

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

William Dalenogare Fernandes

**Concepção de Usinas Virtuais de Energia no Sistema Elétrico
Brasileiro: uma Abordagem através da Resposta à Demanda**

Porto Alegre

2022

William Dalenogare Fernandes

Concepção de Usinas Virtuais de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro: uma Abordagem através da Resposta à Demanda

Projeto de Diplomação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS
Escola de Engenharia
Departamento de Engenharia Elétrica

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Gladis Bordin

Porto Alegre
2022

William Dalenogare Fernandes

Concepção de Usinas Virtuais de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro: uma Abordagem através da Resposta à Demanda

Projeto de Diplomação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

Porto Alegre, 11 de Outubro de 2022

Prof^a Dr^a Gladis Bordin

Orientadora

UFRGS – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof^a Dr^a Thieli Smidt Gabbi

UFRGS – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich

UFRGS – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Porto Alegre
2022

Agradecimentos

À minha família, em especial a meus pais Antonio Carlos e Loreni Gorete e ao meu irmão Juliano, pessoas tão amáveis e dedicadas à vida, pelos valores de base e pela confiança de todos os momentos.

À professora Gladis, por colaborar imensamente para tornar a elaboração deste trabalho algo prazeroso e recompensador, graças à sua serenidade e profissionalismo.

A todos os demais professores do departamento que se dedicam apaixonadamente a compartilhar um pouco da sua experiência dentro e fora de sala de aula.

A todos os demais amigos e colegas que contribuíram à sua maneira com inspiração, parceria, críticas e acima de tudo, amizade verdadeira.

Resumo

Tendo em vista à demanda crescente por novas fontes de energia no sistema elétrico brasileiro, as soluções para a questão energética vêm sendo propostas com o objetivo de alterar o modo com a qual os consumidores interagem com o sistema elétrico. Com a transição energética, a rede elétrica vem passando por modificações que podem ser benéficas ao aprimorar a capacidade de geração disponível mas, também, poderá se tornar um problema em situações em que se adquira um volume maior de energia em relação ao previsto pelas concessionárias. De modo a potencializar os ganhos obtidos com a geração distribuída, as Usinas Virtuais de Energia surgem como uma solução que permite otimizar a operação de pequenas fontes de geração, realizar o controle da demanda de modo a reduzir os custos do sistema de forma global e, ainda, prestar serviços às distribuidoras por meio dos seus recursos de distribuição. Observando as tendências mundiais de energia, este trabalho visa analisar modelos de Usinas Virtuais que incluem interações com o mercado de eletricidade.

Palavras-chave: Usinas Virtuais, geração distribuída, energia fotovoltaica, veículos elétricos, tarifa branca, prosumidores residenciais.

Abstract

In view of the growing demand for new energy sources in the Brazilian electrical system, solutions to the energy issue have been proposed with the objective of changing the way in which consumers interact with the electrical system. With the energy transition, the electricity grid has been undergoing changes that can be beneficial by improving the available generation capacity, but can also become a problem in situations in which a greater volume of energy is acquired in relation to what is foreseen by the concessionaires. In order to maximize the gains obtained with distributed generation, Virtual Power Plants emerge as a solution that allows optimizing the operation of small sources of generation, performing demand control in order to reduce system costs globally and, also, provide services to distributors through their distribution resources. Looking at global energy trends, this work aims to analyze Virtual Power Plants models that include interactions with the electricity market.

Keywords: Virtual Power Plants, distributed generation, photovoltaic energy, electric vehicles, white tariff, residential prosumers.

Lista de ilustrações

Figura 1	Balço Energético, caso valorado a PLDh..	19
Figura 2	Modelos Matemáticos para o Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro. .21	
Figura 3	Esquemático do controle hierárquico na rede com uma VPP.	41
Figura 4	Estrutura Geral da Metodologia Proposta.	42
Figura 5	Estrutura da Tarifa Branca e da Tarifa Convencional.	45
Figura 6	Horário em que geralmente as pessoas deslocam-se para o trabalho.	50
Figura 7	Conversão de consumo de faixa horária para posto tarifário.	51
Figura 8	Perfil A: transposição do consumo por faixa horária a posto tarifário.	52
Figura 9	Perfil B: transposição do consumo por faixa horária a posto tarifário.	53
Figura 10	Perfil C: transposição do consumo por faixa horária a posto tarifário.	54
Figura 11	Minirrede estudada na seção 5.8	55
Figura 12	Minirrede para o Cenário A.	59
Figura 13	Minirrede do Cenário B.	61

Lista de tabelas e quadros

Tabela 1	Postos tarifários e horários por distribuidora.	47
Tabela 2	Tarifa de referência branca em R\$ por kWh.	47
Tabela 3	Exemplo de análise de dados a partir de estudo de mobilidade.	49
Quadro 1	Minirede para o Cenário A.	60
Quadro 2	Minirrede do Cenário B.	62

Lista de abreviaturas e siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CVPP	Comercial Virtual Power Plant
DER	Recursos Energéticos Distribuídos
EFV	Energia fotovoltaica
ESS	Encargos de Serviço do Sistema
GD	Geração distribuída
GDF	Geração distribuída fotovoltaica
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RD	Resposta da Demanda
REN	Resolução normativa
SEB	Setor elétrico brasileiro
SFV	Sistema fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de energia
TOU	Tarifa Horária
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>
TVPP	<i>Technical Virtual Power Plant</i>

Sumário

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 Motivação.	12
1.2 Objetivo.	13
1.3 Trabalhos Consultados.	13
1.4 Estrutura do Trabalho	14
2 CONSIDERAÇÕES SOBRE O MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO. ..16	
2.1 Considerações Iniciais	16
2.2 Flexibilidade e Condições Contratuais	17
2.3 Mercado de Curto Prazo	18
2.4 Balanço Energético dos Agentes	18
2.5 Preço de Liquidação de Diferenças.	19
2.6 Planejamento da Operação SEB.	20
3 USINA VIRTUAL DE ENERGIA (VPP).	22
3.1 Conceito de VPP	22
3.2 Redes Elétricas Inteligentes e a VPP	23
3.3 Componentes de uma VPP	24
3.3.1 Recursos energéticos distribuídos.	24
3.3.2 Sistema de armazenamento de energia.	26
3.3.3 Sistemas de informação e comunicação.	27
3.4 Tipos de VPP.	27

4 PLANEJAMENTO DE CONTROLE EM VPPs INTEGRADAS A MICROREDES SENSÍVEIS A RESPOSTA À DEMANDA.....	29
4.1 Introdução	29
4.2 Configuração de Controle.....	29
4.2.1 Controle microgrid.....	29
4.2.2 Modo conectado à rede.....	30
4.2.3 Estratégia convencional.....	30
4.2.4 Controladores de rede inteligente.....	31
4.2.5 Controle hierárquico.....	31
4.3 Modo Ilhado	32
4.3.1 Estratégias de controle baseadas em comunicação.....	32
4.3.2 Estratégias de controle baseadas sem comunicação.....	33
4.4 Controle Secundário	34
4.4.1 Unidades GD.....	34
4.4.2 Cargas ativas.....	35
4.5 Estratégia de Controle em Usinas Virtuais.....	35
4.5.1 Contribuições e Estratégias Tecnológicas para o Aprimoramento do SEB..	36
4.5.2 Contribuição para a regulação do perfil de tensão.....	36
4.5.3 Contribuição para a liberação de oscilação.....	37
4.5.4 Estratégias de controle.....	37
4.5.5. Controle primário e secundário de VPPs.....	39
4.6 VPP Hierárquico por meio de Controle Microrede.....	40
4.7 Síntese do Capítulo.....	41

5 APLICAÇÃO DOS MODELOS DE RESPOSTA À DEMANDA NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	42
5.1 Metodologia Proposta.....	42
5.2 Geração Distribuída e Resposta à Demanda.....	44
5.3 Descrição do Estudo – <i>Peak Shaving</i>	44
5.4 Descrição do Estudo – Consumidores de Baixa Tensão (BT).....	45
5.4.1 Dados de Consumo.....	45
5.4.2 Tarifa de Consumo.....	45
5.4.3 Postos Tarifários.....	46
5.5 Descrição do Estudo – Veículos Elétricos.....	47
5.5.1 Padrões de Mobilidade.....	48
5.6 Perfis de Consumo.....	50
5.6.1 Prosumidor Perfil A.....	52
5.6.2 Prosumidor Perfil B.....	53
5.6.3 Prosumidor Perfil C.....	53
5.7 Formulação da Minirrede.....	54
5.8 Cenário de Ilhamento em VPP.....	58
5.8.1 Cenário A.....	58
5.8.2 Cenário B.....	61
5.9 Síntese do Capítulo.....	63
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	64
6.1 Contribuições.....	64
6.2 Conclusão.....	65
6.3 Sugestão para Trabalhos Futuros.....	65

1. INTRODUÇÃO

No atual cenário nacional e internacional, visualiza-se inúmeros movimentos sendo realizados com o objetivo de aumentar o uso de fontes renováveis para alcançar um sistema de energia estável, sustentável e acessível, com interesse em atenuar os efeitos das mudanças climáticas. As hidrelétricas são as fontes renováveis mais importantes do planeta, suprimindo aproximadamente 17% da demanda global de eletricidade. No entanto, os projetos hidrelétricos devem ser adequadamente planejados e estudados para evitar impactos negativos nos ecossistemas. Além disso, a utilização global da energia solar e eólica está se desenvolvendo por conta da redução de custos e avanços tecnológicos.

O desenvolvimento do setor elétrico baseia-se, principalmente, na digitalização do sistema elétrico, como, por exemplo, a instalação de medidores inteligentes que estabelecem comunicações bidirecionais entre os consumidores e o operador do sistema. Essa transformação tem como resultado, o aprimoramento, a segurança e a qualidade do fornecimento de eletricidade diante da crescente implementação de energia renovável.

As usinas virtuais de energia, do inglês *Virtual Power Plant* -VPPs, representam o futuro da geração de energia, pois permitirão abrir caminhos para o consumo inteligente de energia em um ambiente de distribuição interligado, otimizando a geração de energia e o gerenciamento da demanda. Este cenário traz a possibilidade dos usuários produzirem e consumirem sua própria energia, o que proporciona uma participação mais ativa do consumidor na tomada de decisão.

As VPPs, são ferramentas úteis para a integração das energias renováveis na contribuição para o equilíbrio da rede, melhorando a administração de possíveis desvios da produção e da demanda previstas. Permite, também, reduzir os desvios de previsão diminuindo assim, as penalidades econômicas por estes desvios. Os custos com operações e acesso são reduzidos, em paralelo com uma maior visibilidade ao mercado de energia. Outro ponto relevante sobre a importância das VPPs é a integração do gerenciamento de carga de veículo elétrico, pois combina os sistemas de armazenamento e as cargas controláveis oferecidas pelo serviço *Vehicle-to-Grid*.

Tendo em vista o desenvolvimento do mercado de eletricidade, no que diz respeito às energias renováveis, é essencial estudar a condição dos modelos VPP na maximização dos lucros operacionais e na garantia da segurança do fornecimento de eletricidade em relação aos diferentes tipos de mercados de eletricidade, como o mercado diário e contratos de compra de energia.

1.1 Motivação

O desenvolvimento de VPPs está acontecendo em todo o mundo por meio da introdução da geração distribuída em sistemas elétricos e pelo avanço de mercados competitivos de eletricidade. Estes aspectos oferecem novas ferramentas para a gestão integrada dos recursos energéticos.

Uma VPP consiste na integração de um conjunto de instalações de geração distribuída, gerenciadas por um único sistema de controle com comunicações bidirecionais entre seus componentes para obter uma operação mais eficiente. Uma característica importante das VPPs é sua capacidade de participar diretamente do mercado de eletricidade para obter maiores lucros econômicos e técnicos, como descrito a seguir.

Pode-se dividir as VPPs em dois tipos que se distinguem pelo objetivo de sua agregação: usinas virtuais comerciais (CVPPs) e usinas virtuais técnicas (TVPPs). As CVPPs abordam sua atuação na participação no mercado de eletricidade, otimizando a produção e a demanda elétrica de seus componentes. Já as TVPPs oferecem serviços auxiliares ao operador da rede de transmissão, controlando os níveis de tensão e frequência do sistema, proporcionando uma melhor qualidade do fornecimento de energia elétrica. Ao contrário das CVPPs, a modelagem da TVPP inclui as limitações da rede de distribuição.

Ao analisar artigos sobre o assunto, observa-se que o foco principal dos estudos é otimizar o gerenciamento e programação de diferentes instalações de geração, sistemas de armazenamento e demanda de eletricidade para maximizar o lucro final da VPP. O desenvolvimento desses modelos baseia-se principalmente em problemas típicos de despacho técnico-econômico. Para maximizar o lucro econômico, esses modelos criam uma função que calcula a diferença entre a receita e os custos do sistema. Além disso, cada modelo está sujeito ao cumprimento dos balanços energéticos e restrições técnicas

associadas a inúmeros fatores. Isso inclui principalmente a geração disponível, estado de carga dos sistemas de armazenamento e transações de compra e venda de energia elétrica. Neste sentido, o presente estudo propõem o estudo da gestão dos recursos energéticos da VPP que busca maximizar os lucros e minimizar tanto as emissões de carbono quanto o risco operacional.

1.2 Objetivo

Desenvolver um estudo sobre a concepção de usinas virtuais de energia no sistema elétrico brasileiro, analisar modelos de VPPs, que incluem interações com o mercado de eletricidade, analisar a resposta à demanda nestes modelos, através de estudo de casos reais de prosumidores residências com geração fotovoltaica e carros elétricos.

1.3 Trabalhos Consultados

Alguns trabalhos sobre as usinas virtuais de energia, o setor elétrico brasileiro, a formação dos preços de energia elétrica e assuntos pertinentes que embasam o estudo do presente trabalho são resumidos a seguir.

Em **FORMAÇÃO DE PREÇOS EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA** de Edson Luiz da Silva, o autor descreve os fundamentos referentes a organização do mercado de energia, formação de preços de geração e transmissão do setor elétrico, incluindo um capítulo específico sobre os fundamentos da expansão da geração, analisando o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos: formulação do problema e solução do problema por meio de um contexto de indústria liberalizada.

Mauricio Tolmasquim em seu livro **NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**, apresenta o entendimento geral do setor elétrico brasileiro, com ênfase na abordagem da segurança do abastecimento por meio dos aspectos técnicos, econômicos e jurídicos relevantes em cada uma das etapas de desenvolvimento do trabalho. A partir da análise da legislação existente e dos documentos relacionados ao marco regulatório instaurado em 2004, a publicação detalha a abertura do setor à iniciativa privada, em meados da década de 1990, face à crise financeira setorial e ao contexto político-econômico mundial, assim como a transição entre o modelo estatal e aquele que o sucedeu nos anos 90, que resultaram na crise de abastecimento no ano de 2001.

Sobre os aspectos regulamentares, tributários e contábeis, o livro de Antônio Ganin, SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO, descreve sobre compra e venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, introduzindo o mercado de curto prazo, o mecanismo de compensação de sobras e déficits, o preço de energia na CCEE, dentre outros assuntos que são abordados no presente trabalho.

Usinas Virtuais de Energia constituem um assunto novo no Brasil e a literatura é restrita. Assim sendo, como objeto de pesquisa é utilizado o projeto de Diplomação de Felipe Moreira Aguiar, ESTUDO PARA APLICAÇÃO DE USINAS VIRTUAIS NO BRASIL de 2022. O trabalho permite um melhor entendimento sobre o processo de modernização para a implantação das VPPs no país por meio de análises que compreendem a abertura do mercado de energia, aprimoramentos na figura do comercializador varejista, melhorias no programa de resposta da demanda, contextualizando as VPPs e as suas bases no atual ambiente regulatório brasileiro, buscando fornecer alguns aspectos à implantação destas usinas.

Outra etapa da pesquisa realizada ocorre nos sites dos agentes do setor elétrico brasileiro, como a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que disponibilizam as leis, decretos, portarias e resoluções normativas empregadas no setor, citadas ao longo do texto. A CCEE conta ainda, com materiais didáticos que explicam o desenvolvimento do mercado de energia.

1.4 Estrutura do Trabalho

O trabalho é organizado em seis capítulos, incluindo este introdutório.

O Capítulo 2 apresenta o Mercado de Energia Elétrica Brasileiro, o mercado de curto prazo e diversos fatores relevantes ao Agente do Mercado sujeito ao tema do presente trabalho, como aspectos contratuais, preço de liquidação das diferenças e o balanço energético dos agentes.

O Capítulo 3 trata de estudos realizados para formar o conceito da VPP e contextualizar o leitor ao entendimento do propósito maior que embasa a iniciativa de desenvolver um sistema de gerenciamento energético.

O Capítulo 4 descreve o problema da infraestrutura de comunicação necessária para a implantação da usina virtual, bem como faz menção às possíveis alterações que podem ser feitas para permitir a operação das Usinas Virtuais de Energia e de modelos de negócios similares no futuro em médio e longo prazo.

O Capítulo 5 apresenta um breve resumo sobre o sistema tarifário de algumas distribuidoras do Brasil com o objetivo de planejar de forma eficiente o funcionamento das VPP. Ainda, três perfis de consumidores residenciais são caracterizados

O Capítulo 6 apresenta a modelagem dos elementos que irão compor a ferramenta de gerenciamento local, mencionando sua importância no Capítulo 3, além de tratar de forma sucinta a implementação da ferramenta.

No Capítulo 7 são apresentadas as contribuições, conclusão e algumas sugestões para trabalhos futuros sobre as Usinas Virtuais.

Complementa o trabalho um anexo, que trata da formulação matemática da minirrede.

2. MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO

2.1. Considerações Iniciais

No livro *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*, o autor descreve a organização do Setor Elétrico Brasileiro, especificando as etapas de planejamento, operação do sistema, operação e regulação do mercado, conforme trecho transcrito do livro.

“No Brasil, tem-se uma organização na qual as funções de operação do sistema, operação do mercado, planejamento indicativo da transmissão/geração e regulação do mercado são desempenhadas respectivamente, por:

- *Operador nacional do Sistema Elétrico (ONS);*
- *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);*
- *Empresa de Pesquisa Energética (EPE);*
- *Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)”.*

Dentre os agentes aqui mencionados, o de maior destaque no presente trabalho é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, sendo responsável pela gestão do Ambiente de Contratação Livre - ACL.

No Decreto Nº 5.177, de 12 de agosto de 2004 são descritas as funções exercidas pela CCEE:

- Registro dos contratos de energia elétrica firmados no Ambiente de Contratação Livre – ACL;
- Contabilização dos montantes de energia elétrica contabilizados no SIN;
- Cálculo do PLD;
- Liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no MCP.

Conforme Portaria Nº 514, de 27 de dezembro de 2018, os consumidores livres - consumidores que possuem demanda igual ou superior a 2 MW - escolhem livremente de quem irão adquirir energia e de qual fonte será proveniente a energia adquirida (fonte convencional ou incentivada). Os consumidores especiais - consumidores que possuem demanda entre 500 kW a 2500 kW - só podem adquirir energia de fonte incentivada.

A energia convencional é oriunda de usinas hidrelétricas e usinas térmicas e a Energia Incentivada, é a energia que provém de fontes renováveis, como exemplo

pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), solar, eólica e biomassa. Por serem fontes em menor abundância e com maiores custos em sua geração, a Energia Incentivada é mais cara em comparação à Convencional. No entanto, essa energia possui um incentivo, no qual pode torná-la atraente em determinadas situações. A energia pode ser incentivada 50% ou 100%, sendo a porcentagem referente ao desconto relacionado as tarifas de demanda ao agente que adquire essa energia.

Os consumidores cativos, inseridos no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, contratam sua demanda com a distribuidora em sua área de concessão, firmando um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e um Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER), em contrapartida, os consumidores do ACL, continuam cumprindo com seus CUSD, a diferença está em ter liberdade de negociação com todos os fornecedores autorizados pela ANEEL e CCEE. O valor cobrado pela distribuidora de energia, fica limitado a custos referentes à conexão.

2.2 Flexibilizações e Condições Contratuais

Ao estar inserido no ACL, o agente que deseja comprar energia inicia um processo de contratação tendo a possibilidade de definir diversas características contratuais, como a fonte de energia, volume, preço e período de fornecimento, além das flexibilizações nos volumes de energia fornecidos, como a sazonalização - processo de determinação dos volumes mensais de energia com base no volume anual contratado (ANEEL Nº 1.009, DE 22 DE MARÇO DE 2022) - modulação do contrato ao longo do dia, do contrato ao longo do ano e realização de paradas programadas.

Ao firmar um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL), o consumidor informa ao fornecedor a sazonalização para o ano subsequente. Caso a sazonalização não seja informada, ou não seja contratada, a energia mensal contratada será sazonalizada de modo uniforme em todos os períodos de suprimento, sendo esse processo conhecido como sazonalização flat.

A modulação é o processo de determinação dos valores horários de energia (período de comercialização da CCEE) com base no volume mensal contratado (ANEEL Nº 1.009, DE 22 DE MARÇO DE 2022). Contrato com modulação, permite a distribuição do volume mensal no número de horas do dia ou semanalmente pelos patamares de carga,

de forma a acompanhar o perfil de carga do consumidor. Em contrapartida, o contrato com modulação flat apresenta distribuição uniforme da energia mensal durante todas as horas do dia.

2.3 Mercado de Curto Prazo

Mensalmente a CCEE realiza a contabilização dos agentes, processo em que são comparados medição de energia e registro de energia contratada, cujo consumo registrado é comparado com o consumo medido. Após efetuada a contabilização, agentes expostos ao mercado de curto prazo, ou seja, seu consumo ultrapassou ao limite máximo estabelecido em contrato, ou consumo inferior ao limite mínimo estabelecido em contrato, participam da liquidação financeira (processo em que ocorrem os pagamentos dos débitos e recebimento dos créditos resultantes da contabilização).

Para o consumo que estiver dentro dos limites contratuais, o consumidor paga pela energia o preço negociado previamente no CCEAL. Entretanto, ao agente exposto ao Mercado de Curto Prazo (MCP), o montante de energia excedente ou faltante é liquidado a Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

2.4 Balanço Energético dos Agentes

A etapa de contabilização realizada pela CCEE, descrita na seção anterior, é feita realizando-se o Balanço Energético de cada agente.

O balanço energético é realizado comparando a energia verificada com a energia contratada. Esse cálculo, atualmente, é feito por submercado, dia e hora, com o objetivo de valorar as diferenças apuradas no MCP ao Preço de Liquidação de Diferenças horário (PLDh), conforme ilustra a Figura 1.

Figura 1 – Balanço Energético, caso valorado a PLDh.



Fonte: Regras de Comercialização – Balanço Energético.

O agente que obteve sobra de energia, será simulada a venda da energia ao preço de PLDh, e ao agente que teve falta de energia, será simulada a compra de energia ao preço de PLDh.

2.5 Preço de Liquidação de Diferenças

Os modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP, descritos na seção 2.6, fornecem o Custo Marginal de Operação (CMO), que corresponde ao custo para se produzir o próximo MWh que o sistema necessita, sendo estabelecido para cada submercado, semana e período de comercialização.

O CMO reflete o custo de atender a carga adicional ao que o sistema previa suprir, utilizando os recursos existentes. Sua variação ocorre principalmente em função do nível dos reservatórios, se houver vertimento, o custo marginal é baixo, o necessário para cobrir despesas como manutenção e operação das hidrelétricas. Quando não há vertimento, o custo torna-se variável, em função da escolha de utilizar a água naquele período, ou em período futuro. Em relação as termelétricas, estas usinas são acionadas na ordem crescente de seus custos de operação, o CMO segue esse aumento de preço.

Atualmente o PLD é divulgado pela CCEE, calculado ex-ante, com periodicidade semanal, para cada submercado, patamar de carga e com base no CMO, limitado por um preço mínimo e por um preço máximo, estabelecidos anualmente pela ANEEL (ANEEL Nº 1.009, DE 22 DE MARÇO DE 2022). As principais diferenças entre o PLD e o CMO,

são que no PLD exclui-se as restrições internas de cada submercado, desconsidera-se as usinas de teste e limita-se seu valor entre um valor máximo e mínimo.

2.6 Planejamento da Operação do SEB

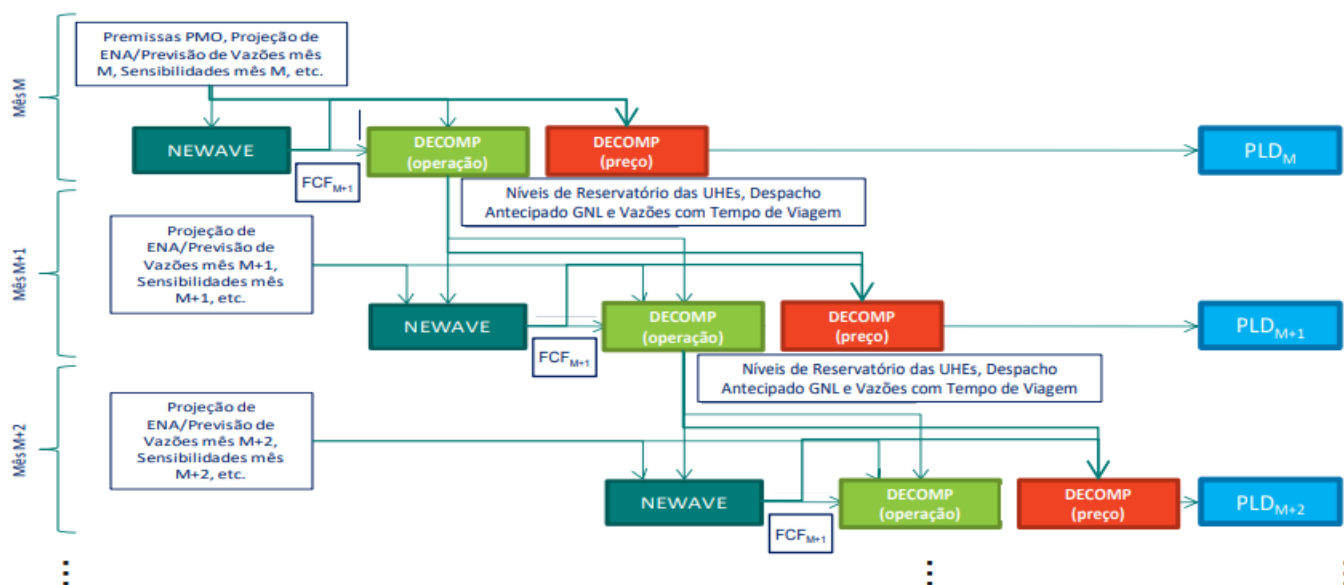
Embora a matriz energética esteja se modificando, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é um sistema hidrotérmico constituído, em sua maior parte, por usinas hidrelétricas e usinas térmicas, como também, de redes de transmissão e distribuição. A energia gerada por usinas hidrelétricas possui menor custo em comparação a usinas térmicas, a atenção é substituir a geração térmica pela energia resultante de reservatórios de água, através de geração hidrelétrica.

O planejamento de operação energética determina as metas de geração para todas as usinas visando atender a demanda de energia ao menor custo de operação possível, considerando as restrições operativas e as restrições elétricas do sistema.

A geração de energia pelo uso de termelétricas possui um custo associado ao valor do combustível, a manutenção necessária nas usinas e ao tempo necessário para acioná-las ou desativá-las. O custo associado a usinas hidrelétricas, por sua vez, depende da capacidade de armazenamento dos reservatórios e das afluências futuras. As consequências operativas dependem da decisão de fazer uso ou não fazer uso dos reservatórios para geração hidrelétrica e do volume de chuva prevista para o futuro. Em um cenário em que ocorre um baixo nível dos reservatórios e baixas perspectivas de precipitação, tem-se um custo elevado no início da operação, resultante da escolha por geração térmica, pelo tempo de enchimento dos reservatórios.

O despacho das usinas é de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS), agente do setor elétrico que tem por objetivo garantir o funcionamento do sistema eletroenergético em conformidade com padrões de qualidade, confiabilidade e segurança estabelecidos. O ONS utiliza os recursos disponíveis da melhor forma possível para garantir a segurança do sistema ao mínimo custo operativo. Para o planejamento da operação do sistema elétrico é utilizada uma cadeia de modelos matemáticos, composta pelos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM. A Figura 2 ilustra as atividades realizadas pelos modelos, descritos brevemente na sequência.

Figura 2 – Modelos matemáticos para o Planejamento da Operação do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte: 33º Encontro Preço Horário 2/5/2022 CCEE.

O modelo NEWAVE é responsável por determinar a política hidrotérmica do país, determinando as metas individuais de geração das usinas hidráulicas e térmicas, bem como os intercâmbios de energia entre subsistemas para seu horizonte de estudo. O modelo também é responsável por valorar o custo da água no tempo, sendo responsável pela gestão dos reservatórios nas etapas mensais. É discretizado em etapas mensais, com horizonte de estudo de cinco anos dentro do planejamento de longo prazo.

O DECOMP é um modelo desenvolvido para aplicação no planejamento da operação em curto prazo, recebendo uma função de custo futuro do NEWAVE com o custo de oportunidade da água. Fornece uma atualização semanal do sistema e uma função de custo futuro para o DESSEM. É discretizado semanalmente, com horizonte de estudo de dois meses.

Em contra partida, o modelo DESSEM possui atualizações diárias sobre os recursos energéticos e também modelagens de curtíssimo prazo, expondo restrições operativas e situação dos recursos primários. Discretizado em formas horárias, com horizonte de estudo de uma semana.

3. USINA VIRTUAL DE ENERGIA

O presente capítulo aborda aspectos sobre Usina Virtual de Energia (VPP), conceito, redes elétricas inteligentes, componentes e os tipos de VPP.

3.1 Conceito de VPP

A definição de VPP engloba um conceito muito abrangente, BRAUN (2009) caracteriza uma VPP como uma representação flexível de um portfólio de Recursos Energéticos Distribuídos (DER) que pode ser utilizada para fechamento de contratos no mercado de energia e oferecer serviços ao operador do sistema. Uma VPP agrega múltiplos ativos de recursos energéticos distribuídos, formando uma rede descentralizada que funciona em conjunto de modo a prover mais capacidade à rede em situações de emergência ou de demanda crítica (ENEL X).

O conceito de VPP apresenta diversas vantagens por representar uma abordagem mais simples de organização em relação aos modelos desregulados do mercado de energia (MOUTIS; GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2018). A VPP é destinada a obter um comportamento mais confiável da rede por meio da integração de recursos energéticos muito diferentes (RINALDI et al., 2016) e são propostas considerando a agregação de várias unidades de geração distribuída.

NAVAL & YUSTA (2021) classificam as VPPs em comerciais e técnicas, diferindo uma da outra pelo objetivo da sua aplicação. As VPPs comerciais têm como foco de operação a sua participação no mercado de energia, enquanto as VPPs técnicas objetivam melhorar a qualidade da energia fornecida pela rede pela prestação de serviços ancilares como controle de tensão e frequência da rede.

A aplicação da abordagem VPP a um sistema de trabalho exige a instalação de infraestrutura com tecnologias de informação e comunicação adequadas, compostas por armazenamento de dados distribuídos, potência computacional distribuída e uma infraestrutura de comunicação que suporte a troca de dados (RINALDI et al., 2016).

A VPP atua como uma grande usina elétrica mesmo que a participação do mercado de energia da VPP seja obtida pela produção conjunta de todas as unidades de produção.

Logo, sua interação com a rede é diferente para cada unidade sofrendo influências próprias da sua localização. Como resultado imediato, a rede limitará a capacidade da VPP para participar do mercado de eletricidade (ETHERDEN; VYATKIN; BOLLEN, 2016).

3.2 Redes Elétricas Inteligentes e a VPP

A integração das energias renováveis na matriz energética pode ser utilizada para se ter uma gestão inteligente da demanda e adoção de técnicas que reduzam as perdas ao longo das linhas de alimentação (EROL-KANTARCI; MOUFTAH, 2015). Dessa forma, a rede elétrica inteligente ou *smart grid* (SG) deverá integrar funções como a detecção avançada, comunicação e praticidade de controle no funcionamento da rede de energia para aumentar a eficiência, confiabilidade e segurança. A SG é composta por geração, transmissão, distribuição otimizada e automatizada tanto nas ações de proteção quanto em operações do sistema. Também fazem parte da SG, os medidores inteligentes de energia, encarregados da interface da rede com o consumidor (MIKOS, 2014).

A implantação de um ambiente de redes inteligentes é uma tendência mundial que gera grande volume de dados, como, por exemplo, a curva de carga para cada consumidor em tempo real. O desafio é a transformação de tais dados em informações que possam aperfeiçoar a eficiência na gestão, planejamento e operação da rede elétrica. A implantação da gestão da demanda (DSM) requer uma análise dos dados gerados em um ambiente de rede inteligente para caracterizar quais as políticas mais adequadas para cada tipo de consumidor (MACEDO et al., 2015).

Algumas das tecnologias que tornam as SGs possíveis incluem: medidores inteligentes, gerenciamento de dados, sistemas de comunicações integradas, tecnologia da informação (TI) e computação de *back office*, segurança de dados, dispositivos de armazenamento de energia, DR, a geração distribuída e energias renováveis.

O Brasil é um dos países pioneiros na América Latina no desenvolvimento e pesquisa de SG com os segmentos de geração e transmissão, porém, necessitando de melhorias nos sistemas de distribuição (KÜHNE et al., 2013). Os três principais benefícios na implantação das SG são: redução de perdas não técnicas, melhoria da continuidade do abastecimento e eficiência energética.

A implantação de uma cidade inteligente busca um melhor gerenciamento e monitoramento de energia. A *Smart City* é definida pela tecnologia da comunicação e informação para medir, analisar e integrar dados-chaves em um único sistema, com objetivo de integrar as fontes renováveis na matriz energética, surge o desenvolvimento de *Smart Cities* que já estão se tornando uma realidade em diversas partes do mundo (VILACA et al., 2014).

As principais funções demandadas por uma SG são: motivar a participação dos consumidores, fornecer energia de melhor qualidade, permitir múltiplos tipos de geração e armazenagem de energia, aumentar a representatividade no mercado e aproveitamento maior das energias limpas.

3.3 Componentes de uma VPP

A VPP consiste em três componentes principais, recursos energéticos distribuídos, sistemas de armazenamento de energia e tecnologias de informação (OTHMAN; HEGAZY; ABDELAZIZ, 2015).

A evolução dos mercados de energia está na direção de uma maior dependência dos recursos energéticos distribuídos. Para gerenciar essa crescente complexidade, as VPPs estão sendo estudadas e implantadas em todo o mundo para permitir a integração de geração e demanda na operação do sistema de energia. Portanto, o armazenamento de energia quanto os recursos de resposta à demanda, são classificados como tipos de recursos energéticos distribuídos (DERs - *Distributed Energy Resources*) que podem ser integrados em uma VPP (ZAMANI; ZAKARIAZADEH; JADID, 2016).

3.3.1 Recursos energéticos distribuídos

Os recursos energéticos distribuídos (DERs) são fontes de energia com elementos geradores ou armazenadores de eletricidade ligados a rede elétrica com capacidade limitada, mas com maior flexibilidade. Como exemplo, citam-se as fontes eólicas e os painéis fotovoltaicos. Muitas vezes os DERs optam por não participar nos mercados energéticos com receio das multas existentes por falha de fornecimento de energia uma vez que a sua produção é sujeita a alta imprevisibilidade. Por isso, os DER optam por

vender a sua produção a preços fixos. As GDs das instalações da VPP podem ser classificadas (PATRÍCIO,2013):

Tipo de fonte da energia primária, de acordo com o tipo de fonte da energia primária, as GDs podem ser classificadas em duas categorias: Geradores que utilizam fontes de energia renováveis - RES (como geradores eólicos, sistemas fotovoltaicos, sistemas solares térmicos e pequenas hidrelétricas) e Geradores que não utilizam fontes de energia renováveis (geradores a diesel, turbinas a gás).

Capacidade das unidades GD, de acordo com as capacidades, as GDs podem ser de duas categorias: GD de pequena capacidade que devem estar ligadas a VPP para ter acesso ao mercado da eletricidade ou, elas poderiam ser conectadas em conjunto com cargas controláveis para formar MGs que podem ou não participar na VPP com base em suas capacidades; e GDs de médio e grande porte que podem participar individualmente no mercado de eletricidade e podem optar por estar conectadas a VPP para obter uma receita estável.

Propriedade das unidades GD, as GDs dentro das instalações da VPP podem ser:

- GDs residenciais, comerciais e industriais usadas para fornecer parte ou toda sua carga em suas próprias instalações. Elas podem ser referidas como GDs domésticas (DDG).
- GDs de utilidade pública usadas para suportar a escassez de suprimento de rede principal. Elas podem ser chamadas PGDs Públicas (PGD).
- GD comerciais de propriedade de empresas que pretendem obter lucros com a venda de energia à rede. Podem ser nomeadas GDs Produtoras Independentes de Energia (IPPGD).

Natureza operacional das GD, a GD de natureza operacional pode ser classificada como natureza estocástica, no caso de unidades de GD por eólicas e fotovoltaicas, a potência de saída não é controlável, pois depende de um recurso de entrada variável. Para superar esta natureza este tipo de GD deve ser equipado com armazenamento de bateria a fim de ser capaz de controlar a potência de saída.

Em geral, a VPP deve incluir cargas controláveis, elementos de armazenamento de energia (ESE) e GD despacháveis, a fim de compensar a vulnerabilidade do tipo de natureza estocástica.

3.3.2 Sistema de armazenamento de energia

O sistema de armazenamento de energia (ESS) e os seus elementos desempenham um papel fundamental entre a geração e a demanda, especialmente na presença de geração estocástica. Os ESSs podem armazenar energia durante períodos fora de ponta e alimentar o sistema durante os períodos de ponta. Também podem otimizar a redistribuição da potência de saída das matrizes fotovoltaicas e turbinas eólicas ao longo do dia. Uma das principais características de uma arquitetura VPP são os ESS, sendo classificados de acordo com suas aplicações que podem ser o fornecimento de potência ou da energia (LOMBARDI et al., 2011).

Veículos elétricos se enquadram como uma classe especial dos ESS, de acordo com a sua característica de armazenar energia em baterias e permitir a injeção desta energia na rede, quando autorizado pelo consumidor para não comprometer sua utilização como meio de transporte. Os três tipos de veículos elétricos são classificados pelo grau em que a eletricidade é usada como fonte de energia. Os BEVs, veículos elétricos a baterias; os PHEVs são os veículos elétricos híbridos *plug-in* e os HEVs - veículos elétricos híbridos (EVGO, 2019).

No presente trabalho são estudados os veículos elétricos a bateria (BEVs) como possíveis dispositivos para armazenamento de carga.

3.3.3 *Sistemas de informação e comunicação*

O sistema de gestão de energia (EMS) representa o sistema de informação e comunicação. Ele gerencia a operação de outros componentes da VPP através de tecnologias de comunicação de formas bidirecionais (LOMBARDI et al., 2011).

As responsabilidades dos EMS são as seguintes:

- Receber informações relacionadas a o status de cada elemento dentro da VPP.
- Prever e gerir cargas.
- Coordenar o fluxo de potência entre os elementos da VPP.
- Gerenciar o funcionamento das GDs, cargas controláveis e seus elementos de armazenamento.

Por meio destas responsabilidades dos EMS busca-se como objetivos:

- Minimizar os custos de geração.
- Minimizar as perdas de energia.
- Reduzir os gases poluentes.
- Maximização do lucro.
- Aprimoramento da qualidade de energia.

3.4 Tipo de VPP

A usina virtual técnica (TVPP) é constituída por DERs da mesma locação geográfica. Elas permitem ter a visibilidade das unidades DER ante o operador do sistema; contribuição das DER na gestão do sistema e o uso ótimo da capacidade das DER para fornecer serviços auxiliares incorporando as limitações da rede local (HERNÁNDEZ, 2015).

A TVPP trata da presença física da GD dentro da rede, contido em uma área elétrica. Sua finalidade é servir o operador do sistema de distribuição, fornecendo informações em relação à rede para obter uma rede de sucesso na operação de gestão e

balanceamento. A TVPP requer conhecimento detalhado da rede local, fornecendo resultados precisos (GIUNTOLI; POLI, 2013).

O núcleo técnico de um VPP é um Sistema de Gerenciamento de Energia (SGA) que coordena a produção de energia em função das condições climáticas, capacidade de armazenamento, sinais de preços de mercado e demanda de energia. A VPP pode participar do mercado não apenas para a venda de eletricidade, mas também para serviços auxiliares, como controle de frequência, controle de tensão, gerenciamento de congestionamento, melhoria da qualidade da tensão, restauração da rede, operação ilhada, otimização das perdas da rede e comunicação ou serviços empresariais (LOMBARDI et al., 2011).

A usina virtual comercial (CVPP) é caracterizada por um perfil agregado de DERs e por uma potência de saída que representa o custo e as características operativas de um conjunto de DERs. É uma representação do portfólio de DERs que podem ser utilizados para participar no mercado atacado de energia da mesma forma que as usinas conectadas ao sistema de transmissão (HERNÁNDEZ, 2015). As funções da usina virtual comercial devem incluir características de manutenção e funcionamento dos DERs, previsão de produção e consumo, gestão da interrupção na demanda, criar licitações de DERs, participação em licitações no mercado, otimização e programação da geração diária e venda da energia produzida pelos DERs no mercado (HERNÁNDEZ, 2015).

A CVPP é diferente da TVPP, pois não tem ponto de conexão e não tem que estar limitado a uma área elétrica. É usado como uma entidade comercial construído a partir do portfólio de tecnologias e recursos que ele engloba, tendo a vantagem de reduzir o risco de desequilíbrio associado com a operação isolada. Além disso, a CVPP fornece a informação que pode ser usada para negociar a energia gerada pela VPP. Uma unidade individual, por exemplo, pode ser pequena demais para participar sozinha, mas, a CVPP, como um grupo, pode ser grande o suficiente para trocar energia. Isso permite ao agente e ao proprietário do GD maximizar as receitas de sua geração (GIUNTOLI; POLI, 2013).

4. PLANEJAMENTO DE CONTROLE EM VPPs INTEGRADAS A MICROREDES SENSIVEIS A RESPOSTA À DEMANDA

4.1 Introdução

Com base no estudo detalhado anteriormente, o presente capítulo visa apresentar uma visão geral sobre estratégias de controle para melhor atender as necessidades dos consumidores residenciais quanto otimizar, de forma inteligente, o sistema interligado nacional (SIN). É apresentada uma estrutura de controle hierárquica na qual, em primeiro lugar, microrredes inteligentes tratam de questões locais em um controle primário e secundário. Em segundo lugar, essas microrredes são agregadas em uma VPP que possibilita o controle terciário, fazendo a ligação com os mercados de eletricidade e tratando de questões em maior escala.

4.2 Configuração de Controle

4.2.1 Controle microgrid

A maioria dos recursos energéticos distribuídos (DER) instalados na microrrede não são adequados para conexão direta à rede elétrica. Isso se deve às características da energia produzida, pois muitas unidades de geração distribuída, como, por exemplo, a maioria das turbinas eólicas, sistemas fotovoltaicos e células a combustível que não geram uma tensão de 50 ou 60 Hz. Portanto, a maioria das unidades utiliza um conversor para o acoplamento com a rede.

Os objetivos de controle das microrredes inteligentes podem ser divididos em duas categorias com base no tempo de reação dos controladores, sendo: controle primário e secundário e terciário. O controlador primário habitualmente precisa ser um controlador totalmente distribuído com um tempo de resposta muito rápido e é responsável pela estabilidade do sistema. Os controladores secundários e terciários podem operar com passos de tempo maiores com troca de dados limitada por conta do baixo tempo de amostragem.

Em primeiro lugar, algumas estratégias de controle primário das unidades de GD inseridas na microrrede são resumidas. Na sequência, discute-se o controle secundário das unidades de GD e das cargas ativas, que se sobrepõem ao controle primário.

Estratégias de controle primário são diferentes no modo conectado à rede em comparação com o modo ilhado da microrrede. Dessa forma, o modo conectado à rede e o modo ilhado são discutidos em separado.

4.2.2 *Modo conectado à rede*

No modo conectado à rede, as unidades GD na microrrede fornecem uma quantidade predefinida de energia à rede elétrica. O controle de energia injetada forma o controle primário das unidades GD e garante sua operação estável. Atualmente, os geradores centrais de maior porte são responsáveis pela estabilização da rede elétrica, portanto, pelo controle primário da rede. Em um controle secundário, a potência ativa pode ser controlada de forma que a microrrede possa suportar a rede principal.

Não são considerados neste trabalho, questões de qualidade de energia, como exemplo, compensação harmônica de forma que a microrrede possa suportar a qualidade de energia da rede principal.

4.2.3 *Estratégia convencional*

As unidades de GD, muitas vezes baseadas em fontes de energia renováveis/intermitentes, injetam sua energia disponível na rede independentemente do estado em que se encontra. Frequentemente, um controle de fator de potência é usado de tal forma que as unidades GD injetam apenas potência ativa. No entanto, o aumento da quantidade desses pequenos geradores nas redes de distribuição representam uma carga significativa na rede, por exemplo, mudanças no perfil de tensão. Em alguns momentos críticos, uma grande entrada das unidades GD pode levar localmente a condições de sobretensão.

4.2.4 *Controladores de rede inteligente*

Devido à crescente participação de unidades de GD, especialmente, na rede de distribuição, resultando em um perfil de tensão alterado por conta de sobretensões - alta produção renovável e fluxos de energia bidirecionais que podem interagir com a proteção da rede – pode vir a causar sérios problemas no sistema. É possível solucionar esse problema de diferentes maneiras, com e/ou sem comunicação entre unidades, e coordenado por um controlador central de rede inteligente (aqui assumido pelo operador da rede de distribuição).

Isso pode ser feito de maneira análoga à estratégia de controle de queda baseada em tensão de microrredes ilhadas, conforme discutido abaixo. Além disso, a rede inteligente pode intervir usando comunicação entre unidades. Ambos os métodos podem levar a um maior limite de penetração de recursos de energia renovável na rede elétrica.

Uma desvantagem da abordagem de comunicação do controle primário é, no entanto, o grande número de dados. O controle primário lida com prazos curtos e um grande número de mensagens de alta prioridade, o que aumenta significativamente a carga de dados do sistema. O controle secundário baseado em comunicação está menos exposto a essas desvantagens, pois opera mais lentamente e com mensagens de prioridade mais baixa.

4.2.5 *Controle hierárquico*

Os pontos de ajuste também podem ser determinados localmente pelas unidades GD em um controle primário, enquanto o controle secundário com coordenadores de microrrede inteligente pode alterar esses pontos de ajuste dependendo das necessidades da microrrede e dos sinais emitidos pela concessionária. Dessa forma, o coordenador da microrrede precisa se comunicar mais lentamente em comparação com o controle primário. Essa estratégia traz benefícios em comparação com o caso em que o coordenador da microrrede é responsável pelo controle primário.

Em vez de um operador de microrrede inteligente que distribui os sinais de controle secundários, também pode ser usado o chamado transformador inteligente (ST). No ponto de acoplamento comum (PCC) da microrrede inteligente com o restante da rede da concessionária, geralmente há um transformador no local. Este transformador

pode ser inteligente no sentido de que, alterando a tensão do lado da microrrede, o estado da microrrede pode ser alterado (T. Vandoorn, 2011).

Os elementos da microrrede podem, então, reagir a essa mudança de tensão alterando sua potência de saída. Ao usar a estratégia de controle baseada em tensão, discutida na seção 4.3.2, os elementos da microrrede podem usar a mesma estratégia de controle no modo conectado à rede e ilhado.

O operador da concessionária de distribuição apenas controla os sinais transmitidos para o ST, e os elementos da microrrede respondem automaticamente, reduzindo a complexidade computacional e de comunicação do sistema. O conceito ST, ao qual as unidades GD respondem de forma automatizada, também pode ser combinado com um operador de microrrede inteligente, que requer comunicação com as unidades GD. Desta forma, um controle hierárquico com transferência mínima de dados e funcionalidade extras pode ser alcançado.

4.3 Modo Ilhado

No modo ilhado, os elementos da microrrede são responsáveis por controlar a tensão.

A tensão da microrrede não é determinada pela rede da concessionária, mas sim pelos elementos da microrrede que formam a rede e, portanto, são controlados por tensão.

A potência ativa e reativa necessária, precisa ser compartilhada uniformemente, portanto, de acordo com as classificações das unidades GD.

A alta qualidade de energia precisa ser assegurada na microrrede, por exemplo, por compensação de potência reativa, regulação do perfil de tensão e compartilhamento de corrente harmônica dentro da microrrede. Portanto, neste trabalho, algumas estratégias de controle de potência ativa são resumidas.

4.3.1 Estratégias de controle baseadas em comunicação

- *Controle central:* No método de controle central, um controlador central coordena as unidades GD. O controlador central mede a corrente total de carga e a distribui pelos módulos. Ele também distribui o erro de tensão para os módulos participantes.

- *Compartilhamento de corrente instantâneo (médio)*: Neste método, as referências de tensão e corrente são compartilhadas entre os módulos. As referências da malha de tensão são sincronizadas para fazer as tensões de saída de todos os conversores em fase. Um barramento de compartilhamento de corrente determina a referência de corrente de todas as unidades usando as medições de corrente de saída fornecidas por cada uma.

4.3.2 Estratégias de controle baseadas sem comunicação

Para evitar a complexidade, os altos custos e a exigência de um sistema de supervisão e comunicação altamente confiável para o controle primário, estratégias de controle que não dependam da comunicação são muito vantajosas. Especialmente em microrredes que conectam conversores remotos sem link de comunicação tem uma vantagem em termos de confiabilidade, expansibilidade e custo. As estratégias de controle sem comunicação são baseadas no *droop-control*.

Controle convencional de queda de energia ativa e frequência de rede

A potência ativa e frequência da rede o controle de queda imita o controle dos grandes geradores centrais (R. H. Lasseter and P. Paigi, 2004). Na rede convencional, esta estratégia de controle é baseada na inércia rotativa do sistema. Como as microrredes de pequena escala não possuem essa inércia significativa, geralmente ela se baseia na natureza indutiva das linhas de microrredes.

Esta é uma estratégia de controle bem conhecida que permite uma integração *plug-and-play* de unidades GD. No entanto, quando implementado em uma microrrede de baixa tensão, este método de *droop* está sujeito às linhas de microrrede predominantemente resistivas.

Controle de queda com base em Tensão

O controle de queda com base em tensão considera a natureza resistiva e a falta de inércia da microrrede. Outra característica específica das microrredes é a alta participação de fontes de energia renováveis e intermitentes. Para levar isso em conta, o controle de queda baseado em tensão foi desenvolvido (IEEE Trans. Power, 2011).

As unidades despacháveis diminuem sua potência de saída com o aumento da tensão e vice-versa para baixas tensões. As unidades intermitentes variáveis, muitas vezes renováveis, fornecem potência nominal à rede caso a tensão esteja na faixa de tensão normal.

Neste sentido, potência nominal significa que a potência é determinada pela fonte de energia, por exemplo, o ponto de potência ótimo no caso de painéis fotovoltaicos, portanto independente do estado da microrrede.

A faixa de tensão normal é uma faixa de tensão em torno da tensão nominal da microrrede, que é chamada de faixa de potência constante. Caso a tensão do terminal ultrapasse esta faixa de potência constante, a potência da unidade GD é alterada, por exemplo, incluindo pequenos elementos de armazenamento ou abandonando o ponto de potência máxima.

Esta estratégia de controle dos geradores, combinada com um transformador inteligente (ou conversor *back-to-back* inteligente (R.Majumder, 2011)) localizado no ponto de conexão, permite uma operação de microrrede ilhada e conectada à rede. As unidades GD na microrrede reagem na tensão da microrrede, que pode ser influenciada pelo ST. O ST aumenta sua tensão do lado da microrrede para obter uma menor transferência de energia da microrrede para a rede da concessionária. Uma tensão ST mais baixa é induzida para aumentar a geração da microrrede. Além disso, o coordenador da distribuidora ou da VPP pode impactar o controle da microrrede comunicando-se apenas com o ST.

4.4 Controle Secundário

O controle secundário, que é baseado em comunicação, pode ser incluído tanto nas unidades GD, quanto nas cargas ativas.

4.4.1 Unidades GD

O controle primário é sobreposto com um controle secundário e terciário que forma o *link* com o *software* de microrrede inteligente. O controle de sobreposição é responsável por outras otimizações da microrrede, tais como: otimização econômica, mudanças de *set point* de potência ativa e reativa para seguir cronogramas pré-definidos,

gerenciamento de problemas, gerenciamento de congestionamento, resposta de carga. No controle primário de ação rápida, as energias renováveis alteram sua potência de saída caso a tensão da rede exceda a faixa de potência constante, a fim de minimizar a perda de energia renovável e manter uma qualidade de energia adequada no sistema.

Para esta mudança de potência, podem ser usados dispositivos de armazenamento. Como a capacidade de armazenamento é limitada, o controle secundário pode ajudar a restaurar o *set point* dessas unidades, por exemplo, ativando a resposta da carga para alterar o consumo em caso de tempos de tensão extrema. Desta forma, o controle de sobreposição oferece um controle da microrrede dependente do estado das cargas, unidades de GD e dispositivos de armazenamento.

4.4.2 Cargas ativas

Junto às unidades GD, as cargas também podem utilizar resposta de demanda primária e secundária. A resposta de demanda primária (DR) deve permitir uma operação robusta de microrrede. Ao usar o controle de queda baseado em tensão, a comunicação pode até ser evitada, pois a tensão da rede fornece informações precisas sobre o estado da rede elétrica. O DR secundário é um aspecto principal do conceito de rede inteligente e pode ser gradualmente introduzido no sistema por meio da implementação em microrredes inteligentes.

4.5 Estratégia de Controle em Usinas Virtuais

VPPs inteligentes de ativos mistos, podem vir a ser muito promissores, pois oferecem benefícios de dimensionamento e incluem diferentes tipos de recursos. Por intermédio de conexões com VPPs, pequenos DERs autônomos que geralmente estão abaixo dos limites de capacidades para entrar no mercado de eletricidade (S. Ropenus and K. Skytte, 2007) poderão ter a possibilidade de participar dos mercados de compra e venda de energia. Além disso, como muitos DER são baseados em fontes de energia intermitentes, eles enfrentam penalidades de desequilíbrio de energia que podem ser mitigadas por uma VPP de ativos mistos.

Uma questão interessante que esse trabalho propõem avaliar, é como controlar uma VPP e se as estratégias de controle desenvolvidas usadas para microrredes são aplicáveis, provavelmente de forma alternada, em VPPs.

4.5.1 Contribuições e Estratégias Tecnológicas para o Aprimoramento do SEB

Contribuição para a gestão do congestionamento

No atual cenário Brasileiro, os recursos energéticos distribuídos (DERs) são instalados no sistema elétrico de energia sem coordenação e com base em uma estratégia de encaixar e esquecer. Como os operadores de rede ainda não podem alterar a saída do DER, eles limitam a capacidade instalada do sistema com base no pior cenário conforme a Equação (1):

$$\sum P_{max_{DER}} - \sum P_{min_{cargas}} \leq \sum P_{max_{rede}} \quad (1)$$

Em que $P_{max_{DER}}$ é a potência máxima dos recursos energéticos distribuídos, $P_{min_{cargas}}$ é a potência mínima da carga e $P_{max_{rede}}$ é a potência máxima da rede.

Embora este limite de rede seja violado apenas algumas horas por ano, a capacidade máxima instalada é limitada permanentemente. Ao instalar uma VPP em uma determinada região que exige um investimento limitado, o operador da rede de distribuição e o operador da rede de transmissão, podem limitar a capacidade do DER quando necessário. Assim, os fatores de capacidade real e os fatores de probabilidade, podem ser considerados ao invés de assumi-los como uma abordagem conservadora usada em redes operadas passivamente. Essa estratégia possibilita economizar grandes investimentos de tempo quanto de dinheiro no reforço da rede e permite que uma parcela maior de fontes renováveis sejam instaladas ao sistema.

4.5.2 Contribuição para a regulação do perfil de tensão

A regulação do perfil de tensão pode ser feita em uma estrutura de controle hierárquica. No controle primário das unidades de Geração Distribuída (GD), convencionalmente, está incluído o desligamento por sobretensão. No futuro, por meio de um mecanismo de *droop*, que pode ser adotado de forma análoga ao controle de *droop*

baseado em tensão em microrredes ilhadas, a otimização do perfil de tensão pode ser obtida alterando gradualmente a potência de saída da GD dependente da tensão eficaz do terminal. Nessas situações, o atraso na mudança de energia das geradoras renováveis é crucial.

Em um controle secundário, a VPP pode coordenar as unidades de GD para obter uma regulação otimizada do perfil de tensão.

4.5.3 *Contribuição para a liberação de oscilação*

O clássico controle liga/desliga das unidades de geração distribuída, onde as unidades de GD desligam em caso de sobretensão e ligam novamente quando a tensão diminui, pode levar a oscilações na rede. Esta função de segurança primária das fontes, leva a um comportamento imprevisível. Segundo essa estratégia, a primeira unidade que atingir seu limite de tensão será desligada. Devido às tolerâncias nos componentes, é difícil prever qual será a unidade. Portanto, essa solução tem como consequência a diminuição das taxas de produção nos dias com maior potencial de energia renovável (por exemplo, energia eólica ou solar).

Com a tecnologia das VPPs é possível resolver esse problema fornecendo coordenação das mudanças de energia. O controle liga/desliga pode ser substituído para, por exemplo, controle de queda baseado em tensão, conforme mencionado acima. Desta forma, a potência de saída das unidades de geração distribuída não varia em 100%, mas sim, com um valor dependente da tensão terminal das unidades. O benefício dessa solução poderá evitar picos de tensão na rede e, portanto, proteger os equipamentos conectados ao sistema.

4.5.4 *Estratégias de controle*

O objetivo principal de inserir recursos energéticos distribuídos em VPPs é capacitá-los a contribuir nos mercados e atuar como gerador convencional. Portanto, o coordenador da VPP é responsável pela supervisão, controle de balanceamento, serviços auxiliares e interface com o mercado. Este trabalho também se propõe a estudar as mudanças de *setpoint* de potência ativa das unidades GD acionadas pelo coordenador do

VPP. Esta mudança de *setpoint* é lenta em comparação com o controle primário da rede e, portanto, está incluída no controle da rede secundária e terciária.

Os DER nos VPPs podem, por sua vez, também ser agregados em microrredes. Dessa forma, microrredes e VPPs são sobrepostos uns aos outros. A VPP influencia os controladores locais distribuindo as alterações do ponto de ajuste de potência para os DERs de forma separada e para as microrredes.

Para o coordenador da VPP, as microrredes oferecem a vantagem de se apresentarem como uma solução que possibilita reduzir a comunicação e a carga computacional da VPP. O coordenador da VPP somente ajusta a potência através do ponto de conexão, enquanto que dentro da microrrede, essa mudança de potência pode ser tratada levando em consideração todos os detalhes da microrrede para obter uma operação ótima.

O coordenador VPP calcula uma mudança total de potência de saída desejada da VPP a partir de informações recebidas do operador da rede de distribuição ou dos elementos da própria VPP, por exemplo, o balanceamento da VPP. Para realizar essa mudança de potência, duas estratégias são possíveis. No controle direto, o coordenador da VPP determina uma mudança de potência separada para cada DER/microrrede e distribui essa informação para todos os DER/microrredes do sistema. O coordenador da VPP tem, assim, um controle direto de sua malha de DER e o desempenho do sistema está diretamente vinculado à experiência do coordenador da VPP. Em um cenário ideal, uma operação ótima pode ser alcançada quando a comunicação bidirecional é totalmente explorada, mas podendo ocasionar problemas de escalabilidade, adaptabilidade e muitos dados computacionais. Em situações de um controle baseado no mercado (APSCOM).

Ao contrário da estratégia de controle direto, a segunda estratégia para as decisões de troca de potência são tomadas localmente pelas unidades DER para maximizar seu lucro. O coordenador da VPP não pode controlar diretamente o DER, mas adquire uma controlabilidade ao alterar os incentivos. Ambos os métodos requerem comunicação bidirecional, perícia e dados computacionais. Neste trabalho, as mudanças de potência ativa são definidas, mas também podem resultar em estratégias de preços ou licitações.

As VPPs podem ser classificadas em VPPs centralizadas ou VPPs descentralizadas (hierárquicas). As VPPs centralizadas, a VPP despacha o ponto de operação de cada DER. Isso requer que a VPP tenha conhecimento preciso do estado do DER. As VPPs descentralizadas, por outro lado, operam por meio de uma arquitetura

hierárquica. Nessas VPPs, os controladores locais distribuídos são sobrepostos a um controlador central ou a agentes de troca de informações para formar um sistema integrado. Um exemplo de uma VPP descentralizada, é um modelo de VPP baseado no mercado operando em um cenário de oferta ou sinal de preço (ICCEP, 2009).

Além do controle VPP centralizado e descentralizado, o controle também pode ser baseado no controle de microrredes ilhadas no caso de VPPs constituídas por microrredes com controle centralizado.

Em um controle centralizado, a VPP despacha os sinais de controle para o controlador central da microrrede. Por sua vez, este controlador central distribui as alterações do ponto de ajuste de potência para o DER na microrrede, que é análogo ao controle central da microrrede. Ao contrário do controle da VPP centralizada em que o coordenador da VPP se comunica com cada DER, essa solução, um controlador central de microrrede é incluído como nível extra entre a VPP e o DER.

4.5.5. Controle primário e secundário de VPPs

O controle primário não é determinado pelo coordenador da VPP, portanto, análogo ao controle primário em microrredes, é determinado pelo DER local. A potência de saída das unidades de GD pode ser alterada de acordo com o estado da rede. Os controladores de queda são baseados em tensão para permitir que as unidades VPPs reajam a mudanças de tensão e frequência locais para melhorias na qualidade de energia local e uma operação VPP estável.

Este controle primário pode ser sobreposto com um esquema de controle secundário para obter uma operação ideal dentro da VPP. Exemplo, o coordenador da VPP pode desfazer um P_{out} de uma unidade, alterando P_{out} de outra unidade, para atingir uma otimização econômica.

Na estratégia de controle terciário, com tempo de resposta mais lento, o coordenador da VPP se comunica com o operador da rede de distribuição para alterar a potência das unidades GD com o objetivo de alcançar uma operação ótima na escala da concessionária. Nesse controle terciário, o coordenador da VPP faz o meio campo entre o DER e os mercados de energia elétrica.

O controle terciário também favorece pontos de ajuste para a estratégia de controle secundário, que por sua vez altera a potência nominal na estratégia de controle primário.

4.6 VPP Hierárquico por meio de Controle Microrrede

Com base nas estratégias de controle primário e secundário das microrredes e no controle da VPP, conforme desenvolvido anteriormente, uma estratégia hierárquica de controle VPP/microrrede é apresentada na sequência.

O controle primário é responsável por uma operação de rede estável e, em um sistema ideal, opera com base apenas em medições locais. Esse controle primário é igual em microrredes conectadas à rede e VPPs. O DER normalmente se apoia nos grandes geradores convencionais para o controle primário. Entretanto, no futuro, com cada vez mais DER, essas unidades também precisarão contribuir para o controle primário das redes. Como exemplo tem-se o uso do controle de queda baseado em tensão como apresentado para o caso das microrredes resistivas ilhadas.

Este método é especialmente interessante para lidar com problemas locais das redes de baixa tensão às quais os DERs considerados estão ligados. Nesta estratégia de controle, os DER respondem às mudanças de tensão locais de forma retardada caso sejam de fontes renováveis de energia.

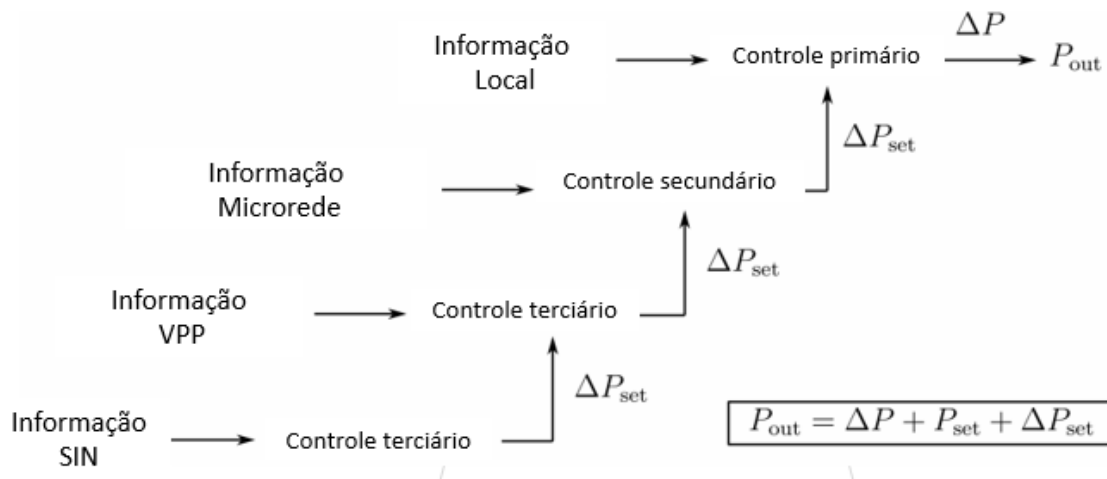
No controle convencional da rede (UCTE, 2009), o controle secundário é um controle automático centralizado que fornece energia de reserva para trazer de volta a frequência e os programas de intercâmbio aos seus valores-alvo; e o controle terciário é a mudança manual no despacho e no comprometimento da unidade para restaurar a reserva de controle secundário, gerenciar congestionamentos e trazer de volta a frequência e os programas de intercâmbio ao seu destino se a reserva de controle secundário não for suficiente.

Caso aplicado a VPPs, o controle secundário é um controle para otimização dentro da microrrede (análogo ao controle secundário da microrrede).

O controle terciário é habilitado pelos sinais de controle enviados por meio da VPP para as microrredes ou as unidades GD separadas. Um nível superior de controle terciário trata dos sinais de controle do operador da rede de distribuição para as VPPs ou diretamente para as microrredes/unidades GD, caso não façam parte de uma VPP.

Ao combinar estes diferentes níveis de controladores, um controlador hierárquico é formado onde cada nível de controle fornece sinais aos níveis inferiores, conforme representado na Figura 3.

Figura 3 – Esquemático do controle Hierárquico na rede com uma VPP



Fonte: O Autor

Nesta figura, o controle hierárquico na rede com uma VPP composta por múltiplas microrredes está resumida. Em uma microrrede ilhada, não há controle terciário conforme definido na Figura.

4.7 Síntese do Capítulo

O capítulo buscou descrever resumidamente alguns métodos de controle de microrredes para o modo conectado à rede e ilhado. É feita uma distinção entre controle primário e secundário. Em seguida, é discutida a viabilidade desses controladores de microrredes em VPPs com o objetivo de tornar os perfis de consumidores residenciais, apresentados no próximo capítulo, mais participativos no sistema elétrico brasileiro. Um controle hierárquico de microrredes inteligentes e VPPs em camadas é proposto. Neste controle hierárquico, a microrrede trata das questões locais enquanto o coordenador da VPP faz o conexão com os mercados de energia elétrica e trata das questões ao nível da rede de distribuição.

5. APLICAÇÃO DOS MODELOS DE RESPOSTA À DEMANDA NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

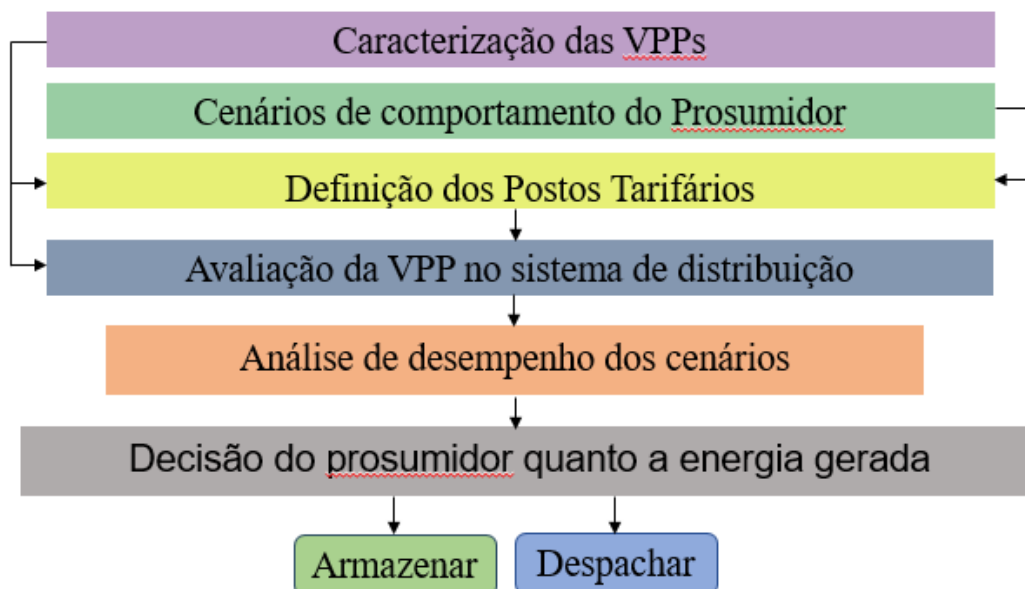
5.1 Metodologia Proposta

A metodologia proposta para concepção de usinas virtuais de energia (VPP) no sistema elétrico brasileiro, considerando a inserção de veículos elétricos de consumidores de baixa tensão (BT). O comportamento destes consumidores, representados na curva de carga, tem efeito nos estudos de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica.

A metodologia é composta por três módulos principais. No primeiro módulo as VPPs são caracterizadas; no segundo são construídos os cenários que contemplam alguns comportamentos dos consumidores; o terceiro avalia o desempenho da VPP no sistema da distribuidora – despacho de geração. Com base nos resultados são avaliados os índices que permitam analisar o desempenho nos cenários simulados.

A Figura 4 ilustra a estrutura geral da metodologia proposta.

Figura 4 – Estrutura Geral da Metodologia Proposta.



Fonte: O Autor

Para quantificar o impacto dos consumidores de BT, parte-se do princípio que seja possível estimar como cada consumidor, ou grupo de consumidores, se comportará ao longo do tempo. Nesse contexto, GRANDJEAN, ADNOT e BINET (2012) sugerem que um modelo ideal para analisar a integração de uma demanda ativa deve possibilitar a simulação de vários cenários; explícito, demonstrando as características de cada equipamento ou unidade de consumo que impactam no cálculo da curva de carga; evolutivo, de forma a garantir que novos elementos possam ser introduzidos ao modelo, agregativo, cujo os resultados, podem ser obtidos em diferentes níveis (unidade de consumo, área, cidade, região, etc.) e possibilitar a integração de todo e qualquer tipo de equipamento.

Os principais agentes envolvidos e que percebem estes impactos em sua maior intensidade são os consumidores residenciais e as concessionárias de distribuição. Outros agentes que atuam implicitamente são as indústrias, que participam vendendo as soluções tecnológicas, e o governo que influencia com políticas de incentivos fiscais, e programas de financiamentos a taxas reduzidas. Dentre os muitos aspectos existentes quatro foram destacados o: técnico, econômico, social e ambiental. Após estudar e compreender as principais mudanças e o significado econômico que estas representam, inicia-se o estudo do problema de despacho econômico, de modo a compreender sua teoria e formulações aplicadas aos veículos elétricos conectados na rede de distribuição.

Para tanto, são propostos cenários de configuração no uso de veículos elétricos para o fornecimento de energia para um consumidor hipotético, porém realístico. Esse consumidor possui uma carga com demanda de 600 kW. Neste trabalho, são construídos cenários utilizando a rede da VPP combinada com fontes de energia com sistema de armazenamento de energia, simulando um cenário que engloba todas as fontes operando simultaneamente com a rede da concessionária.

Na implementação dos cenários, empregou-se o EXCEL, um *software* consolidado com capacidade para a determinação de soluções para problemas de otimização, cuja formulação matemática, encontra-se na seção 5.7.

5.2 Geração Distribuída e Resposta à Demanda

Esta seção descreve uma análise do impacto da Geração Distribuída e Resposta a Demanda nas curvas típicas de um consumidor residencial de baixa tensão, assim como, uma análise do comportamento dos modelos de carregamento para veículos elétricos (VE), cujo objetivo, é mostrar e evidenciar as vantagens de utilização dos modelos propostos para consumidores de BT, quando para o uso dos VEs.

Também é identificado o comportamento dos consumidores em programas de RD e integração de GD, analisando os possíveis impactos dos modelos propostos, visualizando as vantagens e desvantagens de cada estratégia de carregamento de VE.

Finalizando, são observadas as oportunidades para gerenciamento de resposta à demanda a partir dos estudos de carga.

Em resumo, os estudos são divididos em: caracterização das curvas típicas de consumidores de BT e caracterização das curvas típicas de VE, com o objetivo de explorar o efeito da VPP às instruções de despacho da rede e participação do *peak shaving*, principalmente para dois propósitos. Um dos propósitos é aumentar renda, a outra é reduzir a flutuação da carga da rede de distribuição.

5.3 Descrição do Estudo – *Peak Shaving*

Este trabalho considera um edifício em Porto Alegre RS, Brasil, como um estudo de caso com o objetivo de reduzir o pico e preencher o seu perfil de consumo de energia usando uma abordagem V2G (*Vehicle to Grid*). O consumo de energia elétrica do prédio foi extraído de valores horários de dados reais coletados de consumidores durante o ano de 2019.

O conceito geral de redução de pico e preenchimento de vale visa achatar uma determinada curva de carga, deslocando a carga ao longo de um horizonte de tempo selecionado usando fontes de energia. No quadro geral deste trabalho, estas fontes são as placas fotovoltaicas e os VEs.

O preenchimento de vales é implementado através da alteração adequada do horário de carga e descarga dos VEs. Além disso, para simular realisticamente o impacto

do controle do processo de carga e descarga de VEs (potencialmente estacionados), foi simulado uma ocupação de estacionamento de carros convencionais em um estacionamento residencial. Neste contexto, assume-se que os VEs são propriedade dos membros residentes e trocam energia com o edifício num processo lento de carga e descarga.

5.4 Descrição do Estudo – Consumidores de Baixa Tensão (BT)

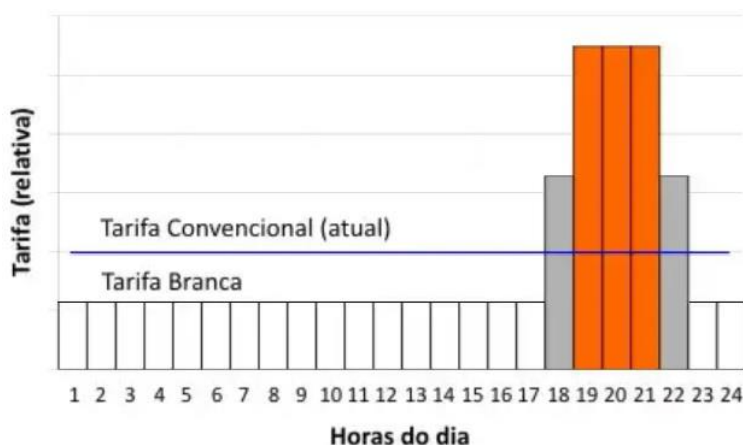
5.4.1 Dados de Consumo

Para caracterização do consumo dos diferentes grupos de consumidores, são considerado dados de consumidores residenciais, autoprodutores de energia (fonte de energia fotovoltaica), visando obter curvas mais realistas. As bases disponibilizadas são utilizadas para representar a caracterização das diferentes classes e faixas de consumidores, conforme as Figuras 8, 9 e 10.

5.4.2 Tarifa de Consumo

Na caracterização da resposta à demanda (RD) foi considerada a estrutura de tarifa horária (TOU) proposta pela ANEEL, conhecida como tarifa branca. A Figura 5 mostra a estrutura da tarifa.

Figura 5 – Estrutura da tarifa branca e da Tarifa Convencional.



Fonte: ANEEL (2019).

A Figura 5 ilustra a aplicação da tarifa branca nos diferentes postos tarifários em dias úteis. Nas colunas de cor branca, corresponde as horas fora ponta, aos períodos de ponta (colunas de cor laranja) representam três horas consecutivas diárias e, os períodos Intermediários (colunas de cor cinza) são formados pela hora imediatamente anterior e pela hora imediatamente posterior ao período de ponta. Nos sábados, domingos e feriados, o valor aplicado é fora ponta durante todas as horas do dia (ANEEL, 2019). Essa consideração é importante na caracterização dos perfis de consumo, pois torna atrativa a adesão à tarifa branca a determinados perfis.

5.4.3 Postos Tarifários

Os postos tarifários são definidos por distribuidora, no seu processo de revisão tarifária periódica (a cada 4 ou 5 anos), de acordo com a Resolução Normativa (REN) nº 1000/2021, e os Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. A ANEEL mantém uma base de dados atualizada para consulta com os valores de tarifação – das concessionárias e permissionárias – com os postos ou horários de ponta, intermediário-1 (antes da ponta), intermediário-2 (após). Apesar das nomenclaturas diferentes, a TE e TUSD dos postos intermediário-1 e -2 são iguais. Os horários e tarifas das distribuidoras de interesse do estudo estão listada na Tabela 1 e Tabela 2, respectivamente.

A distribuidora CEMIG, em comparação com as distribuidoras aqui analisadas, possui definição de postos tarifários próximos do horário em que há quantidade de geração suficiente para o acúmulo de créditos nos postos intermediário e de ponta. Suas tarifas nestes dois postos, também são as maiores dentre todas as distribuidoras em estudo. Afirma-se que tarifas maiores, para clientes sem auto-produção, representam uma desvantagem, ao contrário, em microgeração elevam os índices de rentabilidade do investimento.

Os dados das Tabelas 1 e 2, em conjunto com as demais informações mencionadas nos capítulos anteriores, são essenciais à análise do retorno de investimento na modalidade horária.

Tabela 1 – Postos tarifários e horários por distribuidora (ago 2022)

Distribuidora	UF	Intermed-1	Hóra Ponta	Intermed-2
CEEE-D	RS	17:00 - 17:59	18:00 - 20:59	21:00 - 21:59
Cemig-D	MG	16:00 - 16:59	17:00 - 19:59	20:00 - 21:00
Celesc-DIS	SC	17:30 - 18:29	18:30 - 21:29	21:30 - 22:30
Copel-DIS	PR	17:00 - 17:59	18:00 - 20:59	21:00 - 22:00
CPFL Paulista	SP	16:00 - 17:59	18:00 - 20:59	21:00 - 22:00
RGE(agrupada)	RS	16:00 - 17:59	18:00 - 20:59	21:00 - 22:00

Fonte: adaptado de ANEEL

Tabela 2 – Tarifa de referência branca em R\$ por kWh (ago 2022)

Distribuidora	UF	Hóra Ponta	Intermediária	Fora Ponta
CEEE-D	RS	1,192020	0,779260	0,542460
Cemig-D	MG	1,170450	0,765210	0,508980
Celesc-DIS	SC	0,92	0,60	0,45
Copel-DIS	PR	1,00469	0,67353	0,48325
CPFL Paulista	SP	1,15602	0,75732	0,5368
RGE(agrupada)	RS	1,26468	0,83165	0,54265

Fonte: O Autor

5.5 Descrição do Estudo – Veículos Elétricos

O desenvolvimento de VEs surge como alternativa eficiente e menos poluente para utilização dos recursos energéticos na mobilidade dos indivíduos. A sua utilização em grande escala pode significar uma drástica redução na emissão de gases de efeito estufa, servindo como um convincente argumento para o cumprimento de metas de redução da poluição (GODINA et al.,2016). Como consequência, o desenvolvimento dos veículos elétricos tem ganhado destaque no cenário atual. Entretanto, a integração de VEs ao sistema elétrico, cria desafios ao gerenciamento de energia em função da sua caracterização.

Primeiramente, atribui-se ao VE o conceito de uma carga móvel de grande porte. Um das explicações que justificam essa caracterização está relacionado às baterias. Um grande número de eventos simultâneos relacionados ao carregamento de baterias pode elevar os picos de demanda, causando sobrecarga, conseqüentemente, afetando os níveis de qualidade e confiabilidade da rede (SHAREEF; ISLAM; MOHAMED, 2016).

Por outro lado, o veículo elétrico também pode assumir características de uma fonte de energia descentralizada. Ou seja, em alguns períodos do dia o VE deve consumir energia do sistema ou de GD para carregar suas baterias e em outros períodos deve operar como uma fonte descentralizada de energia, oferecendo energia ao sistema. Essa caracterização é conhecida também com V2G (*Vehicle to Grid*).

Nesse nível de controle, o VE pode se comportar como uma carga flexível, assumindo características de comportamento semelhante a uma carga integrada a um programa de gerenciamento de demanda, ou como um elemento que injeta energia na rede.

Em ambos os casos, a avaliação dos possíveis impactos gerados pelos VEs requer o desenvolvimento de metodologias que possibilitem introduzir esses comportamentos ao modelo de carga. Portanto, é necessário conhecer os padrões de mobilidade e a definição de estratégias de carregamento.

Através dessas informações, a composição da curva de carga do VE depende da definição de estratégias de carregamento. Nesse trabalho são considerados os conceitos de *Peak Shaving* (Corte de Pico) demonstrados na seção 5.8.

5.5.1 *Padrões de Mobilidade*

O conceito de mobilidade está relacionado com os deslocamentos diários de pessoas no espaço urbano, relacionando não apenas a sua efetiva ocorrência, mas também a facilidade e a possibilidade de ocorrência (IPEA, 2011).

Os estudos relacionados à mobilidade têm caráter quantitativo e objetivam caracterizar o estilo de vida urbano a partir da perspectiva das demandas de serviços e infraestruturas de transporte. Dessa forma, torna-se possível caracterizar os movimentos

de uma população e como esses movimentos estão relacionados a estruturação dos territórios (RAIA JR. CORRÊA, 2006).

A Tabela 3 exemplifica uma análise de comportamento de consumidores, caracterizando a mobilidade diária segundo motivo do deslocamento.

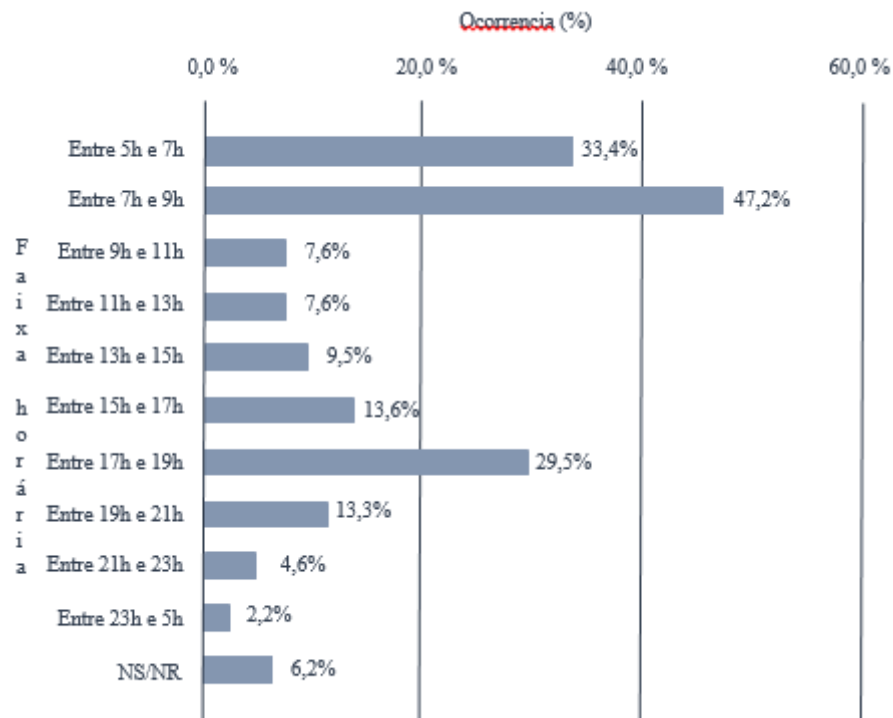
Tabela 3: Exemplo de análise de dados a partir de estudo de mobilidade.

RESPOSTA	2006	2017
Trabalhar	52,0%	53,4%
Fazer compras	14,0%	13,7%
Estudar	13,0%	9,7%
Tratamento de saúde	10,0%	9,0%
Outros	7,0%	8,4%
Procurar trabalho	4,0%	5,7%
NS/NR	-	0,2%

Fonte: Confederação Nacional de Transporte (CNT.2017).

A Figura 6 representa o deslocamento dos indivíduos para o trabalho, cujo pico da manhã (entre 7h e 9h) é o período de maior utilização dos meios de transporte e a tarde, verifica-se um pico (ente 17h e 19h) para os motivos de viagens analisados.

Figura 6 – Horário em que geralmente as pessoas deslocam-se para o trabalho.



Fonte: Confederação Nacional de Transporte (CNT.2017).

Para aplicar esse estudo na modelagem de carga de VEs, são utilizados somente dados de mobilidade relacionados aos veículos automotores e os padrões de mobilidade dos usuários de VEs não se diferenciarão dos veículos automotores convencionais.

Nessa lógica, as variáveis de interesse para modelar a carga dos VEs por meio dos estudos de mobilidade, são observados o número de viagens realizadas diariamente, os horários de chegada e partida de um determinado local.

A integração de todas as curvas dos VEs no intervalo de análise, considerando a estratégia de carregamento, caracterizam um cenário de carregamento dos veículos elétricos.

5.6 Perfis de Consumo

O sistema foi projetado de forma a otimizar o retorno financeiro. Por exemplo, de acordo com a localização do consumidor faturado na modalidade horária e seu perfil, duas instalações com mesmo volume de energia consumido de forma semelhantes, podem ter potências nominais distintas. Em resumo, esse sistema garante que haja aproveitamento

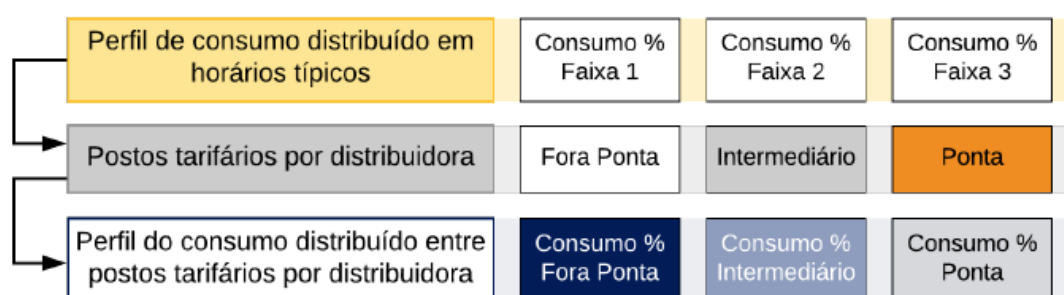
ótimo dos créditos acumulados na CCEE e que não haja necessidade de efetuar qualquer desconto no fluxo de caixa (FC) devido à energia não compensada.

Como os horários de cada submercado mudam de acordo com a distribuidora, diferentes perfis de consumo são planejados em relação ao horário de maior utilização da energia (fixados independentemente da distribuidora). Para cumprir os requisitos de perfil ótimo de uso do sistema, é fixado um consumo máximo anual – com distribuição distinta ao longo do dia – por perfil.

A definição dos “perfis de consumo” é feita por atribuição percentual de três faixas horárias típicas da rotina de grande parte dos brasileiros. **Faixa 1**, para sábados domingos e feriados; **Faixa 2**, para dias úteis, das 23h às 19h e **Faixa 3**, das 19h às 23h. E para cada perfil, essas faixas são distribuídas entre horários fora da ponta, intermediário e de ponta. Pressupõe-se que a demanda projetada, determinada pelos perfis de consumo, seja distribuída uniformemente por posto tarifário.

O consumidor com uma rotina de utilização da energia elétrica conhecida (ou *perfil de consumo*) pode ter seu consumo distribuído em *horários típicos*. A Figura 7 ilustra o procedimento de conversão do consumo aos horários definidos pela tarifa branca. Neste trabalho, a distribuição anual de consumo foi aproximada pela distribuição semanal, desconsiderando feriados (cujo erro se apresentou pouco significativo no resultado final).

Figura 7 – Conversão de consumo de faixa horária para posto tarifário



Fonte: O Autor

Os cenários que são estudados a seguir, a Resolução Normativa (REN) nº 1000/2021 Seção III Art.554 e 555 descrevem os critérios para a recarga e injeção de energia elétrica na rede de distribuição a partir dos veículos elétricos. O disposto no *caput* não se aplica ao fluxo bidirecional restrito à mesma unidade consumidora.

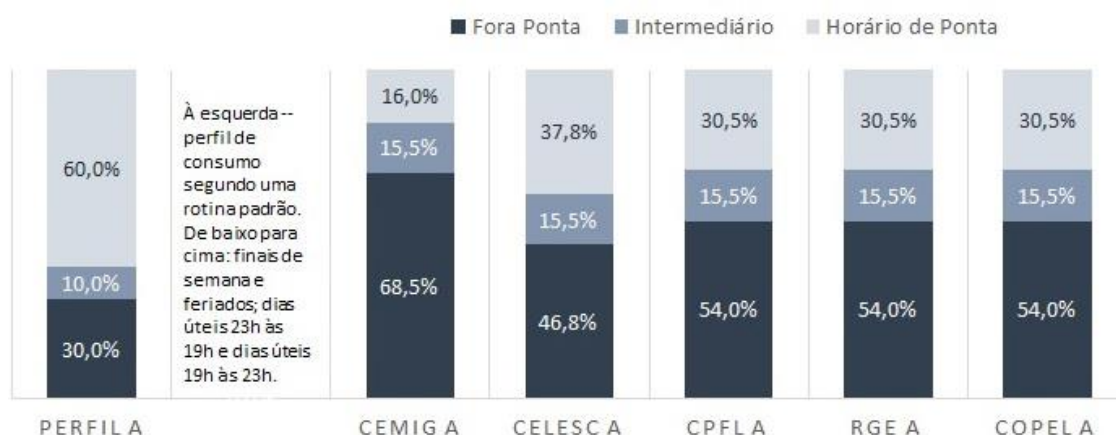
Portanto, o presente estudo supõe que em médio a longo prazo, grande número das residências farão uso de algum tipo de microgeração e minigeração distribuída.

5.6.1 Prosumidor Perfil A

O respectivo perfil retrata a rotina de um *Consumidor Padrão*, cuja residência possui um sistema de geração distribuída fotovoltaica (GDF) – durante a semana quando está no trabalho, afastado da sua residência fixa até o início da noite, ao retornar consome a maior parte da energia elétrica (60%) no período que normalmente é considerado horário de ponta. Nos finais de semana e feriados, seu consumo médio é um valor entre máximo e mínimo que ocorrem durante a semana (30%).

Na perspectiva das distribuidoras, este perfil representa um caso ruim de consumo com exceção da CEMIG, devido a suas faixas horárias de ponta ocorrem ainda no período do final da tarde. A Figura 8 representa o perfil de consumo distribuído entre os postos tarifários por distribuidora, permitindo avaliar qualitativamente a energia que será compensada fora de posto. À medida que o habito de consumo se afasta do *Perfil A* e se aproxima do *Perfil C*, como é mostrado nas representações dos demais perfis, maior a quantidade de energia consumida é no horário fora da ponta. Esse comportamento favorece um indicador de melhores resultados econômicos quando o consumo é distribuído igualmente ao longo do dia ou concentrado nos sábados, domingos e feriados.

Figura 8 – Perfil A: transposição do consumo por faixa horária a posto tarifário

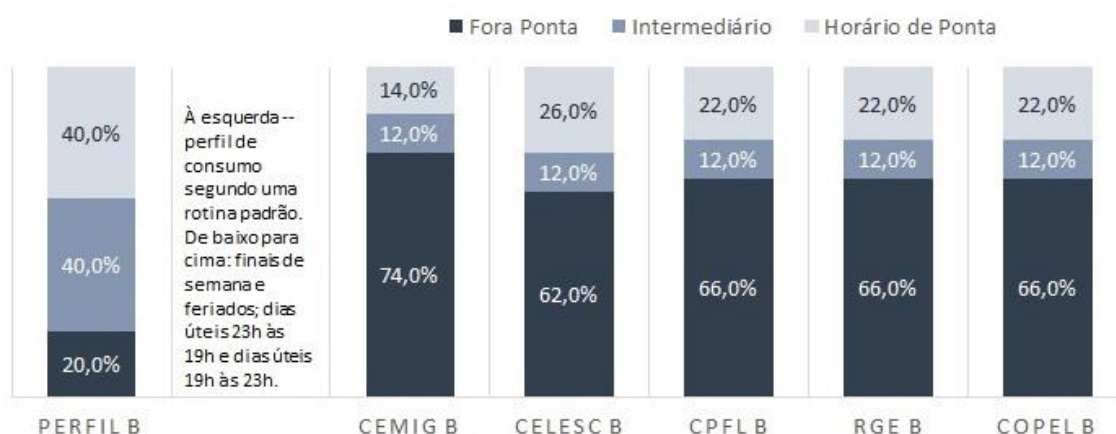


Fonte: O Autor

5.6.2 Prosumidor Perfil B

O perfil B representa um *Consumidor Intermediário* que possui GDF. Pode-se considerar como exemplo, uma residência na qual o consumo de energia se verifica em períodos alternados – utilizando energia elétrica durante o dia, supondo uma rotina de trabalho em casa – ou ainda, pessoas que possuem necessidades que lhes impõe dormir mais cedo – em comparação ao Consumidor Padrão, e portanto, demandar mais energia elétrica no período que compreende o vespertino e o início da noite (40%). A Figura 9 representa o consumo horário por distribuidora.

Figura 9 – Perfil B: transposição do consumo por faixa horária a posto tarifário

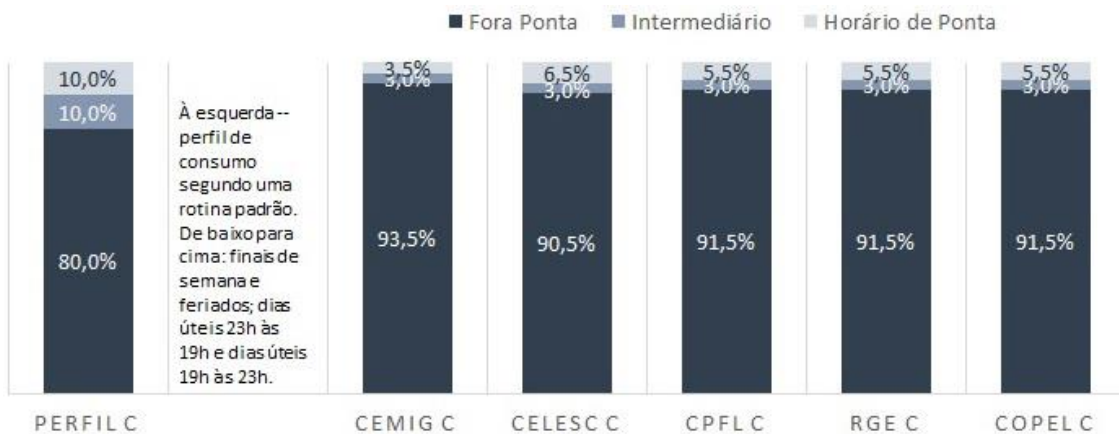


Fonte: O Autor

5.6.3 Prosumidor Perfil C

O *Consumidor Eventual* corresponde o perfil que possui instalação de GDF como parte de um modelo de negócio como exemplo; locação para lazer (do tipo “AirBnB”) ou residência de uso esporádico em finais de semana. Normalmente, esse estilo de uso (80% nos sábados, domingos e feriados) corresponde com períodos de maior geração fotovoltaica, que atualmente, ocorre durante o horário fora da ponta. A Figura 10 mostra a representação horária por distribuidora.

Figura 10 – Perfil C: transposição do consumo por faixa horária a posto tarifário



Fonte: O Autor

Este é um caso particular, pois o pressuposto de que a geração excedente parte somente do posto tarifário 1 para os postos 2 e 3 se mostra incorreta. Ou seja, a direção da compensação é oposta: há excedente de geração não consumido pelos respectivos postos que deve percorrer um caminho inverso ao que foi assumido anteriormente. Neste estudo, optou-se pela geração nos postos horários 2 e 3 excedente, permitindo ser compensada no posto 1.

A próxima seção descreve a formulação da minirrede.

5.7 Formulação da Minirrede

A minirrede estudada nesta seção é formada pela concessionária, pelo sistema de armazenamento e pelo sistema de geração de energia solar. A minirrede está representada na Figura 11.

A função objetivo da minirrede é dada de forma geral pela equação (2)

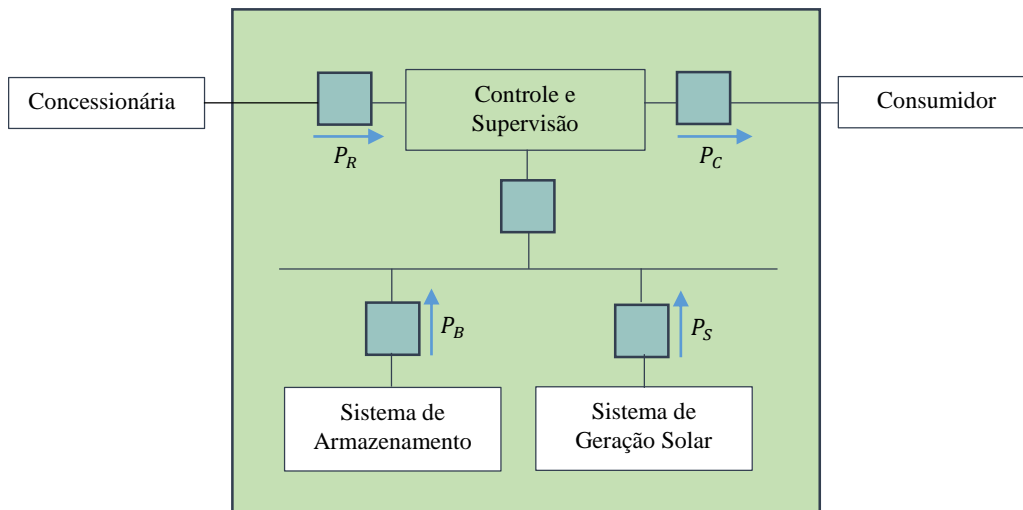
$$FO = \sum_{t=1}^T \lambda_R(t) * P_R(t) + \sum_{t=1}^T \lambda_S(t) * P_S(t) \quad (2)$$

Onde:

- FO representa a função objetivo.
- P_R é a quantidade total de potência que a concessionária irá oferecer, a qual será injetada na minirrede.

- P_S é a quantidade total de potência que será injetada na minirrede pela placa solar, estando diretamente relacionada com a irradiação solar do meio.
- λ_R constante de variação na rede e λ_S constante de variação de irradiação solar.

Figura 11 - Minirrede



Fonte: O Autor

Entretanto, a Resolução Normativa nº 1000 da ANEEL apresentada na seção IV Art.31 os créditos recebidos de energia elétrica repassada para a rede, serão compensados ao consumidor em forma de desconto, a parcela referente a energia solar não pode ser minimizada, por isso deve ser eliminada da função objetivo da equação (2), mas deve ser considerada no balanço de potência. O modelo econômico do setor elétrico brasileiro deve ser considerado, sendo o valor pago pela energia elétrica variando com relação a horários determinados e de acordo com a classificação do consumidor. O comportamento econômico do mercado de energia brasileiro, apresentado no Capítulo 2, sinaliza diferentes valores de λ_R variando no tempo conforme o tipo de fonte de energia.

As restrições da minirrede são dadas respectivamente pelas equações (3), (4), (5), (6) e (7).

A equação (3) corresponde a restrição para as potências máximas e mínimas da bateria.

$$P_{Bmin} \leq P_B \leq P_{Bmáx} \quad (3)$$

Onde:

- P_B é a quantidade total de potência que a bateria pode armazenar para uma determinada faixa de descarga, a qual será injetada na minirrede.
- P_{Bmin} é a quantidade mínima de potência que a bateria pode armazenar para uma determinada faixa de descarga.
- $P_{Bmáx}$ é a quantidade máxima de potência que a bateria pode armazenar para uma determinada faixa de descarga.

Na equação (4) mostra a restrição para armazenamento de energia da bateria.

$$SOC(t) = SOC(t-1) - P_B(t) \quad (4)$$

Onde:

- Estado de carga $SOC(t)$ é a relação entre a tensão atual esperada nos terminais da bateria.
- $SOC(t-1)$ representa o estágio anterior de energia armazenada na bateria.
- $P_B(t)$ é a quantidade total de potência que a bateria pode armazenar para uma determinada faixa de descarga, a qual será injetada na minirrede.

A equação (5) representa a restrição para limites máximos e mínimos do estado de carga.

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{máx} \quad (5)$$

Onde:

- SOC_{min} e $SOC_{máx}$ informam, respectivamente, a capacidade mínima e a capacidade máxima de armazenamento da bateria.
- Estado de carga $SOC(t)$ é a relação entre a tensão atual esperada nos terminais da bateria.

A restrição para o balanço de potência da bateria está representada pela equação (6)

$$\sum_{t=1}^T P_B(t) = 0 \quad (6)$$

Onde:

- P_B é a quantidade total de potência que a bateria pode armazenar para uma determinada faixa de descarga, a qual será injetada na minirrede.

O balanço de potência, equação (7), foi obtido através da análise da Figura 11.

$$P_R(t) + P_B(t) + P_S(t) = P_C(t) \quad (7)$$

Onde:

- P_C é a quantidade total de potência oferecida ao consumidor.
- P_B é a quantidade total de potência que a bateria pode armazenar para uma determinada faixa de descarga, a qual será injetada na minirrede.
- P_S é a quantidade total de potência que será injetada na minirrede pela placa solar, estando diretamente relacionada com a irradiação solar do meio.
- P_R é a quantidade total de potência que a concessionária irá oferecer, a qual será injetada na minirrede.

O dimensionamento de uma bateria vai depender do número de células que a constituem e da forma como estas serão ligadas. Para selecionar o tipo de bateria e desenvolver o modelo do sistema de supervisão e estimação do estado da bateria, pode-se considerar as seguintes características:

- Estado de carga (SOC) é a relação entre a tensão máxima esperada nos terminais da bateria e a tensão atual, ou seja, o SOC informa a capacidade que pode ser descarregada da bateria em certo momento.
- P_B é a quantidade total de potência que a bateria pode armazenar para uma determinada faixa de descarga, a qual será injetada na minirrede.
- P_S é a quantidade total de potência que será injetada na minirrede pela placa solar, estando diretamente relacionada com a irradiação solar do meio.
- λ_R constante de variação na rede e λ_S constante de variação de irradiação solar.

A próxima seção descreve a aplicação computacional da metodologia proposta neste capítulo.

5.8 Cenário de Ilhamento em VPP

Esta seção apresenta a simulação de um estudo do despacho econômico de energia elétrica em minirredes de uma VPP descrito no Capítulo 4. Os cenários utilizados estão divididos em Cenário A e B, utilizando a rede da concessionária combinada com fontes de energia fotovoltaica e sistema de armazenamento de energia, cujo fornecimento de energia, tem como objetivo um grupo de consumidores residenciais com demanda de carga de 600 kW.

As simulações foram realizadas no EXCEL 2013, cujos resultados estão listados nos Quadros 1 e 2 e nas Figuras 12 e 13.

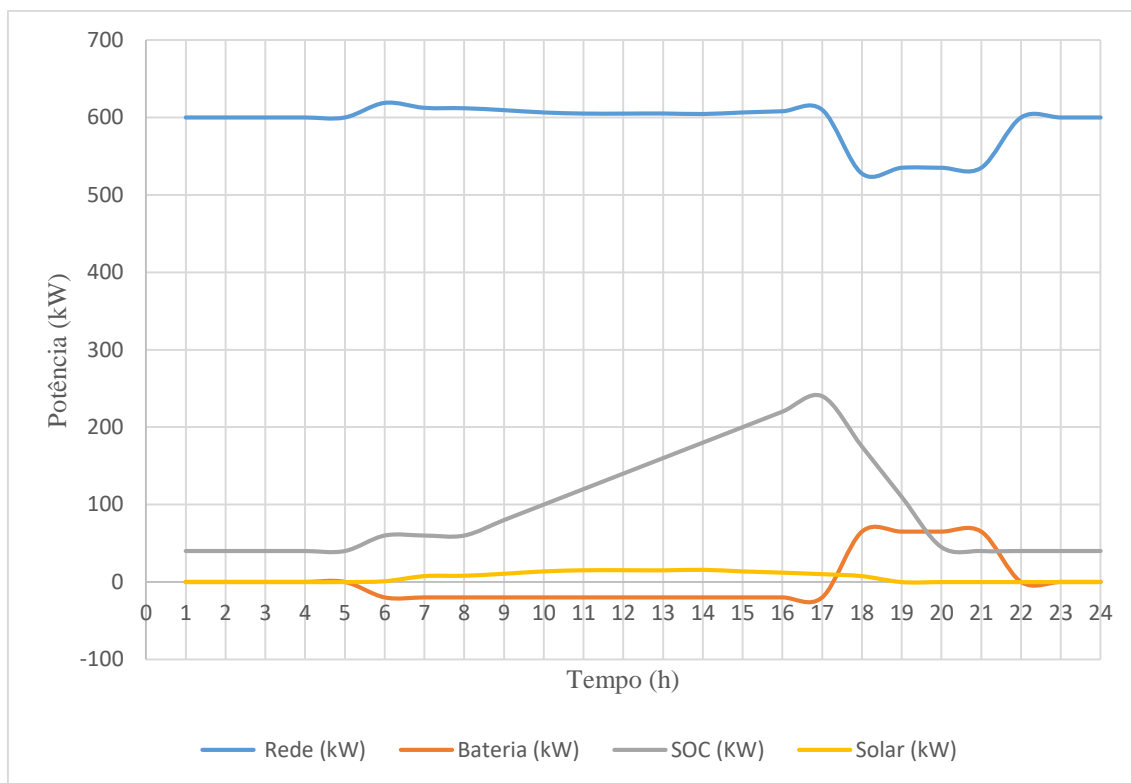
5.8.1 Cenário A

Para obter o potencial de produção de energia solar para o cenário A, inicialmente foi consultado a ONS que possui dados médios do potencial de produção de energia solar mensal por região do Brasil. Com esta informação foram determinados os dados de potência média de geração de energia solar por hora, para os quais foi utilizado o comportamento de um consumidor real, apresentando dados de incidência solar similares aos de Porto Alegre.

Os dados para o sistema de armazenamento foram simulados para prever um cenário genérico de carregamento das baterias conforme o comportamento de mobilidade, estudados na seção 5.5.1, como também de incidência solar. Esta ação foi realizada, porque o estudo e o projeto detalhado dos componentes da minirrede inviabilizaria a modelagem e a simulação da minirrede por falta de recursos.

As simulações da minirrede para o cenário A, consideram a minirrede reduzindo a demanda consumida da rede. Os resultados estão apresentados na Figura 12 e no Quadro 1.

Figura 12 – Minirrede para o Cenário A



Fonte: O Autor

Quadro 1 – Minirede para o Cenário A

horas	Rede (kW)	Bateria (kW)	SOC (KW)	Solar (kW)
1	600	0	40	0
2	600	0	40	0
3	600	0	40	0
4	600	0	40	0
5	600	0	40	0
6	618,9	-20	60	1,1
7	612,5	-20	60	7,5
8	612	-20	60	8
9	609,5	-20	80	10,5
10	606,5	-20	100	13,5
11	605,1	-20	120	14,9
12	605	-20	140	15
13	605,2	-20	160	14,8
14	604,5	-20	180	15,5
15	606,5	-20	200	13,5
16	608,1	-20	220	11,9
17	610	-20	240	10
18	527,5	65	175	7,5
19	535	65	110	0
20	535	65	45	0
21	535	65	40	0
22	600	0	40	0
23	600	0	40	0
24	600	0	40	0

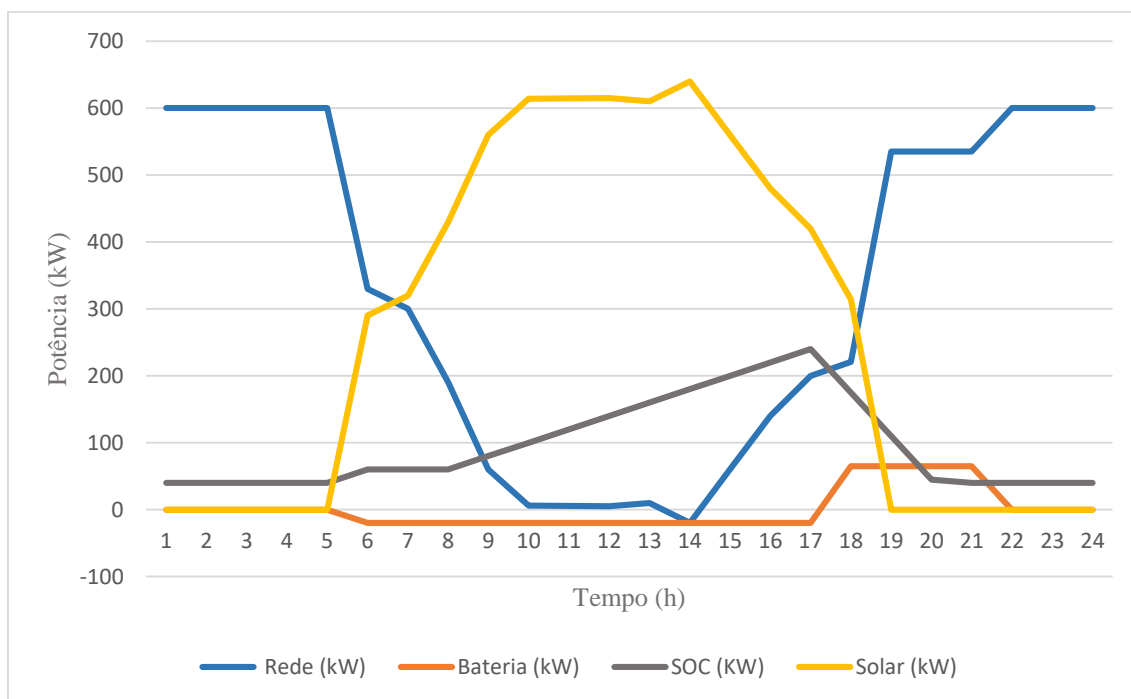
Fonte: O Autor

Analisando os resultados, pode ser verificado que as baterias do sistema de armazenamento carregam até as 17 horas, neste período o valor da potência é negativo, indicando o processo de carregamento das baterias, que neste caso recebe contribuição do sistema de geração de energia solar. No período das 18 horas até às 21 horas a contribuição da minirrede reduz o valor de potência da rede no horário de pico. A variação do estado de carga nos terminais da bateria (SOC), também, permite observar o carregamento das baterias, que mostram o início do consumo de energia da minirrede com SOC igual a 240.

5.8.2 Cenário B

As simulações para minirrede do caso B, consideram a injeção de energia na rede. Os resultados estão mostrados na Figura 13 e no Quadro 2.

Figura 13 – Minirrede do Cenário B



Fonte: O Autor

Quadro 2 – Minirrede do Cenário B

horas	Rede (kW)	Bateria (kW)	SOC (KW)	Solar (kW)
1	600	0	40	0
2	600	0	40	0
3	600	0	40	0
4	600	0	40	0
5	600	0	40	0
6	330	-20	60	290
7	300	-20	60	320
8	190	-20	60	430
9	60	-20	80	560
10	6	-20	100	614
11	5,5	-20	120	614,5
12	5	-20	140	615
13	10	-20	160	610
14	-20	-20	180	640
15	60	-20	200	560
16	140	-20	220	480
17	200	-20	240	420
18	221	65	175	314
19	535	65	110	0
20	535	65	45	0
21	535	65	40	0
22	600	0	40	0
23	600	0	40	0
24	600	0	40	0

Fonte: O Autor

Avaliando os resultados, verifica-se que as baterias do sistema de armazenamento carregam até às 17 horas, neste período o valor de potência das baterias, é negativo indicando o processo de carregamento das mesmas. A variação do SOC também permite perceber o carregamento e descarregamento das baterias.

Vale ressaltar que o aumento na capacidade do sistema de energia solar não irá influenciar no acúmulo de energia nas baterias pois, considera-se estarem operando em sua capacidade máxima, para aproveitar melhor a incidência solar no horário de pico é necessário aumentar a capacidade do sistema de armazenamento de energia.

A inserção do sistema de energia solar na minirrede provocou a redução de potência na rede. No período das 14 horas até às 15 horas a minirrede injeta energia na rede da concessionária. Este fornecimento de energia no período diurno ocorre por conta da produção de energia solar ser neste período.

5.9 Síntese do Capítulo

O objetivo principal desse capítulo foi modelar e simular o despacho econômico de energia elétrica de uma minirrede com duas fontes de energia, cujo foco, é propor um sistema de controle de energia residencial administrado pelo próprio proprietário da residência.

Foi observado nas simulações realizadas, que nos períodos onde se planejou um cenário com baixos níveis de produção de energia solar ou uma situação hipotética, no qual a residência é desconectada da minirrede, o sistema opera com déficit de energia, fato simulado para as minirredes do Cenário A. Entretanto, se o contrário ocorrer, é possível realizar a transferência de energia para rede da Concessionária, obtendo créditos de energia, fato que ocorreu nas minirredes do Cenário B.

De forma geral durante os estudos e simulações realizadas observou-se os seguintes pontos:

- Diferentemente das tarifas padrão, a rentabilidade do sistema de GDF na tarifa branca depende do horário de geração de créditos e do horário de sua utilização. Por essa razão, é necessário estabelecer perfis de consumo. Geração, consumo e perfis são definidos em função dos postos tarifários, pois a TE e a TUSD horárias são fornecidas por posto;
- O prosumidor com perfil A, a maior parte da demanda ocorre fora da ponta, indicando que a maior parte da energia gerada é compensada no posto de origem, resultando em menor perda por conversão de posto.
- A geração de energia elétrica em minirredes diminui a dependência do atual sistema centralizado de geração, representando uma opção rápida e eficiente para suprir a crescente demanda, devido sua menor complexidade de implantação, se comparada a projetos de expansão do sistema elétrico.
- Avanços constantes no desenvolvimento de novas tecnologias para sistemas de armazenamento, aumentando a confiabilidade da geração de energia como fontes intermitentes.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira vem aumentando a cada ano, por conta disso, o setor elétrico brasileiro vem buscando se adaptar a esta realidade, trazendo melhorias e inovações em diversas frentes de atuação, como exemplo: a abertura do mercado de energia, formação de preços e a criação de regulações, com o objetivo de promover uma maior inserção dos recursos energéticos distribuídos no mercado.

As Usinas Virtuais de Energia têm demonstrado ser um grande potencial de atuação no Brasil como alternativa para o gerenciamento dos recursos energéticos distribuídos existentes atualmente. Certamente, existem pontos de atenção que devem ser debatidos como políticas e regulamentações a respeito da inserção de veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia, como também as desvantagens técnicas inseridas pela geração distribuída e a mudança necessária na percepção das distribuidoras de energia em relação a abertura do mercado livre.

Por fim, a regulação vem sinalizando um cenário mais favorável ao desenvolvimento de novas soluções para o amadurecimento do sistema interligado brasileiro, a exemplo da gradual abertura do mercado de energia, a sofisticação e confiabilidade no modelo de cálculo do PLD, os programas piloto como o de resposta à demanda, além da criação do mercado de capacidade e da possibilidade de criação de um mercado de serviços ancilares.

6.1 Contribuições

A contribuição do trabalho é dar suporte às decisões futuras de consumidores e agentes do setor elétrico diante do impasse ao atual modelo de remuneração dos sistemas de GD, a existência de múltiplas soluções – com seus prós e contras – que se adequam a diferentes perfis de consumidores, é uma alternativa que preserva os princípios de livre escolha de todos os consumidores.

A metodologia proposta contribui com um método de planejamento para o retorno de investimento na opção por tarifação horária adequado a qualquer perfil de consumo e compatível com diferentes características de postos tarifários.

A avaliação da tarifa branca a partir dos resultados obtidos nos estudos de caso foi vantajosa, validando-a como alternativa para o pequeno investidor em GD. No Brasil, o mercado de comercialização de energia elétrica ao grupo B é restrito a poucas alternativas. Portanto, a existência de uma opção economicamente atrativa, traz possibilidades para ampliar a liberdade individual de escolha do prosumidor, sem prejudicar os demais consumidores. Nesse sentido, os resultados do trabalho indicam para um caminho promissor: o momento atual é favorável aos pequenos negócios de geração distribuída. Frente à mudança de paradigma do mercado de energia elétrica brasileiro, a transição para um modelo tarifário capaz de remunerar adequadamente os agentes do mercado, sem prejudicar os demais consumidores, é inevitável.

Desse modo, buscou-se contribuir com argumentos realísticos para a expansão do setor de microgeração e garantir as liberdades de escolha individuais e, sobretudo, na possibilidade da criação de uma legislação mais equilibrada tanto para agentes do setor elétrico quanto para pequenos investidores.

6.2 Conclusão

Os resultados deste estudo mostram que o planejamento na inserção das VPPs no sistema interligado nacional, em conjunto com um sistema de tarifa branca, é uma alternativa viável para a melhoria no atendimento da demanda do sistema elétrico brasileiro.

6.3 Sugestão para Trabalhos Futuros

- *Representação dos modelos de Veículos Elétricos*

Explorar outras estratégias de carregamento possibilitaria uma avaliação mais abrangente dessa carga, especialmente em sua caracterização V2G.

- *Propor novos estudos de planejamento*

Observa-se a necessidade de explorar diferentes caracterizações de rede, com um maior número e diferentes tipos de consumidores.

- *Estudo no desempenho de carregamento de baterias*

O estudo se sustentaria sobre a análise no desempenho do carregamento e descarregamento de baterias em um eventual uso residencial determinando a vida útil das mesmas.

REFERÊNCIA

“A market-based virtual power plant,” in Internat. Conf. on Clean Electrical Power (ICCEP2009), Capri, Italy, Jun. 9-11, 2009, pp. 460– 465

33º Encontro Preço Horário – 02/05/2022.

Disponível em:

https://www.ccee.org.br/documents/80415/919464/33o_Encontro_do_PLD_-_Maio_de_2022.pdf/ba02d887-43a6-c2b0-f222-07b0aa62c8a6 .

Acesso realizado em: 15 de Maio de 2022.

AGUIAR, FELIPE MOREIRA, **Estudo Para Aplicação de Usinas Virtuais no Brasil**. Projeto de Diplomação. Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2022.

ANEEL. Biblioteca virtual

Disponível em: Resolução Normativa (REN) nº 1000/2021

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf> , [Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET](#).

Acesso em: 04 ago. 2022.

ANEEL. Biblioteca virtual

Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/postos-tarifarios>.

Acesso em: 04 ago. 2022.

BRAUN, M. **Virtual Power Plants in Real Applications Pilot Demonstrations in Spain and England as part of the European Project FENIX**.

Disponível em: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-en/453194005.html>.

Acesso realizado em: 11 de março de 2022.

Decreto Nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.

Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5177.htm.

Acesso realizado em 15 de maio de 2022.

DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO. Portaria Nº 514, de 27 de dezembro de 2018.

Disponível em:

https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064

Acesso realizado em: 15 de maio de 2022.

ENEL X. Achieve a new standard of emergency preparation by participating in a Virtual Power Plant.

Disponível em:

<https://www.enelx.com/au/en/resources/a-new-standard-of-preparation-by-participating-in-a-vpp>.

Acesso realizado em: 11 de março de 2022.

EROL-KANTARCI, M.; MOUFTAH, H. T. Energy-Efficient Information and Communication Infrastructures in the Smart Grid: A Survey on Interactions and Open Issues. **IEEE Communications Surveys and Tutorials**, v. 17, n. 1, p. 179–197, 2015.

ETHERDEN, N.; VYATKIN, V.; BOLLEN, M. H. J. Virtual Power Plant for Grid Services Using IEC 61850. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 12, n. 1, p. 437–447, 2016.

EVGO. Types of electric vehicles: BEV, PHEV and HEV.

Disponível em: <https://www.evgo.com/why-evs/types-of-electric-vehicles/> .

Acesso realizado em: 24 de setembro de 2022.

GANIM, AUTONIO. **Setor Elétrico Brasileiro Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis**. 1ª ed. Brasília: Synergia Editora, 2009.

GIUNTOLI, M.; POLI, D. Optimized thermal and electrical scheduling of a large scale virtual power plant in the presence of energy storages. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 2, p. 942–955, 2013.

GODINA, R. et al. Innovative impact assessment of electric vehicles charging loads on distribution transformers using real data. *Energy Conversion and Management*, v. 120, p.206-216, 2016.

HERNÁNDEZ, T. K. V. Uma proposta de integração da geração distribuída, por meio das usinas virtuais, ao Sistema Elétrico do Estado de São Paulo. **Dissertação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, USP**, p. 152, 2015.

IPEA. Sistema de Indicadores de Percepção Social sobre Mobilidade Urbana.

Brasília:[s.n.].

Disponível em:

https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/SIPS/110124_sips_mobilidade.pdf.

Acesso em: 26/07/2022 às 00:14.

KÜHNE, P. et al. Smart Grid Communication Technologies in the Brazilian Electrical Sector. **Proceedings of the First ELECON Workshop Towards Efficient European and Brazilian Electricity Market**, p. 19–40, 2013.

LOMBARDI, P. et al. Multi-criteria optimization of an energy storage system within a virtual power plant architecture. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1–6, 2011.

MACEDO, M. N. Q. et al. Typification of load curves for DSM in Brazil for a smart grid environment. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 67, p. 216–221, 2015.

MIKOS, A. P. Estudo de viabilidade técnica da implementação de tecnologias de smart grid em consumidores finais. **Trabalho Conclusão - Engenharia Industrial Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR)**, 2014.

MOUTIS, P.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Voltage Regulation Support Along a Distribution Line by a Virtual Power Plant Based on a Center of Mass Load Modeling. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 4, p. 3029–3038, 2018.

NAVAL, N.; YUSTA, J. M. **Virtual power plant models and electricity markets - A review.**

Disponível em: <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2021.111393>.

Acesso realizado em: 11 de março de 2022.

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.

PATRÍCIO, H. F. F. Análise de viabilidade de centrais de geração de eletricidade virtuais. **Tecnico Lisboa**, p. 93, 2013.

PESQUISA MOBILIDADE DA POPULAÇÃO URBANA; CONFEDERAÇÃO NACIONAL DO TRANSPORTE, 2017.

Disponível em:

<https://www.ntu.org.br/novo/upload/Publicacao/Pub636397002002520031.pdf>

Acesso em: 26/07/2022 às 00:14.

R. H. Lasseter and P. Paigi, “Microgrid: A conceptual solution,” in Proc. IEEE Power Electron. Spec. Conf. (PESC 2004), Aachen, Germany, 2004.

R. Majumder, M. Dewadasa, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, “Control and protection of a microgrid connected to utility through backto-back converters,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 7, pp. 1424 – 1435, 2011.

RAIA JR.,A.A.; CORRÊA, F. PADRÕES DE MOBILIDADE EM DOIS CENTROS URBANOS BRASILEIROS

Disponível em:

<http://www.redpgv.coppe.ufrj.br/index.php/es/produccion/articulos-cientificos/2006-1/225-corre-raiajr-pluris2006/file>. Acesso em: 26/07/2022 às 00:14.

Regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre – RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 1.009, DE 22 DE MARÇO DE 2022.

Disponível em:

<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.009-de-22-de-marco-de-2022-389604484>

Acesso realizado em: 15 de maio de 2022.

Regras de Comercialização – Balanço Energético, 2012.

Disponível em:

https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/06%20%20Balan%C3%A7o%20Energ%C3%A9tico_2022.5.0.pdf/72b5a74d-f8cf-e241-a1f3-51c3eee60380.

Acesso realizado em: 15 de maio de 2022.

RINALDI, S. et al. Experimental characterization of communication infrastructure for virtual power plant monitoring. **2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems, AMPS 2016 - Proceedings**, v. 40545387, n.40545387, p. 1–6, 2016.

S. Ropenus and K. Skytte, “Regulatory review and barriers for the electricity supply system for distributed generation in eu-15,” *Internat. Journal of distributed energy resources*, vol. 3, pp. 243–257, 2007.

S. You, C. Træholt, and B. Poulsen, “Generic virtual power plant: management of distributed energy resources under liberalized electricity market,” in *Internat. Conf. on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2009)*, Hong Kong, China, Nov. 8-11, 2009, pp. 1–6.

SHAREEF,H; ISLAM,M.M; MOHAMED,A.Areview of the stage-of-the-art charging technologies,placement methodologies,and impacts of electric vehicles.Renewable and Sustainable Energy Reviews,v.64, p.403-420, 2016.

SILVA, EDSON LUIZ. **Formação de Preços Em Mercados de Energia Elétrica**. 2ª ed. Santa Catarina, 2012 Editora: Edição do Autor.

T. F. Wu, K. Siri, and J. Banda, “The central-limit control and impact of cable resistance in currentdistribution for parallel-connected DCDC converters,” in 25th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC '94), Taipei, Taiwan, Jun. 20-25 1994, pp. 694–702.

T. L. Vandoorn, B. Meersman, L. Degroote, B. Renders, and L. Vandeveldel, “A control strategy for islanded microgrids with dc-link voltage control,” IEEE Trans. Power Del., vol. 26, no. 2, pp. 703–713, Apr. 2011.

T. L. Vandoorn, B. Renders, L. Degroote, B. Meersman, and L. Vandeveldel, “Active load control in islanded microgrids based on the grid voltage,” IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 2, no. 1, pp. 139–151, Mar. 2011.

T. Vandoorn, J. D. Kooning, B. Meersman, J. Guerrero, and L. Vandeveldel, “Voltage-based control of a smart transformer in a microgrid,” IEEE Trans. Ind. Electron., 2011, accepted for publication, Digital Object Identifier: 10.1109/TIE.2011.2165463.

TOLMASQUIM, MAURÍCIO T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 1ª ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2011.

UCTE. (2009, Mar. 19,) Operation handbook policy 1: Load-frequency control and performance.

Disponível em: <http://www.entsoe.eu>

Acesso em 10 setembro de 2022.

VILACA, N. M. C. A. A. et al. Smart City – Caso Da Implantação Em Buzios - Rj. **Revista SODEBRAS**, v. 9, n. October 2015, p. 1–7, 2014.

X. Sun, Y.-S. Lee, and D. Xu, "Modeling, analysis, and implementation of parallel multi-inverter systems with instantaneous average-currentsharing scheme," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 18, no. 3, pp. 844– 856, May 2003.

ZAMANI, A. G.; ZAKARIAZADEH, A.; JADID, S. Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant. **Applied Energy**, v. 169, p. 324–340, 2016.