

Fluxo de Potência Ótimo Aplicado à Programação da Operação de um Dia à Frente de Microrredes Isoladas

Wagner F. S. Souza* Ádamo H. R. de Oliveira**
Roman Kuiava*** Gideon V. Leandro****

Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR, Curitiba.

* e-mail: wagnerengeletricauesc@gmail.com

** e-mail: adamo.oliveira@ifma.edu.br

*** e-mail: kuiava@eletrica.ufpr.br

**** e-mail: gede@eletrica.ufpr.br

Abstract: This paper develops a day-ahead planning based on optimal power flow for an isolated microgrid in Brazil equipped with storage system, backup generation and renewable resources. The renewable resource available in the studied microgrid is the photovoltaic solar energy, which presents an intermittent behavior, and so it is modeled by a probability density function in the proposed OPF formulation. The storage system represents approximately 52 % of the total microgrid investment. Considering that, the objective function of the OPF incorporates the costs associated to the life cycle of the storage system and the fuel consumption with the backup generation, as well as, a stochastic model to estimate the costs of the photovoltaic solar energy. The proposed formulation was developed for three different photovoltaic generation scenarios and compared with deterministic approaches. The Differential Evolution algorithm was used to solve the proposed formulation and to obtain a minimum cost of generation considering the load profile of a typical microgrid operation day.

Resumo: Este artigo propõe uma metodologia para o planejamento energético de um dia à frente de microrredes isoladas (operando no modo ilhado) e equipadas com fontes renováveis de energia, sistema de armazenamento e geração de *backup*. A metodologia proposta é baseada em fluxo de potência ótimo (FPO) e a microrrede em estudo é uma adaptação da microrrede existente na Ilha de Lençóis-MA. O recurso renovável disponível nesta microrrede é a energia solar fotovoltaica, que apresenta um comportamento intermitente e, portanto, o custo de geração é modelado por uma função densidade de probabilidade na formulação proposta de FPO. A microrrede conta também com geração a diesel, como fonte de *backup*, e um sistema de armazenamento constituído de um banco de baterias. Os sistemas de armazenamento representam geralmente ao menos metade do investimento total em uma microrrede. Posto isto, a função objetivo do FPO incorpora os custos associados ao ciclo de vida do banco de baterias, além de um modelo estocástico para estimar os custos da energia solar fotovoltaica e os custos do consumo de combustível com a geração a diesel. A formulação proposta foi testada para três diferentes cenários de geração solar fotovoltaica e comparada com abordagens determinísticas. A Evolução Diferencial foi utilizado para resolver a formulação proposta e obter um custo mínimo de operação considerando o perfil de carga de um dia típico de operação da microrrede.

Keywords: Stochastic Model; Optimal Power Flow; Day-Ahead Planning; Isolated Microgrid; Differential Evolution.

Palavras-chaves: Modelo estocástico; Fluxo de Potência Ótimo; Planejamento de um dia à frente; Microrrede Isolada; Evolução Diferencial.

1. INTRODUÇÃO

Microrredes podem ser entendidas como sistemas de distribuição de energia elétrica contendo demandas e recursos energéticos distribuídos que podem operar em modo ilhado ou conectado com uma rede principal de energia (Marnay et al., 2015). O fluxo de potência ótimo (FPO), por sua vez, é uma ferramenta essencial para a operação econômica em microrredes, dado que ele determina um ponto de operação

ideal através da minimização de funções associadas ao custo de geração de energia, respeitando um conjunto de restrições operativas do sistema (Oubbati and Arif, 2016). O FPO com foco na programação de um dia à frente (FPO-DF) determina as condições ótimas de operação das unidades geradoras e sistemas de armazenamento, para uma demanda de carga prevista durante o período da programação, enquanto a microrrede opera dentro de seus limites de segurança (Reddy and Bijwe, 2016).

Além da programação da operação de um dia à frente, o fluxo de potência ótimo aplicado para a programação em tempo real (FPO-TR) tem sido amplamente discutido em trabalhos atuais como (Liu et al., 2016) e (Tang et al., 2017). A principal diferença entre estas duas vertentes de aplicação do FPO é o horizonte de tempo considerado. Enquanto no FPO-DF os valores de potência obtidos são para cada hora do dia seguinte, o FPO-TR determina o despacho de potência de cada unidade geradora e as condições operativas do sistema de armazenamento em intervalos de 5 a 15 minutos à frente do instante atual. Reddy e Bijwe (2016), por exemplo, implementaram o FPO-DF e o FPO-TR em um sistema que contava com geração proveniente de recursos renováveis. Uma abordagem determinística para o perfil de irradiância solar e velocidade do vento foi usada tanto no FPO-DF quanto FPO-TR. Contudo, esta abordagem tem implicações significativas na programação de um dia à frente, dado que os valores de irradiância e velocidade do vento são sensíveis às previsões de médio prazo.

Seguindo uma vertente similar, Biswas et al. (2017) formularam um problema de FPO-DF considerando a natureza intermitente da geração solar fotovoltaica e eólica. Entretanto, é importante salientar que tanto Reddy e Bijwe (2016) quanto Biswas et al. (2017) não consideram os sistemas de armazenamento em suas formulações, fato que reduz a complexidade de um planejamento diário para microrredes que operam isoladas.

Os sistemas de armazenamento estão presentes na maioria das microrredes isoladas atuais (Matos, 2014). E no que diz respeito ao planejamento energético em microrredes com sistemas de armazenamento, Riffonneau et al. (2011) e Tazvinga et al. (2015) buscaram desenvolver um FPO-DF, considerando o processo de envelhecimento do banco de baterias a fim de maximizar sua vida útil e reduzir os custos de geração a longo prazo. No entanto, esses trabalhos não levam em consideração a natureza estocástica dos recursos renováveis.

Diante deste contexto, este trabalho propõe-se a desenvolver um FPO-DF para uma microrrede que opera isolada e é equipada com painéis solares, gerador a diesel e um banco de baterias. A formulação proposta considera a degradação do banco de baterias e a natureza estocástica inerente à geração fotovoltaica. O FPO-DF proposto será resolvido via Evolução Diferencial (ED) devido à sua simplicidade e capacidade de buscar uma solução de boa qualidade. (Price et al., 2006).

O presente artigo está estruturado de forma que: a seção II discorre sobre os modelos matemáticos referentes aos recursos energéticos disponíveis na microrrede considerada. A seção III traz conceitos inerentes à ED. A seção IV apresenta a formulação matemática do FPO-DF. Na seção V são apresentados os resultados obtidos. E por fim, na seção VI é abordada a conclusão.

2. RECURSOS ENERGÉTICOS EM MICRORREDES

Geralmente, as microrredes que operam isoladas são equipadas com recursos renováveis e sistemas de armazenamento, além de uma geração de *backup*, normalmente geradores a diesel, que são utilizados para aumentar a

confiabilidade do sistema. A Figura 1 apresenta a convenção de sinais para o fluxo potência ativa adotada para a microrrede em estudo.

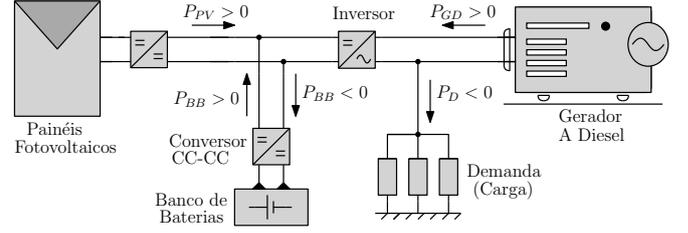


Figura 1. Convenção de sinais de fluxo de potência ativa

2.1 Modelo de Custo do Sistema Fotovoltaico

Dado que os sistemas de geração solar fotovoltaica, SFV, são equipados com dispositivos que executam o rastreamento de máxima potência que pode ser extraída dos painéis, a relação entre sua potência gerada, $P_{PV}(t)$, em kW, e o índice de claridade horário $k_t(t)$ é dada por:

$$P_{PV}(t) = A_c \eta (T k_t(t) - T' k_t^2(t)), \quad (1)$$

onde $t = 1, 2, \dots, 24$, sendo que $t = i$ corresponde ao intervalo de tempo compreendido entre i e $i + 1$, A_c é a área do SFV (m^2) e η é a eficiência desse sistema. Ainda, T e T' são parâmetros que dependem de características locais do SFV, (Tina and Gagliano, 2011) (Kroposki et al., 1994). Além disso, $k_t(t)$ é uma variável aleatória com função densidade de probabilidade (f_{dp}) conhecida (Orgill and Hollands, 1977). Portanto, usando o teorema fundamental da variável randômica (Papoulis and Pillai, 2002), é possível obter a f_{dp} para $P_{PV}(t)$ no intervalo $[0, P_{PV}(t_n)]$, que é dada por:

$$f_{PV}(P_{PV}(t)) = \begin{cases} \frac{C (k_{tu} - \frac{1}{2}(\alpha + \alpha'(t)))}{-k_{tu} A_c \eta T' \alpha'(t)} e^{\frac{\lambda}{2}(\alpha + \alpha'(t))} & se, T' < 0 \\ \frac{C (k_{tu} - \frac{1}{2}(\alpha - \alpha'(t)))}{k_{tu} A_c \eta T' \alpha'(t)} e^{\frac{\lambda}{2}(\alpha - \alpha'(t))} & se, T' \geq 0, \end{cases} \quad (2)$$

onde t_n é o instante onde k_t atinge seu valor máximo, k_{tu} . Ainda, C e λ são parâmetros obtidos da f_{dp} de $k_t(t)$, e:

$$\alpha'(t) = \sqrt{\alpha^2 - \frac{4P_{PV}(t)}{A_c \eta T'}} \quad e \quad \alpha = \frac{T}{T'} \quad (3)$$

Com base nisto, o custo associado à geração do FV é:

$$F_s(P_{PV}(t)) = C(P_{PV_p}(t)) + C_p(P_{PV_d} - P_{PV_p}(t)) + C_r(P_{PV_p}(t) - P_{PV_d}) \quad (4)$$

O primeiro termo em (4) é o custo linear, que é associado à manutenção dos painéis do SFV. Seu valor é proporcional à potência planejada, P_{PV_p} , sendo dado por:

$$C(P_{PV_p}(t)) = k_l P_{PV_p}(t), \quad (5)$$

em que k_l é o coeficiente de custo linear. O segundo termo em (4) é o custo penalidade, obtido do conceito de subestimação do SFV. Seu valor representa o custo cobrado por não usar toda a energia disponível no SFV, ou seja:

$$C_p(P_{PV_d} - P_{PV_p}(t)) = k_p \left(\int_{P_{PV_p}(t)}^{P_R} P_{PV}(t) f_{PV}(P_{PV}(t)) dP_{PV} - P_{PV_p}(t) \right), \quad (6)$$

em que k_p é o coeficiente de custo penalidade, P_R potência nominal, $P_{PV_d}(t)$ a potência disponível, que é uma variável aleatória, e $P_{PV_p}(t)$ é a potência planejada, ambas do SFV.

O terceiro termo em (4) é o custo reserva, obtido do conceito de sobre-estimação do SFV, (Hetzler et al., 2008). Seu valor é determinado com base no planejamento de potência superior ao disponível no SFV, dado por:

$$C_r(P_{PVp}(t) - P_{PVd}) = k_r \left(P_{PVp}(t) - \int_0^{P_{PVp}(t)} P_{PV}(t) f_{PV}(P_{PV}(t)) dP_{PV} \right), \quad (7)$$

em que k_r é o coeficiente de custo reserva.

2.2 Modelo de Custo do Gerador a Diesel

A inserção de sistemas de geração a diesel (SGD) em microrredes tem como finalidade aumentar a autossuficiência das mesmas, dado que não há como garantir o fornecimento contínuo de eletricidade pelas fontes renováveis. O fator que determinará a viabilidade de utilizar o SGD em uma microrrede é a eficiência do mesmo em relação ao uso de combustível. Para a maioria dos SGD's, uma função polinomial quadrática representa satisfatoriamente as relações entre a potência gerada e o consumo de combustível do SGD, (Wood et al., 2013). Desta forma, o custo associado ao SGD é dado por:

$$F_d(P_{GD}(t)) = (aP_{GD}^2(t) + bP_{GD}(t) + c) C_f \quad (8)$$

em que $P_{GD}(t)$ é a potência de saída do gerador a diesel no intervalo t , C_f o preço do combustível utilizado ($\$/l$) e, a , b e c são os coeficientes de custo do gerador.

2.3 Modelo de Custo do Banco de Baterias

A utilização de banco de baterias (BB) em uma microrrede permite uma maior flexibilidade e economia na operação da mesma, uma vez que torna-se possível armazenar energia nos períodos de alta geração e baixa demanda, (Matos, 2014). Por isto, uma das propostas deste artigo é otimizar a vida útil do BB na microrrede considerada, sendo o seu estado de carga (SOC, do inglês *State Of Charge*) uma das característica mais comuns associada a esta otimização. Seu valor representa, em porcentagem, a quantidade de carga existente no BB, (Riffonneau et al., 2011).

No que diz respeito às microrredes, o valor de potência que flui pelo banco de baterias é determinado pela potência ativa gerada e pela demanda de carga em um determinado instante t . Portanto, o valor do SOC do BB no próximo instante, $SOC(t+1)$, dependerá do SOC atual, $SOC(t)$, da potência que flui no banco de baterias, $P_{BB}(t)$ e da eficiência de carga e descarga do BB, η_b , ou seja:

$$SOC(t+1) = SOC(t) - \alpha (P_{BB}(t) + (1 - \eta_b) |P_{BB}(t)|), \quad (9)$$

em que $\alpha = \Delta t / E_{max}$, E_{max} é a capacidade nominal do BB (kWh) e Δt o intervalo de tempo considerado.

Para que se possa maximizar a vida útil do BB, é necessário garantir que a capacidade disponível do banco de baterias esteja entre um valor mínimo, \underline{SOC} , e máximo, \overline{SOC} , definidos a priori, ou seja:

$$\underline{SOC} \leq SOC(t) \leq \overline{SOC}, \quad (10)$$

onde $\underline{SOC} = (1 - DoD)\overline{SOC}$ e DoD é a profundidade de descarga do BB, expressa em porcentagem.

É possível representar o custo associado à operação do BB por meio da equação (11). O DoD tem um efeito proeminente na vida útil da bateria, que está intimamente

ligada ao Ciclo de Vida Médio (ALC) ou o número de descargas que uma bateria pode concluir, (Tazvinga et al., 2015).

$$F_b(P_{BB}(t)) = C_{bw} P_{BB}(t), \quad (11)$$

onde C_{bw} é o custo de desgaste do BB, que está relacionado diretamente com a curva DoD \times ciclos até a falha, fornecida pelo fabricante.

3. EVOLUÇÃO DIFERENCIAL

A Evolução Diferencial (ED) é um algoritmo de otimização simples e eficiente que foi proposto por (Price et al., 2006). Ela pode ser descrita como uma população de N_p indivíduos ao longo de g_{max} gerações para selecionar o melhor indivíduo de acordo com sua performance medida através da função objetivo $f(\cdot)$. Cada indivíduo é um vetor de tamanho D , contendo os parâmetros que formam as possíveis soluções. Os indivíduos são representados por $\mathbf{x}_{i,g} = (x_{j,i,g})$, onde $i = 1, \dots, N_p$ representa o índice do indivíduo dentro da população, $g = 0, 1, \dots, g_{max}$ indica a geração à qual o indivíduo pertence e $j = 1, \dots, D$ são os índices dos parâmetros. Desta forma, $\mathbf{x}_{i,0}$ representa os indivíduos que compõem a população inicial, geralmente inicializada aleatoriamente. No decorrer de cada geração g , os indivíduos passam pelos processos de mutação (12), cruzamento (13) e seleção (14), para gerar novas soluções candidatas. Este ciclo se repete até que $g = g_{max}$, ou, outro critério de parada seja atendido.

$$\mathbf{v}_{i,g} = \mathbf{x}_{r0,g} + F \cdot (\mathbf{x}_{r1,g} - \mathbf{x}_{r2,g}) \quad (12)$$

$$\mathbf{u}_{i,g} = u_{j,i,g} = \begin{cases} v_{j,i,g} & \text{if } rand_j(0,1) \leq Cr \\ x_{j,i,g} & \text{if } rand_j(0,1) > Cr \end{cases} \quad (13)$$

$$\mathbf{x}_{i,g+1} = u_{j,i,g} = \begin{cases} \mathbf{u}_{i,g} & \text{if } f(\mathbf{u}_{i,g}) \leq f(\mathbf{x}_{i,g}) \\ \mathbf{x}_{i,g} & \text{if } f(\mathbf{u}_{i,g}) > f(\mathbf{x}_{i,g}) \end{cases} \quad (14)$$

Em (12), $\mathbf{v}_{i,g}$ é o vetor mutante, F é o fator de mutação, $\mathbf{x}_{r0,g}$ é o vetor base e $(\mathbf{x}_{r1,g} - \mathbf{x}_{r2,g})$ é chamado de vetor diferença. O índice do vetor base, $r0$, pode ser selecionado de várias maneiras, sendo mais comum efetuar uma escolha aleatória (*rand*), como apresentado em (12), ou utilizar o melhor indivíduo encontrado até a geração corrente (*best*). Em (13), chamado de cruzamento binomial, $\mathbf{u}_{i,g}$ é o vetor tentativa e Cr é a constante de cruzamento. Para cada parâmetro do vetor tentativa $\mathbf{u}_{i,g} = (u_{j,i,g})$, é gerado um número aleatório $rand_j$ que irá determinar se $\mathbf{u}_{i,g}$ receberá o j -ésimo parâmetro do vetor mutante, $\mathbf{v}_{i,g}$, ou do vetor alvo, $\mathbf{x}_{i,g}$. Este tipo de cruzamento é conhecido como binomial. Em (14) observa-se a seleção, etapa responsável por eleger a melhor solução. Se o vetor tentativa, $\mathbf{u}_{i,g}$, tiver um valor de função objetivo menor ou igual que o de seu vetor alvo, $\mathbf{x}_{i,g}$, ele substitui o vetor de destino na próxima geração. Caso contrário, $\mathbf{x}_{i,g}$ mantém seu lugar na população por pelo menos mais uma geração.

Cada maneira de realizar a mutação e o cruzamento configura uma estratégia da ED. As diversas estratégias são representadas pela notação ED/ $w/q/z$, onde: w representa o vetor base; q é a quantidade de vetores diferença; e z indica o tipo de cruzamento (Price et al., 2006). Por exemplo, a mutação apresentada em (13) combinada com o cruzamento binomial formam a estratégia ED/*rand*/1/*bin*, também conhecida como estratégia clássica.

4. FORMULAÇÃO PROPOSTA DO FPO-DF

A formulação proposta visa determinar a programação da operação de um dia à frente de uma microrrede que opere no modo ilhado e que seja constituída por alimentadores de pequena extensão, SFV, gerador a diesel e baterias. A programação da operação é discretizada em 24 pontos, um para cada hora do dia. Para cada ponto de operação, tem-se como resultado os valores que devem ser despachados em termos de potência ativa pelo SFV e pelo gerador a diesel e, ainda, a potência ativa entregue ou armazenada pelas baterias. Desta forma, o FPO-DF proposto é:

$$\text{Min} \left[\sum_{t=1}^{24} F_s(P_{PVp}(t)) + F_b(P_{BB}(t)) + F_d(P_{GD}(t)) \right] \quad (15)$$

sujeito a:

$$\begin{aligned} P_{PVp}(t) + P_{BB}(t) + P_{GD}(t) &= P_D(t) \\ \underline{P_{PVp}} &\leq P_{PVp}(t) \leq \overline{P_{PVp}} \\ \underline{P_{BB}} &\leq P_{BB}(t) \leq \overline{P_{BB}} \\ \underline{P_{GD}} &\leq P_{GD}(t) \leq \overline{P_{GD}} \\ \underline{SOC} &\leq SOC(t) \leq \overline{SOC} \end{aligned} \quad (16)$$

em que, $F_s(P_{PVp})$, $F_d(P_{GD})$ e $F_b(P_{BB})$ são dados pelas equações (4), (8) e (11) respectivamente e P_D é a potência demandada. Ainda, $P_k(t)$, representa a potência do equipamento k da microrrede, no instante t , com $k = \{PVp, BB, GD\}$. $\underline{P_k}$ e $\overline{P_k}$ representam, respectivamente, a potência mínima e máxima do equipamento k e $SOC(t)$ é dado por (9).

5. TESTES E RESULTADOS

Para resolver o FPO-DF proposto, é necessário determinar o valor de potência $P_k(t)$, que deve ser adotada por cada unidade k no instante t , a um menor custo possível. Para este problema, o elemento que configura a solução da ED é dado por, $\mathbf{x}_{i,g} = (x_{k,t,i,g})$, que representa a unidade k no instante t , do indivíduo i , na geração g . Testes independentes foram realizados para verificar a configuração ideal da ED para o problema proposto. Adotou-se a estratégia ED/best/2/bin, $N_p = 40$, $g_{max} = 20000$, $Cr = 0,3$ e F escolhido aleatoriamente entre 0 e 2.

A Figura 2 apresenta a versão adaptada da microrrede em operação na Ilha de Lençóis-MA, que será utilizada para aplicação do FPO-DF. Como as linhas são de curta extensão, a queda de tensão entre geração e carga é pequena, sendo da ordem de 0,02% a 0,28% (Oliveira, 2017). Esta característica permite a adoção de um modelo ideal para o balanço de potência ativa da microrrede.

O perfil de demanda da microrrede é dado conforme Figura 3, (Oliveira, 2017). Os valores de $\overline{P_{GD}}$ e $\overline{P_{PVp}}$ são de 42 kW e 40 kW, respectivamente. O BB possui 120 baterias do tipo Chumbo-Ácido com o SOC inicial de 0,75 e um E_{max} de 316,8 kWh. Para este valor de E_{max} , η_b de 85% e DoD de 50%, a potência máxima que pode ser fornecida em um intervalo de tempo, $\overline{P_{BB}}$, é de 137,74 kW e a mínima, $\underline{P_{BB}}$, de -186,35 kW. Os coeficientes relacionados às funções custo do SFV e das demais unidades geradoras podem ser encontrados em (Tina and Gagliano, 2011) e (Tazvinga et al., 2015).

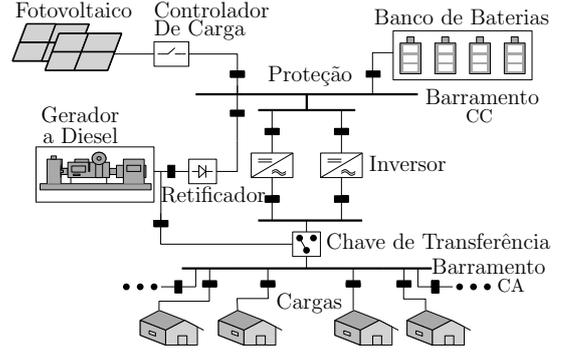


Figura 2. Microrrede Ilha de Lençóis-MA (adaptada)

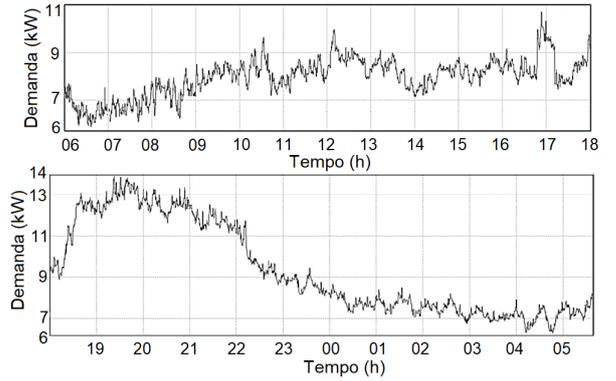


Figura 3. P_D de um dia típico de operação da microrrede

Apesar de possuir potência nominal de 40 kW, o SFV possui potência máxima, $\overline{P_{PVp}}$, variável para cada intervalo t . Isto ocorre porque seu valor depende de condições climáticas e estas mudam ao longo do dia. Logo, os limites de $P_{PVp}(t)$ serão determinados pela $f_{PV}(P_{PV}(t))$, pois através dela é possível obter a probabilidade de ocorrência dos valores de $P_{PVp}(t)$ que podem ser gerados para cada hora do dia. A Figura 4 exemplifica uma f_{dp} para um intervalo de hora, t .

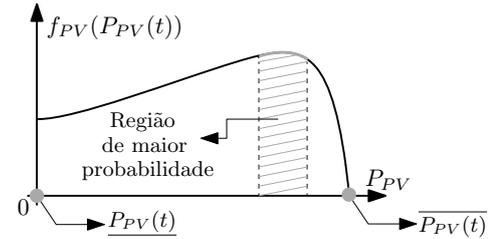


Figura 4. Exemplo de f_{dp} para a potência do SFV

Baseado nisto, o modelo de planejamento energético proposto foi aplicado em três cenários que consideram um mesmo perfil de carga, entretanto, sob condições climáticas distintas. Cada cenário é caracterizado por um índice de claridade máximo, k_{tu} , conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1. Cenários de análise

Cenário	Característica	k_{tu}
I	Alta geração fotovoltaica	0,864
II	Média geração fotovoltaica	0,216
III	Baixa Geração fotovoltaica	0,086

Para cada cenário proposto, o resultado da programação da operação da microrrede obtido pelo FPO-DF proposto

foi comparado com duas abordagens determinísticas: uma considerando os valores máximos de $P_{PV}(t)$ que o SFV poderia gerar a cada hora, e outra com os valores de potência que estavam na região de maior probabilidade de ocorrência. A Figura 5, resume estas informações.

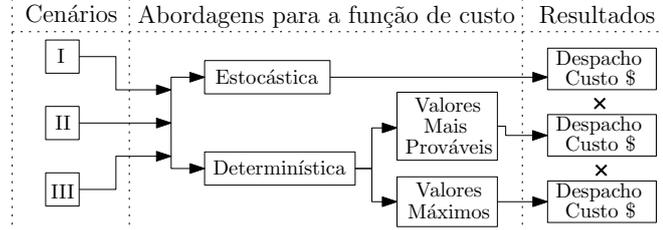


Figura 5. Esquemático das simulações realizadas

A comparação proposta entre as abordagens citadas foi realizada com o propósito de avaliar como as incertezas adotadas na formulação da função custo do SFV impactam no custo diário de operação da microrrede. Nas abordagens determinísticas consideradas, a representação do custo associado à geração fotovoltaica é dada apenas pela equação (5), dado que não há incertezas inerentes à geração fotovoltaica neste tipo de abordagem. Os resultados obtidos para cada cenário são abordados a seguir.

5.1 Cenário I

Este cenário representa um dia onde a geração SFV é abundante no período das 06:00 às 18:00. Para cada hora dentro deste intervalo, a curva que representa a probabilidade de ocorrência associada à geração fotovoltaica, é apresentada na Figura 6 e o resultado obtido para as abordagens propostas é apresentado na Figura 7.

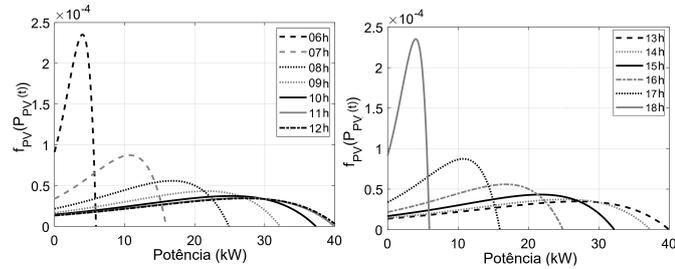


Figura 6. f_{dp} para $P_{PV}(t)$ da microrrede no cenário I.

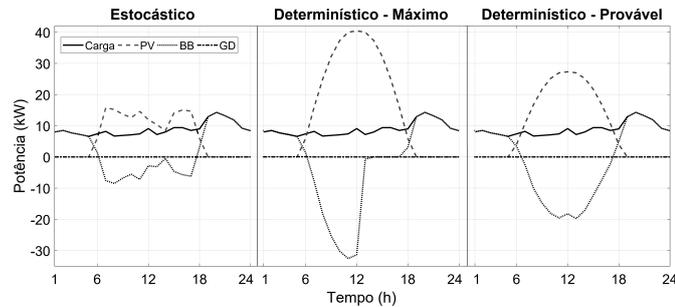


Figura 7. Despacho obtido para os casos do cenário I.

5.2 Cenário II

Este cenário corresponde a um dia onde as condições climáticas são intermediárias para a geração do SFV. Para o k_{tu} adotado de acordo com a Tabela 1, obteve-se a $f_{PV}(P_{PV}(t))$ apresentada na Figura 8 e a programação da operação mostrada na Figura 9.

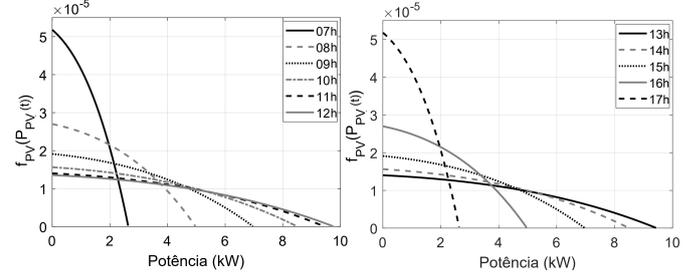


Figura 8. f_{dp} para P_{PV} da microrrede no cenário II.

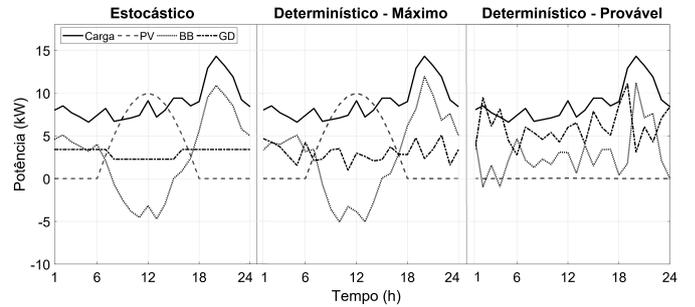


Figura 9. Despacho obtido para os casos do cenário II.

5.3 Cenário III

Neste cenário, o SFV tem probabilidade de geração extremamente baixa. As curvas de $f_{PV}(P_{PV}(t))$ são apresentadas na Figura 10 e o despachos obtidos, na Figura 11.

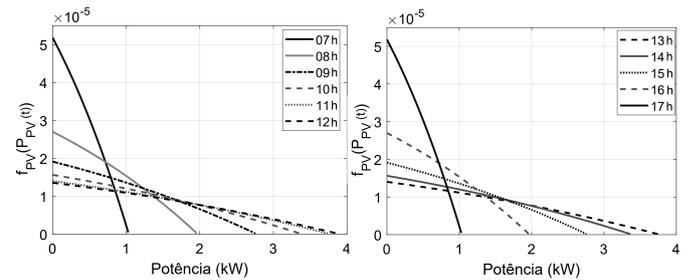


Figura 10. f_{dp} para $P_{PV}(t)$ da microrrede no cenário III.

O tempo médio para resolução de cada FPO-DF foi de 5 min em um computador com processador Intel Core i7 e 16 GB de RAM. Elas foram implementadas no software Matlab e realizadas 50 vezes, sendo que os melhores resultados para os cenários I, II e III foram apresentados nas figuras 7, 9 e 11 respectivamente. Os valores de custo obtidos estão apresentados na Tabela 2.

Conforme observado na Tabela 2, considerar o modelo estocástico para o SFV permitiu que a programação da operação de um dia à frente da microrrede alcançasse,

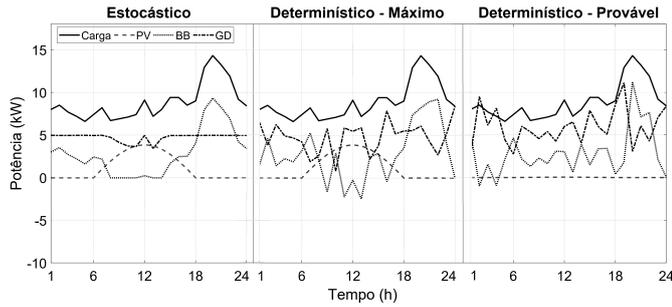


Figura 11. Despacho obtido para os casos do cenário III.

Tabela 2. Custos obtidos para cada cenário

CENÁRIO	MODELO	MIN	MED	MAX	DESV. PAD.
I	Estocástico	12,73	12,74	12,87	0,023
	D.Máximo	17,54	17,54	17,54	0,000
	D.Provável	17,29	17,29	17,29	0,000
II	Estocástico	83,93	84,27	91,68	1,440
	D.Máximo	89,98	96,50	100,21	1,976
	DEP	306,46	323,57	338,15	6,875
III	Estocástico	179,99	182,48	189,83	2,825
	D.Máximo	206,09	215,30	224,60	4,316
	D.Provável	306,46	323,57	338,15	6,875

em média, menores custos de operação, se comparado com os modelos de custo determinístico, em todos os cenários propostos. Além disso, observa-se que nos cenários II e III, onde a geração do SFV apresenta níveis médio e baixo, respectivamente, os custos de operação da microrrede tendem a ser mais elevados, uma vez o gerador a diesel é acionado para manter o equilíbrio de potência ativa na microrrede.

6. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado um modelo estocástico para a programação da operação de um dia à frente, FPO-DF, que minimiza os custos associados à geração de energia de uma microrrede que possui geração fotovoltaica, geração a diesel, banco de baterias e opera de modo isolado. A maioria das abordagens convencionais que tratam da formulação do FPO-DF ignora questões importantes na operação da microrrede como vida útil do sistema de armazenamento e o impacto da estocasticidade presente na geração de energia renovável durante um intervalo de programação. Por isto, uma nova formulação foi proposta, considerando estas duas características na concepção do problema. Neste contexto, a ED foi aplicada para resolução do FPO-DF proposto. Os resultados apresentados, para cada cenário proposto, demonstraram que a adoção de uma abordagem estocástica para a geração fotovoltaica da microrrede forneceu um menor custo de operação da mesma. Além do mais, por considerar os custos associados à degradação do banco de baterias na concepção do problema, os custos a longo prazo de operação da microrrede tendem a ser reduzidos. Trabalhos futuros incluirão uma abordagem estocástica para outras fontes de geração intermitente e incorporarão um modelo de fluxo de potência não-linear, a fim de tornar a ferramenta de planejamento energético, FPO-DF, mais abrangente.

REFERÊNCIAS

- Biswas, P.P., Suganthan, P., and Amaratunga, G.A. (2017). Optimal power flow solutions incorporating stochastic wind and solar power. *Energy Conversion and Management*, 148, 1194–1207.
- Hetzer, J., David, C.Y., and Bhattarai, K. (2008). An economic dispatch model incorporating wind power. *IEEE Transactions on energy conversion*, 23(2), 03–11.
- Kroposki, B., Emery, K., Myers, D., and Mrig, L. (1994). A comparison of photovoltaic module performance evaluation methodologies for energy ratings. In *Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion-WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC)*, volume 1, 858–862. IEEE.
- Liu, Y., Qu, Z., Xin, H., and Gan, D. (2016). Distributed real-time optimal power flow control in smart grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3403–3414.
- Marnay, C., Chatzivasileiadis, S., Abbey, C., Iravani, R., Joos, G., Lombardi, P., Mancarella, P., and von Appen, J. (2015). Microgrid evolution roadmap. In *2015 international symposium on smart electric distribution systems and technologies (EDST)*, 139–144. IEEE.
- Matos, J.G.d. (2014). Controle de potência em microrredes ca isoladas com aerogeradores e bancos de baterias distribuídos. *Tese de doutorado - UFMA*.
- Oliveira, H.A. (2017). Rede híbrida de distribuição de energia em cc e ca como solução alternativa para microrredes isoladas. *Dissertação de Mestrado - UFMA*.
- Orgill, J. and Hollands, K. (1977). Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar energy*, 19(4), 357–359.
- Oubbati, Y. and Arif, S. (2016). Transient stability constrained optimal power flow using teaching learning based optimization. In *2016 8th International Conference on Modelling, Identification and Control (ICMIC)*, 284–289. IEEE.
- Papoulis, A. and Pillai, S.U. (2002). *Probability, random variables, and stochastic processes*. Tata McGraw-Hill Education.
- Price, K., Storn, R.M., and Lampinen, J.A. (2006). *Differential evolution: a practical approach to global optimization*. Springer Science & Business Media.
- Reddy, S.S. and Bijwe, P. (2016). Day-ahead and real time optimal power flow considering renewable energy resources. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 82, 400–408.
- Riffonneau, Y., Bacha, S., Barruel, F., and Ploix, S. (2011). Optimal power flow management for grid connected pv systems with batteries. *IEEE Transactions on sustainable energy*, 2(3), 309–320.
- Tang, Y., Dvijotham, K., and Low, S. (2017). Real-time optimal power flow. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(6), 2963–2973.
- Tazvinga, H., Zhu, B., and Xia, X. (2015). Optimal power flow management for distributed energy resources with batteries. *Energy conversion and management*, 102, 104–110.
- Tina, G. and Gagliano, S. (2011). Probabilistic analysis of weather data for a hybrid solar/wind energy system. *International Journal of Energy Research*, 35(3), 221–232.
- Wood, A.J., Wollenberg, B.F., and Sheblé, G.B. (2013). *Power generation, operation, and control*. John Wiley.