

Estudo de viabilidade técnica de usina solar fotovoltaica flutuante para suprir consumo da Universidade de Brasília

Pedro Henrique Borges da Silva (UnB) - pedro.borges.96@gmail.com

Rafael Amaral Shayani (UnB) - shayani@ene.unb.br

Resumo:

Este trabalho faz um estudo de viabilidade técnica de um sistema geração fotovoltaico que tenha produção anual de energia igual ao consumo anual médio de energia elétrica da Universidade de Brasília. Será estudada a implantação de tal sistema flutuando sobre o lago Paranoá, cuja área disponível é maior que em solo, evitando uso de terrenos escassos e aproveitando os ganhos de potência decorrentes da utilização do sistema flutuante. Com um consumo anual de 24.934,0 MWh/ano da UnB o sistema projetado de 10,5 MWp atingiu o objetivo gerando 25.843,0 MWh/ano, sendo composto de 21 inversores de 500 kW aos quais são conectados 119 strings em paralelo de 17 módulos de 360W em série, totalizando 2.023 módulos por inversor e 42.483 no total para o sistema. O sistema, portanto, é viável e a utilização do lago Paranoá é vantajosa, com taxa de ocupação de 0,18% do lago.

Palavras-chave: *Energia Solar, Fotovoltaica Flutuante, Usina Solar de Grande Porte*

Área temática: *Conversão Fotovoltaica*

Subárea temática: *Aspectos técnicos de sistemas fotovoltaicos instalados*

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA DE USINA SOLAR FOTVOLTAICA FLUTUANTE PARA SUPRIR CONSUMO DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Pedro Henrique Borges da Silva – pedro.borges.96@gmail.com

Rafael Amaral Shayani – shayani@ene.unb.br

Universidade de Brasília, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. Este trabalho faz um estudo de viabilidade técnica de um sistema geração fotovoltaico que tenha produção anual de energia igual ao consumo anual médio de energia elétrica da Universidade de Brasília. Será estudada a implantação de tal sistema flutuando sobre o lago Paranoá, cuja área disponível é maior que em solo, evitando uso de terrenos escassos e aproveitando os ganhos de potência decorrentes da utilização do sistema flutuante. Com um consumo anual de 24.934,0 MWh/ano da UnB o sistema projetado de 15,3 MWp atingiu o objetivo gerando 25.843,0 MWh/ano, sendo composto de 21 inversores de 500 kW aos quais são conectados 119 strings em paralelo de 17 módulos de 360W em série, totalizando 2.023 módulos por inversor e 42.483 no total para o sistema. O sistema, portanto, é viável e a utilização do lago Paranoá é vantajosa, com taxa de ocupação de 0,18% do lago.

Palavras-chave: Energia Solar, Fotovoltaica Flutuante, Usina Solar de Grande Porte

1. INTRODUÇÃO

A renovação da matriz energética mundial tem alcançado relevância cada vez maior e sido prioridade de governos e iniciativa privada, impulsionada pelas previsões negativas de mudanças climáticas decorrentes do aquecimento global. As fontes de energias renováveis, ora vistas com ceticismo por uma parcela da sociedade, hoje se mostram economicamente atraentes e competitivas se comparadas às fontes tradicionais de energia não-renováveis. É o caso da energia fotovoltaica que desponta como solução viável e com seu uso crescendo ao redor do mundo, sendo suas vantagens consideradas de natureza econômica (segurança energética e geração local de empregos), social (redução do impacto da poluição aérea na saúde, de acidentes em minas de carvão, e contribuição para acesso *off-grid*) e ambiental (redução da poluição de gases de efeito estufa e mineração de carvão) (IPCC, 2014). No Brasil, ações regulatórias elaboradas pela ANEEL, permitiram e regularam o sistema de compensação de energia elétrica para micro e minigeração distribuídas (ANEEL, 2012) fazendo o Brasil vivenciar um rápido crescimento de instalações fotovoltaicas, alcançando a marca de 1 GW em geração distribuída em 2019 (ANEEL, 2019). Existe ainda, entretanto, muito potencial energético a ser explorado com energia fotovoltaica no Brasil.

É relevante se estudar novas aplicações da tecnologia gerando novas oportunidades. Uma aplicação ainda incipiente no Brasil, mas já relevante em países com menor disponibilidade de terras, como Japão, é a usina fotovoltaica flutuante (FPV – *Floating Photovoltaics*), isto é, um sistema de geração fotovoltaico instalado sobre um corpo d'água. Dentre as principais vantagens aparentes desse tipo de sistema, as que mais se destacam são a conservação de terra, já que se poupa uso de terreno útil a construção da usina, e o aumento da geração do sistema por conta do resfriamento causado pela água sob os módulos (AZMI, 2013). Em países do mundo com menor disponibilidade de terra como Japão e Singapura, essa aplicação já é mais expressiva. Atualmente existem instalados 1,097 GW instalados de FPV no mundo (World Bank Group, ESMAP and SERIS, 2018). No Brasil maior sistema situa-se no reservatório da hidrelétrica de Sobradinho, Bahia, com 1 MW de potência instalada. Além dessa usina, o país possui pouca experiência com FPV. Também as usinas de grande porte são uma aplicação minoritária da tecnologia fotovoltaica no Brasil, dado que as regras da compensação de energia, grande impulsionadora da expansão da tecnologia, só se aplicam a sistemas de até 5 MWp. Pode-se notar, contudo, que existem grandes consumidores de energia elétrica, como por exemplo, órgãos públicos e universidades, com potencial interesse em instalação de sistema de geração fotovoltaica que não se enquadrariam nas categorias estabelecidas pela ANEEL se visassem gerar sua energia consumida.

O presente trabalho, portanto, se apresenta com o objetivo de estudar essas duas modalidades de aplicação da tecnologia fotovoltaica, isto é, sistema de grande porte e sistema flutuante, ainda incomuns no cenário brasileiro, através de um estudo de viabilidade. A Universidade de Brasília é uma das principais universidades do país com mais de 51000 alunos matriculados (UNB, 2018). Situado próximo ao Lago Paranoá, seu Campus Darcy Ribeiro é escolhido como alvo do estudo de caso. O objetivo específico deste trabalho, portanto, é fazer um estudo de viabilidade técnica de um sistema de geração fotovoltaica flutuante sobre o lago Paranoá com produção anual de energia igual ao consumo de energia elétrica anual da Universidade de Brasília. A escolha do lago se deve a três vantagens: (a) a primeira, o lago representa uma área disponível maior, permitindo, em etapa de análise de viabilidade, uma menor limitação para se chegar ao objetivo de geração desejado, (b) ao escolher o lago, terrenos em solo, em geral escassos e disputados, deixam de ser

alocados à implantação da usina, ficando livres para outros propósitos; (c) usinas flutuantes apresentam potencial de ganho em potência, que também será analisada nesse trabalho.

O presente estudo encontra-se dentro do âmbito do Programa de P&D ANEEL, Chamada ANEEL N° 001/2016 "Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior", e do Termo de Cooperação Técnica 502/2018, celebrado entre CEB Distribuição S.A. e Fundação Universidade de Brasília, intitulado "Geração Distribuída no Campus da Universidade de Brasília Integrada à Rede de Distribuição da CEB".

2. MÉTODO E MATERIAIS

Para determinar a viabilidade técnica do projeto, deve-se fazer avaliação de recursos naturais, escolha de área para instalação dos painéis, dimensionamento e simulação.

2.1 Avaliação de recursos naturais

A disponibilidade de recursos naturais influencia a geração de energia pelos módulos fotovoltaicos. A eficiência dos módulos reduz com o aumento da temperatura, por exemplo. Portanto, é importante fazer um levantamento de dados confiáveis de recursos naturais disponíveis.

2.1.1 Ano Meteorológico Típico (TMY)

Typical Meteorological Year, TMY, ou Ano Meteorológico Típico, em português, é um conjunto de dados climatológicos que representa um ano típico de um determinado local no que tange suas características meteorológicas (NREL, 2008). Os dados reunidos nesse tipo de arquivo são horários e provenientes de uma longa série histórica (30 anos de medição, por exemplo) sendo selecionados os dados horários de um mês que representa melhor o comportamento de uma variável meteorológica ao longo de toda série histórica, para esse mesmo mês. De janeiro a dezembro, portanto, o TMY é composto de meses meteorológicos típicos, completando o equivalente a 1 ano de dados horários. Esse tipo de arquivo foi desenvolvido pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), órgão americano de pesquisa em energias renováveis, mas já existem bases de dados específicas para vários locais de mundo, incluindo Brasília.

2.2 Avaliação de consumo de energia elétrica

As informações de consumo de energia elétrica da UnB podem ser acessadas diretamente das contas de energia da Universidade junto à distribuidora local, no caso a Companhia Energética de Brasília, CEB. Essas informações devem incluir o consumo tanto do campus Darcy Ribeiro como outros campi e outras unidades consumidoras pertencentes à Universidade de Brasília.

2.3 Dimensionamento do sistema

2.3.1 Estimativa inicial de potência do sistema fotovoltaico

Para efeitos de dimensionamento e simulação, é feito uma estimativa inicial da potência do sistema fotovoltaico a partir da Eq. (1):

$$P_{sfv} = \frac{E_{cons.diário}}{HSP \cdot PR} \quad (1)$$

Onde P_{sfv} [W] é a estimativa inicial de potência do sistema, $E_{cons.diário}$ [Wh] é o consumo diário médio de energia elétrica a ser igualado, HSP são as Horas de Sol Pleno do local e PR (*Performance Ratio*) é coeficiente de perdas. É importante notar que, em um primeiro momento, o valor do coeficiente de perdas não é tão importante, já que os métodos de dimensionamento e simulação utilizados posteriormente neste trabalho o corrigem para valores mais realistas.

2.3.2 Cálculos de dimensionamento

Os cálculos matemáticos apresentados nas equações (2) a (24) e se baseiam no método desenvolvido por Kerekes *et al* (2013) e por Valentini *et al*, (2008), para projetar usinas de grades escala. Seus resultados já foram comparados com resultados obtidos por softwares de dimensionamento utilizados no mercado (Roca, 2018).

O número inicial de módulos fotovoltaicos (N_m) é calculado pela Eq. (2):

$$N_m = \frac{P_{sfv}}{P_{m,stc}} \quad (2)$$

Onde P_{sfv} [W] é a potência do sistema e $P_{m, stc}$ [W] é a potência do módulo escolhido a condições padrão de teste (STC). Também a quantidade de módulos do sistema é corrigida posteriormente para se adequar aos componentes escolhidos. Outro fator importante a ser levado em conta para o dimensionamento do sistema é a área ocupada pelos módulos. A estimativa inicial de área $A_{arranjo}$ [m²] é calculada pela Eq. (3):

$$A_{arranjo} = A_m \cdot N_m \quad (3)$$

Onde A_m [m²] é a área do módulo. O número de módulos que podem ser conectados em série e em paralelo no inversor depende de especificações elétricas dele. O seguinte algoritmo (Eq. (4) a Eq. (7)) nos retorna a quantidade de módulos em série:

$$V_{med} = \frac{V_{i, max} + V_{i, min}}{2} \quad (4)$$

$$N_{s, max} = piso\left(\frac{V_{med}}{V_m}\right) \quad (5)$$

Onde a função *piso* arredonda o valor da divisão para o menor valor inteiro mais próximo.

$$N_{s, max} \cdot V_{oc} > V_{DC, max} \quad (6)$$

Então,

$$N_{s, max} = N_{s, max} - 1 \quad (7)$$

Onde as especificações do inversor são as que seguem: $V_{i, max}$ [V] é o limite superior de tensão DC de operação em MPP, $V_{i, min}$ [V] é o limite inferior de tensão DC de operação em MPP e $V_{DC, max}$ [V] é a máxima tensão de entrada DC permitida.

São especificações do módulo os seguintes parâmetros: V_m [V] é a tensão operacional ideal, isto é, em MPP, e V_{oc} [V] a tensão de circuito aberto. A quantidade de módulos em paralelo ($N_{p, max}$) é dada pela Eq. (8):

$$N_{p, max} = piso\left(\frac{I_{DC, max}}{I_{m, max}}\right) \quad (8)$$

Onde $I_{DC, max}$ [A] é a corrente DC máxima de entrada do inversor e $I_{m, max}$ [A] é a corrente máxima de operação ideal, isto é, em MPP. A Eq. (9) calcula a quantidade de inversores do sistema (N_i):

$$N_i = teto\left(\frac{N_m}{N_{s, max} \cdot N_{p, max}}\right) \quad (9)$$

Com esses dados já calculados, é possível obter resultados para as estimativas feitas. O número final de módulos do sistema ($N_{m, final}$) é calculado pela Eq. (10):

$$N_{m, final} = N_{s, max} \cdot N_{p, max} \cdot N_i \quad (10)$$

Já a potência instalada $P_{instalada}$ [W] será dada pela Eq. (11):

$$P_{instalada} = N_{m, final} \cdot P_{m, stc} \quad (11)$$

A área ocupada pelo arranjo final do sistema, $A_{arranjo, final}$ [m²], pode ser calcula Eq. (12):

$$A_{arranjo, final} = N_{m, final} \cdot A_m \quad (12)$$

Por fim, o Fator de Dimensionamento do Inversor, característica que se recomenda situar entre 0,7 e 1 para projeto de usinas (CRESESB, 2014), é calculado pela Eq. (13):

$$FDI = \frac{P_{i, nom} \cdot N_i}{P_{instalada}} \quad (13)$$

2.4 Simulação do sistema

A temperatura afeta diretamente a produção de energia elétrica pelo módulo. Quando a temperatura do módulo aumenta, a geração tende a diminuir. Para fazer a simulação levando em conta o comportamento da temperatura ao longo do ano, utilizou-se as informações de temperatura do TMY obtido para a localidade do sistema. A temperatura do módulo T_m [°C] é dada pela Eq. (14) (Yang *et al*):

$$T_m(t) = T_{amb}(t) + \frac{G_t(t)}{800} \cdot (NOCT - 20) \quad (14)$$

Onde T_{amb} [°C] é temperatura ambiente, G_t [W/m²] é a irradiação solar incidente no plano. A potência do módulo em ponto de máxima potência $P_{m,MPP}$ [W] é dada pela Eq. (15) (Yang *et al*)

$$P_{m,MPP}(t) = P_{m,STC} \cdot \frac{G_t(t)}{1000} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_m(t) - 25)] \quad (15)$$

Onde γ é o coeficiente de temperatura do módulo [%/°C]. A potência real de saída do módulo P_m [W] é dada pela Eq. (16) (Kerekes *et al*):

$$P_m(t) = \left(1 - \frac{df}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{Sp}{100}\right) \cdot P_{m,MPP}(t) \quad (16)$$

Onde df [%] é o fator de redução de potência causado por sujeira. Sp [%] é o coeficiente de perdas por sombreamento. As perdas de potência no módulo $P_{m,perdas}$ [W] podem, então, ser calculadas com a Eq. (17):

$$P_{m,perdas}(t) = P_{m,MPP}(t) - P_m(t) \quad (17)$$

O conjunto de módulos conectados a um inversor, descrito pela quantidade de módulos em série N_s multiplicada pela quantidade de módulos em paralelo N_m , entrega à entrada do inversor uma potência P_{in} [W] que pode ser calculada pela fórmula da Eq. (18) (Kerekes *et al*):

$$P_{in}(t) = N_s \cdot N_p \cdot \frac{\eta_{MPPT}}{100} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{DC}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{incompatibilidade}}{100}\right) \cdot P_m(t) \quad (18)$$

Em que η_{MPPT} [%] é a eficiência do inversor ao ponto de máxima potência, η_{DC} [%] é a queda de tensão no cabeamento DC, $\eta_{incompatibilidade}$ [%] são as perdas por incompatibilidade, causadas por diferenças decorrentes de fabricação dos módulos e por condições meteorológicas diferentes experimentadas pelos módulos do sistema. Para se chegar à potência de saída do inversor P_o [W], utiliza-se o seguinte algoritmo, descrito pelas Eq. (19) a Eq. (23) (Kerekes *et al*):

$$\begin{array}{l} \text{Se} \\ P_{in}(t) \leq P_{i,sc} \end{array} \quad (19)$$

$$\begin{array}{l} \text{Então} \\ P_o(t) = 0 \end{array} \quad (20)$$

$$\begin{array}{l} \text{Senão, se} \\ P_{in}(t) \leq P_{i,nom} \end{array} \quad (21)$$

$$\begin{array}{l} \text{Então,} \\ P_o(t) = \frac{\eta_{inv}}{100} \cdot P_{in}(t) \end{array} \quad (22)$$

$$\begin{array}{l} \text{Senão,} \\ P_o(t) = \frac{\eta_{inv}}{100} \cdot P_{i,nom} \end{array} \quad (23)$$

Onde $P_{i,nom}$ [W] é a máxima potência permitida do inversor, também a sua potência nominal, η_{inv} [%] é a eficiência de conversão de potência do inversor e $P_{i,sc}$ [W] é a sua potência de auto consumo. Finalmente a potência da usina P_{usina} [MW] é calculada pela Eq. (24) (Kerekes *et al*):

$$P_{usina}(t) = \frac{\eta_T}{100} \cdot \frac{\eta_{cabeamento}}{100} \cdot P_o(t) \cdot N_i \cdot 10^{-6} \quad (24)$$

Onde η_T [%] é a eficiência de interconexão dos transformadores, $\eta_{cabeamento}$ é a eficiência de conexão dos cabos AC. A energia entregue pela usina em um determinado período de tempo, entretanto, é afetada pelo índice de disponibilidade dela. Assim, a energia gerada pela usina E_{usina} [MWh] é calculada pela Eq. (25) (Kerekes *et al*):

$$E_{usina} = \frac{EAF}{100} \cdot \sum_{t=1}^n P_{usina}(t) \quad (25)$$

Onde EAF (*Energy Availability Factor*) é o índice de disponibilidade da usina. Como se utiliza um conjunto de dados horários para a simulação, para se obter a produção anual de energia, deve-se fazer o somatório da potência ao longo das 8760 horas do Ano Meteorológico Típico, portanto $n = 8760$.

Como o objetivo do projeto é gerar uma determinada quantidade de energia anual – aquela igual ao consumo da Universidade de Brasília – para o algoritmo implementado no MATLAB que realiza os cálculos acima descritos, utilizou-se um feedback que realimentasse os cálculos com nova estimativa inicial de potência caso não se atingisse a produção anual de energia desejada.

2.5 Materiais Utilizados

MATLAB: software de cálculos com matrizes capaz de realizar leitura de arquivos externos e que possui extensa biblioteca de extensões que auxiliam em cálculos e simulações para engenharias e outras áreas. Usado para implementar algoritmo de dimensionamento e simulação com base no modelo matemático apresentado.

PVPlanner: é um aplicativo da empresa SOLARGIS que faz estudos de potencial fotovoltaico. Inserindo dados de localização geográfica, potência instalada, inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos, ele gera um relatório de potencial fotovoltaico e de dados de irradiação e clima.

Excel: programa de criação e manejo de planilhas eletrônicas, realizando operações entre células, e construindo gráficos a partir dos dados. Usado nesse trabalho para manejar dados TMY e prepará-lo para ser lido no MATLAB.

Google Maps: serviço de visualização de mapas e imagens de satélites gratuito fornecido pela Google via internet. Utilizado nesse trabalho para coletar coordenadas geográficas da localização desejada do sistema.

PVWatts: ferramenta mundialmente conhecida e utilizada para simulação de sistemas de geração fotovoltaicos.

3. RESULTADOS

3.1 Localização da Usina

Como definido inicialmente, o local de implantação da usina escolhido é o Lago Paranoá. O lago, construído juntamente com a capital, é localizado próximo ao Plano Piloto. O campus Darcy Ribeiro, por sua vez, é localizado na Asa Norte, um dos bairros de Brasília, e próximo ao Lago. Serão utilizadas as seguintes coordenadas geográficas obtidas através do Google Maps, que correspondem a uma localização do lago Paranoá próxima à UnB: **-15.757044, -47.861414**, como mostra a Fig. 1:

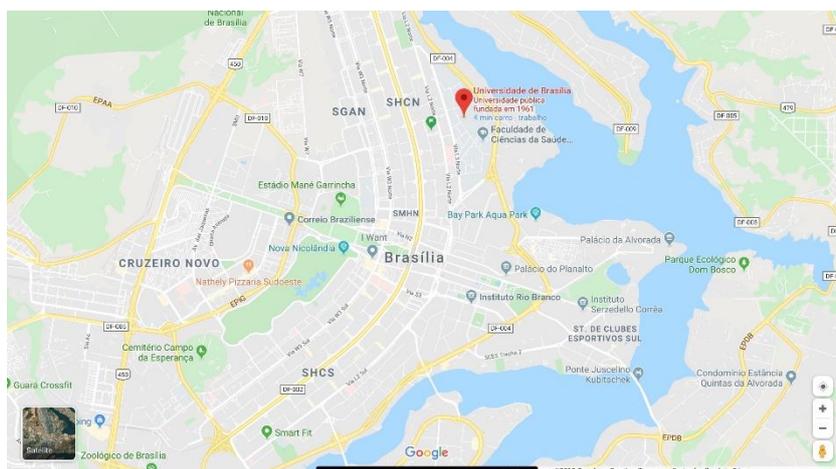


Figura 1 - Mapa de Brasília com UnB em destaque. Em azul, o Lago Paranoá.

Quando inviável a utilização exata por indisponibilidade de dados ou outras limitações, utilizou-se coordenadas mais próximas possíveis da acima citada.

3.2 Considerações sobre usina flutuante

Segundo AZMI (2012), um módulo fotovoltaico colocados sobre um corpo d'água experimenta um resfriamento quando comparados com um módulo em solo, chegando a uma diferença de 5,6 °C. Para o presente trabalho, considerar-se-á um resfriamento de 5 °C nas temperaturas dos módulos do projeto. Outro fator relevante é que os módulos ficam

consideravelmente menos suscetíveis à poeira devido à distância com solo, portanto, para simulação, considerar-se-á um fator de redução devido a poeira df de 4% quando usinas de grande porte costumam apresentar 6.9% para esse mesmo parâmetro (Kerekes *et al*, 2013).

3.3 Avaliação de Recursos Naturais

Foi coletado um conjunto de dados tipo TMY no National Solar Radiation Database (NSRDB) para a localização cujas coordenadas geográficas são as seguintes: **-15,793400 -47,882293**. Esse é o dado mais próximo da localização escolhida.

3.4 Avaliação de Consumo de Energia Elétrica

Em planilha fornecida pela Prefeitura da UnB os valores de energia elétrica consumidos pelas unidades consumidoras da universidade nos anos de 2017 e 2018, os dois últimos anos com dados completos de consumo à data de realização deste trabalho, são apresentados. Com esses dois dados foi obtida a média anual de consumo de energia elétrica em kWh, que pode-se observar na Tab. 1:

Tabela 1 - Resumo do consumo de energia elétrica da UnB.

	Média Diária (kWh)	Média Mensal (kWh)	Média Anual (kWh)
Consumo fora de ponta	60.726,85	1.847.108,46	22.165.301,5
Consumo de ponta	7.584,13	230.684,04	2.768.208,48
Total	68.310,99	2.077.792,50	24.933.509,98

3.5 Estimativa Inicial de potência do sistema fotovoltaico

A partir da fórmula da Eq. (1), e considerando um valor de HPS igual a 5,76 obtido em relatório do SOLARGIS, e Performance Ratio de 0,8 foi obtida a estimativa inicial de potência do sistema, apresentada na Tab. 2:

Tabela 2 - Estimativa inicial de potência da usina.

Consumo diário médio de energia	68.310,99 kWh
Estimativa inicial de potência do sistema fotovoltaico	14,824 MWp

3.6 Escolha dos componentes

Para fazer dimensionamento e simulação usando as fórmulas matemáticas já descritas, foram escolhidos os seguintes componentes para o sistema, cujas características estão sumarizadas nas Tab. 3 e Tab. 4:

- *Módulo Policristalino 360W*: a tecnologia policristalina é amplamente utilizada no mercado e módulos dessa potência são comuns e fabricados por diversas empresas, tornando a escolha confiável e facilmente intercambiável por outros modelos semelhantes sem que se espere uma mudança drástica nos resultados finais da simulação. Para a simulação, a posição dos módulos será considerada voltada ao norte e com inclinação igual à latitude.

Tabela 3 - Informações técnicas do módulo.

Módulo Policristalino 360W	
Potência STC	360 W
Tensão de máxima potência (Vmp)	39,6 V
Corrente de máxima potência (Imp)	9,10 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	47,0 V
Corrente de Curto Circuito (Isc)	9,67 A
Dimensões	2000 x 992 x 40 mm
NOCT (Normal Operating Cell Temperature)	45 °C
Coefficiente de temperatura (Pmax)	-0,38% / °C

- *Inversor de 500 kW*: O inversor escolhido foi de 500 kW, ao invés de um grande inversor central, para dar maior flexibilidade à geração final de energia do sistema, já que o dimensionamento é voltado a atingir uma energia anual específica.

Tabela 4 - Informações técnicas do inversor.

Inversor de 500 kW	
Tensão MPP máxima (V_{mpp_max})	830 V
Tensão MPP mínima (V_{mpp_min})	550 V
Tensão DC máxima (V_{dc_max})	1000 V
Corrente DC máxima (I_{dc_max})	1091 A
Potência de consumo próprio	110 W
Potência máxima permitida	500 kW
Eficiência	98,7%

3.7 Dimensionamento e simulação com MATLAB

O primeiro passo para realizar o dimensionamento é definir os coeficientes de perda e eficiências citados nos cálculos do método. Para as perdas associadas ao módulo e cabeamento DC, foram determinados os seguintes valores: 4% para coeficiente de perdas por sujeira df por se optar por usina flutuante, já que em corpos d'água o acesso é mais difícil à poeira (em usinas de grande porte em solo esse valor chega a 6.9% (Kerekes *et al*, 2013)), 3% para o coeficiente de perdas por sombreamento Sp , 1.5% para a queda de tensão no cabeamento DC η_{DC} (IFC, 2015) e 2% para perdas por incompatibilidade $\eta_{incompatibilidade}$. Os valores associados ao inversor e cabos AC foram: 99% para a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência η_{MPPT} (Valentini *et al*, 2008), 99% para a eficiência de interconexão dos transformadores η_T (Kerekes *et al*) e 99.5% eficiência de conexão dos cabos AC $\eta_{cabeamento}$ (Verna, 2015). O índice de disponibilidade da usina EAF, foi considerado 99.5% (García). A Tab. 5 resume os coeficientes adotados na simulação.

Tabela 5 - Coeficientes de perdas considerados na simulação.

Perdas por poeira df	4 %
Perdas por sombreamento Sp	3%
Perdas por incompatibilidade $\eta_{incompatibilidade}$	2 %
Queda de tensão no cabo DC η_{DC}	1,5%
Eficiência das interconexões do transformador η_{MPPT}	99%
Eficiência cabos AC $\eta_{cabeamento}$	99,5%
Energy Availability Factor EAF	99,5 %

Dada a estimativa inicial de potência do sistema, a escolha dos componentes, a definição dos coeficientes de perdas e a coleta de dados meteorológicos, faz-se a simulação. Através do MATLAB foi feito o dimensionamento e simulação do sistema de geração fotovoltaico proposto utilizando o método descrito. Os resultados estão resumidos na Tab. 6:

Tabela 6 - Resumo dos resultados do dimensionamento.

Nº de módulos em série	17
Nº de módulos em paralelo	119
Quantidade de inversores	21
Quantidade total de módulos	42483
Área total de módulos	84300 m ²
Potência instalada	15,2939 MWp

O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) foi de 0,69%, abaixo do recomendado na literatura (CRESESB, 2014). Esse valor, contudo, é uma recomendação, ou seja, não é mandatório, e o modelo matemático descrito utiliza parâmetros dos datasheet dos componentes em seus cálculos para certificar que a operação ocorra dentro dos seus limites. Entende-se, portanto, que esse valor pode indicar que o algoritmo utilizado não leva a uma situação ideal, porém dimensiona dentro dos limites aceitáveis de operação dos módulos e inversores.

O desempenho do módulo nas condições do projeto pode ser observado na Fig. 2, considerando o período de um ano (8760 horas).

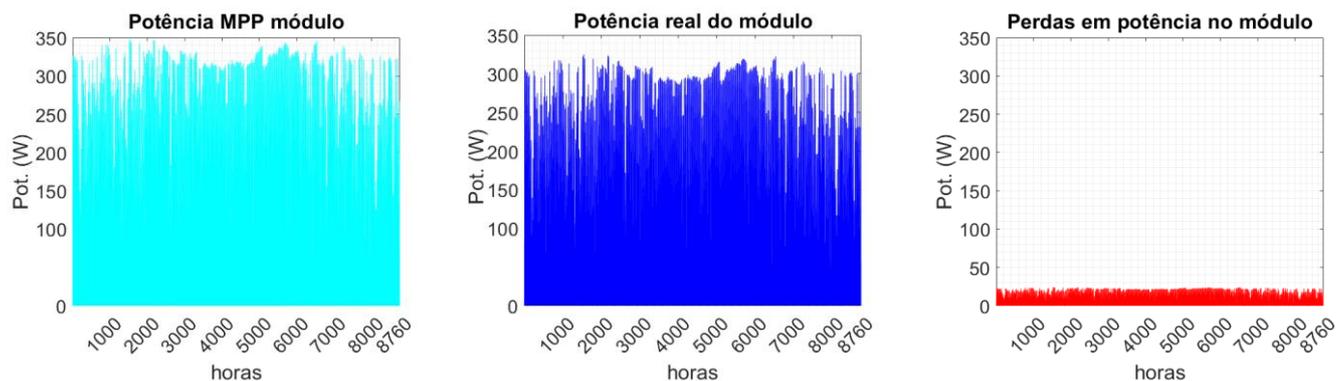


Figura 2 - Potência MPP, potência real e perdas do módulo.

Os resultados de geração anual de energia por módulo estão resumidos na Tab. 7:

Tabela 7- Energia gerada no módulo.

Energia anual gerada por módulo	733.690,0 Wh/ano
Energia anual gerada por módulo considerando perdas	683.210,0 Wh/ano

A potência entregue pelo conjunto de módulos ao inversor no sistema proposto, bem como a potência de saída do inversor, são apresentadas na Fig 3:

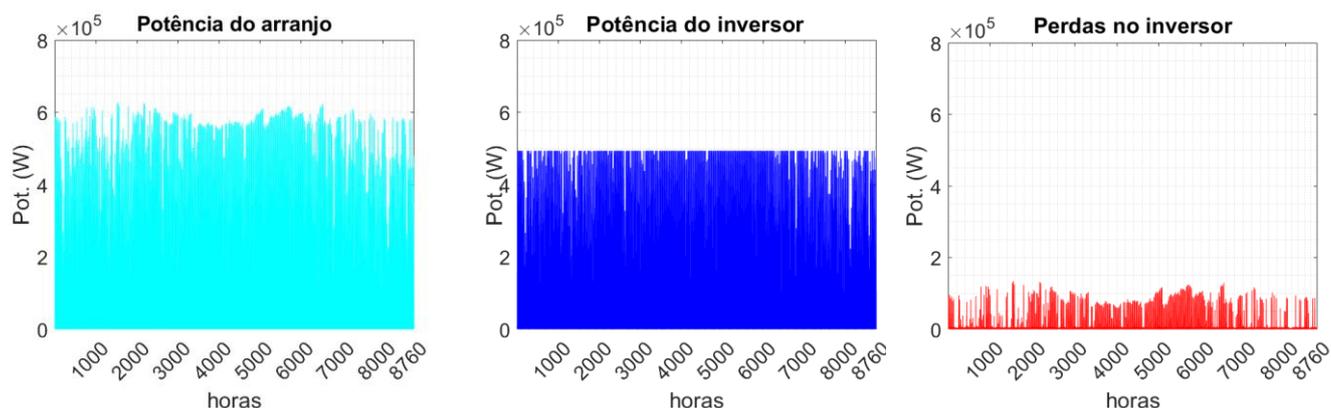


Figura 3 – Potência de entrada do inversor, potência de saída e perdas no inversor.

A energia total gerada em um ano pelo conjunto de módulos ligado ao inversor bem como a energia entregue pelo inversor em um ano estão resumidas na Tab. 8:

Tabela 8 - Energia gerada pelo inversor.

Energia total anual dos módulos ligados ao inversor	1.320.800,0 MWh/ano
Energia anual entregue pelo inversor	1.255.600,0 MWh/ano

Da simulação resultou também a geração de energia da usina levando em conta todos os inversores 21 inversores com seus módulos conectados e perdas envolvidas com utilização de transformadores e queda de tensão nos cabeados. Para chegar a produção anual de energia foi considerado o fator de disponibilidade de energia (*EAF - energy availability factor*), que leva em consideração interrupções na operação para manutenção. Esse resultado está sumarizado na Tab. 9 e é comparado com o resultado obtido na ferramenta PVWatts, para, assim, atestar a confiabilidade do método adotado, visto que a ferramenta utilizada para cotejo é mundialmente conhecida e utilizada para simulação de sistemas de geração fotovoltaicos.

Tabela 9 - Energia anual produzida pela usina.

Produção Anual de Energia (PVWatts)	24.897 MWh/ano
Produção Anual de Energia (Método do presente trabalho)	25.843 MWh/ano
Diferença Percentual (Trabalho/PVWatts)	3,8%

A produção anual de 25.843,0 MWh/ano, portanto, atende e supera em 3,65% o objetivo inicial de 24.933,51 MWh por ano, ou seja, o consumo da Universidade de Brasília. A diferença percentual desse resultado comparado ao obtido com o PVWatts foi de apenas 3,8%, que pode ser explicado pela consideração de usina flutuante (o tratamento de dados para esse caso foi detalhado acima) e pequenas diferenças nos cálculos e coeficientes de perdas utilizados internamente no software. Os dados possíveis de serem alterados pelo usuário foram o mais fielmente possível semelhantes ao adotado no método deste trabalho e podem ser vistos na Fig. 4. Com 84300 m² de área, a taxa de ocupação dos módulos é de 0,18% do Lago Paranoá, levando em conta sua extensão de 48 km². O gráfico da Fig. 5 mostra a variação da produção mensal de energia ao longo dos meses do ano.

System Parameters

System nameplate size: 15293.9 kWdc
Module type: Standard
DC to AC ratio: 1,45656
Rated inverter size: 10,500.01 kWac
Inverter efficiency: 99 %

Orientation

Azimuth N=0
Tilt: 90° Vert, 0° Horiz
Array type: Fixed open rack
Tilt: 15 degrees
Azimuth: 0 degrees
Ground coverage ratio: 0.4

Losses

Soiling: 4 %
Shading: 3 %
Snow: 0 %
Mismatch: 2 %
Wiring: 2 %
Connections: 0.5 %
Light-induced degradation: 1.5 %
Nameplate: 1 %
Age: 0 %
Availability: 2.5 %

Enable user specified losses User-specified total system losses: 14 %
Total system losses: 15.40 %

Figura 4 - Parâmetros utilizados em PVWatts

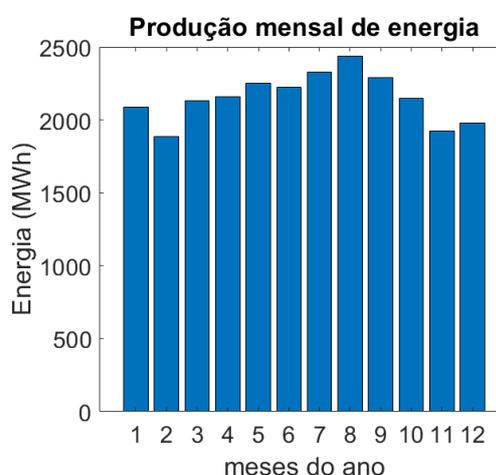


Figura 5 - Produção mensal de energia da usina.

4. CONCLUSÕES

O estudo de viabilidade realizado determinou que é tecnicamente viável a implantação de um sistema de geração fotovoltaica na UnB que tenha produção anual de energia igual ao consumo anual de energia da Universidade de Brasília. A disponibilidade de área torna possível o projeto, sendo escolhido o lago Paranoá o local de implantação para testar os ganhos de potência com a diminuição da temperatura do módulo e da perdas com sujeira características de usina flutuante e para poupar utilização de terrenos, que poderiam ser usados eventualmente pela Universidade, para construção de outros prédios.

O sistema dimensionado através do algoritmo desenvolvido via MATLAB a partir do modelo matemático descrito resultou em um sistema de 15,3 MWp de potência instalada, composto de 21 inversores de 500 kW aos quais são conectados 2023 módulos de 360 W cada, sendo 119 strings em paralelo de 17 módulos em série, totalizando 42.483 módulos fotovoltaicos para o projeto. Esse sistema ocupa 84300 m² com módulos. A simulação do sistema para um ano meteorológico típico resultou em geração anual de energia de 25.843,0 MWh/ano, portanto atinge e excede o objetivo inicial de geração de 24.933,51 MWh/ano para igualar o consumo anual médio de energia da Universidade de Brasília.

Sendo a Universidade de Brasília uma instituição pública e sem fins lucrativos, o resultado é relevante para mostrar que projetos de larga escala, superiores aos limites estabelecidos por lei para participação no sistema de compensação, poderiam, também, usufruir de um modelo de compensação que os abarcasse, ajudando a renovar mais ainda a matriz energética brasileira. Também é resultado relevante do projeto o potencial de utilização do lago Paranoá para implantação de sistema de geração fotovoltaica no caso específico do estudo feito, podendo-se estender esse potencial a outros corpos d'água espalhados pelo país já que evita a utilização de terreno e aumenta a geração do módulo.

Para futuros trabalhos, sugere-se fazer análise de viabilidade financeira desse projeto dada a atual legislação sobre geração de energia, e fazer um estudo mais detalhado acerca dos ganhos de potência decorrentes da opção pelo sistema flutuante em detrimento do sistema em solo.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2012. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>, acesso em 31/07/2019.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2019. Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877 acesso em 13/11/2019.
- Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), 2019, Infográfico ABSOLAR, disponível em <http://absolar.org.br/infografico-absolar-.html>, acesso em 31/07/2019.
- Centro de Referência das Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), 2014. Manual de Engenharia para Sistema Fotovoltaicos.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2018. Balanço Energético Nacional 2018, disponível em <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>, acesso em 31/07/2019.
- H-T. Yang, C-M. Huang, Y-C. Huang, Y-C. Pai, 2014. A Weather-Based Hybrid Method for 1-Day Ahead Hourly Forecasting of PV Power Output. Transactions on sustainable energy, vol. 5, no.3, pp. 917-927.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2014. Climate Change 2014 Synthesis Report, disponível em https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf, acesso em 31/07/2019.
- International Finance Corporation (IFC), 2015. Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants.
- M. García, J. A. Vera, L. Marroyo, E. Lorenzo and M. Pérez, 2009. Solar-tracking PV plants in Navarra: A 10 MW Assessment, Progress in photovoltaics: research and applications, vol. 17, no. 1, pp. 337-246.
- M. Valentini, A. Raducu, D. Sera, R. Teodoresco, 2008. PV Inverter Test Setup for European Efficiency, Static and Dynamic MPPT Efficiency Evaluation. Aalborg University, Institute of Energy Technology, Dinamarca.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2008. Users Manual for TMY3 Data Sets.
- Roca, A. R., 2018. Design and Modeling of a Large-Scale PV Plant, Tesse de mestrado, Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona, Barcelona, Espanha.
- T. Kerekes, E. Koutroulis, D. Séra, R. Teodorescu and M. Katsanevakis, 2013. An Optimization Method for Designing Large PV Plants, IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 3, no. 2, pp. 814-822.
- Universidade de Brasília, (UNB), 2018. Relatório de Gestão 2018, disponível em http://www.dpo.unb.br/index.php?option=com_content&view=article&id=46&Itemid=816, acesso em 31/07/2019.
- Verna and S. Singhal, 2015. "Solar PV performance parameter and recommendation for optimization of performance in large scale grid connected solar PV plant, Jornal of energy and power resources, vol. 2, no. 1, pp. 40-53.
- World Bank Group, ESMAP and SERIS. 2018. Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report—Executive Summary. Washington, DC: World Bank.

TECHNICAL VIABILITY STUDY OF FLOATING PHOTOVOLTAIC POWER PLANT TO SUPPLY UNIVERSIDADE DE BRASILIA ENERGY CONSUMPTION

Abstract. *A technical viability study of a floating photovoltaic power plant with annual energy production equal to the annual energy consumption of Universidade de Brasília is made. It is studied the deployment of such a system at Lago Paranoá, which provides great area for the project, to harvest better generation due to floating modules and avoiding acquisition of lands. Annual energy consumption of UnB was determined to be 24.934,0 MWh/year, and annual energy production of the simulated 15,3 MWp system was 25.843,0 MWh/year which achieves the goal. The system consists of 21 500 kW inverters and 42.483 modules in arrays of 119 strings of 17 360W modules connected in series. The system is considered viable and takes 0,18% of Lago Paranoás surface.*

Palavras-chave: *Solar energy, floating photovoltaics, utility-scale solar power plant.*