

УДК 621.311

**О СОСТОЯНИИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ УЧЕТА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ****БАЛАМЕТОВ А.Б., НАБИЕВ Х.И., ХАЛИЛОВ Э.Д., БАЛАМЕТОВ Э.А.***Азербайджанский научно-исследовательский институт Энергетики и
Энергетического Проектирования, АООТ Азербэнеджи*

Реферат. Одной из актуальных проблем для энергосистем является точный учет электроэнергии, отпущенный потребителям. В данной работе приводятся результаты анализа систем учета ЭЭ и оценка метрологических потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем, вызванные измерительными комплексами учета электроэнергии.

Несовершенство применяемых средств расчетного учета электроэнергии, низкое качество ремонта счетчиков и несоблюдение технологии поверки, работа с погрешностью выше допустимых норм являются причинами коммерческих потерь электроэнергии - ЭЭ. Согласно правилам учета электроэнергии [1], для совокупности устройств учета ЭЭ: измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), соединительных проводов и счетчиков ЭЭ установлена равная степень важности всех перечисленных технических средств.

Метрологии учета электроэнергии в энергетике не уделялось достаточного внимания, поэтому она отстала в своем теоретическом и техническом развитии. В последние годы в энергетике эта проблема становится приоритетной.

Не уделялось должное внимание состоянию электрических цепей тока и напряжения, используемых при измерении ЭЭ. Метрологические характеристики измерительной системы почти полностью определяются первичными измерительными преобразователями (ТТ, ТН) [2-8].

Метрологические потери электроэнергии связаны с меньшей загрузкой ТТ, большей загрузкой ТН, падением напряжения в соединительных проводах ТН с счетчиком, работой ТТ и ТН с погрешностью выше допустимых норм.

Исследование изменений токовой загрузки ТТ показывают, что причинами низкой загрузки являются: потребление ЭЭ предприятиями уменьшились, при строительстве сети ТТ выбирались с запасом из расчета роста нагрузки в перспективе. Низкая загрузка ТТ приводит к значительным отрицательным систематическим погрешностям и особенно, индукционных счетчиков. Работа ТТ при токах существенно меньших номинального возникает при включении релейной защиты во вторичную обмотку ТТ совместно с приборами учета электроэнергии, когда в интересах защиты выбирают ТТ с повышенным коэффициентом трансформации. Это может приводит к снижению более 5-раз вторичного тока ТТ по сравнению с номинальным током потребителя.

Погрешности, вносимые измерительными трансформаторами тока и напряжения, соединительных проводов и измерительных преобразователей, являются функцией нагрузки вторичных цепей. Фактическую погрешность отдельных элементов системы учета энергии можно определить по данным их поверки и режима работы.

Типовой измерительный комплекс учета электроэнергии состоит из измерительных ТТ, ТН, счетчика и соединительных проводов. Пределы допустимых погрешностей такого комплекса определяют по формуле:

$$\delta = \pm 1.1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{sc}^2 + \delta_n^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\phi\Sigma}^2}. \quad (1)$$

где δ_I , δ_U , $\delta_{эс}$ – относительные погрешности ТТ, ТН и счетчика; δ_L – потеря напряжения во вторичной цепи ТН; δ_0 – относительная погрешность выделения из измерительного значения полного тока его активной составляющей, обусловленная угловыми погрешностями ТТ и ТН; $\delta_{ф\sum}$ – суммарная дополнительная погрешность, вызванная влияющими факторами (отклонениями напряжения, частоты, температуры окружающего воздуха, магнитного поля и т. п. от нормальных значений, при которых гарантируется нахождение погрешности внутри диапазона, соответствующего классу точности); 1,1 – коэффициент, учитывающий особенности метрологической проверки приборов с помощью эталонных устройств, имеющих свои погрешности и другие причины.

Фактические погрешности ТТ, ТН и электросчетчиков рассматриваются как независимые случайные величины, распределенные по нормальному закону и находящиеся в диапазонах $\pm\delta_I$, $\pm\delta_U$ и $\pm\delta_{эс}$, соответственно.

Определение метрологических характеристик конкретного измерительного комплекса проводят в соответствии с [1]. Предлагаемая методика такой оценки (1) применима к большим объектам ЭЭС, ПЭС и РЭС и подстанциям и практически не применима к конкретным точкам учета.

Поле допустимых погрешностей ТТ в соответствии с ГОСТ [5] имеет кусочно-линейную характеристику, характеризующуюся точками: $\pm 1,0$ отн.ед. при коэффициенте токовой загрузки ТТ $\beta_{ТТ} = 1.0 \div 1.2$, $\pm 1,5$ отн. ед. – при $\beta_{ТТ} = 0,2$ и $\pm 3,0$ отн. ед. – при $\beta_{ТТ} = 0,05$. Таким образом, фактическая погрешность ТТ при малых токовых нагрузках может быть в 1,5-3 раза больше класса точности. Приведенные цифры соответствуют классам точности 0,5 и 1,0. Для класса точности 0,2 соответствующие точки имеют уровни 1,0; 1,75 и 3,75.

Погрешности учета электроэнергии определяются не максимальным, а средневзвешенным коэффициентом токовой загрузки ТТ, который всегда ниже максимального значения.

В результате работа ТТ в зоне $\beta_{ТТ} = 0,05 \div 0,2$ является в большинстве случаев типовой ситуацией. С точки зрения требований к системе учета эта ситуация не может считаться допустимой, однако при определении структуры отчетных потерь важно знать возможные погрешности системы учета в фактических условиях ее работы, так как в противном случае ее повышенные погрешности будут ошибочно рассматриваться как коммерческие потери.

Как известно, нагрузочные характеристики ТТ имеют вид кривых, падающих к началу координат; в результате для большинства ТТ погрешность измерения малых нагрузок находится в отрицательной области. Погрешность ТТ зависит не только от его токовой загрузки, но и от нагрузки вторичной цепи, нормируемой в омах. При превышении нормированного значения нагрузки вторичной цепи погрешность ТТ также увеличивается в отрицательной области. Загрузка вторичных цепей ТН, как правило, существенна и часто превышает номинальную. В этих условиях средняя погрешность ТН, используемых на объекте, имеет отрицательную систематическую погрешность. Дополнительную отрицательную погрешность вносят потери во вторичных цепях ТН.

ГОСТ нормирует погрешности ТТ при мощности вторичной нагрузки 25-100 % номинальной с коэффициентом мощности $\cos\varphi = 0.8$. При токах, меньших 20 % номинального первичного тока, увеличение мощности вторичной нагрузки приводит к резкому росту токовой погрешности. При токе 10 % от номинальной и двойной вторичной нагрузки, погрешность ТТ составляет -1.2 %, при тройной -1.6 %, пятикратной -2.2 % [8]. При токе 5 % от номинальной и двойной вторичной нагрузки, погрешность ТТ составляет -2.0 %, при тройной -2.5 %, пятикратной -2.7 %. Токовые погрешности при 5 % номинального первичного тока могут увеличиваться более, чем в 6 раз, по сравнению с нормой для класса точности 0.5 [8].

Характеристики угловых погрешностей ТН располагаются аналогично характеристикам погрешностей измерения модуля напряжения. Нормированные угловые погрешности ТН в соответствии с ГОСТ 1983-89 составляют ± 40 мин для класса 1,0 и ± 20 мин для класса 0,5 при мощности вторичной номинальной нагрузки с коэффициентом мощности $\cos\varphi=0.8$. Допустимые потери напряжения в соединительных кабелях вторичных цепей измерения (от ТН до счетчиков) в соответствии с требованиями ПУЭ составляют: для технического учета – 1,5 %; для расчетного учета – половину класса точности ТН. Например, для ТН расчетного учета класса 0,5 допустимая потеря напряжения составляет 0,25 %. Наиболее вероятное ее значение при отсутствии фактических данных находится в середине интервала 0 – 0,25 %, т.е. составляет 0,125 %.

При малых токовых нагрузках ТТ погрешность измерения угла θ увеличивается, при больших нагрузках вторичной цепи ТН погрешность измерения угла θ_U увеличивается в отрицательной области, в результате оба фактора (малая нагрузка ТТ и большая нагрузка ТН) увеличивают разность $\theta_1 - \theta_U$, приводя к уменьшению активной и увеличению реактивной энергии (т.е. тоже к недоучету энергии).

Систематическую погрешность $\Delta_{сч}$ для индукционных счетчиков определяют по формуле $\Delta_{сч} = -0,2T_{пов}K_{сч}$, где $K_{сч}$ – класс точности счетчика; $T_{пов}$ – срок службы счетчика после последней поверки. Для электронных счетчиков принимают $\Delta_{сч} = 0$. Случайную погрешность $\delta_{сч}$ принимают равной классу точности для обоих типов счетчиков.

Эксплуатируемые в настоящий момент измерительные комплексы работают в ненормативных условиях, в связи с чем их реальные погрешности существенно выше погрешностей, соответствующих классам точности.

Погрешности измерительных трансформаторов в основном зависят от первичных и вторичных режимных параметров ТТ и ТН и могут быть аппроксимированы полиномами второго порядка. Зависимости погрешностей для токовых цепей

$$\delta_{ИТТ} = f_I(I_1, S_{I2}) = c_0 + c_1 k_{3I} + c_2 k_{3I}^2, \quad (2)$$

$$\Delta_{\theta ТТ} = f_{\theta}(I_1, S_{I2}) = q_0 + q_1 k_{3I} + q_2 k_{3I}^2.$$

где I_1 – ток на первичной стороне ТТ, S_{I2} – вторичная нагрузка ТТ.

Зависимости погрешностей для цепей напряжения

$$\delta_{УТН} = f_U(U_1, S_{U2}, \cos\varphi_{U2}, Z_{пр}), \quad (3)$$

$$\Delta_{\theta ТН} = f_{\theta}(U_1, S_{U2}, \cos\varphi_{U2}, Z_{пр}).$$

где U_1 – напряжение на первичной стороне ТН, S_{U2} – вторичная нагрузка ТН, $\cos\varphi_{U2}$ – коэффициент мощности вторичной нагрузки ТН, $Z_{пр}$ – сопротивление соединительных проводов.

Зависимости погрешностей ИК с схемой включения ТТ и ТН

$$\delta_{\theta} = F_{\delta\theta}(U_1, I_1, S_{I2}, S_{U2}, \cos\varphi_{U2}, Z_{пр}, tg\varphi), \quad (4)$$

$$\Delta_{\theta} = F_{\Delta\theta}(U_1, I_1, S_{I2}, S_{U2}, \cos\varphi_{U2}, Z_{пр}, tg\varphi), \quad (5)$$

где $\theta_1(I_1, S_{I2})$ – угловая погрешность ТТ, $\theta_U(U_1, S_{U2}, \cos\varphi_{U2})$ – угловая погрешность ТН.

Систематическая погрешность тракта (5), действующая в сторону занижения показаний, вызванная падением напряжения в соединительных проводах вторичной

цепи ТН с электросчетчиками, определяется как $\Delta_{пр} = \Delta U_{пр}$. В соответствии с требованиями, сечение и длина проводов должны выбираться такими, чтобы $\delta_{сис}$ не превышала $0.5\delta_{ТН}$.

Систематическая погрешность измерительного комплекса учета ЭЭ

$$\Delta_{из} = \Delta_I + \Delta_U + \Delta_{л} + \Delta_{\theta} + \Delta_c. \quad (6)$$

Систематическая погрешность измерительных трансформаторов ТН является функцией напряжения на первичной стороне ТН, S_{U2} – вторичная нагрузка ТН, $\cos\varphi_{U2}$ – коэффициент мощности вторичной нагрузки ТН.

Анализ состояния системы учета электроэнергии на Алибайрамлинской ГРЭС. Проведены эксперименты по исследованию режимов работы измерительных ТТ, ТН и соединительных кабелей вторичных цепей с измерительными приборами. Для проведения эксперимента использованы приборы: комбинированный цифровой прибор, прибор ВАФ 55М. Осуществлена проверка выполнения технических требований при выполнении цепей учета и установке измерительных трансформаторов и счетчиков; выполнение требований к классам точности ТТ, ТН и счетчиков в зависимости от величины измеряемой мощности и энергии.

В соответствии с требованиями ПУЭ, для расчетных счетчиков, предъявлены следующие классы точности: генераторы мощностью 50 МВт, межсистемные линии 220 кВ и выше – 0.5; генераторы мощностью 12-50 МВт, межсистемные линии 110 кВ, трансформаторы мощностью 10-40 МВА – 1.0; прочие объекты учета – 2.0.

В Великобритании для счетчиков, устанавливаемых у потребителей, предъявлены следующие нормативы точности [6]: при мощности 100 МВт и более – 0.2%; при мощности 10-100 МВт – 0.5%; при мощности 1-10 МВт – 1.0%; при мощности 0.1-1 МВт – 2.0%.

Пределы допустимой относительной погрешности измерительного комплекса для целей коммерческого учета в АСКУЭ при $I_1 = (5 \div 120)\% I_{1ном}$, $\cos\varphi = 1 \div 0.5$ согласно экспертным оценкам [7] должны составлять $\pm(0.5-1.0)\%$. Рекомендуемые сочетания классов точности ТТ, ТН и счетчиков возможно выбирать из условия решения обратной задачи теории погрешностей на основе принципа равных влияний погрешностей.

В цепях учета Алибайрамлинской ГРЭС установлены ТТ и ТН класса точности 0.5 и счетчики типа Индиго, имеющие класс точности 0.5.

Результаты экспериментов по измерению напряжения и тока на выводах ТН приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Название объекта	Напряжения на ТН, В			Токи фаз на ТН, А		
	АВ	АС	ВС	А	В	С
ВЛ 110 кВ						
ТН 1-СШ 110	105.5	105.2	105.1	1.50	1.50	1.90
ТН 2-СШ 110	105.4	105.3	105.2	1.40	1.40	1.55
ВЛ 220 кВ						
ТН 1-секция 220	100.0	99.5	99.3	0.82	0.30	0.82
ТН 2-секция 220	103.75	102.50	102.50	1.35	1.30	1.35
ТН Трансфер. СШ	102.0	101.4	102.4	0.68	0.54	0.57
ВЛ 330 кВ						
ТН 3 Алибайр.-330	98.1	97.9	97.0	1.20	0.65	1.20

Результаты экспериментов по измерению тока и напряжения на выводах ТТ приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Название объекта	Токи и напряжения на выводах ТТ, А и В						Токи и напряжения на вводах изм. приборов ТТ, А и В					
	I _{A1}	I _{B1}	I _{C1}	U _{A1}	U _{B1}	U _{C1}	I _{A2}	I _{B2}	I _{C2}	U _{A2}	U _{B2}	U _{C2}
ВЛ 330 кВ												
ВЛ 3 А-Б	0.32	0.32	0.33	3.14	0.675	0.620	-	-	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ												
3- Масаллы	1.55	1.55	1.55	2.10	1.20	1.40	1.55	1.55	1.55	1.10	0.25	0.44
1-Алибайрам.	1.00	1.00	1.00	0.86	0.81	0.97	1.00	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15
2-Алибайрам.	1.10	1.10	1.10	0.81	0.72	0.73	1.10	1.10	1.10	0.56	0.44	0.50
ВЛ 110 кВ												
II Талыш	0.40	0.40	0.40	1.10	0.54	1.30	0.40	0.40	0.40	0.94	0.35	1.12
II Сабирабад	0.30	0.30	0.30	0.83	0.78	0.78	0.30	0.30	0.30	0.60	0.60	0.56
II Сальян	0.86	0.86	0.86	5.20	1.91	3.61	1.00	1.00	1.00	5.20	1.50	2.99
III Сальян	1.05	1.05	1.05	6.91	1.77	4.04	-	-	-	-	-	-
II Джануб	0.46	0.46	0.46	2.70	1.20	2.70	0.48	0.48	0.48	2.55	0.96	2.55
III Джануб	0.37	0.37	0.37	1.41	1.25	1.51	0.37	0.37	0.37	1.30	0.98	1.16

Нагрузки ТТ по отдельным ВЛ 110 кВ 2-5 раза больше номинального. Коэффициенты трансформации ТТ завышенные. Коэффициент трансформации ТТ при проектировании выбирают по расчетной максимальной и минимальной нагрузке присоединения. Завышенным по коэффициенту трансформации считается такой ТТ, у которого при максимальной расчетной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке будет менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной – менее 5%.

Максимальные и минимальные расчетные нагрузки по ВЛ и сопоставлением с номинальным током счетчика проверены на завышение по коэффициенту ТТ. К примеру, по ВЛ 110 кВ максимальная расчетная нагрузка составляет 12% номинального тока ТТ, а минимальная расчетная нагрузка составляет 3% номинального тока ТТ.

Минимальные и максимальные расчетные нагрузки ВЛ 110 кВ лежат в пределах 50-300 А, т.е. составляют 5-30 % от номинального тока ТТ. Средние расчетные нагрузки ВЛ 110 кВ лежат в пределах 100 А, т.е. составляют 10 % от номинального тока ТТ. Коэффициенты трансформации ТТ воздушных линий 110 кВ не соответствуют требованиям проектирования и являются завышенными. Работа ТТ воздушных линий 110 кВ с токами менее 20% приводит к большим отрицательным погрешностям. Поэтому не обеспечиваются работа ТТ в классе точности 0.5.

ТТ в генераторных цепях работают с первичными токами менее, чем 40-45 % от номинальных.

На Алибайрамлинской ГРЭС ТН РУ 110, 220 и 330 кВ работают с нагрузками вторичных цепей 100-200 ВА, т.е. менее, чем 400 ВА (табл.1) и поэтому обеспечивается работа в классе точности 0.5. Счетчики расчетного учета ЭЭ установлены по ЛЭП 110, 220 и 330. Измерительные ТН типа НКФ на фазу имеют загрузку около 100 ВА, при этом систематические погрешности меняются в пределах 0.1-0.3 %.

Длины и сечения соединительных кабелей (медные) вторичных цепей измерения (от ТТ до счетчиков): генераторов 65-120 м, 4 мм²; распределительных устройств (РУ) 110 кВ 80-160 м, 2.5-4 мм²; РУ 220 кВ 53-126 м, 2.5-4 мм²; РУ 330 кВ 60-140 м, 4 мм² (медные).

Длины и сечения соединительных кабелей вторичных цепей измерения (от ТН до счетчиков): генераторов 66-120 м, 4 мм² (медные); распределительных устройств (РУ) 110 кВ 50-75 м, 2.5-4 мм²; РУ 220 кВ 140-160 м, 2.5-4 мм²; РУ 330 кВ 30-50 м, 25 мм² (алюминиевые).

Сопровитления проводов имеют величины 0.3-1.1 Ом.

Работа измерительных ТТ в классе точности 0.5 не обеспечивается. Имеют место отрицательные систематические погрешности в пределах - 0.9 ÷ - 0.5 %.

Результаты проведенных экспериментов по замерам нагрузки вторичных цепей ТН показывают, что нагрузки, значительно меньшие допустимых по классу точности и ТН, работают в классе точности 0.5.

Систематические погрешности были вызваны падением напряжения в соединительных кабелях вторичных цепей измерения (от ТН до счетчиков) РУ 110, 220 и 330 кВ до замены кабелей. В системах учета ЭЭ ВЛ 110 кВ имели место систематические погрешности в учете ЭЭ 0.91-1.29 %, связанные с потерей напряжения в соединительных кабелях ТН с счетчиками. В системах учета ЭЭ ВЛ 220 кВ имела место средняя систематическая погрешность 1.45-2.30 %. Потери напряжения в соединительных кабелях ТН 330 кВ с счетчиками 0.04-0.06 %.

При питании ВЛ 1-Алибайрамлы или (и) 2-Алибайрамлы от 1 секции шин 220 кВ или от трансферной системы шин систематическая погрешность в учете ЭЭ составляла 5.66%.

Замена кабелей привела к повышению точности учета за счет приведения в соответствие системы учета к требованиям инструктивных указаний.

Эффект от этого составил более $W_{110} * 1.1/100 + W_{220} * 1.63/100 = 160 * 10^6 * 1.1/100 + 300 * 10^6 * 1.63/100 = 1.76 + 4.89 = 6.65 * 10^6$ кВт*час за месяц.

ОРУ 330 кВ 3-Алибайрамлинская и 4-Алибайрамлинская выполнены по треугольной схеме включения выключателей В1, В2 и В3. Измерение ЭЭ по ВЛ 330 кВ 3-Алибайрамлинская производится по счетчику, подключенному по схеме суммирования токов ТТ в цепях выключателей В1 и В2, а по ВЛ 4 -Алибайрамлинская производится по счетчику подключенному по схеме суммирования токов ТТ в цепях выключателей В2 и В3. Такое включение не соответствует требованиям инструкции по учету ЭЭ.

Мероприятия по совершенствованию работы системы учета ЭЭ. Соединительные кабели ТН с измерительными приборами имеют сечения 2.5 мм² и длины 50-350 метров, падения напряжения 0.5-3 %. Это приводит к отрицательным систематическим погрешностям в системе учета ЭЭ 0.5-3 %. Таким образом, несоответствие падений напряжений в соединительных кабелях допустимым нормам (0.25%) приводит к учету по отдельным ВЛ 110 и 220 кВ только 97-99.5% от фактически отпускаемого.

Для снижения падений напряжений в соединительных кабелях измерительные приборы отделены от приборов релейной защиты, проложены дополнительные кабели сечением 4*1.5 мм² для измерительных цепей счетчиков. Обычно параллельные обмотки эксплуатируемых счетчиков потребляют менее, чем 6 ВА (2*3 ВА), и падение напряжения на соединительных кабелях становятся намного меньшими.

Часто встречающимися причинами наличия систематических погрешностей в ИК ЭЭ являются нижеследующие, которые в значительной степени возможно снизить путем проведения организационных и малозатратных мероприятий.

1. Нагрузка ТТ больше, чем допустимая для класса точности. Уменьшение нагрузки ТТ возможно путем включения измерительных цепей учета ЭЭ от отдельных ТТ или обмоток, увеличения сечения соединительных кабелей.

2. Проверка ТТ на завышение по коэффициенту трансформации ТТ. Замена ТТ на меньшие величины номинальных токов: путем изменения схемы включения секций ТТ изменением перемычки или заменой ТТ на меньшие номинальные токи.

3. Падение напряжения соединительных кабелей ТН с измерительными приборами больше допустимого. Увеличение сечения соединительных кабелей на большие сечения, или проведение нового отдельного соединительного кабеля от ТН до счетчика.

4. Перенос места установки счетчиков непосредственно вблизи к месту установки ТТ и ТН генератора.

5. Замена счетчиков расчетного учета ЭЭ класса точности 0.5 на более высокие классы точности, например, класса точности 0.2.

До проведения этих мероприятий по улучшению системы учета ЭЭ фактический небаланс ЭЭ по Алибайрамлинская ГРЭС составлял за январь 2003 года 6.940 миллион кВт.час т.е. 1.185% от выработки ЭЭ. После проведения этих мероприятий фактический небаланс ЭЭ за август 2003 года снизился до 1.447 миллион кВт.час т.е. до 0.327% или на более, чем 5 миллионов кВт.час за месяц по сравнению с небалансом ЭЭ за январь 2003 год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Точность измерения ЭЭ зависит от всех средств учета, включая измерительные трансформаторы и их вторичные цепи.

2. Результаты анализа точности ИК ЭЭ и отдельных ее элементов показывают, что имеют место значительные систематические погрешности, оцениваемые около 0.5-2 % в ТТ, 0.5-1 % в ТН, 0.5-3 % в соединительных кабелях, что не соответствует требованиям учета ЭЭ в (современных) рыночных условиях. Для улучшения точности действующих ИК ЭЭ необходимо приводить измерительные цепи в соответствие с ПУЭ и инструкцией по учету ЭЭ, предусмотреть мероприятия по увеличению сечений соединительных кабелей измерительных цепей, снижение нагрузки вторичных цепей ТТ и ТН, места установки счетчиков приблизить к ТТ и ТН, от ТН до счетчиков проложить дополнительные кабели.

3. При создании и реконструкции измерительной системы ЭЭ для целей расчетного учета следует исходить из нормирования пределов допускаемой погрешности ИК ЭЭ и ее составляющих.

4. Предложены мероприятия по совершенствованию системы учета ЭЭ на примере Алибайрамлинской ГРЭС и произведена оценка ожидаемого экономического эффекта, получаемого от предлагаемых мероприятий по улучшению точности системы учета ЭЭ.

-
1. Инструкция по учету электроэнергии в энергосистемах И 34-34-006-83. М.: СПО Союзтехэнерго, 1983, с.39.
 2. *Загорский Я.Т., Комкова Е.В.* Границы погрешности измерения при расчетном и техническом учете электроэнергии. – Электричество, 2001, № 8.
 3. *Баламетов А.Б., Халилов Э.Д., Баламетов Э.А.* Погрешности учета электроэнергии в электрических сетях. Проблемы энергетики 2001, N3, с. 10-17.
 4. *Баламетов А.Б., Мамедов С.Г., Баламетов Э.А.* Оценка метрологических потерь электроэнергии в электрических сетях. Труды Республиканской научной конференции «Современные проблемы информатизации, кибернетики и информационных технологий», Баку, 28-30 апреля 2003 года, стр. 218-221.
 5. Трансформаторы тока. В.В. Афанасьев, Н.М. Алоньев, В.М. Кибель и др.- Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1989. – 416 с.
 6. Требования к точности электросчетчиков. Энергетик №1 – 2000. с 31.
 7. *Осика Л.К.* Метрологические проблемы измерительных систем для целей коммерческого учета на оптовом рынке электроэнергии. – Промышленная энергетика, 2003, № 9, с. 2-11.
 8. *Раскулов Р.Ф.* О превышении мощности вторичной нагрузки для трансформаторов тока класса точности 0.2S и 0.5S. - Электрические станции № 8 – 2003, с. 59-62.

ELEKTRİK ENERJİSİNİN QEYDİYYATI KOMPLEKSLƏRİNİN VƏZİYYƏTİ HAQQINDA

BALAMETOV A.B., NƏBİYEV X.İ., XƏLİLƏV E.D., BALAMETOV E.Ə.

Enerjisistemləri üçün ən aktual problemlərdən biri də tələbatçılara verilən elektrik enerjisinin dəqiq qeydiyyatıdır. Bu məqalədə elektrik enerjisinin qeydiyyatı sisteminin araşdırılmasının və həmçinin ölçü kompleksləri ilə əlaqədar yaranan metroloji itkilərin qiymətləndirilməsi məsələlərinin nəticələri verilmişdir.

ABOUT A CONDITION OF MEASURING COMPLEXES OF THE ACCOUNT OF THE ELECTRIC POWER

BALAMETOV A.B., NABIEV H.I., HALILOV E.D., BALAMETOV E.A.

One of actual problems for electric power systems is the exact account of the electric power, released to consumers. In the given work results of the analysis of systems of account electric power and an estimation of metrological losses of the electric power in electrical networks of the electric power systems, caused are resulted by measuring complexes of the account of the electric power.