

Fluxo de Potência Ótimo para Minimização do Corte de Carga em Microrredes Ilhadas Desbalanceadas

Wesley Peres*. Raphael P. B. Poubel**

*Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São João del Rei – UFSJ, São João del-Rei, Minas Gerais, Brasil (e-mail: wesley.peres@ufsj.edu.br)

** Departamento de Engenharia Elétrica, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET-MG, Belo Horizonte, Brasil (e-mail: poubel@cefetmg.br)

Abstract: This paper presents an Optimal Power Flow (OPF) to minimize the load shedding in the steady-state operation of unbalanced three-phase islanded microgrids. The droop characteristic of Distributed Generators (DG) connected to the grid through Voltage Source Inverters is appropriately modeled. The limits of voltage, generated power, and frequency are also considered. Besides, the frequency dependence of loads and line parameters are taken into account. The methodology is evaluated using a 25-bus unbalanced islanded microgrid, and the results point out that considering load variation reduces the total amount of load shed.

Resumo: Esse artigo apresenta um Fluxo de Potência Ótimo para minimizar o corte de carga na operação em regime permanente de microrredes ilhadas, trifásicas e desbalanceadas. Modela-se também a característica de *droop* dos geradores distribuídos conectados à microrrede através de Inversores Fonte de Tensão. Os limites de tensão, geração de potência e frequência também são considerados. Além disso, a dependência da carga e dos parâmetros das linhas também é incluída na modelagem. A metodologia é avaliada usando uma microrrede de 25 barras trifásica, ilhada e desbalanceada. Os resultados obtidos indicam que a consideração da dependência da carga com a frequência reduz o valor total de carga a ser cortada.

Keywords: Microgrids; Islanded Operation; Load Shedding; Optimal Power Flow; Unbalanced Operation.

Palavras-chaves: Microrredes; Operação Ilhada; Corte de Carga; Fluxo de Potência Ótimo; Operação Desbalanceada.

1. INTRODUÇÃO

Nos dias atuais tem-se observado uma preocupação global em se aliar o desenvolvimento econômico a políticas ambientais sustentáveis, especialmente no que diz respeito à redução das emissões de gases de efeito estufa. Nessa perspectiva, a inclusão de Fontes de Energia Renováveis (FERs) nas matrizes energéticas dos países se torna inevitável.

Ademais, a utilização de FERs no atendimento à demanda de energia elétrica vem ganhando destaque como solução ao problema de déficit energético, principalmente para áreas difíceis de se alcançar pelas redes elétricas existentes.

O atendimento descentralizado de cargas locais através de unidades de Geração Distribuída (GDs) é possível graças aos modernos conversores de eletrônica de potência, que fornecem interfaces flexíveis entre as fontes de energia e a rede elétrica (Chen & Poor, 2020). Tais conversores podem, inclusive, emular os controles de tensão e frequência de forma semelhante aos realizados para geradores síncronos na rede principal (La Gatta et al., 2019).

Neste ambiente de integração de GDs à rede, surge o conceito de Microrredes (MRs) como alternativa atraente para superar os desafios da inserção das unidades de geração descentralizadas. O termo MR foi introduzido pela primeira vez na literatura em (Lasseter, 2002) como solução para a integração confiável de GDs, incluindo Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) e cargas controláveis. As MRs seriam percebidas pelas redes principais como um único elemento respondendo a sinais de controle apropriados (Olivares et al., 2014).

Microrredes têm múltiplas configurações possíveis dependendo de seu tamanho e funcionalidades. Assim, elas existem em ambas as formas: conectadas à rede e isoladas.

As MRs conectadas à rede possuem um Ponto de Acoplamento Comum (PAC) com uma grande rede de energia e devem ser capazes de fazer uma transição suave para o modo ilhado (Katiraei et al., 2005). Nessa configuração, os geradores distribuídos das MRs são operados como fontes nos modos PQ ou PV, injetando energia no sistema, sendo a rede principal responsável por manter o equilíbrio de energia e a frequência da MR em face a variações de carga (Lopes et al., 2006). Nesse

caso, ferramentas computacionais convencionais podem ser usadas para planejar a operação da MR, como Fluxo de Potência (FP) e Fluxo de Potência Ótimo (FPO) baseados no uso do barramento *swing* (a rede principal atua como nó de equilíbrio, capaz de suprir as perdas e variações de demanda).

Já as MRs isoladas não possuem PAC, portanto os efeitos dinâmicos da transição para o ilhamento não é um problema nesses sistemas (Hajimiragha & Zadeh, 2013). Neste modo de operação, atenção especial deve ser dada à característica usual de baixa inércia da GD. Já que não há um gerador distribuído com capacidade (MVA) para realizar sozinho o equilíbrio de potência, variações de carga e perdas devem ser compartilhadas entre todas as unidades com base no Método *Droop* (Lopes et al., 2006).

Neste modo de operação, o desvio de frequência da MR provocado pela variação de carga pode ser alto. Nesses casos, o procedimento de corte de carga permite que a frequência retorne a valores aceitáveis em um cenário de emergência (Bakar et al., 2017).

Assim sendo, o trabalho (La Gatta et al., 2019) propôs um FPO para identificar a quantidade mínima de carga a ser cortada de forma a manter a frequência da MR em limites especificados. A metodologia é validada para um sistema radial de 61 barramentos equilibrado. Em (Alves, 2021) é proposta uma metodologia para a minimização do corte de carga baseada no método de injeção de correntes para microrredes ilhadas, trifásicas e desbalanceadas.

Ademais, de acordo com (Abdelaziz et al., 2013), para garantir a viabilidade da operação ilhada, em termos das restrições operacionais do sistema, o FP deve ser capaz de representar as seguintes características da MR: (i) o fato de a frequência do sistema atuar como meio de comunicação entre as diferentes unidades GD; (ii) o fato de a frequência de estado estacionário do sistema não ser pré-especificada e precisar ser calculada; (iii) a ausência do barramento *swing* no sistema; (iv) a geração de potência ativa e reativa de diferentes unidades de GD ser regida por suas características de *droop*; (v) trabalhar com microrredes ilhadas balanceadas e desbalanceadas.

Neste contexto, o presente trabalho propõe um Fluxo de Potência Ótimo Trifásico para definir o montante de carga mínimo a ser cortado de forma a manter a frequência de estado estacionário entre os limites permitidos. Os seguintes pontos são considerados: (i) a variação da carga e dos parâmetros de rede com a frequência; (ii) a formulação polar trifásica é utilizada; (iii) os parâmetros de *droop* e a vazão são tratados como variáveis de decisão.

Para validação, a abordagem é aplicada a uma microrrede de 25 nós (Abdelaziz, 2014). Busca-se avaliar o impacto da dependência da carga e dos parâmetros com a frequência da microrrede bem como a otimização dos parâmetros de *droop* e a vazão no montante de carga a ser cortado.

2. METODOLOGIA PROPOSTA

2.1 Conceitos Matemáticos Preliminares

Na análise microrredes ilhadas é importante considerar a variação da carga com a frequência da microrrede f_{MG} (IEEE, 1993; Kundur, 1994), conforme as equações (1) e (2):

$$P_{di}^s = P_{doi}^s \cdot (1 + k_{pi} \cdot (f_{MG} - f_0)) \quad (1)$$

$$Q_{di}^s = Q_{doi}^s \cdot (1 + k_{qi} \cdot (f_{MG} - f_0)) \quad (2)$$

em que: P_{di}^s e Q_{di}^s são as cargas ativa e reativa da fase s da barra i ; i pertence ao conjunto de barras do sistema Ω_B ; s pertence ao conjunto de fases $\Omega_S = \{a, b, c\}$; P_{doi}^s e Q_{doi}^s são os valores de carga na frequência nominal $f_0 = 1 \text{ pu} = 60 \text{ Hz}$; k_{pi} e k_{qi} são os parâmetros de sensibilidade à variação da frequência. Conforme (Kundur, 1994) têm-se as seguintes faixas de valores: $0 \leq k_{pi} \leq 3$ e $-2 \leq k_{qi} \leq 0$.

Outro ponto a ser considerado é a variação dos parâmetros da rede (reatâncias e susceptâncias, próprias e mútuas) com a frequência, conforme a equação (3):

$$x(f_{MG}) = x_0 \cdot f_{MG} \quad (3)$$

em que $x(f_{MG})$ indica a reatância como função da frequência da microrrede f_{MG} (pu); x_0 denota o valor da reatância na frequência nominal $f_{MG} = 1 \text{ pu} = 60 \text{ Hz}$. Ressalta-se a não existência de susceptâncias *shunt* no sistema simulado nesse trabalho.

Conforme (Zhang et al., 2012), considerando a formulação matricial para solução da rede elétrica dada nas equações (4) e (5), é possível calcular as injeções de potência P_{inj}^s e Q_{inj}^s na fase s da barra i .

$$[I_{inj}] = [Y_{barra}(f_{MG})][E] \quad (4)$$

$$[S_{inj}] = [E] \cdot [I_{inj}]^* \quad (5)$$

em que: $[I_{inj}]$ é o vetor de correntes injetadas nas barras; $[Y_{barra}(f_{MG})]$ denota a matriz admitância como função da frequência da microrrede f_{MG} ; $[E]$ é o vetor de tensões trifásicas nodais; $[S_{inj}] = [P_{inj}] + j[Q_{inj}]$ são os vetores com as injeções trifásicas de potência ativa e reativa.

2.2 Controle em Droop

Na operação ilhada de microrrede, as unidades de geração distribuída despacháveis (tais como microturbinas) operam em modo *droop*, compartilhando as variações de carga e perdas. Tais geradores são conectados à rede por inversores *VSI* (*Voltage Source Inverter*) e emulam as características $P - f$ e $Q - V$ dos geradores síncronos (Lopes et al., 2006). Com isso, a frequência da microrrede varia com o carregamento e a intermitência das fontes renováveis (que não são despacháveis e operam no modo PQ, isto é, injetam um valor de potência ativa e reativa pré-especificado). A formulação matemática do modo *droop* será apresentada na próxima seção.

2.3 Fluxo de Potência Ótimo para Minimização do Corte de Carga em Microrredes Ilhadas Desbalanceadas

O modelo (6) apresenta a formulação geral de um FPO, sendo \underline{x} o vetor de variáveis de estado e controle, $F(\underline{x})$ a função objetivo, $\underline{h}(\underline{x})$ o conjunto de restrições de igualdade, \underline{lb} e \underline{ub} os limites mínimo e máximo das variáveis.

$$\begin{aligned} & \text{minimizar} && F(\underline{x}) \\ & \text{sujeito a} && \underline{h}(\underline{x}) = 0 \\ & && \underline{lb} \leq \underline{x} \leq \underline{ub} \end{aligned} \quad (6)$$

A função objetivo $F(\underline{x})$ no modelo (6) é detalhada em (7), que é o somatório da carga cortada em cada barra.

$$\min F = \sum_{i \in \Omega_B} C_{li} \cdot \gamma_{li} \cdot (P_{di}^a + P_{di}^b + P_{di}^c) \quad (7)$$

em que: Ω_B é o conjunto de barras da microrrede; i denota a i -ésima barra; C_{li} é o custo do corte de carga (considerados unitários nesse trabalho); γ_{li} é o fator de corte de carga; P_{di}^s é a carga ativa na fase s ($s \in \Omega_S = \{a, b, c\}$) da barra i .

O conjunto de restrições de igualdade $\underline{h}(\underline{x})$ em (6) é composto pelas equações (8) a (18). As equações (8) e (9) estão associadas ao balanço de potência ativa e reativa em cada fase das barras do sistema. As equações (10) e (11) estão associadas a característica de operação em *droop* de frequência e tensão. A definição das potências ativa e reativa trifásicas geradas é feita nas equações (12) e (13): observa-se que as potências geradas por fase podem diferir entre si caso o sistema for desequilibrado. Por outro lado, as tensões terminais trifásicas dos geradores distribuídos devem ser balanceadas (mesma magnitude e defasamento de 120°), o que é garantido pelas equações (14) a (17). Por fim, embora não exista uma barra infinita (que nas metodologias convencionais é responsável por fechar o balanço de potência e fornecer a referência angular) na formulação matemática, é importante prover uma referência angular para o sistema. Isso é feito na equação (18), em que a “fase a” de uma das barras assume o valor nulo: qualquer barra (seja de carga ou geração) pode ser adotada como referência. Por fim, os geradores distribuídos operam com o controle $P - f$ e $Q - V$: outros tipos de controle são descritos em (Alves et al., 2020) e poderiam ter sido utilizados no presente trabalho.

$$P_{gi}^s - (1 - \gamma_{li})P_{di}^s - P_{inj\ i}^s = 0 \quad (i \in \Omega_B) \quad (8)$$

$$Q_{gi}^s - (1 - \gamma_{li})Q_{di}^s - Q_{inj\ i}^s = 0 \quad (i \in \Omega_B) \quad (9)$$

$$P_{gi}^{3\phi} - \frac{1}{m_{pi}}(f_i^* - f_{MG}) = 0 \quad (i \in \Omega_G) \quad (10)$$

$$Q_{gi}^{3\phi} - \frac{1}{n_{qi}}(V_i^* - V_i^a) = 0 \quad (i \in \Omega_G) \quad (11)$$

$$P_{gi}^{3\phi} - (P_{gi}^a + P_{gi}^b + P_{gi}^c) = 0 \quad (i \in \Omega_G) \quad (12)$$

$$Q_{gi}^{3\phi} - (Q_{gi}^a + Q_{gi}^b + Q_{gi}^c) = 0 \quad (i \in \Omega_G) \quad (13)$$

$$V_i^a - V_i^b = 0 \quad (i \in \Omega_G) \quad (14)$$

$$V_i^a - V_i^c = 0 \quad (i \in \Omega_G) \quad (15)$$

$$\theta_i^a - \theta_i^b - \frac{2\pi}{3} = 0 \quad (i \in \Omega_G) \quad (16)$$

$$\theta_i^a - \theta_i^c + \frac{2\pi}{3} = 0 \quad (i \in \Omega_G) \quad (17)$$

$$\theta_{ref}^a = 0 \quad (18)$$

em que:

- Ω_B e Ω_G são os conjuntos de todas as barras e geradores do sistema;
- s denota uma das fases do sistema $s \in \Omega_S = \{a, b, c\}$;
- P_{gi}^s e Q_{gi}^s são as potências ativa e reativa geradas na fase s da barra i ;
- P_{di}^s e Q_{di}^s são as demandas de potência ativa e reativa;
- $P_{inj\ i}^s$ e $Q_{inj\ i}^s$ são as injeções de potência ativa e reativa;
- $P_{gi}^{3\phi}$ e $Q_{gi}^{3\phi}$ são as potências trifásicas geradas (somatório dos valores por fase);
- m_{pi} e n_{qi} são os coeficientes de *droop* ($P - f$ e $Q - V$);
- f_i^* e V_i^* são as referências de frequência e de tensão de cada gerador (valores a vazio);
- V_i^a, V_i^b e V_i^c denotam as magnitudes das tensões terminais trifásicas dos geradores distribuídos;
- θ_i^a, θ_i^b e θ_i^c denotam as fases das tensões terminais trifásicas dos geradores distribuídos;
- θ_{ref}^a é a “fase a” da barra de referência.

As restrições de canalização \underline{lb} e \underline{ub} denotam os limites mínimo (*min*) e máximo (*max*) das variáveis e são dadas nas equações (19)-(27).

$$V_{min} \leq V_i^s \leq V_{max} \quad (i \in \Omega_B) \quad (19)$$

$$P_{gi}^{3\phi\ min} \leq P_{gi}^{3\phi} \leq P_{gi}^{3\phi\ max} \quad (i \in \Omega_G) \quad (20)$$

$$Q_{gi}^{3\phi\ min} \leq Q_{gi}^{3\phi} \leq Q_{gi}^{3\phi\ max} \quad (i \in \Omega_G) \quad (21)$$

$$f_{min} \leq f_{MG} \leq f_{max} \quad (22)$$

$$0 \leq \gamma_{li} \leq 1 \quad (i \in \Omega_B) \quad (23)$$

$$f_i^{*\ min} \leq f_i^* \leq f_i^{*\ max} \quad (i \in \Omega_G) \quad (24)$$

$$V_i^{*\ min} \leq V_i^* \leq V_i^{*\ max} \quad (i \in \Omega_G) \quad (25)$$

$$m_{pi}^{min} \leq m_{pi} \leq m_{pi}^{max} \quad (i \in \Omega_G) \quad (26)$$

$$n_{qi}^{min} \leq n_{qi} \leq n_{qi}^{max} \quad (i \in \Omega_G) \quad (27)$$

A metodologia proposta nesse artigo é originada do trabalho realizado por (Alves, 2021; Alves et al., 2020). Nessas referências é utilizada a formulação trifásica por injeção de correntes. Em (Alves et al., 2020) é apresentada a modelagem dos geradores distribuídos (equações (10) a (17)) e em (Alves, 2021) é apresentado o fluxo de potência ótimo para minimização do corte de carga. O presente artigo difere nos seguintes pontos: (i) a formulação polar trifásica é utilizada; (ii) os parâmetros de *droop* e a vazio são tratados como variáveis de decisão (equações (24)-(27)); (iii) a variação da carga e dos parâmetros de rede com a frequência é considerada.

3. RESULTADOS

3.1 Descrição da Microrrede

Os resultados preliminares obtidos pela metodologia proposta são apresentados nessa seção para a microrrede trifásica ilhada desbalanceada mostrada na Figura 1. Os dados de carga e de ramos podem ser obtidos em (Abdelaziz, 2014; Alves, 2021).

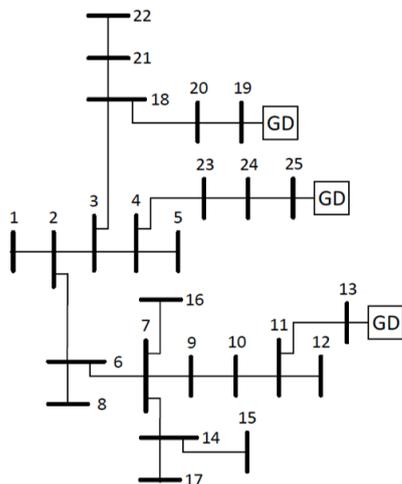


Fig. 1 Microrrede ilhada de 25 barras (Abdelaziz, 2014).

Os parâmetros de sensibilidade de carga com a frequência (equações (1)-(2)) são $k_{pi} = 1$ e $k_{qi} = -1$ para todas as barras (Abdelaziz, 2014). A barra 1 é tomada como referência angular. Considerando um aumento de 25% no carregamento (em todas as fases e barras, mantendo o fator de potência constante), a Tabela 1 apresenta a potência demandada.

Tabela 1. Total de Carga (pu)

Potência	Fase A	Fase B	Fase C	Total
Ativa	0,32125	0,4025	0,48375	1,20750
Reativa	0,23625	0,2975	0,3650	0,89875

Os limites das variáveis de decisão são apresentados na Tabela 2 e os limites de geração estão descritos na Tabela 3. Observa-se que, em termos de potência ativa, demanda-se um total de 1,20750 pu e o sistema é capaz de suprir 0,95 pu. Em termos de potência reativa, a demanda é de 0,89875 pu e a capacidade de suporte é de 0,65 pu. Considerando que a carga não varia com a frequência (e desprezando as perdas), um corte mínimo de potência ativa de 21,32% e de potência reativa de 27,67% é esperado: como o mesmo montante de corte é realizado para as potências ativa e reativa, um corte mínimo de 27,67% é esperado para a microrrede.

Tabela 2. Limites da Variáveis de Decisão

Variável	Mínimo	Máximo
V_i^S (pu)	0,95	1,05
f_{MG} (Hz)	59,5	60,5
f_i^* (Hz)	59,5	60,5
V_i^* (pu)	0,95	1,05
m_{pi} (pu)	1e-5	1e-1
n_{qi} (pu)	1e-5	1e-1

Por fim, a Tabela 4 apresenta os valores dos coeficientes de *droop* descritos na literatura (Abdelaziz, 2014; Alves, 2021).

Tabela 3. Limites de Geração (pu)

Gerador	$P_{gi}^{3\phi min}$	$P_{gi}^{3\phi max}$	$Q_{gi}^{3\phi min}$	$Q_{gi}^{3\phi max}$
13	0	0,30	0	0,20
19	0	0,40	0	0,25
25	0	0,25	0	0,20

Tabela 4. Coeficientes de *Droop* da Literatura

Gerador	m_{pi}	n_{qi}
13	0,005	0,050
19	0,010	0,100
25	0,005	0,050

3.2 Casos Simulados

Inicialmente foram simulados 12 casos. Os casos 01 a 04 consideram os coeficientes de *droop* fixados nos valores da literatura (Tabela 4) e as demais variáveis otimizadas conforme as Tabelas 2 e 3. Os casos 05 a 08 consideram todas as variáveis de decisão otimizadas. Os casos 09 a 12 consideram os coeficientes de *droop* fixados nos valores da literatura (Tabela 4) e a frequência máxima ajustada em 60 Hz. Os casos são apresentados na Tabela 5. O termo “fixos(as)” denota que os parâmetros da rede e/ou carga não variam com a frequência. Os casos em que as cargas variam com a frequência estão destacados.

Tabela 5. Casos Simulados

Caso	m_{pi}	n_{qi}	Parâmetros de Rede	Cargas	f_i^{*max}
1	Fixos	Fixos	Fixos	Fixas	60,5
2	Fixos	Fixos	Variam	Fixas	60,5
3	Fixos	Fixos	Fixos	Variam	60,5
4	Fixos	Fixos	Variam	Variam	60,5
5	Variam	Variam	Fixos	Fixas	60,5
6	Variam	Variam	Variam	Fixas	60,5
7	Variam	Variam	Fixos	Variam	60,5
8	Variam	Variam	Variam	Variam	60,5
9	Fixos	Fixos	Fixo	Fixas	60,0
10	Fixos	Fixos	Variam	Fixas	60,0
11	Fixos	Fixos	Fixo	Variam	60,0
12	Fixos	Fixos	Variam	Variam	60,0

A metodologia foi implementada em Matlab empregando-se a *toolbox* de otimização: o FPO é resolvido pela função *fmincon* baseada no Método de Pontos Interiores. Utilizou-se um computador Intel Core i7 1.80 GHz com 16 GB of RAM e Sistema operacional Windows 10 64-bit.

3.3 Resultados das Simulações

A Tabela 6 apresenta os resultados das simulações, sendo os casos em que as cargas variam com a frequência destacados.

Tabela 6. Resultados dos Casos 1 a 12

Caso	Carga Ativa Total (pu)	Carga Reativa Total (pu)	Corte de Carga Ativa (%)	f_{MG} (Hz)
Base	1,2075	0,8988	--	--
1	0,8680	0,6416	28,1165	59,9089
2	0,8681	0,6416	28,1089	59,5000
3	0,8720	0,6447	27,7845	60,2970
4	0,8719	0,6447	27,7890	60,2970
5	0,8685	0,6418	28,0720	59,6869
6	0,8686	0,6418	28,0646	59,5000
7	0,8753	0,6470	27,5107	60,4998
8	0,8752	0,6470	27,5183	60,4998
9	0,8680	0,6416	28,1170	59,6570
10	0,8681	0,6416	28,1090	59,5000
11	0,8654	0,6396	28,3330	59,8053
12	0,8654	0,6396	28,3320	59,8050

Os seguintes comentários resumizam as observações:

- os limites de frequência (59,5 a 60,5 Hz) foram respeitados em todos os casos;
- em todos os casos observa-se que o limiar de corte de carga de 27,67% foi respeitado, exceto nos casos 7 e 8 em que se tem um maior grau de liberdade (todas as variáveis otimizadas) e as cargas variam com a frequência;
- observa-se que os casos em que a carga não variou com a frequência apresentaram percentuais de corte aproximados (28,1%). Como a frequência da microrrede f_{MG} está muito próxima de 1 pu (60 Hz), os parâmetros da rede variam pouco (equação (3)), fazendo com que as diferenças sejam reduzidas;
- comparando os casos 3 e 4 com 7 e 8 (nos quais a carga varia com a frequência), observa-se que a consideração da otimização dos parâmetros de *droop* permite uma ligeira redução do corte de carga;
- uma das decisões do otimizador para a minimização do corte de carga é colocar a frequência a vazio dos geradores em um valor superior ao nominal (quando possível), conforme pode ser visto na Tabela 7 (caso 8), em que $f_i^{*max} = 60,5$ Hz. Quando se limita $f_i^{*max} = 60,0$ Hz (vide Tabela 8 – resultados do caso 12), observa-se que a frequência a vazio é limitada em 60 Hz. Uma vez reduzido o grau de liberdade do otimizador no caso 12 (coeficientes de *droop* fixos e frequência a vazio máxima reduzida), obtém-se um corte de carga superior aos demais (28,33%);
- conforme anteriormente previsto, a demanda de potência reativa é muito maior que a disponibilidade de geração de reativo (relação de demanda/geração muito superior que a da potência ativa). Isso pode ser visto na Tabela 9, que mostra que em ambos os casos, 8 e 12, todos os geradores atingiram o limite de reativo. Já a potência ativa, observa-se uma folga de potência no gerador 19 (cuja potência ativa trifásica máxima é 0,40 pu). Comportamento similar foi observado para os demais casos, cujos resultados não são apresentados por questões de espaço.

Tabela 7. Resultados do Caso 8

G	m_{pi} (pu)	n_{qi} (pu)	f_i^* (Hz)	V_i^* (pu)
13	1,0754e-05	2,2429e-02	60,5	1,044
19	1,0013e-05	1,0420e-05	60,5	1,050
25	1,1906e-05	8,4035e-03	60,5	1,0482

Tabela 8. Resultados do Caso 12

G	m_{pi} (pu)	n_{qi} (pu)	f_i^* (Hz)	V_i^* (pu)
13	0,0050	0,0500	59,895	1,0255
19	0,0100	0,1000	60	1,0499
25	0,0050	0,0500	59,880	1,0326

Tabela 9. Resultados dos Casos 8 e 12

Ger	Caso 08		Caso 12	
	$P_{gi}^{3\phi}$ (pu)	$Q_{gi}^{3\phi}$ (pu)	$P_{gi}^{3\phi}$ (pu)	$Q_{gi}^{3\phi}$ (pu)
13	0,3000	0,2000	0,2999	0,2000
19	0,3445	0,2500	0,3246	0,2500
25	0,2500	0,2000	0,2498	0,2000

3.4 Simulação com os Limites de Potência Reativa Aumentados

Foi observado que os limites de potência reativa foram atingidos em todos os geradores, o que fez com que o montante de corte de carga fosse limitado a um valor mínimo de 27,67% (limiar para o caso em que não se considera a variação da carga com a frequência bem como se despreza as perdas). Caso o sistema tivesse o suporte de geração de reativo necessário, esse corte seria no mínimo 21,32% (desprezando a variação da carga bem como as perdas). Com o objetivo de verificar esse cenário, foi considerado um caso adicional:

- Caso 13: coeficientes de *droop* otimizados, $f_i^{*max} = 60,5$ Hz, parâmetros de rede e carga variando com a frequência, limites de reativo dobrados.

Os resultados obtidos para o caso 13 são apresentados nas Tabelas 10 a 12. Como esperado e observado na Tabela 12, os limites de potência ativa gerada foram atingidos (o que não ocorreu para os de potência reativa), fazendo com que o corte de carga fosse de 21,7% conforme a Tabela 10 (próximo ao esperado).

Tabela 10. Resultados do Caso 13

Caso	Carga Ativa Total	Carga Reativa Total	Corte de Carga Ativa (%)	f_{MG} (Hz)
Base	1,2075	0,8988	--	--
13	0,9454	0,7041	21,7020	59,5000

Tabela 11. Resultados do Caso 13

G	m_{pi} (pu)	n_{qi} (pu)	f_i^* (Hz)	V_i^* (pu)
13	3,3291e-02	1,8517e-02	60,099	1,044
19	2,5898e-02	1,0428e-05	60,122	1,050
25	3,8490e-02	1,6565e-02	60,077	1,0456

Tabela 12. Resultados do Caso 13

Ger	Caso 13		Limites	
	$P_{gi}^{3\phi}$ (pu)	$Q_{gi}^{3\phi}$ (pu)	$P_{gi}^{3\phi}$ (pu)	$Q_{gi}^{3\phi}$ (pu)
13	0,3000	0,2710	0,30	0,40
19	0,4000	0,2264	0,40	0,50
25	0,2500	0,2211	0,25	0,40

4. CONCLUSÕES

Nesse trabalho, apresentou-se um Fluxo de Potência Ótimo para a minimização do corte de carga em microrredes ilhadas trifásicas e desbalanceadas considerando a variação da carga e dos parâmetros dos ramos (reatâncias) com a frequência. Os geradores distribuídos conectados à rede via *Voltage Source Inverters* foram modelados.

De forma geral observou-se que a variação dos parâmetros dos ramos com a frequência impacta pouco no percentual de carga cortado. Isso se deve ao fato da frequência da microrrede estar próximo de 1pu devido aos limites considerados. Uma variação maior (porém ligeira, da ordem de 0,3% quando comparada à solução que despreza tais variações com a frequência) ocorreu quando se considera a dependência da carga com a frequência. Novamente, essas pequenas variações estão associadas à pequena excursão permitida para a frequência: se os limites de frequência forem relaxados (o que depende de normas), as diferenças podem aumentar.

Os trabalhos futuros focarão na avaliação do impacto dos limites de frequência na solução, na consideração de diferentes coeficientes de carga e na modelagem da variação da carga com a tensão.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à FAPEMIG, CAPES (Finance Code 001), CNPq e PPGEL pelo auxílio financeiro.

REFERÊNCIAS

Abdelaziz, M. M. A. (2014). *New Analysis and Operational Control Algorithms for Islanded Microgrid Systems*. (PhD Thesis). University of Waterloo, Canada.

Abdelaziz, M. M. A., Farag, H. E., El-Saadany, E. F., & Mohamed, Y. A.-R. I. (2013). A Novel and Generalized Three-Phase Power Flow Algorithm for Islanded Microgrids Using a Newton Trust Region Method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1), 190–201. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2195785>

Alves, G. de O. (2021). *Inclusão do Modelo do Regulador de Velocidade nos Problemas de Fluxo de Potência e Fluxo de Potência Ótimo com Abordagem Trifásica*. (Tese de Doutorado). Universidade Federal de Juiz de Fora.

Alves, G. de O., Pereira, J. L. R., & Passos Filho, J. A. (2020). A new unbalanced three-phase governor power flow formulation based on the current injections method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 123, 106184.

<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106184>

Bakar, N. N. A., Hassan, M. Y., Sulaima, M. F., Mohd Nasir, M. N., & Khamis, A. (2017). Microgrid and load shedding scheme during islanded mode: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71, 161–169. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.049>

Chen, M., & Poor, H. V. (2020). High-Frequency Power Electronics at the Grid Edge: A Bottom-Up Approach Toward the Smart Grid. *IEEE Electrification Magazine*, 8(3), 6–17. <https://doi.org/10.1109/MELE.2020.3005695>

Hajimiragha, A. H., & Zadeh, M. R. D. (2013). Research and development of a microgrid control and monitoring system for the remote community of Bella Coola: Challenges, solutions, achievements and lessons learned. *2013 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/SEGE.2013.6707898>

IEEE. (1993). Load representation for dynamic performance analysis (of power systems). *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(2), 472–482. <https://doi.org/10.1109/59.260837>

Katiraei, F., Iravani, M. R., & Lehn, P. W. (2005). Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(1), 248–257. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.835051>

Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill.

La Gatta, P. O., Passos Filho, J. A., & Pereira, J. L. R. (2019). Tools for handling steady-state under-frequency regulation in isolated microgrids. *IET Renewable Power Generation*, 13(4), 609–617. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5172>

Lasseter, R. H. (2002). MicroGrids. *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, 1, 305–308. <https://doi.org/10.1109/PESW.2002.985003>

Lopes, J. A. P., Moreira, C. L., & Madureira, A. G. (2006). Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2), 916–924. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873018>

Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Canizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., Jimenez-Estevez, G. A., & Hatzigiorgyriou, N. D. (2014). Trends in Microgrid Control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905–1919. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>

Zhang, X. P., Rehtanz, C., & Pal, B. (2012). *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control* (1st ed.). Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-28241-6>