МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

621.3 №

ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

Методические указания
к курсовой работе для студентов IV курса
факультета энергетики
(бакалаврская подготовка по направлению
"Электроэнергетика")

НОВОСИБИРСК
2010

Содержание работы

1. Расчет допустимых уровней грозовых и коммутационных перенапряжений для изоляции электрооборудования в сетях среднего напряжения.
2. Расчет емкостных параметров сети и емкостных токов однофазного замыкания на землю (ОЗЗ).
3. Выбор оптимального способа заземления нейтрали сети. Расчет токов ОЗЗ и напряжения в нейтрали сети при выбранном способе заземления нейтрали.
4. Анализ кратностей неограниченных перенапряжений в режиме однофазного дугового замыкания на землю с учетом выбранного режима заземления нейтрали сети. Анализ уровней перенапряжений при ОДЗ с использованием аналитической методики при варьировании угла зажигания дуги в диапазоне $0\ldots\pi$. Формулировка требования к защитным аппаратам – нелинейным ограничителям перенапряжений (ОПН) по условию ограничения перенапряжений до требуемого уровня изоляции рассматриваемой сети.
5. Анализ кратностей неограниченных коммутационных перенапряжений в электрических сетях среднего напряжения различного назначения. Рекомендации по способам их ограничения.
   5.1. В сети генераторного напряжения:
   - расчет токов трехфазного короткого замыкания, отключаемых выключателями;
   - анализ коммутационной способности генераторных выключателей по аналитической методике;
   - при необходимости разработка рекомендаций по установке дополнительных конденсаторов или шунтирующих цепей.

   5.2. В сетях, содержащих высоковольтные электродвигатели:
   - расчет перенапряжений при отключении заторможенных двигателей по аналитической методике для заданного типа вакуумного выключателя;
   - оценка вероятности существования повторных зажиганий при отключении заторможенных двигателей;
   - при необходимости разработка рекомендаций по установке шунтирующих цепей

   5.3. В распределительных сетях:
   - расчет перенапряжений при отключении ненагруженного трансформатора по аналитической методике для заданного типа выключателей и варьировании длины и типа присоединений.

6. Определение вероятности возникновения в сети феррорезонансных процессов при заданном типе и количестве трансформаторов напряжения контроля изоляции.

7. Оценка кратностей грозовых перенапряжений на изоляции электрооборудования
8. Написание пояснительной записки к курсовой работе, отражающей все ее разделы и содержащей выводы по работе в целом.

Введение

Для эффективного снижения аварийности сетей 6…35 кВ необходим комплексный подход к выбору средств защиты от перенапряжений. Правильно выбранные средства защиты от перенапряжений при учете способа заземления нейтрали сети, видов электрооборудования и особенностей сети предотвращают повреждения изоляционных конструкций и электрооборудования, снижают износ коммутационной аппаратуры. Защита станций, подстанций и высоковольтного оборудования является задачей более сложной, чем защита от перенапряжений воздушных линий электропередачи. Это объясняется следующими факторами:

- внутренняя изоляция электрооборудования станций и подстанций относится к категории несамовосстанавливающейся;
- на станциях и подстанциях устанавливается более ответственное и дорогостоящее оборудование, чем на линиях;
- повреждение изоляции оборудования приводит не только к длительному перерыву в электроснабжении потребителей, но и дорогостоящему ремонту или замене самого поврежденного оборудования.

В последние десятилетия наметилась тенденция к замене физически и морально устаревшего оборудования на аппараты нового поколения. Это относится не только к защитным аппаратам, но также и к высоковольтным выключателям, трансформаторам напряжения и т.д. При выборе средств защиты от перенапряжений необходимо учитывать также возможность замены электрооборудования на более современное, которое может внести особенности в протекание электромагнитных переходных процессов при осуществлении коммутаций в сети и возникновении в ней аварийных режимах.

1. Классификация сетей средних классов напряжения по назначению

Все сети номинальным напряжением 6…35 кВ по назначению можно отнести к следующим основным группам:

- Сети генераторного напряжения,
- Сети, содержащие высоковольтные электродвигатели (сети собственных нужд электрических станций, сети горводоканала и т.п.),
- Распределительные сети с воздушными линиями (в основном, сельские),
- Городские, поселковые кабельные сети (без ВЛ),
- Распределительные воздушно-кабельные сети,
- Сети крупных промышленных предприятий (горнодобывающих, металлургических и т.п.),
- Сети, питающие передвижные подстанции и механизмы, торфяные разработки, шахты и т.п.

2. Классификация перенапряжений в сетях 6…35 кВ

Любая изоляционная конструкция, независимо от ее исполнения и класса напряжения, в эксплуатации подвергается длительному рабочему напряжению, кратковременным грозовым перенапряжениям микросекундного диапазона, более длительным перенапряжениям (коммутационным, дуговым и резонансным) миллисекундного или секундного диапазонов.

Кратковременные перенапряжения промышленной частоты возникают, например, при отключении нагрузки или при коротком замыкании на землю. Их продолжительность может находиться в пределах от 0,1 секунды до нескольких часов. Обычно их амплитуда не превышает линейного напряжения, так что они, как правило, не представляют угрозы для оборудования. Тем не менее, они являются критическим фактором для правильного выбора ОПН. Феррорезонанс в сети может также привести к очень высоким перенапряжениям, в основном, промышленной частоты. ОПН защищают изоляцию трансформатора от повреждений, вызванных такими явлениями. Однако, сами ОПН при этом будут перегружены и могут выйти из строя вследствие перегрева.

Коммутационные перенапряжения происходят во время переключений и представляют собой быстро затухающие колебания, при этом частота колебаний может достигать нескольких кГц с амплитудой до $3U_{\text{фm}}$. Крутые импульсы с более высокой амплитудой могут появиться при переключениях в сетях с большими индуктивными нагрузками. Здесь длительность фронта импульса перенапряжения находится в пределах от 0,1 до 10 мкс, а амплитуда может достигать $4U_{\text{фm}}$. Включение и отключение кабельных или воздушных ЛЭП может также вызывать перенапряжения. Так как их амплитуда обычно ниже $2{,}2U_{\text{фm}}$, то они не представляют опасности для сети. Однако, критические значения до $7U_{\text{фm}}$. появляются, если

выключатель работает слишком медленно, и возникает повторное зажигание дуги между его контактами.

К коммутационным перенапряжениям также можно отнести импульсные перенапряжения, вызванные начальным моментом замыканий на землю или между фазами. Если они происходят через малые промежутки времени (перемежающиеся или заплывающие замыкания на землю), то их частое повторяющееся воздействие может привести к разрушению ОПН из-за перегрева.

Грозовые перенапряжения возникают вследствие атмосферных разрядов. Прямой удар молнии вызывает перенапряжения с амплитудой до нескольких Мегавольт. Как правило, эти импульсы с относительно большой амплитудой не достигают оборудования, потому что изоляторы, установленные на ЛЭП, перекрываются дугой, обеспечивая тем самым естественную защиту от перенапряжений. В сети среднего напряжения амплитуда, остающаяся после такого перекрытия дугой изоляторов, может достигать значения до $10U_{\text{фm}}$. Удар молнии вблизи ЛЭП также вызывает перенапряжения в проводах. Эти наведенные (индуктированные) перенапряжения достигают амплитудных значений через несколько микросекунд и затем быстро затухают. При этом амплитудные значения в сетях среднего напряжения достигают $10U_{\text{фm}}$. Грозовые перенапряжения представляют самую большую угрозу для сетей среднего напряжения. Защита должна быть построена таким образом, чтобы ограничить перенапряжения до безопасных для электрооборудования величин. В то же время выход из строя ОПН, например, от перегрузки, должен вызывать минимум неизбежных при этом повреждений.

3. Электрическая прочность изоляции электрооборудования

Опасность тех или иных перенапряжений для изоляции определяется ее запасами электрической прочности.

В сетях средних классов напряжения изоляцию проверяют одноминутным испытательным напряжением промышленной частоты (данный вид испытаний отражает также характеристики изоляции при внутренних перенапряжениях с частотами, близкими к 50 Гц) и импульсными воздействиями (отражают характеристики изоляции при грозовых перенапряжениях и внутренних перенапряжениях с частотами в несколько десятков или сотен кГц).

Допустимое импульсное напряжение на изоляции при грозовых перенапряжениях определено из соотношения [10]:

$$U_{\text{доп г.п.}} = 1{,}1 \cdot (U_{\text{пв}} - U_{\text{ном}} / 2),$$

где

$U_{\text{пв}}$ – нормированное испытательное напряжение грозовых импульсов,

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети.

Допустимое напряжение на изоляции при воздействии внутренних перенапряжений определяется по формуле:

$$U_{\text{доп в.п.}} = K_{\text{и}} \cdot K_{\text{вн}} \cdot U_{\text{исп1мин}},$$

где

$K_{\text{и}}$ – коэффициент импульса при внутренних перенапряжениях для класса напряжения 6…35 кВ,

$K_{\text{вн}} = 0{,}9$ – коэффициент кумулятивности,

$U_{\text{исп 1мин}}$ – испытательное одноминутное напряжение промышленной частоты.

Трансформаторы и аппараты с нормальной изоляцией предназначены для работы в сетях, подвергающихся воздействию атмосферных перенапряжений, и расчетными для них являются атмосферные

перенапряжения. Для трансформаторов и аппаратов с облегченной изоляцией определяющими являются внутренние перенапряжения. В таблицах 3.1 и 3.2 приведены некоторые характеристики внутренней изоляции силовых трансформаторов и аппаратов напряжением 6…35 кВ.

Таблица 3.1

Характеристики внутренней изоляции трансформаторов

$U_{ном}$, кВ	Вид изоляции	$U_{нр}$, кВ	$U_{исп\ 1мин}$, кВ	$U_{ПВ}$, кВ
6	Нормальная	6,9	25	60
	Облегченная		16	–
10	Нормальная	11,5	35	80
	Облегченная		24	–
15	Нормальная	17,5	45	108
	Облегченная		37	–
20	Нормальная	24	55	130
	Облегченная		50	–
35	Нормальная	40,5	85	200

Таблица 3.2

Характеристики внутренней изоляции аппаратов

$U_{ном}$, кВ	Вид изоляции	$U_{нр}$, кВ	$U_{исп\ 1\ мин}$, кВ	$U_{ПВ}$, кВ
6	Нормальная	7,2	32	57
	Облегченная	6,4	16	–
10	Нормальная	12	42	75
	Облегченная	11,5	24	–
15	Нормальная	17,5	55	100
	Облегченная		37	–
20	Нормальная	24	65	120
	Облегченная		50	–
35	Нормальная	40,5	75	185

Наименее электрически прочной в сетях средних классов напряжения является статорная изоляция генератора в сетях генераторного напряжения и изоляция электродвигателей в сетях, содержащих высоковольтные электродвигатели. Изоляция высоковольтной электрической машины является одной из главных составных частей агрегата, как с точки зрения ее стоимости, так и обеспечения длительности службы при неблагоприятных условиях работы. Основной причиной повреждения изоляции электрической машины является совместное действие тепловых, механических и

электрических воздействий, а также влияние окружающей среды. Тепловое старение составляющих изоляции (смолы, бумага, ткани) сильно снижает ее электрическую прочность. Тепловое старение делает изоляцию уязвимой для механических воздействий. В силу указанных причин, в процессе эксплуатации прочность изоляции машины снижается. Через несколько лет после ввода машины в эксплуатацию ее электрическая прочность снижается примерно на 30-35 %.

Уровень прочности изоляции электрических машин при перенапряжениях характеризуется коэффициентом импульса $K_и=U_{имп}/U_{\sim}$, где $U_{имп}$ – импульсное пробивное (выдерживаемое) напряжение, $U_{\sim}$ – амплитудное значение 1-минутного испытательного напряжения промышленной частоты.

Изоляция электрических машин, в отличие от большинства высоковольтного электрооборудования, не испытывается повышенным импульсным напряжением. В связи с этим допустимые импульсные напряжения, имитирующие воздействие грозовых и внутренних перенапряжений, выбираются на основании испытательных напряжений промышленной частоты и принимаются равными $\sqrt{2}\cdot U_{исп}$, т.е. амплитудному значению испытательного одноминутного напряжения. Испытательные напряжения устанавливаются исходя из практики эксплуатации. Заводское испытательное напряжение для машин различных классов напряжения, в среднем равно $U_{исп}=2{,}3\cdot U_{ном}$. В эксплуатации коэффициент импульса снижается до 1,0 и даже ниже. Поэтому принимают $U_{исп}=(1{,}5\div 1{,}7)\cdot U_{ном}$. Таким образом, за характеристику электрической прочности изоляции электрических машин при перенапряжениях принимают величину $U=\sqrt{2}\cdot U_{исп}=\sqrt{2}\cdot(1{,}5\div 1{,}7)\cdot U_{ном}=(2{,}6\div 2{,}9)\cdot U_{фm}$.

При воздействии крутых импульсов перенапряжений наибольшей опасности подвергается витковая изоляция электрических машин. Согласно [6] зависимость выдерживаемых напряжений на статорной изоляции

двигателей от длины фронта воздействующих перенапряжений приведена на рис.3.1. Традиционные защитные аппараты (ОПН) ограничивают перенапряжения лишь на главной статорной изоляции (относительно корпуса машины), но практически не сказываются на витковых перенапряжениях. Поэтому для надежной эксплуатации изоляции электрической машины следует не допускать возникновения перенапряжений с крутыми фронтами. Это достигается мероприятиями, направленными на выбор такого электрооборудования, которое не позволяет развиваться коммутационным перенапряжениям высокой частоты (в частности, оснащение сети такими вакуумными выключателями, которые не дают повторных зажиганий или оснащение сети защитными шунтирующими цепочками).

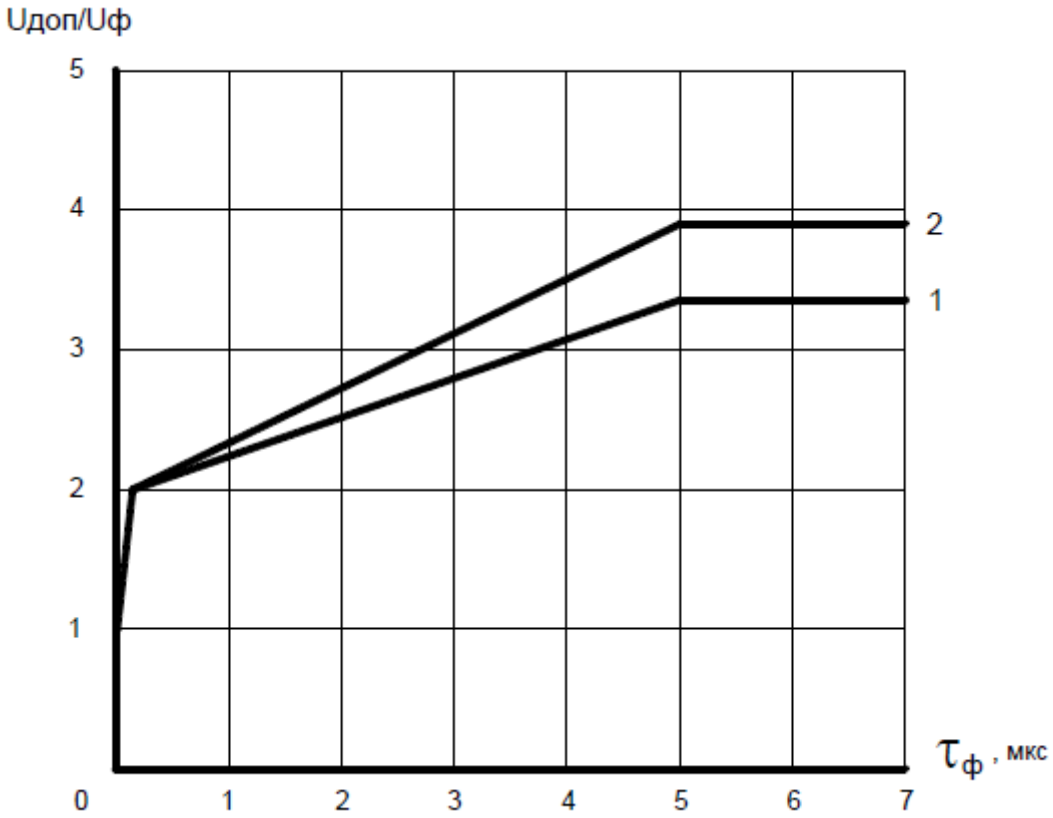


Рис. 3.1 Зависимость выдерживаемых изоляцией электродвигателей 6-10 кВ импульсных воздействий от длины фронта импульса
1 – для двигателей мощностью до 1 МВт;
2 – для двигателей мощностью более 1 МВт.

4. Выбор способа заземления нейтрали сетей 6…35 кВ

Согласно главы 1.2 Правил устройства электроустановок (ПУЭ): «Работа электрических сетей напряжением 6-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор» [3].

В отношении изолированной нейтрали и нейтрали, заземленной через дугогасящий реактор, определены значения емкостных токов сети, разграничивающие эти две системы. Соответствующих нормативных указаний на области применения резистивного заземления ПУЭ не содержат.

Так, согласно п.21.2.16 ПУЭ: Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах:

–в сетях напряжением 3-20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ - более 10 А;

–в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи:

–более 30 А при напряжении 3-6 кВ;

–более 20 А при напряжении 10 кВ;

–более 15 А при напряжении 15-20 кВ;

–в схемах генераторного напряжения 6-20 кВ блоков генератор-трансформатор – более 5А.

При токах замыкания на землю более 50 А рекомендуется применение не менее двух заземляющих реакторов.

В п.3.2.74, посвященном релейной защите блоков генераторного напряжения, указывается: *"На блоках с генераторами мощностью более 30 МВт, как правило, должна быть предусмотрена защита от замыканий на землю в цепи генераторного напряжения, охватывающего всю обмотку статора с выдержкой времени не более 0,5 с"*. Таким образом, при

применении быстродействующей защиты от замыканий на землю исчезла необходимость компенсации емкостных токов.

Режим изолированной нейтрали имеет одно неоспоримое преимущество – малый ток однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), что позволяет увеличить ресурс выключателей (поскольку однофазные замыкания достигают 90% от общего числа замыканий). К достоинствам сети с изолированной нейтралью часто относят возможность продолжения ее работы при однофазном замыкании, что якобы повышает надежность электроснабжения потребителей. Такое утверждение по меньшей мере архаично. Опыт показывает, что в большинстве случаев однофазные замыкания из-за присущих сети недостатков быстро (если не мгновенно) переходят в двух- и трехфазные, и поврежденная линия всё равно отключается.

При сохранении замыкания на землю у опор воздушных линий или у места падения провода возникают опасные напряжения прикосновения. Около половины тяжелых и смертельных электропоражений приходится на случаи, связанные с замыканиями на землю, а среди общего электротравматизма на первое место вышел электротравматизм в сетях среднего напряжения [4].

Однако режим изолированной нейтрали обладает множеством недостатков, к основным из которых относятся:

- феррорезонансные явления, вызываемые кратковременными ОЗЗ;
- дуговые перенапряжения, связанные с появлением перемежающейся дуги при ОЗЗ и приводящие к переходу однофазного замыкания в двух- и трехфазное;
- сложность построения селективных защит от ОЗЗ при изолированной нейтрали и их недостаточную работоспособность в сетях с различными режимами и конфигурацией.

Заземление через дугогасящий реактор позволяет снизить ток замыкания на землю до его погасания, то есть ликвидировать дуговые

перенапряжения. Это в свою очередь уменьшает число переходов ОЗЗ в двух- и трехфазные короткие замыкания. Снижение тока ОЗЗ улучшает условия электробезопасности в месте замыкания, хотя полностью не устраняет возможность электропоражения в сетях с воздушными линиями.

Недостатки заземления через дугогасящий реактор (ДГР):

- необходимость симметрирования сети до степени 0,75% фазного напряжения;
- сложность и высокая стоимость систем автоматической подстройки ДГР; невозможность широкой диапазонной настройки, необходимой для разветвленных городских сетей с часто изменяемой конфигурацией по отношению к питающей подстанции;
- практически полное отсутствие селективных защит от ОЗЗ для сети с заземлением нейтрали через ДГР.

Заземление нейтрали через резистор имеет достоинства, подтвержденные мировой практикой и опытом, накопленным в России:

- полное устранение феррорезонансных явлений;
- снижение уровня дуговых перенапряжений и устранение перехода ОЗЗ в двух- и трехфазные замыкания;
- возможность построения простых селективных защит от ОЗЗ.

К недостаткам резистивного заземления нейтрали следует отнести:

- увеличение тока замыкания на землю;
- появление на подстанции греющегося оборудования (резистора).

В зависимости от типа сети и требуемых параметров области эффективного применения различных режимов заземления нейтрали отражены в таблице [4].

Таблица 4.1

Рекомендуемые режимы заземления нейтрали сетей среднего напряжения

Тип электрической сети	Емкостный ток ниже границы, рекомендуемой ПУЭ		Емкостный ток выше границы, рекомендуемой ПУЭ	
	Длительная работа с замыканием на землю	Однофазное замыкание на землю селективно отключается релейной защитой	Длительная работа с замыканием на землю	Однофазное замыкание на землю селективно отключается релейной защитой
Сети генераторного напряжения	изолированная	-	ДГР	-
Сети, содержащие высоковольтные электро-двигатели	изолированная, резистор	резистор	ДГР	резистор
Распределительные сети с воздушными линиями	изолированная, резистор	резистор	резистор, ДГР	резистор
Городские, поселковые кабельные сети (без ВЛ)	изолированная, резистор	резистор	ДГР	резистор
Сети, питающие передвижные подстанции и механизмы, торфяные разработки, шахты и т.п.	-	резистор	-	резистор

5. Расчет емкостных параметров сети

5.1. Расчет емкостных параметров воздушных линий

В распределительной сети с воздушными линиями на одно- или двухцепных опорах эквивалентные емкости определяются по уравнениям Максвелла. Геометрия расположения проводов на опоре для двухцепной ВЛ приведена на рис.5.1.

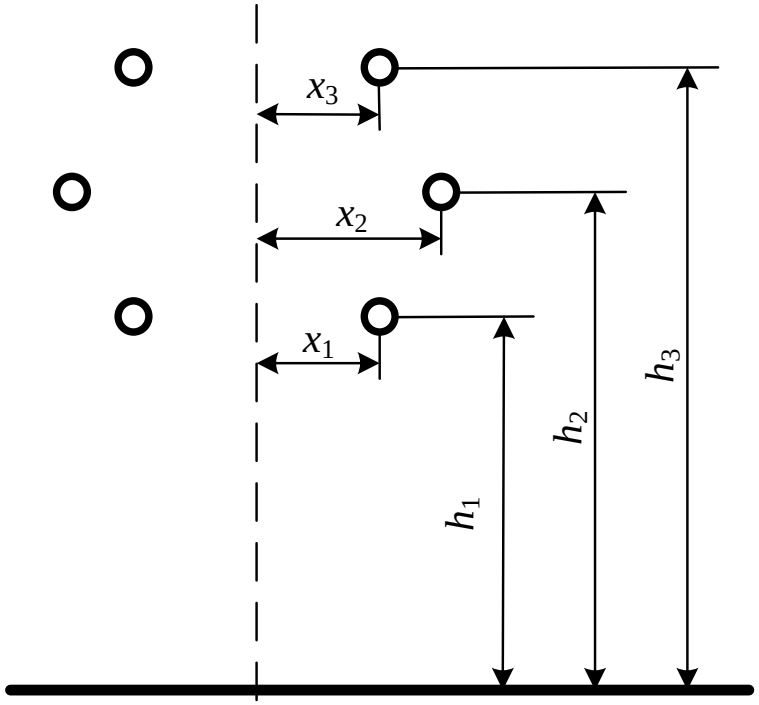


Рис.5.1. Схема расположения проводов на двухцепной опоре

Для *n*-проводной линии собственные и взаимные емкостные параметры ВЛ определяются из следующих выражений:

$$\mathbf{U} = \boldsymbol{\alpha}\cdot\mathbf{q}\,, \quad \boldsymbol{\beta} = \boldsymbol{\alpha}^{-1}\,,$$

где

U - вектор напряжений;

$\boldsymbol{\alpha}$ - квадратная матрица собственных α_{kk} и взаимных α_{km} потенциальных коэффициентов, определяемых по выражениям

$$\alpha_{kk} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\cdot N_{kk}\,, \quad \alpha_{km} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\cdot N_{km}\,, \quad N_{kk} = \ln\frac{2h_k}{r_{0k}}, \quad N_{km} = \ln\frac{D_{km}}{d_{km}},$$

где

r_{0k} - радиус одиночного провода,

h_k - высота подвески провода фазы k над землей,

d_{km} - расстояние между проводами соседних фаз,

D_{km} - расстояние между центрами провода фазы k и зеркального отображения провода фазы m;

β - квадратная матрица собственных β_{kk} и взаимных β_{km} коэффициентов электростатической индукции.

В случае одноцепной ВЛ емкости фаз рассчитываются как сумма элементов матрицы коэффициентов электростатической индукции по строке (или по столбцу), т.е.

$$C_{\text{ф}\,a} = \sum_{k=1}^{3}\beta_{1k} = \sum_{k=1}^{3}\beta_{k1},\ C_{\text{ф}\,b} = \sum_{k=1}^{3}\beta_{2k} = \sum_{k=1}^{3}\beta_{k2},\ C_{\text{ф}\,c} = \sum_{k=1}^{3}\beta_{3k} = \sum_{k=1}^{3}\beta_{k3}.$$

При расчете токов однофазного замыкания на землю необходимо учитывать несимметрию емкостей по фазам. При имеющейся несимметрии токи при замыкании на землю различных фаз будут отличаться между собой, поэтому при расчете надежности эксплуатации сети целесообразно рассматривать средние значения емкостей, т.е. $C_{\text{ф}} = \dfrac{C_{\text{ф}\,a} + C_{\text{ф}\,b} + C_{\text{ф}\,c}}{3}$.

Междуфазные емкости равны соответствующим коэффициентам электростатической индукции с противоположным знаком $C_{ab} = C_{ba} = -\beta_{12} = -\beta_{21}$, $C_{ac} = C_{ca} = -\beta_{13} = -\beta_{31}$, $C_{bc} = C_{cb} = -\beta_{23} = -\beta_{32}$, средние значения междуфазных емкостей соответственно равны $C_{\text{фф}} = \dfrac{C_{ab} + C_{bc} + C_{ca}}{3}$.

В случае двухцепной ВЛ с симметричным расположением цепей емкости фаз рассчитываются аналогично, с учетом того, что фазы с одинаковой геометрией имеют одинаковые емкости, т.е.

$$C_{\text{ф}\,a\,\text{I}} = C_{\text{ф}\,a\,\text{II}} = \sum_{k=1}^{6}\beta_{1k} = \sum_{k=1}^{6}\beta_{k1} = \sum_{k=1}^{6}\beta_{4k} = \sum_{k=1}^{6}\beta_{k4},$$

$$C_{\text{ф}\,b\,\text{I}} = C_{\text{ф}\,b\,\text{II}} = \sum_{k=1}^{6}\beta_{2k} = \sum_{k=1}^{6}\beta_{k2} = \sum_{k=1}^{6}\beta_{5k} = \sum_{k=1}^{6}\beta_{k5},$$

$$C_{\text{ф}\,c\,\text{I}} = C_{\text{ф}\,c\,\text{II}} = \sum_{k=1}^{6}\beta_{3k} = \sum_{k=1}^{6}\beta_{k3} = \sum_{k=1}^{6}\beta_{6k} = \sum_{k=1}^{6}\beta_{k6}\,.$$

Средние значения фазных емкостей каждой цепи равны

$$C_{\text{ф I}} = C_{\text{ф II}} = \frac{C_{\text{ф}\,a\,\text{I}} + C_{\text{ф}\,b\,\text{I}} + C_{\text{ф}\,c\,\text{I}}}{3} = \frac{C_{\text{ф}\,a\,\text{II}} + C_{\text{ф}\,b\,\text{II}} + C_{\text{ф}\,c\,\text{II}}}{3}\,.$$

Междуфазные емкости двухцепной ВЛ рассчитываются аналогично, межцепные емкости – по следующей формуле:

$$C_{\text{ф I-II}} = -\frac{\beta_{14} + \beta_{15} + \beta_{16} + \beta_{24} + \beta_{25} + \beta_{26} + \beta_{34} + \beta_{35} + \beta_{36}}{9}\,.$$

Токи ОЗЗ зависят от режима эксплуатации цепей ВЛ – совместной или раздельной. При совместной эксплуатации цепей $C_{\text{ф}} = C_{\text{ф I}} + C_{\text{ф II}}$, при раздельной эксплуатации цепей $C_{\text{ф}} = C_{\text{ф I}} + \dfrac{C_{\text{ф II}} \cdot C_{\text{ф I–II}}}{C_{\text{ф II}} + C_{\text{ф I–II}}}$.

5.2. Расчет емкостных параметров кабельных линий

В настоящее время в сетях собственных нужд электрических станций (номинальным напряжением 6 кВ), а также в распределительных сетях среднего напряжения (10-35 кВ) на смену кабелям с бумажной пропитанной изоляцией (КБПИ) приходят кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (КСПЭ).

Основным конструктивным отличием КБПИ от КСПЭ является то, что КБПИ выполнены в трехжильном исполнении с максимальным сечением токопроводящей жилы до 240 мм^2, а КПИ для повышения пропускной способности, технологичности их изготовления и экономичности представляют собой одножильную конструкцию с максимальным сечением жилы до 1000-1200 мм^2.

Эскизы конструкции КБПИ и КСПЭ среднего напряжения приведены на рис.5.2 и 5.3.

Структурно конструкция КСПЭ выполнена следующим образом. Поверх многопроволочной медной или алюминиевой жилы накладываются эмиссионный и электропроводящий слои из химически сшитого полимера и изоляция из сшитого полиэтилена, толщина которой зависит от сечения токопроводящей жилы и номинального напряжения кабеля. Далее накладываются электропроводящий слой по СПЭ-изоляции, разделительная лента и экран из медных круглых или плоских проволок и спирально наложенной поверх них медной ленты. При этом СПЭ-изоляция и электропроводящие слои накладываются одновременно в процессе тройной экструзии, после чего происходит одновременная вулканизация (сшивка) всех трех слоев, что обеспечивает отсутствие газовых включений в изоляции и на границе с электропроводящими слоями. Сечение экрана выбирается по условию протекания токов короткого замыкания и может быть увеличено по отношению к базовой конструкции. Поверх экрана накладываются разделительный слой и полиэтиленовая защитная оболочка (либо усиленная полиэтиленовая оболочка с продольными ребрами жесткости) или оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести. Для обеспечения продольной герметизации в кабелях с индексом "г" взамен полупроводящей ленты может использоваться водонабухающая полупроводящая лента, а взамен разделительного слоя – слой из водонабухающей ленты, который при контакте с водой разбухает и формирует продольный барьер, предотвращая распространение влаги при повреждении наружной оболочки. Кабели с индексом «2г» помимо продольной герметизации экрана, имеют оболочку из алюмополимерной ленты, сваренной с полимерной оболочкой. Такая конструкция создает эффективный диффузионный барьер, препятствующий проникновению паров воды, а наружная оболочка из полиэтилена служит в качестве механической защиты.

КСПЭ напряжением 6(10)-35 кВ изготавливаются с сечением токопроводящих алюминиевых (или медных) жил от 50 до 1200 мм^2 и имеют следующие конструктивные параметры для некоторых сечений жил,

приведенных в табл.5.1 и 5.2. В таблицах в качестве примера приведены конструктивные параметры для кабелей, выполненных из медных (ПвП) и алюминиевых жил (АПвП) со СПЭ-изоляцией и защитной оболочки из полиэтилена (завод изготовитель АББ Москабель).

Емкость канала жила-экран КСПЭ определяется из выражения:

$$C = \frac{2\pi\varepsilon\varepsilon_0}{\ln\frac{R}{r}},$$

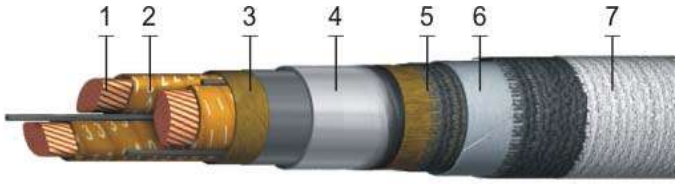
где

ε = 2,5 – относительная диэлектрическая проницаемость изоляции из СПЭ,

$\varepsilon_0 = 8{,}85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – абсолютная диэлектрическая проницаемость,

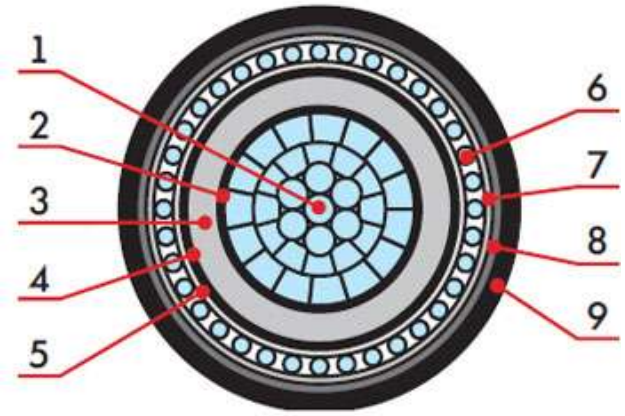
$r = r_ж + \Delta_1$ – радиус токопроводящей жилы с учетом полупроводящего слоя по жиле,

$R = r_ж + \Delta_1 + \Delta_2$ – радиус конструкции кабеля по СПЭ-изоляции (до полупроводящего слоя по изоляции).



1 – токопроводящие жилы
2 – бумажная пропитанная изоляция
3 – поясная изоляция
4 – металлическая оболочка
5 – подушка под броню
6 – стальная броня
7 – наружный защитный покров

Рис. 5.2 Кабель с бумажной пропитанной изоляцией среднего напряжения



1 - Круглая многопроволочная уплотненная жила (алюминиевая или медная)
2 - Экструдированный полупроводящий слой из сшитого полиэтилена (толщиной Δ_1)
3 - Изоляция из сшитого полиэтилена (толщиной Δ_2)
4 - Экструдированный полупроводящий слой из сшитого полиэтилена (толщиной Δ_3)
5 - Слой водо-блокирующей ленты (толщиной Δ_4)
6 - Экран из медных проволок, поверх которых наложена медная лента (толщиной Δ_5)
7 - Разделительный слой из водоблокирующей ленты (толщиной Δ_6)
8 - Алюмополимерная лента(толщиной Δ_7)
9 - Оболочка из полиэтилена или из ПВХ (толщиной Δ_8)

Рис.5.3 Конструкции КСПЭ среднего напряжения

Таблица 5.1

Конструктивные параметры КСПЭ напряжением 6(10) кВ

Параметр	Сечение жилы, мм^2									
	95	120	185	240	300	400	500	630	800	1000
$S_{экр}$, мм^2	16	16	25	25	25	35	35	35	35	35
Δ_1, мм	0,5 – 0,8									
Δ_2, мм	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Δ_3 , мм	0,5 – 0,8									
Δ_5, мм	определяется сечением экрана									
Δ_6, мм										
Δ_8, мм	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,7	2,7	2,9
$D_{каб}$, мм	30,8	32,3	35,4	37,6	39,9	42,9	45,9	49,8	54	58,2
Примечание: $S_{экр}$ – сечение экрана, $D_{каб}$ – внешний диаметр кабеля										

Таблица 5.2

Конструктивные параметры КСПЭ напряжением 35 кВ

Параметр	Сечение жилы, мм^2									
	95	120	185	240	300	400	500	630	800	1000
$S_{экр}$, мм^2	16	16	25	25	25	35	35	35	35	35
Δ_1, мм	0,5 – 0,8									
Δ_2, мм	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Δ_3, мм	0,5 – 0,8									
Δ_5, мм	определяется сечением экрана									
Δ_6, мм										
Δ_8, мм	2,5	2,5	2,5	2,5	2,7	2,7	2,9	2,9	2,9	2,9
$D_{каб}$, мм	41,6	43,1	46,7	49,3	51,6	55,0	58,0	61,4	65,6	69,4
Примечание: $S_{экр}$ – сечение экрана, $D_{каб}$ – внешний диаметр кабеля										

Для КБПИ емкостные параметры приведены в табл.5.3.

Таблица 5.3

Расчетные емкости жила-оболочка ($C_ф$) и жила-жила ($C_{фф}$)

для трехжильных кабелей с поясной изоляцией и секторными жилами, мкФ/км [1]

Параметр	Сечение жилы, мм^2					
	70	95	120	150	185	240
$C_ф$	0,16	0,19	0,21	0,24	0,26	0,29
$C_{фф}$	0,0432	0,0513	0,0567	0,0648	0,0702	0,0783

5.3. Расчет емкостных параметров экранированных токопроводов

Эскиз пофазно-экранированного токопровода изображен на рис.5.4. Погонная емкость на землю токопровода, имеющего концентрическую конструкцию, определяется из выражения:

$$C_{пог} = \frac{2\pi\varepsilon_r\varepsilon_0}{\ln\frac{r_2}{r_1}},$$

где r_1 - внешний радиус жилы, r_2 - внутренний радиус экрана.

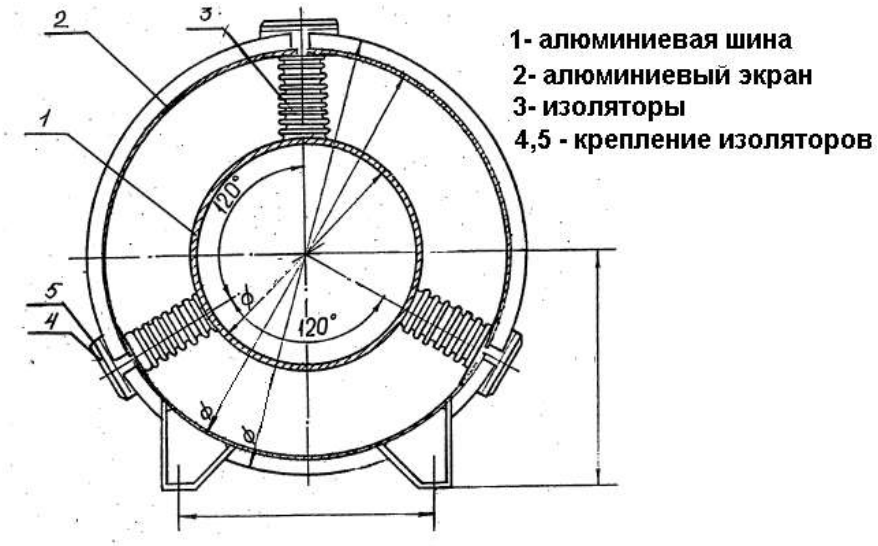


Рис.5.4. Эскиз пофазно-экранированного токопровода

5.4. Расчет входных емкостей генераторов, трансформаторов и двигателей

Входные емкости генераторов в большей степени определяются геометрическими размерами агрегата. Для генераторов различных типоисполнений и классов напряжения емкости приведены в табл.5.4.

Таблица 5.4

Входные емкости генераторов различных энергоблоков

$U_{ном}$, кВ	Тип блока	$C_ф$, мкФ	$P_{бл}$, МВт
10,5	ГЭС	0,2…0,4	20…40
15,75	ГЭС	1…1,5	100…700
20	ТЭС АЭС	0,2…0,4	300…500
24	ТЭС АЭС	0,2…0,4	800…1200

При отсутствии данных непосредственных измерений емкостей для силовых трансформаторов можно воспользоваться обобщенными эмпирическими формулами, не претендующими на высокую точность, так как емкостные параметры трансформатора естественно зависят от его

конструкции и габаритов. В случае если обмотка НН соединена в треугольник, а обмотка ВН – в звезду с заземленной нейтралью, входная емкость со стороны обмотки ВН может быть определена как:

$$C_{\text{Т}} = C_{\text{ВН}} + \frac{C_{\text{ВН–НН}} \cdot C_{\text{НН}}}{C_{\text{ВН–НН}} + C_{\text{НН}}},$$

где

$C_{\text{ВН}}$ - емкость обмотки высокого напряжения на землю,

$C_{\text{ВН–НН}}$ - емкость между обмотками низкого и высокого напряжения,

$C_{\text{НН}}$ - емкость обмотки низкого напряжения на землю.

Согласно эмпирическим формулам [5]:

$$C_{\text{ВН}} = 0{,}07\frac{S^{0.35}}{U_{\text{ВН}}^{0.175}} \text{ нФ}, \tag{5.1}$$

$$C_{\text{НН–ВН}} = \frac{\sqrt{S}}{U_{\text{ВН}}} \text{ нФ}, \tag{5.2}$$

$$C_{\text{НН}} = 1{,}3\frac{\sqrt{S}}{U_{\text{НН}} + 13 + 0{,}2\sqrt{S}} \text{ нФ}. \tag{5.3}$$

В выражениях (5.1) – (5.3) мощность следует подставлять в кВА, напряжение – в кВ.

Входная емкость двигателей по различным источникам определяется по разным эмпирическим формулам. Так, в [11] приводится следующее выражение для явнополюсных двигателей:

$$C_{\text{ф дв}} = \frac{40S_{\text{ном}}^{3/4} \cdot 10^{-6}}{3(U_{\text{ном}} + 3600)\sqrt[3]{n_{\text{ном}}}},$$

где $S_{\text{ном}}$ в кВА, $U_{\text{ном}}$ в В, $n_{\text{ном}}$ в об/мин, $C_{\text{ф дв}}$ в Ф.

При отсутствии экспериментальных данных междуфазную емкость двигателя можно принимать равной $C_{\text{фф дв}}=0{,}1C_{\text{ф дв}}$

6. Расчет токов ОЗЗ в сети и рекомендации по способу заземления нейтрали

Токи однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) определяются суммарной емкостью оборудования сети и режимом заземления нейтрали. При изолированной нейтрали сети емкостные токи ОЗЗ определяются следующим образом:

$$I_{\text{ОЗЗ}} = 3\omega \cdot C_{\text{ф}} \cdot U_{\text{ф}}.$$

При необходимости компенсации емкостного тока замыкания на землю с помощью ДГР $I_{\text{ОЗЗ}} = 3\omega \cdot C_{\text{ф}} \cdot U_{\text{ф}}(1 - K_L)$, при резистивном заземлении – $I_{\text{ОЗЗ}} = 3\omega \cdot C_{\text{ф}} \cdot U_{\text{ф}} \cdot \sqrt{1 + K_R^2}$,

где $K_L = \dfrac{1}{3 \cdot \omega^2 \cdot C_{\text{ф}} \cdot L_N}$, $K_R = \dfrac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_{\text{ф}} \cdot R_N}$.

При наличии в сети двухцепных ВЛ и заземлении нейтрали сети через ДГР индуктивностью L_N (индуктивности всех ДГР, установленных в нейтралях трансформаторов, принимаются одинаковыми) величины токов замыкания зависят от режима эксплуатации цепей ВЛ. При совместной эксплуатации цепей (МШВ включен) коэффициент компенсации ёмкостного тока замыкания на землю определяется по формуле как: $K_L = \dfrac{1}{3 \cdot \omega^2 \cdot L_N \cdot C_{\text{фI}}} = \dfrac{1}{3 \cdot \omega^2 \cdot L_N \cdot C_{\text{фII}}}$, а ток ОЗЗ равен $I_{\text{ОЗЗ}} = 3\omega \cdot (C_{\text{фI}} + C_{\text{фII}}) \cdot U_{\text{ф}} \cdot (1 - K_L)$.

При раздельной эксплуатации цепей и замыкании в первой цепи ток ОЗЗ определится по формуле:

$$I_{\text{ОЗЗI}} = 3\omega \cdot U_{\text{ф}} \cdot \left(C_{\text{ф I}} \cdot (1 - K_L) + \frac{C_{\text{ф I–II}} \cdot C_{\text{ф II}} \cdot (1 - K_L)}{C_{\text{ф I–II}} + C_{\text{ф II}} \cdot (1 - K_L)} \right).$$

При раздельной эксплуатации цепей и замыкании на второй цепи –

$$I_{\text{ОЗЗII}} = 3\omega \cdot U_{\text{ф}} \cdot \left(C_{\text{ф II}} \cdot (1 - K_L) + \frac{C_{\text{ф I–II}} \cdot C_{\text{ф I}} \cdot (1 - K_L)}{C_{\text{ф I–II}} + C_{\text{ф I}} \cdot (1 - K_L)} \right).$$

Аналогично, при заземлении нейтралей трансформаторов через резистор сопротивлением R_N $K_R = \frac{1}{3\omega \cdot C_{\text{ф I}} R_N} = \frac{1}{3\omega \cdot C_{\text{ф II}} \cdot R_N}$. Ток ОЗЗ при совместной эксплуатации цепей равен $I_{\text{ОЗЗ}} = 3\omega \cdot (C_{\text{ф I}} + C_{\text{ф II}}) \cdot U_{\text{ф}} \cdot \sqrt{1 + K_R^2}$.

При раздельной эксплуатации цепей и замыкании в первой цепи ток ОЗЗ определится по формуле:

$$I_{\text{ОЗЗI}} = 3\omega \cdot U_{\text{ф}} \cdot \left(C_{\text{ф I}} \cdot \sqrt{1 + K_R^2} + \frac{C_{\text{ф I–II}} \cdot C_{\text{ф II}} \cdot \sqrt{1 + K_R^2}}{C_{\text{ф I–II}} + C_{\text{ф II}} \cdot \sqrt{1 + K_R^2}} \right).$$

При раздельной эксплуатации цепей и замыкании на второй цепи –

$$I_{\text{ОЗЗII}} = 3\omega \cdot U_{\text{ф}} \cdot \left(C_{\text{ф II}} \cdot \sqrt{1 + K_R^2} + \frac{C_{\text{ф I–II}} \cdot C_{\text{ф I}} \cdot \sqrt{1 + K_R^2}}{C_{\text{ф I–II}} + C_{\text{ф I}} \cdot \sqrt{1 + K_R^2}} \right).$$

По результатам расчета токов ОЗЗ делается заключение о необходимости заземления нейтрали сети через ДГР или резистор.

При выборе типа дугогасящего реактора необходимо воспользоваться справочными данными, в которых приводятся, как правило, не индуктивности, а диапазон компенсируемых токов. Для реакторов со ступенчатым регулированием приводятся индуктивные токи реактора по отпайкам. При этом коэффициент компенсации на соответствующей отпайке находится как отношение индуктивного тока к емкостному току сети. Некоторые паспортные данные для реакторов со ступенчатым регулированием приведены в табл.6.1.

В новом издании Правил технической эксплуатации (ПТЭ) [13] требования к настройке дугогасящих реакторов ужесточены, т.е. разрешается работа с перекомпенсацией не более 5%. Это связано с тем, что в настоящее время освоен выпуск плавнорегулируемых (плунжерных и с подмагничиванием) дугогасящих реакторов. Перед энергопредприятиями сегодня встал вопрос – как быть со старыми ступенчатыми реакторами. Учитывая их малый износ по сравнению с силовыми трансформаторами, было разработано техническое решение, которое заключается в подключении

параллельно ступенчатому дугогасящему реактору плавнорегулируемого реактора малой мощности [14]. Ступенчатый реактор работает при этом на какой-то конкретной отпайке, а плавнорегулируемый реактор отслеживает все текущие изменения емкостного тока.

Некоторые паспортные данные для плавно-регулируемых реакторов приведены в табл.6.2.

Таблица 6.1

Характеристики дугогасящих реакторов со ступенчатым регулированием

Тип реактора	Номинальное напряжение реактора, кВ	Предельные токи реактора, А
РЗДСОМ-115/6	6	25-21,87-18,75-15,62-12,5
РЗДСОМ-230/6		50-43,75-37,5-31,25-25
РЗДСОМ-460/6		100-87,5-75-62,5-50
РЗДСОМ-920/6		200-175-150-125-100
РЗДСОМ-190/10	10	25-21,88-18,75-15,6-12,5
РЗДСОМ-380/10		50-43,75-37,5-31,25-25
РЗДСОМ-760/10		100-87,5-75-62,5-50
РЗДСОМ-1520/10		200-175-150-125-100
РЗДСОМ-115/15,75	15,75	10,00-8,75-7,5-6,25-5,0
РЗДСОМ-310/35	35	12,5-10,94-9,4-7,8-6,25
РЗДСОМ-620/35		9-18,8-15,6-12,5
РЗДСОМ-1240/35		50-43,75-37,5-31,25-25

Таблица 6.2

Характеристики плавно-регулируемых дугогасящих реакторов

Тип реактора	Номинальное напряжение реактора, кВ	Диапазон плавного регулирования токов, А
ZTC-50	6	3-30
ZTC-250		9-87
ASR 1,0		24-243
ASR 1,6		44-439
ZTC-50	10	2-17
ZTC-250		5-52
ASR 1,0		15-145
ASR 1,6		26-263
ASR 1,0	35	5-50
ASR 1,6		8-80
ASR 2,0		10-10
ASR 2,6		12-124

Выбор сопротивления резистора в нейтрали сети производится из условия полной компенсации емкостного тока активным, т.е. при K_R = 1. В этом случае, как будет показано в главе 7, наиболее вероятно отсутствие повторных зажиганий дуги в режиме однофазного дугового замыкания на землю и, как следствие, отсутствие высоких кратностей перенапряжений на изоляции электрооборудования здоровых фаз.

Методические указания

Провести аналитический расчет емкостных токов ОЗЗ и сформулировать требования к режиму заземления нейтрали рассматриваемой сети. В случае необходимости заземления нейтрали через ДГР или резистор, рассчитать значения коэффициентов компенсации и параметров оборудования, устанавливаемого в нейтрали сети, а также токов замыкания с учетом принятого режима заземления нейтрали.

7. Оценка кратностей перенапряжений при ОДЗ

Характер процессов, сопровождающих ОДЗ, зависит от способа заземления нейтрали сети. В случае, если уровень перенапряжений, возникающих в процессе ОДЗ, превышает уровень, допустимый для электрооборудования сети, следует предусмотреть установку в сети ОПН.

Оценка кратностей перенапряжений, возникающих на здоровых фазах (*B* и *C*) при зажигании дуги на фазе *A* может быть произведена по простейшей инженерной формуле:

$$U_{\max} = 2u_{\text{вын}}(0) - u_0,$$

где $u_{\text{вын}}(0)$ – вынужденная составляющая в момент зажигания дуги в послекоммутационном режиме, т.е. при горящей дуге, u_0 – напряжение на рассматриваемой фазе в момент до зажигания дуги.

При записи э.д.с. фазы *A* в виде $e_A(t) = U_m \cos(\omega t + \psi)$ имеем в режиме устойчивого замыкания вынужденные значение напряжения на нейтрали и здоровых фазах

$$u_{\text{вын}.N}(0) = -U_m \cos(\omega t_{\text{заж}} + \psi),$$

$$u_{\text{вын}.B}(0) = e_B(0) + u_{\text{вын}.N}(0) = U_m \cos(\omega t_{\text{заж}} + \psi - 2\pi/3) - U_m \cos(\omega t_{\text{заж}} + \psi),$$

$$u_{\text{вын}.C}(0) = e_C(0) + u_{\text{вын}.N}(0) = U_m \cos(\omega t_{\text{заж}} + \psi + 2\pi/3) - U_m \cos(\omega t_{\text{заж}} + \psi).$$

Начальные напряжения при первичном зажигании дуги зависят лишь от момента этого зажигания, определяемого углом зажигания ψ:

$$u_{B0}^{(1)} = U_m \cos(\psi - 2\pi/3), \quad u_{C0}^{(1)} = U_m \cos(\psi + 2\pi/3).$$

Начальные напряжения при вторичном зажигании дуги зависят от смещения нейтрали к моменту этого зажигания:

$$u_{B0}^{(2)} = U_m \cos(\omega t_{\text{заж}}^{(2)} + \psi - 2\pi/3) + u_N^{1\text{пог}}, \quad u_{C0}^{(2)} = U_m \cos(\omega t_{\text{заж}}^{(2)} + \psi + 2\pi/3) + u_N^{1\text{пог}}.$$

Напряжение на нейтрали после первого погасания дуги определится как:

$$u_N^{1\text{пог}} = \frac{U_{\max B}^{1\text{пог}} + U_{\max C}^{1\text{пог}}}{3}.$$

Так, например, если угол первичного зажигания дуги ψ=0, то $u_{\text{вын N}}(0) = -U_m$, $u_{\text{вын }B}(0) = u_{\text{вын }C}(0) = -1{,}5\,U_m$, $u_{B0} = u_{C0} = -0{,}5\,U_m$ и $U^{(1)}_{B\max} = U^{(1)}_{C\max} = -2{,}5\,U_m$.

Следовательно, напряжение на нейтрали после первого погасания дуги определится как $u_N^{1\text{пог}} = -\frac{5}{3}U_m$. В случае изолированной нейтрали и вторичном зажигании дуги через половину периода промышленной частоты ($\omega t^{(2)}_{\text{заж}} = \pi$) $U^{(2)}_{B\max} = U^{(2)}_{C\max} = 4{,}17\,U_m$. Следовательно, высокий уровень перенапряжений при вторичном зажигании дуги определяется смещением нейтрали к этому моменту времени. Поэтому наиболее рациональным способом обеспечения надежной эксплуатации изоляции при ОДЗ является применение таких мер, при которых напряжение на нейтрали к моменту повторного зажигания дуги по возможности было бы наименьшим. Для этой цели в нейтрали могут быть включены либо ДГР, либо резистор.

При установке в нейтрали резистора емкость сети после погасания дуги разряжается через сопротивление резистора в нейтрали. При выборе резистора из условия KR=1 происходит полная разрядка емкостей здоровых фаз после первого зажигания дуги через сопротивление резистора. При этом напряжения на всех фазах и в нейтрали после повторного зажигания будут такими же, как и после первого. При этом вероятность повторного зажигания дуги существенно снижается, и как следствие, снижаются перенапряжения на здоровых фазах сети.

При установке ДГР напряжение на нейтрали изменяется в колебательном режиме с частотой $f = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{\text{ДГР}}\,3C_{\text{э}}}}$. Если в сети с изолированной повторные пробои могут происходить каждый полупериод (на положительной и отрицательной полуволне), а уровень перенапряжений достигать в реальных схемах $3{,}2U_{\text{фm}}$, то в сети с ДГР повторные пробои

возникают примерно раз в 10 периодов, а уровень перенапряжений снижается до (2,2…2,4)$U_{\text{фm}}$.

Выбор характеристик защитных аппаратов (ОПН) в конкретной сети напрямую зависит от способа заземления нейтрали. Суммарная поглощенная энергия при ограничении перенапряжения при ОДЗ максимальна при изолированной нейтрали. Каждые полпериода промышленной частоты через ОПН протекают импульсы тока порядка 50…500 А. Если защита в сети работает на сигнал, то режим ОДЗ может существовать сколь угодно долго, вплоть до его ликвидации. При этом ОПН будет подвергаться повышенным токовым, и как следствие, энергетическим воздействиям. Для предотвращения выхода из строя самого защитного аппарата необходимо предъявить требования к его удельной энергоемкости. Энергия, выделяемая в процессе ограничения перенапряжения при ОДЗ должна соответствовать классу энергоемкости выбранного аппарата.

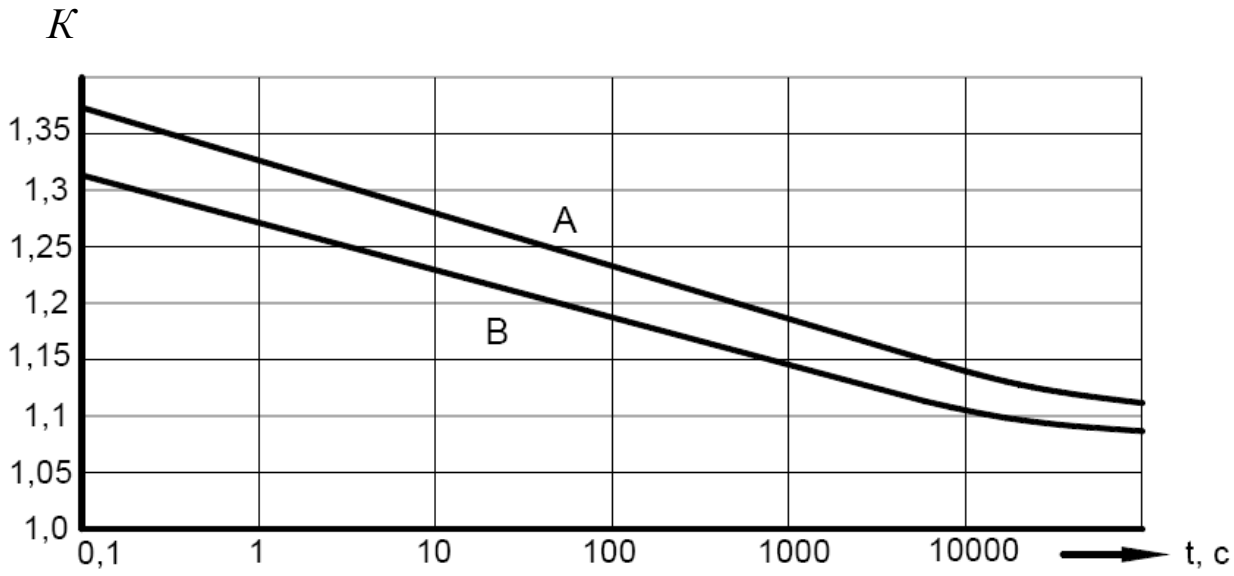
Суммарная поглощенная ОПН энергия при дуговых замыканиях в сети с компенсацией токов ОЗЗ и правильной настройке ДГР будет на два порядка меньше, чем в сети с изолированной нейтралью. Это означает, что в сети с ДГР можно применять ОПН с более глубоким уровнем ограничения перенапряжений (наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением). Компенсация емкостного тока также "спасает" ограничители перенапряжений от воздействия феррорезонансных процессов.

В сети с резистивным заземлением нейтрали установка ОПН для ограничения перенапряжения при ОДЗ, как правило, не требуется. В этом случае характеристики защитных аппаратов выбираются исходя из других видов перенапряжений (в частности, ограничения перенапряжений при грозовых воздействиях).

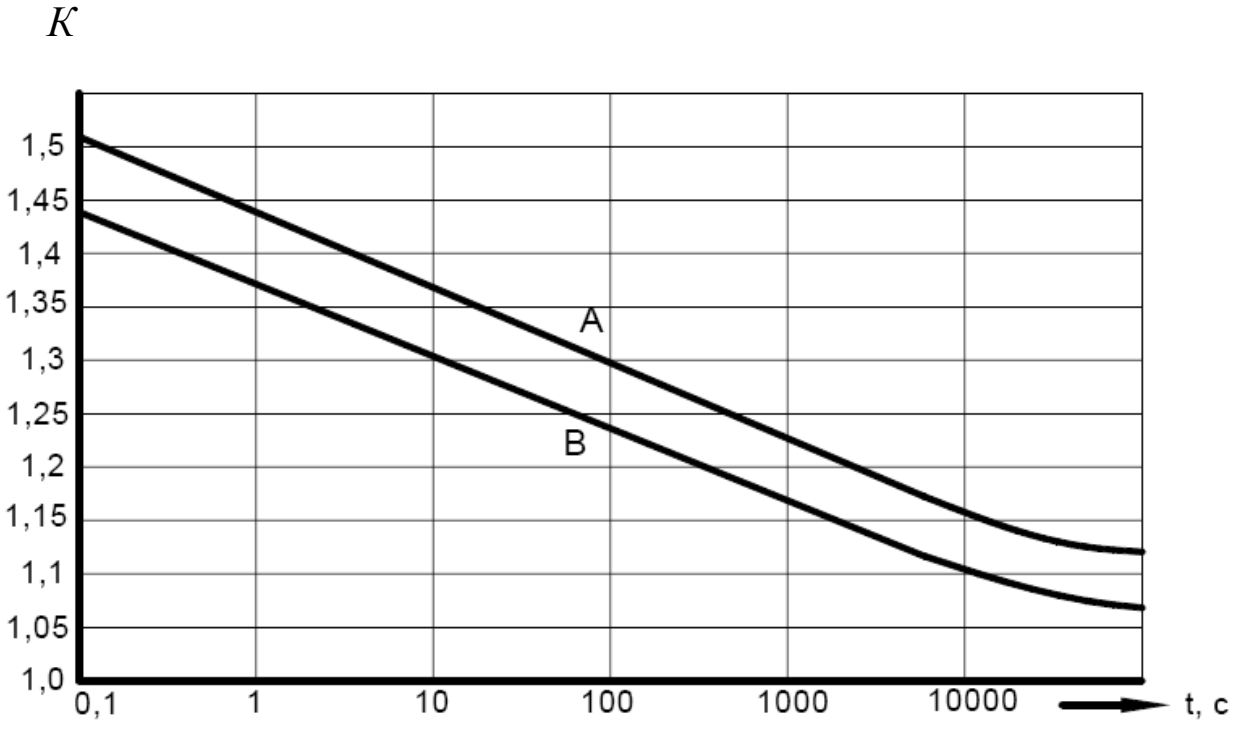
Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций, линий и электрических машин, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения.

Первым, и наиболее важным, шагом для ограничителей является выбор напряжения ОПН с учетом времени его воздействия. Для этого необходимо иметь максимальную информацию о сети (об объекте), где будет работать защитный аппарат. Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительное допустимое рабочее напряжение на аппарате. В Российской Федерации и большинстве стран СНГ оно оговорено директивными документами в рамках соответствующих правил и требований (ПТЭ, ПУЭ, РУ). По этим требованиям напряжение на подстанциях в нормальном режиме не должно быть более чем $1{,}2U_{ном}$ в сетях 3-20 кВ и $1{,}15U_{ном}$ – на подстанциях 35 кВ. В подавляющем большинстве случаев в сетях генераторного напряжения $U_{нр}$ на 10% превосходит номинальное напряжение, то есть $U_{нр} = 1{,}1 \cdot U_{ном}$.

Для определения расчетной величины рабочего напряжения ограничителей до 35 кВ включительно, необходимо знать величину максимального допустимого рабочего напряжения $U_{нр}$ и зависимости выдерживаемых ОПН напряжений от времени их приложения. Характеристика "напряжение-время" для ОПН производства "АВВ УЭТМ" типа POLIM приведены на рис.7.1. Если режим существования ОДЗ ограничен временем срабатывания релейной защиты, то по характеристике "напряжение-время" для ОПН выбирается коэффициент $K = U/U_{нр}$ для соответствующего времени. Таким образом, за расчетную величину длительно допустимого на ограничителе напряжения принимается величина $U_{нр.расч.} = K \cdot U_{нр}$. По выбранному расчетному значению наибольшего длительно допустимого напряжения выбираются вольт-амперные характеристики ограничителя, которые заносятся в программу расчета.



а)



б)

Рис.7.1. Характеристики "напряжение – время"
для ОПН POLIM-I (а) и POLIM-S (б).
А – ОПН в исходном состоянии при температуре
окружающего воздуха +45°С.
В – ОПН при предварительном нагружении удельной поглощаемой
энергией и температуре окружающего воздуха +45°С.

Рассеиваемая в процессе ограничения перенапряжений энергия в долях наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения принято называть удельной энергией, т.е. $w_{\text{уд.расч.}} = \frac{W}{U_{\text{нр}}}$. Если удельная энергия превосходит энергию ограничителя согласно классу энергоемкости $w_{\text{уд.доп.}}$, существует вероятность выхода защитного аппарата из строя.

Методические указания к расчету перенапряжений при ОДЗ

Провести аналитическую оценку кратностей перенапряжений на здоровых фазах при повторных зажиганиях дуги на фазе "А" в случае изолированной нейтрали.

При выбранном в п.6. курсового проекта режиме заземления нейтрали рассчитать кратности неограниченных перенапряжений на фазах и в нейтрали при повторных зажиганиях дуги (при отсутствии ОПН). Определить расчетное значение наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН. По осциллограммам процессов определить токовые воздействия на выбранный из табл.7.1 и 7.2 ОПН при ОДЗ. Сравнить полученные кратности ограниченных перенапряжений на изоляции электрооборудования с допустимыми (п. 3 курсового проекта). Сравнить выделенную в ОПН расчетную удельную энергию с энергоемкостью выбранного аппарата. Сделать вывод о возможности применения ОПН с заданными характеристиками. Расчеты провести по программа *Duga*. По результатам расчета заполнить табл.7.3. и 7.4. В пояснительной записке к курсовому проекту привести также осциллограммы кратностей неограниченных и ограниченных перенапряжений и токов в ОПН.

Таблица 7.1

Защитные характеристики ОПН POLIM-I

(удельная поглощаемая энергия 5,5 кДж/кВ)

Uн.р., кВ	Остающиеся напряжения при волнах различной амплитуды и формы, кВ				
	30/60 мкс		80/20 мкс		
	250 А	500 А	1 кА	5 кА	10 кА
4	9.5	9.9	10.5	11.7	12.3
5	11.9	12.4	13.1	14.6	15.4
6	14.3	14.8	15.8	17.5	18.5
7	16.6	17.2	18.3	20.3	21.5
8	19.0	19.7	21.0	23.3	24.6
9	21.4	22.2	23.6	26.2	27.7
10	23.7	24.6	26.1	29.0	30.7
11	26.1	27.1	28.8	32.0	33.8
12	28.5	29.6	31.4	34.9	36.9
13	30.8	32.0	34.0	37.8	40.0
14	33.2	34.4	36.6	40.6	43.0
15	35.5	36.9	39.2	43.6	46.1
16	37.9	39.4	41.9	46.5	49.2
17	40.2	41.8	44.4	49.3	52.2
18	42.6	44.3	47.1	52.3	55.3
19	45.0	46.8	49.7	55.2	58.4
20	47.3	49.2	52.2	58.0	61.4
21	49.7	51.6	54.9	60.9	64.5
22	52.1	54.1	57.5	63.9	67.6
23	54.5	56.6	60.1	66.8	70.7
24	56.8	59.0	62.7	69.6	73.7
25	59.2	61.5	65.3	72.5	76.8
26	61.6	64.0	68.0	75.5	79.9
27	63.9	66.4	70.5	78.3	82.9
28	66.3	68.8	73.1	81.2	86.0
29	68.7	71.3	75.8	84.2	89.1
30	71.0	73.7	78.3	87.0	92.1
31	73.4	76.2	81.0	89.9	95.2
32	75.7	78.7	83.6	92.8	98.3
33	78.1	81.2	86.2	95.8	101.4
34	80.4	83.6	88.8	98.6	104.4
35	82.8	86.0	91.4	101.5	107.5
36	85.2	88.5	94.1	104.5	110.6
37	87.5	90.9	96.6	107.3	113.6
38	47.5	120.3	127.3	99.2	105.1
39	48.8	123.4	130.6	101.9	107.9
40	50.0	126.5	133.9	104.4	110.6
41	51.3	129.7	137.3	107.1	113.4
42	52.5	132.9	140.7	109.7	116.1
43	53.8	136.1	144.0	112.3	118.9
44	55.0	139.2	147.3	114.9	121.6

Таблица 7.2

Защитные характеристики ОПН POLIM-S

(удельная поглощаемая энергия 9,0 кДж/кВ)

Uн.р., кВ	Остающиеся напряжения при волнах различной амплитуды и формы, кВ				
	30/60 мкс		80/20 мкс		
	250 А	500 А	1 кА	5 кА	10 кА
4	9.6	9.8	10.5	11.5	12.0
5	11.9	12.3	13.1	14.4	15.0
6	14.3	14.7	15.7	17.2	18.0
7	16.7	17.2	18.3	20.1	21.0
8	19.1	19.6	20.9	22.9	24.0
9	21.5	22.1	23.5	25.8	27.0
10	23.8	24.5	26.1	28.7	30.0
11	26.2	27.0	28.8	31.5	33.0
12	28.6	29.4	31.4	34.4	36.0
13	31.0	31.9	34.0	37.3	39.0
14	33.4	34.3	36.6	40.1	42.0
15	35.7	36.8	39.2	43.0	45.0
16	38.1	39.2	41.8	45.8	48.0
17	40.5	41.7	44.4	48.7	51.0
18	42.9	44.1	47.0	51.6	54.0
19	45.3	46.6	49.6	54.4	57.0
20	47.6	49.0	52.2	57.3	60.0
21	50.0	51.5	54.9	60.2	63.0
22	52.4	53.9	57.5	63.0	66.0
23	54.8	56.4	60.1	65.9	69.0
24	57.1	58.8	62.7	68.7	72.0
25	59.5	61.2	65.3	71.6	75.0
26	61.9	63.7	67.9	74.5	78.0
27	64.3	66.1	70.5	77.3	81.0
28	66.7	68.6	73.1	80.2	84.0
29	69.0	71.0	75.7	83.0	87.0
30	71.4	73.5	78.3	85.9	90.0
31	73.8	75.9	81.0	88.8	93.0
32	76.2	78.4	83.6	91.6	96.0
33	78.6	80.8	86.2	94.5	99.0
34	80.9	83.3	88.8	97.4	102.0
35	83.3	85.7	91.4	100.2	105.0
36	85.7	88.2	94.0	103.1	108.0
37	88.1	90.6	96.6	105.9	111.0
38	90.5	93.1	99.2	108.8	114.0
39	92.8	95.5	101.8	111.7	117.0
40	95.2	98.0	104.4	114.5	120.0
41	97.6	100.4	107.1	117.4	123.0
42	100.0	102.9	109.7	120.3	126.0
43	102.3	105.3	112.3	123.1	129.0
44	104.7	107.8	114.9	126.0	132.0

Таблица 7.3

Кратности перенапряжений при ОДЗ

	$U_{N\,max}$	$U_{A\,max}$	$U_{B\,max}$	$U_{C\,max}$
Без ОПН				
С ОПН				

Таблица 7.4

Характеристики и энергетические воздействия на ОПН

Тип ОПН	$U_{\text{нр.расч.}}$, кВ	$i_{\max}$, А	$w_{\text{уд расч.}}$, кДж/кВ	$w_{\text{уд. доп}}$, кДж/кВ

8. Феррорезонансные процессы в сетях с изолированной нейтралью

Под феррорезонансными явлениями, как правило, понимают любые колебательные процессы в электрических сетях, происходящие в контурах, содержащих емкость электрооборудования и нелинейную индуктивность намагничивания магнитопрооводов трансформаторов. Феррорезонансные явления могут приводить как к возникновению перенапряжений, так и к повышенным значениям токов в обмотках трансформатора. Трансформаторы напряжения (ТН) наиболее подвержены повреждениям из-за феррорезонанса, поскольку их обмотка высокого напряжения (ВН) рассчитана на протекание очень малых токов.

Для феррорезонанса характерно наличие резонансного контура, включающего в себя источник ЭДС, ёмкость участка сети и нелинейную индуктивность (характеристика магнитопровода ТН). Феррорезонанс возникает при выполнении в контуре условий его возникновения и является квазистационарным, если мощности источника ЭДС достаточно для покрытия активных потерь в резонансном контуре. Квазистационарность феррорезонанса и является основной причиной повреждений трансформаторов, поскольку большие токи протекают в его обмотке ВН длительное (теоретически – неограниченное) время.

В сети с изолированной нейтралью резонансным контуром является контур нулевой последовательности. Это контур является результатом разложения обычной трёхфазной системы на составляющие (например, на ортогональные составляющие α, β, 0). В нормальном симметричном режиме работы сети в контуре отсутствует источник ЭДС, однако, при появлении несимметрии в колебательном контуре возникает напряжение нулевой последовательности U_0, и насыщение нелинейной индуктивности ТН может привести к возникновению колебательного процесса в этом контуре. При этом междуфазные напряжения не изменяются. Основной причиной появления несимметрии в сетях с изолированной нейтралью

являются однофазные замыкания на землю. Это могут быть либо перемежающиеся дуговые замыкания, либо постоянные «металлические» замыкания на землю, отключение которые также может приводить к возникновению феррорезонанса в контуре нулевой последовательности.

Таким образом, при исследовании феррорезонанса в сетях 6-10 кВ можно пренебречь индуктивностями КЛ, и представить всю сеть в виде сосредоточенных ёмкостей между фазами и между фазами и землёй. Все трансформаторы напряжения, если их несколько, оказываются соединёнными параллельно. Все источники напряжения (питающие силовые трансформаторы) также могут быть объединены в один источник. Нагрузкой сети также можно пренебречь, так как в сети с изолированной нейтралью феррорезонанс развивается в контуре нулевой последовательности, на который нагрузка не оказывает влияния.

Схема замещения сети 6-35 кВ, используемая для исследования процессов в ТН при однофазных дуговых замыканиях на землю, приведена на рис.8.1 [12].

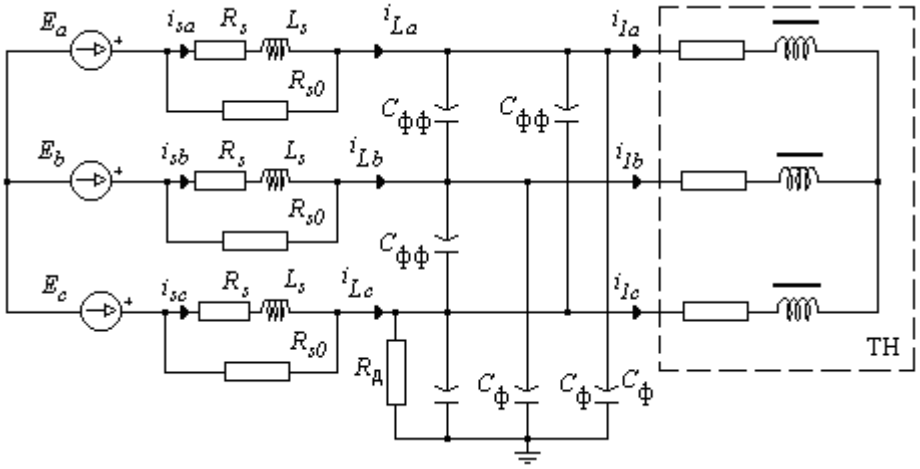


Рис.8.1. Схема замещения сети с изолированной нейтралью для исследования процессов в ТН при ОДЗ

В схеме на рис.8.1: E_a, E_b, E_c - ЭДС источника; R_s, L_s, R_{s0} - активное сопротивление, моделирующее потери в меди источника (силовом трансформаторе), индуктивность источника и активное сопротивление, моделирующее потери в стали питающего трансформатора ; $C_ф$ и $C_{фф}$ -

соответственно: ёмкость фазы сети на землю и междуфазная ёмкость сети; $R_д$ - сопротивление в месте дугового замыкания.

Для анализа процессов в ТН в режиме феррорезонансна и влияния конструкции ТН на этот режим на рис.8.2 приведен контур нулевой последовательности сети с ТН типа НТМИ.

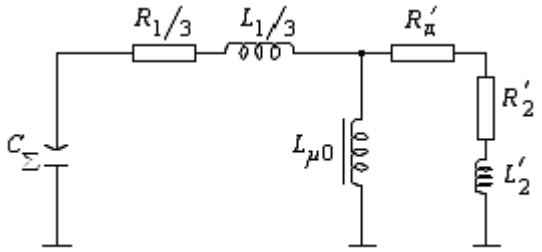


Рис.8.2. Контур нулевой последовательности сети с изолированной нейтралью, оснащенной ТН типа НТМИ

На рис.8.2: R_1, L_1 - активное сопротивление и индуктивность обмотки ВН; R_2', L_2' - активное сопротивление и индуктивность вторичной обмотки ТН (одной фазы) соединённой в треугольник, приведенные к стороне ВН; $R_д'$ - приведенное к стороне ВН дополнительное сопротивление, включаемое в рассечку обмотки НН, соединённой в треугольник; $L_{μ0}$ - нелинейный шунт намагничивания нулевой последовательности; $C_Ξ$ - суммарная ёмкость фазы сети на землю.

Нелинейный шунт намагничивания нулевой последовательности образуется вследствие того, что трёхфазный ТН представляет собой три однофазных ТН, и потоки каждой фазы магнитно не взаимодействуют. Несимметрия магнитных потоков по фазам и образует магнитный поток нулевой последовательности. У ТН типа НТМИ-10 магнитный поток нулевой последовательности замыкается по боковым стержням пятистержневого магнитопровода и нелинейный шунт намагничивания нулевой последовательности обусловлен этими стержнями. У трансформатора с трёхстержневым магнитопроводом магнитный поток нулевой последовательности замыкается по воздуху и корпусу трансформатора. При

этом магнитное сопротивление пути потока по воздуху очень велико, т.е. у таких ТН нелинейный шунт $L_{\mu 0}$ практически представляет собой разрыв.

Из рис. 8.2 также видно, что обмотка, соединённая в треугольник, шунтирует ветвь намагничивания нулевой последовательности. Этим обуславливается предотвращение феррорезонанса при включении дополнительного сопротивления $R_д$ в эту обмотку (широко распространённая мера – сопротивление 25 Ом). Тем не менее, это сопротивление, приведенное к стороне ВН трансформатора напряжения, значительно превышает сопротивление ветви намагничивания при насыщении, поэтому эта мера далеко не всегда является эффективной.

Результаты компьютерного моделирования процесса в сети 6 кВ с ТН типа НТМИ-6 при однократном зажигании/погасании дуги приведены на рис.8.3. Ёмкость фазы сети – 0,9 мкФ. Из рис.8.3 видно, что в рассматриваемой схеме возникает устойчивый режим феррорезонанса.

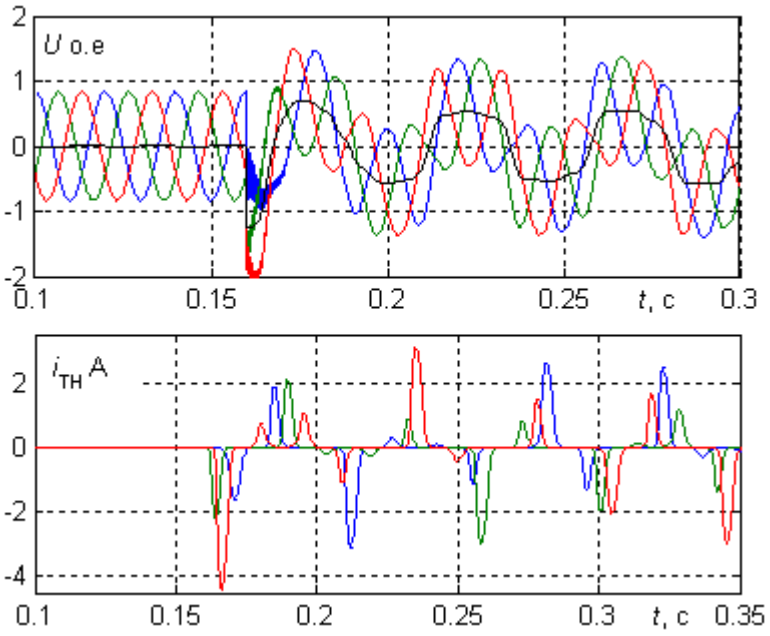


Рис. 8.3. Режим феррорезонанса в ТН типа НТМИ-6 при ОДЗ

Отключение металлического однофазного замыкания на землю приводит к аналогичному результату. Компьютерные осциллограммы процессов для этого случая приведены на рис.8.4.

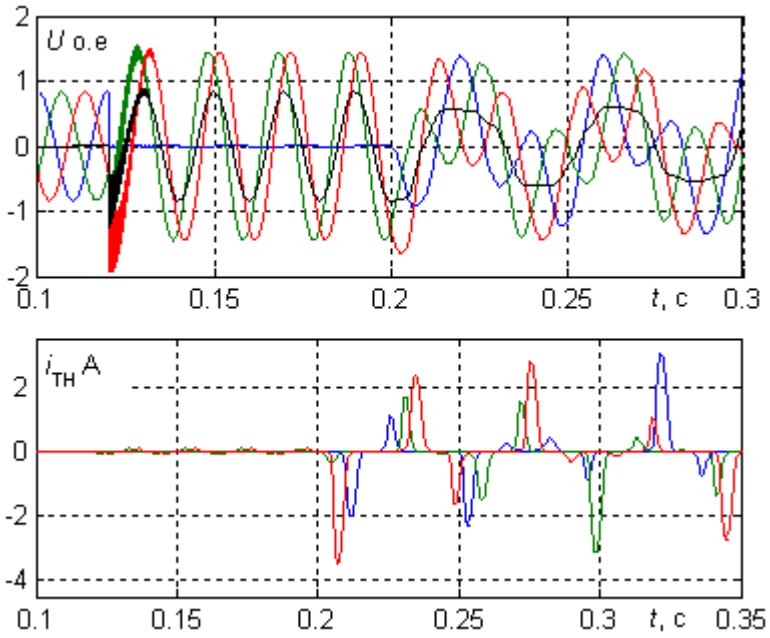


Рис.8.4. Режим феррорезонанса в ТН типа НТМИ-6 при отключении ОЗЗ

Действующий ток в обмотках ТН в режиме феррорезонанса, рассмотренном выше, составляет 0,4-0,6 А, при допустимом токе 0,2 А. Следовательно, длительное существование подобного режима приведёт к выходу ТН из строя. При наличии в сети нескольких ТН, феррорезонанс возникает во всех ТН, причём условия возникновения феррорезонанса облегчаются. Устойчивый феррорезонанс в сети с изолированной нейтралью возникает только в определённом диапазоне ёмкости сети (области существования феррорезонанса). С увеличением количества ТН в сети область существования феррорезонанса при ОДЗ увеличивается. Пример расчёта такой области для ТН типа НТМИ-10 в зависимости от количества ТН и ёмкости фазы сети приведен на рис.8.5.

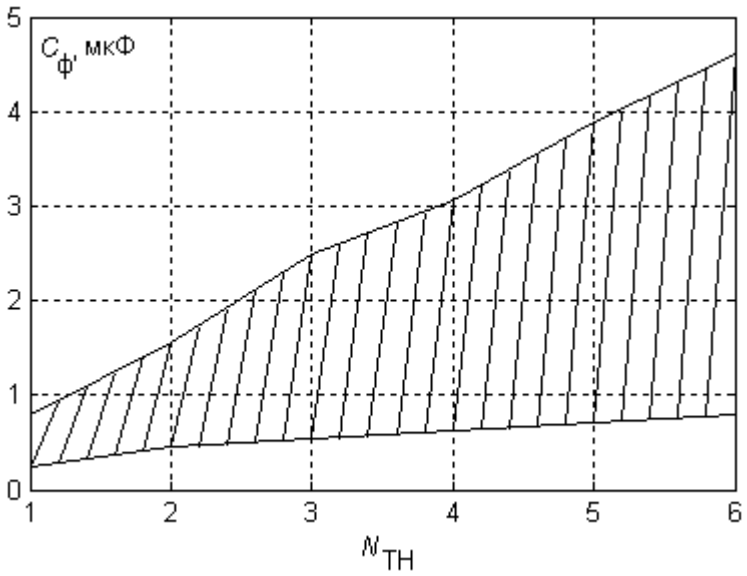


Рис.8.5. Область существования феррорезонанса в ТН типа НТМИ-10

Методические указания к расчету феррорезонансных процессов

Определить минимальную суммарную емкость в рассматриваемой сети (в распределительной сети – минимальную протяженность ВЛ), при которой не возникает устойчивого феррорезонанса при однофазных дуговых замыканиях и отключении металлических замыканий на землю. Критерием возникновения устойчивого феррорезонанса является появление устойчивого колебательного процесса, с большими токами в обмотках ВН ТН, аналогично приведенным на рис. 8.3 и 8.4.

Расчёты выполнить для случаев, когда в сети установлены 1, 2, 3 и 4 трансформатора напряжения. Определить, также, как изменится минимальная суммарная емкость сети по условию отсутствия феррорезонанса при установке дополнительного сопротивления 25Ом в соединённую в разомкнутый треугольник обмотку НН одного из ТН в сети. Заполнить таблицу 8.1.

Табл. 8.1

Минимальная суммарная емкость сети, отвечающая отсутствию устойчивого феррорезонанса в ТН

Расчётный случай	Количество ТН			
	1	2	3	4
Без доп. сопротивления				
С доп. сопротивлением 25Ом				

В отчёте по КП привести также графическую зависимость рассчитанной минимальной суммарной емкости сети по условию отсутствия устойчивого феррорезонанса, от количества ТН. Сравнить полученную зависимость с приведенной на рис.8.5.

Компьютерное моделирование феррорезонансных процессов в сети с ТН выполняется в программе *Ferro*.

9. Коммутационные перенапряжения

В сетях различного исполнения к коммутационным перенапряжениям, определяющим требования к выбору защитных аппаратов, можно отнести:

1) в сетях генераторного напряжения – коммутации включения и отключения генераторных выключателей;

2) в сетях, содержащих электродвигатели (сети собственных нужд электрических станций, электрические сети в системах магистральных нефте- и газопроводов, а также электрические сети городских насосных станций) – коммутации включения и отключения присоединений с электродвигателями вакуумными выключателями;

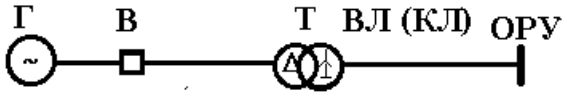
3) в распределительных сетях – коммутации отключения ненагруженных трансформаторов и реакторов.

Сети генераторного напряжения

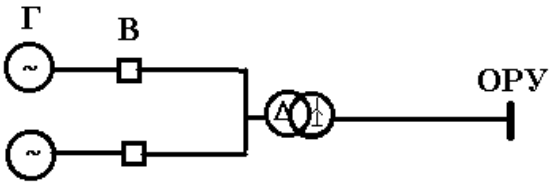
Генераторные выключатели выполняют следующие функции, связанные с их отключением:

- отключение токов нагрузки;
- отключение токов короткого замыкания в цепи блока;
- отключение при нарушении синхронной работы генератора с сетью.

Принципиальные схемы блоков электростанций приведены на рис.



а)



б)

Рис. 9.1. Принципиальные схемы одиночного (а) и сдвоенного (б) блоков

Нормативы переходных восстанавливающихся напряжений на контактах выключателя при отключении токов нагрузки выдвигают существенно менее жесткие требования к характеристикам генераторных выключателей, чем процессы, возникающие при отключении коротких замыканий и отключении в процессе нарушения синхронной работы генератора с сетью.

Наибольшие кратности перенапряжений при отключении трехфазных коротких замыканий генераторным выключателем возникают при отключении первого полюса выключателя, так как в этом случае напряжение на изолированной нейтрали генератора самое высокое.

Собственные переходные восстанавливающиеся напряжения (СПВН) на контактах выключателя позволяют в первом приближении оценить коммутационную способность выключателя. Под СПВН понимается напряжение на контактах полюса выключателя при его отключении в случае пренебрежения процессами в дуговом промежутке выключателя. Иными словами выключатель рассматривается как идеальный ключ – при включенном положении сопротивление между контактами равно нулю, после отключения это сопротивление принимается равным бесконечности. Определение СПВН целесообразно производить, пользуясь теоремой об эквивалентом генераторе тока: в рассечку между отключаемыми контактами включается генератор тока, по величине равного отключаемому, но противоположно ему направленному. При определении коммутационной составляющей напряжения на контактах (а эта составляющая и будет СПВН, так как перед коммутацией напряжение на контактах было равно нулю) все источники э.д.с в расчетной схеме закорачиваются. Расчетные схемы при отключении первого полюса выключателя при трехфазном к.з. на выводах генератора будет иметь вид, приведенный на рис.9.2.

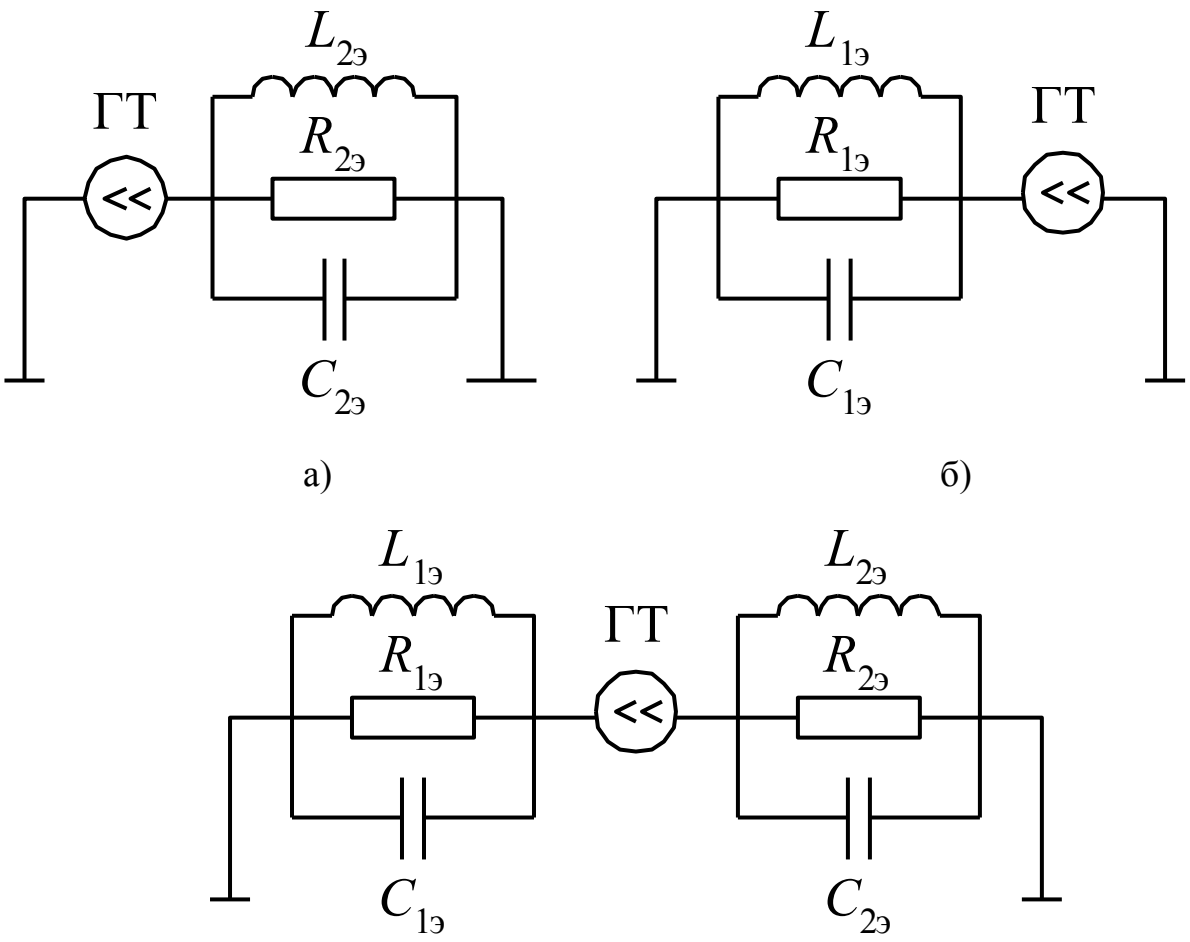


Рис.9.2. Расчетные схемы для определения СПВН на контактах выключателя при отключении трехфазного к.з. на выводах генератора (а), за генераторным выключателем (б), на стороне ВН силового трансформатора и при асинхронном ходе (в)

Основными элементами, процессы в которых определяют ПВН на контактах выключателя при его отключении, являются генератор и трансформатор. Поскольку сверхпереходная индуктивность генератора не остается неизменной в течение всего переходного процесса (в начальной стадии процесса из-за вытеснения магнитного потока из стали генератора $L_г = (0{,}6\ldots0{,}7)\,L_d^{''}$, то для правильного отображения и начальной стадии процесса, и возвращающегося напряжения на промышленной частоте,

емкость C_1 принимается равной C_1 = 0,25 $C_{фг}$ ($C_{фг}$ – емкость статорной обмотки генератора на землю).

Сопротивление R_1, моделирующее потери в цепи генератора (потери в стали и в случае водяного охлаждения обмоток генератора проводимости на землю), может быть рассчитано на основе экспериментальных значений коэффициента амплитуды колебаний (ударного коэффициента), полученного экспериментально $K_{уд} = (1{,}5 \ldots 1{,}9)$.

$$R_1 = -\frac{\pi}{2C_1\omega_{01}\ln(K_{уд} - 1)},$$

где $\omega_{01} = \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}}$,

$L_{Т}$ – индуктивность рассеивания силового трансформатора блока, определяемая как $L_{т} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{\omega S_{ном}}$,

R_2 – сопротивление, моделирующее потери в стали трансформатора, определяемое как и в случае учета потерь в генераторе, на основе экспериментальных данных:

$$R_2 = -\frac{\pi}{2C_{Т}\omega_{02}\ln(K_{уд} - 1)},$$

где $\omega_{02} = \frac{1}{\sqrt{L_2 C_2}}$, $C_{Т}$ – входная емкость на землю трансформатора со стороны обмотки низшего напряжения (НН).

СПВН на контактах выключателя можно определить как аналитически, так и численно путем решения системы дифференциальных уравнений на ПЭВМ. При аналитическом решении разумно использовать операционное исчисление (преобразование Лапласа).

Для одночастотного контура рис.9.2 изображение напряжения на контактах выключателя можно представить в виде:

$$u_{\text{в}}(p) = I(p) \cdot x(p) = I(p) \cdot \frac{\dfrac{R_i\, pL_i}{R_i + pL_i} \cdot \dfrac{1}{pC_i}}{\dfrac{R_i\, pL_i}{R_i + pL_i} + \dfrac{1}{pC_i}} = I(p) \cdot \frac{p}{C_i(p^2 + 2 \cdot \delta_i \cdot p + \beta_{0i}^2)},$$

где $\beta_{0i} = \dfrac{1}{\sqrt{L_i C_i}}$ - собственная частота колебаний контура генератора или трансформатора, $\delta_i = \dfrac{1}{2R_i C_i}$ - декремент контура генератора или трансформатора, $\omega_{0i}^2 = \beta_{0i}^2 - \delta_i^2$.

При синусоидальном источнике тока и частоте собственных колебаний контура, существенно превышающей промышленную частоту, изображение для тока запишется в виде:

$$i(t) = I_{\text{m}} \sin \omega t \approx I_{\text{m}} t\,;\; I(p) = I_{\text{m}} \frac{\omega}{p^2 + \omega^2} \approx \frac{I_{\text{m}}}{p^2}.$$

Следовательно, $u_{в}(p) = \dfrac{I_{\text{m}}}{C_i} \cdot \dfrac{1}{p \cdot (p - p_1) \cdot (p - p_2)}$,

где $p_1 = -\delta_i + j\omega_{0i}$, $p_2 = -\delta_i - j\omega_{0i}$.

Расчетные коммутации, отвечающие им расчетные схемы при использовании метода эквивалентного генератора тока и выражения для определения СПВН, приведены в табл.9.1.

Таблица 9.1.

Сводная таблица формул для расчета СПВН

при различных коммутациях

№ п/п	Коммутация	№ рис.	Расчетные выражения
1	Отключение к.з. на выводах генератора	9.2, а	$u_{в}(t) = I_{m}\omega L_{2э} \cdot (1 - e^{-\delta_2 t} \cdot \cos\omega_{02} t)$ $U_{возвр.m} = I_{m}\omega L_{2э}$
2	Отключение к.з. на выводах обмотки НН трансформатора	9.2, б	$u_{в}(t) = I_{m}\omega L_{1э} \cdot (1 - e^{-\delta_1 t} \cdot \cos\omega_{01} t)$ $U_{возвр.m} = I_{m}\omega L_{1э}$
3	Отключение к.з. на выводах обмотки ВН трансформатора	9.2, в	$u_{в}(t) = I_{m}\omega L_{1э} \cdot (1 - e^{-\delta_1 t} \cdot \cos\omega_{01} t) +$ $+ I_{m}\omega L_{2э} \cdot (1 - e^{-\delta_2 t} \cdot \cos\omega_{02} t)$ $U_{возвр.m} = I_{m}\omega (L_{1э} + L_{2э})$
4	Отключение тока при асинхронном ходе	9.2, в	$u_{в}(t) = I_{m}\omega L_{1э} \cdot (1 - e^{-\delta_1 t} \cdot \cos\omega_{01} t) +$ $+ I_{m}\omega L_{2э} \cdot (1 - e^{-\delta_2 t} \cdot \cos\omega_{02} t)$ $U_{возвр.m} = I_{m}\omega (L_{1э} + L_{2э})$

В расчетных выражениях, приведенных в таблице 4.1. применены следующие обозначения:

$$L_{1э} = \frac{3}{2} L_1; \quad L_{2э} = \frac{3}{2} L_2 + L_s; \quad C_{1э} = \frac{2}{3} C_1; \quad C_{2э} = \frac{2}{3} C_2, \quad R_{1э} = \frac{3}{2} R_1;$$

$$R_{2э} = \frac{3}{2} R_2; \; \delta_1 = \frac{1}{2R_1 C_1}; \; \delta_2 = \frac{1}{2R_2 C_2}.$$

При этом максимумы ПВН в случае одночастотного контура могут быть оценены как $U_{вт} = U_{возвр.m} \cdot (1 + e^{-\frac{\pi z_i}{2R_i}})$, где $z_i = \sqrt{\frac{L_i}{C_i}}$ - характеристическое сопротивление контура генератора или трансформатора.

Требования к начальной скорости восстановления электрической прочности межконтактного промежутка, определяющей коммутационную способность выключателя, можно определить как коэффициент наклона прямой u=k*t (кривая СПВН касается этой кривой, но не пересекает ее).

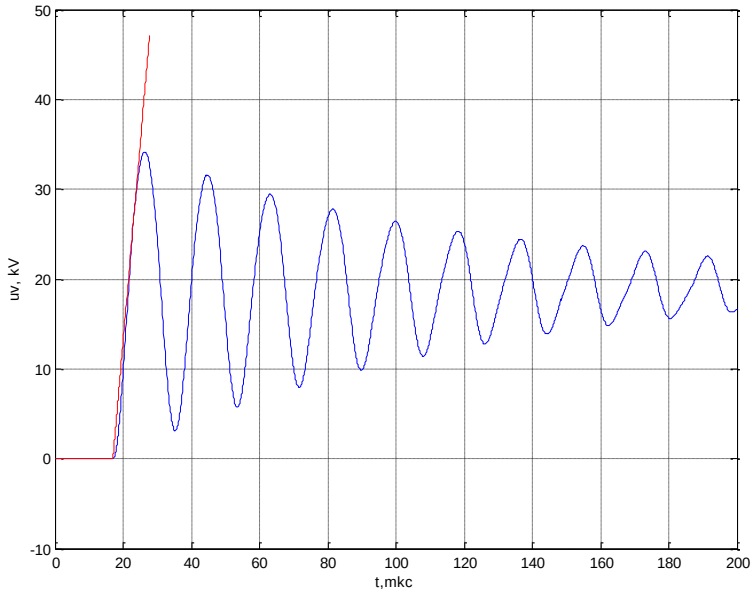


Рис.9.3. СПВН при отключении тока к.з. на выводах генератора

Основную роль в ограничении скорости восстановления напряжения на контактах выключателя играет емкость, установленная со стороны обмотки низшего напряжения трансформатора, так как входная емкость собственно трансформатора достаточно мала (до десятка нанофарад). Входные же емкости генераторов (особенно гидрогенераторов) существенно больше дополнительной емкости, установленной со стороны генератора. Поэтому эта емкость несущественно сказывается на характеристиках СПВН при отключении трехфазных КЗ в любой точке блока. При аналитической оценке минимальной скорости восстановления электрической прочности межконтактного промежутка, отвечающей отсутствию повторных зажиганий дуги в дугогасительной камере, необходимо в выражение для емкости C_2 (емкость участка сети от генераторного выключателя до трансформатора) добавить дополнительную емкость конденсатора, устанавливаемого для обеспечения требуемой коммутационной способности выключателя. Как правило, такие емкости входят в состав элегазовых генераторных комплексов и составляют величину 130 нФ. В случае необходимости возможно

установление нескольких защитных конденсаторов указанной величины параллельно.

Примерно до 2005 года вакуумные выключатели (ВВ) применялись главным образом в распределительных устройствах 6–35 кВ, а также при коммутации электрических двигателей. В последние годы наметилась тенденция использовать ВВ в сетях генераторного напряжения блоков электрических пиковых и полупиковых станций (ГАЭС и ГЭС) относительно небольшой мощности. В этих сетях отключаемые токи при КЗ в сети генераторного напряжения могут достигать уровня 63…80 кА. Следовательно, ВВ должны надежно отключать уже более значительные токи, чем те, которые характерны для распределительных сетей, при напряжениях, характерных для генераторов ГЭС (в частности, 10.5 и 13.8 кВ) [8]. В этом случае для ограничения скорости восстановления напряжения на контактах выключателей на шинах сети устанавливают *RC*-цепочки ($C \approx$ 0,1…0,2 мкФ, $R \approx$ 20…100 Ом). При этом требуемая начальная скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка вакуумной дугогасительной камеры (ВДК) значительно снижается.

Для генераторных ВВ начальная скорость восстановления электрической прочности нормируется на уровне 0,425 кВ/мкс.

Методические указания к расчету коммутационных перенапряжений в сети генераторного напряжения

Рассчитать отключаемые генераторным выключателем токи при трехфазном к.з. между генератором и выключателем, между выключателем и трансформатором, на стороне обмотки ВН блочного трансформатора. Для трех указанных случаев рассчитать минимальную скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка, при которой не наблюдается повторных зажиганий дуги в выключателе. В случае необходимости предусмотреть меры защиты.

По результатам расчета заполнить таблицу 9.2.

Таблица 9.2.

Характеристики СПВН

при различных коммутациях

№ п/п	Коммутация	$U_{возвр.т.}$, кВ	$dU_{эл.пр.}/dt$, кВ/мкс
1	Отключение к.з. на выводах генератора		
2	Отключение к.з. на выводах обмотки НН трансформатора		
3	Отключение к.з. на выводах обмотки ВН трансформатора		

Сети, содержащие высоковольтные ЭД

Наиболее ответственными объектами, содержащими мощные электрические двигатели (ЭД), являются сети собственных нужд (ССН) тепловых электрических станций, электрические сети в системах магистральных нефте- и газопроводов, а также электрические сети городских насосных станций. Принципиальная схема ССН ЭС приведена на рис. 9.4, а сети насосно-фильтровальной станции – на рис.9.5.

Как правило, ЭД присоединяются к шинам с помощью кабелей 6, 10 кВ относительно небольших длин.

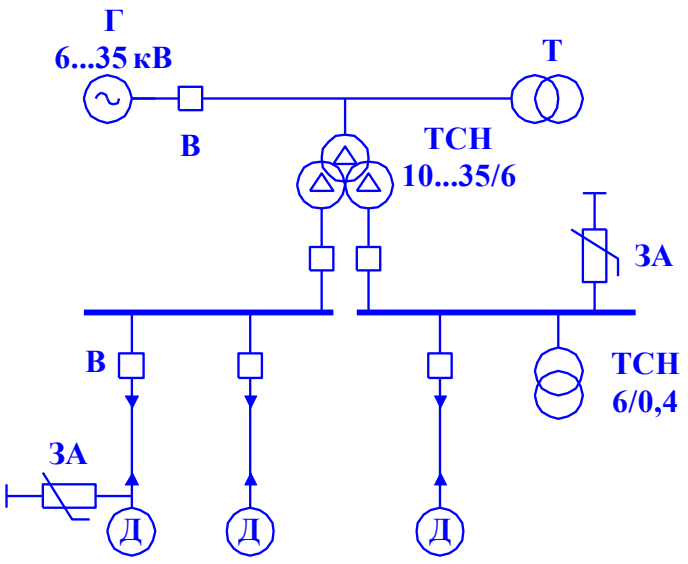


Рис. 9.4. Принципиальная схема ССН ЭС

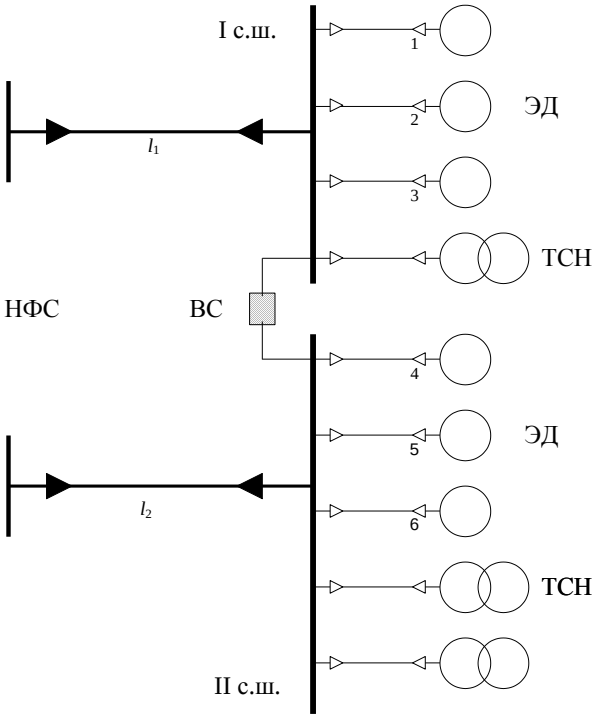


Рис. 9.5. Принципиальная схема сети насосно-фильтровальной станции в системе городского водоканала

При исследовании процессов, происходящих при коммутациях отключения вакуумными выключателями (ВВ) индуктивной нагрузки, какой являются и электрические двигатели, необходимо иметь сведения о следующих характеристиках вакуумной дугогасительной камеры (ВДК):

- величина среза тока промышленной частоты при его разрыве,

- характеристики скорости восстановления электрической прочности межконтактного промежутка после обрыва тока,.

Исследования показали, что в современных камерах ток среза промышленной частоты невелик, практически не превышает 5 А. Поэтому эта характеристики уже не является определяющей. Основной характеристикой, определяющей отключение присоединения с ЭД, является начальная скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка после погасания дуги промышленной частоты. Эта скорость должна превышать скорость восстановления напряжения на

контактах ВДК после погасания дуги. В случае если эта скорость будет недостаточной, то возникают повторные зажигания дуги, приводящие к эскалации перенапряжений при каждом повторном зажигании. Увеличение максимумов колебаний при очередном повторном зажигании объясняется увеличением энергии, запасенной как в емкости отключаемого присоединения, так и в магнитном поле отключаемого ЭД.

Известно, что для статорной изоляции ЭД важна не только амплитуда воздействующих перенапряжений, но и их крутизна, определяющая надежность эксплуатации витковой изоляции статорной обмотки. Ограничение перенапряжений относительно корпуса ЭД, осуществляемое, например, с помощью ОПН еще не означает надежной эксплуатации витковой изоляции.

Таким образом, надежная эксплуатация витковой изоляции ЭД, коммутируемых вакуумными выключателями, будет обеспечена лишь при отсутствии повторных зажиганий дуги в ВДК. Последнее же будет достигнуто при высокой начальной скорости восстановления электрической прочности в ВДК после погасания дуги. Скорость восстановления электрической прочности между расходящимися контактами вакуумного выключателя рекомендуется определять, согласно [9] как:

$$u_{\text{эл.пр}}(t) = k(t + t_0),$$

где

k – скорость восстановления электрической прочности в ВДК;

t_0 – время между началом расхождения контактов и моментом прохождения тока промышленной частоты в выключателе через нулевое значение. Время t_0 можно рассматривать как случайную величину подчиненную закону равномерной плотности в интервале от 0 до 0,01/3.

Начальные скорости восстановления электрической прочности для ВВ различных фирм-производителей приведены в табл.9.3. [8]

Т а б л и ц а 9.3

Начальные скорости восстановления электрической прочности (СВЭП) между контактами ВДК при отключении неразвернувшихся электрических двигателей

Тип ВВ	СВЭП, кВ/мс
ВБКЭ-10	44–64
ВВТЭМ-10	20–40
ВВТЭ-6	24–25
ВВ/ТЭЛ-10	40

Наибольшие кратности перенапряжений возникают при нештатном отключении двигателя во время пуска (отключение неразвернувшегося двигателя с помощью автоматики, например, в случае неисправности в технологическом механизме, связанным с коммутируемым двигателем). Эта коммутация получила название **отключение заторможенного двигателя.**

Упрощенная схема замещения для анализа коммутационных перенапряжений в сетях, содержащих высоковольтные электродвигатели, приведена на рис.9.6.

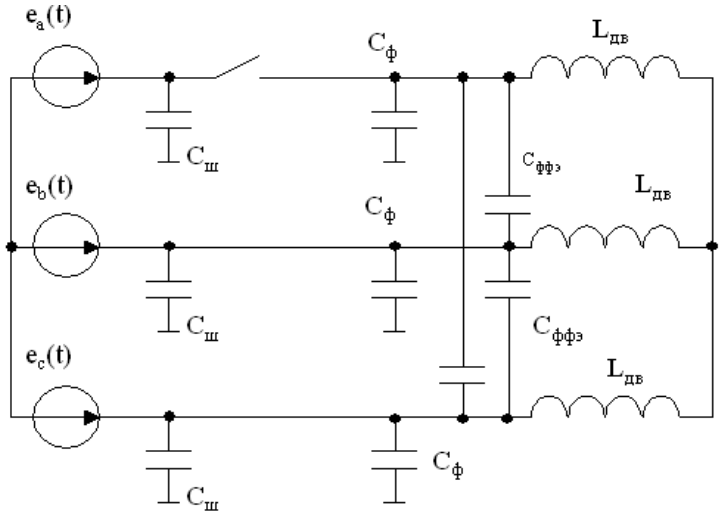


Рис.9.6. Упрощенная расчетная схема для анализа перенапряжений, возникающих при отключении тока промышленной частоты вакуумным выключателем

В этой схеме использованы следующие обозначения: $C_{ф}$, $C_{фф}$ -фазная и междуфазная емкость отключаемого присоединения; $L_{дв}$ -индуктивность отключаемого двигателя; $C_{ш}$ -суммарная емкость на землю неотключаемых присоединений.

Анализ процессов в схеме рис.9.6 позволяет получить инженерную формулу для оценки вероятности повторного зажигания дуги [8]. Эта вероятность зависит как от параметров исследуемого присоединения, определяющих частоту собственных колебаний, так и от характеристик ВДК – тока среза и параметров, определяющих восстановление электрической прочности дугового промежутка после погасания дуги – k и t_0.

Напряжение как на двигателе, так и между контактами выключателя носит колебательный характер с частотой:

$$f_k = \frac{1}{2\pi \cdot \sqrt{L_Э \cdot C_Э}},$$

где $L_Э = 1{,}5L_{дв}$ -эквивалентная индуктивность контура; $C_Э = C_ф\left(2\eta + \frac{3\mu + 2}{3(\mu + 1)}\right)$ - эквивалентная емкость контура; $\mu = \frac{C_ш}{C_ф}$; $\eta = \frac{C_{фф}}{C_ф}$.

Для реальных схем эта частота составляет 1-10 кГц. Максимум перенапряжений на двигателе можно определить как:

$$U_{двmax} = U_{фm} \cdot \left(-1 + \frac{3\mu + 2}{3(\mu + 1)}\left(1.5 + \sqrt{1.5^2 + \left(\frac{i_0 z_k^{(1)}}{U_{фm}}\right)^2}\right)\right),$$

где $z_k^{(1)} = \sqrt{\frac{1{,}5 \cdot L_{дв}}{C_э^{(1)}}}$; $C_э^{(1)} = C_ф \cdot \left(2\eta + \frac{3\mu + 2}{3(\mu + 1)}\right)$.

Характерной особенностью рассматриваемых сетей является значительное превышение емкости всей секции (в несколько десятков раз) над емкостью единичного присоединения. Поэтому можно принять $\mu \to \infty$, тогда выражение перепишется как:

$$U_{двmax} = U_{фm} \cdot \left(0{,}5 + \sqrt{1{,}5^2 + \left(\frac{i_0 z_k^{(1)}}{U_{фm}}\right)^2}\right),$$

где $z_k^{(1)} = \sqrt{\frac{1{,}5 \cdot L_{дв}}{C_э^{(1)}}}$; $C_э^{(1)} = C_ф \cdot (1 + 2\eta)$.

Как видно из формулы, перенапряжения на двигателе тем больше, чем меньше длина кабеля и мощность двигателя. Как правило, уже при длинах кабеля менее 100 метров и мощности двигателя менее 500 кВт перенапряжения на двигателе превышают электрическую прочность статорной изоляции.

После обрыва дуги в вакуумной камере начинается «соревновательный» процесс между переходным восстанавливающимся напряжением (ПВН), определяемым параметрами коммутируемого присоединения, и растущей электрической прочностью межконтактного промежутка, определяемой параметрами коммутирующего выключателя (рис.9.7). При достижении ПВН прочности межконтактного промежутка происходит его пробой.

Максимум ПВН определиться как $e_a(t)+U_{дв\max}$, т.к. срез тока происходит при значении близком к нулю, а нагрузка представляет собой индуктивность, то $e_a(t)=U_{фт}$ и эта величина почти не изменяется во время переходного процесса, тогда:

$$U_{\text{вост}max}=U_{\text{ф}m}\cdot\left(1.5+\sqrt{1.5^2+\left(\frac{i_0 z_k^{(1)}}{U_{\text{ф}m}}\right)^2}\right).$$

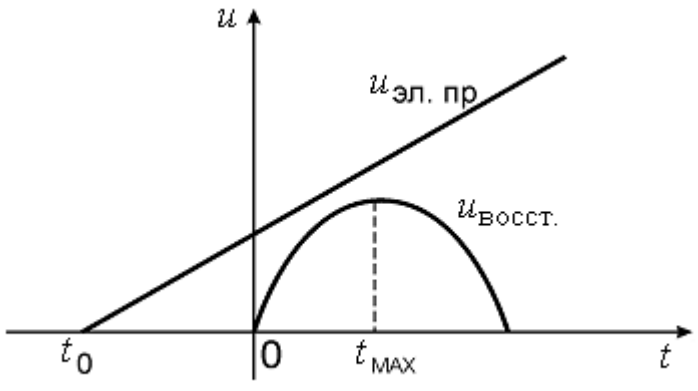


Рис.9.7. Процесс соревнования между восстановлением электрической прочности дугового промежутка и ПВН

К моменту достижения максимума ПВН t_{MAX} электрическая прочность межконтактного промежутка составит величину равную $U_{\text{эл.пр}} = K(t_{MAX} + t_0)$. Время достижения ПВН своего максимума определяется как:

$$t_{MAX} = (\pi - \arccos\frac{i_{\text{ср}}}{I_m})/(2\pi \cdot f_k),$$

где I_m - максимум отключаемого тока промышленной частоты.

Предполагая, что пробой промежутка происходит в момент максимума ПВН и принимая $U_{эл.пр} = U_{восс.max}$ при $t = t_{MAX}$, можно найти значение $t_{0\text{кр}}$ превышение которого означает появление повторных зажиганий в вакуумной камере:

$$t_{0\text{кр}} = \frac{U_{\text{вост}max}}{K} - \frac{\pi - \arccos(i_{\text{ср}} / I_m)}{2\pi \cdot f_k}.$$

Как уже отмечалось, время t_0 можно рассматривать как случайную величину подчиненную закону равномерной плотности в интервале от 0 до 0,01/3, т.к. моменты подачи сигнала на отключение в этом интервале равновероятны. Отношение же $t_{0\text{кр}}$ к трети полупериода промышленной частоты (0,01/3) можно охарактеризовать как вероятность появления повторных зажиганий в вакуумной камере. Эта вероятность будет определяться как параметрами отключаемого оборудования, так и параметрами вакуумной камеры:

$$P = 3 \cdot \left(\frac{U_{\text{вост}max}}{K} - \frac{\pi - \arccos(i_{\text{ср}} / I_m)}{2\pi \cdot f_k} \right) / 0.01.$$

Для ограничения скорости восстановления напряжения на контактах выключателей можно рекомендовать установку на шинах сети шунтирующих *RC*-цепочек ($C \approx 0{,}1 \ldots 0{,}2$ мкФ, $R \approx 20 \ldots 100$ Ом).

Методические указания к расчету коммутационных перенапряжений в сетях, содержащих высоковольтные электродвигатели

Рассчитать максимальные перенапряжения на изоляции электродвигателей при отключении заторможенных двигателей вакуумными выключателями и токе среза 5 А. Рассчитать также максимальные восстанавливающиеся напряжения на контактах выключателей при осуществлении данной коммутации и вероятность возникновения повторных зажиганий дуги в выключателе.

Распределительные сети

В распределительных сетях при коммутациях присоединений выключателями различных типов также могут возникать высокие кратности коммутационных перенапряжений. Физика процессов аналогична тем, что были описаны в предыдущем пункте данного раздела. Кратность перенапряжений зависит как от характеристик выключателя (ток среза, скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка), так и от характеристик коммутируемого присоединения (длины ВЛ или КЛ, мощности коммутируемого трансформатора или реактора).

Методические указания к расчету коммутационных перенапряжений в распределительных сетях

Рассчитать отключаемые токи при осуществлении коммутации ненагруженного трансформатора и варьировании длины присоединения согласно своего варианта. Перенапряжения при отключении ненагруженного трансформатора привести для тока среза 5 А.

Литература

1.Справочник Баумштейн

2.

3. ПУЭ

4. Целебровский Ю.В. Области применения различных систем заземления нейтрали

5. Голубая книжка

6. Халилов Ф.Х. Вопросы выбора и размещения нелинейных ограничителей перенапряжений средних классов напряжения

7. ГОСТ 1516.3-96

8. Кадомская К. П. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них : учебник / К. П. Кадомская, Ю. А. Лавров, А. А. Рейхердт. –Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2004. – 368 с. – (Серия «Учебники НГТУ»)

9. Greenwood A. Voltage Escalation in Vacuum Switching Operation / A. Greenwood, M. Glinkowski // IEEE Trans.on Power Delivery. – 1988. – Vol. 3, № 4.

10. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений/ Ф.Х.Халилов, Г.А.Евдокунин и др. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 1001, – 272 с.: с ил.

11. Неклепаев Б. Н., Крючков И. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - М.: Энергоатомиздат, 1989

12. Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Лаптев О.И. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Основные характеристики и электромагнитные процессы. Новосибирск: НГТУ, 2008. 343 с.

13. ПТЭ

14. Автоматические устройства настройки компенсации емкостного тока замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. Миронов И.А., Кричко В.А. – инженеры, филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС»-«Фирма ОРГРЭС»

4. Средства защиты от перенапряжений в сетях 6…35 кВ

РТ:

Разрядники трубчатые серии РТВ предназначены для защиты от грозовых перенапряжений изоляции линий электропередач, и в совокупности с другими защитными средствами, для защиты изоляции электрооборудования (кроме вращающихся машин) станций и подстанций переменного тока частоты 50 Гц.

РВ:

Защитное действие вентильного разрядника обусловлено тем, что при появлении опасного для изоляции напряжения происходит пробой искрового промежутка, а протекающий через разрядник импульсный ток вследствие нелинейности вольтамперной характеристики рабочего резистора не создает опасного для изоляции повышения напряжения. Следующий за пробоем искрового промежутка сопровождающий ток, протекающий под действием напряжения промышленной частоты, прерывается при первом же переходе через нулевое значение.

Объект защиты:

электрооборудование распределительных сетей;

электрооборудование собственных нужд станций и подстанций с нормальной и облегченной изоляцией;

электрооборудование станций и подстанций, кроме собственных нужд и электрических машин;

электрооборудование промышленных предприятий;

электрические машины и генераторы.

Назначение защиты:

защита от грозовых перенапряжений с учетом конструкции линий электропередач и подходов к подстанциям;

защита от внутренних перенапряжений с учетом многочисленных видов режимов их образования.

ОПН:

Почти все новые высоковольтные сети, смонтированные за последние 15 лет, оборудованы нелинейными ограничителями перенапряжений (ОПН). Напротив, в сетях среднего напряжения все еще устанавливаются обычные вентильные разрядники. В последнее время ОПН без искровых промежутков получили широкое распространение и в этих сетях. Эта замена оправдала себя в высоковольтных сетях благодаря лучшему уровню защиты, особенно при импульсах перенапряжений с очень крутым фронтом и лучшими характеристиками в условиях загрязненной окружающей среды. Переход к полимерному корпусу стал возможным при изготовлении ОПН без необходимых ранее искровых промежутков.

Полимерные корпусы также имеют другие важные преимущества. Это - высокая надежность (герметизация от проникновения влаги!) и существенное снижение риска разрушающего воздействия в случае выхода ОПН из строя (осколочное разрушение корпуса).

Поскольку ОПН не имеют искровых промежутков, блоки резисторов в них подвергаются постоянному воздействию напряжения сети. В нормальных эксплуатационных условиях на емкостной ток накладывается очень небольшая активная составляющая несинусоидальной формы. Эта активная составляющая, проходящая через ОПН, приводит к выделению энергии и незначительному повышению его температуры относительно температуры окружающего воздуха. Когда напряжение повышается, активная составляющая тока в резисторах и выделение энергии быстро

растет. Однако, благодаря своей массе ОПН не разрушается мгновенно, а только нагревается до определенной степени. Если величина и длительность перенапряжения ниже определенных величин, ОПН не будет поврежден.

Защитный уровень ОПН

Уровень защиты Ures определяется как максимальное остающееся напряжение на зажимах, когда номинальный разрядный ток с формой 8/20 мкс проходит через ОПН. Большинство ОПН, установленных в сетях среднего напряжения, имеет номинальный разрядный ток 5 кА или 10 кА. Форма номинального разрядного тока определяется как 8/20 мкс. Такой импульс перенапряжения характерен для грозовых перенапряжений. В технических характеристиках ОПН обычно указывается остающееся напряжение для токовых импульсов молнии при значениях токов, кратных номинальному разрядному току.

Коммутационные перенапряжения имеют амплитуды намного ниже, чем перенапряжения от молний. Именно поэтому должны рассматриваться максимальные остающиеся напряжения для коммутационных импульсов с формой волны 30/60 мкс. В технических данных они указываются при разных амплитудах волны тока, например, 125 А и 500 А.

Защитная зона ОПН

Импульсы перенапряжения в воздушных сетях и кабелях имеют форму бегущих волн. Это означает, что напряжения в проводнике в любой момент зависят не только от времени, но и от положения точки на проводнике, где производится измерение. Разности потенциалов могут быть очень большими, особенно вблизи мест, где происходит изменение полного сопротивления проводника (например, в точке перехода воздушной ЛЭП в кабель или в точке подсоединения отпайки). Причина этого . отражение волны в этих, так называемых, точках отражения. Что касается применения ОПН, то необходимо учитывать, что напряжение на защищаемом оборудовании не

всегда равно остающемуся напряжению на ОПН в один и тот же момент времени. Чем дальше ОПН от оборудования, тем больше может быть эта разница. При определенном расстоянии может случиться, что ОПН вообще не обеспечивает защиту оборудования. Это критическое расстояние называется защитной зоной ОПН. ОПН должен всегда монтироваться так, чтобы электрическое расстояние между оборудованием и разрядником было меньше, чем защитная зона. В сетях среднего напряжения защитная зона ОПН *L* может быть приближенно оценена следующей формулой:

$$L = \frac{v}{2 \cdot S} \cdot \left[\frac{\mathrm{BIL}}{1{,}2} - U_P \right]$$

где v = 300 м/мкс (скорость света);
BIL = основной уровень импульсной прочности изоляции оборудования, которое будет защищаться;
U_P = уровень защиты ОПН (остающееся напряжение при номинальном токе разряда);
S = крутизна импульса перенапряжения.

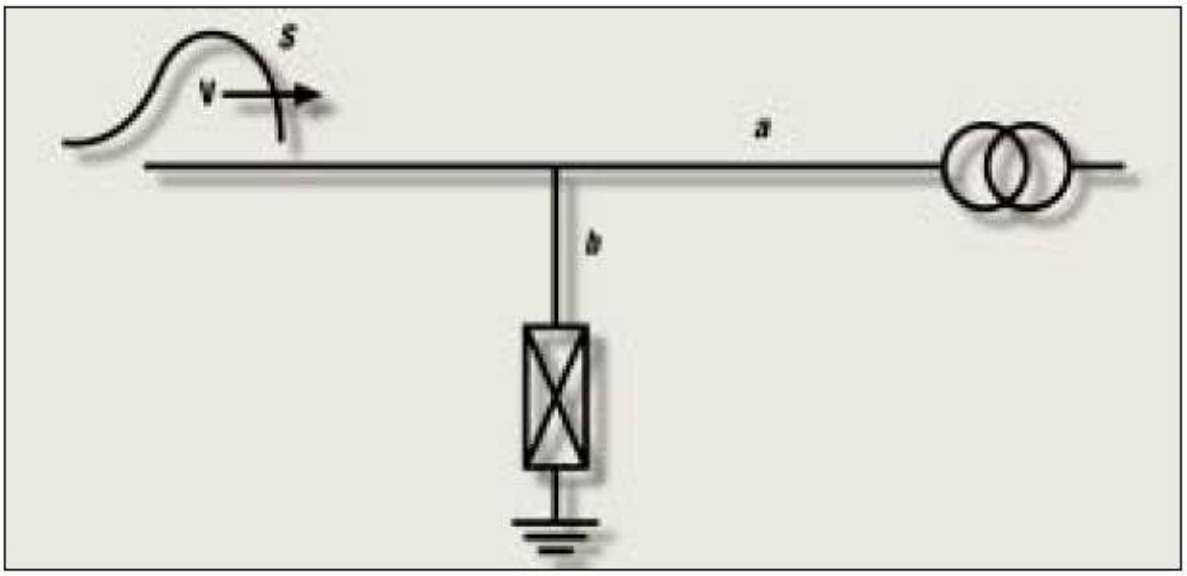


Рис. 3: Схема установки ОПН

Типичные значения *S* - 1550 кВ/мкс (для воздушных линий на деревянных опорах) и 800 кВ/мкс (для воздушных линий с заземленными

траверсами). Для сетей среднего напряжения эти значения приблизительно определяют следующие защитные зоны:

$$L = 2{,}3\,\mathrm{m}$$

Воздушная сеть с деревянными опорами

$$L = 4{,}5\,\mathrm{m}$$

Воздушная сеть с заземленными траверсами

В упрощенной схеме на рис. 3 сумма расстояний a и b не должна превышать защитную зону L:

$$a + b \le L$$

Вычисление предполагает, что длина заземляющего провода ОПН настолько коротка, что ее можно не учитывать. В противном случае, длину заземляющего проводника необходимо добавлять к расстоянию *b*. Влияние емкости трансформатора на защитную зону не может не учитываться. Емкость может иногда приводить к серьезному уменьшению защитной зоны *L*; в зависимости от расстояния *b* это уменьшение может составлять 80 % зоны. Это особенно важно для воздушных линий на деревянных опорах. Например, для сетей напряжением до 24 кВ расстояние *b* должно быть не больше 1 м. Защитная зона *L* составляет около 2 м, оставляя 1 м для расстояния *a*. Для сетей напряжением выше 24 кВ максимальная расстояние *b* составляет только 0,6 м.

Ясно, что защитный эффект ОПН во многом зависит от его расположения и схемы подключения проводников. Для максимальной защиты ОПН должен быть установлен как можно ближе к оборудованию, которое он защищает, а воздушная ЛЭП должна быть подключена

непосредственно к ОПН. На рис. 4 показаны три варианта подключения ОПН для защиты трансформатора. Третий вариант - наилучший, хотя он тоже может быть улучшен за счет сокращения расстояния между трансформатором и ОПН. Первый вариант наихудший, потому что, а это очевидно, защитный эффект ОПН может быть существенно улучшен без больших дополнительных затрат.

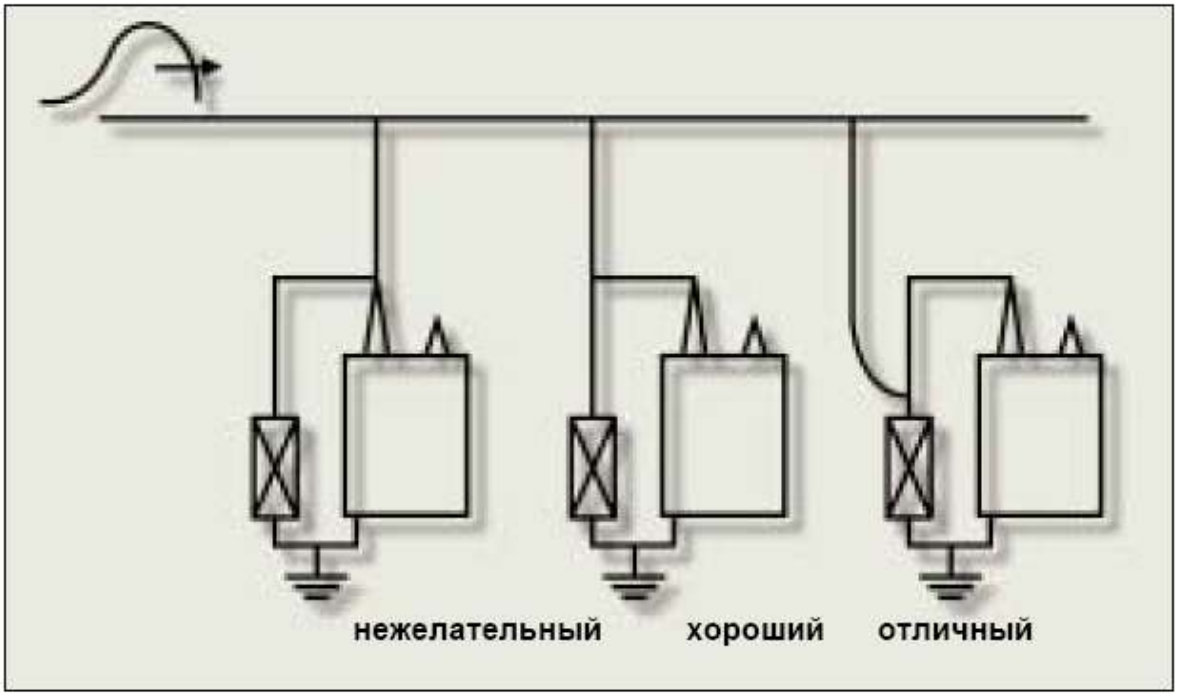


Рис. 4: Варианты подключения ОПН для защиты трансформатора

В некоторых случаях довольно трудно, или даже невозможно не превышать максимальное расстояние *b* равное 1 м. или 0.6 м. для воздушной ЛЭП на деревянных опорах. В таких случаях может помочь изменение конфигурации. Как правило, достаточно заземлить траверсы последних 3 опор перед трансформатором. Это уменьшит крутизну перенапряжений до уровня, при котором защитная зона становится достаточной. Недостатком этого решения является то, что среднее количество замыканий на землю и коротких замыканий начинает расти, становясь почти таким же высоким, как в сетях с заземленными траверсами. Другое, более изящное решение, состоит в том, чтобы установить второй комплект ОПН на последней опоре перед трансформатором вместо дополнительных заземлений. Это также уменьшает

крутизну волны перенапряжений, но без увеличения количества замыканий на землю или коротких замыканий.

Организация защиты электрооборудования и линий.

Как вытекает из информации, приведенной в главах 1-3, ограничители перенапряжений, благодаря их большой пропускной способности, позволяют осуществлять защиту не только от грозовых, но и от внутренних перенапряжений. Особенно это важно для тех видов электрооборудования, характеристики изоляции которых не координированы (согласованы) с защитными характеристиками вентильных разрядников. К таким видам оборудования относятся генераторы, синхронные компенсаторы, высоковольтные электродвигатели, батареи конденсаторов.

Рассмотрим вопросы организации защиты от перенапряжений ряда элементов сетей 6 – 35 кВ.

3.2.1 Защита генераторов.

В настоящее время имеется тенденция роста единичной мощности генераторов. Это обуславливает более жесткие требования к их надежности и, соответственно, к обеспечению, глубокого ограничения уровня воздействующих на них перенапряжений.

Генераторы мощностью менее 50 МВт в ряде случаев работают непосредственно на воздушную сеть, а генераторы мощностью более 50 МВт только по блочной схеме, когда между ними и воздушной сетью имеется только магнитная (трансформаторная) связь. Однако, в любом случае вентильные разрядники, традиционно устанавливаемые в сетях генераторов, не могут удовлетворять требованиям такого ограничения. Так, например, разрядники типа РВМ -20 (II группа по ГОСТ 16537-83) имеют амплитуду импульсного пробивного напряжения, равную 57 кВ, пробивные напряжения при частоте 50 Гц от 35 до 43 кВ и остающееся напряжения при токе 3 кА – 47 кА. Этим пробивным напряжениям соответствуют кратности грозовых

перенапряжений более 4,6 и внутренних перенапряжений более 4,0 (без учета коэффициента импульса). Названные кратности значительно превосходят кратности испытательных напряжений генераторов (1,5Uном), т.е К=2,6.

Учитывая сказанное, можно отметить что используемые в настоящее время в сетях генераторного напряжения вентильные разрядники не ограничивают перенапряжения, в то же время в процессе эксплуатации изоляция генераторов подвергается грозовым и внутренним перенапряжениям, амплитуда которых значительно превышает величину испытательного напряжения. По этой причине возникает необходимость неотложного внедрения новейших защитных аппратов – нелинейных ограничителей перенапряжений для защиты изоляции гидро – и турбогенераторов. Эти защитные аппараты должны быть рассчитаны на наибольшее рабочее напряжение генераторных сетей с учетом времени воздействия такого напряжения на них за время срабатывания релейной защиты и системной автоматики (0,5-1 с).при этом для защиты генераторов, работающих по блочной схеме, аппараты должны быть установлены вблизи зажимов машин, в их нейтрали, а также вблизи блочных трансформаторов (трансформаторов собственных нужд), генераторов, работающих на общие шины (секции), - на секциях и вблизи машин.

3.2.2 Защита электродвигателей и синхронных компенсаторов

Эксплуатация электростанций и распределительных сетей показывает, что имеет место значительная аварийность, связанная с электродвигателями 6 кВ сетей собственных нужд и синхронными компенсаторами 6 и 10 кВ. Эти машины в эксплуатации испытываются напряжением 1,7Uном=3,0 Uф , в то же время на их изоляцию воздействуют перенапряжения с кратностью К≥3,0 в среднем 1 раз в год. Кроме того, названные электрические машины не имеют активных коммутационных защитных аппаратов в их присоединения.

Защитные аппараты должны быть установлены вблизи электродвигателей сетей собственных нужд и синхронных компенсаторов.

Рассчетными для выбора ОПН этих машин являются напряжение Uнр=1,2Uном и tp = 20 мин для первых и tp = 8 ч- для вторых.

3.2.3 защита кабелей 6 – 35 кА

Анализ показывает, что зачастую при дуговых замыканиях на землю, коммутациях кабелей, а также ударах молний на воздушные линии и приходе на кабели грозовых импульсов повреждаются концевые и соединительные муфты. Поэтому в их начале и конце должны быть установлены ОПН, для которых Uнр=(1,15-1,2) Uном .

По тепловым причинам оболочка однотипных кабелей в основном заземляется с одной стороны. В режиме работы кабеля на свободном (незаземленном) конце оболочка может испытать до 50 % от амплитуды перенапряжений на шиле. Поэтому между жилой и оболочкой должен быть установлен ОПН, для которого Uр ≈ 0,24 Iкз, Uмр ≈ 0,24 Iкз Lk,где Iкз – ток в кА, Lк – длина кабеля в км, а Uмр –рассчитывается исходя из времени к.з., например, 0,12-15 с, на Iи≈10 кА, Iк≈500 А.

3.2.4 Защита фазокомпенсирующих устройств (ФКУ)

Защита ФКУ выполняется с помощью ОПН, установленного за выключателем в сторону ФКУ. Если в сети нет защиты от замыкания на землю Uрнр = Uнр = (1,15-1,2) Uн. Ограничители должны быть установлены на токи Iи=5-10 кА, Iк=500-600 А.

3.2.5 Защита батарей конденсаторов

При коммутациях батарей конденсаторов, а также при дуговых замыканиях на землю в сети с батареей (в сетях до 35 кВ) на конденсаторы батареи могут воздействовать перенапряжения с максимальной кратностью свыше 3,5, в то же время конденсаторы не имеют большого запаса изоляции по сравнению с их номинальным напряжением. По этой причине батареи конденсаторов должны быть защищены главным образом от внутренних перенапряжений. При этом выборе ОПН необходимо учитывать:

- наличие или отсутствие защиты от замыкания на землю;

- схему соединения батареи;
- место установки ОПН;

Коммутационные токи в данном случае могут доходить до 1000 А (в эквиваленте на стандартный ток формой 1,2 (2,5 мс)).

3.2.6 Защита токоограничивающих реакторов и линейных ВЧ заградителей.

Токоограничивающие реакторы и линейные ВЧ – заградители по сути являются дросселями с «бетонными» и «воздушным» сердечниками соответственно. Приход на них волн тока вызовут в обмотке напряжение, определяемое крутизной тока молнии и индуктивностью дросселя. Нетрудно доказать, что даже при небольших крутизнах тока молнии на обмотку может воздействовать напряжение, исчисляемое сотнями киловольт. По этой причине токоограничивающие реакторы и линейные ВЧ – заградители должны быть защищены от грозовых перенапряжений. С этой цель. ОПН д.б. установлены параллельно к дросселю и иметь характеристики Iи≈5 кА, расчетное значение

$$U_{рнр} = \frac{\omega L\, I_{КЗ}}{K_{в}},$$

где

ω – угловая частота, L – индуктивность защищаемого объекта, Iкз – ток короткого замыкания, Кв – коэффициент, определяемый в зависимости от времени короткого замыкания.

Характеристики ОПН 3 – 35 кВ ($U_{НР}$ – по МЭК)

$U_{НР}$, кВ	$U_{20\ мин}$, кВ действ.	$U_{2С}$, кВ действ	$U_{0.5}$, кВ действ	При волне 1,2/2,5 мс, кВ		При волне 8/20 мкс, кВ			
				U_{250} А	U_{400} А	U_{3} кА	U_{5} кА	U_{10} кА	U_{15} кА
1.	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	3,6	4,2	4,5	7,8	8,0	9,3	9,8	10,8	12,0
4.	4,8	5,6	6,0	10,4	10,6	12,4	13,1	14,4	16,0
5.	6,0	7,0	7,5	13,0	13,3	15,5	16,4	17,9	20,0
6.	7,2	8,4	9,0	15,6	16,0	18,6	19,6	20,7	24,0
7.	8,4	9,8	10,5	18,2	18,6	21,7	22,9	25,1	28,0
8.	9,6	11,2	12,0	20,9	21,3	24,9	26,3	28,8	32,2
9.	10,8	12,6	13,5	23,5	23,9	28,0	29,6	32,4	36,2
10.	12,0	14,0	15,0	26,1	26,6	31,1	32,9	36,0	40,2
11.	13,2	15,4	16,5	28,7	29,2	34,2	36,2	39,6	44,2
12.	14,4	16,8	18,0	31,3	31,9	37,2	39,4	43,2	48,2
13.	15,6	18,2	19,5	33,9	34,6	40,3	42,7	46,8	52,2
14.	16,8	19,6	21,0	36,5	37,2	42,4	46,0	50,4	56,2
15.	18,0	21,0	22,5	39,1	39,9	46,5	49,3	54,0	60,2
16.	19,0	22,4	24,0	41,7	42,5	49,6	52,5	57,5	64,2
17.	20,4	23,8	25,5	44,3	45,2	52,7	55,8	61,1	68,2
18.	21,6	25,2	27,0	46,9	47,8	55,8	59,1	64,7	72,2
19.	22,8	22,6	28,5	49,5	50,5	58,9	62,4	68,3	76,2
20.	24,0	28,0	30,0	52,1	53,2	62,0	65,6	71,9	80,2
21.	25,2	29,4	31,5	54,7	55,8	665,1	68,9	75,5	84,2
22.	26,4	30,8	33,0	57,3	58,4	68,2	72,2	79,1	88,2
23.	27,6	32,2	34,5	59,9	61,1	71,3	75,5	82,7	92,2
24.	28,8	33,6	36,0	62,5	63,8	74,4	78,8	86,3	96,3
25.	30,0	35,0	37,5	65,1	66,4	77,5	83,3	89,8	100,3
26.	31,2	36,4	39,0	67,7	69,1	80,6	85,3	93,4	104,3
27.	32,4	37,8	40,5	70,3	71,8	83,7	88,6	97,0	106,3
28.	33,6	39,2	42,0	72,9	74,4	86,8	91,9	100,6	108,3 (5)
29.	34,8	40,6	43,5	75,6	77,1	90,0	95,3	104,3	116,3
30.	36,0	42,0	45,0	78,2	79,7	93,1	98,6	107,7	120,4
33.	39,6	46,2	49,5	86,0	87,7	102,3	108,4	118,7	132,4
36.	43,2	50,4	50,4	93,8	95,7	111,6	118,2	129	144,5

Продолжение таблицы 2.8.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39.	46,8	54,6	58,5	101,6	103,7	121,0	128,0	140,2	156,5
42.	50,4	58,8	63,0	109,4	111,6	130,2	137,8	151,0	168,5