

Otimização de Redes Coletoras de Parques Eólicos Utilizando Programação Binária^{*}

Fellipe A. L. Oliveira^{*} Helon D. M. Braz^{**}

^{*} Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Paraíba, PB, (e-mail: fellipe.oliveira@cear.ufpb.br).

^{**} Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Paraíba, PB, (e-mail: helon@cear.ufpb.br).

Abstract: This work proposes an optimization model for the design of wind farms collector networks, in order to minimize construction and losses costs over a planning horizon. A model found in the literature is reproduced and improved by additional contributions made in this work. The results analysis shows that competent solutions are obtained and that additional savings are achieved by using the proposed model.

Resumo: Este trabalho propõe um modelo de otimização para o projeto de redes coletoras de parques eólicos, com o objetivo de minimizar os custos de construção e de perdas ao longo de um horizonte de planejamento. Um modelo encontrado na literatura é reproduzido e aprimorado a partir de contribuições feitas neste trabalho. A análise dos resultados mostra que soluções competentes são obtidas e que economia adicional é alcançada com o uso do modelo proposto.

Keywords: Operations Research; Optimization; Wind Farms; Linear Programming; Collector Networks.

Palavras-chaves: Pesquisa Operacional; Otimização; Parques Eólicos; Programação Linear; Redes Coletoras.

1. INTRODUÇÃO

A maior parcela da geração de energia elétrica no Brasil é historicamente proveniente de fontes hidráulicas. Com uma participação de 63,8% na produção de energia elétrica em 2020, as hidrelétricas lideram isoladamente o ranking de geração de energia, seguidas pela fonte eólica, cuja participação foi de 9,2% no mesmo período (EPE, 2021). Apesar do protagonismo, tem-se observado nos últimos anos que a fonte hidráulica tem diminuído em participação proporcional na matriz elétrica brasileira, devido a fatores como as restrições ambientais, o esgotamento dos melhores potenciais de geração e os frequentes períodos de estiagem.

Na direção da diversificação da matriz elétrica brasileira, da diminuição dos impactos ambientais e da redução dos custos de geração, as fontes alternativas de energia têm ganhado espaço no cenário eletroenergético brasileiro, com destaque para o vento. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, a participação das fontes eólicas na geração de energia elétrica cresceu de 2.177,0 GWh, em 2010, para 57.050,7 GWh em 2020, o que representa um aumento de 26,2 vezes em uma década. Ainda no ano de 2020, a contribuição percentual deste tipo de fonte na geração de energia foi de 9,2%, o que confere ao vento o segundo lugar no ranking de recursos para geração de energia, atrás apenas da fonte hidráulica (EPE, 2021).

Na sistemática de leilão dos empreendimentos de geração eólica no Brasil, as propostas vencedoras são aquelas que oferecem os menores custos por energia gerada, o que traz à

tona a importância da otimização do projeto dos parques. O projeto completo de um parque eólico inclui a seleção do local em que o mesmo será construído, a escolha dos pontos em que aerogeradores e subestação serão instalados e o roteamento da rede coletora. O número de topologias possíveis para uma rede deste tipo cresce em explosão combinatória com a quantidade de máquinas e tipos de condutores disponíveis para uso (Braz et al., 2011), e cada topologia está associada a diferentes custos de construção e custos com perdas elétricas em seus condutores.

Dada a vasta gama de configurações de rede possíveis, é improvável que o projeto de uma rede coletora baseado na intuição e experiência represente a escolha mais econômica possível, o que estimula a construção de um modelo de otimização para a determinação da melhor topologia. O projeto ótimo de uma rede coletora é um problema não-linear complexo, de natureza combinatória, não-diferenciável, de objetivos conflitantes e sujeito a diversas restrições (Braz et al., 2011). Devido a essas características, as meta-heurísticas tem sido extensamente utilizadas na literatura como método de otimização para o problema em questão (Braz et al., 2011; Veeramachaneni et al., 2012; Wu et al., 2014). Contudo, o uso de meta-heurísticas não garante a obtenção de uma solução ótima para o problema e está associado a altos tempos de execução dos algoritmos.

Outros trabalhos apresentam modelos baseados em programação matemática (Cerveira et al., 2016; J. Bauer, 2015; Dutta and Overbye, 2012). O trabalho de Cerveira et al. (2016) destaca-se por apresentar um modelo de programação linear binária que otimiza o projeto de uma rede coletora, considerando como função objetivo a mi-

^{*} Este trabalho foi financiado pela Capes e pelo PaqTcPB.

nimização dos custos de construção e perdas ao longo de um horizonte de tempo e as restrições de radialidade, conectividade, limite de queda de tensão e limites de corrente dos condutores. O modelo leva em conta os custos de cada possível ligação e obtém o conjunto de conexões que implica no menor custo total e que atende às restrições impostas para o problema em um tempo de processamento baixo. Os autores, entretanto, não levam em consideração alguns fatores práticos importantes para o projeto de redes coletoras, tais como

- A aplicação de um desconto a uma taxa de juros na estimativa do custo das perdas;
- Os custos adicionais associados à construção de cubículos de conexão dos alimentadores na subestação;
- A influência da temperatura de operação dos condutores na resistência elétrica dos mesmos;
- A utilização de um fator de perdas em vez de um fator de carga para o cálculo das perdas médias.

Ao desconsiderar esses fatores, a aplicação do método determinará uma solução ótima para o modelo matemático definido para o problema, mas possivelmente sub-ótimo do ponto de vista prático, já que o custo real do empreendimento é influenciado por estes fatores.

Neste trabalho, pretende-se aprimorar o modelo proposto por Cerveira et al. (2016) com a consideração dos fatores mencionados. Na Seção 2, o modelo dos autores é reproduzido e as contribuições propostas são descritas. Na Seção 3, são feitos estudos de caso para dois parques eólicos, nos quais as redes ótimas obtidas são comparadas e a economia proporcionada pelo modelo aprimorado é medida. Por fim, na Seção 4, são apresentadas as conclusões do artigo e perspectivas de trabalhos futuros.

2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O trabalho de Cerveira et al. (2016) propõe diferentes modelos de otimização de redes coletoras. No mais simples, denominado de ICF (Infrastructure Cost Function), a função objetivo é composta apenas do custo de investimento. Os outros modelos, denominados de GCF1, GCF2 e GCF2+ (GCF - Global Cost Function), consideram como função objetivo a soma do custo de investimento com o custo das perdas. As características inerentes a cada um destes são:

- GCF1: inclui o tipo de condutor a ser utilizado em cada conexão como índice das variáveis a serem determinadas, sendo uma primeira versão da formulação que se mostra ineficiente nos testes;
- GCF2: aprimora GCF1 com a pré-determinação do melhor condutor para cada possível conexão, considerando como índices apenas a origem, o destino e o número de aerogeradores a jusante de cada conexão;
- GCF2+: inclui uma série de restrições adicionais a GCF2, utilizando uma lógica própria das conexões radiais de redes coletoras, com o intuito de aperfeiçoar o modelo.

Um quinto modelo é proposto, o qual considera também os limites de tensão para os aerogeradores como restrições para o processo de otimização. Entretanto, os autores se limitaram à discussão teórica do modelo e não apresentaram resultados de testes para o mesmo, com a justificativa

de que os anteriores produzem resultados que respeitam o valor máximo de 5% de queda de tensão em todos os testes realizados. Neste trabalho, será utilizado como referência o modelo GCF2.

2.1 Modelo GCF2

Seja $N_0 = \{0, 1, \dots, n\}$ o conjunto de índices que representa as barras da rede coletora. O número 0 representa a subestação e os demais números representam os aerogeradores do parque. Seja $N = \{1, 2, \dots, n\}$ o conjunto de índices que contém apenas os identificadores dos aerogeradores. O índice i representa o nó de origem de uma conexão, pertencente a N_0 , e o índice j é utilizado para representar o nó de destino de uma conexão, contido em N . Considere também o índice k , que varia entre 1 e K , o qual representa o tipo de condutor dentre uma lista de condutores conhecida. Define-se também o índice t , o qual representa o número de aerogeradores à jusante de uma determinada conexão, de tal forma que, para trechos terminais da rede, $t = 1$. O custo de construção c_{ij}^k e os custos das perdas ativas p_{ij}^{kt} e reativas q_{ij}^{kt} de uma conexão são dados por

$$c_{ij}^k = (D + 3 \cdot C_k) \cdot l_{ij}, \quad (1)$$

$$p_{ij}^{kt} = 3 \cdot R_k \cdot l_{ij} \cdot l_f^2 \cdot t^2 \cdot I_r^2 \cdot c_p \cdot H \quad (2)$$

e

$$q_{ij}^{kt} = 3 \cdot X_k \cdot l_{ij} \cdot l_f^2 \cdot t^2 \cdot I_r^2 \cdot c_q \cdot H \quad (3)$$

em que D é o custo de instalação dos cabos por unidade de comprimento, C_k , R_k e X_k são o custo, resistência e reatância do condutor k por unidade de comprimento, l_{ij} é o comprimento da conexão entre i e j , l_f é o fator de carga das máquinas, I_r é a corrente nominal das máquinas, c_p é o custo da energia ativa, c_q é o custo da energia reativa e H é a janela de tempo considerada para a análise.

O modelo considera que todos os aerogeradores injetam a mesma corrente na rede e operam com fator de potência unitário. Com isso, cada tipo de condutor k suporta um número máximo de aerogeradores m_k à jusante de si em uma conexão. O valor deste número é obtido pela divisão inteira da ampacidade I_{Z_k} do condutor k pela corrente nominal das máquinas I_r . Matematicamente,

$$m_k = \lfloor \frac{I_{Z_k}}{I_r} \rfloor. \quad (4)$$

Define-se ainda o número máximo de aerogeradores suportados pelo condutor de maior ampacidade disponível, simbolizado por Q , e o número máximo de aerogeradores t_{ki} à jusante da barra i em uma conexão com condutor do tipo k , dados por

$$Q = \max_{k=1, \dots, K} m_k \quad (5)$$

e

$$t_{ki} = \begin{cases} m_k, & i = 0 \\ \min\{m_k, Q - 1\}, & i \in N \end{cases} \quad (6)$$

Uma vez calculados os custos, é possível determinar o condutor k_{ij}^t mais econômico para cada possível conexão da rede. Matematicamente,

$$k_{ij}^t = \arg \min_{k=k_t, \dots, K} (c_{ij}^k + p_{ij}^{kt} + q_{ij}^{kt}), \quad (7)$$

em que k_t é o condutor de menor ampacidade capaz de suportar a corrente da linha em questão e K é o condutor de maior capacidade de condução disponível.

O uso da Equação 7 elimina a necessidade de determinar os condutores na otimização e permite definir o custo total α_{ij}^t de uma conexão, o qual é dado por

$$\alpha_{ij}^t = c_{ij}^k + p_{ij}^{kt} + q_{ij}^{kt}, k = k_{ij}^t. \quad (8)$$

O projeto ótimo de uma rede coletora consiste em determinar a topologia mais econômica possível em termos do custo de construção e custo de perdas. Definindo a variável binária y_{ij}^{kt} , que representa a existência ou não de uma conexão entre as barras i e j com t aerogeradores à jusante e formada por condutores do tipo k , o modelo do problema é composto pela função objetivo

$$\min \sum_{i \in N_0} \sum_{j \in N} \sum_{t=1}^{Q(i)} (\alpha_{ij}^t \cdot y_{ij}^t) \quad (9)$$

e pelo conjunto de restrições

$$\sum_{j \in N} \sum_{t=1}^{Q(i)} (t \cdot y_{0j}^t) = n; \quad (10)$$

$$\sum_{i \in N_0} \sum_{t=1}^{Q(i)} (y_{ij}^t) = 1, \forall j \in N; \quad (11)$$

$$\sum_{i \in N_0} \sum_{t=1}^{Q(i)} (t \cdot y_{ij}^t) = \sum_{i \in N} \sum_{t=1}^{Q(i)} (t \cdot y_{ji}^t) + 1, \forall j \in N. \quad (12)$$

A restrição (10) impõe a conectividade de todos os aerogeradores do parque, ao determinar que a soma de todos os aerogeradores à jusante da subestação é igual ao número total de máquinas. Já o conjunto de restrições (11) impõe a radialidade para cada trecho do sistema, ao determinar que para cada barra j só há uma única conexão que tem j como destino. Por fim, o conjunto de restrições (12) garante que, para cada barra j , o número de aerogeradores à jusante da conexão que chega até j é maior em uma unidade do que a soma do número de aerogeradores à jusante das conexões que saem de j em direção às extremidades dos alimentadores, o que garante que o método escolherá conexões que formam alimentadores em vez de conexões com um número arbitrário de máquinas à jusante.

2.2 Contribuições para o modelo GCF2

Com o intuito de tornar o modelo mais realista e proporcionar maior economia nos projetos de redes coletoras, propõe-se neste trabalho algumas contribuições, as quais são descritas a seguir.

Valor presente líquido do custo operacional

O custo das perdas, também chamado de custo operacional, é distribuído ao longo do tempo. Como o cálculo do custo total é feito no presente, é necessário considerar que as despesas futuras possuem um valor diferente no presente. Quando um desconto não é aplicado ao custo das perdas, ocorre uma superestimativa do custo operacional e as perdas passam a ter um peso excessivo no dispêndio total da rede. A função objetivo, desta forma, se distancia da realidade e as soluções ótimas tendem a minimizar as perdas com a inclusão de mais alimentadores e condutores de maior seção transversal.

Nesse sentido, optou-se por realizar a correção do custo das perdas com o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL). O VPL caracteriza-se pela transferência para o instante presente de todas as variações de caixa esperadas a partir de uma taxa de juros (Fonseca, 2009). Para fluxos de caixa constantes, o VPL de um determinada quantia é obtido a partir do produto desta pelo fator de valor presente f_{VPL} , dado por

$$f_{VPL} = \left(\frac{(1+r)^H - 1}{r(1+r)^H} \right) \quad (13)$$

em que r é a taxa de juros definida para a análise. Assim, as equações (2) e (3) são reescritas como

$$p_{ij}^{kt} = 3 \cdot R_k \cdot l_{ij} \cdot l_f^2 \cdot t^2 \cdot I_r^2 \cdot c_p \cdot f_{VPL} \quad (14)$$

e

$$q_{ij}^{kt} = 3 \cdot X_k \cdot l_{ij} \cdot l_f^2 \cdot t^2 \cdot I_r^2 \cdot c_q \cdot f_{VPL}. \quad (15)$$

Custo dos cubículos de conexão dos alimentadores

O aumento do número de alimentadores de uma rede coletora tende a diminuir o custo operacional do parque, pois a potência total gerada será dividida entre um número maior de condutores. Todavia, a existência de um alimentador na rede implica na necessidade de barramentos maiores e um conjunto de equipamentos de conexão, medição e proteção, nomeados coletivamente de cubículo de conexão, o que implica em despesas adicionais para cada alimentador existente no empreendimento de geração. A existência de muitos alimentadores na rede, portanto, apesar de diminuir o custo operacional, tende a aumentar o custo de construção da rede coletora.

A desconsideração dessas despesas pode levar a uma solução ótima com muitos alimentadores, o que na prática pode custar caro. Para levar em consideração o dispêndio adicional dos alimentadores no modelo, a equação (1), que fornece o custo de construção de cada possível conexão da rede, deve ser reformulada para incluir o custo C_a dos cubículos de conexão nos casos em que o trecho tenha como barra de origem a subestação. Matematicamente, a nova expressão do custo de construção é dada por

$$c_{ij}^k = \begin{cases} C_a + (D + 3 \cdot C_k) \cdot l_{ij}, & i = 0 \\ (D + 3 \cdot C_k) \cdot l_{ij}, & i \in N \end{cases}. \quad (16)$$

Influência da temperatura na resistência dos condutores

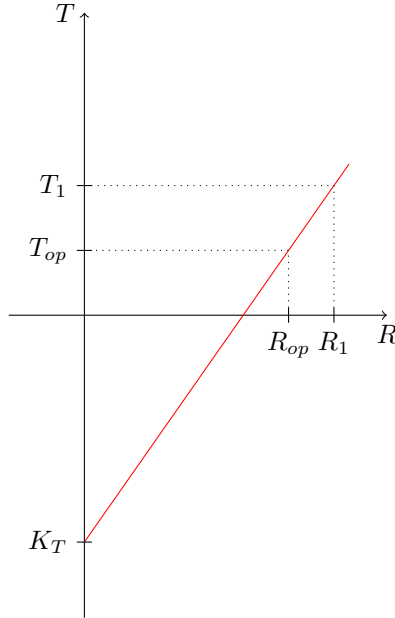
Cerveira et al. (2016) não mencionam em seu trabalho uma temperatura de operação dos condutores e nem a temperatura de referência do catálogo utilizado. A temperatura é uma grandeza física importante na operação de sistemas elétricos, dado que os condutores dos circuitos se aquecem devido ao efeito joule, o que leva a um aumento da resistência elétrica dos mesmos.

Na faixa normal de operação, a variação da resistência de um condutor metálico com a temperatura é praticamente linear (Stevenson and Grainger, 1994), o que permite a obtenção de um método conveniente para a correção da resistência de acordo com a temperatura de operação da aplicação. Seja K_T a temperatura de resistência nula de um condutor, obtida pela extrapolação do gráfico de temperatura *versus* resistência, conforme mostrado na Figura 1. (R_1, T_1) é um par resistência-temperatura conhecido,

proveniente do catálogo, e T_{op} é a temperatura de operação considerada. O valor da resistência de operação R_{op} é obtido a partir da aplicação de uma semelhança de triângulos no gráfico, que leva à expressão

$$R_{op} = R_1 \left(\frac{T_{op} - K_T}{T_1 - K_T} \right). \quad (17)$$

Figura 1. Gráfico de temperatura *versus* resistência para um condutor metálico hipotético.



Para levar em consideração a influência da temperatura no cálculo do custo operacional da rede, a equação (14), que fornece o valor presente líquido do custo das perdas ativas da rede, deve ser multiplicado pelo fator de ajuste da resistência f_T , dado por

$$f_T = \left(\frac{T_{op} - K_T}{T_1 - K_T} \right), \quad (18)$$

Com isso, a equação (14) é reescrita como

$$p_{ij}^{kt} = 3 \cdot R_k \cdot l_{ij} \cdot l_f^2 \cdot t^2 \cdot I_r^2 \cdot c_p \cdot f_{VPL} \cdot f_T. \quad (19)$$

Salienta-se que o valor da reatância não é influenciado pela temperatura. Assim, a consideração da temperatura de operação na análise não altera o valor das perdas reativas.

Apliação do fator de perdas no cálculo das perdas médias

Cerveira et al. (2016) aplicam um fator de carga igual a 0,5 na geração para o cálculo das correntes nos trechos e para o cálculo das perdas. O fator de carga, porém, relaciona o carregamento médio do parque com o carregamento máximo, o que não necessariamente tem relação com as perdas médias da rede coletora. O procedimento mais correto é a utilização de um fator de perdas, o qual relaciona as perdas médias com as perdas máximas calculadas a partir da operação nominal do parque.

Neste trabalho, considera-se um fator de perdas aproximado obtido a partir da equação (Braz et al., 2011)

$$F_p = K_f F_c^2 + (1 - K_f) F_c, \quad (20)$$

em que K_f é um fator dependente da fonte de energia primária e F_c é o fator de carga do parque.

3. RESULTADOS

A fim de reproduzir os resultados obtidos por Cerveira et al. (2016) e compará-los com os do modelo aprimorado, que será denominado GCF2', foram feitas otimizações de duas redes de parques eólicos utilizados nos estudos de caso do artigo, situados nas regiões de Alto da Coutada e Gardunha, em Portugal. Os algoritmos foram construídos em linguagem Python, utilizando o *framework* Pyomo e o *solver* Gurobi®, e foram executados em um computador Intel Core i5 @ 2,5 GHz, 8 GB de RAM e sistema operacional Ubuntu.

Tabela 1. Catálogo de condutores considerados para os estudos de caso.

k	R_k (Ω/km)	X_k (Ω/km)	C_k ($\text{€}/\text{km}$)	I_{Z_k} (A)
1	1,2000	0,1885	4500	122
2	0,8680	0,1885	5300	144
3	0,6410	0,1822	6800	170
4	0,4430	0,1728	7120	209
5	0,3200	0,1665	7980	249
6	0,2530	0,1634	8700	283
7	0,2060	0,1602	12770	316
8	0,1640	0,1571	13230	357
9	0,1250	0,1477	14890	413
10	0,1000	0,1445	17500	463
11	0,0778	0,1414	21090	526
12	0,0605	0,1382	23770	592

Para ambos os modelos, foram considerados um custo de energia ativa de 8 €/MWh, um custo de energia reativa de 4 €/Mvarh, um custo de instalação de 20.000 €/km e um horizonte de 20 anos para a análise. O catálogo de condutores considerado e a lista completa de parâmetros utilizados nos modelos são mostrados nas Tabelas 1 e 2.

Tabela 2. Parâmetros utilizados no modelos.

Modelo	Parâmetro	Valor
GCF2 e GCF2'	c_p	$8 \cdot 10^{-6}$ €
	c_q	$4 \cdot 10^{-6}$ €
	D	20.000 €/km
	H	20 anos
GCF2 GCF2'	l_f	0,5
	F_p	0,21
	K_T	-228 °C
	T_1	25 °C
	T_{op}	65 °C
	C_a	25.000 €
	r	0,07

3.1 Modelo GCF2

O parque eólico de Alto da Coutada é composto por 50 aerogeradores de potência nominal igual a 2,3 MW e tensão nominal de 20 kV, distribuído no terreno conforme as coordenadas geográficas encontradas na referência. Foi considerado um fator de carga igual a 0,5 para as máquinas. A execução do algoritmo de otimização foi concluída

em 27,24 segundos e levou a um resultado diferente do apresentado por Cerveira et al. (2016). Os custos e a topologia ótima obtidos para o parque são mostrados na Tabela 3 e na Figura 2.

Tabela 3. Custos obtidos pelo modelo GCF2 para o parque eólico de Alto da Coutada.

Tipo de custo	Valor (€)
Custo de construção	3.608.259,55
Custo das perdas ativas	846.233,49
Custo das perdas reativas	660.451,16
Custo total da rede	5.114.944,20

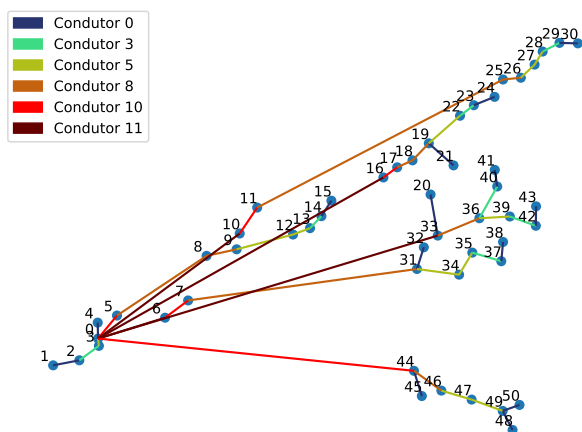


Figura 2. Topologia ótima do parque de Alto da Coutada segundo o modelo GCF2.

Já o parque eólico de Gardunha é composto por 57 aerogeradores de potência nominal igual a 2 MW e tensão nominal de 30 kV, distribuído no terreno conforme as coordenadas geográficas encontradas na referência. Foi utilizado também um fator de carga igual a 0,5. O algoritmo de otimização retornou em 97,01 segundos um resultado equivalente ao apresentado por Cerveira et al. (2016), em termos de topologia e dispêndio. Os custos e a configuração ótima obtidos para o parque são mostrados na Tabela 4 e na Figura 3. A numeração das barras foi omitida devido à alta densidade de pontos.

Tabela 4. Custos obtidos pelo modelo GCF2 para o parque eólico de Gardunha.

Tipo de custo	Valor (€)
Custo de construção	1.911.323,85
Custo das perdas ativas	437.822,42
Custo das perdas reativas	267.437,61
Custo total da rede	2.616.583,89

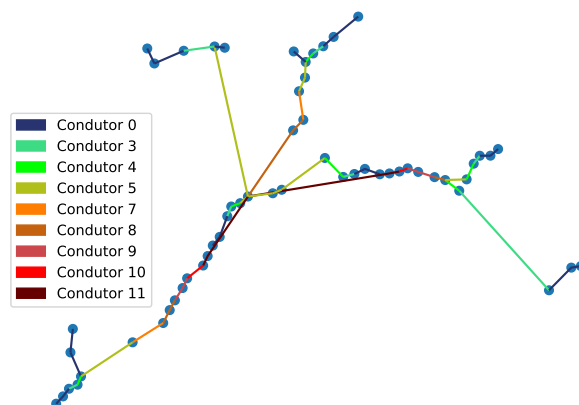


Figura 3. Topologia ótima do parque de Gardunha segundo o modelo GCF2.

3.2 Modelo GCF2'

Os mesmos parques eólicos mencionados na Seção 3.1 foram submetidos à otimização utilizando o modelo GCF2'. Com relação aos fatores adicionais incluídos no modelo, considerou-se um fator de perdas igual a 0,21 para a rede, conforme sugerido no trabalho de Braz et al. (2011), uma temperatura de resistência nula igual a -228 °C, uma temperatura de referência do catálogo igual a 25 °C, temperatura de operação dos condutores igual a 65 °C, custo do cubículo de conexão dos alimentadores de 25.000 € e taxa de juros igual a 0,07. As topologias ótimas obtidas são mostradas nas Figuras 4 e 5 e os custos associados às topologias são mostrados nas Tabelas 5 e 6.

Devido ao uso do VPL, existe uma diferença significativa entre os custos operacionais calculados por GCF2 e GCF2', pois o último aplica um desconto segundo uma taxa de juros para um horizonte de tempo longo. Como o custo operacional é menor em GCF2', o peso das perdas no custo total diminuiu e observa-se na solução ótima uma redução das seções transversais de alguns condutores utilizados na rede. Outra diminuição observada é no número de alimentadores. As soluções ótimas geradas por GCF2' tendem a economizar no número de alimentadores devido às despesas adicionais associadas aos cubículos de conexão. No caso dos parques mencionados, o número de alimentadores foi reduzido em uma unidade para ambos os parques, o que simplifica o projeto e a construção da subestação e representa uma economia real para a execução do empreendimento.

Tabela 5. Custos obtidos pelo modelo GCF2' para o parque eólico de Alto da Coutada.

Tipo de custo	Valor (€)
Custo de construção	3.720.158,45
Custo das perdas ativas	489.435,24
Custo das perdas reativas	284.458,45
Custo total da rede	4.494.052,15

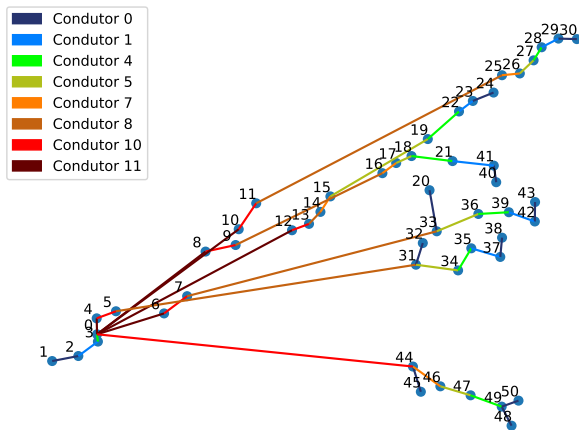


Figura 4. Topologia ótima do parque de Alto da Coutada segundo o modelo GCF2'.

Tabela 6. Custos obtidos pelo modelo GCF2' para o parque eólico de Gardunha.

Tipo de custo	Valor (€)
Custo de construção	1.962.656,69
Custo das perdas ativas	289.983,43
Custo das perdas reativas	116.136,20
Custo total da rede	2.368.776,33

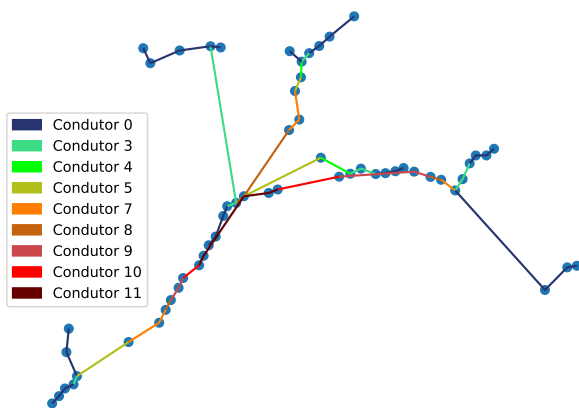


Figura 5. Topologia ótima do parque de Gardunha segundo o modelo GCF2'.

Para medir a redução obtida com o projeto das redes coletoras obtidas a partir do modelo GCF2', os custos das topologias devem ser medidos segundo um dos modelos. Como GCF2' inclui detalhes na análise que o tornam mais fiel à realidade, os custos calculados por este modelo serão tomados como referência para a comparação entre as diferentes topologias. No caso do parque de Alto da Coutada, a utilização do modelo GCF2' proporcionou uma redução de 44.135,12 € no custo total. Já para o parque de Gardunha, a utilização do modelo GCF2' proporcionou uma redução de 37.151,75 €. Com isso, ressalta-se a

importância de que o modelo utilizado seja o mais coerente possível com o problema real, observando-se sempre a complexidade e viabilidade de solução do mesmo.

4. CONCLUSÃO

Neste trabalho, foi apresentado o problema do projeto ótimo de redes coletoras de parques eólicos, foi discutido um modelo de otimização apresentado na literatura, foram propostas contribuições para o mesmo com o intuito de torná-lo mais fiel à realidade e foi avaliado o impacto das contribuições nas soluções ótimas obtidas a partir de dois estudos de caso. Verificou-se que novas soluções foram obtidas com a utilização de GCF2', o que ressalta a importância de se capturar corretamente a função objetivo do problema. Adicionalmente, a aplicação de GCF2' pode proporcionar economias da ordem de dezenas de milhares de euros no projeto das redes coletoras. Como trabalhos futuros, os autores pretendem investigar estratégias de mitigação do erro gerado no cálculo do custo operacional, devido à consideração de que todos os aerogeradores injetam a mesma corrente na rede, bem como reduzir a quantidade de conexões possíveis utilizando critérios de vizinhança entre as máquinas.

REFERÊNCIAS

- Braz, H., Melo, G., and Souza, B. (2011). Planejamento da rede coletora de um parque eólico usando um algoritmo genético paralelo com dimensionamento dos cabos baseado em condutores econômicos. In *Anais do XXI SNP-TEE (Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica)*. Florianópolis, SC.
- Cerveira, A., de Sousa, A., Pires, E.J.S., and Baptista, J. (2016). Optimal cable design of wind farms: The infrastructure and losses cost minimization case. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(6), 4319–4329. doi: 10.1109/TPWRS.2016.2521700.
- Dutta, S. and Overbye, T.J. (2012). Optimal wind farm collector system topology design considering total trenching length. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(3), 339–348. doi:10.1109/TSTE.2012.2185817.
- EPE (2021). Balanço energético nacional interativo. Disponível em: <http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/ben>. Acesso em: 14 de Outubro de 2021.
- Fonseca, J. (2009). *Análise e decisão de investimentos*. Iesde Brasil.
- J. Bauer, J.L. (2015). The offshore wind farm array cable layout problem: a planar open vehicle routing problem. *J Oper Res Soc* 66, 360–368. doi:10.1057/jors.2013.188.
- Stevenson, W.D. and Grainger, J.J. (1994). *Power System Analysis*. McGraw-Hill.
- Veeramachaneni, K., Wagner, M., O'Reilly, U.M., and Neumann, F. (2012). Optimizing energy output and layout costs for large wind farms using particle swarm optimization. In *2012 IEEE Congress on Evolutionary Computation*, 1–7. doi:10.1109/CEC.2012.6253002.
- Wu, Y.K., Lee, C.Y., Chen, C.R., Hsu, K.W., and Tseng, H.T. (2014). Optimization of the wind turbine layout and transmission system planning for a large-scale offshore windfarm by ai technology. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 50(3), 2071–2080. doi: 10.1109/TIA.2013.2283219.