

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Исследование возникновения высокочастотных перенапряжений в сети генераторного напряжения Жигулевской ГЭС

Обучающийся

К.С. Сахнюк

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный руководитель

к.т.н., В.С. Романов

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

Тольятти 2023

Содержание

Введение.....	3
1 Общие сведения о перенапряжениях	6
1.1 Общая характеристика перенапряжений	6
1.2 Перенапряжения в сети генераторного напряжения.....	8
1.2.1 Дуговые перенапряжения	8
1.2.2 Коммутационные перенапряжения	10
1.2.3 Феррорезонансные перенапряжения	12
1.3 Показатели изоляции электрооборудования генераторного напряжения	12
1.4 Оценка коммутационных и грозовых перенапряжений, возникающих в сети генераторного напряжения.....	17
2 Общие сведения о Жигулевской ГЭС	19
2.1 Краткое описание Жигулевской ГЭС.....	19
2.2 Состав действующего электротехнического оборудования схемы 13,8кВ	25
2.3 Предпосылки выполнения исследования.....	43
3 Результаты выполненного исследования.....	47
3.1 Исследования и измерения на Жигулёвской ГЭС по программе обследования схемы 13,8кВ генераторного напряжения.....	48
3.1.1 Проведения измерений по программе обследования.....	48
3.1.2 Обработка результатов измерений	68
3.2 Уточнение передачи высокочастотных напряжений со стороны 500кВ в цепи генераторного напряжения	80
3.3 Оценка воздействий на RC- цепи	86
Заключение.....	89
Список используемых источников.....	91

Введение

На протяжении многих десятилетий остается неизменно справедливым утверждение, что электроэнергетика – это основа развития экономики страны. На сегодняшний день данное высказывание является достаточно емким, актуальным и справедливым. От надежного и стабильного функционирования объектов энергетики зависит качество и бесперебойность электроснабжения всех отраслей промышленности Российской Федерации, обеспечение комфортного уровня жизни граждан. С развитием и расширением агломерации крупных городов-мегаполисов, являющихся центром концентрации современной науки, техники, политики, крупных объектов жилищно-коммунального хозяйства, транспорта, потребление электроэнергии в регионах непреодолимо растет, предъявляются все более жесткие требования к качеству поставляемой электроэнергии. Именно поэтому и к объектам энергетики, так же предъявляются повышенные требования по бесперебойности и качеству производства электроэнергии.

«Электроэнергия, поставляемая от гидроэлектростанций, является дешевой и экологически чистой, не требующей использования невозобновляемых ресурсов. Поэтому развитие гидроэнергетики – это основа развития страны и общества в целом. Вопросы, касающиеся стабильного функционирования объектов гидроэнергетики, относятся к категории стратегически важных государственных задач. Повышение надежности, энергоэффективности основного и вспомогательного оборудования гидроэлектростанций является актуальной задачей, требующей постоянного мониторинга и оперативных решений» [1].

«Жигулевская ГЭС строилась с 1951 по 1957 годы. На станции установлено 20 гидроагрегатов. Общая мощность равна 2 млн. 488 тыс. кВт. Годовая выработка составляет 11 млрд. кВт часов. В 1958 году Правительственная комиссия приняла ГЭС в промышленную эксплуатацию» [2].

«В первые годы эксплуатации Жигулевская ГЭС была самой мощной гидроэлектростанцией в мире. Через несколько лет это первенство перешло Волжской ГЭС (Волгоградская обл.). Вскоре были построены Братская ГЭС, Красноярская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, Саяно-Шушенская ГЭС. Теперь Жигулевская ГЭС занимает 5 место в стране по мощности» [3].

В данной работе представлено исследование возникновения высокочастотных перенапряжений в сети генераторного напряжения 13,8кВ на одной из крупнейших гидроэлектростанций России – Жигулевской ГЭС (ЖГЭС).

Практика эксплуатации оборудования ЖГЭС показала, что при коммутациях со стороны 500кВ на оборудовании 13,8кВ генераторных распределительных устройств возникают высокочастотные перенапряжения, которые неоднократно являлись причинами серьезных аварий. Исследование их возникновения и разработка технических мероприятий по ограничению является актуальной задачей. «Решение данной задачи позволит повысить надежность всей сети генераторного напряжения ЖГЭС, снизить риск возникновения аварийной ситуации и избежать возможных экономических затрат, связанных с аварийным простоем и аварийно –восстановительными ремонтами оборудования» [4].

Из всего выше сказанного, следует выделить цель диссертации: исследование возникновения высокочастотных перенапряжений в сети генераторного напряжения Жигулевской ГЭС с разработкой рекомендаций по их ограничению.

Для достижения названной цели были поставлены следующие задачи:

- моделирование условий возникновения высокочастотных перенапряжений в цепях собственных нужд (СН) ЖГЭС 13,8 кВ при отключённом генераторе после реконструкции оборудования ОРУ-500 кВ;
- произвести натурную проверку передачи возмущений со стороны 500 кВ в цепь СН 13,8 кВ после реконструкции ОРУ-500 В;

– разработка рекомендаций по выбору параметров и места установки РС-цепочек.

Научная значимость исследования заключается в разработке уникальной модели возникновения высокочастотных перенапряжений в цепях генераторного напряжения 13,8кВ собственных нужд ЖГЭС.

Практическая значимость работы состоит из следующих положений: во-первых - исследование аварийных режимов, возникающих на ЖГЭС вследствие возникновения высокочастотных перенапряжений в цепях собственных нужд ЖГЭС; во-вторых - разработка рекомендаций по выбору параметров и места установки РС-цепочек для устранения названных аварийных режимов, повышения надежности, электромагнитной совместимости и качества эксплуатации оборудования электростанции.

Объектом исследования являются процессы защиты, контроля и моделирования параметров и характеристик электрооборудования современных систем электроснабжения под воздействием высокочастотных перенапряжений.

Предмет исследования является система электроснабжения собственных нужд генераторного напряжения Жигулевской ГЭС.

Работа состоит из введения, заключения, 3-х основных разделов, списка литературы из 35 источников. Общий объем работы 94 страницы машинописного текста.

1 Общие сведения о перенапряжениях

1.1 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» [5].

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

- кратность перенапряжения, равная отношению максимального всплеска амплитуды максимального рабочего напряжения;
- максимальное значение;
- частота появления перенапряжения;
- количество импульсов в напряжении;
- длительность перенапряжения;
- широта воздействия на сеть;
- время нарастания всплеска» [6].

ГОСТ 32144 – 2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» дает дополнительные определения для перенапряжения:

- 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;
- временное перенапряжение - повышение напряжения в точке электрической сети выше 1,1 Inom продолжительностью более 10 мс, возникающее в системах электроснабжения при переключениях или коротких замыканиях;

– 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:

- фазные;
- междуфазные;
- внутрифазные (между обмотками низкого напряжения, между нейтралью и землей силового трансформатора);
- между контактами выключателей и разъединителей» [3].

«Причины такого всплеска являются следующие:

- внутреннее - возникает при резонансных явлениях, при авариях и при переключении элементов электрической цепи;
- внешние - от разрядов молнии (атмосферные перенапряжения) и от внешних источников» [3]

«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» [7].

«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» [8].

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)» [9].

«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» [10].

1.2 Перенапряжения в сети генераторного напряжения

1.2.1 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» [9].

«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 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 ($4,2U_{\phi} \div 4,8U_{\phi}$). Однако в любом случае, исследований, непосредственно посвященных изучению статистических характеристик кратностей перенапряжений при дуговых замыканиях на землю, за исключением нескольких работ, в литературе нет» [8, 9].

В [11] приведены результаты исследований дуговых перенапряжений в генераторных сетях блоков. В этой работе показано, что с учетом демпфирующих факторов максимальные кратности перенапряжений $K_{\max} < 3,1$.

В [12] 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 единичных статических характеристиках перенапряжений, возникающих по всем

причинам, в том числе при дуговых замыканиях на землю. Кроме того, данные [12] 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» [9].

«На основе результатов этих исследований и анализа аварийности в системе электроснабжения 13,8кВ СН генераторного напряжения ЖГЭС, можно сделать выводы о том, что дуговые перенапряжения представляют опасность для изоляции и поэтому генераторы должны быть защищены от этих перенапряжений» [13].

1.2.2 Коммутационные перенапряжения

«Многие конструкции генераторных выключателей оснащаются пофазными приводами. Поэтому при коммутациях блока, с помощью таких генераторных выключателей, могут иметь место значительные разбросы при действии разных полюсов, что вызывает дополнительную интенсивность переходных процессов» [14].

«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» [8].

«Перенапряжения, возникающие на изоляции оборудования генераторного напряжения, могут достигнуть существенных значений лишь при появлении значительного напряжения на нейтрали генератора и на условной нейтрали трансформатора» [9].

Гидрогенераторы ЖГЭС, как и любой другой ГЭС, включаются в сеть методом автоматической точной синхронизации [12]. «Генератор

разворачивается до подсинхронных $0,95 n_2 < n_2 < 1,05 n_2$ (где n_2 - число оборотов машины), после чего включается выключатель генератора» [10].

«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 работах 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» [15].

«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» [14]. 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. На ЖГЭС получила внедрение защита от замыкания на землю генератора, охватывающая обмотку статора 0-40% и 10-100%, что полностью исключает зону нечувствительности защиты. Данная защита входит в комплекс микропроцессорных защит «ЭКРА».

1.2.3 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» [16].

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

1.3 Показатели изоляции электрооборудования генераторного напряжения

«Сеть генераторного напряжения содержит следующее электрооборудование:

- генератор СВ 1500/200-88;
- трансформатор собственных нужд СН ТС-560/15;
- токоограничивающий реактор РБ-15-100-25;
- генераторный выключатель;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;

– дугогасящий реактор в нейтрали генераторов ЗРОМ-80/13,8» [5].

«Требуемый уровень ограничения перенапряжений определяется выдерживаемым уровнем перенапряжений изоляцией всего электрооборудования, включая генератор» [6].

«Выдерживаемый уровень перенапряжений изоляцией электрооборудования определяется испытательными напряжениями, которые нормируются ГОСТ 1516.1 и ГОСТ 183 -74. Номинальное напряжение генераторных блоков составляет 13,8 кВ. Этому напряжению соответствует класс изоляции электрооборудования по ГОСТ 1516.1 равный 15 кВ. В таблице 1 приведены испытательные напряжения и соответствующие ему выдерживаемые коммутационные и грозовые перенапряжения для электрооборудования класса 15 кВ» [7, 11].

«Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений определяется одноминутным испытательным напряжением частоты 50 Гц (U_{1min}), а грозовых- испытательным напряжением полного грозового импульса ($U_{пги}$)» [12].

«Переход от одноминутного испытательного напряжения к выдерживаемому при коммутационных перенапряжениях для трансформаторов с нормальной изоляцией осуществляется по формуле» [11]:

$$U_{\text{выд.коммут.}} = K_{\text{и}} \cdot K_{\text{к}} \cdot 2 \cdot U_{1min}, \quad (1)$$

где $K_{\text{и}}$ – «коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным, который равен для трансформаторов 1,35 и 1,1 для аппаратов» [11];

$K_{\text{к}}$ – «коэффициент куммулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений, который равен 0,9 для трансформаторов и 1,0 для аппаратов» [11].

Таблица 1 – Предельные показатели коммутационных и грозовых перенапряжения для электрооборудования класса 13,8кВ

Вид оборудования	Вид изоляции и электрооборудования	Наибольшее рабочее напряжение	Одноминутное испытательное напряжение (U_{1min}) кВ	Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений (ивыд), кВ	Испытательное напряжение полного грозового импульса (ипги), 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

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

$$U_{выд.гроз.} = 1,1 \cdot (U_{ПГИ} - 0,5 \cdot U_{ном.}), \quad (2)$$

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 грозовым 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» [3].

«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 $(2 \cdot U_{\text{ном.}} + 3)$ кВ, т.е. для генераторного напряжения 13,8 кВ оно равно 30,6 кВ» [6].

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) $U_{\text{ф}}$.

«Существовало мнение, что при оценке уровня грозовых 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» [14].

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» [7].

«Стандарт ИЕС обеспечивает одномоментное испытательное напряжение промышленной частоты испытание импульсным напряжением изоляции вращающихся машин. Нормированное выдерживаемое импульсов находят по формуле: $U_{имп}=4U_n + 5,0$ 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» [8].

«При определении выдерживаемое напряжение изоляции генератора при переключении и атмосферных воздействиях будут проходить с некоторым запасом одномоментное испытательное напряжение на заводе, с коэффициентом импульса 1.0, так как в настоящее время в России нормированы только испытательное напряжение для генератора является одномоментное испытательное напряжение. В таком случае уровень выдерживаемых изоляцией генераторов перенапряжений, коммутационных и от молний составляет 43,15 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 грозных волн с воздушной линии» [15].

1.4 Оценка коммутационных и грозовых перенапряжений, возникающих в сети генераторного напряжения

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

- повышение напряжения при внезапном сбросе нагрузки;
- повышение напряжения на здоровых фазах при однофазном замыкании на землю;
- перенапряжения при однофазных дуговых замыканиях на землю;
- 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» [12].

«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» [13].

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

$$\frac{U_{\text{пер.}}}{U_{\phi}} = 1,05 \cdot \sqrt{(1 + X_d^{11} + U_k \cdot \sin\varphi)^2 + (X_d^{11} + U_k \cdot \cos\varphi)^2} . \quad (3)$$

«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» [14].

«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 ($\sqrt{3}U_{\phi}$) или даже несколько большему. Для сетей с изолированной или компенсированной нейтралью это напряжение является длительно допустимым рабочим напряжением для электрооборудования» [9].

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

«В нейтрали части генераторов Жигулевской ГЭС включены дугогасящие реакторы, которые компенсирует емкостной ток замыкания на землю на 100%. В этом случае максимальные перенапряжения при дуговых замыканиях на землю не превышают 2,4 Уф. Поскольку наибольшее рабочее напряжение сети генераторного напряжения составляет 15,2 кВ [1], то наибольшая величина этих перенапряжений не превышает 29,7 кВ, т.е. ниже выдерживаемого уровня изоляции генератора и всего основного оборудования генераторного напряжения. Кроме того, однофазное замыкание на землю (033) отключается генераторным выключателем релейной защитой» [15].

«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» [16].

Выводы по разделу.

В первом разделе магистерской диссертации представлены теоретические сведения об перенапряжениях, дана их краткая характеристика и классификация. Отдельное внимание уделено перенапряжениям, возникающим в сети генераторного напряжения гидроэлектростанций. Данный раздел необходим для представления теоретической проработки в современной литературе тематики исследования.

2 Общие сведения о Жигулевской ГЭС

2.1 Краткое описание Жигулевской ГЭС

«В городском округе Жигулевск, Самарской области самым важным и крупным энергетическим объектом является Жигулевская ГЭС. Гидроэлектростанция введена в промышленную эксплуатацию в 1958 году. Жигулёвская ГЭС оборудована самыми крупнейшими гидроагрегатами в своем типе и классе по России, среди аналогичных объектов, эксплуатирует уникальное электротехническое оборудование не имеющая аналогов в мировой гидроэнергетике. Годовая выработка электроэнергии ГЭС составляет более 12 млрд кВт в час, она участвует в покрытии пикового потребления электроэнергии в Центральной части энергосистемы России» [17].

«Генеральный проект ГЭС разработан институтом Гидропроект им. С.Я. Жука под руководством члена-корреспондента АН Николаем Александровичем Малышевым. Построена ГЭС строительной организацией Куйбышевгидрострой, руководил строительством профессор Иван Василевич Комзин» [16].

«Параметры ее удивляют до сих пор: Жигулевский гидроузел состоит из железобетонного здания самой ГЭС длиной 730 метров, высотой 80 метров и шириной 100м. Объем здания – 4,5 миллиона кубических метров. В нем свободно могли бы разместиться Московский государственный университет, Исаакиевский собор и ряд других зданий» [17].

«Жигулевская ГЭС строилась с 1951 по 1957 годы. На станции установлено 20 гидроагрегатов. Общая мощность равна 2 млн. 488 тыс. кВт. Годовая выработка составляет 11 млрд. кВт часов. В 1958 году Правительственная комиссия приняла ГЭС в промышленную эксплуатацию» [8].

«В первые годы эксплуатации Жигулевская ГЭС была самой мощной гидроэлектростанцией в мире. Через несколько лет это первенство перешло

Волжской ГЭС (Волгоградская обл.). Вскоре были построены Братская ГЭС, Красноярская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, Саяно-Шушенская ГЭС. Теперь Жигулевская ГЭС занимает 5 место в стране по мощности» [17].

«Жигулевский гидроузел состоит из железобетонного здания самой ГЭС длиной 730 метров, высотой 80 метров и шириной 100м. Объем здания – 4,5 миллиона кубических метров» [14].

«Гидроэлектростанция состоит из 10 секций по 60 м, рассчитана по устойчивости на напор 30 м и форсированный проектный уровень ВБ - 55,3м. Длина сооружения вместе с монтажной площадкой и грязеспуском равна 729 м. На ЖГЭС установлено 20 агрегатов: 16 гидроагрегатов мощностью по 125,5 МВт, 4 гидроагрегата мощностью по 120 МВт» [13].

«Электроэнергия, вырабатываемая гидроэлектростанцией, передается на напряжении 500, 220 и 110 кв, причем на напряжении 500 кв по двум линиям электропередачи выдается около 1 500 Мвт в Московскую энергосистему и по одной линии электропередачи около 800 Мвт- в энергосистему Урала и по второй линии электропередачи 500 квт в Самараэнерго» [12].

«Бетонная водосливная плотина длиной в километр способна в половодье пропустить около 40 000 кубических метров воды в секунду.

Длина земляной плотины, расположенной между водосливной плотиной и зданием ГЭС, - около 2800 метров.

Два большеразмерных шлюза с судоходными каналами занимают 13,5 км левобережной поймы.

Через все сооружения гидроузла проходят двухпутная железнодорожная магистраль и автомобильная дорога.

Созданное водохранилище площадью 6500 квадратных километров является самым крупным искусственным водоемом в мире.

Сверхдальние линии электропередачи на Москву и на Урал напряжением 500 тысяч вольт не имеют себе равных» [19].

«Волжско-Камский каскад ГЭС расположен в пределах Волго-Камского бассейна, занимающего огромную территорию с запада на восток – от Москвы до Урала, с севера на юг – от Валдайской возвышенности, где находится исток реки Волги, до Каспийского моря, куда она впадает. Площадь только части бассейна от верховья до Жигулевской ГЭС составляет около 1 млн. 200 тысяч квадратных километров, что равно сумме территорий Англии, Франции, Германии, Бельгии и Дании. На территории Волго-Камского бассейна проживает около третьей части населения нашей страны. Волга – самая большая река Европы. Длина ее 3 690 км. В год через створ Жигулевского гидроузла проходит 240 куб. километров воды. На Волге построено 8 ГЭС, из них самые крупные» [15]:

Иваньковская – мощность 30 тыс. кВт., построена в 1937 г. вместе с каналом им. Москвы.

Углическая – мощность 110 тыс. кВт., в эксплуатации с 1940 года.

«Рыбинская ГЭС – 330 тыс. кВт. Первый агрегат введен в 1941 году. Углическая и Рыбинская ГЭС в период войны имели решающее значение в энергоснабжении Москвы и прилегающих районов. В первый год войны электростанции Москвы и Подмосковья были разрушены оккупантами, и только благодаря этим ГЭС выстояла Москва» [14].

Нижегородская ГЭС – 500 тыс. кВт, первый агрегат введен в строй в 1955 году.

Чебоксарская ГЭС – 1 млн. 400 тыс. кВт.

Жигулевская ГЭС – 2 млн. 488 тыс. кВт. первый агрегат введен в строй в 1955 году.

Саратовская ГЭС – 1млн. 300 тыс. кВт., введена в строй в 1968 году.

Волжская ГЭС – 2млн. 500 кВт, эксплуатируется с 1960 года.

Земляная плотина.

«Основание земляной плотины сложено мощными отложениями песков с незначительными прослойками гравия и линзами супесей. Тело плотины намыто из местных разнородных песков. В период ее строительства

плавучие земснаряды забирали со дна Волги и из Телячьего острова песок с помощью стальных труб и насосов, установленных на земснарядах, которые вместе с водой (пульпа) перекачивался по трубам большого диаметра в плотину. При этом песок откладывался в ее профиль» [16].

Ширина плотины по верху 85 метров, по основанию (дну реки) до 500 метров. Высота ее в русле реки 45-50 метров, над Телячьим островом около 28 метров.

«Чтобы плотину не размывало волнами водохранилища, высота которых при сильном ветре достигает 3-х метров, напорный откос (со стороны водохранилища) укреплен железобетонными плитами толщиной 0,5 метра нижней откос покрыт слоем щебня 0,2 метра для защиты от размыва стекающей воды при весеннем половодье и летних ливнях. От размыва волнами нижнего бьефа в период весеннего паводка низ откоса защищен слоем камня толщиной 1 м» [17].

Объем насыпи песка тела плотины с примыкающей к ней дамбы составляет 28,5 млн. кубометров. В плиту крепления верхового откоса уложено 120 тыс. кубометров армированного железобетона.

Водосливная плотина.

«Плотина предназначена для пропуска воды в период весеннего половодья. Для пропуска воды из водохранилища затворы поднимаются кранами. Вода, стекая по водосливам, развивает большую скорость. Для защиты от размыва песчаного дна ниже плотины находится железобетонный водобой толщиной 5-6 метров по мощному слою камня и щебня. На поверхности водобоя по всей его длине сделаны в шахматном порядке железобетонные шашки-гасители и пороги высотой 2-2,5 метра для гашения скорости потока воды. От размыва берега спасают струе направляющие гасители под углом к потоку для направления в среднюю часть отводящего канала» [18].

«За водосбоем находится рисберма из железобетона, затем идет наклонная часть рисбермы, которая спускается по откосу ковша. (Дно плотины в нижнем бьефе напоминает ковш)» [14].

«Гашение напора потока воды под сооружением осуществляется водонепроницаемыми глиняным понуром шириной 75 м., покрытым железобетонной плитой, а также двумя рядами стального шпунта, забитыми в песчаный грунт на глубину 21 метр» [15].

«В бетонную плотину и крепления откосов прилегающих дамб уложено 2,3 мил. Кубометров бетона и железобетона. Выполнено 39 млн. кубометров земляных работ, забито 19,7 тонн стального шпунта» [17].

Сороудерживающе сооружение (СУС).

«Вода водохранилища приносит к гидростанции много плавающего древесного мусора. Чтобы не пропустить его в турбины, поперек подводящего канала возведено железобетонное сооружение, имеющее вид моста- СУС, в котором установлены стальные сороудерживающие решетки на всю глубину – 35 м. Общая длина СУС 810 метров. Древесный сор, задержанный решетками СУС удаляется грейферами с помощью кранов. Затем грузится на железобетонные платформы и вывозится за пределы сооружения» [18].

Турбинное оборудование.

«Высота гидроагрегата (турбина и генератор) равна 26,5 м., что соответствует восьмизэтажному дому. Коэффициент полезного действия при полной нагрузке составляет 90,5 процента» [19].

«Турбина – поворотно-лопастная, мощностью 126 тыс. кВт. при напоре воды 21 метр, число оборотов 68,2 в минуту, диаметр рабочего колеса между концами лопастей – 9,3 м., вес 426 тонн, коэффициент полезного действия 93,5%, снабжена 6 лопастями из нержавеющей стали весом 18 тонн каждая. Для переноски турбины и генератора в машинном зале есть 2 крана грузоподъемностью по 450 тн каждый» [20].

«При работе агрегата полной мощностью через турбину проходит 650-700 кубометров воды в секунду. На выработку 1 киловатт часа электроэнергии расходуется в среднем 20-22 кубометра воды» [21].

«Для сохранения высокого КПД при различных напорах и расходах воды лопасти рабочего колеса поворачиваются. Чем больше течет воды через турбину, тем в более крутое положение поворачиваются лопасти. Поворот их происходит автоматически: маслом под давлением 25 атмосфер синхронно с поворотом лопаток направляющего аппарата. Масло поступает из маслонапорной установки» [19].

«Направляющий аппарат имеет 32 стальных лопатки высотой по 3,5 м. Вращение их вокруг вертикальной оси каждой производится двумя сервомоторами, в цилиндры которых поступает масло из тех маслонапорных установок под давлением 25 или 63 атмосферы. Масло давит на поршни сервомоторов, которые с помощью штоков поворачивают регулирующее кольцо. Кольцо, поворачиваясь, тянет за собой рычаги, которые поворачивают лопатка направляющего аппарата. Вода, проходя через открытый направляющий аппарат, течет в турбинную камеру и далее в отсасывающую трубу, при этом давит на лопасти рабочего колеса турбины, вращая агрегат. При закрытии лопаток поступление воды в турбинную камеру прекращается и гидроагрегат останавливается» [18].

Генератор – вертикальный, синхронный. Диаметр статора – 17,1 м., диаметр ротора 14,3. вес генератора 1500 тн.

«Вес вращающейся части агрегата с давлением воды на лопасти рабочего колеса составляет 3250 тн. Он опирается на горизонтальный подпятник, который расположен на верхней части вала у генератора. Подпятник помещен в ванну, заполненную турбинным смазочным маслом в количестве 30 тонн» [19].

«От возможного радиального смещения агрегата и раскачивания турбины, ее вал удерживается на месте двумя вертикальными подшипниками, охватывающими вал» [21].

«С первых дней эксплуатации Жигулевская ГЭС становится центром экспериментальных изысканий. Совместно с научно-исследовательскими и проектными институтами проводится целенаправленная работа по техническому совершенствованию оборудования, повышению его надежности, переоснащению рабочих мест, улучшению условий труда. Исследования коснулись таких малоизученных областей, как оценка вибрационного состояния агрегатов при различных режимах работы, надежность трансформаторов и гидрогенераторов в несимметричном (двухфазном) режиме и других технических проблем. Эти исследования проводились не только без снижения суммарной выработки электроэнергии, но и при значительном повышении коэффициента использования техники» [22].

«На станции испытывалось оборудование, которое в дальнейшем устанавливалось на зарубежных ГЭС. Пример тому – ионная система возбуждения для Асуанского гидроузла (Египет). Арабские и вьетнамские специалисты перенимали опыт у жигулевских энергетиков непосредственно на рабочих местах. На Волжскую ГЭС приезжали за опытом многие специалисты из-за рубежа и действующих электростанций нашей страны» [9].

2.2 Состав действующего электротехнического оборудования схемы 13,8кВ

Схема электроснабжения сети генераторного напряжения ЖГЭС построена по блочному типу. Это означает, что на одну трансформаторную группу (ТГ), состоящую из трех однофазных трансформаторов (автотрансформаторов) работает несколько генераторов (два или три). Вывода генераторов подключены к шинам низкого напряжения ТГ, соединенных в треугольник. На ЖГЭС установлено 8 трансформаторных групп. Схема электрических соединений генераторного напряжения 13,8кВ ТГ ЖГЭС приведена на рисунке 1 по примеру 5ТГ. Из схемы видно, что от 1 системы

шин 13,8кВ получает питание блочный трансформатор (ТБ) собственных нужд, от которого получает питание 1 секция щита собственных нужд электроблока.

Закрытое распределительное устройство напряжением 13,8 кВ (ЗРУ-13,8 кВ) Жигулевской ГЭС расположено в существующем здании ГЭС на отметке 37,25 со стороны нижнего бьефа. В данном помещении установлены; токоограничивающий реактор РТСТ-15-250-0,87; ячейка КРУ-13,8 кВ с вакуумным выключателем и трансформатор собственных нужд 13,8/0,4 кВ ТС-630кВА [17].

Блочные силовые (авто)трансформаторы 1ТГ - 8ТГ 500 (220, 110)/13,8 кВ установлены на отметке 46,34 здания ГЭС и подключены к ОРУ - 500(22,110) кВ открытыми гибкими связями длиной 420 - 865 м.

ОРУ-500 кВ выполнено по схеме «две рабочие секционированные системы шин с двумя выключателями на присоединение». Общее число присоединений 500кВ - 11 (4 линии и 7 блоков, 2 секционных выключателя).

На блоках 1ТГ - 8ТГ установлены устройства релейной защиты, отвечающие требованиям ПУЭ. Защита генераторов выполнена на микропроцессорных устройствах с использованием шкафа ШЭ1111 производства ЭКРА.

Дифференциальная защита блочных трансформаторов выполнена на полупроводниковом реле ДЗТ-21, а резервные защиты выполнены на электромагнитных реле [18].

Далее целесообразно представить состав и номинальные данные оборудования сети генераторного напряжения 13,8кВ.

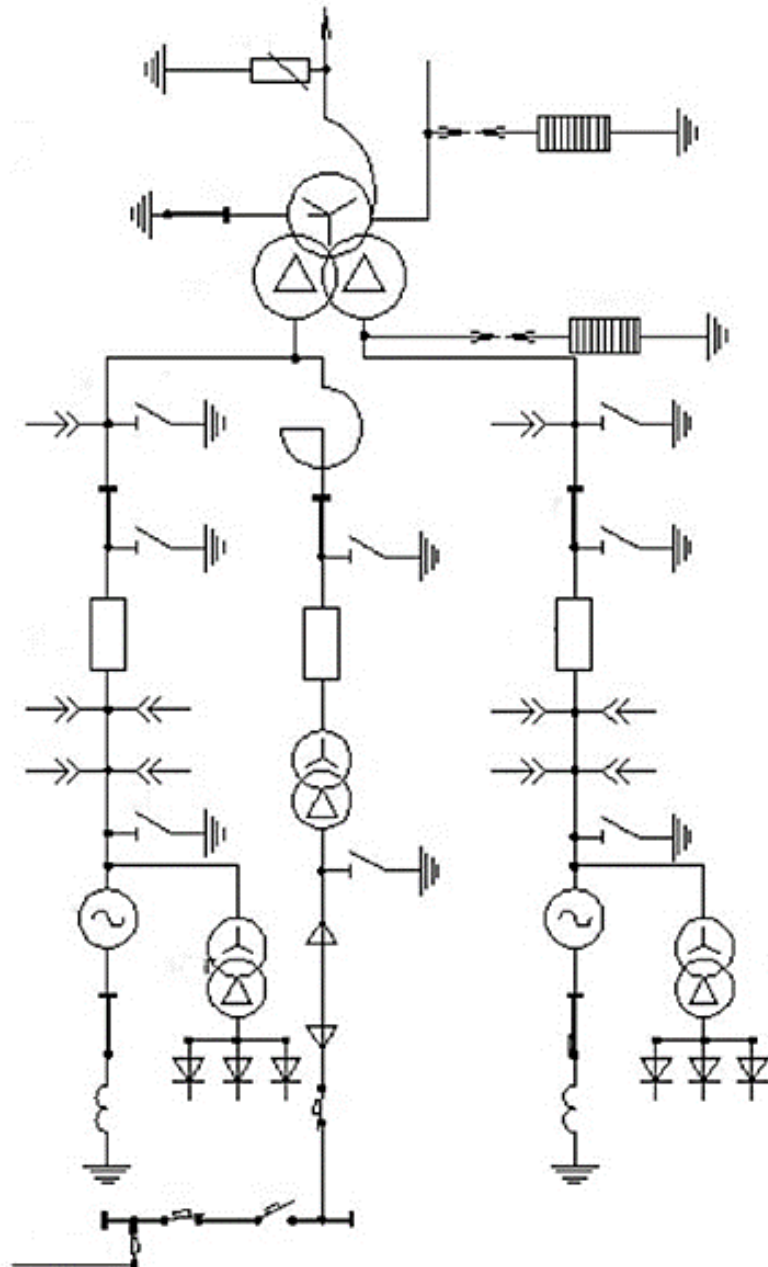


Рисунок 1 - Схема электрических соединений 13,8кВ ТГ ЖГЭС

На Жигулевской ГЭС установлено 20 синхронных вертикальных гидрогенераторов (ГГ), из них ГГ №№ 1-11 типа СВ 1500/200-88 и ГГ №№ 12-20 типа СВ 1 1500/200-88.

С – синхронный,

В – вертикальный,

1 – модификация; основное исполнение без цифрового обозначения,

1500 – наружный диаметр сердечника статора, см

200 – длина сердечника статора, см

88 – число полюсов.

Агрегаты №№1 и 2 состоят из следующих электрических машин, расположенных на одном валу:

- главный генератор;
- возбудитель главного генератора;
- углоизмерительный генератор;
- регуляторный генератор.

Агрегаты №№ 3, 4, 5 состоят из следующих электрических машин, расположенных на одном валу:

- главный генератор;
- вспомогательный генератор;
- возбудитель главного генератора;
- возбудитель вспомогательного генератора;
- углоизмерительный генератор
- регуляторный генератор.

Агрегаты №№ 12-20 состоят из следующих электрических машин, расположенных на одном валу:

- главный генератор;
- вспомогательный генератор;
- возбудитель вспомогательного генератора;
- углоизмерительный генератор;
- регуляторный генератор.

Генераторы №№ 1,2 имеют тиристорную систему самовозбуждения типа СТС-420-2100-2,5 (далее СТС), генераторы №№ 3-20 имеют тиристорную систему самовозбуждения типа СТС-М-420-2100-2,5 (далее СТС).

На агрегатах с реконструированными турбинами регуляторный генератор отсутствует. Вспомогательные генераторы, возбудители главного

генератора, возбудители вспомогательного генератора на генераторах в настоящее время не используются и выведены из работы, ведутся работы по их демонтажу.

Гидрогенераторы зонтичного типа, вес вращающихся частей агрегата и осевое давление воды на лопасти рабочего колеса турбины передаются через подпятник – опорный конус – крышку турбины – верхнее кольцо НА и далее через статор турбины на фундамент здания ГЭС [19]. Основные параметры генераторов ЖГЭС представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Номинальные данные генераторов ЖГЭС

Наименование параметров	1500 СВ — 88 200	ГГ-3,5,10,15	ГГ-9
	1500 СВ 1 — 88 200		
Мощность	128000 кВА	133300 кВА	139400кВА
Напряжение статора	13800 В	13800 В	13800 В
Ток статора	5350 А	5580 А	5840 А
Ток ротора	1900 А	1900 А	1920 А
Напряжение на кольцах при номинальной нагрузке	380 В	380 В	380 В
Коэффициент мощности	0,9	0,9	0,9
Частота	50 Гц	50 Гц	50 Гц
Число фаз	3	3	3
Скорость вращения номинальная			
	68,2 об/мин	68,2 об/мин	68,2 об/мин
Угонная	140 об/мин	140 об/мин	140 об/мин
Число полюсов	88	88	88
Воздушный зазор между статором и ротором	23мм	23мм	23мм
Класс изоляции обмотки ротора	"В"	"В"	"В"
Предельно-допустимая температура обмотки ротора	120°С	120°С	120°С
Исполнение демпферной обмотки ротора	замкнутая	замкнутая	замкнутая
Сечение токопровода ротора	240·4 мм ²	240·4 мм ²	240·4 мм ²
Маховый момент	121000м ¹	121000м ¹	121000м ¹
Материал контактных колец	ст. 3	ст. 3	ст. 3
Диаметр колец	1500мм	1500мм	1500мм

Продолжение таблицы 2

Щетки (разм. 22 x 30 мм)	ЭГ-4	ЭГ-4	ЭГ-4
Количество щеток на 2 кольца	86 шт	86 шт	86 шт
Вес ротора	(с валом) 872,85т	(с валом) 872,85т	(с валом) 872,85т
Тип обмотки статора	волновая	волновая	волновая
Число параллельных ветвей	4	4	4
Число пазов статора	756	756	756
Число стержней или катушек	1512 шт	1512 шт	1512 шт
Число выводов статора	6	6	6
Маркировка выводов статора	C ₁ , C ₂ , C ₃ C ₄ , C ₅ , C ₆	C ₁ , C ₂ , C ₃ C ₄ , C ₅ , C ₆	C ₁ , C ₂ , C ₃ C ₄ , C ₅ , C ₆
Тип изоляции	термореактивная	термореактивная	термореактивная
Класс изоляции	"В"	"В"	"В"
Предельно допустимая температура статора	120°С	120°С	120°С
Число разъемов статора	5	5	5
Реактивное сопротивление	x=0,5 x-0,2 x=0,14	x=0,5 x-0,2 x=0,14	x=0,5 x-0,2 x=0,14
Система пожаротушения	водяная	водяная	водяная
Диаметр расточки статора	14300мм	14300мм	14300мм
Соединение фаз	звезда	звезда	звезда
Высота активной стали	2000мм	2000мм	2000мм
Вес статора главного генератора	360т	360т	360т
Активное фазное сопротивление обмотки статора при 15°С	0,0044 Ом	0,0044 Ом	0,0044 Ом
Активное сопротивление ротора при 15°С	0,148 Ом	0,148 Ом	0,148 Ом
Марка активной стали	34-АА	34-АА	34-АА
КПД	97,4 %	97,4 %	97,4 %
Общий вес генератора с возбудителем	1650т	1650т	1650т

Статор.

Корпус статора состоит из шести отдельных частей, изготовленных из листовой стали. Соединение в единое целое производится при помощи стяжных шпилек. Корпус имеет пять горизонтальных поясов, служащих для крепления активной стали. Нижний горизонтальный пояс предназначен для установки корпуса статора на фундамент, а верхний пояс - для крепления на

нем верхней крестовины. Между горизонтальными поясами сварены ребра жесткости и распорные угольники. Снаружи горизонтальные пояса связаны вертикальной цилиндрической частью.

Сегменты активной стали штампуются из высоколегированной стали марки Э-42, толщиной 0,5 мм, с удельными потерями 0,8 Вт/кг. Сегменты шихтуются в кольцо на клинья, привариваемые с помощью массивных угольников к горизонтальным поясам корпуса статора. Шихтовка в кольцо, выполненная при модернизации статоров, позволяет уменьшить потери на перемагничивание за счет уменьшения индуктивного сопротивления активной стали. По высоте активная сталь подразделена на 37 пакетов, между которыми, с помощью дистанционных распорок, образуются каналы для прохода охлажденного воздуха. Диаметр расточки статора 14300 мм, высота активной стали 2000 мм. Для возможности подпрессовки активной стали, в случае её ослабления в эксплуатации, нажимные гребенки статора снабжены болтами.

Обмотка статора волновая, состоит из 1512 стержней с терморезистивной изоляцией, с четырьмя параллельными ветвями на фазу, имеет шесть выводов. Применение терморезистивной изоляции позволило, с одной стороны, увеличить сечение стержней за счет уменьшения толщины изоляции и, с другой стороны, за счет улучшения качества изоляции и увеличения значения плотности тока повысить ток статора, что привело к увеличению номинальной мощности генератора. Параллельные ветви обмотки рассредоточенно распределены по окружности статора для уменьшения односторонних тяжений в случае нарушения равномерности воздушного зазора. Соединение параллельных ветвей обмотки между собой производится на сборных круговых шинах, расположенных в верхней части статора. Нулевые и линейные выводы генератора также подсоединены к этим шинам.

Общий вес статора с обмоткой составляет 360 тонн - наружный диаметр 17,4 метра. Корпус статора фиксируется относительно фундамента в плоскости нижнего пояса радиальными штифтами, допускающими равномерное радиальное перемещение при температурных расширениях.

Ротор.

Остов ротора состоит из 16 спиц двутаврового сечения, скрепленных в основании дисками с помощью конических шпилек. Диски крепятся к фланцам массивной литой втулки ротора также коническими шпильками. Обод ротора состоит из шести пакетов, набранных из штампованных сегментов из стали толщиной 3-4 мм.

Стык сегментов каждого слоя смещается по окружности на одно полюсное деление. В местах стыков между сегментами имеется зазор для прохода охлажденного воздуха. Между пакетами имеются вентиляционные каналы, в которые встроены вентиляционные распорки. Собранный обод опирается на уступы в клиновых полосках спиц. Снизу к ободу крепится зеркальный диск, собранный из секторов. Крепление секторов к ободу производится стяжными шпильками обода. Часть шпилек, расположенных в зоне секторов, не захватывает сектора, для чего последние имеют отверстия большие, чем диаметр гаек. Это позволяет снимать сектора, не ослабляя запрессовку обода ротора.

Для обеспечения плотности посадки расклиновка обода на спицах производится, при температуре обода, превышающей температуру спиц на 16°-19°С. Полюсы ротора выполнены штампованными из листовой стали толщиной 3 мм. Полюсы крепятся к ободу ротора при помощи Т-образных хвостов, расклиниваемых пазными полюсными клиньями.

Обмотка полюсов выполнена из голой шинной меди специального профиля, гнутой на ребро. Ротор имеет медную продольно-поперечную успокоительную обмотку. Изоляция сердечника полюса состоит из твердо-прессованной изоляционной гильзы. Гильза свободно одевается на сердечник. Торцевые поверхности катушек изолированы лигнофольевыми шайбами. Катушки отжимаются от обода ротора специальными пружинами, выступающими из обода.

Междуполюсные соединения катушек представляют пучок тонких медных пластин, которые соединяются между собой хомутиками и

припаиваются оловянистым припоем ПОС-40. Междуполосные соединения крепятся к ободу оттяжками, имеющими изоляционную вставку. Успокоительные обмотки полюсов соединяются пучками гибких медных пластин с помощью болтов. На ободу ротора сверху и снизу расположены вентиляционные лопасти для создания вентиляционного потока воздуха у лобовых частей обмотки статора.

Токопровод от контактных колец к обмотке ротора выполнен медными шинами. Часть токопровода, проходящая через втулку подшипника, проходит в пазах вала.

Подпятник и масляная ванна с охладителями.

На опоре, установленной на крышке турбины, расположена масляная ванна, в которой помещаются подпятник генератора и маслоохладители. Вертикальная стенка масляной ванны разъемная, состоит из 4-х частей. Днище состоит из 3-х частей, сваренных на месте установки. Объем масла в ванне подпятника 28м³. Подпятник имеет 2 ряда неподвижных самоустанавливающихся сегментов, связанных попарно в радиальном направлении балансиром, лежащими на опорах с цилиндрической поверхностью.

Балансир с опорой помещается в корпусе, ограничивающем качания и сдвиги балансиром. Балансир с опорой изготовлен из высококачественной стали, обеспечивающей достаточную прочность и некоторую эластичность, необходимую для равномерного распределения нагрузки между отдельными сегментами.

Сегменты опираются на балансир через упругие тарельчатые опоры, которые лежат на регулируемых по высоте болтах, включенных в балансир.

Рабочая поверхность сегментов облицована фторопластовым покрытием. Вращающийся диск подпятника имеет полированную поверхность трения и скреплен с втулкой ротора болтами и штифтами. Подпятник рассчитан на суммарную нагрузку 3400 тонн, которая составляется из веса вращающихся частей гидроагрегата и реакции воды.

Насосным действием, образующимся при вращении диска, масло прогоняется через четыре трубчатых маслоохладителя, установленные внутри ванны по окружности подпятника.

Масло охлаждается водой, проходящей внутри трубок маслоохладителя. Расход воды на охлаждение подпятника и направляющего подшипника генератора равен 172 м³/час (152 м³/час - на подпятник, 20 м³/час - на направляющий подшипник генератора).

Направляющий подшипник генератора.

Направляющий подшипник генератора состоит из 12 самоустанавливающихся стальных сегментов.

Поверхность трения каждого сегмента облицована баббитом марки Б-16. Все сегменты помещены в масляную ванну, расположенную в центральной части верхней крестовины.

Объем масла в ванне - 3 м³. В ванну встроены маслоохладители, состоящие из шести секций. Сегменты подшипников опираются в радиальном направлении на винтовые регулируемые опоры.

Для исключения протекания токов через сегменты подшипника, между опорным сухарем и телом сегмента проложена изоляция в виде миканитовой коробочки. Опорный сухарь укреплен на сегменте изолированными болтами.

Сегмент снизу опирается на гетинаксовое кольцо. Каждый сегмент снабжен двумя отжимными болтами. Эти болты служат только для фиксации сегмента при регулировке зазора. Во время работы сегменты должны быть освобождены (отжимные болты отвернуть).

Самосмазка подшипника проводится следующим образом:

Во время вращения вала, масло засасывается из нижнего отсека ванны и подается через отверстия по колоколообразной втулке вала в кольцевую канавку, образованную выточкой в нижней части сегмента. Отсюда масло поступает в зазоры между сегментами и втулками. Далее, масло, переливаясь через опорное кольцо, попадает в отсек, где расположены маслоохладители. Охлажденное масло через отверстия, расположенные под охладителями,

попадает снова в нижний отсек. Контроль уровня масла осуществляется с помощью масломерного стекла, установленного на вертикальной стенке ванны подпятника.

Верхняя крестовина.

Верхняя крестовина лучевого типа состоит из центральной части и 12 отъемных лап двутаврового сечения, в центральную часть крестовины встроена масляная ванна направляющего подшипника. Лапы верхней крестовины в радиальном направлении расперты радиальными болтовыми упорами.

Тормозная система.

На фундаментных опорах статора установлены 12 групп (по 3 цилиндра в каждой группе) тормозов - домкратов для торможения и подъема ротора генератора. Для торможения ротора подводится сжатый воздух под давлением 25 кг/см^2 . Воздух берется из котла МНУ турбины через золотник торможения (на А-5 напрямую с магистрали 40атм. отм. 32 через редуционный клапан и станцию торможения). Подъем ротора осуществляется маслом под давлением в 110 кг/см^2 , с помощью передвижного масляного насоса высокого давления с электроприводом.

Система пожаротушения.

На главном и вспомогательном генераторах предусмотрено водяное пожаротушение. Забор воды для тушения пожара осуществляется по закладному трубопроводу со стороны ВБ за пазами затворов шифра 103 ГК при помощи пожарных насосов, установленных в турбинных залах отм. 37,25. Сверху и снизу лобовых частей обмотки статора главного генератора и сверху статора вспомогательного генератора установлены водяные трубопроводы пожаротушения. Многочисленные отверстия в трубах обеспечивают попадание струи воды на всю поверхность частей обмотки. В каждое кольцо трубопровода вода попадает с двух диаметрально-противоположных точек.

Система пожаротушения генераторов должна быть всегда готова к действию и находится в следующем состоянии:

- задвижка на стакане генератора перед гибким шлангом закрыта;
- одни концы гибких шлангов подсоединены к пожарному трубопроводу, а другие образуют видимый разрыв;
- пожарный насос готов к немедленному действию.

Вентиляция.

Охлаждение генератора воздушное косвенное. Генератор имеет 2 режима вентиляции. При замкнутом цикле вентилирующим действием ротора, воздух, прошедший через воздухоохладитель, засасывается сверху и снизу в ротор, прогоняется вентиляционными лопатками и полюсами ротора через воздушные каналы статора.

Для усиления вентилирующего действия ротора, в ободке предусмотрено 5 кольцевых каналов, через которые воздух попадает в промежутки между полюсами. Кроме того, вентилирующее действие производят многочисленные радиальные каналы в промежутках между сегментами обода ротора.

Вертикальными и горизонтальными воздухоразделяющими щитами образованы напорные воздушные камеры в зоне лобовых частей обмотки статора. Эффективность воздушных камер тем выше, чем меньше зазоры между вертикальными щитами и вентиляционными лопатками. Пройдя воздушные каналы статора, воздух через окна в наружной стенке корпуса статора попадает в 12-ть воздухоохладителей. При разомкнутом цикле в верхнем перекрытии открываются люки для выпуска горячего воздуха для обогрева машинного зала.

Тепловой контроль.

Для теплового контроля активной стали статора и обмоток каждой фазы, в пазы активной стали статора заложены термодатчики, расположенные по окружности тремя группами: в средней по высоте части активной стали, на дне пазов и между стержнями обмоток.

Замер температур стали и обмоток статора производится по локальной системе контроля и управления агрегата (ЛСКУ).

Тепловой контроль сегментов подпятника и генераторного подшипника осуществляется термодатчиками, выведенными на ЛСКУ.

В масле ванны подпятника и генераторного подшипника установлено по 2 термодатчика: один в верхней части ванны (масло горячее), второй - на дне ванны (масло холодное).

Сигнализация повышения температуры подпятника и генераторного подшипника, действующие на сигнал или останов генератора, при достижении температур подпятника или генераторного подшипника до аварийных уставок реализованы через ЛСКУ.

Для замера температур воздуха генератора, установлены два термодатчика на горячем воздухе (на полках статора в охладителях № 3, 8) и 12 термодатчиков на холодном воздухе (напротив каждого охладителя в камере холодного воздуха). Все термодатчики выведены на ЛСКУ.

Конструкция углоизмерительного генератора.

Углоизмерительный генератор расположен на одном валу с главным генератором и представляет собой машину трехфазного тока, с постоянными магнитами. Углоизмерительный генератор используется в настоящее время для питания реле оборотов.

Конструкция регуляторного генератора.

Регуляторный генератор служит для питания двигателя маятника регулятора (РКО-250) турбины и тахометра в колонке регулятора. Регуляторный генератор представляет собой генератор трехфазного тока низкой частоты с постоянными магнитами. Статор установлен на круглой плите, в центре которой вертикальный полый вал. На этот вал насажены два подшипника, на которых вращается ротор. Сверху генератор закрыт крышкой. Сквозь полый вал проходит ведущий шлицевой валик, который нижним концом сопрягается со штангой турбины, укрепленной на торце надставного вала гидрогенератора. Верхний конец ведущего валика соединяется с ротором генератора с помощью специальной диафрагмы со шлицами.

Контрольно-измерительная аппаратура генераторов.

Каждый гидроагрегат имеет свой агрегатный щит управления, на котором расположены ключи управления, необходимая контрольно-измерительная аппаратура и гидромеханические защиты агрегата совмещенные с ЛСКУ, электрические защиты агрегата ЭКРА на А-1, А-2 находятся на АЩУ, на А-3÷20 в РУ генератора.

На АЩУ установлены приборы для измерения следующих величин:

- напряжения и частоты статора;
- тока статора (во всех трех фазах);
- напряжения на кольцах ротора;
- тока ротора;
- активной мощности;
- реактивной мощности;
- активной энергии;
- напряжения и частоты сети.

Эти и другие параметры выведены в ЛСКУ агрегата.

Действие аварийной или предупредительной сигнализации сопровождается появлением соответствующих сообщений ЛСКУ, по которым определяется характер и место повреждения или отклонения от допустимого режима.

Таблица 3 - Номинальные данные генераторного выключателя ЖГЭС

Номинальное напряжение (действующее значение)	кВ	17,5
Максимальное рабочее напряжение	кВ	24
Номинальный ток	А	6000 (при 40°С)
Номинальная частота	Гц	50
Допустимый номинальный ток (пиковое значение)	кА	190
Ток термической устойчивости(3с)	кА	63

Генераторный выключатель элегазовый производства компании АВВ типа FKG 2S [20]. Номинальные данные генераторного выключателя представлены в таблице 3.

Генераторные разъединители установлены двух типов - РРЧЗ-20/6300 и HASE 10E. Генераторный разъединитель фирмы Ferraz Berg HASE 10E вертикально-рубящего типа, трехфазный [21]. Электрический контакт обеспечивается с помощью контактных ножей с вмонтированными контактными заклепками из тугоплавкого серебра и пластин из электролитной меди с серебряным покрытием.

Для управления главными и заземляющими ножами разъединитель оснащен двигательными приводами. При необходимости возможны операции с главными и заземляющими ножами разъединителя вручную при помощи рукоятки, в это случае при установке рукоятки цепи управления двигателем соответствующего привода разрываются блокконтактом [22]. Номинальные данные генераторных разъединителей 13,8кВ представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Номинальные данные генераторных разъединителей ЖГЭС

Параметр	РРЧЗ 20	HASE 10E
Номинальное напряжение (кВ)	20	17.5
Номинальный ток (А)	6300	8000
Допустимый ток КЗ (кА)	200	250
Ток термической устойчивости/ 10 секундный/ (кА)	-	-
Ток термической устойчивости/ 3 секундный/ (кА)	80	110

Номинальные данные выключателя блочного трансформатора собственных нужд приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Номинальные данные выключателя блочного трансформатора собственных нужд ЖГЭС

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	24
Напряжение полного грозового импульса, кВ	125
Номинальный ток (I _{ном}), А	630
Номинальный ток отключения (I _{о.ном.}), кА	16
Сквозной ток короткого замыкания: - наибольший пик, кА, не более	40
Собственное время отключения выключателя, с., не более	0,06
Полное время отключения, с., не более	0,075
Собственное время включения, с., не более	0,08
Масса выкатного элемента, кг	140

Комплектное распределительное устройство 13,8 кВ (КРУ-13,8 кВ) производства АВВ модель UniGear ZS1 предназначено для электрического подключения шин 13,8 кВ трансформатора блочного (ТБ) к ошиновке 13,8 кВ трансформаторной группы (реактору ТГ). Шкаф КРУ-13,8 кВ состоит из нескольких отсеков со встроенными в них аппаратами, приборами измерения, релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления, соединенные между собой в соответствии с электрической схемой главных цепей [23].

Высоковольтная часть шкафа с помощью стенок и панелей разделена на три отсека: отсек выкатного элемента, отсек ввода и отсек вывода.

Передняя часть шкафа закрыта тремя дверями (двери релейного шкафа, отсека выкатного элемента и отсека вывода) устойчивыми к давлению. Дверь отсека выкатного элемента оснащена смотровым отверстием с защитным стеклом.

В отсеке выкатного элемента помимо самого элемента, расположены неподвижные втычные контакты (верхние и нижние), металлические защитные шторки, закрывающие неподвижные контакты при выкаченном

выключателе, направляющие для перемещения выкатного элемента, гнездо разъёма цепей управления.

Выкатной элемент состоит вакуумного выключателя с втычными контактами, выкатного устройства (основания) и вилки разъёма цепей управления с гибким кабелем.

В шкафах КРУ выключателей трансформатора блочного установлены вакуумные выключатели серии VD4 с пружинным приводным механизмом. Основные технические характеристики выключателя приведены в таблице 5. Для автоматического заведения пружины используется приводной электродвигатель.

В случае, когда по какой-либо причине питание электропривода отсутствует, включающую пружину привода можно завести при помощи рукоятки ручного взвода пружины.

На лицевой панели вакуумного выключателя расположены: кнопки включения и отключения выключателя, указатель положения выключателя, указатель состояния пружины привода, счётчик коммутаций, рукоятка ручного завода пружины, фиксатор вилки разъёма цепей управления. На двери отсека выкатного элемента расположены кнопки с поворотными удлинителями для управления выключателем во вкваченном или выкаченном положении при закрытой двери. Поворотные удлинители управляются подпружиненной поворотной рукояткой расположенной рядом с этими кнопками.

Выкатное устройство служит для механического соединения корпуса шкафа и выключателя. Основание и выключатель перемещаются между рабочим и ремонтным положением вручную с помощью винтового механизма при закрытых передних дверях.

- Существует несколько фиксированных положений выкатного элемента:
- рабочее – выкатной элемент вквачен, разъём цепей управления собран;

- контрольное – выкатной элемент выкачен, разъём цепей управления собран;
- ремонтное – выкатной элемент выкачен и находится на сервисной тележке.

Справа и слева лицевой части выкатного устройства находятся рукоятки фиксаторов устройства относительно корпуса шкафа КРУ.

Разъём цепей управления соединён с приводом выключателя посредством гибких кабелей закрытых пластиковым гофрированным рукавом. На вилке разъёма имеется рукоятка, позволяющая надёжно закрепить вилку в гнезде разъёма или на фиксаторе на лицевой панели выключателя.

Непрерывность заземления корпуса выключателя обеспечивается роликами на выкатном элементе и направляющими, закреплёнными внутри шкафа.

В отсеке ввода шкафа находятся шины 13,8 кВ, присоединённые к верхнему ряду втычных контактов выкатного элемента и выходящие через проходные изоляторы на верхнюю крышку шкафа.

В отсеке вывода расположены шины 13,8 кВ, присоединённые к нижнему ряду втычных контактов выкатного элемента, опорные изоляторы, трансформаторы тока, ограничители перенапряжения, заземляющий разъединитель. Шины 13,8 кВ отсека вывода также через проходные изоляторы выходят на верхнюю крышку шкафа.

Заземляющий разъединитель имеет ручной привод и оперируется посредством съёмной Г-образной рукоятки через отверстие на передней части шкафа. Положение заземляющего разъединителя отображается на механических указателях положения, а также на мнемосхеме. При оперировании рукояткой приходится преодолевать усилия двух пружин опрокидывания, входящих в конструкцию разъединителя и предназначенных для увеличения скорости включения или отключения разъединителя и для фиксации разъединителя в том или ином положении.

Гнездо для установки съёмной рукоятки заземляющего разъединителя имеет шторку для установки навесного замка и шторку с электромагнитной блокировкой, которая предотвращает установку рукоятки, в случае если выкатной элемент вкочен или отсутствует питание оперативных цепей или разобран разъём цепей управления.

В релейном шкафу расположены клеммники кабелей вторичной коммутации, автоматы питания оборудования релейного шкафа.

2.3 Предпосылки выполнения исследования

Как было описано ранее на Жигулевской ГЭС в 2013, 2014 и 2019 годах произошли однотипные аварии, вызвавшие повреждение блочного трансформатора и реактора блока. Данные аварии являлись следствием возникновения высокочастотных перенапряжений в сети генераторного напряжения 13,8кВ при операциях с высоковольтными выключателями 500кВ. Научно-исследовательским институтом ОАО «НИИПТ» в 2014 и 2019 гг. выполнены исследования данного явления с выработкой рекомендаций по устранению. Однако названные аварии приняли системный характер несмотря на реализованные рекомендации ОАО «НИИПТ».

Развитие аварии 21.07.2014 происходило подобно последующим авариям:

- перекрытие отпаек РПН 5ТБ;
- перекрытие отпаек РПН и фазы обмотки 5ТБ;
- перекрытие обмоток 5ТБ;
- отключение аварии выключателем В-5ТБ.

Отличие этой аварии от предыдущих аварий заключалось в том, что крепление реактора РБ-5ТГ было усилено за счет дополнительных изоляторов, и он механически не разрушился. На рисунке 2 представлены фото фаз реактора, на рисунке 3 фото пробоя изоляции между саморезом в корпусе

ячейки РБ-5ТГ и шиной, на рисунке 4 фото следов перекрытия по опорному изолятору.



Рисунок 2 – Внешний вид реактора РБ-5ТГ после аварии 21.07.2014



Рисунок 3 – Перекрытие «саморез - фаза» (21.07.2014)



Рисунок 4 – Следы перекрытия по поверхности опорного изолятора
(21.07.2014)

Необходимость установки RC-цепочек определена исследованием причин повреждения реактора 13,8 кВ в цепи отпайки на собственные нужды блока 5ТГ вследствие коммутационных перенапряжений, вызванных оперативным отключением выключателя 500 кВ. Данные исследования выполнены ОАО «НИИПТ» в 2014 и 2019гг.

В техническом отчете ОАО «НИИПТ» (шифр 4/ЖигГЭС-1/19-ПО 2019г) приведены расчеты параметров RC- цепочек и место их подключения. RC - цепочки подключаются к шинам генераторного напряжения 13,8 кВ отпайки на собственные нужды до и после реактора медными шинами 80x10 мм. Установка выполняется в вертикальном виде на металлоконструкции, опирающиеся на существующие металлоконструкции ячейки реактора и раскрепляется на существующую железобетонную балку [25].

В техническом отчете ОАО «НИИПТ» предлагается установить на блоках 1ТГ- 8ТГ по два комплекта RC - цепочек, состоящих из конденсатора КЭП1-13,8-0,2-2У2 со встроенным резистором, с подключением к шинам

генераторного напряжения 13,8 кВ отпайки на собственные нужды до и после реактора. Емкость конденсатора составляет 0,2 мкФ, сопротивление резистора - 50 Ом.

В отчете ООО «НИИПТ» (шифр 4/ЖигГЭС-1/19-ПО, 2019 г) приведены величины возможных токов в РС цепях в различных режимах работы оборудования. Наибольшая возможная величина данных токов в месте установки РС - цепи на стороне 13,8 кВ может достигать 170 А, при этом указанный ток носит апериодический характер и затухает в течении 8 мсек

Комплекты РС - цепочек устанавливаются на шинах 13,8 кВ отпайки на собственные нужды блоков 1ТГ - 8ТГ до и после реактора РТСТ 15-250-0,87У3 и возможно их влияние на работу дифференциальной защиты блочных трансформаторов (ДЗТ-21), а также защиты от замыканий на землю, установленной на генераторах в шкафах ШЭ1111.

Необходимость корректировки уставок указанных защит будет определена на стадии разработки рабочей документации [26].

Рекомендации ООО «НИИПТ» показали свою низкую эффективность, именно поэтому возникла необходимость в проведении нового исследования.

Выводы по разделу.

В данном разделе дана краткая характеристика Жигулевской ГЭС, оборудования генераторного напряжения схемы 13,8кВ и схемы собственных нужд, получающей питания от сети генераторного напряжения. Описаны факторы, определяющие необходимость в проведении исследования - однотипные аварии, вызвавшие повреждение блочного трансформатора и реактора схемы собственных нужд генераторного напряжения. Данные аварии являлись следствием возникновения высокочастотных перенапряжений в сети генераторного напряжения 13,8кВ при операциях с высоковольтными выключателями 500кВ.

3 Результаты выполненного исследования

Проблема перенапряжений, передаваемых со стороны высокого напряжения (220), 500 кВ имеет давнюю историю [1]. При коммутациях на шинах высокого напряжения повреждалось оборудование в цепи СН 13,8 кВ в тех присоединениях, где трансформаторные группы были подключены через воздушную ошиновку ОРУ 500 или 220 кВ. При анализе аварийных ситуаций еще до проведения реконструкции было предложено решение по установке РС-цепей, которые устранили бы перенапряжения [2]. В [2] причиной повреждений был назван недостаточный уровень изоляции трансформаторов собственных нужд (ТБ) и после замены токоограничивающих реакторов и трансформаторов собственных нужд посчитали, что устанавливать РС-цепи нет необходимости [27].

При реконструкции были установлены ТБ, которые имеют РПН, включенный в треугольник обмотки 13,8 кВ [28]. При коммутациях на ОРУ 220 и 500 кВ аварии возобновились. После аварий, произошедших 21.03.2013 года, 05.04.2014, 21.07.2014, выполнялись работы [3-5], где было определено, что для снижения перенапряжений в цепях СН 13,8 кВ можно установить РС-цепочки с параметрами емкостей в диапазоне $0,1 \div 0,4$ мкФ. Были предложены альтернативные места их установки в цепях СН 13,8 кВ: первое между выводами трансформатора 13,8 кВ и токоограничивающим реактором, второе между токоограничивающим реактором и трансформатором собственных нужд.

Для уточнения места и параметров РС-цепей была разработана Программа технического обследования работы трансформатора 5ТБ системы собственных нужд ГЭС (при установке в цепях собственных нужд генераторного напряжения 13,8 кВ оборудования РС-цепочек).

Высокочастотные процессы, возникающие в ОРУ 500 кВ, лежат в диапазоне от 20 до 90 кГц [1, 2, 29]. Поэтому натурные испытания проводились в этом диапазоне. Для измерений использовались «Генератор

сигналов низкочастотный ГЗ-109» с усилителем и осциллографы «Tektronix TDS 3054C».

В работе выполнены:

- проверка передачи ВЧ импульсов со стороны 500кВ на сторону 13,8кВ при отсутствии 12Г и RC-цепочек на стороне 13,8кВ;
- проверка передачи ВЧ импульсов со стороны 500кВ на сторону 13,8кВ при отсутствии 12Г и имитации RC-цепочек на стороне 13,8кВ;
- проверка передачи ВЧ импульсов со стороны 500кВ на сторону 13,8кВ при имитации «включенного» 12Г и отсутствии RC- цепочек на стороне 13,8кВ;
- проверка передачи ВЧ импульсов на стороне 13,8кВ через реактор РБ-5ТГ 13,8кВ.

Результаты измерений представлены в тексте работы.

По анализам и результатам измерений проводится верификация моделей для расчета перенапряжений и оцениваются перенапряжения в цепи СН 13,8кВ, уточняются воздействия на RC-цепочки.

3.1 Исследования и измерения на Жигулёвской ГЭС по программе обследования схемы 13,8кВ генераторного напряжения

3.1.1 Проведения измерений по программе обследования

На рисунке 59 показана схема для пояснений нахождения точек измерений при различных опытах. Далее на графиках в тексте работы (рисунки 5-59) приведены исходные измерения (без обработки сигнала) для следующих случаев, описанных подробно ниже.

Рисунки 5-17 приведены для случая без подключения генератора и без подключения RC цепей.

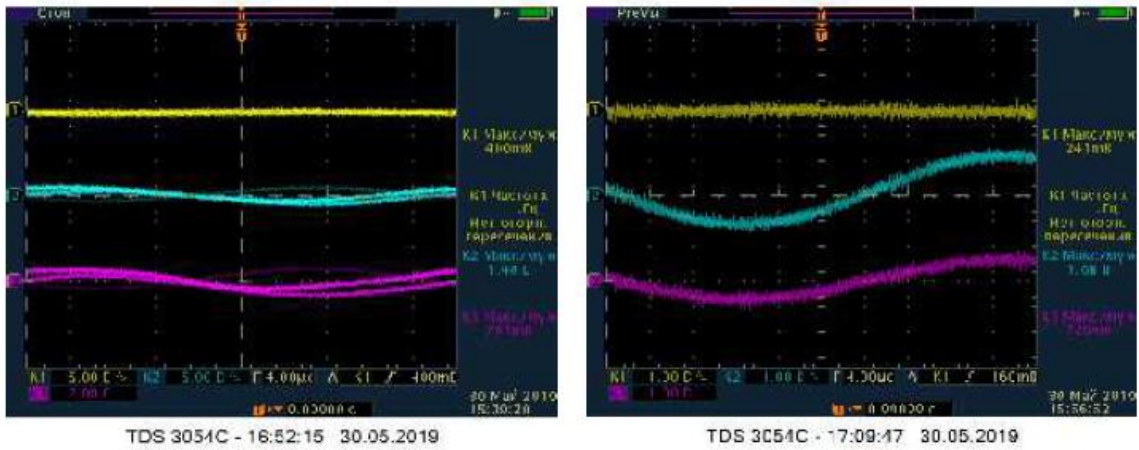


Рисунок 5 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 25 кГц, без генератора, без RC цепей

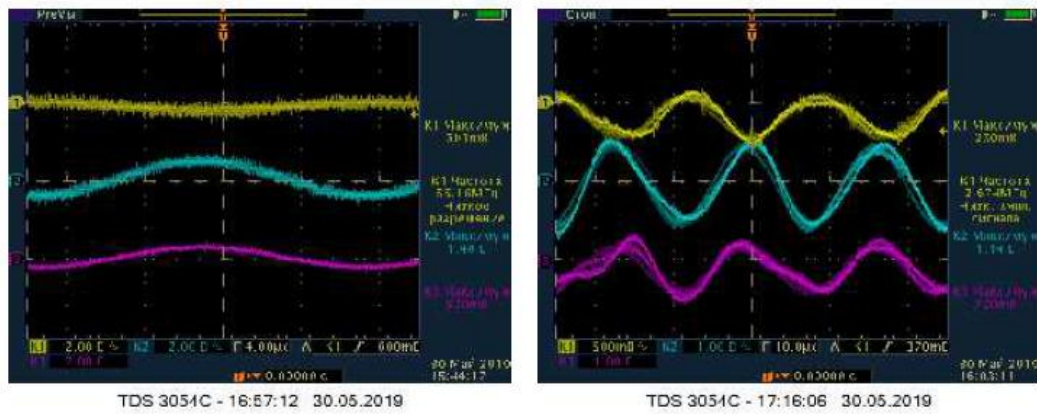


Рисунок 6 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 30 кГц, без генератора, без RC цепей

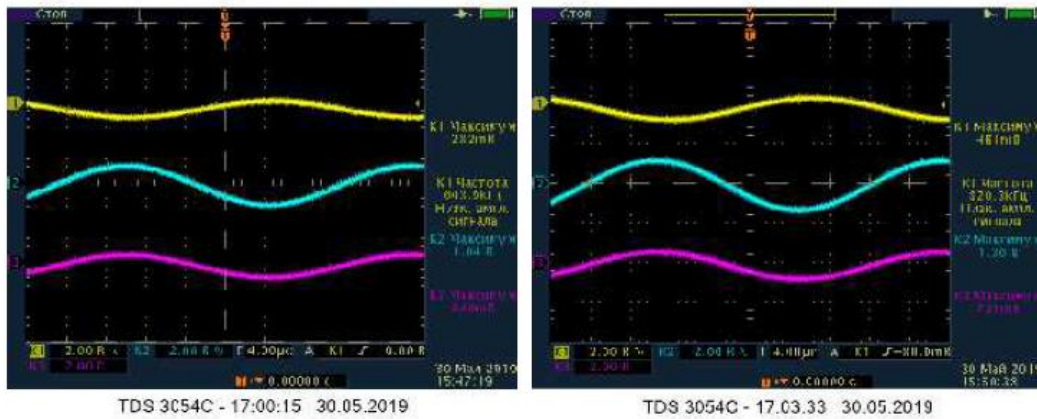
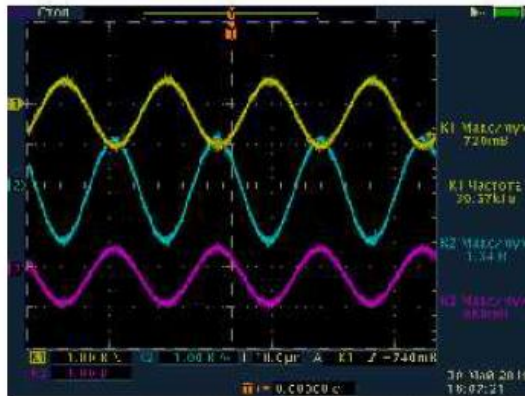
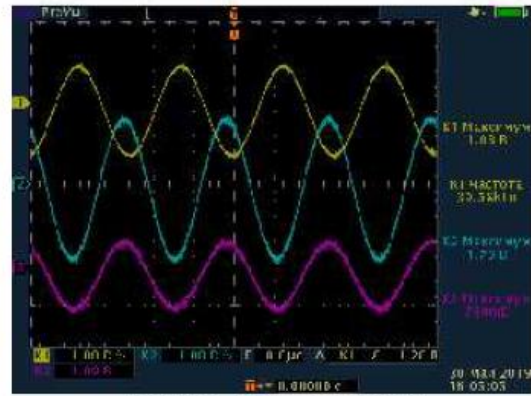


Рисунок 7 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 35 кГц, без генератора, без RC цепей

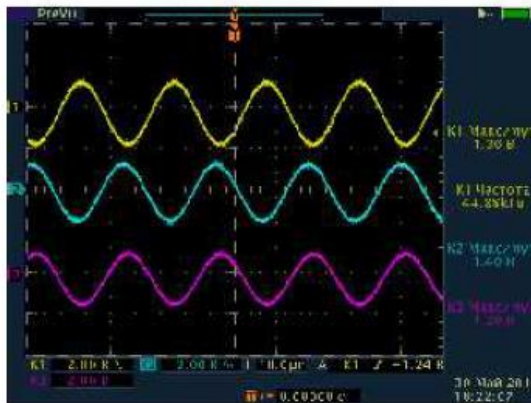


TDS 3054C - 17:20:16 30.05.2019

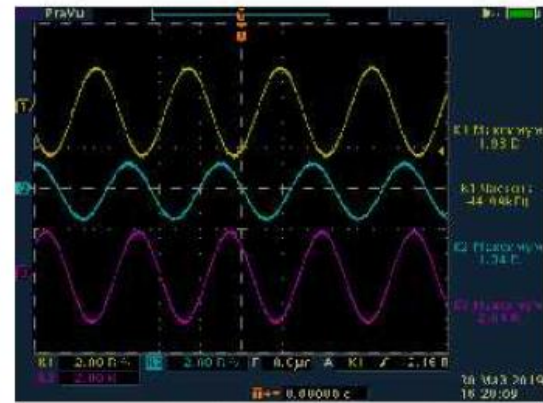


TDS 3054C - 17:18:00 30.05.2019

Рисунок 8 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 40 кГц, без генератора, без RC цепей

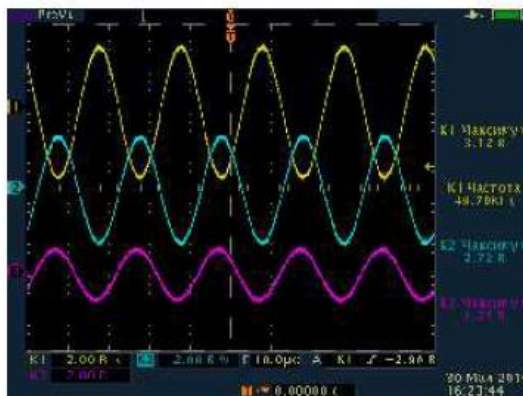


TDS 3054C - 17:35:03 30.05.2019

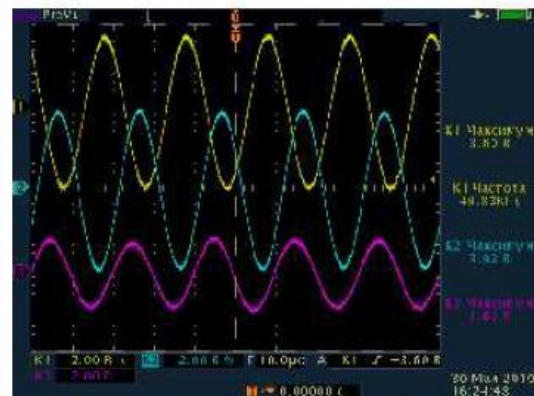


TDS 3054C - 17:33:06 30.05.2019

Рисунок 9 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 45 кГц, без генератора, без RC цепей

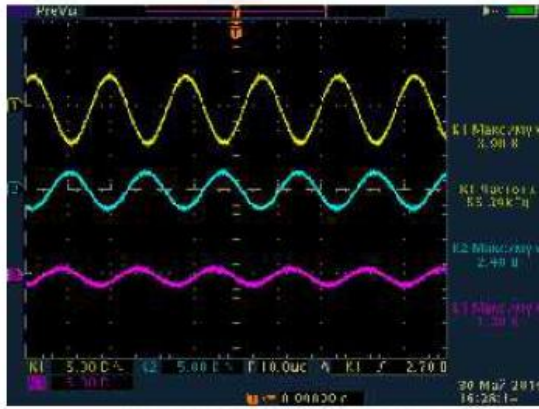


TDS 3054C - 17:36:39 30.05.2019

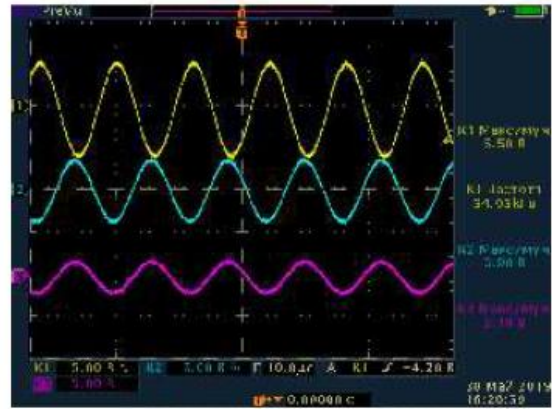


TDS 3054C - 17:37:44 30.05.2019

Рисунок 10 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 50 кГц, без генератора, без RC цепей

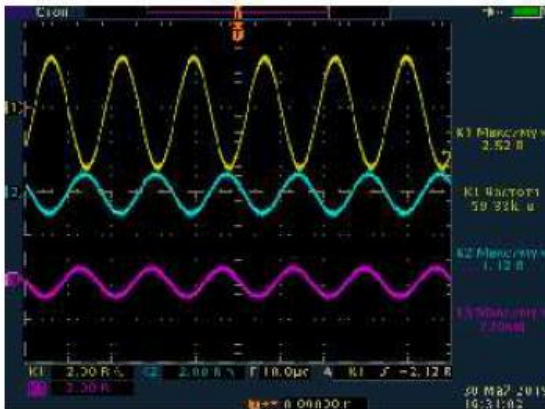


TDS 3054C - 17:41:10 30.05.2019

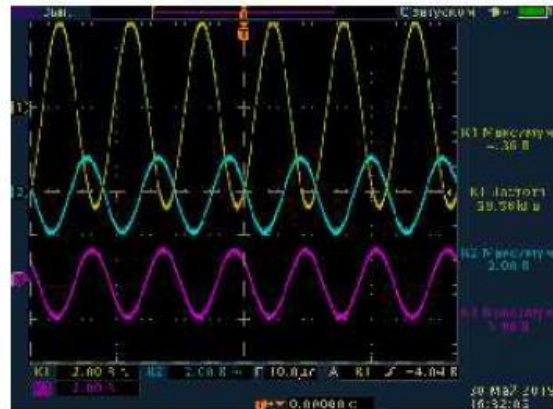


TDS 3054C - 17:39:55 30.05.2019

Рисунок 11 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 55 кГц, без генератора, без RC цепей

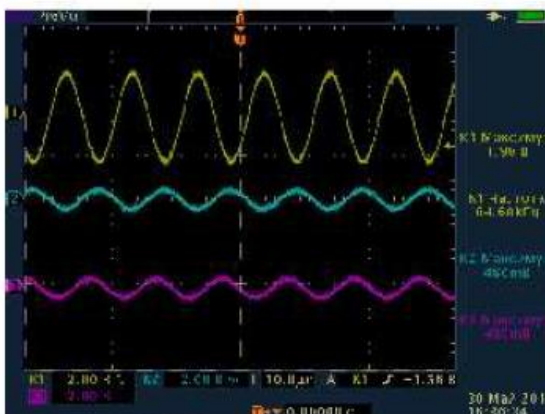


TDS 3054C - 17:43:58 30.05.2019

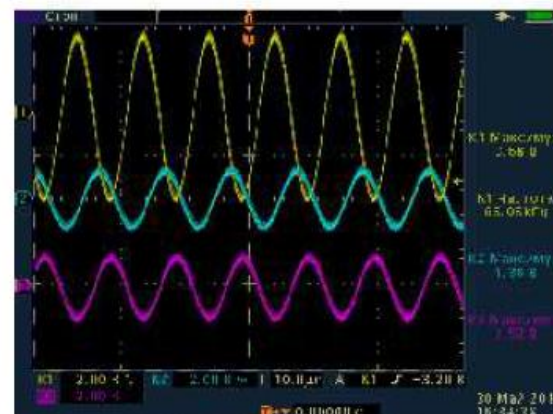


TDS 3054C - 17:45:02 30.05.2019

Рисунок 12 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 60 кГц, без генератора, без RC цепей

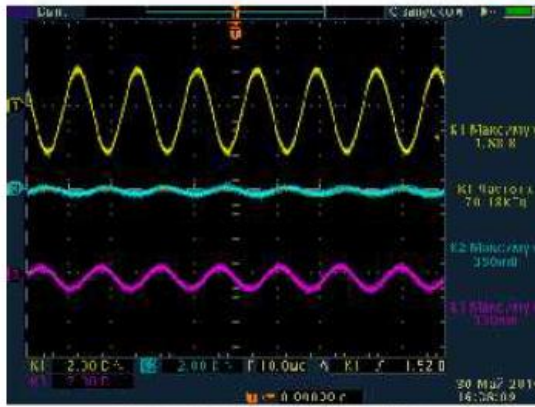


TDS 3054C - 17:49:33 30.05.2019

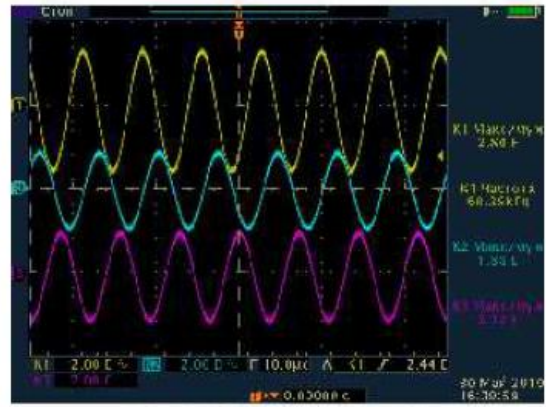


TDS 3054C - 17:47:34 30.05.2019

Рисунок 13 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 65 кГц, без генератора, без RC цепей

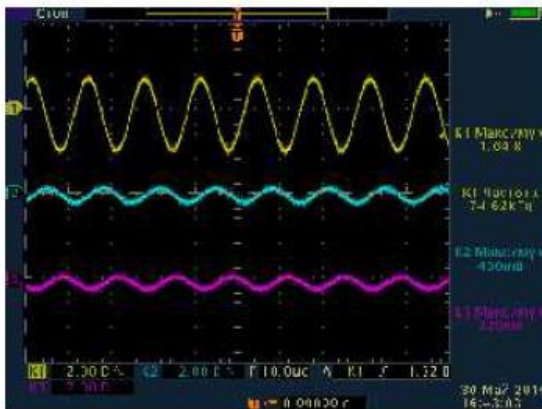


TDS 3C54C - 17:51:05 30.05.2019

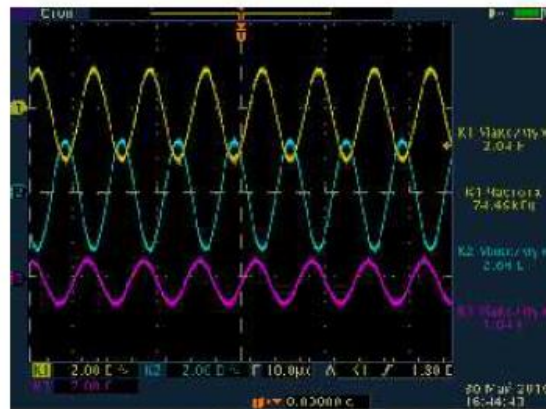


TDS 3054C - 17:52:55 30.05.2019

Рисунок 14 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 70 кГц, без генератора, без RC цепей

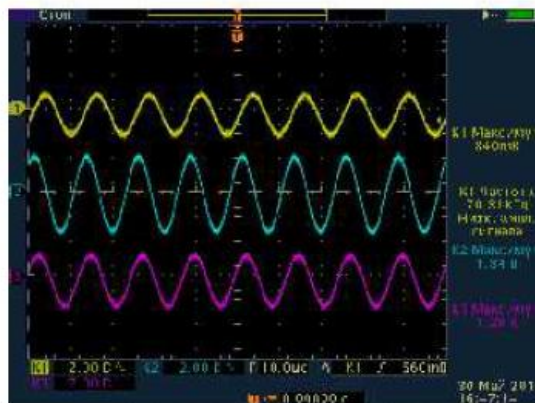


TDS 3C54C - 17:55:59 30.05.2019

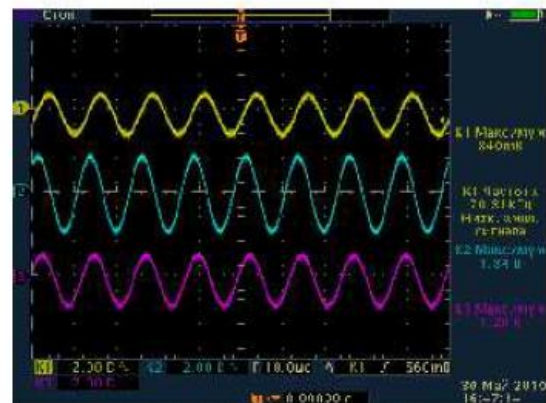


TDS 3054C - 17:57:40 30.05.2019

Рисунок 15 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 75 кГц, без генератора, без RC цепей



TDS 3C54C - 18:00:09 30.05.2019



TDS 3C54C - 18:00:09 30.05.2019

Рисунок 16 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 80 кГц, без генератора, без RC цепей

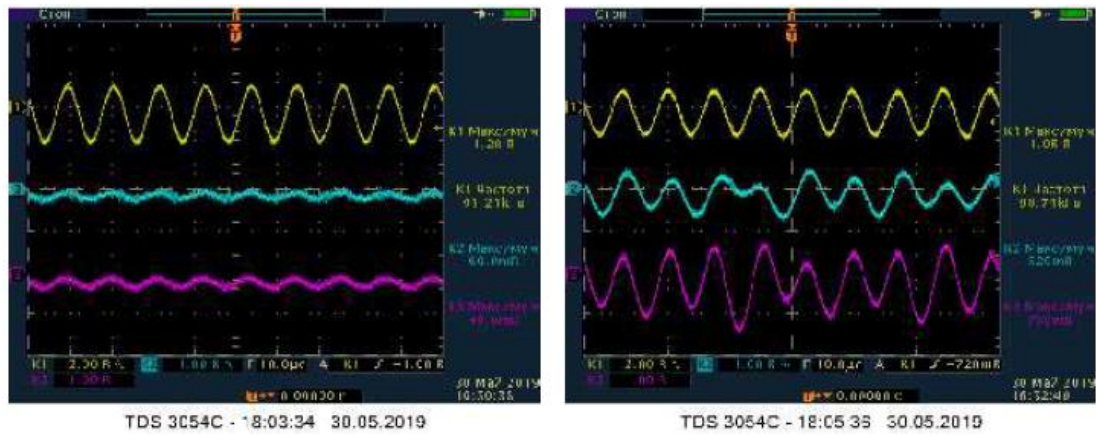


Рисунок 17 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 90 кГц, без генератора, без RC цепей

Рисунки 18-22 представлены для случая с подключенным генератором и без подключения RC цепей.

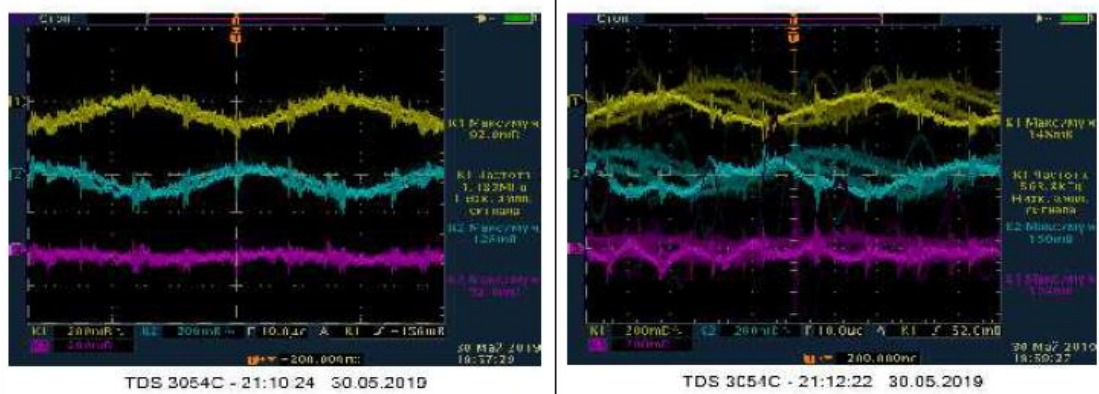


Рисунок 18 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 20 кГц, генератор без RC цепей

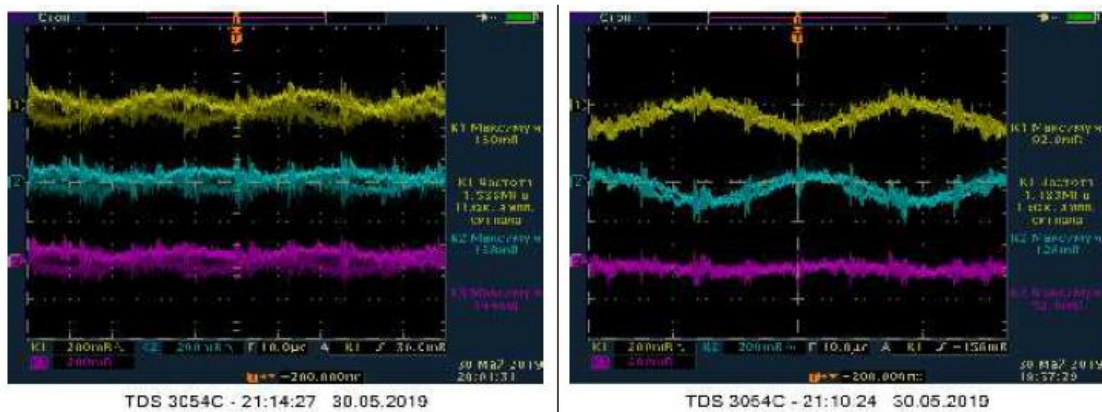
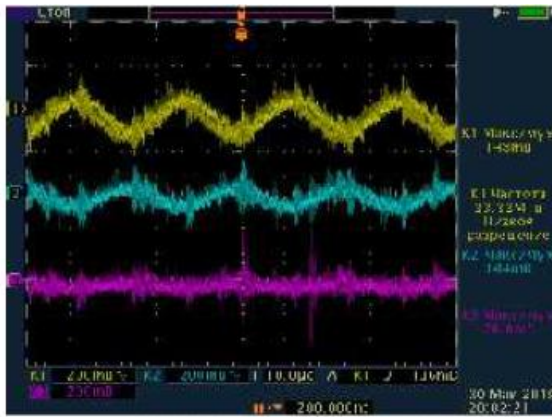
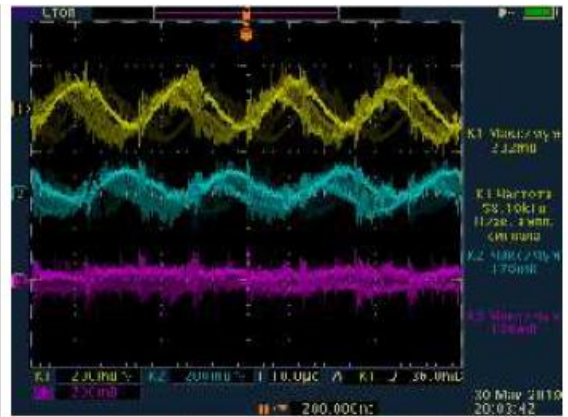


Рисунок 19 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 30 кГц, генератор без RC цепей

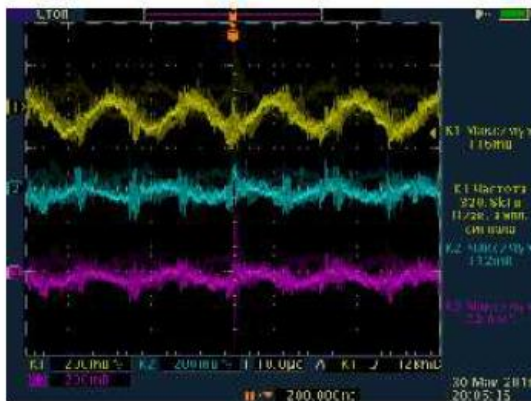


TDS 3054C - 21:15:17 30.05.2019

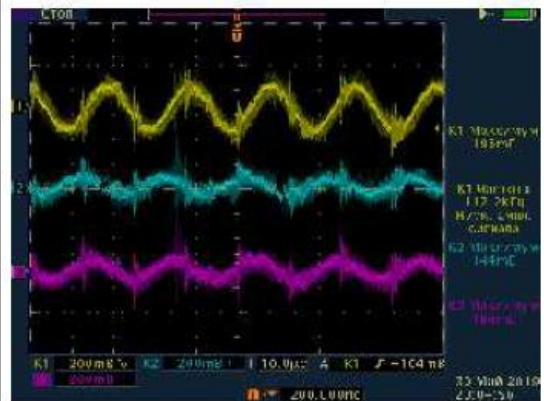


TDS 3054C - 21:16:38 30.05.2019

Рисунок 20 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 40 кГц, генератор без RC цепей

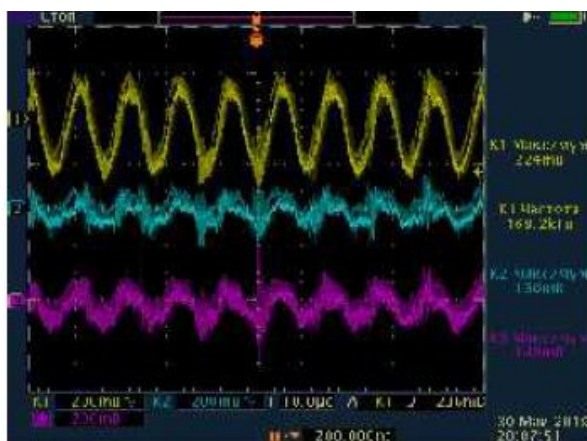


TDS 3054C - 21:18:31 30.05.2019

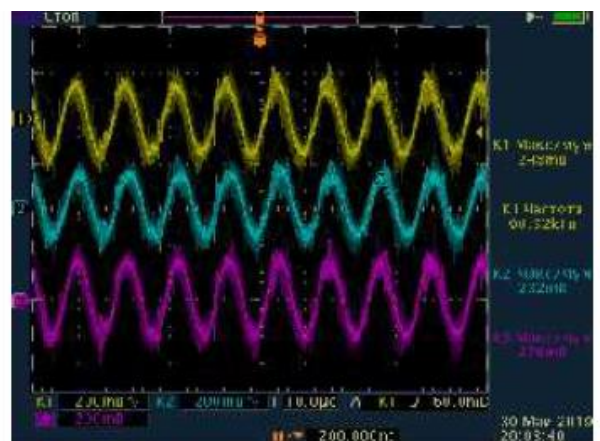


TDS 3054C - 21:17:52 30.05.2019

Рисунок 21 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 50 кГц, генератор без RC цепей



TDS 3054C - 21:20:47 30.05.2019



TDS 3054C - 21:21:36 30.05.2019

Рисунок 22 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 90 кГц, генератор без RC цепей

Рисунки 23-33 представлены для случая без подключения генератора и с подключением RC цепи в точку 1.

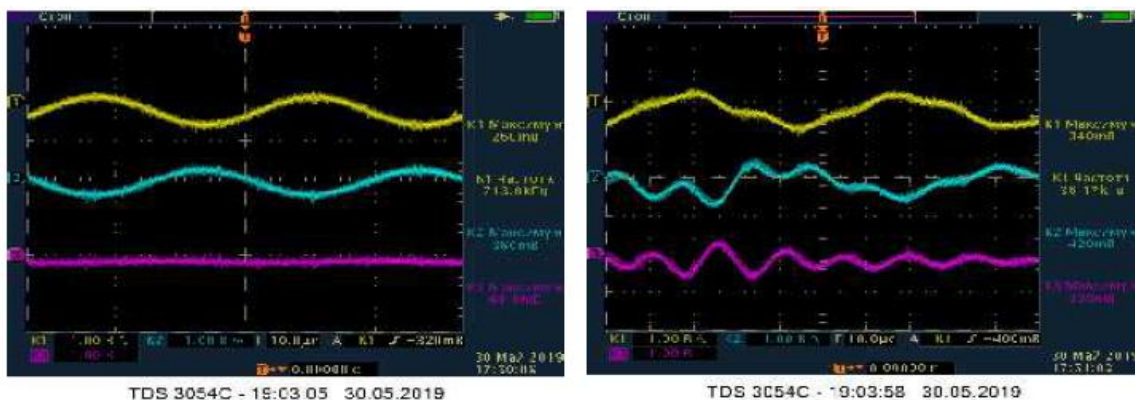


Рисунок 23 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 20 кГц, без генератора и RC в точке 1

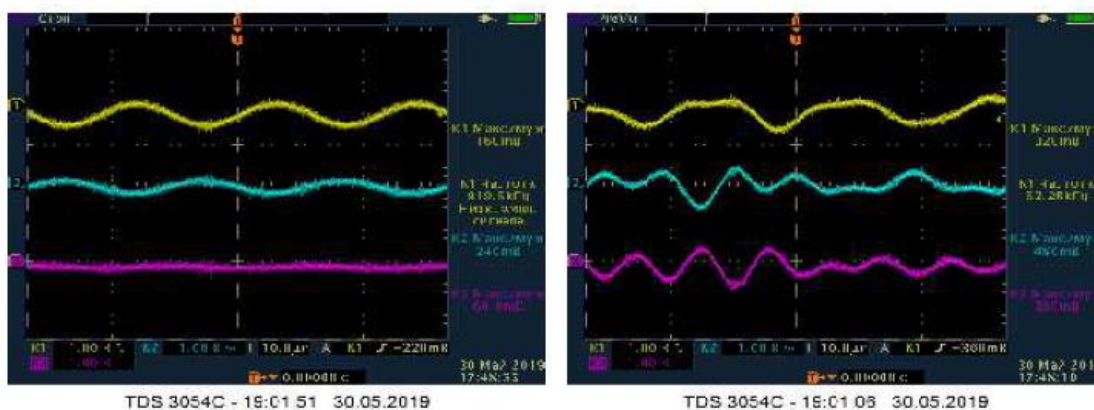


Рисунок 24 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 30 кГц, без генератора и RC в точке 1

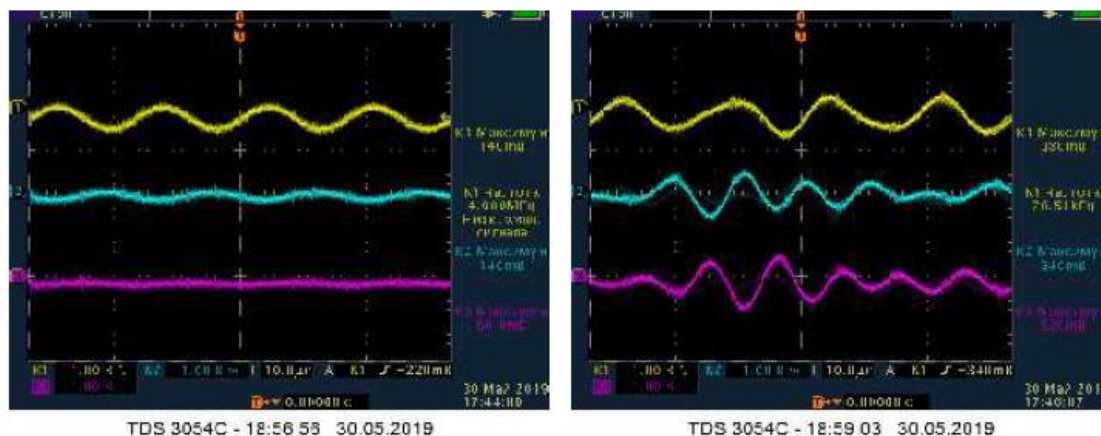
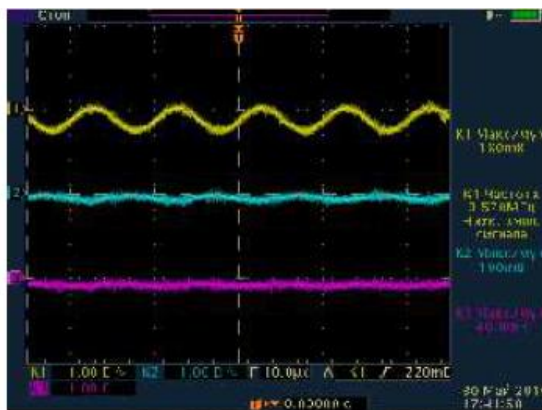
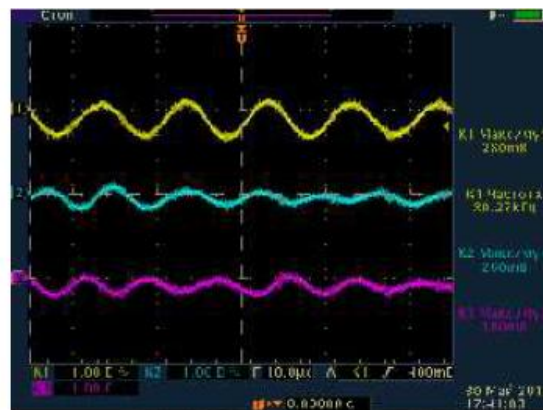


Рисунок 25 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 40 кГц, без генератора и RC в точке 1

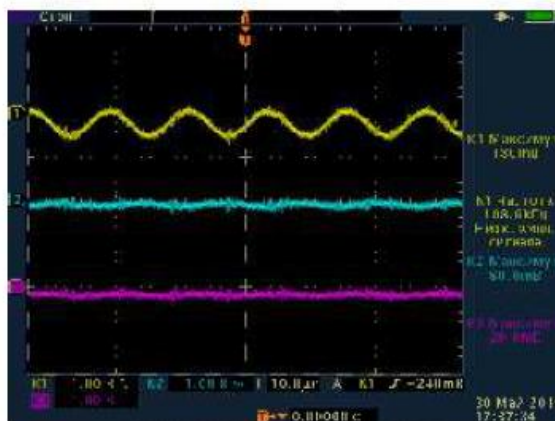


TDS 3054C - 18:51:16 30.05.2019

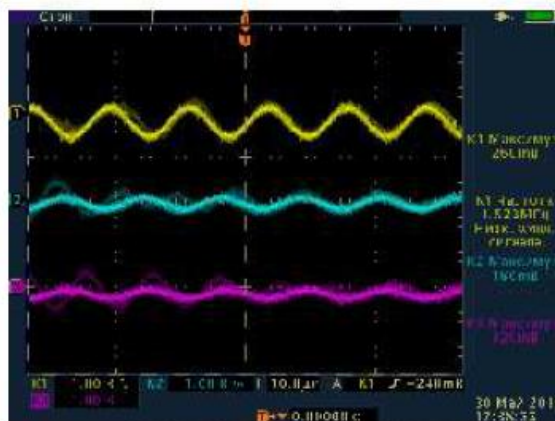


TDS 3054C - 18:53:59 30.05.2019

Рисунок 26 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 50 кГц, без генератора и RC в точке 1

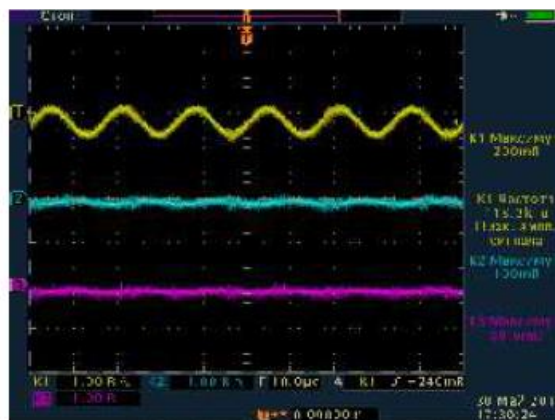


TDS 3054C - 18:50:30 30.05.2019

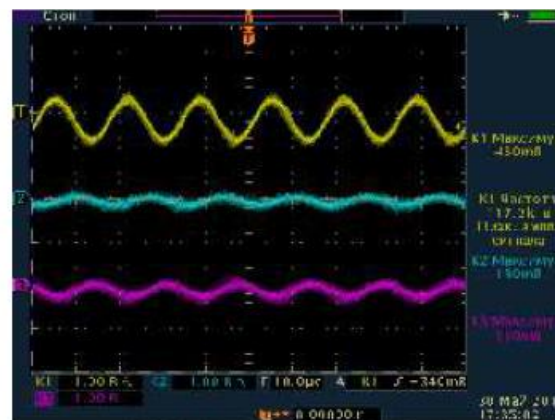


TDS 3054C - 18:51:51 30.05.2019

Рисунок 27 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 55 кГц, без генератора и RC в точке 1

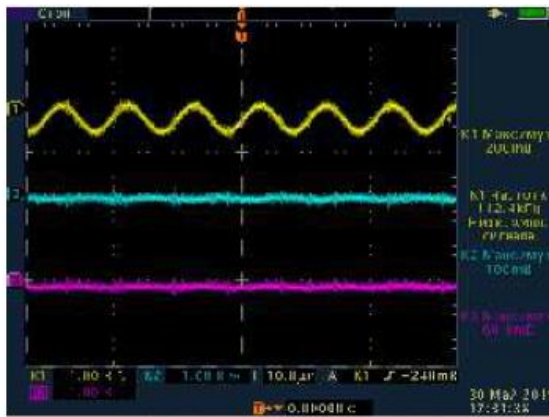


TDS 3054C - 18:49:20 30.05.2019

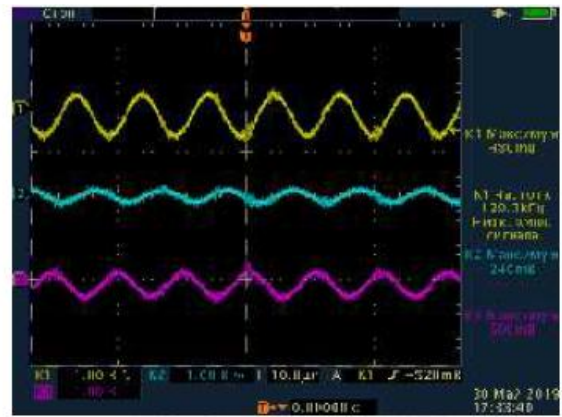


TDS 3054C - 18:47:58 30.05.2019

Рисунок 28 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 60 кГц, без генератора и RC в точке 1

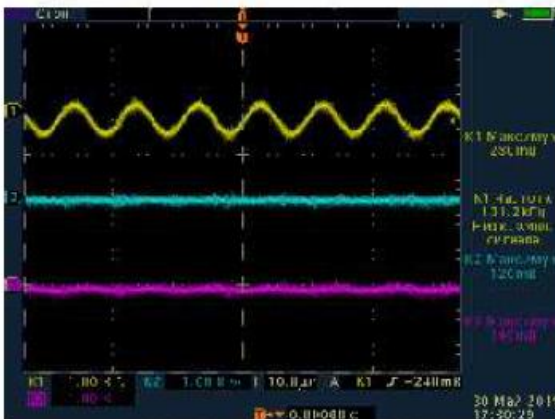


TDS 3054C - 18:44:34 30.05.2019

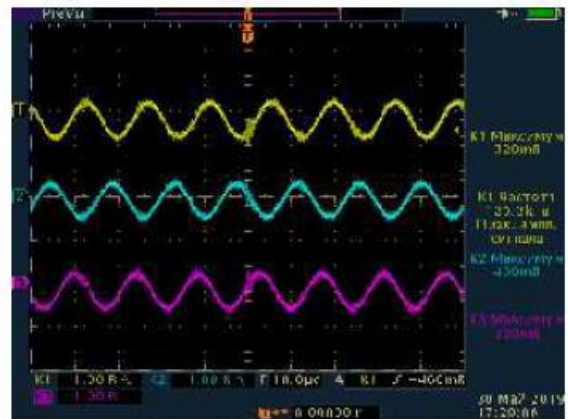


TDS 3054C - 18:46:35 30.05.2019

Рисунок 29 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 65 кГц, без генератора и RC в точке 1

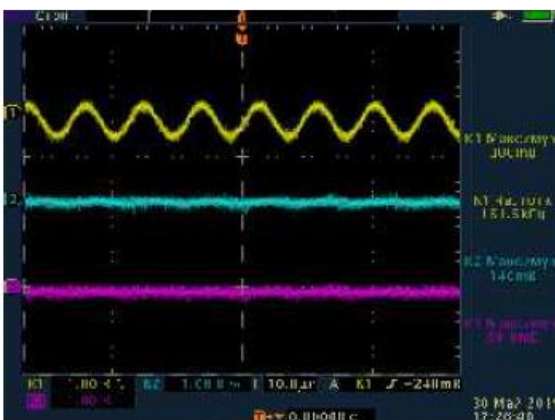


TDS 3054C - 18:43:25 30.05.2019

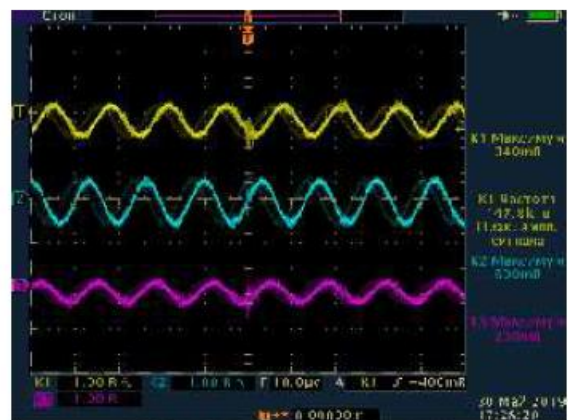


TDS 3054C - 18:42:01 30.05.2019

Рисунок 30 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 70 кГц, без генератора и RC в точке 1

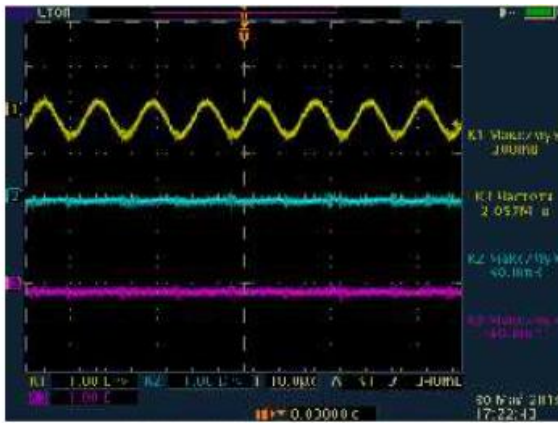


TDS 3054C - 18:39:35 30.05.2019

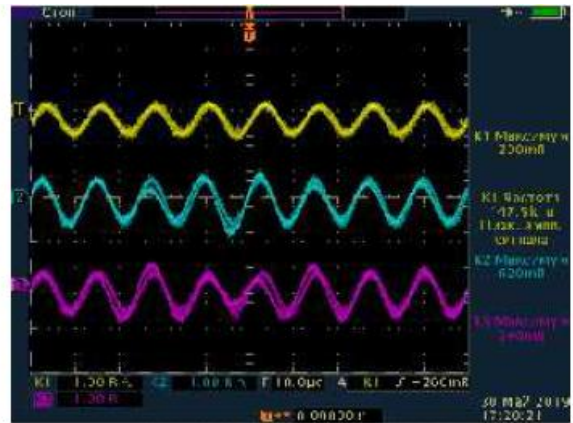


TDS 3054C - 18:41:16 30.05.2019

Рисунок 31 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 75 кГц, без генератора и RC в точке 1

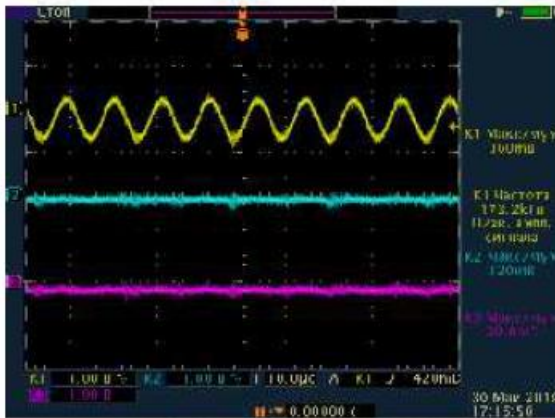


TDS 3054C - 18:35:38 30.05.2019

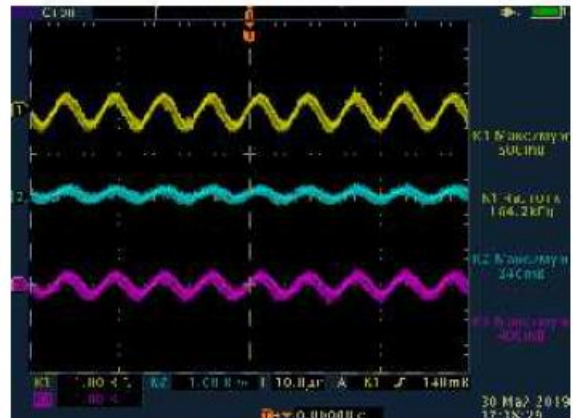


TDS 3054C - 18:33:17 30.05.2019

Рисунок 32 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 80 кГц, без генератора и RC в точке 1



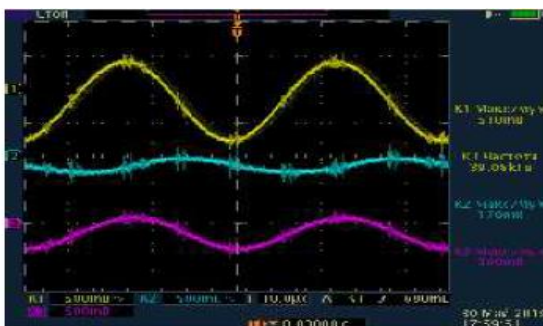
TDS 3054C - 18:28:52 30.05.2019



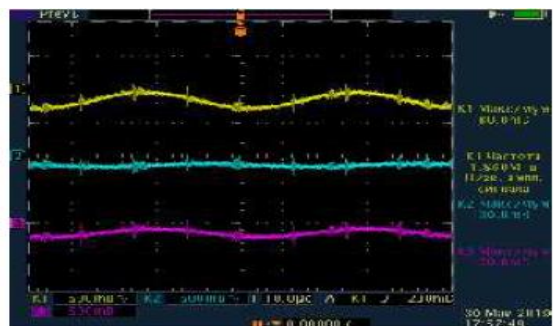
TDS 3054C - 18:31:25 30.05.2019

Рисунок 33 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 90 кГц, без генератора и RC в точке 1

Рисунки 34-42 представлены для случая без подключения генератора и с подключением RC цепи в точку 2.

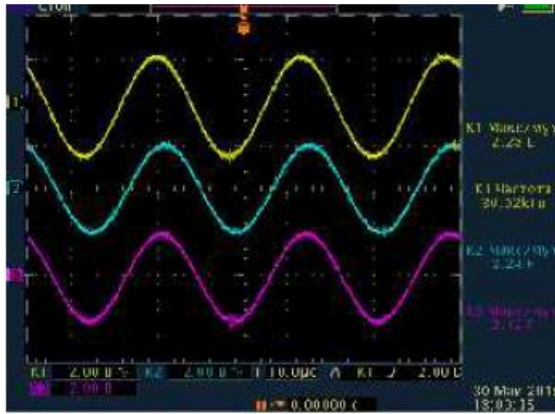


TDS 3054C - 19:12:48 30.05.2019

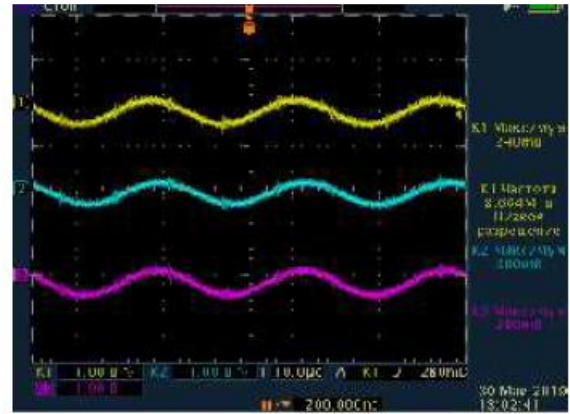


TDS 3054C - 19:10:45 30.05.2019

Рисунок 34 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 20 кГц, без генератора и RC в точке 2

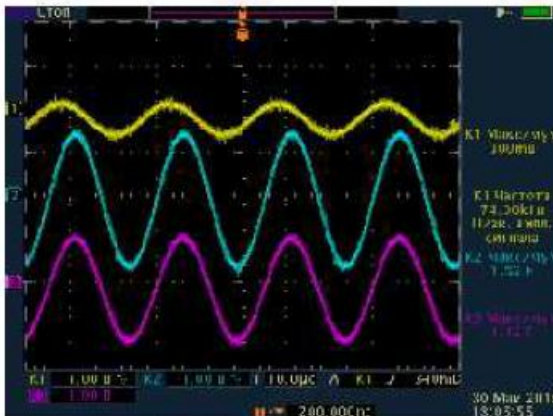


DS 3054C - 19:13:31 30.05.2019

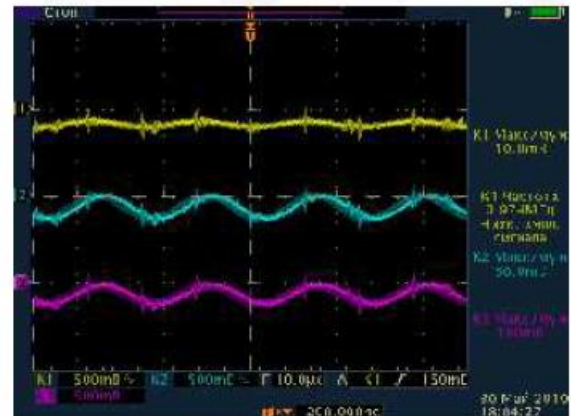


DS 3054C - 19:15:37 30.05.2019

Рисунок 35 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 30 кГц, без генератора и RC в точке 2

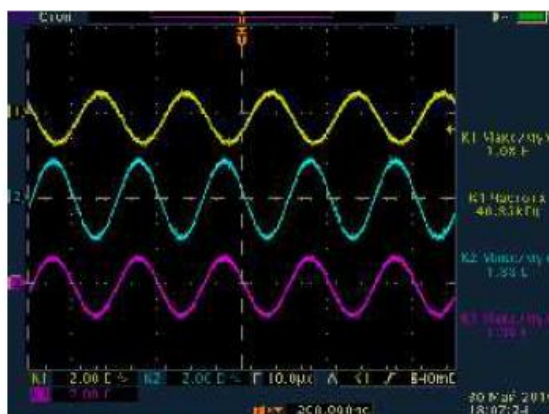


DS 3054C - 19:18:51 30.05.2019

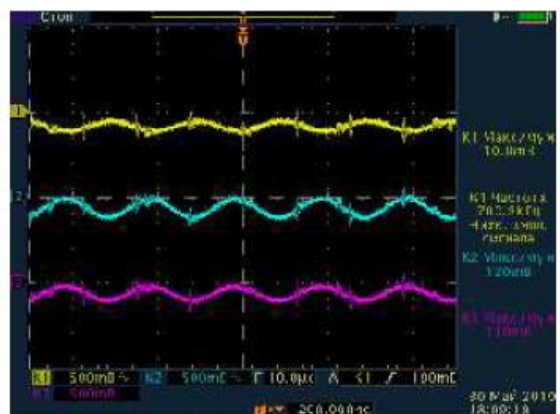


TDS 3054C - 19:17:23 30.05.2019

Рисунок 36 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 40 кГц, без генератора и RC в точке 2

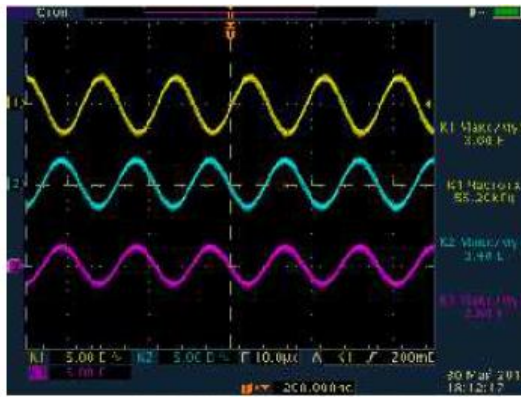


TDS 3054C - 19:20:20 30.05.2019

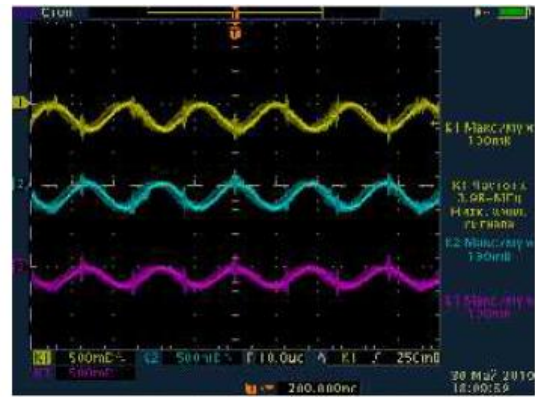


TDS 3054C - 19:22:11 30.05.2019

Рисунок 37 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 50 кГц, без генератора и RC в точке 2

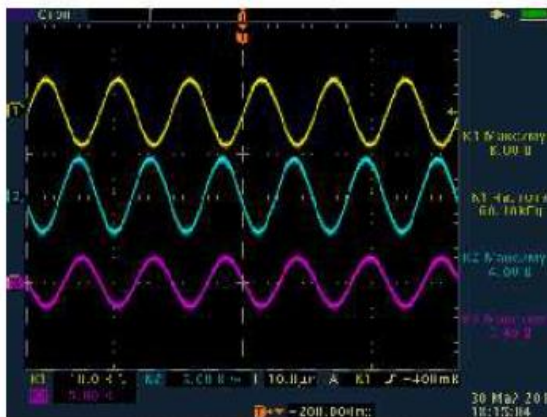


TDS 3054C - 19:25:13 30.05.2019

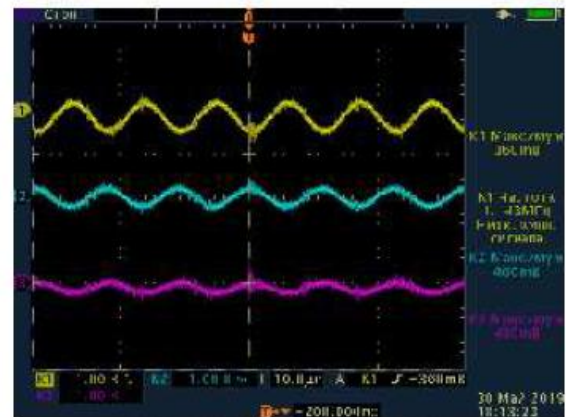


TDS 3054C - 19:22:55 30.05.2019

Рисунок 38 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 55 кГц, без генератора и RC в точке 2

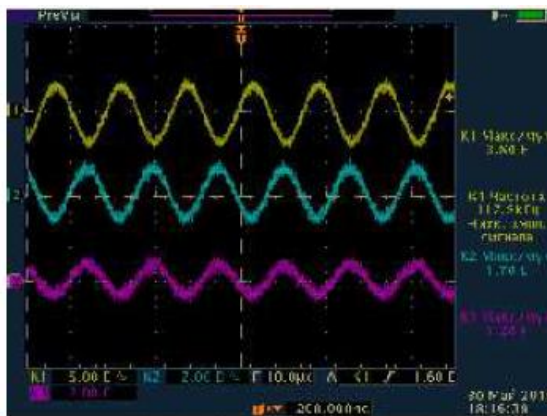


TDS 3054C - 19:27:59 30.05.2019

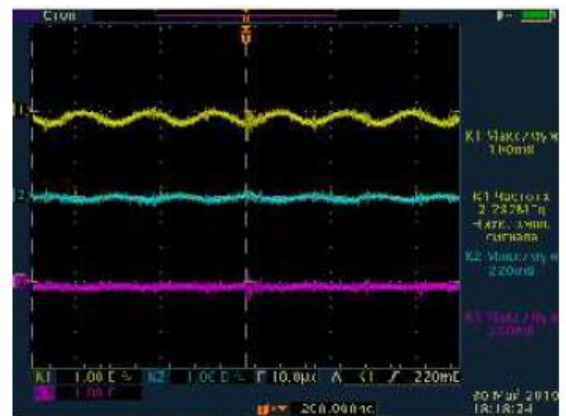


TDS 3054C - 19:26:13 30.05.2019

Рисунок 39 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 60 кГц, без генератора и RC в точке 2

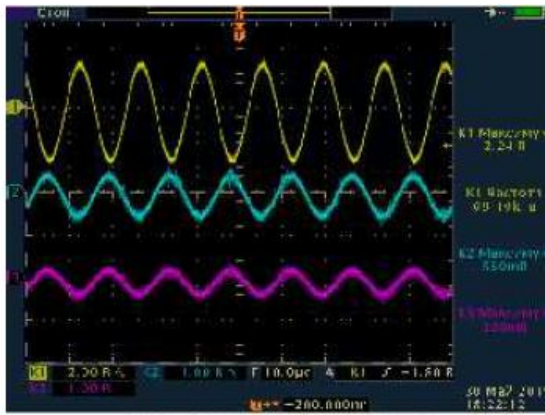


TDS 3054C - 19:29:35 30.05.2019

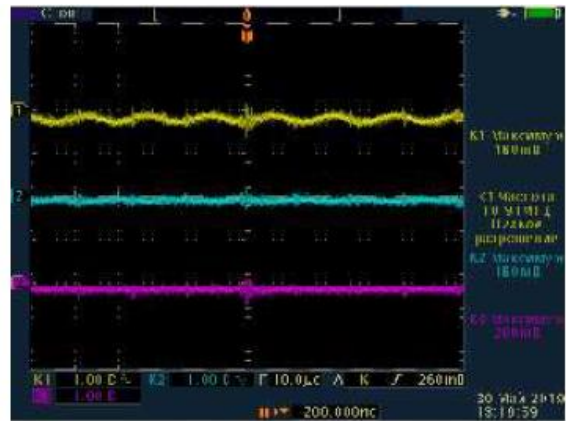


TDS 3054C - 19:31:20 30.05.2019

Рисунок 40 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 65 кГц, без генератора и RC в точке 2

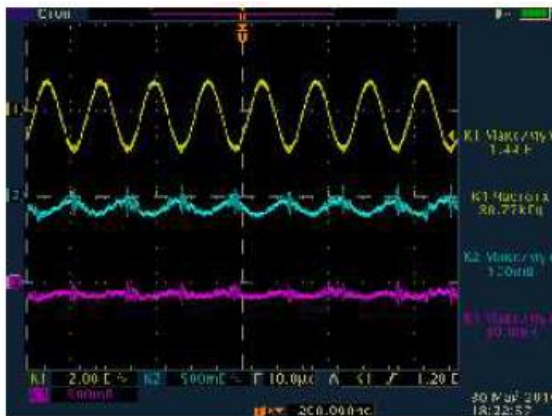


TDS 3054C - 19:35:08 30.05.2019

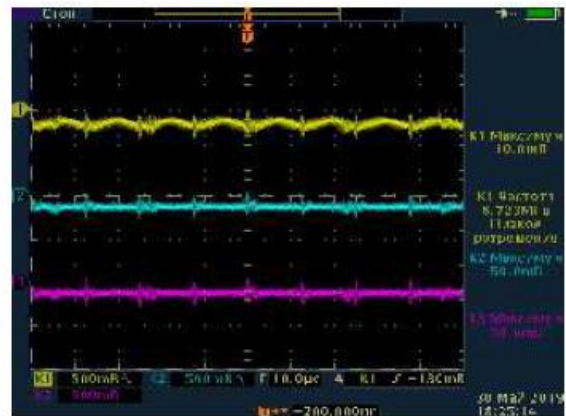


TDS 3054C - 19:32:55 30.05.2019

Рисунок 41 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 70 кГц, без генератора и RC в точке 2



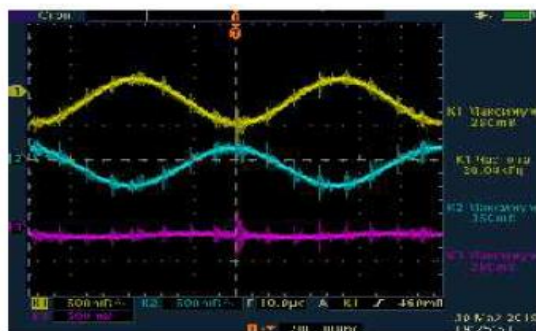
TDS 3054C - 19:35:52 30.05.2019



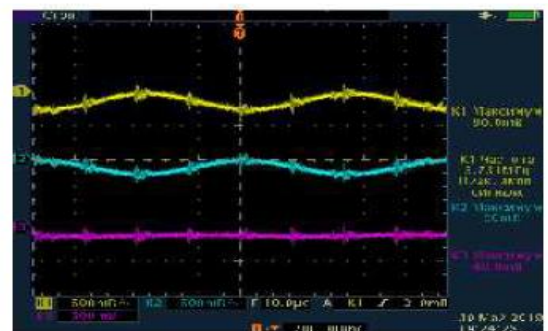
TDS 3054C - 19:38:10 30.05.2019

Рисунок 42 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 80 кГц, без генератора и RC в точке 2

Рисунки 43-48 представлены для случая без подключения генератора, с одновременным подключением RC цепей в точку 1 и в точку 2.

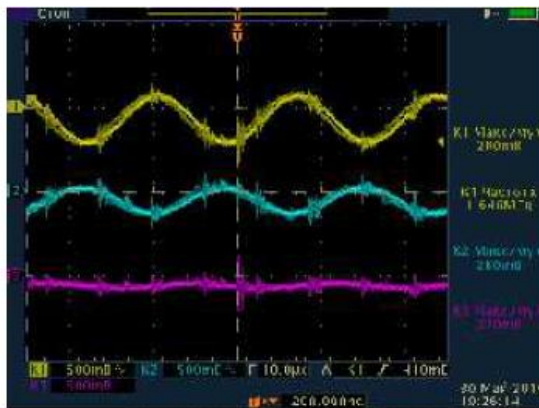


TDS 3054C - 20:38:47 30.05.2019

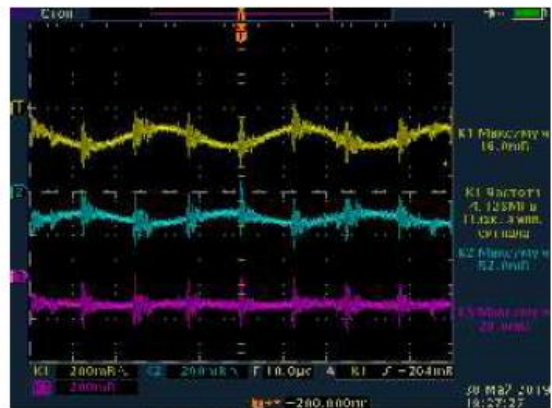


TDS 3054C - 20:37:24 30.05.2019

Рисунок 43 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 20 кГц, без генератора и RC в точке 1 и 2

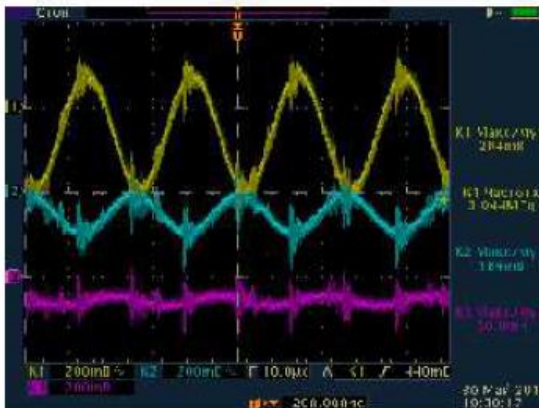


TDS 3054C - 20:39:11 30.05.2019

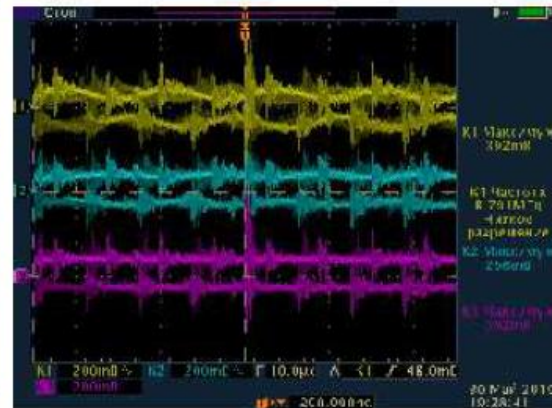


TDS 3054C - 20:40:23 30.05.2019

Рисунок 44 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 30 кГц, без генератора и RC в точке 1 и 2

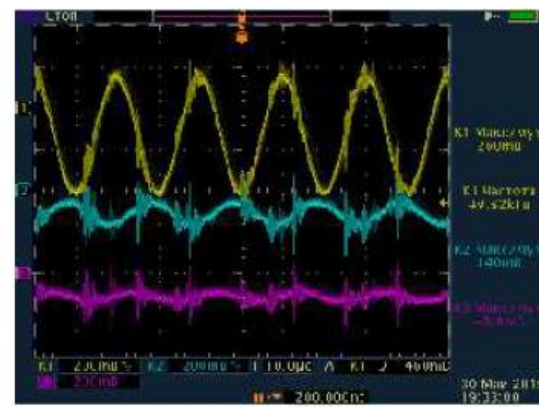


TDS 3054C - 20:13:12 30.05.2019

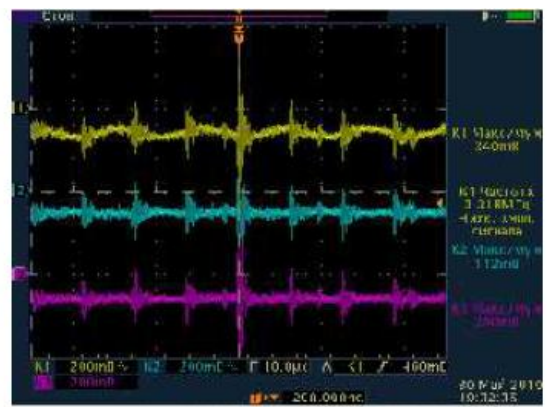


TDS 3054C - 20:11:37 30.05.2019

Рисунок 45 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 40 кГц, без генератора и RC в точке 1 и 2



TDS 3054C - 20:45:55 30.05.2019



TDS 3054C - 20:45:30 30.05.2019

Рисунок 46 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 50 кГц, без генератора и RC в точке 1 и 2

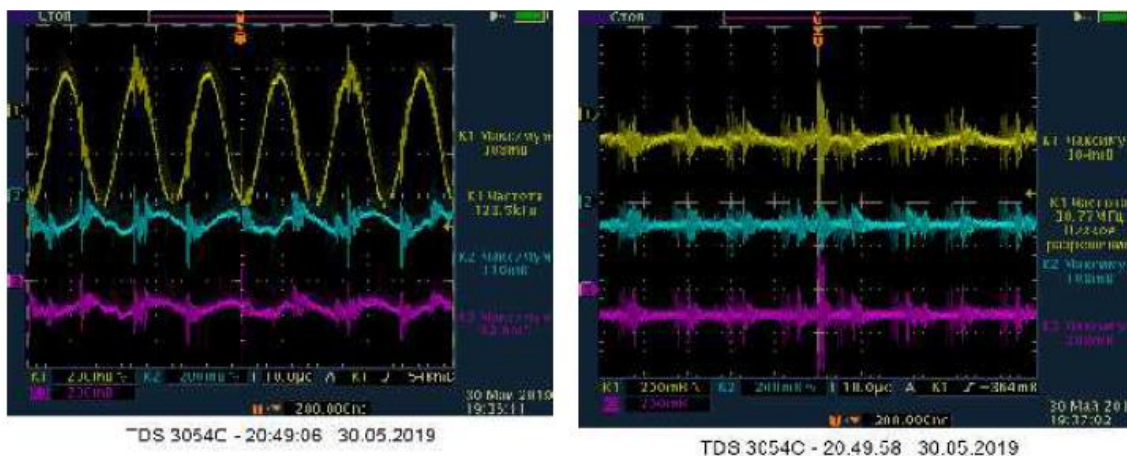


Рисунок 47 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 60 кГц, без генератора и RC в точке 1 и 2

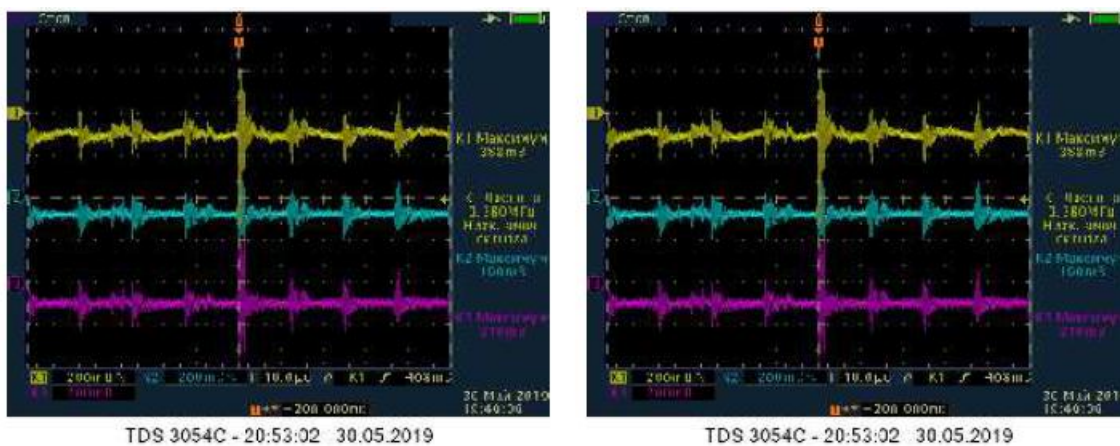


Рисунок 48 - Измерения фазных напряжений в точке 1 и 2, 70 кГц, без генератора и RC в точке 1 и 2

На рисунках 5-48 верхний график (желтый) соответствует фазе С. Средний график (бирюзовый) соответствует фазе А. Нижний график (розовый) соответствует фазе В. Индекс рисунка *.1 и *.2 означает место измерения, которое указано на рисунке 49. Возмущающее воздействие подается со стороны трансформатора 500 кВ амплитудой 20 В.

Измеренные графики во время опыта также записывались в виде цифровых данных [30]. Для их дальнейшего использования в расчетах необходимо было осуществить фильтрацию снятого сигнала от помех. Был использован цифровой фильтр с ограничением максимального радиуса полюсов фильтра. Частота среза 300 кГц.

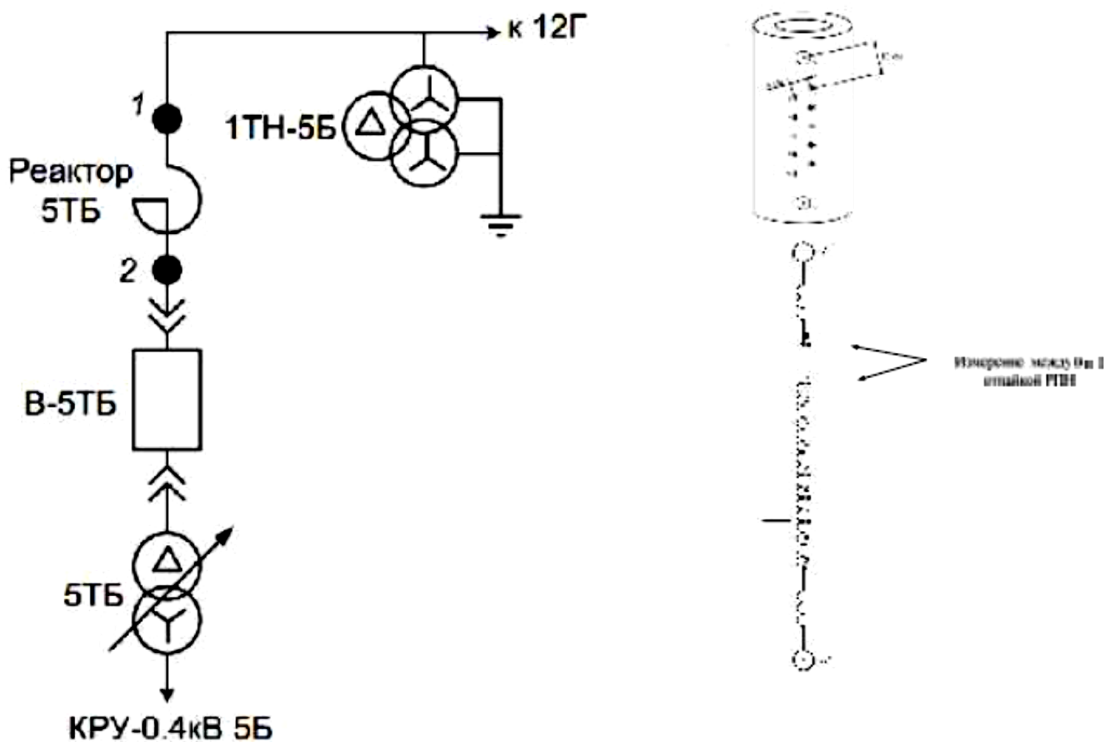


Рисунок 49 – Схема, поясняющая точки измерения при опытах

Также на рисунках 50-53 приведены осциллограммы измерения проверки передачи высокочастотных импульсов на стороне 13,8кВ через реактор РБ-5ТГ. ВЧ напряжение 20В подавалось между фазами В и С. Отметим, что измерения осуществлялись с делителем 1/10, т.е. результаты измерения необходимо умножить на 10, чтобы получить реальные значения [31].

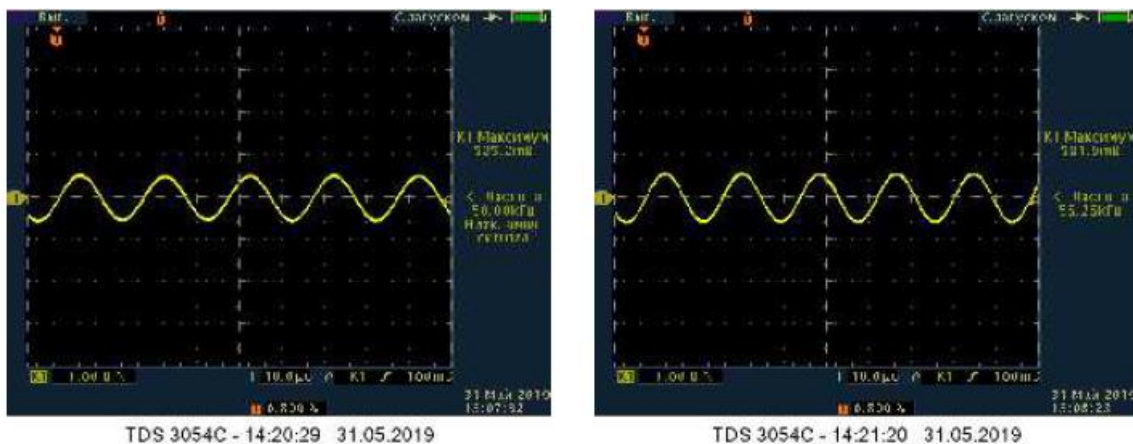
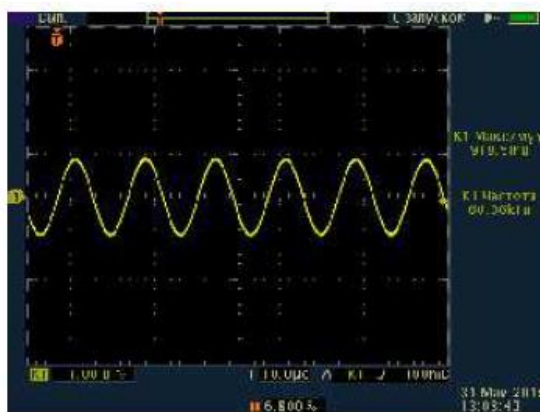
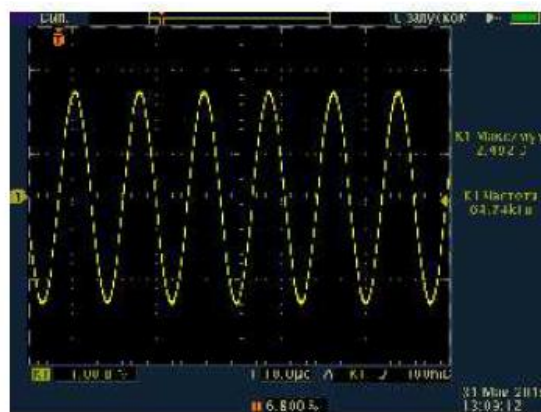


Рисунок 50 - Опыт с реактором. Делитель 1/10. Частота 50 и 55 кГц

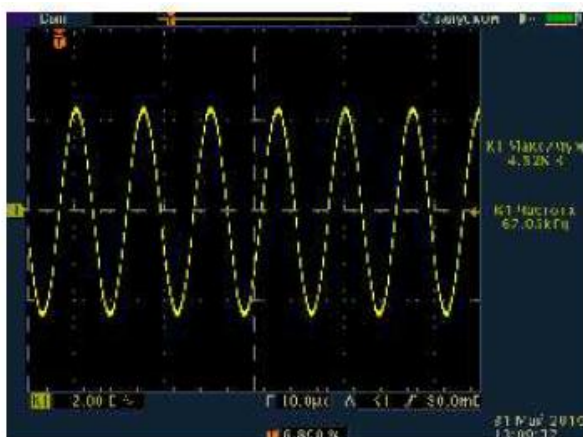


DS 3054C - 14:21:39 31.05.2019

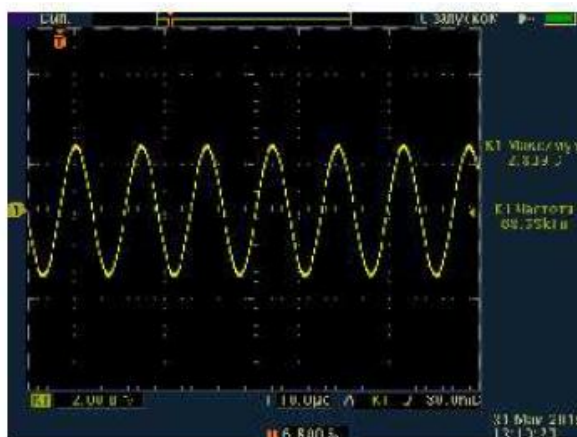


DS 3054C - 14:22:08 31.05.2019

Рисунок 51 - Опыт с реактором. Делитель 1/10. Частота 60 и 65 кГц

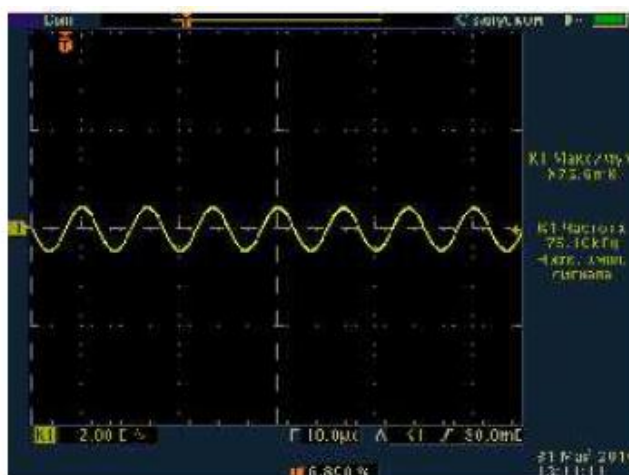


TDS 3054C - 14:22:34 31.05.2019



DS 3054C - 14:23:19 31.05.2019

Рисунок 52 - Опыт с реактором. Делитель 1/10. Частота 67 и 68,5 кГц



TDS 3054C - 14:24:08 31.05.2019

Рисунок 53 - Опыт с реактором. Делитель 1/10. Частота 75 кГц

На рисунках 54-59 приведены осциллограммы измерения напряжения между отпайками 0 и 1 (рисунок 49) РПН 5ТБ при подаче ВЧ напряжения 7В между фазами В и С. Этот опыт также осуществлялся с использованием делителя 1/10.

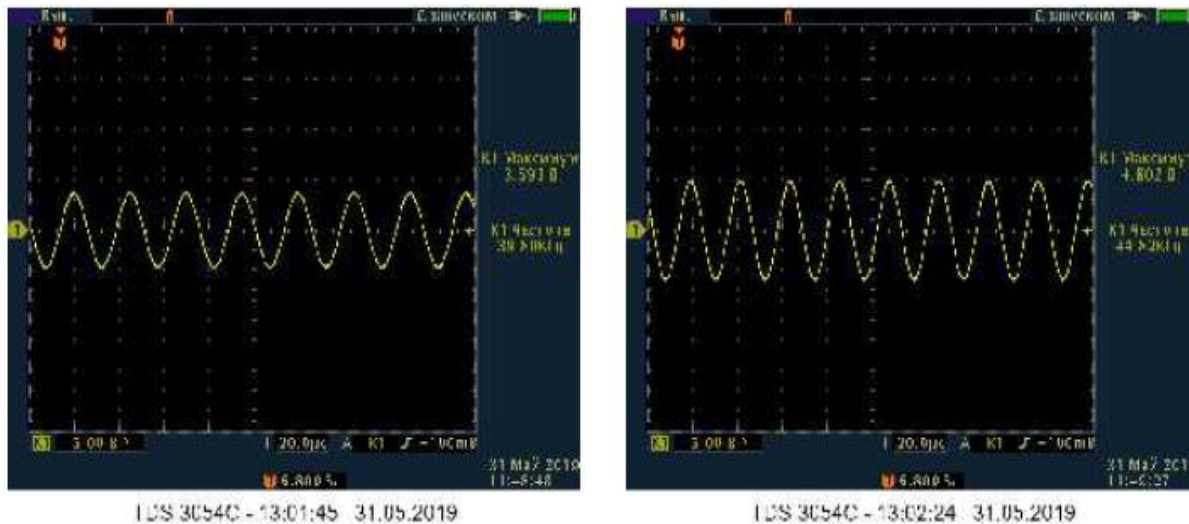


Рисунок 54 - Опыт с РПН. Делитель 1/10. Частота 40 и 45 кГц

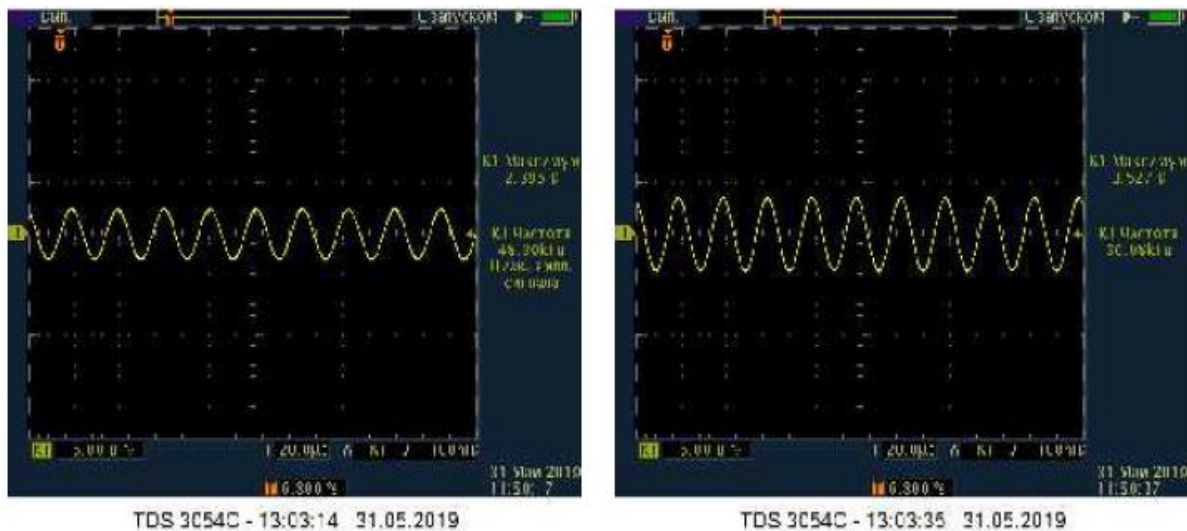
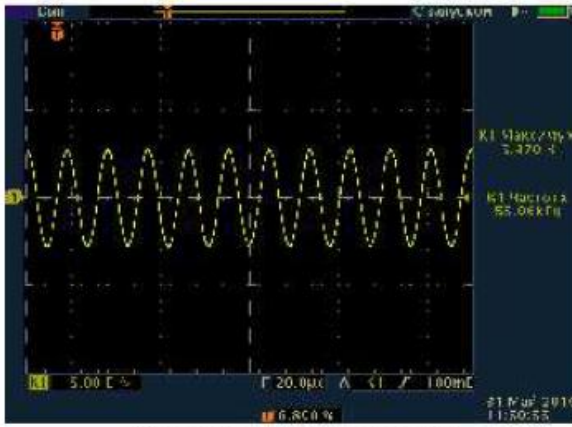
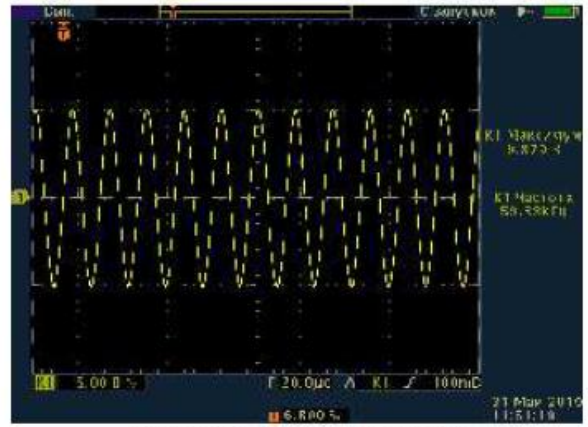


Рисунок 55 - Опыт с РПН. Делитель 1/10. Частота 48 и 50 кГц

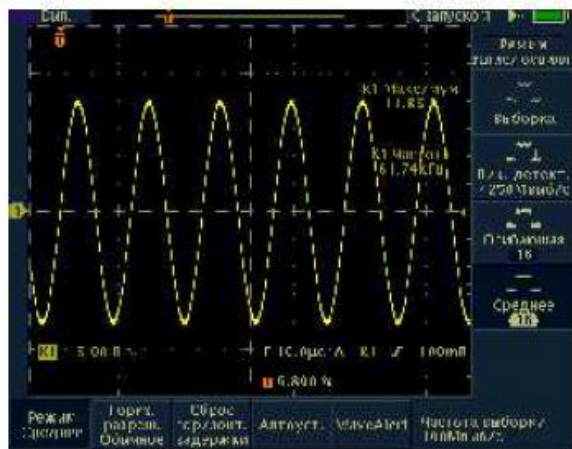


TDS 3054C - 13:03:52 31.05.2019

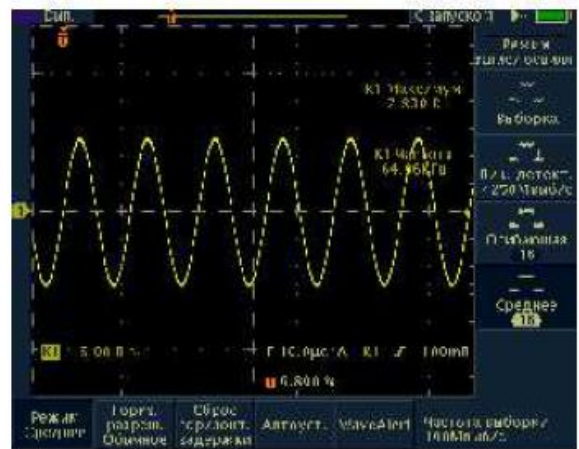


TDS 3054C - 13:04:17 31.05.2019

Рисунок 56 - Опыт с РПН. Делитель 1/10. Частота 55 и 60 кГц

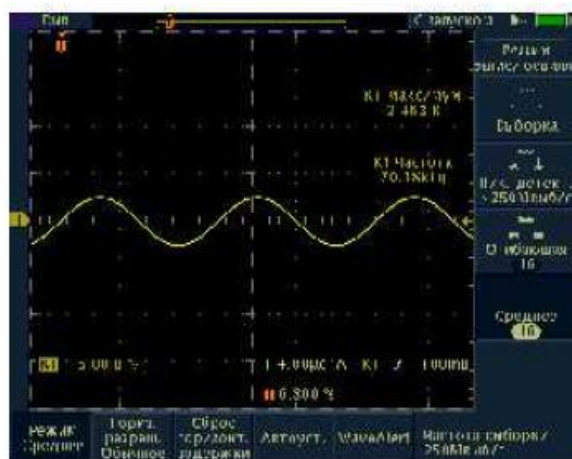


TDS 3054C - 13:05:15 31.05.2019



TDS 3054C - 13:06:43 31.05.2019

Рисунок 57 - Опыт с РПН. Делитель 1/10. Частота 62 и 65 кГц



TDS 3054C - 13:07:18 31.05.2019



TDS 3054C - 13:08:01 31.05.2019

Рисунок 58 - Опыт с РПН. Делитель 1/10. Частота 70 и 75 кГц

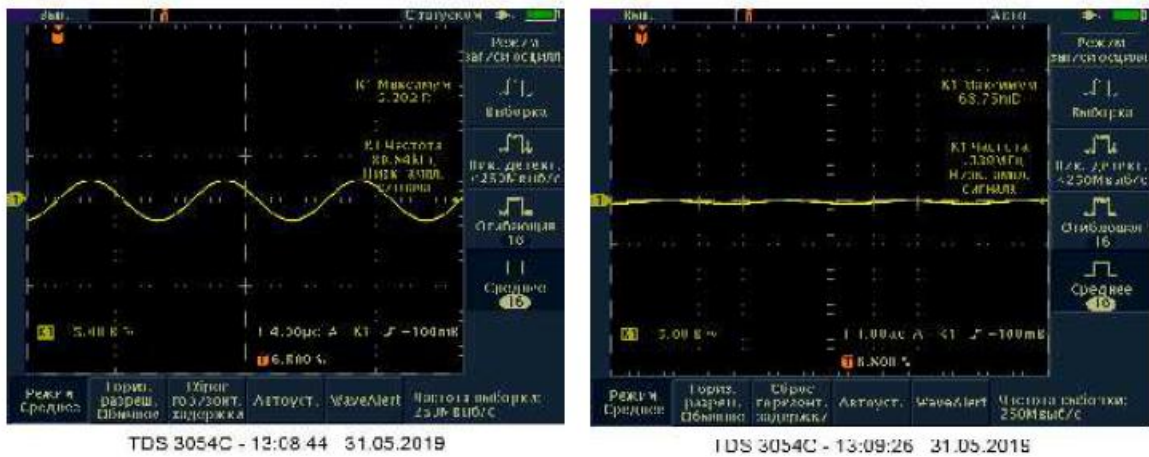


Рисунок 59 - Опыт с РПН. Делитель 1/10. Частота 80 и 90 кГц

Результаты опытов будут подвергнуты детальному анализу и обработке.

3.1.2 Обработка результатов измерений

Для проведения обследования была разработана программа технического обследования работы трансформатора 5ТБ системы собственных нужд ГЭС при установке в цепях собственных нужд генераторного напряжения 13,8кВ оборудования РС-цепочек.

Обработка результатов натуральных измерений приведена ниже в разделе.

В [4] с помощью цифровых моделей было показано, что наиболее вероятной причиной повреждения трансформаторов собственных нужд (ТБ) являются высокочастотные составляющие напряжения порядка $50 \div 80$ кГц, передающиеся на шины 13,8кВ с шин 500кВ при различного рода коммутациях.

Кроме этого, из осциллограмм регистраторов аварийных событий видно [4], что аварийный процесс начинался с пробоя воздушного промежутка между выводами РПН ТБ, однако для этого требуется резонансное усиление внутри ТБ, так как ОПН, установленные в выключатель В-ТБ, ограничивают перенапряжения до приемлемых величин [32].

Целью экспериментальной проверки передачи ВЧ напряжений с шин 500кВ до, собственно, отпаяк РПН было подтверждение вышеназванных теоретических исследований и разработки рекомендаций по предотвращению

аварий ТБ. Далее используются диспетчерские названия оборудования. Экспериментальная проверка проводилась в три этапа.

На первом этапе к трансформатору группы 5ТГ между фазой «А» и «землей» подключался генератор частот диапазона $20 \div 100$ кГц (рисунок 60), напряжением до 50В и мощностью 20Вт. Измерялись фазные напряжения на шинах генератора 12Г, узел 1 и на шинах 5ТБ, узел 2 при различном составе оборудования и защитных мероприятий, ограничивающих перенапряжения.

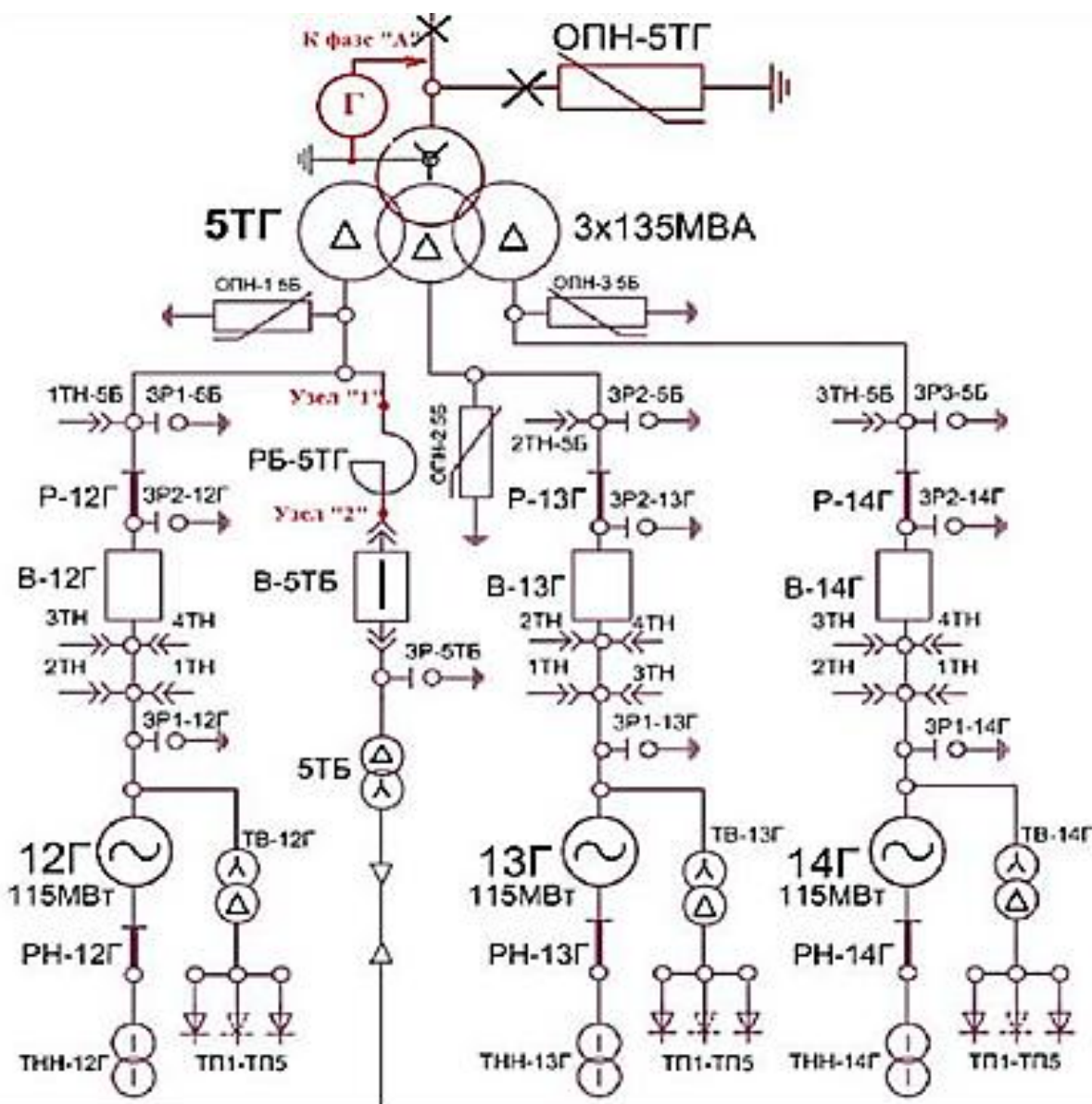


Рисунок 60 - Определение коэффициента передачи, этап 1

На втором этапе к шинам (линейное напряжение) РБ-5ТГ, узел 1 (рисунок 61), с отсоединенным от общих шин 13,8кВ подсоединялся генератор частот. Измерялось напряжение в узле 2 (линейное напряжение).

На третьем этапе к шинам (линейное напряжение) 5ТБ, узел 2 (рисунок 62), с отсоединенным от общих шин 13,8 кВ подсоединялся генератор частот. Измерялось напряжение между отпайками РПН 5ТБ.

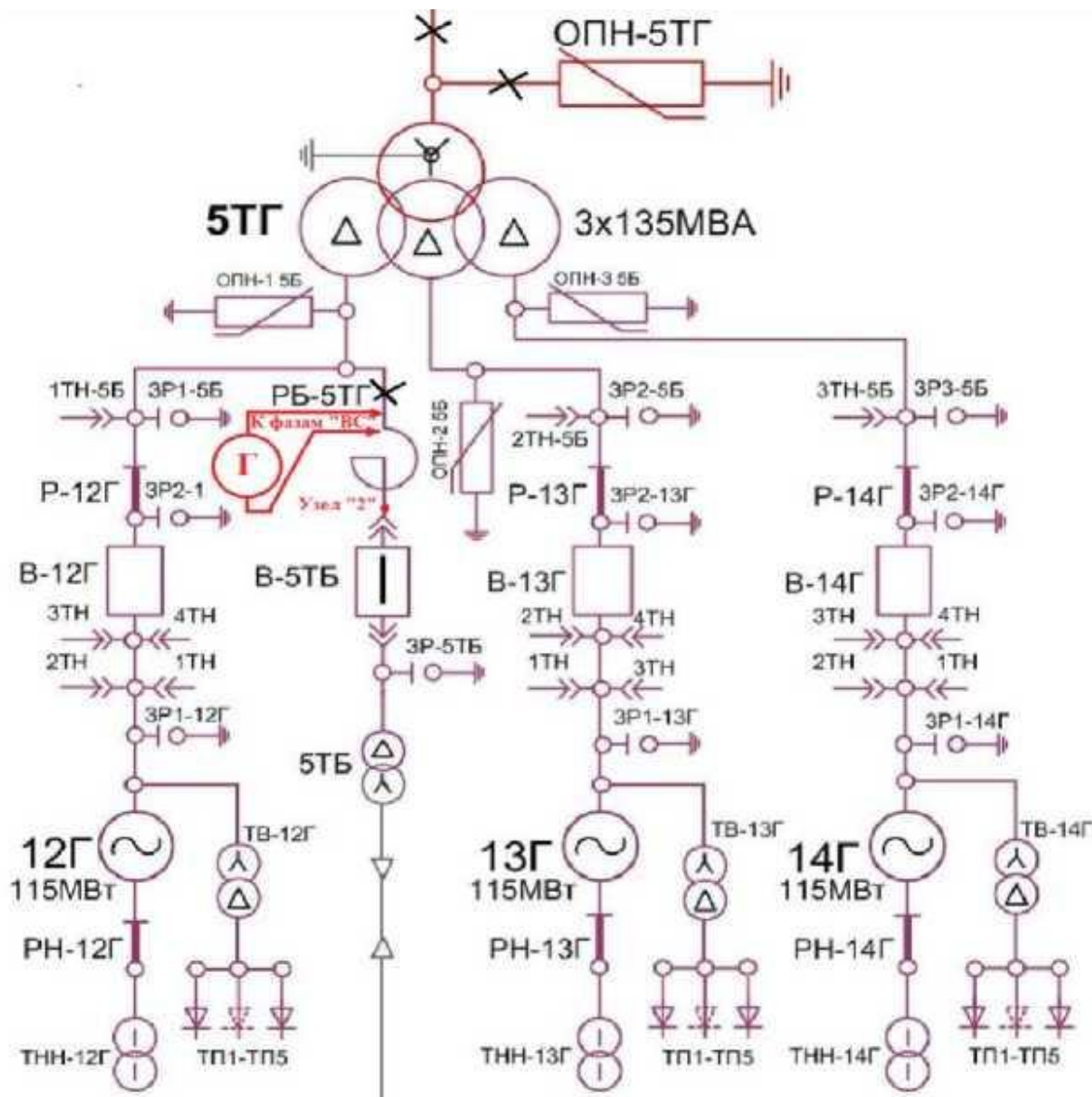


Рисунок 61 - Определение коэффициента передачи, этап 2

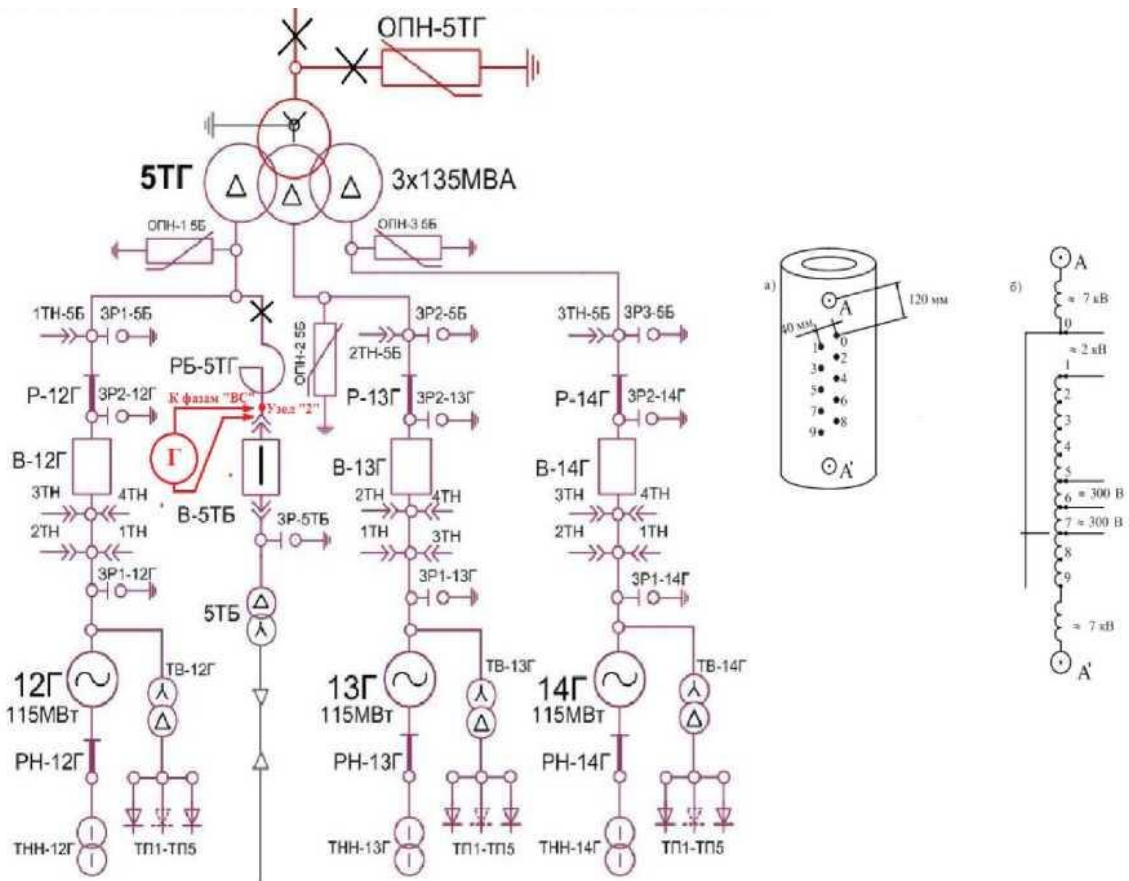


Рисунок 62 - Определение коэффициента передачи, этап 3

На первом этапе испытаний осциллографировались фазные напряжения. Далее они подвергались фильтрации, устранялись сигналы ниже 20кГц и выше 100кГц. Далее из фазных напряжений определялись линейные напряжения. Для 11-ой группы соединений нас интересует линейное напряжение, являющейся разницей фаз «А» и «С». Эта обмотка и обмотка «А-земля» шин 500кВ находятся на одном магнитопроводе. На рисунке 63 приведен пример осциллограммы измерений и обработки на перечисленных этапах.

Номинальный коэффициент трансформации трансформаторной группы при частоте 50Гц: $k_{ТР} = 13,8/500 = 0,0276$.

Учитывая, что при измерениях мы подаем напряжение на одну фазу 5ТГ наш расчетный коэффициент, с которым мы будем сравнивать коэффициент передачи напряжения на высоких частотах, составит: $k_{РАСЧ} = 13,8/(500/1,73) = 0,0478$ [33].

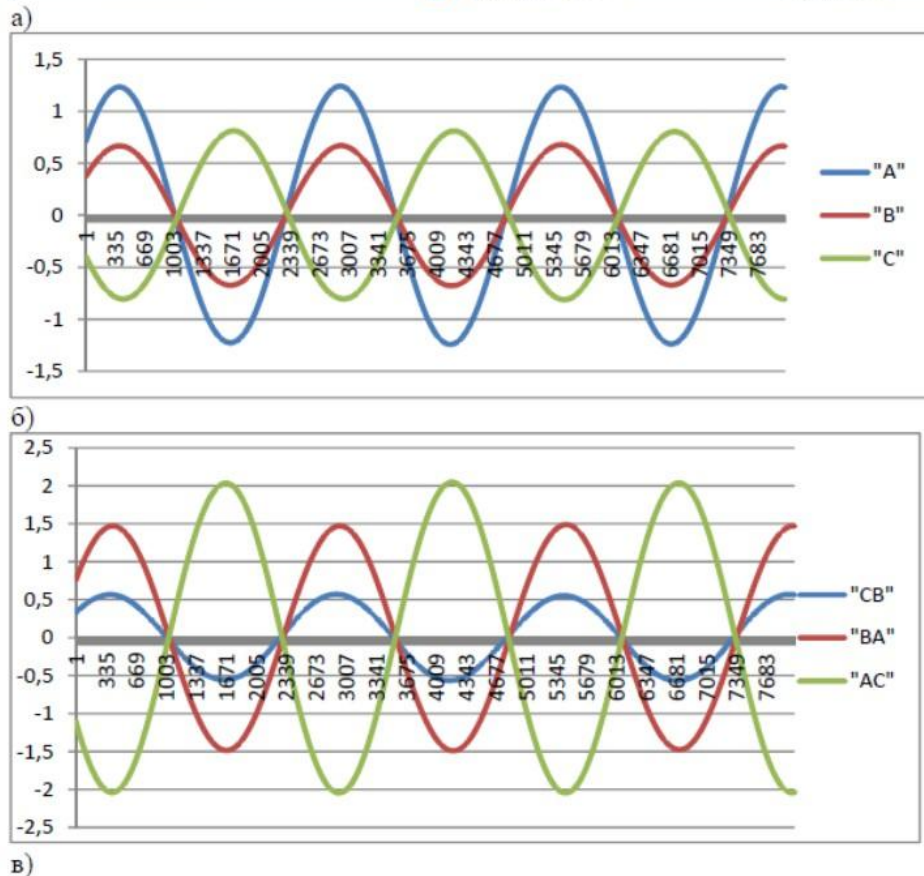
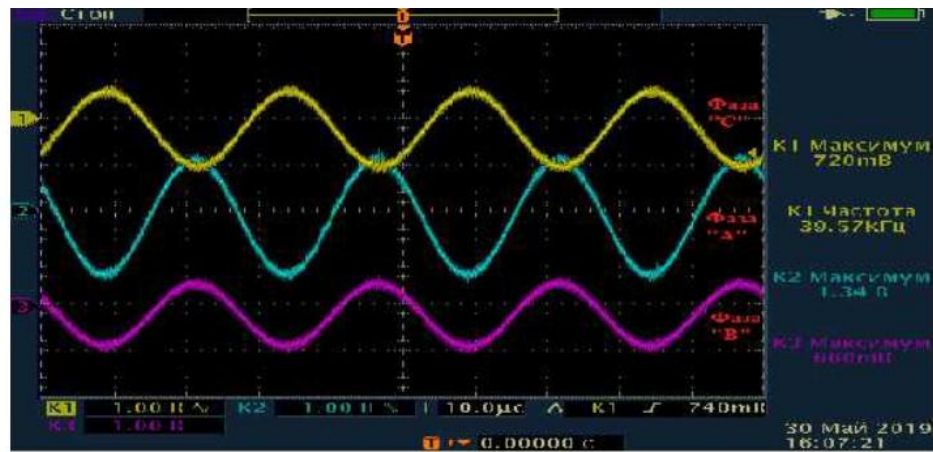


Рисунок 63 - Обработка измерений: а) измеренные фазные напряжения, б) отфильтрованные фазные напряжения, в) вычисленные линейные напряжения

В дальнейшем термин «коэффициент передачи напряжения» будет использоваться при определении как коэффициента трансформации 5ТГ на высоких частотах (емкостной коэффициент), так и усиления при прохождении сигнала через какой-либо элемент сети [34].

Генератор Г12 отсутствует

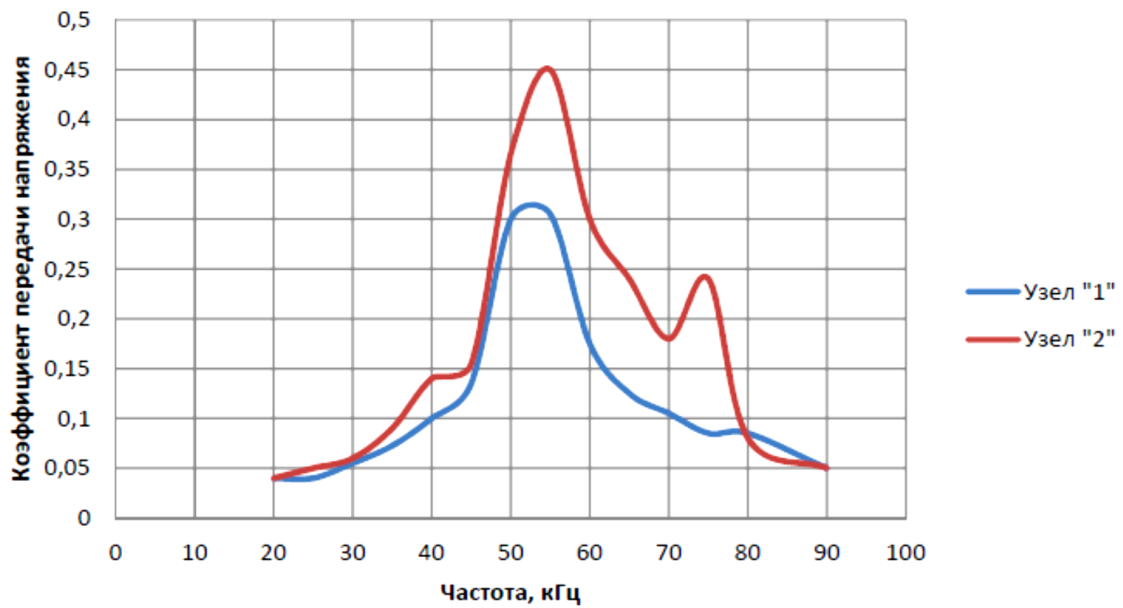


Рисунок 64 - Коэффициент передачи напряжения с высоковольтных вводов 5ТГ на сторону 13,8 кВ

Генератор Г12 подключен к шинам

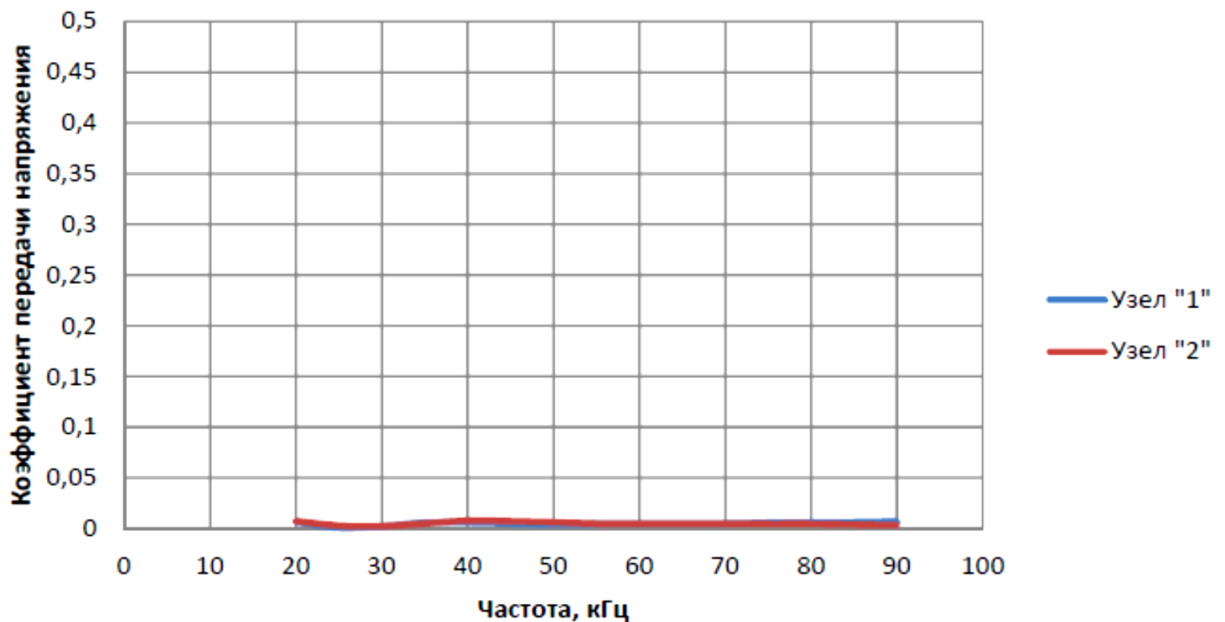


Рисунок 65 - Коэффициент передачи напряжения с высоковольтных вводов 5ТГ на сторону 13,8 кВ при присоединенном (неработающем) генераторе СН

На рисунке 64 показан коэффициент передачи напряжения при отсутствии на шинах генератора 12Г и средств понижения перенапряжений. На рисунке 65 показан коэффициент передачи напряжения при наличии на шинах генератора 12Г. Это два крайних случая из тех, что будут рассматриваться далее.

Из рисунка 64 видно, что коэффициент передачи напряжения по краям диапазона (20 и 100 кГц) практически равен номинальному коэффициенту трансформации на частоте 50 Гц, в середине диапазона он увеличивается. При этом максимальный коэффициент передачи напряжения в узле «1» наблюдается на частоте 50÷55 кГц и равен 0,32. Максимальный коэффициент передачи напряжения в узле «2» наблюдается на частоте 55 кГц и равен 0,45.

На рисунке 65 коэффициент передачи напряжения на уровне погрешности измерений. Таким образом емкость 12Г, фактически являясь нижним плечом делителя напряжения на высоких частотах (емкости обмоток 5ТГ) снижает уровни высокочастотных составляющих напряжения на шинах 13,8 кВ.

Наиболее эффективным мероприятием снижения перенапряжений является установка RC-цепочек. На рисунках 66 и 67 показан коэффициент передачи напряжения в узлы «1» и «2» при установке цепочек в узлы «1» и «2» соответственно. Параметры цепочек:

- $R = 50 \text{ Ом};$
- $C = 0,2 \text{ мкФ}.$

Из рисунков видно, что установка RC-цепочек в узел «1» эффективно снижает перенапряжения в узлах «1» и «2», в то время как установка RC-цепочки в узле «2» значительно снижает перенапряжения в этом узле, в то же время как в узле «1» повышает примерно на 20% от величины, полученной при отсутствии генератора 12Г.

В узле "1" установлены RC цепочки

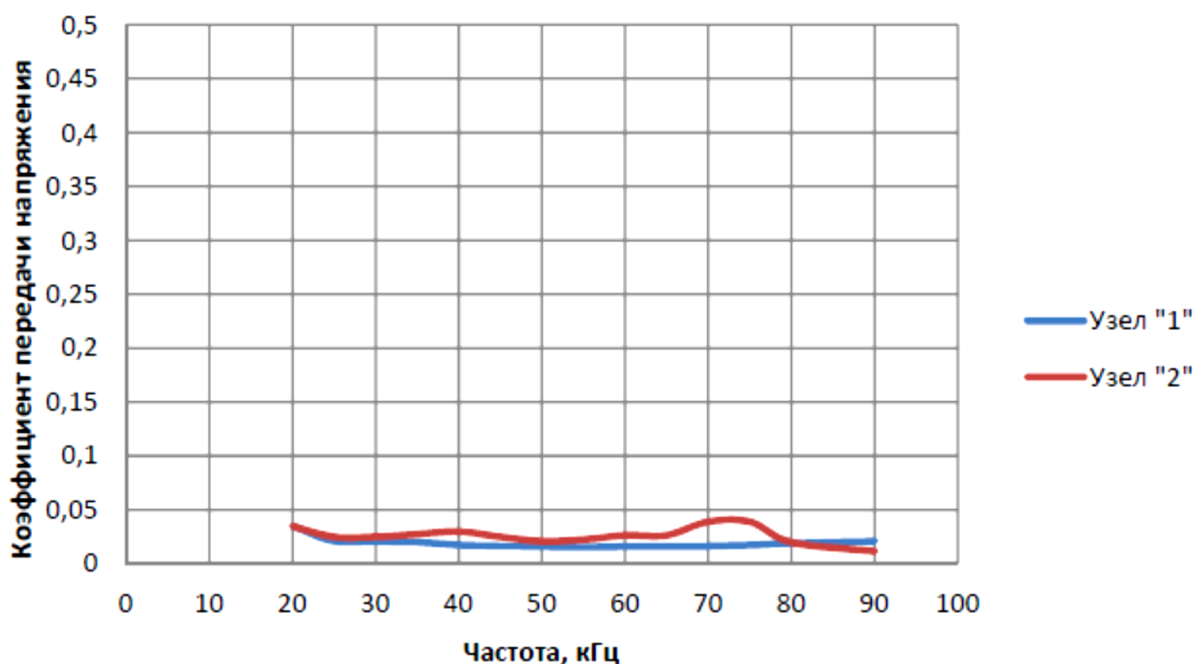


Рисунок 66 - Коэффициент передачи напряжения с высоковольтных вводов 5ТГ на сторону 13,8кВ при установке RC-цепочек на шинах 12Г

В узле "2" установлены RC цепочки

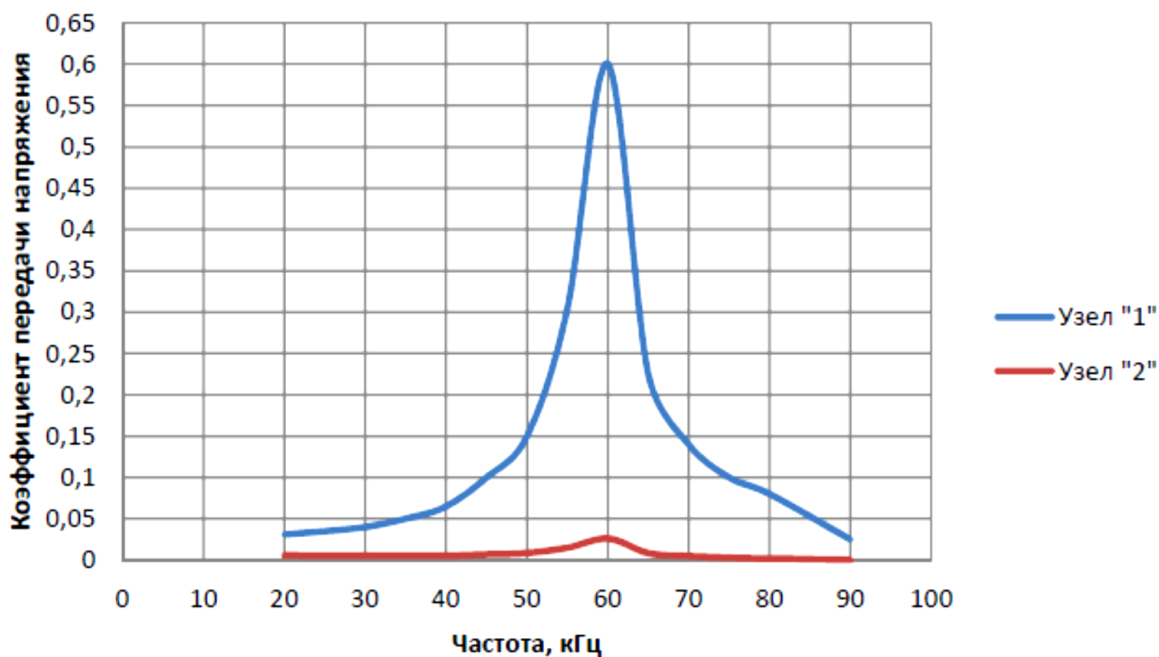


Рисунок 67 - Коэффициент передачи напряжения с высоковольтных вводов 5ТГ на сторону 13,8кВ при установке RC-цепочек между РБ-5ТГ и 5ТБ

В предыдущих отчетных материалах (базирующихся на расчетах) НИИПТ предлагал устанавливать RC-цепочки именно в узле «2». Ниже приводятся объяснения такого решения с привлечением выводов предыдущих отчетных материалов:

- снижать перенапряжения с помощью демпфирующих RC-цепочек можно как установкой их в узле возникновения перенапряжений, так и в узле присоединения защищаемого устройства, а именно 5ТБ;
- при существующем положении дел (см. рисунок 64) генераторные шины 13,8кВ постоянно подвергаются перенапряжениям при каждой коммутации 500кВ. При этом никаких повреждений не происходит. Повышение уровней на 20 % качественно не внесет каких-либо изменений. Кроме этого установленные на шины 13,8кВ 12Г ОПН (типа Polim) надежно ограничивают амплитудные фазные напряжения на уровне 35кВ, т.е. перенапряжения в узле «1» не представляют опасности;
- цепочка RC, установленная в узле «1», подвергается большим токовым воздействиям в переходных процессах;
- окончательное решение о месте присоединения RC-цепочек в узле «2» появилось после осмотра места аварии при постановке под напряжение часть сборных шин 500кВ.

Как описывалось ранее в тексте работы, развитие всех названных аварий происходило по одинаковым сценариям:

- перекрытие отпаяк РПН 5ТБ;
- перекрытие отпаяк РПН и фазы обмотки 5ТБ;
- перекрытие обмоток 5ТБ;
- отключение аварии выключателем В-5ТБ.

Рассмотрим повторно рисунки 2, 3, 4. Анализируя представленные фотографии реактора класса 13,8кВ сложно даже предположить: какое напряжение было приложено к оборудованию во время протекания аварии? Однако, исходя из степени оплавления самореза, это был кратковременный

процесс. Наиболее вероятно это произошло в момент отключения вакуумным выключателем короткого замыкания, так как ОПН, встроенный в выключатель В-5ТБ после выключения выключателя остается на шинах 5ТБ, а не РБ-5ТГ.

Для предотвращения же таких процессов, по мнению ОАО «НИИПТ» на шине соединения РБ-5ТГ и В-5ТБ следует установить RC-цепочки для ограничения перенапряжений и поглощения энергии независимо от механизмов их возникновения.

Наиболее правильным решением будет установка RC-цепочек по обе стороны реактора, т.е. в узлы «1» и «2» (см. рисунок 68). При этом кратность передачи напряжения в рассматриваемом диапазоне частот в узле «2» ожидается меньше, чем при наличии 12Г.

Из представленных рисунков коэффициентов передачи напряжения между узлами фазы «А» 500 кВ и узлами «1» и «2» шин 13,8 кВ можно получить коэффициент передачи напряжения через реактор РБ-5ТГ. Так как измерения и обработка измерений проводились в разное время, то максимальный коэффициент передачи напряжения через реактор РБ-5ТГ (требуется линейные напряжения) не был определен.

Для его определения был выполнен второй этап натурных экспериментов с подачей сигнала генератора непосредственно на выводы фаз «В» и «С». Соответственно измерения проводились на этих же фазах и дополнительной обработки сигналов не потребовалось. На рисунке 69 приведен коэффициент передачи напряжения через реактор РБ-5ТГ (см рисунок 61).

Самым важным, с точки зрения возникновения аварийного процесса, является коэффициент передачи напряжения на выводы «0-1» РПН 5ТБ по отношению к напряжению, приложенному к обмотке одноименной фазы 5ТБ. В [4] при ряде допущений теоретически показано, что коэффициент передачи напряжения достигает единицы.

Демпфирующие RC цепочки установлены в узлах "1" и "2"

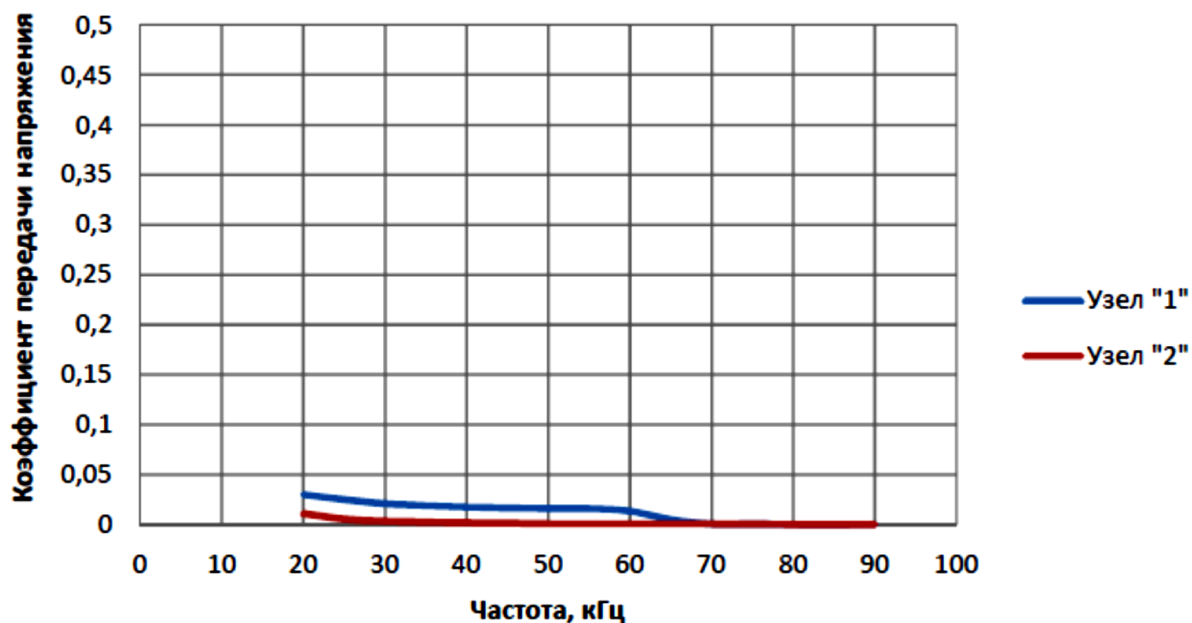


Рисунок 68 - Коэффициент передачи напряжения с высоковольтных вводов 5ТГ на сторону 13,8 кВ при установке RC-цепочек по обеим сторонам реактора РБ-5ТГ

Кратность усиления на реакторе РБ

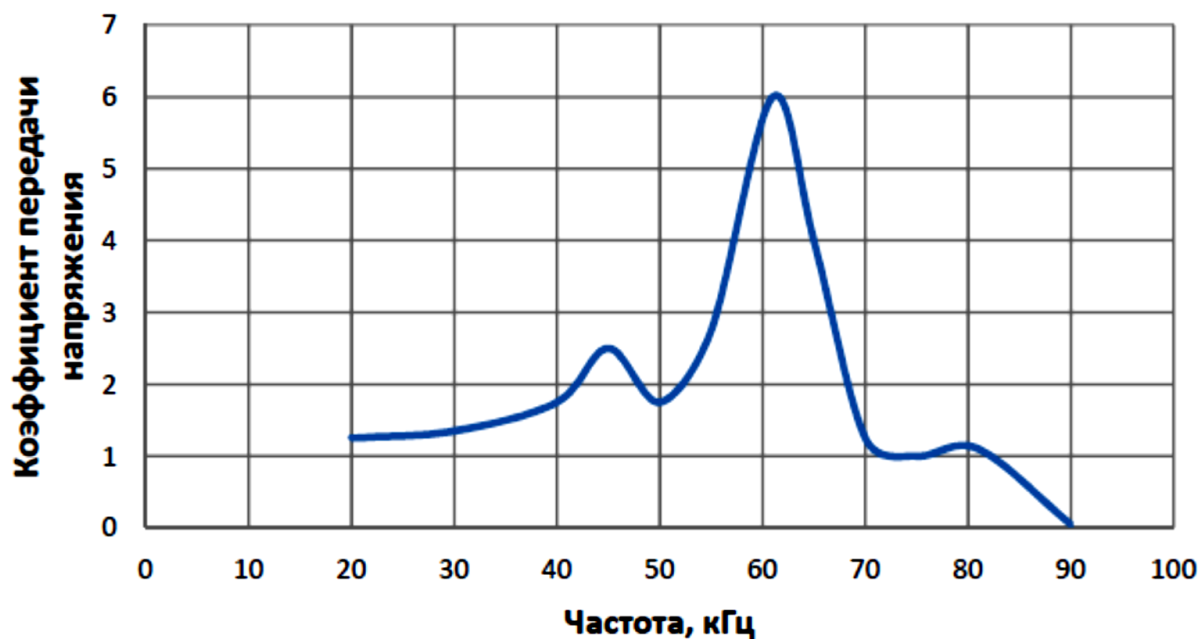


Рисунок 69 - Коэффициент передачи напряжения через реактор РБ-5ТГ

По результатам измерений он получился значительно выше, до семикратного значения при частоте порядка 66 кГц, а в диапазоне от 60 до 75кГц превышает единицу (см. рисунок 70).

Кратность усиления напряжения на выводах "0 - 1" РПН по отношению к напряжению на всей обмотке фазы

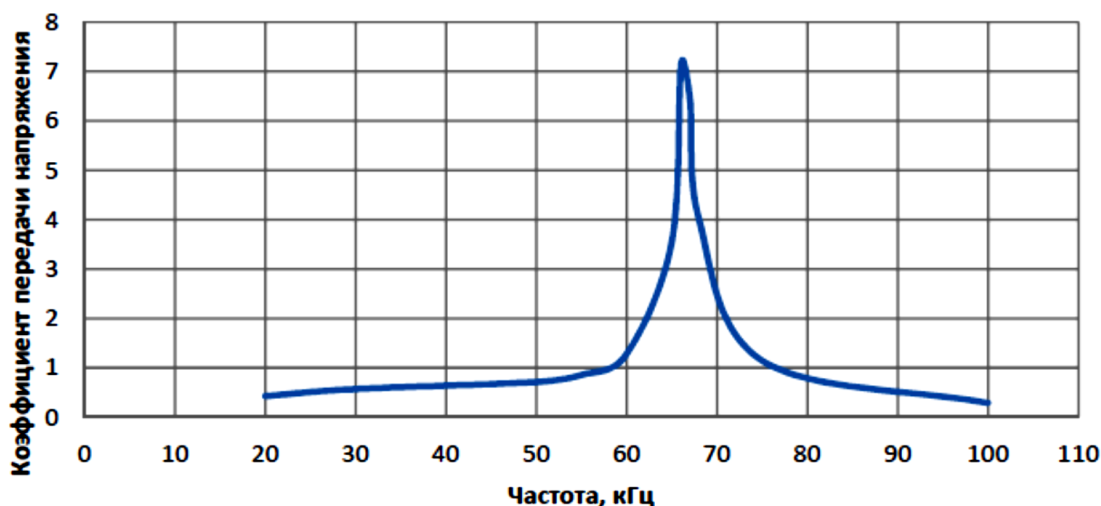


Рисунок 70 - Кратность усиления напряжения на выводах "0-1" РПН по отношению к напряжению на всей обмотке фазы

Общий коэффициент передачи напряжения с шин 500кВ на выводы "01" РПН 5ТБ определяется как произведение всех промежуточных коэффициентов, взятых из приведенных ранее таблиц коэффициентов передачи напряжения.

В частности, для

$$K_{60\text{кГц}} = 0,42,$$

$$K_{65\text{кГц}} = 2,1,$$

$$K_{70\text{кГц}} = 0,45.$$

Исходя из экспертной оценки, что для пробоя между выводами «0-1» РПН требуется около 70кВ амплитудного значения, то действующее напряжение соответствующей частоты на шинах 500кВ должно составлять:

$$- U_{60\text{кГц}} = 204\text{кВ}, U_{65\text{кГц}} = 41\text{кВ}, U_{70\text{кГц}} = 192\text{кВ}, \text{линейного напряжения};$$

- напряжения пробоя других частот в диапазоне от 60 до 70кГц находятся в диапазоне от 41 до 204кВ.

Выводы.

Результаты, изложенные в настоящем исследовании, согласуются с результатами, полученными в [5]. В частности, близки мнения о параметрах RC-цепочек за исключением предлагаемого рабочего напряжения конденсаторов, о частотах резонансных явлений, в [5] говорится о 50кГц, а, по нашему мнению, 60кГц. Противоречия имеются только в оценке эффективности RC-цепочки «за реактором». По нашему мнению, неправильно сравнивать результат, полученный при резисторе в RC-цепочке $R=500\text{Ом}$ «перед реактором», и результат, полученный при резисторе в RC- цепочки $R=2000\text{Ом}$ «после реактора».

3.2 Уточнение передачи высокочастотных напряжений со стороны 500кВ в цепи генераторного напряжения

Экспериментально получено, что максимальный коэффициент передачи напряжения от вводов 500кВ до выводов «0-1» РПН ТБ соответствует частоте 65 кГц.

В расчетах [4], приведенных в отчете ОАО «НИИПТ» частота, на которой развивались перенапряжения, находилась в диапазоне между 75-80 кГц. За исходную схему для уточнения воздействий на RC-цепочки в переходных процессах была принята модель, разработанная в рамках выполнения работы [4]. Параметры модели были скорректированы в части отражения коммутационных процессов на стороне 500кВ - имитировалась частота 65 кГц. Расчеты проводились при параметрах RC-цепочек 0,2 мкФ и 50 Ом.

Моделировался процесс включения холостого трансформатора и перезаряд «паразитных» емкостей ошиновки (описание модели представлено в [4]). На рисунке 71 представлены осциллограммы напряжений,

прикладываемых к обмотке 13,8кВ ТБ по отношению к земле, которые могли бы появиться, если бы не было ОПН, генератора и RC-цепей. В действительности фазные напряжения ограничиваются на уровне 35кВ, т.е. к обмотке ТБ может быть приложено напряжение в амплитуде 70кВ. Если частота этого напряжения окажется близкой к 65 кГц, то на выводах РПН оно увеличится в 7 раз и может составить 490кВ в амплитуде!

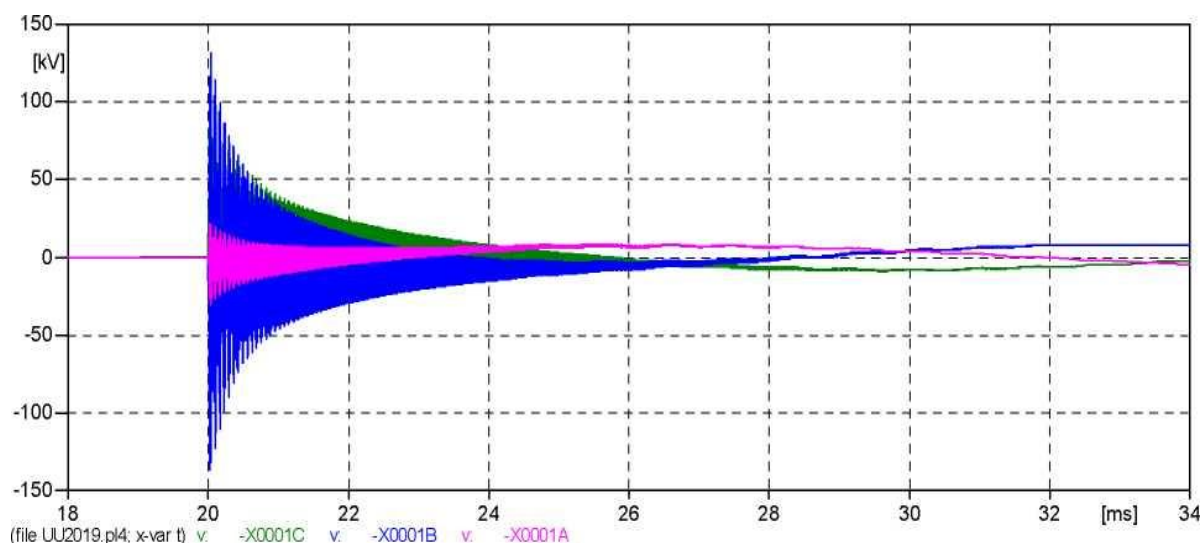


Рисунок 71 - Фазное напряжение в узле подключения 5ТБ (в узле "2") без учета работы ОПН типа Polim, без RC-цепочек и генератора

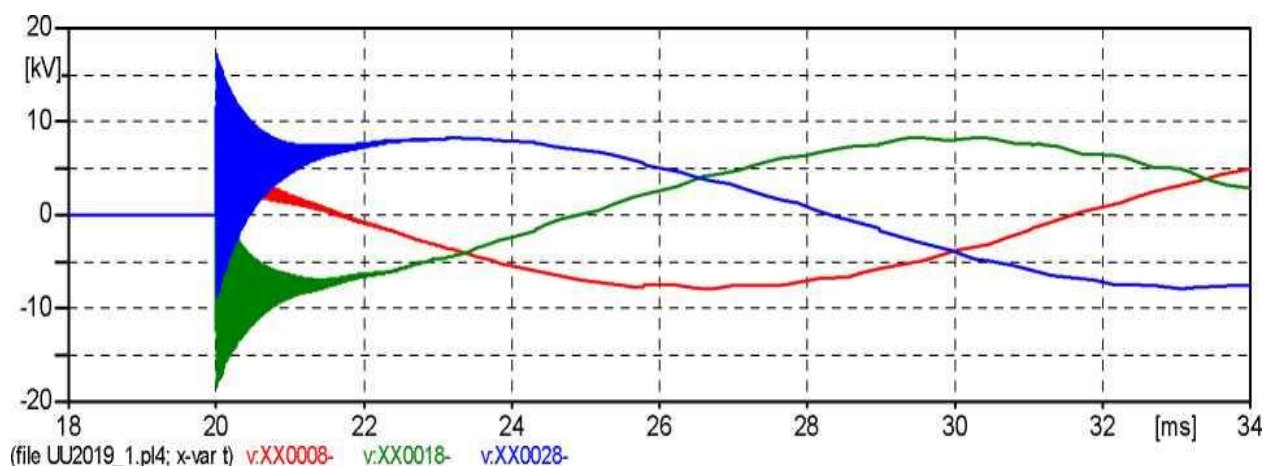


Рисунок 72 - Фазное напряжение в узле подключения РБ-5ТГ (в узле"1") при установленных RC-цепочках

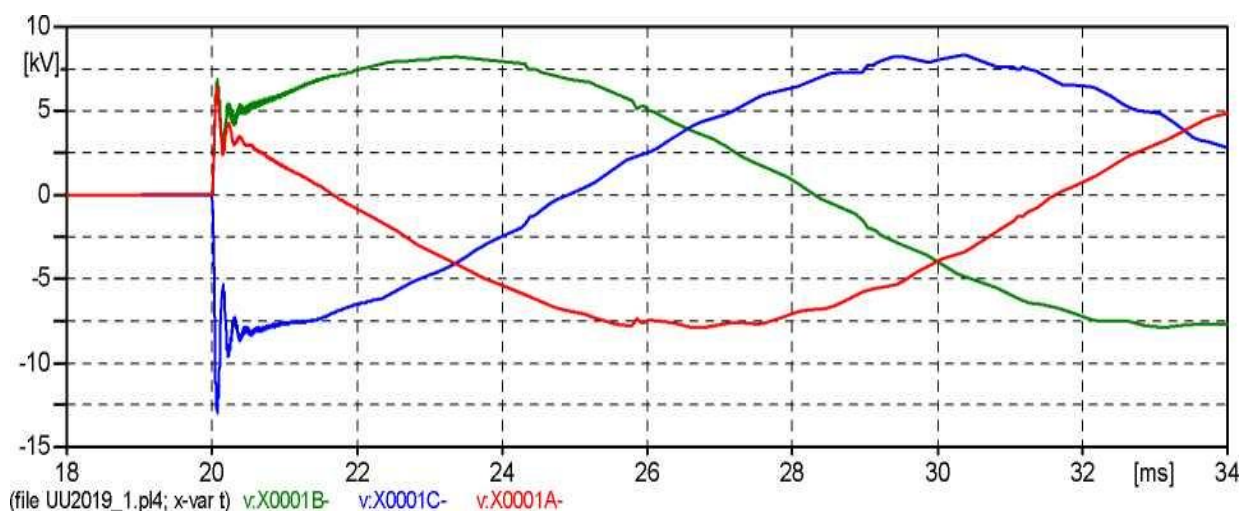


Рисунок 73 - Фазное напряжение в узле подключения ТБ (в узле "2") при установленных RC-цепочках

При применении RC-цепочек в узлах "1" и "2" уровни напряжений не достигают уровня срабатывания ОПН, что представлено на рисунке 72 и 73. Частота колебательной составляющей в узле "1" составляет порядка 62 кГц. Частота колебательной составляющей в узле "2" составляет порядка 20кГц, размах колебаний составляет порядка 4кВ, т.е. не возникают условия резонансных усилений на выводах "0-1" РПН.

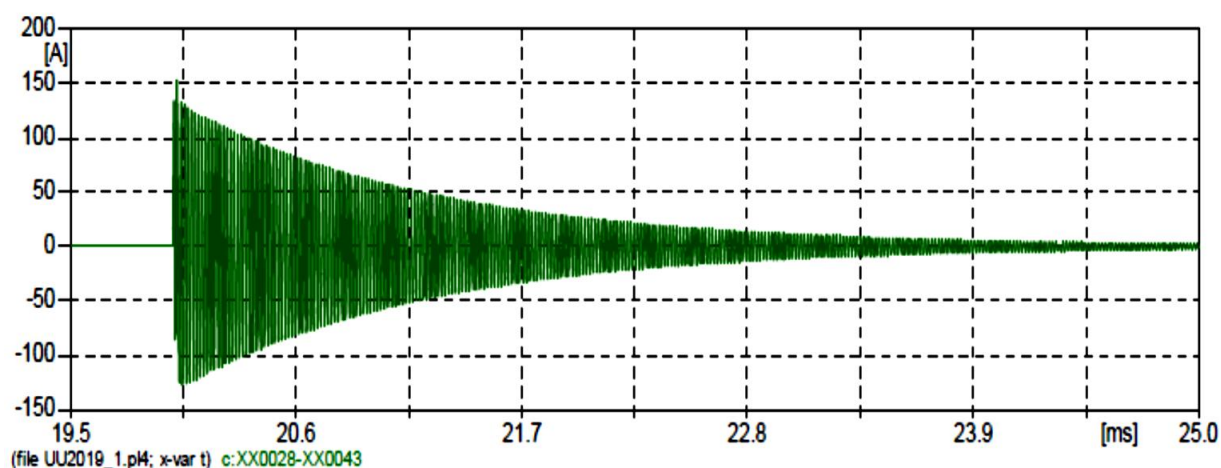


Рисунок 74 - Токовое воздействие на RC-цепи в узле "1" при включении холостого трансформатора 5ТГ и части ошиновки ОРУ 500кВ без генератора

Рассчитаем токовые воздействия на RC-цепи в узле " 1" при включении холостого трансформатора и перезаряде «паразитных» емкостей ошиновки при отключенном генераторе 12Г.

На рисунке 74 представлена максимальная величина тока в RC-цепи. Амплитуда ее составляет порядка 150А процесс затухает за 0,008 с. Такая величина тока объясняется, что в эту точку передается напряжение порядка 60 кГц, на такой частоте сопротивление конденсатора составляет 14 Ом.

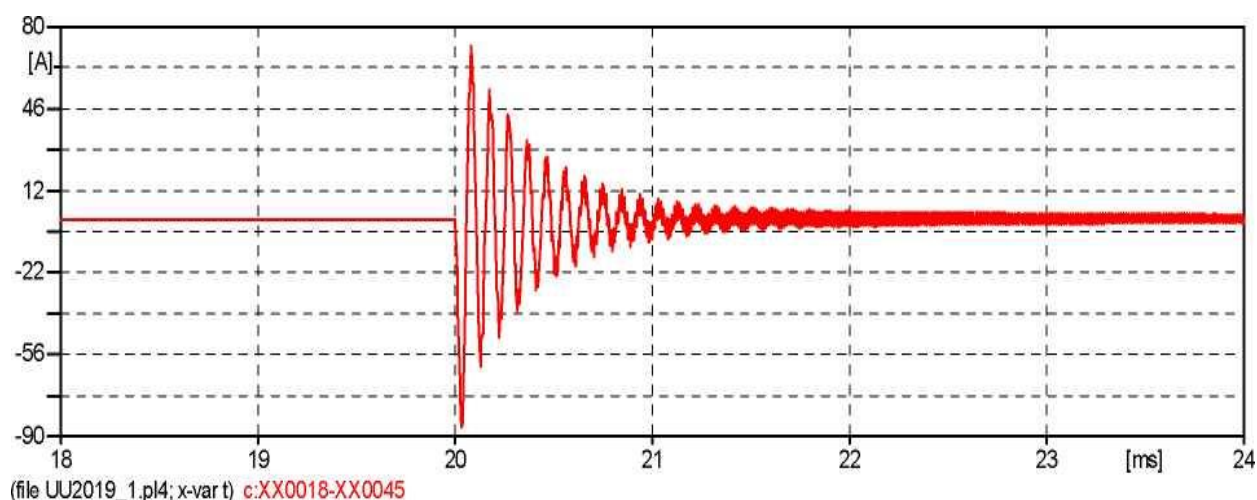


Рисунок 75 - Токовое воздействие на RC-цепи в узле "2" при включении холостого трансформатора 5ТГ и части ошиновки ОРУ 500кВ с генератором 12Г

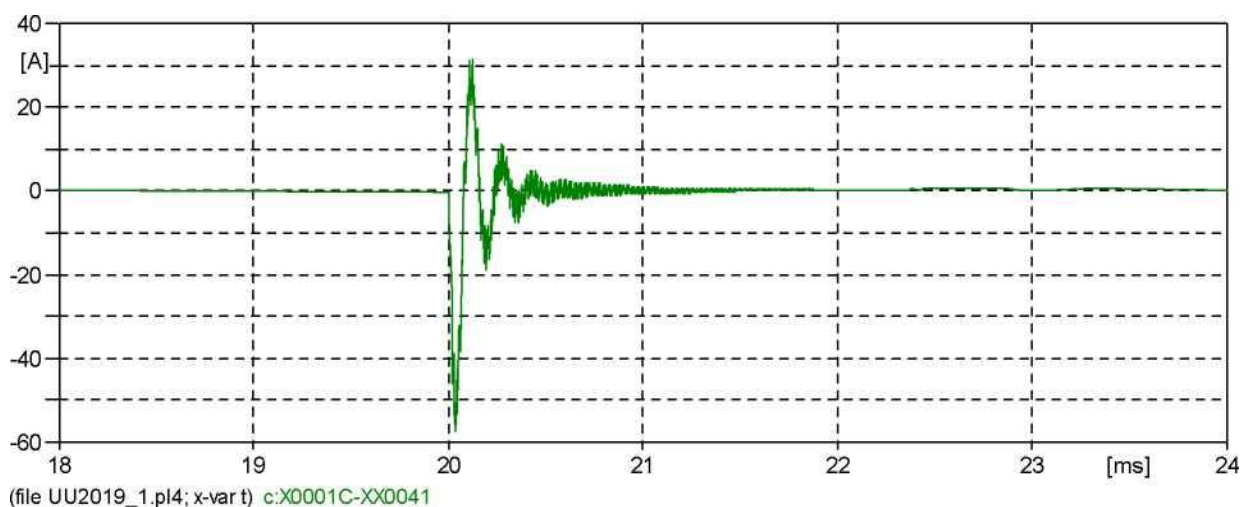


Рисунок 76 - Токовое воздействие на RC-цепи в узле «2» при включении холостого трансформатора 5ТГ и части ошиновки ОРУ 500кВ

Рассчитаем токовые воздействия на RC-цепи в узле "1" при включении холостого трансформатора и перезаряде «паразитных» емкостей ошиновки при включенном генераторе 12Г. На рисунке 75 представлена максимальная величина тока в RC-цепи. Амплитуда ее составляет порядка 89 А, процесс затухает за 0,0015 с, выраженная частота составляет порядка 11 кГц.

Рассчитаем токовые воздействия на RC-цепи в точке "2" при включении холостого трансформатора и перезаряде паразитных емкостей ошиновки. На рисунке 76 представлена максимальная величина тока в RC-цепи. Амплитуда ее составляет порядка 50 А, процесс затухает за 0,0005 с.

Расчеты показывают, что RC-цепи в узле "1" оказываются более нагруженными в переходных процессах.

Рассмотрим воздействия на RC-цепи при однофазных замыканиях на землю. На рисунке 77 представлены токи в RC-цепи узла «2» при однофазном замыкании на землю в этом узле.

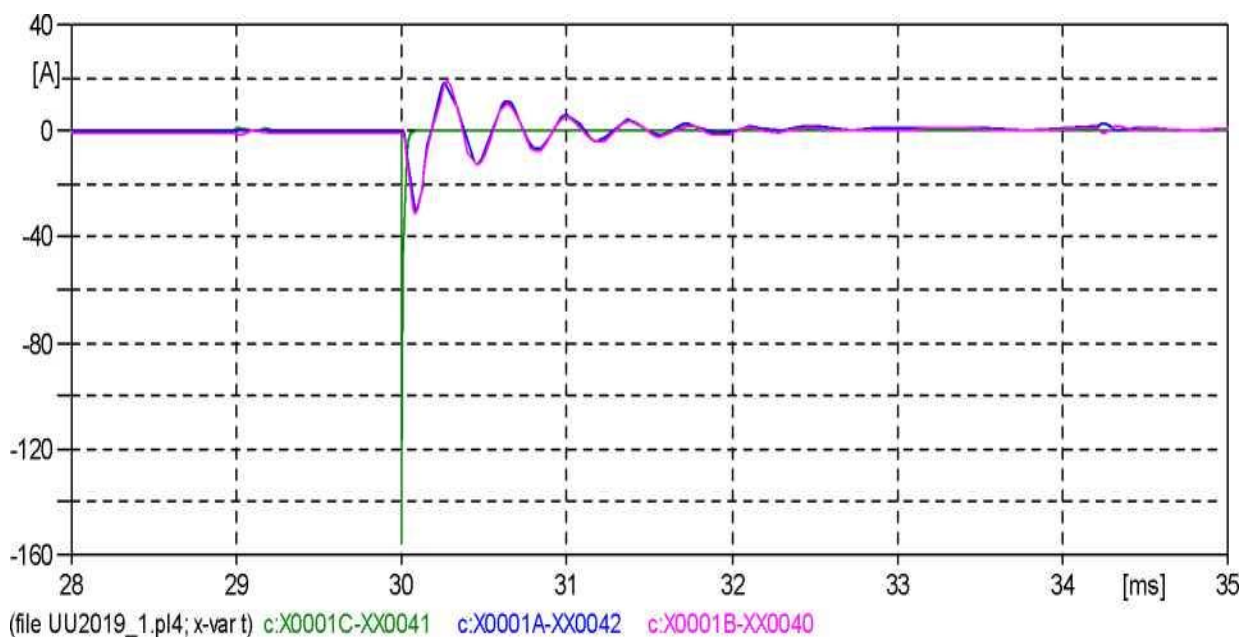


Рисунок 77 - Токовое воздействие на RC-цепи в точке "2" при однофазном замыкании на шинах 13,8кВ в точке "2"

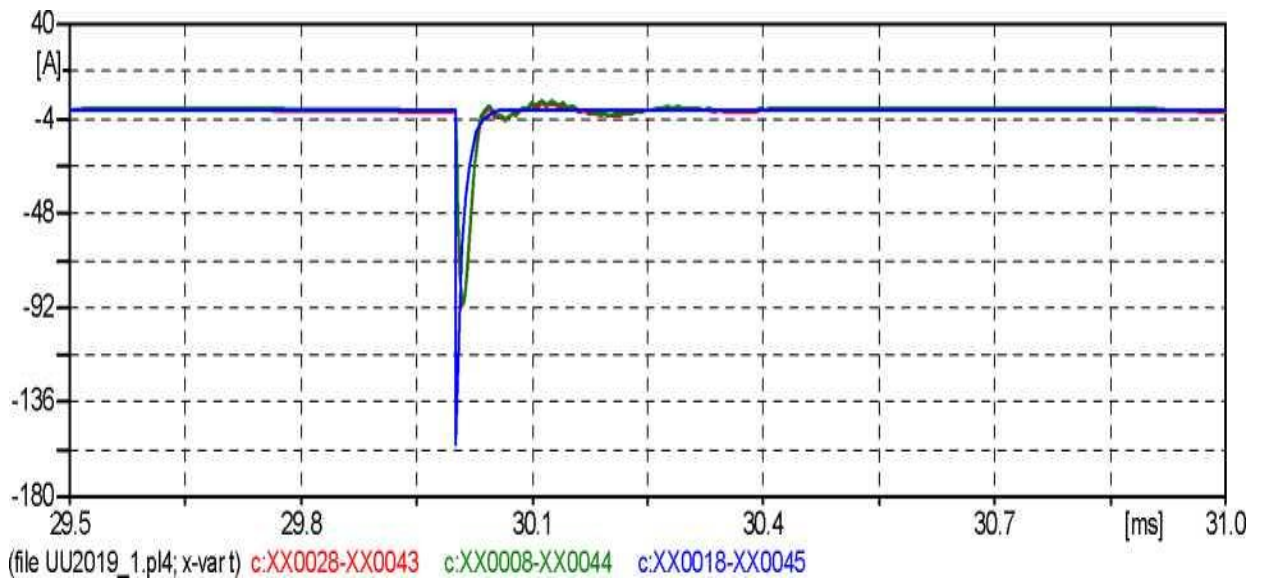


Рисунок 78 - Токовое воздействие на RC-цепи в точке "1" при однофазном замыкании на шинах 13,8кВ в точке "1" без генератора 12Г

На рисунке 78 представлены токи в RC-цепи узла «1» при однофазном замыкании на землю в этом узле при отключенном генераторе 12Г.

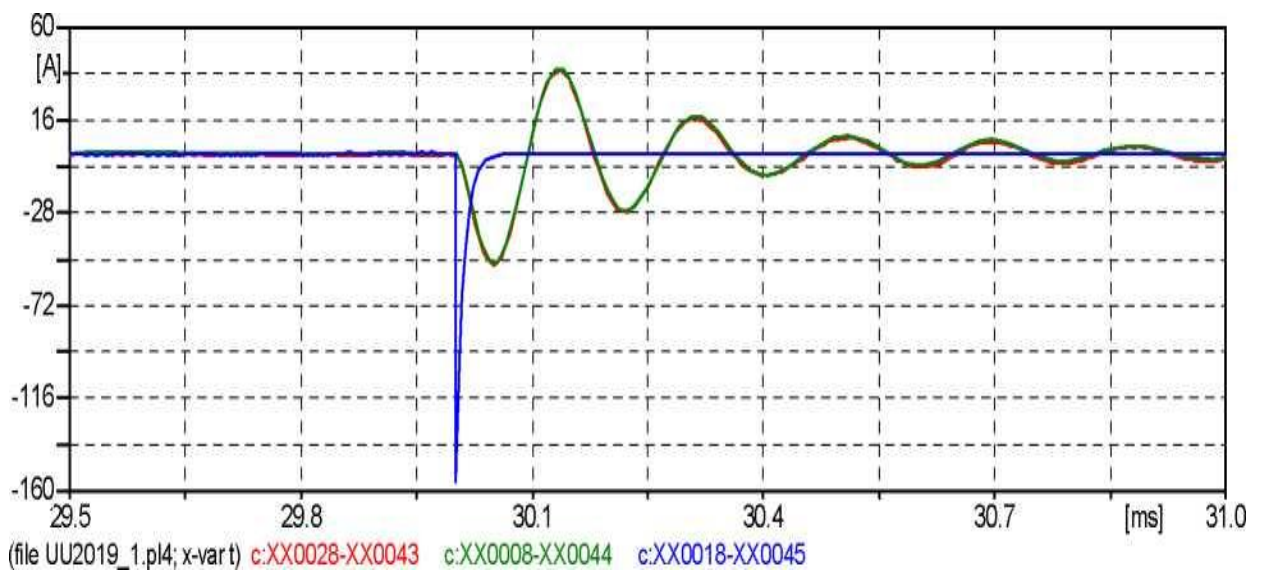


Рисунок 79 - Токовое воздействие на RC-цепи в узле " 1" при однофазном коротком замыкании на шинах 13,8кВ в узле "1" с генератором 12Г

На рисунке 79 представлены токи в RC-цепи узла «1» при однофазном замыкании на землю в этом узле при включенном генераторе 12Г.

3.3 Оценка воздействий на RC- цепи

Из опытов (рисунки 60-70) видно, что при установке RC-цепочек с емкостью 0,2 мкФ и сопротивлением 50 Ом с обеих сторон реактора (узлы "1" и "2"). Коэффициенты передачи напряжений частоты от 20 до 90 кГц от точки "1" к точке "2" не превышают 0,04. Кроме того, установка RC-цепи устраняет резонансные явления в трансформаторе собственных нужд 5ТБ с РПН в высоковольтной обмотке, соединенной треугольником. Исключены резонансные усиления между выводами "0-1" РПН трансформатора 5ТБ.

Рассчитаем воздействия на RC-цепи. В установившемся режиме на RC-цепи действует фазное напряжение, а при однофазных коротких замыканиях в течение 2-х часов к RC-цепочке может прикладываться линейное напряжение.

Рассчитаем мощность резистора при воздействии фазного и линейного напряжения. Сопротивление RC-цепи на частоте 50 Гц равно 15916 Ом. Учтем, что напряжение по ГОСТ 54149-2010 может быть повышенным на 10 %. В таблице 5 приведены данные резисторов в RC – цепи.

Таблица 5 - Мощность резистора в RC – цепи

Параметры	$U_{\text{фаз}}, \text{В}$	$U_{\text{лин}}, \text{В}$
$I_{\text{RC}}, \text{А}$	0,54	0,95
$P_{\text{R}}, \text{Вт}$	14,6	45,5

Для защиты от перенапряжений могут использоваться как, одиночные конденсаторы типа КЭП-13,8-0,2-2У3 так и два последовательных конденсатора КЭП-10,5-0,4-2У3 с емкостью по 0,4 мкФ.

Серпуховский завод выпускает конденсаторы типа КЭП для использования в RC-цепочках для защиты от перенапряжений. Заявлено, что встроенные в конденсаторы резисторы могут выпускаться с максимальной

рассеиваемой мощностью резисторов на напряжение 6,6кВ до 60 Вт и на 10,5кВ до 140 Вт.

Как показывают расчеты максимальная рассеиваемая мощность резисторов в длительном эксплуатационном режиме составляет порядка 15 Вт. При однофазных коротких замыканиях максимальная рассеиваемая мощность резисторов составит порядка 46 Вт. При включении холостых ТГ через RC-цепочку, подключенную в узле "1", ожидается протекание тока до 150А в амплитуде в течении 0,008 с. За это время в резисторе выделится энергия порядка 900 Дж и далее на резисторе будет рассеиваться мощность 15 Вт. Поэтому рекомендуется заложить запас по рассеиваемой мощности до 60 Вт.

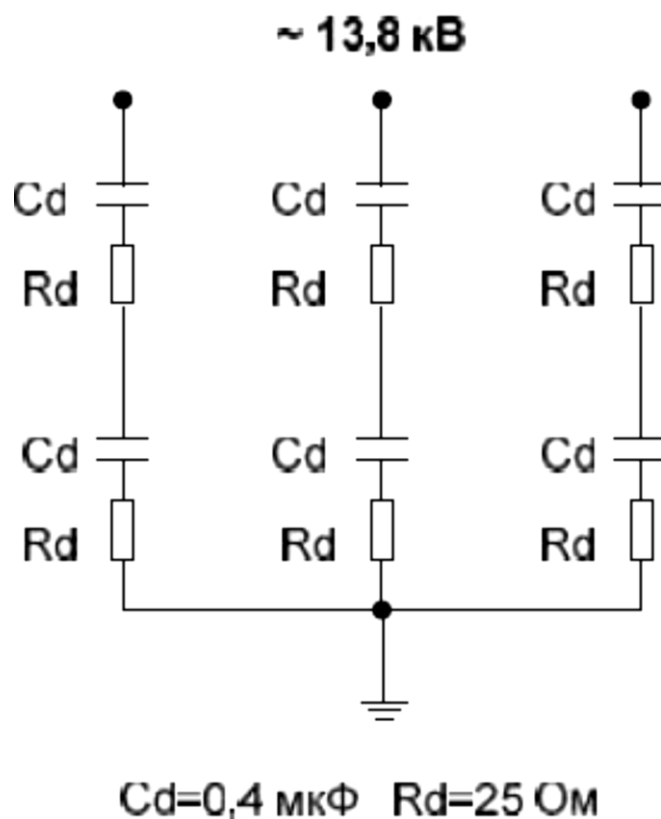


Рисунок 80 - Схема RC - цепи при применении КЭП-10,5-0,4-2У3

При решении применять два последовательных конденсатора КЭП-10,5-0,4-2У3 с емкостью по 0,4 мкФ и резисторами 25 Ом схема RC-цепи представлена на рисунке 80. Для создания запасов по выделяемой

электроэнергии в переходных процессах [4] рассеиваемая мощность рекомендуется 60 Вт для каждого резистора [35].

Выводы по разделу.

Натурными измерениями установлено, что высокочастотные напряжения, возникающие на выводах 13,8 кВ трансформаторной группы, усиливаются при переходе через токоограничивающий реактор на частотах 60 кГц. В трансформаторе собственных нужд между вводом трансформатора 5ТБ и 1 отпайкой РПН линейные напряжения, подаваемые на вход 5ТБ усиливаются на частотах 66-67 кГц. Рекомендуется установить RC-цепочки с двух сторон токоограничивающего реактора с эквивалентными параметрами емкости 0,2 мкФ, сопротивления 50 Ом. RC-цепочки подключаются жестко к ошиновке и будут находиться в зоне дифзащиты трансформатора (ДЗТ). В нормальном режиме в токе небаланса появится составляющая тока 1,1 А. При однофазном замыкании в токе небаланса появится составляющая тока 2 А. В переходных режимах необходимо учесть, что сумма токов RC- цепочек может составить 170 А в амплитуде затухающих за 4-5 мс;

Заключение

По результатам проведённого исследования можно сделать следующие выводы:

- в исследовании представлен теоретический материал по вопросам возникновения перенапряжений в сетях генераторного напряжения электростанций, позволяющий с теоретической точки зрения оценить степень проработанности проблемы в отечественной и иностранной литературе;
- обоснована необходимость в проведении исследования, приведен справочный материал по аварийности на ЖГЭС, связанной с возникновением высокочастотных перенапряжений в сети генераторного напряжения. Результаты исследования позволят снизить аварийность, повысить надежность и избежать экономических затрат, связанных с аварийным простоем оборудования;
- причиной аварий на трансформаторах собственных нужд являются коммутационные перенапряжения, передающиеся со стороны 500 кВ на сторону 13,8 кВ электростатическим путем, т.е. через емкости обмоток. Появление данных перенапряжений связано с отсутствием в повышающих трансформаторах 1ТГ-8ТГ электростатических экранов и неблагоприятным соотношением «паразитных» параметров ошиновки 500 кВ и оборудования в цепях собственных нужд 13,8 кВ;
- натурными измерениями установлено, что высокочастотные напряжения, возникающие на выводах 13,8 кВ трансформаторной группы, усиливаются при переходе через токоограничивающий реактор на частотах 60 кГц. В трансформаторе собственных нужд между вводом трансформатора 5ТБ и 1 отпайкой РПН линейные

напряжения, подаваемые на вход 5ТБ усиливаются на частотах 66-67 кГц;

- в работе выполнены следующие задачи: произведено уточнение условий возникновения высокочастотных перенапряжений в цепях СН генераторного напряжения 13,8кВ 5ТГ при отключённом генераторе 12Г после реконструкции ОРУ 500кВ, проведена натурная проверка передачи возмущений со стороны 500кВ в цепь СН 13,8кВ 5ТГ после реконструкции ОРУ 500кВ, уточнены параметры и места установки РС-цепочек;
- рекомендуется установить РС-цепочки с двух сторон токоограничивающего реактора с эквивалентными параметрами емкости 0,2 мкФ, сопротивления 50 Ом;
- РС-цепочки подключаются жестко к ошиновке и будут находиться в зоне дифзащиты трансформатора (ДЗТ). В нормальном режиме в токе небаланса появится составляющая тока 1,1 А. При однофазном замыкании в токе небаланса появится составляющая тока 2 А. В переходных режимах необходимо учесть, что сумма токов РС-цепочек может составить 170 А в амплитуде затухающих за 4-5 мс;
- по согласованию с заводом изготовителем можно установить в каждой фазе или КЭП-13,8-0,2-1У2 со встроенным резистором 50 Ом, или цепочку из двух последовательных конденсаторов типа КЭП- 10,5-0,4-1У2 со встроенными резисторами 25 Ом.

Список используемой литературы

1. Александров. Г.Н. Ограничение перенапряжений в электрических сетях /Г.Н. Александров - СПб.: Центр подготовки кадров СЗФ АО "ГВЦ Энергетики", 2010. -188 с.
2. Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование. Справочник. / И.И. Алиев. - М.: Высшая школа, 2010. - 1199 с.
3. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
4. 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.
5. Беляев Л. С., Подковальников С. В., Савельев В. А., Чудинова Л. Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей. Новосибирск : Наука, Сиб. изд. фирма РАН, 2008. 239 с.
6. Березов А. Б. Проектирование и строительство линий электропередачи постоянного тока // Энергетическое строительство за рубежом. – 1986. – № 6. – С. 28–33.
7. Волчуков Н.П., Титов Н.Н. Построение информационной системы контроля и учета энергоресурсов промышленного предприятия. – Киев: Энерго, 2020. 207 с.
8. 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.
9. Гайсаров Р. В., Лисовская И. Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: ЮУрГУ, 2002.

10. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии [Текст]: учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 2-е изд. - Ростов н/Д: Феникс ; 2006. - 715 с.
11. 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.
12. Гуревич, Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич. – Москва: Энергия, 2019. 408 с.
13. Дмитриев, М.В. Максимальные кратности грозовых перенапряжений на подстанции/М.В. Дмитриев, Г.А. Евдокунин - Известия РАН: Энергетика. - 2004. -№2. -с.108-116.
14. 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.
15. Дмитриев, В.Л. Параметры разряда молнии в задачах грозозащиты/В.Л. Дмитриев, М.В. Дмитриев - «Известия РАН: Энергетика». - 2005. -№4. -с.54-61.
16. Евдокунин, Г.А. Внутренние перенапряжения в сетях 6-35 кВ/ Г.А. Евдокунин, С.С. Титенков -СПб.: Изд-во Терция, 2009. -188 с.
17. Корявин, А.Р. Оценка влияния импульсной прочности линейной изоляции на грозоупорность линий электропередачи 110 кВ/ А.Р. Корявин, О.В. Волкова, В.З. Трифионов - Электричество, 2011. -№6. -с.8-17.
18. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин. - М.: МЭИ, 2018. 412 с.
19. Кудрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2019. 352 с.
20. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон. - М.: Энергия, 2018. 336 с.

21. Нестеренко Д.Д., Сахнюк К.С. Применение автоматизированной системы технического учета электроэнергии (АСТУЭ) для повышения энергоэффективности и надежности систем электроснабжения предприятий // Вестник магистратуры 3-2 (126), 2022. С. 43-45.

22. Нестеренко Д.Д., Сахнюк К.С. Применение программируемых реле для повышения энергоэффективности систем электроснабжения и автоматизации систем управления // Вестник магистратуры 3-2 (126), 2022. С. 46-50.

23. Халилов, Ф.Х. Исследование технико-экономической обоснованности гроззащиты 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.

24. Ayst, J. Voltage control current switch with short circuit protection / J. Ayst // Electron. World. - 2005. - V.111. - №1833. - P. 52-53.

25. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2020. 428 p.

26. Dalziel C.F., Lee W. Electricity and power supply – “IEEE Spectrum”, 2018, №2. p. 44-50.

27. European Technology Platform Smart Grids. Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. April, 2020. 305 p.

28. Francois, F. Use of opposition method in the test of high power electronic converters / F. Francois, J.J. Huselstein, S. Faucher, M. Elghazouani, P. Ladoux, T.A. Meynard, F. Richardeu, C. Turpin // IEEE Trans. Ind. Electron. - 2006. - V.53. - №2. - P. 530-541.

29. Jang, Y. A new soft switched PFC boost rectifier with integrated flyback converter for stand-by power / Y. Jang, D.L. Dillman, M.M. Jovanovic // IEEE Trans. Power Electron. - 2006. - V.21. - № 1. - P. 66-72.

30. Little, Daily R. Storage batteries performance of low temperatures/ Daily R. Little// SAE, Journal, - 2008. - N 6. . - p. 37-54.

31. Mostov, P. M. Optimum capacitor charging efficiency for spage systems / P.M. Mostov, I.I. Neuringer, D.S. Rigney // Proceeding of the IRE. – 2001. - v.49. - №5, - p. 941-948.

32. Van Meetern H. P. Short – term load prediction with a combination of different models. IEEE Conf. Proc: Power Ind. Comput. Appl. Conf. PICA-19, Cleveland, Ohio. 2019. P. 192 – 197.

33. Xiao, S. Design and analysis of an optimal controller for parallel multiinverter systems / S. Xiao, W. Lik-Kin, L. Yim-Shu, X. Dehong // IEEE Trans. Circuits and Syst. (Sec.) 2. - 2006. - V. 53. - № 1 - P. 56-61.

34. Zadeh L.A. Outline of a New Approach to the Analysis of Complex Systems and Decision Processes. IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics. 2020. Vol. SMC 3. P. 28 – 44.

35. Zadeh L.A. The Concept of a Linguistic Variable and its Application to Approximate Reasoning, Part 1, 2, 3. Information Sciences. 2019. Vol. 9. P. 43 – 80.