



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO**

TIAGO DA SILVA MADUREIRA

**GERENCIAMENTO ÓTIMO DE ENERGIA EM PLANTAS VIRTUAIS DE
GERAÇÃO ATRAVÉS DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA**

**OPTIMAL ENERGY MANAGEMENT IN VIRTUAL POWER PLANTS APPLYING
MIXED INTEGER LINEAR PROGRAMMING**

**CAMPINAS
2017**



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E ENERGIA**

TIAGO DA SILVA MADUREIRA

**GERENCIAMENTO ÓTIMO DE ENERGIA EM PLANTAS VIRTUAIS DE
GERAÇÃO ATRAVÉS DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA**

**OPTIMAL ENERGY MANAGEMENT IN VIRTUAL POWER PLANTS APPLYING
MIXED INTEGER LINEAR PROGRAMMING**

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

**Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva
Coorientador: Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores**

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Tiago da Silva Madureira e orientada pelo Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

**CAMPINAS
2017**

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): Não se aplica.

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

M627g Madureira, Tiago da Silva, 1988-
Gerenciamento ótimo de energia em plantas virtuais de geração através de programação linear inteira mista / Tiago da Silva Madureira. – Campinas, SP : [s.n.], 2017.

Orientador: Luiz Carlos Pereira da Silva.
Coorientador: Marcos Julio Rider Flores.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de gestão de energia. 2. Programação linear inteira mista. 3. Fontes renováveis. I. Silva, Luiz Carlos Pereira da. II. Rider Flores, Marcos Julio, 1975-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Optimal energy management in virtual power plants applying mixed integer linear programming

Palavras-chave em inglês:

Energy management systems

Mixed integer linear programming

Renewable sources

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Luiz Carlos Pereira da Silva [Orientador]

Eduardo Nobuhiro Asada

Carlos Alberto de Castro Junior

Data de defesa: 15-12-2017

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA – DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Tiago da Silva Madureira RA: 082943

Data da Defesa: 15 de dezembro de 2017

Título da Tese: “Gerenciamento Ótimo de Energia em Plantas Virtuais de Geração Através de Programação Linear Inteira Mista”

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (Presidente, FEEC/UNICAMP)

Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada (EESC/USP São Carlos)

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior (FEEC/UNICAMP)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Ao querido tio Mário Luiz Madureira

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida, e por me dar condições de realizar este trabalho.

Agradeço a meu pai Marco e minha mãe Angélica, por todo o amor e carinho dedicados a mim e aos meus irmãos, Lucas e Mateus. E a toda minha família, pela união e pelo exemplo que meus avós, tios e tias deixaram para mim.

Agradeço à minha noiva, Aline, pelo amor oferecido a mim e pela paciência enquanto eu me dedicava a este trabalho.

Agradeço ao Professor Luiz Carlos, meu orientador, e ao Professor Marcos J. Rider, meu coorientador, por todos os ensinamentos, pela dedicação ao nosso projeto e pela confiança no meu trabalho.

Agradeço aos colegas Pedro Pablo, Juan Camilo, Heloísa e Jerson pelas valiosas contribuições para este trabalho.

Agradeço também aos demais professores do DSE, que direta ou indiretamente contribuíram com esta dissertação. E aos colegas dos laboratórios LE-19 e LE-23 pelos bons momentos compartilhados e pela troca de conhecimento.

Agradeço ao meu tio, engenheiro eletricista e professor, Mário Luiz Madureira (in memoriam), que me guiou em momentos de incertezas e dificuldades.

RESUMO

O presente trabalho apresenta os conceitos, os desafios e a operação otimizada das Plantas Virtuais de Geração (VPP – *Virtual Power Plants*), um conjunto de diferentes recursos energéticos distribuídos, como unidades de geração distribuída principalmente de origem renovável, sistemas de armazenamento de energia e cargas controláveis operando como uma grande e única usina geradora, analisada sob a óptica da concessionária. Este modelo de agregação dos recursos disponíveis no sistema de distribuição oferece benefícios técnicos e comerciais aos detentores das unidades de geração, aos consumidores de energia elétrica, e à concessionária responsável pela gestão da VPP. Suas metas são atingidas através do sistema de gerenciamento de energia, responsável por definir o estado de operação dos ativos e por gerenciar a operação da rede. Neste trabalho, propõe-se um sistema de gestão de energia, baseado num modelo de programação linear inteira mista (PLIM), capaz de controlar o carregamento de baterias, a operação de cargas controláveis e a gestão do carregamento de veículos elétricos em microrredes para comprovar a confiabilidade e a flexibilidade oferecidas pela VPP.

O trabalho aborda os benefícios e desafios para a construção deste sofisticado sistema de distribuição de energia que já é realidade em alguns países, apresentando os principais componentes para a integração dos recursos, como sistemas de medição, gerenciamento pelo lado da demanda e os conceitos aplicados à gestão de energia, tamanha a necessidade de gestão inteligente e eficiente do fornecimento de energia. Uma simulação inicial foi executada no software GridLAB-D para extração dos valores de demanda e de geração. Em seguida, executa-se a etapa de otimização utilizando o modelo de PLIM proposto escrito em AMPL (*A Mathematical Programming Language*), através do solver comercial CPLEX para um período de 24 horas dividido em intervalos de 15 minutos.

As simulações são feitas para atender a função objetivo, respeitando as restrições operacionais. São consideradas metas como redução de perdas ôhmicas, redução de consumo de energia da subestação e otimização do carregamento de veículos elétricos. Os resultados demonstram que as VPPs são uma solução eficiente para gerir de forma inteligente e dinâmica a distribuição de energia, tendo a operação flexível e confiável como valores fundamentais para a operação.

Palavras-chave: Planta Virtual de Geração. Gerenciamento de Energia. Otimização dos Sistemas de Distribuição. Programação Linear Inteira Mista.

ABSTRACT

This dissertation presents the concepts, challenges and optimal operation of Virtual Power Plants (VPPs), a set of different distributed energy resources, such as distributed generation units specially based on renewable sources, energy storage systems and controllable loads operating like a unique large power plant, analyzed under the perspective of a power utility. This aggregation model for available resources on the distribution system offers technical and commercial benefits to their owners, to the customers and to the power utilities that drives the VPP. Its targets are achieved throughout the Energy Management System, responsible for defining the operating state of assets and for managing the operation of the electric grid. On this dissertation it is proposed an energy management system, based on a Mixed-Integer Linear Programming (MILP) Model, responsible for controlling batteries charging, controllable loads operation and electric vehicles charging on microgrids to prove the reliability and flexibility offered by VPPs.

The work addresses the benefits and challenges to assembly this sophisticated energy distribution system that has already been implemented in some countries, presenting the main components for resources integration, such as metering systems, demand side management and concepts applied to energy management, given the necessity of an intelligent and efficient management system for power delivery. An initial simulation was performed on the software GridLAB-D to extract the demand and generation levels. Then, the optimization was performed using a mixed integer linear programming model written in AMPL (A Mathematical Programming Language) and solved using the commercial solver CPLEX for 24 hours, divided into 96 timestamps of 15 minutes each.

The simulation was performed to meet the objective function, respecting the operational constraints. Ohmic losses reduction, substation energy consumption and optimal electrical vehicle charging are considered as its goals. The results demonstrate that Virtual Power Plants are an efficient solution to intelligently and dynamically manage the energy distribution, relying on flexibility and reliability as core values.

Keywords: *Virtual Power Plant. Energy Management. Power Distribution Systems Optimization. Mixed-Integer Linear Programming.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Consumo de energia elétrica mundial (kWh per capita)	20
Figura 2 - Produção de energia elétrica através de fontes renováveis (kWh), exceto hidráulica	21
Figura 3 – Produção % de energia elétrica a partir de gás natural, carvão e óleo nos Estados Unidos. 28	
Figura 4 – Percentual de consumo de eletricidade por fonte primária renovável na Alemanha	29
Figura 5 – Complementariedade entre a geração fotovoltaica e eólica na Alemanha.....	30
Figura 6 – Controlador de demanda responsável por remover cargas da instalação de acordo com a necessidade e a demanda contratada	31
Figura 7 – Nivelamento de carga através do armazenamento em horários de menor consumo e utilização em horário de pico.....	33
Figura 8 – Participação das tecnologias de armazenamento de energia empregadas nos últimos seis anos, exceto PHS	35
Figura 9 – Participação das tecnologias de armazenamento de energia em operação em 2016, exceto PHS	35
Figura 10 – Diagrama do funcionamento de uma bateria de fluxo	36
Figura 11 – Aplicação da <i>Flywheel</i> (massa girante) em um motor/gerador.....	36
Figura 12 – Tecnologias para veículos elétricos	38
Figura 13 – Representação da VPP frente ao sistema de transmissão de energia	41
Figura 14 - Componentes integrantes da VPP.....	42
Figura 15 - Fluxo de atividades comerciais da VPP	43
Figura 16 - Fluxo de atividades técnicas da VPP.....	44
Figura 17 - Arquitetura de uma Microrrede genérica.....	48
Figura 18 - Planta Virtual de Geração aplicada a uma <i>Smart City</i>	56
Figura 19 - Arquitetura do sistema de comunicação de um sistema AMI	57
Figura 20 - Perfil de custos da tarifa branca.....	60
Figura 21 - Percentual da demanda de pico consumida no percentual de horas do dia	61
Figura 22 - Custo médio da instalação de um sistema FV entre 10kWp e 100kWp na Alemanha	63
Figura 23 - FIT em função da data de comissionamento, remuneração média da geração FV, custo da geração nuclear, custo da energia elétrica para o consumidor na Alemanha	64
Figura 24 - Sistema de controle em estatismo (<i>droop</i>) do regulador de velocidade dos geradores	70
Figura 25 - Hierarquia dos sistemas de controle de energia.....	71
Figura 26 - Tempo de resposta do sistema de controle de energia.....	71
Figura 27 - Etapas do processo de implementação da VPP	81
Figura 28 – Diagrama de fluxos de corrente nas barras.	86
Figura 29 - Espaço vetorial para abertura angular da tensão.....	90
Figura 30 - Modelo da rede de distribuição de 13 barras do IEEE após adaptações.....	93
Figura 31 - Modelo de residência pertencente à microrrede para simulação no GridLAB-D.....	96
Figura 32 - Diagrama da Microrrede 1.....	97
Figura 33 - Diagrama da Microrrede 2.....	98
Figura 34 - Diagrama da Microrrede 3.....	99
Figura 35 - Perfil de carga das residências comuns do nó 645.	101
Figura 36 - Perfil de carga das residências comuns do nó 646.	101
Figura 37 - Perfil de carga das residências comuns do nó 633.	102
Figura 38 - Perfil de carga das residências comuns do nó 611.	102
Figura 39 - Perfil de carga das residências comuns do nó 684.	102
Figura 40 - Perfil de carga das residências da MG1.....	103
Figura 41 - Perfil de carga das residências da MG2.....	103
Figura 42 - Perfil de carga das residências da MG3.....	104
Figura 43 - Potência ativa da geração FV da rede primária.	104
Figura 44 - Potência ativa da geração FV das microrredes.	105
Figura 45 - Potências ativa e reativa da geração eólica da rede primária.....	105

Figura 46 - Potências ativa e reativa da geração eólica das microrredes.	105
Figura 47 – Perdas na VPP aplicando a tarifa branca.	109
Figura 48 - Potência ativa importada da subestação no cenário de minimização de perdas aplicando a tarifa branca.....	109
Figura 49 – Representação percentual da energia importada em cada posto horário.....	109
Figura 50 - Energia armazenada por fase nas baterias de média tensão.	110
Figura 51 - Energia armazenada em 5 amostras de baterias da microrrede 1.	111
Figura 52 - Energia armazenada em 3 amostras de baterias da microrrede 2.	111
Figura 53 - Energia armazenada em 4 amostras de baterias da microrrede 3.	111
Figura 54 - Operação das cargas controláveis.....	112
Figura 55 - Operação dos capacitores na rede primária.	113
Figura 56 - Potência reativa trocada entre a VPP e a subestação.	113
Figura 57 – Perfil da magnitude de tensão da fase A.....	114
Figura 58 - Perfil da magnitude de tensão da fase B.....	115
Figura 59 - Perfil da magnitude de tensão da fase C.....	115
Figura 60 - Desequilíbrio de tensão nos nós da VPP.	115
Figura 61 – Potência ativa importada da subestação no cenário de minimização da energia aplicando a tarifa convencional.	116
Figura 62 - Consumo percentual de energia em cada horário.	116
Figura 63 - Perdas na VPP aplicando a tarifa convencional.	117
Figura 64 - Energia armazenada por fase nas baterias de média tensão.	118
Figura 65 - Energia armazenada em 5 amostras de baterias da microrrede 1.	118
Figura 66 - Energia armazenada em 3 amostras de baterias da microrrede 2.	119
Figura 67 - Energia armazenada em 4 amostras de baterias da microrrede 3.	119
Figura 68 - Operação das cargas controláveis.....	120
Figura 69 - Operação dos capacitores na rede primária.	120
Figura 70 - Potência reativa trocada entre a VPP e a subestação.....	121
Figura 71 - Perfil da magnitude de tensão da fase A.....	121
Figura 72 - Perfil magnitude de tensão da fase B.....	121
Figura 73 - Perfil magnitude de tensão da fase C.....	122
Figura 74 - Desequilíbrio de tensão nos nós da VPP.	122
Figura 75 – Potência ativa importada da subestação sem a atuação do SGE.....	123
Figura 76 - Perdas na VPP sem atuação do SGE.	123
Figura 77 - Representação percentual da energia importada em cada posto horário.	124
Figura 78 - Perfil da magnitude de tensão da fase A.....	124
Figura 79 - Perfil da magnitude de tensão da fase B.....	125
Figura 80 - Perfil da magnitude de tensão da fase C.....	125
Figura 81 - Desequilíbrio de tensão nos nós da VPP.	125
Figura 82 – Potência ativa importada da subestação para cada cenário simulado.	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Potência instalada de GD no Brasil por tipo de geração	26
Tabela 2 - Potencial de redução da demanda de pico nos EUA, em MW	45
Tabela 3 - Sinais das desigualdades para as fases B e C	91
Tabela 4 - Sistemas conectados aos nós da rede de Média Tensão	94
Tabela 5 - Área Ocupada, Área de Geração FV e Potência do Inversor das Residências	96
Tabela 6 - Veículos elétricos presentes na VPP	106
Tabela 7 - Operação do sistema de carregamento dos veículos elétricos	114

LISTA DE SIGLAS

2DS	Cenário de 2°C (do inglês <i>Two Degree Scenario</i>)
ADN	Rede de Distribuição Ativa (do inglês <i>Active Distribution Network</i>)
AMI	Infraestrutura Avançada de Medição (do inglês <i>Advanced Metering Infrastructure</i>)
AMPL	<i>A Mathematical Programming Language</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANN	Rede Neural Artificial (do inglês <i>Artificial Neural Network</i>)
APSO	Otimização por Enxame de Partículas Acelerado (do inglês <i>Accelerated Particle Swarm Optimization</i>)
BMS	Sistema de Gerenciamento de Baterias (do inglês <i>Battery Management System</i>)
BRP	Agentes de Balanço (do inglês <i>Balance Responsible Parties</i>)
CHP	Cogeração (do inglês <i>Combined Heat and Power</i>)
CIGRE	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
CL	Cargas Controláveis (do inglês <i>Controllable Loads</i>)
CPP	Tarifação de Ponta (do inglês <i>Critical Peak Pricing</i>)
CVPP	Planta Virtual de Geração Comercial (do inglês <i>Commercial Virtual Power Plant</i>)
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DLC	Controle Direto de Carga (do inglês <i>Direct Load Control</i>)
DSI	Integração pelo Lado da Demanda (do inglês <i>Demand Side Integration</i>)
DSM	Gerenciamento pelo Lado da Demanda (do inglês <i>Demand Side Management</i>)
DSO	Operador do Sistema de Distribuição (do inglês <i>Distribution System Operator</i>)
EEX	<i>European Energy Exchange</i>
FB	Baterias de Fluxo (do inglês <i>Flow Batteries</i>)
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FIT	Tarifa Feed-In (do inglês <i>Feed-In Tariff</i>)
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GDE	Gerenciamento Dinâmico de Energia
GPRS	Serviços Gerais de Pacote por Rádio (do inglês <i>Global Packet Radio Service</i>)
HVAC	Aquecimento, Ventilação e Ar-Condicionado (do inglês <i>Heating, Ventilation and Air-Conditioning</i>)
IEA	Agência Internacional de Energia (do inglês <i>International Energy Agency</i>)
IHD	Display Residencial (do inglês <i>In-Home Display</i>)
MAS	Sistema Multi Agente (do inglês <i>Multi-Agent System</i>)
MDMS	Sistema de Gerenciamento de Dados de Medição (do inglês <i>Meter Data Management System</i>)
MG	Microrrede (do inglês <i>Microgrid</i>)
MILP	Programação Linear Inteira Mista (do inglês <i>Mixed Integer Linear Programming</i>)
MINLP	Programação Não-Linear Inteira Mista (do inglês <i>Mixed Integer Non-Linear Programming</i>)
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NWP	Previsão Climática Numérica (do inglês <i>Numerical Weather Prediction</i>)
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
PCC	Ponto de Conexão Comum (do inglês <i>Point of Common Coupling</i>)
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PHS	Armazenamento por Bombeamento de Água (do inglês <i>Pumped Hydro Storage</i>)

PLC	Comunicação via Sistema de Potência (do inglês <i>Power Line Communication</i>)
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PMU	Unidade de Medição Fasorial (do inglês <i>Phasor Measurement Unit</i>)
PNLIM	Programação Não-Linear Inteira Mista
PNNL	<i>Pacific Northwest National Laboratory</i>
PRD	Programa de Resposta da Demanda
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RD	Resposta da Demanda
RED	Recurso Energético Distribuído
RES	Fonte de Energia Renovável (do inglês <i>Renewable Energy Sources</i>)
RI	Rede Inteligente
RTP	Tarifação em Tempo Real (do inglês <i>Real Time Pricing</i>)
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SCADA	Sistema Supervisório de Controle e Aquisição de Dados (do inglês <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>)
SGE	Sistema de Gerenciamento de Energia
TIC	Tecnologia da Informação e Comunicação
ToU	Tarifação Horária (do inglês <i>Time of Use</i>)
TSO	Operador do Sistema de Transmissão (do inglês <i>Transmission System Operator</i>)
TVPP	Planta Virtual de Geração Técnica (do inglês <i>Technical Virtual Power Plant</i>)
V2G	Veículo Conectado à Rede (do inglês <i>Vehicle to Grid</i>)
VPP	Planta Virtual de Geração (do inglês <i>Virtual Power Plant</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos:

Π	Conjunto de fases;
L	Conjunto de ramos;
B	Conjunto de nós;
T	Conjunto de intervalos de tempo;

Índices:

k, h	Fase $k \in \Pi$ e fase $h \in \Pi$;
mn	Ramo $mn \in L$;
m, n	Nó $m \in B$ e nó $n \in B$;
t	Intervalo de tempo $t \in T$;
λ	Bloco de linearização da corrente nos ramos;

Constantes:

α_t	Custo da energia;
Δ_t	Duração do intervalo de tempo;
$R_{mn,k,h}$	Resistência do ramo mn relativo às fases k e h ;
$X_{mn,k,h}$	Reatância do ramo mn relativo às fases k e h ;
P_m^{BATmax}	Potência máxima de carga/descarga da bateria;
P_m^{BATmin}	Potência mínima de carga/descarga da bateria;
$P_{m,k}^{EVmax}$	Potência máxima do veículo elétrico do nó m e fase k ;
S_{base}	Potência de base do sistema;
η_m	Eficiência da bateria do nó m ;
E_m^{BATmin}	Energia mínima armazenada na bateria do nó m ;
E_m^{BATmax}	Energia máxima armazenada na bateria do nó m ;
E_m^{EVmax}	Energia máxima armazenada no veículo elétrico do nó m ;
\underline{V}	Magnitude mínima da tensão;
\bar{V}	Magnitude máxima da tensão;
$\overline{V_k^{re*}}$	Magnitude máxima de tensão real admitida na fase k ;
$\overline{V_k^{im*}}$	Magnitude máxima de tensão imaginária admitida na fase k ;
V_k^{Sre}	Magnitude de tensão real na subestação na fase k ;
V_k^{Sim}	Magnitude de tensão imaginária na subestação na fase k ;
\bar{I}_{mn}	Magnitude máxima da corrente no ramo mn ;
$\bar{\varphi}_{mn}$	Passo de discretização da curva de corrente no ramo mn ;
$\bar{\lambda}$	Quantidade de blocos de discretização da curva de corrente nos ramos;
E_m^{BATini}	Energia inicial da bateria no nó m ;

$E_{m,k}^{EVini}$	Energia inicial do veículo elétrico no nó m e fase k;
V_k^{re*}	Magnitude da tensão real aproximada na fase k;
V_k^{im*}	Magnitude da tensão imaginária aproximada na fase k;
Z_m^{re}	Resistência da carga de impedância constante no nó m;
Z_m^{im}	Reatância da carga de impedância constante no nó m;
T^e	Tempo de operação das cargas controláveis;
b_m^{sh}	Susceptância shunt do capacitor no nó m;
κ_m	Parâmetro que indica prioridade de carregamento do veículo elétrico do nó m;
σ	Parâmetro para estimular o carregamento de veículo elétrico priorizado;
β	Custo da interrupção do carregamento de veículo elétrico;
θ_f	Vetor de referência dos ângulos das fases;
θ_1	Valor limite da abertura angular negativa relativo ao ângulo de referência para cada fase;
θ_2	Valor limite da abertura angular positiva relativo ao ângulo de referência para cada fase;
<u>Variáveis:</u>	
$V_{m,k,t}^{re}$	Parte real da tensão do nó m, fase k e intervalo t;
$V_{n,k,t}^{re}$	Parte real da tensão do nó n, fase k e intervalo t;
$V_{m,k,t}^{im}$	Parte imaginária da tensão do nó m, fase k e intervalo t;
$V_{n,k,t}^{im}$	Parte imaginária da tensão do nó n, fase k e intervalo t;
$V_{m,k,t}^{CPre}$	Parte real da tensão auxiliar para linearização da restrição do capacitor no nó m, fase k e intervalo t;
$V_{m,k,t}^{CPim}$	Parte imaginária da tensão auxiliar para linearização da restrição do capacitor no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{mn,k,t}^{re}$	Parte real da corrente no ramo mn, fase k e intervalo t;
$I_{mn,k,t}^{re+}$	Componente positiva da parte real da corrente no ramo mn, fase k e intervalo t;
$I_{mn,k,t}^{re-}$	Componente negativa da parte real da corrente no ramo mn, fase k e intervalo t;
$I_{mn,k,t}^{im}$	Parte imaginária da corrente no ramo mn, fase k e intervalo t;
$I_{mn,k,t}^{im+}$	Componente positiva da parte imaginária da corrente no ramo mn, fase k e intervalo t;
$I_{mn,k,t}^{im-}$	Componente negativa da parte imaginária da corrente no ramo mn, fase k e intervalo t;
$I_{mn,k,t}^{sqr}$	Módulo da corrente ao quadrado no ramo mn, fase k e intervalo t;
$\rho_{mn,\lambda}$	Inclinação do λ – ésimo segmento de reta da linearização da corrente no ramo mn;
$\varphi_{mn,k,t}^{re}$	Valor da parte real do λ – ésimo intervalo de discretização da curva de corrente no ramo mn, fase k e intervalo t.

$\varphi_{mn,k,t,\lambda}^{im}$	Valor da parte imaginária do λ – <i>ésimo</i> intervalo de discretização da curva de corrente no ramo mn, fase k e intervalo t.
$I_{m,k,t}^{Sre}$	Parte real da corrente fornecida pela subestação no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{Sim}$	Parte imaginária da corrente fornecida pela subestação no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{GDre}$	Parte real da corrente fornecida pela geração distribuída no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{GDim}$	Parte imaginária da corrente fornecida pela geração distribuída no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{BATre}$	Parte real da corrente fornecida pela bateria no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{BATim}$	Parte imaginária da corrente fornecida pela bateria no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{Dre}$	Parte real da corrente demandada pela carga no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{Dim}$	Parte imaginária da corrente demandada pela carga no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{DCre}$	Parte real da corrente demandada pela carga controlável no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{DCim}$	Parte imaginária da corrente demandada pela carga controlável no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{DZre}$	Parte real da corrente demandada pela carga de impedância constante no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{DZim}$	Parte imaginária da corrente demandada pela carga de impedância constante no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{EVre}$	Parte real da corrente demandada pelo veículo elétrico no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{EVim}$	Parte imaginária da corrente demandada pelo veículo elétrico no nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{BCre}$	Parte real da corrente no capacitor do nó m, fase k e intervalo t;
$I_{m,k,t}^{BCim}$	Parte imaginária da corrente no capacitor do nó m, fase k e intervalo t;
$P_{m,k,t}^D$	Potência ativa demandada pela carga no nó m, fase k e intervalo t;
$Q_{m,k,t}^D$	Potência reativa demandada pela carga no nó m, fase k e intervalo t;
$P_{m,k,t}^{DC}$	Potência ativa demandada pela carga controlável no nó m, fase k e intervalo t;
$Q_{m,k,t}^{DC}$	Potência reativa demandada pela carga controlável no nó m, fase k e intervalo t;
$P_{m,k,t}^{GD}$	Potência ativa da geração distribuída no nó m, fase k e intervalo t;
$Q_{m,k,t}^{GD}$	Potência reativa da geração distribuída no nó m, fase k e intervalo t;
$P_{m,k,t}^{BAT}$	Potência ativa da bateria no nó m, fase k e intervalo t;
$P_{m,k,t}^{EV}$	Potência ativa do veículo elétrico do nó m, fase k e intervalo t;
Q_t^S	Potência reativa importada do DSO via PCC no instante t;
P_t^S	Potência ativa importada do DSO via PCC no instante t;

$E_{m,t}^{BAT}$	Energia da bateria no nó m e intervalo t;
$E_{m,t=1}^{BAT}$	Energia da bateria no nó m e intervalo t=1;
$E_{m,t>1}^{BAT}$	Energia da bateria no nó m e intervalo t>1;
$E_{m,k}^{EV}$	Energia do veículo elétrico do nó m e fase k;
$E_{m,k}^{EVcut}$	Energia não fornecida ao veículo elétrico do nó m e fase k;
w_t^e	Variável binária para controle da demanda controlável, no instante t;
$w_{m,k,t}^{BC}$	Variável binária para controle dos capacitores no nó m, fase k e intervalo t;
$y_{m,t}^{EV}$	Variável binária para controle do carregamento dos veículos elétricos do nó m e intervalo t;

SUMÁRIO

1. Introdução.....	20
1.1. Motivação.....	20
1.2. Objetivo.....	22
1.3. Metodologia.....	22
1.4. Contribuições.....	23
1.5. Estrutura do Trabalho.....	23
2. Recursos Energéticos Distribuídos.....	25
2.1. Geração Distribuída.....	25
2.1.1. Benefícios e Desafios.....	26
2.2. Gerenciamento da Demanda (Cargas Gerenciáveis).....	30
2.3. Sistemas de Armazenamento de Energia.....	32
2.3.1. Veículos Elétricos.....	37
2.4. Conclusões do Capítulo.....	39
3. Plantas Virtuais de Geração.....	40
3.1. Conceito da Planta Virtual de Geração.....	40
3.1.1. Atividade Comercial da VPP (CVPP).....	42
3.1.2. Atividade Técnica da VPP (TVPP).....	43
3.2. Aplicações da Planta Virtual de Geração.....	44
3.2.1. Resposta da Demanda e Gerenciamento pelo Lado da Demanda.....	44
3.2.2. Microrredes.....	47
3.2.3. Gerenciamento de Veículos Elétricos.....	50
3.2.4. Eficiência Energética.....	50
3.2.5. Integração pelo Lado da Demanda.....	52
3.2.6. Serviços Auxiliares ao Operador do Sistema.....	54
3.3. Implementando uma Planta Virtual de Geração.....	55
3.3.1. Infraestrutura Avançada de Medição.....	56
3.3.2. Tarifas de Energia Elétrica.....	59
3.3.3. Predição de Carga e Geração (Forecast).....	64
3.3.4. Sistema de Gerenciamento de Energia (SGE).....	68
3.3.5. Desafios para Implementação.....	72
3.4. Benefícios da VPP.....	76
3.5. VPPs Existentes no Mundo.....	78
3.5.1. Next Kraftwerke - Alemanha.....	78
3.5.2. ConEdison – Estados Unidos.....	79
3.6. Conclusões do Capítulo.....	81
4. Otimização da Operação da VPP.....	82

4.1.	<i>Modelo de Programação Não-Linear Inteira Mista (PNLIM)</i>	82
4.2.	<i>Modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM)</i>	87
4.3.	<i>Conclusões do Capítulo</i>	92
5.	<i>Rede Modelo da Simulação e Otimização</i>	93
5.1.	<i>Rede de Média Tensão</i>	93
5.2.	<i>Microrredes</i>	95
5.3.	<i>Perfil de Carga das Residências Comuns</i>	100
5.4.	<i>Perfil de Carga das Residências das Microrredes</i>	103
5.5.	<i>Valores de Potência da Geração Distribuída</i>	104
5.6.	<i>Conclusões do Capítulo</i>	106
6.	<i>Resultados</i>	107
6.1.	<i>Minimização do Custo das Perdas Adotando a Tarifa Branca</i>	108
6.2.	<i>Minimização do Custo da Energia Importada da Subestação Adotando Tarifa Convencional</i>	116
6.3.	<i>Operação Sem o Sistema de Gerenciamento de Energia</i>	122
6.4.	<i>Comparação Entre os Cenários Simulados</i>	126
7.	<i>Conclusões</i>	128
7.1.	<i>Considerações Finais</i>	130
7.2.	<i>Publicações</i>	131
7.3.	<i>Trabalhos Futuros</i>	131
	<i>Bibliografia</i>	133
	<i>Apêndice A</i>	139

1. Introdução

1.1. Motivação

O fornecimento de energia pelo setor elétrico brasileiro desenvolveu-se fundamentado, historicamente, em um modelo de negócios verticalizado, onde a energia elétrica é gerada em usinas predominantemente hidrelétricas, em diferentes bacias hidrográficas e muitas delas com reservatórios de acumulação. Paralelamente construiu-se um sistema interligado por linhas de transmissão de dimensões continentais para transmitir esta energia aos grandes centros e distribuí-la aos consumidores [1]. No entanto, a necessidade de sistemas de geração e fornecimento de energia de forma sustentável, que ofereçam menores impactos ao ambiente, com maior eficiência e confiabilidade, motivada ainda por um crescimento estimado de 50% no consumo de energia a cada 20 anos [2], conforme figura 1, tem levado à acentuada introdução de recursos energéticos ao longo do sistema de distribuição de energia (RED – Recursos Energéticos Distribuídos) [3]. Contudo, o sistema de distribuição de energia convencional, no Brasil e no mundo, foi construído sem levar em consideração a integração desta geração distribuída (GD) baseada principalmente em fontes renováveis de energia (*RESs* – *Renewable Energy Sources*) [3], muitas vezes conectadas diretamente na rede secundária devido a sua pequena capacidade de geração e por geralmente pertencer ao consumidor. A figura 2 demonstra o acentuado crescimento da geração renovável no mundo.

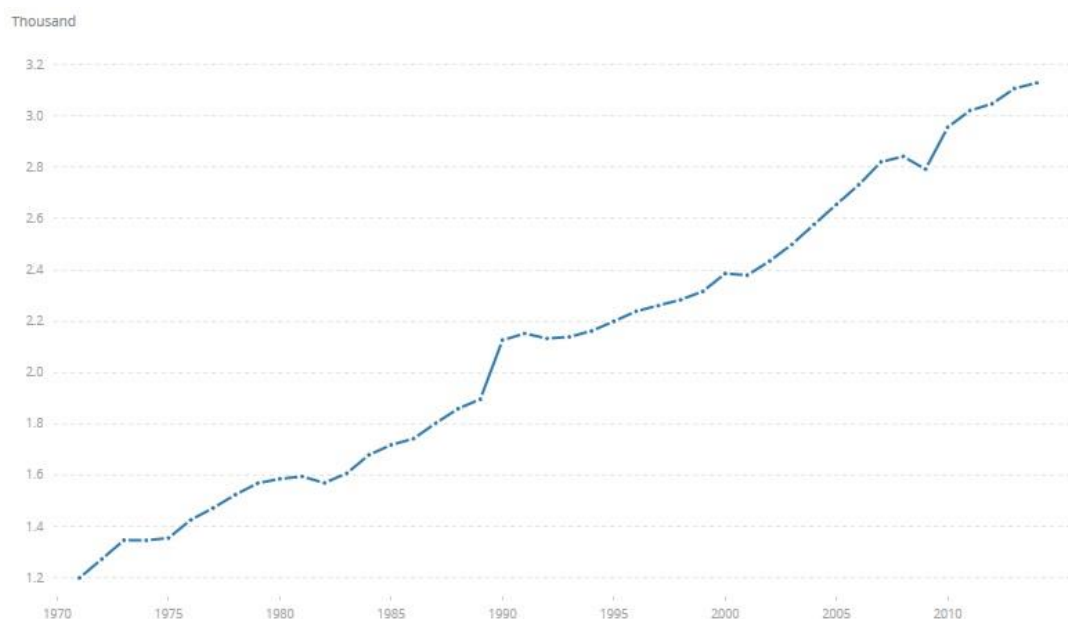


Figura 1 - Consumo de energia elétrica mundial (kWh per capita). Fonte: The World Bank. Disponível em: <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC?end=2014&start=1970&type=shaded&view=chart>. Acessado em: 26/07/2017.

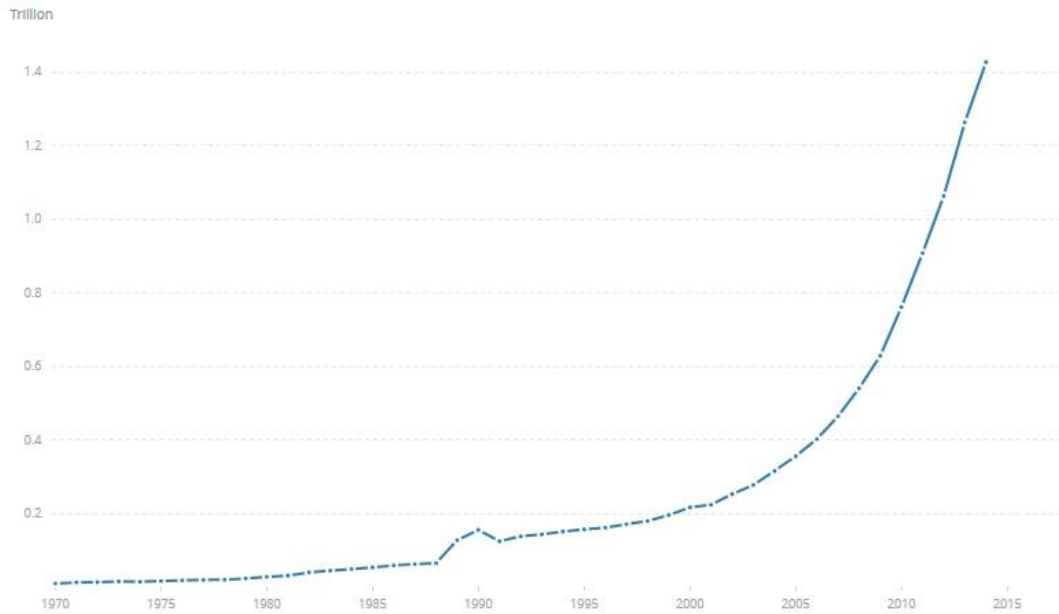


Figura 2 - Produção de energia elétrica através de fontes renováveis (kWh), exceto hidráulica. Fonte: The World Bank. Disponível em: <http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.RNWX.KH?end=2016&locations=1W&start=1970&type=shaded&view=chart&year=2016>. Acessado em 26/07/2017.

A introdução dos REDs consistiu muito mais na instalação do que na integração destes recursos ao sistema, devido principalmente à característica passiva oferecida pela infraestrutura de distribuição de energia [4]. A inclusão destes REDs, que são compostos por unidades de geração distribuída, cargas controláveis e sistemas de armazenamento de energia, aumenta a complexidade do sistema elétrico, caracterizado por uma estrutura *top-down* de operação [5], onde a energia é gerada nas grandes usinas, transmitida aos centros urbanos e distribuída aos consumidores. Por estes motivos, os REDs não oferecem visibilidade e controlabilidade aos seus detentores durante o fechamento de contratos de fornecimento de energia nos leilões. Como consequência, deixam de explorar funcionalidades e serviços auxiliares, além do fornecimento de energia, que poderiam ser ofertados por estas unidades geradoras e aproveitados pelas concessionárias, de forma a melhorar a gestão do sistema elétrico. Este fato leva à necessidade de concentrar a geração de energia em grandes usinas (geração centralizada) que, por consequência, demanda um sistema de controle centralizado.

Ao agregar estes REDs sob o formato de uma Planta Virtual de Geração (*VPP - Virtual Power Plant*), um conjunto de diferentes recursos energéticos distribuídos, como unidades de geração distribuída principalmente de origem renovável, sistemas de armazenamento de energia e cargas controláveis operando como uma grande e única usina geradora, proporciona-se visibilidade da unidade geradora no mercado de comercialização de energia e impõem-se mudanças nas práticas operacionais da concessionária, que deixa de lidar com uma rede

puramente passiva e passa a lidar com uma rede ativa [4], capaz de atender aos serviços de energia demandados pelos clientes, ao mesmo tempo em que reduz o custo e os riscos associados aos investimentos em geração de pico e à transmissão de energia [6].

1.2. Objetivo

O objetivo deste trabalho é apresentar os conceitos envolvidos no desenvolvimento e operação de uma Planta Virtual de Geração, bem como um modelo de otimização adotado para representar a agregação de unidades de geração distribuída (principalmente de origem renovável), cargas controláveis e sistemas de armazenamento de energia. A organização destes REDs através de uma VPP oferece melhores condições de gerenciamento e controle da rede quando comparada à operação isolada de cada um dos recursos disponíveis. A otimização da rede é etapa fundamental para determinar a condição ótima de operação a fim de atender o objetivo traçado pelo operador da VPP, ao mesmo tempo que atende a uma nova demanda de serviços que surge no mercado de energia elétrica sem impactar na qualidade do fornecimento para os consumidores. A operação da VPP foi otimizada através de um modelo de programação linear inteira mista, seguindo restrições operacionais condizentes com a realidade do sistema de distribuição das concessionárias de energia elétrica. Com isto, pretende-se comprovar a eficiência e os benefícios da Planta Virtual de Geração em um mundo dependente de energia, mas que conta com recursos cada vez mais limitados. Esta dissertação coloca a Planta Virtual de Geração como o estado da arte em redes inteligentes de distribuição de energia elétrica.

1.3. Metodologia

Durante o desenvolvimento deste trabalho foram estudados os obstáculos enfrentados pela simples inclusão de REDs no sistema elétrico e seu impacto na operação do sistema de distribuição, as características, modelos de estruturação e de otimização de uma VPP. Em seguida criou-se uma rede para estudos a partir do modelo de rede de distribuição de 13 barras do IEEE [7], cuja adaptação fez-se necessária para operação trifásica. Foram conectadas cargas de média tensão, unidades geradoras fotovoltaicas e eólicas, cargas residenciais, bancos de baterias e três microrredes de baixa tensão à rede primária. Na sequência, todo o sistema foi simulado pelo software GridLAB-D, capaz de fazer simulações em intervalos de tempo definidos pelo usuário e levando em consideração as condições climáticas (temperatura, velocidade do vento, irradiação solar, entre outros) para obter os valores da potência fornecida pelos aerogeradores, painéis fotovoltaicos e o perfil de carga das residências das microrredes

pela operação do sistema HVAC (*HVAC – Heating, Ventilation and Air Conditioning*). De posse destes dados, o modelo de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) que representa a operação em regime permanente do VPP foi escrito na linguagem de programação AMPL para obtenção da condição ótima de operação do VPP. Durante esta etapa, algumas funcionalidades foram adicionadas ao sistema, como por exemplo, a existência de cargas gerenciáveis. Na sequência, o modelo de PNLIM foi linearizado para obter um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM), garantindo assim a solução ótima de operação, entre outros benefícios que serão discutidos a frente, como o tempo de execução computacional.

1.4. Contribuições

Este trabalho destaca a necessidade da organização dos recursos energéticos distribuídos sob o formato de uma Planta Virtual de Geração para que os benefícios por eles trazidos sejam plenamente aproveitados por todo o sistema elétrico. Ao mesmo tempo, chama a atenção para os benefícios sob a óptica de comercialização de energia, garantindo maior poder aos pequenos geradores e aos consumidores que participam da Planta Virtual de Geração frente a abertura do mercado.

O autor descreve como tornar real uma Planta Virtual de Geração. Um tema pouco difundido no Brasil, demandando uma discussão detalhada e que coloque com clareza a VPP como importante ferramenta na gestão de energia para o desenvolvimento sustentável e econômico do setor elétrico.

O trabalho mostra que é possível modelar a operação em regime permanente de uma Planta Virtual de Geração através de um modelo de Programação Não-Linear Inteira Mista, para coordenar o sistema de gerenciamento de energia.

Visando um modelo computacionalmente mais robusto, este trabalho oferece um modelo de Programação Linear Inteira Mista, com uma boa aproximação do modelo de PNLIM original, que apresenta melhores características de convergência e garante melhor desempenho computacional na otimização da operação da Planta Virtual de Geração. O modelo proposto é capaz de operar de forma ótima o sistema de gerenciamento de energia em regime permanente, atuando sobre o carregamento das baterias, sobre as cargas controláveis e sobre o carregamento dos veículos elétricos.

1.5. Estrutura do Trabalho

Este trabalho é composto por 7 capítulos, organizados da seguinte forma:

No *Capítulo 1 (Introdução)* apresenta-se a motivação do autor para o trabalho, os objetivos que o autor pretende atingir, as contribuições desta obra e a estrutura do trabalho.

No *Capítulo 2 (Recursos Energéticos Distribuídos)* o autor explana sobre as características dos recursos energéticos distribuídos e suas definições, seus benefícios e impactos no sistema de distribuição, bem como o grau de penetração atingido nos últimos anos.

No *Capítulo 3 (Plantas Virtuais de Geração)* o autor apresenta os conceitos das Plantas Virtuais de Geração, os membros componentes, as características operacionais, desafios para implantação, e exemplos de VPPs em operação pelo mundo.

No *Capítulo 4 (Otimização da Operação da VPP)* o autor apresenta o modelo de otimização que descreve o comportamento em regime permanente do sistema, explicando os objetivos da otimização, as restrições operacionais e o processo de linearização aplicado. O autor faz ainda um paralelo com a literatura existente e a metodologia utilizada por outros estudiosos do assunto.

No *Capítulo 5 (Rede Modelo da Simulação e Otimização)* são apresentados os modelos das redes de média e baixa tensão utilizadas na simulação, as unidades de geração, as cargas adicionadas e os sistemas de armazenamento de energia.

No *Capítulo 6 (Resultados)* o autor apresenta os resultados obtidos para cada cenário simulado e discute o seu significado e como a VPP atua na gestão da energia.

No *Capítulo 7 (Conclusões)* são discutidas as conclusões obtidas pelo estudo, impactos e trabalhos futuros que podem se originar desta obra.

2. *Recursos Energéticos Distribuídos*

Os chamados Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), oferecem flexibilidade ao sistema elétrico ao descentralizar a geração e o controle da demanda. São compostos por unidades de geração distribuída, geralmente de natureza renovável, sistemas de armazenamento de energia (SAE) e cargas controláveis, que oferecem a habilidade de serem postergadas, moduladas ou removidas do sistema conforme a condição de operação [2][4][5] contratada com o operador do sistema de distribuição.

2.1. *Geração Distribuída*

Diferente do que se possa imaginar, nos primórdios dos sistemas de distribuição de energia, a geração distribuída era a regra, e não a exceção. As primeiras plantas geradoras geravam energia somente para as cargas em suas proximidades, pois a geração se dava em corrente contínua, nos sistemas de Thomas Edison, limitando o nível de tensão e, portanto, a distância pela qual esta energia poderia ser transmitida [8]. Com a adoção em escala do sistema de corrente alternada proposto por Nikola Tesla, a capacidade de elevar a tensão e transmiti-la a longas distâncias permitiu a evolução do sistema elétrico até o modelo que conhecemos hoje.

Mesmo com tamanho avanço na geração distribuída, ainda não há um consenso sobre como defini-la. A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) define geração distribuída como a instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica [9]. Como descrito em [8] e [10], o IEEE define a geração distribuída como a geração em unidades suficientemente menores do que unidades de geração centralizada, de forma que possam ser conectadas em qualquer ponto do sistema elétrico. Já o CIGRE define como unidades geradoras com capacidade máxima de 50MW a 100MW, geralmente conectadas à rede de distribuição e não são controladas nem despachadas. A IEA (*International Energy Agency*) define como unidades de geração cuja instalação esteja nas dependências do consumidor ou em áreas de distribuição da própria concessionária, atendendo diretamente a rede local.

No Brasil, as unidades de geração distribuída têm se desenvolvido principalmente nas chamadas micro e minigeração distribuída. Esta modalidade de GD é regida pela ANEEL através da Resolução Normativa N°482 de 17 de Abril de 2012 [11], e sua revisão, Resolução Normativa N°687 de 24 de Novembro de 2015 [12], que estabelecem condições para acesso da

microgeração e da minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. De acordo com o documento, a microgeração distribuída caracteriza-se por uma unidade geradora com potência instalada menor ou igual a 75kW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A minigeração por sua vez, caracteriza-se por unidades geradoras com potência instalada superior a 75kW e inferior a 3MW para geração hídrica ou 5MW para cogeração qualificada e demais fontes renováveis, também conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A tabela 1 exibe a potência das unidades de geração distribuída atualmente instaladas no Brasil, totalizando 12.484 unidades de geração e 142.659,78kW de potência instalada.

Tabela 1 - Potência instalada de GD no Brasil por tipo de geração. Fonte: ANEEL Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp. Acessado em: 28/07/2017.

Tipo de Geração	Quantidade	Potência Instalada (kW)
CGH	16	12.453,20
EOL	52	10.183,20
UFV	12.361	99.223,68
UTE	55	20.799,70

É fundamental destacar que a geração distribuída, embora fortemente sustentada pelo apelo ambiental, não se apoia apenas sobre fontes renováveis. A geração de energia pela queima de combustíveis fósseis tem grande representatividade. Sistemas a diesel são dominantes nas operações em *standby* e nas operações por curtos períodos de tempo, embora sistemas acionados por gás natural ofereçam melhor combinação entre eficiência, disponibilidade e custo [13]. Ainda, a instalação indiscriminada de geração distribuída pode gerar tantos problemas quanto ela resolve. Nas seguintes seções, faremos uma abordagem relacionada ao mercado de energia e ao apelo ambiental para discutir a geração distribuída.

2.1.1. Benefícios e Desafios

A introdução da geração distribuída pode ajudar investidores a atuar em nichos de mercado e atender demandas específicas dos consumidores buscando serviços mais adequados a suas necessidades e perfis, pois o pequeno porte da GD, e consequente custo reduzido de implementação, favorece sua adoção quando comparada a grandes centrais geradoras.

A GD é uma solução factível para lidar com problemas relacionados ao suprimento de energia durante o pico da demanda. Sua dimensão, operação e capacidade de expansão permitem uma reação flexível à evolução dos preços da energia, atuando como uma barreira contra flutuações nos custos [8].

Nos EUA um dos maiores motivadores para uso da GD é qualidade de energia e confiabilidade no fornecimento. A elevada confiabilidade do sistema se deve a elevados padrões de engenharia com custos elevados. Ao abrir o mercado, uma vez que elevada confiabilidade e qualidade demandam pesados investimentos na rede e na geração, a competição entre empresas pela geração e operação do sistema pode fazer com que o elevado padrão de qualidade seja reduzido pela necessidade de acirrar a competitividade, reduzindo os custos. Neste momento, os consumidores se tornam conscientes do valor de um fornecimento de energia confiável. Neste sentido, o ilhamento intencional, que ocorre quando uma região ou trecho de um alimentador é desconectado da concessionária e passa a ser alimentado por unidades de GD conectadas a ele, é analisado como uma solução para agregar valor à qualidade de energia fornecida, reduzindo índices de DEC e FEC.

A relação entre GD e qualidade de energia é ambígua. Em regiões em que há dificuldade na regulação do nível de tensão, a GD pode auxiliar a regulação, ao mesmo tempo que uma introdução massiva de GD sem o devido controle pode levar a instabilidades no perfil de tensão e à reversão no fluxo de corrente, impondo dificuldades na regulação dos relés de proteção por exemplo [8].

Reduzir o custo da transmissão e da distribuição de energia, que pode atingir 30% do custo de operação do sistema [8] é uma vantagem competitiva para a GD frente à geração centralizada. No entanto, também pode impor maiores custos quando a penetração da GD é de fonte renovável. No caso de países como os EUA, que dependem principalmente de geração térmica, ainda que reduzindo nos últimos anos a participação do trio carvão, óleo e gás na geração de energia como exibido na figura 3, na ausência de um sistema de armazenamento de energia em larga escala a responsabilidade de manter a confiabilidade do sistema será depositada principalmente na operação flexível das geradoras térmicas (gás natural, carvão e nuclear), o que implica em reduzir o tempo de partida. Para tanto, faz-se necessário aumentar a taxa de geração durante a partida (taxa de rampa) que consiste em 1,5% a 3% por minuto para usinas a carvão e 8% para plantas a gás natural. Haverá momentos em que deverão operar abaixo da potência nominal, levando a menor eficiência operacional [14], além de impor menores intervalos de manutenção e redução na vida útil das usinas.

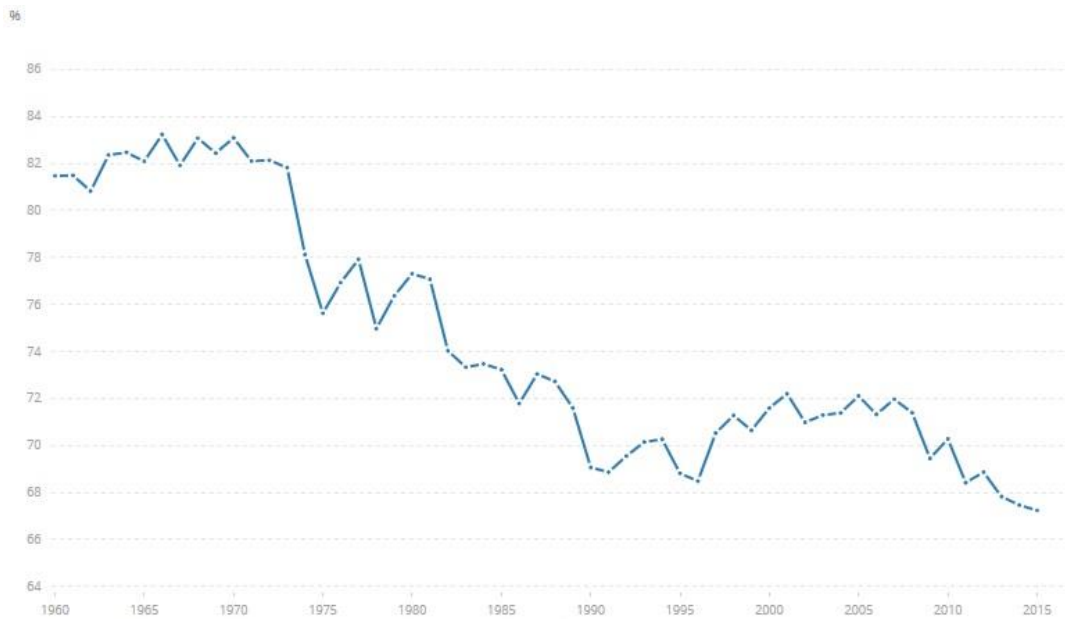


Figura 3 – Produção % de energia elétrica a partir de gás natural, carvão e óleo nos Estados Unidos. Fonte: The World Bank. Disponível em: <http://data.worldbank.org/indicador/EG.ELC.FOSL.ZS?locations=US&type=shaded&year=2004>. Acessado em 26/07/2017.

No mercado de comercialização de energia, a energia elétrica é despachada com o menor custo. Isto faz especialistas questionarem qual a melhor combinação de unidades geradoras que levará a uma geração economicamente viável e, se devido ao caráter intermitente, a geração renovável deve ser analisada e submetida às mesmas condições aplicadas às demais fontes, como por exemplo a aplicação de multas por não entregar a energia contratada [14], o que é difícil de garantir quando os detentores de GD renovável atuam sozinhos frente ao mercado. A criação de um ambiente econômico favorável no qual a geração distribuída, principalmente de origem renovável, é o cerne, trará benefícios aos seus operadores e aos consumidores por ela atendidos. Mecanismos adequados de preço no atacado e no varejo favorecerão os investimentos e criarão novas oportunidades de negócio para explorar todo o potencial de um novo modelo de gestão e operação do sistema elétrico. Para atingir este patamar, os responsáveis pelas políticas do mercado de energia devem antecipar-se às transformações do sistema elétrico e propor ações para as novas oportunidades [15]. A abertura do mercado, tanto no atacado quanto no varejo, ajuda a impedir que monopolistas atuem na geração e na distribuição de energia adotando medidas pouco atrativas ao consumidor, incentiva a GD, melhora a concorrência e oferece opções ao consumidor.

A adoção de geração a partir de fontes renováveis é atualmente a única opção aplicável a uma taxa adequada para redução das emissões de carbono do setor elétrico, de forma a atender a meta de 2°C do aquecimento global [15]. A caminho de deixar a era de combustíveis fósseis

no passado, a Alemanha é um dos países que mais tem investido em geração renovável, tendo a geração fotovoltaica elevada representatividade, conforme figura 4. Em 2013 cada kWh gerado a partir de painéis fotovoltaicos impediu o consumo equivalente de 2,2kWh de fontes primárias. Em 2011, cada kWh gerado por sistemas FV evitou a emissão de 664g de CO₂ equivalente/kWh. O consumo total de geração FV em 2012 foi de 28TWh, o que evitou cerca de 18,6 milhões de toneladas CO₂ de serem emitidas [16]. Os sistemas de cogeração, por sua vez, otimizam o consumo de energia em indústrias em que há produção de calor, uma vez que é capaz de promover a conservação de energia nas fontes primárias entre 10% e 30% [8].

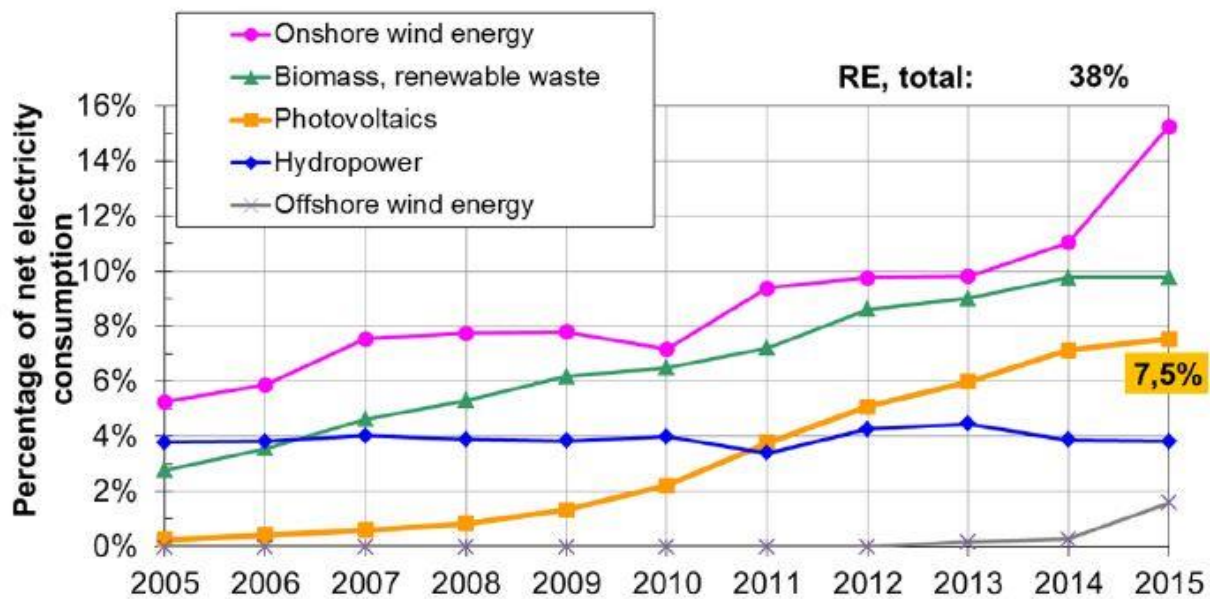


Figura 4 – Percentual de consumo de eletricidade por fonte primária renovável na Alemanha [16].

A figura 4 compara as fontes de energia renováveis na Alemanha em todas as suas dimensões. Contudo, das mais de 1,5 milhões de unidades de geração fotovoltaica que totalizavam 40 GW de potência instalada em 2015, apenas 15% possuíam potência superior a 1 MW e 98% delas estavam conectadas diretamente no sistema de distribuição. E uma vez que a geração é descentralizada, reduções no consumo devido a presença de nuvens ou mesmo à perda de uma unidade consumidora não leva a sérias flutuações na energia gerada, pois graças a uma particularidade do clima alemão, em que a incidência solar é inversamente correlacionada à intensidade dos ventos, se estabelece uma complementariedade entre a geração eólica e fotovoltaica, figura 5 [16]. Na figura 5, cada linha diagonal representa o valor de potência total capaz de ser fornecida pela soma da capacidade de geração eólica com a geração fotovoltaica. Esta complementariedade é benéfica ao oferecer continuidade da geração quando há variação climática.

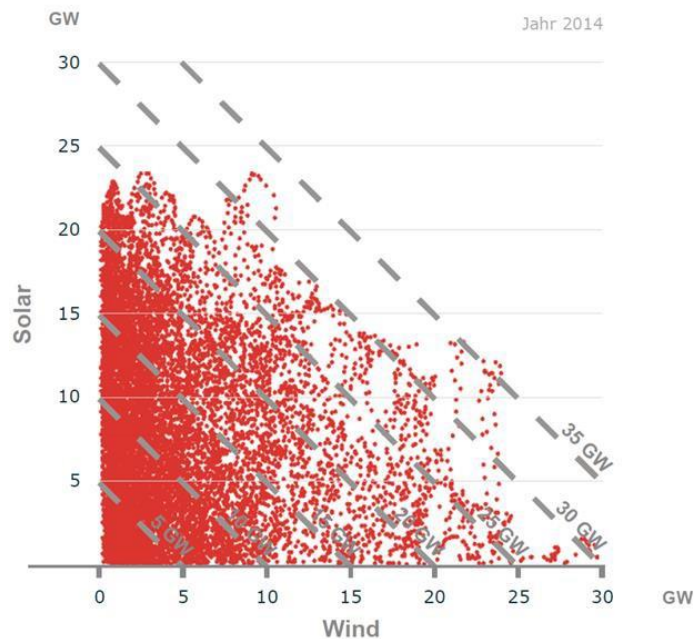


Figura 5 – Complementariedade entre a geração fotovoltaica e eólica na Alemanha [16].

O aumento na parcela de geração renovável no sistema elétrico altera os paradigmas de segurança, pois os riscos geopolíticos e de infraestrutura associados aos combustíveis fósseis são substituídos por riscos ligados à disponibilidade ambiental de recursos e condições climáticas. Mitigar estes riscos e os demais riscos técnicos e de mercado associados à geração distribuída é tarefa difícil quando operados isoladamente. Ao agregar estas unidades de GD, a Planta Virtual de Geração proporcionará formas de superar os desafios impostos e será capaz de oferecer vantagens para sua operação, como será discutido no capítulo 3.

2.2. Gerenciamento da Demanda (Cargas Gerenciáveis)

Assim como a geração distribuída, o gerenciamento da demanda tem um importante papel na melhora do desempenho do sistema de distribuição, auxiliando na redução da demanda de pico (*peak demand*) e na elasticidade da demanda frente a variações na geração [17], sendo foco de estudo crescente pelos pesquisadores e pela indústria [18].

Resposta da demanda (RD) é a habilidade dos consumidores de responder a informações e incentivos enviados pelo Operador do Sistema de Distribuição (DSO - *Distribution System Operator*), alterando seu padrão de consumo, como resposta a mudanças no custo da energia como forma de obter benefícios pela redução de carga em horários de pico de consumo ou então quando a confiabilidade da rede é posta em dúvida devido a fatores alheios aos comandos da concessionária ou do DSO [19][20]. Isto inclui ações simples como a substituição de lâmpadas por modelos de melhor eficiência, até a instalação de sofisticados sistemas de gerenciamento

de energia [18]. Esta estratégia visa adequar a curva de carga de forma eficiente e favorável à operação do sistema e promover a eficiência econômica para o consumidor e à concessionária. Como exemplos destas estratégias podemos citar a redução do consumo de energia reduzindo cargas ao controlar a intensidade do sistema de iluminação e alterando o ponto de operação do sistema HVAC. O deslocamento do consumo para horários de menor custo e menor impacto ao sistema pode ser obtido ao pré-refrigerar ou pré-aquecer ambientes de uso comum de instalações comerciais e residenciais [20]. Muitos sistemas de gerenciamento da demanda (DSM – *Demand Side Management*) são utilizados, conforme a necessidade técnica e econômica acordada entre o DSO e o consumidor. Entre eles destacamos:

Eficiência Energética: A melhoria na eficiência energética de instalações residenciais, comerciais e industriais começa com a coleta de informações sobre os processos executados. A maioria das instalações possuem alguma forma de desperdício de energia que pode ser minimizado ou eliminado. É um processo de mudança no perfil de carga focado no consumo final de energia, e que resulta na melhoria da produtividade das fontes primárias [18][21].

Controladores de Demanda: O uso do controlador de demanda impede que instalações industriais excedam a demanda contratada para o fornecimento de energia durante sua operação fazendo a remoção de cargas pré-selecionadas. É comumente instalado junto ao sistema de medição, sendo uma das primeiras ferramentas para corte de carga adotadas na indústria [18] [20]. A figura 6 mostra um esquema simplificado de atuação dos controladores de demanda.

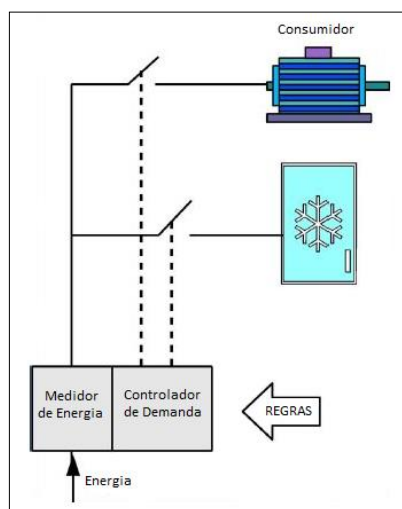


Figura 6 – Controlador de demanda responsável por remover cargas da instalação de acordo com a necessidade e a demanda contratada. Adaptado de [18].

Resposta da Demanda: Incentivos ou sinais diretos ao consumidor de forma a moldar seu consumo atual. O envio de sinais com o preço instantâneo da energia, ou sinais de

confiabilidade do sistema podem levar o consumidor a alterar o consumo. O controle direto de carga (DLC – *Direct Load Control*) é uma forma de atuar diretamente sobre dispositivos a fim de obter máxima redução da carga em um período de tempo específico, sendo bastante adequado para sistemas HVAC de instalações residenciais e comerciais [18] [22].

Deslocamento de Carga: O deslocamento de carga consiste em deslocar cargas do horário de pico para horários de menor consumo, caso seja possível. Sinais de preço e de confiabilidade do sistema também pode ser utilizado para definir melhores horários para o consumo de energia. A previsão de falhas ou um forecast insuficiente da geração podem levar a indústria, por exemplo, a produzir maior quantidade para estocar produtos e não ficar sujeita a grandes impactos no caso de interrupção no fornecimento de energia [18] [20].

Virtual Power Plants: As Plantas Virtuais de Geração consistem na agregação e operação coordenada de REDs para garantir melhores condições de negociação nos contratos de fornecimento de energia e garantir maior confiabilidade no fornecimento de energia para os membros. São o tema deste trabalho e serão discutidas em detalhes no capítulo 3.

O sistema de gerenciamento de demanda tem um importante papel no desenvolvimento das redes inteligentes, ao representar um recurso valioso ao operador do sistema. Como exemplo de sistema de gerenciamento de demanda que será necessário em um futuro breve, está o gerenciamento do carregamento de veículos elétricos, que são grandes cargas conectadas ao sistema, e uma vez que sua penetração seja densa, trará impactos à operação da rede se não forem carregados de forma coordenada. As Plantas Virtuais de Geração terão o DSM como importante função para a operação ótima do sistema de distribuição.

2.3. Sistemas de Armazenamento de Energia

O fornecimento de energia com elevada confiabilidade é fundamental para o desenvolvimento econômico, e os sistemas de armazenamento de energia (SAE) são alternativas que contribuem com a qualidade de energia da rede ao manter a continuidade no fornecimento. O gerenciamento da flexibilidade do sistema de energia se torna uma importante característica do mercado devido à constante adição de fontes de origem renovável na rede. Suas principais aplicações consistem em auxiliar a introdução de sistemas de geração renovável, equilibrar a curva de carga, auxiliar no controle de frequência da rede, mitigar

flutuações de tensão e promover qualidade e confiabilidade no fornecimento [23] [24] [25], conforme discutido a seguir.

Aumento na penetração de RES: A característica intermitente das fontes renováveis pode gerar variações de tensão e frequência na rede. Ao desacoplar a geração da carga, o SAE auxilia o balanço de carga no sistema mitigando estas oscilações, operando como fonte de energia de *backup* instantâneo [24].

Nivelamento de carga: O sistema de fornecimento atual opera sob um formato em que a energia é gerada e transmitida na medida em que o consumidor demanda, desta forma, a operação das plantas de geração é marcada por acréscimos e decréscimos na potência de saída ao longo do dia. Estas oscilações na potência levam a variações na eficiência da planta geradora, principalmente plantas de natureza térmica, decorrente de maior consumo de combustível, maior desgaste do sistema e maior emissão de CO₂ por kWh gerado [25]. Armazenar energia em períodos de menor demanda e utilizá-la nos horários de pico, como demonstrado na figura 7, minimiza estes efeitos, além de aliviar o sistema de transmissão de energia [24], uma vez que o armazenamento de energia costuma estar localizado nas proximidades da carga.

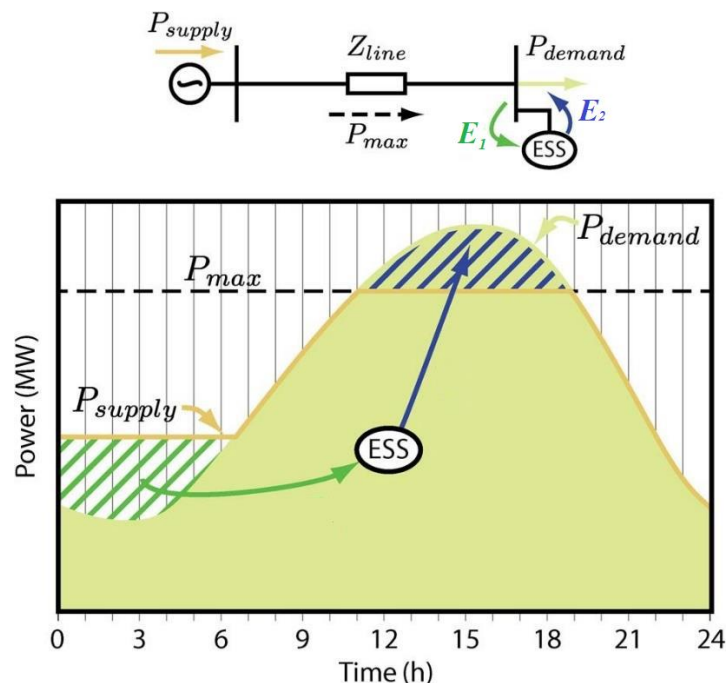


Figura 7 – Nivelamento de carga através do armazenamento em horários de menor consumo e utilização em horário de pico [24].

Arbitragem de energia: Armazenar energia em horários de baixo custo e vender em horários de custo elevado é uma estratégia possibilitada pelos ESSs. Esta ação também pode ser adotada pelas residências que possuem veículos elétricos através do conceito V2G (*Vehicle to Grid*). O

carregamento destes veículos pode ser feito em horários em que o custo da energia é menor, e a energia devolvida à rede ou utilizada pela residência em horários de maior custo. Nos Estados Unidos, este conceito é aplicado através do bombeamento de água de volta para os reservatórios das hidroelétricas (PHS – *Pumped Hydro Storage*). Neste método, a água a jusante é bombeada novamente a montante para repor o reservatório nos intervalos de baixo consumo de energia [24], quando as termelétricas não podem ser desligadas devido ao seu elevado custo e tempo de partida.

Regulação de frequência: Esta funcionalidade proporciona estabilidade para controle transitório e permanente da frequência da rede, na qual sua operação consiste em injetar e absorver potência ativa da rede durante curtos intervalos de tempo (poucos segundos). A operação de geradores isolados e de pequena e microgeração são bastante beneficiados por esta atuação [24] [25]. Estas formas de geração possuem pouca ou nenhuma inércia, ou seja, eixos girantes com grande massa, capazes de estabilizar e minimizar transitórios causados por variações bruscas de carga.

Redução da demanda de pico: Sem a possibilidade de armazenar energia, a geração deve acompanhar a demanda para que o consumidor tenha energia elétrica disponível e de qualidade. Uma vez que a capacidade de geração, e na maioria dos casos, a capacidade de transmissão de energia pode ser limitada, armazenar energia em horários de menor consumo para uso posterior garante não apenas a continuidade do serviço, mas permite a postergação de investimentos em infraestrutura de geração e transmissão de energia.

O aumento global na capacidade de armazenamento, excluindo o PHS, foi de 500MW em 2016, com um anúncio de mais 1GW para 2017. Os SAEs são alvo do programa 2DS (*Two Degree Scenario*), um programa que estabelece metas de emissão de CO₂ que garantam pelo menos 50% de chance de limitar o aquecimento global a 2°C em 2100. Para tanto, ainda é necessária a adição de 21GW em capacidade de armazenar energia até 2025 [23].

Os sistemas de armazenamento de energia convertem a energia elétrica em outra forma de energia, capaz de ser armazenada e utilizada quando necessário. A utilização de baterias é, possivelmente, a primeira forma lembrada de se armazenar energia quando sistemas de armazenamento são mencionados, tendo baterias de íons de lítio como a principal tecnologia, devido à redução nos custos e o recente ganho de produtividade na fabricação em escala [23]. No entanto, variáveis como disponibilidade de recursos, tipo de aplicação, tempo de resposta,

volume, e temperatura de operação podem demandar outros sistemas, como massas girantes e bombeamento de água.

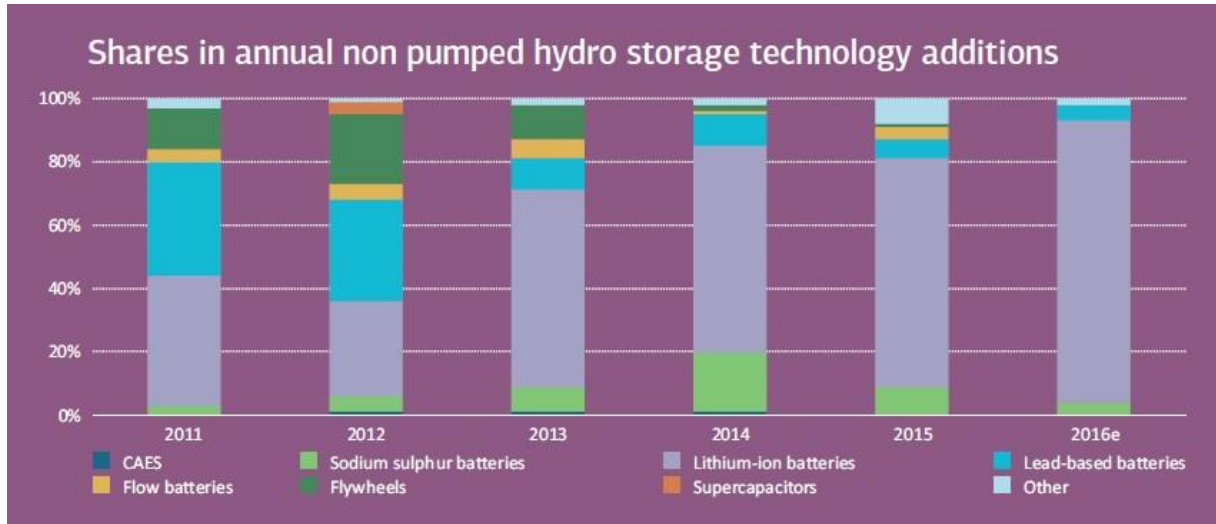


Figura 8 – Participação das tecnologias de armazenamento de energia empregadas nos últimos seis anos, exceto PHS. Adaptado de [23].

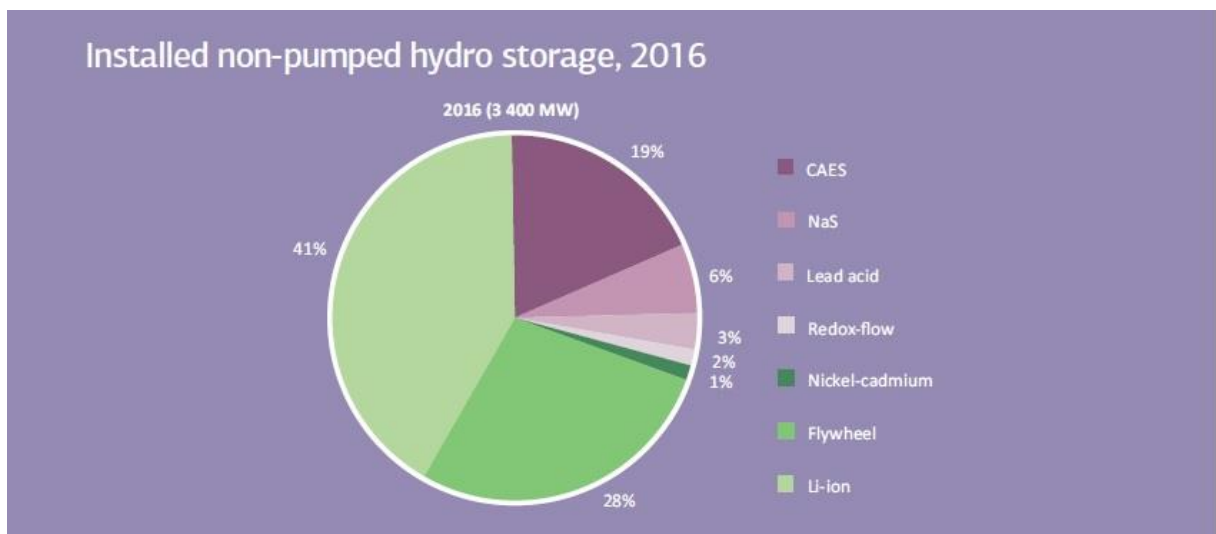


Figura 9 – Participação das tecnologias de armazenamento de energia em operação em 2016, exceto PHS. Adaptado de [23].

Como apresentado na figura 8, muitas são as tecnologias empregadas para o armazenamento de energia. Entre elas destacamos a bateria de íons de lítio, que não apresenta efeito de memória ao armazenar energia, possui baixa auto descarga, e elevada densidade de energia. É a mais promissora bateria para armazenamento de energia em veículos elétricos [24]. As baterias de fluxo (FB – *Flow Batteries*) tornam independentes a energia armazenada e a potência fornecida, o que as tornam adequadas para o fornecimento da grande quantidade de energia demandada pelas aplicações do fornecimento na rede de distribuição. A potência é dependente do tamanho do reator, enquanto a capacidade de armazenamento depende do

volume dos tanques auxiliares, demonstrados na figura 10. Foram desenvolvidas pela NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) no início dos anos 1970 para armazenar energia para longas missões espaciais [26]. As *flywheels* (volantes de inércia) por sua vez armazenam energia cinética rotacional. Resistem a variações mecânicas na rotação do eixo de motores ou geradores, sendo comumente empregadas para a estabilização da tensão de saída de geradores síncronos, figura 11.

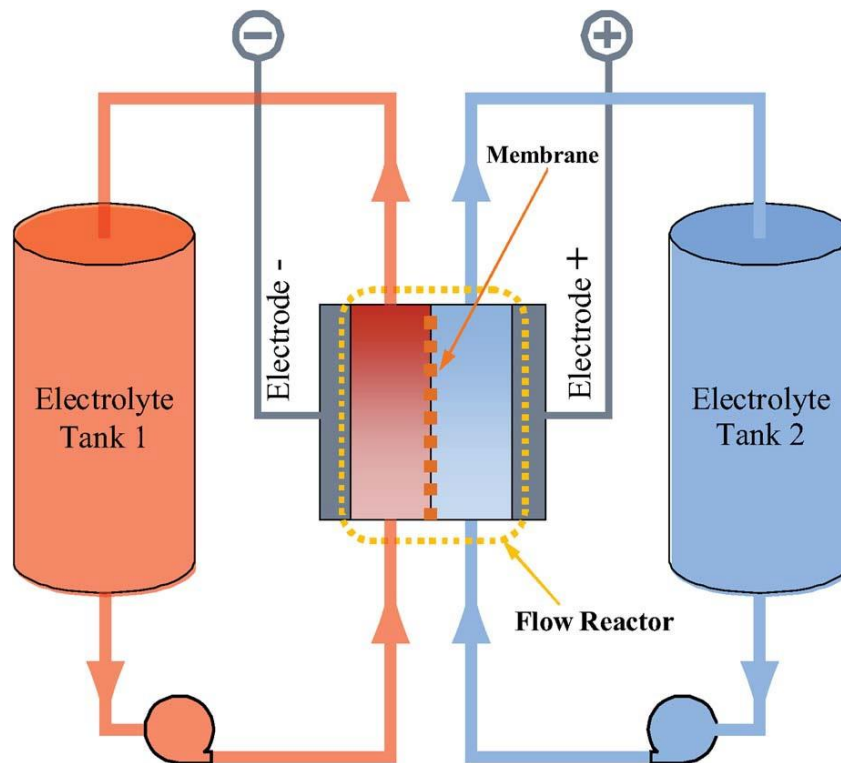


Figura 10 – Diagrama do funcionamento de uma bateria de fluxo. [24].

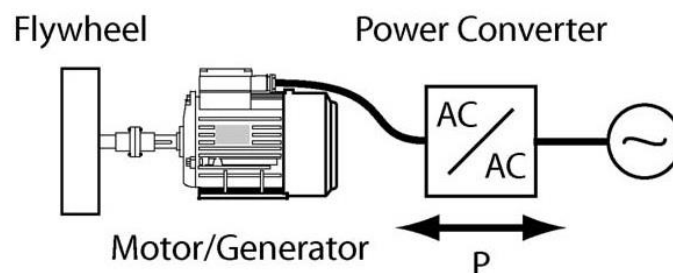


Figura 11 – Aplicação da *Flywheel* (massa girante) em um motor/gerador. Adaptado de [24].

Detalhes sobre o funcionamento e reações de oxirredução das baterias apresentadas, outros meios de armazenamento de energia e suas principais aplicações são objeto de estudo em [24] [25] [27].

Muitas das tecnologias apresentadas até aqui demandam sistemas de controle, gerenciamento e condicionamento de energia que não são facilmente integrados de forma a se comunicar com facilidade entre si e com o operador do sistema de distribuição para garantir a

operação adequada. Sistemas complexos de baterias são dotados de sistemas de gerenciamento próprio (BMS - *Battery Management System*), responsáveis por controlar a carga e descarga, potência máxima demandada e energia mínima armazenada [26].

2.3.1. *Veículos Elétricos*

Os veículos elétricos se encaixam como uma classe especial de sistemas de armazenamento de energia, dada sua característica de armazenar energia em baterias, e, permitir a injeção desta energia de volta para o sistema em momentos de necessidade somente quando autorizado pelo consumidor, para não comprometer sua utilização como meio de transporte. Por não emitirem gases de efeito estufa, quando operam junto a fontes de energia renováveis, são considerados grandes aliados do desenvolvimento sustentável.

A mobilidade elétrica, pré-requisito para o bem-estar social, proverá infraestrutura de qualidade para a circulação de veículos nos centros urbanos, onde o setor de transportes responde por aproximadamente 20% da demanda de recursos primários de energia e 25% das emissões de gases do efeito estufa [1].

O maior desafio para a disseminação dos veículos elétricos consiste em um sistema de armazenamento capaz de oferecer autonomia razoável para o veículo. Contudo, o desenvolvimento de baterias nos últimos anos começa a mudar este cenário. Enquanto isso, na transição de tecnologia de motores de combustão interna para motores elétricos, os veículos híbridos despontam como solução de custo benefício ao oferecer autonomia quando o veículo é submetido a longas distâncias e alto consumo de potência, e ao oferecer economia ao utilizar o motor elétrico em situações de menor exigência de potência [26].

A classificação dos diferentes tipos de veículos elétricos é dada de acordo com a quantidade de funções que ele agrega. Quanto mais funções, maior a capacidade de beneficiar o meio-ambiente com a redução de gases do efeito estufa. A figura 12 mostra as tecnologias mais comuns hoje.

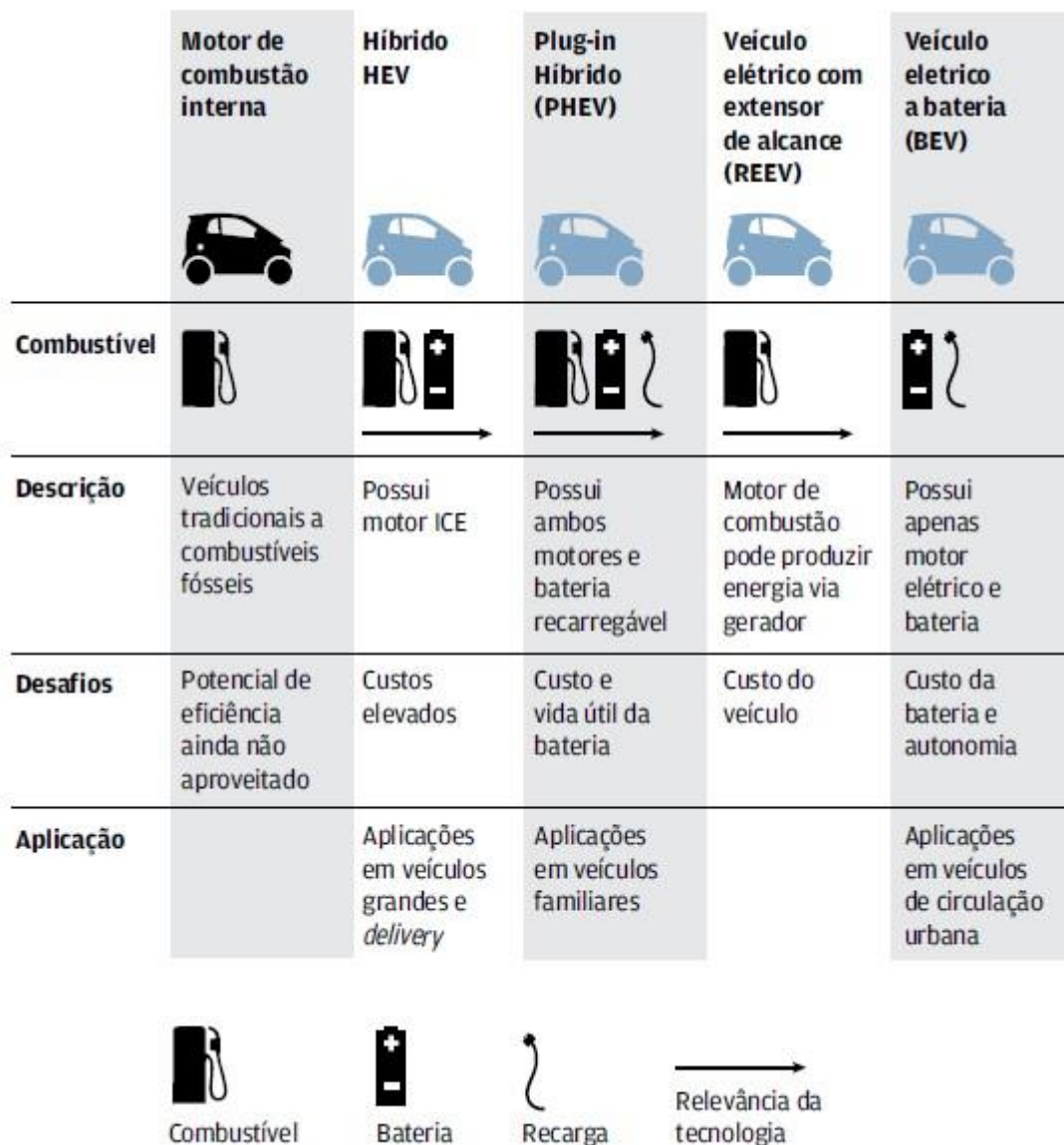


Figura 12 – Tecnologias para veículos elétricos [1].

A disseminação de veículos elétricos permitirá que estes colaborem com o armazenamento de energia e injetem a energia armazenada nos horários de pico, quando necessário e se permitido pelo consumidor. Estima-se que a Alemanha terá uma frota de 1 milhão de veículos elétricos até 2020, entre híbridos e puramente elétricos, com uma média de 20kWh de energia armazenada por veículo. Se 30% desta energia for disponibilizada para injeção na rede, tem-se um acréscimo de 6GWh de armazenamento no sistema alemão. Em 2016 a comercialização de veículos Plug-In atingiu o volume de mais de 750.000 unidades vendidas, chegando a um total de 2 milhões de unidades em circulação no mundo [23]. Ao mesmo tempo em que esta tendência pode beneficiar o operador do sistema elétrico e os próprios consumidores, a rede de baixa tensão na qual estes veículos estão conectados não está dimensionada para tal demanda. Sistemas de gerenciamento ótimo de carga e descarga de

veículos elétricos terão a importante tarefa de coordenar o carregamento e de disponibilizar esta energia na rede [26]. Em [28] é proposta uma metodologia baseada em programação linear inteira mista para o carregamento ótimo de veículos elétricos conectados em redes de distribuição desbalanceadas. Tais estratégias são necessárias para que a solução oferecida pelos veículos elétricos não traga consequências negativas para a rede de distribuição de energia.

2.4. Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os principais recursos energéticos distribuídos que compõem uma Planta Virtual de Geração, apontando as principais tecnologias empregadas para cada grupo. A operação isolada dos REDs não oferece vantagens comerciais competitivas para seus detentores. A negociação de contratos de fornecimento no mercado de energia pode ser atividade mais lucrativa e segura quando se dá a união destas unidades geradoras sob uma mesma organização. A coordenação e o controle preciso dos ativos e dos serviços oferecidos devem ser executados de forma a garantir a operação segura e eficiente. Estes REDs formam a base de ativos geridos pela VPP que, devidamente gerenciados, trazem benefícios para o processo de distribuição de energia.

3. *Plantas Virtuais de Geração*

A introdução dos REDs no sistema de distribuição, como mencionado anteriormente, caracterizou-se por um modelo *fit and forget*, ou seja, devido ao modelo verticalizado de fornecimento de energia e a uma rede totalmente passiva, os REDs foram instalados no sistema sem a preocupação de integração de sua operação. Esta característica passiva do sistema elétrico não permite a plena integração e aproveitamento dos recursos e benefícios oferecidos pelos REDs. Outro fator determinante para a deficiência desta integração é a inexistência de medidas regulatórias bem definidas para reger a atuação de cada um dos agentes atuantes no mercado e os serviços por eles oferecidos. Sob este regime, os REDs não tem visibilidade para a concessionária, que poderia agregá-los de forma otimizada e única na rede [4] [29].

A integração dos REDs na rede, operando sob um sistema de controle inteligente, permitirá aos seus detentores participar do mercado de energia. Ao participar sozinha dos leilões de fornecimento de energia, a unidade geradora pode não oferecer garantias quanto ao fornecimento a longo prazo, estando sujeita a penalidades e conseguindo contratos pouco atrativos para seus detentores. Com a agregação de diversas unidades, além do fornecimento de energia, será possível oferecer sua controlabilidade e plena capacidade de oferecer serviços auxiliares para colaborar na manutenção da dinâmica e estabilidade da rede. Para atingir este desafio, uma nova estrutura e um novo panorama comercial e regulatório serão necessários [4]. Para atingir tal patamar de evolução, propõe-se a agregação destes recursos sob o formato de uma Planta Virtual de Geração operando de forma otimizada.

3.1. *Conceito da Planta Virtual de Geração*

O conceito da VPP começou a ser estudado no final da década de 1990 [5], e muitas definições foram levantadas na literatura para defini-la. Em linhas gerais, de acordo com [4] [5] [30], a VPP pode ser definida como um conjunto de recursos energéticos distribuídos e microrredes, organizados sob um sistema de controle descentralizado, que além de agregar a capacidade de fornecer energia, pode oferecer serviços auxiliares à rede. É caracterizada por um conjunto de parâmetros associados à geração tradicional e, portanto, operando sob um perfil único frente ao sistema de transmissão, como uma grande e única grande planta de geração, conforme figura 13. Desta forma, está sujeita a restrições operacionais frente ao sistema e individualmente com relação a cada um de seus ativos: custo de operação, limites de geração, demanda máxima, limite de rampa.

Cada VPP é composta por REDs que empregam diversas tecnologias de geração e armazenamento, bem como diferentes estratégias de gerenciamento das cargas controláveis. Estando estabelecidas em redes com diferentes topologias, impedâncias, perdas e com restrições próprias, cada VPP terá suas características particulares e um perfil único de operação, embora com o mesmo conceito.

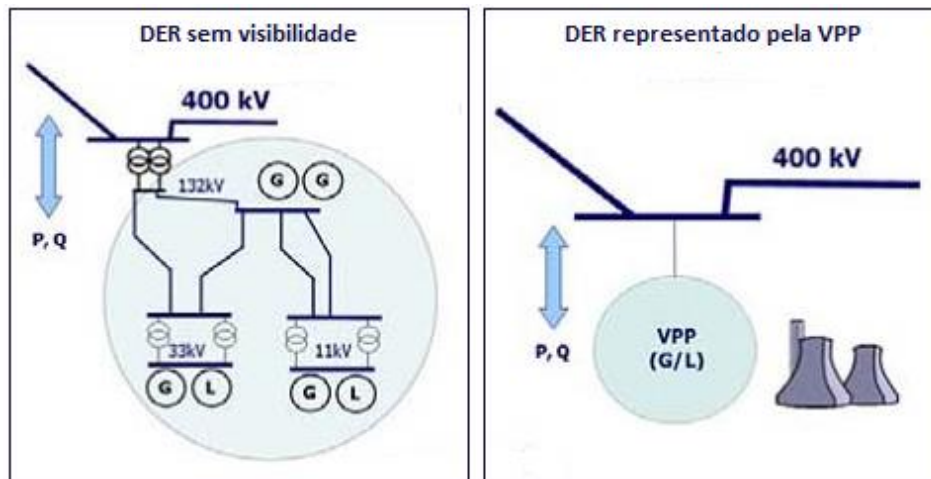


Figura 13 – Representação da VPP frente ao sistema de transmissão de energia. Adaptado de [31].

A VPP integra a operação dos ativos ligados à geração e ao consumo de energia para atender a demanda de energia dos consumidores no curto e longo prazo, fazendo uso intenso e sofisticado de sistemas de medição inteligente (AMI – *Advanced Metering Infrastructure*), automação de rede e sistemas de tecnologia de informação e comunicação (TIC). Seu objetivo estratégico é oferecer os serviços de energia demandados pelos clientes, ao mesmo tempo em que minimiza os custos e os riscos associados aos investimentos na geração de pico, grandes plantas de geração de energia e linhas de transmissão. Ela trata a redução do consumo a longo prazo com a mesma seriedade que trata a expansão da geração, através de medidas voltadas para a eficiência energética (EE) e resposta da demanda (DR) [6] representando uma mudança na direção do planejamento e da operação das concessionárias. Estas, por sua vez, deixarão de atuar simplesmente como fornecedoras de energia elétrica e passarão a atuar como provedoras de soluções e serviços voltados para o consumo e o gerenciamento de energia. Como exibido na figura 14, a VPP é composta por diferentes ativos, atuando com suas especificidades e responsáveis por diferentes funções dentro do sistema.

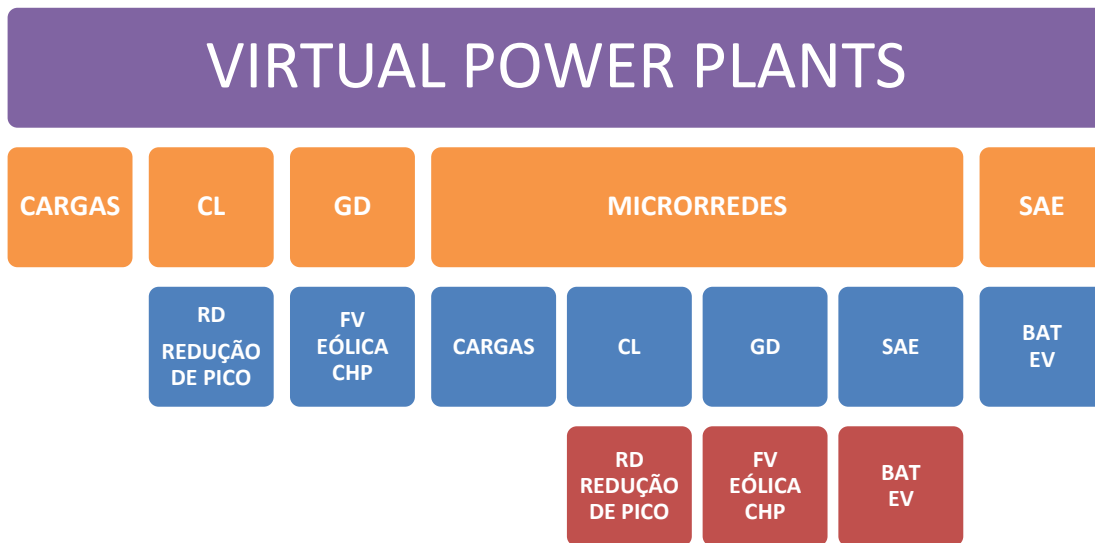


Figura 14 - Componentes integrantes da VPP.

3.1.1. Atividade Comercial da VPP (CVPP)

O propósito comercial da VPP é representar o portfólio de REDs frente ao mercado de energia, uma vez que a participação coletiva traz mais benefícios do que a operação individual, ao criar um perfil único que representa todos os ativos que a integram, prevenindo penalidades originadas por não entregar a energia contratada. Neste sentido, a VPP é capaz de suprir a perda de unidades geradoras utilizando os demais recursos, como sistemas de armazenamento de energia e gerenciando suas cargas (RD) [4] [30], ou mesmo acionando outras unidades de geração.

Para que haja definição de como cada ativo deverá atuar e a VPP possa oferecer seus serviços em tempo quase-real, o uso de inteligência de mercado deve ser introduzida para prover informações sobre os custos marginais momentâneos de geração de cada RED [32] e prover o *forecast* da carga e da geração. Pode-se distinguir três diferentes tipos de mercados de comercialização de energia [5]:

- O mercado de longo prazo, em que o *forecast* e os acordos de geração são definidos com meses ou anos de antecedência do fornecimento de energia. Tem fundamental importância para o planejamento da expansão do sistema.
- O mercado de curto prazo, em que o *forecast* é definido com um dia de antecedência, ou até mesmo no mesmo dia em que a energia será fornecida (*day-ahead and intraday markets*). Influencia diretamente na operação da rede.

- Negociação de energia na bolsa de energia europeia (EEX – *European Energy Exchange*).

Estas informações permitem que a VPP negocie contratos que sejam vantajosos e atrativos para si e para seus membros. Uma vez que sua flexibilidade de operação permite que a geração e o consumo sejam definidos em tempo real, contratos podem ser renegociados e fechados de forma mais atrativa para a VPP, beneficiando seus integrantes.



Figura 15 - Fluxo de atividades comerciais da VPP. Adaptado de [4].

3.1.2. Atividade Técnica da VPP (TVPP)

A atividade técnica da VPP consiste em proporcionar visibilidade do RED ao operador do sistema, permitindo assim que o RED contribua com as atividades do gerenciamento da operação e aproveite ao máximo sua capacidade em auxiliar na manutenção do equilíbrio do sistema a um menor custo. Ao agregar e modelar a resposta característica de um sistema contendo REDs, a planta virtual de geração unifica os dados de operação de cada ativo integrante como disponibilidade momentânea, limites de potência injetada ou consumida, topologia da rede, restrições operacionais e capacidade de controle [4]. Ao final destas análises, obtém-se o caráter técnico da operação frente ao restante do sistema elétrico no ponto de conexão comum com o sistema de transmissão (PCC – *Point of Common Coupling*).

Operacionalmente, sua tarefa é coordenar os fluxos de potência entre os ativos que a constituem para atingir o objetivo ótimo de operação traçado pela concessionária, com base nas informações de mercado e o *forecast* enviados pela CVPP. Ao atingir o objetivo com que está comprometida, fornece serviços que beneficiam a operação de todo o sistema, como controle da frequência, controle da tensão, supervisão e predição da manutenção, compensação e fornecimento de reativos [5]. Estes fenômenos, ao mesmo tempo que trazem impactos positivos para a operação eficiente da rede, como postergação de investimentos em unidades de geração de base e infraestrutura de transmissão de energia, detecção de faltas, redução da emissão de CO₂ e redução de perdas, aumentam consideravelmente a complexidade do sistema ao

introduzir sistemas computacionais, comunicação bidirecional, sensoriamento, automação da operação, modelos de otimização, operação remota, medição inteligente, etc.

Estes fenômenos e suas consequências serão discutidos em detalhes nas próximas seções.



Figura 16 - Fluxo de atividades técnicas da VPP. Adaptado de [4].

3.2. Aplicações da Planta Virtual de Geração

A operação integrada e, principalmente, otimizada do sistema de distribuição de energia proporcionada pelo modelo de rede ativa da Planta Virtual de Geração projeta uma nova perspectiva para a evolução das redes inteligentes. Novas tecnologias, novos serviços, modelos de negócios e novas formas de relacionamento com os consumidores permitirão às concessionárias superar os desafios da integração dos recursos do lado da demanda com a operação ótima da rede. Esta tarefa deve contar com a participação ativa dos consumidores, e caberá à concessionária engajá-los na participação consciente da gestão de energia no curto e longo prazo. O impacto desta mudança de paradigmas trará benefícios técnicos e econômicos para os agentes envolvidos e para a sociedade, ao servir-se de um serviço customizado à sua necessidade. Para tal salto evolutivo, a VPP atuará em atividades essenciais de gestão de energia.

3.2.1. Resposta da Demanda e Gerenciamento pelo Lado da Demanda

Sistemas de controle da demanda são uma importante função da VPP e já estão bem estabelecidos em clientes comerciais e principalmente industriais. Nestes programas, o consumidor conta com suporte de TIC e equipamentos que atuam na redução de carga como resposta a flutuações no preço ou sinais de instabilidade do sistema. O consumidor é compensado por permitir atuação direta do operador do sistema sobre seu perfil de consumo, tendo acordado em contratos a forma e o volume de carga que está disposto a permitir ser controlada.

No segmento residencial, concessionárias dos Estados Unidos tem utilizado controle direto de carga, principalmente em sistemas de ar-condicionado central, aquecedores de água e bombas de piscinas para reduzir a demanda de pico [33] quando em situações de emergência. Em geral, a capacidade de redução da demanda de pico nos EUA através de programas de redução da demanda é exibida na tabela 2.

Tabela 2 - Potencial de redução da demanda de pico nos EUA, em MW [33].

Region	Customer Class				
	Residential	Commercial	Industrial	Transportation	All Classes
AK	5	13	9	0	27
FRCC	1,651	1,318	421	0	3,389
HI	15	26	0	0	41
MRO	1,930	818	1,618	0	4,366
NPCC	58	313	269	14	654
RFC	1,298	678	3,030	0	5,006
SERC	1,706	789	5,848	0	8,343
SPP	129	223	973	0	1,324
TRE	166	345	102	0	613
WECC	1,160	1,692	4,236	339	7,427
All Regions	8,118	6,215	16,505	353	31,191

AK – Alaska, **FRCC** – Florida Reliability Coordinating Council, **HI** – Havaí, **MRO** – Midwest Reliability Organization, **NPCC** - Northeast Power Coordinating Council, **RFC** – Reliability First Corporation, **SERC** – SERC Reliability Corporation, **SPP** – Southwest Power Pool RE, **TRE** – Texas Reliability Entity, **WECC** - Western Electricity Coordinating Council.

Resposta da demanda é a habilidade dos consumidores de responder a informações e incentivos enviados pelo DSO, alterando seu padrão de consumo como resposta a mudanças no custo da energia, como forma de obter benefícios pela redução de carga em horários de pico de consumo ou então quando a confiabilidade da rede é posta em dúvida devido a fatores alheios aos comandos do DSO [19]. Esta estratégia visa adequar a curva de carga de forma eficiente e favorável à operação do sistema, conforme proposto pela VPP, e promover a eficiência econômica para o consumidor. Muitos programas de resposta da demanda (PRD) são utilizados, conforme a necessidade técnica e econômica acordada entre o DSO e o consumidor. Entre eles [17] [18] [20] [22]:

- **Deslocamento de Carga:** um dos mais importantes programas de gerenciamento pelo lado da demanda, o deslocamento de carga propõe a mudança de horário de alguma atividade, quando o tipo de atividade permite, para um horário mais apropriado quando há previsão de situações operacionais críticas do sistema ou elevação do custo da

energia. Exemplos de atividades que permitem tal manejo são: aquecimento e refrigeração, ventilação, irrigação, armazenamento de fluidos em tanques, manutenções preventivas. A indicação dos preços em tempo real tem apresentado muita eficiência em moldar a demanda, pois não apenas reduz o pico de carga como também a variação na demanda;

- Controle Direto da Carga (DLC – *Direct Load Control*): atuação em que a VPP controla remotamente os dispositivos em posse do consumidor, principalmente sistemas HVAC e aquecimento de água. Este tipo de atuação é comum em consumidores de baixo e médio consumo de energia, como residências e pequenos comércios. O algoritmo de DLC determina a agenda ótima de operação do dispositivo controlado para otimizar a redução de carga em um período de tempo específico. Este tipo de controle, em que o operador do sistema atua diretamente na carga, é executado de forma otimizada pela VPP após análise dos fluxos de carga dos ativos;
- Programa de Interrupção de Carga: a VPP tem autonomia para efetuar o corte de carga quando o consumidor está submetido a um contrato ou a uma tarifa que prevê descontos por permitirem a redução de carga no caso de contingências;
- *Spinning Reserve*: programa de resposta da demanda sempre capaz de responder a uma condição de emergência suprindo energia extra em questão de minutos. Em condições de limitações operacionais ou déficit de geração, a VPP despacha os recursos mais eficientes para suprir a demanda;
- *Time of Use* (TOU): a VPP aplica tarifas diferenciadas de acordo com o horário de consumo. Horários de ponta e fora ponta possuem tarifas diferenciadas para estimular ou reduzir o consumo em horários de interesse;

Ao lidar com o controle de cargas a VPP adotará as medidas de gerenciamento da demanda que lhe forem permitidas por contrato, de forma a atender o objetivo determinado pela concessionária, ao mesmo tempo em que garante o cumprimento de todas as restrições operacionais impostas.

Em [17] é apresentada uma estratégia de utilização da resposta da demanda baseada em maximização de resultados pelo DSO. Ela demonstra, ao simular três cenários, que com um conjunto de preços variantes com o tempo é possível combinar a operação ótima individual para uma residência, com a operação ótima para benefício da sociedade. Ou seja, quando as

unidades consumidoras otimizam seus benefícios, elas otimizam os benefícios para todo o sistema.

3.2.2. *Microrredes*

Parte componente da Planta Virtual de Geração, as microrredes são sistemas capazes de coordenar e controlar a operação de REDs de forma descentralizada, oferecendo autonomia para sua geração e permitindo que uma pequena rede local usufrua dos benefícios técnicos dos recursos distribuídos [34]. Uma forma de implementar funcionalidades pertinentes às redes inteligentes, as microrredes normalmente operam conectadas à rede primária através do PCC. Quando necessário podem ainda, em condições de interrupções externas no fornecimento de energia, operar de forma isolada da rede (operação ilhada), e a rede principal funciona, muitas vezes, como um *back-up* para o suprimento de energia na microrrede [35].

Proprietários de grandes campi, como hospitais, universidades, bases militares e unidades industriais começaram a explorar as vantagens econômicas da operação integrada entre geração, armazenamento e gerenciamento de energia. Fontes renováveis e unidades de cogeração visando a redução de emissões de carbono, aliados à confiabilidade do suprimento de energia e redução dos custos, exercem um forte apelo pela adoção das microrredes.

A microrrede é, portanto, uma rede ativa onde o fluxo de energia é bidirecional, está apoiada fortemente em infraestrutura de tecnologia da informação e comunicação para o gerenciamento inteligente e automatizado, empregando fontes renováveis e não convencionais de geração e armazenamento de energia a fim de atender pressões econômicas, sociais e ambientais:

- Interesse por uma rede confiável e robusta, capaz de suprir a demanda energética frente ao incremento substancial projetado para os próximos anos;
- Evitar a interrupção total do fornecimento de energia durante distúrbios e *blackouts*;
- Redução da emissão de carbono na atmosfera, frente a pressões de órgãos quanto ao aquecimento global, otimizando e incentivando o uso de fontes de energia renováveis;
- Redução de perdas técnicas na transmissão de energia, dado que a geração ocorre próxima à carga, evitando a transmissão de energia por longas distâncias;
- Interesse na postergação de investimentos na atual infraestrutura de rede.

A dependência humana da eletricidade fica comprovada sempre que há ocorrência de apagões. Entre eles, destacam-se os que ocorreram em 2003 nas regiões Norte e Nordeste dos Estados Unidos e parte do Canadá. Evento similar a este ocorreu no Brasil em 2009, deixando sem energia várias cidades das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, e cerca de 90% do território Paraguaio. Após a ocorrência destes eventos, acentuou-se a busca por alternativas capazes de minimizar os impactos das restrições nos suprimentos de energia. As microrredes, então, mostraram-se uma alternativa viável para tal condição [2]. Outro fator é o ganho em resiliência do sistema. A falha de uma unidade geradora terá um impacto muito pequeno frente a todo o sistema quando comparada com o impacto gerado pela falha de uma grande usina geradora.

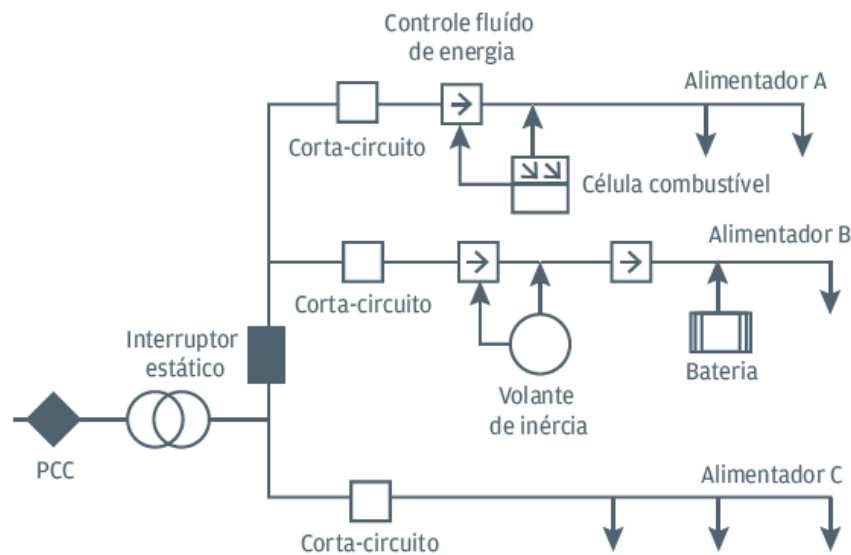


Figura 17 - Arquitetura de uma Microrrede genérica [2].

O exemplo de microrrede exibido na figura 17 consiste de um grupo radial de alimentadores. Esta rede pode representar parte do sistema de distribuição, ou representar o sistema elétrico de uma instalação privada, como uma universidade, uma indústria ou ainda uma instalação militar. Os alimentadores A e B possuem cargas críticas que demandam geração local para confiabilidade. O alimentador C, por sua vez, não possui cargas críticas, por isso não obrigatoriamente precisa operar de forma ilhada com as demais cargas no caso de interrupção no fornecimento pela rede principal. Nesta condição, o PCC isola a microrrede do sistema de acordo com as exigências da concessionária a qual a microrrede pertence, garantindo o suprimento de energia a seus membros e a segurança para a operação de manutenção na rede da concessionária.

No mundo, as microrredes tem se destacado principalmente através projetos pilotos, onde alguns deles operam de forma isolada da rede principal, como o caso do projeto na ilha de

Kythnos (Grécia), responsável por fornecer energia elétrica ao pequeno vilarejo local. A instalação conta com painéis fotovoltaicos de 10kW, banco de baterias de 53kWh e um gerador diesel de 5kVA. Ainda na Europa, a rede de Bronsbergen, na Holanda, é formada basicamente por sistemas fotovoltaicos residenciais. Possui capacidade de geração de pico de 315kW, além de bancos de baterias para o armazenamento de energia. É composta por quatro ramos paralelos de baixa tensão. Nos Estados Unidos, a Fort Bragg Microgrid na Carolina do Norte, tem a finalidade de aumentar a confiabilidade de uma base militar americana [2]. Mais exemplos de microrredes em operação na Europa, Ásia e EUA podem ser encontrados em [2] e [34].

No Brasil não há relatos de microrredes operando de forma efetiva, porém há algumas comunidades remotas das regiões Norte e Nordeste que operam em redes isoladas, similares a microrredes. A ANEEL define microrrede como uma rede de distribuição de energia elétrica que é atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída, capaz de operar de forma isolada do sistema de distribuição [2]. Por serem pouco comuns e exigirem profundas mudanças na filosofia de planejamento e operação, cabe ao DSO autorizar a operação ilhada ou não. Ao mesmo tempo, os Procedimentos de Distribuição da ANEEL (PRODIST) estabelecem que, para centrais geradoras com potência instalada acima de 300kW, deve ser feita uma avaliação técnica da possibilidade de operação ilhada envolvendo as unidades consumidoras atendíveis. Ainda, esta condição de operação deve ser precedida de estudos que avaliem a qualidade da energia na microrrede associada, e, quando a operação ilhada não for permitida, deve ser utilizado um sistema automático de abertura do disjuntor de paralelismo [36].

A diferenciação entre a Microrrede e a Planta Virtual de Geração se dá pela capacidade que a primeira tem de operar de forma ilhada, garantindo o suprimento de energia na rede localizada depois do PCC. Além disso, tem o objetivo de fornecer confiabilidade no fornecimento e economias apenas para os participantes. Por outro lado, a VPP não opera de forma ilhada, estando sempre conectada ao sistema de transmissão via PCC, e seu objetivo é mais abrangente, ao atuar frente ao mercado de comercialização de energia para dar visibilidade aos REDs de seus integrantes. Ainda, tem como objetivo beneficiar a operação de todo o sistema elétrico em que está inserida, contemplando todos os consumidores em sua região de atuação. As MGs são parte integrante das VPPs, sendo inclusive gerenciadas pelas VPPs, como ocorre neste trabalho.

3.2.3. *Gerenciamento de Veículos Elétricos*

A adoção de veículos elétricos mostra-se uma promissora solução para redução das emissões de carbono e redução dos custos nos meios de transporte de massa. A migração de uma solução baseada em combustíveis fósseis para outra baseada em energia elétrica, e principalmente de fontes limpas e renováveis, demandará a criação de novos serviços e novos mercados para atender aos consumidores. Para as concessionárias, por exemplo, a eletrificação do sistema de transporte urbano pode representar uma fonte de aumento da receita e criar novos postos de trabalho. Para o consumidor, pode significar uma interessante redução no custo do km rodado quando comparado a veículos movidos por motores de combustão interna, custo este que varia de um quarto a um terço do valor atual dos veículos movidos a combustão interna. Estudos do PNNL (*Pacific Northwest National Laboratory*) do ano de 2009 indicavam que a então existente infraestrutura de geração, transmissão e distribuição dos EUA poderia suprir energia elétrica para substituir até 73% da frota de veículos leves a combustão então existentes por veículos elétricos, desde que o carregamento fosse executado de forma otimizada [37].

Através do sistema de comunicação, a VPP é capaz de monitorar a localização de cada um dos veículos elétricos e a carga instantânea de sua bateria. Contará ainda com um banco de dados do histórico de utilização de cada veículo e poderá, a partir de todas estas informações, programar o melhor horário para carregamento de forma a não sobrecarregar a rede e evitar horários de pico da demanda.

Outra funcionalidade dos veículos elétricos inseridos no contexto da VPP é a capacidade de utilizar a carga já armazenada em benefício do sistema ao injetá-la de volta para a rede quando o *forecast* de uso permitir. O tempo médio de carga está entre 2 e 5 horas, contudo, cada veículo ficará conectado à rede por um período entre 10 e 15 horas diárias. O sistema de gerenciamento de energia da VPP fará a melhor alocação da carga e da descarga destas baterias em benefício do sistema [6]. Esta atividade poderá inclusive beneficiar o consumidor, ao carregar o veículo em horários de menor custo, e devolver esta energia em horários de maior custo.

3.2.4. *Eficiência Energética*

Resultado da conservação de energia, a eficiência energética pode gerar grandes impactos sociais e econômicos além da redução da demanda, uma vez que a energia elétrica é o principal recurso para o desenvolvimento tecnológico e industrial. De tal forma, em 2011 foram investidos 300 bilhões de dólares em medidas de eficiência energética no mundo,

trazendo impactos positivos como aumento nos índices de produtividade levando a aumentos na geração de riqueza e no emprego, maior lucratividade da indústria e redução no custo da energia.

Para as concessionárias e operadores de sistemas de distribuição, a eficiência energética ajuda a melhorar a confiabilidade do sistema, melhora a gestão da demanda de pico, otimiza a geração e a utilização dos ativos de distribuição, posterga investimentos em geração e transmissão e reduz a volatilidade dos preços no mercado de energia. Em mercados abertos, a maior visibilidade dos dados torna mais fácil observar os benefícios das medidas de eficiência energética, ao mesmo tempo em que seu cenário competitivo promove a inovação e soluções de menor custo para difundir a eficiência energética [38].

A crescente adoção de TICs no sistema de distribuição e no lado da demanda, fornece ferramentas para que os consumidores possam controlar ativamente o uso de sua energia, assim como as concessionárias podem monitorar, agregar e controlar as cargas do usuário final, como discutido no gerenciamento de carga. O papel da VPP, portanto, é fundamental para gerir a utilização da energia e dos ativos de forma otimizada e promover a eficiência energética para o sistema elétrico e para o consumidor.

Os benefícios diretos que mais se destacam são a redução nos custos de geração, postergação de investimentos na distribuição e redução das perdas nas linhas. Estes três benefícios representam cerca de 80% do total de benefícios da eficiência energética. Ainda segundo [38], os principais benefícios para o sistema de distribuição de energia, são:

- **Redução do Custo de Geração:** Estes custos estão associados aos combustíveis das unidades geradoras e ao custo operacional associado a geração de energia, e são determinados pelo tipo de tecnologia empregada na usina geradora. Reduzir o consumo de energia afeta diretamente estes custos. A tarefa de cortar a geração e os custos é atividade da VPP, que executará esta tarefa de forma ótima evitando que plantas térmicas, por exemplo, operem a baixíssimos níveis e conseqüentemente a baixa eficiência.
- **Investimentos em Transmissão e Distribuição:** Muitas medidas de eficiência energética se apoiam em reduzir o consumo total de energia no usuário final. Os benefícios destas medidas aumentam quando esta redução se dá no horário de pico da demanda. Isso afeta diretamente a necessidade de investimentos na infraestrutura de transmissão e distribuição de energia. Nos EUA, os custos marginais dos investimentos em transmissão e distribuição variam em média entre 50US\$/kWh/ano a 100US\$/kWh/ano.

- **Redução de Perdas nas Linhas:** Nos países membros da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), os valores típicos das perdas ôhmicas nas linhas de transmissão e distribuição são da ordem 7% ao longo do ano, atingindo 11% em períodos de pico, crescendo exponencialmente com a carga e de forma quadrática com a corrente nos ramos. Nestes períodos de pico, a perda marginal é ainda maior, chegando a 20%. Isso significa que um acréscimo de carga de 1kW demanda um acréscimo de 1,25kW na geração. A atuação da VPP na minimização das perdas traz um benefício bastante significativo para a confiabilidade da operação e para a economia de energia.
- **Redução de Investimentos em Capacidade de Geração:** A capacidade da geração é projetada para atender a demanda de pico a todos os momentos. Reduzir a demanda de pico implica em redução direta da capacidade de geração, permitindo a postergação ou, no mínimo, a redução dos investimentos. Reduzir a demanda de pico também implica em reduzir a capacidade de reserva de geração, que geralmente encontra-se entre 10% e 15% da capacidade geradora total.
- **Análise Integrada do Sistema:** O sistema elétrico é mais eficiente quando operado como um sistema integrado, ou seja, quando seus participantes e ativos são estudados e analisados em conjunto. O papel da VPP em unificar a operação garante a visibilidade de todos os recursos e todos os ativos existente na rede.
- **Redução da Emissão de Carbono:** As imposições de compensações financeiras sobre a emissão de CO₂ são cada vez mais comuns. Reduções no consumo e melhoria da eficiência energética geram redução nas emissões de gases do efeito estufa provenientes da operação do sistema elétrico.
- Ao reduzir o consumo de energia, medidas de eficiência energética tornam as faturas de serviços de fornecimento de energia elétrica e gás mais acessíveis a consumidores residenciais e comerciais, impactando diretamente na diminuição de faturas atrasadas.

3.2.5. *Integração pelo Lado da Demanda*

Conforme [39], o termo Integração Pelo Lado da Demanda (DSI – *Demand Side Integration*) foi adotado pelo grupo de trabalho C6.09 do CIGRE para representar os estudos técnicos focados no lado da demanda e seu potencial para fornecimento de energia. Ela refere-se a todas as atividades focadas em promover o uso eficiente da eletricidade no consumidor, incluindo a resposta da demanda e medidas de eficiência energética para benefício do sistema

e dos consumidores [40]. Há grande foco em medidas relacionadas a custos, como por exemplo, tarifação horária da energia, de forma que os estudos sobre DSI podem ser divididos em duas áreas: a primeira é voltada para o sistema, que se preocupa com o balanço do sistema elétrico frente à flutuação oriunda da geração renovável. A segunda é voltada para o mercado, que utiliza mecanismos inteligentes de DSI para evitar o desperdício de geração renovável [41]. Medidas como estas, são totalmente endereçadas dentro do escopo de otimização da VPP e da visibilidade oferecida aos REDs frente ao mercado de comercialização de energia.

Suas atividades podem ser classificadas em atividades de resposta da demanda para moldar a curva de carga, que incluem medidas tradicionais da RD como [39]:

- Redução da demanda de pico;
- Deslocamento de carga ao longo do dia;
- Uniformização do perfil de carga ao longo do dia;
- Moldagem da demanda através de incentivos (sinais de preço e confiabilidade);

Inclui também medidas para alterar o nível de carga ao mesmo tempo em que se mantém o padrão de qualidade e conforto do consumidor:

- Eficiência Energética;
- Crescimento estratégico da carga;

Ainda conforme [39], entre as motivações para a DSI destacam-se:

- A existência de regiões com recursos limitados para a geração de energia, em que o crescimento da demanda reduz as margens de reserva;
- Problemas de confiabilidade do sistema forçaram operadores de sistemas de distribuição a estruturar programas destinados a integrar a participação do lado da demanda no mercado de energia. Em casos extremos, os operadores se veem forçados a tratar programas destinados ao lado da demanda em pé de igualdade com a oferta de energia;
- Conscientização ambiental para a redução de emissão de poluentes e de carbono;
- Melhoria econômica, permitindo que consumidores finais e varejistas de energia participem na comercialização de energia. Os ganhos econômicos são atingidos com a participação dos consumidores em programas de eficiência energética e resposta da demanda;

A necessidade de tomada destas ações aumenta o apelo da DSI através da atuação ótima da VPP. Ainda estreitamente ligado à VPP está a flexibilização no suprimento de energia e inovação nos serviços prestados para atender à demanda. A possibilidade de gerar sua própria energia, ao mesmo tempo em que conta com o fornecimento pelo DSO para garantir confiabilidade na entrega de energia é um modelo atrativo ao consumidor.

3.2.6. *Serviços Auxiliares ao Operador do Sistema*

A flexibilidade garantida pela VPP ao sistema elétrico, permite que serviços auxiliares sejam ofertados para os operadores do sistema de distribuição e transmissão. Isto é obtido, além das unidades de geração distribuída, através do armazenamento de energia e do controle da demanda. Entre os serviços auxiliares oferecidos, estão [5] [30]:

- **Controle de Frequência:** Para garantir o controle da frequência, o operador do sistema de transmissão (TSO – *Transmission System Operator*) necessita de reserva de capacidade, geralmente fornecida por plantas convencionais de geração capazes de alterar rapidamente a potência fornecida. A VPP pode oferecer esta reserva através da agregação dos REDs, de modo que sua flexibilidade auxilie no suprimento de energia ou remoção da carga quando necessário para manter a estabilidade da frequência.
- **Controle de Tensão:** O controle da tensão sofre forte influência da potência reativa, que é difícil de transmitir por longas distâncias desde as usinas de geração centralizada. A melhor opção é fornecer localmente através de ativos conectados ao sistema de transmissão. A VPP conectada via PCC pode fornecer reativos para o restante do sistema, como uma grande e única planta de geração.
- **Gerenciamento do Fluxo de Energia:** As VPPs são adequadas para gerenciar serviços de redes de distribuição, uma vez que controlam localmente a injeção ou a demanda de carga. Além disso, as unidades geradoras que integram a VPP são, em sua maioria, capazes de partir sem o suprimento externo de energia, tornando-a eficiente no suporte a *black-outs*.
- **Operação Confiável e Eficiente do Sistema de Distribuição:** A operação passiva da rede no passado dá lugar a uma rede de distribuição ativa (ADN – *Active Distribution Network*). Neste sentido, o DSO pode incentivar a VPP a operar a rede de forma a limitar a demanda ou injeção de potência, moldando a curva de carga conforme a geração disponível.

- Gerenciamento de Portfólio: A VPP pode ser adicionada ao portfólio de outros participantes do mercado. A assistência da VPP proporciona aos participantes do mercado a possibilidade de flexibilizar a agenda de geração de seu portfólio, evitando, por exemplo, a partida de uma usina de geração de alto custo.
- Balanceamento de Carga e Geração: A VPP pode atuar como um recurso de balanceamento de carga (BRP – *Balance Responsible Parties*) ao garantir o balanço entre carga e geração de forma instantânea através da remoção de carga ou adição de geração.
- Mecanismos de Capacidade: Atuar influenciando a capacidade de geração instalada para atender a demanda de longo prazo e a demanda de pico.

A quantificação dos serviços auxiliares prestados ao sistema por Plantas Virtuais de Geração é discutido em [42] para uma VPP conectada a um sistema de subtransmissão.

3.3. Implementando uma Planta Virtual de Geração

Tratar todos os desafios impostos pelo aumento de REDs no sistema elétrico, como discutido anteriormente, é uma tarefa complexa e que demandará profunda reorganização da metodologia operacional e da infraestrutura de rede existente. O anseio por redes inteligentes (RI) levou a pesquisas e desenvolvimentos dos REDs, de forma que operando isoladamente, ainda não permitiram total integração do sistema operando como um único organismo.

Como a infraestrutura atual do sistema elétrico é tão conectada e por consequência interdependente, uma mudança localizada nas condições de operação se estende por uma vasta área, gerando impactos imediatos no restante da rede. Métodos práticos, ferramentas e tecnologias baseadas em sistemas de computação, controle e comunicação estão permitindo às redes de energia a se auto regularem, incluindo ações de reconfiguração automática em situações de emergência. Estes recursos tecnológicos estendem-se também para outras áreas envolvidas no desenvolvimento do setor elétrico, como planejamento e otimização, controle de equipamentos e processamento de dados. No entanto, a coordenação destes recursos e atividades não ocorreu na mesma velocidade que sua adoção [43]. Neste cenário, a VPP surge como solução para promover a integração pretendida com as medidas de SG, aliada à integração e otimização da operação. A figura 18 ilustra o conceito de redes inteligentes sob o formato de uma Planta Virtual de Geração.

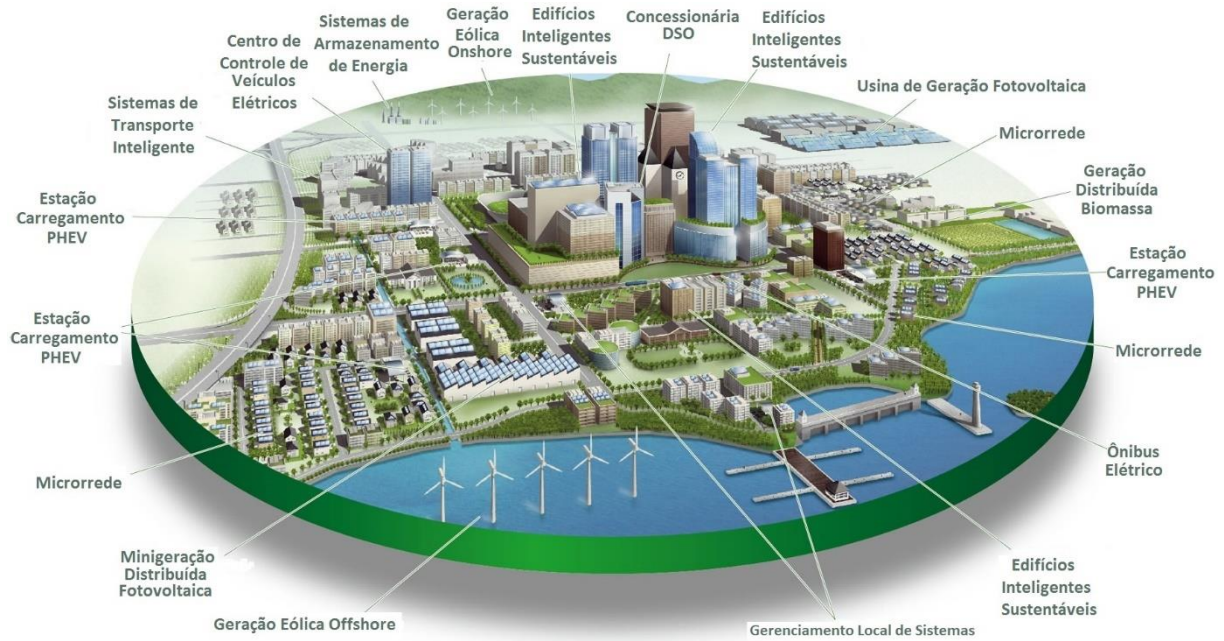


Figura 18 - Planta Virtual de Geração aplicada a uma *Smart City*. Adaptado de <http://www.districtoffuture.eu/index.php/mod.pags/mem.detalle/id.10/recategoria.1077/re/menu.5>. Acessado em [08/04/2017]

3.3.1. Infraestrutura Avançada de Medição

Sistemas avançados de medição (AMI – *Advanced Metering Infrastructure*) representam um passo inicial de fundamental importância para a modernização da rede, possibilitando uma das mais importantes premissas para o sucesso das redes inteligentes: a participação do consumidor [44].

Sistemas AMI são os sistemas e meios de comunicação utilizados para medir, coletar, analisar e armazenar dados sobre a utilização de energia, provendo uma ponte entre consumidores e concessionárias de energia elétrica [45]. Não são uma tecnologia única, são na verdade uma infraestrutura que agrega um conjunto de tecnologias a fim de atingir suas metas, incluindo: medidores inteligentes, redes de comunicação em diferentes níveis de hierarquia, e sistemas de gerenciamento de dados de medição (MDMS – *Meter Data Management System*), com a intenção de integrar os dados coletados em uma plataforma. O MDMS é responsável por armazenar e analisar as informações coletadas para fins de faturamento, analisar o perfil de consumo e coordenar os ativos do sistema de medição de energia. Neste sentido, possuem papel fundamental na otimização da operação do sistema de distribuição e no engajamento do consumidor em aderir a programas de gerenciamento da demanda e eficiência energética [46].

O sistema de comunicação nos sistemas AMI é bidirecional, por este motivo, dispositivos inteligentes ou sistemas de controle de carga podem receber sinais de controle para alterar sua operação e funcionamento. Displays residenciais internos (IHD – *In-Home Displays*)

instalados no interior das residências exibem informações em tempo real do consumo de energia elétrica, como valor momentâneo da tarifa, consumo mensal acumulado e até mesmo índices de confiabilidade do sistema, permitindo que o consumidor participe ativamente do gerenciamento de energia ao moldar seu padrão de consumo de acordo com as informações que recebe [46].

Para que a operação seja precisa, padrões de comunicação são necessários. A seleção do melhor sistema de comunicação é um processo meticuloso e que leva em consideração uma série de variáveis, como a quantidade de dados a transmitir, confidencialidade dos dados, custo de implementação, possibilidade de expansão e aumento na quantidade de dados [46], além da compatibilidade com os demais ativos. Por este motivo, a infraestrutura de comunicação entre os ativos da VPP deve permitir a integração com sistemas AMI. Entre os sistemas de comunicação mais difundidos para AMI, estão:

- *Power Line Communication* (PLC)
- Par metálico ou fibra óptica
- Celular
- WiMax
- Bluetooth
- *General Packet Radio Service* (GPRS)
- Internet
- Zigbee
- Rede MESH

Uma arquitetura amplamente utilizada consiste em coletar dados de um grupo de medidores em concentradores locais, e então transmiti-los ao MDMS. A figura 19 exibe uma estrutura de comunicação de um sistema AMI aplicado à medição centralizada. Ela demonstra a utilização de diferentes sistemas de comunicação conforme o nicho de ativos e a dimensão da área que deve atender.



Figura 19 - Arquitetura do sistema de comunicação de um sistema AMI. Adaptado de Itron, Inc.

A VPP faz uso extensivo dos dados coletados e armazenados pelos sistemas AMI para trazer benefícios à operação do sistema, tanto para o consumidor quanto para a concessionária. Para o consumidor abrem-se opções de escolha de preços e serviços, poder de decisão sobre a

forma de consumir energia com base nas informações que receberá em tempo real, maior confiabilidade no fornecimento de energia, melhora na qualidade da energia recebida.

Para a concessionária os sistemas AMI permitem precisão no faturamento das unidades consumidoras, eliminam a necessidade de leituristas, especialmente em zonas rurais e de difícil acesso. Com a tecnologia da medição inteligente é possível determinar com precisão e rapidez interrupções no fornecimento e despachar as equipes com maior eficiência, realizar ações de corte e religa da unidade consumidora remotamente e oferecer soluções de pré-pagamento de energia elétrica. Medidores inteligentes são importante fonte de dados para as concessionárias. As informações coletadas pelos medidores inteligentes (magnitudes de tensão, corrente, potências ativa e reativa, fator de potência, perfis de consumo) são analisados de forma a tomar decisões inteligentes quanto à operação e expansão da rede [44]. As análises qualitativas das informações coletadas nos intervalos de tempo definidos pelo operador do sistema servirão como base estatística para:

- Quantificar a qualidade dos equipamentos da rede;
- Maximizar o uso dos ativos;
- Otimizar a manutenção;
- Localizar problemas na rede;
- Promover o planejamento energético;
- Planejar a expansão da rede;
- Identificar fraudes no faturamento / furto de energia;

Dada a importância e benefícios da medição avançada de energia, a Itália atingiu a marca de 85% e a França a marca de 25% de medidores inteligentes ainda no ano de 2010. Na mesma linha de tendência, Reino Unido, França, Irlanda, Holanda, Noruega e Espanha projetam que seu parque de medição seja 100% composto por medidores inteligentes em 2020. Estima-se que o investimento em medidores inteligentes na União Europeia seja da ordem de €51 bilhões [47]. A Comissão Federal Regulatória de Energia (FERC – *Federal Energy Regulatory Commission*) estima que em 2019, de 80 a 140 milhões de unidades consumidoras serão atendidas com sistemas AMI nos Estados Unidos, representando uma carga aproximada de 450GW. Estes sistemas oferecem às concessionárias meios de alcançar objetivos conflitantes como otimização de recursos, redução do risco financeiro, melhoria na confiabilidade da operação e redução do impacto ambiental, além de reduzir custos com leitura, agilizar a detecção de faltas e permitir a conexão e desconexão remota [6] [47].

3.3.2. Tarifas de Energia Elétrica

A adoção de sistemas de medição inteligente, conforme descrito na seção anterior, aposta na tecnologia para beneficiar o sistema elétrico. Adicionalmente, os medidores inteligentes utilizados nos sistemas AMI das VPPs suportarão a adoção de tarifas dinâmicas de energia para o consumidor. Como exemplos de tarifas dinâmicas, tem-se a Tarifação em Tempo Real (RTP – *Real Time Pricing*) e a Tarifação de Ponta (CPP – *Critical Peak Pricing*).

A Tarifação em Tempo Real representa a forma mais pura de tarifação dinâmica. Neste tipo de tarifa o valor pago pelo consumidor pela energia consumida varia diretamente com os custos da energia no mercado atacadista. Esta variação se dá em intervalos de tempo pré-definidos, podendo ser de minutos a horas, e são fornecidos ao consumidor com antecedência de um dia ou até mesmo algumas horas. Embora esta seja a forma pura de tarifação dinâmica, ela não é a mais adequada para pequenas unidades consumidoras, mas sim para os grandes consumidores.

A Tarifação de Ponta se aplica quando a concessionária prevê elevação dos custos de energia no mercado quando há previsão de excesso de demanda ou contingências na rede. Nestes instantes o preço da energia elétrica é substancialmente elevado. Para compensar o elevado custo da energia nestes momentos, custos reduzidos são aplicados nos demais intervalos de tempo. Na CPP, limita-se a quantidade de situações de emergência por ano, de forma que o consumidor não seja penalizado com baixa qualidade de energia fornecida.

A Tarifação Horária (ToU – *Time of Use*) impõe maiores custos durante os horários de pico, embora não seja considerada como tarifa dinâmica por não refletir a variação dos custos no decorrer do dia. A ser implementada no Brasil em 2018, a tarifa branca é uma tarifa baseada no horário de consumo da energia elétrica, formada por três horários distintos, que se resumem em horário fora de ponta, horário intermediário, horário de ponta. Cada um destes horários corresponde respectivamente aos horários em que o consumo é baixo, intermediário e elevado durante os dias úteis. Nos finais de semana e feriados, adota-se como padrão o horário fora da ponta [48].

O propósito da tarifa branca é estimular os consumidores a alterar seu padrão de consumo e adaptá-lo em benefício do sistema elétrico, reduzindo a carga durante os horários de pico e concentrando o consumo nos horários fora da ponta, em que há maior disponibilidade de energia. Esta mudança no padrão de consumo impacta positivamente a distribuição de energia por reduzir a demanda quando há excesso de consumo, e o consumidor, que será cobrado a um

menor custo pela energia consumida fora da ponta [48]. Seu perfil de custos é exibido na figura 20.

A adoção da tarifa branca demanda a instalação de medidores de energia capazes de tarifar diferentes custos para diferentes horários. Esta instalação fica sob responsabilidade da concessionária caso o consumidor opte por adotar a tarifa branca. Portanto há um custo associado à adoção da tarifa branca que é assumido pela concessionária. Ao mesmo tempo, o consumidor somente escolherá participar desta modalidade de faturamento se considerar que terá ganhos financeiros e que será capaz de alterar sua rotina de consumo de energia [48].

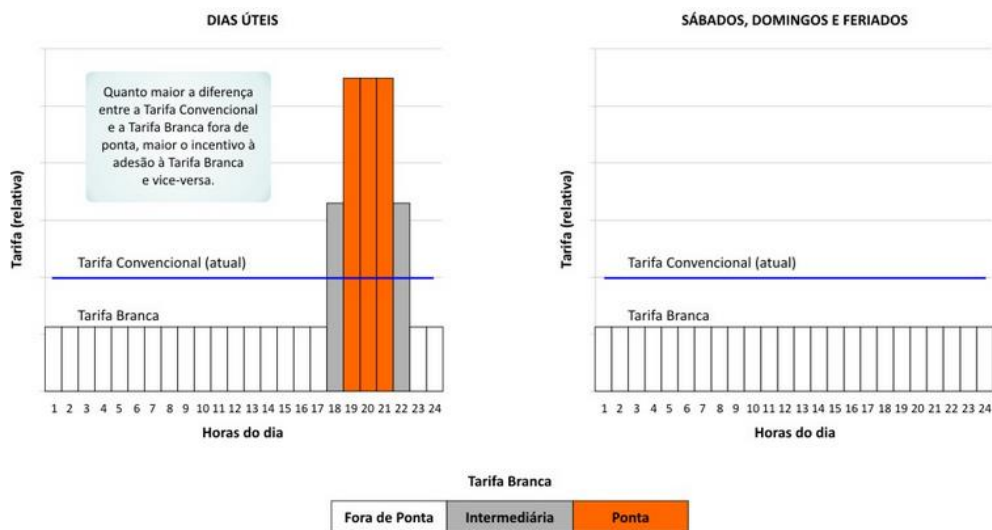


Figura 20 - Perfil de custos da tarifa branca. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acessado em 02/10/2017.

Alguns pesquisadores, com base nas informações levantadas ao redor do mundo sobre políticas tarifárias e adoção de medidores inteligentes, estimam que uma vez superada a barreira para adoção de tarifas dinâmicas, elas podem trazer benefícios da ordem de €67 bilhões. Por outro lado, se a adesão a programas de tarifas dinâmicas se der no mesmo nível em que adesões a programas de tarifas ToU, estes benefícios serão da ordem de apenas €14 bilhões. Esta discrepância entre valores causa preocupação, uma vez que os agentes reguladores vem focando mais na introdução de medidores inteligentes do que na promoção de tarifas dinâmicas para os consumidores [47].

A demanda de energia se concentra em 1% das horas do ano, de acordo com a figura 21. Ao evitar o consumo de energia nestes intervalos de tempo do dia, reduz-se a necessidade de geração de pico instalada, que conforme discutido no capítulo 2 tem menor eficiência e maior custo quando comparada a geração de base [47].

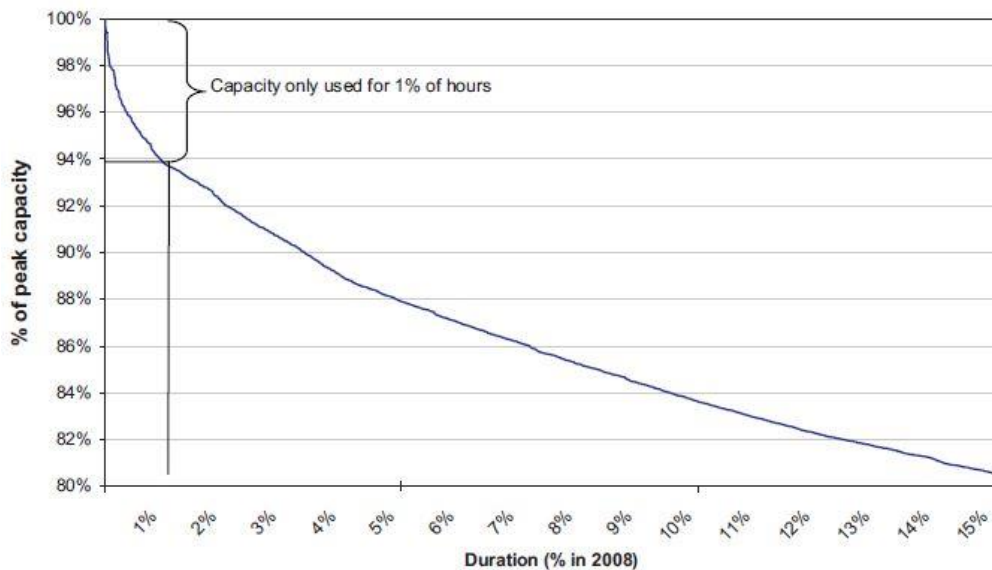


Figura 21 - Percentual da demanda de pico consumida no percentual de horas do dia [47].

O método mais adequado para promover a redução da demanda no horário de pico é contar com a participação do consumidor para que atue ativamente nesta tarefa. A adoção de tarifas dinâmicas exigirá da concessionária o envio de sinais de preço dinâmicos e permitir que o consumidor decida ou não por reduzir o consumo frente a tarifas mais elevadas no horário de ponta. A redução nas faturas dependerá exclusivamente da quantidade de energia que o consumidor estará disposto a economizar no horário de ponta ao ser induzido a participar da resposta da demanda. Tarifas ToU costumam acarretar reduções de aproximadamente 5%, enquanto nas tarifas dinâmicas esta redução varia entre 20% e 30%. Como já mencionado na seção anterior, recursos de RD automáticos levam a reduções ainda mais significativas no consumo ao efetuar o controle autônomo da redução de carga ao retirar do consumidor a tarefa de cuidar do manualmente do gerenciamento de carga [47].

A promoção de tarifas dinâmicas ainda se encontra em um estágio prematuro de desenvolvimento, e algumas barreiras devem ser superadas para incentivar sua disseminação. Sob o ponto de vista regulatório, o modelo operacional do mercado de comercialização de energia elétrica não é financeiramente vantajoso à promoção deste tipo de tarifa. Tecnicamente, demanda uma nova classe de medidores de energia elétrica, que embora já existentes apresentam custo elevado em comparação aos medidores convencionais. Incentivos econômicos para adotar as tecnologias necessárias à implantação de sistemas AMI e tarifas dinâmicas são limitados. Por fim, o maior desafio continua sendo a promoção do engajamento do usuário final de energia em participar do gerenciamento ótimo de energia através da RD e da mudança nos padrões de consumo [47].

Neste cenário de significativas alterações nos paradigmas do sistema de distribuição, a VPP surge novamente como solução. A integração de todos os recursos tecnológicos sob seu controle e a coordenação de operação dos ativos, o estabelecimento de métodos, padrões e protocolos de comunicação facilitarão a agregação e a oferta dos serviços de gestão de energia e controle da demanda atrelados às tarifas dinâmicas. Somados ao suporte oferecido por um sistema de controle robusto e bem desenhado, garantem segurança para o consumidor e para as concessionárias ao evitar fraudes ao mesmo tempo em que garante confiabilidade e qualidade na gestão de energia e da rede.

No que tange políticas de incentivo tarifário para geração de energia, a Tarifa Feed-In (FIT – *Feed-In Tariff*) tem se mostrado eficiente em suas aplicações ao redor do mundo, sendo aplicada pela primeira vez nos Estados Unidos em 1978 e atualmente está em uso em mais de 70 países [49]. A FIT é uma ferramenta de suporte para a geração de energia por fontes renováveis através do pagamento de tarifas pré-estabelecidas, nas quais os valores são fixados durante um período de tempo definido em contrato e são repassados aos geradores garantindo uma remuneração atrativa aos participantes. Estes preços são oferecidos sem discriminação para cada kWh de energia gerada e pode ser diferenciado para cada tipo de tecnologia de geração empregada, para a dimensão da unidade geradora e para a localização do projeto [50].

A FIT é considerada uma das políticas mais efetivas para estimular o desenvolvimento de fontes renováveis de energia [49] e se faz necessária para tornar a geração renovável atrativa para os investidores, tornando estas instalações economicamente viáveis ao reduzir os riscos correlacionados às incertezas da geração intermitente. Por exemplo, uma usina fotovoltaica atualmente não consegue competir em custo de geração com uma usina cuja matriz energética seja de fonte fóssil. Da mesma forma, uma usina fotovoltaica de hoje não será capaz de competir com uma usina fotovoltaica do futuro, devido ao salto tecnológico que haverá no desenvolvimento de novas tecnologias e na negociação de novas tarifas, com consequente aumento na eficiência de geração [16]. Estas características colocam a FIT como recurso fundamental na disseminação da geração renovável.

Este tipo de incentivo atrai também geradores de menor porte, como unidades residenciais, comércios e proprietários de terras. Portanto, garantir a remuneração da geração renovável através de tarifas *feed-in* é uma proposta eficiente para recuperar o custo do projeto e acelerar o crescimento do mercado de geração renovável, garantindo a participação de fontes de energia limpa na matriz energética. Como exibido na figura 22, a FIT tem como consequência a queda no custo de aquisição e instalação dos sistemas de geração FV, por

exemplo, sendo que os módulos de silício custam atualmente cerca de 50% do valor total. A redução total do custo foi de cerca de 75% desde 2006.

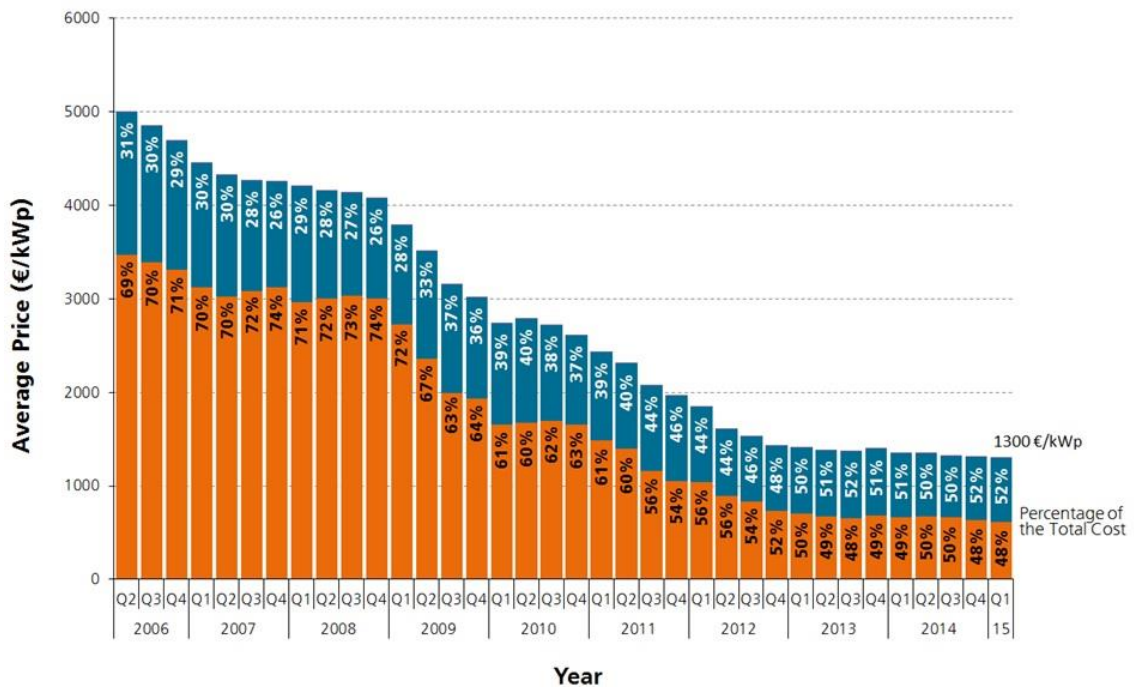


Figura 22 - Custo médio da instalação de um sistema FV entre 10kWp e 100kWp na Alemanha [16].

A figura 23 mostra a evolução dos valores pagos pela FIT e os valores pagos pelos consumidores pelo consumo de energia na Alemanha. Os recursos para pagamento da FIT têm origem na diluição de seu custo entre os demais consumidores. Conforme o crescimento das unidades de geração distribuída instaladas, a tarifa paga pelos consumidores comuns cresceu para sustentar o subsídio. À medida que a penetração de geração FV aumentou e passou a responder por uma parcela significativa da matriz energética alemã, conforme discutido no capítulo 2, o valor da tarifa *feed-in* pago se aproximou muito do preço cobrado pelo consumo de energia. Analisando em paralelo as figuras 22 e 23, identifica-se que o valor pago pelos geradores através da FIT acompanhou a tendência de redução dos custos de instalação de sistemas FV entre 10kW e 100kW, uma vez que menores custos de instalação da geração FV, menores os subsídios da FIT.

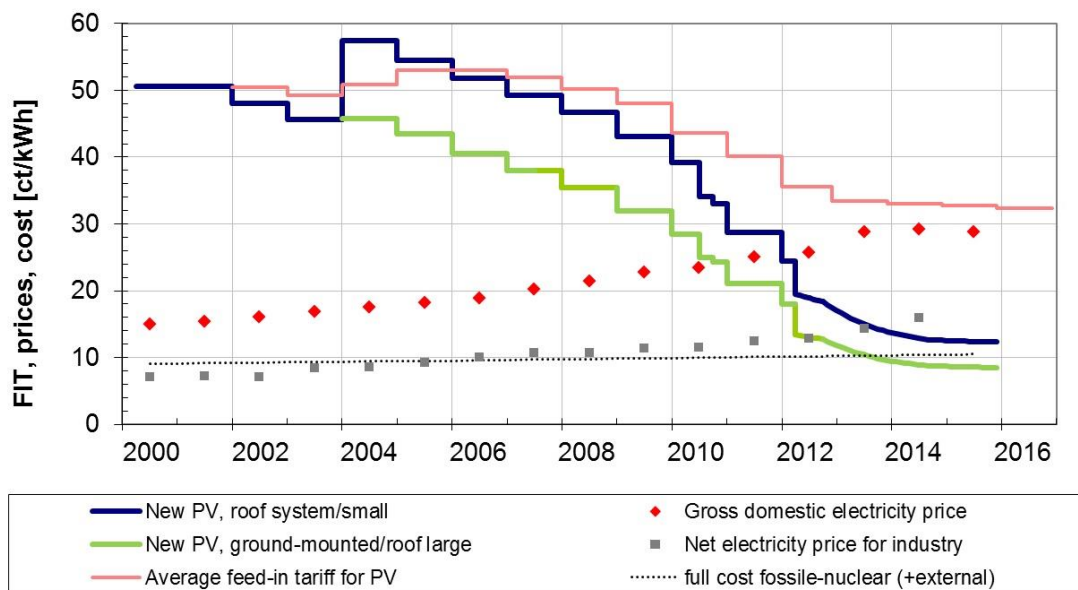


Figura 23 - FIT em função da data de comissionamento, remuneração média da geração FV, custo da geração nuclear, custo da energia elétrica para o consumidor na Alemanha [16].

3.3.3. Predição de Carga e Geração (Forecast)

O balanço entre carga e geração funciona bem quando o sistema elétrico tem sua energia baseada na geração convencional, através de grandes unidades geradoras e de fácil previsibilidade. A introdução de geração baseada em fontes renováveis como a eólica e a fotovoltaica adicionam incertezas ao fornecimento de energia, associadas a sua natureza intermitente, podendo levar a sérios riscos de desequilíbrio entre carga e geração e comprometendo a confiabilidade do sistema elétrico [51].

Predição de Carga

O principal objetivo da predição de carga é fornecer uma estimativa da carga para auxiliar o controle da geração e o despacho energético, garantindo a segurança operacional do sistema elétrico. Para cumprir esta tarefa, muitas estratégias estão disponíveis, entre elas estão métodos de regressão, métodos estatísticos, algoritmos baseados em inteligência artificial, programação evolutiva, sistemas *fuzzy* e redes neurais artificiais. Esta última vem ganhando espaço devido ao seu modelo simples e de fácil implementação aliada à boa performance. Ainda conforme [52] a predição de carga tem as seguintes finalidades:

- Programação da geração: programar a geração é o principal propósito da predição de carga. A partir dela é possível programar os níveis de água em reservatórios de hidrelétricas, programar a partida e o desligamento de usinas térmicas e garantir a operação econômica do sistema.

- Segurança do sistema elétrico: os efeitos da operação programada do sistema podem ser previstos, de forma que ações preventivas e corretivas podem ser tomadas antes da ocorrência de contingências.
- Reserva de geração do sistema: a geração de energia pode ser surpreendida por entradas súbitas de carga no sistema. O conhecimento da carga permite que a quantidade apropriada de reserva de geração seja determinada.
- Fornecer informação ao operador do sistema: O operador pode precisar de informações precisas sobre as cargas para operar a rede de forma econômica.
- Operação de mercado: com a abertura do mercado, a previsão da carga se torna ainda mais importante para aqueles que operam no mercado de energia e de transmissão. Com o conhecimento prévio da carga o plano operacional e as estratégias de negociação e de oferta de energia podem ser melhor definidos.

Os fatores que influenciam as previsões de carga são, principalmente [52]:

- Fatores econômicos: dificuldades econômicas em uma determinada região são capazes de afetar o perfil de consumo da área. Normalmente estes fatores afetam a previsão de longo-prazo.
- Fatores temporais: estes fatores são caracterizados pela sazonalidade, como feriados, finais de semana e períodos de férias. Por exemplo, as cargas industriais e principalmente comerciais costumam ser maiores durante os dias úteis da semana quando comparadas com os finais de semana.
- Fatores climáticos: o principal fator climático que afeta a carga é a temperatura, que determina diretamente o funcionamento dos sistemas HVAC. Dias de menor luminosidade como períodos de chuvas, implicam em maior consumo com iluminação artificial.
- Fatores de preço: a volatilidade do preço da energia elétrica em mercados que tem esta funcionalidade disponível implica em alterações contínuas nos padrões de consumo. Onde a tarifa é estática, o aumento nos preços também faz com que o consumidor reduza seu consumo.
- Outros fatores: regiões geográficas com características diferentes tem diferentes perfis de consumo, como zonas rurais, zonas urbanas ou regiões litorâneas.

A previsão de carga se divide em dois grupos, o de planejamento da expansão do sistema e o de operação do sistema. O primeiro é realizado com meses ou até mesmo anos de

antecedência e visa garantir condições de atendimento do crescimento da demanda e planejar os investimentos em infraestrutura. O segundo grupo tem a previsão de carga que varia no intervalo de minutos a dias, e se preocupa em garantir a operação segura do sistema elétrico. A VPP se preocupa com o segundo grupo, onde deve planejar e otimizar o despacho energético entre suas cargas e suas unidades de geração. Ao mesmo tempo, os benefícios trazidos pela VPP impactam de forma positiva o primeiro grupo, ao ser vista como uma unidade geradora frente ao sistema, permitindo a postergação de investimentos e auxiliando no planejamento a longo prazo.

Predição da Geração

As condições climáticas possuem um comportamento dinâmico e não linear, tornando desafiadora a previsão de geração das unidades de geração baseadas em fontes renováveis [53] como FV e eólica. Com o crescimento na penetração destas variações no sistema, estas variações podem resultar em problemas de equilíbrio inesperados entre carga e geração e colocar em risco a estabilidade do sistema. Para melhorar o controle, manter a confiabilidade do sistema e minimizar os custos do balanço de carga, é necessário incorporar incertezas de geração junto com as das cargas [51].

O forecast dos sistemas de geração fotovoltaica se aplica em usinas solares de concessionárias de energia elétrica, onde o forecast de 0-30 minutos oferece benefícios econômicos para determinação do despacho energético. Geração distribuída fotovoltaica em residências e edifícios com potencial de 100kWp ou mais também dependem destas informações para suprir uma quantidade de energia significativa para a rede e beneficiar-se da venda desta energia. Ainda, sistemas de armazenamento de energia operando em conjunto com os sistemas FV tem sua vida útil ampliada e oferecem grandes possibilidades de ganhos financeiros, além de tornar as baterias economicamente viáveis. Entre os métodos utilizados para o forecast da geração fotovoltaica destacam-se o uso de imagens por satélite aliadas a poderosas ferramentas de processamento gráfico e métodos de análise, o que permite inclusive estimar a velocidade das nuvens e prever a redução da geração e seu impacto nos níveis de geração. Os métodos numéricos de previsão do tempo (NWP – *Numerical Weather Prediction*), em que modelos físicos são simulados com algoritmos desenvolvidos ao longo de décadas de pesquisa, e os métodos baseados em redes neurais artificiais (ANN – *Artificial Neural Network*) também oferecem excelentes resultados [53].

Já o forecast preciso da geração eólica é tarefa árdua devido à participação de muitos fatores e parâmetros no processo de previsão da geração. Falhas na etapa de previsão de carga além de problemas técnicos, implicam em problemas de ordem econômica, dado que os proprietários dos parques eólicos não serão capazes de planejar com qualidade a quantidade de energia ofertada ao mercado, em especial quando a negociação da geração se dá para o curto-prazo. Ao mesmo tempo, tem consequências negativas para o planejamento da operação, que deverá contar com mais recursos para energia de reserva [54].

O conhecimento de certos parâmetros e das leis da física são de particular importância para a exploração da energia eólica, dado que o comportamento do regime de ventos determina a capacidade de geração de energia. No entanto, o perfil de ventos de longo prazo somente pode ser determinado por medidas estatísticas ao longo de vários anos [55]. Além de conhecer a velocidade dos ventos, é necessário conhecer a distribuição da intensidade destes ventos ao longo do ano, e é especificada como frequência cumulativa. Esta medida representa o percentual do período de tempo em que o vento sopra abaixo de um determinado valor na curva de velocidade. Na prática o problema consiste na insuficiência de dados sobre a frequência de distribuição dos ventos, o que obriga os especialistas a utilizar uma aproximação matemática para a curva de distribuição. A função de Weibull oferece uma boa aproximação, dada por: $\phi = 1 - e^{-\left(\frac{v_w}{A}\right)^k}$, onde ϕ é a função de distribuição, A é um fator de escala e k é o fator de forma, usualmente adotado como 2. Nestas condições, a função é conhecida como distribuição de Rayleigh. A geração anual de energia por uma turbina eólica pode ser estimada conhecendo a função ϕ e a curva de potência do aerogerador. De forma que $E = \frac{8760}{100} \sum_{v_E}^{v_A} P_{el} \phi$, onde 8760 são a quantidade de horas do ano, v_E e v_A o range de velocidade em que a turbina pode operar [55].

Tanto para a geração fotovoltaica quanto para a geração eólica, a qualidade do modelo depende significativamente da disponibilidade do histórico de consumo e geração e do conhecimento sobre os principais fatores que os influenciam. Como a quantidade de fatores interferindo na geração e no consumo são grandes, é tarefa difícil construir um modelo capaz de prever com precisão o comportamento da carga e dos REDs. Como exemplo prático, temos o erro médio nas previsões da geração eólica, que varia de 9% a 19% [29]. Da mesma forma a previsão da geração solar, ou mesmo um déficit no suprimento imediato devido às variações das condições climáticas que afetam a geração renovável podem causar desequilíbrios de tensão, gerando prejuízo aos consumidores e ao DSO. Este fenômeno é contornado utilizando sistemas de armazenamento de energia com capacidade instantânea de suprir a perda na geração

ou o aumento repentino da demanda. Em casos de maior criticidade, o corte de carga é adotado. Por arquitetura da solução, cabe ao SGE a tomada de decisão imediata e dinâmica.

3.3.4. Sistema de Gerenciamento de Energia (SGE)

O Sistema de Gerenciamento de Energia (SGE) é o coração da Planta Virtual de Geração, responsável por coordenar os fluxos de potência provenientes da subestação, dos REDs e satisfazer a demanda de forma instantânea [29]. Ao mesmo tempo em que executa tais tarefas, o SGE deve ainda otimizar a eficiência do sistema e reduzir o custo operacional ao promover o Gerenciamento Dinâmico de Energia (GDE), integrando os diversos recursos disponíveis em uma VPP:

Geração:

- Sistemas de geração eólica;
- Sistemas de geração fotovoltaica;
- Sistemas de geradores a diesel;
- Sistemas de armazenamento de energia;
- Sistemas de cogeração - CHP;
- Sistemas de geração fotovoltaica residencial;
- Sistemas de armazenamento de energia residencial;

Carga:

- Controle de demanda e de pico;
- Carregamento de veículos elétricos;
- Controle automático da demanda (RD automático);
- Cargas inteligentes (*Smart Appliances*);

Dados e controle:

- Sistemas de medição inteligente avançada (AMI)
- Sistemas supervisórios de controle e aquisição de dados (SCADA – *Supervisory, Control and Data Acquisition*);
- Reconfiguração automática de redes;
- Automação da distribuição;
- Unidades de medição fasorial (PMU – *Phasor Measurement Unit*)

A VPP otimiza o fornecimento de energia de acordo com o objetivo estratégico definido pelo operador do sistema, seja ele a minimização de custo operacional, maximização de lucros

e receita ou ainda a redução das emissões de carbono. Para esta tarefa, o SGE recebe informações sobre o status de cada RED pertencente à VPP, o forecast da demanda e da geração, custos marginais de operação dos REDs, dados sobre as impedâncias dos circuitos, topologia da rede, etc. Conhecidas as variáveis, as restrições de funcionamento de cada ativo do sistema e os preços negociados no mercado de energia, a VPP providenciará, após simulações executadas pelo SGE, o ponto de operação ótimo da rede. Neste processo a VPP, através do SGE, define quais fontes de geração utilizar, o estado de operação das baterias (carga ou descarga), o despacho econômico de cargas e da geração e as demais atividades relativas ao bom funcionamento do sistema de distribuição.

O sistema de gerenciamento de energia tem, portanto, como função [19][22][33][34]:

- Minimizar o custo operacional da VPP;
- Aumentar a confiabilidade do suprimento de energia;
- Minimizar o custo da geração;
- Maximizar o uso de energia oriunda de fontes renováveis;
- Reduzir as emissões de carbono;
- Determinar o ponto de operação dos recursos distribuídos;
- Controlar o despacho energético;
- Controlar a demanda através dos programas de incentivo apropriados;
- Remover cargas quando em situações de contingência;

Cabe também ao SGE o controle das atividades de planejamento, operação e supervisão do processo de distribuição de energia [36]. Uma vez conhecida a condição ótima de operação, a predição e a localização de falhas ocorre de forma rápida e precisa e a vida útil dos ativos é estendida. A distribuição da energia passa a ser um processo dinâmico, que varia no tempo conforme variam as condições de operação dos REDs, os custos marginais e a predição de demanda, com possibilidade de intervenção em tempo quase real e expansão eficiente e consciente da malha de distribuição.

Para que as informações dos ativos do sistema e dos REDs sejam utilizadas na tomada ótima de decisão, cada um dos ativos integrantes da VPP é conectado de forma direta ou indireta ao SGE. Para isso é necessário estabelecer sistemas de comunicação bidirecionais, de caráter rápido e com capacidade de expansão. A conexão de muitos ativos diretamente ao SGE pode levar ao congestionamento do sistema de comunicação. Para evitar este problema, algumas

informações não serão enviadas diretamente ao sistema de gerenciamento de energia, mas sim *clusters* de informações de unidades com características similares [29], como por exemplo as informações do BMS, da MG ou do carregamento dos veículos elétricos. Sob este modelo de controle, a VPP exerce o controle terciário do gerenciamento de energia.

O controle do sistema de distribuição é dividido de acordo com o nível de atuação e resposta demandadas por cada instância da operação. O controle primário é o controle de resposta rápida do sistema, para garantir controle da tensão e da frequência da rede que consiste, por exemplo, em reguladores de velocidade em estatismo (*droop*) das máquinas síncronas quando os geradores operam conectados à rede. Este sistema de controle utiliza um método de realimentação que permite que a potência mecânica de saída da fonte primária seja ajustada com uma característica de declive com a variação da frequência e permite a divisão de carga entre os geradores, cujos sistema de controle é exibido na figura 24. O controle secundário é de responsabilidade das microrredes, que implementam a gestão localizada de energia, atuando sobre o despacho de unidades geradoras e armazenamento de energia através da coleta e análise de dados da rede. O controle terciário fica a cargo da VPP, capaz de coordenar e supervisionar os demais sistemas de controle e o fluxo de carga entre todos os ativos. Como discutido nesta dissertação, seu papel é coordenar a operação de todo o sistema de distribuição de energia, os ativos e os REDs existentes, prover serviços auxiliares para a operação da rede e fazer a interface entre os recursos energéticos distribuídos e o mercado de comercialização de energia [56]. As figuras 25 e 26 mostram a hierarquia e o tempo de resposta do sistema de controle, respectivamente.

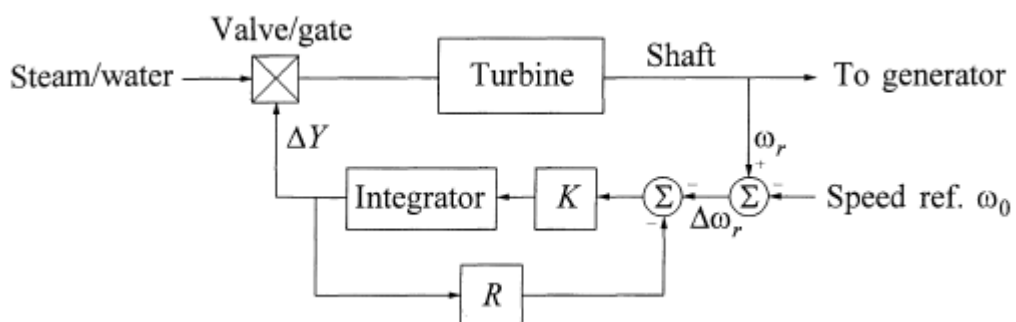


Figura 24 - Sistema de controle em estatismo (*droop*) do regulador de velocidade dos geradores. [57].

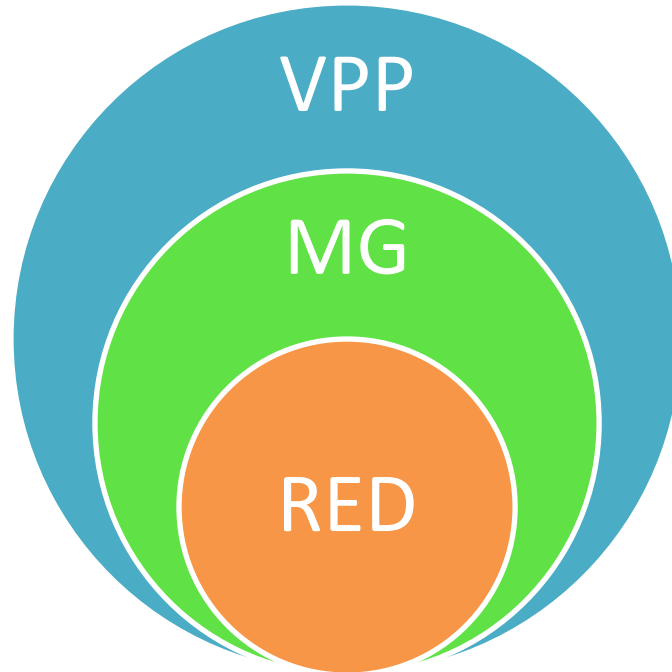


Figura 25 - Hierarquia dos sistemas de controle de energia.

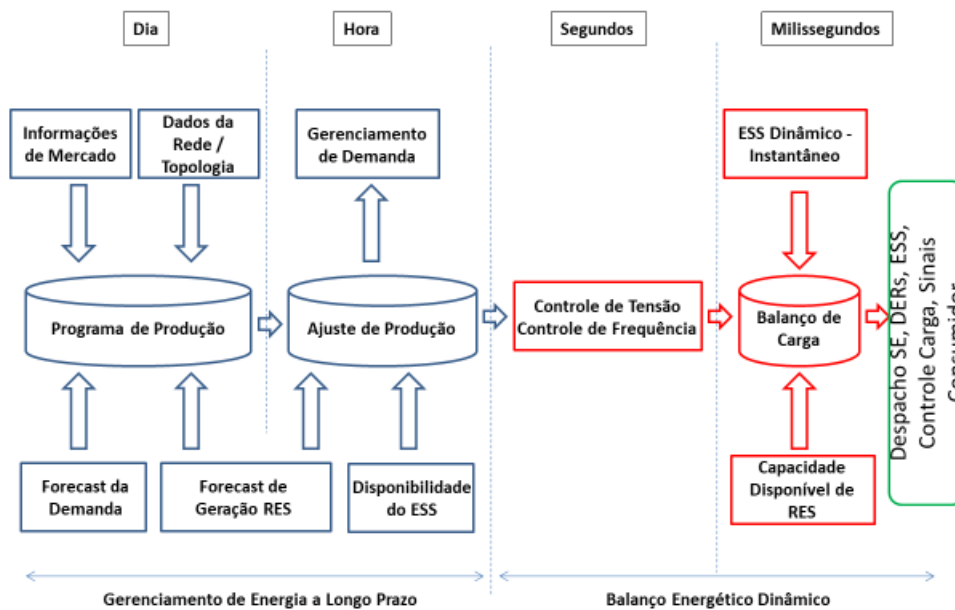


Figura 26 - Tempo de resposta do sistema de controle de energia.

Na operação de curto prazo, ou de balanço energético dinâmico, avalia-se o equilíbrio entre carga e geração, equilíbrio dos níveis de tensão e da frequência do sistema e o despacho dos REDs. Na operação de longo prazo, ocorre o planejamento da operação diária, análise do *forecast* de carga e da geração, políticas de resposta da demanda e envio de sinais ao consumidor.

Além das funções descritas anteriormente, o SGE toma as seguintes decisões sobre a operação da VPP:

- Estado de carga das baterias e critérios de operação: Determina a condição de carga e descarga do SAE e a potência drenada ou fornecida;
- Envio de sinais de preço: O consumidor passa a receber informações dinâmicas sobre o preço da energia, incentivando a resposta da demanda a partir do estado de operação da rede;
- O controle dos fluxos de potência e poder de atuação nas cargas: Permite que a carga siga a geração, fenômeno que passa a ser tendência quando se há restrições no suprimento de energia disponível;
- Estabelecer os períodos de manutenção do sistema [58];
- Controle do nível de tensão e frequência da rede;
- Combinar os níveis de injeção e consumo de reativos entre os REDs e as cargas;
- Garantir a estabilidade em tempo real da rede e evitar falhas no fornecimento;

Um sistema inteligente de gerenciamento de energia baseado em agentes múltiplos (MAS – *Multi Agent Systems*) capaz de regular um conjunto heterogêneo de recursos energéticos e cargas de uma microrrede é proposto em [59]. Em [60] é apresentado um sistema inteligente de gerenciamento de energia aplicado a uma microrrede, dotado de inteligência artificial e programação linear multi-objetivo.

O Sistema de Gerenciamento de Energia proposto nesta dissertação opera em um período de 24 horas, com intervalos de 15 minutos, correspondendo a um total de 96 intervalos de tempo. Ele utiliza um sistema de otimização baseado em programação linear para efetuar o cálculo do fluxo de potência ótimo e minimizar as perdas de energia durante a operação da VPP. Seu funcionamento será discutido em detalhes no capítulo 4.

3.3.5. *Desafios para Implementação*

Os desafios para implementação de um sistema complexo como a VPP estão à altura dos benefícios que ela traz. A premissa fundamental para obter sucesso na implementação de uma Planta Virtual de Geração é contar com a participação ativa dos consumidores de energia elétrica. Mesmo sistemas de controle automático da demanda exigem a concordância do consumidor em autorizar e instalar os equipamentos necessários e participar ativamente do mercado de energia. Para que as políticas de tarifas dinâmicas sejam efetivas, os consumidores devem entender como a forma de operação de seus equipamentos influenciam na conta de

energia, pois somente ações que diretamente reduzam a fatura de energia tem grande poder de influenciar positivamente a participação dos consumidores. Estimular a participação dos clientes, é um importante desafio das concessionárias.

Ao mesmo tempo, faz-se necessária a adoção de tecnologia para ajudar o consumidor a atingir os objetivos propostos. Estudos demonstram que a implementação de tecnologias de controle direto de carga aumenta a efetividade dos programas de redução de demanda. Um grupo de consumidores munido com estas tecnologias, como por exemplo termostatos programáveis, obteve redução no consumo de energia na ordem dos 5%. Ao habilitar tais tecnologias de controle automático, outro grupo alcançou redução na ordem dos 15%. Isso demonstra que uma pequena parcela dos consumidores tende a adotar medidas e tarifas diferenciadas por conta própria. A participação nestes programas vem de consumidores que esperam alterações significativas para sua fatura, mas depois de cientes dos benefícios, poucos consideram retornar ao antigo modelo de consumo [6].

Estima-se que cerca de um terço das cargas residenciais poderiam ser deslocadas para fora do horário de pico sem gerar impactos ou percepção de redução na qualidade do serviço de energia. Por sua vez, grandes clientes comerciais e industriais já avançaram quanto ao gerenciamento de energia, sendo capazes de responder a sinais de controle e a preços em tempo real. Edifícios sofisticados são capazes de usar sua estrutura como forma de armazenamento de calor, ao resfriar seu interior durante a manhã e evitar o consumo no horário de pico. Indústrias passam a alterar seu cronograma de produção conforme o horário do dia após perceber as vantagens em deslocar a carga para horários de menor estresse do sistema. A participação em medidas de gerenciamento de carga e RD-Automática é segmentada, sendo que grandes clientes são mais propensos a participar voluntariamente dos programas quando comparados com os menores [6].

Uma vez conquistado o interesse e a participação dos consumidores, desafios técnicos, comerciais e regulatórios ainda devem ser superados para permitir a implementação de um sistema de distribuição tão complexo e robusto quanto uma Planta Virtual de Geração.

Desafios técnicos concentram-se em:

- Segurança física dos ativos e segurança da informação [4];

O aumento na quantidade de ativos necessários para a operação da VPP aumenta os riscos de falhas devido a acidentes e mesmo ao vandalismo. Em tempo, o aumento no tráfego de informações relativas à operação do sistema, informações e estatísticas de consumo dos clientes, pode atrair hackers a atacar e comprometer o funcionamento do

sistema. A *cyber* segurança passa a ser um serviço essencial ao bom funcionamento do sistema elétrico.

- Compatibilidade entre os protocolos de comunicação de sistemas e equipamentos, que, dadas as dimensões da rede, serão fundamentais para permitir a coexistência e a interoperabilidade de múltiplos dispositivos [5] [6];
- Ausência de infraestrutura de redes inteligentes e tecnologias da informação e computação para imediata implantação [5];
- Desenvolvimento de inteligência para gerenciamento do sistema e otimização de recursos disponíveis (SGE);
- Obsolescência da atual estrutura e dos equipamentos da rede de distribuição de energia;
- O armazenamento de energia é necessário para atender crescimentos bruscos na demanda, uma vez que a maioria dos sistemas de geração da VPP não possuem inércia para suprir picos de carga [8];
- A geração distribuída implica em fluxos bidirecionais de energia;
A energia elétrica usualmente flui do sistema de maior tensão para o de menor tensão. A reversão deste fluxo exigirá diferentes esquemas de proteção, nos diferentes níveis de tensão envolvidos [8].
- Dificuldades relacionadas ao sincronismo das unidades de geração com a rede, principalmente após períodos de operação ilhada das microrredes [8];
- Unidades geradoras de pequeno porte como PCHs, cogeração e geradores eólicos utilizam geradores assíncronos, que são incapazes de fornecer reativos [8];

Os desafios de mercado são, principalmente:

- Necessidade de estabelecer mecanismos de preço e modelo de mercado para desenvolver o relacionamento com o consumidor, de forma que fiquem expostos à dinâmica de preços e participem ativamente no controle da demanda [4] [6];
- Desenvolver programas de suporte e incentivo aos consumidores a longo prazo no que tange a utilização de sistemas fotovoltaicos residenciais e sistemas AMI [2] [6];
- Educar os consumidores para que reconheçam os benefícios da eficiência energética e da resposta pela demanda. Tarefa de responsabilidade da concessionária, que terá estreito relacionamento com os consumidores e dependerá da participação ativa do usuário final de energia elétrica para atingir suas metas [6];

- Parcerias entre a concessionária, fabricantes de equipamentos, provedores de tecnologia e o mercado de comercialização de energia [6] para fomentar a implementação das soluções e modelos de negócio disponíveis;
- Fornecer garantias de melhores preços aos detentores de REDs quando envolvidos na VPP quando comparados à atuação individual no mercado de energia [5];
- Impedir a concentração de capitais nas mãos de poucos *players* quanto à atuação nas novas oportunidades de negócios que certamente vão surgir com a VPP [1]. Impedindo com isso a formação de monopólios que poderiam resultar em atraso na evolução econômica e tecnológica do setor elétrico.

A postura ativa do consumidor, as inovações técnicas adotadas, a participação de novos agentes e as alterações na dinâmica da concorrência demandarão adaptações no marco regulatório, impactando a atuação das agências reguladoras [1]:

- Coordenar programas de resposta da demanda e eficiência energética junto a concessionárias [6];
- Desenvolver e disseminar programas consistentes de investimentos em AMI e tecnologias a serem aplicadas no consumidor final [6];
- O atual modelo de regulação não apresenta incentivos capazes de estimular investimentos na modernização de rede, e, principalmente, instalações de redes inteligentes;
- Os modelos regulatórios atuais não são capazes de rentabilizar investimentos em novas tecnologias;
- Será necessária a definição de produtos e serviços para os quais a VPP seja qualificada a fornecer [5];
- As entidades regulatórias deverão estabelecer padrões relativos à comunicação e interoperabilidade dos ativos e sistemas componentes da VPP [5];
- Estabelecer a forma de remuneração da concessionária ou da operadora da VPP, o que influenciará diretamente na sua forma de operação e tipos de serviços oferecidos;
- Definir tarifas horo-sazonais pertinentes ao consumo conforme o modelo de operação da VPP, bem como a maneira que a geração de energia será revertida em créditos ou descontos. No Brasil a Regulamentação 482 da ANEEL já contempla modelos de conversão de créditos de energia, contudo, em um cenário de alta complexidade como

o da VPP, regulamentações específicas para serviços auxiliares serão necessárias, como por exemplo, o atendimento na condição de ilha das microrredes.

- Existência de barreiras à expansão do mercado livre de energia, sobretudo para os consumidores do grupo B, até o momento [1].

3.4. Benefícios da VPP

Uma Planta Virtual de Geração agrega benefícios e funcionalidades essenciais para a existência de um sistema altamente confiável, resiliente e flexível. O modelo de negócios das concessionárias e sua relação com o consumidor serão profundamente alterados com a gestão dos REDs sob um regime de controle em tempo real. Atualmente, o contato entre concessionária e consumidor se dá pela fatura de energia. No cenário da VPP este relacionamento será mais amplo e robusto. Os consumidores continuarão recebendo as faturas, mas esta trará informações mais complexas, incluindo os valores da geração e do armazenamento de energia do consumidor, os custos horários do carregamento dos veículos elétricos e os detalhes da participação do consumidor na RD-Automática [6]. Os ganhos para a operação da rede, qualidade da energia entregue aos consumidores e benefícios econômicos agregados em sua implantação são, principalmente [2][5][6][30][31][34]:

- Resposta automática da demanda:
Em sistemas de resposta automática da demanda, controladores de demanda instalados nas dependências dos consumidores ou métodos de DLC, atuam na redução de carga em função da tarifa, da confiabilidade do sistema e para evitar picos de carga no sistema.
- Regulação de serviços auxiliares de veículos elétricos:
Além do carregamento otimizado dos veículos elétricos para não sobrecarregar a rede, o fornecimento de energia em condições extremas de operação do sistema pode ser auxiliado pelo carregamento inteligente de veículos elétricos. Estes podem atuar como reserva de capacidade nos horários de pico de consumo. A inteligência embarcada nestes veículos será capaz de monitorar a condição da rede e a agenda de utilização do mesmo.
- Suporte ao controle de frequência da rede através da reserva de capacidade e controle de demanda;
- Suporte ao controle de tensão através do fornecimento de reativos:
Fornecer energia reativa por longas distâncias é uma tarefa difícil, e obtê-las diretamente de REDs é pouco eficiente. A operação da VPP é capaz de fornecer a energia reativa localmente como um sistema de geração conectado à rede.

- Resiliência a *blackouts*, interrupções de fornecimento e anomalias na rede:
A VPP torna-se uma fornecedora confiável de energia, que pode manter o fornecimento graças a sua diversidade de recursos, contando ainda com as microrredes, que podem operar de forma ilhada.
- A rede passa a ser ativa, com capacidade de moldar a demanda conforme a disponibilidade de geração:
Em condições de restrição na geração ou contingências no sistema, a RD automática atua para remover cargas ou deslocá-las para horários de menor consumo.
- Meio de acesso dos produtores de energia detentores de REDs ao mercado de energia. Participação que seria pouco lucrativa ou quase inexistente sem a atuação da VPP.
- Otimização de contratos a favor dos participantes (proprietários de REDs) através da agregação de serviços auxiliares e capacidade de geração nas ofertas de energia durante leilões.
- Apoiada em um sistema de TIC altamente desenvolvido, será possível o compartilhamento de infraestrutura de comunicação com demais serviços (água, gás, vapor) e beneficiar toda a região. Este benefício é atrativo em especial para aquelas empresas que fornecem outros recursos, além de energia elétrica, uma vez que o investimento será único para todas as utilidades.
- Tempo de resposta curto quando comparado à geração convencional:
Os REDs ao longo da rede têm por característica a rápida entrada em funcionamento quando comparados com a geração convencional. Despachar geração de grandes usinas como hidroelétricas e termoelétricas pode demorar de vários minutos a várias horas.
- Melhorias no processo de gestão de ativos da rede:
A inteligência introduzida permite acompanhamento do funcionamento do ativo e de sua eficiência, tornando mais simples a tarefa de avaliar sua vida útil e impondo menores impactos aos clientes durante processos de manutenção preventiva e substituição.
- Redução das perdas técnicas devido à transmissão por longas distâncias:
A geração próxima à carga não requer longos sistemas de transmissão, o que leva à redução nas perdas ôhmicas.
- Redução das emissões de carbono:
Apoiada em fontes renováveis de energia como solar e eólica, a VPP reduz a emissão de carbono na atmosfera. Possui ainda apelo de eficiência energética, promovendo uso

otimizado da energia gerada e conscientização do consumidor ao oferecer ferramentas e funcionalidades que ofereçam informações e capacidade de ação sobre a demanda.

- Adiantamento de investimentos:

A adição de geração tradicional ao sistema (elevado custo) pode ser postergada, assim como investimentos em capacidade de transmissão.

- Incentivo à conservação de energia:

Os recursos energéticos são utilizados com maior eficiência e de forma otimizada, aliadas ao papel do consumidor que passará a ter informações dinâmicas sobre os preços praticados ao longo do dia e assim será capaz de moldar seu perfil de consumo.

- Flexibilidade de operação.

- Novas oportunidades de negócios.

- Geração de demanda de mão de obra altamente qualificada.

Nos casos extremos, o atual paradigma em que a “geração segue a carga” deixará de ser uma realidade, e a distribuição de energia passará para a condição em que a “carga segue a geração”, sem impactar de forma negativa o bem-estar da sociedade. Isto será possível através do gerenciamento ótimo de energia exercido pela Planta Virtual de Geração.

3.5. VPPs Existentes no Mundo

As Plantas Virtuais de Geração ainda se encontram em um estágio inicial de desenvolvimento ao redor do mundo, apesar de todos os benefícios discutidos nas últimas seções e nos últimos capítulos. Impulsionada por suas políticas maduras de incentivos à geração renovável e eficiência energética, a Europa é palco para alguns dos maiores investimentos e algumas das maiores inovações no que tange a otimização da distribuição de energia elétrica, com destaque para a Alemanha.

3.5.1. Next Kraftwerke - Alemanha

Na Alemanha encontra-se uma Planta Virtual de Geração muito bem estruturada e organizada, atuando em amplos segmentos de geração e com sofisticado sistema de controle e comunicação com os clientes e geradores, negociando sua energia na EEX. Com início das atividades em 2009, a Next Kraftwerke [61], sediada na cidade de Colônia na Alemanha, possui mais de 4500 unidades de pequeno e médio porte produzindo e consumindo energia na Europa

Central, incluindo Áustria, Bélgica, França, Holanda, Polônia, Suíça e Itália. Suas unidades de geração são diversificadas, incluindo geração FV, eólica e bioenergia.

Através de uma plataforma digital flexível, utilizam o potencial oferecido pela digitalização para conectar milhares de geradores e consumidores de energia. A conexão de cada uma das unidades integrantes à VPP é feita através de um dispositivo chamado NextBox, um módulo de acesso remoto, projetado para as necessidades específicas da VPP. É responsável por transmitir as informações de operação da VPP através da rede de celulares e comunicar com o sistema de controle. O sistema de controle utiliza um algoritmo para gerenciar a demanda e a geração com a finalidade de negociar energia de forma lucrativa. Os sinais de preço e de ajuste das unidades geradores são enviados a cada 15 minutos. Ou seja, os clientes são informados sobre o preço da energia elétrica em tempo real, permitindo que atuem diretamente em seu consumo para moldá-lo conforme a variação dos custos.

Através do sistema de controle é capaz de armazenar e analisar os dados de toda a VPP e calcular o modo de operação ótimo para cada unidade. Para isto analisa dados como:

- Demanda instantânea;
- Estado de prontidão da unidade de geração ou do consumidor;
- Armazenamento de combustível primário (gás, calor ou água);
- Temperatura atual;
- Geração instantânea;

A partir dos resultados da otimização a VPP produz somente a quantidade de energia demandada instantaneamente. A flexibilidade é o maior benefício e também o maior desafio para operar uma rede como esta. Em 2015 esta VPP atingiu um total de vendas de €273 milhões, e em 2016 negociou 10,2TWh de energia com 4545 clientes/geradores em uma rede com capacidade de suprir 3200MW.

3.5.2. *ConEdison – Estados Unidos*

Paralelamente, nos Estados Unidos, a ConEdison (*Consolidated Edison Company of New York, Inc.*) vem desenvolvendo um projeto piloto de uma VPP na região da cidade de Nova Iorque, com características mais simples e inicialmente focado apenas em geração FV e armazenamento de energia em baterias.

Em 2014, mais de 2000 clientes instalaram sistemas de geração FV na região, uma quantidade maior do que todos os anos anteriores somados. De janeiro a julho de 2015 foram mais de 1000 novas instalações. Todas as unidades de geração instaladas ultrapassam os 80MW

de energia renovável na rede da região, e a expectativa é de que o número de instalações continue crescendo e adicione um total de 700-800MW de potência no sistema [62].

No entanto, todo este potencial está disponível na rede da ConEdison antes das 17h, quando se inicia o horário de pico. Para contornar esta característica pouco benéfica à operação da rede, estão formando parcerias com empresas de geração FV e de software para agregar o sistema de armazenamento de energia das residências sob o formato de uma VPP, resultado em benefícios de rede para a ConEdison e seus clientes. A VPP terá capacidade total de 1,8MW e capacidade de fornecimento de energia da ordem de 4MWh, atuando como uma planta de geração controlável. Um dos objetivos deste projeto é explorar como centenas de REDs residenciais podem ser agregados na rede e oferecer capacidade competitiva para atuar no mercado de comercialização de energia.

A plataforma de gerenciamento de energia em formação dará à ConEdison a habilidade de despachar os ativos e avaliar as oportunidades de comercialização de energia. Os elementos chave do projeto são:

- Uma plataforma capaz de agregar os recursos residenciais individuais para atuar como uma VPP;
- A compra, posse e controle do volume de energia armazenada durante a fase piloto será de total responsabilidade da ConEdison;
- A ConEdison e seus parceiros vão oferecer sistemas de armazenamento de energia aos clientes;

O sistema de geração FV e de armazenamento oferecido aos consumidores terá três níveis de atuação: no primeiro, o cliente é o responsável por comprar o sistema de geração FV. No segundo nível o sistema de armazenamento de energia será um ativo da ConEdison e instalado nas dependências do consumidor. No terceiro nível o consumidor pagará uma taxa ao parceiro da ConEdison pela disponibilidade de serviço e pela resiliência da rede garantida pelo sistema de armazenamento e de geração FV. Para engajar os consumidores neste piloto, a concessionária utilizará informações que comprovem a eficiência e capacidade de economia do projeto, como por exemplo o valor economizado pela unidade consumidora por utilizar a geração FV, quais os custos das taxas de confiabilidade do sistema, qual a estimativa de economia uma vez instalados a geração FV e o armazenamento de energia. O projeto está dividido em três fases, de acordo com a figura 27.

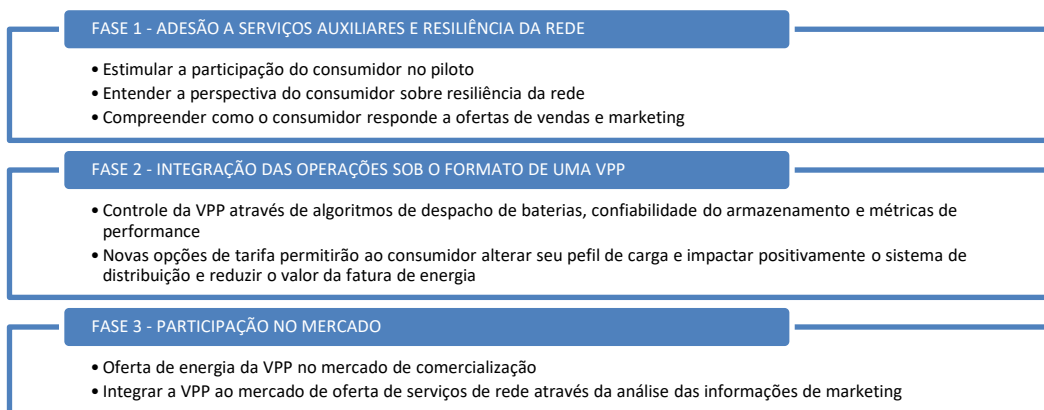


Figura 27 - Etapas do processo de implementação da VPP [62].

A proposta de valor sob a óptica da concessionária é a oportunidade de estabelecer um papel central na coordenação, integração e despacho de REDs para trazer benefícios à rede, oferecer valor ao consumidor e gerar receita para os geradores/consumidores e acionistas. Esta é uma oportunidade para testar maneiras de monetizar serviços oferecidos por recursos localizados nas instalações dos próprios consumidores, assim como entender melhor o comportamento do consumidor frente a tarifas dinâmicas de energia.

A diferença entre a maturidade dos projetos e o grau de sofisticação entre eles reforça a posição de vanguarda assumida pela Europa no cenário de fontes renováveis de energia e gestão de energia. Em [63] é possível encontrar informações sobre Plantas Virtuais de Geração na Polônia, em que o grau de sofisticação se assemelha ao exemplo alemão.

3.6. Conclusões do Capítulo

Neste capítulo a Planta Virtual de Geração é caracterizada. Demonstra-se o benefício comercial alcançado pelos detentores de unidades de REDs atuando sob o formato da VPP, garantindo melhores condições de contratação da energia gerada. Somam-se às vantagens comerciais os benefícios técnicos, que aumentam a confiabilidade e a flexibilidade do fornecimento de energia, aumentando a resiliência da rede. Este capítulo aborda ainda os recursos necessários para construir e operar a VPP, além de colocar a necessidade de engajamento por parte do consumidor na participação dos programas de resposta da demanda, para que usufruam deste sofisticado sistema.

4. Otimização da Operação da VPP

A simulação realizada nesta dissertação contempla os aspectos técnicos da VPP, comprovando sua eficiência na redução da demanda de pico, gerenciamento de carga, eficiência energética e controle de carga. Tem ainda como meta demonstrar a eficiência dos sistemas de armazenamento de energia no deslocamento de carga e na redução do consumo de energia. Em suma, a simulação aqui apresentada tem a intenção de defender a utilização de um modelo de PLIM como factível e eficiente para a operação ótima de uma Planta Virtual de Geração.

A literatura contém diferentes técnicas aplicadas por autores com o intuito de promover a otimização da VPP com diferentes objetivos. Em [64] os autores desenvolveram um problema linear inteiro misto de dois estágios para obter a operação ótima de uma VPP considerando a degradação das baterias, que é solucionado utilizando um solver comercial. O uso de otimização *fuzzy* para uma VPP é proposto em [65] para tomada de decisão sobre a comercialização de energia de uma VPP com o *forecast* de um dia. A velocidade computacional aplicada a análise do despacho de uma planta virtual de geração foi discutida em [66]. Inicialmente os autores buscaram comprovar que este é um problema do tipo NP-Completo e estudaram sua solução utilizando um solver comercial. Concluindo que este tipo de problema é de difícil solução computacional, os autores aplicaram dois diferentes algoritmos heurísticos como ferramenta de solução para problemas de grande porte. O problema de despacho das unidades de geração renováveis em uma VPP foi discutido por [67] aplicando um método de otimização baseado em enxame de partículas acelerado (APSO – *Accelerated Particle Swarm Optimization*).

4.1. Modelo de Programação Não-Linear Inteira Mista (PNLIM)

Assim como a maioria dos problemas encontrados na engenharia, a descrição da VPP através de modelos matemáticos se dá com equações não lineares e com relações de integralidade. A seguir é apresentado o modelo de PNLIM proposto para operação da Planta Virtual de Geração.

O problema de otimização está descrito através das equações de (1) a (38);

Minimizar

$$\begin{aligned}
& \sum_{(k=h) \in \Pi} \sum_{mn \in L} \sum_{t \in T} \alpha_t \left[(I_{mn,k,t}^{re})^2 + (I_{mn,k,t}^{im})^2 \right] R_{mn,k,h} \Delta t * \frac{Sbase}{1000} \\
& + \sum_{k \in \Pi} \sum_{t \in T} (V_k^{Sre} I_{m,k,t}^{Sre} + V_k^{Sim} I_{m,k,t}^{Sim}) * \Delta t * \frac{Sbase}{1000} \\
& + \sum_{m \in B} \beta E_{m,k}^{EVcut} - \sum_{m \in B} \sum_{k \in \Pi} \sum_{t \in T} \kappa_m \sigma P_{m,k,t}^{EV}
\end{aligned} \tag{1}$$

Sujeito a

$$\begin{aligned}
\sum_{mn \in L} I_{mn,k,t}^{re} - \sum_{nm \in L} I_{nm,k,t}^{re} + I_{m,k,t}^{Sre} + I_{m,k,t}^{GDre} \\
+ I_{m,k,t}^{BATre} + I_{m,k,t}^{BCre} & \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \\
= I_{m,k,t}^{Dre} + I_{m,k,t}^{DCre} + I_{m,k,t}^{DCZre} \\
+ I_{m,k,t}^{EVre}
\end{aligned} \tag{2}$$

$$\begin{aligned}
\sum_{mn \in L} I_{mn,k,t}^{im} - \sum_{nm \in L} I_{nm,k,t}^{im} + I_{m,k,t}^{Sim} + I_{m,k,t}^{GDim} \\
+ I_{m,k,t}^{BATim} + I_{m,k,t}^{BCim} & \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \\
= I_{m,k,t}^{Dim} + I_{m,k,t}^{DCim} \\
+ I_{m,k,t}^{DCZim} + I_{m,k,t}^{EVim}
\end{aligned} \tag{3}$$

$$\begin{aligned}
V_{m,k,t}^{re} - V_{n,k,t}^{re} = \sum_{h \in \Pi} (R_{mn,k,h} I_{mn,k,t}^{re} \\
- X_{mn,k,h} I_{mn,k,t}^{im}) & \quad \forall m, n \in B, mn \in L, k \in \Pi, \\
t \in T
\end{aligned} \tag{4}$$

$$\begin{aligned}
V_{m,k,t}^{im} - V_{n,k,t}^{im} = \sum_{h \in \Pi} (X_{mn,k,h} I_{mn,k,t}^{re} \\
+ R_{mn,k,h} I_{mn,k,t}^{im}) & \quad \forall m, n \in B, mn \in L, k \in \Pi, \\
t \in T
\end{aligned} \tag{5}$$

$$P_{m,k,t}^D = V_{m,k,t}^{re} I_{m,k,t}^{Dre} + V_{m,k,t}^{im} I_{m,k,t}^{Dim} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \tag{6}$$

$$Q_{m,k,t}^D = -V_{m,k,t}^{re} I_{m,k,t}^{Dim} + V_{m,k,t}^{im} I_{m,k,t}^{Dre} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \tag{7}$$

$$I_{m,k,t}^{Zre} = \frac{V_{m,k,t}^{re} Z_m^{re} + V_{m,k,t}^{im} Z_m^{im}}{(Z_m^{re})^2 - (Z_m^{im})^2} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \tag{8}$$

$$I_{m,k,t}^{Zim} = \frac{V_{m,k,t}^{im} Z_m^{re} - V_{m,k,t}^{re} Z_m^{im}}{(Z_m^{re})^2 - (Z_m^{im})^2} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \tag{9}$$

$$P_{m,k,t}^{DC} = (V_{m,k,t}^{re} I_{m,k,t}^{DCre} + V_{m,k,t}^{im} I_{m,k,t}^{DCim}) w_t^e \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (10)$$

$$Q_{m,k,t}^{DC} = (-V_{m,k,t}^{re} I_{m,k,t}^{DCim} + V_{m,k,t}^{im} I_{m,k,t}^{DCre}) w_t^e \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (11)$$

$$P_{m,k,t}^{DC} = V_{m,k,t}^{re} I_{m,k,t}^{DCre} + V_{m,k,t}^{im} I_{m,k,t}^{DCim} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t < 69 \quad (12)$$

$$Q_{m,k,t}^{DC} = -V_{m,k,t}^{re} I_{m,k,t}^{DCim} + V_{m,k,t}^{im} I_{m,k,t}^{DCre} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t < 69 \quad (13)$$

$$P_{m,k,t}^{DC} = 0 \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t > 68 \quad (14)$$

$$Q_{m,k,t}^{DC} = 0 \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t > 68 \quad (15)$$

$$\sum_{t \in T} \Delta t w_t^e = T_e \quad (16)$$

$$\sum_{k=t}^{t+T_e-1} \Delta t w_k^e \geq T_e [w_t^e - w_{t-1}^e] \quad (17)$$

$$E_m^{EVmax} = E_{m,k}^{EV} + E_{m,k}^{EVini} + E_{m,k}^{EVcut} \quad \forall m \in B, k \in \Pi \quad (18)$$

$$P_{m,k,t}^{EV} = P_{m,k}^{EVmax} y_{m,t} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (19)$$

$$y_{m,t} = 0 \quad \forall m \in B, t < 72 \quad (20)$$

$$E_{m,k}^{EV} = \sum_{t \in T} \Delta t P_{m,k,t}^{EV} \quad \forall m \in B, k \in \Pi \quad (21)$$

$$P_{m,k,t}^{EV} = V_{m,k,t}^{re} I_{m,k,t}^{EVre} + V_{m,k,t}^{im} I_{m,k,t}^{EVim} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (22)$$

$$0 = -V_{m,k,t}^{re} I_{m,k,t}^{EVim} + V_{m,k,t}^{im} I_{m,k,t}^{EVre} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (23)$$

$$I_{m,k,t}^{BCre} = -b_m^{sh} V_{m,k,t}^{im} w_{m,k,t}^{BC} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (24)$$

$$I_{m,k,t}^{BCim} = b_m^{sh} V_{m,k,t}^{re} w_{m,k,t}^{BC} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (25)$$

$$P_{m,k,t}^{GD} = V_{m,k,t}^{re} I_{m,k,t}^{GDre} + V_{m,k,t}^{im} I_{m,k,t}^{GDim} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (26)$$

$$Q_{m,k,t}^{GD} = -V_{m,k,t}^{re} I_{m,k,t}^{GDim} + V_{m,k,t}^{im} I_{m,k,t}^{GDre} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (27)$$

$$P_{m,k,t}^{BAT} = V_{m,k,t}^{re} I_{m,k,t}^{BATre} + V_{m,k,t}^{im} I_{m,k,t}^{BATim} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (28)$$

$$0 = -V_{m,k,t}^{re} I_{m,k,t}^{BATim} + V_{m,k,t}^{im} I_{m,k,t}^{BATre} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (29)$$

$$E_m^{BATmin} \leq E_{m,t}^{BAT} \leq E_m^{BATmax} \quad \forall m \in B, t \in T \quad (30)$$

$$E_{m,t=1}^{BAT} = E_m^{BATini} - \eta_m \Delta t P_{m,k,t}^{BAT} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t = 1 \quad (31)$$

$$E_{m,t>1}^{BAT} = E_{m,t-1}^{BAT} - \eta_m \Delta t P_{m,k,t}^{BAT} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t > 1 \quad (32)$$

$$-P_m^{BATmax} \leq P_{m,k,t}^{BAT} \leq P_m^{BATmax} \quad \forall m \in B, t \in T \quad (33)$$

$$E_{m,a,t}^{BAT} = E_{m,b,t}^{BAT} = E_{m,c,t}^{BAT} \quad \forall m \in B, t \in T \quad (34)$$

$$0 \leq I_{mn,k,t}^{re}{}^2 + I_{mn,k,t}^{im}{}^2 \quad \forall mn \in L, k \in \Pi, t \in T \quad (35)$$

$$I_{mn,k,t}^{re}{}^2 + I_{mn,k,t}^{im}{}^2 \leq \bar{I}_{mn}{}^2 \quad \forall mn \in L, k \in \Pi, t \in T \quad (36)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{m,k,t}^{re}{}^2 + V_{m,k,t}^{im}{}^2 \leq \bar{V}^2 \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (37)$$

$$Q_t^S \leq P_t^S \tan \cos^{-1} 0,92 \quad \forall t \in T \quad (38)$$

A função objetivo dada pela equação (1), no primeiro termo, descreve o valor monetário relativo às perdas ôhmicas existentes no sistema de distribuição. Ela contempla as perdas nos condutores e também nos transformadores, que são modelados como uma impedância em série entre dois nós. As perdas calculadas são multiplicadas por α_t , que representa o custo do kWh e é fornecido para cada intervalo de tempo para permitir a prática de tarifas dinâmicas pelo DSO. O segundo termo representa a energia importada da subestação, que também deve ser minimizada. O terceiro termo representa o custo da energia que não é utilizada no carregamento do veículo elétrico caso este não seja totalmente carregado, de forma a penalizar a VPP por, eventualmente, não permitir o carregamento de um veículo elétrico, enquanto o quarto termo incentiva o carregamento dos veículos elétricos sinalizados como prioritários, conforme [28]. Os termos da função objetivo poderão operar de forma separada durante as simulações, de acordo com o objetivo traçado pela concessionária de energia elétrica. Estes casos serão discutidos no capítulo 6. As equações (2) e (3) descrevem o balanço de corrente nos nós do sistema, conforme o diagrama da figura 28. É adotada a convenção de que as correntes que entram no nó têm sinal positivo e as correntes que saem do nó têm sinal negativo.

A queda de tensão devido às impedâncias e acoplamentos mútuos é descrito pelas equações (4) e (5). As demandas de potência ativa e potência reativa são descritas pelas equações (6) e (7) que modelam as cargas do tipo potência constante, enquanto as equações (8) e (9) são análogas e representam cargas de impedância constante. Ainda modelando as cargas, as equações (10) e (11) modelam as potências ativa e reativa das cargas controláveis, controladas pela variável binária w_t^e , que assume valor igual a 1 para carga em operação e 0 caso contrário. As equações (12) e (13) modelam as potências ativa e reativa de cargas controladas pelo tempo, que funcionam somente até às 18h, início do horário intermediário, enquanto as equações (14) e (15) desligam estas cargas após às 18h.

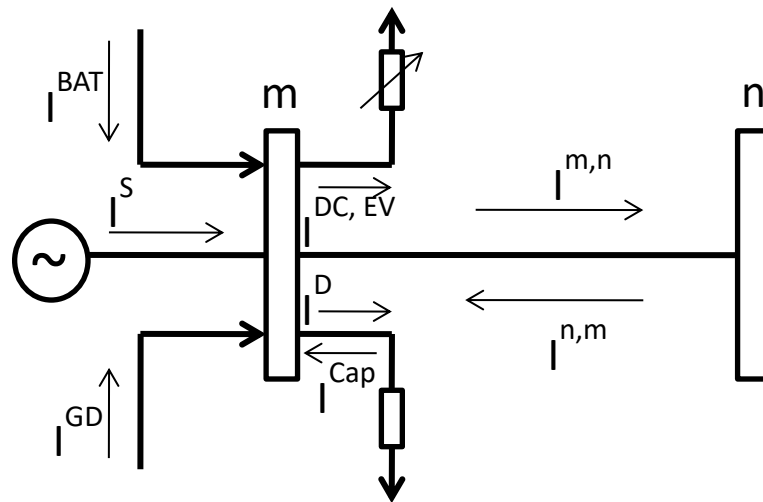


Figura 28 – Diagrama de fluxos de corrente nas barras.

As equações (16) e (17) determinam os intervalos de tempo nos quais a variável binária w_t^e tem valor 1, fazendo com que as cargas controláveis das equações (10) e (11) entrem ou não em operação. As equações (18) – (21) descrevem o carregamento dos veículos elétricos, enquanto as equações (22) e (23) modelam as potências ativa e reativa dos mesmos.

Os capacitores são modelados através de uma susceptância *shunt* e são controlados pela variável binária $w_{m,k}^{BC}$ que vale 1 quando o capacitor do nó m está operando e 0 na situação contrária, para cada fase, e são modelados pelas equações (24) e (25). As potências ativa e reativa da geração distribuída são modeladas por (26) e (27). Equações (28) – (34) descrevem o funcionamento das baterias, sendo (28) e (29) a descrição das potências ativa e reativa respectivamente, (30) limita a energia armazenada nas baterias entre valores mínimos e máximos, (31) determina o valor da energia armazenada no instante $t = 1$ enquanto (32) determina o valor da energia armazenada nos intervalos de tempo para $t > 1$.

A equação (33) estabelece o valor máximo da potência que pode ser injetada ou extraída na bateria durante os processos de carga e descarga, ao passo que (34) estabelece a igualdade entre a energia por fase das baterias de média tensão. É importante destacar que esta restrição operacional se aplica somente ao armazenamento de energia da média tensão.

As equações (35) e (36) determinam os valores entre os quais a corrente dos ramos pode operar, e analogamente, (37) estabelece os níveis admitidos da magnitude de tensão dos nós. Por fim, (38) estabelece que o fator de potência mínimo admitido para a energia fornecida pela subestação deve ser de 0,92.

4.2. Modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM)

Como se nota nas equações apresentadas na seção anterior, a não-linearidade está presente em grande parte delas. Nesta seção, a linearização será aplicada para garantir um ponto de operação ótimo do sistema, sem perdas na qualidade da solução encontrada, transformando o problema não linear inteiro misto em um problema linear inteiro misto, porque este possui reduzido custo computacional quando comparado aos modelos não lineares inteiros mistos. A linearização de funções que descrevem o sistema elétrico utiliza métodos bastante difundidos na literatura, como aproximações para um ponto de operação conhecido, expansões por Séries de Taylor e métodos de linearização por partes. Muitos destes métodos estão disponíveis em [28], [68] e [69], e foram utilizados neste trabalho como demonstrado a seguir.

Linearização da Função Objetivo

A função objetivo deve ser linearizada, conforme exibido na equação 39, pois o primeiro termo da função objetivo original depende do fluxo de corrente nos ramos, cuja linearização é demonstrada nas equações 62 a 71.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{(k=h)\in\Pi} \sum_{mn\in L} \sum_{t\in T} \alpha_t [I_{mn,k,t}^{sqr} R_{mn,k,h}] * \Delta t * \frac{Sbase}{1000} \\
 & + \sum_{k\in\Pi} \sum_{t\in T} (V_k^{Sre} I_{m,k,t}^{Sre} + V_k^{Sim} I_{m,k,t}^{Sim}) * \Delta t * \frac{Sbase}{1000} + \sum_{m\in B} \beta E_{m,k}^{EVcut} \quad (39) \\
 & - \sum_{m\in B} \sum_{k\in\Pi} \sum_{t\in T} \kappa_m \sigma P_{m,k,t}^{EV}
 \end{aligned}$$

Linearização das Correntes das Cargas

As correntes das cargas (6), (7), (12) e (13) podem ser escritas em função das potências ativa e reativa e das magnitudes de tensão real e imaginária que as alimentam, conforme as equações (40) e (41).

$$g(P_{m,k,t}^D, Q_{m,k,t}^D, V_{m,k,t}^{re}, V_{m,k,t}^{im}) = \frac{P_{m,k,t}^D V_{m,k,t}^{re} + Q_{m,k,t}^D V_{m,k,t}^{im}}{V_{m,k,t}^{re\ 2} + V_{m,k,t}^{im\ 2}} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (40)$$

$$h(P_{m,k,t}^D, Q_{m,k,t}^D, V_{m,k,t}^{re}, V_{m,k,t}^{im}) = \frac{P_{m,k,t}^D V_{m,k,t}^{im} - Q_{m,k,t}^D V_{m,k,t}^{re}}{V_{m,k,t}^{re\ 2} + V_{m,k,t}^{im\ 2}} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (41)$$

Uma vez que a variação da magnitude de tensão é pequena, as equações podem ser linearizadas em torno de um ponto de operação (V_k^{re*}, V_k^{im*}) , de acordo com (42) e (43).

$$I_{m,k,t}^{Dre} = g^* + \left. \frac{\partial g}{\partial V^{re}} \right|_* (V_{m,k,t}^{re} - V_k^{re*}) + \left. \frac{\partial g}{\partial V^{im}} \right|_* (V_{m,k,t}^{im} - V_k^{im*}) \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (42)$$

$$I_{m,k,t}^{Dim} = h^* + \left. \frac{\partial h}{\partial V^{re}} \right|_* (V_{m,k,t}^{re} - V_k^{re*}) + \left. \frac{\partial h}{\partial V^{im}} \right|_* (V_{m,k,t}^{im} - V_k^{im*}) \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (43)$$

Portanto as equações (42) e (43) são a representação linear das equações (6), (7), (12) e (13) no modelo proposto de otimização linear.

As cargas controláveis modeladas por (10) e (11) são linearizadas através de uma simplificação das equações (40) e (41), em que as variáveis de tensão são substituídas pelos pontos aproximados de operação (V_k^{re*}, V_k^{im*}) , multiplicando pela variável binária w_t^e , de acordo com as equações (44) e (45).

$$I_{m,k,t}^{DCre} = \left(\frac{P_{m,k,t}^{DC} V_k^{re*} + Q_{m,k,t}^{DC} V_k^{im*}}{V_k^{re*2} + V_k^{im*2}} \right) w_t^e \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (44)$$

$$I_{m,k,t}^{DCim} = \left(\frac{P_{m,k,t}^{DC} V_k^{im*} - Q_{m,k,t}^{DC} V_k^{re*}}{V_k^{re*2} + V_k^{im*2}} \right) w_t^e \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (45)$$

Linearização das Correntes dos Veículos Elétricos

A linearização das equações (22) e (23) se dá da mesma forma que a linearização das cargas, isto é, assumindo um ponto de operação conhecido (V_k^{re*}, V_k^{im*}) , uma vez que a variação de tensão é pequena. Assim, tem-se as equações (46) e (47) para a corrente dos veículos elétricos.

$$P_{m,k,t}^{EV} = V_k^{re*} I_{m,k,t}^{EVre} + V_k^{im*} I_{m,k,t}^{EVim} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (46)$$

$$0 = -V_k^{re*} I_{m,k,t}^{EVim} + V_k^{im*} I_{m,k,t}^{EVre} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (47)$$

Linearização das Correntes dos Capacitores

A operação dos capacitores se dá de forma independente por fase e para cada um dos capacitores que operam na rede. As equações (24) e (25) que descrevem respectivamente as correntes real e imaginária tem caráter não linear pois contém o produto de uma variável contínua por uma variável discreta. Neste caso foi aplicada a Formulação Disjuntiva de

Fortuny-Amat, descrita em [70]. Obtém-se em seguida as equações (48) - (57) que linearizam (24) e (25).

$$I_{m,k,t}^{BCre} = b_m^{sh} V_{m,k,t}^{CPim} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (48)$$

$$I_{m,k,t}^{BCim} = -b_m^{sh} V_{m,k,t}^{CPre} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (49)$$

$$V_{m,k,t}^{CPim} \leq \overline{V_k^{im*}} w_{m,k}^{BC} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (50)$$

$$V_{m,k,t}^{CPim} \geq -\overline{V_k^{im*}} w_{m,k}^{BC} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (51)$$

$$V_{m,k,t}^{CPim} - V_{m,k,t}^{im} \geq -\overline{V_k^{im*}} (1 - w_{m,k}^{BC}) \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (52)$$

$$V_{m,k,t}^{CPim} - V_{m,k,t}^{im} \leq \overline{V_k^{im*}} (1 - w_{m,k}^{BC}) \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (53)$$

$$V_{m,k,t}^{CPre} \leq \overline{V_k^{re*}} w_{m,k}^{BC} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (54)$$

$$V_{m,k,t}^{CPre} \geq -\overline{V_k^{re*}} w_{m,k}^{BC} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (55)$$

$$V_{m,k,t}^{CPre} - V_{m,k,t}^{re} \geq -\overline{V_k^{re*}} (1 - w_{m,k}^{BC}) \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (56)$$

$$V_{m,k,t}^{CPre} - V_{m,k,t}^{re} \leq \overline{V_k^{re*}} (1 - w_{m,k}^{BC}) \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (57)$$

Linearização das Correntes da Geração Distribuída e das Baterias

Para linearizar as equações (26) - (29), adota-se o mesmo método de assumir um ponto de operação para as magnitudes de tensão (V_k^{re*}, V_k^{im*}), o que resulta nas equações (58) - (61) respectivamente.

$$P_{m,k,t}^{DG} = V_k^{re*} I_{m,k,t}^{DGre} + V_k^{im*} I_{m,k,t}^{DGim} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (58)$$

$$Q_{m,k,t}^{DG} = -V_k^{re*} I_{m,k,t}^{DGim} + V_k^{im*} I_{m,k,t}^{DGre} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (59)$$

$$P_{m,k,t}^{BAT} = V_k^{re*} I_{m,k,t}^{BATre} + V_k^{im*} I_{m,k,t}^{BATim} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (60)$$

$$0 = -V_k^{re*} I_{m,k,t}^{BATim} + V_k^{im*} I_{m,k,t}^{BATre} \quad \forall m \in B, k \in \Pi, t \in T \quad (61)$$

Linearização das Correntes dos Ramos

As correntes nos ramos são linearizadas pelas equações (62) – (71) utilizando o método de linearização por partes, como descrito em [68]. O método consiste em linearizar uma curva quadrática fazendo aproximações destas curvas através de múltiplos segmentos de reta.

$$I_{mn,k,t}^{sqr} = \sum_{\lambda=1}^{\bar{\lambda}} \rho_{mn,\lambda} \varphi_{mn,k,t,\lambda}^{re} + \rho_{mn,\lambda} \varphi_{mn,k,t,\lambda}^{im} \quad \forall mn \in L, k \in \Pi, t \in T \quad (62)$$

$$I_{mn,k,t}^{re} = I_{mn,k,t}^{re+} - I_{mn,k,t}^{re-} \quad \forall mn \in L, k \in \Pi, t \in T \quad (63)$$

$$I_{mn,k,t}^{im} = I_{mn,k,t}^{im+} - I_{mn,k,t}^{im-} \quad \forall mn \in L, k \in \Pi, t \in T \quad (64)$$

$$I_{mn,k,t}^{re+} + I_{mn,k,t}^{re-} = \sum_{\lambda=1}^{\bar{\lambda}} \varphi_{mn,k,t,\lambda}^{re} \quad \forall mn \in L, k \in \Pi, t \in T \quad (65)$$

$$I_{mn,k,t}^{im+} + I_{mn,k,t}^{im-} = \sum_{\lambda=1}^{\bar{\lambda}} \varphi_{mn,k,t,\lambda}^{im} \quad \forall mn \in L, k \in \Pi, t \in T \quad (66)$$

$$0 \leq \varphi_{mn,k,t,\lambda}^{re} \leq \bar{\varphi}_{mn} \quad \forall mn \in L, k \in \Pi, t \in T \quad (67)$$

$$0 \leq \varphi_{mn,k,t,\lambda}^{im} \leq \bar{\varphi}_{mn} \quad \forall mn \in L, k \in \Pi, t \in T \quad (68)$$

$$I_{mn,k,t}^{re+}, I_{mn,k,t}^{re-}, I_{mn,k,t}^{im+}, I_{mn,k,t}^{im-} \geq 0 \quad \forall mn \in L, k \in \Pi, t \in T \quad (69)$$

$$\rho_{mn,\lambda} = (2\lambda - 1)\bar{\varphi}_{mn} \quad \forall mn \in L, \lambda = 1 \dots \bar{\lambda} \quad (70)$$

$$\bar{\varphi}_{mn} = \frac{\bar{I}_{mn}}{\bar{\lambda}} \quad \forall mn \in L \quad (71)$$

Linearização os Limites de Tensão

A abertura angular entre os nós de um sistema de distribuição é pequena, por este motivo, os limites de tensão podem ser linearizados conforme as equações (72) – (76). Estas equações representam respectivamente as linhas L1 a L5 da figura 29, conforme demonstrado em [28]. Os limites das magnitudes de tensão são dados por (\underline{V}, \bar{V}) e a abertura angular varia entre os valores $(\theta_f - \theta_1, \theta_f + \theta_2)$, com θ_f assumindo os valores $(0, 120^\circ, 240^\circ)$ respectivamente para as fases A, B e C.

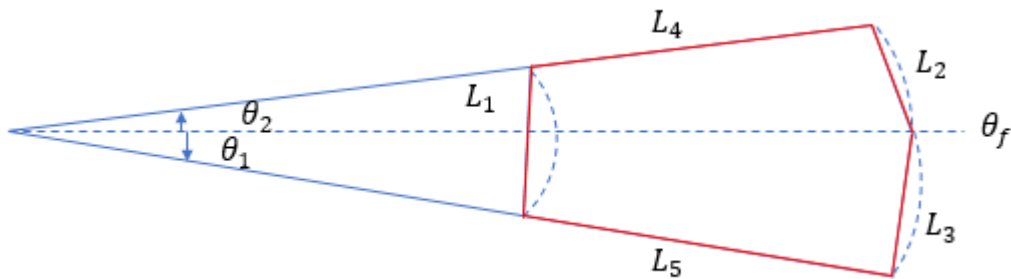


Figura 29 - Espaço vetorial para abertura angular da tensão. Adaptado de [28].

$$V_{m,k,t}^{im} \leq \frac{\sin(\theta_f + \theta_2) - \sin(\theta_f - \theta_1)}{\cos(\theta_f + \theta_2) - \cos(\theta_f - \theta_1)} [V_{m,k,t}^{re} - \underline{V} \cos(\theta_f + \theta_2)] + \underline{V} \sin(\theta_f + \theta_2) \quad \forall m \in B, k = A, t \in T \quad (72)$$

$$V_{m,k,t}^{im} \leq \frac{\sin(\theta_f + \theta_2) - \sin(\theta_f)}{\cos(\theta_f + \theta_2) - \cos(\theta_f)} [V_{m,k,t}^{re} - \bar{V} \cos(\theta_f)] + \bar{V} \sin(\theta_f) \quad \forall m \in B, k = A, t \in T \quad (73)$$

$$V_{m,k,t}^{im} \geq \frac{\sin(\theta_f - \theta_1) - \sin(\theta_f)}{\cos(\theta_f - \theta_1) - \cos(\theta_f)} [V_{m,k,t}^{re} - \bar{V} \cos(\theta_f)] + \bar{V} \sin(\theta_f) \quad \forall m \in B, k = A, t \in T \quad (74)$$

$$V_{m,k,t}^{im} \leq V_{m,k,t}^{re} \tan(\theta_f + \theta_2) \quad \forall m \in B, k = A, t \in T \quad (75)$$

$$V_{m,k,t}^{im} \geq V_{m,k,t}^{re} \tan(\theta_f - \theta_1) \quad \forall m \in B, k = A, t \in T \quad (76)$$

Estas equações se aplicam para a referência angular da fase A. Para as fases B e C, as equações se repetem alterando o sinal da desigualdade de acordo com a tabela 3.

Tabela 3 - Sinais das desigualdades para as fases B e C.

Fase B	Fase C
\leq	\geq
\geq	\leq
\geq	\leq
\geq	\geq
\leq	\leq

Após a linearização, o problema de otimização é modelado como um PLIM pelas equações abaixo.

Minimizar: (39)

Sujeito a: (2) – (5), (8), (9), (14) – (21), (30) – (34), (42) – (76)

Este modelo é uma boa aproximação do modelo PNLIM apresentado anteriormente. Por se tratar, agora, de um problema de programação linear inteira mista, é garantida a convergência para um valor ótimo global resultando em uma solução de qualidade. Os resultados obtidos pelo modelo de PLIM serão discutidos no capítulo 6.

A literatura apresenta trabalhos focados na operação ótima de redes e microrredes, normalmente utilizando programação linear. A linearização das funções que descrevem o problema, e principalmente as restrições, acelera o processo de convergência devido a seu reduzido custo computacional. Esta abordagem é adotada em [69] pela otimização de uma microrrede, onde o SGE utiliza programação linear inteira mista, despachando baterias a fim

de minimizar o custo de operação. Em [28] os autores propõem um sistema para otimizar e coordenar o carregamento de veículos elétricos em um sistema desbalanceado, também através de PLIM. Em [71] e [72] são estudados cenários em que a VPP é dotada de cogeração (CHP – *Combined Heat and Power*) e são elaborados modelos de gerenciamento energético e de otimização para utilização deste RED. Em [73], os autores propõem a otimização de uma VPP usando programação linear inteira mista, neste caso para maximizar o lucro da operação. A VPP operando com o forecast de um dia (*day-ahead*) e diferentes custos de combustível para geração de energia é estudada em [74].

4.3. Conclusões do Capítulo

É possível modelar a operação em regime permanente de uma Planta Virtual de Geração trifásica e desequilibrada através de um modelo de PNLIM. Aplicando métodos conhecidos, é possível linearizá-lo e obter um modelo de PLIM, com uma boa aproximação do modelo de PNLIM, para que o problema se torne computacionalmente mais eficiente e robusto.

5. Rede Modelo da Simulação e Otimização

Neste capítulo é apresentada a rede utilizada na construção da VPP, os REDs que pertencem ao sistema, identifica-se e caracteriza-se as microrredes e as residências dotadas de armazenamento e geração de energia. Após a construção da rede, o sistema foi primeiramente simulado no software GridLAB-D para obter os valores de consumo e de geração FV e eólica.

5.1. Rede de Média Tensão

A rede escolhida para o sistema de média tensão foi o modelo de 13 barras do IEEE [7] e que foi adaptada para um modelo totalmente trifásico com tensão de 13,8kV conforme a figura 30. Alguns recursos que não são alvo desta modelagem foram removidos, tais como chaves e o transformador de baixa tensão original. A esta rede, foram conectados diversos REDs, bancos de capacitores, residências comuns e microrredes com diferentes perfis de consumo de energia e geração FV.

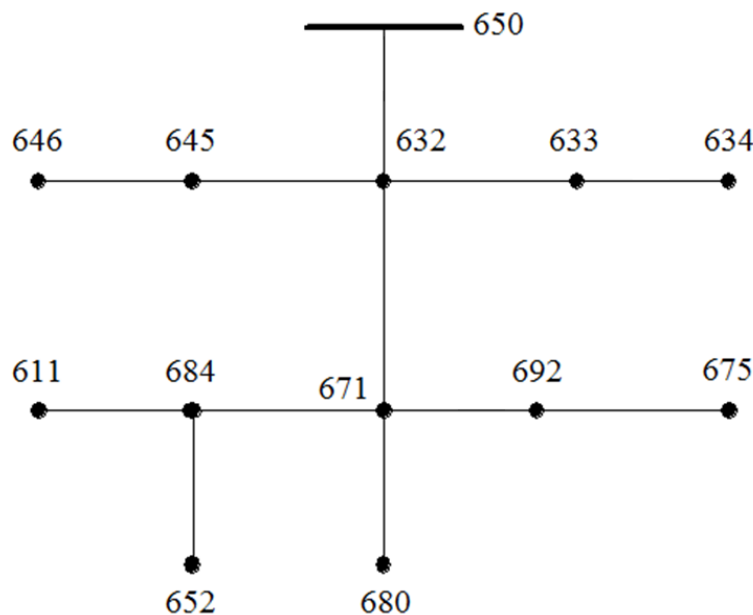


Figura 30 - Modelo da rede de distribuição de 13 barras do IEEE após adaptações [7].

A tabela 4 resume as conexões feitas na rede primária, na qual foram conectados sistemas de geração distribuída com fonte eólica e fotovoltaica, sistemas de armazenamento de energia, cargas industriais de grande porte, cargas controláveis de grande porte, microrredes, sistemas de capacitores para compensação de reativos e residências comuns.

Tabela 4 - Sistemas conectados aos nós da rede de Média Tensão.

650	PCC – Ponto de conexão comum Nó de Referência do sistema
632	Microrrede 1
645	90 Residências comuns 30-A/30-B/30-C Carga 320+j250 KVA / fase Capacitores bsh 0.25pu Carga controlável 200+j200 KVA / fase
646	75 Residências comuns 75-B Carga controlável 200+j200 KVA / fase Carga controlável impedância constante 5+j0.5pu Geração FV 900m ²
633	SAE 600kWh Carga controlável 200+j200 KVA / fase Carga controlável impedância constante 5+j0.5pu Capacitores bsh 0.25pu 115 Residências comuns 30-A; 45-B; 40-C
634	Capacitores bsh 0.25pu Microrrede 3
611	120 Residências Comuns 40-A; 40-B; 40-C
684	135 Residências Comuns 45-A; 45-B; 45-C
671	SAE 600kWh Carga controlável 200+j200 KVA / fase Carga 520+j315 kVA – A Carga 425+j170 kVA – B Carga 520+j220 kVA – C Capacitores bsh 0.25pu
692	Carga 470+j295 kVA – A Carga 470+j200 kVA – B Carga 470+j200 kVA – C
675	Geração Eólica 1,65MWp
652	Geração FV 600m ² Capacitores bsh 0.25pu Carga 32,5+j25 kVA – A/B/C
680	Microrrede 2
Ramo 632-671	Carga 11,33+j6,66 kVA – A Carga 44+j35,33 kVA – B Carga 78+j55,333 kVA – C

As residências denominadas de “comuns” são conectadas à média tensão via transformador com relação 13,8kV/220V e foram adicionadas à rede para garantir que o perfil

de carga não seja uniforme durante o período de 24 horas considerado, uma vez que as cargas de média tensão são constantes no tempo. As cargas são divididas entre cargas de impedância constante e cargas de potência constante, enquanto as cargas controláveis são do tipo potência constante. O SAE tem sua capacidade dividida por fase, resultando em 200kWh de energia armazenada por fase para cada unidade de armazenamento. Os bancos de capacitores são modelados como uma susceptância *shunt* de 0,25pu.

5.2. Microrredes

A gestão de energia em nível residencial é alvo de grande estudo dadas as necessidades globais de redução no consumo de energia. A gestão de energia neste nível está diretamente relacionada às alterações nos hábitos dos consumidores, adoção de sistemas de microgeração distribuída e adoção de tarifas diferenciadas para padrões de consumo que beneficiam o sistema. Em [75] o sistema residencial estudado utilizou sistemas complexos de otimização, como otimização por enxame de partículas, para gerenciar a carga e o sistema de armazenamento de energia para mostrar que é possível reduzir significativamente o consumo doméstico de energia. As *Smart houses*, residências dotadas de intensa automação no gerenciamento de dispositivos eletroeletrônicos e principalmente do sistema HVAC, tem seu sistema de controle e gestão de energia estudados em [76], onde a resposta à demanda é dotada de recursos de seletividade condicionada ao custo da energia, e interoperabilidade e comunicação através de rede ZigBee e protocolo IEEE 802.15.4.

As microrredes MG1, MG2 e MG3, adicionadas respectivamente aos nós 632, 680 e 634, são dotadas de um sistema de geração eólica com potência nominal de 30kWp cada. Cada uma das microrredes possui residências distribuídas entre as fases A/B/C, dotadas de sistemas de armazenamento de energia e sistema de geração FV divididas em diferentes tipos. Cada um dos tipos de residências de cada uma das microrredes possui uma área diferente de sistema de geração FV e diferentes áreas construídas. O sistema de aquecimento e de ar condicionado é configurado de forma a operar entre as temperaturas de 18°C a 27°C, variando durante o dia e impactando diretamente na variação do consumo do sistema HVAC.

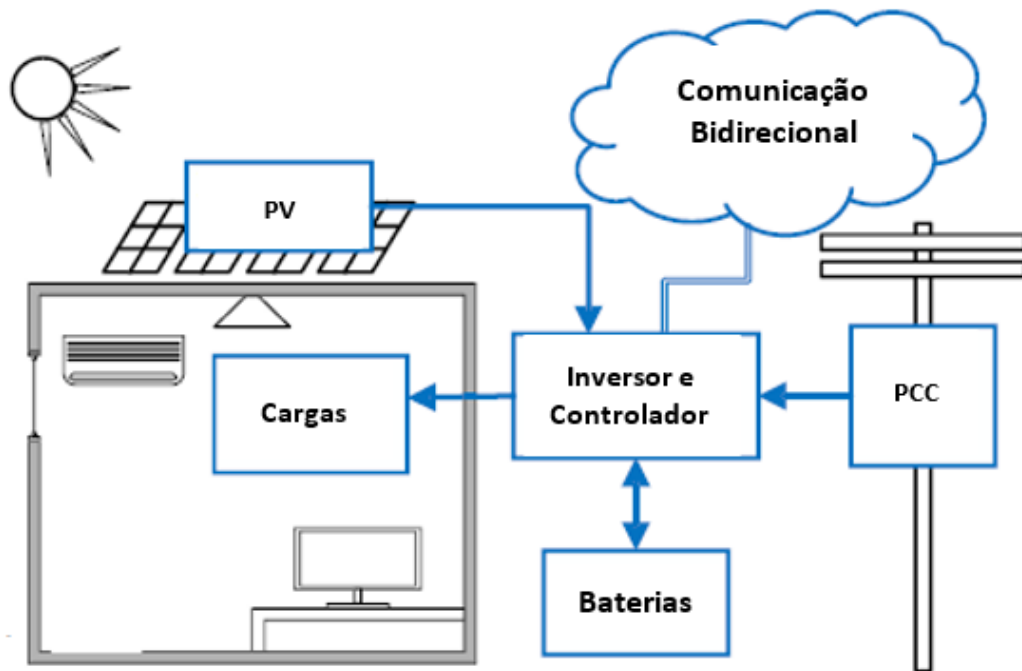


Figura 31 - Modelo de residência pertencente à microrrede para simulação no GridLAB-D [77].

Estas configurações levam o GridLAB-D a simular diferentes valores de carga para cada uma delas, tornando a simulação a mais próxima possível do que de fato ocorre nos sistemas de distribuição, onde as cargas são desequilibradas e variam ao longo do tempo. A tabela 5 exibe os diferentes tipos de residências das microrredes e suas principais características físicas.

Tabela 5 - Área Ocupada, Área de Geração FV e Potência do Inversor das Residências.

Microrrede	Tipo	Área (m ²)	Área FV (m ²)	Potência Inversor FV (kW)
1	1.1	160	40	10
	1.2	180	50	12
	1.3	200	60	12
	1.4	230	70	15
	1.5	278	70	15
2	2.1	230	80	16
	2.2	270	90	17
	2.3	330	100	18
3	3.1	100	30	8
	3.2	120	30	8
	3.3	150	50	10
	3.4	160	60	12

As figuras 32, 33 e 34, a seguir, ilustram cada uma das microrredes pertencentes ao sistema simulado e conectadas à rede de média tensão.

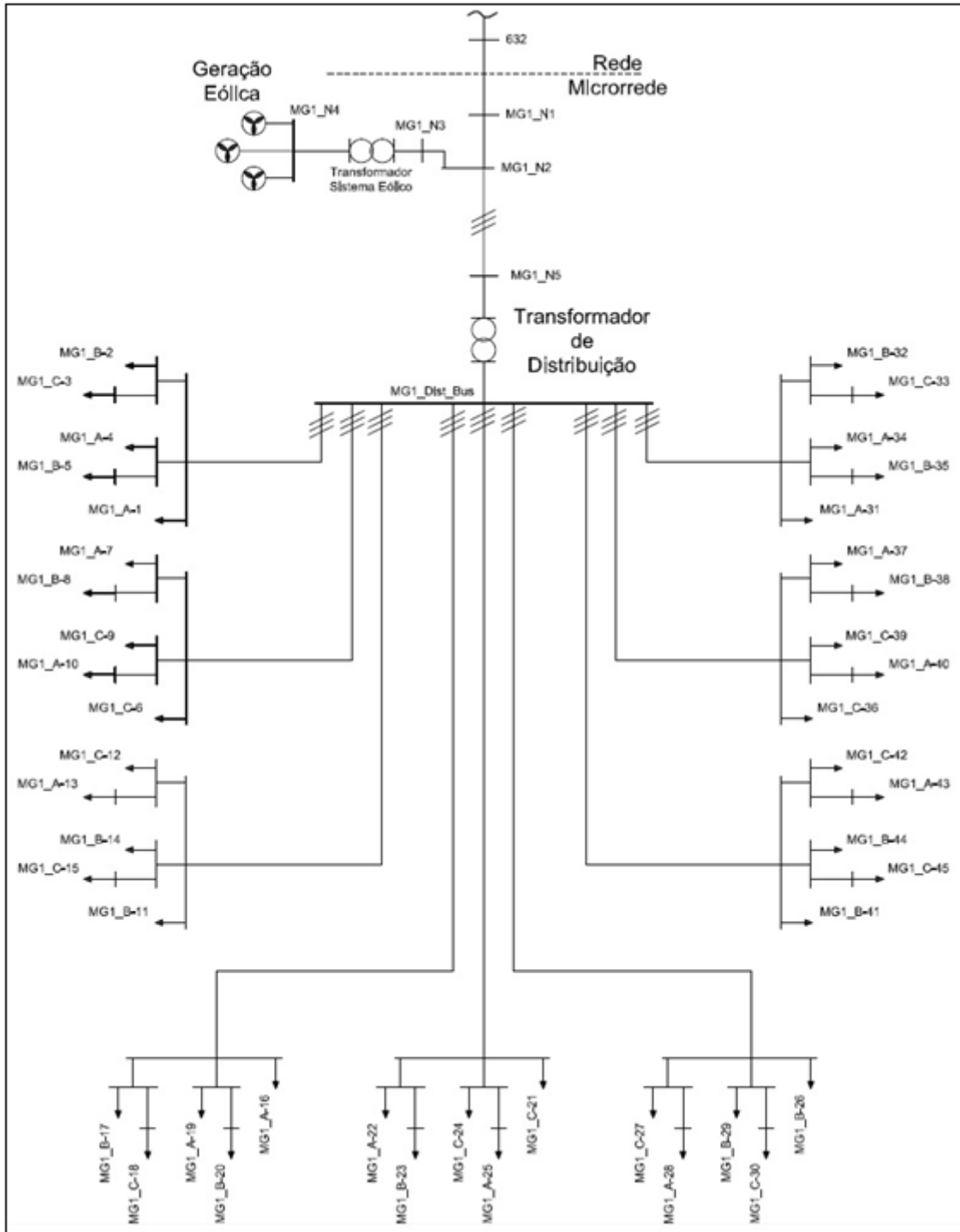


Figura 32 - Diagrama da Microrrede 1.

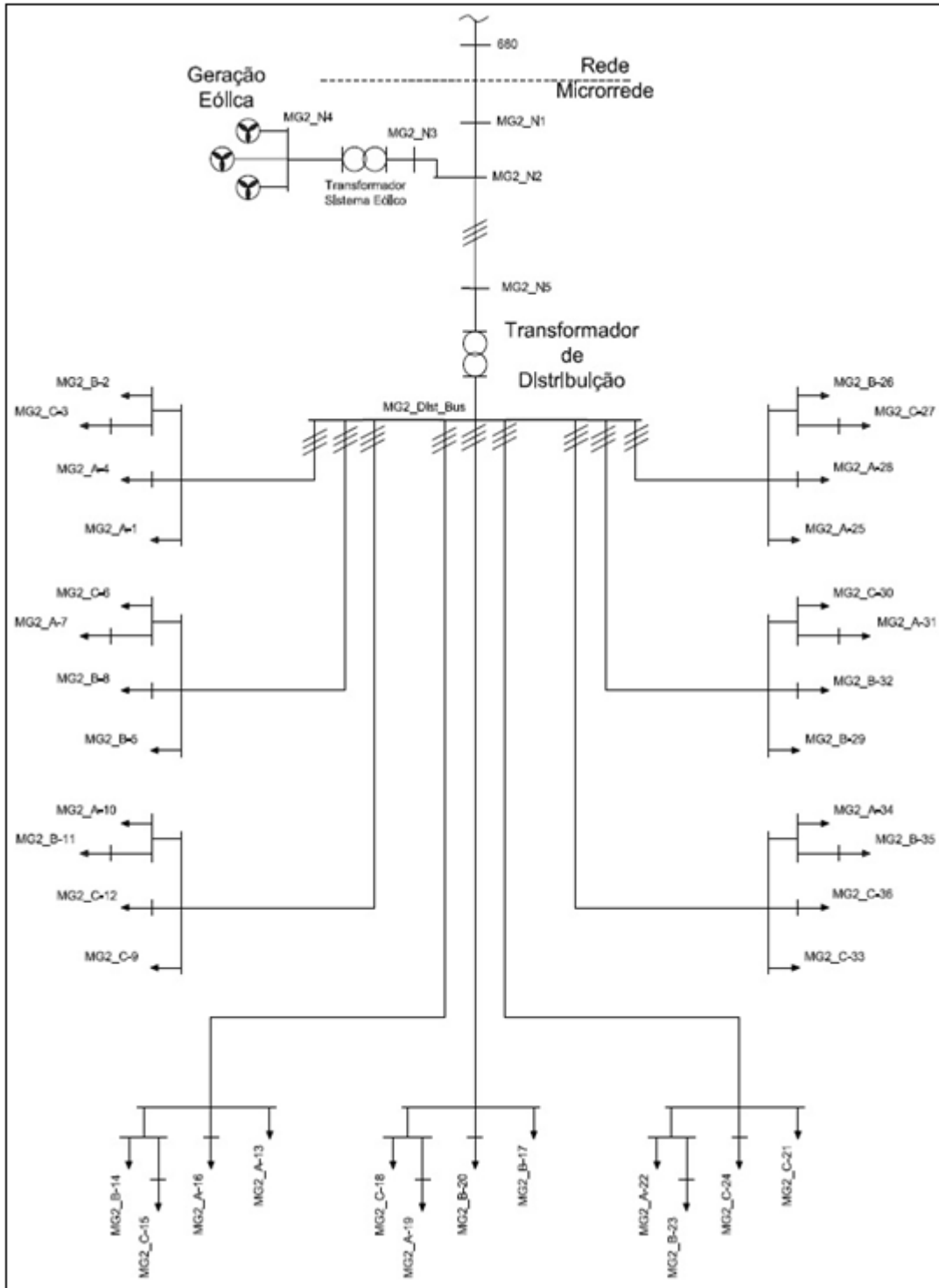


Figura 33 - Diagrama da Microrrede 2.

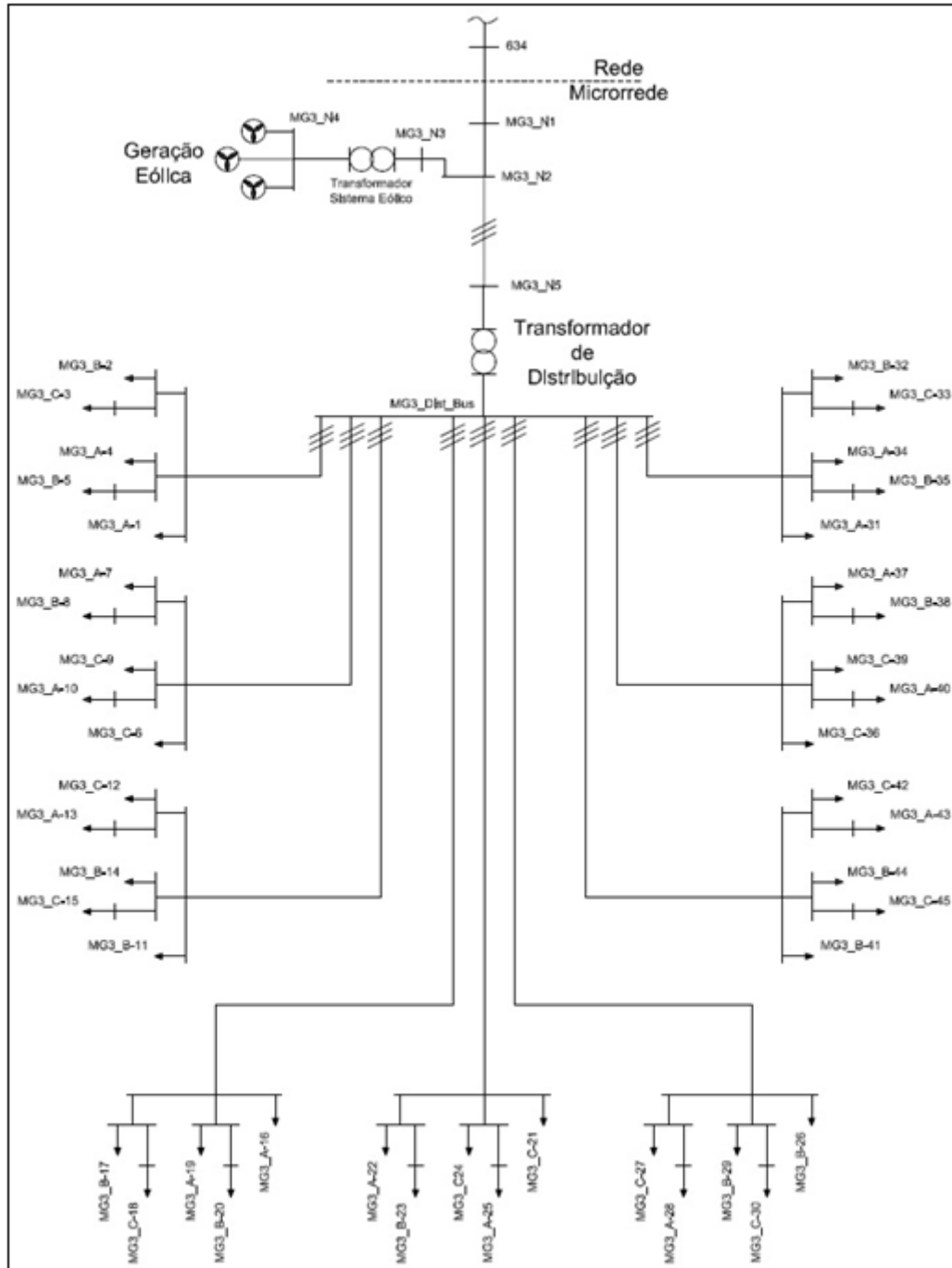


Figura 34 - Diagrama da Microrrede 3.

O sistema composto pela rede de média tensão, microrredes de baixa tensão, suas respectivas cargas e unidades de geração distribuída e de armazenamento de energia, foram implementadas e simuladas inicialmente no software GridLAB-D, desenvolvido pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) e pelo PNNL em parceria com indústrias e universidades dos Estados Unidos.

O GridLAB-D é um ambiente de simulação flexível capaz de integrar uma grande quantidade de dados externos e ferramentas de análises. Possui um avançado algoritmo capaz

de coordenar milhares de dispositivos, cada um descrito por um conjunto de equações diferenciais para a modelagem matemática precisa de sua operação, como por exemplo, a quantidade de vezes em que a porta do refrigerador é aberta, a quantidade de moradores e de lâmpadas de uma residência e modelos que simulam sistemas HVAC com opção de seleção das temperaturas mínima e máxima do ambiente. Seu funcionamento considera informações como dados climáticos (temperatura, velocidade do vento, incidência solar) em uma escala de tempo definida pelo usuário, podendo variar de segundos a anos. Estas características permitem a modelagem precisa de sistemas complexos.

Os dados climáticos utilizados são relativos às leituras obtidas na cidade de Guarulhos – SP, na região do Aeroporto Internacional de Guarulhos – Cumbica, no mês de novembro. A simulação do sistema no GridLAB-D forneceu os resultados de consumo das residências, geração FV para cada uma das diferentes áreas das células e geração do sistema eólico, sempre em função das características do clima. Utilizando o GridLAB-D, portanto, consegue-se obter valores típicos da geração e do consumo para o perfil climático importado e para as características da rede modelada. Os dados de geração e consumo coletados foram utilizados como valores de entrada no processo de otimização.

Neste trabalho, a simulação no GridLAB-D teve como função apenas a extração dos valores de geração das unidades de GD e os valores da demanda de todas as cargas. Uma particularidade do GridLAB-D é o modelo de conexão das residências através de condutores multiplexados compostos por dois condutores de fase e um condutor de neutro, conectados a um transformador de *tap* central. Esta configuração não permite considerar um sistema de distribuição trifásico nos moldes do existente no Brasil. Contudo, dada a finalidade deste trabalho, esta característica não é impeditiva para o andamento da simulação. De posse dos valores, a rede foi modelada em AMPL sob um modelo totalmente trifásico e sob o formato de redes de distribuição existentes no Brasil.

Os dados construtivos das redes constam no apêndice A desta dissertação.

5.3. Perfil de Carga das Residências Comuns

As residências comuns foram distribuídas em nós da rede de média tensão, e conectadas através de transformadores monofásicos. A adição de residências denominadas como “comuns” tem a finalidade de introduzir cargas de perfil não uniforme no sistema, e residências que não são dotadas de sistemas de geração e armazenamento de energia. Sua existência é importante para aproximar o modelo de VPP simulado da realidade. Já que o perfil de carga gerado pelo

GridLAB-D para o modelo de residências é aleatório, não é possível apresentar o perfil de carga individual das residências, portanto, nas figuras 35 a 39 são exibidos o perfil de carga total para cada conjunto de residências conectados aos respectivos nós.

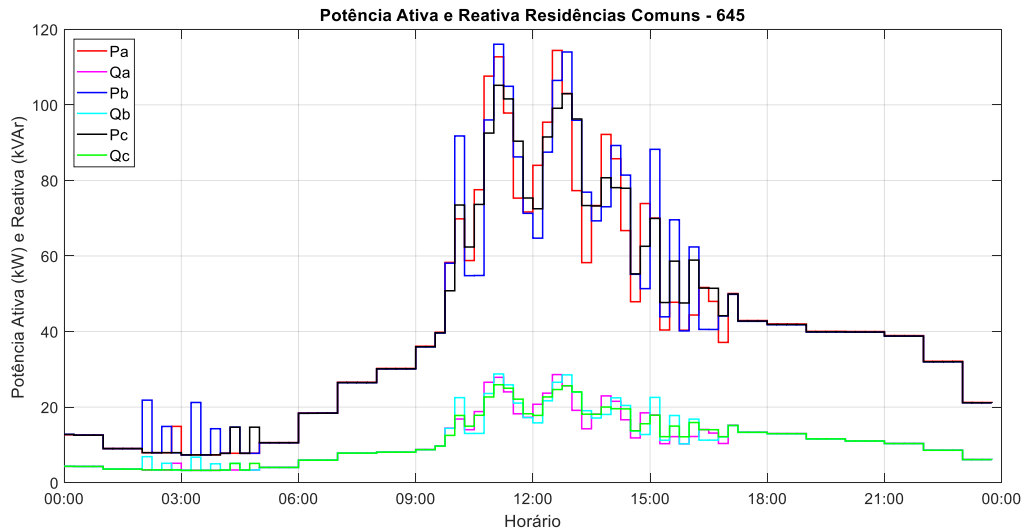


Figura 35 - Perfil de carga das residências comuns do nó 645.

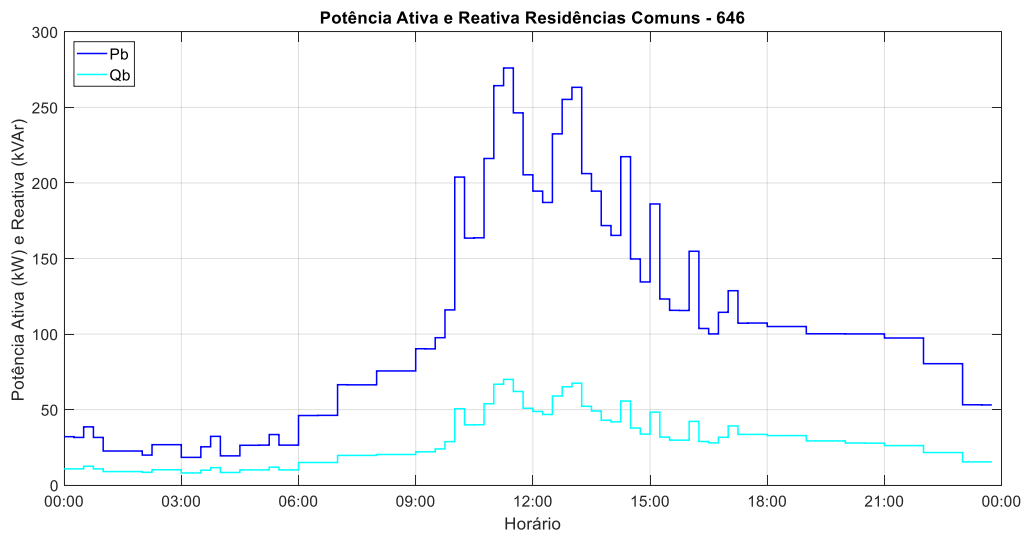


Figura 36 - Perfil de carga das residências comuns do nó 646.

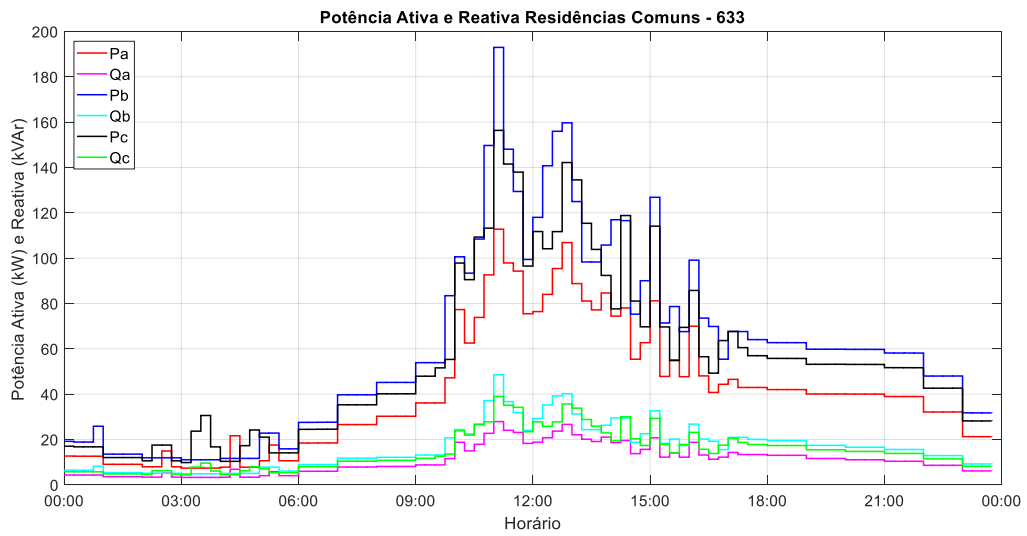


Figura 37 - Perfil de carga das residências comuns do nó 633.

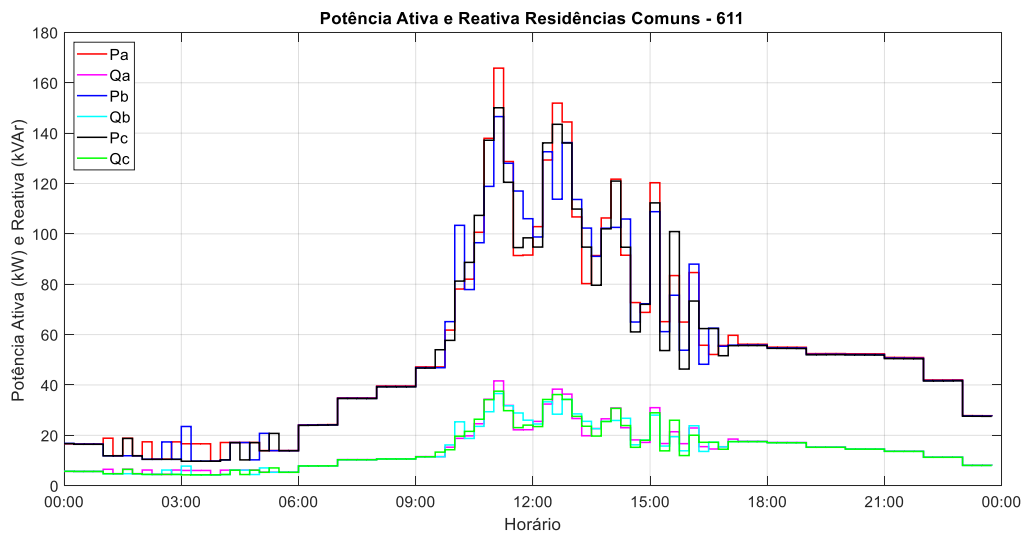


Figura 38 - Perfil de carga das residências comuns do nó 611.

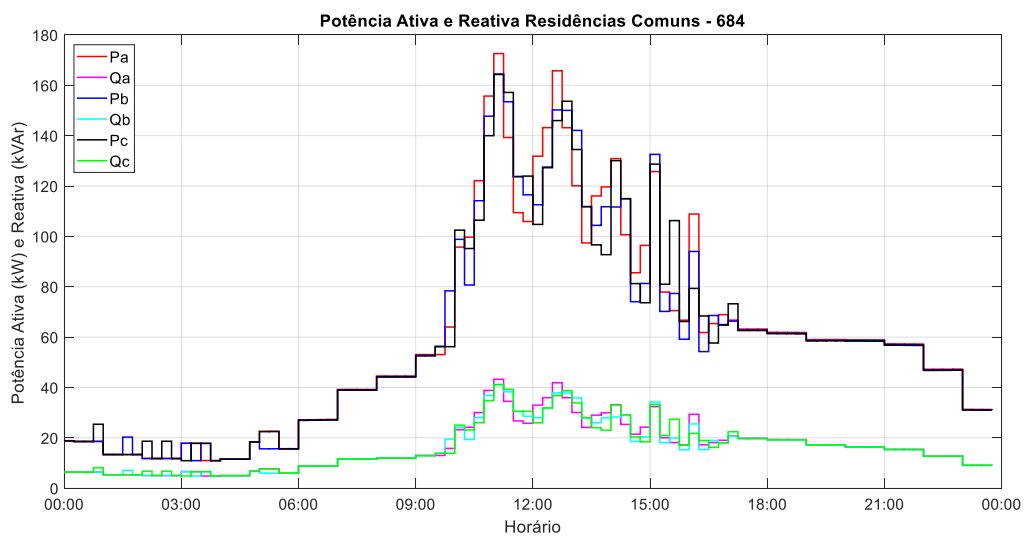


Figura 39 - Perfil de carga das residências comuns do nó 684.

5.4. Perfil de Carga das Residências das Microrredes

As residências das microrredes tem o perfil de carga demonstrado nas figuras 40 a 42, acompanhadas do fator de potência. Estas residências estão distribuídas pelas 3 fases de cada microrrede e apesar de um perfil semelhante, os valores de pico e a distribuição da carga no horário de ponta variam para cada modelo e para cada microrrede.

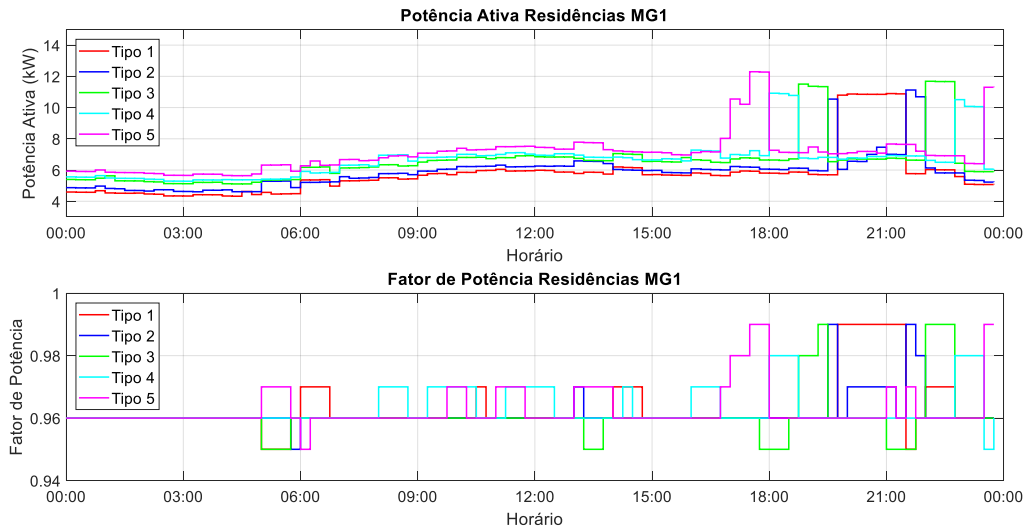


Figura 40 - Perfil de carga das residências da MG1.

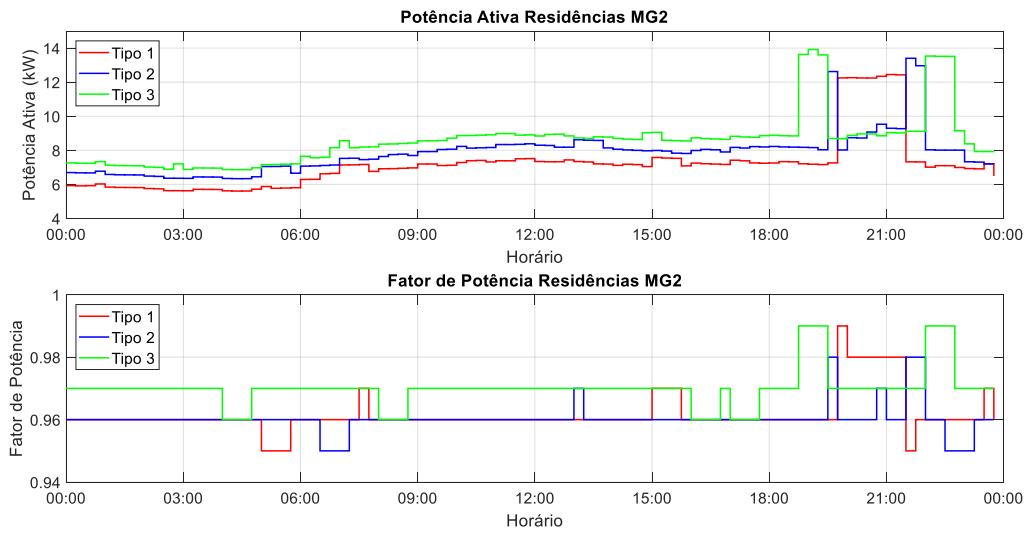


Figura 41 - Perfil de carga das residências da MG2.

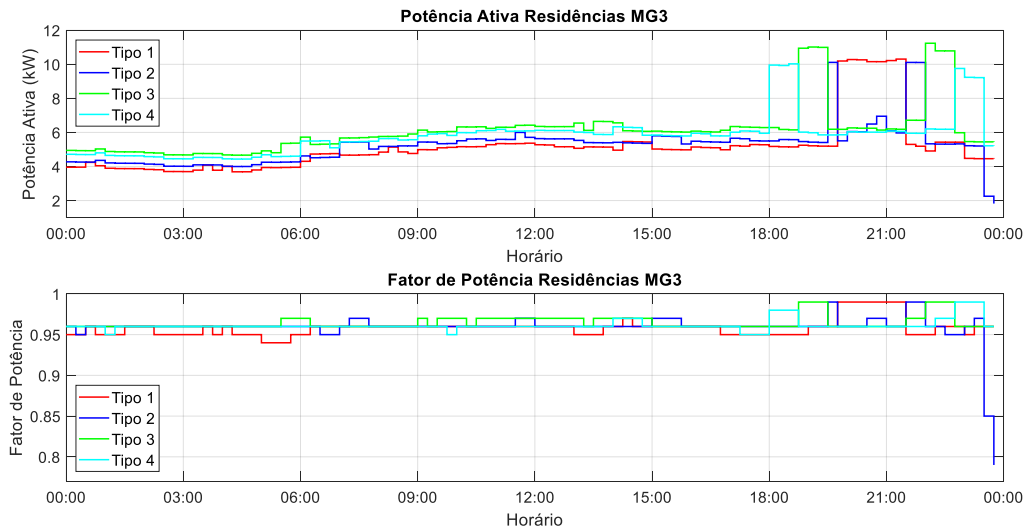


Figura 42 - Perfil de carga das residências da MG3.

5.5. Valores de Potência da Geração Distribuída

Os valores da potência ativa da geração FV e potências ativa e reativa da geração eólica tem seus valores apresentados nas figuras 43 a 46.

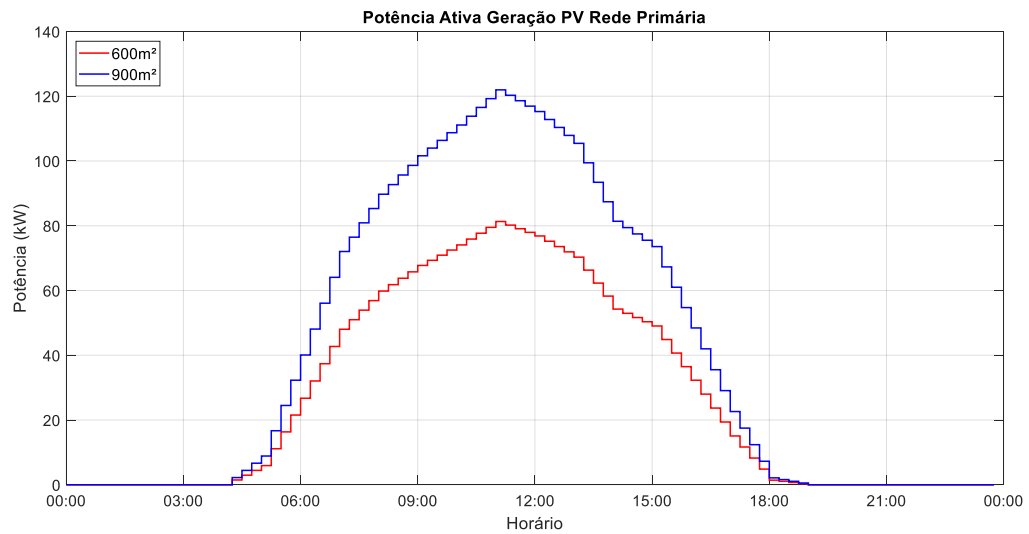


Figura 43 - Potência ativa da geração FV da rede primária.

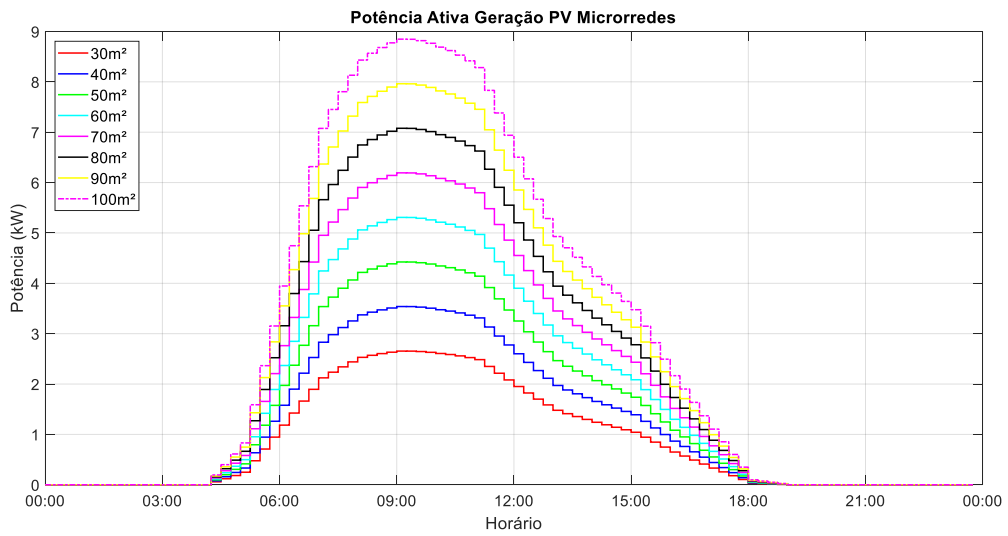


Figura 44 - Potência ativa da geração FV das microrredes.

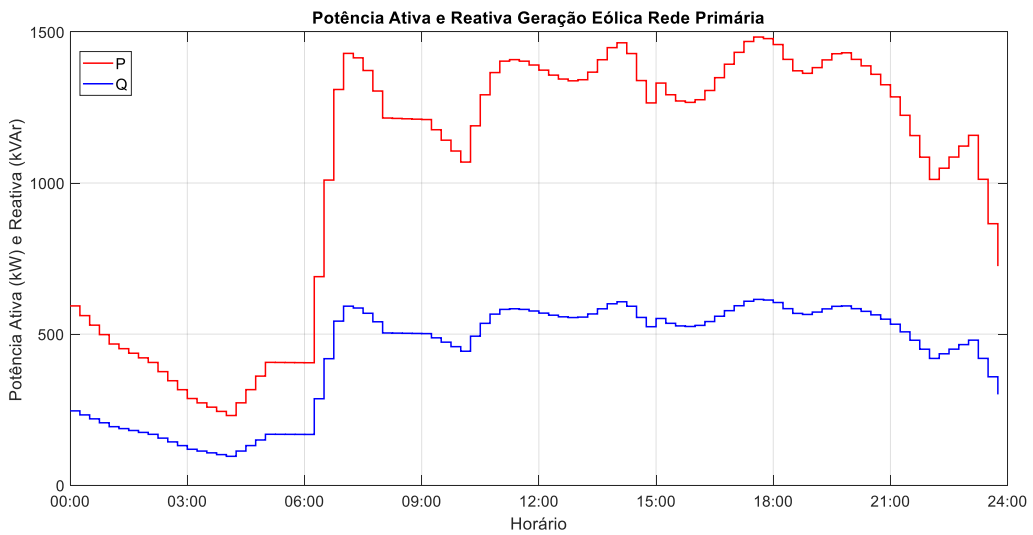


Figura 45 - Potências ativa e reativa da geração eólica da rede primária.

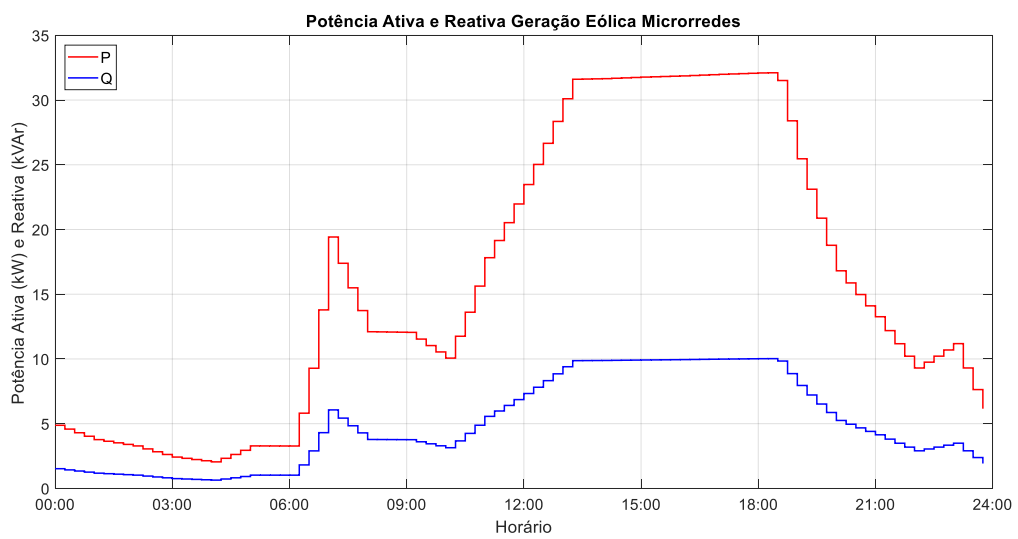


Figura 46 - Potências ativa e reativa da geração eólica das microrredes.

Os veículos elétricos estão distribuídos e configurados conforme descrito na tabela 6, que indica a qual nó o veículo elétrico está conectado, a energia máxima e a energia inicial da bateria quando se inicia o processo de carga, a fase em que está conectado e se o veículo possui prioridade de carregamento ou não.

Todos os veículos elétricos apresentam as mesmas características para que o sistema de gerenciamento de energia seja capaz de discernir entre os veículos que devem ser carregados ou não baseando sua escolha na operação da rede, na prioridade definida pela concessionária e no carregamento da fase. Diferentes modelos de veículos elétricos poderiam forçar o carregamento de um veículo em detrimento de outro graças a suas características individuais. Com características iguais, esta decisão cabe ao sistema de gerenciamento de energia na tentativa de atingir a função objetivo traçada pela concessionária.

Tabela 6 - Veículos elétricos presentes na VPP.

Nó	Energia Máxima (kWh)	Energia Inicial (kWh)	Fase	Prioridade de Carregamento
34 – MG1	50	25	A	1
38 – MG1	50	25	B	0
55 – MG1	50	25	C	0
94 – MG2	50	25	A	1
104 – MG2	50	25	B	1
113 – MG2	50	25	C	0
134 – MG3	50	25	A	0
150 – MG3	50	25	B	0
166 – MG3	50	25	C	1

5.6. Conclusões do Capítulo

Neste capítulo é exibida a configuração da rede modelada para simular a VPP. A rede de média tensão, trifásica, consiste em uma adaptação do modelo de distribuição de 13 barras do IEEE. Nesta rede são adicionadas cargas que modelam, além de residências comuns e cargas de grande porte, os REDs, para que sua funcionalidade seja discutida após os resultados da simulação. As microrredes, conectadas à rede primária, também são trifásicas e contém residências dotadas de sistemas de geração FV e de armazenamento de energia. Cada uma das três microrredes contam ainda com um sistema de geração eólica injetando potência próximo ao PCC da microrrede com a rede principal.

6. Resultados

O modelo proposto por este trabalho foi otimizado através do *solver* de uso comercial CPLEX. Para a otimização utilizando o modelo de PLIM elaborado, esta dissertação assume as seguintes condições:

- A geração distribuída é intermitente e não despachável, desta forma, toda a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e aerogeradores é injetada na rede.
- O valor inicial da energia nas baterias do SAE é conhecido.
- O valor mínimo de energia armazenada por fase nas baterias conectadas na rede de média tensão é de 40kWh, e o máximo é de 200kWh. Para as baterias das microrredes os limites inferior e superior são, respectivamente, 2kWh e 10kWh.
- O valor inicial da energia nas baterias dos veículos elétricos é conhecido.
- A rede conta com um sistema de comunicação para controlar os ativos.
- O período da simulação, de 24 horas, foi dividido em 96 intervalos de 15 minutos.
- A tensão na subestação tem magnitude fixada em 1pu.
- O valor utilizado como tarifa convencional foi de R\$0,64/kWh, cálculo médio do custo final do kWh da fatura de energia elétrica do autor.
- Os valores utilizados para os períodos da tarifa branca foram de R\$0,35/kWh para o horário fora da ponta (0,55 vezes a tarifa convencional), R\$1,02/kWh para o horário intermediário (1,6 vezes a tarifa convencional) e de R\$1,73/kWh para o horário de ponta (2,7 vezes a tarifa convencional) de acordo com a figura 20 que exhibe o gráfico do custo da energia na modalidade da tarifa branca.

Os seguintes valores são assumidos para as constantes:

$$\begin{array}{ll}
 V_A^{re*} = 1 \text{ pu} & \theta_B = -2,0944 \text{ rad} \\
 V_A^{im*} = -0,005 \text{ pu} & \theta_C = 2,0944 \text{ rad} \\
 V_B^{re*} = -0,55 \text{ pu} & T^e = 18 \text{ horas} \\
 V_B^{im*} = -0,88 \text{ pu} & \beta = 10 \\
 V_C^{re*} = -0,55 \text{ pu} & \sigma = 50 \\
 V_C^{im*} = 0,88 \text{ pu} & \underline{V} = 0,93 \text{ pu} \\
 \theta_1 = 0,03 \text{ rad} & \bar{V} = 1,02 \text{ pu} \\
 \theta_2 = 0,02 \text{ rad} & \lambda = 50 \\
 \theta_A = 0 \text{ rad} & \eta_m = 0,9
 \end{array}$$

$$\overline{V_A^{re*}} = 1 pu$$

$$\overline{V_B^{re*}} = 0,6 pu$$

$$\overline{V_C^{re*}} = 0,6 pu$$

$$\overline{V_A^{im*}} = 0,01 pu$$

$$\overline{V_B^{im*}} = 0,9 pu$$

$$\overline{V_C^{im*}} = 0,9 pu$$

Três diferentes cenários são simulados para demonstrar o funcionamento do sistema de gerenciamento de energia e sua capacidade de operar a Planta Virtual de Geração através do modelo de PLIM proposto, comparando o desempenho do modelo em cada um deles. O primeiro cenário contempla a operação da VPP quando o sistema de gerenciamento de energia tem a função objetivo definida para minimizar o custo das perdas de energia utilizando a tarifa branca. O segundo cenário considera a operação da VPP quando o objetivo do sistema de gerenciamento de energia é minimizar o custo da energia importada da rede utilizando a tarifa convencional. O terceiro cenário, que tem como objetivo minimizar as perdas ôhmicas considerando a tarifa branca, não considera a operação do sistema de gerenciamento de energia. Neste último cenário o sistema de armazenamento de energia não está em operação, as cargas até então consideradas gerenciáveis passam a ser estáticas, operando entre no horário das 00h00 às 24h00 e o carregamento dos veículos elétricos foi desabilitado.

6.1. Minimização do Custo das Perdas Adotando a Tarifa Branca

Com a meta de reduzir o custo das perdas de energia na rede, a função objetivo passa a operar com o termo referente às perdas ôhmicas e com os termos relativos ao carregamento dos veículos elétricos. Para atingir este objetivo, o modelo de PLIM proposto para controlar o sistema de gerenciamento de energia vai operar a VPP de forma a minimizar as perdas nos ramos, que neste cenário tem o custo de R\$2.146,71 por dia. A figura 47 exhibe as perdas na VPP, em kW, para cada intervalo de tempo, responsáveis por este valor. No período de 24 horas da simulação, as perdas representam 3,650MWh, ou seja, 2,17% de toda a energia importada. Divididas entre os horários fora da ponta, intermediário e de ponta, estas perdas representam, respectivamente, 1,97%, 3,58% e 3,03% da energia consumida em cada período.

A potência ativa fornecida pela subestação no PCC da VPP com o restante do sistema em função do tempo é apresentada na figura 48. É notável que a demanda de potência da subestação é significativamente reduzida no período entre 17h00 e 22h00, que compreende os períodos intermediário e de ponta, em que a tarifa de energia é maior.

O total de energia importada da subestação durante o dia foi de 168,5955MWh, sendo 143,2168MWh no horário de ponta, 10,71278MWh no horário intermediário e 14,66588MWh no horário de ponta. Este consumo está representado percentualmente na figura 49.

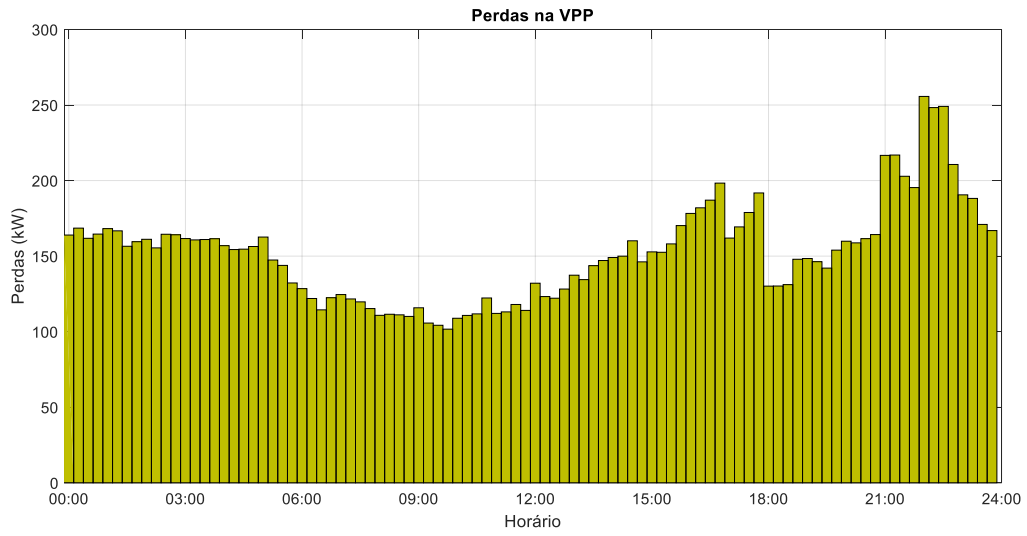


Figura 47 – Perdas na VPP aplicando a tarifa branca.

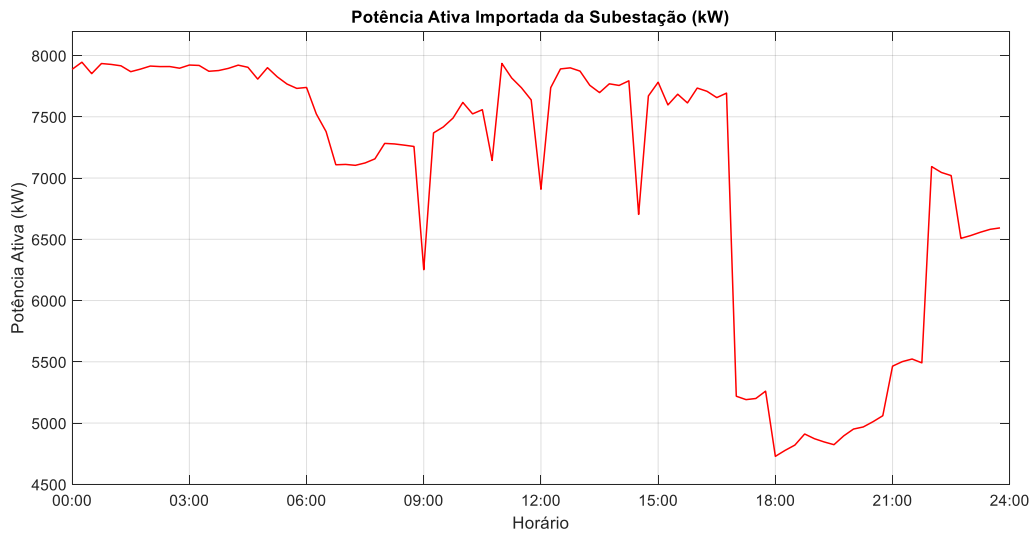


Figura 48 - Potência ativa importada da subestação no cenário de minimização de perdas aplicando a tarifa branca.

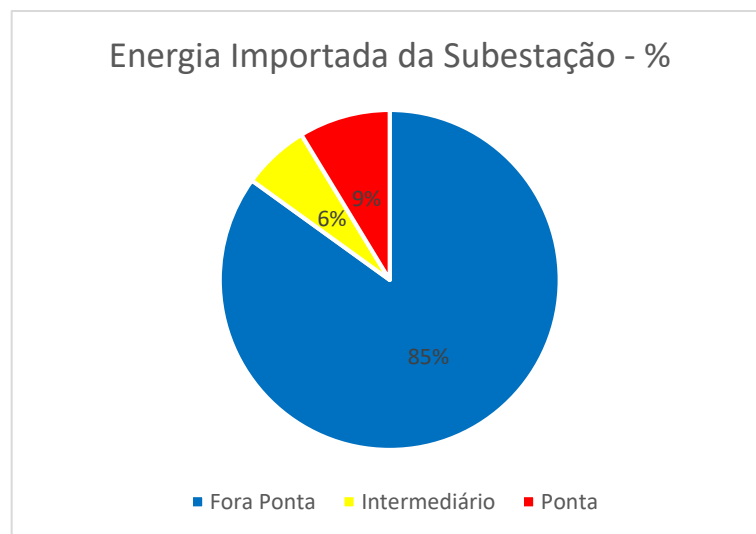


Figura 49 – Representação percentual da energia importada em cada posto horário.

As baterias instaladas na rede primária de média tensão auxiliam diretamente na redução das perdas, ao deslocar a carga para horários de menor custo e de menor consumo, conforme figura 50. No horário compreendido entre 06h00 e 10h00 as baterias carregam até próximo de seu valor máximo de 200kWh por fase, e mantêm sua carga nestes patamares apresentando pequena variação na energia armazenada, até aproximadamente 17h30, uma vez que neste período há geração fotovoltaica. As baterias se aproveitam da geração FV para se carregar, e, a partir das 17h30 começam a descarregar atingindo seu valor mínimo de 40kWh por fase por volta das 22h00, quando se encerra o período intermediário. Ao operar o sistema de armazenamento de energia desta forma, a VPP consegue suprir parte da demanda com a energia armazenada localmente, contribuindo para a redução da energia importada da rede em horários de maior custo e de maior estresse do sistema. Esta é uma importante funcionalidade, como discutido no capítulo 2, para garantir o atendimento do objetivo traçado pela concessionária detentora da VPP.

O sistema de armazenamento de energia das residências das microrredes também atua para atingir o objetivo determinado pela concessionária. Com um comportamento semelhante ao das baterias da rede primária, as baterias das microrredes se carregam no início do dia, com a geração FV e se mantém carregadas ou próximas de sua carga máxima durante todo o dia, aproveitando a geração FV. Como cada residência das microrredes tem seu próprio sistema de geração fotovoltaica, o suprimento de energia é de fácil acesso para garantir este comportamento das baterias. Entre 17h30 e 18h00 as baterias começam a descarregar, suprimindo a demanda no horário de ponta e intermediário, atendendo a carga com a energia armazenada, minimizando a importação de energia e as perdas, conforme figuras 51 a 53.

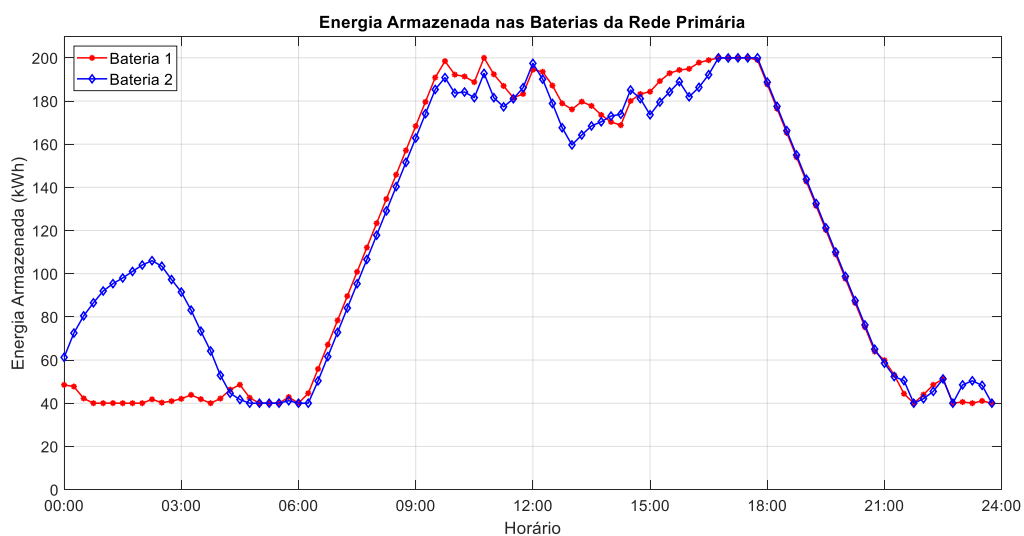


Figura 50 - Energia armazenada por fase nas baterias de média tensão.

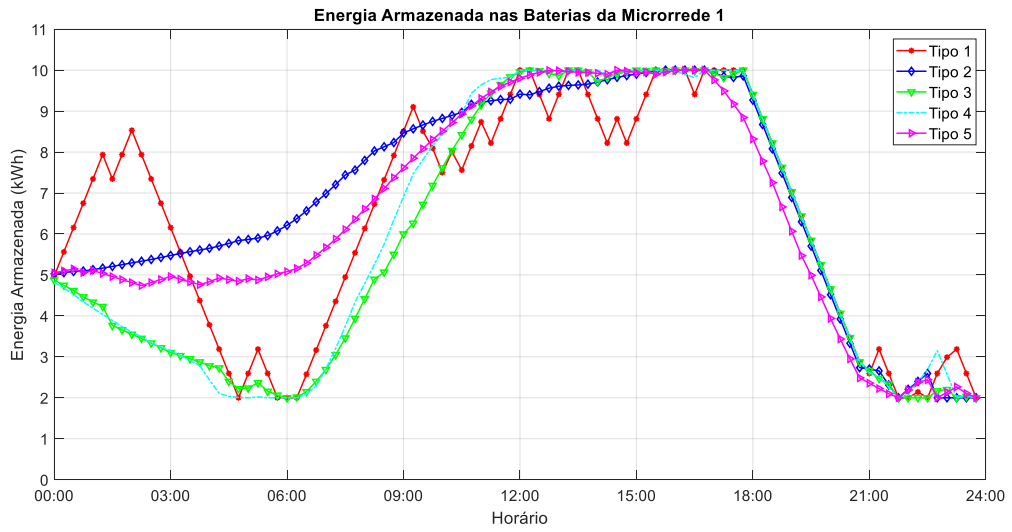


Figura 51 - Energia armazenada em 5 amostras de baterias da microrrede 1.

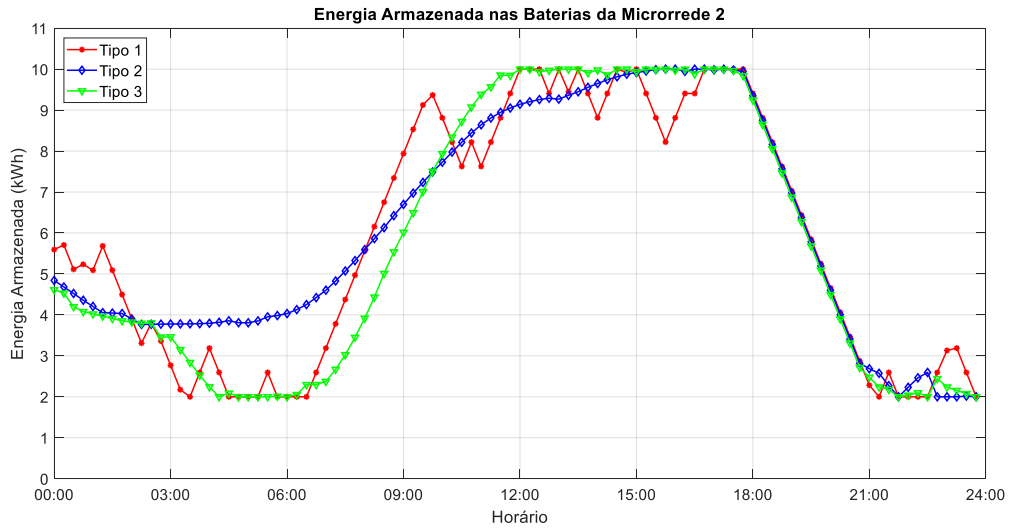


Figura 52 - Energia armazenada em 3 amostras de baterias da microrrede 2.

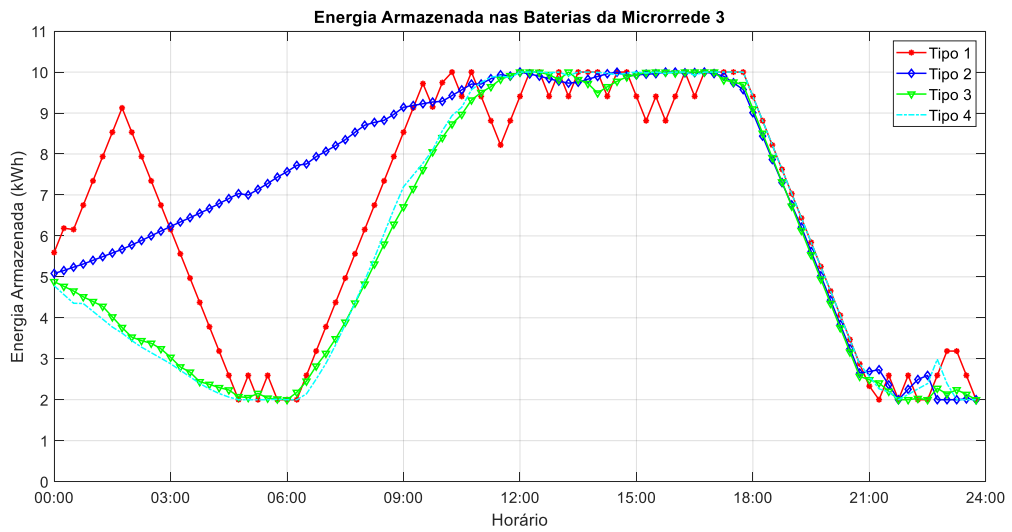


Figura 53 - Energia armazenada em 4 amostras de baterias da microrrede 3.

Além do gerenciamento da energia armazenada nas baterias, para auxiliar na realização do objetivo da VPP, o SGE, através do modelo de PLIM proposto, coordena a operação das cargas controláveis, definindo os horários em que a mesma liga ou desliga. A figura 54 mostra sua operação. Da mesma forma, como discutido nos capítulos iniciais, esta forma de controle direto da carga (DLC) é uma ferramenta importante para a VPP atuar no controle da demanda. Também como discutido anteriormente, a adoção de sistemas automáticos para gestão da demanda, proporcionam melhores resultados quanto à economia de energia, pois não dependem da atuação direta do consumidor, bastando que este submeta-se a contratos de fornecimento com esta funcionalidade.

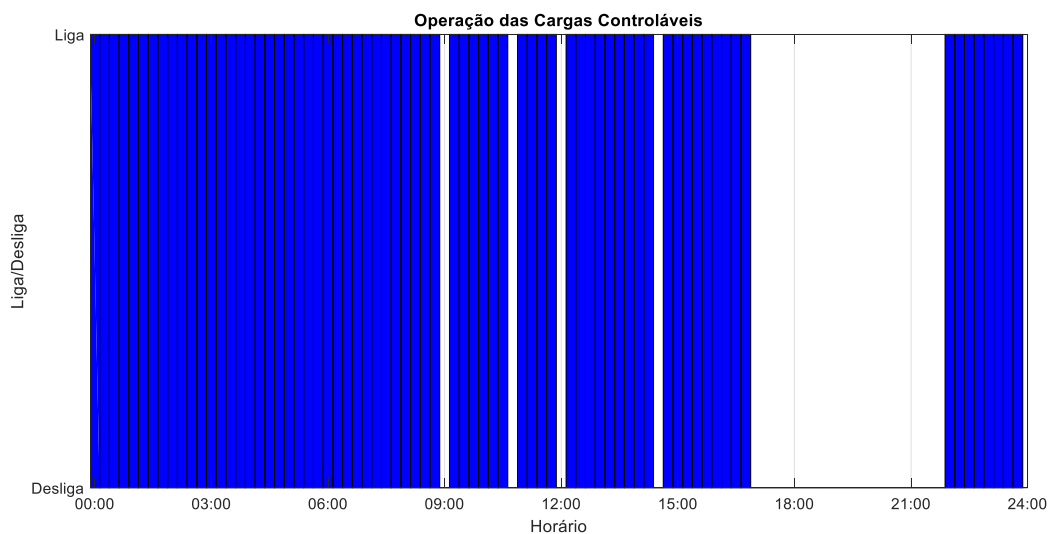


Figura 54 - Operação das cargas controláveis.

As cargas controláveis são programadas para ligar durante 18 horas e desligar durante as demais horas, podendo este horário ser acordado entre a concessionária detentora da VPP e o consumidor. Esta função auxilia o sistema a reduzir o custo das perdas durante a distribuição. De fato, no horário de maior custo da tarifa, entre 17h00 e 22h00, as cargas controláveis se mantêm desligadas como comprovado pela figura 54.

Outra funcionalidade do SGE é coordenar a atuação dos capacitores para compensar reativos, garantindo que a energia importada da subestação mantenha um fator de potência igual ou superior a 0,92. Para isso, as restrições de integralidade determinam a operação de cada um dos cinco capacitores individualmente e por fase. A atuação dos capacitores se dá conforme exibido na figura 55. Como há grande quantidade de reativos devido à existência de cargas industriais de grande porte, os 5 capacitores atuam na fase A, enquanto na fase B e C atuam os mesmos 4 capacitores dos 5 disponíveis.

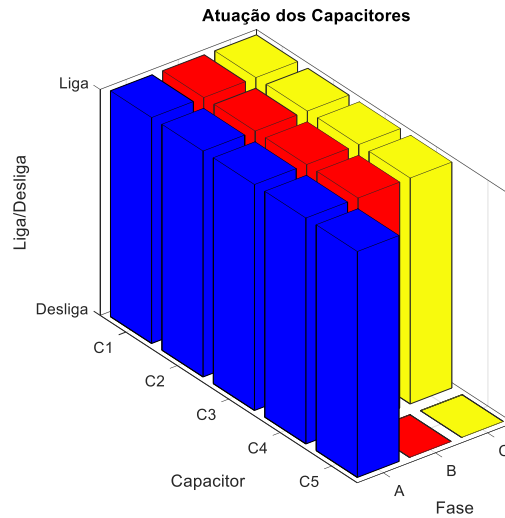


Figura 55 - Operação dos capacitores na rede primária.

Contando com a atuação dos capacitores, em alguns momentos do dia a Planta Virtual de Geração opera com fator de potência capacitivo, compensando reativos frente ao sistema de transmissão a que está conectada. Conforme discutido no capítulo 3, esta é uma das importantes funcionalidades da VPP, evitando o transporte de reativos por longas distâncias. Este comportamento é demonstrado na figura 56, onde durante o horário de pico o fator de potência no PCC é capacitivo.

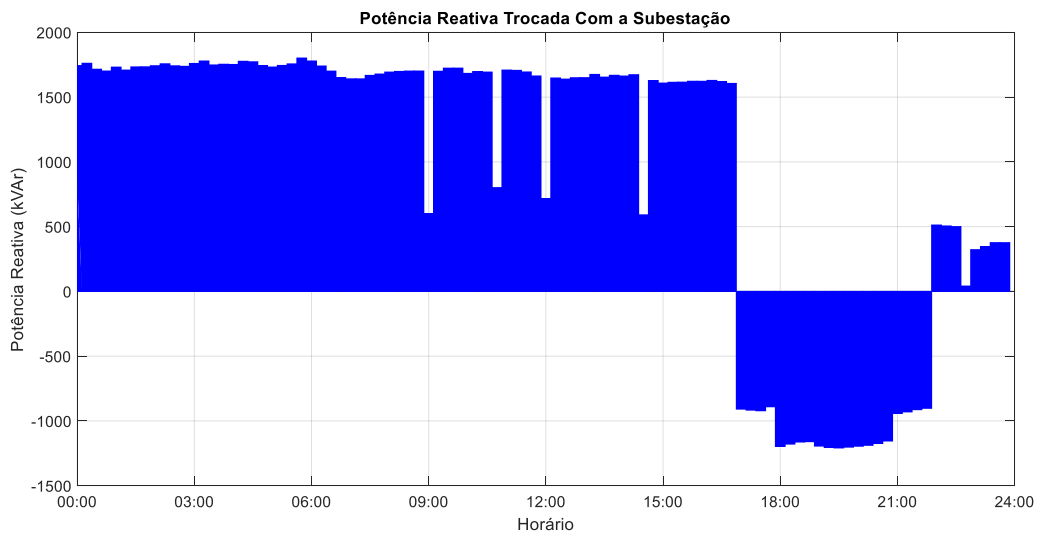


Figura 56 - Potência reativa trocada entre a VPP e a subestação.

Na condição de minimização das perdas, o SGE foi capaz de acionar o carregamento dos veículos elétricos, respeitando a prioridade de carregamento conforme a tabela 6 do capítulo anterior. A operação de carregamento foi executada para os veículos elétricos cuja prioridade de carregamento foi sinalizada, e sua atuação é apresentada na tabela 7. Nos quadros vermelhos, o veículo elétrico está sendo carregado pelo SGE.

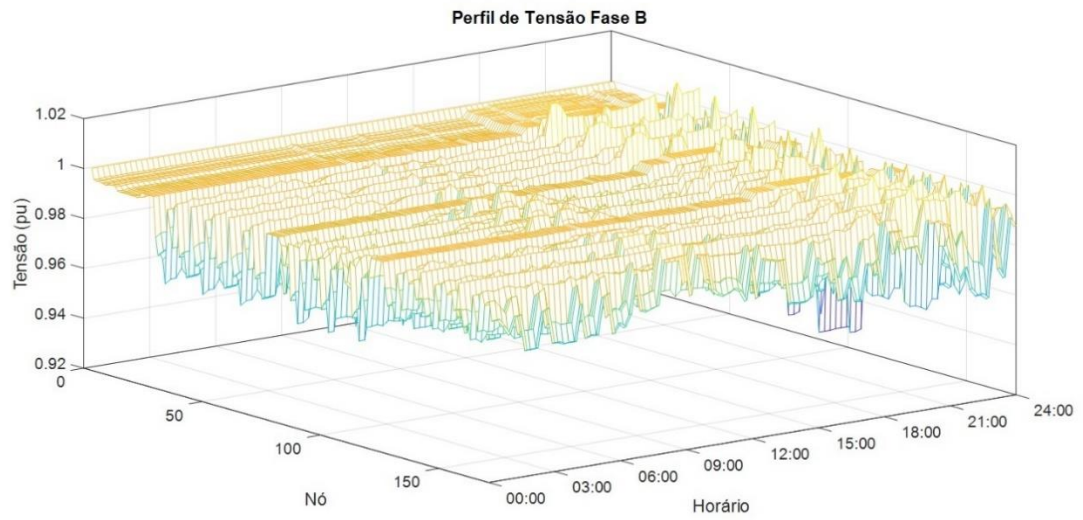


Figura 58 - Perfil da magnitude de tensão da fase B.

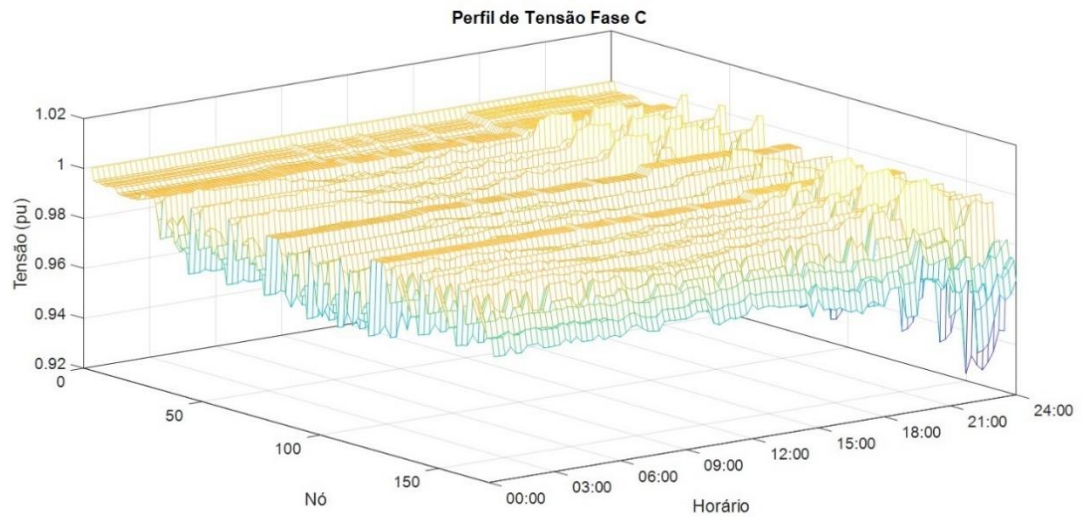


Figura 59 - Perfil da magnitude de tensão da fase C.

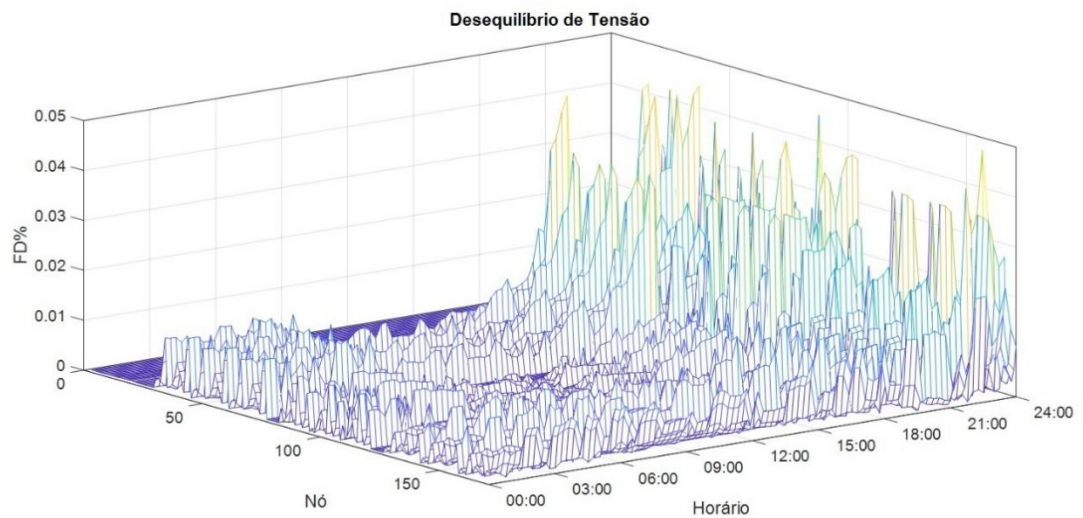


Figura 60 - Desequilíbrio de tensão nos nós da VPP.

6.2. Minimização do Custo da Energia Importada da Subestação Adotando Tarifa Convencional

Ao adotar a estratégia de minimizar o custo da energia importada da rede, a função objetivo mantém os termos de redução de energia importada e os termos relativos aos veículos elétricos. Nestas condições, a VPP molda sua operação de forma a minimizar a importação de energia da subestação, conforme figura 61. Neste cenário o custo da energia importada é de R\$ 107.737,30.

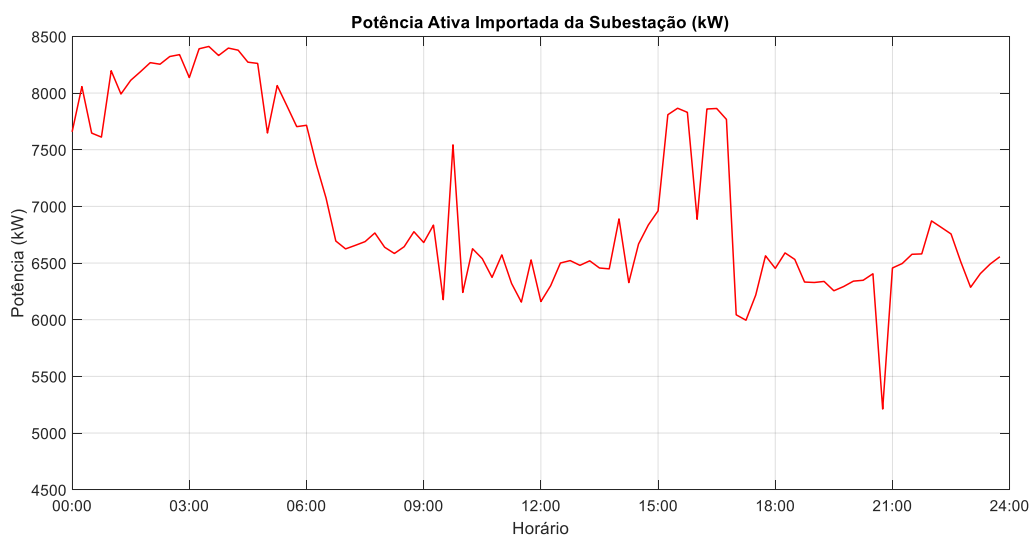


Figura 61 – Potência ativa importada da subestação no cenário de minimização da energia aplicando a tarifa convencional.

Operando sob esta condição, a energia total importada da rede nas 24 horas foi de 168,33949MWh, distribuídos em 136,74988MWh no horário fora da ponta, 12,73277MWh no horário intermediário e 18,85684MWh no horário de ponta. A figura 62 exhibe o percentual da energia importada em cada posto horário.

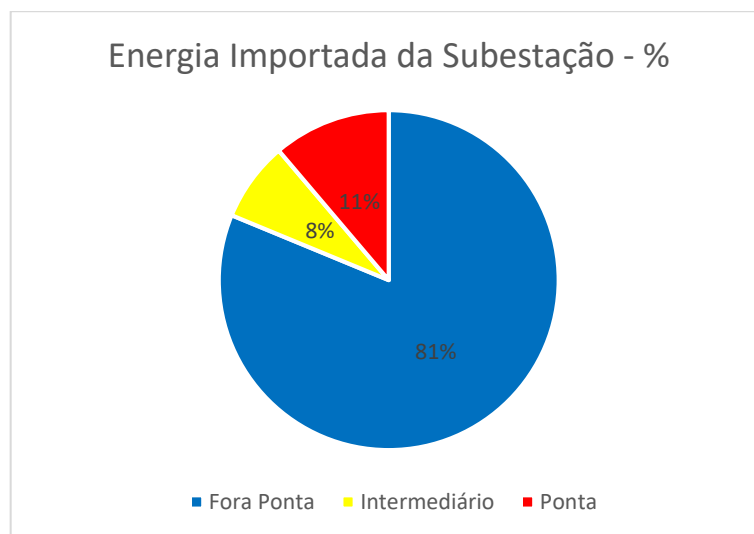


Figura 62 - Consumo percentual de energia em cada horário.

Nota-se que a demanda de potência ativa se mantém em níveis próximos a 6,5MW entre as 07h00 e as 14h00, quando há incidência solar, e novamente nos mesmos níveis entre as 17h00 e 22h00, quando há descarregamento do sistema de baterias.

Neste cenário de minimização da energia importada, as perdas de energia se elevam, já que não é esta a prioridade. No período de 24 horas da simulação, as perdas representam 7,76515MWh, ou seja, 4,61% de toda a energia consumida, resultado em um valor perdido de R\$ 4.969,70. A figura 63 exhibe as perdas na VPP, em kW, para cada intervalo de tempo. Divididas entre os horários fora da ponta, intermediário e de ponta, estas perdas representam, respectivamente, 3,97%, 6,99% e 7,69% da energia consumida em cada período. Valores muito superiores aos obtidos quando a função objetivo da VPP é minimizar as perdas.

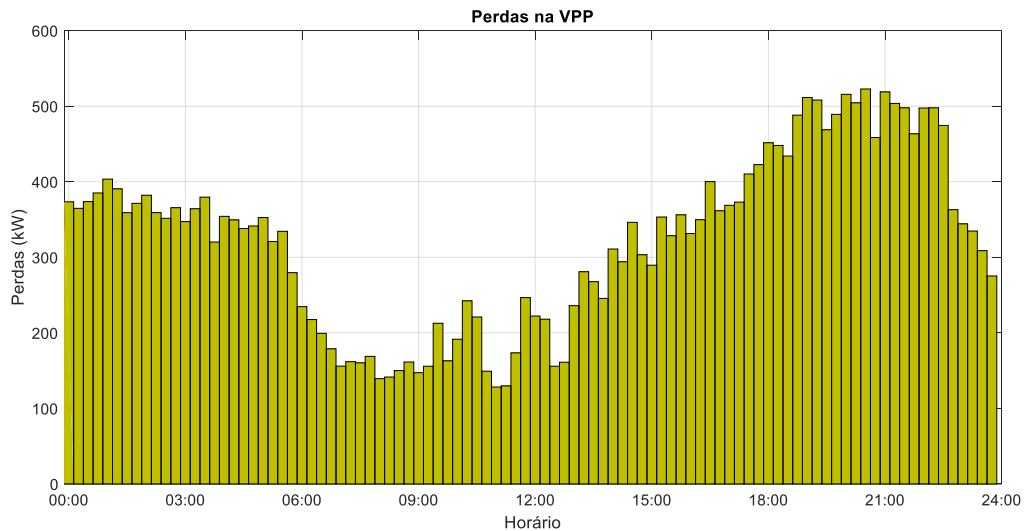


Figura 63 - Perdas na VPP aplicando a tarifa convencional.

Para atingir este objetivo, o SGE conta com a atuação das baterias da rede primária de média tensão, conforme figura 64. No cenário de minimização do custo da energia importada, as baterias da rede primária iniciam o carregamento à 01h30, utilizando energia da própria rede, dada a ausência de geração FV e do baixo nível de geração eólica para o horário. A partir das 09h00 elas começam a descarregar até atingir aproximadamente 50% de sua capacidade de armazenamento, coincidindo com o horário do dia em que a importação de potência da subestação mantém-se no valor de 6,5MW. Novamente inicia-se o carregamento a partir das 14h00 para que a energia seja utilizada nos horários de pico. Após as 22h00 elas mantêm seu nível de energia no limite mínimo admitido.

Mais uma vez, as baterias das residências nas microrredes tem papel essencial no atingimento das metas do modelo de PLIM, figuras 65 a 67. Com o objetivo estipulado em reduzir as perdas, as baterias apresentam comportamento diferente das baterias da rede

primária. Algumas baterias não carregam totalmente, enquanto outras apresentam grande variação na carga e descarga durante a operação. Isto ocorre pois neste cenário, a VPP não está focada em reduzir as perdas, mas sim em reduzir o custo da energia importada. Uma vez que todas as residências possuem seu próprio sistema de geração FV, o consumo é totalmente suprido, ou parcialmente suprido nos casos que contam com menor capacidade de geração. Para reduzir a importação de energia da subestação, a VPP utiliza a energia gerada localmente para abastecer as residências, evitando assim o carregamento das baterias e a importação de energia da rede.

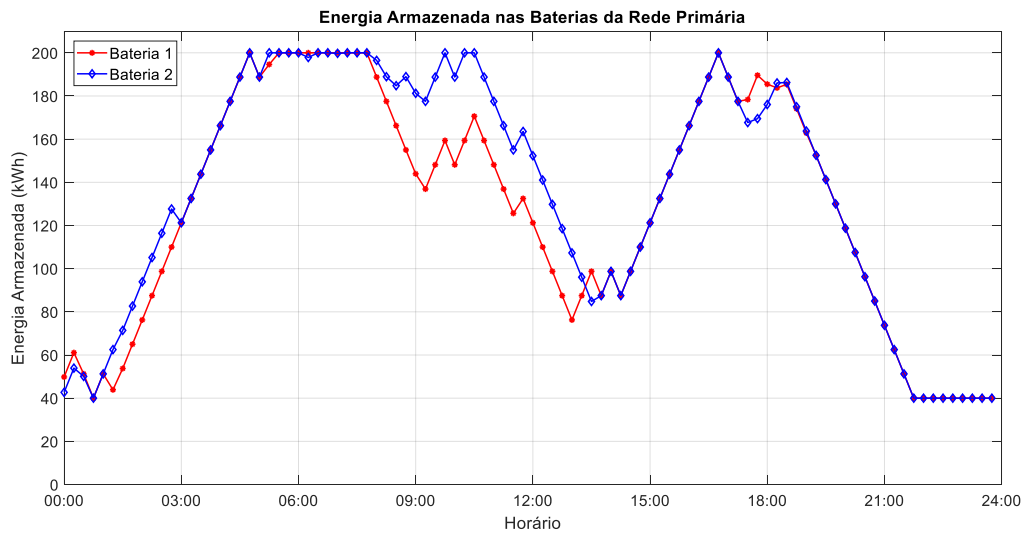


Figura 64 - Energia armazenada por fase nas baterias de média tensão.

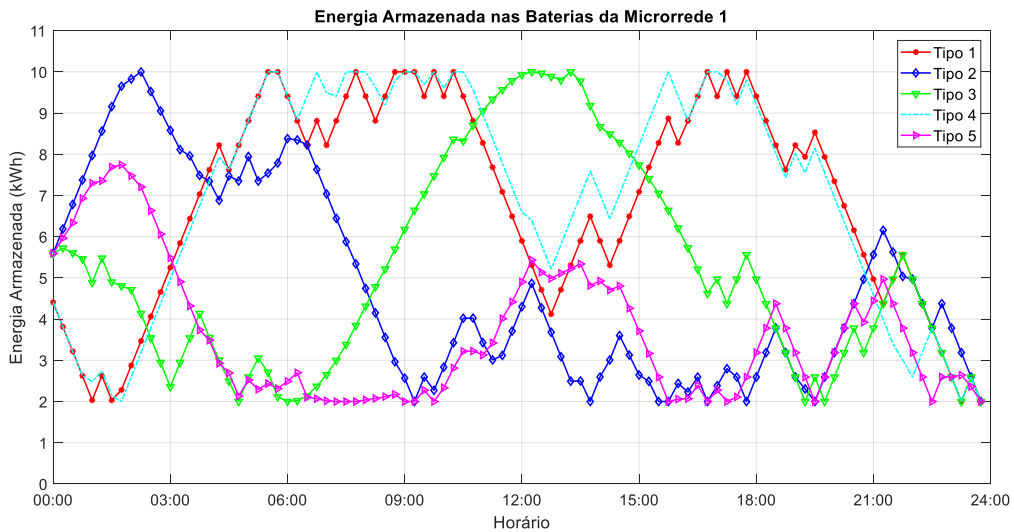


Figura 65 - Energia armazenada em 5 amostras de baterias da microrrede 1.

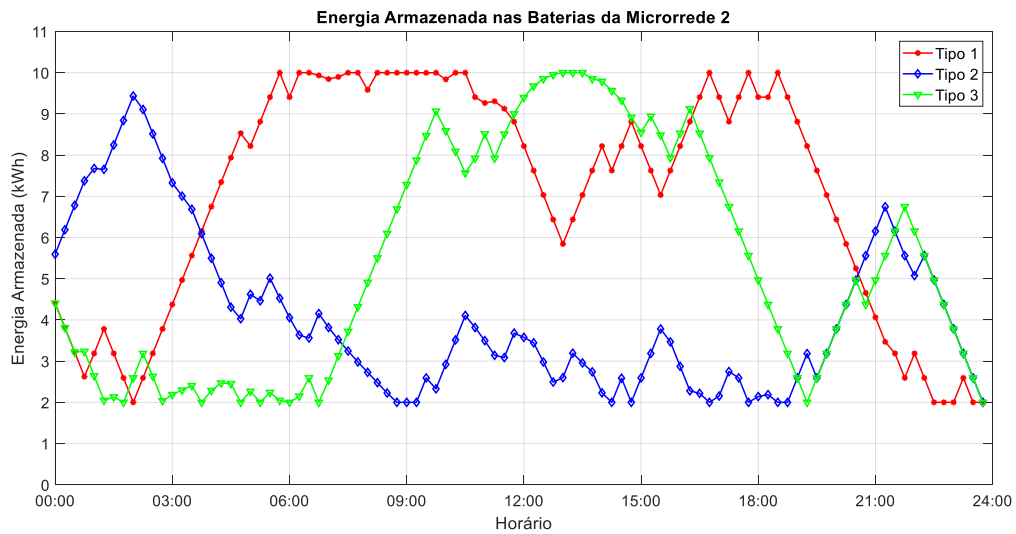


Figura 66 - Energia armazenada em 3 amostras de baterias da microrrede 2.

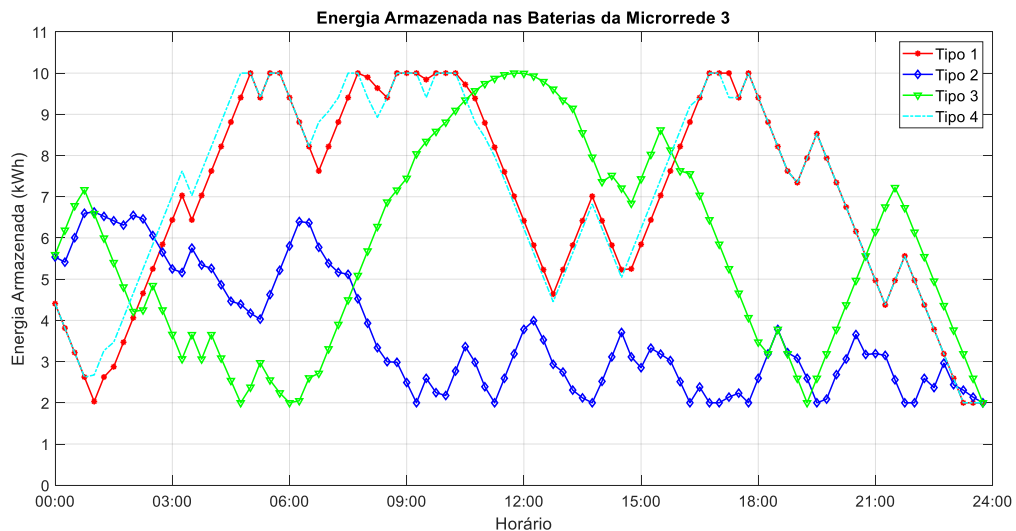


Figura 67 - Energia armazenada em 4 amostras de baterias da microrrede 3.

Para atingir a meta de minimização do custo da energia importada, o SGE através do modelo de PLIM determina a operação das cargas gerenciáveis neste cenário, seguindo a operação exibida na figura 68. No horário entre as 10h00 e as 15h00, quando há menor importação de energia da subestação as cargas gerenciáveis se mantêm desligadas. Neste horário o sistema faz uso do sistema de geração FV e de geração eólica, que apresentam elevado índice de geração.

A atuação do banco de capacitores da rede primária também se dá de forma otimizada, conforme a figura 69. Da mesma forma que no caso de minimização do custo da energia, durante a minimização das perdas, a VPP também operou com fator de potência capacitivo em alguns instantes, conforme figura 68. Neste cenário, a fase A recebeu compensação de reativos de 5 dos 5 capacitores disponíveis, enquanto a fase B não recebeu compensação. Já a fase C recebeu apenas de 2 capacitores.

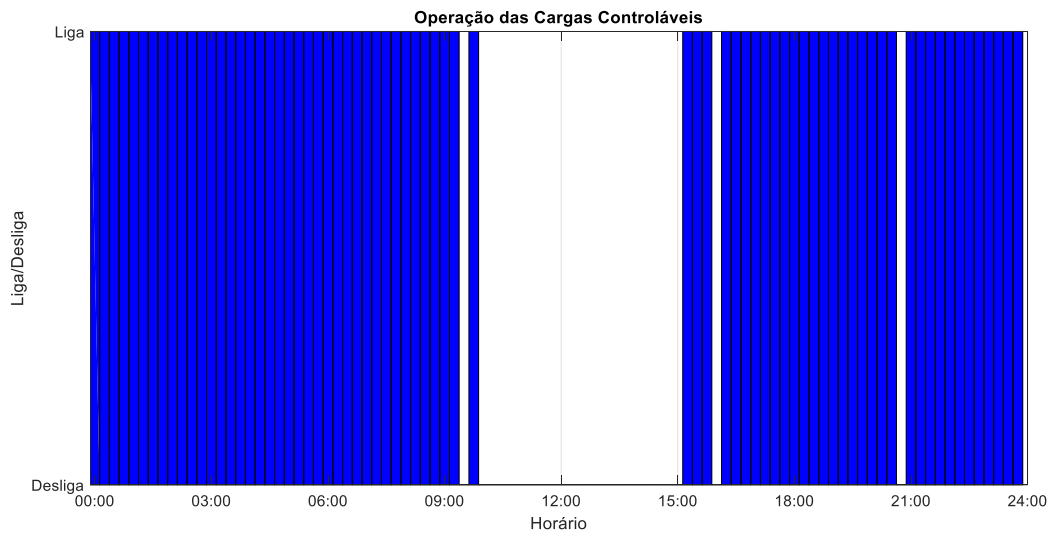


Figura 68 - Operação das cargas controláveis.

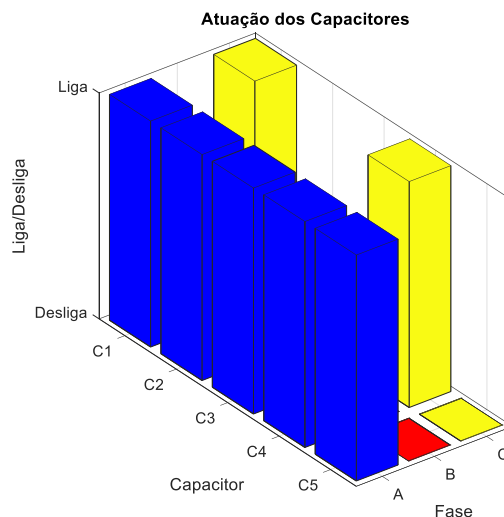


Figura 69 - Operação dos capacitores na rede primária.

Dada a menor atuação dos capacitores neste cenário, a VPP operou durante todo o período de 24 horas com fator de potência indutivo, conforme figura 70, ainda que atendendo ao limite mínimo de 0,92.

Ainda, a qualidade da tensão fornecida está assegurada, como mostrado nas figuras 71 a 74, em que a VPP respeita os limites das magnitudes de tensão e os limites do desequilíbrio de tensão que, assim como no cenário anterior, está bem abaixo do limite de 2% estabelecido pelo módulo 8 do PRODIST.

Em tempo, neste cenário o SGE não permitiu o carregamento dos veículos elétricos, nem mesmo aqueles com sinalização de prioridade. A minimização de energia suprimiu o carregamento, uma vez que as expressões do carregamento do veículo elétrico na função objetivo estimulam, mas não obrigam a carregá-lo.

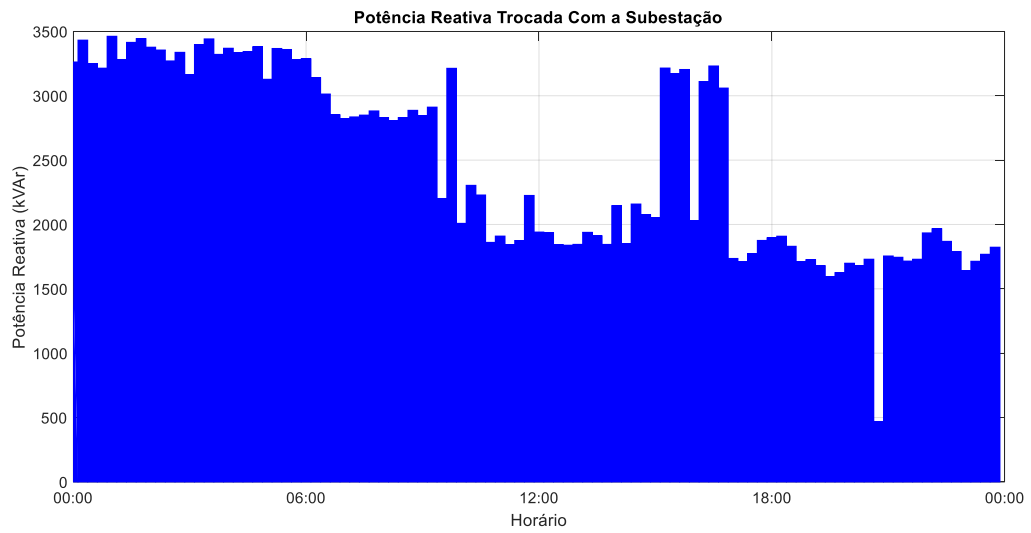


Figura 70 - Potência reativa trocada entre a VPP e a subestação.

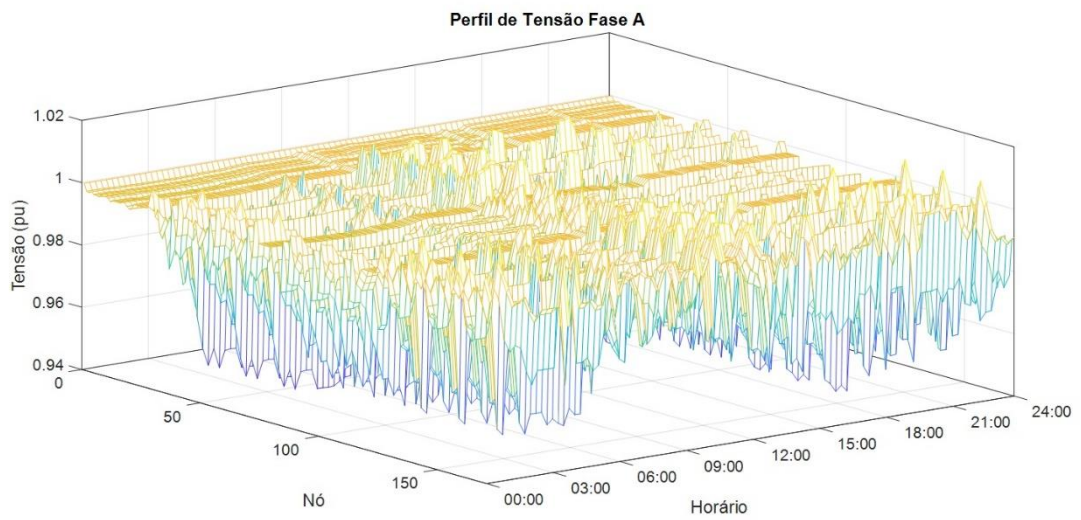


Figura 71 - Perfil da magnitude de tensão da fase A.

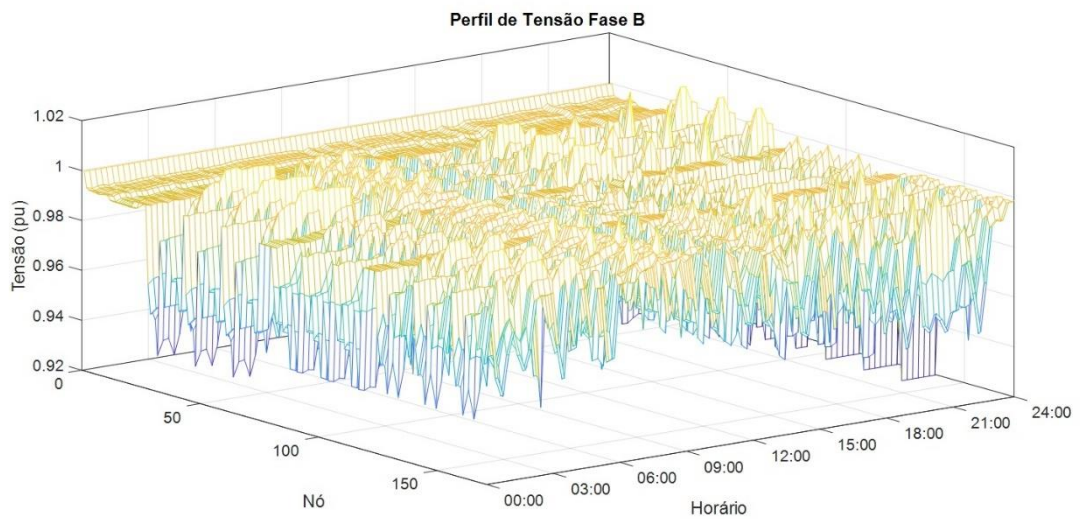


Figura 72 - Perfil magnitude de tensão da fase B.

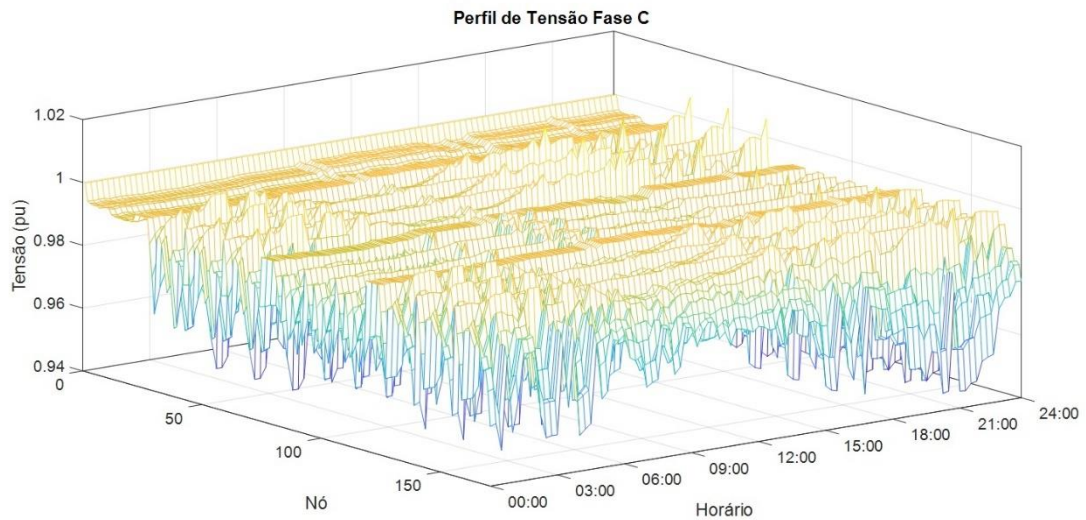


Figura 73 - Perfil magnitude de tensão da fase C.

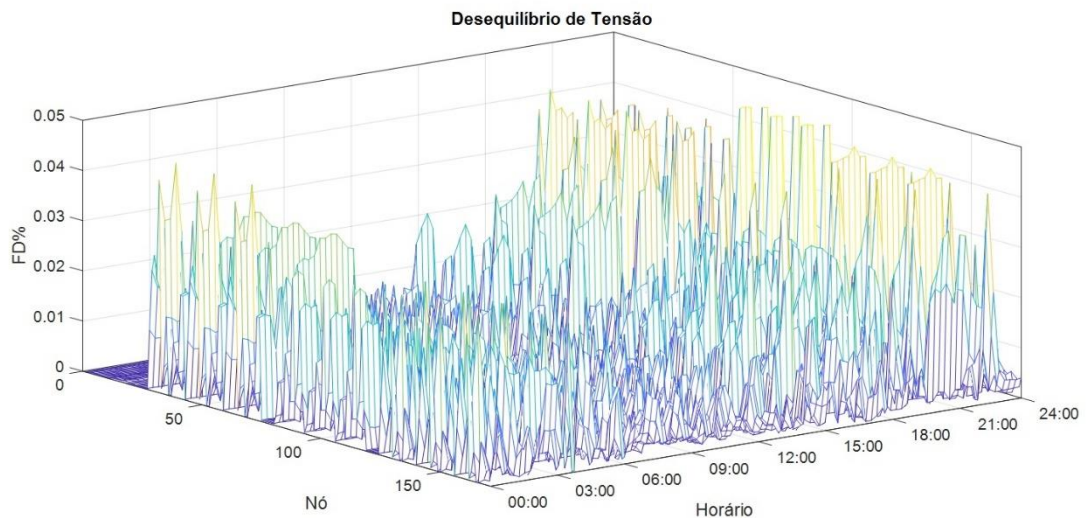


Figura 74 - Desequilíbrio de tensão nos nós da VPP.

6.3. Operação Sem o Sistema de Gerenciamento de Energia

O sistema de gerenciamento de energia tem a responsabilidade de coordenar os fluxos de potência entre os ativos pertencentes à Planta Virtual de Geração e garantir o atendimento do objetivo traçado pela concessionária, como discutido na seção 3.3.4. Sem a atuação do SGE não há como coordenar o uso das baterias, gerenciar as cargas controláveis, coordenar a entrada em operação dos capacitores nem mesmo coordenar o carregamento ótimo dos veículos elétricos. Neste terceiro cenário, a figura 75 exibe a potência ativa demandada da subestação para a minimização do custo das perdas ôhmicas. Uma vez que as variáveis de controle são fixas, a operação é igual quando se adota a tarifa convencional ou a tarifa branca no objetivo de minimização do custo das perdas. As perdas são exibidas na figura 76. Neste caso, o custo das perdas é de R\$ 2.472,90 para a tarifa convencional, e de R\$ 2.582,82 para a tarifa branca.

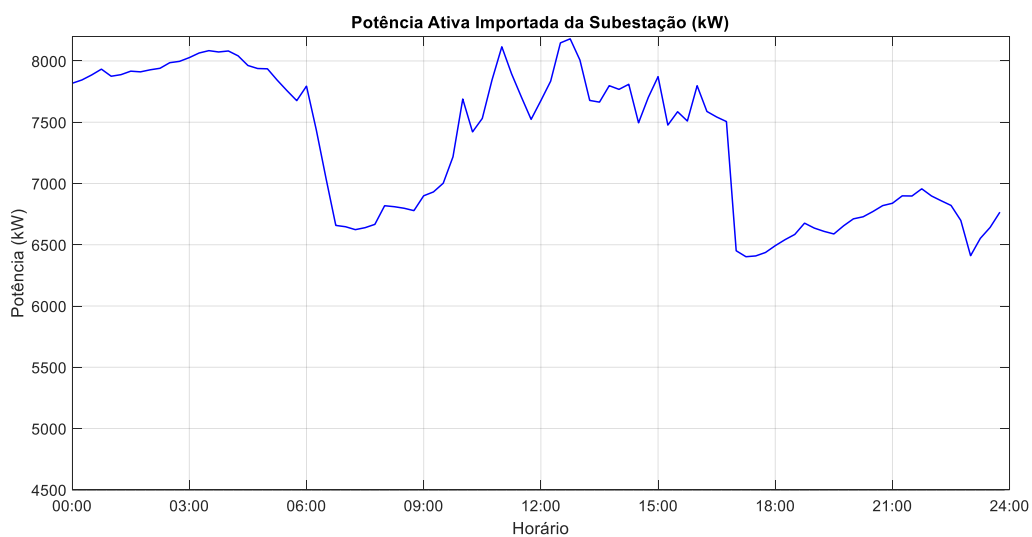


Figura 75 – Potência ativa importada da subestação sem a atuação do SGE.

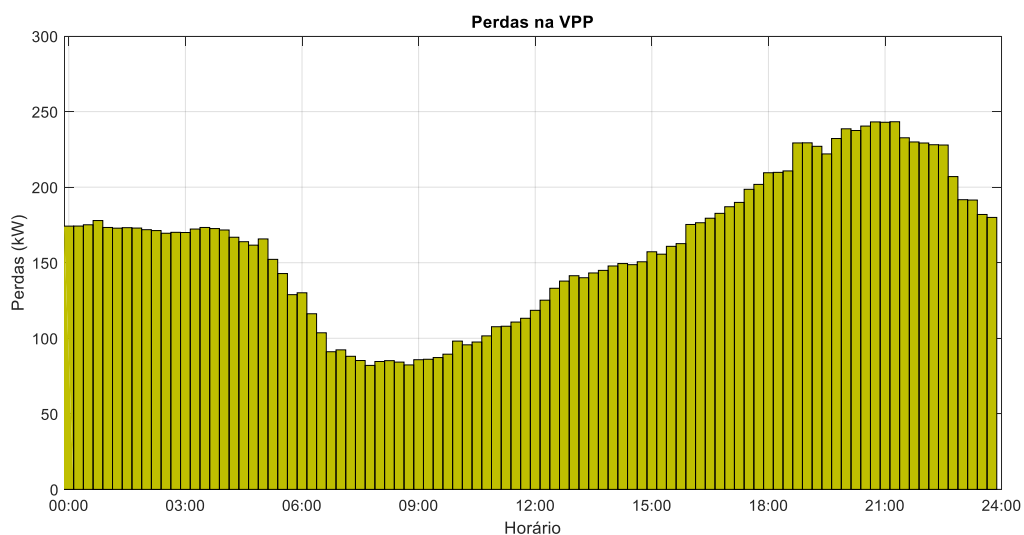


Figura 76 - Perdas na VPP sem atuação do SGE.

O total de energia importada da subestação durante o dia foi de 176,07298MWh, sendo 142,79741MWh no horário fora de ponta, 13,322668MWh no horário intermediário e 19,95292MWh no horário de ponta. Este consumo está representado percentualmente na figura 77. Já as perdas, representam 3,8625MWh, ou seja, 2,19% de toda a energia consumida. Divididas entre os horários fora da ponta, intermediário e de ponta, estas perdas representam, respectivamente, 1,92%, 3,24% e 3,42% da energia consumida em cada período.

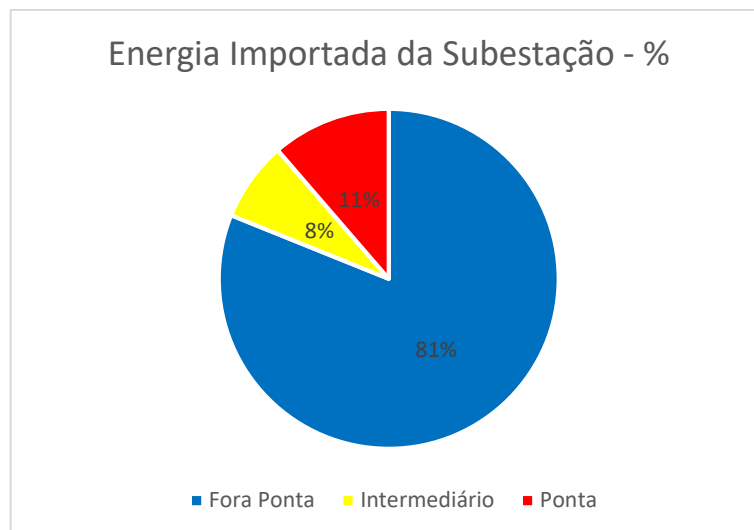


Figura 77 - Representação percentual da energia importada em cada posto horário.

Mesmo sem a atuação do SGE, a rede deve respeitar as restrições para os níveis de tensão e do desequilíbrio de tensão, conforme PRODIST. As figuras 78 a 81 exibem os perfis das magnitudes de tensão e o desequilíbrio de tensão para este cenário. Em todos os casos, os limites são respeitados e o desequilíbrio de tensão se mantém abaixo dos 2%.

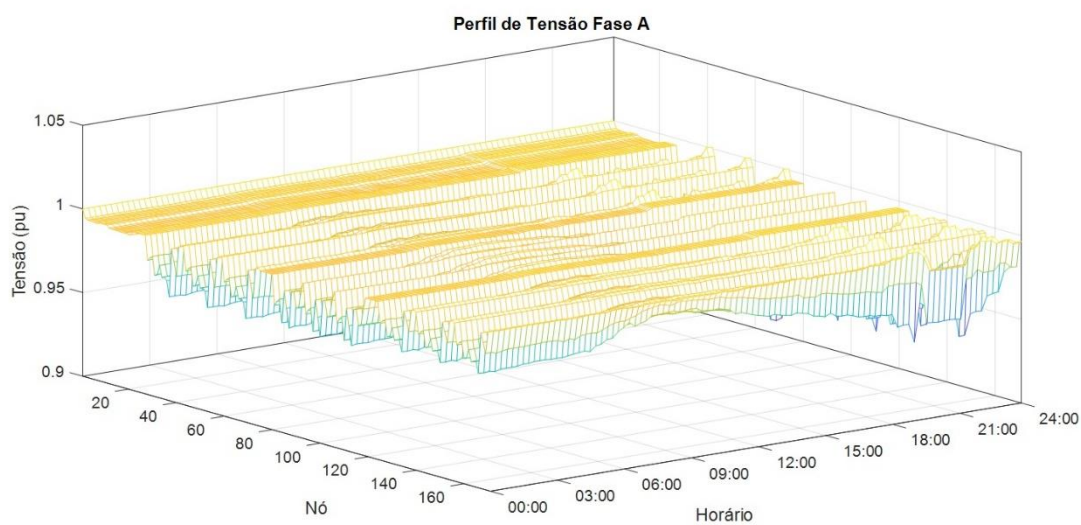


Figura 78 - Perfil da magnitude de tensão da fase A.

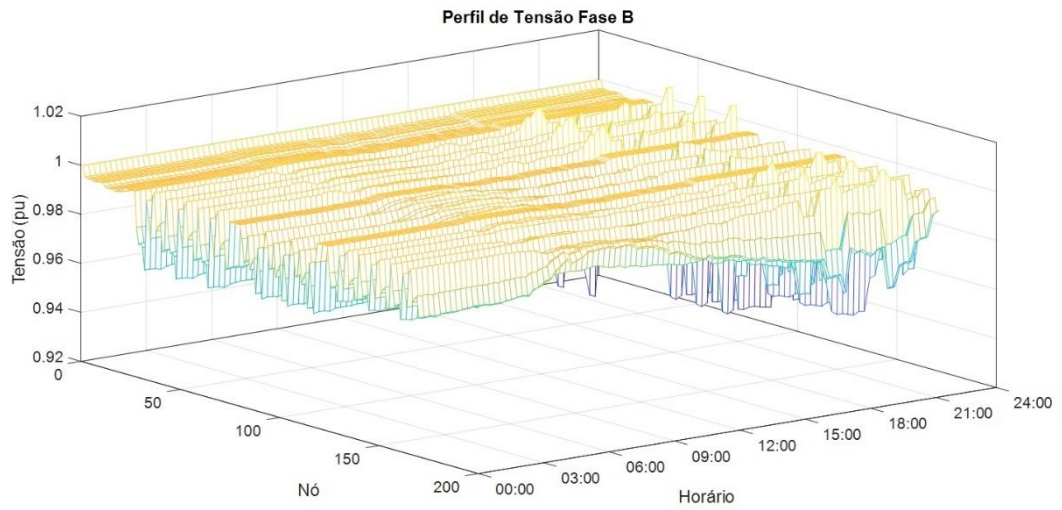


Figura 79 - Perfil da magnitude de tensão da fase B.

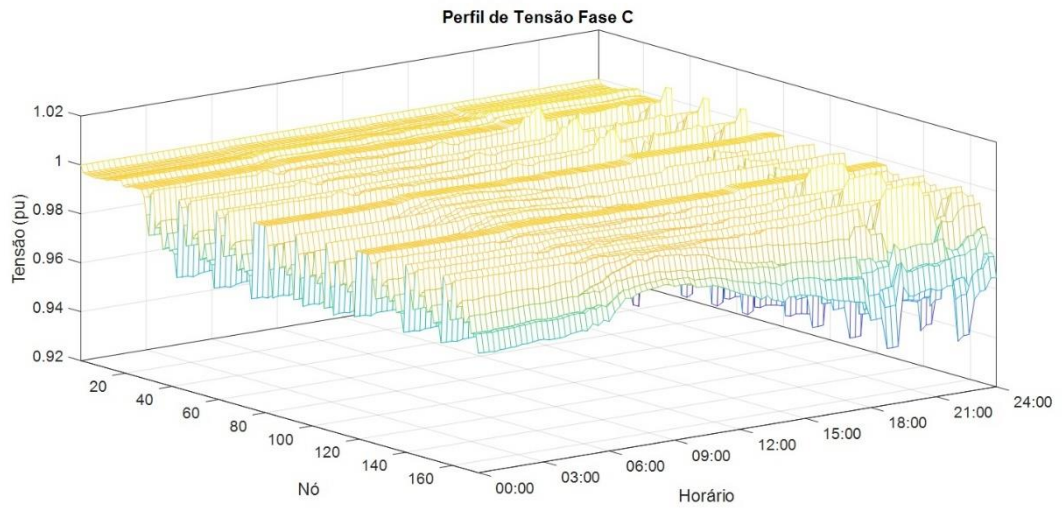


Figura 80 - Perfil da magnitude de tensão da fase C.

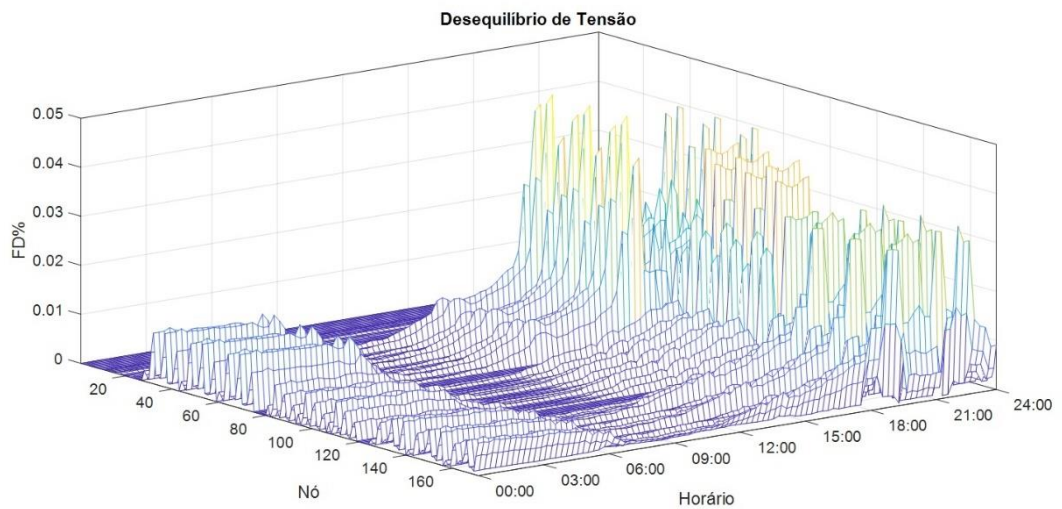


Figura 81 - Desequilíbrio de tensão nos nós da VPP.

6.4. Comparação Entre os Cenários Simulados

O objetivo a ser otimizado dependerá das condições instantâneas da rede. Situações em que há déficit na capacidade de fornecimento de energia pela subestação ou situação de contingência do operador do sistema de transmissão, e que possam comprometer o fornecimento externo de energia, demandam a minimização da energia importada da rede. Já em situações em que o fornecimento de energia é suficiente, é pertinente utilizar a tarifação horária para que o custo das perdas seja o menor possível, e para influenciar o comportamento do consumidor para que este adote melhores hábitos de consumo sob o ponto de vista do sistema elétrico. A figura 82 reúne a energia importada da rede em todos os cenários simulados.

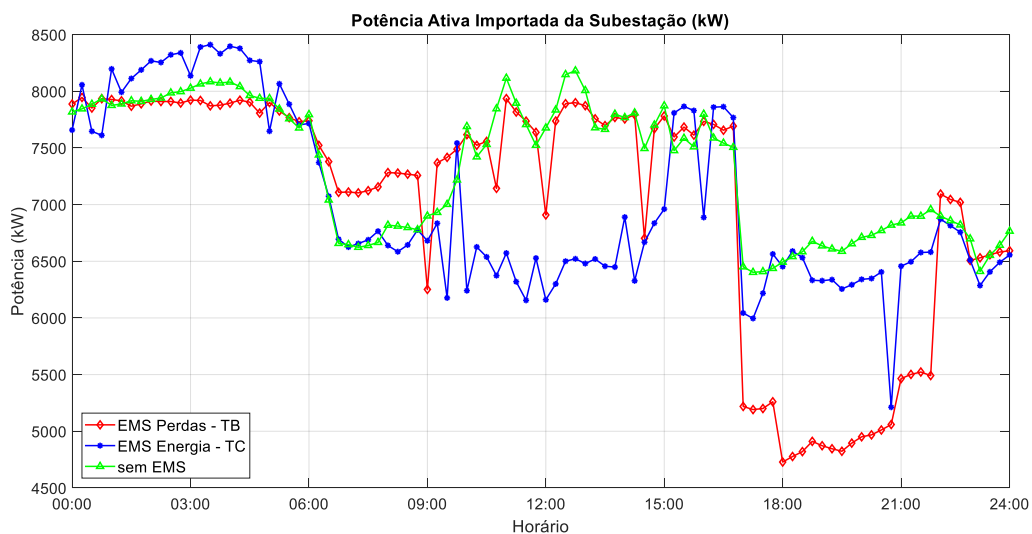


Figura 82 – Potência ativa importada da subestação para cada cenário simulado.

Como pode-se notar, no cenário de minimização do custo das perdas, a VPP mantém elevada a demanda de potência durante o dia, para armazenar energia nas baterias e a utiliza nos horários intermediário e de ponta, quando o custo é alto. Neste momento, a potência demandada da subestação é reduzida severamente.

Já no cenário de minimização do custo de energia, nota-se que a potência demandada é menor durante o período de geração fotovoltaica e eólica, utilizando parcela considerável desta energia para suprir a demanda, minimizando a potência consumida da subestação, com um consumo sem variações extremamente grandes.

O cenário sem o SGE demonstra o caso base, em que é executado o fluxo de carga do sistema com as cargas e unidades de geração.

Na comparação entre o cenário sem a atuação do SGE e o cenário de minimização do custo das perdas, a energia importada da subestação é 4,25% menor. Quanto às perdas, a redução diária é de 212,34kWh, que representa uma redução percentual da energia perdida de

5,50%, distribuída em -2,71% no horário fora da ponta (ou seja, um aumento nas perdas neste posto horário), 11,15% no horário intermediário e 34,99% no horário de ponta. Quando o custo da energia é aplicado, devido à característica horária da tarifa branca, o custo total diário passa de R\$2.582,82 para R\$2.146,71, uma redução de 16,88%. Esta redução é bastante significativa na operação do sistema, assim como o alívio de 34,99% nas perdas durante o horário de ponta.

Comparando o cenário sem a atuação do SGE e o cenário de minimização do custo da energia importada, a energia importada da subestação é reduzida em 7,77348MWh, ou 4,39%. Ela se divide em uma redução de 4,24% no horário fora da ponta, 4,43% no horário intermediário e 5,49% no horário de ponta. Aplicando a tarifa convencional, o custo se reduz de R\$112.686,70 para R\$107.737,30, uma redução de R\$4.949,40 por dia na energia importada, ou 4,39%. Este valor é condizente com percentual de 4,39% na redução da energia, já que a tarifa neste caso é constante ao longo do dia.

7. *Conclusões*

Este trabalho propõe e comprova que o sistema de distribuição de energia, quando organizado sob o formato de uma Planta Virtual de Geração, alcança o estado da arte em redes inteligentes. Primeiramente apresenta o panorama da introdução e operação dos Recursos Energéticos Distribuídos, de forma que, em uma rede sem preparo para sua plena integração, os recursos adicionados não podem ser aproveitados em sua totalidade de benefícios, assim como seus proprietários encontram dificuldades em participar do mercado de comercialização de energia. A agregação sob o formato da VPP proporciona melhores possibilidades de ofertar energia no mercado, deixando os geradores de energia resguardados no caso de falhas ou déficit de geração, pois a VPP apresenta flexibilidade para suprir facilmente a falta de unidades geradoras devido a seu perfil único de operação frente ao sistema de transmissão de energia.

Certamente, a flexibilidade no gerenciamento de energia e no portfólio de REDs é o avanço mais significativo oferecido pela VPP. É esta flexibilidade que permite a promoção de ações em prol do sistema elétrico e torna a rede de distribuição de energia em uma rede inteligente em seu mais amplo sentido. Medidas ligadas à resposta da demanda, gerenciamento de carga e de veículos elétricos, gestão de microrredes com possibilidade de operação ilhada, promovem a eficiência energética em um nível sem precedentes, em um momento em que ela ainda é pouco explorada, mas de suma importância, tendo sua relevância colocada em grau de paridade com a expansão da geração por muitos especialistas. A VPP consegue, desta forma, atender a esta nova demanda por serviços ao mesmo tempo em que reduz os riscos associados à investimentos em geração de pico e sistemas de transmissão.

A VPP consegue, portanto, aproximar os geradores e também os consumidores do mercado de energia elétrica, que dada a evolução tecnológica do setor, e principalmente à evolução das necessidades dos clientes, tende a se abrir e se tornar acessível a todos. Os modelos verticalizados de geração, transmissão e distribuição de energia tendem a evanescer em um futuro próximo, eliminando o domínio monopolista de poucas empresas sobre o setor energético, ainda existente em algumas partes do mundo, em que o consumidor não tem poder de escolha para o fornecimento de energia, ficando vulnerável aos interesses de grupos econômicos e políticos. Mais do que isso, com a VPP o consumidor ganha poder, devido à sua participação ativa na geração, no armazenamento e nos programas de controle da demanda. A relação entre concessionária e cliente passará a um estágio de parceria, onde a dependência um do outro será inevitável. Esse empoderamento do consumidor é justificado e irreversível, dada

a importância de sua participação ativa nas medidas de resposta da demanda, ações de controle direto de carga, adoção de tarifas dinâmicas, capacidade de geração, etc.

Aliados a estas melhorias, a Planta Virtual de Geração oferece uma série de benefícios ao bom funcionamento do sistema elétrico, auxiliando, por exemplo, na estabilidade de tensão e de ângulo, no fornecimento de reativos e na regulação de frequência, na gestão do portfólio de unidades de geração distribuída, despachando economicamente as unidades de melhor custo benefício para cada cenário. Este modelo de operação garante confiabilidade no fornecimento ao consumidor, tornando a rede resiliente, menos suscetível a falhas, prolongando a vida útil dos ativos e reduzindo as emissões de carbono na atmosfera.

Este trabalho defende também que a operação em regime permanente da Planta Virtual de Geração pode ser modelada através de um modelo de Programação Não Linear Inteira Mista. Essencialmente, o modelo proposto é um problema de fluxo de carga ótimo trifásico e desbalanceado, cujas equações que modelam as restrições operacionais não variam linearmente conforme as variáveis de estado se alteram. O modelo é inteiro pois conta com restrições de integralidade, como o estado de operação das cargas controláveis, dos capacitores ou dos veículos elétricos, em que a decisão binária de ligado/desligado se faz presente.

Aperfeiçoando a proposta, este trabalho oferece um modelo de Programação Linear Inteira Mista para a operação da Planta Virtual de Geração, linearizando o modelo de PNLIM através de metodologias existentes na literatura. A operação através de um modelo linear inteiro misto é atrativa, pois é computacionalmente mais leve e garante a convergência para um ponto de mínimo global da função objetivo. O modelo de PLIM proposto nesta dissertação para operar a VPP mostrou-se eficiente em reduzir as perdas ôhmicas e também a energia importada da subestação, que, se aliadas à tarifação horária, como no caso da tarifa branca, traz benefícios ainda mais significativos.

Para comprovar a eficiência do modelo proposto para atuar no gerenciamento de energia da VPP, três cenários foram considerados. O primeiro deles propõe a minimização do custo das perdas ôhmicas na rede considerando a adoção da tarifa branca. Neste cenário, o sistema de armazenamento de energia carrega-se durante o dia, e inicia a descarga a partir das 17h00, quando o custo da energia aumenta. De modo similar, as cargas gerenciáveis são desligadas nos horários intermediário e de ponta para colaborar com a minimização do custo das perdas. Os capacitores são acionados para compensar os reativos, operando inclusive com fator de potência capacitivo em alguns momentos do dia. Neste cenário, a VPP atendeu a demanda de carregamento dos veículos elétricos sinalizados como prioritários.

No segundo cenário, a VPP minimiza o custo da energia importada da subestação utilizando a tarifa convencional, ao mesmo tempo em que otimiza o carregamento dos veículos elétricos. Os resultados demonstram sua capacidade de moldar a operação da rede para que o custo da energia seja minimizado, coordenando a operação dos demais ativos, assim como no primeiro cenário, deslocando o consumo de energia através do sistema de armazenamento de energia para horários que atendam o objetivo traçado, controlando o horário de funcionamento das cargas gerenciáveis e dos bancos de capacitores. Outro ponto que merece destaque foi o não carregamento dos veículos elétricos. O SGE decidiu que o não carregamento dos veículos elétricos seria mais indicado para a operação da rede do que a imposição colocada pela função objetivo, já que este termo não obriga o veículo elétrico a ser carregado, mas apenas estimula a carga.

O terceiro cenário simulado coloca a função objetivo para minimizar as perdas adotando a tarifas convencional e depois a branca, porém sem a atuação do sistema de gerenciamento de energia, e, portanto, sem as baterias, sem o gerenciamento dos veículos elétricos, sem o controle ótimo dos capacitores e sem a gestão do carregamento dos veículos elétricos. O modelo de PLIM simplesmente calcula o fluxo de carga para determinar o estado de operação.

Os cenários simulados comprovam que a Planta Virtual de Geração pode ter seu sistema de gerenciamento de energia suportado por um modelo de Programação Linear Inteira Mista para garantir o atendimento do objetivo traçado pela concessionária, capaz de gerar resultados de qualidade e confiáveis para a operação do sistema, respeitando as restrições de operação e atendendo a demanda dos consumidores.

7.1. Considerações Finais

O autor reconhece a complexidade de se implementar um sistema deste porte, e que a operação real em escala demandaria um sistema de controle muito mais sofisticado, que considere a atuação do sistema de comunicação e de tecnologia da informação, de análise de dados, capaz de reconhecer de forma cognitiva o comportamento do consumidor e eventualmente prever seu consumo, gerir o sistema de manutenção, prever falhas e obsolescência dos ativos, considerar modelos de previsão de geração de origem renovável, entre muitos outros. O autor reconhece ainda a relativa simplicidade da rede e das funcionalidades modeladas. Redes reais contam com bancos de capacitores chaveados na proporção necessária, reguladores de tensão, sistemas de controle do *tap* dos transformadores na subestação, e que deverão ser modelados e simulados.

É possível ainda a alteração das restrições operacionais das cargas gerenciáveis, podendo criar modelos complexos e que respondam de acordo com as variáveis do sistema, como por exemplo reduzindo um percentual de carga quando há queda de tensão no nó a que está conectada. Considerar veículos híbridos e determinar a melhor relação de uso do motor elétrico e do motor de combustão. Modelar o despacho da geração renovável e incorporar unidades de geração a base de gás natural como fonte primária, impor restrições operacionais para que as baterias não apresentem tantas variações entre carga e descarga e assim aumentar sua vida útil. São inúmeras as variações existentes e que podem ser encontradas em operação, por isso, este trabalho deixa a centelha para muitos outros.

Em tempo, o autor coloca o aprendizado adquirido sobre a real operação do sistema elétrico, sobre os programas de resposta da demanda, sobre o atual estado de desenvolvimento das tecnologias de medição de energia, de adoção de fontes renováveis, de veículos elétricos e de baterias como essencial e de grande valia para a continuidade dos estudos. Sem dúvidas, o conhecimento adquirido no que tange o desenvolvimento de modelos matemáticos do sistema elétrico, métodos de linearização e metodologias de solução de problemas de otimização serão ferramentas essenciais para trabalhos futuros com o intuito de colaborar com o desenvolvimento do setor elétrico.

7.2. Publicações

O desenvolvimento deste trabalho resultou na publicação a seguir.

T. S. Madureira, J. C. López, P. P. Vergara, M. J. Rider, L. C. P. Da Silva, “Gerenciamento ótimo de energia em plantas virtuais de geração utilizando programação não-linear,” *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, 2017, Porto Alegre pp. 1–6, 2017.

7.3. Trabalhos Futuros

O autor coloca como propostas para trabalhos futuros, os seguintes pontos:

- Incluir o estudo e os modelos dos sistemas de comunicação para gerenciamento das informações e dos sinais de controle entre o SGE e os ativos da VPP.
- Aprimorar os modelos que descrevem as restrições operacionais das baterias para que estas operem de forma a não variar o estado de carga/descarga com frequência e assegurar aumento na vida útil deste importante ativo para a VPP.

- Modelar o controle direto de carga a nível residencial no que tange o funcionamento do sistema HVAC.
- Modelar a operação ilhada de microrredes.
- Modelar métodos capazes de considerar a perda de uma unidade geradora e decidir qual a melhor unidade a substituí-la com base na disponibilidade e no custo marginal da operação.
- Modelar a operação do mercado de energia e considerar a comercialização de energia, para maximizar o lucro da concessionária e integrantes da VPP.

Bibliografia

- [1] G. Dantas, R. Rosental, and R. Brandão, *A Energia na Cidade do Futuro. Uma Abordagem Didática Sobre o Setor Elétrico*, 1st ed. Rio de Janeiro: Babilonia Cultura Editorial, 2015.
- [2] N. J. de Castro, *Visão 2030: Cenários, tendências e novos paradigmas do setor elétrico*. Rio de Janeiro, 2015.
- [3] Z. Ziadi, S. Taira, M. Oshiro and T. Funabashi, "Optimal Power Scheduling for Smart Grids Considering Controllable Loads and High Penetration of Photovoltaic Generation," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2350-2359, Sept. 2014.
- [4] Pudjianto, D., Ramsay, C. & Strbac, G., 2007. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. *Renewable Power Generation, IET*, 1(1), pp.10–16.
- [5] G. Plancke, K. De Vos, R. Belmans and A. Delnooz, "Virtual power plants: Definition, applications and barriers to the implementation in the distribution system," 2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), Lisbon, 2015, pp. 1-5.
- [6] DNV-KEMA, "The Virtual Power Plant", 2011.
- [7] IEEE, "Distribution Test Feeders," *IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee's*. [Online]. Available: <https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>. [Accessed: 12-Apr-2015].
- [8] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, W. D'haeseleer, Distributed generation: definition, benefits and issues, In *Energy Policy*, Volume 33, Issue 6, 2005, Pages 787-798.
- [9] ANEEL, "Micro e minigeração distribuídas," *Cadernos Temáticos ANEEL*, p. 34, 2016.
- [10] T. Ackermann and T. Ackermann, "Distributed Generation: A Definition" In *Electric Power System Research*, vol. 57, Issue 3, April 2001, pp. 195–204, 2001.
- [11] ANEEL, "Resolução Normativa nº 482 de 2012 da ANEEL," *Aneel*, 2012.
- [12] ANEEL, "Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL," *Aneel*, 2015.
- [13] R. H. Lasseter, "Microgrids and Distributed Generation," *J. Energy Engineering*, vol. 133, no. 3, pp. 144–149, 2007.
- [14] I. Pérez-Arriaga, "Managing large-scale penetration of intermittent renewables," *2011 MIT Energy Initiative Symposium.*, vol. 115, no. 3, pp. 1–43, 2011.

- [15] IEA, "System Integration of Renewables: Implications for Electricity Security," Report to the G7. February, 2016.
- [16] Fraunhofer, "Recent facts about photovoltaics in Germany," *Freiburg*. Fraunhofer Institute for Solar Energy System ISE, 2015.
- [17] N. Li, L. Chen and S. H. Low, "Optimal demand response based on utility maximization in power networks," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-8.
- [18] P. Palensky and D. Dietrich, "Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads," in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 3, pp. 381-388, Aug. 2011.
- [19] J. Aghaei and M. I. Alizadeh, "Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 64–72, 2013.
- [20] P. Siano, "Demand response and smart grids - A survey," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 461–478, 2014.
- [21] M. Alcântara. "Conservação de Energia em Rede Inteligente," Ph.D. thesis, Universidade Estadual de Campinas, Brasil, 2014.
- [22] N. Ruiz, I. Cobelo and J. Oyarzabal, "A Direct Load Control Model for Virtual Power Plant Management," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 959-966, May 2009.
- [23] IEA, "Tracking Clean Energy Progress 2017," *Energy Technology Perspectives 2017*, pp. 1–116, 2017.
- [24] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo and J. M. Carrasco, "Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 12, pp. 3881-3895, Dec. 2010.
- [25] B. Dunn, H. Kamath, and J.-M. Tarascon, "Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices," *Science*, vol. 334, no. 6058, pp. 928–935, 2011.
- [26] IEC, "Electrical Energy Storage," IEC Market Strategy Board, 2011.
- [27] A. Khaligh and Z. Li, "Battery, Ultracapacitor, Fuel Cell, and Hybrid Energy Storage Systems for Electric, Hybrid Electric, Fuel Cell, and Plug-In Hybrid Electric Vehicles: State of the Art," in *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 59, no. 6, pp. 2806-2814, July 2010.
- [28] J. F. Franco, M. J. Rider and R. Romero, "A Mixed-Integer Linear Programming Model for the Electric Vehicle Charging Coordination Problem in Unbalanced Electrical

- Distribution Systems," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 5, pp. 2200-2210, Sept. 2015.
- [29] P. Lombardi, M. Powalko and K. Rudion, "Optimal operation of a virtual power plant," 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, 2009, pp. 1-6.
- [30] K. El Bakari and W. L. Kling, "Development and operation of virtual power plant system," 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies, Manchester, 2011, pp. 1-5.
- [31] H. Saboori, M. Mohammadi and R. Taghe, "Virtual Power Plant (VPP), Definition, Concept, Components and Types," 2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Wuhan, 2011, pp. 1-4.
- [32] K. Kok, "Short-term economics of Virtual Power Plants," CIRED 2009 - 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1, Prague, Czech Republic, 2009, pp. 1-4.
- [33] Federal Energy Regulatory Commission, "Assessment of Demand Response and Advanced Metering Staff Report," *Staff Report*, vol. 74, no. 0022–3042 SB–IM, pp. 1-42, 2016.
- [34] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani and C. Marnay, "Microgrids," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 5, no. 4, pp. 78-94, July-Aug. 2007.
- [35] C. Chen, S. Duan, T. Cai, B. Liu and G. Hu, "Smart energy management system for optimal microgrid economic operation," in IET Renewable Power Generation, vol. 5, no. 3, pp. 258-267, May 2011.
- [36] Aneel, "AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica," 2016.
- [37] A. Ipakchi and F. Albuyeh, "Grid of the future," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 7, no. 2, pp. 52-62, March-April 2009.
- [38] IEA, "Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency" 2011.
- [39] A. Baitech, A. Chuang, and C. Schwaegerl, "International Perspectives on Demand Side Integration," 19th International Conference on Electricity Distribution, no. 914, pp. 21–24, 2007.
- [40] A. Chuang and C. Gellings, "Demand-side integration for customer choice through variable service subscription," 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, 2009, pp. 1-7.
- [41] M. Stötzer, I. Hauer, M. Richter, and Z. A. Styczynski, "Potential of demand side

- integration to maximize use of renewable energy sources in Germany,” *Applied Energy*, vol. 146, pp. 344–352, 2015.
- [42] N. Etherden, M. H. J. Bollen and J. Lundkvist, "Quantification of ancillary services from a virtual power plant in an existing subtransmission network," IEEE PES ISGT Europe 2013, Lyngby, 2013, pp. 1-5.
- [43] S. Massoud Amin and B. F. Wollenberg, "Toward a smart grid: power delivery for the 21st century," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, no. 5, pp. 34-41, Sept.-Oct. 2005.
- [44] NETL, “Advanced metering infrastructure,” *US Department of Energy, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability*, February, 2008.
- [45] N. Liu, J. Chen, L. Zhu, J. Zhang and Y. He, "A Key Management Scheme for Secure Communications of Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 10, pp. 4746-4756, Oct. 2013.
- [46] R. Rashed Mohassel, A. Fung, F. Mohammadi, and K. Raahemifar, “A survey on Advanced Metering Infrastructure,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 63, pp. 473–484, 2014.
- [47] A. Faruqui, D. Harris, and R. Hledik, “Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU’s smart grid investment,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 10, pp. 6222–6231, 2010.
- [48] E. A. B. Bueno, W. Utubey and R. R. Hostt, "Evaluating the effect of the white tariff on a distribution expansion project in Brazil," 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), Sao Paulo, 2013, pp. 1-8.
- [49] D. Vieira, “Método para Determinação do Tipo de Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede”, Ph.D. thesis, Universidade de Brasília, Brasil, 2016.
- [50] T. Couture and Y. Gagnon, “An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 2, pp. 955–965, 2010.
- [51] Y. V. Makarov, P. V. Etingov, J. Ma, Z. Huang and K. Subbarao, "Incorporating Uncertainty of Wind Power Generation Forecast Into Power System Operation, Dispatch, and Unit Commitment Procedures," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 433-442, Oct. 2011.
- [52] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*, 1st ed. New York: John Wiley & Sons,

- Inc., 2002.
- [53] B. Urquhart, G. Mohamed, D. Nguyen, B. Kurtz, C. Chow Wai, and J. Kleissl, "Sky-Imaging Systems for Short-Term Forecasting," in *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, 1st ed., J. Kleissl, Ed. San Diego, CA: Elsevier, Inc., 2013, pp. 195–232.
- [54] H. Bludszweit, J. A. Dominguez-Navarro and A. Llombart, "Statistical Analysis of Wind Power Forecast Error," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 983-991, Aug. 2008.
- [55] E. Hau, *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, 2nd ed. Springer, 2006.
- [56] P. P. V. Barrios, "Control and energy management system of a microgrid using a genetic algorithm," Ms.C. thesis, Universidade Estadual de Campinas, Brasil, 2015.
- [57] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [58] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov and B. Francois, "Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid Applications," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 10, pp. 4583-4592, Oct. 2011.
- [59] M. Cirrincione et al., "Intelligent energy management system," 2009 7th IEEE International Conference on Industrial Informatics, Cardiff, Wales, 2009, pp. 232-237.
- [60] A. Chaouachi, R. M. Kamel, R. Andoulsi and K. Nagasaka, "Multiobjective Intelligent Energy Management for a Microgrid," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1688-1699, April 2013.
- [61] "Next Kraftwerke," *Virtual Power Plant Operator & Power Trader*, 2017. [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.com/>. [Accessed: 08-Oct-2017].
- [62] Con Edison, *REV Demonstration Project Outline Clean Virtual Power Plant*. 2015, p. 37.
- [63] "Virtual Power Plant: how to increase the safety of energy system," 2017. [Online]. Available: <http://www.vpplant.com/virtual-power-plant/>. [Accessed: 08-Sep-2017].
- [64] B. Zhou, X. Liu, Y. Cao, C. Li, C. Y. Chung and K. W. Chan, "Optimal scheduling of virtual power plant with battery degradation cost," in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 3, pp. 712-725, 2 18 2016.
- [65] A. T. Al-Awami, N. A. Amleh and A. M. Muqbel, "Optimal Demand Response Bidding and Pricing Mechanism With Fuzzy Optimization: Application for a Virtual Power Plant," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 5, pp. 5051-5061,

Sept.-Oct. 2017.

- [66] M. K. Petersen, L. H. Hansen, J. Bendtsen, K. Edlund and J. Stoustrup, "Heuristic Optimization for the Discrete Virtual Power Plant Dispatch Problem," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2910-2918, Nov. 2014.
- [67] D. Hropko, J. Ivanecký, and J. Turček, "Optimal Dispatch of Renewable Energy Sources Included in Virtual Power Plant Using Accelerated Particle Swarm Optimization," *Elektro*, pp. 196–200, 2012.
- [68] J. F. Franco, M. J. Rider, M. Lavorato, and R. Romero, "A mixed-integer LP model for the reconfiguration of radial electric distribution systems considering distributed generation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 97, pp. 51–60, 2013.
- [69] P. P. Vergara, C. L. Juan, L. C. P. Silva, M. J. Rider, and S. Member, "Optimal Energy Management System of a Three-Phase Residential Microgrid," pp. 1–8.
- [70] J. Fortuny-Amat and B. McCarl, "A representation and economic interpretation of a two-level programming problem," vol. 33, no. 1, pp. 252–266, 2017.
- [71] W. Schellong and T. Schmidla, "Optimization of distributed cogeneration systems," 2013 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), Cape Town, 2013, pp. 879-884.
- [72] R. Caldon, A. R. Patria and R. Turri, "Optimisation algorithm for a virtual power plant operation," 39th International Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004., Bristol, UK, 2004, pp. 1058-1062 vol. 2.
- [73] M. Zdrilić, H. Pandžić and I. Kuzle, "The mixed-integer linear optimization model of virtual power plant operation," 2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM), Zagreb, 2011, pp. 467-471.
- [74] H. Taheri, A. Rahimi-Kian, H. Ghasemi and B. Alizadeh, "Optimal operation of a virtual power plant with risk management," 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), Washington, DC, 2012, pp. 1-7.
- [75] D. Ribeiro, "Gestão inteligente de energia em consumidores residenciais", Ms.C. thesis, Universidade Estadual de Campinas, Brasil, 2016.
- [76] D. m. Han and J. h. Lim, "Smart home energy management system using IEEE 802.15.4 and zigbee," in *IEEE Transactions on Consumer Electronics*, vol. 56, no. 3, pp. 1403-1410, Aug. 2010.
- [77] C. Sun, F. Sun, and S. J. Moura, "Nonlinear predictive energy management of residential buildings with photovoltaics & batteries," *J. Power Sources*, vol. 325, pp. 723–731, 2016.

Apêndice A

Configuração e valores dos parâmetros dos ramos em pu. Os modelos apresentados foram obtidos a partir de adaptações dos modelos propostos pelo IEEE em [7].

De	Para	Raa	Xaa	Rbb	Xbb	Rcc	Xcc	Rab	Xab	Rac	Xac	Rbc	Xbc	Imax
1	2	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0003	0.0008	0.0003	0.001	0.0003	0.0008	5
2	3	0.000396	0.000621	0.000393	0.00063	0.000391	0.000637	0.000083	0.000222	0.000082	0.000264	0.00008	0.000202	5
2	8	0.000396	0.000621	0.000393	0.00063	0.000391	0.000637	0.000083	0.000222	0.000082	0.000264	0.00008	0.000202	5
2	11	0.000396	0.000621	0.000393	0.00063	0.000391	0.000637	0.000083	0.000222	0.000082	0.000264	0.00008	0.000202	5
3	4	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.000241	0.000646	0.000238	0.000765	0.000234	0.000587	5
3	5	0.000396	0.000621	0.000393	0.00063	0.000391	0.000637	0.000083	0.000222	0.000082	0.000264	0.00008	0.000202	5
5	6	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.000241	0.000646	0.000238	0.000765	0.000234	0.000587	5
5	7	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.000241	0.000646	0.000238	0.000765	0.000234	0.000587	5
8	9	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.000241	0.000646	0.000238	0.000765	0.000234	0.000587	5
8	10	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0003	0.0008	0.0003	0.001	0.0003	0.0008	5
11	12	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.000241	0.000646	0.000238	0.000765	0.000234	0.000587	5
12	13	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0003	0.0008	0.0003	0.001	0.0003	0.0008	5
12	19	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0003	0.0008	0.0003	0.001	0.0003	0.0008	5
12	20	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0003	0.0008	0.0003	0.001	0.0003	0.0008	5
13	14	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.000241	0.000646	0.000238	0.000765	0.000234	0.000587	5
13	15	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.0011	0.0018	0.000241	0.000646	0.000238	0.000765	0.000234	0.000587	5
13	17	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0003	0.0008	0.0003	0.001	0.0003	0.0008	5
15	16	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0003	0.0008	0.0003	0.001	0.0003	0.0008	5
17	18	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0003	0.0008	0.0003	0.001	0.0003	0.0008	5
20	21	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0015	0.0024	0.0003	0.0008	0.0003	0.001	0.0003	0.0008	5
2	22	0.000237	0.000373	0.000236	0.000378	0.000234	0.000382	0.000049	0.000133	0.000049	0.000154	0.000048	0.000121	5
22	23	0.000237	0.000373	0.000236	0.000378	0.000234	0.000382	0.000049	0.000133	0.000049	0.000154	0.000048	0.000121	5
23	24	0.000237	0.000373	0.000236	0.000378	0.000234	0.000382	0.000049	0.000133	0.000049	0.000154	0.000048	0.000121	5
23	26	0.000237	0.000373	0.000236	0.000378	0.000234	0.000382	0.000049	0.000133	0.000049	0.000154	0.000048	0.000121	5
24	25	0.000237	0.000373	0.000236	0.000378	0.000234	0.000382	0.000049	0.000133	0.000049	0.000154	0.000048	0.000121	5
26	27	0.000237	0.000373	0.000236	0.000378	0.000234	0.000382	0.000049	0.000133	0.000049	0.000154	0.000048	0.000121	5
26	43	0.000237	0.000373	0.000236	0.000378	0.000234	0.000382	0.000049	0.000133	0.000049	0.000154	0.000048	0.000121	5
26	59	0.000237	0.000373	0.000236	0.000378	0.000234	0.000382	0.000049	0.000133	0.000049	0.000154	0.000048	0.000121	5
27	28	1.6571	0.8599	1.6881	0.8104	1.6571	0.8599	0.624	0.2704	0.5873	0.1948	0.624	0.2704	5
27	33	1.6571	0.8599	1.6881	0.8104	1.6571	0.8599	0.624	0.2704	0.5873	0.1948	0.624	0.2704	5
27	38	1.6571	0.8599	1.6881	0.8104	1.6571	0.8599	0.624	0.2704	0.5873	0.1948	0.624	0.2704	5
28	29	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
28	31	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
29	30	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
31	32	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
33	34	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
33	36	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
34	35	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
36	37	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
38	39	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
38	41	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
39	40	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
41	42	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
43	44	1.6571	0.8599	1.6881	0.8104	1.6571	0.8599	0.624	0.2704	0.5873	0.1948	0.624	0.2704	5
43	49	1.6571	0.8599	1.6881	0.8104	1.6571	0.8599	0.624	0.2704	0.5873	0.1948	0.624	0.2704	5
43	54	1.6571	0.8599	1.6881	0.8104	1.6571	0.8599	0.624	0.2704	0.5873	0.1948	0.624	0.2704	5
44	45	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
44	47	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
45	46	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
47	48	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
49	50	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
49	52	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
50	51	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
52	53	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05
54	55	1.3853	0.5129	1.3929	0.4891	1.3853	0.5129	0.3441	0.181	0.3257	0.1404	0.3441	0.181	0.05

