УДК 62

Каменнов Е.Ю.
магистрант 2 курса
кафедра промышленной электроники
Рязанский государственный радиотехнический университет им. В.Ф. Уткина
(г. Рязань, Россия)

Научный руководитель:
Махмудов М.Н.
кандидат технических наук, доцент
кафедра промышленной электроники
Рязанский государственный радиотехнический университет им. В.Ф. Уткина
(г. Рязань, Россия)

КРИТЕРИЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ЗАМЕНЫ СЛАБОЗАГРУЖЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ЦЕХОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

Аннотация: *в статье рассмотрена задача оценки целесообразности замены слабозагруженных трансформаторов на действующих цеховых подстанциях промышленных предприятий. Показано, что методика приведённых затрат, рассчитанная на новое проектирование, завышает выгоду от замены. Предложен критерий в форме граничного коэффициента загрузки, учитывающий, что установленные трансформаторы уже оплачены, возможность перевода одного трансформатора в резерв, выручку от реализации демонтированного оборудования и рост тарифа на электроэнергию. Критерий применён к подстанции ТП-74 производственного предприятия: замена трансформаторов 2 × ТМ-1000 на 2 × ТМГ11-400 снижает потери электроэнергии на 27,8 тыс. кВт·ч в год и окупается за 2,1 года.*

Ключевые слова: *трансформаторная подстанция, граничный коэффициент загрузки, потери электроэнергии, чистый дисконтированный доход, энергосбережение.*

После смены профиля производства или сокращения выпуска продукции многие промышленные предприятия сохраняют трансформаторные подстанции, рассчитанные на прежнюю нагрузку. Трансформаторы таких подстанций годами работают с коэффициентом загрузки 0,1–0,2. Основную долю их потерь при этом составляют потери холостого хода, которые не зависят от нагрузки и идут на намагничивание магнитопровода [3]. Снижение потерь электроэнергии в собственных сетях предприятий относится к основным мероприятиям по энергосбережению [6], поэтому вопрос о замене недогруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности возникает регулярно.

Выбор числа и мощности трансформаторов в инженерной практике выполняется сравнением вариантов по приведённым затратам [7, 9]. Эта методика создана для нового проектирования, когда оборудование ещё предстоит купить, и учитывает стоимость трансформаторов во всех сравниваемых вариантах. На действующей подстанции положение другое. Установленные трансформаторы уже оплачены и могут оставаться в работе без капитальных затрат. Кроме того, у двухтрансформаторной подстанции есть вариант без затрат вообще – перевести один трансформатор в резерв. Если применить к этому случаю методику приведённых затрат, варианту с заменой приписывается экономия капиталовложений, которой фактически нет, и выгода от замены оказывается завышенной.

Цель работы – получить простой критерий, по которому для действующей подстанции можно оценить, окупится ли замена установленных трансформаторов трансформаторами меньшей мощности. Критерий предлагается в форме граничного коэффициента загрузки $\beta_{гр}$: если фактический коэффициент загрузки установленных трансформаторов меньше граничного, замена окупается в пределах нормативного срока.

Годовая экономия потерь электроэнергии при замене N трансформаторов номинальной мощностью $S_{ном1}$ на N трансформаторов мощностью $S_{ном2}$ при суммарной нагрузке S равна:

$$\Delta W_{эк} = A - B \cdot S^2 \text{ (1).}$$

где A – экономия потерь холостого хода, кВт·ч, B – прирост нагрузочных потерь, кВт·ч/кВА^2:

$$A = N \cdot 8760 \cdot (\Delta P_{хх1} - \Delta P_{хх2}), B = \frac{\tau}{N} \cdot \left(\frac{\Delta P_{кз2}}{S^2_{ном2}} - \frac{\Delta P_{кз1}}{S^2_{ном1}}\right) \text{ (2).}$$

$\Delta P_{хх}$, $\Delta P_{кз}$ – потери холостого хода и короткого замыкания трансформаторов, кВт, τ – время наибольших потерь, ч [2]. Первое слагаемое в (1) не зависит от нагрузки, второе растёт пропорционально её квадрату, поэтому при малой загрузке экономия максимальна и почти равна A.

Капитальные затраты на замену учитывают покупку и монтаж новых трансформаторов и выручку от реализации демонтированных:

$$K_з = N \cdot (1{,}15 \cdot K_2 - 0{,}1 \cdot K_1) \text{ (3).}$$

где K_2 – цена нового трансформатора мощностью $S_{ном2}$, K_1 – цена нового трансформатора мощностью $S_{ном1}$, 10% которой принято как выручка от реализации старого трансформатора, коэффициент 1,15 учитывает монтаж и наладку.

Вариант с заменой сравнивается с сохранением установленных трансформаторов по чистому дисконтированному доходу за нормативный срок $T_н$ [4]:

$$ЧДД = Ц_0 \cdot (A - B \cdot S^2) \cdot D(T_н) - K_з \quad (4).$$

$$D(T_н) = \sum_{t=1}^{T_н} \left(\frac{1+i}{1+E}\right)^t \quad (5).$$

где $Ц_0$ – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч, i – ежегодный рост тарифа, E – ставка дисконтирования. В отличие от критерия приведённых затрат, в выражение (4) входят только реальные затраты на замену, а рост тарифа учтён в коэффициенте D.

Приравнивая ЧДД к нулю, получаем граничную нагрузку $S_{гр}$ и граничный коэффициент загрузки:

$$\beta_{гр} = \frac{S_{гр}}{N \cdot S_{ном1}} = \frac{1}{N \cdot S_{ном1}} \cdot \sqrt{\frac{A - \frac{K_з}{Ц_0 \cdot D(T_н)}}{B}} \quad (6).$$

Если подкоренное выражение отрицательно, экономия потерь холостого хода не покрывает затрат на замену ни при какой нагрузке, и замена нецелесообразна. Экономический критерий дополняется техническим ограничением: при отключении одного трансформатора оставшийся должен нести всю нагрузку с допустимой аварийной перегрузкой 1,4 [1]. Отсюда технический предел $\beta_{тех} = 1{,}4 \cdot S_{ном2}/(N \cdot S_{ном1})$, и замена допустима при $\beta \le \min(\beta_{гр}, \beta_{тех})$.

Для сравнения граничный коэффициент по критерию приведённых затрат, в котором оба варианта оплачивают покупку трансформаторов, определяется выражением:

$$\beta_{\text{кл}} = \frac{1}{N \cdot S_{\text{ном1}}} \cdot \sqrt{\frac{A + \frac{(E_{\text{н}} + p_{\text{а}}) \cdot N \cdot 1{,}15 \cdot (K_1 - K_2)}{\text{Ц}_0}}{B}} \quad (7).$$

где $E_{\text{н}} = 0{,}12$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, $p_{\text{а}} = 0{,}094$ – отчисления на амортизацию и обслуживание. Второе слагаемое в числителе и есть та экономия на капиталовложениях, которой на действующей подстанции нет. Поэтому всегда $\beta_{\text{кл}} > \beta_{\text{гр}}$.

Критерий применён к трансформаторной подстанции ТП-74 10/0,4 кВ производственного предприятия в г. Коломне. Подстанция оснащена двумя трансформаторами ТМ-1000/10 ($\Delta P_{\text{хх}} = 2{,}45$ кВт, $\Delta P_{\text{кз}} = 12{,}2$ кВт [5]), установленными при строительстве завода резинотехнических изделий. После перепрофилирования предприятия на выпуск элементов интерьера пассажирских вагонов расчётная нагрузка составляет 242 кВА, а коэффициент загрузки трансформаторов – 0,121. Рассмотрена замена на трансформаторы ТМГ11-400/10 со схемой соединения обмоток Д/Ун-11 ($\Delta P_{\text{хх}} = 0{,}83$ кВт, $\Delta P_{\text{кз}} = 5{,}6$ кВт [8]). Исходные данные: $T_{max} = 1800$ ч, $\tau = 810$ ч, $\text{Ц}_0 = 9{,}5$ руб./кВт·ч, $i = 4\%$, $E = 12\%$, $T_{\text{н}} = 8$ лет.

По выражениям (1)–(6) получено: $A = 28\,382$ кВт·ч, $B = 0{,}00923$ кВт·ч/кВА^2, $K_{\text{з}} = 499$ тыс. руб., $D(8) = 5{,}81$. Граничный коэффициент загрузки $\beta_{\text{гр}} = 0{,}72$, технический предел $\beta_{\text{тех}} = 0{,}28$, а по критерию приведённых затрат $\beta_{\text{кл}} = 1{,}05$. Фактическая загрузка 0,121 ниже обеих границ, то есть замена и окупается, и допустима по условиям аварийного режима. Годовые потери в трансформаторах снижаются с 43 213 до 15 372 кВт·ч, то есть на 27 841 кВт·ч (64%).

Сравнение вариантов реконструкции подстанции приведено в таблице 1. Вариант 2 не требует затрат, но оставляет потребителей II категории без автоматического резерва, а установленные трансформаторы выработали нормативный срок службы. Вариант 5 даёт наименьшие потери, однако при росте нагрузки на 50% один трансформатор 250 кВА в аварийном режиме будет загружен на 1,45, что превышает допустимое значение 1,4.

Таблица 1. Сравнение вариантов реконструкции ТП-74.

Вариант	**Потери, кВт·ч/год**	**Затраты, тыс. руб.**	**ЧДД*, тыс. руб.**	**Окупаемость, лет**
1. Оставить 2 × ТМ-1000	43 213	–	база	–
2. Один ТМ-1000 в резерве	22 041	–	2 205	–
3. Замена на 2 × ТМГ11-1000	24 784	1 036	883	8,2
4. Замена на 2 × ТМГ11-400 (принят)	15 372	499	2 400	2,1
5. Замена на 2 × ТМГ11-250	11 581	331	2 963	1,2

* ЧДД рассчитан за 25 лет относительно варианта 1.

На рисунке 1 показана зависимость граничных коэффициентов загрузки от тарифа на электроэнергию. Даже при тарифе 6 руб./кВт·ч граничный коэффициент равен 0,62, что в пять раз выше фактической загрузки. Таким образом, вывод о целесообразности замены не чувствителен к точности принятого тарифа.

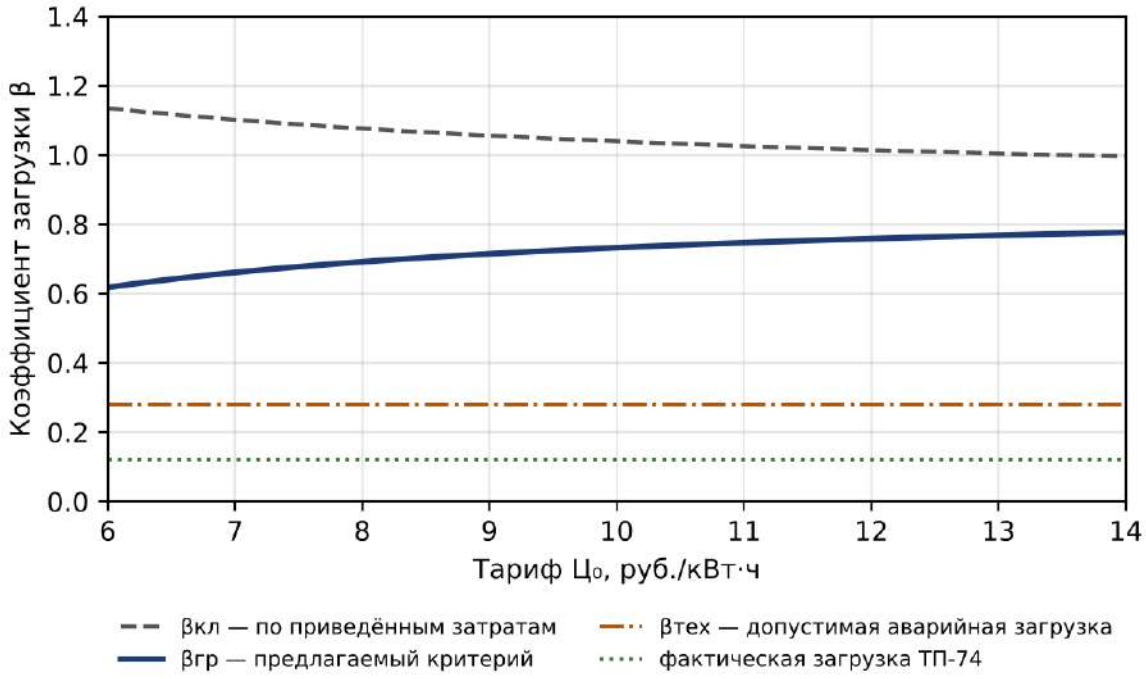


Рисунок 1. Граничные коэффициенты загрузки при замене 2 × ТМ-1000 на 2 × ТМГ11-400 в зависимости от тарифа.

Расчёт по выражениям (6) и (7) для трансформаторов мощностью от 160 до 1000 кВА показал, что критерий приведённых затрат даёт граничный коэффициент загрузки в среднем в 2,1 раза выше, а для части сочетаний рекомендует замену там, где она не окупается при любой нагрузке. Замена старых трансформаторов серии ТМ на современные трансформаторы ТМГ меньшей мощности выгодна в широком диапазоне нагрузок: потери холостого хода старых трансформаторов в 2–3 раза выше, чем у современных трансформаторов меньшей мощности. Замена же современного трансформатора ТМГ на соседнюю меньшую мощность не окупается: разница потерь холостого

хода слишком мала, чтобы покрыть затраты. Для трансформаторов с потерями на уровне европейских требований Tier 2 [10] выражение (6) позволяет определить предельную доплату за энергоэффективное исполнение.

Таким образом, для действующих подстанций предложен критерий целесообразности замены слабозагруженных трансформаторов в форме граничного коэффициента загрузки. Он учитывает, что установленные трансформаторы уже оплачены, включает в сравнение вариант перевода трансформатора в резерв, выручку от реализации демонтированного оборудования и рост тарифа. Критерий приведённых затрат завышает граничный коэффициент и, следовательно, выгоду от замены. Для ТП-74 замена 2 × ТМ-1000 на 2 × ТМГ11-400 снижает потери на 27,8 тыс. кВт·ч в год и окупается за 2,1 года. Критерий позволяет за несколько минут оценить замену трансформаторов на любой подстанции по каталожным данным и тарифу.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. Введ. 01.01.2002
2. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие. М.: Академия, 2004
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов. 2-е изд. М.: Интермет Инжиниринг, 2006
4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477). 2-е изд. М.: Экономика, 2000. 421 с.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989
6. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»: Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ // Собрание законодательства РФ. 2009. № 48. Ст. 5711
7. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Барыбина Ю.Г., Федорова Л.Е., Зименкова М.Г., Смирнова А.Г. М.: Энергоатомиздат, 1990
8. Трансформаторы масляные герметичные классов напряжения до 35 кВ. Серия ТМГ11 [Электронный ресурс] // ОАО «Минский электротехнический завод имени В.И. Козлова». URL: https://metz.by/wp-content/uploads/2025/06/TMG11.pdf (дата обращения: 27.10.2026)
9. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: учебник для вузов. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1984

10. Commission Regulation (EU) No 548/2014 of 21 May 2014 on implementing Directive 2009/125/EC with regard to small, medium and large power transformers // Official Journal of the European Union. 2014. L 152. P. 1–15

Kamennov E.Yu.
master's degree student of 2nd year
Department of Industrial Electronics
Ryazan State Radio Engineering University named after V.F. Utkin
(Ryazan, Russia)

Scientific advisor:
Makhmudov M.N.
PhD in Engineering, Associate Professor
Department of Industrial Electronics
Ryazan State Radio Engineering University named after V.F. Utkin
(Ryazan, Russia)

CRITERION FOR ASSESSING THE FEASIBILITY OF REPLACING UNDERLOADED TRANSFORMERS AT AN EXISTING WORKSHOP SUBSTATION

Abstract: *this article examines whether replacing underloaded transformers at existing workshop substations of industrial enterprises is economically justified. It shows that the annualized cost method, designed for new installations, overestimates the benefits of replacement. A criterion based on a threshold load factor is proposed. It accounts for the fact that installed transformers have already been paid for, the possibility of placing one transformer in reserve, proceeds from selling removed equipment, and rising electricity tariffs. Applied to substation TP-74 at a manufacturing enterprise, the criterion shows that replacing two TM-1000 transformers with two TMG11-400 transformers reduces electricity losses by 27,800 kWh per year and has a payback period of 2.1 years.*

Keywords: *transformer substation, threshold load factor, electricity losses, net present value, energy conservation.*