

Dimensionamento ótimo de usinas solares com armazenamento em baterias para conexão em redes radiais por meio de otimização convexa

Max Chianca Pimentel Filho.* Thales Bruno Costa de Azevedo.
Benemar Alencar de Souza.*** Manoel Firmino de Medeiros Jr. ******

* *Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte,
Natal/RN, Brasil, (max.pimentel@ufrn.br)*

** *Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte,
Natal/RN, Brasil, (thales_ee@hotmail.com)*

*** *Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande,
Campina Grande /PB, Brasil, (benemar@dee.ufcg.edu.br)*

**** *Departamento de Engenharia de Computação e Automação, Universidade Federal do Rio Grande do Norte,
Natal/RN, Brasil, (firmينو@dca.ufrn.br)*

Abstract: Electricity production from wind and solar sources has increased considerably in recent decades. According to the website of the federal government of Brazil, 10.9% of the energy produced comes from wind farms and 2% from solar plants. However, the exploration of these sources is faced with an apparent limitation: difficulty in dispatching to keep up with energy demand. One of the solutions to this problem is the use of storage units to save energy in the period of generation surplus and to use it when there is a deficit. The objectives of this work are the determination of the nominal power of photovoltaic micro plants, located in specified points of radial distribution feeders, aiming to minimize the total losses of the system, as well as the determination of the capacity of the battery banks to be installed. The batteries will inject energy into the system, so that it does not need to use other energy sources when photovoltaic production is insufficient. For the implementation of the method, the energy of the total losses that was dissipated in the lines of the electrical system was used as an objective function, considering the period of one day. The calculation of the energy of the total losses will be carried out by dividing the daily curves of generation and consumption in 24 samples of one hour of duration, determining the energy of losses through the execution of 24 calculations of load flow. To determine the nominal power of generation at each node, the Lagrange multipliers method will be used, corresponding to the 1st order conditions of optimality. For the dimensioning of the batteries, the restriction was implemented, in which the power produced by the solar plants must be sufficient to supply all the energy consumed in the day (or part of this period). Thus, during the period of insolation, part of the generation will be consumed by the load and the rest will be accumulated in the banks, which will be consumed in the period in which there is no generation.

Resumo: A produção de eletricidade a partir de fontes eólicas e solares aumentou consideravelmente nas últimas décadas. De acordo com o site do governo federal do Brasil, 10,9% da energia produzida é proveniente de parques eólicos e 2% de usinas solares. No entanto, a exploração dessas fontes se depara com uma aparente limitação: dificuldade de despacho para acompanhar a demanda de energia. Uma das soluções desse problema é a utilização de unidades armazenadoras para economizar energia no período de superávit de geração e utilizá-la quando houver déficit. Os objetivos deste trabalho são a determinação da potência nominal de micro usinas fotovoltaicas, localizadas em pontos especificados de alimentadores radiais de distribuição, visando à minimização das perdas totais do sistema, como também a determinação da capacidade dos bancos de baterias que devem ser instalados. As baterias irão injetar energia no sistema, de forma que ele não precise utilizar outras fontes de energia quando a produção fotovoltaica for insuficiente. Para a implementação do método, utilizou-se como função objetivo a energia das perdas totais que se dissipou nas linhas do sistema elétrico, considerando o período de um dia. O cálculo da energia das perdas totais será realizado dividindo as curvas diárias de geração e consumo em 24 amostras de uma hora de duração, determinando a energia de perdas através da execução de 24 cálculos de fluxo de carga. Para a determinação das potências nominais de geração em cada nó será utilizado o método dos multiplicadores de Lagrange, correspondente às condições de otimalidade de 1ª ordem. Para o dimensionamento das baterias, foi implementada a restrição, em que a potência produzida pelas usinas solares deve ser suficiente para suprir toda a energia consumida no dia (ou parte desse período). Assim, durante o período de insolação, parte da geração será consumida pela carga e o restante será acumulado nos bancos, que será consumido no período em que não houver geração.

Keywords: Solar Energy; battery banks; distribution system; optimization; Lagrange multipliers.

Palavras-chaves: Energia solar; banco de baterias; sistema de distribuição; otimização; multiplicadores de Lagrange.

1. INTRODUÇÃO

No passado, os sistemas elétricos eram abastecidos preferencialmente através de fontes como a hidroelétrica, termoeétrica e nuclear, entre outras. Porém, com a utilização exaustiva do potencial hídrico dos países, a inviabilidade de formação de grandes lagos e outros aspectos ambientais, houve uma diminuição da construção de novas usinas. As termoeletricas, além de ser uma das opções mais caras de produção de energia elétrica, também são altamente poluentes, principalmente as que funcionam a carvão, fazendo com que sejam uma solução cara, tanto no aspecto ambiental como no financeiro. As usinas nucleares, embora sejam consideradas como uma fonte de energia limpa, após os acidentes de Chernobyl e Fukushima, muitos governos, em suas políticas energéticas, passaram a evitar sua construção, principalmente na Europa.

Nesse contexto, a partir do final da década de noventa, começou-se a se investir na produção de energia elétrica através de fontes renováveis. Inicialmente, houve um grande crescimento na produção de energia elétrica, por meio da fonte eólica. Em menos de 20 anos, de acordo com Owens (2019), essa forma de produção de energia passou a ser amplamente difundida e apresentou avanços tecnológicos e econômicos substanciais, facilitando sua consolidação. O mesmo processo tem acontecido mais recentemente com a produção de energia a partir da fonte solar. Atualmente, existe a possibilidade de micro usinas solares para o abastecimento de residências, comércio e pequenas indústrias. E ainda a possibilidade de usinas com maior potência, responsáveis pelo abastecimento de empreendimentos maiores, como *shoppingcenters*, ou para a venda no mercado de energia.

No caso de sistemas de distribuição de energia elétrica, com tensões entre 1kV e 36 kV, aproximadamente, onde normalmente os consumidores são de pequeno porte, a instalação de painéis fotovoltaicos já é bem popular. No modelo brasileiro, segundo a resolução 482 de 2012 da ANEEL, no caso de microgerações, quando durante o dia, a geração é maior que o consumo, a energia é injetada no sistema elétrico e o cliente é creditado deste montante. Quando o consumo é maior que a geração, o cliente consome o que foi creditado durante o período de superavit de energia. No fim do período de tarifação, é realizada uma contabilidade, verificando o total produzido e consumido. No caso que o consumo seja maior que a geração o consumidor paga a diferença, caso contrário, o cliente passa a ter a possibilidade de consumir o excedente de energia nos próximos períodos de faturamento, respeitando-se o prazo estabelecido para utilização.

Em casos particulares, como condomínios, nos quais a independência energética pode ser usada como um elemento de propaganda por parte dos empreendedores, ou mesmo em locais mais remotos, no qual exista dificuldade ou intermitência do fornecimento de energia, a energia gerada pelos painéis solares pode diminuir esta dependência. Entretanto, como a energia solar só existe durante o dia, para consumi-la fora do período de insolação, haverá a necessidade de utilização de bancos de baterias, como sugerido por Lee

(1993). Neste caso, durante o período de insolação, os painéis solares devem produzir toda a energia necessária para o sistema. Nas horas em que houver excedente de geração, a energia deverá ser armazenada em bancos de bateria e no momento de déficit de geração, a diferença será suprida pelos bancos.

Xiao (2016) resolve o problema de dimensionamento e localização do sistema de armazenamento de energia em alimentadores de distribuição que já tenham os geradores fotovoltaicos instalados. Neste caso, por ser um problema de otimização inteira, propõe uma solução por meio de um Algoritmo Genético que, apesar de eficiente, demanda um elevado número de cálculos de fluxo de carga. Este trabalho tem como objetivo a otimização do dimensionamento das unidades de geração fotovoltaica, bem como a capacidade dos bancos de baterias associados, visando à obtenção de perdas mínimas, durante o período de geração. Considera-se que os nós de conexão das instalações geradoras são fixos, definidos pelos consumidores que planejam se habilitar como acessantes geradores. Para este fim, será utilizado o método dos multiplicadores de Lagrange de maneira a modelar a restrição adotada no modelo. Para aplicação do método foi assumida como função objetivo, a energia ativa total perdida no sistema durante um período de 24 h. Como restrição, a energia total gerada no período deverá ser suficiente para abastecimento do restante do dia, ou apenas parte dele, como por exemplo, o período correspondente à ponta do sistema, quando o valor da TUSD é mais elevado. Para estes fins, foi escolhida como variável de controle, a potência nominal de geração de cada unidade. Para viabilizar o processo, utilizou-se o cálculo de fluxo de carga pelo método da soma de potências, específico para sistemas radiais de distribuição. Para o cálculo das derivadas da função objetivo em função das variáveis de controle, será utilizado o método apresentado em da Costa (2019).

Para solução do problema, serão consideradas uma curva típica diária de geração e uma curva típica diária de consumo. Como período de análise, foi escolhido um dia completo, que será fracionado em faixas representativas de cada período. No caso deste trabalho, o dia será dividido em 24 períodos de uma hora. Apesar da modelagem do problema ter algumas limitações, como não considerar a natureza estocástica das cargas e das gerações, ainda representa uma solução viável. Mesmo com as incertezas horárias das gerações e consumo de energia elétrica, ao não considerar estas variações, para fins de planejamento, os erros não serão altos pelo fato desses valores sempre serem frações de sua potência nominal. A adoção destas hipóteses permite a solução através de um método determinístico, o que pode ser considerado como vantagem. Normalmente, em sistemas de distribuição, um analista de redes vai dispor facilmente destas informações e poderá resolver problemas de solicitações de acesso com o auxílio da metodologia.

2. DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Um alimentador de distribuição de média tensão tem, usualmente, uma configuração radial, com um carregamento da ordem de 5 MVA. Nele, normalmente estão conectados residências, pontos comerciais ou de serviço e pequenas indústrias. Com a popularização da geração de energia elétrica

através de painéis solares, devido, principalmente, a seus aspectos ambientais e econômicos, muitos destes consumidores passaram a gerar energia.

Atualmente, no Brasil, cada consumidor pode instalar seu sistema de microgeração. Porém, a potência máxima gerada não deverá ser maior que demanda máxima da sua residência. Este limite é imposto com o objetivo de que a corrente máxima nas linhas do sistema não exceda o seu limite de operação. Neste modelo, a energia excedente que é gerada durante um período é “armazenada” no sistema elétrico, e consumida quando a carga for maior que a geração.

Entretanto, em casos especiais, pode existir a necessidade de que haja armazenamento de energia durante o período de geração, para que seja utilizada no horário que a geração não seja suficiente para atender à carga. Nesse cenário, pretende-se que o alimentador ou sistema de distribuição seja praticamente suficiente do ponto de vista energético. Neste caso, a energia excedente produzida deverá ser armazenada em algum dispositivo, no caso deste trabalho, bancos de baterias. Também será adotada a hipótese de que as unidades de geração e armazenamento serão em número fixos e com localização pré-definida.

Em um sistema elétrico, os valores das cargas e das gerações variam, a cada instante, durante o dia, conforme uma curva de carga e geração, respectivamente. Dessa forma, o período de análise (um dia) será dividido em 24 parcelas de uma hora, serão consideradas a geração e a carga média de cada parcela como seu valor representativo.

Como função objetivo, será considerada a energia de perdas (E_{Perdas}) no período, com representa (1), ou seja, o somatório das perdas em todos os trechos do sistema para todas as 24 parcelas. Como cada parcela possui 1 (uma) hora de duração, o resultado será a energia perdida em um dia. A restrição será que a energia gerada durante o período de insolação deverá ser igual à energia consumida durante o dia, ou maior que ela, caso não se queira o descarregamento total das baterias, para fins de eficiência. E as variáveis de controle são as potências nominais de cada ponto de geração.

$$E_{Perdas} = \sum_{i=1}^{NI} \left[\Delta t_i \cdot \sum_{j=1}^{NL} PL_j \right] \quad (1)$$

Onde:

NI é o número de intervalos em que o dia foi dividido;

NL é o número total de trechos do alimentador;

Δt_i é o tempo de duração de um intervalo i ;

PL_j é a perda ativa na linha j (W).

As perdas no trecho j são definidas por (2):

$$PL_j = \frac{R_j (P_{soma_j}^2 + Q_{soma_j}^2)}{|V_j|^2} \quad (2)$$

Onde:

P_{soma_j} é a soma de todas as potências ativas consumidas a jusante do nó j (W);

Q_{soma_j} é a soma de todas as potências reativas consumidas a jusante do nó j (W);

$|V_j|$ é o módulo tensão no nó final da linha (Volt).

Inicialmente realiza-se o dimensionamento das microusinas, considerando o período de insolação, objetivando a minimização das perdas e que a energia total gerada seja suficiente para fornecimento de um dia de consumo, ou parte dele. Para o processo de otimização será utilizado o método dos multiplicadores de Lagrange com restrições, como em Boyd (1991). O resultado da aplicação do algoritmo de otimização será a potência nominal de geração em cada ponto, e o dimensionamento da capacidade total de armazenamento das baterias, que deverá ser instalada em cada usina. Para testar o algoritmo será feita uma simulação, considerando um período de funcionamento, como por exemplo, uma semana, e verificando se o sistema de geração e armazenamento consegue atender sem a necessidade de energia suplementar.

2.1 Curva de carga e geração

A curva de carga em um sistema de energia elétrica varia entre os dias, porém podem-se observar alguns padrões para alguns conjuntos. Os denominados dias úteis, por exemplo, entre segunda e sexta-feira, excluindo-se os feriados, são os que normalmente apresentam o maior carregamento. Já os sábados, domingos e feriados, apresentam curvas características, porém com um carregamento inferior ao dos dias úteis. Para análise que será realizada neste trabalho, será utilizada uma média das potências horárias semanais (segunda a sexta) no mês de maior consumo do ano. Utilizando os dias e período do ano de maior demanda, garante que o ótimo seja determinado para a condição de maiores perdas no sistema e o dimensionamento das unidades de geração e armazenamento atendam qualquer situação de carregamento. Para isto foram utilizados os dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), em sua página pública. Para simulação foi utilizado o carregamento do sistema, medido a cada hora, começando a partir de 0h e finalizando às 24 h, conforme se mostra na Fig. 1.

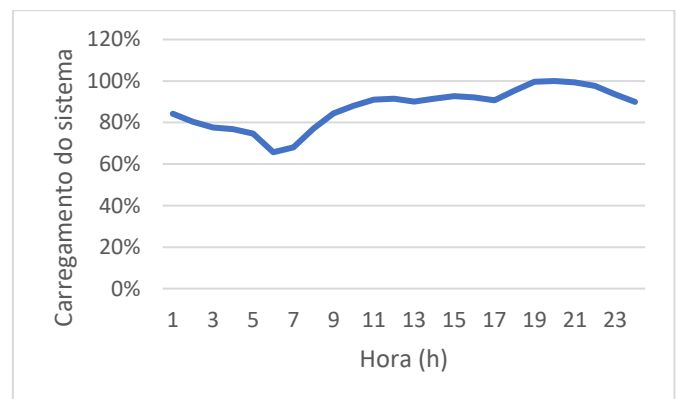


Fig. 1 Carregamento diário do alimentador.

A curva de geração solar também foi obtida após a consulta dos dados disponibilizados pelo ONS. Para sua definição, foi feita uma média diária das medições, encontrando-se uma curva representativa. Na simulação foram utilizadas as medições de geração feitas no mesmo horário das medições do carregamento como na Fig. 2.

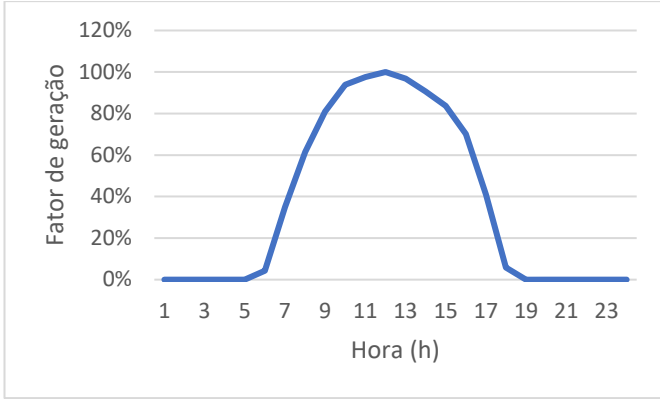


Fig. 2 Curva de insolação diária.

3. APLICAÇÃO DO MÉTODO DE LAGRANGE

O problema de otimização de uma função sujeita a restrições de igualdade pode ser resolvido pela aplicação das condições de otimalidade à função objetivo aumentada, conforme se especifica a seguir.

Seja $\mathbf{x}^* \in \mathfrak{R}^n$ um minimizador local de f , sujeita a restrições $g_i(\mathbf{x}^*) = 0, i = 1, \dots, m$. Seja ainda \mathbf{x}^* um ponto regular das restrições g . Então existe $\lambda^* \in \mathfrak{R}^m$ tal que (3) seja verdadeira:

$$\nabla f(\mathbf{x}^*) + \sum_{i=1}^m \lambda_i^* \cdot \nabla g_i(\mathbf{x}^*) = 0 \quad (3)$$

O problema de otimização pode ser resolvido por meio da solução simultânea de $m + n$ equações definidas por (4) e (5):

$$g_i(\mathbf{x}^*) = 0, i = 1, \dots, m \quad (4)$$

$$\nabla_k f(\mathbf{x}^*) + \sum_{j=1}^m \lambda_j^* \nabla_k g_j(\mathbf{x}^*) = 0, k = 1, \dots, n \quad (5)$$

A condição expressa pelas $m+n$ equações acima equivale à condição de estacionaridade da função \mathcal{L} , relativamente às variáveis \mathbf{x}, λ , dada por (6):

$$\mathcal{L}(\mathbf{x}, \lambda) = f(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^m \lambda_i g_i(\mathbf{x}) \quad (6)$$

3.1 Fluxo de carga Soma de Potências

O fluxo de carga soma de potências apresentado por Céspedes (1990), foi desenvolvido especialmente para sistemas radiais de distribuição de energia elétrica. De acordo com esse método, executam-se varreduras no sistema, uma começando dos nós terminais em direção à subestação, somando-se em cada nó, todas as potências líquidas dos nós e perdas nas linhas localizadas a jusante. Em (7) mostra-se um exemplo do cálculo da potência ativa soma ($Psoma_i$) em um nó i .

$$Psoma_i = \sum_{j \in \Pi_i} (PG_j - PC_j) + \sum_{j \in \Psi_i} (PL_j) \quad (7)$$

Onde:

Π_i : conjunto de todos os nós localizados a jusante do nó i ;
 Ψ_i : conjunto de todas as linhas localizadas a jusante do nó i ;
 PG_j : potência ativa gerada no nó j (kW);

PC_j : potência reativa gerada no nó j (kVAr);
 PL_j : perda ativa na linha j localizada a jusante do nó i .

Em uma segunda etapa, executa-se outra varredura, sendo agora partindo da subestação, que tem um valor de tensão e ângulo conhecidos, em direção aos nós terminais. Utilizando (8), calculam-se as tensões no nó terminal de cada trecho. Assim, encontra-se o módulo da tensão no nó terminal j (V_j), em função das potências ativa e reativa soma, $Psoma_j$ e $Qsoma_j$, respectivamente, da resistência (R_j) e da reatância (X_j) do trecho.

$$|V_j|^4 + [2(R_j \cdot Psoma_j + X_j \cdot Qsoma_j) - |V_i|^2] \cdot |V_j|^2 + (R_j^2 + X_j^2) \cdot (Psoma_j^2 + Qsoma_j^2) = 0 \quad (8)$$

O processo de varredura é repetido até que a convergência seja alcançada.

3.2 Determinação da função de Lagrange

Considerando (1) como a função objetivo e PGN_k , potência nominal de cada microssina, como variável de controle, e PG_k como o valor da potência gerada no intervalo de geração i , calcula-se utilizando (9) a sua derivada com relação a cada variável de controle.

$$\frac{\partial E_{Perdas}}{\partial PGN_k} = \sum_{i=1}^{NI} \left[\Delta t_i \cdot \sum_{j=1}^{NL} \frac{\partial PL_j}{\partial PGN_k} \right] \quad (9)$$

Onde:

PG_k é a potência gerada no nó k ;
 PGN_k é a potência nominal instalada no nó k ;
 $NNos$ é o número total de nós.

O sistema de geração diária deverá ter a capacidade de suprir a energia consumida durante todo o dia, ou parte dele. Para este fim, em (10) foi definida como restrição, ou seja, a energia total gerada deverá ser igual a uma parcelada (α) energia total consumida e as perdas.

$$\sum_{i=1}^{NI} \left[\Delta t_i \cdot \sum_{j=1}^{NG} (PGN_j \cdot FG_i) \right] + \sum_{i=1}^{NI} \left\{ \Delta t_i \cdot \left[\alpha \cdot \sum_{j=1}^{NNos} (PCN_j \cdot FC_i) + \sum_{j=1}^{NL} PL_j \right] \right\} = 0 \quad (10)$$

Onde:

PCN_j representa a potência nominal da carga localizada no nó j ;
 FC_i é o fator de carga no intervalo i ;
 FG_i representa o fator de geração no intervalo i ;
 α é parcela da potência consumida que será suprida.
A função aumentada de Lagrange é definida por (11), onde λ é o multiplicador de Lagrange.

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^{NI} \left[\Delta t_i \cdot \sum_{j=1}^{NL} PL_j \right] + \lambda \cdot \left\{ \sum_{i=1}^{NI} \left[\Delta t_i \cdot \sum_{j=1}^{NG} (PG_j) \right] + \sum_{i=1}^{NI} \Delta t_i \left[\alpha \sum_{j=1}^{NNos} (PC_j) + \sum_{j=1}^{NL} PL_j \right] \right\} \quad (11)$$

3.3 Condição de Otimalidade

Definida a função aumentada de Lagrange, a condição de primeira ordem estabelece que:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial PGN_k} = 0 \quad (12)$$

A potência gerada em uma barra é calculada multiplicando-se a potência nominal do sistema pela capacidade de geração naquele instante, que vai depender do horário do dia, conforme (13).

$$PG_k = FG_i \cdot PGN_k \quad (13)$$

A partir de (13), utilizando o método apresentado em Medeiros Jr. & Pimentel Filho (1998), determina-se a derivada da potência gerada no nó em função da sua potência nominal:

$$\frac{\partial PG_k}{\partial PGN_k} = FG_i \quad (14)$$

Então, a derivada da função de Lagrange em função da potência gerada em uma barra k qualquer (PGN_k) é dada por (15):

$$\frac{\partial \mathcal{L}(x, \lambda)}{\partial PGN_k} = \sum_{i=1}^{NI} \left[\Delta t_i \cdot \sum_{j=1}^{NL} \frac{\partial PL_j}{\partial PGN_k} \right] + \lambda \cdot \left\{ \sum_{i=1}^{NI} [\Delta t_i \cdot FG_k] + \sum_{j=1}^{NI} \Delta t_j \left[\sum_{i=1}^{NL} \frac{\partial PL_i}{\partial PGN_k} \right] \right\} \quad (15)$$

Derivando (2) com relação a PGN_k , tem-se (16):

$$\frac{\partial PL_j}{\partial PG_k} = \left\{ \frac{R_j \left(2 \cdot Psoma_j \cdot \frac{\partial Psoma_j}{\partial PG_k} \right) - (Psoma_j^2 + Qsoma_j^2) \cdot \frac{\partial |V_j|^2}{\partial PG_k}}{|V_j|^4} \right\} \quad (16)$$

Derivando a (11) com relação a λ , encontra-se (17).

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = \left\{ \sum_{i=1}^{NI} \left[\Delta t_i \cdot \left(\sum_{j=1}^{NG} (PG_j) + \alpha \sum_{j=1}^{NNos} (PC_j) + \sum_{i=1}^{NL} PL_i \right) \right] \right\} \quad (17)$$

Aplicando as condições de primeira ordem, após o cálculo das derivadas indicadas em (15) e (17) monta-se (18)

$$\begin{bmatrix} \beta_{11} & \dots & \beta_{1n} & \gamma_1 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \beta_{n1} & \dots & \beta_{nn} & \gamma_n \\ \sum_{i=1}^{NI} \Delta t_i \cdot FG_1 & \dots & \sum_{i=1}^{NI} \Delta t_i \cdot FG_n & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} PGN_1 \\ \vdots \\ PGN_n \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_1 \\ \vdots \\ \sigma_n \\ E_{con} \end{bmatrix} \quad (18)$$

Os cálculos dos termos β_{ij} e σ_i são encontrados em da Costa (2019). A energia consumida no período é calculada por (19) e γ_n por (20).

$$E_{con} = \sum_{i=1}^{NI} \Delta t_i \left[\alpha \sum_{j=1}^{NNos} (PCN_j \cdot FC_i) + \sum_{j=1}^{NL} PL_j \right] \quad (19)$$

e

$$\gamma_n = \left\{ \sum_{i=1}^{NI} \Delta t_i \left[FG_n + \sum_{j=1}^{NL} \frac{\partial PL_j}{\partial PGN_k} \right] \right\} \quad (20)$$

No cálculo de σ_i , que é realizado através de manipulações em (13), não foi possível isolar todos os termos que dependem as variáveis de controle no primeiro membro da equação. Assim, o lado direito da equação também depende de alguma forma das variáveis de controle. Portanto, em cada iteração para o cálculo do ponto ótimo, também se realiza uma iteração do método Gauss-Siedel para a busca do ótimo

4. DIMENSIONAMENTO DOS BANCOS DE BATERIA

O processo de otimização dimensiona as potências nominais das microusinas fotovoltaicas de modo que o carregamento do sistema ocorra com perdas mínimas, considerando a restrição imposta. Para que a energia gerada seja suficiente, no processo de otimização, definiu-se como restrição, que a energia total gerada pelas placas, deveria ser igual à energia total do sistema, ou parte dela, conforme (5). Entretanto, como a energia é gerada durante o período de insolação, para que a energia gerada seja também aproveitada fora do período de insolação, é necessário que haja armazenamento durante a geração.

Durante o período de geração, as micro usinas irão gerar mais que o necessário para o consumo em cada momento do período. O excedente de energia deverá ser armazenado em um banco de baterias localizado junto com a geração, para que seja utilizada em outro horário.

Fora do período de insolação, quando não existe geração, as baterias passarão a suprir a demanda, até que voltem a ser recarregadas. Essa exigência se justifica para que as baterias tenham energia necessária para que completem um ciclo, sem que se descarreguem totalmente. Assim, o sistema de geração deve ser dimensionado para que o excedente de energia gerada

seja suficiente para garantir o fornecimento fora do período de insolação, ou parte dele. A capacidade dos bancos de bateria deve ser compatível com os valores máximos que deverão ser armazenados.

O método calcula o valor que deve ser armazenado nas baterias e a capacidade nominal de cada unidade geradora. Em um sistema com mais de uma unidade geradora, em cada uma delas haverá um banco de baterias. O valor nominal de armazenamento de cada unidade deverá ser uma parcelada energia total a ser armazenada. A soma da capacidade de todas as unidades deverá ser igual à energia total determinada pelo processo. Neste trabalho, decidiu-se dividir os bancos de bateria de modo proporcional a capacidade de geração. Unidades com maior capacidade de geração recebem maior capacidade de armazenamento do que a de capacidade menor.

Durante o período de insolação toda energia excedente gerada será dividida e armazenada nos bancos de bateria de cada unidade. A cada aumento, ou diminuição da carga, os bancos de bateria funcionarão como uma fonte de tensão, injetando na rede a energia necessária para suprir a demanda (incluindo as perdas, ou parte destas) ou parte delas.

Outro cenário que pode ser trabalhado com pequenas alterações no algoritmo diz respeito à situação de autoprodutores de energia, que pretendem gerar energia para o próprio consumo e, além disso, eliminar o consumo no horário de ponta do sistema.

5. ALGORITMO

Para solução do problema será utilizado um processo misto, utilizando o método dos multiplicadores de Lagrange em conjunto com o método de Gauss-Siedel. A avaliação da função objetivo e o cálculo das variáveis utilizadas no processo de otimização, serão determinadas utilizando o método iterativo de fluxo de carga soma de potências.

Além dos dados normais para execução do fluxo de carga, como tensão nominal do sistema, impedância das linhas, carregamento dos nós, fator de potência, entre outros, também deverão ser informados no início do processo a curva de carga representativa do sistema e a curva de geração solar diária. Para o processo de otimização, divise-se o dia em intervalos iguais, e a maior carga de cada intervalo representará o sistema para aquele ponto de operação. Assim, o processo de otimização é realizado utilizando valores representativos de todo o período. No caso deste trabalho, escolheram-se intervalos de uma hora, de modo que a soma das potências de cada ponto, já representa o valor em energia consumida e produzida no período. Quanto maior o número de intervalos, maior a precisão do método, porém acarretando um maior custo computacional. Na Fig. 3 apresenta-se o fluxograma do processo.

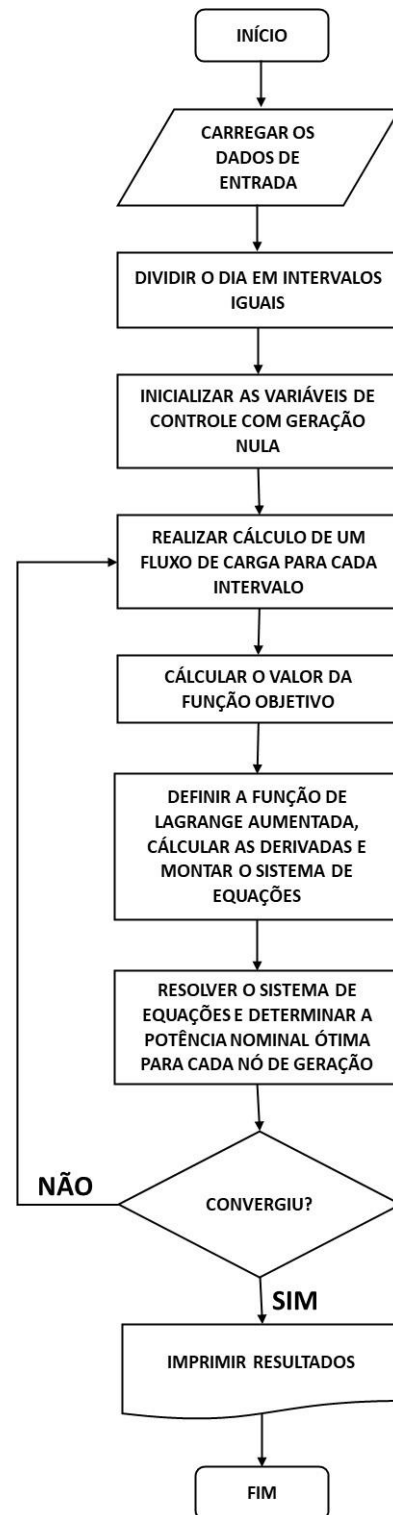


Fig. 3 Fluxograma do algoritmo.

6. RESULTADOS

Para testar o método, elaborou-se um programa computacional, simulando o sistema teste IEEE de 37nós apresentado em Kersting(1991), adaptado, com a exclusão do nó 37. Foram escolhidos 3 pontos de geração localizadas ao longo do alimentador, de modo que suas potências nominais são as variáveis de controle do processo de otimização.

Em uma primeira simulação, variou-se a localização dos 3 pontos de geração, calculando-se a potência nominal de geração em cada ponto e o valor da energia perdida no dia. As escolhas dos nós foi feita tentando-se distribuir os nós de modo disperso, ao longo do alimentador e, como restrição, definiu-se que a energia gerada em um dia deverá ser igual à energia consumida pelo sistema, incluindo as perdas. A tabela I apresenta os resultados.

Tabela 1. Energia de perdas totais diária para diferentes conjuntos de nós de geração.

Conj. Nós	Pg1 (kW)	Pg2 (kW)	Pg3 (kW)	Energia Perdas (kW)	Varição em relação ao caso base (%)
C. base	0	0	0	1,482	0
3, 9, 28	41,45	13,40	24,74	0,329	71,2%
4, 9, 25	37,69	18,85	26,94	0,436	61,9%
3, 6, 28	52,51	12,68	18,29	0,365	68,1%
6, 8, 31	32,22	36,58	14,68	0,450	60,7%

Nota-se que para todos os casos de otimização, a soma da potência de geração instalada é a mesma. Entretanto o conjunto de nós (3, 9 e 28) foi o que apresentou a maior redução de perdas, com uma diferença de 71,2% com relação ao caso base. Nas outras configurações, apesar de também apresentarem reduções, estas foram inferiores.

Na segunda simulação, limitou-se a quantidade de energia que deveria ser armazenada nos bancos de bateria. Para isto, variou-se a restrição imposta ao processo e fixaram-se os nós de geração aos que representaram menores perdas nas simulações da Tabela I, ou seja, os nós 3, 9 e 28. A primeira simulação representa o caso base. Na segunda simulação, a quantidade de energia gerada deverá ser suficiente para garantir um dia completo de carga, com a possibilidade de armazenamento de energia. Na terceira simulação, a quantidade de energia gerada deverá ser suficiente para suprir o período de insolação e o horário de ponta (das 18h até às 21h), também com necessidade de armazenamento. Na quarta simulação, será considerado apenas o período de insolação, com armazenamento de energia. Nas quinta, sexta e sétimas simulações, limitou-se o carregamento no horário de ponta, ao carregamento máximo do sistema, a 80% e a 70% da potência nominal, respectivamente.

Na Tabela 2 apresentam-se os resultados das simulações. Analisando os resultados, verifica-se que em todas as simulações foram verificados uma redução nas perdas totais do sistema, considerando um dia. Aumentando a geração e capacidade de armazenamento, consegue-se uma redução maior, porém com maior custo. Com base nas simulações e considerando outros aspectos técnicos e os custos, cabe ao analista definir qual a melhor solução a ser implementada.

Tabela 2. Resultado de simulações para diferentes períodos de armazenamento de energia.

Tipo Simul.	Geraçã o Total Nom. (kW)	Cap. de Armaz (kWh)	Ener. de perdas (kWh)	Demand a Max fora ponta (kW)	Demand a Max na ponta (kW)
Caso Base	0	0	1,4821	30,26	32,83
2	79,6	368,78	0,4265	0,02	0,02
3	53,97	160,77	0,83	30,73	0,02
4	42,63	69,9	1,1004	32,08	32,83
5	39,13	49,27	1,2161	30,08	32,08
6	41,82	67,28	1,0569	32,08	26,25
7	43,34	78,18	0,9941	32,08	22,97

Após testar o processo de otimização, foi realizada uma simulação para verificar o comportamento do sistema com os sistemas de geração e o armazenamento ao longo do tempo. Foram simuladas 72 horas (3 dias) seguidas de funcionamento, inicializando os bancos de bateria com carga 0 (zero) e considerando a simulação tipo 1, na qual o sistema é dimensionado para fornecer energia durante todo o dia. Após um dia de funcionamento as baterias já atingem seu carregamento máximo e quando se descarregam ficam com uma carga residual de 0,8 % do carregamento máximo. Com o sistema funcionando de modo ideal, e já em regime, a injeção de potência pela Slack no sistema, é praticamente zero.

O processo de determinação do valor de armazenamento de cada unidade de banco de baterias foi realizado de modo proporcional a potência de geração de cada unidade, sem que haja uma otimização. Fazendo uma nova simulação, considerando que os bancos de baterias e a geração solar devem ser suficientes para fornecer a energia total do sistema durante um dia, sendo que dividindo igualmente a energia a ser armazenada em cada banco. Neste caso, encontra-se uma energia de perdas totais de 0,53 kWh, ou seja, um valor 24,8% maior que utilizando o método proposto. Esse fato sugere a aplicação de outro processo de otimização para determinação a carga de cada banco de baterias.

Quanto à convergência, o método necessitou de apenas duas iterações para o algoritmo baseado em Lagrange convergir. Dividindo-se o dia em períodos de 01 (uma) hora, foram necessários 24 (vinte e quatro) cálculos de fluxo de carga. Após o processo de otimização foram executados mais 72 (setenta e dois) cálculos de fluxo de carga, representando 3 dias de funcionamento do sistema. A simulação pós otimização foi necessária para confirmar se o sistema funcionaria de acordo com o que foi proposto no algoritmo. Em termos de tempo de processamento, todo o processo levou aproximadamente 40 segundos para ser realizado.

8. CONCLUSÕES

Pelo fato de o problema ser tratado com um método de otimização determinístico, pôde-se verificar que se apresentou eficiente, com uma convergência rápida e com redução da função objetivo em todas as simulações. A utilização de metaheurísticas, como em Sheng (2015), também poderia resolver o problema, mas por sua natureza, talvez necessitasse de um elevado número de cálculos de fluxo de carga.

Analisando os resultados da Tabela 2, nota-se que o processo de determinação da potência ótima das unidades de geração trás benefícios. Entretanto, ele deve funcionar em conjunto com um processo de localização ótima dos pontos de geração e o número ideal de unidades geradoras.

Apesar de em termos técnicos, o processo ter se apresentado viável, o modelo pode ser aprimorado. Para trabalhos futuros, pode-se implementar modelos mais precisos, como o dos bancos de bateria, que neste trabalho não foram considerados os seus tempos de carregamento e de descarregamento, como as suas perdas. O modelo das curvas de carga foi igual, para todos os dias, sem considerar o fim de semana, feriados.

Também não foi considerado o aspecto estocástico do consumo, que mesmo em dias típicos, apresentam variações em sua carga para um mesmo horário e dias diferentes. As curvas de geração também foram fixas, considerando uma média anual delas.

Além de uma análise técnica, também é necessário realizar uma análise econômica, de modo a verificar se o sistema apresenta viabilidade. Em trabalhos futuros, pode-se implementar uma função objetivo que contemple esta preocupação. Outra possibilidade é manter a função objetivo deste trabalho e representar o aspecto econômico como restrição.

REFERÊNCIAS

Governo Federal do Brasil (2021). *Entenda como a matriz elétrica brasileira está mudando* [Online]. Available:<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2021/08/entenda-como-a-matriz-eletrica-brasileira-esta-mudando>.

Lee, T-Y., Chen, N. (1993). *Optimal capacity of the battery energy storage system in a power system*. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8, No. 4.

Xiao, J.; Zhang, Z.; Bai, L.; Liang, H. (2016). *Determination of the optimal installation site and capacity of battery energy storage system in distribution network integrated with distributed generation*. IET Generation, Transmission and Distribution Volume 10.

da Costa, J.A. and others, (2019). *Optimal Sizing of Photovoltaic Generation in Radial Distribution Systems Using Lagrange Multipliers*. Energies, volume 12, page 1728.

Boyd, S. and Vandenberghe, L. (2004). *Convex Optimization*, 7th ed. New York: Cambridge University Press.

Cespedes, R. G., (1990). *New method for the analysis of distribution networks*. IEEE Trans. Power Deliv., vol. 5, no. 1, pp. 391–396.

de Medeiros Júnior, M. F. and Pimentel Filho, M. C., (1998). *Optimal power flow in distribution networks by Newton's optimization methods*. Proceedings of the 1998 IEEE International Symposium on Circuits and Systems, vol. 3, pp. 505–509.

Kersting, W. H., (1991). *Radial distribution test feeders*. IEEE Trans. Power Syst., vol. 6, no. 3, pp. 975–985.

W. Sheng, K. Y. Liu, Y. Liu, X. Meng, and Y. Li, (2015). *Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation via an Improved Nondominated Sorting Genetic Algorithm II*, IEEE Trans. Power Deliv., vol. 30, no. 2, pp. 569–578.