

## **Módulo 7 – Anexo VII - Cálculo da Viabilidade**

<b>Revisão</b>	<b>Motivo da Revisão</b>	<b>Instrumento de aprovação pela ANEEL</b>	<b>Data de vigência</b>
2	Primeira versão aprovada (após realização da AP 073/2012)	Resolução Normativa nº 556/2013	02/07/2013
1	Primeira revisão - Correções e aperfeiçoamentos	Publicação de Retificação no Diário Oficial da União	27/09/2013
2	Segunda revisão aprovada (após realização da AP 075/2017)	Resolução Normativa nº 830/2018	05/11/2018

### **SEÇÃO 7.0 – Introdução**

#### **1 APRESENTAÇÃO**

1.1 Este módulo ([Título]) trata dos diferentes fatores e formas de cálculo da viabilidade econômica de um projeto realizado no âmbito do PEE.

#### **2 OBJETIVO**

2.1 Estabelecer as diretrizes e procedimentos para o cálculo da viabilidade econômica dos projetos do PEE.

#### **3 ABRANGÊNCIA**

3.1 As diretrizes deste módulo se aplicam a todos os projetos do PEE.

#### **4 CONTEÚDO**

4.1 Este módulo é composto de 3 (três) seções, além da Introdução:

a) Seção 7.0 – INTRODUÇÃO.

b) Seção 7.1 – REGRA GERAL – estabelece a regra que deve nortear o cálculo da viabilidade econômica para os projetos ao PEE.

c) Seção 7.2 – OUTROS BENEFÍCIOS MENSURÁVEIS – estabelece como incorporar outros benefícios mensuráveis, além dos energéticos, no cálculo da viabilidade.

d) Seção 7.3 – BENEFÍCIOS NÃO MENSURÁVEIS – estabelece como deverá ser feita a avaliação de projetos cuja mensuração dos benefícios energéticos seja de difícil concepção e execução.

## **5 DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO**

5.1 Foram incluídos os itens 3.2 e 3.8.5 da Seção 7.1.

5.2 Foi excluído o item 3.9.12 da Seção 7.1.

5.3 Foram alterados os itens 3.6 alínea (a), 3.83, 3.8.4, .3.9.9, 3.10.6, 3.10.7, 3.10.8 e 3.12.2.1.

## **SEÇÃO 7.1 – REGRA GERAL**

### **1 OBJETIVO**

1.0 Estabelecer a regra que norteia o cálculo da viabilidade econômica dos projetos do PEE.

### **2 ABRANGÊNCIA**

2.1 As regras estabelecidas nesta seção aplicam-se a todos os projetos do PEE.

2.2 Algumas outras regras para situações específicas serão estabelecidas nas outras seções deste módulo.

### **3 CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS**

3.1 O principal critério para avaliação da viabilidade econômica de um projeto do PEE é a relação custo benefício (RCB) que ele proporciona. O benefício considerado é a valoração da energia economizada e da redução da demanda na ponta durante a vida útil do projeto para o sistema elétrico. O custo são os aportes feitos para a sua realização (do PEE, do consumidor ou de terceiros).

3.2 Enquanto não se dispuser dos custos marginais de expansão, deverá ser usada a estrutura de valores da tarifa diferenciada (azul para AT e branca para BT), para cada subgrupo tarifário e distribuidora, homologada pela ANEEL, conforme as metodologias apresentadas neste módulo.

3.3 Outros benefícios (mensuráveis e não mensuráveis) podem ser levados em consideração em situações específicas, conforme estabelecido nas Seções seguintes.

3.4 Dois tipos de avaliação quanto aos dados disponíveis devem ser feitos pela proponente ao longo projeto:

a) Avaliação ex ante, com valores estimados, na fase de definição, quando se avaliam o custo e benefício baseado em análises de campo, experiências anteriores, cálculos de engenharia e avaliações de preços no mercado, e

b) Avaliação ex post, com valores mensurados, consideradas a economia de energia e a redução de demanda na ponta avaliadas por ações de Medição e Verificação e os custos realmente despendidos.

3.5 Dois tipos de estudo quanto ao recurso considerado devem ser feitos nas duas situações descritas acima:

a) Ponto de vista do PEE, onde os benefícios são comparados aos custos aportados pelo PEE, e

b) Ponto de vista do projeto, onde os benefícios são comparados a todos os recursos aportados por todos os agentes envolvidos – PEE, consumidor e terceiros.

3.6 Adicionalmente, dois tipos de estudo podem ser feitos, considerando a ótica de quem avalia:

a) Ótica do sistema elétrico (sociedade), valorando a economia de energia e redução de demanda pelo custo marginal de ampliação do sistema ou tarifa azul ou branca (enquanto o custo marginal não estiver disponível), ou tarifa do sistema de bandeiras tarifárias de energia, conforme estabelecido no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET); e

b) Ótica do consumidor, valorando estas grandezas pelo preço pago pelo consumidor.

3.7 Para avaliar a viabilidade econômica do projeto realizado no âmbito do PEE, será considerada a ótica do sistema elétrico, exceto no caso de Fontes Incentivadas, onde se pode tomar como referência o preço efetivamente pago pelo consumidor.

### 3.8 Critério chave de avaliação

3.8.1 A racionalidade da avaliação de um projeto de eficiência energética feito com recurso advindo do conjunto dos consumidores de energia elétrica consiste em saber se o benefício auferido é maior que aquele que haveria se o recurso tivesse sido empregado na expansão do sistema elétrico.

3.8.2 Assim, considera-se que o benefício apurado com a valoração da energia e da demanda reduzidas ao custo unitário marginal de expansão do sistema deve ser no mínimo 25% maior que o custo do projeto. Em outras palavras, a relação custo-benefício do projeto deve ser igual ou inferior a **0,8** (oito décimos).

3.8.3 Portanto, o critério chave que norteia a avaliação econômica de viabilidade de um projeto do PEE é que a RCB calculada pela ótica do sistema elétrico e do ponto de vista do PEE seja igual ou inferior a **0,8** (oito décimos).

3.8.4 No caso dos Contratos de Desempenho Energético, que contemplam compromissos de pagamentos futuros, admite-se RCB menor ou igual a 0,9 (nove décimos).

3.8.5 Para projetos com Fontes Incentivadas, devido as tarifas e enquadramento diferenciados, a título de incentivo, admite-se RCB menor ou igual a 1,0 (um).

### 3.9 Energia Economizada e Redução de Demanda na Ponta

3.9.1 A energia economizada, medida em MWh, e a redução de demanda no horário de ponta (posto tarifário ponta), medida em kW, são os principais indicadores quantitativos para projetos de eficiência energética.

3.9.2 Para a avaliação ex post, após a conclusão do projeto, estes valores deverão ser mensurados por meio de práticas adequadas de Medição e Verificação (M&V).

3.9.3 Na avaliação ex ante deve-se mirar a avaliação ex post, que será a considerada para fins de apropriação do investimento realizado. Todas as suposições e estimativas, portanto, devem ser feitas de forma conservadora, buscando resultar em valores de energia economizada e demanda evitada que possam, com segurança, ser atingidas. São aceitáveis diferenças entre as estimativas ex ante e o efetuado ex post desde que a RCB se mantenha dentro do valor máximo permitido para a tipologia do projeto.

3.9.4 Se a RCB exceder o valor máximo definido como referência, o investimento a ser apropriado pela distribuidora ao PEE será reduzido proporcionalmente ao que ultrapassar do limite. Em qualquer situação, diferenças entre as estimativas além da faixa de incerteza, conforme Módulo 8, deverão ser justificadas.

### 3.10 Valoração dos benefícios

3.10.1 O Custo Evitado de Demanda (*CED*) e o Custo da Energia Evitada (*CEE*) unitários serão calculados pelo método abaixo descrito:

$$CED = (12 \times C_1) + (12 \times C_2 \times LP)$$

$$CEE = \frac{(C_3 \times LE_1) + (C_4 \times LE_2) + (C_5 \times LE_3) + (C_6 \times LE_4)}{LE_1 + LE_2 + LE_3 + LE_4}$$

<b><i>CED</i></b>	<b>Custo Unitário Evitado de Demanda</b>	R\$/kW ano
12	meses	mês/ano
<i>C</i> <sub>1</sub>	Custo unitário da demanda no horário de ponta	R\$/kW.mês
<i>C</i> <sub>2</sub>	Custo unitário da demanda no horário fora de ponta	R\$/kW.mês
<i>LP</i>	Constante de perda de demanda no posto fora de ponta, considerando 1kW de perda de demanda no horário de ponta	1
<b><i>CEE</i></b>	<b>Custo Unitário Evitado de Energia</b>	R\$/MWh
<i>C</i> <sub>3</sub>	Custo unitário da energia no horário de ponta de períodos secos	R\$/MWh
<i>C</i> <sub>4</sub>	Custo unitário da energia no horário de ponta de períodos úmidos	R\$/MWh
<i>C</i> <sub>5</sub>	Custo unitário da energia no horário fora de ponta de períodos secos	R\$/MWh
<i>C</i> <sub>6</sub>	Custo unitário da energia no horário fora de ponta de períodos úmidos	R\$/MWh
<i>LE</i> <sub>1</sub>	Constante de perda de energia no posto de ponta de períodos secos considerando 1 kW de perda de demanda no horário de ponta	1
<i>LE</i> <sub>2</sub>	Constante de perda de energia no posto de ponta de períodos úmidos considerando 1 kW de perda de demanda no horário de ponta	1
<i>LE</i> <sub>3</sub>	Constante de perda de energia no posto de ponta de períodos secos considerando 1 kW de perda de demanda no horário fora de ponta	1
<i>LE</i> <sub>4</sub>	Constante de perda de energia no posto de ponta de períodos úmidos considerando 1 kW de perda de demanda no horário fora de ponta	1

3.10.2 O método se baseia no cálculo do custo unitário de perdas técnicas no sistema elétrico, que pode ser visto no relatório CODI 19-34 (ABRADEE, 1996) – a energia e demanda evitadas correspondem a uma redução de perdas no sistema e o benefício “de evitar uma unidade de perdas é numericamente igual ao custo de fornecer uma unidade adicional de carga”.

3.10.3 O cálculo se baseia no impacto para o sistema da carga evitada, supondo-se um perfil de carga típico e caracterizado pelo fator de carga ( $F_c$ ). As perdas evitadas no sistema são calculadas a partir da redução de 1 kW na ponta, seu reflexo na demanda fora de ponta ( $LP$ ) através do fator de carga, e pelos fatores de perda ( $F_p$ , que levam ao cálculo de  $LE1$ ,  $LE2$ ,  $LE3$  e  $LE4$ , juntamente com a permanência de cada posto horário no ano – 450, 315, 4.686 e 3.309 h/ano respectivamente), que medem o reflexo desta redução no horário fora de ponta e na energia consumida nos diferentes postos tarifários.

3.10.4 O fator de perda pode ser simulado através do fator de carga pela expressão:

$$F_p = K \times F_c + (1 - K) \times F_c^2 \text{ onde:}$$

- $k$  varia tipicamente de 0,15 a 0,30. Recomenda-se adotar  $k = 0,15$  ou justificar o valor adotado no projeto.
- $F_c$  - Fator de carga do segmento elétrico imediatamente a montante daquele considerado ou que sofreu a intervenção, ou ainda, na falta deste, admitir-se-á o médio da distribuidora dos últimos 12 meses.

3.10.5 A Tabela 1 apresenta os coeficientes para  $k = 0,15$ . Para outros valores de  $k$  usar o relatório CODI 19-34 (ABRADEE, 1996).

**Tabela 1 – Coeficientes das equações para  $k = 0,15$**

Fator de Carga	$LP$	$LE1$	$LE2$	$LE3$	$LE4$
0,30	0,2500	0,27315	0,19121	0,35166	0,24832
0,35	0,2809	0,28494	0,19946	0,52026	0,36738
0,40	0,3136	0,29727	0,20809	0,71014	0,50146
0,45	0,3481	0,31014	0,21710	0,92130	0,65057
0,50	0,3844	0,32355	0,22649	1,15375	0,81472
0,55	0,4225	0,33750	0,23625	1,40748	0,99389
0,60	0,4624	0,35199	0,24639	1,68249	1,18808
0,65	0,5041	0,36950	0,25865	1,97632	1,39557
0,70	0,5476	0,38516	0,26961	2,29381	1,61977

3.10.6 A Resolução tarifária a ser utilizada no cálculo dos custos unitários evitados, com base na tarifa de modalidade azul ou branca, deve ser a Resolução vigente na data da primeira apresentação do projeto ou aquela vigente até 30 dias antes da data de apresentação do projeto.

3.10.7 Para as empresas que já possuem sistema de bandeiras tarifárias de energia, conforme estabelecido no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), também será adotada a modalidade tarifária azul. O Custo Evitado de Demanda (CED) unitário será calculado conforme acima descrito. Considerando que o cálculo da constante de perda de energia LE, como explicado anteriormente, leva em conta a diferença entre o período seco e úmido. Já o Custo da Energia Evitada (CEE) unitário será calculado pelo método abaixo descrito:

$$CEE = \frac{(C_p \times LE_p) + (C_{fp} \times LE_{fp})}{LE_p + LE_{fp}}$$

$$C_p = TE_{p(BDV)} + TUSD$$

$$C_{fp} = TE_{fp(BDV)} + TUSD$$

$$LE_p = \frac{(7 \times LE_1) + (5 \times LE_2)}{12}$$

$$LE_{fp} = \frac{(7 \times LE_3) + (5 \times LE_4)}{12}$$

<b>CEE</b>	<b>Custo Unitário Evitado de Energia</b>	<b>R\$/MWh</b>
$C_p$	Custo unitário da energia no horário de ponta na bandeira verde	R\$/MWh
$C_{fp}$	Custo unitário da energia no horário fora de ponta na bandeira verde	R\$/MWh
$LE_p$	Constante de perda de energia no posto de ponta considerando 1 kW de perda de demanda no horário de ponta	1
$LE_{fp}$	Constante de perda de energia no posto de fora de ponta considerando 1 kW de perda de demanda no horário fora de ponta	1
$LE_1$	Constante de perda de energia no posto de ponta de períodos secos considerando 1 kW de perda de demanda no horário de ponta	1
$LE_2$	Constante de perda de energia no posto de ponta de períodos úmidos considerando 1 kW de perda de demanda no horário de ponta	1
$LE_3$	Constante de perda de energia no posto fora de ponta de períodos secos considerando 1 kW de perda de demanda no horário fora de ponta	1
$LE_4$	Constante de perda de energia no posto fora de ponta de períodos úmidos considerando 1 kW de perda de demanda no horário fora de ponta	1
$TE_{p(BDV)}$	Tarifa de Energia (TE) na ponta, Bandeira Verde	R\$/MWh
$TE_{fp(BDV)}$	Tarifa de Energia (TE) fora da ponta, Bandeira Verde	R\$/MWh
$TUSD$	Parcela da TUSD faturada em R\$/MWh	R\$/MWh

3.10.8 As distribuidoras que não dispõem de tarifa de modalidade azul ou branca devem adotar a tarifa de modalidade azul ou branca da sua empresa supridora.

3.10.9 A aplicação deste método deverá ser feita como abaixo:

a) Para projetos em Média e Alta Tensão e Sistema de Baixa Tensão Subterrâneo

- Os valores dos custos unitários evitados devem ser aplicados conforme a metodologia apresentada.

b) Para projetos em Baixa Tensão de Sistema Aéreo

• A distribuidora deverá utilizar a tarifa horária branca homologada, conforme estabelecido no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (**PRORET**), adotando os custos referentes a esta tarifa para projetos em consumidores em baixa tensão. Serão considerados somente os custos dos horários de ponta e fora de ponta para o cálculo dos Custos Evitados de Demanda e Energia unitários. Os projetos da Tipologia Rural em Baixa Tensão devem utilizar a tarifa horária branca, subgrupo B1 – Residencial. Os projetos da Tipologia Iluminação Pública deverão utilizar a modalidade tarifária Branca, subgrupo B3 – Demais Classes. O Custo da Energia Evitada (CEE) unitário será calculado pelo método descrito nesta Seção. Já o Custo da Demanda Evitada (CED) unitário será calculado pelo método abaixo descrito:

$$CED = (12 \times C_1 \times h_p \times F_c \times 10^{-3}) + (12 \times C_2 \times h_{fp} \times F_c \times 10^{-3} \times LP)$$

<i>CED</i>	Custo Unitário Evitado de Demanda	R\$/kW ano
12	meses	mês/ano
<i>C<sub>1</sub></i>	Custo unitário do uso do Sistema de Distribuição no horário de ponta	R\$/MWh
<i>C<sub>2</sub></i>	Custo unitário do uso do Sistema de Distribuição no horário fora de ponta	R\$/MWh
<i>LP</i>	Constante de perda de demanda no posto fora de ponta, considerando 1kW de perda de demanda no horário de ponta	1
<i>h<sub>p</sub></i>	Número de horas da ponta em um mês, considerando somente os dias úteis	horas
<i>h<sub>fp</sub></i>	Número de horas fora da ponta em um mês.	horas
<i>F<sub>c</sub></i>	Fator de carga do segmento elétrico imediatamente a montante daquele considerado ou que sofreu a intervenção, ou ainda, na falta deste, admitir-se-á o médio da distribuidora dos últimos 12 meses.	1

c) Para Projetos nas Tensões de Distribuição em Sistema Térmicos Isolados

• O custo unitário evitado de demanda será dado pelo custo marginal de média tensão, para cargas conectadas nesta tensão. Para projetos no segmento de baixa tensão será sempre o custo marginal da média somado ao da baixa tensão.

$$CM = \frac{\sum_{a=1}^h \Delta I_a \times (1+j)^{-a}}{\sum_{a=1}^h \Delta P_a}$$

<i>CM</i>	Custo marginal de média tensão	R\$/kW
<i>h</i>	Horizonte de investimento	anos
<i>ΔI<sub>a</sub></i>	Investimento no ano <b>a</b>	R\$
<i>j</i>	Taxa de desconto	%
<i>ΔP<sub>a</sub></i>	Demanda acrescida no ano a	kW



- O custo unitário evitado de energia será o custo de produção apropriado na usina termelétrica que supre diretamente o segmento da rede de distribuição onde ocorrerá a intervenção.

d) Para Projetos nas Tensões de Distribuição em Sistemas Mistos Isolados

- Adotar metodologia apresentada para o item Sistemas Térmicos Isolados.

e) Projeto Cooperativo

- Adotar a média em cada posto tarifário entre as distribuidoras participantes ponderada pela participação nos custos do projeto, ou na energia evitada.

3.10.10 Quando o consumidor beneficiado for atendido por vários subgrupos, ou o projeto beneficiar consumidores atendidos em subgrupos diversos, deverá ser considerado o subgrupo de maior tensão. Caso as cargas atendidas em diferentes níveis de tensão sejam facilmente identificadas, pode-se calcular separadamente os benefícios das ações de eficiência energética por subgrupo de tensão. Nesta situação específica, o benefício total do projeto será o somatório dos benefícios obtidos em cada subgrupo de tensão.

3.10.11 Idealmente, a energia economizada e a demanda reduzida na ponta deveriam ser valoradas ao custo marginal de expansão do sistema (agregando geração, transmissão e distribuição) no ponto de entrega. Contudo, quando da elaboração deste regulamento, os custos marginais não estavam disponíveis. Quando estiverem disponíveis, o fato será comunicado às distribuidoras, com a publicação da nova sistemática a ser adotada.

3.11 Critério de Viabilidade

3.11.1 Para análise da viabilidade será usada a relação custo-benefício (RCB) calculada sob a ótica do setor elétrico e do ponto de vista do PEE.

3.11.2 A central geradora de um Projeto com Fonte Incentivada será avaliada mediante a ótica do consumidor, conforme o Módulo 6 – Projetos com Fontes Incentivadas.

3.11.3 Se um projeto tiver mais de um uso final (iluminação, refrigeração, etc.) cada um desses usos finais deverá ter sua RCB calculada. Deverá, também, ser apresentada a RCB global do projeto, consideradas as somas dos custos e benefícios.

3.11.4 Os projetos devem apresentar, no máximo, como regra geral, uma Relação Custo-Benefício (RCB) menor ou igual a 0,8.

3.11.5 Admitem-se as exceções da Tabela 2 à regra acima:

**Tabela 2 – Exceções à regra de  $RCB \leq 0,8$**

Contrato de Desempenho	RCB menor ou igual a <u>0,9</u> (zero vírgula nove), desde que avaliada por ações de M&V onde as incertezas quantificáveis
------------------------	--

	(medição, amostragem e modelagem) sejam menores ou iguais a 10% a 95% de confiabilidade
Projeto Piloto	Sem limite para RCB
Educacional	RCB não obrigatório
Gestão Energética Municipal	RCB não obrigatório
Fontes Incentivadas	RCB menor ou igual a 1,0

### 3.12 Cálculo da RCB

#### 3.12.1 Fórmula básica

$$RCB = \frac{CA_T}{BA_T}$$

$CA_T$	Custo anualizado total	R\$/ano
$BA_T$	Benefício anualizado	R\$/ano

##### 3.12.1.1 Custos Anualizados ( $CA_T$ )

$$CA_T = \sum_n CA_n$$

$CA_T$	Custo anualizado total	R\$/ano
$CA_n$	Custo anualizado de cada equipamento incluindo custos relacionados (mão de obra, etc.)	R\$/ano

$$CE_T = \sum_n CE_n$$

$CE_T$	Custo total em equipamentos	R\$
$CE_n$	Custo de cada equipamento	R\$

$$CA_n = CE_n \times \frac{CT}{CE_T} \times FRC_u$$

$CA_n$	Custo anualizado dos equipamentos incluindo custos relacionados (mão de obra, etc.)	R\$
$CE_n$	Custo de cada equipamento	R\$
$CT$	Custo total do projeto	R\$
$CE_T$	Custo total em equipamentos	R\$

$FRC_u$	Fator de recuperação do capital para $u$ anos	1/ano
$u$	Vida útil dos equipamentos	ano

$$FRC_u = \frac{i(1+i)^u}{(1+i)^u - 1}$$

$FRC_u$	Fator de recuperação do capital para $u$ anos	1/ano
$i$	taxa de desconto considerada	1/ano
$u$	$u$ anos	ano

- A taxa de desconto a considerar será a mesma especificada no Plano Nacional de Energia vigente na data de submissão do projeto, conforme publicado pela EPE.
- A vida útil deverá ser definida com base nos dados fornecidos pelo fabricante do equipamento ou estudo que apure de forma confiável este tempo de vida, a ser realizado por iniciativa da ANEEL. Caso sejam utilizados os dados do fabricante, a ANEEL poderá solicitar à Empresa catálogo técnico que os comprove.

#### 3.12.1.2 Benefícios Anualizados ( $BA_T$ )

$$BA_T = (EE \times CEE) + (RDP \times CED)$$

$BA_T$	Benefício anualizado	R\$/ano
$EE$	Energia anual economizada	MWh/ano
$CEE$	Custo unitário da energia	R\$/MWh
$RDP$	Demanda evitada na ponta	kW ano
$CED$	Custo unitário evitado da demanda	R\$/kW ano

## **SEÇÃO 7.2 – OUTROS BENEFÍCIOS MENSURÁVEIS**

### **1 OBJETIVO**

1.0 Estabelecer como outros benefícios mensuráveis, além dos energéticos, podem ser agregados em projetos do PEE.

### **2 ABRANGÊNCIA**

2.1 As diretrizes desta Seção aplicam-se aos projetos com outros benefícios mensuráveis que podem justificar o seu apoio pelo PEE.

### **3 PROCEDIMENTOS**

3.1 Muitos projetos apresentam outros benefícios mensuráveis além da energia economizada e da demanda evitada, incluindo: economia de outros insumos (água, combustível, etc.), ganhos de produtividade, melhoria da qualidade do produto ou serviço prestado, impactos socioambientais positivos, etc.

3.2 Quando a RCB do projeto for maior que o limite fixado, pode-se levar em conta outros benefícios mensuráveis, desde que:

a) Os benefícios possam ser avaliados por técnicas semelhantes às empregadas para Medição e Verificação dos benefícios energéticos (ou seja, o benefício será a quantidade medida após a implantação subtraída da quantidade que seria consumida sem a ação de eficiência energética implantada), através de uma metodologia existente ou aprovada pela ANEEL

b) A RCB sem esses benefícios não seja maior que 1,0.

3.3 No caso de não haver metodologia existente ou aprovada, o projeto deverá ser submetido à ANEEL como Projeto Piloto para Avaliação Inicial, contendo adicionalmente:

a) Justificativa para a consideração dos benefícios sugeridos

b) Estratégia para avaliação do benefício auferido (modelo do consumo de referência, medições a serem feitas, forma de cálculo do benefício).

## **SEÇÃO 7.3 – BENEFÍCIOS NÃO MENSURÁVEIS**

### **1 OBJETIVO**

1.0 Estabelecer como benefícios não mensuráveis diretamente podem ser considerados em situações específicas para justificar a viabilidade de projetos ao PEE.

### **2 ABRANGÊNCIA**

2.1 As diretrizes desta Seção se aplicam aos projetos com impacto no uso da energia, porém cuja mensuração direta é de difícil concepção e execução (por exemplo, Projetos Educacionais).

### **3 PROCEDIMENTOS**

3.1 Para os projetos descritos acima, deverão ser buscadas outras variáveis afetadas pelo projeto que possam ser avaliadas e presumivelmente reflitam o aumento da eficiência energética conseguido.

3.1.1 Por exemplo, em um Projeto Educacional poderão ser consideradas:

- a) Mudança de comportamento, avaliada por questionário aplicado antes e após o treinamento
- b) Número de alunos treinados
- c) Duração do treinamento
- d) Avaliação do treinamento, através de questionário respondido pelos alunos

3.2 Na fase de Definição do projeto deverão ser apresentadas estas variáveis, como serão medidas, e o resultado que se espera.

3.3 No Relatório Final, deverão ser apresentados os valores medidos das variáveis e eventuais justificativas para os desvios observados em relação à expectativa anterior.

## **REFERÊNCIAS**

ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição. Relatório 19-34. Rio de Janeiro: ABRADEE, 1996.