

Um Método de Corte de Carga por Subtensão em Microrredes Ilhadas

Bruno de Nadai Nascimento
Antonio Carlos Zambroni de Souza
João Guilherme de Carvalho Costa
Diogo Marujo

Francisco Martins Portelinha Jr.
ISEE - Instituto de Sistemas Elétricos e de Energia
Universidade Federal de Itajubá
Itajubá, Brasil
nadaibruno@gmail.com

Denisson Queiroz Oliveira
IEE – Instituto de Energia Elétrica
Universidade Federal do Maranhão
São Luiz, Brasil
dq.oliveira@ufma.br

Resumo—Dentro do atual cenário de penetração de geração distribuída nos sistemas de potência, as microrredes de energia elétrica têm ganhado destaque. Neste contexto, o presente trabalho aborda um fluxo de potência para uma microrrede operando de forma ilhada. Dado o fato que a tensão do sistema pode variar ao longo do dia, e muitas vezes permanecer abaixo de limites de segurança, é proposta uma metodologia para corte de carga por subtensão, levando em consideração diferentes níveis de prioridades de carga. Para tal, utiliza-se uma modificação na matriz Jacobiana e a técnica do vetor tangente para determinação das barras a terem carga cortada. Os resultados mostram a eficácia do método proposto, comparando a estratégia de corte de carga sem e com a prioridade definida.

Palavras Chave - Corte de Carga, Ilhamento, Microrredes, Subtensão.

I. INTRODUÇÃO

O crescente aumento da inserção de Geração Distribuída (GD) nas redes de distribuição tem modificado o padrão dos sistemas elétricos de potência. Aspectos relacionados ao aumento da confiabilidade do sistema, redução de perdas na transmissão devido à proximidade da geração com a carga e possibilidade de utilização de energia limpa na matriz de geração são algumas das principais características da GD.

O conceito de microrredes é definido como pequenos sistemas de média e baixa tensão com alta penetração de GD (microturbinas, turbina eólicas, painéis fotovoltaicos, etc) em conjunto com dispositivos armazenadores (baterias, supercapacitores, flywheels, etc) e cargas (algumas ininterruptas). Esses sistemas têm a capacidade de operar tanto de forma interconectada com a rede principal ou de forma ilhada. Microrredes podem trazer benefícios para melhorar a confiabilidade dos atuais sistemas de potência, se operadas de forma eficaz [1].

Embora uma microrrede opere a maior parte do tempo conectada à rede principal, os esforços das atuais pesquisas são voltados ao modo ilhado, focando principalmente na

operação, gerenciamento dos recursos e sobrevivência do sistema.

Na tentativa de padronizar a hierarquia de controle em uma microrrede, a referência [2] propõe três níveis de controle dos geradores despacháveis. Esses níveis dizem respeito à variação de frequência e tensão, de acordo com a potência ativa e reativa no nível de controle primário; correção desses valores por parte do controle secundário e aspectos econômicos da geração no terciário. O controle secundário, responsável por restabelecer os níveis de frequência e tensão a valores nominais, é ainda explorado em [3]–[5].

O fluxo de potência em microrredes ilhadas é apresentado em [6]–[8]. Esses trabalhos abordam as diferenças entre o fluxo de potência tradicional e o utilizado em microrredes, bem como as metodologias propostas para a solução do algoritmo de fluxo de potência.

De forma a melhorar a tensão de barras com subtensão, a referência [9] apresenta uma metodologia de modificação na matriz Jacobiana para corte de carga local.

No contexto de sobrevivência de uma microrrede ilhada, a referência [10] propõe um sistema de gerenciamento de recursos considerando um corte de carga hierárquico, ou seja, inserindo cargas prioritárias em microrredes.

Este trabalho apresenta um fluxo de potência contínuo no tempo para uma microrrede ilhada. A fim de garantir que todas as barras do sistema permaneçam dentro de limites aceitáveis de tensão, uma estratégia de corte de carga local é proposta, a qual leva em consideração diferentes níveis de prioridade para corte e o controle primário dos geradores. O trabalho é dividido da seguinte forma: a seção II traz de forma sucinta uma descrição sobre a operação de microrredes ilhadas. Na seção III a metodologia é apresentada, destacando o fluxo de potência e a metodologia de corte de carga. Os resultados são mostrados na seção IV. Por fim, a seção V apresenta as principais conclusões do trabalho.

II. MICRORREDES ILHADAS

Diferentemente do modo conectado, quando uma microrrede opera de forma ilhada, não há uma fonte de geração capaz de regular a frequência e tensão do sistema. Neste cenário, o controle comumente é feito através da estratégia *Multi-Master Operation (MMO)*, a qual controla a regulação de todos os geradores, bem como o compartilhamento e corte de carga [8]. Uma importante característica das microrredes é o fato de todos os geradores estarem conectados à rede através de conversores eletrônicos [1]-[2],[7]

Aspectos relacionados à dinâmica dos geradores e chaveamentos dos inversores estão fora do escopo deste trabalho, sendo os mesmos modelados de forma estática. Assume-se também a predominância do acoplamento $P - f$ e $Q - V$, considerando a presença implícita da reatância virtual dos conversores aqui utilizados, garantindo assim uma razão $\frac{X}{R}$ compatível com a convergência do fluxo de potência via algoritmo de Newton-Raphson.

A. Geração Despachável

Os conversores eletrônicos dos geradores despacháveis atuam no sentido de emular o comportamento de máquinas síncronas, ou seja, controlar a frequência e a tensão do sistema [2][4][11]. Estes conversores operam como fontes controladas de tensão, com as saídas de tensão e frequência sofrendo variações lineares de acordo com a potência reativa e a ativa, respectivamente (Fig. 1). Este comportamento é matematicamente descrito em:

$$\omega = \omega' - mP \quad (1)$$

$$V = V' - nQ \quad (2)$$

onde P e Q são as potências geradas, ω' e V' são as referências de frequência e tensão e m e n os coeficientes de *droop* ativo e reativo do conversor, respectivamente. Cabe ressaltar que estes geradores só operam nesse modo quando a microrrede se encontra ilhada, já que em modo conectado, a frequência é determinada pela rede principal [3]-[4].

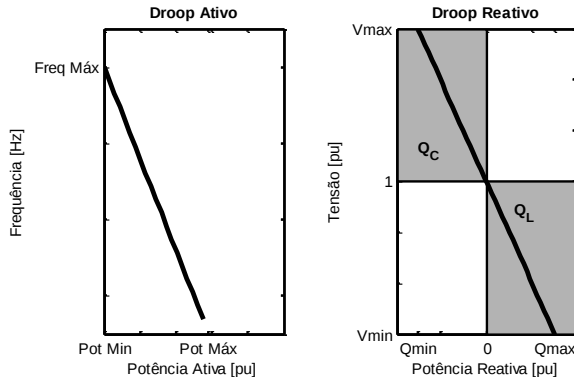


Figura 1 - Relação $P - \omega$ e $Q - V$ de geradores despacháveis.

Se um grupo de geradores com *droop* opera em uma microrrede, a variação de carga do sistema é assumida de forma proporcional ao *droop* de cada gerador, tal que o valor de potência gerada por cada fonte [4],[7] é dado por:

$$P_{gi} = \frac{1}{m_i} \cdot \frac{P_{total}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{m_i}} \quad (3)$$

onde P_{total} é a soma das potências líquidas de todas as barras de carga, m é o coeficiente de *droop* do i gerador e ng o total de geradores despacháveis do sistema.

Embora [2]-[5] citem estratégias de controle secundário para que a microrrede corrija o perfil de tensão, este trabalho tem como foco a análise da resposta do controle primário, representado em (1) e (2), com um eventual corte de carga para correção da tensão.

B. Geração não Despachável

São representadas pelas fontes de geração que não podem ter a potência entregue completamente controlada, devido ao caráter intermitente da geração renovável e consequente dependência das curvas de vento e irradiação solar. Essas fontes de geração operam com seus inversores em modo PQ, ou seja, injetando valores determinados de potências ativa e reativa [4],[6],[11]. Geralmente esses valores dependem da potência disponível na fonte primária. Esse tipo de geração não pode ser responsável pela manutenção da frequência e da tensão da microrrede, em virtude de não operarem com inversores com *droop* [2].

Neste trabalho são utilizados apenas inversores com turbina eólica e painéis fotovoltaicos. Os modelos são considerados conforme apontado em [12], para os painéis, e em [13]-[14], para as turbinas eólicas. Fundamentalmente, os níveis de potência injetados no sistema dependem da velocidade do vento, para a turbina eólica; e do nível de irradiação e tensão da barra a qual o painel fotovoltaico está conectado. Estas relações são mostradas na Fig. 2 e na Fig. 3.

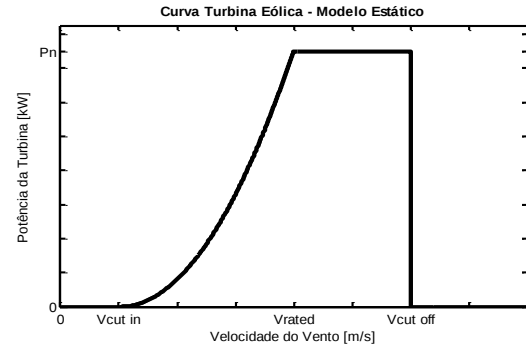


Figura 2- Curva característica de uma turbina eólica.

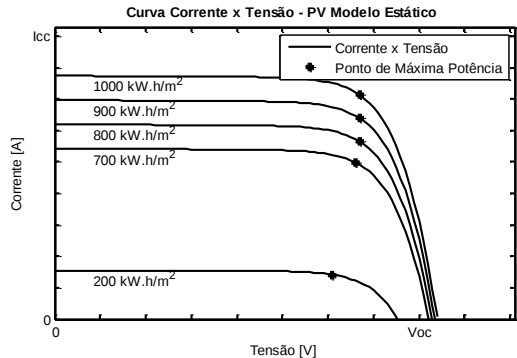


Figura 3 - Curvas características de um painel fotovoltaico.

III. METODOLOGIA

A. Fluxo de Potência em Microrredes Ilhadas

De acordo com [7]-[8], o fluxo de potência em microrredes ilhadas apresenta duas diferenças em relação ao fluxo utilizado em sistemas de transmissão:

- A frequência, comum a todo o sistema, não é mantida constante;
- As tensões das barras de geração despachável variam de acordo com o nível de potência reativa.

Esses problemas são resolvidos incorporando as equações (1) e (2) na formulação clássica de um fluxo de potência, a qual utiliza predominantemente o algoritmo de Newton-Raphson [6]. Os passos do algoritmo implementado são detalhados abaixo:

- 1) A potência disponível na geração não despachável é modelada como carga negativa, ou seja, a cada instante de tempo a potência líquida das barras PQ é dada como a diferença entre a potência da carga e a geração;
- 2) A soma das potências líquidas é dividida entre os geradores despacháveis de acordo com (3);
- 3) O erro é calculado e os valores de θ e V são atualizados conforme o algoritmo tradicional de Newton-Raphson;
- 4) As tensões das barras de geração são atualizadas de acordo com o nível de potência reativa, como mostrado em (2), e o algoritmo de Newton-Raphson executado novamente;
- 5) Por fim, a frequência do sistema é calculada e as potências ativas atualizadas de acordo com (1). Caso o processo tenha atingido a convergência, ele é encerrado.

Após a convergência do fluxo de potência, verifica-se o nível de tensão das barras de carga. Caso haja violação em alguma barra, o corte é realizado. O novo montante é redistribuído e o fluxo executado novamente até a convergência. Ao final do processo, o *droop* da barra swing é calculado. Isso ocorre devido ao fato da barra swing não entrar na repartição de carga do sistema, ficando responsável apenas pelas perdas e pela diferença entre a carga e a máxima potência dos geradores [6].

B. Corte de Carga por Subtensão

Uma alternativa para realizar o corte coordenado de carga é obtida através de uma manipulação da matriz Jacobiana no sistema. Quando uma determinada barra viola o limite de tensão preestabelecido, essa barra tem seu valor de tensão mantido no limite. Dessa forma não há mais derivadas parciais de P e Q com relação às tensões. Assim, a coluna da matriz correspondente a essas derivadas se torna nula.[9].

Nesta formulação, o corte de carga se torna mais uma variável no problema (ΔC), conforme apresentando em (4) [9]. O nível de tensão desta barra é calculado pelo processo iterativo, não sendo mais especificado.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta P_k \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & \tilde{N} \\ M & \tilde{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta C \end{bmatrix} \quad (4)$$

Em (4), H , $\tilde{N}$, M e $\tilde{L}$ são as submatrizes correspondentes às derivadas parciais de ΔP e ΔQ com relação à variação do ângulo e da tensão ($\Delta \theta$ e ΔV). As submatrizes $\tilde{N}$ e $\tilde{L}$ diferem de N e L pelo fato de não conterem as derivadas parciais das potências das barras com relação as que aquelas que apresentaram subtensão, uma vez que essas barras tiveram a tensão definidas no limite. De (4), nota-se que na iteração do fluxo de potência subsequente ao corte de carga a potência da barra é reduzida, conforme mostrado abaixo:

$$P_k^{t+1} = P_k^t(V, \theta) - \Delta C \quad (5)$$

sendo k a barra que possui a carga cortada e t a iteração [9]. Em geral, o corte de carga por subtensão é feito de forma local, ou seja, na barra em que se deseja corrigir a tensão. Assim sendo, k deve ser a barra correspondente à coluna eliminada da matriz Jacobiana. O corte de potência reativa é feito de maneira a preservar o fator de potência inicial de cada barra.

Ocorre que algumas cargas são serviços essenciais à sobrevivência humana e do sistema. Neste sentido, estas cargas devem ser mantidas a todo custo, mesmo em condições adversas de operação. Barras que possuem esse tipo de carga são definidas como alta prioridade em eventuais cortes de carga [10],[15].

Em um cenário de subtensão em uma barra de alta prioridade, deve-se cortar carga de barras de menor prioridade, preservando a integridade daquelas barras. Para isso, o trabalho propõe utilizar a técnica do Vetor Tangente (V_T), que indica a sensibilidade de variações de carga de cada barra com relação ao perfil de tensão do sistema. O equacionamento se dá conforme mostrado em (7) [16].

$$[V_{T_i}] = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ P_{l_i} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6)$$

O vetor tangente é obtido através do produto entre a inversa da matriz Jacobiana com um vetor de carga do sistema, nulo para todos os elementos, exceto para a barra que se deseja analisar a sensibilidade. H , M , N e L são as submatrizes da Jacobiana do sistema e P_{l_i} é a potência ativa da barra i . Através do V_T , cria-se uma regra para definir a ordem do corte de carga em barras diferentes das que apresentaram subtensão, caso seja necessário. Quanto maior for o valor de V_T , maior é a sensibilidade dessa barra.

A Fig. 4 ilustra o fluxograma do algoritmo implementado. O vetor tangente age de modo a selecionar as barras de baixa prioridade mais sensíveis à variação de tensão. Caso essas barras estejam sem carga, o corte de carga em barras de média prioridade é executado; caso ainda haja necessidade,

deverá ocorrer corte de carga local. Cabe ainda ressaltar que, embora as barras que apresentam subtensão tenham um valor de tensão especificado no processo de corte de carga, durante a execução do algoritmo de Newton-Rapshon, essas barras são definidas como PQ, tendo a tensão calculada durante o processo de convergência.

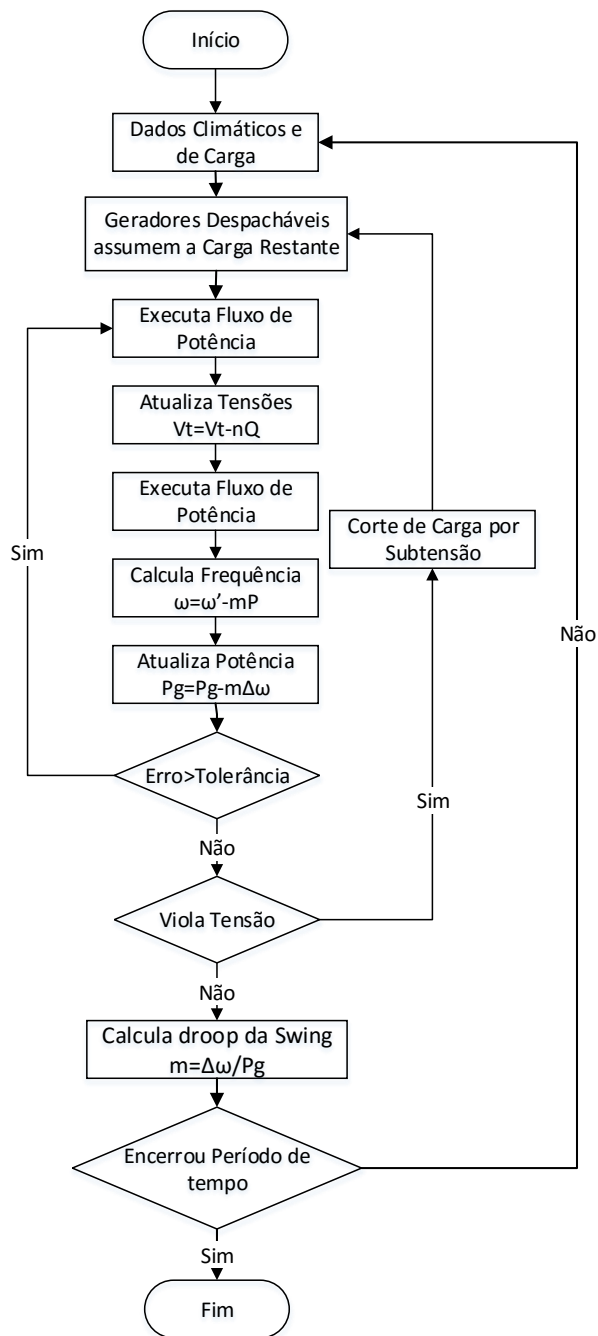


Figura 4 – Fluxograma do Algoritmo implementado.

IV. RESULTADOS

A fim de validar a metodologia apresentada, o sistema IEEE 14 barras [17] é utilizado com algumas complementações, listadas abaixo:

- 4 geradores despacháveis são conectados às Barras 2,3,6 e 8. ($m=0.02$, $n=0.0002$ e $P_{máx} = 0.55 pu$);
- 3 turbinas eólicas são conectadas às Barras 4,5 e 7 ($V_{cut_{in}} = 5 \frac{m}{s} V_r = 8 \frac{m}{s}$ e $V_{cut_{off}} = 12 \frac{m}{s}$, $P_n = 0.3 pu$);
- 3 conjuntos de painéis fotovoltaicos são conectados às Barras 11, 12 e 13, (totalizando aproximadamente $0.15 [pu]$ cada);
- A prioridade das cargas é distribuída da seguinte forma: Barras 1, 2, 4, 5, 7, 8, 9, 10 prioridade 1; 3, 6, 11 e 13 prioridade 2 e 12, e 14 prioridade 3. Onde 1, 2 e 3 representam prioridades baixa, média e alta, respectivamente[15].
- Assume-se que o sistema possui uma base de potência genérica, não necessariamente na ordem de MW, possibilitando assim a inserção de geração distribuída em sua topologia original.

Assume-se um perfil de carga para todo o sistema, ou seja, as cargas de todas as barras variam na mesma proporção. As entradas de renováveis se dão de acordo com as curvas da Fig. 2 e da Fig. 3, para cada o nível de velocidade de vento e irradiação solar, respectivamente.

Durante a simulação de um dia qualquer, apenas a Barra 14 apresentou subtensão, ficando com sua tensão abaixo do limite definido de 0,9 p.u. (para uma condição de emergência. Assume-se aqui a tensão de 0,95 p.u. como mínima em condições operativas normais) no intervalo compreendido entre 16:00 e 21:00, conforme mostrado na Fig. 5. Na Fig. 5, são expostos os perfis de tensão antes e depois do corte de carga.

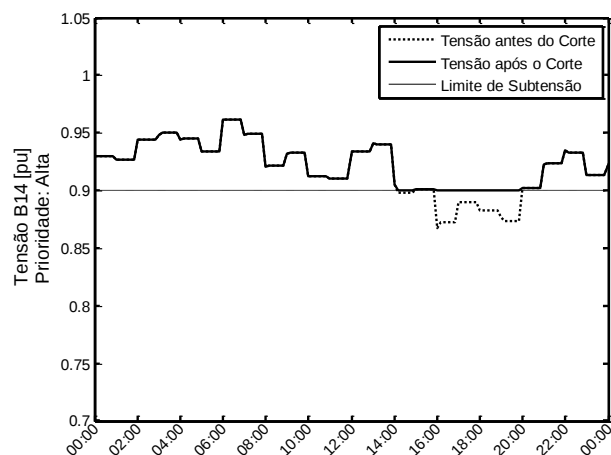


Figura 5 – Perfil de tensão da barra 14.

Para comparar os resultados, o corte de carga é apresentado considerando dois casos: sem e com prioridade de carga. Convém salientar que a tensão da Barra 14 (exibida na Fig. 5) é idêntica para ambos os casos, uma vez que a tensão da barra é especificada como o valor limite nesse intervalo de tempo.

A. Sem prioridade de carga

Sem considerar a prioridade de carga, o corte é feito de forma local, ou seja, corta-se carga da própria barra até a mesma atingir a tensão definida.

A Fig. 6 mostra a quantidade de carga cortada nos instantes em que a barra apresentou subtensão.

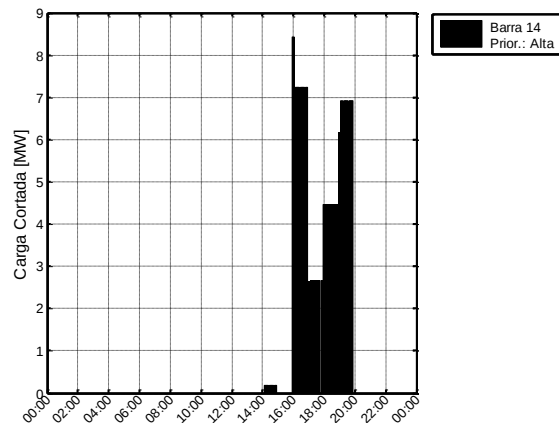


Figura 6 – Montante de carga cortada sem prioridade de carga.

B. Com prioridade de carga

No que diz respeito ao corte com prioridade de carga, corta-se a carga das barras de menor prioridade mais sensíveis a variações de tensão. Para tal, o algoritmo apresentado na seção III é executado.

De acordo com o vetor tangente, a Barra 9 possui a maior sensibilidade para correção da tensão do sistema. Dessa forma, essa barra é escolhida para o corte de carga. Em determinados instantes, quando o sistema se encontra mais carregado e consequentemente o afundamento de tensão é maior, mesmo com o corte total da carga da Barra 9, ainda ocorre subtensão. Dessa forma, processo de corte deve continuar. Assim, com o corte de carga na Barra 10 o nível de tensão da Barra 14 já é restabelecido. A Fig. 7 mostra a quantidade de carga cortada em cada barra.

Ademais, a Tabela I apresenta a ordem de corte de carga para a correção da tensão da Barra 14, bem como a prioridade de cada barra, resultado da técnica do vetor tangente aplicada ao corte de carga.

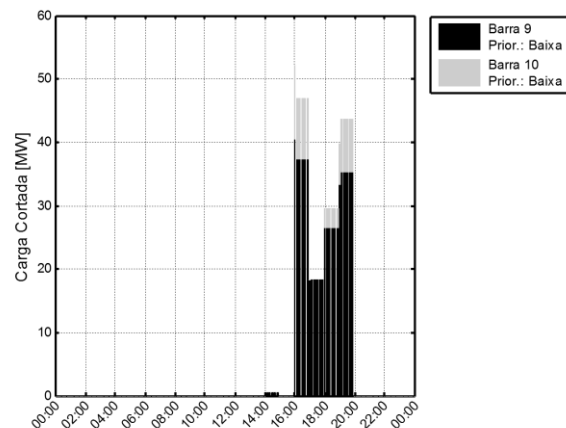


Figura 7 – Montante de carga cortado com prioridade de carga.

TABELA I – ORDEM DE CORTE DE CARGA POR SUB TENSÃO

Ordem	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°	12°
Barra	9	13	6	10	12	11	7	3	2	8	4
Prior.	1	2	2	1	3	2	1	2	1	1	2

Embora o corte considerando a prioridade necessite de um valor maior de carga em comparação ao caso sem prioridade, as cargas essenciais são mantidas no sistema, o que garante a ininterruptibilidade do fornecimento de energia para esses serviços. Em ambos os casos, o perfil do corte de carga é o mesmo da tensão.

É possível notar a ordem com a qual o corte é executado (Tabela I). De acordo com o vetor tangente, a Barra 13 deveria ter carga cortada caso a Barra 9 não fosse suficiente. No entanto, esta barra possui uma prioridade média, bem como a Barra 6, tal que o montante a ser cortado recai sobre a Barra 10.

Adicionalmente, a Fig. 8 e a Fig. 9 ilustram as curvas de carga e geração do sistema para os dois casos mostrados. Nota-se a alternância da geração despachável: sempre que há um aumento da geração renovável a despachável diminui de modo a atender o perfil de carga do sistema. Cabe ainda destacar que não foram observados problemas relativos à convergência do método para condições normais de sobrecarga.

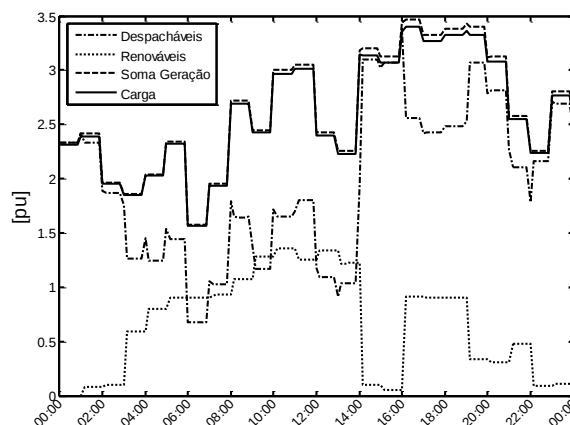


Figura 8 – Carga e Geração considerando corte sem prioridade.

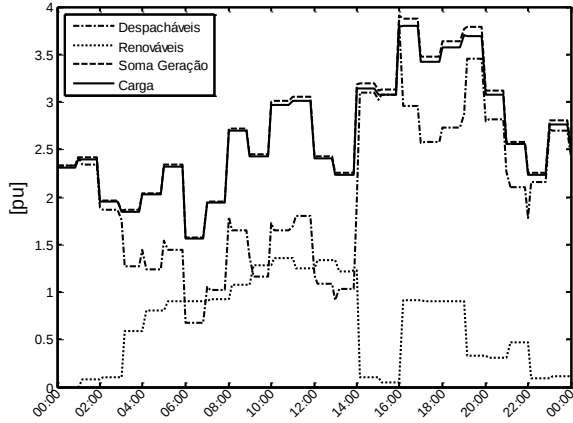


Figura 9 - Carga e Geração considerando corte com prioridade.

V. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma proposta de um método de corte de cargas a ser aplicado em microrredes considerando diferentes prioridades de consumidores. Os consumidores com menor prioridade teriam sua carga cortada antes dos consumidores com maior prioridade.

O corte de carga por subtenção é feito através de uma modificação na matriz Jacobiana do sistema, considerando ainda a técnica do vetor tangente para a determinação das barras mais sensíveis a correção da tensão de barras com alta prioridade. Os resultados mostrados validam a metodologia proposta para correção da tensão de uma barra com alta prioridade através do corte de carga em barras de menor prioridade. Para auxiliar nos estudos, uma técnica de fluxo de potência com *droop* e penetração de geração renovável também foi aplicada, por ser mais coerente com a operação de microrredes.

REFERÊNCIAS

- [1] N. Hatziaargyriou, *Microgrids Architectures and Control*, Wiley, Noida, Índia, 2014.
- [2] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuña, and M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids — A General Approach Toward Standardization," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011.
- [3] F. Katiraei, S. Member, M. R. Iravani, and P. W. Lehn, "Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 1, pp. 248–257, 2005.
- [4] J. A. P. Lopes, S. Member, C. L. Moreira, and A. G. Madureira, "Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 916–924, 2006.
- [5] L. Che, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, "Hierarchical Coordination of a Community Microgrid With AC and DC Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 3042–3051, 2015.
- [6] A. C. Zambroni de Souza, M. Santos, M. Castilla, J. Miret, L. G. De Vicuña, and D. Marujo, "Voltage security in AC microgrids : a power flow-based approach considering droop- controlled inverters," *IET Renew. Power Gener.*, pp. 1–7, 2015.
- [7] M. M. A. Abdelaziz, H. E. Farag, E. F. El-Saadany, and Y. A.-R. I. Mohamed, "A Novel and Generalized Three-Phase Power Flow

Algorithm for Islanded Microgrids Using a Newton Trust Region Method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 1, pp. 190–201, 2013.

- [8] L. Rese and A. Sim, "A Modified Load Flow Algorithm for Microgrids Operating in Islanded Mode," in *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)*, 2013, vol. 3, pp. 15–17.
- [9] A. C. Zambroni de Souza and B. I. L. Lopes, "Quasi-Dynamic Model and Strategy for Control Actions," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 33, no. 9, pp. 1057–1070, 2005.
- [10] D. Q. Oliveira, "Sistema de gerenciamento de energia para operação resiliente de microrredes em modo ilhado," Universidade Federal de Itajuba, 2015.
- [11] X. Huang, X. Jin, T. Ma, and Y. Tong, "A Voltage and Frequency Droop Control Method for Microsources," in *International Conference on Electrical Machines and Systems (Electrical Machines and Systems)*, 2011, pp. 20–25.
- [12] A. B. de Almeida, "Um Modelo Unificado para Análise de Geração Distribuída nos Sistemas de Transmissão e Distribuição," Universidade Federal de Itajubá, 2015.
- [13] J. Yu, L. Jing, L. Haitao, W. Ming, L. Yang, and Y. Hui, "Research on Microgrid Reconfiguration under rural network fault," in *International Conference on Power System Technology*, 2014, no. 7, pp. 1–4.
- [14] L. Huishi, S. Jian, and L. Sige, "Reliability Evaluation of Distribution System Containing MicroGrid," in *International Conference on Electric Distribution*, 2010.
- [15] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (ANEEL). Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, 2010.
- [16] D. Marujo, A. C. Zambroni de Souza, B. L. L. Isaias, M. V. Santos, and K. L. Lo, "Curves," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 3, pp. 1298–1305, 2015.
- [17] IEEE 14 Bus Power Flow Test Case. Disponível em: http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm