

Выбор электрооборудования с учетом погрешности расчетных нагрузок

Анищенко В. А., Кирспу А. Ю.

Белорусский национальный технический университет

Неоднозначность выбора трансформаторов и линий электропередач систем электроснабжения вызвана недостоверностью расчетной нагрузки. Причиной последней является неточность расчетных коэффициентов, удельных расходов электроэнергии и других необходимых для расчета нагрузок параметров. С изменением технологических процессов, использованием в производстве нового оборудования, вводом автоматизированных систем управления технологическим процессом изменяются значения этих параметров.

Следует также учитывать тенденции изменения нагрузок во времени. Во многих случаях эта тенденция выражается линейным законом [1]

$$S_p[t] = S_p(1 + \alpha_1 t), \quad 0 < t < T_{np}, \quad (1)$$

где $S_p[t]$ – расчетная полная мощность через t лет, кВ·А; α_1 – коэффициент годового роста максимальных (расчетных) нагрузок, который колеблется от 0,03 до 0,1; $[0; T_{np}]$ – период времени, в течение которого оценивают рост нагрузок (прогнозное время), лет.

Таким образом, переход от точечной расчетной нагрузки S_p к ее интервальной оценке $S_p \pm \Delta S_p$ [2], которая учитывает погрешность определения нагрузки, и учет тенденции изменения нагрузок во времени позволяет получить нижнюю $S_p^{\min}[t]$ и верхнюю $S_p^{\max}[t]$ границы ожидаемой расчетной нагрузки потребителя

$$S_p^{\min}[t] = (S_p - \Delta S_p)(1 + \alpha_1^{\min} t^{\min}), \quad (2)$$

$$S_p^{\max}[t] = (S_p + \Delta S_p)(1 + \alpha_1^{\max} t^{\max}), \quad (3)$$

где ΔS_p – предполагаемая погрешность расчетной нагрузки, кВ·А; α_1^{\min} – минимально ожидаемое значение коэффициента годового роста расчетных нагрузок; t^{\min} – минимально ожидаемое значение прогнозируемого времени, лет; α_1^{\max} – максимально ожидаемое значение коэффициента годового роста расчетных нагрузок; t^{\max} – максимально ожидаемое значение прогнозируемого времени, лет.

Используя полученный интервал расчетной нагрузки $[S_p^{\min}[t], S_p^{\max}[t]]$, можно получить диапазон расчетных мощностей трансформатора $[S_H^{\min}[t], S_H^{\max}[t]]$ на момент времени t (рисунок 1)

$$S_H^{\min}[t] = \frac{(S_p - \Delta S_p)(1 + \alpha_1^{\min} t^{\min})}{k_3^{\max} N_T}, \quad (4)$$

$$S_H^{\max}[t] = \frac{(S_p + \Delta S_p)(1 + \alpha_1^{\max} t^{\max})}{k_3^{\min} N_T}, \quad (5)$$

где $S_H^{\min}[t]$ – нижняя граница расчетной мощности трансформатора, кВ·А; $S_H^{\max}[t]$ – верхняя граница расчетной мощности трансформатора, кВ·А; k_3^{\max} – максимально допустимый коэффициент загрузки трансформатора, зависящий от числа трансформаторов N_T на подстанции; k_3^{\min} – минимально допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

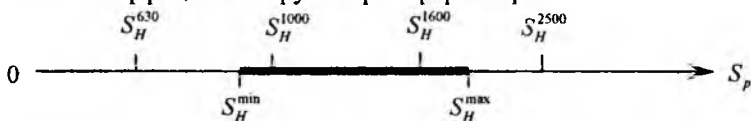


Рисунок 1 – Расчетные и номинальные мощности трансформаторов

В общем случае при выборе типоразмеров трансформаторов следует учитывать все стандартные номинальные мощности (250 кВ·А, 400 кВ·А, 630 кВ·А, 1000 кВ·А, 1600 кВ·А, 2500 кВ·А), которые попали в интервал $[S_H^{\min}[t], S_H^{\max}[t]]$, а также

ближайшую мощность трансформатора, лежащую правее данного интервала.

Выбор наиболее подходящего типоразмера трансформатора из выделенного набора мощностей производится путем сравнения суммарных приведенных затрат для каждого варианта.

Для случая представленного на рисунке 1, следует рассмотреть три варианта

$$Z_1 = E_H K_1 + C_1 + Y_1, \quad (6)$$

$$Z_2 = E_H K_2 + C_2 + Y_2, \quad (7)$$

$$Z_3 = E_H K_3 + C_3, \quad (8)$$

где Z_1 и Z_2 – приведенные затраты по первому и второму вариантам (S_H^{1000} , S_H^{1600}), руб., т.е. номинальные мощности трансформаторов попадают в интервал $[S_H^{\min}, S_H^{\max}]$; K_1 и K_2 – единовременные капитальные затраты по этим же вариантам, руб.; C_1 и C_2 – постоянные ежегодные эксплуатационные расходы по этим же вариантам, руб.; Y_1 и Y_2 – ущерб, руб., вызванный ожидаемым вынужденным отключением части потребителей из-за длительного превышения фактической нагрузкой номинальной полной мощности трансформатора S_H^{1000} и трансформатора S_H^{1600} , соответственно; Z_3 – приведенные затраты по третьему варианту (S_H^{2500}), руб., т.е. номинальная мощность трансформатора является ближайшей справа интервала $[S_H^{\min}, S_H^{\max}]$; K_3 – единовременные капитальные затраты по третьему варианту, руб.; C_3 – постоянные ежегодные эксплуатационные расходы по третьему варианту, руб.; E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности.

Величину ущерба в (6) и (7) определяем по формуле

$$Y = y_0 W_{cp}^{неп} [t], \quad (9)$$

где y_0 – удельный ущерб, обусловленный вынужденным отключением части потребителей, руб./кВт·ч; $W_{cp}^{неп} [t]$ – ожидаемая средняя на $[0; T_{пр}]$ величина годового недоотпуска электроэнер-

гии из-за возможной перегрузки трансформатора (рисунок 2), кВт·ч.

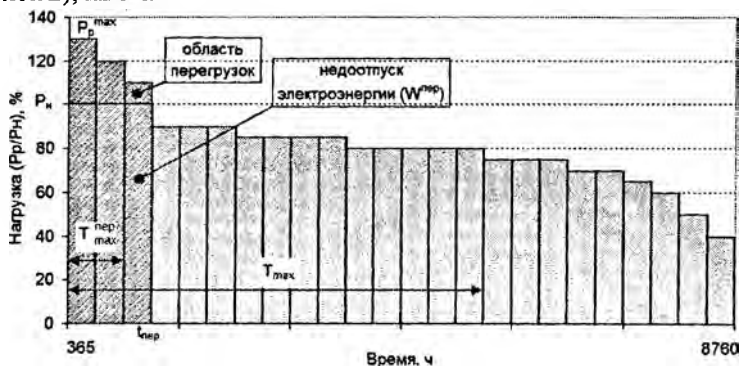


Рисунок 2 – Годовой график активных нагрузок

Исходя из нормального закона распределения годовой нагрузки [1] можно определить вероятность превышения средней на $[0; T_{np}]$ максимальной расчетной нагрузкой номинальной мощности трансформатора и получить величину годового недоотпуска электроэнергии $W_{сп}^{неп}[t]$.

Задаваясь диапазонами, в которых располагаются значения: y_0 , S_p , α_1 , t , k_3 и характером кривой нормального закона распределения, можно получить границы перехода от одних типоразмеров трансформаторов к другим на основании минимума приведенных затрат.

Литература

1. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / под общ. ред. А. А. Федорова. – Т. 1: Электроснабжение. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.
2. Анищенко, В. А. Учет неопределенности исходной информации при проектировании систем электроснабжения / В. А. Анищенко, А. Ю. Кирспу // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2005. – № 3. – С. 25–29.