



## Integração de sistemas fotovoltaicos e aquecedores de água solar em telhados residenciais

Rodrigo Otávio Peréa SERRANO<sup>1\*</sup>, José Genivaldo do Vale MOREIRA<sup>2</sup>, Ana Leticia Pilz de CASTRO<sup>3</sup>, Anderson Azevedo MESQUITA<sup>1</sup>, Carlos Barreira MARTINEZ<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Centro de Filosofia e Ciências Humanas, Universidade Federal do Acre, Rio Branco, Acre, Brasil.

<sup>2</sup> Campus Floresta, Universidade Federal do Acre, Cruzeiro do Sul, Acre, Brasil.

<sup>3</sup> Campus Morro do Cruzeiro, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil.

<sup>4</sup> Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

\* E-mail: ropereas@gmail.com

Recebido em novembro/2016; Aceito em março/2017.

**RESUMO:** O aumento da demanda de energia elétrica no Brasil para os próximos 10 anos é de 4,25% ao ano, demandando assim uma expansão do sistema de 3,8% a.a., com previsão de crescimento médio da carga de energia de 2.900 MW ano<sup>-1</sup>. O aumento da demanda, somado aos recorrentes déficits hídricos em várias usinas hidrelétricas e a lentidão da expansão do sistema de geração sustentável, acarretará aumento do consumo de energia gerada por meio de combustíveis fósseis. Neste contexto, a implantação de sistemas híbridos (energia elétrica fotovoltaica e aquecedor de água solar) integrados a rede de distribuição de energia elétrica, apresenta-se como uma alternativa para reduzir essa demanda, com um potencial de produção média de cerca de 3.000 MWh mês<sup>-1</sup> a cada 10 mil casas, que corresponde a energia produzida por uma pequena central hidrelétrica de 6 MW (FC = 0,7) de capacidade instalada.

**Palavras-chave:** energia solar, aquecimento de água, matriz energética.

### Integration of photovoltaic systems and water heater solar roofs in residential

**ABSTRACT:** The increase in electric energy demand in Brazil for the next 10 years is 4.25% per year, thus requiring an expansion of the system of 3.8% per year, with an expected average energy load growth of 2,900 MW year<sup>-1</sup>. The increase in demand coupled with the recurring water deficits in several hydroelectric plants and the slow expansion of the sustainable generation system will increase the consumption of energy generated by fossil. In this context, the deployment of hybrid systems (photovoltaic electricity and solar water heater) integrated electrical power distribution network, presents itself as an alternative to reduce this demand, with an average production potential of about 3,000 MWh month<sup>-1</sup> every 10,000 homes, equivalent to the energy produced by a small hydroelectric power plant of 6 MW (FC = 0,7) of installed capacity.

**Keywords:** solar energy, water heating, energy matrix.

## 1. INTRODUÇÃO

A radiação solar pode ser usada diretamente como fonte de energia térmica para o aquecimento de ambientes e para o aquecimento de fluidos utilizados no armazenamento de energia térmica. Também é uma fonte de energia para a geração de eletricidade através de sistemas de energia solar fotovoltaico (PV - da nomenclatura em inglês para *photovoltaic*) (ANEEL, 2005). Tais aplicações, reduzem a demanda da energia elétrica da rede de distribuição, economizando os insumos das outras fontes de geração, como termoelétricas e usinas hidrelétricas.

No Brasil, os sistemas de aquecimento de água solar (AAS) são mais encontrados nas regiões Sul e Sudeste, devido a características climáticas. Já os sistemas de energia solar (PV), são mais encontradas nas regiões Norte e Nordeste, em comunidades sem rede de energia elétrica (ANEEL, 2005).

No primeiro caso, influencia diretamente na redução da demanda da energia das redes públicas e a segunda, minimiza o isolamento do usuário das grandes redes de distribuição de energia elétrica.

A junção dessas duas tecnologias de aproveitamento da radiação solar por uma população, pode proporcionar maior estabilidade na rede de distribuição de energia elétrica, através da redução da demanda de energia gerada pelas usinas hidrelétricas e termoelétricas. Essa redução da demanda seria bem-vinda, em períodos prolongados de baixa precipitação nas cabeceiras de usinas hidrelétricas, como ocorrido nos últimos cinco anos, que acarretou um déficit hídricos nas usinas do sudeste brasileiro, sendo necessário a compensação com a geração por combustíveis fósseis e consequente aumento da tarifa do consumo de energia elétrica. E nesse ponto, falta incentivos e estudos de impactos da adoção desses sistemas

mistos residenciais no armazenamento das usinas hidrelétricas e no sistema nacional de distribuição.

Dessa forma, este trabalho apresenta uma revisão prévia dos elementos e estudos a respeito de sistemas fotovoltaicos e aquecedores solares em telhados residenciais e analisa a oportunidade da criação de um cluster econômico, levando a discussão para a potencial influência da implantação desses sistemas na redução da demanda de energia elétrica da rede de distribuição. E ainda, apresenta duas propostas de aproveitamento solar em telhados residenciais em um cenário de 10 mil residências.

## 2. REVISÃO DE LITERATURA

### 2.1. Ponto de vista

No período de 2010 a 2012, o Brasil apresentou um crescimento médio de 3,7% na demanda de energia, todavia, posteriormente ocorreu uma redução. Mesmo com um cenário desfavorável economicamente, a estimativa é que o crescimento da demanda de energia, previsto para o período de 2015 a 2024, seja próxima de 4,2% a.a. (MME; EPE, 2015). Esse aumento da demanda reflete na necessidade de ampliação do parque de geração. Dessa forma, o crescimento médio anual da carga de energia, num horizonte decenal, é de 2.900 MW<sub>med</sub>, o que representa uma taxa de expansão de 3,8% a.a., (MME; EPE, 2015) equivalente a uma UHE (com capacidade semelhante a Usina Hidrelétrica de Belo Monte) a cada 19 meses.

A crise ocasionada pelo aumento da demanda, somado ao lento aumento do parque tecnológico de geração de energia e agravado pelo déficit hídrico em várias usinas hidrelétricas, indicam a necessidade de se buscar alternativas para o aumento da disponibilidade de energia elétrica. Dessa forma, a implementação de sistemas AAS, em paralelo a um sistema PV, integrado à rede, se apresentam como uma alternativa para diminuição da demanda sobre o potencial hidráulico armazenado nas usinas hidrelétricas podendo, futuramente, proporcionar um sistema mais equilibrado em geração de energia com base em fontes renováveis.

### 2.2. Características de um sistema PV

As tecnologias PV podem ser divididas em três categorias ou gerações:

- Módulos de primeira geração: compostas de silício cristalino (c-Si), mono ou multicristalino, com células de 180-250µm de espessura.
- Módulos de segunda geração: compostas de silício amorfo (a-Si), que utilizam camadas muito finas com 1µm de espessura, conhecidas por células de filmes finos.
- Módulos de terceira geração: definidas como uma tecnologia que deveria ser produzida com materiais, não tóxicos, de fina camada e de grande eficiência.

Após a evolução dos semicondutores na década 1950, os módulos de primeira geração que utilizavam estruturas cristalinas de silício, atingiram uma eficiência 15%. Em seguida, com o desenvolvimento da microeletrônica em 1970, os módulos atingiram 17% de eficiência, e a partir de 1980, os módulos se aproximaram de 25% de eficiência (GREEN *et al.*, 2001).

De modo geral, os módulos PV de silício podem ser classificados em monocristalino e multicristalino, que em comparação aos outros tipos de tecnologia PV, apresentam a maior eficiência comercial e representam, pelo menos, 80% da produção mundial (GUL *et al.*, 2016).

Já os módulos de terceira geração, englobam as novas tecnologias PV que usam células fotovoltaicas orgânicas (OPV) e apresentam o fator limitante, que são os elevados custos de aquisição e a baixa expectativa de vida útil, em comparação as placas de primeira e segunda geração (PARIDA *et al.*, 2011).

A eficiência dos sistemas PV pode ser dada pela relação entre a potência da célula PV e a área da célula ou do módulo, pela irradiância, em condições padrões (ABNT, 2013):

$$\eta(\%) = \frac{P_{MP}}{(A_{MT} \text{ ou } A_{CT}) \cdot G_{TOT}} \cdot 100\% \quad (1)$$

em que:

$\eta(\%)$  - é a eficiência de conversão fotovoltaica;

$P_{MP}$  - é a potência máxima do gerador PV;

$A_{MT}$  - é a área total do módulo PV;

$A_{GT}$  - é a área total da célula PV;

$G_{TOT}$  - é a irradiância total.

Essa mesma relação, também influencia na área ocupada (Tabela 1) pela placa PV, sendo que o módulo composto por silício amorfo (a-Si) é 2 a 3 vezes superior à área de um sistema de silício cristalino (c-Si). Outra questão relevante, é que os módulos PV menos eficientes apresentam melhor relação RS/m<sup>2</sup>, mesmo necessitando de áreas maiores para gerar a mesma potência. Já os módulos cristalinos, apresentam menores custos de instalação por necessitarem menores áreas de operação (PINHO; GALDINHO, 2014).

Os módulos monocristalinos são amplamente utilizados, devido a melhor eficiência em comparação com os módulos

Tabela 1. Comparação da área ocupada com diferentes tecnologias PV para um sistema de 1 kWp (adaptado de DGS, 2008).

Table 1. Comparison of the occupied area with different PV technologies for a 1 kWp system (adapted from DGS, 2008).

Tecnologia	Área requerida para 1 kWp
Monocristalino (c-Si)	7m <sup>2</sup> - 9m <sup>2</sup>
Células de Alto desempenho	5,5m <sup>2</sup> - 10m <sup>2</sup>
Multicristalino (p-Si)	7,5m <sup>2</sup> - 10m <sup>2</sup>
Cobre índio disseleneto (CIS)	9m <sup>2</sup> - 11m <sup>2</sup>
Cádmium telluride (CdTe)	9m <sup>2</sup> - 11m <sup>2</sup>
Amorphous Silicon (a-Si)	14m <sup>2</sup> -20m <sup>2</sup>

multicristalino, podendo chegar a 24,4% de eficiência (ZHAO *et al.*, 1998), no entanto, salienta-se que a eficiência dos módulos é menor que a eficiência da célula PV.

Segundo Gul *et al.* (2016), a empresa líder na fabricação de módulos PV é dos EUA e alcançou uma eficiência de 20,4% em seus módulos, segundo teste realizado pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), em 2015.

Os módulos multicristalino ou policristalino apresentam uma eficiência menor, que pode chegar a 19,8% (ZHAO *et al.*, 1988), porém possuem menores custos de fabricação e chegam a um custo mais acessível ao mercado, sendo muitas vezes preferidos, mesmo sendo menos eficazes que os módulos monocristalinos (GUL, 2016).

Segundo Gul *et al.* (2016), metade das empresas que fabricam essas placas, estão localizadas na China e na Alemanha, e desenvolvem materiais com eficiências que variam de 15,0 a 16,9%; sendo que a maior eficiência em módulos comerciais é de 16,9%, alcançadas por uma empresa de Taiwan (T10 da *Neo Solar Power Corporation*). Os módulos de índio disseleneto de cobre (CIS), que também podem apresentar o Gálio em sua composição (CIGS), (WALTER *et al.*, 1997), pode chegar a uma eficiência 18,8%, como ocorrido em um teste realizado em dezembro de 2013 (GUL, 2016).

Os módulos de telureto de cádmio (CdTe) é um dos materiais mais promissores para tecnologia de película fina, com eficiência que podem variar de 11,2% a 17,3%, (GUL, *et al.*, 2016)

As placas de silício Amorfo (a-Si) são comumente desenvolvidas em forma não cristalina, sendo a mais popular entre as tecnologias de película fina, porém mais propensa a degradação. Algumas das variedades de a-Si são de carboneto de silício amorfo (a-SiC), germânio de silício amorfo (a-SiGe), silício microcristalina ( $\mu$ -Si) e nitreto de silício amorfo (a-SiN) (PARIDA *et al.*, 2011).

Dentre os módulos fabricados a-Si, destaca-se o módulo da *Stion Corporation* dos EUA, com eficiência de 13,8% (GUL *et al.*, 2016). Em regiões quentes, a temperatura de módulos PV integrado a cobertura, podem chegar a 80°C, afetando sua eficiência, pois a tensão dos módulos diminui proporcionalmente com o aumento da temperatura. Os módulos de película fina (tecnologia a-Si e Silício microcristalino – a-Si/ $\mu$ c-Si), são as opções mais adequadas para integração arquitetônica, devido ao baixo coeficiente de temperatura (BLOEM, 2008). Os módulos PV integrados as edificações, sofrem interferências de temperatura e ventilação (Figura 1), necessitando cuidados especiais na escolha do local e modelo de modelo.

Esse aumento da temperatura por longos períodos, degradam as células, reduzindo sua vida útil. Os conjuntos de vidro/encapsulante, com o tempo, perdem elasticidade e a capacidade de proteger a célula da radiação ultravioleta e infravermelho (SEFID *et al.* 2012).

Outro fator importante, na escolha dentre as diferentes tecnologias PV, está relacionado com as diferentes respostas a diferentes comprimentos de onda (resposta espectral). Cada tipo de placa PV, apresenta uma faixa do espectro mais adequada, para melhor produção de energia. Por exemplo, a tecnologia de a-Si possui resposta espectral voltada para baixos comprimentos de onda, na cor azul, sendo indicada para regiões com predominância de céu nublado e baixa irradiância (GOTTSCHALG *et al.*, 2005).

Observa-se, que a medição da radiação solar é importante para o desenvolvimento de projetos de captação e conversão da

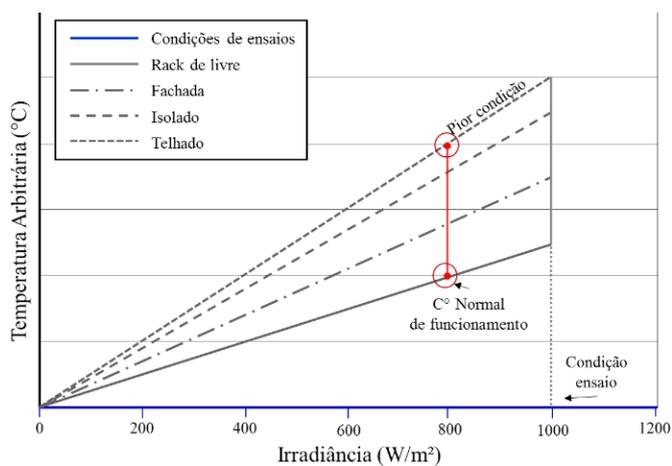


Figura 1. Variação de temperatura do módulo PV em função da irradiância, em diferentes tipos de integração (adaptado de BLOEM, 2008).

Figure 1. Variation of temperature of the PV module as a function of irradiance, in different types of integration (adapted from BLOEM, 2008).

energia solar, permitindo a análise de viabilidade de instalação de sistemas PV em uma determinada região, garantido máximo aproveitamento do recurso ao longo do ano.

Tais informações podem ser obtidas usando o piranômetro, para medição da radiação global, e o pireliômetro, para medição da irradiação direta (PINHO, 2014)

Os dados históricos de irradiação solar, também podem ser estimados com base em dados meteorológicos, como o número de horas de insolação e a nebulosidade. Outra alternativa é a utilização de métodos computacionais que permitem análise de estimativas obtidas por satélite, correlacionando com medições terrestres e informações geográficas (HAAG, 2012 e PINHO, 2014).

Já o desempenho de um sistema PV é tipicamente medido pela Taxa de Desempenho (TD), que é definida como a razão entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. Para sistemas PV conectados à rede residenciais, bem ventilados e não sombreados, uma TD entre 70 e 80% pode ser esperada para as condições brasileiras. Contudo, o desempenho do sistema PV é fortemente influenciado pela temperatura ambiente e pela tecnologia PV utilizada. Para reduzir a incerteza na estimação da TD do sistema PV, pode ser utilizado softwares de dimensionamento como o PVSOL e o PVSYST (NASCIMENTO, 2013).

Em todos os casos, a simplicidade do sistema PV, permite a geração de energia elétrica no próprio local de consumo, evitando custos e perdas de transmissão e distribuição, em comparação a outras fontes geradoras (DELUCCHI; JACOBSON, 2011). Essa simplicidade, aliada ao tempo de vida útil dos módulos (20 a 30 anos), torna o PV, uma alternativa de geração de energia elétrica adequada para integração as unidades residenciais ligadas a rede de distribuição.

Países como Japão e Alemanha, são pioneiros em programas de incentivo a essa integração há mais de 20 anos (BRAUN-GRABOLLE, 2010). Sucessos desse tipo, mostram que essa forma de geração, pode complementar a matriz energética brasileira, permitindo a manutenção do armazenamento da energia potencial hidráulica nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para uso em momentos de picos de demanda.

Dessa forma é possível avaliar e identificar quais são as melhores opções de sistemas PV para cada região do Brasil, levando em consideração a irradiação solar e a temperatura de trabalho.

### 2.3. Aquecimento solar e armazenamento

Em 2015, cerca de 25,1% do consumo total de energia elétrica do país foi destinado ao setor residencial, que apresentou um aumento de consumo de 53% nos últimos 10 anos, chegando ao consumo de 131.315 GWh, conforme o Balanço Energético Nacional do Brasil (EPE, 2016). Desse percentual, parte é convertida para aquecimento de água, variando de acordo com a região e as condições socioeconômicas. Na Europa, o percentual de energia elétrica demandada para o aquecimento de água pode chegar a 84% em uma residência (LINDER; BHAR, 2007). No caso do Brasil, por questões climáticas e socioeconômicas, deve ser menor, porém, também representa um grande potencial para converter a radiação solar em calor sensível utilizável, através de aquecedores solares.

Um sistema de aquecimento de água solar (AAS), depende de um sistema de armazenamento de energia térmica (TES), classificada pelo mecanismo de armazenamento (sensível, latente ou química) e pelo conceito de armazenamento (ativo ou passivo). Porém, neste artigo, será considerado apenas os mecanismos de calor sensível da própria água (ativo ou passivo) (Figura 2).

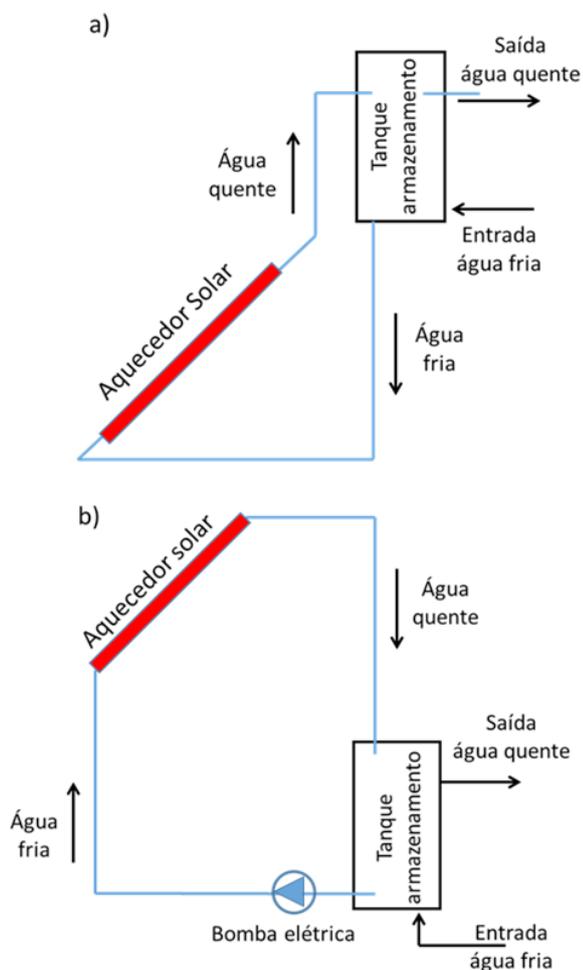


Figura 2. Sistemas de aquecedores solar: (a) passivo e (b) ativo (adaptado de CRUICKSHANK, 2009).

Figure 2. Solar heater systems: (a) passive and (b) active (adapted from CRUICKSHANK, 2009).

Dessa forma, a água passa pelo coletor solar e segue para o armazenamento. Esses sistemas baseados em calor sensíveis são normalmente mais simples e mais baratos do que outras alternativas. Seus conceitos são bem aceitos, viáveis e amplamente utilizados. De acordo com Hadorn (2008), o armazenamento na faixa 20-80°C tem sido feito há séculos com água, e continuará sendo a melhor opção custo-benefício para combinações e integração residencial.

As principais características de um sistema TES são:

- Boa capacidade de energia por unidade de volume ou peso;
- Faixa de temperatura de operação de 60° a 80°;
- Propriedades médias de transporte de energia (toxicidade, corrosividade, capacitância de calor);
- Boa estratificação temporária da unidade de armazenamento;
- Baixa potência necessária para a adição ou remoção de calor;
- Menor custos dos materiais utilizados na construção do reservatório associado com o sistema;
- Maior controle das perdas térmicas do sistema de armazenamento;
- Menor curso.

Obviamente, a alta capacidade térmica (densidade x calor específico) é um fator importante de um bom sistema de armazenamento. A limitação do espaço é um problema em aplicações residenciais, sendo importante a capacidade de manutenção do calor do TES e a capacidade de absorver ou libertar calor a uma taxa suficiente para a aplicação desejada. Esta taxa é dependente da difusividade térmica do meio para os sólidos e a possibilidade de obtenção de elevadas taxas de transferência de calor por convecção para líquidos. Em geral, é mais fácil a troca de calor com líquidos, já os sólidos são mais fáceis de estratificar e conter.

A estratificação permite um aumento da qualidade de energia (exergia) dentro do reservatório e facilita o armazenamento do calor absorvido. Rysanek (2009) e Cruickshank (2009), avaliaram a exergia, ou potencial de trabalho útil desses sistemas de armazenamento.

A água utilizada no armazenamento de calor, apresenta a faixa de temperatura limitada de 20 a 80°C, próximo da temperatura do fluido que sai dos coletores solares típicos. Porém, esse limite, não afeta aplicações residenciais, considerando que essa faixa é o suficiente para o atendimento domiciliar. Outra vantagem, está nas altas taxas de transferência de calor convectivo, permitindo altas taxas de extração, mesmo com difícil estratificação.

### 3. PROPOSTAS DE INTEGRAÇÃO PV + AAS

A pesquisa realizada para o desenvolvimento deste trabalho, está voltada a defesa da implantação de sistemas fotovoltaicos e aquecedores de água em telhado residenciais, ao ponto de diminuir a carga demandada da rede de distribuição de energia elétrica, permitindo assim, a manutenção do armazenamento do potencial hídrico dos reservatórios de usinas hidrelétricas com déficit hídrico.

Para tanto, utilizou-se da pesquisa bibliográfica, pautando-se no levantamento da experiência de aplicação desses sistemas integradas a rede, como apresentado anteriormente, afim de

identificar as tecnologias disponíveis no mercado, voltados a aplicação residencial.

A seguir, será apresentado uma análise do potencial de redução de demanda, com base nos custos de implantação de dois sistemas de aproveitamentos solar, o primeiro composto um kit PV e segundo com um kit PV+AAS, ambos interligados na rede de distribuição de energia elétrica.

#### 4. RESULTADOS

Os custos de implantação de para 2 cenários que utilizam os sistemas PV e AAS para uma residência típica de 4 moradores, com nove cômodos, com um consumo médio de 300 KWh/mês em uma região com radiação média  $6\text{kWh}\cdot\text{dia}^{-1}$  ou 6 Horas de Sol Pleno (HSP) por dia (Tabela 2).

Para o dimensionamento da potência do sistema, é importante verificar os critérios de compensação regulamentado pelo setor de distribuição da região. O sistema adotado no Brasil é gerido pela normativa ANEEL 482/2012.

Para analisar a viabilidade de implantação é importante levar em consideração o tempo de retorno do investimento (Tabela 3).

Os custos e dimensionamentos aqui apresentados foram realizados por cotação em 3 fornecedores diferentes com base na demanda de consumo médio mensal, para mão de obra especializada para instalação foi considerado o custo de instalação de 10% do valor dos equipamentos. Considerando e que os custos tarifários da concessionária é de aproximadamente R\$ 0,90 por kWh (Tarifa + encargos + tributos), teremos a relação apresentada na Tabela 3.

Tabela 2. Custo de instalação de 2 cenários de implantação, considerando os valores de mercado da cidade de Belo Horizonte - MG.

Table 2. Cost of installation of 2 deployment scenarios, considering the market values of the city of Belo Horizonte - MG.

Cenário	Descrição	Implantação (R\$)
Sistema (PV). Integrado a rede	12 módulos PV (3,0 kWp) Área necessária (27m <sup>2</sup> ) 1 Inversores (2,5 kW) 8 módulos PV (2,0 kWp)	30.000,00
Sistema Híbrido (PV + AAS) Integrado a rede	Área necessária (18m <sup>2</sup> ) 8 Inversores (2,5 kW) 1 coletor solar (2 m <sup>2</sup> para 161,3 kWh/mês) 1 Boiler de 400L: Ø 60cm x 190cm	22.500,00

Tabela 3. Tempo de retorno do investimento.

Table 3. Return on investment time.

Cenário	Total + 10% (R\$)	Economia (rede pública)	Retorno do investimento
Sistema (PV). Integrado a rede	33.000,00	R\$ 3.240,00 / ano	10,2 anos
Sistema Híbrido (PV 70% +AAS) Integrado a rede	24.750,00	R\$ 3.240,00 / ano	7,7 anos

#### 5. DISCUSSÃO

O consumo global de energia vem aumentando anualmente, sendo necessário a implantação de novos parques geradores e utilização de novas tecnologias para atender a demanda.

As tecnologias voltadas ao aproveitamento solar, apresentam um grande potencial econômico e benefícios para a sociedade. Atualmente, várias tecnologias vêm aprimorando os módulos PV e AAS disponíveis no mercado. No caso dos módulos PV, o fator chave da evolução, está na disponibilidade do silício e na simplicidade de fabricação, que permitiu atingir 20,4%.

Pelos valores apresentados nas Tabelas 2 e 3, observa-se que a integração dos sistemas PV e AAS, se apresenta como a opção mais vantajosa, com um tempo de retorno do investimento em até 8 anos. Salienta-se, que se houvesse maiores incentivos do governo, tais custos poderiam ser reduzidos.

Se consideramos a necessidade de aquecimento da água em regiões mais frias, os módulos AAS, se apresentam como uma excelente alternativa para uso residencial, em virtude de sua simplicidade e facilidade de instalação.

Dessa forma, considerando um conjunto de 10 mil residências (equivalente a uma cidade de 40mil habitantes), pode-se ter uma redução de 3.000 MWh/mês sobre a rede de distribuição. Essa energia corresponde a energia produzida por uma pequena central hidrelétrica de 6 MW (FC=0,7) de capacidade instalada, o que poderia proporcionar um alívio na demanda de energia de uma usina hidrelétrica com déficit hídrico.

Para tornar esses módulos híbridos integrados a rede de distribuição um importante seguimentos de aproveitamento solar, a eficiência dos módulos devem aumentar sem comprometer os custos. Nesse contexto, acredita-se que o cenário de aproveitamento de energia solar, vai continuar aumentando sua participação no contexto energético mundial.

#### 6. CONCLUSÃO

As tecnologias voltadas a geração de energia solar fotovoltaica e sistemas de aquecimento de água solar estão se aprimorando e foram revistos neste artigo, além disso, foi apresentado cenários de aplicações dessas duas tecnologias, como uma opção de integração a rede de distribuição de energia elétrica.

Os sistemas híbridos (Figura 3) de aproveitamento de energia solar (PV e AAS) mostram-se viáveis, principalmente em regiões com maior demanda em aquecimento de água.

Estas tecnologias proporcionam inúmeras vantagens atraentes, principalmente a possibilidade de econômica a longo prazo e a redução da demanda junto as redes de distribuição, podendo proporcionar uma economia da energia hidráulica dos reservatórios das usinas hidrelétricas com déficit hídrico.

De uma forma ainda inicial pode-se vislumbrar um cenário de substituição de fontes de energia por um sistema como o apresentado. Nesse contexto, caso essa alternativa foce cotejada para a região metropolitana de Belo Horizonte ter-se-á um potencial de substituição de fonte de geração equivalente a Usina Hidrelétrica de Três Marias / MG, ou simplesmente usar esse potencial como ampliação da oferta de energia.

Em conclusão, abordando os principais aspectos abordados neste artigo, é difícil extrair exato padrão de equivalência e potencial de incremento energético no sistema de distribuição. No entanto, pode-se dizer que os módulos PV e AAS em telhados residências, estão sendo difundidos, podendo se tornar um cluster econômico que pode amenizar o déficit hídrico de algumas Usinas Hidrelétricas.

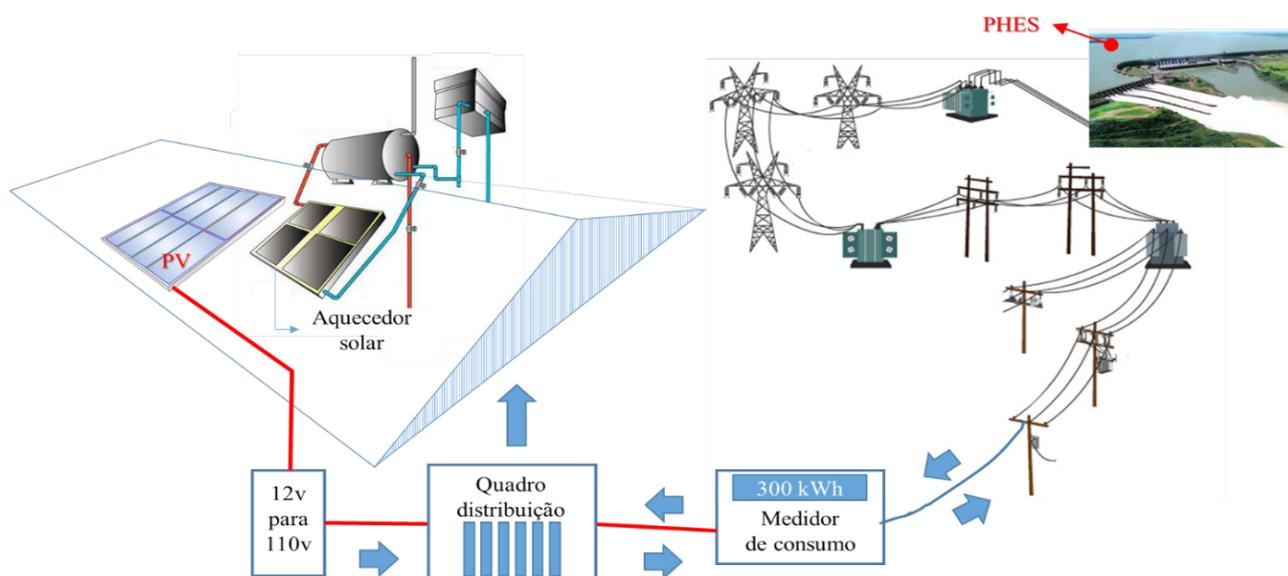


Figura 3. Integração do sistema solar à rede de distribuição de energia elétrica.

Figure 3. Integration of the solar system into the electricity distribution network.

## 7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo reviu algumas técnicas e meios para geração de energia elétrica fotovoltaica, energia solar térmica e armazenamento do potencial térmico residenciais, de forma a diminuir a demanda da rede de distribuição de energia elétrica, levando em consideração um possível apoio as Usinas Hidrelétricas com déficit hídrico.

Dessa forma, foi possível observar, a deficiência de estudos de impacto da utilização da energia solar em residências, junto ao sistema nacional de geração de energia.

Por fim, é importante desenvolver novas pesquisas, para identificação de materiais, desenvolvimento de técnicas de simulação mais detalhados para sistemas híbridos integrados a rede de distribuição e de identificação de custos de implantação dos sistemas e que leve em consideração a possibilidade de fazer que essa alternativa se constitua em mais uma fonte de abastecimento de energia renovável.

## 8. AGRADECIMENTOS

Os autores manifestam seus agradecimentos à UFAC, UFMG, UFOP, CAPES, CNPq, CEMIG, ELETROBRÁS-FURNAS, a FAPEMIG, pelo suporte financeiro para a realização desse trabalho.

## 9. REFERÊNCIAS

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 10899:2013**: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia. Rio de Janeiro: ABNT, 2013. 11p.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, 2° ed. Brasília, 2005. 243p. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/download.htm> >. Acesso em: 01 nov. 2016.
- BLOEM, J. J. Evaluation of a PV-integrated building application in a well-controlled outdoor test environment. **Science Direct**. Amsterdam, v. 43, n.2, p.205-2016, February 2008. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360132306003015> >. Acesso em: 01 nov. 2016.

BRAUN-GRABOLLE, P. **A integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana**. 2010. 257f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis - SC, 2010. Disponível em: < <http://www.labee.ufsc.br/node/382> >. Acesso em: 01 nov. 2016.

CRUICKSHANK, C. A., 2009. **Evaluation of a Stratified Multi-tank Thermal Storage for Solar Heating Applications**. 2009. 280 f. (PhD in Mechanical and Materials Engineering) - Queen's University. Kingston, Ontario, Canada, 2009. Disponível em: < [https://qspace.library.queensu.ca/bitstream/1974/1969/1/Cruickshank\\_Cynthia\\_A\\_200906\\_PhD.pdf](https://qspace.library.queensu.ca/bitstream/1974/1969/1/Cruickshank_Cynthia_A_200906_PhD.pdf) >. Acesso em: 01 nov. 2016.

DELUCCHI, M. A.; JACOBSON, M. Z. Providing all Global Energy with Wind, Water, and Solar Power, Part II: Reliability, System and Transmission Costs, and Policies. **Energy Policy**. Issue 3, v.39, p.1170-1190. December 2011. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510008694> >. Acesso em: 01 nov. 2016.

DEUTSCHE GESELLSCHAFT FUR SONNENENERGIE (DGS). **Planning and Installing Photovoltaic Systems - A Guide for Installers, Architects and Engineers**. The German Energy Society Berlin, 2008, 384p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2016: Ano base 2015**. Ministério de Minas e Energia (MME), Rio de Janeiro, 2016. 294p. Disponível em: < [https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final\\_2016\\_Web.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2016_Web.pdf) >. Acesso em: 01 nov. 2016.

GOTTSCHALG, R.; BETTS, T. R.; INFELD, D. G.; KEARNEY, M. J. The Effect of Spectral Variations on the Performance Parameters of Single and Double Junction Amorphous Silicon Solar Cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. California, v.85, n. 3, p.415-428, January 2005. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024804002478> >. Acesso em: 01 nov. 2016.

GREEN M. A.; ZHAO J.; WANG A.; WENHAM S. R. Progress and outlook for high-efficiency crystalline silicon solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. California, v.65, p. 9-16, January 2001. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092702480000726> >. Acesso em: 01 nov. 2016.

- GUL, M.; KOTAK, Y.; MUNEEER, T. Review on Recent Trend of Solar Photovoltaic Technology. **Energy Exploration & Exploitation**. Sage, v.1, p.1-42, 2016. Disponível em: < <http://eea.sagepub.com/content/early/2016/05/19/0144598716650552.full.pdf> >. Acesso em: 01 nov. 2016.
- HAAG, R. **Estimativa da Distribuição Espectral da Radiação Solar Sobre o Território Brasileiro Através de Análise Multi-instrumental**. 2012. 135f. Tese (Doutorado em Engenharia) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRS), Porto Alegre, 2012. Disponível em: < <http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/56588> >. Acesso em: 01 nov. 2016.
- HADORN, J. C. Advanced Storage Concepts for Active Solar Energy — IEA SHC Task 32 2003–2007. **Eurosun 1<sup>st</sup> International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings**, Lisbon, p.1-8, October 2008. Disponível em: <[http://www.solarthermalworld.org/sites/gstec/files/Hadorn\\_storage.pdf](http://www.solarthermalworld.org/sites/gstec/files/Hadorn_storage.pdf)>. Acesso em: 01 nov. 2016.
- LINDER, S.; BHAR, R. **Space Conditioning in the Residential Sector in Europe**. Deliverable 1 - Ground Reach. EU Project. Ecofys, 2007. 221p. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/ground-reach\\_space\\_conditioning\\_in\\_the\\_residential\\_sector.pdf](https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/ground-reach_space_conditioning_in_the_residential_sector.pdf)>. Acesso em: 01 nov. 2016.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME); EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. MME/EPE Brasília, Brasil, 2015. 467p. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf> >. Acesso em: 01 nov. 2017.
- NASCIMENTO, L. R. DO. **A Avaliação de Longo Prazo de um Sistema Fotovoltaico Integrado à Edificação Urbana e Conectado à Rede Elétrica Pública**. 2013. 103f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil), Universidade Federal de Santa Catarina, 2013. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/130919>>. Acesso em: 01 nov. 2017.
- PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A Review of Solar Photovoltaic Technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 3. P.1625-1636. April 2011. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110004016> >. Acesso em: 01 nov. 2016.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL – CRESESEB, ed. revisada, Rio de Janeiro, 2014, 530p. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 01 nov. 2016.
- RYSANEK A., 2009. **Second law Performance Analysis of a Large Thermal Energy Vessel Using CFD**. 2009 M.A. Sc. Thesis. Queen's University, p. 124. Disponível em: < <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.535.5416&rep=rep1&type=pdf> >. Acesso em: 01 nov. 2016.
- SEFID, S. S. S. G.; MIRBAGHERI, S. M.; MOUSAVI, S. M. H.; SEFID, S. E. S. G. Investigation of Solar Cells Lifetime in Iran. **IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems**. Anais, Bengaluru, v.1, p. 1-5. December 2012. Disponível em: < <http://ieeexplore.ieee.org/document/6484264/authors> >. Acesso em: 01 nov. 2016.
- WALTER, T.; RUD, V. Y.; SCHOCK, H. W. Photosensitivity of thin-film ZnO/CdS/Cu(In, Ga)Se<sub>2</sub> solar cells. **Semiconductors**. Walter, v. 31, n. 7, p. 681-685, July 1997. Disponível em: < <http://link.springer.com/article/10.1134/1.1187065> >. Acesso em: 01 nov. 2016.
- ZHAO J.; WANG A.; GREEN M. A. 19.8% efficient “honeycomb” textured multicrystalline and 24.4% monocrystalline silicon solar cells. **Applied Physics Letters**. Melville – NY, v. 73, p. 1991–1993, October 1998. Disponível em: < <http://scitation.aip.org/content/aip/journal/apl/73/14/10.1063/1.122345> >. Acesso em: 01 nov. 2016.