МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО КОМПЕНСАЦИИ ЕМКОСТНОГО ТОКА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6-35 кВ

ТИ 34-70-070-87

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ПО "СОЮЗТЕХЭНЕРГО"
Москва 1988

gost.e-ecolog.ru

Р А З Р А Б О Т А Н О Производственным объединением по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей "Союзтехэнерго"

И С П О Л Н И Т Е Л Ь А.И.ЛЕВКОВСКИЙ (цех электрических сетей)

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации 06.06.87 г.

Заместитель начальника К.М.АНТИПОВ

© СПО Союзтехэнерго, 1988.

Ответственный редактор О.М.Громова
Литературный редактор Н.А.Тихоновская
Технический редактор Б.М.Полякова
Корректор В.И.Шахнович

Подписано к печати 11.03.88 Формат 60x84 1/16
Печать офсетная Усл.печ.л. 3,21 Уч.-изд.л. 3,3 Тираж 3350 экз.
Заказ № 49/88 Издат.№ 87826

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий Союзтехэнерго
105023, Москва, Семеновский пер., д. 15

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д.29, строение 6

УДК 621.3.014

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО КОМПЕНСАЦИИ ЕМКОСТНОГО ТОКА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6-35 кВ

ТИ 34-70-070-87

Срок действия установлен
с 06.04.88 г.
до 06.04.93 г.

Настоящая Типовая инструкция (далее Инструкция) содержит основные указания по выполнению компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях, а также по производству специальных измерений с целью настройки компенсации емкостного тока.

При разработке данной Инструкции учтен опыт эксплуатации электрических сетей с компенсацией емкостного тока в энергосистемах Белгназэнерго, Куйбышевэнерго, Саратовэнерго, Свердловэнерго и др.

В Инструкцию внесены изменения и дополнения, учитывающие особенности эксплуатации дугогасящих реакторов, требования новых стандартов и технических условий на конкретные типы реакторов.

При эксплуатации сетей с компенсацией емкостного тока необходимо руководствоваться также инструкциями заводов-изготовителей электрооборудования и требованиями ПТЭ и ПУЭ.

Настоящая Инструкция предназначена для персонала служб РЭУ (ПЭО), занимающегося эксплуатацией электрических сетей 6-35 кВ.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Компенсация емкостного тока замыкания на землю в сетях 6-35 кВ применяется для уменьшения тока замыкания на землю, снижения скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения заземляющей дуги, уменьшения перенапряжений при повторных зажиганиях дуги и создания условий для ее самопогасания.

Основные определения, используемые при характеристике сетей с компенсацией емкостного тока, приведены в приложении I.

I.2. Компенсация должна применяться при следующих значениях емкостного тока замыкания на землю сети в нормальных режимах ее работы:

в воздушных сетях 6-20 кВ на железобетонных или металлических опорах и во всех сетях 35 кВ - при токе более 10 А;

в воздушных сетях, не имеющих железобетонных или металлических опор: при напряжении 6 кВ - при токе более 30 А, при напряжении 10 кВ - более 20 А, при напряжении 15-20 кВ - более 15 А.

Компенсацию допускается применять также в воздушных сетях 6-10 кВ при емкостном токе менее 10 А.

1.3. Для компенсации емкостного тока замыкания на землю должны применяться дугогасящие заземляющие реакторы с плавным или ступенчатым регулированием индуктивности.

Основные технические характеристики дугогасящих реакторов приведены в приложении 2 (табл.1-7).

1.4. В электрических сетях, где в процессе эксплуатации емкостный ток замыкания на землю изменяется не более чем на $\pm 10\%$, рекомендуется применять дугогасящие реакторы со ступенчатым регулированием индуктивности.

В электрических сетях, где в процессе эксплуатации емкостный ток замыкания на землю изменяется более чем на $\pm 10\%$, рекомендуется применять реакторы с плавным регулированием индуктивности, настраиваемые вручную или автоматически.

Автоматическая настройка компенсации рекомендуется в сетях 35 кВ при емкостном токе замыкания на землю более 10 А и в сетях 6-10 кВ при емкостном токе более 50 А.

1.5. Дугогасящие реакторы должны быть настроены на ток компенсации, как правило, равный емкостному току замыкания на землю (резонансная настройка). Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой индуктивная составляющая тока замыкания на землю не превышает 5 А, а степень расстройки - 5%.

Если установленные в сетях 6-20 кВ дугогасящие реакторы со ступенчатым регулированием индуктивности имеют большую разность токов смежных ответвлений, допускается настройка с индуктивной составляющей тока замыкания на землю не более 10 А.

В сетях 35 кВ при емкостном токе менее 15 А допускается степень расстройки не более 10%.

В воздушных сетях 6-10 кВ с емкостным током замыкания на землю менее 10 А степень расстройки не нормируется.

Настройка с недокомпенсацией допускается только при недостаточной мощности дугогасящего реактора и при условии, что по-

бые аварийно возникающие несимметрии емкостей фаз сети (обрыв проводов, растяжка или кабеля) не могут привести к появлению напряжения смещения нейтрали, превышающего 70% фазного напряжения. При недокомпенсации расстройка не должна превышать 5%.

I.6. В сетях с компенсацией емкостного тока степень несимметрии фазных напряжений не должна превышать 0,75% фазного напряжения, а напряжение смещения нейтрали I5% фазного напряжения.

Допускается напряжение смещения нейтрали в течение I ч до 30% и в течение времени поиска места замыкания на землю - I00% фазного напряжения.

I.7. Измерения емкостных токов, напряжений несимметрии и смещения нейтрали с целью настройки компенсации емкостного тока должны проводиться при вводе дугогасящих реакторов в работу и при значительных изменениях схемы сети, но не реже одного раза в 6 лет.

2. ВЫБОР ПОДСТАНЦИЙ ДЛЯ УСТАНОВКИ ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ

2.I. Дугогасящие реакторы должны устанавливаться на питающих подстанциях, связанных с электрической сетью не менее чем двумя линиями электропередачи. Установка реакторов на тупиковых подстанциях не допускается.

2.2. Выбор подстанций для установки дугогасящих реакторов должен производиться с учетом возможного разделения сети на отдельно работающие участки. Реакторы должны размещаться таким образом, чтобы в каждой части сети после ее разделения сохранялась возможность настройки компенсации емкостного тока, близкой к резонансной.

3. ВЫБОР МОЩНОСТИ ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ ИХ ПОДКЛЮЧЕНИЯ

3.I. Мощность реакторов должна выбираться по значению емкостного тока сети с учетом ее развития в ближайшие I0 лет.

При отсутствии данных о развитии сети мощность реакторов следует определять по значению емкостного тока сети, увеличенному на 25%.

Определение емкостного тока сети для выбора мощности дугогасящих реакторов можно производить путем расчетов (приложение 3).

Расчетная мощность реакторов Q_K (кВ·А) определяется по формуле

$$Q_K = I_C \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}, \qquad (1)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, кВ;

I_C - емкостный ток замыкания на землю, А.

3.2. При применении в сети дугогасящих реакторов со ступенчатым регулированием тока количество и мощность реакторов следует выбирать с учетом возможных изменений емкостного тока сети с тем, чтобы ступени регулирования тока позволяли устанавливать настройку, близкую к резонансной при всех возможных схемах сети.

При емкостном токе замыкания на землю более 50 А рекомендуется применять не менее двух реакторов.

3.3. Для подключения реакторов должны использоваться силовые трансформаторы со схемой соединения обмоток "звезда с выведенной нейтралью - треугольник".

В сетях 35 кВ для этой цели могут использоваться трехобмоточные трансформаторы 110/35/10(6) кВ с обмоткой 10(6) кВ, соединенной в треугольник.

В сетях 6-10 кВ могут использоваться ненагруженные трансформаторы или трансформаторы собственных нужд (ТСН) с обмоткой 0,4 (0,23) кВ, соединенной в треугольник. В этом случае ТСН должны быть проверены по длительно допустимой нагрузке. Допустимая нагрузка $I^{доп}_{нагр}$ (А) трансформатора определяется по формуле (2).

$$I^{доп}_{нагр} = \sqrt{(1{,}1 I_{ном.т})^2 - (I_K/3)^2}, \qquad (2)$$

где $I_{ном.т}$ - номинальный ток трансформатора, А;

I_K - ток компенсации реактора, А.

Трансформаторы, используемые для подключения реакторов, приведены в приложении 4 (табл.12).

3.4. При отсутствии трансформаторов со схемой соединения обмоток "звезда - треугольник" для подключения реакторов допус-

кается использовать ненагруженные трехфазные трансформаторы со схемой соединения обмоток "звезда - звезда". Мощность трансформаторов при этом должна не менее чем в четыре раза быть больше мощности реакторов.

Трансформаторы броневого типа или группы однофазных трансформаторов со схемой соединения обмоток "звезда - звезда" использовать для подключения реакторов недопустимо.

4. СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ

4.1. Рекомендуемые схемы включения дугогасящих реакторов приведены на рис.1.

Дугогасящие реакторы должны подключаться к нейтралям трансформаторов, генераторов или синхронных компенсаторов через разъединители. В цепи заземления реакторов должен быть установлен трансформатор тока.

Трансформаторы 6 (10) кВ с дугогасящими реакторами в нейтрали должны подключаться к шинам подстанций выключателями. При использовании трансформаторов только для подключения реакторов допускается замена выключателей на трехполюсные разъединители.

4.2. На двухтрансформаторных подстанциях схемы включения дугогасящих реакторов должны предусматривать возможность подключения реакторов как к одному, так и к другому трансформатору (рис.1,*а*; 1,*б*). Нейтрали трансформаторов должны быть разделены разъединителями.

4.3. Применение предохранителей в схемах питания трансформаторов с дугогасящими реакторами в нейтрали недопустимо.

4.4. Установка дугогасящих реакторов в распределительных устройствах должна выполняться в соответствии с действующими Правилами устройства электроустановок и инструкциями заводов-изготовителей.

Подключение реакторов к трансформаторам рекомендуется выполнять сталеалюминиевыми проводами или шинами сечением 50-70 мм^2. Допускается выполнять подключение кабелем без стальной бронеленты.

Неиспользуемые обмотки ненагруженных трансформаторов, в нейтрали которых включены дугогасящие реакторы, должны быть, как правило, заземлены путем соединения одного из выводов обмотки с заземляющим устройством подстанции.

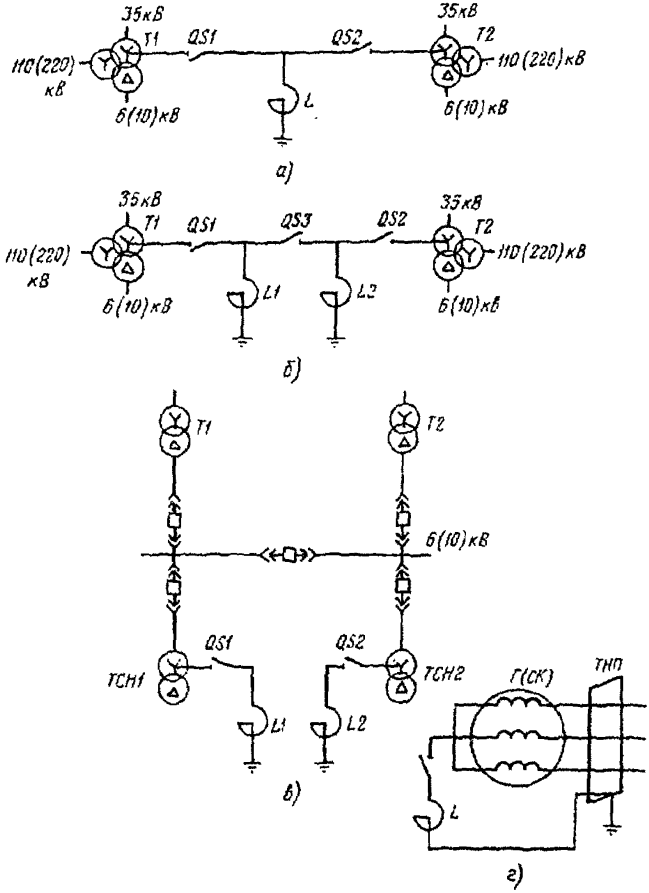


Рис.I. Схемы включения дугогасящих реакторов:

а - включение одного реактора; *б* - включение двух реакторов; *в* - включение реакторов в нейтрали трансформаторов СН; *г* - включение реактора в нейтраль генератора (синхронного компенсатора)

4.5. Рекомендуемые схемы сигнализации и контроля работы дугогасящих реакторов приведены в приложении 5.

На сооружаемых и реконструируемых подстанциях приводы разъединителей, которыми дугогасящие реакторы подключаются к нейтралям трансформаторов, должны выполняться с электромагнитной блокировкой, запрещающей отключение под нагрузкой.

На действующих подстанциях, на которых разъединители дугогасящих реакторов выполнены без электромагнитной блокировки, допускается эксплуатация реакторов без блокировки. При этом возле разъединителей должны быть установлены две параллельно включенные сигнальные лампы, подключенные к сигнальной обмотке реакторов (две лампы на случай повреждения одной из них).

5. НАСТРОЙКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ

5.1. В сети с компенсацией емкостного тока замыкания на землю напряжение несимметрии и смещения нейтрали не должно превышать указанных в п.1.6 значений.

В сетях 35 кВ выравнивание емкостей фаз относительно земли должно выполняться транспозицией проводов (рис.2), а также распределением конденсаторов высокочастотной связи.

Предварительную оценку напряжения несимметрии сети, а также емкостного тока замыкания на землю следует производить на основании расчетов по удельным емкостям проводов и кабелей относительно земли. Значения удельных емкостей проводов и кабелей и степени несимметрии некоторых линий приведены в приложении 3.

Пример расчета напряжения несимметрии сети и выравнивания емкостей фаз приведен в приложении 6.

5.2. Настройка дугогасящих реакторов должна быть выполнена в соответствии с требованиями п.1.5.

5.3. В случае выбора настройки с недокомпенсацией допустимость такого режима должна быть проверена расчетом значения напряжения смещения нейтрали при появлении несимметрии емкостей фаз сети.

Пример расчета зависимости степени смещения нейтрали от степени однофазной несимметрии в сети с недокомпенсацией емкостного тока замыкания на землю при появлении несимметрии емкостей фаз, приведен в приложении 7.

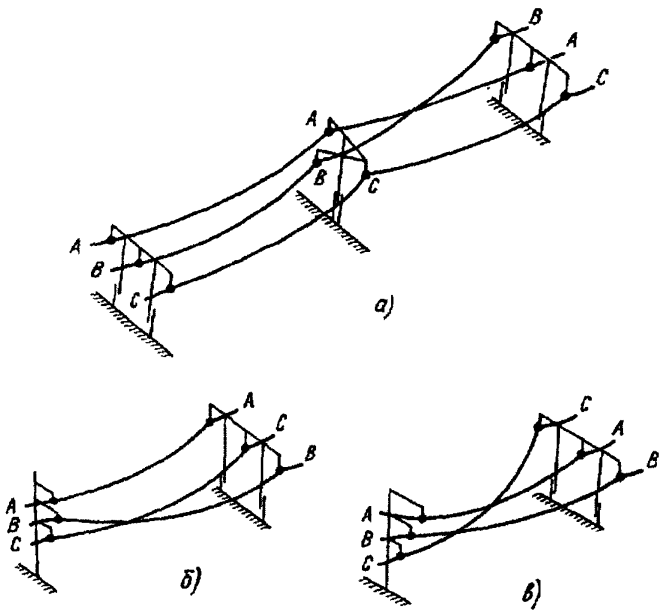


Рис.2. Транспозиция фазных проводов на воздушных линиях

5.4. Методы измерений напряжений несимметрии, смещения нейтрали и определения емкостного тока замыкания на землю с целью настройки компенсации емкостного тока приведены в приложении 8.

5.5. При выборе ответвлений дугогасящих реакторов со ступенчатым регулированием тока необходимо учитывать снижение тока реакторов вследствие влияния сопротивления трансформаторов, в нейтрали которых включены реакторы.

Действительный ток компенсации $I_{рд}$ (А) определяется по формуле (I).

$$I_{рд} = \frac{3U_{ср}}{X_т + 3X_р} = \frac{I_{рн}}{1 + \frac{X_т}{3X_р}}, \qquad (3)$$

где $X_т = \frac{U_к U^т_{ном}}{100 S_т}$ - сопротивление трансформатора, Ом;

$X_р = \frac{U^р_{ном}}{\sqrt{3} I_{рн}}$ - сопротивление реактора, Ом;

$U^т_{ном}$ - номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_т$ - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_к$ - напряжение КЗ трансформатора, %;

$U^р_{ном}$ - номинальное напряжение реактора, В.

В случае использования для подключения реактора трансформатора со схемой соединения обмоток "звезда - звезда" действительный ток компенсации определяется по формуле

$$I_{рд} = \frac{I_{рн}}{1 + \frac{10 X_т}{3 X_р}} . \qquad (4)$$

5.6. Выбор настроек дугогасящих реакторов со ступенчатым регулированием тока для разных схем сети должен производиться на основании результатов измерений емкостных токов сети и отдельных участков. Результаты выбора настроек реакторов должны быть оформлены в виде карты настроек и храниться у оперативного персонала для контроля режима компенсации емкостного тока.

5.7. Настройка плавнорегулируемых реакторов, не имеющих автоматических регуляторов настройки, должна производиться вручную с помощью измерителей (указателей) настройки или с помощью вольтметра, подключенного к сигнальной обмотке реакторов. Реакторы должны быть настроены на значении тока, при котором напряжение на сигнальной обмотке имеет наибольшее значение.

Для настройки плавнорегулируемых реакторов вручную могут применяться также другие методы, обеспечивающие настройку реакторов, близкую к резонансной.

5.8. Если в одном из режимов работы сети дугогасящий реактор окажется подключенным к шинам подстанции, от которой отходит только одна линия, то на время существования такого режима реактор должен быть выведен из работы.

5.9. Эксплуатация дугогасящих реакторов, текущие и капитальные ремонты должны производиться в соответствии с инструкцией завода-изготовителя и действующими Нормами испытаний электрооборудования.

6. УКАЗАНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

6.I. Включение или отключение трансформаторов, предназначенных для подключения дугогасящих реакторов, допускается производить только при отключенном дугогасящем реакторе (разъединитель в цепи реактора должен быть отключен).

6.2. Не допускается включать или отключать дугогасящий реактор при возникновении в сети замыкания на землю.

6.3. Переключение ответвлений реактора со ступенчатым регулированием тока может производиться только после отключения реактора.

6.4. Не допускается объединять нейтрали раздельно работающих трансформаторов, к которым подключены дугогасящие реакторы.

6.5. Измерения емкостных токов замыкания на землю, напряжений несимметрии и смещения нейтрали с целью настройки компенсации емкостного тока должны производиться по программам, составленным и утвержденным в установленном порядке.

Приложение I

ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ХАРАКТЕРИСТИКЕ СЕТЕЙ С КОМПЕНСАЦИЕЙ ЕМКОСТНОГО ТОКА

I. При работе сети с изолированной нейтралью и отсутствии замыкания на землю на нейтрали сети появляется напряжение несимметрии $\dot{U}_{нс}(В)$, обусловленное несимметрией емкостей фаз относительно земли, которое определяется по формуле

$$\dot{U}_{нс} = \frac{\dot{U}_A (C_A + a^2 C_B + a C_C)}{C_A + C_B + C_C} , \qquad (5)$$

где $\dot{U}_A$ - вектор напряжения фазы А,В;

C_A, C_B и C_C - емкости фаз относительно земли, мкФ;

a - фазный множитель.

$$a = -\frac{I}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad \text{и} \quad a^2 = -\frac{I}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} .$$

Степень несимметрии напряжений определяется по формуле

$$U_{нс} = \frac{U_{нс}}{U_{ф}} 100 \ , \% . \qquad (6)$$

2. Емкостный ток замыкания на землю I_c (A) определяется по формуле

$$I_c = 3\omega C_ф U_ф 10^{-6}, \qquad (7)$$

где ω - угловая частота напряжения, $с^{-I}$;
$C_ф$ - емкость фазы сети, мкФ;
$U_ф$ - фазное напряжение, В.

3. Ток $I_к$ (A) компенсации дугогасящего реактора определяется по формуле

$$I_к = \frac{U_ф}{\omega L_р} \ , \qquad (8)$$

где $L_р$ - индуктивность реактора, Гн.

4. Степень расстройки компенсации ϑ (%) определяется по формуле

$$\vartheta = \frac{I_c - I_к}{I_c} \ I00. \qquad (9)$$

5. В сети с подключенным дугогасящим реактором на нейтрали появляется напряжение смещения нейтрали $\dot{U}_0$, определяемое по формуле

$$\dot{U}_0 = \frac{\dot{U}_{нс}}{\vartheta - jd} \ , \qquad (I0)$$

где $d = \frac{I_я}{I_c}$ - коэффициент успокоения сети, равный отношению активной составляющей тока замыкания на землю к полному емкостному току сети.

Для воздушных сетей с нормальным состоянием изоляции коэффициент d = 2 - 6%. При загрязнениях и увлажнениях коэффициент d может увеличиваться до I0%.

Для кабельных сетей d = 2 - 4%.

Модель вектора напряжения смещения нейтрали равен

$$U_0 = \frac{U_{нс}}{\sqrt{v^2 + d^2}}, \qquad (II)$$

степень напряжения смещения нейтрали равна

$$v_0 = \frac{v_{нс}}{\sqrt{v^2 + d^2}}. \qquad (I2)$$

6. При замыкании на землю в месте повреждения протекает остаточный ток замыкания $I_з$ (А), равный

$$I_з = I_c \sqrt{\frac{v^2 + d^2}{1 + \frac{2d}{d_з} + \frac{v^2 + d^2}{d_з}}}, \qquad (I3)$$

где $d_з = \frac{U_ф}{R_з I_c}$ - дополнительный коэффициент успокоения;

$R_з$ - переходное сопротивление в месте замыкания на землю, Ом.

Приложение 2

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ

Таблица 1

Характеристика реакторов серии РАДСОМ

Тип реактора	Номинальное напряжение, кВ	Предельный ток, А	Тип трансформатора тока	Коэффициент трансформации трансформаторов тока	Масса, кг		
					полная	активной части	масла
РАДСОМ-115/6УХЛ	6,6/√3	12,5-25	ТВ-35-25	75/5	740	315	235
РАДСОМ-230/6УХЛ	6,6/√3	25-50	ТВ-35-25	75/5	995	405	315
РАДСОМ-460/6УХЛ	6,6/√3	50-100	ТВ-35-25	100/5	1370	650	410
РАДСОМ-920/6УХЛ	6,6/√3	100-200	ТВ-35-25	200/5	2090	1055	600
РАДСОМ-190/10УХЛ	11/√3	12,5-25	ТВ-35-25	75/5	955	400	310
РАДСОМ-380/10УХЛ	11/√3	25-50	ТВ-35-25	75/5	1370	650	410
РАДСОМ-760/10УХЛ	11/√3	50-100	ТВ-35-25	100/5	2070	1030	600
РАДСОМ-1520/10УХЛ	11/√3	100-200	ТВ-35-25	200/5	3610	1840	1110
РАДСОМ-115/15,75УХЛ	15,75/√3	5-10	ТВ-35-25	75/5	980	370	360
РАДСОМ-155/20УХЛ	22/√3	5-10	ТВ-35-25	75/5	1090	405	395

Окончание таблицы I

Тип реактора	Номинальное напряжение, кВ	Предельный ток, А	Тип трансформатора тока	Коэффициент трансформации трансформаторов тока	Масса, кг		
					полная	активной части	масла
РЗДСОМ-310/35УI	38,5/√3	6,25-I2,5	ТВ-35-25	75/5	2100	771	880
РЗДСОМ-620/35УI	38,5/√3	I2,5-25	ТВ-35-25	75/5	2670	II65	950
РЗДСОМ-I240/35УI	38,5/√3	25-50	ТВ-35-25	75/5	3640	I805	II00

Примечания: I. Для изменения тока в реактор встроен переключатель, имеющий пять положений. Привод переключателя выведен на стенку бака.-2. Допустимая продолжительность работы при наибольшем токе компенсации - 6 ч, при меньших токах - указана в паспорте реактора.-3. Магнитопровод изготовлен из электротехнической стали, стержни разделены зазорами, ярма прямоугольной формы.-4. Обмотка - цилиндрическая, слоевая, из медного провода.

Таблица 2

Характеристика реакторов серии РЗДПОМ

Тип реактора	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Предельные значения токов при номинальном напряжении реактора, А
РЗДПОМ-120/6УI	$6,6/\sqrt{3}$	$7,2/\sqrt{3}$	26,2 ÷ 5,2
РЗДПОМ-300/6УI	$6,6/\sqrt{3}$	$7,2/\sqrt{3}$	65,5 ÷ I3,I
РЗДПОМ-190/I0УI	$II/\sqrt{3}$	$I2/\sqrt{3}$	25,5 ÷ 5,0
РЗДПОМ-480/I0УI	$II/\sqrt{3}$	$I2/\sqrt{3}$	63,0 ÷ I2,6
РЗДПОМ-480/20УI	$22/\sqrt{3}$	$24/\sqrt{3}$	3I,4 ÷ 6,3
РЗДПОМ-700/35УI	$38,5/\sqrt{3}$	$40,5/\sqrt{3}$	28,4 ÷ 5,7
РЗДПОМ-800/35УI	$38,5/\sqrt{3}$	$40,5/\sqrt{3}$	36,0 ÷ 7,2

Примечания: I. Плавное регулирование тока осуществляется изменением зазора в магнитной системе с помощью электропривода, установленного на крышке бака реактора.-2. Номинальное напряжение сигнальной обмотки I00+I0 В при среднем значении предельных токов. Номинальный ток сигнальной обмотки - I0 А.-3. Электрическая схема управления электроприводом реактор в приведена на рис.3.

Таблица 3

Характеристика дугогасящих реакторов завода имени К.Либкнехта (ГДР)

Тип реактора	Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ	Предельное значение тока компенсации, А	Масса, кг	
				полная	масла
GEUF40I/6	275	$6/\sqrt{3}$	32-80	I350	550
GEUF63I/6	400	$6/\sqrt{3}$	50-II7	-	-
GEUF80I/6	485	$6/\sqrt{3}$	56-I40	I690	500
GEUF80I/I0	I25	$I0/\sqrt{3}$	8,6-2I,6	I020	350
GEUFI00I/I0	600	$I0/\sqrt{3}$	40-I00	I550	-

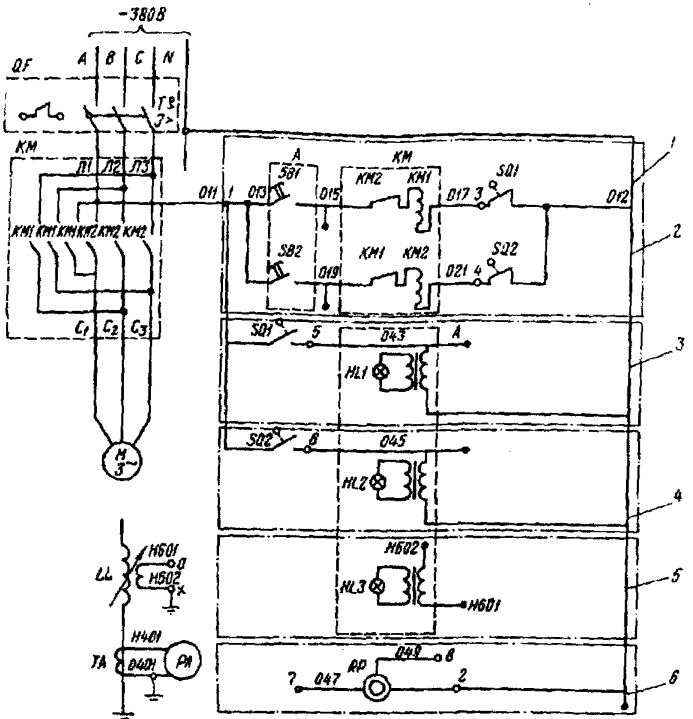


Рис.3. Электрическая схема управления электроприводом реакторов серии РЗДПОМ:

LL - дугогасящий реактор; M - электродвигатель; KM - магнитный пускатель; QF - выключатель автоматический; RP - потенциометр; SQ - конечный выключатель;

I - шкаф управления; 2 - местное управление; 3 - крайнее верхнее положение верхней половины стержня; 4 - крайнее нижнее положение верхней половины стержня; 5 - смещение нейтрали; 6 - датчик положения стержня

Окончание таблицы 3

Тип реактора	Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ	Предельное значение тока компенсации, А	Масса, кг	
				полная	масла
GEUF125I/10	800	10/√3	55-138	2100	700
GEUF80I/35	505	35/√3	12,2-25	2650	950
GEUF160I/35	1010	35/√3	20-50	-	-

Примечания: 1. Обмотки реакторов выполняются с ответвлениями для девяти (6 и 10 кВ) и шести (35 кВ) значений тока компенсации.-2. Допустимая продолжительность непрерывной работы (ч) на ответвлениях:

Номер ответвления....	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Напряжения, кВ:									
6 .....Длительно	8	7	6	5	4	3	2	2	
10 .....Длительно	8	6	4	3	2	-	-	-	

Таблица 4

Характеристики плунжерных реакторов ЦРЭЗ Мосэнерго

Тип реактора	Мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ	Предел регулирования тока, А
РДМР-300/6	300	6,6/√3	15-80
РДМР-760/6	760	6,6/√3	50-200
РДМР-485/10	485	10,5/√3	15-80
РДМР-1210/10	1210	10,5/√3	50-200

Таблица 5

Характеристика плунжерных дугогасящих реакторов, изготовляемых в ЧССР для двухчасовой продолжительности непрерывной работы

Тип реактора	Мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ	Предельное значение тока компенсации, А
ZTC_c-50	200	6,3/√3	6-55
		10,5/√3	4-33
		15,75/√3	3-22

Окончание таблицы 5

Тип реактора	Мощность, кВ · А	Номинальное напряжение, кВ	Предельное значение тока компенсации, А
ZTC-250	400	6,3/√3	11-110
		10,5/√3	6-66
		15,75/√3	4-44
		21/√3	3,2-32
ZTC_c-250	500	6,3/√3	14-138
		10,5/√3	8-83
		15,75/√3	5,5-55
		21/√3	4-42
ZTC-800	800	6,3/√3	22-220
ZTC-800	1250	10,5/√3	20-206
		15,75/√3	13-137
		21/√3	10-105
		36,75/√3	5-60
ZTC-1250	2000	21/√3	17-165
		36,75/√3	10-95
ZTC-4000	5000	21/√3	42-415
		36,75/√3	24-240

Таблица 6

Характеристика плунжерных дугогасящих реакторов, изготовленных в ЧССР для 24-часовой продолжительности непрерывной работы

Тип реактора	Мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ	Предельное значение тока компенсации, А
ZTC-50	125	6,3/√3	4-35
		10,5/√3	3-21
		15,75/√3	2-14
ZTC-250	250	6,3/√3	7-70
		10,5/√3	4-41
		15,75/√3	2,8-28
		21/√3	2,1-21

Окончание таблицы 6

Тип реактора	Мощность кВ · А	Номинальное напряжение, кВ	Предельное значение тока компенсации, А
ZTC-1250	800	$6,3/\sqrt{3}$	22-220
ZTC-800	800	$10,5/\sqrt{3}$	13-131
		$15,75/\sqrt{3}$	8-88
		$21/\sqrt{3}$	5-66
		$36,75/\sqrt{3}$	3-38
ZTC-1250	1250	$21/\sqrt{3}$	10-105
		$36,75/\sqrt{3}$	5-60
ZTC_c-1250	1600	$21/\sqrt{3}$	13-134
		$36,75/\sqrt{3}$	7,5-76
ZTC-4000	2500	$21/\sqrt{3}$	21-210
		$36,75/\sqrt{3}$	11-118

Таблица 7

Техническая характеристика дугогасящего устройства ТАДТМ-30/10

Тип реактора	Напряжение, кВ	Ток в нейтрали обмоток высокого напряжения, А	Ток в обмотке низкого напряжения, А	Номинальная мощность, кВ·А
ТАДТМ-30/10	10	3 - 5	43,3 - 75,2	30

Примечания: 1. Дугогасящее устройство может применяться в сети напряжением 6 кВ.-2. Устройство состоит из трехфазного двухобмоточного пятистержневого трансформатора и однофазного реактора, размещенных в одном баке. Стержни магнитопровода реактора имеют по четыре немагнитных зазора.-3. Обмотки устройства многослойные цилиндрические, из медного провода.-4. Полная масса устройства - 1050 кг. 5. Электрическая схема устройства приведена на рис.4.

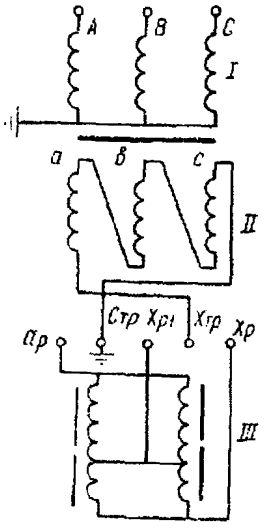


Рис.4. Электрическая схема дугогасящего устройства ТАДГИ-30/10:
I - первичная обмотка; II - вторичная обмотка; III - реактор

Приложение 3

ЕМКОСТНЫЕ ТОКИ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ И СТЕПЕНЬ НЕСИММЕТРИИ ЕМКОСТЕЙ ФАЗ ОТНОСИТЕЛЬНО ЗЕМЛИ

Степень несимметрии и удельные емкостные токи воздушных линий даны в табл.8.

Удельные емкостные токи кабелей различных сечений и разных номинальных напряжений указаны в табл.9-11.

Емкости проводов воздушных линий определены по формулам Максвелла. Для линии без тросов емкость провода определяется:

$$C_1 = C_{11} + C_{12} + C_{13}, \qquad (14)$$

где C_{11} - собственная частичная емкость провода относительно земли;

C_{12} и C_{13} - взаимные частичные емкости относительно второго и третьего провода. Для линии с тросами в выражение (14) добавляются частичные емкости относительно тросов.

Частичные емкости определяются по формуле

$$C_{11}=\frac{\Delta_{11}}{\Delta};\quad C_{12}=\left|\frac{\Delta_{12}}{\Delta}\right|;\quad C_{13}=\left|\frac{\Delta_{13}}{\Delta}\right|. \qquad (15)$$

Здесь через Δ обозначен определитель, составленный из собственных и взаимных потенциальных коэффициентов:

$$\Delta = \begin{vmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \alpha_{13} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \alpha_{23} \\ \alpha_{31} & \alpha_{32} & \alpha_{33} \end{vmatrix} \qquad (16)$$

Δ_{11}, Δ_{12} и т.д. - алгебраические дополнения элементов определителя Δ.

Собственные и взаимные потенциальные коэффициенты рассчитываются:

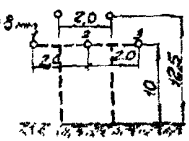
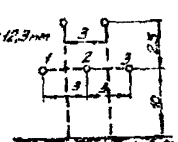
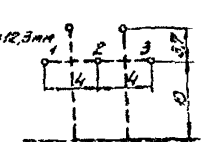
$$\alpha_{kk}=\frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\frac{2h_k}{r_k}; \qquad (17)$$

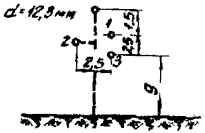
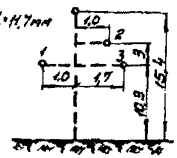
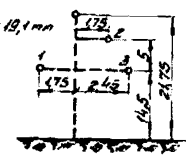
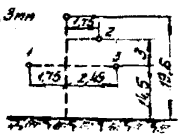
$$\alpha_{kn}=\frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\frac{b_{kn}}{a_{kn}}. \qquad (18)$$

Здесь h_k - средняя высота подвески провода в пролете;
r_k - радиус провода;
b_{kn} - расстояние между проводом k и зеркальным изображением провода (троса) n;
a_{kn} - расстояние между проводом k и проводом (тросом) n;
$\varepsilon_0 = 8{,}85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м.

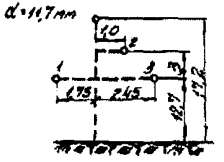
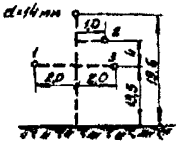
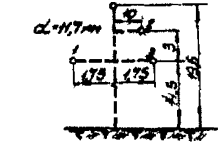
Таблица 8

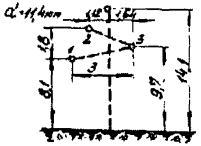
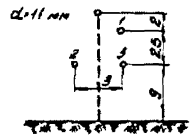
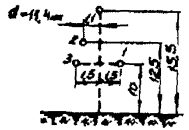
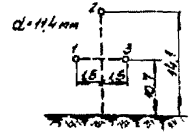
Степень несимметрии и удельные емкостные токи воздушных линий

Расположение проводов и тросов на опоре (расстояние между проводами указано в м)	Удельные емкости проводов относительно земли, мкФ/км			Степень несимметрии линии: угол ψ		Удельный емкостный ток линий при фазном напряжении 1 кВ $i_c = 3\omega C_{ср} 10^{-3}$ А/км	
	обозначение	без троса	с тросом	без троса	с тросом	без троса	с тросом
1. d=5 мм 	C_1	0,00458	0,00527				
	C_2	0,00406	0,00487				
	C_3	0,00458	0,00527	0,0392 / 60°	0,0258 / 60°	0,00415	0,00484
	$C_{ср}$	0,00441	0,00514				
2. d=12,3 мм 	C_1	0,00483	0,00558	0,0366 / 60°	0,023 / 60°	0,0044	0,00515
	C_2	0,00432	0,0052				
	C_3	0,00483	0,00558				
	$C_{ср}$	0,00466	0,00546				
3. d=12,3 мм 	C_1	0,00546	0,00628				
	C_2	0,0049	0,00588	0,0356 / 60°	0,0212 / 60°	0,0047	0,0058
	C_3	0,00546	0,00628				
	$C_{ср}$	0,00528	0,00615				

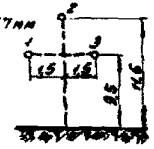
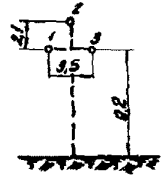
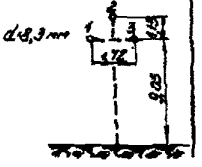
4. $d=12,8$ мм 	C_I	0,00453	0,00565				
	C_2	0,00465	0,00557	$\frac{0,011}{157^0 13'}$	$\frac{0,01}{325^0 15'}$	0,00437	0,00525
	C_3	0,00472	0,00545				
	C_{cp}	0,00464	0,00557				
5. $d=11,7$ мм 	C_I	0,004955	0,00525				
	C_2	0,004683	0,005346				
	C_3	0,00484	0,005112	$\frac{0,0163}{34^0 10'}$	$\frac{0,013}{274^0 24'}$	0,00455	0,00493
	C_{cp}	0,004826	0,005236				
6. $d=19,1$ мм 	C_I	0,00516	0,005508				
	C_2	0,00486	0,005605	$\frac{0,0169}{30^0 20'}$	$\frac{0,0159}{279^0 22'}$	0,00472	0,00516
	C_3	0,00501	0,005309				
	C_{cp}	0,00501	0,005477				
7. $d=15,3$ мм 	C_I	0,00502	0,00537				
	C_2	0,00454	0,005164				
	C_3	0,004738	0,005027	$\frac{0,0293}{24^0 33'}$	$\frac{0,0192}{336^0 10'}$	0,00449	0,00489
	C_{cp}	0,004766	0,005187				

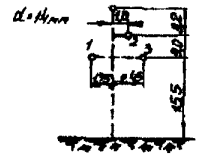
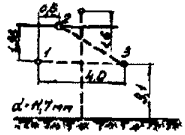
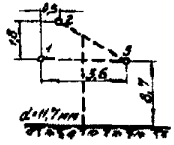
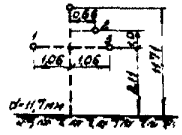
Продолжение таблицы 8

Расположение проводов и тросов на опоре (расстояние между проводами указано в м)		Удельные емкости проводов относительно земли, мкФ/км		Степень несимметрии линии угол φ		Удельный емкостный ток линий при фазном напряжении 1 кВ $i_c = 3\omega C_{ср} 10^{-3}$ А/км	
	обозначение	без троса	с тросом	без троса	с тросом	без троса	с тросом
8. 	C_I	0,004935	0,005335				
	C_2	0,004496	0,005502				
	C_3	0,004817	0,005167	0,0276 / 44°29′	0,0181 / 268°56′	0,00447	0,00503
	$C_{ср}$	0,004749	0,005335				
9. 	C_I	0,005052	0,005395				
	C_2	0,004703	0,005618				
	C_3	0,004916	0,005233	0,0208 / 38°23′	0,0206 / 265°23′	0,00461	0,0051
	$C_{ср}$	0,00489	0,005415				
10. 	C_I	0,004751	0,005133				
	C_2	0,004415	0,005211				
	C_3	0,004569	0,00492	0,0212 / 28°17′	0,0171 / 315°47′	0,00431	0,00479
	$C_{ср}$	0,004578	0,005088				

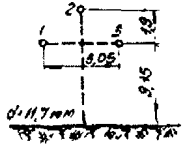
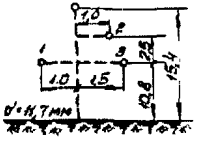
II. 	C_I	0,00495	0,00515					
	C_2	0,00448	0,00485					
	C_3	0,005	0,00537	$\frac{0,0345}{64^0 42'}$	$\frac{0,0292}{84^0 45'}$	0,00453	0,00482	
	C_{cp}	0,00481	0,00512					
I2. 	C_I	0,00415	0,0052					
	C_2	0,00455	0,00545	$\frac{0,0276}{224^0}$	$\frac{0,0202}{255^0 57'}$	0,00408	0,00494	
	C_3	0,00426	0,0051					
	C_{cp}	0,00432	0,00525					
I3. 	C_I	0,00473	0,00547					
	C_2	0,00431	0,00499	$\frac{0,0277}{18^0 28'}$	$\frac{0,0267}{25^0 47'}$	0,00423	0,00491	
	C_3	0,00444	0,0052					
	C_{cp}	0,00449	0,00522					
I4. 	C_I	0,00451						
	C_2	0,00434		$\frac{0,0127}{60^0}$		0,0042		
	C_3	0,00451						
	C_{cp}	0,00445						

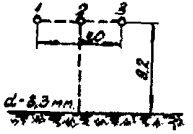
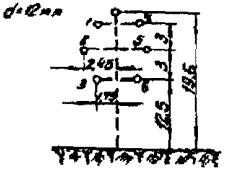
Продолжение таблицы 8

Расположение проводов и тросов на опоре (расстояние между проводами указано в м)	Удельные емкости проводов относительно земли, мкФ/км			Степень несимметрии линии / угол φ		Удельный емкостный ток линии при фазном напряжении 1 кВ $i_c = 3\omega C_{ср} 10^{-3}$ А/км	
	обозначение	без троса	с тросом	без троса	с тросом	без троса	с тросом
I5. 	C_I	0,00501					
	C_{II}	0,004584					
	C_{III}	0,00501		0,0291 / 60°		0,00459	
	$C_{ср}$	0,004868					
I6. d=11,7 	C_I	0,005044					
	C_{II}	0,004558					
	C_{III}	0,005044					
	$C_{ср}$	0,004882		0,0322 / 60°		0,00459	
I7. 	C_I	0,0044					
	C_{II}	0,00411					
	C_{III}	0,0044					
	$C_{ср}$	0,004303		0,0222 / 60°		0,00405	

I8.		C_I	0,004864	0,005I87				
		C_2	0,00447	0,005II4				
		C_3	0,00475	0,005045				
		C_{cp}	0,004695	0,005II5	$\frac{0,0252}{42^0 30'}$	$\frac{0,0060I}{330^0 37'}$	0,00442	0,00482
I9.		C_I	0,004935	0,005203				
		C_2	0,004654	0,00538I	$\frac{0,0436}{98^0 II'}$	$\frac{0,0297}{I37^0 49'}$	0,0047I	0,005I3
		C_3	0,005406	0,005753				
		C_{cp}	0,004998	0,005446				
20.		C_I	0,00486					
		C_2	0,004582		$\frac{0,043I}{97^0 57'}$		0,00463	
		C_3	0,0053I3					
		C_{cp}	0,004918					
2I.		C_I	0,004946	0,005305				
		C_2	0,004289	0,0048	$\frac{0,04I4}{25^0 02'}$	$\frac{0,03I5}{7^0 46'}$	0,00433	0,0047
		C_3	0,004563	0,004876				
		C_{cp}	0,004599	0,004994				

Окончание таблицы 8

Расположение проводов и тросов на опоре (расстояние между проводами указано в м)		Удельные емкости проводов относительно земли, мкФ/км		Степень несимметрии линии / угол φ		Удельный емкостный ток линий при фазном напряжении I кВ $i_c = 3\omega C_{ср} 10^{-3}$ А/км	
	обозначение	без троса	с тросом	без троса	с тросом	без троса	с тросом
22. 	C_1	0,004939		0,0308 / 60°		0,00451	
	C_2	0,004494					
	C_3	0,004939					
	$C_{ср}$	0,004791					
23. 	C_1	0,004892	0,005249	0,0175 / 23°30′	0,0169 / 281°32′	0,00447	0,00491
	C_2	0,004607	0,005336				
	C_3	0,004723	0,00504				
	$C_{ср}$	0,004741	0,005209				

24. 	C_I	0,004753						
	C_2	0,00421		$\frac{0,0396}{60^0}$		0,00431		
	C_3	0,004753						
	$C_{ср}$	0,004572						
25. 	C_I	0,00445	0,00572					
	C_2	0,00422	0,00472					
	C_3	0,00518	0,00523					
	C_4	0,00445	0,00572					
	C_5	0,00422	0,00472	$\frac{0,0623}{106^0 50'}$	$\frac{0,0548}{31^0 05'}$	0,00435	0,00492	
	C_6	0,00518	0,00523					
	$C_{ср}$	0,00462	0,00522					

Примечания: 1. Для двухцепной линии емкости фаз относительно земли, степень несимметрии и удельный емкостный ток приведены для одной цепи, когда другая цепь отключена, но не заземлена.-2. В знаменателе пп.6 и 7 указан угол φ, определяющий положение вектора напряжения несимметрии относительно напряжения первой фазы.-3. d - диаметр провода.

Таблица 9

Зарядные и емкостные токи замыкания на землю кабелей с секторными жилами и поясной изоляцией, А/км

Сечение, мм^2	Кабели 6 кВ		Кабели 10 кВ	
	Зарядный ток	Ток замыкания на землю	Зарядный ток	Ток замыкания на землю
16	0,24	0,37	0,33	0,52
25	0,32	0,46	0,42	0,62
35	0,36	0,52	0,47	0,69
50	0,41	0,59	0,54	0,77
70	0,49	0,71	0,6	0,9
95	0,51	0,82	0,69	1,0
120	0,62	0,89	0,74	1,1
150	0,7	1,1	0,84	1,3
185	0,79	1,2	0,95	1,4
240	0,89	1,3	1,06	1,6
300	1,00	1,5	1,16	1,8

Таблица 10

Зарядные и емкостные токи замыкания на землю кабелей ССБ, А/км

Сечение, мм^2	Кабели 20 кВ		Кабели 35 кВ	
	Зарядный ток	Ток замыкания на землю	Зарядный ток	Ток замыкания на землю
25	0,66	2,00	-	-
35	0,74	2,2	-	-
50	0,84	2,5	-	-
70	0,95	2,8	1,2	3,7
95	1,0	3,1	1,4	4,1
120	1,1	3,4	1,5	4,4
150	1,3	3,7	1,6	4,8
185	1,4	4,0	1,7	5,2

Таблица II

Зарядные и емкостные токи замыкания на землю кабелей с пластмассовой изоляцией, А/км

Сечение, мм^2	Кабель 6 кВ		Кабель 10 кВ		Кабель 20 кВ		Кабель 35 кВ	
	Зарядный ток	Ток замыкания на землю	Зарядный ток	Ток замыкания на землю	Зарядный ток	Ток замыкания на землю	Зарядный ток	Ток замыкания на землю
25	0,33	0,55	0,62	I,9	I,0	3,0	I,I	3,3
35	0,35	0,60	0,69	2,I	I,I	3,3	I,2	3,6
50	0,35	0,65	0,78	2,3	I,2	3,6	I,3	3,9
70	0,38	0,70	0,87	2,6	I,3	3,9	I,5	4,5
95	0,4I	0,75	0,96	2,9	I,9	4,2	I,6	4,8
I20	0,47	0,85	I,05	3,2	I,6	4,8	I,8	5,4
I50	0,49	0,9	I,I4	3,4	I,7	5,I	I,9	5,7
I85	0,55	I,0	I,25	3,8	I,9	5,7	2,I	6,3
240	0,6	I,0	I,5I	4,5	2,I	6,3	2,3	6,9
300	-	-	I,65	5,0	2,3	6,9	2,5	7,5
400	-	-	I,85	5,6	2,5	7,5	2,7	8,I
500	-	-	-	-	4,8	8,4	3,0	9,0

Примечания: I. Три жилы кабелей 6 кВ имеют общий металлический экран.
2. Каждая жила кабелей I0-35 кВ имеет отдельный металлический экран.

Приложение 4

ТРАНСФОРМАТОРЫ ДЛЯ ПОДКЛЮЧЕНИЯ РЕАКТОРОВ

Таблица I2

Типы и параметры трансформаторов

Заземляющий реактор				Трансформатор*				Действительное значение тока компенсации $I_{рд}$, А	Снижение тока реактора, %	Относительная нагрузка трансформатора током реактора, %	Допустимая нагрузка на стороне НН трансформатора, %ж,ж
Тип	Предел регулирования тока, А	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное сопротивление реактора $X_р$, Ом	Тип	Номинальный ток, А	Напряжение КЗ $U_к$, %	Сопротивление $X_т$, Ом				
РЗДСОМ-II5/6УI	I2,5-25	6,6/√3	I52	ТМ-250/6ЖЖ	24	4,5	6,5	24,6	I,6	34	I00
РЗДСОМ-230/6УI	25-50	-"-	76	ТМ-250/6	24	4,5	6,5	48,7	2,6	68	90
РЗДСОМ-460/6УI	50-I00	-"-	38	ТМ-400/6	38,5	4,5	4,0	96,6	3,4	84	70
РЗДСОМ-920/6УI	I00-200	-"-	I9	ТМ-630/6	6I,0	5,5	3,I4	I89,5	5,25	I04	40
РЗДСОМ-I90/I0УI	I2,5-25	II/√3	254	ТМ-250/I0ЖЖ	I4,5	4,5	I8,0	24,6	I,6	57	95
РЗДСОМ-380/I0УI	25-50	-"-	I27	ТМ-250/I0	I4,5	4,5	I8,0	47,8	4,5	II0	0
РЗДСОМ-760/I0УI	50-I00	-"-	63,5	ТМ-630/I0	36,4	6,5	8,75	95,6	4,4	87	65
РЗДСОМ-I520/I0УI	I00-200	-"-	3I,8	2 х ТМ-630/I0	72,8	6,5	24,4	I9I,2	4,4	87	65

Примечания: * - схема соединения обмоток Y/Δ; ж - по п.I не применен ТМ-I00, а по п.2 и 5 - ТМ-I60 из-за отсутствия у них нулевого вывода обмотки ВН; жж - см.п.3.3.

Приложение 5

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ СХЕМЫ СИГНАЛИЗАЦИИ И КОНТРОЛЯ РАБОТА ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ И ТРЕХФАЗНЫХ ДУГОГАСЯЩИХ УСТРОЙСТВ

Схема сигнализации и контроля работы дугогасящих реакторов приведена на рис.5.

Для сигнализации замыкания на землю вместо трансформатора тока ТА может быть использовано реле напряжения KV, подключенное к сигнальной обмотке реактора или к обмотке $3U_0$ трансформатора напряжения TV.

Для более точного измерения напряжения смещения нейтрали в обмотку $3U_0$ через размыкающий контакт реле KV может быть включен дополнительный вольтметр PV с пределами измерений 0-30 В. Реле KV должно при этом иметь уставку срабатывания 30 В.

Схема сигнализации и контроля работы трехфазного дугогасящего устройства приведена на рис.6.

Для сигнализации замыкания на землю вместе трансформатора тока ТА может быть использовано реле напряжения, подключенное к обмотке $3U_0$ трансформатора напряжения TV или к выводам C_T-a_T дугогасящего устройства.

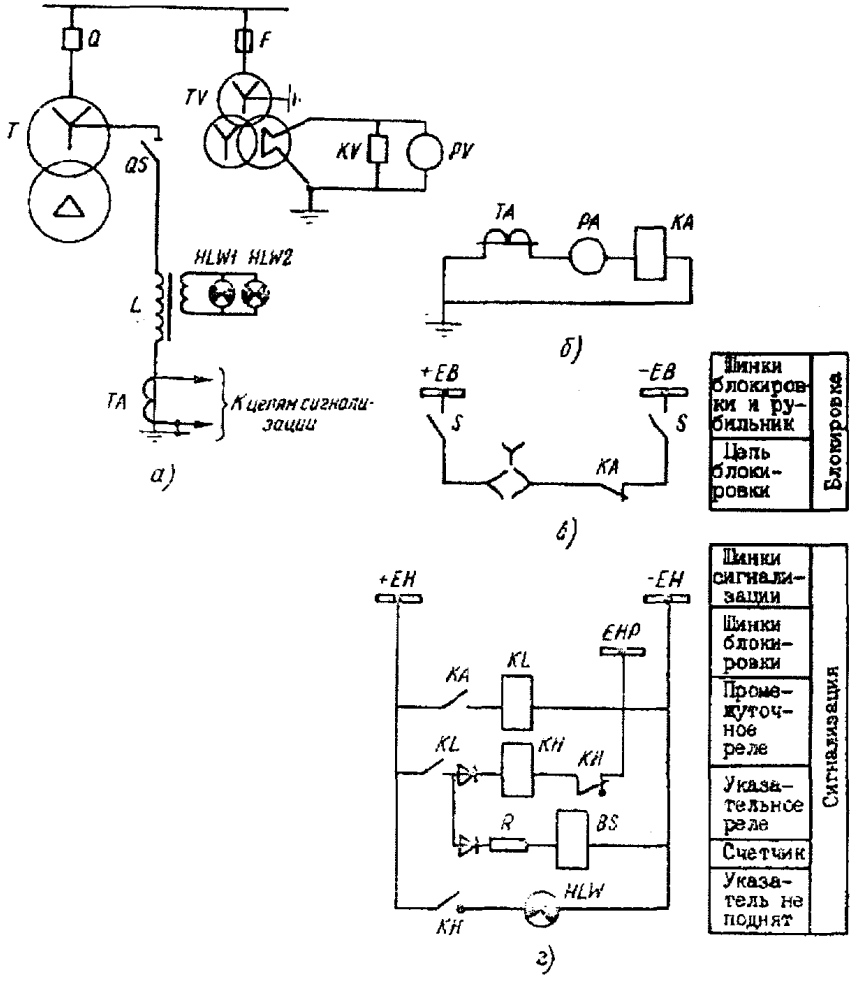


Рис.5. Схема сигнализации и контроля работы дугогасящего реактора: *а* - схема первичных соединений; *б* - схема токовых цепей; *в* - схема электромагнитной блокировки разъединителя; *г* - схема сигнализации

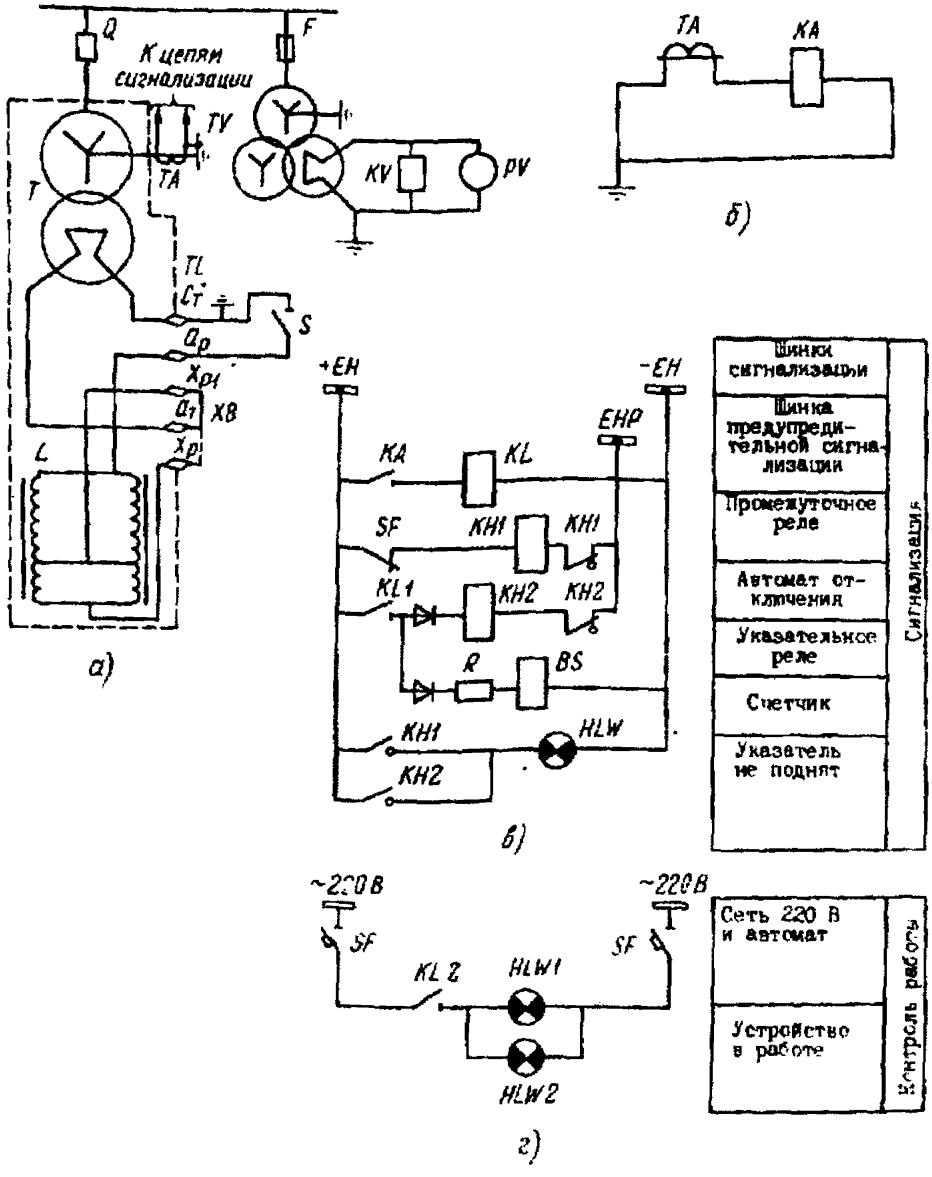


Рис.6. Схема сигнализации и контроля работы дугогасящего устройства ТАДГМ-30/10:

а - схема первичных соединений; *б* - схема токовых цепей; *в* - схема сигнализации; *г* - схема контроля работы

Приложение 6

ПРИМЕР РАСЧЕТА НАПРЯЖЕНИЯ НЕСИММЕТРИИ СЕТИ И ВЫРАВНИВАНИЯ ЕМКОСТЕЙ ФАЗ

1. Для выравнивания емкостей фаз сети путем транспозиции проводов необходимо:

определить, насколько емкости фаз различаются между собой. Пусть C_B - наименьшая емкость, ΔC_A и ΔC_C - превышения емкостей фаз A и C над емкостью фазы B:

рассчитать, насколько необходимо увеличить емкость фазы B и уменьшить емкости фаз A и C.

Емкость фазы B должна быть увеличена на

$$\frac{\Delta C_A + \Delta C_C}{3}. \qquad (19)$$

Емкости фаз A и C должны быть уменьшены на

$$\frac{2\Delta C_A - \Delta C_C}{3} \quad \text{и} \quad \frac{2\Delta C_C - \Delta C_A}{3} \quad \text{соответственно;} \qquad (20)$$

рассчитать длину линий, на которых необходимо выполнить транспозицию проводов.

Если C_A, C_B и C_C - удельные емкости проводов фаз A, B и C, мкФ/км, то для выравнивания емкостей следует поменять местами провода фаз A и B на длине

$$\ell = \frac{2\Delta C_A - \Delta C_C}{3(C_A - C_B)}, \text{ км} \qquad (21)$$

и фаз B и C на длине

$$\ell = \frac{2\Delta C_C - \Delta C_A}{3(C_C - C_B)}, \text{ км.} \qquad (21')$$

2. При выравнивании емкостей фаз сети путем переноса конденсаторов высокочастотной связи с одной фазы на другую изменение напряжения несимметрии $\Delta U_{нс}$,в, определяется по формуле

$$\Delta U_{нс} = \frac{\Delta C_к}{I_c} w U_ф^2 10^{-6}, \qquad (22)$$

где $\Delta C_к$ - емкость конденсатора высокочастотной связи, мкФ.

При переносе конденсатора, например с фазы А на фазу В, напряжение несимметрии уменьшается в направлении вектора напряжения фазы А на $\Delta U_{нс}$ и увеличивается на то же значение в направлении вектора напряжения фазы В. Общее изменение напряжения несимметрии

$$\Delta U_{нс\,рез} = \sqrt{3}\,\Delta U_{нс}. \qquad (23)$$

Последовательность изменения напряжения несимметрии при переносе конденсатора с фазы А на фазу В показана на рис.7.

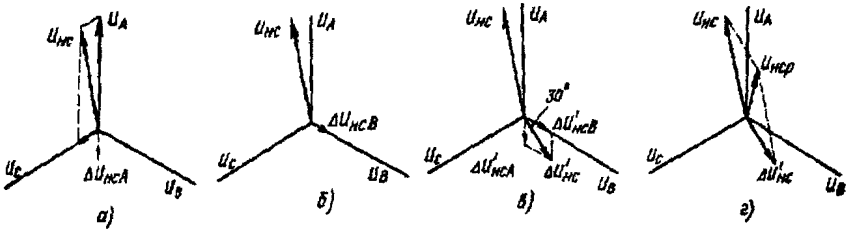


Рис.7. Изменение напряжения несимметрии сети при переносе конденсаторов высокочастотной связи с фазы А на фазу В

а - изменение напряжения несимметрии при отключении конденсаторов на фазе А; *б* - изменение напряжения несимметрии при подключении конденсаторов на фазу В; *в* - суммарное изменение напряжения несимметрии; *г* - результирующее напряжение несимметрии

3. При подключении новой линии к действующей сети необходимо учитывать значение и фазу напряжения несимметрии сети и новой линии. Подключение должно быть выполнено таким образом, чтобы результирующее напряжение несимметрии имело наименьшее значение. Порядок определения наивыгоднейшего присоединения новой линии к сети показан на рис.8.

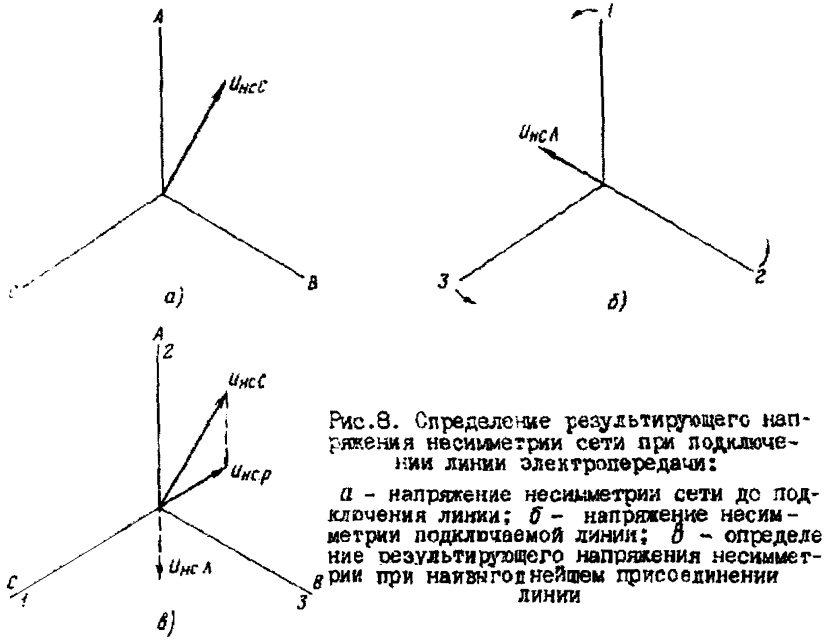


Рис.8. Определение результирующего напряжения несимметрии сети при подключении линии электропередачи:

а - напряжение несимметрии сети до подключения линии; *б* - напряжение несимметрии подключаемой линии; *в* - определение результирующего напряжения несимметрии при наивыгоднейшем присоединении линии

4. Числовой пример приведен ниже.

Данные для расчета:

емкостный ток замыкания на землю сети 35 кВ до подключения новых линий I_C = 10 А;

вектор степени несимметрии сети $\dot{U}_{нсс}$ = 0,035 $\angle 60^\circ$;

емкостный ток новой воздушной линии $I_{C\,ВЛ} = 2$ А, степень несимметрии $\dot{U}_{НС\,ВЛ} = 0{,}035\ \underline{/180^{\circ}}$;

емкостный ток новой кабельной линии $I_{C\,КЛ} = 3$ А, степень несимметрии $U_{НС\,КЛ} = 0$.

Емкостный ток сети после подключения линий

$$I_{C\Sigma} = I_C + I_{C\,ВЛ} + I_{C\,КЛ} = 10 + 2 + 3 = 15\ \text{А}.$$

Результирующая степень несимметрии сети после подключения новых линий определяется по формуле

$$\dot{U}_{НС\,рез} = \dot{U}_{НС\,С}\frac{I_C}{I_{C\Sigma}} + \dot{U}_{НС\,ВЛ}\frac{I_{C\,ВЛ}}{I_{C\Sigma}} + \dot{U}_{НС\,КЛ}\frac{I_{C\,КЛ}}{I_{C\Sigma}} =$$

$$= 0{,}035\ \underline{/60^{\circ}}\ \frac{10}{15} + 0{,}035\ \underline{/180^{\circ}}\ \frac{2}{15} + 0\ \frac{3}{15} = 0{,}021\ \underline{/71^{\circ}}.$$

Вектор результирующей степени несимметрии сети имеет модуль 2,1% и угол 71° относительно направления вектора напряжения фазы А. Перед введением компенсации емкостного тока необходимо выполнить выравнивание емкостей фаз и снизить степень несимметрии по крайней мере до 0,75%.

Приложение 7

РАСЧЕТ ЗАВИСИМОСТИ СТЕПЕНИ СМЕЩЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ОТ СТЕПЕНИ ОДНОФАЗНОЙ НЕСИММЕТРИИ В СЕТИ С НЕДОКОМПЕНСАЦИЕЙ ЕМКОСТНОГО ТОКА

I. Для расчета зависимости степени смещения нейтрали от однофазной несимметрии задаются значениями m относительного уменьшения емкости фазы, рассчитывают степень несимметрии

$$U_{нс}=\frac{m-1}{m+2}\,, \qquad (24)$$

расстройку компенсации

$$\vartheta' = \vartheta + (1-\upsilon)\,U'_{нс} \qquad (25)$$

и определяют степень смещения нейтрали U_0

$$U_0=\frac{U'_{нс}}{\sqrt{(\vartheta')^2+d^2}}. \qquad (26)$$

2. По рассчитанной зависимости $U_0=f(m)$ определяют значение m_n , при котором $U_0 = 0{,}7$. Для найденного m_n рассчитывается предельная длина провода $\ell_{пр}$, обрыв которого вызывает опасное смещение нейтрали.

$$\ell_{пр}=\frac{I_C(1-m_n)}{i_C}\,, км. \qquad (27)$$

Если в сети линии длиннее $\ell_{пр}$ отсутствуют, то опасные смещения нейтрали при неполнофазных режимах возникнуть не могут.

3. Числовой пример расчета приведен ниже.

Данные для расчета:

емкостный ток I_C воздушной сети 35 кВ равен 27 А. Удельный емкостный ток ВЛ $i_C = 0{,}1$ А/км;

степень расстройки компенсации $\vartheta = +0{,}063$; $d = 0{,}05$.

Расчет $U_0=f(m)$ представлен в табл.13.

Кривая зависимости $U_0=f(m)$ построена на рис.9.

Степени смещения нейтрали $U_0 = 0{,}7$ соответствует $m_n = 0{,}88$.

Для $m_n = 0{,}88$ предельная длина линии

$$\ell_{пр} = \frac{27\ (1-0{,}88)}{0{,}1} = 32 \text{ км}.$$

Таблица 13

Степень уменьшения емкости на одной фазе m	Степень несимметрии $U'_{нс}=\frac{m-1}{m+2}$	Степень расстройки $\vartheta'=\vartheta'+(1-\vartheta')U'_{нс}$	Степень смещения нейтрали $U'_{нс}$ $U_0=\frac{U'_{нс}}{\sqrt{(1-\vartheta')^2+d^2}}$	Степень уменьшения емкости на одной фазе m	Степень несимметрии $U'_{нс}=\frac{m-1}{m+2}$	Степень расстройки $\vartheta'=\vartheta'+(1-\vartheta')U'_{нс}$	Степень смещения нейтрали $\frac{U'_{нс}}{U_0=\sqrt{(1-\vartheta')^2+d^2}}$
0,1	0,429	-0,338	1,26	0,7	0,111	-0,041	1,72
0,2	0,363	-0,277	1,29	0,8	0,0715	-0,004	1,43
0,3	0,304	-0,221	1,34	0,85	0,0526	+0,0138	1,0
0,4	0,25	-0,171	1,4	0,9	0,0345	+0,0307	0,59
0,5	0,20	-0,124	1,49	0,95	0,017	+0,417	0,248
0,6	0,154	-0,081	1,62	1,0	0	+0,063	0

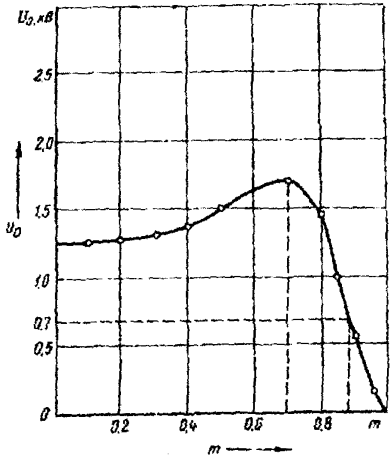


Рис.9. Кривая зависимости напряжения смещения нейтрали от степени однофазной несимметрии m

Если в сети линии такой длины отсутствуют, настройки с недокомпенсацией неопасны.

Приложение 8

МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЙ НЕСИММЕТРИИ, СМЕЩЕНИЯ НЕЙТРАЛИ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЕМКОСТНОГО ТОКА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

I. Измерения напряжений несимметрии и смещения нейтрали должны быть проведены во всех основных режимах работы сети и при всех настройках дугогасящих реакторов со ступенчатым регулированием тока.

По значению вектора напряжения несимметрии и положению его относительно векторов линейных напряжений определяются необходимость и способ выравнивания емкостей фаз сети.

Измерения должны проводиться по схеме рис.10 с использованием трансформатора напряжения, рассчитанного на номинальное напряжение сети, вольтметра и фазометра ВАФ-85. Один вывод первичной обмотки трансформатора напряжения заземляется, другой подсоединяется к концу изолирующей штанги.

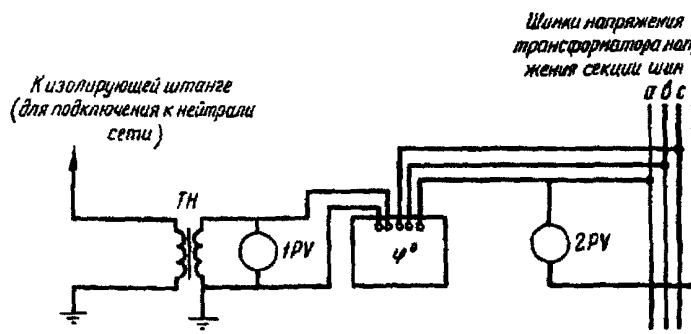


Рис.10. Схема измерений напряжений несимметрии и смещения нейтрали сети

Во вторичную обмотку трансформатора включаются вольтметр и фазометр ВАФ-85. Измерения производятся при кратковременном подключении трансформатора напряжения изолирующей штангой к нулевому выводу трансформатора, предназначенного для подключения дугогасящего реактора.

2. Измерения напряжения смещения нейтрали должны начинаться при наибольшем токе дугогасящего реактора. Последовательной перестройкой ответвлений у реактора со ступенчатым регулированием тока или изменением положения плунжера (тока подмагничивания) у плавнорегулируемого реактора настройку приближают к резонансу и переводят сеть из режима перекомпенсации в режим недокомпенсации.

Если сеть имеет значительную несимметрию емкостей фаз относительно земли, то при настройке, близкой к резонансной, напряжение смещения нейтрали может достигнуть значений, соизмеримых с фазным напряжением, а через реактор пойдет ток, отключение которого разъединителем будет недопустимо. Предельно допустимые смещения нейтрали и наибольшие токи, отключение которых допускаются разъединителями, приведены в табл.I4.

Таблица I4

Напряжение сети, кВ	Предельное смещение нейтрали, кВ	Предельный отключаемый ток, А
6	I,75	30
I0	3,0	20
35	4,3	I5

При возникновении такого режима перед отключением разъединителя необходимо уменьшить смещение нейтрали путем изменения емкости сети (например подключить или отключить одну из линий, объединить секции шин и т.п.).

По результатам измерений строится кривая зависимости напряжения смещения нейтрали от настройки дугогасящего реактора, по которой в дальнейшем производится определение емкостного тока замыкания на землю.

Пример построения указанной зависимости для сети 35 кВ, в которой установлены дугогасящие реакторы со ступенчатым регулированием тока, приведен на рис.II.

3. Предварительная приближенная оценка емкостного тока замыкания на землю I_C (А) воздушной сети может быть произведена на основании расчета по формуле

$$I_C = (2,7 \div 3,3) U_\phi \ell 10^{-3}, \qquad (28)$$

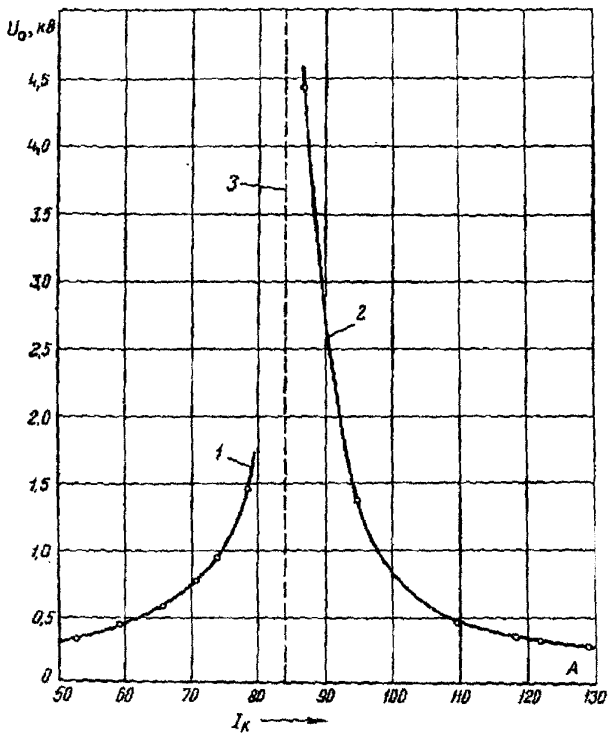


Рис.II. Кривая зависимости напряжения смещения нейтрали от настройки дугогасящего реактора:

I - область недокомпенсации; 2 - область перекомпенсации; 3 - резонансная настройка

где $U_л$ - линейное напряжение сети, кВ;

ℓ - длина линии, км.

Для линий 6-10 кВ, а также линий 35 кВ без тросов принимается коэффициент 2,7; для линий 35 кВ на деревянных опорах с тросами - 3,3; на металлических опорах с тросами - 3,0.

Емкостный ток двухцепной линии может быть определен по формуле

$$I_{c\,дв} = (1{,}6 \div 1{,}3) I_{од\,н}\,, \qquad (29)$$

где $I_{c\,од\,н}$ - емкостный ток одноцепной линии, А.

Увеличение емкостного тока сети за счет емкости оборудования подстанций может ориентировочно оцениваться для воздушных и кабельных сетей 6-10 кВ - на 10%, для воздушных сетей 35 кВ - на 12%. Для кабельных сетей 35 кВ увеличение емкостного тока за счет оборудования подстанций учитывать не следует.

4. Определение емкостного тока сети по результатам измерения напряжения смещения нейтрали при разных настройках дугогасящего реактора со ступенчатым регулированием тока (см.рис.II) производится по формуле

$$I_C = \frac{I_{2к} - \frac{U_{01}}{U_{02}} I_{1к}}{1 - \frac{U_{01}}{U_{02}}}\,, \qquad (30)$$

где $I_{1к}$ и $I_{2к}$ - значения установленных токов компенсации, А;
U_{01} и U_{02} - возникшие при этих настройках напряжения смещения нейтрали, В.

Если в сети установлены два реактора или более, под значениями $I_{1к}$ и $I_{2к}$ следует понимать соответствующие суммы значений токов компенсации реакторов.

Для подсчета емкостного тока необходимо брать значения напряжения смещения нейтрали в непрерывно возрастающей либо в непрерывно убывающей области зависимости (см.рис.II).

Точность определения емкостного тока повышается с увеличением количества измерений и всех расчетов. Значение емкостного тока определяется при этом как среднее арифметическое всех расчетов.

Емкостный ток может быть определен по результатам измерения значения и фазы напряжения смещения нейтрали, выполненных с по-

мощью фазометра ВАФ-85 на вторичной стороне трансформатора напряжения контроля изоляции в обмотке $3U_0$. Измерение фазы напряжения смещения нейтрали выполняется относительно одного из линейных напряжений. Емкостный ток сети определяется по формуле

$$I_c = \frac{I_{1к}\left(\cos\delta - \frac{U_{01}}{U_{02}}\right) + I_{2к}\left(\cos\delta - \frac{U_{02}}{U_{01}}\right)}{\left(\cos\delta - \frac{U_{01}}{U_{02}}\right) + \left(\cos\delta - \frac{U_{02}}{U_{01}}\right)}, \qquad (31)$$

где $I_{1к}$ и $I_{2к}$ - значения установленных токов компенсации, А;
U_{01} и U_{02} - напряжения смещения нейтрали при соответствующих токах компенсации, В;
δ - угол между векторами U_{01} и U_{02} .

Для повышения точности расчетов по указанным формулам рекомендуется учитывать снижение токов компенсации дугогасящих реакторов вследствие влияния сопротивления трансформаторов, в нейтрали которых включены реакторы (см.п.5.5).

5. Емкостный ток сети может быть определен по результатам измерения тока, протекающего через реактор со ступенчатым регулированием тока при двух его настройках. Значение емкостного тока определяется по формуле

$$I_c = \frac{I_{2изм} - I_{1изм}}{\frac{I_{2изм}}{I_{2к}} - \frac{I_{1изм}}{I_{1к}}}, \qquad (32)$$

где $I_{2изм}$ и $I_{1изм}$ - фактические значения протекающих через реактор токов при двух его настройках, А.

6. При применении плавнорегулируемого реактора емкостный ток сети может быть определен по значению тока реактора, настроенного в резонанс с емкостью сети. Реактор тогда настроен в резонанс,

когда на нейтрали сети появляется наибольшее напряжение смещения нейтрали. Емкостный ток сети определяется по формуле

$$I_c = I_{р\ изм} \frac{U_ф}{U_{0\ макс}}, \qquad (33)$$

где $I_{р\ изм}$ - ток, протекающий через реактор при наибольшем смещении нейтрали, А;

$U_{0\ макс}$ - значение наибольшего смещения нейтрали, В.

Для достижения необходимой точности измерения значение $U_{0\ макс}$ должно составлять 5-15% $U_ф$. При необходимости несимметрия сети может быть увеличена путем подключения к одной из фаз емкости равной 0,5-1% суммарной емкости сети. В качестве такой емкости может быть использована фаза резервной кабельной линии. Длина линии должна составлять ~1% суммарной длины линий сети.

7. Определить емкостный ток в кабельной сети без дугогасящих реакторов можно с помощью создания искусственной несимметрии при подключении дополнительной емкости, например косинусного конденсатора, к одной из фаз сети. Дополнительная емкость должна составлять 10-15% суммарной емкости всех трех фаз сети.

Емкостный ток сети I_c (А) определяется по формуле

$$I_c = 314 U_ф \Delta C \left(\frac{U_ф}{U_{нс\ и}} - 1 \right) 10^{-12}, \qquad (34)$$

где ΔC - дополнительная емкость, мкФ;

$U_{нс.\ и}$ - напряжение несимметрии при подключении дополнительной емкости, кВ.

При отсутствии или недоступности нейтрали сети определение емкостного тока можно выполнить расчетом по формуле

$$I_c = 3{,}14\, U_ф \Delta C \left(\frac{1}{\frac{U_{1ф}\sqrt{3}}{U_{1л}} - \frac{U_{2ф}\sqrt{3}}{U_{2л}}} \right) 10^{-12}, \qquad (35)$$

где $U_{1ф}$ и $U_{2ф}$ - напряжения какой-либо фазы сети относительно земли до и после подключения дополнительной емкости, измеренное на вторичной стороне трансформатора напряжения контроля изоляции, В;

$U_{1л}$ и $U_{2л}$ - линейные напряжения сети до и после подключения дополнительной емкости, В.

Эта формула применима как в кабельной, так и в воздушной сети.

8. Схема измерения значений емкостного тока сети и тока дугогасящего реактора методом искусственного смещения нейтрали от дополнительного источника напряжения приведена на рис.12.

Значение напряжения постороннего источника рекомендуется выбирать равным примерно 30% фазного напряжения для воздушной сети и примерно 10% для кабельной сети.

Номинальный ток источника должен быть больше емкостного тока сети, умноженного на отношение напряжения источника к фазному напряжению сети, т.е.

$$I_{н.ист} \geqslant I_c \frac{U_{ист}}{U_ф} = I_c n . \qquad (36)$$

Подаваемое на нейтраль напряжение должно быть в противофазе с одним из фазных напряжений сети.

Трансформаторы тока ТА1 и ТА2 могут быть любого номинального напряжения, трансформатор тока ТА3 в нейтрали силового трансформатора должен быть рассчитан на полное рабочее напряжение сети.

Если во время измерений в сети возникнет замыкание на землю, через источник постороннего напряжения пойдет ток

$$I_к \approx \frac{U_ф - U_{ист}}{X_{ист}} , \qquad (37)$$

где $X_{ист}$ - сопротивление источника, Ом.

Этот ток может превышать в несколько раз ток двухфазного КЗ на выводах источника. Поэтому выключатель Q_3 должен быть оборудован токовой защитой без выдержки времени.

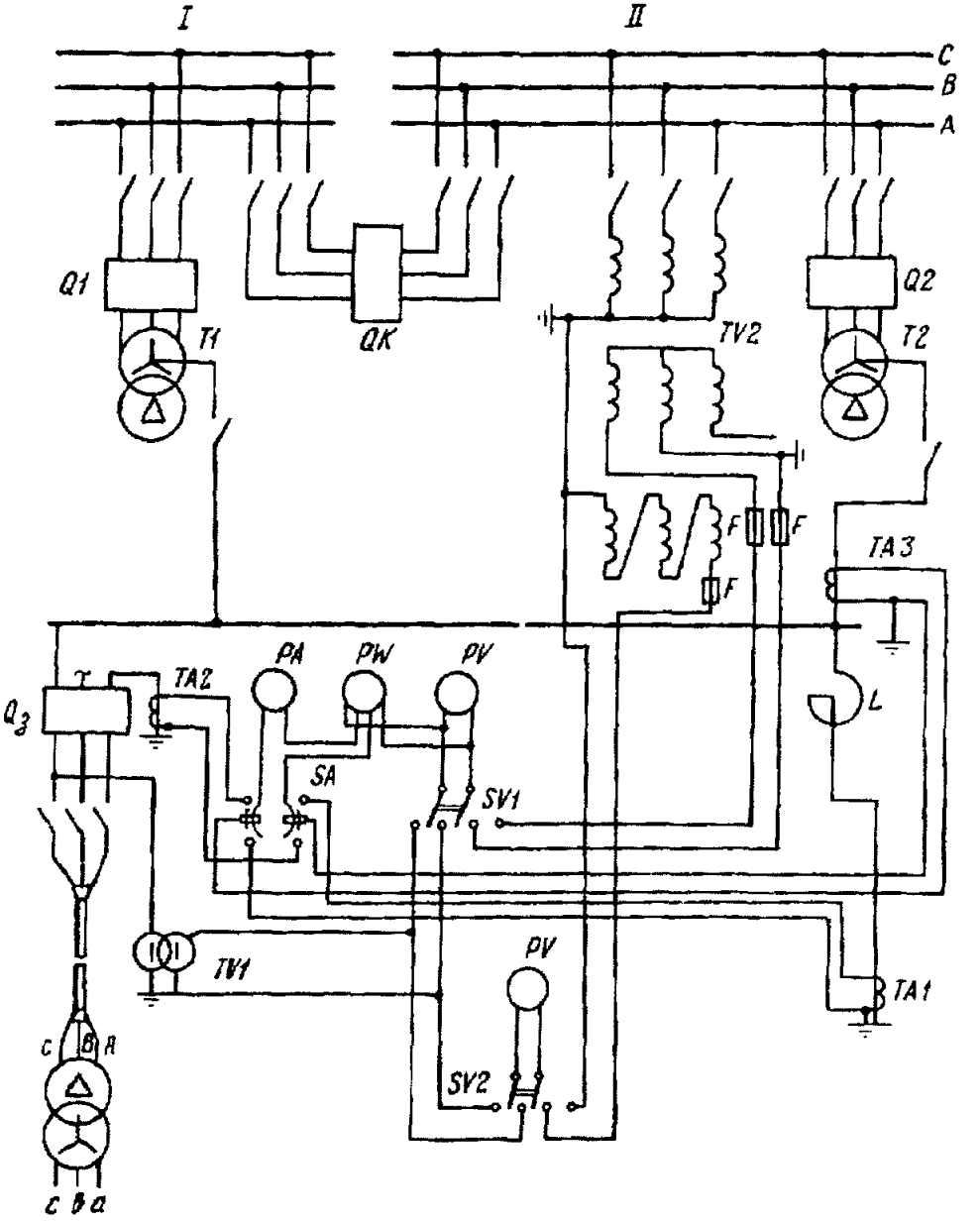


Рис.12. Схема измерения емкостного тока с помощью дополнительного источника напряжения

Емкостный ток сети, ток реактора и ток замыкания на землю определяются по формуле

$$I = I_{изм} \frac{U_{ист}}{U_{ф}} . \qquad (38)$$

Первые гармонические составляющие этих токов вычисляются по показаниям ваттметра и подведенному к нему напряжению

$$I_{изм\,1} = \frac{W}{U_{п}} K_{т} , \qquad (39)$$

где $K_{т}$ - коэффициент трансформации соответствующего трансформатора тока.

При использовании данного метода определения значения емкостного тока сети дополнительный источник напряжения может включаться также последовательно с обмоткой дугогасящего реактора.

В этом случае должна быть предусмотрена защита, действующая при замыкании на землю в сети на отключение дополнительного источника и на включение выключателя, шунтирующего включенную последовательно с дугогасящим реактором обмотку дополнительного источника.

9. Схема измерения значения емкостного тока сети методом искусственного замыкания фазы сети на землю приведена на рис.13.

Для замыкания на землю используется выключатель резервной ячейки ($Q_{з}$). С двух полюсов этого выключателя (например В и С) со стороны питания снимается одиночка, все три полюса соединяются последовательно с помощью закоротки. Закоротка должна быть рассчитана на ток КЗ.

Защита выключателя $Q_{з}$ (токовая отсечка) выставляется на ток срабатывания, равный пятикратному значению емкостного тока сети.

Для измерения тока замыкания на землю в цепи выключателя $Q_{з}$ устанавливается трансформатор тока ТА2. Класс точности трансформатора тока должен быть не ниже 1,0. Его номинальное напряжение может быть любым. Сопротивление вторичных цепей не должно превышать значение, допустимое для работы трансформатора тока в классе точности 1,0.

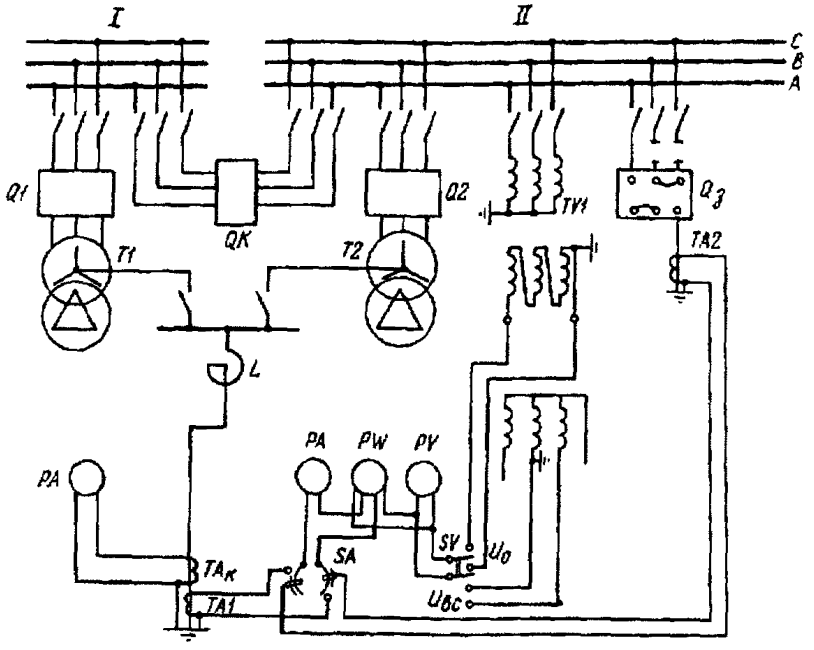


Рис.I3. Схема измерения емкостного тока методом искусственного замыкания на землю

Включение и отключение выключателя Q_3 должно осуществляться дистанционно с места установки измерительных приборов. Место установки приборов должно выбираться на безопасном удалении от ячейки Q_3 .

Первая гармоническая составляющая, реактивная и активная составляющие тока замыкания на землю, емкостного тока сети, тока реактора определяются по показаниям ваттметра PW при поочередном подведении к нему напряжения между не замкнутыми на землю фазами U_{BC} и напряжения $3U_0$ от трансформатора напряжения.

Реактивная I_p и активная I_a составляющие определяются по формуле

$$I_p = \frac{W_p}{U_{BC}} K_T \quad \text{и} \quad I_a = \frac{W_a}{3U_0} K_T \ , \qquad (40)$$

где K_T - коэффициент трансформации трансформатора тока.

Эквивалентное действующее значение токов высших гармонических составляющих в токе замыкания на землю определяется по формуле

$$I_{в.г}=\sqrt{I^2_{з\,изм}-I^2_{р}-I^2_{п}}\,, \qquad (41)$$

где $I_{изм}$ - полный ток замыкания на землю, измеренный амперметром.

При необходимости может быть выполнено осциллографирование тока замыкания на землю.

Если при измерениях частота напряжения f не была равна 50 Гц, действительные значения токов компенсации и емкостного тока сети должны быть приведены к частоте 50 Гц по формулам

$$I=\frac{50}{f}I'_{c} \quad \text{и} \quad I_{к}=\frac{f}{50}I'_{к}\,, \qquad (42)$$

где I'_{c} и $I'_{к}$ - токи, измеренные при частоте f.

Переключатель тока SA должен быть устроен так, чтобы при включении токовой обмотки ваттметра и амперметра в цепь одного трансформатора тока второй трансформатор тока закорачивался. При наличии двух комплектов приборов переключатель тока не требуется.

Количество замыканий на землю при проведении измерений должно быть минимальным. Измерения тока реакторов производятся одновременно с измерением тока замыкания на землю. В конце испытаний для контроля результатов измерений целесообразно измерить полный емкостный ток сети при отключенных дугогасящих реакторах.

Список использованной литературы

1. ЛИХАЧЕВ Ф.А. Инструкция по выбору, установке и эксплуатации дугогасящих катушек. - М.: Энергия, 1971.
2. ЧЕРНИКОВ А.А. Компенсация емкостных токов в сетях с незаземленной нейтралью. - М.: Энергия, 1974.
3. МАВРИЦИН А.М., ПЕТРОВ О.А. Электроснабжение угольных разрезов. - М.: Недра, 1977.
4. ЧАДОВ Г.Е. Определение емкостного тока в компенсированных сетях 6-35 кВ. - Энергетик, 1984, № 7.

О Г Л А В Л Е Н И Е

1. Общие положения 3
2. Выбор подстанций для установки дугогасящих реакторов 5
3. Выбор мощности дугогасящих реакторов и трансформаторов для их подключения..... 5
4. Схемы включения дугогасящих реакторов 7
5. Настройка и эксплуатация дугогасящих реакторов 9
6. Указание мер безопасности I2

П р и л о ж е н и е I. Основные определения, используемые при характеристике сетей с компенсацией емкостного тока I2

П р и л о ж е н и е 2. Технические характеристики дугогасящих реакторов I5

П р и л о ж е н и е 3. Емкостные токи замыкания на землю и степень несимметрии емкостей фаз относительно земли 22

П р и л о ж е н и е 4. Трансформаторы для подключения реакторов..... 34

П р и л о ж е н и е 5. Рекомендуемые схемы сигнализации и контроля работы дугогасящих реакторов и трехфазных дугогасящих устройств 35

П р и л о ж е н и е 6. Пример расчета напряжения несимметрии сети и выравнивания емкостей фаз 38

П р и л о ж е н и е 7. Расчет зависимости степени смещения нейтрали от степени однофазной несимметрии в сети с недокомпенсацией емкостного тока 41

П р и л о ж е н и е 8. Методы измерений напряжений несимметрии, смещения нейтрали и определения емкостного тока замыкания на землю 44

С п и с о к и с п о л ь з о в а н н о й л и т е р а т у р ы 55

gost.e-ecolog.ru