

$$\Delta A_{\text{ТГ}} = T_n \Delta P_{\text{xx}} \frac{A_{\text{аэ}}}{A_{\text{а}}} + A_{\text{аэ}} \cdot 1,1081 A_{\text{а}} K = 744 \cdot 1,55 \cdot \frac{150000}{250000} +$$

$$+ 150000 \cdot 1,1081 \cdot 250000 \cdot 29,63 \cdot 10^{-9} = 691,92 + 1231,23 = 1923,16 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Практически получены одинаковые результаты.

Если через данный элемент электрической сети питается большое количество потребителей, то для всех их будет вычислен общий коэффициент K по (4), а долю ТРЭТ каждого потребителя можно определить по (6) или (8), (9).

ВЫВОДЫ

1. Предложен упрощенный расчет технологического расхода электроэнергии на ее транспортировку в элементах сети электроснабжения.

2. Упрощенный расчет технологического расхода электроэнергии на ее транспортировку целесообразно применять при питании нескольких потребителей по одному элементу электрической сети.

3. Упрощенный расчет дает одинаковые результаты с точным расчетом, но менее трудоемок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Р а з р а б о т к а Инструкции по определению потерь электроэнергии в трансформаторах и линиях электропередачи, учитываемых при финансовых расчетах за электроэнергию между энергосистемами и энергосистемой и потребителем: отчет о НИР (заключ.) / ООО «Асконто»; рук. В. В. Павловец; исполн.: Т. А. Величко [и др.]. – Минск, 2008. – 35 с. – № ГР ГКНТ и Т РБ 20080739 от 19.05.2008.

2. Инструкция по определению потерь электроэнергии в трансформаторах и линиях электропередачи, учитываемых при финансовых расчетах за электроэнергию между энергосистемами и потребителем // Инструктивные материалы Гос. инспекции по энергонадзору. – М.: Энергия, 1977. – 376 с.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 14.04.2009

УДК 621.316.125

ПОВЫШЕНИЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА С БОЛЬШИМ ДИАПАЗОНОМ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Канд. техн. наук КУРГАНОВ В. В.

Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого

Основной защитой понижающих трансформаторов от внешних коротких замыканий (КЗ) является максимальная токовая защита (МТЗ), уста-

новленная на стороне высокого напряжения (ВН). Эффективность релейной защиты оценивается расчетным коэффициентом чувствительности при минимальных токах КЗ на шинах низкого напряжения (НН) трансформатора, значение которого согласно Правилам [1] должно быть не ниже 1,5. Обеспечить достаточную чувствительность защиты на трансформаторах с большим диапазоном регулирования напряжения при значительных токах нагрузки удается не всегда.

В таких случаях применяют МТЗ с пуском по минимальному напряжению, причем пусковой орган минимального напряжения устанавливается со стороны НН [2]. Однако по мере возможности необходимо отказываться от применения защиты с пуском по напряжению [3]. Это связано с тем, что, с одной стороны, уменьшается вероятность отказа защиты трансформатора из-за потери оперативного тока при выгорании ячеек со стороны НН (неоднократно наблюдалось в эксплуатации), а с другой стороны, улучшаются условия эксплуатации релейных защит на подстанциях промышленных предприятий, поскольку в силу балансной принадлежности цепи защиты со стороны ВН и НН зачастую обслуживаются персоналом разных организаций.

Одним из способов повышения чувствительности защиты, по мнению автора, является более точное определение реального диапазона регулирования напряжения трансформатора.

Обмотка ВН мощных понижающих трансформаторов со стороны нейтрали оснащена регулятором напряжения под нагрузкой (РПН). При наличии РПН напряжение на стороне НН трансформатора поддерживается равным номинальному (или близким к нему) независимо от изменения питающего напряжения на стороне ВН. Это достигается за счет автоматического регулирования коэффициента трансформации трансформатора.

Диапазон регулирования напряжения отечественных трансформаторов, работающих в сетях $U_{c.nom} = 110$ кВ, составляет $\Delta U = \pm 16\%$ ($9 \cdot 1,78$) номинального напряжения обмотки ВН при среднем положении переключателя РПН, т. е. 115 кВ. При крайних положениях переключателя РПН абсолютное значение напряжения обмотки ВН изменяется в диапазоне:

$$U_{ВН.min} = U_{T.сп} (1 - \Delta U^*) = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,6 \text{ кВ};$$

$$U_{ВН.max} = U_{T.сп} (1 + \Delta U^*) = 115 \cdot (1 + 0,16) = 133,4 \text{ кВ}.$$

Однако в сетях 110 кВ диапазон изменения рабочего напряжения значительно меньше. С одной стороны, максимальное рабочее напряжение по условию изоляции ограничено значением $U_{c.max} = 126$ кВ, что на 10 % больше номинального напряжения обмотки ВН. С другой стороны, в соответствии со стандартом на качество электрической энергии минимальное напряжение в кратковременном режиме не должно снижаться более чем на 10 %, т. е. $U_{c.min} = 115 \cdot 0,9 = 103$ кВ. Следовательно, весь диапазон регулятора РПН $\Delta U = \pm 16\%$ практически не может быть использован, так как вряд ли может возникнуть необходимость держать на шинах ВН питающей подстанции напряжение значительно ниже номинального и тем более выше допустимого.

В последнее время в электроэнергетических системах 110 кВ и на подстанциях крупных промышленных предприятий стали применяться трансформаторы зарубежных фирм, например трансформаторы типа TNORD-16000/115/6,6 или TNARE-25000/115/6,3 PN фирмы ABB. У них диапазон регулирования напряжения РПН составляет $\Delta U = \pm 10\%$ (8·1,25), т. е. полностью укладывается в отведенный диапазон изменения рабочего напряжения в сетях 110 кВ.

Известно, что каждому ответвлению (положению) переключателя РПН соответствуют определенное напряжение короткого замыкания трансформатора (u_k) и соответствующее ему сопротивление трансформатора [4]. В паспортах и каталогах на типовые трансформаторы приведены напряжения короткого замыкания при среднем положении переключателя РПН $u_{k,ср}$ и двух крайних положениях $u_{k,мин}$ и $u_{k,мак}$ соответственно при напряжениях обмотки ВН $U_{ВН, мин} = 96,6$ кВ и $U_{ВН, мак} = 133,4$ кВ [5].

Расчет значений сопротивления трансформатора с учетом влияния РПН согласно известной методике [4, 2] выполняют по формулам:

$$x_{т,мин} = \frac{u_{к,мин} [U_{т,ср} (1 - \Delta U^*)]^2}{100S_{т,ном}}; \quad x_{т,мак} = \frac{u_{к,мак} U_{с,мак}^2}{100S_{т,ном}}. \quad (1)$$

В данных выражениях значения $u_{к,мин}$ и $u_{к,мак}$ соответствуют крайним положениям регулятора РПН (паспортные данные). При этом приняты следующие допущения: максимальное напряжение обмотки ВН трансформатора принимается $U_{с,мак} = 126$ кВ (в то же время $u_{к,мак}$ соответствует напряжению $U_{ВН,мак} = 133,4$ кВ), а вместо минимально возможного напряжения в сети $U_{с,мин} = 103$ кВ принимается $U_{т,ср} (1 - \Delta U^*) = 96,6$ кВ. Все это связано, как показано в [2], с упрощением расчета, а ожидаемое расширение диапазона изменения сопротивления трансформатора под влиянием РПН идет в запас надежности.

Принятые допущения, как будет показано ниже, необоснованно занижают расчетный коэффициент чувствительности релейной защиты трансформатора.

Определим значения $u_{к,мин}$ и $u_{к,мак}$ для реального диапазона изменения напряжения в сети 110 кВ.

Переключатель РПН с диапазоном регулирования $\Delta U = \pm 16\%$ имеет девять ответвлений в положительную сторону и девять – в отрицательную. Каждому ответвлению соответствует изменение напряжения $\alpha = 16/9 = 1,78\%$. Абсолютное значение изменения напряжения, соответствующее одной ступени регулирования, составляет

$$\Delta U_{N1} = U_{т,ср} \alpha / 100 = 115 \cdot 1,78 / 100 = 2,047 \text{ кВ}.$$

Напряжению $U_{с,мак} = 126$ кВ соответствует ответвление с номером

$$N_+ = (U_{с,мак} - U_{т,ср}) / \Delta U_{N1} = (126 - 115) / 2,047 = 5,37.$$

Ближайшее целое число номера положительного ответвления $N_+ = +5$.

Этому ответвлению соответствует максимальное напряжение трансформатора

$$U_{т.маx} = U_{т.ср} + N_+ \Delta U_{N1} = 115 + 5 \cdot 2,047 = 125,2 \text{ кВ.}$$

Аналогично напряжению $U_{с.мин} = 103$ кВ соответствует ответвление с номером

$$N_- = (U_{с.мин} - U_{т.ср}) / \Delta U_{N1} = (103 - 115) / 2,047 = -5,86.$$

Ближайшее целое число номера отрицательного ответвления $N_- = -6$. Ему соответствует минимальное напряжение трансформатора

$$U_{т.мин} = U_{т.ср} + N_- \Delta U_{N1} = 115 - 6 \cdot 2,047 = 102,7 \text{ кВ.}$$

Коэффициент трансформации трансформатора изменяется в пределах:

$$K_{т.маx} = U_{т.маx} / U_{НН.ном}; \quad K_{т.мин} = U_{т.мин} / U_{НН.ном}. \quad (2)$$

Например, при номинальном напряжении обмотки НН трансформатора $U_{НН.ном} = 6,6$ кВ значения максимального и минимального коэффициентов трансформации составят:

$$K_{т.маx} = 125,2 / 6,6 = 18,97; \quad K_{т.мин} = 102,7 / 6,6 = 15,56.$$

Отметим, что потеря напряжения в трансформаторе от токов нагрузки в приведенных расчетах не учитывается. Величина потери при нормальном режиме работы подстанции не превышает 5 %, т. е. напряжение на шинах НН держится на уровне 6,3 кВ при номинальном коэффициенте трансформации $K_{т.ном} = 115,2 / 6,6 = 17,42$.

Напряжение короткого замыкания трансформатора u_k на всех промежуточных ответвлениях N определяется исходя из линейной интерполяции между значениями u_k при среднем (номинальном) и соответствующем крайнем ответвлении [4]:

$$u_{к.N_+} = u_{к.ср} - \frac{N_+}{N_{кр}} (u_{к.ср} - u_{к.мин}); \quad u_{к.N_-} = u_{к.ср} + \frac{N_-}{N_{кр}} (u_{к.маx} - u_{к.ср}), \quad (3)$$

где $N_{кр}$ – номер крайнего ответвления, $N_{кр} = 9$.

Согласно методике [2, 4] для определения токов КЗ на низкой и высокой сторонах трансформатора, а также результирующих сопротивлений КЗ на шинах НН подстанции (реактансов на шинах НН) требуется выполнить вычисления по восьми формулам. Значения реактансов на шинах НН необходимо знать для последующих расчетов токов КЗ на отходящих фидерах подстанции.

В настоящей работе выведены обобщенные выражения для определения результирующих реактансов на шинах НН подстанции:

$$x_{НН.мин} = \frac{U_{НН.ном}^2}{U_{с.ном}} \left[\frac{x_{с.маx}}{U_{т.мин}} + \frac{U_{т.мин} u_{к.N_+}}{100 S_{т.ном}} \right]; \quad (4)$$

$$x_{НН.маx} = U_{НН.ном}^2 \left[\frac{x_{с.мин}}{U_{т.маx}^2} + \frac{u_{к.N_-}}{100 S_{т.ном}} \right], \quad (5)$$

где $x_{c.max}$, $x_{c.min}$ – сопротивления питающей системы соответственно в максимальном и минимальном режимах, Ом, причем $x_{c.max} < x_{c.min}$; $U_{c.nom}$ – номинальное напряжение системы, равное 110 кВ; $S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А. Остальные обозначения приведены выше.

Данные выражения справедливы для любого типа трансформатора, в том числе и трехобмоточного, для которого при определении реактанса на стороне среднего напряжения предварительно определяют эквивалентные напряжения короткого замыкания между обмотками ВН, НН, СН по известным выражениям [4]. Если применяется трансформатор с РПН $\Delta U = \pm 10\%$, то вместо $U_{т.min(max)}$ подставляются напряжения $U_{c.min} = 103$ кВ и $U_{c.max} = 126$ кВ, а значения напряжений $u_{к.min}$ и $u_{к.max}$ принимаются из паспортных данных на трансформатор при крайних положениях переключателя РПН.

Значения токов трехфазного КЗ на шинах НН определяются по формулам:

$$I_{НН.max}^{(3)} = U_{НН.nom} / (\sqrt{3}x_{НН.min}); \quad I_{НН.min}^{(3)} = U_{НН.nom} / (\sqrt{3}x_{НН.max}). \quad (6)$$

Данные токи КЗ приводятся к стороне ВН при соответствующих значениях коэффициента трансформации по следующим формулам [3]:

$$I_{ВН.max}^{(3)} = I_{НН.max}^{(3)} / K_{т.min}; \quad I_{ВН.min}^{(3)} = I_{НН.min}^{(3)} / K_{т.max}. \quad (7)$$

Пример. Вычислить токи КЗ за трансформатором типа ТДН-16000/115/6,6 при следующих известных паспортных данных [4]:

$$\Delta U = \pm 16\%; \quad u_{к.min} = 9,8\%; \quad u_{к.ср} = 10,5\%; \quad u_{к.max} = 11,71\%.$$

Сопротивление питающей системы (данные энергосистемы):

$$x_{c.max} = 14 \text{ Ом}; \quad x_{c.min} = 26 \text{ Ом}.$$

Решение. 1. По (3) определяют напряжения короткого замыкания трансформатора на ранее вычисленных ответвлениях регулятора РПН $N_+ = 5$ и $N_- = 6$:

$$u_{к.N_+} = 10,5 - \frac{5}{9} \cdot (10,5 - 9,8) = 10,1\%;$$

$$u_{к.N_-} = 10,5 + \frac{6}{9} \cdot (11,71 - 10,5) = 11,3\%.$$

2. По выражениям (4), (5) определяют реактансы на шинах 6,6 кВ:

$$x_{НН.min} = \frac{6,6^2}{110} \cdot \left[\frac{14}{102,7} + \frac{102,7 \cdot 10,1}{100 \cdot 16} \right] = 0,31 \text{ Ом};$$

$$x_{НН.max} = 6,6^2 \cdot \left[\frac{26}{125,7^2} + \frac{11,3}{100 \cdot 16} \right] = 0,38 \text{ Ом}.$$

3. Определяют по (6) значения токов трехфазного КЗ на шинах 6,6 кВ:

$$I_{\text{НН.маx}}^{(3)} = 6600 / (\sqrt{3} \cdot 0,31) = 12292 \text{ А};$$

$$I_{\text{НН.миn}}^{(3)} = 6600 / (\sqrt{3} \cdot 0,38) = 10030 \text{ А}.$$

4. Приводят данные токи КЗ к стороне ВН трансформатора с учетом изменения коэффициента трансформации по (7):

$$I_{\text{ВН.маx}}^{(3)} = 12292 / 15,56 = 790 \text{ А}; \quad I_{\text{ВН.миn}}^{(3)} = 10030 / 19,97 = 529 \text{ А}.$$

Если этот же пример решить по известной методике [2, с. 146], то в результате получим следующие значения:

$$I_{\text{НН.маx}}^{(3)} = 13085 \text{ А}; \quad I_{\text{НН.миn}}^{(3)} = 9775 \text{ А}; \quad I_{\text{ВН.маx}}^{(3)} = 894 \text{ А}; \quad I_{\text{ВН.миn}}^{(3)} = 512 \text{ А};$$

$$K_{\text{т.миn}} = 96,6 / 6,6 = 14,64; \quad K_{\text{т.маx}} = 126 / 6,6 = 19,1.$$

Погрешность расчета по методике [2] за счет принятых допущений составляет:

$$\Delta I_{\text{НН.маx}}^{(3)} = 6,5 \%; \quad \Delta I_{\text{ВН.миn}}^{(3)} = 3,2 \%; \quad \Delta K_{\text{т.миn}} = 5,9 \%.$$

Максимальный ток КЗ на шинах НН, завышенный на 6,5 %, приводит к необоснованному заглублению уставок токовых отсечек линий отходящих фидеров, а также увеличивает расчетный ток небаланса дифференциальной защиты трансформатора. Приведенный к стороне ВН минимальный ток КЗ, заниженный на 3,2 %, казалось бы незначительно снизит чувствительность защит. Однако с учетом погрешности на 5,9 % минимального коэффициента трансформации снижение расчетного коэффициента чувствительности составит около 9 %.

Покажем это на примере выбора тока срабатывания максимальной токовой защиты данного трансформатора. Предположим, что ток срабатывания МТЗ ввода 6,6 кВ, выбранный по условию несрабатывания защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок и пусковых токов электродвигателей, составил 3800 А (примерно $2,7I_{\text{т.ном}}$). После приведения этого тока к стороне ВН при минимальном коэффициенте трансформации трансформатора его значение составит [3]: $I_{\text{с.з.ВВ}} = 3800 / 15,56 = 244 \text{ А}$. Ток срабатывания МТЗ трансформатора на стороне ВН выбирается по условию согласования по чувствительности с защитой ввода

$$I_{\text{с.з.т}} \geq 1,2I_{\text{с.з.ВВ}} = 1,2 \cdot 244 = 293 \text{ А}.$$

Чувствительность защиты трансформатора проверяется при минимальных двухфазных токах КЗ на шинах НН, приведенных к стороне ВН:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{ВН.миn}}^{(2)} / I_{\text{с.з.т}} = 0,866 \cdot 529 / 293 = 1,56 > 1,5.$$

Если подобные расчеты выполнить для токов КЗ, полученных по известной методике, то значения уставок защит будут следующие:

$$I_{\text{с.з.ВВ}} = 3800 / 14,64 = 260 \text{ А}; \quad I_{\text{с.з.т}} = 1,2 \cdot 260 = 312 \text{ А};$$

$$K_{\text{ч}} = 0,866 \cdot 512 / 312 = 1,42 < 1,5.$$

Для второго варианта расчета чувствительность защиты трансформатора оказалась недостаточной: $K_{\text{ч}} < 1,5$.

ВЫВОД

Повысить расчетный коэффициент чувствительности релейной защиты трансформатора с переключателем напряжения $\Delta U_{\text{РПН}} = \pm 16\%$ можно за счет применения уточненного метода расчета минимального и максимального токов короткого замыкания за трансформатором при промежуточных ответвлениях переключателя РПН, соответствующих реальному диапазону изменения напряжения в сетях 110 кВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. П р а в и л а устройства электроустановок. – 6-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1999.
2. Ш а б а д, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М. А. Шабад. – Л.: Энергоатомиздат, 1985.
3. Б е л я е в, А. В. Противоаварийное управление в узлах нагрузки с синхронными электродвигателями большой мощности / А. В. Беляев. – М.: НТФ «Энергопресс», 2004.
4. А в е р б у х, А. М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами / А. М. Авербух. – Л.: Энергия, 1975.
5. Р у к о в о д я щ и е указания по релейной защите. Р85. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов 110–500 кВ: расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 20.02.2009

УДК 621.311:658.012.011.56

РАСЧЕТ РЕСУРСА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ В АСУ ТП ПОДСТАНЦИЙ

Инженеры БУРЛЮК В. В., ЖЕРКО С. Н.

УП «НИИ средств автоматизации»

Трансформаторы и автотрансформаторы являются основным электро-техническим оборудованием подстанций. По своему конструктивному исполнению они бывают трех- и однофазными с различными системами и средами охлаждения.

Ресурс данного оборудования определяется по состоянию изоляции обмотки и рассчитывается исходя из времени эксплуатации, величины загрузки и теплового состояния. Нормативный срок службы изоляции обмотки составляет 20–25 лет с учетом того, что температура наиболее нагретой части обмотки не превышает 98 °С. При нарушении нормального