

INTEGRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS EM EDIFICAÇÕES – ESTUDO DE CASO

Brenda Alves de Oliveira Reis – brenda_reis.1994@outlook.com
¹Prof. Dra. Patrícia Romeiro da Silva Jota – prsjota@des.cefetmg.com

¹Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. A geração distribuída vem apresentando uma grande expansão nos últimos anos com o aprimoramento de novas fontes de energia. Estas fontes, em sua maioria, renováveis, estão cada vez mais eficientes e acessíveis, proporcionando sistemas mais sustentáveis, com menos perdas e menores impactos ambientais. Este trabalho trata de possíveis configurações para sistemas locais de geração de energia elétrica e do uso de armazenadores de energia. Um projeto para melhoria de um sistema de geração distribuída integrado a um edifício com uma adição de uma fonte complementar e de elementos armazenadores de energia é feito com o objetivo de reduzir o consumo de energia adquirido da concessionária local ilhando o prédio durante o horário de pico, quando o a tarifa é mais cara. São adotadas como base algumas características e medições realizadas no prédio do Centro de Pesquisa em Energia Inteligente (CPEI) localizado no Campus II do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG).

Palavras-chave: Geração Distribuída, Fonte Complementar, Ilhamento

1. INTRODUÇÃO

Os primeiros Sistemas Elétricos de Potência (SEP) implantados visavam suprir demandas locais, a partir de sinas de pequeno porte e de forma independente. Ao longo dos anos tal modelo evoluiu. A necessidade crescente de energia levou à construção de usinas cada vez maiores e de um sistema integrado.

Consumidores especiais como hospitais, indústrias, sistemas de armazenamento de dados, shoppings, supermercados e telecomunicações necessitam de fornecimento ininterrupto de energia. Para tais casos, a geração local de energia é a melhor opção para assegurar o fornecimento em casos de falta na rede. Outros procuram a geração local como forma de redução do consumo de energia vinda da rede principal (MME, 2016). Dessa forma, o crescente estímulo à Geração Distribuída (GD) tem provocado uma reestruturação do setor energético mundial e consequente busca pelo desenvolvimento de tecnologias cada vez mais eficientes e confiáveis.

Estando a geração distribuída em evidência, vários estudos já foram desenvolvidos a cerca da avaliação de sistemas já implantados, do desenvolvimento de recursos de otimização e do sincronismo da fonte alternativa de geração local à rede elétrica principal. Dentre os pontos que ainda podem ser abordados, Dias, 2005, recomenda um levantamento da situação em que a GD se encontra no Brasil atualmente do ponto de vista da regulamentação, a fim de propor avanços e inspirar confiança nos investidores que desejam investir e esperam por regras mais claras e bem estabelecidas. Pádua, 2006, propõe a procura por novas técnicas de identificação de ilhamento com uso de algoritmos digitais e o uso de outros tipos de controladores no desenvolvimento de técnicas digitais de sincronização do sistema distribuído com a rede.

Este trabalho trata de possíveis configurações de sistemas de geração distribuída integrados a uma edificação e os compara entre si e a um sistema sem geração local de energia, a fim de contrapor seus respectivos custos, retornos financeiros, empecilhos e pré-requisitos. O uso dos dados de um sistema já existente de geração fotovoltaica permite o levantamento das condições necessárias à adaptação do sistema para a geração fotovoltaica com banco de baterias, geração fotovoltaico-eólica e geração fotovoltaico-eólica com banco de baterias, que junto à configuração original constituem as quatro hipóteses aqui analisadas.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída não é uma estrutura nova no sistema de geração de energia mundial. Ela surgiu antes do aperfeiçoamento dos transformadores, quando a distribuição da energia elétrica era feita para consumidores próximos à geração.

2.1 Definição

Muitas são as definições adotadas para a chamada Geração Distribuída. No Brasil, a GD foi definida oficialmente através do Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004 da seguinte forma:

"Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

- hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e
- termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput." (BRASIL. Decreto nº 1.163, de 30 de julho de 2004).

Neste trabalho será adotada como geração distribuída a produção de energia elétrica no local onde será utilizada (ou próxima) de forma descentralizada e independente da potência, tecnologia e fonte (INEE, 2016).

2.2 Vantagens e desvantagens da GD

A instalação de tal sistema envolve o uso de equipamentos de medição, controle e comando específicos, a fim de relacionar a operação dos geradores ao controle de cargas para a melhor adaptação à oferta de energia.

O expressivo estímulo que se observa nos últimos anos à geração distribuída se justifica pelas diversas vantagens que tal sistema oferece (Filho e Azevedo, 2013):

- Redução do custo do suprimento de energia elétrica devido à redução da dependência da energia vinda da rede principal, principalmente em horário de ponta¹;
- Maior confiabilidade do fornecimento de energia;
- Disponibilidade crescente de fontes renováveis de energia que reduzem a emissão de poluentes no ambiente;
- Aumento do desenvolvimento e aperfeiçoamento das tecnologias disponíveis para geração de energia;
- Políticas públicas de incentivo;
- Progresso da tecnologia eletrônica, reduzindo os custos de sistemas de controle e possibilitando a operação de sistemas cada vez mais complexos.

Apesar das inúmeras vantagens, devido ao aumento do número de empresas e entidades envolvidas, alto custo dos equipamentos utilizados e outros, a GD também apresenta algumas desvantagens (Filho e Azevedo, 2013):

- Possível variação da tarifa em função do aumento da taxa de utilização do sistema;
- Variação na produção de energia do sistema devido à dependência de condições ambientais intermitentes em algumas das fontes adotadas;
- Maior complexidade no planejamento e operação do sistema elétrico, na realização de manutenção, nas medidas de segurança a serem tomadas e na coordenação do sistema;
- Redução do fator de utilização das instalações das concessionárias, ampliando a tendência de aumento do preço médio de fornecimento de energia por parte destas;
- Inadequação da estrutura atual do sistema elétrico de potência ao sistema proposto.

2.3 A geração distribuída na atualidade

O interesse pela geração distribuída tem se renovado por proporcionar a criação de uma rede elétrica mais sustentável, permitindo o controle do horário de pico, a redução de perdas, a diminuição dos impactos ambientais e o aumento da inserção de fontes de energia renováveis na matriz energética. Seu crescimento tem aumentado consideravelmente no Brasil e no mundo (Lopes, Fernandes e Muchaluat-Saade, 2015). Uma premissa básica para implantação destas redes é a automatização de toda sua estrutura de distribuição até o consumidor, cenário oposto ao do sistema tradicional.

Em países em desenvolvimento, o uso de energia renovável distribuída é utilizado principalmente como uma ferramenta para aumento do acesso à energia (em particular em áreas rurais); em países desenvolvidos, é a resposta à demanda por autossuficiência e a um desejo de eletricidade confiável e de qualidade por parte dos consumidores conectados à rede (REN, 2017).

Apesar do decréscimo de, aproximadamente, 22.6% em comparação com 2015, em 2016 foi feito um investimento mundial total de US\$ 241.6 bilhões em fontes renováveis e combustíveis. Tal investimento resultou em um aumento de 161GW à capacidade mundial de geração de energia renovável. A Fig. 1 representa o crescimento observado de 2015 para 2016 da potência mundial total instalada para as principais fontes de energia alternativa utilizadas nos sistemas de geração distribuída.

¹ Segundo definição da ANEEL, 2016, é o período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, com exceção feita aos sábados, domingos, e feriados nacionais. Neste período as concessionárias praticam tarifas mais altas.

A Tab. 1 contém o ranking dos cinco principais países em capacidade ou geração para cada tipo de fonte ao final de 2016. Observa-se que grande parte dos países classificados localiza-se nos continentes europeu e asiático.

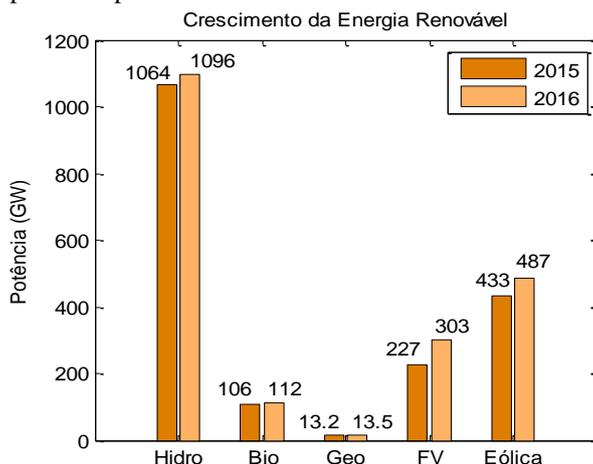


Figura 1 – Crescimento da energia renovável no mundo de 2015 para 2016 (Fonte: Adaptado de REN21, 2017).

Tabela 1 – Capacidade ou geração total até o fim de 2016 (Fonte: Adaptado de REN21, 2017).

FONTE	1°	2°	3°	4°	5°
Geração biomassa	EUA	China	Alemanha	Brasil	Japão
Capacidade geotérmica	EUA	Filipinas	Indonésia	Nova Zelândia	México
Capacidade hidroelétrica	China	Brasil	EUA	Canadá	Rússia
Geração hidroelétrica	China	Brasil	Canadá	EUA	Rússia
CSP ²	Espanha	EUA	Índia	África do Sul	Marrocos
Capacidade Sola FV	China	Japão	Alemanha	EUA	Itália
Capacidade eólica	China	EUA	Alemanha	Índia	Espanha

A Fig. 2 mostra o crescimento no número de adesões ao sistema entre 2014 e 2017 por trimestre no Brasil. Até o final de 2016, o registro era de 6017 consumidores, apresentando um aumento de 96.5% até o terceiro semestre de 2017. Os sistemas residencial e comercial correspondem a 79% e 16% do total de conexões, respectivamente. O restante das conexões engloba o setor rural, industrial, poder público e outras unidades consumidoras (Astra Solar, 2017). Segundo a ANEEL a fonte solar é a mais utilizada, em quase 98% das conexões registradas.

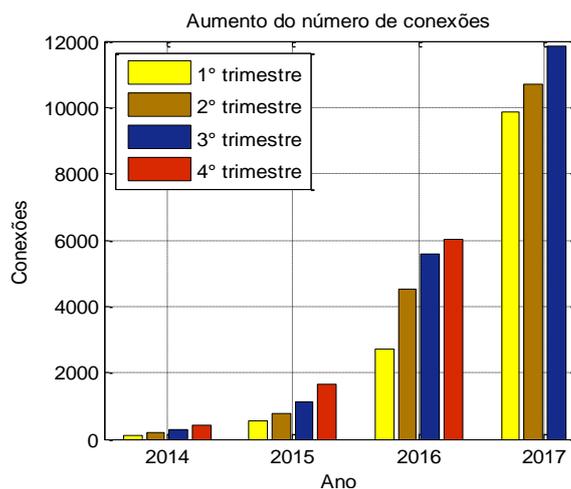


Figura 2 – Aumento do número de conexões GD entre 2014 e 2017 (Fonte: Adaptado de Astra Solar, 2017).

2.4 O funcionamento do sistema ilhado

A fim de garantir o bom desempenho do sistema de geração local sem que este afete a operação da rede primária, alguns requisitos mínimos para controle, proteção, instalação e localização devem ser definidos pelas

² Energia solar térmica concentrada

concessionárias de energia e/ou órgãos reguladores. Um exemplo destas condições determina que, caso haja a falta do suprimento da concessionária em uma rede que contém geradores distribuídos, estes devem ser automaticamente desconectados em um tempo pré-determinado pela concessionária local, retornando apenas após o restabelecimento de energia (Vieira Junior, 2011). Este processo de isolamento é conhecido como ilhamento.

Há ainda os casos em que o ilhamento do sistema é feito de forma intencional, como em casos de manutenção programada ou, como será proposto neste trabalho, para isolamento do sistema nos momentos em que este é capaz de suprir a própria demanda. Em situações de ilhamento de sistemas que contém fontes que dependem de recursos intermitentes (solar e eólica, por exemplo) é indispensável o uso de armazenadores de energia que possibilitem atender a demanda em períodos de geração nula ou insuficiente. Em dois dos quatro arranjos de sistemas de geração distribuída estudados neste artigo há a proposta da adição de elementos armazenadores que permitam realocar parte da geração local em determinado período do dia.

A bateria eletroquímica ainda é o dispositivo mais utilizado em sistemas fotovoltaicos isolados, por ser conveniente e eficiente no armazenamento de energia elétrica (Pinho e Galdino, 2014). Os bancos utilizados em sistemas fotovoltaicos devem possuir ciclos de descarga rasos em operação normal e profundos esporadicamente (tempo nublado ou durante o inverno). A profundidade da descarga de uma bateria indica o quanto da capacidade nominal foi retirado dela a partir do estado de plena carga e tem forte relação com seu tempo de vida útil. As baterias de Chumbo-Cálcio são o tipo mais utilizado nesta aplicação no Brasil. O cálcio permite uma redução significativa da necessidade de manutenção e profundidade de descarga máxima inferior a 20% na ciclagem diária.

Com custo maior, porém, com maiores níveis de profundidade de descarga, existe uma tendência atual de uso de baterias OPzS em substituição às de Chumbo-Cálcio nos sistemas fotovoltaicos (Pinho e Galdino, 2014). São baterias estacionárias ventiladas com eletrólito líquido (ácido sulfúrico diluído) e, devido à tecnologia de placas tubulares, permitem expectativa extremamente elevada de ciclos.

3. DETALHAMENTO DO SISTEMA BASE

Para o desenvolvimento deste estudo foram algumas das características e medições realizadas no prédio do Centro de Pesquisa em Energia Inteligente (CPEI) localizado no campus II do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG), em Belo Horizonte. O prédio foi construído pela concessionária CEMIG em parceria com o CEFET-MG e sedia pesquisas na área de Arquitetura Bioclimática, Engenharia Elétrica e Engenharia Mecânica, com foco na interdisciplinaridade e no melhor aproveitamento energético. Todo o projeto realizado teve o intuito de construir um prédio capaz de aproveitar ao máximo a energia passiva com iluminação e ventilação naturais e reduzir o uso de energias ativas como iluminação artificial e ar-condicionado. Nele há ainda o uso de aquecimento de água através de painéis solares e um sistema de geração com painéis fotovoltaicos interligados a rede, dentre outros.

3.1 Curva de demanda

Para obtenção da curva de demanda do edifício, foi realizado um levantamento das principais cargas do prédio e seus respectivos valores de potência nominal. A potência de aparelhos como geladeira e bebedouros, que têm funcionamento intermitente, foi definida pela potência média, com base em dados coletados em medições anteriores que possibilitaram determinar quantas vezes e por quanto tempo cada aparelho permaneceu ligado.

Para estimar a demanda diária total foi feita uma separação das cargas entre aquelas que permanecem em funcionamento constante (como bebedouros, geladeira e alguns computadores) e aquelas que dependem do horário do dia (como a iluminação do prédio) ou da quantidade de pessoas no prédio (como demais computadores, ventiladores e outros). Cargas de uso esporádico foram desconsideradas neste levantamento.

Ao final do levantamento, foi obtida a curva apresentada na Fig. 3, onde se vê que a potência demandada pelo prédio ultrapassa 3.5 kW e tem mínimo próximo a 500 W. Tal curva corresponde à demanda dos meses de março a dezembro. Isso por que em janeiro tem-se o período de férias, logo, neste a demanda foi considerada nula. Em fevereiro, como há menos pessoas no campus, será considerado apenas 50% da demanda neste mês para efeito de cálculo. Observou-se que o pico de demanda coincide com o período em que supostamente há mais pessoas no prédio.

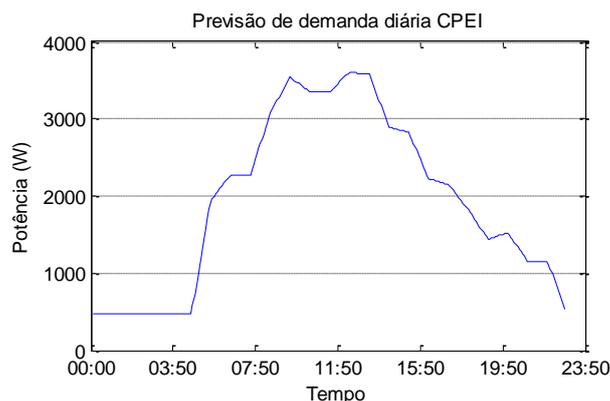


Figura 3 – Curva de demanda prevista para o CPEI durante um dia. Elaborado pelo autor.

Com base na curva de demanda estimada e utilizando os dados de geração fotovoltaica do sistema já existente no prédio do CPEI, são propostas três outras configurações: geração solar com elementos armazenadores de energia, geração solar com fonte complementar de energia eólica ou geração solar com fonte complementar e elementos armazenadores, tratadas individualmente a seguir. Nos casos em que há a adição de bancos de baterias, estes são dimensionados de forma a suprir pelo menos a demanda do prédio durante o horário de ponta.

3.2 Sistema solar FV

O prédio em questão já possui um gerador local de energia fotovoltaica. Foram analisadas todas as medições realizadas durante um ano. Na Fig. 4 (a) e (b) podem ser observadas as curvas de potência média diária do gerador em dois meses do ano, junto às respectivas curvas de demanda prevista e ao déficit, que será suprido pela conexão do sistema à rede principal. Os meses selecionados representam aqueles em que houve o maior e o menor pico de potência gerada.

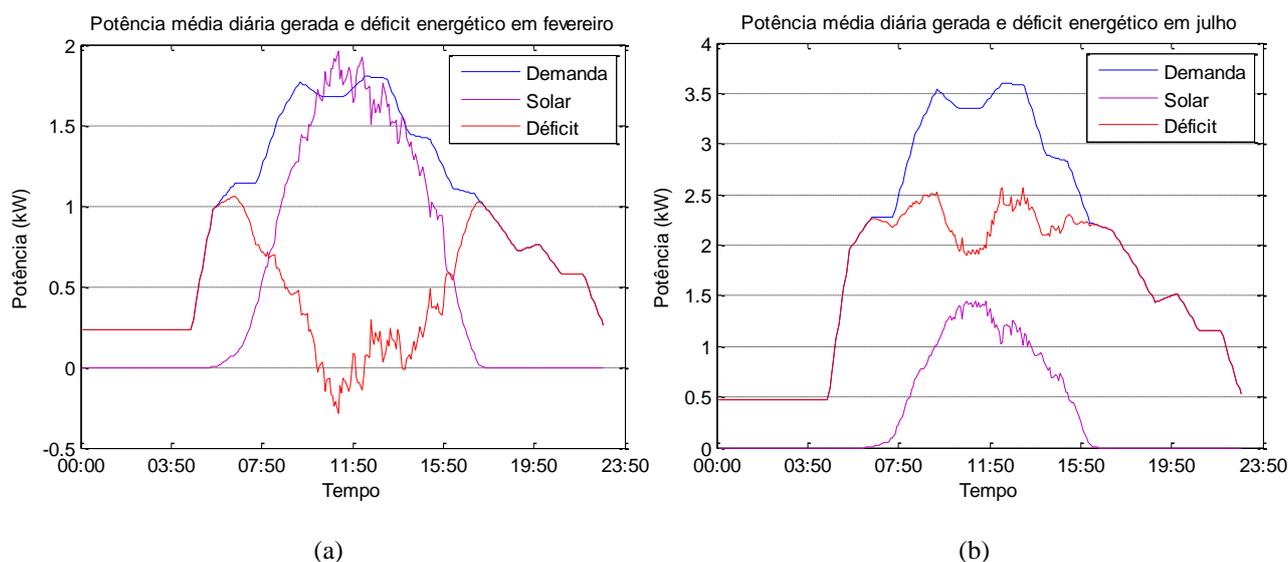


Figura 4 – Potência média diária do gerador, demanda do edifício e déficit em fevereiro (a) e julho (b).

Observa-se, por meio dos gráficos a forte relação entre as estações do ano e os níveis de geração do sistema FV, sendo o mês de fevereiro aquele que apresentou maiores níveis de geração e julho os menores, correspondendo, respectivamente, às estações de verão e inverno (no hemisfério sul). Isso porque se trata de um sistema intimamente relacionado ao nível de radiação solar incidente, que varia durante o ano.

3.3 Sistema solar FV com baterias

Tendo em vista que a energia gerada apenas com o sistema FV se concentra em parte do dia, por depender diretamente de uma fonte intermitente, é interessante que a energia gerada seja mais bem distribuída a fim de atender aos demais horários, principalmente aqueles em que as tarifas da concessionária são maiores e, a geração local, menor ou nula. Tal regulação pode ser feita por meio do uso de armazenadores de energia, como um banco de baterias.

Neste trabalho o dimensionamento do banco de baterias é feito com base no caso em que este deve armazenar maior quantidade de energia para o horário de ponta (correspondente ao período entre 17h e 20h de acordo com a concessionária local). Analisando os dados coletados, o mês de maio foi o que registrou maior déficit energético (5.957 kWh). Foi selecionado um banco de baterias do tipo OPzS, cujo dimensionamento é detalhado a seguir nas Eq. (1) e (2).

$$I_{\text{drenada da bateria}} = 5957/24 = 248.21 \text{ A} \quad (1)$$

$$3\text{h} \rightarrow 3 * 248.21 = 744.63 \text{ Ah} \quad (2)$$

Considerando uma descarga acima de 80% como profunda, a capacidade mínima da bateria deve ser de 930 kWh. Pelo catálogo do fabricante (Victron Energy, 2017) selecionado foram escolhidos dois tipos de baterias: 1065 Ah e 1278 Ah. Para o primeiro tipo, 744.63 Ah representariam uma descarga de 69.92 %; para o segundo, 58.27 %. De acordo com a Tab. 2, quanto mais rasa a descarga do banco de baterias mais ciclos de vida ele suporta, sendo o banco

de 1278 Ah a melhor opção com relação à vida útil, porém, tem maior custo. O retorno do investimento para ambas as baterias será avaliado posteriormente.

Tabela 2 – Dados de vida útil do banco de baterias. (Fonte: Adaptado de Victron Energy)

Descarga	Ciclos de vida
80%	1500
50%	2800
30%	5200

3.4 Sistema híbrido

Além de o sistema fotovoltaico apresentar horário restrito de produção de energia foi observada que raramente a geração é suficiente para suprir a demanda prevista e, quando é, é por pouco tempo. Analisando o déficit energético anual para os sistemas fotovoltaico com e sem baterias (11.57 MWh e 11.59 MWh, respectivamente) é evidente a necessidade de uma fonte auxiliar de geração para reduzir tal déficit. Em circunstâncias normais, tal papel complementar é desenvolvido pela concessionária de energia.

A energia eólica é uma das fontes de energia mais aplicadas como complemento à energia solar. Apesar do impacto visual e sonoro e de também depender de um fator natural intermitente, a geração eólica não emite gases poluentes, tem baixo custo de manutenção e possui versões compactas para instalação em meio a centros urbanos.

De acordo com os fabricantes de turbinas eólicas consultados, a Tab. 3 traz uma comparação entre os três modelos compactos mais eficientes. Observa-se que o modelo híbrido Darrieus-Savonius é o mais eficiente dentre os modelos apresentados e, também, o único capaz de gerar a potência necessária para suprir à demanda restante do prédio.

Tabela 3 – Comparação entre os três principais modelos de turbinas. (Fonte: Windside; WePower; Typmar)

FABRICANTE/ MODELO	TIPO	$V_{partida}$	V_{nom}	P_{nom}
Windside/ WS-0.15B	Savonius	1.5 m/s	20 m/s	120 W
WePower/ Falcon 600W	Darrieus	2.7 m/s	13 m/s	600 W
Typmar/ CXF3000-I	Darrieus-Savonius	2 m/s	13 m/s	3000 W

Foram analisados os dados da estação meteorológica do CPEI de velocidade do vento no prédio para o mesmo ano em que foram coletados os dados da geração solar. As curvas de velocidade do vento para os meses com menor e maior velocidade máxima registrada são apresentadas na Fig. 5 (a) e (b), respectivamente.

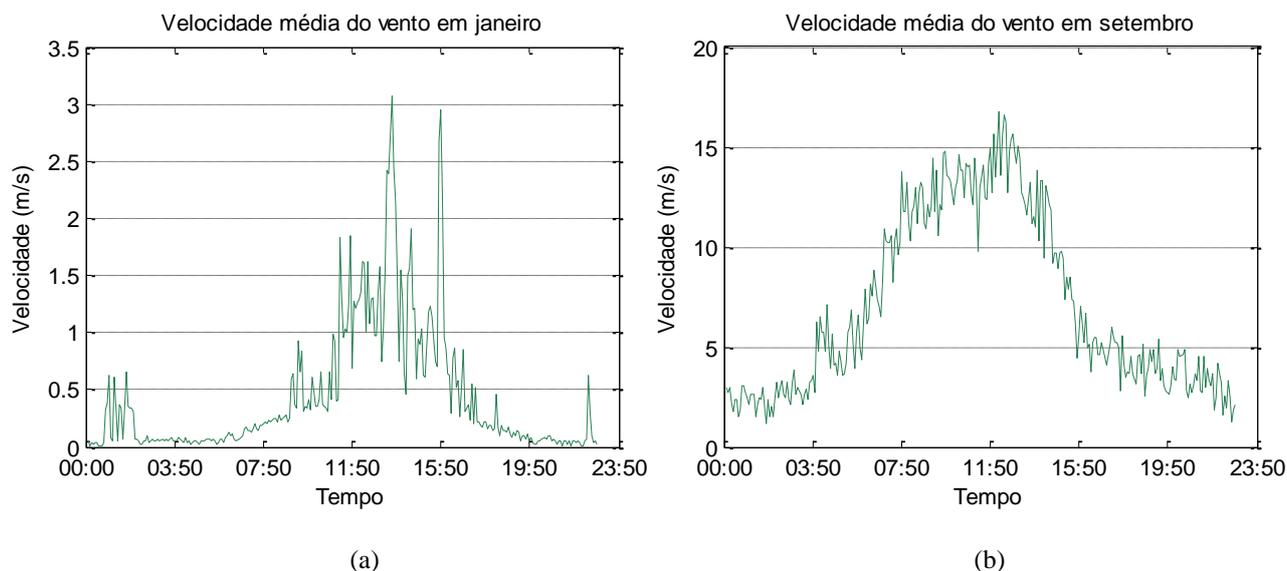


Figura 5 – Velocidade do vento média ajustada em janeiro.

Os meses de janeiro e fevereiro foram os que apresentaram menor velocidade do vento ao longo do dia. Porém, estes são os meses de maior geração FV e as velocidades registradas nos meses de menor geração solar são suficientes para por em funcionamento o sistema eólico, de forma que uma fonte tem seu ápice no período de menor geração da outra.

Será adotada neste artigo a turbina híbrida CXF3000-I e os dados fornecidos por seu fabricante (Typmar, 2017), citados na Tab. 3 A partir da curva de potência fornecida pelo fabricante são obtidas as curvas de potência média gerada pela turbina eólica. A partir da Tab. 4 é possível observar a energia mensal gerada pelo sistema eólico e a redução do déficit energético.

Tabela 4 – Energia gerada pela turbina eólica e déficit mensal do sistema híbrido (kWh).

MÊS	ENERGIA GERADA	DÉFICIT
JAN	0.81	0.00
FEV	1.49	308.35
MAR	67.64	1100.11
ABR	90.81	1043.06
MAI	132.82	1011.46
JUN	293.35	819.84
JUL	199.09	1002.68
AGO	644.58	642.14
SET	790.20	500.62
OUT	224.70	886.10
NOV	188.87	911.05
DEZ	232.12	902.98
Anual	2866.48	9128.39

3.5 Sistema híbrido com baterias

Observa-se nos gráficos das Fig. 5 (a) e (b) que a geração eólica tem um comportamento semelhante à geração fotovoltaica ao comparar o período de geração. No entanto, na geração eólica há geração de energia durante mais horas do dia. Mais uma vez, com o intuito de melhor distribuir energia gerada local, pretende-se adicionar um banco de baterias para atender à demanda no horário de maior tarifa de energia.

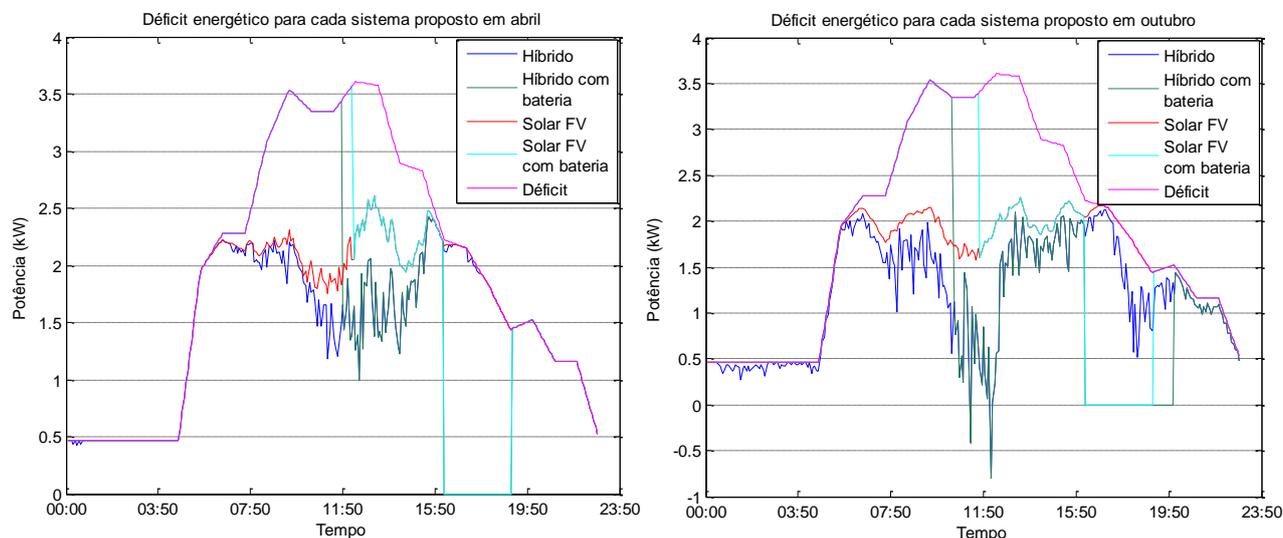
Novamente é analisado o caso em que se deve armazenar maior quantidade de energia. Neste caso, o mês de junho é o que registra maior déficit energético, com diferença de apenas 3Wh para o caso da geração FV (5.955 kWh). Com valores tão próximos, o mesmo banco de baterias dimensionado para o sistema solar FV se mostra adequado ao sistema híbrido.

4. ANÁLISE COMPARATIVA DOS ARRANJOS

As curvas da Fig. 6 (a) e (b) apresentam o déficit energético, para os meses de abril e outubro de 2004, para cada tipo de arranjo do sistema de geração. Este déficit é resultante da diferença entre a curva de demanda do CPEI e as curvas de geração total de cada configuração e deve ser suprido através da conexão do sistema do prédio com a concessionária de energia local.

Em todos os meses do ano, observou-se que o sistema híbrido apresenta menores déficits, reduzindo o consumo de energia da concessionária, com exceção dos meses de janeiro e fevereiro, onde a velocidade do vento registrada foi extremamente baixa fazendo com que a geração total do sistema híbrido fosse praticamente igual à do sistema fotovoltaico.

Nas curvas dos sistemas que utilizam baterias, a curva de déficit é igual à curva de demanda apresentada na Fig. 3 até certo ponto. Isso, porque, desde o início do dia a energia gerada local é direcionada ao carregamento do banco de baterias, logo, neste período a carga do prédio é totalmente suprimida pela concessionária de energia.



(a)

(b)

Figura 6 – Curvas de déficit energético para cada tipo de arranjo do sistema de geração em abril de 2004.

Ao terminar o carregamento das baterias a energia gerada pelo arranjo é utilizada para reduzir o consumo de energia da rede principal ou até levá-lo a zero. O fim do carregamento do banco pode ser observado nas figuras no momento em que há uma primeira queda acentuada nas curvas dos sistemas com banco de baterias. No sistema híbrido com baterias, estas costumam carregar em menos tempo, principalmente nos meses de maior geração eólica.

A segunda queda, que leva ambas as curvas dos sistemas com baterias a zero, acontece às 17h em todos os meses e apresenta o momento em que o banco de baterias é acionado para suprir totalmente a demanda do prédio no horário de pico das tarifas da concessionária.

Ao comparar as curvas de abril e outubro para os sistemas com bateria, observa-se que no mês de outubro o tempo de autonomia do banco excede o tempo mínimo de 3h no sistema híbrido. O mesmo ocorre nos meses de setembro, novembro e dezembro. Nestes meses no período da noite, quando a geração solar FV é nula, ainda há geração eólica expressiva (possível pela consideração do fator multiplicativo sob a velocidade medida), o que faz com que o déficit energético seja menor neste arranjo e o banco de baterias descarregue mais lentamente.

A adição do gerador eólico possibilitou ainda que, em meses como agosto e setembro, fossem registradas várias horas de autonomia do sistema, além dos meses de junho, outubro, novembro e dezembro que registraram pequenos períodos de autossuficiência. Estes períodos podem ser vistos nas curvas apresentadas quando a curva de déficit a ser suprido pela concessionária local fica negativa.

A Tab. 5 mostra a previsão de energia anual a ser adquirida da concessionária a fim de complementar cada um dos arranjos estudados em comparação ao sistema sem o uso de fontes alternativas de geração local e o custo dessa compra de energia. Observa-se que o sistema de geração fotovoltaica é capaz de produzir, aproximadamente, 3.48 MWh/ano, enquanto o sistema híbrido, na hipótese da existência das velocidades do vento adotadas, seria capaz de gerar quase 5.92 MWh/ano.

Tabela 5 - Previsão da energia (kWh) a ser comprada anualmente da concessionária para cada arranjo e seu custo.

	SEM FONTE LOCAL	SOLAR	HÍBRIDO	SOLAR COM BATERIA	HÍBRIDO COM BATERIA
Energia (kWh)	15048.7	11571.2	9128.4	11594.3	9128.2
Custos (R\$)	5955.97	4904.38	4049.34	3111.56	2341.38

A diferença observada entre os valores de energia comprada para os sistemas com e sem bateria se deve ao tratamento dos dados coletados. Teoricamente a quantidade de energia adquirida nas configurações com e sem elementos armazenadores se diferencia apenas pela realocação de parte da energia local gerada em outro momento do dia.

Analisando as tarifas de energia da concessionária local³ no período em que este estudo foi realizado (ANEEL, 2017), o custo da energia no horário de ponta é quase cinco vezes maior. Tal diferença se deve, principalmente, à grande variação da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD). Fora do horário de ponta a TUSD reduz para 4% do valor cobrado durante a ponta. No levantamento realizado não é considerado o custo de disponibilidade cobrado pela concessionária para os meses em que a demanda do prédio é nula, pois, o CPEI se encontra incluso em um sistema maior, fazendo com que sempre haja um consumo mínimo diferente de zero na instalação total. São também consideradas taxas constantes durante todo o ano.

Com base nas tarifas consideradas, observou-se que, apesar de os sistemas com e sem bateria apresentarem aproximadamente a mesma quantidade de energia a ser comprada, há um ganho significativo ao realocar a geração de energia local para suprir o sistema no horário de ponta. O uso de elementos armazenadores possibilitou queda de 36.66% nos gastos com a compra de energia para o sistema solar e de 42.18% para o sistema híbrido.

Claramente, à medida que são adicionadas fontes locais de geração e sistemas de armazenamento, menos energia é comprada e com menor custo. Para o sistema solar, mesmo sem o uso de baterias, pode-se economizar anualmente 17.66% do valor gasto com o sistema sem fontes alternativas, visto que neste arranjo a energia a ser comprada da concessionária equivale a, aproximadamente, 76.86% da demanda total prevista para o CPEI. Para o sistema híbrido, há a economia anual de 30.08% do gasto com o sistema sem geração local, com um total de energia demandada anual 39.34% menor que a demanda prevista.

5. CONCLUSÕES

Dentre as configurações propostas para o sistema de geração local do CPEI vários fatores devem ser analisados antes de escolher o modelo mais adequado.

³ CEMIG.

Quanto às limitações físicas tem-se o sistema de geração eólica que requer uma velocidade mínima para funcionar adequadamente e a geração solar em que a localização das placas fotovoltaicas e seu posicionamento interferem diretamente na geração. Muitas vezes o projeto é limitado pela dimensão dos equipamentos, como no sistema eólico onde a falta de espaço impede a instalação de mais turbinas ou a escolha de uma maior, capaz de gerar mais energia. Como as fontes de energia consideradas neste trabalho dependem diretamente da disponibilidade de recursos intermitentes, as condições ambientais do local considerado têm grande importância no projeto.

Deve-se considerar que, quanto mais fontes e recursos de armazenamento utilizados, maior o projeto e os custos agregados, principalmente para compra e instalação de todos os componentes. Os equipamentos utilizados no estudo para previsão de custos sequer são produzidos no Brasil. A turbina eólica selecionada, por exemplo, é produzida pela Tynmar, uma empresa Chinesa, e tem custo de US\$7500.00. O fabricante do banco de baterias selecionado (Victron Energy, 2017) tem revendedores em todos os continentes e os bancos de baterias considerados têm custo sugerido de €695 (1065 Ah) e €803 (1278 Ah), podendo variar de acordo com o revendedor. As análises realizadas, após conversão para moeda local (real), levam em consideração que o custo dos equipamentos poderia dobrar com os custos de importação e instalação.

O banco de baterias tem vida útil limitada de acordo com o número de ciclos de carga/descarga realizado, sendo necessária sua substituição e manutenção regular. Caso o banco selecionado seja o de 1065 Ah, tem-se uma vida útil de 5 anos e 3 meses, aproximadamente. Para o banco de 1278 Ah, a vida útil seria de 6 anos e 9 meses, portanto, 1 ano e meio a mais do que o primeiro banco.

A princípio, o modelo adotado para o sistema híbrido com uso do banco de baterias como elemento armazenador foi o mais atrativo por apresentar o menor custo na compra de energia complementar na concessionária local. No entanto, é também aquele que requer maior investimento. Apesar do CPEI já possuir um sistema de geração fotovoltaico, para sua adaptação ao sistema híbrido seria necessário adquirir o gerador eólico e as baterias. Considerando que as tarifas cobradas pela concessionária de energia sejam mantidas constantes ao longo dos anos, seria necessário, aproximadamente, 16 anos para que o investimento fosse pago apenas com a economia do sistema híbrido com baterias em relação ao sistema sem fontes alternativas, com uma diferença de 2 meses de acordo com o banco de baterias selecionado entre os dois destacados.

Para o sistema fotovoltaico com baterias, o investimento seria pago pela economia do sistema após um período de 1 ano e 9 meses, para o banco de 1065 Ah, ou 2 anos, para o banco de 1278 Ah. Visto que a escolha do banco de 1278 Ah acrescenta 3 meses ao retorno do investimento e aumenta em 1 ano e meio o tempo de troca do banco de baterias, este se mostra uma melhor opção.

A fim de avaliar o lucro econômico das principais configurações propostas, considera-se um custo de oportunidade. Este se refere ao lucro obtido em uma segunda opção de investimento. Neste trabalho, o custo de oportunidade considerado é o rendimento mensal que seria obtido ao aplicar o valor do investimento na poupança. Apesar do lucro operacional (economia do sistema fotovoltaico em relação ao sistema sem fonte alternativa) observado, o lucro econômico (diferença entre o lucro operacional e o custo de oportunidade) é negativo, indicando que o investimento da quantia necessária à adaptação do sistema em poupança é mais vantajoso. Portanto, o sistema fotovoltaico com baterias é o arranjo mais vantajoso entre os quatro modelos propostos. Porém, com as hipóteses consideradas, ainda é um sistema caro para ser implantado ao se considerar o uso do banco de baterias selecionado.

Para uma análise mais real, devem ser contabilizados os custos de mão de obra de instalação e analisados os equipamentos auxiliares necessários, como o controlador de carga para as baterias e dispositivos de proteção.

Agradecimentos

Agradeço a toda minha família, meu pai, Davidson e minha mãe, Bianca, aos meus irmãos, Otávio e Álvaro, que sempre me apoiaram em minhas decisões importantes. Ao meu querido Alessandro por estar ao meu lado sempre com muito carinho e amor, confortando-me nos momentos difíceis e apoiando minhas decisões.

À professora Patrícia, a quem admiro e respeito pela sua sabedoria desde que a conheci. Agradeço por ter aceitado o convite para ser minha orientadora e pela paciência e disposição que sempre teve em me auxiliar durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos demais professores com quem tive o privilégio de aprender, agradeço por tudo o que me ensinaram. Sem o auxílio de vocês e a maneira singular com que cada um me ensinou algo, eu não teria chegado hoje onde estou.

Aos meus colegas de curso e de campus que sempre estiveram ao meu lado nos altos e baixos ao longo do curso.

REFERÊNCIAS

- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030. Acesso em: 13 de ago. 2016.
- DIAS, M. V. X.; Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras. 2005. 143 f. Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia da Energia). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá. 2005.
- PÁDUA, M. S.. Técnicas digitais para sincronização com a rede elétrica, com aplicação em geração distribuída. 2006. 165 f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2006.

- BRASIL. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.
- INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). O que é Geração Distribuída. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp. Acesso em: 15 de out. 2016.
- FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S.. Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens. In: Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia, 2, 2013. Belém, Pará. Anais... Belém, 2013.
- LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAADE, D. C. Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. In: Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos, 33, 2015. Vitória, Espírito Santo. Anais... Vitória, 2015.
- RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). Renewables 2017: Global Status Report. Disponível em: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/GSR2017_Full-Report.pdf. Acesso em: 25 de ago. 2017.
- ASTRA SOLAR. Geração Distribuída no Brasil. Disponível em: <http://astrasolar.com.br/energia-distribuida/geracao-distribuida-no-brasil/>. Acesso em: 05 de set. de 2017.
- VIEIRA JÚNIOR, J. C. M. Detecção de ilhamento de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema. Revista Eletrônica de Energia, vol. 1, n.1, p. 3-14, jul./dez. 2011. Disponível em: www.revistas.unifacs.br. Acesso em: 20 de out. 2016.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A.; Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPTEL-CRESESB, Rio de Janeiro, março de 2014.
- VICTRON ENERGY. OPzS Solar Batteries. Disponível em: <https://www.victronenergy.com.br/upload/documents/Datasheet-OPzS-batteries-EN.pdf>. Acesso em: 31 de maio de 2017
- WEPOWER. Falcon 600W. Disponível em: <http://www.geccsolar.com/LinkClick.aspx?fileticket=DzzNX4sgD8A%3d&tabid=146>. Acesso em: 22 de março de 2017.
- WINDSIDE. Technical Data. Disponível em: <http://www2.windside.com/technical.html>. Acesso em: 22 de março de 2017.
- TYPMAR. CXF3000 W Turbine. Disponível em: <http://www.typmar.com/case-item-301.html>. Acesso em: 14 de maio de 2017.
- ANEEL. Resolução Homologatória n. 2.248, de 23 de maio de 2017. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2017, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Cemig Distribuição S/A - Cemig-D, e dá outras providências. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh2017_2248ti.pdf. Acesso em: 01 de junho de 2017

INTEGRATION OF RENEWABLE SOURCES IN BUILDINGS – CASE STUDY

Abstract. *Distributed generation has shown a great expansion in the last years with the improvement of new sources of energy. These renewable sources are increasingly efficient and accessible, providing more sustainable systems with less losses and lower environmental impacts. This work deals with possible configurations for a local electric power generation systems and the use of energy devices. A project for the improvement of a distributed generation system integrated to a building with an addition of a complementary source and of energy storage elements is made, aiming at reducing the energy consumption acquired from the local concessionary, islanding the building during peak hours, when the Rate is more expensive. Some of the characteristics and measurements carried out in in the building of the Centro de Pesquisa em Energia Inteligente (CPEI) located at Campus II of the Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG) are adopted as a basis.*

Key words: *Distributed Generation, Complementary Source, Islanding.*