

ANDRÉ Q. O. SANTOS, ADRIANO B. ALMEIDA, ROBERTO C. LOTERO

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE - Campus de Foz do Iguaçu - Centro de Engenharias e Ciências Exatas - CECE Av. Tancredo Neves n°. 6731 - Jardim Itaipu CEP: 85867-900 - Bloco 05, Espaço 02, Sala 08 - Parque Tecnológico Itaipu.

E-mails: andrequites@gmail.com, adriano.almeida@unioeste.br, roberto.lotero@unioeste.br

Abstract— Among the existing challenges to a wider adoption of the intelligent electrical energy microgrids technology, the efficiency and simplification of the energy management systems are often viewed as a primary necessity. The optimal energy management problem in intelligent microgrids consists in the optimal operation of every energy resource available in the system. This paper presents a linear mixed-integer optimization model to solve the energy management problem in a microgrid in connected mode, having as objective the cost minimization, considering a 24-hour horizon. Since such problem is usually modelled as a non-linear problem, some linearization techniques are applied. The model presented here takes in consideration some of the most common components of the modern microgrids, as renewable intermittent sources, non-renewable dispatchable sources, and energy storage systems. The microgrid is supposed to be able to sell and buy energy from the distribution system, in a scenario of variable energy market prices, also considering the contracted demand. The model is then applied, through computer simulations, to a typical microgrid architecture. Finally, the simulation results are presented and discussed.

Keywords— Intelligent microgrids, energy management, smart grids, distributed generation, renewable energy sources, mixed-integer linear optimization model.

Resumo— Dentre os diversos desafios encontrados para a maior difusão da tecnologia das microrredes inteligentes de energia elétrica, a eficiência e a simplificação dos sistemas de gerenciamento de energia são vistas como necessidades primárias. O problema do gerenciamento ótimo de energia em uma MR consiste no aproveitamento ótimo dos recursos energéticos inseridos na mesma. Neste trabalho, apresenta-se um modelo de otimização linear inteiro misto para a solução do problema do gerenciamento ótimo de energia de microrredes inteligentes de energia elétrica em modo conectado, visando a minimização de custos, em um horizonte de 24 horas. Sendo o problema estudado de natureza não linear, são utilizadas técnicas de linearização. O modelo considera alguns dos principais componentes das microrredes inteligentes modernas, como fontes renováveis intermitentes, fontes não-renováveis despacháveis e sistemas de armazenamento. Considera-se que a microrrede tenha a capacidade de comprar ou vender energia para a rede da distribuidora, em um cenário de preços variáveis e demanda contratada. O modelo apresentado é aplicado, através de simulações, a uma arquitetura de microrrede típica. Os resultados são então apresentados e discutidos.

Palavras-chave— Microrredes inteligentes, gerenciamento ótimo de energia, redes inteligentes de energia elétrica, geração distribuída, energias renováveis, modelo de otimização linear inteiro misto.

1 Introdução

Existem diversas definições ligeiramente diferentes para o termo microrrede (MR), porém todas envolvem conjuntos de cargas, recursos de geração e armazenamento conectados como um sistema único, formando um pequeno sistema de potência (Lasseter, 2002; Farhangi, 2010; Galvin *et al.*, 2009; Falcão, 2009; Montoya *et al.*, 2013). Segundo o DOE (Departamento de Energia dos Estados Unidos), uma MR é um grupo de cargas e Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) interconectados dentro de fronteiras ou limites bem definidos, agindo em conjunto como uma entidade controlável única sob a perspectiva da rede elétrica (a macrorrede) (Montoya *et al.*, 2013).

A segmentação das grandes redes de distribuição em MRs inteligentes pode simplificar e tornar mais seguro o gerenciamento e controle de redes com grande penetração de geração distribuída. Tal segmentação também tem o potencial de facilitar a recuperação em casos de *blackouts* ou desastres, pois permite manter áreas da grande rede com recursos energéticos locais,

com o uso de energias renováveis (Lasseter, 2002; Amin & Schewe, 2007; Montoya *et al.*, 2013; Kwasinski *et al.*, 2016; Falcão, 2009).

Dentre os diversos desafios, a simplicidade e a eficiência dos sistemas de gerenciamento de energia são vistas como necessidades primárias para a maior aceitação e difusão das MRs no mercado. O problema do gerenciamento de energia em uma MR consiste no aproveitamento ótimo dos REDs inseridos na mesma, incluindo sistemas de armazenamento de energia, para atender a demanda local e vender eventuais excedentes. Trata-se de um problema de considerável complexidade, de natureza não linear e descontínua, e que exige solução automatizada em tempo-real (Dimeas & Hatzigaryriou, 2005; Katiraei *et al.*, 2008; Palma-Behnke *et al.*, 2013; Olivares *et al.*, 2014; IEEE Standards Coordinating, 2011).

Assim, neste trabalho propõe-se um modelo matemático linear inteiro misto para o gerenciamento energético, visando a minimização dos custos da MR em modo conectado, considerando um horizonte de 24 horas. No modelo são consideradas unidades de geração intermitentes, baseadas em fontes renováveis não-despacháveis; unidades geradoras despacháveis não-

renováveis e sistemas de armazenamento, além da conexão com a rede da distribuidora.

A seguir, na Seção 2, discute-se o problema do gerenciamento de energia em MRs. Na Seção 3 apresenta-se o modelo matemático proposto e sua linearização. Na Seção 4 são mostrados os testes realizados e a discussão dos resultados obtidos. Finalmente, na Seção 5 é apresentada a conclusão.

2 Gerenciamento ótimo de energia em MRs inteligentes

A Figura 1 mostra uma arquitetura típica de MR inteligente, na qual o controlador central, que executa a aplicação de gerenciamento de energia (*Energy Manager*), se comunica com os controladores locais dos REDs e os sistemas de proteção. Os controladores locais dos REDs recebem periodicamente os valores de referência (*set points*) do controlador central (Lasseter, 2002; Planas *et al.*, 2013; Kwasinski *et al.*, 2016).

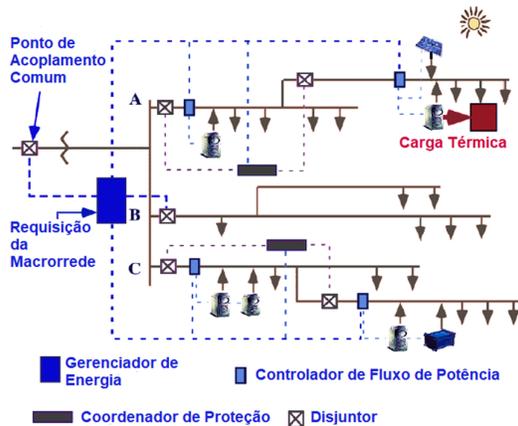


Figura 1. Arquitetura típica de MR inteligente (Lasseter, 2002).

A Figura 2 apresenta, de forma esquemática, o problema do gerenciamento de energia em uma MR. O problema consiste em combinar os REDs disponíveis a fim de atender à demanda variável dos consumidores com o mínimo custo possível e respeitando as restrições do sistema, aproveitando as fontes renováveis intermitentes locais e a possibilidade de compra ou venda de energia através da conexão com a macrorrede. Muitos autores consideram também outros objetivos, como a minimização das emissões de gases, resultando em um problema de otimização multiobjetivo (Olivares *et al.*, 2014; Katiraei *et al.*, 2008; Chouachi *et al.*, 2013).

O excedente de energia produzida pelas fontes renováveis intermitentes pode ser tanto vendido para a distribuidora como armazenado. A política de carga e descarga do sistema de armazenamento precisa antecipar a oferta e a demanda de energia, em determinado horizonte de tempo, considerando os custos de oportunidade. Deve-se levar em conta também a redução da vida útil dos sistemas de armazenamento,

considerando os altos custos desses sistemas (Palma-Behnke *et al.*, 2013; Alvez, 2015).

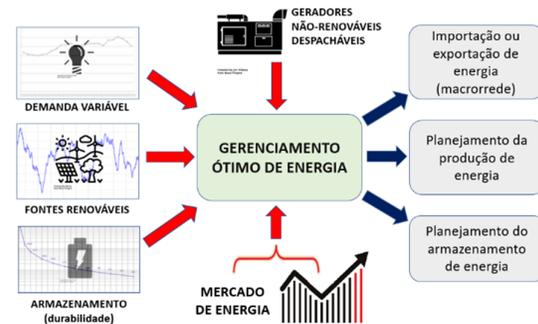


Figura 2: Problema do gerenciamento ótimo de energia em MRs (Katiraei *et al.*, 2008).

Também é determinada a potência gerada por cada fonte despachável em cada intervalo de tempo, e a quantidade de energia a ser comprada ou vendida da macrorrede, em um cenário de tarifas variáveis (Kwasinski *et al.*, 2016; Bhavé, 2016). A resposta da demanda como um RED não será levada em consideração neste artigo (Alvez, 2015).

3 Formulação matemática

O problema do gerenciamento ótimo de energia em MRs é geralmente modelado como um problema de programação não linear inteiro-misto. Os métodos de solução utilizados podem ser classificados em métodos centralizados e descentralizados (Du *et al.*, 2017; Olivares *et al.*, 2014; Lasseter, 2002; Planas *et al.*, 2013; Palma-Behnke *et al.*, 2013).

Esse tipo de problema apresenta dois desafios: o crescimento da complexidade com o número de variáveis binárias e a não convexidade, gerando múltiplos ótimos locais, dificultando a convergência para o ótimo (M. Pardalos & Resende, 2002; Lee & Leyffer, 2012).

Felizmente existem técnicas de linearização que podem transformar esse problema, sob certas condições, em outro linear inteiro-misto, cuja solução apresente uma boa aproximação da solução do problema não linear original, com menores custos computacionais (Olivares *et al.*, 2014; Lee & Leyffer, 2012).

O modelo de otimização proposto considera previsões de oferta e demanda de energia para as próximas 24 horas. A otimização dos recursos é realizada para esse horizonte, o qual é discretizado em intervalos de 5 minutos na primeira meia hora. A meia hora seguinte é tratada como intervalo único e as 23 horas seguintes são discretizadas em períodos de uma hora (Thillainathan Logenthiran, Dipti Srinivasan, Ashwin M. Khambadkone, 2012; Olivares *et al.*, 2014).

Considera-se que o gerenciador de energia tem a capacidade de obter dados de previsão de irradiação solar e de ventos, com o qual é possível estimar a geração das fontes solar e eólica, para cada intervalo das próximas 24 horas. Considera-se também que o

sistema possa obter dados de previsão de demanda para cada um desses intervalos (Carvalho, 2017; Raza & Khosravi, 2015), assim como os preços de compra e venda de energia. O processo de obtenção desses dados não é o foco deste trabalho.

Não serão consideradas as perdas no sistema de transmissão. Considera-se também que as fontes renováveis estarão trabalhando sempre em seus pontos de máxima transferência de potência.

A seguir são apresentados os conjuntos, variáveis e parâmetros utilizados no modelo.

A. Conjuntos

N	Número de unidades despacháveis na MR
NK	Número de cargas
NR	Número de fontes renováveis não despacháveis
T	Número total de intervalos de discretização

B. Parâmetros

BS	Capacidade total de carga de cada bateria do banco de baterias, em kWh
Cic_{max}	Limite máximo do número de meio-ciclos no horizonte do <i>day-ahead</i>
CSC	Custo de partida do gerador
DC^t	Demanda contratada da distribuidora no intervalo t
nB	Número de baterias no banco de baterias
nf	Taxa de manutenção de carga da bateria a cada hora
nf^t	Taxa de manutenção de carga durante o período t
PC_k^t	Potência média demandada pela carga k no intervalo t
$PRCD_{max}$	Limite máximo da potência de ultrapassagem P_{rcd}^t
PR_n^t	Potência gerada pela fonte renovável não despachável n no intervalo t
$P_{sc,max}$	Potência máxima de carga do banco de baterias
$P_{sd,max}$	Potência máxima de descarga do banco de baterias
SOC_{max}	Limite superior do estado de carga (<i>state of charge</i>) do banco de baterias
SOC_{min}	Limite inferior do estado de carga (<i>state of charge</i>) do banco de baterias
tE^t	Tarifa de compra de energia da macrorrede no intervalo t
tf_{ps}	Valor da penalização por utilizar o sistema de armazenamento
tU^t	Tarifa da potência contratada da macrorrede
tV^t	Tarifa de venda de energia para a macrorrede no intervalo t
δt^t	Duração do intervalo discreto de tempo t , em horas

C. Variáveis binárias

B_{cr}^t	Variável binária que será 1 se a MR estiver comprando energia da macrorrede
B_{desc}^t	Variável binária que será 1 se o banco de baterias estiver sendo descarregado em t

$B_{a, fim}^t$ Variável binária que será 1 se o banco de baterias terminou um ciclo de descarga em t

$B_{a, ini}^t$ Variável binária que será 1 se o banco de baterias iniciou novo ciclo de descarga em t

B_i^t Variável binária que será 1 se gerador i estiver ligado em t

B_{iD}^t Variável binária que será 1 se o gerador i foi desligado em t

B_{iL}^t Variável binária que será 1 se gerador i foi ligado em t

B_{ud}^t Variável binária que será 1 se houver ultrapassagem da demanda contratada

D. Variáveis contínuas

C_b^t Custo de uso do sistema de armazenamento

C_{cr}^t Custo de compra de energia da macrorrede

C_f^t Custo das fontes não-renováveis

Cic^t Número de meio-ciclos de carga/descarga até o instante t

P_i^t Potência entregue pela unidade despachável i no intervalo t

P_{rc}^t Potência com a qual é comprada energia da macrorrede no intervalo t , inferior a demanda contratada

P_{rcd}^t Potência que ultrapassa a demanda contratada da macrorrede no intervalo t

P_{rv}^t Potência com a qual é vendida energia à macrorrede no intervalo t

P_{sc}^t Potência de carga do banco de baterias durante o intervalo t

P_{sd}^t Potência de descarga do banco de baterias durante o intervalo t

R_{vr}^t Receita da venda de excedente de energia produzida na MR

SOC^t Estado de carga do banco de baterias no final do período t

A função objetivo é mostrada na equação (1). Compõe-se de quatro termos, representando os custos das fontes despacháveis não renováveis C_f^t , os custos de compra de energia da macrorrede C_{cr}^t , a receita de venda de energia para macrorrede R_{rv}^t , e finalmente o custo de uso do banco de baterias C_b^t .

$$\min \text{Custo} = \sum_{t=1}^T [C_f^t + C_{cr}^t - R_{rv}^t + C_b^t] \quad (1)$$

O custo das fontes despacháveis é dado pela equação (2), cujo primeiro termo representa o custo associado ao consumo de combustível por unidade de energia produzida, onde $Cons^i$ é o consumo de combustível por hora, CC^i representa o custo por litro de combustível e δt é a duração do intervalo t . Já o segundo termo representa o custo de partida do gerador.

$$C_f = \sum_{i=1}^N Cons^i \cdot CC^i \cdot \delta t + C_{stup}^i \quad (2)$$

O consumo de combustível (litro/hora) pode ser obtido conforme mostra a equação (3). Nesta equação,

as constantes a , b e c dependem da tecnologia do gerador. Note que a equação (3) é uma função quadrática, não linear, porém passível de ser linearizada por partes (Olivares *et al.*, 2014; M. Pardalos & Resende, 2002).

$$Cons^i = a \cdot P_i^2 + b \cdot P_i + c \quad (3)$$

O custo de partida é dado pela equação (4), onde a variável binária B_{il}^t indica se o gerador foi ligado no intervalo t . A constante CSC representa o custo de partida do gerador (Rangel *et al.*, 2016).

$$C_{stup}^t = B_{il}^t \times CSC \quad (4)$$

Nos custos de compra de energia da macrorrede é necessário utilizar as tarifas praticadas pela distribuidora. Considera-se haver uma demanda contratada, a partir da qual cobra-se uma penalização pela potência de ultrapassagem, com valor igual ao dobro da tarifa de demanda contratada. Considera-se também a cobrança de tarifas diferenciadas para dias úteis e finais de semana, e horários de ponta e fora de ponta em dias de semana, correspondendo à categoria A4, e modalidade tarifária azul, de acordo com ANEEL (2010).

Assim, o primeiro termo da equação (5) se refere ao custo da energia total consumida no intervalo t , e o segundo se refere à multa pela ultrapassagem de demanda P_{rcd}^t .

$$C_{cr} = (P_{rc}^t + P_{rcd}^t) \cdot \delta t^t \cdot tE^t + 2 \times P_{rcd}^t \cdot tU^t \quad (5)$$

Não é considerado o custo da demanda contratada, pois trata-se de um custo constante, sem influência no processo de otimização. Além disso, vale a pena ressaltar que a multa por ultrapassar a demanda contratada é aplicada no período tarifário de um mês, quando a mesma é superada ao menos em um período de 15 minutos, sendo utilizada a maior potência de ultrapassagem para a aplicação da multa, independentemente da quantidade de vezes que foi ultrapassada (ANEEL, 2010).

Neste trabalho a ultrapassagem da demanda é penalizada em todos os períodos em que ocorrer. Como consequência, os custos calculados na função objetivo não correspondem ao valor a ser pago pelo consumidor ao final do ciclo tarifário de um mês.

A receita resultante da venda do excedente de energia produzida na MR é dada pela equação (6). Assim como no cálculo do custo de compra de energia, a tarifa também depende do tipo de dia (dia de semana ou final de semana), e do posto horário (ponta ou fora de ponta).

$$R_{vr}^t = P_{rv}^t \cdot tV^t \cdot \delta t^t \quad (6)$$

O termo C_b^t na função objetivo, adiciona uma penalização pelo uso do banco de baterias, representando o custo de redução de sua vida útil. Utiliza-se um custo fixo por unidade potência de carga e descarga tf_{ps} , como mostrado na equação (7).

$$C_b^t = (P_{sc}^t + P_{sd}^t) \cdot tf_{ps} \quad (7)$$

O custo real de redução da vida útil é de difícil determinação, dependendo da tecnologia do sistema de armazenamento, tendo natureza não linear. Este custo depende de uma série de variáveis, como a temperatura, tensão, potência, e sobretudo do ciclo de carga e descarga. Na prática, uma pequena penalização tf_{ps} , mesmo em valor muito inferior aos demais custos marginais, já se mostra útil por prevenir a utilização desnecessária do sistema de armazenamento, pois representa uma penalização a ciclos de carga/descarga em um mesmo posto horário, que de outra forma teriam custo nulo (Zhou *et al.*, 2011; Palma-Behnke *et al.*, 2013).

A seguir são apresentadas as restrições do problema.

$$\sum_{i=1}^N P_i^t + P_{rc}^t - P_{rv}^t + P_{sd}^t - P_{sc}^t + \sum_{rn=1}^{NR} PR_n^t = \sum_{k=1}^{NK} PC_k^t \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (8)$$

$$B_{ud}^t \cdot DC^t \leq P_{rc}^t \leq B_{cr}^t \cdot DC^t \quad (9)$$

$$0 \leq P_{rcd}^t \leq B_{ud}^t \cdot PRCD_{max} \quad (10)$$

$$0 \leq P_{rv}^t \leq (1 - B_{cr}^t) \cdot DC^t \quad (11)$$

$$B_i^t \cdot P_{imin} \leq P_i^t \leq B_i^t \cdot P_{imax} \quad (12)$$

$$B_{il}^t - B_{id}^t = B_i^t - B_i^{t-1} \quad (13)$$

$$B_{il}^t + B_{id}^t \leq 1 \quad (14)$$

$$0 \leq P_{sd}^t \leq B_{desc}^t \cdot P_{sd,max} \quad (15)$$

$$0 \leq P_{sc}^t \leq (1 - B_{desc}^t) \cdot P_{sc,max} \quad (16)$$

$$SOC^t = n^{ft} \cdot SOC^{t-1} + \frac{(P_{sc}^t - P_{sd}^t) \cdot \delta t^t}{(nB \cdot BS)} \quad (17)$$

$$SOC_{mim} \leq SOC^t \leq SOC_{max} \quad (18)$$

$$B_{d,ini}^t - B_{d,fim}^t = B_{desc}^t - B_{desc}^{t-1} \quad (19)$$

$$Cic^t = Cic^{t-1} + B_{dini}^t + B_{dfim}^t \quad (20)$$

$$B_{d,ini}^t + B_{d,fim}^t \leq 1 \quad (21)$$

$$Cic^t \leq Cic_{max} \quad (22)$$

A equação (8) apresenta o balanço de potência, com a oferta de energia igualando-se à demanda em cada intervalo t .

As equações (9) e (10) indicam que a potência com a qual é comprada energia da macrorrede pode ser menor que a demanda contratada ou pode superá-la, sendo neste último caso penalizada conforme mostra a equação (5). A variável binária B_{cr}^t é usada para impedir que a MR possa comprar e vender ao mesmo tempo. Já a variável B_{ud}^t , quando verdadeira, faz P_{rc}^t ser igual à demanda contratada na equação (9), e quando falsa, torna P_{rcd}^t nulo na equação (10).

A potência com a qual pode ser despachada cada unidade geradora despachável é limitada pela equação

(12). Ambos os limites serão nulos se a unidade geradora estiver desligada, ou seja, se $B_i^t = 0$.

A equação (13) define os valores de B_{iL}^t e B_{iD}^t , que indicam se o gerador i foi ligado ou desligado em t , com base nos valores de B_i^t e B_i^{t-1} . O valor de B_{iL}^t é utilizado na equação (4) para o cálculo do custo de partida dos geradores. A equação (14) garante que B_{iL}^t e B_{iD}^t não serão ambos verdadeiros, caso $B_i^t = B_i^{t-1}$.

As restrições representadas nas equações (15) e (16) limitam as potências de carga P_{sc}^t e descarga P_{sd}^t da bateria. Nelas, a variável binária B_{desc}^t é usada para permitir implementar a restrição que limita o número de ciclos de carga e descarga, importante para aumentar o tempo de vida útil da bateria. Caso B_{desc}^t seja 1, a restrição mostrada na equação (15) garante que P_{sd}^t terá valor nulo ou positivo, igual ou inferior a $P_{sd,max}$, enquanto P_{sc}^t será restringido a zero pela equação (16). Neste caso a bateria estará em repouso ou em processo de descarga. Já no caso de B_{desc}^t ser nulo, a equação (16) garantirá que P_{sc}^t tenha um valor nulo ou positivo, igual ou inferior a $P_{sc,max}$, sendo P_{sd}^t restrita a zero pela equação (15). Ou seja, neste caso a bateria estaria em processo de carregamento ou em repouso.

As transições de valores de B_{desc}^t são utilizadas para determinar os valores binários $B_{d,ini}^t$ e $B_{d,fim}^t$, através da equação (19), as quais representam, respectivamente, o início e o fim de uma rampa de descarga. A equação (21) proíbe que essas duas variáveis binárias sejam verdadeiras simultaneamente. Estas variáveis são utilizadas na equação (20) para determinar a contagem de meio-ciclos de carga/descarga da bateria, representada pela variável Cic^t . Por fim, a variável Cic^t é limitada pela equação (22), restringindo-se assim o número máximo de meio-ciclos de descarga.

Na equação (17) calcula-se o estado de carga no final de cada período t . A constante nf^t representa a taxa de manutenção de carga da bateria durante o intervalo δt . Tal constante é calculada com base na taxa de auto descarregamento da bateria a cada hora, elevada à δt , cálculo mostrado na equação (23).

$$nf^t = nf^{\delta t} \quad (23)$$

Na equação (17) não serão consideradas as perdas no inversor, e nem a eficiência do ciclo de carga/descarga, eficiência que pode ser mantida próxima a 100%, dependendo da tecnologia utilizada e dos limites inferior e superior selecionados para o estado de carga (Lukacs & Bhadra, 2003).

Os valores máximo e mínimo do estado de carga são restringidos pela equação (18).

É possível observar que no modelo proposto somente o termo C_f , relativo ao custo de operação das unidades geradoras não-renováveis, é não linear. Entretanto, o mesmo pode ser linearizado por partes, o que permite a solução do problema utilizando técnicas clássicas de otimização (Kalvelagen, 2002).

4 Testes e Resultados

O modelo desenvolvido foi testado por meio de simulações, considerando sua aplicação à microrrede apresentada em Jeon *et al.* (2010), cuja arquitetura é mostrada na Figura 3.

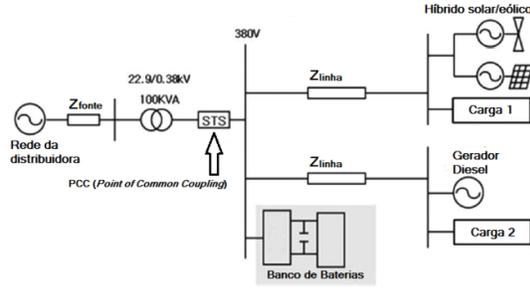


Figura 3: Arquitetura da planta piloto da MR do instituto KERI, na Coreia do Sul (Jeon *et al.*, 2010).

Considera-se, nesta simulação, que o sistema híbrido consiste apenas de sistemas fotovoltaicos, com capacidade de 20kW. A curva de demanda utilizada e a de irradiação solar atenuada são mostradas na Figura 4. Mostra-se também a demanda líquida, resultante da subtração da geração solar da demanda da MR, indicando a carga remanescente a ser atendida pela microrrede e pelos demais REDs despacháveis.

As simulações foram realizadas utilizando a ferramenta GAMS (*General Algebraic Modeling System*), com o *solver* CPLEX. A entrada de dados e a análise dos resultados foi realizada por intermédio de *software* desenvolvido na linguagem *Python*, o qual utiliza os recursos do GAMS através da API (*Application Programming Interface*) disponibilizada pelo fabricante.

O gerador diesel utilizado nas simulações foi o gerador Caterpillar modelo CAT D322E3, de 20kW em *stand-by*. A potência fornecida pelo gerador é limitada a um mínimo de 20% da potência nominal (CATERPILLAR, 2016).

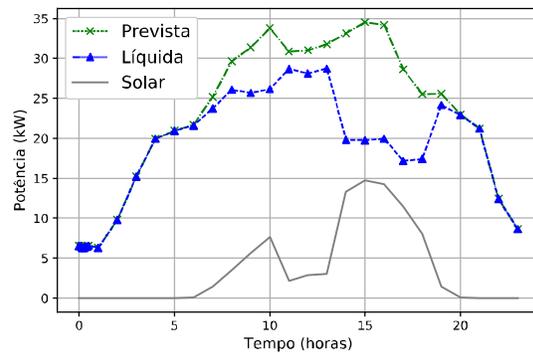


Figura 4: Demanda e geração solar previstas para as próximas 24 horas, e demanda líquida.

Nas simulações foi utilizada a bateria de chumbo-ácido da marca MOURA, modelo 12MF220, com capacidade total de fornecer 200AH. O banco de baterias

é composto por 12 baterias ligadas em série (Moura, 2014; Jeon *et al.*, 2010)

O sistema fotovoltaico inclui um arranjo de células solares programado para operar no seu ponto de máxima transferência de potência.

Para os valores das tarifas de compra e venda de energia da distribuidora, e da demanda contratada, nos diferentes postos horários, foram considerados os apresentados em Alvez (2015). Considera-se também uma demanda contratada de 20kW para posto horário na ponta, e de 24,76 kW para posto horário fora de ponta.

A fim de avaliar o efeito da otimização utilizando cada RED individual, foram realizadas simulações considerando quatro casos:

- Caso 1: MR com sistema fotovoltaico, sem banco de baterias e sem gerador diesel.
- Caso 2: MR com sistema fotovoltaico, banco de baterias e gerador diesel.
- Caso 3: MR com sistema fotovoltaico, sem banco de baterias e com gerador diesel.
- Caso 4: MR com sistema fotovoltaico, com banco de baterias e sem gerador diesel.

A Figura 5 permite comparar a curva da demanda prevista, já discretizada conforme os intervalos descritos na Seção 3, com a demanda contratada. As Figuras de 6 a 11 mostram os resultados das simulações para os quatro casos avaliados. Nelas, a variável $P_s = P_{sd} - P_{sc}$ representa a potência de carga/descarga do banco de baterias.

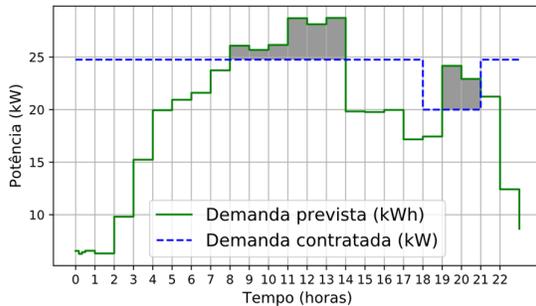


Figura 5: Demanda prevista x contratada em cada intervalo.

Na Figura 6 mostram-se os resultados do Caso 1, em que o gerador e o sistema de armazenamento estão inativos em modo conectado. Nesse caso, toda a demanda de energia local precisa ser suprida pela macrorrede. Note que não é possível evitar a ultrapassagem da demanda contratada, com a potência P_{rc} assumindo seu valor máximo permitido em diversos horários, igualando-se à demanda contratada, sem ainda suprir toda a demanda da MR, exigindo a compra de parcela de energia além da demanda contratada, representada pela potência P_{rcd} . Com isso, há a cobrança de multa, elevando-se os custos.

As Figuras 7 e 8 apresentam os resultados para o Caso 2. Note que o sistema passa a utilizar o banco de baterias quando ocorre a ultrapassagem da demanda contratada, até que o SOC atinja o valor próximo ao

mínimo permitido de 42%. Não podendo mais contar com a energia remanescente armazenada para evitar a ultrapassagem, e ainda com demanda não atendida, o sistema então liga o gerador. Como há previsão de nova ultrapassagem em horário de ponta, após a demanda retornar a um valor inferior à contratada, o banco de baterias é novamente carregado a partir das 16 horas.

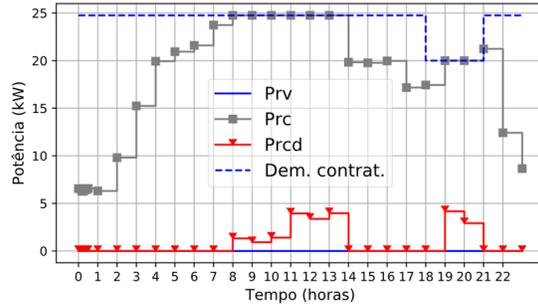


Figura 6: Balanço de potência, na simulação sem gerador nem banco de baterias (Caso 1).

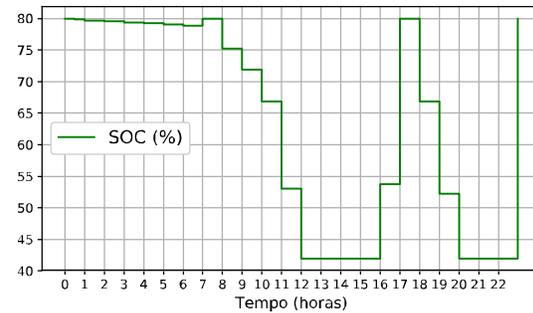


Figura 7: Estado de carga (SOC) do banco de baterias no Caso 2.

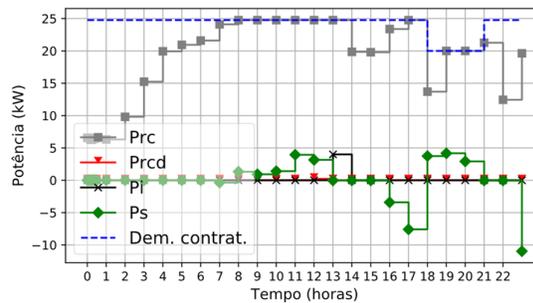


Figura 8: Balanço de potência em cada período no Caso 2.

Na Figura 9 mostram-se os resultados da simulação do Caso 3, com uso do gerador e sem banco de baterias. Nota-se que o sistema passa a utilizar o gerador para evitar a ultrapassagem da demanda, até que a demanda seja reduzida, chegando novamente a patamar inferior à contratada. Percebe-se também, comparando os resultados com os da Figura 8, que, além de compensar P_{rcd} , o gerador fornece um pouco mais de potência em alguns intervalos, tornando P_{rc} um pouco inferior à demanda contratada. Este efeito se deve à

limitação da potência mínima fornecida pelo gerador, pois uma vez ligado, o mesmo não fornecerá menos de 4kW, correspondendo a 20% da potência nominal.

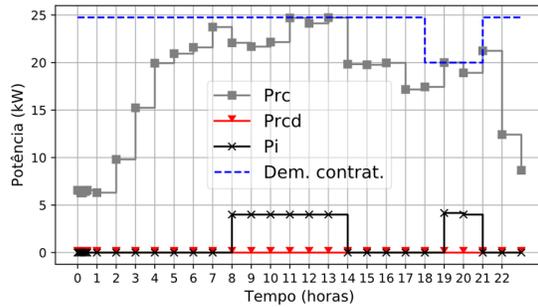


Figura 9: Balanço de potência, na simulação com gerador e sem banco de baterias (caso 3).

Finalmente, nas Figuras 10 e 11, apresentam-se os resultados do caso 4, com o uso apenas da bateria, sem o gerador. Nota-se que, novamente, não se é possível evitar a ultrapassagem da demanda, mesmo utilizando toda a carga armazenada da bateria. Com isso, P_{rcd} assume valor positivo a partir das 13 horas, quando as baterias atingem o SOC mínimo.

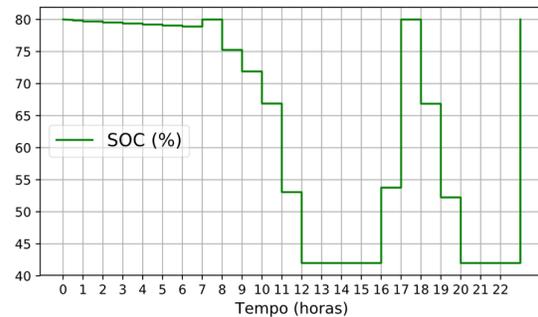


Figura 10: Resultados para o estado de carga (SOC), na simulação sem o gerador e com banco de baterias (caso 4).

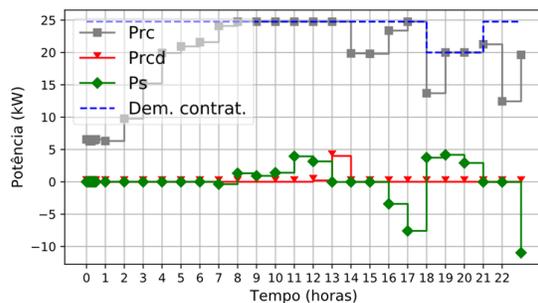


Figura 11: Balanço de potência, na simulação sem gerador e com banco de baterias (caso 4).

Os resultados da função objetivo e os custos reais nos quatro casos acima são mostrados na Tabela 1. Os custos reais estimam os custos pagos pelo consumidor, considerando a demanda contratada conforme as regras estabelecidas em ANEEL (2010), em um horizonte de 24 horas.

Tabela 1 : Resultados da função objetivo.

CASO	Função Objetivo	Custos reais
1	R\$825,10	R\$684,67
2	R\$167,17	R\$383,11
3	R\$206,41	R\$464,77
4	R\$225,66	R\$449,40

As simulações foram realizadas em um *notebook* com processador Intel Core i5 de 1,7 GHz, com 4 GB de RAM e sistema operacional Windows 10. Os tempos de simulação, em todos os casos, ficaram em torno de 2 segundos.

Os resultados apresentados mostram a capacidade do modelo linear inteiro misto proposto de otimizar a MR avaliada, sobretudo evitando a ultrapassagem de demanda.

Note que a MR sem otimização teria um custo de energia e ultrapassagem, computado pela função objetivo, de R\$825,10. Esse custo é reduzido a R\$167,17 com a otimização, uma redução de cerca de 80%. Já em termos de custos reais, temos uma redução obviamente menor, porém também significativa, de 44%. Note que o sistema prioriza o uso da energia armazenada para a compensação da demanda excedente, utilizando o gerador a diesel apenas quando a energia armazenada não é suficiente para evitar a condição de ultrapassagem da demanda contratada.

Na comparação do uso exclusivo do gerador ou do banco de baterias, o gerador apresentou o melhor desempenho. Isso é compreensível pelo fato de, nos casos avaliados, não haver energia suficiente no sistema de armazenamento para compensar plenamente todo o excesso de demanda, e evitar a ultrapassagem.

5 Conclusão

Este artigo apresentou modelo de otimização linear inteiro-misto para a solução do problema do gerenciamento ótimo de energia em MRs inteligentes em modo conectado, com estratégia centralizada. Uma vez que se trata de um problema não-linear, foram aplicadas técnicas de linearização, permitindo maior eficiência computacional e garantindo a convergência para o ótimo.

O modelo apresentado foi aplicado, por meio de simulações, a uma MR típica, contendo alguns dos elementos mais comuns nas MRs inteligentes. As simulações foram realizadas considerando um cenário de custos variáveis, com demanda contratada, e a possibilidade de venda de energia à macrorrede. Mostrou-se a efetividade do modelo proposto nos cenários avaliados.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Fundação Araucária, pelo apoio financeiro na realização deste projeto.

Referências Bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (2010). *Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010*, p. 156.
- Alvez, C.A. (2015). Seleção e operação ótima de recursos energéticos distribuídos inseridos em uma microrrede de energia elétrica, 84.
- Amin, M., Schewe, P.F. (2007). Preventing blackouts: building a smarter power grid, *Scientific American*: 60–67.
- Bhave, M.P. (2016). *The microgrid revolution: business strategies for next-generation electricity*, Praeger, Santa Barbara.
- Carvalho, M.P. da R. [UNESP] (2017). *Previsão de demanda de um prédio universitário por redes neurais artificiais*, Universidade Estadual Paulista (UNESP).
- CATERPILLAR (2016). *Diesel Generator Set DE22E3 Manual*, CATERPILLAR, Deerfield, Illinois, Estados Unidos.
- Chaouachi, A., Kamel, R.M., Andoulsi, R., Nagasaka, K. (2013). Multiobjective Intelligent Energy Management for a Microgrid – Aymen Chaouachi - Academia, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **60**(4): 1688–1699.
- Dimeas, A.L., Hatziargyriou, N.D. (2005). Operation of a Multiagent System for Microgrid Control, *IEEE Transactions on Power Systems* **20**(3): 1447–1455.
- Du, Y., Pei, W., Chen, N., Ge, X., Xiao, H. (2017). Real-time microgrid economic dispatch based on model predictive control strategy, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* **5**(5): 787–796.
- Falcão, D.M. (2009). Smart Grids E Microredes : O Futuro Já É Presente, *VIII Simpase*: 1–11.
- Farhangi, H. (2010). The path of the smart grid, *IEEE Power and Energy Magazine* **8**(1): 18–28.
- Galvin, R.W., Yeager, K.E., Stuller, J. (2009). *Perfect power: how the microgrid revolution will unleash cleaner, greener, and more abundant energy*, McGraw-Hill.
- IEEE Standards Coordinating, C. 21 (2011). *IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., Nova York.
- Jeon, J.H., Kim, J.Y., Kim, H.M., Kim, S.K., Cho, C., Kim, J.M., Ahn, J.B., Nam, K.Y. (2010). Development of hardware in-the-loop simulation system for testing operation and control functions of microgrid, *IEEE Transactions on Power Electronics* **25**(12): 2919–2929.
- Kalvelagen, E. (2002). Interpolation with GAMS, (1): 1–20.
- Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., Dimeas, A. (2008). Microgrids management, *IEEE Power and Energy Magazine* **6**(3): 54–65.
- Kwasinski, A., Weaver, W., Balog, R.S. (2016). *Microgrids and other local area power and energy systems*, Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- Lasseter, R.H. (2002). MicroGrids, *IEEE Power Engineering Society winter Meeting*: 305–308.
- Lee, J., Leyffer, S. orgs. (2012). *Mixed Integer Nonlinear Programming*, Springer New York, New York, NY.
- Lukacs, M., Bhadra, D. (2003). Sealed Lead-Acid Batteries Technical Manual, *Sealed Lead-Acid Batteries Technical Manual* **21**(November): 2004.
- M. Pardalos, P., Resende, M.G.C. (2002). *Handbook of Applied Optimization*, S. Pidgeon & M. Johnson, orgs., Nova York, Estados Unidos.
- Montoya, M., Sherick, R., Haralson, P., Neal, R., Yinger, R. (2013). Islands in the Storm: Integrating microgrids into the larger grid, *IEEE Power and Energy Magazine* **11**(4): 33–39.
- Moura, B. (2014). *Moura Clean - Catálogo Técnico*, Belo Jardim, PE.
- Olivares, D.E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A.H., Cañizares, C.A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A.H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., Jiménez-Estévez, G.A., Hatziargyriou, N.D. (2014). Trends in microgrid control, *IEEE Transactions on Smart Grid* **5**(4): 1905–1919.
- Palma-Behnke, R., Benavides, C., Lanas, F., Severino, B., Reyes, L., Llanos, J., Saez, D. (2013). A microgrid energy management system based on the rolling horizon strategy, *IEEE Transactions on Smart Grid* **4**(2): 996–1006.
- Planas, E., Gil-de-Muro, A., Andreu, J., Kortabarria, I., Martínez de Alegria, I. (2013). General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **17**: 147–159.
- Rangel, C.M., Mascarella, D., Joos, G. (2016). Real-Time Implementation & Evaluation of Grid-Connected Microgrid Energy Management Systems, *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*: 1–6.
- Raza, M.Q., Khosravi, A. (2015). A review on artificial intelligence based load demand forecasting techniques for smart grid and buildings, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **50**: 1352–1372.
- Thillainathan Logenthiran, Dipti Srinivasan, Ashwin M. Khambadkone, H.N.A. (2012). Multiagent System for Real-Time Operation of a Microgrid in Real-Time Digital Simulator, *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID* **3**(2): 925–933.
- Zhou, C., Qian, K., Allan, M., Zhou, W. (2011). Modeling of the cost of EV battery wear due to V2G application in power systems, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **26**(4): 1041–1050.