

SISTEMA HÍBRIDO SOLAR FOTOVOLTAICO, CÉLULA A COMBUSTÍVEL E BATERIAS APLICADOS A COMUNIDADES ISOLADAS NA REGIÃO DA AMAZÔNIA BRASILEIRA

Sergio B. Silva – sergio@ifto.edu.br

Instituto Federal do Tocantins / Universidade de Brasília

Mauro M. Severino – mauroseverino@ene.unb.br

Marco A. G. de Oliveira – mago@ene.unb.br

Universidade de Brasília, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. Este trabalho apresenta a avaliação econômica para aplicação de tecnologias de geração solar fotovoltaica e de células a combustível para suprimento de energia elétrica de forma ininterrupta a comunidades isoladas na região da Amazônia brasileira. O estudo pauta-se nas características técnicas e econômicas de um projeto-piloto que utiliza dessa tecnologia e está instalado no Centro de Pesquisa Canguçu (CPC), área de proteção ambiental, localizado próximo à Ilha do Bananal, no sudoeste do Estado do Tocantins. O artigo apresenta uma análise comparativa dos resultados do custo do projeto-piloto com o dimensionamento e a otimização do sistema híbrido com auxílio do programa computacional HOMER© (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables). A análise mostrou que com o dimensionamento e a otimização do sistema implantado no CPC, o custo do projeto ao longo da vida útil, poderia ser reduzido em 30%. Apesar dos custos elevados dos componentes, célula a combustível e eletrolisador, os módulos fotovoltaicos apresentaram cerca de 50% do Valor Presente Líquido (VPL) do sistema otimizado. Com base nos resultados obtidos, pode-se concluir que, mesmo implantado nas condições adversas da região norte, o sistema atende as questões técnicas de funcionamento, porém, devido aos custos elevados dos seus componentes, o mesmo mostra-se ainda inviável para aplicação no Brasil.

Palavras-chave: Fotovoltaica, Célula a Combustível, Sistemas Híbridos, Geração Distribuída, Sistemas Autônomos.

1. INTRODUÇÃO

Sabe-se que a energia é de suma importância para a sobrevivência humana, sendo utilizada para o atendimento de necessidades básicas como alimentação, moradia, locomoção, trabalho e lazer, entre vários outros fatores essenciais ao desenvolvimento e conforto humano. O homem busca, desde a pré-história, uma melhoria na qualidade de vida, tanto pelo uso direto da energia, quanto pela transformação da energia em bens de consumo.

Porém, apesar dos avanços tecnológicos na geração e distribuição de energia elétrica, cerca de um terço da população mundial ainda não possui acesso a esse recurso (Hoffmann, 2006). Autores como Depledge e Lamb (2003) e Bilen et al. (2008), acreditam que, com o aumento do consumo, o desenvolvimento de novas tecnologias para o suprimento de energia torna-se um grande desafio nos dias atuais. No Brasil, grande número de famílias vive distante dos centros urbanos, sem as menores condições de infra-estrutura. A região norte do país destaca-se nas dificuldades de acesso à energia devido às características locais, como sua grande extensão territorial, complexa logística de transporte, baixa densidade demográfica, além do baixo poder aquisitivo da população local. O suprimento de eletricidade para tais comunidades, devido aos fatores acima mencionados, implica custo elevado de geração de energia.

Nos últimos anos, um aumento das pesquisas e aplicações que utilizam fontes renováveis de energia (FREs), ambientalmente amigáveis e sustentáveis, pode ser constatado em vários países desenvolvidos e em desenvolvimento. Países como a Alemanha, EUA, Espanha, Japão e China estão adotando políticas para o uso de alternativas energéticas por meio de FREs, com objetivos de suprirem a crescente demanda de energia per capita e de reduzirem as emissões dos gases de efeito estufa (Borbely e Kreyder, 2001; Asif e Muneer, 2007).

Obter soluções para os problemas ambientais que são enfrentados atualmente exige ações que devem ser iniciadas o quanto antes para que a humanidade possa se desenvolver de forma sustentável. Hepbasli (2008) afirma que as FREs apresentam-se como uma das soluções mais eficientes e eficazes frente às questões do aumento da demanda e do desenvolvimento sustentável. As FREs são consideradas ambientalmente amigáveis e inesgotáveis quando comparadas com as fontes convencionais de energia.

Para Míguez et al. (2006), o uso das FREs pode colaborar para a redução da dependência externa por energia, além de incentivar a industrialização tanto local como regional para produção de componentes dessas tecnologias. Também pode contribuir com a capacitação profissional em nível técnico, de engenharia e com a criação de serviços de consultoria específica, abrindo novos postos de trabalho.

Cada tipo de tecnologia para aproveitamento das FREs (solar fotovoltaica, eólica, hidroeletricidade, etc.) tem suas próprias vantagens, que satisfazem de modo único cada aplicação. Geralmente, elas não liberam gases ou líquidos

poluentes durante a operação. Mesmo quando há a liberação de gases poluentes, suas quantidades são consideradas praticamente desprezíveis.

Estudos mostram que o uso das tecnologias que aproveitam as FRES pode torná-las competitivas comparadas às redes convencionais em áreas isoladas, onde as extensões dessas redes não são factíveis por questões de ordem econômica ou ambiental. Além disso, sistemas híbridos de geração distribuída (SHGDs), como FV-diesel, eólico-diesel, com ou sem baterias para armazenamento de energia, possuem tecnologia comprovada para suprimento de energia a locais isolados, como se destaca nos trabalhos de Lundsager e Bindner (1994), Zhang et al. (1996) e Fortunato, Mummolo e Cavallera (1997).

Apesar da redução do custo das tecnologias para geração de energia por fontes renováveis, faz-se necessária uma boa estratégia na escolha das tecnologias a serem utilizadas para suprir as necessidades de comunidades isoladas. Fatores como recursos naturais disponíveis no local, demanda de energia elétrica, custo de implantação, operação e manutenção devem ser avaliados para garantir a sustentabilidade do projeto.

Além de todos esses fatores destacados anteriormente, Shayani (2006) destaca o problema do armazenamento da energia produzida pelas FRES, que representa uma das grandes barreiras para esse tipo de aplicação. O armazenamento de energia é uma das partes fundamentais e críticas para aplicações com SHGDs em sistemas isolados. Tradicionalmente, baterias de chumbo-ácido têm sido usadas na escolha para o armazenamento de energia em muitas aplicações, isso se deve ao grau de maturidade técnica atingida e pelas vantagens financeiras sobre outras possibilidades de tecnologias para armazenar energia. No mesmo trabalho, Shayani (2006) ressalta as tendências futuras que apontam para aplicações de geração de energia por meio de módulos FV, utilizando células a combustível (CaCs). Uma CaC possui características atrativas por não ser poluente, com baixa emissão de ruído, possuir boa eficiência e rápida resposta à carga.

Devido à rápida capacidade de resposta dos sistemas com CaC, os SHGDs FV-CaC podem ser capazes de resolver os problemas intrínsecos aos sistemas unicamente FVs, que possuem produção de energia intermitente. Essa tecnologia pode gerar hidrogênio pela eletrólise da água, usando a energia dos módulos FV, quando a demanda é menor que a produção. Quando o consumo for maior que a energia produzida pelos módulos, o hidrogênio armazenado pode ser utilizado pela CaC, fornecendo energia a carga.

Zoulias et al. (2006) acreditam que os sistemas de potência em locais isolados possam ser um nicho de mercado em que as CaC poderão competir, a médio prazo, com as tecnologias disponíveis atualmente como grupos motores-geradores (GMGs) a diesel e banco de baterias, devido ao alto custo de operação e manutenção desses equipamentos em sistemas isolados. Furlan (2008) também ressalta que a solução de armazenamento de energia das FRES sob a forma de hidrogênio se tornará uma alternativa atrativa com a redução do custo de aquisição das CaCs pelo uso em larga escala dessa tecnologia.

Avaliando-se os recursos naturais disponíveis nas comunidades isoladas da Amazônia, destacam-se a abundância de água e a alta incidência de radiação solar nessa região. Esses recursos são importantes e apresentam-se como fatores determinantes na escolha dos sistemas híbridos FV-CaC como solução tecnológica para a região.

Neste sentido, este artigo visa avaliar técnica-economicamente um SHGD que usa tecnologia solar FV, CaC e baterias chumbo-ácido (FV-CaC-Baterias) tendo como referência o sistema instalado no Centro de Pesquisa Canguçu (CPC), localizado às margens da Ilha do Bananal, ao sudoeste do Estado do Tocantins. Nesta avaliação, os dados registrados no local como radiação solar, demanda de energia, produção e consumo de hidrogênio, além do gerenciamento da energia para uso final são considerados. O artigo apresenta uma metodologia para o dimensionamento de SHGD do tipo FV-CaC-Baterias. O sistema ainda é simulado e otimizado com base nas características econômicas utilizando a ferramenta computacional HOMER©, fornecendo subsídios para comparar dos custos envolvidos entre o sistema instalado e o sistema otimizado. Os resultados comprovam o elevado custo do SHGD (FV-CaC-Baterias) aplicados para a Região Amazônica brasileira, tanto para o custo do projeto ao longo da vida útil do mesmo, quanto para o custo da energia produzida. Entretanto, as simulações demonstram que, considerando a redução dos custos dos componentes do sistema, (módulos fotovoltaicos, célula a combustível e eletrolisador), o sistema poderá ser uma opção para o atendimento de energia de forma ininterrupta aplicado a locais isolados da Amazônia no Brasil.

2. SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA (SHGD)

Os SHGDs são usualmente definidos como sistemas que utilizam mais de uma fonte de energia. Assim, dependendo da disponibilidade dos recursos, uma fonte é capaz de suprir a falta temporária de outra, permitindo que os mesmos operem com um mínimo de interrupções (Mcgowan e Manwell, 1999). Em SHGDs, várias tecnologias de geração e armazenamento são combinadas de forma a fornecer a energia consumida por comunidades isoladas. Assim, geradores FV, eólicos, microcentrais hidrelétricas e outras fontes de energia elétrica podem ser adicionadas para atender à demanda de locais geograficamente isolados da rede convencional de energia. Antes de desenvolver um SHGD, é essencial conhecer a curva de carga e os recursos naturais disponíveis no local.

Os primeiros SHGDs foram registrados em 1977 nos EUA, compostos por sistemas eólico-diesel e em 1978, também nos EUA, composto por módulos FV e GMG a diesel (Nelson et al., 2002). Esses sistemas foram instalados com a finalidade principal de reduzir as dependências de combustível diesel para produção de energia elétrica na década de 80 do século XX.

No Brasil, o primeiro sistema híbrido instalado corresponde ao sistema eólico-diesel de Fernando de Noronha (Hunter e Elliot, 1994), composto por 75kW de energia eólica e 50kW de GMG a diesel. Após revitalização, o atual

sistema conta com uma capacidade instalada de 2,1MW, com 300kW de potência eólica e 1,8MW de sistema diesel (Feitosa et al., 2002).

Além das tecnologias citadas anteriormente, o potencial da radiação solar local, por meio de tecnologia FV, pode ser aproveitado para a produção de energia elétrica atendendo diretamente a carga. A energia excedente produzida pelo sistema FV pode ser utilizada para produção de hidrogênio (H₂) por eletrólise da água dos rios e poços da região. O H₂ armazenado durante o dia alimenta um sistema de CaCs, produzindo eletricidade nos períodos de baixa ou ausência da radiação solar, fornecendo assim, energia elétrica de forma contínua para o consumo.

2.1 O Shgd FV-CaC-Baterias

O hidrogênio como meio de armazenamento em sistemas de energia renovável tem sido objeto de diversos estudos nos últimos anos. Devido ao alto custo relacionado à aquisição dos equipamentos envolvendo módulos FV e sistemas de hidrogênio (CaC, eletrolisador e tanques de armazenamento), os principais trabalhos científicos publicados nessa área ainda envolvem pesquisas em laboratórios ou se configuram como projetos demonstrativos em áreas remotas.

Vários estudos têm sido apresentados na literatura internacional, os quais cobrem desde poucos quilowatts, como apresentados por Dienhart e Siegel (1994), Hollumer e Joubert (2000) e Mills e Al-Hallaj (2004), ou ainda sistemas de maior escala conectados à rede de energia, como apresentado por Ghosh et al. (2003).

Desde meados dos anos 80, um número considerável de sistemas de energias renováveis com armazenamento de energia sob a forma de hidrogênio tem sido desenvolvido. Os primeiros projetos demonstrativos mostraram que o hidrogênio pode ser gerado pela energia excedente das fontes renováveis e armazenado para posterior utilização, (Lehman et al., 1994; Szyszka, 1998). No entanto, esses sistemas também revelaram a necessidade no avanço das tecnologias de CaC e eletrolisador, antes que tais sistemas possam operar de forma confiável.

Um dos primeiros trabalhos utilizando módulos FV com hidrogênio para armazenamento de energia foi apresentado por Perez (1991) e Lehman (1994), no Centro de Pesquisas em Energia da Humboldt State University. O projeto composto por um arranjo FV de 9,2kWp fornece energia a um compressor, utilizado como carga, que faz a aeração de tanques de peixes. A energia excedente, não utilizada para movimentar o compressor, é utilizada por um eletrolisador bipolar do tipo alcalino de 7,2kW para produção e posterior armazenamento do hidrogênio. Quando o arranjo FV não fornece energia suficiente para o compressor, o hidrogênio fornece combustível para a CaC de 1,5kW que complementa a energia necessária ao compressor. Destaca-se, nesse trabalho, a necessidade de avaliação do sistema, considerando o comportamento dos componentes em condições reais de trabalho.

Atualmente, muitos dos projetos demonstrativos iniciais não estão mais em operação, e resultados experimentais dos atuais projetos em desenvolvimento, para aplicações em pequena escala utilizando FREs, baseiam-se, em sua maioria, em testes de laboratório. Nos trabalhos em que resultados são apresentados, geralmente, descreve-se apenas um dia “típico” de operação (Schucan, 2000; Schenk et al., 2007).

Com o objetivo de demonstrar as estimativas de produção de energia comparando os sistemas com e sem o uso de célula a combustível e armazenamento de hidrogênio, Calderón, Ramiro e González (2008) apresentam um estudo sobre dimensionamento e construção de um banco de ensaio eólico-solar de laboratório com apoio de hidrogênio. Os resultados obtidos nesse estudo auxiliaram no dimensionamento de uma sistema-piloto que está localizado nas instalações da INGENIERIA DE ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE INGEMA S.L-Espanha. O sistema é composto por dois módulos FV de 45Wp cada, um aerogerador de 90W, uma célula a combustível de 35W e um eletrolisador de 150W. Esse sistema é projetado de forma a contribuir com o dimensionamento de sistemas similares para atendimento a unidades isoladas da rede elétrica convencional.

No Brasil, as pesquisas com aplicações para produção de hidrogênio, para armazenamento de energias produzidas por fontes renováveis, ainda são bem recentes.

Na Universidade Federal do Pará (UFPA), o Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) apresenta um estudo de caso da inserção de uma célula a combustível em um sistema híbrido de geração de energia do tipo eólico de 10kW, solar FV de 3,2kWp e GMG a diesel de 20kVA, realizando simulações para a avaliação da participação de cada uma das fontes de energia envolvidas, conforme Vale et al. (2004). O trabalho busca contribuir para o estabelecimento de parâmetros de avaliação de viabilidade técnico-econômica do uso desses sistemas híbridos isolados, visando à aplicação de combinações de modelos de hibridização para a geração de energia em comunidades isoladas na Amazônia, priorizando o uso de recursos energéticos locais.

No Ceará, Calvalcante, Carvalho e Lima (2005) apresentam um estudo teórico sobre dois tipos de tecnologia para armazenamento de energia, combinando bateria e um conjunto CaC-eletrolisador em três tipos de uso de sistemas FV: autônomo, híbrido e conectado à rede. O estudo mostrou que o sistema conectado à rede apresentou melhor eficiência quando comparada à dos sistemas isolados e que o emprego de sistemas a hidrogênio em comunidades isoladas ainda é inviável economicamente. O trabalho recomenda a necessidade da realização de uma análise de viabilidade técnica e econômica para determinação de um projeto para a instalação de um sistema FV com ou sem dispositivo de armazenamento de energia por hidrogênio.

Na Universidade de Campinas (UNICAMP), Furlan (2008) apresenta uma análise comparativa entre as formas de armazenamento de energia por sistema FV-bateria e por sistema FV-CaC. Destaca-se ainda, nesse trabalho, a conclusão do estudo teórico: uma redução de 35% no custo do conjunto eletrolisador-reservatório-CaC pode tornar o sistema com armazenamento a hidrogênio bastante competitivo, podendo-se constituir na melhor opção para o armazenamento de

energia de origem FV. O autor recomenda o aprofundamento das pesquisas para avaliação econômica, considerando o efeito do custo do sistema de H₂ (CaC e eletrolisador) e a influência do preço do diesel aplicado na região amazônica.

3. O SHGD FV-CAC-BATERIAS INSTALADO NO CPC

Como descrito no início deste trabalho, o Centro de Pesquisa Canguçu (CPC) está localizado no município de Pium, sudoeste do Estado do Tocantins, a 220km de Palmas, situada entre duas importantes unidades de conservação ambiental: o Parque Nacional do Araguaia e o Parque Estadual do Cantão. A área é caracterizada como região ecotonal, por apresentar peculiaridades de cerrado e floresta amazônica. É uma região de elevado interesse científico tecnológico, econômico e social. Sua localização geográfica encontra-se na latitude 09°58'S e longitude 50°02'O, área de proteção ambiental permanente de acesso limitado.

O CPC desenvolve vários projetos, dentre eles o "Seqüestro de Carbono", primeiro projeto a ser desenvolvido, o qual foi financiado pela instituição britânica *AES Barry Foundation*, com objetivo geral de reduzir o índice de desmatamento e reflorestar áreas degradadas, avaliando a quantidade de carbono retida em diversos tipos de vegetação. A Fig. 1 apresenta uma vista geral das instalações do CPC.



Figura 1- Centro de Pesquisa Canguçu - vista do local.

A partir de 2003, o Instituto Ecológica, como meio de dar um maior dinamismo às atividades do CPC, estabeleceu parceria estratégica com a UFT, que atualmente gerencia o Centro e desenvolve diversas atividades voltadas ao desenvolvimento sustentável na região, por intermédio de pesquisas científicas e educação ambiental (UFT, 2009).

A montagem dos componentes do SHGD instalado no CPC foi realizada em três fases principais. Na primeira fase, foi realizado o treinamento e a montagem do sistema FV, inversores e baterias. Todo o procedimento foi realizado no período de uma semana em outubro de 2006 e contou com a colaboração de especialistas do LABSOLAR-UFSC e técnico da empresa fornecedores dos módulos FV. A Fig. 2 ilustra o desenvolvimento das atividades realizadas durante a instalação dos componentes do sistema FV.



(a)



(b)



(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 2- (a,b) Instalação do sistema FV e treinamento da equipe local; c,d) fixação dos módulos FV na estrutura de galvalume; e) sistema de proteção CC; f) montagem dos inversores.

Na segunda fase foi realizado o treinamento e a montagem da CaC do sistema. A Fig. 3 mostra detalhes da instalação. Destaca-se a aquisição do sistema reservatório de H_2 , adquiridos no Brasil, o qual pode ser montados no mesmo gabinete da CaC.



(a)



(b)



(c)

Figura 3- (a) Instalação, treinamento e montagem da CaC; (b) testes e configurações da CaC; (c) sistema em operação.

A última fase da instalação do SHGD FV-CaC-Baterias foi realizada com o treinamento e a instalação do eletrolisador. Nessa fase, devido a problemas no sistema eletrônico para produção do H₂ do eletrolisador, possivelmente ocorridos no transporte do mesmo até o local da instalação, não foi possível realizar os testes nesse equipamento. Um novo eletrolisador foi especificado para substituir o equipamento com defeito. A Fig. 4 mostra detalhes do treinamento, instalação e manutenção do eletrolisador no CPC.



(a)



(b)

Figura 4- (a,b) Treinamento e instalação do eletrolisador.

No SHGD do CPC, foi adotada a instalação de dois subsistemas separados, sistema 1 denominado apenas como “S1” e sistema 2 ou simplesmente “S2”, conforme descrito por Severino (2008). A divisão em dois subsistemas foi justificada na fase de implantação do projeto CPC, devido à opção de inversores disponíveis com menor custo na fase de aquisição dos componentes, não permitindo a implementação em um único sistema. A Fig. 5 apresenta o diagrama de blocos do sistema instalado no CPC, avaliado por Severino (2008).

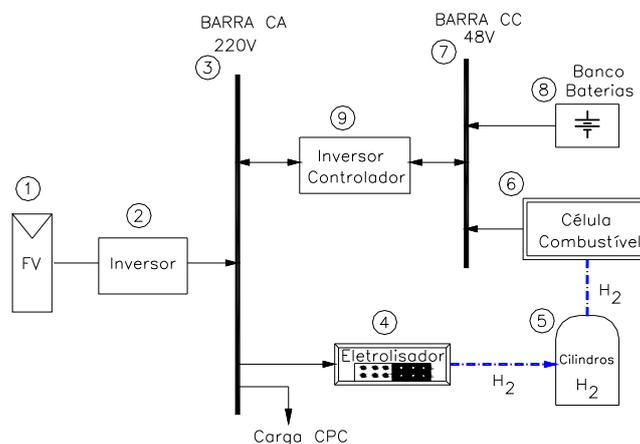


Figura 5- Diagrama esquemático do SHGD FV-CaC-Baterias

O SHGD adquirido para o projeto piloto CPC é composto por:

- 154 módulos FV de 124 Wp, divididos em 2 sub-sistemas de 88 e 66 módulos cada, totalizando 19,096kWp instalados;
- 1 eletrolisador do tipo PEM, potência máxima 6kW e 1 Nm³/h de H₂ ou 0,0899kg/H₂ nas CNTP, alimentado em 220Vca/60Hz, recomendada a conexão diretamente no lado CA do sub-sistema 1, com 88 módulos FV;
- 1 célula a combustível tipo PEM, potência máxima de 5kW e consumo máximo de 15slpm ou 0,0058kg/h de H₂, conectada no barramento CC do sub-sistema 2;
- 6 cilindros de H₂, 49 litros, com capacidade de armazenamento a uma temperatura de 30 °C de 0,638 kg de H₂ a 2.400 psi ou 0,0665kg de H₂ a 250 psi;
- 16 baterias tipo chumbo-ácido, 195Ah/C10, 12Vcc, família MouraClean;
- 4 inversores SMA Sunny Boy 6000U (SB6000U), entrada 234-600 Vcc, saída 240Vac/60Hz e corrente máxima 25A, eficiência de 92 a 95%;
- 4 Conversores SMA Sunny Island 4248U (SI4248U), 48Vcc/115Vca/60Hz, eficiência de 90 a 95 %;

A Tab. 1 resume a configuração final dos equipamentos instalados por sistema.

Tabela 1- Configuração dos sistemas instalados no projeto CPC.

Descrição	Painéis FV (PVL-124)	SB.6000U	SI 4248U	Baterias	Eletrolisador	CaC
Sistema S1	88	2	2	8	6kW	
Sistema S2	66	2	2	8		5kW

De forma resumida, a estratégia básica de operação do sistema híbrido FV-CaC-Baterias pode ser descrita assim (Fig. 5): os geradores FV (1) convertem a radiação solar em energia elétrica na forma CC, a qual é convertida em CA por inversores CC/CA (2), interligando a um barramento CA (3). Um eletrolisador (4) ligado ao barramento CA, produz hidrogênio nos períodos em que a energia fornecida à carga é inferior à energia produzida pelos módulos FV, armazenando o H₂ em cilindros apropriados (5). Nos períodos em que o consumo de energia é superior à produção da energia dos módulos FV, o H₂ armazenado é fornecido à CaC (6), que produz energia elétrica na forma CC disponibilizando em um barramento CC (7).

Um conjunto de baterias (8) é conectado ao mesmo barramento CC da CaC. Essas baterias são carregadas por meio de conversores bi-direcionais de energia (9) nos períodos de excesso de radiação solar e fornecem energia à carga nos períodos em que o estoque de hidrogênio não for suficiente para alimentar a CaC. A função principal das baterias é alimentar a CaC e os inversores, os quais adotam a tensão das baterias como referência no sistema. A Fig. 6 apresenta detalhes das instalações físicas do SHGD instalado no CPC.



Figura 6- a) Arranjo fotovoltaico e abrigo do SHGD; b) CaC, eletrolisador, reservatório e inversores instalado no CPC.

A Tab. 2 apresenta, de forma resumida, o custo individual dos principais componentes instalados no CPC, com cotação realizada no mês de outubro de 2009, para aquisição e entrega no Brasil, incluindo impostos. Também são apresentados os valores estimados de reposição, manutenção e operação sugeridos por Cotrell e Pratt (2003), Khan e Iqbal (2005) e Zoulias e Lymberopoulos (2007). Essa tabela apresenta também o custo do GMG a diesel de forma a comparar os custos envolvidos no projeto do SHGD FV-CaC-Baterias. A taxa de câmbio considerada foi de R\$1,75/US\$ para o dia 6/10/2009. Nas simulações, a taxa de juro foi considerada igual a 7 % e a vida útil do projeto de 25 anos.

Tabela 2- Resumo dos custos e vida útil dos equipamentos instalados no CPC.

Descrição	Custo de Aquisição	Custo de Reposição	Custo de O&M	Vida útil
Módulos FV	13.460 R\$/kW	-		25 anos
Célula a Combustível (PEM)	16.012 R\$/kW	13.354 R\$/kW	0,02 R\$/h	30.000 h
Eletrolisador (PEM)	26.775 R\$/kW	20.081 R\$/kW	50 R\$/ano	15 anos
Cilindros de H ₂	1.200 R\$/un	-		25anos
Baterias (Moura)	875 R\$/un	700 R\$/un	50 R\$/ano	4 anos
Inversores Sunny Boy	2.980 R\$/kW	2.400 R\$/kW	50 R\$/ano	15 anos
Conversores Sunny Island	4.900 R\$/kW	4.500 R\$/kW	50 R\$/ano	15 anos

3.1 Perfil da carga e a radiação solar monitorada no CPC

A demanda horária registrada atualmente no CPC para o dia de maior consumo do ano, registrado no mês de junho de 2008 é apresentada na Fig. 7a. Destaca-se o comportamento da curva de carga, devido à intervenção do operador local, responsável pela operação e manutenção do sistema. De acordo com relato da operação do sistema, a principal carga do CPC (bomba d'água), é gerenciada de forma a ser ligada somente durante o período diurno, entre as 10h e 16h, período de maior disponibilidade de energia por meio do sistema solar.

A Fig. 7b apresenta a radiação solar registrada no local para o ano de 2008 e a curva da média mensal da radiação solar diária para o para a localidade mais próxima com dados disponíveis pelo programa SunData (CRESESB, 2009). Também, são incluídas na Fig. 7b as médias diárias mensais da temperatura, que possui grande influência no desempenho dos módulos FV. O valor médio diário da radiação registrada para o ano de 2008 foi de 4,92kWh/m².

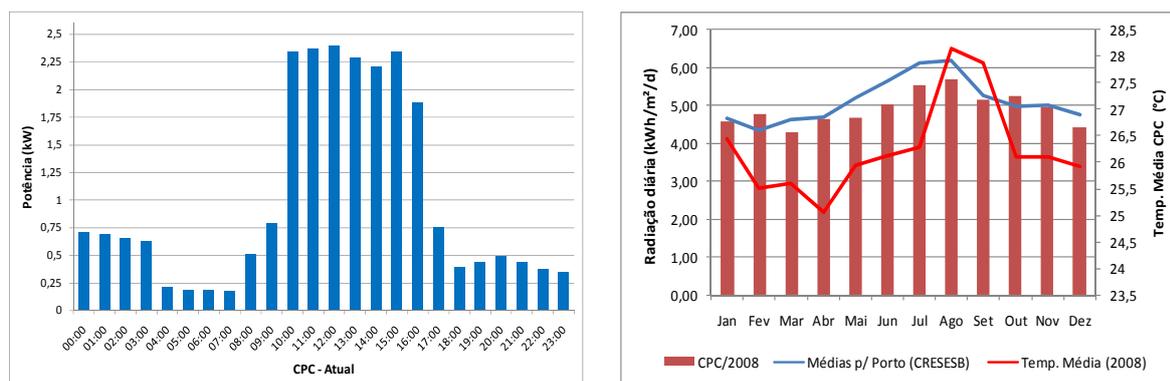


Figura 7. (a) Perfil de Carga; (b) Radiação Solar registrados no CPC

Deve-se destacar que, no projeto original do SHGD do CPC, previa-se um atendimento contínuo de uma carga mínima de 5kW por um período de 12 horas/dia. Essa carga foi considerada na simulação do sistema original previsto para o CPC.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O programa selecionado, com o objetivo de auxiliar no dimensionamento e otimização do SHGD FV-CaC-Baterias, foi o HOMER®, desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, 2005). O HOMER® apresenta a vantagem por ser reconhecido internacionalmente (Agalgaonkar et al., 2006; Nfah et al., 2008; Kenfack et al., 2009) e por otimizar o sistema a partir da análise técnica e econômica dos dados fornecidos pelo usuário. Esse programa é baseado na simulação de todas as combinações possíveis (método enumerativo) dos componentes do SHGD que se deseja projetar. O modelo de otimização foi desenvolvido com o objetivo de prever a configuração de sistemas descentralizados, avaliando várias alternativas possíveis, buscando a solução ótima do sistema (Farret e Simões, 2006).

A Tab. 3, apresenta o resultado da simulação para o SHGD FV-CaC-Baterias, considerando o atendimento a uma carga de 5kW durante 12 horas por dia, prevista originalmente para o projeto original do CPC, também apresenta o resultado da otimização do sistema instalado no CPC para essa mesma carga de 5kW, e por fim, o resultado da simulação e otimização do SHGD FV-CaC-Bateria para a carga atual do CPC de forma a fornecer energia ao centro durante as 24h do dia, conforme apresentado na Fig. 7a.

Tabela 3. Sistemas simulados pelo HOMER.

Perfil da Carga	FV kWp	CaC kW	Eletr kW	Tank H ₂ kg	Bat total	Custo Inicial (R\$)	VPL (R\$)	COE R\$/kWh	CaC (h)	Falta atend. (%)
CPC Original	19,01	5,0	6,0	1,62	16	581.130	667.942	2,77	391	5,3
CPC Original-Otimizado	16,37	1,0	2,0	0,40	20	363.191	441.641	1,88	472	5,6
CPC Atual Otmizado	6,82	1,0	1,0	0,40	12	185.139	227.075	2,35	253	4,5

Observa-se que o custo da energia (COE) para o SHGD FV-CaC-Baterias originalmente previsto para o CPC é de R\$2,77/kWh, representando o maior valor entre os SHGD avaliados. Para o perfil de carga atual do CPC, o SHGD otimizado apresentou um COE equivalente a R\$2,35/kWh superior ao COE para o caso do sistema otimizado com a carga de 5kW prevista originalmente no CPC. Comparando o sistema original instalado no CPC e o sistema original otimizado pelo HOMER, observa-se uma redução de aproximadamente R\$220 mil no VPL. Verifica-se ainda que no sistema original otimizado, há um aumento na capacidade instalada das baterias em detrimento da capacidade de carga do sistema a H₂, devido aos custos envolvidos para aquisição dos componentes. A Fig. 8 apresenta a composição do custo por componentes do SHGD FV-CaC-Bateria, em que, o custo do sistema FV representa a maior parcela do sistema híbrido, equivalente a 56% do VPL no caso original otimizado e cerca de 45% no caso atual otimizado.

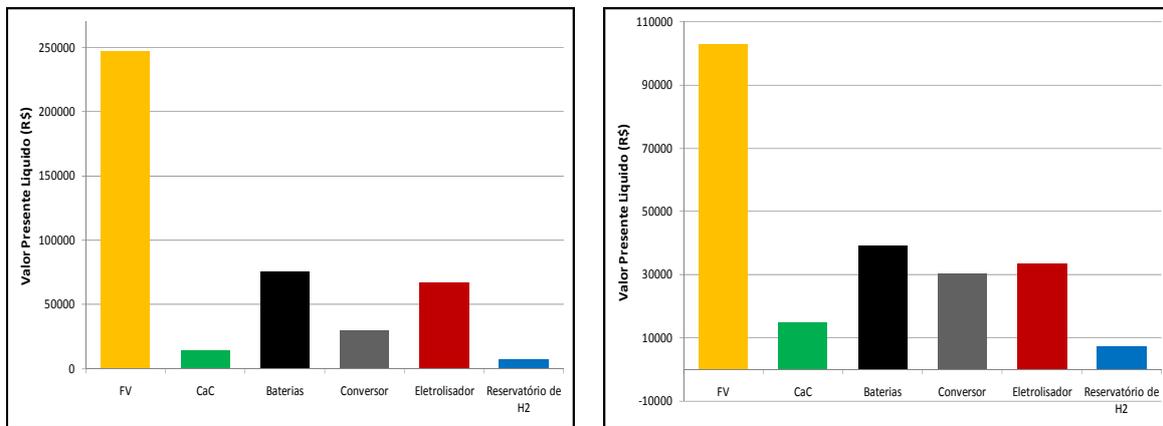


Figura 8- (a) Custo dos componentes do SHGD o caso original otimizado; (b) Caso atual otimizado para o CPC.

Na Fig. 9 apresenta a influência do tamanho do sistema solar fotovoltaico, para o caso CPC atual otimizado, considerando a redução do custo da célula a combustível. Neste caso, uma redução em 50%, apenas no custo da CaC resultaria em cerca de 3,5% na redução do COE do sistema híbrido. Em quanto que, uma redução em 50% apenas no custo do sistema FV, representaria uma redução em cerca de 22% no COE.

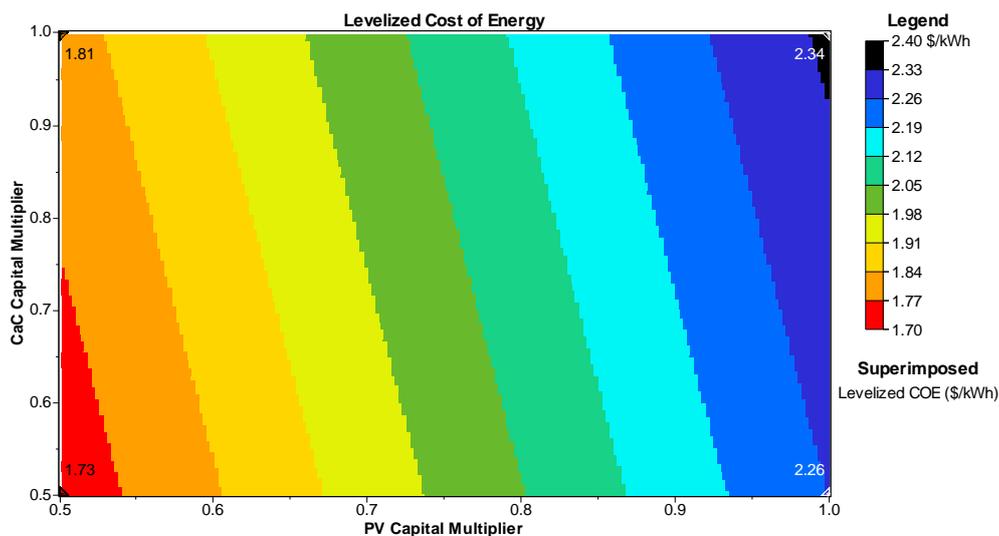


Figura 9- Influência do custo dos componentes FV e CaC no custo de energia para o caso atual otimizado do CPC.

Uma nova análise foi realizada considerando a influência do custo de energia somente pelos componentes do sistema a H₂. O resultado apresentou maior influência com a redução do custo do eletrolisador, o qual foi de aproximadamente 6%. Considerando a redução do preço da CaC e do Eletrolisador em 50%, o COE total apresentou

uma redução em cerca de 9%. A Fig. 10 apresenta a influência dos componentes do sistema de H₂ sobre o custo de energia do SHGD.

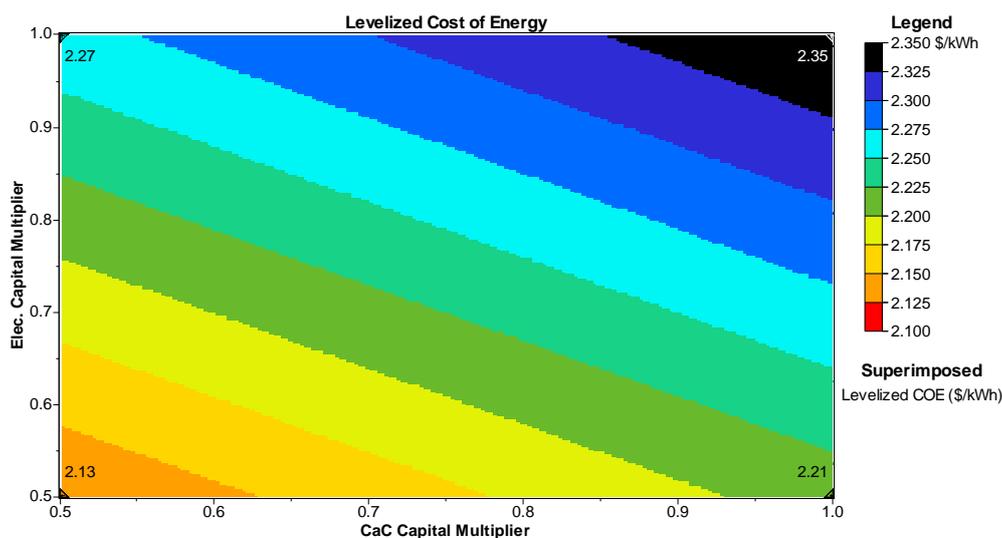


Figura 10- Influência do custo dos componentes do sistema de H₂ no custo de energia para o caso atual otimizado do CPC.

5. CONCLUSÃO

O projeto-piloto, combinando geração fotovoltaica e célula a combustível, foi instalado no Centro de Pesquisa Canguçu - Tocantins. Entre as principais contribuições desse projeto, podem-se citar o domínio da tecnologia, a disseminação do conhecimento e a avaliação técnica e econômica do mesmo.

Os resultados mostram que com a otimização do SHGD FV-CaC-Baterias é capaz de reduzir o custo de implantação, porém, no atual valor dos componentes para esse sistema, o mesmo torna-se inviável para aplicações no Brasil. Entre os componentes do SHGD avaliado, os módulos FV apresentaram a maior parcela de custo do sistema. A redução no custo do eletrolisador proporciona maior economia e disponibilidade de energia armazenada na forma de H₂. O perfil de carga do sistema atual do CPC busca privilegiar a disponibilidade de energia solar, o qual resulta em menor necessidade de armazenamento de energia.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao CNPq e ao MME pelo suporte financeiro no projeto piloto “Gestão Energética para o Desenvolvimento Sustentável-Centro de Pesquisa Canguçu”, Edital CT-Energ MME CNPq 03/2003. O autor Sergio B. Silva agradece a CAPES pelo auxílio financeiro.

REFERÊNCIAS

- Agalgaonkar, A.P., Dobariya, C.V., Kanabar, M.G., Khaparde, S.A., Kulkarni, S.V. Optimal Sizing of Distributed Generators in MicroGrid, IEEE, 2006.
- Asif, M., Muneer, T. Energy supply, its demand and security issues for developed and emerging economies. Renewable and Sustainable Energy Reviews 11, 1388-1413, 2007.
- Borbely, A., Kreider, J. Distributed Generation, the Power Paradigm for the New Millennium. CRC Press LLC, pp. 46-50, 2001.
- Bilen K. et al. Energy production, consumption, and environmental pollution for sustainable development: A case study in Turkey. Renewable and Sustainable Energy Reviews 12, 1529-1561, 2008.
- Calderón M., Ramiro A., González J.F. Cálculo, Diseño y construcción de un banco de ensayo eólico-solar de laboratorio con apoyo de hidrógeno. XIV Congreso Ibérico y IX Congreso Iberoamericano de Energía Solar, 1242. Vigo, Espanha, 17-21 June, pag. 805-810, 2008.
- Calvalcante, A.W.A., Carvalho, P.C., Lima L.C. Célula a Combustível e Bateria Integrados A Sistema Fotovoltaico. Revista Tecnológica, Fortaleza, v. 26, n. 2, p. 196-206, dez. 2005.
- CRESESB - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA A ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO.

- Potencial Energético Solar - SunData. Disponível em: www.cresesb.cepel.br/potencial_solar.htm. Acesso em: 10 fevereiro 2009.
- Cotrell, J., Pratt, W. Modelling the Feasibility of Using Fuel Cell and Hydrogen Internal Combustion Engines in Remote Renewable Energy Systems. Windpower 2003, Austin, TX, May 18–21, 2003.
- Depledge, J., Lamb, R. Caring for climate - A guide to the Climate Change Convention and the Kyoto Protocol. Issued by the Climate Change Secretariat (UNFCCC). Courier-Druck GmbH: Bonn, Germany, 2003.
- Dienhart, H., Siegel, A. Hydrogen storage in isolated electrical energy systems with photovoltaic and wind energy. International Journal of Hydrogen Energy 19, 61-66. 1994.
- Farret, F.A., Simões, M.G., Integration of Alternative Source of Energy, IEEE PRESS, A John Wiley & Sons, ind. Publication, Hoboken, New Jersey, 2006. www.mistaya.ca/homer/MicropowerSystemModelingWithHOMER.pdf. Acesso em: 10 agosto 2008.
- Feitosa, E.A.N., Pereira, A.L., Rosas, P.A.C. Increasing Wind Penetration on Fernando de Noronha - Wind/Diesel System. In: World Wind Energy Conference, 2002, Berlin. xx, 2002.
- Fortunato, B., Mummolo, G., Cavallera, G. Economic optimization of a wind power plant for isolated locations. Solar Energy 60, 347–358, 1997.
- Furlan, A.L. Análise Comparativa de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica Fotovoltaica por meio de Baterias e Hidrogênio em Localizadas Isoladas na Região Amazônica, 118 p. Dissertação, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2008.
- Ghosh, P.C. et al. Ten years of operational experience with a hydrogen-based renewable energy supply system. Solar Energy 75, 469-478. 2003.
- Hepbasli, A. A key review on exegetic analysis and assessment of renewable energy resources for a sustainable future. Renewable and Sustainable Energy Reviews 12, 593-661, 2008.
- Hoffmann, W. PV solar electricity industry: Market growth and perspective Solar Energy Materials & Solar Cells 90, 3285–3311, 2006.
- Hollumer, P., Joubert, J.M. Evaluation of a 5kWp photovoltaic hydrogen production and storage installation for a residential home in Switzerland. International Journal of Hydrogen Energy 25, 97–109, 2000.
- HOMER, Hybrid Optimization Model for Electric Renewables. Disponível em: <http://www.nrel.gov/homer/>. Acesso em: 01 agosto 2008.
- Hunter, R., Elliot, G. Wind-Diesel Systems - A guide to the technology and its implementation, Cambridge University Press, UK, 261 p, 1994.
- Kenfack, J., Neirac, F.P., Tatietsé, T.T., Mayer, D., Fogue, M., Lejeune, A. Microhydro-PV-hybrid system: Sizing a small hydro-PV-hybrid system for rural electrification in developing countries. Renewable Energy 34, 2259–2263, 2009.
- Khan, M.J., Iqbal, M.T. Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland. Renewable Energy 30, 835–854, 2005.
- Lehman, P.A., Chamberlin, C.E., Pauletto, G., Rocheleau, M. Operating Experience with a Photovoltaic-Hydrogen Energy System, Proceedings of the 10th World Hydrogen Energy Conference, D. L. Block and T.N. Veziroglu, editors, Cocoa Beach, FL, June 1994
- Lundsager, P., Bindner, H. A simple, robust & reliable wind diesel concept for remote power supply. Renewable Energy 5, 626–30, 1994.
- Mcgowan, J.G., Manwell, J.F. Hybrid Wind/PV/Diesel System Experiences. Renewable Energy 16, 928-933, 1999.
- Míguez J.L, et al. Review of compliance with EU-2010 targets on renewable energy in Galicia (Spain). Renewable and Sustainable Energy Review 10, 225–247, 2006.
- Mills, A., AL-Hallaj, S. Simulation of hydrogen-based hybrid systems using Hybrid2. International Journal of Hydrogen Energy 29, 991-999, 2004.
- Nfah, E.M., Ngundamb, J.M., Vandenberghe M., Schmid. J. Simulation of off-grid generation options for remote villages in Cameroon. Renewable Energy 33, 1064–1072, 2008.
- NREL – National Renewable Energy Laboratory - Getting Started Guide for HOMER Version 2.1, 2005.
- Nelson, V.C., Foster, R.E., Clark, R.N., Raubenheimer, D. Wind Hybrid Systems Technology Characterization. Technical Report, Southwest Technology Development Institute, New Mexico State University, May, 2002.
- Nfah, E.M., Ngundamb, J.M., Vandenberghe M., Schmid, J. Simulation of off-grid generation options for remote villages in Cameroon. Renewable Energy 33, 1064–1072, 2008.
- Perez, R. The Schatz PV Hydrogen Project, 1991, disponível em http://www.xlabs.pl/schematy_pliki/magazynh2.pdf. Acesso em 05 outubro 2008.
- Schenk, N.J., Moll, H.C., Potting, J., Benders R.M.J. Wind energy, electricity, and hydrogen in the Netherlands. Energy 32, 1960-1971, 2007.
- Schucan, T. Final Report of Subtask A: Case Studies of Integrated Hydrogen Energy Systems, Paul Scherrer Institute: Switzerland. 2000.
- Severino, M.M., Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia. 330f. Tese, Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília. 2008.
- Shayani, R. A., Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células. 205 f. Dissertação, Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

- Szyszk, A. Ten years of solar hydrogen demonstration project at Neunburg vorm Wald, Germany. *Inter. Journal of Hydrogen Energy*. 23, 849-860, 1998.
- UFT. Centro de Pesquisa Canguçu. Disponível em <http://www.site.uft.edu.br/propesq/pesquisa/centro-de-pesquisa-cangucu.html>. Acesso em: 10 dezembro 2009.
- Vale, S. B. do, Bezerra, U.H., Pinho, J.T., Pereira, E.J.S. Estudo da Inserção de Célula a Combustível Integrada a Sistema Híbrido de Geração de Eletricidade Isolado. 2º WICaC - Workshop Internacional de Células a Combustível, Unicamp - Campinas, out. 2004.
- Zhang H. et al. The Development and review of wind/diesel systems of the world. *New Energy (Chongqing, China)* 18, 1-8. 1996.
- Zoulias, E.I. et al. Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis of the current potential for applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 10, 432-462, 2006.
- _____; E.I.; Lymberopoulos, N. Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy Technologies in renewable energy-based stand-alone power systems. *Renewable and Energy Reviews* 32, 680-696, 2007.

HYBRID PHOTOVOLTAIC, FUEL CELL AND BATTERIES SYSTEM APPLIED TO ISOLATED COMMUNITIES IN THE BRAZILIAN AMAZON REGION.

Abstract. *This work presents the economic evaluation for application of technologies of photovoltaic solar generation and fuel cell to supply of electric energy of uninterrupted form Brazilian Amazon Region. The study guideline in the characteristics technique and of cost of a pilot-project set up in an environmental protection area, located of the state of Tocantins, Brazil. The article presents a comparative analysis of the results of the cost of the project-pilot with the sizing and the optimization of the hybrid system with aid of computational program HOMER© (Hybrid Optimization Model will be Electric Renewable). The analysis showed that with the sizing of the system and its optimization, the cost of the project throughout the useful life, it can be reduced in 16.5%. Although the high costs of the hydrogen components, (fuel cell and eletrolisador), the photovoltaic's modules had presented about 60% of the NPC for the optimized system. Based in the results of the study it can be concluded that the system implanted in adverse conditions such as humidity and temperature of that region is technically viable, however, due to high cost of its components it is still impracticable for application in Brazil.*

Key words: Photovoltaic, Fuel Cell, Hybrid System, Distributed Generation, Stand Alone System.