

## 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@ufpr.br

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

---

**Abstract:** This paper develops a day-ahead operational planning based on optimal power flow (OPF) for isolated microgrids which are equipped with battery bank, diesel generation and renewable resources. The renewable resources available in the studied microgrid are the photovoltaic solar and wind energies, which present an intermittent behavior, and so it is modeled by a probability density function in the proposed OPF formulation, in order to make the objective function sensitive to climatic uncertainties inherent to the intermittent resources. The objective function of the OPF incorporates in its formulation the costs associated with the operation of diesel generators and the use of the battery bank, in order to minimize fuel consumption and maximize the lifetime of the battery bank. The differential evolution optimization technique was used to solve the proposed formulation and to obtain a minimum cost of operation of the microgrid under study. The proposed formulation was tested in different scenarios and the obtained results showed that the day-ahead operational planning in microgrids is sensitive to variations in weather conditions, that occur at each hour of the day, and the changes made in the state of charge of the battery bank.

**Resumo:** Este trabalho apresenta uma metodologia, baseada em fluxo de potência ótimo (FPO), para o planejamento energético de um dia à frente em microrredes isoladas equipadas com fontes renováveis de energia, banco de baterias e geração a diesel. Os recursos renováveis disponíveis nesta microrrede são a energia solar fotovoltaica e energia eólica, que apresentam um comportamento intermitente e, portanto, seus custos de geração são modelados por uma função densidade de probabilidade de modo a tornar a função objetivo sensível às incertezas climáticas inerentes aos recursos intermitentes. A função objetivo do FPO incorpora também na sua formulação os custos associados à operação do banco de baterias e da geração a diesel. A evolução diferencial foi a técnica de otimização utilizada para resolver a formulação proposta e obter um custo mínimo de operação da microrrede em estudo. A formulação proposta foi testada em diferentes cenários e os resultados obtidos mostraram que o planejamento energético de um dia à frente em microrredes é sensível a variações das condições climáticas, que ocorrem em cada hora do dia, e as mudanças realizadas no estado de carga do banco de baterias.

*Keywords:* Optimal Power Flow; Day-Ahead; Isolated Microgrids

*Palavras-chaves:* Fluxo de Potência Ótimo; Dia à frente; microrredes isoladas.

---

### 1. INTRODUÇÃO

Microrredes isoladas podem ser definidas como redes elétricas de baixa ou média tensão, compostas por recursos energéticos distribuídos (RED's), como fontes renováveis e sistemas de armazenamento, em conjunto com cargas controláveis, que operam desconectadas do sistema elétrico de potência (Marnay et al. (2015)). O seu surgimento ocorreu devido à necessidade do suprimento de energia em áreas remotas ou de difícil acesso, nas quais é inviável o fornecimento de energia elétrica pela rede convencional. Uma microrrede isolada deve ser operada de modo a maximizar a vida útil dos sistemas de armazenamento e minimizar os custos associados à produção de energia. Entretanto, a

incerteza na geração por meio dos recursos renováveis é um dos maiores desafios associado ao dimensionamento, operação e planejamento energético de microrredes isoladas, devido à natureza estocástica que algumas destas fontes apresentam, (Oliveira (2017)).

O fluxo de potência ótimo (FPO), por sua vez, é uma ferramenta essencial para a operação econômica em microrredes (Oubbati and Arif (2016)). E no que diz respeito ao horizonte de tempo considerado para aplicação do FPO, o mesmo pode ser utilizado com foco na programação da operação de um dia a frente (FPO-DF), que serve para determinar as condições ótimas de operação dos RED's, para uma demanda de carga prevista durante as 24 horas

do dia seguinte, discretizadas em 24 pontos de operação, um para cada hora do dia (Reddy and Bijwe (2016)).

Trabalhos mais recentes têm buscado utilizar o FPO em diversas aplicações. Reddy and Bijwe (2016), por exemplo, é realizado um FPO-DF em combinação com um fluxo de potência ótimo em tempo real em um sistema que contava com geração proveniente de fontes intermitentes. Uma abordagem determinística para o perfil de irradiância solar e velocidade do vento foi utilizada para determinar o despacho horário de potência do dia seguinte e em tempo real. Essa consideração pode trazer bons resultados para o despacho em tempo real, entretanto, o mesmo desempenho não é garantido para o FPO-DF, uma vez que as incertezas inerentes às previsões da geração disponível pelas fontes intermitentes não foram consideradas em sua formulação. Neste mesmo sentido, Biswas et al. (2017) formulou um problema similar de FPO-DF considerando em sua abordagem a natureza intermitente da geração de energia solar e eólica. Entretanto é importante ressaltar que, tanto (Reddy and Bijwe (2016)) quanto (Biswas et al. (2017)) não consideraram sistemas de armazenamento em suas formulações, fato que reduz a complexidade de um planejamento energético em microrredes isoladas.

Lazzeroni and Repetto (2019) buscou apresentar um modelo de planejamento e operação do sistema de armazenamento que reduz as perdas nos sistemas de distribuição, e Choi et al. (2017) resolveu um problema de despacho econômico com a preocupação de maximizar a vida útil do sistema de armazenamento. Entretanto, em ambos os casos, a microrrede é conectada à rede e a solução obtida é pontual, desconsiderando o planejamento energético para o dia seguinte. Seguindo uma vertente similar, Riffonneau et al. (2011) e Tazvinga et al. (2015) propuseram a solução de um fluxo de potência ótimo considerando além das fontes intermitentes, as características e informações inerentes ao sistema de armazenamento mas, o resultado obtido não leva em consideração o planejamento energético de um dia à frente da microrrede.

Em Souza et al. (2020) é apresentado um planejamento energético de um dia à frente que leva-se em consideração a otimização da vida útil do banco de baterias e a estocasticidade presente nas fontes intermitentes. Entretanto, a microrrede estudada não conta com a presença de geração eólica, recurso energético bastante comum em microrredes isoladas, (Hossain et al. (2014)). Isto torna a abordagem com baixa aplicabilidade nas microrredes isoladas atuais.

Diante deste contexto, este trabalho propõe-se a desenvolver um FPO-DF para microrredes que operem isoladas e que são equipadas com aerogeradores, painéis fotovoltaicos, geradores a diesel e banco de baterias. A formulação proposta considera a otimização da vida útil do banco de baterias e a natureza estocástica inerente à geração fotovoltaica. O FPO-DF proposto será resolvido via evolução diferencial (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 apresenta a formulação matemática do FPO-DF. Na seção IV são apresentados os resultados obtidos. E, por fim, na seção V são abordadas as conclusões acerca da pesquisa desenvolvida.

## 2. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS EM MICRORREDES ISOLADAS

Geralmente, as microrredes que operam isoladas são equipadas com fontes intermitentes, como sistemas de geração fotovoltaica (SFV) e eólica (SGE), sistemas de armazenamento (BB), além de uma geração de backup, normalmente geradores a diesel (SGD), que são utilizados para aumentar a confiabilidade do sistema. A Figura 1 apresenta a estrutura de microrredes considerada neste trabalho, além da convenção de sinais adotada para o fluxo de potência ativa da mesma.

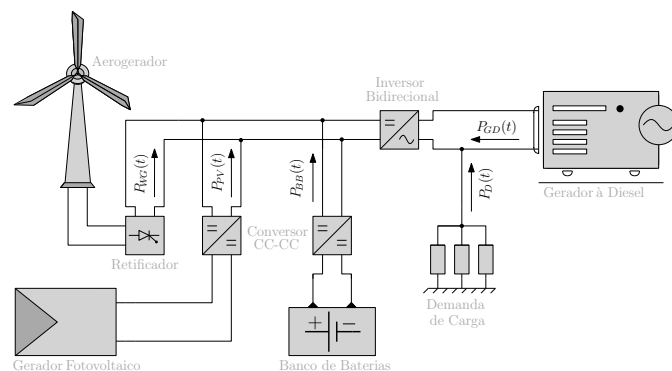


Figura 1. Convenção de sinais de fluxo de potência ativa

### 2.1 Modelo de Custo para o SFV e SGE

O custo associado ao SFV e SGE é modelado com base nas incertezas associadas à disponibilidade de potência ativa destes sistemas, visto que estas potências dependem de fenômenos aleatórios, como o índice de claridade horário,  $k_t(t)$  e a velocidade do vento,  $v(t)$  (Hetzer et al. (2008)).

A abordagem realizada para englobar as incertezas na disponibilidade de potência consiste em adicionar ao modelo de custo, fatores de sobre-estimação e subestimação para a potência ativa de saída das fontes intermitentes (Souza (2020)). Posto isto, é possível escrever o custo total associado a uma fonte  $X$ , em que  $X$  é sub-índice para fontes intermitentes,  $X = \{PV, WG\}$ , com  $PV$  referente ao SFV e  $WG$  ao SGE, da seguinte forma:

$$F_X = C_X^l(P_{X_p}(t)) + C_X^p(P_{X_d}(t), P_{X_p}(t)) + C_X^r(P_{X_d}(t), P_{X_p}(t)) \quad (1)$$

em que,  $C_X^l$ ,  $C_X^p$  e  $C_X^r$  representam os custos linear, o custo de penalidade ou subestimação e o custo de reserva ou sobre-estimação, da fonte intermitente  $X$ , respectivamente,  $t = 1, 2, \dots, 24$  corresponde aos intervalos de hora. Ainda,  $P_{X_p}(t)$  e  $P_{X_d}(t)$  são as potências ativas planejada e disponível para a fonte  $X$ , sendo que a primeira ( $P_{X_p}(t)$ ) é variável de controle do FPO e representa o montante de potência ativa que deve ser fornecido pelo SFV ou SGE à microrrede no instante  $t$ . Enquanto isso,  $P_{X_d}(t)$  é uma variável aleatória cujo comportamento é determinado pela função de densidade de probabilidade ( $f_{dp}$ ) associada à geração de potência da fonte intermitente sob análise.

O primeiro termo da equação (1) representa uma função de custo linear. Seu valor pode ser associado a gastos fixos com a manutenção e renovação da fonte intermitente ou a algum custo referente ao desembolso inicial de instalação do mesmo. Matematicamente pode ser dado por:

$$C_X^l(P_{X_p}(t)) = k_X^l P_{X_p}(t) \quad (2)$$

em que  $k_X^l$  é o coeficiente de custo linear para a fonte intermitente X.

O segundo termo da equação (1) é o custo penalidade, obtido do conceito de sub-estimação da fonte intermitente. Seu valor representa o custo cobrado por não usar toda a energia disponível no SFV ou SGE, ou seja:

$$C_X^p(P_{Xd}(t), P_{Xp}(t)) = k_X^p \int_{P_{Xp}(t)}^{P_X^{max}(t)} (P_X(t) - P_{Xp}(t)) f_{P_X} dP_X(t) \quad (3)$$

em que  $k_X^p$  é o coeficiente de custo penalidade e  $P_X^{max}(t)$  é a potência máxima para a fonte X, no instante t.

O terceiro termo em (1) é o custo de reserva, obtido a partir do conceito de superestimação da fonte intermitente (Yang et al. (2009)). Ele representa o custo cobrado quando a potência ativa planejada em um instante t, para o SFV ou SGE, for maior que a potência ativa disponível desses mesmos sistemas, sendo dado por:

$$C_X^r(P_{Xd}(t), P_{Xp}(t)) = k_X^r \int_0^{P_{Xp}(t)} (P_{Xp}(t) - P_X(t)) f_{P_X} dP_X(t) \quad (4)$$

em que  $k_X^r$  é o coeficiente de custo reserva.

A função  $f_{P_X}(P_X(t))$  nas equações (3) e (4) representam as  $fdp's$  para a potência ativa de saída das fontes intermitentes presentes na microrrede. Pois, uma vez que estas potências são funções das variáveis aleatórias  $k_t(t)$  (para o SFV) e  $v(t)$  (para o SGE), seus comportamentos podem ser descritos através de funções densidade de probabilidade (Papoulis and Pillai (2002)). As equações que descrevem as  $fdp's$  para potência ativa de saída do SFV e do SGE,  $f_{P_{PV}}(P_{PV}(t))$ , e  $f_{P_{WG}}(P_{WG}(t))$ , respectivamente, podem ser encontradas em detalhes em (Souza (2020)) e (Tina and Gagliano (2011)).

### 2.2 Modelo de Custo para o 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. Para a maioria dos SGD's, uma função polinomial quadrática representa devidamente a relação entre a potência gerada e o consumo de combustível do SGD (Wood et al. (2013)). O custo associado ao SGD é dado por:

$$F_{GD}(P_{GD}(t)) = C_f(aP_{GD}^2(t) + bP_{GD}(t)) \quad (5)$$

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 e b são os coeficientes de custo do gerador a diesel.

### 2.3 Modelo de Custo do Banco de Baterias

Uma das propostas deste artigo é otimizar a vida útil do banco de baterias (BB), e isto é feito por meio da modelagem do custo de desgaste do banco de baterias e do controle do estado de carga (SOC), que representa, em percentual, a quantidade de carga existente no BB.

O valor de potência que flui pelo banco de baterias é determinado pela potência ativa gerada e pela demanda de carga em um instante t. Portanto, o valor do SOC do BB num instante de tempo futuro,  $SOC(t+1)$  é dado por:

$$SOC(t+1) = SOC(t) - \alpha(P_{BB}(t) + (1-\eta_b)|P_{BB}(t)|) \quad (6)$$

em que,  $SOC(t)$  é o estado de carga no instante t,  $P_{BB}(t)$  é a potência que flui pelo banco de baterias,  $\eta_b$  é a eficiência de carga e descarga do banco e  $\alpha = \Delta t/E_{max}$ , com  $E_{max}$  sendo a capacidade nominal do BB (kWh) e  $\Delta t$  o intervalo de tempo considerado (Riffonneau et al. (2011)).

A otimização da vida útil do BB pode ser realizada através da minimização de seu desgaste, fator que é determinado principalmente pela profundidade de descarga (DoD) à qual o banco é submetido e pela quantidade de ciclos que as baterias realizam. Desta forma, o custo associado à operação do banco de baterias em cada instante t pode ser então dado por (Tazvinga et al. (2015)):

$$F_{BB}(P_{BB}(t)) = C_{bw}|P_{BB}(t)| \quad (7)$$

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

### 3. FORMULAÇÃO PROPOSTA PARA O FPO-DF

A formulação proposta neste trabalho é geral o suficiente para ser aplicada no planejamento energético de um dia à frente de microrredes que operem isoladas e sejam constituídas por alimentadores de pequena extensão, SFV's, SGE's, SGD's e sistemas de armazenamento baseados em BB's. Além disso, tem como objetivo determinar a programação ótima da operação, em termos de potência ativa, que deverá ser adotada por cada recurso energético distribuído para o atendimento de uma demanda carga pré-estabelecida, levando em conta a redução dos custos de geração, otimização da vida útil do banco de baterias e a estocasticidade presente nos recursos renováveis.

Por levar em consideração apenas a programação da potência ativa dos recursos energéticos existentes, a formulação proposta é mais adequada para microrredes que apresentem baixo consumo reativo, caso de microrredes com perfil de consumo residencial, operando próximo ao fator de potência unitário. O sistema estudado se adequa a tais características e a formulação do FPO-DF que se adequa ao contexto apresentado é dada por:

$$\min \sum_{t=1}^{24} \left[ \sum_{n=1}^{N_{PV}} F_{PV}^n(P_{PVp}^n(t)) + \sum_{n=1}^{N_{WG}} F_{WG}^n(P_{WGp}^n(t)) + \sum_{n=1}^{N_{GD}} F_{GD}^n(P_{GD}^n(t)) + \sum_{n=1}^{N_{BB}} F_{BB}^n(P_{BB}^n(t)) + \sum_{n=1}^{N_{PV}} F_{E_{pv}}^n(P_{PVp}^n(t)) + \sum_{n=1}^{N_{WG}} F_{E_{wg}}^n(P_{WGp}^n(t)) \right] \quad (8)$$

sujeito a:

$$\sum_{n=1}^{N_{PV}} P_{PVp}^n(t) + \sum_{n=1}^{N_{WG}} P_{WGp}^n(t) + \sum_{n=1}^{N_{GD}} P_{GD}^n(t) + \sum_{n=1}^{N_{BB}} P_{BB}^n(t) - \sum_{n=1}^{N_D} P_D^n(t) = 0$$

$$\underline{P_{PV}^n(t)} \leq P_{PVp}^n(t) \leq \overline{P_{PV}^n(t)}$$

$$\underline{P_{WG}^n(t)} \leq P_{WGp}^n(t) \leq \overline{P_{WG}^n(t)} \quad (9)$$

$$\underline{P_{GD}^n} \leq P_{GD}^n(t) \leq \overline{P_{GD}^n}$$

$$-\left(\frac{SOC(t) - \overline{SOC^n(t)}}{\alpha\eta_b}\right) \leq P_{BB}^n(t) \leq \left(\frac{SOC(t) - SOC^n(t)}{\alpha(2-\eta_b)}\right)$$

$$(1 - \overline{DoD}) \leq SOC^n(t-1) - \alpha(P_{BB}^n(t-1) + (1-\eta_b)|P_{BB}^n(t-1)|) \leq 1$$

em que,  $F_{PV}^n(P_{PVp}^n(t))$  e  $F_{WG}^n(P_{WGp}^n(t))$  é dado pela equação (1), para  $X = PV$  e  $X = WG$ , respectivamente,  $F_{GD}^n(P_{GD}^n(t))$  e  $F_{BB}^n(P_{BB}^n(t))$  são dados pelas, equações (5) e (7), respectivamente, e  $P_D^n(t)$  representa a potência ativa demandada para o  $n$ -ésimo conjunto de cargas da microrrede. Ainda,  $P_k(t)$ , representa a potência do equipamento  $k$  da microrrede, no instante  $t$ , com  $k = \{PVp, WGp, BB, GD\}$ .  $\underline{P}_k$  e  $\bar{P}_k$  representam, respectivamente, a potência mínima e máxima do equipamento  $k$ .

No que diz respeito a estratégias de operação da microrrede, a função objetivo proposta incorpora dois termos na função objetivo, associados a uma possível prioridade de geração entre as fontes intermitentes, em situações envolvendo, por exemplo, uma alta capacidade de geração eólica e solar, porém com impossibilidade de armazenamento do excedente no banco de baterias. Os termos que incorporam estas características na função objetivo estão representados por  $F_{E_{pv}}^n(P_{PVp}^n(t))$  e  $F_{E_{wg}}^n(P_{WGp}^n(t))$ , em que:

- $F_{E_{pv}}^n$  representa custo de prioridade associado ao  $n$  – ésimio SFV, de um total de  $N_{PV}$  SFV's, sendo dado pela seguinte equação:

$$F_{E_{pv}}^n = l_{pv}^n P_{PVp}^n(t) \quad (10)$$

em que,  $l_{pv}^n$  representa o grau associado à priorização do  $n$  – ésimio SFV.

- $F_{E_{wg}}^n$  representa o custo de prioridade associado ao  $n$  – ésimio SGE, de um total de  $N_{WG}$  SGE's, sendo dado pela seguinte equação:

$$F_{E_{wg}}^n = l_{wg}^n P_{WGp}^n(t) \quad (11)$$

em que,  $l_{wg}^n$  representa o grau associado à priorização do  $n$  – ésimio SGE.

#### 4. TESTES E RESULTADOS

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, SGE e SGD e, ainda, a potência ativa entregue ou armazenada pelo BB.

A Figura 2 apresenta a microrrede adotada como sistema de teste para validar a formulação proposta do FPO-DF.

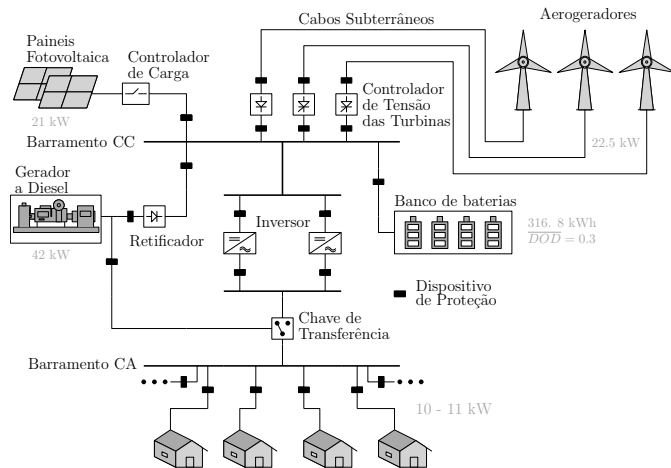


Figura 2. Sistema Teste utilizado - Microrrede de Lençóis

Para determinar a configuração mais adequada da evolução diferencial foram realizados testes independentes variando o tamanho da população ( $N_p$ ) no intervalo [20, 200] com um passo de 20; constante de cruzamento ( $C_r$ ) no intervalo [0.1, 0.9] com um passo de 0.1 e fator de mutação ( $F$ ) no intervalo [0.2, 1.8] com o passo de 0.2. Estes testes foram realizados para a estratégia  $ED/best/2/bin$ , para um total de 10000 gerações. O critério de análise da escolha dos parâmetros foi o custo total de operação da microrrede. Os resultados destas simulações mostraram que, dentre as 810 combinações possíveis, a configuração dos parâmetros variados que apresentou custo mínimo para a aplicação proposta foi  $N_p = 140$ ,  $C_r = 0.9$  e  $F = 0.4$ .

A microrrede, localizada na Ilha de Lençóis- MA, possui um perfil de carga diário conforme ilustrado na Figura 3, ramos de curta extensão, cargas operando com fator de potência próximo a 1,0 e queda de tensão entre geração e carga inferior a 0,3 % (Oliveira, 2017). Estas características permitem a adoção de um modelo ideal para o balanço de potência ativa da microrrede.

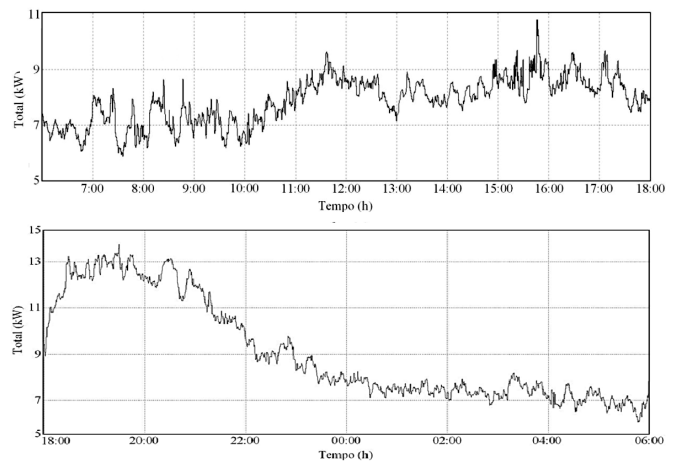


Figura 3. Potência demandada para um dia de operação

O problema de otimização proposto tem como parâmetros de entrada informações sobre radiação solar e velocidade do vento, potência nominal das fontes, informações referentes ao SOC e capacidade máxima do banco de baterias, e perfil de carga demandada pela microrrede. Os parâmetros técnicos referentes a microrrede de Lençóis podem ser encontrados em (Matos (2014)). Já as condições climáticas e as condições operativas do banco de baterias, foram definidas de acordo com a Tabela 1, com  $l_{pv}^n = l_{wg}^n = 1$ .

Tabela 1. Cenários de simulação realizados

Cenário	Descrição	$kt_u$	$v_m^{max}$ (m/s)
I	SOC final igual a 0.75	0.864	12.4
II	SOC final livre	0.864	12.4
III	SOC final igual a 1.0	0.864	12.4

É importante ressaltar que para todos os cenários propostos o SFV e o SGE possuem uma capacidade de potência instalada iguais a 21 kW e 22.5 kW, respectivamente. Entretanto, a potência máxima de cada hora para o SFV e para o SGE é variável, pois dependem das condições climáticas e estas mudam ao longo do dia. Logo, os limites para  $P_{PVp}(t)$  e  $P_{WGp}(t)$  são determinados pela suas respectivas funções densidade de probabilidade,  $f_{PV}(P_{PVp}(t))$

e  $f_{WG}(P_{WGp}(t))$ , pois através destas é possível obter a probabilidade de ocorrência dos valores de potência que podem ser gerados para cada hora do dia. A Figura 4 exemplifica uma  $f_{dp}$ , num intervalo de hora  $t$ , evidenciando os pontos da curva onde são determinados os limites de potência para ambas as fontes intermitentes.

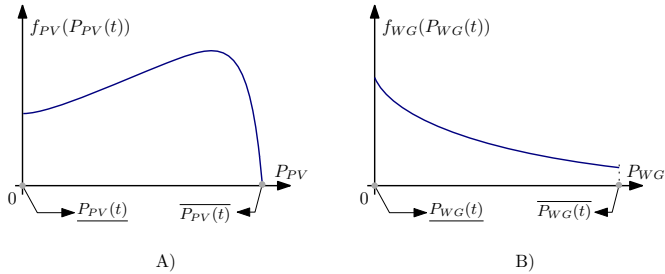


Figura 4. Exemplo de  $f_{dp}$  para a  $P_{PV}$  e  $P_{WG}$

#### 4.1 Análise dos Cenários I, II e III

O cenário I é o base para comparação com os demais cenários propostos neste trabalho e o mesmo representa um dia onde o estado de carga do banco de baterias ao final de um dia de operação deve ser de 0.75. Além disso, as condições climáticas para geração a partir do SFV e do SGE são ideais e idênticas para os demais cenários. Para cada hora do dia onde há possibilidade de geração de potência a partir do SFV ou do SGE existe uma curva que representa a probabilidade de ocorrência associada à geração de potência fotovoltaica ou eólica, descrita por  $f_{P_{PV}}(P_{PV}(t))$  e  $f_{P_{WG}}(P_{WG}(t))$ . As curvas obtidas para o SFV e SGE para os cenários propostos estão apresentadas nas Figuras 5 e 6.

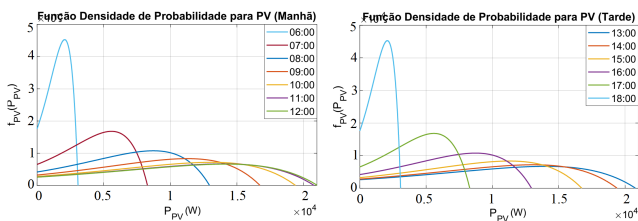


Figura 5.  $f_{dp}$  para  $P_{PV}(t)$  para os cenários I, II e III

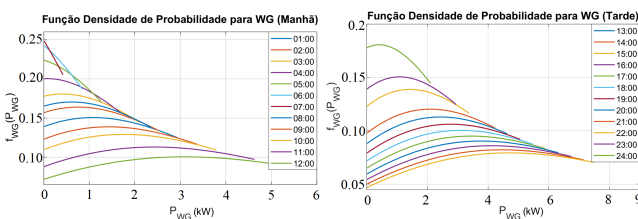


Figura 6.  $f_{dp}$  para  $P_{WG}(t)$  para os cenários I, II e III

A partir das curvas mostradas nas Figuras 5 e 6 obtêm-se os limites de potência que podem ser gerados pelo SFV e por cada aerogerador que compõe o SGE, em cada intervalo de hora  $t$ . Desta forma, utilizando-se destes limites para compor as restrições dos limites de potência ativa para o SFV e SGE, e dos demais parâmetros apresentados para a microrrede de Lençóis, foi possível obter a programação da operação da microrrede no cenário I conforme apresentado na Figura 7.

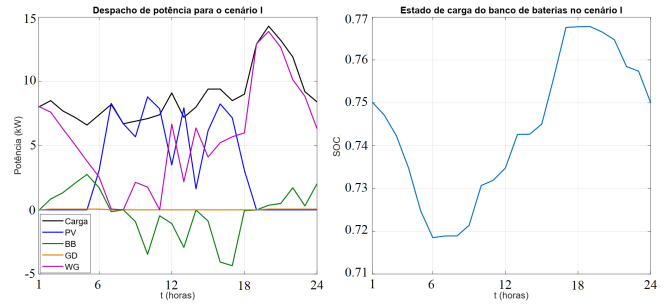


Figura 7. Despacho de potência e SOC(t) - cenário I

Para o cenário II, no instante final da operação, o banco de baterias poderia possuir qualquer valor SOC dentro os limites máximos e mínimos de estipulados para o banco [0.7, 1.0]. Já no cenário III, o banco de baterias deveria estar com o SOC igual a 1.0, ao final de uma dia de planejamento. Os resultados obtidos para o despacho de potência dos cenários II e III encontram-se nas Figuras 8 e 9, respectivamente.

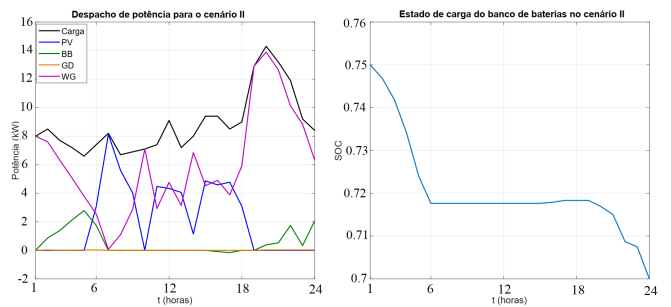


Figura 8. Despacho de potência e SOC(t) - cenário II

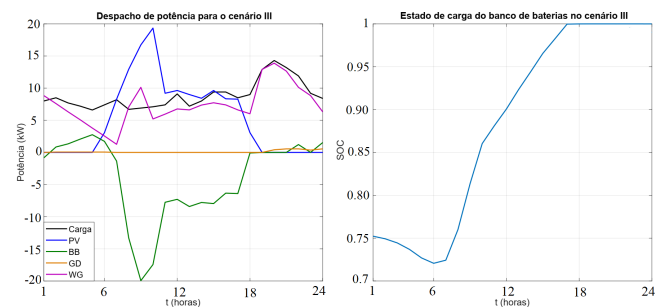


Figura 9. Despacho de potência e SOC(t) - cenário III

Os despachos apresentados nas Figuras 7, 8 e 9, foram os resultados das simulações que apresentaram menor custo de operação, de um total de 50 simulações realizadas para cada um dos cenários. Os valores de custo obtidos e os tempos médios de simulação para cada um dos cenários estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Custos obtidos para cada cenário

Cenário	Custo Min (\$)	Custo Med (\$)	Custo Max (\$)	Dev. Pad.	Tempo médio simulações (s)
I	4.65	5.10	10.66	10.66	1425
II	3.42	4,19	10.68	1.42	1670
III	10.88	11.00	11.19	0.07	1405

Conforme observado na Tabela 2, o custo médio do cenário II foi o que apresentou o menor valor, em comparação com

os custos médios dos cenários I e III, ou seja, restringir o valor do SOC do banco de baterias ao final de um dia de operação da microrrede tende a elevar os custos de operação da mesma, uma vez que existe a necessidade de se carregar mais o banco de baterias durante o dia. Contudo, não impor uma restrição referente ao valor mínimo do SOC no final de um dia de operação, implica em terminar o dia com o SOC do banco de baterias em seu valor mínimo, uma vez que a técnica de otimização sempre buscará o custo mínimo de operação da microrrede. Este fato, apesar de minimizar os custos de operação diário, pode não ser interessante para os próximos dias de planejamento, uma vez que se começaria as primeiras horas do dia sem potência no banco de baterias para suprir a demanda de carga nestes horários, onde normalmente há baixos níveis de geração de potência por meio das fontes intermitentes.

Por outro lado, terminar cada dia de operação da microrrede com o banco totalmente carregado, como é o caso do cenário III, pode não ser atrativo, pois, em dias onde a geração a partir dos recursos intermitentes for baixa, os custos de operação da microrrede aumentará significativamente, dado que o gerador a diesel precisará ser acionado para garantir que o SOC do banco no final do dia esteja totalmente carregado. Desta forma, estratégias operacionais que garantam que o banco de baterias encerre um dia de operação com um SOC intermediário, como no cenário I, podem ser atrativas a longo prazo para operação da microrrede, uma vez que garante-se um SOC para operação das primeiras horas do dia seguinte e não aumentam-se significativamente os custos operacionais da microrrede, como observado na Tabela 2.

## 5. CONCLUSÕES

A proposta deste trabalho foi aplicar uma modelagem de custo estocástica na programação da operação de um dia à frente de microrredes que operem isoladas. As abordagens convencionais que tratam do FPO-DF ignoram questões importantes na operação da microrredes como por exemplo, aspectos relacionados à otimização do banco de baterias. Por isto, uma nova formulação foi proposta, considerando além da estocasticidade presente nas fontes intermitentes, a otimização da vida útil do banco de baterias, que compunha a estrutura de microrredes considerada. Arelado a estes dois critérios, um modelo para representação do consumo de combustível de geradores a diesel também foi considerado, com o objetivo de otimizar também a utilização de combustível pela microrrede.

Os resultados apresentados demonstraram que a adoção de uma abordagem estocástica para as fontes intermitentes que compõem a microrrede tornam a programação da operação de um dia a frente em microrredes sensíveis as condições climáticas. Além do mais, por considerar otimização do banco de baterias na concepção do problema, os custos a longo prazo de operação da microrrede tendem a ser reduzidos.

## 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.

- Choi, J., Park, W.K., and Lee, I.W. (2017). Economic dispatch of multiple energy storage systems under different characteristics. *Energy Procedia*, 141, 216–221.
- 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.
- Hossain, E., Kabalci, E., Bayindir, R., and Perez, R. (2014). Microgrid testbeds around the world: State of art. *Energy Conversion and Management*, 86, 132–153.
- Lazzeroni, P. and Repetto, M. (2019). Optimal planning of battery systems for power losses reduction in distribution grids. *Electric Power Systems Research*, 94–112.
- 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*.
- 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.
- Souza, W.F.S. (2020). Programação da operação de um dia à frente de microrredes isoladas.
- Souza, W.F., de Oliveira, Á.H., Rodrigues, L.F.M., Kuiava, R., and Leandro, G.V. (2020). Stochastic optimal power flow applied in day-ahead planning of isolated microgrids. In *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 1–5. IEEE.
- 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.
- Yang, H., Wei, Z., and Chengzhi, L. (2009). Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar-wind power generation system. *Applied energy*, 86(2), 163–169.