

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

А. И. ЗАЙЦЕВ

(Представлено научным семинаром кафедры электрификации промышленных предприятий)

К современной системе электрического снабжения предъявляются высокие требования по надежности работы ее. Для питания промышленных предприятий в целом, а также и крупных цехов, имеющих потребителей I и II категорий, необходимо устанавливать минимум два и более трансформаторов. Это число должно быть таким, чтобы при выходе из строя одного из трансформаторов оставшиеся в работе обеспечили бы полностью потребителей I категории и частично потребителей II категории. Процент резервирования потребителей II категории должен устанавливаться индивидуально в зависимости от рода предприятия или путем технико-экономических расчетов. В проектных организациях эти данные существуют.

При назначении эквивалентных вариантов числа трансформаторов на проектируемой подстанции необходимо исходить из того, чтобы при длительной работе токоведущие части и изоляция не нагревались бы выше допустимой температуры. В зависимости от формы графика нагрузки в некоторых случаях можно допустить некоторую перегрузку трансформаторов во время протекания максимальной нагрузки с учетом того, что при снижении нагрузки температура трансформатора снизится. Величина допустимой перегрузки трансформаторов определяется из условия, что срок износа изоляции остается в установленных пределах.

При определении предельной величины перегрузки трансформаторов необходимо руководствоваться однопроцентным и трехпроцентным правилами.

Однопроцентное правило. Оно состоит в том, что если максимум типового летнего графика ниже номинальной мощности трансформатора, то в зимние месяцы допускается перегрузка трансформатора в размере 1% на каждый процент недогрузки летом, но не более 15%.

Трехпроцентное правило. Оно состоит в том, что если суточный график нагрузки трансформатора имеет коэффициент заполнения меньше 100%, то на каждые 10% снижения коэффициента заполнения ниже 100% допускается перегрузка трансформатора на 3% сверх его номинальной мощности. Оба правила могут быть использованы совместно. При этом общая перегрузка трансформатора не должна превышать для трансформаторов, установленных на открытом воздухе,

30%, а для трансформаторов, установленных в закрытых помещениях, — не более 20%.

С учетом однопроцентного и трехпроцентного правил номинальная мощность трансформатора может быть определена по уравнению

$$\sum S_{HT} \geq \frac{S_{\max}}{1 + \alpha_{3\%} + \alpha_{1\%}},$$

где $\alpha_{3\%}$ — допустимая величина перегрузки трансформатора по трехпроцентному правилу

$$\alpha_{3\%} = 0,3(1 - \kappa_{32a}) 100;$$

$\alpha_{1\%}$ — допустимая величина перегрузки трансформатора по однопроцентному правилу

$$\alpha_{1\%} = \frac{\sum S_{HT} - S_{\max \text{ лета}}}{\sum S_{HT}} 100.$$

Таким образом, для выполнения условий надежного электроснабжения можно наметить любое количество эквивалентных вариантов. Очевидно, что чем больше трансформаторов будет установлено на подстанции, тем меньший удельный вес будет иметь отдельный трансформатор и выход из работы его будет меньше отражаться на общую систему электроснабжения. Однако с увеличением числа трансформаторов очень сильно возрастают капитальные затраты на сооружение подстанций и увеличивается строительная часть, требуется большее число коммутационной аппаратуры, усложняется схема первичных и вторичных соединений подстанций, затрудняется и обслуживание установок. Поэтому необходимо выбрать такой вариант, который, по возможности, удовлетворял бы этим двум противоречивым требованиям.

Чтобы решить, какой же из намеченных технически равноценных вариантов наиболее целесообразен, необходимо провести экономическое сравнение этих вариантов. Критерием выбора варианта здесь должны быть годовые расходы по эксплуатации проектируемой подстанции.

При экономическом сравнении необходимо учитывать только те составляющие годовых расходов, которые зависят от варианта. К числу этих составляющих следует отнести:

1. Отчисления на амортизацию оборудования.
2. Расходы по текущему ремонту подстанции.
3. Стоимость потребляемой электроэнергии подстанцией.

Численные значения процентных отчислений от полной стоимости характеризуются следующей таблицей.

Наименование объектов	Отчисления в процентах		
	амортизация	текущий ремонт	всего
Трансформаторы и эл. оборудование подстанций	6	2—6	8÷12
Здания	3	1,5	4,5

Стоимость потребляемой энергии подстанцией необходимо производить по двухставочному тарифу с учетом потерь электроэнергии в трансформаторах.

Потребляемая активная электроэнергия за год $\mathcal{E}_a$ на стороне низшего напряжения определяется по суммарному графику нагрузки, либо по максимальной расчетной мощности и времени использования максимума. Аналогично определяется потребляемая реактивная мощность $\mathcal{E}_p$. При заданном средневзвешенном значении коэффициента мощности нагрузки реактивная энергия может быть определена по уравнению

$$\mathcal{E}_p = \mathcal{E}_a \operatorname{tg} \varphi_{\text{ср.взв.}}$$

К потребляемой активной и реактивной энергии потребителем необходимо прибавить потери энергии в трансформаторах. Потери в трансформаторах можно разбить на две группы: потери, зависящие от нагрузки, и потери, не зависящие от нагрузки.

Активные потери в трансформаторе при любой нагрузке можно определить из уравнения

$$\Delta P_T = \Delta P_c + \Delta P_{\text{м.ном}} \beta^2,$$

где β — коэффициент загрузки трансформаторов;

ΔP_c — потери в стали трансформатора;

$\Delta P_{\text{м.ном}}$ — потери в меди при протекании номинального тока.

Для n параллельно работающих трансформаторов эти потери возрастут в n раз.

$$\Delta P_{T\Sigma} = n (\Delta P_c + \Delta P_{\text{м.ном}} \beta^2) =$$

$$= n \Delta P_c + n \Delta P_{\text{м.ном}} \left(\frac{S}{n S_{\text{ном}}} \right)^2 = n \Delta P_c + \frac{1}{n} \Delta P_{\text{мн}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2,$$

где S — суммарная нагрузка на подстанцию для данного момента времени;

S_n — номинальная мощность одного трансформатора.

Потери активной энергии можно определить по графику нагрузки с учетом наиболее экономичного режима трансформаторов

$$\Delta \mathcal{E}_{aT} = n \cdot \Delta P_c \cdot t_d + \frac{1}{n} \Delta P_{\text{мн}} \sum_1^n \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \cdot t,$$

где t_d — действительное время работы n трансформаторов в году;

t — время работы n трансформаторов с нагрузкой S .

Реактивные потери в трансформаторах при любой нагрузке определяются по уравнению

$$\Delta Q_T = \Delta Q_p + Q_{\text{мн}} \beta^2,$$

где ΔQ_p — реактивная мощность намагничивания;

$\Delta Q_{\text{мн}}$ — потери реактивной мощности при номинальном токе нагрузки трансформатора.

Для n параллельно работающих трансформаторов потери определяются

$$\Delta Q_{T\Sigma} = n (\Delta Q_p + \Delta Q_{\text{мн}} \beta^2) = n \Delta Q_p + \frac{1}{n} \Delta Q_{\text{мн}} \left(\frac{S}{S_n} \right)^2.$$

Потери реактивной энергии определяются по графику нагрузки

$$\Delta \mathcal{E}_{pT} = n \cdot \Delta Q_p \cdot t_d + \frac{1}{n} \Delta Q_{\text{мн}} \sum_1^n \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \cdot t.$$

Потребляемая активная энергия, приведенная к шинам высшего напряжения трансформаторов, может быть определена по уравнению

$$\mathcal{E}_a = \mathcal{E}_{a \text{ нагр}} + \Delta \mathcal{E}_{aT}.$$

Реактивная энергия определяется по уравнению

$$\mathcal{E}_p = \mathcal{E}_{p \text{ нагр}} + \Delta \mathcal{E}_{pT}.$$

Определим средневзвешенное значение $\cos \varphi$ при учете потерь энергии в трансформаторах

$$\cos \varphi = \frac{\mathcal{E}_p}{\sqrt{\mathcal{E}_a^2 + \mathcal{E}_p^2}}.$$

Для данного значения $\cos \varphi$ определяется стоимость потребленной энергии по двухставочному тарифу

$$A = S \cdot s + p' \cdot \mathcal{E}_a,$$

где S — присоединенная мощность трансформаторов к шинам высокого напряжения;

s — стоимость присоединенного одного *кВа* установленной мощности для данной энергосистемы;

$p' = p(1 \pm \alpha)$ — стоимость киловатт-часа с учетом действительного значения коэффициента мощности, с учетом шкалы скидок и надбавок по отношению стоимости электроэнергии при нейтральном значении коэффициента мощности p .

Годовые расходы, связанные с рассматриваемым вариантом, будут равны сумме стоимости потребленной электроэнергии и отчислений на амортизацию и ремонт;

$$B = A + n K,$$

где n — отчисления на амортизацию и ремонт;

K — капитальные затраты на сооружение данного варианта числа и мощности трансформаторов.

Аналогично определяются годовые расходы для других вариантов выполнения трансформаторной подстанции.

Путем сопоставления полученных экономических данных выбирается вариант, который дает наименьшие годовые расходы. Если выбранный вариант с меньшими годовыми расходами имеет большие капиталовложения, необходимо проверить его по сроку окупаемости

$$t = \frac{K_1 - K_2}{B_2 - B_1}.$$

Если срок окупаемости будет превышать срок больше 8—10 лет, то следует выбирать вариант с меньшими капиталовложениями.