

ALOCÇÃO ÓTIMA DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ALISON R. CAMARGO, CARLOS A. CASTRO

*Departamento de Sistemas de Energia, Universidade Estadual de Campinas
Av. Albert Einstein, 400, Cidade Universitária, 13083-852, Campinas, SP, Brasil
E-mail: alisonruda@gmail.com, ccastro@unicamp.br*

MARINA LAVORATO

*Faculdade de Ciências Aplicadas de Limeira, Universidade Estadual de Campinas
Rua Pedro Zacaria, 13484-350, Limeira, SP, Brasil
E-mail: mlavorato@gmail.com*

Abstract— This work presents a mixed integer second order cone programming model for solving the problem of allocation of energy storage devices for radial distribution networks. The model provides the optimal allocation of the devices in the grid as well as their optimal operating cycle in order to minimize system operational costs considering also the preservation and the life of these devices. The use of existing classical optimization tools and the conic model ensures convergence to the optimum operating point. To demonstrate the accuracy of the mathematical model developed and the efficiency of the solution techniques, an 11 bus test system with the presence of renewable energy sources is used in the simulations.

Keywords— Energy Storage, optimal allocation, optimal operation of distribution systems, renewable energy sources, mixed-integer second-order cone programming, smart grid.

Resumo— Este artigo apresenta um modelo matemático de programação cônica de segunda ordem inteira mista com o objetivo de resolver o problema de alocação ótima dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais. O modelo utilizado determina os locais que os dispositivos devem ser instalados bem como o ciclo ótimo de carga e descarga dos dispositivos com o objetivo de minimizar os custos de operação do sistema considerando também a preservação e vida útil desses dispositivos. Utilizando ferramentas de otimização clássica existentes o uso do modelo cônico garante a convergência e otimalidade do ponto de operação encontrado. Para demonstrar a exatidão do modelo matemático desenvolvido e também a eficiência das técnicas de solução é utilizado um sistema teste de 11 barras com presença de fontes renováveis de energia.

Palavras-chave— Armazenamento de energia, alocação ótima, operação ótima de sistemas de distribuição, fontes renováveis de energia, programação cônica de segunda ordem inteira mista, redes inteligentes.

Abreviaturas e siglas

As abreviaturas e siglas utilizadas neste artigo são apresentadas a seguir.

BC	Banco de capacitores
DAE	Dispositivo de Armazenamento de Energia
FR	Fonte Renovável não despachável
GD	Gerador distribuído
PCSOIM	Programação Cônica de Segunda Ordem Inteiro-Mista
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Nomenclatura

A notação usada neste artigo é apresentada previamente para referência rápida.

Conjuntos

Ω_b	Conjunto de barras do sistema.
Ω_r	Conjunto de ramos do sistema.

Ω_d	Conjunto de níveis de carga.
Ω_S	Conjunto de Subestações.
Ω_{BC}	Conjunto de BCs.
Ω_{FR}	Conjunto de FRs.
Ω_{DAE}	Conjunto de DAEs.
Ω_{GD}	Conjunto de GDs.

Constantes

$\bar{B}_i^{BC}$	Susceptância do BC na barra i (kVar/V ²).
c_d^S	Custo da energia da Subestação no nível de carga d (R\$/ kW·h).
$c_{i,d}^{DAE}$	Custo da energia do DAE da barra i no nível de carga d (R\$/kW·h).
E_i^{DAE}	Energia mínima armazenada no DAE conectado na barra i (kW·h).
$\bar{E}_i^{DAE}$	Energia máxima armazenada no DAE conectado na barra i (kW·h).
$\bar{I}_{ij}$	Magnitude da corrente máxima admitida em um ramo ij (A).
$\bar{N}^{DAE}$	Número inteiro máximo de unidades de DAEs alocados no sistema.
$P_{i,d}^{FR}$	Geração de potência ativa da FR na barra i no nível de carga d (kW).

$\bar{P}_i^{Arm}$	Capacidade máxima de armazenamento de potência ativa do DAE na barra i (kW).
$\underline{P}_i^{Arm}$	Capacidade mínima de armazenamento de potência ativa do DAE na barra i (kW).
$\underline{P}_i^{Inj}$	Capacidade mínima de injeção de potência ativa do DAE na barra i (kW).
$\bar{P}_i^{Inj}$	Capacidade máxima de injeção potência ativa do DAE na barra i (kW).
$P_{i,d}^D$	Demanda de potência ativa na barra i no nível de carga d (MW).
$Q_{i,d}^D$	Demanda e potência reativa na barra i no nível de carga d (MVar).
R_{ij}	Resistência do ramo ij (k Ω).
$\bar{S}_i^S$	Potência aparente máxima suportada pela subestação da barra i (kVA).
$\bar{V}$	Magnitude de tensão máxima.
$\underline{V}$	Magnitude de tensão mínima.
X_{ij}	Reatância do ramo ij (k Ω).
Z_{ij}	Impedância ramo ij (k Ω).
η_i^{Arm}	Eficiência de armazenamento de energia no sistema pelo DAE da barra i .
η_i^{Inj}	Eficiência de injeção de energia no sistema pelo DAE da barra i .
α_i^{DAE}	Coefficiente de mínimo carregamento do DAE alocado na barra i .
β_i^{DAE}	Taxa de autodescarregamento do DAE alocada na barra i .
Δt	Duração do intervalo de cada nível de carga (horas).

Variáveis contínuas

$E_{i,d}^{Arm}$	Energia armazenada no DAE da barra i no nível de carga d (kW.h).
$I_{ij,d}$	Magnitude da corrente no ramo ij no nível de carga d (A).
$I_{ij,d}^{qdr}$	Quadrado de $I_{ij,d}$.
$P_{i,d}^{arm}$	Potência armazenada pelo DAE da barra i no nível de carga d (kW).
$P_{i,d}^{inj}$	Potência injetada no sistema pelo DAE da barra i no nível de carga d (kW).
$P_{ij,d}$	Fluxo de potência ativa através do ramo ij no nível de carga d (kW).
$P_{i,d}^S$	Potência ativa comprada da subestação da barra i no nível de carga d (kW).
$Q_{ij,d}$	Fluxo de potência reativa através do ramo ij no nível de carga d (kVAr).
$Q_{i,d}^S$	Potência reativa comprada da subestação no nível de carga d (kVAr).
$V_{i,d}$	Magnitude da tensão na barra i no nível de carga d (kV).
$V_{i,d}^{qdr}$	Quadrado de $V_{i,d}$.

Variáveis binárias

$e_{i,d}^{DAE}$	Estado de operação do DAE alocado na barra i no nível de carga d .
n_i^{DAE}	Variável de alocação de um DAE na barra i .

1 Introdução

O armazenamento de energia elétrica é uma questão em pauta há muitos anos e que até o presente momento não foi totalmente resolvida, sobretudo da perspectiva econômica. Até agora, o modelo vigente de operação de SDEE baseia-se fortemente na utilização de energia em pronta entrega oriunda de fontes de energia hidráulicas e térmicas. O desenvolvimento das energias renováveis e a necessidade contínua de reduzir as emissões de dióxido de carbono (CO₂) têm gerado novos interesses no uso de dispositivos de armazenamento de energia (DAEs), de modo que o armazenamento poderá no futuro ser um elemento chave no desenvolvimento sustentável (Robyns, 2015).

Tendo em vista que fenômenos naturais influenciam no valor da potência gerada por fontes renováveis e também que tipicamente há variação da demanda de carga ao longo do dia, tem-se um cenário onde o equilíbrio entre geração e consumo de energia não ocorre naturalmente, de modo que a introdução de dispositivos de armazenamento de energia pode auxiliar na normalização da produção de energia e então aumentar a confiabilidade do atendimento, além de introduzir benefícios na operação de um sistema elétrico, como melhoria na qualidade de energia (Celli, 2009), redução dos picos de demanda e aumento da eficiência do sistema. Sendo assim, é interessante para o operador de um sistema de energia conhecer políticas de alocação e operação que tornem o sistema mais eficiente e econômico.

O problema do planejamento da operação de SDEEs é representado de forma mais realista através de modelos não lineares. A alocação de DAEs e sua operação associada à característica estocástica da geração através de fontes renováveis introduz novos desafios ao problema, aumentando seu grau de complexidade. Na literatura, as variáveis de decisão relativas à operação e alocação dos DAEs predominantemente utilizadas são a potência (kW), capacidade de armazenamento (kW.h) e a localização no sistema (Zidar, 2016).

Muitas metodologias têm sido utilizadas para resolver este problema de alocação destacando-se métodos analíticos, programação matemática, métodos de busca exaustiva e heurísticos (Zidar, 2016). Em (Carpinelli, 2010), é apresentado um algoritmo genético híbrido para resolver o problema de alocação e dimensionamento de geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia e bancos de capacitores. Na literatura encontra-se um número grande de trabalhos que utilizam meta-heurísticas como método de solução. Estas são capazes de encontrar soluções de boa qualidade, mas não garantem que uma solução

ótima global seja encontrada (Glover, 2003). Embora existam técnicas robustas, flexíveis e que forneçam boas soluções, elas apresentam algumas deficiências, como a alta demanda computacional e a definição de um critério de parada.

A proposta deste trabalho é apresentar um modelo matemático de PCSOIM para resolver o problema de alocação ótima de dispositivos de armazenamento de energia, tendo como base o modelo apresentado por (Macedo, 2015). Este trabalho propõe também políticas de operação de DAEs considerando a preservação e vida útil desses dispositivos.

2 Modelo matemático

Será feita a seguir uma descrição resumida do modelo apresentado por (Macedo, 2015). As contribuições específicas deste trabalho serão destacadas no momento oportuno.

2.1 Operação de SDEE em regime permanente

Para representar um SDEE radial pode-se fazer as seguintes considerações:

- 1) O SDEE é equilibrado e representado pelo seu equivalente monofásico.
- 2) Para cada instante a carga é representada por um valor constante de potência ativa e reativa.
- 3) As perdas de potência ativa e reativa de um ramo ij são concentradas no nó i .

Estas considerações são ilustradas na Fig. 1 para um determinado nível de carga d .

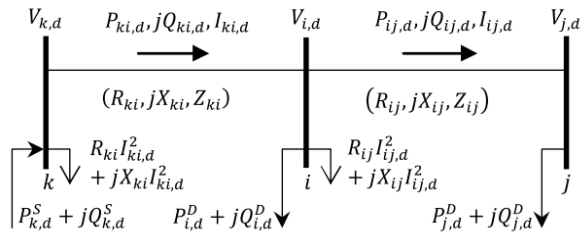


Fig. 1. Sistema de Distribuição de 3 nós

As equações (1) - (4) garantem que a primeira e segunda leis de Kirchhoff serão satisfeitas para um SDEE radial considerando a presença de DAEs, FRs e BCs.

$$\sum_{ki \in \Omega_b} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_b} (P_{ij,d} - R_{ij} I_{ij,d}^{qdr}) + P_{i,d}^S + P_{i,d}^{FR} + P_{i,d}^{inj} - P_{i,d}^{Arm} = P_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (1)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_b} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_b} (Q_{ij,d} - X_{ij} I_{ij,d}^{qdr}) + Q_{i,d}^S + Q_{i,d}^{BC} = Q_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (2)$$

$$V_{i,d}^{qdr} - V_{j,d}^{qdr} = 2(R_{ij} P_{ij,d} + X_{ij} Q_{ij,d} + Z_{ij} I_{ij,d}^{qdr}) \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (3)$$

$$I_{ij,d}^{qdr} V_{j,d}^{qdr} \geq P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (4)$$

As equações (1) e (2) representam respectivamente o balanço de potência ativa e reativa entre as barras i e j . A equação (3) representa a magnitude da queda de tensão entre as barras i e j , e depende dos fluxos de potência, da magnitude da corrente e dos parâmetros elétricos do ramo ij . A equação (4) representa o cálculo da magnitude da corrente ao quadrado. Estas equações são usadas nos métodos de Fluxo de Carga *Backward and Forward Sweep* (Cespedes, 1990).

As restrições de limites de tensões nas barras, correntes nos ramos e da potência na subestação são dadas pelas equações (5) - (7).

$$\underline{V} \leq V_{j,d}^{qdr} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_n, \forall d \in \Omega_d \quad (5)$$

$$0 \leq I_{ij,d}^{qdr} \leq \bar{I}_{ij}^2 \quad \forall i, j \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (6)$$

$$(P_{i,d}^S)^2 + (Q_{i,d}^S)^2 \leq (\bar{S}_i^S)^2 \quad \forall i \in \Omega_S, \forall d \in \Omega_d \quad (7)$$

A restrição (5) limita as tensões nas barras do sistema aos valores preestabelecidos pela norma vigente. Já a restrição (6) limita o fluxo corrente do ramo ij à capacidade máxima permitida pelo mesmo. A restrição (7) limita a máxima aparente que a subestação pode fornecer ao sistema.

2.2 Fontes renováveis de energia

A grande expansão dos sistemas de energia baseado em unidades geradoras de grande porte tem aberto espaço para novas propostas baseadas na iminência de novas tecnologias na área de geração. Nesse contexto a geração distribuída representa uma proposta complementar ao mercado de energia, pois se baseia na geração de pequeno porte, com unidades de até 100 kW de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº482/2012, que são usualmente conectadas no sistema de distribuição. Estas unidades de pequeno porte são geralmente caracterizadas por fontes renováveis, como turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e usinas de biomassa. Neste trabalho foram consideradas unidades geradoras não despacháveis como eólicas e fotovoltaicas, representadas por injeções de potência ativa nas barras onde estão alocadas. Ressalta-se que os valores dessas injeções são considerados neste trabalho como dados de entrada e não variáveis do modelo.

2.3 Dispositivos de armazenamento de energia

É apropriado armazenar energia em duas situações: 1) quando a energia oriunda das FRs está em excesso no sistema e 2) quando o custo de compra de energia da subestação ou de GDs está baixo. A energia armazenada é usada nos horários de pico quando a demanda de energia é alta.

A. Alocação ótima de DAEs

O foco e principal contribuição deste artigo é o modelamento matemático para a alocação ótima de dispositivos de armazenamento de energia. Utilizando o modelo de PCSOIM a alocação ótima é garantida pelas equações (8) – (11).

$$\underline{E}_i^{Arm} \cdot n_i^{DAE} \leq E_{i,d}^{Arm} \leq \bar{E}_i^{Arm} \cdot n_i^{DAE} \quad \forall i \in \Omega_{DAE}, \forall d \in \Omega_d \quad (8)$$

$$\sum_{i \in \Omega_{DAE}} n_i^{dae} \leq \bar{N}^{DAE} \quad \forall i \in \Omega_{DAE} \quad (9)$$

$$E_{i,0}^{Arm} = \alpha_i^{DAE} \cdot \bar{E}_i^{Arm} \quad \forall i \in \Omega_{DAE} \quad (10)$$

$$n_i^{DAE} \in \{0, 1\} \quad \forall i \in \Omega_{DAE} \quad (11)$$

A equação (8) limita a quantidade máxima e mínima de energia que o DAE pode armazenar. Se $n_i^{dae}=0$, então $E_{i,d}^{Arm} = 0$, ou seja, o DAE i está desconectado. Se $n_i^{dae}=1$, então $\underline{E}_i^{Arm} \leq E_{i,d}^{Arm} \leq \bar{E}_i^{Arm}$, ou seja, o DAE i está conectado. A equação (9) limita o número de dispositivos que podem ser alocados no sistema. A equação (10) determina que o armazenamento inicial do DAE é proporcional ao armazenamento máximo suportado pelo equipamento através de um fator α_i^{DAE} . A equação (11) apresenta a característica binária das variáveis de alocação de um DAE, se $n_i^{dae}=1$ então o DAE foi alocado na barra i durante todo o horizonte de planejamento, caso contrário não. A Fig. 2 ilustra um DAE.

B. Operação ótima de DAEs

As equações (12) - (15) representam o modelo da operação de um DAE.

$$\underline{P}_i^{Inj} \cdot e_{i,d}^{DAE} \leq P_{i,d}^{Inj} \leq \bar{P}_i^{Inj} \cdot e_{i,d}^{DAE} \quad \forall i \in \Omega_{DAE}, \forall d \in \Omega_d \quad (12)$$

$$\underline{P}_i^{Arm} \cdot (1 - e_{i,d}^{DAE}) \leq P_{i,d}^{Arm} \leq \bar{P}_i^{Arm} \cdot (1 - e_{i,d}^{DAE}) \quad \forall i \in \Omega_{DAE}, \forall d \in \Omega_d \quad (13)$$

$$E_{i,d}^{Arm} = E_{i,d-1}^{Arm} + \eta_{i,d}^{Arm} \cdot \Delta t \cdot P_{i,d}^{Arm} - \left(\frac{1}{\eta_{i,d}^{Inj}} \right) \cdot \Delta t \cdot P_{i,d}^{Inj} - \beta_{i,d}^{Arm} \cdot \Delta t \cdot E_{i,d}^{Arm} \quad \forall i \in \Omega_{DAE}, \forall d \in \Omega_d \quad (14)$$

$$e_{i,d}^{DAE} \in \{0, 1\} \quad \forall i \in \Omega_{DAE}, \forall d \in \Omega_d \quad (15)$$

A equação (12) limita a potência mínima e máxima que um DAE pode injetar na barra em que está conectado enquanto a equação (13) limita a potência mínima e máxima que um DAE pode armazenar. A variável $e_{i,d}^{DAE}$ faz com que o DAE esteja exclusivamente armazenando energia ou injetando potência no sistema. A equação (14) representa o balanço de energia do DAE para cada intervalo d do período em

análise, levando em consideração as eficiências de armazenamento e injeção de potência no sistema bem como o autodescarregamento do equipamento.

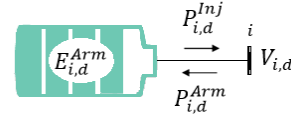


Fig. 2. DAE

A variável $e_{i,d}^{DAE}$ é binária como determina a equação (15), de modo que se $e_{i,d}^{DAE} = 0$ o DAE está armazenando energia, e se $e_{i,d}^{DAE} = 1$ o mesmo está injetando potência no sistema.

2.4 Bancos de Capacitores

Diferentemente de (Macedo, 2015), neste trabalho a operação de um BC foi modelada como uma injeção de potência reativa proporcional à magnitude da tensão da barra na qual está conectado conforme mostra a equação (16).

$$Q_{i,d}^{BC} = V_{i,d}^{qdr} \cdot \bar{B}_i^{BC} \quad \forall i \in \Omega_{BC}, \forall d \in \Omega_d \quad (16)$$

2.5 Modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista

O objetivo do modelo proposto neste artigo é alocar DAEs de maneira a minimizar o custo de compra de energia da subestação e o custo de utilização do DAE no período predefinido. A parcela da função objetivo relacionada ao uso do DAE serve para limitar a operação do equipamento visando preservar a vida útil do mesmo. Com isso não é necessária uma restrição para limitar a quantidade de vezes que o dispositivo pode operar no período. Desta forma, define-se o modelo de alocação ótima de DAEs como:

$$\min \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_S} c_d^S P_{i,d}^S \Delta t + \sum_{d \in \Omega_d} \sum_{i \in \Omega_{DAE}} c_d^{DAE} P_{i,d}^{Inj} \Delta t \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (17)$$

Sujeito às restrições: (1) - (16)

O modelo de PCSOIM determinado pela função objetivo (17) sujeito às restrições (1) - (16) possui restrições lineares, quadráticas e cônicas de segunda ordem, todas convexas. Nesse contexto, o uso de técnicas de otimização clássica garante a otimalidade da solução encontrada (Jabr, 2006).

3 Testes e resultados

Considera-se neste artigo um cenário em que se deseja alocar um DAE com o objetivo de determinar a barra do sistema mais adequada para a sua conexão.

O modelo de PCSOIM foi escrito na linguagem de modelagem matemática AMPL (Fourer, 2003)

e o problema de alocação foi resolvido utilizando o solver CPLEX.

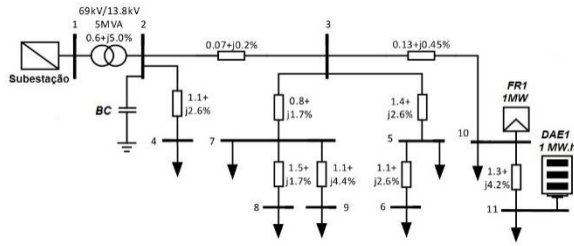


Figura 3. Sistema de 11 barras

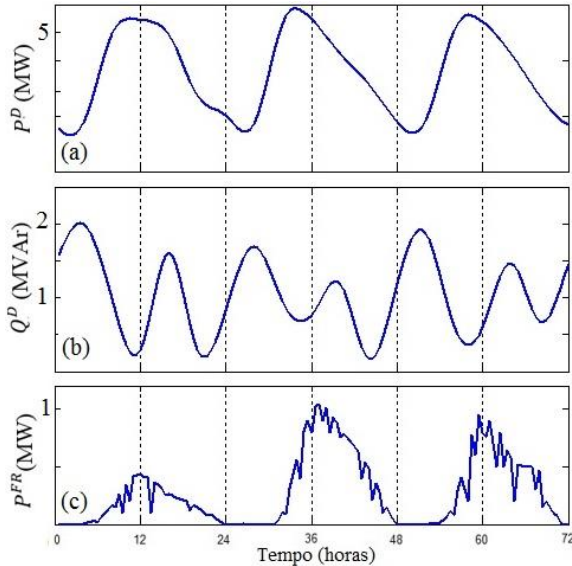


Figura 4. Dados do sistema. (a) Demanda de potência ativa total do sistema. (b) Demanda de potência reativa total do sistema. (c) Geração da fonte renovável fotovoltaica

As simulações foram realizadas considerando um horizonte de planejamento de 72 horas, utilizando intervalos de discretização do tempo de $\Delta t = 0,5$ h e os limites de tensão $\bar{V} = 1,05$ p.u. e $\underline{V} = 0,95$ p.u.

Para validar o modelo de alocação apresentado fez-se uso de uma adaptação do sistema teste da Fig. 3 (Macedo, 2015). O limite operacional da subestação é de $\bar{S}_i^S = 5$ MVA. O sistema teste contém uma fonte renovável fotovoltaica com capacidade de 1MW e um DAE com capacidade $\bar{E}_i^{dae} = 1$ MWh, $\eta_i^{inj} = \eta_i^{Arm} = 0,95$ e $\beta_i^{DAE} = 0,02$. Para garantir a maior durabilidade do equipamento considerou-se $\alpha_i^{DAE} = 0,5$ e $\bar{E}_i^{dae} = 0,5$ MWh (Zhao, 2013), (IEEE, 2008). A potência nominal do BC instalado é de 300 kVAr.

O modelo implementado permite a alocação de múltiplos DAEs, entretanto, para esta simulação admitiu-se $\bar{N}^{dae} = 1$, ou seja, somente um DAE pode ser alocado no sistema. Nesta simulação considerou-se custo de compra da energia da subestação constante ao longo do dia $c_d^S = 142$ R\$/MW.h. O custo da potência do DAE igual a $c_d^{DAE} = 600$ R\$/kW.h foi baseado na precificação encontrada em (Rastler, 2008). Nota-se que o custo da potência do DAE é bastante superior ao da subestação. Isso se deve ao alto custo inicial de compra e instalação do equipamento. Os demais dados de entrada do problema estão ilustrados nas Figs. 4 (a)

– (c), e correspondem respectivamente às demandas de potência ativa e reativa, baseadas em (Levron, 2014), e à potência gerada pela fonte renovável do sistema.

A Fig. 4 (a) mostra que para o sistema de 11 barras o pico de demanda de potência ativa diário acontece entre 9:00 e 11:00 horas. A Fig. 4 (c) ilustra que a FR fotovoltaica apresenta rápidas variações no nível de geração. Esta variação é bastante característica de fontes de energia intermitentes e o uso de DAEs pode ajudar a amenizar o impacto deste comportamento no sistema (Robyns, 2015).

3.1 Resultados

Dois casos teste foram considerados: o Caso teste A1 onde sistema não contém DAE e o Caso teste A2, onde é possível alocar um DAE no sistema e definir sua operação ao longo do período de planejamento.

Para o caso A2 no qual apenas um DAE é alocado no sistema, a solução obtida pelo modelo proposto foi $n_{11}^{dae} = 1$, ou seja, o DAE foi alocado na barra 11, de forma que para todos os demais barras que seria possível a alocação n_i^{dae} assume valor nulo. A Fig. 3 ilustra a alocação do DAE na barra 11 obtida pelo modelo. A função objetivo foi de R\$290.848,90.

Para demonstrar a exatidão da solução foram realizados sucessivamente 11 testes, onde para cada teste apenas uma barra i possuía um DAE alocado. Sistemáticamente, fixou-se um DAE na barra i e realizou-se uma simulação. O custo operacional para cada um dos testes é mostrado na Fig. 5.

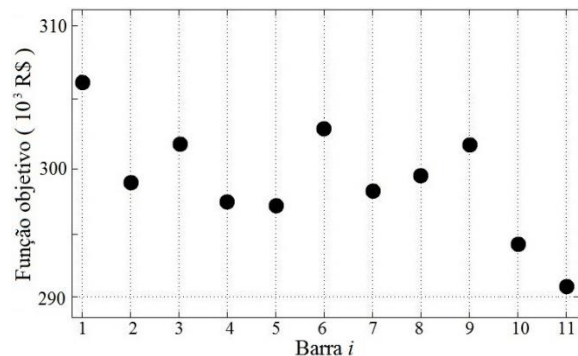


Figura 5 – Custo de operação total do sistema para cada barra que um DAE foi alocado

A Fig. 5, obtida pelo método de sucessivos testes, mostra que a alocação de menor custo é a mesma que foi obtida pelo modelo matemático proposto.

No horário de pico de consumo dos dias 1, 2 e 3 a demanda superou o limite da subestação em, respectivamente, 47, 230 e 85 kW. Portanto, no caso A1, onde não há nenhum DAE instalado no sistema não foi possível operar o sistema sem violar o limite da subestação no horário de pico de demanda. Como a restrição pode ser atendida o caso A1 é infatível. Nesse contexto, para avaliar o sistema no caso A1 considerou-se $\bar{S}_i^S = 10$ MVA.

No caso A2, em que há um DAE alocado, foi possível respeitar a restrição da subestação através do

descarregamento do DAE no horário de pico, como ilustrado nas Fig. 6 (a) - (b).

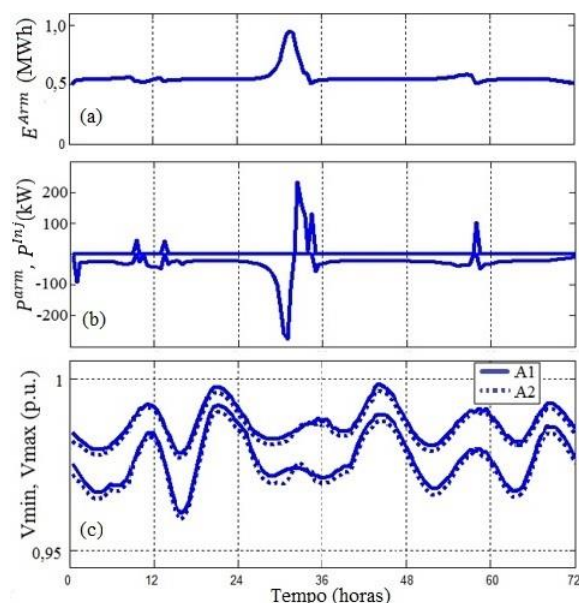


Figura 6. (a) Energia armazenada. (b) Potência de armazenamento ($P < 0$) e potência injetada no sistema ($P > 0$). (c) Tensões no sistema

As Figs. 6 (a) – (b) mostram que a energia armazenada no DAE é utilizada quando a demanda de energia do sistema supera o limite operacional da subestação de $S_i^S = 5$ MVA. Nota-se que para todo período analisado a energia armazenada esteve sempre maior ou igual a 50% da capacidade do equipamento. A Fig. 6 (b) mostra que o DAE só injetou potência na rede nos momentos que a restrição da subestação seria violada e a intermitência das fontes renováveis foi mais crítica. A Fig. 6 (c) apresenta as tensões mínimas e máximas no sistema durante o período analisado para os casos A1 e A2. Os limites de tensão foram respeitados em ambos os casos teste. A menor tensão registrada no sistema foi de 0,9593 pu e maior foi de 0,9967 pu. Analisando juntamente as Figs. 6 (a), (b) e (c) conclui-se que a utilização de DAE permitiu a operação sem violar nenhum limite do sistema e garantiu uma melhor integração da fonte fotovoltaica.

4 Conclusões

O modelo proposto e implementado resultou na alocação ótima de um DAE no sistema e na determinação de regras de carregamento e descarregamento deste equipamento de modo a minimizar a perda de vida útil do mesmo. A utilização de um DAE permitiu tornar a operação da subestação factível e proporcionou menor impacto da intermitência da fonte renovável no sistema. Devido às propriedades do modelo utilizado, pode-se garantir que a solução encontrada é um ótimo global do modelo cônico.

Agradecimentos

Os autores deste artigo gostariam de agradecer ao pesquisador Leonardo H. Macedo, pela importante colaboração através do fornecimento dos dados do sistema de teste, e ao CNPq e CAPES pelo apoio financeiro à realização desta pesquisa.

Referências Bibliográficas

- Carpinelli, G., Mottola F., Proto D. and Russo, A. (2010). *Optimal Allocation of Dispersed Generators, Capacitors and Distributed Energy Storage Systems in Distribution Networks*, Modern Electric Power Systems 2010, Wroclaw, Poland MEPS'10, paper 11.1.
- Celli, G., Mocci, S., Pilo, F. and Loddo, M. (2009). *Optimal Integration of Energy Storage in Distribution Networks*. IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania.
- Cespedes, R. G. (1990). *New method for the analysis of distribution networks*. IEEE Trans. Power Del., vol. 5, no. 1, pp. 391–396.
- Fourer, R., Gay, D. M. and Kernighan, B. W. (2003). *AMPL: A modeling language for mathematical programming*. CA: Brooks/Cole-Thomson Learning, 2nd Ed, Pacific Grove.
- Glover, F. and Kochenberger, G. (2003). *Handbook of Metaheuristics*. Norwell, MA, USA: Kluwer Academic.
- IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage. (2008). *Guide for Optimizing the Performance and Life of Lead-Acid Batteries in emote Hybrid Power Systems*.
- Jabr, R. A. (2006). *Radial distribution load flow using conic programming*. IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, no. 3, pp. 1458–1459.
- Levron, Y., Guerrero, J. M. and Beck, Y. (2013). *Optimal power flow in microgrids with energy storage*. IEEE Trans. Power Syst., vol. 28, no. 3.
- Macedo, L. H., Franco, J. F., Rider, M. J. and Romero, R. (2015). *Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices*, IEEE Trans. on Smart Grids.
- Rastler, D. (2008). *New Demand for Energy Storage*. EEI Electric Perspectives, pp. 30–47.
- Robyns, B., François, B., Delille, G. and Daudemont, C. (2015). *Energy storage in electric power grids*. Wiley.
- Zhao, B., Zhang X., Chen, J. and Wang. C. (2013). *Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system*. IEEE Transactions on sustainable energy. Vol. 4. No. 4.
- Zidar, M., Georgilakis, P. S., Hatziahyriou, N. D., Capuder, T. and Skrlar, D. (2016). *Review of energy storage allocation in power distribution networks: Application, methods and future research*. IET Gener. Transm. Distrib. Vol. 10, Iss. 3, pp. 645–652.