

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Rafael Crochemore Ney

**PLANEJAMENTO MULTIOBJETIVO OTIMIZADO DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS APLICANDO O MÉTODO
STRENGTH PARETO EVOLUTIONARY ALGORITHM 2**

Santa Maria, RS.
2020

Rafael Crochemore Ney

**PLANEJAMENTO MULTIOBJETIVO OTIMIZADO DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS APLICANDO O MÉTODO STRENGTH PARETO
EVOLUTIONARY ALGORITHM 2**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Orientadora: Prof^ª. DR^a. Luciane Neves Canha

Santa Maria, RS.
2020

Ney, Rafael Crochemore

Planejamento multiobjetivo otimizado de recursos energéticos distribuídos aplicando o método Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 / Rafael Crochemore Ney.- 2020.

150 p.; 30 cm

Orientadora: Luciane Neves Canha

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2020

1. Planejamento Multiobjetivo 2. Recursos Energéticos Distribuídos 3. Método Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 4. Papel ativo das Distribuidoras na Geração Distribuída I. Canha, Luciane Neves II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

© 2020

Todos os direitos autorais reservados a Rafael Crochemore Ney. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.
E-mail: rafael.ney@gmail.com

Rafael Crochemore Ney

**PLANEJAMENTO MULTIOBJETIVO OTIMIZADO DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS APLICANDO O MÉTODO STRENGTH PARETO
EVOLUTIONARY ALGORITHM 2**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

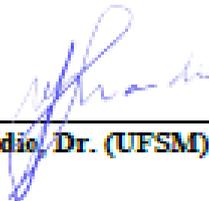
Aprovado em 07 de agosto de 2020:



Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM) - Videoconferência
(Presidente/Orientadora)



Vladimir Andreevitch Popov, Dr. (KPI – Ucrânia) - Videoconferência



Maurício Sperandio, Dr. (UFSM) - Videoconferência

Santa Maria, RS
2020

DEDICATÓRIA

Aos meus pais Wandir e Joana, à minha esposa Luana e aos meus filhos Theodoro e Olívia. À força divina que nos move.

AGRADECIMENTOS

A consecução desta importante etapa acadêmica só foi atingida através do incondicional apoio, suporte e resiliência de uma série de pessoas durante toda esta trajetória, aos quais presto meus agradecimentos.

À minha orientadora, a professora Luciane Neves Canha, primeiramente por ter acreditado no meu projeto de retorno à academia e posteriormente por ter me apoiado em todos os momentos na elaboração e finalização deste trabalho.

À minha querida esposa, por ter sido minha principal incentivadora neste objetivo e por ter prestado o suporte diuturno para que esta etapa fosse concretizada, abdicando muitas vezes dos momentos em família.

Aos meus filhos, para que todo o esforço e dedicação sejam apenas uma demonstração do caminho de luta e perseverança que deixo de legado neste atingimento. Cada sorriso e cada abraço foram o meu maior combustível para avançar.

Aos meus pais, que por muitas vezes me ensinaram o caminho da persistência e do ensino como opção para o desenvolvimento pessoal e para a construção de um mundo mais sustentável e equilibrado.

Ao meu grande amigo Gustavo Arend, por ter dividido milhares de quilômetros na nossa busca pelo conhecimento e por termos conjugado o incentivo e o apoio mútuos nesta fase.

Aos professores Vladimir Andreevitch Popov e Mauricio Sperandio os quais participaram ativamente da avaliação deste trabalho realizando contribuições e sugestões fundamentais para qualificar o estudo apresentado.

Aos queridos amigos que fiz em Santa Maria - RS que me acolheram com um membro da família, Sr. Orlando Arend, Sra. Lourdes Arend, Sr. Ciro de Almeida e Sra. Tania de Almeida.

Aos amigos que compartilharam muitas horas de trabalho comigo nesta caminhada, Olatunji Adeyanju, Ricardo Orling, Maicon Robe, Marcelo Vianna, Marcio Gama, Cristian Correa e Marcos Melo.

Aos professores do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da UFSM, em especial aos professores Daniel Bernardon e Felix Farret e a professora Alzenira Abaide. Aos funcionários deste Programa agradeço em nome do incansável André Borniatti por todo suporte e apoio online e presencial.

RESUMO

PLANEJAMENTO MULTI OBJETIVO OTIMIZADO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS APLICANDO O MÉTODO STRENGTH PARETO EVOLUTIONARY ALGORITHM 2

AUTOR: Rafael Crochemore Ney

ORIENTADORA: Luciane Neves Canha, Dr^a.

Com a maximização da difusão dos recursos energéticos distribuídos (RED) nos sistemas de distribuição de energia elétrica no Brasil, inicia-se a percepção, por meio dos agentes do Setor Elétrico, de um conjunto de benefícios que estas tecnologias promovem às Distribuidoras, aos consumidores e aos investidores. Contudo, uma série de questões regulatórias e de mercado, necessitam ser aprimoradas para a potencialização destes resultados. Para isso, são fundamentais as definições básicas de alocação e dimensionamento máximo que este novo tipo de ativo, como a Geração Distribuída (GD), deverão possuir, para que os referidos benefícios sejam disseminados entre os interessados. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) vem ao longo dos últimos anos aprimorando o modelo regulatório nacional, com vistas a buscar um melhor equacionamento do resultado da entrada da GD na matriz energética nacional. Mesmo com todos os esforços envidados até este momento, resta limitado o desenvolvimento de modelos de negócios mais eficientes, carecendo de aperfeiçoamento que incorporem características técnicas das redes, aspectos econômicos, legais e ambientais, assim como, políticas de incentivos que busquem o equilíbrio econômico-financeiro das concessões de distribuição de energia. Nesse sentido, nessa dissertação, apresenta-se metodologia a ser agregada ao planejamento para Distribuidoras de Energia com vistas a avaliar a localização, dimensionamento e tipo de RED utilizando o método multiobjetivo Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2), através de uma integração entre as ferramentas computacionais, Matlab e OPENDSS. Neste estudo realizam-se otimizações multiobjetivo entre aspectos técnicos (Perdas Técnicas, Variação de Tensão, Energia Injetada), econômicos (Investimento, Custo O&M, Despesa com CUSD) e ambientais (Emissão CO₂), as quais serão a base para definição das melhores soluções para os agentes envolvidos. Além disso, as otimizações objetivam a minimização das Funções Objetivo (FO) supracitadas, e estarão sujeitas às restrições de limites de tensão mínimo e máximo, e sobrecarga dos condutores do sistema analisado. Ainda, determinam-se previamente à entrada da conexão dos Sistemas de Geração Distribuída, as barras do Sistema de Distribuição com maior nível de criticidade ao atendimento, para as quais serão definidos graus de incentivo diferenciados através de participação da Distribuidora no Investimento Inicial do investidor e desconto nas tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD). Por fim, realiza-se a comparação dos resultados das análises multiobjetivo baseados no custo de implantação e operação pelo investidor, considerando a ausência de participação da Distribuidora na definição do local e dimensionamento do RED, e posteriormente com o envolvimento da Concessionária nesta definição, através dos referidos incentivos.

Palavras-chave: Planejamento Multiobjetivo, Recursos Energéticos Distribuídos, Método Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2, Papel ativo das Distribuidoras na Geração Distribuída.

ABSTRACT

MULTI-OBJECTIVE OPTIMAL PLANNING OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES APPLYING THE METHOD STRENGTH PARETO EVOLUTIONARY ALGORITHM 2

Author: Rafael Crochemore Ney
Advisor: Luciane Neves Canha, Dr.^a

The diffusion of distributed energy resources (DER) in the electric energy distribution systems in Brazil, outcomes in the perception, through the Electric Sector agents, of a set of benefits that these technologies promote to the Distribution Companies and consumers and DER investors. However, several regulatory and market issues need to be improved to leverage these results. For this purpose, the basic DER definitions of allocation and maximum sizing, are essential, so that these disseminating benefits among stakeholders. The National Electrical Energy Agency (ANEEL) has been improving the national regulatory model over the last few years, to equate the Distributed Generation penetration level in the Brazilian energy matrix. Even with all the efforts made so far, the development of more efficient business models remains limited. These models require improvements that incorporate the technical characteristics of the grids, economic, legal, and environmental aspects, as well as incentive policies that seek the economic and financial balance of those companies. Besides, in this dissertation, it is presented a methodology to be aggregated to the planning for Distribution Companies aiming at evaluating the location, sizing and type of DER using the multiobjective method Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2), through an integration between the computational tools, Matlab and OpenDSS. In this study, multi-objective optimizations are made between technical (Technical Losses, Voltage Variation, Injected Energy), economic (Investment, O&M Cost, Expense with CUSD) and environmental (CO₂ Emission) aspects, which will be the basis for defining the best solutions for the agents. Also, the optimizations aim at minimizing the above mentioned Objective Functions (OF), and will be subject to the restrictions of minimum and maximum voltage limits, and analyzed system conductors' overload. Also, are determined the buses or nodes of the Distribution System with the highest level of service's critical before the entry of the connection of the Distributed Generation Systems. For these buses, differentiated degrees of incentive will be defined through the Distribution Companies participation in the DER Investor Initial Investment and discount in the distribution system's tariffs for use (TUSD). Finally, are compared the multi-objective analysis results based on the cost of implementation and operation by the investor, considering the absence of Distribution Companies participation in the DER site and size definition, and later with the involvement of those Companies in this definition, through the mentioned incentives.

Keywords: Multiobjective Planning, Distributed Energy Resources, Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 Method. Active Role of Distribution Companies in Distributed Generation.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AE	- Algoritmos Evolucionários
AEMO	- Algoritmos Evolutivos Multiobjetivo
AG	- Algoritmos Genéticos
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	- Sistema Elétrico de Alta Tensão
BT	- Sistema Elétrico de Baixa Tensão
CEEE-D	- Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CGH	- Central Geradora Hidrelétrica
CO ₂	- Dióxido de carbono
CODIS	- Companhias Distribuidoras de Energia Elétrica
CUSD	- Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição
EE	- Estratégias Evolutivas
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
ERD	- Encargo de Responsabilidade da Distribuidora
FO	- Função Objetivo
FV	- Fotovoltaico
GD	- Geração Distribuída
GEE	- Gases de Efeito Estufa
IGD	- Investidores em Geração Distribuída
kW	- Quilowatts
MT	- Sistema Elétrico de Média Tensão
MW	- Megawatts
O&M	- Operação e Manutenção
OPENDSS	- The Open Distribution System Simulation

PCH	- Pequenas Centrais Hidroelétricas
PE	- Programação Evolutiva
PRODIST	- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
RD	- Redes de Distribuição
RED	- Recursos Energéticos Distribuídos
ROI	- Retorno sobre o Investimento
SPEA2	- Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2
TUSD	- Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão
UC	- Unidade Consumidora de Energia Elétrica

LISTA DE FIGURAS

Figura.1.1 - Sistemas Elétricos: Centralizado e Descentralizado.....	26
Figura.1.2 - Número de artigos que utilizam métodos de otimização na implantação de GD entre 2006 e 2016	29
Figura 2.1 - Tecnologias de RED	33
Figura 2.2 - Exemplo sobre a dominância de Pareto	49
Figura 3.1 - Estrutura de Planejamento Proposta	55
Figura 3.2 - Exemplo sobre a atribuição de <i>Fitness</i>	59
Figura 3.3 - Exemplo sobre o operador de truncamento	60
Figura 3.4 - Participação das fontes na matriz elétrica do Brasil (2019 – 2028).....	64
Figura 3.5 - Estrutura de um gene do cromossomo para o planejamento da GD.....	70
Figura 3.6 - Estrutura de um cromossomo para o planejamento da GD	70
Figura 3.7 - Fluxograma de dominância.....	72
Figura 3.8 - Fluxograma de torneio binário.....	73
Figura 3.9 - Estrutura do mecanismo de Recombinação	74
Figura 3.10 - Estrutura do mecanismo de Mutação.....	74
Figura 4.1 - Perfil anual de carga ativa (P – azul) e reativa (Q – verde).....	86
Figura 4.2 - Perfil do 1º trimestre de carga ativa (P – azul) e reativa (Q – verde)	86
Figura 4.3 - Esquema diagramático do módulo OPENDSS PVSsystem.....	89
Figura 4.4 - Sazonalização anual da Geração Hídrica (CGH).....	90
Figura 4.5 - Sazonalização anual da Geração à Biomassa	93
Figura 4.6 - Sazonalização diária da Geração à Biomassa	93
Figura 4.7 - Sazonalização anual da Geração Fotovoltaica.....	94
Figura 4.8 - Sazonalização mensal da Geração Fotovoltaica	94
Figura 4.9 - Sazonalização anual da Geração Eólica.....	95
Figura 4.10 - Sazonalização mensal da Geração Eólica.....	95
Figura 4.11 - Minimização de Perdas e Custo. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.	97
Figura 4.12 - Minimização de Energia Injetada e Custo. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.	98
Figura 4.13 - Minimização da Faixa do Perfil de Tensão e Custo. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.	98
Figura 4.14 - Definição de solução por tomada de decisão. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.	99
Figura 4.15 - Perfil de tensão – V1 (pu). Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.	100
Figura 4.16 - Perfil de tensão – V1 (pu) com a aplicação dos conceitos probabilísticos em análise de frequência. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.	101
Figura 4.17 - Minimização de Perdas e Custo. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 anos.....	103
Figura 4.18 – Minimização de Energia Injetada e Custo. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 anos.....	103

Figura 4.19 - Minimização da Faixa do Perfil de Tensão e Custo. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 anos.....	104
Figura 4.20 - Definição de solução por tomada de decisão. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 anos.....	105
Figura 4.21 - Perfil de tensão – V1 (pu). Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 ano.....	107
Figura 4.22 – Perfil de tensão – V1 (pu) com a aplicação dos conceitos probabilísticos em análise de frequência. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 anos.	108
Figura 4.23 - Minimização de Perdas e Custo. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 01 ano.....	110
Figura 4.24 - Minimização de Energia Injetada e Custo. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 01 ano.....	110
Figura 4.25 - Minimização da Faixa do Perfil de Tensão e Custo. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 01 ano	111
Figura 4.26 - Definição de solução por tomada de decisão. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 01 ano	112
Figura 4.27 - Perfil de tensão – V1 (pu). Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.....	114
Figura 4.28 - Perfil de tensão – V1 (pu) com a aplicação dos conceitos probabilísticos em análise de frequência. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.....	114
Figura 4.29 - Minimização de Perdas e Custo. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 05 anos.	115
Figura 4.30 - Minimização de Energia Injetada e Custo Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 05 anos.	116
Figura 4.31 - Minimização da Faixa do Perfil de Tensão e Custo. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 05 anos.....	116
Figura 4.32 - Definição de solução por tomada de decisão. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 05 anos.....	117
Figura 4.33 - Perfil de tensão – V1 (pu). Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 anos.	119
Figura 4.34 - Perfil de tensão – V1 (pu) com a aplicação dos conceitos probabilísticos em análise de frequência. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.....	119

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Quantidade de UC conectadas ao sistema da CODIS com GD até 21/04/2020...	62
Tabela 3.2 - Potência instalada conectada ao sistema da CODIS com GD até 21/04/2020.....	63
Tabela 3.3 - Potência média por tipo de fonte conectada ao sistema da CODIS com GD até 21/04/2020.....	63
Tabela 3.4 - ERD-GD das Distribuidoras e o Desconto do EUSD	67
Tabela 3.5 - Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição	78
Tabela 3.6 - Fator de emissão equivalente e Fator de capacidade.....	79
Tabela 4.1 - Precipitação mensal média em Porto Alegre/RS.....	89
Tabela 4.2 - Sazonalidade dos resíduos agrícolas (feijão e pecuária) no Brasil em 2010.....	92
Tabela 4.3 - Resumo dos Resultados obtidos nos 04 Estudos de Caso avaliados.....	120

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	24
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	24
1.2	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	28
1.3	OBJETIVOS	30
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	31
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	32
2.1	RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS.....	32
2.2	IMPACTOS DA IMPLANTAÇÃO DA GD NOS SISTEMAS ELÉTRICOS.....	34
2.2.1	Impactos Técnicos da GD nos Sistemas Elétricos	34
2.2.2	Impactos Econômicos da GD nos Sistemas Elétricos	37
2.2.3	Impactos Ambientais e Sociais da GD nos Sistemas Elétricos	38
2.3	A REGULAÇÃO DA GD	39
2.3.1	A Regulação da GD no Brasil	39
2.3.2	A Regulação da GD em Outros Países	41
2.3.2.1	<i>Estados Unidos – Estado de Nova Iorque</i>	41
2.3.2.2	<i>Itália</i>	43
2.4	O PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM A PRESENÇA DA GD.....	45
3	METODOLOGIA	55
3.1	O SPEA2.....	56
3.1.1	Função de <i>fitness</i>	57
3.1.2	Mecanismo de seleção (arquivo)	60
3.2	O SOFTWARE DE SIMULAÇÃO OPENDSS	61
3.3	SELEÇÃO DOS TIPOS DE RED A SEREM UTILIZADOS	61
3.4	PAPEL ATIVO DA CODIS NA GD – INCENTIVOS BASEADOS NA REGULAÇÃO DA GD	65
3.5	ESPECIFICAÇÕES DA METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO.....	68
3.5.1	Objetivos e características da metodologia de planejamento	68
3.5.2	Configuração do método de otimização – SPEA 2	69
3.5.3	Especificação dos objetivos e restrições	75
3.5.3.1	<i>Atributos</i>	76
3.5.3.2	<i>Restrições</i>	79
3.6	CRITÉRIOS DE TOMADA DE DECISÃO	80

3.7 ANÁLISE PROBABILÍSTICA DOS RESULTADOS – MONTE CARLO	81
4 ESTUDOS DE CASO: DESENVOLVIMENTO PRÁTICO E ANÁLISE DE RESULTADOS	84
4.1 CONFIGURAÇÃO DOS PERFIS DE CARGA E GERAÇÃO	84
4.1.1 Cargas	84
4.1.2 Geradores distribuídos.....	87
4.2 ALIMENTADOR DE TESTES IEEE 13 NÓS.....	96
4.2.1 Alimentador de Testes IEEE 13 nós com 01 ano de horizonte de planejamento.....	97
4.2.2 Alimentador de Testes IEEE 13 nós com 05 anos de horizonte de planejamento.....	102
4.3 ALIMENTADOR DE TESTES IEEE 33 NÓS.....	109
4.3.1 Alimentador de testes IEEE 33 nós com 01 ano de horizonte de planejamento.....	109
4.3.2 Alimentador de testes IEEE 33 nós com 05 anos de horizonte de planejamento.....	115
5 CONCLUSÕES	122
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	125
APÊNDICE A	137
APÊNDICE B.....	147

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho tem o objetivo de apresentar estudos de aplicação de planejamento para Distribuidoras de Energia com vistas a avaliar a locação, dimensionamento e tipo de aproveitamento de recursos energéticos distribuídos, através de uma integração entre as ferramentas computacionais, Matlab e OpenDSS.

Com vistas a apresentar os esclarecimentos iniciais sobre o tema desta dissertação, este capítulo conterá as seguintes seções:

- Seção 1.1 – Considerações Iniciais: apresenta a situação atual da geração de energia elétrica mundial e as perspectivas de novas tecnologias disruptiva para o setor elétrico.
- Seção 1.2 – Motivação e Justificativa: discorre sobre os motivos para a elaboração deste estudo e quais razões justificam uma abordagem como a aqui realizada.
- Seção 1.3 – Objetivos: oferece informações sobre os objetivos gerais e específicos deste trabalho.
- Seção 1.4 – Estrutura da Dissertação: apresenta a estrutura organizacional deste documento.

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Ao longo da próxima década projeta-se um acréscimo, no cenário de referência, do consumo total de energia no Brasil, na faixa de 3,7 % ao ano (EPE, 2020). Existe ainda, um esforço de políticas internacionais com o objetivo de redução da emissão de CO₂ e dos Gases de Efeito Estufa (GEE), sob a coordenação dos diversos movimentos dos líderes mundiais em busca destas reduções, tais como o Protocolo de Quioto (MCT, 1998) e o Acordo de Paris (ONU, 2015). Nesse sentido destaca-se a redução da participação da geração de energia elétrica nestas emissões, sendo notório o caráter central da mudança de transformação do setor energético no processo de mitigação das alterações climáticas, o qual atualmente contribui na faixa de 40% do total das emissões de CO₂ (IEA, 2020).

Devido à característica de distribuição dos recursos energéticos renováveis, pela sua abundância e pulverização, existe em curso no sistema elétrico internacional uma tendência tecnológica disruptiva.

Assim, as fontes renováveis de energia ganharam nos últimos anos, incentivos de diversas origens e em vários países do mundo, com vistas a aumentarem seu percentual de participação na matriz de geração, garantindo dessa forma, uma diminuição na utilização dos combustíveis fósseis e a consequente redução da emissão dos GEE, além de promoverem o atendimento do crescimento futuro da demanda pela energia.

Atualmente, o Brasil apresenta um aumento exponencial na difusão dos sistemas de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), em especial a Geração Distribuída (GD), nas redes das concessionárias locais, atingindo o expressivo montante de 2,8 GW em abril de 2020 (ANEEL, 2020).

Este aumento demonstra que a sequência de ações adotadas pelo Poder Concedente e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com vistas à reduzir as barreiras para a maximização da penetração deste tipo de geração de energia elétrica e criar um ambiente de segurança para este fim, vem atingindo seu objetivo inicial, porém com uma nova série de obstáculos a serem superados.

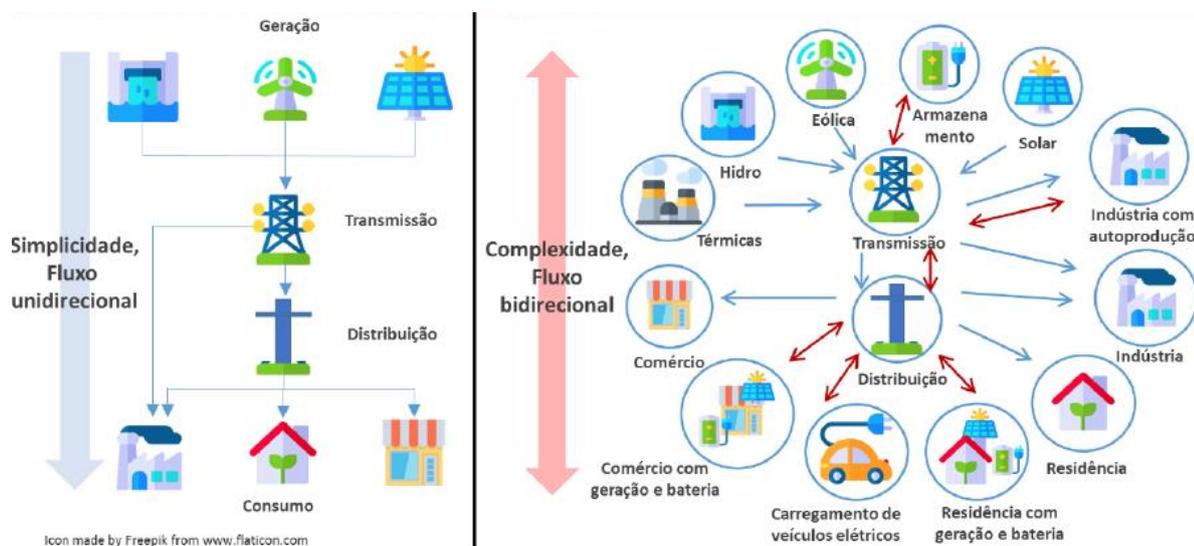
Essa transformação do setor, imposta pelos processos de descarbonização, descentralização e digitalização, traz desafios não apenas de ordem técnica, como, por exemplo, a necessidade de lidar com fluxos multidirecionais de energia, mas também em termos econômicos e financeiros. Em complemento, destaca-se que o paradigma tecnológico emergente é incompatível com as diretrizes regulatórias convencionais. Logo, nota-se a dificuldade de viabilizar esta transformação, assim como de garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos segmentos de rede, sendo especialmente problemática a predominância de tarifas volumétricas em um contexto onde as novas tecnologias tendem a diminuir o mercado das distribuidoras (CASTRO; DANTAS, 2018).

Assim, com os RED em implantação nos sistemas elétricos tradicionais, o fluxo de energia que antes apresentava sentido unidirecional, está passando por alterações que envolvem o surgimento de fluxos bidirecionais, em especial devido às características operacionais dos RED.

A aceleração da inserção dos RED é justificada também pela redução nos custos de investimentos e transação, pela maior disseminação das tecnologias de telecomunicação e controle, e pelo papel mais ativo dos consumidores. O recente crescimento, associado à característica dos RED, indica que a difusão destas tecnologias apresenta um elevado potencial disruptivo, capaz de transformar profundamente os sistemas elétricos que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente.

Entre 2017 e 2025, deve-se observar em diversos países a transição de sistemas elétricos predominantemente centralizados para sistemas híbridos. Neste contexto a transição de um modelo centralizado para um modelo mais distribuído deve alterar os fluxos de energia e aumentar significativamente a complexidade dos sistemas elétricos, conforme ilustra a Figura 1.1 (WORLD ENERGY COUNCIL, 2017).

Figura.1.1 - Sistemas Elétricos: Centralizado e Descentralizado



Fonte: Adaptado de EPE (2018)

Ainda, salientam-se os diversos interesses que existem entre os agentes envolvidos nas melhores soluções técnicas, econômicas e financeiras, ambientais e regulatórias que a instalação de sistemas de RED podem promover ao setor elétrico, mais especificamente às Companhias Distribuidoras de Energia (CODIS), aos investidores em GD (IGD) e aos consumidores que representam a sociedade.

Nessa seara, os objetivos das CODIS quando da operação dos sistemas elétricos com a presença de RED são a melhoria dos indicadores técnicos das companhias, além da condição de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. Assim, como objetivos técnicos há o interesse na redução das perdas técnicas, a redução da faixa de variação de tensão dentro dos limites regulados, e a energia importada dos sistemas de transmissão, fator que também impactará no equilíbrio econômico-financeiro das concessões.

Do ponto de vista do investidor em GD, há neste caso uma busca pela maximização do retorno sobre o investimento (ROI) e a minimização do tempo de retorno deste investimento

(*payback*). Ainda, os custos referentes a operação e manutenção dos sistemas instalados e o custo de conexão destes sistemas a rede da Distribuidora são outros fatores de interesse dos investidores, pois impactam diretamente no fluxo de caixa financeiro dos projetos. Sobre o aspecto ambiental há a tendência de acesso a linhas de financiamento com taxas de juros mais baixas para aqueles projetos que proporcionem maior redução de emissão de CO₂ e GEE.

A sociedade, representada pelos consumidores, possui aspectos de interesse distribuídos, entre questões técnicas, financeiras e ambientais. As questões técnicas referem-se à melhoria contínua dos serviços prestados pelas CODIS que devem promover maior acessibilidade, confiabilidade e segurança dos sistemas elétricos. Em relação aos aspectos financeiros, o principal objetivo é fornecer a energia elétrica com custo compatível à realidade econômica nacional. Pretende-se, neste caso, garantir a neutralidade das novas tecnologias para a definição das tarifas, e principalmente buscando evitar que possíveis concessões de benefícios regulatórios cedidos aos IGD possam refletir em um subsídio reverso aos demais consumidores, onerando parcela da sociedade, em especial a de baixa renda, em níveis superiores aos processos de reajuste e revisão tarifária periódica atual.

Sobre a questão ambiental a sociedade acompanha a tendência de buscar maior sustentabilidade do planeta com a adoção de ações que mitiguem o impacto ao meio ambiente. Com o fato já destacado da participação da geração de energia nas emissões dos gases nocivos ao meio ambiente, é fundamental a adoção de políticas apoiadas pela sociedade que expandam a geração por meio de fontes renováveis.

Nesse sentido, com vistas a buscar soluções para o planejamento dos sistemas elétricos de distribuição na presença de RED, considerando critérios multiobjetivo técnicos, econômicos e ambientais, apresenta-se uma metodologia, com vistas a identificar o tamanho, a localização e o tipo de RED a ser conectado nos sistemas elétricos objetivando os melhores resultados para os agentes envolvidos.

Em relação aos objetivos divergentes entre os agentes, estes passam a ser vetor fundamental na evolução desta dissertação que possui finalidade de demonstrar um planejamento multiobjetivo de sistemas elétricos com RED, porém busca apresentar uma alternativa regulatória para que parte do antagonismo dos interessados passe a trilhar um caminho único que beneficiará as CODIS, o IDG e a sociedade.

Assim, apresenta-se nesta dissertação a visão destas soluções de otimização, sem e com potenciais incentivos, para fins de melhorar os resultados obtidos transformando os estudos de planejamento de distribuição com RED em benefícios estratégicos para as CODIS.

1.2 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

O principal norteador motivacional deste trabalho é a busca por soluções técnicas de planejamento e regulatórias, em nível local e internacional, que possam viabilizar a diversificação da matriz renovável de energia elétrica. Com isso almeja-se uma maior participação dos consumidores no futuro do setor elétrico mundial a partir da geração descentralizada de energia. Contudo, deve-se considerar um modelo de negócio onde os demais agentes envolvidos, como por exemplo, as distribuidoras, as transmissoras e os demais consumidores que não possuem geração própria, possam participar desta eminente transição.

Esses agentes devem ter garantidos o equilíbrio econômico e financeiro das suas concessões e no caso dos consumidores que este novo modelo de utilização dos RED, amplamente difundido em primeiro momento pela GD, não se constitua em um subsídio reverso, o qual onera desequilibradamente os consumidores não produtores.

Nesse prisma, é importante destacar o ambiente de transformação pelo qual passa a regulação do setor elétrico nacional, com as ações coordenadas pela ANEEL, não somente no que diz respeito às questões relacionadas à GD, mas também sobre o futuro das concessionárias de distribuição que atuam no Brasil.

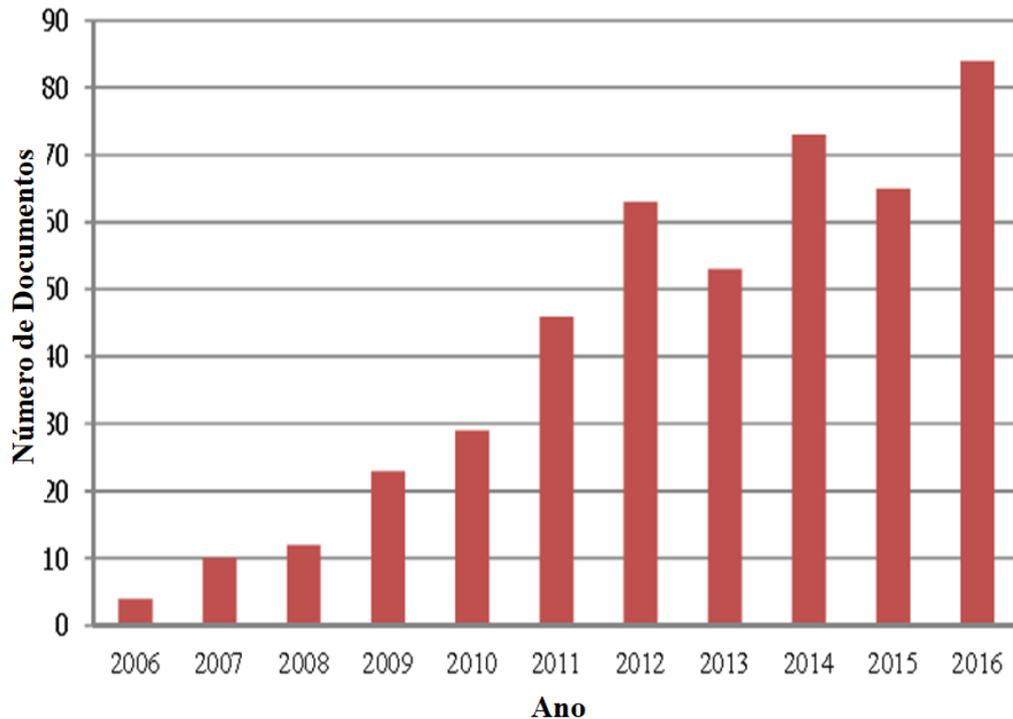
Sendo assim, as distribuidoras de energia elétrica nacionais tiveram inseridos em seus contratos de concessão diversas métricas que além de imporem os tradicionais processos de penalidades aplicados em caso de não cumprimento dos limites regulatórios, também estão sujeitos a processos administrativos que podem culminar na perda destas concessões, ocasionando dessa forma incalculáveis prejuízos aos acionistas destas companhias de distribuição e potenciais prejuízos na continuidade da prestação de serviços à população. (BRASIL, 2013, 2015).

Por isso, com o ingresso do novo momento do setor elétrico, impulsionado pelas novas tecnologias oriundas dos RED, as CODIS, o regulador e as instituições de ensino e pesquisa, devem promover estudos e desenvolvimentos tecnológicos que permitam a captação de todas as mudanças às quais as concessionárias estão inseridas, especialmente no que diz respeito a possíveis desequilíbrios econômicos e financeiros, originados por estas novas tecnologias inseridas nas redes de distribuição (RD).

Assim, uma série de estudos de planejamento com a presença de RED vem sendo desenvolvidos em termos mundiais nos últimos anos. Este expressivo aumento pode ser

visualizado na Figura 1.2, a qual representa o número de artigos de pesquisa que usam métodos de otimização na implantação de GD (ABDMOULEH et al., 2017).

Figura.1.2 - Número de artigos que utilizam métodos de otimização na implantação de GD entre 2006 e 2016



Fonte: Adaptado de ABDMOULEH et al. (2017)

Outro motivador parte da dispersão do estudo de técnicas de planejamento de sistemas de distribuição na presença de RED, entre diversas regiões mundiais, abrangendo países desenvolvidos e aqueles em desenvolvimento.

Este crescente interesse no uso de métodos de otimização aplicados para a implantação de GD é expandido em todo o mundo, com mais da metade do total de pesquisas produzidas em países desenvolvidos, como países europeus, EUA e Japão. No entanto, cerca de 30% do total de trabalhos de pesquisa são produzidos por economias em desenvolvimento emergentes, como China, Irã e Índia. Além disso, um maior interesse de países ricos em combustíveis fósseis, como a Arábia Saudita e os Emirados Árabes Unidos, começa a surgir no campo da pesquisa. Isso se manifesta com a decisão de considerar o RED como uma alternativa viável às fontes convencionais de energia, a fim de atender à demanda doméstica em rápido crescimento, garantir a segurança nacional e diversificar suas economias (ABDMOULEH et al., 2017).

Nessa senda, este trabalho tem como objetivo propor um método para planejamento de sistemas de distribuição, considerando a penetração de RED, e a partir dos objetivos e restrições definidas, avaliar os resultados, considerando a presença ou ausência de incentivos por parte das CODIS aos IGD, sendo estes incentivos baseados em experiências nacionais e internacionais sobre o tema.

1.3 OBJETIVOS

Em relação aos objetivos desta dissertação estes são divididos entre geral e específico.

Desta forma, o trabalho apresenta como objetivo geral a elaboração de um sistema multiobjetivo de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de RED, com as opções de análise considerando ou desconsiderando potenciais incentivos oriundos das CODIS para impulsionar os resultados para as concessionárias e para o IGD.

Para este fim, esta dissertação possui os seguintes objetivos específicos:

- Ampliar a discussão sobre a regulação de energia elétrica com ênfase nos RED no Brasil, com a proposição de alternativas para a participação efetiva das CODIS na definição de pontos de instalação destes ativos, baseado no estágio da regulação atual no Brasil e em diversas regiões do mundo como: Estados Unidos da América (EUA) e Itália;
- Promover a análise multiobjetivo para planejamento de sistemas de distribuição de energia com a presença de RED, citando o histórico de metodologias deste gênero aplicadas em linhas de pesquisa em caráter nacional e internacional, incentivando desta forma que a CODIS e o IGD possam realizar estudos com maior grau de profundidade, garantindo maior assertividade nos investimentos realizados nos ativos elétricos;
- Integrar os sistemas computacionais MATLAB e OPENDSS, a partir do desenvolvimento do método multiobjetivo aplicado a sistemas elétricos de potência, neste caso no alimentador de testes IEEE 13 nós e no alimentador de testes IEEE 33 nós;
- Obter os resultados de Fronteira de Pareto das Funções Objetivo definidas submetidas às restrições técnicas dos estudos de caso em análise;

- Comparar os resultados obtidos para os estudos de caso propostos, com os cenários considerando e desconsiderando os potenciais incentivos a serem oferecidos pela CODIS.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A estrutura desta dissertação está organizada em cinco capítulos a qual inclui inicialmente esta introdução. O capítulo 02 apresenta uma revisão bibliográfica que contempla o estado da arte dos RED com as tecnologias utilizadas destes recursos, assim como os impactos técnicos, econômicos e ambientais da inserção da GD no sistema elétrico, referencias sobre os aspectos regulatórios sobre o tema no Brasil, no estado americano de Nova Iorque e na Itália e os estudos do Planejamento de Sistemas de Distribuição com RED utilizando métodos multiobjetivo.

Em continuidade, o capítulo 03 discorrerá sobre a metodologia definida para aplicação com destaque ao método multiobjetivo escolhido, ou seja, o *Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2* (SPEA2) e os detalhes dos algoritmos.

Os estudos de caso, utilizados como suporte à aplicação do método escolhido, e os resultados obtidos serão apresentados no capítulo 04.

Por fim, o capítulo 05 conterà as conclusões sobre os estudos realizados e as oportunidades para a continuidade e aprimoramento deste trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica que contempla o estado da arte dos RED com as tecnologias utilizadas destes recursos, assim como os impactos técnicos, econômicos e ambientais da inserção da GD no sistema elétrico, referências sobre os aspectos regulatórios sobre o tema no Brasil, no estado americano de Nova Iorque e na Itália e os estudos do Planejamento de Sistemas de Distribuição com RED utilizando métodos multi-objetivo.

Cabe esclarecer que dentre os RED utilizados atualmente o mais difundido é a GD e por isso os estudos da revisão bibliográfica, a metodologia e os estudos de caso serão realizados considerando apenas este recurso. Maiores detalhes sobre a escolha da GD para este trabalho estão disponíveis na seção 3.3.

2.1 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

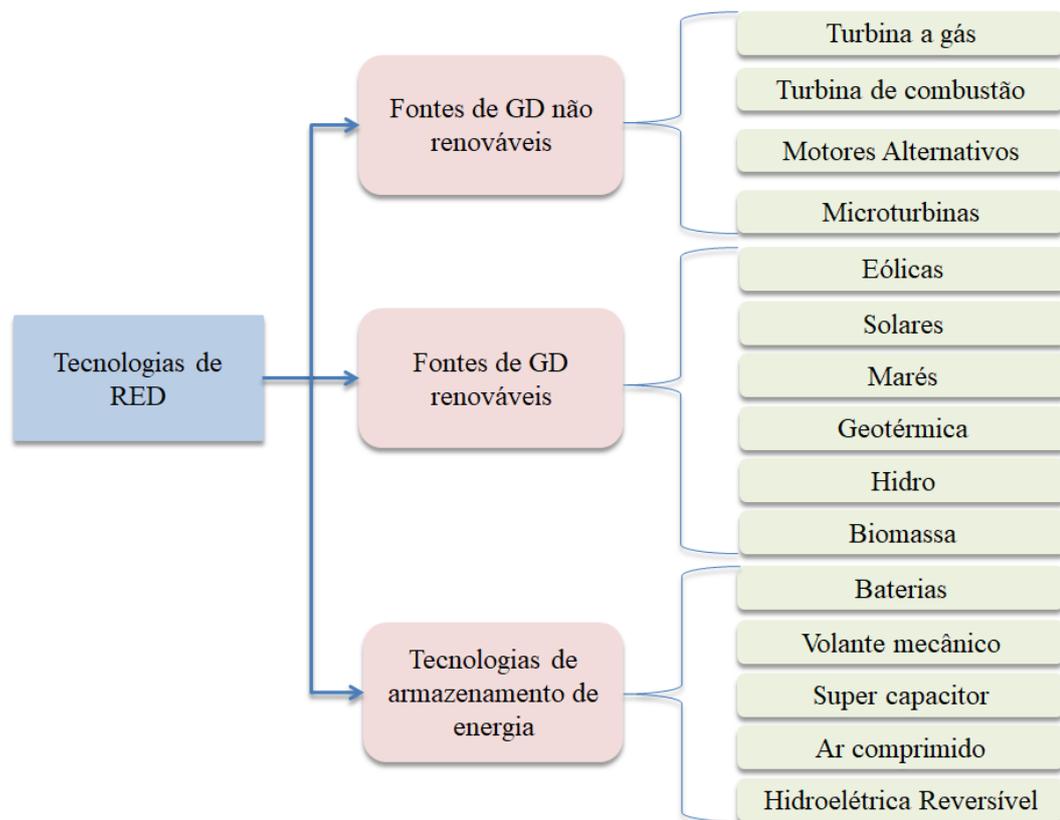
Para um conceito mais amplo, define-se RED como tecnologias de geração ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind-the-meter*), e contemplam: a geração distribuída; o armazenamento de energia; os veículos elétricos e estrutura de recarga; a eficiência energética e o gerenciamento pelo lado da demanda, (FGV, 2016).

As tecnologias aplicadas aos RED podem ser divididas em três tipos principais, que incluem tecnologia de geração renovável (verde ou sustentável), tecnologia de geração não renovável e tecnologia de armazenamento. Em relação à tecnologia de geração renovável, compreendem-se as fontes oriundas dos ventos, da irradiação solar (fotovoltaica e térmica), da biomassa, da geotermia, das marés e das águas (micro e pequenas hidroelétricas). Sobre as fontes de geração não renováveis pode-se destacar a utilização para geração distribuída das microturbinas, dos motores alternativos e das turbinas de gás/combustão. A tecnologia de armazenamento compreende as baterias, os supercapacitores, os volantes, o armazenamento de ar comprimido e as hidrelétricas reversíveis (ZUBO et al., 2017).

Ainda, avanços recentes em tecnologias relacionadas aos RED permitiram a expansão da geração em pequena escala de eletricidade, como as tecnologias de GD e armazenamento acima expostas. De fato, graças ao desenvolvimento tecnológico em geradores, a tecnologias

de geração de pequenos e médios portes usados para aplicação doméstica são econômicas e estão disponíveis no mercado (ABDMOULEH et al., 2017). Em resumo, a Figura 2.1, apresenta uma compilação das tecnologias e tipos de fontes energéticas mais utilizadas para os RED.

Figura 2.1 - Tecnologias de RED



Fonte: Adaptado de ZUBO et. al (2017)

Os conceitos teóricos adotados para a definição de GD podem ser remetidos a pesquisas realizadas no início deste século, em especial nos EUA e na Europa. Nessa linha, um dos conceitos mais utilizados em pesquisas neste tema define a GD como “uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no local da medição do cliente” (ACKERMANN; ANDERSSON; SODER, 2001). Este estudo também traz o conceito de divisão deste modelo de geração em 4 grupos em relação à potência instalada: micro GD (1-5 kW); pequena GD (5-5000 kW); média GD (5-50 MW); grande GD (50-300 MW).

Em complemento, um trabalho realizado em 2005 ampliou a compilação de conceitos sobre o assunto oriundo de diversos institutos de pesquisa e agências regulatórias mundiais, dentre os quais, pode-se destacar o *Distributed Power Coalition of America (DPCA)*, o *International Conference on High Voltage Electric Systems (CIGRE)*, o *International Energy Agency (IEA)*, *Electric Power Research Institute (EPRI)* e o *Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)* (GONZALEZ; FORTOUL, 2005).

A ANEEL com vistas à aplicação de conceitos nas regulamentações sob sua responsabilidade realiza as seguintes definições:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015);
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2017).

2.2 IMPACTOS DA IMPLANTAÇÃO DA GD NOS SISTEMAS ELÉTRICOS

O avanço dos índices de penetração da GD em níveis mundiais vem estimulando um grande grupo de pesquisadores em avaliar os múltiplos benefícios, desafios, aplicações que estes sistemas representam. Em síntese os principais *drivers* podem ser apresentados em 05 grupos principais: Técnicos, econômicos, ambientais, tecnológicos e regulatórios (ABDMOULEH et al., 2017). Nesta seção serão apresentados os principais impactos de ordem técnica, econômica e ambiental abordados nesta dissertação.

2.2.1 Impactos Técnicos da GD nos Sistemas Elétricos

Quanto à conexão dos sistemas de GD nas RD pode-se observar a presença de sistemas de GD de poucos kW conectados ao sistema elétrico de baixa tensão (BT) e sistemas de GD de até dezenas de MW conectados ao sistema elétrico de média tensão (MT). Os geradores distribuídos fornecem cargas locais e também interagem com os sistemas

integrados. Além disso, no sistema de energia distribuída, vários geradores de grande porte centralizados permanecem conectados à rede de alta tensão (AT) (ALARCON, 2009).

Com a introdução dos sistemas de GD, haverá em algumas situações a atuação de fluxo bidirecional nas RD, dependendo do índice de penetração dos sistemas distribuídos e da característica das redes de distribuição. Desse modo, em situação normal, se um gerador distribuído estiver gerando potência ativa acima da carga local, este trecho do sistema estará injetando potência em fluxo reverso ao tradicional (fonte para carga). Assim, os sentidos dos fluxos de potência dependem das magnitudes relativas das cargas ativas e reativas da rede comparadas com as saídas dos geradores e as perdas da rede (OCHOA, 2006).

Quando os sistemas de RED estão em operação, em destaque aos horários em que as cargas são mais baixas (patamar leve) há a possibilidade de ocorrência da elevação das tensões, ultrapassando desta forma, os índices regulatórios. A melhoria dos níveis de tensão é citada como um benefício proporcionado pelos sistemas de GD em alguns trabalhos (ALARCÓN, 2009; JAIN et al., 2017; ZUBO et al., 2017).

Ainda, outra abordagem analisa os impactos das usinas solares fotovoltaicas (FV) conectadas aos sistemas de distribuição, particularmente em termos de planejamento e operação em condições estáticas e dinâmicas. Quando a GD é considerada há a melhora nos perfis de tensão. Algumas ações podem ser aplicadas para redução da flutuação de tensão na análise com a inserção de armazenamento distribuído (BEGOVIĆ et al., 2012).

Contudo, a maioria dos trabalhos apresenta destaques para os problemas e desafios indicados pelo aumento dos níveis de tensão quando a GD é inserida nas redes. Estes trabalhos indicam que os efeitos da GD na regulação de tensão podem ser utilizados como fatores limitantes da sua inserção (LOPES et al., 2007; OCHOA, 2006).

A interconexão dos geradores FV leva a uma modificação dos perfis de tensão do alimentador e ao aumento de tensão, particularmente em regiões próximas ao local de instalação dos geradores. Este aumento de tensão pode ser significativo quando grandes unidades FV são conectadas no final de alimentadores longos e levemente carregadas, o que é uma situação relativamente comum em áreas rurais. Os efeitos desta variação podem ocasionar a violação de tensão além dos limites definidos pelo órgão regulador e causar reclamações de clientes, além de provocar a operação de sistemas de proteção contra sobretensão das usinas fotovoltaicas (BAYOD-RUJULA, 2009).

Sobre a regulação de tensão, o aumento e as flutuações de tensão podem levar a frequentes operações de bancos de capacitores e reguladores de tensão. Além de aumentar a manutenção, afetando o ciclo de vida do equipamento, a operação frequente desses dispositivos também pode aumentar as flutuações de tensão. Além disso, as operações frequentes dos bancos de capacitores levam a flutuações do fluxo de potência reativa, que afetam o fator de potência do alimentador e podem aumentar as perdas (AGUERO; STEFFEL, 2011).

Em relação às perdas elétricas nos sistemas de distribuição, quando os geradores estão próximos a cargas concentradas, as potências, ativa e reativa, são fornecidas pela GD diretamente a carga reduzindo as perdas. Já em caso de instalação da GD em redes “fracas” ou distantes dos centros de carga, a tendência é a elevação das perdas no sistema (OCHOA, 2006).

O aumento do carregamento da rede pode levar a um aumento das perdas na linha de distribuição, que são proporcionais ao quadrado da corrente de linha. Este impacto nas perdas de energia do alimentador pode ser aumentado se o aumento de tensão também for observado, uma vez que as perdas no núcleo do transformador de distribuição são proporcionais à tensão nodal (AGUERO; STEFFEL, 2011).

Com o aspecto positivo da adequação do índice de penetração da GD e da localização desta instalação nos sistemas de distribuição, diversos autores citam os benefícios que estes geradores trazem ao sistema para as perdas de energia (ALARCÓN, 2009; BAYOD-RUJULA, 2009; JAIN et al., 2017; ZAHEDI, 2011; ZUBO et al., 2016).

Os demais aspectos técnicos abordados com maior ênfase como benefícios da conexão de instalações de GD ao sistema elétrico são: (i) sistemas de proteção das RD (AGARWAL; JAIN, 2019; DRIESEN; BELMANS, 2006; OCHOA, 2006; SINGH; OSTERGAARD; JAIN, 2009); (ii) prestação de serviços ancilares (BAYOD-RUJULA, 2009; DRIESEN; BELMANS, 2006; JAIN et al., 2017; ZAHEDI, 2011; ZUBO et al., 2017); (iii) qualidade dos serviços (AGARWAL, JAIN, 2019; BAYOD-RUJULA, 2009; LOPES et al., 2007; SINGH, OSTERGAARD, JAIN, 2009); (iv) aumento dos níveis de confiabilidade e segurança (ALARCÓN, 2009; BAYOD-RUJULA, 2009; JAIN et al., 2017; ZAHEDI, 2011; ZUBO et al., 2017) e (v) Redução do pico de demanda (ALARCÓN, 2009; JAIN et al., 2017; ZAHEDI, 2011);

2.2.2 Impactos Econômicos da GD nos Sistemas Elétricos

No que diz respeito aos impactos econômicos gerados pela introdução em altos níveis de penetração dos RED nos sistemas de distribuição, os estudos são geralmente direcionados para as avaliações de viabilidade simples pelo lado do investidor (*Payback* e Valor Presente Líquido) e também sobre os aspectos comerciais envolvidos na relação deste IGD com a CODIS (*Net Metering* ou *Feed-in-Tariff*).

Assim, além dos critérios utilizados para a abordagem da viabilidade de projetos utilizada habitualmente pelos IGD, um dos primeiros pontos positivos abordados pelas linhas de pesquisa em relação a este tema trata da postergação de investimentos necessários nos sistemas de distribuição e transmissão que a inserção dos RED proporciona (ALARCON, 2009; JAIN et al., 2017; ZUBO et al., 2017).

Neste sentido, os RED podem fornecer os aumentos de carga local necessários, instalando-os em determinados locais para reduzir ou evitar a necessidade de construir novas linhas e subestações de transmissão e distribuição, ou ampliar os sistemas de energia existentes e reduzir a capacidade destas redes durante a fase de planejamento (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004).

Os RED ajudam a reduzir o carregamento nas redes de transmissão existentes e assim substitui os investimentos em sistemas de transmissão e distribuição, e também adiar a necessidade de novas infraestruturas (ZAHEDI, 2011).

No que tange a redução das tarifas pelo decréscimo da exigência de utilização de energia termoelétrica provenientes de combustíveis fósseis alguns estudos exploram esta abordagem como um ponto positivo da implantação da GD (JAIN et al., 2017; ZUBO et al., 2017).

Nessa linha, aponta-se inclusive a perenidade dos recursos renováveis em detrimento ao esgotamento dos recursos não renováveis. O uso dos RED, neste caso, mitiga o risco de esgotamento destas fontes proporcionando sua disponibilidade para usos diversos ao da geração de energia elétrica (ZAHEDI, 2011).

Em continuidade, o custo da produção de energia centralizada gira em torno de 2-3 EUR/kWh, enquanto a GD representa um custo de 4-10 EUR/kWh, porém como já citado a

presença dos geradores distribuídos ameniza a necessidade de transporte pelos sistemas de transmissão, reduzindo desta forma os custos relacionados a esta atividade, assim como as perdas neste sistema (ALLAN et al., 2015).

Estes custos por sua vez, normalmente não são contemplados nas análises econômicas para esta comparação, e isto resulta uma reflexão inapropriada dos custos dos sistemas, e podem ocasionar a realização de reforços e ampliações desnecessárias, apontados pelos planejamentos centralizados, resultando em uma integração ineficiente dos RED aos sistemas integrados (STRBAC; RAMSAY; PUDJIANTO, 2007).

Os demais aspectos econômicos abordados com maior ênfase na conexão de instalações de GD ao sistema elétrico são: (i) redução dos custos indiretos com a saúde pública pela melhoria do meio ambiente (JAIN et al., 2017; ZUBO et al., 2017); (ii) redução dos custos de operação sistêmica pela redução do pico de demanda (BAYOD-RUJULA, 2009; ZUBO et al., 2017).

2.2.3 Impactos Ambientais e Sociais da GD nos Sistemas Elétricos

Sobre os aspectos ambientais e sociais a serem abordados pela introdução dos RED no sistema elétrico tradicional, recordam-se os esforços de políticas internacionais com o objetivo de redução da emissão de CO₂ e dos GEE, sendo fundamental a adoção de políticas apoiadas pela sociedade que expandam a geração por meio de fontes renováveis (ALARCON, 2009; DRIESEN, BELMANS, 2006; LOPES et al, 2007).

Alguns estudos projetam que a energia renovável tem o potencial de contribuir com 21% das reduções nas emissões de CO₂ relacionadas com a produção de energia até o ano de 2050. Esta diminuição é necessária para manter os níveis na atmosfera não superiores a 450 partes por milhão, atendendo as metas do Painel Intergovernamental sobre as Alterações Climáticas (BAYOD-RUJULA, 2009).

Outro aspecto abordado em relação aos benefícios dos RED para as questões ambientais está relacionado à postergação de ampliações de novas Linhas de Transmissão e Subestações, assim como de Grandes usinas centralizadas, em especial as que utilizam combustíveis fósseis. (LOPES et al, 2007).

2.3 A REGULAÇÃO DA GD

O estabelecimento de mecanismos de compensação ou valoração da energia gerada em caráter distribuído torna-se uma condição básica para permitir o aumento dos índices de penetração dos recursos distribuídos com a busca do equilíbrio para os agentes mais afetados. Estes desenvolvimentos regulatórios e de políticas de difusão por incentivo já resultaram na inserção da GD (em especial a fotovoltaica) em consideráveis níveis em algumas regiões. Por exemplo, na Alemanha e na Itália já respondem por, respectivamente, 5% e 6% do consumo total de energia elétrica. Ainda mais expressivo é o caso do Havaí, nos EUA, onde a geração fotovoltaica distribuída já responde por algo em torno de 8% da carga de energia elétrica do estado (CASTRO; DANTAS, 2018). Nesse sentido, são avaliadas a evolução da regulação e das políticas de incentivo da difusão da GD no Brasil, nos EUA (Nova Iorque) e Itália.

2.3.1 A Regulação da GD no Brasil

Os primeiros passos referentes à inserção da GD nos sistemas elétricos brasileiros deram-se através da regulamentação da comercialização de energia elétrica, do processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Esta alteração legal introduziu a característica de empreendimentos de GD, onde se considera este tipo de geração a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento: (i) hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e (ii) termoelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004. Os empreendimentos termoelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética (BRASIL, 2004).

Em 2012, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa – REN nº 482 e seus objetivos foram reduzir as barreiras para a conexão da micro e minigeração distribuída e incentivar o desenvolvimento do mercado brasileiro neste segmento, abordando em especial a tendência mundial de difusão da geração fotovoltaica, como um dos focos desta alteração regulatória. Nesta publicação, foram definidos como limite para a microgeração a potência de 100 kW, com base nas fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada na

rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Nesse prisma, o conceito de minigeração foi definido como instalações com potência entre 100 e 1000 kW (ANEEL, 2012).

Na referida Resolução, também foi criado o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, que permite que a energia excedente gerada por uma unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora e posteriormente utilizada para abater o seu consumo mensal, funcionando como um sistema de *backup*.

Assim, este regramento estabelecido permitia a instalação de pequenas centrais de geração em unidades consumidoras para compensação da energia consumida localmente ou em outras unidades sob a mesma titularidade. Para os casos em que a energia injetada, ao final do ciclo de faturamento, é superior à energia consumida, o consumidor recebe um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo dos meses subsequentes (ANEEL, 2012).

A proposta deste Sistema de Compensação de Energia Elétrica seguiu a linha da simplicidade e da adequação à realidade brasileira, em que o consumidor cativo não pode comercializar energia e os custos para instalação da micro e minigeração distribuída eram elevados. O modelo implementado estabeleceu que a energia injetada fosse utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias), de modo que a energia injetada na rede pelo gerador é valorada pela tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores (ANEEL, 2018).

Desse modo, foi emitida em 2015, a Resolução Normativa REN nº 687, que aprimorou as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Nesta resolução a potência limite foi elevada de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas). Além disso, foram conceituados os modelos de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. Este regramento inovou ao atualizar as definições do Sistema de Compensação e ao apresentar os conceitos de geração compartilhada e autoconsumo remoto, conforme segue (ANEEL, 2015).

Em continuidade, no ano de 2017, ocorreu a publicação da Resolução Normativa REN nº 786, de 17 de outubro de 2017, que elevou para 5 MW o limite de minigeração a partir de fontes hídricas e vedou o enquadramento de centrais geradoras existentes no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (ANEEL, 2017).

Neste momento a regulação Brasileira busca apresentar soluções para remunerar de forma adequada todos os agentes envolvidos no processo da GD, ou seja, o IGD, a CODIS e os demais consumidores. Em complemento a análise da ANEEL, outros temas devem ser considerados em continuidade a agenda regulatória atual para que todos os benefícios possam ser assegurados para a sociedade. Nesse sentido, o aproveitamento sustentável dos RED, no contexto brasileiro, deve abordar as seguintes alternativas para estimular a inserção eficiente da GD no Brasil: (i) tarifas horárias ou sub-horárias; (ii) sinal locacional na distribuição; (iii) tarifa multipartes para os consumidores (EPE, 2018).

2.3.2 A Regulação da GD em Outros Países

Diversas nações em busca do atingimento dos acordos internacionais para a redução da emissão dos GEE promoveram políticas de incentivo para a difusão da energia renovável em suas matrizes energéticas. Nesse sentido, esta seção busca apresentar modelos de regulação, tarifas e incentivos adotados no estado de Nova Iorque nos Estados Unidos e na Itália. Estes casos foram selecionados em primeiro lugar pela representatividade desses países na inserção da fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição e também pela abordagem recente realizada sobre estas regiões (CÂMARA, 2017; CASTRO, DANTAS, 2018).

2.3.2.1 Estados Unidos – Estado de Nova Iorque

A geração de energia elétrica nos Estados Unidos é amplamente reconhecida pela utilização de termelétricas, em especial as reservas de carvão e ao gás natural que representam mais de 63 % da energia gerada no país em 2016, seguido pela energia nuclear com aproximadamente 19 %, as hidrelétricas com 7 % e as outras energias renováveis com 10%. Dentro do prisma das energias renováveis a concentração de geração de energia se dá em dois segmentos. Os projetos eólicos representam aproximadamente 66% do total de renováveis e a energia fotovoltaica de grande escala representa 22% de toda energia gerada com base em fontes limpas. Outras tecnologias que se destacam são a biomassa agrícola (5%), a biomassa de resíduos urbanos (3%), as usinas abastecidas com madeira (2%) e a fonte geotérmica (2%). (EIA, 2019).

Ao abordar-se o tema da geração distribuída para o estado de Nova Iorque destaca-se inicialmente, que a matriz energética desta região apresentou no ano de 2018, o predomínio

da sua geração de energia a partir das usinas nucleares (36%), do gás natural (33%), das hidroelétricas (25%) e das demais renováveis (5%) (EIA, 2019).

Em termos de regulação, o estado atua com um sistema baseado no custo do serviço, onde as receitas são definidas fundamentadas pelo custo das atividades e pela remuneração da base de ativos (OPEX e CAPEX). Para o segmento de distribuição ainda é prevista uma remuneração por desempenho que pode ficar retida para a CODIS por até 03 anos. Este modelo regulatório contempla um mecanismo de mitigação de risco (*decoupling*) no qual as diferenças entre o mercado previsto e o realizado são compensadas no período seguinte, o que resulta em um aumento das tarifas para todos consumidores (MANDEL, 2015).

Os programas de incentivo a difusão e aumento dos níveis de penetração de GD no estado de Nova Iorque são de certo modo recentes. Em 2012, foi implantado o programa *NY Sun*, que estima a geração de 3GW até 2023, baseado em uma política de incentivos. O mecanismo deste sistema prevê um instrumento de financiamento bonificado, onde pode ser pago pela conta de energia ou ao Estado de Nova Iorque, e a taxa máxima para o segmento residencial é de 6,5 % a.a. e variam para valores mais baixos de acordo com a renda familiar até a faixa na ordem de 2,5% a.a. (CASTRO, DANTAS, 2018).

Um ponto de destaque nesta iniciativa é que os incentivos são ajustados conforme quotas de capacidade específicas (MW) para diferentes regiões do Estado, e este incentivo sofre uma redução com o esgotamento do limite de potência (STATE OF NEW YORK, 2016).

O sistema de compensação implantado em Nova Iorque prevê que o excedente de energia gerado injetado na rede seja valorado pela mesma tarifa da energia consumida, limitados a sistemas de até 25 kW de potência instalada e 6 % da demanda da CODIS. No mecanismo de compensação os créditos excedentes ao final de 12 meses são pagos pela CODIS com base nos custos evitados de compra de energia no mercado atacadista, onde no final de 2016 representava uma potência instalada de 452 MW (DSIRE, 2016).

Os principais impactos e desafios da difusão da GD em Nova Iorque estão relacionados, aos ajustes regulatórios que deverão ser promovidos em busca de um equilíbrio entre os agentes envolvidos. Destaca-se a necessidade de revisão do custo dos serviços, para propiciar a correta adoção de novas tecnologias a serem reconhecidas na tarifa. A revisão do modelo deve contemplar a geração de receitas para a CODIS através da prestação de serviços

à GD, posicionando desta forma as empresas de distribuição como partes ativas neste segmento. Ainda, é imperiosa a aprovação dos investimentos relacionados com a integração e facilitação de geração distribuída e demais recursos energéticos distribuídos. Promover uma plataforma de serviços distribuídos que considere os impactos das ações de eficiência energética, da redução de carga na ponta e da participação ativa dos consumidores na nova matriz, são ambições a serem adequadas no novo modelo (CASTRO, DANTAS, 2018).

2.3.2.2 Itália

A matriz energética italiana apresenta em sua composição a predominância do suprimento pelo Gás Natural que representou 45% da energia gerada no país em 2017. Em seguida, as hidroelétricas responderam por 14%, as usinas termelétricas a carvão 12%, os projetos fotovoltaicos 9%. Além destes recursos a fonte eólica, petróleo e biomassa contribuem para a matriz com 6% cada (STATISTA, 2019).

No que diz respeito à regulação da Itália, o modelo utilizado é fundamentado em incentivos do tipo *price cap* aplicado ao OPEX, para o qual, ainda é aplicado um fator de correção e um fator inflacionário, anualmente com vistas a CODIS recuperar gradualmente os ganhos de eficiência de períodos anteriores (ENEL, 2016). Nesse sentido, percebe-se o objetivo do regulador em promover a eficiência operativa e os investimentos em novas tecnologias. Em complemento, os riscos de mercado são reduzidos devido ao fato da receita permitida para ambos os componentes (CAPEX e OPEX) ser calculada com base no número de consumidores conectados à rede (REF-E et al., 2015).

Sobre os investimentos estes ativos são incluídos na base a cada 02 anos. Em relação aos investimentos em inovação há a previsão de remuneração com taxa de 2% acima do WACC (custo ponderado de capital) e prazo de 12 anos. Os projetos devem ser previamente (03 anos) apresentados ao agente regulador para anuência (BENEDETTINI e PONTONI, 2013).

O histórico das políticas de incentivo italianas está totalmente vinculado à evolução do Programa Conto Energia criado em 2005. A primeira etapa foi o *Primo Conto*, onde plantas fotovoltaicas entre 1 kW e 1000 kW foram incentivadas por uma tarifa *feed in premium*, aplicada ao volume total de energia, por 20 anos. As tarifas eram pagas pelo regulador e o custo de manutenção das políticas era repassado aos consumidores. Para os projetos instalados

nesta fase o *payback* variava entre três e quatro anos, e a rentabilidade era de 30 % a 35 %. Em 2007 foi implementado a segunda etapa do programa, o Segundo Conto Energia, onde a principal novidade foi a criação de tarifas diferenciadas, de acordo com o tamanho do sistema e o tipo de integração arquitetônica. Nesta linha, em 2010 foi instituído o Terceiro Conto Energia que aprimorou a classificação dos sistemas fotovoltaicos e das tarifas associadas (CASTRO, DANTAS, 2018).

A quarta versão do programa foi publicada em 2011, o Quarto Conto Energia, e promoveu uma redução gradual dos incentivos via tarifas *feed in*, no sentido de alinhar o incentivo aos custos da tecnologia. O Quinto Conto Energia, de 2012, alterou os critérios da política de incentivo, e estabeleceu uma data limite para sua vigência. Ainda, instaurou uma classificação de projetos mais simples, e aprimorou o desenho da remuneração, que previu uma tarifa *feed in* para a energia injetada na rede e uma tarifa com bonificação aplicável para a parcela do autoconsumo (CÂMARA, 2017).

No que diz respeito ao esquema de compensação, o principal programa italiano é o *Scambio Sul Posto*, o qual foi precedido em 2008, por uma medida voltada para a regulação do autoconsumo. Já em 2009, o esquema de *Net Metering* foi estendido a sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada de até 200 kW (EC, 2015).

Atualmente o programa de compensação de energia prevê que diferentes tarifas sejam aplicadas na situação de injeção ou consumo da energia da rede, ou seja, tarifas do tipo *time of use*, geram uma compensação financeira ao IGD ao final do ano civil para os casos em que a energia injetada supere na questão econômica a energia consumida (IEA, 2016).

O principal desafio do regulador econômico italiano com vistas a garantir a sustentabilidade do negócio de GD naquele país é mitigar o *cost shifting* ou subsídios cruzados. Para isso, as mudanças na regulação devem propor que a partir da alta difusão da GD e consequentemente dos custos fixos da CODIS, o componente fixo das tarifas absorva estas variações. Nesse sentido, para os prosumidores serão aplicadas taxas específicas que remunerem os custos de uso da rede. Estas tarifas serão baseadas na capacidade instalada e cobradas em parcela anual, exceto para a microgeração, a qual permanecerá isenta (CÂMARA, 2017).

2.4 O PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM A PRESENÇA DA GD

A inserção dos RED implica em maior incerteza sobre a demanda de energia e a matriz de energia futura. Adicionalmente, o caráter distribuído também exige maior interface do planejamento da geração e transmissão com as redes de distribuição, o que exige diversos avanços ferramentais e metodológicos (EPE, 2018).

O planejamento tradicional dos sistemas de distribuição tem como objetivo principal projetar estes sistemas de modo a atender o crescimento da demanda de maneira mais econômica, confiável e segura. Isto não é simples, devido à extensão muito grande do sistema de distribuição de energia, bem como ao fato de que este sistema é responsável pela maioria das perdas de energia elétrica e pela maioria das interrupções devido a falhas (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2015).

O planejamento não deve ser focado em prever ou acertar o futuro, mas em criar condições para que as inovações aconteçam e sejam assimiladas naturalmente. Ou seja, facilitar a equalização das condições de competição entre tecnologias, cada vez mais diversificadas, criando um ambiente de mercado de isonomia, de forma que as opções que se mostrarem mais competitivas e que tragam maior valor ao sistema se viabilizem. Portanto, ganha cada vez mais importância a interpretação dos planos de expansão como instrumentos de subsídio às decisões de desenho de políticas públicas e regulação setorial (EPE,2018).

O plano da CODIS pode ser realizado com dois focos distintos. Um processo de curto e um processo de longo prazo podem contemplar os objetivos regulatórios estabelecidos. O objetivo do planejamento de curto prazo é garantir que o sistema possa continuar a atender a carga do cliente, atendendo a todos os padrões e critérios, mediante as previsões de aumento de demanda, conexão de novas instalações de geração e transmissão, e nos últimos anos da entrada do RED (GD e armazenamento). O planejamento de longo prazo consiste em garantir que as novas instalações e aquelas em reforma ou modernização, possuam um maior ciclo de vida para os benefícios técnicos, econômicos e ambientais a serem gerados, buscando tornar mais duradouro o valor das decisões tomadas pelo planejador. Dados os fatores econômicos típicos, e considerando as incertezas na previsão de condições no longo prazo, um período de dez anos é geralmente considerado o mínimo para tais avaliações econômicas (WILLIS; SCOTT, 2000).

Ainda, em se tratando do planejamento convencional de sistemas de distribuição, os estudos podem ser formulados como problemas mono ou multiobjetivo. Os métodos multiobjetivo utilizados podem ser divididos em aqueles que consideram pesos onde os diversos objetivos são convertidos em uma solução mono-objetivo, ou seja, há uma definição prévia da relevância de cada função objetivo para a execução da otimização. O outro método multiobjetivo utiliza o algoritmo para determinar o conjunto ótimo de Pareto e posteriormente realiza-se a tomada de decisão escolhendo uma das soluções estabelecidas na Fronteira de Pareto (MARLER; ARORA, 2004).

Em geral, o foco principal do planejamento tradicional é minimizar os seguintes custos: (i) custo de investimento (para adicionar, reforçar ou substituir subestações e alimentadores), mais custo de perda de energia; (ii) custo de investimento e perda de energia, (iii) custo de investimento, perda e confiabilidade; (iv) custos totais (fixo e variável): investimento, perda, confiabilidade e custo de operação e manutenção; ou (v) custos totais menos receitas totais (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2015).

Especificamente no Brasil, a ANEEL, através dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST define em seu módulo 2, os critérios para o planejamento de expansão dos sistemas de distribuição, com os seguintes principais objetivos: (i) estabelecer as diretrizes para o planejamento da expansão do sistema de distribuição, subsidiando a definição dos pontos de conexão das instalações dos acessantes; (ii) estabelecer os requisitos mínimos de informações necessárias para os estudos de planejamento do sistema de distribuição; (iii) definir critérios básicos para troca de informações entre os diversos agentes envolvidos no planejamento do sistema de distribuição; e (iv) Subsidiar estudos da ANEEL para definição de regulamentos específicos. Normalmente os planos para expansão, renovação e melhoria dos sistemas de distribuição em MT e BT no Brasil, possuem 05 anos de horizonte com revisão anual (ANEEL, 2016).

Em termos de planejamento com a alta difusão dos RED nas redes de distribuição, torna-se imperativo o desenvolvimento de técnicas e ferramentas com vistas a promover uma inserção destas fontes que forneça os melhores resultados técnicos, econômicos e ambientais aos agentes envolvidos, pois a incorporação dos benefícios máximos da inserção da GD exige um exame preciso e multidirecional de seu planejamento de implantação (JAIN et al., 2017).

Assim, alguns dos principais objetivos da CODIS nas etapas do planejamento considerando a presença dos RED são: (i) minimizar os custos de produção de energia, (ii) determinar a operação ideal da GD, (iii) minimizar as perdas de energia, e (iv) determinar a locação ideal da produção energética distribuída (GALVAN, et al., 2017).

Em continuidade, atualmente percebe-se que o principal desafio dos estudos relacionados ao planejamento de RED nos sistemas de distribuição, está na definição e gestão das incertezas e das variabilidades que os sistemas distribuídos apresentam para os próximos ciclos de planejamento. Os parâmetros de incertezas podem ser divididos em dois grupos: o de característica técnica e o de perfil econômico. As incertezas técnicas podem ser agrupadas em: (i) valores de demanda; (ii) valores de geração; (iii) faltas forçadas de linhas e geradores ou dispositivos de medição. Como incertezas econômicas podem-se destacar: (i) suprimento de combustível; (ii) custo de produção; (iii) preços de mercado; (iv) impostos empresariais; (v) mão-de-obra e matéria-prima; (vi) crescimento econômico; (vii) taxas de desemprego; (viii) produto interno bruto; (ix) taxas de inflação (ZUBO et al., 2017).

Considerando as técnicas de otimização adotadas para o planejamento com a presença de RED, diversos autores apresentam o estado da arte em artigos de pesquisa, dividindo os métodos adotados por segmento. Estas técnicas foram classificadas em análise analítica, análise exaustiva, programação linear, fluxo de potência ótimo, metaheurística, algoritmos metaheurísticos e programação multiobjetiva (KEANE et al., 2013).

Em outra abordagem houve a segregação dos métodos em numéricos, metaheurísticos e métodos de planejamento evoluídos (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2015). Análise similar apresentou a divisão em métodos convencionais, metaheurísticos e prospectivos (ZUBO et al., 2017). Em ampliação às visões anteriores, explorou-se a separação dos métodos em técnicas convencionais, técnicas de otimização, técnicas computacionais de inteligência artificial e técnicas computacionais de inteligência artificial híbrida (SINGH; SHARMA, 2017).

Ainda, recentemente, outras linhas de pesquisa complementaram as posições anteriormente mencionadas. Um dos estudos expôs uma categorização em métodos tradicionais, heurísticos ou de inteligência artificial, híbridos e outros (JAIN et al., 2017). Outra análise análoga apresentou os métodos segregados entre métodos tradicionais, métodos de busca inteligente (heurísticos) e métodos heurísticos híbridos (ABDMOULEH et al.,

2017). A última pesquisa avaliada apresentou os métodos classificados como técnicas convencionais e algoritmos metaheurísticos (EHSAN; YANG, 2018).

A técnica de otimização heurística ou de busca inteligente baseada nos Algoritmos Evolucionários (AE) são um processo de otimização baseado na população e convergem para um conjunto de soluções com probabilidade de um número finito de etapas evolutivas realizadas em um grupo finito de soluções razoáveis. Estes AE são tipos de métodos de inteligência artificial para otimização baseados em seleção natural, como mutação, recombinação, reprodução e seleção de operadores na população de indivíduos para realizar a busca (ZUBO et al., 2017).

Normalmente são segregados em três grupos principais, os Algoritmos Genéticos (AG), as Estratégias Evolutivas (EE) e a Programação Evolutiva (PE), os quais possuem características similares apesar de terem sido desenvolvidos separadamente. As soluções de melhor desempenho são iterativamente escolhidas e combinadas (AG) ou modificadas (EE, PE) para encontrar melhores soluções, até que um critério de parada seja atendido. Assim, a teoria do AG assume que a troca de genes entre boas soluções acabará por criar melhores soluções. Em contraste, EE e PE baseiam a busca na mudança de boas soluções por meio do operador de mutação (ALARCON, 2009).

Devido ao conflito natural que possuem alguns objetivos do planejamento dos sistemas de distribuição na presença dos RED, técnicas que busquem uma solução única de planejamento não atingiram as metas estabelecidas pelo planejador, necessitando ampliar o método a ser utilizado para analisar mais de um objetivo simultaneamente, neste contexto será abordado o conceito de otimização multiobjetivo (HOBBS; MEIER, 2000; NEIMANE, 2001; OCHOA, 2006).

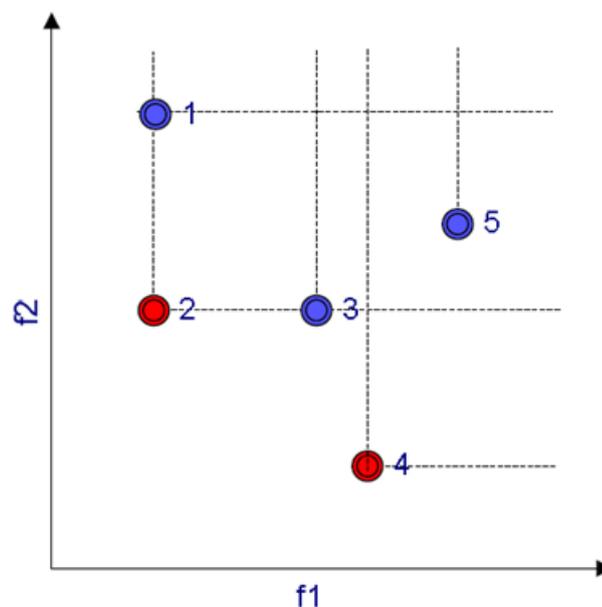
Nesse sentido, os principais objetivos e conjuntos de restrições utilizados nestes estudos de planejamento são os seguintes: (i) objetivos - maximização da penetração da GD renovável, maximização da confiabilidade do sistema, maximização da capacidade de geração distribuída, maximização do bem-estar social e dos ganhos de tensão, redução nas perdas do sistema e melhoria no perfil de tensão, minimização do investimento, custo operacional e pagamentos totais para compensar as perdas do sistema, minimização da perda de linha; e (ii) restrições - restrições de igualdade, que consistem em balanços de potência ativa e reativa em cada barramento do sistema, restrições de desigualdade consistem em limites de perfil de

tensão, limite térmico de linha, limite de fase, limites de geração de energia ativa e reativa, limite de nível de curto-circuito (ZUBO et al., 2017).

O planejamento de GD é um problema de otimização não convexo, porque ele possui restrições de igualdade não lineares definidas pelas equações de fluxo de potência. Também possui alguns objetivos de otimização não lineares, como a minimização de perda de linha. As variáveis de planejamento de GD são discretas e inteiras. Essas variáveis são os locais, tamanhos e tipos de GD e a topologia da rede. Como resultado, este planejamento é um problema combinatório não convexo, com vários ótimos locais. Problemas não convexos, não lineares, combinatórios são geralmente difíceis de resolver usando métodos matemáticos tradicionais, uma vez que esses métodos são projetados para encontrar um conjunto de soluções ótimas (ALARCON, 2009).

Um problema multiobjetivo com objetivos conflitantes não tem solução única, mas um conjunto de soluções, conhecido como o conjunto de Pareto. O conceito multidimensional de “dominância” é usado para determinar se uma solução é melhor que outras soluções. Neste conceito, todas as soluções não dominadas constituem o conjunto de Pareto, o qual se apresenta como exemplo na Figura 4.5 (DEB, 2001).

Figura 2.2 - Exemplo sobre a dominância de Pareto



Nesse exemplo, adota-se que o objetivo do planejador é minimizar as funções objetivo (FO) f_1 e f_2 . Então, pode-se observar que as soluções 1 e 3 são automaticamente descartadas por apresentarem mesmo valor em um dos objetivos, porém valores maiores no outro objetivo analisado em relação a 2. Já a solução 5 apresenta maiores valores nos dois objetivos, sendo também descartada. Sendo assim, as soluções 2 e 4 são as dominantes para o problema analisado, sendo que a solução 2 domina as soluções 1, 3 e 5 e a solução 4 domina apenas a solução 5. Os pontos em vermelho definem a Fronteira de Pareto (ALARCÓN, 2009).

Quando as FO são igualmente importantes existem duas importantes metas a serem buscadas em Otimizações Multi Objetivo: (i) encontrar um conjunto de soluções o mais próximo possível da Fronteira de Pareto; (ii) encontrar um conjunto de soluções com a maior diversidade possível. A busca por uma solução ótima é compreendida por dois estágios: a otimização e a tomada de decisões. No que tange à tomada de decisões, esta pode ser adotada em caráter *ex ante* ou *ex post*. Quando o planejador é profundo conhecedor do problema há a possibilidade de pré-definir os critérios de decisão antes da aplicação das técnicas de otimização, ou seja, a decisão é baseada em preferências, o que transforma o problema em mono-objetivo. Em contraste, ao aplicar-se a técnica de otimização de forma predecessora a tomada de decisão, há uma ampliação das alternativas a serem selecionadas permitindo avaliar a relação entre os diversos objetivos analisados. Teoricamente, adotar uma tomada de decisão *ex post* é mais metódico, mais prático e menos subjetivo (DEB, 2001).

Uma das técnicas utilizadas para resolver problemas multiobjetivo apresenta como meta principal encontrar várias soluções no conjunto de Pareto. Para equacionar este problema é proposto outro grupo de técnicas, conhecido como algoritmos evolutivos multiobjetivos (AEMO) (COELLO-COELLO, 2006).

A iniciativa original em desenvolvimentos de técnicas de AEMO foi através do método VEGA - *Vector Evaluated Genetic Algorithm* (SCHAFER, 1984). Outros algoritmos foram considerados da primeira geração de AEMO, basicamente com diferenças na forma de classificar as soluções baseada no conceito de dominância e nos mecanismos para garantir convergência e diversidade no conjunto solução, as quais são classificadas como não elitistas.

Desse grupo podem-se citar os métodos MOGA - *Multiobjective Genetic Algorithm* (FONSECA; FLEMING, 1993), NPGA - *Niched-Pareto Genetic Algorithm* (HORN;

NAFPLIOTIS; GOLDBERG, 1994) e NSGA - *Nondominated Sorting Genetic Algorithm* (SRINIVAS; DEB, 1994).

A segunda geração, as chamadas técnicas elitistas de AEMO, inicia-se com a proposta do SPEA - *Strength Pareto Evolutionary Algorithm* em 1999, para o qual foi adotado o uso do elitismo para preservar soluções não dominadas e uma nova atribuição de aptidão que evita o uso do mecanismo de nicho. No SPEA, soluções não dominadas são mantidas em uma população de elite secundária, chamada de "arquivo externo". Esse método garante que essas soluções não sejam perdidas por meio de cruzamento ou mutação (ZITZLER; THIELE, 1999).

Em complemento, os demais métodos de segunda geração com maior contribuição para os estudos de otimização multiobjetivo são o PAES - *Pareto Archived Evolutionary Strategy* (KNOWLES; CORNE, 2000), o NSGA-II - *Nondominated Sorting Genetic Algorithm II* (DEB et al., 2002), o SPEA2 - *Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2* (ZITZLER; LAUMANN; THIELE, 2001), o PESA - *Pareto Enveloped based Selection Algorithm* (CORNE; KNOWLES; OATES, 2000). Em complemento, foi proposta uma atualização do SPEA2, denominada SPEA3, o qual é caracterizado por uma distribuição mais balanceada e uma maior disseminação de soluções geradas do que o SPEA2 (GORZALCZANY; RUDZIŃSKI, 2016).

Neste contexto, os métodos NSGA-II e SPEA2 vêm sendo utilizados na última década para diversos casos práticos de otimização multiobjetivo, em especial aos casos de planejamento dos sistemas de distribuição na presença da GD. Em resumo, destacam-se três conceitos em relação ao NSGA-II: (i) inclui o elitismo ao manter soluções não dominadas na população (não usa um arquivo externo explicitamente); (ii) o *Fitness Assignment* baseado na classificação dominada resultando que as soluções mais próximas da frente de Pareto recebem uma melhor adequação; (iii) o algoritmo usa uma estimativa de *crowding distance* como segundo comparador na seleção do torneio. Assim, quando soluções da mesma classificação são comparadas, aquela da região menos populosa é selecionada para reprodução (DEB et al., 2002).

Assim, diversos autores utilizaram este testado método para análises vinculadas aos sistemas elétricos. Um planejamento de GD foi considerado usando a otimização multi-objetivo pelo algoritmo NSGA-II, a fim de minimizar custos fixos e variáveis, e também

satisfazer diferentes fatores. O objetivo é de um estudo de viabilidade ótima da GD, localização e dimensionamento no sistema de distribuição, a fim de otimizar simultaneamente três funções objetivo, incluindo os custos totais de fornecimento de energia, perdas de energia e perfil de tensão aplicados em uma rede IEEE 13 barras (AHMADI et al., 2008).

Outros estudos buscaram comparar métodos inovadores e híbridos com o conhecido NSGA-II. Sendo assim, a implementação de uma técnica multiobjetiva baseada em *Tabu Search* foi aplicada em uma rede IEEE 34 barras e comparada com o método NSGA-II, como resultado o novo método apresentou um resultado superior em relação ao tempo de processamento, especialmente em análises mais complexas, onde os requisitos de tempo se tornam críticos. Comparando a capacidade de cada método para encontrar o conjunto ótimo de Pareto, o método MOTS demonstrou uma pequena vantagem sobre o NSGA-II (MACIEL; PADILHA-FELTRIN, 2009).

Em continuidade, um novo método foi desenvolvido para análises multiobjetivo, denominado IMOHS (*Improved Multi-objective Harmony Search*), o qual foi utilizado para avaliar o impacto do posicionamento e dimensionamento da GD para um ótimo desenvolvimento do sistema de distribuição. Neste estudo, os tamanhos e localizações ótimos das unidades de geração descentralizada são encontrados considerando as perdas de potência e o perfil de tensão como funções objetivas. A factibilidade da técnica proposta é demonstrada em duas redes de distribuição, uma de 33 barras e outra de 69 barras, onde as comparações qualitativas são feitas contra uma técnica bem conhecida, o NSGA-II. O resultado foi um método de solução mais rápida e com ganhos de convergência e diversidade (NEKOOEI et al., 2013).

Ainda, uma aplicação utilizando NSGA-II visa à alocação e o dimensionamento dos GD considerando a melhoria do índice de estabilidade, a penetração do GD e a redução nas perdas de potência. A análise nodal foi usada para avaliar o índice de estabilidade. O método utilizado foi aplicado ao sistema IEEE 30 barras (MOHAMED; ISHAK, 2019).

Em contraste, avaliam-se os trabalhos desenvolvidos com base no método SPEA2. Este método foi utilizado em diversas aplicações de análise da GD em sistemas de potência. Por exemplo, o método SPEA2 é adaptado para avaliar vários cenários de RED e o impacto na operação e desempenho da rede, através da aplicação em um estudo de caso em um sistema de 11 kV de 355 barramentos (ALARCÓN-RODRIGUEZ et al., 2009). Outra aplicação do

método promove as oportunidades e os desafios enfrentados ao incorporar veículos elétricos como armazenamento despachável. Assim com o método, é possível ilustrar o efeito que a inclusão destes veículos produzirá na rede de distribuição quando usada como uma demanda responsiva e uma fonte de geração controlável, e como a colocação específica destes terá impacto sobre a rede de distribuição (INGLIS et al., 2010; INGLIS, AULT, GALLOWAY, 2011).

Um aprimoramento do SPEA2 foi utilizado para resolver a coordenação e otimização de GD em redes de distribuição, com objetivos de injeção ótima de GD, redução de perda do sistema e economia mínima de faturas para os usuários (SHENG et al., 2012). Nesse prisma, um planejamento utilizando o SPEA2 é proposto com vistas a minimizar os custos de geração, as perdas e a emissão de CO₂, assim como maximizar os benefícios da GD (POKHAREL; MOKHTAR; HOWE, 2012). Em complemento, o método foi selecionado para observar o impacto da integração ótima de diversas unidades de GD fotovoltaicas na perda de potência e no perfil de tensão na rede de distribuição IEEE 33 barras e os resultados comparados com o de outros métodos (BEN HAMIDA et al., 2016).

Recentemente, o método SPEA2 foi aplicado em um planejamento com nova estratégia de curto prazo para maximizar os benefícios da reconfiguração simultânea da rede de distribuição e integração da geração distribuída, considerando as variações nas saídas do GD e a carga do sistema durante o período de planejamento. As funções objetivas para otimizar são as perdas de energia ativa, as emissões de GEE e os custos de operação, enquanto satisfazem todas as restrições operacionais e topológicas, aplicadas em um alimentador de testes IEEE 33 nós. Como resultado, a eficácia da técnica de otimização sugerida foi validada através da simulação de diferentes cenários de otimização de rede e sua comparação com outros métodos utilizados por estudos anteriores. Em seguida, a estratégia de planejamento proposta foi realizada com múltiplos critérios de otimização e considerando a natureza variável do tempo na geração de energia e a carga de sistemas renováveis de GD (BEN HAMIDA et al., 2018).

Sobre pesquisas comparativas de resultados entre as técnicas NSGA-II e SPEA 2, uma das pesquisas anteriores realizadas, buscava solucionar um problema de fluxo de potência multiobjetivo, a partir de testes com quatro métodos tradicionais, MOPSO (*Multi-objective Particle Swarm Optimization*), NSGA-II, SPEA2 e PESA2. Assim, os conjuntos de soluções não dominadas são criados pelo método ótimo de Pareto. A melhor solução de compromisso

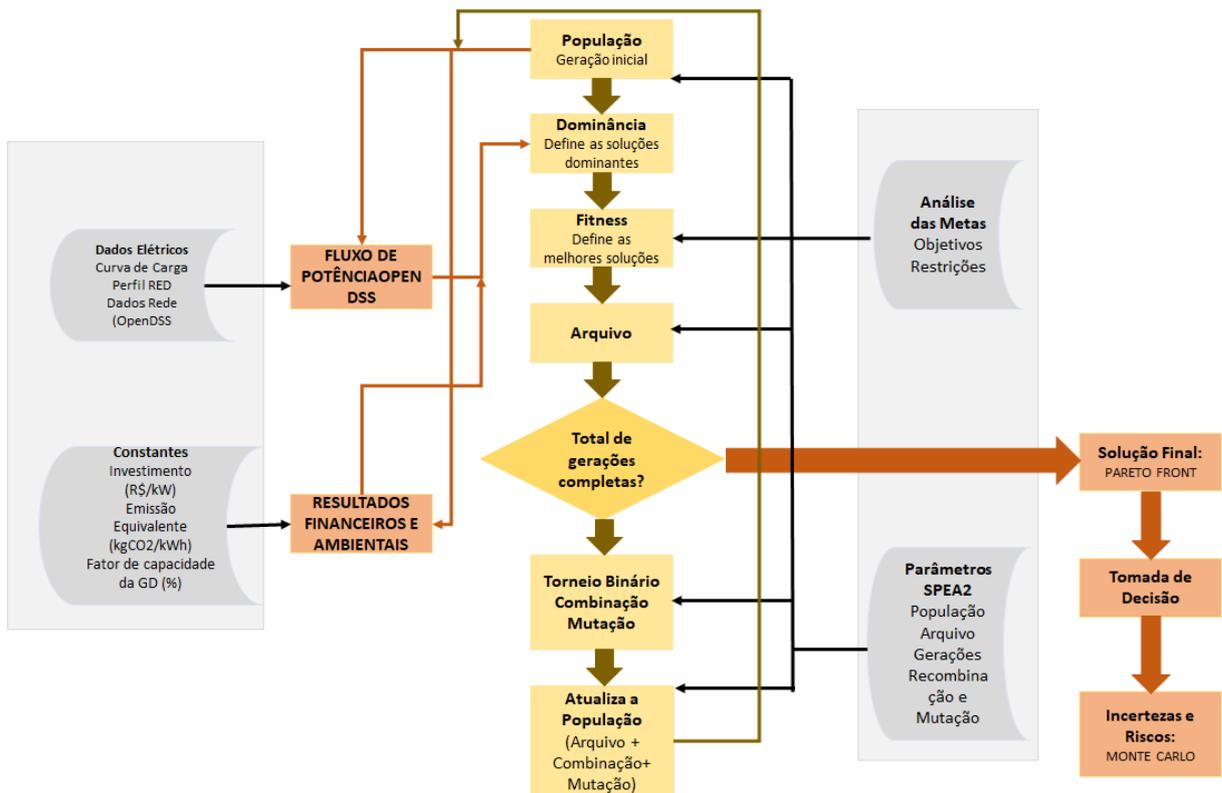
entre diferentes conjuntos de soluções é escolhida com a ajuda de um mecanismo de decisão baseado na lógica *Fuzzy*. Essas operações são realizadas em um sistema padrão de seis geradores IEEE de 30 barras sujeitos a restrições do sistema e balanceamento de potência. Como resultados, o MOPSO prova ser superior a outros algoritmos, mas precisa melhorar a operação interna para lidar com operadores genéticos, o que o torna complexo. Já o SPEA2 com melhor distribuição de solução não dominada corresponde ao MOPSO em termos de desempenho. O NSGA-II e o PESA2 fornecem uma solução ótima e pobre, maiores perdas de energia, um maior tempo decorrido comparado a outros algoritmos. A velocidade de convergência é maior no MOPSO e no SPEA2 ao encontrar a solução do problema no sistema IEEE de 30 barras (JAIN; LALWANI; LALWANI, 2018).

Em outra abordagem similar de pesquisa pretérita, três algoritmos, MOPSO, NSGA-II e SPEA2 foram usados para identificar o tamanho, a localização e o tipo ótimos de GD em um sistema de distribuição desbalanceado. As simulações foram realizadas no sistema Alimentador IEEE 34 barras, usando o OpenDSS e o MATLAB, de modo que a perda de potência ativa total e o desvio de tensão são reduzidos. Verificou-se que todos os algoritmos produziram soluções ótimas na Fronteira de Pareto com diversidade comparável. Entretanto, os melhores tempos de computação, diversidade e distância geracional foram alcançados no NSGA-II, MOPSO e SPEA2, respectivamente, apesar do método NSGA-II apresentar uma leve degradação na qualidade dos resultados (RAMSAMI; AH KING, 2019).

3 METODOLOGIA

Esta etapa do trabalho visa apresentar a metodologia desenvolvida para avaliar as possibilidades de planejamento do sistema elétrico considerando a presença da GD nos sistemas de distribuição. A primeira seção deste capítulo apresentará em detalhes o conceito teórico do método SPEA2 e a segunda seção apresentará informações da estrutura de planejamento desenvolvida onde serão abordados o algoritmo multiobjetivo e os dados de entrada e saída do sistema. Por fim, a plataforma de planejamento será demonstrada integralmente com as interfaces entre o método SPEA2, o software OpenDSS e as demais programações elaboradas. Com vistas a exemplificar o fluxograma de trabalho proposto por esta metodologia, é apresentada na Figura 3.1 a estrutura de planejamento. Cabe esclarecer que esta dissertação não abordará em profundidade os conceitos de tomada de decisão e de análises de incertezas e riscos.

Figura 3.1 - Estrutura de Planejamento Proposta



Fonte: AUTOR (2020)

3.1 O SPEA2

O método SPEA2 foi selecionado para esta dissertação baseado na qualidade dos resultados obtidos em estudos anteriores e explicitados na vasta literatura utilizada como referência bibliográfica, a qual foi apresentada no segundo capítulo desse estudo. Além disso, não há registros de pesquisas aplicadas com este método no Brasil, especificamente para planejamento de sistemas elétricos na presença dos recursos distribuídos.

O método SPEA2 foi desenvolvido em 2001 em melhoramento ao método SPEA que contempla o conceito de elitismo. O SPEA é definido como uma técnica para encontrar ou aproximar o conjunto ótimo de Pareto para problemas de otimização multiobjetivo (ZITZLER; THIELE, 1999). Já o método de segunda geração, que incorpora em contraste com o seu antecessor uma estratégia de atribuição de aprimorada de *fitness*, uma técnica de estimativa de densidade, e um método de truncamento de arquivo aprimorado (ZITZLER; LAUMANN; THIELE, 2001).

As principais diferenças entre o SPEA e o SPEA2 são as seguintes:

- Um esquema de atribuição de *fitness* melhorado é usado, que leva em conta para cada indivíduo quantos outros indivíduos este domina e por quantos este é dominado;
- Uma técnica de estimativa da densidade do vizinho mais próximo é incorporada, o que permite uma orientação mais precisa do processo de busca;
- Um novo método de truncamento de arquivos garante a preservação de soluções de limite.

O fluxo de funcionamento do SPEA2 apresenta como informações de entrada o tamanho da população (N), o tamanho do arquivo (\bar{N}) e o número máximo de gerações (T). Como informação de saída o método disponibiliza o conjunto de soluções não dominadas (A_F). O método emprega uma população P_t e um arquivo externo \bar{A}_t . No arquivo externo são armazenadas as soluções não dominadas até o momento.

A primeira etapa deste método é constituída pela geração de uma população inicial P_0 e a criação do arquivo externo vazio \bar{A}_0 , assim como é zerado o contador do número de gerações ($t = 0$). A cada geração, a função de *fitness* é calculada para cada solução em P_t e \bar{A}_t . Em continuidade a seleção é executada, onde são copiadas as soluções não dominadas de P_t e \bar{A}_t para o novo arquivo externo \bar{A}_{t+1} . Nos casos em que o conjunto de soluções não dominadas

tem o tamanho exato do arquivo externo, a seleção estará finalizada. Nos demais casos, ocorrerão as possibilidades descritas a seguir:

- Quando o tamanho do arquivo externo for menor que o número de soluções não dominadas, as soluções de P_t e \bar{A}_t serão classificadas e ordenadas de acordo com a função de *fitness*, e preenche-se o arquivo externo com as soluções dominadas com maior valor da função de *fitness*.
- Quando o tamanho do arquivo externo exceder o tamanho (\bar{N}) estipulado para o próprio arquivo é utilizado um operador de truncagem, o qual será detalhado a seguir.

O próximo passo corresponde à avaliação em relação ao número de gerações executadas. Para os casos em que $t \geq T$ ou outro critério de parada for satisfeito (não será aplicado nesta dissertação) o conjunto das soluções não dominadas em \bar{A}_{t+1} será copiado para AF e o algoritmo é parado.

No último passo, realiza-se o processo de seleção por torneio binário (*binary tournament*) em \bar{A}_{t+1} com vistas a preencher a matriz de acasalamento (*mating pool*) para a aplicação dos processos de recombinação (*crossover*) e de mutação (*mutation*). Após a aplicação de recombinação e mutação a nova população P_{t+1} é criada e o contador de geração é incrementado $t = t+1$ e repete-se este fluxo a partir do cálculo da função de *fitness* em P_t e \bar{A}_t .

O método SPEA2 atende os principais fins dos métodos multiobjetivos, ou seja, precisão, diversidade e propagação, através da implementação de um procedimento de atribuição de *fitness* aprimorado. Além disso, esta atribuição de *fitness* inclui informações de densidade que ampliam a exploração das regiões menos densas do espaço objetivo. Além disso, por meio do operador de truncamento é mantido um conjunto diversificado e bem disseminado de soluções não dominadas. Outra particularidade do SPEA2 é que apenas membros do arquivo de elite (conjunto não dominado) participam da etapa de reprodução (ALARCÓN, 2009).

3.1.1 Função de *fitness*

Uma das principais evoluções do SPEA2 perante seu antecessor é o uso de uma função de *fitness* melhorada que considera as soluções dominadas e dominantes para cada indivíduo. Portanto, as principais características desta função são os conceitos de dominância e

densidade, onde quanto menor é o valor da função de *fitness* de um indivíduo melhor é a adaptação deste indivíduo (AZUMA, 2011).

Inicialmente, um valor de força S (*Strength*) é atribuído a cada elemento no conjunto combinado P_t e \bar{A}_t , correspondendo ao número de soluções que ele domina (ZITZLER; LAUMANN; THIELE, 2001).

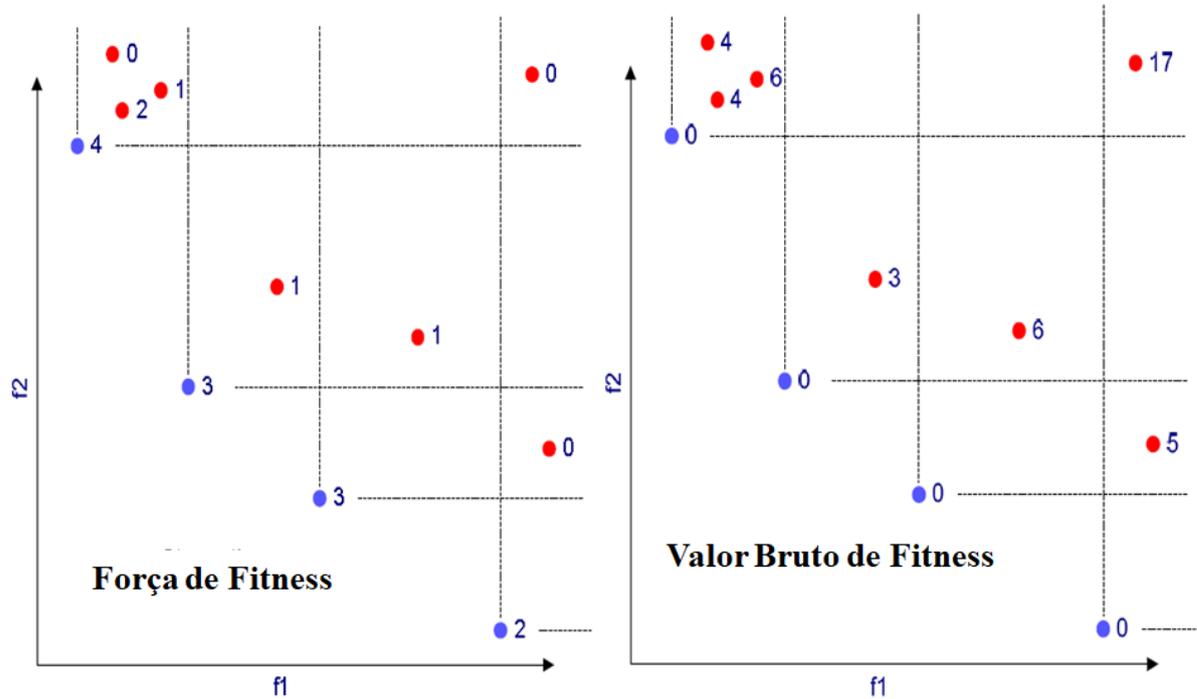
$$S(i) = |\{j | j \in P_t + \bar{A}_t \wedge i \succ j\}| \quad (3.1)$$

onde $|\cdot|$ é a cardinalidade do conjunto, $+$ define a união de conjuntos e o símbolo \succ corresponde à relação de dominância de Pareto.

Em seguida, o valor bruto de *fitness* R (*Raw*) de cada solução é calculado como a soma de todas as forças de seus elementos dominantes em P_t e \bar{A}_t . É importante notar que o *fitness* deve ser minimizado, ou seja, $R(i) = 0$, que corresponde a um indivíduo não dominado, enquanto um valor alto de $R(i)$ significa que é dominado por muitos indivíduos (que por sua vez dominam muitos indivíduos).

$$R(i) = \sum_{j \in P_t + \bar{A}_t \wedge i \succ j} S(j) \quad (3.2)$$

A Figura 3.2 apresenta um exemplo de aplicação dos conceitos apresentados de Força de *Fitness* (S) e do valor bruto de *Fitness* (R). Assim, observa-se que com a aplicação do conceito de *Fitness*, todas as soluções apresentam similar R . Além disso, as soluções dominadas pelo mesmo indivíduo recebem diferentes níveis de *fitness*, de acordo com suas relações de dominância. Portanto, as soluções mais próximas da fronteira de Pareto, em regiões menos populosas e dominadas por menos indivíduos, recebem melhor *Fitness*. Desse modo, esta técnica direciona a pesquisa para a fronteira de Pareto e para regiões menos ocupadas do espaço de pesquisa.

Figura 3.2 - Exemplo sobre a atribuição de *Fitness*

Fonte: Adaptado de ALARCON (2009)

Apesar do conceito de *Fitness* introduzido nesta técnica ser provida de um mecanismo baseado no conceito de dominação de Pareto, o mesmo pode mostrar-se falho quando parte dos indivíduos não dominam entre si. Nesse sentido, quando indivíduos apresentam o mesmo valor de *Fitness* Bruto (R), introduz-se o conceito de densidade, com vistas a privilegiar algumas soluções entre as não dominadas. A técnica de estimativa de densidade usada no SPEA2 é função decrescente da distância até o k -ésimo ponto do vizinho mais próximo:

$$D(i) = \frac{1}{\sigma_i^{k+2}} \quad (3.3)$$

onde σ_i^k é a distância até o k -ésimo vizinho. Geralmente, assume-se k como sendo a raiz quadrada do tamanho da população ($k = \sqrt{N + \bar{N}}$), é adicionado ao denominador o número 2 para garantir que o valor da densidade seja maior que zero e que aquele $D(i) < 1$, por isso não afeta a dominação. Finalmente, adicionando $D(i)$ ao valor de aptidão bruta $R(i)$ de um indivíduo i produz-se seu *Fitness* $F(i)$:

$$F(i) = R(i) + D(i) \quad (3.4)$$

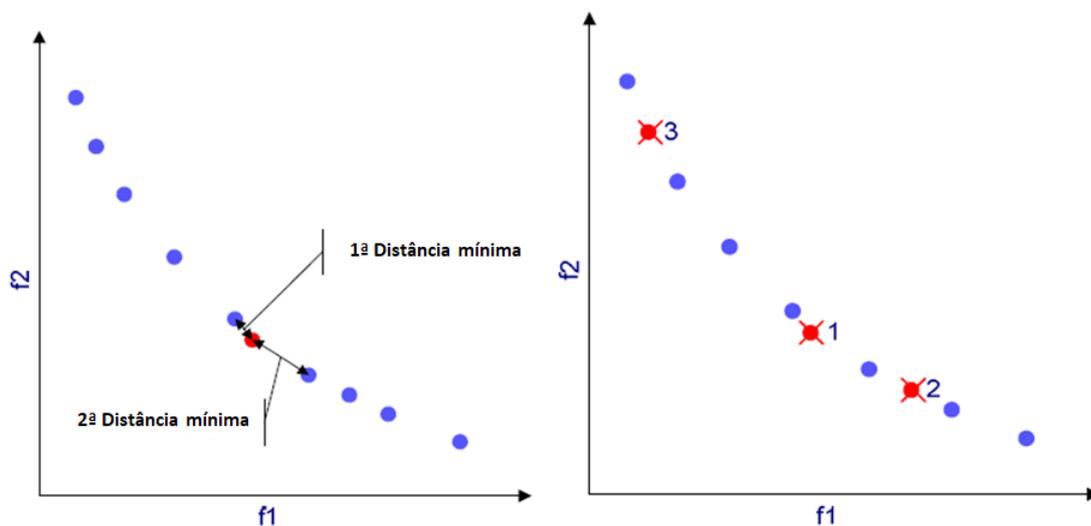
3.1.2 Mecanismo de seleção (arquivo)

Na fase de seleção o primeiro passo é copiar todos os indivíduos não dominados, ou seja, aqueles que têm um *Fitness* inferior a um, do arquivo \bar{A}_t e da população P_t para o arquivo da próxima geração \bar{A}_{t+1} , originando assim três encaminhamentos possíveis de seleção (ZITZLER; LAUMANN; THIELE, 2001):

- Se o conjunto de soluções não dominadas \bar{A}_{t+1} for exatamente do mesmo tamanho que o arquivo \bar{N} , a etapa do mecanismo de seleção estará encerrada;
- Se o conjunto de soluções não dominadas \bar{A}_{t+1} for menor que o arquivo \bar{N} , o arquivo será preenchido com as $\bar{N} - \bar{A}_{t+1}$ soluções dominadas;

Se o conjunto de soluções não dominadas \bar{A}_{t+1} for maior que o arquivo \bar{N} , um operador de truncamento é aplicado à \bar{A}_{t+1} para remover as soluções até que o conjunto se encaixe no arquivo. Em cada iteração, é removida a solução tal que a sua distância para o seu vizinho mais próximo seja a menor dentre as distâncias existentes. No caso de empate, calcula-se a segunda menor distância, e assim sucessivamente. A solução i é escolhida para ser removida se $i \leq_{d_j}$ para todo $j \in \bar{A}_{t+1}$. A Figura 3.3 exemplifica o operador de truncamento para $\bar{N}=7$.

Figura 3.3 - Exemplo sobre o operador de truncamento



Fonte: Adaptado de ALARCON (2009)

3.2 O SOFTWARE DE SIMULAÇÃO OPENDSS

O OpenDSS (*Open Distribution System Simulation*), simulador escolhido para esta dissertação, é um software executável de utilização livre e que tem sido amplamente utilizado para o estudo de sistemas de potência, aplicável ao segmento de distribuição de energia elétrica (EPRI, 2019a). Este programa foi desenvolvido em 1997 (primeira versão), até então denominado apenas *Distribution System Simulator – DSS*. O DSS foi adquirido pela *Electric Power Research Institute – EPRI* em 2008, ano em que o OpenDSS foi lançado como um software com licença de código aberto. Este programa foi constituído para auxiliar os planejadores dos sistemas de distribuição de energia elétrica no que diz respeito à aproximação dos modelos teóricos para a simulação aos modelos reais.

De acordo com o Manual do Usuário do software OpenDSS (DUGAN, 2013), este simulador não é apenas um programa que tem por finalidade executar estudos de fluxo de carga, tendo sido originalmente desenvolvido para analisar a conexão de GD às redes de distribuição. Além disso, sua área de atuação engloba ainda estudos probabilísticos de planejamento, simulação de geradores solares FV e eólicos, estimação de estado na distribuição, estudos de distorções harmônicas, ou a introdução de soluções e práticas de redes inteligentes (*Smart Grids*).

Este sistema dispõe de diversos modos de solução para os estudos de fluxo de carga, que foram adicionados à medida que o programa evoluiu para atender às necessidades específicas dos seus usuários. Entre eles estão o fluxo de potência instantâneo (*Snapshot*), fluxo de potência diário (*Daily Power Flow*), fluxo de potência anual (*Yearly Power Flow*), harmônicos e estudo de faltas. Nesta dissertação o método escolhido foi o *Yearly Power Flow* e a versão 8.1.6.1 do OPENDSS.

3.3 SELEÇÃO DOS TIPOS DE RED A SEREM UTILIZADOS

O crescimento da inserção de RED no Brasil concentra-se nos sistemas de GD. A conexão destes sistemas nas redes da CODIS possui uma concentração nos sistemas FV, tanto em unidades consumidoras, quanto em potência instalada. Com os dados obtidos diretamente do site da ANEEL, constatou-se que no mês de abril de 2020, 99,83% das 224.823 unidades

conectadas como GD eram da fonte FV assim como 93,65% dos 2.779 MW instalados são oriundos de energia solar. Abaixo, nas tabelas 3.1 e 3.2, apresentam-se a evolução da instalação de GD por tipo de fonte no Brasil, entre os anos de 2012 e 2020 (ANEEL, 2020).

Em prosseguimento, na tabela 3.3, constata-se que os sistemas hidroelétricos, os eólicos e térmicos apresentam característica de minigeração distribuída, enquanto os sistemas fotovoltaicos apresentam média de potência instalada que classificam estas usinas na maioria dos casos como microgeração. Ao analisar a média de potência instalada considerando o conjunto de todas as usinas, verifica-se o valor de 12,4 kW por instalação (ANEEL, 2020).

Tabela 3.1 - Quantidade de UC conectadas ao sistema da CODIS com GD até 21/04/2020

UC com GD	CGH	EOL	UFV	UTE
2012	0	0	5	0
2013	0	7	52	0
2014	1	10	286	2
2015	1	21	1.439	8
2016	9	8	6.669	29
2017	29	7	13.755	39
2018	25	4	32.986	58
2019	29	2	118.170	63
2020 (abril)	9	4	51.076	20
TOTAL	103	63	224.438	219

Fonte: ANEEL (2020)

Tabela 3.2 - Potência instalada conectada ao sistema da CODIS com GD até 21/04/2020

Potência (kW)	CGH	EOL	UFV	UTE
2012	0	0	423,94	0
2013	0	20,40	1.394,76	0
2014	825	48,70	2.436,96	110
2015	9	61,60	9.598,26	2.133,66
2016	4.621,50	5.037,40	48.941,77	10.240,82
2017	36.079,20	5.117,50	123.288,10	11.532,08
2018	17.379,38	28,80	378.904,60	14.034,46
2019	29.624,72	44,46	1.453.583,10	26.269,86
2020 (abril)	9.197,41	49,00	583.973,64	4.145,46
TOTAL	97.736,21	10.407,86	2.602.545,08	68.466,34

Fonte: ANEEL (2020)

Tabela 3.3 - Potência média por tipo de fonte conectada ao sistema da CODIS com GD até 21/04/2020

TIPO	Potência Média (kW)
CGH	948,9
EOL	165,2
UFV	11,6
UTE	312,6
TOTAL	12,4

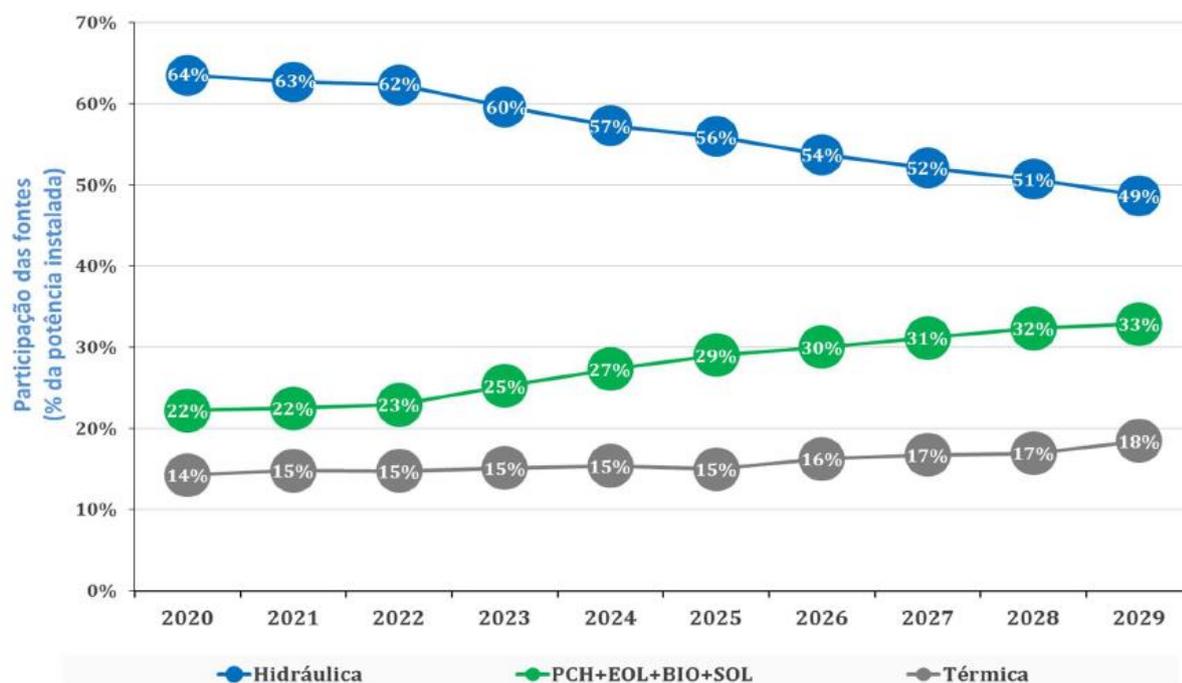
Fonte: ANEEL (2020)

Neste estudo, utilizaram-se quatro tecnologias renováveis distintas: a biomassa, a hídrica, a eólica e a solar fotovoltaica, e suas características e situação atual de implantação nos dias atuais no Brasil e no mundo estão contextualizadas no Apêndice A.

Estas tecnologias foram escolhidas, pelos dados apresentados acima os quais indicam que estas fontes são as mais utilizadas no país para desenvolvimento de projetos em GD devido a sua representatividade atual e a projetada para o horizonte do Planejamento Decenal de Energia 2028. Este Planejamento foi desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019), onde as fontes selecionadas passam de uma participação de 22% para 33% em 2028 na matriz brasileira de energia, considerando projetos centralizados e distribuídos, conforme demonstrado na Figura 3.4.

Para fins de ampliação do espaço de soluções possíveis de serem obtidas, neste estudo foram desconsideradas as características geográficas e econômicas atinentes a cada uma das fontes selecionadas, especialmente quando tratamos das fontes hidráulicas e biomassa, sendo então possível alocar as quatro fontes selecionadas em todas os nós dos sistemas a serem estudados. Para a aplicação em redes reais a definição dos locais de instalação de cada uma destas fontes deve ser precedida de estudos baseados na difusão dos sistemas (SANTOS 2018).

Figura 3.4 - Participação das fontes na matriz elétrica do Brasil (2019 – 2028)



Fonte: EPE (2019)

3.4 PAPEL ATIVO DA CODIS NA GD – INCENTIVOS BASEADOS NA REGULAÇÃO DA GD

Esta dissertação aborda a análise dos resultados que uma eventual alteração regulatória, a qual permita a participação ativa das CODIS na difusão dos RED, a qual pode se dar através de níveis de incentivo ou subsídios para definição de localização e potência dos empreendimentos de GD em conjunto com os IGD, proporcionando o atingimento dos benefícios sistêmicos esperados.

Com a apresentação dos casos brasileiro e internacional, na seção 2.3, pode-se constatar que o principal desafio aos reguladores é o estabelecimento de um modelo que propicie uma distribuição mais eficaz das responsabilidades e dos custos para o setor elétrico em transição com o ingresso das tecnologias disruptivas baseada nos RED.

Em especial, cabe destacar que os prosumidores em muitos casos utilizam a rede de distribuição sem remunerar a CODIS adequadamente. Este fator acaba por onerar os consumidores que não possuem GD, pois estes clientes acabam arcando com um custo adicional, o qual é conhecido por *cost-shifting*. Este custo adicional torna mais atraente aos consumidores migrarem para a condição de prosumidores e assim conseqüentemente há o agravamento da situação de aumento tarifário para os demais consumidores. Esta situação define o conceito de “espiral da morte” (EID et al., 2014; FELDER; ALTWALE, 2014).

Em suma, a CODIS está submetida a uma condição de perda de receita devida a redução das contas de energia dos consumidores com RED e os encargos de conexão relacionados, o que deve ser avaliado de maneira ampla conforme os benefícios gerados pelos custos evitados em especial a energia que deixa de ser adquirida junto ao mercado atacadista, para que o melhor desenho seja sugerido.

Nesse sentido, é fundamental avaliar que as distribuidoras estão inseridas em um contexto de impactos sociais e econômicos atribuídos ao alto custo das tarifas de energia elétrica aplicadas, e assim, são pressionadas a promoverem uma redução dos custos subordinado ao objetivo da modicidade tarifária, o que distancia em diversas situações dos objetivos de aumento tarifário decorrente de uma antecipação de reconhecimento de investimentos ou de redistribuição de custos e taxas fixas.

Com vistas a promover as alterações nas políticas de forma a contemplar as distorções resultadas pela difusão da GD alguns mecanismos podem ser adotados para redução dos riscos de variação de mercado (*decoupling* em alguns casos analisados), para o reconhecimento dos investimentos realizados em tecnologia para atender à necessidade imposta pela GD, como o exemplo italiano de reconhecimento anual com elevação do WACC, para a alteração das políticas de incentivo com a assunção de novos custos pelos prosumidores e finalmente a alteração tarifária que pode se dar pela redução da dependência volumétrica com a introdução de taxas fixas (mensal ou anual) e custos de redes e serviços.

Com todo exposto, destaca-se os esforços dos reguladores e pesquisadores dos países analisados com vistas a aprimorar as políticas de incentivo, com evidências de convergência de ações em diferentes locais do mundo. Entretanto, a participação da distribuidora com papel ativo na indicação da localização das regiões com maior oportunidade de gerar benefícios para o sistema como um todo, neste momento não é uma prioridade para os reguladores avaliados.

Nessa senda, dos casos avaliados, a definição do Estado de Nova Iorque em atribuir incentivos locais diferenciados por região serve como uma das bases, para desenvolver uma proposta de modelo de negócio, em que regiões que possuem identificadas pela CODIS a necessidade de melhoria pelos métodos tradicionais de planejamento da expansão dos sistemas elétricos, possam ser subsidiados incentivos para que investidores de GD concentrem seus investimentos naquela localidade.

Nesse princípio, ao instalar-se em uma região definida como de interesse pela CODIS, este IGD contaria com uma redução nas despesas de conexão, pois a CODIS homologa as barras do seu sistema onde a GD usufruirá de desconto conforme o tipo de recurso energético utilizado.

Outra possibilidade desenvolvida nesta dissertação baseia-se no princípio de reconhecimento dos investimentos em inovação na Base de Remuneração Regulatória com revisão a cada 02 anos, e com a remuneração destes ativos numa taxa de 2% acima do WACC, com referencia no caso italiano.

Tal incentivo funcionaria, como no caso brasileiro, ao Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD), instituído pela ANEEL através da Resolução Normativa 414 de 2010, com uma participação da concessionária no investimento inicial do IGD. Esta

participação se daria através do ERD-GD, definido segundo a classificação por tipo da GD, e seria aprovada se o custo da distribuidora com investimentos tradicionais for superior aos custos com incentivo à GD. Entende-se que o plano com estes investimentos deve ser apresentado com antecedência para a ANEEL com vistas a receber anuência prévia para aplicação. Na Itália esta apresentação ao regulador é com antecipação de 03 anos.

Em termos tarifários, estes investimentos quando em operação, deveriam ser antecipados para reconhecimento anual, conforme já mencionado, assim parte da tarifa paga pelos consumidores seria utilizada para amortizar este investimento (a parcela ERD da concessionária), pois este novo ativo traria um benefício adicional para os demais consumidores, e assim o ERD para GD teria efeito nulo.

Dessa forma, as condições para uma difusão mais pulverizada dos RED seriam economicamente ofertadas aos IGD, contribuindo para a postergação de investimentos estruturantes pelas CODIS e para a melhoria da qualidade de prestação de serviço. Em especial por incentivar que parte destes projetos migre para regiões com menor densidade populacional.

Estes descontos foram estruturados pelo autor com base nos incentivos previstos na regulação brasileira com no mínimo 50% de redução das tarifas de TUSD e TUST (ANEEL, 2016, 2020). Estes descontos possuem previsão de serem extintos a partir da publicação da Medida Provisória nº 998/2020 (BRASIL, 2020). Entretanto, para a difusão da GD nas áreas de interesse, buscou-se prorrogar este incentivo com vistas aos IGD migrarem para regiões a serem beneficiadas por definição da CODIS, nos índices apresentados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - ERD-GD das Distribuidoras e o Desconto do EUSD

TIPO RED	ERD-GD (% Investimento)	Desconto no EUSD (%)
Biomassa	10	25
Fotovoltaico	30	50
Eólico	30	50
CGH	10	25

Fonte: AUTOR (2020)

3.5 ESPECIFICAÇÕES DA METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO

Esta seção aborda as especificações básicas para a ferramenta de planejamento para o uso da GD nos sistemas elétricos de distribuição. O objetivo e as características dos pontos principais da ferramenta serão definidos. Ainda, apresenta-se as especificações particulares do método de otimização escolhido, o SPEA2, além dos atributos para as funções objetivo e suas restrições, os quais também serão estruturados nesta seção.

3.5.1 Objetivos e características da metodologia de planejamento

O principal objetivo da metodologia de planejamento é proporcionar a análise da integração da GD nos sistemas de distribuição, com a participação da CODIS através da promoção de incentivos ao IGD.

Assim esta metodologia proporcionará um melhor entendimento da integração da GD através dos diversos conjuntos de soluções nas Fronteiras de Pareto gerados e das análises das relações entre os diversos objetivos avaliados, os quais apresentam benefícios e impactos aos sistemas elétricos analisados. Além disso, estuda-se a relação entre os objetivos atingidos na configuração com incentivo e sem incentivo da CODIS para o IGD.

Como premissas da metodologia de planejamento, a mesma será ajustada para realizar planejamentos de longo-prazo, Anual e Quinquenal, conforme apresentado na seção 2.4. Além disso, destaca-se que os impactos estudados serão de estado estável (não se alteram com o tempo), sendo que os impactos transitórios não serão analisados neste estudo.

As principais características desta metodologia são:

- Trabalhar com vários objetivos;
- Fornecer uma abordagem flexível em termos de objetivos e restrições;
- Fornecer uma abordagem flexível em termos de possíveis análises da integração de GD;
- Considerar a natureza estocástica do sistema de energia;
- Permitir a análise de diversos tipos de GD;

Outros detalhes que foram modelados no método com vistas a um melhor produto de soluções para que os tomadores de decisão possam atuar com o conjunto de soluções de Pareto gerados, as quais serão detalhadas em outras subseções, são as seguintes:

- Configuração do método de otimização (SPEA2);
- Definição dos atributos (objetivos) e restrições;
- Configuração do perfil de Carga e Geração;

3.5.2 Configuração do método de otimização – SPEA 2

Um dos primeiros passos para o adequado funcionamento de uma estrutura de planejamento é a definição das características da técnica de otimização adotada. Como já visto no capítulo 2 desta dissertação, a evolução dos métodos multiobjetivo utilizados para o planejamento do sistema elétrico na presença dos RED, busca permitir que as estruturas para este fim apresentem a capacidade de trabalhar com otimizações multiobjetivo, permitindo avaliar um conjunto de objetivos e restrições e trabalhar com vários tipos de GD simultaneamente.

Para isso, a técnica escolhida, o SPEA2, possibilita que as condições acima sejam testadas a partir da adequada definição dos parâmetros de entrada desta técnica, além da melhor configuração para as etapas de torneio binário (*binary tournament*), recombinação (*crossover*) e mutação (*mutation*) já mencionadas no item 3.1.

O processo de configuração do método multiobjetivo inicia-se pela codificação das variáveis de decisão através de cromossomos, baseado nos mesmos conceitos dos AG que foram desenvolvidos nos anos 70, porém difundidos nas décadas seguintes (GOLDBERG, 1989). Cada cromossomo, conhecido como indivíduo, possui uma potencial solução para o problema a ser resolvido. Cada cromossomo define um "genótipo" que corresponde a um conjunto único de variáveis no espaço de decisão, o "fenótipo". As três variáveis utilizadas para a codificação são: (i) o tipo de GD a ser instalada; (ii) o tamanho da GD a ser instalada, ou seja, sua potência em quilowatts (kW); e (iii) o local onde a GD será instalada, ou seja, o nó do sistema no qual o gerador será inserido. O genótipo utilizado neste método é do tipo binário e possuirá para cada gene a configuração apresentada na Figura 3.5 e os cromossomos serão compostos por n genes conforme a Figura 3.6

Figura 3.5 - Estrutura de um gene do cromossomo para o planejamento da GD

Gene n							
TIPO		TAMANHO			LOCAL		
						...	

Fonte: AUTOR (2020)

Figura 3.6 - Estrutura de um cromossomo para o planejamento da GD

Cromossomo				
Gene 1	Gene 2	Gene 3	Gene ...	Gene n

Fonte: AUTOR (2020)

Como apresentado na seção 3.3 serão testados 4 tipos distintos de GD, perfazendo desta forma 4 possíveis soluções para esta variável, a qual será representada pelos dois primeiros bits de cada gene. Nesse sentido, serão disponibilizadas 8 potências de equipamentos a serem instalados nos sistemas a serem testados, as quais poderão ser configuradas de acordo com as características de cada sistema, ou seja, para sistemas com dimensões físicas e elétricas de menor porte, deverão ser configuradas tanto microgeradores como minigeradores, de acordo com a regulação brasileira vigente. Já para sistemas com características elétricas e físicas mais robustas, a tendência é a utilização de mais minigeradores para assegurar a avaliação da integração da GD nos sistemas analisados.

Ainda, para cada sistema a ser analisado, a partir de uma análise anterior a entrada da GD no sistema, é avaliado a quantidade de nós críticos do ponto de vista do nível de tensão para que a GD seja inserida nestes nós. Esta avaliação servirá de critério para a definição do tamanho da codificação do local de instalação, os quais serão referentes às barras do sistema que receberão a GD.

No que diz respeito à decodificação, a mesma é realizada para cada variável de cada gene, e armazenada em uma matriz até que a decodificação de um cromossomo esteja completa. Quando esta condição for atendida, estes dados de entrada são enviados para o OPENDSS e para o MATLAB com vistas a definir os valores dos atributos e das restrições, o que será detalhado nas próximas seções.

A criação de uma primeira população diversificada é essencial para garantir a exploração de todo o espaço de pesquisa, sendo que a maioria das técnicas de planejamento de GD baseadas em AG é fundamentada na criação de topologias aleatórias, mas viáveis, para a primeira população. Este conceito é adotado para este trabalho onde se gera uma população baseada em cromossomos randômicos.

Em continuidade, para todas as gerações evolutivas, os atributos de planejamento são calculados para cada solução potencial. Na matriz de trabalho, que inclui os cromossomos decodificados, são criadas colunas com os atributos de planejamento e também com as restrições avaliadas. Cada linha corresponde a uma solução potencial, e o cálculo de cada atributo é detalhado posteriormente neste capítulo (seção 3.5.3).

Ainda, é importante frisar que a normalização é fundamental para a correta apuração dos dados analisados, devido as diferentes magnitudes entre as informações. Após os dados serem normalizados, inicia-se a etapa de verificação de dominância entre as soluções. O primeiro ponto analisado é se alguma das soluções analisadas apresenta restrições. Caso uma delas possua alguma restrição, a outra passa a dominá-la automaticamente.

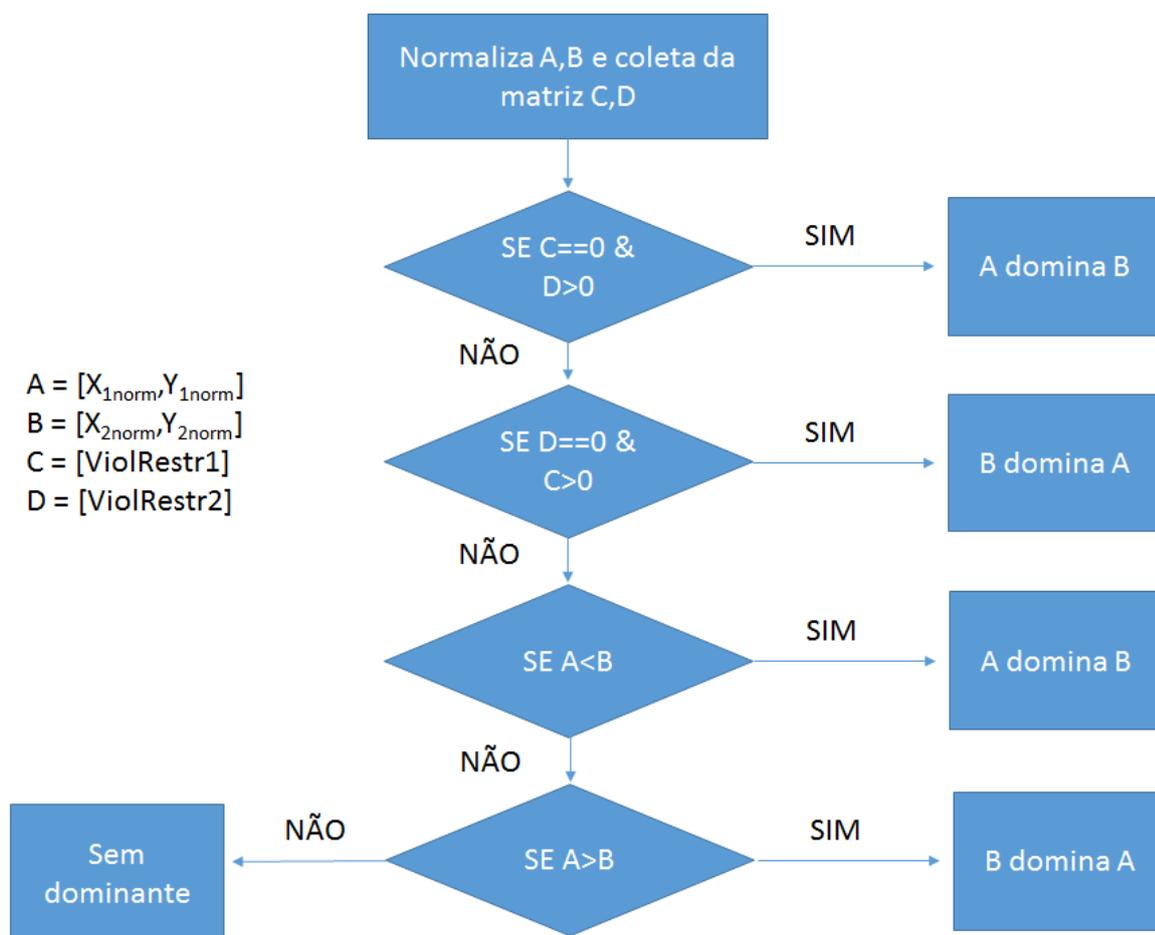
Caso nenhuma solução em comparação apresente restrições há a etapa de avaliação de dominância, sendo a dominante a que apresentar-se mais próxima da Fronteira de Pareto. Após todas as soluções serem comparadas nos quesitos de dominância, inicia-se a etapa de cálculo de *fitness*, conforme apresentado na seção 3.1.1 deste capítulo. O fluxograma de dominância é apresentado na Figura 3.7.

Para a reprodução de novas gerações de populações, o torneio binário possui convergência e propriedades computacionais melhores ou equivalentes do que qualquer outro operador de reprodução (DEB, 2001). A Figura 3.8 exibe o fluxograma adotado para o torneio binário nesta ferramenta. Em resumo, são escolhidos randomicamente a partir do Arquivo os pares de soluções e seus *fitness* são comparados. O índice da solução com menor *fitness* é armazenado em um vetor denominado matriz de acasalamento ou *mating pool*.

Nesta dissertação, no improvável caso de duas soluções terem exatamente o mesmo valor de *fitness*, a segunda solução é copiada para a matriz de acasalamento. O procedimento de seleção de pares e comparação de *fitness* é repetido até que a matriz de acasalamento esteja cheia, ou seja, quando os “pais” suficientes foram escolhidos para criar uma população inteiramente nova.

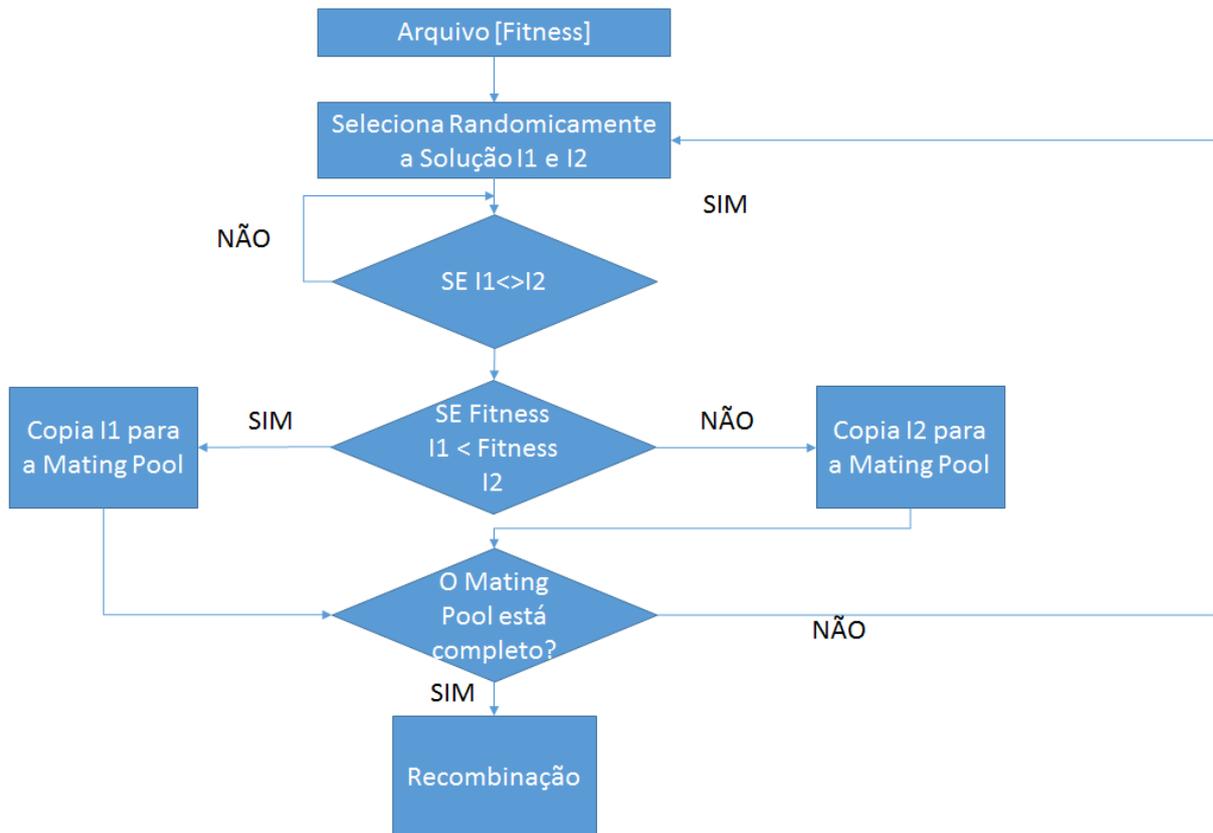
A próxima etapa, a partir da matriz de acasalamento preenchida, trata de iniciar o processo de recombinação. No problema de planejamento de GD, o procedimento de recombinação troca grupos de unidades de GD entre duas topologias bem-sucedidas para, eventualmente, encontrar combinações e configurações ótimas de GD que apresentam melhor desempenho em um ou mais objetivos. No problema de planejamento de GD, a recombinação facilita a busca de misturas ideais de GD, sendo implementado na estrutura de planejamento. Os operadores de cruzamento escolhidos foram o de ponto duplo, pois trocam grandes grupos de genes adjacentes ao mesmo tempo. Ao usar a recombinação de ponto duplo, a busca por misturas ideais de GD depende muito do operador de mutação, que geralmente tem uma baixa probabilidade de ocorrência.

Figura 3.7 - Fluxograma de dominância



Fonte: AUTOR (2020)

Figura 3.8 - Fluxograma de torneio binário



Fonte: AUTOR (2020)

Em resumo são recombinados o último *bit* do tipo de GD e o último bit do tamanho de GD e são substituídas as barras entre os “filhos” 1 e 2. Para exemplificar o processo de recombinação é utilizada a Figura 3.9.

Em prosseguimento, com vistas a completar a nova população, é realizado a mutação entre as soluções selecionadas. Uma das características desta técnica é explorar novas regiões do espaço que anteriormente não eram exploradas, através da alteração de um ou mais bits entre filhos não modificados. Apesar da baixa probabilidade de ocorrência, este operador é importante para manter a diversidade da população. Nesta dissertação a alteração destes bits significa modificar o tipo de GD, ou o seu tamanho, ou o nó onde está conectada a GD. A mutação tem uma probabilidade de ocorrência conhecida como taxa de mutação. Esta taxa é expressa como a probabilidade de cada bit ser mutado, e por ser considerado um operador

disruptivo, é sugerida uma baixa taxa de mutação, na ordem de 0,1 a 0,15. Um exemplo da aplicação do operador de mutação está representado na Figura 3.10.

Figura 3.9 - Estrutura do mecanismo de Recombinação

	TIPO		TAMANHO			LOCAL		
PAI1	1	0	0	0	1	0	0	0
PAI2	1	1	1	0	0	0	1	1
FILHO 1	1	1	0	0	0	0	1	1
FILHO 2	1	0	1	0	1	0	0	0

Fonte: AUTOR (2020)

Figura 3.10 - Estrutura do mecanismo de Mutação

	TIPO		TAMANHO			LOCAL		
PAI1	1	0	0	0	1	0	0	0
FILHO 1	1	1	0	1	0	0	1	1

Fonte: AUTOR (2020)

Por fim, os principais parâmetros que devem ser definidos para o algoritmo SPEA2, são o tamanho da população, o tamanho do arquivo, a taxa de recombinação e a taxa de mutação. O tamanho da população depende da dificuldade do problema, ou seja, quanto mais complexo o problema, maior a população, porque pequenas populações não fornecem diversidade suficiente, porém, se a população for muito grande, o tempo computacional será longo, sem uma melhoria proporcional qualidade da solução (ZITZLER, 1999).

Em continuidade, sobre o arquivo, as soluções têm uma participação direta no procedimento de atribuição de *Fitness* e apenas as soluções do arquivo participam dos procedimentos de seleção por torneio binário, recombinação e mutação.

Para a definição do tamanho da população e do arquivo, assim como das taxas de recombinação e mutação, utiliza-se a base de trabalhos anteriores que analisaram o impacto da GD nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Em um dos casos, foram utilizadas populações entre 100 e 400 indivíduos, 300 gerações, com o arquivo variando entre 25% e 75% do tamanho da população, com uma taxa de recombinação de 90 a 95%, restando entre 5% e 10% para o operador de mutação (ALARCON, 2009).

Em outra aplicação, uma população de 150 indivíduos e um arquivo de 80 indivíduos foi utilizada em conjunto com uma taxa de recombinação de 95% e de uma taxa de mutação de 2% (ALARCÓN-RODRIGUEZ et al., 2009). Ainda, em outra análise utilizando o SPEA2 para análises com sistemas na presença de GD, a população utilizada foi de 80 indivíduos e 80 gerações e o tamanho de arquivo de 40. A taxa de recombinação estava na faixa entre 70% e 90% e uma taxa de mutação entre 5% e 15% (SHENG et al., 2012).

Além disso, outras abordagens realizadas nos últimos anos apresentaram os dados a seguir. Um planejamento de GD utilizando SPEA2 utilizou uma população e arquivo de 250 indivíduos, com 400 gerações, uma taxa de recombinação de 85% e uma taxa de mutação de aproximadamente 15% (POKHAREL; MOKHTAR; HOWE, 2012). Outra aplicação com o intuito de observar o impacto da integração ótima de diversas unidades de GD, uma população de 200 indivíduos e um tamanho de arquivo de 100 foi utilizada, assim como, uma taxa de recombinação de 90% e de mutação de 10% (BEN HAMIDA et al., 2016).

3.5.3 Especificação dos objetivos e restrições

A seleção correta dos objetivos e restrições é uma etapa fundamental, do processo de planejamento devendo refletir os impactos e benefícios relevantes aos *stakeholders*, em especial a CODIS, ao IGD e aos consumidores.

Sendo assim, os objetivos de planejamento concentram-se na minimização ou maximização de alguns atributos, enquanto os planejamentos das restrições determinam os limites para as funções a serem manuseadas. Nesse passo, conforme citado em especial no capítulo 2, os diversos estudos de planejamento com a presença dos RED nos sistemas

elétricos elencam incontáveis objetivos e atributos em seu escopo, onde parte deste grupo foi selecionada para fazer parte desta dissertação. Aqui nesta seção serão apresentados os atributos que foram escolhidos para serem minimizados, e em seguida uma breve descrição da forma de obtenção dos mesmos, ou diretamente pela integração entre MATLAB e OPENDSS, ou através da criação de funções objetivo derivadas da modelagem matemática de algumas variáveis.

3.5.3.1 Atributos

Os atributos técnicos selecionados foram: (i) perdas técnicas em kW; (ii) Energia injetada em kWh; e (iii) Faixa do perfil de tensão no sistema em pu. Em relação aos atributos econômicos selecionou-se: (i) Custos Totais sem incentivo da CODIS em R\$; e (ii) Custos Totais com incentivo da CODIS em R\$. Por fim, o atributo ambiental avaliado foi: (i) Emissões Totais de CO2 expresso em gCO2 eq./kWh. Em continuidade, em relação às perdas técnicas, a energia injetada e a Faixa do perfil de tensão no sistema, estas informações são fornecidas diretamente pela solução do fluxo de potência do sistema OpenDSS. Para obter este fluxo de potência o OpenDSS utiliza o método de injeção de correntes.

Em relação aos atributos econômicos, os atributos foram definidos através da composição de duas funções matemáticas específicas às quais serão analisadas a seguir. O custo do investimento, incluindo os custos relacionados à operação e manutenção da GD e aos desembolsos do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (EUSD), é considerado para o ciclo de vida do ativo ao longo de 20 anos de instalação nesta dissertação e é calculado pela equação 3.5.

$$C_T = (S_{dg}C_{dg}) + ((S_{dg}C_{dg}C_{om}) + (12S_{dg}C_{duos}) l_{asset}) \quad (3.5)$$

Onde, C_T é o custo total do RED sem incentivo da CODIS, S_{dg} refere-se à Potência da GD em kW, C_{dg} é o custo de implantação médio da GD em R\$/kW, C_{om} trata dos custos anuais de operação e manutenção (% custo de investimento da GD), C_{duos} refere-se aos custos do EUSD mensal (R\$/kW/mês) and l_{asset} é o ciclo de vida do ativo GD em anos.

O outro atributo econômico-financeiro avaliado foi o custo total da inclusão do GD com a presença ativa da Distribuidora de energia. Conforme apresentado no item 3.4, os

elementos a serem trabalhados nesta dissertação, serão o ERD para GD e o desconto nas tarifas de uso do sistema de distribuição, tornando desta forma a responsabilidade da Distribuidora no processo de implantação de geradores distribuídos, um papel ativo. O custo do investimento considerando os incentivos da CODIS é apresentado na equação 3.6.

$$C_{Tinc} = (S_{dg}C_{dg}Erd_d) + \left((S_{dg}C_{dg}C_{om}) + (12S_{dg}C_{duos} Duos_r) l_{asset} \right) \quad (3.6)$$

Na qual, C_{Tinc} é o custo total com os incentivos da CODIS, Erd_d é a participação da CODIS no investimento do RED, e $Duos_r$ é o desconto no EUSD. Os descontos estimados pelo autor foram representados na Tabela 3.4.

Para estes atributos foi considerado que na biomassa, utilizando tecnologia de ciclo vapor, com base no aproveitamento das palhas de soja e de milho, o valor do investimento do empreendimento termelétrico adotado neste estudo é de US\$/kW 1.186,00, considerando o dólar na cotação de R\$ 3,20 para U\$ 1,00, ou seja, R\$/kW 3.798,00. Além disso, foi assumido um custo de O&M de 5% do custo de investimento da planta como valor a ser aplicado neste estudo (TOMALSQUIM, 2016).

Para os sistemas fotovoltaicos o valor utilizado para o custo de implantação foi de R\$/kW 4.600,00 (JÚNIOR, 2018) e o custo fixo anual de operação e manutenção (O&M) de um empreendimento, o qual é usualmente, um valor representado percentualmente em relação ao custo total do empreendimento, é da ordem de 0,8% do custo total de investimento para os projetos com estrutura fixa e 1,2% para aqueles com rastreamento de um eixo (EPE, 2017), utilizando-se para este trabalho um valor médio entre os dois sistemas estudados, ou seja, 1%.

Ainda, para os sistemas eólicos as estimativas de investimento inicial com a implantação das unidades de geração distribuída são de R\$/kW 4.000,00 (JÚNIOR, 2018) e o custo fixo anual de operação e manutenção na faixa de 2% (RIBEIRO, 2017). Em complemento para as CGH foi adotado para o custo de implantação um valor de R\$/kW 4.000,00 (JÚNIOR, 2018) e o custo fixo anual de O&M em torno de 7,5% (CANDIDO; SANTOS, 2012).

Em relação às tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD), para todos os tipos de fontes, foram utilizados os valores integrantes do processo de Reajuste Tarifário Periódico

através da REA 2.484/2018-ANEEL da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), para os Subgrupos A4 e B no segmento Geração, as quais são apresentadas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição

TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - GERAÇÃO	
Subgrupo	Valor (R\$/kW)
A4 (2,3 a 25kV)	5,65
B (TIPO 1)	2,62

Fonte: AUTOR (2020)

No que tange aos atributos ambientais, a metodologia utilizada para obter as emissões totais de CO₂, foi baseada no fator de emissão equivalente de CO₂. O fator de emissão equivalente refere-se à taxa média de emissão de um determinado poluente em relação à intensidade de uma atividade específica em relação a uma determinada fonte. O Fator de Emissão de um gás corresponde, então, à relação entre a quantidade do gás emitido (kg ou ton) por cada unidade de produção energética resultante da atividade (kJ ou kWh), e é representada pela unidade gCO₂ eq./kWh (BRIGATTO; CARMARGO; SICA, 2010).

Para a biomassa em requisitos de fator de emissão equivalente foi utilizado um valor médio entre o range de -85 até 251 gCO₂ eq./kWh, ou seja, 186 gCO₂ eq./kWh (BACHMAIER; EFFENBERGER; GRONAUER, 2010). Já para o fator de capacidade da geração utilizou-se os resultados obtidos para os resíduos vegetais e da agricultura na classificação resto do Mundo, para usinas menores que 1 MW, na faixa de 40% (IRENA, 2019).

Em relação à energia fotovoltaica o fator de emissão utilizado baseia-se em valor médio dos valores, , ou seja, 17 gCO₂ eq./kWh, baseado nas últimas estimativas resultantes de emissões de GEE, as quais são 20, 14 e 26 gCO₂ eq./kWh para a-Si, CdTe e CIGS, respectivamente, para aplicação em montagem no solo sob irradiação solar de 2.400 kWh / m² / ano, uma taxa de desempenho de 0,8 e uma vida de 30 anos (KIM et al., 2012). Ainda, em relação ao fator de capacidade, este varia de acordo com o recurso solar disponível e se os sistemas têm ou não sistemas de rastreamento (um ou dois eixos). Estes fatores estão tipicamente na faixa de 10% a 25% para sistemas de inclinação fixa, mas valores fora deste

range são possíveis em locais excepcionais ou onde a localização não é ideal (por exemplo, ângulo de inclinação ou sombreamento). Neste sentido, utilizou-se um valor médio de 17% aos apresentados (IRENA, 2015).

Quando avaliamos as questões referentes à geração distribuída eólica o fator de emissão foi definido após a harmonização de dados de 27 estudos selecionados que forneceram 98 estimativas de emissão de GEE do ciclo de vida da energia eólica. Estas harmonizações foram baseadas nos seguintes critérios: potencial de aquecimento global, pela fronteira do sistema, pelo tempo de vida útil e pelo fator de capacidade. O resultado final após a harmonização de todos estes fatores foi de 16,15 gCO₂ eq./kWh (MIRANDA, 2012). O fator de capacidade utilizado foi determinado por aproximação do valor médio mundial, ou seja, 30% (IRENA, 2015).

Por fim, para as CGH, o fator de emissão foi baseado em 2 estudos e medidas em 4 estudos de emissão de reservatórios, onde se obteve como valor da mediana 86,21 gCO₂ eq./kWh (MIRANDA, 2012). Já para o fator de capacidade adotou-se o valor de 55% (FILHO, 2008). Assim, a tabela 3.6 apresenta um resumo dos Fatores de emissão e dos fatores de capacidade utilizados neste estudo.

Tabela 3.6 - Fator de emissão equivalente e Fator de capacidade

TIPO GD	Fator de Emissão Equivalente (gCO ₂ eq./kWh)	Fator de Capacidade (%)
Biomassa	186	40
Fotovoltaico	17	17
Eólico	16,15	30
CGH	86,21	55

Fonte: AUTOR (2020)

3.5.3.2 Restrições

Em relação às restrições, sua definição parte da solução das equações de fluxo de potência, as quais possibilitam a determinação das tensões e fluxos das linhas do sistema. Nas restrições de igualdade, as mesmas são inflexíveis, isso significa que a condição selecionada

deve ser atendida, pois determinam o comportamento dos fluxos de energia. As restrições de desigualdade, normalmente são representadas pelos limites técnicos da rede e dos equipamentos, e tradicionalmente são utilizadas em estudos de planejamento.

Sendo assim, as restrições selecionadas foram: (i) tensão mínima nos barramentos em pu.; (ii) tensão máxima nos barramentos em pu.; (iii) Sobrecarregamento dos condutores em regime normal (Entre 75 e 80% da emergência) em %; e (iv) e regime de emergência (limite do condutor em uma hora) em %.

As restrições de tensão estão baseadas nos critérios estabelecidos pela ANEEL, nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), para o qual o limite inferior de tensão adequada é 0,93 pu. e o limite superior é 1,05 pu. para sistemas de distribuição com redes com tensões nominais de atendimento inferiores a 69 kV, sendo compatíveis com as redes testadas neste trabalho (ANEEL, 2017).

Em relação ao sobrecarregamento dos condutores, em específico os regimes normal e de emergência, estes dados são obtidos ao executar o fluxo de potência no OpenDSS. Mais precisamente, os dados dos níveis destas correntes são especificados nas propriedades das linhas de distribuição. Ao executar-se o fluxo de potência os valores calculados para cada uma destas correntes são comparados com os parâmetros nominais declarados e se ultrapassarem os limites já apresentados, serão considerados casos de sobrecarga, gerando uma restrição à solução.

3.6 CRITÉRIOS DE TOMADA DE DECISÃO

Com problemas multiobjetivo, um número infinito de soluções não inferiores pode ser gerado onde a melhoria em um objetivo resultaria em degradação no outro. O tomador de decisão deve escolher subjetivamente a solução de compromisso final. Há duas abordagens: (i) um único critério de escolha que define automaticamente o compromisso, por exemplo, máximos e mínimos; e (ii) procedimentos interativos que permitem ao tomador da decisão acompanhar o processo de decisão (HARRISON et al., 2007).

O tema do natural conflito entre os atributos adotados para um planejamento multiobjetivo baseado em critérios técnicos, econômicos ou ambientais, requer um esforço dos tomadores de decisão sobre a análise de *trade-off*, necessária para as melhores tomadas de decisão para cada circunstância. Alguns estudos apresentaram técnicas para acomodar os

diversos pontos de vista dos planejadores (CARPINELLI et al., 2005; OCHOA; HARRISON, 2011).

Já as técnicas de tomada de decisão multicritério, são amplamente utilizadas em muitas áreas e proporcionam a solução para os problemas com múltiplos objetivos conflitantes. Os pesos de cada variável ocupam um papel relevante nestas técnicas, pois determinam a racionalidade e a confiabilidade dos resultados das decisões. Para atender os desafios do setor elétrico na busca por otimizar os escassos recursos das companhias e as tecnologias inovadoras, como a GD, além do crescimento da carga e da demanda, necessitam ser bem endereçadas por corretas tomadas de decisão no planejamento do setor de distribuição (ESPIE et al., 2003).

Nesse sentido, diversos estudos vêm buscando introduzir as especificidades da GD nos critérios de tomada de decisão do planejamento, com diversos modelos híbridos ao testado *Multi Criteria Decision Making* (KAMALINIA, 2007; ŠARIĆ; HIVZIEFENDIĆ; KONJIĆ; 2017). Outras aplicações buscam a locação ótima da GD nos sistemas de distribuição com a aplicação dos critérios de tomada de decisão (KAZMI; HASAN; SHIN, 2015; XIAO et al., 2012).

Nesta dissertação depois de gerados os resultados a partir da aplicação da metodologia apresentada neste capítulo, fundamentada pela técnica SPEA2, a tomada de decisão do planejador objetivará encontrar a média dos mínimos resultados obtidos, ou seja, o ponto onde os dois atributos selecionados para serem minimizados apresentem o resultado mais próximo da média de todos os resultados obtidos.

3.7 ANÁLISE PROBABILÍSTICA DOS RESULTADOS – MONTE CARLO

A quantificação de incertezas e riscos no gerenciamento do sistema pode ser realizada definindo e construindo intervalos de confiança para os parâmetros de entrada ou saída do modelo determinístico do sistema. Geralmente, o processo probabilístico é usado para obter incerteza e risco baseados em valor, especificando a entrada ou a saída como distribuições de probabilidade. Um dos métodos usados para modelar variáveis incertas é o processo de Monte Carlo (ADEGOKE; ADEYANJU, 2016).

A simulação de Monte Carlo é um tipo de simulação que se baseia em amostragem aleatória repetida e análise estatística para o cálculo dos resultados. Este método de simulação está intimamente relacionado a experiências aleatórias, experiências para as quais o resultado não é conhecido previamente. Neste contexto, as simulações sob a ótica do método de Monte Carlo podem ser consideradas como uma forma metódica para executar as análises de variações hipotéticas (RAYCHAUDHURI, 2008).

O método Monte Carlo é uma abordagem natural quando incertezas estão envolvidas e algumas variáveis são aleatórias, embora seja evidente que a sua aplicação a um sistema de dimensão real quando utilizando uma representação avançada e considerando um processo multiobjetivo pode ser muito dispendioso em termos de tempo computacional (MARTINEZ, GUERRA, 2014).

Neste estudo será adaptado o método de simulação de Monte Carlo pelo ponto de vista da análise dos resultados (parâmetros de saída). Nesse sentido, o resultado da simulação de Monte Carlo de um modelo é tipicamente sujeito a análise estatística. Para cada conjunto de números aleatórios ou ensaios gerados para cada uma das variáveis aleatórias, utiliza-se a fórmula do modelo para chegar a um valor de ensaio para as variáveis de saída. Quando os ensaios estão completos, os valores armazenados são analisados (SCHUYLER, 1996). Os valores médios de saída do ensaio resultam num valor esperado de cada uma das variáveis de saída (RAYCHAUDHURI, 2008).

Os valores simulados independentes são então montados em distribuições de probabilidade para formar intervalos de confiança. É esperado que o erro de construir incertezas usando os parâmetros de entrada e / ou saída seja mínimo (ADEGOKE; ADEYANJU, 2016).

Nesta dissertação, com base nas referências acima apresentadas, uma distribuição de frequências é realizada após a obtenção dos resultados anuais num horizonte horário, ou seja, são utilizados 8760 resultados para cada nó de conexão da GD da solução selecionada. A partir destes valores são definidos os valores mínimos, médios e máximos medidos. Além disso, é obtido o desvio padrão da série. Com estes elementos são definidos os valores mínimos e máximos da faixa de opções a ser alcançada na análise probabilística, com a aplicação das equações 3.7 e 3.8. Nesta equação $V1_{mean}$ é o valor médio obtido a partir dos 8760 pontos medidos e σ_{V1} é o desvio padrão da série.

$$V1m\acute{a}x(prob) = V1mean + 3\sigma_{V1} \quad (3.7)$$

$$V1m\acute{i}n(prob) = V1mean - 3\sigma_{V1} \quad (3.8)$$

Com a definição dos novos limites da faixa de tensão insere-se um fator aleatório constituindo-se uma matriz de 5.000 novos pontos para análise dos resultados obtidos. O novo valor medido a partir das variáveis probabilísticas é dado pela equação 3.9. Deve-se observar que esta técnica é aplicada para o sistema sem a presença da GD e na presença da GD. Nesta equação A_v representa um valor aleatório entre 0 e 1.

$$V1med(prob) = V1m\acute{i}n(prob) + (A_v \cdot (V1m\acute{a}x(prob) - V1m\acute{i}n(prob))) \quad (3.9)$$

4 ESTUDOS DE CASO: DESENVOLVIMENTO PRÁTICO E ANÁLISE DE RESULTADOS

A estruturação de uma metodologia de planejamento, que considere a presença dos RED nos sistemas de distribuição, a técnica de otimização, os atributos, objetivos e restrições foram amplamente discutidas no capítulo anterior.

Neste capítulo, primeiramente apresentam-se os perfis de cargas e geração selecionados para a aplicação. Posteriormente, utilizam-se duas redes de testes padrão do IEEE para a aplicação de 04 estudos de casos distintos, testando a estrutura de planejamento apresentada. Nos dois primeiros estudos, é utilizado o alimentador de testes IEEE 13 nós ajustado e são avaliados os resultados para diversos objetivos no horizonte de planejamento de 01 ano e de 05 anos. De mesma forma, para os últimos 02 estudos, utilizou-se o alimentador de testes IEEE 33 nós, para os mesmos horizontes de planejamento.

4.1 CONFIGURAÇÃO DOS PERFIS DE CARGA E GERAÇÃO

Em se tratando das configurações dos sistemas a serem testados são essenciais na modelagem do planejamento aquelas referentes ao perfil de carga e ao perfil de geração adotado.

4.1.1 Cargas

Basicamente, determinam-se as cargas a partir da declaração da potência ativa nominal (kW), definida como P , e da potência reativa nominal (kVar), definida como Q . Neste trabalho, em concordância com as características do OpenDSS, foram assumidas que as cargas são naturalmente equilibradas, ou seja, todas as cargas utilizadas são trifásicas. Para a obtenção de maiores detalhes sobre a configuração de cargas no OPENDSS recomenda-se o Guia de Referência do software (DUGAN, 2013).

Além disso, com vistas a simular diferentes horizontes de planejamento, que no caso desta dissertação serão de 01 ano e 05 anos, pode-se alterar a carga do sistema através de um multiplicador global, denominado “*Load Mult*”.

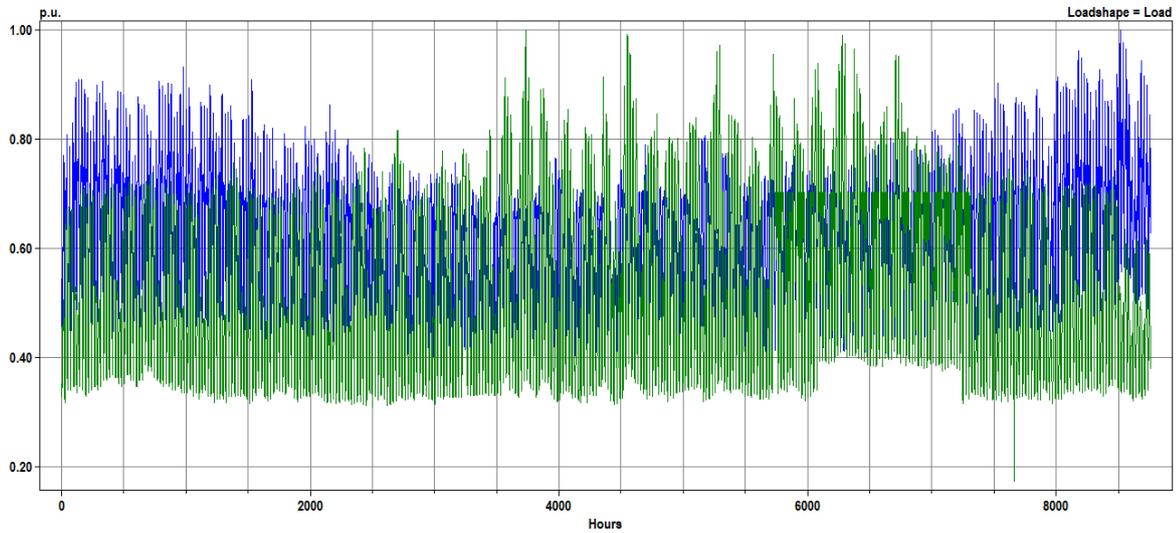
Outra especificação realizada diz respeito de que forma a carga pode variar com a tensão do sistema. Neste caso foi definido que a carga deverá manter-se normal com as

variações de tensão do sistema, ou seja, P e Q são constantes. Além disso, não foram aplicados critérios de diferenciação sobre a classe de consumo, ou seja, as mesmas não foram classificadas em residencial, comercial, industrial, rural, etc.

Com o objetivo de possibilitar o atingimento de bons resultados nas simulações realizadas com a plataforma de planejamento apresentada, a parametrização das cargas deve modelar o comportamento sazonal da carga durante o dia e o ano. Para isso, estas simulações de fluxos de potência anuais, onde a carga varia no tempo, há a necessidade de se especificar estes perfis de carga, o que é feito através de um arquivo de apoio ao OPENDSS, o qual pode estar em formato “*.csv” ou “*.sng”, este último conhecido como arquivo binário, o qual é recomendado para grandes volumes de dados. Os arquivos binários são recomendados para formas de carga muito grandes, para que, na próxima vez em que o OPENDSS leia estes arquivos de volta, atue de um modo muito mais rápido. O processamento dos dados geralmente é cerca de 6 vezes mais rápido lendo arquivos binários compactados (sng) do que lendo texto e convertendo em números de ponto flutuante (csv) (OPENDSS, 2019).

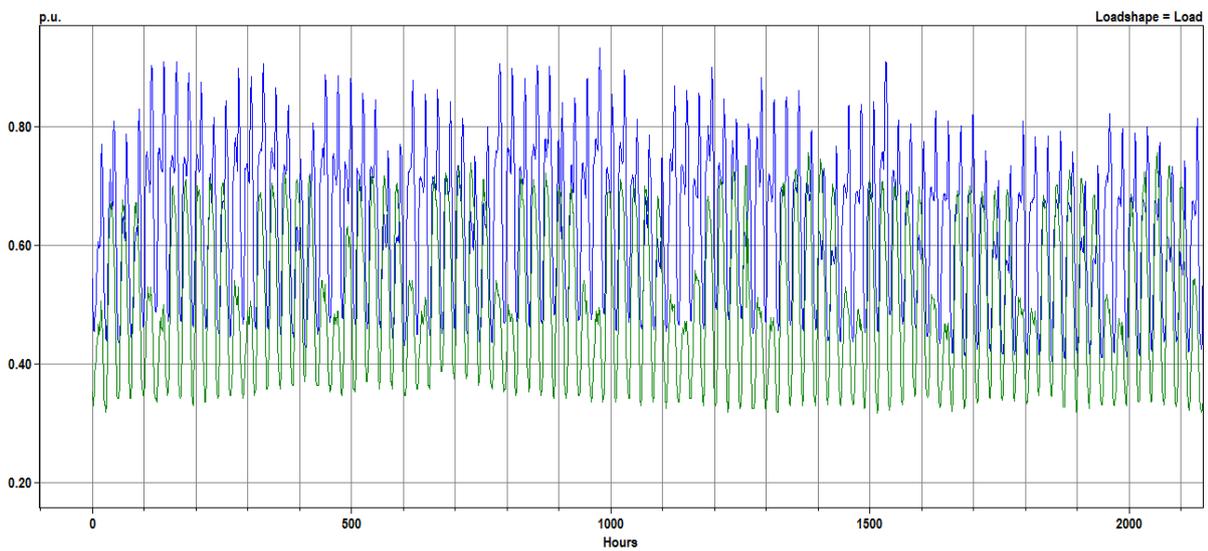
Abaixo se destacam nas Figuras 6.1 e 6.2 o perfil de carga P (azul) e Q (verde), anual e para o primeiro trimestre (aproximadamente 2000 horas), utilizado para os estudos de casos a serem detalhados no próximo capítulo. Cabe destacar que as curvas são apresentadas normalizadas, ou seja, em valores entre 0 e 1. O perfil de carga adotado foi retirado de arquivos originais do programa OPENDSS, na pasta “*Examples/Loadshapes*” (DUGAN, 2011).

Figura 4.1 - Perfil anual de carga ativa (P – azul) e reativa (Q – verde)



Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.2 - Perfil do 1º trimestre de carga ativa (P – azul) e reativa (Q – verde)



Fonte: AUTOR (2020)

4.1.2 Geradores distribuídos

Inicialmente cabe lembrar que neste trabalho são utilizados quatro tipos distintos de fontes alternativas de recursos energéticos distribuídos. São elas: biomassa, hídrica, eólica e solar fotovoltaica.

Além disso, neste estudo foram desconsideradas as características geográficas e econômicas atinentes a cada uma das fontes selecionadas, especialmente quando tratamos das fontes hidráulicas e biomassa, sendo então possível alocar as quatro fontes selecionadas em todas as barras ou nós dos sistemas a serem estudados. Esta definição foi realizada com vistas a ampliar as possibilidades de resultados da metodologia proposta.

Os geradores à biomassa e os das centrais de geração hidrelétricas (CGH) utilizam praticamente as mesmas especificações de modelos e fator de potência, por exemplo, diferenciando-se pela sazonalização. Similarmente, os geradores eólicos são configurados, porém com a especificação mais detalhada da máquina de indução. Ainda, o gerador fotovoltaico é modulado segundo o padrão disponível no OpenDSS composto pelo dispositivo fotovoltaico e pelo inversor e será detalhado ainda nesta seção.

As características principais dos geradores no OpenDSS são similares as da carga. Os dados principais são a potência ativa nominal (kW), a potência reativa nominal (kVar) e o fator de potência.

Além disso, o componente gerador possui diversos registradores de energia com vistas a armazenar as informações respectivas a estas máquinas durante as simulações. Dentre os principais resultados que estão disponíveis, podemos destacar:

- Energia ativa total despachada (kWh);
- Energia reativa total despachada (kVArh);
- Potência ativa máxima (kW);
- Potência aparente máxima (kVA);

Em complemento, o comportamento do objeto gerador no OpenDSS pode ser configurado de diversos modos, através do comando “*Model*”, do seguinte modo:

- “*Model=1*”, para potência ativa (P) e reativa (Q) constantes;
- “*Model=2*”, para impedância (Z) constante;

- “*Model=3*”, para P constante, o módulo e ângulo da tensão (V) serão as variáveis da solução ao invés de P e Q;
- “*Model=4*”, para P constante e Q fixado. P segue o valor da curva de despacho e Q será um valor fixo;
- “*Model=5*”, para P constante e a reatância com valor fixo. P segue a curva de despacho e Q será calculada para o valor da reatância fixada;
- “*Model=6*”, para um modelo definido pelo usuário;
- “*Model=7*”, para P constante limitado pela corrente.

Em estudos de planejamento para sistemas de distribuição geralmente utiliza-se a opção “1”, a qual neste trabalho é aplicada para os casos da CGH e biomassa (DUGAN, 2013). Para o caso da geração eólica foi utilizado o modelo “6”, permitindo dessa forma a configuração da máquina de indução disponibilizada no arquivo original do software “indmach012a.DLL”.

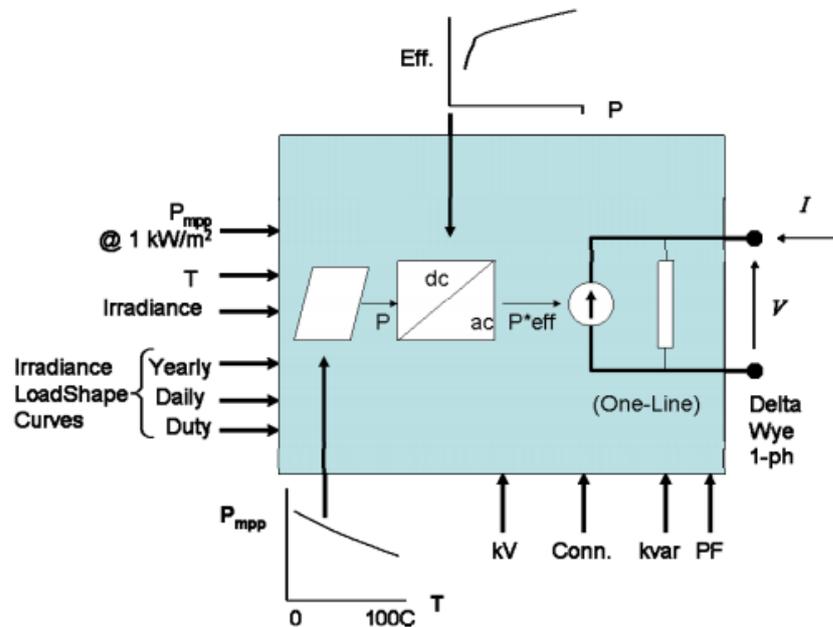
Para a configuração da geração fotovoltaica a Figura 6.3 representa o esquema diagramático com as variáveis de entrada e saída do bloco. A potência máxima que pode ser fornecida pelo arranjo fotovoltaico considerando uma radiação de 1.000 W/m² e temperatura T é dada por P_{mpp}. O nível de irradiação (Irrad) é o nível máximo que o arranjo estará sujeito em uma determinada região geográfica. Para simulações de planejamento é necessário o fornecimento de dados de curva de temperatura, de fator multiplicativo de irradiação, devido a variação temporal (FIrrad) e da relação P_{mpp} x T (FPmpT). A potência final do arranjo fotovoltaico pode ser expressa pela equação 6.1 (EPRI, 2019).

$$P_{pv} = P_{mpp} \times Irrad \times FPmpT \times FIrrad \quad (6.4)$$

Ainda é fundamental avaliar o fator de potência do sistema, pois deve ser fornecido para informar a quantidade de potência reativa fornecida ou absorvida durante o estágio de operação, o qual é geralmente unitário. Adicionalmente, devem ser aplicadas as curvas de eficiência (F_{eff}) e de faixas de operação dos inversores para se obter a potência final do sistema (P_{inv}), a qual é expressa pela equação 6.2 (EPRI, 2019b).

$$P_{inv} = P_{pv} \times F_{eff} \quad (6.2)$$

Figura 4.3 - Esquema diagramático do módulo OPENDSS PVSystem.



Fonte: EPRI (2019b)

No que diz respeito às características de sazonalidade das fontes foi adotado o que segue. Para a fonte hidráulica, ou seja, para as CGH, foi assumido que o perfil de geração considerará no que tange ao armazenamento de água, apenas a garantia para a tomada d'água, não o armazenamento, pois em diversos casos pode não ser necessária a construção de uma barragem (mais detalhes no Apêndice A). Para a definição da sazonalidade foi utilizada a média histórica de Precipitação Pluviométrica de Porto Alegre / RS, por mês, a partir das informações do 8º Distrito de Meteorologia do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), no período compreendido entre 1961 a 1990 (CEIC, 2019), conforme apresentado na Tabela 6.1. Em continuidade, utilizou-se o máximo anual para estabelecer o critério de geração máximo ($P = 1,0$ pu), ou seja, a geração máxima mensal será relação entre a precipitação mensal e a precipitação máxima. O resultado da sazonalização é apresentado na Figura 6.4.

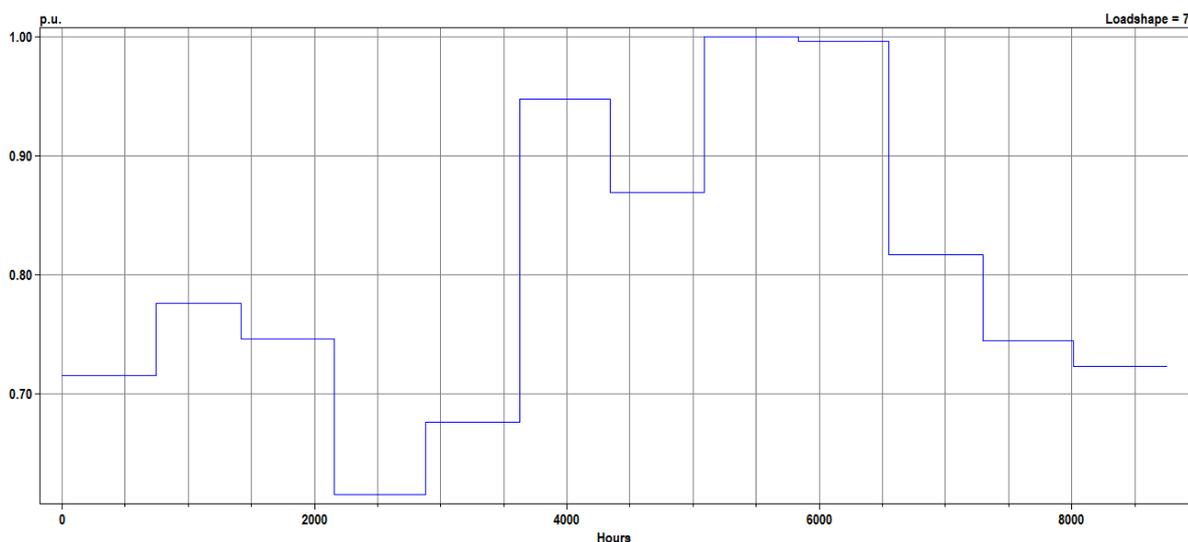
Tabela 4.1 - Precipitação mensal média em Porto Alegre/RS

Mês	Precipitação (mm)	Relação mensal/média (%)
Janeiro	100,1	0,7150
Fevereiro	108,6	0,7757

Março	104,4	0,7457
Abril	86,1	0,6150
Maio	94,6	0,6757
Junho	132,7	0,9479
Julho	121,7	0,8693
Agosto	140	1,0000
Setembro	139,5	0,9964
Outubro	114,3	0,8164
Novembro	104,2	0,7443
Dezembro	101,2	0,7220

Fonte: AUTOR (2019)

Figura 4.4 - Sazonalização anual da Geração Hídrica (CGH)



Fonte: AUTOR (2019)

Em relação à biomassa, no que tange as questões de sazonalização que definem a capacidade de geração máxima mensal, foram considerados dois aspectos principais para os parâmetros de geração desta fonte. Em primeiro momento, insta reportar, que foi adotado para este trabalho que as plantas de geração a biomassa têm a característica de produção nos

momentos de pico do sistema, ou seja, nos períodos onde a demanda é mais elevada. Foram escolhidas duas faixas horárias para a produção máxima destes geradores, entre as 13:00 e 15:00 e entre as 18:00 e 21:00 (horário de ponta). Sendo assim, outra informação importante é que as máquinas sempre estão em operação, apesar de alguns momentos fornecerem menos de 10% da sua capacidade, com vistas à manutenção da condição de operação do sistema termodinâmico. Esta configuração apresenta valor médio de fator de capacidade na faixa entre 35% e 40%.

Além da sazonalidade diária apresentada acima, outro fator de sazonalidade aplicado para esta fonte, tem relação com a variação anual entre os resíduos selecionados para serem as matérias-primas deste sistema. Um dos obstáculos ao aproveitamento da biomassa rural, especificamente do agrícola, está relacionado à sazonalidade das safras (EPE, 2014). Para isso, foram identificados que as culturas de feijão e a pecuária possuem produção em todos os meses do ano. Os dados obtidos para estas culturas são apresentados na Tabela 4.2. Ainda, para fins de cálculo da sazonalidade, foi utilizado um *mix* entre as culturas, sendo que a sazonalidade mensal adotada foi a média entre as culturas, com vistas a absorver desvios de produção. Como a condição de estoque não foi observada, a sazonalidade anual apresenta variações da média mensal sobre a média anual. As Figuras 4.5 e 4.6 representam as sazonalidades anual e diária desta fonte renovável.

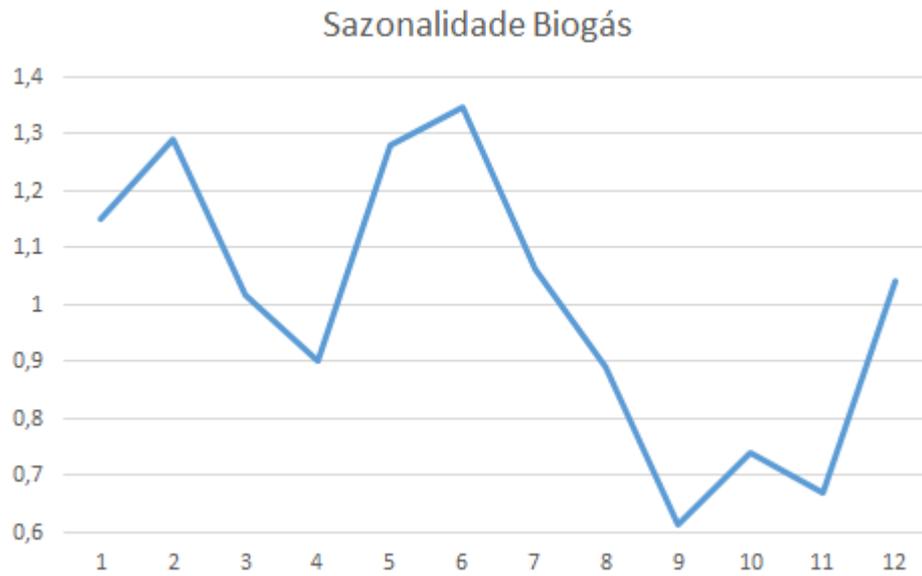
Para as sazonalizações referentes às fontes fotovoltaica e eólica, devido ao alto grau de incertezas que envolvem a definição destes parâmetros, optou-se por utilizar os perfis disponíveis na biblioteca do software OPENDSS (DUGAN, 2011). As Figuras 6.7 e 6.8 representam as curvas anual e mensal da fonte fotovoltaica, assim como Figuras 6.9 e 6.10, apresentam os perfis anual e mensal utilizados para a fonte eólica.

Tabela 4.2 - Sazonalidade dos resíduos agrícolas (feijão e pecuária) no Brasil em 2010

Sazonalidade Resíduos Agrícolas (%)				
Mês	Tipo de Resíduo			
	Feijão	Pecuária	MIX	Sazonalidade %
Janeiro	10,8	8,3	9,6	1,1502
Fevereiro	13,2	8,3	10,8	1,2918
Março	8,6	8,3	8,5	1,0158
Abril	6,7	8,3	7,5	0,9018
Maió	13,0	8,3	10,7	1,2798
Junho	14,1	8,3	11,2	1,3458
Julho	9,4	8,3	8,9	1,0638
Agosto	6,5	8,3	7,4	0,8898
Setembro	1,9	8,3	5,1	0,6138
Outubro	4,0	8,3	6,2	0,7398
Novembro	2,8	8,3	5,6	0,6678
Dezembro	9,0	8,3	8,7	1,0398

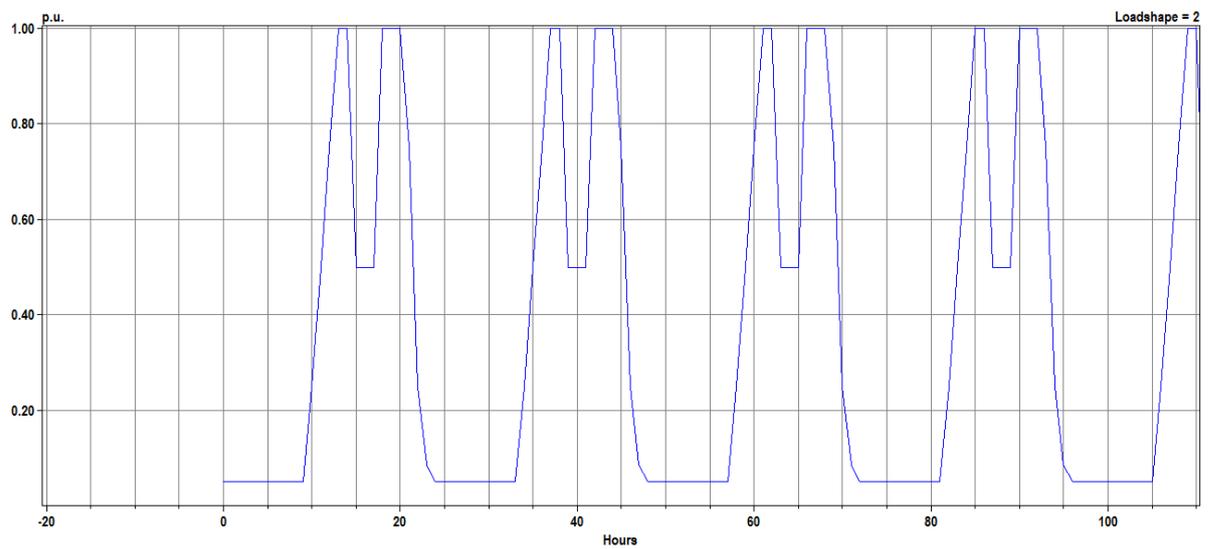
Fonte: Adaptado de EPE (2014)

Figura 4.5 - Sazonalização anual da Geração à Biomassa



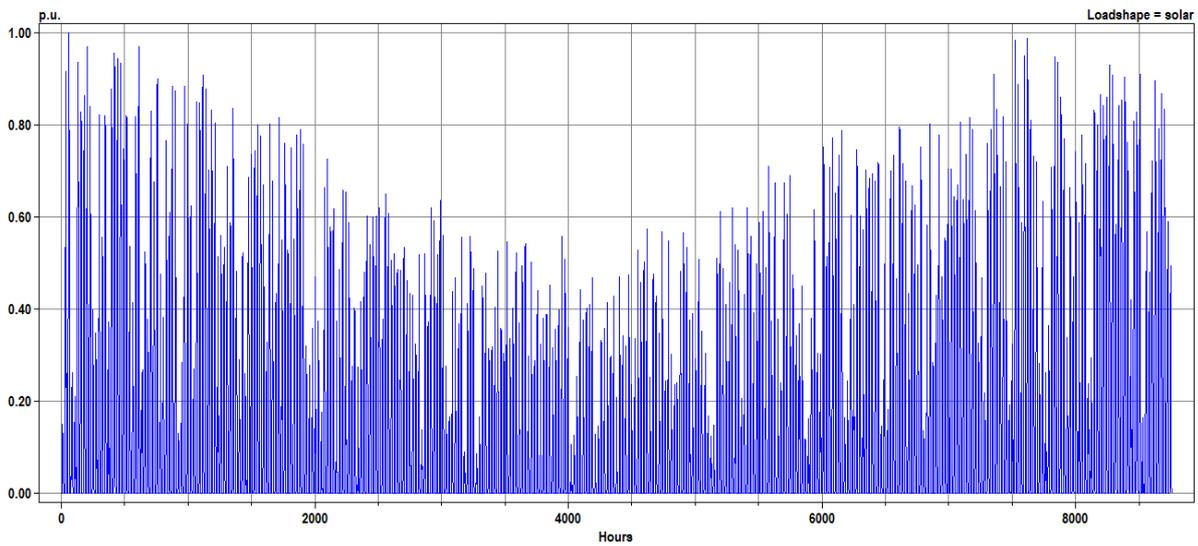
Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.6 - Sazonalização diária da Geração à Biomassa



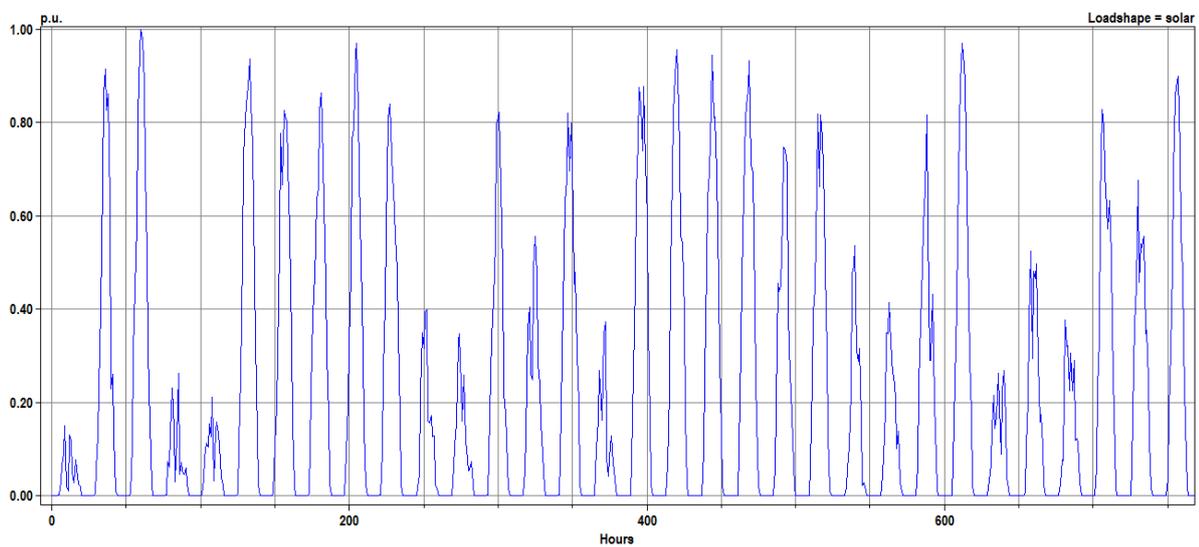
Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.7 - Sazonalização anual da Geração Fotovoltaica



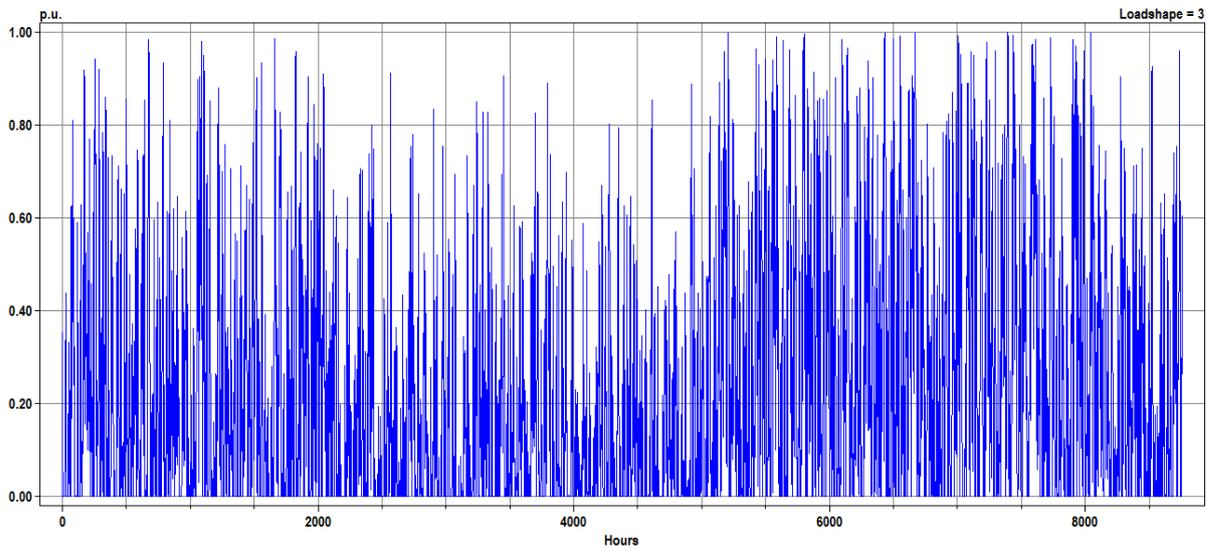
Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.8 - Sazonalização mensal da Geração Fotovoltaica



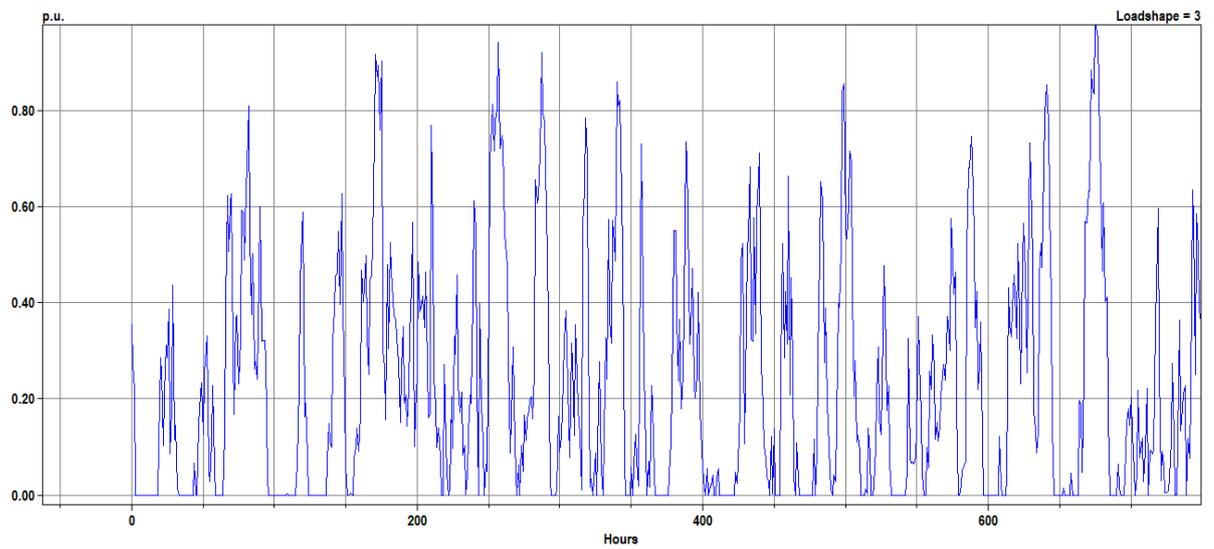
Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.9 - Sazonalização anual da Geração Eólica



Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.10 - Sazonalização mensal da Geração Eólica



Fonte: AUTOR (2020)

4.2 ALIMENTADOR DE TESTES IEEE 13 NÓS

Para a simulação dos primeiros estudos de caso foi selecionado o alimentador de testes IEEE 13 nós e modelado no OpenDSS (EPRI, 2019a; IEEE, 2019). Maiores detalhes dos sistemas de testes utilizados neste estudo são apresentados no Apêndice B.

Com vistas a garantir a qualidade das soluções encontradas e reduzir o tempo computacional, algumas simplificações foram realizadas nos sistemas de testes. Entre elas destaca-se que a carga do sistema foi modificada para um sistema trifásico equilibrado. As simulações computacionais são desenvolvidas definindo primeiramente o número de 48 cromossomos em relação à localização, dimensionamento e tipo de RED a ser inserido no sistema. Portanto, são testadas 6 possibilidades simultâneas de conexão.

Além disso, são definidos os tipos de GD utilizados nesta simulação. São eles: (i) biomassa; (ii) fotovoltaica; (iii) energia eólica; (iii) usina hidrelétrica de pequena escala (CGH). As capacidades de energia do gerador são de 25, 50, 100, 150, 200, 250, 300 e 400 quilowatts (kW).

Em adição, as soluções multiobjetivos avaliadas, com a determinação dos objetivos a serem minimizados, são apresentadas a seguir: (i) Custos (R\$) e Perdas (kW); (ii) Custos (R\$) e Energia (kWh); (iii) Custos (R\$) e faixa de Perfil de Voltagem (pu); (iv) Custos (R\$) e Emissão de CO₂ (ton. CO₂ eq./kWh).

A partir dos resultados obtidos o objetivo do planejador é comparar as soluções considerando e desconsiderando os incentivos da CODIS abordados nas seções 3.4 e 3.5. Por este motivo as funções objetivo conterão necessariamente um atributo técnico e os atributos econômicos na presença ou não dos referidos incentivos. Os tempos de processamento computacional para cada resultado obtido na otimização das funções objetivo testadas são da faixa de 22 a 23 horas por solução.

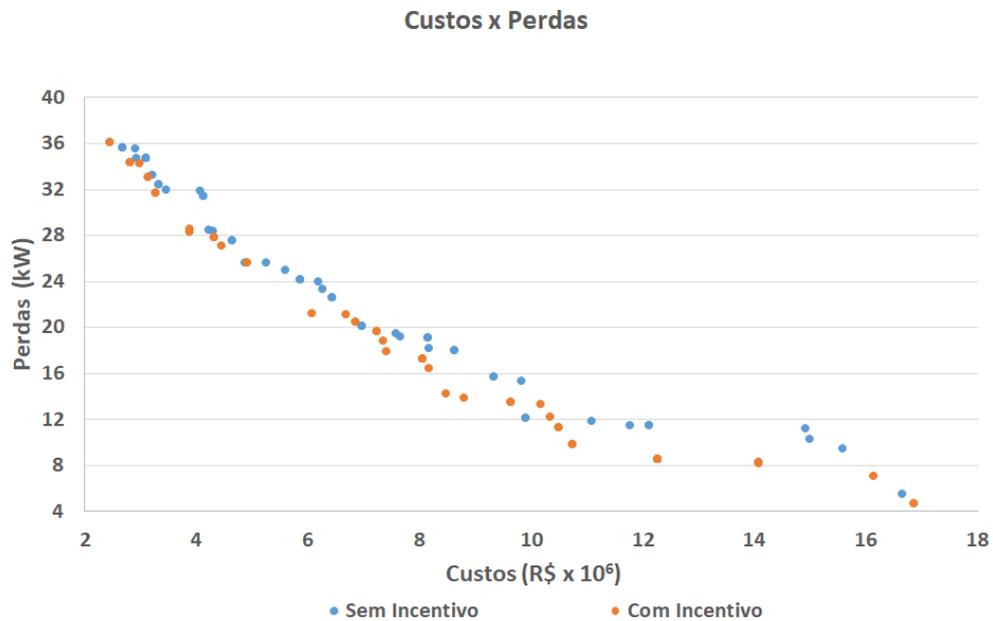
As condições definidas como dados de entrada para o SPEA2 são as seguintes: (i) Tamanho da População: 120; (ii) tamanho do arquivo: 60; (iii) Gerações: 60; (iv) Taxa de cruzamento: 0,9; v) Taxa de mutação: 0,1.

4.2.1 Alimentador de Testes IEEE 13 nós com 01 ano de horizonte de planejamento

Com vistas a avaliar a estrutura de planejamento com o alimentador de testes IEEE 13 nós em um primeiro momento é considerado um horizonte de um ano na análise. Os resultados obtidos para a minimização dos objetivos Custos (R\$) e Perdas (kW), Custos (R\$) e Energia (kWh), Custos (R\$) e faixa de Perfil de Voltagem (pu), são apresentados nas Figuras 4.11, 4.12 e 4.13.

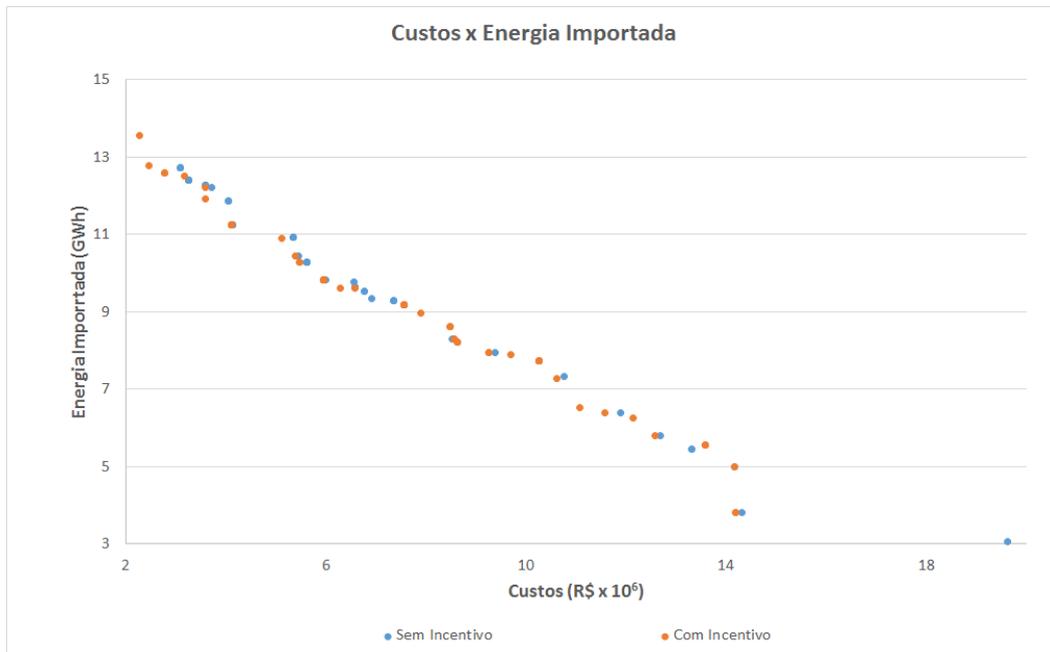
Anteriormente a inserção da GD é realizada a avaliação do comportamento do sistema em relação aos níveis de tensão máximo e mínimo em todos os nós. Para este caso os nós 5, 8, 10, 11, 12, 13, 15 e 16, foram os que apresentaram níveis mais críticos de tensão e conseqüentemente estes locais serão os pontos possíveis de conexão da GD. Para aplicação dos incentivos da CODIS, dos nós acima selecionados, aqueles com a condição mais precária, são os selecionados, ou seja, os nós 5, 13, 14 e 15.

Figura 4.11 - Minimização de Perdas e Custo. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.



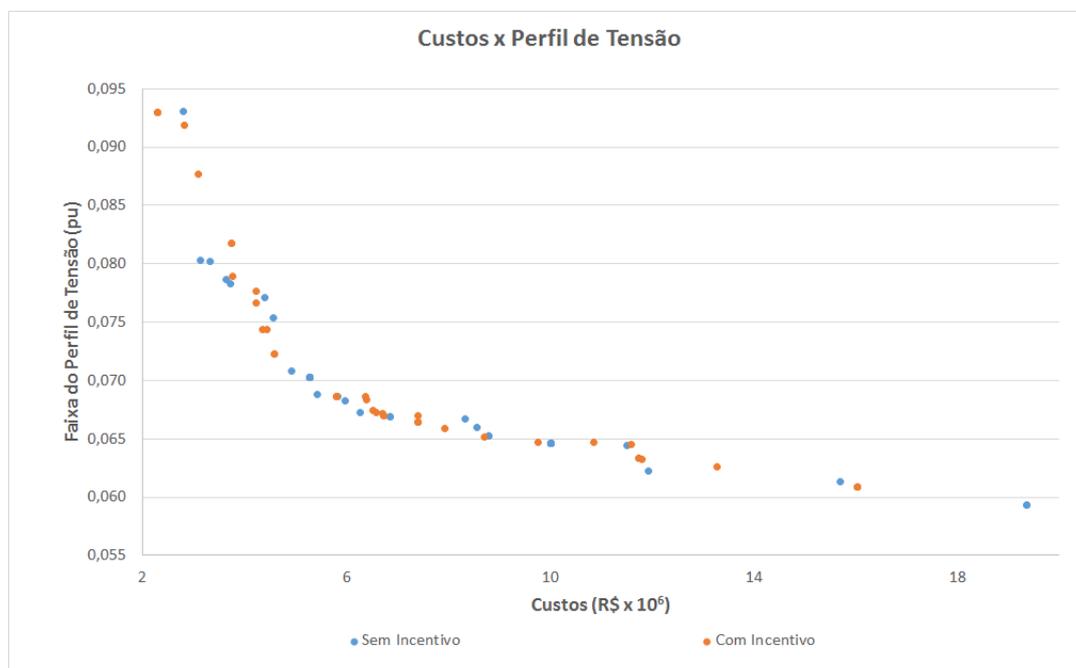
Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.12 - Minimização de Energia Injetada e Custo. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.



Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.13 - Minimização da Faixa do Perfil de Tensão e Custo. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.

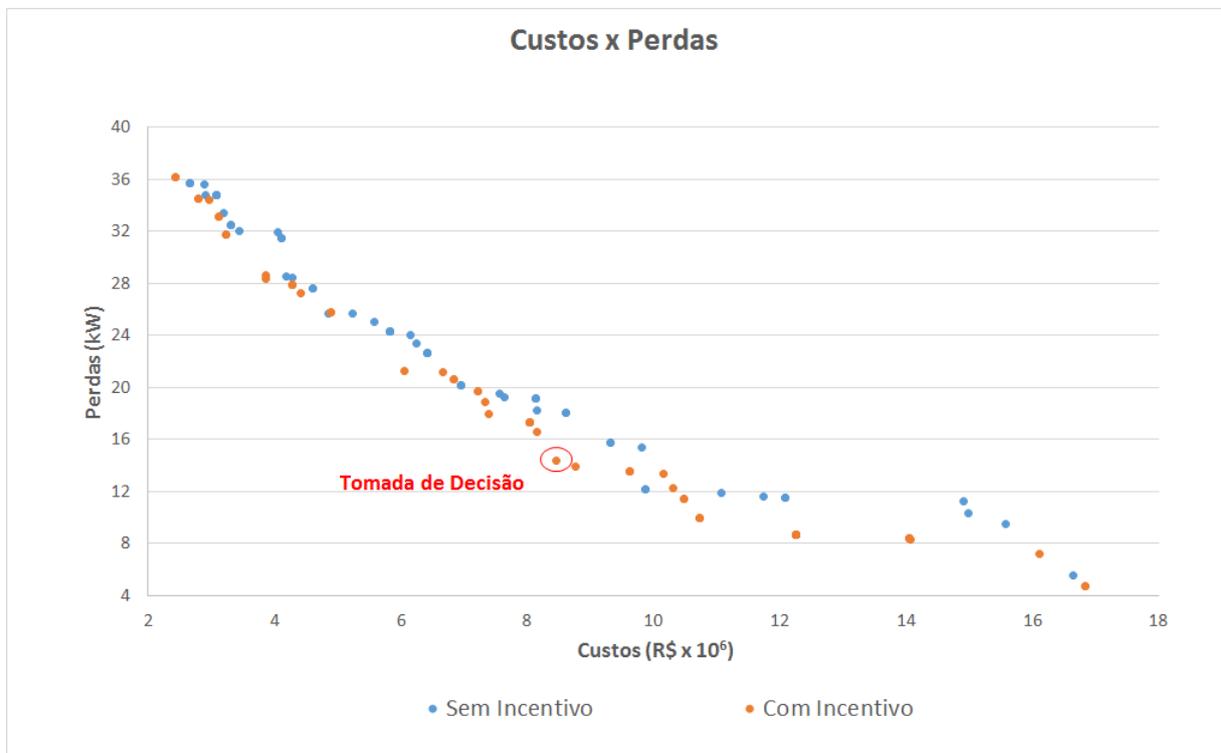


Fonte: AUTOR (2020)

A partir dos resultados das simulações realizadas, foi observada uma expressiva redução nas perdas do sistema, principalmente devido à nova integração da GD no sistema de distribuição nos barramentos críticos. Além disso, resultados com incentivos no perfil de desvio de tensão e energia injetada são menos significativos que os resultados de perdas do sistema.

Para este Estudo de Caso, resta evidente que a minimização entre os atributos Perdas e Custos (Com e Sem Incentivo da CODIS) apresentou os melhores resultados, passando-se então para a etapa de tomada de decisão, conforme apresentado na seção 3.6. Assim, a tomada de decisão do planejador objetivará encontrar a média dos mínimos resultados obtidos, ou seja, o ponto onde o resultado se situa mais próximo da média de todos os resultados obtidos, e está representado na Figura 4.14. Esta solução possui três usinas hidrelétricas de pequena escala com 50, 250 e 400 kW conectados aos nós 15, 13 e 12, respectivamente, dois sistemas fotovoltaicos nos nós 8 e 5 com capacidade de 25 e 100 kW, respectivamente, e um sistema eólico de 25 kW conectado ao nó 5.

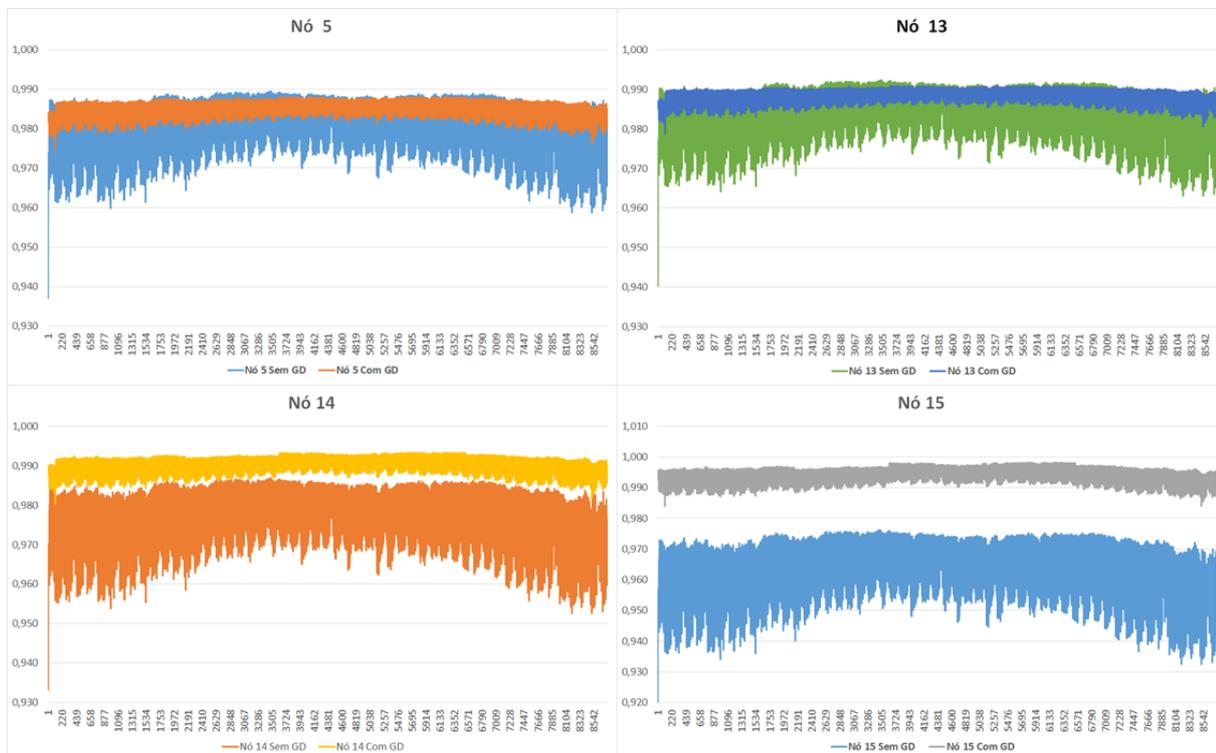
Figura 4.14 - Definição de solução por tomada de decisão. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.



Fonte: AUTOR (2020)

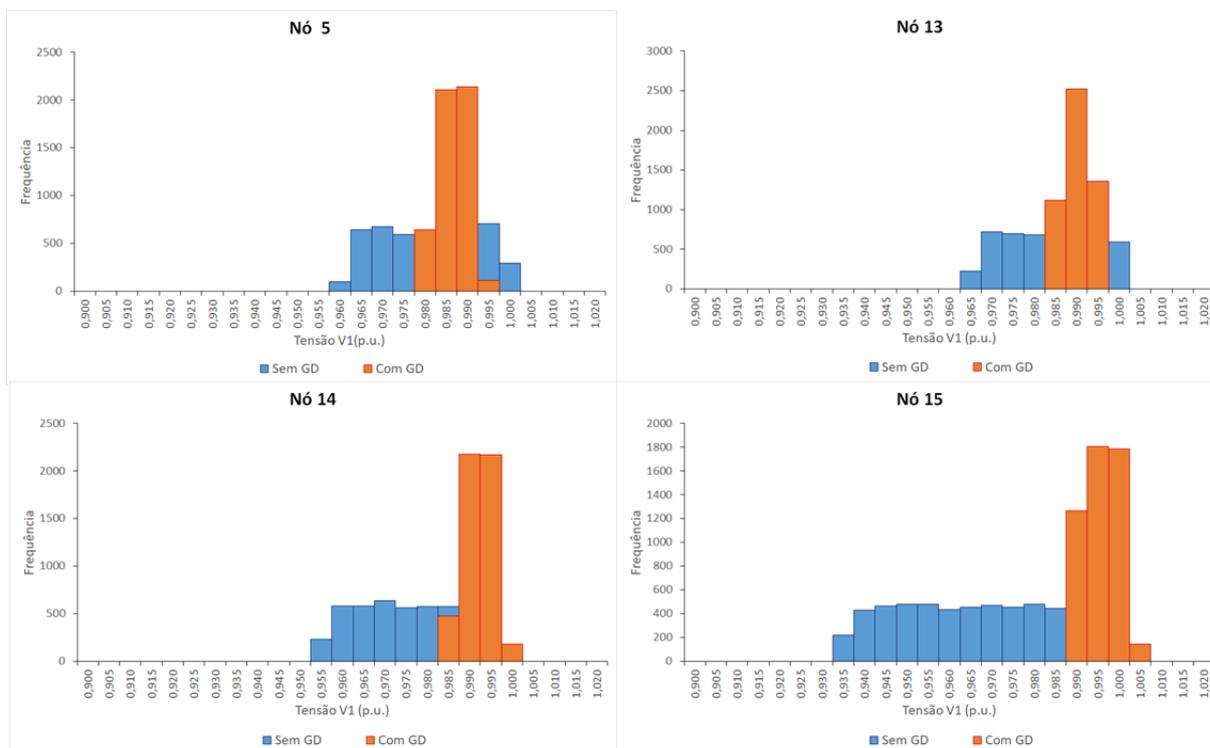
A representação dos perfis de tensão obtidos na situação sem a presença da GD e com os geradores distribuídos instalados na condição com incentivo da CODIS pode ser observada na Figura 4.15. Outra avaliação realizada baseia-se na análise probabilística apresentada na seção 3.7, onde através de um diagrama de frequências é possível perceber a melhoria na qualidade de tensão oferecida pela solução escolhida, o que pode ser percebido na Figura 4.16.

Figura 4.15 - Perfil de tensão – V1 (pu). Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.



Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.16 - Perfil de tensão – V1 (pu) com a aplicação dos conceitos probabilísticos em análise de frequência. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.



Fonte: AUTOR (2020)

O resultado obtido apresenta perdas anuais médias de 14,55 kW, o que representa uma redução de 70% em relação aos valores deste sistema sem a presença de GD. A energia anual injetada pelo sistema com GD é de 5.258,50 MWh, proporcionando uma economia estimada de R\$ 1.230.429,33 por ano, com base no CME brasileiro (R\$ 234 / MWh) (EPE, 2018b), o que representa aproximadamente 15% dos custos totais necessários para a expansão do sistema pela CODIS. A partir da análise, em menos de sete anos, o lucro financeiro obtido nesta conta é igual aos custos de implementação do IGD.

Além disso, a carga total do sistema foi reduzida em aproximadamente 10% com a inserção da GD, passando de 54,36% para 43,7%. Como resultado, os investimentos futuros em distribuição e transmissão serão diferidos.

Os custos totais da IGD são de R\$ 8,46 milhões, considerando a participação da CODIS, onde o investimento inicial é de R\$ 2,99 milhões. Os descontos totais proporcionados pela CODIS são de R\$ 776 mil reais, e especificamente sobre o investimento inicial os

subsídios representam R\$ 483 mil. Além disso, se destaca que a potência total instalada nesta configuração foi de 850 kW o que representa 31,3 % da Potencia total na condição sem GD, a qual é de 2.718 kW.

Considerando o custo de expansão do sistema de R\$ 2.000 / kW (GIL, 2006), o ganho em diferimento do investimento foi de R\$ 1.066.000,00 no ciclo de vida do projeto, devido a uma redução de 533 kW no pico de carga com conexão de GD. No entanto, com o crescimento de carga de 3% ao ano, no ano 18, pode ser necessário atualizar o transformador da subestação para evitar problemas de sobrecarga na condição sem GD, o que irá elevar o custo desta transição convencional, porém esta situação não foi avaliada em detalhe neste estudo.

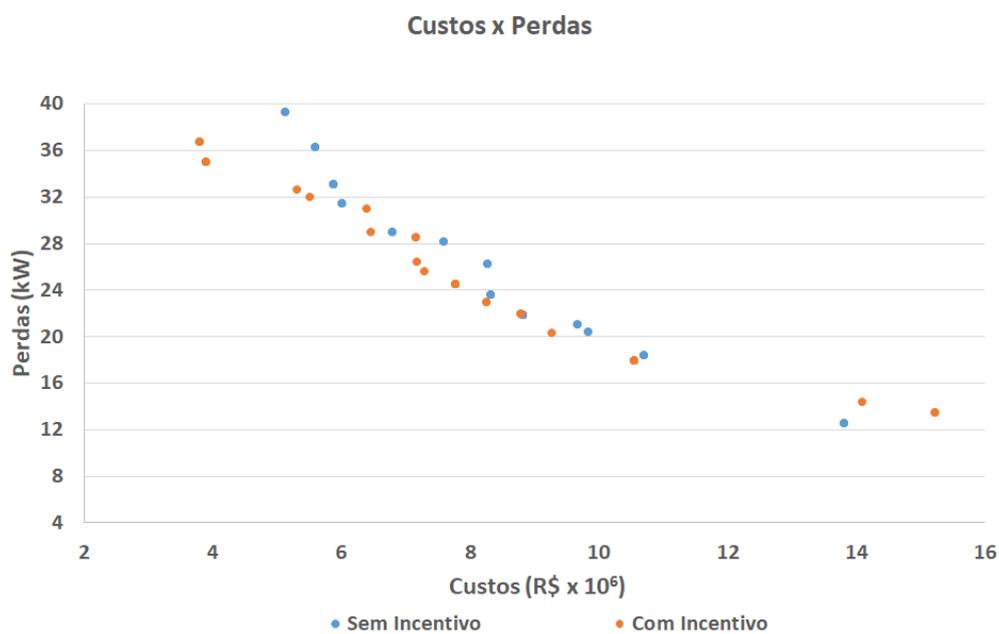
Já a emissão de CO₂ obtida é de 295,03. tonCO₂eq, levando a um fator de emissão de 56,11 gCO₂eq / kWh - um valor menor que o fator de emissão de CO₂ de alguns países da América Latina (gCO₂eq / kWh) de 165,3 para o Brasil, 231,1 para a Colômbia, 364,9 para o Peru, 425 para a Argentina, 459,6 para o Chile e 471,7 no México (GÓMEZ-GÉLVEZ, 2016). Da análise das emissões de CO₂, este estudo contribui para o cenário de expansão do suprimento e consumo de energia nos horizonte decenal, que atende à trajetória de emissão estipulada para o setor de energia no Brasil (EPE, 2018b).

4.2.2 Alimentador de Testes IEEE 13 nós com 05 anos de horizonte de planejamento

Neste tópico serão avaliados os resultados obtidos para uma análise quinquenal. Para isto, estimou-se um crescimento anual projetado de 3% a.a., compatível com a projeção média utilizada em estudo de planejamento decenal recente (EPE, 2019). Então, as cargas são ajustadas considerando o crescimento total de 15,93% no horizonte de 05 anos através do parâmetro “*Loadmult*” do OPENDSS. Os resultados obtidos para a minimização dos objetivos Custos (R\$) e Perdas (kW), Custos (R\$) e Energia (kWh), Custos (R\$) e faixa de Perfil de Voltagem (pu), são apresentados nas Figuras 4.17, 4.18 e 4.19.

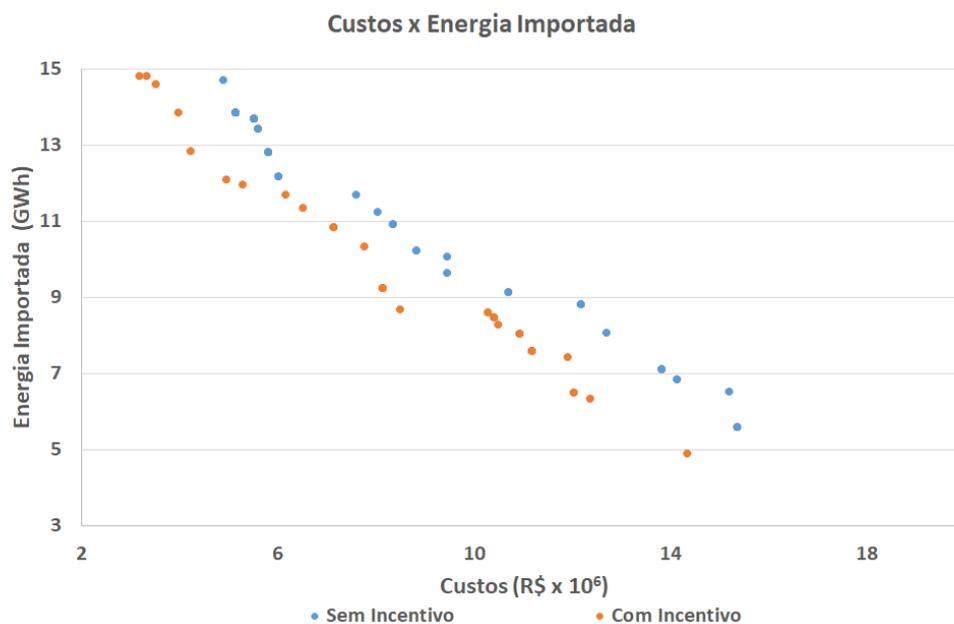
Anteriormente a inserção da GD é realizada a avaliação do comportamento do sistema em relação aos níveis de tensão máximo e mínimo em todos os nós. Para este caso os nós 6, 7, 8, 9, 12, 14, 15 e 16 foram os que apresentaram níveis mais críticos de tensão e consequentemente estes locais serão os pontos possíveis de conexão da GD. Para aplicação dos incentivos da CODIS, dos nós acima selecionados, aqueles com a condição mais precária, são os nós 7, 8, 9, 14 e 15.

Figura 4.17 - Minimização de Perdas e Custo. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 anos.



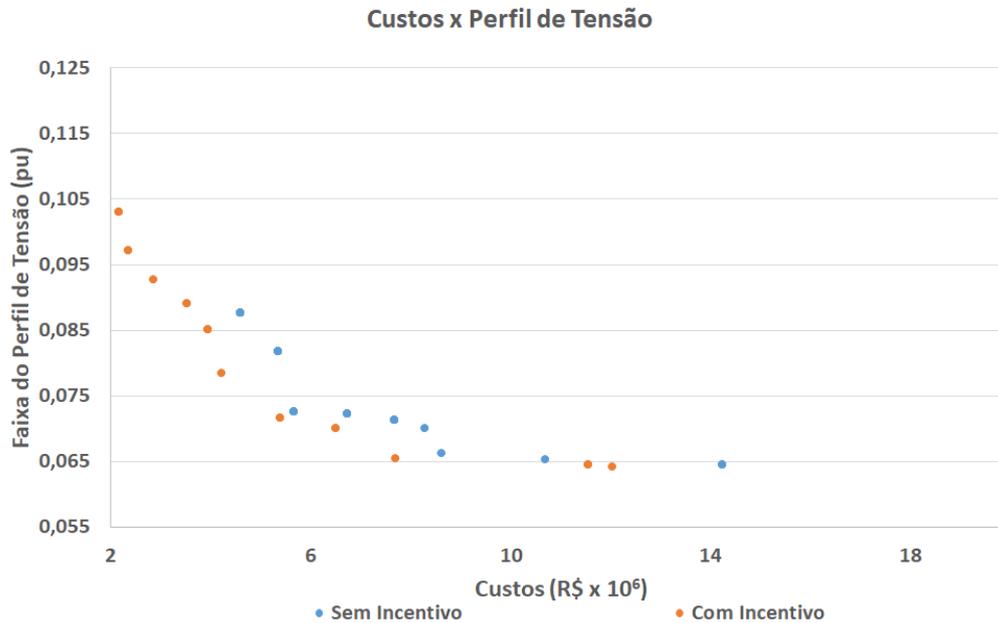
Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.18 – Minimização de Energia Injetada e Custo. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 anos.



Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.19 - Minimização da Faixa do Perfil de Tensão e Custo. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 anos.

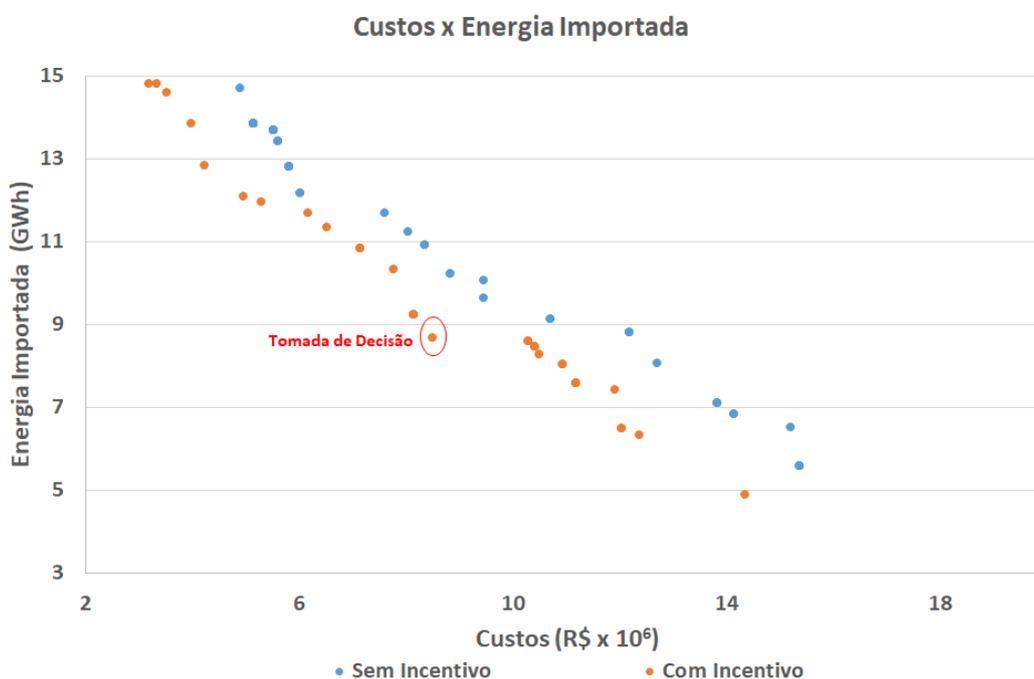


Fonte: AUTOR (2020)

A partir dos resultados da função objetivo, foi observada uma expressiva redução na energia injetada na fronteira do sistema, principalmente devido à nova integração da GD no sistema de distribuição nos barramentos críticos. Além disso, resultados com incentivos no perfil de desvio de tensão são significativos e poderiam ser utilizados para a tomada de decisão. Já no caso das perdas a diferença de resultados obtidos entre as soluções sem incentivo e com incentivo da CODIS é menos significativa que os resultados ora citados.

Para este Estudo de Caso, a minimização entre os atributos de Energia Injetada e Custos (Com e Sem Incentivo da CODIS) apresentou os melhores resultados, passando-se então para a etapa de tomada de decisão, conforme apresentado na seção 3.6. Assim, a tomada de decisão do planejador objetivará encontrar a média dos mínimos resultados obtidos, ou seja, o ponto onde o resultado se situa mais próximo da média de todos os resultados obtidos, e está representado na Figura 4.20. Esta solução possui três usinas hidrelétricas de pequena escala com 150 (2) e 200 kW nos nós 8, 15 e 14, respectivamente, dois sistemas eólicos nos nós 7 e 9 com capacidade de 400 e 150 kW, respectivamente, e um sistema fotovoltaico de 25kW conectado no nó 7.

Figura 4.20 - Definição de solução por tomada de decisão. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 anos.



Fonte: AUTOR (2020)

Esta solução apresenta perdas anuais médias de 21,3 kW, o que representa uma redução de 57% em comparação com o sistema sem a inserção da GD. A energia anual injetada pelo sistema com GD é de 5.881,06 MWh, proporcionando uma economia estimada de R\$ 1.376.168,98 por ano, com base no CME brasileiro (R\$ 234 / MWh) (EPE, 2018b), o que representa aproximadamente 16% dos custos totais necessários para a expansão do sistema pela CODIS. A partir da análise, em pouco mais de 6 anos, o lucro financeiro obtido nesta conta é igual aos custos de implementação do IGD (sem considerar os impactos da inflação).

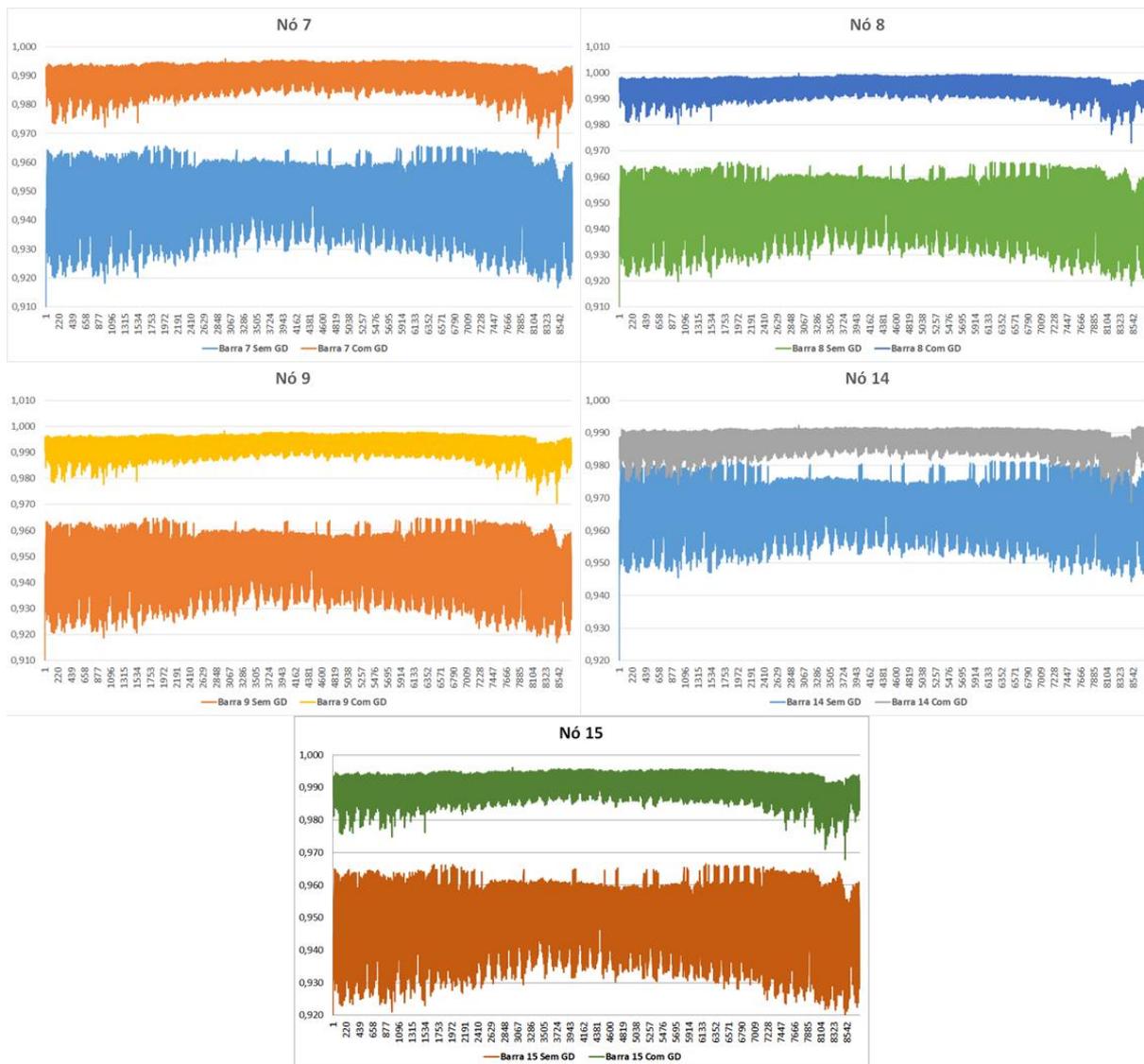
Além disso, a carga total do sistema foi reduzida em aproximadamente 7% com a inserção da GD, passando de 62,78% (sem GD) para 55,80%. Os custos totais da IGD são de R\$ 8,48 milhões, considerando a participação da CODIS, onde o investimento inicial é de R\$ 3,42 milhões. Os descontos totais proporcionados pela CODIS são de R\$ 1,45 milhão, e especificamente sobre o investimento inicial os subsídios representam R\$ 894 mil. Além disso, se destaca que a potência total instalada nesta configuração foi de 1.075 kW o que representa 34,5 % da Potencia total na condição sem GD, a qual é de 3.109 kW.

Considerando o custo de expansão do sistema já informado para o estudo anterior, o ganho em diferimento do investimento foi de R\$ 698.000,00 no ciclo de vida do projeto, devido a uma redução de 349 kW no pico de carga com conexão de GD. No entanto, com a manutenção do aumento anual de carga na faixa de 3% ao ano, no ano 11, pode ser necessário atualizar o transformador da subestação para evitar problemas de sobrecarga na condição sem GD, o que irá elevar o custo desta transição convencional, porém esta situação não foi avaliada em detalhe neste estudo.

Em relação à emissão de CO₂, o resultado alcançado é de 231,67 tonCO₂eq, levando a um fator de emissão de 39,39 gCO₂eq / kWh. Este valor, conforme citado no estudo anterior, também é menor que o fator de emissão de CO₂ de alguns países da América Latina.

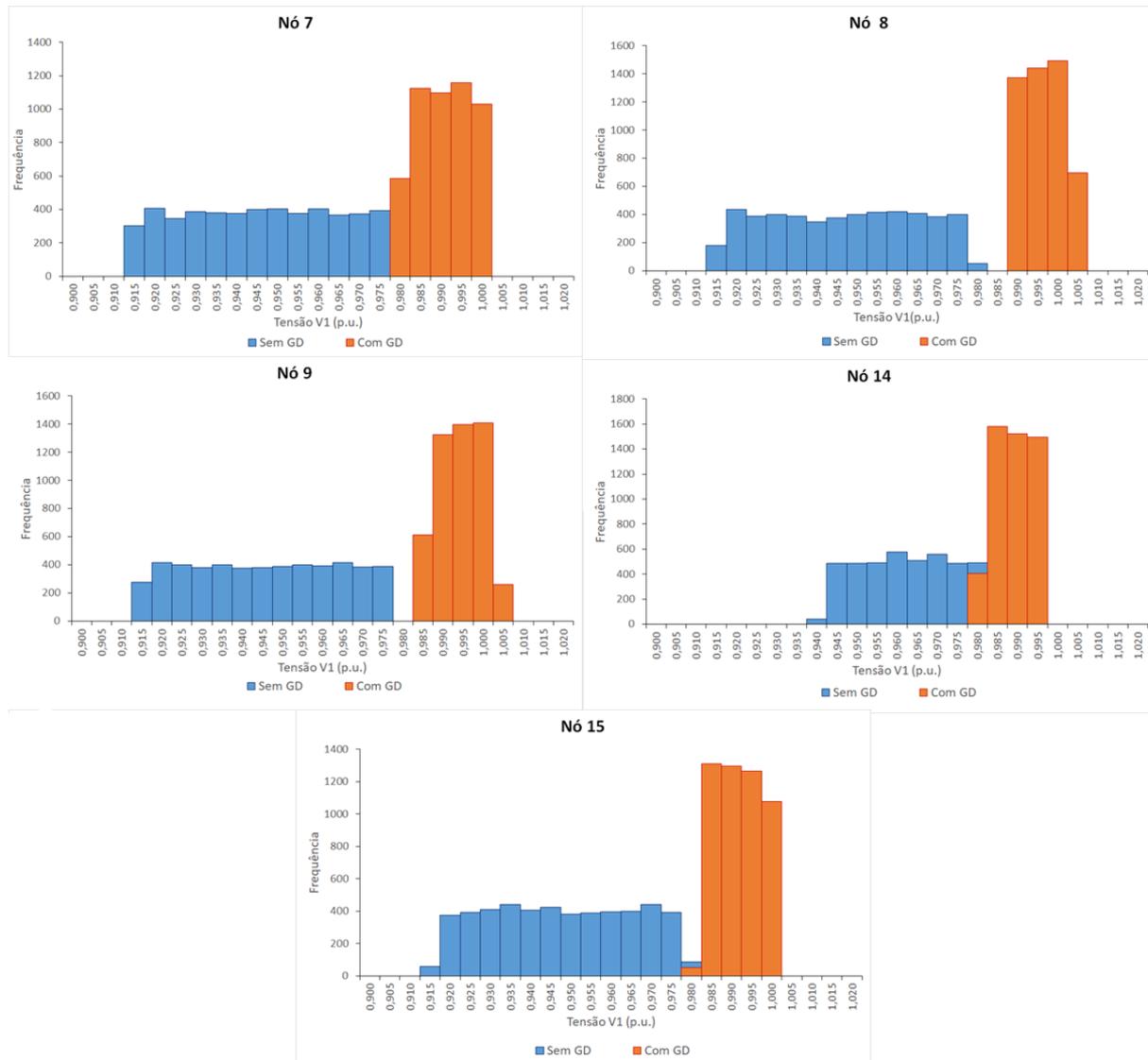
A representação dos perfis de tensão obtidos na situação sem a presença da GD e com os geradores distribuídos instalados na condição com incentivo da CODIS pode ser observada na Figura 4.21. Outra avaliação realizada baseia-se na análise probabilística apresentada na seção 3.7, onde através de um diagrama de frequências é possível perceber a melhoria na qualidade de tensão oferecida pela solução escolhida, o que pode ser percebido na Figura 4.22.

Figura 4.21 - Perfil de tensão – V1 (pu). Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 ano.



Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.22 – Perfil de tensão – V1 (pu) com a aplicação dos conceitos probabilísticos em análise de frequência. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 anos.



Fonte: AUTOR (2020)

4.3 ALIMENTADOR DE TESTES IEEE 33 NÓS

Para a simulação dos demais estudos de caso foi selecionado o alimentador de testes IEEE 33 nós e modelado no OPENDSS (EPRI, 2019a) (XIAO,2016). Maiores detalhes sobre as características desta rede de testes são descritos no Apêndice B.

De mesma forma que nos casos anteriores, as simulações computacionais são desenvolvidas definindo primeiro o número 48 de cromossomos em relação à localização, dimensionamento e tipo de RED a ser inserido no sistema. Os tipos de RED, os objetivos a serem minimizados e os dados de entrada do SPEA2 são os mesmos já relacionados no item 6.2. Para estes estudos de caso foi mantida a condição de número de soluções por população de 08 conexões simultâneas de GD. Esta definição tem o intuito de avaliar o comportamento do sistema com uma concentração menor de conexões em relação ao número de nós do sistema.

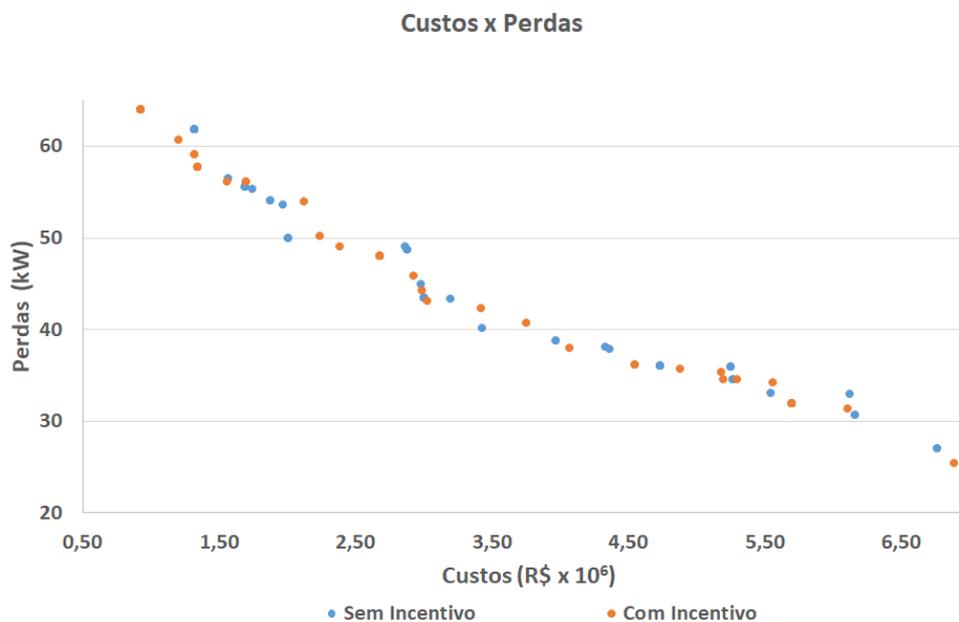
As capacidades de energia do gerador são de 10, 30, 50, 70, 90, 110, 130 e 150 quilowatts (kW). Para ambos os casos, anual ou quinquenal os nós 14,15, 16, 17, 18, 30, 31 e 32 foram os que apresentaram níveis mais críticos de tensão e conseqüentemente estes nós serão os pontos possíveis de conexão da GD. Para aplicação dos incentivos da CODIS, dos nós acima selecionados, aqueles com a condição mais precária, são os nós 15, 16, 17 e 18.

Os tempos de processamento computacional para cada resultado obtido na otimização das funções objetivo testadas são da faixa de 22 a 23 horas por solução.

4.3.1 Alimentador de testes IEEE 33 nós com 01 ano de horizonte de planejamento

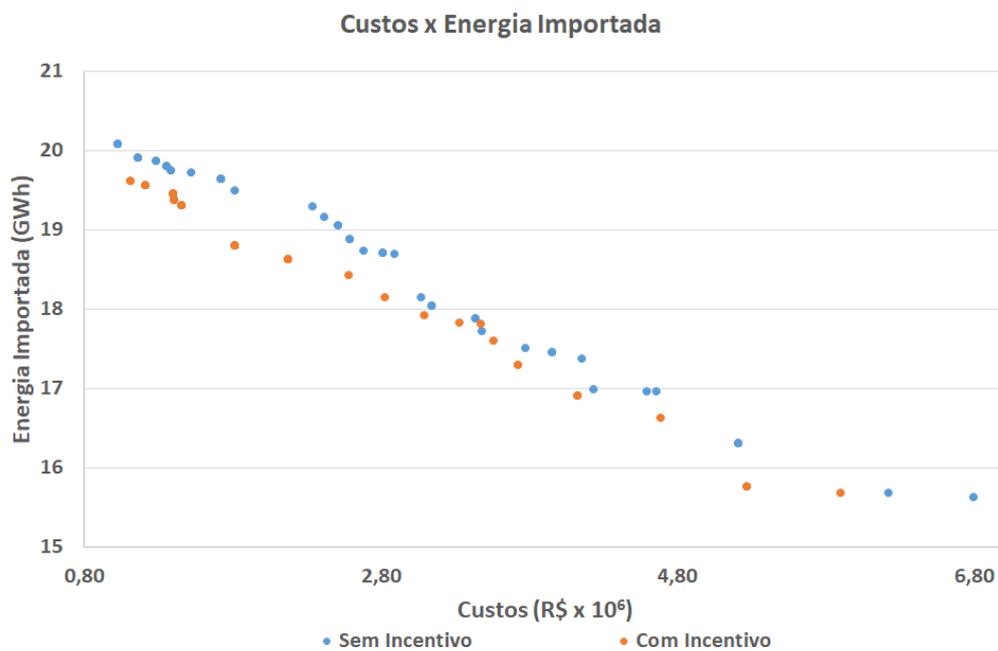
Com vistas a avaliar a estrutura de planejamento com o alimentador de testes IEEE 33 nós, no primeiro estudo foi considerado um horizonte de um ano na análise. Os resultados obtidos para a minimização dos objetivos Custos (R\$) e Perdas (kW), Custos (R\$) e Energia (kWh), Custos (R\$) e faixa de Perfil de Voltagem (pu), são apresentados nas Figuras 4.23, 4.24 e 4.25.

Figura 4.23 - Minimização de Perdas e Custo. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 01 ano



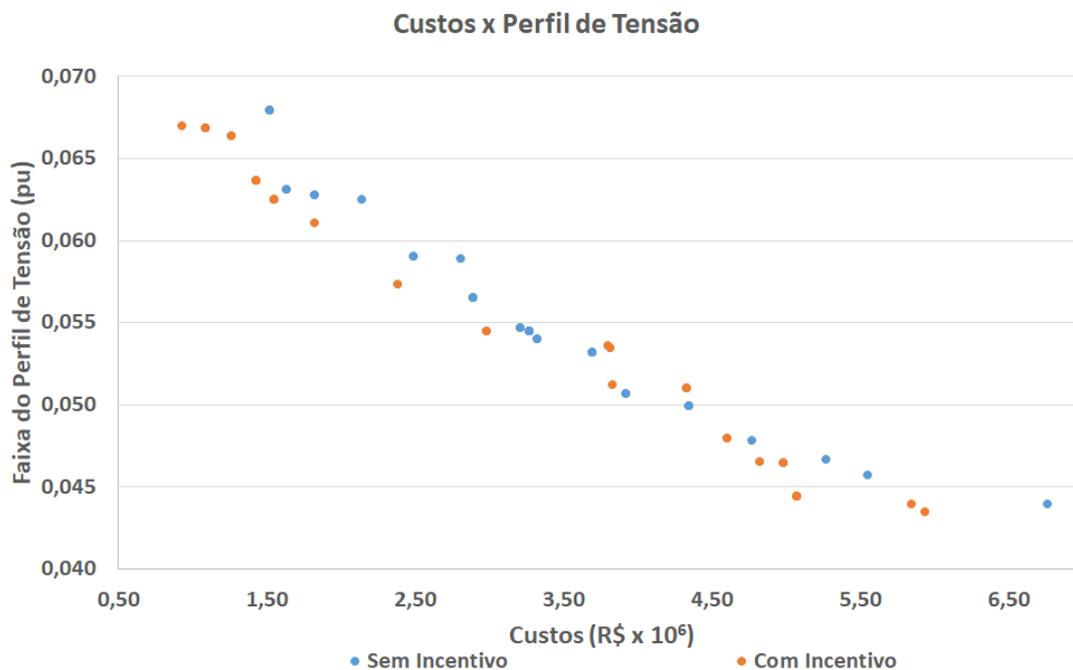
Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.24 - Minimização de Energia Injetada e Custo. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 01 ano.



Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.25 - Minimização da Faixa do Perfil de Tensão e Custo. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 01 ano

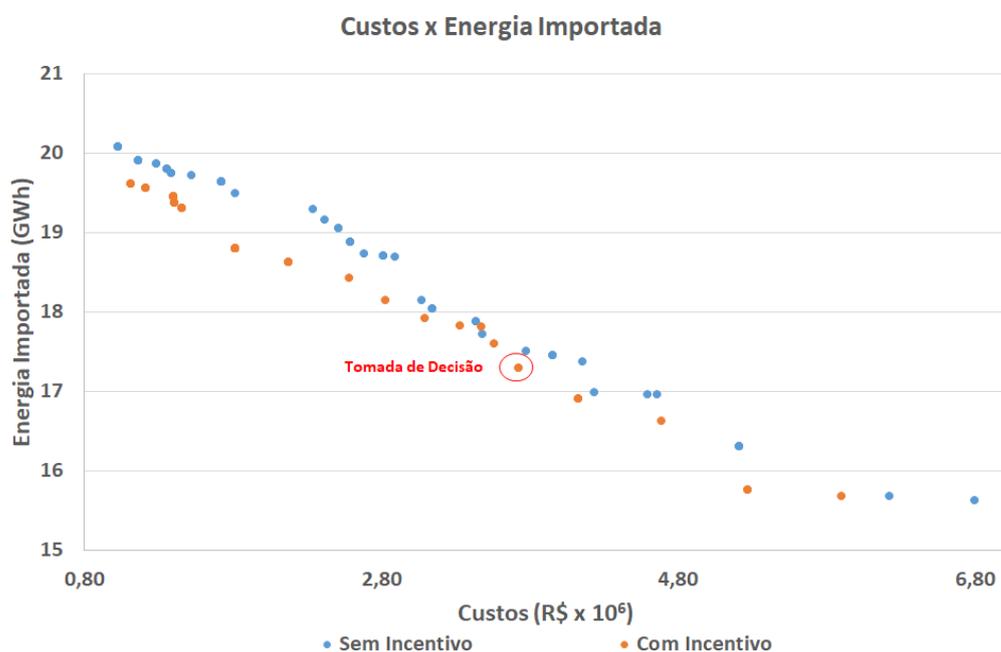


Fonte: AUTOR (2020)

A partir dos resultados da função objetivo, foi observada uma expressiva redução na energia injetada na fronteira do sistema. Em complemento, para os resultados do perfil de desvio de tensão e das perdas as diferenças de resultados obtidas entre as soluções sem incentivo e com incentivo da CODIS são menos significativas que os resultados ora citados. Por este motivo, foi estudado o impacto da emissão de CO₂ a partir dos resultados da otimização de energia injetada e custos.

Para este Estudo de Caso, a minimização entre os atributos de Energia Injetada e Custos (Com e Sem Incentivo da CODIS) apresentou os melhores resultados, passando-se então para a etapa de tomada de decisão, conforme apresentado na seção 3.6. Assim, a tomada de decisão do planejador objetivará encontrar a média dos mínimos resultados obtidos, ou seja, o ponto onde o resultado se situa mais próximo da média de todos os resultados obtidos, e está representado na Figura 4.26. Esta solução possui três usinas hidrelétricas de pequena escala com 70, 10 e 150 kW, a primeira conectada ao nó 18 e as duas últimas ao nó 32, dois sistemas eólicos nos nós 15 e 17 com capacidade de 110 e 70 kW, respectivamente, e um sistema fotovoltaico de 50 kW conectado ao nó 17.

Figura 4.26 - Definição de solução por tomada de decisão. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 01 ano



Fonte: AUTOR (2020)

Esta solução apresenta perdas anuais médias de 47,2 kW o que representa uma redução de 32% sobre o valor médio de 69,6 kW sem a inserção da GD. A energia anual injetada pelo sistema com GD é de 2.234,17 MWh, proporcionando uma economia anual estimada de R\$ 533.795,78 por ano, com base no CME brasileiro (R\$ 234 / MWh) (EPE, 2018b), aproximadamente 14% dos custos totais necessários para a expansão do sistema pela CODIS. A partir da análise apenas da energia injetada, em aproximadamente sete anos, o lucro financeiro obtido nesta conta é igual aos custos de implementação do IGD.

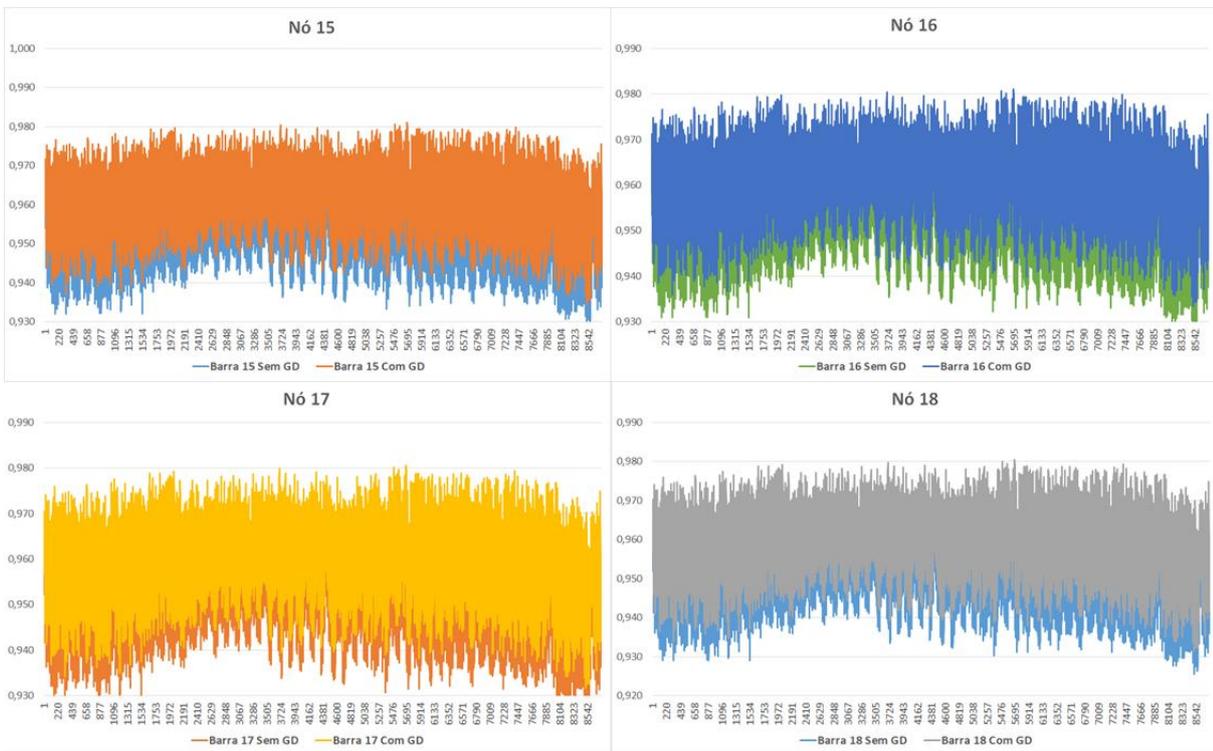
Além disso, a carga total do sistema, considerando um atendimento por um transformador da subestação de 5MVA, foi reduzida em aproximadamente 4% com a inserção da GD, passando de 77,28% (sem GD) para 73,04%. Os custos totais da IGD são de R\$ 3,17 milhões, considerando a participação da CODIS, onde o investimento inicial é de R\$ 1,49 milhão. Os descontos totais proporcionados pela CODIS são de R\$ 610 mil reais, e especificamente sobre o investimento inicial os subsídios representam R\$ 377 mil. Além disso, se destaca que a potência total instalada nesta configuração foi de 460 kW o que representa 12 % da Potencia total na condição sem GD, a qual é de 3.864 kW.

Conforme conceito de diferimento de investimentos demonstrado anteriormente, há um ganho estimado de R\$ 424.000,00 para este parâmetro no ciclo de vida do projeto, devido a uma redução de 212 kW no pico de demanda com conexão da GD. No entanto, com o crescimento de carga de 3% ao ano, no ano 8, pode ser necessário atualizar o transformador da subestação para evitar problemas de sobrecarga na condição sem GD, o que irá elevar o custo desta transição convencional, porém esta situação não foi avaliada em detalhe neste estudo.

Já a emissão de CO₂ obtida é de 104,46 tonCO₂eq, levando a um fator de emissão de 46,76 gCO₂eq / kWh - um valor menor que o fator de emissão de CO₂ de alguns países da América Latina.

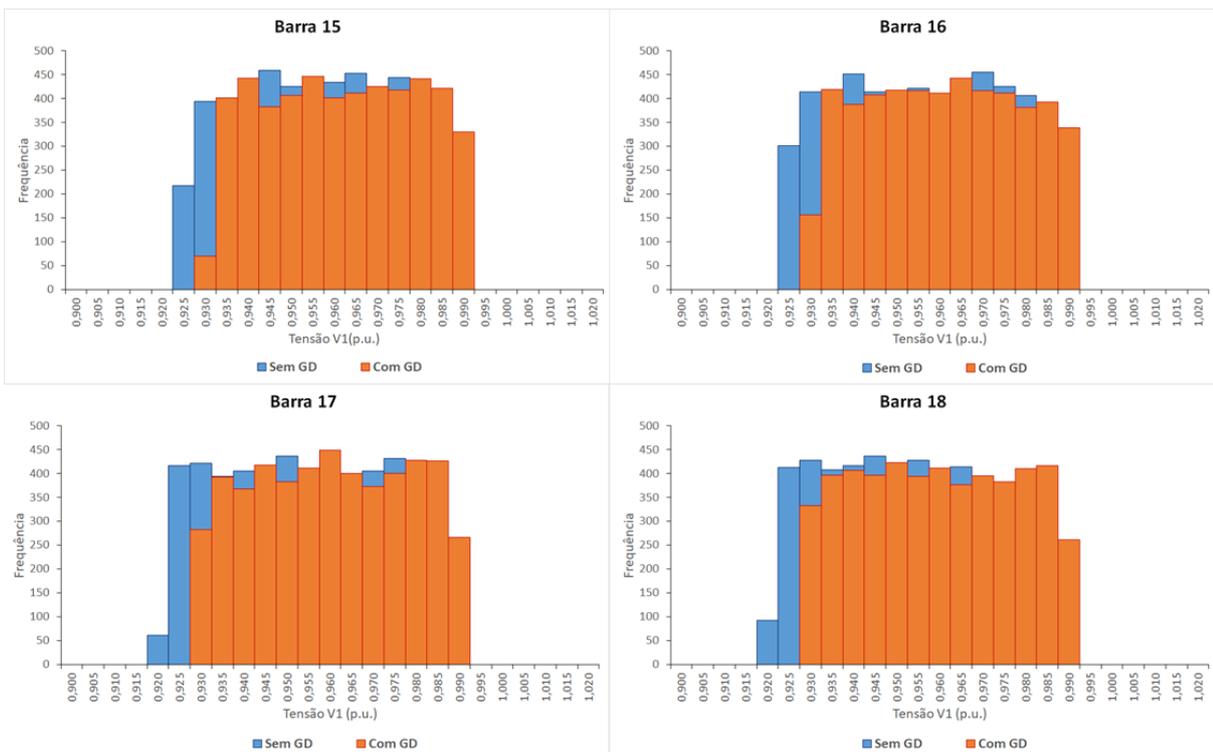
A representação dos perfis de tensão obtidos na situação sem a presença da GD e com os geradores distribuídos instalados na condição com incentivo da CODIS pode ser observada na Figura 4.27. Outra avaliação realizada baseia-se na análise probabilística apresentada na seção 3.7, onde através de um diagrama de frequências é possível perceber a melhoria na qualidade de tensão oferecida pela solução escolhida, o que pode ser percebido na Figura 4.28.

Figura 4.27 - Perfil de tensão – V1 (pu). Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.



Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.28 - Perfil de tensão – V1 (pu) com a aplicação dos conceitos probabilísticos em análise de frequência. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.

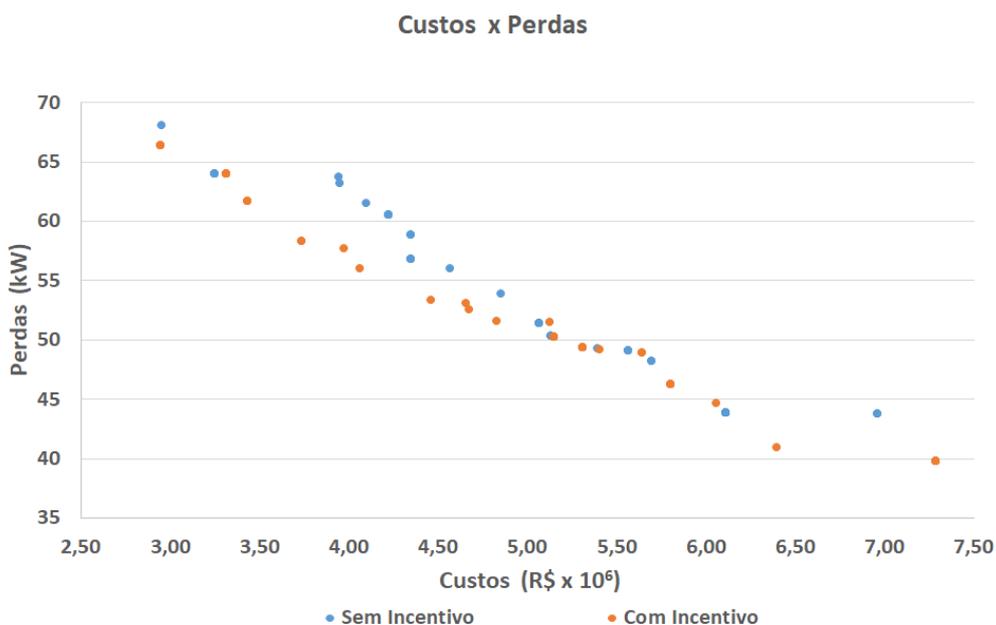


Fonte: AUTOR (2020)

4.3.2 Alimentador de testes IEEE 33 nós com 05 anos de horizonte de planejamento

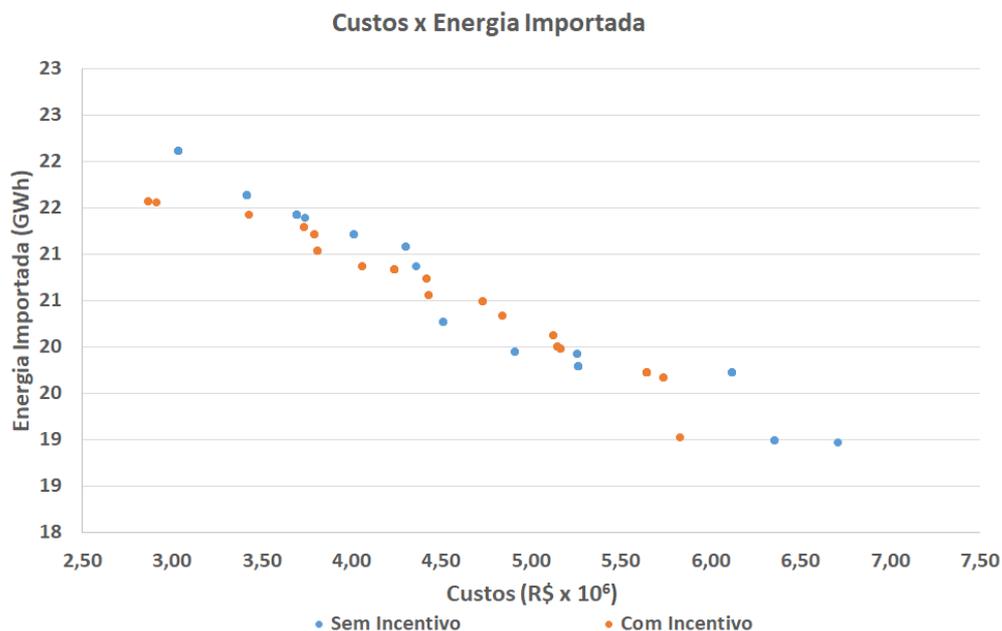
Nesta seção serão avaliados os resultados obtidos para uma análise quinquenal. Para isto, estimou-se um crescimento anual projetado de 3% a.a., resultando em um crescimento total de 15,93% no horizonte de 05 anos através do parâmetro “*Loadmult*” do OPENDSS. Os resultados obtidos para a minimização dos objetivos Custos (R\$) e Perdas (kW), Custos (R\$) e Energia (kWh), Custos (R\$) e faixa de Perfil de Voltagem (pu), são apresentados nas Figuras 4.29, 4.30 e 4.31.

Figura 4.29 - Minimização de Perdas e Custo. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 05 anos.



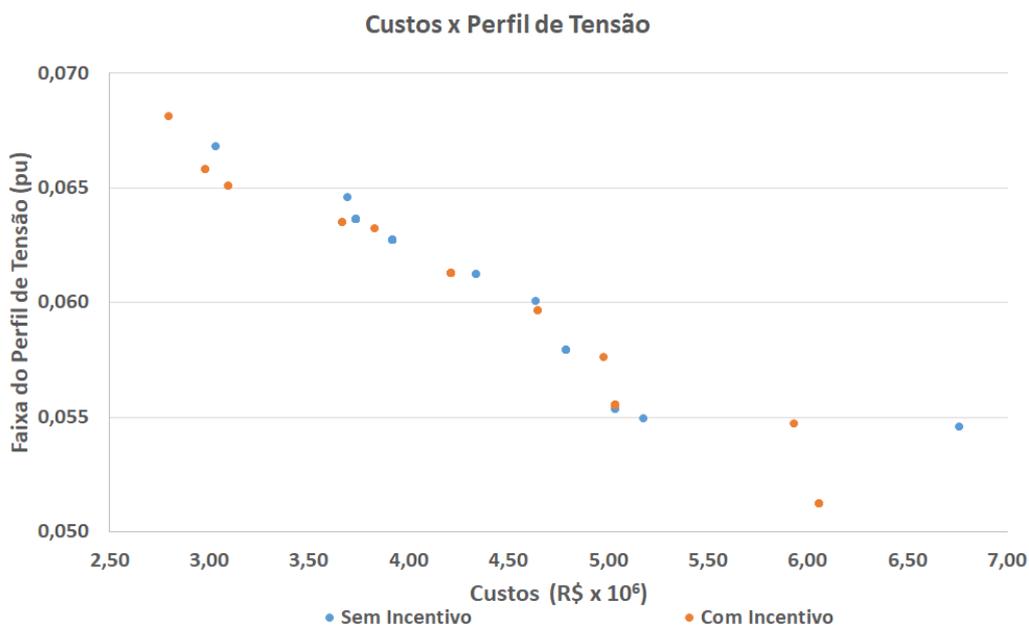
Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.30 - Minimização de Energia Injetada e Custo Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 05 anos.



Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.31 - Minimização da Faixa do Perfil de Tensão e Custo. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 05 anos.

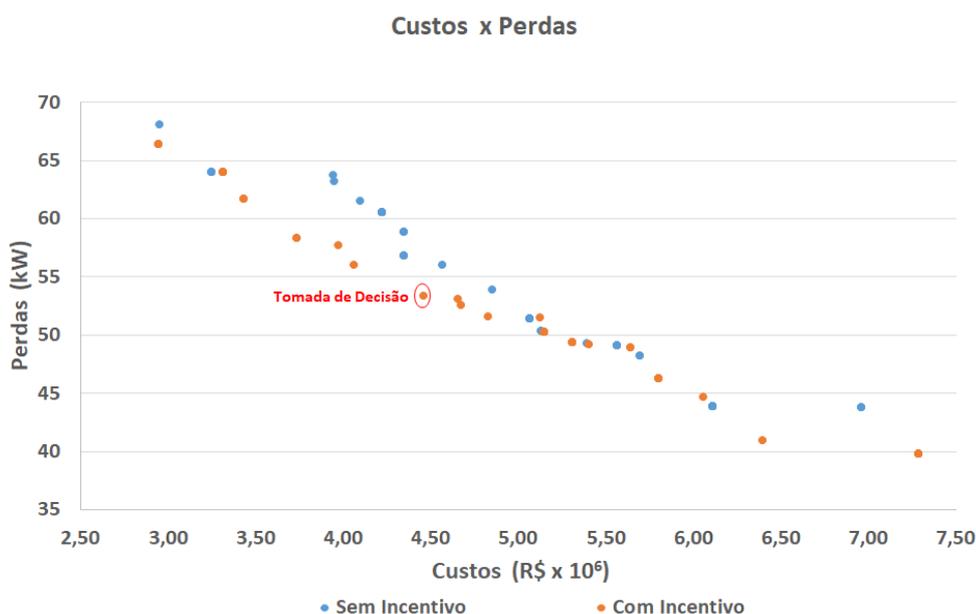


Fonte: AUTOR (2020)

A partir dos resultados das funções objetivo testadas, foi observada uma expressiva redução nas perdas médias do sistema, com resultados no perfil de desvio de tensão e energia injetada menos significativos.

Para este Estudo de Caso, a minimização entre os atributos de Perdas e Custos (Com e Sem Incentivo da CODIS) apresentou os melhores resultados, passando-se então para a etapa de tomada de decisão, conforme apresentado na seção 3.6. Assim, a tomada de decisão do planejador objetivará encontrar a média dos mínimos resultados obtidos, ou seja, o ponto onde o resultado se situa mais próximo da média de todos os resultados obtidos, e está representado na Figura 4.32. Esta solução possui três usinas hidrelétricas de pequena escala com 90 kW, conectadas aos nós 17, 30 e 32, dois sistemas à biomassa no nó 32 com capacidade de 50 kW e um sistema eólico de 110kW conectado ao nó 15.

Figura 4.32 - Definição de solução por tomada de decisão. Alimentador de Testes IEEE 33 nós. Horizonte 05 anos



Fonte: AUTOR (2020)

Esta solução apresenta perdas anuais médias de 53,6 kW o que representa uma redução de 44% em relação ao valor médio de 95,0 kW da condição sem a presença de GD. Para este estudo, a energia anual injetada pelo sistema com GD é de 2.784,21 MWh, proporcionando uma economia estimada de R\$ 651.504,44 por ano, com base no CME brasileiro (R\$ 234 / MWh) (EPE, 2018b), aproximadamente 15% dos custos totais necessários

para a expansão do sistema pela CODIS. A partir da análise, em pouco mais de 7 anos, o lucro financeiro obtido nesta conta é igual aos custos de implementação do IGD (sem considerar os impactos da inflação).

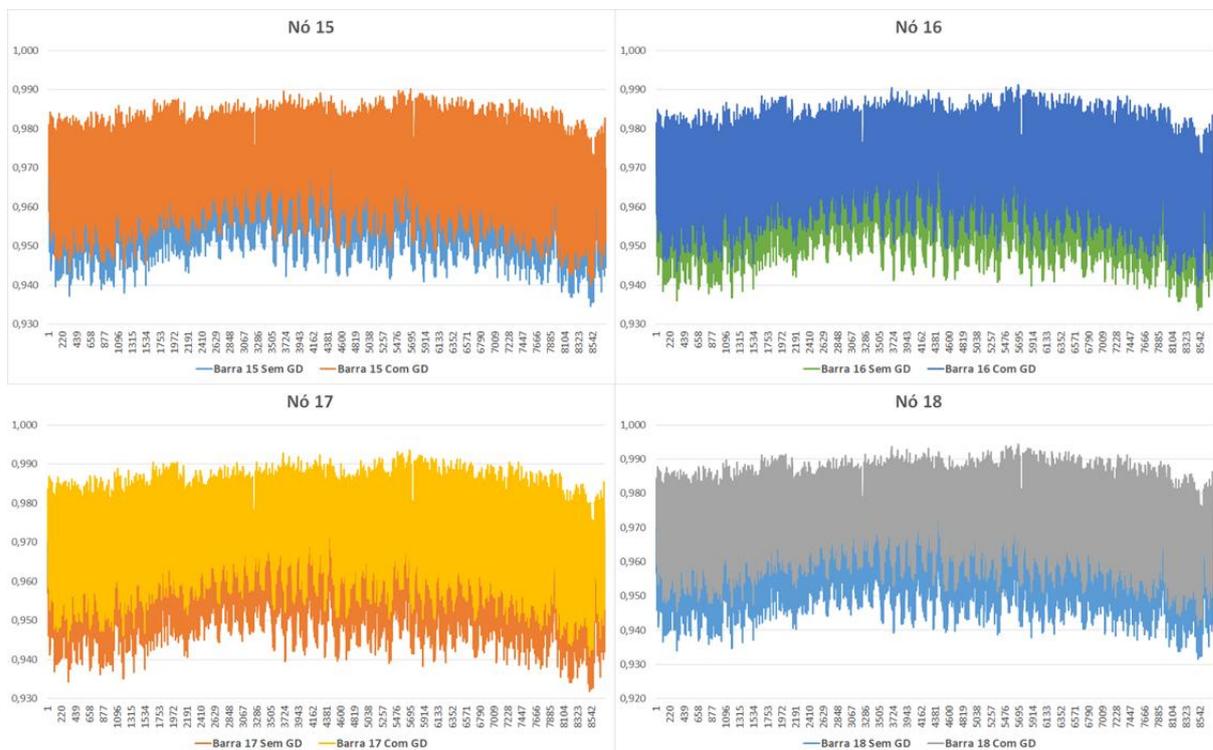
Além disso, a carga total do sistema, considerando um atendimento por um transformador da subestação de 5MVA, foi reduzida em aproximadamente 7% com a inserção da GD, passando de 90,20% (sem GD) para 83,48%. Os custos totais da IGD são de R\$ 4,45 milhões, considerando a participação da CODIS, onde o investimento inicial é de R\$ 1,68 milhões. Os descontos totais proporcionados pela CODIS são de R\$ 726 mil reais, e especificamente sobre o investimento inicial os subsídios representam R\$ 298 mil. Além disso, se destaca que a potência total instalada nesta configuração foi de 480 kW o que representa 10,6 % da Potencia total na condição sem GD, a qual é de 4.510 kW.

Conforme conceito de diferimento de investimentos demonstrado anteriormente, há um ganho estimado de R\$ 672.000,00 para este parâmetro no ciclo de vida do projeto, devido a uma redução de 336 kW no pico de demanda com conexão de GD. No entanto, com o crescimento de carga de 3% ao ano, no ano 2, pode ser necessário atualizar o transformador da subestação para evitar problemas de sobrecarga, na condição de GD, o que irá elevar o custo desta transição convencional, porém esta situação não foi avaliada em detalhe neste estudo.

Em relação à emissão de CO₂, o resultado alcançado é de 171,27 tonCO₂eq, levando a um fator de emissão de 61,51 gCO₂eq / kWh. Este valor, conforme citado no estudo anterior, também é menor que o fator de emissão de CO₂ de alguns países da América Latina.

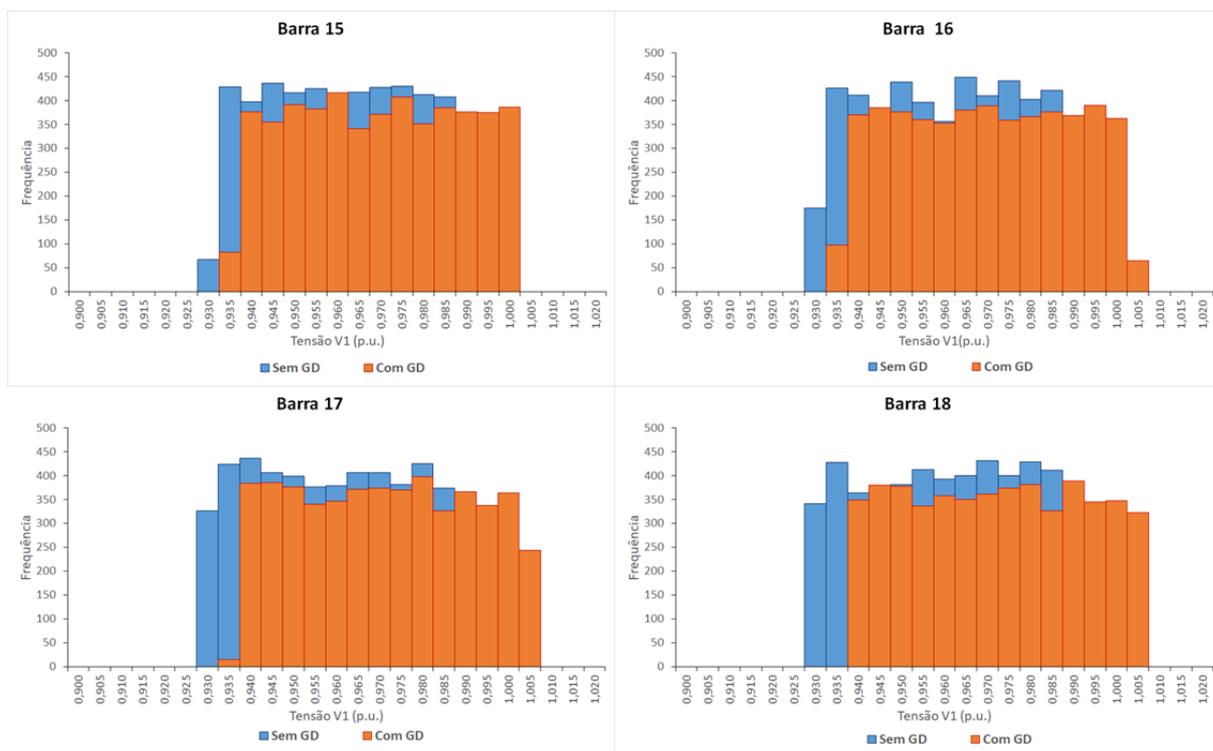
A representação dos perfis de tensão obtidos na situação sem a presença da GD e com os geradores distribuídos instalados na condição com incentivo da CODIS pode ser observada na Figura 4.33. Outra avaliação realizada baseia-se na análise probabilística apresentada na seção 3.7, onde através de um diagrama de frequências é possível perceber a melhoria na qualidade de tensão oferecida pela solução escolhida, o que pode ser percebido na Figura 4.34.

Figura 4.33 - Perfil de tensão – V1 (pu). Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 05 anos.



Fonte: AUTOR (2020)

Figura 4.34 - Perfil de tensão – V1 (pu) com a aplicação dos conceitos probabilísticos em análise de frequência. Alimentador de Testes IEEE 13 Nós. Horizonte 01 ano.



Fonte: AUTOR (2020)

A tabela 6.5 apresenta um resumo dos resultados obtidos para os 04 estudos de caso abordados neste capítulo.

Tabela 4.3 - Resumo dos Resultados obtidos nos 04 Estudos de Caso avaliados.

Informação do Sistema	IEEE 13 Barras - 01 ano		IEEE 13 Barras - 05 anos		IEEE 33 Nós - 01 ano		IEEE 33 Nós - 05 anos	
	Sem GD	Com GD	Sem GD	Com GD	Sem GD	Com GD	Sem GD	Com GD
GD 1 - Tipo/ Barra / Potência (kW)	-	CGH / 12 / 400	-	CGH / 8 / 150	-	CGH / 18 / 70	-	CGH / 17 / 90
GD 2 - Tipo/ Barra / Potência (kW)	-	CGH / 13 / 250	-	CGH / 14 / 200	-	CGH / 32 / 10	-	CGH / 30 / 90
GD 3 - Tipo/ Barra / Potência (kW)	-	CGH / 15 / 50	-	CGH / 15 / 150	-	CGH / 32 / 150	-	CGH / 32 / 150
GD 4 - Tipo/ Barra / Potência (kW)	-	FV / 5 / 100	-	EOL / 7 / 400	-	EOL / 15 / 110	-	BIO / 32 / 50
GD 5 - Tipo/ Barra / Potência (kW)	-	FV / 8 / 25	-	EOL / 9 / 150	-	EOL / 17 / 70	-	BIO / 32 / 50
GD 6 - Tipo/ Barra / Potência (kW)	-	EOL / 5 / 25	-	FV / 7 / 25	-	FV / 17 / 50	-	EOL / 15 / 110
Energia Ativa Injetada (kWh)	14.460.666,00	9.202.421,00	16.824.172,00	10.943.108,00	20.528.024,00	18.293.854,00	23.923.323,00	21.139.116,00
Energia Reativa Injetada (kVAr)	9.707.371,00	1.448.211,00	12.823.586,00	2.990.433,00	11.144.732,00	6.264.660,00	13.012.799,00	5.069.841,00
Potência Ativa (kW)	2.718,00	2.185,00	3.139,00	2.790,00	3.864,00	3.652,00	4.510,00	4.174,00
Potência Aparente (kVA)	3.059,00	2.187,00	3.638,00	2.822,00	4.065,00	3.717,00	4.747,00	4.211,00
Energia Gerada RED (MWh)	-	5.258,25	-	5.881,06	-	2.234,17	-	2.784,21
Carregamento do Sistema (%)	54,36%	43,70%	62,78%	55,80%	77,28%	73,04%	90,20%	83,48%
% Potencia GD / Potencia Total sem GD	-	31,30%	-	34,50%	-	12%	-	10,60%
Emissão CO2 (gCO2eq/kwh)	165,30	56,11	165,30	39,39	165,30	46,76	165,30	61,51
Perdas Ativas médias (kWm)	49,70	14,55	72,89	21,30	69,60	47,16	94,97	53,64
Custos totais IGD (R\$)	-	8.462.700,00	-	8.480.500,00	-	3.715.090,00	-	4.453.390,00
Economia anual com Energia (R\$)	-	1.230.429,33	-	1.376.168,98	-	522.795,78	-	651.504,44
Custo de Investimentos Postergados (R\$)	-	1.066.000,00	-	698.000,00	-	424.000,00	-	672.000,00
Desconto CODIS no Investimento IGD	-	483.000,00	-	895.000,00	-	377.000,00	-	298.000,00
Tempo para sobrecarga no TR (MVA) da Subestação (anos) sem GD	17	28	11	20	8	11	2	6

Fonte: AUTOR (2020)

Em análise dos dados obtidos para os estudos de caso adotados, é perceptível a influência do percentual da potência total da GD inserida nos sistemas na melhoria dos níveis de tensão nas barras selecionadas para receber os incentivos pela CODIS. Esta evidência é explicitada especialmente nos casos avaliados no Alimentador de Testes IEEE 13 nós, onde o índice de acomodação da GD é da faixa de 30%. Os resultados de tensão para estes estudos são concentrados muito próximos a 1,00 pu tanto na análise normal quanto na probabilística.

Já quando o Alimentador de Testes 33 nós foi submetido a uma faixa de acomodação da GD da ordem de 10%, os resultados de tensão não são significativos apesar de apresentarem uma melhora quando comparado com a situação do sistema sem a presença de GD.

A energia injetada pelos sistemas de GD nos sistemas de distribuição reduz a necessidade de geração centralizada de energia. Para os consumidores em médio prazo há a tendência pela redução dos custos de compra de energia. Para a CODIS haverá a redução da receita de faturamento o que ensejará futuros estudos para analisar os impactos no equilíbrio econômico e financeiro destas concessões.

Do ponto de vista ambiental, os 04 sistemas inseridos nas RD, possuem fator equivalente de emissão de CO₂ abaixo dos índices observados para os sistemas elétricos interligados na América Latina, chegando a representar em um dos casos analisados apenas 25 % do valor continental. Neste sentido pode-se notar também que as soluções que contemplaram um maior número de unidades eólicas e fotovoltaicas apresentaram fator equivalente de emissão de CO₂ mais baixos.

Por fim, em relação à postergação dos investimentos, alicerçados pela redução do carregamento do sistema na faixa entre 5 % e 12 %, pode ser observada. Assim os incentivos da CODIS para a implantação da GD em determinadas regiões apresentam valores mais baixos do que os investimentos postergados para alguns casos, antes de se avaliarem os demais benefícios ou a troca de outros equipamentos como o transformador da subestação, o que evidencia a aplicabilidade do método para a substituição dos investimentos tradicionais pela a instalação da GD nas regiões definidas.

5 CONCLUSÕES

Este estudo sugeriu a necessidade de promover discussões regulatórias mais amplas que incorporem o papel ativo da CODIS sobre os ativos de GD e sua inclusão nos sistemas de distribuição de energia com os objetivos de oferecer uma energia limpa, segura, confiável e acessível. Com isso, foi proposta uma solução regulatória onde a CODIS participa da definição dos locais para instalação de GD, sendo escolhidos os barramentos mais críticos do sistema de distribuição sob sua gestão, para os quais são disponíveis descontos para conexão e uma participação parcial no investimento de implantação em conjunto com o IGD, que são variáveis dependendo do tipo de fonte selecionada.

A estrutura de planejamento apresentada resultou em ganhos econômicos e financeiros satisfatórios, além da melhoria no desempenho técnico dos sistemas testados, estabelecendo a adequabilidade do método de otimização SPEA2 para o planejamento de GD. Além disso, o vínculo entre MATLAB e OPENDSS apresentou bom desempenho e resultados.

Os cenários selecionados a partir da Fronteira de Pareto de cada sistema testado trazem vários benefícios ao sistema e aos consumidores. Do ponto de vista da CODIS, seu principal benefício alcançado é na melhoria do perfil de tensão e na redução das perdas do sistema com menor nível de investimento, se comparado às soluções tradicionais. Além disso, o IGD poderia obter a mesma quantidade de energia a ser usada (unidades diretas ou compartilhadas) com menos investimentos e custos. Para os consumidores além dos benefícios técnicos e ambientais, espera-se que a conta de energia reduza ou se torne mais acessível, porque o fornecimento de energia das usinas centralizadas reduziu o que também é um sinal positivo para o adiamento do investimento nos sistemas de transmissão e distribuição.

A proposição regulatória sugerida resultou em variações da faixa de tensões nos barramentos críticos com desvio de tensão menor do que 0,1 pu, sendo um fato muito importante para a operação dos sistemas de distribuição. Os custos evitados com energia importada e o desconto total de custos fornecido pela CODIS são as principais evidências dos benefícios econômico-financeiros da oportunidade regulatória proposta neste estudo, as quais também incluem o investimento evitado para ampliação dos sistemas de transmissão e distribuição, vide o exemplo da postergação da substituição dos transformadores das subestações que atendem os sistemas testados.

Além disso, a quantidade de energia fornecida pelo sistema centralizado com a inclusão de GD é menor, o que significa em uma matriz de geração mais limpa. Assim, as emissões de CO₂ das soluções testadas produziram um fator de emissão inferior à média da América Latina e atingiram as metas determinadas pelos compromissos internacionais.

Em termos gerais, com os aspectos analisados, percebe-se que a estrutura de planejamento sugerida, comporta uma variada possibilidade de escolhas pelo planejador, seja nos atributos a serem testados, como para a tomada de decisão a partir dos conjunto de resultados obtidos. Apesar desta flexibilidade, os resultados obtidos com escolhas de sistemas de GD a partir de resultados de atributos distintos, produzem benefícios similares ao sistema, o que comprova a aderência da metodologia apresentada para o planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Oportunidades Futuras e Artigos Publicados

Para estudos futuros, há uma série de oportunidades a serem implementadas a partir do método proposto. Do ponto de vista dos RED, um ponto de interesse é uma análise econômica mais ampla, considerando possíveis adiamentos de investimentos na presença do Sistema de Armazenamento de Energia (ESS) e adoção de Veículos Elétricos (VE). Este estudo técnico pode prever o nível máximo de penetração em sistemas de distribuição para cenários distintos de instalação de cada um dos RED sugeridos.

Além disso, a avaliação da aplicação do método em redes de distribuição reais aparece como outra oportunidade interessante e pode estar alicerçado em estudos de difusão para a definição da fonte e potência a ser instalada em cada região dos alimentadores reais.

Quanto ao método adotado, uma boa oportunidade seria o aprimoramento da técnica SPEA2 para o citado SPEA3. Ainda, desenvolver este modelo de negócio para aplicações em avaliações econômico-financeira em modelagem de cálculo para obtenção de indicadores financeiros e econômicos da CODIS, surge como outra interessante possibilidade.

Sobre artigos publicados baseados no tema desta dissertação, registra-se o trabalho publicado no 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), realizado no ano de 2019 em Bucareste na Romênia, sob o título “Multi-objective Optimal Planning of Distributed Energy Resources Using SPEA2 Algorithms Considering Multi-agent Participation”. Este artigo destacou a expectativa a partir dos recursos energéticos distribuídos

na transformação do futuro funcionamento dos sistemas de distribuição. Nesse sentido, apresentou-se um planeamento multiobjetivo para determinar as melhores opções de localização e dimensionamento e os diferentes tipos de GD considerando a participação multiagentes. O método desenvolvido de otimização multi-objetivo foi o SPEA 2, com o objetivo de promover e distribuir os benefícios dos Recursos Energéticos Distribuídos entre os agentes participantes, CODIS e IGD, com a expectativa de que os benefícios esperados dos recursos distribuídos acelerem a atualização da proposta regulatória no setor elétrico.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABDMOULEH, Z., GASTLI, A., BEN-BRAHIM, L., HAOUARI, M., AL-EMADI, NA.; **Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources**, Renewable Energy, Volume 113, Pag. 266-280, 2017.
- ACKERMANN, T., ANDERSSON, G., SODER, L.; **Distributed Generation: a Definition**, Electric Power Systems Research, Volume 57, Issue 3, Pages 195-204, 2001.
- ADEGOKE, M. O., ADEYANJU, O. M.; **Specific System Random Load Forecasts for Nigerian 330 kV 38-Bus Transmission Grid**, International Journal of Engineering Research in Africa, vol. 27, pp. 87-94, 2016.
- AGARWAL, U., JAIN, N.; **Distributed Energy Resources and Supportive Methodologies for their Optimal Planning under Modern Distribution Network: a Review**, Technol Econ Smart Grids Sustain Energy 4, 2019.
- AGUERO, J.R., STEFFEL, S.J.; **Integration Challenges of Photovoltaic Distributed Generation on Power Distribution Systems**, 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, pp. 1-6 2011.
- AGUILAR, G. T. **Avaliação de Impacto Social e proposição de medidas mitigadoras – compromisso com a Responsabilidade Social**. PCH Notícias e SHP News, 2006.
- AHMADI, M., YOUSEFI, A., SOROUDI, A., EHSAN, M.; **Multi objective distributed generation planning using NSGA-II**. 2008 13th International Power Electronics and Motion Control Conference, Poznan, pp. 1847-1851, 2008.
- ALARCÓN-RODRIGUEZ, A.D., HAESSEN, E., AULT, G., DRIESEN, J., BELMANS, R.; **Multi-objective planning framework for stochastic and controllable distributed energy resources**. IET Renewable Power Generation, vol. 3, no. 2, pp. 227-238, 2009.
- ALARCÓN, A.D. ; **El sector hidroeléctrico en Latinoamérica: desarrollo, potencial y perspectivas**, 2018.
- ALARCÓN, A.D.; **A Multi-objective Planning Framework for Analyzing the Integration of Distributed Energy Resources**. Tese de Doutorado - University of Strathclyde, 2009.
- ALBARELLO, L.; **Guia para implantação de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH**. Trabalho de conclusão do curso de especialização em eficiência energética aplicada aos processos produtivos – UFSM, 2014.
- ALLAN, G., EROMENKO, I., GILMARTIN, M., KOCKAR, I., MCGREGOR, P.; **The economics of distributed energy generation: A literature review**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 42, Pag. 543-556, 2015.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2ª ed. Brasília, 2005.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL da Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, Resolução Normativa nº 482/2012**, 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Resolução Normativa nº 482/2012**, 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Resolução Normativa nº 687/2015**, 2015.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Resolução Normativa nº 745/2015**, 2015b.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Resolução Normativa nº 786/2017**, 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Resolução Normativa nº 869/2020**, 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, DF, 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp acesso em 21/04/2020, 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 2 – Planejamento Da Expansão do Sistema de Distribuição**, revisão 7, Brasília, DF, 2016.

AZUMA, R.M.; **Otimização multiobjetivo em problema de estoque e roteamento gerenciados pelo fornecedor**. Tese de Doutorado — Universidade Estadual de Campinas, 2011.

BACHMAIER, J., EFFENBERGER, M., GRONAUER, A.; **Greenhouse gas balance and resource demand of biogas plants in agriculture**. Engineering in Life Sciences. 10. 560 – 569, 2010.

BAYOD-RUJULA, A.A.; **Future development of the electricity systems with distributed generation**, Energy, Volume 34, Issue 3, Pág. 377-383, 2009.

BEGOVIC, M., KIM, I., NOVOSEL, D., AGUERO, J. R., ROHATGI, A.; **Integration of Photovoltaic Distributed Generation in the Power Distribution Grid**, 2012 45th Hawaii International Conference on System Sciences, Maui, HI, pp. 1977-1986, 2012.

BENEDETTINI, S., PONTONI, F.; **Italian Regulation of Electricity Distribution and its Impact on Efficiency, Investments and Innovation: a Qualitative Assessment, Competition and Regulation in Network Industries**, Volume 14, n.4, 2013.

BEN HAMIDA, I., SALAH, S. B., MSHALI, F., MIMOUNI, M. F.; **Optimal integration of solar distributed generations in distribution network using SPEA2**. 2016 17th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), Sousse, pp. 368-373, 2016.

BEN HAMIDA, I., SALAH, S. B., MSHALI, F., MIMOUNI, M. F.; **A new short-term planning strategy for multi-objective distribution network reconfiguration and optimal DG insertion**. Arabian Journal for Science and Engineering 44, 6813–6826, 2018.

BRASIL; **Decreto Federal 8.461 de 02 de junho de 2015. Regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 7o da Lei no 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4o-B da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995**, 2015.

BRASIL. **Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências**, 2004.

BRASIL; **Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária**, 2013.

BRASIL; **Medida Provisória 998 de 01º de setembro de 2020. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, e a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear representativas do capital social das Indústrias Nucleares do Brasil S.A. e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A e dá outras providências**, 2020.

BRIGATTO, G. A. A., CARMARGO, C. C. B., SICA, E. T.; **“Multiobjective Optimization of Distributed Generation Portfolio Insertion Strategies** 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), Sao Paulo, pp. 622-628, 2010.

CÂMARA, L. S. C.; **O impacto da difusão da Geração Distribuída sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica nos casos da Califórnia e da Itália**. Dissertação de mestrado - UFRJ, 2017.

CANDIDO, P.S.L, SANTOS, F. A.; **Estudo de Viabilidade Econômico-Financeira de uma Central Geradora Hidrelétrica (CGH)**. Revista Metropolitana de Sustentabilidade. Volume 2, número 3, 2012.

CARPINELLI, G., CELLI, G., MOCCI, S., PILO, F., RUSSO, A.; **Optimisation of embedded generation sizing and siting by using a double trade-off method**, IEE Proc. Gen., Transm., Distrib., vol. 152, no. 4, pp. 503–513, 2005.

CASTRO, N.J., DANTAS, G.; **Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes** - Rio de Janeiro - Publit, 2018.

CASTRO, N. J.; MARTINI, S.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A.; TIPONI, R. R.; **A importância das fontes alternativas e renováveis na evolução da matriz elétrica brasileira**. V Seminário de Geração e desenvolvimento sustentável, MAPFRE, 2009.

CEIC – Centro Integrado de Comando – Prefeitura Municipal de Porto Alegre; **Volume de chuva Metroclima**. Disponível em https://www2.portoalegre.rs.gov.br/ceic/default.php?p_secao=28. Acesso em 15/09/2019.

COELLO-COELLO, C.A.; **Twenty Years of Evolutionary Multi-Objective Optimization: A Historical View of the Field**, IEEE Computational Intelligence Magazine, Vol. 1, No. 1, pp. 28-36, 2006.

CORNE, D.W., KNOWLES, J.D., OATES, M.J.; **The Pareto Envelope-based Selection Algorithm for Multiobjective Optimization**. Proceedings of the Parallel Problem Solving from Nature VI Conference, pages 839–848, Springer, 2000.

DEB, K.; **Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms**. New York: Wiley, 2001.

DEB, K., PARATAP, A., AGARWAL, S., MEYARIVAN, T.; **A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA-II**, IEEE Transactions on Evolutionary Computation, Vol. 6, No. 2, 2002.

DRIESEN, J., BELMANS, R., **Distributed generation: challenges and possible solutions**, 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Que., pp. 8 pp, 2006.

DSIRE - DATABASE OF STATE INCENTIVES FOR RENEWABLES & EFFICIENCY; **Net Metering Program in New York**. Disponível em <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/453>, 2016.

DUGAN, R. C. **Reference guide, The Open Distribution System Simulator OpenDSS**. Electric Power Research Institute, 2013.

DUGAN, R.C., MCDERMOTT, T.E.: **‘An open source platform for collaborating on smart grid research’**. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, pp. 1-7, 2011.

EC – EUROPEAN COMMISSION; **Best Practices on Renewable Self-Consumption**. Commission Staff Working Document, Brussels, 15.07.2015. SWD 141 final, 2015.

EHSAN, A., YANG, Q. **Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques**, Applied Energy, Volume 210, Pag. 44-59, 2018.

EIA – U.S ENERGY INFORMATION AND ADMINISTRATION; **US Generation electricity by fuel**, Disponível em <https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/electricity.php>. Acesso em 21/03/2019.

EID, C., RENESES GUILLÉN, J., FRÍAS MARÍN, P., HAKVOORT, R., **The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives**, Energy Policy, Volume 75, Pages 244-254, 2014.

EL-KHATTAM, W., SALAMA, M.M.A; **Distributed generation technologies, definitions and benefits**, Electric Power Systems Research, Volume 71, Issue 2, Pág. 119-128, 2004.

ENEL; **New Regulatory Period for Electricity Distribution in Italy**. Disponível em: https://www.enel.com/content/dam/enel-com/investors/presentations/2016_01/2016-23_New_regulatory_period_for_electricity_distribution_in_Italy_21Jan15.pdf , 2016.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; **Nota Técnica DEA 17/14 – Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético de Resíduos Rurais** – Rio de Janeiro, 2014.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; **Retrato dos novos projetos Solares Fotovoltaicos no Brasil** – Rio de Janeiro, 2017.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético** – Rio de Janeiro, 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027** – Rio de Janeiro, 2018b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; **Plano Decenal de Expansão de Energia 2028** – Rio de Janeiro, 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030** – Rio de Janeiro, 2020.

EPRI - ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE; **Discussion forum for the 13 bus IEEE test case EPRI Distribution System Simulator (OpenDSS)**, 2009. Disponível em : <https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861977/thread/79ed9387/> Acessado em 02/05/2019a.

EPRI – ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE; **OpenDSS PVSsystem Element Model**. <https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861977/thread/4a71dbf8/3b2f/attachment/OpenDSS%20PVSsystem%20Model.pdf> . Acessado em 14/09/2019b.

ESPIE, P., et al.; **Multiple criteria decision making techniques applied to electricity distribution system planning**, IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, 2003.

FARRET, F.A, SIMÕES, M.G.; **Integration of Renewable Sources of Energy**, Wiley-Blackwell; Edição: 2nd, 688p. 2017.

FELDER, F.A.; ATHAWALE, R.; **The Life and Death of the Utility Death Spiral**. The Electricity Journal, Volume 27, Issue 6, Pag. 9-16, 2014.

FGV ENERGIA; **Distributed Energy Resources**. Booklets. 2016. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/red_ingles.pdf

FILHO, G.L.T., et al.; **“Pequenos aproveitamentos hidroelétricos – Soluções energéticas para a Amazônia”**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

FONSECA, C.M., FLEMING, P.J.; **Genetic algorithms for multiobjective Optimization: Formulation, discussion and generalization**, Proceedings of the Fifth International Conference on Genetic Algorithms, pp. 416–423, San Mateo, California, 1993.

GALVAN, E., MANDAL, P., UL HAQUE, A., TSENG, T.L.; **Optimal Placement of Intermittent Renewable Energy Resources and Energy Storage System in Smart Power Distribution Networks**, Electric Power Components and Systems, 45:14, 1543-1553, 2017.

GEORGILAKIS, P.S. HATZIARGYRIOU, N.D.; **A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research**. Electric Power Systems Research, Volume 121, Pag 89-100, 2015.

GIL, H.A.; **On the Quantification of the Network Capacity Deferral Value of Distributed Generation**, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 4, pp. 1592-1599, 2006.

GOLDBERG, D. E.; **Genetic algorithms in search, optimization & machine learning**. Reading, MA: Addison-Wesley, 1989.

GÓMEZ-GÉLVEZ, J. A., MOJICA, C. H., KAUL, V., ISLA, L.;" **The incorporation of electric cars in Latin America**", Inter-American Development Bank, 2016.

GONZALEZ-LONGATT, F., FORTOUL, C.; **Review of Distributed Generation Concept: Attempt of Unification**. Renewable Energy and Power Quality Journal, 2005.

GORZALCZANY, M.B., RUDZIŃSKI, F.; **An improved multi-objective evolutionary optimization of data-mining-based fuzzy decision support systems**. 2016 IEEE International Conference on Fuzzy Systems (FUZZ-IEEE), Vancouver, BC, pp. 2227-2234, 2016.

HARRISON, G. P., PICCOLO, A., SIANO, P., WALLACE, A. R.; **Exploring the Tradeoffs Between Incentives for Distributed Generation Developers and DNOs**, IEEE Transactions on Power Systems, 2007.

HOBBS, B.F., MEIER, P.; **Energy Decisions and The Environment: A Guide to the Use of Multicriteria Methods**, Kluwer Academic Publishers, ISBN 0-7923-7875-X, 2000.

HORN, J., NAFPLIOTIS, N., GOLDBERG, D.E.; **A Niche Pareto Genetic Algorithm for Multiobjective Optimization**. In Proceedings of the First IEEE Conference on Evolutionary Computation, IEEE World Congress on Computational Intelligence, volume 1, pages 82–87, 1994.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; **Energy policies of IEA Countries – Italy**. 2016 Review. OECD/ IEA. Paris, France, 2016

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; **Data and Statistics. CO2 Emission**. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2%20emissions%20by%20energy%20source>. Acessado em 05 de setembro de 2020.

IEEE - INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEER. **Distribution test feeders**, 1992. Disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>. Acessado em 02/05/2019.

INGLIS, S., AULT, G.W., ALARCON-RODRIGUEZ, A., GALLOWAY, S.J.; **Multi-objective network planning tool for networks containing high penetrations of DER**, 45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010, Cardiff, Wales, pp. 1-6., 2010.

INGLIS, S., AULT, G.W., GALLOWAY, S.J.; **Multi-objective network planning tool for the optimal integration of electric vehicles as responsive demand and dispatchable storage**. 21st CIRED conference on Electricity distribution, Paper 0434, 2011.

IRENA - THE INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY; **Renewable power generation costs in 2014**, p.122, 2015.

IRENA - THE INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY; **Renewable Power Generation Costs in 2018**, p.73, Abu Dhabi, 2019.

JAIN, A., LALWANI, S., LALWANI, M.; **A Comparative Analysis of MOPSO, NSGA-II, SPEA2 and PESA2 for Multi-Objective Optimal Power Flow**. 2018 2nd International Conference on Power, Energy and Environment: Towards Smart Technology (ICEPE), Shillong, India, pp. 1-6, 2018.

JAIN, S., KALAMBE, S., AGNIHOTRIC, G., MISHRA, A.; **Distributed generation deployment: State-of-the-art of distribution system planning in sustainable era**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 77, Pág. 363-385, 2017.

JÚNIOR, P.S.Z.; **Modelo Multiobjetivo de Alocação e Dimensionamento de Geração Distribuída para Redes de Distribuição**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de

Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2018.

KAMALINIA, S.; **A combination of MADM and genetic algorithm for optimal DG allocation in power systems**. 42nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2007.

KAZMI, S. A. A., HASAN, S. F., SHIN, D.; **Multi criteria decision analysis for optimum DG placement in smart grids**. 2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia, 2015.

KEANE, A. et al., "**State-of-the-art techniques and challenges ahead for distributed generation planning and optimization**", IEEE Trans. Power Syst., vol. 28, no. 2, pp. 1493-1502, 2013.

KIM, H., FTHENAKIS, V., CHOI, J., TURNEY, D.; "**Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Thin-film Photovoltaic Electricity Generation: Systematic Review and Harmonization.**" Journal of Industrial Ecology (16:S1); pp. S110-S121, 2012.

KNOWLES, J.D, CORNE, D.W.; **Approximating the Nondominated Front Using the Pareto Archived Evolution Strategy**. Evolutionary Computation, 8(2):149–172, 2000.

KONRAD, O; **Atlas das biomassas do Rio Grande do Sul para produção de biogás e biometano**. Editora da Univates, 2016.

LOPES, J.P., HATZIARGYRIOU, N., MUTALE, J., DJAPIC, P., JENKINS, N.; **Integrating distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities**, Electric Power Systems Research, Volume 77, Issue 9, Pág. 1189-1203, 2007.

MACIEL, R.S, PADILHA-FELTRIN, A.; **Distributed generation impact evaluation using a multi-objective Tabu search**. 2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, Curitiba, pp. 1-5, 2009.

MANDEL, B; **Toward policy-responsive performance-based regulation in New York State**. New York. Disponível em: http://guaranicenter.org/wp-content/uploads/2015/04/Mandel_Policy-responsive-PBR-in-NYS_FINAL2.pdf , 2015.

MANTEL, S. K.; HUGHES, D. A.; MULLER, M. W. K.; **Ecological impacts of small dams on South African rivers Part 1: Drivers of change – water quantity and quality**, Water SA, Pretoria , v. 36, n. 3, p. 351-360, 2010.

MARLER, R.T, ARORA, J.S.; **Survey of multi-objective optimization methods for engineering**, Struct Multidisc Optim 26, 369–395 , 2004.

MARTINEZ, J.A., GUERRA, G.; **A Parallel Monte Carlo Method for Optimum Allocation of Distributed Generation**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 6, pp. 2926-2933, Nov. 2014.

MCT - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA; **Protocolo de Quioto**. 1998.

MIRANDA, M.M; **Fator e emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida**. Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos, p. 164, 2012.

MOHAMED, N., ISHAK, D.; **Multi Objective Optimization of DG Allocation and Sizing in Distribution Systems Using Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II**. 10th International Conference on Robotics, Vision, Signal Processing and Power Applications. Lecture Notes in Electrical Engineering, vol 547. Springer, Singapore, 2019.

NEKOOEI, K., FARSANGI, M.M., NEZAMABADI-POUR, H., LEE, K.Y.; **An Improved Multi-Objective Harmony Search for Optimal Placement of DGs in Distribution Systems**. in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, no. 1, pp. 557-567, 2013.

NEIMANE, V.; **On Development Planning of Electricity Distribution Networks**. Tese de Doutorado, Royal Institute of Technology , Estocolmo, 2001.

OCHOA, L.F; **Desempenho de Redes de Distribuição com Geradores Distribuídos**. Tese de Doutorado. UNESP Ilha Solteira. 2006.

OCHOA, L.F, HARRISON, G.P.; **Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation**. IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011.

ONU – ORGANIZAÇÃO AS NAÇÕES UNIDAS; **Acordo de Paris**. 2015.

OPENDSS; **Repositorio dos códigos fonte do OpenDSS – Discussion Forum**; Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. Acessado em 20/09/2019.

POKHAREL, K., MOKHTAR, M., HOWE, J.; **A SPEA2 based planning framework for optimal integration of distributed generations**, 2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), Florence, pp. 387-392, 2012.

RAMSAMI, P., AH KING, R.T.F.; **Multi-objective Optimisation of Distributed Generation Units in Unbalanced Distribution Systems**. Smart and Sustainable Engineering for Next Generation Applications. ELECOM 2018. Lecture Notes in Electrical Engineering, vol 561. Springer, Cham, 2019.

RAYCHAUDHURI, S.; **Introduction to Monte Carlo simulation**. 2008 Winter Simulation Conference, Miami, FL, USA, pp. 91-100, 2008.

REF-E et al; **Study on tariff design for distribution systems – Final Report**. Directorate-General for Energy, European Commission. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF, 2015.

REN21 – RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY; **Renewables 2018 Global Status Report**, 2018. Disponível em : <http://www.ren21.net/gsr-2018/pages/foreword/foreword/>

RIBEIRO, L. B.; **Um estudo sobre Energia Eólica no Brasil**. Monografia (Graduação). Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Ouro Preto, 2017.

RUÍZ-GARZÓN, J.A., GONZÁLEZ-TRISTANCHO, D.J, ESPINOSA-GONZÁLEZ, F.C.; **Impact of changing location and power of a PV system in electrical distribution networks, integrating MATLAB and Open DSS**. DYNA, 85(205), pp. 125-131, June, 2018.

SANTOS L.L.C.; **Projeção da difusão de sistemas fotovoltaicos em consumidores residenciais de baixa tensão**. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Maria, 2018.

ŠARIĆ, M., HIVZIEFENDIĆ, J., KONJIĆ, T.; **Distributed generation allocation using fuzzy multi criteria decision making algorithm**. 2017 International Conference on Smart Systems and Technologies (SST), 2017.

SCHAFFER, J.D.; **Multiple Objective Optimization with Vector Evaluated Genetic Algorithms**, Tese de Doutorado, Vanderbilt University, Nashville, 1984.

SCHUYLER, J. R.;. **Decision analysis in projects**. P.A.; USA: Project Management Institute, 1996.

SHENG, W., LIU, Y., MENG, X., ZHANG, T.; **An improved strength Pareto evolutionary algorithm 2 with application to the optimization of distributed generations**. Computers & Mathematics with Applications, Volume 64, Issue 5, Pag 944-955, 2012.

SINGH, B., SHARMA, J.; **A review on distributed generation planning**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 76, Pag 529-544, 2017.

SINGH, S.N, OSTERGAARD, J., JAIN, N.; **Distributed Generation in Power Systems: An Overview and Key Issues**, 24th Indian Engineering Congress, NIT Surathkal, Kerala, 2009.

SRINIVAS, N., DEB. K.; **Multiobjective optimization using nondominated sorting in genetic algorithms**. Evolutionary Computation, 2(3):221–248, 1994.

STATE OF NEW YORK; **Incentives Available Through NY-Sun**. Disponível em <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Customers/Available-Incentives> , 2016.

STATISTA – THE PORTAL FOR STATISTICS; **Mix de Energia na Itália em 2017**. Disponível em <https://www.statista.com/statistics/873552/energy-mix-in-italy/>. Acessado em 22/03/2019.

STRBAC, G., RAMSAY, C., PUDJIANTO, D.; **Integration of distributed generation into the UK power system**, 2007. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/55759/dgseeewpdgvaluepaper30.pdf/>

TOLMASQUIM, M.T; **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE) : Rio de Janeiro, 2016.

TREVELIN, F.C.; **Estudo comparativo entre métodos de rastreamento solar para Sistemas Fotovoltaicos**. Trabalho de Conclusão de Curso Escola de Engenharia de São Carlos, USP, 2014.

VIDAL, L.C, BARRA, E., PINHÃO, J.C.S.; **Modelagem e Simulação de um gerador fotovoltaico em MATLAB™ para estudo do uso de Cargas intermitentes**. X Simpósio de Excelência e Gestão em Tecnologia, 2013.

XIAO, J., ZHANG, Z., BAI, L., LIANG, H.; **"Determination of the optimal installation site and capacity of battery energy storage system in distribution network integrated with distributed generation,"** in IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 10, no. 3, pp. 601-607, 2016.

XIAO, X., LIN, Z., WEN, F., HUANG, J.; **Multiple-criteria decision-making of distribution system planning considering distributed generation**. International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2012.

WILLIS H. L., SCOTT, W. G.; **Distributed Power Generation. Planning and Evaluation**, Ed. Marcel Dekker, New York, USA, 2000.

WORLD ENERGY COUNCIL; **World Energy Trilemma**. Disponível em <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/11/World-Energy-Trilemma-2017-Full-report-WEB.pdf>. 2017.

ZAHEDI, A.; **A review of drivers, benefits, and challenges in integrating renewable energy sources into electricity grid**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 15, Issue 9, Pág. 4775-4779, 2011.

ZITZLER, E.; **“Evolutionary Algorithms for Multi-objective Optimisation: Methods and Applications”**, PhD thesis, ETH Zurich, Switzerland, 1999.

ZITZLER, E., THIELE, L.; **Multi-objective Evolutionary Algorithms: A Comparative Case Study and the Strength Pareto Approach**, IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol. 3, no. 4, pp. 257-271, 1999.

ZITZLER, E., LAUMANN, M., THIELE, L.; **SPEA2: Improving the Strength Pareto Evolutionary Algorithm**, Technical Report 103, Computer Engineering and Communication Networks Lab (TIK), Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, 2001.

ZUBO, R.H.A., MOKRYANI, G., RAJAMANI, H-S., AGHAEI, J., NIKNAM, T., PILLAI, P.; **Operation and planning of distribution networks with integration of renewable**

distributed generators considering uncertainties: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews., Volume 72, Pág. 1177-1198, 2017.

APÊNDICE A

BIOMASSA

A Biomassa é a chamada bioeletricidade. Esta tecnologia é considerada como recurso renovável porque faz parte do fluxo natural e repetitivo dos processos na natureza, a partir das plantas que iniciam o processo de fotossíntese para captar a energia solar e, quando a biomassa sofre combustão, a energia armazenada é liberada na forma de calor. Nesse processo é liberado CO₂, o qual é absorvido pelas plantas e, desta forma, o ciclo do carbono é fechado.

Ainda, caracteriza-se como subprodutos das transformações naturais ou industriais, como resíduos de poda e de cultivos agrícolas, lodos de estação de tratamento de efluentes, resíduos orgânicos e dejetos de animais (KONRAD, 2016).

Em conceito a bioeletricidade “é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizado na produção de energia” (ANEEL, 2005).

São diversas alternativas tecnológicas para converter a energia da biomassa, algumas podem liberar a energia diretamente, sob a forma de calor ou eletricidade, ou convertê-la em outra forma, como o biocombustível líquido ou biogás.

Em específico, este trabalho aborda os potenciais energéticos do Biogás, que é uma tecnologia obtida através da digestão anaeróbia, um processo biológico em que a matéria orgânica é convertida em gases, sendo o metano o de maior importância devido ao seu poder calorífico. As principais utilizações do biogás são a produção de energia e de calor. Ainda, o biogás pode ser utilizado para combustível veicular e pode ser injetado nas redes de gás natural (KONRAD, 2016).

No Brasil atualmente os principais processos de geração termelétrica dedicados à GD com a utilização de biomassa são os relacionados ao uso dos resíduos agrícolas e resíduos sólidos urbanos (RSU), a casca de arroz, ao gás natural, aos resíduos florestais e ao gás de alto forno. São aproximadamente 139 geradores com 537 unidades consumidoras de energia elétrica (UC) usufruindo da energia gerada nos empreendimentos, com potência instalada de 41,3 MW . A projeção é que possa dobrar sua participação e chegar a 67 TWh, equivalentes a 9.000 MW de capacidade com fator de capacidade de 85%, até 2050 (TOLMASQUIM, 2016).

Em relação aos benefícios técnicos, há a possibilidade de conexão dos projetos relativamente aos centros de carga, ou próximos as redes de distribuição já utilizadas para o atendimento das cargas dos produtores rurais, reduzindo a necessidade de obras nos sistemas de distribuição e transmissão, e indiretamente os impactos sociais e ambientais relacionados a estas obras. De mesmo modo, a geração a biomassa, com característica para sistemas de GD, apresenta uma sazonalidade regular, não sendo dependente de grandes safras agrícolas ou pecuárias, podendo ser uma possibilidade na gestão operacional do sistema elétrico em complemento a intermitência das demais fontes renováveis como a solar e a eólica.

O maior desafio da utilização da biomassa ainda é a maximização do aproveitamento dos resíduos oriundos dos processos agropecuários e urbanos, o qual ainda não apresenta níveis satisfatórios e depende da aproximação e sinergia de políticas nacionais que relacionem os meios da indústria, agropecuária, saneamento e energia, promovendo a potencialização da utilização destes resíduos para a produção de energia elétrica.

Em suma, com os dados aqui apresentados busca-se evidenciar o potencial atual e futuro do desenvolvimento de GD a partir da biomassa. Nessa senda, registra-se que em 2014, o potencial foi de 35 TWh e, em 2050, deve chegar à 67 TWh. As biomassas de esterco avícola e de gado leiteiro, ao longo do período, contribuem com quase 70% do potencial. O esterco da suinocultura contribui com 18% do potencial. Em decorrência da mudança na composição dos resíduos sólidos urbanos, a disponibilidade da fração orgânica deve diminuir, mesmo com o aumento da geração de resíduos urbanos sólidos. A participação no potencial de bioeletricidade desta fonte de biomassa é decrescente, chegando em 2050 a 5%. O gado de corte confinado, somente deve se tornar relevante no final da década de 2030 (TOMALSQUIM, 2016).

Em relação à biomassa, que apesar da queima da biomassa gerar emissões de CO₂, entende-se que o carbono emitido é o mesmo que foi absorvido pela planta no processo de fotossíntese e, assim, o balanço é praticamente nulo.

Um dos principais benefícios socioambientais da utilização da biomassa reside no fato da maior parte dos combustíveis ter origem residual, ou seja, ao mesmo tempo que se garante um maior aproveitamento dos recursos disponíveis, evita-se a disposição inadequada desses materiais.

Nesse prisma, ainda há a geração de empregos e renda ao longo de toda a cadeia de produção de biomassa, de qualquer tipo. Tais empregos promovem um ciclo virtuoso de aumento dos níveis de consumo e qualidade de vida, inclusão social, geração de mais atividades econômicas, fortalecimento da indústria local, promoção do desenvolvimento regional e redução do êxodo rural. (TOLMASQUIM, 2016).

HIDRICA

A origem dos projetos hidroelétricos deu-se no final do século 19, com estruturas de geração de poucos MW, as quais nos dias atuais seriam classificadas como Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH). O projeto de geração a partir das águas teve seu ápice entre os anos de 1970 e 1980 na América Latina e Caribe, com a construção de grandes reservatórios e a instalação de milhares de megawatts.

Estima-se que apenas 25% do potencial hidroelétrico da região citada foi utilizado até os dias atuais, destacando que o Brasil possui apenas 35% do seu potencial utilizado, restando aproximadamente 168.500 MW para exploração (ALARCÓN, 2018).

As PCHs possuem vantagens por serem adequadas para aproveitar o grande potencial hidroenergético do Brasil, sendo adequadas para rios de menores dimensões em locais isolados e por terem disponível tecnologia conhecida e nacional para sua implantação, gerando energia a preços competitivos (CASTRO et al., 2009).

Nesse panorama não se pode deixar de lado o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte, com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitados e que traz diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes renováveis (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo (EPE, 2018b).

Em conceito a PCH é uma usina de pequeno porte, implantada em rios e canais de porte pequeno ou médio que apresentam em seu leito desnível necessário para a movimentação dos rotores dos turbo geradores. Ainda, para classificarem-se como PCHs os empreendimentos devem ser destinados a autoprodução ou produção independente de energia

elétrica, cuja potência seja superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e com área de reservatório de até 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio.

Nessa senda, pode-se classificar as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) como pequenas usinas que utilizam o potencial hidráulico e possuem potência entre 0 e 3.000 kW. Normalmente as estruturas são semelhantes às das PCH, porém com a diferença em relação ao armazenamento de água, pois nas CGH o objetivo das barragens é apenas garantir a tomada d'água e não a reservar, podendo em diversos casos não ser necessária a construção de uma barragem. Os exemplos a serem utilizados nos Estudos de Caso objetos desta dissertação, adotaram CGH de até 400 kW para as simulações.

Como vantagens em relação as Grandes Usinas Hidroelétricas podem-se destacar a maior adaptabilidade à pequenos cursos d'água, já que possuem menores dimensões e dessa forma projetos mais simples, o menor prazo para implantação e impactos ambientais reduzido (ALBARELLO, 2014).

Sobre o modo de funcionamento uma PCH apresenta uma barragem, o sistema de captação e condução de água, a casa de força e as estruturas responsáveis pela devolução da água para o leito do rio.

A partir do sistema de captação de água e condutos de transporte a água do reservatório ou do leito dos rios é conduzida até a casa de força, onde através da turbina retorna ao rio após ser aproveitada para a geração de energia. Este processo inicia pela conversão da potência hidráulica em potência mecânica na turbina, e esta conversão proporciona a rotação do sistema turbo gerador resultando na produção da energia elétrica.

Em relação as perspectivas futuras para as PCH e CGH, a partir do Planejamento Decenal de Energia 2027, permitiu-se identificar as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste como detentores de 92% do potencial brasileiro disponível. A região Norte ainda não conta com seu potencial de PCH mapeado e a região Nordeste, como reflexo de sua semiaridez, não dispõe do recurso hídrico na forma requerida pela fonte. A expansão de usinas destes perfis, portanto, se daria nos subsistemas Sul e SE/CO (EPE, 2018b).

Neste planejamento, as PCH e as CGH representavam em maio de 2018 aproximadamente 4% (6.077 MW) da potência instalada no SIN. Em adendo, já aparecem

contratados como Geração Centralizada, entre 2018 e 2023, 742 MW, e previstos entre 2023 e 2027 mais 5.850 MW (EPE, 2018b).

Neste momento, com vistas a garantir a implantação dos projetos de PCH, sejam eles de geração centralizada ou distribuída, restam como ações as reformulações do modelo de negócio de PCH, seja de ordem econômica e financeira ou de comercialização, precisam ser avaliadas pelos agentes interessados, visto que a dinamicidade estrutural que as demandas do setor elétrico vêm produzindo trazem oportunidades e desafios para a cadeia de negócios.

Neste âmbito, pode-se citar a possibilidade de diversos tipos de comercialização de energia nos ambientes de contratação regulado e livre, na conexão direta com a rede distribuição através da GD e até mesmo liquidação no Mercado de Curto Prazo. Outros exemplos de oportunidades são: a provável adoção do preço-horário e a eventual remuneração por potência. Todos estes aspectos devem ser considerados pelos desenvolvedores e planejadores do sistema elétrico (EPE,2018b).

No que tange aos aspectos ambientais, em especial à fauna há interferências dos empreendimentos sobre a fauna aquática, em especial na Ictiofauna, podendo afetar a pesca em regiões do Brasil aptas a este tipo de implantação e conseqüentemente as populações que sobrevivem desta atividade.

Nas regiões Sul e Sudeste do Brasil, a concentração de empreendimentos existentes em uma mesma bacia, seus efeitos cumulativos e sinérgicos de fragmentação das rotas migratórias, faz com que a precondição do ecossistema aquático seja particularmente importante diante da expansão planejada. O mesmo acontece para as PCHs no Centro-Oeste do país (EPE, 2018b).

Nesse ponto é necessário observar as alterações das características físico-químicas das águas dos rios, pois estão mais correlacionadas com a densidade de pequenas barragens do que com o volume dos reservatórios. Em suma, o número de pequenas barragens instaladas para a construção de várias PCHs em uma mesma bacia hidrográfica pode ter maior potencial para causar impactos ambientais do que os grandes reservatórios das usinas hidrelétricas, que são distribuídos de forma mais espaçada dentro da paisagem (MANTEL; HUGHES; MULLER, 2010).

Em complemento, em relação à vegetação nativa busca-se refletir os efeitos associados à supressão da vegetação nativa, como a perda de habitats e de biodiversidade, tendo em vista ainda a importância das funções ambientais exercidas pela vegetação. Na região Sul do Brasil, esta abordagem se justifica pela quantidade de projetos e a importância dos remanescentes ainda existentes (EPE, 2018b).

No que diz respeito aos impactos sociais benéficos, a geração de empregos nas PCH e na indústria nacional para desenvolvimento de máquinas e equipamentos surgem como os grandes benefícios destes projetos.

Porém, é importante destacar que a concentração de empregos é temporária, ou seja, durante a fase das obras, pois na operação destas usinas o contingente de profissionais é baixo principalmente ao nível de automação utilizado nos novos projetos, o que necessita de ações por parte dos investidores para que a construção destas usinas não proporcione uma situação de cinturão de pobreza no entorno das regiões onde as PCH serão implantadas.

Em relação aos impactos sociais negativos, as PCHs têm como principais consequências, impactos semelhantes aos causados por grandes usinas hidrelétricas, porém, em menor escala. Nesse sentido, podem ser citados: aumento da pressão sobre as infraestruturas existentes na região de implantação aumento de doenças de veiculação hídrica, aumento da probabilidade de contaminação do lençol freático, geração de expectativas na população, redução de áreas destinadas à agricultura e à pecuária, interferências nas atividades de pesca e interferência no cotidiano das populações (AGUILAR, 2006).

FOTOVOLTAICA

O sol é uma fonte de energia perene, silenciosa, livre e não-poluente e responsável para todas as formas de vida no planeta. Seu uso para geração de energia pode ser direto ou indireto. A energia solar indireta está relacionada principalmente à energia eólica, energia hidrelétrica, fotossíntese, energia marinha das marés e à conversão microbiológica de matéria em combustíveis líquidos. A energia solar direta é usada para aquecer água (doméstica, industrial ou comercial utilizações), arrefecer e condicionar o ar, secar produtos agrícolas, destilar (principalmente para a produção de sal ou salmoura por evaporação para água do mar) e para geração de energia. A energia solar térmica é mais apropriada para áreas do planeta que forma o cinturão solar, essas áreas estão próximas a latitude 30 para o norte ou sul da linha do

Equador, onde a radiação solar direta é muito alta ao longo do ano (FARRET; SIMÕES, 2017).

Nessa linha, existem duas formas de geração de energia com base na irradiação solar, uma voltada ao aproveitamento térmico deste potencial e a segunda, a qual será utilizada neste estudo, está relacionada à transformação da luz solar diretamente em eletricidade, onde isso é feito através de módulos compostos por células fotovoltaicas.

Pode-se descrever o efeito fotovoltaico que ocorre nestas células como a criação de tensão elétrica entre os terminais de uma célula, ocasionada pela excitação dos elétrons no material semicondutores desta devido a incidência de fótons componentes da radiação solar.

Uma planta básica, para conversão de energia solar em energia elétrica é composta dos seguintes elementos físicos e construtivos: (i) radiação solar; (ii) módulo fotovoltaico; (iii) Regulador ou Controlador de Carga; (iv) inversor ou conversor e baterias (VIDAL, BARRA, PINHÃO, 2013; TREVELIN, 2014).

Assim, os principais parâmetros a serem considerados no dimensionamento de um Sistema FV são: a corrente de curto circuito; a voltagem de circuito aberto; o ponto máximo de potência; o fator de forma; a eficiência; as resistências em paralelo e série; e o efeito da temperatura (VIDAL; BARRA; PINHÃO, 2013).

Em relação as projeções referentes a energia solar fotovoltaica, verifica-se um aumento exponencial em níveis mundiais nos últimos 5 anos. Em destaque o expressivo acréscimo de aproximadamente 100 GW de potência instalada somente entre os anos de 2016 e 2017, passando de 303 GW em 2016 para 402 GW ao final do ano seguinte (REN21, 2018).

Nesse sentido, destaca-se que ao menos 29 países possuem mais de 1GW de energia solar fotovoltaica já instalada. Porém, o maior destaque mundial é a China que ampliou sua capacidade instalada em energia FV em 53,1 GW no ano de 2017, sendo destes 19,4 GW vinculados a GD. O Brasil por sua vez, passou a ser o segundo país a América Latina a quebrar a barreira de 1 GW de potência instalada de energia FV (após o Chile), e fechou 2017 com um incremento de 0,9 GW (REN21, 2018).

Esse expressivo desenvolvimento em âmbito mundial, representa 55% de toda potência instalada de renováveis no ano de 2017, e em outro prisma, quando comparado com

os incrementos de potência em combustíveis fósil e nuclear, o acréscimo realizado em energia FV foi superior à ambos somados.

Sobre o aspecto financeiro deste crescimento mundial da utilização da energia FV, o investimento realizado em pequenas plantas FV (menores que 1MW) foi de USD 49,4 bilhões em 2017 (REN21, 2018).

Dentre alguns desafios para expansão da energia FV centralizada e aplicada na GD, está o fato das ampliações e reforços nas redes de distribuição e transmissão para o transporte desta energia até os centros de carga.

Nesse prisma, outro risco para os negócios vinculados ao setor fotovoltaico, reside no fato da busca contínua por um equilíbrio regulatório que objetive remunerar e incentivar o negócio de FV de maneira adequada, mas respeitando o equilíbrio econômico e financeiro da CODIS e dos demais consumidores que não possuem este tipo de geração, o que diretamente impactará algumas políticas atuais de subsídios a energia proveniente do Sol. Maiores detalhes deste tema será abordado no próximo capítulo deste trabalho.

Ainda, salienta-se que com o aumento da concorrência no setor FV solar de larga escala a importância dos avanços nos processos de O&M para reduzir alguns custos associados e garantir que as plantas tenham um desempenho igual ou acima das expectativas.

Quando abordamos as questões sociais, do ponto de vista social, o emprego global neste tipo de fonte foi estimado em 3,4 milhões de empregos em 2017, 9% a mais do que em 2016. Como líder em fabricação e mercado deste tipo de energia a China representou dois terços desses empregos, ou cerca de 2,2 milhões. A Índia registrou forte crescimento em instalações ligadas à rede, com uma estimativa 92.000 postos de trabalho neste segmento. No Brasil são estimados nos dias atuais aproximadamente 10.000 empregos vinculados a este segmento, porém com grande potencial de expansão, em especial aquela vinculadas à geração descentralizada (REN21, 2018).

Sobre as questões ambientais, a grande preocupação dos agentes envolvidos no processo de geração e consumo de energia FV é continuar os esforços com vistas a avançar nos processos de reciclagem, embora haja demanda relativamente pequena para reciclagem de resíduos e painéis solares (no fim da vida útil, ou danificados ou defeituosos painéis). Além dos potenciais benefícios ambientais da reciclagem, o processo pode gerar materiais para

serem vendidos em mercados de produtos de base ou a utilizar para a produção de novos painéis solares.

EÓLICA

A energia eólica é derivada da energia solar, devido à distribuição desigual de temperaturas em diferentes áreas da Terra. O movimento resultante da massa de ar é a fonte de energia mecânica que aciona as turbinas eólicas e os respectivos geradores (FARRET; SIMÕES, 2018).

As turbinas eólicas convertem a energia cinética do vento em energia mecânica que comanda um gerador para produzir eletricidade. As turbinas de hoje são fontes modulares versáteis de eletricidade. Suas pás são aerodinamicamente projetadas para capturar a máxima energia do vento. O vento gira as pás, que giram um eixo ligado a um gerador ou o rotor do gerador, que produz eletricidade.

Os principais elementos de um pequeno sistema de geração eólica geralmente compreendem um rotor, um gerador ou alternador montado em uma estrutura, uma cauda (normalmente), uma torre e os componentes do sistema: controladores, inversores e / ou baterias.

Ainda, registra-se o incremento de potência instalada em níveis mundiais que este tipo de fonte apresenta um crescimento em torno de 500% entre 2007 e 2017. Entre os anos de 2016 e 2017 a potência instalada cresceu 52 GW, onde a China aparece como maior responsável por este crescimento com 19,7 GW de acréscimo, enquanto o Brasil incrementou sua participação em 2 GW (REN21, 2018).

Nesse sentido, a geração eólica de pequena escala (até 100kW) ainda representa baixa participação na geração total. Estas turbinas de pequena escala continuam a ser usadas para uma variedade de aplicações (tanto dentro como fora da rede), incluindo defesa, eletrificação, bombeamento de água e dessalinização, carregamento de bateria, telecomunicações, e cada vez mais para substituir o diesel em locais remotos.

Enquanto a maioria dos países tem algumas turbinas de pequena escala em uso, a maioria das unidades e de capacidade operacional no final de 2016 estavam na China (459 MW), nos Estados Unidos (233 MW) e no Reino Unido (154 MW) (REN21, 2018).

Assim como acontece com a energia FV, o ponto de conexão dos geradores eólicos aos Sistemas de Transmissão e Distribuição permanece sendo um dos desafios para a expansão deste segmento, assim como as diversas metodologias empregadas pelos órgãos ambientais com vistas a obtenção dos licenciamentos de instalação e operação.

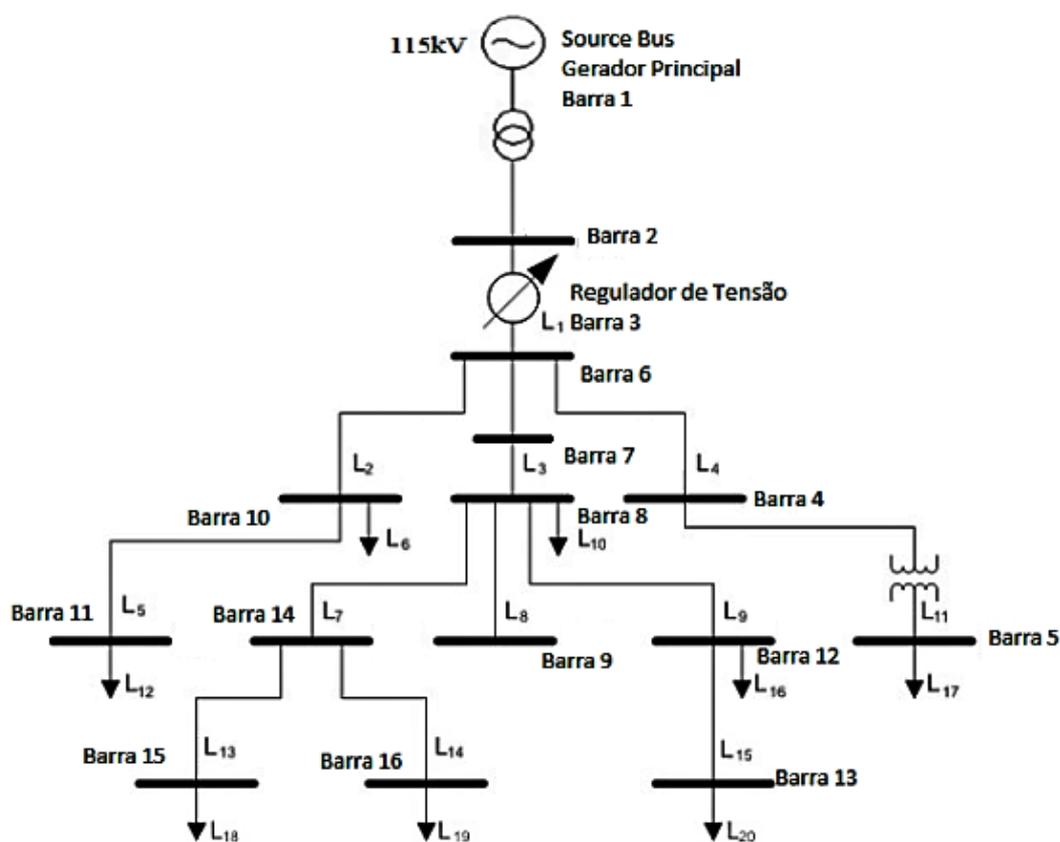
Os postos de trabalho vinculados a geração eólica de energia elétrica são estimados em aproximadamente 1,15 milhões de postos de trabalho em nível mundial. A China é o maior empregador com 510 mil empregos e o Brasil já possui 34 mil trabalhadores vinculados a este segmento, porém grande parte destes empregos estão vinculados à geração centralizada, restando um grande potencial de expansão para a GD neste segmento. Sobre os temas ambientais, resta recorrente as avaliações em relação ao fluxo migratório das aves e a interferência dos sistemas eólicos nestes fluxos.

APÊNDICE B

ALIMENTADOR DE TESTES IEEE 13 NÓS

Esta rede padrão do IEEE é caracterizada por ser curta, com carga relativamente alta, um único regulador de tensão na subestação, linhas aéreas e subterrâneas, capacitores, um transformador em linha e carga desbalanceada. As tensões de referência do sistema são 115 kV, 4,16 kV e 0,48 kV.

Para aliviar a carga computacional da simulação, os barramentos do sistema de teste são ajustados. Inicialmente, o nó 6 é conectado à um regulador de tensão, e assim o nó 2 é assumido como referência do sistema e o OpenDSS o reconhece como um *slack node*. Ainda, neste arranjo, um nó virtual é inserido entre os nós 6 e 8, a fim de concentrar as cargas do sistema em um único ponto e esse nó virtual (nó 7) está à 1/3 da distância do nó 6 em direção ao nó 8 (RUÍZ-GARZÓN; GONZÁLEZ-TRISTANCHO; ESPINOSA-GONZÁLEZ, 2018).



Assim, as impedâncias típicas são modificadas para o sistema de barramento IEEE 13, onde apenas as matrizes 601,602 e 606 são usadas. A configuração das linhas é mostrada abaixo.

```

!LINE DEFINITIONS
New Line.26 Phases=3 Bus1=3.1.2.3 Bus2=6.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=4000 units=ft
New Line.67 Phases=3 Bus1=6.1.2.3 Bus2=7.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=1350 units=ft
New Line.78 Phases=3 Bus1=7.1.2.3 Bus2=8.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=2650 units=ft
New Line.89 Phases=3 Bus1=8.1.2.3 Bus2=9.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=1000 units=ft
New Line.64 Phases=3 Bus1=6.1.2.3 Bus2=4.1.2.3 LineCode=mtx602 Length=1000 units=ft
New Line.610 Phases=3 Bus1=6.1.2.3 Bus2=10.1.2.3 LineCode=mtx602 Length=1000 units=ft
New Line.1011 Phases=3 Bus1=10.1.2.3 Bus2=11.1.2.3 LineCode=mtx602 Length=600 units=ft
New Line.1213 Phases=3 Bus1=12.1.2.3 Bus2=13.1.2.3 LineCode=mtx606 Length=1000 units=ft
New Line.814 Phases=3 Bus1=8.1.2.3 Bus2=14.1.2.3 LineCode=mtx602 Length=600 units=ft
New Line.1415 Phases=3 Bus1=14.1.2.3 Bus2=15.1.2.3 LineCode=mtx606 Length=600 units=ft
New Line.1416 Phases=3 Bus1=14.1.2.3 Bus2=16.1.2.3 LineCode=mtx606 Length=1600 units=ft

```

Para esta simulação foi utilizada a configuração de carga apresentada a seguir.

! Load Definitions to IEEE 13 Bus Radial Distribution system

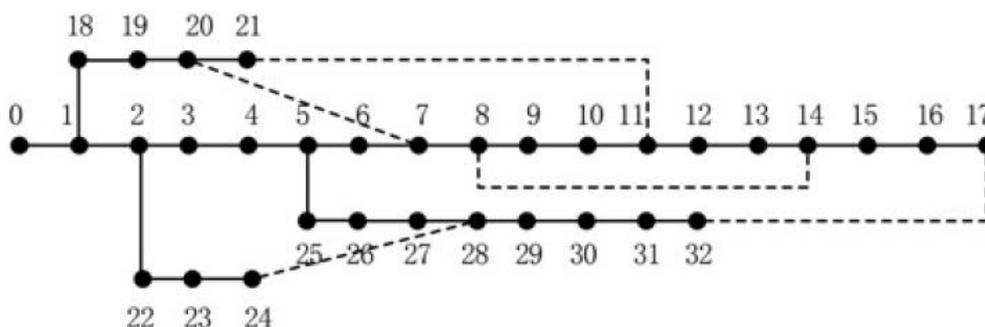
```

New Load.8 Bus1=8.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16 kW=870 kvar=495 Yearly=Load
New Load.5 Bus1=5.1.2.3 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=0.48 kW=525 kvar=375 Yearly=Load
New Load.10 Bus1=10.1.2.3 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=4.16 kW=150 kvar=94 Yearly=Load
New Load.11 Bus1=11.1.2.3 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=4.16 kW=173 kvar=98 Yearly=Load
New Load.12 Bus1=12.1.2.3 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=4.16 kW=128 kvar=113 Yearly=Load
New Load.13 Bus1=13.1.2.3 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=4.16 kW=555 kvar=278 Yearly=Load
New Load.15 Bus1=15.1.2.3 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=4.16 kW=124 kvar=53 Yearly=Load
New Load.16 Bus1=16.1.2.3 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=4.16 kW=113 kvar=56 Yearly=Load

```

ALIMENTADOR DE TESTES IEEE 33 NÓS

A tensão de referência do sistema 12,66 kV e está representado a seguir (XIAO, 2016)



A configuração das linhas de distribuição são representadas abaixo.

```

! Elements Definitions to IEEE 33 Bus Radial Distribution system
New line.L1 Phases=3 Bus1=SourceBus.1.2.3 Bus2=1.1.2.3 r1=0.0922 x1=0.047 units=1 enabled=yes
New line.L2 Phases=3 Bus1=1.1.2.3 Bus2=2.1.2.3 r1=0.4930 x1=0.2511 units=1 enabled=yes
New line.L3 Phases=3 Bus1=2.1.2.3 Bus2=3.1.2.3 r1=0.3660 x1=0.1864 units=1 enabled=yes
New line.L4 Phases=3 Bus1=3.1.2.3 Bus2=4.1.2.3 r1=0.3811 x1=0.1941 units=1 enabled=yes
New line.L5 Phases=3 Bus1=4.1.2.3 Bus2=5.1.2.3 r1=0.8190 x1=0.7070 units=1 enabled=yes
New line.L6 Phases=3 Bus1=5.1.2.3 Bus2=6.1.2.3 r1=0.1872 x1=0.6188 units=1 enabled=yes
New line.L7 Phases=3 Bus1=6.1.2.3 Bus2=7.1.2.3 r1=0.7114 x1=0.2351 units=1 enabled=yes
New line.L8 Phases=3 Bus1=7.1.2.3 Bus2=8.1.2.3 r1=1.0300 x1=0.7400 units=1 enabled=yes
New line.L9 Phases=3 Bus1=8.1.2.3 Bus2=9.1.2.3 r1=1.0440 x1=0.7400 units=1 enabled=yes
New line.L10 Phases=3 Bus1=9.1.2.3 Bus2=10.1.2.3 r1=0.1966 x1=0.0650 units=1 enabled=yes
New line.L11 Phases=3 Bus1=10.1.2.3 Bus2=11.1.2.3 r1=0.3744 x1=0.1238 units=1 enabled=yes
New line.L12 Phases=3 Bus1=11.1.2.3 Bus2=12.1.2.3 r1=1.4680 x1=1.1550 units=1 enabled=yes
New line.L13 Phases=3 Bus1=12.1.2.3 Bus2=13.1.2.3 r1=0.5416 x1=0.7129 units=1 enabled=yes
New line.L14 Phases=3 Bus1=13.1.2.3 Bus2=14.1.2.3 r1=0.5910 x1=0.5260 units=1 enabled=yes
New line.L15 Phases=3 Bus1=14.1.2.3 Bus2=15.1.2.3 r1=0.7463 x1=0.5450 units=1 enabled=yes
New line.L16 Phases=3 Bus1=15.1.2.3 Bus2=16.1.2.3 r1=1.2890 x1=1.7210 units=1 enabled=yes
New line.L17 Phases=3 Bus1=16.1.2.3 Bus2=17.1.2.3 r1=0.3720 x1=0.5740 units=1 enabled=yes
New line.L18 Phases=3 Bus1=1.1.2.3 Bus2=18.1.2.3 r1=0.1640 x1=0.1565 units=1 enabled=yes
New line.L19 Phases=3 Bus1=18.1.2.3 Bus2=19.1.2.3 r1=1.5042 x1=1.3554 units=1 enabled=yes
New line.L20 Phases=3 Bus1=19.1.2.3 Bus2=20.1.2.3 r1=0.4095 x1=0.4784 units=1 enabled=yes
New line.L21 Phases=3 Bus1=20.1.2.3 Bus2=21.1.2.3 r1=0.7089 x1=0.9373 units=1 enabled=yes
New line.L22 Phases=3 Bus1=2.1.2.3 Bus2=22.1.2.3 r1=0.4512 x1=0.3083 units=1 enabled=yes
New line.L23 Phases=3 Bus1=22.1.2.3 Bus2=23.1.2.3 r1=0.8980 x1=0.7091 units=1 enabled=yes
New line.L24 Phases=3 Bus1=23.1.2.3 Bus2=24.1.2.3 r1=0.8960 x1=0.7011 units=1 enabled=yes
New line.L25 Phases=3 Bus1=5.1.2.3 Bus2=25.1.2.3 r1=0.2030 x1=0.1034 units=1 enabled=yes
New line.L26 Phases=3 Bus1=25.1.2.3 Bus2=26.1.2.3 r1=0.2842 x1=0.1447 units=1 enabled=yes
New line.L27 Phases=3 Bus1=26.1.2.3 Bus2=27.1.2.3 r1=1.0590 x1=0.9337 units=1 enabled=yes
New line.L28 Phases=3 Bus1=27.1.2.3 Bus2=28.1.2.3 r1=0.8042 x1=0.7006 units=1 enabled=yes
New line.L29 Phases=3 Bus1=28.1.2.3 Bus2=29.1.2.3 r1=0.5075 x1=0.2585 units=1 enabled=yes
New line.L30 Phases=3 Bus1=29.1.2.3 Bus2=30.1.2.3 r1=0.9744 x1=0.9630 units=1 enabled=yes
New line.L31 Phases=3 Bus1=30.1.2.3 Bus2=31.1.2.3 r1=0.3105 x1=0.3619 units=1 enabled=yes
New line.L32 Phases=3 Bus1=31.1.2.3 Bus2=32.1.2.3 r1=0.3410 x1=0.5362 units=1 enabled=yes
New line.L33 Phases=3 Bus1=20.1.2.3 Bus2=7.1.2.3 r1=2 x1=2 units=1 enabled=no
New line.L34 Phases=3 Bus1=21.1.2.3 Bus2=11.1.2.3 r1=2 x1=2 units=1 enabled=no
New line.L35 Phases=3 Bus1=8.1.2.3 Bus2=14.1.2.3 r1=2 x1=2 units=1 enabled=no
New line.L36 Phases=3 Bus1=17.1.2.3 Bus2=32.1.2.3 r1=0.5 x1=0.5 units=1 enabled=no
New line.L37 Phases=3 Bus1=24.1.2.3 Bus2=28.1.2.3 r1=0.5 x1=0.5 units=1 enabled=no

```

Para esta simulação foi utilizada a configuração de carga apresentada a seguir.

! Loads Definitions to IEEE 33 Bus Radial Distribution system

```

New Load.LP1 Bus1=1 Phases=3 kW=100 kVAr=60 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP2 Bus1=2 Phases=3 kW=90 kVAr=40 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP3 Bus1=3 Phases=3 kW=120 kVAr=80 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP4 Bus1=4 Phases=3 kW=60 kVAr=30 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP5 Bus1=5 Phases=3 kW=60 kVAr=20 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP6 Bus1=6 Phases=3 kW=200 kVAr=100 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP7 Bus1=7 Phases=3 kW=200 kVAr=100 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP8 Bus1=8 Phases=3 kW=60 kVAr=20 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP9 Bus1=9 Phases=3 kW=60 kVAr=20 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP10 Bus1=10 Phases=3 kW=45 kVAr=30 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP11 Bus1=11 Phases=3 kW=60 kVAr=35 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP12 Bus1=12 Phases=3 kW=60 kVAr=35 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP13 Bus1=13 Phases=3 kW=120 kVAr=80 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP14 Bus1=14 Phases=3 kW=60 kVAr=10 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP15 Bus1=15 Phases=3 kW=60 kVAr=20 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP16 Bus1=16 Phases=3 kW=60 kVAr=20 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP17 Bus1=17 Phases=3 kW=90 kVAr=40 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP18 Bus1=18 Phases=3 kW=90 kVAr=40 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP19 Bus1=19 Phases=3 kW=90 kVAr=40 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP20 Bus1=20 Phases=3 kW=90 kVAr=40 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP21 Bus1=21 Phases=3 kW=90 kVAr=40 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP22 Bus1=22 Phases=3 kW=90 kVAr=50 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP23 Bus1=23 Phases=3 kW=420 kVAr=200 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP24 Bus1=24 Phases=3 kW=420 kVAr=200 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP25 Bus1=25 Phases=3 kW=60 kVAr=25 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP26 Bus1=26 Phases=3 kW=60 kVAr=25 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP27 Bus1=27 Phases=3 kW=60 kVAr=20 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP28 Bus1=28 Phases=3 kW=120 kVAr=70 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP29 Bus1=29 Phases=3 kW=200 kVAr=600 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP30 Bus1=30 Phases=3 kW=150 kVAr=70 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP31 Bus1=31 Phases=3 kW=210 kVAr=100 conn=Wye Model=1 Yearly=Load
New Load.LP32 Bus1=32 Phases=3 kW=60 kVAr=40 conn=Wye Model=1 Yearly=Load

```