



Paulo Victor de Souza Borges

**Valoração Locacional da Geração Distribuída em Sistemas
de Distribuição via Teoria de Jogos Cooperativos**

Tese de Doutorado

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Prof. Delberis Araújo Lima

Rio de Janeiro
Setembro de 2021



Paulo Victor de Souza Borges

Valoração Locacional da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição via Teoria de Jogos Cooperativos

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Armando Martins Leite da Silva

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Delberis Araújo Lima

Coorientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. João Guilherme de Carvalho Costa

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

Prof. Luiz Carlos do Nascimento

Universidade Federal de São João Del Rei – UFSJ

Prof. Eduardo Crestana Guardia

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

Prof. José Filho da Costa Castro

Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Paulo Victor de Souza Borges

Graduou-se em Engenharia Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET-RJ) em 2011. Obteve o título de mestre em Engenharia Elétrica em 2016 pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ). É professor do Ensino Básico, Técnico e Tecnológico Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET-RJ), Campus Nova Friburgo.

Ficha Catalográfica

Borges, Paulo Victor de Souza

Valoração locacional da geração distribuída em sistemas de distribuição via teoria de jogos cooperativos / Paulo Victor de Souza Borges ; orientador: Armando Martins Leite da Silva ; co-orientador: Delberis Araújo Lima. – 2021.

173 f. : il. color. ; 30 cm

Tese (doutorado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica - Teses. 2. Geração distribuída. 3. Sinal tarifário. 4. Sistemas de distribuição. 5. Valor Shapley. I. Silva, Armando Martins Leite da. II. Lima, Delberis Araújo. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Dedico esta tese a todos os meus alunos e alunas.

Agradecimentos

Agradeço imensamente ao meu professor orientador Armando, por todos os ensinamentos, pela força e motivação nos momentos difíceis, pela dedicação, paciência, amizade e toda valiosa contribuição para meu amadurecimento pessoal e profissional. Um enorme agradecimento para este querido professor.

Agradeço ao meu professor coorientador Delberis, por sua contribuição neste trabalho e pela motivação nos momentos de dificuldade. Agradeço ao professor Luiz, pela acolhida na UFSJ, pela amizade e disponibilidade e por toda valiosa ajuda no conteúdo de confiabilidade e programação em C++.

Agradeço ao meu amigo Marcio Antunes, que desde quando eu era seu estagiário na Promon Engenharia sempre me motivou e incentivou na minha carreira. Agradeço a todos meus amigos da PUC, em especial aos amigos André Milhorange, Marcos Pimentel e Isabela Guimarães, por toda ajuda, amizade e força.

Um agradecimento muito especial e carinhoso ao meu querido irmão Pedro, pessoa especial que tenho enorme admiração. Agradeço também ao meu amigo e psicólogo Paulo Fernando.

Agradeço a Deus e seres espirituais que tenham me ajudado até aqui, mesmo que eu não tenha percebido.

Agradeço muito, muito mesmo, a essa luz que é minha filha Catarina. Por tudo que ela me ensinou durante esse período do doutorado, por ser essa criança cheia de vida, de alegria, que enche minha vida de luz e de cor.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Agradeço à PUC e todos os funcionários. Por fim, agradeço a todos os meus alunos do CEFET-RJ e aos meus colegas professores.

Resumo

Borges, Paulo Victor de Souza; Leite da Silva, Armando Martins; Lima, Delberis Araújo. **Valoração Locacional da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição via Teoria de Jogos Cooperativos**. Rio de Janeiro, 2021. 173p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A Geração Distribuída (GD) tem modificado profundamente a estrutura clássica dos sistemas elétricos. No Brasil, o modelo tarifário adotado pela regulação atual, denominado Sistema de Compensação de Energia, estabelece que a energia injetada pela GD na rede da distribuidora desconta integralmente a energia consumida, com todas suas componentes tarifárias. Em voga, a discussão para novas regras a respeito das formas de remuneração e valoração da GD envolve por um lado as distribuidoras, que alegam que o atual mecanismo de compensação não remunera adequadamente o uso do sistema de distribuição e, por outro lado, consumidores que optam pela GD, pontuam seus benefícios à sociedade e defendem o atual modelo. Neste sentido, é proposta nesta tese de doutorado uma nova metodologia de quantificação e alocação de benefícios e custos da GD em sistemas de distribuição, que gere um sinal tarifário capaz de traduzir os efeitos da sua localização e presença na rede. A concepção básica abrange a identificação, contabilidade e partilha do que são denominadas na metodologia proposta como funções, que representam características tarifáveis e consideradas adequadas na averiguação da remuneração da GD. Neste trabalho, as funções que serão avaliadas representam o impacto da GD no uso, nas perdas, no pico de carga e na confiabilidade da rede de distribuição. A alocação entre os geradores é realizada utilizando-se o Valor Shapley da Teoria de Jogos Cooperativos. Para aplicação da metodologia proposta, dois sistemas testes e um sistema real de distribuição são utilizados e os resultados obtidos são amplamente discutidos.

Palavras-Chave

Geração Distribuída; Sinal Tarifário; Sistemas de Distribuição; Valor Shapley.

Abstract

Borges, Paulo Victor de Souza; Leite da Silva, Armando Martins (Advisor); Lima, Delberis Araujo (Co-advisor). **Locational Valuation of Distributed Generation in Distribution Systems via Cooperative Game Theory**. Rio de Janeiro, 2021. 173p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Distributed Generation (DG) has deeply changed the classical structure of electrical power systems. In Brazil, the tariff model adopted by the current regulation, called the Energy Compensation System, establishes that the energy injected by DG into the distribution grid fully discounts the energy consumed, with all its tariff components. In vogue, the discussion for new rules regarding the forms of remuneration and valuation of DG involves, on the one hand, distributors, who claim that the current compensation mechanism does not adequately remunerate the use of the distribution system, and, on the other hand, consumers who choose for DG, point out its benefits to society and defend the current model. In this sense, this doctoral thesis proposes a new method for quantifying and allocating DG benefits and costs in distribution systems, which generates a tariff signal capable of translating the effects of its location and presence in the network. The basic concept covers the identification, accounting and sharing of what are called in the proposed method as functions, which represent chargeable characteristics and considered adequate in the study of DG remuneration. In this work, the functions that will be evaluated represent the DG impact on the usage, losses, peak load and reliability of the distribution network. The allocation between generators is performed using the Shapley Value of Cooperative Game Theory. In order to apply the proposed method, two test systems and a real distribution system are used and the obtained results are widely discussed.

Keywords

Distributed generation; Tariff Signal; Distribution Systems; Shapley Value.

Sumário

1 Introdução	19
1.1. Considerações Gerais	19
1.2. Objetivos	23
1.3. Estrutura da Tese	23
2 Revisão Bibliográfica	25
2.1.1. Teoria de Jogos	25
2.1.1.1. Teoria de Jogos Cooperativos	28
2.1.2. Métodos de Tarifação	30
2.1.3. Geração Distribuída	35
2.1.3.1. Micro e Minigeração Distribuída	39
2.1.3.2. Perspectivas Futuras	46
3 Tarifação da Geração Distribuída	48
3.1. Alocação de Custos Via Teoria de Jogos Cooperativos	48
3.1.1. Valor Shapley	48
3.2. Modelagem da Rede	51
3.3. Modelagem da Geração e Carga	52
3.3.1. Solar Fotovoltaica	52
3.3.2. Centrais Geradoras Hidrelétricas	55
3.3.3. Eólica	58
3.3.4. Carga	61
3.4. Método para Alocação Tarifária	62
3.4.1. Função Uso da Rede	63
3.4.2. Função Perdas Elétricas	64
3.4.3. Função Ponta de Demanda	65
3.4.4. Função Confiabilidade	67
3.4.4.1. Índices de Confiabilidade em Sistemas de Distribuição	68
3.4.5. Sinal Tarifário da GD no Sistema de Distribuição (STGD-SD)	75
3.4.5.1. Valoração das Funções	76
3.5. Algoritmo	77

4 Resultados – Funções de Fluxo e Sistemas Testes	80
4.1. Sistema IEEE-RBTS Barra 2	80
4.1.1. Alimentador 4 – GD Hídrica	82
4.1.1.1. Função Uso	87
4.1.1.2. Função Perdas	89
4.1.1.3. Função Ponta	90
4.1.2. Alimentador 3 – GD Eólica	92
4.1.2.1. Função Uso	96
4.1.2.2. Função Perdas	97
4.1.2.3. Função Ponta	98
4.1.3. Alimentador 1 – GD Solar	98
4.1.3.1. Função Uso	102
4.1.3.2. Função Perdas	103
4.1.3.3. Função Ponta	104
4.1.4. Sinal Tarifário da Geração Distribuída – IEEE RBTS	104
4.2. Sistema IEEE 33 barras	106
4.2.1. Função Uso, Perdas e Ponta	113
4.2.2. Sinal Tarifário da Geração Distribuída – IEEE 33 barras	118
4.3. Conclusões	119
5 Resultados – Função Confiabilidade e Sistema Real	121
5.1. Resultados – Função Confiabilidade no Sistema RBTS	121
5.1.1. Alimentador 4	121
5.1.1.1. Função Confiabilidade	123
5.1.2. Alimentador 3	126
5.1.2.1. Função Confiabilidade	127
5.1.3. Alimentador 1	128
5.1.3.1. Função Confiabilidade	129
5.2. Resultados – Sistema Papagaios	130
5.2.1. Alimentador 1	133
5.2.1.1. Funções Características	137
5.2.2. Alimentador 2	138
5.2.2.1. Funções Características	142
5.2.3. Alimentador 3	143
5.2.3.1. Funções Características	146

5.2.4. Alimentador 4	147
5.2.4.1. Funções Características	151
5.2.5. Sinal Tarifário da Geração Distribuída – Sistema Papagaios	152
5.3. Conclusões	154
6 Conclusões e Trabalhos Futuros	156
6.1. Conclusões	156
6.2. Propostas de Trabalhos Futuros	157
7 Referências Bibliográficas	159
Apêndice A.	170
Exemplos Hipotéticos de Valor Shapley	170
A1. Exemplo 1	170
A2. Exemplo 2	171
A3. Exemplo 3	172

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Perspectiva das Distribuidoras	21
Figura 1.2 – Perspectiva de Proprietários de GD	21
Figura 2.1 – Composição da Tarifa de Energia Elétrica [49].....	34
Figura 2.2 – Concepções de Rede Elétrica Tradicional e Distribuída [65]	38
Figura 2.3 – Crescimento da Capacidade Instalada de GD no Brasil	42
Figura 2.4 – Quantidade de Geradores e Participantes do Sistema de Créditos ...	42
Figura 2.5 – Percentagens de Potência Instalada de GD por Tipo de Fonte	43
Figura 2.6 – Quantidade de Geradores e Participantes do Sistema de Créditos ...	43
Figura 2.7 – Percentagens de Potência Instalada de GD por Modalidade	44
Figura 2.8 – Quantidade de Geradores e Participantes do Sistema de Créditos ...	44
Figura 2.9 – Percentagens de Potência Instalada de GD por Classe de Consumo	45
Figura 2.10 – Quantidade de Geradores e Participantes do Sistema de Créditos .	45
Figura 2.11 – Capacidade Instalada de GD por Estado.....	46
Figura 2.12 – Previsão da Capacidade Instalada de GD para 2027	47
Figura 3.1 – Efeito causado pela variação de irradiância solar (a) e temperatura (b) sobre a curva I-V de um módulo de silício cristalino [74].....	53
Figura 3.2 – Sistema fotovoltaico de uma residência conectado à rede elétrica [75]	53
Figura 3.3 – CGH do Parque Barigui em Curitiba [79]	56
Figura 3.4 – Casa de Força: CGH da Pousada Alto São Martinho [78].....	57
Figura 3.5 – Turbina: CGH da Pousada Alto São Martinho [78].....	57
Figura 3.6 – Aerogeradores de pequeno porte: (a) rotor horizontal e (b) rotor vertical savonius (c) rotor vertical h-darrieus (d) rotor darrieus vertical e horizontal [82], [83].....	60
Figura 3.7 – Turbina eólica Gerar 246 da fabricante Enersud [83].....	61
Figura 3.8 – Curvas de carga de dia útil para consumidor (a) residencial e (b) comercial [84].....	62
Figura 3.9 – Funções de custo unitário de interrupção: Ontario Hydro, Canadá [91]	77
Figura 3.10 – Algoritmo para cálculo do STGD-SD.....	79

Figura 4.1 – Sistema IEEE-RBTS Barra 2	81
Figura 4.2 - Vazão para CGHs do Alimentador 4.....	83
Figura 4.3 - Energia Anual Consumida - Alim. 4 - IEEE RBTS	83
Figura 4.4 - Energia Mensal Consumida - Alim. 4 - IEEE RBTS	84
Figura 4.5 - Energia Anual Produzida por GD - Alim. 4 - IEEE RBTS	84
Figura 4.6 - Energia Mensal Produzida por GD - Alim. 4 - IEEE RBTS	84
Figura 4.7 - Geração Hídrica - TR16 (Cgh-1) em 21/04.....	85
Figura 4.8 - Fluxo nas Linhas - Alim. 4 - 21/04 às 4:00	86
Figura 4.9 - Perdas nas Linhas - Alim. 4 - 21/04 às 4:00.....	86
Figura 4.10 - Alteração da Ponta - Alim. 4	87
Figura 4.11 - Densidade de Probabilidade da Série de Ventos - Estação Forte de Copacabana	92
Figura 4.12 - Energia Consumida Anual - Alim. 3 - IEEE RBTS	93
Figura 4.13 - Energia Consumida Mensal - Alim. 3 - IEEE RBTS	93
Figura 4.14 - Energia Produzida Anual - Alim. 3 - IEEE RBTS	93
Figura 4.15 - Energia Produzida Mensal - Alim. 3 - IEEE RBTS	94
Figura 4.16 - Geração Eólica - LP10 (Eol-1) em 19/08	94
Figura 4.17 - Fluxo nas Linhas - Alim. 3 - 19/08 à 1:00.....	95
Figura 4.18 - Perdas nas Linhas - Alim. 3 - 19/08 à 1:00	95
Figura 4.19 - Radiação Horizontal - Rio de Janeiro.....	98
Figura 4.20 - Energia Consumida Anual - Alim. 1 - IEEE RBTS	99
Figura 4.21 - Energia Consumida Mensal - Alim. 1 - IEEE RBTS	99
Figura 4.22 - Energia Produzida Anual - Alim. 1 - IEEE RBTS	99
Figura 4.23 - Energia Produzida Mensal - Alim. 1 - IEEE RBTS	100
Figura 4.24 - Geração Solar - LP-4 (Sol-2) em 13/11	100
Figura 4.25 - Fluxo nas Linhas - Alim. 1 - 13/11 às 12:00	101
Figura 4.26 - Perdas nas Linhas - Alim. 1 - 13/11 às 12:00.....	101
Figura 4.27 - Redução da Ponta - Alim. 1 - 13/11	102
Figura 4.28 - Sistema IEEE 33 barras	106
Figura 4.29- Energia Anual Consumida - IEEE 33 barras	108
Figura 4.30 - Energia Mensal Consumida - IEEE 33 barras	109
Figura 4.31 - Energia Anual Produzida por GD - IEEE 33 barras.....	109
Figura 4.32 - Energia Mensal Produzida por GD - IEEE 33 barras.....	110

Figura 4.33 – GD no IEEE 33 barras	110
Figura 4.34 - Fluxo nas Linhas – IEEE 33 barras - 31/12 às 12:00	111
Figura 4.35 - Fluxo nas Linhas - IEEE 33 barras - 09/12 às 11:00	111
Figura 4.36 – Perdas nas Linhas – IEEE 33 barras - 31/12 às 12:00	112
Figura 4.37 - Perdas nas Linhas - IEEE 33barras - 09/12 às 12:00.....	112
Figura 4.38 – Alteração da Ponta – IEEE 33 barras.....	113
Figura 4.39 - Redução das Perdas - Sol-2 e Cgh-2	115
Figura 4.40 - Redução Percentual de Uso e Perdas - Sol-2 e Cgh-2.....	116
Figura 5.1 – FIC – Alim. 4 – IEEE RBTS	122
Figura 5.2 – DIC – Alim. 4 – IEEE RBTS.....	122
Figura 5.3 – Núcleo na Função Confiabilidade.....	125
Figura 5.4 – FIC – Alim. 3 – IEEE RBTS	126
Figura 5.5 – DIC – Alim. 3 – IEEE RBTS.....	127
Figura 5.6 – FIC – Alim. 1 – IEEE RBTS	128
Figura 5.7 – DIC – Alim. 1 – IEEE RBTS.....	129
Figura 5.8 – Sistema Elétrico Papagaios	130
Figura 5.9 – Alimentador 1 – Sistema Elétrico Papagaios.....	130
Figura 5.10 – Alimentador 2 – Sistema Elétrico Papagaios.....	131
Figura 5.11 – Alimentador 3 – Sistema Elétrico Papagaios.....	131
Figura 5.12 – Alimentador 4 – Sistema Elétrico Papagaios.....	131
Figura 5.13 – Energia Anual Consumida – Alim. 1 - Papagaios	134
Figura 5.14 – Energia Mensal Consumida – Alim. 1 – Papagaios.....	134
Figura 5.15 – Energia Anual Produzida por GD – Alim. 1 – Papagaios.....	134
Figura 5.16 – Energia Mensal Produzida por GD – Alim. 1 – Papagaios.....	135
Figura 5.17 - Geração Solar – Sol-6 em 14/11	135
Figura 5.18 - Geração Solar – Sol-13 em 14/11	135
Figura 5.19 - Alteração da Ponta – Alim. 1 – Papagaios	136
Figura 5.20 – LOLC – Alim. 1 – Papagaios.....	137
Figura 5.21 - Energia Anual Consumida – Alim. 2 - Papagaios	139
Figura 5.22 - Energia Mensal Consumida – Alim. 2 – Papagaios	139
Figura 5.23 - Energia Anual Produzida por GD – Alim. 2 – Papagaios	139
Figura 5.24 - Energia Mensal Produzida por GD – Alim. 2 – Papagaios	140
Figura 5.25 – Geração Solar – Sol-16 em 14/11	140

Figura 5.26 - Geração Hídrica – Cgh-25 em 31/01	140
Figura 5.27 - Alteração da Ponta – Alim. 2 – Papagaios	141
Figura 5.28 – LOLC – Alim. 2 – Papagaios.....	142
Figura 5.29 - Energia Anual Consumida – Alim. 3 – Papagaios	143
Figura 5.30 – Energia Mensal Consumida – Alim. 3 – Papagaios.....	144
Figura 5.31 – Energia Anual Produzida por GD – Alim. 3 – Papagaios.....	144
Figura 5.32 – Energia Mensal Produzida por GD – Alim. 3 – Papagaios.....	144
Figura 5.33 – Geração Eólica – Eol-29 em 06/09	145
Figura 5.34 – Geração Hídrica – Cgh-33 em 2/12	145
Figura 5.35 – Alteração da Ponta – Alim. 3 – Papagaios.....	145
Figura 5.36 – LOLC – Alim. 3 – Papagaios.....	146
Figura 5.37 - Energia Anual Consumida – Alim. 4 – Papagaios	147
Figura 5.38 - Energia Mensal Consumida – Alim. 4 – Papagaios	148
Figura 5.39 - Energia Anual Produzida por GD – Alim. 4 – Papagaios	148
Figura 5.40 - Energia Mensal Produzida por GD – Alim. 4 – Papagaios	148
Figura 5.41 - Geração Solar – Sol-45 em 14/11	149
Figura 5.42 - Geração Eólica – Eol-47 em 23/09.....	149
Figura 5.43 - Geração Hídrica – Cgh-52 em 30/12.....	149
Figura 5.44 - Alteração da Ponta – Alim. 4 – Papagaios	150
Figura 5.45 – LOLC – Alim. 4 – Papagaios.....	151

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 - RBTS Barra 2: Dados de Ponto de Carga e GD.....	82
Tabela 4.2 - Função Uso - Alim. 4	88
Tabela 4.3 - Alocação da Função Uso - Alim. 4	88
Tabela 4.4 - Função Perdas - Alim. 4.....	89
Tabela 4.5 - Alocação da Função Perdas - Alim. 4.....	90
Tabela 4.6 - Função Ponta - Alim. 4	91
Tabela 4.7 - Alocação da Função Ponta - Alim. 4	91
Tabela 4.8 - Função Uso - Alim. 3	96
Tabela 4.9 - Alocação da Função Uso - Alim. 3	96
Tabela 4.10 - Função Perdas - Alim. 3.....	97
Tabela 4.11 - Alocação da Função Perdas - Alim. 3.....	97
Tabela 4.12 - Função Uso - Alim. 1	102
Tabela 4.13 - Alocação da Função Uso - Alim. 1	102
Tabela 4.14 - Função Perdas - Alim. 1.....	103
Tabela 4.15 - Alocação da Função Perdas - Alim. 1	103
Tabela 4.16 - Função Ponta - Alim. 1	104
Tabela 4.17 - Alocação da Função Ponta - Alim. 1	104
Tabela 4.18 - STGD – IEEE-RBTS	105
Tabela 4.19 - Dados Sistema IEEE 33 barras com GD.....	107
Tabela 4.20 – Alocação do Uso, Perdas e Ponta – IEEE 33 barras.....	113
Tabela 4.21 - Comparação Alocações e Contribuição Individual - IEEE 33 barras	114
Tabela 4.22 - STGD – IEEE-33 barras.....	118
Tabela 5.1 - Função Confiabilidade - Alim. 4.....	124
Tabela 5.2 - Alocação da Função Confiabilidade - Alim. 4.....	125
Tabela 5.3 - Função Confiabilidade - Alim. 3.....	127
Tabela 5.4 - Alocação da Função Confiabilidade - Alim. 3.....	128
Tabela 5.5 - Função Confiabilidade - Alim. 1.....	129
Tabela 5.6 - Alocação da Função Confiabilidade - Alim. 1.....	129
Tabela 5.7 - Dados Sistema Papagaios com GD	132

Tabela 5.8 – Alocação das Funções – Alimentador 1 – Sistema Papagaios	137
Tabela 5.9 – Alocação das Funções – Alimentador 2 – Sistema Papagaios	142
Tabela 5.10 – Alocação das Funções – Alimentador 3 – Sistema Papagaios	146
Tabela 5.11 – Alocação das Funções – Alimentador 4 – Sistema Papagaios	151
Tabela 5.12 – STGD – Papagaios	153
Tabela A.7.1 – Exemplo Valor Shapley – 3 jogadores e fator 10%	170
Tabela A.7.2 - Exemplo Valor Shapley - 3 jogadores e fator 20%	171
Tabela A.7.3 – Exemplo Valor Shapley – 3 jogadores – Mudança de Sinal	172
Tabela A.7.4 - Exemplo Valor Shapley – 3 jogadores – Mudança de Sinal	172
Tabela A.7.5 - Exemplo 3 jogadores - Valor Shapley - Alocação Positiva – fator1 10%	173
Tabela A.7.6 - Exemplo 3 jogadores - Valor Shapley - Alocação Positiva – fator1 30%	173

Lista de Siglas e Abreviações

GD	Geração Distribuída
REN	Resolução Normativa
GEE	Gases de Efeito Estufa
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hídrica
EOL	Central Geradora Eólica
UFV	Central Geradora Fotovoltaica
UTE	Central Geradora Térmica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
STGD-SD	Sinal Tarifário da Geração Distribuída no Sistema de Distribuição
NA	Normalmente Aberta
NF	Normalmente Fechada
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
NOCT	<i>Nominal Operation Cell Temperature</i>
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
ASAI	<i>Average Service Availability Index</i>

ASUI	<i>Average Service Unavailability Index</i>
CAIDI	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>
EENS	<i>Expect Energy Not Supplied</i>
LOLC	<i>Loss of Load Cost</i>
SMC	Simulação Monte Carlo
SMCS	Simulação Monte Carlo Sequencial
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LR	<i>Load Restriction</i>
APS	<i>Arizona Public Service</i>

1 Introdução

1.1.

Considerações Gerais

A Geração Distribuída (GD) tem modificado profundamente a estrutura clássica dos sistemas elétricos. Sua recente evolução pode ser contextualizada numa prodigalidade de motivações direcionadas em uma mesma convergência: o protagonismo do consumidor e sua participação ativa na dinâmica operacional, regulatória e comercial dos sistemas elétricos de potência (SEP). Conjuntamente, justificativas de natureza técnica, ambiental e econômica têm conduzido este expressivo crescimento da GD em diversos países, desafiando a estética centralizada na qual os SEP foram desenvolvidos.

Inúmeras possibilidades e novas opções despontam para agentes planejadores, reguladores e elaboradores de políticas legislativas, concomitantemente a questões que ainda carecem de debate e novos recursos de solução. Em uma dimensão generalista, manifesta-se a indagação básica de como os futuros sistemas elétricos serão constituídos: grandes plantas de geração, conduzidas por agentes tradicionais do mercado atacado continuarão caracterizando os SEP como sistemas centralizados ou pequenas fontes de geração, gerenciadas por uma infinidade de consumidores, converterão a atual estrutura em uma estética distribuída? Esta discussão está no centro da reorganização e planejamento de muitos sistemas elétricos em todo o mundo [1]. Por um lado, existe a visão de um futuro no qual inúmeros consumidores optarão por instalar geração própria, revolucionando o modelo tradicional. Sob outra perspectiva, acredita-se que os futuros sistemas elétricos serão constituídos por uma combinação integrada de GD e centralizada, com a maior parte do modelo tradicional permanecendo intacta [2].

No tocante às formas de remuneração, as questões fundamentam-se em como valorar justamente a GD, numa tarifa que congregue tanto os benefícios quanto os custos adicionais associados à sua utilização. Atualmente, em diversos países, os consumidores que instalam GD recebem um robusto suporte regulatório que, sob a perspectiva de remuneração, lhes oferecem vantagens em relação aos sistemas

centralizados. Na Europa, por exemplo, as tarifas *feed-in*¹, são maiores para plantas solares distribuídas que para centralizadas. Nos Estados Unidos, a política adotada *net-metering*² fornece evidentemente mais suporte para geração distribuída que centralizada. Apesar de serem mecanismos de incentivo importantes no estabelecimento da GD, os custos públicos com a adoção destas políticas são substanciais [3], [4].

No Brasil, a GD foi regulamentada no ano de 2012 com a Resolução Normativa (REN) nº 482 da Aneel, definindo regras para conexão de micro e minigeração de energia nos sistemas de distribuição. Na citada REN, foi criado o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*net-metering*), permitindo que o excedente de energia gerado pudesse ser injetado no sistema de distribuição e ser utilizado posteriormente para desconto do consumo mensal [5]. No ano de 2015, a REN 687 trouxe atualizações às regras da micro e minigeração distribuída, que serão melhores descritas no decorrer deste trabalho, todavia, o modelo do mecanismo do Sistema de Compensação de Energia foi mantido. Neste modelo é estabelecido que a energia injetada na rede da distribuidora desconta integralmente a energia consumida, com todas suas componentes tarifárias. Consequentemente, a energia injetada pela GD é valorada unicamente pela tarifa de elétrica estabelecida para os consumidores, congregando em um mesmo valor a energia gerada, seu transporte, os encargos setoriais e tributos [6]. Além disso, a tarifa não possui característica locacional, seu valor não considera a localização do consumidor na rede.

Analisando como é composta a tarifa de energia elétrica, verifica-se que somente o custo do transporte representa tipicamente um quarto das contas dos consumidores, sendo a maior parte dessa parcela referente ao transporte de energia através das redes de distribuição. Devido aos incentivos financeiros criados em muitos países para fomento da geração renovável e distribuída, este custo tende a

¹ O sistema *feed-in* consiste no pagamento de uma tarifa mais vantajosa para determinadas centrais geradoras em comparação às demais centrais, ou seja, paga-se por cada quilowatt-hora de produção um preço acima do mercado e estipulado por lei. O objetivo é viabilizar a implantação de determinados empreendimentos, em geral os que utilizam fontes renováveis de energia, que possuem custos mais elevados de produção. Tais tarifas normalmente são garantidas por um período determinado, 10 a 20 anos, que seria o tempo necessário para permitir o desenvolvimento das fontes alternativas, com consequente redução de custos [4].

² O sistema *net-metering* é caracterizado pela medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bidirecionais. Dessa forma, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior que a carga, o consumidor recebe um crédito em energia na próxima fatura. Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada [4].

aumentar progressivamente nos próximos anos. No entanto, um sistema de tarifação apropriado, capaz de influenciar novos usuários de rede sobre como e quando utilizá-la, pode minimizar este custo. Ademais, através de uma sinalização econômica pode-se estabelecer a promoção de investimentos eficientes para o uso eficaz das redes de distribuição [7].

A discussão predita a respeito das formas de remuneração e valoração da GD está em voga no cenário nacional. Por um lado, distribuidoras alegam que o atual mecanismo de compensação não remunera adequadamente o uso do sistema de distribuição, além de transferir custos aos consumidores que não utilizam geração própria, conforme apresentado na Figura 1.1. Por outro lado, consumidores que optam pela GD pontuam os benefícios da GD à sociedade e defendem o atual modelo, como ilustrado na Figura 1.2.

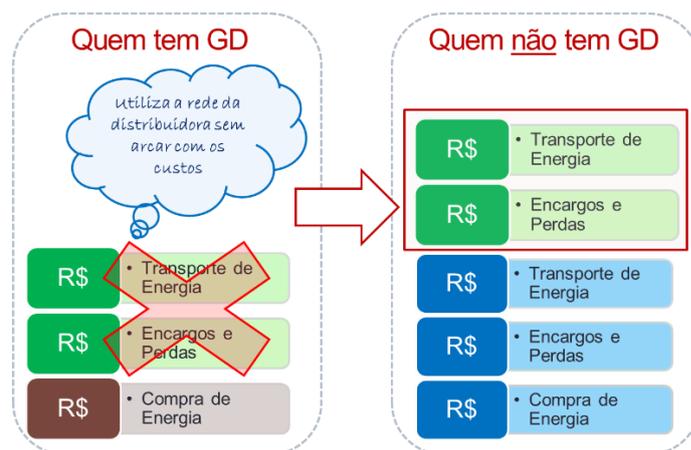


Figura 1.1 – Perspectiva das Distribuidoras

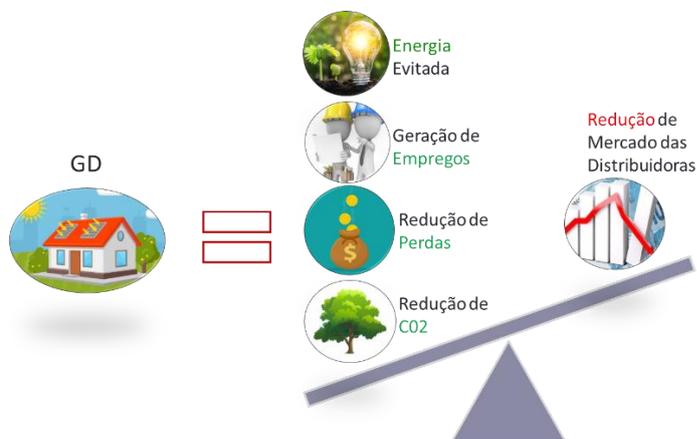


Figura 1.2 – Perspectiva de Proprietários de GD

A razão de este embate estar acontecendo é porque não existe uma quantificação dos benefícios e custos da GD no Brasil, o que gera questionamentos sobre a forma de compensação vigente. Indo além do contexto nacional, a maior parte das metodologias existentes para tarifação em sistemas de distribuição foram desenvolvidas nos anos 70 e 80, para uma rede tipicamente passiva, sem avaliação da influência da GD [7]. Neste ambiente, onde múltiplos agentes emergem em um novo mercado que vem se estabelecendo, com a evolução da GD cada vez mais expressiva no país, um modelo robusto para o problema da valoração e alocação dos custos faz-se necessário. Neste modelo, além da consideração do custo referente ao uso do sistema de distribuição, os benefícios oferecidos pela presença da GD e os efeitos prejudiciais da sua utilização devem também ser refletidos na tarifa, bem como o sinal locacional. Como benefícios, pode-se citar a redução das perdas, aumento dos índices de confiabilidade, diminuição do carregamento da rede, redução das emissões, adiamento em obras de melhoria na rede da distribuidora, entre outros. Como características prejudiciais, pode-se imaginar um cenário onde a massiva penetração de GD na rede causaria o efeito contrário dos benefícios citados, aumentando o carregamento e as perdas e diminuindo os índices de confiabilidade. Ademais, através de um incentivo justo o modelo tarifário poderia sinalizar pontos críticos da rede de distribuição onde unidades de GD poderiam ser instaladas. Tarifas capazes de fornecer sinais econômicos que conduzem ao uso eficiente da rede podem incentivar o crescimento saudável da GD, influenciando aos geradores a responder as necessidades da rede em tempo real [7].

Neste contexto, diferentes métodos de tarifação originalmente desenvolvidos para sistemas de transmissão podem ser aplicados para alcançar a mencionada proposta, visando identificar na tarifa a responsabilidade de cada agente de GD pelos fatores já citados. Em relação ao presente trabalho, a teoria dos jogos cooperativos pode ser utilizada para compor um modelo tarifário que forneça a apropriada valoração e alocação dos custos das redes de distribuição com presença de GD. Um novo mercado onde múltiplos *players* vem surgindo com geração própria de diferentes tipos pode ser representado como um jogo, com os usuários da rede que utilizam GD no papel de jogadores que agem racionalmente. O objetivo do jogo é obter os custos totais da rede de distribuição e alocá-los utilizando conceitos de solução de teoria de jogos cooperativos, refletindo nesta alocação a localização da GD na rede.

Desta forma, diante da ausência de uma forma adequada de valoração da GD nos sistemas de distribuição, o presente trabalho se propõe a desenvolver um método que mensure fielmente os custos e benefícios, alocando-os segundo a responsabilidade de cada agente gerador e considerando a localização dos mesmos na rede.

1.2. Objetivos

O presente trabalho tem por objetivo o desenvolvimento de uma nova metodologia para quantificação e alocação de benefícios e custos da GD em sistemas de distribuição, que gere um sinal tarifário capaz de traduzir os efeitos da sua localização e presença na rede. Para tanto, os seguintes itens são considerados:

- Contabilização das funções Uso, Perdas e Ponta de Demanda, através da elaboração de estudos de fluxo de potência cronológicos nas condições com e sem GD;
- Contabilização da função confiabilidade através da simulação monte-carlo cronológica nas condições com e sem GD;
- Alocação das funções Uso, Perdas, Ponta e Confiabilidade entre os geradores distribuídos através do Valor Shapley;
- Determinação do sinal tarifário para cada gerador através das alocações das funções e dos valores monetários atribuídos às mesmas.

1.3. Estrutura da Tese

O presente capítulo descreveu conceitos gerais relacionados à valoração da GD, introduzindo o conflito de interesses na reavaliação das regras tarifárias aplicadas a micro e minigeração no Brasil. Foi contextualizada a necessidade de metodologias mais robustas para determinação de como geradores distribuídos poderiam ser recompensados.

No Capítulo 2, é apresentada a revisão bibliográfica de diversos trabalhos da literatura relacionados à teoria de jogos, métodos de tarifação e geração distribuída.

Também faz parte deste capítulo a discussão sobre o estado da arte da GD no Brasil e os métodos de alocação de custos comumente utilizados em redes elétricas.

No Capítulo 3, é apresentada a metodologia proposta com a formulação das funções Uso, Perdas, Ponta e Confiabilidade e o Valor Shapley. Juntamente com a definição das funções, são discutidas as técnicas e estudos necessários para contabilização das mesmas. Premissas que envolvem a modelagem da carga e das fontes de geração, também são expostas neste capítulo, além de referências de valores qualificados a monetizar as funções.

No Capítulo 4 realiza-se a aplicação da metodologia proposta nos sistemas de distribuição IEEE-RBTS barra 2 e IEEE-33 barras. Devido à ausência de dados para o último sistema citado, excluiu-se o tópico de confiabilidade, sendo somente avaliadas as funções Uso, Perdas e Ponta.

O Capítulo 5 dedica-se a avaliação da função confiabilidade e aplicação da metodologia proposta em um sistema real. Foram utilizados o sistema teste IEEE-RBTS barra 2 e o sistema real da cidade de Papagaios.

Por fim, o Capítulo 6 é dedicado às principais conclusões do presente estudo e são apresentadas as propostas de continuidade para elaboração de trabalhos futuros.

2 Revisão Bibliográfica

Nesta seção é apresentada a revisão bibliográfica dos principais conceitos relacionados à teoria de jogos, métodos de tarifação e geração distribuída. Através dos trabalhos que fundamentaram a elaboração do presente estudo, são levantadas as principais referências relacionadas ao tema proposto, encadeando um breve histórico da teoria dos jogos e os conceitos de jogos cooperativos, o estado da arte da geração distribuída no Brasil e os métodos de tarifação comumente utilizados na alocação dos custos da rede elétrica.

2.1.1. Teoria de Jogos

A teoria dos jogos é uma abordagem matemática para análise e modelagem de situações de interação estratégica, onde a atitude de um participante ou grupo depende da atitude de outros participantes, podendo ser situações de conflito ou cooperação. Segundo [8], a teoria dos jogos é um conjunto de ferramentas analíticas destinadas ao entendimento do fenômeno que se observa quando agentes tomadores de decisão interagem, sendo suposições básicas os objetivos definidos (os agentes são racionais) e a consideração do comportamento de outros agentes (há uma argumentação estratégica).

A princípio, a teoria dos jogos teve uma maior influência na economia (comércio, economia do trabalho, macroeconomia). Com o tempo, o impacto se estendeu a outros ramos das ciências sociais (relações internacionais, filosofia, sociologia, antropologia), além de conhecimentos fora do escopo original, como a biologia, ciência da computação, etc. [9]. Em [10], é destacada a aplicação no estudo de temas como eleições, leilões e evolução genética, e acentuada a possibilidade da teoria dos jogos formar futuramente o fundamento do conhecimento técnico de como a economia funciona.

Como principal referência para o estabelecimento categórico da teoria dos jogos na economia e na matemática aplicada, cita-se a publicação clássica do

matemático húngaro-americano John von Neumann em cooperação com o economista alemão Oscar Morgenstern em 1944, o livro “*The Theory of Games and Economic Behaviour*” [11]. Parcialmente baseado em pesquisas anteriores de von Neumann em 1928, o livro apresenta a solução para jogos de soma zero, além de definir a representação de jogos de maneira abrangente e abordar a cooperação e formação de coalizões (grupos de jogadores) entre participantes do jogo [10]. Apesar deste marco formal, é interessante citar que alguns exemplos podem ser verificados de longa data, como é o caso do problema de contrato de casamento apresentado no livro babilônico Talmud, base da civilização judaica. Neste problema, é estabelecida uma decisão na divisão da herança do marido entre suas três mulheres. Os contratos de casamento definem proporções de 100, 200 e 300 unidades monetárias para cada uma das esposas, no caso da morte do homem. O Talmud estabelece que, caso o homem morra e deixe como herança somente 100 unidades monetárias, que seja repartido igualmente entre as três. Caso ele deixe 300, que seja uma partilha proporcional (50, 100, 150) e, caso ele deixe 200, a divisão recomendada é (50, 75, 75). Recentemente, reviu-se que tal situação corresponde à solução de um jogo cooperativo [12].

Uma importante contribuição à teoria dos jogos ocorreu com o matemático norte-americano John Forbes Nash Jr. em 1950, em quatro artigos relevantes para jogos não cooperativos e para teoria de barganha. Em [13] e [14], Nash provou a existência de um equilíbrio de estratégias mistas para jogos não cooperativos, denominado equilíbrio de Nash, e sugeriu uma abordagem de estudo de jogos cooperativos a partir de sua redução para a forma não cooperativa. Nos artigos [15] e [16], ele elaborou a teoria de barganha e provou a existência de solução para o problema da barganha de Nash. Em 1994, o prêmio Nobel de economia foi concedido a John Nash, John Harsanyi e Reinhard Selten, por suas contribuições em teoria dos jogos. Em mais três ocasiões o prêmio Nobel de economia foi concedido a pesquisadores da teoria dos jogos: em 2005 para Robert Aumann e Thomas Schelling, em 2007 para Leonid Hurwicz, Eric Maskin e Roger Myerson e, em 2012, para Lloyd Shapley e Alvin Roth [9].

Em todos os modelos de jogos a entidade básica é o jogador. Um jogador pode ser interpretado como um indivíduo ou grupo de indivíduos tomadores de decisão [8]. A natureza dos jogadores varia de acordo com o contexto invocado: na biologia evolutiva, por exemplo, em [17], os jogadores são organismos vivos

irracionais; na economia comportamental, conforme apresentado em [18], os jogadores são seres humanos comuns. Dado este fundamento, divide-se a teoria dos jogos em duas principais categorias: jogos cooperativos ou não cooperativos.

Segundo [9], nos jogos cooperativos é assumido que os jogadores podem se comunicar, formar coalizões e estabelecer acordos. A análise baseia-se nos resultados possíveis através da cooperação dos jogadores, na formação das coalizões e como os ganhos serão partilhados. A teoria dos jogos cooperativos tem sido utilizada, por exemplo, para analisar o comportamento de votação em eleições e outras questões na ciência política e áreas afins. Já os jogos não cooperativos modelam situações onde os jogadores não se comunicam ou podem se comunicar, porém sem estabelecer acordos. Um exemplo é quando empresas de um determinado setor interagem em um ambiente onde é ilegal o acordo de preços, de cotas de produção ou outras formas de comportamentos associativos. Conforme [19], a única possibilidade de coalizão em um jogo não cooperativo é a que é formada pela totalidade de jogadores. Outro clássico exemplo de jogo não cooperativo é o dilema dos prisioneiros [8]: dois suspeitos de um crime são colocados em celas diferentes. Os prisioneiros não podem conversar e um toma decisão sem saber da escolha do outro. Se ambos confessarem, cada um será condenado a 3 anos de prisão. Se somente um deles confessar, este será libertado e usado de testemunha contra o outro, que será sentenciado a 4 anos de prisão. Se nenhum deles confessar, ambos serão sentenciados a 1 ano de prisão. Este jogo evidencia um incentivo a não cooperação, qualquer que seja a decisão de um jogador, o outro prefere confessar a não confessar. Sendo o objetivo de cada jogador ficar preso o menor tempo possível, confessar é a melhor opção, independente da decisão do outro.

Como o enfoque deste trabalho será na aplicação da teoria de jogos cooperativos, o decorrer deste capítulo será dedicado às suas principais definições e fundamentos, não sendo abordada com maior profundidade a análise de jogos não cooperativos. As referências já citadas [8], [9] e [19] abordam jogos não cooperativos. Mais trabalhos que abordam jogos não cooperativos e conceitos gerais de teoria dos jogos podem ser vistos em [20]–[23].

2.1.1.1. Teoria de Jogos Cooperativos

A fundamentação teórica referente a jogos cooperativos é creditada majoritariamente a von Neumann e Mongerstern [11]. Como já definido, nos jogos cooperativos a tomada de decisão está associada à cooperação para maximização dos resultados de grupos de jogadores. Conforme exposto em [22], a formação de coalizões pode garantir ganhos maiores aos seus membros do que a ausência de associação. Todavia, apesar da formação de coalizões facilitar as negociações, é explicado em [19] que adversidades nascem devido a tratativa de alguns argumentos, por exemplo, como seria o processo de estabelecimento de uma coalizão, quantas seriam formadas, como seria a partilha e alocação dos ganhos entre seus membros.

Conforme formalização matemática apresentada em [24], pode-se estabelecer que um jogo cooperativo seja definido por um par (N, v) , onde N é uma coalizão e v é uma função que associa um número real $v(S)$ para cada subconjunto $S \subseteq N$. Sendo $G = (N, v)$ um jogo cooperativo, o conjunto N é o conjunto que representa todos jogadores de G , denominado grande coalizão e v a função característica. Para um jogo de N jogadores, haverá 2^N coalizões diferentes possíveis. Cada subconjunto S não vazio de N configura uma coalizão e, para cada coalizão S , define-se um número real $v(S)$ especificado como ganho de S . A função característica v descreve uma representação dos ganhos existentes para diferentes coalizões, em um ambiente cooperativo. Com respeito ao ganho de cada coalizão, a referência [19] especifica-o como o máximo valor que os participantes da coalizão poderiam garantir independentemente das ações dos membros externos à coalizão. Em [24] é afirmado que se uma coalizão S se formar, ela poderá dividir o ganho $v(S)$ entre seus membros de qualquer forma viável.

Conforme apresentado em [24], uma relevante propriedade de um jogo cooperativo é conhecido como super aditividade. Um jogo $G = (N, v)$ é considerado super aditivo se $v(S \cup T) \geq v(S) + v(T)$ para todo $S, T \subseteq N$ e $S \cap T = \emptyset$. Esta propriedade indica que o ganho associado à coalizão $S \cup T$ é maior que a soma dos valores dos ganhos das coalizões S e T vistas separadamente. Esta condição é satisfeita na maioria das aplicações, no entanto, em algumas vezes pode ser violada. Além disso, coalizões grandes podem ser ineficientes, pois é mais difícil para seus membros chegarem a um acordo sobre a divisão dos seus ganhos.

Diversas propostas de solução de jogos cooperativos são encontradas na literatura, cada uma priorizando alguma propriedade particular. Conforme [24], a solução é uma função que deve simplesmente designar vetores de ganho em $v(N)$ para cada jogo cooperativo (N, v) . Um dos conceitos de solução mais geral e intuitivo é o núcleo (*core*). O conceito de núcleo pode ser compreendido como o conjunto de soluções que não são dominadas. Ou seja, o jogo está associado a um núcleo que corresponde ao conjunto de soluções onde nunca é vantajoso aos participantes sair das suas coalizões [19]. Em [25], o núcleo é um conjunto de soluções que não são dominadas por qualquer outra coalizão possível dentro do jogo. Matematicamente, este conjunto de soluções é definido pelas seguintes restrições:

- i) $X_i \geq v(i), \forall i \in N$
- ii) $\sum X_i \geq v(S), \forall S \in N$

onde X_i representa a solução para o jogador i .

A primeira condição, denominada racionalidade individual, garante que o ganho de qualquer jogador na solução pertencente ao núcleo seja maior ou igual do que seu ganho caso atuasse sozinho, sem formar nenhuma coalizão. A segunda condição, denominada racionalidade grupal, garante que os ganhos obtidos em uma coalizão S , nunca alcançarão a soma dos ganhos individuais dados pela solução pertencente ao núcleo [25].

Caso o núcleo seja muito grande ou inexistente, pode-se explorar outras soluções, por exemplo, o Valor Shapley, Valor Aumann Shapley e Kernel. Um estudo detalhado sobre Kernel pode ser verificado em [26]. O Valor Shapley [27] é um dos métodos de solução mais comumente utilizados para jogos cooperativos e tem por objetivo definir a distribuição de ganhos entre jogadores. Na relação entre o núcleo e o Valor Shapley, é explicado em [19] que o valor Shapley não precisa ser obrigatoriamente membro do núcleo. Uma extensão do Valor Shapley para jogos com infinitos jogadores é o Valor Aumann-Shapley [28]. Como o método Shapley é utilizado no desenvolvimento deste trabalho, uma abordagem detalhada é exposta mais adiante.

2.1.2. Métodos de Tarifação

Nesta seção serão expostos os principais métodos presentes na literatura para alocação de tarifas em redes elétricas. Sendo os métodos precursores àqueles destinados aos sistemas de transmissão, a revisão aqui apresentada terá maior enfoque neste quesito. Ademais, sistemas de distribuição com numerosas interligações e alta penetração GD constituem configurações que podem operar semelhantes aos sistemas de transmissão, com fluxo de potência bidirecional. Nestas condições, métodos de tarifação da transmissão podem de fato ser aplicados. Adicionalmente, trabalhos cujo propósito seja a alocação de tarifas na distribuição serão apresentados.

No método Pro Rata, revisado em [29] e [30], o custo total do sistema de transmissão é dividido entre geradores e cargas na proporção da potência ativa produzida ou consumida pelos mesmos. São estabelecidas duas tarifas, uma para os geradores e outra para as cargas e, o custo alocado para cada agente (gerador ou carga), dependerá da sua injeção de potência no sistema de transmissão. A principal vantagem na utilização do método Pro Rata é sua facilidade de implementação e metodologia simples. Contudo, o método é falho em fornecer na tarifa uma sinalização da localização do agente na rede de transmissão, ou seja, agentes mais próximos dos centros de carga tem a mesma tarifa que agentes mais distantes [25], [31].

Como uma variação do método Pro Rata, o método do Caminho de Contrato fundamenta-se no traçado de um caminho de menor custo, denominado caminho de contrato, sendo este um conjunto de circuitos eletricamente contínuos entre os pontos de injeção e retirada de uma transação bilateral. O método se aplica em transações entre geradores e cargas em regiões pertencentes a diferentes transmissoras. O acordo que define o caminho de contrato, firmado entre gerador, carga e transmissora, não considera o traçado real dos fluxos de potência. Por conseguinte, além de fornecer sinais econômicos incoerentes, transações entre barras afastadas podem gerar tarifas exorbitantes [31], [32].

O método da divisão proporcional é baseado na distribuição dos fluxos de potência pela rede, considerando as injeções responsáveis. O conceito é que cada extração de potência em uma barra tem relação direta com cada injeção de potência nesta mesma barra, ou seja, a proporção dos fluxos que chegam a uma barra define a contribuição dos fluxos que saem dela. A alocação do custo é realizada a partir

da solução de fluxo de potência AC, pela proporção das contribuições de todos geradores ou cargas para o fluxo de potência em cada linha. Detalhes sobre o equacionamento e exemplo deste método podem ser encontrados em [33] e [34].

O método Zbus [35] apresenta solução baseada na matriz de impedâncias Zbus e considera a injeção de corrente em cada barra. Tanto as injeções de corrente quanto a matriz Zbus definem uma medida de sensibilidade que indica a contribuição de cada corrente nodal nos fluxos nas linhas. O método apresenta um desejável efeito de proximidade entre usuários e linhas de transmissão, no qual a maior parte dos custos de determinadas linhas são associados a barras eletricamente próximas a estas linhas [36].

O método *Equivalente Bilateral Exchanges* (EBE), apresentado em [37] e [38], propõe a criação de pares compostos por geradores e cargas (EBEs), assumindo uma atribuição a cada carga de uma fração da geração e, igualmente, a cada geração uma fração de cada. Os fluxos de potência nas linhas são decompostos e os custos da rede são atribuídos considerando o impacto de cada EBE em cada linha, utilizando a solução do fluxo de potência DC. Salienta-se que os contrafluxos não são considerados como diminuição do carregamento, o que resulta em tarifas sempre positivas [32].

O método Nodal [39], utilizado no Brasil e em vários outros países, busca refletir a variação dos custos de expansão da transmissão devido à presença de cada usuário e fundamenta-se no conceito de contribuição marginal de potência, estabelecendo tarifas nodais. A partir da concepção de um sistema de transmissão que não admite folgas ou déficits de capacidade, cada tarifa é determinada pela variação no custo desta representação de rede, que seria provocado pela contribuição marginal de uma injeção (ou extração) de geração (ou carga). Estas premissas produzem tarifas com forte sinalização locacional dos agentes na rede [32]. Apesar da característica de considerar a localização do agente na rede, o que induz ao uso eficiente do sistema, a tarifa locacional estabelecida pelo método nodal não recupera totalmente o custo da transmissão, sendo necessária uma parcela de ajuste. Deste modo, a tarifa final é composta pela parcela locacional, dependente do posicionamento da barra no sistema e uma parcela denominada selo, para recuperação dos custos totais da transmissão [31]. Em geral, a parcela locacional equivale a 20% da tarifa final e a parcela selo 80% [25].

Como desdobramentos deste método, na referência [40] é proposta a precificação nodal de múltiplos cenários hidrológicos, tornando a tarifação do uso do sistema de transmissão aderente aos cenários de geração, portanto, mais próximo da realidade operativa. Em [41] é proposta, a partir da formulação do método nodal, uma metodologia para alocação dos custos de redes de transmissão em estruturas de mercado simples ou compostas por interligação de múltiplos submercados. Decompõe-se o custo da transmissão em uma parcela referente à capacidade utilizada da rede e outra referente à capacidade de transmissão ainda disponível. As tarifas nodais são posteriormente decompostas por subsistema, garantindo a aplicabilidade do método a mercados interligados. Determina-se então a responsabilidade de cada participante no uso de qualquer grupo de linhas de transmissão. Uma metodologia para tarifação nodal em sistemas de transmissão envolvendo contingências de geradores, linhas e transformadores é apresentada em [42], possibilitando a determinação de uma tarifa que contempla as diferentes formas de utilização da rede e suas probabilidades de ocorrência.

Além dos métodos tradicionais, a teoria de jogos cooperativos tem sido constantemente aplicada na alocação de custos de transmissão no setor elétrico. A questão fundamental consiste em solucionar a divisão do custo total entre os agentes. O princípio de justiça é creditado a uma alocação se ela pertencer ao conceito de núcleo apresentado anteriormente, ou seja: (i) os valores das alocações somadas resultam no custo total e; (ii) os ganhos dos jogadores por participarem das coalizões (redução nos custos) superam os ganhos individuais [31]. Na aplicação desta abordagem, a referência [43] estabelece a alocação dos custos da transmissão através de despachos econômicos mensurados para diferentes coalizões de demanda, considerando o máximo fluxo por cada linha de transmissão. Na referência [44], é apresentado um método para alocação de custos da transmissão, baseado em otimização e teoria de jogos utilizando a metodologia Aumann-Shapley. Considerada como uma extensão do Valor Shapley, a ideia desta metodologia é dividir as gerações em partes infinitesimais e aplicar o procedimento de Shapley como se fosse um único agente. Desta forma, o esforço computacional que é um fator limitador para o método de Shapley é reduzido, possibilitando a aplicação para sistemas reais [31].

Em geral, muito dos métodos de tarifação do uso dos sistemas de transmissão são utilizados para o problema de alocação de perdas. Utilizando o método da

divisão proporcional, a referência [45] determina a contribuição de cada gerador e carga para fluxos e perdas na rede. Em [33] outro método baseado na divisão proporcional pode ser encontrado. Em [46], a alocação de perdas é proposta baseando-se no princípio do método EBE. Uma metodologia baseada em fatores incrementais de perdas pode ser encontrada em [47]. A implementação acontece em dois modelos distintos para determinação das perdas do sistema: o modelo básico que utiliza fluxo de potência DC e o modelo estendido que utiliza as equações do fluxo de potência AC. É utilizado o conceito de centro de perdas, uma barra fictícia onde todas as transações são compensadas. Uma extensão desta metodologia para aplicação em múltiplos mercados pode ser encontrada em [48]. Em [29], a alocação de perdas é baseada no método Pro Rata. Conceitos de soluções de jogos cooperativos como Valor Shapley, Valor Shapley Bilateral e Kernel são utilizados em [37] para alocação de perdas em sistemas de transmissão, onde os jogadores são representados por EBEs. Comparações entre vários métodos para o problema de alocação de perdas podem ser encontradas em [38].

No segmento de distribuição, a tarifa tem por objetivo garantir às distribuidoras receita suficiente para cobrir os custos operacionais e remunerar os investimentos para expansão do seu sistema. No Brasil, para fins de cálculo tarifário, esta receita é composta por duas parcelas distintas: a parcela A, que representa custos alheios à gestão da distribuidora e a parcela B, composta por custos gerenciáveis pela distribuidora. Na parcela A, são incorridos os custos relacionados às atividades de geração e transmissão, além de encargos setoriais previstos em lei. A parcela B representa custos próprios da atividade de distribuição e a remuneração dos investimentos. As tarifas são determinadas pelo órgão regulador em processos de reajustes periódicos, com o propósito de restabelecer o poder de compra das concessionárias. Como se observa na Figura 2.1 abaixo, os custos referentes à energia representam a maior parcela (53,5%), seguido dos custos com tributos (29,5%) e dos custos com a distribuição (17%) [7], [49].



Figura 2.1 – Composição da Tarifa de Energia Elétrica [49]

A tarifação na distribuição pode ser separada em três etapas fundamentais: a escolha dos métodos de remuneração aplicáveis, a definição da estrutura tarifária e, por último, a alocação deste custo entre os usuários. A primeira etapa consiste na escolha do método para cálculo da receita de remuneração das distribuidoras. A segunda etapa contempla a definição da estrutura tarifária: classifica-se os grupos de consumidores em categorias tarifárias, os intervalos de tempo faturáveis (e.g., ponta e fora de ponta) e os termos sob os quais cada categoria e período são cobrados. A última etapa consiste na alocação dos custos, distribuindo-os em cada segmento da estrutura tarifária [50].

Portanto, uma vez calculados e distribuídos os custos entre as categorias tarifárias, o próximo passo seria dividi-los entre os consumidores de cada uma. O método globalmente utilizado para esta alocação é o Pro Rata, sendo o custo dividido na proporção da energia consumida dentro de cada categoria tarifária, em cada período [50]. No Brasil, custos incrementais médios são determinados para cada categoria, divididas em classes de tensão: custos de investimentos futuros e crescimento de carga são estabelecidos em termos de valor presente. Dentro de cada nível de tensão, a alocação é baseada no método Pro Rata desconsiderando a distância entre geração e carga [7].

Diferentes propostas de métodos para tarifação na distribuição podem ser encontradas na literatura. A referência [51] aborda a tarifação da distribuição no Brasil e propõe um método fundamentado em custos incrementais médios, calculados a partir dos custos de expansão de uma distribuidora modelo, obtida a partir da comparação entre distribuidoras reais. Os custos são divididos entre os consumidores de acordo com suas contribuições para a demanda de pico da sua região e da contribuição da região para o pico de demanda total. Em [52] é proposta uma

metodologia baseada no cálculo de custos marginais de longo prazo, a partir de custos operacionais, confiabilidade e investimentos. A referência [53] apresenta uma abordagem de cálculo de custo incremental de longo prazo baseada no uso da capacidade não utilizada da rede, refletindo o custo do adiamento do investimento resultante da inclusão de geração ou carga em uma rede de distribuição. A mesma metodologia para cálculo é utilizada em [54], buscando refletir o custo do adiamento ou da antecipação do investimento em dispositivos de compensação de energia reativa baseada na capacidade sobressalente de tensão da rede.

Além de trabalhos que utilizam o princípio do cálculo de custos incrementais, a referência [55] propõe a alocação dos custos fixos de redes de distribuição com GD utilizando o princípio do método MW-Milha. Em [56] o método MW-MVAr-Milha é utilizado para precificar separadamente energia ativa e reativa em um sistema de distribuição, considerando não apenas a distância para alimentação aos usuários, mas também o impacto destes no fator de potência da rede. Já em [57], o método nodal é utilizado em um sistema de distribuição com presença GD, de modo a sinalizar a melhor localização e recompensar a GD pela redução de perdas na rede. A referência [58] apresenta um método para o problema de alocação de perdas, baseado na contribuição de cada consumidor para as perdas ativas em um sistema radial. Uma comparação é realizada com outros métodos de alocação de perdas, incluindo o Pro Rata. Em [59] o método de Aumann-Shapley é utilizado para alocação de perdas em sistemas de distribuição radiais e malhados, com penetração de GD. Aplicação do Valor Shapley para alocação de perdas em sistemas de distribuição com GD podem ser verificados em [60] e [61].

2.1.3. Geração Distribuída

Os sistemas de energia elétrica estão passando por uma grande transformação. Inicialmente defrontados pelo dilema de um desenvolvimento distribuído ou centralizado, estes sistemas cresceram e evoluíram durante mais de um século sob o mesmo paradigma: geração de energia elétrica predominantemente centralizada em grandes usinas, transferida aos centros consumidores por longas redes de transmissão. Nesta configuração hierárquica, as usinas geradoras se situam no topo e os consumidores na sua base, resultando em um fluxo unidirecional de energia [62].

Atualmente, diversos requisitos de natureza tecnológica, estrutural e regulatória vêm conduzindo este paradigma a profundas alterações. A reestruturação do setor elétrico, estabelecida em diversos países a partir da década de 80, introduziu a concorrência e a competitividade e possibilitou a entrada de novos agentes no mercado de eletricidade [63].

Novas formas de produção de energia elétrica encontram também motivação na temática socioambiental. As emissões de gases de efeito estufa (GEE) têm aumentado consideravelmente desde a era pré-industrial, impulsionadas em grande parte pelo crescimento econômico e industrial. Isto conduziu a concentrações atmosféricas recordes, sem precedentes em pelo menos 800.000 anos, de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O). Os efeitos têm sido observados em todo o sistema climático, sendo extremamente provável que sejam a causa do aquecimento observado desde a metade do século XX. Sendo a produção de energia elétrica a maior responsável pelas emissões de GEE, relacionar a mesma às mudanças climáticas se faz essencial na busca das possíveis medidas mitigadoras para redução dos efeitos destas emissões [4].

Neste quesito o Brasil atua em posição de destaque com uma matriz de geração de energia elétrica significativamente renovável, principalmente por conta do domínio histórico da geração hídrica. No entanto, as fontes solar e eólica sinalizam uma participação cada vez maior na expansão da geração elétrica. O Brasil possui um grande potencial para desenvolvimento destas formas de geração, que tiveram grande participação nas contratações de energia nos últimos leilões, com preços competitivos.

Adicionalmente à questão das emissões, grandes centrais de geração, sejam hidrelétricas, termelétricas convencionais ou nucleares, têm sofrido cada vez mais dificuldades para sua construção devido aos impactos socioambientais que inevitavelmente causam. A construção destes empreendimentos carece de elevados investimentos e podem levar mais de uma década para sua conclusão [62], [63]. Aliadas a estes motivos, as novas possibilidades de comercialização, os avanços nas tecnologias de informação, a viabilidade econômica de pequenas fontes de geração e a necessidade uma melhor relação custo-benefício, sugerem qual seria a direção que a próxima geração de sistemas elétricos poderia tomar. Diversas análises apresentam as características essenciais que estes futuros sistemas deverão atender, segundo a referência [64], pode-se discriminá-las como:

- Alta capacidade de fornecimento: mediante o crescente consumo de energia elétrica e a entrada dos veículos elétricos em larga escala, a eletricidade assumirá o papel de principal fonte de energia da modernidade e, portanto, a necessidade de seu uso aumentará significativamente nos próximos anos;
- Alta qualidade e confiabilidade: os sistemas elétricos deverão ser resilientes frente a adversidades no fornecimento, mantendo os padrões dos níveis de qualidade de energia;
- Alta eficiência: a capacidade de melhor gestão no uso de recursos e diminuição de perdas definirão uma rede elétrica direcionada a operar com máxima eficiência. Cargas, geração e rede deverão ser, portanto, gerenciáveis neste sentido;
- Alta flexibilidade: os sistemas de energia deverão permitir a integração de diferentes fontes de energia, inclusive pequenos recursos de geração distribuídos, veículos elétricos e sistemas de armazenamento. Variações dinâmicas de carga e geração não deverão comprometer sua operação;
- Baixo impacto ambiental: fontes renováveis de energia deverão ser integradas progressivamente à rede, a fim de reduzir as emissões de GEE.

Considerando que as grandes centrais de geração e as redes de transmissão já possuem grande parcela da automatização existente, além da participação dos grandes produtores e consumidores no mercado de energia, depreende-se que as maiores mudanças devem ocorrer nos sistemas de distribuição e nos pequenos consumidores. Portanto, uma rede tradicionalmente caracterizada por operações manuais e dispositivos eletromecânicos necessitará acomodar uma série de novas funções, sobretudo a inserção de pequenas fontes de energia, evoluindo de uma concepção historicamente passiva para um conceito de rede de distribuição ativa [2]. Particularmente, um conceito inovador incorporado a estas mudanças é introduzido: o protagonismo do consumidor no gerenciamento da sua demanda e a integração do seu comportamento ao planejamento e operação da rede. Este entendimento, apresentado em [62] como “empoderamento do consumidor”, possibilita um posicionamento ativo do usuário no processo de geração, transmissão e consumo de energia elétrica, sendo considerado por muitos o fator principal da mudança de paradigma que se aproxima.

A discussão até aqui exposta ocupa lugar privilegiado de instituições acadêmicas, governos, agentes e empresas do setor elétrico do mundo inteiro. Como cerne, a questão fundamenta-se em definir se a expansão da geração será dominada por grandes plantas de geração, conduzidas por agentes tradicionais atuantes do mercado atacado ou por pequenas fontes de geração, gerenciadas por uma infinidade de consumidores e instaladas por detrás de seus medidores. Diversas análises discorrem que um novo modelo onde coexistam geração centralizada e descentralizada será estabelecido num futuro próximo. Usuários poderão ter sua própria geração tornando-se concomitantemente, produtores e consumidores de energia elétrica, designados de “prosumidores”. As redes de distribuição necessitarão da utilização massiva de tecnologias de comunicação e informação devido ao aumento da complexidade na sua operação e o mercado deverá acomodar tanto grandes produtores centralizados como pequenos produtores distribuídos [1], [4]. A Figura 2.2 abaixo ilustra as concepções de rede tradicional e distribuída.

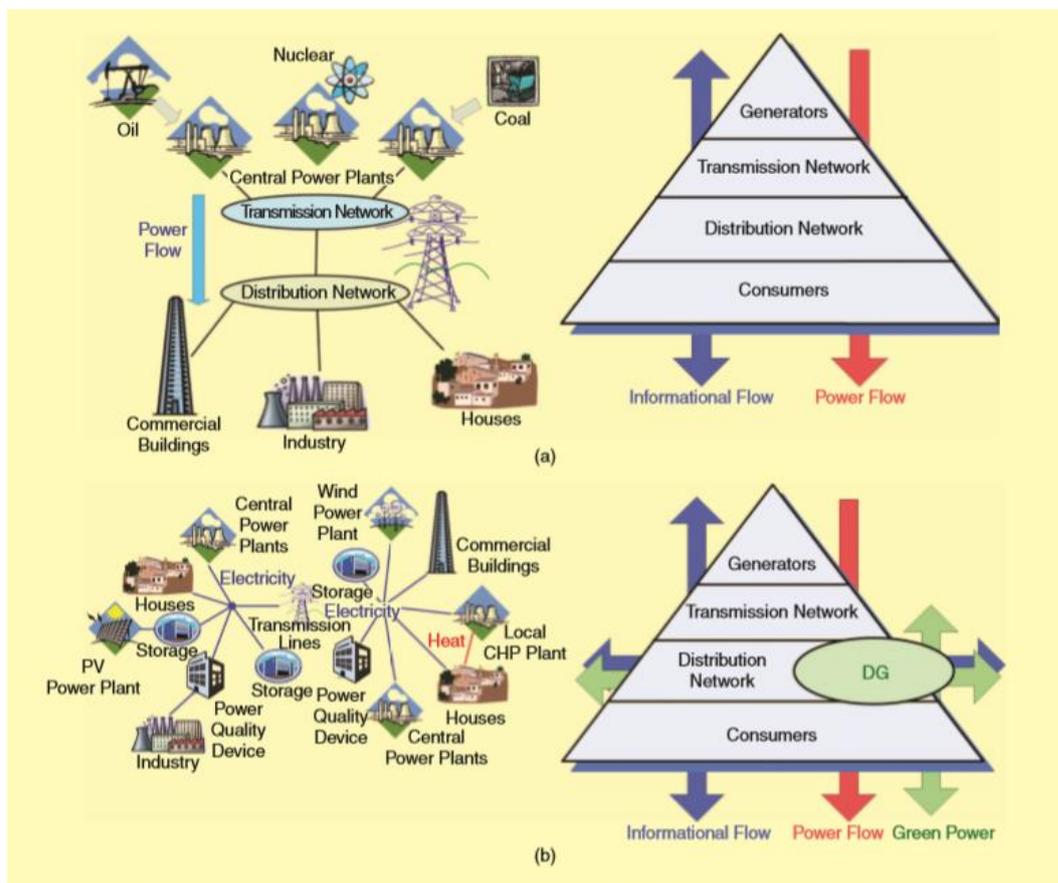


Figura 2.2 – Concepções de Rede Elétrica Tradicional e Distribuída [65]

O conceito de GD surge então como um novo paradigma de produção de eletricidade, relacionado à utilização de pequenas fontes de geração e armazenamento instaladas na rede de distribuição, próximo aos centros de consumo. A GD pode ser utilizada de forma isolada, suprindo apenas o consumidor a ela conectado, ou ser integrada à rede, fazendo parte do sistema e exportando ao mesmo o excedente de produção. As tecnologias de geração de GD enfatizam o caráter ambiental, permitindo a integração de diferentes tipos de fontes renováveis e não convencionais: painéis fotovoltaicos, microgeração eólica, células combustíveis, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, etc. Os padrões de potência variam de menos de 1 kW até 10 MW, sendo estes limites dependentes da regulamentação de cada país [65], [66]. Algumas das principais vantagens da utilização da GD podem ser discriminadas [66]:

- Custos da transmissão podem ser reduzidos pelo fato da GD estar próxima da carga;
- Pequenas centrais geradoras têm tempo de construção e investimento reduzidos comparados a grandes centrais;
- Tecnologias como microturbinas, células combustíveis e painéis fotovoltaicos podem atuar como fontes de backup na falha da rede elétrica, ou ainda diminuir o carregamento da mesma, especialmente em horários de ponta;
- Certos tipos de GD (renováveis) podem reduzir significativamente as emissões de GEE quando comparadas a fontes convencionais de geração;
- A GD pode prover alta confiabilidade e qualidade de fornecimento, principalmente quando utilizada com tecnologias de armazenamento;
- A GD pode permitir a participação dos consumidores no mercado de energia elétrica, pela venda do excedente ou de possíveis serviços ancilares.

Após esta introdução ao tema, segue-se a análise com a apresentação do estado da arte da GD no Brasil.

2.1.3.1. Micro e Minigeração Distribuída

No Brasil, a geração de pequeno porte foi regulamentada pela resolução normativa (REN) nº 482 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que

trouxe as definições de micro e minigeração como instalações para autoprodução de energia a partir de fontes solar, eólica, hidráulica, biogás e cogeração qualificada, com capacidades de até 100 kW e até 1000 kW, respectivamente. Dentre as políticas internacionais de incentivo adotadas para a implantação da GD, o Brasil optou pelo mecanismo conhecido como *Net Metering* (Sistema de Compensação de Energia), que consiste basicamente em uma operação de crédito em kWh a partir da medição líquida do fluxo de energia em uma unidade consumidora. Se a geração superar o consumo, o consumidor recebe um crédito em energia na próxima fatura, caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada [5].

Com o objetivo de ampliar o número de acessos e tornar o processo de conexão mais simples, houve um aprimoramento na regulamentação com a REN ANEEL 687/2015. Diversas atualizações importantes foram consideradas, por exemplo, o aumento dos limites de potência das fontes e do prazo de validade dos créditos de energia, o estabelecimento de novas figuras regulatórias contempladas pelo sistema de compensação e a redução nos prazos de solicitação de acesso ao sistema de distribuição [1]. Assim, no que tange a geração de pequeno porte no Brasil, as seguintes modalidades regulatórias foram estabelecidas pela REN 687 [6]:

- Microgeração distribuída: central geradora conectada à rede de distribuição, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada;
- Minigeração distribuída: central geradora conectada à rede de distribuição, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para demais fontes renováveis;
- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado por múltiplos consumidores localizados em uma mesma propriedade ou propriedades contíguas (e.g., condomínios) que dividem entre si a geração e créditos de energia. Estes créditos poderão ser divididos em porcentagens previamente acordadas;
- Geração Compartilhada: possibilita um consórcio ou cooperativa, composta pela associação de consumidores pessoa física ou jurídica, ser titular de micro ou minigeração distribuída em unidade consumidora com localização

distinta das unidades onde os créditos serão compensados. O percentual da energia excedente distribuído a cada unidade consumidora do consórcio ou cooperativa é definido segundo critério próprio estabelecido entre os integrantes;

- Autoconsumo remoto: possibilita a compensação de créditos de energia entre matrizes e filiais de grupos empresariais, em unidades consumidoras em locais diferentes da unidade que possua micro ou minigeração, desde que dentro da mesma área de concessão. Válido também para pessoas físicas com unidades consumidoras de mesma titularidade.

De fato, após a atualização da regulamentação, a micro e minigeração distribuída cresceram expressivamente no Brasil. Os fatores regulatórios vêm contribuindo para a competitividade da GD e têm importância para sua expressiva evolução. A partir do registro de unidades consumidoras com GD no banco de dados da ANEEL [67], foram elaborados gráficos que ilustram os quantitativos por diferentes perspectivas. A Figura 2.3 e a Figura 2.4 retratam, respectivamente, a evolução da capacidade instalada e a quantidade de agentes geradores e unidades consumidoras que recebem crédito. Nota-se claramente a evolução exponencial da capacidade instalada de GD, principalmente a partir de 2015, sendo a geração solar fotovoltaica a fonte com maior participação. De 2016 para 2017 a capacidade instalada aumentou três vezes, finalizando o ano de 2017 com mais de 250 MW. De junho de 2018 para junho de 2019 a potência duplicou e a capacidade instalada superou 1GW, número acima das previsões da ANEEL e EPE (Empresa de Pesquisa Energética) [1], [68]. Em junho de 2021 a potência instalada de GD superou a marca de 6 GW. Em relação ao número de conexões de geradores, nota-se também um aumento exponencial, além do crescimento de unidades consumidoras que recebem crédito em localização distinta de onde está instalada a GD. Outra relevante motivação para a evolução apresentada é o crescimento anual das tarifas para os consumidores finais, o que torna os investimentos em GD factíveis (atualmente a geração solar fotovoltaica custa entre R\$ 5000,00 e R\$ 8000,00 por kWp³) [1].

³ Quilowatt pico

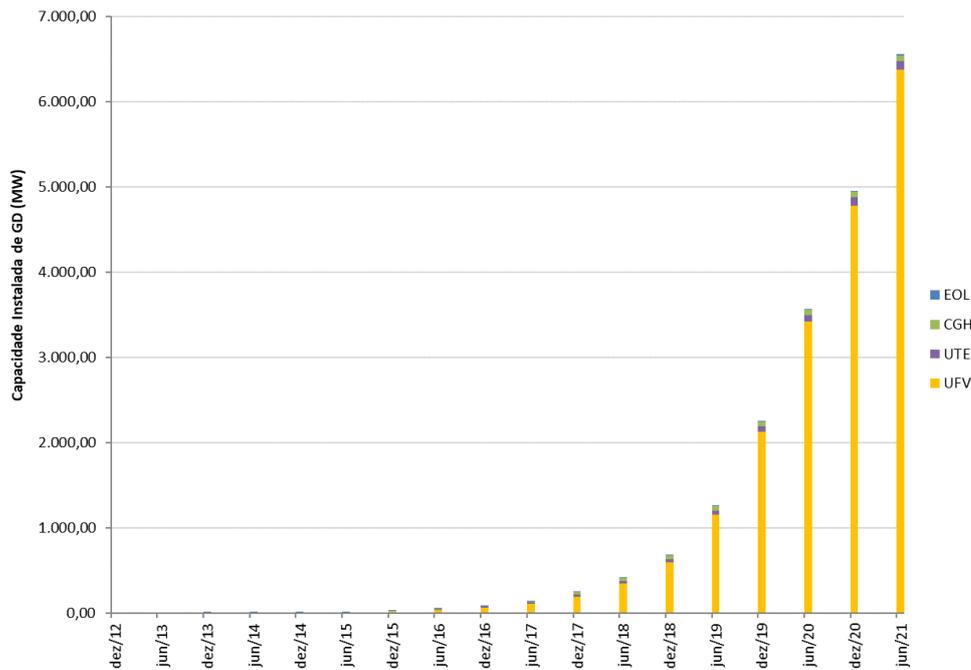


Figura 2.3 – Crescimento da Capacidade Instalada de GD no Brasil

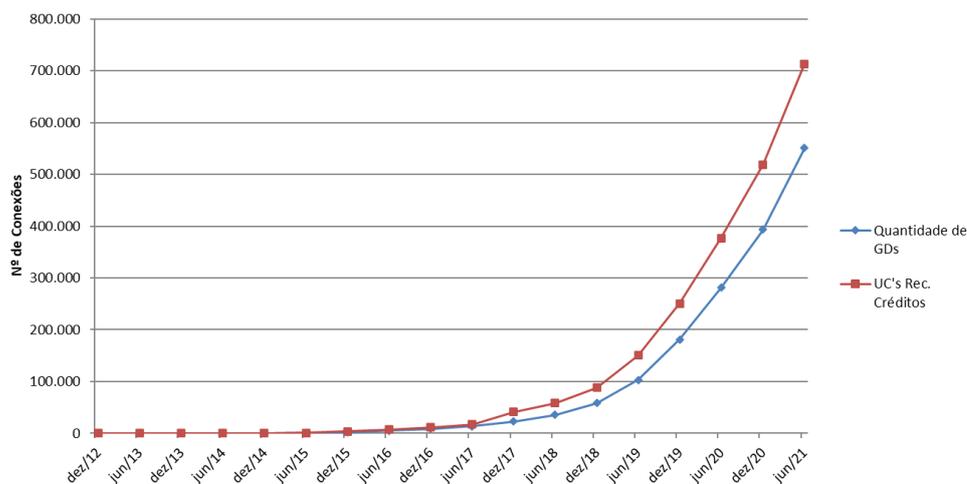


Figura 2.4 – Quantidade de Geradores e Participantes do Sistema de Créditos

A Figura 2.5 e a Figura 2.6 ilustram, respectivamente, as percentagens de potência instalada de GD e as quantidades de agentes geradores e unidades consumidoras que recebem crédito por tipo de geração. Nota-se que a geração solar fotovoltaica possui a maior parcela de potência instalada, seguida pela geração hídrica, térmica e a eólica. Em relação às quantidades de unidades consumidoras, a fotovoltaica também prevalece. As fontes hídrica e térmica são caracterizadas por compensação de créditos em unidades consumidoras distintas de onde a GD está instalada.

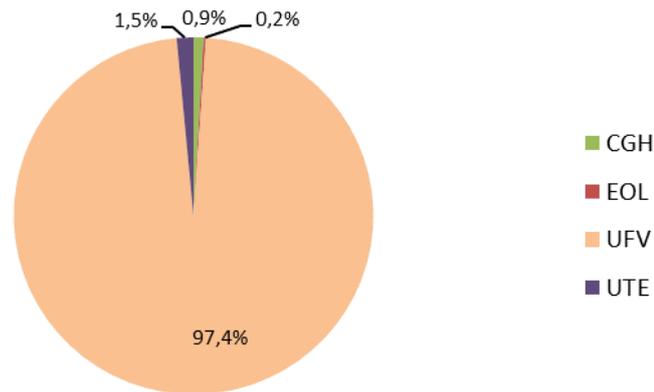


Figura 2.5 – Percentagens de Potência Instalada de GD por Tipo de Fonte

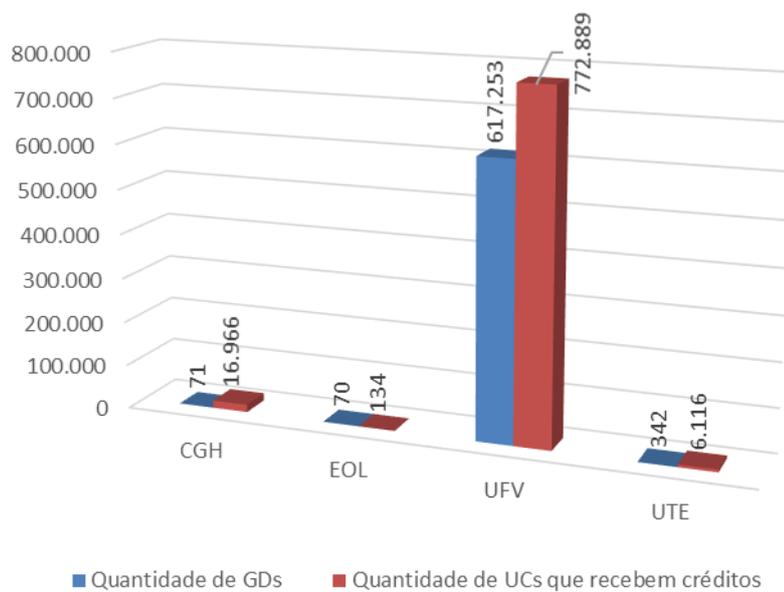


Figura 2.6 – Quantidade de Geradores e Participantes do Sistema de Créditos

A Figura 2.7 e a Figura 2.8 ilustram, respectivamente, as percentagens de potência instalada de GD e as quantidades de agentes geradores e unidades consumidoras que recebem crédito por modalidade de GD. Em relação às diferentes modalidades aptas ao sistema de crédito de energia, tem-se a geração na própria unidade consumidora como a principal categoria. Destaca-se, no entanto, que desde a introdução das novas modalidades em 2015, aproximadamente 18% das novas instalações configuraram como autoconsumo remoto e geração compartilhada [1].

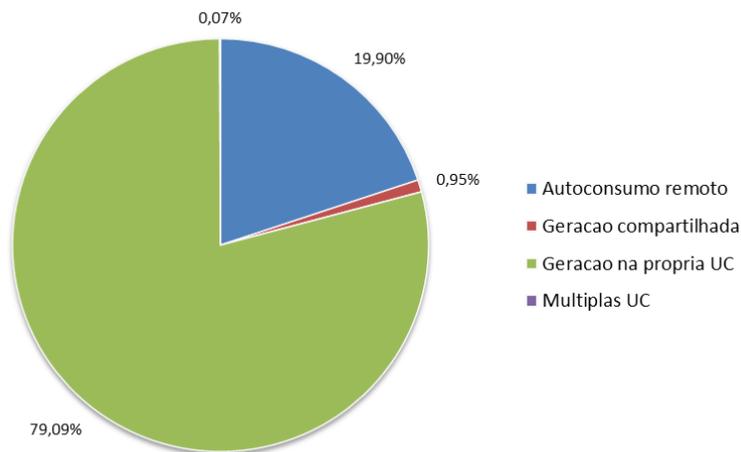


Figura 2.7 – Percentagens de Potência Instalada de GD por Modalidade

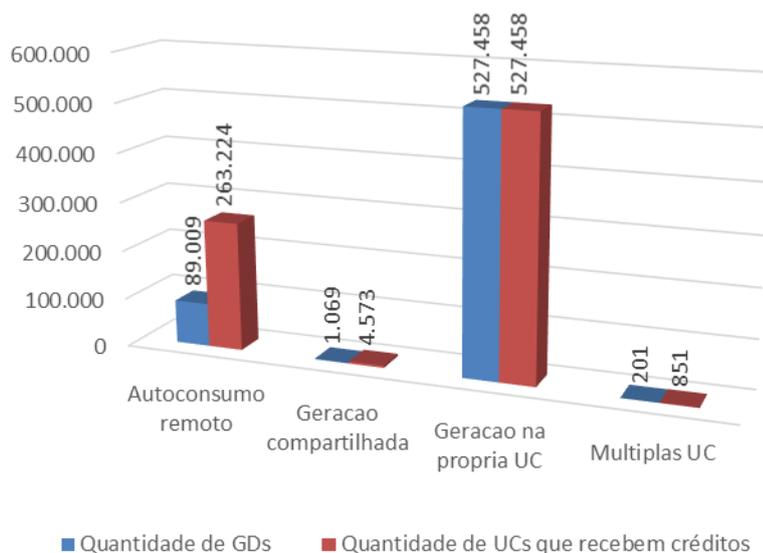


Figura 2.8 – Quantidade de Geradores e Participantes do Sistema de Créditos

A Figura 2.9 e Figura 2.10 ilustram, respectivamente, as percentagens de potência instalada de GD e as quantidades de agentes geradores e unidades consumidoras que recebem crédito por classe de consumo. Identifica-se a classe comercial como a que possui maior parcela de potência instalada, seguida da classe residencial. Já para a quantidade de instalações, a classe residencial possui mais unidades que o somatório de todas as outras classes.

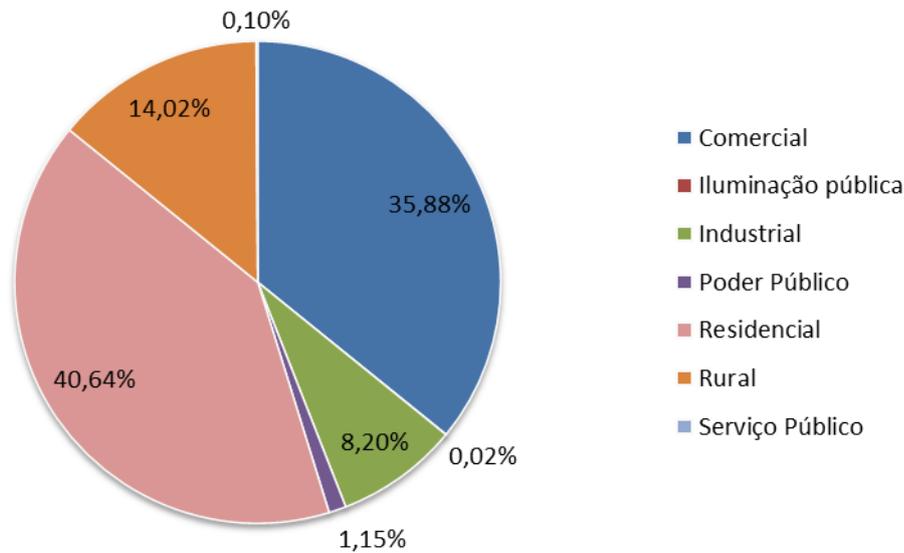


Figura 2.9 – Percentagens de Potência Instalada de GD por Classe de Consumo

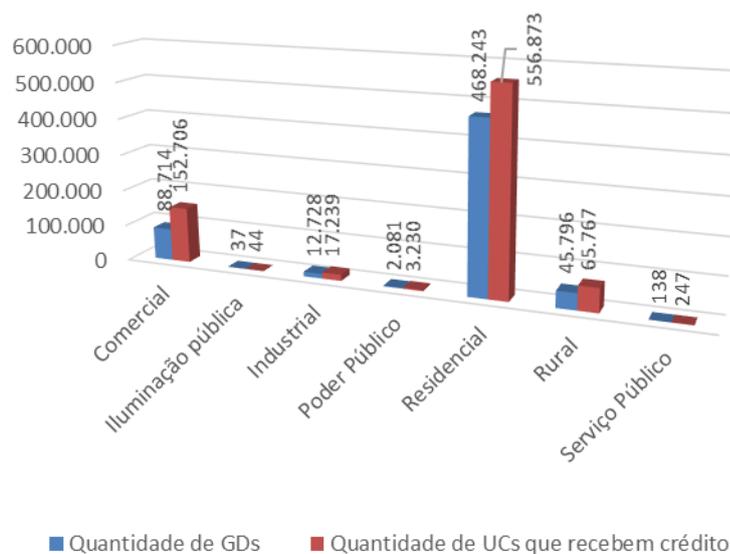


Figura 2.10 – Quantidade de Geradores e Participantes do Sistema de Créditos

As isenções tributárias também contribuíram com a evolução da GD. Em 2015, o Conselho Nacional de Políticas Fazendárias (CONFAZ), autorizou aos estados conceder isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) à energia compensada pelo sistema de créditos. Os estados de Minas Gerais e Rio Grande do Sul, pioneiros na isenção do ICMS, figuram como os estados que possuem maior capacidade instalada de GD, conforme apresentado na Figura 2.11.

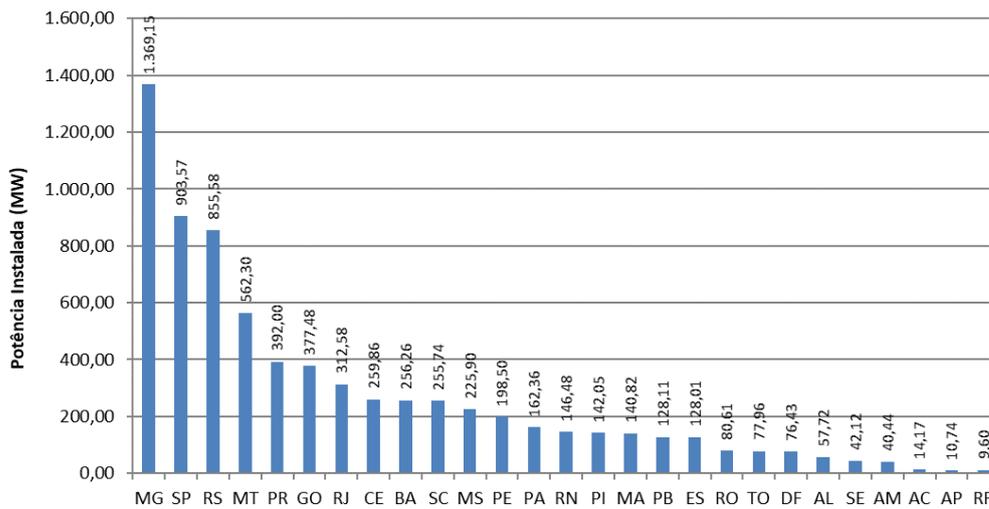


Figura 2.11 – Capacidade Instalada de GD por Estado

2.1.3.2. Perspectivas Futuras

A discussão anterior sinalizou importantes fatores no contexto da recente evolução da GD no país, que pode ser esclarecida através de aspectos técnicos, econômicos, ambientais e regulatórios. De acordo com os dados apresentados, espera-se que a GD seja personagem fundamental na expansão da capacidade de geração num futuro próximo. Em julho de 2021, a EPE projetou uma evolução da capacidade instalada de GD para 26,4 GW para o ano de 2031, com 3,2 milhões de adotantes de sistemas de micro ou minigeração, conforme Figura 2.12. Dentre as tecnologias de geração, a fonte solar fotovoltaica ocupa a maior parcela no horizonte de previsão, em virtude da sua modularidade, custo decrescente e difusão da tecnologia entre a sociedade. Todavia, principalmente através das configurações de autoconsumo remoto e geração compartilhada, enxerga-se grande potencial para a geração eólica, termelétrica e hidrelétrica [68].

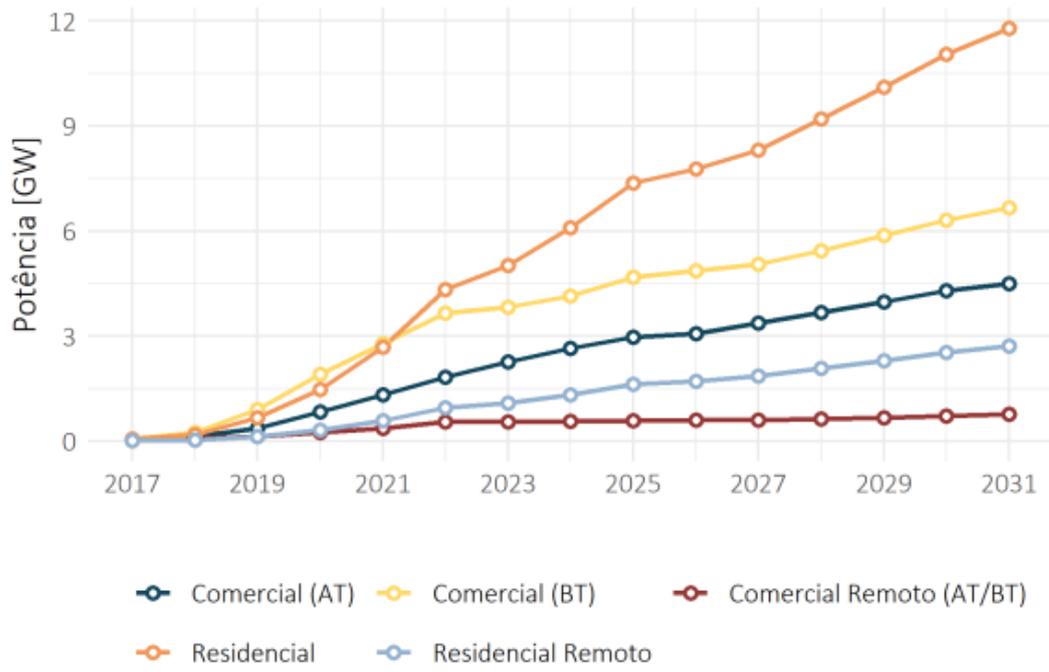


Figura 2.12 – Previsão da Capacidade Instalada de GD para 2027

3 Tarifação da Geração Distribuída

O método proposto neste capítulo tem por objetivo a alocação tarifária de diferentes fontes de GD em um sistema de distribuição, através da aferição numérica dos efeitos experimentados pela sua presença e localização na rede. A concepção básica é a identificação, contabilidade e partilha do que são denominadas na metodologia proposta como funções, que representam propriedades tarifáveis e consideradas adequadas na averiguação da remuneração da GD. Neste trabalho, as funções que serão avaliadas representam o impacto da GD no uso, nas perdas, na redução da ponta e na confiabilidade da rede de distribuição. Genericamente, as funções traduzem a diferença entre uma rede de distribuição com e sem GD.

O processo se inicia por meio da averiguação das funções propostas, contabilizando-as para cada combinação possível entre as fontes de GD presente na rede. Posteriormente, a alocação das responsabilidades entre os geradores é realizada utilizando-se a teoria de jogos cooperativos sobre a contribuição marginal de cada gerador para cada função particular. Por fim, será estabelecida a sinalização tarifária para a GD, composta pelos valores das funções características e por devidos fatores de relevância e conversão de unidades. O sinal tarifário da geração distribuída no sistema de distribuição (STGD-SD) é o objetivo final do processo.

As técnicas de alocação de custos via teoria de jogos cooperativos, a representação da rede, as construções das funções e o algoritmo proposto para alocação tarifária são descritos nas subseções que se seguem.

3.1. Alocação de Custos Via Teoria de Jogos Cooperativos

3.1.1. Valor Shapley

Um dos mais importantes métodos de solução para jogos cooperativos, o valor Shapley atribui para cada jogo uma distribuição de valores que representa a recompensa que cada jogador espera obter com sua atuação. Desta forma, Shapley

propõe que é possível avaliar numericamente o valor da participação em um jogo cooperativo e responde a questão básica de como uma coalizão dividiria os ganhos entre seus membros. A ideia principal é de que a divisão dos ganhos seja proporcional à contribuição marginal dos jogadores [70], [71].

A solução proposta por Shapley satisfaz alguns axiomas fundamentais que expressam a propriedade de justiça em uma distribuição de ganhos, relacionados abaixo como [70]:

- i. Eficiência: uma solução φ satisfaz à propriedade da eficiência se, para todo par de jogos cooperativos $(N; v)$, $\sum_{i \in N} \varphi_i(N; v) = v(N)$. Este axioma afirma que a soma de todos os ganhos esperados por todos os jogadores é igual a $v(N)$, que é o ganho da grande coalizão N . Deste modo, assume-se a racionalidade dos jogadores, que dividirão a soma total dos ganhos sem perder nenhuma parte.
- ii. Simetria: i e j são jogadores simétricos se, para toda coalizão S que não contém nem i nem j como membros, $v(S \cup \{i\}) = v(S \cup \{j\})$. Jogadores simétricos apresentam a mesma contribuição marginal para qualquer coalizão que não os contém e, portanto, são idênticos sob a perspectiva de estratégia.
- iii. Jogador Nulo: um jogador i é denominado um jogador nulo se, para toda coalizão S , $v(S) = v(S \cup \{i\})$. Este axioma afirma que se um jogador não contribui em nada com a coalizão que participa, então não deve receber nenhuma recompensa pela sua participação.
- iv. Aditividade: uma solução φ satisfaz à propriedade da aditividade se, para todo par de jogos cooperativos $(N; v)$ e $(N; w)$, $\varphi(N; v + w) = \varphi(N; v) + \varphi(N; w)$, onde o jogo $(N; v + w)$ é definido por $(v + w)(S) = v(S) + w(S)$. Este axioma analisa um par de jogos cooperativos distintos com o mesmo conjunto de jogadores e conecta a solução destes dois jogos à solução de sua soma.

A única maneira possível para a divisão do ganho total da grande coalizão que satisfaça os axiomas supracitados foi demonstrada por Shapley em 1953. A expressão ficou conhecida como valor Shapley, sendo definida matematicamente como [71]:

$$\varphi_i(N, v) = \sum_{S \subseteq N-i} \frac{|S|! \times (|N| - |S| - 1)!}{|N|!} [v(S \cup \{i\}) - v(S)] \quad (2.1)$$

onde:

S é uma coalizão, definida como grupo de jogadores que se unem com o propósito de obter maiores ganhos que conseguiriam caso atuassem individualmente;

$v(S)$ é o valor da coalizão S ;

N é o número de jogadores;

i é um jogador.

Uma analogia para interpretação do valor Shapley pode ser encontrada em [71]. Seja i um jogador e S uma coalizão arbitrária que não inclui o jogador i . Supondo uma sala na qual há intenção de juntar todos os jogadores, os jogadores de S se alinharão em frente à porta, seguidos do jogador i e, posteriormente, dos jogadores de $N - (S \cup \{i\})$. O número de diferentes formas que os jogadores em S podem ser ordenados é $|S|!$ e o número de diferentes formas que os jogadores em $N - (S \cup \{i\})$ podem ser ordenados é $(|N| - |S| - 1)!$. Portanto, a primeira parte da equação 2.1, $\frac{|S|! \times (|N| - |S| - 1)!}{|N|!}$, representa a probabilidade do jogador i pertencer à coalizão S . O denominador $|N|!$ representa o número total de permutações com N jogadores e o numerador $|S|! \times (|N| - |S| - 1)!$ representa o número de permutações de N , na qual os jogadores de S vêm primeiro, seguidos do jogador i e dos demais jogadores. A última parte da equação, $v(S \cup \{i\}) - v(S)$, representa a contribuição marginal do jogador i para a coalizão S . Por fim, $\varphi_i(N, v)$ pode ser interpretado como a média da contribuição marginal do jogador i para as coalizões das quais este pode participar.

O valor Shapley tem sido aplicado em diversas áreas das ciências econômicas, sendo uma abordagem relativamente simples e existente inclusive quando o núcleo é vazio. A solução é classificada como estável, pois todos os jogadores têm a mesma oportunidade estando em melhores ou piores posições. No entanto, devido à natureza combinatória, a dimensão do problema cresce exponencialmente com o número de jogadores e o método se torna computacionalmente inviável para jogos com muitos participantes [70].

3.2. Modelagem da Rede

O sistema de distribuição primária, escopo deste trabalho, é o segmento dos SEP responsável pelo atendimento aos consumidores primários (e.g., indústrias de médio porte e conjuntos comerciais) e transformadores de distribuição, que suprem, por sua vez, a rede secundária em baixa tensão. Tradicionalmente, sistemas de transmissão ou subtransmissão em alta tensão alimentam subestações que energizam os alimentadores de distribuição primária, geralmente em configuração radial, com possibilidades de transferência de blocos de carga em condições de contingência [72], [73].

Nesta configuração, ramais são derivados dos troncos alimentadores principais e protegidos por chaves fusíveis, que também são utilizadas na proteção dos transformadores de distribuição. Chaves de seccionamento normalmente fechadas (NF) e normalmente abertas (NA) são dispostas ao longo da rede, respectivamente, para isolar e transferir blocos de carga em situações de manutenção corretiva ou preventiva. Em situações de altas densidades de carga ou quando são necessários altos índices de confiabilidade, outras configurações podem ser consideradas [72], [73]. A modelagem da rede neste trabalho inclui a distribuição primária, constituída pelos alimentadores e ramais que alimentam em média tensão os transformadores de distribuição e demais pontos de carga.

A análise proposta se estabelece com a reprodução cronológica da operação do sistema, na qual geradores e cargas possuem seus níveis de potência variando ao longo do ano, em patamares horários. No tocante aos geradores, diferentes tipos de GD, com flutuações típicas de fontes renováveis são consideradas, utilizando modelos a serem descritos posteriormente. Em relação às cargas, curvas típicas que representam comportamentos particulares de perfis de consumo são empregadas.

As funções características são estabelecidas com base no fluxo de potência na rede de distribuição, realizado sequencialmente em base horária, considerando as incertezas na geração e carga.

3.3. Modelagem da Geração e Carga

Nesta seção será apresentada a modelagem da GD e carga utilizada nas simulações deste trabalho. Após uma breve introdução, as equações que representam os modelos matemáticos serão expostas, para cada uma das fontes de geração. A descrição do modelo de carga virá em seguida.

As fontes de GD serão modeladas para solução do fluxo de potência como cargas negativas, com os valores de geração sendo abatidos da carga local. Caso a geração seja maior que a carga local, o excedente será injetado na rede. Este critério será efetuado cronologicamente, em intervalos horários ao longo de um ano.

Os dados horários de recursos como velocidade de vento, irradiação solar e vazão fluvial foram extraídos de localidades específicas ou arbitrados, descritos detalhadamente no capítulo de resultados. As incertezas atribuídas tanto para geração quanto carga assumem a distribuição gaussiana.

3.3.1. Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é obtida com a conversão da luz em eletricidade, através de um dispositivo produzido com material semicondutor denominado célula fotovoltaica. Várias tecnologias de produção de células fotovoltaicas têm sido desenvolvidas nas últimas décadas, sendo as células de silício cristalino (monocristalino ou policristalino) as mais amplamente utilizadas. Células fotovoltaicas interligadas eletricamente formam o módulo fotovoltaico que, dependendo da associação e das características das células, pode ter diferentes valores de tensão e corrente nominal [74].

O desempenho dos módulos fotovoltaicos é basicamente influenciado por dois fatores: a irradiância solar e a temperatura das células. A corrente elétrica gerada pelo módulo é diretamente proporcional a irradiância solar. Em relação à temperatura, um aumento da mesma é acompanhado por uma queda de tensão. A Figura 3.1 ilustra os efeitos causados pela variação da irradiância solar e da temperatura sobre a curva I-V de um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino [74]:

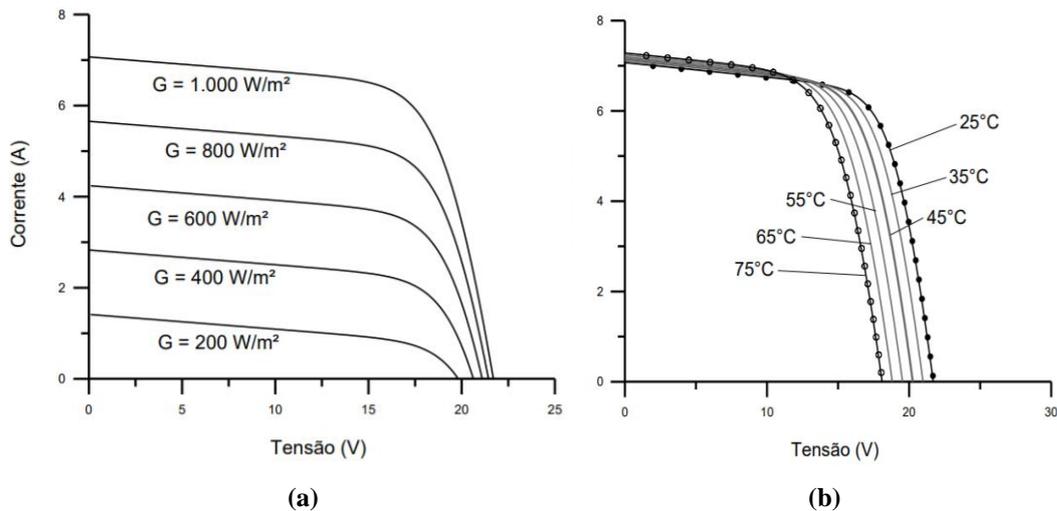


Figura 3.1 – Efeito causado pela variação de irradiância solar (a) e temperatura (b) sobre a curva I-V de um módulo de silício cristalino [74]

Os sistemas fotovoltaicos abordados neste trabalho são àqueles em que determinado número de módulos são conectados para produção de energia elétrica em telhados de residências, prédios, indústrias ou qualquer outro tipo de unidade consumidora, dentro dos critérios da regulamentação de GD vigente, iniciadas com a REN 482. Obviamente, faz-se necessário a utilização do inversor para conversão CC-CA e interface com a rede elétrica. Em aplicações onde se opte por armazenamento de energia, baterias e controladores de carga são empregados [74]. A Figura 3.2 ilustra o esquema de um sistema fotovoltaico de uma residência conectado à rede elétrica. Um aprofundado estudo com informações detalhadas sobre sistemas fotovoltaicos podem ser verificados na referência [74].



Figura 3.2 – Sistema fotovoltaico de uma residência conectado à rede elétrica [75]

Conforme descrito no capítulo anterior, a geração solar fotovoltaica é o tipo de GD mais utilizada no Brasil e com maior perspectiva de crescimento. A energia produzida por sistemas fotovoltaicos conectados à rede depende de diversos fatores e os modelos matemáticos desenvolvidos se propõem a representar o funcionamento elétrico destes sistemas dentro de suas principais características, em diferentes escalas de tempo. Em termos gerais, a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos é diretamente proporcional a sua potência instalada e a radiação solar incidente, entretanto, outras variáveis influenciam os resultados esperados [76].

A fim de se mensurar a energia gerada por sistemas fotovoltaicos, a modelagem desta fonte de geração deve ser capaz de capturar cronologicamente os parâmetros influentes. O modelo utilizado neste trabalho foi o Método de Osterwald [76], apontado na literatura como um dos modelos clássicos mais utilizados, pela sua simplicidade e resultados satisfatórios que apresenta. O método possui a propriedade de considerar o efeito da radiação solar e temperatura, verificando as variações em relação a condições de padrão de testes (*Standard Test Conditions – STC*). A Equação 2.2 descreve a estimativa de potência de saída com base no modelo citado:

$$P_{PV} = P_{PV,STC} \times f_{PV} \times \frac{G_i}{G_{STC}} [1 + \gamma(T_c - T_{c,STC})] \quad (2.2)$$

onde:

P_{PV} é a potência de saída nominal do arranjo fotovoltaico em kW;

f_{PV} é o fator de depreciação em %;

$P_{PV,STC}$ é a potência de saída sob condições STC em kW;

G_i é a radiação incidente no arranjo fotovoltaico em kW/m²;

G_{STC} é a radiação incidente no arranjo sob STC igual a 1 kW/m²;

γ é o coeficiente de temperatura de potência em %/°C;

T_c é a temperatura do arranjo fotovoltaico em °C;

$T_{c,STC}$ é a temperatura do arranjo fotovoltaico sob STC igual a 25°C;

Na equação apresentada, o fator de depreciação é utilizado para considerar condições operacionais reais como sujeira, perdas na fiação e envelhecimento. O coeficiente de temperatura de potência representa a redução da potência em função

do aumento de temperatura, possuindo valor negativo e compreendido tipicamente entre os valores de $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$ e $-0,3\%/^{\circ}\text{C}$. A temperatura do arranjo fotovoltaico é calculada considerando outra condição de teste padrão (*Nominal Operation Cell Temperature* – NOCT), na qual o módulo é submetido a uma radiância de $0,8 \text{ kW/m}^2$, velocidade do vento de $1,0 \text{ m/s}$ e temperatura ambiente de 20°C [74]. A equação 2.3 apresenta o cálculo da temperatura do arranjo fotovoltaico :

$$T_c = T_{c,ar} + G_i \times \frac{T_{c,NOCT} - T_{ar,NOCT}}{G_{NOCT}} \quad (2.3)$$

onde:

$T_{c,ar}$ é a temperatura do ar em $^{\circ}\text{C}$;

$T_{c,NOCT}$ é a temperatura do arranjo fotovoltaico sob a condição NOCT;

$T_{ar,NOCT}$ é a temperatura do ar sob a condição NOCT, igual a 20°C ;

G_{NOCT} é a temperatura do arranjo fotovoltaico sob a condição NOCT, igual a $0,8 \text{ kW/m}^2$.

Adotando o modelo apresentado, séries cronológicas de valores de irradiação solar e temperatura do ar são utilizadas como parâmetros de entrada. Como resultado, tem-se a potência de saída flutuante de acordo com os recursos de entrada.

3.3.2. Centrais Geradoras Hidrelétricas

Fontes hidrelétricas são aquelas que produzem eletricidade através do potencial hidráulico de um rio. Dentre as classificações da ANEEL para este tipo de fonte, é considerada uma central geradora hidrelétrica (CGH) qualquer hidrelétrica com capacidade instalada de até 5 MW . Assim como as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), são empreendimentos de pequeno porte, porém com tamanho e capacidade inferiores (PCHs possuem capacidade instalada entre 5 MW e 30 MW). Uma CGH é considerada como minigeração se possui capacidade instalada entre 75 kW e 5 MW e microgeração se a capacidade instalada for até 75 kW [77].

As CGHs possuem estrutura semelhante às PCHs, porém com tecnologias e soluções particulares para seu nível de potência. São instaladas em rios de pequeno

porte, aproveitando sua vazão natural e sem o objetivo de acumulação de água, apenas garantindo a vazão mínima a ser turbinada. Caracterizam-se, portanto, por empreendimentos com projetos mais simples, eliminando a necessidade de barragens e reservatórios na maioria dos casos. Em algumas exceções, apresentam barragens e reservatórios muito pequenos [78].

A partir da estrutura construída para tomada d'água, um sistema de adução transporta a água até a casa de força, onde o acionamento da turbina hidráulica acoplada ao eixo de um gerador produz energia elétrica. Dependendo da aplicação e altura de queda, diferentes tipos de turbinas e soluções podem ser utilizadas. A Figura 3.3 apresenta a CGH do Parque Barigui em Curitiba, cujo projeto é baseado numa solução conhecida como parafuso de Arquimedes. Invenção creditada ao filósofo grego e concebida na antiguidade para operar como uma bomba d'água, o parafuso de Arquimedes é utilizado em reverso nas CGHs de quedas baixas e pequena potência [78].



Figura 3.3 – CGH do Parque Barigui em Curitiba [79]

Citando outro exemplo, a Figura 3.4 e a Figura 3.5 mostram, respectivamente, a casa de força e a turbina de uma CGH instalada na pousada Alto São Marinho, no município de São Martinho em Santa Catarina. A CGH utiliza água da

cachoeira localizada a cem metros da pousada e a energia gerada é destinada ao consumo da própria pousada e chalés.



Figura 3.4 – Casa de Força: CGH da Pousada Alto São Martinho [78]



Figura 3.5 – Turbina: CGH da Pousada Alto São Martinho [78]

Conforme exposto no capítulo de introdução, este tipo de fonte experimentou um expressivo crescimento no Brasil nos últimos anos, ocupando a segunda

posição entre os tipos de fonte de GD participantes do sistema de compensação de energia. Ainda que oscile com a sazonalidade de estações secas ou chuvosas, esta modalidade de GD apresenta uma vantagem em relação a solar fotovoltaica que gera aproximadamente durante um terço do dia.

O modelo matemático utilizado é descrito adiante, verificado na referência [80]. Os fatores mais importantes a serem considerados no cálculo da potência instantânea de saída de uma CGH são a altura de queda e a vazão disponível. A equação 2.4 apresenta o cálculo da potência de saída:

$$P_{CGH} = \frac{\eta \times \rho \times g \times h \times Q}{1000} \quad (2.4)$$

onde:

P_{CGH} é a potência nominal de saída da turbina em kW;

η é a eficiência da turbina;

ρ é a densidade da água, igual a 1000 kg/m³;

h é a altura de queda;

Q é a vazão da turbina em m³/s.

Como recursos de entrada, são empregadas a altura de queda e séries de valores de vazão. Como resultado, a potência de saída da CGH é determinada para cada instante de tempo.

3.3.3. Eólica

A energia eólica serve-se da energia cinética dos ventos para produção de eletricidade através da rotação das turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores. Basicamente, a energia gerada depende da velocidade do vento, do diâmetro do rotor e da eficiência do sistema. Em relação à geração centralizada, esta modalidade experimentou um significativo crescimento nos últimos anos no Brasil. Com aproximadamente 1 GW de capacidade instalada no ano de 2011, ultrapassou os 15 GW em 2019, alcançando a segunda posição em representatividade na matriz elétrica brasileira [68].

Em termos de GD, a energia eólica é a modalidade menos expressiva, ocupando a última posição referente à capacidade instalada de micro e minigeração no país. Sistemas eólicos de pequeno porte produzem eletricidade para suprimento de pequenos consumidores, como residências e comércios. Estão mais próximos do solo comparativamente a grandes aerogeradores, tornando sua instalação dependente da análise do terreno e do entorno da edificação, de modo a identificar os obstáculos que possam afetar o comportamento dos ventos [81].

Basicamente, a velocidade do vento aumenta com a altura e está sujeita às construções arredores. Em locais mais baixos, ela é influenciada pela interação do vento com a superfície do solo: áreas urbanas densas podem, por exemplo, atenuar significativamente a velocidade do vento enquanto áreas abertas têm influência praticamente inexistente. A alta variabilidade da direção do vento no ambiente urbano é uma desvantagem adicional. Conseqüentemente, aerogeradores são geralmente instalados no topo de edificações, mantendo distância de outras construções, árvores e possíveis obstáculos [81].

As turbinas eólicas podem ser de diferentes tipos, classificadas essencialmente como turbinas de eixo horizontal ou eixo vertical. Aerogeradores de maior porte são geralmente de eixo horizontal, possuindo ajuste da orientação das pás através de sistemas automáticos.

Em relação à micro e mini geradores eólicos, existem modelos de turbinas tanto horizontal quanto vertical. As turbinas de eixo horizontal possuem normalmente maior eficiência e são encontradas com maior facilidade no mercado. Possuem desempenho mais baixo sob condições de alta turbulência, sendo recomendadas principalmente para áreas abertas ou edifícios isolados. Devem ser posicionadas a uma altura maior à medida que sua área de varredura aumenta, de modo a reduzir a exposição à turbulência. Desta forma, esse tipo de turbina eólica é mais apropriado para instalações em grandes estruturas ou zonas com baixas densidades de construção [82].

Em contrapartida, aerogeradores com eixo vertical são menos ruidosos e integram-se melhor às edificações. Como principais vantagens técnicas, estão o melhor comportamento em condições de vento turbulento, menores emissões de ruído (devido à menor velocidade de rotação e a posição das máquinas elétricas na base), menores vibrações transmitidas à estrutura, menor custo de construção e manutenção e a maior simplicidade das estruturas [81], [82]. Na Figura 3.6 são apresentados

alguns tipos de aerogeradores eólicos de pequeno porte. Informações mais detalhadas sobre sistemas eólicos de pequeno porte podem ser verificados em [82].

Assim como estabelecido nas fontes de GD citadas anteriormente, a equação de potência gerada a partir da conversão da energia cinética dos ventos poderia ser utilizada como modelagem matemática. No entanto, a fim de se conferir maior realismo aos resultados, será utilizado curvas características de turbinas eólicas de pequeno porte existentes no mercado. Essas curvas representam a potência gerada em função da velocidade de vento. A Figura 3.7 apresenta a imagem e curva de uma turbina eólica de 1 kW, modelo Gerar 246 da fabricante Enersud.



Figura 3.6 – Aerogeradores de pequeno porte: (a) rotor horizontal e (b) rotor vertical savonius (c) rotor vertical h-darrieus (d) rotor darrieus vertical e horizontal [82], [83]

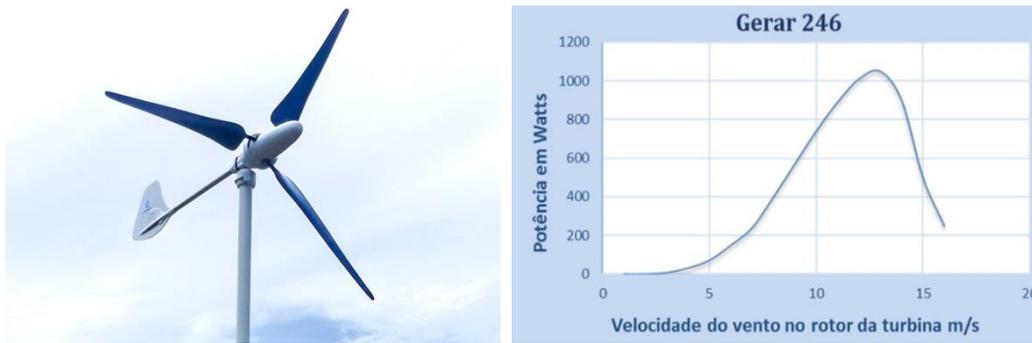


Figura 3.7 – Turbina eólica Gerar 246 da fabricante Enersud [83]

Interpolando a curva da turbina com uma série de velocidades de ventos específica, obtém-se a potência gerada em cada instante de tempo. É desta forma que a potência instantânea de um sistema eólico será estimada neste trabalho: uma série de valores horários de velocidades de ventos de alguma localidade será interpolada a curvas de aerogeradores próprios para GD, gerando como resultado a potência instantânea de saída em cada hora do dia.

3.3.4. Carga

As cargas serão modeladas como potência constante, concentradas em alguns nós da rede. Nas redes de média tensão, os consumidores primários e os transformadores de distribuição são os exemplos de cargas concentradas. Desta forma, conjuntos de consumidores em BT serão representados pela demanda dos transformadores de distribuição aos quais estão conectados.

Curvas típicas que caracterizam diferentes tipos de consumidores serão associadas às cargas concentradas, diversificando perfis de consumo. Curvas que representam o comportamento de consumidores residenciais, comerciais e industriais são elaboradas com base na referência [84], diferenciando-se dias úteis e finais de semana. A Figura 3.8 abaixo mostra exemplos de curvas de consumidores residenciais e comerciais:

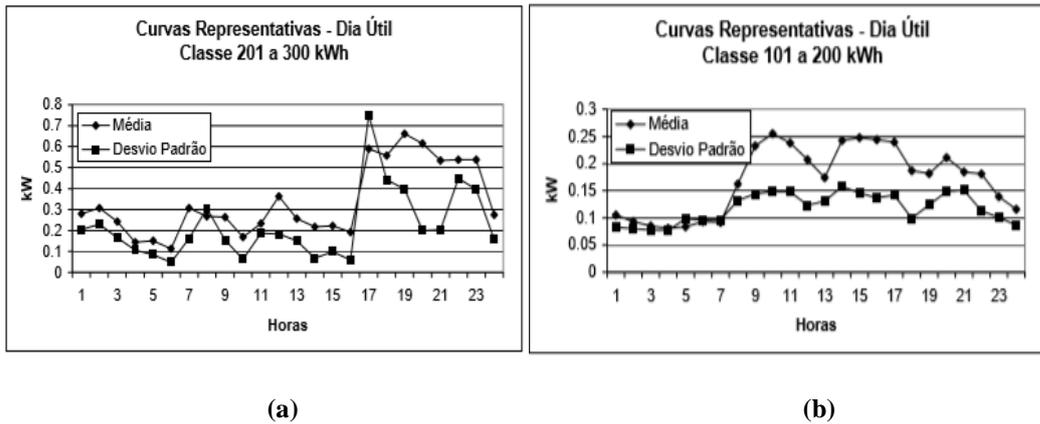


Figura 3.8 – Curvas de carga de dia útil para consumidor (a) residencial e (b) comercial [84]

3.4. Método para Alocação Tarifária

A composição de uma sinalização tarifária que reflita os reais impactos da GD em um sistema de distribuição exige uma robusta modelagem matemática e computacional, apta à mensuração numérica dos efeitos a serem observados. Neste trabalho, esta sinalização será composta essencialmente pelas alterações provocadas pela GD em quatro propriedades elétricas tarifáveis: no uso da rede, nas perdas elétricas, nas alterações dos picos de demanda (*peak shaving*) e nos índices de confiabilidade. A valoração das funções, ou seja, a conversão em quantias monetárias, é descrita detalhadamente no final deste capítulo. Complementa-se a esta abordagem o sinal tarifário locacional destes pequenos geradores em função dos seus posicionamentos na rede de distribuição. Desta forma, a tarifação almejada para a GD será estabelecida, com seus bônus ou penalidades devidamente fundamentados na mensuração física dos seus efeitos na rede de distribuição.

Seguindo a abordagem matemática da teoria de jogos cooperativos apresentada previamente, os jogadores serão representados pelas N fontes de GD inseridas na rede distribuição e as funções características associadas a cada coalizão S , representando as combinações possíveis entre os jogadores (uma função característica $f(S)$, $\forall S \subseteq N$).

3.4.1. Função Uso da Rede

A função uso da rede é inteiramente baseada no volume de energia que as fontes de GD injetam na rede de distribuição, independente do sentido do fluxo. A responsabilidade desta função é mensurar o valor numérico da energia transportada que é responsabilidade da GD e gerar um bônus ou penalidade, dependendo da diferença em relação à configuração original. A equação 2.5 abaixo mostra a formulação matemática da função uso:

$$f(S)_{uso} = \left(\sum_h \sum_l |P_{kw}(S)_{(h)(l)}| \right) - \left(\sum_h \sum_l |P_{kw}(0)_{(h)(l)}| \right) \quad (2.5)$$

onde:

S representa as coalizões possíveis de serem formadas, considerando as fontes de GD presentes na rede de distribuição;

$f(S)_{uso}$ é função característica relativa ao uso da rede de distribuição, para uma coalização S ;

$P_{kw}(S)$ é o fluxo de potência ativa de uma coalização S ;

$P_{kw}(0)$ é o fluxo de potência ativa na coalizão vazio, quando não há presença de geração distribuída;

l representa as linhas da rede de distribuição;

h representa o horário dentro do período de um ano.

Observando a equação 2.5, nota-se que a função uso é uma diferença do somatório em número de horas e em número de linhas do fluxo de potência ativa, quando há GD conectada à rede ou não. Ou seja, calcula-se o total de fluxo ativo na rede de distribuição para uma hora específica, somando os valores de fluxo em cada linha. Esse procedimento é repetido cronologicamente para cada hora do ano, considerando a flutuação e incerteza de geração e carga. Outro somatório totaliza o fluxo ativo no período de um ano. Esta avaliação é realizada para cada coalizão subtraída da coalizão vazio, que é a situação onde não há conexão de GD.

Estendendo a análise, verifica-se que a primeira parte da equação é o somatório de todos os módulos dos fluxos nas linhas, para cada hora do ano e para uma

determinada coalisão. A presença do módulo indica que o fluxo de energia é contabilizado independente do seu sentido, desta forma, a redução ou acréscimo dos fluxos nas linhas é computada. A segunda parte da equação é o somatório de todos os módulos dos fluxos nas linhas, para cada hora do ano e para a configuração da rede sem GD.

A diferença entre as duas partes permite capturar o benefício (ou malefício) da GD no uso do sistema de distribuição. Se a primeira parte da equação for maior que a segunda, o resultado será um valor positivo, indicando que a GD aumentou o uso da rede. Nesta situação, o resultado positivo seria convertido em uma penalidade aos geradores por conta deste acréscimo. Entretanto, caso a primeira parte da equação seja menor que a segunda, o resultado será um valor negativo, indicando que a GD diminuiu o carregamento da rede. Nesta situação, o resultado negativo geraria um desconto pela diminuição do uso da rede de distribuição.

3.4.2. Função Perdas Elétricas

A função perdas fundamenta-se nas perdas ativas do sistema de distribuição e como as fontes de GD influenciam em seu montante. O objetivo desta função é mensurar o valor numérico das perdas sob responsabilidade da GD e gerar um bônus ou penalidade, dependendo da diferença em relação à configuração original. A equação 2.6 abaixo mostra a formulação matemática da função perdas:

$$f(S)_{perdas} = \left(\sum_h \sum_l L_{kW} (S)_{(h)(l)} \right) - \left(\sum_h \sum_l L_{kW} (0)_{(h)(l)} \right) \quad (2.6)$$

onde:

S representa as coalizões possíveis de serem formadas, considerando as fontes de GD presentes na rede de distribuição;

$f(S)_{perdas}$ é função característica relativa às perdas ativas da rede de distribuição, para uma coalização S ;

$L_{kW}(S)$ são as perdas ativa de uma coalização S ;

$L_{kW}(0)$ são as perdas ativas na coalizão vazio, quando não há presença de geração distribuída;

l representa as linhas da rede de distribuição;

h representa o horário dentro do período de um ano.

Analogamente à função uso, a função perdas é uma diferença do somatório em número de horas e em número de linhas das perdas ativas, quando há GD conectada à rede ou não. Calcula-se o total de perdas ativas na rede de distribuição cronologicamente para cada hora do ano, somando os valores de fluxo em cada linha e considerando a flutuação e incerteza de geração e carga. Outro somatório totaliza as perdas no período de um ano. Esta avaliação é realizada para cada coalizão subtraída da coalizão vazio, que é a situação onde não há conexão de GD.

A diferença entre as duas partes permite capturar o benefício (ou malefício) da GD nas perdas do sistema de distribuição. Se a primeira parte da equação for maior que a segunda, o resultado será um valor positivo, indicando que a GD aumentou as perdas da rede. Nesta situação, o resultado positivo seria convertido em uma penalidade aos geradores por conta deste acréscimo. Entretanto, caso a primeira parte da equação seja menor que a segunda, o resultado será um valor negativo, indicando que a GD reduziu as perdas da rede. Nesta situação, o resultado negativo geraria um desconto pela diminuição das perdas da rede de distribuição.

3.4.3. Função Ponta de Demanda

Atualmente, os sistemas elétricos são dimensionados conforme sua carga máxima, considerando o devido fator de crescimento. Com o aumento da demanda no decorrer do tempo, chega-se em um momento onde a ampliação da capacidade do sistema e o investimento em novos equipamentos são inevitáveis. A presença de GD no sistema de distribuição pode adiar investimentos, através do corte de ponta de carga consequente da diminuição do carregamento nas linhas.

A função ponta de demanda é baseada no fluxo de potência máximo presente nas linhas da rede de distribuição, independente do sentido. O objetivo desta função é verificar se houve aumento ou redução da ponta com a entrada da GD, capturar o valor numérico desta alteração e gerar um bônus ou penalidade, dependendo da diferença em relação à configuração original. A equação 2.7 abaixo mostra a formulação matemática da função ponta de demanda:

$$f(S)_{ponta} = \left(\sum_l | P_{kW} (S)_{(l)(t_s)} | \right) - \left(\sum_l | P_{kW} (0)_{(l)(t_0)} | \right) \quad (2.7)$$

onde:

S representa as coalizões possíveis de serem formadas, considerando as fontes de GD presentes na rede de distribuição;

$f(S)_{ponta}$ é a função característica relativa à ponta de demanda da rede de distribuição, para uma coalização S ;

$P_{kW} (S)$ é o fluxo de potência ativa de uma coalização S ;

$P_{kW} (0)$ é o fluxo de potência ativa na coalizão vazio, quando não há presença de geração distribuída;

t_s é o horário de demanda máxima do sistema para a coalizão S ;

t_0 é o horário de demanda máxima do sistema para a coalizão nula;

l representa as linhas da rede de distribuição;

h representa o horário dentro do período de um ano.

Observando a equação 2.7, nota-se que a função ponta é uma diferença do somatório do fluxo de potência ativa em todas as linhas da rede, para o horário de demanda máxima, quando há GD conectada à rede ou não. Ou seja, calcula-se o total de fluxo ativo na rede de distribuição para o intervalo de demanda máxima, somando os valores de fluxo em cada linha neste horário específico. Um ponto chave deste procedimento é justamente identificar o horário de demanda máxima, que provocaria conseqüentemente a ponta de carga. Esta avaliação é realizada para cada coalizão subtraída da coalizão vazio, que é a situação onde não há conexão de GD.

A diferença entre as duas partes permite capturar o benefício (ou malefício) da GD na ponta de demanda do sistema de distribuição. Se a primeira parte da equação for maior que a segunda, o resultado será um valor positivo, indicando que a GD aumentou a ponta. Nesta situação, o resultado positivo seria convertido em uma penalidade aos geradores por conta deste acréscimo. Entretanto, caso a primeira parte da equação seja menor que a segunda, o resultado será um valor negativo, indicando que a GD diminuiu a ponta máxima. Nesta situação, o resultado negativo geraria um desconto por esta redução.

3.4.4. Função Confiabilidade

No quesito de avaliação da confiabilidade, sistemas de distribuição têm recebido menos importância do que os segmentos de transmissão e geração ao longo dos anos. Como justificativa, os setores de geração e transmissão requerem maiores volumes de investimento e provocam consequências mais drásticas na ocorrência de falhas. Sistemas de distribuição são menos onerosos e as falhas possuem localização específica. Por outro lado, análises estatísticas da maioria das concessionárias mostram que a maior contribuição individual para a indisponibilidade de fornecimento junto ao consumidor é justamente do sistema de distribuição [85].

A qualidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica é avaliada através do cálculo de índices de confiabilidade e da análise de seu desempenho quanto aos critérios de continuidade. A função confiabilidade proposta nesta sessão é justamente baseada nos efeitos da GD sobre os índices de confiabilidade. A equação referente à função confiabilidade é apresentada a seguir:

$$f(S)_{conf} = \sum_i (p_i G(S)_i c_i - p_i G(0)_i c_i) \quad (2.8)$$

onde:

S representa as coalizões possíveis de serem formadas, considerando as fontes de GD presentes na rede de distribuição;

$f(S)_{conf}$ é função característica relativa à confiabilidade da rede de distribuição, para uma coalização S ;

i representa o índice de confiabilidade considerado;

$G(S)$ representa a função de um índice de confiabilidade i de uma coalização S ;

$G(0)$ representa a função de índice de confiabilidade i na coalizão vazia, quando não há presença de geração distribuída;

p_i é um fator de peso referente ao índice de confiabilidade i ;

c_i é um fator de conversão de unidades referente ao índice de confiabilidade i .

Observando a equação 2.8, nota-se que a função confiabilidade é uma diferença do somatório de valores associados a índices de confiabilidade da rede de distribuição, quando há GD conectada à rede ou não. Como pode haver diversos

índices, em diferentes unidades de valores, o fator de conversão tem a atribuição de coloca-los na mesma unidade para participarem do somatório. O fator de peso estabelece a importância de determinado índice para a função confiabilidade.

A diferença presente na equação permite capturar o benefício (ou malefício) da GD na confiabilidade do sistema de distribuição. Se a primeira parte da equação for maior que a segunda, o resultado será um valor positivo, indicando que a GD piorou a confiabilidade do sistema, pois os índices ficaram maiores. Nesta situação, o resultado positivo seria convertido em uma penalidade aos geradores por conta deste acréscimo. Entretanto, caso a primeira parte da equação seja menor que a segunda, o resultado será um valor negativo, indicando que a GD melhorou a confiabilidade do sistema, diminuindo os índices. Nesta situação, o resultado negativo geraria um desconto por esta redução.

Embora a função considere o cômputo de quaisquer índices, sejam estes individuais ou coletivos, pressupõe-se demasiadamente exaustivo exauri-los totalmente na análise. Julgando por sistemas de distribuição maiores, uma quantidade gigantesca de indicadores individuais por ponto de carga, por exemplo, seria inviável.

Sendo o objetivo da função um valor em termos de custos para a sociedade, do impacto da GD na confiabilidade dos sistemas de distribuição, pode-se implementar um índice específico que traduza este contexto. O custo de perda de carga LOLC (*Loss of Load Cost*), considera custos unitários de interrupção representativos por classe de consumo e corresponde diretamente ao valor monetário da confiabilidade de um sistema, não a valores de probabilidade [85]. Desta forma, antecipa-se que este será o índice utilizado na presente função.

Após a formalização matemática apresentada, mesmo que definido o índice específico LOLC que será computado pela função, uma breve introdução sobre índices de confiabilidade em geral e métodos de análise utilizados será exposta.

3.4.4.1. Índices de Confiabilidade em Sistemas de Distribuição

Índices de confiabilidade têm por objetivo quantificar o desempenho de um sistema quanto à qualidade do fornecimento junto aos consumidores, avaliando as interrupções à que foram submetidos. Para este fim, a ANEEL emprega indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC) e os indicadores de continuidade

individuais (FIC, DIC e DMIC). Estes índices estão definidos no Módulo 8 do Prodist e são baseados na padronização IEEE, com exceção do índice DMIC que não possui definição neste padrão. Segue abaixo a definição dos índices [72], [86]:

- DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*): intervalo de tempo em que, em média, cada consumidor na área de estudo considerada ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação;
- FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*): número de interrupções ocorridas que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período de observação;
- DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (U – *Unavailability*): intervalo de tempo em que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica;
- FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (λ – *Failure Rate*): número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora;
- DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora: tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

Outros índices individuais e coletivos utilizados em análise de confiabilidade em sistemas de distribuição são expostos abaixo [85]:

- ASAI – *Average Service Availability Index*: É o índice de disponibilidade média de serviço. É definido como sendo a razão entre o somatório do número de horas em que o sistema está disponível para os consumidores e o número total de horas demandadas no sistema;

- ASUI – *Average Service Unavailability Index*: É o índice de indisponibilidade média de serviço. É definido como sendo a razão entre o número de horas indisponíveis para os consumidores e o número total de horas demandadas no sistema, no período de um ano;
- CAIDI – *Customer Average Interruption Duration Index*: É o índice da duração média da interrupção para o consumidor. É definido como sendo a razão entre o somatório das durações das interrupções nos consumidores e o número total de interrupções nos consumidores;
- EENS – Energia Esperada não Suprida (ENS – *Energy not Supplied*): Representa a energia total não fornecida pelo sistema;
- LOLC – Custo Esperado da Perda de Carga (*Loss of Load Cost*): Representa o custo de interrupção, dependendo dos custos unitários de interrupção representativos de particulares classes de consumidores.

As duas principais técnicas de avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição são os métodos analítico e de simulação Monte Carlo (SMC). O método analítico assume que os elementos do sistema de distribuição podem ser representados pelo modelo Markoviano. Analisam-se os modos de falha e consequentes efeitos na confiabilidade, utilizando as equações analíticas de cálculo de índices [87].

A técnica de SMC fundamenta-se no modelo estocástico de operação do sistema e é dividida nas categorias não-sequencial e sequencial (cronológica). Na SMC não sequencial, o espaço de estados do sistema é amostrado de forma aleatória, de acordo com a distribuição de probabilidade dos estados operativos dos componentes. Utiliza algoritmos baseados em modelos Markovianos, assim como a metodologia analítica e não é capaz de computar nenhuma conexão cronológica entre os estados do sistema. Na SMC sequencial (SMCS), a evolução do sistema é reproduzida através da amostragem cronológica dos estados operativos. Estas sequencias são simuladas baseadas na distribuição de probabilidade da duração dos estados dos elementos e carga. A SMCS é uma ferramenta extremamente flexível, pois permite capturar todos os aspectos cronológicos na operação do sistema, possibilitando

assim obter as distribuições de probabilidade dos índices, a probabilidade dos indicadores ultrapassarem um valor pré-estabelecido e a determinação do índice DMIC, que é a duração máxima de interrupção em um ponto de carga [87], [88].

O cálculo dos índices através da SMC cronológica pode ser obtido através da equação 2.9:

$$E[G] = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} G(y_k) \quad (2.9)$$

onde:

NS representa o número de anos simulados;

G representa a função teste;

y_k representa a sequência de estados do sistema no ano k .

A incerteza em relação aos estados estimados é dada pela variância do estimador e a convergência do processo de simulação é testada através do coeficiente de variação β , conforme apresentado na equação 2.10:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[G])}}{\tilde{E}[G]} \quad (2.10)$$

onde:

β é o coeficiente de variação;

$V(\tilde{E}[G])$ é a variância da função teste.

Devido à numerosa quantidade de eventos a serem avaliados na SMCS, grande esforço computacional é exigido, principalmente em sistemas de maior porte. Por conseguinte, outras técnicas são utilizadas em conjunto à SMCS no intuito de reduzir o tempo de processamento. A metodologia proposta em [87] e [88], utilizada neste trabalho, fundamenta-se na decomposição de um sistema em subsistemas de menor porte, reduzindo, portanto, a memória computacional utilizada durante a simulação.

Inicialmente, identificam-se os alimentadores principais do sistema de distribuição e verifica-se a conectividade entre os ramos e os pontos de carga supridos pelo mesmo alimentador, sem a necessidade do fechamento de chaves NAs. Os alimentadores são então separados, e as chaves NAs que interligam os ramais são substituídas por fontes com potência igual a capacidade de transferência do alimentador que estarão substituindo.

Na ocorrência de falha de um componente da rede, um dispositivo de proteção atua com o objetivo de limitar a extensão da falha. Se houver possibilidade, pontos de carga interrompidos fora da área isolada são transferidos para outro alimentador, através das chaves NAs presentes na rede. Esta transferência depende de diversas restrições técnicas, no entanto, de todos os aspectos a serem considerados, o mais significativo em termos de impactos é o limite da capacidade dos equipamentos. Portanto, no processo de transferência de carga, deve-se verificar a condição da carga no instante da falha e comparar com a capacidade máxima da chave de transferência [88]. Esta condição é comumente denominada na literatura como *Load Restriction (LR)*, que pode ser traduzida como restrição de transferência de carga.

É neste contexto que a GD poderá promover melhorias nos índices relacionados à duração de interrupção. Como a geração proveniente das fontes distribuídas reduzem o carregamento, pontos de carga antes submetidos a tempos de reparo, devido à superação do limite de capacidade da chave de transferência, podem então computar tempos de chaveamento. A fim de contemplar as curvas das fontes renováveis e de carga variável, a técnica apresentada em [87] de determinar conjuntos mínimos de corte para patamares pré-definidos é utilizada. No presente trabalho, 4 níveis de carga foram considerados: um nível de carga alto (fator de carga 1,0), dois níveis de carga médios (fatores de carga 0,7 e 0,5) e um nível de carga baixo (fator de carga 0,3).

Abaixo são apresentadas as etapas do algoritmo da simulação. Técnicas analíticas baseadas em conjuntos mínimos de corte são combinadas com a SMC cronológica. Uma descrição detalhada deste processo pode ser verificada em [87].

- 1) Identificar todos os caminhos mínimos e conjuntos mínimos de cortes de todos os pontos de carga;

- 2) Simular o primeiro estado operativo de cada elemento pertencente a cada conjunto mínimo de corte. Uma maneira de se eliminar a tendência (*bias*) é conectar o histórico de todos os elementos;
- 3) Gerar um número aleatório para cada elemento pertencente ao conjunto mínimo de corte e converter em tempos de funcionamento ou reparo de acordo com as distribuições de probabilidades;
- 4) Determinar o elemento com menor tempo (TMIN) e estabelecer este instante como *clock* do processo;
- 5) Analisar a continuidade de suprimento de energia de todos os pontos de carga, alimentadores, grupos específicos de consumidores e para o sistema como um todo. Neste contexto está inclusa a busca por possíveis chaveamentos para restabelecimento do fornecimento de energia;
- 6) Com base na análise descrita na etapa precedente, calcular as contribuições para os índices de confiabilidade para todos os pontos de carga;
- 7) Gerar e adicionar um novo tempo (funcionamento ou reparo) associado ao equipamento com menor tempo. Caso ainda não tenha findado o período de análise, retornar ao passo (4), senão, calcular os índices de confiabilidade (pontos de carga e sistema) para o período correspondente e seguir para o passo (8);
- 8) Avaliar a convergência do coeficiente de variação β para um dado índice de confiabilidade. Caso a convergência não se confirme, retornar para o passo (4), senão, calcular os índices de confiabilidade (valores esperados e distribuição) para todos os pontos de carga e sistema e finalizar o processo de simulação.

As equações dos índices de confiabilidade a partir da técnica de SMCS são descritas abaixo:

$$FIC_n = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} Fa_k \quad (2.11)$$

$$DIC_n = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} Du_k \quad (2.12)$$

$$r_n = \frac{1}{TFa} \sum_{i=1}^{TFa} DM_i \quad (2.13)$$

$$FEC = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} \left(\frac{FIC_n N_n}{NC} \right) \quad (2.14)$$

$$DEC = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} \left(\frac{DIC_n N_n}{NC} \right) \quad (2.15)$$

$$EENS = \sum_{n=1}^{NLP} EENS_n \quad (2.16)$$

$$ENSC = \frac{EENS}{NC} \quad (2.17)$$

$$LOLC = EENS \times UC \quad (2.18)$$

onde:

FIC_n – índice FIC do ponto de carga n ;

DIC_n – índice DIC do ponto de carga n ;

r_n – tempo médio de reparo do ponto de carga n ;

FEC – índice FEC do sistema;

DEC – índice DEC do sistema;

$EENS_n$ – energia esperada não suprida do ponto de carga n ;

$EENS$ – energia esperada não suprida do sistema;

$LOLC$ – custo da perda de carga;

NS – número de anos simulados;
 Fa_k – número de falhas no ano k ;
 Du_k – número de horas sem energia (indisponibilidade) no ano k ;
 DM_i – duração de uma falha i ;
 TFa – falhas ocorridas no período NS ;
 NLP – número total de pontos de carga pertencentes ao sistema;
 NC – número total de consumidores;
 UC – custo unitário de interrupção;
 n – ponto de carga em análise;
 k – ano em análise;
 i – falha em análise;
 N_n – número de consumidores conectados ao ponto de carga n .

3.4.5. Sinal Tarifário da GD no Sistema de Distribuição (STGD-SD)

Os valores alocados de cada uma das funções descritas previamente são associados para composição de um único sinal de preço. Credita-se ao STGD-SD a sinalização econômica almejada que quantifica os benefícios, pontua os custos e promove a esperada remuneração da GD. A descrição matemática do sinal de preço proposto é apresentada a seguir:

$$STGD_{SD} = p_1 c_1 f_{uso} + p_2 c_2 f_{perdas} + p_3 c_3 f_{ponta} + p_4 c_4 f_{conf} \quad (2.19)$$

onde:

p são fatores de peso;

c são fatores de conversão, que indicam os valores monetários das funções;

f representa as funções características.

Nesta formulação, o STGD-SD captura os termos de cada função característica particular. O primeiro termo do STGD-SD é o valor referente à função uso, o segundo termo captura o valor da função perdas, o terceiro termo está associado à função ponta de demanda e o último termo refere-se à função confiabilidade. Os fatores de peso diferem a relevância de cada função para a totalização do sinal de

preço e os fatores de conversão consolidam as funções na mesma unidade monetária. Destaca-se ainda que o sinal tarifário é determinado por ponto de localização de GD na rede de distribuição. Neste trabalho, de modo a investigar a relevância de cada função na formação do STGD, foram considerados fatores de peso unitários para todas as funções.

3.4.5.1. Valoração das Funções

Com a inserção cada vez mais expressiva da GD em redes de distribuição, agentes reguladores em todo o mundo têm procurado reavaliar o modo como os prosumidores vêm sendo recompensados. Nos EUA, por exemplo, diversos estados têm conduzido estudos que identifiquem o valor da energia proveniente da GD, a fim de subsidiar as novas políticas de compensação. Diferentes custos e benefícios da GD são avaliados separadamente e um valor monetário é atribuído para cada componente. No Brasil a ANEEL elaborou recentemente uma Análise de Impacto Regulatório que busca valorar a energia da GD em diversos cenários, de forma a auxiliar a revisão das regras aplicáveis a micro e minigeração distribuídas. Baseado nestes estudos, a valoração das funções características neste trabalho é determinada a partir da seguinte abordagem:

- **Função Uso:** a energia produzida localmente pela GD reduz a energia total que a distribuidora precisaria adquirir para atendimento dos seus consumidores. A valoração atribuída a esta componente é dada pela energia produzida pela GD e o valor atribuído à esta energia evitada;
- **Função Perdas:** instalada junto a carga, a GD pode influenciar na redução de perdas do sistema. A valoração desta componente é dada pela redução de perdas e o valor atribuído à esta redução;
- **Função Ponta:** a GD pode evitar a necessidade de construção de geração futura e reduzir a operação de determinadas usinas para atendimento do pico de carga. A valoração deste benefício é dada pela redução da ponta e o valor atribuído a esta redução;

- Função confiabilidade: a GD pode evitar custos associados à interrupção de fornecimento com a redução da duração das interrupções. A valoração deste benefício é dada pela redução na LOLC.

Dois estudos foram utilizados para valoração das funções Uso, Perdas e Ponta: o estudo elaborado para a *Arizona Public Service* (APS) [89] e a Análise de Impacto Regulatório 0004/2018 da ANEEL [90]. Com base no estudo da APS, as funções Uso e Perdas serão valoradas em \$0,071/kWh e a função Ponta em \$190/kW, já pelo relatório da ANEEL, as funções Uso e Perdas serão valoradas em \$0,0385/kWh e a função Ponta em \$110,20 /kW (considerando 1\$ = R\$5,38).

Para a valoração da função confiabilidade, foi utilizada a Figura 3.9 baseada em um estudo da Ontario Hydro [91], que apresenta a variação de custos unitários em função da duração da interrupção.

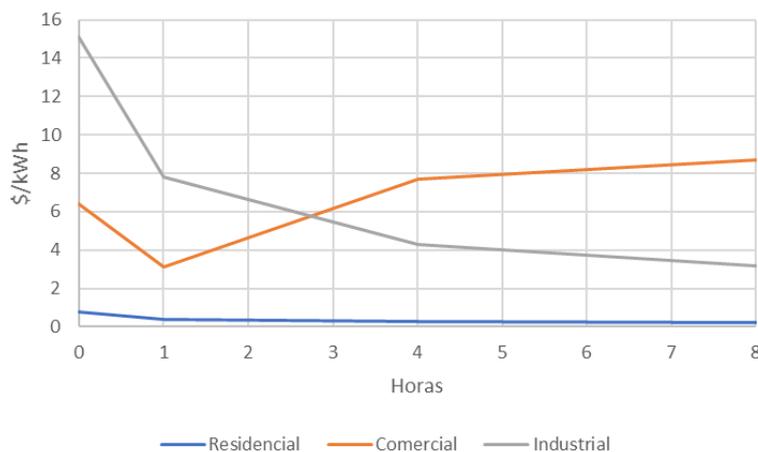


Figura 3.9 – Funções de custo unitário de interrupção: Ontario Hydro, Canadá [91]

3.5. Algoritmo

Apresentada na subseção anterior, a metodologia proposta pode ser compreendida como um processo construtivo de etapas sem que haja digressão de entendimento. Inicialmente, a partir da topologia base do sistema de distribuição, fluxos de potência para cada hora do ano são simulados para cada possível coalizão de geradores distribuídos. Flutuações e incertezas de geração e carga são cronologicamente inseridas no processo e as funções características do uso, perdas e ponta são avaliadas a partir das grandezas elétricas pertinentes, resultados do estudo de fluxo de

potência. Para todas as funções características citadas, há uma subtração com referência à coalizão nula, que representa o sistema na configuração sem GD.

A etapa seguinte é a avaliação da função confiabilidade. A SMCS é responsável pela determinação da LOLC para as diferentes coalizões. Semelhantemente às outras funções, a função confiabilidade também possui a subtração em relação à coalizão nula. Caso se opte pela utilização de outros índices, fatores de peso e conversão podem ser utilizados para composição coerente do valor da função. Posteriormente, técnicas de teoria de jogos cooperativos são então utilizadas para alocação das responsabilidades entre os geradores.

Por fim, a estruturação do sinal de preço é composta pelos valores alocados das funções características, com fatores de peso e conversão para diferenciar os graus de importância entre as funções e estabelecer uma mesma unidade monetária. As etapas do algoritmo proposto são descritas a seguir e ilustradas na Figura 3.10:

- i) Realizar o estudo de fluxo de potência para cada hora do ano, nas configurações com GD (considerando incertezas de geração e carga) e sem GD;
- ii) Calcular, para cada coalizão entre geradores distribuídos, as funções uso, perdas e ponta, de acordo com os resultados dos estudos de fluxo de potência. Esta etapa envolve a subtração da coalizão nula, para cada uma das funções;
- iii) Calcular, para cada coalizão entre geradores distribuídos, a função confiabilidade, determinando a LOLC através da SMCS. Esta etapa envolve a subtração da coalizão nula, quando não há GD. Fatores de peso e conversão podem ser utilizados para alcançar uma solução homogênea na opção por outros índices de confiabilidade;
- iv) Alocar as funções através do Valor Shapley;
- v) Determinar o STGD-SD, definido como sinal de preço final, para cada ponto do sistema de distribuição primária que contenha GD. Fatores de peso e conversão são utilizados para alcançar uma solução homogênea, em uma mesma unidade monetária.

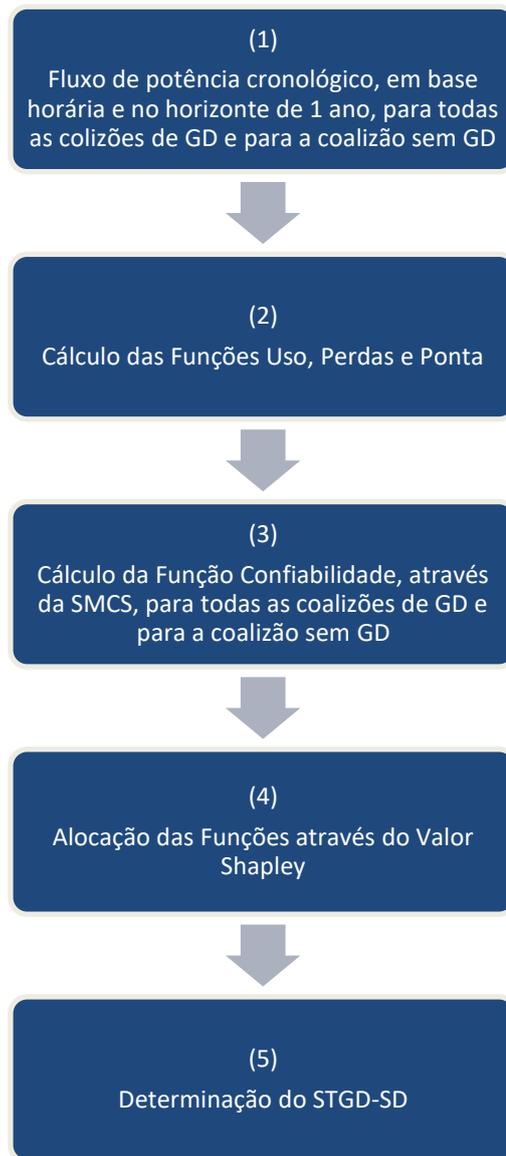


Figura 3.10 – Algoritmo para cálculo do STGD-SD

4 Resultados – Funções de Fluxo e Sistemas Testes

Este primeiro capítulo de resultados se dedica à aplicação da metodologia proposta no capítulo anterior, excluindo a análise de confiabilidade que será realizada à parte. Dois sistemas de distribuição foram utilizados: os sistema testes IEEE-RBTS barra 2 [92] e o IEEE-33 barras [93]. Devido à ausência de dados para avaliação da confiabilidade no sistema 33 barras, somente as funções Uso, Perdas e Ponta, denominadas funções de fluxo por dependerem exclusivamente do estudo de fluxo de potência, são consideradas neste capítulo. Em contrapartida, análises pormenorizadas do comportamento das funções e valor Shapley são desenvolvidas, com discussões detalhadas e demonstração de exemplos didáticos. Para realização dos testes, o algoritmo foi implementado na linguagem C++. O computador utilizado possui processador Intel Core i5 de 2.20 GHz. Os códigos elaborados para valor Shapley e fluxo de potência foram respectivamente validados com as *toolboxes* TUGlab (*Transferable Utility Games laboratory*) e MATPOWER, ambas para Matlab. Os resultados da aplicação do algoritmo proposto, com o cálculo das funções características e as alocações via função Shapley, são apresentados e discutidos em seguida.

4.1. Sistema IEEE-RBTS Barra 2

Para aplicação da metodologia, o primeiro sistema teste utilizado é o IEEE-RBTS Barra 2, comumente empregado em estudos de redes de distribuição. Este sistema possui característica radial, com 4 alimentadores conectados em pares por meio de chaves de interligação NAs, concentrando 74 ramos em tensão de distribuição primária de 11 kV. No total, existem 22 pontos de carga representados por transformadores de distribuição 11/0,415 kV [92].

Estas primeiras simulações têm por objetivo a captura das particularidades de cada tipo de fonte nas funções características, considerando os seus posicionamentos na rede. Para tanto, diferentes tipos de fontes de GD são acomodadas

desagregadamente por alimentador, de modo que cada um deles conserve características singulares de perfis de geração e carga. Sendo assim, a análise é empreendida separadamente, por cada alimentador. Para que se mantenha uma homogeneidade nas premissas e excluir qualquer incerteza que traga aleatoriedade ao processo, as curvas de radiação solar, velocidade de vento e vazão são as mesmas para qualquer GD presente no sistema e incertezas são desconsideradas.

Para os pontos de carga, curvas típicas de perfis de consumo residencial são utilizadas, elaboradas a partir da referência [84]. São diferenciadas as curvas de dias úteis e fins de semana. Os recursos naturais de radiação solar e velocidade de vento foram extraídos, respectivamente, das bases de dados abertas *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) [94] e do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [95], para a cidade do Rio de Janeiro, ano 2019. As vazões utilizadas para geração hídrica foram arbitradas.

A Figura 4.1 ilustra o referido sistema com as fontes de GD inseridas. Os alimentadores recebem individualmente 3 conexões de GD, sendo uma no ponto mais próximo à subestação, outra no ponto localizado na parte média do alimentador e a última no ponto mais distante. O alimentador 1 recebe geração solar, o alimentador 3 geração eólica e o alimentador 4 geração hídrica. Todas as fontes de GD possuem capacidade equivalente ao valor da carga instalada. A Tabela 3.1 mostra os dados dos pontos de carga e GD.

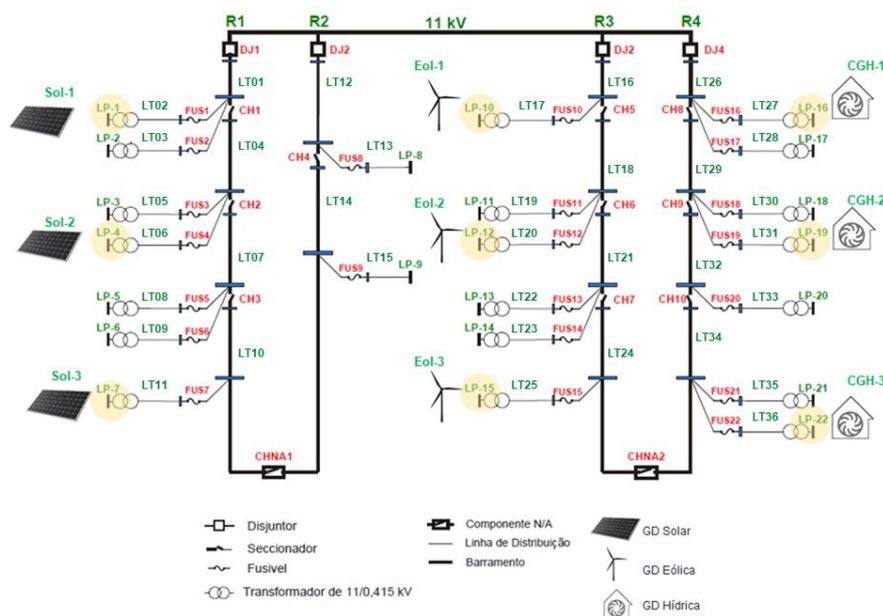


Figura 4.1 – Sistema IEEE-RBTS Barra 2

Tabela 4.1 - RBTS Barra 2: Dados de Ponto de Carga e GD

	Ponto de Carga	Carga (kW)	GD	Tipo GD	GD (kW)
Alimentador 1	LP-1	535	Sol-1	Solar	535
	LP-2	535	-	-	-
	LP-3	535	-	-	-
	LP-4	566	Sol-2	Solar	566
	LP-5	566	-	-	-
	LP-6	454	-	-	-
	LP-7	454	Sol-3	Solar	454
Alimentador 3	LP-10	535	Eol-1	Eólica	535
	LP-11	535	-	-	-
	LP-12	450	Eol-2	Eólica	450
	LP-13	566	-	-	-
	LP-14	566	-	-	-
	LP-15	454	Eol-3	Eólica	454
Alimentador 4	LP-16	454	Cgh-1	Hídrica	454
	LP-17	450	-	-	-
	LP-18	450	-	-	-
	LP-19	450	Cgh-2	Hídrica	450
	LP-20	566	-	-	-
	LP-21	566	-	-	-
	LP-22	454	Cgh-3	Hídrica	454

As unidades de GD são consideradas participantes do jogo cooperativo e cada unidade um jogador. A análise é segmentada por alimentador (consequentemente por tipo de fonte), deste modo, o conjunto de jogadores é dado por $N = \{1, 2, 3\}$, representado o jogador 1 as fontes Sol-1, Eol-1 ou Cgh-1, conectadas junto a subestação, o jogador 2 as fontes Sol-2, Eol-2 ou Cgh-2, localizadas nos pontos seguintes e o jogador 3 as fontes Sol-3, Eol-3 ou Cgh-3, nos pontos mais distantes.

No total, são formadas 7 coalizões não nulas com diferentes combinações de fontes de GD: $\{1\}$, $\{2\}$, $\{3\}$, $\{1, 2\}$, $\{1, 3\}$, $\{2, 3\}$ e $\{1, 2, 3\}$. A coalizão nula representa a configuração em que não há participação de fontes de GD no sistema e toda a carga é suprida pela distribuidora.

4.1.1. Alimentador 4 – GD Hídrica

O alimentador 4 contém 3 CGHs conforme apresentado na Figura 4.1. Os valores de vazão utilizados para cálculo da geração hídrica foram arbitrados e são apresentadas na Figura 4.2 abaixo:

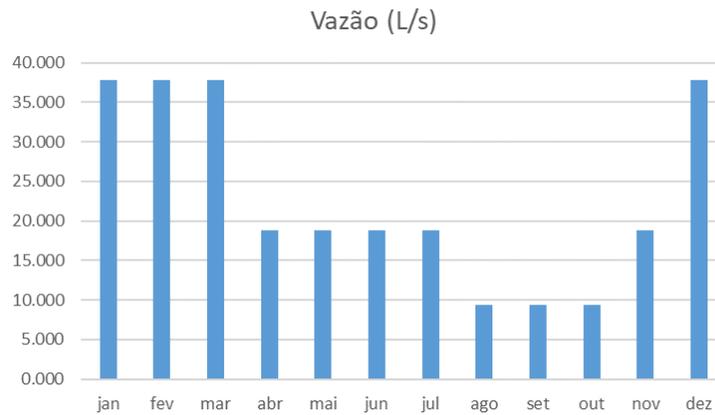


Figura 4.2 - Vazão para CGHs do Alimentador 4

A Figura 4.3 e a Figura 4.4 mostram, respectivamente, os valores anual e mensal da energia consumida no alimentador 4, segmentando as parcelas fornecidas pela GD e pela distribuidora. A Figura 4.5 e a Figura 4.6 mostram, respectivamente, os valores de energia produzida pelas fontes de GD, segmentando as parcelas consumidas na carga e excedente exportado para rede.

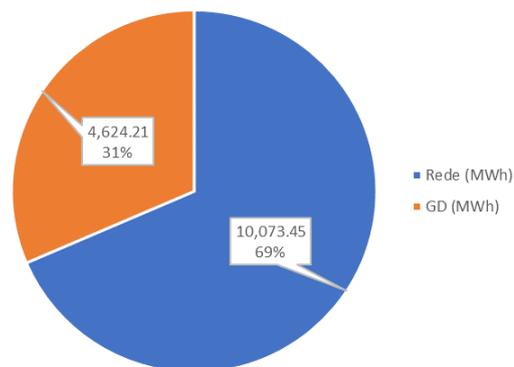


Figura 4.3 - Energia Anual Consumida - Alim. 4 - IEEE RBTS

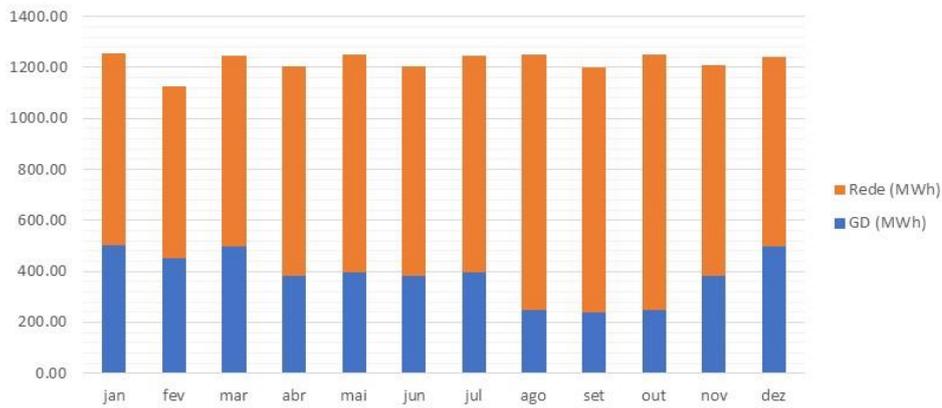


Figura 4.4 - Energia Mensal Consumida - Alim. 4 - IEEE RBTS

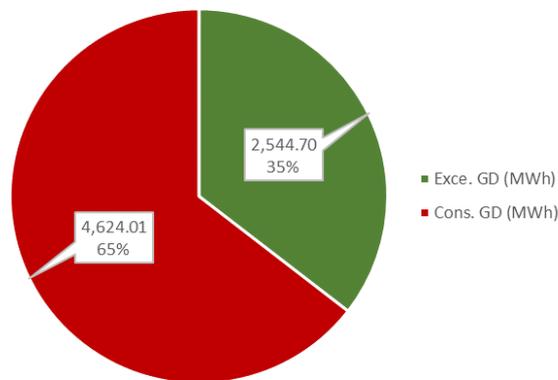


Figura 4.5 - Energia Anual Produzida por GD - Alim. 4 - IEEE RBTS

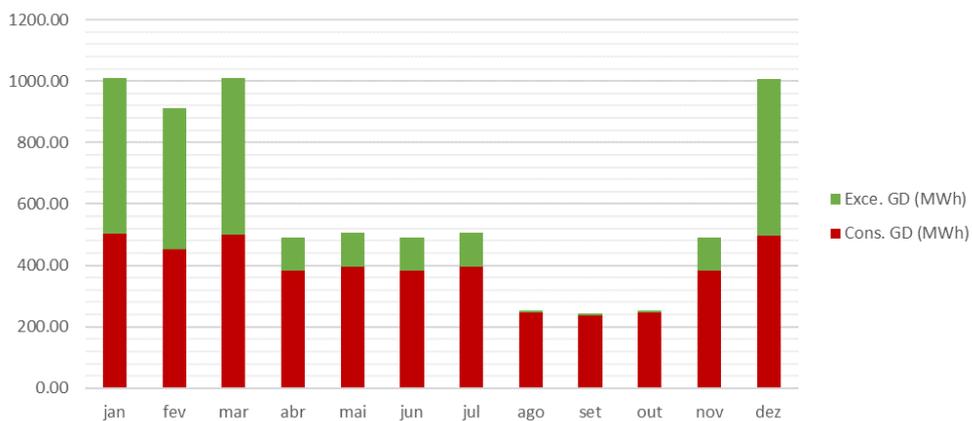


Figura 4.6 - Energia Mensal Produzida por GD - Alim. 4 - IEEE RBTS

A fim de ilustrar os perfis de carga, geração e excedente, a Figura 4.7 apresenta o dia 21/04 do ponto de carga TR-16 (Cgh-1). Sendo a geração hídrica contínua durante todo o dia, os horários de menor consumo coincidem com o de maiores excedentes.

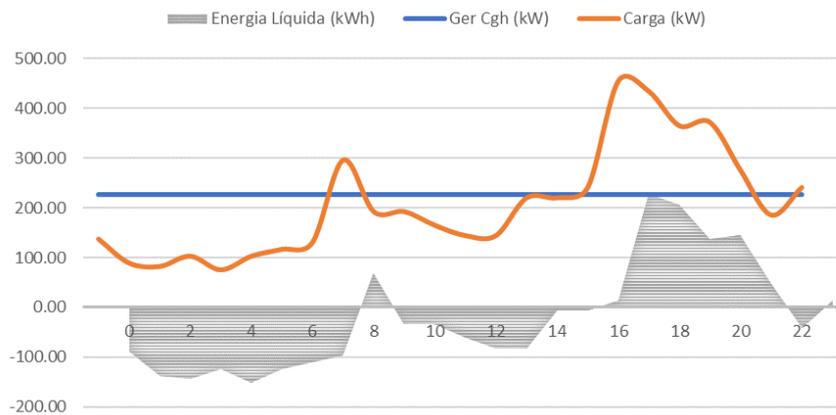


Figura 4.7 - Geração Hídrica - TR16 (Cgh-1) em 21/04

A Figura 4.8 ilustra o impacto da GD nos fluxos linhas do alimentador 4, para a mesma data no horário de maior excedente, às 4 horas. Observa-se que os ramais que não contêm GD (LT28, LT30, LT33 e LT35) mantiveram os valores, originalmente iguais à demanda da carga do ramal. Nos ramais que contém GD (LT27, LT31 e LT36), nota-se o fluxo no sentido inverso, pois neste horário há excedente de geração. As linhas do alimentador principal (LT26, LT29 e LT34) experimentaram reversão do fluxo, além da significativa diminuição do valor absoluto do fluxo na configuração sem GD, com exceção da LT32 que o sentido do fluxo permaneceu o original. Neste horário, portanto, a subestação de distribuição absorve potência da rede ao invés de fornecer.

A Figura 4.9 ilustra o impacto da GD nas perdas das linhas do alimentador 4, para o dia e horário referenciados previamente. Observa-se que os ramais que não contêm GD (LT28, LT30, LT33 e LT35) mantiveram os valores das perdas originais. Devido ao excedente de geração neste horário causar um fluxo inverso maior que o original, nos ramais que contém GD (LT27, LT31 e LT36), nota-se um aumento das perdas elétricas. As linhas do alimentador principal (LT26, LT29, LT32 e LT34) experimentaram uma significativa redução das perdas com a diminuição do carregamento original.

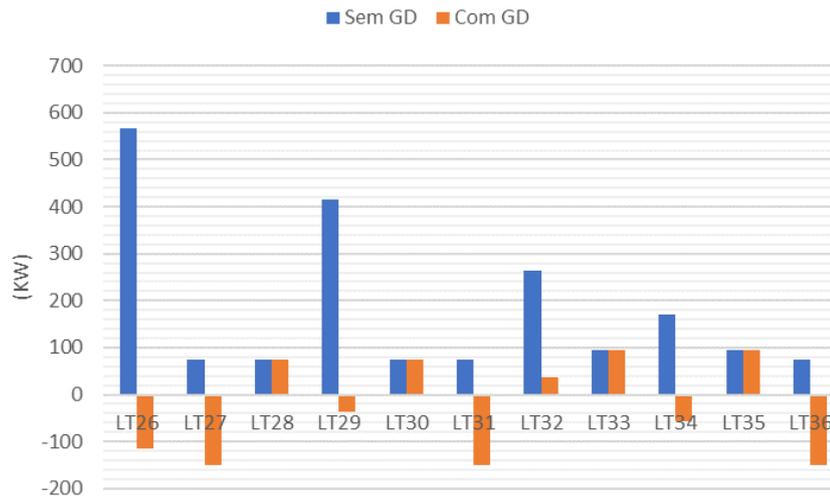


Figura 4.8 - Fluxo nas Linhas - Alim. 4 - 21/04 às 4:00

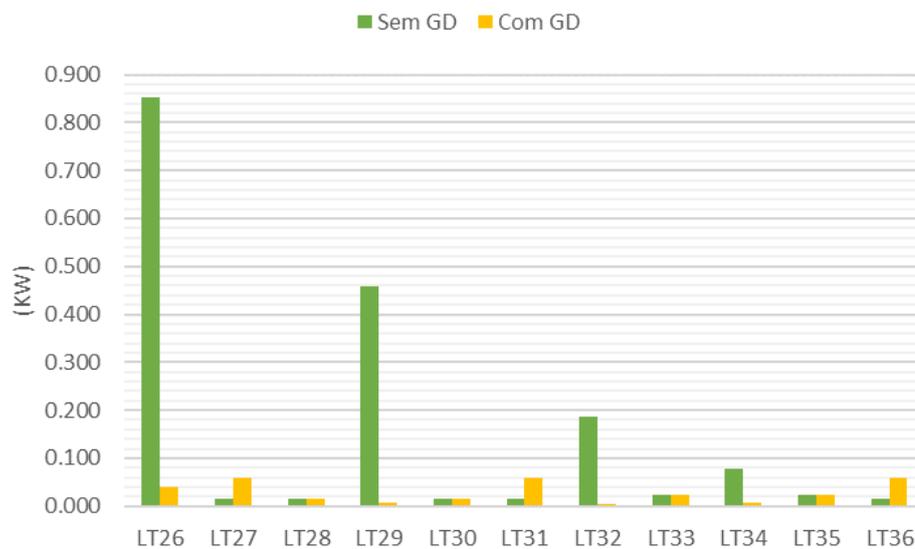


Figura 4.9 - Perdas nas Linhas - Alim. 4 - 21/04 às 4:00

A Figura 4.10 ilustra o impacto da GD na diminuição da ponta do alimentador. Originalmente a ponta ocorria às 18 horas, com valor de 3486,7 kW. Com a entrada das CGHs, a ponta foi reduzida para 3129,1 kW e foi deslocada para o horário das 17 horas, em outra data.

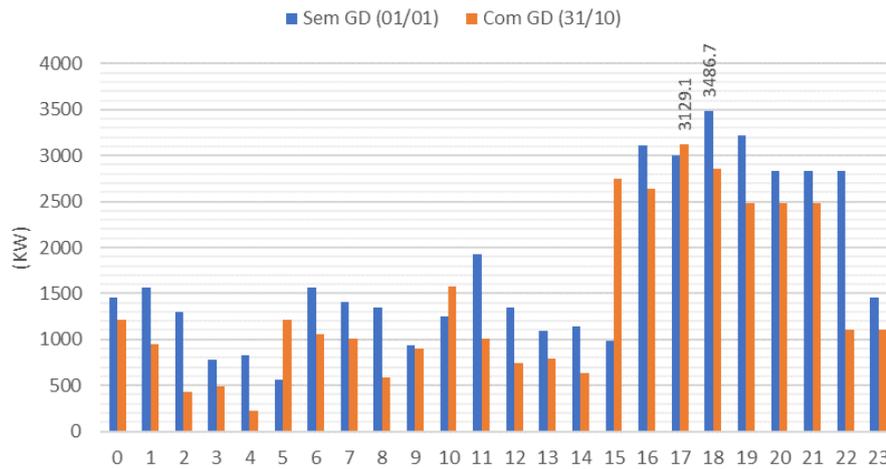


Figura 4.10 - Alteração da Ponta - Alim. 4

4.1.1.1. Função Uso

A Tabela 4.2 mostra as coalizões e os respectivos valores da função uso no alimentador 4 do sistema de distribuição IEEE-RBTS Barra 2. Recapitulando, a função uso representa a diferença entre os volumes de energia anuais das coalizões formadas por fontes de GD e a coalizão zero, sem GD. Os valores da função são expostos tanto em kWh quando em percentual do uso do sistema na configuração original.

Observando os valores apresentados, nota-se um comportamento não linear na função uso: as coalizões formadas por dois ou mais jogadores possuem valores de ganho menores que a soma dos ganhos individuais. Por exemplo, a redução do uso da rede quando os jogadores 1 e 2 participam juntos tem valor menor a soma das reduções individuais dos jogadores 1 e 2. Fazendo esta verificação para os percentuais, observa-se que as diferenças se estabelecem em valores decimais, entretanto, é importante destacar que, devido à função uso acumular valores horários no período de um ano, estas diferenças dentro de volumes anuais de energia não são irrelevantes.

Pode-se então concluir um comportamento dominante da função uso, na qual geradores participando juntos no jogo reduzem ligeiramente menos o uso da rede que a soma das reduções individuais.

Tabela 4.2 - Função Uso - Alim. 4

Cgh	Função Uso (kWh/ano)	Função Uso (%)
Ø	0,00E+00	0,00%
1	-5,51E+06	-8,29%
2	-7,86E+06	-11,82%
3	-1,22E+07	-18,34%
1, 2	-1,30E+07	-19,57%
1, 3	-1,73E+07	-26,09%
2, 3	-1,92E+07	-28,88%
1, 2, 3	-2,30E+07	-34,66%

Outra observação pertinente é que os valores das coalizões são negativos, ou seja, sempre há redução do uso da rede em relação à configuração sem GD para estas quantidades e capacidades de geração local. Apesar de em determinados horários o fluxo do alimentador ser inverso, como apresentado na Figura 4.8 (a barra da subestação ao invés de injetar potência, absorve), na totalidade dos fluxos durante o ano, houve redução em todas as combinações de GD.

A Tabela 4.3 mostra a alocação da função uso entre as fontes de GD através do valor Shapley. Apesar das fontes de GD terem praticamente as mesmas capacidades de geração (Cgh-1 454 kW, Cgh-2 450 kW e Cgh-3 454 kW), as alocações possuem valores diferentes, que estão traduzindo o efeito da localização dos geradores na rede. A Cgh-1 é a que menos reduz o uso do alimentador, pois está mais próxima a subestação. Poucas linhas têm influência da GD neste ponto da rede. Diferentemente, o valor alocado para a Cgh-3 é maior que o dobro do alocado para a Cgh-1, apesar de ambas possuírem a mesma capacidade de geração. Destaca-se ainda que as curvas de geração e carga são as mesmas nesta análise, o que elimina a possibilidade de a diversidade nos perfis interferir nas alocações da função uso.

Tabela 4.3 - Alocação da Função Uso - Alim. 4

Cgh	Alocação Uso (kWh/ano)	Alocação Uso (%)
1	-4,83E+06	-7,27%
2	-6,94E+06	-10,43%
3	-1,13E+07	-16,95%

Observa-se que a alocação para os jogadores foram valores menores que as contribuições individuais, presentes na Tabela 4.2. Este fato pode ser explicado pela

observação proferida anteriormente: geradores participando juntos no jogo reduzem ligeiramente menos o uso da rede que a soma das reduções individuais. Um exemplo hipotético ilustrando esta situação pode ser verificado no exemplo 1 do Apêndice A. Conclui-se que, o fato das alocações da função uso serem menores que as reduções individuais de fluxo ocasionadas pelas CGHs não é devido às propriedades do sistema elétrico nem da modelagem ou metodologias dos estudos referidos a este tema, mas sim característica exclusiva da função matemática que calcula o valor Shapley e dos resultados de fluxo de potência.

Como será observada nos próximos alimentadores, a GD hídrica foi a que apresentou os melhores resultados em termos de benefícios para a rede de distribuição, fato que se deve a continuidade da geração ao longo do período. A diminuição do "uso" ser significativamente maior em relação às outras fontes de GD ressalta a característica da continuidade deste tipo de geração não privilegiar horários específicos do dia.

4.1.1.2. Função Perdas

A Tabela 4.4 mostra as coalizões e os respectivos valores da função perdas. Recapitulando, a função perdas representa a diferença entre as perdas elétricas anuais das coalizões formadas por fontes de GD e a coalizão zero, sem GD. Os valores da função são expostos tanto em kWh quando em percentual das perdas do sistema na configuração original.

Tabela 4.4 - Função Perdas - Alim. 4

Cgh	Função Perdas (kWh/ano)	Função Perdas (%)
Ø	0,00E+00	0,00%
1	-4,06E+04	-15,90%
2	-5,44E+04	-21,32%
3	-6,77E+04	-26,56%
1, 2	-8,60E+04	-33,70%
1, 3	-9,92E+04	-38,87%
2, 3	-1,09E+05	-42,54%
1, 2, 3	-1,31E+05	-51,39%

O comportamento da função perdas é claramente não linear; as coalizões formadas por dois ou mais jogadores possuem valores de ganho menores que à soma

dos ganhos individuais. A explicação deste fato está na equação para cálculo de perdas elétricas no fluxo de potência. Ressaltando que as perdas elétricas variam com o quadrado da tensão (considerando a parte real da impedância constante), parte-se do entendimento que GD provoca elevação dos níveis de tensão. Isso é um evento esperado, pois a GD diminui os fluxos nas linhas e a queda de tensão é menor. Todavia, a soma das elevações de tensão com cada GD tomada separadamente é maior que a elevação de tensão com as GDs em coalizão. Exemplificando, se entrando duas GDs no sistema a elevação de tensão é menor, em comparação com a soma das tensões provocadas por cada GD separadamente, obviamente a redução das perdas será menor.

Assim como na função uso, os valores das coalizões são negativos, o que indica que sempre houve redução das perdas na rede em relação à configuração sem GD. Apesar de ter havido aumento nas perdas dos ramais associados às fontes de GD para os horários de excedente, como ilustrado na Figura 4.9, na totalidade das perdas durante o ano, houve redução em todas as combinações de GD.

A Tabela 4.5 mostra a alocação da função perdas entre as fontes de GD através do valor Shapley. As observações a respeito dos valores alocados e localização dos geradores na rede são análogas às da função uso.

Tabela 4.5 - Alocação da Função Perdas - Alim. 4

Cgh	Alocação Perdas (kWh/ano)	Alocação Perdas (%)
Cgh-1	-3,15E+04	-12,37%
Cgh-2	-4,31E+04	-16,91%
Cgh-3	-5,64E+04	-22,11%

4.1.1.3. Função Ponta

A Tabela 4.6 mostra as coalizões e os respectivos valores da função ponta. Recapitulando, a função ponta representa a diferença entre os picos da curva de potência ativa consumida nos horários de demanda máxima, das coalizões formadas por fontes de GD e a coalizão zero, sem GD. Os valores da função são expostos tanto em kW quando em percentual da ponta do sistema na configuração original.

Tabela 4.6 - Função Ponta - Alim. 4

Cgh	Função Ponta (kW)	Função Ponta (%)
Ø	0,00	0,00%
1	-118,07	-3,39%
2	-118,65	-3,40%
3	-121,40	-3,48%
1, 2	-236,56	-6,78%
1, 3	-239,31	-6,86%
2, 3	-239,80	-6,88%
1, 2, 3	-357,56	-10,26%

Observa-se que os valores das coalizões individuais são muito próximos, o que traduz que todas as fontes de GD hídrica apresentam contribuições aproximadamente similares para redução da ponta. O comportamento da função é aproximadamente linear e as coalizões têm valores negativos.

A Tabela 4.7 mostra a alocação da função ponta entre as fontes de GD através do valor Shapley. As pequenas diferenças nos valores das alocações podem ser creditadas à capacidade de geração da Cgh-2 e nas localizações dos geradores na rede. Como os geradores mais distantes reduzem as perdas da rede em valores maiores que os geradores mais próximos à subestação, a potência total consumida pela rede no horário de demanda máxima será menor para esta situação.

Tabela 4.7 - Alocação da Função Ponta - Alim. 4

Cgh	Alocação Ponta (kW)	Alocação Ponta (%)
Cgh-1	-117,91	-3,38%
Cgh-2	-118,45	-3,40%
Cgh-3	-121,20	-3,48%

Em relação à ponta, a GD hídrica provoca o mesmo efeito para qualquer perfil de consumidor, dado que em qualquer horário que ocorra o pico de consumo, o valor de geração será o mesmo.

4.1.2. Alimentador 3 – GD Eólica

O alimentador 3 contém 3 Eólicas conforme apresentado na Figura 4.11. A série de ventos utilizada foi do Rio de Janeiro, estação de medição Forte de Copacabana [95]. A turbina eólica utilizada foi o modelo WES Tulipo 2,5 kW da fabricante *Wind Energy Solutions* [96].

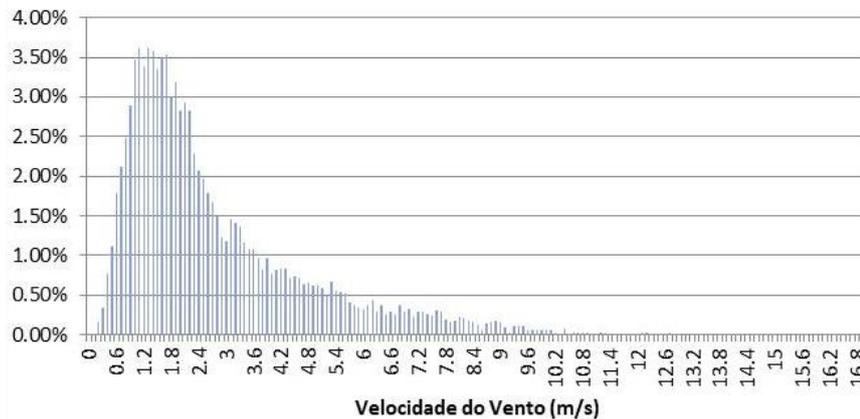


Figura 4.11 - Densidade de Probabilidade da Série de Ventos - Estação Forte de Copacabana

A Figura 4.12 e a Figura 4.13 apresentam, respectivamente, os valores anual e mensal da energia consumida no alimentador 3, segmentando as parcelas fornecidas pela GD e pela distribuidora, enquanto a Figura 4.14 e a Figura 4.15 mostram, respectivamente, os valores de energia produzida pelas fontes de GD no alimentador 3, distinguindo as parcelas consumida na carga e excedente exportado para rede.

Da energia consumida pela carga no alimentador 3, apenas 6% foi devido a GD, significativamente menor que o caso das GDs hídricas, recordando que a proporção de capacidade instalada da fonte eólica seguiu o mesmo padrão. Os meses de julho a novembro apresentaram os maiores níveis de geração. Em relação à energia produzida, 22% da energia produzida pelas GDs eólicas foi exportada para a rede e 78% consumido pelas cargas.

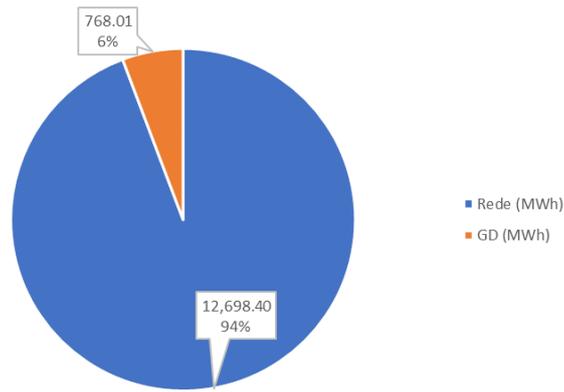


Figura 4.12 - Energia Consumida Anual - Alim. 3 - IEEE RBTS

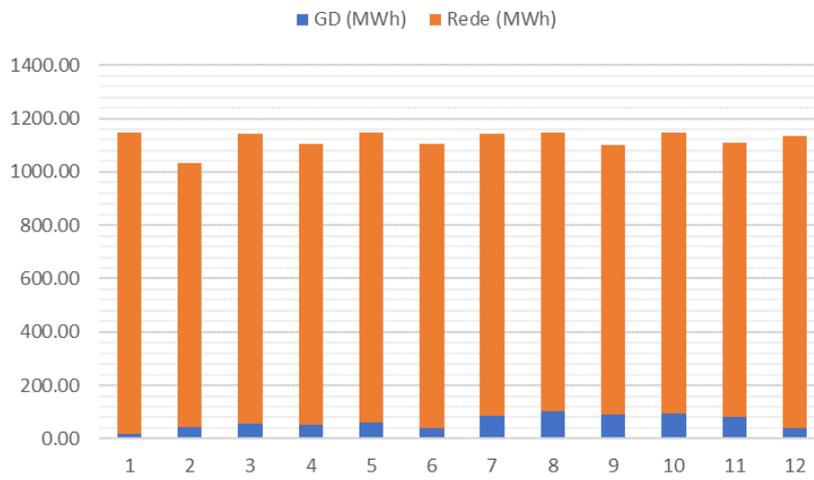


Figura 4.13 - Energia Consumida Mensal - Alim. 3 - IEEE RBTS

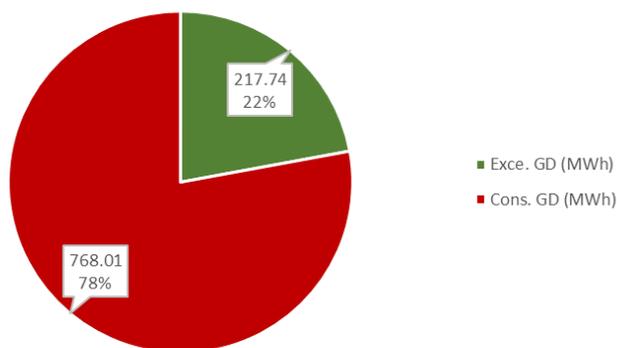


Figura 4.14 - Energia Produzida Anual - Alim. 3 - IEEE RBTS

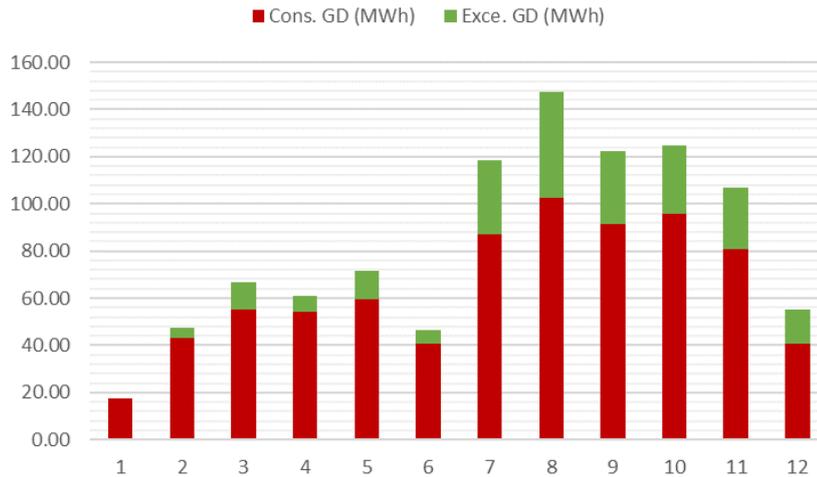


Figura 4.15 - Energia Produzida Mensal - Alim. 3 - IEEE RBTS

A Figura 4.16 ilustra o dia 19/08 do ponto de carga LP-10 (Eol-1), dia em que houve o maior valor instantâneo de excedente, à 1:00. O valor da potência injetada na rede é de 432,17 kW, com a eólica gerando 529,44 kW. Diferentemente da geração hídrica, o comportamento da geração eólica é bastante aleatório. Os maiores excedentes coincidem com os períodos de menor consumo durante a madrugada.

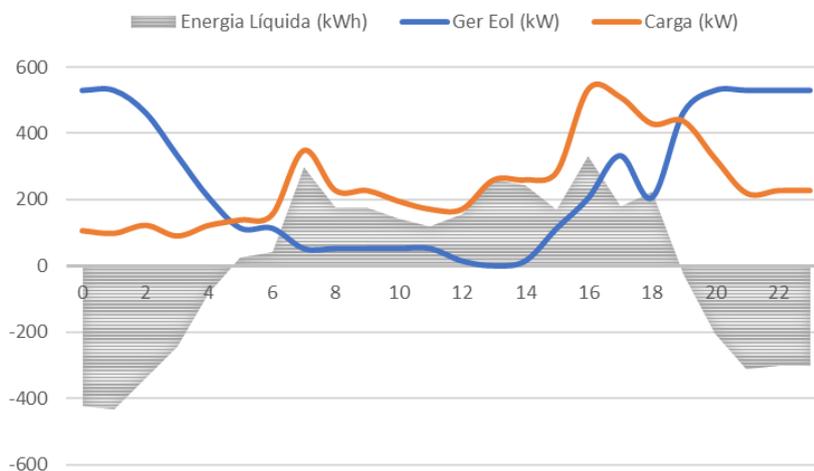


Figura 4.16 - Geração Eólica - LP10 (Eol-1) em 19/08

A Figura 4.17 ilustra o impacto da GD nos fluxos linhas do alimentador 3, para o mesmo dia e horário referenciados previamente. As mesmas observações para a geração hídrica podem ser consideradas; os ramais que não contêm GD (LT19, LT22, LT23) mantiveram os valores, nos ramais que contém GD (LT17,

LT20, LT24 e LT25) o fluxo aumentou no sentido inverso e as linhas do alimentador principal (LT16, LT18 e LT21) experimentaram inversão de sentido do fluxo.

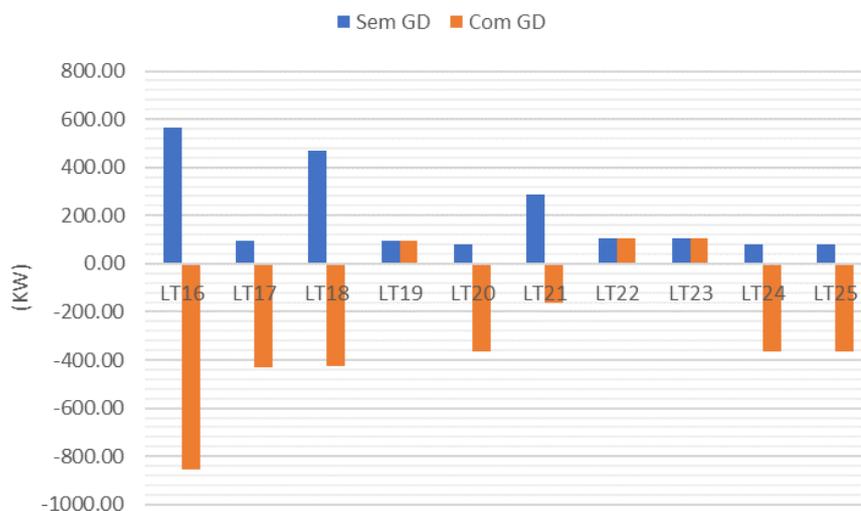


Figura 4.17 - Fluxo nas Linhas - Alim. 3 - 19/08 à 1:00

A Figura 4.18 ilustra o impacto da GD nas perdas das linhas do alimentador 3, para o mesmo dia e horário referenciados previamente. Os ramais que não contêm GD (LT19, LT22 e LT23) mantiveram os valores das perdas originais. Os ramais que contêm GD (LT17, LT20 e LT25), experimentaram um aumento das perdas e, nas linhas do alimentador principal (LT16, LT18, LT21 e LT24), a LT16 e a LT24 apresentaram aumento de perdas enquanto as demais tiveram redução.



Figura 4.18 - Perdas nas Linhas - Alim. 3 - 19/08 à 1:00

Em relação à ponta, não houve alteração no valor máximo do período anual, consequentemente, conclui-se que as GDs eólicas não contribuíram para redução da ponta do alimentador.

4.1.2.1. Função Uso

A Tabela 4.8 mostra as coalizões e os respectivos valores da função uso no alimentador 3. Os valores da função são expostos tanto em kWh quando em percentual do uso do sistema na configuração original. O comportamento não linear e os valores negativos da função se repetem salvo que a redução do uso da rede foi significativamente menor do que a experimentada com a geração hídrica.

Tabela 4.8 - Função Uso - Alim. 3

Eol	Função Uso (kWh/ano)	Função Uso (%)
Ø	0	0
1	-9,41E+05	-1,55%
2	-1,10E+06	-1,82%
3	-1,60E+06	-2,64%
1, 2	-2,03E+06	-3,35%
1, 3	-2,53E+06	-4,17%
2, 3	-2,68E+06	-4,42%
1, 2, 3	-3,46E+06	-5,71%

A Tabela 4.9 mostra a alocação da função uso entre as fontes de GD através do valor Shapley. Assim como na GD hídrica, as alocações possuem valores diferentes, que estão traduzindo o efeito da localização dos geradores na rede. Os valores das alocações para esta função são menores que os valores das coalizões individuais destes jogadores. Nota-se que a influência da GD eólica para diminuição do uso apresentou percentuais baixos.

Tabela 4.9 - Alocação da Função Uso - Alim. 3

Eol	Alocação Uso (kWh/ano)	Alocação Uso (%)
1	-8,82E+05	-1,45%
2	-1,04E+06	-1,72%
3	-1,54E+06	-2,54%

4.1.2.2. Função Perdas

A Tabela 4.10 mostra as coalizões e os respectivos valores da função perdas no alimentador 3. Os valores da função são expostos tanto em kWh quando em percentual das perdas do sistema na configuração original. Em comparação com a GD hídrica, o comportamento da função também é não linear, com valores significativamente menores. Os valores das coalizões também são negativos; apesar de ter havido aumento nas perdas dos ramais associados às fontes de GD para os horários de excedente, como ilustrado na Figura 4.18, na totalidade das perdas durante o ano, houve redução em todas as combinações de GD.

Tabela 4.10 - Função Perdas - Alim. 3

Eol	Função Perdas (kWh/ano)	Função Perdas (%)
Ø	0	0
1	-6,51E+03	-2,91%
2	-7,73E+03	-3,45%
3	-9,30E+03	-4,15%
1, 2	-1,32E+04	-5,88%
1, 3	-1,47E+04	-6,58%
2, 3	-1,57E+04	-6,99%
1, 2, 3	-2,01E+04	-8,96%

A Tabela 4.11 mostra a alocação da função perdas entre as fontes de GD através do valor Shapley. Nota-se que as alocações para as GDs eólicas possuem valores efetivamente menores que as coalizões individuais destes jogadores. As observações a respeito dos valores alocados e localização dos geradores na rede são análogas à GD hídrica, obviamente com valores absolutamente menores em relação à mesma.

Tabela 4.11 - Alocação da Função Perdas - Alim. 3

Eol	Alocação Perdas (kWh/ano)	Alocação Perdas (%)
Eol-1	-5,46E+03	-2,43%
Eol-2	-6,53E+03	-2,91%
Eol-3	-8,09E+03	-3,61%

4.1.2.3. Função Ponta

A função ponta retornou valor nulo para as GDs eólicas no alimentador 3, ou seja, em nenhuma coalizão, as GDs modificaram o pico anual de potência do alimentador.

4.1.3. Alimentador 1 – GD Solar

O alimentador 1 contém 3 GDs fotovoltaicas conforme apresentado na Figura 4.19. Os valores de radiação solar utilizados foram da cidade do Rio de Janeiro [94], expostos em média mensal na Figura 4.19.

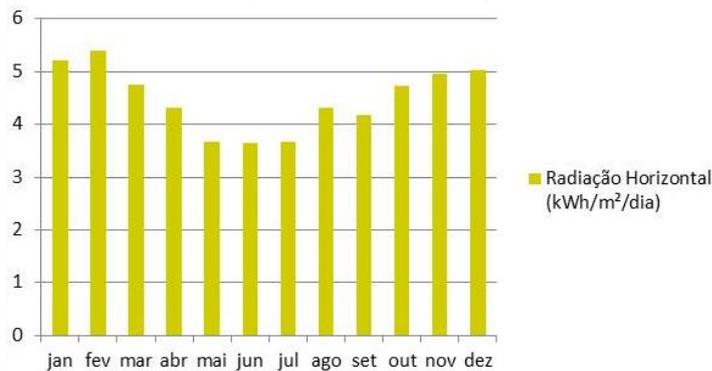


Figura 4.19 - Radiação Horizontal - Rio de Janeiro

A Figura 4.20 e a Figura 4.21 mostram, respectivamente, os valores anual e mensal da energia consumida no alimentador 1, segmentando as parcelas fornecidas pela GD e pela distribuidora. A Figura 4.22 e a Figura 4.23 mostram, respectivamente, os valores de energia produzida pelas fontes de GD no alimentador 1, distinguindo as parcelas consumida na carga e excedente exportado para rede.

Em relação às outras fontes de GD, a solar apresentou volume de energia consumida menor que a hídrica e maior que a eólica, representando 8% do total consumido pelas cargas. Em relação à energia produzida, 22% foram exportadas para rede. Os montantes foram menores que os das hídricas e superiores aos das eólicas. É verdade que a GD solar possui um total de capacidade instalada ligeiramente maior que a GD eólica, porém esta pequena superioridade não invalida a comparação. Os meses de novembro a março são os de maior geração e excedentes.

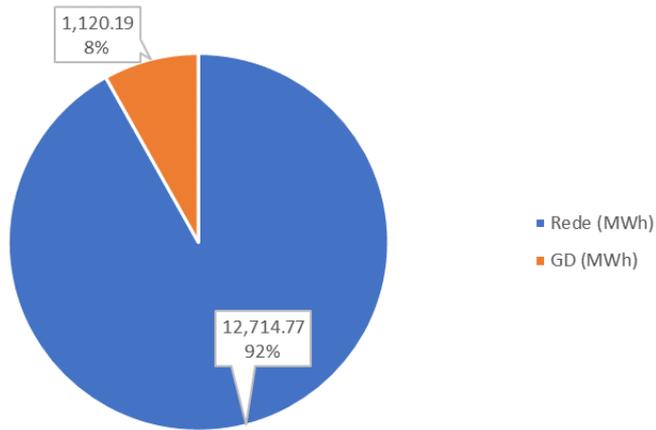


Figura 4.20 - Energia Consumida Anual - Alim. 1 - IEEE RBTS

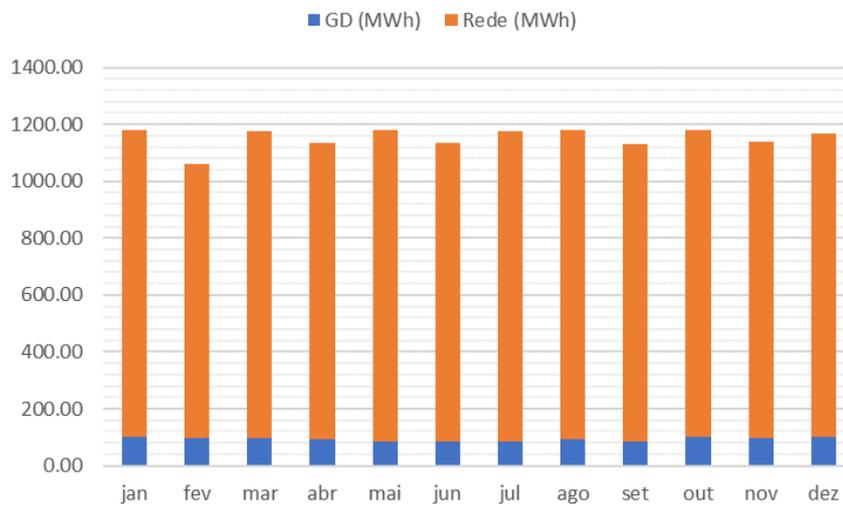


Figura 4.21 - Energia Consumida Mensal - Alim. 1 - IEEE RBTS

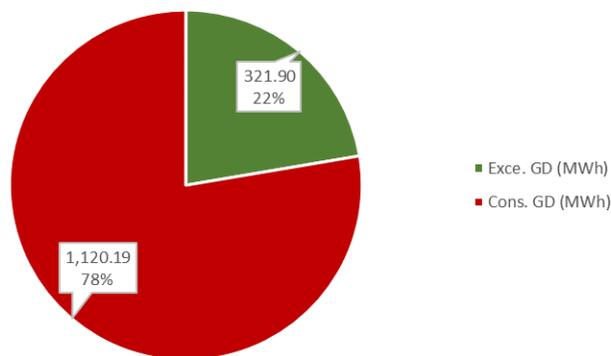


Figura 4.22 - Energia Produzida Anual - Alim. 1 - IEEE RBTS

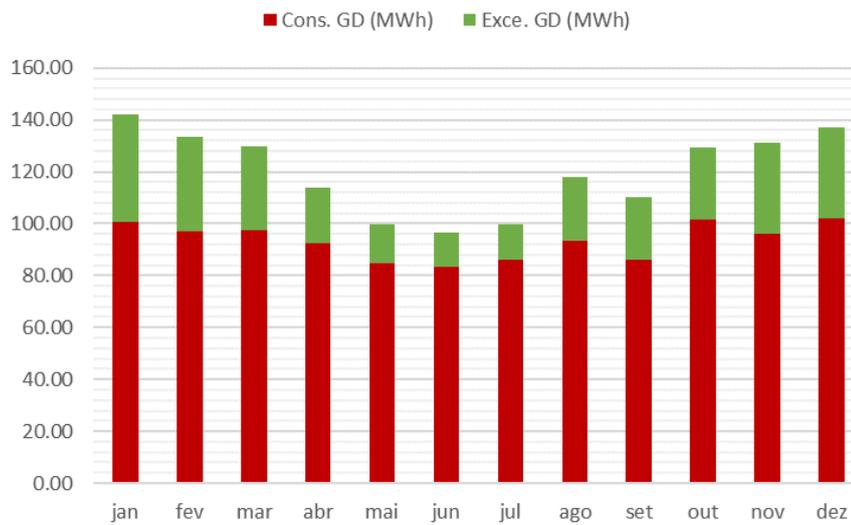


Figura 4.23 - Energia Produzida Mensal - Alim. 1 - IEEE RBTS

A Figura 4.24 ilustra o dia 13/11 do ponto de carga LP-4 (Sol-2), que contém o maior valor de excedente, em potência instantânea exportada para rede. O maior valor de potência injetada é de -374,23 kW, às 12h, com a solar gerando 554,33 kW. Os maiores excedentes coincidem com os períodos de maior radiação, próximos ao meio-dia.

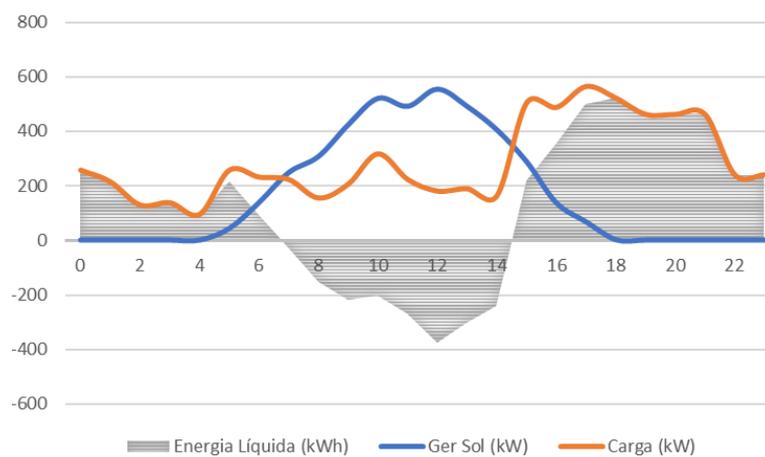


Figura 4.24 - Geração Solar - LP-4 (Sol-2) em 13/11

A Figura 4.25 e a Figura 4.26 ilustram, respectivamente, o impacto da GD nos fluxos e nas perdas das linhas do alimentador 1, para o mesmo dia e horário

referenciados previamente. As mesmas observações para as outras fontes de GD podem ser consideradas.

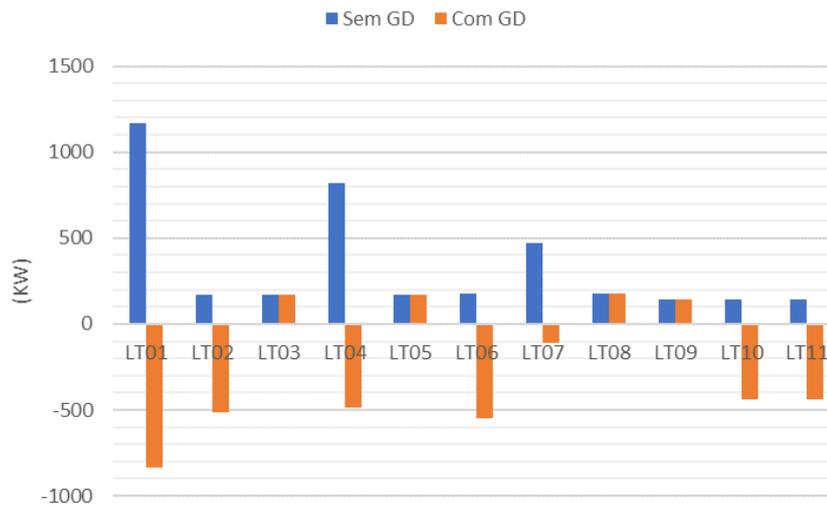


Figura 4.25 - Fluxo nas Linhas - Alim. 1 - 13/11 às 12:00

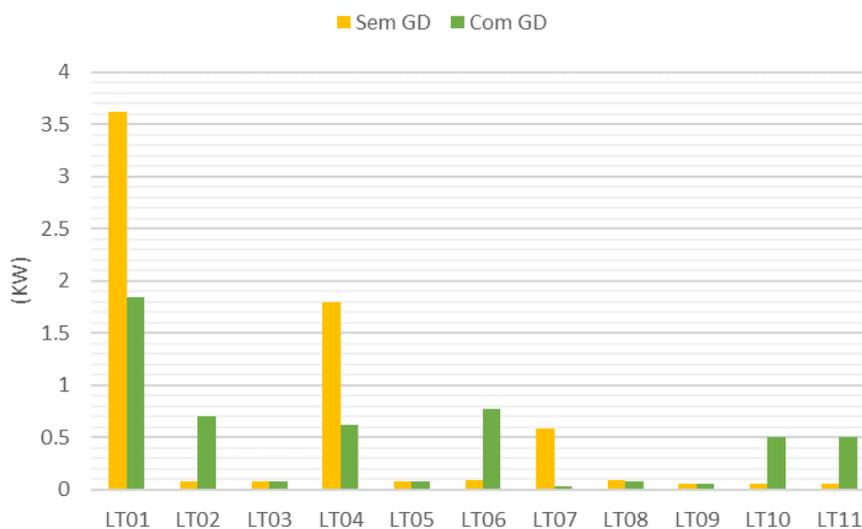


Figura 4.26 - Perdas nas Linhas - Alim. 1 - 13/11 às 12:00

A Figura 4.27 ilustra o impacto da GD na diminuição da ponta do alimentador, que experimenta seu maior valor às 18 horas. A redução é insignificante, já que no horário de ponta a geração solar é extremamente baixa. Com a entrada das GDs solares, a ponta foi reduzida para 3748,4 kW, diminuindo em apenas 1,9 kW o valor original.

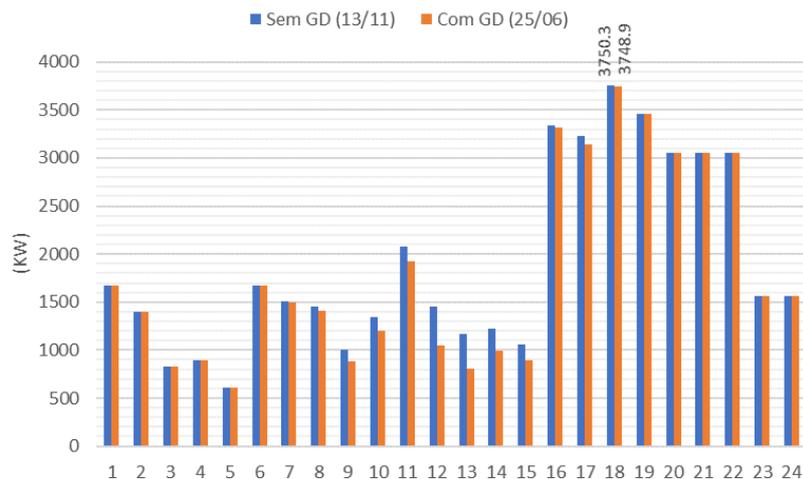


Figura 4.27 - Redução da Ponta - Alim. 1 - 13/11

4.1.3.1. Função Uso

A Tabela 4.12 mostra as coalizões e os respectivos valores da função uso no alimentador 1 e a Tabela 4.13 mostra a alocação da função uso entre as fontes de GD através do valor Shapley. As mesmas observações descritas para os outros tipos de GD são válidas também aqui. A redução do uso da rede foi significativamente menor do que a experimentada com a geração hídrica e maior que a geração eólica.

Tabela 4.12 - Função Uso - Alim. 1

Sol	Função Uso (kWh/ano)	Função Uso (%)
Ø	0,00E+00	0,00%
1	-1,80E+06	-2,67%
2	-2,65E+06	-3,94%
3	-3,06E+06	-4,55%
1, 2	-4,44E+06	-6,61%
1, 3	-4,85E+06	-7,22%
2, 3	-5,70E+06	-8,48%
1, 2, 3	-7,45E+06	-11,09%

Tabela 4.13 - Alocação da Função Uso - Alim. 1

Sol	Alocação Uso (kWh/ano)	Alocação Uso (%)
1	-1,78E+06	-2,65%
2	-2,63E+06	-3,92%
3	-3,04E+06	-4,52%

Fato conhecido, mas que cabe ressaltar, o perfil do consumo é absolutamente determinante nos valores da função uso para a GD solar. Uma curva que acompanhe o crescimento e decréscimo da radiação solar durante o dia (perfil comercial, por exemplo) faria com que a GD solar tivesse forte influência na diminuição do uso. A curva de perfil residencial permite maior geração de excedente de energia, já que no período de maior geração o consumo é baixo, porém para diminuição do uso, das perdas e da ponta, não é a que potencializa benefícios deste tipo de fonte.

4.1.3.2. Função Perdas

A Tabela 4.14 mostra as coalizões e os respectivos valores da função perdas e a Tabela 4.15 mostra a alocação da função perdas entre as fontes de GD através do valor Shapley. Os valores são significativamente menores do que os da GD hídrica e maiores que o da GD eólica. Aqui a capacidade de geração superior da GD Sol-2 foi determinante para que esta reduzisse mais perdas na rede, fato que não aconteceu no uso. As mesmas observações descritas para os outros tipos de GD, em relação à função perdas, são aplicáveis.

Tabela 4.14 - Função Perdas - Alim. 1

Sol	Função Perdas (kWh/ano)	Função Perdas (%)
Ø	0,00E+00	0,00%
1	-1,15E+04	-4,15%
2	-1,62E+04	-5,83%
3	-1,53E+04	-5,49%
1, 2	-2,57E+04	-9,24%
1, 3	-2,51E+04	-9,04%
2, 3	-2,88E+04	-10,37%
1, 2, 3	-3,67E+04	-13,19%

Tabela 4.15 - Alocação da Função Perdas - Alim. 1

Sol	Alocação Perdas (kWh/ano)	Alocação Perdas (%)
Sol-1	-9,68E+03	-3,48%
Sol-2	-1,39E+04	-4,99%
Sol-3	-1,31E+04	-4,72%

4.1.3.3. Função Ponta

A Tabela 4.16 mostra as coalizões e os respectivos valores da função ponta. A Tabela 4.17 mostra a alocação da função ponta através do valor Shapley. Ainda que os valores sejam insignificantes para a redução da ponta, cabe a observação de que a capacidade de geração foi significativa nos valores das alocações, que possuem valores iguais às contribuições nas coalizões individuais.

Assim como observado para a função uso, o perfil da curva de carga tem grande relevância nos valores desta função. Uma curva de consumo cuja ponta aconteça concomitante ao período de maior radiação, privilegiaria os benefícios da GD solar neste quesito.

Tabela 4.16 - Função Ponta - Alim. 1

Sol	Função Ponta (kW)	Função Ponta (%)
Ø	0,000	0,000%
1	-0,479	-0,013%
2	-0,515	-0,014%
3	-0,417	-0,011%
1, 2	-0,994	-0,027%
1, 3	-0,896	-0,024%
2, 3	-0,932	-0,025%
1, 2, 3	-1,411	-0,038%

Tabela 4.17 - Alocação da Função Ponta - Alim. 1

Sol	Alocação Ponta (kW)	Alocação Ponta (%)
Sol-1	-0,479	-0,013%
Sol-2	-0,515	-0,014%
Sol-3	-0,417	-0,011%

4.1.4. Sinal Tarifário da Geração Distribuída – IEEE RBTS

Finalizando a análise do primeiro sistema teste, será determinado o sinal tarifário para as fontes de GD. Recapitulando, o Sinal Tarifário da Geração Distribuída é a quantificação monetária anual em termos de benefícios ou custos que a GD

insere no sistema de distribuição, com base nos impactos gerados no uso, nas perdas, na ponta e na confiabilidade da rede.

A valoração das funções foi estabelecida com base no estudo da *Arizona Public Service*, sendo a função Uso e Perdas valoradas em \$0,071/kWh e a função Ponta em \$190/kW. Como já discutido previamente, a geração própria descontando o consumo local ou produzindo excedentes para à rede, reduz a energia total que a distribuidora necessita adquirir para atender aos seus clientes. O valor atribuído a este benefício é nominado energia evitada, sendo este o valor utilizado para as funções Uso e Perdas. Já para a função Ponta, o valor atribuído traduz a influência da GD na redução da potência máxima e, conseqüentemente, na capacidade de geração dimensionada para atendimento deste pico.

A Tabela 4.18 mostra a determinação do STGD para as fontes de GD do RBTS. Observa-se que o perfil de geração e carga estão implicados nos valores indicados, com as fontes hídricas apresentando as maiores reduções, seguidas sucessivamente das fontes solares e eólicas. Os valores congregam também a localização dos geradores, sendo os mais distantes da subestação os que obtiveram os maiores descontos.

Comparando as diferentes funções, verifica-se que a função uso é a que mais contribui para o desconto total, seguida sucessivamente pelas funções perdas e ponta. De fato, a redução da ponta só foi mais significativa para a geração hídrica.

Tabela 4.18 - STGD – IEEE-RBTS

Carga	Fonte GD	Uso (kWh)	Uso (\$)	Perdas (kWh)	Perdas (\$)	Ponta (kWh)	Ponta (\$)	Total (\$)
TR01	Sol-1	-1,78E+06	-126.501,29	-9,68E+03	-687,37	-0,479	-91,07	-127.279,73
TR04	Sol-2	-2,63E+06	-186.876,79	-1,39E+04	-984,77	-0,515	-97,81	-187.959,38
TR07	Sol-3	-3,04E+06	-215.755,24	-1,31E+04	-931,59	-0,417	-79,24	-216.766,07
TR10	Eol-1	-8,82E+05	-62.620,44	-5,46E+03	-387,46	0	0,00	-63.007,90
TR12	Eol-2	-1,04E+06	-73.939,43	-6,53E+03	-463,62	0	0,00	-74.403,04
TR15	Eol-3	-1,54E+06	-109.262,92	-8,09E+03	-574,70	0	0,00	-109.837,62
TR16	Cgh-1	-4,83E+06	-343.237,56	-3,15E+04	-2.239,91	-117,91	-22.402,90	-367.880,37
TR19	Cgh-2	-6,94E+06	-492.443,35	-4,31E+04	-3.062,87	-118,45	-22.505,50	-518.011,72
TR22	Cgh-3	-1,13E+07	-800.120,02	-5,64E+04	-4.004,76	-121,2	-23.028,00	-827.152,77

4.2. Sistema IEEE 33 barras

O segundo sistema de distribuição teste utilizado será o IEEE-33 barras. Sistema radial em 13,8 kV, com carga total instalada de 3,715 MW. A Figura 4.28 ilustra o referido sistema com a inserção de GD.

Diferentemente do estudo anterior, na análise deste sistema são consideradas diversas curvas equiprováveis de séries de recursos naturais para as fontes de geração e diferentes curvas de carga com perfis residencial, comercial e industrial, diferenciando dias úteis e fins de semana. Associada a esta diversidade, uma incerteza de até 3% é atribuída tanto à carga quanto à geração. A Tabela 4.19 mostra os dados do sistema e das fontes de GD. No total, são formadas 2048 coalizões com as diferentes combinações de 11 fontes de GD espalhadas pelo sistema.

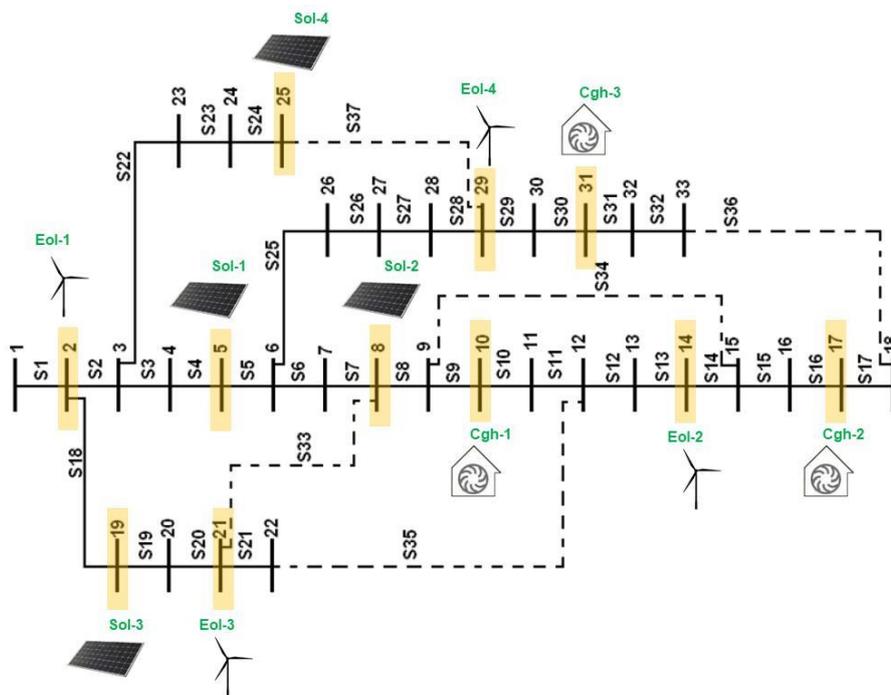


Figura 4.28 - Sistema IEEE 33 barras

Tabela 4.19 - Dados Sistema IEEE 33 barras com GD

Linha	Nó De	Nó Para	r (ohm)	x (ohm)	PL (kW)	Tipo Carga	GD	GD (kW)
S1	1	2	0.0922	0.047	100	Com	Eol-1	1200
S2	2	3	0.493	0.2511	90	Res		
S3	3	4	0.366	0.1864	120	Res		
S4	4	5	0.3811	0.1941	60	Res	Sol-1	720
S5	5	6	0.819	0.707	60	Com		
S6	6	7	0.1872	0.6188	200	Ind		
S7	7	8	0.7114	0.2351	200	Com	Sol-2	800
S8	8	9	1.03	0.74	60	Com		
S9	9	10	1.044	0.74	60	Com	Cgh-1	120
S10	10	11	0.1966	0.065	45	Com		
S11	11	12	0.3744	0.1238	60	Res		
S12	12	13	1.468	1.155	60	Res		
S13	13	14	0.5416	0.7129	120	Ind	Eol-2	480
S14	14	15	0.591	0.526	60	Res		
S15	15	16	0.7463	0.545	60	Ind		
S16	16	17	1.289	1.721	60	Res	Cgh-2	180
S17	17	18	0.732	0.574	90	Ind		
S18	2	19	0.164	0.1565	90	Res	Sol-3	360
S19	19	20	1.5042	1.3554	90	Com		
S20	20	21	0.4095	0.4784	90	Res	Eol-3	2160
S21	21	22	0.7089	0.9373	90	Res		
S22	3	23	0.4512	0.3083	90	Res		
S23	23	24	0.898	0.7091	420	Com		
S24	24	25	0.896	0.7011	420	Com	Sol-4	1680
S25	6	26	0.203	0.1034	60	Res		
S26	26	27	0.2842	0.1447	60	Ind		
S27	27	28	1.059	0.9337	60	Com		
S28	28	29	0.8042	0.7006	120	Ind	Eol-4	960
S29	29	30	0.5075	0.2585	200	Ind		
S30	30	31	0.9744	0.963	150	Com	Cgh-3	300
S31	31	32	0.3105	0.3619	210	Ind		
S32	32	33	0.341	0.5302	60	Ind		
S33	8	21	2	2	-			
S34	9	15	2	2	-			
S35	12	22	2	2	-			
S36	18	33	0.5	0.5	-			
S37	25	29	0.5	0.5	-			

Pode-se observar que as capacidades de GD são muito superiores às cargas associadas, situação que encontraria restrição baseada no art.2º da REN 687, que limita a potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída à potência disponibilizada⁴ para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada. No entanto, a título de investigar os efeitos da alta penetração de GD em localizações específicas no sistema distribuição, este cenário hipotético é considerado.

A Figura 4.29 e a Figura 4.30 mostram, respectivamente, os valores anual e mensal da energia consumida no sistema, segmentando as parcelas fornecidas pela GD e pela distribuidora. Nota-se que a GD Solar foi a que teve maior parcela em relação ao consumo de energia gerada, seguida pela fonte hídrica e a eólica. Justifica o fato do número de fontes (4 solares e 3 hídricas) e as capacidades de geração (as hídricas possuem potências muito menores). O consumo da energia pela rede corresponde a 80%, obviamente em razão de diversos pontos de carga não possuírem geração própria.

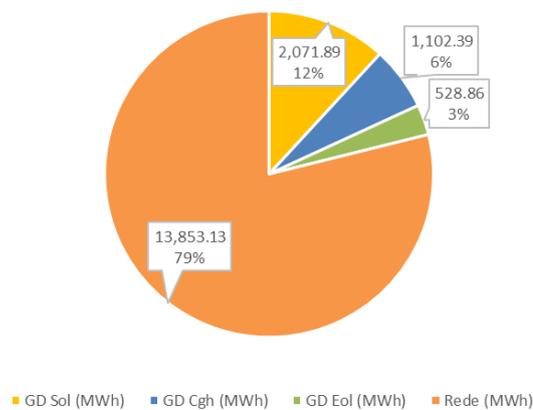


Figura 4.29- Energia Anual Consumida - IEEE 33 barras

⁴ Por potência disponibilizada considera-se a potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora. Para unidade do grupo A: a demanda contratada, em quilowatts (kW); Para unidade do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente do dispositivo de proteção geral pela tensão nominal, em quilovolt-ampère (kVA).

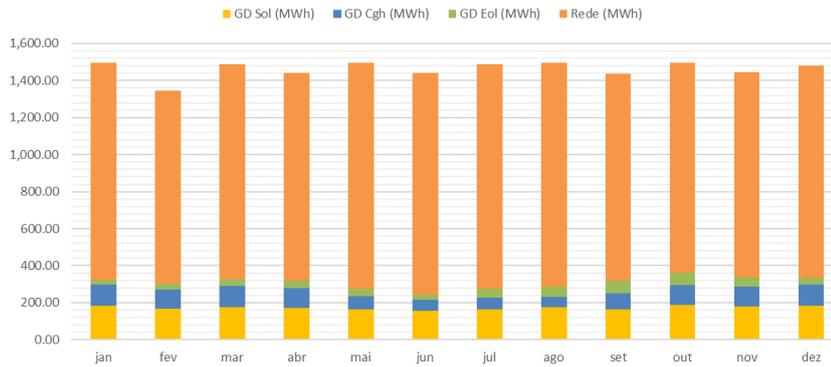


Figura 4.30 - Energia Mensal Consumida - IEEE 33 barras

A Figura 4.31 e a Figura 4.32 mostram, respectivamente, os valores de energia produzida pelas fontes de GD, segmentando as parcelas consumidas na carga e excedente exportado para rede. Observa-se que os valores de excedente são bem maiores que os consumidos, em razão das potências das fontes de GD serem significativamente maiores do que as cargas a que estão conectadas. A GD solar possui a maior parcela, seguida pela GD eólica e a GD hídrica. Nota-se que a GD eólica apresentou um valor de excedente muito superior, pois as potências destas fontes são realmente muito elevadas, além de a geração acontecer em horários de menor consumo, na madrugada, por exemplo. A maior capacidade de geração é justamente a GD Eólica Eol-3, na barra 21. A Figura 4.33 ilustra gerações de diferentes dias e fontes, escolhidos arbitrariamente.

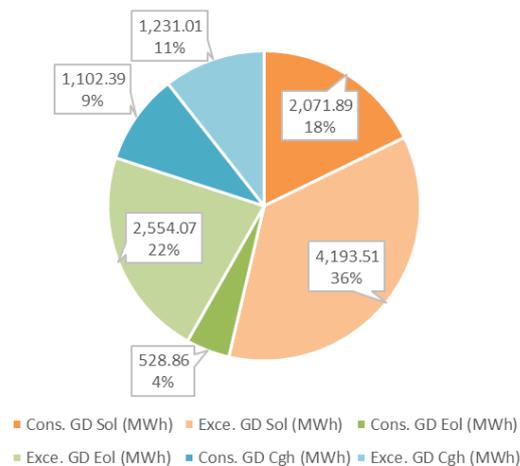


Figura 4.31 - Energia Anual Produzida por GD - IEEE 33 barras



Figura 4.32 - Energia Mensal Produzida por GD - IEEE 33 barras

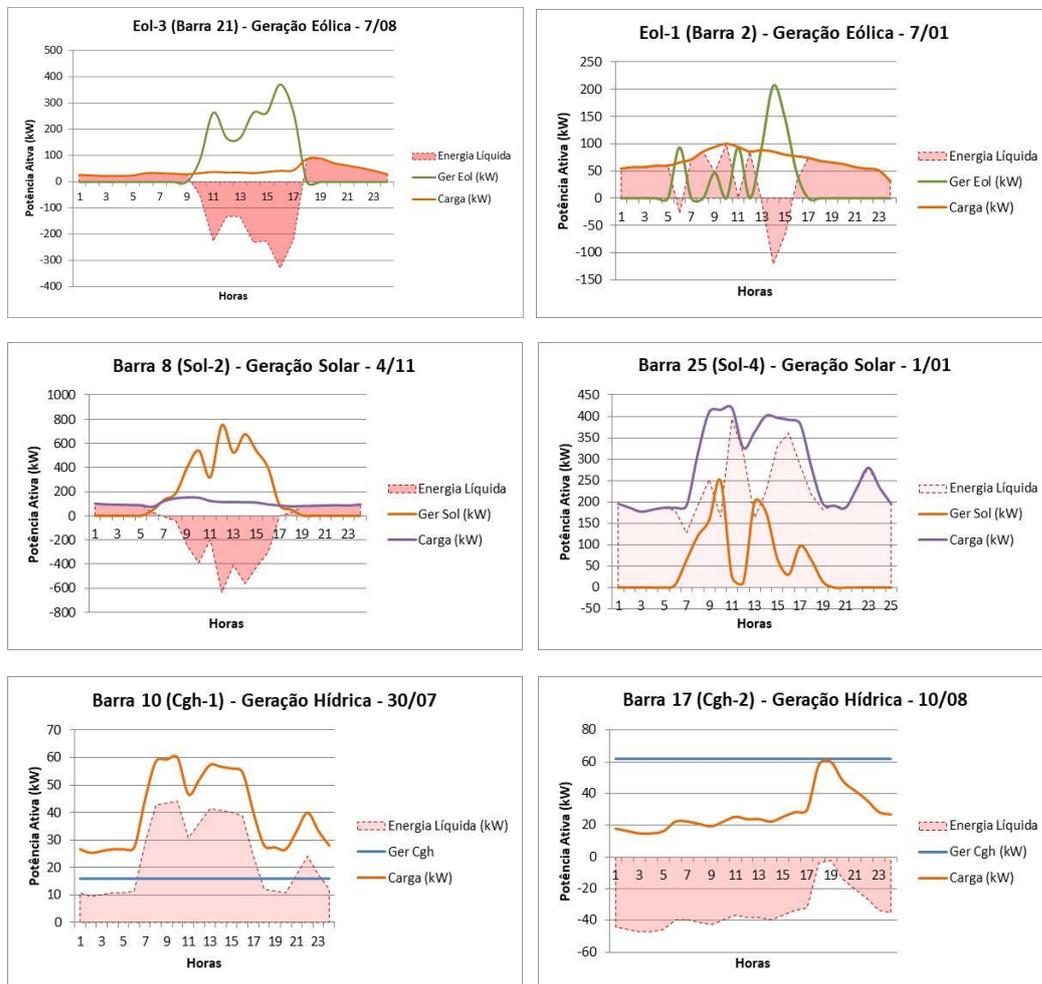


Figura 4.33 – GD no IEEE 33 barras

A Figura 4.34 e a Figura 4.35 ilustram o impacto da GD nos fluxos das linhas, para duas datas e horários diferentes. O motivo da escolha destas datas e horários é que no dia 31/12 às 12 horas, o sistema teve seu pico na configuração sem GD e, no dia 9/12 às 11 horas, o pico na configuração com todas as fontes de GD.

Para a Figura 4.34, observa-se que a GD diminuiu substancialmente o fluxo nas linhas. Houve reversão do fluxo nas linhas S1, S18, S19 e S20, em razão principalmente da geração eólica na barra 21 que gerou neste horário 753,6 kW (a capacidade desta eólica é 2160 kW). A linha S24 também apresentou reversão de fluxo, pois a solar na barra 25 gerou 513,96 kW neste horário, superando o valor da carga. Entretanto, não foi um bom dia de sol nem de vento, pois as fontes de GD solar e eólica geraram muito aquém de sua capacidade instalada.

Para a Figura 4.35, observa-se que a GD aumentou significativamente o fluxo de quase todas as linhas, em sentido inverso. As eólicas das barras 2, 21 e 29 geraram, respectivamente, 1,11 MW, 2 MW e 0,95 MW. As solares nas barras 5, 8 e 25 geraram, respectivamente, 0,75 MW, 0,81 MW e 1,75 MW.

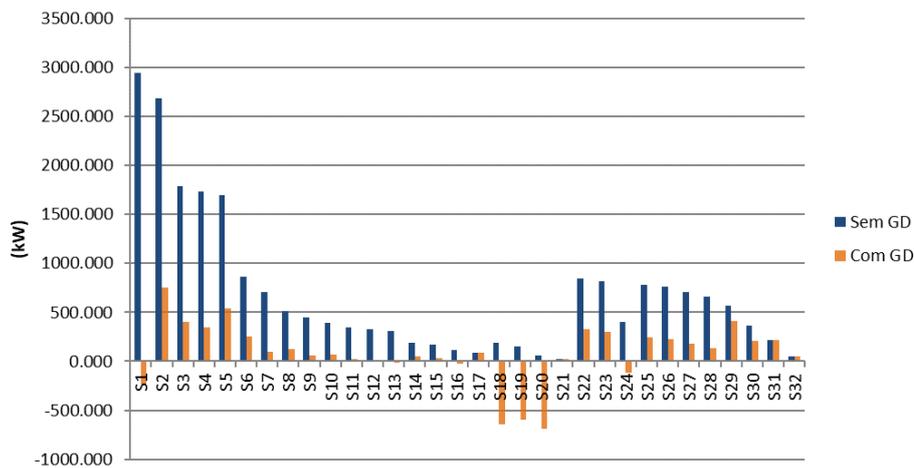


Figura 4.34 - Fluxo nas Linhas – IEEE 33 barras - 31/12 às 12:00

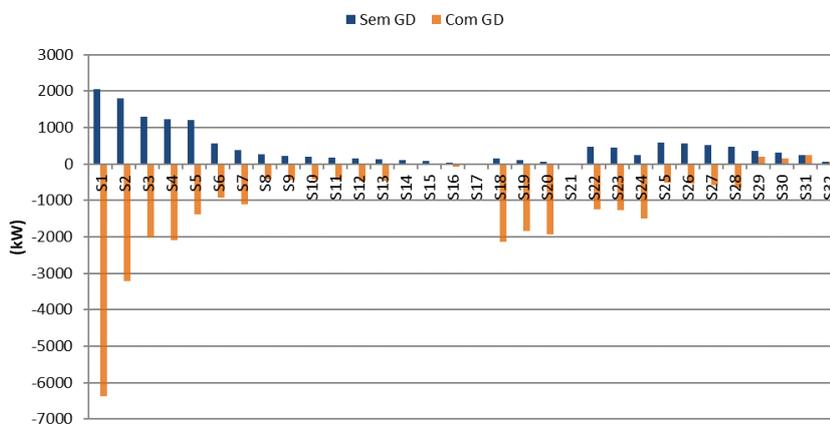


Figura 4.35 - Fluxo nas Linhas - IEEE 33 barras - 09/12 às 11:00

A Figura 4.36 e a Figura 4.37 ilustram o impacto da GD nas perdas, para os mesmos dias e horários referenciados previamente. Observa-se que no dia em que as GDs eólica e solar tiveram bons níveis de geração, as perdas cresceram consideravelmente.

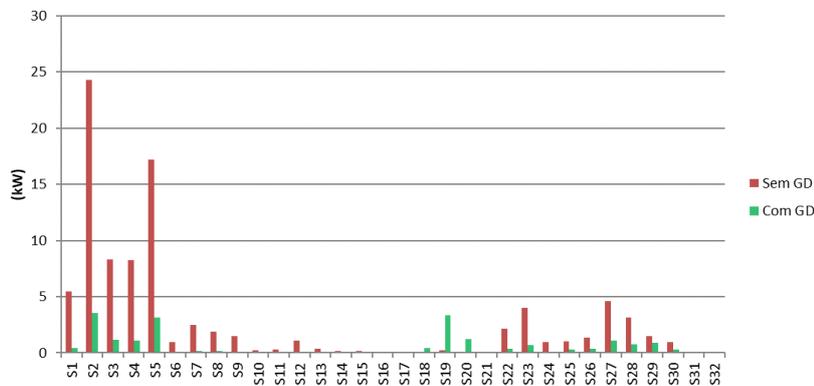


Figura 4.36 – Perdas nas Linhas – IEEE 33 barras - 31/12 às 12:00

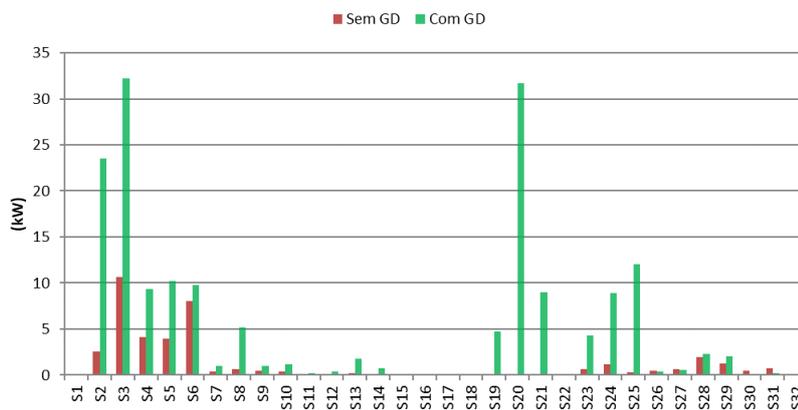


Figura 4.37 - Perdas nas Linhas - IEEE 33barras - 09/12 às 12:00

A Figura 4.38 ilustra o impacto da GD na alteração da ponta do alimentador. Sem GD inserida no sistema, a ponta acontece às 12 horas do dia 31/12 (curva laranja contínua). A presença da GD reduz e modifica o horário de ponta nesta data, como é possível observar na curva laranja pontilhada.

Com a inserção de GD no sistema a ponta é modificada para um valor muito superior ao original (linha verde contínua), com fluxo reverso e, caso não houvesse instalação de GD, a ponta seria um valor muito inferior nesta data (curva verde pontilhada).

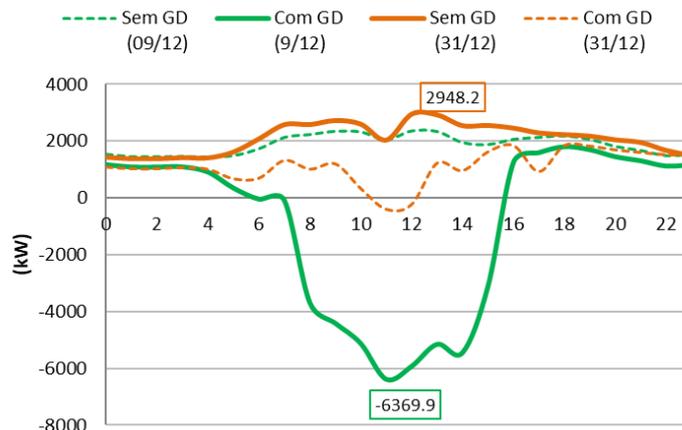


Figura 4.38 – Alteração da Ponta – IEEE 33 barras

4.2.1. Função Uso, Perdas e Ponta

As alocações das funções uso, perdas e ponta para as fontes de GD do sistema IEEE 33 barras são apresentadas na Tabela 4.20 abaixo.

Tabela 4.20 – Alocação do Uso, Perdas e Ponta – IEEE 33 barras

Barra	GD	GD (kW)	Função Uso (kWh/ano)	Função Uso (%)	Função Perdas (kWh/ano)	Função Perdas (%)	Função Ponta (kW)	Função Ponta (%)
2	Eol-1	1200	-2,78E+05	-0,22	-417,67	-0,12	486,55	16,50
5	Sol-1	720	-3,80E+06	-3,04	-19393,70	-5,37	298,09	10,11
8	Sol-2	800	-7,45E+06	-5,96	-39007,70	-10,80	318,74	10,81
10	Cgh-1	120	-3,14E+06	-2,51	-13855,40	-3,83	9,58	0,32
14	Eol-2	480	-1,85E+06	-1,48	-7767,02	-2,15	199,25	6,76
17	Cgh-2	180	-1,00E+07	-8,04	-34995,10	-9,69	-0,63	-0,02
19	Sol-3	360	-5,45E+05	-0,44	-697,47	-0,19	146,84	4,98
21	Eol-3	2160	1,80E+06	1,44	12183,20	3,37	837,56	28,41
25	Sol-4	1680	-5,93E+06	-4,74	-24044,00	-6,65	684,92	23,23
29	Eol-4	960	-3,67E+06	-2,94	-15883,90	-4,40	408,02	13,84
31	Cgh-3	300	-1,07E+07	-8,55	-43457,00	-12,03	32,83	1,11

Para complementar o entendimento sobre a ferramenta de alocações via valor Shapley, os resultados de cada coalizão poderiam ser avaliados, porém, com 2^{11} coalizões diferentes fica inviável esta apresentação. Ainda assim, a título de comparação, são expostos na Tabela 4.21 os valores referentes às coalizões individuais, ou seja, a contribuição marginal dos jogadores quando participam sozinhos do sistema, juntamente com as alocações. Apenas os valores percentuais são apresentados, por simplificação.

Tabela 4.21 - Comparação Alocações e Contribuição Individual - IEEE 33 barras

GD	Barra	Função Uso		Função Perdas		Função Ponta	
		Alocação	Cont.Ind.	Alocação	Cont.Ind.	Alocação	Cont.Ind.
Eol-1	2	-0,22%	-0,60%	-0,12%	-0,47%	16,50%	0,00%
Sol-1	5	-3,04%	-4,17%	-5,37%	-9,77%	10,11%	-0,33%
Sol-2	8	-5,96%	-7,59%	-10,80%	-16,89%	10,81%	-0,39%
Cgh-1	10	-2,51%	-2,99%	-3,83%	-5,55%	0,32%	-0,47%
Eol-2	14	-1,48%	-2,58%	-2,15%	-4,34%	6,76%	0,00%
Cgh-2	17	-8,04%	-9,15%	-9,69%	-13,04%	-0,02%	-2,31%
Sol-3	19	-0,44%	-0,75%	-0,19%	-0,50%	4,98%	-0,16%
Eol-3	21	1,44%	0,69%	3,37%	2,81%	28,41%	0,00%
Sol-4	25	-4,74%	-6,14%	-6,65%	-11,24%	23,23%	-0,77%
Eol-4	29	-2,94%	-4,00%	-4,40%	-7,32%	13,84%	0,00%
Cgh-3	31	-8,55%	-9,12%	-12,03%	-15,09%	1,11%	-1,18%

Para as funções uso e perdas, a maior alocação foi para a Cgh-3, na barra 31. Apesar de uma capacidade instalada muito menor que outras fontes, foi a que mais reduziu o uso do sistema, devido ao seu perfil de curva de geração e localização na rede. Em seguida, a Cgh-2 foi a que mais reduziu o uso, apesar de uma potência instalada de 180 kW. Como estas fontes estão mais distantes da subestação, influenciaram em reduções maiores. A Cgh-1 de 120 kW, por exemplo, apresentou redução do uso maior que a Sol-3 de 360 kW, a Eol-2 de 480 kW e a Eol-1 de 1200 kW. Em relação a esta última fonte de GD citada, como é a mais próxima à subestação, a redução do uso e perdas é a menor dentre todas as fontes.

Observação semelhante pode ser feita a Sol-3, que figura em penúltima posição no ranking de reduções. Esta solar apresentou, no entanto, reduções de uso e perdas superiores a Eol-1, apesar de possuir capacidade de 360 kW, fato que pode explicado pela curva de carga comercial na barra 2, compensada pela energia solar da Sol-3, instalada na barra 19. Como está associada a uma curva residencial, o excedente gerado nos horários de maior radiação compensa a carga comercial na barra 2.

Comparando as solares Sol-2 de 800 kW e Sol-4 de 1680 kW, apesar da diferença nas capacidades de geração ser maior que o dobro, a Sol-2 apresentou maiores reduções de uso e perdas. Nota-se também que as solares Sol-1, Sol-2 e Sol-4 superam as reduções de uso e perdas das eólicas, ainda que as eólicas Eol-2 e Eol-4 estejam mais distantes da subestação e possuam capacidades de geração razoáveis. Além do posicionamento da rede, adiciona-se o fato da forte presença dos perfis de carga comercial e industrial, potencializando as reduções das solares.

Uma diferença na ordenação das fontes no sentido de redução de uso e perdas é a segunda posição: enquanto a Cgh-2 figura como a segunda maior redução do uso, perde para a Sol-2 em redução de perdas. Então, tem-se a situação em que Cgh-2 reduz mais o uso da rede do que Sol-2, porém Sol-2 reduz mais as perdas que Cgh-2. Esta é a única diferença no ranking das reduções de uso e perdas. Para investigar a razão desta condição, foram realizados testes somente com estas duas fontes como participantes do jogo e avaliadas as variações que as mesmas provocam ao sistema.

Seguindo a investigação particular do precedente parágrafo, a Figura 4.39 apresenta a redução das perdas nas linhas S1 a S16, provocadas pelas duas fontes de GD. A influência das mesmas nas outras linhas do sistema é desprezível, razão pela qual não foram plotadas. Primeiramente, verifica-se que a redução das perdas nas linhas S2 a S5 são os maiores valores, pois as linhas S2 e S5 concentram subdivisões para outros ramais, além da carga total instalada nas barras de 1 a 8 ser maior que a das barras 9 a 18.

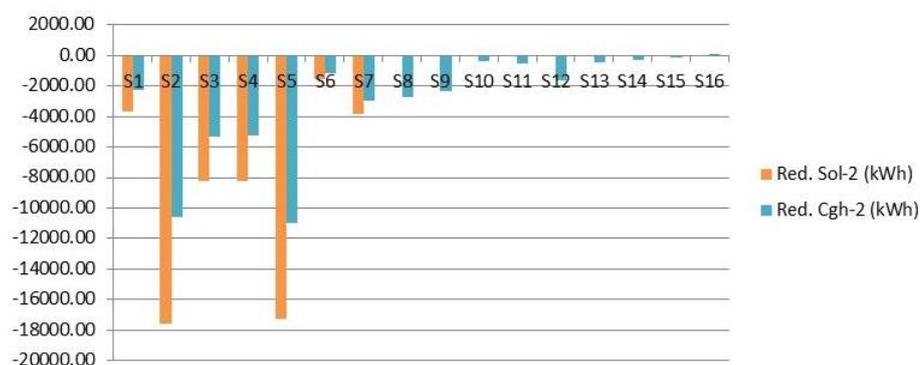


Figura 4.39 - Redução das Perdas - Sol-2 e Cgh-2

Já a Figura 4.40 mostra a variação percentual do uso e das perdas nas linhas S1 a S8, em relação à coalizão sem GD, sendo as linhas em laranja e azul relativas à Sol-2 e Cgh-2, respectivamente. Identifica-se que a variação das perdas nas linhas, ilustrada nas cores mais escuras, é sempre maior que a variação do uso, chegando a ser o dobro em alguns casos. Ou seja, as perdas apresentaram mais sensibilidade à presença destas fontes que o uso. O comportamento majoritariamente comercial das cargas conectadas às linhas citadas também contribui para este fato.

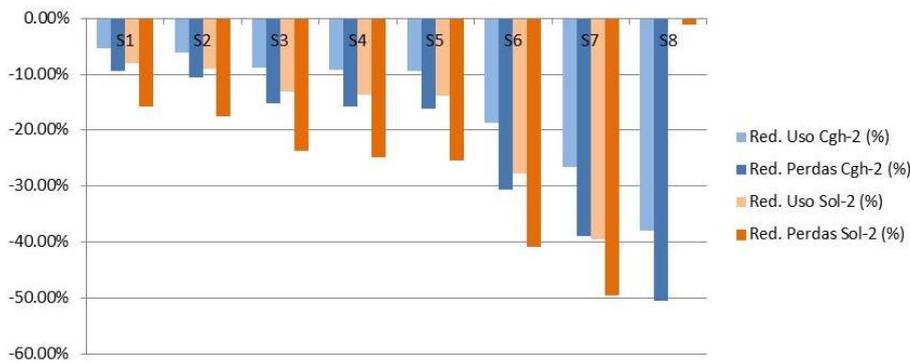


Figura 4.40 - Redução Percentual de Uso e Perdas - Sol-2 e Cgh-2

A análise particular destas duas fontes pontua relevante observação referente à localização da GD na rede de distribuição: além do uso e das perdas da rede serem sensíveis à localização da GD no sistema, fontes instaladas junto a altas concentrações de carga, como pontos de derivação de ramais, mostraram-se também influentes, principalmente em relação às perdas.

A exceção a todas as reduções negativas foi a Eol-3 de 2160 kW, fonte de maior capacidade da rede. Devido a sua localização próxima à subestação, além de não reduzir no período de um ano o uso e perdas, a sua presença aumentou estas grandezas. Dessa forma, o valor positivo representa uma penalidade a esta fonte, pois sua influência foi negativa sob a perspectiva de carregamento e perdas da rede.

Em relação à função ponta, apenas a Cgh-2 contribuiu para redução. Todas as outras fontes contribuíram com valores positivos. De fato, a ponta do sistema aumentou consideravelmente com a presença da GD, conforme apresentado na Figura 4.38. A eólica Eol-3 foi a que teve maior alocação para a ponta, ainda que em relação ao uso e as perdas não despontasse como uma das maiores contribuições para a variação. Sendo a fonte com maior capacidade do sistema (2160 kW), a justificativa é evidente, pois a função ponta contabiliza a potência instantânea e não a energia.

Estabelecendo uma ordenação das alocações da função ponta, observa-se que os valores são diretamente relacionados às capacidades de geração. As CGHs, que nas funções uso e perdas tiveram destaque, na função ponta estão entre as menos influentes. Uma exceção é justamente a Cgh-2 de 180 kW, apresentando redução da ponta enquanto a Cgh-1 de 120 kW, com capacidade portanto menor, contribui com valor positivo de alocação.

Para investigar esta aparente anormalidade, foram realizados testes com acréscimos progressivos das fontes no sistema. Com poucas fontes, os valores alocados da função ponta eram sempre negativos. Acrescentando fontes e verificando as alocações, uma por vez, verificou-se que alguns valores começaram a se tornar positivos. Observou-se que a entrada de fontes com alto valor de geração fez com que fontes que apresentavam alocações negativas passassem a ter valores positivos e que as fontes de menor capacidade eram mais sensíveis a esta mudança de sinal. O exemplo 2 do Apêndice A esclarece esta situação em um jogo hipotético. Desta forma, entende-se por que no acréscimo progressivo de fontes, Cgh-1 passa a ter alocação positiva para a função ponta enquanto Cgh-2 fica com valor negativo. Aparentemente, este comportamento não tem relação com a localização dos geradores na rede.

No tocante a função ponta, a relação das alocações com as contribuições individuais apresentada na Tabela 4.21 não é relevante, pois como a ponta muda de horário dependendo da coalizão analisada, a correlação sugerida é incoerente por se tratar de intervalos de tempo distintos. Em relação às funções uso e perdas, o comportamento segue o que foi observado no estudo do RBTS, com as contribuições individuais apresentando reduções maiores que as alocações. Exceção a esta observação é a fonte Eol-3, que apresentou valor positivo e o valor da alocação foi maior que o da contribuição individual.

Aparentemente, pode-se julgar com estranheza o fato da ferramenta diminuir o benefício ou aumentar a penalidade da GD quando ela, respectivamente, reduz o uso e as perdas ou os eleva. Cabe a interrogação de porque a ferramenta estaria interpretando desta forma e se há coerência nestes resultados. O exemplo 3 do Apêndice A esclarece esta condição. Diante deste estudo particular, pode-se concluir que os resultados aparentemente estranhos são consequências da função matemática valor Shapley e do comportamento não linear das coalizões. Ainda assim, pode-se buscar enxergar uma interpretação dos resultados que se relacionem às características do sistema elétrico e fontes de GD.

Primeiramente, destaca-se que os valores das coalizões são resultados de fluxos de potência nas linhas e perdas elétricas, não há outras grandezas envolvidas. O comportamento das coalizões, portanto, traduz como os fluxos se estabelecem nas linhas do sistema com a inserção de GD, e os valores destas coalizões são resultados puramente das equações do fluxo de potência. Ademais, pode-se

interpretar os resultados como uma desvantagem pela massiva associação de GD nas redes de distribuição: quanto mais fontes entram no sistema, menores serão os benefícios e maiores serão as penalidades alocadas para os geradores. Ou seja, os benefícios ou desvantagens que a GD provoca no sistema de distribuição são mensurados, cronologicamente, considerando as realidades de incertezas e flutuações de carga e geração renovável, entretanto, não são alocados na mesma proporção que as contribuições individuais.

4.2.2.

Sinal Tarifário da Geração Distribuída – IEEE 33 barras

Finalizando a análise do segundo sistema teste, a Tabela 4.22 mostra o STGD para as fontes de GD do sistema IEEE-33 barras. A valoração das funções segue as mesmas premissas do RBTS: função Uso e Perdas valoradas em \$0,071/kWh e a função Ponta em \$190/kW.

Tabela 4.22 - STGD – IEEE-33 barras

GD	Pot. (kW)	Uso (kWh)	Uso (\$)	Perdas (kWh)	Perdas (\$)	Ponta (kWh)	Ponta (\$)	Total (\$)
Eol-1	1200	-2,78E+05	-19.738,00	-4,18E+02	-29,65	486,55	92.444,50	72.676,85
Sol-1	720	-3,80E+06	-269.800,00	-1,94E+04	-1.376,95	298,09	56.637,10	-214.539,85
Sol-2	800	-7,45E+06	-528.950,00	-3,90E+04	-2.769,55	318,74	60.560,60	-471.158,95
Cgh-1	120	-3,14E+06	-222.940,00	-1,39E+04	-983,73	9,58	1.820,20	-222.103,53
Eol-2	480	-1,85E+06	-131.350,00	-7,77E+03	-551,46	199,25	37.857,50	-94.043,96
Cgh-2	180	-1,00E+07	-710.000,00	-3,50E+04	-2.484,65	-0,63	-119,70	-712.604,35
Sol-3	360	-5,45E+05	-38.695,00	-6,97E+02	-49,52	146,84	27.899,60	-10.844,92
Eol-3	2160	1,80E+06	127.800,00	1,22E+04	865,01	837,56	159.136,40	287.801,41
Sol-4	1680	-5,93E+06	-421.030,00	-2,40E+04	-1.707,12	684,92	130.134,80	-292.602,32
Eol-4	960	-3,67E+06	-260.570,00	-1,59E+04	-1.127,76	408,02	77.523,80	-184.173,96
Cgh-3	300	-1,07E+07	-759.700,00	-4,35E+04	-3.085,45	32,83	6.237,70	-756.547,75

Observando já a primeira fonte de GD da tabela, contata-se que a Eol-1 está com valor total positivo, indicando uma penalidade. A função ponta foi a principal responsável para a parcela positiva do valor total. Outra fonte que recebeu penalidade foi a Eol-3. No caso desta fonte, todas as funções tiveram valores positivos.

Para as outras fontes, verifica-se que a função uso é a que mais contribui para o desconto total, seguida da função perdas. Para a função ponta, com exceção da

Cgh-2, todas as fontes tiveram valores positivos, indicando penalidades, mas que no somatório com as outras funções totalizaram valores negativos.

Convém pontuar que estes valores refletem os impactos da GD somente na energia, perdas e capacidade, evitadas ou superadas. Evidentemente, diversos outros custos e benefícios poderiam incorrer nesta análise de alta penetração de GD, totalizando outros valores.

4.3. Conclusões

Em relação ao primeiro sistema teste IEEE-RBTS, a geração hídrica foi a que melhor protagonizou reduções de uso e perdas. A energia gerada e os excedentes desta fonte foram muito acima dos valores das eólicas e solares, com percentuais muito superiores. Nesta primeira simulação com as hídricas, uma vantagem esperada da metodologia proposta pode ser observada: a localização das fontes foi refletida nos valores das alocações. Fontes com capacidades iguais tiveram valores de alocações distintos devido ao posicionamento na rede. Este comentário foi válido para todos os alimentadores. Ainda que timidamente, a ponta do alimentador 4 foi alterada tanto em horário quanto em valor.

A geração eólica teve um volume de energia gerada pequeno, quando comparada às outras fontes. A produção dos excedentes foi maior do que o consumo local, pelo fato dos ventos mais favoráveis serem em períodos de carga baixa. A redução de uso e perdas foi ínfima em relação à geração hídrica e, no caso da ponta, não houve alteração da configuração original.

A geração solar teve desempenho levemente superior à eólica, incluindo uma pequena modificação na ponta. Pela característica da curva de geração desta fonte, verifica-se que o perfil do consumidor tem forte impacto nos valores das funções características.

Diferenciar os alimentadores por tipo de fonte foi importante para observar as características particulares: curvas de geração contínuas, como as da geração hídrica, têm grande influência nas funções uso e perdas. Curvas de geração aleatórias, como foi o caso das eólicas, no período completo do ano, não inferem grandes diferenças. Curvas com traçados razoavelmente definidos, como as de geração solar, podem ter mais ou menos influência dependendo do perfil do consumidor.

Com relação ao sistema IEEE 33 barras, o nível de geração foi muito superior do que o RBTS, além da inserção de diversidade e incertezas nas curvas de carga e geração. Devido às capacidades das fontes serem muito superiores às respectivas cargas, os excedentes foram muito maiores que o consumo local da energia produzida. As fontes solares apresentaram o maior percentual, com excedentes equivalendo o dobro do consumido, seguido das eólicas que apresentaram valores de excedente quase cinco vezes o consumido e as hídricas, em que essa diferença foi menor.

Para as funções uso e perdas, ainda que apresentassem capacidades menores, as fontes hídricas se destacaram com elevadas reduções, em virtude das suas localizações na rede e perfil de geração contínua. Quanto às outras fontes, a predominância do comportamento de consumo comercial fez com que solares mais próximas da subestação provocassem maiores reduções que eólicas mais distantes. A análise particular de Sol-2 e Cgh-2 mostrou a influência da localização da GD em barras com altas concentrações de carga e que a função perdas tem maior sensibilidade à presença das fontes que a função uso. A Eol-3, fonte de maior capacidade do sistema, obteve valores positivos nas funções por ter aumentando o uso e as perdas na rede, dado sua alta potência e localização próxima à subestação.

Em relação à função ponta, a mesma se mostrou relacionável às capacidades de geração das fontes. A GD aumentou significativamente a ponta do sistema e alterou o sentido do fluxo, fazendo com que o sistema de distribuição se comportasse como um gerador para o sistema de transmissão. Convém a investigação de até que ponto esta situação pode se tornar real e se a regulação deveria evitar este cenário. Ainda que a simulação seja hipotética, considerando a limitação da potência instalada da GD à potência disponibilizada, não é prevista na regulação como lidar com barras de fronteira de distribuição que operem como geradoras.

Outra observação relevante é que a função ponta não demonstrou correlação com as contribuições individuais, cabendo pesquisa em relação às coalizões de vários jogadores, para verificação de quais foram as combinações dominantes.

A valoração da GD para os sistemas testes, monetizadas no STGD, indicaram os descontos ou penalidades para as fontes, contemplando todas as características presentes nas funções. Para o sistema IEEE-RBTS, todas as fontes obtiveram descontos, enquanto para o sistema IEEE-33 barras, as fontes Eol-1 e Eol-3 foram penalizadas.

5 Resultados – Função Confiabilidade e Sistema Real

Neste segundo capítulo de resultados são discutidas a análise da função confiabilidade e a aplicação da metodologia em um sistema real. Inicialmente, utiliza-se um dos sistemas teste do capítulo anterior (IEEE-RBTS barra 2) para referência, sendo que aqui as simulações envolvem exclusivamente o tópico de confiabilidade, ausente na precedente análise. Em seguida, o sistema real é o da cidade de Papagaios, em Minas Gerais [87]. A linguagem de programação e o hardware foram os mesmos utilizados no capítulo anterior. Os códigos relativos à análise confiabilidade foram validados com a referência [87]. Os resultados são apresentados e discutidos a seguir.

5.1. Resultados – Função Confiabilidade no Sistema RBTS

Nesta seção são apresentados os resultados referentes à confiabilidade do sistema IEEE-RBTS. A mesma configuração de geração e carga (curvas e capacidades) utilizadas no capítulo anterior são aqui consideradas. Preliminarmente vale ressaltar que o impacto da GD na melhoria dos índices de confiabilidade para este sistema é ínfimo, o que permite que se exclua a função confiabilidade no cálculo do STGD já realizado. Todavia, optou-se por apresentar e analisar estes resultados, pois eles mostram importantes conclusões que se aplicam nas demais simulações deste trabalho. Seguindo a ordem dos alimentadores conforme capítulo anterior, segue-se a análise.

5.1.1. Alimentador 4

A Figura 5.1 e a Figura 5.2 ilustram, respectivamente, os índices FIC e DIC para o alimentador 4. A opção pela apresentação do DIC deve-se a melhor visualização da influência da GD na duração da interrupção, já que as reduções são pequenas. São indicadas nos gráficos três condições de análise: sem restrição na transferência de carga (0), com restrição na transferência de carga (LR, do termo em

inglês *Load Restriction*) e com restrição na transferência de carga incluindo GD (LR+GD).

Como esperado, a restrição de transferência e a inserção de GD não alteraram o FIC, índice que representa a quantidade de interrupções. As modificações ocorreram no DIC, com a restrição de transferência aumentando e a GD reduzindo a duração das interrupções. Conforme descrito anteriormente, a inserção de GD diminui o carregamento do sistema, possibilitando que pontos de cargas submetidos a tempos de reparo, antes impedidos de transferência devido ao limite de potência da chave de interligação, possam então ser transferidos com tempo de chaveamento.

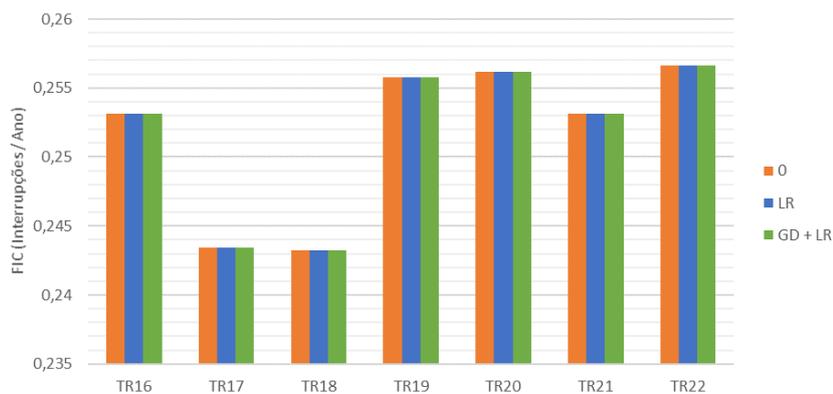


Figura 5.1 – FIC – Alim. 4 – IEEE RBTS

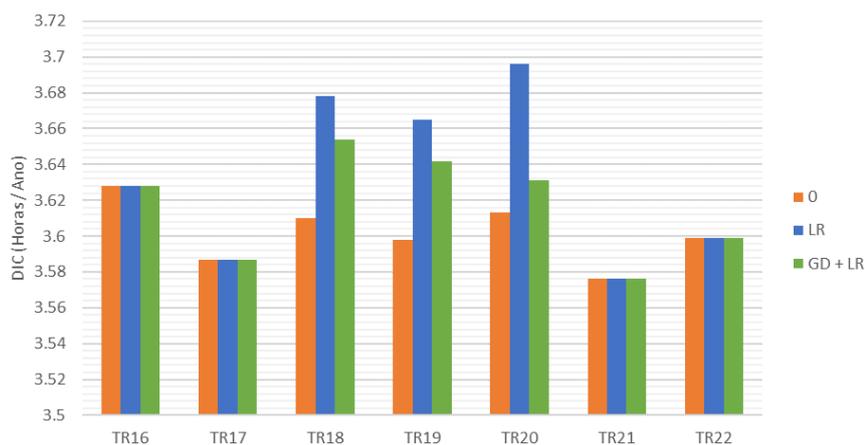


Figura 5.2 – DIC – Alim. 4 – IEEE RBTS

Observa-se que as maiores alterações no DIC ocorreram nos pontos de carga instalados no meio do alimentador. De fato, os pontos mais próximos à subestação

possuem apenas conjuntos de corte com tempos de reparo, para falhas que ocorram entre seus ramais e a subestação. Os pontos de carga próximos a chave de interligação, por serem os primeiros na ordem de transferência, também não sofrem grande influência da restrição de transferência ou da GD (quando a capacidade da chave permite a transferência destes primeiros pontos, como foi o caso). Portanto, conclui-se que em redes de distribuição menores os benefícios da GD para melhoria de índices de confiabilidade são bem modestos.

Interessante observar que a redução do DIC ocorre em pontos de carga onde não há GD instalada, como é o caso do TR18 e do TR20. Tomando por exemplo o TR22, apesar de não haver modificação no índice deste ponto, a redução da carga possibilita que pontos de carga à montante, submetidos anteriormente a tempos de reparo pelo limite da chave de interligação, sejam então transferidos.

Por fim, ressalta-se que apesar da notória influência da GD no DIC (consequentemente nos demais índices relacionados à duração de interrupção), as modificações foram muito pequenas para o sistema em estudo. Tentativas de simulações com modificações nas taxas de falhas, nos tempos de chaveamento e reparo e na potência da chave de interligação foram realizadas, mas ainda assim a influência da GD foi muito pequena para o IEEE-RBTS.

5.1.1.1. Função Confiabilidade

A Tabela 5.1 mostra as coalizões e os respectivos valores da função confiabilidade. Recapitulando, a função confiabilidade representa o impacto da GD nos custos para a sociedade provindos de interrupções de fornecimento no sistema de distribuição. Esta função é monetizada através do índice LOLC, pela diferença entre as coalizões formadas por fontes de GD e a coalizão zero, sem GD.

Tabela 5.1 - Função Confiabilidade - Alim. 4

Cgh	Função Confia. (\$)	Função Confia. (%)
Ø	0,00	0,000%
1	0,00	0,000%
2	-0,91	-0,070%
3	-5,24	-0,402%
1, 2	-0,91	-0,070%
1, 3	-5,24	-0,402%
2, 3	-6,54	-0,502%
1, 2, 3	-6,54	-0,502%

Observa-se que a Cgh-1, instalada no ponto de carga TR-16, muito próximo à subestação, não apresentou nenhuma redução e seu ganho foi nulo. Conforme discutido anteriormente, a instalação de GD próxima à fonte não influencia na redução de tempos de interrupção. A Cgh-3, mais distante da subestação, apresentou as maiores reduções, apesar de não ter influenciado em nada a duração da interrupção no ponto de carga ao que estava conectado (TR-22); a diminuição da carga próxima à chave de interligação beneficiou o ponto TR-20 à montante. Portanto, a função confiabilidade mostra a curiosa característica de fontes de GD beneficiarem pontos de carga que não possuem GD, ainda que não influenciem em nada os pontos as quais estão conectadas. Assim como nas funções características anteriores, a localização da GD também está traduzida nas alocações da função confiabilidade.

A Tabela 5.2 mostra as alocações da função confiabilidade pelo Valor Shapley. Constata-se que as condições de racionalidade individual e grupal de um jogo cooperativo são atendidas: os valores das alocações são maiores ou iguais do que os ganhos individuais ($X_i \geq v(i)$) e os ganhos de qualquer coalizão não superam a soma dos ganhos individuais dos valores alocados ($\sum X_i \geq v(S)$). Portanto, a função confiabilidade, diferentemente das funções uso, perdas e ponta, apresentou núcleo e ganhos de escala.

$$\begin{aligned}
 X_1 &\geq v(1) && \longrightarrow && 0 \geq 0 \\
 X_2 &\geq v(2) \text{ e } X_{12} &\geq v(12) && \longrightarrow && 1,11 \geq 0,91 \\
 X_3 &\geq v(3) \text{ e } X_{13} &\geq v(13) && \longrightarrow && 5,43 \geq 5,24 \\
 X_{23} &\geq v(23) \text{ e } X_{123} &\geq v(123) && \longrightarrow && 6,54 \geq 6,15
 \end{aligned}$$

Tabela 5.2 - Alocação da Função Confiabilidade - Alim. 4

Cgh	Alocação Confia. (\$)	Alocação Confia. (%)
Cgh-1	0,00	0,000%
Cgh-2	-1,11	-0,085%
Cgh-3	-5,43	-0,417%

Para uma discussão mais ampla a respeito da formação do núcleo no jogo cooperativo da função confiabilidade, a Figura 5.3 ilustra como a GD impacta ou não em ganhos de escala nos índices.

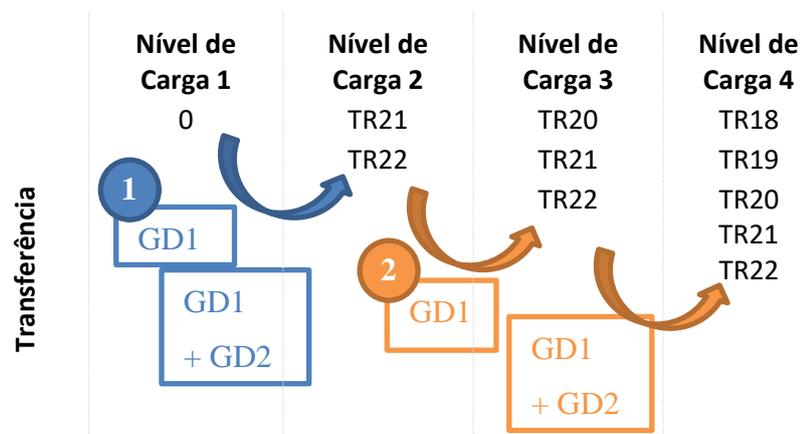


Figura 5.3 – Núcleo na Função Confiabilidade

Considerando o RBTS ramal 4, simulado com 4 níveis de carga, duas situações hipotéticas serão analisadas para melhor entendimento da questão. As colunas da Figura 5.3 mostram os níveis e respectivos pontos de carga que podem ser transferidos. Por exemplo, em carga alta (nível de carga 1) nenhuma transferência é viável, pois o limite de potência da chave de interligação é superado. Prosseguindo para níveis de carga média (níveis de carga 2 e 3) e baixa (nível de carga 4), sucessivamente mais pontos de carga podem ser transferidos, ordenados a partir dos mais próximos à chave de interligação.

Na situação hipotética 1, em azul, no instante de uma eventual interrupção o sistema se encontra no nível de carga 1, em carga alta. Inserindo uma fonte GD1 o sistema alivia um pouco e vai para o nível de carga 2, possibilitando que os pontos TR-21 e TR-22 sejam transferidos. No entanto, inserindo outra fonte GD2, o sistema permanece no mesmo nível de carga 2. Esta situação configura um jogo sem ganhos de escala, pois incluir mais fontes de GD não possibilita o seguimento para

um nível de carga ainda menor, o que conseqüentemente reduziria o tempo de interrupção de mais pontos de carga.

Já na situação hipotética 2, em laranja, quanto mais fontes de GD são inseridas, mais o carregamento do sistema é aliviado para níveis de carga menores, o que possibilita que mais pontos de carga sejam transferidos, reduzindo os tempos de interrupção. Esta situação configura um jogo com ganhos de escala.

Portanto, a ocorrência ou não de núcleo no jogo cooperativo da função confiabilidade depende se a inserção sucessiva de GDs em coalizão, na ocasião de uma interrupção, é capaz transferir o sistema para níveis de carga menores, possibilitando a transferência de mais pontos de carga.

5.1.2. Alimentador 3

A Figura 5.4 e Figura 5.5 mostram os índices FIC e DIC o alimentador 3. As mesmas observações para o alimentador 4 se aplicam: o FIC apresentou diferenças percentuais desprezíveis em alguns pontos de carga, aceitáveis dentro do erro do critério de convergência ($\beta \leq 0,5\%$) e o DIC seguiu o padrão já discutido anteriormente, com variações bem menores do que no caso das GDs hídricas. Como seguem perfil de geração aleatório, as eólicas podem não estar gerando no instante da interrupção, o que não ocorre com a geração contínua das hídricas.

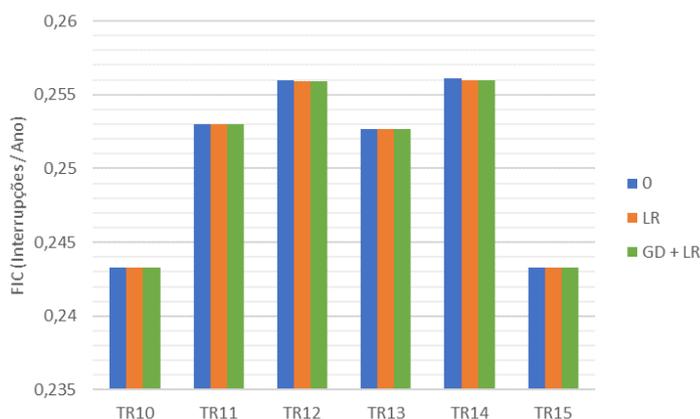


Figura 5.4 – FIC – Alim. 3 – IEEE RBTS

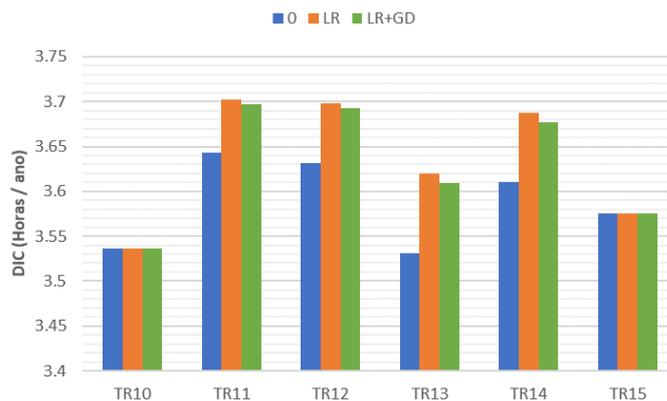


Figura 5.5 – DIC – Alim. 3 – IEEE RBTS

5.1.2.1. Função Confiabilidade

A Tabela 5.3 mostra as coalizões e os respectivos valores da função confiabilidade e a Tabela 5.4 mostra os valores das alocações. As considerações assumidas para geração hídrica também são válidas aqui: a fonte mais próxima à subestação teve contribuição nula, a fonte próxima à chave de interligação provocou maior redução pela possibilidade de transferência de pontos de carga à montante, apesar de não alterar próprio seu índice.

Diferentemente do alimentador 4, as GDs eólicas não proporcionaram núcleo à função confiabilidade. Deste modo, os valores das alocações foram menores do que as reduções individuais de cada fonte.

Tabela 5.3 - Função Confiabilidade - Alim. 3

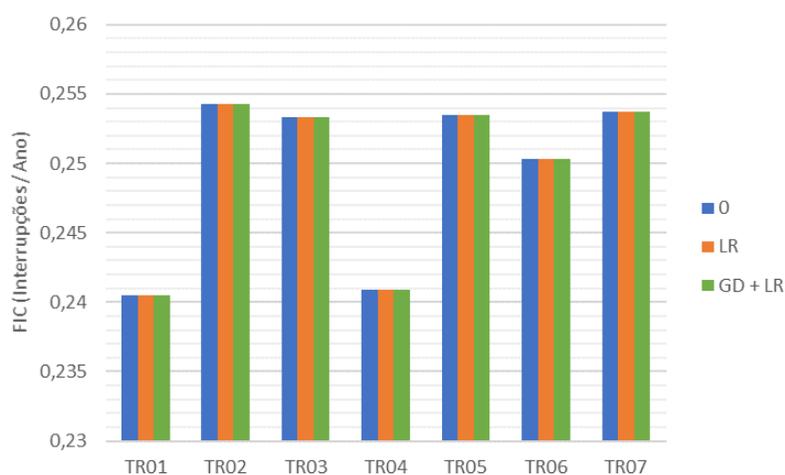
Eol	Função Confia. (\$)	Função Confia. (%)
Ø	0,00	0,00%
1	0,00	0,00%
2	-0,34	-0,03%
3	-1,89	-0,16%
1, 2	-0,34	-0,03%
1, 3	-1,89	-0,16%
2, 3	-2,07	-0,18%
1, 2, 3	-2,07	-0,18%

Tabela 5.4 - Alocação da Função Confiabilidade - Alim. 3

Eol	Alocação Confia. (\$)	Alocação Confia. (%)
Eol -1	0,00	0,00%
Eol -2	-0,26	-0,02%
Eol -3	-1,81	-0,15%

5.1.3. Alimentador 1

A Figura 5.6 e a Figura 5.7 mostram os índices FIC e DIC do alimentador 1. O benefício na redução da duração das interrupções segue o padrão apresentado nos outros alimentadores. Como a geração solar é disponível somente em um determinado período no dia, o benefício também foi menor que o proporcionado pelas GDs hídricas.

**Figura 5.6 – FIC – Alim. 1 – IEEE RBTS**

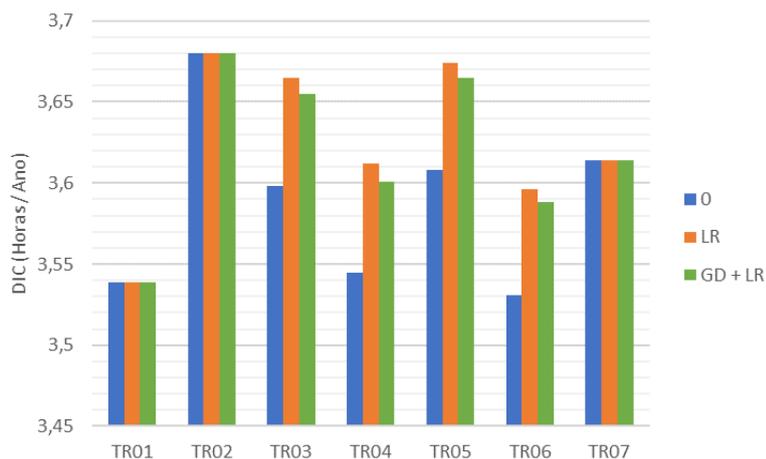


Figura 5.7 – DIC – Alim. 1 – IEEE RBTS

5.1.3.1. Função Confiabilidade

A Tabela 5.5 mostra as coalizões e os respectivos valores da função confiabilidade e a Tabela 5.6 mostra os valores das alocações.

Tabela 5.5 - Função Confiabilidade - Alim. 1

Sol	Função Confia. (\$)	Função Confia. (%)
Ø	0,00	0,000%
1	0,00	0,000%
2	-1,17	-0,084%
3	-2,36	-0,169%
1, 2	-1,17	-0,084%
1, 3	-2,36	-0,169%
2, 3	-2,57	-0,184%
1, 2, 3	-2,57	-0,184%

Tabela 5.6 - Alocação da Função Confiabilidade - Alim. 1

Sol	Alocação Confia. (\$)	Alocação Confia. (%)
Sol -1	0,00	0,00%
Sol -2	-0,69	-0,05%
Sol -3	-1,88	-0,134%

Assim como para as GDs eólicas, a função confiabilidade não apresentou núcleo.

5.2. Resultados – Sistema Papagaios

A aplicação em uma rede real será realizada com o sistema da cidade de Papagaios, localizada no Oeste de Minas Gerais. Este sistema possui 4 alimentadores principais, concentrando 148 ramos e 61 pontos de carga. O diagrama do sistema Papagaios é apresentado abaixo na Figura 5.8. As figuras subsequentes apresentam os ramos individualizados com a indicação das conexões de interligação.

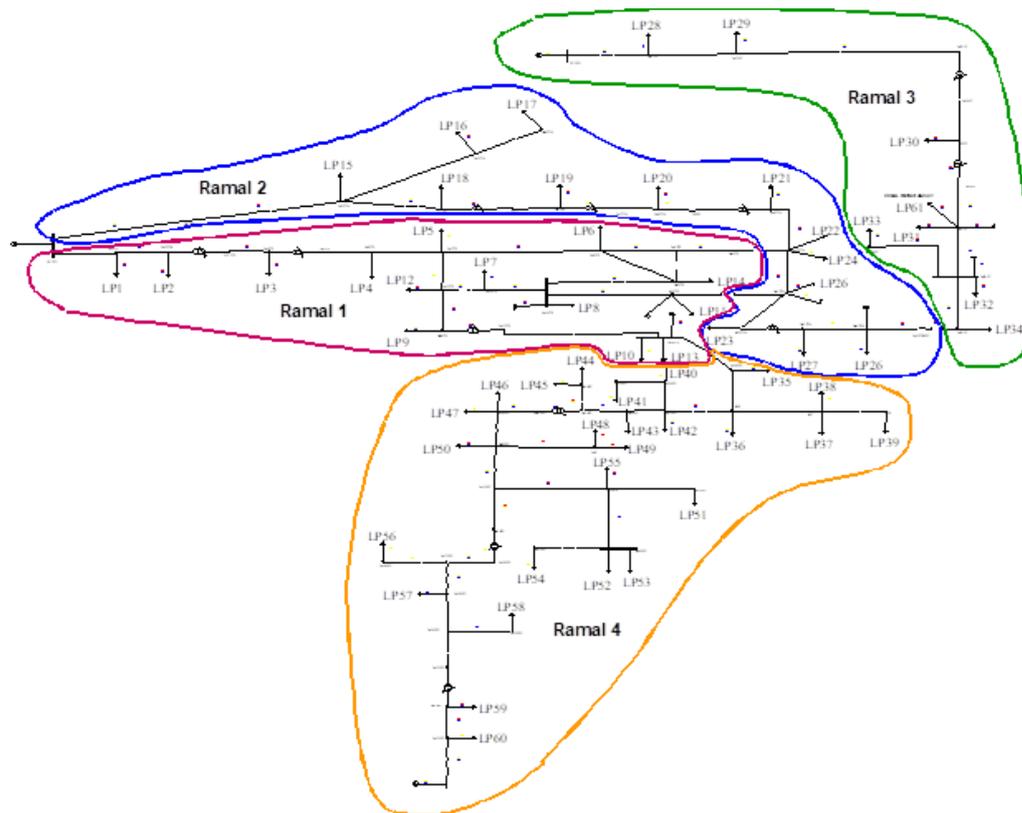


Figura 5.8 – Sistema Elétrico Papagaios

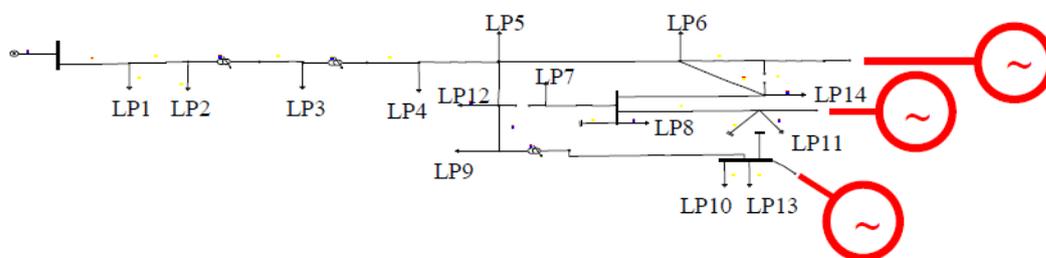


Figura 5.9 – Alimentador 1 – Sistema Elétrico Papagaios

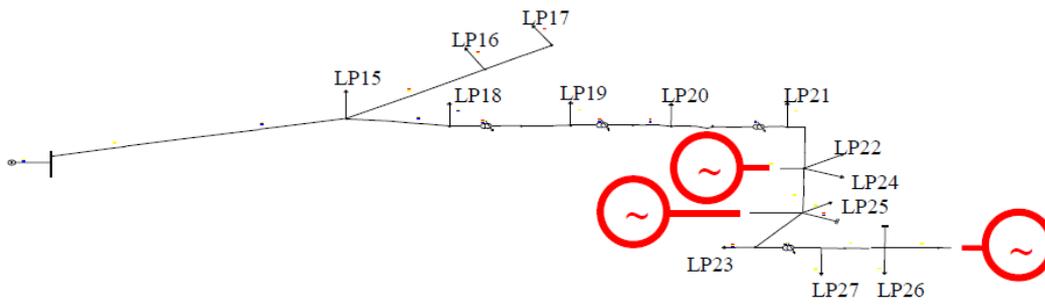


Figura 5.10 – Alimentador 2 – Sistema Elétrico Papagaios

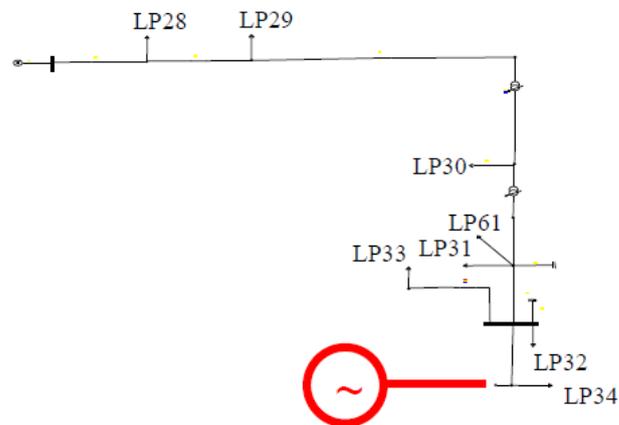


Figura 5.11 – Alimentador 3 – Sistema Elétrico Papagaios

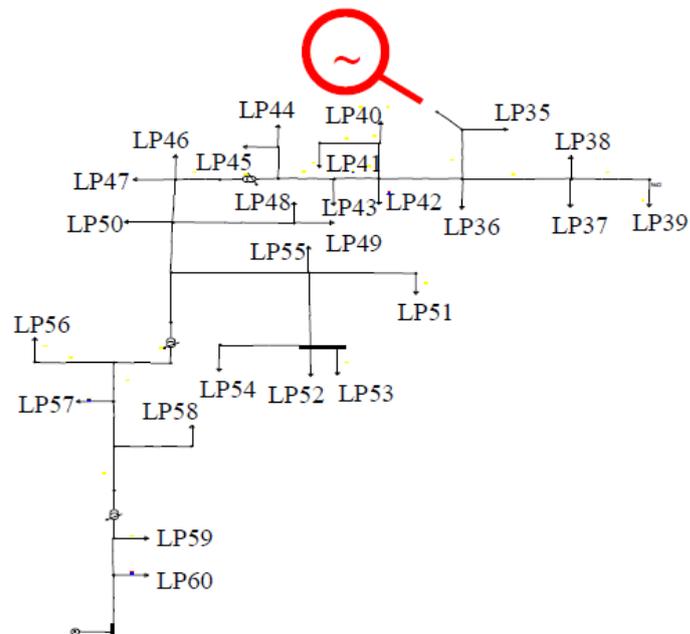


Figura 5.12 – Alimentador 4 – Sistema Elétrico Papagaios

Na simulação do sistema Papagaios são consideradas diversidades e incertezas nas curvas de geração e carga, do mesmo modo que no sistema IEEE-33 barras. A capacidade das fontes foi determinada como igual à potência das cargas a que estão conectadas. No total, 30 fontes de GD, sendo 11 solares, 10 eólicas e 9 hídricas são dispostas entre os 4 alimentadores.

A Tabela 5.7 apresenta os dados de carga e fontes de GD do sistema Papagaios. Optou-se pela numeração das fontes de GD igual às das cargas as quais são conectadas, a fim de facilitar a identificação.

Tabela 5.7 - Dados Sistema Papagaios com GD

	Ponto de Carga	Carga (kW)	Tipo Carga	GD	Tipo GD	GD (kW)
<i>Ramal 1</i>	LP0001	424	res	-	-	-
	LP0002	8	res	Eol-2	Eólica	8
	LP0003	100	res	Cgh-3	Hídrica	100
	LP0004	448	res	Sol-4	Solar	448
	LP0005	152	com	-	-	-
	LP0006	442	com	Sol-6	Solar	442
	LP0007	120	com	Cgh-7	Hídrica	120
	LP0008	120	com	-	-	-
	LP0009	24	ind	Eol-9	Eólica	24
	LP0010	24	ind	-	-	-
	LP0011	272	ind	Cgh-11	Hídrica	272
	LP0012	24	ind	-	-	-
	LP0013	880	ind	Sol-13	Solar	880
	LP0014	232	com	Eol-14	Eólica	232
<i>Ramal 2</i>	LP0015	816	com	-	-	-
	LP0016	500	com	Sol-16	Solar	500
	LP0017	10	com	Sol-17	Solar	10
	LP0018	96	res	-	-	-
	LP0019	128	res	Cgh-19	Hídrica	128
	LP0020	264	res	-	-	-
	LP0021	336	res	Eol-21	Eólica	336
	LP0022	200	res	Sol-22	Solar	200
	LP0023	220	ind	-	-	-
	LP0024	176	ind	-	-	-
	LP0025	476	ind	Cgh-25	Hídrica	476
	LP0026	560	ind	-	-	-
	LP0027	56	ind	Eol-27	Eólica	56
<i>Ramal 3</i>	LP0028	400	ind	-	-	-
	LP0029	600	ind	Eol-29	Eólica	600
	LP0030	280	res	-	-	-
	LP0031	180	res	Sol-31	Solar	180
	LP0032	60	res	-	-	-
	LP0033	873	ind	Cgh-33	Hídrica	873
	LP0034	176	res	Eol-34	Eólica	176
	LP0061	280	res	-	-	-

Ramal 4	LP0035	24	res	-	-	-
	LP0036	32	res	-	-	-
	LP0037	64	res	Sol-37	Solar	64
	LP0038	24	res	Eol-38	Eólica	24
	LP0039	16	res	-	-	-
	LP0040	28	com	-	-	-
	LP0041	40	com	-	-	-
	LP0042	96	com	Cgh-42	Hídrica	96
	LP0043	16	com	-	-	-
	LP0044	50	com	Sol-44	Solar	50
	LP0045	600	com	Sol-45	Solar	600
	LP0046	160	res	-	-	-
	LP0047	208	res	Eol-47	Eólica	208
	LP0048	48	res	-	-	-
	LP0049	56	res	-	-	-
	LP0050	120	res	-	-	-
	LP0051	64	ind	-	-	-
	LP0052	134	ind	Cgh-52	Hídrica	134
	LP0053	96	ind	-	-	-
	LP0054	110	ind	-	-	-
LP0055	372	ind	Sol-55	Solar	372	
LP0056	88	res	-	-	-	
LP0057	616	res	Cgh-57	Hídrica	616	
LP0058	40	ind	-	-	-	
LP0059	70	com	Eol-59	Eólica	70	
LP0060	1594	res	-	-	-	

5.2.1. Alimentador 1

Da Figura 5.13 a Figura 5.16, são ilustrados os valores anuais e mensais de energia consumida e produzida no alimentador 1. Destaca-se a elevada participação da geração solar, superando as outras fontes em energia consumida e produzida. Com efeito, as cargas de maiores potências são conectadas a GDs solares de igual capacidade e os perfis de consumo comercial e industrial justificam a elevada parcela em energia consumida.

A Figura 5.17 e a Figura 5.18 ilustram os perfis de geração das fontes Sol-6 e Sol-13, que estão respectivamente conectadas a cargas com perfil comercial e industrial. De forma geral, observa-se que a energia gerada pelas fontes de GD foram mais consumidas nas cargas do que exportadas para a rede.

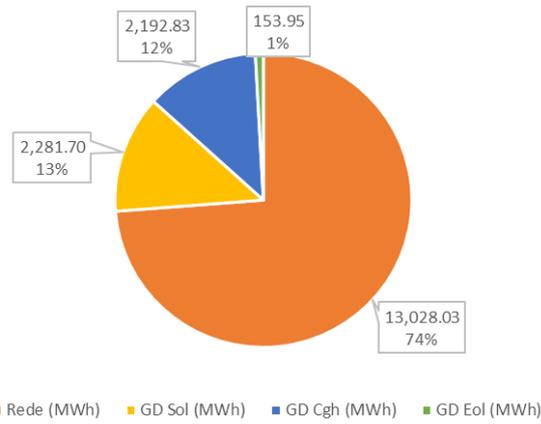


Figura 5.13 – Energia Anual Consumida – Alim. 1 - Papagaios

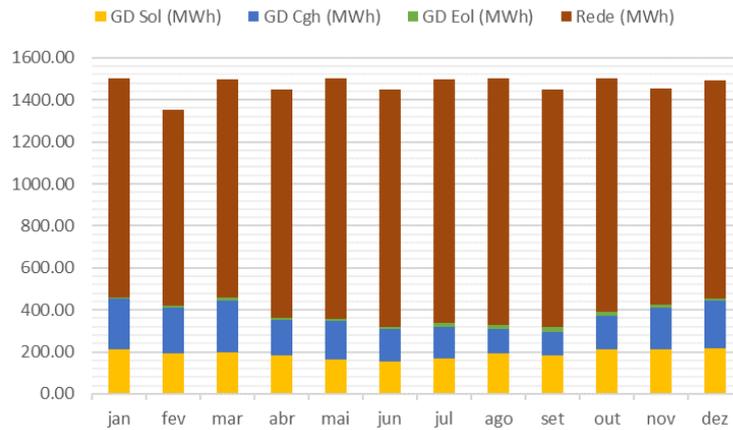


Figura 5.14 – Energia Mensal Consumida – Alim. 1 – Papagaios

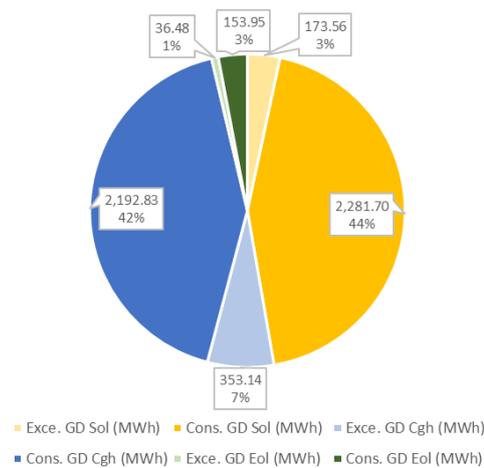


Figura 5.15 – Energia Anual Produzida por GD – Alim. 1 – Papagaios

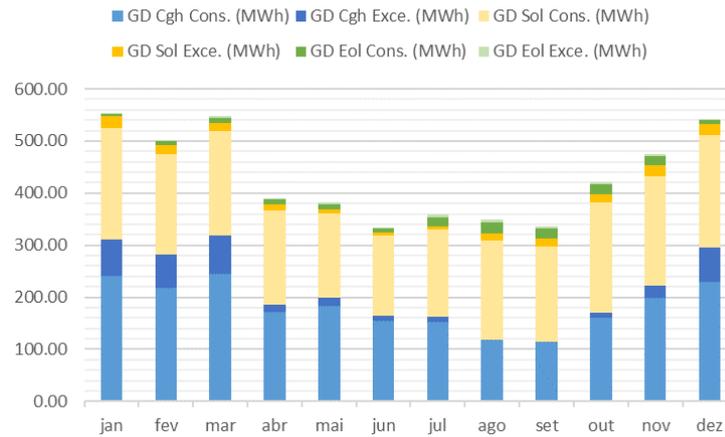


Figura 5.16 – Energia Mensal Produzida por GD – Alim. 1 – Papagaios

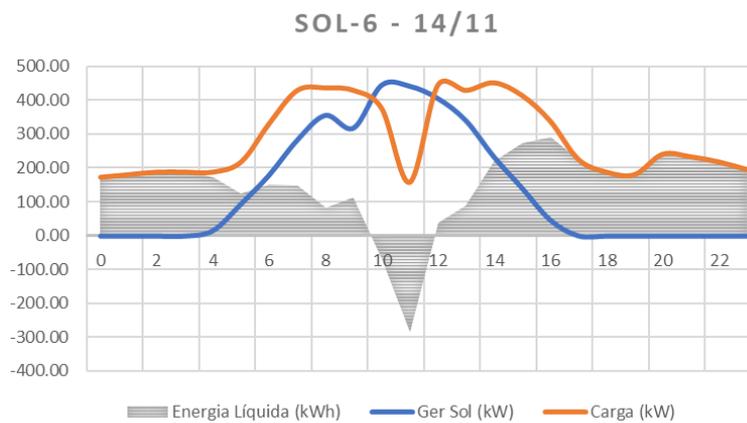


Figura 5.17 - Geração Solar – Sol-6 em 14/11

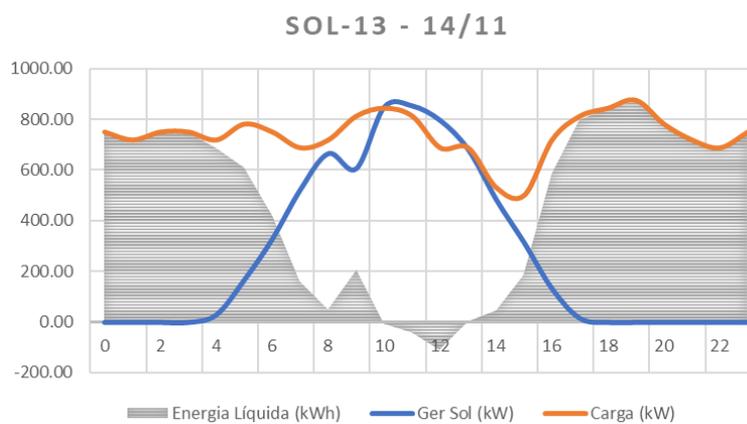


Figura 5.18 - Geração Solar – Sol-13 em 14/11

A Figura 5.19 ilustra o impacto da GD na diminuição da ponta do alimentador. A GD reduziu em 171,8 kW o pico de consumo, transferindo-o para outra data.

Verifica-se que o maior impacto da GD é na redução do consumo nos horários de geração solar. Como o alimentador também possui cargas residenciais de elevada potência, prevaleceu a ponta no horário das 19h.

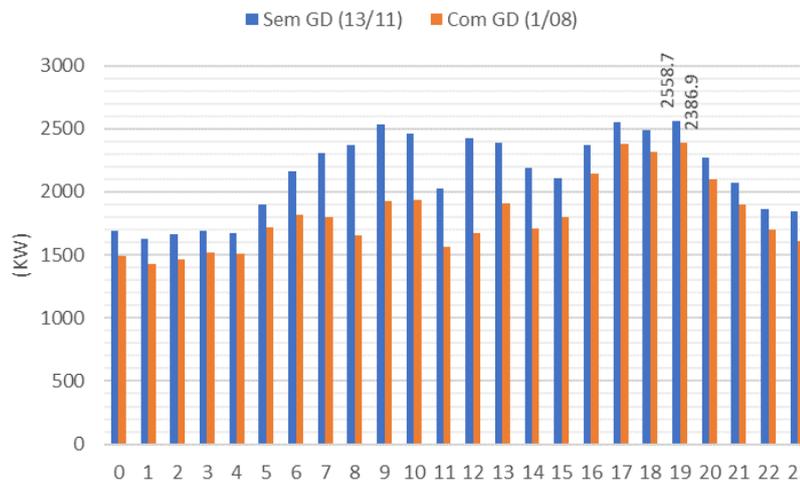


Figura 5.19 - Alteração da Ponta – Alim. 1 – Papagaios

Em relação à confiabilidade, a Figura 5.20 ilustra a LOLC de alguns pontos de carga do alimentador 1. A visualização total seria inviável em razão da grande variação de valores, já que a LOLC pondera custos consideravelmente diferentes para cada perfil de consumo e capacidade instalada.

Como esperado, a transferência de todos os pontos afetados é inviável e a restrição da chave de transferência impõe aumentos significativos na LOLC, principalmente em cargas industriais de grande potência. Neste sentido, a integração de GD possibilita a redução da LOLC, ao aliviar o carregamento no momento da transferência e permitir que pontos de carga antes submetidos a tempos de reparo fiquem menos tempo expostos a interrupção.

Assim como observado no sistema IEEE-RBTS, a GD beneficia pontos de carga diferentes de onde está instalada. Por exemplo, observando a Figura 5.20, verifica-se que os pontos LP0010 e LP0012 não possuem GD e são beneficiados, já o ponto LP0014 permaneceu com o mesmo valor de LOLC embora tenha GD instalada.

Observação válida para todos os alimentadores, o índice FIC apresentou diferenças percentuais aceitáveis dentro do erro do critério de convergência ($\beta \leq 0,5\%$).

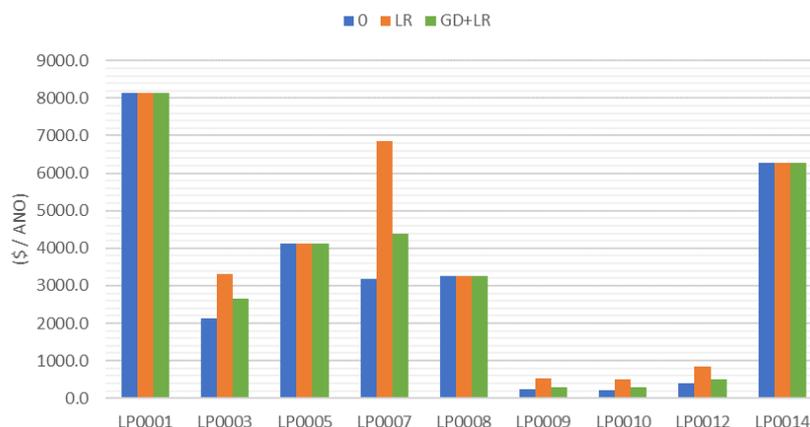


Figura 5.20 – LOLC – Alim. 1 – Papagaios

5.2.1.1. Funções Características

A Tabela 4.2 mostra as alocações das funções características no alimentador 1 do sistema de distribuição Papagaios. Como já citado anteriormente, as GDs são numeradas igualmente às cargas em que estão conectadas, a fim de facilitar a localização na rede.

Tabela 5.8 – Alocação das Funções – Alimentador 1 – Sistema Papagaios

	Uso (kWh/ano)	Uso (%)	Perdas (kWh/ano)	Perdas (%)	Ponta (kW)	Ponta (%)	Confia. (\$)	Confia. (%)
Eol-2	-1,41E+04	-0,01%	-1,36E+02	-0,02	0,00	0,00	-10,84	-0,01
Cgh-3	-2,06E+06	-1,31%	-1,87E+04	-2,72	-36,09	-1,41	-1489,6	-1,01
Sol-4	-3,78E+06	-2,40%	-3,13E+04	-4,57	0,00	0,00	-2141,7	-1,45
Sol-6	-5,51E+06	-3,49%	-4,25E+04	-6,20	0,00	0,00	-3702,2	-2,50
Cgh-7	-5,58E+06	-3,54%	-4,35E+04	-6,35	-33,39	-1,30	-5535,9	-3,74
Eol-9	-1,95E+05	-0,12%	-1,56E+03	-0,23	0,00	0,00	-140,12	-0,09
Cgh-11	-1,56E+07	-9,87%	-9,83E+04	-14,35	-102,24	-4,00	-12726,0	-8,60
Sol-13	-1,31E+07	-8,31%	-8,37E+04	-12,21	0,00	0,00	-7541,6	-5,10
Eol-14	-1,49E+06	-0,95%	-1,11E+04	-1,62	0,00	0,00	-1200,9	-0,81

Com relação às funções uso e perdas, a Cgh-11 apresentou as maiores reduções, seguida da Sol-13, Cgh-7 e Sol-6. A localização em relação à subestação e o perfil de geração justificam o ranking: fontes mais distantes reduzem mais o uso e as perdas e a característica comercial/industrial da curva de carga do alimentador, potencializou o desempenho das GDs solares. Devido à natureza aleatória, as GDs eólicas foram as últimas em reduções de uso e perdas, porém é possível verificar

nos resultados que a localização destas fontes se faz transparente nos valores das alocações.

Observando a função ponta, nota-se que somente as hídricas contribuíram para redução. De fato, a ponta do alimentador ocorre às 19 horas e as solares não geram neste horário. Como a função ponta é identificada em somente uma hora específica no ano, apenas o perfil de geração contínua das hídricas foi capaz de capturar este tempo.

Para a função confiabilidade, a ordem das fontes de GD se repete. Obviamente, a GD contribui para redução da LOLC apenas no momento da interrupção e o perfil de geração está diretamente relacionado com a disponibilidade da fonte ou não quando necessário. Neste sentido, as eólicas não apresentam bom desempenho e as hídricas são as que proporcionam maior benefício. A combinação entre a curva de carga do alimentador e as GDs solares garantiram razoáveis reduções para estas fontes, pois a energia não suprida é menor na ocorrência de interrupção em horário de radiação solar disponível.

Também é importante pontuar que a LOLC depende diretamente do tipo de carga: cargas industriais possuem custos de interrupção muito mais elevados que as cargas residenciais, por exemplo. Neste sentido, GDs instaladas em regiões onde a predominância de cargas industriais, que possam reduzir substancialmente o carregamento de modo a possibilitar transferência destas cargas, alcançarão as maiores reduções.

5.2.2. Alimentador 2

Da Figura 5.21 a Figura 5.24 são apresentados os valores anuais e mensais de energia consumida e produzida no alimentador 2. As solares também tiveram destaque neste alimentador em energia consumida, pela quantidade destas fontes, capacidades e por estarem instaladas junto a cargas comerciais e industriais. A Figura 5.25 ilustra a fonte de GD Sol-16, com sua curva de geração consoante com a curva de carga, produzindo pouco excedente.

Uma observação que merece destaque é o alto valor de excedente gerado pelas hídricas. Esta consideração é justificada principalmente pelo fato da fonte hídrica Cgh-25, com capacidade de 476 kW, estar conectada à uma carga industrial, que possui consumo somente durante o dia. A Figura 5.26 expõe este caso.

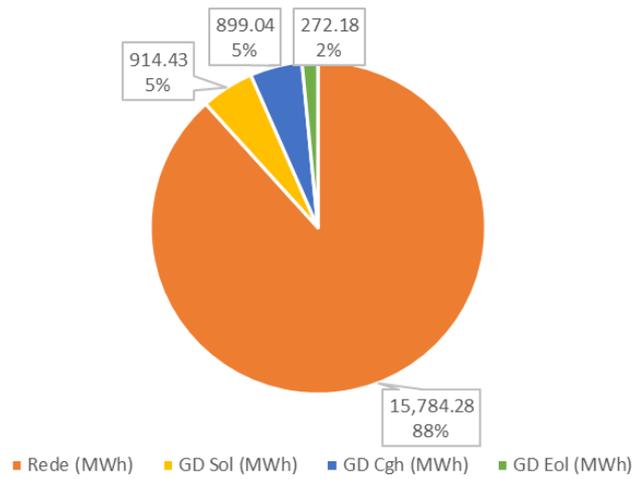


Figura 5.21 - Energia Anual Consumida – Alim. 2 - Papagaios

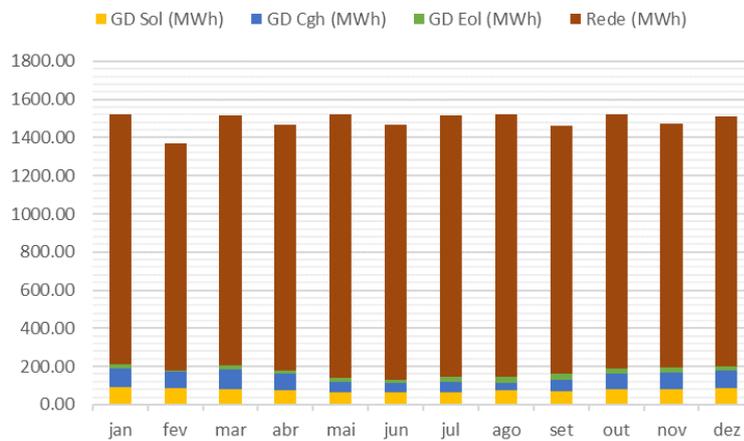


Figura 5.22 - Energia Mensal Consumida – Alim. 2 – Papagaios

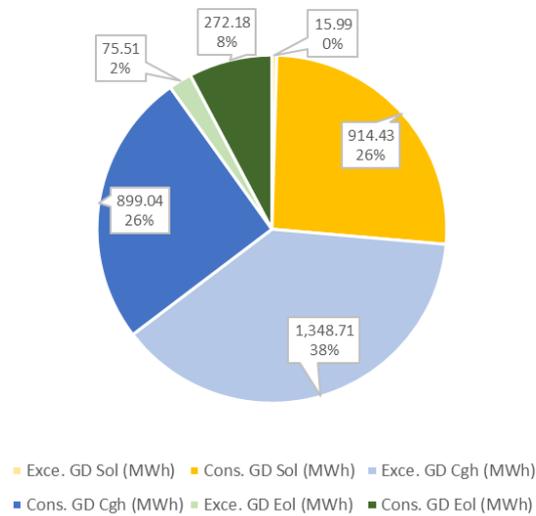


Figura 5.23 - Energia Anual Produzida por GD – Alim. 2 – Papagaios

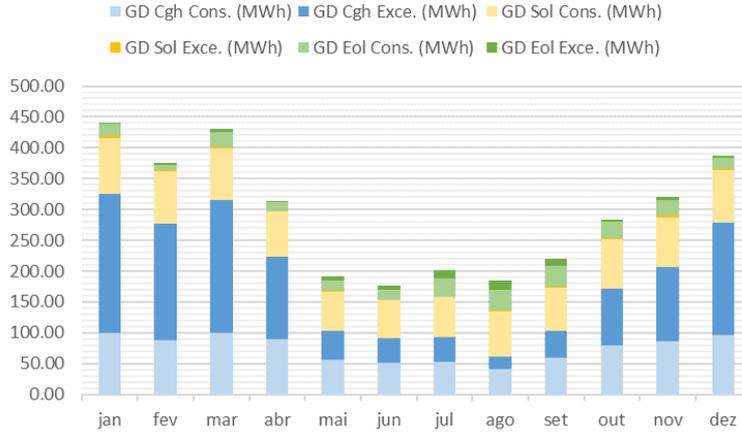


Figura 5.24 - Energia Mensal Produzida por GD – Alim. 2 – Papagaios

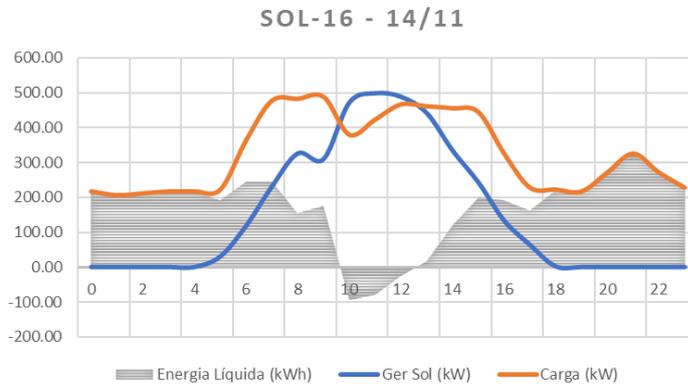


Figura 5.25 – Geração Solar – Sol-16 em 14/11

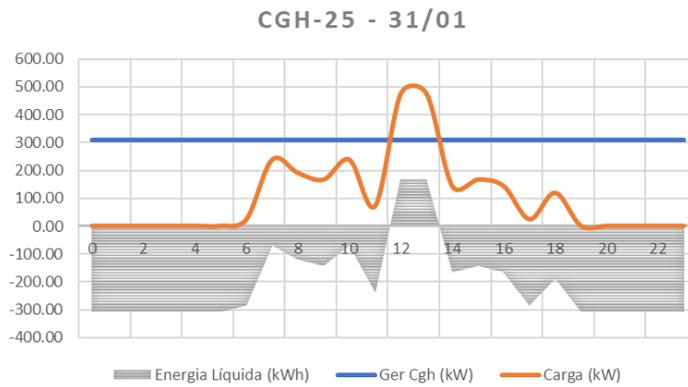


Figura 5.26 - Geração Hídrica – Cgh-25 em 31/01

A Figura 5.27 ilustra o impacto da GD na diminuição da ponta do alimentador. A GD reduziu em 183,26 kW o pico de consumo, transferindo-o para outra data e horário.

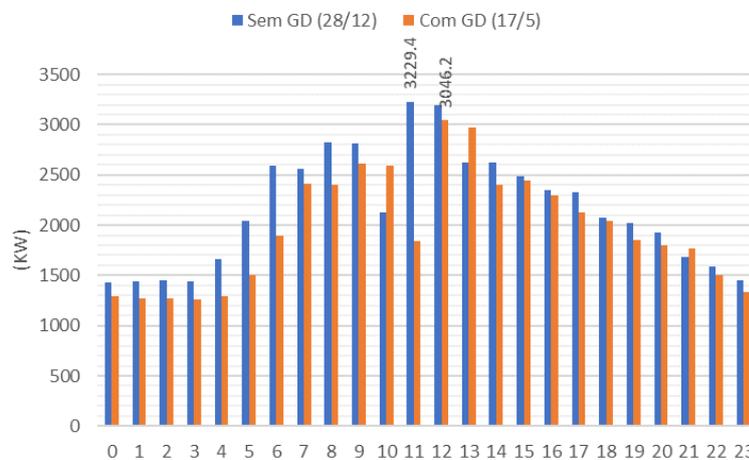


Figura 5.27 - Alteração da Ponta – Alim. 2 – Papagaios

A Figura 5.28 mostra a LOLC de alguns pontos de carga do alimentador 2. As mesmas observações de análise de confiabilidade expostas anteriormente são válidas, cabendo a ressalva descrita em [87]: mesmo que haja mais de um ponto de interligação, o algoritmo computacional utiliza o fechamento de apenas uma única chave NA. Conforme detalhado na mesma referência, esta prática é geralmente utilizada em equipes de manutenção e a consideração de outros fatores (distância ao ponto de interligação, facilidade de acesso e perfil de tensão nos pontos de carga após a transferência) se torna inviável devido à complexidade e ausência de dados. Conforme o gráfico abaixo, verifica-se que a transferência está ocorrendo para o alimentador 3. Evidentemente, no caso de um corte inviabilizar a transferência pela chave que interliga o alimentador 3, outra chave é utilizada.

Uma reflexão interessante pode ser colocada observando os pontos LP0023 e LP0025: apesar de serem cargas industriais de potência razoável seus valores de LOLC não figuraram entre os maiores. Verificando suas curvas de carga, constata-se que o consumo é muito pequeno ou nulo entre às 18:00 e 6:00, consequentemente, a energia não suprida no caso de uma interrupção durante este intervalo seguirá o mesmo valor do consumo. Portanto, esta é a razão pela qual os citados pontos de carga apresentaram valores menores que outros pontos de potência menor ou semelhante.

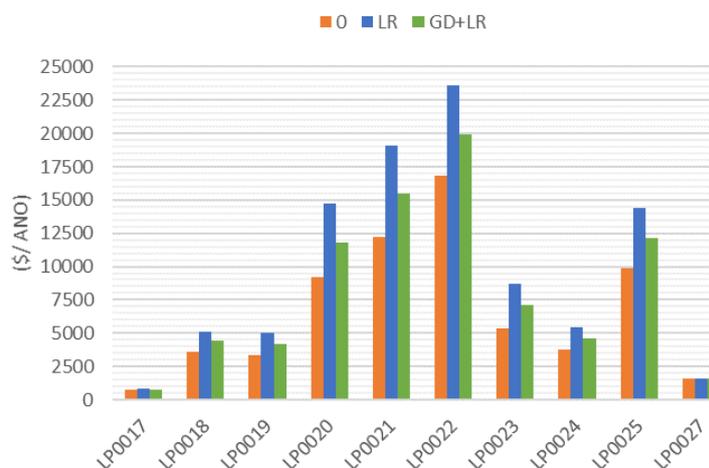


Figura 5.28 – LOLC – Alim. 2 – Papagaios

5.2.2.1. Funções Características

A Tabela 5.9 mostra as alocações das funções características no alimentador 2 do sistema de distribuição Papagaios.

Tabela 5.9 – Alocação das Funções – Alimentador 2 – Sistema Papagaios

	Uso (kWh/ano)	Uso (%)	Perdas (kWh/ano)	Perdas (%)	Ponta (kW)	Ponta (%)	Confia. (\$)	Confia. (%)
Sol-16	-1,95E+06	-1,41	-1,73E+04	-3,33	-37,21	-1,15	-320,99	-0,14
Sol-17	-5,13E+04	-0,04	-3,53E+02	-0,07	-0,66	-0,02	-6,88	0,00
Cgh-19	-3,43E+06	-2,48	-2,60E+04	-5,00	-49,74	-1,54	-4813,00	-2,03
Eol-21	-2,88E+06	-2,08	-2,01E+04	-3,87	-8,13	-0,25	-1879,30	-0,79
Sol-22	-2,70E+06	-1,95	-2,12E+04	-4,07	-11,54	-0,36	-1873,30	-0,79
Cgh-25	-1,77E+07	-12,82	-1,08E+05	-20,74	-73,63	-2,28	-11494,00	-4,85
Eol-27	-4,71E+05	-0,34	-2,95E+03	-0,57	-2,36	-0,07	-250,16	-0,11

As hídricas figuraram novamente nas primeiras posições em reduções para todas as funções, com a Cgh-25 liderando, seguida pela Cgh-19. Na função uso, a Eol-21 vem em terceira posição, superando por ligeira diferença a Sol-22. Observa-se que, para a função perdas, as posições entre estas duas últimas fontes são trocadas, semelhantemente ao ocorrido na análise do sistema IEEE-33 barras.

Em relação à função ponta, verifica-se que todas as fontes têm alguma contribuição para o horário de máximo consumo. A fonte Sol-16, que oferece menores reduções em uso e perdas, aparece em terceira posição na redução da ponta. Ainda

assim, o desempenho das solares para ponta foi insatisfatório, pois a mesma ocorre no mês de maio, além do fato de o dia não ter sido favorável em radiação solar.

Para a função confiabilidade, cabe a observação referente a Cgh-25: a geração contínua e a posição próxima a cargas industriais de alta potência possibilitou expressiva redução da LOLC, garantindo a primeira colocação em redução na função confiabilidade.

5.2.3. Alimentador 3

Da Figura 5.29 a Figura 5.32 são apresentados os valores anuais e mensais de energia consumida e produzida no alimentador 3. Neste alimentador as eólicas superaram em desempenho a solar, obviamente em razão da quantidade de fontes e potências: são duas GDs eólicas, Eol-29 e Eol-34, com potências de 600 kW e 176 kW a despeito de uma única GD solar Sol-31 de 180 kW.

Igualmente ao alimentador 2, o volume de excedente da fonte hídrica também foi abundante, principalmente em virtude da potência da fonte Cgh-33 (873 kW, a maior do alimentador) e da curva do ponto de carga em que a mesma está conectada. A Figura 5.33 e a Figura 5.34 ilustram, respectivamente, as curvas de geração das fontes de GD Eol-29 e Cgh-33.

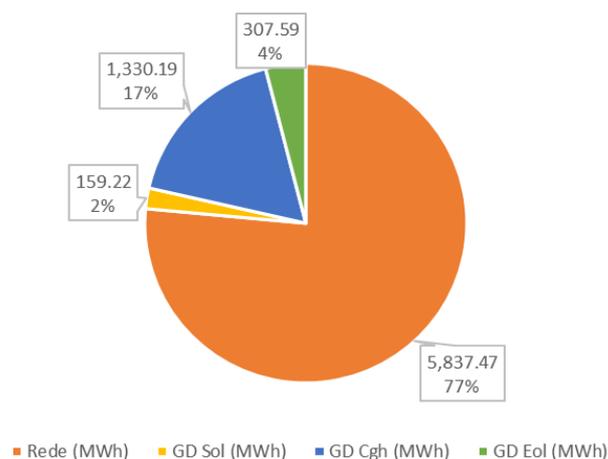


Figura 5.29 - Energia Anual Consumida – Alim. 3 – Papagaios

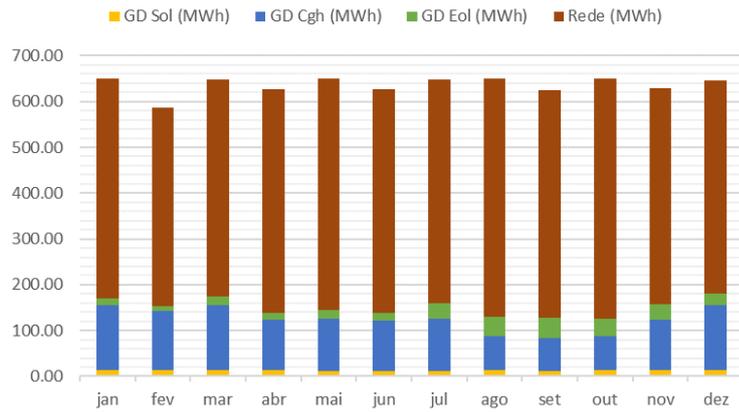


Figura 5.30 – Energia Mensal Consumida – Alim. 3 – Papagaios

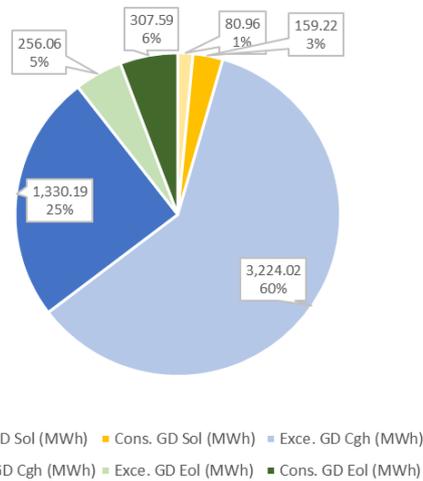


Figura 5.31 – Energia Anual Produzida por GD – Alim. 3 – Papagaios

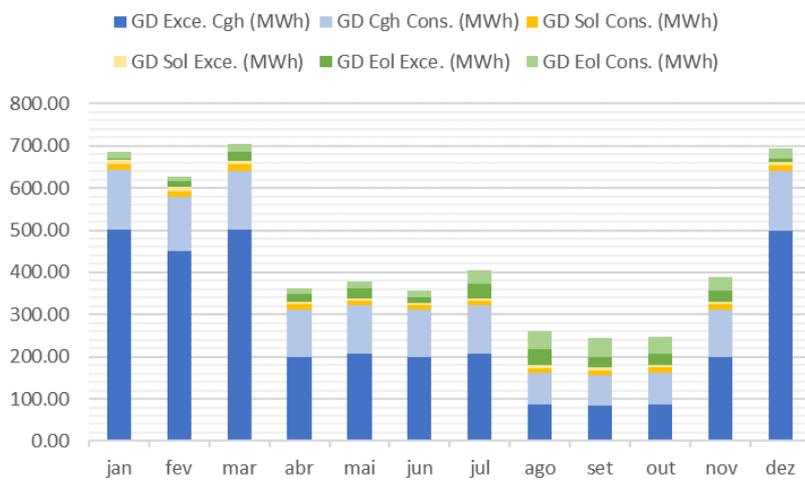


Figura 5.32 – Energia Mensal Produzida por GD – Alim. 3 – Papagaios

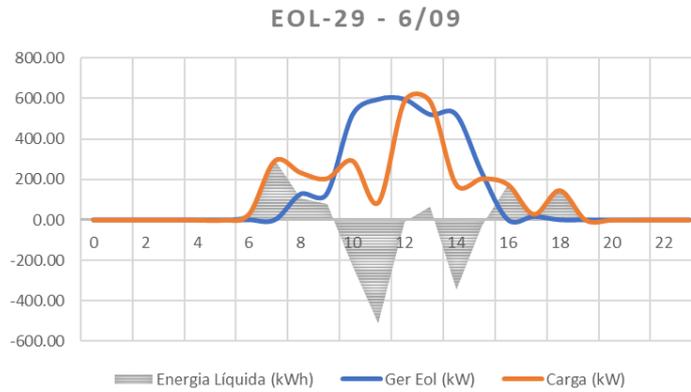


Figura 5.33 – Geração Eólica – Eol-29 em 06/09

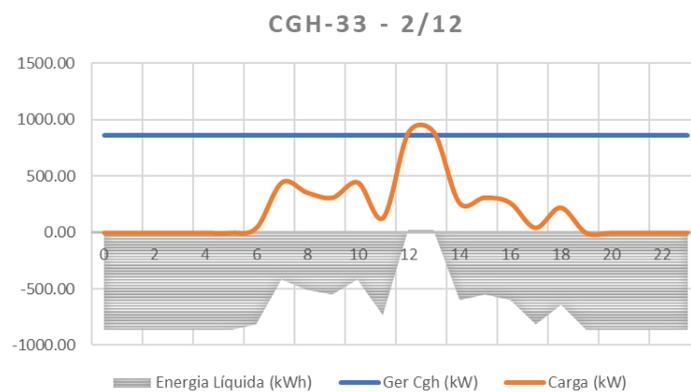


Figura 5.34 – Geração Hídrica – Cgh-33 em 2/12

A Figura 5.35 ilustra o impacto da GD na diminuição da ponta do alimentador. A GD reduziu em 248,5 kW o pico de consumo, transferindo-o para outra data.

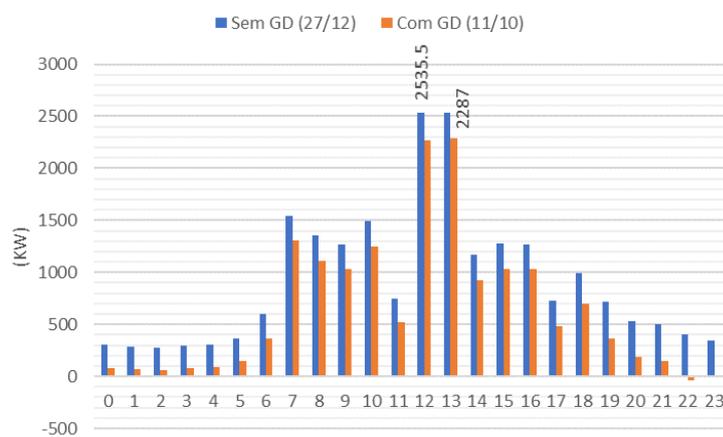


Figura 5.35 – Alteração da Ponta – Alim. 3 – Papagaios

A Figura 5.36 mostra a LOLC dos pontos de carga do alimentador 3. Por ser um alimentador menor, o impacto da restrição de transferência de carga e da GD foram inferiores aos já analisados deste sistema. Observação semelhante à exposta no alimentador 2 também é válida aqui: o ponto de carga LP0033, apesar de ser uma carga industrial, apresentou valor de LOLC não muito distante da carga comercial LP0061. Como LP0033 é uma carga industrial que permanece ligada somente entre às 6:00 e 18:00, nos momentos de interrupção em que a carga está desligada não há contabilização de energia não suprida.

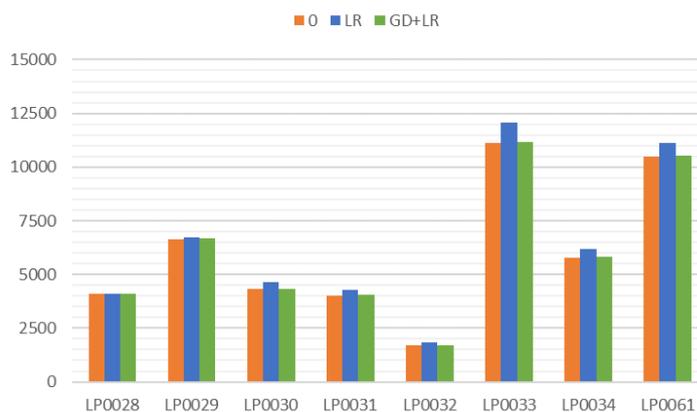


Figura 5.36 – LOLC – Alim. 3 – Papagaios

5.2.3.1. Funções Características

A Tabela 5.10 mostra as alocações das funções características no alimentador 3 do sistema de distribuição Papagaios.

Tabela 5.10 – Alocação das Funções – Alimentador 3 – Sistema Papagaios

	Uso (kWh/ano)	Uso (%)	Perdas (kWh/ano)	Perdas (%)	Ponta (kW)	Ponta (%)	Confia. (\$)	Confia. (%)
Eol-29	-5,17E+05	-1,10	-2,54E+03	-2,22	-3,52	-0,14	-29,11	-0,06
Sol-31	-1,33E+06	-2,82	-6,41E+03	-5,61	-8,25	-0,33	-271,78	-0,53
Cgh-33	-1,49E+07	-31,67	-5,49E+04	-48,00	-236,58	-9,33	-2153,40	-4,22
Eol-34	-8,69E+05	-1,84	-2,89E+03	-2,53	-0,19	-0,01	-139,27	-0,27

As observações descritas em outras análises de alocações permanecem válidas. Como exemplo, a Eol-29 figura em última posição nas alocações de uso e

perdas, apesar de possuir capacidade razoável (600 kW). A localização próxima à fonte justifica a sentença.

A Sol-31 aparece em segunda colocação, sua redução supera as reduções somadas das duas eólicas. No caso da ponta e confiabilidade, o período de geração foi decisivo.

A Cgh-33 foi protagonista em todas as funções, especialmente na ponta e confiabilidade, sendo responsável pela maior parcela das reduções. Sua posição é muito favorável e está conectada a carga de maior potência do alimentador, que supera inclusive a capacidade da chave de transferência.

5.2.4. Alimentador 4

Da Figura 5.37 a Figura 5.40, são apresentados os valores anuais e mensais de energia consumida e produzida no alimentador 4. As GDs hídricas são as protagonistas, com volume de excedente considerável. As GDs solares representam uma parcela relevante, com característica de maior consumo próprio da energia produzida. A Figura 5.41, Figura 5.42 e Figura 5.44 ilustram, respectivamente, as curvas de geração das fontes de GD Sol-45, Eol-47 e Cgh-52.

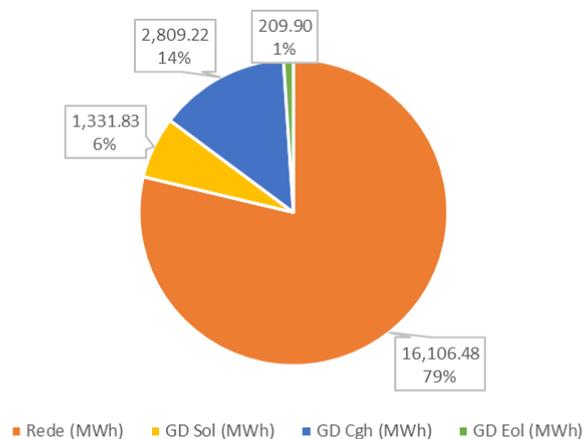


Figura 5.37 - Energia Anual Consumida – Alim. 4 – Papagaios

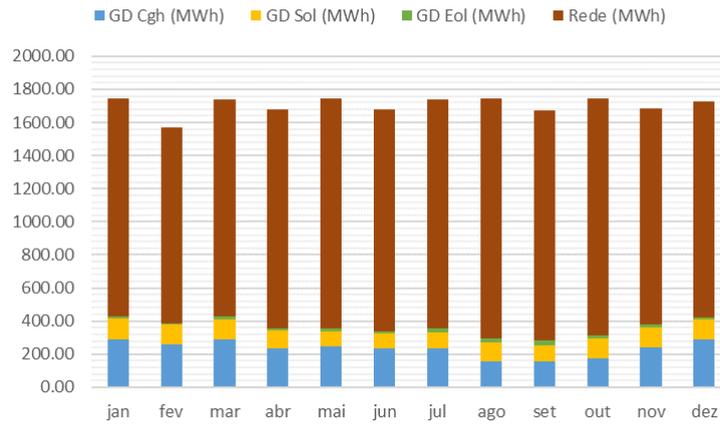


Figura 5.38 - Energia Mensal Consumida – Alim. 4 – Papagaios

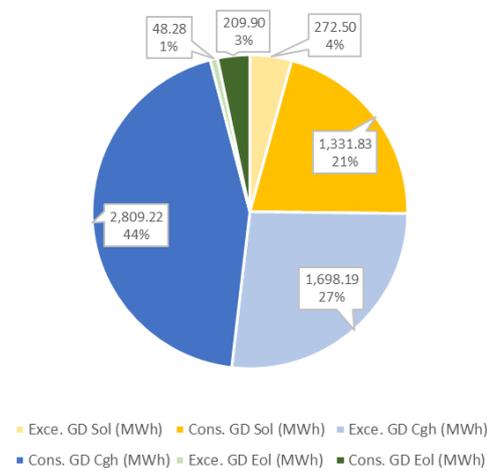


Figura 5.39 - Energia Anual Produzida por GD – Alim. 4 – Papagaios

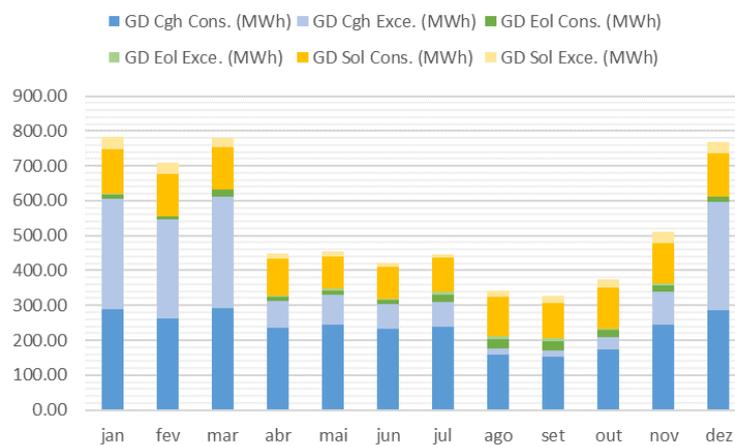


Figura 5.40 - Energia Mensal Produzida por GD – Alim. 4 – Papagaios

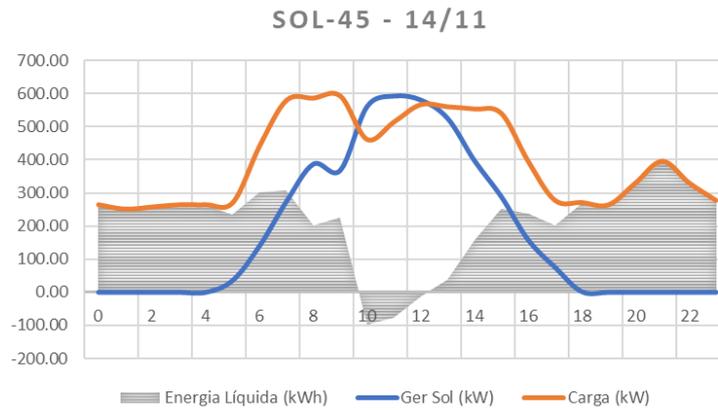


Figura 5.41 - Geração Solar – Sol-45 em 14/11

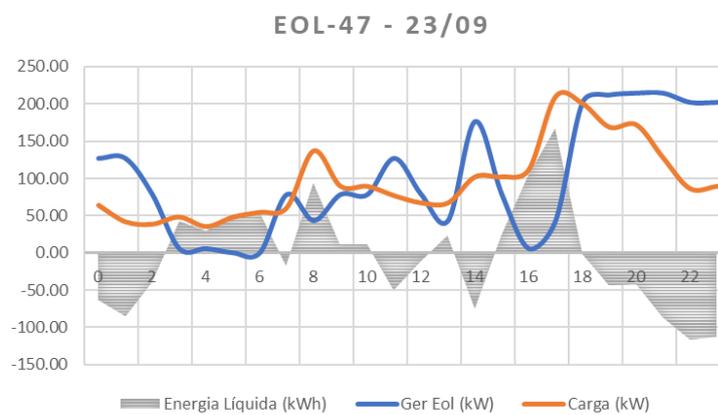


Figura 5.42 - Geração Eólica – Eol-47 em 23/09

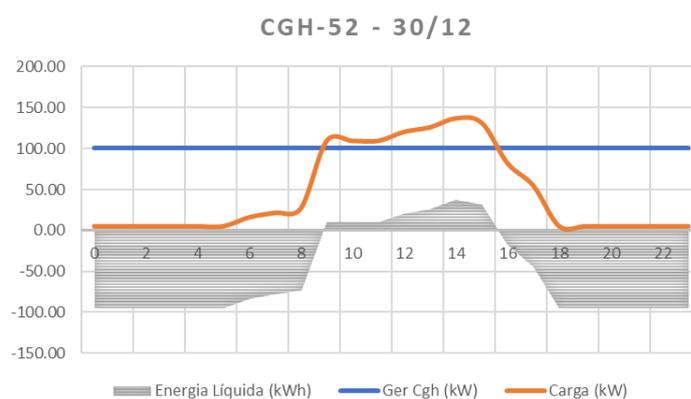


Figura 5.43 - Geração Hídrica – Cgh-52 em 30/12

A Figura 5.44 ilustra o impacto da GD na diminuição da ponta do alimentador. A GD reduziu em 346,6 kW o pico de consumo, transferindo-o para outra data.

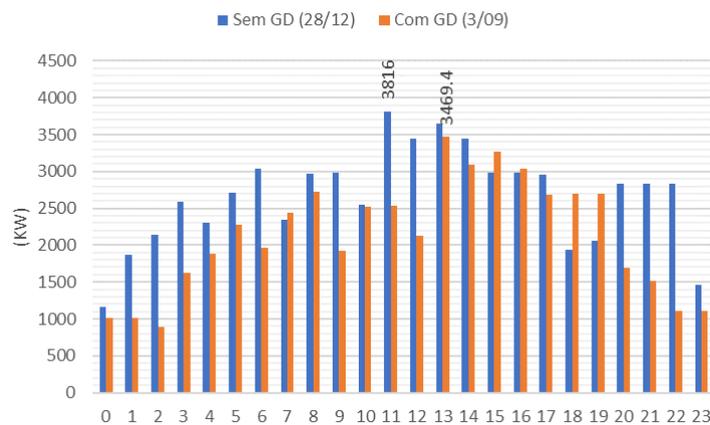


Figura 5.44 - Alteração da Ponta – Alim. 4 – Papagaios

A Figura 5.45 mostra a LOLC de pontos de carga do alimentador 4. Este é o alimentador com mais pontos de carga do sistema. Os pontos compreendidos entre o LP0035 e LP0043 não apresentaram alterações com a restrição de transferência de carga. Com efeito, estes pontos possuem as menores potências e são os mais próximos da chave de transferência. A partir do LP0044, a influência da restrição de transferência e da GD já acontece. Apesar deste ponto possuir potência baixa (50 kW), está localizado na mesma barra do LP0045 que possui uma potência alta (600 kW), não sendo possível transferi-los separadamente.

O ponto de carga de maior potência em todo o sistema Papagaios, LP0060 (1594 kW), não pôde ser beneficiado com a inclusão da GD dado sua localização próxima à subestação. Observando o gráfico, verifica-se que o ponto LP0059 à jusante já não sofre alterações na LOLC. Caso esse ponto fosse localizado mais na parte média do alimentador, o benefício incorrido pela GD seria considerável.

Em geral, as observações já descritas em outras análises se fazem claramente perceptíveis no gráfico apresentado: cargas próximas à subestação e à chave de interligação (dependendo de sua capacidade) sofrem pouca influência da restrição de transferência e cargas localizadas mais no meio do alimentador experimentam diminuição do tempo de interrupção com a presença de GD.

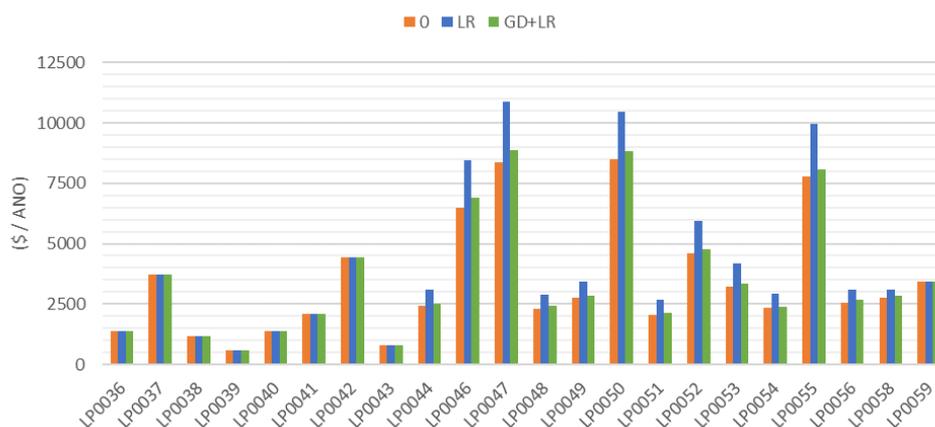


Figura 5.45 – LOLC – Alim. 4 – Papagaios

5.2.4.1. Funções Características

A Tabela 5.11 mostra as alocações das funções características no alimentador 4 do sistema de distribuição Papagaios.

Tabela 5.11 – Alocação das Funções – Alimentador 4 – Sistema Papagaios

	Uso (kWh/ano)	Uso (%)	Perdas (kWh/ano)	Perdas (%)	Ponta (kW)	Ponta (%)	Confia. (\$)	Confia. (%)
Sol-37	-1,50E+06	-0,98	-7,92E+03	-1,30	-2,24	-0,06	-501,55	-0,22
Eol-38	-3,82E+05	-0,25	-1,87E+03	-0,31	-2,35	-0,06	-80,41	-0,04
Cgh-42	-7,30E+06	-4,75	-3,68E+04	-6,04	-41,73	-1,09	-1743,50	-0,77
Sol-44	-9,14E+05	-0,60	-5,93E+03	-0,97	-2,26	-0,06	-326,24	-0,14
Sol-45	-1,12E+07	-7,27	-7,13E+04	-11,71	-25,20	-0,66	-5172,20	-2,29
Eol-47	-2,13E+06	-1,39	-1,43E+04	-2,34	-5,05	-0,13	-825,55	-0,37
Cgh-52	-6,52E+06	-4,24	-4,23E+04	-6,94	-57,59	-1,51	-2539,00	-1,13
Sol-55	-5,08E+06	-3,31	-3,74E+04	-6,13	-16,31	-0,43	-3111,30	-1,38
Cgh-57	-1,69E+07	-11,02	-1,20E+05	-19,76	-185,91	-4,87	-8777,10	-3,89
Eol-59	-9,44E+04	-0,06	-9,44E+02	-0,15	-7,95	-0,21	0,00	0,00

Em relação às funções uso e perdas, a Cgh-57 foi a que apresentou os maiores valores de reduções, já que é uma hídrica de potência razoável (616 kW) conectada a uma das maiores cargas do alimentador. Ademais, apesar de não estar muito distante da subestação, reduz continuamente o fluxo de linhas muito carregadas.

A solar Sol-45 figura na segunda colocação em redução de uso e perdas, dada sua posição favorável, sua razoável potência de 600 kW e a característica de consumo comercial/industrial do alimentador.

As GDs Sol-37, Eol-38 e Sol-44, apesar de estarem distantes da subestação, possuem potências muito baixas e por isso ficaram nas últimas posições em reduções de uso e perdas. A última posição ficou com a Eol-59, que possui potência baixa e está muito próxima à subestação.

Com relação à função ponta, as GDs hídricas (Cgh-57, Cgh-52 e Cgh-42) provocam as maiores reduções, seguidas das solares (Sol-45 e Sol-55), eólicas (Eol-59, Eol-47 e Eol-38) e solares (Sol-44 e Sol-37) de menor capacidade.

Na função confiabilidade, a Cgh-57 também provocou a maior redução, seguida das solares Sol-45 e Sol-55. As solares possuem capacidade razoável e estão conectadas a cargas de tipo comercial e industrial, o que reduz a energia não suprida durante uma interrupção pela coincidência das curvas de geração e carga.

As fontes de menor capacidade Sol-37, Sol-44 e Eol-38, provocaram menores reduções. Na última posição da função confiabilidade aparece a Eol-59 com alocação nula, por não contribuir em nenhuma coalizão com a redução da LOLC.

5.2.5.

Sinal Tarifário da Geração Distribuída – Sistema Papagaios

Finalizando a análise do sistema real, será determinado o sinal tarifário para as fontes de GD. A valoração das funções foi estabelecida com base no estudo da ANEEL [90], sendo a função Uso e Perdas valoradas em \$0,0385/kWh e a função Ponta em \$110,20/kW.

A Tabela 5.12 mostra a determinação do STGD para as fontes de GD do Sistema Papagaios. A ordenação das fontes seguiu o critério de maior desconto. Observa-se que as hídricas assumem as primeiras posições. Com efeito, no decorrer deste trabalho, esta categoria de fonte de GD potencializou os maiores benefícios em todos os testes. É a única categoria de fonte que apresentou redução em todas as funções características.

Imerso no contexto do parágrafo acima, dentre todos os efeitos proporcionados pelo perfil de geração contínua nas funções, a redução do uso da rede foi dominante na ordenação das fontes de GD apresentada na Tabela 5.12. Somente duas exceções são verificadas: Cgh-3 e Eol-47, onde as funções confiabilidade e ponta

foram decisivas para a Cgh-3 e a Eol-14 e Sol-37, onde a função confiabilidade foi determinante para a Eol-14, mas ainda assim a diferença no valor total foi mínima.

Tabela 5.12 – STGD – Papagaios

Fonte GD	Uso (kWh)	Uso (\$)	Perdas (kWh)	Perdas (\$)	Ponta (kWh)	Ponta (\$)	Confia. (\$)	Total (\$)
Cgh-25	-1,77E+07	-682.001,01	-1,08E+05	-4.158,00	-73,63	-8.114,03	-11.494,00	-705.767,04
Cgh-57	-1,69E+07	-651.236,78	-1,20E+05	-4.620,00	-185,91	-20.487,28	-8.777,10	-685.121,16
Cgh-11	-1,56E+07	-599.194,63	-9,83E+04	-3.784,55	-102,24	-11.266,85	-12.726,00	-626.972,03
Cgh-33	-1,49E+07	-574.665,71	-5,49E+04	-2.113,65	-236,58	-26.071,12	-2.153,40	-605.003,87
Sol-13	-1,31E+07	-504.733,85	-8,37E+04	-3.222,45	0	0,00	-7.541,60	-515.497,90
Sol-45	-1,12E+07	-429.787,51	-7,13E+04	-2.745,05	-25,2	-2.777,04	-5.172,20	-440.481,80
Cgh-42	-7,30E+06	-280.886,76	-3,68E+04	-1.416,80	-41,73	-4.598,65	-1.743,50	-288.645,70
Cgh-52	-6,52E+06	-250.911,18	-4,23E+04	-1.628,55	-57,59	-6.346,42	-2.539,00	-261.425,15
Cgh-7	-5,58E+06	-214.776,50	-4,35E+04	-1.674,75	-33,39	-3.679,58	-5.535,90	-225.666,73
Sol-6	-5,51E+06	-211.945,22	-4,25E+04	-1.636,25	0	0,00	-3.702,20	-217.283,67
Sol-55	-5,08E+06	-195.736,18	-3,74E+04	-1.439,90	-16,31	-1.797,36	-3.111,30	-202.084,74
Sol-4	-3,78E+06	-145.544,27	-3,13E+04	-1.205,05	0	0,00	-2.141,70	-148.891,02
Cgh-19	-3,43E+06	-131.914,29	-2,60E+04	-1.001,00	-49,74	-5.481,35	-4.813,00	-143.209,64
Eol-21	-2,88E+06	-110.864,63	-2,01E+04	-773,85	-8,13	-895,93	-1.879,30	-114.413,70
Sol-22	-2,70E+06	-103.908,95	-2,12E+04	-816,20	-11,54	-1.271,71	-1.873,30	-107.870,16
Cgh-3	-2,06E+06	-79.419,04	-1,87E+04	-719,95	-36,09	-3.977,12	-1.489,60	-85.605,71
Eol-47	-2,13E+06	-82.136,48	-1,43E+04	-550,55	-5,05	-556,51	-825,55	-84.069,09
Sol-16	-1,95E+06	-74.990,67	-1,73E+04	-666,05	-37,21	-4.100,54	-320,99	-80.078,25
Eol-14	-1,49E+06	-57.494,13	-1,11E+04	-427,35	0	0,00	-1.200,90	-59.122,38
Sol-37	-1,50E+06	-57.787,74	-7,92E+03	-304,92	-2,24	-246,85	-501,55	-58.841,06
Sol-31	-1,33E+06	-51.232,45	-6,41E+03	-246,79	-8,25	-909,15	-271,78	-52.660,16
Sol-44	-9,14E+05	-35.180,40	-5,93E+03	-228,31	-2,26	-249,05	-326,24	-35.984,00
Eol-34	-8,69E+05	-33.438,71	-2,89E+03	-111,27	-0,19	-20,94	-139,27	-33.710,18
Eol-29	-5,17E+05	-19.885,93	-2,54E+03	-97,79	-3,52	-387,90	-29,11	-20.400,73
Eol-27	-4,71E+05	-18.144,19	-2,95E+03	-113,58	-2,36	-260,07	-250,16	-18.768,00
Eol-38	-3,82E+05	-14.722,61	-1,87E+03	-72,00	-2,35	-258,97	-80,41	-15.133,98
Eol-9	-1,95E+05	-7.497,95	-1,56E+03	-60,06	0	0,00	-140,12	-7.698,13
Eol-59	-9,44E+04	-3.634,26	-9,44E+02	-36,34	-7,95	-876,09	0,00	-4.546,69
Sol-17	-5,13E+04	-1.976,27	-3,53E+02	-13,59	-0,66	-72,73	-6,88	-2.069,47
Eol-2	-1,41E+04	-541,28	-1,36E+02	-5,24	0	0,00	-10,84	-557,35

De modo geral, pode-se verificar que os valores de descontos monetizados pelo STGD são compostos majoritariamente pela função uso, que contribui com a maior parcela e apresenta valores muito distantes das demais funções. A composição segue com as contribuições das funções ponta e confiabilidade, que para este sistema, concorreram em valores. No entanto, vale ressaltar que as reduções de

ponta foram tímidas e que o sistema em estudo apresentou um desempenho muito ruim em termos de confiabilidade, com frequências de falhas e durações de interrupções elevadas. Alocações nulas foram presentes nestas duas funções: Eol-59 para função confiabilidade e Sol-13, Sol-6, Sol-4, Eol-14, Eol-9 e Eol-2 para a função ponta. Por último, a função perdas é a que contribuiu com a menor parcela para os descontos.

5.3. Conclusões

Este capítulo se dedicou à análise da função confiabilidade, ausente no capítulo anterior e a aplicação da metodologia proposta em um sistema real. Em relação à análise de confiabilidade no sistema teste IEEE-RBTS, pôde-se estabelecer diversas conclusões que podem ser estendidas para outros sistemas. Primeiramente, a inserção de GD somente influencia índices que contemplem a duração da interrupção, o índice FIC que representa a quantidade de interrupções permaneceu inalterado. O benefício provocado pela GD é experimentado por pontos de carga que, na condição sem GD, não podiam ser transferidos para outro alimentador em uma eventual falha, dado o limite de capacidade da chave de interligação. A redução do carregamento provocado pela GD permite que pontos antes submetidos a tempos de reparo possam ser transferidos em tempos de chaveamento.

Verificou-se que os pontos de carga mais influenciados pela restrição de transferência e inserção de GD estavam localizados mais na parte média dos alimentadores: pontos de carga muito próximos a subestação ou à chave de interligação não apresentaram alterações. Obviamente, esta última afirmação vai depender da capacidade da chave de transferência e das cargas próximas à mesma. Caso a potência de cargas juntas à chave impeça a transferência, por exemplo, a GD promoverá benefícios para estes pontos de carga. Ademais, foi demonstrado que fontes de GD instaladas próximas a chave de transferência beneficiaram pontos à montante, apesar de não influenciarem os próprios pontos de carga em que estão instaladas. Desta forma, a característica locacional também foi presente na função confiabilidade.

A análise do sistema IEEE-RBTS também mostrou que fontes de geração contínuas, como as GDs hídricas, foram as que melhores desempenharam em melhoria da confiabilidade, já que a geração está sempre presente em ocasiões de

interrupção. No alimentador 4, caracterizado por fontes de GD hídricas, a função confiabilidade apresentou núcleo e ganhos de escala. Então, diferentemente das outras funções, na confiabilidade GDs em coalizão provocaram maiores benefícios do que a soma de atuações individuais. Ainda assim, os benefícios provocados pela GD foram ínfimos, em razão do tamanho reduzido do sistema e da utilização de 4 patamares de carga na aproximação de curvas variáveis.

O estudo do sistema Papagaios confirmou as conclusões levantadas nas avaliações dos sistemas testes e permitiu verificar com mais solidez a aplicação da metodologia em um sistema real, de maior dimensão e com diversidade de carga e geração.

Primeiramente, destaca-se que o estudo de um sistema real só foi possível pela segmentação de alimentadores, possibilitando o uso da função Shapley para 30 fontes de GD espalhadas pela rede. Caso o estudo fosse estabelecido sem decomposição de alimentadores, certamente seria computacionalmente inviável utilizar o valor Shapley em jogo cooperativo de 30 geradores.

No quesito confiabilidade, foi demonstrado que o perfil de curvas de carga e geração influenciam significativamente as reduções de LOLC: curvas de geração solar coincidindo com curvas de cargas comerciais e industriais, permitiram reduções expressivas de energia não suprida (consequentemente da LOLC) e cargas industriais que permanecem desligadas por longo período também foram beneficiadas neste sentido. Também foi verificado que a instalação de GD próxima a centros de carga industriais e comerciais, que possuem os maiores custos de interrupção, proporcionaram maiores reduções na LOLC.

A composição do STGD para o sistema Papagaios teve a função uso como a dominante nos descontos apresentados, com valores muito maiores do que os alcançados pelas demais funções. As funções ponta e confiabilidade apresentaram ligeira equiparação em valores totais, com a ressalva de reduções de ponta tímidas e um sistema com desempenho inferior em termos de confiabilidade.

Por fim, vale enfatizar que os descontos monetizados pelo STGD para o sistema Papagaios foram contabilizados considerando exclusivamente energia, perdas, capacidade e LOLC evitadas, com ponderação unitária para todas as funções. Dependendo do caso em estudo, mais grandezas tarifáveis podem ser aferidas e diferentes pesos podem ser utilizados entre as funções para a composição total.

6 Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1. Conclusões

A principal finalidade deste trabalho foi apresentar uma nova metodologia para quantificação e alocação dos benefícios e custos provocados pela GD na rede de distribuição. Aferir numericamente as grandezas tarifáveis permitiu uma consistente análise da valoração dos efeitos da presença de GD e da energia injetada, sendo estes os principais temas de entrave da atual discussão sobre novas regras de GD no Brasil.

No capítulo de Revisão Bibliográfica foram abordados conceitos sobre teoria de jogos, métodos de tarifação utilizados em redes elétricas e um estado da arte da evolução da GD no país. Foi possível verificar uma lacuna a ser explorada na tarifação em redes de distribuição com GD, quando considerados múltiplos cenários perfazendo a cronologia operativa. Observou-se que a GD experimentou um crescimento expressivo no país, principalmente após a REN 687/2015. Em relação à capacidade instalada e quantidade de instalações, a fonte solar fotovoltaica é dominante, sendo as fontes hídrica e térmica as que mais configuram compensação remota. A geração na própria unidade consumidora é a modalidade mais utilizada e o setor residencial responde pelo maior número de instalações, sendo a classe comercial a que conta com maior capacidade instalada de GD.

No capítulo de metodologia proposta foram apresentadas a descrição matemática do valor Shapley, a modelagem utilizada para geração e carga e as funções características desenvolvidas para posterior definição de um sinal tarifário de GD. Este sinal congrega os efeitos da GD nas propriedades do uso, perdas, ponta e confiabilidade da rede, considerando incertezas e variação cronológica de carga e geração.

Já no capítulo de resultados, observou-se que, para os sistemas estudados, a ferramenta foi capaz de mensurar e alocar os benefícios e desvantagens das fontes de GD, com a significativa característica locacional. Foi possível verificar nos testes realizados que a localização da GD pauta-se em dois critérios para sensibilizar as

funções características do uso e perdas: distância da subestação e concentração de carga. As funções uso e perdas seguiram estruturas semelhantes de comportamento, enquanto a função ponta não teve padrão específico. A função confiabilidade foi a única dentre as funções que apresentou a possibilidade de núcleo e ganhos de escala e a localização da GD e o perfil de geração também demonstrou influenciar seus valores. Obviamente, estas considerações se mostraram verídicas para os três sistemas estudados, não sendo válida a generalização indiscriminada para qualquer rede elétrica.

Ainda na discussão sobre os resultados, destaca-se os tempos de simulação para aplicação da metodologia, refletindo o esforço computacional empreendido. Considerando as análises completas, que incluem as funções de fluxo e confiabilidade, o sistema IEEE-RBTS teve tempo total de simulação de 3:46 minutos enquanto o sistema Papagaios apresentou tempo total de 42:01 minutos. Enquanto os alimentadores do RBTS possuíam 3 jogadores por alimentador, configurando oito coalizões em cada, o sistema Papagaios contava com trinta geradores e só no alimentador 4 foram 2^{10} (1024) cálculos de fluxo de potência e confiabilidade, para cobrir todas as possíveis coalizões.

Por fim, a monetização por meio do STGD contabilizou os efeitos da GD na energia, perdas, capacidade e confiabilidade nos sistemas de distribuição estudados, gerando descontos ou penalidades que contemplaram a localização dos geradores em seus valores.

6.2. Propostas de Trabalhos Futuros

Partindo da metodologia proposta e dos resultados já obtidos, apresentam-se a seguir as principais ações vislumbradas para continuidade do estudo:

- Averiguar quais as combinações dominantes das funções na alocação via Valor Shapley, verificando quanto se pode reduzir em esforço computacional com a limitação das coalizões até alcançar resultados satisfatórios. Entende-se por combinações dominantes, as coalizões mais influentes nos valores das alocações finais;

- Investigar a possibilidade de redução de número de combinações nas alocações via Valor Shapley, com a simplificação de dados horários. Substituindo os dados de um ano por 4 semanas típicas proporcionais, por exemplo, reduzirá a dimensão do problema caso os resultados sejam similares à simulação completa;
- Ampliar a conceituação da função ponta, para que capture não somente o valor de pico sistêmico, mas o máximo presente em cada ramo, de modo a aferir os efeitos da energia injetada pela GD sobre a capacidade nominal dos cabos e equipamentos da rede de distribuição;
- Investigar o cenário em que subestações de distribuição se comportam como geradores para o sistema de transmissão, com fluxo inverso devido à inserção de GD. Se preciso, propor diretrizes de como lidar com este evento;
- Ampliar a metodologia para infinitos jogadores, utilizando o valor de Aumann-Shapley e empregar em sistemas reais de grande porte.
- Comparar a ferramenta proposta com outros métodos de tarifação existentes, sinalizando as principais características, vantagens e desvantagens;
- Ampliar a análise da função confiabilidade para sistemas com alta penetração de GD e possibilidade de ilhamento;
- Considerar outras fontes de GD e armazenamento, como células combustíveis, biomassa, carros elétricos, baterias etc.
- Avaliar outras grandezas tarifáveis na composição do STGD, como redução de emissões, custos evitados no sistema de transmissão, geração de empregos etc.

7 Referências Bibliográficas

- [1] R. Ferreira, P. H. Corredor, H. Rudnick, X. Cifuentes, and L. Barroso, “Electrical expansion in South America: Centralized or distributed generation for Brazil and Colombia,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 17, no. 2, pp. 50–60, Mar. 2019, doi: 10.1109/MPE.2018.2884113.
- [2] A. Ipakchi and F. Albuyeh, “Grid of the future,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 7, no. 2, pp. 52–62, Mar. 2009, doi: 10.1109/MPE.2008.931384.
- [3] S. P. Burger, J. D. Jenkins, S. C. Huntington, and I. J. Perez-Arriaga, “Why distributed?: A critical review of the tradeoffs between centralized and decentralized resources,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 17, no. 2, pp. 16–24, Mar. 2019, doi: 10.1109/MPE.2018.2885203.
- [4] P. V. de S. Borges, “Análise Regulatória e Econômica de Microrredes Elétricas no Brasil,” Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, 2016.
- [5] Aneel, “Resolução Normativa N° 482.” Brasília, 2012, Accessed: Nov. 17, 2019. [Online]. Available: www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf.
- [6] Aneel, “Resolução Normativa N° 687.” Brasília, 2015, Accessed: Nov. 17, 2019. [Online]. Available: www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf.
- [7] F. Li *et al.*, “Distribution Pricing: Are We Ready for the Smart Grid?,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 13, no. 4, pp. 78–86, Jul. 2015, doi: 10.1109/MPE.2015.2416112.
- [8] A. Muthoo, M. J. Osborne, and A. Rubinstein, *A Course in Game Theory.*, no. 249. Cambridge: MIT Press, 1996.

- [9] G. Bonanno, *Game Theory*. Davis: CreateSpace Independent Publishing Platform, 2018.
- [10] B. A. Sartini, G. Garbugio, H. J. Bortolossi, P. A. Santos, and L. S. Barreto, *Uma Introdução a Teoria dos Jogos*. Salvador: II Bienal da Sociedade Brasileira de Matemática, 2004.
- [11] J. von Neumann and O. Morgenstern, *Theory of games and economic behavior*. Princeton: Princeton University Press, 1944.
- [12] R. J. Aumann, *Game theory in the Talmud*. Jerusalém: Research Center on Jewish Law and Economics, 2002.
- [13] J. Nash, “Equilibrium Points in n-person games,” *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.*, vol. 1, no. 36, pp. 48–49, 1950, doi: 10.1137/1103024.
- [14] J. Nash, “Non-Cooperative Games,” *Ann. Math.*, vol. 54, no. 2, pp. 286–295, 1951.
- [15] J. F. Nash, “The Bargaining Problem,” *Econometrica*, vol. 18, no. 2, pp. 155–162, 1950, doi: 10.2307/1907266.
- [16] J. Nash, “Two-Person Cooperative Games,” *Econometrica*, vol. 21, no. 1, pp. 128–140, 1953, doi: 10.2307/1906951.
- [17] J. M. Smith, *Evolution and the Theory of Games*. Cambridge: Cambridge University Press, 1982.
- [18] C. Camerer, *Behavioral game theory : experiments in strategic interaction*. Princeton: Princeton University Press, 2003.
- [19] C. Montet and D. Serra, *Game theory and economics*. New York: Macmillan Education UK, 2003.
- [20] A. K. Dixit and B. J. Nalebuff, *Thinking strategically : the competitive edge in business, politics, and everyday life*. New York: W.W. Norton & Co., 1993.

- [21] A. K. Dixit, S. Skeath, and D. H. Reiley, *Games of strategy*. New York: W.W. Norton & Co., 2015.
- [22] C. D. Aliprantis and S. K. Chakrabarti, *Games and decision making*. Oxford: Oxford University Press, 2000.
- [23] D. Fudenberg and J. Tirole, *Game Theory*. Cambridge: MIT Press, 1991.
- [24] B. Peleg and P. Sudhölter, *Introduction to the Theory of Cooperative Games*. Berlin: Kluwer Academic Publishers, 2007.
- [25] D. Lima, “Alocação de perdas e custos pelo uso do sistema de transmissão,” Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista “Júlio Mesquita Filho”, Ilha Solteira, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, 2007.
- [26] M. Davis and M. Maschler, “The kernel of a cooperative game,” *Nav. Res. Logist. Q.*, vol. 12, no. 3, pp. 223–259, Sep. 1965, doi: 10.1002/nav.3800120303.
- [27] L. Shapley, “A Value for n-Person Games,” *Ann. Math. Stud.*, vol. 28, pp. 307–317, 1965.
- [28] R. J. Aumann and L. S. Shapley, *Values of non-atomic games*. Princeton: Princeton University Press, 1974.
- [29] M. Ilic, F. Galiana, and L. Fink, *Power Systems Restructuring : Engineering and Economics*. Springer US, 1998.
- [30] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*. Chichester: John Wiley & Sons, Incorporated, 2018.
- [31] L. H. L. Lima, “Tarifação da transmissão considerando mercados interligados e múltiplos cenários operativos,” Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, 2012.

- [32] É. T. Carlos, “Alocação de Custos pelo Uso do Sistema de Transmissão via Otimização Binível,” Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.
- [33] J. Bialek, “Tracing the flow of electricity,” *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 143, no. 4, p. 313, 1996, doi: 10.1049/ip-gtd:19960461.
- [34] J. Bialek, “Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 3, pp. 1185–1193, 1997, doi: 10.1109/59.630460.
- [35] A. J. Conejo, J. Contreras, D. A. Lima, and A. Padilha-Feltrin, “Zbus transmission network cost allocation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 342–349, Feb. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2006.889138.
- [36] D. A. Lima, A. Padilha-Feltrin, and J. Contreras, “An overview on network cost allocation methods,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 5, pp. 750–758, May 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2008.10.005.
- [37] F. D. Galiana, A. J. Conejo, and H. A. Gil, “Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1425–1431, Nov. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.818689.
- [38] H. A. Gil, F. D. Galiana, and A. J. Conejo, “Multiarea transmission network cost allocation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1293–1301, Aug. 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.851951.
- [39] Aneel, “Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos.,” Brasília, DF, 1999. Accessed: Nov. 18, 2019. [Online]. Available: www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/metodologia_completa.pdf.
- [40] C. R. R. Dornellas, A. M. Leite Da Silva, J. G. C. Costa, Z. S. M. Junior, A. L. M. Marcato, and J. C. O. Mello, “Precificação Nodal do Sistema de Transmissão Brasileiro Considerando Múltiplos Cenários Hidrológicos,” 2018.

- [41] A. M. Leite Da Silva, J. G. De Carvalho Costa, and L. H. L. Lima, “A new methodology for cost allocation of transmission systems in interconnected energy markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 740–748, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2221147.
- [42] J. G. de C. Costa, R. L. Lima, and A. M. Leite Da Silva, “Metodologia Probabilística para Tarifação de Sistemas de Transmissão Considerando Contingências na Rede Elétrica,” 2018, doi: 10.20906/cps/cba2018-1077.
- [43] J. M. Zolezzi and H. Rudnick, “Transmission cost allocation by cooperative games and coalition formation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1008–1015, Nov. 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.804941.
- [44] M. Junqueira, L. C. da Costa, L. A. Barroso, G. C. Oliveira, L. M. Thomé, and M. V. Pereira, “An Aumann-Shapley approach to allocate transmission service cost among network users in electricity markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1532–1546, Nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.907133.
- [45] D. Kirschen, R. Allan, and G. Strbac, “Contributions of individual generators to loads and flows,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 17, no. 2, p. 47, 1997, doi: 10.1109/59.574923.
- [46] J. C. Mateus and P. C. Franco, “Transmission loss allocation through equivalent bilateral exchanges and economical analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 4, pp. 1799–1807, Nov. 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.856989.
- [47] A. M. Leite Da Silva and J. G. De Carvalho Costa, “Transmission Loss Allocation: Part I - Single Energy Market,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1389–1394, Nov. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.818696.
- [48] A. M. Leite Da Silva and J. G. De Carvalho Costa, “Transmission Loss Allocation: Part II - Multiple Interconnected Energy Markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1395–1401, Nov. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.818694.

- [49] ANEEL, “Como é composta a tarifa - Conteúdo Educativo,” 2016. https://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false (accessed Nov. 21, 2019).
- [50] J. Reneses and M. P. R. Ortega, “Distribution pricing: Theoretical principles and practical approaches,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 10, pp. 1645–1655, Oct. 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0817.
- [51] J. W. M. Lima, J. C. C. Noronha, H. Arango, and P. E. Steele dos Santos, “Distribution pricing based on yardstick regulation,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 1, p. 25, 2002, doi: 10.1109/PESW.2002.984934.
- [52] M. T. Ponce de Leão and J. T. Saraiva, “Solving the revenue reconciliation problem of distribution network providers using long-term marginal prices,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 339–345, Feb. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2002.807076.
- [53] F. Li and D. L. Tolley, “Long-run incremental cost pricing based on unused capacity,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1683–1689, Nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.908469.
- [54] F. Li, “Long-run marginal cost pricing based on network spare capacity,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 2, pp. 885–886, May 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.894849.
- [55] P. M. Sotkiewicz and J. M. Vignolo, “Allocation of fixed costs in distribution networks with distributed generation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 639–652, May 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873112.
- [56] F. Li, N. P. Padhy, J. Wang, and B. Kuri, “Cost-benefit reflective distribution charging methodology,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 1, pp. 58–64, Feb. 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2007.913201.

- [57] P. M. Sotkiewicz and J. M. Vignolo, “Nodal pricing for distribution networks: Efficient pricing for efficiency enhancing DG,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 1013–1014, May 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873006.
- [58] J. S. Savier and D. Das, “Energy loss allocation in radial distribution systems: A comparison of practical algorithms,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 1, pp. 260–267, 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2008.2007018.
- [59] H. Amaris, Y. P. Molina, M. Alonso, and J. E. Luyo, “Loss allocation in distribution networks based on aumann-shapley,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6655–6666, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2844740.
- [60] F. Pourahmadi and P. Dehghanian, “A game-theoretic loss allocation approach in power distribution systems with high penetration of distributed generations,” *Mathematics*, vol. 6, no. 9, 2018, doi: 10.3390/MATH6090158.
- [61] N. Madinehi, H. A. Abyaneh, M. M. Agah, H. Nafisi, and K. Shaludegi, “Loss reduction allocation to distributed generation units in distribution systems,” in *16th Electrical Power Distribution Conference*, 2011, pp. 1–5, Accessed: Nov. 22, 2019. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5876388>.
- [62] D. M. Falcão, “Smart Grids E Microredes : O Futuro Já É Presente,” in *VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos*, 2009, no. January 2009, pp. 1–11.
- [63] M. Bollen and F. Hassan, “Introduction,” in *Integration of Distributed Generation in the Power System*, John Wiley & Sons, Inc., 2011, pp. 1–5.
- [64] C. Buccella, C. Cecati, and H. Abu-Rub, “An Overview on Distributed Generation and Smart Grid Concepts and Technologies,” in *Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications*, vol. 9781118634035, Wiley-IEEE Press, 2014, pp. 50–68.

- [65] J. Guerrero *et al.*, “Distributed generation: Toward a new energy paradigm,” *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 4, no. 1, pp. 52–64, Mar. 2010, doi: 10.1109/MIE.2010.935862.
- [66] L. L. Lai and T. F. Chan, “Distributed Generation,” in *Distributed Generation: Induction and Permanent Magnet Generators*, Chichester, UK: IEEE, 2007, pp. 1–20.
- [67] Aneel, “Micro e Minigeração Distribuída,” 2020. <https://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp> (accessed Jun. 15, 2020).
- [68] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2031,” Brasília, 2031. Accessed: Oct. 06, 2021. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>.
- [69] D. A. Lima, J. Contreras, and A. Padilha-Feltrin, “A cooperative game theory analysis for transmission loss allocation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 2, pp. 264–275, Feb. 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2007.02.008.
- [70] A. E. Roth, *The Shapley value*. Cambridge: Cambridge University Press, 1988.
- [71] M. Maschler, E. Solan, and S. Zamir, *Game Theory*. Cambridge: Cambridge University Press, 2013.
- [72] N. Kagan, C. C. B. de Oliveira, and E. J. Robba, *Introdução Aos Sistemas de Distribuicao De Energia Eletrica*, 2. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2010.
- [73] G. T. Heydt, “The next generation of power distribution systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 225–235, Dec. 2010, doi: 10.1109/TSG.2010.2080328.
- [74] J. T. Pinho and M. . Galdino, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, 2. Ed. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014.
- [75] GRIDSOLARIS, “Sistemas On-Grid,” 2019. <http://gridsolaris.com.br/porta1/servicos-2/ongrid/> (accessed Jan. 27, 2020).

- [76] F. Almonacid, C. Rus, P. Pérez-Higueras, and L. Hontoria, “Calculation of the energy provided by a PV generator. Comparative study: Conventional methods vs. artificial neural networks,” *Energy*, vol. 36, no. 1, pp. 375–384, 2011, doi: 10.1016/j.energy.2010.10.028.
- [77] Associação Brasileira de PCHs e CGHs (ABRAPCH), “O que são PCHs e CGHs.” <https://abrapch.org.br/2014/03/17/o-que-sao-pchs-e-cghs/> (accessed Jan. 27, 2020).
- [78] HidroGD, “Hidrogeração Distribuída.” <http://hidro.gd/> (accessed Jan. 28, 2020).
- [79] “Em outubro, Parque Barigui terá mini usina hidrelétrica para gerar a própria energia.” <https://www.curitiba.pr.gov.br/noticias/em-outubro-parque-barigui-tera-mini-usina-hidreletrica-para-gerar-a-propria-energia/52676> (accessed Jan. 28, 2020).
- [80] S. O. Anaza, M. S. Abdulazeez, Y. A. Yisah, Y. O. Yusuf, B. U. Salawu, and S. U. Momoh, “Micro Hydro-Electric Energy Generation-An Overview,” *Am. J. Eng. Res.*, no. 6, pp. 5–12, 2017, Accessed: Jan. 28, 2020. [Online]. Available: www.ajer.org.
- [81] Instituto Ideal, “Guia de Microgeradores Eólicos,” 2020. <https://institutoideal.org/guiaeolica/> (accessed Jan. 29, 2020).
- [82] F. Toja-Silva, A. Colmenar-Santos, and M. Castro-Gil, “Urban wind energy exploitation systems: Behaviour under multidirectional flow conditions - Opportunities and challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 24. Elsevier Ltd, pp. 364–378, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.03.052.
- [83] Enersud, “Enersud Energia Limpa - Sistemas de Energia Eólica RJ.” <http://www.enersud.com.br/> (accessed Jan. 29, 2020).
- [84] A. A. Francisquini, “Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição,” Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista “Júlio Mesquita Filho”, Ilha Solteira, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, 2006.

- [85] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Boston, MA: Springer US, 1984.
- [86] Aneel, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.”
- [87] L. C. do NASCIMENTO, “Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição utilizando processamento distribuído,” Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, 2009.
- [88] A. M. Leite Da Silva, L. C. Nascimento, M. A. Da Rosa, D. Issicaba, and J. A. Peças Lopes, “Distributed energy resources impact on distribution system reliability under load transfer restrictions,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 2048–2055, 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2190997.
- [89] R. T. Beach and P. G. McGuire, “Crossborder Energy The Benefits and Costs of Solar Distributed Generation for Arizona Public Service,” 2013.
- [90] Aneel, “Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída-Resolução Normativa nº 482/2012.” Brasília, 2018, Accessed: Aug. 21, 2021. [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AI+R++SRD++Geração+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>.
- [91] A. M. Leite Da Silva, A. G. Perez, J. W. Marangon Lima, and J. C. O. Mello, “Loss of load costs in generating capacity reliability evaluation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 41, no. 2, pp. 109–116, May 1997, doi: 10.1016/S0378-7796(96)01182-0.
- [92] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, and K. S. So, “A Reliability Test System For Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 2, pp. 813–820, 1991, doi: 10.1109/59.76730.

- [93] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989, doi: 10.1109/61.25627.
- [94] “JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission.” https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR (accessed Apr. 02, 2020).
- [95] “INMET - Instituto Nacional de Meteorologia.” <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas> (accessed Apr. 01, 2020).
- [96] “Wes (Wind Energy Solutions) Tulipo 2.5 kW.” http://www.cellenergy.ie/pdf/WES5_Tulipo_brochure_ds1.pdf (accessed Apr. 12, 2020).

Apêndice A.

Exemplos Hipotéticos de Valor Shapley

A fim de demonstrar detalhadamente a utilização do valor Shapley da teoria de jogos e esclarecer os resultados apresentados no decorrer do trabalho, serão abordados neste apêndice exemplos numéricos para melhor entendimento. Em todos os exemplos aqui apresentados, são considerados 3 jogadores que possuem ganhos quando atuam separados ou juntos, formando coalizões. A questão básica a ser solucionada pela função Shapley é quanto deve ser alocado de ganho para cada um dos jogadores.

A1. Exemplo 1

A Tabela A.7.1 mostra um jogo hipotético de 3 jogadores. A primeira coluna da tabela contém todas as possíveis combinações. Na formação das colunas seguintes, o primeiro jogador da fila recebe o seu ganho individual, o segundo jogador recebe a diferença para o ganho da coalizão formada pelos dois e o terceiro jogador recebe a diferença para chegar ao ganho da grande coalizão.

O jogo apresenta um padrão de não linearidade e fator1 indica que o ganho dos jogadores participando juntos é 10% menor que a soma dos ganhos individuais (menor quando entendido como redução, por exemplo, de uso ou perdas). A tabela calcula a alocação pelo valor Shapley, conforme a Equação 2.1, através da média da contribuição marginal de cada jogador para cada coalizão. Seguidamente à Tabela A.7.1, é apresentado o equacionamento analítico para o jogador 1.

Tabela A.7.1 – Exemplo Valor Shapley – 3 jogadores e fator 10%

Sequencia	1	2	3	v(0)	0	fator1
123	-1000.00	-1250.00	-450.00	v(1)	-1000.00	10%
132	-1000.00	-1350.00	-350.00	v(2)	-1500.00	
213	-750.00	-1500.00	-450.00	v(3)	-500.00	
231	-900.00	-1500.00	-300.00	v(12)	-2250.00	
312	-850.00	-1350.00	-500.00	V(13)	-1350.00	
321	-900.00	-1300.00	-500.00	v(23)	-1800.00	
Valor Shapley	-900.00	-1375.00	-425.00	v(123)	-2700.00	

$$\varphi_i(N, v) = \sum_{S \subseteq N-i} \frac{|S|! \times (|N| - |S| - 1)!}{|N|!} [v(S \cup \{i\}) - v(S)] \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} \varphi_1 = \frac{1}{3!} \times \{ & [0! \times (3 - 0 - 1)! \times v(1) - v(0)] \\ & + [2! \times (3 - 2 - 1)! \times v(123) - v(23)] \\ & + [1! \times (3 - 1 - 1)! \times v(12) - v(2)] \\ & + [1! \times (3 - 1 - 1)! \times v(13) - v(3)] \} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \varphi_1 = \frac{1}{6} \times \{ & [2 \times (-1000 - 0)] + [2 \times (-2700 + 1800)] + \\ & [1 \times (-2250 + 1500)] + [1 \times (-1350 + 500)] \} \end{aligned}$$

$$\varphi_1 = -900$$

Nota-se que o resultado confere alocações menores (em termos de redução) que as contribuições individuais. Aumentado o fator1 para 20%, como apresentado na Tabela A.7.2, as alocações são ainda menores.

Tabela A.7.2 - Exemplo Valor Shapley - 3 jogadores e fator 20%

Sequencia	1	2	3	v(0)	0	fator1
123	-1000.00	-1000.00	-400.00	v(1)	-1000.00	20%
132	-1000.00	-1200.00	-200.00	v(2)	-1500.00	
213	-500.00	-1500.00	-400.00	v(3)	-500.00	
231	-800.00	-1500.00	-100.00	v(12)	-2000.00	
312	-700.00	-1200.00	-500.00	v(13)	-1200.00	
321	-800.00	-1100.00	-500.00	v(23)	-1600.00	
Valor Shapley	-800.00	-1250.00	-350.00	v(123)	-2400.00	

A2. Exemplo 2

A Tabela A.7.3 apresenta a situação onde o jogador 1 tem contribuição individual nula e os jogadores 2 e 3, contribuições de -20 e -5, respectivamente. Observa-se que as alocações destes jogadores são negativas, mantendo o sinal das suas contribuições individuais. Imaginando o jogador 1 como uma fonte com alto valor

de geração, a Tabela A.7.4 mantém semelhança com a anterior, porém com a modificação da contribuição do jogador 1, que agora possui valor consideravelmente mais elevado que os demais. Nota-se que a alocação do jogador 3 passa a ser positiva, mostrando que este foi mais sensível ao jogador 1 do que foi o jogador 2, justamente por ter contribuição individual menor.

Tabela A.7.3 – Exemplo Valor Shapley – 3 jogadores – Mudança de Sinal

Sequencia	1	2	3	v(0)	0	fator1
123	0.00	-19.00	-4.75	v(1)	0.00	5%
132	0.00	-19.00	-4.75	v(2)	-20.00	
213	1.00	-20.00	-4.75	v(3)	-5.00	
231	0.00	-20.00	-3.75	v(12)	-19.00	
312	0.25	-19.00	-5.00	v(13)	-4.75	
321	0.00	-18.75	-5.00	v(23)	-23.75	
Valor Shapley	0.21	-19.29	-4.67	v(123)	-23.75	

Tabela A.7.4 - Exemplo Valor Shapley – 3 jogadores – Mudança de Sinal

Sequencia	1	2	3	v(0)	0	fator1
123	-1000.00	31.00	-4.75	v(1)	-1000.00	5%
132	-1000.00	-19.00	45.25	v(2)	-20.00	
213	-949.00	-20.00	-4.75	v(3)	-5.00	
231	-950.00	-20.00	-3.75	v(12)	-969.00	
312	-949.75	-19.00	-5.00	v(13)	-954.75	
321	-950.00	-18.75	-5.00	v(23)	-23.75	
Valor Shapley	-966.46	-10.96	3.67	v(123)	-973.75	

A3. Exemplo 3

A Tabela A.7.5 apresenta um jogo hipotético onde dois jogadores possuem contribuições individuais negativas, com valores de -1000 e -1500 e um terceiro com contribuição individual positiva no valor de 500. O fator1, que representa a não linearidade das coalizões de jogadores ante as coalizões individuais, tem valor de 10%.

Tabela A.7.5 - Exemplo 3 jogadores - Valor Shapley - Alocação Positiva – fator1 10%

Sequencia	1	2	3	v(0)	0	fator1
123	-1000.00	-1250.00	450.00	v(1)	-1000.00	10%
132	-1000.00	-1350.00	550.00	v(2)	-1500.00	
213	-750.00	-1500.00	450.00	v(3)	500.00	
231	-900.00	-1500.00	600.00	v(12)	-2250.00	
312	-950.00	-1350.00	500.00	v(13)	-450.00	
321	-900.00	-1400.00	500.00	v(23)	-900.00	
Valor Shapley	-916.67	-1391.67	508.33	v(123)	-1800.00	

Estabelecendo uma analogia com a alocação de uso e perdas, verifica-se que as alocações negativas dos jogadores 1 e 2 representariam reduções menores que as reduções individuais e, a alocação positiva do jogador 3, representaria elevação maior que a elevação individual. Este comportamento se assemelha ao do sistema elétrico estudado. Alterando o fator1 para 40%, conforme apresentado na Tabela A.7.6, este comportamento fica mais evidente com o aumento dos valores das alocações.

Tabela A.7.6 - Exemplo 3 jogadores - Valor Shapley - Alocação Positiva – fator1 30%

Sequencia	1	2	3	v(0)	0	fator1
123	-1000.00	-750.00	350.00	v(1)	-1000.00	30%
132	-1000.00	-1050.00	650.00	v(2)	-1500.00	
213	-250.00	-1500.00	350.00	v(3)	500.00	
231	-700.00	-1500.00	800.00	v(12)	-1750.00	
312	-850.00	-1050.00	500.00	v(13)	-350.00	
321	-700.00	-1200.00	500.00	v(23)	-700.00	
Valor Shapley	-750.00	-1175.00	525.00	v(123)	-1400.00	