

На правах рукописи

УДК 621.317.384

681.518.3

Гузий Виталий Викторович

**Метод и средства повышения точности измерений
электрической энергии, реализуемых с помощью
измерительных систем**

Специальность 05.11.15 – Метрология и метрологическое обеспечение

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Москва 2012 г.

Диссертационная работа выполнена во ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»).

Научный руководитель:	Кандидат технических наук Кузнецов Владимир Павлович
Официальные оппоненты:	Доктор технических наук Данилов Александр Александрович Кандидат технических наук Покатилов Александр Васильевич
Ведущая организация:	Московский энергетический институт (Национальный исследовательский университет) (МЭИ (ТУ))

Защита состоится 17 мая 2012 г. в 14.00 на заседании диссертационного совета Д 308.001.01 при ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС») по адресу: 119361, г. Москва, ул. Озерная, 46, ФГУП «ВНИИМС», ауд. 1034.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим направлять на имя ученого секретаря диссертационного совета Д 308.001.01 по адресу: 119361, г. Москва, ул. Озерная, 46, ФГУП «ВНИИМС».

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы».

Автореферат разослан 16 апреля 2012 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
Доктор технических наук, профессор

Лысенко В. Г.

Общая характеристика работы

Актуальность темы

В связи с переходом к рыночным отношениям в области электроэнергетики, в России возникла необходимость обработки больших массивов данных о поставляемой и потребляемой электрической энергии. Для этого активно используются автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Практическое использование АИИС КУЭ нередко сопряжено с ситуацией, когда точка поставки электрической энергии, в которой следовало бы ее измерять, по причинам технического или экономического характера недоступна для измерений, то есть точки поставки и измерений электрической энергии не совпадают.

Расстояние между точкой поставки и точкой измерений может составлять от десятков метров до нескольких километров, и между этими точками может располагаться энергетическое оборудование, в котором возникают потери электрической энергии, неучтенные АИИС КУЭ.

В таких случаях измерения выполняют в доступной точке, устанавливая связь между значениями измеряемой величины в доступной и недоступной точках. Потребленную/поставляемую объектом электрическую энергию определяют в виде:

в случае потребления:

$$W_{\Sigma} = W + W_{\Pi}$$

в случае поставки:

$$W_{\Sigma} = W - W_{\Pi}$$

где W_{Σ} – потребляемая (поставляемая) активная электрическая энергия, прошедшая через точку поставки;

W – активная энергия, прошедшая через точку измерений;

W_{Π} – потери активной электрической энергии в оборудовании, расположенном между точками поставки и измерений электрической энергии, неучтенные АИИС КУЭ.

Естественно, должны быть оценены характеристики погрешности измерений поставляемой (потребляемой) электрической энергии. Для измеренной в точке измерений электрической энергии характеристики погрешности тщательно исследуются и оцениваются при утверждении типа АИИС КУЭ и аттестации методик измерений. С оценкой второго слагаемого и характеристик его погрешности дело обстоит неудовлетворительно. В ряде случаев расчет потерь вообще отсутствует, а в качестве

значения поставляемой электрической энергии принимается ее значение, измеренное системой в доступной точке. В этом случае неучтенные АИИС КУЭ потери должны рассматриваться как составляющая погрешности измерений электрической энергии, которая может в 1,5 раза превышать погрешность измерительной системы $\Delta_{\text{АИИС КУЭ}}$.

Оценкой характеристик методической погрешности, возникающей при расчете потерь в силовом оборудовании, в различное время занимались такие ученые, как Воротницкий В.Э., Железко Ю.С., Кузнецов В.П., Сухомесов М.А., Туркина О.В., Arseneau R., Filipski P. и другие.

Инструкции и нормативные документы по учету электрической энергии при расчете рассматриваемых потерь исходят из данных о типовых суточных, месячных и даже годовых графиках нагрузки и коэффициентах их заполнения. В работах Железко Ю.С. показано, что относительная погрешность расчета потерь электроэнергии с использованием таких исходных данных может достигать до 90 %. В этом случае, учитывая, что $W_{\text{П}} = 1,5 \cdot \Delta_{\text{АИИС КУЭ}}$, погрешность измерений электрической энергии должна оцениваться как

$$\Delta_{W_{\Sigma}} = \Delta_{\text{АИИС КУЭ}} + \Delta_{W_{\text{П}}} = \Delta_{\text{АИИС КУЭ}} + 0,9 \cdot W_{\text{П}} = 2,35 \Delta_{\text{АИИС КУЭ}}$$

Естественно, расчет потерь электрической энергии, использующий получаемую от АИИС КУЭ измерительную информацию, обладает большей точностью. Однако такие расчеты, если даже они выполняются, до сих пор не сопровождаются оценкой погрешности.

Представленная работа посвящена комплексному изучению источников методической погрешности, возникающей при расчете потерь, неучтенных АИИС КУЭ, оценке характеристик этой погрешности, а так же разработке аналитических выражений для расчета потерь, использующих в качестве исходных данных измерительную информацию, получаемую от системы.

Особенно злободневна эта проблема в условиях, когда наблюдается широкое внедрение новых энергосберегающих технологий и технологий учета. Актуальность диссертационной работы подтверждается Федеральным законом Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. № 861 «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг» (в редакции Постановления Правительства РФ от 21.03.2007 г. № 168) и Постановлением Правительства Российской Федерации от 27

декабря 2010 г. N 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

Цель работы

Повышение точности учета электрической энергии при коммерческих расчетах, использующих измерительную информацию, получаемую от АИИС КУЭ.

Задачи исследований

Для достижения поставленной цели были сформулированы и решены следующие задачи:

- 1) Разработка аналитических выражений для расчета потерь в силовом оборудовании, расположенном между точками поставки и измерений электрической энергии, на основании данных, получаемых от АИИС КУЭ в режиме реального времени.
- 2) Выявление и исследование источников методической погрешности, возникающей при расчете электрической энергии, неучтенной АИИС КУЭ, при использовании в качестве исходной информации данных о получасовых приращениях активной и реактивной электрической энергии.
- 3) Определение области применения методов расчета электрической энергии, неучтенной измерительной системой, для сложных схем соединения силового оборудования и оценка методической погрешности, возникающей при таких расчетах.

Методы исследований

При решении поставленных задач в работе использованы: методы теории вероятности и математической статистики, методы теоретической электротехники и теории электрических цепей, основные положения линейной алгебры; применен пакет прикладных программ для решения задач технических вычислений MATLAB.

Положения, выносимые на защиту

- 1) Расчетно-экспериментальный метод определения электрической энергии, не учтенной измерительной системой, позволяет повысить точность измерений электрической энергии в точке поставки.

- 2) Расчет потерь по полученным автором аналитическим выражениям позволяет ограничить методическую погрешность, возникающую при расчете электрической энергии, неучтенной АИИС КУЭ, уровнем 15-30 %.
- 3) Выявленные зависимости характеристик методической погрешности от режимов работы электрической сети и мощности силового оборудования позволяют выбрать научно обоснованные области применения методов расчета неучтенной электроэнергии.

Достоверность научных результатов

Достоверность результатов подтверждается строгостью выполненных математических преобразований, физической обоснованностью применяемых допущений; апробацией результатов диссертационной работы.

Научная новизна работы

Научную новизну работы составляют:

- 1) Метод расчета характеристик методической погрешности неучтенной измерительной системой части электрической энергии, обусловленной погрешностью измерений электрической энергии в доступной точке и технологическим разбросом параметров энергетического оборудования.
- 2) Совокупность источников методической погрешности, оказывающих доминирующее влияние на точность расчета потерь, к которым отнесены отклонения действительных значений параметров силового оборудования от их номинальных значений и погрешности, вносимые АИИС КУЭ при измерении приращения активной и реактивной электрической энергии.
- 3) Области применения методов расчета неучтенной измерительной системой электрической энергии различной степени сложности.

Личный вклад автора

Научные и практические результаты диссертации, положения, выносимые на защиту, разработаны и получены лично автором.

Практическая ценность

Предложенные в диссертационной работе подходы к оценке методической погрешности опробованы при создании алгоритмов расчета потерь МП г. Абакана «Абаканские электрические сети», ОАО «Акрон» и ОАО «Приаргунское

производственное горно-химическое объединение». Алгоритмы использованы в программном обеспечении указанных систем.

Полученные автором результаты используются при испытаниях (утверждении типа средства измерений) АИИС КУЭ и разработке методик измерений электрической энергии.

Результаты диссертационной работы использованы в методическом документе отдела метрологического обеспечения измерительных систем и информационных технологий ФГУП «ВНИИМС» «Рекомендации по алгоритмам расчета потерь электроэнергии между точками ее поставки и измерений», разработанном в 2009 г.

Результаты диссертационной работы вошли как составная часть в «НИР. Разработка методов определения характеристик погрешности измерений электрической энергии по метрологическим характеристикам компонентов измерительных систем (ИС). Разработка методов расчета потерь электрической энергии, не учитываемых ИС, как составной части методик измерений» за 2011 г.

Реализация работы в промышленности

Было создано более 40 документов «Алгоритм расчета потерь электроэнергии» для объектов: ОАО «Северсталь»; ОАО «Красноярская генерация» филиал Минусинская ТЭЦ, филиал Канская ТЭЦ, филиал «Красноярская ТЭЦ-1», филиал «Красноярская ТЭЦ-2», филиал «Назаровская ГРЭС»; ОАО «МН «Дружба» НПС № 3, № 7; ОАО «Самотлорнефтегаз» и т.д.

Апробация работы

Основные результаты и положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на:

- Международной конференции «Лучший молодой метролог КОOMET – 2007» (г. Харьков, Национальный научный центр «Институт метрологии», 2007 г.);
- Международной конференции «Лучший молодой метролог КОOMET – 2009» (г. Минск, Белорусский государственный институт метрологии (БелГИМ), 2009 г.);
- The IV International competition «Best young metrologist of COOMET – 2011» (Moscow, All-Russian scientific research institute of metrological service (FGUP «VNIIMS»), 2011)

Публикации

По материалам диссертационной работы опубликовано 8 научных работ, в том числе 4 статьи в ведущих рецензируемых научных журналах.

Объем и структура диссертации

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 94 наименований и двух приложений. Общий объем работы составляет 172 страницы.

Основное содержание работы

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цели и задачи диссертационного исследования, изложены основные научные результаты, полученные в работе, ее практическая значимость и основные положения, выносимые на защиту.

Первая глава содержит анализ литературы, посвященной методической погрешности, возникающей при расчете потерь.

В работах Железко Ю.С. рассмотрена структура основных источников методической погрешности, возникающей при расчете потерь электрической энергии, когда в качестве исходной информации используются данные о коэффициенте формы графика нагрузки (k_{ϕ}^2) и данные о числе часов максимальных потерь (τ). Выделены следующие источники погрешности. Показано, что методическая погрешность может превышать 90 % от значения потерь электрической энергии.

В статьях Туркиной О.В. приведена количественная оценка влияния тока нагрузки и температуры воздуха на погрешность расчета сопротивления линии электропередачи, показана взаимная компенсация этих двух влияющих факторов при расчете среднегодовых потерь.

Ряд современных счетчиков электрической энергии позволяют осуществить расчет потерь в силовом электрооборудовании. В статье Образцова В.С. описан программный пакет AlphaPlus_LS, разработанный для счетчика Альфа А2, позволяющий рассчитывать для частного случая потери в линии электропередачи и силовом двухобмоточном трансформаторе. Однако оценка методической погрешности, возникающей при расчете потерь электрической энергии, при этом отсутствует.

Опубликованные работы не содержат данных о методической погрешности, возникающей при расчете неучтенной АИИС КУЭ электрической энергии, а в большинстве случаев не используют измерительную информацию, получаемую от АИИС КУЭ.

Вторая глава диссертационной работы посвящена разработке аналитических выражений для расчета потерь в силовом оборудовании, расположенном между точками

поставки и измерения электрической энергии, на основании данных, получаемых от АИИС КУЭ в режиме реального времени.

В ней представлены разработанные автором аналитические выражения для расчета электрической энергии, неучтенной системой, при расположении между точкой поставки и измерения отдельных видов силового оборудования: линия электропередачи, силовой реактор, двухобмоточный и трехобмоточный трансформаторы, трансформатор с расщепленной обмоткой.

Отличительной особенностью полученных автором выражений является использование текущей измерительной информации, получаемой от АИИС КУЭ, и данных о номинальных значениях параметров силового оборудования.

При разработке вышеупомянутых аналитических выражений предполагалось:

- параметры силового оборудования равны их номинальным значениям;
- режим работы сети полнофазный, симметричный, высшие гармоники отсутствуют.

Потери электрической энергии в линии электропередачи $W_{П.Л}$, в киловатт-часах, на интервале T :

$$W_{П.Л} = \frac{R_{Л.Н}}{U^2 \cdot T \cdot 10^3} \cdot (W_A^2 + W_P^2) \quad (1)$$

где U – номинальное значение линейного напряжения сети, к которой подключено силовое оборудование, кВ;

T – интервал времени, ч;

$R_{Л.Н}$ – активное сопротивление одной фазы линии электропередачи, Ом;

W_A , W_P – приращение активной и реактивной электрической энергии соответственно, на интервале времени T , регистрируемое АИИС КУЭ в точке измерений, кВт·ч и квар·ч.

Неучтенные АИИС КУЭ потери в силовом реакторе $W_{П.Реак}$, в киловатт-часах:

$$W_{П.Реак} = \frac{R_{Реак.Н}}{U^2 \cdot T \cdot 10^3} \cdot (W_A^2 + W_P^2) \quad (2.1)$$

или

$$W_{П.Реак} = \frac{P_{Реак.Н}}{U^2 \cdot I_{Реак.Н}^2 \cdot T} \cdot (W_A^2 + W_P^2) \quad (2.2)$$

где $R_{Реак.Н}$ – номинальное фазовое активное сопротивление обмотки реактора, Ом;

$P_{\text{Рек.Н}}$ – номинальная мощность потерь фазы силового реактора при номинальном токе, кВт;

$I_{\text{Рек.Н}}$ – номинальное значение силы электрического тока реактора, А;

U, W_A, W_P, T – то же, что и в (1).

Потери электрической энергии в силовом двухобмоточном трансформаторе $W_{\text{П.Тр.Дв}}$, в киловатт-часах:

$$W_{\text{П.Тр.Дв}} = P_{\text{ХХ}} \cdot \left(\frac{\bar{U}_{\text{ВН}}}{U} \right)^2 \cdot T + \frac{P_{\text{КЗ}}}{S_{\text{Н}}^2 \cdot T} \cdot (W_A^2 + W_P^2) \quad (3)$$

где $P_{\text{ХХ}}$ – номинальная мощность потерь холостого хода двухобмоточного трансформатора, кВт;

$\bar{U}_{\text{ВН}}$ – среднее на интервале T значение линейного напряжения обмотки высшего напряжения двухобмоточного трансформатора, кВ;

$P_{\text{КЗ}}$ – номинальная мощность потерь короткого замыкания двухобмоточного трансформатора, кВт;

$S_{\text{Н}}$ – номинальное значение мощности двухобмоточного трансформатора, кВ·А;

U, W_A, W_P, T – то же, что и в (1).

Неучтенные АИИС КУЭ потери в силовом двухобмоточном трансформаторе с расщепленными обмотками $W_{\text{П.Тр.Рас}}$, в киловатт-часах, для наиболее часто встречающейся схемы соединения обмоток высшего и низшего напряжения звезда-треугольник:

$$W_{\text{П.Тр.Рас}} = P_{\text{ХХ}} \cdot \left(\frac{\bar{U}_{\text{ВН}}}{U} \right)^2 \cdot T + \left(\frac{R_{\text{ВН}}}{U^2 \cdot T \cdot 10^3} + \frac{R_{\text{НН}}}{6 \cdot U_{\text{НН}}^2 \cdot T \cdot 10^3} \right) \cdot (W_A^2 + W_P^2) \quad (4)$$

где $U_{\text{НН}}$ – номинальное значение линейного напряжения на стороне обмотки низшего напряжения силового трансформатора, кВ;

$R_{\text{ВН}}, R_{\text{НН}}$ – активное сопротивление фазы обмотки высшего и обмотки низшего напряжения силового трансформатора, соответственно, Ом;

$P_{\text{ХХ}}, \bar{U}_{\text{ВН}}$ – то же, что и в (3);

U, W_A, W_P, T – то же, что и в (1).

Неучтенные АИИС КУЭ потери в силовом трехобмоточном трансформаторе $W_{\text{П.Тр.Трех}}$, в киловатт-часах, для наиболее часто встречающейся схемы соединения обмоток высшего/среднего/низшего напряжения звезда/треугольник/треугольник:

$$\begin{aligned}
W_{\text{П.Тр.Трех}} = & P_{\text{XX}} \cdot \left(\frac{\bar{U}_{\text{BH}}}{U_{\text{BH}}} \right)^2 \cdot T + R_{\text{BH}} \cdot \frac{(W_{\text{A1}} + W_{\text{A2}})^2 + (W_{\text{P1}} + W_{\text{P2}})^2}{U_{\text{BH}}^2 \cdot T \cdot 10^3} + \\
& + R_{\text{CH}} \cdot \frac{(W_{\text{A1}}^2 + W_{\text{P1}}^2)}{3 \cdot U_{\text{CH}}^2 \cdot T \cdot 10^3} + R_{\text{HH}} \cdot \frac{(W_{\text{A2}}^2 + W_{\text{P2}}^2)}{3 \cdot U_{\text{HH}}^2 \cdot T \cdot 10^3}
\end{aligned} \tag{5.1}$$

или

$$\begin{aligned}
W_{\text{П.Тр.Трех}} = & P_{\text{XX}} \cdot \left(\frac{\bar{U}_{\text{BH}}}{U_{\text{BH}}} \right)^2 \cdot T + \frac{P_{\text{КЗ.I}}}{\lambda_{\text{BH}}^2 \cdot S_{\text{H}}^2 \cdot T} \cdot ((W_{\text{A1}} + W_{\text{A2}})^2 + (W_{\text{P1}} + W_{\text{P2}})^2) + \\
& + \frac{P_{\text{КЗ.II}}}{\lambda_{\text{CH}}^2 \cdot S_{\text{H}}^2 \cdot T} \cdot (W_{\text{A1}}^2 + W_{\text{P1}}^2) + \frac{P_{\text{КЗ.III}}}{\lambda_{\text{HH}}^2 \cdot S_{\text{H}}^2 \cdot T} \cdot (W_{\text{A2}}^2 + W_{\text{P2}}^2)
\end{aligned} \tag{5.2}$$

$$P_{\text{КЗ.I}} = P_{\text{КЗ.В-С}} + P_{\text{КЗ.В-Н}} - P_{\text{КЗ.С-Н}}$$

$$P_{\text{КЗ.II}} = P_{\text{КЗ.В-С}} + P_{\text{КЗ.С-Н}} - P_{\text{КЗ.В-Н}}$$

$$P_{\text{КЗ.III}} = P_{\text{КЗ.В-Н}} + P_{\text{КЗ.С-Н}} - P_{\text{КЗ.В-С}}$$

где P_{XX} , T – то же, что и в (4);

\bar{U}_{BH} – среднее на интервале T значение линейного напряжения на стороне обмотки высшего напряжения трехобмоточного трансформатора, кВ;

U_{BH} , U_{CH} , U_{HH} – номинальные значения линейного напряжения на стороне обмотки высшего, среднего и низшего напряжения соответственно, кВ;

R_{BH} , R_{CH} , R_{HH} – активные сопротивления одной фазы обмотки высшего, среднего и низшего напряжения соответственно при расчетной температуре обмотки, Ом;

W_{A1} , W_{P1} – приращение активной и реактивной электрической энергии соответственно на интервале времени T , регистрируемое АИИС КУЭ на стороне обмотки среднего напряжения, кВт·ч и квар·ч;

W_{A2} , W_{P2} – приращение активной и реактивной электрической энергии соответственно на интервале времени T , регистрируемое АИИС КУЭ на стороне обмотки низшего напряжения, кВт·ч и квар·ч;

$P_{\text{КЗ.В-С}}$, $P_{\text{КЗ.В-Н}}$, $P_{\text{КЗ.С-Н}}$ – мощность потерь короткого замыкания силового трехобмоточного трансформатора в режимах: короткого замыкания обмотки среднего напряжения и холостого хода обмотки низшего напряжения ($P_{\text{КЗ.В-С}}$), короткого замыкания обмотки низшего напряжения и холостого хода обмотки

среднего напряжения ($P_{\text{кз.в-н}}$), короткого замыкания обмотки низшего напряжения и холостого хода обмотки высшего напряжения ($P_{\text{кз.с-н}}$), кВт;

$\lambda_{\text{вн}}$, $\lambda_{\text{сн}}$, $\lambda_{\text{нн}}$ – соответственно отношения номинальных мощностей обмоток высшего, среднего и низшего напряжения трехобмоточного трансформатора к его номинальной мощности;

$S_{\text{н}}$ – номинальная мощность силового трехобмоточного трансформатора, кВ·А.

В третьей главе исследованы источники методической погрешности, связанной с расчетом части электрической энергии, неучтенной измерительной системой.

В ходе исследования указанных в главе 2 аналитических выражений было выявлено, что основными источниками методической погрешности являются:

- отклонения действительных значений параметров силового оборудования, обусловленные их технологическим разбросом, от их номинальных значений;
- погрешности, вносимые АИИС КУЭ при измерении приращения активной и реактивной электрической энергии в доступной точке;
- замена действительного графика нагрузки средним значением на интервале учета;
- погрешность учетного интервала времени.

Отклонения действительных значений параметров силового оборудования от их номинальных значений

Каждый вид силового оборудования характеризуется параметрами, от которых зависят потери электрической энергии. При практических расчетах используют номинальные значения параметров силового оборудования. Это связано с дороговизной или даже невозможностью определения действительных значений параметров.

В ходе исследования были получены аналитические выражения для характеристик методической погрешности, связанной с расчетом неучтенной электрической энергии, как функции отклонения параметров силового оборудования и электрической сети от номинальных значений.

Линия электропередачи

В соответствии с современной нормативной документацией:

- допустимые отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии составляют $\pm 5\%$ от номинального напряжения электрической сети;
- допускается увеличение сечения алюминиевых и сталеалюминевых проводов при изготовлении от 1,5 % до 2,4 % от номинального сечения;

- допускается увеличение сечения стандартизованных медных проводов от 5,0 % до 7,3 % от номинального сечения.

Для перечисленных отклонений параметров получено, что значения относительной погрешности, вызванной отклонением действительных значений параметров линии электропередачи от номинальных значений, не превышает 10 % от значения самих потерь.

Силовой трансформатор

Хорошо известно, что с увеличением срока эксплуатации трансформатора, потери холостого хода возрастают из-за старения межлистовой изоляции, вызванной вибрацией магнитопровода, электродинамических усилий, возникающих при коротких замыканиях сети, и т.п. При выпуске трансформатора предельно допустимые отклонения для потерь короткого замыкания от номинального значения составляют +10 %, предельные отклонения для потерь холостого хода составляют +15 %.

Относительная погрешность, вызванная отклонением действительных значений параметров силового трансформатора от номинальных значений, в указанных выше пределах не превышает 27 % от значения самих потерь.

Силовой реактор

В соответствии с ГОСТ 11677-85 отклонения сопротивления и мощности потерь одной фазы силового реактора от их номинальных значений должны находиться в пределах от 0 до +15 %.

Относительная погрешность, вызванная отклонением действительных значений параметров силового реактора от номинальных значений, не превышает 15 % от значения самих потерь.

Погрешности, вносимые АИИС КУЭ при измерении приращения активной и реактивной электрической энергии

Измерительный канал АИИС КУЭ включает в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения и счетчик электрической энергии. Погрешности, с которыми АИИС КУЭ измеряет приращения активной и реактивной электрической энергии, являются одним из источников методической погрешности, возникающей при расчете потерь.

В работе получена аналитическая оценка характеристик методической погрешности, связанной с расчетом неучтенной электрической энергии, как функции от погрешности инструментальных составляющих АИИС КУЭ для различных условий проведения измерений.

Количественная оценка была получена на основе анализа существующих в России систем для наиболее распространенных классов точности трансформаторов тока,

напряжения и счетчиков внутреннего и наружного применения. Получено, что для счетчиков внутреннего применения относительная погрешность, вызванная погрешностями, вносимыми АИИС КУЭ, не превышает 4,0 % от значения самих потерь электрической энергии, для счетчиков наружного применения – 7,0 %.

Замена действительного графика нагрузки средним значением на интервале учета

Счетчики электрической энергии, входящие в состав АИИС КУЭ, не хранят информацию ни о силе электрического тока, ни о напряжении, ни о коэффициенте мощности. Для расчета потерь электрической энергии используют получасовые приращения активной и реактивной электрической энергии, регистрируемые АИИС КУЭ. Усреднение действительного графика нагрузки на получасовом интервале составляет один из источников методической погрешности, возникающей при расчете потерь.

В диссертации исследована зависимость характеристик методической погрешности, связанной с расчетом неучтенной электрической энергии от отклонения графика полной мощности α от средневзвешенного значения этой величины на интервале учета (рисунок 1).

Количественная оценка производилась при условии, что мгновенные значения полной мощности отклоняются не более, чем на 15 % ($\alpha = 0,15$), подтвержденном анализом работы реальных систем. При этом методическая погрешность не превышает 2 % от значения потерь электрической энергии, рассчитанных по средневзвешенному значению.

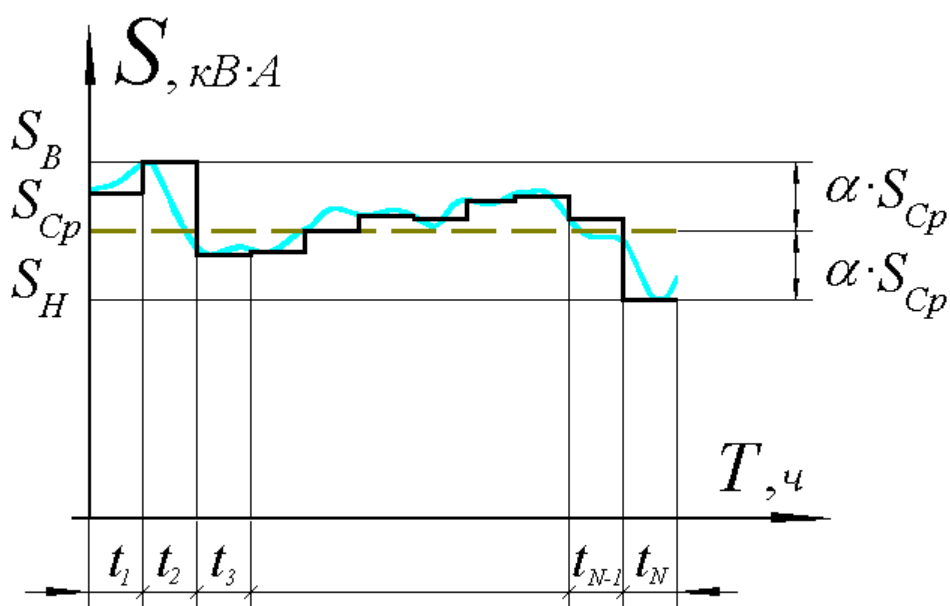


Рисунок 1 – Многоступенчатый график нагрузки

Погрешность учетного интервала времени

Большинство действующих АИИС КУЭ оснащено системой обеспечения единого времени, включающей в себя устройство синхронизации системного времени (с внешним источником точного времени, например спутникового времени), внутренние часы сервера, таймеры устройств сбора и передачи данных и счетчиков, а так же программу коррекции времени. Системы строятся таким образом, что расхождение между временем любого из счетчиков и временем, полученным от систем спутникового времени, не превышает заранее заданной величины.

Была получена аналитическая зависимость характеристик методической погрешности, связанной с расчетом неучтенной электрической энергии, от погрешности учетного интервала.

Системы строятся таким образом, что расхождение между временем любого из счетчиков и временем внешнего источника не превышает 5 секунд. Относительная погрешность, вызванная погрешностью учетного интервала времени, не превышает 0,3 % от значения потерь электрической энергии в силовом оборудовании.

В четвертой главе исследовано влияние режимов работы электрической сети и параметров энергетического оборудования на точность расчета электрической энергии, неучтенной измерительной системой, для распространенных в энергетике схем соединения силового оборудования. Установлены целесообразные области применения методов расчета электрической энергии, неучтенной измерительной системой, различной степени сложности.

При расположении между точкой поставки и точкой измерений нескольких различных видов силового оборудования в соответствии с современными нормативными документами расчет суммарных потерь производят суммируя потери в «Силовом оборудовании 1» и «Силовом оборудовании 2». При этом для упрощения расчетов полагают, что через Силовое оборудование 1 и 2 протекает количественно одна и та же электроэнергия, измеренная АИИС КУЭ в точке измерений (рисунок 2). В результате такого упрощения возникает источник методической погрешности, связанный с неучетом увеличения потерь в «Силовом оборудовании 1», вызванных потерями в «Силовом оборудовании 2».

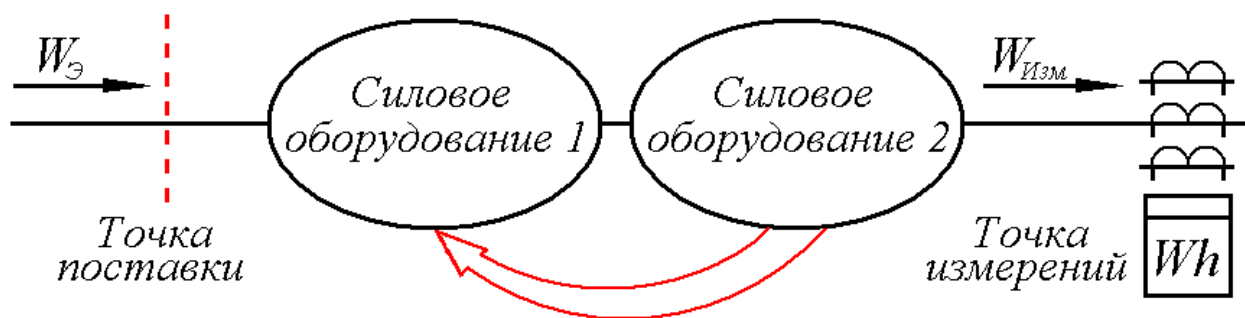


Рисунок 2 – Схема размещения силового оборудования

В ходе исследования рассматривались следующие схемы последовательного соединения энергетического оборудования:

- Воздушная линия электропередачи – кабельная линия;
- Линия электропередачи – силовой реактор;
- Линия электропередачи – силовой трансформатор;
- Силовой трансформатор – силовой реактор.

Воздушная линия электропередачи – кабельная линия

В ходе исследования получены аналитические выражения для характеристик методической погрешности, связанной с расчетом неучтенной электрической энергии при последовательном расположении воздушной и кабельной линий, $\delta_{л-к}$, как функции параметров линий и электрической сети. Для иллюстрации зависимости были взяты воздушная линия марки АС-95 и кабель ВБбШв 3х95 напряжением 10 кВ длиной по 10 км. Для данных линий был построен график зависимости $\delta_{л-к}$ от загрузки кабельной линии при различных $\cos\varphi$.

П р и м е ч а н и е

Под загрузенностью оборудования здесь и далее понимается отношение переданной им мощности к номинальной.

Из графика видно, что $\delta_{л-к}$ пренебрежимо мала по сравнению с другими источниками методической погрешности (см. глава 3). Таким образом, в практических расчетах влиянием потерь в кабельной линии на потери в воздушной линии можно пренебречь и производить расчет суммарных потерь как сумму потерь в каждом из видов силового оборудования. Погрешность такого расчета не превышает 0,03 % от значения суммарных потерь (рисунок 3).

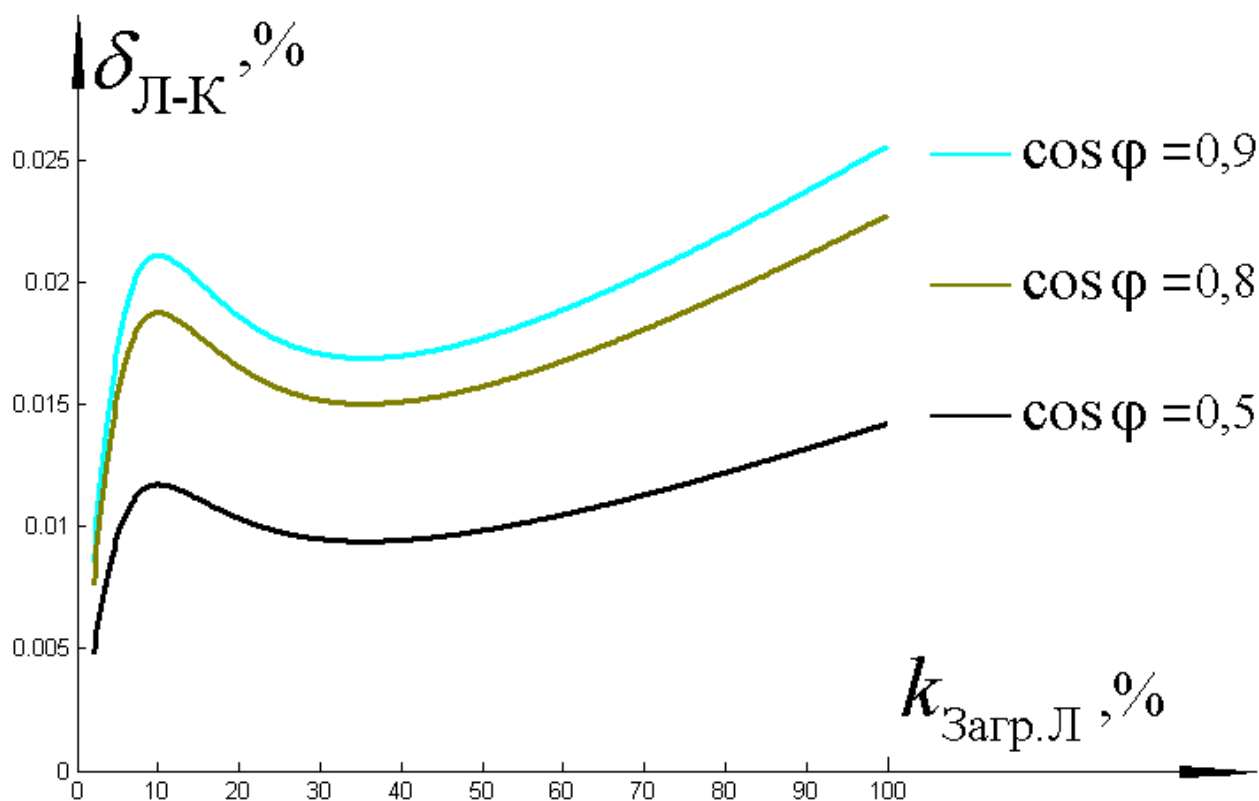


Рисунок 3 – Зависимость относительной погрешности от загрузки кабельной линии при различных $\cos \varphi$

Линия электропередачи – силовой реактор

Получены аналитические выражения для характеристик методической погрешности, связанной с расчетом неучтенной электрической энергии при последовательном расположении линии электропередачи и силового реактора, $\delta_{\text{Л-Реак}}$, как функции параметров силового оборудования и электрической сети.

Выявлено, что $\delta_{\text{Л-Реак}}$ практически не зависит от сопротивления линии и при увеличении его в 20 раз увеличивается менее чем на 0,003 %.

Значение $\delta_{\text{Л-Реак}}$ сильно зависит от активного $R_{\text{Реак.Н}}$ и индуктивного x_L сопротивлений реактора и произведения $x_L \cdot I_{\text{НОМ}}$, где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальное значение силы электрического тока реактора. Большая методическая погрешность наблюдается для силовых реакторов с большими значениями x_L и $R_{\text{Реак.Н}}$. Так, для реактора РБ 10-400-0.35УЗ ($x_L \cdot I_{\text{НОМ}} = 140 \text{ В}$) методическая погрешность будет в среднем в 4 раза меньше, чем для реактора РБДГ 10-4000-0,105УЗ ($x_L \cdot I_{\text{НОМ}} = 394 \text{ В}$) (рисунок 4, приведен для $\cos \varphi = 0,9$ при различной загрузке силового реактора).

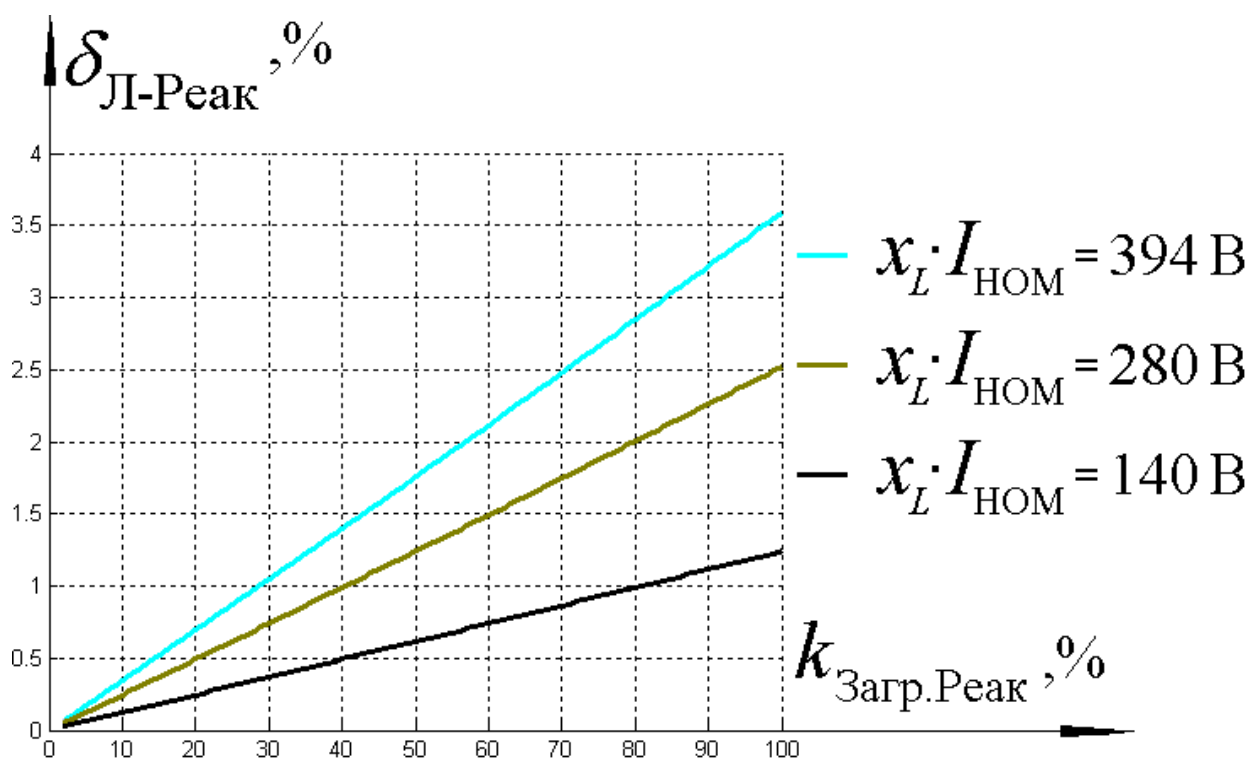


Рисунок 4 – Зависимость относительной погрешности от загрузки силового реактора

Значение $\delta_{\text{Л-Реак}}$ возрастает с ростом нагрузок, а наибольшее значение наблюдается при передаче максимально допустимой мощности через силовой реактор.

При активной нагрузке значение $\delta_{\text{Л-Реак}}$ будет значительно ниже, чем при реактивной. Кроме этого, при загрузке 20 % и менее методическая погрешность будет в среднем в 6 раз меньше, чем при полной загрузке.

При использовании реакторов с $x_L \cdot I_{\text{НОМ}} < 200 \text{ В}$ или при загрузке менее 20 % при расчете суммарных потерь электрической энергии как потерь от двух независимых источников методическая погрешность составит не более 1,5 % от суммарных потерь в линии и силовом реакторе.

Линия электропередачи – силовой трансформатор

В ходе исследования были получены аналитические выражения для характеристик методической погрешности, связанной с расчетом неучтенной электрической энергии при последовательном расположении линии электропередачи и силового трансформатора, $\delta_{\text{Л-Тр}}$, как функции параметров силового оборудования и электрической сети.

Была выявлена зависимость методической погрешности от длины линии. Зависимость незначительна, и при длине линии 40 км $\delta_{\text{Л-Тр}}$ не превышает 0,7 %, а при длине 5 км – 0,1 % от значения потерь, рассчитанных как сумма потерь в линии и силовом реакторе.

С уменьшением загрузки силового трансформатора и преобладании реактивной нагрузки происходит уменьшение методической погрешности.

На рисунке 5 приведена зависимость $\delta_{Л-Тр}$ от загрузки силового трансформатора при различных $\cos\varphi$, из которого следует, что для загрузки от 50 до 100 % зависимости могут быть представлены линейными функциями. Кроме этого, независимо от $\cos\varphi$ $\delta_{Л-Тр}$ на данном интервале меняется в достаточно узком диапазоне и не превышает 1,3 %. Методическая погрешность резко возрастает при преобладании реактивной составляющей нагрузки и низкой загрузке силового трансформатора.

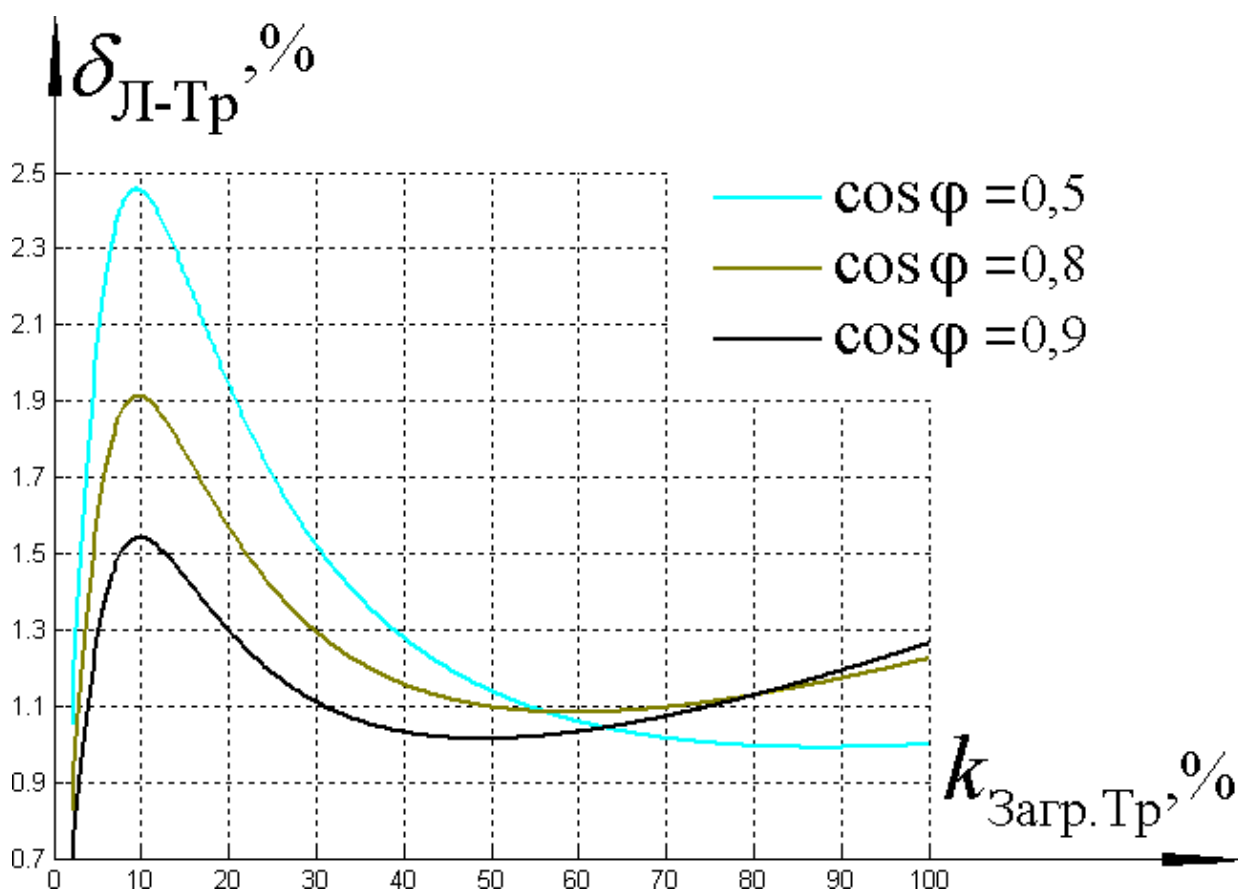


Рисунок 5 – Зависимость относительной погрешности от загрузки силового трансформатора при различных $\cos\varphi$

При загрузке от $0,5 S_H$ до S_H , где S_H – номинальное значение мощности силового трансформатора, методическая погрешность, связанная с расчетом неучтенной электрической энергии при последовательном расположении линии электропередачи и силового трансформатора, не превышает 1,5 % суммарных потерь электрической энергии.

Силовой трансформатор – силовой реактор

В ходе исследования были получены аналитические выражения для характеристик методической погрешности, связанной с расчетом неучтенной электрической энергии при

последовательном расположении силового трансформатора и силового реактора, $\delta_{\text{Тр-Реак}}$, как функции параметров силового оборудования и электрической сети.

Значение $\delta_{\text{Тр-Реак}}$ сильно зависит от мощности, переданной через реактор. Так, при передаче 4000 кВ·А значение методической погрешности не превышает 1,5 %, а при передаче 16000 кВ·А возрастает до 4,3 % (рисунок 6, где приведен график для $\cos\varphi = 0,9$ при различных значениях загрузки реактора).

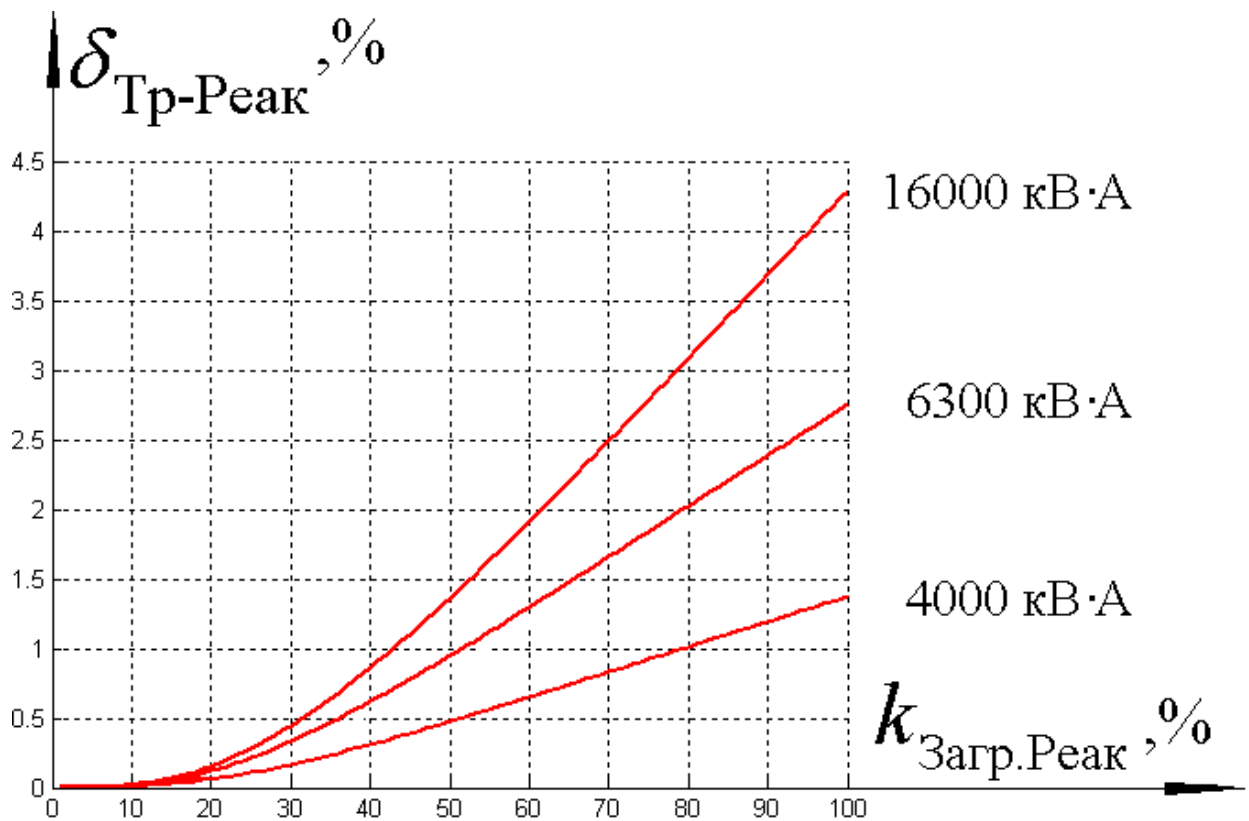


Рисунок 6 – Зависимость относительной погрешности от загрузки реактора

При этом независимо от переданной мощности при увеличении загрузки реактора $\delta_{\text{Тр-Реак}}$ увеличивается. Так, при $k_{\text{Загр.Реак}} = 100\%$ значение методической погрешности в среднем в 10 раз больше, чем при $k_{\text{Загр.Реак}} = 20\%$.

Значение методической погрешности при загрузке реактора менее 50 % или при $0,9 \leq \cos\varphi \leq 1,0$ не превышает 1,5 % от суммарных потерь в силовом оборудовании.

Основные результаты

В диссертационной работе:

- 1) Предложены аналитические выражения для расчета потерь электрической энергии в энергетическом оборудовании, расположенном между доступной и недоступной для измерений точками, что позволяет повысить точность учета электрической энергии.
- 2) Впервые исследованы источники методической погрешности расчета неучтенной измерительной системой части электрической энергии, обусловленные погрешностью измерений электрической энергии в доступной точке и технологическим разбросом параметров энергетического оборудования.
- 3) Исследовано влияние режимов работы электрической сети и уровня мощности энергетического оборудования на погрешность расчета электрической энергии, неучтенной измерительной системой, для различных по сложности схем соединения энергетического оборудования.
- 4) Установлены целесообразные области применения методов различной степени сложности расчета неучтенной измерительной системой электрической энергии.

Автор приносит искреннюю благодарность своему научному руководителю Владимиру Павловичу Кузнецову за постановку задач, постоянное внимание к работе и ценные советы.

Основное содержание диссертационной работы опубликовано в:

Статьи в ведущих рецензируемых научных журналах

- 1) **Гузий, В. В.** Оценка влияния замены действительного графика средним значением на погрешность алгоритма расчета потерь электрической энергии [Текст] / В. В. Гузий // Законодательная и прикладная метрология. – 2009. – № 6. – С. 40-45. – Библиогр.: с. 45.
- 2) **Гузий, В. В.** Оценка погрешность алгоритма расчета потерь при последовательном включении силового трансформатора и линии электропередачи [Текст] / В. В. Гузий // Законодательная и прикладная метрология. – 2009. – № 6. – С. 51-53. – Библиогр.: с. 53.
- 3) **Гузий, В. В.** Оценка погрешности расчета неучтенных АИИС КУЭ потерь электрической энергии при последовательном соединении линии электропередач и

силового реактора [Текст] / В. В. Гузий // Приборы. – 2012. – № 2. – С. 54-58. – Библиогр.: с. 58.

- 4) **Гузий, В. В.** Оценка погрешности расчета неучтенных потерь электрической энергии при последовательном соединении силового оборудования [Текст] / В. В. Гузий // Измерительная техника. – 2012. – № 3. – С. 10-16. – Библиогр.: с. 16.

Другие публикации

- 5) **Гузий, В. В.** Оценка точности алгоритма расчета потерь электрической энергии при коммерческом учете [Текст] / В. В. Гузий // Доклады II международного конкурса «Лучший молодой метролог КОOMET-2007» : сб. науч. тр. / ННЦ «Институт метрологии». – Харьков, 2007. – С. 96-99. – Библиогр.: с. 99.
- 6) **Гузий, В. В.** Оценка точности алгоритма расчета потерь электрической энергии при коммерческом учете [Текст] / В. В. Гузий // Доклады III международного конкурса «Лучший молодой метролог КОOMET-2009» : сб. науч. тр. / Республиканское унитарное предприятие «Белорусский государственный институт метрологии». – Минск, 2009. – С. 112-117. – Библиогр.: с. 117.
- 7) **Гузий, В. В.** Оценка влияния погрешности измерений учетного интервала времени и погрешностей, вносимых АИИС КУЭ, на точность алгоритма расчета потерь электрической энергии [Текст] / В. В. Гузий ; ФГУП ВНИИМС – М., 2009. – 11 с. – Библиогр.: 2 назв. – Рус. – Деп. в ВИНТИ 30.09.09, № 600-В2009.
- 8) Разработка методов определения характеристик погрешности измерений электрической энергии по метрологическим характеристикам компонентов измерительных систем (ИС). Разработка методов расчета потерь электрической энергии, не учитываемых ИС, как составной части методик измерений: отчет о НИР (заключ.): / ФГУП ВНИИМС; рук. В.П. Кузнецов; исполн.: В.В. Гузий [и др.] – М., 2011. – 309 с. Библиогр.: с. 202–207. – № И11222155602. – Инв. № 02201250659.