

УДК 531.781 + 621.317.38

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИИ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ

Е.В. Шведова

Рассмотрена проблема, связанная со средствами измерения, которые используются в составе комплексов автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии. Они зачастую не удовлетворяют существующим требованиям АО «Администратор торговой системы» и Ассоциация «НП Совет рынка». Повышение класса точности измерений приводит к снижению технологического расхода и внедрению возможности создания цифровых подстанций.

Ключевые слова: измерительный комплекс, средства измерения, метрологические характеристики, сверхнормативные потери, погрешность.

Согласно Федеральному закону «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ (1) при организации коммерческого учета электрической энергии все измерения должны осуществляться в строгом соответствии с методикой выполнения измерений, разработанной и аттестованной в установленном законом порядке.

В составе измерительных комплексов, проходящих поверку, могут находиться такие компоненты, как: измерительные трансформаторы напряжения, измерительные трансформаторы тока, приборы учета (счетчики) активной и реактивной энергии, соединительные линии между трансформаторами тока, напряжения и счетчиком, различного рода нагрузочные устройства во вторичных цепях и иные устройства.

Стоит отметить, что, как правило, измерительный комплекс состоит из целого ряда компонентов изготовленных различными заводами-изготовителями, которые на объекте эксплуатации будут приняты как единый измерительный комплекс. Все средства измерения, используемые для организации коммерческого учета электрической энергии, должны быть в обязательном порядке внесены в Государственный реестр средств измерений.

Анализируя данные, полученные в результате поверки измерительных комплексов электрической энергии [7, 8, 12], установленных на различных объектах энергосетевого комплекса Челябинской области, мы выявили:

– существующие метрологические характеристики установленных трансформаторов тока не соответствуют заявленному классу точности более чем в 30 % случаев;

– превышение допустимого паспортного значения мощности вторичной нагрузки трансформаторов тока в 25 % случаев, приводящее к увеличению пределов погрешности измерений и снижению класса точности;

– существующие метрологические характеристики установленных трансформаторов напряжения не соответствуют заявленному классу точности более чем в 5 % случаев;

– превышение допустимого паспортного значения мощности вторичной нагрузки трансформаторов напряжения в 19 % случаев, приводящее к увеличению пределов погрешности измерений и снижению класса точности;

– наличие сверхнормативных потерь в цепях счетчик–трансформатор напряжения более чем в 10 % случаев [11].

Выявленные недостатки существующих измерительных комплексов подтверждают необходимость их замены, модернизации и реконструкции, а также возможность разработки и применения средств измерения коммерческого учета электрической энергии, отвечающих требованиям Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 30.12.2017) «О функционировании розничных рынков электрической энергии» [2].

Каждый элемент, входящий в измерительный комплекс учета электрической энергии (измерительные трансформаторы тока, измерительные трансформаторы напряжения, соединительные цепи, счетчик) вносит свою долю погрешности в общую погрешность измерительного комплекса. [3, 4, 5, 6].

Согласно методике расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях [9] потери электрической энергии рассчитываются как сумма значений погрешностей, определенных для каждой точки поступления в сеть и отпуска из сети электрической энергии по формуле:

$$\Delta W_{\text{уч}} = \frac{-(\Delta_{\text{тн}} + \Delta_{\theta\alpha} + \Delta_{\text{тт}\alpha} + \Delta_{\text{сч}} - \Delta U_{\text{тн}}) * W}{100},$$

где $\Delta_{\text{тн}}$ – погрешность трансформатора напряжения по модулю напряжения, %;

$\Delta_{\theta\alpha}$ – погрешность схемы трансформаторного включения счетчика, %, при коэффициенте токовой загрузки α ;

$\Delta_{\text{тт}\alpha}$ – погрешность трансформатора тока, %, при коэффициенте токовой загрузки α ;

$\Delta_{\text{сч}}$ – погрешность установленного счетчика, %;

$\Delta U_{\text{тн}}$ – потеря напряжения вторичной цепи трансформатор напряжения–счетчик, %;

W – количество электрической энергии, зафиксированной счетчиков за расчетный период времени.

Расчет стоимости потерь в денежном выражении можно определить умножением общего объема недоучтенной электрической энергии, полученной при указанном выше алгоритме, при применении реальных метрологических характеристиках установленных средств измерения, на величину

стоимости оплаты электрической энергии за 1кВт*ч, приобретаемой в целях компенсации потерь по средневзвешенной цене за 1 квартал 2018 года.

Для определения объема недополученной электрической энергии рассмотрим подстанцию 110/10кВ одного из ведущих энергосетевых комплексов Челябинской области.

Объем недоучтенной электрической энергии: 86 877,96 кВт*ч

Цена 1кВт*ч электрической энергии, приобретаемой в целях компенсации потерь по средневзвешенной цене за 1 квартал 2018 года – 2,11 руб/кВт*ч.

Результат расчета за 1 месяц:

Уплачено за потери: $86\,877,96 \text{ кВт*ч} * 2,11 \text{ руб/кВт*ч} = 183\,312,50 \text{ руб.}$

Результат расчета за 12 месяцев:

Уплачено за потери: $86\,877,96 \text{ кВт*ч} * 2,11 \text{ руб/кВт*ч} * 12 \text{ мес} = 2\,199\,749,95 \text{ руб.}$

Такую сумму теряет сетевая компания за один год только на одной подстанции при недостоверном учете электрической энергии.

В целях снижения потерь электрической энергии, вызванных погрешностями компонентов измерительных комплексов при проведении работ по реконструкции и модернизации измерительных комплексов, а также при проектировании систем измерения коммерческого учета электрической энергии, отвечающих требованиями Постановления Правительства «Основы положения функционирования розничных рынков электрической энергии», необходимо проведение следующих корректирующих мероприятий:

1. Проведение замены трансформаторов тока, не удовлетворяющих требованиями коммерческого учета электрической энергии, на трансформаторы тока класса точности не ниже 0,5 S;

2. Проведение замены счетчиков, не удовлетворяющих требованиями коммерческого учета электрической энергии, на счетчики класса точности не ниже 0,5 S;

3. Снизить мощность вторичной нагрузки трансформаторов тока до установленной – 50 % от номинальной при которой мощность вторичной нагрузки трансформаторов напряжения будет иметь нулевую погрешность измерения.

Заключение

1. На примере подстанции 110/10 кВ определена необходимость проведения метрологической поверки измерительных комплексов учета электрической энергии на соответствие требованиям закона Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» в соответствии с заданной Государственным реестром средств измерений периодичностью поверки;

2. Определена возможная величина потерь при реальных значениях метрологических характеристик существующего измерительного комплекса электрической энергии;

3. Определены мероприятия требуемые для повышения точности учета электрической энергии при создании коммерческого учета электрической энергии.

Библиографический список

1. Федеральный закон РФ «Об обеспечении единства измерений».
2. ПП РФ «Основы положения функционирования розничных рынков электрической энергии».
3. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
4. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
5. ГОСТ 30206-94. Межгосударственный стандарт «Статистические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2S и 0,5S)».
6. ГОСТ 30207-94. Межгосударственный стандарт «Статистические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 1 и 2)».
7. ГОСТ 8.217-88. Трансформаторы тока. Методика поверки.
8. ГОСТ 8.216-88. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.
9. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утв. приказом Минромэнерго России от 03.02.2005г. № 21.
10. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. – М.: СПО ОРГЭС, 1995.
11. Правила устройств электроустановок. – 7-е изд. – СПб., 2005.
12. ГСИ. Методики выполнения измерений.

[К содержанию](#)