

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

SOFÍA POLA SIMONETTI

**OTIMIZAÇÃO EM UMA
*VIRTUAL POWER PLANT***

VITÓRIA
2019

SOFÍA POLA SIMONETTI

**OTIMIZAÇÃO EM UMA
*VIRTUAL POWER PLANT***

Parte manuscrita do Projeto de Graduação da aluna **Sofía Pola Simonetti**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Orientadora: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin

Coorientador: Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina

VITÓRIA
2019

SOFÍA POLA SIMONETTI

OTIMIZAÇÃO EM UMA VIRTUAL POWER PLANT

Parte manuscrita do Projeto de Graduação da aluna **Sofía Pola Simonetti**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Aprovada em 17 de dezembro de 2019.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Profa. Dra. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientadora

Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina
Universidade Federal do Espírito Santo
Coorientador

Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Prof. Dr. Hélio Marcos André Antunes
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

À minha família.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, por ter me dado forças nos momentos mais difíceis ao longo desses anos. Agradeço ao meu pai Domingos Sávio Lyrio Simonetti, que nas horas livres foi pai e professor, tirando sempre uma dúvida aqui e ali à meia noite, minha mãe Maura Antônia Pola, que sempre foi muito sábia em seus conselhos, aos meus irmãos Pedro Pola Simonetti e Elisa Pola Simonetti, que sempre foram meu porto de escape e alegria. Obrigada por sempre apoiarem nas minhas decisões, por terem me dado forças quando eu mais precisei e por serem meu conforto. Agradeço também a minha avó, que todo domingo me faz esquecer os problemas e me enche de sabedoria.

Agradeço também aos meus amigos de curso, com quem pude dividir essa experiência incrível, e que não seria a mesma sem eles. Foram muitos momentos de trabalho, desespero, e também de alegria, quando alguém tirava exatamente a nota que precisava pra passar ou quando o professor adiava aquela prova.

Agradeço aos meus orientadores Jussaras Farias Fardin, que além de professora, foi uma amiga, e Augusto César Rueda Medina, que com todo seu conhecimento, ensina com clareza e está sempre preocupado com o entendimento do que foi ensinado, por terem me acompanhado nesses últimos meses, me desafiado e me permitirem crescer como profissional.

Agradeço a banca por terem aceitado o convite e pelo tempo dedicado a leitura e avaliação do trabalho.

Agradeço também ao Rodrigo Fiorotti por disponibilizar os dados fornecidos pelo INMET, que foi usada em sua dissertação de mestrado.

Por fim, agradeço a todos que, de alguma forma, contribuíram para que eu me tornasse Engenheira Eletricista.

RESUMO

Neste trabalho é apresentado um modelo matemático de uma *Virtual Power Plant* (VPP), com o propósito de otimizar a operação dos geradores minimizando os custos de geração. A otimização é feita por meio de um *solver* que é executado no programa AMPL (*A Mathematical Programming Language*). A topologia da rede escolhida foi a IEEE de 37 barras, que é uma rede conhecida e difundida em outros trabalhos. Para a simulação da VPP, é necessário inserir geradores na rede, e o sistema IEEE-37 permite isso. Para definição dos melhores pontos para inserir os geradores, foi feita uma análise de sensibilidade. Além disso, foi definido que apenas geradores a base de energia renovável entrariam na VPP. Assim, foram coletados e trabalhados os dados referentes à painéis fotovoltaicos, aerogeradores, Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) e biomassa, para serem utilizados no modelo matemático. Posteriormente, foram definidas as restrições dos geradores, restrições da rede, e a função objetivo do problema. Por fim, o modelo matemático proposto é um problema não linear. Então, dentre as opções disponíveis, foi escolhido o *solver* IPOPT. O sistema alcançou um ponto de operação ótimo dos geradores a cada hora do dia, minimizando os custos de geração da VPP.

Palavras-chave: Virtual Power Plant. AMPL. Otimização. Cadeias de Markov. Método de Monte Carlo. Análise de sensibilidade.

ABSTRACT

In this paper is shown a Mathematical methodology of a Virtual Power Plant (VPP) and its objective is to optimize the generators operation by minimizing the costs of generation. The optimization is executed in AMPL (A Mathematical Programming Language), which invokes a solver to reach the optimal point of operation. The topology chosen was IEEE-37 bars, that is a well-known feeder used in different papers. To simulate a VPP, a generator has to be inserted in the feeder. To choose which bars were the bests to put the generators, a sensibility analysis was made. Besides that, was defined that only renewable sources would be used in the system. So, data about the photovoltaic panels, wind turbines, hydroelectric and biomass were collect to be used in the Mathematical model. After that, the generators and feeder restrictions and the objective function were defined. Finally, the Mathematical model is a nonlinear problem, so the solver IPOPT was used. The system achieved a optimal point of operation for each hour, minimizing the VPP's power generation costs.

Key words: Virtual Power Plant. AMPL. Optimization. Markov Chain. Monte Carlo Method. Sensibility analysis

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquema de comunicação de uma VPP típica	20
Figura 2 – Estrutura do AMPL	22
Figura 3 – Curva IxV em relação a irradiância.....	25
Figura 4 – Curva IxV em relação a temperatura.....	25
Figura 5 – Curva típica Potência x Velocidade do vento para aerogeradores	28
Figura 6 – Sistema IEEE de 37 barras	31
Figura 7 – Curva de capacidade de um gerador síncrono.....	32
Figura 8 – Sistema IEEE de 37 barras com os geradores alocados	43
Figura 9 – Linha do tempo.....	44
Figura 10 – Estados de Markov para o painel fotovoltaico	45
Figura 11 – Matrizes de probabilidade a) fotovoltaica referente à primavera. b) fotovoltaica referente ao outono. c) eólica referente ao verão.....	46
Figura 12 – Cenário Monte Carlo	47
Figura 13 – Cenário de Monte Carlo	48
Figura 14 – Cenário definido para o painel fotovoltaico referente à primavera.....	49
Figura 15 - Cenário definido para o painel fotovoltaico referente ao outono	50
Figura 16 – Cenário definido para o gerador eólico	50
Figura 17 – Potência ativa máxima dos geradores para as 10 primeiras horas de um dia.....	52
Figura 18 – Preço de geração dos geradores para as primeiras 10 horas do dia.....	53
Figura 19 – Dados de saída referentes à potência ativa para as 10 primeiras horas de um dia.....	53
Figura 20 – Dados de saída referentes à potência reativa para as 10 primeiras horas de um dia	54

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Curva de Potência x Hora para o painel fotovoltaico.....	35
Gráfico 2 – Curva Potência x Velocidade do vento	36
Gráfico 3 – Curva Potência x Hora para a turbina eólica	36
Gráfico 4 – Curva de demanda de energia elétrica.....	51
Gráfico 5 – Níveis de potência dos geradores	54

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Diferenças entre microrrede e VPP	17
Quadro 2 – Especificação técnica do painel fotovoltaico selecionado.....	34

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Fator referente às perdas e aos custos	42
Tabela 2 – Fator médio	42
Tabela 3 – Geradores e barras onde estão alocados.	43

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMPL	<i>A Mathematical Programming Language</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
FDP	Função de Densidade de Distribuição de Probabilidade
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IPOPT	<i>Interior Point Optimizer</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
OSEE	Otimização em Sistemas de Energia Elétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

t	Tempo (s)
S	Área do painel fotovoltaico (m ²)
η_P	Rendimento do painel fotovoltaico
T_c	Temperatura do painel fotovoltaico (°C)
T_a	Média da temperatura ambiente no período (°C)
r	Irradiação (kW)
T_n	Temperatura nominal de operação da célula (°C)
I	Corrente na célula fotovoltaica (A)
I_{sc}	Corrente de curto circuito na célula fotovoltaica (A)
K_i	Coefficiente de corrente/temperatura (A/°C)
V	Tensão no módulo fotovoltaico (V)
V_{oc}	Tensão de circuito aberto do módulo (V)
K_v	Coefficiente tensão/temperatura (V/°C)
FF	Fator de forma (adimensional)
V_{mppt}	Tensão no ponto de máxima potência (V)
I_{mppt}	Corrente no ponto de máxima potência (A)
P_s	Potência gerada pelo painel fotovoltaico (W)
P_E	Potência eólica disponível (W)
ρ	Massa específica do ar (kg/m ³)
A	Área varrida pelo rotor eólico (m ²)
V	Velocidade do vento (m/s)
$\underline{P_{G,i}}$	Limite mínimo de geração de potência ativa do gerador i
$\overline{P_{G,i}}$	Limite máximo de geração de potência ativa do gerador i
Ω_G	Conjunto de geradores
$Q_{G,i}$	Potência reativa do gerador i
$\overline{I_{a,l}}$	Máxima corrente de armadura
$V_{G,i}$	Tensão nominal em terminais do gerador
$P_{G,i}$	Potência ativa do gerador i
$\overline{\delta'}$	Máximo ângulo entre as tensões em terminais e o eixo em quadratura do gerador
X_s	Reatância síncrona do gerador
$\overline{E_q}$	Máxima tensão interna do gerador

P_{eol}	Potência gerada pela fonte eólica
Vel	Velocidade do vento
R_{ij}	Resistência da linha ij
X_{ij}	Reatância da linha ij
P_{ij}	Fluxo de potência ativa na linha ij
Q_{ij}	Fluxo de potência reativa na linha ij
I_{ij}	Corrente na linha ij
P_i^S	Potência ativa fornecida pela fonte na barra i
Q_i^S	Potência reativa fornecida pela fonte na barra i
P_i^D	Demanda de potência ativa na barra i
Q_i^D	Demanda de potência reativa na barra i
Ω_B	Conjunto de barras
Ω_l	Conjunto de linhas
V_i	Tensão na barra i
V_j	Tensão na barra j
I_{ij}	Fluxo de corrente na linha ij
\underline{V}_i	Limite mínimo de tensão na barra i
\overline{V}_i	Limite máximo de tensão na barra i
\overline{I}_{ij}	Limite máximo de fluxo de corrente na linha ij

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Apresentação e objeto de pesquisa	16
1.2	Justificativa.....	17
1.3	Objetivo geral e objetivo específico	18
1.3.1	Objetivo Geral	18
1.3.2	Objetivos Específicos	18
1.4	Organização do trabalho.....	19
2	EMBASAMENTO TEÓRICO	20
2.1	<i>Virtual Power Plant</i> (VPP).....	20
2.2	Resolução de Problemas de Otimização.....	21
2.3	Distribuição de Energia	23
2.4	GDs baseadas em fontes renováveis.....	23
2.4.1	Biomassa	24
2.4.2	Solar.....	24
2.4.3	Eólica.....	27
2.4.4	Hidrelétrica.....	28
2.5	Cadeias de Markov	29
2.6	Método de Monte Carlo.....	29
3	DEFINIÇÃO DA TOPOLOGIA DA VPP	31
3.1	Geração.....	32
3.1.1	Biomassa	32
3.1.2	Central Geradora Hidrelétrica	34
3.1.3	Fotovoltaica	34
3.1.4	Eólica.....	35
3.2	Restrições da rede.....	37
3.2.1	Restrições de igualdade	37
3.2.2	Restrições de desigualdade.....	39
3.3	Função objetivo	39
3.4	<i>Solver</i>	40
4	RESULTADOS E ANÁLISE	41

4.1 Análise de Sensibilidade.....	41
4.2 Levantamento de dados	44
4.2.1 Definição da curva Potência x Hora para o painel fotovoltaico e aerogerador .	44
4.2.2 Limites dos geradores.....	50
4.3 Otimização.....	51
5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....	55
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação e objeto de pesquisa

A demanda por energia elétrica no mundo vem aumentando consideravelmente nos últimos anos em virtude do crescimento da população, da ampliação do uso de aparelhos elétricos e o crescimento da economia. Dessa forma, é imprescindível a inserção de novas fontes de geração de energia elétrica ao redor do mundo todo.

Fontes a base de combustíveis fósseis vêm sendo paulatinamente abandonadas para geração de energia elétrica, dada à iminente redução de disponibilidade de petróleo e à necessidade de diminuir as emissões de CO_2 e reduzir o aquecimento global. As fontes renováveis são a melhor opção na atual conjuntura já que, além de atender à demanda, são sustentáveis e com baixo impacto ao meio ambiente. O uso de painéis fotovoltaicos e de turbinas eólicas é crescente, entretanto, por dependerem de elementos naturais, nem sempre fornecem sua capacidade máxima de geração de energia. A implementação desses recursos pode ser feita em casas ou em grandes parques, gerando energia com valor relativamente menor que as grandes e distantes usinas hidroelétricas. Estas gerações baseadas em fontes renováveis, que costumam estar próximas aos centros de consumo, e dado as citadas características, são denominadas geração distribuída (GD).

Observa-se uma expansão cada vez maior da GD e, assim, cria-se o conceito de microrrede. Segundo Asmus (2010), microrrede é um sistema de energia integrado por várias gerações distribuídas e diferentes cargas que operam como uma rede autônoma em paralelo ou ilhada em relação à rede elétrica existente. É possível aproveitar a energia que está sendo gerada por uma fonte renovável e distribuí-la entre as diversas cargas, não atendendo exclusivamente à instalação geradora.

Com o aumento da demanda se faz necessário a criação de parques eólicos ou fotovoltaicos, que são espaços onde estão concentrados os geradores eólicos ou painéis fotovoltaicos que produzem energia elétrica. Esses parques, além de necessitarem um investimento muito alto, precisam de uma grande área para implementação, espaço dificilmente encontrado perto de

grandes centros de carga. Como as microrredes são delimitadas geograficamente, surge um novo conceito envolvendo a GD, a *Virtual Power Plant* (VPP).

De acordo com Othman (2015), VPP é a agregação de unidades de GD, cargas controláveis e dispositivos de armazenamento conectados a um *cluster*, que opera em uma unidade imaginária com a responsabilidade de gerenciar o fluxo de energia elétrica. Assim, é possível agrupar unidades de GDs de diferentes localidades e controlá-las de acordo com a demanda da rede. As definições de microrrede e VPP podem se confundir, pois partem do mesmo princípio de conectar geradores distribuídos. No Quadro 1, é possível observar as principais diferenças entre os dois sistemas de distribuição, segundo Nosratabadi (2016).

Quadro 1 – Diferenças entre microrrede e VPP

MICRORREDE	VPP
Ilhada ou conectada	Conectada
Precisa de armazenamento	Pode ou não ter armazenamento
Depende de inversores e interruptores eficientes	Dependem de medidores inteligentes
Conjunto estático de recursos limitado pela geografia	Combina e mistura vários recursos em grande área geográfica

Fonte: Nosratabadi (2016). Traduzido e adaptado pelo autor.

As VPPs abrem oportunidades variadas de opções e finalidades de operação. Neste trabalho, por exemplo, é abordada a otimização da VPP com o objetivo minimizar o preço da energia sujeito a um conjunto de restrições técnicas e operativas.

1.2 Justificativa

De acordo com Soltani (2012), existem cada vez mais unidades de GDs no sistema elétrico e é indispensável um maior controle de operação, melhor desempenho do sistema e segurança. Além disso, se fazem necessárias novas condições para esses geradores participarem do sistema elétrico. As principais barreiras são a pequena capacidade instalada de cada unidade

de GD, a produção de energia, na maioria das vezes, intermitente, a falta de comunicação adequada e uma limitação geográfica. Uma VPP administra cada um desses problemas, tornando-se assim, uma solução viável para tais adversidades.

Todos os geradores distribuídos de uma VPP estão ligados a um centro de operação, ou seja, é possível manejar as cargas e gerações com uma finalidade específica. Os objetivos podem ser diversos: aumentar o lucro, diminuir as perdas, aumentar a confiabilidade, considerar técnicas de resposta à demanda, disponibilizar potência reativa, melhorar a estabilidade e a eficiência. A otimização do sistema, desenvolvida neste projeto a partir da minimização do preço da energia, pretende abrir caminhos para testes e implementação de uma VPP no futuro.

1.3 Objetivo geral e objetivo específico

1.3.1 Objetivo Geral

Por meio de um método de otimização, deseja-se propor uma configuração ótima de operação de geradores em uma VPP, em diferentes períodos do dia, a fim de minimizar o preço da energia sujeito a um conjunto de restrições como balanço de potência ativa e reativa, limites de capacidade dos geradores, máxima capacidade de corrente e tensão nas barras do sistema.

1.3.2 Objetivos Específicos

A seguir são enumerados os principais objetivos específicos do trabalho:

1. Por meio da análise por indicadores de sensibilidade, adaptar a rede para operar como VPP e definir os melhores pontos para inserir os geradores;
2. Definir matematicamente a rede, os geradores e as cargas que compõem a VPP;
3. Escolher a metodologia de otimização, apropriada de acordo com o modelo matemático proposto;
4. Analisar os resultados e elaborar as conclusões.

1.4 Organização do trabalho

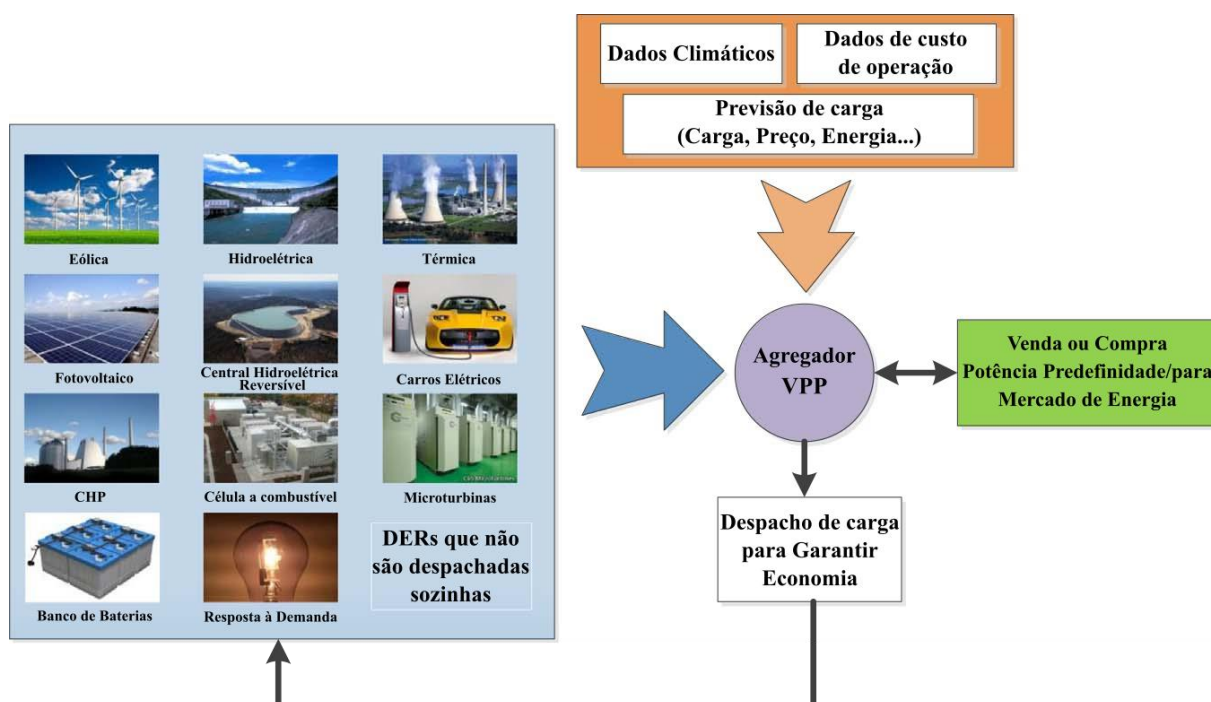
Primeiramente, será apresentado um embasamento teórico dos pontos relevantes e fundamentais para a execução do trabalho. Na sessão seguinte será apresentada a topologia da rede definida, os geradores utilizados, as restrições da rede e o objetivo do projeto. Por fim, na sessão dos resultados e análises, será explicado passo a passo as etapas envolvidas no projeto, as decisões tomadas, e os resultados obtidos em cada parte.

2 EMBASAMENTO TEÓRICO

2.1 Virtual Power Plant (VPP)

De acordo com Nikonowicz (2012), o conceito de VPP é baseado na centralização de uma estrutura de controle que conecta, controla e visualiza o “trabalho” das unidades de GDs. Os geradores distribuídos, as cargas e os elementos armazenadores são conectados a uma entidade de controle central, como é mostrado na Figura 1. Com uma administração adequada entre todos os recursos de energia distribuída DERs (do inglês, *distributed energy resources*), é possível participar do mercado de energia como se fosse uma central elétrica normal (SOLTANI, 2012). O produtor de energia a partir de uma GD é livre para escolher em qual VPP ele irá se conectar, assim o número de DERs da VPP não é sempre o mesmo (NIKONOWICZ, 2012).

Figura 1 – Esquema de comunicação de uma VPP típica



Fonte: Nosratabadi (2016). Traduzido pelo autor.

Na VPP, é possível conectar painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e termoelétricas (ALOINI, 2011). Isso traz uma maior confiabilidade para a VPP, pois como a produção de energia pelas fontes renováveis é intermitente, o uso das outras fontes garante a continuidade da energia.

A VPP oferece diversos tipos de operação com um determinado objetivo. Pode-se aumentar os lucros, então poderá ser adotada uma configuração para que a energia seja produzida quando o custo para comprar energia for maior do que o custo de geração (SOLTANI, 2012). Ainda, se a demanda não estiver sendo suprida ou o custo estiver alto, agendar, quando possível, a ligação de cargas para quando houver geração que provenha de fontes renováveis ou com custo adequado, e também quando a energia deve ser vendida ou armazenada (ALOINI,2011). Outra opção é diminuir as perdas: mais energia é gerada localmente e distribuída para as cargas, sem a necessidade de transmitir por longas distâncias e sem transformar tensões (NIKONOWICZ, 2012).

2.2 Resolução de Problemas de Otimização

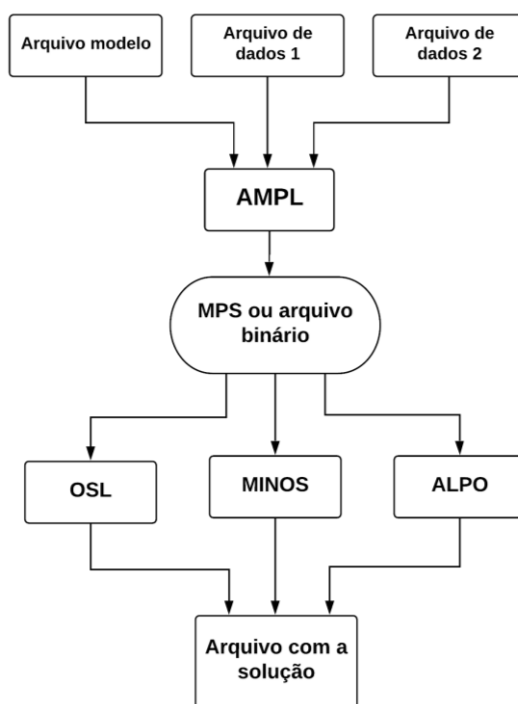
Um sistema pode ser representado por modelos matemáticos a partir de equações que o descreve. Otimizá-lo é realizar um processo no qual se determina o valor ótimo de uma grandeza, ou seja, o valor que é considerado o mais favorável em relação a um critério. (Notas de aula OSEE, 2018).

Para fazer a otimização de um sistema, é necessário um estudo sobre as condições desejadas na modelagem matemática. O modelo matemático de otimização deve ter uma função objetivo, que determina o que será otimizado, minimizado ou maximizado, e quais serão as variáveis de decisão. As variáveis de decisão indicam quais elementos do sistema que podem ser variados a fim de atingir o propósito estabelecido. Ademais, o modelo deve ter as restrições, que limitam os valores que as variáveis de restrição podem assumir.

O modelo matemático de otimização pode ser resolvido através de método gráfico, Primal Simplex, ou por meio de metodologias clássicas como o método de Newton, do Gradiente e de Multiplicadores de Lagrange. Existem também linguagens de programação que resolvem o problema matemático de otimização utilizando os métodos citados, são eles o *General Algebraic Modeling System* (GAMS) e *A Mathematical Programming Language* (AMPL), sendo que esse último será utilizado na execução do trabalho.

O AMPL é uma linguagem de alto nível e permite que um modelo de programação matemática seja implementado. Ele funciona como uma interface, em que o modelo matemático definido e suas entradas são inseridos no programa. Além disso, também são selecionados o pacote de otimização desejado, dentre os executados pelo AMPL, e o retorno das variáveis desejadas. O pacote de otimização é um solver que procura a solução ótima do sistema a partir das informações inseridas no AMPL realizando um dos métodos clássicos de resolução (Notas de aula OSEE, 2018). Assim, o AMPL converte suas entradas e o comando para Fortran, o solver é executado e então são mostrados na interface os resultados obtidos. Na Figura 2 é possível ver esquematicamente o funcionamento do AMPL.

Figura 2 – Estrutura do AMPL



Fonte: Produção do próprio autor

O arquivo modelo contém a função objetivo, os parâmetros e as restrições. Já o arquivo de dados tem o conjunto específico de dados usados no modelo. Os arquivos são carregados no AMPL e para a execução é possível escolher um *solver*. Na Figura 2 é mostrado 3 opções: OSL, MINOS E ALPO. Depois de executado, o resultado é apresentado na tela.

2.3 Distribuição de Energia

No sistema elétrico, a subestação de transmissão recebe energia vinda da subtransmissão e adequa ao nível de tensão para distribuição. Na Grande Vitória a tensão de distribuição primária é de 11,4 kV. As redes de distribuição podem ter diversas configurações e estão divididas em dois grupos principais: redes aéreas e redes subterrâneas. Por ter menor custo, a maioria das redes é aérea. Dentro desse grupo, há subdivisões, todas elas tendo como objetivo entregar energia ao consumidor. Algumas redes estão submetidas a maior investimento, possuindo mais chaves e equipamentos a fim de dar maior confiabilidade e continuidade ao fornecimento.

O sistema de distribuição é projetado para atender a demanda máxima do local, dada pela demanda diversificada máxima, que consiste na soma das demandas individuais das cargas em um instante t , onde o somatório é máximo. A modelagem da carga é feita para garantir as tensões mínimas e máximas permitidas pelo Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST, 2018), o carregamento do alimentador dentro dos limites de operação e os níveis de perda do circuito (Notas de aula de Distribuição, 2018). Estes critérios também devem ser seguidos na execução da VPP em questão. As cargas podem ter seu comportamento representado em função da tensão ou de acordo com sua disposição no alimentador.

As condições de operação da rede são monitoradas através do fluxo de potência. Para realizar o fluxo de potência, é necessário saber a estrutura da rede de distribuição, demandas, modelos de cargas e a tensão dos geradores.

2.4 GDs baseadas em fontes renováveis

Um dos grandes desafios nos dias de hoje é suprir a demanda mundial de energia levando em consideração a situação climática atual. A substituição de combustíveis fósseis por fontes mais limpas já começou tanto na área de energia quanto na automobilística. Pensando nisso, foram desenvolvidos os carros elétricos que já estão amplamente difundidos na Europa e nos Estados Unidos, o que, conseqüentemente, aumenta a demanda de energia global.

Para suprir a necessidade mundial, é fundamental e necessário o uso de fontes renováveis de energia, que é uma energia limpa e com suprimento infinito. Entretanto, muitas delas dependem das condições climáticas do momento. Neste trabalho, serão utilizadas e abordadas quatro fontes renováveis diferentes: biomassa, eólica, solar e hidrelétrica.

2.4.1 Biomassa

Biomassa é toda matéria orgânica, de origem animal ou vegetal, pré-existente na natureza ou gerada a partir de uma ação antrópica utilizada na produção de energia (MAUAD, 2017). A biomassa é obtida a partir de resíduos agrícolas e florestais, resto de alimentos, excrementos de animais e até mesmo do lixo. A renovação da biomassa ocorre por meio do ciclo do carbono. A decomposição da biomassa libera CO₂ na atmosfera e, através da fotossíntese, as plantas transformam esse CO₂ em hidratos de carbono, culminando na liberação do oxigênio.

De acordo com os dados do Ministério de Minas e Energia (MME) em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (2019), o potencial de geração de biomassa no Brasil é enorme. Na matriz brasileira, pode-se destacar capacidade de geração a biomassa de cana de açúcar, que atingiu 11,4 GW em julho de 2019, aumento superior a 28% nos últimos 5 anos (ANEEL, 2019). As usinas de biomassa funcionam como uma termoelétrica, a diferença é a fonte do combustível.

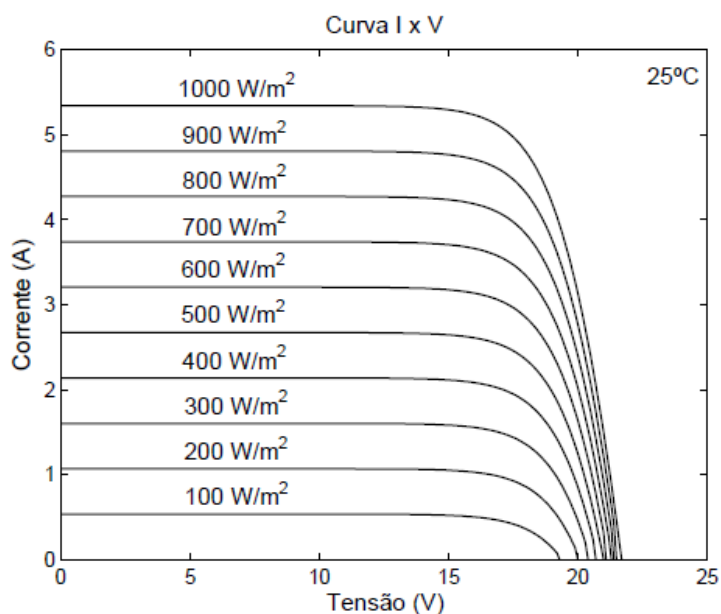
2.4.2 Solar

A energia solar proveniente do calor e dos raios solares pode ser aproveitada na forma voltaica ou térmica. A térmica é comumente utilizada em casas para o aquecimento da água, evitando assim a utilização do chuveiro elétrico ou sistema de aquecimento a gás. Para essa forma de energia são utilizados coletores solares e para obtenção da energia elétrica, são utilizados painéis fotovoltaicos.

Os painéis fotovoltaicos são constituídos de células fotovoltaicas e convertem a radiação solar em energia elétrica direta. (ZEKRY, 2018). Os painéis são conectados a inversores e depois a baterias para armazenar a energia gerada durante as horas de sol para ser usada quando

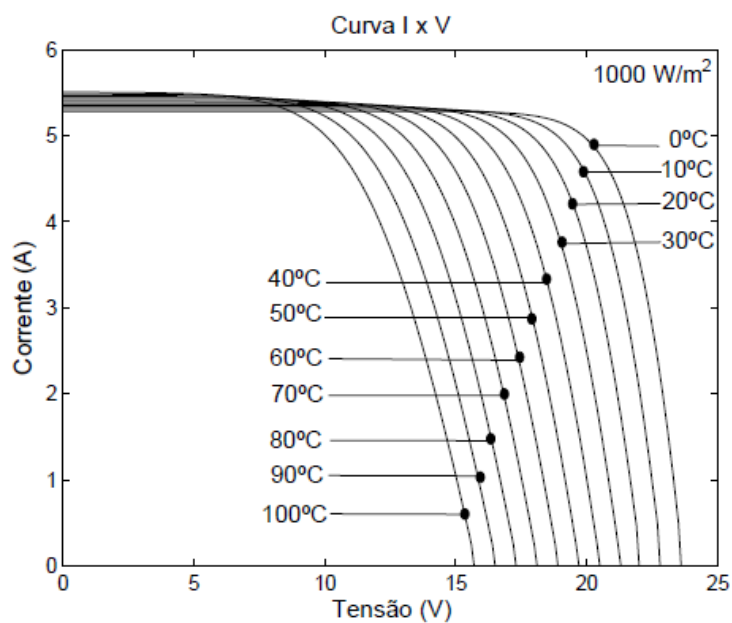
necessário. A irradiância e a temperatura influenciam diretamente na potência do painel fotovoltaico. Na Figura 3 pode-se observar a curva IxV parametrizada em relação a irradiância e, na Figura 4, a curva IxV parametrizada pela temperatura.

Figura 3 – Curva IxV em relação a irradiância



Fonte: Costa (2010).

Figura 4 – Curva IxV em relação a temperatura



Fonte: Costa (2010).

A potência incidente em um painel fotovoltaico é o produto entre a irradiação solar que incide sobre sua área S e um rendimento η_P , pois apenas parte da potencia é convertida em energia elétrica. Entretanto, apesar da facilidade de utilização da equação, ela não leva em consideração a temperatura, que, como é possível observar na Figura 4, influencia diretamente na potência do painel. Serão então consideradas as equações (1), (2), (3), (4) e (5) que representam uma modelagem mais completa do painel levando em consideração os efeitos supracitados que têm influência sobre o rendimento no processo de conversão de energia (ABDELAZIZ, 2015).

$$T_c = T_a + r \left(\frac{T_n - 20}{0,8} \right) \quad (1)$$

$$I = r[I_{sc} + K_i(T_c - 25)] \quad (2)$$

$$V = V_{oc} - K_v T_c \quad (3)$$

$$FF = \frac{V_{mppt} I_{mppt}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (4)$$

$$P_s = FF \cdot I \cdot V \quad (5)$$

Onde:

T_c : temperatura do painel fotovoltaico ($^{\circ}\text{C}$);

T_a : média da temperatura ambiente no período ($^{\circ}\text{C}$);

r : irradiação (kW);

T_n : temperatura nominal de operação da célula ($^{\circ}\text{C}$);

I : corrente na célula fotovoltaica (A);

I_{sc} : corrente de curto circuito na célula fotovoltaica (A);

K_i : coeficiente de corrente/temperatura ($\text{A}/^{\circ}\text{C}$);

V : tensão no módulo fotovoltaico (V);

V_{oc} : tensão de circuito aberto do módulo (V);

K_v : coeficiente tensão/temperatura ($\text{V}/^{\circ}\text{C}$);

FF : fator de forma (adimensional);

V_{mppt} : tensão no ponto de máxima potência (V);

I_{mppt} : corrente no ponto de máxima potência (A);

P_s : potência gerada pelo painel fotovoltaico (W).

2.4.3 Eólica

A energia eólica é proveniente dos ventos e é transformada em energia elétrica através de turbinas eólicas ou aerogeradores. As turbinas são compostas por pás que giram de acordo com a velocidade do vento, um gerador que transforma a energia mecânica em elétrica e uma torre de sustentação.

A velocidade do vento implica diretamente na potência gerada pelas turbinas eólicas. É possível observar essa característica do aerogerador na equação (6).

$$P_E = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (6)$$

Onde:

P_E : potência eólica disponível (W);

ρ : massa específica do ar (kg/m³);

A : área varrida pelo rotor eólico (m²);

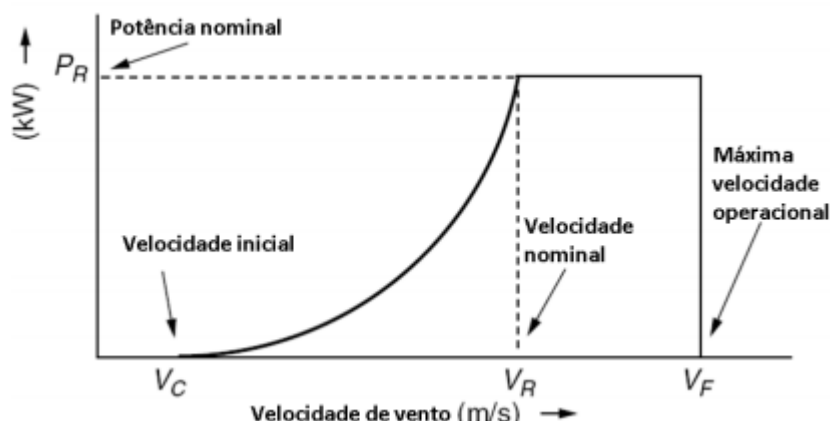
V : velocidade do vento (m/s).

Apenas parte da energia cinética das massas de ar é conversível, visto que o vento deve ter uma velocidade que permita a passagem de seu fluxo através do rotor da turbina. O valor ótimo de energia acontece quando a velocidade na esteira do rotor é igual a 1/3 da velocidade do vento incidente. Levando em conta essa relação, isso representa, teoricamente, 59.3% da potência incidente. Esse ponto de eficiência máxima de conversão é chamado de limite de Betz. (SILVA, 2013).

A Figura 5 representa uma curva típica de Potência x Velocidade do vento para aerogeradores. Na figura estão indicados os pontos relevantes de velocidades. Também se observa na Figura 5 que a partir da velocidade nominal, a potência é mantida constante apesar

da velocidade do vento aumentar. Esse comportamento é possível porque os aerogeradores possuem um sistema que controla a velocidade do rotor a fim de manter uma velocidade estável com a variação do vento, impedindo, por exemplo, uma rotação muito rápida quando houver ventos muito fortes.

Figura 5 – Curva típica Potência x Velocidade do vento para aerogeradores



Fonte: Silva (2013)

2.4.4 Hidrelétrica

A energia hidrelétrica é obtida através do potencial hidráulico dos rios. O mesmo é dado pela vazão e pelos desníveis ao longo do rio, que podem ser naturais ou construídos. Para a construção de usinas hidrelétricas, geralmente são feitas barragens ou desvios do rio para a formação de reservatórios. Depois é feito o sistema de captação de água que a conduz até a casa de força onde há turbinas conectadas a geradores. O movimento das turbinas converte a energia cinética do movimento das águas em energia elétrica, através do gerador. As usinas hidrelétricas usam geradores síncronos de polos salientes.

A usina hidrelétrica é classificada de acordo com a potência instalada, o que vai determinar se ela é de grande ou médio porte ou uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adota três classificações: Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH, com até 1 MW de potência instalada), PCH (entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE, com mais de 30 MW) (ANEEL, 2008).

2.5 Cadeias de Markov

Cadeias de Markov é um processo estocástico, onde os estados passados não influenciam nos estados futuros. Os estados futuros dependem unicamente do estado atual. Os processos estocásticos são eventos aleatórios que não seguem uma regra, não são modelados através de uma equação determinística. Um exemplo bem comum é o lançamento de um dado, quando ele é jogado, pode cair qualquer uma das faces virada para cima.

A cadeia de Markov consiste em: seja $S = \{S_1, S_2, \dots, S_n\}$ um conjunto de estados. O processo inicia em um desses estados e move-se de um estado para o outro. Cada movimentação é chamada de passo. Se a cadeia está atualmente no passo S_i e no próximo passo se move para o estado S_j , ela se moveu com uma probabilidade de P_{ij} . Essa probabilidade não considera os estados anteriores, apenas o atual e é chamada de probabilidade de transição. O processo pode permanecer no estado que se encontra e isso ocorre com probabilidade P_{ii} . (GOLMAKANI, 2014).

Com as probabilidades de transição, será formada uma matriz quadrada P , chamada de matriz probabilidade de transição, onde cada elemento corresponde à probabilidade de ir de um estado i para o outro j . A diagonal da matriz é composta pela probabilidade P_{ii} , ou seja, permanecer no mesmo estado.

Neste trabalho, as curvas de potência do painel fotovoltaico e da turbina eólica são o espaço amostral para as Cadeias de Markov.

2.6 Método de Monte Carlo

O Método de Monte Carlo é descrito como um método de simulação estatística, no qual utilizam-se números aleatórios para desenvolver simulações. Ele repete a simulação inúmeras vezes para calcular a probabilidade heurísticamente. A única exigência desse método é que o sistema físico ou matemático seja descrito em termos de funções de densidade de distribuição de probabilidade (FDP). A partir das FDP, a simulação de Monte Carlo pode gerar as amostragens aleatórias.

Monte Carlo é utilizado em diversos campos do conhecimento, como:

- Finanças;
- Computação gráfica;
- Geologia;
- Análise de projetos;
- Jogos.

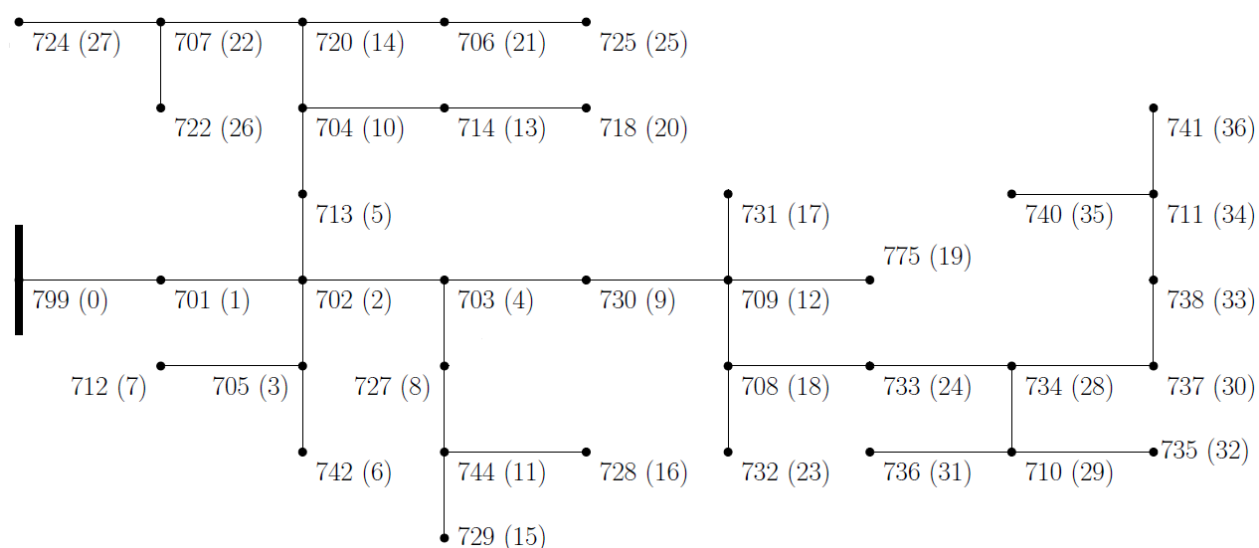
Neste trabalho, a simulação de Monte Carlo será utilizada para criar cenários de comportamento dos painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas com base nos dados obtidos a partir da Cadeia de Markov.

3 DEFINIÇÃO DA TOPOLOGIA DA VPP

A VPP é uma entidade composta de vários consumidores, produtores e prosumidores de energia elétrica. É decisão do consumidor querer fazer parte ou não de alguma VPP.

A topologia escolhida para a execução do projeto foi a rede IEEE-37 (IEEE,1992) . É um sistema de distribuição radial existente na Califórnia, composto de 37 barras, com a carga distribuída de forma não concentrada. Dessa forma, na execução do algoritmo, nenhuma parte da rede é priorizada sobre a outra. As barras do sistema foram renumeradas a fim de facilitar a simulação do sistema, como é possível observar na Figura 6.

Figura 6 – Sistema IEEE de 37 barras



Fonte: Produção do próprio autor

A rede IEEE-37 será utilizada para a simulação de uma VPP cujas barras podem estar geograficamente afastadas, mas todas virtualmente conectadas. Para adaptar a rede comum para uma com característica de uma VPP, serão conectados geradores distribuídos, sem baterias, ao longo da rede, simulando os produtores dessa VPP. Será feita uma análise de sensibilidade para definir quais pontos serão escolhidos para conexão dos geradores que participarão da VPP. Essa análise será feita considerando as perdas de potência ativa e os custos de geração. O fluxo de potência do sistema será rodado 37 vezes, cada vez com um gerador alocado em uma barra diferente. As situações que apresentarem menor perda e menor custo determinarão quais barras serão selecionadas.

3.1 Geração

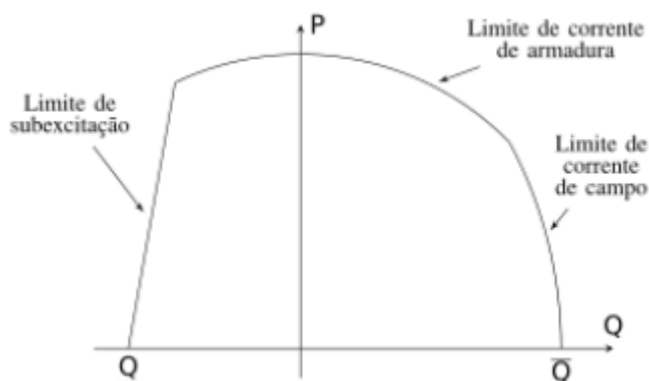
A VPP em questão será composta apenas de geradores baseados em fontes renováveis de energia. Essa decisão foi tomada tendo em vista os grandes problemas ambientais enfrentados em todo o mundo e, para fomentar o uso de fontes renováveis, mostrando que são tão eficientes quanto as demais e podem suprir a necessidade de energia elétrica de forma consciente e limpa.

Serão inseridos 5 geradores na rede, sendo 4 formas diferentes de geração: biomassa, fotovoltaica, eólica e CGH. Cada uma das fontes possui seu modelo e preço de geração.

3.1.1 Biomassa

A fonte será representada por um gerador síncrono, de acordo com sua curva de capacidade apresentada na Figura 7. Para representar a biomassa, foi escolhida a usina de licor negro do Centro Tecnológico Usinaverde com potência de 440kW.

Figura 7 – Curva de capacidade de um gerador síncrono



Fonte: Notas de aula de OSEE

Os limites característicos de uma geração a partir da biomassa são:

Limites de geração de potência ativa:

$$\underline{P_{G,i}} \leq P_{G,i} \leq \overline{P_{G,i}} \quad \forall i \in \Omega_G \quad (7)$$

Onde:

$\underline{P}_{G,i}$: limite mínimo de geração de potência ativa do gerador i;

$\overline{P}_{G,i}$: limite máximo de geração de potência ativa do gerador i;

Ω_G : conjunto de geradores.

Limites de corrente de armadura:

$$Q_{G,i} \geq -\sqrt{(V_{G,i}\overline{I}_{a,i})^2 - P_{G,i}^2} \quad (8)$$

$$Q_{G,i} \leq \sqrt{(V_{G,i}\overline{I}_{a,i})^2 - P_{G,i}^2} \quad \forall i \in \Omega_G \quad (9)$$

Onde:

$Q_{G,i}$: potência reativa do gerador i;

$\overline{I}_{a,i}$: máxima corrente de armadura;

$V_{G,i}$: tensão nominal em terminais do gerador;

$P_{G,i}$: potência ativa do gerador i.

Limite de subexcitação:

$$Q_{G,i} \geq \frac{P_{G,i}}{\tan \overline{\delta}'_i} - \frac{V_{G,i}^2}{X_{S,i}} \quad \forall i \in \Omega_G \quad (10)$$

Onde:

$\overline{\delta}'_i$: máximo ângulo entre as tensões em terminais e o eixo em quadratura do gerador;

$X_{S,i}$: reatância síncrona do gerador i.

Limite de corrente de campo:

$$Q_{G,i} \leq \frac{\sqrt{(V_{G,i}\overline{E}q_i)^2 - (X_{S,i}P_{G,i})^2}}{X_{S,i}} - \frac{V_{G,i}^2}{X_{S,i}} \quad \forall i \in \Omega_G \quad (11)$$

Onde:

$\overline{E_q}$: máxima tensão interna do gerador.

3.1.2 Central Geradora Hidrelétrica

Os geradores síncronos da CGH estão restritos às mesmas condições do gerador síncrono considerado na Biomassa. Para representar a CGH, foi escolhida a CGH Congonhal II com potência de 430kW.

3.1.3 Fotovoltaica

A potência gerada pelo sistema fotovoltaico será obtida a partir dos valores de irradiância e temperatura, obtidos a cada hora do dia na cidade de Vitória, disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Fundado nesses dados e nos dados apresentados no Quadro 2 e fornecidos pelo fabricante do painel KC200GT, é possível encontrar a potência fornecida por um painel fotovoltaico baseado na modelagem realizada por (ABDELAZIZ, 2015) de acordo com as equações (1), (2), (3), (4) e (5).

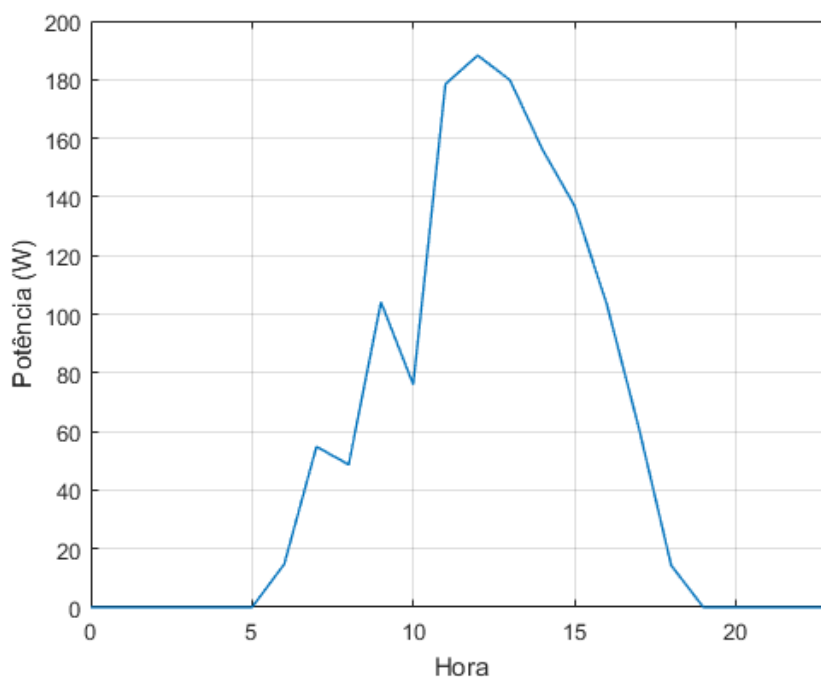
Quadro 2 – Especificação técnica do painel fotovoltaico selecionado

Características do painel	Valor
Potência de pico	200 W
Tensão no ponto de máxima potência	26,3A
Corrente de curto-circuito	7,61 A
Tensão de circuito aberto	32,9 V
Corrente de curto-circuito	8,21 A
Coefficiente de tensão/temperatura	0,123 V/°C
Coefficiente de corrente/temperatura	0,00318 A/°C
Temperatura nominal de operação da célula	25 °C

Fonte: Produção do próprio autor

O Gráfico 1 mostra a potência gerada hora a hora durante o dia 01/01/2010 para o painel fotovoltaico considerado. O fator de potência a ser considerado é unitário.

Gráfico 1 – Curva de Potência x Hora para o painel fotovoltaico



Fonte: Produção do próprio autor

3.1.4 Eólica

Assim como na energia fotovoltaica, serão utilizados valores reais de velocidade do vento obtidos através do INMET. A função sigmoide será utilizada com o intuito de reproduzir a curva de potência do aerogerador. A equação (12) representa a sigmoide que foi utilizada e a sua respectiva curva está representada no Gráfico 2. Foi definido um aerogerador com potência de 500 kW, valor que aparece no numerador da equação (12).

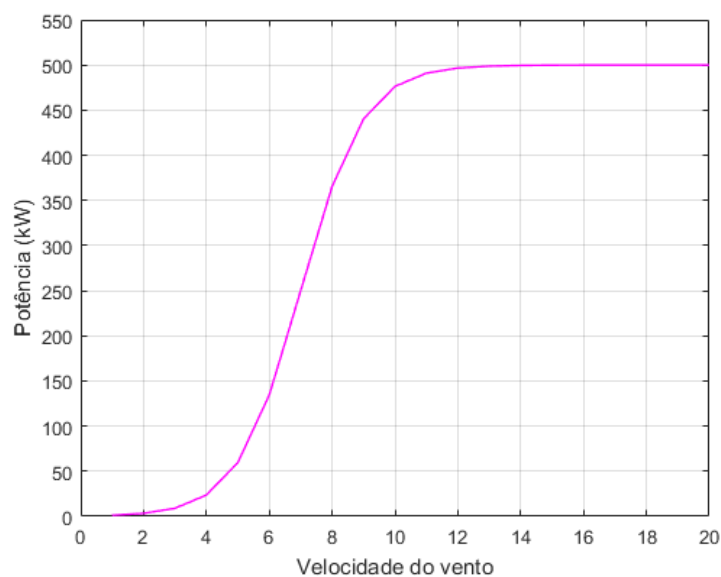
$$P_{eol} = \frac{500}{1 + e^{-1(Vel-7)}} \quad (12)$$

Onde:

P_{eol} : potência gerada pela fonte eólica;

Vel : velocidade do vento.

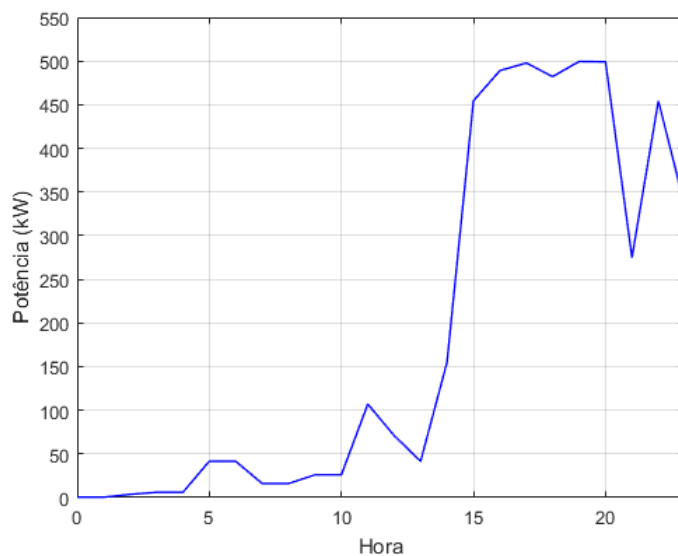
Gráfico 2 – Curva Potência x Velocidade do vento



Fonte: Produção do próprio autor

O Gráfico 3 mostra a potência gerada hora a hora durante o dia 01/01/2010 para a turbina eólica considerada. O fator de potência a ser considerado é unitário.

Gráfico 3 – Curva Potência x Hora para a turbina eólica



Fonte: Produção do próprio autor

Deseja-se fazer a simulação de uma VPP o mais próximo possível da realidade. Como a VPP não é delimitada geograficamente, deve-se levar em consideração que os geradores estão espalhados por diferentes locais, com características climáticas particulares. Com o intuito de

obedecer a essas diferenças, os dados de potência do painel fotovoltaico e da turbina eólica serão divididos em estações do ano, totalizando então, quatro painéis fotovoltaicos e quatro aerogeradores diferentes, cada um correspondente a uma estação do ano e também a uma localidade distinta.

Para encontrar uma possível curva de potência dos painéis e do aerogerador, com base nos dados de potência obtido através de irradiância e temperatura e velocidade do vento, primeiramente, será feito o processo de Cadeias de Markov para determinar as matrizes de probabilidade de mudanças de estado, ou seja, níveis de potência. Nesta etapa, serão obtidas 8 matrizes diferentes, quatro referentes às estações do ano do painel fotovoltaico, e quatro referentes às estações do ano do aerogerador. Dessas 8 matrizes disponíveis, 3 serão escolhidas para montar a VPP, uma referente ao aerogerador, e duas referentes ao painel fotovoltaico. Foram escolhidas duas matrizes do painel fotovoltaico porque seu uso é mais difundido e acessível. Com as matrizes definidas, o próximo passo é utilizar o Método de Monte Carlo para determinar um cenário com a potência gerada hora a hora para cada uma das matrizes de probabilidade escolhidas.

Com a análise de sensibilidade realizada e os geradores definidos e inseridos, será feita uma otimização do sistema. Essa otimização tem como objetivo minimizar o custo da energia. Será realizada uma simulação para cada hora do dia, com o propósito de se aproximar o máximo possível da realidade. Por exemplo, painéis fotovoltaicos não produzem energia durante a noite e a demanda dos consumidores sempre varia de acordo com a hora do dia.

3.2 Restrições da rede

Para o funcionamento da rede, deve-se seguir um balanço de potência da rede, limites de tensão e de corrente.

3.2.1 Restrições de igualdade

Balanço de potência ativa e reativa:

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij} + R_{ij} I_{ij}^2) + P_i^S = P_i^D \quad \forall i \in \Omega_B \quad (13)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij} + X_{ij} I_{ij}^2) + Q_i^S = Q_i^D \quad \forall i \in \Omega_B \quad (14)$$

Onde:

R_{ij} : resistência da linha ij;

X_{ij} : reatância da linha ij;

P_{ij} : fluxo de potência ativa na linha ij;

Q_{ij} : fluxo de potência reativa na linha ij;

I_{ij} : corrente na linha ij;

P_i^S : potência ativa fornecida pela fonte na barra i;

Q_i^S : potência reativa fornecida pela fonte na barra i;

P_i^D : demanda de potência ativa na barra i;

Q_i^D : demanda de potência reativa na barra i;

Ω_B : conjunto de barras;

Ω_l : conjunto de linhas.

Os termos $R_{ij} I_{ij}^2$ e $X_{ij} I_{ij}^2$ representam as perdas de potência ativa e reativa, respectivamente, no ramo ij devido à impedância existente na linha.

A restrição de tensão é dada por:

$$V_i^2 - 2(P_{ij} R_{ij} + Q_{ij} X_{ij}) - I_{ij}^2 (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) - V_j^2 = 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall i, j \in \Omega_B \quad (15)$$

Onde:

V_i : tensão na barra i;

V_j : tensão na barra j.

E a restrição de corrente:

$$I_{ij}^2 = \left(\frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_J^2} \right) \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall j \in \Omega_B \quad (16)$$

Onde:

I_{ij} : fluxo de corrente na linha ij.

3.2.2 Restrições de desigualdade

As tensões nos nós do sistema devem respeitar os limites definidos pelo PRODIST.

$$\underline{V}_i \leq V_i \leq \overline{V}_i \quad \forall i \in \Omega_B \quad (17)$$

Onde:

\underline{V}_i : limite mínimo de tensão na barra i;

\overline{V}_i : limite máximo de tensão na barra i.

Já os fluxos de corrente não devem passar os limites operacionais dos ramos do sistema.

$$I_{ij} \leq \overline{I}_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (18)$$

Onde:

\overline{I}_{ij} : limite máximo de fluxo de corrente na linha ij.

3.3 Função objetivo

O propósito do trabalho é otimizar a VPP em relação aos custos. A função objetivo foi definida a fim de minimizar os custos com a geração de energia para atender o sistema. A função objetivo pode ser vista em (19).

$$\text{Min} \sum_{t \in \Omega_t} P_{ss,t} \alpha_t + \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{i \in \Omega_G} P_{gd,t,i} \beta_{t,i} \quad (19)$$

Onde:

P_{SS} : potência fornecida pela subestação;

α : custo da potência fornecida pela subestação;

$P_{gd,i}$: potência fornecida por cada gerador;

β_i : custo da potência fornecida pelo gerador;

Ω_t : conjunto de horas.

3.4 Solver

Como mostrado no Capítulo 2, para executar a otimização no AMPL é necessário escolher um *solver* adequado para o problema. Dentre as opções disponíveis, foi escolhido IPOPT, sigla para *interior point optimizer*, ou seja, otimizador de ponto interior. O principal motivo da escolha foi porque o *solver* resolve problemas não lineares. Além disso, é aberto, atualizado e tem um tempo de execução satisfatório.

4 RESULTADOS E ANÁLISE

4.1 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade foi feita levando em consideração as perdas de potência ativa e os custos de geração. A proposta inicial era calcular a perda e os custos para o caso sem gerador alocado, ou seja, considerando apenas a barra da subestação, e depois relacionar com cada caso de gerador alocado em uma barra diferente. Entretanto, o sistema sem gerador distribuído não alcançava uma solução ótima.

Para tentar contornar o problema e não fugir da ideia de ter uma fonte de geração no início do sistema foi decidido tentar alocar um gerador de 1MW na primeira barra do sistema, contudo o problema deu infactível novamente. Foram feitas tentativas aumentando a potência em parcelas de 250kW até alcançar o valor de 4MW, e o sistema não obteve solução ótima. Foi então definido que o gerador com melhor resposta serviria como base para análise.

O sistema foi analisado para dois casos distintos:

- Minimização das perdas de potência;
- Minimização dos custos de geração.

Para o primeiro caso, foram avaliadas as perdas de potência ativa e, para o segundo, os custos de geração. Para cada caso, o algoritmo foi executado 37 vezes, cada vez alocando o gerador em uma barra diferente. Para ambos os casos o sistema convergiu para uma solução ótima nas mesmas 16 barras, e as demais barras tiveram solução infactível.

Nas situações em que alcançaram uma situação ótima, foram registrados os valores de perdas ou custos, de acordo com o caso. A barra de melhor resultado para ambos os casos foi a 29, que assim foi tomada como referência. Foi feita uma relação dividindo os demais valores pelo valor de base correspondente e, dessa forma, cada valor ficou representado como um fator, facilitando a análise. Na Tabela 1 é possível observar as barras em ordem crescente e os fatores correspondentes à minimização das perdas e minimização dos custos.

Tabela 1 – Fator referente às perdas e aos custos

Barra	Fator perdas	Fator custos
10	1,4360	1,0063
13	1,3337	1,0047
18	1,7186	1,0116
19	1,2302	1,0032
20	1,6848	1,0110
24	1,6430	1,0104
25	1,1359	1,0018
29	1	1
30	1,3863	1,0076
31	1,0897	1,0021
32	2,3021	1,0354
33	1,5114	1,0106
34	1,1612	1,0038
35	1,2214	1,0056
36	1,3793	1,0096
37	1,3069	1,0083

Fonte: Produção do próprio autor

Para definir quais barras seriam selecionadas para a conexão dos geradores, foi feita uma média simples entre as duas situações, e o resultado da composição foi colocado em ordem crescente do fator composto. Os resultados estão apresentados na Tabela 2.

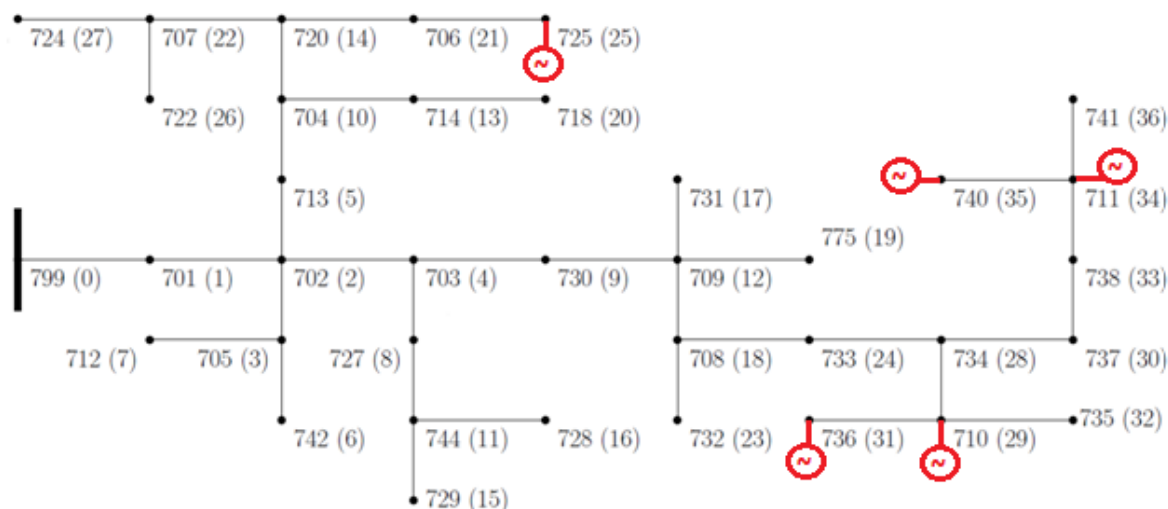
Tabela 2 – Fator médio

Barra 29	1
Barra 31	1,0459
Barra 25	1,0689
Barra 34	1,0825
Barra 35	1,1135
Barra 19	1,1167
Barra 37	1,1576
Barra 13	1,1692
Barra 36	1,1944
Barra 30	1,1970
Barra 10	1,2211
Barra 33	1,2610
Barra 24	1,3267
Barra 20	1,3479
Barra 18	1,3651
Barra 32	1,6688

Fonte: Produção do próprio autor

Por se tratar de uma rede com uma demanda relativamente baixa, foi decidido inserir 5 geradores na VPP do projeto. As 5 primeiras barras foram escolhidas para alocar os geradores, que ficaram dispostos de acordo com a Figura 8.

Figura 8 – Sistema IEEE de 37 barras com os geradores alocados



Fonte: Produção do próprio autor

Nos ramos do circuito em que há dois geradores próximos, foi decidido colocar um gerador com geração intermitente, por exemplo, uma fonte solar ou eólica perto de uma CGH ou uma fonte à base de biomassa. Na barra que está mais afastada das demais gerações, foi definido alocar uma fonte fotovoltaica, pela facilidade de instalação em casas e edifícios. A relação entre geradores e barras pode ser vista na Tabela 3.

Tabela 3 – Geradores e barras onde estão alocados.

CGH	31
Biomassa	34
Conjunto de painéis 1	25
Conjunto de painéis 2	29
Eólica	35

Fonte: Produção do próprio autor

4.2 Levantamento de dados

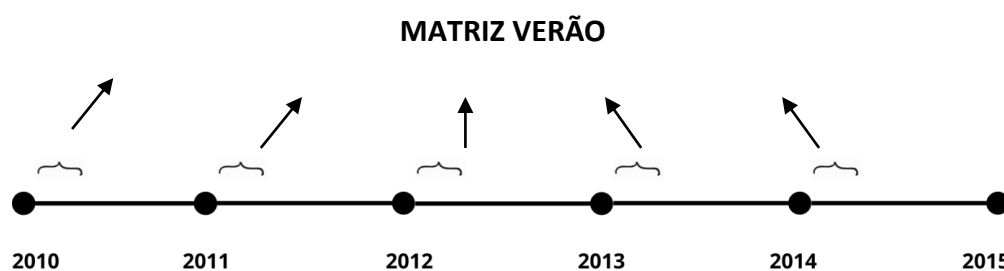
Foram utilizados dados disponíveis pelo INMET de irradiância, temperatura e velocidade do vento entre janeiro de 2010 e dezembro de 2014, tornando possível o cálculo da potência fornecida por painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas. Para realizar o processo das Cadeias de Markov e o Método de Monte Carlo, foram utilizados os dados desses 5 anos divididos em estações do ano.

A potência da biomassa e PCH foram escolhidas levando em consideração valores típicos de usinas deste porte já existentes.

4.2.1 Definição da curva Potência x Hora para o painel fotovoltaico e aerogerador

Com os valores reais de potência do painel fotovoltaico e do aerogerador, é possível determinar uma matriz de probabilidade usando Cadeias de Markov. Para o painel fotovoltaico, os dados estavam completos e permitiram a construção de 4 matrizes de probabilidade de transição, cada uma correspondente a uma estação do ano, e foram utilizados os dados referentes aos três meses da respectiva estação dos anos de 2010 até 2014, como pode ser visto na Figura 9. Os dados da velocidade do vento estavam com várias lacunas, o que comprometeu a formação das matrizes correspondentes ao outono, inverno e à primavera. Sendo assim, só foi possível montar a matriz do aerogerador referente ao verão. Aqui também foram utilizados dados referentes aos três meses dos anos de 2010 até 2014. A divisão em estações do ano foi para diversificar as fontes, tentando emular as condições diversas dentro de uma região geograficamente grande para serem representadas numa rede de tamanho limitado.

Figura 9 – Linha do tempo

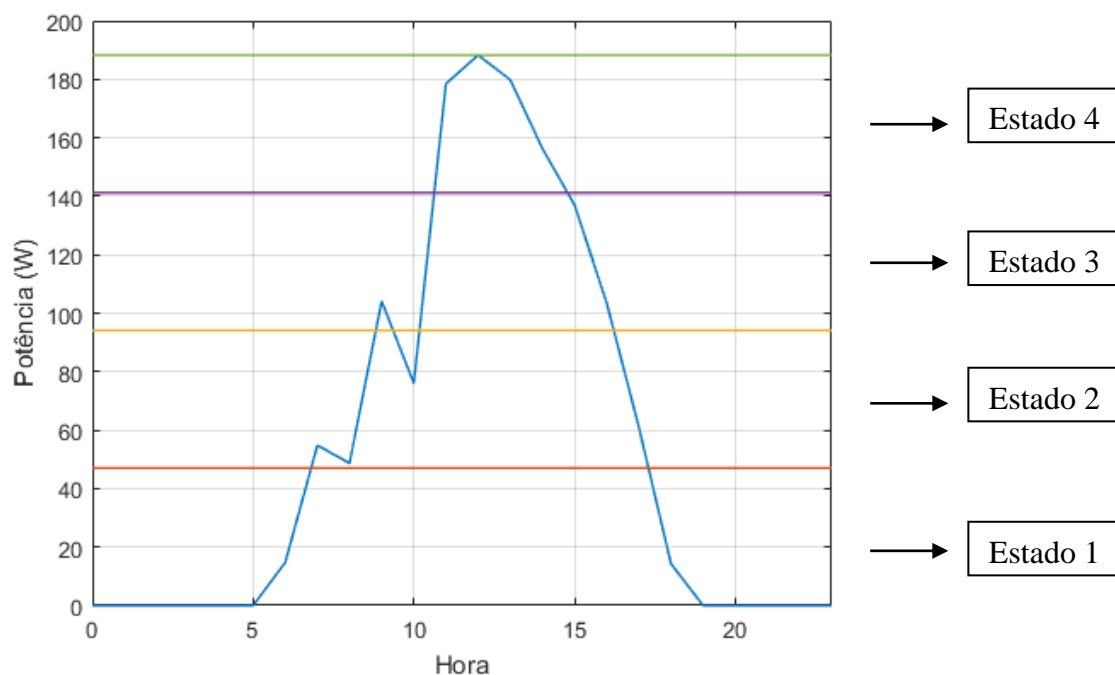


Fonte: Produção do próprio autor

Na construção da matriz de probabilidade, os dados são avaliados hora a hora. Para o painel fotovoltaico foram apenas considerados os horários de 6h às 18h, quando há incidência solar, já para a turbina eólica foram consideradas as 24h do dia. No algoritmo que executa a montagem da matriz de probabilidade, os dados de entrada são as potências de cada hora do dia, e também a quantidade de estados que será considerada. Esses estados são definidos como intervalos de níveis de potência, por exemplo, se o número de estados definidos for n , subtrai-se a potência mínima da potência máxima e divide-se esse valor por n , ficando com n intervalos iguais, ou seja, n estados.

O algoritmo foi executado algumas vezes, variando a quantidade de estados entre 3 e 6, a fim de obter a matriz de probabilidade que tivesse a maior probabilidade da linha, na diagonal principal, e também, que a probabilidade não estivesse tão dispersa, evitando zeros na matriz. Foi então definido 4 estados para o painel fotovoltaico e 5 estados para o gerador eólico. Na Figura 10, pode-se observar a divisão dos estados para o caso do dia 01/01/2010 referente ao painel fotovoltaico.

Figura 10 – Estados de Markov para o painel fotovoltaico



Fonte: Produção do próprio autor

Com os estados definidos, para a montagem da matriz de probabilidade P é levado em conta a mudança desses níveis a cada hora do dia. Por exemplo, o termo P_{11} é definido somando quantas vezes o Estado 1 permaneceu nele mesmo na hora seguinte, dividido pelo número de horas em que ele permaneceu em 1. Isto é, a probabilidade de transição do Estado 1 para o próprio Estado 1. Enquanto P_{12} é a probabilidade de transição do Estado 1 para o 2. O termo P_{12} é definido somando quantas vezes houve a mudança do Estado 1 para o 2, dividido pelo número de horas em que ele permaneceu no Estado 1.

$$P = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} \\ P_{21} & P_{22} \end{bmatrix}$$

A diagonal principal é composta pela probabilidade de não mudar de estado. A soma de todos os elementos da linha resulta em 1. Para cada matriz, em cada termo, são contabilizados todos os dias dos três meses correspondentes a uma estação do ano, dos 5 anos. Ou seja, são analisados cerca de 450 dias (30 dias x 3 meses x 5 anos) por termo, o equivalente a 10.800 horas.

Como visto na Tabela 3, o conjunto de painéis 1 será alocado na barra 25, e o aerogerador na barra 35. De acordo com a Figura 8, eles estão relativamente próximos. Então como o aerogerador é referente à matriz verão, foi definido que o conjunto de painéis 1 seria referente à primavera, pelas duas estações terem um comportamento parecido. O conjunto de painéis 2 está mais afastado, então foi definido como referente ao outono. Assim, é possível simular a distância geográfica entre os geradores, estabelecendo características parecidas para os geradores próximos. As matrizes de probabilidade de transição encontradas estão representadas na Figura 11.

Figura 11 – Matrizes de probabilidade a) fotovoltaica referente à primavera. b) fotovoltaica referente ao outono. c) eólica referente ao verão.

Estados	1	2	3	4
1	0.93342	0.0626788	0.00364109	0.000130039
2	0.315965	0.42485	0.234469	0.0247161
3	0.034384	0.340974	0.395415	0.229226
4	0.00248139	0.0272953	0.315136	0.655087

(a)

Estados	1	2	3	4
1	0.938092	0.0571757	0.00447685	0.00012791
2	0.32782	0.356391	0.3000	0.0157895
3	0.0332349	0.287297	0.552437	0.127031
4	0.00478469	0.0478469	0.411483	0.535885

(b)

Estados	1	2	3	4	5
1	0.91915	0.0519301	0.0182321	0.00741858	0.00314347
2	0.430868	0.274384	0.151125	0.096463	0.0471597
3	0.232787	0.214754	0.262295	0.183607	0.106557
4	0.108059	0.148352	0.181319	0.260073	0.302198
5	0.0549296	0.0732394	0.0915493	0.201408	0.578873

(c)

Fonte: Produção do próprio autor

As matrizes de probabilidade de transição são dados de entrada para o algoritmo que executa o Método de Monte Carlo. As matrizes servem como base para criar os possíveis cenários da curva Potência x Hora. Considere que o Estado inicial é o 1, e seja a matriz de probabilidade da Figura 11a. Inicialmente, no algoritmo do Método de Monte Carlo, é gerado um número de distribuição uniforme, seja ele, por exemplo: 0,85, que é menor que P_{11} . Como comentado anteriormente, o processo começa no Estado 1, então de acordo com a matriz de probabilidade, esse valor está dentro de P_{11} , ou seja, continua no Estado 1. O Cenário 1, para os dois estados criados, é mostrado na Figura 12.

Figura 12 – Cenário Monte Carlo

Hora	0	1	2	3	4	5	...23
Cenário 1	Estado 1	Estado 1					

Fonte: Produção do próprio autor

Considere agora, que o número aleatório seguinte gerado foi 0,95, que é maior que P_{11} e, portanto, está dentro de P_{12} . Consequentemente, o próximo estado será o 2. Quando o seguinte número aleatório for gerado, a linha correspondente ao Estado 2 será o novo ponto de partida. O Cenário 1, atualizado, fica como mostrado na Figura 13.

Figura 13 – Cenário de Monte Carlo

Hora	0	1	2	3	4	5	...23
Cenário 1	Estado 1	Estado 1	Estado 2				

Fonte: Produção do próprio autor

Os valores dos estados correspondem à potência máxima do intervalo de potência definido como Estado. Cada cenário que descreve o comportamento do painel fotovoltaico é formado com 13 valores, correspondente às horas 6 às 18, período do dia em que há radiação solar. As demais horas são preenchidas com zero. Os cenários do aerogerador são compostos de 24 valores, referentes ao dia inteiro. Será escolhido o cenário com a menor potência gerada ao longo do dia, para garantir a otimização do sistema mesmo com as piores condições possíveis.

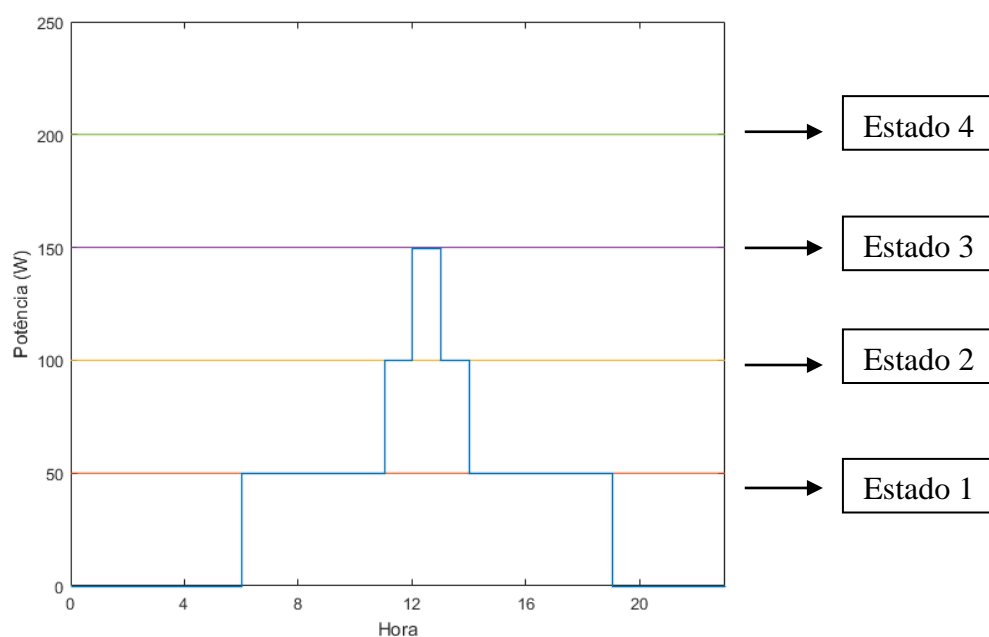
Com a execução do algoritmo proposto por Rueda-Medina (2013), foi possível encontrar os cenários da geração de potência. Foram gerados 200 cenários para cada uma das três situações: painel fotovoltaico referente à primavera, painel fotovoltaico referente ao outono e aerogerador referente ao verão. Nas três situações, o cenário com menor potência foi aquele que em todas as horas, o Estado era o 1. Entretanto, isso não define o comportamento típico, por exemplo, de um painel fotovoltaico, que no início e no final do dia possuem potências baixas e existe um pico cerca das 12h.

Foi optado apresentar o resultado de otimização para um cenário pessimista de geração fotovoltaica e eólica, e dessa forma mostrar que, mesmo em situações adversas, o algoritmo pode alcançar um ponto ótimo de operação. Para a situação do módulo fotovoltaico na primavera, foi procurado um cenário onde o perfil da curva típica fosse mantido, mas com valores mais baixos para verificar o resultado da otimização em um cenário não favorável à geração fotovoltaica. Para esse cenário, o valor de potência total do dia foi de 850W, então, para o painel no outono, foi procurado um cenário com a mesma potência total, e que mantivesse a sua curva característica.

O aerogerador não tem um perfil de curva típica, porque a variação do vento segue um alto grau de aleatoriedade. Para o painel fotovoltaico, foi escolhido uma curva com 850W no total, sendo que o máximo possível em um dia é 2.500W, ou seja, foi escolhida uma capacidade de 34% da capacidade máxima diária. Logo, foi definido que seria feita a mesma relação para o

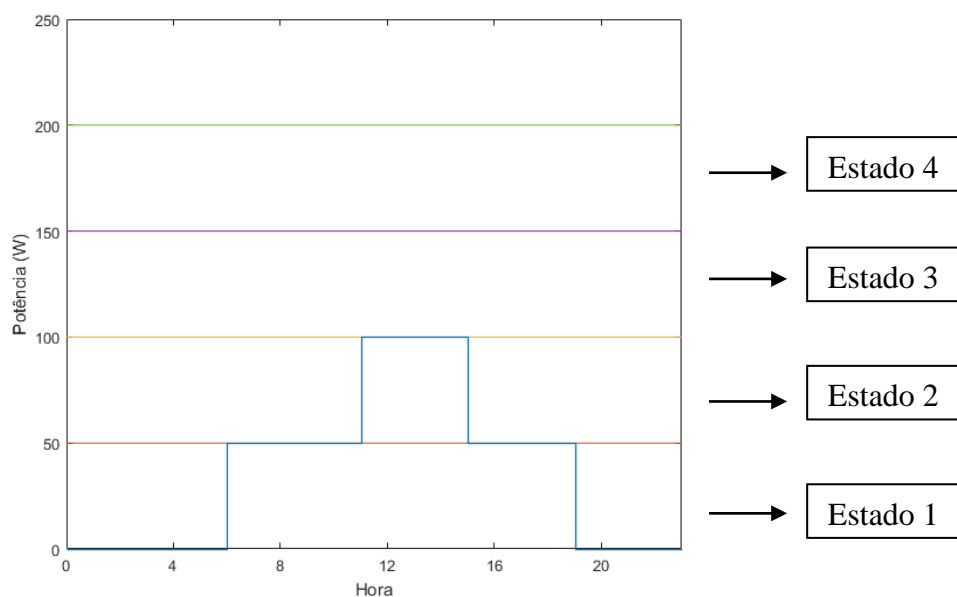
aerogerador, como a capacidade máxima diária é de 10.000kW, foi escolhido um cenário com capacidade de 3.400kW diários. Além disso, também foi observado para que fosse escolhido um cenário em que não houvesse nenhum valor de potência máxima, referente ao Estado 5. Os gráficos com os cenários escolhidos estão representados em seguida. A Figura 14 é referente ao painel fotovoltaico na primavera, a Figura 15 é referente ao painel fotovoltaico no outono, e a Figura 16 é referente ao aerogerador no verão.

Figura 14 – Cenário definido para o painel fotovoltaico referente à primavera



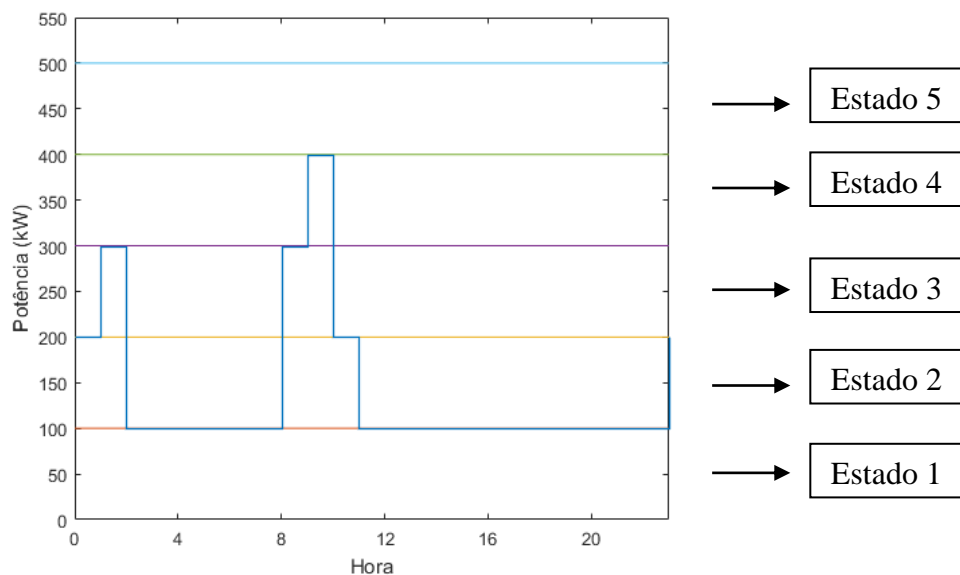
Fonte: Produção do próprio autor

Figura 15 - Cenário definido para o painel fotovoltaico referente ao outono



Fonte: Produção do próprio autor

Figura 16 – Cenário definido para o gerador eólico



Fonte: Produção do próprio autor

4.2.2 Limites dos geradores

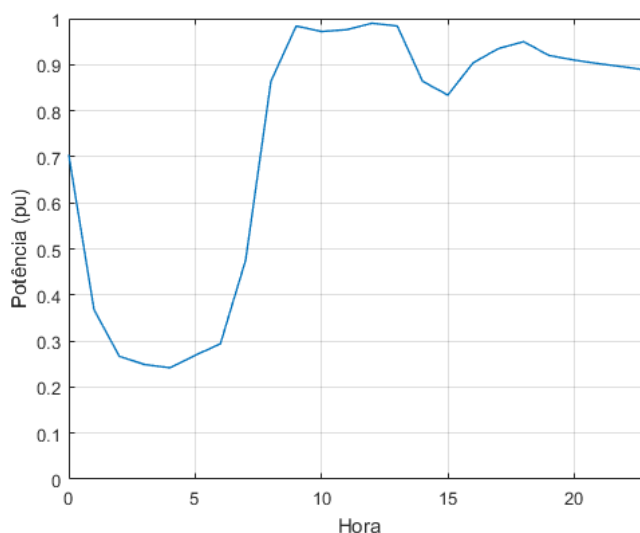
A energia gerada pelas CGH e usinas de biomassa pode ser considerada fixa. Foi escolhida a CGH Congonhal II com potência de 430kW, e a usina de licor negro, proveniente do carvão,

do Centro Tecnológico Usinaverde com potência de 440kW. Com todos os dados de potência, é possível definir quais são os limites de geração.

4.3 Otimização

Como visto anteriormente no Capítulo 2, será utilizado o programa AMPL para ser feita a otimização. A otimização foi realizada para cada hora do dia, porque a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos varia muito de acordo com a hora do dia, e permanece em zero à noite. Também foi considerada a curva de demanda característica do Brasil, obtida em Rueda-Medina (2013), como pode ser vista no Gráfico 4.

Gráfico 4 – Curva de demanda de energia elétrica



Fonte: Produção do próprio autor Dados de Rueda-Medina (2013).

É possível observar um aumento na demanda no intervalo de 17h até às 19h. Isso ocorre, pois é o horário em que grande parte dos consumidores retorna à casa e utiliza o chuveiro elétrico, acende as luzes e faz uso dos aparelhos domésticos. Para seguir essa variação, as demandas de cada barra foram multiplicadas pela potência apresentada no Gráfico 4 de acordo com a hora do dia que estava sendo trabalhada.

Os cálculos da Cadeia de Markov e o Método de Monte Carlo foram feitos para um módulo fotovoltaico de 200Wpico. Para definir qual potência dos painéis seria instalada, foi somada a

demanda de potência ativa das cargas e subtraída a potência ativa dos demais geradores já definidos. Foi encontrado o valor de 454kW, ou seja, 2270 módulos fotovoltaicos. Esses módulos foram divididos igualmente entre o conjunto de painéis 1 e 2, cada um com 227kW. Os demais geradores permanecem com as potências já definidas: eólica com 500kW, CGH com 430kW e a biomassa com 440kW.

Para o algoritmo ser executado no AMPL, são necessários os arquivos de dados e o modelo. No arquivo de dados são inseridos os dados da rede: a impedância das linhas, demanda de potência ativa e reativa nas barras, e os parâmetros dos geradores alocados. No arquivo também são definidos o preço de geração de cada gerador e da geração da subestação, e as tensões de operação do sistema. No arquivo do modelo, são definidas as variáveis e parâmetros do sistema, as restrições de igualdade e desigualdade, e a função objetivo.

Além desses dois arquivos, para a execução do algoritmo, é criado um arquivo *running*. Esse arquivo integra os dois arquivos, o do modelo e o dos dados através de linhas de comando, define o *solver* apropriado, executa o código, e imprime os resultados.

Os dados da rede são referentes ao sistema IEEE com 17 barras, disponibilizado no *site* (IEEE, 1992). É definida uma potência máxima para os geradores de hora em hora. Para a CGH e a biomassa, esses valores são constantes. Para o painel fotovoltaico e a turbina eólica, as potências máximas são definidas de acordo com o cenário escolhido. As potências máximas para os 5 geradores podem ser vistas na Figura 17.

Figura 17 – Potência ativa máxima dos geradores para as 10 primeiras horas de um dia

param Pdgmax :	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
#										
1	430.00	430.00	430.00	430.00	430.00	430.00	430.00	430.00	430.00	430.00
2	440.00	440.00	440.00	440.00	440.00	440.00	440.00	440.00	440.00	440.00
3	0	0	0	0	0	56.75	56.75	56.75	56.75	56.75
4	0	0	0	0	0	56.75	56.75	56.75	56.75	56.75
5	300	100	100	100	100	100	100	300	400	200
;										

Fonte: Produção do próprio autor

O problema alcançou a solução ótima com 252 iterações e tempo de execução de 5,05 segundos. Cada um dos geradores tem um preço de custo de geração atrelado, como pode ser

visto na Figura 18. A otimização encontra o ponto ótimo de operação dos geradores em que os custos de geração são minimizados, e que também atenda a demanda da rede.

Figura 18 – Preço de geração dos geradores para as primeiras 10 horas do dia

param OfferPdg :	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
#										
1	12.89	12.55	12.73	12.44	12.86	12.70	12.56	12.63	12.65	12.64
2	11.66	11.84	11.76	11.56	11.49	11.38	11.36	11.86	11.35	11.73
3	14.52	14.30	14.31	14.50	14.57	14.67	14.50	14.89	14.43	14.76
4	10.74	10.55	10.89	10.68	10.89	10.68	10.42	10.70	10.46	10.49
5	10.47	10.45	10.66	10.41	10.82	10.72	10.61	10.55	10.51	10.36

Fonte: Produção do próprio autor

Na Figura 19 é possível observar o valor da potência que cada gerador distribuído fornece, de acordo com a hora do dia. A CGH é representada pelo gerador 1, a biomassa pelo gerador 2, os conjuntos de painéis 1 e 2 pelos geradores 3 e 4, respectivamente, e o aerogerador, pelo gerador 5. Além disso, pode-se perceber que os geradores não estão sempre operando no seu limite máximo. Isso ocorre porque naquela situação, a energia gerada por um gerador é mais barata do que a do outro. Logo, na hora 6, por exemplo, é mais barato comprar energia do gerador 2, 4 e 5, do que do gerador 1 ou do 3.

Figura 19 – Dados de saída referentes à potência ativa para as 10 primeiras horas de um dia

GERACAO DE POTENCIA ATIVA DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS (kW)										
	Hora									
GD	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0.44	0.32	0.29	0.29	0.31	0.34	301.00	301.00	256.35	301.00
2	388.12	395.72	361.74	348.55	399.51	389.24	395.69	325.92	308.00	327.95
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	38.63	0.00	0.00	56.75
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56.75	56.75	56.75	56.75	56.75
5	300.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	300.00	400.00	200.00

Fonte: Produção do próprio autor

Na Figura 20 é possível observar que os geradores 3, 4 e 5, referentes aos painéis fotovoltaicos e ao gerador eólico, permaneceram com potência reativa igual a zero, como proposto inicialmente quando foi definido um fator de potência igual a 1 para esses geradores.

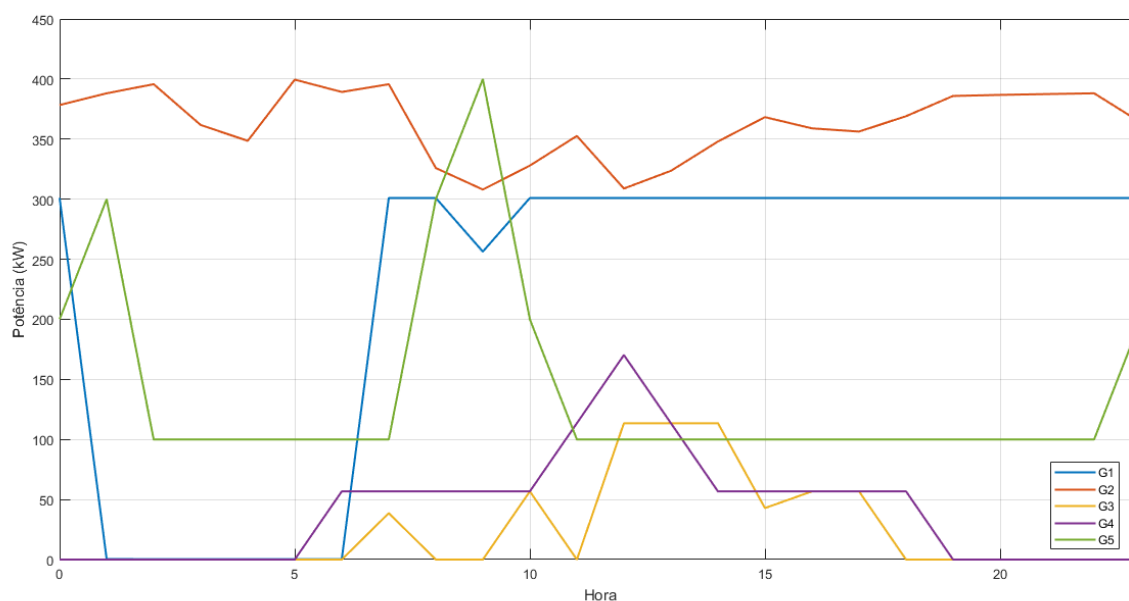
Figura 20 – Dados de saída referentes à potência reativa para as 10 primeiras horas de um dia

GERACAO DE POTENCIA REATIVA DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS (kW)										
GD	Hora									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	293.26	213.10	195.56	190.41	208.27	229.26	307.02	307.02	318.28	307.02
2	91.11	63.67	62.22	60.00	70.61	75.60	191.13	289.02	314.16	286.17
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fonte: Produção do próprio autor

No Gráfico 5 é possível observar a potência, apresentada na Figura 19 ao longo do dia para o 5 geradores. Pode-se destacar o horário das 8h, onde há um pico de geração do gerador 5 e uma queda de geração dos demais. Nesse momento, o custo de geração de energia dele é menor do que o dos outros. Com a definição dos pontos de operação ótimo definidos pelo solver, foi possível encontrar um cenário onde se alcançou a otimização, minimizando os custos de energia.

Gráfico 5 – Níveis de potência dos geradores



Fonte: Produção do próprio autor

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia de projeto de uma VPP. Para otimizar a VPP, foi utilizado o *solver* IPOPT como ferramenta para alcançar a combinação de geração de cada gerador distribuído, que minimizasse os custos de operação. Além disso, pela primeira vez, o conceito de VPP foi explorado no Departamento de Engenharia Elétrica da UFES, tendo sido o estudo feito em um sistema IEEE de 37 barras.

Os indicadores de sensibilidade definidos permitiram selecionar os melhores pontos de conexão dos geradores distribuídos, onde o critério foi a média dos fatores de custos e perdas, e levaram a resultados adequados ao objetivo.

As curvas dos painéis fotovoltaicos e do gerador eólico foram definidas através das Cadeias de Markov e o Método de Monte Carlo, que se mostraram adequados para esta aplicação, gerando cenários variados entre otimistas e pessimistas, de acordo com a ideia do projeto.

Os resultados mostraram que as restrições determinadas, entre elas limitações para a potência ativas dos geradores, bem como o fator de potência foram respeitadas. Do mesmo modo, foram respeitadas as restrições da rede, as tensões nas barras determinada pelo PRODIST e o balanço de potência. Além disso, mostrou-se que os usos das ferramentas descritas e aplicadas a uma VPP real permitem fazer o seu gerenciamento através da otimização do sistema, desde que conhecidos os custos de geração energia e as condições climáticas atuais.

Após a realização desse trabalho, levantaram-se discussões de tópicos que podem ser incorporados ao modelo proposto:

- Fazer uma otimização multiobjetivo, minimizando os custos e também as perdas;
- Considerar a presença de elementos armazenadores de energia através da inserção de baterias no sistema de geração fotovoltaica.

Além desses, a partir do conceito da VPP, são abertas novas possibilidades de operação:

- Otimizar os custos com energia gerada apenas pelos geradores participantes da VPP;

- Otimizar a VPP para avisar aos grandes clientes que acionem equipamentos quando há energia excedente;
- Maximizar o lucro entrando no mercado livre como geradora.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDELAZIZ, A. Y.; HEGAZY Y.G.; EL-KHATTAM W.; OTHMAN M. M. Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks. **Electric Power Systems Research**, v. 119, n. 0, p. 34-44, fev. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica no Brasil**. 3. ed. Brasília, 2008. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf> Acesso em: 14 nov. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração - BIG**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> Acesso em: 29 nov. 2019.

ALONNI, D.; CRISOSTOMI, E.; RAUGI, M.; RIZZO, R. Optimal Power Scheduling in a Virtual Power Plant. In: IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies, 2., 2011, Manchester.

ASMUS, P. Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future. **The Electricity Journal**, v. 23, n. 10, p. 72-82, dez. 2010.

COSTA, W. T. da. **Modelagem, estimação de parâmetros e método MPPT para módulos fotovoltaicos**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2010.

ENCARNACAO, L.F. **Fluxo de Potência em Redes de Distribuição**: Curso de Distribuição de Energia Elétrica, março de 2018- julho de 2018. Notas de Aula.

GOLMAKANI, A., **Cadeias de Markov**. 2014. VII Bienal da Sociedade Brasileira de Matemática. Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2014.

IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. **IEEE 37 Node Test Feeder**. Disponível em: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/> Acesso em: 26 out. 2019.

MAUAD, F. F.; FERREIRA, L. C.; TRINDADE T. C. G. **Energia Renovável no Brasil: Análise das principais fontes energéticas renováveis brasileiras**. São Carlos: 2017. Disponível em: <http://www.livrosabertos.sibi.usp.br/portaldelivrosUSP/catalog/view/168/154/740-1> Acesso em: 06 dez. 2019.

MEDINA, A. C. R. **Formulação Geral de Problemas de Otimização**: Curso de Otimização de Sistemas de Energia Elétrica, agosto de 2018- dezembro de 2018. Notas de Aula.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-422/PDE%202029.pdf>. Acesso em: 29 nov. 2019.

NIKONOWICZ, L.; MILEWSKI, J. Virtual Power Plants – general review: structure, application and optimization. **Journal of Power Technologies, local**, v. 92, n. 3, p. 135-149, 2012.

NOSRATABADI, S. M.; HOOSHMAND R.; GHOLIPOUR, E. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 341-363, jan. 2017.

OTHMAN, M. M.; HEGAZY, Y. G.; ABDELAZIZ, A. Y. A Review of Virtual power plant Definitions, Components, Framework and Optimization. **International Electrical Engineering Journal**, v. 6, n. 9, p. 2010-2024, 2015.

PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL. **Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, 2018.

RUEDA-MEDINA A. C.; PADILHA-FELTRIN A. Distributed Generator as Providers of Reactive Power Support – A Market Approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 490-502, fev. 2013.

SILVA, S. R. **Tecnologia em Aerogeradores**. 2013. Curso de especialização em energia eólica - Centro de Tecnologias do Gás e Energias Renováveis, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2013. Disponível em: http://ead2.ctgas.com.br/a_rquivos/Pos_Tecnico/Especializacao_Energia_Eolica/Tecnologia_Aerogeradores/Tecnologia_de_Aerogeradores_2013.pdf Acesso:14 nov 2019

SOLTANI, M.; RAOOFAT, M.; ROSTAMI, M. A. Optimal Reliable Strategy of Virtual Power Plant in Energy and Frequency Control Markets. In: Conference on Electrical Power Distribution, 17., 2012, Tehran.

ZEKRY A.; SHAKER A.; SALEM M. **Advances in Renewable Energies and Power Technologies: Solar and Wind Energies**. v. 1 (Edited by YAHYAOU, I). Elsevier, 2018.