

COMPARAÇÃO DE CUSTOS ENTRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INDIVIDUAIS E MINICENTRAIS FOTOVOLTAICAS PARA ELETRIFICAÇÃO RURAL

Guilherme Fleury Wanderley Soares – fleury@cepel.br

Leonardo dos Santos Reis Vieira – lsrv@cepel.br

Marco Antônio Esteves Galdino – marcoag@cepel.br

Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Marta Maria de Almeida Olivieri – martaolivieri@eletrobras.com

Eduardo Luis de Paula Borges – eduardo_borges@eletrobras.com

Claudio Monteiro de Carvalho – claudio.carvalho@eletrobras.com

Alex Artigiani Neves Lima – alex.lima@eletrobras.com

Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

Resumo. No presente trabalho apresenta-se uma comparação de custos de implantação e manutenção entre sistemas fotovoltaicos individuais e minicentrais fotovoltaicas para eletrificação rural. As estimativas foram realizadas com base em coletas de preços de componentes no mercado e em informações oriundas de experiências com projetos de eletrificação utilizando sistemas fotovoltaicos individuais na Região Norte. Ainda não há suficiente experiência acumulada com sistemas centrais, e por isto as estimativas de manutenção para estes sistemas foram feitas com base em extrapolações. Faz-se também uma comparação entre baterias chumbo-ácido seladas comumente utilizadas nos sistemas fotovoltaicos e baterias chumbo-ácido tubulares do tipo OPzS, de maior preço. Os resultados apontam para menores custos de manutenção dos sistemas centrais em relação aos individuais a partir de um conjunto de 7 casas devido ao menor número de componentes sujeitos a falhas. As baterias OPzS podem ser vantajosas em relação às comuns se for confirmada na prática a sua vida útil esperada.

Palavras-chave: Energia Solar, Fotovoltaicos, Eletrificação Rural

1. INTRODUÇÃO

À medida em que o programa de universalização de energia no Brasil alcança comunidades mais distantes e de menor densidade populacional, torna-se cada vez mais caro efetuar a eletrificação através da extensão de redes elétricas. Esta situação é particularmente relevante na Amazônia, onde há milhares de pequenas comunidades isoladas que agregam, tipicamente, de 5 a 40 casas ou unidades consumidoras. Muitas destas comunidades são consideradas pequenas demais para viabilizar a implantação de uma pequena usina termelétrica baseada em gerador diesel.

Em tais condições, a alternativa de eletrificação que tem sido considerada como mais viável é o emprego de sistemas fotovoltaicos, já havendo alguma experiência na Amazônia empregando estes sistemas em algumas dezenas de comunidades. Devido ao elevado custo dos sistemas fotovoltaicos, a maioria das instalações fotovoltaicas residenciais rurais já realizadas, não só na Amazônia, mas em todo o Brasil, não ultrapassa a classe mínima de suprimento denominada SIGFI13 na Resolução Aneel 083/2004 (Aneel, 2004), que disponibiliza apenas 13 kWh/mês por residência e não permite o uso de refrigerador convencional. A quase totalidade destes sistemas é do tipo individual por residência.

Recentemente, o programa de universalização de energia tem enfatizado a necessidade de que os novos projetos de eletrificação com fotovoltaicos permitam o uso de geladeira nas residências, o que demanda uma classe de atendimento mínima de 30 kWh/mês (classe SIGFI30). Tem sido discutida a conveniência de se privilegiar projetos de centrais fotovoltaicas em detrimento dos sistemas individuais. Nas centrais fotovoltaicas, os componentes do sistema são instalados em uma central, sendo que as casas são supridas através de uma minirrede de distribuição em baixa tensão. Espera-se que o arranjo permita reduzir custos e aumentar a confiabilidade do sistema em relação à opção individual.

No presente trabalho, procura-se estimar quantitativamente a possível vantagem econômica das centrais fotovoltaicas em relação aos sistemas fotovoltaicos individuais. As estimativas foram realizadas com base em coletas de preços de componentes no mercado e no histórico de custos de serviços de manutenção verificados em projetos de eletrificação com sistemas fotovoltaicos na Região Norte. O estudo focaliza a classe de atendimento de 30 kWh/mês por residência ou maior, mas apresenta também os dados referentes à classe SIGFI13, a título de referência. Como as configurações adotadas para este sistema são mais comumente reportadas na literatura, sua inclusão nos exemplos permite mais facilmente avaliar os critérios de dimensionamento utilizados neste trabalho.

As comparações são feitas considerando-se o emprego de baterias chumbo-ácido seladas comuns, às vezes denominadas de "automotivas modificadas", que são frequentemente utilizadas nas instalações fotovoltaicas rurais no Brasil (as marcas mais conhecidas são Moura, Tudor e Delphi/Freedom), bem como de baterias chumbo-ácido ventiladas do tipo OPzS. Estas últimas são muito mais caras do que as comuns, mas por serem de descarga profunda e com expectativa de maior vida útil, podem se revelar economicamente compensadoras.

2. DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1 Dimensionamento do banco de baterias

O dimensionamento simplificado, de acordo com o Manual de Sistemas Fotovoltaicos (Cepel, 1999), considera que toda a energia suprida às cargas passa primeiro pelas baterias, ou seja, a totalidade da demanda ocorre depois do período de insolação, não havendo fornecimento direto dos painéis fotovoltaicos para o inversor. Este dimensionamento pode ser representado pela Eq. (1) abaixo:

$$C = n \times \frac{D}{30} \times \frac{1}{p \times ef_{bat} \times ef_{inv}} \times Fr \times Fs \quad (1)$$

onde,

n - número de dias de autonomia, sendo adotado o valor de 2, conforme Resolução Aneel 083/2004;

D - disponibilidade mensal de energia para as cargas em kWh/mês, de acordo com as classes de atendimento por consumidor (casa) estipuladas pela Resolução Aneel 083/2004. No caso das minirredes, a disponibilidade mensal por consumidor (casa) é multiplicada pelo número de casas;

ef_{bat} - eficiência energética das baterias = 0,85;

ef_{inv} - eficiência média do inversor = 0,80;

p - profundidade máxima de descarga recomendável para a bateria. Para as baterias comumente empregadas em sistemas fotovoltaicos no Brasil, aqui denominadas baterias "comuns", adota-se geralmente $p = 0,5$ (50% de descarga), enquanto que para as baterias OPzS, adota-se $p = 0,8$ (80% de descarga) (Instituto de Energia Solar - Madrid, 1998);

Fr - Fator que leva em conta as perdas energéticas na rede de distribuição, só aplicável ao caso de sistemas centrais. Admite-se uma perda de 2% na distribuição, portanto $Fr = 1,02$ para centrais e $Fr = 1,0$ para sistemas individuais;

Fs - Fator de segurança ou de "folga" no dimensionamento. Observa-se, na literatura, uma tendência para se utilizar uma folga de aproximadamente 50% em instalações de sistemas SIGFI13 no Brasil. Um fator desta ordem é implicitamente adotado, por exemplo, por Zilles *et al.* (2007), Eletrobras (2008) e Carvalho *et al.* (2009 e 2010). Para efeito de compatibilidade com estes valores reportados na literatura e para manter coerência entre os diversos sistemas considerados no presente trabalho, adota-se sempre o mesmo "fator de segurança" de 50%, implicando em $Fs = 1,5$.

C - capacidade requerida do banco de baterias, em kWh.

2.2 Dimensionamento dos painéis fotovoltaicos, controladores de carga e inversores

Os resultados do dimensionamento dos painéis fotovoltaicos reportados neste trabalho foram obtidos com o programa computacional Homer[®], do NREL/DoE (NREL, 2009), fixando-se a capacidade de baterias calculada pela Eq. (1). Este programa permite avaliar mais facilmente a influência do perfil de demanda horária no dimensionamento do sistema. Por questões de concisão, os detalhes da utilização do programa, dos parâmetros de entrada e das folgas adotadas não são reproduzidos aqui. No entanto, para os perfis de demanda considerados, a Eq. (2) fornece resultados próximos aos obtidos com o Homer[®] e suficientes para as comparações econômicas a serem feitas entre os sistemas individuais e os centrais. A Eq. (2) considera que toda a demanda ocorre depois do período de insolação (Cepel, 1999).

$$P_{paine1} = \frac{D}{30} \times \frac{1}{ef_{bat} \times ef_{inv} \times h \times Re d_{for1} \times Re d_{for2}} \times Fr \quad (2)$$

onde,

D, ef_{inv}, ef_{bat} e Fr - parâmetros já definidos anteriormente;

P_{paine1} - potência nominal dos painéis fotovoltaicos, em kWp;

h - número de "horas de sol pleno" = [radiação solar diária média considerada sobre o plano dos painéis (em kWh/m²) / [1 kWh/m²]]. Adotando-se a menor média mensal atribuída a Manaus pelo Atlas Solarimétrico da UFPE (Tiba, 2004) e considerando-se os painéis inclinados de 10° para o norte, tem-se $h = 3,73$ horas de sol pleno.

$Re d_{for1}$ - fator de redução (*derating*) da potência dos painéis em relação ao seu valor nominal englobando os efeitos do eventual acúmulo de sujeira na superfície ao longo do tempo de uso, da degradação física permanente ao longo do tempo e da tolerância de fabricação para menos, em relação ao valor nominal. A este fator $Re d_{for1}$ foi atribuído o valor de 0,9, de acordo com o Manual de Sistemas Fotovoltaicos (Cepel, 1999).

$Re d_{for2}$ - fator de *derating* da potência dos painéis em relação ao seu valor nominal por levar-se em consideração que, quando acoplados a baterias, os painéis não operam na sua tensão de potência máxima.. O fator $Re d_{for2}$ adotado é 0,8.

O dimensionamento dos controladores de carga (capacidade em ampères) é feito conforme a Eq. (3) abaixo. Para utilizar somente controladores facilmente disponíveis no mercado, admite-se uma corrente máxima de 60Acc em

tensão de até 48 V para cada controlador. Assim sendo, no dimensionamento das mini-centrais pode ser necessário adotar vários controladores de carga idênticos, operando em paralelo no barramento CC:

$$I_{ctl_total} = 1,25 \times I_{sc_painel} \quad (3)$$

onde:

I_{ctl_total} - corrente total do(s) controlador(es) de carga, em Acc;

I_{sc_painel} - corrente de curto-circuito do arranjo de painéis fotovoltaicos, em Acc;

1,25 - fator de segurança, admitindo que a radiação solar pode atingir um valor instantâneo de 1,25 kW/m².

O dimensionamento dos inversores (capacidade em kW) no caso dos sistemas individuais é fornecido automaticamente pela Resolução 083/2004 da Aneel para as diversas classes de atendimento. Assim, os inversores para as classes SIGFI13, 30 e 45 são, respectivamente, de 0,25 kW, 0,5 kW e 0,7 kW. No caso das mini-centrais, a potência total do(s) inversor(es) é calculada pela Eq. (4):

$$P_{inv_total} = N \times \frac{P_{inv_indiv}}{f_{div}} \times Fr \quad (4)$$

P_{inv_total} - potência total do(s) inversor(es), em kW;

N - número de casas (5, 10, 20, 30 ou 40);

P_{inv_indiv} - potência mínima do inversor previsto para o SIGFI da classe de atendimento de cada casa;

Fr - fator para compensar as perdas energéticas na rede, conforme definido anteriormente = 1,02;

f_{div} - fator adimensional de diversificação da demanda, geralmente variando entre 1 e 3, que considera que em sistemas com vários consumidores, nem todas as cargas instaladas são acionadas simultaneamente. No presente trabalho adotou-se $f_{div} = 1,5$, o que resulta numa folga no dimensionamento dos inversores para as centrais.

Os inversores mais facilmente disponíveis no mercado são limitados à potência máxima de 6 kW, em tensão de até 48 V. Por isto, no caso dos sistemas centrais, especificou-se às vezes o uso de 2 ou mais inversores idênticos com potência individual menor do que 6 kW de forma que a soma de suas potências atingisse o valor P_{inv_total} .

As Tabs. 1 e 2 apresentam exemplos de configurações dimensionadas para sistemas individuais e centrais, com baterias comuns e OPzS. As configurações indicadas não consideram ajustes para valores exatos de componentes disponíveis no mercado, e nem ajustes para atender aos níveis de tensão dos sistemas.

Tabela 1. Exemplos de configurações para sistemas individuais

Demanda mensal	13 kWh	30 kWh	45 kWh
Painéis fotovoltaicos	250 Wp	530 Wp	785 Wp
Banco de baterias Comuns / OPzS	3,82 kWh / 2,39 kWh	8,82 kWh / 5,51 kWh	13,24 kWh / 8,27 kWh
Tensão do Sistema	12 Vcc	12 Vcc	24 Vcc
Inversor	0,25 kW	0,5 kW	0,7 kW
Controlador de Carga	19 Acc	41 Acc	30 Acc

Tabela 2. Exemplos de configurações para centrais suprindo de 5 a 40 casas da classe de 30 kWh/mês

Número de Casas	5	10	20	40
Painéis fotovoltaicos	2.682 Wp	5.324 Wp	10.608 Wp	21.276 Wp
Banco de baterias Comuns / OPzS	45,0 kWh / 28,1 kWh	90,0 kWh / 56,3 kWh	180,0 kWh / 112,5 kWh	360,0 kWh / 225,0 kWh
Tensão do Sistema	48 Vcc	48 Vcc	48 Vcc	48 Vcc
Inversor	1,7 kW	3,4 kW	2 x 3,4 kW	3 x 4,53 kW
Controlador de Carga	52 Acc	2 x 52 Acc	4 x 52 Acc	7 x 59 Acc

3. CUSTOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.1 Custos de implantação

Os parâmetros dos custos de implantação são apresentados na Tab. 3. Os preços dos componentes em função das suas capacidades foram levantados no mercado em dezembro de 2009. O preço adotado para as baterias OPzS foi o correspondente a capacidades unitárias menores que 600 Ah, pois acima disto o peso unitário pode dificultar o transporte a comunidades isoladas. Os custos de materiais e serviços de instalação foram extrapolados a partir dos valores observados na instalação de 103 sistemas SIGFI13 em Xapuri/AC, em 2007, (Eletrobras, 2008) e em orçamentos levantados para implantação de mini-centrais fotovoltaicas no Amazonas. Nas extrapolações, leva-se em conta principalmente o peso dos bancos de baterias e o número de painéis a serem instalados. Algumas parcelas dos custos de instalação podem ser representadas aproximadamente por uma relação linear com a demanda a ser suprida em kWh/mês, como apresentado na Tab. 3.

Tabela 3. Parâmetros de custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos

Item	Custos
Painéis fotovoltaicos	R\$ 13,62/Wp
Baterias	Comuns: R\$ 300/kWh; OPzS: R\$ 1.380/kWh
Inversores	R\$ [2,1 x potência (kW) + 302]
Controladores	R\$ [6,8 x capacidade (A) + 240]
Kit de materiais elétricos, por casa	R\$ 230
Padrão de entrada, por casa (somente mini-centrais)	R\$ 350
Instalação de sistemas fotovoltaicos individuais, por casa	R\$ [40 x D + 2.420]
Instalação do sistema fotovoltaico central	R\$ [96,5 x N x D]
Obra civil da casa de força para abrigar baterias, inversores e controladores Área mínima = 25m ² , R\$730/m ² (somente centrais)	R\$ [21,3 x N x D] Obs.: mínimo = R\$ 18.250
Rede de distribuição (somente mini-centrais)	R\$ 30.000/km (o comprimento total da rede foi sempre considerado = 1 km)

D = classe de atendimento (kWh/mês.casa)

N = número de casas

3.2 Custos de implantação anualizados, reposições e serviços de manutenção

Os custos de implantação são anualizados de acordo com o fator de recuperação de capital, empregando-se uma taxa de retorno de 10%a.a. e vida do projeto de 20 anos.

Os custos de reposição são referentes às baterias, aos inversores e controladores. Desconsidera-se a necessidade de reposição de painéis fotovoltaicos, dado que a falha dos mesmos é muito rara. Os serviços de manutenção são referentes aos seguintes itens: i) campanha de reposição de baterias; ii) manutenção da rede de distribuição, no caso das mini-centrais; iii) visitas técnicas de manutenção preventiva e corretiva.

Os custos de reposições de baterias dependem de sua vida. Em um projeto de avaliação de 171 sistemas fotovoltaicos individuais de 11 kWh/mês implantados em 2001 e 2004 no Amazonas, estimou-se a vida média das baterias comuns em 2,5 a 3 anos (Soares *et al.*, 2007). No projeto envolvendo os sistemas SIGFI13 em Xapuri/AC (Carvalho *et al.*, 2010) verificou-se, já no segundo ano de operação, uma incidência de 30% de ocorrências (falhas) relacionadas à diminuição da capacidade das baterias. No presente trabalho admite-se uma vida média de 3 anos para as baterias comuns. Assim, as reposições destas baterias são contabilizadas a cada três anos e seus custos são anualizados nas mesmas condições dos custos de implantação. No caso das baterias OPzS, adotou-se uma vida média de 7 anos (ou seja, reposição a cada 7 anos), baseando-se em indicações de catálogos e na garantia de 5 anos dada pelo fornecedor.

Para os inversores, no projeto de Xapuri, reportou-se uma taxa de falhas maior que 50% no primeiro ano, mas isto foi atribuído a defeitos de fabricação de um determinado lote. No segundo ano, a taxa de falhas foi de aproximadamente 14% (Carvalho *et al.*, 2010). No projeto do Amazonas, as taxas de falhas dos inversores foram de 10 a 20% ao ano, valendo as menores taxas para períodos mais longos de observação (Soares *et al.*, 2007). Verificou-se neste projeto que, na maioria dos casos, os inversores de 300 W que apresentam falhas não puderam ser consertados ou o seu conserto não era economicamente compensador. No presente trabalho adota-se uma taxa de falha dos inversores individuais de 10% ao ano, com reposição para cada falha. Por não haver experiência suficiente com os inversores de maior porte a serem empregados nas mini-centrais, considerou-se para estes o mesmo critério adotado para os inversores de uso individual.

Os controladores de carga no projeto de Xapuri apresentaram um percentual de falhas de 17% no primeiro ano de funcionamento e de apenas 2% no segundo ano (Carvalho *et al.*, 2010). No projeto do Amazonas, verificou-se um percentual de falhas de controladores similar à dos inversores, com a diferença que em apenas 30% dos casos foi

necessário substituir o controlador.. Em acordo com esta experiência, no presente trabalho adota-se um percentual anual de falhas de 10% para os controladores, mas com reposição em apenas 30% dos casos.

Com relação aos custos com serviços de manutenção observa-se que a campanha de reposição das baterias representa um custo considerável de frete e mão de obra devido às dificuldades decorrentes do peso das mesmas. Por exemplo, o conjunto de baterias comuns de um agregado de 20 casas com classe de consumo de 30 kWh/mês pesa cerca de 4.700 kg (6.200 kg, no caso das OPzS). Para este exemplo das baterias comuns, estima-se um custo aproximado de R\$ 19.000 para trocar as baterias usadas por novas e retornar ao município com as baterias usadas para descarte apropriado por parte da concessionária. Os custos dos serviços de reposição das baterias são também anualizados.

Para os custos de manutenção da rede de distribuição, considera-se um custo de R\$ 1.000/km.ano, semelhante ao referido por Di Lascio *et al.* (2009) para redes rurais no Acre. Contudo, faz-se uma análise de sensibilidade deste parâmetro, devido às incertezas existentes para o caso específico das minirredes em locais isolados.

O número de visitas anuais de manutenção corretiva e preventiva foi estimado de acordo com as premissas delineadas a seguir, em parte, derivadas da experiência do projeto reportado por Soares *et al.* (2007), no Amazonas. Para as visitas de manutenção corretiva considera-se que a cada falha do sistema, seja individual ou central, deve ser feita uma visita à comunidade para manutenção corretiva. No caso de sistemas individuais, esta visita é restrita à residência em que o sistema apresentou problema. No caso de sistemas centrais, visita-se apenas a central. O número de falhas n por ano em uma comunidade é determinado pelas Eqs. (5) e (6), referentes a sistemas individuais e centrais, respectivamente.

$$n_{individual} = N \times (F_{inv} + F_{contr} + F_{outr} + F_{painéis}) \quad (5)$$

$$n_{central} = Inv \times F_{inv} + Contr \times F_{contr} + 1 \times F_{outr} + N \times F_{painéis} \quad (6)$$

N = número de casas e também o número de controladores e inversores nos sistemas individuais;

Inv = número de inversores na central;

$Contr$ = número de controladores na central;

F_{inv} e F_{contr} são as taxas anuais (decimais) de falhas de inversores e controladores de carga. Conforme estipulado anteriormente, adota-se o valor de 10% ao ano para estas duas taxas de falhas;

$F_{painéis}$ é a taxa de falha de painéis. Corresponde a problemas de conexão elétrica ou de rotação, sem perda do painel, sendo aplicado ao número de casas tanto para o caso de sistemas individuais como centrais. Foi considerado o valor de 1% ao ano. Esta taxa não é considerada no custo de reposição, apenas na determinação do número de visitas de manutenção corretiva. Observe-se que, no caso das centrais, a taxa de falhas dos painéis é multiplicada pelo número de casas apenas para manter isonomia com os sistemas individuais.

F_{outr} = Taxa anual de falhas de "outra natureza". Refere-se a problemas de conexão elétrica, mau uso do sistema, falhas prematuras de baterias, isto é, antes da campanha de trocas programada (estas falhas estão principalmente associada ao uso diferenciado por morador), defeitos em disjuntores e necessidade de realocações de postes de sustentação dos painéis fotovoltaicos. Este conjunto de ocorrências totalizou cerca de 10% de falhas em um ano de funcionamento, na experiência de Xapuri (Eletrobras, 2008). Existem também alguns tipos de ocorrência que não constituem propriamente falhas, mas que demandam um aumento do número de visitas técnicas, tais como: chamadas indevidas por desconhecimento do funcionamento do sistema, visitas em vão porque o técnico não encontra o morador em casa, tendo que voltar em outra oportunidade, remoção não autorizada do sistema, e mudança de residência do morador, acarretando a necessidade de recolher ou reinstalar o sistema. A maioria das ocorrências relatadas neste item é mais aplicável aos sistemas individuais do que aos centrais. No presente trabalho, a taxa anual de falhas "de outra natureza" foi estipulada em 10% tanto para os sistemas individuais como para os centrais. Assim como no caso do custo de manutenção da rede, faz-se também uma análise de sensibilidade para a taxa de falhas de "outra natureza". No presente trabalho, adota-se como *default* um número de duas (2) visitas anuais de manutenção preventiva a cada comunidade, independentemente do número de casas ou de se tratar de sistemas individuais ou central.

Considera-se que as visitas corretivas não eliminam a necessidade de visitas preventivas por ano. Nas visitas preventivas, no caso de sistemas individuais, todas as casas da comunidade são visitadas visando reforçar instruções de uso do sistema junto aos moradores, resolver casos de falhas que não tenham sido reportados por dificuldades de comunicação dos moradores com o pessoal da manutenção e realizar uma manutenção preventiva propriamente dita. No caso de sistemas centrais, tanto as visitas corretivas quanto as preventivas consistem em visitas à central, não havendo necessidade de diferenciá-las.

Considera-se ainda que, no caso dos sistemas individuais, uma das visitas corretivas pode ser ampliada para substituir uma das visitas preventivas programadas para a comunidade. Nesta visita ampliada, no caso dos sistemas individuais, a equipe de manutenção percorre todas as casas, ao invés de se limitar à casa onde foi reportada uma falha. No caso dos sistemas centrais, esta abordagem de substituição não foi adotada devido ao pequeno número de visitas corretivas, o que tornaria difícil aproveitar uma delas para substituir uma das visitas preventivas programadas. Por isto, nos sistemas centrais o número de visitas corretivas calculado é simplesmente somado ao número de preventivas.

Em resumo, tem-se os seguintes números de visitas anuais de manutenção às comunidades:

- Visitas de manutenção corretiva a comunidades com sistemas individuais = número de falhas -1 (≥ 0)
- Visitas de manutenção corretiva a comunidades com sistemas centrais = número de falhas

- Visitas de manutenção preventiva a comunidades com sistemas centrais ou individuais = 2

O custo destas visitas foi estimado também de acordo com a experiência no projeto no Amazonas, mencionado anteriormente. Neste projeto, os 171 sistemas fotovoltaicos individuais foram instalados em 27 comunidades situadas em 3 diferentes municípios do Amazonas. Os valores econômicos indicados a seguir estão atualizados para dez/2009.

- Equipe: 2 técnicos, saindo de Manaus;
- Tempo total da campanha: 23 dias = 184h de trabalho;
- Tempo gasto por residência, já incluindo o deslocamento entre residências de uma mesma comunidade: cerca de 1h no caso de haver falhas a sanar e cerca de 0,5h no caso de inspeções simples com orientações ao morador. Em média, na campanha, pode-se adotar 0,6h/residência;
- Tempo em trânsito entre Manaus e as sedes dos municípios, entre as sedes e as comunidades e entre as comunidades: $184h - 171 \times 0,6h = 81,4h$
- Tempo médio de acesso a cada comunidade: $81,4h/27 = 3,015h$
- Custo total da campanha: R\$ 23.300, dos quais cerca de 56% com transporte (fretamento de barco, na quase totalidade) e o restante com salários mais encargos, diárias, auxílio viagem e hospedagem. Todos os custos são diretamente proporcionais ao tempo gasto na campanha.
- Custo por hora de campanha: $R\$ 23.300/184h \approx R\$ 127/h$.

Com base nos dados acima, são feitas as seguintes estimativas de custos de visitas de manutenção neste trabalho:

- Custo de visita de manutenção corretiva a uma comunidade com N sistemas fotovoltaicos individuais, visitando apenas a residência onde se reporta falha no sistema = custo de acesso à comunidade + custo da permanência na residência = $(3,015h \times R\$ 127/h) + (1h \times R\$ 127/h) = R\$ 383 + R\$ 127 = R\$ 510$. O custo desta visita corretiva rateado pelo número de casas da comunidade é $R\$ 510/N$.
- Custo de visita de manutenção corretiva a uma comunidade com N casas supridas por um sistema fotovoltaico central com minirrede, visitando apenas a central = $R\$ 383$ (acesso à comunidade) + $R\$ 127/h \times$ tempo gasto na central. Admite-se, neste trabalho, que o tempo gasto na central é 3h, tanto para visitas corretivas quanto para preventivas. Tem-se assim que o custo da visita é $R\$ 383 + 3h \times R\$ 127/h = R\$ 764$. O custo desta visita corretiva rateado pelo número de casas da comunidade é $R\$ 764/N$.
- Custo de visita de manutenção preventiva a uma comunidade com N sistemas fotovoltaicos individuais, visitando todas as residências com um tempo médio de 0,6h por residência = $R\$ 383$ (acesso à comunidade) + $N \times 0,6h \times R\$ 127/h$. O custo desta visita preventiva rateado pelo número de casas da comunidade é dado por $R\$ 383/N + R\$ 76,2$.
- Custo de visita de manutenção preventiva a uma comunidade com N casas e um sistema fotovoltaico central com minirrede = igual ao custo de uma visita de manutenção corretiva.

A Tab. 4 mostra o número anual de manutenções corretivas (n_{corr}) e preventivas (n_{prev}), bem como os respectivos custos anuais por casa, para comunidades com N = 5, 10, 20 e 40 casas com sistemas fotovoltaicos individuais ou centrais, para a classe de consumo de 30 kWh/mês.residência. No caso das centrais, o número de equipamentos sujeitos a falhas (inversores e controladores) depende da classe de consumo de cada residência.

Observa-se que para os sistemas individuais o custo anual das manutenções corretivas por casa aumenta com o número de casas da comunidade. Embora não-intuitivo à primeira vista, o custo não diminui porque não há economia de escala para estas manutenções. Além disso, como para os sistemas individuais uma das manutenções corretivas é substituída por uma manutenção preventiva que é mais cara, o efeito final é de um aumento do custo anual das manutenções corretivas por casa com o aumento do número de casas. Contudo, a soma dos custos das manutenções corretivas e preventivas decresce um pouco com o aumento do número de casas.

Tabela 4. Manutenções corretivas (n_{corr}) e preventivas (n_{prev}) para comunidades com 5 a 40 casas com sistemas fotovoltaicos individuais e centrais.

Número de casas	Sistemas individuais				Sistemas centrais (30 kWh/mês.casa)			
	Manutenções corretivas		Manutenções preventivas		Manutenções corretivas		Manutenções preventivas	
	Número anual, n_{corr}^*	Custo anual, R\$/casa	Número anual, n_{prev}	Custo anual, R\$/casa	Número anual, n_{corr}	Custo anual, R\$/casa	Número anual, n_{prev}	Custo anual, R\$/casa
5	0,55	56,10	2	305,60	0,35	53,48	2	305,60
10	2,1	107,10	2	229,00	0,50	38,2	2	152,80
20	5,2	132,60	2	190,70	0,90	34,38	2	76,40
40	11,4	145,35	2	171,55	1,50	28,65	2	38,20

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

As Tabs. 5 a 9 mostram os custos finais obtidos para algumas configurações ilustrativas. Nestas tabelas, o custo de manutenção da rede não está incluído. Em cada projeto de minicentraís, há que se avaliar a possibilidade da utilização de baterias comuns, cuja capacidade unitária máxima atualmente disponível no mercado nacional é de 220 Ah (C₂₀), devido a não ser considerada uma boa prática conectar um número grande de baterias em paralelo. Dependendo da fonte de informações, o número máximo recomendado varia entre 4 e 8.

Tabela 5. Resultados de custos para Sistemas Individuais com bateria comum e OPzS – 20 casas

Tipo de bateria	BATERIA COMUM			BATERIA OPzS		
	13	30	45	13	30	45
Consumo (kWh/mês)						
Implantação por casa (R\$)	8.888,36	15.540,27	21.676,82	10.939,58	20.461,57	29.052,71
Reposições totais anualizadas por casa (R\$)	414,12	898,24	1.371,45	413,88	897,95	1.317,72
- baterias (R\$)	320,35	747,48	1.174,60	320,31	747,39	1.121,08
- inversores, controladores (R\$)	93,77	150,76	196,85	93,57	150,56	196,64
Serviços de manutenção anualizados por casa (R\$)	436,30	587,34	738,39	375,41	444,88	505,67
- campanha de troca de baterias (R\$)	113,00	264,04	415,09	52,11	121,58	182,37
- visitas de manutenção (R\$)	323,30	323,30	323,30	323,30	323,30	323,30
■ Implantação anualizado (R\$/kWh)	6,69	5,07	4,72	8,24	6,68	6,32
■ Reposições de componentes (R\$/kWh)	2,65	2,50	2,54	2,65	2,49	2,44
■ Serviços de manutenção (R\$/kWh)	2,79	1,63	1,37	2,40	1,24	0,94
- campanha de troca de baterias (R\$/kWh)	0,72	0,73	0,77	0,33	0,34	0,34
- visitas de manutenção (R\$/kWh)	2,07	0,90	0,60	2,07	0,90	0,60
■ Total geral (R\$/kWh)	12,14	9,20	8,62	13,30	10,41	9,70

Tabela 6. Resultados de custos para minicentraís atendendo 5 e 10 casas, com baterias comuns

Número de casas	5		10	
	30	45	30	45
Consumo por casa (kWh/mês)				
Implantação por casa (R\$)	24.220,62	30.813,96	19.228,10	25.797,29
Reposições totais anualizadas por casa (R\$)	849,83	1265,31	836,11	1250,87
- baterias (R\$)	768,83	1153,25	758,15	1142,57
- inversores, controladores (R\$)	81,00	112,06	77,96	108,30
Serv. de mant. anualizados por casa (R\$)	630,96	782,30	459,19	602,77
- campanha de troca de baterias (R\$)	271,88	407,94	268,19	404,13
- visitas de manutenção (R\$)	359,08	374,36	191	198,64
■ Implantação anualizado (R\$/kWh)	7,90	6,70	6,27	5,61
■ Reposições de componentes (R\$/kWh)	2,36	2,34	2,32	2,32
■ Serviços de manutenção (R\$/kWh)	1,75	1,45	1,28	1,12
- camp. de troca de baterias (R\$/kWh)	0,76	0,76	0,74	0,75
- visitas de manutenção (R\$/kWh)	1,00	0,69	0,53	0,37
■ Total geral (R\$/kWh)	12,02	10,49	9,87	9,04

Tabela 7. Resultados de custos para as minicentraís atendendo 20 e 40 casas, com baterias comuns

Número de casas	20		40	
	30	45	30	45
Consumo por casa (kWh/mês)				
Implantação por casa (R\$)	16881,06	23636,49	15799,69	22574,05
Reposições totais anualizadas por casa (R\$)	841,45	1250,85	840,46	1253,34
- baterias (R\$)	763,49	1142,57	763,49	1145,24
- inversores, controladores (R\$)	77,96	108,28	76,97	108,10
Serv. de manut. anualizados por casa (R\$)	380,88	522,61	336,92	481,51
- campanha de troca de baterias (R\$)	270,10	404,19	270,07	405,11
- visitas de manutenção (R\$)	110,78	118,42	66,85	76,4
■ Implantação anualizado (R\$/kWh)	5,51	5,14	5,16	4,91
■ Reposições de componentes (R\$/kWh)	2,34	2,32	2,33	2,32
■ Serviços de manutenção (R\$/kWh)	1,06	0,97	0,94	0,89
- camp. de troca de baterias (R\$/kWh)	0,75	0,75	0,75	0,75
- visitas de manutenção (R\$/kWh)	0,31	0,22	0,19	0,14
■ Total geral (R\$/kWh)	8,90	8,43	8,43	8,12

Tabela 8. Resultados de custos para as minicentraís atendendo 5 e 10 casas, com baterias OPzS

Número de casas	5		10	
	30	45	30	45
Consumo por casa (kWh/mês)				
Implantação por casa (R\$)	29006,36	38030,74	24153,94	33301,74
Reposições totais anualizadas por casa (R\$)	828,31	1233,02	830,63	1234,62
- baterias (R\$)	747,39	1121,08	752,73	1126,42
- inversores, controladores (R\$)	80,92	111,94	77,90	108,20
Serv. de manut. anualizados por casa (R\$)	480,66	556,73	313,45	381,88
- campanha de troca de baterias (R\$)	121,58	182,37	122,45	183,24
- visitas de manutenção (R\$)	359,08	374,36	191	198,64
■ Implantação anualizado (R\$/kWh)	9,46	8,27	7,88	7,24
■ Reposições de componentes (R\$/kWh)	2,30	2,28	2,31	2,29
■ Serviços de manutenção (R\$/kWh)	1,34	1,03	0,87	0,71
- camp. de troca de baterias (R\$/kWh)	0,34	0,34	0,34	0,34
- visitas de manutenção (R\$/kWh)	1,00	0,69	0,53	0,37
■ Total geral (R\$/kWh)	13,10	11,59	11,06	10,24

Tabela 9. Resultados de custos para as minicentraís atendendo 20 e 40 casas, com baterias OPzS

Número de casas	20		40	
	30	45	30	45
Consumo por casa (kWh/mês)				
Implantação por casa (R\$)	21918,18	31255,73	20901,72	30238,89
Reposições totais anualizadas por casa (R\$)	827,96	1234,25	828,30	1234,25
- baterias (R\$)	750,06	1126,42	751,39	1126,42
- inversores, controladores (R\$)	77,90	107,83	76,91	107,83
Serv. de manut. anualizados por casa (R\$)	232,79	297,84	189,08	257,73
- campanha de troca de baterias (R\$)	122,01	183,24	122,23	183,24
- visitas de manutenção (R\$)	110,78	114,6	66,85	74,49
■ Implantação anualizado (R\$/kWh)	7,15	6,80	6,82	6,58
■ Reposições de componentes (R\$/kWh)	2,30	2,29	2,30	2,29
■ Serviços de manutenção (R\$/kWh)	0,65	0,55	0,53	0,48
- camp. de troca de baterias (R\$/kWh)	0,34	0,34	0,34	0,34
- visitas de manutenção (R\$/kWh)	0,31	0,21	0,19	0,14
■ Total geral (R\$/kWh)	10,10	9,64	9,65	9,34

4.1 Sensibilidade em relação ao custo de manutenção da rede.

Na Figs. 1(a) e (b) são mostrados os custos de reposições + serviços de manutenção em função do número de casas para diversos custos de manutenção da rede. Assumindo-se um custo de manutenção da rede de R\$ 1.000/ano, conforme explanado anteriormente, vê-se que a soma dos custos de serviços de manutenção + reposições por kWh suprido pelo sistema central passa a ser menor do que a dos sistemas individuais para um número de casas acima de 7. Com 20 casas, a redução é cerca de 14% a 17%, se for tomada como base a soma de reposições + serviços, e de 26% a 36% se for tomado como base apenas o valor dos serviços.

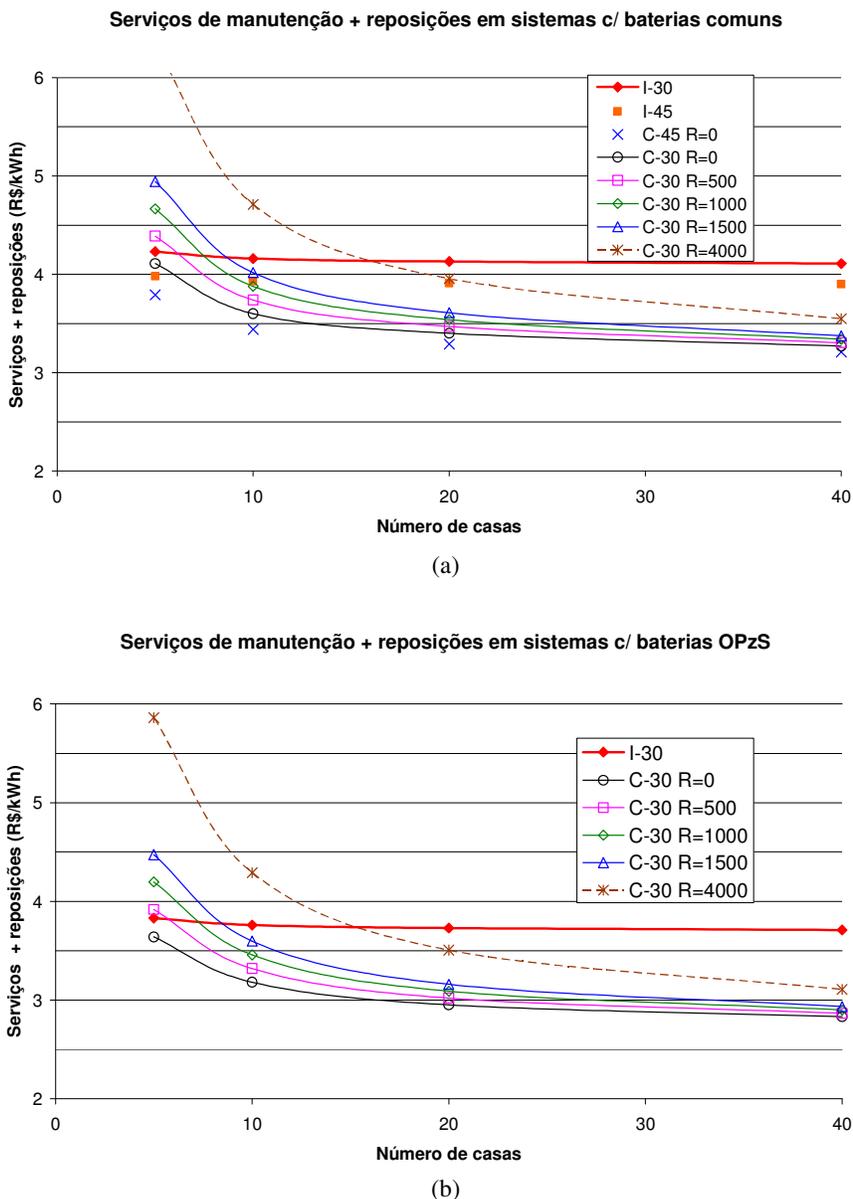


Figura 1 - Custo de serviços + reposições para sistemas fotovoltaicos individuais e centrais utilizando baterias comuns (a) e OPzS (b), considerando diversos custos de manutenção de rede. Notação: I-30 = individual 30 kWh/mês; C-30 = central, 30 kWh/mês. R = custo de manutenção da rede em R\$/km.ano.

4.2 Sensibilidade em relação aos custos de visitas de manutenção

Os custos de visitas de manutenção podem variar muito em função de fatores geográficos, quantidade e densidade espacial das instalações, métodos de organização e critérios de execução dos serviços, etc. Por conta disto, é conveniente fazer uma análise de sensibilidade destes custos.

No presente trabalho, a metodologia de estimativa utilizada juntamente com os valores assumidos para os diversos parâmetros resultou em um custo de visitas de manutenção aos sistemas individuais na faixa de R\$ 320 a R\$ 360 por casa por ano. Em instalações SIGFI13 no Acre reportou-se uma previsão inicial de R\$ 356/casa.ano, baseando-se em visitas trimestrais, mas verificou-se ao final do primeiro ano de operação um gasto de R\$ 965/casa (valores de 2008), que corresponde aproximadamente a três vezes o valor do presente trabalho. Isto foi atribuído, entre outros fatores, a um número de visitas maior que o previsto, bem como a questões organizacionais e capacitação insuficiente de agentes locais, estimando-se que os custos seriam mais baixos futuramente com o aumento do número de instalações e a implementação de modelos de gestão mais eficientes (Eletrobras, 2008).

Faz-se a seguir uma avaliação da influência do aumento dos custos de visitas de manutenção na comparação entre sistemas individuais e centrais. Este aumento pode ser imaginado como fruto de um maior número de visitas (causado por uma maior taxa de falhas) ou de uma elevação dos custos de cada visita devido ao aumento do custo de mão de obra e transporte, ou ainda de uma mistura destes fatores. Em qualquer caso, o aumento dos custos das visitas tende a aumentar a diferença já existente entre os sistemas individuais e os sistemas centrais, favorecendo estes últimos na comparação de gastos totais de manutenção. Por simplicidade, adota-se na presente avaliação o critério de elevação linear dos custos de cada visita, multiplicando-se os custos já calculados para os sistemas individuais e centrais por um fator de 3. Os resultados são ilustrados na Fig. 2, onde se compara os custos de serviços + reposições de sistemas individuais e centrais da classe de 30 kWh/mês empregando baterias comuns, para diversos valores assumidos de manutenção da rede em R\$/km.ano. Assumindo-se um custo de manutenção da rede de R\$ 1000/km.ano e considerando-se 20 casas, a redução de custos da opção do sistema central em relação à do sistema individual seria na faixa de 30% a 33%, se for tomada como base a soma de reposições + serviços, e de 47% a 54% se for tomado como base apenas o valor dos serviços.

Observa-se, no entanto, que os custos de visitas em condições otimizadas seriam provavelmente mais próximos dos valores originais assumidos anteriormente ou mesmo menores, ainda mais considerando-se uma situação onde existam centenas de instalações em uma região, como é a perspectiva do programa de universalização de energia.

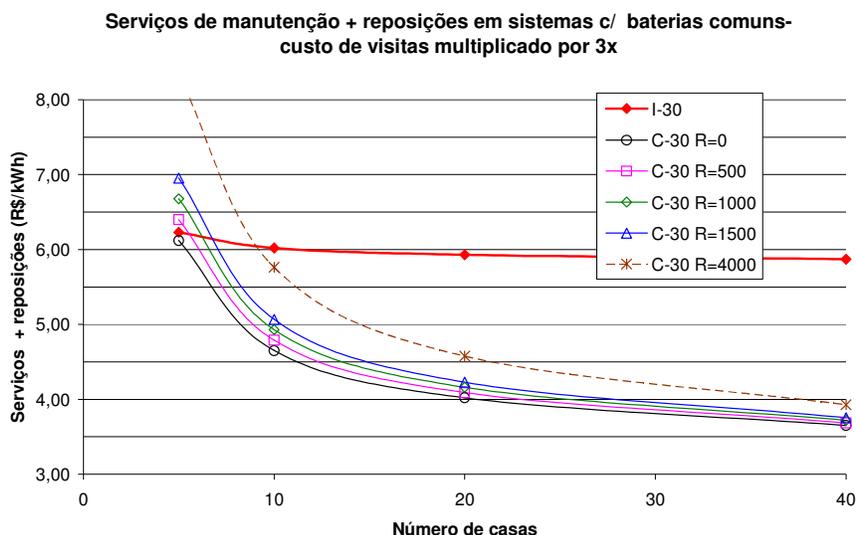


Figura 2 - Custo de serviços + reposições para sistemas fotovoltaicos individuais e centrais utilizando baterias comuns, considerando diversos custos de manutenção de rede. Notação: I-30 = individual 30 kWh/mês; C-30 = central, 30 kWh/mês. R = custo de manutenção da rede em R\$/km.ano. Todos os parâmetros de cálculo estão com os valores *default* assumidos neste trabalho, exceto os custos de visitas de manutenção, os quais foram multiplicados por 3.

4.3 Sensibilidade em relação à taxa de falhas de "outra natureza"

Esta análise de sensibilidade é um caso particular da apresentada anteriormente. A Fig. 3 apresenta a variação dos custos dos serviços de manutenção em função da taxa de "falhas de outra natureza". Escolheu-se fazer uma análise de sensibilidade para este tipo específico de falha pelo fato de sua frequência apresentar a maior variabilidade potencial em relação ao valor assumido como "*default*" (10%). Os valores numéricos utilizados nesta análise de sensibilidade são referentes a sistemas individuais e centrais com 20 casas de 30 kWh/mês por casa. Observa-se que, aumentando-se a

taxa de "falhas de outra natureza" de 10% para 50%, o aumento no custo de serviços de manutenção é de apenas 4% para as centrais e de 35% para os sistemas individuais. Esta diferença se deve ao fato de que a mesma taxa de falhas é aplicada sobre números diferentes: sobre o número de casas, no caso individual, e sobre a unidade (ou seja, uma central) no número das centrais. Por razões semelhantes, resultados comparativos análogos são obtidos ao se variar a taxa de falhas de inversores e controladores.

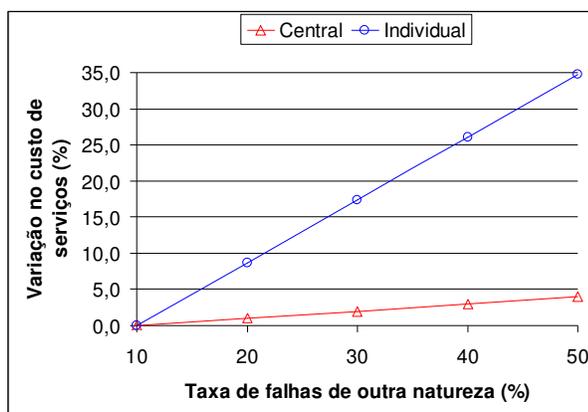


Figura 3 – Variação dos custos de serviços de manutenção em função da taxa de "falhas de outra natureza".

5. CONCLUSÕES

As centrais fotovoltaicas apresentam maior custo de implantação por residência atendida devido aos gastos com o abrigo para os equipamentos, com a minirrede de distribuição e devido à necessidade de implantar uma maior capacidade em painéis fotovoltaicos e baterias, para compensar as perdas energéticas na distribuição. A diferença de custos de implantação por casa é tanto maior quanto menor for o número de casas. Para 20 casas esta diferença é de aproximadamente 8% em relação aos sistemas individuais.

A vantagem principal das centrais é o menor custo das visitas de manutenção. Estas são determinadas pelas falhas de inversores, controladores e ocorrências de outra natureza, geralmente mais pertinentes aos sistemas individuais. As centrais são beneficiadas com o aumento do número de casas, porque isto dilui o custo de manutenção da rede e aumenta a diferença no número de controladores e inversores em relação aos sistemas individuais.

No presente estudo, estimou-se que o custo de serviços de manutenção + reposições por kWh do sistema central passa a ser menor do que o dos sistemas individuais para um número de casas acima de 7. Com 20 casas, a redução é cerca de 14% a 17%, se for tomada como base a soma de reposições + serviços, e de 26% a 36% se for tomado como base apenas o valor dos serviços. Nesta estimativa, considerou-se que o custo de manutenção da rede é cerca de R\$ 1000/ano, para minirredes em comunidades isoladas. Nas faixas de redução apontadas, os limites superiores foram obtidos com as baterias OPzS, assumindo-se para as mesmas uma vida útil de 7 anos.

Com base na estrutura de preços considerada neste trabalho, os custos de reposições + serviços quando empregando baterias OPzS somente serão menores do que os respectivos custos para as baterias comuns se as OPzS apresentarem uma vida útil maior que 6 anos (contra 3 anos, para as comuns), o que deve ser ainda confirmado na prática.

O custo de visitas aos sistemas individuais foi estimado em cerca de R\$ 320 a R\$ 360 por casa por ano, mas há experiências reportadas que indicam um valor maior em certas circunstâncias. Fez-se portanto uma análise de sensibilidade, triplicando-se o custo das visitas tanto dos sistemas individuais quanto o das centrais. Nestas condições, considerando-se 20 casas, a redução de custos da opção do sistema central em relação à do sistema individual seria na faixa de 30% a 33%, se for tomada como base a soma de reposições + serviços de manutenção, e de 47% a 54% se for tomado como base apenas o valor dos serviços de manutenção. Observa-se, no entanto, que os custos de visitas em condições otimizadas seriam provavelmente mais próximos dos valores originais assumidos ou mesmo menores, ainda mais considerando-se uma situação onde existam centenas de instalações em uma região, como é a perspectiva do programa de universalização de energia.

Ao se optar por sistemas fotovoltaicos centrais, parece ser necessário implementar algum tipo de controle para impedir que um usuário consuma mais que o devido e prejudique os demais, questão esta que não se aplica aos sistemas individuais.

REFERÊNCIAS

- Aneel, 2004. Resolução Normativa No 83 de 20/09/2004 - estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes – SIGFI.
- Carvalho, C. M., Borges, E. L. P., Almeida, G. Q.; Araújo, I., Olivieri, M., Schwab, T., Klaus, W., 2009. Solar Home Systems in Xapuri – A Case Study in Northern Brazil; RIO 9 – World Climate & Energy Event; Rio de Janeiro, March 17-19, 2009.
- Carvalho, C. M., Borges, E. L. P., Artigiani, A., Olivieri, M. M. A., Senna, D., Albrechtsen, K., 2010. Acompanhamento do Projeto Piloto de Xapuri - Resultados e Recomendações. Oficina de Trabalho sobre Sistemas Fotovoltaicos para Microrredes Isoladas e Interligados à Rede Elétrica. INCT/EREEA - Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia. Belém/PA, 10-11/02/2010. Disponível para download em <http://www.ufpa.br/inct-ereea/>. Acesso: 19/02/2010.
- Cepel/Cresesb, 1999. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos; Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES, Rio de Janeiro.
- Di Lascio, M. A., Barreto, E. J. F., Pioch, D. (colab.), Rodrigues, E. (colab.), 2009. Energia e Desenvolvimento Sustentável para a Amazônia Rural Brasileira – Eletrificação de Comunidades Isoladas. Ministério de Minas e Energia - Programa Luz para Todos.
- Eletrobras (Carvalho, C. M., Borges, E. L. P., Brame, F. R. G., Almeida, G. Q., Olivieri, M. M. A., Santos, N. C., Martins, R. P., Senna, D., Schwab, T. R., Klaus, W.), 2008. Ações para disseminação de fontes renováveis de energia. Projeto Piloto de Xapuri. Relatório Final; Eletrobrás/Eletoacre/GTZ, outubro/2008.
- Instituto de Energía Solar - Madrid, 1998 - Universal technical standard for solar home systems. Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII. Updated 2001.
- NREL, 2009. Homer[®] (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) - Software de simulação de operação de micro sistemas de geração de energia elétrica do National Renewable Energy Laboratory (NREL), do Department of Energy (DoE), USA. O programa Homer[®] é atualmente disponível no site www.homerenergy.com
- Soares, G. F. W., Gonçalves, A. A., Silva, V. F. P., Jacob, I. P. D., 2007. Limitações no uso de energias renováveis para a eletrificação rural do Amazonas. XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro.
- Tiba, C., 2004. Atlas Solarimétrico do Brasil - Banco de Dados Terrestres. Ed. Universitária da UFPE, 2ª Edição.
- Zilles, R., Mocelin, A. R., 2007. Resultados Operacionais da Implantação de Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares de Acordo com a Resolução Aneel no. 83/2004; I CBENS – Congresso brasileiro de Energia Solar; Fortaleza, 8-11/abr/07.

COST COMPARISON OF INDIVIDUAL AND MINI GRID PHOTOVOLTAIC SYSTEMS FOR RURAL ELECTRIFICATION

Abstract. *A cost comparison for individual and mini grid photovoltaic systems is made regarding the use of these systems for rural electrification in Northern Brazil. The estimates for maintenance costs were based on existing experience for individual systems already operating in the region. A comparison was also made between modified automotive lead acid batteries commonly used in photovoltaic systems in Brazil and the much more expensive OPzS tubular types. The results of these evaluations show that the maintenance costs are expected to be lower in the case of the mini grids than in individual systems. This is because for a given number of houses to be supplied with electrical energy, they use a smaller number of components subject to failures, like inverters and charge controllers. OPzS batteries are expected to compensate for their higher prices if their predicted operating lifetime can be confirmed under the practical conditions envisaged.*

Key words: Solar Energy, Photovoltaics, Rural Electrification