

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 Снижение резонансных перенапряжений при эксплуатации высоковольтных
электродвигателей 6 кВ генераторного распределительного устройства ТЭЦ

Обучающийся

Р.Р. Пудовинников

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный

руководитель

д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

Тольятти 2022

Содержание

Введение	4
1 Анализ режимов заземления нейтрали сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ	8
1.1 Анализ сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ	8
1.1.1 Причины возникновения однофазных замыканий в сетях 6 кВ	8
1.1.2 Характеристика сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ и существующих способов компенсации емкостных токов	13
1.2 Обследование систем релейной защиты от однофазных замыканий на землю ГРУ 6 кВ ТЭЦ	18
2 Определение расчетных параметров схемы ГРУ 6 кВ ТЭЦ	19
2.1 Расчетные схемы сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ	19
2.1.1 Выбор расчетной схемы сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ	19
2.1.2 Определение параметров оборудования ГРУ 6 кВ ТЭЦ	19
2.1.3 Расчет сопротивлений элементов схемы	22
2.2 Расчет токов КЗ в схеме ГРУ 6 кВ ТЭЦ	28
2.2.1 Расчет токов КЗ при отключенном генераторе Г-3 и соединенных секциях 2 и 3 (секционный реактор Р2-3 шунтирован)	28
2.2.2 Расчет токов КЗ при нормальной схеме питания ГРУ 6 кВ (все генераторы в работе)	34
3 Расчеты перенапряжений в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ	42
3.1 Расчетные перенапряжения при дуговых замыканиях в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ	42
3.2 Расчет перенапряжений при коммутации кабельной линии 6 кВ, питающей секцию собственных нужд	55
4 Проведение эксперимента в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ	59
4.1 Экспериментальные замеры параметров тока и напряжения в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ	59
4.1.1 План эксперимента	59

4.1.2 Обработка результатов эксперимента	70
4.2 Разработка рекомендаций по рациональным режимам эксплуатации высоковольтных электродвигателей 6 кВ генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ	71
Заключение	73
Список используемой литературы и используемых источников	75

Введение

В системах собственных нужд (СН) электростанций «широко применяется электрооборудование, питание которого осуществляется от систем электроснабжения СН 0,4 кВ и 6 кВ, выполняющее ответственную функцию обеспечения надежной работы технологического оборудования станций» [17].

Выполненный анализ литературных источников указывает на «постоянное возрастание аварийности, связанной с повреждениями электрооборудования собственных нужд электростанций в результате возникновения резонансных явлений в сети 6 кВ. Экономическая составляющая прямого ущерба от повреждения электрооборудования собственных нужд варьируется в зависимости от мощности установленных генераторов на электростанции и типа электростанции от 1 до 6 млн. рублей в год» [4].

Увеличение количества случаев повреждения электрооборудования, регистрируемое в последние годы, создают острую необходимость детального исследования причин возникновения перенапряжений в сети собственных нужд электростанций [26] для разработки рациональных режимов эксплуатации высоковольтных электродвигателей 6 кВ генераторного распределительного устройства, что определяет научную актуальность работы.

С переходом экономики от экстенсивного развития к интенсивному, где «эффективность и экономичность является преобладающими критериями, а также в следствии значительных экономических ущербов возникает необходимость разработки комплекса научно – обоснованных технических, методологических и организационных мероприятий для обеспечения надежной работы ЭО СН, с учетом требуемой экономической целесообразности» [11], что обуславливает практическую актуальность магистерской диссертации.

Каждая электроустановка имеет изоляцию, соответствующую ее номинальному напряжению.

Согласно ГОСТ 1516.3-96 для «электрооборудования установлены:

- класс напряжения электрооборудования $U_{ном}$;
- наибольшее рабочее напряжение электрооборудования $U_{раб. наиб. эл. об.}$.
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети $U_{раб. наиб.}$ » [6].

«Повышение напряжения сверх наибольшего рабочего напряжения называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и грозовые. Источником энергии внутренних перенапряжений является запасенная в реактивных элементах системы (индуктивных и емкостных) энергия, которая обуславливает появление перенапряжений в переходных режимах при нормальных и аварийных коммутациях. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров электрической системы и характеристик коммутирующих аппаратов и поэтому носят статистический характер» [5].

В соответствии с ПУЭ «эксплуатационные качества электрических сетей, способы локализации аварийных повреждений и условия бесперебойного электроснабжения потребителей в значительной мере определяются режимом заземления нейтрали» [20]. По данным Дергилева М.П. и Обабова М.К. «не менее 75 % всех аварийных повреждений в электрических сетях 6-35 кВ связаны с однофазными замыканиями на землю» [9].

Причины возникновения однофазных замыканий на землю приведены в работе Евдокунина Г.А. и Титенкова С.С. Это «электрические и механические разрушения изоляции, дефекты в изоляторах и изоляционных конструкциях, их увлажнение и загрязнение, обрыв проводов и тросов, разрывы токоведущих частей и фаз кабелей в соединительных муфтах при смещениях почвы, частичные повреждения изоляции при строительных и монтажных работах, воздействие грозовых и внутренних перенапряжений.

Во внутренних перенапряжениях следует выделять резонансные и коммутационные перенапряжения. Резонансные перенапряжения возникают при определенном соотношении между индуктивностями и емкостями цепи» [12].

Объект исследования – электродвигатели собственных нужд генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ.

Предмет исследования – резонансные перенапряжения при эксплуатации высоковольтных электродвигателей 6 кВ ГРУ 6 кВ ТЭЦ.

Целью исследования является выявление внутренних и сторонних источников искажений в кривой напряжения, определение причин перенапряжений в сети генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ.

Гипотеза исследования состоит в том, что за счет выполненных исследований перенапряжений при дуговых замыканиях в сети генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ будут разработаны рекомендации по рациональным режимам эксплуатации высоковольтных электродвигателей собственных нужд 6 кВ.

Задачи исследования:

- анализ режимов заземления нейтрали сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ;
- определение расчетных параметров контуров замыкания и собственных частот;
- расчет величин перенапряжений в контурах со стороны питания и контурах двигателя при дуговом замыкании на землю в сети;
- проведение эксперимента в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ;
- разработка рекомендаций по рациональным режимам эксплуатации высоковольтных электродвигателей 6 кВ генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ.

Методы исследования – основные законы электротехники, методы теории электрических сетей и электрических машин, методы математического моделирования на ПК.

Научная новизна исследования заключается в:

- выполнены исследования токов КЗ для расчетной схемы генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ для расчета перенапряжения при дуговых замыканиях в сети;
- определены величины перенапряжений в контурах со стороны питания и контурах двигателя 6 кВ при дуговом замыкании на землю в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ;
- разработаны рациональные режимы эксплуатации высоковольтных электродвигателей 6 кВ генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ.

Практическая значимость исследования заключается в том, что разработаны рекомендации по ограничению перенапряжений в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ.

Личное участие автора в организации и проведения исследования состоит в анализе режимов заземления нейтрали сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ; определении расчетных параметров контуров замыкания и собственных частот и расчет величин перенапряжений в контурах со стороны питания и контурах двигателя при дуговом замыкании на землю в сети, а также разработке рекомендаций по рациональным режимам эксплуатации высоковольтных электродвигателей 6 кВ генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ.

На защиту выносятся:

- результаты анализа режимов заземления нейтрали сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ;
- определенные расчетные параметры контуров замыкания и собственных частот, величины перенапряжений в контурах со стороны питания и контурах двигателя при дуговом замыкании на землю в сети;
- рекомендации по рациональным режимам эксплуатации высоковольтных электродвигателей 6 кВ генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ.

1 Анализ режимов заземления нейтрали сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ

1.1 Анализ сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ

1.1.1 Причины возникновения однофазных замыканий в сетях 6 кВ

Распределительные сети напряжением 6-35 кВ имеют наибольшую протяжённость среди всех остальных высоковольтных сетей (рисунок 1), и именно через них осуществляется связь энергосистемы и потребителя. Поэтому вопрос надёжности электроснабжения потребителей электроэнергии в первую очередь связан с надёжностью и безаварийной работой сетей средних напряжений.

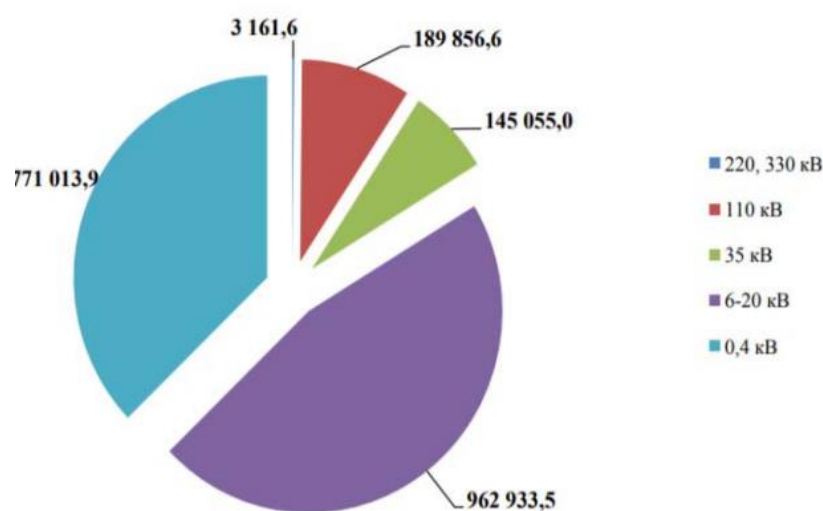


Рисунок 1 – Протяженность электрических сетей в России (в км)

Ключевой особенностью сетей этого класса напряжений является возможность продолжительной работы потребителя электроэнергии в условиях неотключаемого однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) на питающей его линии. Это преимущество позволяет повысить надёжность и обеспечить бесперебойность электроснабжения потребителей, что особенно актуально в сетях с низкой степенью резервирования [4].

При изолированном исполнении нейтраль питающего трансформатора

либо физически отсутствует (схема соединения обмоток трансформатора «треугольник»), либо выведена через отдельный проходной изолятор на крышку бака трансформатора (схема соединения обмоток трансформатора «звезда»), при этом электрический контакт нейтральной точки обмотки трансформатора с землёй отсутствует.

Данный режим заземления не требует установки какого-либо дополнительного оборудования в нейтраль трансформатора. Для него характерны малые токи замыкания на землю, имеющие ёмкостный характер.

В режиме компенсированной нейтрали между нулевой точкой обмотки трансформатора и землёй включают дугогасящий реактор. Он присоединяется либо непосредственно к нейтрали трансформатора (если она имеется), либо с использованием специального нейтралеобразующего трансформатора

Подключение дугогасящего реактора (катушки индуктивности) в нейтраль трансформатора позволяет снизить ёмкостный ток однофазного замыкания на землю за счёт индуктивного тока реактора.

Как было отмечено выше, от надёжности работы распределительных сетей зависит бесперебойность электроснабжения подавляющего большинства потребителей.

Основными видами повреждений для сетей среднего напряжения, как и для сетей других классов напряжений, являются трёхфазные короткие замыкания, двухфазные короткие замыкания, двойные замыкания на землю, однофазные замыкания на землю.

Из всех перечисленных видов повреждений остановимся подробнее на однофазном замыкании на землю, так как, согласно ряду источников и практическому опыту эксплуатации сетей [2], [3], [4], [25], этот тип повреждения является причиной порядка 70% всех аварийных ситуаций, возникающих в распределительных сетях.

Однофазные дуговые замыкания (ОДЗ), помимо непосредственного разрушительного действия электрической дуги и опасности поражения электрическим током, несут в себе целый ряд негативных последствий для

работы сети. Такими негативными последствиями являются:

- высокие кратности перенапряжений при повторных зажиганиях дуги (происходит разрушение изоляции питающих линий и повышение вероятности эскалации аварии, а также повреждение изоляции обмоток подключённого оборудования и т. д.);
- возникновение феррорезонансных процессов (наиболее типичным последствием является выгорание первичных обмоток трансформаторов напряжения, установленных в сети);
- генерация высших гармонических составляющих и искажения кривой тока и напряжения (нарушение нормальной работы потребителей электроэнергии, перегрузка по току, а, следовательно, перегрев питающих линий и обмоток оборудования и т. д.).

Методы и алгоритмы действий релейной защиты сетей средних напряжений при трёхфазных, двухфазных и двойных замыканиях на землю мало чем отличаются от защиты сетей других классов напряжений. При возникновении такого рода повреждений необходимо произвести немедленное отключение повреждённого участка. Однако в части действий защиты при однофазных замыканиях на землю распределительные сети имеют существенные отличия от других сетей, связанные, в первую очередь, со способами заземления нейтрали [11]. Также от выбора режима заземления нейтрали зависит и характер протекания процесса однофазного замыкания на землю, в том числе развитие перенапряжений, феррорезонансных явлений и возникновение гармонических составляющих.

При возникновении однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью потребители электроэнергии могут продолжить свою работу без перерыва в электроснабжении, так как в установившемся режиме треугольник линейных напряжений сохраняется, а токи замыкания на землю достаточно малы. Таким образом, при использовании данного режима заземления нейтрали можно добиться повышения надёжности электроснабжения потребителей, что особенно актуально при слабой степени

резервирования в сети. Однако, ввиду малых токов замыкания на землю, заземляющая дуга, в большинстве случаев, имеет неустойчивый характер. Из-за частых перезажиганий происходит накопление заряда на неповреждённых фазах и усугубляется смещение нейтрали сети в режиме ОДЗ. В большинстве случаев это приводит к возникновению перенапряжений на здоровых фазах с кратностью 3-4 U_{ϕ} [12], [15].

Перезажигания заземляющей дуги порождают переходный процесс, в результате которого может произойти насыщение магнитных сердечников трансформаторов напряжения, установленных в сети, что, в свою очередь, приводит к возникновению феррорезонанса и выгоранию обмоток этих трансформаторов. Для борьбы с этим эффектом производители электротехнического оборудования выпускают линейки специальных антирезонансных трансформаторов напряжения. Однако, их эффективность не всегда находит практическое подтверждение. Более того, как отмечают авторы [10], данные трансформаторы сами могут стать причиной возникновения феррорезонансных процессов, так как усугубляют смещение нейтрали сети. Существуют также различные локальные методы защиты ТН, но ни один из них не даёт полной гарантии защиты. Кроме того, такие методы могут привести к ухудшению метрологических свойств трансформаторов напряжения [24].

При горении дуги возникает целый ряд гармонических искажений, что подробно описано в [29], которые могут существовать в сети достаточно длительное время, так как ОДЗ в системе с изолированной нейтралью не требует немедленного отключения. Релейная защита при такой аварии должна отработать «на сигнал».

Режим компенсированной нейтрали сетей среднего напряжения сохраняет положительные качества режима изолированной нейтрали, а именно, допускает продолжительную работу потребителей электроэнергии в режиме ОДЗ. В достаточно протяжённых сетях ёмкостные токи замыкания могут достигать значительных величин, представляющих опасность для

людей и животных, поэтому для повышения безопасности и облегчения условий самопогасания дуги нейтраль таких сетей заземляют с помощью дугогасящего реактора. При точной настройке реактора, когда его индуктивный ток равен ёмкостному току сети, наблюдается ограничение уровня перенапряжений до уровня 2,6-2,8 U_{ϕ} .

Однако добиться резонансной настройки реактора практически невозможно, так как из-за оперативных переключений или поочерёдных включений и выключений фидеров для поиска места ОЗЗ ёмкостный ток сети постоянно изменяется. В таких условиях трудно достичь точной настройки реактора даже при автоматической системе регулирования индуктивности [30].

Вследствие того, что реактор имеет ферромагнитный сердечник, он не только не борется с феррорезонансными явлениями, а сам может быть им подвержен. С точки зрения борьбы с гармониками, генерируемыми дугой, реактор также не даёт преимуществ, а, напротив, может стать их источником. Как показано в [13], реакторы с подмагничиванием во время горения дуги являются источником значительных гармонических искажений, в то время как наименьшую долю гармоник в ток замыкания вносят плунжерные реакторы, что отмечается в [31]. Помимо этого, наличие в токе ОЗЗ гармонических составляющих значительно снижает эффективность применения реактора, так как, в данном случае, резонансная настройка недостижима [25].

При резонансной настройке реактора сильно усложняется задача определения повреждённого присоединения релейной защитой по причине нечувствительности к такому малому току замыкания. Поэтому многие реакторы работают в режиме перекомпенсации для облегчения работы РЗА, что, в свою очередь, нивелирует положительный эффект компенсированного способа заземления нейтрали в части ограничения перенапряжений.

Неточная настройка, напротив, может вызвать биения тока и напряжения в процессе ОДЗ, что негативно влияет на изоляцию питающих линий и подключённого оборудования.

1.1.2 Характеристика сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ и существующих способов компенсации емкостных токов

Кабельная сеть ГРУ 6 кВ ТЭЦ состоит из 29 питающих нагрузки кабелей 6 кВ, распределенных между четырьмя секциями шин. К секциям 1,2,3,4 подключены соответственно 7, 8, 9, 5 кабельных линий, радиально питающих участки кабельной сети. К каждой секции ГРУ 6 кВ подключены генераторы, а к первой и четвертой секциям трехобмоточные трансформаторы связи С1Т и С2Т. Схема включения дугогасительных устройств показана на рисунке 2. Параметры установленных дугогасительных реакторов ТЭЦ (режимные карты отпаяк ДГК) приведены в таблице 1.

Расчетная величина емкостного тока замыкания на землю составляет 180,2А (по данным ПАО «Т ПЛЮС»). Для компенсации емкостных токов замыкания в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ установлены пять дугогасящих катушек ДГУ-1 (Кат.1А и Кат.1Б), ДГУ-2 (Кат.2А и Кат.2Б), ДГУ-3. Дугогасительные катушки 1 и 3 подключены в нейтраль трансформатора «Т-1ДГУ» мощностью 560 кВА, а катушки ДГУ-2 в нейтраль трансформатора «Т-2ДГУ» мощностью 560 кВА. Схемы соединения обмоток трансформаторов Y/Δ . Суммарная мощность реакторов 1300 квар, что соответствует максимальному индуктивному току 396 А. Опытом эксплуатации установлено, что эффективность использования ДГУ при резонансной компенсации составляет 44% [3].

Режим работы - ручная или автоматическая настройка тока компенсации с помощью ДГУ-3, причем в «базовом» режиме должны работать либо ДГУ-1 Кат.1А, либо ДГУ-2 - Кат.2А, или ДГУ-1 - Кат.1Б и ДГУ-2 -Кат.2Б. При этом возможна компенсация емкостного тока замыкания 180А (т.к. кабельная сеть ГРУ 6 кВ симметрична - / коэффициент асимметрии $\alpha \approx 0$ /, для создания искусственной асимметрии сети к одной из фаз сети ГРУ подключена емкость. Появляющееся при этом смещение нейтрали U_n позволяет произвести резонансную настройку реакторов как в ручном, так и в автоматическом режиме [10]).

Таблица 1 – Параметры установленных дугогасительных реакторов ТЭЦ (режимные карты отпаяк ДГК)

Тип реактора		Степень тока, А									
ЗРОМ 350/6 (ДГУ-1А,		1		2		3		4		5	
		50		60		76,5		87		100	
ЗРОМ-175/6 (ДГУ-1Б,2Б)		25 (24,8)		30(30,6)		37(37,2)		43(43,2)		50(49,6)	
РЗДПМ - 330/6 (ДГУ-3) при ($U_k=3,6\text{кВ}$)	$I_{\text{подм}}, \text{ А}$	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
	$I_{\text{кат}}, \text{ А}$	28,5	36,3	43,5	50,2	56,6	63,6	71	77,2	84	90

Так как мощность заземляющего трансформатора 560 кВА ($I_{\text{ном}}=53\text{A}$), суммарный ток дугогасительных реакторов, присоединенных к одному трансформатору, не должен превышать 150 А [13].

На рисунке 3 показана загрузка обмоток заземляющего трансформатора токами нулевой последовательности.

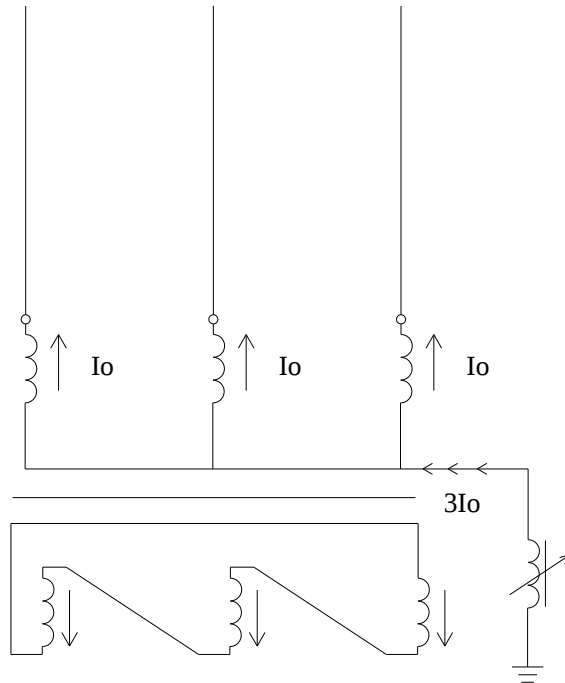


Рисунок 3 – Схема включения дугогасительного реактора и распределение тока в обмотках заземляющего трансформатора [14]

Возможные режимы дугогасительных реакторов с анализом загрузок трансформаторов Т-1ДГУ и Т-2ДГУ токами нулевой последовательности приведены в таблице 2.

Активная составляющая тока замыкания не превышает 7,2А, при расчетном токе замыкания 180А, т.е. не более 4%.

Необходимо отметить, что в кабельной сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ имеются подстанции с выпрямительными установками и мощные синхронные двигатели с тиристорным возбуждением.

Таблица 2 – Возможные режимы ДГК при компенсации расчетного тока замыкания 180-146А (Режимная карта отпаяк)

Режим работы ДГК	I_c , А	$I_{\text{ДГК-3}}$, А	$I_{\text{ДГК-1}}$, А	$I_{\text{ДГК-2}}$, А	$I_{\text{КС}}$, А	Загрузка Т-1, %	Загрузка Т-2, %	Настройка ДГК-3	№ отпайки ДГК-1, ДГК-2
Включены ДГУ-3 и ДГУ-1 (кат.1А)	180,2	80	100	-	180	113	-	резонансная	перегрузка трансформатора
Включены ДГУ-3 и ДГУ-1 и ДГУ-2 (кат.1Б и 2Б)	180,2	80	50	50	180	81,7	31,5	резонансная	5;5
Включены ДГУ-3 и ДГУ-1 и ДГУ-2 (кат. 1Б и 2А)	180,2	53	40	87	180	58	54,7	резонансная	4;4
Включены ДГУ-3 и ДГУ-2 (кат.2А)	180,2	43,5	60	76,5	180	65	48	резонансная	2;3
Включены ДГУ-3 и ДГУ-2 (кат.2Б)	146	96	-	50	146	67	22,6	резонансная	5

1.2 Обследование систем релейной защиты от однофазных замыканий на землю ГРУ 6 кВ ТЭЦ

На ТЭЦ на каждой из четырех секций ГРУ 6 кВ установлено реле максимального напряжения, включенного на напряжение нулевой последовательности. Для определения места ОЗЗ установлено устройство УСЗ (устройство сигнализации замыкания), которое подключено к трансформаторам тока питающихся присоединений ГРУ-6. Если ток нулевой последовательности в кабельной линии превышает уставку, появляется сигнал.

Таким образом, в сетях ГРУ 6 кВ ТЭЦ даже в «режиме однофазных замыканий на землю представляется возможным определенное время осуществлять электроснабжение потребителей собственных нужд 6 кВ без отключения поврежденного участка сети» [2]. «Однако это может привести к значительным дуговым перенапряжениям, которые могут вызвать переход ОЗЗ в двухфазные и трехфазные замыкания, множественные повреждения изоляции» [1].

Выводы по разделу 1. Выполненный анализ позволил установить с учетом специфики режима работы ТЭЦ, что, хотя электрические сети ГРУ 6 кВ кабельные и предусмотрено резервирование, но потребители зачастую не разрешают отключать поврежденные присоединения без выдержки времени. Поэтому существующий вариант заземления нейтрали в сетях ГРУ 6 кВ ТЭЦ не обеспечивает требуемой чувствительности. Одним из способов снижения дуговых перенапряжений в сетях ГРУ 6 кВ может быть заземление нейтрали сети 6 кВ через активное сопротивление.

2 Определение расчетных параметров схемы ГРУ 6 кВ ТЭЦ

2.1 Расчетные схемы сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ

2.1.1 Выбор расчетной схемы сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ

Для расчетов перенапряжений при дуговом замыкании на реактированном фидере питания секции собственных нужд необходимо определить параметры электрооборудования генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ и найти результирующие сопротивления в каждой расчетной точке. Расчетная схема сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ и питания двигателя Д-2Б (генератор Г-3 отключен) приведена на рисунке 4. Расчетная схема сети ГРУ 6 кВ и питания высоковольтного электродвигателя 6 кВ Д2Б (генератор Г-3 включен) приведена на рисунке 5. На рисунках 4 и 5 обозначены все узлы и ветви расчетных схем ГРУ 6 кВ ТЭЦ: внешняя энергосистема, трансформаторы связи с энергосистемой С1Т и С2Т, синхронные генераторы Г-1, Г-2, Г-4, Г-3, реакторы Р1-2, Р1-3, Р2-4, Р3-4, кабели К-1 и К-2, электродвигатель Д-2Б.

2.1.2 Определение параметров оборудования ГРУ 6 кВ ТЭЦ

При определении расчетных параметров генераторы и электродвигатели введены в схему замещения сверхпереходными сопротивлениями.

По величине результирующего реактивного сопротивления найдены её индуктивности для схемы расчетов перенапряжений (рисунок 2) в сети ГРУ 6 кВ при дуговом замыкании на реактированном фидере питания секции собственных нужд.

Расчеты выполнены для схемы при отключенном генераторе Г-3 и соединенных секциях 2 и 3 (секционный реактор Р 2-3 шунтирован), так и для нормальной схемы ГРУ 6 кВ, т.е. все генераторы ГРУ 6 кВ находятся в работе. Параметры питающей системы $Z_{\text{сист}}$ и $U_{\text{сист}}$ заданы для шин 110 кВ (по данным ПАО «Т ПЛЮС»):

$$Z_{\text{сист}} = R + jX = 0,123 + j2,394; U_{\text{сист}} = 115 \text{ кВ.} \quad (1)$$

В расчетах кроме результирующих сопротивлений рассмотрим значения токов КЗ на шинах ГРУ 6 кВ и токораспределение в ветвях схемы.

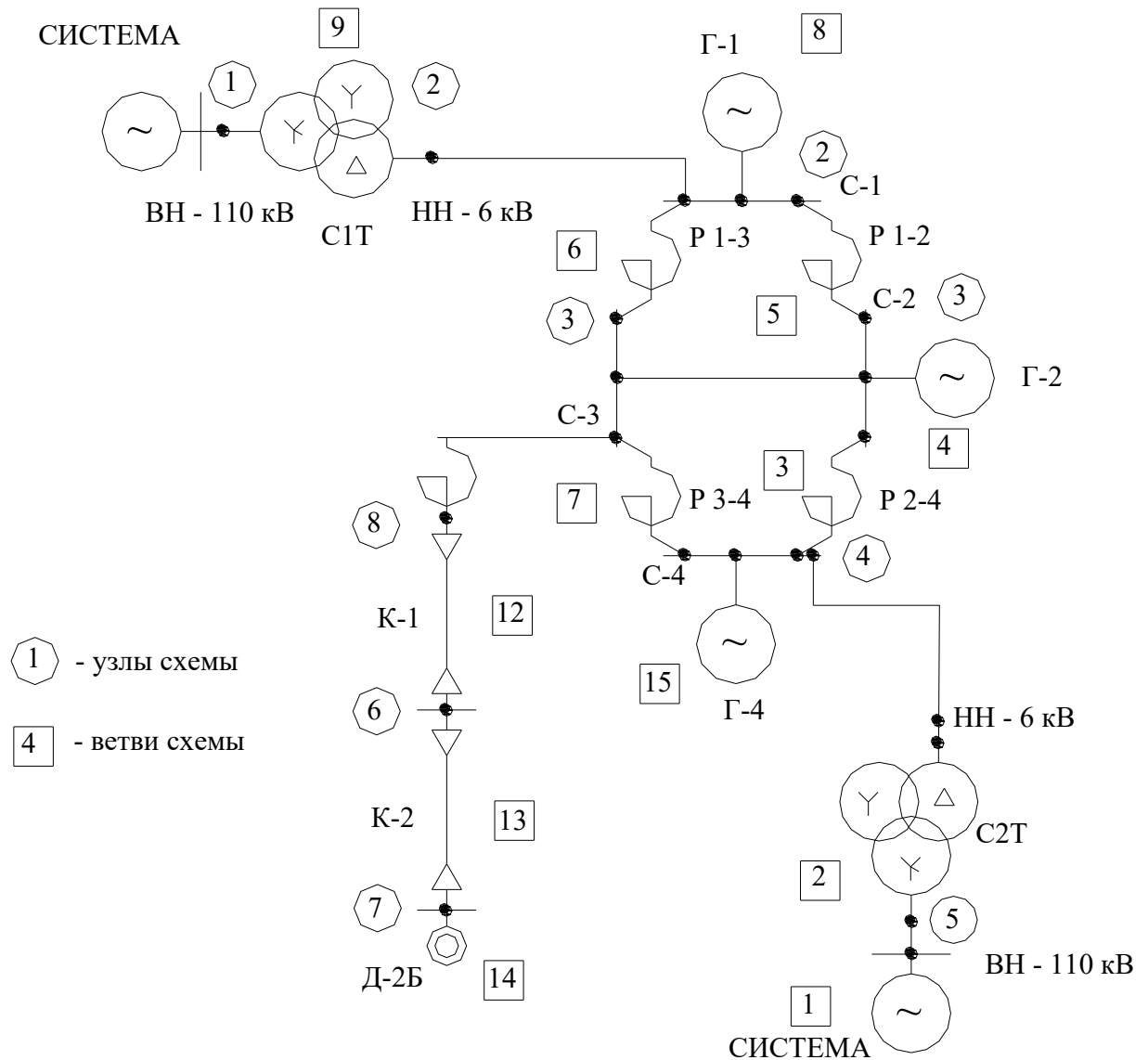


Рисунок 4 – Расчетная схема сети ГРУ и питания высоковольтного электродвигателя 6 кВ Д-2Б (генератор Г-3 отключен)

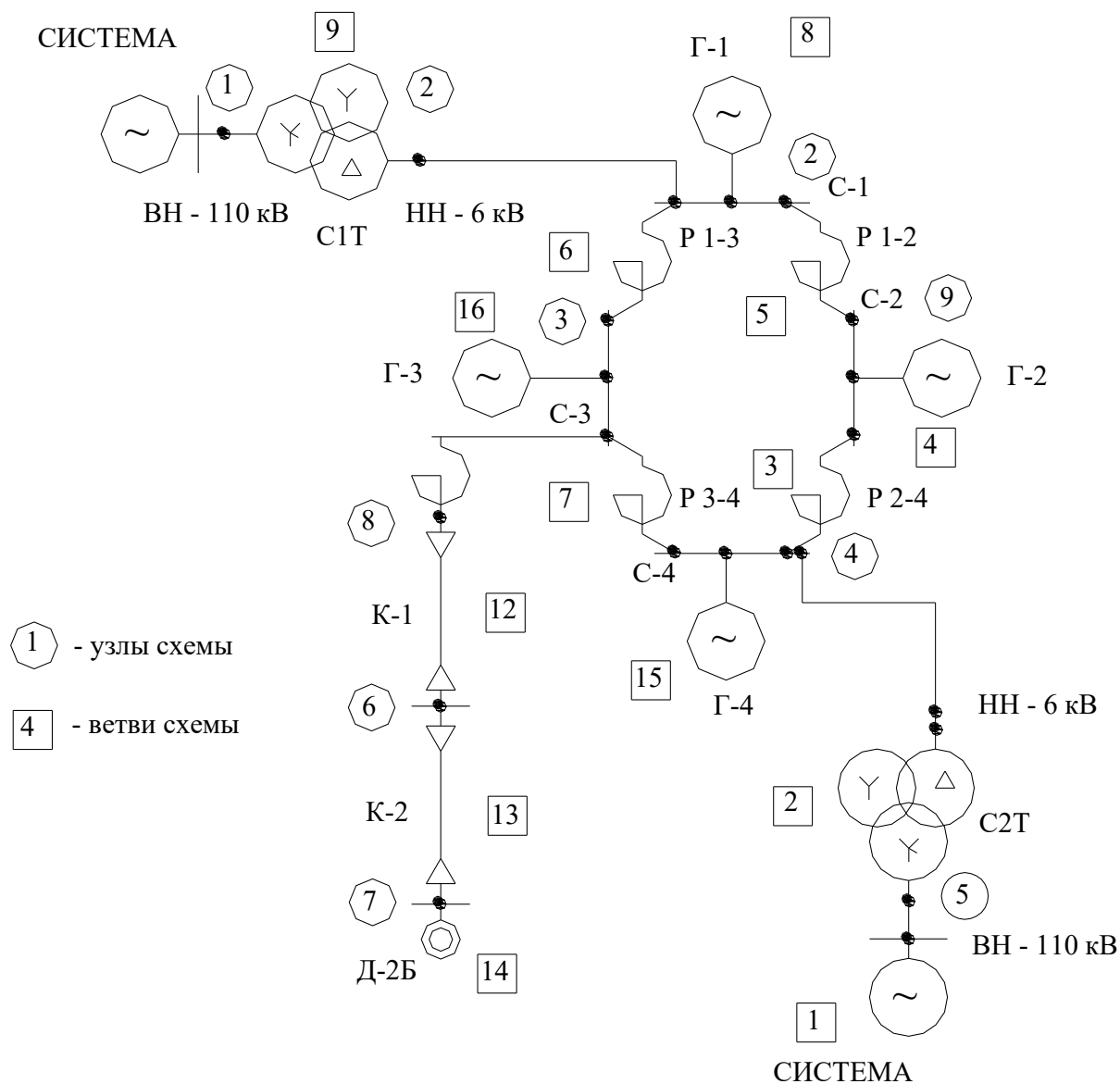


Рисунок 5 – Расчетная схема сети ГРУ и питания высоковольтного электродвигателя 6 кВ Д-2Б (генератор Г-3 включен)

Параметры оборудования ГРУ 6 кВ ТЭЦ:

- генераторы (на рисунке 1 обозначены Г-1, Г-2, Г-4), тип ТВФ – 63 – 2; номинальная мощность $S_{\text{ном}} = 78,75 \text{ МВА}$, сверхпереходное сопротивление генератора $X_d'' = 0,203$ [24];
- реакторы (на рисунке 1 обозначены Р 1-2, Р 1-3, Р 2-4, Р 3-4), тип РБА – 6 – 3000 – 8 (Р 1-3, Р 1-2, Р 3-4), РБА – 6 – 4000 – 8 (Р 2-4);
- трансформаторы связи (на рисунке 1 обозначены С2Т), тип ТДТНГ - 75000, $U_{\text{к в-н}} = 11,9\%$;

- линейные реакторы (на рисунке 1 узел 8), тип РБА – 6 – 1500 – 8;
- двигатель 6 кВ (на рисунке 1 Д-2Б), номинальная мощность $S_{ном} = 700$ кВА, сверхпереходное сопротивление $X'' = 0,185$;
- кабель к электродвигателю 6 кВ Д-2Б, тип АШВ 3х70; удельное сопротивление $X_{ок1} = 0,8$ Ом/км [23], длина кабеля $l = 90$ м;
- кабель 6 кВ ГРУ-РУСН, тип АСБ 2х240+3х185; удельное сопротивление $X_{ок2} = 0,72$ Ом/км [23], длина кабеля $l = 200$ м.

2.1.3 Расчет сопротивлений элементов схемы

Рассмотрим основное электрооборудование генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ и определим все индуктивности расчетных схем (рисунки 4 и 5). Расчеты сопротивлений выполнены с учетом рекомендаций [19].

Генераторы Г-1, Г-2, Г-4

$$X_G = X_d'' \cdot U^2 / S_{ном}. \quad (2)$$

Для генераторов типа ТВФ – 63 – 2 на основании формулы (2) получаем:

$$X_G = 0,203 \cdot 6,3^2 / 78,75 = 0,1026 \text{ Ом}.$$

Реакторы

$$X_P = (X_{P\%} / 100) \cdot U_{номP} / 1,73 \cdot I_{номP}, \quad (3)$$

где $X_{P\%}$ – сопротивление реактора в %;

$U_{номP}$ – номинальное напряжение реактора;

$I_{номP}$ – номинальный ток реактора.

Для РБА - 6 -3000 - 8% на основании формулы (3) получаем:

$$X_p = 0,0924 \text{ Ом};$$

для РБА - 6 - 4000 -8% на основании формулы (3) получаем:

$$X_p = 0,073 \text{ Ом.}$$

Трансформаторы связи

$$X_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (4)$$

где U_K – напряжение короткого замыкания;

$U_{ном}$ и $S_{ном}$ – номинальные напряжение и мощность трансформатора.

Для трансформатора связи типа ТДТНГ – 75000 на основании (4) получаем:

$$X_T = \frac{11,9}{100} \cdot \frac{6,3^2}{75} = 0,063 \text{ Ом.}$$

Двигатель Д-2Б

$$X_D = X'' \cdot \frac{U_{номД}^2}{S_{номД}}, \quad (5)$$

где $U_{номД}$ и $S_{номД}$ – номинальные напряжение и мощность двигателя.

Для двигателя 6 кВ на основании (5) получаем:

$$X_D = 0,08 \frac{6,3^2}{0,7} = 10,48 \text{ Ом.}$$

Кабели 6 кВ к двигателю Д-2Б и ГРУ-РУСН

$$X_K = X_{OK} \cdot l. \quad (6)$$

Для кабеля 6 кВ к двигателю Д-2Б на основании формулы (6):

$$X_{K1} = 0,08 \cdot 0,09 = 0,0072 \text{ Ом.}$$

Для кабеля 6 кВ ГРУ-РУСН на основании формулы (6):

$$X_{K2} = 0,072 \cdot \frac{0,2}{5} = 0,0028 \text{ Ом.}$$

Расчет индуктивностей элементов схемы выполнен по формуле (7)

$$L = \frac{X}{2\pi f}, \quad (7)$$

где X – индуктивное сопротивление элемента сети;

f – частота сети, $f = 50$ Гц.

На основании формулы (7) получаем индуктивности для:
генераторов Г-1, Г-2, Г-4

$$L = \frac{0,1026}{2\pi f} = 0,33 \text{ мГн;}$$

реакторов, для РВА - 6 - 3000 - 8:

$$L = \frac{0,097}{2\pi f} = 0,308 \text{ мГн;}$$

для РБА - 6 - 4000 – 8

$$L = \frac{0,073}{2\pi f} = 0,232 \text{ мГн;}$$

для РВА - 6 - 1500 – 8

$$L = \frac{0,194}{2\pi f} = 0,617 \text{ мГн};$$

трансформаторов связи

$$L = \frac{0,063}{2\pi f} = 0,02 \text{ мГн};$$

двигателя Д-2Б

$$L = \frac{10,48}{2\pi f} = 33,3 \text{ мГн}.$$

кабелей К-1 и К-2 6 кВ

$$L_{K1} = \frac{0,0072}{2\pi f} = 0,00229 \text{ мГн};$$

$$L_{K2} = \frac{0,0028}{2\pi f} = 0,000917 \text{ мГн}.$$

Данные электрической схемы ГРУ 6 кВ ТЭЦ (рисунки 4 и 5) приведены в таблицах 3 и 4. Данные электрической схемы ГРУ 6 кВ приведены для всех элементов: системы, трансформаторов С1 Т, генераторов Г-1, Г-2 и Г-4, реакторов Р 1-2 и Р 1-3, Р 2-4, кабельных линий 6 кВ. Выполненный расчет токов КЗ для рисунков 4 и 5 в соответствии с указаниями ГОСТ Р 52736-2007 [8] и рекомендаций [19] также приведен в таблицах 3 и 4, где приведены результаты расчета суммарного тока трехфазного КЗ, тока двухфазного КЗ, ударного тока КЗ и теплового импульса тока.

Таблица 3 – Данные электрической схемы ГРУ 6 кВ ТЭЦ и расчет токов КЗ (рисунок 4)

Номер узла	КЗ	$U_{\text{ср}}, \text{кВ}$	$X_{\text{рез}}, \text{Ом}$	$Z_{\text{рез}}, \text{Ом}$	$I_{\text{к}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{к}}^{(2)}, \text{кА}$	$i_{\text{y}}, \text{кА}$	$B_{\text{к}}, \text{кА}^2\text{сек}$
2	Секция 1	6,3	0,029	0,029	124,81	108,09	283,15	62624,56
3	Секция 2-3	6,3	0,031	0,031	117,89	102,10	267,46	55875,46
4	Секция 4	6,3	0,029	0,029	126,93	109,92	287,96	64770,09
6	РУ СН-6кВ	6,3	0,232	0,233	15,64	13,54	35,48	983,68
7	На выводах Д-2Б 6 кВ	6,3	0,239	0,244	14,92	12,96	33,87	892,73
8	За линейным реактором	6,3	0,229	0,229	15,89	13,76	36,05	1015,32

Таблица 4 – Данные электрической схемы ГРУ 6 кВ ТЭЦ и расчет токов КЗ (рисунок 5)

Номер узла	КЗ	$U_{\text{ср}}$, кВ	$X_{\text{рез}}$, Ом	$Z_{\text{рез}}$, Ом	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{к}}^{(2)}$, кА	i_y , кА	$B_{\text{к}}$, кА ² сек
2	Секция 1	6,3	0,028	0,028	131,31	113,71	297,86	69310,664
3	Секция 3	6,3	0,041	0,041	88,54	76,68	200,87	31,515,705
4	Секция 4	6,3	0,027	0,027	134,74	116,687	305,67	72980,953
6	РУ СН-6В	6,3	0,242	0,242	15,01	13,01	34,05	905,909
7	На выводах Д-2Б 6 кВ	6,3	0,249	0,254	14,34	12,42	32,53	826,653
8	За линейным реактором	6,3	0,239	0,239	15,24	13,19	34,57	933,702
9	Секция 2	6,3	0,039	0,039	94,05	81,45	213,36	35556,543

2.2 Расчет токов КЗ в схеме ГРУ 6 кВ ТЭЦ

2.2.1 Расчет токов КЗ при отключенном генераторе Г-3 и соединенных секциях 2 и 3 (секционный реактор Р2-3 шунтирован)

Выполнен расчет токов КЗ для схемы «Расчетная схема сети ГРУ и питания двигателя Д-2Б (генератор Г-3 отключен)», приведенной на рисунке 4 в соответствии с указаниями ГОСТ Р 52736-2007 [8]. Расчет выполнен для различных узлов схемы, рассчитаны активное и реактивное результирующее сопротивление до точки КЗ, определены все виды токов КЗ, а также токи КЗ во всех ветвях 1-15 расчетной схемы. Все рассмотренные варианты расчета выполнены в ПО ЕТАР и приведены ниже. ПО ЕТАР позволяет определять токи КЗ при различных видах замыканиях для электрических схем любой сложности [27]. Рассчитаны для каждого варианта (для всех секций): среднее напряжение в узле, постоянная времени, все результирующие сопротивления до точки КЗ, суммарный трехфазный ток КЗ, ток двухфазного КЗ, ударный ток КЗ, токи КЗ во всех ветвях.

Вариант 1. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 2 (секция 1).

Среднее напряжение в узле 2 – 6,300 кВ

Постоянная времени для узла 2 – 0,020 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,00073 о.е.

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,02914 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,00007 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,02914 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 124,813 кА

Ток двухфазного КЗ – 108,091 кА

Ударный ток КЗ – 283,154 кА

Тепловой импульс тока – 62624,564 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 25,3 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 25,3 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – 24,38 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – 35,55 кА

Ток в ветви 5 (реактор) – 19,65 кА

Ток в ветви 6 (реактор) – 19,65 кА

Ток в ветви 7 (реактор) – 18,28 кА

Ток в ветви 8 (генератор) – 19,29 кА

Ток в ветви 9 (трансформатор) – 15,99 кА

Ток в ветви 10 (система) – 23,32 кА

Ток в ветви 11 (реактор) – -0,38 кА

Ток в ветви 12 (кабельная линия) – -0,38 кА

Ток в ветви 13 (кабельная линия) – 0,38 кА

Ток в ветви 14 (генератор) – 0,38 кА

Ток в ветви 15 (генератор) – 17,35 кА

Вариант 2. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 3 (секция 2-3).

Среднее напряжение в узле 3 – 6,300 кВ

Постоянная времени для узла 3 – 0,020 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,00078

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,03085 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,00003 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,03085 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 117,896 кА

Ток двухфазного КЗ – 102,101 кА

Ударный ток КЗ – 217,475 кА

Тепловой импульс тока – 55875,863 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 25,3 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 25,3 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – 24,38 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – 35,55 кА

Ток в ветви 5 (реактор) – 19,65 кА

Ток в ветви 6 (ректор) – 19,65 кА

Ток в ветви 7 (реактор) – 18,68 кА

Ток в ветви 8 (генератор) – 15,99 кА

Ток в ветви 9 (трансформатор) – 23,32 кА

Ток в ветви 10 (система) – 23,32 кА

Ток в ветви 11 (реактор) – -0,38 кА

Ток в ветви 12 (кабельная линия) – -0,38 кА

Ток в ветви 13 (кабельная линия) – -0,38 кА

Ток в ветви 14 (генератор) – 0,38 кА

Ток в ветви 15 (генератор) – 17,35 кА

Вариант 3. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 4 (секция 4).

Среднее напряжение в узле 4 – 6,300 кВ

Постоянная времени для узла 4 – 0,020 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,00072 о.е.

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,02866 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,00007 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,02866 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 126,933 кА

Ток двухфазного КЗ – 109,927 кА

Ударный ток КЗ – 287,964 кА

Тепловой импульс тока – 64770,089 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 51,84 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 51,84 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – -22,59 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – 18,68 кА

Ток в ветви 5 (ректор) – 10,33 кА

Ток в ветви 6 (ректор) – 10,33 кА

Ток в ветви 7 (реактор) – -16,95 кА

Ток в ветви 8 (генератор) – 8,4 кА

Ток в ветви 9 (трансформатор) – 12,25 кА

Ток в ветви 10 (система) – 12,25 кА

Ток в ветви 11 (реактор) – 0,2 кА

Ток в ветви 12 (кабельная линия) – 0,2 кА

Ток в ветви 13 (кабельная линия) – 0,2 кА

Ток в ветви 14 (генератор) – 0,2 кА

Ток в ветви 15 (генератор) – 35,55 кА

Вариант 4. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 6 (РУ СН 6 кВ).

Среднее напряжение в узле 6 – 6,300 кВ

Постоянная времени для узла 6 – 0,020 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,00586 о.е.

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,23252 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,01013 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,23230 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 15,643 кА

Ток двухфазного КЗ – 13,547 кА

Ударный ток КЗ – 35,488 кА

Тепловой импульс тока – 983,689 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 3,28 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 3,28 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – 3,16 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – 4,61 кА

Ток в ветви 5 (реактор) – 2,55 кА

Ток в ветви 6 (реактор) – 2,55 кА

Ток в ветви 7 (реактор) – 2,37 кА

Ток в ветви 8 (генератор) – 2,08 кА

Ток в ветви 9 (трансформатор) – 3,03 кА

Ток в ветви 10 (система) – 3,03 кА

Ток в ветви 11 (реактор) – 15,25 кА

Ток в ветви 12 (кабельная линия) – 15,25 кА

Ток в ветви 13 (кабельная линия) – -0,39 кА

Ток в ветви 14 (генератор) – 0,39 кА

Ток в ветви 15 (генератор) – 2,25 кА

Вариант 5. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 7 (КЗ на двигателе Д2Б).

Среднее напряжение в узле 7 – 6,300 кВ

Постоянная времени для узла 7 – 0,020 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,00615 о.е.

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,24408 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,04768 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,23938 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 14,902 кА

Ток двухфазного КЗ – 12,906 кА

Ударный ток КЗ – 33,807 кА

Тепловой импульс тока – 892,733 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 3,13 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 3,13 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – 3,01 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – 4,39 кА

Ток в ветви 5 (реактор) – 2,43 кА

Ток в ветви 6 (реактор) – 2,43 кА

Ток в ветви 7 (реактор) – 2,26 кА

Ток в ветви 8 (генератор) – 1,98 кА

Ток в ветви 9 (трансформатор) – 2,88 кА

Ток в ветви 10 (система) – 2,88 кА

Ток в ветви 11 (реактор) – 14,52 кА

Ток в ветви 12 (кабельная линия) – 14,52 кА

Ток в ветви 13 (кабельная линия) – 14,52 кА

Ток в ветви 14 (генератор) – 0,38 кА

Ток в ветви 15 (генератор) – 2,14 кА

Вариант 6. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 8 (КЗ за линейным реактором).

Среднее напряжение в узле 8 – 6,300 кВ

Постоянная времени для узла 8 – 0,020 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,00577 о.е.

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,22887 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,00006 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,22887 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 15,892 кА

Ток двухфазного КЗ – 13,763 кА

Ударный ток КЗ – 36,054 кА

Тепловой импульс тока – 1015,328 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 3,34 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 3,34 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – 3,22 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – 4,69 кА

Ток в ветви 5 (реактор) – 2,59 кА

Ток в ветви 6 (реактор) – 2,59 кА

Ток в ветви 7 (реактор) – 2,41 кА

Ток в ветви 8 (генератор) – 2,11 кА

Ток в ветви 9 (трансформатор) – 3,08 кА

Ток в ветви 10 (система) – 3,08 кА

Ток в ветви 11 (реактор) – 15,50 кА

Ток в ветви 12 (кабельная линия) – -0,39 кА

Ток в ветви 13 (кабельная линия) – -0,39 кА

Ток в ветви 14 (генератор) – 0,39 кА

Ток в ветви 15 (генератор) – 2,29 кА

2.2.2 Расчет токов КЗ при нормальной схеме питания ГРУ 6 кВ (все генераторы в работе)

Выполнен расчет токов КЗ для схемы «Расчетная схема сети ГРУ и питания высоковольтного электродвигателя 6 кВ Д-2Б (генератор Г-3 включен)», приведенной на рисунке 5 в соответствии с указаниями ГОСТ Р 52736-2007 [8]. Расчет выполнен для различных узлов схемы, рассчитаны активное и реактивное результирующее сопротивление до точки КЗ, определены все виды токов КЗ, а также токи КЗ во всех ветвях 1-16 расчетной схемы. Все рассмотренные варианты расчета выполнены в ПО ЕТАР и приведены ниже. ПО ЕТАР позволяет определять токи КЗ при различных видах замыканиях для электрических схем любой сложности [27]. Рассчитаны для каждого варианта (для всех секций): среднее напряжение в узле, постоянная времени, все результирующие сопротивления до точки КЗ, суммарный трехфазный ток КЗ, ток двухфазного КЗ, ударный ток КЗ, токи КЗ во всех ветвях.

Вариант 1. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 2

Среднее напряжение в узле 2 – 6,300 кВ

Постоянная времени для узла 2 – 0,020 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,00070 о.е.

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,02770 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,00006 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,02770 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 131,307 кА

Ток двухфазного КЗ – 113,715 кА

Ударный ток КЗ – 297,886 кА

Тепловой импульс тока – 69310,667 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 9,71 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 9,71 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – 8,96 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – -13,35 кА

Ток в ветви 5 (ректор) – -22,33 кА
Ток в ветви 6 (ректор) – -21,61 кА
Ток в ветви 7 (реактор) – 7,42 кА
Ток в ветви 8 (генератор) – 35,55 кА
Ток в ветви 9 (трансформатор) – 51,84 кА
Ток в ветви 10 (система) – 51,84 кА
Ток в ветви 11 (реактор) – -0,15 кА
Ток в ветви 12 (кабельная линия) – -0,15 кА
Ток в ветви 13 (кабельная линия) – 0,15 кА
Ток в ветви 14 (генератор) – 0,15 кА
Ток в ветви 15 (генератор) – 6,66 кА
Ток в ветви 16 (генератор) – 14,04 кА

Вариант 2. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 3.

Среднее напряжение в узле 3 – 6,300 кВ

Постоянная времени в узле 3 – 0,020 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,00104 о.е.

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,04108 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,00002 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,04108 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 88,542 кА

Ток двухфазного КЗ – 76,68 кА

Ударный ток КЗ – 200,87 кА

Тепловой импульс тока – 31315,705 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 13,51 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 13,51 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – -3,63 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – -6,56 кА

Ток в ветви 5 (ректор) – -2,93 кА

Ток в ветви 6 (ректор) – 26,2 кА

Ток в ветви 7 (реактор) – 26,41 кА

Ток в ветви 8 (генератор) – 9,47 кА

Ток в ветви 9 (трансформатор) – 13,81 кА

Ток в ветви 10 (система) – 13,81 кА

Ток в ветви 11 (реактор) – -0,38 кА

Ток в ветви 12 (кабельная линия) – -0,38 кА

Ток в ветви 13 (кабельная линия) – 0,38 кА

Ток в ветви 14 (генератор) – 0,38 кА

Ток в ветви 15 (генератор) – 9,27 кА

Ток в ветви 16 (генератор) – 35,55 кА

Вариант 3. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 4.

Среднее напряжение в узле – 6,300 кВ

Постоянная времени для узла 4 – 0,4 20 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,00068 о.е.

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,027 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,00006 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,027 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 134,739 кА

Ток двухфазного КЗ – 116,687 кА

Ударный ток КЗ – 305,672 кА

Тепловой импульс тока – 72980,952 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 51,84 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 51,84 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – -25,8 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – -16,29 кА

Ток в ветви 5 (реактор) – 9,5 кА

Ток в ветви 6 (реактор) – 7,33 кА

Ток в ветви 7 (реактор) – -21,55 кА

Ток в ветви 8 (генератор) – 6,83 кА

Ток в ветви 9 (трансформатор) – 9,97 кА

Ток в ветви 10 (система) – 9,97 кА

Ток в ветви 11 (реактор) – -0,15 кА

Ток в ветви 12 (кабельная линия) – -0,15 кА

Ток в ветви 13 (кабельная линия) – -0,15 кА

Ток в ветви 14 (генератор) – 0,15 кА

Ток в ветви 15 (генератор) – 35,55 кА

Ток в ветви 16 (генератор) – 14,11 кА

Вариант 4. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 6.

Среднее напряжение в узле 6 – 6,300 кВ

Постоянная времени для узла 6 – 0,020 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,0061 о.е.

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,2423 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,0101 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,2423 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 15,012 кА

Ток двухфазного КЗ – 13,111 кА

Ударный ток КЗ – 34,056 кА

Тепловой импульс тока – 905,909 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 2,24 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 2,24 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – -0,6 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – -1,09 кА

Ток в ветви 5 (реактор) – -0,49 кА

Ток в ветви 6 (реактор) – 4,35 кА

Ток в ветви 7 (реактор) – 4,38 кА

Ток в ветви 8 (генератор) – 1,57 кА

Ток в ветви 9 (трансформатор) – 2,29 кА

Ток в ветви 10 (система) – 2,29 кА

Ток в ветви 11 (реактор) – 14,62 кА

Ток в ветви 12 (кабельная линия) – 14,62 кА

Ток в ветви 13 (кабельная линия) – -0,39 кА

Ток в ветви 14 (генератор) – 0,39 кА

Ток в ветви 15 (генератор) – 1,54 кА

Ток в ветви 16 (генератор) – 5,9 кА

Вариант 5. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 7.

Среднее напряжение в узле 7 – 6,300 кВ

Постоянная времени для узла 7 – 0,020 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,00639 о.е.

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,25365 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,04756 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,24915 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 14,34 кА

Ток двухфазного КЗ – 12,419 кА

Ударный ток КЗ – 32,532 кА

Тепловой импульс тока – 826,653 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 2,14 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 2,14 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – -0,57 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – -1,04 кА

Ток в ветви 5 (реактор) – -0,46 кА

Ток в ветви 6 (реактор) – 4,15 кА

Ток в ветви 7 (реактор) – 4,18 кА

Ток в ветви 8 (генератор) – 1,5 кА

Ток в ветви 9 (трансформатор) – 2,19 кА

Ток в ветви 10 (система) – 2,19 кА

Ток в ветви 11 (реактор) – 13,96 кА

Ток в ветви 12 (кабельная линия) – 13,96 кА

Ток в ветви 13 (кабельная линия) – 13,96 кА

Ток в ветви 14 (генератор) – 0,38 кА

Ток в ветви 15 (генератор) – 1,41 кА

Ток в ветви 16 (генератор) – 5,63 кА

Вариант 6. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 8.

Среднее напряжение в узле 8 – 6,300 кВ

Постоянная времени для узла 8 – 0,020 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,00601 о.е.

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,23867 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,00005 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,23867 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 15,24 кА

Ток двухфазного КЗ – 13,198 кА

Ударный ток КЗ – 34,574 кА

Тепловой импульс тока – 933,732 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 2,28 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 2,28 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – -0,61 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – -1,1 кА

Ток в ветви 5 (реактор) – -0,49 кА

Ток в ветви 6 (реактор) – 4,41 кА

Ток в ветви 7 (реактор) – 4,45 кА

Ток в ветви 8 (генератор) – 1,59 кА

Ток в ветви 9 (трансформатор) – 2,33 кА

Ток в ветви 10 (система) – 2,33 кА

Ток в ветви 11 (реактор) – 14,85 кА

Ток в ветви 12 (кабельная линия) – -0,39 кА

Ток в ветви 13 (кабельная линия) – -0,39 кА

Ток в ветви 14 (генератор) – 0,39 кА

Ток в ветви 15 (генератор) – 1,56 кА

Ток в ветви 16 (генератор) – 5,99 кА

Вариант 7. Расчет токов КЗ и токов в ветвях схемы для узла КЗ 9.

Среднее напряжение в узле 9 – 6,300 кВ

Постоянная времени для узла 9 – 0,020 с

Сопротивление до точки КЗ – 0,0097 о.е.

Результирующее сопротивление до точки КЗ – 0,03868 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (активное) – 0,00002 Ом

Результирующее сопротивление до точки КЗ (реактивное) – 0,03868 Ом

Суммарный ток в точке КЗ – 94,047 кА

Ток двухфазного КЗ – 81,447 кА

Ударный ток КЗ – 213,359 кА

Тепловой импульс тока – 35556,541 кА²сек

Ток в ветви 1 (система) – 16,58 кА

Ток в ветви 2 (трансформатор) – 16,58 кА

Ток в ветви 3 (реактор) – 32,39 кА

Ток в ветви 4 (генератор) – -35,55 кА

Ток в ветви 5 (реактор) – 26,11 кА

Ток в ветви 6 (реактор) – -2,61 кА

Ток в ветви 7 (реактор) – -4,43кА

Ток в ветви 8 (генератор) – 9,56 кА

Ток в ветви 9 (трансформатор) – 13,94 кА

Ток в ветви 10 (система) – 13,94 кА

Ток в ветви 11 (реактор) – -0,07 кА

Ток в ветви 12 (кабельная линия) – -0,07 кА

Ток в ветви 13 (кабельная линия) – -0,07 кА

Ток в ветви 14 (генератор) – 0,07 кА

Ток в ветви 15 (генератор) – 11,37 кА

Ток в ветви 16 (генератор) – 6,96 кА.

Расчет токов КЗ во всех ветвях схемы при отключенном генераторе Г-3 и соединенных секциях 2 и 3 (секционный реактор Р2-3 шунтирован) и при нормальной схеме питания ГРУ 6 кВ ТЭЦ (все генераторы в работе) позволит выполнить расчеты перенапряжений.

Выводы по разделу 2. Определены расчетные схемы ГРУ 6 кВ ТЭЦ и питания двигателя Д-2Б (генератор Г-3 отключен и секции 2 и 3 соединены -

секционный реактор Р2-3 шунтирован) и ГРУ 6 кВ ТЭЦ и питания двигателя Д-2Б (генератор Г-3 включен).

Рассчитаны все сопротивления элементов схемы: генераторов Г-1, Г-2, Г-4, реакторов Р 1-2, Р 1-3, Р 2-4, Р 3-4, трансформаторов связи С1Т и С2Т, кабелей 6 кВ К-1 к электродвигателю 6 кВ Д-2Б и К-2 ГРУ-РУСН. Определены результирующие сопротивления в каждой расчетной точке схемы замещения ГРУ 6 кВ ТЭЦ.

Для расчета перенапряжений при дуговых замыканиях в соответствии с указаниями ГОСТ Р 52736-2007 выполнен расчет токов КЗ при отключенном генераторе Г-3 и соединенных секциях 2 и 3 (секционный реактор Р2-3 шунтирован) и при нормальной схеме питания ГРУ 6 кВ ТЭЦ (все генераторы в работе) – определены суммарный ток трехфазного КЗ, ток двухфазного КЗ, ударный ток КЗ, тепловой импульс тока и токи КЗ в ветвях 1-15 схемы (рисунок 4) и ветвях 1-16 (рисунок 5). Все расчеты выполнены в ПО ЕТАР.

3 Расчеты перенапряжений в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ

3.1 Расчетные перенапряжения при дуговых замыканиях в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ

Согласно [20] при величине тока замыкания превышающем 30 А сеть должна работать с компенсированной нейтралью.

Рабочая емкость сети 6 кВ секций 1-4 составляет:

$$C_{раб} = \frac{I_{зам}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \omega \cdot 10^{-6} \cdot 0,56} = \frac{180,2}{1,731 \cdot 6000 \cdot 314 \cdot 10^{-6} \cdot 0,56} = 98,67 \text{ } \mu\Phi, \quad (8)$$

где $I_{зам}$ – ток замыкания.

«Однофазные замыкания в сети имеют как правило неустойчивый характер, при котором происходят многократные зажигания и гашения заземляющей дуги. Процесс сопровождается, возникновением значительных перенапряжений, которые могут быть опасными для изоляции оборудования сети и особенно для изоляции двигателей» [28]. Для расчета возможных дуговых перенапряжений в сети собственных нужд станции воспользуемся схемой замещения (рисунок 6), в которой учтены емкости кабелей относительно земли C_1, C_2, C_3 и между фазами $C_{1-2}, C_{2-3}, C_{1-3}$ и индуктивность прямой последовательности L_p реактора, $L_{Т1}$ трансформатора связи трансформатора ТРДН-40 со стороны ГРУ 6 кВ и со стороны двигателя $C_{1д}, C_{2д}, C_{3д}$ и между фазами $C_{1-2д}, C_{2-3д}, C_{1-3д}$ и индуктивность прямой последовательности L_p реактора линии, питающей секцию собственных нужд. Место дугового замыкания принимается до линейного реактора.

При симметричном режиме можно считать $E_{a,b,c}^{(1)} = U_{a,b,c}^{(1)}$. Рассмотрим процесс, когда замыкание фазы «А» произошло в момент достижения этой фазой амплитудного значения.

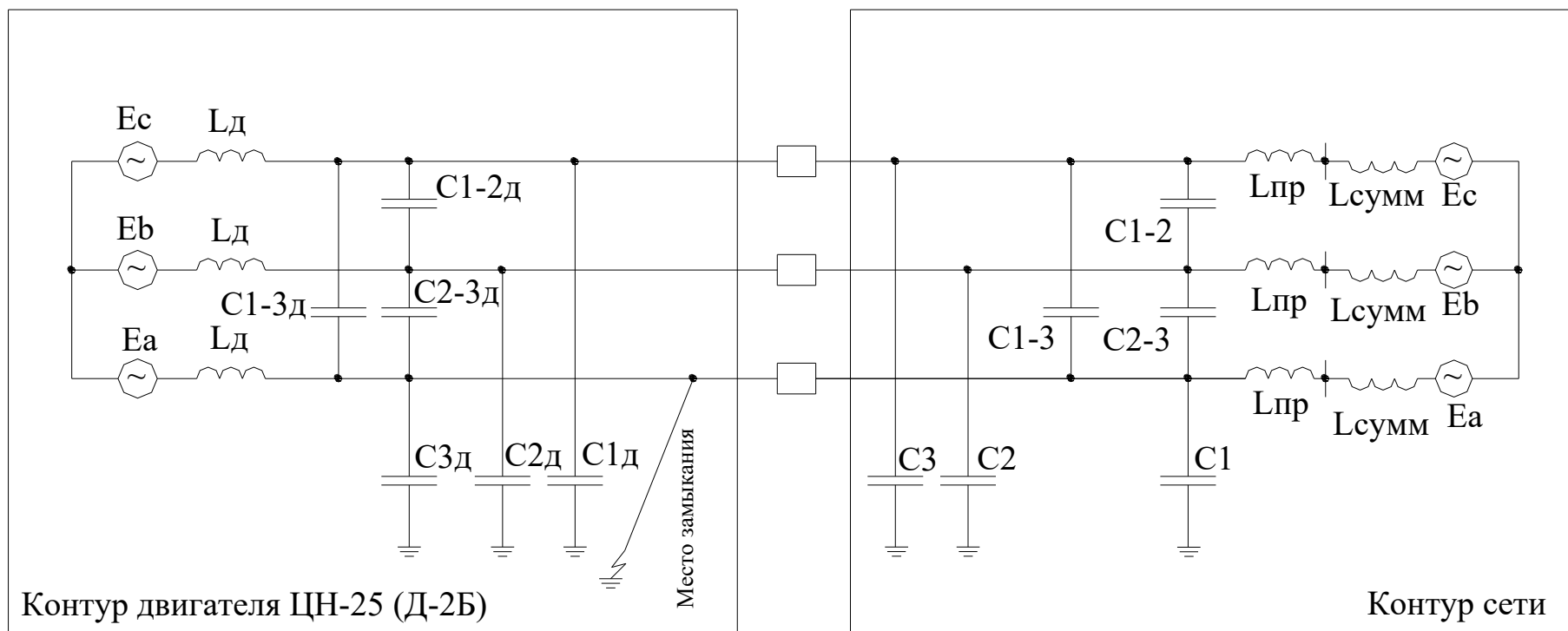


Рисунок 6 – Схема расчета дуговых перенапряжений на секции 1 (6кВ)

До момента замыкания фазы при $t=t_1-0$ напряжение на емкости C_3 фазы «С» $U_{c(t-0)}^{(1)} = 0,5$, а на емкости C_{13} соответственно $U_{ca(t1-0)} = \sqrt{3} \cdot \cos(\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{3}) = 1.5$.

«Начиная с момента $t=t_1+0$ емкости C_{1-3} и C_3 оказываются включенными параллельно, т.е. происходит мгновенное перераспределение зарядов для выравнивания их потенциалов. Используя закон коммутации о неизменности суммарного заряда на емкостях в моменты времени $t = t_1 - 0$ и $t=t_1 + 0$, получим напряжение $U_c^{(1)}(t1+0)$ после коммутации (в момент $t=t_1+0$):

$$U_c^{(1)}(t1+0) = U_c^{(1)}(t1+0) - K \cdot U_a^{(1)}(t1-0), \quad (9)$$

$$\text{где } K = \frac{C_{13}}{C_{13} + C_3};$$

$U_a^{(1)}(t-0)$ – напряжение на емкости фазы «А» при $t=t_1-0$ » [15].

После преобразований формулы (9) получаем $U_c^{(1)}(t1+0) = 0,5 - 0,2 \cdot (-1) = 0,7$, т.е. при возникновении однофазного замыкания в фазе «А» в момент достижения амплитудного значения напряжение на фазе «С» изменяет скачком от $U_c^{(1)}(t-0) = 0,5$ до $U_c^{(1)}(t+0) = 0,7$.

Далее начинается второй этап переходного процесса, связанного перезарядом емкостей C_3 и C_{13} в колебательном процессе.

Частота колебаний β определяется в условии что за время переходного процесса потенциалы фаз «В» и «С» остаются одинаковыми, т.е.

$$\beta = \frac{1}{\sqrt{1,5 \cdot L \cdot 2 \cdot (C_3 + C_{1-3})}} = \frac{1}{\sqrt{3 \cdot L(C_3 + C_{1-3})}}, \quad (10)$$

где L – результирующая индуктивность контура.

Ток замыкания на землю определяется частичной емкостью, которая

находится как $0,56C_{\text{раб}}$.

Междуфазная частичная емкость равна $C_{\text{мф}} = 0,155 \cdot C_{\text{раб}}$, т.е. $C_{1-3} = 0,155 \cdot C_{\text{раб}}$, и $C_{\phi} = C_3 = 0,56 \cdot C_{\text{раб}}$, L – результирующая индуктивность схемы ГРУ и реактора $L_{\text{мр}} = 0,098$ мГн, $L_{\text{мр}} = 0,168$ мГн, $L_p = 0,637$ мГн, т.е. расчетные значения частичных емкостей и результирующей индуктивности контура, частота колебаний по формуле (10) равны:

$$C_{\text{мф}} = C_{1-3} = 15,29 \text{ мФ}, C_{\phi} = C_3 = 55,257 \text{ мФ},$$

$$L = L_{\text{Т-Г}} + L_p = 0,168 + 0,637 = 0,805 \text{ мГн},$$

$$\beta_{1Г1} = \frac{1}{\sqrt{3 \cdot L(C_3 + C_{1-3})}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{3 \cdot 0,805 \cdot 10^{-3} \cdot 70,817 \cdot 10^{-6}}} = 386 \text{ Гц}.$$

Эквивалентные преобразования схемы 5 приведены на рисунке 7.

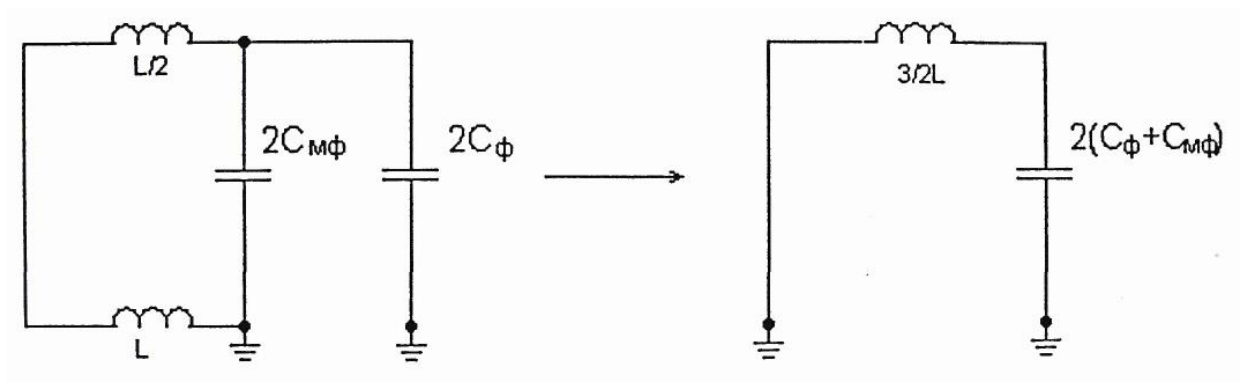


Рисунок 7 – Эквивалентные преобразования схемы расчета дуговых перенапряжений на секции 1 (6кВ)

«Момент замыкания фазы «А» принят при максимуме э.д.с. и мгновенное значение тока в емкости в этот момент равно нулю» [15].

Т.к. $\beta \gg \omega$, вынужденная составляющая во время переходного процесса может считаться постоянной. При этом:

$$u_{b \max} = u_{c \max} = 2 \cdot E - u_{нач} = 2 \cdot (3/2) - 0,7 = 2,3. \quad (11)$$

где E – э.д.с.;

$u_{нач}$ – начальное напряжение на емкости в момент замыкания фазы «А».

В дальнейшем развитие процесса определяется условиями гашения тока дуги и возможными повторными пробоями в месте повреждения. При погасании дуги схема возвращается к исходному симметричному виду. При этом начальные напряжения в фазах «А», «В», «С» на емкостях:

$$\begin{aligned} u_{a-нач} &= 0; \\ u_{b-нач} &= u_{c-нач} = 2,3. \end{aligned}$$

Напряжение на нейтрали u_n в момент гашения дуги также остается постоянным:

$$u_n = \frac{u_a + u_b + u_c}{3}, \quad (12)$$

где u_a, u_b, u_c – напряжения фаз.

$$u_n = \frac{0 + 2,3 + 2,3}{3} \approx 1,5.$$

Переход к новым условиям сопровождается колебаниями с частотой

$$\beta_{2\Gamma 1} = \frac{1}{\sqrt{3 \cdot L(C_3 + 3 \cdot C_{1-3})}} = \frac{1}{\sqrt{0,805 \cdot 10^{-3} \cdot (55,26 + 3 \cdot 15,29) \cdot 10^{-6}}} = 434 \text{ Гц}. \quad (13)$$

В формуле (13) все параметры определяются аналогично формуле (10).

«В дальнейшем протекание процесса определяется скоростью

восстановления электрической прочности промежутка в сравнении со скоростью восстановления напряжения в месте пробоя» [31]. Если пробой произойдет при максимуме напряжения $u_a(t_{пр} = 270^\circ)$ на фазе «С» возникают максимальные перенапряжения

$$\begin{aligned} u_{нач} &= u_c(t_{пр} + 0) = u_c(t_{пр} - 0) - K u_a(t_{пр} - 0) = \\ &= e_c(t_{пр}) + u_n(t_{пр} - 0) - K[e_a(t_{пр} + 0) + u_n(t_{пр} - 0)] = \\ &= -0,5 + 1,5 - 0,2(1 + 1,5) = 0,5, \end{aligned} \quad (14)$$

где $t_{пр}$ – время пробоя;

K – расчетный коэффициент, принимаем $K=0,2$.

Вынужденная составляющая напряжения в момент пробоя:

$$E = u_c(t_{пр}) = e_{ca}(t_{пр}) = e_c(t_{пр}) - e_a(t_{пр}) = -0,5 - 1 = -1,5. \quad (15)$$

Максимальные перенапряжения на фазе «С»:

$$u_{макс} = -2 \cdot 1,5 - 0,5 = 3,5.$$

Для расчета возможных дуговых перенапряжений со стороны коммутируемого электродвигателя воспользуемся схемой замещения на рисунке 5, в которой учтены емкости кабелей относительно земли $C_{1д}$, $C_{2д}$, $C_{3д}$ и между фазами $C_{1-2д}$, $C_{2-3д}$, $C_{1-3д}$ и индуктивности прямой последовательности L_d .

Определим частоту колебаний β для тех условий, что за время переходного процесса потенциалы фаз «В» и «С» остаются одинаковыми, т.е.

$$\beta = \frac{1}{\sqrt{1,5 \cdot L \cdot 2 \cdot (C_{3д} + C_{1-3д})}} = \frac{1}{\sqrt{3 \cdot L (C_{3д} + C_{1-3д})}}. \quad (16)$$

Для расчета частоты колебаний по формуле (16) принимаем:

- ток замыкания на землю определяется частичной емкостью, которая находится как $0,56C_{\text{раб}}$;
- междуфазная частичная емкость равна $C_{\text{мф}} = 0,155C_{\text{раб}}$, т.е. $C_{1-3\partial} = 0,155C_{\text{раб}}$, и $C_{\text{ф}} = C_{3\partial} = 0,56C_{\text{раб}}$, определяемая в основном кабелем присоединения двигателя; $C_{\text{мф}} = C_{1-3} = 15,29 \text{ мФ}$, $C_{\text{ф}} = C_3 = 55,257 \text{ мФ}$, $L_{\text{д}}$ – индуктивность двигателя и кабеля присоединения; $L_{\text{д}} = 168,239 \text{ мГ}$. Тогда частота колебаний:

$$\beta_{1\Gamma 1} = \frac{1}{\sqrt{3 \cdot L(C_{3\partial} + C_{1-3\partial})}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{3 \cdot 168,239 \cdot 10^{-3} \cdot 0,139 \cdot 10^{-6}}} = 2350 \text{ Гц}.$$

Для определения дуговых перенапряжений со стороны коммутируемого электродвигателя «момент замыкания фазы «А» принят при максимуме эдс и мгновенное значение тока в емкости в этот момент равно нулю» [15].

Т.к. $\beta \gg \omega$, вынужденная составляющая во время переходного процесса может считаться постоянной. При этом:

$$u_{b \text{ max}} = u_{c \text{ max}} = 2 \cdot E - u_{\text{нач}} = 2 \cdot (3/2) - 0,7 = 2,3. \quad (17)$$

«В дальнейшем развитие процесса определяется условиями гашения тока дуги и возможными повторными пробоями в месте повреждения. При погасании дуги схема возвращается к исходному симметричному виду» [32]. При этом начальные напряжения на емкостях:

$$u_{a-\text{нач}} = 0; \quad u_{\text{внач}} = u_{\text{снач}} = 2,3.$$

Напряжение на нейтрали в момент гашения дуги также остается постоянным:

$$u_n = \frac{0 + 2,3 + 2,3}{3} \approx 1,5.$$

Переход к новым условиям сопровождается колебаниями с частотой, определяемым из формулы (15)

$$\beta_{2T1} = \frac{1}{\sqrt{3 \cdot L(C_{3\partial} + 3 \cdot C_{1-3\partial})}} = \frac{1}{\sqrt{168 \cdot 10^{-3} \cdot (0,11 + 3 \cdot 0,029) \cdot 10^{-6}}} = 547 \text{ Гц}.$$

«В дальнейшем протекание процесса определяется скоростью восстановления электрической прочности промежутка в сравнении со скоростью восстановления напряжения в месте пробоя» [33]. Если пробой произойдет при максимуме напряжения u_a , ($t_{пр} = 270^\circ$) на фазе «С» возникают максимальные перенапряжения

$$\begin{aligned} u_{нач} &= u_c(t_{пр} + 0) = u_c(t_{пр} - 0) - K u_a(t_{пр} - 0) = \\ &= e_c(t_{пр}) + u_n(t_{пр} - 0) - K[e_a(t_{пр} + 0) + u_n(t_{пр} - 0)] = \\ &= -0,53 + 1,5 - 0,2(1 + 1,5) = 0,53. \end{aligned} \quad (18)$$

Вынужденная составляющая напряжения в момент пробоя:

$$E = u_c(t_{пр}) = e_{ca}(t_{пр}) = e_c(t_{пр}) - e_a(t_{пр}) = -0,53 - 1 = -1,53. \quad (19)$$

Максимальные перенапряжения на фазе «С»:

$$u_n = -2 \cdot 1,527 - 0,5 = 3,554.$$

Условия горения заземляющих дуг определяются большим числом различных факторов: временем горения, пробивным напряжением поврежденного места, переходным сопротивлением, видом диэлектрика, интенсивностью охлаждения, давлением в зоне горения дуги и др.

Расчет перенапряжений и определение параметров ОПН произведена с помощью методов расчета переходных процессов с учетом параметров всех элементов схемы, изображенной на рисунке 3.

За расчетный случай взят момент, когда замыкание фазы «А» произошло при достижении этой фазой амплитудного значения. До момента замыкания фазы при $t = t_1 - 0$ напряжение на емкости C_3 фазы «С»

$$U^{(1)}_{c(t-0)} = 0.5,$$

а на емкости C_{13} соответственно

$$U^{(1)}_{ca(t1-0)} = \sqrt{3}\cos(\pi/2 + \pi/3) = 1.5.$$

Напряжение смещения нейтрали, рабочее напряжение и высокочастотные составляющие колебаний определяют результирующие перенапряжения в неповрежденных фазах.

Расчет произведен с учетом вольтамперных характеристик ОПН. Вольтамперные характеристики ОПН вводились в расчетный режим тремя участками по току с различными значениями коэффициента нелинейности и одной точкой остающегося напряжения при нормированном токе. В качестве закона для регулирования моментов гашения и повторных зажигания дуги (в течение одного ОДЗ) приняты результаты исследований, приведенных в [29] и [30], доказывающие, что повторные зажигания дуги имеют место во всех случаях, когда пик гашения превосходит определенную величину, которая для сети 10 кВ с некоторым запасом равна $0,4 \cdot U_{\text{фм}}$. В расчете взамен величины 0,4 принят коэффициент k_n значение которого вводится в расчет в начальном цикле расчетов.

Для сетей 10 кВ предельному значению пика гашения соответствует максимальное значение напряжения смещения нейтрали $e_{\text{см}} = 1,5U_{\text{фм}}$. Исходя из этого для самого неблагоприятного момента возникновения однофазного

дугового замыкания был построен расчет переходного процесса для односекционной схемы. Так же построен расчет и для двухсекционной схемы, однако в этой схеме, ввиду наличия в кривой перенапряжений нескольких компонентов с различными частотами, четко выделить пик гашения для схем с различными параметрами не удавался.

Поэтому сначала было принято следующее условие проверки возможности повторных зажигания дуги:

- мгновенное значение напряжения на поврежденной фазе (фаза А) с момента гашения тока сравнивалось с величиной $k_n \cdot U_{фм}$, до момента, пока восстанавливающееся напряжение на этой фазе не достигает амплитуды, т.е. до момента, когда $\frac{d|u_A|}{dt}$ станет отрицательной величиной;
- если до этого момента, восстанавливающееся напряжение не превысит величины $k_n U_{фм}$ – то считается, что дуга погашена и повторного зажигания дуги не будет;
- если принять $k_n=0$ расчет будет соответствовать металлическому замыканию или, приняв $k_n \gg 1$ можно исключить повторные зажигания дуги;
- впоследствии несколько уточняются условия возникновения повторных зажигания дуги, так как имели место случаи, когда $\frac{d|u_A|}{dt}$ принимала отрицательное значение раньше, чем через полупериод колебаний наибольшей частоты для заданных параметров схемы.

Полученные расчетные перенапряжения на шинах ГРУ 6 кВ ТЭЦ, при дуговом замыкании за линейным реактором, при дуговом замыкании в контуре двигателя Д-2Б приведены на рисунках 8-10.

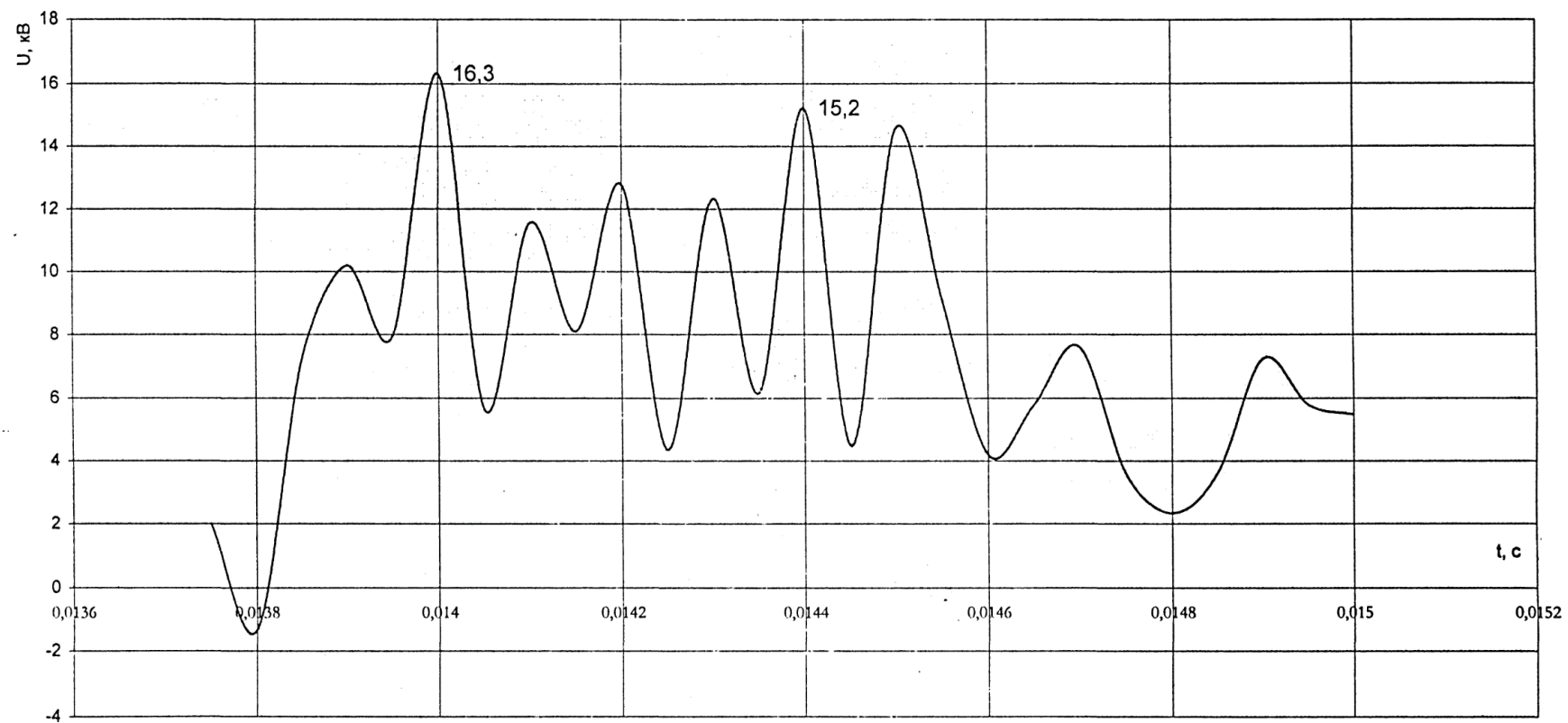


Рисунок 8 – Расчетные перенапряжения при дуговом замыкании в цепи питания двигателя Д-2Б

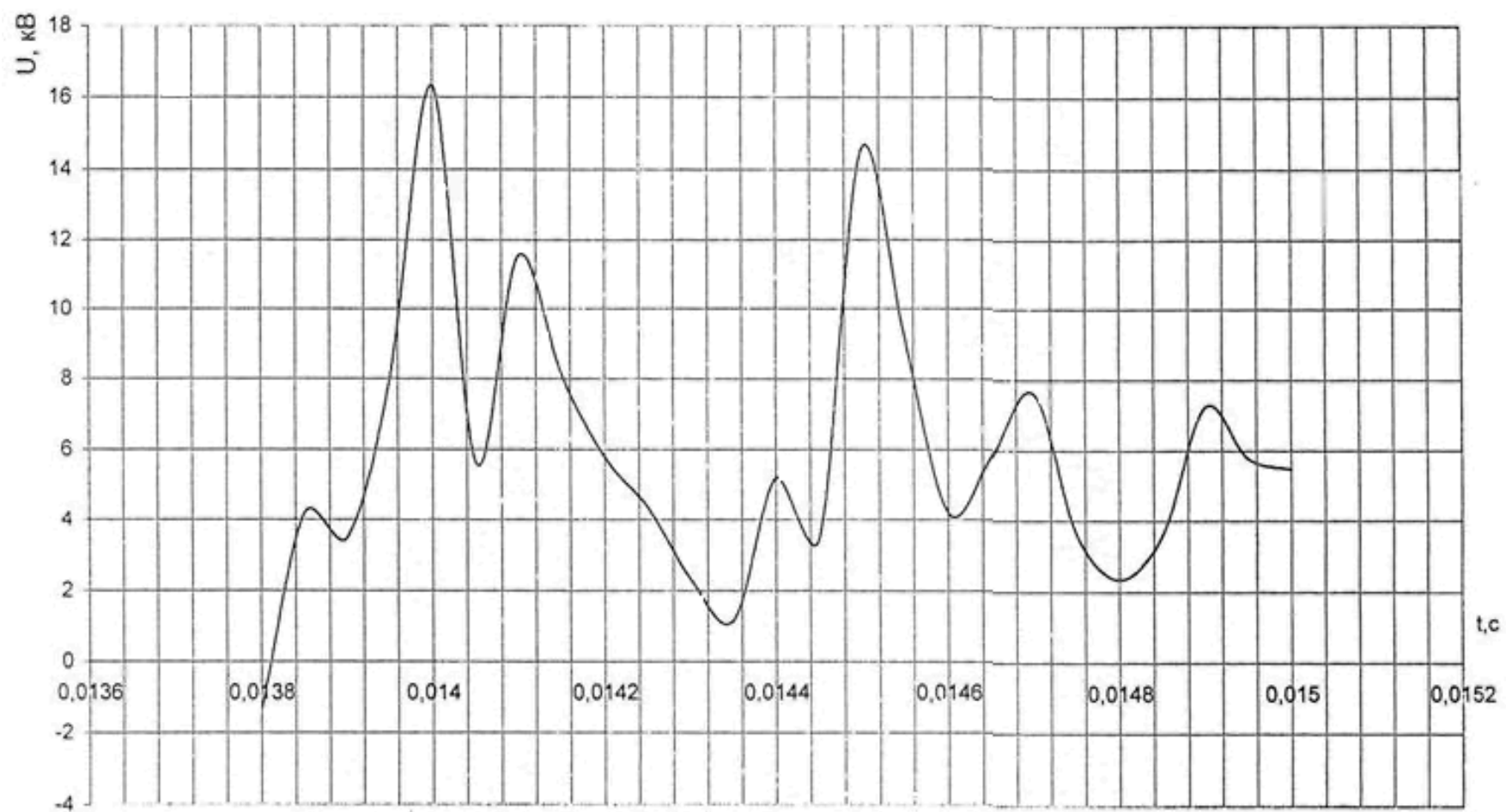


Рисунок 9 – Расчетные перенапряжения при дуговом замыкании за линейным реактором (на шинах ГРУ 6 кВ ТЭЦ)

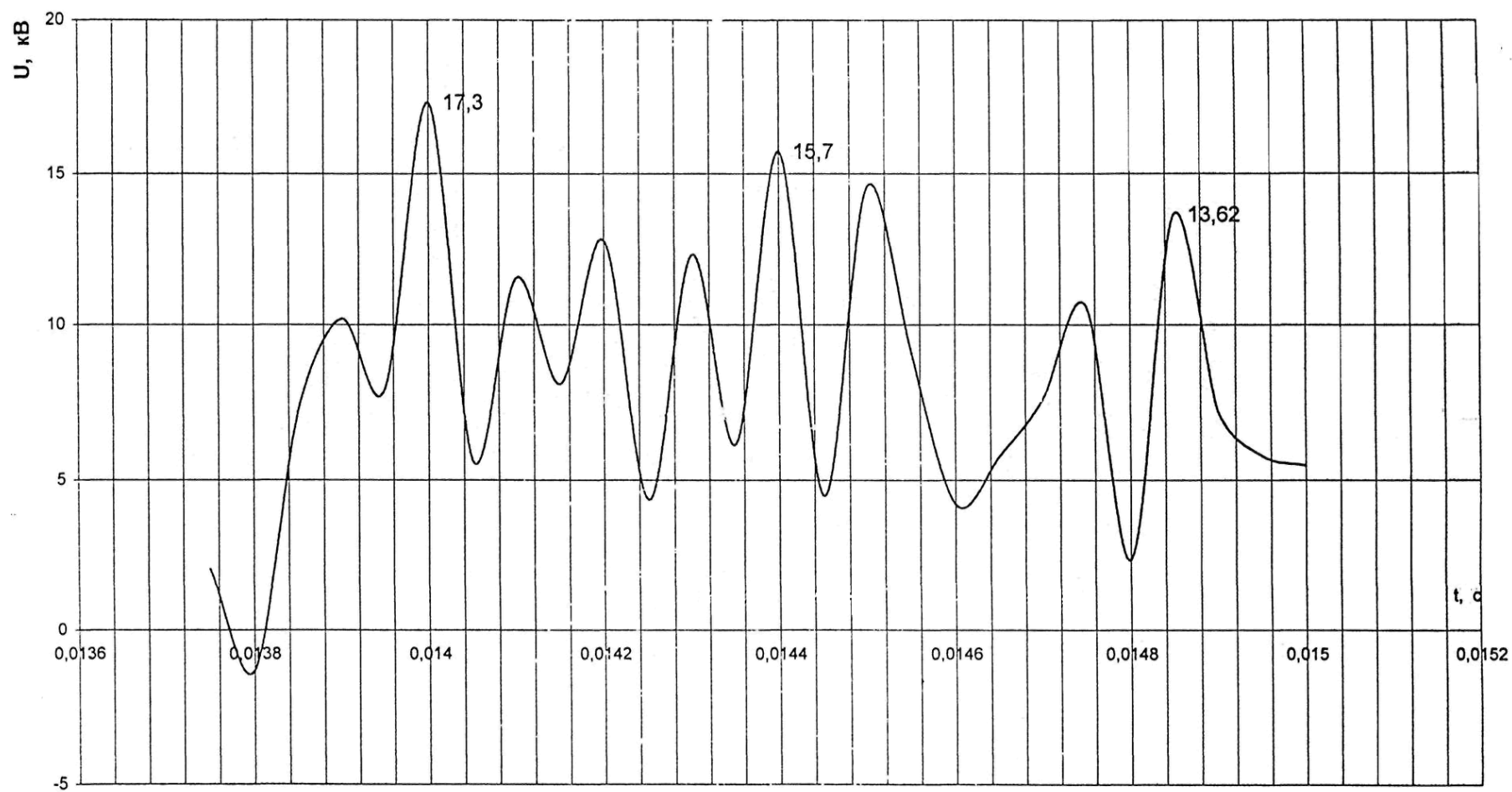


Рисунок 10 – Перенапряжения в контуре двигателя при дуговом замыкании за линейным реактором

Максимальные перенапряжения, которые могут иметь место в представленной схеме, и по данным, приводимым в [22], и по результатам расчетов (как по расчетам для односекционной схемы, так и для секционированной схемы) при достаточно большой L равны $3,2-3,55U_{\text{фм}}$. Однако перенапряжения секционированной схемы (при конечном значении L) могут достигать до $3,98 U_{\text{фм}}$.

3.2 Расчет перенапряжений при коммутации кабельной линии 6 кВ, питающей секцию собственных нужд

Рассчитаем перенапряжения при коммутации из кабельной линии 6 кВ, питающей секцию собственных нужд. Расчет производится при наличии замыкания на землю, т.е. режим, при котором возникают максимальные перенапряжения.

Практически все выключатели, кроме вакуумных, обрывают зарядный ток линии (как и все остальные токи) в момент его естественного перехода через нулевое значение. Поскольку моменты отключения фаз не совпадают (практически у любого выключателя), кратковременно возникает смещение нейтрали U_N .

При этом допустим, что процесс отключения каждой фазы происходит независимо от величины напряжения на соседних фазах, а волновые сопротивления кабелей, включая и коммутируемый кабель, одинаковы.

Величина коммутационных перенапряжений может оцениваться по формуле:

$$U_{\text{max } k} = U_{01} + (E - U_{01}) \cdot K_{\text{уд}}, \quad (20)$$

где E – включаемая (возникающая) ЭДС, которая равна мгновенному значению напряжения на питающих шинах момент повторного зажигания дуги при коммутации;

$K_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент контура при коммутации, (при наличии

активного сопротивления $K_{уд}$ принимается равным 2,0 [21]);

U_{01} – остающееся напряжения на линии (за счет зарядной емкости кабелей).

Как правило, в кабельной сети отключению предшествует симметричный режим, и, следовательно, величина остающегося напряжения U_{01} в момент коммутации не может быть больше амплитуды напряжения на шинах E , разность напряжения на контактах выключателя определяется как разность: $(E - U_{01})$, а не как удвоенное значение включаемой ЭДС, т.е. не $2E$.

Поэтому, расчетная величина перенапряжений при первом повторном зажигании дуги будет на более трехкратного значения включаемой ЭДС, т.е. $3E$, и их кратность в амплитуды рабочего фазного напряжения не превысит 3,0 и для сети 6 кВ составит:

$$U_{пер.к} = \frac{E_l}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} \cdot 3,0 = \frac{6,3}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} \cdot 3,0 = 15,4 \text{ кВ.} \quad (21)$$

Для определения величины перенапряжений определим значение эквивалентной индуктивности:

$$L_{\Sigma} = L_{\Sigma 1} + L_{\Sigma 2}, \quad (22)$$

где $L_{\Sigma 1}$ – источник питания (в данном случае эквивалентная индуктивность схемы ГРУ 6 кВ трансформаторы связи и генераторы);

$L_{\Sigma 2}$ – индуктивность линии, связывающих точку замыкания и генераторы.

Расчетные параметры схемы ГРУ 6 кВ для расчета перенапряжений при коммутации из кабельной линии 6 кВ, питающей секцию собственных нужд $R=0,00006 \approx 0$, $X=0,22887$ Ом, $L=0,73$ мГн.

При однофазных замыканиях возникающие смещение нейтрали

скачкообразно изменяет фазное напряжение [7]:

$$U_{\phi.зам} = -\Delta U_{\phi.уст.} \cdot e^{-\alpha \cdot t} \cdot \cos \beta t, \quad (23)$$

где β – собственная частота колебаний (величина, учитывающая L и C контура);

α – декремент затухания (зависит от активного сопротивления сети R).

Напряжение в каждой фазе

$$U_{\phi} = E_{\phi} + f(t), \quad (24)$$

где $f(t) = U_{0уст}^* + \Delta U_{уст}(1-d)$.

Максимальное значение функции $f(t)$, определяющей величину перенапряжений

$$f_{\max}(t_{\max}) = U_{0уст} + \Delta U_{уст}(1-d), \quad (25)$$

где $1-d$ – коэффициент затухания контура. Для кабельных сетей коэффициент затухания контура $1-d = 0,95$ [4].

Как следует из [7], величина $U_{0уст}^*$ изменяется при зажигании и гашении дуги от 1 до -1, т.е. амплитуда скачка $U_{0уст}^*$ будет равна 2.

Значение $f(t)$ в этот момент определится как:

$$f(t) = -E_a + 2 \cdot e^{\alpha \cdot t} \cdot \cos \beta \cdot t = -1 - 2 \cdot 0,95 = -2,85, \quad (26)$$

где принимаем $E_a = -1$.

При этом перенапряжения в здоровых (неповрежденных) фазах:

$$U_{\text{неповр.}\phi} = -0,5 - 2,85 = -3,35.$$

Кратность перенапряжений составляет на неповрежденной фазе $\approx 2,0$.

Рассчитаем перенапряжения в поврежденной и неповрежденной фазах:

$$U_{\text{повр.}\phi} = U_{\phi} \cdot \sqrt{2} \cdot 2,0 = \frac{6,3}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} \cdot 2 = 10,7 \text{ кВ}, \quad (27)$$

$$U_{\text{неповр.}\phi} = U_{\phi} \cdot \sqrt{2} \cdot 3,35 = \frac{6,3}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} \cdot 3,35 = 18,1 \text{ кВ}. \quad (28)$$

Расчетные перенапряжения при коммутации кабельной линии 6 кВ, питающей секцию собственных нужд составляют соответственно 10,7 кВ и 18,1 кВ.

Выводы по разделу 3. Для сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ компенсация емкостного тока замыкания 180А при мощности заземляющих трансформаторов 560 кВА возможна лишь при включении обоих трансформаторов. При включении дугогасительных реакторов через один трансформатор возможна его перегрузка.

Выполнен расчет перенапряжений на шинах ГРУ 6 кВ ТЭЦ, при дуговом замыкании за линейным реактором, при дуговом замыкании в контуре двигателя Д-2Б.

Получено, что максимальные перенапряжения, которые могут иметь место в рассмотренной схеме сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ по результатам выполненных расчетов (как по расчетам для односекционной схемы, так и для секционированной схемы) при достаточно большой L равны $3,2-3,55U_{\text{фм}}$. Однако перенапряжения секционированной схемы (при конечном значении L) могут достигать до $3,98 U_{\text{фм}}$.

4 Проведение эксперимента в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ

4.1 Экспериментальные замеры параметров тока и напряжения в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ

4.1.1 План эксперимента

Помимо развития феррорезонансных процессов, горение дуги при однофазном замыкании на землю сопровождается возникновением целого ряда гармонических составляющих. Состав и величину гармоник тока и напряжения, в общем случае, достаточно сложно оценить, так как они зависят от конкретных условий эксплуатации сети и характера подключённых потребителей.

Сама тема возникновения гармонических составляющих, а также способов борьбы с ними, достаточно обширна и требует проведения отдельных исследований. В рамках же данной работы можно отметить некоторые особенности существования гармонических составляющих в сетях с различными способами заземления нейтрали.

Возьмём сеть с изолированной нейтралью в качестве точки отсчёта, относительно которой будет выполнена характеристика остальных систем. При изолированной нейтрали, ввиду колебательного процесса горения дуги и отсутствия гальванической связи между нулевой точкой сети и землёй, гармонические искажения, порождённые ОЗЗ, присутствуют и во время горения дуги и после её погасания [25].

Для сети с ДГУ гармонический состав тока ОДЗ при точной настройке компенсации может быть менее ярко выражен, чем в сети с изолированной нейтралью, так как сам колебательный процесс восстановления напряжения после погасания дуги в этом случае имеет меньшие амплитуды свободной составляющей и восстановление идёт более плавно. Однако, при расстройках компенсации выше нормативных, гармонический состав тока и напряжения в повреждённой линии в сети с ДГУ схож с таковым при изолированной

нейтрали и, более того, сам реактор вносит свою долю гармонических составляющих в суммарный остаточный ток [13]. Причём, амплитудные значения токов высших гармоник, генерируемые ДГУ, зависят от его типа.

Измерения параметров напряжения (перенапряжения, гармонические составляющие напряжения) и тока (гармонические составляющие тока) производились по программе, утвержденной главным инженером ТЭЦ. Схема замеров приведена на рисунке 11.

План эксперимента был принят следующим:

- произвести замеры спектров гармоник напряжения и тока во всех фазах «А», «В», «С» нормального режима работы ГРУ 6 кВ ТЭЦ;
- произвести замеры спектров гармоник напряжения и тока во всех фазах «А», «В», «С» при переводе генератора Г-4 на резервное возбуждение (резервный возбудитель – машина постоянного тока);
- произвести замеры спектров гармоник напряжения и тока во всех фазах «А», «В», «С» после отключения линии Азот – 26 с синхронными двигателями с тиристорным возбуждением;
- произвести замеры спектров гармоник напряжения и тока во всех фазах «А», «В», «С» при отключении ПЭН – 4;
- измерить кривую фазного напряжения при отключении СК-18;
- измерить кривую фазного напряжения при отключении линии Азот – 26;
- измерить кривую фазного напряжения при отключении линии Азот – 35.

Таким образом, в соответствии с планом эксперимента с сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ производились измерения фазных напряжений фаз «А», «В», «С», подаваемых через «омические» делители напряжения, тока фаз «А», «В», «С» в сети 6 кВ ГРУ 6 кВ яч.33 1ШР, а также спектры гармоник напряжения и тока во всех фазах «А», «В», «С».

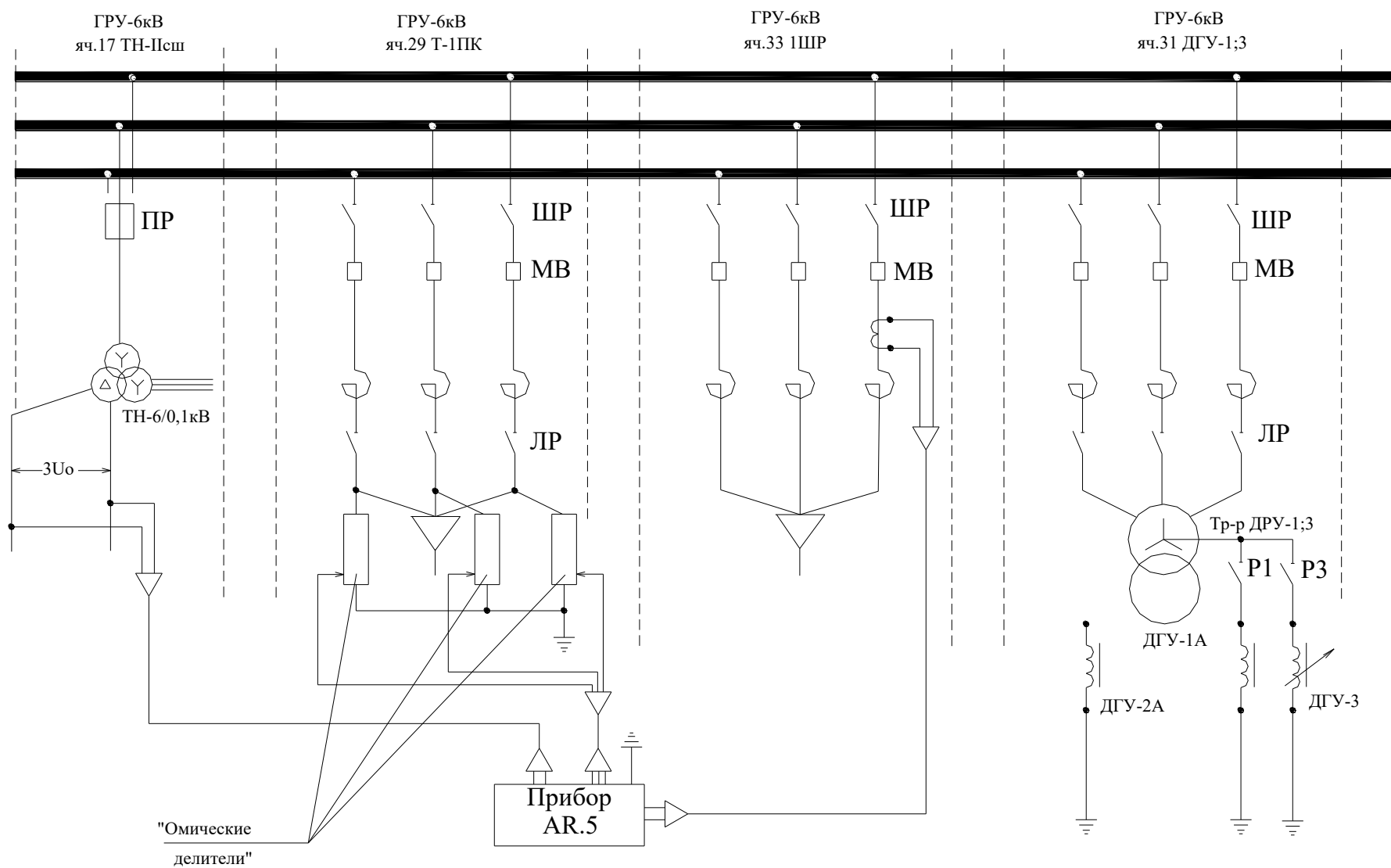


Рисунок 11 – Схема проведения замеров тока и напряжения в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ

Измеряемые величины подавались на входы портативного анализатора качества электроэнергии AR.5. «Портативные анализаторы качества электроэнергии AR.5 предназначены для измерения качественных и количественных показателей электроэнергии в однофазных и трехфазных сетях переменного тока. Прибор применяется при обследовании электросетей с целью определения показателей качества энергии и неисправностей электрооборудования. Период измерения: для быстрых процессов базовой программы, гармоник – $0,02 \dots 1$ с» [18]. Такая чувствительность принята ввиду записей параметров напряжений и токов нормального режима, хотя вначале предполагалось произвести измерения в режиме однофазного замыкания на землю.

Кривые перенапряжений, спектров гармоник тока и напряжения в фазах «А», «В», «С» сформированы по результатам эксперимента, который был проведен 1 декабря 2021 г. в яч.33 1ШР сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ при нормальном режиме работы и коммутациях электрооборудования. Запись спектров тока и напряжения в фазах «А», «В», «С» проводилась до 50 гармоник, фиксация перенапряжений производилась через каждые $2,875\%$ от $U_{ном}$.

На рисунке 12 приведены спектры гармоник напряжения и тока во всех фазах «А», «В», «С» нормального режима работы ГРУ 6 кВ ТЭЦ. На рисунке 13 приведены спектры гармоник напряжения и тока во всех фазах «А», «В», «С» при переводе генератора Г-4 на резервное возбуждение (резервный возбудитель – машина постоянного тока). На рисунке 14 приведены спектры гармоник напряжения и тока во всех фазах «А», «В», «С» после отключения линии Азот – 26 с синхронными двигателями с тиристорным возбуждением. На рисунке 15 приведены спектр гармоник напряжения и тока во всех фазах «А», «В», «С» при отключении ПЭН – 4. На рисунке 16 приведен результат измерения напряжения при отключении СК-18. На рисунке 17 приведен результат измерения напряжения при отключении линии Азот – 26. На рисунке 18 приведен результат измерения напряжения при отключении линии Азот – 35.

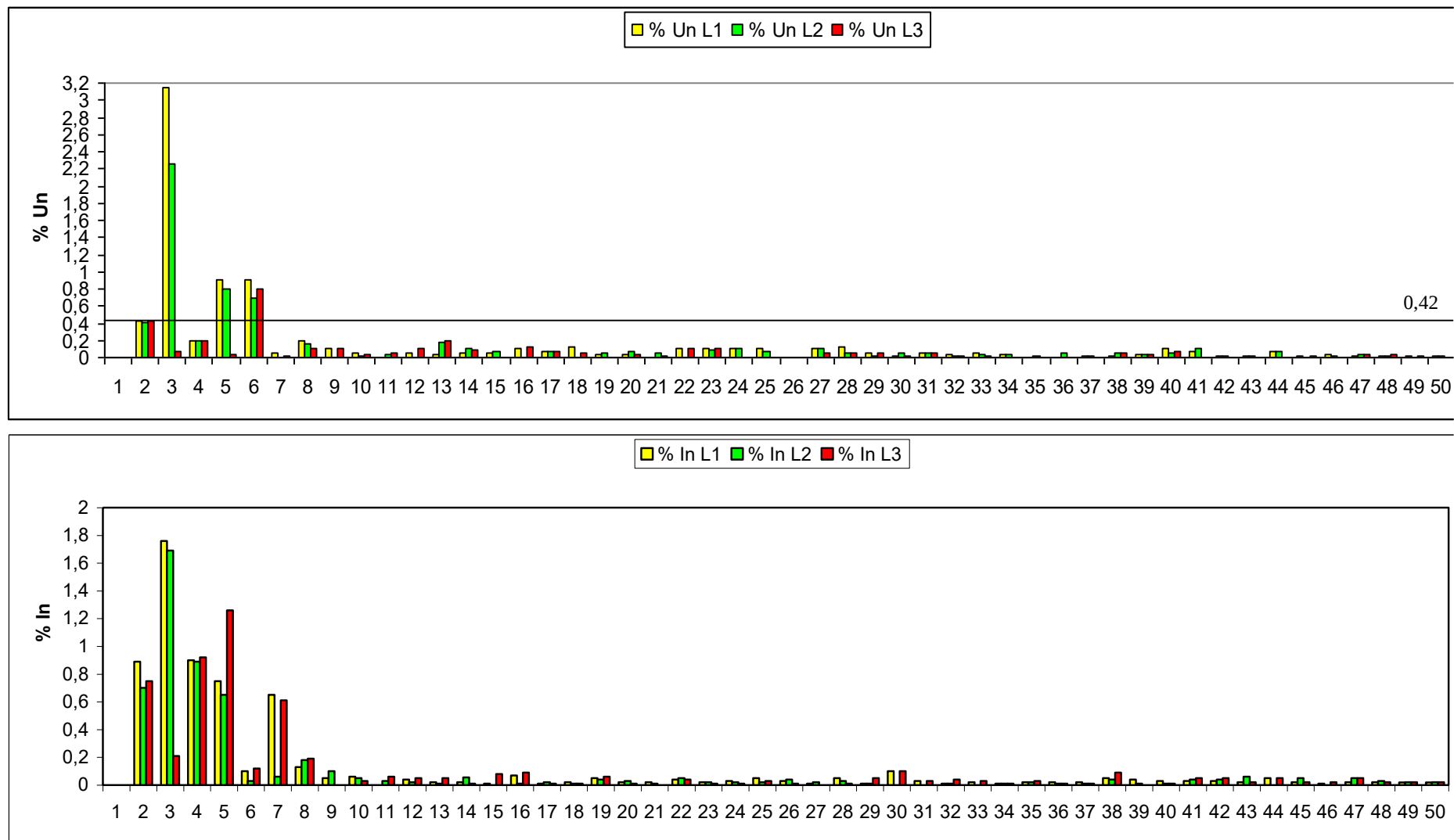


Рисунок 12 – Спектр гармоник напряжения и тока нормального режима работы

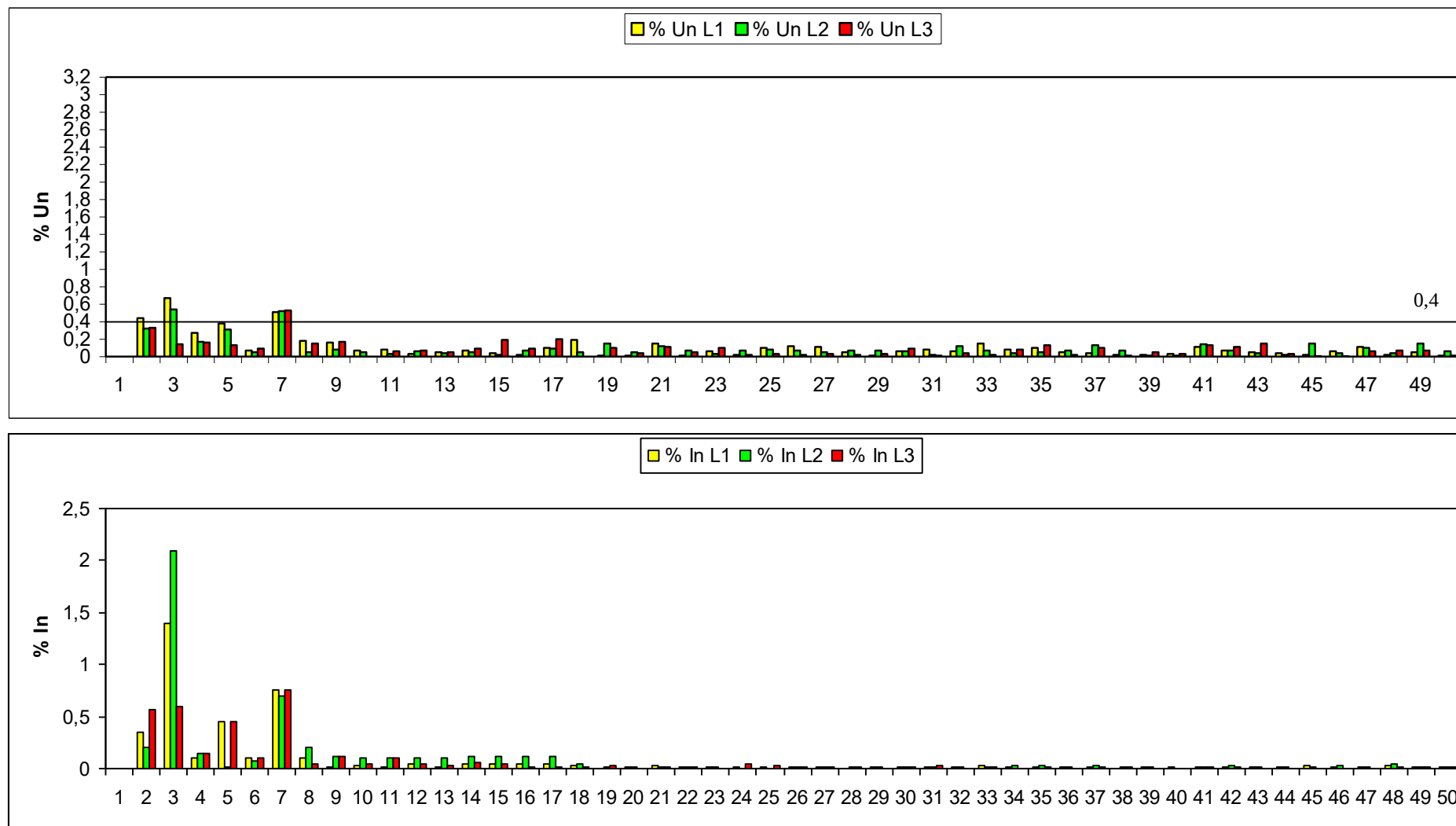


Рисунок 13 – Спектр гармоник напряжения и тока при переводе Г-4 на резервное возбуждение (резервный возбудитель – машина постоянного тока)

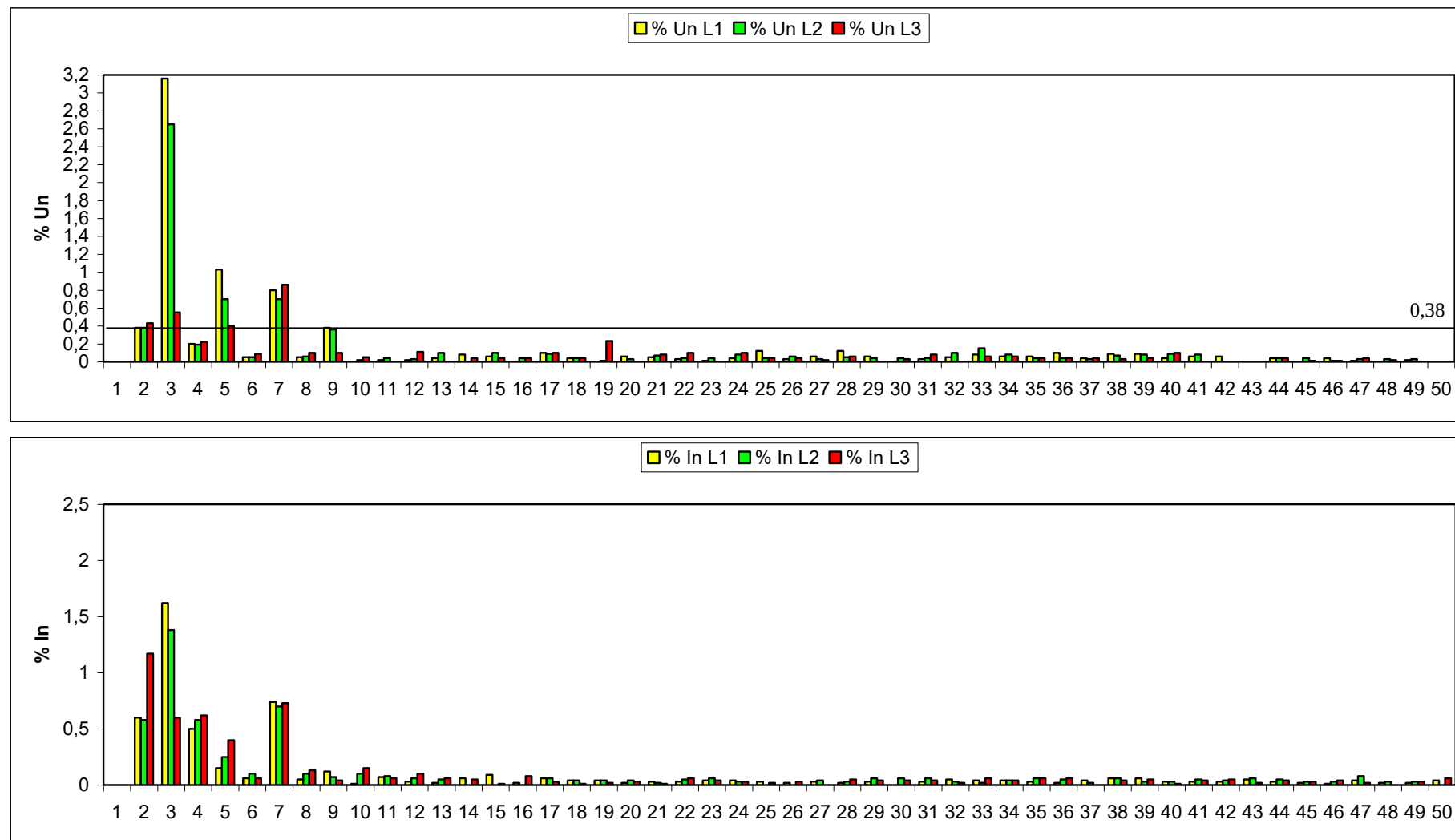


Рисунок 14 – Спектр гармоник напряжения и тока после отключения линии Азот – 26 с синхронными двигателями с тиристорным возбуждением

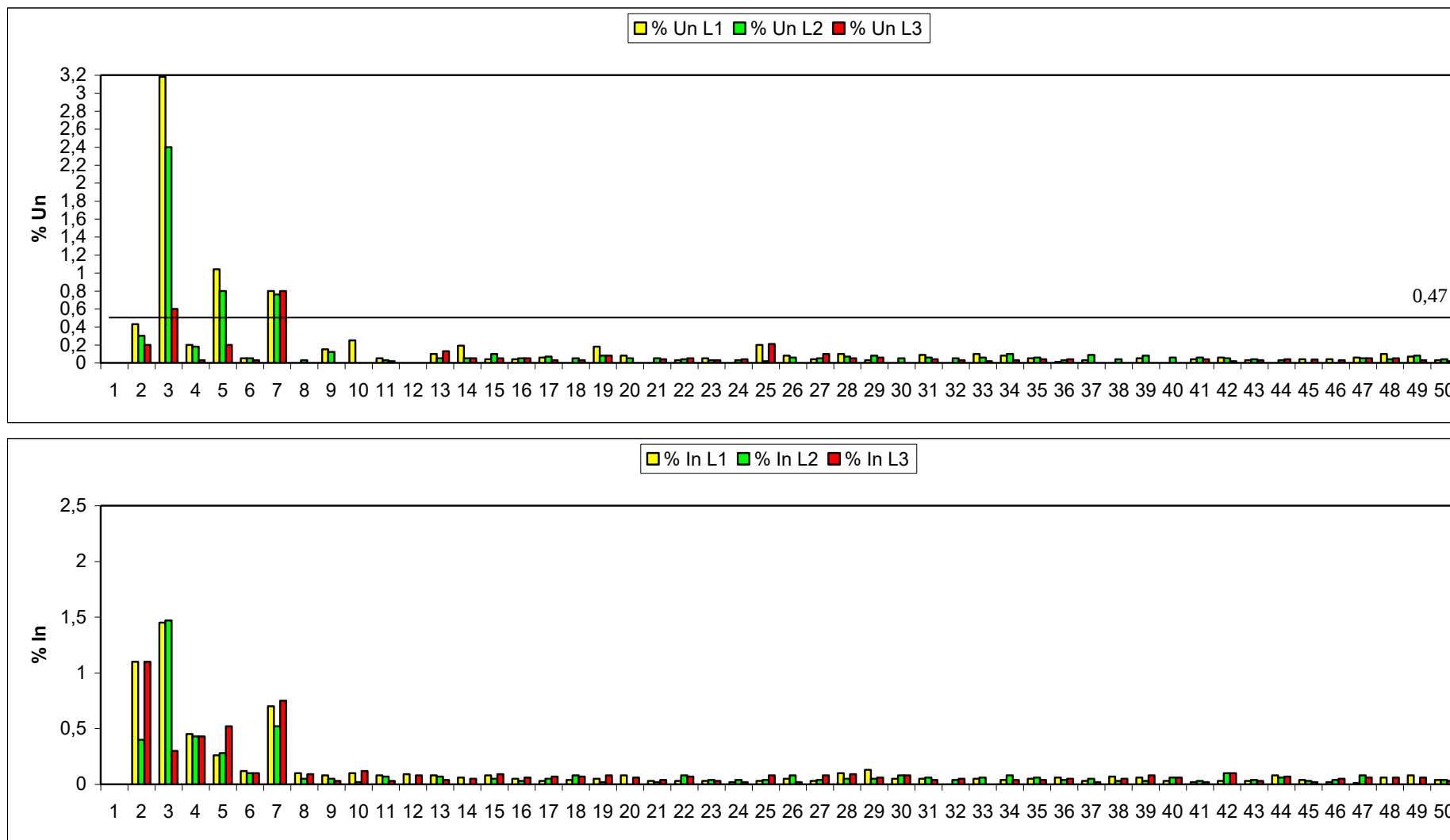


Рисунок 15 – Спектр гармоник напряжения и тока при отключении ПЭН – 4

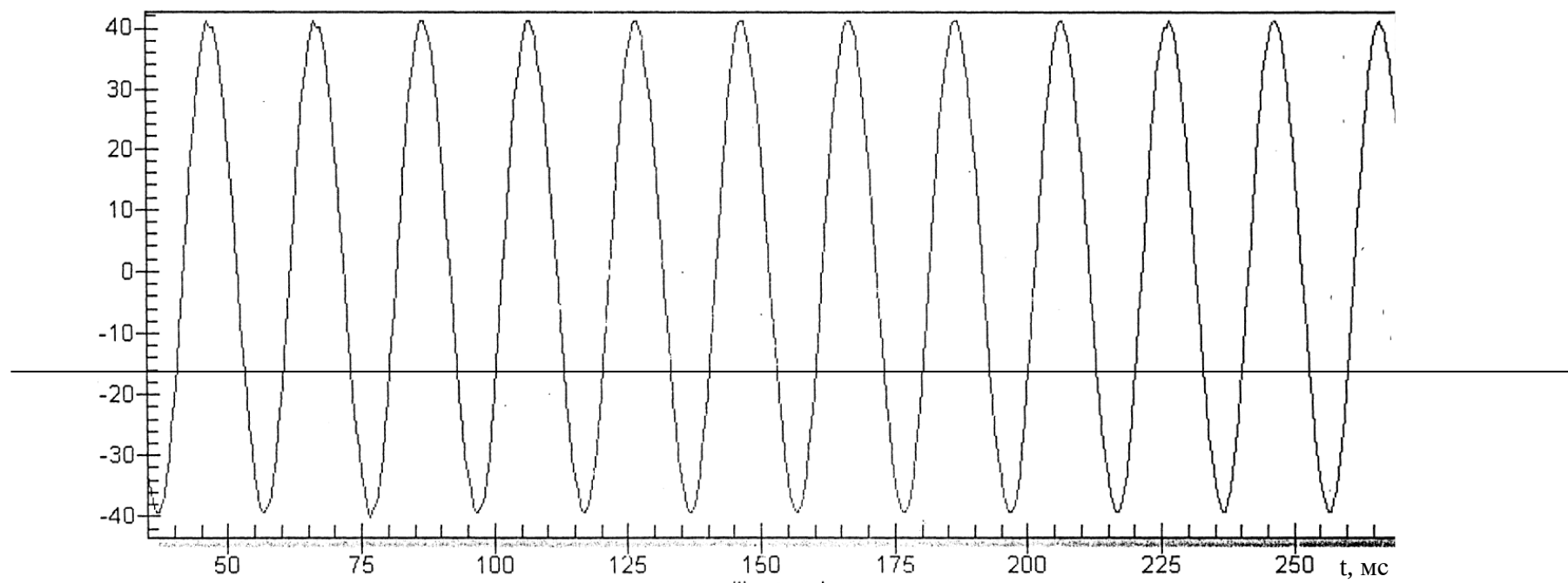


Рисунок 16 – Результат измерения напряжения при отключении СК-18

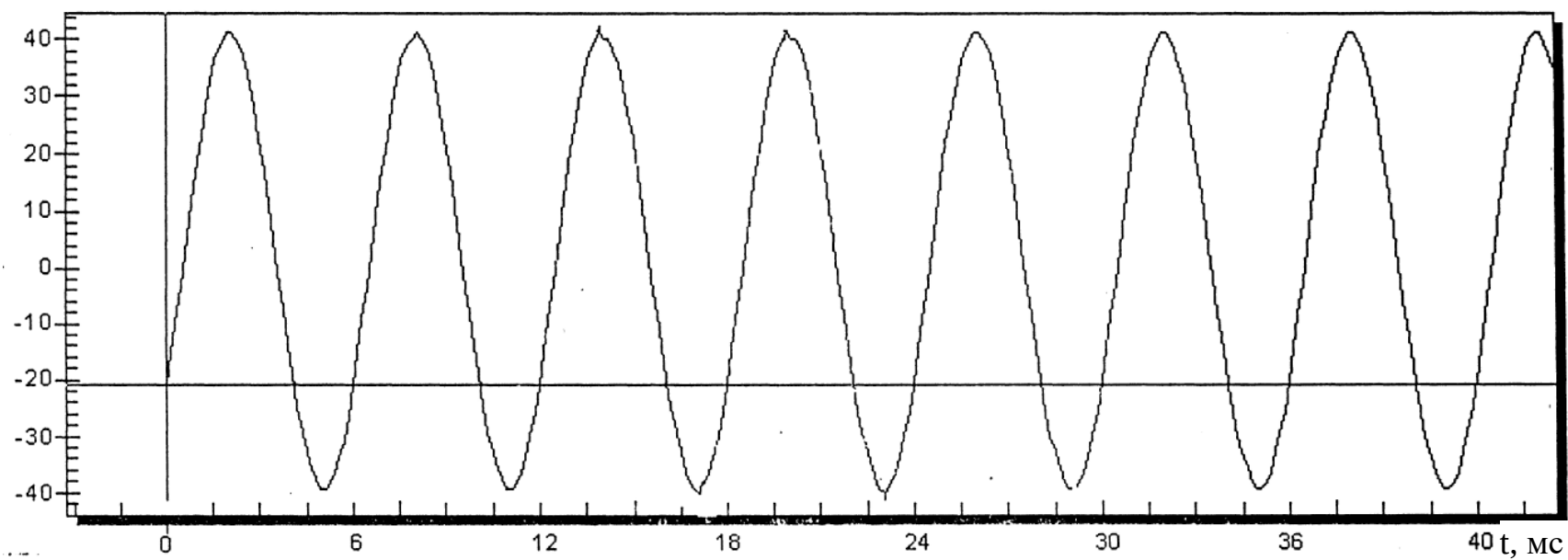


Рисунок 17 – Результат измерения напряжения при отключении линии Азот – 26

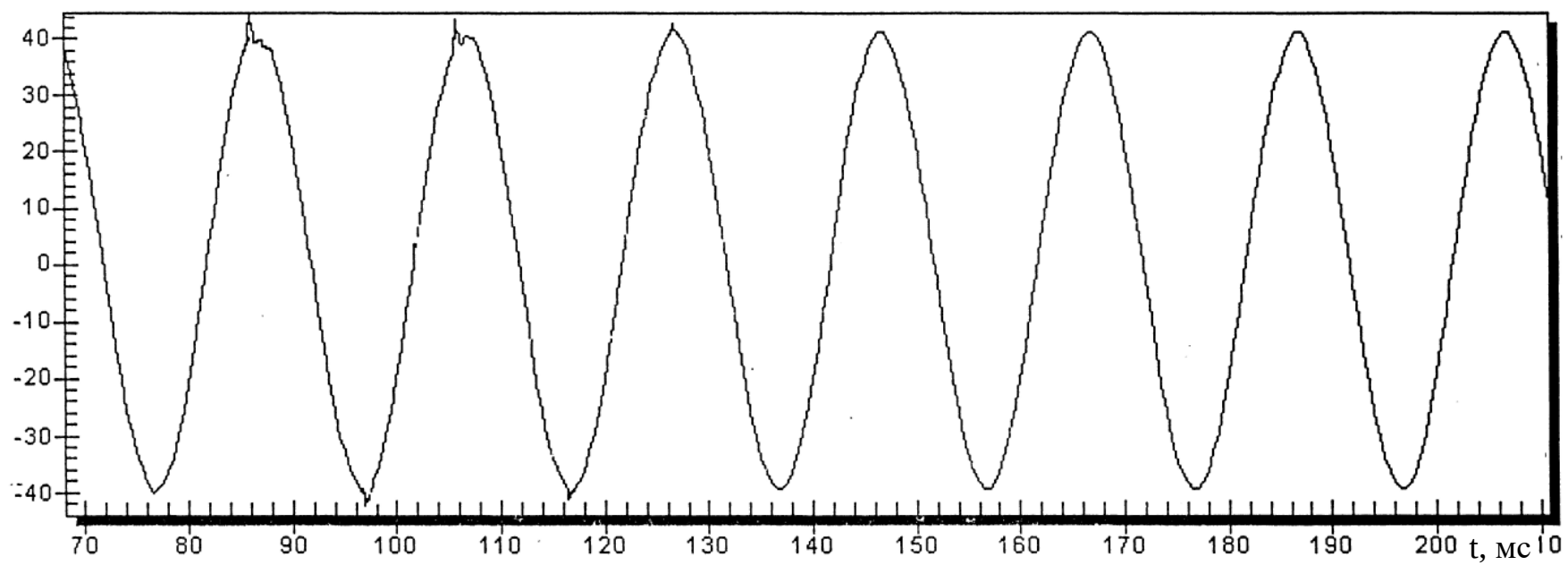


Рисунок 18 – Результат измерения напряжения при отключении линии Азот – 35

4.1.2 Обработка результатов эксперимента

При проведении эксперимента замеры токов и напряжений во всех фазах «А», «В» и «С» в нормальном режиме работы ГРУ 6 кВ ТЭЦ, при переводе генератора Г-4 на резервное возбуждение (резервный возбудитель – машина постоянного тока), после отключения линии Азот-25 и линии Азот-26 с синхронными двигателями с тиристорным возбуждением, отключении ПЭН – 4 значимых перенапряжений не зафиксировано.

Анализ измерений позволяет установить:

- частота кривой перенапряжений при дуговой коммутации составляет в контуре ГРУ от 386 до 433 Гц, а в контуре двигателя до 2350 Гц;
- суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения на шинах ГРУ 6 кВ находится в нормируемых пределах, установленных ГОСТ 32144-2013 [7], $K_U = 1,005-3,345\%$;
- наибольшее значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения $K_U = 3,345\%$ зафиксировано при отключении ПЭН – 4;
- при $K_U = 3,345$ наибольшие значения амплитуды гармоник фазных напряжений составляют: для третьей - $3,2\%U_{ном}$, пятой - $1\%U_{ном}$, шестой - $1\%U_{ном}$ и седьмой - $1\%U_{ном}$ и не превышают нормируемые значения, установленные ГОСТ 32144-2013 [7];
- при $K_U = 1,005$ наибольшие значения амплитуды гармоник фазных напряжений составляют: для третьей - $1,4\%U_{ном}$, для пятой – $0,4\%U_{ном}$, для седьмой - $1,4\%U_{ном}$, девятой - $1,3\%U_{ном}$, одиннадцатой - $0,9\%U_{ном}$, тринадцатой - $1,03\%U_{ном}$ и не превышают нормируемые значения, установленные ГОСТ 32144-2013 [7].

Данные значения спектра и уровни амплитуд гармоник обусловлены параметрами сети и системами возбуждения синхронных генераторов и мощных двигателей с тиристорными системами возбуждения сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ.

4.2 Разработка рекомендаций по рациональным режимам эксплуатации высоковольтных электродвигателей 6 кВ генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ

Выполненный анализ режимов заземления нейтрали сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ, а также выполненные расчеты, в результате которых были определены расчетные параметры контуров замыкания и собственных частот, определены величины перенапряжений в контурах со стороны питания и контурах двигателя при дуговом замыкании на землю в сети, а также проведенный эксперимент в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ, что максимальные перенапряжения в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ при достаточно большой результирующей индуктивности L не превышают $3,2-3,55U_{фм}$. Однако перенапряжения секционированной схемы (при конечном значении L) могут достигать до $3,98 U_{фм}$.

В сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ компенсация емкостного тока замыкания 180А при мощности заземляющих трансформаторов 560 кВА возможна лишь при включении обоих трансформаторов. При включении ДГК через один трансформатор возможна его перегрузка.

Катушка с подмагничиванием является источником высших гармоник тока в режиме однофазного замыкания. Рекомендуется замена дугогасящей катушки с подмагничиванием (ДГК-3) на катушку плунжерного типа (с подвижным сердечником) РЗДПОМ-300, т.к. катушка с подмагничиванием является источником высших гармоник тока в режиме однофазного замыкания. Для полной компенсации емкостных токов в сети 6 кВ ГРУ ТЭЦ рекомендована установка двухканальных автокомпенсаторов типов УАРК.2 и УАРК.201. Целесообразно использование действующих на сигнал селективных защит на непромышленных частотах [16]. При этом снижается вероятность резонансных перенапряжений и повышается надежность работы высоковольтных электродвигателей 6 кВ генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ.

Выводы по разделу 4. Выполнены экспериментальные замеры параметров тока и напряжения в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ. В соответствии с планом эксперимента электроанализатором AR.5 в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ произведены измерения фазных напряжений фаз «А», «В», «С», подаваемых через «омические» делители напряжения, тока фаз «А», «В», «С» в сети 6 кВ ГРУ 6 кВ яч.33 1ШР, а также спектры гармоник напряжения и тока во всех фазах «А», «В», «С».

Анализ измерений позволяет установить:

- частота кривой перенапряжений при дуговой коммутации составляет в контуре ГРУ от 386 до 433 Гц, а в контуре двигателя до 2350 Гц;
- суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения на шинах ГРУ 6 кВ находится в нормируемых пределах, установленных ГОСТ 32144-2013, $K_U = 1,005-3,345\%$;
- наибольшее значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения $K_U = 3,345\%$ зафиксировано при отключении ПЭН – 4;
- при $K_U = 3,345$ наибольшие значения амплитуды гармоник фазных напряжений составляют: для третьей - $3,2\%U_{ном}$, пятой - $1\%U_{ном}$, шестой - $1\%U_{ном}$ и седьмой - $1\%U_{ном}$ и не превышают нормируемые значения, установленные ГОСТ 32144-2013;
- при $K_U = 1,005$ наибольшие значения амплитуды гармоник фазных напряжений составляют: для третьей - $1,4\%U_{ном}$, для пятой – $0,4\%U_{ном}$, для седьмой - $1,4\%U_{ном}$, девятой - $1,3\%U_{ном}$, одиннадцатой - $0,9\%U_{ном}$, тринадцатой - $1,03\%U_{ном}$ и не превышают нормируемые значения, установленные ГОСТ 32144-2013.

Рекомендована замена дугогасящей катушки с подмагничиванием (ДГК-3) на катушку плунжерного типа (с подвижным сердечником) РЗДПОМ-300, т.к. катушка с подмагничиванием является источником высших гармоник тока в режиме однофазного замыкания.

Заключение

Выполненный анализ позволил установить с учетом специфики режима работы ТЭЦ, что, хотя электрические сети ГРУ 6 кВ кабельные и предусмотрено резервирование, но потребители зачастую не разрешают отключать поврежденное присоединения без выдержки времени. Поэтому существующий вариант заземления нейтрали в сетях ГРУ 6 кВ ТЭЦ не обеспечивает требуемой чувствительности.

Определены расчетные параметры ГРУ 6 кВ ТЭЦ. Выполнен расчет токов КЗ для схемы «Расчет токов КЗ ГРУ 6 кВ ТЭЦ» в соответствии с указаниями ГОСТ Р 52736-2007. Определены в расчетных точках схемы суммарный ток трехфазного КЗ, ток двухфазного КЗ, ударный ток КЗ и тепловой импульс тока. Для секции 1 ГРУ 6 кВ выполнен подробный расчет токов в ветвях схемы.

В сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ компенсация емкостного тока замыкания 180А при мощности заземляющих трансформаторов 560 кВА возможна лишь при включении обоих трансформаторов. При включении ДГК через один трансформатор возможна его перегрузка.

Максимальные перенапряжения в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ по результатам выполненных расчетов (как по расчетам для односекционной схемы, так и для секционированной схемы) при достаточно большой результирующей индуктивности L не превышают $3,2-3,55U_{фм}$. Однако перенапряжения секционированной схемы (при конечном значении L) могут достигать до $3,98 U_{фм}$.

Выполнены экспериментальные замеры параметров тока и напряжения в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ. Анализ измерений установил, что:

- частота кривой перенапряжений при дуговой коммутации составляет в контуре ГРУ от 386 до 433 Гц, а в контуре двигателя до 2350 Гц;
- суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения на шинах ГРУ 6 кВ находится в нормируемых пределах, установленных

ГОСТ 32144-2013, $K_U = 1,005-3,345\%$;

- наибольшее значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения $K_U = 3,345\%$ зафиксировано при отключении ПЭН – 4;

- при $K_U = 3,345$ наибольшие значения амплитуды гармоник фазных напряжений составляют: для третьей - $3,2\%U_{\text{НОМ}}$, пятой - $1\%U_{\text{НОМ}}$, шестой - $1\%U_{\text{НОМ}}$ и седьмой - $1\%U_{\text{НОМ}}$ и не превышают нормируемые значения, установленные ГОСТ 32144-2013;

- при $K_U = 1,005$ наибольшие значения амплитуды гармоник фазных напряжений составляют: для третьей - $1,4\%U_{\text{НОМ}}$, для пятой – $0,4\%U_{\text{НОМ}}$, для седьмой - $1,4\%U_{\text{НОМ}}$, девятой - $1,3\%U_{\text{НОМ}}$, одиннадцатой - $0,9\%U_{\text{НОМ}}$, тринадцатой - $1,03\%U_{\text{НОМ}}$ и не превышают нормируемые значения, установленные ГОСТ 32144-2013.

Установлено, что в сети ГРУ 6 кВ ТЭЦ компенсация емкостного тока замыкания 180 А при мощности заземляющих трансформаторов 560 кВА возможна лишь при включении обоих трансформаторов. При включении ДГК через один трансформатор возможна его перегрузка.

Катушка с подмагничиванием является источником высших гармоник тока в режиме однофазного замыкания. Рекомендована замена дугогасящей катушки с подмагничиванием (ДГК-3) на катушку плунжерного типа (с подвижным сердечником) РЗДПОМ-300, т.к. катушка с подмагничиванием является источником высших гармоник тока в режиме однофазного замыкания. Для полной компенсации емкостных токов в сети 6 кВ ГРУ ТЭЦ рекомендована установка двухканальных автокомпенсаторов типов УАРК.2 и УАРК.201. Целесообразно использование действующих на сигнал селективных защит на непроизводственных частотах. При этом снижается вероятность резонансных перенапряжений и повышается надежность работы высоковольтных электродвигателей 6 кВ генераторного распределительного устройства ГРУ 6 кВ ТЭЦ.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Борухман В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию// Энергетик, 2018, №1. С.20-22.
2. Вайнштейн Р.А., Головки С.И. Григорьев В.С. и др. Защита от замыканий на землю в компенсированных сетях // Электрические станции. 2008. №7. С. 26-30.
3. Вильгейм Р., Уотерс М. Заземление нейтрали в высоковольтных системах. М.: Издательский дом МЭИ, 2011. 319 с.
4. Герасимов Н.И., Айбязов С.Н. Анализ технического состояния и повреждений электросетевого комплекса АПК // Инновационная наука. 2017. №1-2. С. 30-34.
5. Гиндуллин Ф.А. Перенапряжения в сетях 6 – 35 кВ. М.: Энергоатомиздат, 2016. 284 с.
6. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. Стандартинформ, 1991.
7. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014.
8. ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Стандартинформ, 2007.
9. Дергилев М.П., Обабков М.К. Перенапряжения в сетях 6-10 кВ с двигательной нагрузкой при различных способах заземления нейтрали // Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтрали сетей 6-35 кВ : труды Всероссийской науч.-техн. Конференции. Новосибирск, 2018.

10. Дударев Л.Е., Зубков В.В. Комплексная защита от замыканий на землю // Электрические станции. 2018. №7. С. 59-61.
11. Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети : учебное пособие. СПб.: Изд-во Сибад, 2017. 182 с.
12. Евдокунин Г.А., Титенков С.С. Внутренние перенапряжения в сетях 6-35кВ. СПб: Изд-во «Терра», 2019. 218 с.
13. Козлов В.Н., Перво М.И. Дугогасящие реакторы в сетях среднего напряжения. Компенсация емкостных токов замыкания на землю // Новости Электротехники. 2012. №2 (74). URL.: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/74/08.php> (дата обращения 01.05.2022).
14. Кричко В., Миронов И. Особенности применения дугогасящих реакторов // Новости Электротехники. 2017. №1(63). URL.: <http://www.news.elteh.ru/arh/2017/63/07.php> (дата обращения 01.05.2022).
15. Кротенок В.В. Расчёт перенапряжений в распределительной сети при дуговых замыканиях на землю с различными режимами заземления нейтрали//Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. 2019. №1 (64). С.32-39.
16. Назаров В.В. Резистивное заземление нейтрали в сетях 6-35 кВ. Ретроспектива и будущее // Новости Электротехники. №2(86). 2014. URL.: <http://www.news.elteh.ru/arh/2014/86/03.php> (дата обращения 01.05.2022).
17. Опалева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения : Справочник: учебное пособие. М.: ИД «ФОРУМ», 2018.
18. Переносной электроанализатор AR.5 [Электронный ресурс]. URL.: <http://circutor.ru/analyzers/ar5/> (дата обращения 06.02.2022).
19. Переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, М.В. Пираторов; под ред. И.П. Крючкова. М.: Изд. дом МЭИ, 2017.
20. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание. Утв. приказом Минэнерго РФ от 8 июля 2002 г. N 204.

21. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6 - 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. СПб.: Издательство ПЭИПК, 1999.

22. Сивокобыленко В.Ф., Дергилев М.П. Повышение надежности работы электрических сетей с резистивно-заземленной нейтралью // Вестник Приазовского государственного университета. 2016. №15. С.20-24.

23. Силовые кабели: каталог ООО «Камский кабель» [Электронный ресурс]. URL.: <https://www.kamkabel.ru/production/catalog/> (дата обращения 21.01.2022).

24. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: ЭНАС, 2017. 392 с.

25. Федосенко Р.Я. Надёжность кабельных линий распределительных сетей напряжением 6 - 10 кВ. М.: Энергия, 2017. 73 с.

26. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года [Электронный ресурс]. URL.: http://www.energystrategy.ru/ab_ins/source/ES-2035_09_2015.pdf/ (дата обращения 21.01.2022).

27. ЕТАР : официальный сайт разработчика [Электронный ресурс]. URL.: <https://etap.com/> (дата обращения 10.05.2022).

28. Love D.J., Hashemi N. Considerations for Ground Fault Protection in Medium - Voltage Industrial and Cogeneration Systems // IEEE Transactions on Industry Applications. 2018. Vol. 24, Issue 4. P.586-592.

29. Pillai P., Pierce A., Bailey B., Douglas B., Mozina C., Normand C. Grounding and Ground Fault Protection of Multiple Generator Installations on Medium Voltage Industrial and Commercial Systems. Part 1: The Problem Defined // Record of the 2003 Annual Pulp and Paper Industry Technical Conf., SC, USA, 2003.

30. Pillai P., Pierce A., Bailey B., Douglas B., Mozina C., Normand C. Grounding and Ground Fault Protection of Multiple Generator Installations on Medium Voltage Industrial and Commercial Systems. Part 2: Grounding Methods //

Record of the 2003 Annual Pulp and Paper Industry Technical Conf., SC, USA, 2003.

31. Pillai P., Pierce A., Bailey B., Douglas B., Mozina C., Normand C. Grounding and Ground Fault Protection of Multiple Generator Installations on Medium Voltage Industrial and Commercial Systems. Part 3: Protections Methods // Record of the 2003 Annual Pulp and Paper Industry Technical Conf., SC, USA, 2003.

32. Pillai P., Pierce A., Bailey B., Douglas B., Mozina C., Normand C. Grounding and Ground Fault Protection of Multiple Generator Installations on Medium Voltage Industrial and Commercial Systems. Part 4: Conclusions and Bibliography // Record of the 2003 Annual Pulp and Paper Industry Technical Conf., SC, USA, 2003.

33. Slade P.G. Vacuuminterrapters: The new technology for switching and protecting distribution circuits//AIEE Transaction on industry applications. 2017. №6. vol.33. P1501-1511.