

2. Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 (в редакции Постановления Правительства РФ от 21.03.2007 № 168).

3. Правила присоединения дополнительных мощностей и компенсации затрат для реконструкции и расширения объектов электроэнергетических установок: Утверждены Постановлением Правительства Республики Казахстан от 8 октября 2004 г. №1044.

УДК 621.3.017

## О ПРОБЛЕМАХ В ЭНЕРГЕТИКЕ. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

*Асанов Азамат Курманкулович, ст. преподаватель, каф. Электроснабжение, КГТУ им. И. Раззакова, Кыргызстан, г. Бишкек, пр. Мира 66. Тел: 0772-46-56-30, e-mail: asanov\_ak@mail.ru*

*Оконов Самат Мелисбекович, инженер, Филиал ОАО «НЭСК» ЧуПВЭС, Кыргызстан, 720065, г. Бишкек, ул. Кийизбаевой, 204. Тел: 0312-53-14-42, e-mail: [samat\\_okonov@mail.ru](mailto:samat_okonov@mail.ru)*

**Аннотация.** Рассмотрены проблемы в сфере потери электроэнергии. Обозначена актуальность данной проблемы для энергетики Кыргызстана. Приведен сравнительный анализ потерь по другим странам. Проанализированы потери по энергокомпаниям Кыргызстана.

**Ключевые слова:** технические потери, коммерческие потери, норматив, сравнительный анализ, тариф

## ON THE PROBLEMS IN POWER. LOSS OF ELECTRIC ENERGY

*Asanov Azamat Kurmankulovich, Art. teacher, Department of Electric power supply, KSTU after I. Razzakova, Kyrgyzstan, Bishkek, Mira str., 66, Tel.: 0772-46-56-30, e-mail: [asanov\\_ak@mail.ru](mailto:asanov_ak@mail.ru)*

*Okonov Samat Melisbekovich, electric engineer, ChuPVS NESK, Kyrgyzstan, 720065, Bishkek, Kiyizbaeva str., 204, Tel: 0312-53-14-42, e-mail: [samat\\_okonov@mail.ru](mailto:samat_okonov@mail.ru)*

**Abstract.** Considered the problems in the field of electricity loss. It denotes the urgency of this problem for the Kyrgyz energy sector. A comparative analysis of the losses in other countries is made. Analysis of losses on energy companies of Kyrgyzstan is made.

**Keywords:** technical losses, commercial losses, standard, comparative analysis, the rate

Стоимость потерь электроэнергии является одной из составляющих тарифа на электроэнергию. Электросетевые компании обосновывают уровень потерь электроэнергии в своих сетях, а Госагентство по ТЭК на основе их анализа принимают их или корректируют для дальнейшего включения в тарифы на электроэнергию.

Стоимость потерь - это часть затрат на передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям. Чем больше потери, тем выше эти затраты и соответственно тарифы на электроэнергию для конечных потребителей. Известно, что часть потерь является технологическим расходом электроэнергии, необходимым для преодоления сопротивления сети и доставки потребителям выработанной на электростанциях электроэнергии. Этот технологически необходимый расход электроэнергии должен оплачиваться потребителем. Он-то, по существу, и является **нормативом** потерь.

Потери, обусловленные неоптимальными режимами работы электрической сети, погрешностями системы учета электроэнергии, недостатками в энергосбытовой деятельности, являются прямыми убытками энергоснабжающих организаций и, безусловно, должны снижаться.

И поскольку потери электроэнергии в электрических сетях неизбежны, то становится актуальной задача их снижения до рационального или экономически обоснованного уровня.

*Фактические (отчетные) потери электроэнергии* - разность электроэнергии, поступившей в сеть (отпущенной в сеть) и отпущенной из сети (полезного отпуска), определяемая по данным системы учета электроэнергии. Фактические потери электроэнергии разделяются на четыре составляющие по их физической природе и методам их определения:

1. *Технические потери электроэнергии*, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающиеся в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Данная составляющая потерь определяется расчетным путем в соответствии с законами электротехники;

- *Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций*, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд;

- *Потери, обусловленные допустимой погрешностью системы учета*. Эта составляющая потерь определяется на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов системы учета;

- *Коммерческие потери* не имеют математического описания и поэтому не могут быть определены самостоятельно. Традиционно под коммерческими потерями понимают хищения электроэнергии и ее недоучет из-за проблем в сфере организации учета потребления электроэнергии. Расчетное значение коммерческих потерь определяется как разность отчетных потерь и суммы первых трех составляющих потерь. В идеальном случае коммерческие потери электроэнергии в электрической сети, определяемые расчетным путем, должны быть равны нулю.

Из приведенной структуры очевидно, что основной задачей при рассмотрении обоснованности заявки энергообеспечивающей организации является правильная оценка первых трех составляющих потерь электроэнергии.

#### **Структура норматива потерь**

В основе норматива потерь лежат технические потери электроэнергии в электрических сетях, обусловленные физическими процессами передачи и распределения электроэнергии, определяемые расчетным путем и включающие «нагрузочные» и «условно-постоянные» потери, а также нормативный расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. Среднестатистические (по странам СНГ) составляющие структуры технических потерь электроэнергии в электрических сетях приведены в таблице 1 и на рисунке 1.

Таблица 1.

Номинальное напряжение, кВ	Технические потери, %						
	Всего	Нагрузочные		Условно-постоянные			
		ЛЭП	Трансформаторы	Корона ВЛ	Холостой ход трансфер	Собственные нужды ПС	Прочие
500	100	54,7	10,3	10,5	16,5	3,2	4,8
220	100	58	9,5	15	12	4,1	1,4
110	100	57,6	13,8	0,1	21,9	4,4	2,1
35	100	60,4	12,4	-	21,7	2,9	2,6
6-10	100	55,1	15,2	-	24,3	0,9	4,5
0,4	100	97,5	-	-	-	-	2,5
Суммарное	100	65	10,2	3,6	16	2,6	2,6



Рис. 1. Среднестатистические составляющие структуры технических потерь электроэнергии в электрических сетях (страны СНГ).

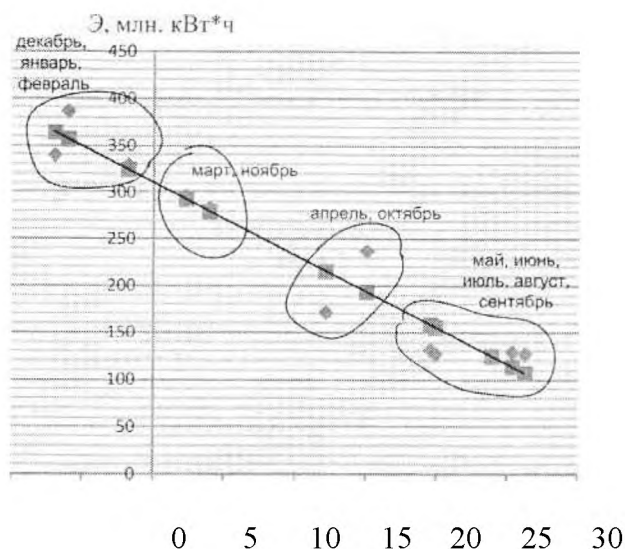
Соотношение между нагрузочными и условно-постоянными потерями в целом по сетям всех классов напряжения равно примерно 3:1. В сетях различных классов напряжения это соотношение изменяется: в сетях 220 кВ и выше доля условно-постоянных потерь больше за счет присутствия в этих сетях потерь на корону в воздушных линиях. Большая доля потерь холостого хода в трансформаторах по сравнению с долей нагрузочных потерь в них свидетельствует в целом о недогрузке трансформаторов.

Из соотношения между потерями в различных элементах сети следует, что на долю воздушных линий приходится около 2/3 суммарных технических потерь (нагрузочные потери и потери на корону). В то же время чем ниже уровень напряжения, тем выше доля потерь в трансформаторах и ниже в линиях электропередачи, поскольку чем ниже номинальное напряжение сети, тем на 1 км линий приходится больше подстанций.

Из общей величины технических потерь около 80% приходится на электрические сети 110 кВ и ниже.

Большинство составляющих потерь электроэнергии в той или иной мере зависит от погодных условий. Изменение погоды, и в первую очередь температуры воздуха, влияет на потребление электроэнергии, что приводит к изменению и нагрузочных (в большей степени), и условно-постоянных потерь. Сезонный фактор воздействует на нагрузочные потери в элементах сетей, расход электроэнергии на нужды подстанций, недоучет электроэнергии, обусловленный погрешностями системы учета. Кроме того, очень ощутимо сезонное влияние на величину коммерческих потерь. В осенне-зимний период, когда население несанкционированно и безучетно подключает электронагревательные приборы.

Например, регрессионный анализ выявил значительное влияние среднемесячной температуры на величину электропотребления по г. Бишкек, где электропотребление г. Бишкек за месяц в зависимости от среднемесячной температуры можно определить функцией вида  $\mathcal{E} = -7,7447t + 311$ , графическое изображение которой представлено на рис. 2



ТО -5  
Среднемес. t, °C

Рис.2. Зависимость электропотребления г. Бишкек за 2011 г. от среднемесячной температуры.

Из рисунка 2 можно сделать выводы: что сверхнормативные потери электроэнергии будут в зимние месяцы (декабрь, январь, февраль); а март и ноябрь месяцы влияют на уровень технологических потерь, но они должны лежать в пределах норматива, а все остальные месяцы технические потери будут минимальны.

**Потери электроэнергии в «НЭСК» Кыргызстана (высоковольтные сети ПО, 220, 500 кВ).**

Для сравнения в таблице 2 приведены данные по техническим потерям электроэнергии в высоковольтных электрических сетях России и Кыргызстана (без учета потерь транзита ЭЭ по соседним странам).

Таблица 2.

Выработка ЭЭ, млрд кВт-ч.	Номинальное напряжение, кВ	Протяженность ВЛ		Полезный отпуск к длине линий, млн. кВт-ч/км	технические потери		
		В тыс. км	в %		млн. кВт-ч	в %	МЛН. кВт-ч/км
<b>РФ (за 2002г.)</b>							
888.0	500	43,8	9,5	1,94	33396,0	3,76	72,9
	220	1 11,9	24,6				
	110	302,2	65,9				
<b>КР (за 2014г.)</b>							
14,316	500	0,541	8,1	2,15	862,6	6,03	129,9
	220	1.748	26,3				
	110	4,353	65,5				

Как видно из таблицы 2. отношение полезного отпуска к длине линий составляют для РФ 1,94 млн. кВт\*ч а для КР 2,15 млн. кВт\*ч на каждый километр линий. При этом, потери электроэнергии составили 72,9 (3,76%) и 129,9 (6,03%) млн. кВт\*ч (соответственно для РФ и КР) на километр от отпущенной в сети электроэнергии. Это говорит ли о том, что потери в Кыргызстане завышены  $129,9/72,9=1,78$  раза.

Прямое сопоставление этих потерь электроэнергии в электрических сетях РФ и КР может вызвать сомнение, так как, технические потери электроэнергии в электрических сетях зависят от структуры самой электрической сети, взаимного расположения источников и потребителей электроэнергии и принципов проектирования электрических сетей. Эти параметры «уникальны» как для каждой страны, так и для каждого региона внутри страны, поэтому одинаковых электрических сетей не существует и нельзя делать выводы о том, большие или маленькие технические потери электроэнергии в электрических сетях России и Кыргызстана. Но все таки, можно сделать сравнительный анализ, так как. наши сети строились в советские времена, где подход проектирования и строительства были одинаковые, и что немаловажно для сравнения - процентные соотношения линий по уровням напряжения почти одинаковые.

**Сравнительный анализ.** Уровень технических потерь в странах с протяженной территорией как РФ, а следовательно, и с протяженными сетями, с малой плотностью электрических нагрузок по территории страны и с концентрированной генерацией электроэнергии на мощных электростанциях всегда будет более высоким.

Доля промышленного потребителя также влияет на уровень потерь, в России промышленностью потребляется больше чем в Кыргызстане, соответственно технические потери в России будут меньше.

По сравнению с Россией в Кыргызстане сети более загружены (табл. 2:  $2.15/1.94=1.1$ ). соответственно потери будут больше.

В Кыргызстане некоторые участки линий проходят по высокогорной местности (более разреженный воздух), но и в России более суровые и влажные климатические условия, из-за чего потери на корону будут больше, но эти потери составляют всего 3-5 % (табл. 1) от всей доли потерь в сетях.

Обобщая вышеизложенное и с учетом того, что в анализе не учтены потери за транзит ЭЭ по соседним странам, которое составляет 1 - 1.5 % (от общей выработки), в высоковольтных сетях Кыргызстана технические потери будут больше по сравнению с сетями России. Но всё таки здравый смысл подсказывает что. уровень технических потерь в НЭСК завышен, и по хорошему они должны были лежать в пределах 4 - 4.5 %, но не более 5%. А на сегодняшний день, когда введена линия 500кВ «Датка - Кемин», технические потери в НЭСК должен быть на уровне 3-4 %.

#### **Потери электроэнергии в «РЭК» Кыргызстана (сети 0,4, 6-10, 35 кВ)**

В таблице 3 приведены данные по динамике потерь электроэнергии в РЭК

Таблица 3.

ОАО «Ошэлектр»	2012			19,5		
	2013	2280.23	383,1	16,8		
	2014	2347,04	375,5	16,0		
	2015			14,6		
ОАО «Востокэлектр»	2012			22,6		
	2013	1560.66	304,4	19,5		
	2014	1628,8	294,8	17,5		1.14
	2015			17,0		
Всего в РЭК	2014	1 1839,04	1928,8	16,3		
	2015			14,9		

Кыргызстана за 2012-2015 гг.

Показатели баланса электроэнергии	Поступление ЭЭ в сети РЭК	Потери ЭЭ абсолютные	Потери электроэнергии относительные			
			от отпуска в сеть	технические	коммерческие	
Ед. измерения	млн. кВт-ч	млн. кВт ч	%	%	%	
ОАО «Северэлектро»	2012	5769,5	1270,0	22,0	17,45	4,6
	2013	5722,85	1052,0	18,4	15,95	2,4
	2014	6339,7	1014,7	16,0	15,28	0,73
	2015			14,8		
ОАО «Жалалабадэлектро»	2012	1551,5	299,9	19,33	18,96	0,37
	2013	1487,7	243,0	16,3	15,85	0,48
	2014	1523,5	243,76	16,0		
	2015			14,0		

Рис. 3. Относительные потери электроэнергии в сети РЭК по отношению к приему электроэнергии.

В таблице 3 и на рис. 3 представлены фактические потери электроэнергии в сетях (35-0,4 кВ) РЭК: ОАО «Северэлектро», ОАО «Жалалабадэлектро», ОАО «Ошэлектро», ОАО «Востокэлектро». \*

Как можно заметить, у всех компаний наблюдается положительная динамика (т.е. снижение потерь электроэнергии). Несмотря на положительную динамику, фактические потери в сети 35-0.4 кВ очень высоки. Приведем простой пример: из 100% электроэнергии передаваемой по сетям. - 50% потребляется в отопительный период (5 месяцев) где технические потери могут достигать 15%, а за остальное время (7 месяцев), - 50% электроэнергии будет потребляется максимум 8% потерей в сетях. Из этого следует, что 15%

*Примечание:* выделенные курсивом - плановые показатели.

из 50 равен 7.5%. а 8% из 50 - 4%, что в сумме даст 11,5% технических потерь от всего отпущенного в сети электроэнергии за год. Из изложенного следует, что более 11,5% можно отнести к коммерческим потерям электроэнергии. Это грубый расчет с завышенными техническими потерями, можно обосновать, что этот показатель еще меньше.

При включении коммерческих потерь в норматив, они ложатся бременем на законопослушных потребителей, которые будут оплачивать хищения. Если действовать по справедливости, то коммерческие потери не должны включаться в норматив потерь, а законопослушные потребители не должны компенсировать электросетевым компаниям коммерческие потери. Но с другой стороны, не стоит искать и устранять потерю, если затраты на ее поиск и устранение больше, чем стоимость потери. Для устранения коммерческих потерь до нуля потребовалось бы создание дополнительных подразделений, оснащение их техникой, что в результате привело бы к снижению потерь электроэнергии, но при этом и к росту тарифов. Таким образом, тариф будет ниже, если в него включить некоторую разумную часть коммерческих потерь. Так, в развитых странах хищения, не превышающие 1,5 % энергопотребления физическими лицами, фактически включатся в тариф. Справедливый же путь оказывается дороже. Логично предположить, что чем ниже уровень жизни в стране и регионах страны, тем определенную часть коммерческих потерь необходимо временно включать в норматив.

По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают уровня 4 -5 %. Потери электроэнергии на уровне 10% можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики транспорта электроэнергии по сетям. Превышение этих значений свидетельствует о наличии коммерческих потерь в составе отчеты их потерь. Это подтверждается уровнем потерь электроэнергии в большинстве энергосистем бывшего СССР, который не превышал, как правило. 9.4%.

### Список литературы

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. - 4-е изд., перераб. и доп. -М: ЭНАС. 2012. -376 с.
2. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.
3. Современное состояние и основные направления развития электрических сетей г. Бишкек. // Наука и новые технологии. - Бишкек. 2012. -№4. <http://sapatelectro.com/pdt72.pdf>
4. Финансово-экономические расчеты к Среднесрочной тарифной политике на электрическую энергию на 2014 - 2017 годы.
5. Статистические данные, характеризующие современное положение энергосистемы Кыргызстана.
6. Характерные графики электрических нагрузок потребителей г. Бишкек. / У Вестник КРСУ. -Бишкек. 2013.-Том 13,-№7-С. 80 - 83.
7. Основные закономерности бытового электропотребления г. Бишкек // Известия КГТУ им. И. Раззакова. - Бишкек. 2013. -№29 - С. 83 - 88.

УДК 621.3.014:621.316.1

### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТОКОВ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В ГОРОДСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 0,38 КВ

*Асанов Азамат Курманкулович, ст. преподаватель, КГТУ им. И. Раззакова, Кыргызстан, 720044, г. Бишкек, пр. Мира 66, e-mail: asanov\_ak@mail.ru*

**Аннотация.** Приведена инженерная методика прогнозирования ожидаемого основного и высших гармонических составляющих токов в сетях жилых и общественных зданий, основанная на вероятностно-статистических методах расчета нагрузок.

**Ключевые слова:** Приемник электрической энергии, высшие гармоники, питающая линия, расчетная нагрузка, фазный проводник, нулевой рабочий проводник.

### PREDICTION OF CURRENTS OF HIGHER HARMONICS IN THE URBAN DISTRIBUTION NETWORKS OF 0,38 KV

*Asanov Azamat Kyrmankulovich., senior lecturer, Kyrgyzstan, 720044, c. Bishkek, KSTU named after I.Razzakov, e-mail: asanov\_ak@mail.ru*

**Abstract.** Given an engineering methodology to predict the expected primary and higher harmonic components of currents in networks of residential and public buildings based on probabilistic-statistical methods of calculation of loads.

**Key words:** Receiver of electric energy, harmonics, supply line, rated load, phase conductor, neutral conductor.

На сегодняшний день в жилых и общественных зданиях широко распространены и непрерывно возрастают в количестве сравнительно маломощные бытовые электроприемники (ЭП), которые, в свою очередь, влияют на питающую сеть и определяют их режим работы. Так, по данным [2], в середине 80 годов удельное годовое электропотребление на бытовые нужды в городах в среднем по стране составлял 400 кВт\*ч на человека, а на сегодняшний день среднее удельное электропотребление жилых зданий г. Бишкек – около 200 кВт\*ч/м<sup>2</sup> в год, при средней плотности заселения домов в 15 м<sup>2</sup>/чел. Рост потребности связан с необходимостью создания комфортных условий проживания человека в доме и работы в