

ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ



УДК 621.316.72

Интеллектуальное управление трансформаторами подстанцийД.В. Пугач¹, В.Э. Левчук^{1,2}¹ Донской государственный технический университет, г. Ростов-на-Дону, Российская Федерация² Филиал ПАО «Россети» - Ростовское ПМЭС, г. Ростов-на-Дону, Российская Федерация**Аннотация**

В статье рассматривается актуальная проблема повышения энергоэффективности двухтрансформаторных подстанций 110/10 кВ в режимах недогрузки. Предложено инновационное решение в виде устройства автоматического управления, основанного на отключении одного из трансформаторов при снижении нагрузки ниже расчетного порога. Разработана методика определения порогового значения нагрузки с учетом паспортных потерь холостого хода и короткого замыкания. Представлена детальная схема реализации устройства, включая перечень необходимых входных и выходных сигналов. Проведена оценка экономической эффективности предложенного решения на основе графического анализа зависимости суммарных потерь от нагрузки. Практическая значимость работы заключается в возможности снижения потерь электроэнергии на подстанциях в периоды недогрузки, что способствует повышению общей энергоэффективности энергосистемы.

Ключевые слова: трансформаторная подстанция, потери электроэнергии, точка равных потерь, автоматическое управление, энергоэффективность, релейная защита и автоматика

Для цитирования. Пугач Д.В., Левчук В.Э. Интеллектуальное управление трансформаторами подстанций. *Молодой исследователь Дона*. 2026;11(4):59–64.

Smart Control of Substation Transformers' OperationDmitry V. Pugach¹, Vladimir E. Levchuk^{1,2}¹ Don State Technical University, Rostov-on-Don, Russian Federation² Rostov Enterprise of High-Voltage Electrical Grids, Branch of PJSC Rosseti, Rostov-on-Don, Russian Federation**Abstract**

The article studies the acute problem of improving energy efficiency of 110/10 kV two-transformer substations operated in the underload mode. An innovative solution has been proposed, which implies implementation of the automatic control unit ensuring disconnection of one of the transformers in case of load reduction below the design threshold. The methodology for determining the load threshold has been developed, based on the no-load and short-circuit loss values as specified in the technical datasheet. A detailed diagram of unit implementation has been presented, including the list of the required input and output signals. The economic efficiency of the proposed solution has been estimated by analyzing the graphs of total losses dependence on the load. The practical value of the study lies in its potential to reduce energy losses at substations during periods of underload, which contributes to improving the overall energy efficiency of the power system.

Keywords: transformer substation, power losses, equal-loss point, automatic control, energy efficiency, relay protection and automation

For Citation. Pugach DV, Levchuk VE. Smart Control of Substation Transformers' Operation. *Young Researcher of Don*. 2026;11(4):59–64.

Введение. В современной электроэнергетике вопросы энергоэффективности и экономии ресурсов выходят на первый план. Согласно данным отраслевых исследований, потери в силовых трансформаторах могут достигать 2–3 % от передаваемой мощности, а в структуре общих потерь при транспортировке и распределении электроэнергии их доля превышает 20 % [1]. Это делает задачу снижения потерь в трансформаторном оборудовании экономически обоснованной и актуальной.

Одну из причин высоких потерь вызывает режим работы подстанций с двумя и более трансформаторами в период недогрузки, например, ночью, в выходные дни, в период технологических пауз на производстве. При этом нагрузка может снижаться на 50 – 70 %, что приводит к неоптимальной загрузке оборудования, и снижению его коэффициента полезного действия (КПД). Одним из способов оптимизации такого режима работы, является вывод одного трансформатора и перераспределение его нагрузки на оставшийся.

Автоматизация данного процесса позволит более оперативно реагировать на длительные снижения потребляемой мощности, что позволит повысить общее КПД подстанции, снизить нагрузку с эксплуатационного персонала.

Теоретическое обоснование метода. Согласно понятиям общей электротехники, потери мощности в силовых трансформаторах подразделяются на два основных вида [2]:

1. Потери холостого хода (P_x) — это постоянные потери в магнитопроводе, металлических элементах конструкции, возникающие вследствие перемагничивания сердечника и вихревых токов (токов Фуко). Они присутствуют постоянно, пока трансформатор находится под напряжением, независимо от нагрузки.

2. Потери короткого замыкания (P_k) — переменные потери в обмотках трансформатора, которые растут пропорционально квадрату тока нагрузки ($P_k \sim I^2$). Эти потери проявляются только при наличии нагрузки.

При работе двух трансформаторов одновременно суммарные потери холостого хода удваиваются, что в режимах недогрузки становится неоправданным с экономической точки зрения. Как отмечается в исследовании [1], снижение потерь в трансформаторах на 1 % в масштабах страны позволяет сэкономить миллионы киловатт-часов электроэнергии и сократить выбросы CO₂ на тысячи тонн в год.

Ключевым понятием при выборе оптимального режима является точка равных потерь $S_{кр}$ — значение нагрузки подстанции, при которой суммарные потери мощности при работе одного и двух трансформаторов одинаковы. Для двух одинаковых трансформаторов эта величина рассчитывается по формуле:

Введение. В современной энергетике на первый план выходят вопросы энергоэффективности и экономии ресурсов. Согласно отраслевым исследованиям, до 2–3 % передаваемой мощности рассеивается в силовых трансформаторах, при этом в структуре суммарных потерь при транспортировке и распределении электроэнергии их доля превышает 20 % [1]. Это делает задачу сокращения потерь в трансформаторном оборудовании экономически обоснованной и актуальной.

Одной из причин высоких потерь является режим работы подстанций с двумя и более трансформаторами в период недогрузки, например, ночью, в выходные дни, в период технологических пауз на производстве. При этом нагрузка может снижаться на 50–70 %, что приводит к неоптимальной загрузке оборудования и снижению его коэффициента полезного действия (КПД). Одним из способов оптимизации такого режима работы является вывод одного трансформатора и перераспределение его нагрузки на оставшийся.

Автоматизация данного процесса позволит более оперативно реагировать на длительное снижение потребляемой мощности, что повысит общий КПД подстанции и снизит нагрузку на эксплуатационный персонал.

Теоретическое обоснование метода. Согласно положениям общей электротехники, потери мощности в силовых трансформаторах подразделяются на два основных вида [2]:

Потери холостого хода (P_x) — это постоянные потери в магнитопроводе и металлических элементах конструкции, возникающие вследствие перемагничивания сердечника и вихревых токов (токов Фуко). Они присутствуют постоянно, пока трансформатор находится под напряжением, независимо от нагрузки.

Потери короткого замыкания (P_k) — переменные потери в обмотках трансформатора, которые возрастают пропорционально квадрату тока нагрузки ($P_k \sim I^2$). Эти потери проявляются только при наличии нагрузки.

При работе двух трансформаторов одновременно суммарные потери холостого хода удваиваются, что в режимах недогрузки становится неоправданным с экономической точки зрения. Как отмечается в исследовании [1], снижение потерь в трансформаторах на 1 % в масштабах страны позволяет сэкономить миллионы киловатт-часов электроэнергии и сократить выбросы CO₂ на тысячи тонн в год.

Ключевым понятием при выборе оптимального режима является точка равных потерь $S_{кр}$ — значение нагрузки подстанции, при котором суммарные потери мощности при работе одного и двух трансформаторов одинаковы. Для двух одинаковых трансформаторов эта величина рассчитывается по формуле:

$$S_{кр} = S_{ном} \cdot \sqrt{\left(\frac{2 \cdot P_x}{P_k} \right)}, \quad (1)$$

где $S_{ном}$ — номинальная мощность одного трансформатора; P_x — потери холостого хода; P_k — потери короткого замыкания.

Данное выражение вытекает из условия, что максимальный коэффициент полезного действия трансформатора достигается при равенстве потерь в стали и потерь в меди. Оптимальный коэффициент загрузки трансформатора при этом составляет:

$$k_{з\text{ опт}} = \sqrt{\frac{2 \cdot P_x}{P_\kappa}}. \quad (2)$$

При текущей нагрузке ниже $S_{\text{кр}}$ экономически целесообразно работать на одном трансформаторе, при нагрузке выше $S_{\text{кр}}$ — на двух.

С использованием формул 1, 2, и общей суммы потерь можно построить зависимость суммарных потерь мощности от нагрузки подстанции для двух режимов работы с двумя силовыми трансформаторами типа ТДН-10000/110 (паспортные данные которого представлены в таблице 1), рисунок 1.

Таблица 1

Паспортные данные трансформатора

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток		ΔP_κ , кВт	P_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН			
ТДН-10000/110	10	115	11	60	14	0,7

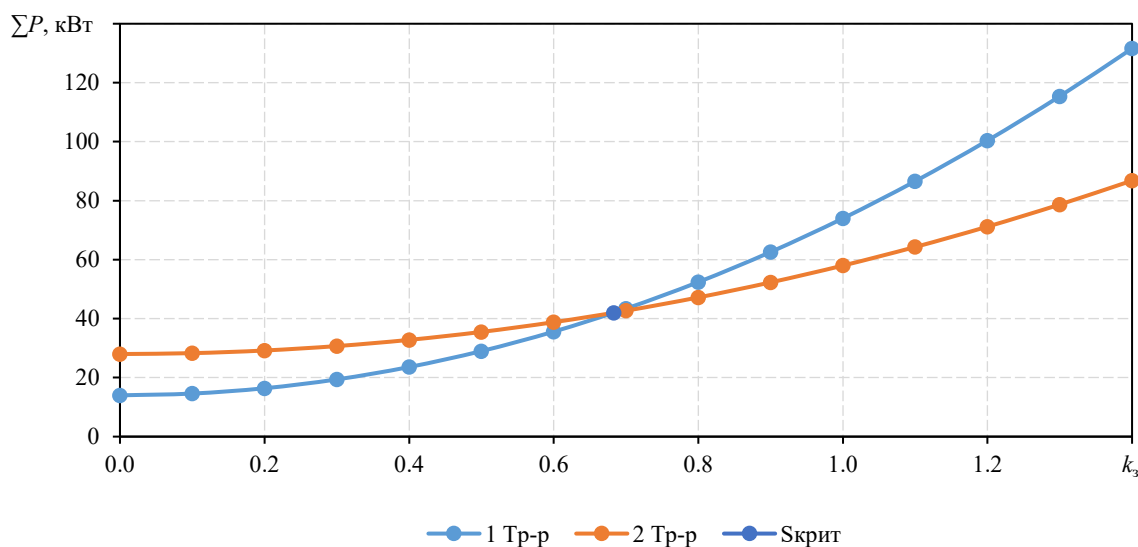


Рис. 1. График зависимости суммарных потерь трансформатора от нагрузки подстанции

По оси абсцисс отложена нагрузка подстанции k_3 , по оси ординат — суммарные потери ΔP (кВт). Синяя кривая (работа одного трансформатора):

$$\Delta P_1 = P_x + P_\kappa \cdot \left(\frac{S_{\text{тек}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (3)$$

Красная кривая (работа двух трансформаторов):

$$\Delta P_2 = 2 \cdot P_x + \frac{P_\kappa}{2} \cdot \left(\frac{S_{\text{тек}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (4)$$

Кривые пересекаются в точке $S_{\text{кр}} \approx 6,83$ МВА. Левее этой точки кривая потерь при работе одного трансформатора находится ниже красной, что обуславливает экономичность работы одного трансформатора. Правее от точки равных потерь — выгоднее работа двух трансформаторов.

Принцип работы устройства. Для реализации выше описанного принципа предлагается использовать микропроцессорное устройство, в котором реализована функция автоматики управления загрузки трансформатора.

Устройство анализирует текущую потребляемую мощность, и принимает решение на вывод или ввод в работу одного из силовых трансформаторов.

В нормальном режиме оба трансформатора включены, секционный выключатель отключен. Контроллер непрерывно измеряет фазные токи на вводах 10 кВ и фазные напряжения на секциях шин. По этим данным вычисляется текущая полная мощность подстанции $S_{\text{тек}}$ как векторная сумма мощностей трёх фаз, и допустимое напряжение на шинах подстанции [3].

В случае соблюдения условия $S_{\text{тек}} < S_{\text{кр}}$ в течение заданной выдержки времени (totкл), предполагается 30–60 минут, и отсутствии сигналов блокировки от смежных устройств, внутренних логических, автоматика принимает решение о выводе из работы одного из силовых трансформаторов, с последующим переводом его нагрузки на оставшийся.

Подразумевается, что алгоритм отключения вводных выключателей и включения секционного выключателя может быть разный, и задаётся внутренней уставкой, которая выбирает режим перевода нагрузки с потерей напряжения и без. Выбор уставки зависит от режима работы сети и категории потребителей, питаемых подстанцией. После переключения контроллер переходит в режим мониторинга одного работающего трансформатора, измеряя рост нагрузки на нём. Включение второго трансформатора инициируется при выполнении одного из условий:

- $S_{\text{тек}} \geq S_{\text{кр}}$ в течение времени $t_{\text{вкл}}$ (5–10 минут) — это означает, что экономичный режим исчерпал себя;
- $S_{\text{тек}} \geq 0,9 \cdot \beta_{\text{доп.ав}} \cdot S_{\text{ном}}$ — независимо от времени, для предотвращения аварийной перегрузки (подразумевается только выдержка, для отстройки от времени срабатывания защит, во избежание ложного срабатывания устройства во время прохождения сквозных токов короткого замыкания).

Алгоритм имеет встроенные защиты:

- таймер блокировки повторных переключений (2–3 часа) для предотвращения износа коммутационных аппаратов;
- приоритет ручного управления и команд от АВР и релейной защиты – в аварийных ситуациях алгоритм автоматического управления блокируется.

Реализация предложенного решения. Для реализации предлагаемого решения подразумевается внедрение устройства в существующие цепи измерения и управления подстанции, или на стадии проектирования. На рис. 2 представлена структурная схема связей устройства с оборудованием подстанции, а в таблице 2 минимальный перечень необходимых для работы входных и выходных сигналов.

Таблица 2

Принимаемые и выдаваемые сигналы

Обозначение	Тип сигнала	Описание
Входные сигналы контроллера:		
Ia1, Ib1, Ic1	Аналоговый (5 А)	Фазные токи трансформатора Т1 на стороне 10 кВ
Ia2, Ib2, Ic2	Аналоговый (5 А)	Фазные токи трансформатора Т2 на стороне 10 кВ
Ua, Ub, Uc	Аналоговый (100 В)	Фазные напряжения на секциях шин 10 кВ
Q1(10)_статус	Дискретный	Положение выключателя 10 кВ Т1 (вкл/откл)
Q2(10)_статус	Дискретный	Положение выключателя 10 кВ Т2 (вкл/откл)
Q1(110)_статус	Дискретный	Положение выключателя 110 кВ Т1 (вкл/откл)
Q2(110)_статус	Дискретный	Положение выключателя 110 кВ Т2 (вкл/откл)
QC 10_статус	Дискретный	Положение секционного выключателя (вкл/откл)
Защита_Т1	Дискретный	Сигнал срабатывания защиты трансформатора Т1
Защита_Т2	Дискретный	Сигнал срабатывания защиты трансформатора Т2
АВР_введён	Дискретный	Сигнал о срабатывании автоматического ввода резерва
Замыкание_земля	Дискретный	Сигнал наличия замыкания на землю в сети 10 кВ
Ручной_режим	Дискретный	Признак приоритета ручного управления
Выходные сигналы контроллера:		
Q1(10)_команда	Дискретный	Команда на отключение/включение выключателя 10 кВ Т1
Q2(10)_команда	Дискретный	Команда на откл./вкл. выключателя 10 кВ Т2
Q1(110)_команда	Дискретный	Команда на откл./вкл. выключателя 110 кВ Т1
Q2(110)_команда	Дискретный	Команда на откл./вкл. выключателя 110 кВ Т2
QCB_команда	Дискретный	Команда на откл./вкл. секционного выключателя
Блокировка	Дискретный	Сигнал блокировки автоматического управления
Предупреждение	Дискретный	Сигнал приближения к пороговым значениям

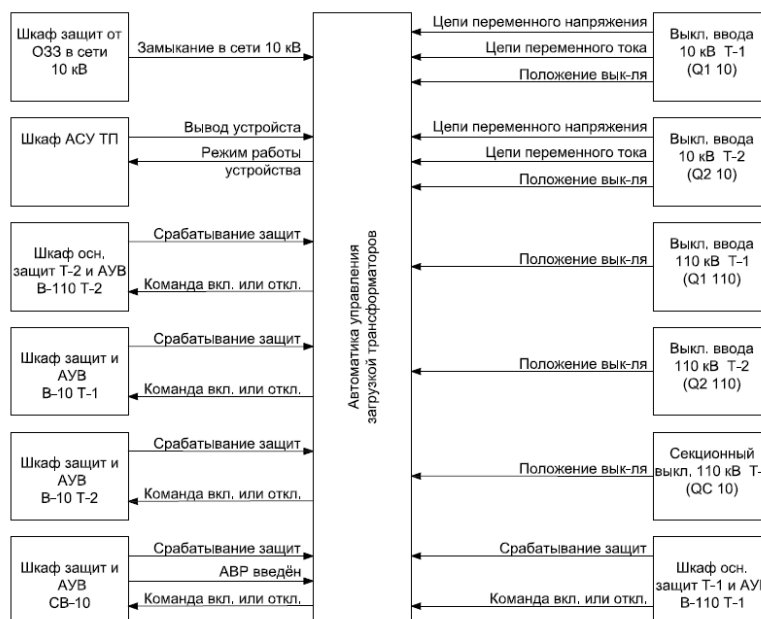


Рис. 2. Структурная схема связей устройства с оборудованием подстанции

Из изложенного следуют минимальные требования к применяемому микропроцессорному устройству. Оно должно быть оснащено не менее чем 12 аналоговыми входами класса точности 0,5, шестью токовыми измерительными органами с диапазоном измерения 1 А или 5 А для переменного тока частотой 50 Гц и возможностью перегрузки до 20 А в течение 1 с, а также шестью органами измерения напряжения на 100 В для переменного тока частотой 50 Гц. Частота дискретизации должна составлять не менее 800 Гц, что необходимо для корректного вычисления действующих значений контролируемых электрических величин. Кроме того, устройство должно иметь 12 дискретных выходов, предназначенных для выдачи команд управления, и не менее 20 дискретных входов с номинальным напряжением 220 В постоянного тока.

Условия внедрения устройства:

- установка программируемого логического контроллера или терминала РЗА с функцией автоматического управления, интегрированного в существующую АСУ ТП;
- наличие трансформаторов тока на вводах 10 кВ каждого трансформатора, обеспечивающих пофазное измерение токов;
- наличие трансформаторов напряжения на каждой секции шин 10 кВ, предназначенных для измерения фазных напряжений;
- наличие высоковольтных выключателей со всех сторон трансформатора;
- секционированная схема шин 10 кВ с нормально отключенным секционным выключателем [4].

Из вышеизложенного следуют минимальные требования к применяемому микропроцессорному устройству. Оно должно иметь не менее 12 аналоговых входов с классом точности 0,5, 6 токовых органов с диапазоном измерения 1 А или 5 А для переменного тока частотой 50 Гц и возможностью перегрузки до 20 А в течение 1 с, а также 6 органов измерения напряжения на 100 В для переменного тока частотой 50 Гц. Частота дискретизации должна составлять не менее 800 Гц, что необходимо для корректного вычисления действующих значений. Кроме того, устройство должно предусматривать 12 дискретных выходов для выдачи команд управления и не менее 20 дискретных входов с номинальным напряжением 220 В постоянного тока.

Условия для внедрения устройства:

- установка программируемого логического контроллера или терминала РЗА с функцией автоматического управления, интегрированного в существующую АСУ ТП;
- наличие трансформаторов тока на вводах 10 кВ каждого трансформатора для пофазного измерения токов;
- наличие трансформаторов напряжения на каждой секции шин 10 кВ для измерения фазных напряжений;
- наличие высоковольтных выключателей со всех сторон трансформатора;
- секционированная схема шин 10 кВ с нормально отключенным секционным выключателем [4].

Заключение. В результате проведенного исследования получены следующие основные результаты:

- теоретически обоснована необходимость автоматического управления режимами работы двухтрансформаторных подстанций в условиях переменной нагрузки;

- разработан алгоритм функционирования устройства автоматического управления, учитывающий необходимые условия безопасности и надежности;
- определены технические требования к реализации предложенного решения, включая состав входных и выходных сигналов;
- подтверждена экономическая эффективность предложенного подхода на основе анализа зависимости потерь электроэнергии от нагрузки.

Практическая реализация разработанного устройства позволит:

- автоматизировать процесс управления режимами работы подстанции;
- снизить потери электроэнергии в режимах недогрузки;
- повысить общую энергоэффективность энергосистемы;
- уменьшить нагрузку на эксплуатационный персонал.

Техническое решение, представленное в данной статье, требует дальнейшего исследования, математического и физического моделирования протекающих процессов, а также выполнения детального экономического расчета целесообразности применения предложенного подхода.

Список литературы

1. Казихматов А.С., Попова О.В. Снижение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах. *Молодой ученый*. 2024;(35(534)):25–30. URL: <https://moluch.ru/archive/534/117406> (дата обращения: 19.05.2026).
2. ГОСТ Р 52719–2007. *Трансформаторы силовые*. Общие технические условия: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утверждён и введён в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2007 г. № 473-ст: дата введения 2008–01–01. Москва: Стандартинформ, 2007. 49 с. URL: <https://protect.gost.ru/gost/details/a0040b2f-78de-4b60-b545-1c5f2f51e8a3> (дата обращения: 19.05.2026).
3. ГОСТ 32144–2013. *Электрическая энергия*. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: межгосударственный стандарт: издание официальное: утверждён и введён в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 июля 2013 г. № 400-ст: дата введения 2014–07–01. Москва: Стандартинформ, 2014. 16 с. URL: <https://protect.gost.ru/gost/details/198e3b90-1710-4ca8-ab15-c891d8012f39> (дата обращения: 19.05.2026).
4. *Правила устройства электроустановок (ПУЭ)*. 7-е изд. Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2022. 464 с. URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения: 19.05.2026).

Об авторах:

Дмитрий Викторович Пугач, магистрант кафедры «Цифровые технологии и платформы в электроэнергетике» Донского государственного технического университета (344003, Российская Федерация, г. Ростов-на-Дону, пл. Гагарина, 1), dmitriipugatch@yandex.ru

Владимир Эдуардович Левчук, ведущий инженер службы релейной защиты и автоматики и автоматизированных систем управления технологическими процессами Ростовского предприятия магистральных электрических сетей (344093, Российская Федерация, г. Ростов-на-Дону, ул. Днепропетровская, 54/1), аспирант кафедры «Цифровые технологии и платформы в электроэнергетике» Донского государственного технического университета (344003, Российская Федерация, г. Ростов-на-Дону, пл. Гагарина, 1), vladimir.levchuk.94@mail.ru

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

About the Authors:

Dmitry V. Pugach, Master's Degree Student of the Department of Digital Technologies and Platforms in the Electric Power Industry, Don State Technical University (1, Gagarin Sq., Rostov-on-Don, 344003, Russian Federation), dmitriipugatch@yandex.ru

Vladimir E. Levchuk, Lead Engineer of the Relay Protection, Automation, and Process Automated Control Systems Department, Rostov Enterprise of High-Voltage Electrical Grids, Branch of PJSC Rosseti (54/1, Dnepropetrovskaya Str., Rostov-on-Don, 344093); Postgraduate Degree Student of the Department of Digital Technologies and Platforms in the Electric Power Industry, Don State Technical University (1, Gagarin Sq., Rostov-on-Don, 344003, Russian Federation), vladimir.levchuk.94@mail.ru

Conflict of Interest Statement: the authors declare no conflict of interest.

All authors have read and approved the final manuscript.