



## Технико-экономическая целесообразность использования Сетевого Энергосберегающего Блока ENERGY-S

Известно, что электрическая энергия производится, передается, распределяется и потребляется в основном на переменном токе. На переменном токе, в отличие от постоянного, помимо активного сопротивления необходимо также учитывать индуктивные и ёмкостные сопротивления, называемые реактивными.

Полученные результаты технико-экономической оценки компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях 10(6)-0,4 кВ могут быть использованы в практической работе электросетевых компаний при оптимизации режимов работы в зависимости от конкретных нагрузок и параметров распределительных электрических сетей.

Все без исключения электроприемники переменного тока являются потребителями и реактивной мощности (РМ). Потребителями РМ являются приемники электроэнергии, которые по принципу своего действия используют переменное магнитное поле: асинхронные двигатели, индукционные печи, сварочные трансформаторы, выпрямители и т.п., а также звенья электрической сети - трансформаторы, линии электропередачи, реакторы и другое оборудование.

По оценке [1] около 60% всей реактивной мощности, связанной с образованием переменных магнитных полей, потребляют асинхронные двигатели и около 25% - трансформаторы.

Потребление активной (АМ) и реактивной мощности всегда сопровождается потерями. В масштабе электрической системы потерями считаются АМ и РМ, расходуемые в элементах и электрооборудовании электрической сети (в воздушных и кабельных линиях, силовых трансформаторах, реакторах и в другом оборудовании понижающих подстанций).

Заметим существенную разницу в соотношении потребления и потерь АМ и РМ. Основная часть АМ потребляется электроприемниками и лишь незначительная (около 10%) теряется в элементах сети. РМ в элементах сети и электрооборудовании обычно соизмерима по величине с активной мощностью, потребляемой электроприемниками.

АМ вырабатывается только генераторами электростанций. РМ вырабатывается генераторами электростанций (синхронными двигателями станций в режиме перевозбуждения), а также дополнительными источниками: емкостью воздушных и кабельных линий, синхронными компенсаторами, батареями конденсаторов.

Передача РМ от генераторов электростанций по электрической сети к потребителям вызывает в сети затраты АМ в виде потерь и дополнительно загружает элементы электрической сети, снижая их общую пропускную способность. Поэтому, как правило, увеличение выдачи РМ генераторами станций с целью доставки ее потребителям нецелесообразно, а наибольший экономический эффект достигается при размещении компенсирующих устройств вблизи потребляющих РМ электроприемников [2].

При разработке балансов мощностей в электрической сети должен составляться баланс АМ и РМ сети, чтобы их потребление, включая потери в сети, было обеспечено генерацией АМ и РМ на электростанциях системы, передачей из соседних энергосистем и другими источниками РМ. При этом должен быть обеспечен резерв на случай работы в условиях послеаварийного или ремонтного режимов.

При оценке потребляемой РМ применяется коэффициент мощности  $\cos \varphi = P / S$ , где  $P$ ,  $S$  - соответственно величины активной и полной мощности.

Коэффициент мощности является недостаточной характеристикой потребляемой реактивной мощности, так как при значениях  $\cos \varphi$ , близких к единице, потребляемая РМ еще достаточно велика. Так, например, при высоком значении  $\cos \varphi = 0,95$  потребляемая нагрузкой РМ составляет 33% потребляемой АМ (табл. 1). При  $\cos \varphi = 0,7$  величина потребляемой РМ практически равна величине АМ.

Наиболее удачным показателем, характеризующим величину потребления РМ, является коэффициент РМ  $\operatorname{tg} \varphi = Q/P$ , где  $Q$ ,  $P$  - соответственно величины РМ и АМ. Передача РМ к потребителю и ее потребление в сети приводят к дополнительным потерям АМ в распределительных электрических сетях. В табл. 2 приведен пример расчета полезной АМ у потребителя при передаче по сети неизменной АМ ( $P = 100\%$ ) при различных  $\cos \varphi$  и условии, что при передаче этого количества мощности потери АМ в сети при  $\cos \varphi = 1$  равны  $\Delta P = 10\%$ . Потери АМ в электрической сети:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U^2} R = \frac{P^2 R}{U^2} \cdot \frac{1}{\cos^2 \varphi}, \quad (1)$$

где

$P$ ,  $Q$ ,  $U$  - соответственно АМ, РМ и напряжение в сети;

$R$  - эквивалентное активное сопротивление сети;

$\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент РМ в сети;

$\cos \varphi$  - коэффициент мощности в сети.

Из выражения (1) следует, что при неизменных параметрах передаваемой мощности ( $P$ ), напряжении ( $U$ ) и сопротивлении сети ( $R$ ) величина потерь АМ в сети обратно пропорциональна квадрату коэффициента мощности передаваемой нагрузки, или

$$\Delta P = f \left( \frac{1}{\cos^2 \varphi} \right).$$

Используя эту зависимость, в табл. 2 определены значения активных потерь в сети при различных  $\cos \varphi$  и неизменной АМ, передаваемой по сети.

Из расчетов табл. 2 видно, что потери АМ в электрической сети быстро растут с понижением  $\cos \varphi$ . При  $\cos \varphi = 0,5$  они достигают 40%, а при  $\cos \varphi = 0,316$  вся АМ, передаваемая по сети, расходуется на потери в ней. При этом величина РМ почти в 3 раза превышает АМ.

## ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ $\cos \varphi$

Экономическое значение активных потерь электроэнергии при передаче и потреблении РМ рассмотрим на примере сетей 10(6)-0,4 кВ региональных сетевых компаний (РСК) РАО «ЕЭС России».

Примем наиболее характерный, средневзвешенный  $\cos \varphi = 0,85$  в распределительных электрических сетях 10(6)-0,4 кВ РСК [3, 4].

Согласно [8] отпуск электроэнергии в сети РСК холдинга РАО «ЕЭС России» в 2007 г. составил 742,5 млрд кВт·ч. Из этого количества электроэнергии через сети 10(6)-0,4 кВ отпущено около 50% электроэнергии или 370 млрд кВт·ч. Потери электроэнергии в сетях 10(6)-0,4 кВ РСК по оценке 2007 г. составили 11,6%:

$$\Delta W_{\text{факт}}^{10(6)-0,4} = 370 \cdot 0,116 = 43 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Примем, что за счет мероприятий по оптимизации балансов РМ в сети  $\cos$  повышен на 0,01. Тогда прогнозируемые потери электроэнергии уменьшатся до величины:

$$\Delta W_{\text{прогноз}}^{10(6)-0,4} = 43 \cdot 10^9 \frac{0,85^2}{0,86^2} = 42 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Следовательно, можно ориентировочно считать, что повышение коэффициента мощности в целом в электрических сетях 10(6)-0,4 кВ РСК на 0,01 (1,2%) приведет к экономии 1 млрд кВт·ч электроэнергии, что при средней стоимости 1 кВт·ч на ОРЭ России в 2007 г. в размере 0,68 руб. составит годовую экономию 680 млн руб. или более 28 млн долл. США в год. Этим не исчерпывается экономическое значение повышения коэффициента мощности. Повышение коэффициента мощности на 0,01 в сетях 10(6)-0,4 кВ РСК высвобождает мощности генераторов на электростанциях около 150 тыс кВт. Если учесть, что для производства 1,1 млрд кВт·ч электроэнергии нужно иметь около 0,370 млн т условного топлива, которое необходимо получить из недр земли, затратить большой труд на добычу и доставку к электростанции, обеспечив выработку электроэнергии, то можно представить всю экономическую выгоду в экономике от уменьшения потребления РМ [5-8]. Повышенное потребление РМ из сети при низких значениях  $\cos \varphi$  вызывает необходимость увеличения сечений проводов и кабелей в электрических сетях для уменьшения потерь. При  $\cos \varphi = 0,7$  вызываемый перерасход цветных металлов (меди и алюминия) составит более 50% [1].

Низкий  $\cos \varphi$  приводит к излишней нагрузке передачей РМ понижающих подстанций, поэтому необходимо увеличивать мощность трансформаторов или их количество. Повышенная нагрузка сетей реактивным током вызывает понижение напряжения в сети, а резкие колебания значения РМ - колебания напряжения в сети и, как следствие, ухудшение качества электроэнергии, отпускаемой потребителям.

Значение РМ в зависимости от  $\cos \varphi$  (в процентах активной мощности)

Таблица 1 ■

$\cos \varphi$	1,0	0,99	0,97	0,95	0,94	0,92	0,9	0,87	0,85	0,8	0,7	0,5	0,316
$\text{tg} \varphi$	0	0,14	0,25	0,33	0,36	0,43	0,484	0,55	0,6	0,75	1,02	1,73	3,016
Q, %	0	14	25	33	36	43	48,4	55	60	75	102	173	301,6

Значения активных потерь в сети при различных  $\cos \varphi$  и неизменной АМ, передаваемой по сети

Таблица 2 ■

$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$	Мощность, P, %		Активные потери, P, % $\Delta P\% = 10\%: \cos^2 \varphi$	Полезная активная мощность у потребителя (P - ΔP) в % от P
		Реактивная, Q = P tgφ	Полная, S = P/cosφ		
1	0	0	100	10	90
0,9	0,484	48,4	111,1	12,3	87,7
0,8	0,75	75	125	15,6	84,4
0,7	1,02	102	142,9	20,4	79,6
0,5	1,732	173,2	200	40	60
0,316	3,016	301,6	316,5	~100	0

## ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОЙ СТЕПЕНИ КОМПЕНСАЦИИ РМ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

В течение длительного времени не уделялось должное внимание проблемам компенсации РМ (СЭБ) в распределительных электрических сетях напряжением 10(6)-0,4 кВ.

Объяснялось это тем, что коммунально-бытовая нагрузка носила преимущественно активный характер из-за особенностей используемых электроприемников (лампы накаливания, электроплиты, электронагреватели и т.п.) [3].

В настоящее время характер коммунально-бытовой нагрузки кардинально изменился в результате широкого распространения новых типов электроприемников (микроволновых печей, кондиционеров, морозильников, люминесцентных светильников, стиральных и посудомоечных машин, персональных компьютеров и др.), потребляющих из питающей сети наряду с АМ также и значительную РМ. Еще в 1987 году Министерством энергетики и электрификации СССР [9] была установлена степень СЭБ в размере  $\cos \varphi = 0,858$  ( $\text{tg} \varphi = 0,6$ ). При этом по различным экспертным оценкам коэффициент мощности в

распределительных электрических сетях имеет значение примерно 0,8-0,85 ( $\text{tg } \varphi = 0,75-0,62$ ).

В 2007 году в РФ [10] требование к минимальному значению коэффициента РМ для точек присоединения потребителя к электрической сети 10(6)-0,4 кВ было значительно ужесточено и установлен  $\cos \varphi = 0,944$  ( $\text{tg } \varphi = 0,35$ ) для сети 0,4 кВ и  $\cos \varphi = 0,93$  ( $\text{tg } \varphi = 0,4$ ) для сети 6-20 кВ

Как известно, применение СЭБ позволяет значительно улучшить технико-экономические показатели работы распределительных электрических сетей напряжением 10(6)-0,4 кВ за счет:

- 1) уменьшения потерь АМ;
- 2) увеличения пропускной способности понижающих трансформаторов 10(6)/0,4 кВ;

### Понижающие трансформаторы 10(6)/0,4 кВ

Потери АМ в трансформаторах характеризуются более сложной зависимостью по сравнению с линиями электропередачи:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{\text{хх}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}), \quad (5)$$

где  $\Delta P_{\text{хх}}$  – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$  – потери короткого замыкания, кВт;

$\beta = S / S_{\text{нт}}$  – коэффициент загрузки трансформатора полной мощностью.

При полной КРМ на стороне 0,4 кВ потери АМ уменьшатся и станут равными:

$$\Delta P'_T = N \cdot (\Delta P_{\text{хх}} + \alpha^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}), \quad (6)$$

где  $\alpha = P / S_{\text{нт}}$  – коэффициент загрузки трансформатора АМ.

Соотношение данных потерь можно определить из следующего выражения:

$$K_n = (\Delta P_{\text{хх}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) / (\Delta P_{\text{хх}} + \alpha^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = \\ = (1 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} / \Delta P_{\text{хх}}) / (1 + \alpha^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} / \Delta P_{\text{хх}}). \quad (7)$$

В частном случае при загрузке трансформаторов на номинальную мощность имеем:  $\beta = 1$ ,  $\alpha = P / S_{\text{нт}} = \cos \varphi$ . Тогда последнее выражение может быть приведено к виду:

$$K_n = (1 + K_p) / (1 + K_p \cdot \cos^2 \varphi), \quad (8)$$

где  $K_p = \Delta P_{\text{кз}} / \Delta P_{\text{хх}} = 6,0$  – коэффициент, характеризующий соотношение потерь короткого замыкания и потерь холостого хода в трансформаторах мощностью 400–1000 кВА.

Анализ данных, приведенных в табл. 3 и 4, показывает, что за счет потерь холостого хода, которые не зависят от нагрузки, степень снижения потерь АМ в трансформаторах при установке СЭБ будет несколько меньше, чем в кабельных или воздушных линиях. Таким образом, потери АМ в понижающих трансформаторах 10(6)/0,4 кВ после установки СЭБ могут быть снижены в 1,31-1,44 раза, или на 24-31%.

### УМЕНЬШЕНИЕ ПОТЕРЬ АМ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 0,38 кВ

Известно, что основные потери электроэнергии приходятся на распределительные сети напряжением 0,4 кВ. Рассчитать эти потери можно по выражениям, приведенным выше для сети 6-10 кВ.

При этом установка СЭБ на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ не приведет к значительному снижению потерь АМ в распределительной сети 10(6)-0,4 кВ. Это может быть достигнуто только при установке СЭБ на вторичных вводных распределительных пунктах 0,38/0,22 кВ в местах непосредственного потребления РМ.

Затраты на возмещение потерь электроэнергии от передачи РМ Q по элементу сети 0,4 кВ длиной L и удельным активным сопротивлением  $R_o$  определяются из выражения:

$$Z_s = (Q^2 \cdot R_o \cdot L \cdot t \cdot C \cdot 10^{-3}) / U_n^2, \quad (9)$$

где t - время максимальных потерь для коммунально-бытовой нагрузки;  
C - стоимость покупки потерь электроэнергии электросетевой организацией у энергоисточников, руб./кВт·ч.

В качестве примера приведен расчет к обоснованию технико-экономической эффективности СЭБ для воздушной линии 0,4 кВ со следующими усредненными параметрами:  $R_{\text{оср}} = 0,183$  Ом/км,  $X_{\text{оср}} = 0,3$  Ом/км при сечениях от 120 до 185 мм<sup>2</sup>. При расчетах было принято t = 2500 ч, стоимость покупки потерь электроэнергии варьировалась в диапазоне 0,6-1 руб./кВт·ч.

Расчеты показывают, что при величине реактивной нагрузки свыше 100 кВАр и протяженности ВЛ свыше 200 м затраты на установку СЭБ окупаются в срок от года и до 5 лет только за счет уменьшения потерь АМ в сети.

Следует отметить, что, по данным VDEW (Association of German Power Supply Companies), в распределительных электросетях Германии, благодаря СЭБ до средневзвешенного значения  $\cos \varphi = 0,9$ , только в 1999 году было сэкономлено порядка 9 млрд кВт·ч активной энергии, что составило более 20% от суммарного (36,4 млрд кВт·ч) объема транзитных потерь [11].

### УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10(6)/0,4 кВ

Увеличение электропотребления (в том числе и по причине роста потребления реактивной мощности, как было отмечено выше) приводит к необходимости строительства новых подстанций. В связи с этим оценим эффективность СЭБ как альтернативу строительству новых ТП.

Удельные затраты на сооружение ТП (с учетом строительно-монтажных работ) составляют приблизительно 4000-5000 руб./кВА. Тогда при предшествующем, до установки СЭБ, коэффициенте мощности  $\cos \varphi = 0,8$  получим условие эффективности установки СЭБ:  
 $K_{\text{БК}} < (1333.1666)$  руб./кВА.

Таким образом, применение СЭБ позволит более рационально использовать средства, полученные в качестве платы за подключение дополнительных мощностей потребителей к распределительным электрическим сетям.

### СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ (ПАДЕНИЯ) НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

#### Потери напряжения в кабельных (воздушных) линиях

Потери напряжения в кабельной (воздушной) линии определяются по формуле:

$$\Delta U_n [\%] = (P \cdot R_o + Q \cdot X_{\text{оср}}) \cdot L / (10 \cdot U_n^2), \quad (16)$$

где  $R_o$  - удельное активное сопротивление кабельной (воздушной) линии, Ом/км;  
 $X_{\text{оср}}$  - среднее удельное индуктивное сопротивление кабельной (воздушной) линии, Ом/км (для воздушных линий  $X_{\text{оср}} = 0,3$  Ом/км, а для кабельных линий  $X_{\text{оср}} = 0,06$  Ом/км [3]);  
 $U_n$  - номинальное напряжение распределительной сети, кВ.



Для кабельных линий с алюминиевыми жилами сечением 120- 240 мм<sup>2</sup> удельное активное сопротивление изменяется в пределах 0,258-0,129 Ом/км, что превышает удельное индуктивное сопротивление в 4,3-2,15 раза. Следовательно, потери напряжения в кабельных линиях зависят в большей степени от передаваемой АМ. Поэтому СЭБ в кабельных сетях не приведет к заметному изменению диапазона регулирования напряжения.

У воздушных линий соотношение активного и индуктивного сопротивлений носит иной характер и в диапазоне сечений алюминиевых проводов 120-240 мм<sup>2</sup> составляет 0,837-0,41. Это означает, что потери напряжения в воздушных линиях 0,4 кВ существенно зависят от протекающей по ним РМ, что подтверждается данными табл. 6.

В настоящее время в городах и пригородах России наблюдается небывалый объем индивидуального жилищного строительства, в том числе и целых массивов коттеджей, имеющих значительную электрическую нагрузку. Из-за обширной территории, занимаемой этими массивами, и из экономических соображений (стоимость сооружения кабельных линий весьма высока) их электроснабжение осуществляется преимущественно воздушными линиями, имеющими довольно высокий процент падения напряжения.

В максимум нагрузки в осенне-зимний период на вводах в жилые помещения в отдельных регионах наблюдаются крайне низкие уровни напряжений (до 160-170 В), т. е. отклонение напряжения у потребителей в 2-3 раза превышает допустимое по ГОСТ 13109-97, что не позволяет обеспечить нормальную работу электроприемников и зачастую приводит к выходу их из строя. В связи с этим многие индивидуальные потребители вынуждены приобретать и устанавливать достаточно мощные стабилизаторы напряжения для поднятия уровня напряжения. Однако стабилизаторы напряжения, являясь электроприемниками с достаточно низким коэффициентом мощности, способствуют еще большему росту потерь напряжения.

Следовательно, оптимальным выходом из создавшегося положения является, как упоминалось, расширение сферы установки СЭБ в распределительной сети 0,38/0,22 кВ. Во многих развитых странах для исключения подобной ситуации электроснабжение нагрузки, распределенной по значительной территории, осуществляется на высоком напряжении воздушными линиями. Электроснабжение потребителей в этом случае осуществляется с помощью столбовых понижающих трансформаторов малой мощности.

### **Потери напряжения в понижающих трансформаторах 10(6)/0,4 кВ**

Потери напряжения в понижающих трансформаторах 10(6)/0,4 кВ определяются из выражения:

$$\Delta U_T [\%] = (P \cdot R_T + Q \cdot X_T) / (10 \cdot U_n^2), \quad (17)$$

где  $R_T$  - активное сопротивление трансформатора, Ом;

$X_T$  - индуктивное сопротивление трансформатора, Ом;

$U_n$  - номинальное напряжение сети, к которому приведены  $R_T$  и  $X_T$ , кВ;

$P$ ,  $Q$  - соответственно активная (кВт) и реактивная (кВАр) нагрузки трансформатора.

В табл. 7 приведены значения потерь напряжения  $\Delta U_T$  (%) в понижающих трансформаторах 10/0,4 кВ при варьируемой мощности БК на стороне 0,4 кВ.

Из приведенных данных следует, что технически наиболее целесообразно применять СЭБ на стороне 0,4 кВ. В этом случае диапазон регулирования напряжения за счет снижения потерь напряжения в понижающих трансформаторах увеличивается в среднем на +3,4%.

### **СИММЕТРИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ В СЕТЯХ С РАЗБАЛАНСИРОВАННОЙ НАГРУЗКОЙ**

Различная энергетическая оснащенность отдельных квартир в многоэтажных домах или частных домостроениях привела к росту не симметрии нагрузок.

Из-за не симметрии, вызванной большим количеством однофазных потребителей, в нулевом проводе магистральных кабельных и воздушных линий 0,38/0,22 кВ протекают значительные токи, соизмеримые по величине с фазными, которые приводят к дополнительным потерям мощности.

Включение СЭБов разной мощности для симметрирования режима непосредственно на фазные напряжения позволит уменьшить токи нулевой последовательности до допустимого значения и обеспечить одновременно компенсацию реактивной мощности.

Для таких сетей с разбалансированной нагрузкой разработаны схемы управления однофазными СЭБ контроллерами (например, типа ENERGY-S). При этом каждый из регуляторов независимо друг от друга коммутирует емкость конденсаторов в контролируемой фазе в соответствии с измеренной в четырех квадрантах комплексной плоскости величиной угла  $\varphi$ .

## ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник по электропотреблению в промышленности / Под ред. Г.П. Минина и Ю.В. Копытова. - М.: Энергия, 1978. - 496 с.
2. Паули В.К., Воронников Р.А. Компенсация реактивной мощности как эффективное средство рационального использования электроэнергии // Энергоэксперт. - 2007. - № 2.
3. Положение о порядке расчета и обоснования нормативов технологических потерь (расходов) электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям / Приказ Минпромэнерго России от 04.10.2005 № 267, рег. № 7122 от 28.10.2005 Минюста России.
4. Железко Ю.С. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38-20 кВ по обобщенным параметрам схем // Электрические станции. - 2006. - № 1.
5. Компенсация реактивной мощности. Матик-электро (проспект). - М.: 2007.
6. Решение задач по нормализации потоков реактивной мощности в распределительных электрических сетях // Энергоэксперт. - 2007. - № 2.
7. Железко Ю.С. Новые нормативные документы, определяющие взаимоотношения сетевых организаций и покупателей электроэнергии в части условий потребления реактивной мощности. Материалы шестого научно-технического семинара «Нормирование и снижение потерь электрической энергии в электрических сетях - 2008» (сборник докладов). - М.: Диалог-электро, 2008, С. 12-15.
8. Глушков В.М., Грибин В.П. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий. - М.: Энергия, 1975. - 103 с.
9. Нормативы уровня компенсации реактивной мощности в электрических сетях министерств и ведомств на период до 2000 г. Министерство энергетики и электрификации СССР. - 1987.
10. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоры энергоснабжения). Утвержден приказом Минпромэнерго России от 22.02.2007 № 49.

Г. Москва  
ENERGY-S LTD