

УДК 621.316

**УСЛОВИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА
ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ****Г.Ф. КУЦЕНКО, А.Г. УС, Т.В. АЛФЁРОВА, А.А. ПАРФЁНОВ***Гомельский государственный технический университет
имени П.О. Сухого, Республика Беларусь*

При разработке проекта электроснабжения потребителей обычно выбираются трансформаторы с коэффициентом нагрузки равным 1. Согласно [1] допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40% общей продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток подряд при условии, что коэффициент начальной нагрузки не превышает 0,93. При этом обычно не учитывается, что потери активной и реактивной мощности в трансформаторах резко возрастают. Например, если при оптимальной нагрузке трансформаторов типа ТМ-25/10 (см. табл.) принять потери активной мощности за 100%, то при коэффициенте нагрузки равном 1 потери будут 140%, а при коэффициенте нагрузки равном 1,4 потери мощности будут равны 183%. Это приводит к увеличению стоимости передачи электроэнергии через трансформатор. Одной из основных технико-экономических характеристик трансформаторов является величина затрат, определяющая стоимость трансформации электроэнергии за нормированное время. При разработке проектов реконструкции электрических сетей или проектов электроснабжения потребителей необходимо оптимально выбирать элементы системы распределения электроэнергии, что позволит достигнуть наилучших технико-экономических показателей.

Как известно, потери активной ΔP и реактивной ΔQ мощностей в трансформаторах можно определить выражениями:

$$\Delta P = P_x + k_H^2 \cdot P_k, \quad (1)$$

$$\Delta Q = Q_x + k_H^2 \cdot Q_k, \quad (2)$$

где P_x, P_k, Q_x, Q_k – активные и реактивные потери мощности холостого хода и короткого замыкания трансформаторов, соответственно;

k_H – коэффициент нагрузочной способности трансформатора:

$$k_H = \frac{S_{MT}}{S_H}, \quad (3)$$

где S_{MT}, S_H – расчетная нагрузка и номинальная мощность трансформатора.

Разделив выражения (1) и (2) на S_{MT} , получим формулы для определения удельных потерь активной $\Delta P_{уд}$ и реактивной $\Delta Q_{уд}$ мощностей в трансформаторах:

$$\Delta P_{уд} = \frac{P_x + k_H^2 \cdot P_k}{k_H \cdot S_H}, \quad (4)$$

$$\Delta Q_{уд} = \frac{Q_x + k_H^2 \cdot Q_k}{k_H \cdot S_H}. \quad (5)$$

Приравнивая производную по k_H от выражений (4) и (5) нулю, найдем условия оптимального режима эксплуатации трансформатора по активным и реактивным потерям:

$$k_{\text{на}} = \sqrt{\frac{P_X}{P_K}}, \quad (6)$$

$$k_{\text{нр}} = \sqrt{\frac{Q_X}{Q_K}}, \quad (7)$$

где $k_{\text{на}}$, $k_{\text{нр}}$ – коэффициенты нагрузки трансформатора, соответствующие минимальным удельным активным и реактивным потерям мощности.

Минимальные удельные потери активной $\Delta P_{\text{уд м}}$ и реактивной $\Delta Q_{\text{уд м}}$ мощностей в трансформаторе определим, если принять $k_H = k_{\text{на}} = k_{\text{нр}}$. Тогда, подставляя выражения (6) и (7), после преобразований получим:

$$\Delta P_{\text{уд м}} = \frac{2 \cdot \sqrt{P_X \cdot P_K}}{S_H}, \quad (8)$$

$$\Delta Q_{\text{уд м}} = \frac{2 \cdot \sqrt{Q_X \cdot Q_K}}{S_H}. \quad (9)$$

Как видно из выражений (8) и (9) минимальные удельные потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе прямо пропорциональны среднегеометрическому значению из активных и реактивных потерь холостого хода и короткого замыкания.

В таблице представлены зависимости удельных активных и реактивных потерь мощностей от нагрузок трансформаторов ТМ-100-630/10, ТМ-100-630/35, ТМ-1000-16000/35, ТМН-2500-40000/110 и ТДТН-6300-63000/110.

Анализ показывает, что трансформаторы напряжением 10/0,4 и 35/0,4 кВ, 35/10 и 110/10 кВ имеют весьма близкие характеристики по удельным активным потерям мощности. Если принять минимальные удельные активные и реактивные потери мощностей в трансформаторах напряжением 10/0,4 кВ за 100%, то в трансформаторах 35/0,4 кВ они составляют, соответственно, 111,8% и 120,6%. Активные и реактивные минимальные удельные потери мощности трансформаторов 110/10 кВ больше против соответствующих потерь трансформаторов напряжением 35/10 кВ на 11,1% и 49,0%.

Исследование выражений (6) и (7) показало, что коэффициент $k_{\text{на}}$ не зависит от мощностей, а зависит от класса напряжения трансформаторов. Причем, математическое ожидание $M(k_{\text{на}})$ изменяется от 0,45 (трансформаторы ТМ-25-630/10) до 0,54 (трансформаторы ТМ-6300-63000/110) (см. табл.). Коэффициент $k_{\text{нр}}$ понижается с повышением мощности и класса напряжения трансформаторов (см. табл.). Например, $k_{\text{нр}}$ трансформатора ТМ-25/10 равен 0,84, а ТМ-630/10 – 0,6; $k_{\text{нр}}$ трансформатора ТМ-100/35 равен 0,63, а ТМ-630/35 – 0,55 и т.д. Как видно из таблицы $M(k_{\text{нр}})$ изменяется от 0,74 до 0,24. Причем большее значение коэффициента $k_{\text{нр}}$ соответствует двухобмоточным трансформаторам класса напряжения 10 кВ и меньшее – трехобмоточным трансформаторам класса напряжения 110 кВ.

Приведенные аналитические зависимости позволяют эксплуатационному персоналу вести эксплуатацию трансформаторов по минимальным активным и реактивным потерям мощности.

Таблица

Значения минимальных удельных потерь мощности и оптимальных коэффициентов нагрузок трансформаторов в функции их класса напряжения

Типы трансформаторов	Минимальные удельные потери мощности при оптимальной нагрузке трансформаторов		Размах значений коэффициентов нагрузок трансформаторов, соответствующих минимальным удельным потерям мощности		Математические ожидания оптимальных коэффициентов нагрузок по минимальным удельным потерям мощности	
	Активные потери кВт/кВА	Реактивные потери, квар/кВА	Активная мощность	Реактивная мощность	Активные потери	Реактивные потери
Двухобмоточные ТМ-25-630/10	0,017	0,068	0,43-0,47	0,60-0,84	0,45	0,74
Двухобмоточные ТМ-100-630/35	0,019	0,082	0,49-0,51	0,55-0,63	0,5	0,59
Двухобмоточные ТМН-1000-16000/35	0,009	0,053	0,45-0,51	0,31-0,48	0,47	0,39
Двухобмоточные ТМН-2500-40000/110	0,010	0,079	0,51-0,55	0,27-0,37	0,53	0,3
Трехобмоточные ТМТН и ТДТН- 6300-63000/110/35/10	0,009	0,086	0,52-0,55	0,22-0,27	0,54	0,24

Литература

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 392 с.: ил.