

## Gerenciamento de Recursos Energéticos Distribuídos em Micro-Redes

K. A. Falçoni\* J. C. Galvis\*\*

\* Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Ouro Preto, MG, (e-mail: kaila.falconi@aluno.ufop.edu.br).

\*\* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Ouro Preto, MG (e-mail: juancgalvis@ufop.edu.br)

---

**Abstract:** Distributed Generation, Energy Storage Systems, Energy Efficiency and Demand Side Management technologies constitute Distributed Energy Resources. With the increasing presence of Distributed Energy Resources technologies within Distribution Systems, management becomes necessary so that costs are minimized and system constraints are maintained. The present work presents the management problem in MicroGrids, which is solved through three different programming techniques, namely: a Non-Linear Programming model, a Linear Programming model and a Decomposed Linear Programming model. The objective is to minimize the operating costs of a MicroGrid taking into account the costs of distributed generation, the operation of controllable loads, storage systems and the purchase of energy from the main grid, considering the operating constraints of the microgrid. The Non-Linear Programming and Linear Programming models were solved via MATLAB using the *fmincon* and *linprog* functions, respectively. The Decomposed Linear Programming model was solved via Script in MATLAB, using the Danzig Wolfe decomposition technique together with the *linprog* function. The models were tested on a 6 bus system and the results show that the solutions of the three models are similar to each other for operation in connected mode.

**Resumo:** As tecnologias de Geração Distribuída (GD), dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), da Eficiência Energética e do Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) constituem Recursos Energéticos Distribuídos (RED). Com o aumento da presença das tecnologias dos RED dentro dos Sistemas de Distribuição (SD), o gerenciamento se faz necessário para que os custos sejam minimizados e as restrições de operação do sistema sejam mantidas. O presente trabalho apresenta o problema de gerenciamento em Micro-Redes (MRs) e sua solução através de três diferentes técnicas de programação, sendo elas: a Programação Não Linear (PNL), a Programação Linear (PL) e a Programação Linear Decomposta. O objetivo é minimizar os custos de operação de uma MR levando em consideração os custos de geração distribuída, da operação de cargas controláveis, da operação dos sistemas de armazenamento e da compra de energia da rede principal, considerando as restrições de operação da micro-rede. Os modelos de PNL e PL foram resolvidos via MATLAB usando as funções *fmincon* e *linprog*, respectivamente. Já o modelo de PL decomposto foi resolvido via Script no MATLAB, usando a técnica de decomposição de Dantzig Wolfe em conjunto com a função *linprog*. Os três modelos foram testados em um sistema de 6 barras e os resultados mostram que as soluções dos três modelos são próximas entre si, para operação da MR em modo conectado

**Keywords:** MicroGrids; Distributed Energy Resources; Nonlinear Programming; Linear Programming.

**Palavras-chaves:** Micro-Redes; Recursos Energéticos Distribuídos; Programação Não Linear; Programação Linear.

---

### 1. INTRODUÇÃO

O sistema de energia elétrica vem passando por mudanças significativas devido a políticas públicas, econômicas e por inovações tecnológicas, avançando em direção ao objetivo de fornecer eletricidade de maneira segura, com recursos cada vez mais limpos e com menores custos (Henderson et al., 2017). As inovações tecnológicas tem contribuído para uma mudança no comportamento do consumidor, que

deixa de ser apenas um agente passivo e passa a ser cada vez mais ativo em relação ao setor elétrico (FGV, 2016).

As tecnologias que permitem ao consumidor maior atividade dentro do setor elétrico são chamadas de RED. Segundo Bradford et al. (2013), os RED englobam as tecnologias de GD, SAE, eficiência energética e GLD. A incorporação dos RED nas redes de distribuição se dá devido a transição de um modelo centralizado para um modelo mais distribuído; alterando os fluxos de energia (EPE, 2019b). Dessa forma, a complexidade da operação

da rede aumenta, uma vez que existem diferentes unidades geradoras e armazenadoras de energia operando de maneiras distintas dentro dos SD.

Para gerenciar o novo modelo de configuração do sistema elétrico surgiram as MRs como uma solução adequada, confiável e limpa para integrar os RED e as cargas controláveis aos SD (Planas et al., 2015). Segundo Bellido (2018) as MRs possuem capacidade de organizar a expansão dos RED, minimizando suas interferências negativas e aumentando seus benefícios.

O Departamento de Energia dos Estados Unidos (2011) define uma MR como um grupo de cargas e RED interconectados dentro de limites elétricos claramente definidos que atuam como uma única entidade controlável em relação à rede. Uma MR pode se conectar e desconectar da rede para permitir que ela opere no modo conectado à rede ou no modo isolado. Normalmente a MR opera em modo conectado à rede podendo ter seu déficit de energia suprida pela rede principal, assim como o seu excesso de energia vendido, abastecendo a rede principal, ou seja, acontece um intercâmbio de potência entre os sistemas (Olivares et al., 2014). Já na operação em modo isolado, conforme apresentado por IEEE (2011), a MR precisa ser projetada para fornecer potência ativa e reativa que atendam as cargas em diferentes condições operacionais. O sistema isolado deve ser capaz de regular ativamente a tensão e a frequência dentro das faixas especificadas.

Nesse sentido, este trabalho apresenta três modelos matemáticos de gerenciamento de RED em MRs, visando minimizar os custos de geração, operação de cargas controláveis, operação dos sistemas de armazenamento de energia e compra de energia da rede principal, utilizando implementações que envolvem programação não linear, linear e linear decomposta. Os três modelos foram testados, em uma rede radial de 6 barras, com REDs; implementada pelos próprios autores.

## 2. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos SDs, normalmente junto a unidades consumidoras (EPE, 2019b). Nesta seção são apresentados os recursos energéticos distribuídos utilizados neste trabalho, bem como o a descrição dos tipos de cargas consideradas.

### 2.1 Geração Distribuída

O Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da ANEEL (2021) definem a GD como "centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS."

No contexto das MRs, as unidades de GD são classificadas de duas formas (Katiraei et al., 2008) (Shi et al., 2015): (i) despacháveis, encontram-se nesse grupo as fontes convencionais que tem sua geração controlada como, por exemplo, a geração a diesel e (ii) não despacháveis, encontram-se nesse

grupo fontes renováveis cuja geração depende de fontes primárias como, por exemplo as gerações fotovoltaica, que dependem da irradiância solar, e eólica, que dependem da incidência e intensidade dos ventos.

Seja despachável ou não despachável, o conjunto dessas unidades de GD dentro de uma MR pode ser denotado por  $G$ ,  $[g_1, g_2, \dots, g_G]$ . A potência complexa fornecida por cada uma dessas unidades  $g \in G$  é dada por:

$$s_g(t) \triangleq p_g(t) + iq_g(t) \quad (1)$$

onde  $p_g(t)$  é a potência ativa gerada e  $q_g(t)$  a potência reativa gerada.

*Geração Fotovoltaica e Geração Eólica* A geração fotovoltaica depende de sua fonte primária, a irradiância solar. Por esse motivo trata-se de uma geração não despachável e sua potência de saída é variável (Shi et al., 2015). Já em relação a geração eólica, a potência de saída de uma unidade eólica normalmente é controlada com base na condição operacional ideal de sua fonte primária, ou seja, a potência de saída varia de acordo com as condições do vento (Katiraei et al., 2008).

Por se tratar de unidades não despacháveis, não foram atribuídos custos relacionados a geração de energia desses geradores, sendo a energia gerada por eles um dado de entrada do problema.

*Geração Diesel* A geração diesel é classificada como despachável porque sua geração pode ser controlada através de pontos de ajuste fornecido por um sistema de controle (Katiraei et al., 2008). Suas principais vantagens são gerar energia independente das condições climáticas e responder rapidamente as flutuações de carga, promovendo maior confiabilidade do sistema ao qual está integrado (Roberts, 2016).

Por se tratar de uma geração despachável e controlada, sua potência ativa de saída é variável e deve obedecer as seguintes restrições (Shi et al., 2015):

$$0 \leq p_g(t) \leq \bar{p}_g, \forall t \in T \quad (2)$$

$$|p_g(t) - p_g(t-1)| \leq r_g \bar{p}_g, \forall t \in T \quad (3)$$

onde  $\bar{p}_g$  é a potência ativa nominal do gerador e  $r_g$  o parâmetro rampa da geração diesel.

Para uma determinada unidade geradora diesel, suas potências ativa e reativa geradas são limitadas pela capacidade do gerador (Shi et al., 2015), conforme é apresentado pela equação 4:

$$p_g(t)^2 + q_g(t)^2 \leq \bar{s}_g^2, \forall t \in T \quad (4)$$

sendo  $\bar{s}_g$  : capacidade do gerador

O custo de geração a diesel em cada instante de tempo  $t \in T$  pode ser calculado usando o modelo quadrático descrito por Shi et al. (2015). Este custo é dado por

$$C_g(p_g(t)) \triangleq \alpha_g(p_g(t)\Delta t)^2 + \beta_g p_g(t)\Delta t + c_g \quad (5)$$

onde  $\alpha_g$ ,  $\beta_g$  e  $c_g$  representam constantes da função de custos.

Para simplificar a modelagem quadrática Morale et al. (2017) utilizam uma versão linearizada dada por 6

$$C_g(p_g(t)) \triangleq \beta_g p_g(t) \Delta t \quad (6)$$

vale ressaltar que  $\beta_g$  é a constante da função de custos que representa o custo do combustível.

## 2.2 Sistema de Armazenamento de Energia

As tecnologias associadas aos SAE são importantes no contexto das MRs devido a característica intermitente das unidades de GD não despacháveis e das cargas, sendo possível armazenar a energia produzida em horários onde a geração é alta e o consumo é baixo e depois despachar essa energia em horários em que a geração é baixa e o consumo é alto (Lasseter and Piagi, 2007).

Para este trabalho serão consideradas apenas as baterias como SAE. Segundo Li and Wang (2021) os sistemas constituídos por baterias são importantes por possuírem configurações flexíveis, podendo ser aplicadas em diferentes situações, ou seja, em MRs com diferentes características. Assim sendo, foi formulado um modelo que considera a função de custo descrita em Zhang et al. (2013) e as restrições apresentadas por (Shi et al., 2015).

A função de custo leva em consideração a especificação de profundidade de descargas das baterias:

$$C_b(p_b(t)) \triangleq \gamma_b [(1 - \delta_b) \bar{E}_b - E_b(t)] \quad (7)$$

onde  $\gamma_b$  é a constante da função de custos associadas ao preço de armazenamento e  $\delta_b$  é a constante associada a descarga máxima da bateria.

As restrições associadas são:

$$p_b \leq p_b(t) \leq \bar{p}_b, \forall t \in T \quad (8)$$

$$p_b(t)^2 + q_b(t)^2 \leq s_b^2, \forall t \in T \quad (9)$$

$$E_b(t+1) = n_b E_b(t) + p_b(t) \Delta t, \forall t \in T \quad (10)$$

$$\underline{E}_b \leq E_b(t) \leq \bar{E}_b, \forall t \in T \quad (11)$$

$$E_b(T) \geq E_b^e \quad (12)$$

onde  $p_b$  é a potência ativa da bateria,  $q_b$  a potência reativa da bateria,  $s_b$  a potência aparente. A potência ativa máxima de carregamento da bateria é  $\bar{p}_b$  e a potência ativa máxima de descarregamento da bateria é  $\underline{p}_b$ .  $E_b$  é a energia armazenada na bateria,  $\bar{E}_b$  a energia máxima armazenada na bateria,  $\underline{E}_b$  a energia mínima armazenada na bateria,  $n_b \in (0, 1]$  corresponde a eficiência da bateria,  $E_b^e$  trata-se da energia mínima que a bateria deve manter no final do horizonte de agendamento.

## 2.3 Cargas

Para o desenvolvimento deste trabalho foram consideradas cargas controláveis com possibilidade de deslocamento. As cargas com possibilidade de deslocamento são aquelas que podem ser deslocadas, mas que sua demanda de energia precisa ser atendida dentro de um período preestabelecido. Estas cargas podem ser deslocadas do horário de maior custo de energia para horários em que o custo de energia elétrica seja menor, ou para horários em que a geração intermitente de energia seja maior (Tenfen, 2015).

Seguindo o modelo apresentado por Shi et al. (2015), cada carga tem sua potência aparente dada por

$$s_l(t) = p_l(t) + iq_l(t) \quad (13)$$

onde  $s_l$  é a potência aparente da carga,  $p_l$  a potência ativa da carga e  $q_l$  a potência reativa da carga.

Os valores das potências consumidas pelas cargas são delimitados pelas restrições

$$\underline{p}_l(t) \leq p_l(t) \leq \bar{p}_l(t), \forall t \in T \quad (14)$$

$$\underline{q}_l(t) \leq q_l(t) \leq \bar{q}_l(t), \forall t \in T \quad (15)$$

sendo  $\underline{p}_l$  a potência ativa mínima consumida pela carga,  $\bar{p}_l$  a potência ativa máxima consumida pela carga,  $\underline{q}_l$  a potência reativa mínima consumida pela carga e  $\bar{q}_l$  a potência reativa máxima consumida pela carga.

A energia consumida por uma carga com possibilidade de deslocamento é limitada por (Shi et al., 2015):

$$\underline{E}_l \leq \sum_{t \in T} p_l(t) \Delta t \leq \bar{E}_l \quad (16)$$

sendo  $\underline{E}_l$  a energia mínima consumida pela carga e  $\bar{E}_l$  a energia máxima consumida pela carga.

A função de custo modelada por Shi et al. (2015) para uma carga com possibilidade de deslocamento leva em consideração  $E_l$  e é dada por:

$$C_l(p_l) \triangleq \alpha_l (\bar{E}_l - \sum_{t \in T} p_l(t) \Delta t) \quad (17)$$

## 3. MODELAGEM DA REDE

Uma vez que as MRs estão localizadas dentro dos SD, elas podem ser modeladas como um grafo conectado  $G = (N, E)$ , onde cada nó  $i \in N$  representa um barramento e cada conexão entre os barramentos representa um ramo denotado por  $(i, j) \in E$ ; (Shi et al., 2015). Como os SD são tipicamente radiais, o grafo  $G$  se torna uma árvore para SD radiais, onde os barramentos  $N$  são definidos por  $i = 0, 1, \dots, n$ , sendo o barramento 0 o nó alimentador que possui tensão fixa e injeção de potência variável Shi et al. (2015).

A figura 1 apresenta um único barramento, onde observa-se que em um mesmo barramento é possível coexistir geração, carga e sistema de armazenamento. Dessa forma, a potência complexa  $s_i$  pode ser calculada considerando as contribuições de cada elemento a ela conectado, se o elemento entrega ou absorve potência. O gerador é responsável por entregar potência complexa para o barramento, a carga absorve a potência complexa e a bateria ora absorve, ora entrega potência complexa.

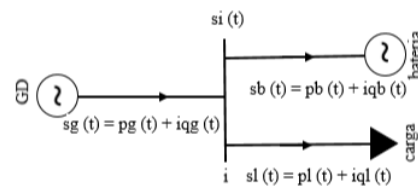


Figura 1. Potência Complexa de um Barramento  $i$ .

Para cada barramento  $i \in N$  do sistema, a potência complexa líquida é calculada então por (Shi et al., 2015):

$$s_i(t) \triangleq s_{li}(t) + s_{bi}(t) - s_{gi}(t), \forall i \in N, \forall t \in T \quad (18)$$

sendo  $s_{li}(t)$  o somatório das potências de todas as cargas conectadas ao barramento  $i$ ,  $s_{bi}(t)$  o somatório das potências de todas as baterias conectadas ao barramento  $i$  e  $s_{gi}(t)$  o somatório das potências de todos os geradores conectados ao barramento  $i$ .

Dividindo a equação 18 em parte real e imaginária conforme apresentado por Gonen (2013), tem-se:

$$p_i(t) \triangleq p_{li}(t) + p_{bi}(t) - q_{gi}(t), \forall i \in N, \forall t \in T \quad (19)$$

$$q_i(t) \triangleq q_{li}(t) + q_{bi}(t) - q_{gi}(t), \forall i \in N, \forall t \in T \quad (20)$$

A figura 2 representa um trecho do sistema de distribuição onde é possível observar o fluxo de potência complexa  $S_{ij}(t)$  saindo da barra  $i$  e indo em direção a barra  $j$  e a partir da barra  $j$  o fluxo é dividido e segue para os demais ramos conforme a demanda. É possível observar que a linha entre os nós  $i$  e  $j$  possui uma impedância  $z_{ij}$ , essa impedância é responsável por promover perdas de potências e quedas de tensão.

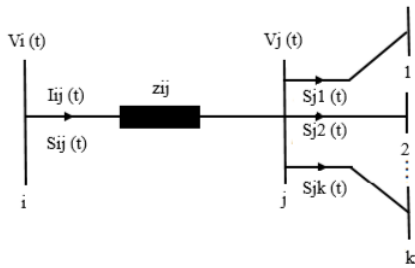


Figura 2. Fluxo de Potência em um Sistema Radial.

### 3.1 Equações do Fluxo para o Modelo Quadrático

Dado um trecho de uma rede de distribuição radial, conforme a apresentada pela figura 2, podem ser estabelecidas a tensão  $V_i$ , a impedância  $z_{ij} ((i, j) \in E)$  e as demais variáveis incluídas no fluxo de potência. As tensões nos barramentos e as correntes nas linhas podem ser calculadas usando as seguintes equações (Gonen, 2013):

1) Lei de Kirchhoff das tensões

$$V_i(t) - V_j(t) = z_{ij} I_{ij}(t), \forall i \in E, \forall t \in T \quad (21)$$

2) Definição fluxo de potência

$$S_{ij}(t) = V_i(t) I_{ij}^*(t), \forall i \in E, \forall t \in T \quad (22)$$

3) Balanço de potência na barra  $j$

$$S_{ij}(t) - z_{ij} |I_{ij}(t)|^2 - \sum_{k:(j,k) \in E} S_{jk}(t) = s_j(t), \forall i \in E, \forall t \in T \quad (23)$$

onde  $V_i(t)$  é a tensão no barramento  $i$  e  $I_{ij}(t)$  a corrente na linha  $(i, j)$ ;

Usando as equações 21, 22 e 23 em termos de variáveis reais, a rede pode ser modelada como (Low, 2014):

$$p_i(t) = P_{ij} - r_{ij} l_{ij}(t) - \sum_{k:(j,k) \in E} P_{jk}(t), \forall i \in E, \forall t \in T \quad (24)$$

$$q_i(t) = Q_{ij} - x_{ij} l_{ij}(t) - \sum_{k:(j,k) \in E} Q_{jk}(t), \forall i \in E, \forall t \in T \quad (25)$$

$$v_j(t) = v_i - 2(r_{ij} P_{ij}(t) + x_{ij} Q_{ij}(t)) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) l_{ij}(t), \forall i \in E, \forall t \in T \quad (26)$$

$$l_{ij}(t) = \frac{P_{ij}(t)^2 + Q_{ij}(t)^2}{v_i}, \forall i \in E, \forall t \in T \quad (27)$$

onde  $r_{ij}$  é a resistência da linha  $(i, j)$ ,  $x_{ij}$  é reatância da linha  $(i, j)$ ,  $l_{ij}(t) \triangleq |I_{ij}(t)|^2$  e  $v_i(t) \triangleq |V_i(t)|^2$ ;

### 3.2 Equações do Fluxo para o Modelo Linearizado

Analisando a equação 21 e decompondo  $z_{ij}$  em partes real e imaginária conforme a equação 28, obtém-se as equações 29 e 30 (Franco et al., 2011)

$$z_{ij} = r_{ij} + jx_{ij} \quad (28)$$

$$V_i^{re}(t) - V_j^{re}(t) = I_{ij}^{re}(t) r_{ij} - I_{ij}^{im}(t) x_{ij}, \forall i \in E, \forall t \in T \quad (29)$$

$$V_i^{im}(t) - V_j^{im}(t) = I_{ij}^{re}(t) x_{ij} + I_{ij}^{im}(t) r_{ij}, \forall i \in E, \forall t \in T \quad (30)$$

sendo  $V_i^{re}(t)$  e  $V_i^{im}(t)$  as partes real e imaginária de  $V_i(t)$ ,  $I_{ij}^{re}(t)$  e  $I_{ij}^{im}(t)$  as partes real e imaginária de  $I_{ij}(t)$ ;

Voltando à figura 2, é possível escrever as equações de balanço de corrente em termos real e imaginário conforme Franco et al. (2011):

$$\sum_{i:(i,j) \in E} I_{ij}^{re}(t) - \sum_{k:(j,k) \in E} I_{jk}^{re}(t) + I_{gi}^{re}(t) - I_{bi}^{re}(t) - I_i^{re}(t) = 0, \forall i \in N, \forall t \in T \quad (31)$$

$$\sum_{i:(i,j) \in E} I_{ij}^{im}(t) - \sum_{k:(j,k) \in E} I_{jk}^{im}(t) + I_{gi}^{im}(t) - I_{bi}^{im}(t) - I_i^{im}(t) = 0, \forall i \in N, \forall t \in T \quad (32)$$

Segundo modelo de linearização apresentado por Franco et al. (2011), tem-se as seguintes aproximações:

$$I_i^{re}(t) = P_i(t), \forall i \in N, \forall t \in T \quad (33)$$

$$I_i^{im}(t) = -Q_i(t), \forall i \in N, \forall t \in T \quad (34)$$

sendo as equações 33 e 34 válidas para os geradores, baterias e cargas.

## 4. GERENCIAMENTO DE MICRO-REDES

Segundo Katiraei et al. (2008) o gerenciamento de uma MR com mais de duas unidades de RED, especialmente em modo isolado, requer gerenciamento estratégico de

## 5. METODOLOGIA

potência (GEP) e um gerenciamento estratégico de energia (GEE). Os objetivos do gerenciamento de uma MR segundo Shi et al. (2015) são: (i) minimizar o custo de geração, o custo de armazenamento de energia e o custo da compra de energia da rede principal; (ii) minimizar as insatisfações dos clientes no lado da demanda; (iii) minimizar as perdas de energia sujeitas às restrições do RED, as restrições de carga, as restrições de fluxo de potência e as restrições operacionais do sistema.

O problema de gerenciamento em estudo visa atingir a minimização dos custos de geração, operação das cargas controláveis e o custo de compra de energia da rede principal, ao mesmo passo que obedece as restrições impostas pelos RED, cargas, fluxo de potência e restrições operacionais, atendendo ao equilíbrio entre oferta e demanda e a restrição de tolerância de tensão que é dada por

$$\underline{V}_i \leq |V_i(t)| \leq \bar{V}_i, \forall i \in N, \forall t \in T \quad (35)$$

onde  $\bar{V}_i$  é o valor máximo e  $\underline{V}_i$  o valor mínimo de tensão permitida.

Quando a operação é em modo conectado, a potência líquida injetada pela rede principal em cada instante  $t \in T$  é

$$s_0(t) = \sum_{j:(0,j) \in E} s_{0j}(t) \forall t \in T \quad (36)$$

Em caso de operação em modo isolado, então  $s_0(t) = 0$ .

A potência líquida negociada entre a MR e a rede principal tem função de custo dada por (Shi et al., 2015):

$$C_0(t, p_0(t)) \triangleq \rho(t)p_0(t)\Delta t \quad (37)$$

sendo  $\rho(t)$  o preço da energia praticado no mercado.

Vale destacar que  $p_0(t)$  pode ser negativo, pois a MR pode vender seu excedente de energia para a rede principal.

O gerenciamento das MRs pode ser formulado então como um problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), que visa minimizar os valores de  $P(t)$ ,  $Q(t)$ ,  $v(t)$ ,  $l(t)$  e  $s(t)$ .

O presente trabalho apresenta um modelo de gerenciamento para a MR podendo operar de modo conectado ou isolado, com a presença de SAE e cargas fixas e/ou com possibilidade de deslocamento que são consideradas com a mesma função de custo, dessa maneira a minimização é feita através do modelo matemático apresentado:

$$\begin{aligned} & \underset{\mathbf{P}, \mathbf{Q}, \mathbf{v}, \mathbf{l}, \mathbf{s}}{\text{minimizar}} \quad \xi_g \sum_{g \in G} C_g(\mathbf{p}_g) + \xi_b \sum_{b \in B} C_b(\mathbf{p}_b) + \xi_l \sum_{l \in L} C_l(\mathbf{p}_l) \\ & \quad + \xi_0 \sum_{0 \in T} C_0(t, \mathbf{p}_0(t)) \\ & \text{sujeito a} \quad 2 - 5, 8 - 12, 14 - 16, 19 - 20, \\ & \quad 24 - 27 \quad (\text{para o modelo quadrático}), \\ & \text{e sujeito a} \quad 2 - 3, 6 - 8, 10 - 12, 14 - 16, 19 - 20, \\ & \quad 29 - 34 \quad (\text{para o modelo linearizado}), \end{aligned} \quad (38)$$

sendo  $\xi_g$  o parâmetro associado a minimização do custo de geração,  $\xi_b$  o parâmetro associado a minimização do custo de armazenamento,  $\xi_l$  o parâmetro associado a minimização do custo de demanda e  $\xi_0$ : parâmetro associado a minimização do custo de compra da energia fornecida pela rede.

O trabalho apresenta dois modelos de equacionamento no que diz respeito aos RED e ao fluxo de potência da rede de distribuição, sendo um modelo com característica quadrática e um modelo linearizado. Para solução do problema de gerenciamento proposto foi realizada mais de uma implementação para solucioná-lo, sendo utilizada um modelo de PNL para solução do problema envolvendo as equações não lineares, um modelo de PL e um modelo de Programação Linear Decomposta.

### 5.1 Programação Não Linear

Conforme descrito na seção 4, a função objetivo do problema de gerenciamento ilustrado por 38, quando resolvido através das restrições 4, 9, 24-27 e função de custo do gerador diesel dada por 5, faz com que o gerenciamento em estudo tenha uma característica não linear, e por este motivo faz-se necessária a utilização de uma técnica de PNL para solucionar o problema abordado.

Para solução do problema PNL foi utilizada a função *fmincon*. Trata-se de uma função de otimização que encontra o mínimo de função multivariável não linear restrita. Esta função pertence ao *toolbox* de otimização do software MATLAB.

### 5.2 Programação Linear

O problema de gerenciamento possui características lineares a partir da não utilização das equações 4 e 9, a substituição de 5 por 6 e por fim, a utilização das equações apresentadas na seção 3.2.

Para a solução do problema PL, a primeira opção de solução foi a utilização da função de otimização linear *linprog*. Essa função, assim como a *fmincon*, é encontrada no *toolbox* de otimização do software MATLAB. A segunda opção de solução foi utilizando a técnica de Decomposição Dantzig-Wolfe, programada via script, em conjunto com a função *linprog*.

### 5.3 Preço da Compra de Energia

Para o desenvolvimento deste trabalho foi adotado como preço da energia, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) praticado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para a região Sudeste no dia 28 de Fevereiro de 2021. A partir dos preços encontrados no site da (CCEE, 2021), plotou-se o gráfico apresentado pela figura 3 onde é possível verificar o preço praticado a cada hora durante um período de 24 horas.

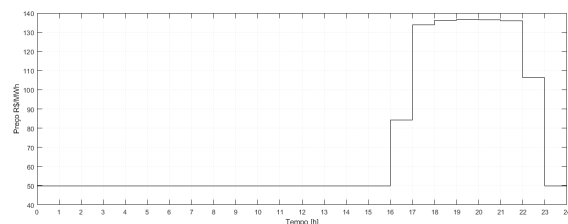


Figura 3. Preço de compra de energia da rede.

### 5.4 Cargas Utilizadas

As cargas com possibilidade de deslocamento podem operar das 10 às 20 horas, levando em consideração 24 horas de análise, com os limites de energia calculados conforme a equação 39. O valor de potência ativa e reativa máximas de cada uma das cargas pode ser encontrado na tabela 1; para o caso do sistema analisado. As cargas com possibilidade de deslocamento correspondem a 40% do total de cargas presentes no sistema, as demais cargas são consideradas cargas fixas.

$$2\bar{P}_l \leq E \leq 5\bar{P}_l \quad (39)$$

sendo 2 e 5 o número de horas.

Em relação a curva de carga utilizada para as cargas fixas do problema, foi escolhida a curva de carga horária (MWh/h) da região Sudeste, encontrada no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2021) para o dia 28 de Fevereiro de 2021, seguindo a mesma dinâmica do preço. A partir dos dados de cargas obtidos, seu valores foram recalculados em por unidade (pu) e obteve-se a curva de carga apresentada pela figura 4, sendo esta curva utilizada para estipular o valor, para cada instante de tempo, das cargas fixas utilizadas durante as simulações.

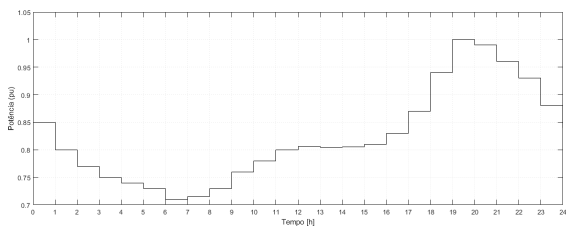


Figura 4. Curva de carga genérica.

## 6. RESULTADOS

A figura 5 representa o sistema teste de 6 barras utilizado, não se trata de uma MR real, neste sistema foram consideradas 2 barras de carga com possibilidade de deslocamento, localizadas nas barras 5 e 6, as demais cargas seguem a curva apresentada pela figura 4, e suas potências ativas máximas podem ser encontradas na tabela 1. Os valores de potências ativas dos demais elementos podem ser verificados na tabela 2, enquanto os dados referentes as linhas do SD podem ser encontradas na tabela 3. Para análise dos resultados obtidos nos modos conectado e desconectado o valor do parâmetro  $r_g$  foi fixado em 0.3.

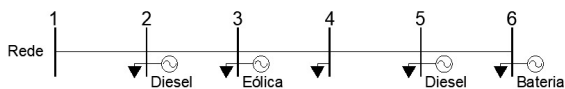


Figura 5. Configuração do sistema teste de 6 barras.

Tabela 1. Dados das barras.

Barra	$\bar{P}_l$ (kW)	$\bar{Q}_l$ (kVar)
1	0	0
2	3,4225	1,1249
3	1,7113	0,5625
4	6,8451	2,2499
5	3,4225	1,1249
6	6,8451	2,2499

Tabela 2. Potências ativas máximas.

Barra	RED	$\bar{P}$ (kW)
2	Gerador Diesel	15
3	Gerador Eólico	2,8
5	Gerador Diesel	10
6	Baterias	0,5

Tabela 3. Dados das linhas.

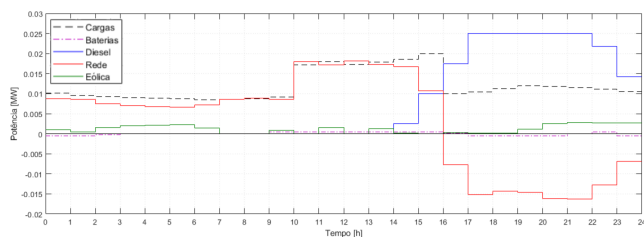
linha	Barra Origem	Barra Destino	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	Comprimento (km)
1	1	2	0,6959	0,3937	0,015
2	2	3	0,6959	0,3937	0,02
3	3	4	0,6959	0,3937	0,03
4	4	5	0,6959	0,3937	0,015
5	5	6	0,6959	0,3937	0,03

Para o sistema operando em modo conectado, os 3 modelos apresentam resultados similares, sendo o modelo linearizado o que possui maior variação entre eles. Os modelos quadrático e linearizado decomposto possuem os resultados bem próximos em relação as potências ativas dos elementos, apesar das pequenas diferenças nos resultados alcançados, todos possuem resultados factíveis. As figuras 6(a), 6(b) e 6(c) apresentam os resultados de cada um dos modelos individualmente, sendo possível notar a similaridade mencionada.

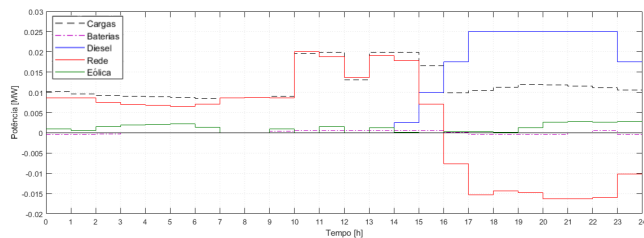
Nas figuras 7(a) e 7(b) fica claro como o fluxo de potência ocorre. Nos horários em que o valor de compra da rede é menor, as cargas são atendidas por ela, nos horários em que é maior os geradores atendem as cargas e ainda exportam potência para a rede, minimizando os custos de compra. Em relação às cargas com possibilidade de deslocamento, nota-se o aumento de potência nos horários de 10h às 14h, período em que essas cargas podem ser acionadas e trata-se justamente do período em que o custo da energia da rede é menor; essa análise fica evidenciada através da figura 7(c).

No modo desconectado observa-se que os resultados dos modelos são diferentes. As figuras 8(a), 8(b) e 8(c) apresentam os resultados dos modelos quadrático, linearizado e decomposto, respectivamente, onde fica claro a diferença entre os resultados. Como não existe a possibilidade de importação de energia para este modo de operação e o custo da geração a diesel se mantém constante ao longo de todo o dia, cada modelo encontra seu próprio ponto de operação, indicando que para este caso, existe mais de um ponto de operação possível para minimizar os custos tratados neste estudo. Ou seja, em um período de análise de 24 horas, podem existir várias combinações de REDs que minimizam, da mesma maneira, os custos de operação da MR. Vale ressaltar que a soma das potências ativas dos geradores diesel e renovável é igual a soma de potências ativas das cargas. No que diz respeito as baterias, hora sua potência ativa é somada a potência dos geradores, quando está fornecendo potência a rede, hora é somada as cargas, quando está sendo recarregada.

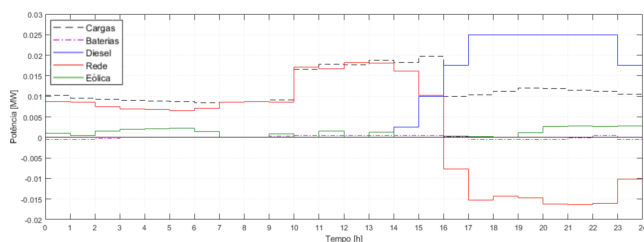
As figuras 9(a) e 9(b) evidenciam ainda mais as diferenças nos resultados de geradores e cargas para os diferentes modelos implementados. Diferentemente do modo conectado, as cargas com possibilidade de deslocamento não se agrupam nos períodos de 10h às 15h, elas variam durante todo o período em que podem estar em funcionamento,



(a) Modelo quadrático.



(b) Modelo linearizado.



(c) Modelo linearizado decomposto.

Figura 6. Potências ativas dos RED conectados à rede.

das 10h às 20h, respeitando os limites máximos e mínimos tanto das cargas, quanto dos geradores.

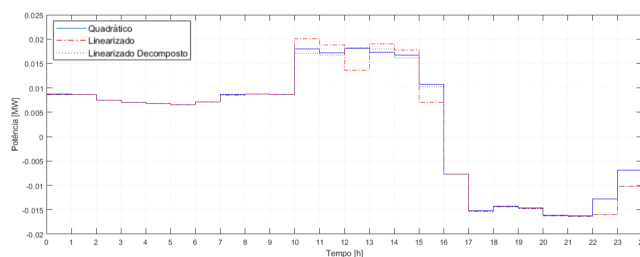
## 7. CONCLUSÕES

Dado o aumento dos RED dentro dos sistemas de distribuição, o gerenciamento da MR à qual eles estão conectados pode trazer benefícios tanto para o consumidor, quanto para a concessionária, uma vez que os custos, relacionados à operação do sistema como um todo, podem ser reduzidos.

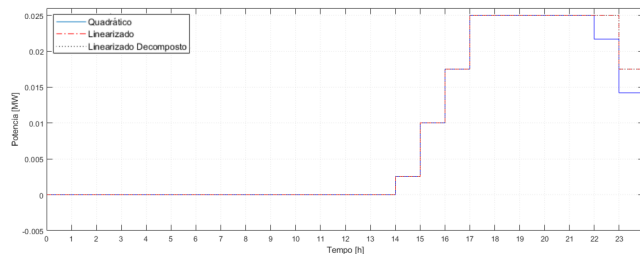
O trabalho proposto apresentou um modelo de gerenciamento que visa minimizar os custos relacionados a geração, operação das cargas controláveis e ao custo de compra de energia da rede principal. Para isso foram utilizados 2 diferentes modelos matemáticos, no que diz respeito ao equacionamento dos custos dos geradores e do fluxo de potência do sistema de distribuição, e 3 diferentes formas de implementação para solução do problema de gerenciamento apresentado.

Após a execução e análise das 3 implementações realizadas, quadrática, linearizada e linearizada-decomposta, foi possível compará-las entre si. No modo conectado, os resultados dos três modelos foram próximos entre si, em relação às potências ativas dos RED e cargas. No entanto, no modo isolado, os resultados dos três modelos foram diferentes entre si, mesmo na abordagem linearizada e linearizada decomposta; o que indica que o problema possui várias soluções ótimas.

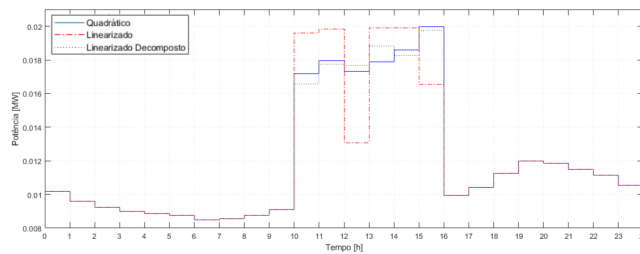
De forma geral, os modelos de gerenciamento apresentados atingiram soluções factíveis e coerentes para a todas as



(a) Potência ativa fornecida pela rede.



(b) Potência ativa fornecida pelos geradores diesel.



(c) Potência ativa demandada pelas cargas.

Figura 7. Comparação das Potências ativas dos RED nos 3 modelos - modo conectado.

formulações matemáticas e estratégias de solução apresentadas.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL (2021). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (prodist) - módulo 1. URL [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2.pdf).
- Bellido, M. (2018). Microrredes elétricas: uma proposta de implementação no Brasil. *Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE*.
- Bradford, T., Hoskins, A., and Welton, S. (2013). Valuing distributed energy : economic and regulatory Cchallenges working paper for princeton roundtable; URL [https://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/Valuing%20Distributed%20Generation\\_Economic%20and%20Regulatory%20Challenges.pdf](https://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/Valuing%20Distributed%20Generation_Economic%20and%20Regulatory%20Challenges.pdf).
- CCEE (2021). Painel de preços. URL <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>.
- Departamento de Energia dos Estados Unidos (2011). DOE microgrid workshop report. URL <https://www.energy.gov/sites/prod/files/Microgrid20Workshop20Report20August202011.pdf>.
- EPE (2019b). Recursos energéticos distribuídos. URL <http://www.epe.gov.br/pt/resultado-de-busca?k=Recursos20energ3A9ticos20distribuidos>.
- FGV, E. (2016). Recursos energéticos distribuídos. URL <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-de-recursos-energeticos-distribuidos>.

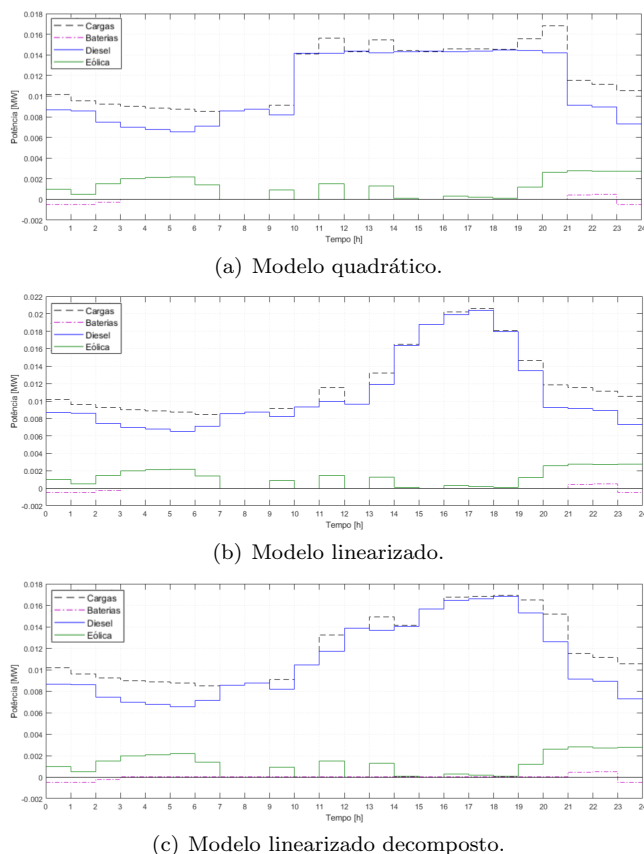


Figura 8. Potências ativas dos RED - modo isolado.

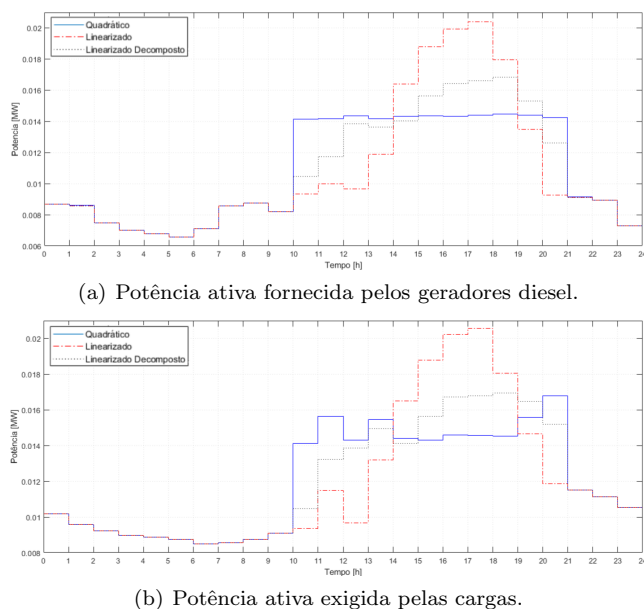


Figura 9. Comparação das Potências ativas dos RED nos 3 modelos - modo isolado.

Franco, J.F., Rider, M.J., Lavorato, M., and Romero, R. (2011). A set of linear equations to calculate the steady-state operation of an electrical distribution system. *2011 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America SGT LA 2011 - Conference Proceedings*, 1–5.

Gonen, T. (2013). *Modern power system analysis*, volume 2. CRC Press.

Henderson, M., Novose, D., and Crow, M. (2017). Electric power grid modernization trends, challenges, and opportunities.

IEEE, S.C. (2011). *IEEE Guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems*.

Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., and Dimeas, A. (2008). Microgrids management. *IEEE Power and Energy Magazine*, 6, 54–65.

Lasseter, R. and Piagi, P. (2007). Extended microgrid using (DER) distributed energy resources. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*.

Li, X. and Wang, S. (2021). Energy management and operational control methods for grid battery energy storage systems. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 7, 1026–1040.

Low, H. (2014). Convex relaxation of optimal power flow - part i: formulations and equivalence. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, 1, 15–27.

Morale, D., Bessa, M., and Detzel, D. (2017). Um modelo do custo de geração térmica considerando penalização por emissões para o problema do planejamento hidrotérmico brasileiro.

Olivares, D., Mehrizi-Sani, A., Etemad, A., Cañizares, C., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A., Gomis-Bellmunt, O., Saadefard, M., Palma-Behnke, R., Jiménez-Estévez, G., and Hatziargyriou, N. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5, 1905–1919.

ONS (2021). Curva de carga horária. URL [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva\\_carga\\_horaria.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx).

Planas, E., Andreu, J., Gárate, J., Alegria, I.D., and Ibarra, E. (2015). Ac and dc technology in microgrids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 726–749.

Roberts, J. (2016). Otimização de sistemas híbridos de geração de energia solar-eólico-diesel através de métodos metaheurísticos e função multiobjetivo. *Tese (Doutorado) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Florianópolis, 2016*.

Shi, W., Xie, X., Chu, C., and Gadh, R. (2015). Distributed optimal energy management in microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6, 1137–1146.

Tenfen, D. (2015). Desenvolvimento de um modelo de programação linear inteira mista para o problema do gerenciamento energético de microrredes. *Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis*.

Zhang, Y., Gatsis, N., and Giannakis, G. (2013). Robust energy management for microgrids with high-penetration renewables. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4, 944–953.