

P. Stanovsky, L. Bovnegra, Yu. Shihireva

Automated monitoring of the flow of technological processes with low-frequency streams

For an estimation of the cutting tool condition it is offered to use videoshooting of a descending shaving with the subsequent parabolic transformation. The method of the preliminary treatment of the tool condition system training is shown. Parameters of the transformation options are defined and the tool working capacity criterion is offered.

Получено 14.09.12

УДК 62-932.2

**О.Н. Синчук, проф., д-р техн. наук, И.О. Синчук, доц., канд. техн. наук,
А.Н. Яловая, соискатель**

Криворожский национальный университет

Н.И. Лесной, ассист.

Кременчугский национальный университет имени Михаила Остроградского

«Холодный» резерв недогруженных силовых трансформаторов – путь повышения эффективности электроснабжения железорудных комбинатов

Приведена аргументация возможности и целесообразности вывода в «холодный» резерв недогруженных трансформаторов системы электроснабжения железорудного комбината, на примере «Полтавского ГОКа». Даны оценочные показатели предлагаемого решения.

горно-обогатительный комбинат, силовой трансформатор, коэффициент загрузки, «холодный» резерв

Введение. В последние десять-пятнадцать лет вопросы эффективности электропотребления горнометаллургическими предприятиями, как основного источника пополнения валютных запасов, страны перешли в стадию проблемы, требующей своего скорейшего решения.

Анализ предыдущих исследований. Доля электрической энергии в общем объеме себестоимости выпускаемой продукции отечественных горно-обогатительных комбинатов (ГОК) составляет 24–30 %. В тоже время этот показатель ряда аналогичных зарубежных предприятий почти в два раза меньше [1]. Из чего следует, что производственные мощности горнорудных предприятий в нашей стране используются недостаточно рационально.

Цель работы. Техничко-экономическое обоснование вывода недогруженных трансформаторов в «холодный» резерв, на примере «Полтавского ГОКа».

Материал и результаты исследования. Проектные расчеты потребления электроэнергии «Полтавским ГОКом» (ПГОК), выполненные более тридцати лет тому назад, привели к объективно значительному завышению проектной мощности предприятия для нынешних условий функционирования и, как следствие, установление

на главных понизительных подстанциях (ГПП) комбината силовых трансформаторов мощностью, которая более чем в два раза несоизмерна с реальной электрической нагрузкой комбината. Последнее приводит к значительным непроизводительным потерям.

Тактика строения схем электроснабжения «Полтавского ГОКа» предусматривает, что потребители электрической энергии получают питание напряжением уровней – 6 и 35 кВ от шести главных понизительных подстанций.

Предварительная оценка электрических нагрузок комбината показала, что суммарная потребляемая мощность потребителями подстанций ПГОКа составляет 200–250 МВА, при установленной мощности двадцати двух силовых трансформаторов 772 МВА, т. е. средняя загрузка трансформаторов по комбинату составляет 0,26–0,32, против минимально регламентированных 0,6, т.е. разница необходимого и фактического значений составит более 2–кратных значений.

Для детального рассмотрения сложившейся ситуации проведен анализ ГПП–6 (рис. 1), питающей цех производства окатышей комбината.

Как следует из рис. 1, на подстанции установлено 2 трансформатора (ТРНД–63000/150), паспортные данные которых указаны в табл. 1.

Таблица 1 – Технические параметры трансформаторов ТРНД–63000/150

$S_{н}$, кВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	ΔQ_{xx} , кВАр	$\Delta Q_{кз}$, кВАр
63000	150	6	137	260	409,5	6003,9

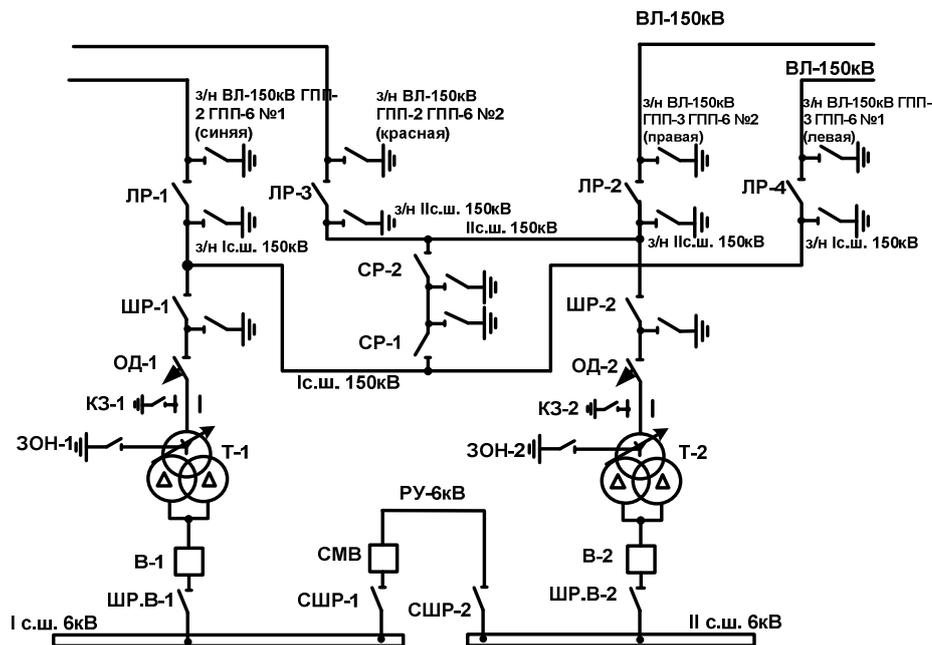


Рисунок 1 – Однолинейная схема электрических соединений ГПП–6 «Полтавского ГОКа»

Используя уравнения потерь активной (ΔP_T) и реактивной (ΔQ_T) мощности в трансформаторе (1–2) найдем его полные потери (ΔS_T) и КПД (η_T) (3–4) в зависимости от коэффициента загрузки (рис. 2) [2]:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2, \text{ кВт}, \quad (1)$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} + \Delta Q_{кз} \cdot K_3^2, \text{ кВАр}, \quad (2)$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2}, \text{ кВА}, \quad (3)$$

$$\eta_T = \frac{P_H}{P_H + \Delta P_T}. \quad (4)$$

Предварительная оценка электрических нагрузок подстанции позволила установить, что средние значения коэффициентов загрузки трансформаторов Т1 и Т2 на ГПП–6 (рис. 1) за прошедший год эксплуатации составили: $K_{31}=0,167$, $K_{32}=0,183$. Следовательно, их дальнейшая работа в прежнем режиме является неэффективной [3]. Выходом из сложившейся ситуации может служить вывод одного из трансформаторов в «холодный» резерв (так как они не запрашивают потребителей I категории надежности электроснабжения [4]) либо полное отключение ГПП и распределение всей ее нагрузки между соседними подстанциями. Второй вариант уже по превентивной оценке является дорогостоящим, в виду необходимости постройки дополнительных высоковольтных ЛЭП, а следовательно ожидаемого значительного увеличения срока окупаемости проекта (10–25 лет). Последнее снова возвращает нас к варианту вывода одного из трансформаторов ГПП–6 в «холодный» резерв.

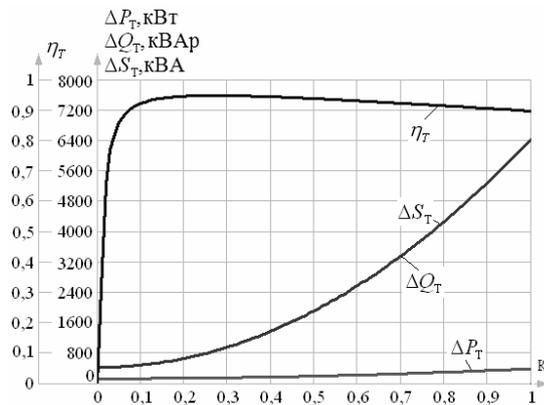


Рисунок 2 – Зависимости КПД, активных, реактивных и полных потерь мощности трансформатора ТРНД–63000/150 при различных значениях коэффициента загрузки

Оценим при этом годовой экономический эффект выбранного варианта.

Потери активной (ΔW_{AT}) и реактивной (ΔW_{PT}) энергии в трансформаторе за год [2]:

$$\Delta W_{AT} = \Delta P_{XX} T_T + \Delta P_{K3} K_3^2 \tau, \text{ кВт}\cdot\text{час}, \quad (5)$$

$$\Delta W_{PT} = \Delta Q_{XX} \cdot T_T + \Delta Q_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \tau, \text{ кВАр}\cdot\text{час}, \quad (6)$$

где T_T – число часов работы трансформатора в году, $T_T = 8760$ часов; τ – время максимальных потерь; условное число часов, в течение которых максимальный ток, протекающий непрерывно, создает потери энергии, равные действительным потерям энергии за год:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 8760, \quad (7)$$

где T_M – время использования максимума нагрузки, условное число часов, в течение которых работа с максимальной нагрузкой передает за год столько энергии, сколько при работе по действительному графику:

$$T_M = W / P_M, \text{ часов,} \quad (8)$$

где W – количество израсходованной электроэнергии за год, кВт·час:

$$W = 8760 \cdot K_3 \cdot P_H, \text{ кВт·час,} \quad (9)$$

P_H – номинальная нагрузка, кВт; P_M – максимальная расчетная нагрузка, кВт.

Если сделать допущение, что $P_H = P_M$, то:

$$T_M = 8760 \cdot K_3, \text{ часов.} \quad (10)$$

Тогда $T_{M1} = 1463$ часов, а $T_{M2} = 1603$ часов.

$$\tau_1 = \left(0,124 + \frac{1463}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 640 \text{ часов,}$$

$$\tau_2 = \left(0,124 + \frac{1603}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 708 \text{ часов.}$$

Следовательно годовая экономия активной ($\Delta W_{AЭ}$) и реактивной ($\Delta W_{PЭ}$) энергий при выводе одного трансформатора ГПП–6 в «холодный» резерв составит:

$$\begin{aligned} \Delta W_{AЭ} = & \Delta W_{AT1} + \Delta W_{AT2} - \left(\Delta P_{XX} T_{Г} + \Delta P_{K3} \cdot (K_{31} + K_{32})^2 \times \right. \\ & \left. \times \left(\left(0,124 + \frac{8760 \cdot (K_{31} + K_{32})}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \right) \right), \quad \text{кВт·час;} \quad (11) \end{aligned}$$

$$\Delta W_{AЭ} = 1204761 + 1206285 - 1251852 = 1159194, \text{ кВт·час.}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{PЭ} = & \Delta W_{PT1} + \Delta W_{PT2} - \left(\Delta Q_{XX} \cdot T_{Г} + \Delta Q_{K3} \cdot (K_{31} + K_{32})^2 \times \right. \\ & \left. \times \left(\left(0,124 + \frac{8760 \cdot (K_{31} + K_{32})}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \right) \right), \quad \text{кВАр·час;} \quad (12) \end{aligned}$$

$$\Delta W_{PЭ} = 4608525 + 4943928 - 14971737 = -5419284 \text{ кВАр·час.}$$

Что в денежном эквиваленте составит [2]:

$$C = C_A \Delta W_{AЭ} + C_P \Delta W_{PЭ}, \text{ грн,} \quad ((13))$$

где: C_A – средняя стоимость 1 кВт·часа электроэнергии, $C_A = 0,4221$ грн/(кВт·час) (без НДС); C_P – средняя стоимость 1 кВАр·часа электроэнергии, $C_P = 0,0114$ грн/(кВАр·час) (без НДС).

$$C = 0,4221 \cdot 1159194 + 0,0114 \cdot (-5419284) = 427515, \text{ грн.}$$

Учитывая, что с последней проверки коэффициент загрузки трансформаторов мог измениться, рассчитаем экономию активной, реактивной и полной мощности за счет уменьшения потерь при выводе одного трансформатора ГПП–6 в «холодный» резерв для всех возможных вариантов значения K_{31} и K_{32} , сумма которых не должна превышать 1:

$$K_{31} + K_{32} < 1. \quad (14)$$

Снижение потерь активной мощности:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{T1} + \Delta P_{T2} - (\Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} \cdot (K_{31} + K_{32})^2), \text{ кВт.} \quad (15)$$

Снижение потерь реактивной мощности:

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_{T1} + \Delta Q_{T2} - (\Delta Q_{XX} + \Delta Q_{K3} \cdot (K_{31} + K_{32})^2), \text{ кВар.} \quad (16)$$

Снижение потерь полной мощности:

$$\Delta S_{\Sigma} = \Delta S_{T1} + \Delta S_{T2} - \sqrt{(\Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} \cdot (K_{31} + K_{32})^2)^2 + (\Delta Q_{XX} + \Delta Q_{K3} \cdot (K_{31} + K_{32})^2)^2}, \text{ кВА.} \quad (17)$$

Принимая во внимание ограничение (14), из уравнений (15) – (17) получим следующие зависимости (рис. 3):

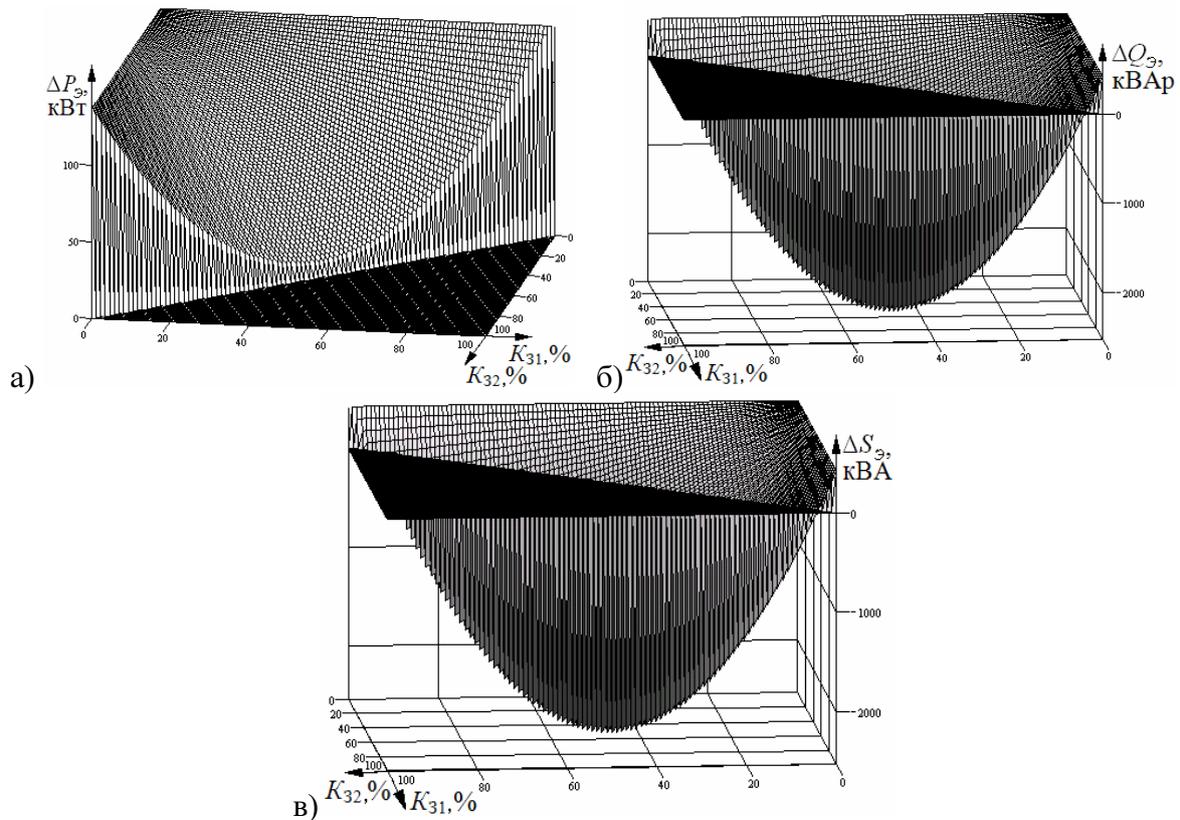


Рисунок 3 – Зависимость сэкономленной активной (а), реактивной (б) и полной (в) мощности при выводе в «холодный» резерв одного из двух недогруженных трансформаторов ГПП–6

О. Сінчук, І.Сінчук, А. Ялова, М. Лісний

«Холодный» резерв недовантаженных силовых трансформаторів – шлях підвищення ефективності електропостачання залізрудних комбінатів

Приведена аргументація можливості і доцільності виводу в «холодний» резерв недовантажених трансформаторів системи електропостачання залізрудного комбінату, на прикладі «Полтавського ГЗК». Дані оцінні показники запропонованого рішення.

O. Sinchuk, I. Sinchuk, A. Yalova, M. Lisnyi

«Cold» reserve of the underloaded power transformers is way of increase of efficiency of power supply of mountain–concentrating industrial complex

The argumentation of possibility and expedience of conclusion is resulted in «cold» reserve of the underloaded transformers of the system of power supply of iron-ore combine, on the example of «Poltava mountain-concentrating industrial complex». The evaluation indexes of the offered solution are given.

Получено 14.09.12

УДК 621.391

В.И. Поддубняк, проф., канд. техн. наук

Донецкий институт железнодорожного транспорта

В.А. Зубенко, асист.

Кировоградский национальный технический университет

Разработка имитационной модели канала передачи дискретных сообщений с использованием каскадных кодовых конструкций

В статье рассмотрена и исследована имитационная модель канала передачи дискретных сообщений с использованием каскадных кодовых конструкций. Получены эмпирические зависимости вероятности ошибочного приема символов дискретных сообщений.

имитационная модель, каскадные кодовые конструкции, турбопродуктивные коды, помехоустойчивость передачи

Достижение конкурентоспособности отечественных телекоммуникационных систем и систем связи требует с одной стороны снижение мощности передатчика, экономии полосы частот, увеличения дальности связи, способности работать при малых соотношениях «сигнал-шум», а с другой – повышения достоверности передачи информации.

Одним из путей достижения компромисса между этими противоречивыми требованиями является повышение эффективности помехоустойчивого кодирования. Перспективным направлением в развитии теории помехоустойчивого кодирования являются кодовые конструкции [1-4]. Их использование позволяет применить итеративный обмен мягкими решениями и достичь высоких показателей энергетической эффективности, близкой к теоретическому пределу и при этом снизить сложность программной и аппаратной реализации.