

УДК 621.314.222.6
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

О НЕКОТОРЫХ АСПЕКТАХ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ МОНИТОРИНГЕ СОСТОЯНИЯ ПОД РАБОЧИМ НАПРЯЖЕНИЕМ И ПОД НАГРУЗКОЙ. Часть 2

В настоящее время в энергетике Российской Федерации в соответствии с требованиями, изложенными в [1], функционирует система оценки технического состояния электрооборудования по его техническому состоянию. При этом осуществляется постепенный переход от системы технического обслуживания электрооборудования, основанной на периодических испытаниях и планово-предупредительных ремонтах, к системе контроля электрооборудования под рабочим напряжением и системе ремонтов оборудования по его техническому состоянию на основе применения современных методов и средств технической диагностики.



Фото: Филиал ПАО «Россети» — МЭС Центра

АВТОР:
В.В. Смекалов, к. т. н.,
АО «Россети Научно-технический
центр»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#диагностика; #мониторинг;
#контроль параметров под
рабочим напряжением; #силовой
трансформатор; #трансформатор
напряжения; #трансформатор
тока; #ток холостого хода; #потери
холостого хода; #сопротивление
короткого замыкания;
#погрешности измерений;
#состояние магнитопровода;
#геометрия обмоток; #контактная
система

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:
Смекалов В.В. О некоторых
аспектах оценки параметров
трансформаторов при мониторинге
состояния под рабочим
напряжением и под нагрузкой.
Часть 2 // Энергия единой сети.
2025. № 5–6 (79). С. 30–37..



В первой части статьи¹ была показана невозможность определения истинного значения тока намагничивания силового трансформатора (I_0) под напряжением и под нагрузкой с использованием формулы (1)² вследствие неопределенности погрешностей измерительных трансформаторов тока, с которых снимается информация о токах в обмотках трансформатора. И следовательно, невозможность адекватного вычисления параметров цепи намагничивания по параметрам токов и напряжений в режиме нагрузки трансформатора.

Тем не менее контролировать состояние магнитопровода на работающем трансформаторе необходимо. Научно-техническая документация [8] регламентирует увеличение потерь холостого хода. P_{xx} не должны превышать $1,3 \cdot P_{xx \text{ пасп}}$.

Для контроля этого требования целесообразно использовать параметр увеличения потерь в магнитопроводе P_0 , которые могут быть рассчитаны по принципу баланса мощностей по измеренным подводимой и отводимой мощности на трансформаторе и рассчитанным потерям в меди P_m .

Общие потери в трансформаторе ($P_{\text{общ}}$) будут определяться как разность мощности, подводимой к трансформатору (P_1), и мощности, отводимой от трансформатора (P_2):

$$P_{\text{общ}} = P_1 - P_2.$$
 (4)

В свою очередь общие потери в трансформаторе ($P_{\text{общ}}$) будут состоять из потерь в стали магнитопровода (P_0) и потерь в меди обмотки (P_m):

$$P_{\text{общ}} = P_0 + P_m.$$
 (5)

При этом не следует забывать, что потери в меди обмотки (P_m) в модели трансформатора, соответствующей рис. 2 первой части статьи, включают в себя и потери от нагрева бака трансформатора и металлических частей, попадающих в зону потока рассеяния.

Отсюда

$$P_0 = P_{\text{общ}} - P_m = P_1 - P_2 - P_m.$$
 (6)

Для понимания возможности использования такого подхода к оценке состояния магнитопровода были проведены расчеты потерь в трансформаторе в зависимости от его нагрузки при изменении различных паспортных параметров трансформатора. Сравнивались результаты расчета параметров $P_{\text{общ}}$, P_m и P_0 по результатам известных токов, напряжений и потерь в трансформаторе при отсутствии и наличии максимальных погрешностей измерительных трансформаторов классов точности 0,2, приведенных в табл. 2².

Для уменьшения влияния погрешностей на результаты контроля был принят принцип сравнения потерь в трансформаторе с паспортными характеристиками (сра-

зу после ввода в условную «эксплуатацию») с потерями в трансформаторе после изменения в «эксплуатации» паспортных характеристик и выхода их за пределы нормированных [4]. При этом рассматривались идеальный вариант (без погрешностей трансформаторов тока — ТТ и напряжения — ТН) и несколько вариантов с максимальными погрешностями ТТ и ТН.

Результаты расчетов представлены на рис. 8–10. Кроме того, проводились расчеты, в которых моделировались погрешности измерительных трансформаторов (ТТ и ТН) совместно с изменением параметров трансформатора (увеличение I_{xx} , увеличение и уменьшение U_k , увеличение P_k) в пределах, регламентированных [8]. Результаты сравнивались с базовым вариантом, в котором погрешности измерительных трансформаторов присутствовали, а параметры трансформатора соответствовали паспортным.

Как видно из полученных результатов, погрешности измерительных трансформаторов могут приводить к существенной ошибке измерения потерь в трансформаторе вплоть до изменения потока мощности. На рис. 8 видно, что погрешность привела к тому, что мощность, отводимая от трансформатора (P_2), больше, чем мощность подводимая (P_1), таким образом потери в трансформаторе оказываются в расчетах отрицательными, что не соответствует физической сущности. В расчетах питание трансформатора смоделировано со стороны ВН.

Тем не менее во всех расчетах кривая потерь в трансформаторе при увеличении P_{xx} на 30 % по сравнению с паспортными данными проходит выше, чем остальные кривые.

Для сравнения данных использовали разность потерь между вариантом увеличенных паспортных потерь ($P_{\text{общ расч}}$) и исходных паспортных потерь ($P_{\text{общ нач}}$). То есть моделировали ситуацию, когда при вводе в эксплуатацию фиксируются и запоминаются общие потери в исправном трансформаторе (все параметры соответствуют паспортным) по всей линейке нагрузки (со всеми погрешностями ТТ и ТН), а затем в эксплуатации общие потери ($P_{\text{общ}}$), измеренные с теми же погрешностями, что и при вводе в эксплуатацию, сравниваются с измеренными в начале эксплуатации.

Правомерность такого подхода можно проиллюстрировать следующими положениями.

Общие потери в трансформаторе при начальном включении его в работу, измеренные со всеми погрешностями ТТ и ТН, будут состоять из потерь в стали магнитопровода и потерь в меди обмоток:

$$P_{\text{общ нач}} = P_{\text{о нач}} + P_{\text{м нач}}$$
 (7)

Общие потери в трансформаторе в эксплуатации после ухудшения состояния магнитопровода (увеличение потерь в стали магнитопровода на ΔP_0) и при неизменных остальных показателей (в том числе и погрешностей ТТ

¹ Окончание. Начало см.: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4.

² См. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4.

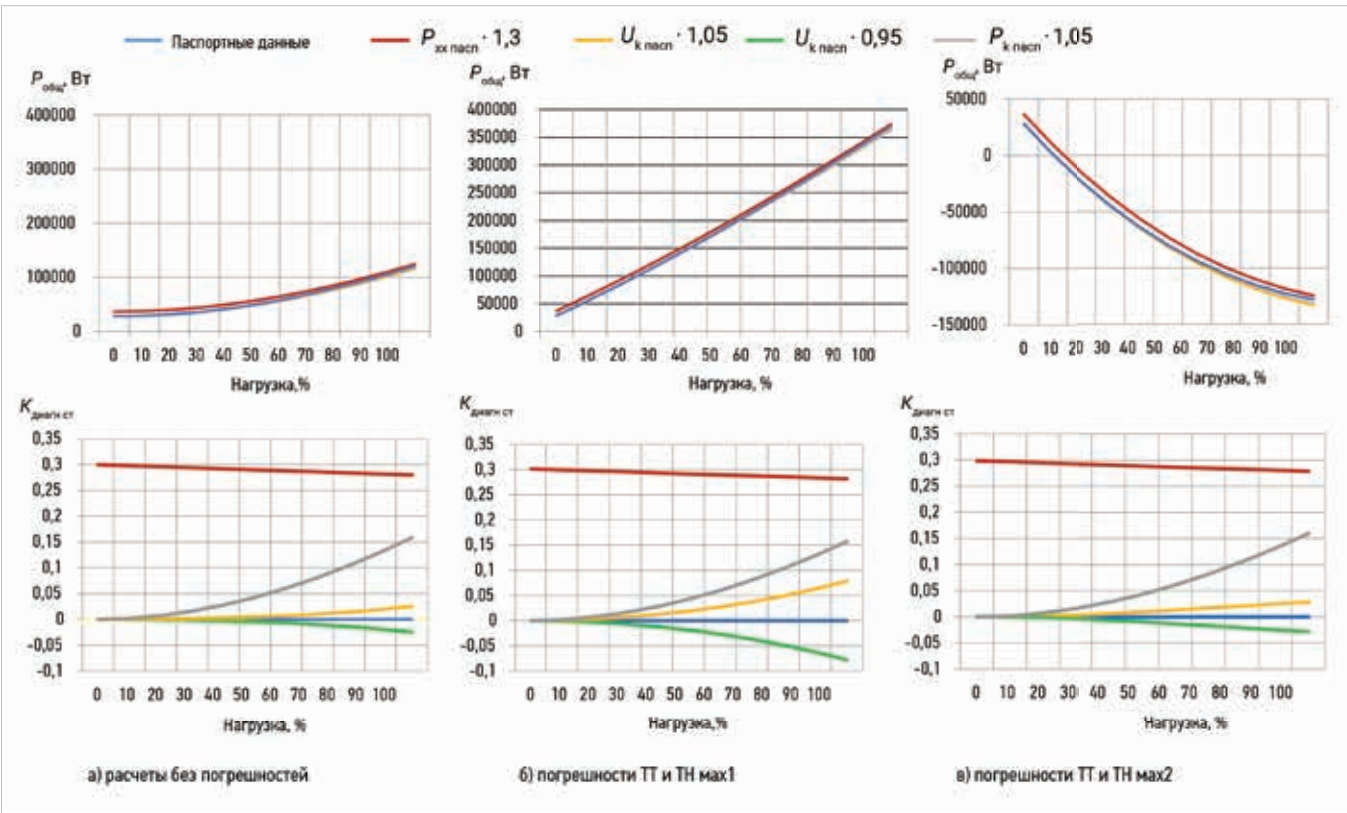


Рис. 8. Расчеты потерь в трансформаторе ($P_{\text{общ}} = P_1 - P_2$) и коэффициентов диагностики потерь в стали магнитопровода ($K_{\text{диагн ст}}$) при отсутствии и наличии погрешностей измерительных трансформаторов в соответствии с табл. 2 (см. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4)

и ТН) будут также состоять из аналогичных двух составляющих:

$$P_{\text{общ расч}} = (P_{\text{о нач}} + \Delta P_o) + P_{\text{м нач}} \quad (8)$$

Вычитая из выражения (8) выражение (7), получим

$$P_{\text{общ расч}} - P_{\text{общ нач}} = \Delta P_o \quad (9)$$

Учитывая изложенное, в качестве диагностического признака ($K_{\text{диагн ст}}$) целесообразно выбрать разницу указанных значений ($P_{\text{общ расч}} - P_{\text{общ нач}}$), отнесенную к паспортным потерям холостого хода ($P_{\text{хх пасп}}$):

$$K_{\text{диагн ст}} = (P_{\text{общ расч}} - P_{\text{общ нач}}) / P_{\text{хх пасп}} \quad (10)$$

Данный коэффициент показывает насколько изменились потери в стали магнитопровода в процессе эксплуатации трансформатора.

Организуя такой контроль, надо иметь в виду, что должны сравниваться измерения, проведенные в одинаковых условиях. В первую очередь это нагрузка трансформатора, напряжение на нем и одинаковое положение РПН трансформатора. Кроме того, имеют значение температура масла в трансформаторе и температура окружающей среды, которые могут влиять

на погрешности трансформаторов тока и напряжения, с которых снимаются показания тока и напряжения на обмотках. Для измерения токов, как правило, используются встроенные трансформаторы тока, размещенные в баке трансформатора. Поэтому важна температура масла, в котором они размещены. Для измерения напряжения используются, как правило, отдельно стоящие ТН, которые размещены на воздухе. Отсюда важность фиксации температуры окружающего воздуха, которая так же, как и в случае с ТТ, может вносить дополнительные температурные погрешности в измерения токов и напряжений.

Для исключения ошибок, связанных с измерением общих потерь в трансформаторе при разных напряжениях при включении в эксплуатацию $P_{\text{общ нач}}$ и в эксплуатации $P_{\text{общ изм}}$, целесообразно привести их к номинальному напряжению:

$$P_{\text{общ нач прив}} = (P_{\text{общ нач}}) \cdot (U_{\text{ном}} / U_{\text{нач}})^2, \quad (11)$$

$$P_{\text{общ расч прив}} = (P_{\text{общ расч}}) \cdot (U_{\text{ном}} / U_{\text{расч}})^2. \quad (12)$$

Тогда формула (10) преобразуется к виду:

$$K_{\text{диагн ст}} = (P_{\text{общ расч прив}} - P_{\text{общ нач прив}}) / P_{\text{хх пасп}} \quad (13)$$

Результаты расчетов $K_{\text{диагн ст}}$ для «одинаковых» условий (начальные и измеренные при «эксплуатации» напряжения), приведенных на рис. 8, и для «разных» условий (начальные напряжения и напряжения в «эксплуатации» различаются на $\pm 10\%$), приведенных на рис. 9, показывают, что увеличение потерь в стали трансформатора уверенно диагностируется на всем диапазоне мощностей трансформатора и с различным набором максимально возможных погрешностей измерительных ТТ и ТН. При этом на графиках уверенно выделяется и снижение потерь в стали при увеличении нагрузки трансформатора, что соответствует уменьшению тока намагничивания трансформатора при повышении нагрузки трансформатора, как это показано на рис. 4³. Значение $K_{\text{диагн ст}}$, рассчитанное по формуле (13), на графике уменьшается от 0,301 на холостом ходе до 0,282, при нагрузке 100 %.

Рис. 9 показывает необходимость учета напряжения для расчета $K_{\text{диагн ст}}$ путем приведения потерь в трансформаторе ($P_{\text{общ}}$) к номинальному напряжению.

Неучет напряжения приводит к невозможности использовать указанный коэффициент с целью оценки состояния магнитопровода при разных напряжениях в период начальной эксплуатации и последующих измерений, в то время как приведение общих потерь к номинальному напряжению обеспечивает стабильность выбранного коэффициента ($K_{\text{диагн ст}} = 0,282 - 0,301$) во всем диапазоне нагрузок, что соответствует заданному возмущению (увеличение $P_{\text{хх}}$ на 30 %) при моделировании.

Таким образом, для уверенной диагностики повышения потерь в стали может с успехом применяться коэффициент $K_{\text{диагн ст}}$, рассчитанный по формуле (13). При этом уставка для выдачи сигнала оперативному и эксплуатационному персоналу о появлении проблем в магнитопроводе может соответствовать требованиям НТД (увеличение потерь в стали на 30 %). Следует подчеркнуть, что уверенное выделение потерь в стали магнитопровода имело место при расчетах даже в том случае, когда погрешности измерительных ТТ и ТН приводили к кажущемуся уходу потерь в трансформаторе в отрицательную область. То есть когда вследствие погрешностей измерительных ТТ и ТН, заложенных в расчет, измеренная мощность на стороне НН (P_2) оказывалась больше измеренной мощности на стороне ВН (P_1).

Для диагностики состояния обмоток нормативные документы [8] предусматривают два параметра: комплексное сопротивление короткого замыкания z_k , изменение которого свидетельствует об изменении геометрии обмоток, и активное сопротивление обмоток. В схеме замещения этот параметр моделируется сопротивлением r_k . Следует иметь в виду, что сопротивление r_k не является полным аналогом сопротивления постоянному току обмоток трансформатора, которое нормируется [8], поскольку реально сопротивления обмоток в реальном трансформаторе разнесены по разным обмоткам, которые гальванически не соединены друг с другом. А в схеме замещения они включены в одну токовую цепь. Кроме того, эти сопротивления дополнительно моделируют и потери в металлических элементах трансформатора, попадающих в зону потоков рассеяния.

³ См. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4.

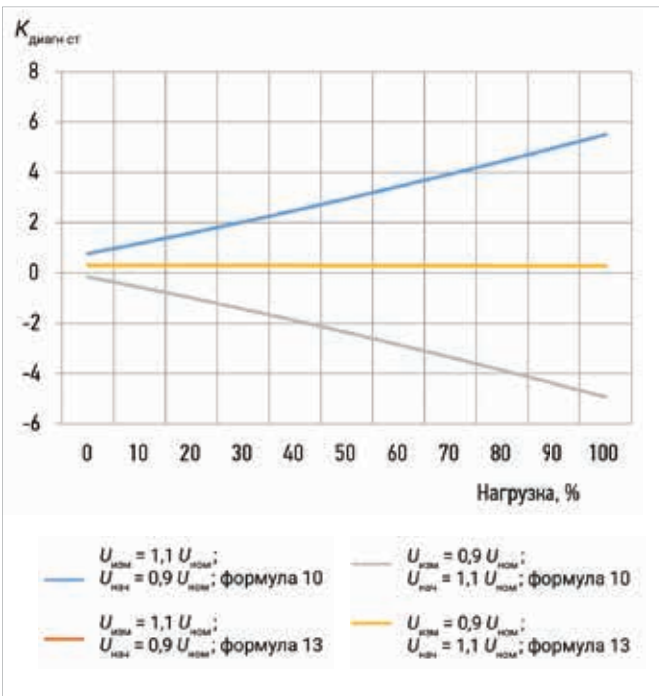


Рис. 9. Зависимость $K_{\text{диагн ст}}$ от нагрузки трансформатора, рассчитанная для варианта увеличения $P_{\text{хх}}$ на 30% и внесения погрешностей в измерения напряжений и токов по варианту max1 (табл. 2, см. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4) с учетом приведения $P_{\text{общ}}$ к номинальному напряжению (формула 13) и без учета корректировки $P_{\text{общ}}$ (формула 10)

Результаты расчета коэффициентов диагностики полных z_k ($K_{\text{диагн зк}}$) и индуктивных x_k ($K_{\text{диагн хк}}$) сопротивлений короткого замыкания в зависимости от нагрузки трансформатора при отсутствии и при наличии погрешностей измерительных трансформаторов представлены на рис. 10.

$K_{\text{диагн зк}}$ и $K_{\text{диагн хк}}$ определяли по формулам

$$K_{\text{диагн зк}} = (z_{\text{к расч}} - z_{\text{к нач}}) / z_{\text{к пасп}}, \quad (14)$$

$$K_{\text{диагн хк}} = (x_{\text{к расч}} - x_{\text{к нач}}) / x_{\text{к пасп}}. \quad (15)$$

Как видно из рис. 10, предложенные коэффициенты диагностики позволяют уверенно выявить увеличение и снижение z_k и x_k в нормируемых пределах ($\pm 5\%$) во всем диапазоне нагрузок трансформатора, кроме холостого хода, как при отсутствии, так и при наличии возможных погрешностей измерения токов и напряжений.

При низких нагрузках ($< 10\%$) на результаты расчета может повлиять увеличение потерь в стали магнитопровода вследствие наличия погрешностей измерительных ТТ и ТН. Поэтому в алгоритм работы автоматизированных систем диагностики следует вносить блокировку расчета указанных коэффициентов $K_{\text{диагн зк}}$ и $K_{\text{диагн хк}}$ при нагрузках трансформатора менее 10 % и значениях $K_{\text{диагн ст}}$ выше нуля.

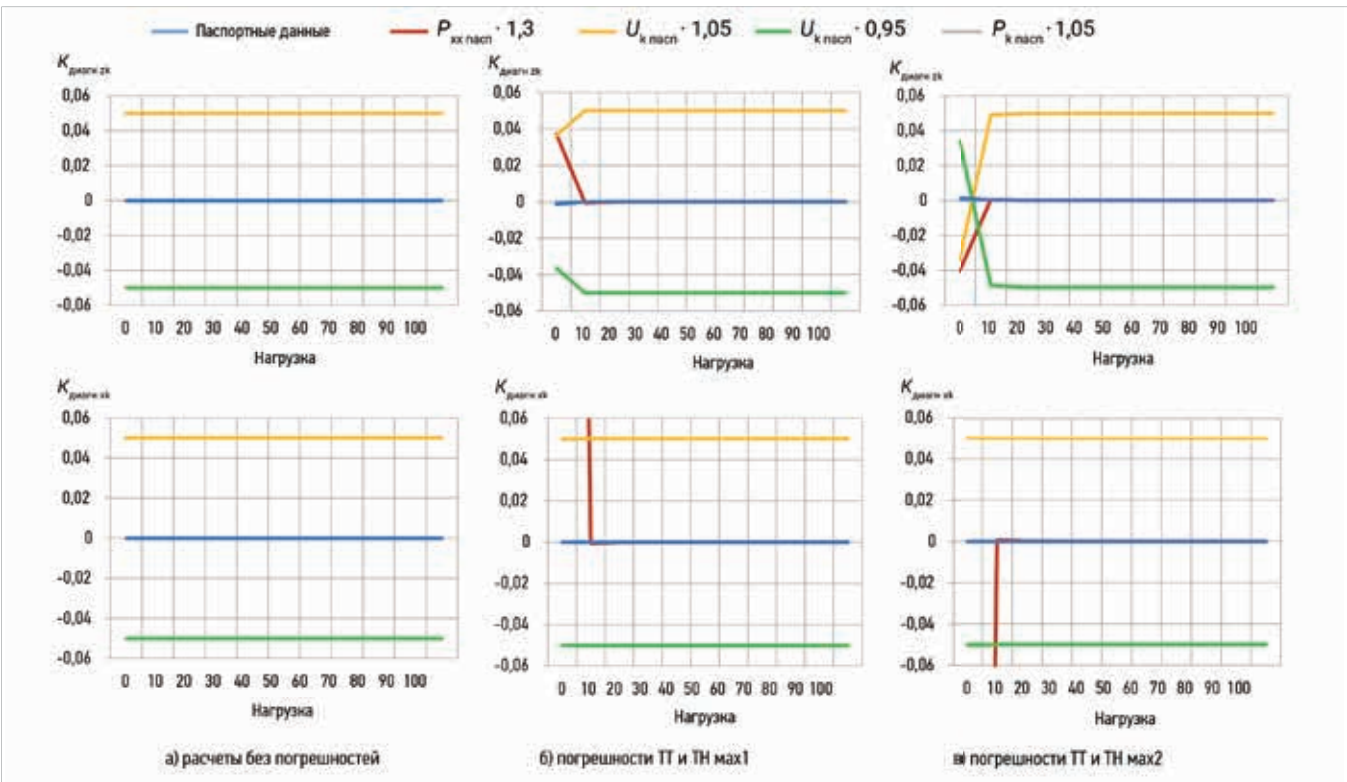


Рис. 10. Расчеты коэффициентов диагностики полного z_k и индуктивного x_k сопротивления короткого замыкания трансформатора ($K_{\text{диагн.зк}}$ и $K_{\text{диагн.хк}}$) при отсутствии и наличии погрешностей измерительных трансформаторов в соответствии с табл. 2 (см. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4)

При нагрузках трансформатора более 10 % погрешности измерения токов и напряжений практически не влияют на результаты расчета коэффициентов $K_{\text{диагн.зк}}$ и $K_{\text{диагн.хк}}$. Блокировки и дополнительные проверки не требуются.

При этом графики этих двух диагностических коэффициентов практически повторяют друг друга. Таким образом, оценка изменения геометрии обмоток может быть выполнена с использованием любого из рассмотренных коэффициентов.

Для проверки возможных ухудшений состояния токовых цепей трансформатора (ослабление контактных соединений, частичный обрыв параллельных витков обмоточного провода и пр.) может использоваться коэффициент диагностики r_k , который показывает, насколько изменилась величина r_k при текущих расчетах по сравнению с r_k , зафиксированным при вводе трансформатора в работу и отнесенным к $r_{k.\text{пасп.}}$. Определение r_k осуществляется по известным токам и напряжениям, измеренным в обоих случаях с реальными погрешностями измерительных ТТ и ТН. По аналогии с предыдущими случаями $K_{\text{диагн.гк}}$ определяется выражением

$$K_{\text{диагн.гк}} = (r_{k.\text{расч}} - r_{k.\text{нач}}) / r_{k.\text{пасп.}} \quad (16)$$

Результаты расчетов представлены на рис. 11. Так же как и для коэффициентов диагностики $K_{\text{диагн.зк}}$

и $K_{\text{диагн.хк}}$, предложенный коэффициент диагностики $K_{\text{диагн.гк}}$ позволяет уверенно выявить увеличение r_k во всем диапазоне нагрузок трансформатора, кроме холостого хода, как при отсутствии, так и при наличии возможных погрешностей измерения токов и напряжений.

При низких нагрузках (<20 %) на результаты расчета может повлиять увеличение потерь в стали магнитопровода вследствие наличия погрешностей измерительных ТТ и ТН. Поэтому в алгоритм работы автоматизированных систем диагностики следует вносить блокировку расчета $K_{\text{диагн.гк}}$ при нагрузках трансформатора менее 20 % и значениях $K_{\text{диагн.ст}}$ больше нуля. При нагрузках трансформатора более 20 % погрешности измерения токов и напряжений практически не влияют на результаты расчета коэффициента $K_{\text{диагн.гк}}$. В качестве предельного параметра $K_{\text{диагн.гк}}$ может быть принято значение 0,02, соответствующее [8].

Дополнительно были проведены расчеты $K_{\text{диагн.хк'}}$, $K_{\text{диагн.гк}}$ и $K_{\text{диагн.ст}}$ для случая сочетанного увеличения всех трех факторов до нормативных значений. Увеличение x_k , r_k и потерь в стали магнитопровода моделировали соответственно увеличением U_k на 5 %, P_k на 2 %, а увеличение потерь в стали — увеличением $P_{\text{хх}}$ на 30 %. Результаты расчетов представлены на рис. 12. При этом расчеты проводили для случая отсутствия погрешности изме-

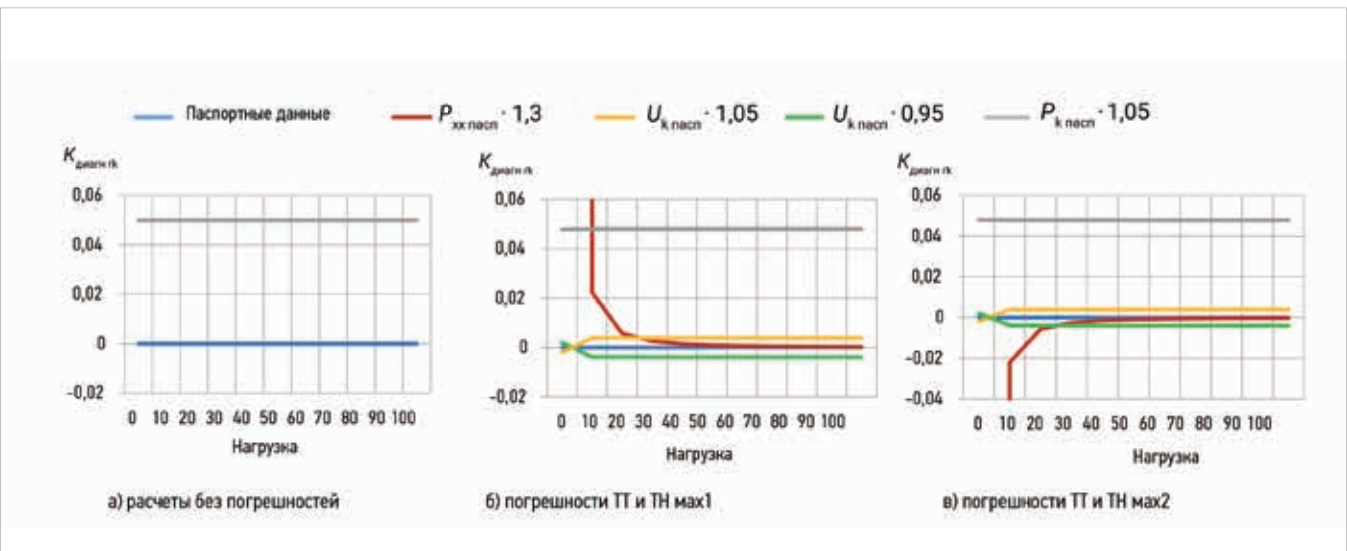


Рис. 11. Расчеты коэффициентов диагностики активного сопротивления короткого замыкания трансформатора ($K_{\text{диагн.гк}}$) при отсутствии и наличии погрешностей измерительных трансформаторов в соответствии с табл. 2 (см. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4)

ний токов и напряжений и при наличии двух вариантов максимальных погрешностей ТТ и ТН, согласно табл. 2⁴.

Как видно из представленных данных, коэффициент диагностики $K_{\text{диагн.ст}}$ позволяет уверенно идентифицировать изменения состояния магнитопровода во всем диапазоне мощностей трансформатора независимо от наличия или отсутствия погрешностей измерения токов и напряжений. Некоторое увеличение $K_{\text{диагн.ст}}$ на рис. 12 в при большой загрузке трансформатора обусловлено тем, что потери в трансформаторе увеличиваются вследствие увеличения потерь не только в цепи намагничивания (при ухудшении состояния магнитопровода), но и вследствие увеличения потерь в обмотках трансформатора ввиду дополнительного нагрева обмоток от увеличения r_k трансформатора (контактные соединения, обрывы параллельных ветвей обмоток и т. п.). В отсутствие такого дополнительного нагрева обмоток (параметры токовой цепи не изменились с начала эксплуатации трансформатора) кривая будет проходить несколько ниже рассчитанной (на рис. 12 в отмечена прерывистой линией).

$K_{\text{диагн.хк}}$ позволяет уверенно идентифицировать изменения геометрии обмоток трансформатора на всем диапазоне нагрузок трансформатора, за исключением режима холостого хода, независимо от наличия или отсутствия погрешностей измерения токов и напряжений. При малых нагрузках от 10 % до холостого хода в результаты расчета x_k будут вноситься существенные погрешности. Поэтому в алгоритме работы ПТК контроля состояния трансформатора должна присутствовать блокировка расчета x_k при нагрузках от 0 до 10 %. Начиная с нагрузки 10 % результаты расчета практически не зависят от нагрузки и соответствуют заданному изменению параметра x_k .

$K_{\text{диагн.гк}}$ позволяет уверенно идентифицировать изменение r_k начиная с 20 % загрузки трансформатора. При малых нагрузках от 20 % до холостого хода в результаты расчета r_k будут вноситься существенные погрешности. Поэтому в алгоритме работы ПТК контроля состояния трансформатора должна присутствовать блокировка расчета r_k при нагрузках от 0 до 20 %. Начиная с нагрузки 20 % результаты расчета практически не зависят от нагрузки и соответствуют заданному изменению параметра r_k .

При этом следует отметить, что идентифицируется каждый их моделированных дефектов независимо от наличия или отсутствия другого дефекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные расчеты позволяют сформулировать несколько достаточно важных положений, которые необходимо учитывать при организации контроля силовых трансформаторов под рабочим напряжением и под нагрузкой.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения вносят в расчеты параметров трансформатора (I_0 , P_0 , z_0 , x_0 , r_0 , z_k , x_k , r_k , P_k , $P_{\text{общ.}}$) существенные погрешности, которые могут при определенном сочетании погрешностей ТТ и ТН приводить к невозможности прямого сравнения рассчитанных параметров трансформатора с паспортными значениями вышеуказанных параметров.

Параметры трансформатора, рассчитанные по значениям синхронно измеренных (без погрешностей) токов (I_1 , I_2), напряжений (U_1 , U_2) и мощности (подводимой к трансформатору P_1 и отводимой от трансформатора P_2), всегда соответствуют паспортным значениям.

⁴ См. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4.

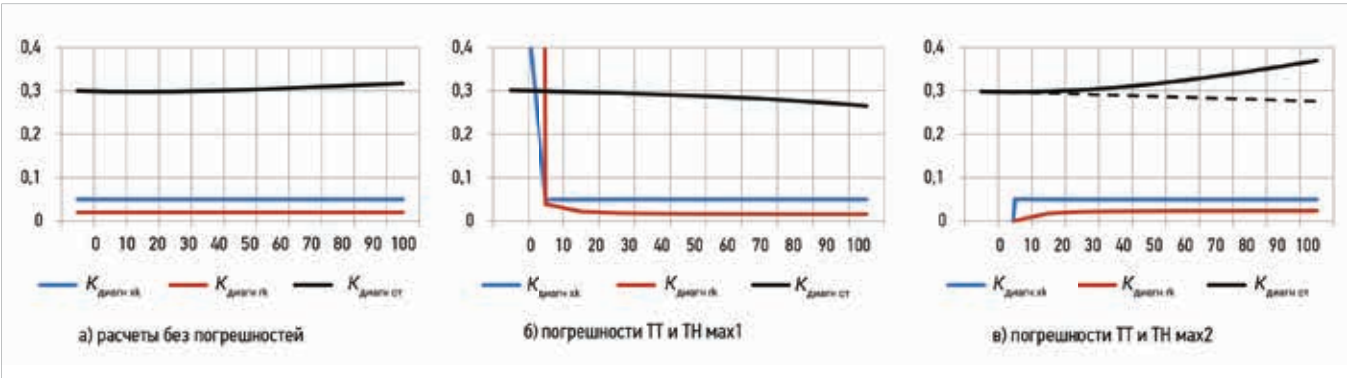


Рис. 12. Расчеты $K_{\text{диагн хк}}$, $K_{\text{диагн пк}}$ и $K_{\text{диагн ст}}$ для случая сочетанного увеличения U_k на 5%, P_k на 2%, P_{xx} на 30% при отсутствии и наличии погрешностей измерительных трансформаторов в соответствии с табл. 2 (см. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4)

В то же время параметры трансформатора, рассчитанные по значениям синхронно измеренных (с погрешностями) токов (I_1, I_2), напряжений (U_1, U_2) и мощности (подводимой к трансформатору P_1 , отводимой от трансформатора P_2), могут принимать значения, не соответствующие физической сущности процессов в трансформаторе. Например, могут быть получены отрицательные значения потерь в трансформаторе, отрицательные значения индуктивных сопротивлений, отрицательные значения активных сопротивлений и пр. Такие погрешности обуславливают невозможность прямого сравнения рассчитанных параметров с паспортными значениями.

Прямое сравнение I_0 , рассчитанное по формуле (1)⁵, с паспортным значением I_{xx} возможно только при кратном увеличении тока I_0 по сравнению с I_{xx} , что может быть при наличии либо витковых замыканий в трансформаторе, либо при коротком замыкании обмотки на бак или магнитопровод трансформатора. Фиксация тока I_0 с уставкой не менее $(3-10) \cdot I_{xx}$ может быть использована для организации защиты трансформатора от таких замыканий.

Ток намагничивания (I_0), рассчитанный по формуле (1)⁶ в нормальном режиме работы трансформатора при наличии погрешностей ТТ, не имеет ничего общего с реальным током холостого хода (I_{xx}). При этом рассчитанная величина I_0 может находиться в пределах от 0 до двукратного значения I_{xx} (в зависимости от погрешностей ТТ и нагрузки трансформатора). Можно констатировать, что параметры цепи намагничивания схемы замещения трансформатора (Z_0, X_0, r_0) контролировать под рабочим напряжением и под нагрузкой с использованием рассчитанных по известным токам и напряжениям на обмотках трансформатора можно только реально на холостом ходу трансформатора. При повышении нагрузки будем иметь случайные значения токов намагничивания I_0 и соответственно случайные значения параметров Z_0, X_0, r_0 , обусловленные погрешностями измерительных ТТ.

Предложенный в [4] принцип сравнения рассчитанных параметров трансформатора по значениям синхронно измеренных (с погрешностями) токов (I_1, I_2), напряжений (U_1, U_2) и мощности (подводимой к трансформатору P_1 , отводимой от трансформатора P_2) со значениями тех же параметров трансформатора, рассчитанными по токам и напряжениям, измеренным (с теми же погрешностями) при вводе трансформатора в работу, позволяет не принимать во внимание те погрешности, которые вносят в измерения ТТ и ТН.

Такой подход позволяет выявить изменения ключевых параметров трансформатора, которые произошли в период от ввода трансформатора в работу до момента его контроля.

Организуя такой контроль, надо иметь в виду, что должны сравниваться измерения, проведенные в одинаковых условиях. В первую очередь это нагрузка трансформатора, напряжение на нем и одинаковое положение РПН трансформатора. Кроме того, имеет значение температура масла в трансформаторе и температура окружающей среды, которые могут влиять на погрешности трансформаторов тока и напряжения, с которых снимаются показания тока и напряжения на обмотках.

Параметром, позволяющим выявить увеличение потерь в стали магнитопровода трансформатора, является увеличение общих потерь в трансформаторе (измеренных с погрешностями) по сравнению с общими потерями, которые были измерены (с теми же погрешностями) при вводе трансформатора в работу. Для контроля этого увеличения общих потерь в трансформаторе за счет увеличения потерь в стали магнитопровода предложено использовать коэффициент диагностики стали $K_{\text{диагн ст}}$, рассчитываемый по формуле (13). Результаты расчетов $K_{\text{диагн ст}}$ (для «одинаковых» условий), показывают, что увеличение потерь в стали трансформатора уверенно диагностируется на всем диапазоне мощностей трансформатора, в том числе с различным набором максимально

возможных погрешностей измерительных ТТ и ТН (включая сочетанное увеличение потерь в стали совместно с изменением U_k и P_k трансформатора до нормативных значений).

Параметром, контролирующим геометрию обмоток, выбран x_k (допустимо использование z_k), рассчитываемый по формуле (15). Коэффициент $K_{\text{диагн хк}}$ позволяет уверенно идентифицировать изменения геометрии обмоток трансформатора (как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения x_k) на всем диапазоне нагрузок трансформатора, за исключением режима холостого хода независимо от наличия или отсутствия погрешностей измерения токов и напряжений. Начиная с нагрузки 10 % результаты расчета практически не зависят от нагрузки и соответствуют заданному изменению параметра x_k . В алгоритме работы ПТК контроля состояния трансформатора должна присутствовать блокировка расчета x_k при нагрузках от 0 до 10 %.

Для проверки возможных ухудшений состояния токовых цепей трансформатора (ослабление контактных соединений, частичный обрыв параллельных витков обмоточного провода и пр.) может использоваться коэффициент диагностики r_k – формула (16), который показывает, насколько изменилась величина r_k при текущих расчетах по сравнению с $r_{k\text{пасп}}$, зафиксированным при вводе трансформатора в работу, и отнесенным к $K_{\text{пасп}}$. $K_{\text{диагн гк}}$ позволяет уверенно идентифицировать изменение r_k начиная с 20 % загрузки трансформатора. При малых нагрузках от 20 % до холостого хода в результаты расчета r_k будут вноситься существенные погрешности. Поэтому в алгоритме работы ПТК контроля состояния трансформатора должна присутствовать блокировка расчета r_k при нагрузках от 0 до 20 %.

Необходимо отметить, что при использовании вышеперечисленных коэффициентов ($K_{\text{диагн ст}}$, $K_{\text{диагн хк}}$, $K_{\text{диагн гк}}$) идентифицируется каждый из дефектов независимо от наличия или отсутствия другого дефекта.

Для оценки состояния трансформатора по наличию проблем с магнитопроводом (увеличение потерь в стали магнитопровода) и наличию проблем с токоведущими цепями (витковые замыкания, геометрия обмоток и увеличение потерь в обмотках) нет необходимости осуществлять расчет всех параметров трансформатора. Необходимо рассчитать только $I_0, P_{\text{общ}}, x_k$ и r_k :

- по синхронно измеренным (с реальными погрешностями) токам I_1 и I_2 необходимо рассчитать I_0 . Данный параметр при исправном трансформаторе в диагностике не участвует. При появлении витковых замыканий или замыканий на бак или магнитопровод в трансформаторе I_0 увеличивается кратно по сравнению с паспортным значением I_{xx} . Этот параметр (кратно увеличенный I_0) может быть использован для организации защиты трансформатора от витковых замыканий или замыканий на бак или магнитопровод и для информирования диспетчерского и эксплуатационного персонала о наличии витковых замыканий в трансформаторе или внутреннем замыкании обмотки на землю;
- по синхронно измеренным (с реальными погрешностями) значениям подводимой (P_1) и отводимой (P_2) мощности на трансформаторе необходимо определить общие потери в трансформаторе $P_{\text{общ}}$ и привести их

к номинальному напряжению. Общие потери, приведенные к номинальному напряжению, измеренные в эксплуатации, сравнивают с такими же общими потерями, приведенными к номинальному напряжению, измеренными с аналогичными погрешностями в начале эксплуатации, и рассчитывают $K_{\text{диагн ст}}$, который должен быть меньше предельно допустимого значения. Значение $K_{\text{диагн ст}}$ выше 0,3 свидетельствует о проблемах в стали магнитопровода и требует соответствующего уведомления диспетчерского и эксплуатационного персонала;

- по синхронно измеренным (с реальными погрешностями) значениям токов и напряжений (I_1, I_2, U_1, U_2) необходимо провести расчет x_k и r_k , а также коэффициентов диагностики ($K_{\text{диагн хк}}$, $K_{\text{диагн гк}}$).

Выход коэффициента $K_{\text{диагн хк}}$ за пределы нормируемого диапазона ($-0,05 \div +0,05$) свидетельствует о проблемах с геометрией обмоток (уменьшение или увеличение z_k), о чем необходимо информировать диспетчерский и эксплуатационный персонал.

Выход коэффициента $K_{\text{диагн гк}}$ за нормируемые параметры ($>0,02$) свидетельствует о проблемах в токовых цепях трансформатора (ослабление контактов, частичный обрыв параллельных витков обмоточного провода и пр.) либо о появлении дополнительных мест нагрева бака трансформатора или металлических частей, находящихся в зоне потока рассеяния (появление короткозамкнутых контуров для потоков рассеяния), о чем необходимо информировать диспетчерский и эксплуатационный персонал.

Рисунки к статье предоставлены автором.

↓ ЛИТЕРАТУРА

1. Приказ Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017 г. № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» (с изменениями и дополнениями).	Автоматизированная система контроля технического состояния основного оборудования магистральных электрических сетей// Энергия единой сети. 2022. № 1 (62).
2. Смекалов В.В. Инновационные методы диагностики трансформаторного оборудования, Автоматизация и ИТ в энергетике//2014. № 11 (64). С. 44–50.	5. Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин В.Н., Чечурин В.Л. Теоретические основы электротехники: учебник для вузов. Том 1. 4-е изд. СПб.: Питер, 2003.
3. Ванин Б.В., Львов Ю.Н., Львов М.Ю. и др. О повреждении силовых трансформаторов напряжением 110–500 кВ в эксплуатации//Электрические станции. 2001. № 9. С. 53–58.	6. ГОСТ 7746–2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
4. Смекалов В.В., Назаров И.А., Мерзляков А.С., Романов К.К.	7. ГОСТ 1983–2015. Межгосударственный стандарт трансформаторов напряжения. Общие технические условия.
	8. СТО 34.01–23.1–001–2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Дата введения: 29.05.2017.

⁵ См. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4.

⁶ Там же.