

Despacho de Usinas Virtuais de Energia Conectadas ao Sistema Elétrico Brasileiro

Jonathas Aguiar Lemos
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal Fluminense
Brasil
jaguilar@id.uff.br

Rafael Provenzano Jou Alves
Pós-graduação em Engenharia Elétrica e
Telecomunicações
Universidade Federal Fluminense
Brasil

Andre Abel Augusto
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal Fluminense
Brasil
aaaugusto@id.uff.br

Abstract—The integration of Distributed Energy Resources (DERs) into electrical energy systems presents challenges regarding grid operation and energy commercialization, due to the size and inherent variability of these resources. The aggregation and coordination of these resources as Virtual Power Plant can circumvent these problems, softening the uncertainty associated with DERs, and enabling the participation of these resources in energy markets. However, Virtual Power Plant models are dependent on the regulatory and energy characteristics of the region they operate. Although the literature in Virtual Power Plant modeling is extensive, few papers address the modeling of virtual plants in the context of Brazil's energy sector. This work proposes a Virtual Power Plant model that considers regulatory and energetic aspects of Brazilian electrical energy systems. The dispatch of the proposed VPP is modeled as a mixed integer nonlinear program, whose solution is obtained using a Genetic Algorithm. Tests with a fictitious VPP located at the State of Rio de Janeiro illustrate the proposed methodology.

Keywords— Renewable Generation, Virtual Power Plants, Optimization, Genetic Algorithm.

I. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a conscientização ambiental e a preocupação com as mudanças climáticas vêm estimulando a substituição gradual de fontes de energia não renováveis, como os combustíveis fósseis, por alternativas renováveis, como a solar, eólica e biomassa. Soma-se a isso o aumento da demanda por energia elétrica, decorrente da automação e digitalização da sociedade, exigindo maior acessibilidade, eficiência na produção, transporte e, principalmente, no uso da energia.

Nesse contexto, os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) surgem como resposta a essas demandas [1]. Tais recursos englobam sistemas de geração renovável e armazenadores de pequeno porte próximos aos consumidores, veículos elétricos e o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), com destaque para a Resposta à Demanda (RD) e as cargas controláveis[2]. A queda nos custos das tecnologias, a concessão de incentivos fiscais e a possibilidade de comercialização vêm viabilizando economicamente as tecnologias de REDs.

Apesar de sua contribuição para um sistema mais eficiente e sustentável, a integração dos REDs aos sistemas de energia elétrica apresenta alguns obstáculos, dentre os quais se destacam a variabilidade da geração e da carga, além da comercialização da energia elétrica. A pouca previsibilidade da produção e do consumo de energia elétrica por esses recursos dificulta a manutenção do balanço de energia, resultando em problemas operativos cuja solução pode envolver o corte da geração ou da carga. Além disso, as possibilidades de comercialização de energia elétrica para cada recurso são restritas, e em alguns casos desvantajosas.

A agregação de REDs por meio de Usinas Geradoras Virtuais (*Virtual Power Plants* – VPPs) pode trazer regularidade à produção de energia elétrica, contornando esse problema ao viabilizar controle coordenado, fazendo com que operem como uma unidade despachável. Permite também que os REDs negociem como um único agente nos mercados de energia, possibilitando-lhes contratos mais vantajosos em maior volume de energia elétrica contratada e menor risco de contratação. As VPPs diferenciam-se das microrredes quanto à conexão: enquanto os elementos de uma VPP acessam a rede individualmente e podem estar geograficamente dispersos, nas microrredes todos compartilham a mesma infraestrutura local. VPPs podem ser classificadas como comerciais (CVPPs), com foco econômico, ou técnicas (TVPPs), voltadas à otimização da operação da rede [3].

O despacho da VPP é tema recorrente na literatura [2], com modelos determinísticos [4] (baseados em um único cenário) e estocástico [5] (considerando múltiplos cenários). Os horizontes analisados variam entre tempo real [6], intradia [7] e dia seguinte [6], abrangendo mercados de energia [8], reserva [9] e serviços ancilares, como controle de tensão e suporte reativo [10], [11], conforme regras locais. A principal aplicação real de VPP é o projeto FENIX, desenvolvido com universidades, centros de pesquisa e distribuidoras como Iberdrola (Espanha) e EDF Energy (Reino Unido) [12], [13]. O sucesso do projeto fomentou novos estudos em redes reais. Em [5], é proposto um modelo probabilístico de despacho para um dia à frente com otimização multienergética (elétrica e térmica), incluindo armazenamento e resposta à demanda. As incertezas envolvem preços, demanda e geração intermitente.

O estudo em [14] compara a operação independente de usinas eólicas e termelétricas a biomassa com o despacho coordenado em uma CVPP. São considerados os mercados de dia à frente e de balanço (intradia). As usinas situadas na Escócia têm espaçamentos entre 25 e 500 km, visando minimizar a correlação na geração eólica. Já [15] analisa uma rede residencial com geração fotovoltaica e cargas térmicas, explorando um sistema de cogeração para equilibrar eletricidade e calor. Em [2], avalia-se o impacto da VPP no sistema elétrico de um campus universitário em Portugal, com 23 linhas radiais em 3,35 km.

Em [9], propõe-se uma VPP multienergética no sul da Austrália, participando de mercados de energia e serviços ancilares, com unidades produtoras de hidrogênio. O modelo adota um despacho ótimo probabilístico (baseado em prováveis cenários), com análise de custos para aliviar restrições na rede. As emissões de CO₂ são consideradas em [16], que apresenta um modelo de despacho de dia e hora à frente com controle por agentes de distribuição e otimização não linear inteira mista. No setor agropecuário espanhol, [17] aponta a VPP como solução frente à volatilidade de preços. Em [18], é destacada como peça-chave na transição energética na Alemanha, com projeções de aumento na receita entre 11% e 39% até 2030. O estudo [19] descreve experiências de

CVPPs na Irlanda, Bélgica e Holanda, cada uma adaptada às regras locais, evidenciando a dificuldade de padronização.

As peculiaridades regulatórias e da matriz energética de cada país inviabilizam a criação de um modelo genérico de VPP. Além disso, são escassos os trabalhos nesse assunto voltados ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB), fazendo-se necessária a construção de modelos de VPP adequados à realidade brasileira. Este trabalho propõe um modelo determinístico de VPP adaptado ao SEB sob a forma de uma usina Autoprodutora de Energia (APE), comercializando excedentes no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O despacho ótimo a partir de previsões um dia a frente de geração renovável (eólica e solar) e de carga é obtido via Algoritmo Genético. Testes realizados com uma VPP fictícia situada no Estado do Rio de Janeiro, com unidades geograficamente dispersas, mas dentro da mesma área de concessão, ilustram a metodologia proposta.

As principais contribuições do trabalho são as seguintes:

- Proposição de um modelo determinístico de despacho ótimo para uma VPP, adaptado em parte o contexto regulatório e estrutural do SEB.
- Implementação do modelo sob a forma de uma Autoprodutora de Energia (APE), com comercialização no Ambiente de Contratação Livre (ACL), considerando previsões de geração e carga.
- Utilização de Algoritmo Genético para o despacho coordenado da VPP, demonstrado por meio de simulações com unidades geograficamente dispersas no estado do Rio de Janeiro.

O trabalho está estruturado da seguinte forma: a seção 2 apresenta uma visão geral da matriz elétrica e estrutura regulatória do SEB, na seção 3 é apresentada a formulação matemática do despacho coordenado da VPP, as simulações realizadas são detalhadas na seção 4. Por fim, as conclusões sobre o trabalho e as referências bibliográficas são apresentadas respectivamente na seção 5 e na seção de referências.

II. ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A modelagem da usina geradora virtual deve considerar a matriz energética e a regulação do mercado de energia elétrica do seu local de instalação. Esta seção apresenta os principais aspectos regulatórios e a composição da matriz elétrica do Brasil.

A. Matriz Elétrica Brasileira

Segundo o Balanço Nacional 2023 [20], a matriz energética brasileira é majoritariamente renovável, com (58,9%) da energia gerada proveniente de hidroelétricas. A energia eólica representa (13,2%), a solar, incluindo geração distribuída, (7,0%) e o gás natural (5,3%). Por sua vez, a biomassa corresponde a (8,0%), sendo (64%) do bagaço de cana, (26%) de lixo (resíduo de celulose) e (10%) de lenha, biodiesel e outras fontes. Os (7,6%) restantes incluem energia nuclear (2,0%), importações líquidas (2,1%), carvão e derivados (1,9%) e óleo diesel e outras fontes não renováveis, que correspondem a (1,6%) da geração. A produção total em 2023 foi de 708 TWh. A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) define Geração Distribuída (GD) como unidades geradoras conectadas à rede de distribuição, que

podem operar em paralelo ou isoladamente. A Resolução Normativa [21], classifica como microgeração as unidades de até 75kW e como minigeração aquelas entre 75kW e 5MW. A fonte de energia mais comum na GD é a solar, seguida da térmica de biomassa, hidráulica (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs) e energia eólica.

B. Mercado de Energia Brasileiro

A ANEEL é o órgão responsável pela regulação e fiscalização do SEB, enquanto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) organiza a comercialização. Os agentes se dividem em geração, distribuição e comercialização. Na geração, há três categorias: concessionários (serviço público), Produtores Independentes de Energia (PIEs) e Autoprodutores de Energia (produção para consumo próprio, com possibilidade de comercializar o excedente). Os comercializadores englobam importadores, exportadores, consumidores livres (demanda igual ou superior a 1,5 MW) e especiais (0,5 a 1,5 MW com uso de fontes incentivadas, como solar, eólica, biomassa ou PCHs).

Consumidores cativos (demanda < 0,5 MW) podem formar cooperativas para acessar condições de mercado livre.

O mercado de energia elétrica brasileiro é dividido em dois ambientes:

- **Ambiente de Contratação Regulada (ACR):** comercialização por meio de leilões entre geradores e distribuidoras para atender consumidores cativos.
- **Ambiente de Contratação Livre (ACL):** contratos bilaterais entre geradores, comercializadores e consumidores livres ou especiais.

A CCEE realiza a contabilização com base em medições horárias e contratos registrados, e liquidando as diferenças no Mercado de Curto Prazo (MCP), utilizando o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), conforme [22], calculado diariamente para cada hora com base no Custo Marginal de Operação (CMO), que considera o benefício presente e futuro do uso da água, além da economia de combustíveis fósseis [23].

Vale destacar que, por se tratar de um estudo inicial, ainda não foram modeladas algumas particularidades regulatórias do mercado brasileiro, como os encargos setoriais e as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), nem os encargos setoriais aplicáveis. A inclusão desses elementos está prevista para trabalhos futuros, com o objetivo de adequar a modelagem à realidade operacional e comercial do setor elétrico nacional.

C. Geração Distribuída no Brasil

A Resolução Normativa [24] regulamentou a GD e criou o sistema de compensação (*net metering*), em que o excedente de energia elétrica gerada é cedido à distribuidora e posteriormente compensado na fatura. A comercialização direta da energia excedente era vedada pela [25], mas o novo marco legal, a Lei 14.300/2022 [26], passou a permitir sua venda à distribuidora por meio de chamada pública, conforme regulamentação da ANEEL. Com a Resolução Normativa [27], a ANEEL autorizou a transferência de créditos entre unidades consumidoras do mesmo titular ou com comunhão de interesses. A norma também revisou os critérios de micro e minigeração, ampliou o prazo de validade dos créditos para

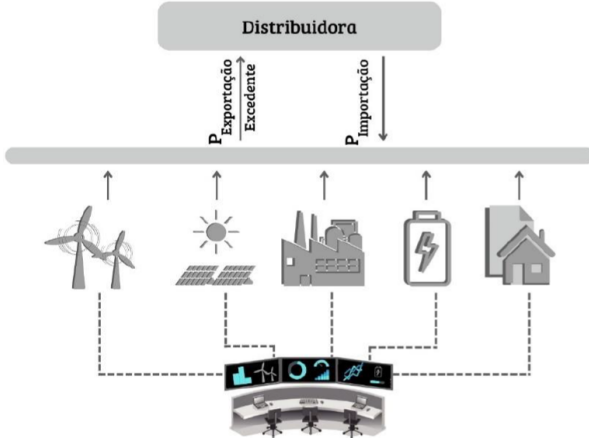


Figura 1: Modelo de uma VPP APE

até 60 meses, buscando simplificar o processo de conexão e melhorar a informação na fatura.

III. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Tendo por base a composição da matriz elétrica e a regulação do mercado de energia elétrica brasileiro, este trabalho propõe a modalidade de VPP Autoprodutora de Energia – que pode ser compreendida como um agregado de REDs destinado à produção própria, que eventualmente comercializa seu excedente de produção no MCP, ao preço do PLD. Os REDs da VPP APE localizam-se na mesma área de concessão de uma distribuidora. As VPPs APE podem ser constituídas por usinas eólicas, solares fotovoltaicas, ou termelétricas a biomassa; sistemas de armazenamento em baterias; e cargas não controláveis e controláveis, sendo essas últimas capazes de responder à demanda via incentivo de preço.

A Figura 1 ilustra a estrutura geral da VPP APE. Repare que os recursos são monitorados e despachados por um Controlador Central (CC). O trabalho adota como premissa que os sistemas de armazenamento, as usinas termelétricas e as cargas controláveis são despacháveis, ao passo que a geração eólica e solar fotovoltaica e o consumo das cargas não controláveis não podem ser administrados sendo, portanto, fontes de incerteza na programação da geração da usina.

O modelo de despacho da VPP APE tem como objetivo minimizar os custos da usina ao longo de um horizonte de tempo t , dividido igualmente em N_T intervalos. Para esse objetivo, propõe-se a maximização da função objetivo (1):

$$\max f = \sum_{t=1}^{N_T} [\max(P_t^{liq}, 0) \tau_t^{PLD} - \max(-P_t^{liq}, 0) \tau_t^{imp}] - C^{ger} - C^{carga} \quad (1)$$

onde, t é o t -ésimo intervalo de tempo, P_t^{liq} é a potência líquida no intervalo de tempo t , τ_t^{PLD} é o valor PLD no intervalo t , τ_t^{imp} é o preço da compra da energia para a VPP, C^{ger} é o custo total da geração e C^{carga} é o custo total pelo controle de carga.

No presente trabalho assumiu-se que cada intervalo tem duração de 1 hora. Consequentemente, a potência média e a energia no intervalo t possuem o mesmo valor. A potência líquida P_t^{liq} representa a diferença entre a produção e o consumo de energia elétrica no intervalo t . Assim sendo, valores positivos significam excedentes de energia produzida

(exportação de energia), enquanto valores negativos constituem déficits de geração, resultando na importação de energia elétrica pela usina virtual. De acordo com a equação (1) a geração excedente é vendida ao preço do PLD, ao passo que as importações de energia são precificadas segundo o contrato de compra. Com base na definição de potência líquida apresentada anteriormente, a VPP deve satisfazer a seguinte restrição de balanço (2):

$$P_t^{liq} = \sum_{i=1}^{N_{EO}} P_{i,t}^{EO} + \sum_{i=1}^{N_{FV}} P_{i,t}^{FV} + \sum_{i=1}^{N_{BM}} P_{i,t}^{BM} - \sum_{i=1}^{N_C} P_{i,t}^C - \sum_{i=1}^{N_{CD}} P_{i,t}^{CD} - \sum_{i=1}^{N_{AE}} P_{i,t}^{AE} \quad (2)$$

onde $P_{i,t}^{EO}$ é a potência gerada pela usina eólica i no período t , $P_{i,t}^{FV}$ é a potência gerada pela usina solar fotovoltaica i no período t , $P_{i,t}^{BM}$ é a potência gerada pela usina termelétrica a biomassa i no período t , $P_{i,t}^{AE}$ é a potência armazenada pelo sistema de armazenamento em bateria i no período t , $P_{i,t}^C$ é a potência da carga (não despachável) i no período t , e $P_{i,t}^{CD}$ é a potência da carga despachável i no período t .

As usinas eólicas e solares fotovoltaicas possuem sistemas eletromecânicos e eletrônicos de controle que restringem a potência elétrica injetada a um valor máximo. As restrições (3) e (4) implementam essas características:

$$P_{j,t}^{FV} \leq P_{j,t}^{FV,max}, j = 1, \dots, N_{FV} \quad (3)$$

$$P_{i,t}^{EO} \leq P_{i,t}^{EO,max}, i = 1, \dots, N_{EO} \quad (4)$$

onde, $P_{i,t}^{EO,max}$ e $P_{j,t}^{FV,max}$ são os limites máximos de potência elétrica injetada no período t pela usina eólica i e pela usina solar fotovoltaica j , respectivamente.

Diferentemente das usinas solares fotovoltaica e eólica, nas termelétricas a biomassa ocorre a queima do combustível, que produz o vapor de água que aciona as turbinas elétricas. Em casos específicos (sistemas a ciclo combinado) a queima da biomassa aciona diretamente a própria turbina [28]. Em função dessas características as usinas a biomassa, quando ligadas, não podem aumentar/diminuir (rampa de potência) arbitrariamente a quantidade de energia injetada, e possuem limites mínimo e máximo de potência elétrica produzida. Além disso, precisam de um tempo para serem ligadas ou desligadas. Esses aspectos são considerados no despacho da VPP por meio das expressões (5) – (8).

$$P_{min,i}^{BM} U_{i,t}^{BM} \leq P_{i,t}^{BM} \leq P_{max,i}^{BM} U_{i,t}^{BM}, i = 1, \dots, N_{BM} \quad (5)$$

$$P_{i,t}^{BM} - P_{i,t-1}^{BM} - P_{sub,i}^{BM} \leq 0, i = 1, \dots, N_{BM} \quad (6)$$

$$P_{i,t-1}^{BM} - P_{i,t}^{BM} - P_{dec,i}^{BM} \leq 0, i = 1, \dots, N_{BM} \quad (7)$$

$$U_{i,t}^{BM} \in \{0,1\}, i = 1, \dots, N_{BM} \quad (8)$$

onde, $P_{min,i}^{BM}$ e $P_{max,i}^{BM}$ são os limites mínimo e máximo de quantidade de energia injetada no período t pela usina de biomassa i respectivamente, $P_{i,t}^{BM}$ é a potência elétrica gerada pela usina de biomassa i no período t , $P_{sub,i}^{BM}$ são respectivamente o aumento (*ramp-up*) e a diminuição (*ramp-down*) máximos de potência permitida para a usina de biomassa i , e $U_{i,t}^{BM}$ o estado da usina (0 desligada, 1 ligada).

Os sistemas de armazenamento da energia em baterias (SAEBs) geralmente possuem limites mínimo e máximo de carga armazenada, e de potência de carga e descarga. Além disso, o princípio de conservação da energia requer que a variação da carga da bateria seja igual à potência de carregamento. Dado que o SAEB pode operar nos modos de carga, descarga e inativo, propõe-se modelar o SAEB $i = 1, 2, \dots, N_{AE}$ por meio das restrições (9) – (16):

$$SoC_{min,i}^{AE} \leq SoC_{i,t}^{AE} \leq SoC_{max,i}^{AE} \quad (9)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{carr} \leq P_{max,i}^{carr} U_{i,t}^{carr} \quad (10)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{desc} \leq P_{max,i}^{desc} U_{i,t}^{desc} \quad (11)$$

$$SoC_{i,t}^{AE} = SoC_{i,t-1}^{AE} + P_{i,t}^{carr} \eta_{i,t}^{carr} - \frac{P_{i,t}^{desc}}{\eta_{i,t}^{desc}} \quad (12)$$

$$P_{i,t}^{AE} = P_{i,t}^{carr} - P_{i,t}^{desc} \quad (13)$$

$$U_{i,t}^{carr} + U_{i,t}^{desc} \leq 1 \quad (14)$$

$$U_{i,t}^{carr} \in \{0,1\} \quad (15)$$

$$U_{i,t}^{desc} \in \{0,1\} \quad (16)$$

onde $SoC_{min,i}^{AE}$ e $SoC_{max,i}^{AE}$ são respectivamente os carregamentos (*State of Charge*) mínimo e máximo do SAEB i , $SoC_{i,t}^{AE}$ o carregamento do SAEB i no período t , $P_{max,i}^{carr}$ e $P_{max,i}^{desc}$ respectivamente as potências de carga e descarga máxima do SAEB i , $P_{i,t}^{carr}$ e $P_{i,t}^{desc}$ as potências de carregamento e descarregamento do SAEB i no período t , $\eta_{i,t}^{carr}$ e $\eta_{i,t}^{desc}$ as eficiências de carga e descarga, $U_{i,t}^{carr}$ é o estado de carga (0 inativo, 1 ativo), $U_{i,t}^{desc}$ é o estado de descarga (0 inativo, 1 ativo), e $P_{i,t}^{AE}$ é a potência carregada/descarregada pelo SAEB i no período t .

A restrição (10) e (11) garantem que a potência de carga seja nula quando o SAEB estiver inativo. Devido à forma da restrição (12), o SoC tem dimensão de potência. No modelo proposto, as cargas despacháveis possuem uma curva de carga típica, de referência. Elas podem – a mando do controlador central – diminuir/aumentar seu consumo até uma fração/múltiplo de carga de referência. Esse limite pode ser representado pela restrição (17):

$$P_{i,t}^{ref} \pi_{min}^{CD} \leq P_{i,t}^{CD} \leq P_{i,t}^{ref} \pi_{max}^{CD}, i = 1, \dots, N_{CD} \quad (17)$$

onde $P_{i,t}^{ref}$ é a potência de referência da carga controlável i no período t , $P_{i,t}^{CD}$ é a potência consumida pela carga controlada i no período t , π_{min}^{CD} e π_{max}^{CD} são respectivamente os percentuais mínimo e máximo de consumo da carga controlada i .

Além das despesas de importação de energia, a VPP proposta tem mais 3 custos relevantes: o custo de produção de energia das unidades a biomassa; o custo de acionamento e desligamento das unidades a biomassa; e a remuneração do controle de carga, representados pelas restrições (18) e (19):

$$C^{ger} = \sum_{i=1}^{N_{BM}} \sum_{t=1}^{N_T} [(U_{i,t}^{BM} - U_{i,t-1}^{BM}) k_{i,t}^{start} + P_{i,t}^{BM} \beta_{i,t}^{BM}] \quad (18)$$

$$C^{carga} = \sum_{i=1}^{N_{CD}} \sum_{t=1}^{N_T} |P_{i,t}^{CD} - P_{i,t}^{ref}| \rho_{i,t}^{CD} = 0 \quad (19)$$

onde $\beta_{i,t}^{CD}$ e $k_{i,t}^{start}$ são respectivamente os custos unitários de produção de energia e de acionamento da biomassa i no período t , e $\rho_{i,t}^{CD}$ é a remuneração unitária da carga controlada i no período t .

Repare que as cargas despacháveis são remuneradas pelo desvio absoluto do consumo de referência. O problema de otimização (1) – (19) configura-se como um problema de programação não linear inteira mista, cuja solução será obtida por meio de um Algoritmo Genético (AG) [29].

IV. TESTES E RESULTADOS

Os resultados da aplicação do modelo proposto de VPP para a coordenação de um conjunto de REDs fictícios, dispersos pelo Estado do Rio de Janeiro, serão apresentados e discutidos nesta seção.

A. Descrições das simulações

O despacho otimizado da VPP foi implementado em Python, tendo-se utilizado o AG do pacote Pymoo [30]. Os previsores foram construídos empregando-se os modelos de regressão presentes nos pacotes Scikit-learn [31] e TensorFlow [32]. A máquina utilizada nas simulações foi um computador Intel Core i3-1115G4 @ 3.00 GHz e 4 GB de memória RAM.

A VPP simulada é composta por 2 geradores eólicos, 4 usinas solares fotovoltaicas, 3 usinas de biomassa e 2 sistemas de armazenamento de energia elétrica. Cada usina eólica tem potência instalada de 10MW, com o custo de R\$ 0,027/kWh, de acordo com [33], enquanto cada geração fotovoltaica tem potência máxima de 2.75MW e custo de R\$ 0,022/kWh, que podem ser conferidos em [34]. Os parâmetros da usina de biomassa e do sistema de armazenamento podem ser conferidos na Tabela 1 e na

, respectivamente. Os limites de *ramp-up* e *ramp-down* são definidos em [8], a eficiência da bateria no carregamento e no descarregamento tem fundamento em [11] e os custos de ambos os recursos são definidos em [34]. A VPP conta ainda com três cargas não despacháveis e duas despacháveis. O valor a ser compensado ao consumidor será de 15% do preço de importação adotado. A potência máxima e mínima de corte para os consumidores que aderirem ao programa de resposta à demanda será de 20%.

TABELA 1: DADOS DAS USINAS TERMELÉTRICAS A BIOMASSA (UBMs)

Parâmetro	UBM1	UBM2	UBM3
Potência máxima (MW)	0,50	0,50	0,50
Potência mínima (MW)	0,10	0,10	0,10
Ramp up max. (MW/h)	0,50	0,50	0,500
Ramp down max. (MW/h)	0,50	0,50	0,50
Custo O&M (R\$/KWh)	0,25	0,25	0,25
Custo de partida (R\$/KWh)	20,14	20,14	20,14

TABELA 2: DADOS DOS SAEBS

Parâmetro	SAEB1	SAEB2
SoC mínimo (MW)	0,50	0,50
SoC máximo (MW)	0,75	0,75
Potência máxima de carga (MW)	0,10	0,10
Potência máxima de descarga (MW)	0,10	0,10
Eficiência de carregamento (%)	91,4	91,4
Eficiência de descarga (%)	91,4	91,4
Custo de O&M (R\$/KWh)	20,14	20,14

O AG adotado utiliza seleção por Torneio, cruzamento SBX (crossover binário para números reais) e mutação Polinomial. Os parâmetros foram ajustados empiricamente, testando diferentes combinações de tamanho populacional, número de geração, taxas de cruzamento/mutação. A configuração que apresentou melhor desempenho – considerando o lucro, tempo computacional e ausência de violações – foi: 50 indivíduos, 30 gerações, taxa de cruzamento de 100% e taxa mutação de 90%, conforme apresentado na Tabela 3. Essa configuração está alinhada com recomendações da literatura especializada [35].

Para validar a operação da VPP sob diferentes condições sazonais, foram definidos dois cenários representativos: Cenário 1 (verão) e Cenário 2 (inverno), abrangendo variações significativas na demanda e na geração renovável. Para cada cenário, foi selecionado aleatoriamente um mês pertencente à respectiva estação, dentro do período de 2013 a 2023, utilizando dados reais de consumo e geração. O algoritmo foi executado para cada dia dos meses analisados. Portanto, tem-se que $N_T = 24$

TABELA 3: PARÂMETROS DO AG

Parâmetros	Valor
Penalização das restrições	100
Tamanho da População	50
Nº de gerações	30
Nº avaliações	1500
Taxa de Cruzamento	100%
Taxa de Mutação	90%

B. Simulação diária da VPP no Cenário 1 (Verão)

Neste teste, simulou-se um dia de verão selecionado arbitrariamente entre os anos de 2013 e 2023. A Figura 2 apresenta a geração fotovoltaica e eólica para esse dia. Observe que entre 10h e 20h a energia gerada pela solar foi significativa, e no resto do dia praticamente nula. A geração eólica desse dia foi significativamente inferior à solar, embora tenha variado ao longo do dia. Note que nos períodos em que a geração solar é pequena a geração eólica é relevante e vice-versa.

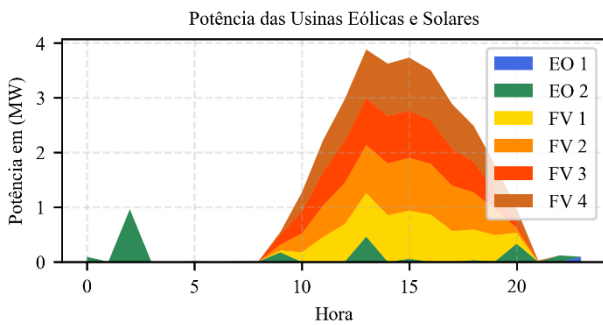


Figura 2: Geração Solar e Eólica do dia analisado

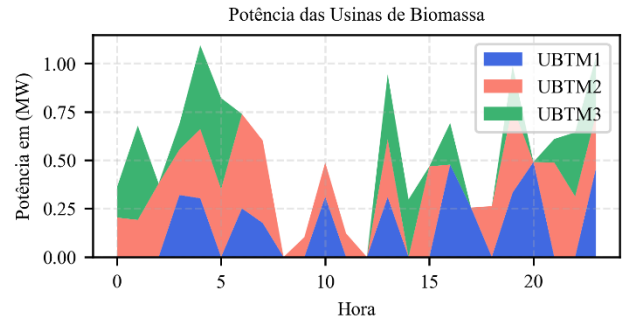


Figura 3: Despacho das Usinas Termelétricas a Biomassa

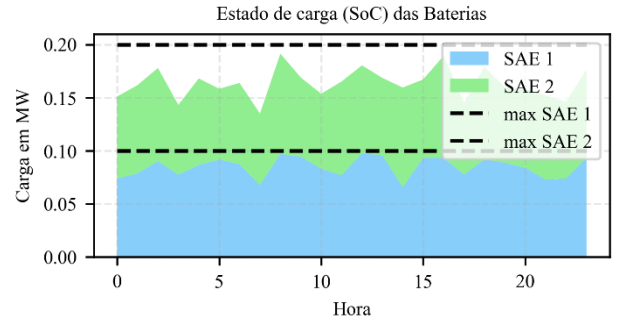


Figura 4: Despacho do Sistema de Armazenamento

A Figura 3 mostra o despacho das UBTMs, e a Figura 4 apresenta o SoC das baterias. Repare que o SoC aumenta quando a geração da biomassa aumenta e diminui quando essa se reduz, compensando a variação da geração.

Um fato interessante a se destacar é que as reduções de potência nas UBTMs são acompanhadas de decréscimo no estado de carga. Isto sinaliza a atuação dos SAEBS no sentido de compensar a redução de geração nas UBTMs. No despacho houve também atuação das cargas participantes do modelo de resposta à demanda proposto, ilustrado pela Figura 5. Note que as cargas controladas operaram dentro da banda definida de 20%.

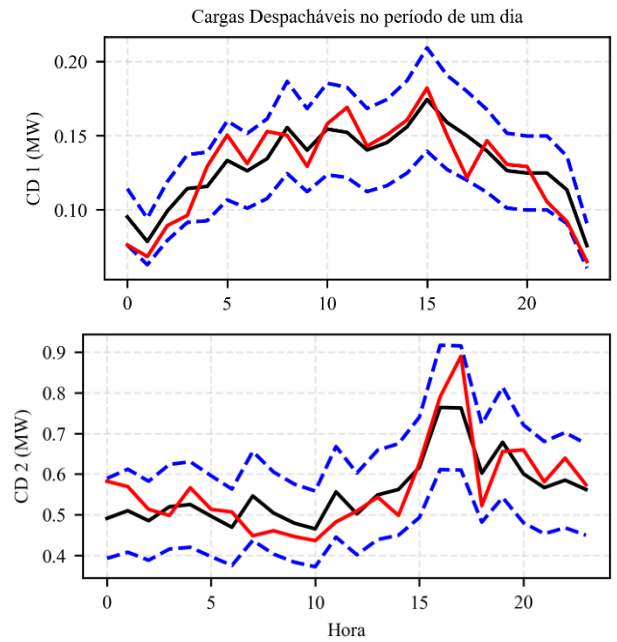


Figura 5: Consumo das Carga Controláveis

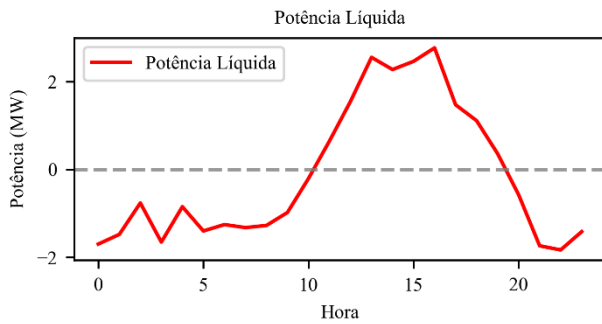


Figura 6: Intercâmbio de energia com a VPP - Cenário 1

No período em que a geração solar foi significativa, houve exportação de energia, conforme mostra a Figura 6.

O cenário de verão é o mais desafiador, pois a demanda por energia é alta, devido ao uso de equipamentos de climatização. Os resultados sugerem que as unidades despacháveis atuaram no sentido de atenuar desbalanços de energia e reduzir o montante de potência importada.

C. Simulação diária da VPP no Cenário 2 (Inverno)

Neste teste, simulou-se a operação da VPP durante um dia de inverno também escolhido aleatoriamente entre os anos de 2013 e 2023. Nessa estação a demanda de energia elétrica é mais baixa devido à redução do uso de sistemas de refrigeração. Apesar da queda na geração fotovoltaica, a geração eólica manteve-se estável.

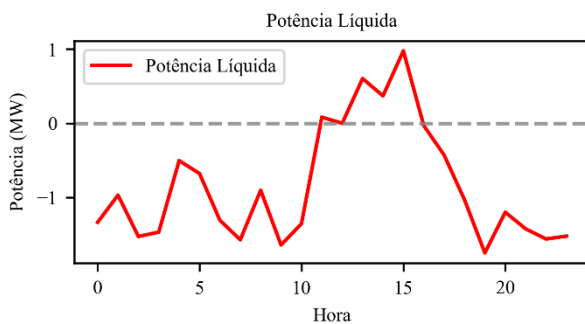


Figura 7: Intercâmbio de energia com a VPP - Cenário 2

Por limitações de espaço, serão apresentados apenas os resultados referentes ao intercâmbio de potência entre a VPP e a rede elétrica da concessionária, mostrado na Figura 7. Em diversos momentos, a geração total superou a demanda, permitindo a realocação de cargas controláveis e menor consumo da energia contratada. A estratégia operacional priorizou o uso eficiente dos recursos disponíveis, aplicando cortes pontuais de geração quando necessário. Esse cenário evidenciou menor estresse sobre os ativos da VPP e destacou sua capacidade de adaptação às condições sazonais, com ganhos em flexibilidade, economia e aproveitamento das fontes renováveis. É importante destacar que nenhuma restrição foi violada.

D. Simulação mensal da VPP – Cenários 1 e 2.

A Tabela 4 resume o desempenho da VPP nos meses de inverno e verão selecionados. Vale destacar que esses meses foram escolhidos arbitrariamente. Note que em ambos os cenários houve lucro por parte da VPP, sendo o do verão superior ao apurado no inverno. Por conta da geração solar e do uso de sistemas de climatização, tanto a produção quanto o consumo de energia no verão foram do que os registrados no inverno.

TABELA 4: RESULTADOS COMPARATIVOS ENTRE OS CENÁRIOS SIMULADOS

Item	Cenário 1	Cenário 2
Período de simulação	01/01/2015 a 31/01/2015	01/07/2015 a 31/07/2025
Tempo de simulação (s)	33,22	36,05
Lucro total (R\$)	86.250,86	93.484,34
Restrições violadas	Não houve	Não houve

Este resultado sugere a capacidade da VPP de se lidar com as variações climáticas que podem ocorrer ao longo do ano, ilustrando o quão benéfica a atuação coordenada de REDS pode ser. Outro ponto importante a destacar é o baixo custo computacional do método proposto, sendo a análise para um mês inteiro feita em menos de 40 segundos.

V. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma proposta de modelo de VPP considerando alguns aspectos regulatórios e energéticos brasileiros. Foi proposto para essa VPP um modelo de despacho otimizado na forma de um programa não linear inteiro misto, solucionado via Algoritmo Genético. O modelo foi validado em dois cenários sazonais distintos, nos quais o AG mostrou-se eficaz para a resolução do problema proposto. Os resultados mostram que as unidades despacháveis atuaram coordenadamente visando suprir desbalanços entre geração e carga. Observou-se também a contribuição do sistema de armazenamento na redução do uso da geração a biomassa.

A análise dos cenários de verão e inverno evidenciou a capacidade da VPP de operar de forma regular e lucrativa, mesmo diante de variações significativas na demanda e na disponibilidade de geração renovável. Além disso, a ausência de violações de restrições operacionais sugere a viabilidade técnica do modelo proposto. O objetivo desse trabalho foi investigar um modelo de VPP que levasse em consideração aspectos regulatórios e energéticos brasileiro. Embora os resultados indiquem que o modelo foi capaz de coordenar o despacho das unidades das VPPs, é necessário validar os resultados obtidos comparando o método proposto com outras abordagens similares existentes na literatura, o que será realizado em trabalhos futuros.

Pretende-se em trabalhos futuros aprimorar a modelagem da comercialização de energia, investigar novos algoritmos e realizar testes com diferentes usinas virtuais.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido com recursos financeiros da FAPERJ (Processo E-26/010.002731/2019), e do Programa de Bolsas de Iniciação Científica da UFF (vigência 2022 – 2023, 2023 – 2024 e 2024 – 2025).

REFERÊNCIAS

- [1] L. Yavuz, A. Önen, S. M. Mueen, e I. Kamwa, “Transformation of microgrid to virtual power plant – a comprehensive review”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no 11, p. 1994–2005, jun. 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5649.
- [2] N. Borges, J. Soares, e Z. Vale, “A Robust Optimization for Day-ahead Microgrid Dispatch Considering Uncertainties”, *IFAC-Pap.*, vol. 50, no 1, p. 3350–3355, jul. 2017, doi: 10.1016/j.ifacol.2017.08.521.
- [3] H. Saboori, M. Mohammadi, e R. Taghe, “Virtual Power Plant (VPP), Definition, Concept, Components and Types”, em *2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, Wuhan, China: IEEE, mar. 2011, p. 1–4. doi: 10.1109/APPEEC.2011.5749026.
- [4] Y. Liu, M. Li, H. Lian, X. Tang, C. Liu, e C. Jiang, “Optimal dispatch of virtual power plant using interval and deterministic combined optimization”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 102, p. 235–244, nov. 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.04.011.

- [5] A. G. Zamani, A. Zakariazadeh, S. Jadid, e A. Kazemi, “Stochastic operational scheduling of distributed energy resources in a large scale virtual power plant”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, p. 608–620, nov. 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.04.024.
- [6] J. Zhu, P. Duan, M. Liu, Y. Xia, Y. Guo, e X. Mo, “Bi-Level Real-Time Economic Dispatch of VPP Considering Uncertainty”, *IEEE Access*, vol. 7, p. 15282–15291, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2894687.
- [7] H. Pandžić, I. Kuzle, e T. Capuder, “Virtual power plant mid-term dispatch optimization”, *Appl. Energy*, vol. 101, p. 134–141, jan. 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.05.039.
- [8] S. Sadeghi, H. Jahangir, B. Vatandoust, M. A. Golkar, A. Ahmadian, e A. Elkamel, “Optimal bidding strategy of a virtual power plant in day-ahead energy and frequency regulation markets: A deep learning-based approach”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 127, p. 106646, maio 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106646.
- [9] J. Naughton, H. Wang, S. Riaz, M. Cantoni, e P. Mancarella, “Optimization of multi-energy virtual power plants for providing multiple market and local network services”, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 189, p. 106775, dez. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106775.
- [10] E. N. Sosnina, A. V. Shalukho, e I. A. Lipuzhin, “Virtual power plant static stability assessment”, em *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, Melbourne, VIC, Australia: IEEE, nov. 2016, p. 932–936. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2016.7796510.
- [11] B. Zhou, X. Liu, Y. Cao, C. Li, C. Y. Chung, e K. W. Chan, “Optimal scheduling of virtual power plant with battery degradation cost”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no 3, p. 712–725, fev. 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0103.
- [12] C. Kieny, B. Berseneff, N. Hadjsaid, Y. Besanger, e J. Maire, “On the concept and the interest of virtual power plant: Some results from the European project Fenix”, em *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, Canada: IEEE, jul. 2009, p. 1–6. doi: 10.1109/PES.2009.5275526.
- [13] M. Braun, “Virtual power plants in real applications: Pilot demonstrations in Spain and England as part of the european project FENIX”, *Fraunhofer IWES*, jan. 2009.
- [14] A. Hany Elgamal, G. Kocher-Oberlehner, V. Robu, e M. Andoni, “Optimization of a multiple-scale renewable energy-based virtual power plant in the UK”, *Appl. Energy*, vol. 256, p. 113973, dez. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113973.
- [15] S. Monie, A. M. Nilsson, J. Widén, e M. Åberg, “A residential community-level virtual power plant to balance variable renewable power generation in Sweden”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 228, p. 113597, jan. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113597.
- [16] “[Greenhouse Gas (GHG) Emissions | Climate Watch”. Acesso em: 11 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions>
- [17] N. Naval, R. Sánchez, e J. M. Yusta, “A virtual power plant optimal dispatch model with large and small-scale distributed renewable generation”, *Renew. Energy*, vol. 151, p. 57–69, maio 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.10.144.
- [18] M. Loßner, D. Böttger, e T. Bruckner, “Economic assessment of virtual power plants in the German energy market — A scenario-based and model-supported analysis”, *Energy Econ.*, vol. 62, p. 125–138, fev. 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2016.12.008.
- [19] L. F. M. Van Summeren, A. J. Wiczorek, G. J. T. Bombaerts, e G. P. J. Verbong, “Community energy meets smart grids: Reviewing goals, structure, and roles in Virtual Power Plants in Ireland, Belgium and the Netherlands”, *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 63, p. 101415, maio 2020, doi: 10.1016/j.erss.2019.101415.
- [20] EPE, Balanço Energético Nacional 2024 - Relatório Síntese. 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional>
- [21] ANEEL, Resolução Normativa REN 687/2015. 2015. [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
- [22] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), “Contratos de Comercialização de Energia Elétrica”. [Online]. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/contratos/contrato.s.html
- [23] “Acervo CCEE - CCEE”. Acesso em: 6 de agosto de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/acervo-ccce?especie=39005&assunto=39789&keyword=infopld&periodo=365>
- [24] ANEEL, Resolução Normativa REN 957/2021. 2021. [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015957.pdf>
- [25] ANEEL, Resolução Normativa REN 482/2012. 2012. [Online]. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656835/14218935/REN_482_2012.pdf
- [26] Brasil, Lei no 14.300, de 6 de janeiro de 2022. 2022. [Online]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm
- [27] Presidência da República do Brasil, Lei no 5.177, de 6 de setembro de 2004. 2004. [Online]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2004/L5177.htm
- [28] energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. Ltc-Livros Tecnicos E Cientificos Editora Lda, 2015.
- [29] M. Mitchell, “Genetic algorithms: An overview”, *Complexity*, vol. 1, no 1, p. 31–39, set. 1995, doi: 10.1002/cplx.6130010108.
- [30] J. Blank e K. Deb, “Pymoo: Multi-Objective Optimization in Python”, *IEEE Access*, vol. 8, p. 89497–89509, 2020, doi: 10.1109/access.2020.2990567.
- [31] F. Pedregosa et al., “Scikit-learn: Machine Learning in Python”, *J. Mach. Learn. Res.*, vol. 12, no 85, p. 2825–2830, 2011.
- [32] M. Abadi et al., “TensorFlow: Large-Scale Machine Learning on Heterogeneous Distributed Systems”.
- [33] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Balanço Energético Nacional 2024”. 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional>
- [34] “Plano Decenal de Expansão de Energia 2031”, EPE. Acesso em: 17 de maio de 2025. [Online]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>
- [35] C. L. Mumford-Valenzuela, “A Simple Approach to Evolutionary Multiobjective Optimization”, em *Evolutionary Multiobjective Optimization*, A. Abraham, L. Jain, e R. Goldberg, Orgs., em *Advanced Information and Knowledge Processing*, London: Springer-Verlag, 2005, p. 55–79. doi: 10.1007/1-84628-137-7_4.