

Recomposição Otimizada de Microrrede com Geração Distribuída Intermitente após Perturbação Utilizando GWO

João C. J. Monteiro* Lucas F. S. Azeredo**
Helder R. O. Rocha*** Jussara F. Fardin****

* *Universidade Federal do Espírito Santo, ES*
(e-mail: joao.c.monteiro@aluno.ufes.br)
** lucas.azeredo@aluno.ufes.br
*** helder.rocha@ufes.br
**** jussara.fardin@ufes.br)

Abstract: The insertion of renewable energy sources in distribution and transmission networks has generated work analyzing, on several aspects, what are the impacts of this insertion. The Black Start process (network recovery after total stop without external reference) is among the procedures that can be changed as the networks are modified, due to the fact that the new sources inserted can change the dynamics of this procedure. This work seeks to obtain through the GWO (Grey Wolf Optimizer) the optimized sequence of connection of loads and sources to the 13 IEEE node test feeder. The objective function used seeks to obtain the connection sequence with the least impact on the voltage level and the least disturbance in the frequency during the recovery of the feeder. Eight times of the day were simulated with different power levels being injected into the network due to the intermittent generation of renewable sources.

Resumo: A inserção de fontes renováveis de energia em redes de distribuição e transmissão tem gerado trabalhos analisando, sobre diversos aspectos, quais são os impactos dessa inserção. O processo de *Black Start* (recuperação da rede após parada total sem referência externa) está entre os procedimentos que podem ser alterados conforme as redes são modificadas, devido ao fato de que as novas fontes inseridas podem mudar a dinâmica deste procedimento. Neste trabalho, procura-se obter por meio do otimizador GWO (*Grey Wolf Optimizer*) a sequência otimizada de conexão de cargas e fontes ao alimentador 13 nós IEEE. A função objetivo utilizada procura obter a sequência de conexão com o menor impacto no nível de tensão e a menor perturbação na frequência durante a recuperação do alimentador. Foram simulados 8 horários do dia com diferentes níveis de potência sendo injetados na rede devido à geração intermitente das fontes renováveis.

Keywords: Distributed generation; Black Start; Optimization; Distribution; Simulation.

Palavras-chaves: Geração distribuída; *Black Start*; Otimização; Distribuição; Simulação

1. INTRODUÇÃO

A integração de fontes de energia renovável em redes de distribuição e transmissão de energia existentes é um problema cada vez mais debatido. Os sistemas de distribuição existentes, em sua maioria, não foram projetados para a possibilidade de inserção de novas fontes de energia intermitentes e, por consequência, mudanças nos escopos desses sistemas devem ser analisadas cuidadosamente, como visto em Mendes et al. (2018). A proteção de sistemas elétricos de potência, o dimensionamento de equipamentos e condutores que compõem uma rede e a qualidade de energia fornecida são exemplos de itens que devem ser revistos com a integração de fontes de energia distribuídas devido a possíveis mudanças no fluxo de potência, no carregamento

das redes e na inserção de elementos semi-condutores, (Ferraz et al., 2019).

Além desses impactos mais notáveis na rede, a capacidade da rede ser restaurada a partir da condição de parada total para a de funcionamento pleno, após uma falha ou procedimento de manutenção, é alterada conforme a rede em questão é modificada. O *Black Start*, ou autorrestabelecimento integral, é a capacidade de uma unidade geradora de partir de uma condição de parada total e alcançar a condição de funcionamento sem o auxílio de fontes externas, a definição pode ser vista em ONS (2020) e Feltes and Grande-Moran (2008).

Pesquisas sobre o *Black Start* buscam, sobre diversos ângulos, estabelecer uma melhor forma de sair da parada total e alcançar o funcionamento pleno em redes com integração de fontes distribuídas. A otimização se destaca entre os meios utilizados para atingir este objetivo devido à diversidade de algoritmos que podem ser utilizados para

* Este estudo foi financiado em parte pela Coordenação de Aperfeiçoamento Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de financiamento 001

os mais diversos problemas inclusive os que trabalham com problemas envolvendo microrredes, (Ahmad Khan et al., 2016).

Dentre os diversos trabalhos que estão sendo desenvolvidos sobre o tema *Black Start* em microrredes, Patsakis et al. (2018) formula o problema de otimização para a alocação de fontes que tenham capacidade de *Black Start* enquanto procura a melhor sequência para reconexão das cargas da rede. De Din et al. (2018) propõe um sistema para gerenciamento de energia em caso de emergência utilizando armazenadores de energia, otimizando a entrada de geradores distribuídos de forma a reduzir a necessidade do uso de armazenadores. Singh et al. (2019) otimiza a formação de ilhas na rede encontrando geradores com capacidade de serem utilizados para o *Black Start* e otimiza a sequência de reconexão dessas ilhas. Wang et al. (2018) propõe uma sequência de *Black Start* de microrredes baseado em restauração de sistemas em paralelo.

Este trabalho propõe otimizar a sequência de recomposição do alimentador 13 nós IEEE, modificado para microrrede, conforme critérios e restrições técnicas de normas brasileiras utilizando os *softwares* Matlab/Simulink e o otimizador *Grey Wolf Optimizer* (GWO), Mirjalili et al. (2014). A função objetivo empregada buscará obter a menor variação da tensão e da frequência em relação aos valores de referência (tensão nominal do alimentador e frequência de 60 Hz), para assim, conseguir a rede mais estável no período fluente (antes da reconexão com a rede principal) de conexão da microrrede. Como cada rede possui suas próprias características é difícil propor um procedimento unificado que atenda a todos os modelos, assim, esta fase possibilita autonomia aos controladores e operadores na escolha dos geradores que serão utilizados como referência para a restauração da área e uma maior tolerância em relação às perturbações na frequência, conforme ONS (2016). O método apresentado neste trabalho possibilita a obtenção de sequência otimizada de religação de uma microrrede para diferentes períodos do dia, com a menor variação de tensão e frequência.

Na Seção 2 serão apresentadas as características do alimentador utilizado no trabalho e as modificações realizadas no mesmo. O otimizador empregado e suas propriedades são exibidos na Seção 3. Os resultados e discussões serão apresentados na Seção 4 e a conclusão na Seção 5.

2. ALIMENTADOR 13 NÓS IEEE

Em 1992 foi modelado e aprovado um conjunto de alimentadores com a função de avaliar e validar os resultados obtidos utilizando algoritmos computacionais, na solução de sistemas radiais trifásicos desbalanceados, cada alimentador representando um circuito real de distribuição ou de transmissão, (PES/IEEE, 1992). Dentre estes modelos há o modelo de alimentador de distribuição de 13 nós. Este modelo foi escolhido para este trabalho por ter várias características predominantes de circuitos de distribuição, como alto carregamento, desequilíbrio e diversidade de cargas. Possui relativamente poucos elementos o que demanda de um tempo menor para a simulação (comparando com circuitos maiores, mas com elementos de mesma complexidade).

Operando na tensão de 4,16 kV, o alimentador de distribuição de 13 nós é um circuito relativamente curto, com cargas conectadas em vários nós e com diferentes configurações de conexão. Apresenta redes aéreas e subterrâneas e conta com um transformador de 500 kVA, 4160/480 V, entre os nós 633 e 634, um regulador de tensão entre os nós 650 e 632, um disjuntor entre os nós 671 e 692 e bancos de capacitores nos nós 675 e 611, (PES/IEEE, 1992).

Este alimentador, modelado no Matlab/Simulink, foi alterado de forma a se comportar como uma microrrede, com a integração de 3 fontes de energia distribuídas sendo duas fontes renováveis (eólica e fotovoltaica) e um gerador diesel. A microrrede opera em modo ilhado, ou seja, desconectada da rede principal, Figura 1.

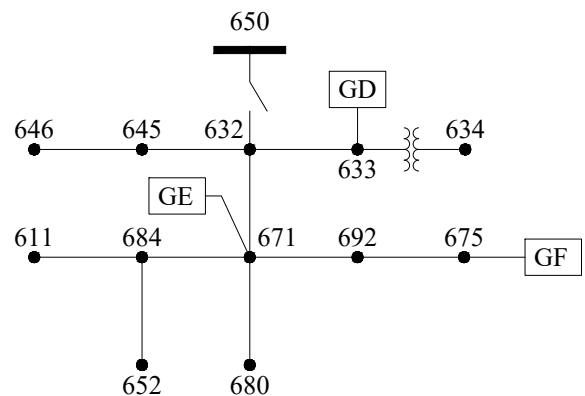


Figura 1. Alimentador de 13 nós IEEE com a inserção de Gerador Diesel (GD), Gerador Fotovoltaico (GF) e Gerador eólico (GE) e a retirada do regulador de tensão

A simulação do alimentador foi feita no *software* Simulink utilizando o modo de simulação *Phasor Mode*. Este modo de simulação possibilita a análise de transitórios e consegue resultados de maneira mais rápida que o modo de simulação contínuo. Esta resposta rápida é de grande importância para o desempenho da operação de *Black Start*, pois, o resultado obtido nessa simulação é inserido no otimizador empregado e as simulações mais rápidas reduzem o tempo necessário para a obtenção do resultado da otimização.

As alterações feitas no alimentador envolvem a abertura da conexão com a subestação no nó 650 e a inserção de fontes distribuídas. O gerador diesel está instalado no nó 675, e uma fonte de energia fotovoltaica instalada no nó 633, e uma fonte de energia eólica no nó 671 sendo todos esses geradores trifásicos. Todas as cargas possuem disjuntores para conexão à rede inclusive os bancos de capacitores. Foram retirados o regulador de tensão localizado após o nó 650 (reduzir o tempo de simulação) e o disjuntor localizado entre os nós 671 e 692 (serão instalados disjuntores em outros pontos do circuito).

Os novos geradores instalados possuem as potências conforme a Tabela 1. Estes valores foram escolhidos de maneira a suprir todas as cargas conectadas.

Tabela 1. Potência nominal dos geradores instalados no alimentador 13 nós IEEE modificado para microrrede

Gerador	Potência Nominal
Diesel	5 MVA
Eólico	2 MW
Fotovoltaico	1 MW

O gerador diesel atuará como referência de tensão e frequência do *Black Start* por ser uma máquina rotativa e, segundo ONS (2016), estas são indicadas para uso no processo de autorrecuperação integral da rede. O modelo utilizado para simulação do gerador diesel pode ser visto na Figura 2. O modelo é integrado pelo modelo do gerador, sistema de excitação e regulador de velocidade e um transformador caso seja instalado em outros níveis de tensão. A frequência do gerador diesel é utilizada para comparação com o sinal de referência de 60 Hz.

Os geradores eólico e fotovoltaico instalados são modelados como fontes de corrente e a depender da irradiação solar incidente e da velocidade do vento na região em que estão alocados, a potência entregue pelos geradores é alterada. O esquema utilizado para o gerador eólico pode ser visto na Figura 3 e é similar ao empregado para o gerador fotovoltaico. Na entrada do modelo é verificado se o vento atende as condições de operação, como velocidade de corte e velocidade mínima para o caso do gerador eólico.

Ambos geradores obedecem às curvas de geração relacionados a curvas de irradiação, utilizada na modelagem do gerador fotovoltaico, Figura 4, e de velocidade do vento, usada na modelagem do gerador eólico, Figura 5. Os perfis exibidos nas Figuras 4 e 5 representam o comportamento da irradiação e da velocidade do vento na localidade do gerador e não representam alguma situação específica, porém ambos apresentam características comuns a estes perfis.

Cada gerador será instalado com um disjuntor que será conectado a rede conforme o tempo de disparo determinado pelo otimizador. No caso dos geradores intermitentes, as curvas de velocidade do vento e irradiação podem ser ajustadas como entrada de cada bloco, tornando o modelo flexível quanto a escolha desses perfis. A Figura 6 apresenta o conjunto disjuntor, gerador fotovoltaico e perfil de irradiação. As cargas da rede são configuradas de maneira semelhante e cada uma delas terá seu disjuntor correspondente.

O gerador diesel iniciará o procedimento de *Black Start* sendo auxiliado pelos outros geradores conforme a demanda da rede nos diferentes horários do dia e a sequência de conexão das cargas determinada pelo otimizador.

3. OTIMIZAÇÃO DA SEQUÊNCIA DE RECONEXÃO DAS CARGAS À REDE UTILIZANDO GWO

Otimização pode ser entendida como o método para encontrar o valor máximo ou mínimo de uma função sujeita a um número de variáveis e restrições. A função objetivo, custo ou *fitness* pode ser calculada utilizando ferramentas de simulação de diversos tipos, (Machairas et al., 2014).

A otimização vem sendo utilizada para melhoria de planejamento e de procedimentos em microrredes em diversos

trabalhos. Além do procedimento de *Black start*, problemas como o despacho econômico, a redução de perdas, a redução de custos, a alocação de equipamentos e um conjunto de outros problemas intrínsecos a essas redes vêm sendo solucionados utilizando métodos de otimização distintos. Muitos desses problemas e as formas de solução empregadas na resolução podem ser vistos em Ahmad Khan et al. (2016).

Dentre os algoritmos de otimização, os meta-heurísticos são baseados em fenômenos naturais, comportamento animal ou conceitos evolucionários, e por consequência, são de fácil compreensão. São utilizados para a resolução de diversos problemas devido à sua flexibilidade, e por possuírem características estocásticas, evitam ótimos locais, (Mirjalili et al., 2014). Neste trabalho o otimizador GWO será utilizado para encontrar a solução otimizada relativa ao problema da sequência de reconexão das cargas do alimentador operado.

O GWO é baseado no comportamento de caça do lobo cinzento e em sua hierarquia social. Essa espécie (*Canis Lupus*), é conhecida por viver em matilhas que possuem estruturas de poder definidas. Dentro da matilha pode-se diferenciar 4 grupos de participantes: grupo α que são os líderes da matilha; grupo β que são os animais mais aptos a tornarem-se líderes no futuro; grupo δ restante da população do grupo, excluindo os doentes, idosos e filhotes que fazem parte do grupo ω .

A dinâmica de operação do algoritmo obedece os seguintes passos: estabelecer uma hierarquia conforme a importância do membro para a alcateia (líder, membros comuns, idosos e filhotes), procurar a presa, escolher e cercar a presa, caçar a presa, atacar a presa.

Durante a primeira parte de execução do algoritmo ocorre a primeira exploração onde agentes são determinados de forma a ampliar o campo de busca pela presa ou solução evitando, dessa forma, ficar preso em ótimos locais. Após a primeira fase de exploração os agentes são selecionados de forma a perseguir as melhores soluções anteriormente encontradas. É um algoritmo que atua bem com problemas não-lineares e de características estocásticas sendo adequado para o uso em problemas de otimização de sequências de reconexão de microrredes, (Mirjalili et al., 2014).

O fluxograma da Figura 7 mostra a sequência que o algoritmo obedece. No bloco Inicializar, a é utilizado para indicar em qual fase de exploração está o algoritmo a depender do número de iterações. A e C são vetores de coeficientes utilizados para definir a posição de cada lobo a depender da posição da presa, calculados a depender da fase de exploração. X_α , X_β e X_δ representam, nessa ordem, os três melhores resultados entre os agentes.

Como o objetivo do trabalho é otimizar a sequência de *Black Start* da microrrede, a variável de referência usada será o tempo para o fechamento dos disjuntores e, desta forma, da conexão das cargas ou fontes à rede. Para analisar qual sequência terá o menor impacto na tensão de todos os nós e na frequência da rede, a função objetivo utilizará o ITAE (Integral do erro absoluto ponderado no tempo) relativo à frequência e à tensão. O ITAE é um índice de desempenho, utilizado em controle e outras

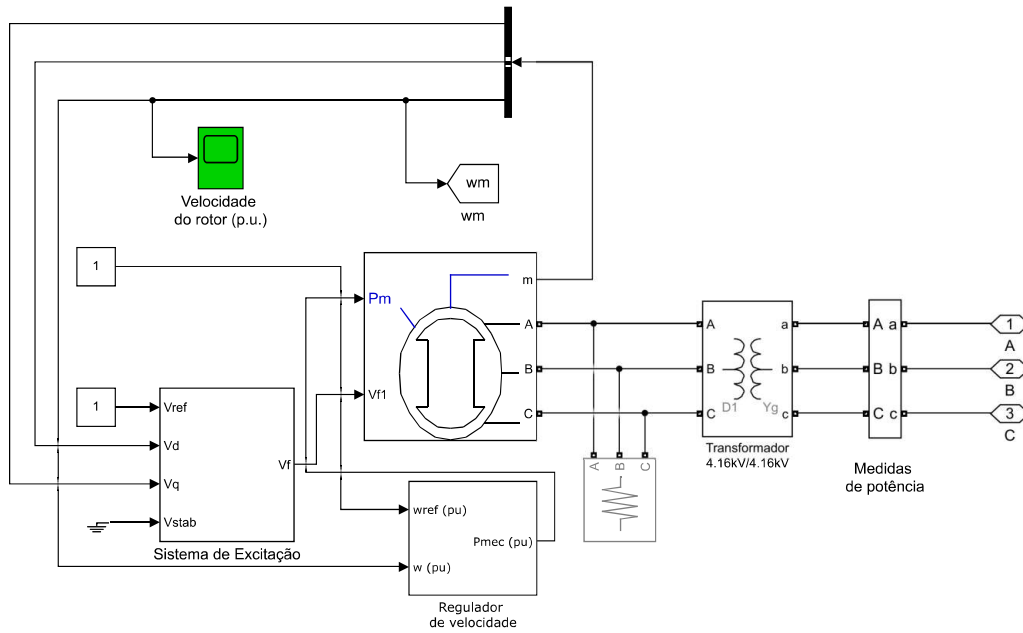


Figura 2. Conjunto Gerador diesel modelado no Matlab/Simulink com sistema de excitação, regulador de velocidade do motor diesel, modelo de máquina síncrona.

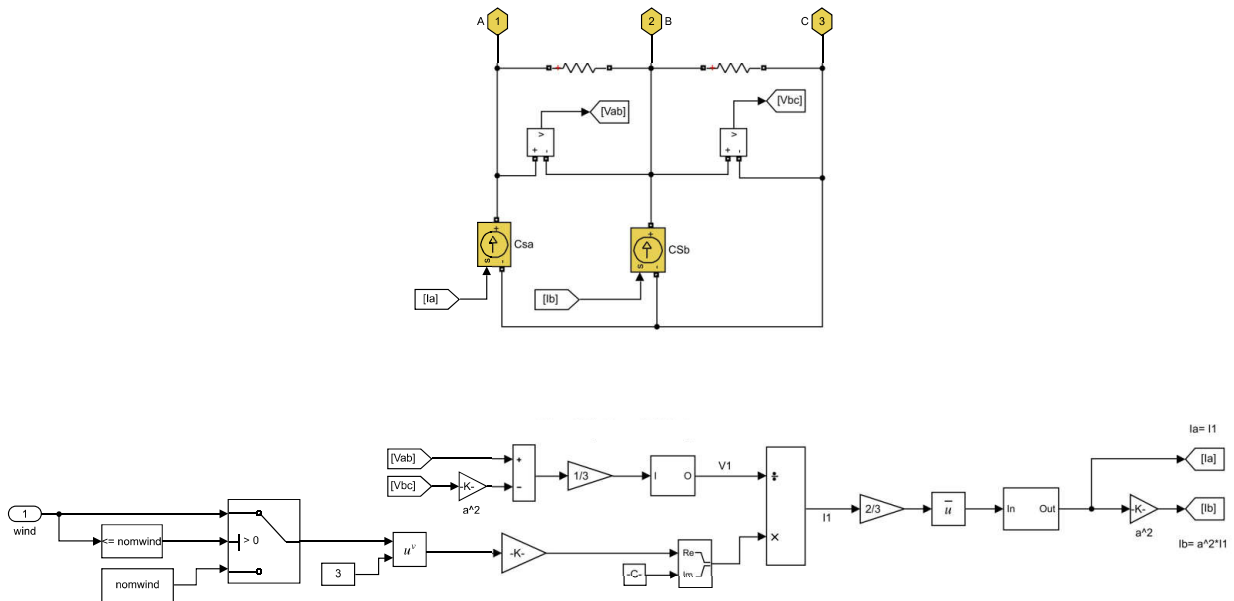


Figura 3. Gerador eólico modelado no Matlab/Simulink. Na entrada ocorre a análise das condições do vento em seguida o cálculo da potência injetada pelo gerador

aplicações, que possibilita verificar a diferença entre uma função de saída e um sinal de referência. Neste caso, as referências serão a tensão nominal de fase e de pico dos 13 nós do alimentador e a frequência de 60 Hz. O ITAE será calculado na simulação, conforme Equação 1, sendo t o tempo de teste e $|e(t)|$ o módulo da diferença entre o sinal medido e a referência.

$$f_{ITAE} = \int_0^t t|e(t)|dt \quad (1)$$

A Equação 2, proposta por este trabalho, representa a função objetivo sendo, F a função objetivo, $ITAE_{V_{3\phi}}$ o valor do ITAE da tensão calculado para todos os nós em todas as fases, $ITAE_f$ o valor do ITAE da frequência, C uma constante de ponderação entre o valor de ITAE obtido na tensão e o ITAE obtido na frequência, N o número

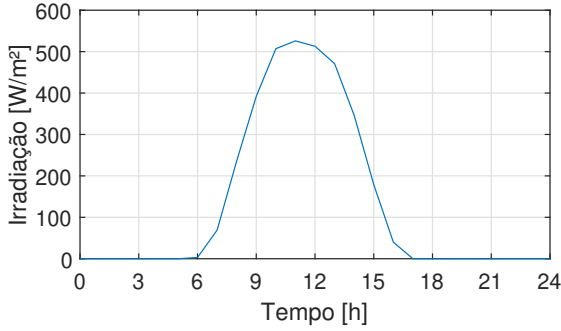


Figura 4. Perfil de irradiação diário

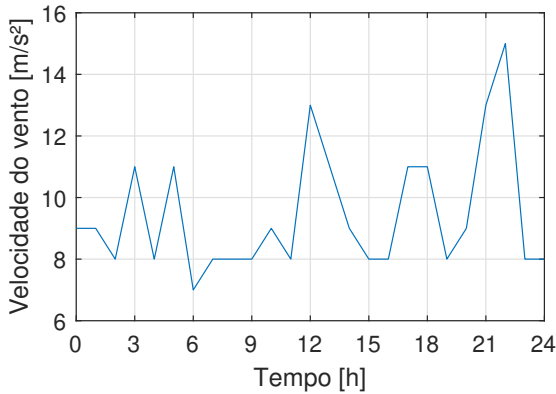


Figura 5. Perfil de velocidade de vento diário

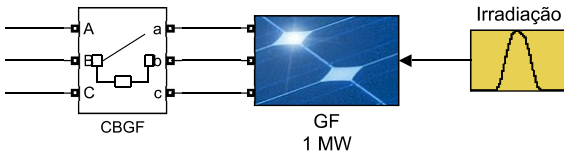


Figura 6. Gerador fotovoltaico, disjuntor de conexão e bloco com perfil de irradiação modelado no Matlab/Simulink

de nós do circuito. O valor de P é igual a $(1/4,7 \cdot 10^3)$ e foi escolhido de forma que perturbações na frequência tenham o mesmo peso na resolução da função objetivo que as perturbações na tensão. Manter os dois valores próximos auxilia na busca de soluções com menores perturbações na frequência.

$$F = \min(P \times \sum_{i=1}^N ITAE_{V_{3\phi}} + ITAE_f) \quad (2)$$

Nesta simulação o gerador diesel sempre será a primeira fonte a ser conectada, visto que é a fonte utilizada para referência de tensão e frequência da rede. Como foi dito anteriormente, os controladores da rede possuem a prerrogativa de escolher quais fontes podem ser utilizadas para começar o procedimento. Os bancos de capacitores serão, em todas as sequências, os últimos a serem conectados à rede, conforme visto em ONS (2016), de maneira a evitar sobretensões. Entre cada conexão será estabelecido um tempo mínimo para a próxima conexão de 9 segundos de forma a minimizar perturbações na rede. Este valor foi

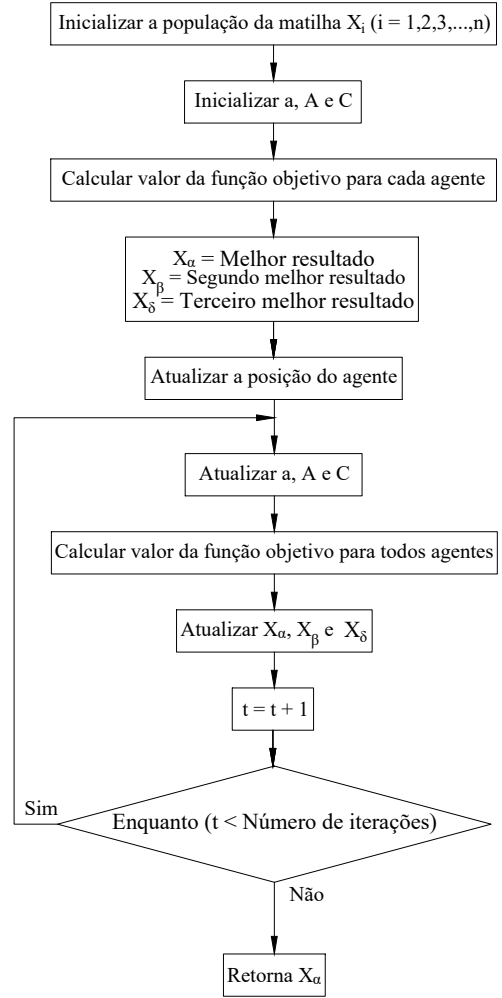


Figura 7. Fluxograma algoritmo GWO

obtido por observações que indicaram que este tempo é suficiente para a rede voltar à estabilidade após a conexão de uma carga. Todos os itens acima entram como restrições para o problema de otimização.

Os disjuntores foram instalados juntos aos nós que possuem cargas para cada tipo de carga presente (carga em delta, estrela ou bancos de capacitores), e junto às fontes de energia. Ao todo são 15 disjuntores conforme Tabela 2 sendo 10 modelos trifásicos, 1 bifásico e 4 monofásicos.

Foi escolhido o tempo de simulação de 360 segundos (6 minutos) para atender a restrição de 9 segundos entre cada conexão com relativa folga. Foram analisados os resultados obtidos para a otimização da recomposição da microrrede ocorrendo em 8 horários diferentes do dia (0h, 3h, 6h, 9h, 12h, 15h, 18h, 21h) cada um com a sua respectiva característica de irradiação e velocidade do vento, influenciando diretamente a capacidade de geração de cada fonte renovável.

Para auxiliar no processo, a população inicial utilizada foi originada de forma semi-randômica onde cada agente atende os critérios estabelecidos pelas restrições. A população inicial possui 100 agentes e o número de iterações máximo foi fixado em 10000.

Tabela 2. Variável, tipo de geração ou carga correspondente e quantidade de fases dos disjuntores

Variável	Geração/Carga	Quant. fases
GD	G. Diesel	3 ϕ
GE	G. Eólico	3 ϕ
GF	G. Fotovoltaico	3 ϕ
646	Nó 646	2 ϕ
645	Nó 645	1 ϕ
632	Nó 632	3 ϕ
634	Nó 634	3 ϕ
671Y	Nó 671 (conexão em Y)	3 ϕ
671D	Nó 671 (conexão em D)	3 ϕ
692	Nó 692	3 ϕ
675	Nó 675	3 ϕ
611	Nó 611	1 ϕ
652	Nó 652	1 ϕ
611B	Nó 611 (Banco de Capacitores)	1 ϕ
675B	Nó 675 (Banco de Capacitores)	3 ϕ

O *hardware* utilizado para a simulação possui as seguintes características: processador Intel Core i5-5200U, 6 GB de Memória RAM.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os tempos e o valor da função objetivo para cada horário podem ser vistos na Tabela 3. A simulação mais rápida ocorreu às 18 horas enquanto que a mais lenta ocorreu às 3 horas. O menor valor da função objetivo (*Best Score*) ocorreu às 6 horas e às 12 horas ocorreu o maior valor. No horário de 12 horas há um pico de geração de ambas as fontes intermitentes e às 6 horas não há geração fotovoltaica e essas duas considerações podem ser a causa do maior e menor valor obtido para a função objetivo. Ao todo, a simulação para todos os horários demandou 44h03min.

Tabela 3. Tempo de simulação e valor da função objetivo para cada horário simulado

Horário	Tempo de otimização	<i>Best Score</i>
0h	5h54min	485,4387
3h	6h01min	486,2263
6h	5h21min	480,4925
9h	5h16min	503,5733
12h	5h56min	523,6733
15h	5h37min	502,2526
18h	4h41min	485,9450
21h	5h14min	486,7534

A evolução da melhor solução encontrada para cada iteração no horário de 9h pode ser vista na Figura 8. As partes planas do gráfico representam os pontos onde as restrições atuaram mantendo o melhor resultado anterior. Mesmo para maiores valores de iteração como 100000, o comportamento da curva se manteve. Assim, o número de 10000 iterações foi escolhido já que se obteve bom resultado e menor tempo gasto com a simulação. Conforme visto no parágrafo anterior, com estas configurações o tempo para a otimização de cada horário chega à 6 horas, aumentando o número de iterações ou o tamanho da população inicial este valor tende a aumentar.

Os tempos de conexão obtidos com a otimização para cada horário simulado está na Tabela 4. Houve variação em quase todos os tempos definidos para os diferentes períodos

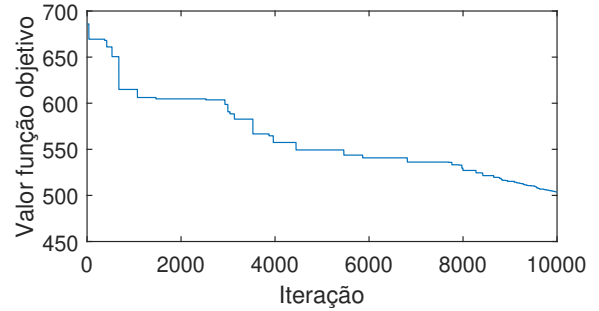


Figura 8. Melhor valor de saída da função objetivo em relação a iteração

do dia. Em alguns casos, a diferença entre os tempos ficou na casa de décimos de segundo como no nó 646 em que uma carga foi conectada às 18 horas e às 21 horas com 45 segundos de simulação. Para os 8 casos analisados o maior tempo necessário para a reconexão de todas as cargas foi de 206,4741 segundos, às 12 horas.

Os valores encontrados foram abaixo dos 360 segundos disponíveis para a simulação indicando que o algoritmo obteve soluções de maneira que a rede ficasse estável com o menor tempo de reconexão. O menor tempo para a reconexão de todas as cargas, nos casos analisados, ocorre às 6 horas. Neste horário, com 142,4475 segundos a rede estaria completamente reconectada. Nesse horário não há geração fotovoltaica e o gerador eólico está com baixa geração.

A Tabela 5 expõe a sequência de conexão das cargas e fontes nessa microrrede. O gerador diesel é o primeiro a ser conectado conforme a restrição imposta. Após a conexão do gerador diesel segue uma diversidade de sequências em cada horário. Os bancos de capacitores são os últimos a serem conectados, obedecendo a restrição, e em todos os casos o banco monofásico presente no nó 611 foi o último a ser conectado. Os nós 634 e 671 com carga em delta foram os que tiveram as menores variações na ordem em cada horário avaliado sendo que cada um variou apenas em 1 posição em cada sequência. Os demais, tiveram grandes variações, como a carga em delta no nó 646 que às 12 horas seria a sexta carga a ser conectada ao circuito e às 15 horas seria a décima primeira a ser conectada. Os nós 645, 632 e 692 variaram em mais de 5 posições na ordem de conexão. Não é possível observar um padrão, o que é condizente já que para cada horário a rede apresenta características diferentes devido à variabilidade das fontes de energia renováveis.

Neste trabalho a ponderação utilizada na função objetivo, Equação 2, estabeleceu que perturbações na frequência teriam o mesmo peso que o impacto de perturbações no valor das tensões. Assim, era esperado que houvesse sequências com mínima perturbação na frequência da rede. Na fase fluente, onde a rede permanece ilhada, os limites de frequência são 58 e 62 Hz, conforme a ONS (2016). Em todos os 8 casos analisados o valor de frequência obtido esteve dentro desta faixa de valores.

A Figura 9 representa a frequência do gerador diesel para *Black Start* a partir das 6 horas da manhã. Pode-se perceber que as maiores variações são devido às primeiras

Tabela 4. Tempo para fechamento dos disjuntores (em segundos) de conexões das fontes, cargas e bancos de capacitores para os 8 horários do dia analisados

Nó	0h	3h	6h	9h	12h	15h	18h	21h
GD	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GE	27,0025	27,0045	36,0334	45,0427	27,0084	45,0793	27,0034	27,0023
GF	-	-	-	18,0009	72,1664	36,0309	-	-
646	45,0798	63,2377	72,1733	54,0881	45,0790	90,4164	45,0452	45,0511
645	81,3231	45,0414	54,1081	63,2352	81,3819	54,2159	90,6070	72,3252
632	54,1641	81,5618	90,5089	90,7489	110,0487	72,3481	63,3919	54,1501
634	36,0135	36,0147	27,0145	36,0149	36,0301	27,0204	36,0192	36,0367
671Y	90,5642	91,3407	63,1237	81,5465	127,7134	63,2769	72,5048	91,5634
671D	18,0017	18,0011	9,0001	9,0008	9,0011	9,0015	9,0009	18,0012
692	63,1910	100,3739	45,0763	105,3267	94,8821	99,4347	54,0960	63,1733
675	9,0016	9,0007	18,0057	27,0046	18,0015	18,0143	18,0011	9,0010
611	72,2840	54,1524	81,3488	72,4056	54,1058	108,4705	99,7652	81,7321
652	100,1923	72,3066	99,6942	114,3784	63,1586	81,3885	81,5801	101,5288
611B	179,2472	142,6725	142,4475	181,0472	206,4741	155,4674	172,8749	168,4140
675B	109,2286	109,4991	108,7268	126,5089	152,5519	123,2053	112,3747	113,7968

Tabela 5. Ordem de conexão para as fontes, cargas e bancos de capacitores a rede do alimentador para cada período do dia analisado

Nó	0h	3h	6h	9h	12h	15h	18h	21h
GD	1	1	1	1	1	1	1	1
GE	4	4	5	6	4	6	4	4
GF	-	-	-	3	9	5	-	-
646	6	8	9	7	6	11	6	6
645	10	6	7	8	10	7	11	9
632	7	10	11	11	12	9	8	7
634	5	5	4	5	5	4	5	5
671Y	11	11	8	10	13	8	9	11
671D	3	3	2	2	2	2	2	3
692	8	12	6	12	11	12	7	8
675	2	2	3	4	3	3	3	2
611	9	7	10	9	7	13	12	10
652	12	9	12	13	8	10	10	12
611B	14	14	14	15	15	15	14	14
675B	13	13	13	14	14	14	13	13

conexões e que até o tempo de 150 segundos toda a rede foi reconectada.

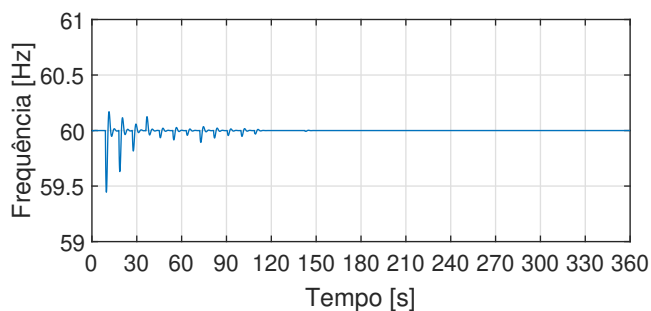


Figura 9. Frequência do gerador diesel durante o *Black Start* a partir das 6 horas

A Figura 10 representa a frequência do gerador diesel para *Black Start* a partir das 12 horas. As maiores variações são devido às primeiras conexões e há maiores picos de variação de amplitudes que os que ocorreram às 6 horas. O maior valor foi devido à entrada do gerador eólico. É importante ressaltar que no horário de 6 horas o gerador fotovoltaico não é conectado pois não está gerando energia e é um período de baixa geração do gerador eólico, conforme pode ser visto nas Figuras 4 e 5. O contrário

se dá às 12 horas onde há o pico de geração do gerador fotovoltaico e elevada geração do gerador eólico. O tempo de 210 segundos foi suficiente para que toda a rede fosse reconectada.

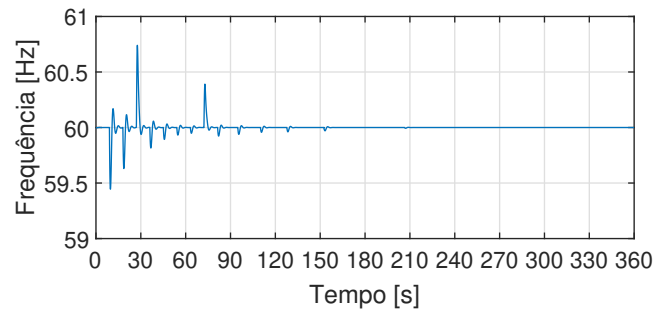


Figura 10. Frequência do gerador diesel durante o *Black Start* a partir das 12 horas

O alimentador analisado tem como característica ser desbalanceado (comum em redes de distribuição) e, tendo sido retirado o regulador de tensão do mesmo, os nós ao fim do alimentador passaram a ter tensão fora do nível regulamentar segundo norma brasileira. As maiores variações de tensão ocorrem justamente na conexão das cargas, entretanto a duração dessas é da escala de microssegundos não afetando o funcionamento de outros disjuntores.

A Figura 11 apresenta a tensão no nó 632, fase A, para o *Black Start* ocorrendo às 12 horas até a última conexão. A magnitude do valor de tensão é alterada conforme a sequência de chaveamento. A duração dos picos apresentados na conexão do gerador eólico e do banco de capacitor 675B são da ordem de microssegundos e este último não ultrapassa o valor de tensão recomendado. Todas as cargas foram conectadas em menos de 210 segundos. Após cada chaveamento ocorrem mudanças no nível de tensão sendo a maior variação igual a 3% quando ocorre a entrada não de carga 675.

A Figura 12 mostra a tensão no nó 632, fase A, caso o *Black Start* ocorra às 6 horas. A sequência de *Black Start* apresenta mudanças em relação à que foi vista anteriormente na Figura 11. Nesse caso, o nó observado é o décimo segundo a ser conectado à rede no procedimento, não há geração fotovoltaica e o nível de tensão final atende

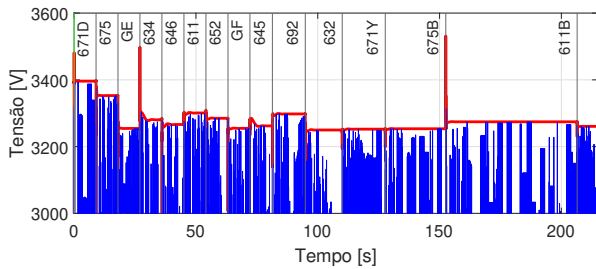


Figura 11. Tensão no nó 632, fase A, para *Black Start* às 12 horas e o tempo de entrada de cada carga ou fonte indicado na figura pelas linhas pretas. Em vermelho a magnitude da tensão

à regulamentação. Todas as cargas foram conectadas em menos de 160 segundos. Nas duas Figuras, 11 e 12, a linha azul indica o comportamento da senoide extraída da simulação, mas vale ressaltar que a mesma não possui todos os pontos para uma melhor resolução devido a simulação estar no modo fasorial.

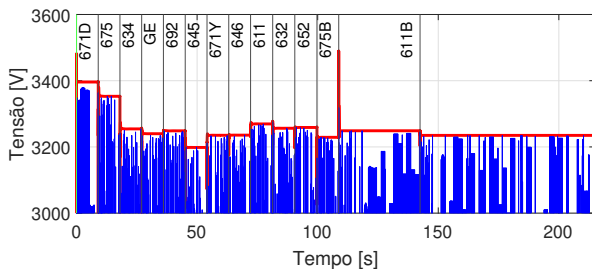


Figura 12. Tensão no nó 632, fase A, para *Black Start* às 6 horas e o tempo de entrada de cada carga ou fonte indicado na figura pelas linhas pretas. Em vermelho a magnitude da tensão

5. CONCLUSÃO

Os resultados das otimizações mostraram que a inserção de fontes distribuídas em microrredes podem impactar a forma como estas devem ser reconectadas após uma parada total de fornecimentos, se a sequência de reconexão utilizada visar o menor impacto na frequência e na tensão.

A variação do fornecimento de energia devido a natureza dessas fontes faz com que um procedimento, antes fixo, agora seja dinâmico. O otimizador GWO mostrou-se apto ao uso nesse problema se adequando muito bem às restrições impostas, obtendo soluções que atendem à proposta do trabalho.

Além de outros fatores como a proteção de sistemas elétricos e o dimensionamento de condutores e equipamentos em redes de distribuição e transmissão, as consequências da inserção de novas fontes intermitentes em redes existentes impacta diretamente na forma de como restaurar a microrrede ao seu funcionamento pleno após uma interrupção total de fornecimento. A análise sobre a frequência e sobre a tensão se mostrou eficaz para obtenção de conexões com valores mais estáveis e que a utilização de algoritmos de otimização para esse fim é recomendável.

REFERÊNCIAS

- Ahmad Khan, A., Naeem, M., Iqbal, M., Qaisar, S., and Anpalagan, A. (2016). A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 1664–1683. doi:10.1016/j.rser.2015.12.259. URL <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.259>.
- De Din, E., Joglekar, C., Lipari, G., Ponci, F., and Monti, A. (2018). An emergency energy management system for microgrid restoration after blackout. *2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, SEST 2018 - Proceedings*. doi:10.1109/SEST.2018.8495669.
- Feltes, J.W. and Grande-Moran, C. (2008). Black start studies for system restoration. *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES*, 1–8. doi:10.1109/PES.2008.4596565.
- Ferraz, R.S., Ferraz, R.S., De Lima, R.C., Tonini, L.G., Rueda-Medina, A.C., and Batista, O.E. (2019). Genetic Optimization-based Overcurrent Relay Coordination in a Feeder with High Distributed Generation Integration. *2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Latin America 2019*. doi:10.1109/ISGT-LA.2019.8894961.
- Machairas, V., Tsangrassoulis, A., and Axarli, K. (2014). Algorithms for optimization of building design: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31(1364), 101–112. doi:10.1016/j.rser.2013.11.036.
- Mendes, M.A., Vargas, M.C., Batista, O.E., and Simonetti, D.S.L. (2018). A review on the methods for mitigate the impacts of photovoltaic distributed generation in power systems protection. *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium*, 1–6. doi:10.1109/SBSE.2018.8395867.
- Mirjalili, S., Mirjalili, S.M., and Lewis, A. (2014). Grey Wolf Optimizer. *Advances in Engineering Software*, 69, 46–61. doi:10.1016/j.advengsoft.2013.12.007.
- ONS (2016). Submódulo 10.11 - Recomposição da Rede de Operação após perturbação.
- ONS (2020). Submódulo 20.1 Glossário de termos técnicos.
- Patsakis, G., Rajan, D., Aravena, I., Rios, J., and Oren, S. (2018). Optimal black start allocation for power system restoration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), 6766–6776. doi:10.1109/TPWRS.2018.2839610.
- PES/IEEE (1992). Resources PES Test Feeder. URL <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.
- Singh, M.K., Kekatos, V., and Liu, C.C. (2019). Optimal Distribution System Restoration with Microgrids and Distributed Generators. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2019-Augus. doi:10.1109/PESGM40551.2019.8973841.
- Wang, J., Mu, L., Zhang, F., and Zhang, X. (2018). A parallel restoration for black start of microgrids considering characteristics of distributed generations. *Energies*, 11(1), 1–18. doi:10.3390/en11010001.