

Токоев Маматомур Пирматович – к.т.н., доцент,  
Мамасадыков Улан Курсанбекович – аспирант,  
Рахимов Дилмурад Марипжанович – магистрант,  
Ошский технологический университет

## **ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

*Приводится анализ и основные мероприятия повышения надежности электроснабжения и приведены информация по электрическим сетям Кыргызэнерго.*

*Ключевые слова: Надежность электроснабжения, трансформаторные подстанции, потери электроэнергии, линия электропередачи, учет электроэнергии, энергетическая система.*

Tokoev Mamatomur Pirmatovich - Candidate of Technical Sciences, Professor,  
Mamasadykov Ulan Kursanbekovich - graduate student,  
Rakhimov Dilmurad Maripjanovich - graduate student,  
Osh technological university

## **INCREASING ELECTRICAL SUPPLY RELIABILITY**

*The analysis and the basic measures of increase of reliability of power supply are resulted and the information on electric networks of Kyrgyzenergo.*

*Key words: Reliability of power supply, transformer substations, power losses, power transmission line, electricity accounting, energy system.*

Актуальность задачи обеспечения надежного электроснабжения значительно выросло в последние годы в связи с серьезными не только количественными, но и качественными изменениями потребителей электроэнергии. Для повышения надежности электроснабжения могут быть использованы различные средства. Это связано, с одной стороны, с получением экономического эффекта, в первую очередь за дополнительными затратами на сами средства. Поэтому повышение надежности систем электроснабжения наиболее целесообразно до определенного, оптимального уровня, при котором достигается максимальный суммарный экономический эффект с учетом обеих составляющих.

Различные средства и мероприятия по повышению надежности систем электроснабжения можно разделить на 2 группы – организационно-технические и технические [1].

К организационно-техническим мероприятиям относятся следующее:

Повышение требований к эксплуатационному персоналу, в том числе повышение требований к трудовой и производственной дисциплине, а также повышение квалификации персонала.

Рациональная организация текущих и капитальных ремонтов и профилактических работ, механизация ремонтных работ.

Рациональная организация отыскания и ликвидации повреждений, в частности с использованием специальной аппаратуры; применение специализированного автотрансформатора; диспетчеризация, телемеханизация, радиосвязь и др.; механизация работ по восстановлению линий.

Обеспечения аварийных запасов материалов и оборудования.

К техническим средствам по повышению надежности электроснабжения относятся следующие[1].

- Повышение надежности отдельных элементов сети.
- Сокращение радиуса действия электрических сетей.
- Применение подземных кабельных сетей.
- Сетевое и местное резервирование.
- Автоматизация электрических сетей.

Повышение экономичности электроснабжения потребителей – большая комплексная задача. По существу, с ней тесно связаны задачи повышения качества электроэнергии и надежности электроснабжения. Поэтому рассмотренные выше мероприятия в большинстве случаев одновременно решают задачу повышения экономичности электроснабжения. Весьма важное значение для ее решения имеют мероприятия по снижению потерь электроэнергии и ее рациональному использованию.

Все электроустановки, составляющие систему электроснабжения, в том числе электрические линии и трансформаторы, обладают активными сопротивлениями. Поэтому при передаче, распределении и преобразованиях электрической энергии происходят ее потери. По мере роста нагрузок и присоединения к электрической сети новых потребителей в ней возрастают потери электрической энергии. На предприятиях электрических сетей систематически рассчитывают потерь мощности и энергии, и на основе этих расчетов в необходимых случаях осуществляют мероприятия по снижению потери электроэнергии.

К основным техническим мероприятиям по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях относятся: установка в сетях статических конденсаторов, в том числе батарей с автоматическим регулированием мощности; установка на РТП 110...35/10 кВ трансформаторов с РПН; замена недогруженных и перегруженных трансформаторов на потребительских ТП; повышение пропускной способности сетей путем строительства новых линий подстанций; замена проводов на перегруженных линиях, в том числе замена ответвлений от ВЛ напряжением 0,38 кВ к зданиям; перевод электрических сетей на более высокое номинальное напряжение[2,3].

Наиболее эффективное из этих мероприятий – компенсация реактивной мощности, в первую очередь при помощи статических конденсаторов. Принцип компенсации реактивной мощности параллельно включенными конденсаторами заключается в следующем. Часть мощности, передаваемая по линии, а именно реактивная, не расходуется на теплоту или механическую работу, а является лишь мерой энергии, которой обмениваются магнитные поля источника и приемника. Однако ток, соответствующий реактивной мощности, протекая по линии передачи, вызывает в ней потери мощности и напряжения. Реактивный ток  $I_L$  и, следовательно, ток линии  $I_L$  можно уменьшить, подключив параллельно приемнику емкость  $C$ , в которой будет протекать ток  $I_C$ , направленный противоположно току  $I_L$ . Тогда в линии будет протекать уже меньшей суммарный ток.

При этом угол между напряжением и током уменьшается от  $\varphi$  до  $\varphi_k$ , коэффициент мощности увеличивается от  $\cos\varphi$  до  $\cos\varphi_k$ , коэффициент реактивной мощности уменьшится от  $\operatorname{tg}\varphi$  до  $\operatorname{tg}\varphi_k$ , а потери мощности и напряжения также уменьшатся.

Для обеспечения наивысшей экономической эффективности мощность конденсаторных батарей в сетях напряжением 0,38 кВ нужно выбирать такой, чтобы в часы максимума реактивной нагрузки коэффициент мощности у потребителей был не менее 0,95. При этом коэффициент реактивной мощности  $\operatorname{tg}\varphi$  не должен превышать 0,33.

Установка на подстанциях 110...35/10 кВ трансформаторов с РПН необходима не только для снижения потерь, но в первую очередь для соблюдения у потребителей нормированных отклонений напряжения. Из-за несовпадения фактических и расчетных нагрузок некоторые трансформаторы эксплуатируемой сети могут быть недогружены,

причем в последующие годы рост нагрузки этих трансформаторов маловероятен. В этом случае целесообразно заменить трансформатор на аппарат меньшей мощности. При замене снижаются потери холостого хода, но увеличиваются потери в обмотках трансформатора. С учетом этого обстоятельства можно определить предельную загрузку установленного трансформатора, при которой целесообразно замена на трансформатор меньшей мощности.

Повышение пропускной способности сетей путем строительства новых линий и подстанций, а также замены проводов на перегруженных линиях осуществляют, как правило, в процесс обновления сети по специальным проектам. Что касается перевода электрической сети на более высокое номинальное напряжение, то применительно к городским распределительным сетям, речь практически может идти лишь о переводе сохранившихся в отдельных районах сетей напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ.

По этому вопросу собраны материалы для анализа по электрическим сетям 10,6 и 0,4кВ на предприятиях электрических сетей АО «Кыргызэнерго», которые отражены в табл.1.

**Таблица 1**

**Информация по электрическим сетям**

ПЭС	Состоит на конец отчетного года ВЛ по трассе (км)						Всего по цепям ВЛ, км	КЛ, км
	Одноцепные линии			Двухцепные линии				
	на метал. опорах	на ж/б опорах	на дерев. опорах	на метал. опорах	на ж/б опорах	на дерев. опор-ах		
Ошское ПЭС:								
10 кВ		2784	3150				5934	93
6 кВ		231	281				512	122
6+10 кВ		3015	3481				6446	215
0,4 кВ		1678	4497				6175	120
10+6+0,4 кВ		4693	7928				12621	335
Дж-Абадское ПЭС:								
10 кВ		2143	2125			9	4277	22
6 кВ	17	317	222				556	55
6+10 кВ	17	2460	2347			9	4833	77
0,4кВ	1	1329	3584				4914	130
10+6+0,4 кВ	18	3789	5931			9	9747	207
Бишкекское ПЭС:								
10 кВ		196	9		2		207	266
6 кВ		56	39				95	591
6+10 кВ		252	48		2		302	857
0,4 кВ		1138	777				1915	641
10+6+0,4 кВ		1390	825		2		2217	1498
Чуйское ПЭС:								
10 кВ		3314	1738			1	5053	124
6 кВ		174	241				415	41
6+10 кВ		3488	1979			1	5468	165
0,4 кВ		2110	4717				6827	66
10+6+0,4 кВ		5598	6696			1	12295	231

Следует отметить, что из числа действующих распределительных сетей значительная их часть подлежит замене или реконструкции. Так, техническое состояние электрических сетей 0,4-10 кВ, находящихся на балансе АО «Кыргызэнерго» на начало 2001 г., представлено в табл.2.

Таблица 2

**Техническое состояние электрических сетей 0,4-10 кВ**

Наименование ПЭС	Всего, км	ВЛ 6-10 кВ, в том числе				Всего, км	ВЛ 0,4 кВ, в том числе			
		в хор. сост.	в удовл. сост.	треб. восст.	%		в хор. сост.	в удовл. сост.	треб. восст.	%
Ошское	6446	3162	1117	2167	34	6175	1946	1321	2908	47
Дж-Абадское	4833	1824	2638	371	8	4914	1890	2079	945	19
Чуйское	5468	2197	1849	1422	26	6827	1951	2361	2515	37
Бишкекское	302	179	85	38	13	1915	341	1187	387	20

Наименование ПЭС	Всего, км	КЛ 6-10 кВ, в том числе				Всего, км	КЛ 0,4 кВ, в том числе			
		в хор. сост.	в удовл. сост.	треб. восст.	%		в хор. сост.	в удовл. сост.	треб. восст.	%
Ошское	215	17	60	138	64	120	1	26	93	77
Дж-Абадское	77	10	59	8	10	130	1	117	12	9
Чуйское	165	46	91	28	17	66	7	46	13	20
Бишкекское	857	265	333	259	30	641	180	304	157	24

Рыночные отношения требуют значительного повышения надежности электроснабжения потребителей. В случае неисполнения или ненадлежащего выполнения обязательств по договору энергоснабжения сторона, нарушившая обязательства, должна возместить причиненный ущерб. Это означает, что в случае возникновения ущерба у потребителя при перерыве электропитания по вине энергоснабжающей организации последняя обязана компенсировать потребителю этот ущерб.

Рациональное использование электроэнергии предполагает прежде всего улучшение работы ее приемников. При этом технико-экономические расчеты нужно выполнять для всей системы электроснабжения, то есть ее производства, распределения и применения. Экономический эффект должен быть определен в масштабе всей энергосистемы, а не отдельного хозяйства.

Для рационального использования электроэнергии важное значение имеет нормирование ее расхода, то есть установление норм удельного расхода.

Электроэнергетика является основой развития промышленности, транспорта, коммунального и сельского хозяйства и служит базой для повышения технико-экономического потенциала страны. От надежной работы электрических станций и электроэнергетических систем зависит надежность электроснабжения потребителей, которая в конечном счете влияет на функционирование всей экономики страны.

Электроэнергетические системы являются динамическими системами сложного типа, состоящими из большого числа составляющих элементов (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, коммутационные аппараты и др.). При этом сложность системы определяется не только числом элементов, но главным образом наличием связей между ними. Для ЭЭС сложность определяется тем, что все ее

элементы функционально связаны единством процесса производства, распределения и потребления электрической энергии.

Объединение электроэнергетических систем и создание такого органически взаимосвязанного комплекса ЭЭС, как Объединенная энергосистема Центральной Азии (ОЭС ЦА), способствуют повышению надежности электроснабжения за счет возможности взаимопомощи энергосистем друг другу в аварийных ситуациях и других непредвиденных отклонениях от планируемого баланса мощности и энергии.

Сегодня ОЭС ЦА связывает юг Казахстана, Кыргызстан, Узбекистан и Таджикистан и имеет общий операционный режим и координированное руководство диспетчерской службой, общую систему планирования межсистемных перетоков, а также интегрированную систему информационных каналов и необходимого технического контроля. Через систему Казахстана ОЭС ЦА работает параллельно с Единой энергосистемой России. Это также повышает надежность энергоснабжения в регионе. Проблема оценки и выбора рациональной степени надежности электрических станций и электроэнергетических систем является одной из наиболее важных проблем на современном уровне развития электроэнергетики. Этим и определяется повышенный интерес к проблеме надежности в последние годы как в нашей стране, так и за рубежом. Оценка надежности электроснабжения должна производиться на стадиях разработки элементов, планирования развития электроэнергетических систем, проектирования отдельных систем и объектов, а также в процессе эксплуатации. Даже при хорошем качестве оборудования и высоком уровне эксплуатации отказы оборудования в работе неизбежны в силу ряда объективных причин случайного характера и, прежде всего, из-за того, что в условиях эксплуатации оборудование может подвергаться нерасчетным воздействиям, учет которых при его разработке потребовал бы введения неоправданно больших запасов.

Сформулируем три основные практические задачи анализа надежности ЭС и ЭЭС:

- 1) оценка показателей надежности для существующих и создаваемых установок или оборудования;
- 2) обеспечение заданного уровня надежности оборудования и установок;
- 3) выбор технических решений и оптимизация уровня надежности.

Решение основных задач надежности ЭЭС предусматривает достижение оптимального соотношения между затратами на производство, передачу и распределение электроэнергии и технико-экономическими последствиями от недоотпуска электроэнергии, для чего необходимо достоверное прогнозирование показателей надежности электрических станций, электрических систем и узлов электропотребления.

#### **Выводы:**

Для повышения надежности распределительных сетей наряду с известными мероприятиями необходимо также уменьшить вызывающие различными параметрами перерывы в подаче электроэнергии потребителей с применением современной автоматизации и телемеханизации электрических сетей.

#### **Литература:**

1. **Алексеев, В.В.**, Перспективы развития альтернативной энергетики и её воздействие на окружающую среду [Текст] / Н.А. Рустамов, К.В. Чекарев, Л.А. Ковешников // Москва Казивели: МГУ им. Ломоносова, НАН Украины, Морской гидрофизический институт, 1999. С. 92-129.
2. **Алферов, Ж.И.** Пути использования солнечной энергии [Текст] / В.М. Андреев., Ю.М. Задиранов и др. // Тез. докл. конф. ИХФ АН СССР, Черноголовка, 1981, С. 10-11.
3. Национальная энергетическая программа КР 2008-2010 гг.