иркутского университета, Иркутск, 1999.

35. Добрынин, А.Б. Обеспечение безаварийной работы электродвигателей при режимных возмущениях питающей сети /А.Б. Добрынин, С.П. Петров, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев. - Издательство ПЭИПК. Санкт-Петербург, 2000.