

УДК 621.311

О РЕЗУЛЬТАТАХ МОНИТОРИНГА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

БАЛАМЕТОВ А.Б., МАМЕДОВ С.Г.*., АЛИЕВ Х.Т.,
ХАЛИЛОВ Э.Д., БАХЫШОВ Э.Д.

*Азербайджанский Научно-Исследовательский
и Проектно-изыскательский институт Энергетики
АО «Азерэнерджи»

Реферат. Мониторинг потерь электрической энергии заключается в: организации технического, информационного, методического, программного и организационного обеспечения, предназначенного для расчета и анализа технологической составляющей потерь электрической энергии на базе информации от электронных счетчиков. В данной статье приведены результаты обработки измерений электрической энергии электронными счетчиками «Индиго» и «Энергомера» и мониторинга фактических потерь электроэнергии на примере высоковольтных электрических сетей Акстафа и управления регионального энергоснабжения Шамкир.

Потери электроэнергии в электрических сетях рассматриваются как составляющая часть баланса электроэнергии и включают нижеследующие составляющие.

Фактические потери, т. е. разница между отпущенной в сеть и оплаченной электроэнергией, имеют четыре составляющие [1-3]:

- технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей;

- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и линий электропередач и жизнедеятельности обслуживающего персонала;

- потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения (инструментальные потери);

- коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием оплаты за электроэнергию бытовыми потребителями по показаниям приборов учета, задержкой платежей, неоплатой счетов и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии.

Коммерческие потери, не могут быть рассчитаны, их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих, представляющих собой технологические потери.

В основе норматива потерь лежат технические потери электроэнергии в электрических сетях, обусловленные физическими процессами передачи и распределения электроэнергии, определяемые расчетным путем и включающие «переменные» и условно-постоянные потери, а также нормативный расход электроэнергии на собственные нужды подстанций [8, 9]. В норматив потерь должны включаться:

• потери холостого хода в трансформаторах, батареях статических конденсаторов и статических компенсаторов, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах (СК) и генераторах, работающих в режиме СК;

- потери на корону в линиях;
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- прочие обоснованные и документально подтвержденные условно-постоянные потери;
- нагрузочные переменные потери в электрических сетях;
- потери в связи с погрешностями приборов учета электроэнергии.

Результаты расчетов потерь ЭЭ показывают, что суммарные технические потери в сетях 0,38-500 кВ не превышают 10-12% от отпуска электроэнергии в сеть. Уровень 10-12% считается максимально возможным для потерь электроэнергии в электрических сетях большинства стран с развитой экономикой. Оптимальные же потери находятся в диапазоне 4-6%. Эти цифры подтверждаются уровнем потерь в электрических сетях энергосистем бывшего СССР в середине – конце 80-х годов прошлого века [2,3].

В настоящее время в отчетности потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, включаются в состав коммерческих потерь, что является недостатком существующей системы отчетности, т.к. не обеспечивает ясного представления о структуре потерь и целесообразных направлениях работ по их снижению.

Рост потерь электроэнергии в сетях – это объективный процесс для стран с кризисной экономикой и реформируемой энергетикой, признак имеющихся разрывов между платежеспособностью потребителей и тарифами на электроэнергию, показатель недостаточности инвестиций в сетевую инфраструктуру и систему учета электроэнергии, отсутствия полномасштабных автоматизированных информационных систем по сбору и передаче данных о полезном отпуске электроэнергии, структуре потоков электроэнергии по ступеням напряжения, балансам электроэнергии в электрических сетях.

В странах, где перечисленные факторы имеют место, потери электроэнергии в электрических сетях, как правило, высоки и имеют тенденцию к росту. Динамика потерь в электрических сетях за последние десять лет показывает, что Азербайджанская энергосистема в этом смысле не является исключением. Рост потерь связан с особенностями перехода к рыночным механизмам, который привел к большому количеству неоплаченной, а, следовательно, неучтенной электроэнергии. Проводимая реорганизация в электроэнергетической отрасли также не способствовала снижению уровня потерь, в основном из-за изменения структуры и роста количества потребителей, а также из-за роста тарифов на электроэнергию и других негативных факторов, связанных с реорганизацией [3].

Кроме того, росту потерь электроэнергии послужило изменение структуры полезного отпуска электроэнергии потребителям. За минувший период с 1990 г. доля электроэнергии, отпущенной промышленным потребителям, снизилась с 80% до 12%, в то время, как отпуск электроэнергии непромышленным потребителям и населению резко увеличился [3]. Это означает, что загруженность высоковольтных сетей с малыми удельными потерями снизилась, а, соответственно, низковольтных сетей с большими удельными потерями, наоборот, возросла.

Для оценки достоверности величины отчетных потерь электроэнергии разработаны методы их расчета на базе известных законов электротехники с использованием схемных и режимных параметров сетей. Эти методы – результат многолетней работы большого количества специалистов, связанные с тем, что отсутствует полная и достоверная информация о нагрузках электрических сетей всех ступеней напряжения. Различия методов, предложенных отдельными специалистами, в основном, заключаются в попытках или восполнить недостающую информацию, или повысить ее точность за счет обобщения, использования статистических данных за аналогичные прошедшие периоды и т.п. Программы расчета на ПК внедрялись во всех энергосистемах бывшего СССР, начиная с 1980-х годов и ранее.

Аналогичные программы для расчета потерь электрической энергии были разработаны также в АзНИ и ПИ Института Энергетики [3-9], позволяющие производить мониторинг потерь электрической энергии и выявлять "очаги" сверхнормативных потерь электрической энергии.

В составе организационных мероприятий наибольший эффект приходит от совершенствования учета электроэнергии. Сюда относится работа по выявлению хищений электроэнергии. Потери, обусловленные неоптимальными режимами работы электрической сети, погрешностями системы учета электроэнергии, недостатками в энергосбытовой деятельности, являются прямыми убытками энергоснабжающих организаций и, безусловно, должны снижаться.

Следует отметить, что расчет технологических потерь электрической энергии представляет собой сбор и обработку большого объема информации о режимах работы электрической сети, установленном электрооборудовании, схемах электроснабжения. На практике сбор, обработка и ввод актуальной информации занимает достаточно длительное время, что негативным образом сказывается на результатах расчета потерь электрической энергии.

Программно – вычислительный комплекс мониторинга потерь электрической энергии включает:

1. Программы расчета переменных потерь электроэнергии.
2. Программы расчета других составляющих технологических потерь электрической энергии.
3. Программа определения нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях.
4. Программа оценки коммерческих потерь.
5. Программа оценки допустимых (небалансов) погрешностей.

В связи с вышеуказанными причинами требуется постоянный мониторинг потерь электрической энергии, представляющий собой систему технического, информационного, методического, программного и организационного обеспечения для анализа технологической составляющей потерь электрической энергии.

Для того, чтобы остановить рост потерь и добиться их снижения, необходимо:

1. провести достаточно глубокий расчет и анализ потерь, их структуры и динамики;
2. определить обоснованные уровни нормативных потерь;
3. разработать, согласовать, утвердить, обеспечить финансовыми, материальными, людскими ресурсами и внедрить мероприятия по снижению потерь.

В АО «Азербэргэжи» в целях снижения потерь электроэнергии проводятся соответствующие организационно-технические мероприятия. В 2001-2007-году произошли структурные изменения в АО «Азербэргэжи». Проводятся мероприятия по учету ЭЭ на границах ЭЭС с РЭС, переданные на управление, и в РЭС 35-110 кВ и 6-10 кВ. На границах ЭЭС с РЭС, переданные на управление 35-110 кВ и 6-10 кВ, были установлены счетчики типа Индиго класса точности 0,5. В настоящее время идет установка счетчиков класса точности 0,2 «Энергомера» на подводах 6-10 кВ силовых трансформаторов. В дальнейшем намечается установка счетчиков на головных участках фидеров 6-10 кВ подстанций 35-110 кВ.

В данной статье приводятся результаты обработки измерений ЭЭ электронными счетчиками «Индиго» и «Энергомера» и анализ (выделение) фактических потерь ЭЭ на основе разницы общего поступления и отпуска ЭЭ на примере ВВЭС Акстафа и РЕТ Шамкир. Целью этих мероприятий является мониторинг балансов ЭЭ, снижение уровня потерь ЭЭ в ЭС ЭЭС.

Проводились измерения ЭЭ с 32 электронных счетчиков «Индиго» и 40 счетчиков «Энергомера» и были анализированы графики нагрузки на примере ВВЭС Акстафа и РЕТ Шамкир. Измерения проводились 19-22.06.2007 года в ВВЭС Акстафа и РЕТ

Шамкир. Счетчики «Индиго» имеют выходные результаты в формате Excel. Счетчики «Энергомера» имеют специальное программное обеспечение для обработки и передачи данных. Данные отображаются в табличном и графическом виде. Суточные графики нагрузки (P и Q) счетчиков «Энергомера» регистрировались через каждые 0.5 часа, а «Индиго» через каждый час.

Балансы ЭЭ и расчеты фактических и технических потерь ЭЭ проводились для ЭС 35-110 кВ, переданные из АО «ГянджаЭлектрикшебеке» на баланс ВВЭС в связи со структурными изменениями в АО «Азерэнерджи».

На рис. 1 и 2 приведены графики нагрузки головного участка P и Q по показаниям счетчика Индиго на 07.06.2007 и графики нагрузки P и Q на подводе 10 кВ подстанции Гедабек 35\10 кВ по показаниям счетчика «Энергомера» на 21.06.2007.

Ниже приводятся результаты проведенных измерений, балансов ЭЭ и расчетов потерь ЭЭ на примере ЭС 35 кВ ВЛ и силовых трансформаторов 35\10 кВ Гедабекских ПЭС.

Электрическая схема Гедабекских ПЭС с указанием мест расстановки электронных регистрирующих счетчиков приведена на рис. 1, результаты измерений которых приведены в таблице 1.

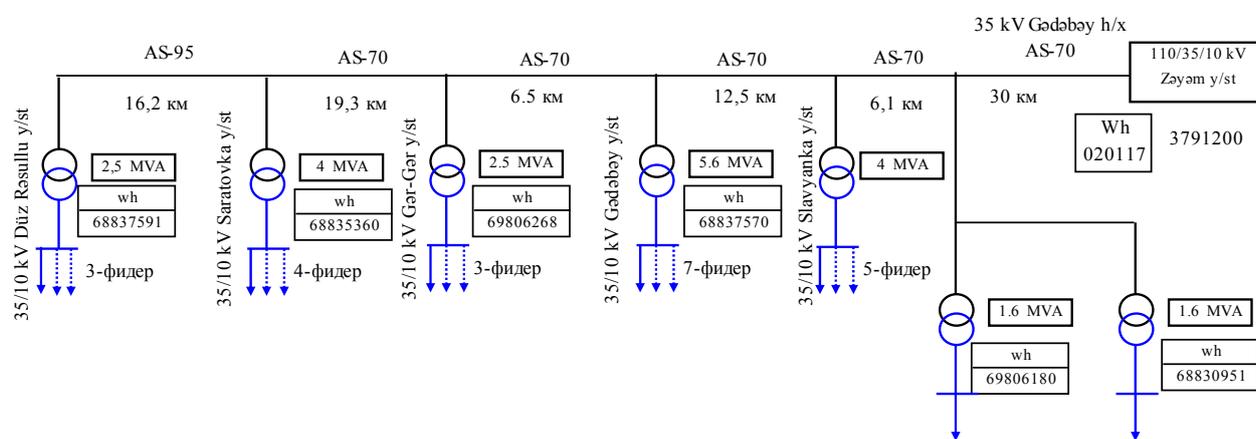


Рис. 1. Электрическая схема Гедабекских ПЭС с указанием мест расстановки электронных регистрирующих счетчиков.

Таблица 1. Показания счетчиков на выводах 10 кВ силовых трансформаторов Гедабекских ПЭС.

№	Место установки	Напряжение, кВ	Номер счетчика	Разность показаний	Коэффициент трансформации	Месячное потребление ЭЭ, кВт. час
1	Дуз Расуллу	10	68837591		8000	386417
2	Саратовка	10	68835360	110	6000	657480
3	Гер-Гер	10	69806268	205.4776	4000	410955
4	Гедабек	10	68837570	198.81976	12000	1192918.5
5	Славянка	10	68831058	63	4000	504560
6	Ченлибел Т1	10	69806180	47.13	4000	94520.56
7	Ченлибел Т2	10	68830951	55.88	4000	111761.1
						3358612.16

Результаты измерений по Индиго на головном участке ВЛ 35 кВ Гедабекских ПЭС приведены в таблице 2.

Таблица 2. Показания счетчиков по ПЭС Шамкир.

№	Место установки	Напряжени е,кВ	Номер счетчика	Коэффициент трансформации	Месячное пот ребление ЭЭ, кВт.час
1	25 МВА тр-р №-1 10 кВ	10	020154	30000	802140
2	10 МВА тр-р №-2 10 кВ	10	020119	20000	1969746
3	25 МВА тр-р №-1 35 кВ	35	020141	21000	2416751.4
4	10 МВА тр-р №-2 35 кВ Гедабек	35	020117	28000	3791200
5	110\10 Шампанзавод	10	020106	30000	1988472
1	Шиштепел	10	68819852	6000	941640
2	Шиштепе 2	10	68838228	4000	694493.48
3	Татар	10	68845169	2000	54800

ВЛ 35 кВ имеет необыкновенно большую длину, более 90 км, для сетей такого класса.

Суточные графики нагрузки Р и Q головного участка 35 кВ по показаниям счетчика Индиго на 07.06.2007 приведены на рис. 2.

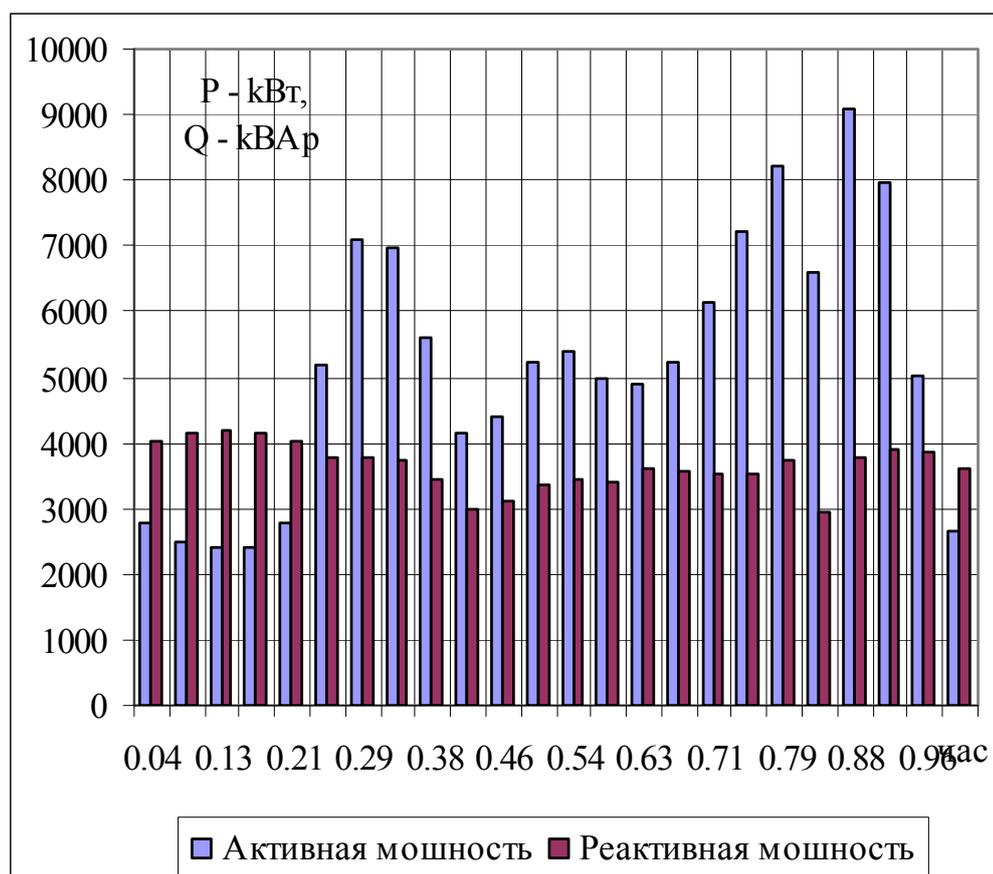


Рис. 2. Графики нагрузки головного участка Р и Q по показаниям счетчика Индиго на 07.06.2007.

Графики нагрузки головного участка Р и Q (рис. 2) показывают, что в ВЛ 35 кВ активная мощность меняется в пределах 2500-9000 кВт. Среднесуточная загрузка составляет 5200 кВт. Средний $\text{tg}\varphi=0.7$ (0.4-1.35) и $K_{\varphi}^2=1.136$.

Результаты измерения активной и реактивной электроэнергии для реальных сетей 10-35 кВ и анализ показаний счетчиков показывают, что значения коэффициентов

мощности на шинах 10 кВ (35-110/10 кВ) изменяются в процессе эксплуатации и достигают значений 0,6-1,2. Таким образом, потери электроэнергии при передаче реактивной мощности становятся существенными.

Фактические потери ЭЭ, определенные как разность поступления и передачи потребителям электроэнергии, составили $\Delta W_{\phi} = W_{35} - W_{\Sigma 10} = 3791.2 - 3358.612 = 432.588$ тыс.кВт.час или $\Delta W_{\phi\%} = 432.588 * 100 / 3791.2 = 11.41\%$. Технические потери ЭЭ, определенные расчетным путем по разработанной АЗНИ и ПИ ИЭ программе (макет программы приведен на рис. 4), составили $\Delta W_{\text{тп}} = 416.61$ тыс.кВт.час или $\Delta W_{\text{тп}\%} = 10.97\%$. Разница фактических и технических потерь ЭЭ составляет $11.41 - 10.97 = 0.44\%$ от суммарного отпуска ЭЭ. Расхождение между фактическими и техническими потерями ЭЭ, также вызвано следующими причинами: не учетом потребления на собственные нужды подстанций; инструментальными погрешностями в измерительных комплексах энергии (метрологические потери); метрологические потери с неточностью задания напряжений (электронные счетчики не регистрируют напряжения). Допустимый небаланс мощности (метрологические потери) составляет 0.75%. Таким образом, по результатам мониторинга потерь ЭЭ в Гедабекских ПЭС можно увидеть практическую близость результатов технических потерь ЭЭ, полученных путем измерения электронными счетчиками за месяц и расчетным путем.

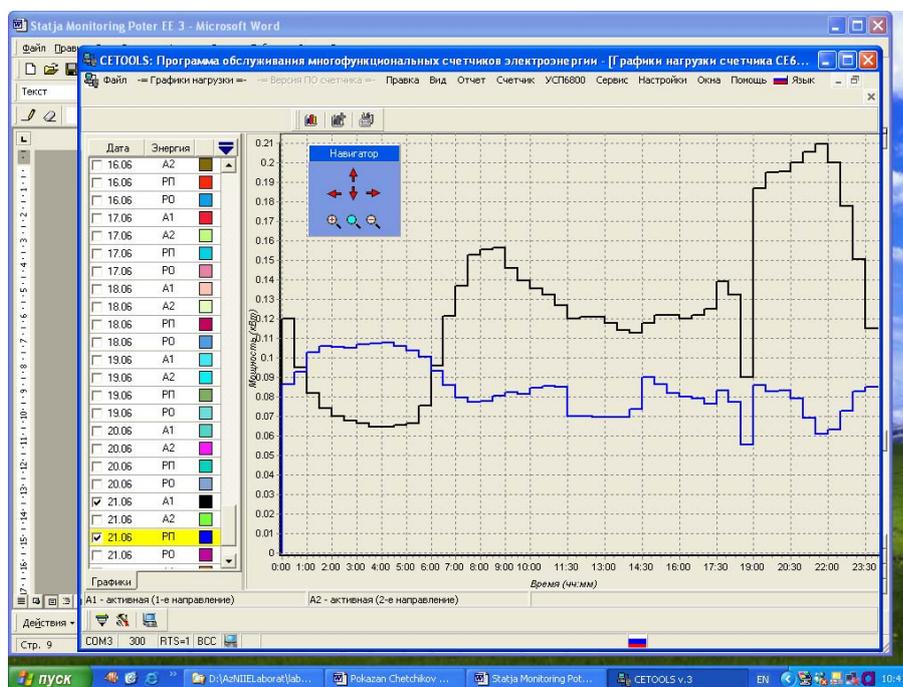


Рис. 3. Графики нагрузки P и Q на подводе 10 кВ подстанции Гедабек 35\10 кВ по показаниям счетчика «Энергомера» на 21.06.2007.

В таблице 3 приведены результаты расчетов технологического расхода ЭЭ в сетях 35-110 кВ, переданные в Акстафинские ВВЭС.

Расчеты для реальных сетей показывают, что при изменении tgφ от 0,5 до 0,8 потери электроэнергии увеличиваются примерно на 20%. Эффективным способом снижения потерь электрической энергии в сетях 10 кВ является установка батарей статических конденсаторов, гибких передающих систем переменного тока [3].

Организация учета на основе современных электронных счетчиков позволит повысить экономичность эксплуатации ЭС и вести успешную борьбу с потерями электроэнергии в ЭС.



Рис. 4. Макет программы расчета потерь ЭЭ

Таблица 3. Результаты расчетов технологического расхода ЭЭ в сетях 35-110 кВ, переданные в Акстафинские ВВЭС

№	ПЭС	Суммарное потребление	Технические потери ЭЭ, тыс кВт.саат			
			ВЛ	ТР	Всего	В %
1	Шамкир	27 571. 470	12.48	121.32	133.8	0.48
2	Гедабек	3791. 200	379.74	36.87	416.61	10.97
3	Тауз	9 289. 320	35.51	203.24	238.75	2.57
4	Акстафа	6 756. 500	11.13	150.11	161.24	2.38
5	Казах	6 488. 170	18.83	134.40	153.23	2.36
	Всего	53648.660	457.69	645.94	1103.63	2.06

Выводы

1. Для расчета потерь ЭЭ на основе обработки результатов измерений были проведены работы по съему показаний электронных счетчиков «Индиго» и «Энергомера» и разработана соответствующая компьютерная программа.

2. На основе результатов и анализа фактических потерь ЭЭ на примере ВВЭС Акстафа и РЕТ Шамкир АО «Азерэнержи» установлено, что фактические потери в нормальных распределительных сетях лежат в пределах 2%.

3. Схема ЭС Гедабекских ПЭС имеет ВЛ 35 кВ, которая имеет необыкновенно большую длину 90 км, перегружена и имеет большие технические потери (11 %), что требует планирования технических мероприятий по их снижению (перевод ВЛ 35 кВ на ВЛ 110 кВ).

4. Мониторинг потерь электрической энергии на базе информации от электронных счетчиков позволит повысить экономичность эксплуатации ЭС и вести успешную борьбу с потерями электроэнергии в ЭС.

1. *Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч.* Потери мощности и энергии в электрических сетях. Под ред. Г.Е. Поспелова. М.: Энергоиздат, 1981. - 216 с.
2. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. В.Э.Воротницкий, Ю.С.Железко, В.Н.Казанцев и др. М.: Энергоатомиздат, 1983- 368 с.
3. *А.Б.Баламетов.* Методы расчета потерь мощности и энергии в электрических сетях энергосистем. - Баку: Елм, 2006, - 337 стр.
4. *Баламетов А.Б.* Расчеты технических потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Проблемы энергетики 2000, №1, с. 28-33.
5. *Баламетов А.Б.* О нормировании технологического расхода электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях. Проблемы Энергетики 2000, №2, с.28-33.
6. *Баламетов А.Б., Мусаханова Г.С., Халилов Э.Д.* «Проблема моделирования распределения потоков электрической энергии в сети». Электричество, 2006, №3, с. 60-66.
7. *Баламетов А.Б., Халилов Э.Д., Баламетов Э.А.* Погрешности учета электроэнергии в электрических сетях. Проблемы энергетики 2001, №3, с. 10-17.
8. *Баламетов А.Б., Набиев Х.И., Халилов Э.Д., Баламетов Э.А.* О состоянии измерительных комплексов учета электроэнергии. Проблемы энергетики 2005, № 2 стр.131-138.
9. *Баламетов А.Б., Алиев Х.Т., Халилов Э.Д., Мамедов С.Г.* Об оценке потерь энергии при вероятностном представлении графиков электрических нагрузок. Проблемы энергетики 2007 №1 стр. 17-25.

PAYLAYICI ELEKTRİK ŞƏBƏKƏLƏRİNDƏ ELEKTRİK ENERJISI İTKİLƏRİNİN MONİTORİNGİNİN NƏTİCƏLƏRİ HAQQINDA

**BALAMETOV Ə.B., *MƏMMƏDOV S.Q., ƏLİYEV X.T.,
XƏLİLOV E.D., BAXIŞOV E.D.**

Elektrik enerjisi itkilərinin monitoringi elektron sayğaclardan alınan məlumatlar əsasında elektrik enerjisi itkilərinin texnoloji sərfinin hesabı və təhlili üçün texniki, məlumat, metodik, proqram və təşkilatı təminatından ibarətdir. Bu məqalədə yüksək gərginlikli Akstafa elektrik şəbəkələri və Şəmkir regional enerji təchizatı idarəsi nümunəsində İndiqo və Enerqomera tipli elektron sayğaclarından alınan məlumatlara əsasən elektrik enerjisi ölçülərinin emalının və enerji itkilərin monitoringinin nəticələri verilmişdir.

ABOUT RESULTS OF MONITORING OF LOSSES OF ELECTRIC ENERGY IN A DISTRIBUTIVE ELECTRIC NETWORK

**BALAMETOV A.B., MAMEDOV S.Q, ALIYEV X.T.,
KHALILOV E.D., BAXISHOV E.D.**

Monitoring of losses of electric energy consists in: the organizations of technical, information, methodical, program and organizational maintenance intended for calculation and the analysis of a technological component of losses of electric energy on the basis of the information from electronic counters. In given article results of processing of measurements of electric energy by electronic counters "Indigo" and "Energomera" and the analysis of actual losses of electric energy are resulted by the example of high-voltage electric networks Akstafa and management of regional power supply Shamkir.