

превышает 50—60 км, снижается эффективность работы персонала ОВБ, и к ликвидации нарушений режима работы электросетей привлекается персонал мастерских участков, что снижает оперативность, усложняет организацию выполнения основной работы мастерских участков по техническому обслуживанию и ремонту электросетей и ведет к ухудшению социально-психологического климата и дисциплины в коллективах.

Для более эффективного использования рабочего времени (особенно в вечернее и ночное время, в праздничные и выходные дни) применяются различные формы организации труда персонала ОВБ: дежурство на дому, дежурство с правом отдыха, а также расширение зоны обслуживания ОВБ с круглосуточным активным дежурством за счет ОВБ, работающих только в дневное время в рабочие дни при двух сменности в коллективах.

По данным проведенного в 1982 г. анализа наиболее эффективной является форма организации труда персонала ОВБ, когда в РЭС создаются две и более ОВБ (при радиусе обслуживания РЭС, превышающем 30 км). Это снижает непроизводительные затраты труда, связанные с проездом к месту производства работ, и обеспечивает выполнение следующего условия: время проезда к удаленным объектам не должно превышать одного часа. При этом зона обслуживания ОВБ устанавливается со средним радиусом обслуживания не более 25—30 км. Оперативно-выездные бригады комплектуются электромонтерами по эксплуатации распределительных сетей и высвобождающимися электромонтерами по обслуживанию подстанций.

Такую форму обслуживания рекомендуется применять при выполнении организационно-технических мероприятий с учетом конкретных местных условий (автоматизация электрических сетей, наличие средств диспетчерского и технологического управления, степень резервирования электроснабжения, плотность электрических сетей, состояние дорог и т. п.).

При создании в РЭС двух и более ОВБ предусматривается следующий режим их работы: одна ОВБ, базирующаяся на промышленной базе РЭС, осуществляет круглосуточное активное дежурство, другие ОВБ работают в одну-две смены по 8—12 ч в рабочие дни. При этом в рабочие дни, когда работают все ОВБ, каждая из бригад выполняет работы непосредственно в своей зоне. В вечернее, ночное время, в праздничные и выходные дни зоны всех ОВБ обслуживаются оперативно-выездной бригадой с круглосуточным режимом работы. Это увеличивает загрузку персонала ОВБ

в вечернее и ночное время, в праздничные и выходные дни, что ведет к увеличению непроизводительных затрат труда на проезд к наиболее удаленным объектам. Однако это допустимо, так как в рассматриваемый период выполняется всего 20—25 % суточного объема оперативной работы.

При установлении зоны обслуживания с радиусом 25—30 км объем оперативной работы недостаточен для обеспечения эффективной загрузки персонала ОВБ. В дополнение к оперативной работе необходимо на персонал ОВБ возложить обязанность по выполнению работ по техническому обслуживанию как в дневное время в рабочие дни, так и вечернее, ночное время в праздничные и выходные дни. Для сохранения оперативности ОВБ перечень этих работ должен разрабатываться с учетом того, чтобы члены бригады при их выполнении не теряли между собой и с диспетчером ОДГ связь. Кроме того, работы должны быть такими, чтобы их можно было по мере необходимости прерывать и приступать к выполнению основной работы.

При отсутствии оперативной работы персонал ОВБ трудится на промышленной базе РЭС (изготавливает и корректирует планшеты, схемы и другую техническую документацию, калибрует и замаскирует вставки в предохранителях, ремонтирует переносные заземления, автоматы, разъединители, изготавливает и ремонтирует плакаты и др.). На объектах электрических сетей ОВБ выполняют работы по осмотру трансформаторных подстанций, проверке переходов и пересечений, обновлению нумерации на опорах, замене светильников и ламп уличного освещения, опробованию приводов выключателей, ревизии освещения ОРУ и ЗРУ 6—110 кВ, проверке состояния противопожарного инвентаря, осмотру и чистке кабельных каналов и т. п.

При данной форме организации оперативного обслуживания:

сокращаются на 10—20 % непроизводительные затраты труда ОВБ на проезд, что равнозначно высвобождению 1—2 чел. в каждом РЭС или 2—4 тыс. чел. по всем РЭС;

повышается надежность электроснабжения потребителей за счет сокращения на 5—10 % среднего времени восстановления поврежденных объектов распределительных электросетей, так как 30—40 % этого времени расходуется на проезд.

К трудностям по внедрению этой формы организации работы ОВБ можно отнести организацию производства работ в ночное время и планирования выполнения работ по техническому обслуживанию (планирование по факту).

Определение емкостного тока в компенсированных сетях 6—35 кВ

ЧАДОВ Г. Е., инж.

Дальтехэнерго

Применение метода определения величины емкостного тока в электрических сетях 6—35 кВ, изложенного в инструкции по выбору, установке и эксплуатации дугогасящих катушек (М., «Энергия», 1971), связано с выполнением большого объема подготовительных работ. Кроме того, существует повышенная опасность для персонала, выполняющего измерения.

Опыт работы по наладке компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях 6—35 кВ, выполненной в Дальтехэнерго, показал возможность определения величины емкостного тока в компенсационных сетях по результатам измерения значения и фазы напряжений смещения нейтрали от разомкнутого треугольника вторичной обмотки трансформатора напряжения контроля изоляции (ТНКИ) сети. Причем в кабельных сетях 6—10 кВ, напряжение естественной несимметрии которых составляет несколько вольт, не нужно принимать меры по искусственному увеличению несимметрии сети, так как для проведения необходимых измерений прибором ВАФ-85 вполне достаточно небольшое напряжение (от десятых долей до нескольких вольт) на разомкнутом треугольнике ТНКИ.

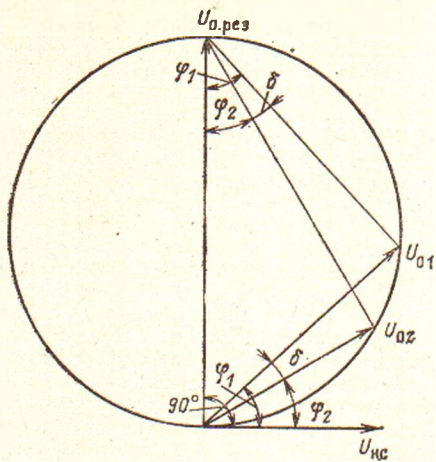
Значение емкостного тока определяется на основании данных измерения напряжений смещения нейтрали и углов между ними по формуле:

$$I_C = \frac{I_1 \left(\cos \delta - \frac{U_{01}}{U_{02}} \right) + I_2 \left(\cos \delta - \frac{U_{02}}{U_{01}} \right)}{\left(\cos \delta - \frac{U_{01}}{U_{02}} \right) + \left(\cos \delta - \frac{U_{02}}{U_{01}} \right)}, \quad (1)$$

где I_1, I_2 — значения установленных токов компенсации дугогасящих катушек (ДК); U_{01}, U_{02} — значения напряжений смещения нейтрали, возникающих при токах I_1 и I_2 ; δ — угол между векторами напряжений U_{01} и U_{02} .

Величина угла δ в формуле (1) определяется как разность углов напряжений смещения нейтрали, измеренных относительно любого опорного напряжения (например, относительно линейного напряжения сети U_{AB}).

Справедливость формулы (1) можно легко доказать, используя векторную диаграмму напряжений смещения нейтрали компенсированной сети (см. рисунок) и известное отношение



Векторная диаграмма напряжений смещения нейтрали в компенсированной сети:
 $U_{0, \text{pez}}$ — напряжение смещения нейтрали при резонансной настройке компенсации

$$\frac{U_{01}}{U_{02}} = \frac{\sqrt{\vartheta_2^2 + d^2}}{\sqrt{\vartheta_1^2 + d^2}} = \frac{\sqrt{\vartheta_2^2 + (\vartheta_2 \cdot \text{tg } \varphi_2)^2}}{\sqrt{\vartheta_1^2 + (\vartheta_1 \cdot \text{tg } \varphi_1)^2}} = \frac{(I_C - I_2) \frac{1}{\cos \varphi_2}}{(I_C - I_1) \frac{1}{\cos \varphi_1}}, \quad (2)$$

где ϑ_1 и ϑ_2 — степени расстояния компенсации, при которых напряжения смещения нейтрали равны V_{01} и V_{02} соответственно; d — коэффициент успокоения электрической сети; φ_1, φ_2 — углы между вектором напряжения несимметрии сети $V_{н.с}$ и векторами напряжений смещения нейтрали U_{01} и U_{02} соответственно.

Согласно диаграмме на рисунке

$$\frac{U_{01}}{\sin \varphi_1} = \frac{U_{02}}{\sin (\varphi_1 - \delta)} = \frac{U_{02}}{\sin \varphi_1 \cdot \cos \delta - \sin \delta \cdot \cos \varphi_1};$$

$$\frac{U_{02}}{\sin \varphi_2} = \frac{U_{01}}{\sin (\varphi_2 + \delta)} = \frac{U_{01}}{\sin \varphi_2 \cdot \cos \delta + \sin \delta \cdot \cos \varphi_2}.$$

Отсюда

$$\frac{1}{\cos \varphi_1} = \frac{U_{01} \cdot \sin \delta}{\sin \varphi_1 (U_{01} \cdot \cos \delta - U_{02})} = \frac{U_{0, \text{pez}} \cdot \sin \delta}{U_{01} \cdot \cos \delta - U_{02}}, \quad (3)$$

$$\frac{1}{\cos \varphi_2} = \frac{U_{02} \cdot \sin \delta}{\sin \varphi_2 (U_{01} - U_{02} \cdot \cos \delta)} = \frac{U_{0, \text{pez}} \cdot \sin \delta}{U_{01} - U_{02} \cdot \cos \delta}. \quad (4)$$

Подставив отношения (3) и (4) в (2) и переписав его относительно тока I_C , получим формулу (1).

В схеме нулевой последовательности компенсированной сети индуктивным плечом служит не только индуктивное сопротивление дугогасящих катушек X_n , но и индуктивное сопротивление обмоток трансформатора $X_{тр}$, к которому эти ДК подключены. Поэтому значения токов I_1, I_2 , подставляемые в формулу (1), должны быть уменьшены соответственно паспортных значений токов ДК на величину $1 + X_{тр}/3X_n$.

Так как ДК, как правило, подключаются к трансформаторам со схемой соединения обмоток звезда — треугольник, сопротивление нулевой последовательности кото-

Таблица 1

Номер измерения	Ток компенсации, А	Напряжение смещения нейтрали, В	Угол между векторами U_0 и $U_{ДК}$, град.
1	58,0/56,2	1,55	+93
2	69,9/67,2	2,4	+145
3	75,4/72,4	2,05	+175
4	82,9/79,2	1,35	-165

Примечание. В числителе указаны паспортные значения токов компенсации ДК, в знаменателе — значения токов компенсации, рассчитанные по формуле (5).

Таблица 2

Исходные данные			Расчетные данные			
Ток компенсации, А	Напряжение смещения нейтрали, В	Угол δ между векторами U_{01} и U_{02} , град.	$\cos \delta$	$\frac{U_{01}}{U_{02}}$	$\frac{U_{02}}{U_{01}}$	Емкостный ток, А
56,2/67,2	1,55/2,4	52	0,6157	0,646	1,548	66,9
56,2/72,4	1,55/2,05	82	0,1392	0,756	1,323	66,8
56,2/79,2	1,55/1,35	102	-0,2080	1,148	0,871	66,4
67,2/72,4	2,4/2,05	30	0,8660	1,171	0,854	66,9
67,2/79,2	2,4/1,35	50	0,6428	1,778	0,563	66,4
72,4/79,2	2,05/1,35	20	0,9397	1,519	0,659	66,0

Примечание. В исходных данных по току компенсации (по напряжению смещения нейтрали) в числителе указаны значения I_1 (U_{01}), в знаменателе — I_2 (U_{02}).

рых такое же, как и сопротивление к. з., ток рассчитывается по формуле

$$I_{к1,2} = \frac{I_{к1,2}}{1 + \frac{u_k}{100} \cdot \frac{I_{к1,2}}{3I_{н.тр}}}, \quad (5)$$

где $I_{к1,2}$ — паспортные значения токов ДК; u_k — напряжение к. з. %; $I_{н.тр}$ — номинальный ток трансформатора, к которому подключены ДК.

Для получения более точного результата при определении емкостного тока рекомендуется измерять напряжения V_0 для трех-четырех значений токов ДК. При этом емкостной ток следует рассчитывать как среднюю арифметическую всех подсчетов проведенных по формуле (1).

Пример. Рассчитать емкостной ток в кабельной сети 10 кВ, в которой установлены две дугогасящие катушки ЗРОМ=300/10. Катушки подключены к нейтрали трансформатора мощностью 630 кВ.А со схемой соединения обмоток звезда — треугольник. Номинальный ток трансформатора 34,5 А, напряжение короткого замыкания 6,09 %. Напряжение естественной несимметрии сети 6 В. Емкостный ток сети, измеренный с точностью $\pm 2-3$ % при металлическом замыкании фазы сети на землю, равен 66,2 А.

В табл. 1 приведены результаты измерений напряжений смещения нейтрали от разомкнутого треугольника вторичной обмотки трансформатора напряжения НТМИ-10 (измерения проводились прибором ВАФ-85). Результаты расчета емкостного тока в электрической сети показаны в табл. 2. Согласно расчетам среднее значение емкостного тока равно 66,6 А.

Ошибка в определении величины емкостного тока относительно тока, измеренного при металлическом замыкании фазы сети на землю, составляет

$$\Delta = \frac{66,6 - 66,2}{66,2} 100 \% = 0,6 \%$$

Минимальный объем подготовительных работ, простота схемы измерений, высокая электробезопасность персонала, выполняющего измерения, достаточная точность получаемых результатов позволяют использовать рассмотренный метод для оценки величины емкостных токов в сетях 6—35 кВ, работающих с компенсацией емкостных токов замыкания на землю.