

Inclusão da Gravitricidade como Sistema de Armazenamento de Energia na Formulação de um Controlador Central de Microrredes Baseado em CPBM

José Diogo Forte de Oliveira Luna *

Beatriz Cristina Reis Cordeiro **

Gustavo Catusso Balbinot ***

Paulo Renato da Costa Mendes **** Julio Elias Normey-Rico †

* Instituto Federal de Rondônia - Porto Velho Campus Calama, Porto Velho, Brasil (jose.luna@ifro.edu.br)

** Universidade Federal de Rondônia - Campus José Ribeiro Filho, Porto Velho, Brasil (beatriz.cristina.240@gmail.com)

*** Instituto Federal de Rondônia - Porto Velho Campus Calama, Porto Velho, Brasil (gu.academico@gmail.com)

**** Fraunhofer Institute for Industrial Mathematics, Kaiserslautern, Germany (paulo.mendes@itwm.fraunhofer.de)

† Grupo de Pesquisa em Energias Renováveis, Dept. de Automação e Sistemas de Engenharia, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil (julio.normey@ufsc.br)

Abstract: Microgrids have become a relevant and desirable part of electric sector of many countries, increasing the safety and reliability of the grids. When a Microgrid Central Controller (MGCC) is deployed, it is able to optimally manage the components of that Microgrid, such as Energy Storage Systems. Concerning their implementation, Model Predictive Controllers (MPCs) have been an interesting choice to build a MGCC. In this work the formulation required to include a Gravitricity Energy Storage System in an MPC-based MGCC is presented. The results show that this can be done using a well-known framework from the literature.

Resumo: A implantação de sistemas de microrredes no mundo é crescente nos últimos anos, e integram uma parte importante dos setores elétricos de alguns países, sendo desejável que estes sistemas tragam segurança e confiabilidade ao sistema elétrico. Assim, é relevante a presença de Controladores Centrais de Microrredes (CCM) a fim de gerenciar de maneira ótima os elementos que compõem as microrredes, como os Sistemas de Armazenamento Energético (SAE). Neste contexto, os Controladores Preditivos baseado em Modelo (CPBM) apresentam um grande potencial para realizar o gerenciamento ótimo desses sistemas. Neste trabalho, apresenta-se a formulação necessária para incluir um SAE baseado em energia gravitacional por massa suspensa. Os resultados mostram que isto pode ser feito utilizando uma estrutura bem conhecida na literatura.

Keywords: Gravitricity; Energy Storage System; Microgrids; Microgrid Central Controller; Model Predictive Control.

Palavras-chaves: Gravitricidade; Sistema de Armazenamento de Energia; Microrredes; Controladores Centrais de Microrredes; Controle Preditivo Baseado em Modelo.

1. INTRODUÇÃO

Microrredes representam um novo paradigma para o setor elétrico, onde Geração Distribuída (GD), Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs), cargas inteligentes e convencionais funcionam de forma coordenada visando maior flexibilidade e autonomia das redes elétricas do futuro. As capacidades de controle e gestão além do funcionamento tanto em modo ilhado quanto conectado na rede elétrica também são características relevantes de uma microrrede. A operação dessas entidades pode ser

coordenada pelo Controlador Central de Microrrede (Li and Nejabatkhah, 2014; Guerrero et al., 2011; Fathima and Palanisamy, 2015).

Atualmente, as energias renováveis são constantemente discutidas em diversas áreas de pesquisa pelo mundo. Tais pesquisas acompanham a crescente demanda por energia elétrica de fontes não fósseis e com um fator de impacto ambiental reduzido (IEA, 2020; Ruoso et al., 2019). Além disso, é interessante que países incluam, fomentem e otimizem essas fontes energéticas em sua infraestrutura, uma vez que os benefícios dessas tecnologias deixam o

sistema elétrico com uma maior confiança e segurança pelo aumento da diversificação energética (Mooney and Kroposki, 2009; Mohd et al., 2008). Neste contexto, existe uma demanda crescente por trabalhos científicos na área de armazenamento de energia, pois esses sistemas de armazenamento são cada vez mais pertinentes na composição do sistema elétrico, dada a incorporação de diferentes fontes de energia (Luo et al., 2015). Os Sistemas de Armazenamento de Energia podem desempenhar diferentes funções em uma microrrede, cujos objetivos variam desde a rápida regulação da resposta da frequência até o fornecimento de potência quando necessário. Os SAEs absorvem potência em períodos de baixo consumo energético, ao passo que fornecem potência quando o consumo é alto e/ou a fonte de energia primária não consegue atender a demanda requerida pelo sistema elétrico (Mohd et al., 2008).

Um SAE que vem ganhando atenção nos últimos anos é o chamado Gravitricidade, uma tecnologia que transforma a energia excedente de um grupo gerador em energia potencial gravitacional por meio de um sistema constituído por massas com grau de liberdade vertical, limitado ao espaço de uma perfuração profunda no solo. Quando há energia excedente, a massa é elevada por cabos através de uma espécie de guincho ligado à máquinas, e quando há necessidade de consumo energético o peso é rebaixado. Essas máquinas podem ser controladas com precisão para manter a massa estável na estrutura da perfuração (Gravitricity, 2020).

Outras tecnologias de SAEs são estudadas e até amplamente utilizadas em conjunto com as microrredes, como é o caso de baterias de lítio presente nos sistemas de energia fotovoltaicos de forma usual (Berrueta et al., 2018; Ruoso et al., 2019). Amirante et al. (2017) e Shively et al. (2008) discutem sobre alguns métodos de armazenamento de energia para integração de energias renováveis, enquanto que Schimidt (2018) faz uma análise comparativa do custo de alguns dos SAEs mais utilizados com um sistema semelhante ao da Gravitricidade, porém utilizando princípios e mecanismos hidráulicos para uma melhor transferência de energia.

Em relação ao controle centralizado de microrredes, os Controladores Preditivos Baseados em Modelo (CPBMs) foram adotados em vários trabalhos como um meio de implementar um CCM. CPBM se refere a uma filosofia de controle, mais do que a um controlador específico, entretanto todas as técnicas de CPBM compartilham algumas características em comum. Os CPBMs resolvem a cada instante de amostragem um problema de otimização, utilizando um modelo para prever o comportamento do sistema dentro de um horizonte deslizante, considerando restrições e minimizando uma função objetivo que resultará em um sinal de controle ótimo. Apesar de calcular os controles futuros para todo o horizonte, em um exercício de planejamento que permite que o próximo sinal de controle não comprometa o comportamento vários passos adiante, apenas o primeiro controle é aplicado na planta e no próximo instante de amostragem o procedimento é repetido. Em um contexto de uma microrrede a habilidade de lidar com restrições e sistemas multivariáveis com naturalidade além de ser flexível quanto à função objetivo, permitindo a inclusão de custos e métricas de desempenho, torna o CPBM uma técnica bem vista na literatura para a imple-

mentação de CCMs (Adamek et al., 2014; Fortenbacher et al., 2014; Jabr et al., 2015; Bruni et al., 2015a,b; DU et al., 2017; Dall’Anese et al., 2017; Dongol et al., 2018; Morstyn et al., 2018; Garifi et al., 2018; Jiang et al., 2019).

No trabalho de Parisio et al. (2014) uma abordagem CPBM é aplicada ao problema de otimizar as operações de uma microrrede, satisfazendo condições variantes no tempo e requisitos de operação. O problema foi formulado usando programação linear inteira-mista (PLIM), que pode ser resolvida de forma eficiente por *solvers* comerciais. Neste trabalho é apresentada uma estrutura simples, baseada em um balanço de potência, onde são modelados e descritas cargas, armazenadores, geradores e a interação com a rede da distribuidora. Em Bruni et al. (2015a) foi proposto um algoritmo CPBM baseado em previsões meteorológicas para atuar no gerenciamento de energia de um sistema desconectado da rede elétrica (*off-grid*) de uma residência. Em DU et al. (2017) uma estratégia de desenvolvimento de um CPBM foi empregada para otimizar o despacho de energia por microrredes em tempo real, com objetivo de diminuir as influências desfavoráveis de fatores incertos em um cenário variável de preço da energia e a possibilidade de utilizar uma função custo flexível no problema de otimização em cada amostra de tempo. Em Dongol et al. (2018) um esquema de CPBM foi desenvolvido para uma microrrede doméstica para gerenciar o armazenamento e realizar o ceifamento de picos de energia. Em Morstyn et al. (2018) o sistema de armazenamento de energia foi formulado como um CPBM em um modelo tensão-corrente linear em referência *d-q* usando aproximações linearizadas de fluxo de potência.

Para implantar um CCM baseado em CPBM é necessário um modelo da microrrede. Como o tempo de amostragem de uma CCM geralmente varia de minutos para horas, toda dinâmica rápida associada a cargas, linhas, geradores e conversores eletrônicos de potência são suficientemente descritos por modelos estáticos. Por outro lado, as dinâmicas que descrevem os SAEs são comumente lentas o suficiente para que, mesmo com taxas de amostragem muito lentas, elas ainda precisam ser levadas em consideração. Além disso, os requisitos operacionais e as limitações de cada um dos dispositivos também devem ser incluídos na formulação do problema de otimização a ser resolvido pelo CPBM em cada tempo de amostragem.

Dito isso, o trabalho tem como objetivo entregar uma modelagem útil para um CCM baseado em CPBM para microrredes, incluindo armazenamento de energia por gravidade com pesos suspensos como um SAE, sendo a demonstração da possibilidade de sua inclusão nesta estrutura bem conhecida sua principal contribuição.

Para tal, o artigo é estruturado da seguinte forma: na segunda seção apresenta-se o armazenador baseado em energia gravitacional por massa suspensa; na terceira seção apresenta-se a formulação do modelo para o CPBM; na quarta seção examina-se uma simulação simples, para mostrar a inclusão deste armazenador em uma estrutura bem conhecida na literatura; e, por fim, na quinta seção, são traçadas conclusões e perspectivas de trabalhos futuros.

2. GRAVITRICIDADE

Gravitricidade hoje é a proposta de um sistema de armazenamento de energia promissor, uma vez que as características deste sistema se destacam devido ao seu elevado tempo de vida útil podendo chegar aos 50 anos, eficiência de *round-trip* de 80% a 90%, versatilidade, com tempo de reposta rápido, custo-benefício elevado e também o fato de não possuir deterioração cíclica (Gravitricity, 2020), como é o caso das baterias. Estudos de Morstyn et al. (2019) indicam que esta tecnologia pode ser aplicada nas minas abandonadas de carvão nas *Midlands* no Reino Unido em virtude da possibilidade de reaproveitamento de seus poços mediante adaptação estrutural dos mesmos.

A Figura 1 mostra o diagrama esquemático do mecanismo de sustentação dos pesos da tecnologia discutida. A perfuração, a massa do bloco, a máquina responsável pelo movimento desta massa e o sistema de conversão bidirecional são os principais elementos desse SAE. Quando a produção energética da microrrede é maior que seu consumo, a máquina é acionada e eleva o nível do peso, e quando o caso é o oposto, o nível é reduzido. O conversor bidirecional tem papel importante no controle de torque e velocidade da máquina, além de gerenciar o fluxo de potência entre a rede elétrica e o SAE (Morstyn et al., 2019).

A energia acumulada por esse sistema depende diretamente das dimensões das estruturas mostradas na Figura 1. Morstyn et al. (2019) apresenta a modelagem matemática do sistema de Gravitricidade. Este estudo mostra a relação entre a energia armazenada em MWh e a massa do peso em toneladas, considerando diferentes profundidades D e diâmetro d . Seja η a eficiência, g a aceleração da gravidade e ρ a densidade do material do peso, a equação 1 representa a energia total armazenada E , considerando que o peso tenha um formato cilíndrico.

$$E = \eta \left(mgD - \frac{4m^2g}{\pi d^2\rho} \right) \quad (1)$$

A força requerida para puxar o peso é dada por

$$F = mg + ma_p, \quad (2)$$

onde $a_p = dv/dt$ é a aceleração do peso. O torque T requerido pela máquina é dado por

$$T = Fr_s + J \frac{d\omega}{dt} = mgr_s + ma_p r_s + \frac{J}{r_s} a_p, \quad (3)$$

onde $\omega = v/r_s$ é a velocidade angular, J é o momento de inércia da máquina e o r_s é o raio da roldana. A potência de saída P da máquina é dada por,

$$P = mvv + \left(m + \frac{J}{r_s^2} \right) va_p \quad (4)$$

Para uma velocidade v constante, a aceleração a_p do peso é nula, em consequência da derivada dv/dt . Assim, a potência P se limita ao termo mvv (potência em regime permanente).

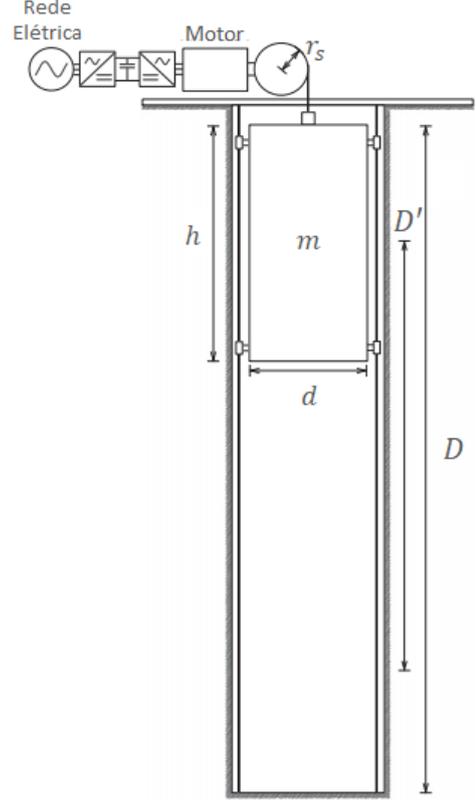


Figura 1. Diagrama esquemático do Sistema de Armazenamento de Energia *Gravitricity*. h , d e m são respectivamente a altura, diâmetro e massa do peso. D é a profundidade do poço e $D' = D - h$ é o comprimento limite da altura útil que o peso pode operar. O raio r_s é o raio da roldana de tração. Adaptado (Morstyn et al., 2019)

3. FORMULAÇÃO

Considerando as estruturas propostas por Parisio et al. (2014) e Geidl et al. (2006), pode-se modelar o comportamento de qualquer armazenador através de uma equação de estado, que determina o seu carregamento, além de um conjunto de restrições que descrevem condições operacionais para o seu funcionamento, capturando suas particularidades. Esta metodologia proposta é capaz de descrever diversas tecnologias de armazenamento de energia, como bancos de baterias, célula de hidrogênio, reservatório bombeado ou o próprio *gravitricity*.

O estado que representa a carga da *gravitricity* é a posição da massa suspensa. Pode-se escrever:

$$y(k) = y(k-1) + T_s v(k-1), \quad (5)$$

onde y é a posição da massa, v é a velocidade com que a massa se desloca e T_s é o período de amostragem.

Conforme mostrado em Morstyn et al. (2019), a relação entre a potência em estado estacionário para manter a massa em velocidade constante é dada por:

$$P_{grv} = mgv, \quad (6)$$

sendo P_{grv} a potência, m a massa e g a aceleração da gravidade, de modo que podemos escrever a posição da

massa como:

$$y(k) = y(k-1) + \frac{T_s}{mg} P_{grv}(k-1), \quad (7)$$

relacionando, então o estado do armazenador com a potência armazenada. Esta equação deve ser incluída nas restrições do problema de otimização resolvido pelo CPBM para considerar o modelo da dinâmica do armazenador de energia gravitacional por massa suspensa como:

$$y(k+j) = y(k+j-1) + \frac{T_s}{mg} P_{grv}(k+j-1), \quad (8)$$

para todo instante j do horizonte de predição. É importante notar que, por esta formulação, uma potência positiva representa o consumo para erguer a massa, enquanto uma potência negativa representa a geração através do descenso da massa.

O modelo em (8) considera uma eficiência unitária para a operação do armazenador, entretanto, para considerar um caso não ideal é necessário modificar o modelo para:

$$y(k+j) = y(k+j-1) + \frac{T_s \eta_{grv}}{mg} P_{grv}(k+j-1), \quad (9)$$

onde η_{grv} é:

$$\eta_{grv} = \begin{cases} \eta_{grv}^c, & P_{grv} > 0 \\ \frac{1}{\eta_{grv}^d}, & P_{grv} < 0 \end{cases}, \quad (10)$$

onde η_{grv}^c é a eficiência de carga e η_{grv}^d é a eficiência de descarga do armazenador.

Isto pode ser reescrito como:

$$y(k+j+1) = y(k+j) + \xi_d P_{grv}(k+j) + \xi_c P_{grv}(k+j) \delta_{grv}(k+j) \quad (11)$$

com

$$\xi_d = \frac{\eta_{grv}^d T_s}{mg} \quad (12)$$

e

$$\xi_c = \frac{(\eta_{grv}^c - \eta_{grv}^d) T_s}{mg}, \quad (13)$$

sendo $\delta_{grv}(k)$ é uma variável binária que é valorada como 1 quando a massa está sendo erguida e 0 quando ela está sendo abaixada. O produto da potência e da variável binária constitui uma bilinearidade cuja inclusão nas restrições do problema de otimização requer a substituição por uma variável auxiliar $z_{grv}(k)$ tal que:

$$z_{grv}(k) = P_{grv}(k) \delta_{grv}(k) \quad (14)$$

Para que a variável auxiliar tenha o comportamento assegurado, é necessário incluir um conjunto de restrições adicionais:

$$P_{grv}(k+j) \geq m_{grv}(1 - \delta_{grv}(k+j)) \quad (15)$$

$$P_{grv}(k+j) \leq M_{grv} \delta_{grv}(k+j) \quad (16)$$

$$z_{grv}(k+j) \leq M_{grv} \delta_{grv}(k+j) \quad (17)$$

$$z_{grv}(k+j) \geq m_{grv} \delta_{grv}(k+j) \quad (18)$$

$$z_{grv}(k+j) \leq P_{grv}(k+j) - m_{grv}(1 - \delta_{grv}(k+j)) \quad (19)$$

$$z_{grv}(k+j) \geq P_{grv}(k+j) - M_{grv}(1 - \delta_{grv}(k+j)), \quad (20)$$

onde m_{grv} é a potência de descarga máxima, quando a massa é abaixada à máxima velocidade, enquanto M_{grv} é a máxima taxa de carga quando a massa é erguida à máxima velocidade de subida. Quando o armazenador está

carregando, $\delta_{grv} = 1$ e, conseqüentemente, P_{grv} é positivo. O conjunto de restrições acima garante que a potência será não negativa e menor que a máxima taxa de descarga. Simultaneamente, a variável auxiliar z_{grv} será limitada entre as taxas mínima e máxima de descarga, enquanto a diferença entre z_{grv} e P_{grv} será forçada a zero. Se, ao contrário, o armazenador estiver sendo descarregado, $\delta_{grv} = 0$ e, conseqüentemente, P_{grv} é negativo. Deste modo, as restrições irão manter a potência não positiva e maior que a taxa de descarga mínima (que é um valor negativo). Enquanto isso, a variável auxiliar z_{grv} será forçada a zero e a diferença entre z_{grv} e P_{grv} estará limitada entre as taxas mínima e máxima de descarga.

Então, o modelo do armazenador pode ser incluso como:

$$y(k+j+1) = y(k+j) + \xi_d P_{grv}(k+j) + \xi_c z_{grv}(k+j). \quad (21)$$

A posição da massa deve ser limitada entre o fundo do poço e a altura máxima y_{max} , o que pode ser obtido pela inclusão do par de restrições abaixo para todo instante j do horizonte de predição:

$$y(k+j) \geq 0, \quad (22)$$

$$y(k+j) \leq y_{max}. \quad (23)$$

4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

De modo a exemplificar a aplicação de um CCM baseado em CPBM incluindo um armazenador de energia gravitacional com massa suspensa, nesta seção é apresentado um caso em simulação.

A microrrede simulada é composta por um conjunto de cargas prioritárias, uma geração solar fotovoltaica, dois armazenadores, um baseado em banco de baterias e o outro em gravitricidade, além do suprimento pela rede da distribuidora, conforme ilustrado na Figura 2.

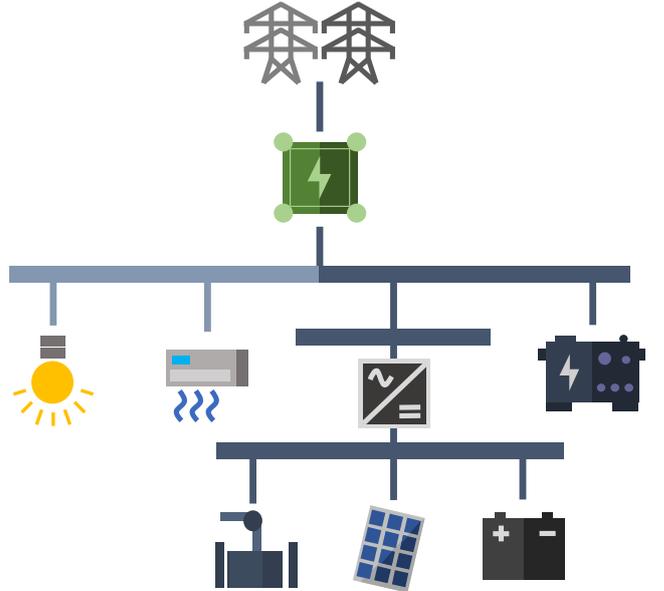


Figura 2. Microrrede contendo geração renovável, armazenadores e cargas prioritárias, gerida por um CCM que ainda negocia a compra de energia da rede da distribuidora.

O perfil de potência da carga é apresentado na Figura 3, tendo seu valor de pico em 95 kW. Assume-se que uma predição perfeita da carga está disponível.

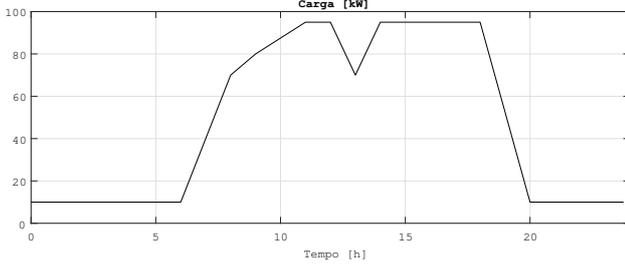


Figura 3. Potência da carga em [kW] pelo tempo [h].

O conjunto de painéis fotovoltaicos provê uma geração solar cujo perfil é mostrado na Figura 4, considerando um dia ensolarado para a simulação. A potência de pico da geração solar é de 30 kW. Assume-se que uma predição perfeita da geração solar está disponível.

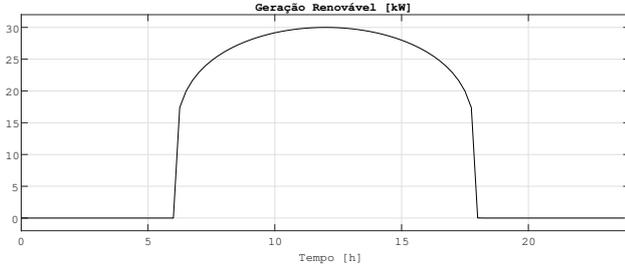


Figura 4. Geração solar fotovoltaica.

O banco de baterias tem capacidade de 30 kWh e o conversor que o conecta a microrrede consegue suprir uma potência de até 50 kW. O peso do armazenador gravitacional por massa suspensa é de 2500 kg e sua excursão máxima é de 10 m. A energia comprada da distribuidora é taxada segundo uma tarifa horo-sazonal, cujo preço é maior durante o horário de pico, conforme ilustrado na Figura 5.

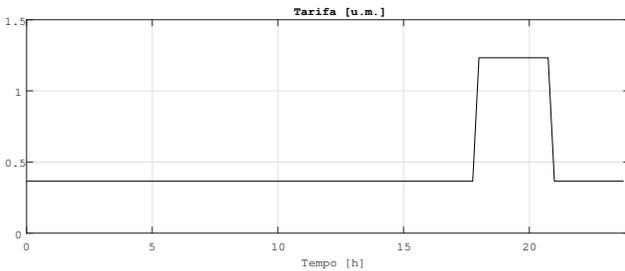


Figura 5. Preço da tarifa.

4.1 CCM Baseado em CPBM

Para realizar o controle centralizado da microrrede far-se-á o uso de um controlador CPBM que a cada instante de amostragem irá resolver um problema de otimização do tipo:

$$\min_{x,u,\delta} J(x,u,\delta) \quad (24)$$

$$\begin{aligned} \text{s.a. } & g(x,u,\delta) \leq 0 \\ & x(j+1) = Ax(j) + Bu(j) \\ & 0 = Cx(j) + D_1u(j) + D_2\delta(j) + D_3w(j) \end{aligned} \quad (25)$$

onde a função objetivo J é composta por cinco termos:

$$J = J_1 + J_2 + J_3 + J_4 + J_5, \quad (26)$$

sendo:

$$J_1 = \sum_{j=1}^N C_{red}(k+j)T_s P_{red}(k+j), \quad (27)$$

o custo de compra de energia da distribuidora, sendo N o tamanho do horizonte de predição, C_{red} a tarifa de energia e P_{red} a potência entregue pela rede da distribuidora.

O termo associado ao uso banco de bateria é representado por:

$$J_2 = \sum_{j=1}^N C_{bat}(k+j)T_s |P_{bat}(k+j)|, \quad (28)$$

com C_{bat} sendo o custo de degradação do banco da bateria e P_{bat} a potência processada pelo conversor do armazenador.

O termo associado ao uso do *gravitricity* é representado por:

$$J_3 = \sum_{j=1}^N C_{grv}(k+j)T_s |P_{grv}(k+j)|, \quad (29)$$

com C_{grv} sendo o custo de degradação do armazenador e P_{grv} a potência processada pelo seu conversor.

Para evitar chaveamentos bruscos pode-se ponderar um termo associado à variação na potência do banco de bateria:

$$J_4 = \sum_{j=1}^N \lambda_{bat} |P_{bat}(k+j) - P_{bat}(k+j-1)|, \quad (30)$$

com λ_{bat} sendo a ponderação à variação de potência da bateria.

Analogamente, para evitar variações bruscas no armazenador por massa suspensa:

$$J_5 = \sum_{j=1}^N \lambda_{grv} |P_{grv}(k+j) - P_{grv}(k+j-1)|, \quad (31)$$

com λ_{grv} sendo a ponderação à variação de potência do armazenador.

As restrições de desigualdade agrupam todos os requisitos de operação. O estado de carga da bateria deve estar entre um valor mínimo e um máximo:

$$SOC(k+j) \geq SOC^{min}, \quad (32)$$

e

$$SOC(k+j) \leq SOC^{max}. \quad (33)$$

A posição da massa deve estar, similarmente, entre um valor mínimo e um máximo:

$$y(k+j) \geq 0, \quad (34)$$

$$y(k+j) \leq y^{max}. \quad (35)$$

A potência fornecida ou absorvida pela bateria deve estar compreendida entre:

$$P_{bat}(k+j) \geq P_{bat}^{min}, \quad (36)$$

e

$$P_{bat}(k+j) \leq P_{bat}^{max}, \quad (37)$$

enquanto a potência fornecida ou absorvida pelo armazenador baseado em massa suspensa não poderá violar os limites:

$$P_{grv}(k+j) \geq P_{grv}^{min}, \quad (38)$$

e

$$P_{grv}(k+j) \leq P_{grv}^{max}. \quad (39)$$

Para o exemplo, foi considerado que a microrrede pode apenas comprar energia da distribuidora e nunca vender, portanto:

$$P_{red}(k+j) \geq 0. \quad (40)$$

Finalmente, deve-se adicionar o conjunto de restrições (15)-(20) para utilizar uma eficiência diferente de 1 para carga e descarga do *gravitricity*, além de um conjunto análogo para a bateria. Essas restrições são o subsídio para incluir as dinâmicas dos armazenadores:

$$\begin{bmatrix} SOC(k+j+1) \\ y(k+j+1) \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} SOC(k+j) \\ y(k+j) \end{bmatrix} + B \begin{bmatrix} P_{bat}(k+j) \\ P_{grv}(k+j) \\ z_{bat}(k+j) \\ z_{grv}(k+j) \end{bmatrix} \quad (41)$$

com:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (42)$$

e:

$$B = \begin{bmatrix} \frac{\eta_{bat}^d T_s}{C_b} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\eta_{grv}^d T_s}{mg} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\eta_{bat}^c - \eta_{bat}^d T_s}{C_b} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{\eta_{grv}^c - \eta_{grv}^d T_s}{mg} \end{bmatrix} \quad (43)$$

sendo C_b a capacidade da bateria.

Por fim, na restrição de igualdade, o balanço de potência é assegurado:

$$P_{pld}(k+j) + P_{bat}(k+j) + P_{grv}(k+j) = P_{sol}(k+j) + P_{red}(k+j), \quad (44)$$

onde P_{pld} é a potência das cargas prioritárias e P_{sol} é a predição da potência fornecida pela geração solar.

É escolhido um horizonte de 10 horas e o CCM opera com um tempo de amostragem de 15 minutos.

4.2 Resultados e Discussão

Foram realizados dois casos de simulação um sem a presença do armazenador por massa suspensa, denominado Caso 1, e um segundo com a presença do armazenador, denominado Caso 2.

Na Figura 6 pode-se visualizar o comportamento do sistema para o Caso 1. Durante a madrugada, enquanto a carga é pequena e não há geração solar toda a potência é suprida pela rede. Às seis horas, quando a geração solar começa a contribuir e a carga ainda é pequena a geração solar chega a ser capaz de brevemente suprir a carga, entretanto, com o aumento do consumo da unidade, logo em seguida o sistema volta a comprar energia da concessionária. Durante a manhã, logo que o horizonte de predição alcança o período de tarifa maior o controlador decide por

comprar energia da rede e carregar a bateria. Mais adiante, quando chega o horário de ponta, onde a tarifa é mais cara, o CCM escolhe descarregar a bateria visando consumir o mínimo possível no horário de ponta. Após descarregar a bateria o sistema tem de voltar a consumir da rede.

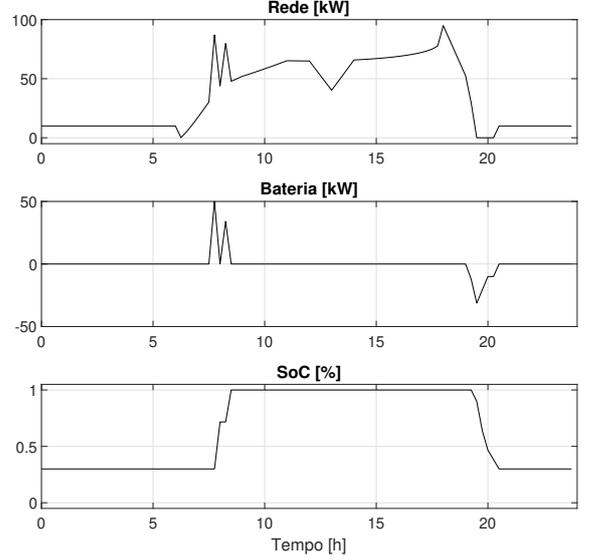


Figura 6. Resultado da simulação: Caso 1.

Já na Figura 7, é possível ver o resultado do Caso 2, em que o CCM decide carregar ambos os armazenadores durante o período de maior geração solar. Durante a manhã, assim que o horizonte de predição alcança o horário de ponta, o CCM decide iniciar a carga do armazenador por massa suspensa e, em seguida, também o carregamento da bateria. Ainda que seja escolhido carregar ambos, de modo que mais tarde uma combinação de ambos forneça energia, a bateria, contudo, não é totalmente carregada, dando preferência ao uso do *Gravitricity*. Mais tarde, no horário de pico, a bateria é descarregada com uma potência menor que sua capacidade máxima, enquanto o armazenador supre o restante da potência requerida. Com uma maior quantidade de energia armazenada, a microrrede opera um tempo maior sem comprar energia da concessionária, deste modo evitando a compra no período de tarifa mais alta.

Tal comportamento era esperado visto que é pagar mais barato na energia e guardá-la para consumo durante o horário de pico minimiza o custo total de operação da microrrede. Embora para o sistema pequeno esta decisão seja trivial, mostra-se que a operação é coerente e que, portanto, é possível incluir o armazenador de energia gravitacional com massa suspensa através de uma modelagem já conhecida na literatura.

Como comparação, ainda, os custos de compra de energia da rede e da degradação do banco de baterias são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Custos de compra de energia.

Caso	Energia	Bateria
1	404,77 u.m.	0,042 u.m.
2	318,02 u.m.	0,025 u.m.

REFERÊNCIAS

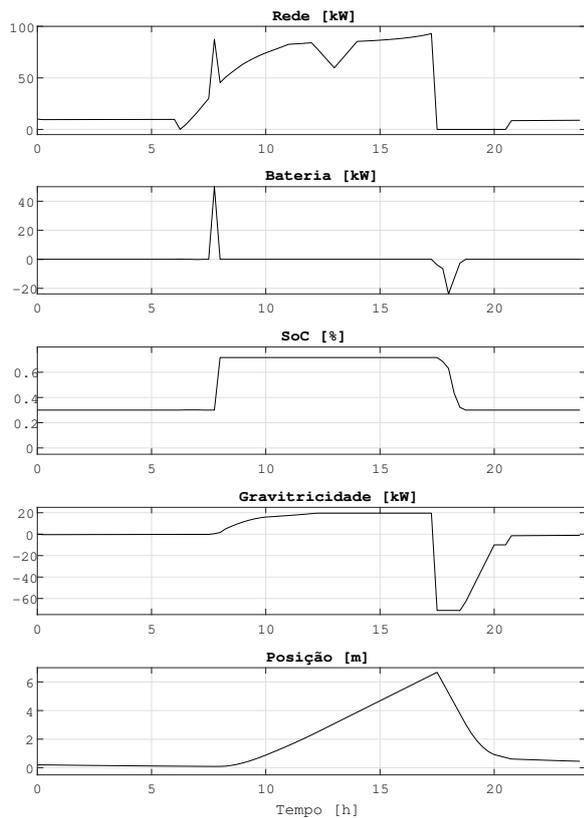


Figura 7. Resultado da Simulação: Caso 2.

Nota-se que por conta da maior capacidade de armazenamento, a conta é reduzida, por comprar menos energia no horário de ponta. Adicionalmente, com o segundo armazenador, a vida útil da bateria é prolongada, visto que o CCM escolhe utilizá-la menos.

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho mostrou que é possível representar um armazenador baseado em energia gravitacional por massa suspensa por um modelo que pode ser incluído na formulação de um problema de otimização que é resolvido por um CCM baseado em CPBM. Essa inclusão é feita de forma análoga à que se faz para outras tecnologias de armazenamento, enquanto, ainda assim, é capaz de captar as particularidades dela.

Existem outras variantes de armazenador baseado em energia gravitacional que têm sido negligenciadas pela literatura, quanto ao controle de nível econômico em microrredes e que devem ser examinados em trabalhos futuros. Mais ainda, deve-se em futuros estudos abordar questões mais complexas como sua operação em sistemas ilhados e também questões como fator de potência além de tratar a natureza estocástica da carga e das gerações renováveis.

- Adamek, F., Arnold, M., and Andersson, G. (2014). On decisive storage parameters for minimizing energy supply costs in multicarrier energy systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(1), 102–109.
- Amirante, R., Cassone, E., Distaso, E., and Tamburrano, P. (2017). Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies. *Energy Conversion and Management*, 132, 372 – 387.
- Berrueta, A., Pascual, J., Martín, I.S., Sanchis, P., and Ursúa, A. (2018). Influence of the aging model of lithium-ion batteries on the management of pv self-consumption systems. In *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EE-EIC / I CPS Europe)*, 1–5.
- Bruni, G., Cordiner, S., Mulone, V., Rocco, V., and Spagnolo, F. (2015a). A study on the energy management in domestic micro-grids based on model predictive control strategies q. *Energy Conversion and Management*, 102, 50–58.
- Bruni, G., Cordiner, S., Mulone, V., Sinisi, V., and Spagnolo, F. (2015b). Energy management in a domestic microgrid by means of model predictive controllers. *Energy*, 108, 119–131.
- Dall’Anese, E., Baker, K., and Summers, T. (2017). Chance-constrained ac optimal power flow for distribution systems with renewables. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3427–3438.
- Dongol, D., Feldmann, T., and Bollin, E. (2018). A model predictive control based peak shaving application for a grid connected household with photovoltaic and battery storage. *Smartgreens*, 54–63.
- DU, Y., PEI, W., CHEN, N., GE, X., and 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.
- Fathima, A.H. and Palanisamy, K. (2015). Optimization in microgrids with hybrid energy systems - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 431–446.
- Fortenbacher, P., Ulbig, A., Koch, S., and Andersson, G. (2014). Grid-constrained optimal predictive power dispatch in large multi-level power systems with renewable energy sources, and storage devices. In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, 1–6. IEEE, Istanbul.
- Garifi, K., Baker, K., Touri, B., and Christensen, D. (2018). Stochastic model predictive control for demand response in a home energy management system. In *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 1–5. IEEE, IEEE, Portland.
- Geidl, M., Koepfel, G., Favre-Perrod, P., Klockl, B., Andersson, G., and Frohlich, K. (2006). Energy hubs for the future. *IEEE power and energy magazine*, 5(1), 24–30.
- Gravitricity (2020). Technology. URL <https://www.gravitricity.com/>.
- Gurrero, J.M., Vasquez, J.C., Matas, J., De Vicuña, L.G., and Castilla, M. (2011). Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization. *IEEE Transactions*

- on *Industrial Electronics*, 58(1), 158–172.
- IEA (2020). Global energy review 2020. IEA. URL <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>.
- Jabr, R.A., Karaki, S., and Korbane, J.A. (2015). Robust multi-period opf with storage and renewables. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), 2790–2799.
- Jiang, Y., Wan, C., Wang, J., Song, Y., and Dong, Z.Y. (2019). Stochastic receding horizon control of active distribution networks with distributed renewables. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(2), 1325–1341.
- Li, Y. and Nejabatkhah, F. (2014). Overview of control, integration and energy management of microgrids. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2(3), 212–222.
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M., and Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137, 511 – 536.
- Mohd, A., Ortjohann, E., Schmelter, A., Hamsic, N., and Morton, D. (2008). Challenges in integrating distributed energy storage systems into future smart grid. In *2008 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 1627–1632.
- Mooney, D. and Kroposki, B. (2009). Electricity, resources, and building systems integration at the national renewable energy laboratory. In *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 1–3.
- Morstyn, T., Chilcott, M., and McCulloch, M.D. (2019). Gravity energy storage with suspended weights for abandoned mine shafts. *Applied Energy*, 239, 201–206.
- Morstyn, T., Hredzak, B., Aguilera, R.P., and Agelidis, V.G. (2018). Model predictive control for distributed microgrid battery energy storage systems. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 26(3), 1107–1114.
- Parisio, A., Rikos, E., and Glielmo, L. (2014). A model predictive control approach to microgrid operation optimization. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 22(5), 1813–1827.
- Ruoso, A.C., Caetano, N.R., and Rocha, L.A.O. (2019). Storage gravitational energy for small scale industrial and residential applications. *Inventions*.
- Schmidt, O. (2018). Levelized cost of storage - gravity storage. *Imperial College London*.
- Shively, D., Gardner, J., Haynes, T., and Ferguson, J. (2008). Energy storage methods for renewable energy integration and grid support. In *2008 IEEE Energy 2030 Conference*, 1–6.