

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**Escola de Engenharia**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**  
**Especialização em Fontes Renováveis:**  
**Geração, Operação e Integração**

Jorge Magno Alves Pereira

**IMPACTOS PARA A OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO APÓS A INSERÇÃO  
MASSIVA DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Belo Horizonte - MG  
Julho de 2022

Jorge Magno Alves Pereira

**IMPACTOS PARA A OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO APÓS A INSERÇÃO  
MASSIVA DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**Versão Final**

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Certificado de Especialista em Fontes Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Victor Flores Mendes

Belo Horizonte - MG  
Julho de 2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS - OPERAÇÃO, GERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

ATA DE DEFESA DE MONOGRAFIA / TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO (TCC)

Aos dezolto dias do mês de agosto de 2022, às 15 h00 min, o estudante JORGE MAGNO ALVES PEREIRA, matrícula 2019724159, defendeu o Trabalho intitulado "Impactos para a operação do sistema elétrico após a inserção massiva de micro e mini geração distribuída

\* tendo obtido a média ( 85 ) .

Participaram da banca examinadora os abaixo indicados, que, por nada mais terem a declarar, assinam eletronicamente a presente ata.

Nota: 85 (oitenta e cinco)

Orientador(a): Prof. Dr. Victor Flores Mendes

Nota: 85 (oitenta e cinco)

Examinador(a): Profa. Dra. Wadaed Uturbey da Costa

Nota: digitar a nota em numeral (escrever a nota por extenso)

Examinador(a): nome completo do examinador

Nota: digitar a nota em numeral (escrever a nota por extenso)

Examinador(a): nome completo do examinador



Documento assinado eletronicamente por Victor Flores Mendes, Professor do Magistério Superior, em 22/08/2022, às 19:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por Wadaed Uturbey da Costa, Professora do Magistério Superior, em 23/08/2022, às 16:08, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufmg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador 1676808 e o código CRC 3A6A817F.

Este documento deve ser editado apenas pelo Orientador e deve ser assinado eletronicamente por todos os membros da banca.

Dedico este trabalho à minha amada esposa Sandra Renata  
e aos meus filhos Ana Elisa e Leonardo Magno.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço ao meu coordenador, o Professor Dr. Victor Flores por ter aceitado acompanhar-me neste projeto. O seu empenho foi essencial para a minha motivação à medida que as dificuldades iam surgindo ao longo do percurso.

Expresso minha gratidão a todos os profissionais da Companhia Energética de Minas Gerais que me apoiaram nas informações, pesquisas e na obtenção dos dados necessários para discutir os estudos de casos deste trabalho.

Quero também destacar meu reconhecimento a todos os colegas do curso, especialmente aos Engenheiros Felipe Dantas e Valério Albuquerque por todo o apoio durante a caminhada desta pós graduação.

Aos doutores e mestres do PPGEE (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Curso de Especialização em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração da Universidade Federal de Minas Gerais que me forneceram as bases necessárias para a realização desta pesquisa, agradeço com profunda admiração pelo profissionalismo de todos.

"Em algum lugar, algo incrível está  
esperando para ser descoberto."

Carl Sagan

## RESUMO

A produção de energia elétrica por meio de usinas de micro e minigeração fotovoltaicas protagonizam um crescimento exponencial nos últimos anos. A integração destas fontes no sistema elétrico produz impactos significativos em função da densidade de potência e, especialmente, em função da razão de injeção versus carga. Além da abordagem em termos dos efeitos desta penetração em massa, este estudo tem como objetivo abordar as adversidades para a operação e controle da rede de distribuição de média e alta tensão. Para qualificar o estudo foi feita uma pesquisa bibliográfica do crescimento da geração distribuída no Brasil e a disposição regional a que as usinas estão sendo construídas. A pesquisa também se baseou na análise de sistemas elétricos de outros países com maior volumetria de conexões de centrais fotovoltaicas e as consequências já vivenciadas para formar pilares de conhecimento e expectativas quanto futuros obstáculos a serem trabalhados no sistema brasileiro. O trabalho traz três estudos de casos a fim de tornar palpáveis os problemas já registrados pela integração de fontes renováveis e os desafios a serem superados sob o ponto de vista tecnológico, de planejamento da rede e os estudos elétricos necessários para garantir a confiabilidade e a segurança na operação.

**Palavras-chave:** Minigeração. Usinas Solares. Integração. Rede de Distribuição. Impactos. Sistema Elétrico. Desafios da Operação.

## **ABSTRACT**

The power generation through photovoltaic micro and mini-generation plants has shown exponential growth in recent years. The integration of these sources in the electrical system produces significant impacts as a function of the power density and, especially, as a function of the injection versus load ratio. In addition to the approach in terms of the effects of this mass penetration, this study aims to address the adversities for the operation and control of the medium and high voltage distribution network. In order to qualify the study, a bibliographical research was carried out on the growth of distributed generation in Brazil and the regional arrangement at which the plants are being built. The research was also based on the analysis of electrical systems in other countries with a greater volume of photovoltaic plant connections and the consequences already experienced to form pillars of knowledge and expectations regarding future obstacles to be addressed in the Brazilian system. The work brings three case studies to make tangible the problems already registered by the integration of renewable sources and the challenges to be overcome from the technological point of view, from the grid planning point of view and the electrical studies necessary to guarantee reliability and safety on the operation.

**Keywords:** Minigeneration. Solar Power Plants. Integration. Distribution network. impacts. Electrical system. Operation Challenges.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da Capacidade Instalada de Centrais UFV. (Fonte: ONS, Resultados da Operação, Dados de Energia Eólica e Solar)	15
Figura 2 - Evolução da Quantidade de Centrais de Micro e Minigeração. (Fonte: SIGA (Sistema de Informações de Geração da Aneel))	20
Figura 3 - Evolução da Capacidade Instalada de Centrais de Micro e Minigeração. (Fonte: SIGA)	21
Figura 4 - Potencia em GW Conectada de Micro e Minigeração. (Fonte: SIGA)	22
Figura 5 - Conceitos de rede Fonte: Procedimentos de Rede ONS - submódulo 2.1. (Fonte: Procedimentos de Rede do ONS Módulo 2, submódulo 1)	27
Figura 6 - Percentuais de Atendimento Por Eólica e Solar de Centrais Despachadas pelo ONS. (Fonte: ONS, Resultados da Operação, Dados de Energia Eólica e Solar)	29
Figura 7 - Representação da Didática da Estrutura Básica do Sistema Elétrico de Potência. (Fonte: Report USDE, 2004).	31
Figura 8 - Representação de Alimentadores de 13,8 kV interligados por uma Chave NA (Normalmente Aberta) Sem GD (Fonte: Autor).	33
Figura 9 - Representação de Alimentadores de 13,8 kV interligados por uma Chave N/A (Normalmente Aberta) Com GD. (Fonte: Autor).	34
Figura 10 - Estrutura do Sistema de Energia Moderno e Fatores de Incerteza Associados. (Fonte: Hui Li, 2022).	42
Figura 11 - Trajetória Típica de Desafios do Sistema Associados a Conexões Crescentes de MMGD. (Fonte: AEMO, 2020 adaptado pelo autor)	44
Figura 12 - "Duck Curve" Característica. (Fonte: CAISO, 2015)	47
Figura 13 - Capacidade Instalada Histórica de Centrais Fotovoltaicas Distribuídas e a Previsão de Crescimento no Sistema Interligado da Austrália. (Fonte: AEMO, 2020)	48
Figura 14 - Análise AEMO dos Relatórios Anuais de Planejamento do DNSP 2019. (Fonte: AEMO, 2020)	49
Figura 15 - Limites de Segurança para a Penetração de FV Que podem Assegurar a Manutenção da Estabilidade do Sistema na Austrália. (Fonte: AEMO, 2020)	51

Figura 16 - Novas Atribuições das Distribuidoras. (Fonte: <a href="https://www.nienetworks.co.uk/future-networks/innovation-projects/dno-to-dso-evolution">https://www.nienetworks.co.uk/future-networks/innovation-projects/dno-to-dso-evolution</a> )	53
Figura 17 - Papéis Fundamentais das Distribuidoras. (Fonte Autor)	54
Figura 18 – Comparativo Entre o Modelo Atual e a Complexidade do Modelo Futuro de Distribuição de Energia. (Fonte: PNE, 2050)	55
Figura 19 - Destaque dos Principais Elementos Para o Funcionamento de uma Microgeração Interligada na Rede de Distribuição de Energia. (Fonte: EPE, 2021 )	57
Figura 20 - Previsões de Crescimento de Micro e Minigeração. (Fonte: EPE, 2022)	58
Figura 21 - Mapa Geográfico de Francisco Sá. (Fonte: MAPS, 2022)	65
Figura 22 - Correntes Fases a, b e c (data 01/06/2022). Fonte: (EGRAF, 2022)	66
Figura 23 - Corrente nas Fases a, b e c (data 21/06/2022). Fonte: (EGRAF, 2022)	67
Figura 24 - Tensões nas Fases a, b e c (data 21/06/2022). Fonte: (EGRAF, 2022)	68
Figura 25 - Correntes nas Fases a, b e c no Alimentador de 13,8 kV na Saída da Subestação. Fonte: (EGRAF, 2022)	69
Figura 26 – Inversão de Fluxo de Potência no Transformador da SE Francisco Sá. Fonte: (EGRAF, 2022)	70
Figura 27 - Mapa de Disponibilidade de Minigeração. Fonte: (Cemig, 2022)	71
Figura 28 - Diagrama de Rede de Distribuição de Média Tensão. Fonte: (GDIS GE, 2022)	72
Figura 29 - Violação de Níveis de Qualidade de Tensões Fase-Neutro Fases a, b e c. (Fonte: MECE, 2022)	73
Figura 30 - Demanda Consumida em kW. (Fonte: MECE, 2022)	74
Figura 31 - Demanda Injetada em kW (Fonte: MECE, 2022)	74
Figura 32 - Tensão Fase-Neutro Após Correções. (Fonte: MECE, 2022)	75
Figura 33 – Curva de Corrente nas Fases a, b e c injetadas no Alimentador de Rede de Distribuição no Período de um Dia. (Fonte: EGRAF, 2022)	76
Figura 34 – Curva de Potência Ativa de Injeção da Usina. (Fonte: EGRAF, 2022)	76
Figura 35 - Gráfico do Comportamento das Demandas Máximas no Sentido Carga da Usina. (Fonte: EGRAF, 2022)	78
Figura 36 - Curva Diária de Tensão no Ponto de Conexão com Queda Acentuada. (Fonte: EGRAF, 2022)	79

Figura 37 - Sobreposição dos Gráficos de Tensão e Injeção de Corrente no Ponto de Conexão. (Fonte: EGRAF, 2022)	80
Figura 38 – Rampa de Carga Diária na SE Porteirinha 2, 138 kV. (Fonte: EGRAF, 2022)	81
Figura 39 - Gráfico de Áreas da Curva Anterior Destacando a Parcela da Carga Atendida por MMGD. (Fonte: EGRAF, 2022)	82

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Quantidade de Micro e Minigeração Por Subsistema (Fonte: SIGA) _____	21
Tabela 2 - Quantidade de Micro e Minigeração Por Tipo de Fonte. (Fonte: SIGA) _____	22
Tabela 3 - Número de Consumidores por Região Do Brasil. (Fonte: EPE, 2020) _____	30
Tabela 4 - Tensões de Conexão em Função da Capacidade Instalada de Usinas _____	32
Tabela 5 - Resumo de Informações dos Estudos de Casos _____	64
Tabela 6 - Dados do Alimentador do Estudo de Caso 1. Fonte: (GDIS GE, 2022) _____	65
Tabela 7 - Dados do Alimentador do Estudo de Caso 2. Fonte: (GDIS GE, 2022) _____	72
Tabela 8 – Dados do Alimentador do Estudo de Caso 3. Fonte: (GDIS GE, 2022) _____	77

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AEMO - Australian Energy Market Operator)

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANSI - American National Standards Institute

AVR (Automatic Voltage Regulator)

BEN - Balanço Energético Nacional

BRT (Banco Reguladores de Tensão)

BT - Baixa Tensão

CAG - Controle Automático de Geração

CAISO - California ISO Independent System Operator

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

COD - Centro de Operação da Distribuição

CUSD - Contrato de Uso de Sistema de Distribuição

CUST - Contrato de Uso de Sistema de Transmissão

DNSP - Distributed Network Service Provider

DRC - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica

DRP - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária

EGRAF - Software de Análise de Gráfica de Entradas Analógicas da Cemig

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FCCC - Framework Convention on Climate Change

FP – Fator de Potência

GD – Geração Distribuída

GDIS GE - Sistema de Georeferenciamento da Rede de Distribuição da Cemig

GIZ (Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit)

MECE - Meter Data Management/Sistema de Medição Centralizada

MME - Ministério de Minas e Energia

MMGD - Micro e Mini Centrais de Geração Distribuída

MT - Média Tensão

NA - Normal Aberta

NEM - National Electricity Market

ONS - Operador Nacional do Sistema

PDE - Plano Decenal de Expansão

PV - Photovoltaic Systems

R/X - Resistência/Reatância Indutiva

RED - Recursos Renováveis Distribuídos

REN – Resolução Normativa

SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SE – Subestação de Energia

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIGA - (Sistema de Informações de Geração Aneel)

SIN - Sistema Interligação Nacional

SISGD - Sistema de Análise de Geração Distribuída

TC (Transformador de Corrente)

TR – Tensão de Referência

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UC – Unidade Consumidora

UFV - Usinas Solares Fotovoltaicas

VRDT (Voltage Regulated Distribution Transformer)

## SUMÁRIO

<b>1 Introdução</b>	<b>14</b>
1.1 Conceitos Iniciais de Geração Distribuída	18
1.2 Crescimento da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil	20
1.3 Objetivos	23
1.4 Metodologia	23
<b>2 Impactos Provocados Pela Alta Penetração de MMGD no Sistema Elétrico</b>	<b>24</b>
2.1 Caracterização do Sistema Elétrico Brasileiro	24
2.2 Operação do SIN	26
2.3 Operação da Distribuição	29
2.3.1 COD (Centro de Operação da Distribuição)	35
2.4 Impactos nas Redes de Transmissão e Distribuição	36
2.5 Impactos na Operação das Redes de Distribuição	43
2.6 Caso da Califórnia ISO – “Curva do Pato”	46
2.7 Caso Australiano	47
<b>3 Novos Cenários Regulatórios e Cases Internacionais</b>	<b>52</b>
3.1 Novas Atribuições de Distribuidoras	52
3.2 Possíveis Alterações no Modelo Regulatórios Brasileiro de MMGD	55
3.3 Ajustes Regulatórios Aplicados em Outros Países	60
<b>4 Estudos de Casos de Impactos da MMGD na Rede de Distribuição</b>	<b>63</b>
4.1 Desafios no Gerenciamento da Tensão em Francisco Sá	64
4.2 Sobretensão no Ponto de Conexão em Brasilândia de Minas	70
4.3 Análise da “Curva do Pato” de Porteirinha	75
<b>5 Conclusões</b>	<b>83</b>
5.1 Propostas de Continuidade	85
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>86</b>

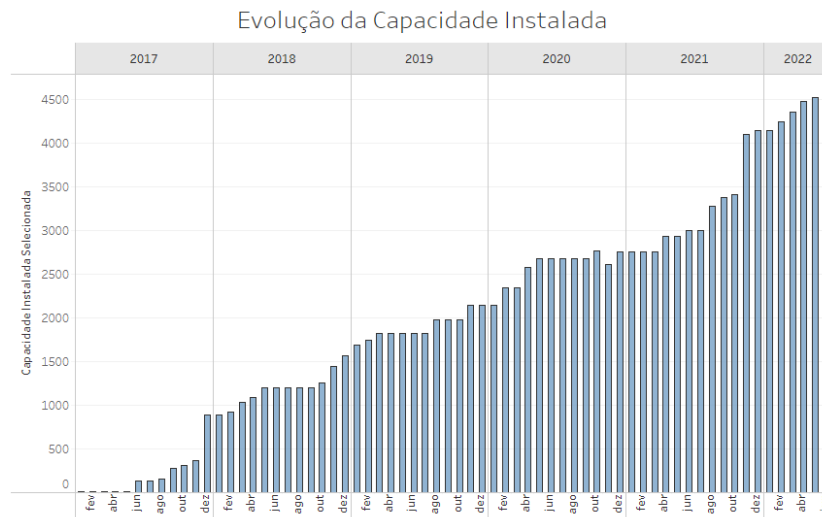
## 1 Introdução

O setor elétrico está sendo transformado em meio a três enfoques principais: digitalização, descarbonização e descentralização. Após a dura onda de impactos causados pela pandemia do Coronavírus (COVID-19), as empresas e as pessoas se veem diante do desafio de superação e transformação em busca da retomada das atividades econômicas. O consumo de energia elétrica no Brasil tem apresentado crescimento, mesmo sob condições adversas, e de acordo com o PDE (Plano Decenal de Expansão) cujo planejamento possui horizonte para os próximos dez anos, serão necessários cerca de R\$ 530 bilhões para obras de geração e transmissão de energia elétrica para atender ao crescimento econômico estimado de 2,9% ao ano (PDE, 2031). É inegável a prioridade de se realizar investimentos para garantir a oferta de energia devido a necessidade de suprimento energético para o desenvolvimento de todo país.

Nesse sentido, a ampliação da oferta de energia elétrica tem sido liderada pela exploração de fontes renováveis, especialmente, energia solar fotovoltaica e eólica.

A produção de energia solar, considerando apenas as informações de geração de usinas conectadas na rede básica do ONS, já ultrapassa mais de 4 GW. Este valor é superior a capacidade instalada das usinas nucleares de Angra I e Angra II. O gráfico da figura 1, apresenta a evolução da capacidade instalada de geração das usinas fotovoltaicas supervisionadas pelo ONS. Vale destacar que não é considerada a geração de energia elétrica de sistemas solares fotovoltaicos de microgeração e minigeração distribuída, localizada diretamente em unidades consumidoras (Dados Abertos do ONS, 2022).





**Figura 1 - Evolução da Capacidade Instalada de Centrais UFV. (Fonte: ONS, Resultados da Operação, Dados de Energia Eólica e Solar)**

Esta tendência não tem sido verificada somente no Brasil. Em Kober (2020) destaca-se que o panorama energético mundial está sob forte transformação. A energia elétrica tem se mostrado como um tipo de energia disruptiva em termos de aplicação à novas tecnologias para produzir uma mudança substancial na qualidade de vida das pessoas. Os autores afirmam que estilos de vida urbanos baseados em tecnologia exigem mais eletricidade e que a demanda global de eletricidade mais do que dobrará até 2060. Assim sendo, será necessário atender à crescente demanda por eletricidade com fontes de energia mais limpas, exigindo investimentos significativos em infraestrutura e integração de sistemas para oferecer benefícios a todos os consumidores. Somente para geração de energia elétrica, em âmbitos mundiais, estima-se serem necessários investimentos entre 670 e 890 bilhões de dólares por ano, considerando o período de 2020 a 2040, sendo que tais investimentos estarão concentrados, principalmente, em usinas solares e eólicas (Kober, 2020).

Adicionalmente, no acordo climático de Paris, realizado em 2015, 194 países se comprometeram a envidar esforços a fim de manter o aumento da temperatura média global abaixo de dois graus Celsius (FCCC, 2015). Os participantes, entre eles o Brasil, pactuaram metas ambiciosas a fim de modificar os processos produtivos que envolvem energia fóssil por cadeias produtivas baseadas em eletricidade renovável. Com este foco não há dúvidas que a produção de energia limpa e renovável tenha papel cada vez mais fundamental.

O caso do Brasil é considerado distinto, por apresentar uma matriz de geração de energia elétrica cuja maior parte da energia produzida já provém de fontes renováveis. Contudo, o modelo elétrico brasileiro está configurado como um sistema hidráulico, térmico e mais recentemente eólico de grande porte, com cerca de 65% da energia produzida por meio de grandes centrais geradoras hidráulicas (BEN, 2022).

No entanto, há cerca de 20 anos não são mais construídas grandes usinas hidráulicas com armazenamento de energia por meio de reservatórios no Brasil. O potencial para construção de grandes centrais hidráulicas, ou se encontra próximo da capacidade total de exploração possível no país, ou em regiões que contêm recursos disponíveis, porém localizados em terras indígenas ou quilombolas com duras restrições ambientais (Tancredi, 2013).

Desta forma, a expansão da capacidade instalada do sistema de geração nacional vem ocorrendo, principalmente, por meio da introdução de usinas eólicas, fotovoltaicas e termoelétricas movidas por gás natural e biomassa. Por sua vez, são amplos os desafios das fontes renováveis, sobretudo quanto a natureza da geração intermitente. A geração variável pode impactar na estabilidade do sistema elétrico e na otimização da despachabilidade, levando em consideração cenários estocásticos.

Inseridos nesse contexto de importância das fontes renováveis em âmbito mundial, no Brasil seguimos com a matriz energética composta em sua ampla maioria por fontes renováveis, entretanto iniciando um caminho de mudanças substanciais em relação ao modelo anteriormente adotado no país.

A introdução da geração distribuída foi iniciada a partir de 2012 com a entrada em vigor da Resolução Normativa nº 482/2012 (REN, 482), sendo revisada posteriormente pelas normativas (REN, 687), (REN, 786) e (REN, 1000) sob responsabilidade da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

As modalidades de geração distribuída introduzidas no Brasil possuem uma sistemática que permite a compensação entre a energia consumida e energia produzida, sendo praticável a exportação do excedente para outras unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão de distribuição. Além disso, o modelo prevê que a energia injetada e não utilizada se transforme em créditos de energia que podem ser utilizados por até 60 meses, a partir de sua produção.

Com isso, o número de empreendimentos encontrou terreno fértil para se expandir de forma exponencial e a integração de usinas solares fotovoltaicas de micro

e minigeração distribuída estão promovendo mudanças consideráveis na operação do sistema elétrico.

O sistema elétrico brasileiro possui dimensões continentais. O planejamento eletroenergético é considerado de grande porte e possui confiabilidade em função da característica de reservas hidráulicas em operação para armazenamento de energia. Em tempos recentes, vem ocorrendo a mudança do perfil de grandes usinas centralizadas para fontes geradoras distribuídas, em número de centenas de milhares de unidades conectadas ao SEP (Sistema Elétrico de Potência).

Os sistemas elétricos tradicionais foram projetados, exclusivamente, para funcionar com a energia em sentido radial, ou seja, a partir das grandes usinas geradoras, passando pelas linhas de transmissão, subestações de distribuição, redes de distribuição, até chegar nas unidades consumidoras. A realidade atual é que estamos diante de uma mudança de paradigma, com a energia fluindo na direção oposta, das MMGD (Mini e Micro Geração Distribuída) não controladas em níveis de baixa e média tensão por meio de alimentadores de distribuição, conectando-se a todo o sistema elétrico.

Uma vez que todo o sistema está interligado, a energia dessas fontes acabará fluindo das redes de distribuição de baixa e média tensão para a rede de transmissão com características de tensão mais altas até atingir a rede básica de energia.

Dessa forma, quantidades significativas de geração MMGD não controláveis tendem a impactar a programação e a operação de geradores de grande escala, exigindo novas técnicas e provavelmente novos serviços para gerenciar adequadamente as questões de segurança e atendimento da demanda do sistema.

O parque instalado no Brasil de MMGD é atualmente passivo, o que significa dizer que é não controlado e não supervisionado pelo operador do sistema (construído dentro das instalações internas dos consumidores e não monitorado em tempo real) . Essa forma de operação intrinsecamente passiva desses inversores de MMGD no SEP já está começando a representar desafios tanto para a rede de distribuição quanto para a operação do SIN (Sistema Interligado Nacional), especialmente em regiões com maior injeção por MMGD em relação à carga local (PAR, 2019\_2023).

Apesar de ainda não vivenciarmos problemas da magnitude dos problemas relatados que a Austrália, por exemplo, fato que será apresentado no Capítulo 2, o ONS já está apreensivo quanto a operação do sistema no futuro próximo e vêm realizando um trabalho de conscientização junto às distribuidoras e à ANEEL, demonstrando que para maximizar os benefícios da MMGD é necessário disciplinar a desconexão das usinas de forma escalonada no tempo, de modo a minimizar os efeitos cumulativos das saídas em curto intervalo de tempo (ONS, 2021).

Entre as muitas vantagens das fontes renováveis distribuídas destaca-se a diminuição do impacto ambiental causados por grandes centrais geradoras convencionais. Na dimensão econômica, a instalação de GD (Geração Distribuída) no local certo pode até mesmo evitar investimentos em expansão dos sistemas de distribuição e transmissão, a redução das perdas de energia e a melhoria do perfil de tensão em algumas áreas (BAJAY et al., 2018).

Contudo, este trabalho pretende destacar os principais impactos e desafios para operação das redes em diversos níveis de tensão, após a expansão e integração massiva de fontes renováveis distribuídas no SEP. Especificamente, com relação as implicações de níveis crescentes de MMGD, promovidos por UFV (Usinas Solares Fotovoltaicas), no sistema de distribuição de energia. As UFVs são a forma dominante de GD no estado de MG (Minas Gerais). Fato que pode ser justificado, uma vez que MG possui elevados níveis globais de radiação solar e amplas áreas geográficas disponíveis com baixo custo.

## **1.1 Conceitos Iniciais de Geração Distribuída**

Inicialmente, vale a pena conceituar o termo GD que será a base para todo entendimento ao longo do texto neste trabalho. De modo abrangente, a geração distribuída pode ser definida como a produção de energia elétrica a partir de centrais instaladas diretamente nas unidades consumidoras e conectadas aos sistemas de distribuição. No modelo brasileiro estão disponíveis quatro configurações diferentes, as quais caracterizam o modo de aproveitamento da energia injetada na rede. Os empreendimentos de geração podem ser baseados em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada (REN, 482).

De modo geral, a GD apresenta como principal benefício a geração da energia próximo ao local de consumo, reduzindo investimentos no sistema elétrico. Com a propagação do uso de GD mundialmente, foi criado um novo termo para classificar os consumidores que estão tanto produzindo, quanto consumindo energia elétrica, sendo criado um jargão técnico de “prosumidores” (termo derivado do inglês, isto é, um usuário da rede de distribuição que pode injetar ou consumir energia) (HOU, 2022). Dentro deste aspecto, os consumidores assumem cada vez mais um papel de maior participação nos sistemas integrados.

Em relação a categorização técnica, o conjunto de MMGD inclui todas as instalações conectadas à rede e que não fazem parte do despacho pelo ONS ou quaisquer tipo de controle por partes das empresas distribuidoras. Esses sistemas de MMGD são classificados em dois grupos:

- Micro Geração Distribuída que engloba usinas até 75 quilowatts (kW);
- Mini Geração Distribuída que engloba usinas maiores que 75 quilowatts (kW) até 3000 quilowatts (kW).

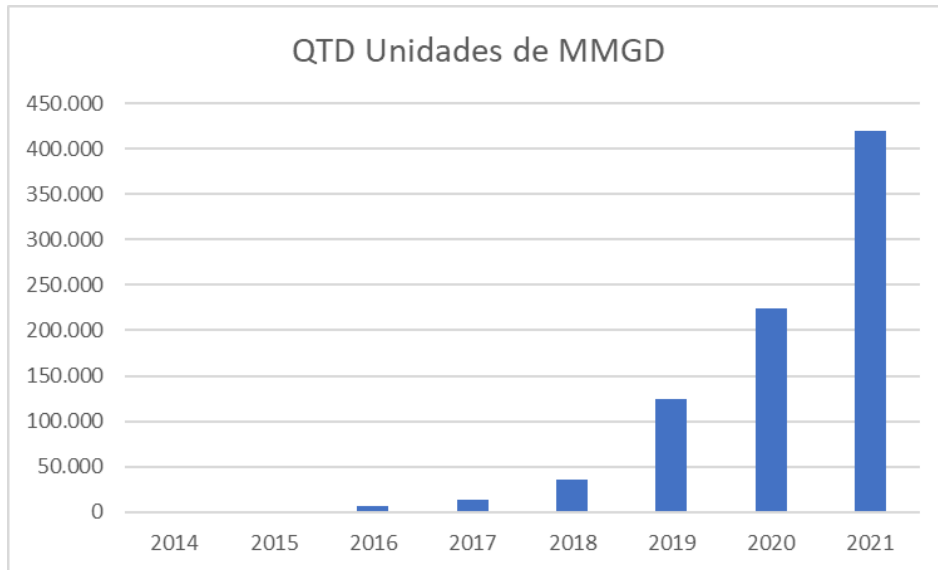
No início deste ano, 06 de janeiro de 2022, foi publicada a Lei 14.300 que institui novas diretrizes para a micro e minigeração (LEI, 14300). Entre as várias alterações, é importante considerar a essência da minigeração que passou a vigorar:

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

Assim, nos próximos meses a Aneel deverá publicar a respectiva documentação técnica e seus desdobramentos relativos ao alinhamento com a Lei 14.300. Mas cabe aqui realçar que já ocorreu uma significativa mudança para a classificação de usinas não despacháveis de minigeração reduzindo de 5MW para 3MW.

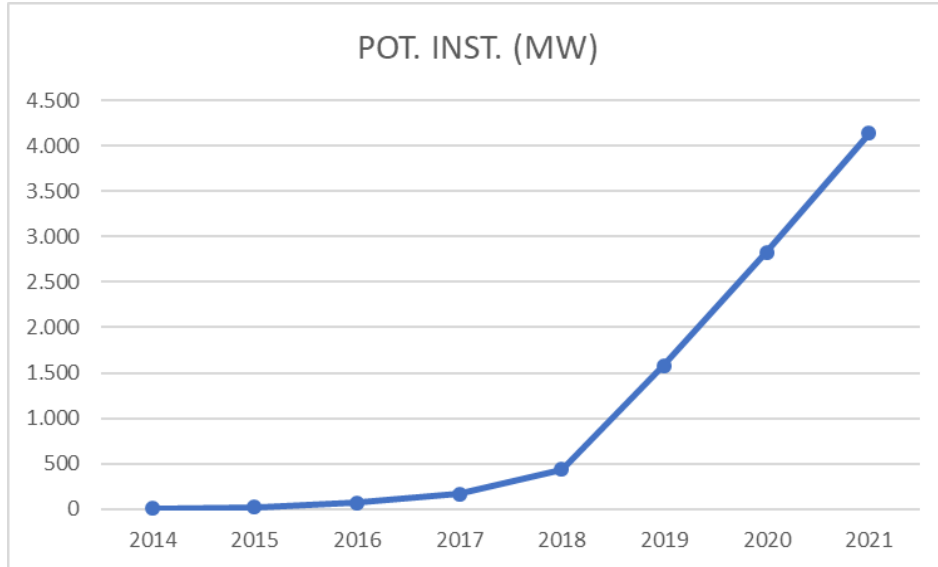
## 1.2 Crescimento da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil

O Brasil experimentou um forte crescimento na geração de MMGD na última década, de menos de 1.000 sistemas em 2014 para mais de 420 mil no final de 2021. O gráfico da figura 2 ilustra esse crescimento excepcional da quantidade de instalações conectadas com geração distribuída entre 2018 e 2021.



**Figura 2 - Evolução da Quantidade de Centrais de Micro e Minigeração. (Fonte: SIGA (Sistema de Informações de Geração da Aneel))**

Outro fato interessante se mostra em termos de capacidade instalada que alcançou 4,5 GW no último ano. O gráfico da figura 3 demonstra que as conexões têm aumentado a partir de 2018. Este processo de crescimento é justificado pelo aprendizado e domínio da utilização da energia fotovoltaica no Brasil. Vale destacar também o tempo de construção de obras de reforço e melhorias na rede, bem como o processo de liberação de parecer de acesso nos vários empreendimentos. Além disso, vale também considerar a queda nos custos dos módulos e inversores ao longo dos anos, atuando como motor para a viabilização dos projetos.



**Figura 3 - Evolução da Capacidade Instalada de Centrais de Micro e Minigeração.**  
(Fonte: SIGA)

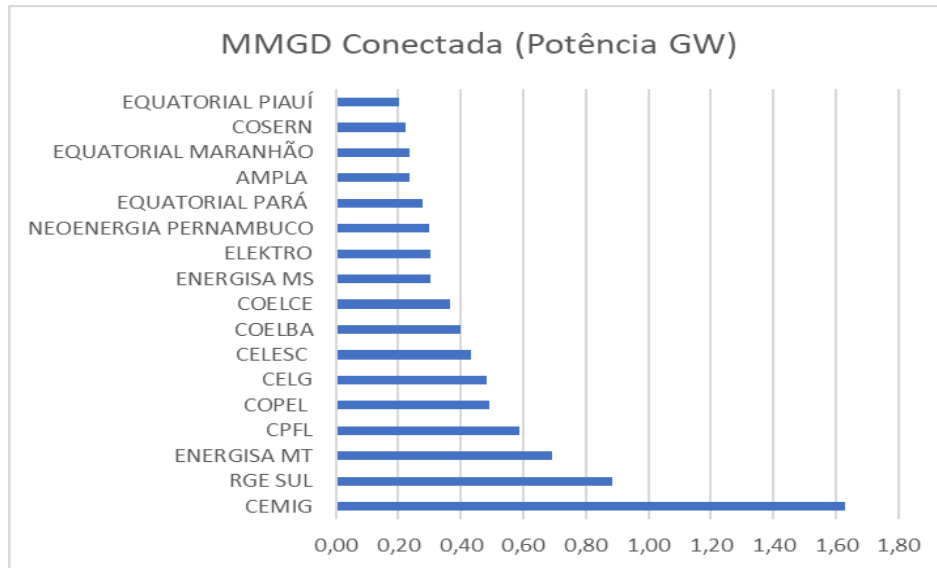
Ao se falar em densidade regional de GD no Brasil, verifica-se que as regiões sul e sudeste representam mais de 50% do total de MMGD no Brasil, tanto em quantidade de usinas quanto de capacidade instalada. A tabela 1, a seguir, quantifica em números por região a quantidade e a potência instalada total em megawatts e gigawatts de centrais de micro e minigeração distribuída.

**Tabela 1 - Quantidade de Micro e Minigeração Por Subsistema (Fonte: SIGA)**

Regiões	QTD MMGD	Pot. Inst. GW
Centro Oeste	123.250	1,61
Nordeste	181.689	2,05
Norte	53.440	0,64
Sudeste	359.879	3,64
Sul	206.093	2,18

No âmbito representativo de quantidade de unidades de MMGD conectadas considerando as distribuidoras, a Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais) se destaca com 15 % das conexões, seguida por RGE Sul (11%), Companhia Força e Luz de São Paulo (7%), Energisa Mato Grosso (7%) e Coelba (5%).

Em relação a potência total de usinas de MMGD conectadas, a figura 4 destaca no gráfico de barras quais as empresas possuem a partir de 0,2 GW integradas em suas redes de distribuição.



**Figura 4 - Potencia em GW Conectada de Micro e Minigeração. (Fonte: SIGA)**

Já em relação aos tipos de projetos para a aplicação da fonte renovável, a fonte solar fotovoltaica é protagonista entre os tipos utilizados no Brasil. A tabela 2 mostra em termos de números a representatividade de praticamente 99% dos empreendimentos por fonte solar. Esse direcionamento dos projetos pode ser explicado pela elevada taxa disponibilidade energética desta fonte, além da modularidade e facilidade de implantação dos empreendimentos.

**Tabela 2 - Quantidade de Micro e Minigeração Por Tipo de Fonte. (Fonte: SIGA)**

Tipo de Fonte	QTD de MMGD
Radiação solar	923.799
Biogás	229
Cinética do vento	90
Potencial hidráulico	76
Biogás	70
Bagaço de Cana de Açúcar	14
Gás Natural	14
Biogás - Floresta	11
Resíduos Florestais	6
Resíduos Sólidos Urbanos	6
Casca de Arroz	5
Gás de Alto Forno - Biomassa	5
Licor Negro	1



### **1.3 Objetivos**

A alta penetração de fontes renováveis distribuídas está modificando a forma de operação do sistema elétrico e trazendo à tona novos desafios a serem superados. A medida que o número de conexões com a rede elétrica, de recursos intermitentes não supervisionados e não controlados, vão se intensificando, surgem problemas de controle de tensão, sobrecargas e atuação indevida de proteção. Além desta questão técnica envolvida, há também os pontos que estão sendo ajustados em termos regulatórios para atender as conexões sem causar desequilíbrios nas tarifas dos demais consumidores. Diante de todo esse contexto, neste trabalho pretende-se elaborar uma revisão bibliográfica sobre o tema e apresentar os pontos mais relevantes que impactam diretamente a operação da rede em função da alta penetração de plantas classificadas como minigeração distribuída.

Vale a pena destacar que no escopo desta monografia, optou-se por discutir somente os impactos dos RED (Recursos Renováveis Distribuídos) no que tange a centrais geradoras de micro e minigeração fotovoltaicas. No entanto os efeitos amostrados nos estudos de caso são em síntese de usinas de minigeração, especificamente localizadas na região norte do estado de Minas Gerais. Esta região tem se destacado pelo volume de empreendimentos solares e pela transformação da rede impulsionada pelas centrais que vêm sendo conectadas.

### **1.4 Metodologia**

A metodologia aplicada neste trabalho será por meio de uma revisão bibliográfica sistemática e estudos de casos, indicando claramente as evidências do problema estudado. Os casos apresentam dados qualitativos, coletados a partir de eventos reais, com o objetivo de explicar e descrever os impactos da inserção em massa de micro e minigeração.

## **2 Impactos Provocados Pela Alta Penetração de MMGD no Sistema Elétrico**

O aumento da penetração de GD por fonte solar está, no Brasil, começando a gerar desafios tanto para a rede de distribuição quanto para a operação do SIN, especialmente em regiões com maior injeção de energia e baixo consumo pelas cargas locais. Embora os inversores das plantas solares possam mitigar alguns desses impactos, eles não são projetados levando-se em conta os eventuais impactos nas redes.

A experiência de outros países com a mesma política de inserção em suas matrizes de fontes renováveis distribuídas indica uma trajetória típica de problemas no sistema na proporção que aumentam as conexões.

Em níveis baixos, a participação de fontes intermitentes não é necessariamente um problema e é relativamente acomodada na rede de distribuição com pouca ou nenhuma restrição. À medida que as conexões aumentam ou se concentram em certas regiões, surge a dificuldade de regular a tensão de forma adequada. Além disso, começa a ocorrer o limite de capacidade de transformação nas subestações, bem como o alcance do limite de capacidade de condução de corrente nos condutores das redes alimentadoras de distribuição. Ao passo que os montantes de geração continuam a crescer, eles acabam impactando a interface distribuição-transmissão, a coordenação de dispositivos de controle de tensão e surgem problemas causados por fluxos reversos.

Por fim, as funções dos operadores nacionais são afetadas, incluindo o desequilíbrio entre carga e geração, controle do despacho da geração em tempo real, perda de estabilidade do sistema e risco de colapso após contingências severas.

### **2.1 Caracterização do Sistema Elétrico Brasileiro**

Em termos de organização do sistema elétrico, o SEP é configurado em três setores principais: geração, transmissão e distribuição. O setor de geração é caracterizado por múltiplos agentes com forte concorrência entre si, responsáveis por abastecer o mercado livre e o mercado cativo de energia. O setor de transmissão interliga todos os recursos produzidos ao sistema de distribuição, o qual atende aos consumidores finais.

Nos últimos anos verificou-se um elevado número de conexões de geradores ou fontes de natureza intermitente, especialmente solar e eólica, interligadas nos níveis de tensão da rede básica e principalmente na rede de distribuição.

Para entender melhor o modelo brasileiro, vale a pena conceituar o que é o SIN . O sistema elétrico interligado brasileiro é um dos “cases” de maior singularidade do mundo. O sistema possui dimensões continentais e pode ser considerado um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários.

O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. A região norte do Brasil ainda não possui interligação completa no SIN e representa hoje a parte mais frágil do sistema.

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.

O elevado crescimento de conexões diretamente na rede básica, assim como o exponencial número de micro e minigeração distribuída nas redes de distribuição requererão cada vez mais prudência na operação do SEP em função desta mudança de modelo.

A evolução da matriz energética brasileira, especialmente o crescimento das fontes eólica e solar fotovoltaica em relação ao cenário de 2022 e a previsão para 2026 indica que a operação do SIN e da rede básica deverão ser adaptadas em função do aproveitamento da curva de geração solar, bem como verificaremos nesta pesquisa os desafios de operar grande número de fontes intermitentes (PAR, 2022\_2026).

A capacidade instalada no SIN em dezembro de 2021 totalizava 172,2 GW. A maior representatividade ainda é de usinas hidrelétricas com 63,1%. Vale destacar que nos últimos anos a penetração de geração eólica tem se destacado chegando a fatia de 11,4% da matriz elétrica. Para o final de 2026 estima-se que a capacidade instalada do SIN totalize 191,46 GW, sendo que deste total estima-se que 36 GW serão de usinas eólicas e fotovoltaicas. Montante obtido considerando, os CUST

(Contrato de Uso de Sistema de Transmissão) já assinados. Se forem considerados os pareceres de acesso válidos ou em andamento no ONS os valores alcançarão 52,4 GW, e novamente, a maior parte representada por usinas fotovoltaicas (PDE, 2031). Ou seja, estima-se que as fontes solar fotovoltaica e eólica representarão entre 19% e 27% da matriz elétrica brasileira em 2026.

## 2.2 Operação do SIN

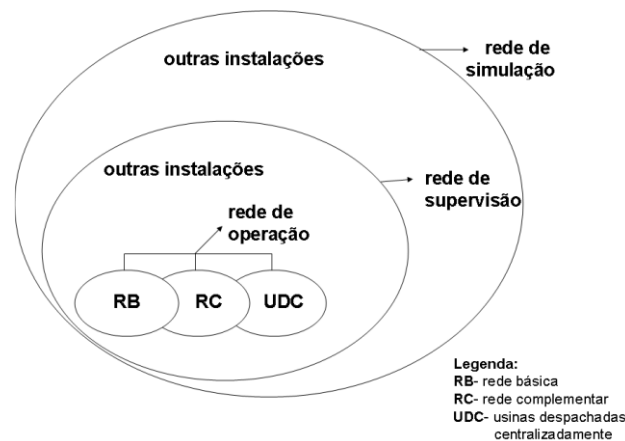
A operação do SIN é responsabilidade do ONS. O operador nacional é gerido por um órgão não governamental e possui como membros as empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres, importadores e exportadores de energia, representantes do MME (Ministério de Minas e Energia) e Conselho de Consumidores.

O ONS é responsável pela coordenação, controle da operação das instalações de geração e transmissão e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país. A fiscalização e regulação do setor é de responsabilidade da ANEEL. Além disso, o ONS também supervisiona as DIT (Demais Instalações da Transmissão) que englobam linhas com tensão de 138 kV e 69 KV e fazem interface entre instalações de transmissão e a rede de distribuição. Para compreender as ações de controle realizadas pelo ONS, antes é necessário conceituar e classificar as redes:

- Rede Básica: as linhas que compõe o SIN possuem uma classificação elétrica e energética e são chamadas de rede básica. A rede básica inclui as linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV e Usinas com potência igual ou superior a 20 MW no caso de solar e eólica.
- Rede Complementar: representa a rede fora dos limites da rede básica, podem incluir níveis de tensão de 138 kV ou menor cujos fenômenos têm influência significativa na operação ou no desempenho da rede básica;
- Rede de Operação: caracteriza a área de intervenção pelo ONS. Configura a união da rede básica, da rede complementar e das usinas despachadas centralizadamente;
- Rede de Supervisão: é composta pela rede de operação e outras instalações cuja monitoração via sistema de supervisão é necessária para que o ONS opere o sistema; e

- Rede de Simulação: rede de supervisão e outras instalações que necessitam ser representadas nos programas de simulação para garantir que os estudos elétricos desenvolvidos pelo ONS apresentem resultados que reproduzam, com grau de precisão adequado, os fenômenos que ocorrem no SIN (Submódulo 2.1, ONS) .

A figura 5 ilustra como todas as redes são interligadas em um único conjunto que compõe o sistema elétrico.



**Figura 5 - Conceitos de rede Fonte: Procedimentos de Rede ONS - submódulo 2.1.**

**(Fonte: Procedimentos de Rede do ONS Módulo 2, submódulo 1)**

A programação de despacho dos recursos energéticos a ser utilizados, leva em conta as condições específicas de cada fonte e da curva típica diária de carga. Essa estratégia tem como objetivo minimizar a intercambialidade entre os recursos que possuem armazenamento energético daqueles com natureza intermitente.

As novas complexidades trazidas pela utilização de fontes inconstantes, evidenciam que o planejamento da operação do ONS deva considerar em seus modelos elétricos as contingências que podem vir a causar potenciais impactos em função das características das usinas solares, especialmente, considerando a redução na capacidade de geração solar que ocorre praticamente ao mesmo tempo para todas as centrais solares de uma região. Tais situações são proporcionalmente mais relevantes dependendo da característica do tipo de geração (hidrotérmicas ou solar e eólica) com maior representatividade que esteja em uso no atendimento às cargas no momento das ocorrências.

Portanto, é inequívoca a necessidade de elaboração de procedimentos a serem seguidos para operar o sistema de forma confiável e com segurança neste novo

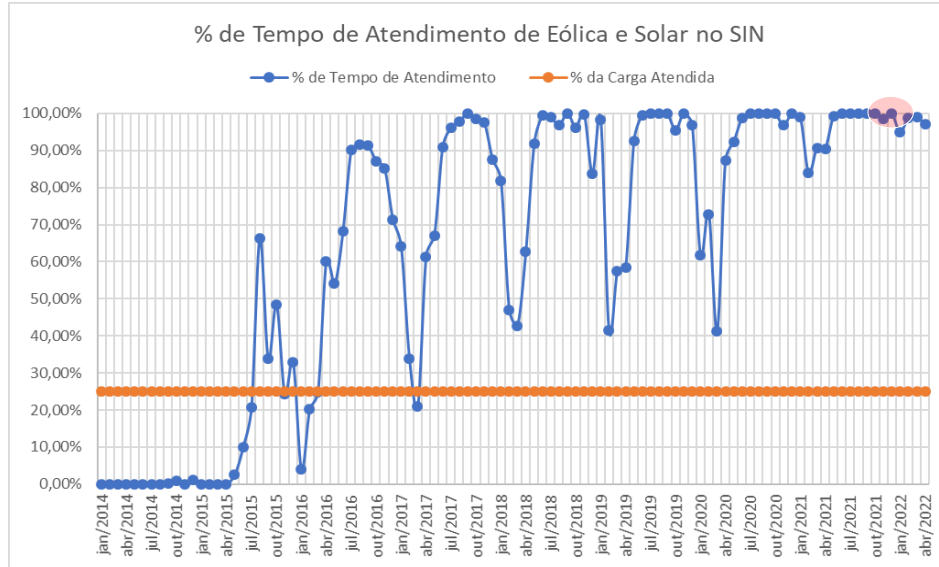
contexto. Em todos os sistemas elétricos interligados de grande porte, em várias partes do mundo, os operadores compartilham a mesma questão: desafio de minimizar os impactos da desconexão de grandes montantes de geração (da ordem de megawatts), associado ao comportamento da radiação solar que decresce ao final do dia ou a variabilidade da velocidade do vento, que afetam a todos os micro e mini geradores de forma simultânea. Somadas a essas condições, às contingências do sistema devidas às perturbações tradicionalmente consideradas, tem-se a configuração de um problema de múltiplas variáveis e nem todas controladas ainda.

Em Nghitevelekwa (2018) os autores estudam os impactos causados pela penetração em grande escala de centrais fotovoltaicas no sistema de transmissão. Eles apontam como propostas para minimizar os impactos no SEP, a existência de reservas hidroenergéticas e termoelétricas de grande porte para manter a inércia do sistema de modo que as oscilações de frequência possam ser acomodadas sem comprometer a estabilidade do sistema.

Neste sentido, o nosso sistema interligado, pode ser considerado ainda bastante estável, muito em razão do modelo estabelecido pelas nossas grandes bacias eletroenergéticas.

No cenário de elevada penetração de fontes renováveis, com as temidas e previstas intensas rampas de tomada de cargas derivadas da lacuna de geração, causadas pela variabilidade do vento ou da transição do horário diurno para noturno, faz-se necessário um sistema de transmissão robusto com capacidade de absorver tais variações de potência e garantir ao sistema inércia sincronizada a uma reserva de potência adequada.

Para se ter uma ideia de como as fontes renováveis solar e eólica vêm representando um importante papel no abastecimento do SIN, o gráfico apresentado na figura 6 mostra dados de 2014 até 2022 (parcial) das centrais geradoras despachadas pelo ONS. Tomando-se como base de referência 25% da carga do SIN, o gráfico aponta os percentuais de tempo pelo quais o atendimento, por fontes eólica e fotovoltaica juntas, foi realizado. Por exemplo, entre os meses de abril a setembro de 2021, pelo menos 25% da carga foi atendida por geração eólica e fotovoltaica, por 90% do tempo.



**Figura 6 - Percentuais de Atendimento de 25% da Carga do SIN Pelas Fontes Eólica e Solar. (Fonte: ONS, Resultados da Operação, Dados de Energia Eólica e Solar)**

Isso reforça o aumento de participação na produção de energia por fontes intermitentes já integradas no SIN, especialmente nos últimos anos.

## 2.3 Operação da Distribuição

O sistema de distribuição de energia é construído de forma ramificada ao longo de estradas, ruas e avenidas para conectar fisicamente os consumidores finais. Este fato traz diversas vulnerabilidades às redes de distribuição, particularmente ocorrências de abalroamento de postes por veículos, fios partidos, objetos na rede entre outras causas.

No padrão brasileiro a distribuição de energia é feita de forma descentralizada pelas 63 empresas que possuem concessão de distribuição em áreas geográficas específicas. Diferentemente das empresas geradoras e transmissoras, que possuem ativos independentes de qualquer localização, as empresas de distribuição atuam atendendo consumidores localizados numa área geográfica exclusiva, chamada de área de concessão.

A tabela 3, a seguir, aponta o número total de consumidores no Brasil e a distribuição por regiões, sendo que o Sudeste concentra a maior parte, representando cerca 43 % do total com 37,2 milhões de consumidores (EPE, 2020).

**Tabela 3 - Número de Consumidores por Região Do Brasil. (Fonte: EPE, 2020)**

	2019	Part. % (2019)
Brasil	85.071.288	100,0
Norte	5.612.556	6,6
Nordeste	22.673.809	26,7
Sudeste	37.238.250	43,8
Sul	12.838.080	15,1
Centro-Oeste	6.708.593	7,9

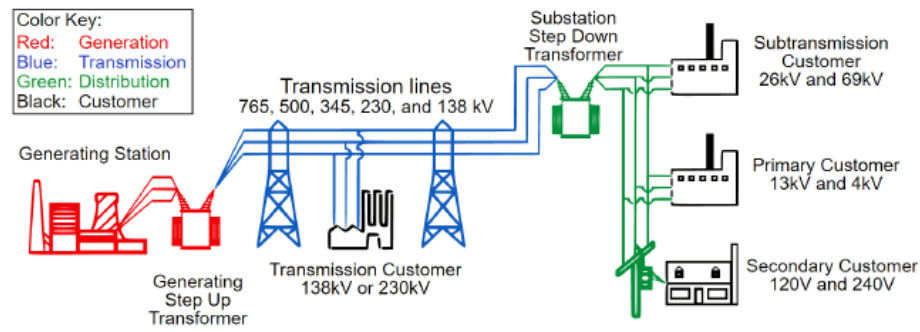
Sistemas de distribuição robustos devem possuir como característica intrínseca densa malha elétrica interligando as subestações, além disso este fato possibilita o atendimento dos consumidores por diversas conexões entre os alimentadores de distribuição. No entanto, quando ocorre uma falta no sistema de energia essa perturbação é percebida por vários subsistemas gerando um grande número de registros no módulo de gerenciamento de alarmes. Isso faz com que o operador tenha que tomar rápidas ações de controle e restabelecimento em meio a um enorme número de informações.

A operação das redes de distribuição está cada vez mais complexa. Em termos estruturais e regulatórios as funções ou atividades clássicas dos SEP são divididas em três partes:

- Geração;
- Transmissão;
- Distribuição.

Adaptando o entendimento da figura 7, a seguir, para o modelo brasileiro, os três sistemas destacam a geração que ocorre normalmente com tensões entre 4 a 16 kV, a transmissão com tensões entre 230 a 765 kV e o sistema de distribuição com tensões abaixo de 230 kV. As tensões de geração são normalmente limitadas pelo isolamento dos enrolamentos das máquinas.





**Figura 7 - Representação da Didática da Estrutura Básica do Sistema Elétrico de Potência. (Fonte: Report USDE, 2004).**

Os sistemas de distribuição têm o papel de distribuir toda a geração produzida. No meio caminho, estão por sua vez, os sistemas de transmissão, responsáveis por fazer a interligação das usinas de geração aos sistemas de distribuição. Para fins de classificação em relação a tensão de atendimento no sistema de distribuição, a resolução normativa nº 1000 da Aneel, estabelece dois grupos: A e B, conforme a seguir:

Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, que por sua vez é subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;
- b) subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
- c) subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69 kV;
- d) subgrupo A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
- e) subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV; e
- f) subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição;

Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo B1: residencial;
- b) subgrupo B2: rural;

- c) subgrupo B3: demais classes; e
- d) subgrupo B4: Iluminação Pública;

Nos casos das usinas fotovoltaicas de micro ou minigeração, a tensão de conexão é aplicada pela distribuidora conforme o valor de potência instalada total das centrais geradoras. Vale ressaltar também que devem ser preservadas a confiabilidade e a segurança operativa do sistema elétrico, observadas as seguintes faixas de tensão de conexão:

**Tabela 4 - Tensões de Conexão em Função da Capacidade Instalada de Usinas**

<b>Crítérios de Potência de Geração</b>	<b>Tensão de Conexão</b>
Igual ou menor que 75 kW	Menor que 2,3 kV
Maior que 75 kW e menor ou igual a 2.500 kW	Maior ou igual a 2,3 kV e menor que 69 kV
Maior que 2.500 kW	Maior ou igual a 69 kV

Desta forma, conforme a potência do empreendimento de geração solar poderão haver conexões de minigeração nas seguintes tensões:

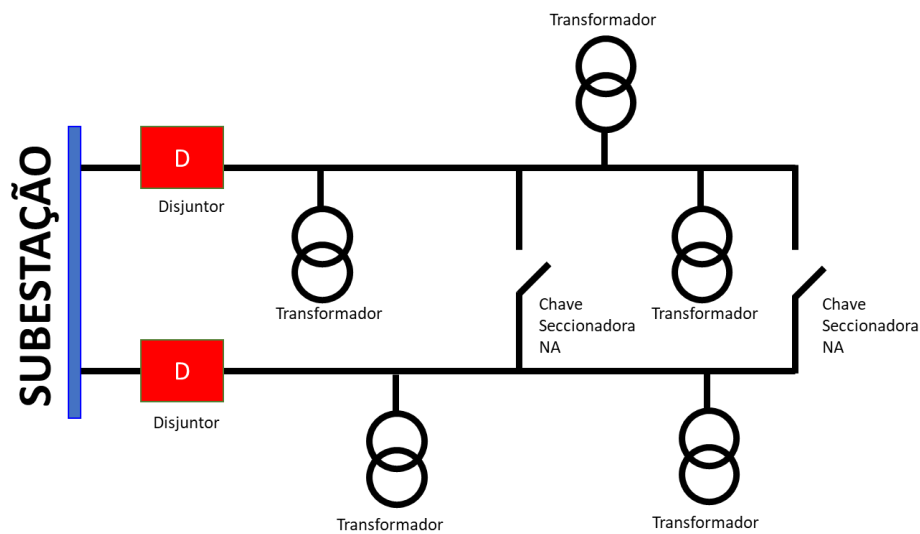
- 161 kV
- 138 kV
- 88 kV
- 69 kV
- 34,5 kV
- 23,1 kV
- 13,8 kV

Nas subestações de distribuição os transformadores são normalmente abaixadores e tem como função reduzir a tensão em níveis seguros para a distribuição de energia, por meio de alimentadores. Na área de concessão da Cemig as tensões padronizadas de MT (Média Tensão) são 13,8 kV, com exceção de Juiz de Fora, na qual a rede de distribuição opera em 23,1 kV entre fases.

As redes de MT em sua grande maioria ainda operam radialmente, sendo que em muitos locais permitem a transferência de cargas entre circuitos alimentadores. Tais redes atendem aos consumidores primários e aos transformadores de

distribuição que suprem a rede secundária ou baixa tensão. Vale a pena elucidar que o conceito de consumidor primário é aplicado aquele que é atendido por meio de rede de média tensão, ou seja, tensão maior ou igual a 13,8 kV. Sendo que estes consumidores possuem subestações próprias para fazerem o abaixamento da tensão em suas instalações. Por sua vez, o termo “consumidores secundários” classifica as unidades consumidoras que são atendidas diretamente pela rede secundária de distribuição alimentada por transformadores públicos.

A figura 8 abaixo ilustra dois alimentadores radiais partindo de uma mesma subestação. Cada alimentador é protegido por relés que comandam a abertura de um disjuntor. No caso de falta em algum alimentador, pode-se isola-lo e fazer a interligação dos consumidores por meio do fechamento da chave “NA” (Normal Aberta), aumentando a flexibilidade operativa. Um dos principais objetivos de uma distribuidora está em manter a continuidade do serviço. Para cumprir esta missão o recurso de transferência de cargas é cotidiano.

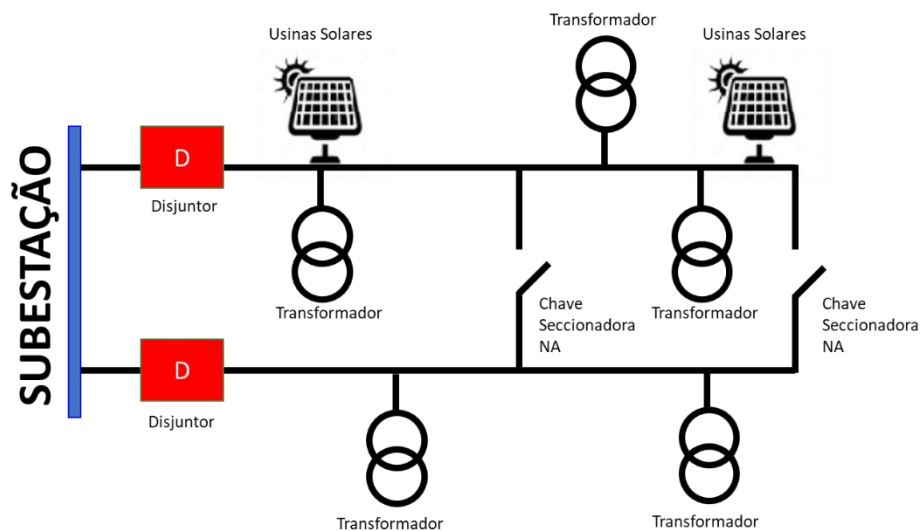


**Figura 8 - Representação de Alimentadores de 13,8 kV interligados por uma Chave NA (Normalmente Aberta) Sem GD (Fonte: Autor).**

Contudo, a detecção de problemas na rede de distribuição tem se tornado cada vez mais complexa. Os elementos simples de proteção que monitoravam grandezas tais como a corrente e tensão, atuando nos casos em que a corrente seja superior a determinado valor (corrente de pick up), não são suficientes para garantir que a fonte de alimentação do defeito seja interrompida.

As proteções de sobrecorrente de fases e neutro, instantâneas e temporizadas, funções ANSI 50, 51, 50N e 51N, tão utilizadas rotineiramente, são atualmente insuficientes garantir a eficácia do esquema de proteção. Em meio a essa complexidade intrínseca de sistemas de distribuição, novas centrais fotovoltaicas estão sendo conectadas nas redes em números da ordem de centenas de milhares. Os impactos desta nova configuração são discutidos neste trabalho.

A figura 9 mostra o mesmo exemplo anterior, com a diferença que agora existem novas fontes interligadas ao sistema de distribuição. Os efeitos destas usinas sobre as redes de distribuição irão depender da potência total, se há ou não cargas próximas ao ponto de geração e se o período de consumo de cargas locais é ou não coincidente ao período de produção da usina.



**Figura 9 - Representação de Alimentadores de 13,8 kV interligados por uma Chave N/A (Normalmente Aberta) Com GD. (Fonte: Autor).**

De acordo com dados do SISGD (Sistema de Análise de Geração Distribuída), o Brasil conta com cerca de 10 GW instalados e classificados como mini e minigeração distribuída. Praticamente a totalidade destas conexões são de usinas solares fotovoltaicas. A previsão para é que nos próximos 5 anos esse número chegue a 17 GW, podendo atingir 25 GW até 2031 (EPE, 2021) realçando ainda mais os impactos provocados.

Vale a pena enfatizar que o grande diferencial de uma central de MMGD é estar *on grid*, ou seja, conectada na rede da distribuidora. Neste sentido, os sistemas

de transmissão e distribuição se tornam indispensáveis, pois são eles que podem garantir a continuidade do suprimento de energia elétrica durante todo período que for necessário.

Outro ponto importante a ser comentado é que a operação, devido ao nível de interligação e interdependência dos sistemas de transmissão e distribuição, tornou-se mais relevante, após a expansão das fontes renováveis. O ONS recomendou em (PAR, 2022\_2026) urgência em se criar procedimentos para garantir a segurança e uniformidade do fornecimento de energia a todo SIN, bem como facilitar as ações entre operadores da distribuição e da transmissão.

### **2.3.1 COD (Centro de Operação da Distribuição)**

De acordo com o Prodist módulo 4, (PRODIST MÓDULO 4, 2021), o COD possui as seguintes atribuições:

- Coordenar, supervisionar, comandar e executar as ações operativas nas instalações de distribuição que não pertençam à rede de operação do SIN;
- Obter junto aos usuários as informações necessárias à coordenação, supervisão e controle da operação de instalações;
- Elaborar, atualizar e disponibilizar aos usuários as instruções de operação com procedimentos para instalações que interferem no sistema de distribuição; e
- Informar aos usuários sobre condições operativas no sistema de distribuição que possam interferir na operação de suas instalações.

O controle de um centro de operação é realizado com elevados níveis de supervisão, automação e telecontrole e podem ser desmembradas em três grupos de envolvimento:

- Pré-operação;
- Operação em tempo real;
- Pós Operação.

Na pré-operação são realizadas atividades de planejamento e programação da operação. No tempo real são realizadas as ações de controle e restabelecimento em caso de desligamentos e na pós-operação são realizadas as atividades de apuração e consistências das ações realizadas no tempo real e na fase de programação.

A operação em tempo real passou por enormes evoluções tecnológicas nos últimos anos. Tais evoluções se deram por mudanças na filosofia de operação, na gestão dos ativos de rede e nas diversas obras de ampliação, reforço e estruturantes no SIN. Particularmente, a operação do sistema de distribuição tem se tornado cada vez mais complexa em função do nível de interligação entre os subsistemas regionais da distribuidora com linhas e subestações da rede básica, da entrada de novas fontes e do aumento do nível de exigência em relação ao desempenho das redes.

## **2.4 Impactos nas Redes de Transmissão e Distribuição**

Nos últimos dez anos o sistema elétrico experimentou uma modificação conceitual e provavelmente definitiva para a operação das redes elétricas. Um sistema que foi projetado e configurado para um fluxo radial (em um único sentido) passou a verificar centenas de milhares de fontes produzindo e injetando energia a partir das redes de distribuição. Essa mudança de paradigma vem sendo percebida em todos os sistemas elétricos de países que caminharam no sentido de ampliar a participação de fontes renováveis em suas matrizes, especialmente solar e eólica.

As pesquisas sobre influências causadas por fontes renováveis distribuídas não são recentes. Em Behrendt (2002), o professor Ken Behrendt desenvolve um aprofundado estudo sobre os possíveis efeitos sobre os sistemas de proteção provocados por GD. O pesquisador concluiu que os impactos dependem fundamentalmente das características do SEP em relação as suas condições de aterramento e a sobreposição das configurações de projeto (forma de ligação delta-estrela) dos transformadores de acoplamento das centrais geradoras.

Em Javadian (2009) é apresentado novo esquema de localização de faltas para sistemas de distribuição com elevada densidade de GD usando rede neural. A penetração da GD nas redes de distribuição reforça a necessidade de projetar novos sistemas de proteção para essas redes. Um dos principais requisitos que pode

melhorar a eficiência da proteção em sistemas de distribuição é a localização exata de faltas.

Em Demirok (2009) os autores afirmam que os inversores solares são uma opção muito eficaz para contribuir no controle de tensão em redes com relações R/X (Resistência/Reatância Indutiva), relativamente baixas, por exemplo, redes de média tensão. No entanto, mostra-se menos eficaz em baixa tensão (BT) redes devido a altas relações R/X onde as variações na potência reativa têm uma influência menor na tensão do que as variações na potência ativa. No entanto, o artigo destaca que habilitar este modo de operação do inversor reduz a geração de energia ativa.

Em Martins (2012) a autora assegura que a alteração da premissa de operação dos sistemas de distribuição, originalmente concebidos para operação de forma radial, com apenas uma fonte e um sentido para o fluxo de potência, é a principal razão a que se atribuem os impactos ocasionados pela GD aos sistemas de proteção. Essa influência será proporcional a penetração da GD no sistema. Especificamente aos sistemas de proteção das distribuidoras, a autora enumera os seguintes impactos:

- Elevação do tempo de eliminação da falta;
- Maior duração de afundamentos de tensão;
- Operação indevida dos relés de sobrecorrente;
- Descoordenação da proteção nos sistemas de média tensão;
- Dificuldades de ajuste em equipamentos de proteção de retaguarda,

Em Javadian (2013) os autores expõem os efeitos adversos quanto ao comportamento do sistema de proteção nas redes de distribuição após a inserção em massa de GD:

- Disparo indevido de religadores;
- Desarme intempestivo das usinas;
- Falta de sensibilidade de proteção;
- Elevação dos níveis de curto-circuito;
- Ilhamento indesejado;
- Não atuação de religamento automático;
- Descoordenação de religamento.

No artigo foi proposto um novo método de análise de risco da operação do sistema de proteção. Os autores utilizaram uma rede de distribuição de teste para análise de risco, na qual todos os tipos de falta de coordenação de proteção entre dispositivos de proteção pudessem ocorrer somando-se a isso a elevada penetração de GD. Os índices sugeridos no trabalho foram calculados para diferentes casos e várias capacidades de centrais geradoras para realizar a análise de risco. Os resultados da simulação mostraram que sem a operação de desconexão e, portanto, o ilhamento da usina, o risco de falha do sistema de proteção aumentará muito.

Em Hasheminamin(2015) as pesquisas mencionaram os impactos de GD: fluxo de energia reverso, aumento na perda de energia, flutuações de tensão e operação frequente de dispositivos de proteção. Os autores ressaltam que em particular, a sobretensão é um problema sério em pequenas áreas residenciais que são alimentadas por transformadores públicos de distribuição.

Além disso, em outro trabalho, os autores asseguram que períodos prolongados de sobretensão podem diminuir a vida útil dos eletrodomésticos (Long, 2016), sendo este um efeito não para a rede em si, mas sim para as unidades consumidoras internamente.

Em Haque (2016), outro impacto gerado pela alta penetração de GD é citado como a operação frequente de comutadores de derivação em carga e reguladores de tensão de linha. Essa excessiva operação pode causar a redução da expectativa de vida desses equipamentos.

Em uma pesquisa na Alemanha (Ruf, 2018), os centros de operação do sistema, neste país passaram a permitir o VRDT (Voltage Regulated Distribution Transformer) para locais com alta participação de penetração fotovoltaica e estão realizando projetos de demonstração em regiões de teste. O comutador de derivação em carga permite uma faixa de tensão disponível mais alta, o que evita ou atrasa a necessidade de reforço da rede devido a violações da faixa de tensão. Os primeiros resultados comprovam que os VRDTs são uma tecnologia promissora para aumentar a capacidade de hospedagem das redes de distribuição de baixa tensão.

No trabalho Gonçalves (2016) foi realizada uma simulação do aumento da geração distribuída no sistema até que o fluxo de potência ser invertido. Os autores verificaram que uma rede de distribuição pode ser um circuito dinâmico, gerando potência ou consumindo, alterando o sentido do fluxo e magnitudes de tensão. Dessa



forma, justificando a adoção de estratégias de operação que impeçam a geração distribuída de degradar a qualidade da energia distribuída aos consumidores. Finalmente, as simulações permitiram confirmar que os níveis de tensão aumentariam, principalmente nos barramentos de rede sem a contrapartida da presença de carga.

Em Pessoa (2016) a pesquisa abordou que a inserção em larga escala de unidades de geração de energia descentralizada pode levar à instabilidade do perfil de tensão da rede. Além disso, o fluxo de potência bidirecional dificulta os ajustes do sistema de proteção. Os curtos-circuitos e sobrecargas são supridos por várias fontes e nesse caso, cada zona de proteção atuando independentemente pode não detectar as anomalias ocorridas.

Em Júnior (2017) o autor também reforça que a partir da conexão em massa de GD surgem fluxos de potências bidirecionais. Tais inversões podem ocasionar atuação indevida de relés de proteção de sobrecorrente, sem direcionalidade. Adicionalmente, podem ocorrer sobretensões em vários pontos do alimentador, prejudicando o funcionamento dos reguladores de tensão instalados.

Em Habib (2017) destaca-se a importância de se identificar a direção das correntes de falta para isolá-las adequadamente. No caso de faltas envolvendo GD é necessário que mais informações cheguem até os relés para que se possa incluir ou desconsiderar sua contribuição. O trabalho aponta que a incorporação de tecnologias de comunicação se tornou inevitável para fornecer esquemas de proteção adaptativos contemporâneos.

Em Nghitevelekwa (2018) se estuda os impactos no SEP causados por inserção em grande escala de PV (Photovoltaic Systems) no sistema de transmissão. Apresenta como propostas para minimizar os impactos no SEP reservas hidroenergéticas e termoelétricas de grande porte para manter a inercia do sistema de modo que as oscilações de frequência possam ser acomodadas sem comprometer a estabilidade do SEP.

Em Bianchi (2019) o estudo apresenta os impactos de conexão de uma nova fonte de potência em um circuito trifásico de média tensão, com cargas desequilibradas. O trabalho enfatiza os reflexos na qualidade do fornecimento da energia elétrica para o próprio cliente, bem como as soluções que foram propostas. Tais soluções envolveram desde a coordenação da proteção, reequilíbrio dos circuitos de rede de distribuição e a instalação de um reator de aterramento. No estudo de caso,

o autor relata que houve desligamento intempestivo da usina em função da atuação da proteção de sobrecorrente de neutro. Na prática, em um circuito próximo ao equilíbrio, espera-se que a corrente no neutro seja quase zero. No caso desta usina, uma das causas identificadas foi que a central UFV fôra conectada em um alimentador no qual a presença de cargas desequilibradas era predominante.

Teixeira et al. (2019) aborda o uso de técnicas de controle usando o inversor como opção eficaz para minimizar os aumentos de tensão e operar a rede dentro dos limites de tensão. O trabalho também relaciona uma quantidade adequada de PV para alcançar a redução de perdas e arremata que após certo nível de PV, as perdas podem aumentar significativamente. No estudo realizado, observou-se uma redução de perdas de até 40% do cenário de cliente potencial, o que corresponde a 66% da carga de ponta anual. A partir disso, as perdas anuais do alimentador tornam-se maiores que o caso base e tendem a aumentar seguindo um comportamento quadrático.

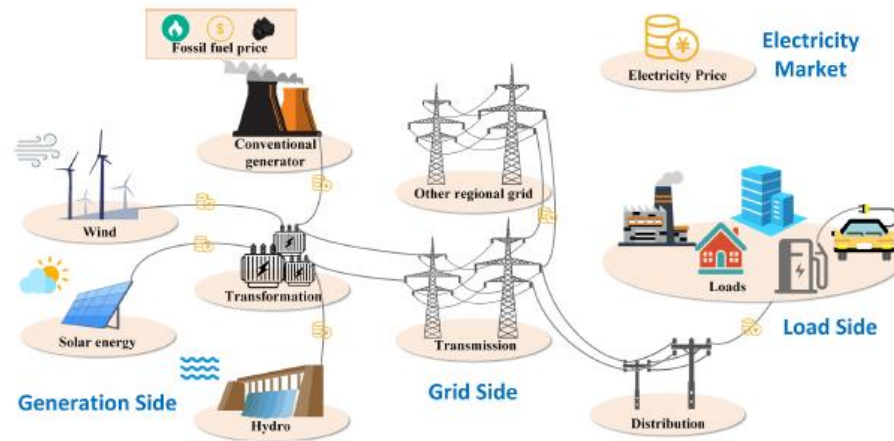
Em Impram (2020), os autores afirmam que a flexibilidade em sistemas de energia é a capacidade de fornecer equilíbrio entre oferta e demanda, manter a continuidade em situações inesperadas e lidar com as incertezas. Nos sistemas convencionais de energia, a flexibilidade foi assegurada pelo fornecimento de reservas e planejamento de geração. No entanto, ganhou uma nova dimensão nos sistemas elétricos modernos, onde a penetração das energias renováveis trouxe consigo os conceitos de incerteza de geração e disponibilidade. Outro ponto importante tratado pelos autores é que a estabilidade de um sistema de energia é um fator chave para a operação segura e ininterrupta. Os autores conceituam a estabilidade do sistema elétrico como a capacidade de restabelecer o equilíbrio operacional após ser submetido a uma perturbação física. Um dos parâmetros mais importantes na operação de sistemas elétricos de potência é a sua inércia. Quanto menor a inércia do sistema, mais o sistema é sensível a anomalias de frequência. Especialmente, os sistemas fotovoltaicos não contribuem para a inércia, pelo contrário a inércia do sistema é diminuída com o aumento da penetração desse tipo de fonte.

Desta forma, os autores concluem que os principais parâmetros para coordenar a operação de renováveis intermitentes interligadas no sistema são a faixa de potência absoluta, a taxa de rampa e duração do nível de energia.

Em Sharma (2020), os autores relatam que nos últimos anos, países como Alemanha e Austrália passaram a permitir a contribuição dos recursos distribuídos no controle e regulação de tensão da rede. Conseqüentemente, os inversores solares foram habilitados para fornecer suporte de energia reativa. O estudo assegura que o controle de tensão por inversores solares são uma boa opção em redes com relações R/X menores, por exemplo, redes de média tensão. Entretanto, mostram-se menos eficazes em redes de BT (Baixa Tensão), devido a altas relações R/X. Nestes casos as variações na potência reativa têm pouca influência na tensão, comparada as variações na potência ativa. Se por um lado, o controle de tensão por inversores conectados às unidades fotovoltaicas de BT na rede de distribuição pode ser considerado diligente para controle dos limites de tensão, por outro, o controle de tensão pela absorção de potência reativa aumenta as perdas em todos os cenários analisados, concluem os autores.

No artigo de Hui Li (2022) são tratadas a crescente penetração de fontes de energia renováveis e as crescentes variações nas cargas. Os autores relatam que este fato tem sido um desafio significativo no planejamento e operação de sistemas de energia modernos. Como bases para a solução do problema são propostas ferramentas para contornar as questões de incerteza utilizando métodos de análise de cenário.

A figura 10 representa a pluralidade da estrutura do sistema de energia moderno e os vários fatores de incerteza que estão ligados ao abastecimento do sistema elétrico. Pelo lado da geração estão as definições de coordenar o aproveitamento energético dos diversos tipos de fontes prezando pela economicidade e garantia do suprimento. Pelo lado da carga existem diversas variáveis não controladas que podem tornar mais complexa a previsão de carga necessária.



**Figura 10 - Estrutura do Sistema de Energia Moderno e a Interconexão de Diversos Recursos Associados. (Fonte: Hui Li, 2022).**

Como já citado anteriormente, em Nghitevelekwa (2018) são estudados os impactos nos sistemas de transmissão e subtransmissão causados pela inserção em grande escala de centrais fotovoltaicas. Neste ponto desta pesquisa, cabe destacar a forma didática que os autores classificam o problema da intermitência na produção de energia, comparando-o como uma perda de carga instantânea em um sistema convencional. As variações naturais a que sistemas fotovoltaicos estão expostos produzem consequente redução da captação de irradiância solar e por conseguinte redução de potência. Em sistemas tradicionais, o problema operacional de aumento de carga ou perda instantânea é contornado por:

- i. CAG (Controle Automático de Geração);
- ii. Controle da frequência e regulação da geração convencional;
- iii. Acionamento ou desligamento de unidades geradoras para equilibrar a carga e a geração;
- iv. Uso de turbinas de combustão ou unidades geradoras de ciclo combinado que possuem sistemas de queima de gás ou óleo muito responsivos, o que torna esses geradores específicos facilmente controláveis.

Por outro lado, os desafios em lidar com a operação de sistemas de transmissão atendidos por grandes blocos de geração fotovoltaica são listados como:

- i. Taxa de tomada de carga em rampa dos geradores – A taxa na qual a geração fotovoltaica perde capacidade de produção (por exemplo, MW/min) pode ser mais rápida do que a taxa na qual a geração convencional é aumentada;

ii. A geração convencional encarregada de compensar a geração fotovoltaica perdida pode atingir o máximo da capacidade de geração antes de atingir o equilíbrio desejado entre a geração e a carga;

iii. Elevado custo do combustível (óleo ou gás) em geradores de combustão, acionados em programação de suprimento emergencial.

Em ONS (2022) o Operador Nacional do Sistema emitiu carta de resposta ao MME (Ministério de Minas e Energia) com contribuições para definição das diretrizes acerca de microgeração e minigeração distribuída. Na carta foram destacados os seguintes impactos a serem avaliados em função do aumento da penetração de MGD:

- Riscos de blecautes no SIN devido a contingências na rede de transmissão e adicionalmente as desconexões de usinas UFV, praticamente ao mesmo tempo;
- Imposição de programação de reserva girante do SIN, para fazer frente às necessidades de preparar o sistema para uma rampa acentuada de geração no final do dia, devido à geração solar fotovoltaica;
- Atenuação da inércia equivalente do SIN, ao desligar usinas síncronas convencionais, reduzindo as margens de estabilidade do sistema;
- Redução dos níveis de curto-circuito do sistema, ao substituir parte da geração convencional por geração conectada via inversores.

## **2.5 Impactos na Operação das Redes de Distribuição**

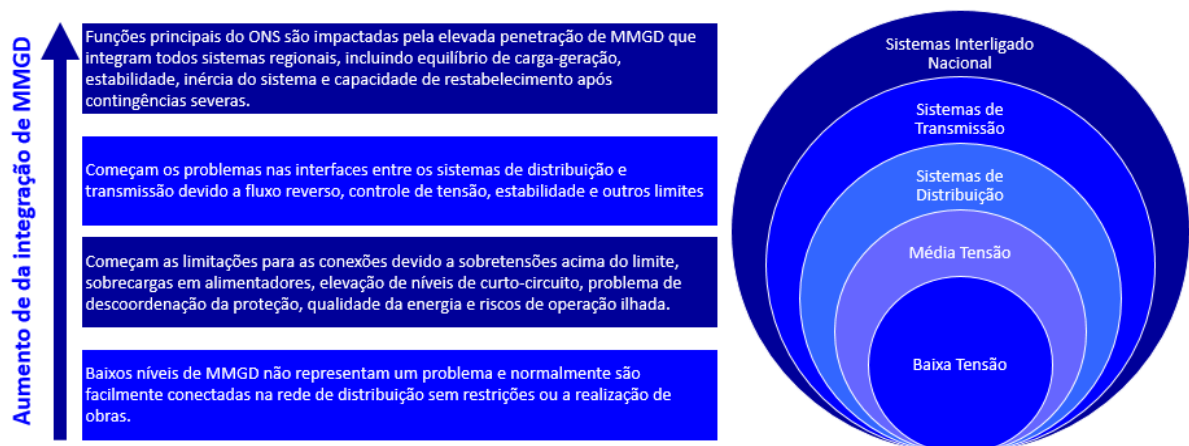
As redes de distribuição se caracterizam por extensas linhas alimentadoras em níveis de 13,8 a 23,1 kV com até centenas de quilômetros de extensão. Ao longo destas redes são utilizados recursos de controle de tensão, ora projetados para um sentido específico, unidirecional, partindo das subestações para os consumidores finais. Além disso, as imprevisibilidades das fontes geradoras excluem os procedimentos operativos sistemáticos para controle da rede. As redes de distribuição ainda convivem constantemente com adversidades que impactam na continuidade do fornecimento e na operação em tempo real. São relevantes as quantidades de causas,

tais como, queimadas, pipas, animais, descargas atmosféricas, ventanias, abalroamentos em postes, quedas de árvores sobre a rede, entre tantas outras ocorrências. Diante de tudo isso, percebe-se que o desafio de garantir qualidade e continuidade de serviços em redes de distribuição é ainda maior. Somando-se a tudo isso, a expansão de fontes renováveis tem trazido novos obstáculos a serem superados.

Cada região dos subsistemas do Brasil está em diferentes percepções em relação aos impactos causados, comparando-se com a trajetória típica de impactos comumente enfrentadas em todos os sistemas elétricos mundiais onde houve aumento de GD.

Os cenários descritos anteriormente nesta pesquisa, sugerem que os impactos são mais relevantes a medida que os números de conexões continuam a progredir. Este trabalho propõe apontar os desafios técnicos que surgirão à medida que essa trajetória ocorrer nos próximos dez anos.

A figura 11, a seguir, traz duas ideias a respeito da penetração de MMGD. Primeiramente, os círculos circunscritos a esquerda sintetizam que todos os níveis de tensão desde a baixa tensão, passando por todos os sistemas, fazem parte de um grupo maior, que por fim é englobado pelo sistema interligado. Por sua vez, os quadros empilhados a direita apontam a escala de severidade dos impactos causados após as conexões de GD no sistema elétrico, graduando-se em degraus de complicações à medida que o número de integrações acontece.



**Figura 11 - Trajetória Típica de Desafios do Sistema Associados a Conexões Crescentes de MMGD. (Fonte: AEMO, 2020 adaptado pelo autor)**

A operação de redes de distribuição em qualquer sistema passa por três vias principais de domínio: atuação, supervisão e controle. A grande questão envolvida nos sistemas de MMGD integrados às redes é que os centros de operação não possuem os três atributos principais:

- Atuação: as fontes geradoras não respondem de forma autônoma a flutuações no sistema de energia ativa ou reativa;
- Supervisão: as plantas geradoras não são geralmente supervisionadas pelos operadores do sistema, no caso regional os COD (Centros de Operação de Distribuição) ou a nível sistêmico pelo ONS;
- Controle: as centrais geradoras não podem responder às instruções dos operadores do sistema para ajustar níveis de geração. A MMGD atualmente não é supervisionada e menos ainda capaz de receber quaisquer tipos de restrições operativas por parte do centro de operação, mesmo sob condições anormais extremas do sistema.

A integração adequada das centrais de solares de geração distribuída no futuro exigirá a transição para um padrão no qual as usinas passem a utilizar modelos de inversores responsivos, participando com respostas rápidas e adequando-se aos parâmetros de qualidade de energia no sistema e assim alinhando-se às necessidades da rede de distribuição.

A supervisão e o controle dos MMGD é uma questão que deve ser levada em consideração quando o assunto se trata de maximizar os efeitos positivos dos MMGD no sistema elétrico, assim como reduzir os efeitos que impactam de forma negativa as redes de distribuição. Entretanto, no cenário atual, a supervisão e o controle e, por conseguinte a operação em tempo real de tais recursos instalados à rede são praticamente inexistentes para subsidiar uma tomada de decisão assertiva do operador localizado no COD.

Vale a pena destacar que a falta de supervisão das informações em tempo real dos MMGD pode ser definida por dois fatores: primeiro, os MMGD são de propriedade de terceiros e não há previsão regulatória quanto a disponibilização das informações. Em segundo lugar as concessionárias, ainda que tivessem essas

informações disponíveis não possuem procedimentos disciplinados de como utilizar ou representar tais informações em seus sistemas. Existe ainda uma questão emblemática em relação a responsabilidade dos custos de telecomunicação para armazenar e transmitir as informações de MMGD. Outro ponto relevante é que as faixas de potências injetadas na rede de micro e minigeração são muito extensas e fica praticamente impossível comparar no mesmo bojo usinas de microgeração até 75,0 kWp com usinas de minigeração maiores que 75,0 kWp até 5,0 MWp. Por exemplo, os efeitos promovidos nas redes por usinas de 1,0 kWp com usinas de 1,0 MWp são muito diferentes.

Como resultado da não visibilidade das MMGD, a operação da rede se torna mais conservadora e impõem em vários casos maior tempo de restabelecimento frente a interrupções.

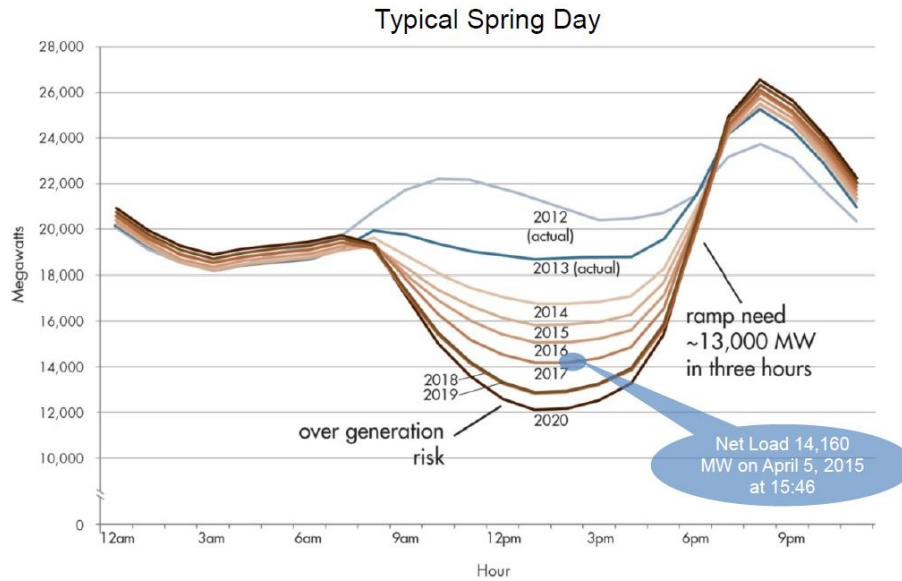
A alta penetração de MMGD, pode resultar em sobretensões no sistema de transmissão, especialmente em finais de semana ou em feriados, quando a carga da rede atinge patamares mínimos. Isto impacta na operação em tempo real pelo COD, uma vez que os recursos tradicionais para controle de sobretensões podem não ser suficientes para retornar a tensão a níveis adequados.

## **2.6 Caso da Califórnia ISO – “Curva do Pato”**

Em 2015, a empresa de distribuição americana CAISO (California Independent System Operator), publicou um gráfico que agora é comum em conversas sobre implantação em larga escala de energia solar fotovoltaica (CAISO, 2015). Na ocasião foi verificada a retomada de 13,0 GW de cargas em um período de 3 horas, fato ocorrido em 1º de fevereiro de 2016. A figura 12 a seguir ilustra a evolução do comportamento carga de consumo em GW desde 2012 até 2020 da CAISO. Pode se verificar que após a penetração de fontes renováveis a geração de energia para alimentação das cargas passou a ser feita de forma autônoma, mantendo-se de toda forma as conexões com o sistema interligado.

O gráfico destaca o período de máxima geração, por volta de 12h00, coincidentemente com o período de maior incidência solar. A situação aparentemente fica em equilíbrio, até que próximo ao término do período de horas de sol pleno, a tomada de carga se acelera, por volta de 16h00.





**Figura 12 - "Duck Curve" Característica. (Fonte: CAISO, 2015)**

No jargão do setor o problema ficou conhecido pela “curva do pato” que traz referência a forma da curva de carga diária. O evento de rápida necessidade de retomada de carga, após a geração solar diminuir e o pico da carga ser atingido, normalmente entre 17:00 e 20:00 horas, obrigando o operador da rede a tomar várias ações. Por exemplo, essa retomada ágil requer que estejam a disposição usinas flexíveis, que possam começar a gerar energia elétrica rapidamente. Em sequência outras centrais do tipo hidráulicas com reservatório ou térmicas deverão ser acionadas de modo a dar tempo para que um número maior de usinas entre em operação.

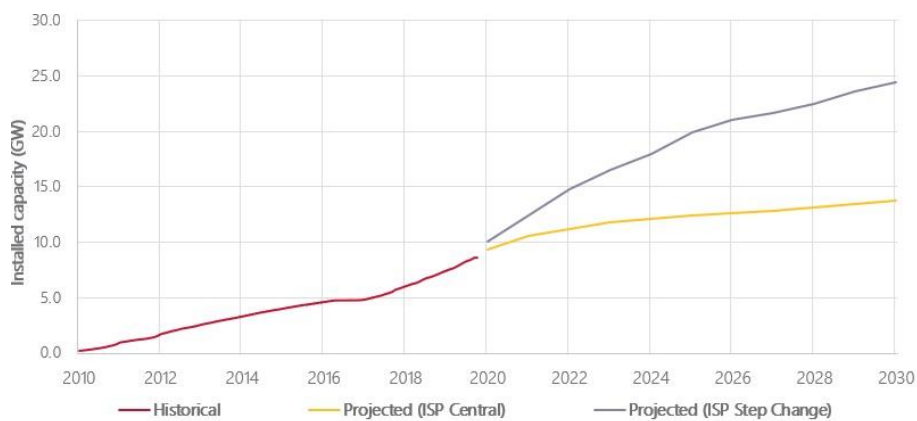
## 2.7 Caso Australiano

A Austrália registrou um forte crescimento na geração de sistemas fotovoltaicos na última década. Em 2010 haviam menos de 100.000 sistemas e ao final de 2019 já se somavam mais de 2,2 milhões. Algumas partes do país possuem elevadíssima densidade de instalações fotovoltaicas, estando entre os mais altos do mundo. Além disso, a previsão é que o crescimento continue na próxima década (AEMO, 2020).

Na Austrália, as companhias de distribuição de energia elétrica são denominadas de DNSP (Distributed Network Service Provider). As empresas são

responsáveis por construir, manter e operar as redes de distribuição. As regras nacionais de eletricidade estabelecem diretrizes para o planejamento e expansão da rede de transmissão e distribuição sob coordenação do AEMO (Australian Energy Market Operator). A Austrália possui cinco DNSP que na prática funcionam de modo semelhante às nossas distribuidoras de energia aqui no Brasil.

A figura 13 apresenta o histórico de instalações até o ano de 2019 (linha vermelha) e as projeções de crescimento de usinas fotovoltaicas em dois cenários com horizonte até o ano de 2030. A linha amarela representa o cenário com maiores restrições regulatórias. A linha escura, por sua vez, representa a evolução prevista para o caso de menores restrições na regulação. Considerando apenas o cenário mais conservador já se observa enormes desafios para a operação da rede, em função da ordem de grandeza da potência instalada deste tipo de fonte no país e os problemas característicos já comentados nesta pesquisa.



**Figura 13 - Capacidade Instalada Histórica de Centrais Fotovoltaicas Distribuídas e a Previsão de Crescimento no Sistema Interligado da Austrália. (Fonte: AEMO, 2020)**

Para obter uma melhor compreensão dos desafios técnicos com a integração de níveis crescentes de geração de FV nas redes de distribuição, a AEMO pesquisou documentos de planejamento do DNSP e realizou uma série de workshops com o objetivo de identificar os principais problemas que começaram a surgir em cada área de concessão regional.

A figura 14 é uma valiosa síntese que foi produto de análises em workshops realizados pelo AEMO na Austrália. A tabela está classificada por cinco regiões AS (Sul da Austrália), QLD (Queensland), VIC (Vitória), NSW/ACT (New

South Wales & ACT), TAS (Tasmânia) e respectivamente as empresas distribuidoras de energia responsáveis por estas regiões. Os problemas mapeados foram organizados de acordo com o nível de tensão e a respectiva localização em relação ao sistema elétrico.

Level	Issue	SA	QLD	VIC				NSW/ACT			TAS			
		SA Power Networks	Energex	Ergon Energy	CityPower	Powercor	United Energy	AusNet Services	Jemena	Ausgrid	Eventenergy	Endeavour Energy	Essential Energy	Tas Networks
Behind meter	Customer premises	Over voltage complaints	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
		DPV inverter settings	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
		Under voltage	•	•	•	•			•			•		
		Other power quality	•	•					•					
LV	LV feeder	Voltage regulation	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
		Phase balance	•	•	•		•	•	•	•	•		•	•
		Thermal capacity	•	•	•	•	•	•	•		•			•
	Distribution substation transformer	Tap setting	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•		•
		Thermal capacity	•	•	•	•	•	•	•		•			
MV	Zone substation feeder	Voltage regulation	•	•	•				•					
		Thermal capacity	•	•									•	
	Zone substation transformer	Tap range	•	•	•				•	•	•	•		
		Voltage set point	•	•	•			•	•	•	•	•		
HV	Sub trans. transformer	Voltage set point	•	•	•			•	•	•	•			
Protection	Low background fault level	•		•						•				
	Fault discrimination		•							•				

**Figura 14 - Análise AEMO dos Relatórios Anuais de Planejamento do DNSP 2019.**  
(Fonte: AEMO, 2020)

Analisando o quadro apresentado pode-se concluir que a extensão e a complexidade dos desafios de cada DNSP é específica para cada região australiana e suas redes. Segundo o documento da (AEMO, 2020), atualmente, o sul da Austrália e a região de Queensland são as que estão enfrentando os problemas mais significativos devido aos altos níveis de penetração de FV.

A AEMO publicou quatro relatórios a saber:

- Renewable Integration Study Stage 1 report
- Renewable Integration Study – Appendix A – Distributed Solar PV
- Renewable Integration Study – Appendix B – Frequency Control
- Renewable Integration Study – Appendix C – Variability and Uncertainty

Os relatórios propõem diversas ações de controle para manter a segurança da operação do sistema de energia sob forte penetração de GD, notadamente fontes

de geração eólica e solar. A AEMO indica que serão necessárias ações imediatas e estratégicas de longo prazo a fim de planejar reformas nas normatizações de equipamentos para que o NEM (National Electricity Market) da Austrália possa operar com segurança.

Uma dessas medidas é realizar o monitoramento contínuo das centrais geradoras para entender seu comportamento e tomar ações para manter o sistema seguro. Por exemplo, após uma ocorrência relevante no sistema, os operadores têm que tomar as decisões mais acertadas em relação ao restabelecimento, utilizando para isso as ferramentas e informações disponíveis. No modelo atual australiano as FV não são visíveis para os operadores de sistema e, portanto, não podem ser controladas, mesmo em condições de emergência. Com isso a operação fica mais complicada, uma vez que não se tem à disposição as alavancas operacionais para gerenciar com segurança o equilíbrio de oferta e demanda em tempo real.

A garantia da segurança e confiabilidade do sistema exige que os requisitos físicos do sistema de energia sejam atendidos em tempo real. Basicamente, isso significa garantir:

- Adequação de recursos – ter um portfólio geral suficiente de recursos energéticos diversificados para alcançar o equilíbrio em tempo real da oferta e demanda;
- Gestão de frequência – a capacidade de definir e manter a frequência do sistema dentro de limites aceitáveis;
- Sustentação da qualidade – a capacidade de manter a forma de onda de tensão e o ângulo de fase em todos os locais do sistema de energia sob condições normais e sob contingência do sistema.

A entrada em massa de fontes renováveis com características de produção inconstantes, somada a demanda cada vez mais variável e incerta levaram o sistema aos seus limites, reduzindo sua resiliência e aumentando o risco de blackouts para eventos complexos devido a perda de inércia. O conhecimento e as ferramentas que os operadores usavam no passado para operar o sistema com segurança agora são menos eficazes e precisam ser adaptados.

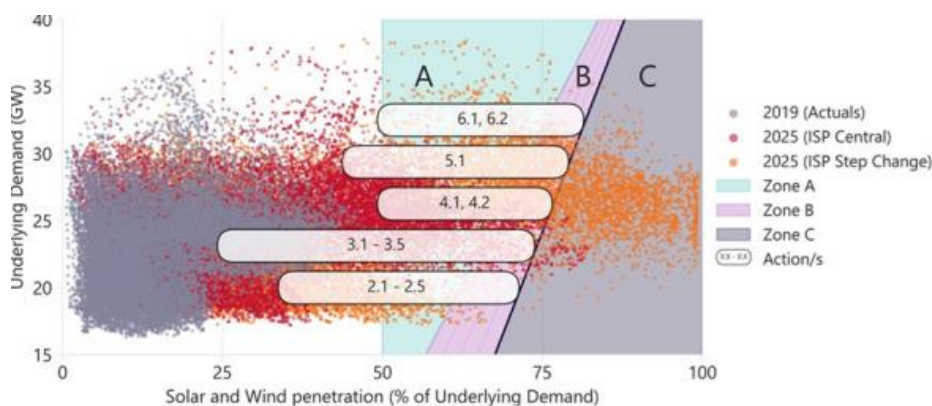
Quais seriam os limites de segurança para penetração máxima de fontes renováveis no SEP? Em AEMO (2020) o operador do sistema recomenda que é imperativo a manutenção de reservas hidroenergéticas e termoelétricas de grande

porte para manter a estabilidade e a sustentabilidade em um determinado percentual limite para não expor o sistema interligado a riscos, inclusive de blackouts.

A figura 15 aponta os percentuais limites ao quais o sistema poderia ser atendido com fontes eólica e solar, considerando cenários de 2019 a 2025. A figura divide a análise em três zonas A, B e C. Na zona A cerca de 50% da carga é atendida por GD e a operação do sistema se torna cada vez mais desafiadora em função da variabilidade das fontes.

A zona B, por sua vez, mais de 50% e menos de 70% do sistema é atendido por GD. Neste ponto os limites de inércia do sistema afetam a segurança da operação, deixando o sistema altamente vulnerável. A diagonal entre as zonas A e B indica a progressão escalonada aproximada dos limites planejados pelo AEMO em 2025.

Por último, na zona C, o sistema perde resiliência e fica altamente sensível a perda do controle de frequência e garantia dos valores mínimos de tensão aceitável. Para que o sistema possa ser atendido com 75% de fontes eólica e solar, ainda há a necessidade inegociável de geração síncrona, disponível em tempo real para manter o requisito de inércia de cada região. A operação na Zona C, com até 100% da geração eólica e solar é teoricamente viável no futuro. Isso, no entanto, exigiria métodos mais avançados de operação do sistema, juntamente com o fornecimento de serviços essenciais do sistema para garantir flexibilidade, frequência e gerenciamento de tensão adequados. A integral da área formada pela zona C representa a geração mínima de energia síncrona em tempo real necessária para manter a estabilidade sistêmica.



**Figura 15 - Limites de Segurança para a Penetração de UFV e Que podem Assegurar a Manutenção da Estabilidade do Sistema na Austrália. (Fonte: AEMO, 2020)**

### 3 Novos Cenários Regulatórios e Cases Internacionais

O planejamento e a operação do setor elétrico estão passando por transformações em diversos países com a aplicação da política dos três “D”:

- Descarbonização;
- Descentralização;
- Digitalização.

Cada país adequa seu modelo específico à medida que se acelera a entrada de novas tecnologias.

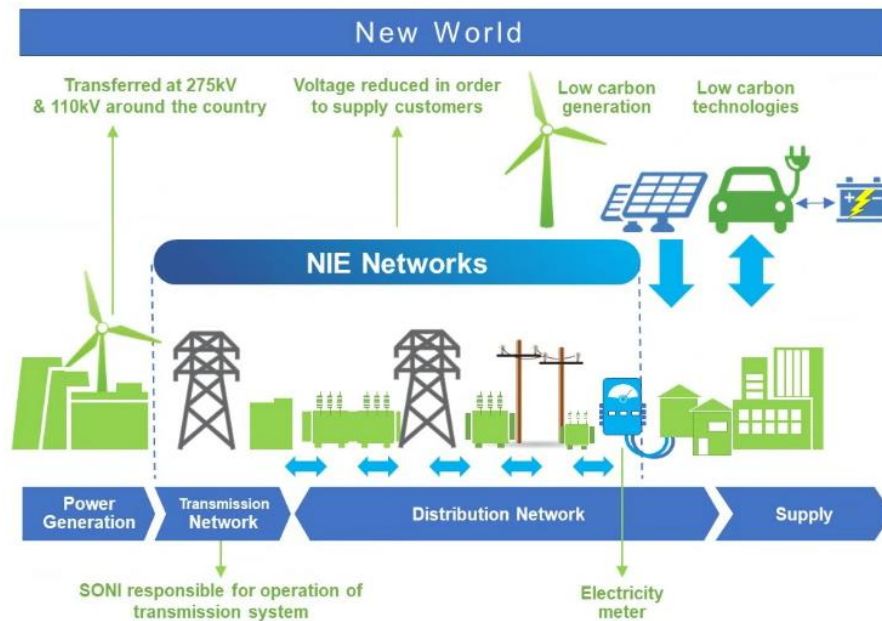
A geração distribuída está alterando a lógica de planejamento centralizado da expansão e operação das redes de distribuição, trazendo o consumidor para o centro da questão e inserindo novas camadas de complexidade para a gestão do setor elétrico.

Diante desse cenário, o papel das distribuidoras também passará por mudanças e há necessidade de se ajustar o modelo regulatório a fim de garantir a sustentabilidade após a inserção massiva de GD nas redes de distribuição.

Este capítulo pretende abordar de forma sintética questões regulatórias relevantes no modelo brasileiro e comentar o que tem sido feito em outros países.

#### 3.1 Novas Atribuições de Distribuidoras

O processo de mudança na matriz elétrica brasileira, com a inserção das MGD impôs a necessidade de evolução do papel das distribuidoras, rompendo uma cultura estabelecida há décadas de planejamento, operação e manutenção das redes. A figura 16 exemplifica essa transformação a que as distribuidoras estarão inseridas. O centro de operação tem a função de operar e manter integra a rede de distribuição em todos os seus respectivos níveis de responsabilidade. Contudo, essa renovação ampliará as atribuições para se tornar um Operador do Sistema de Distribuição. A mudança mais substancial é que nesse novo papel é que além de operar seus ativos de rede, passará a operar também outros recursos energéticos distribuídos. Além disso, poderá atuar como facilitador imparcial para permitir o acesso competitivo e otimizado dos RED nas redes de distribuição.



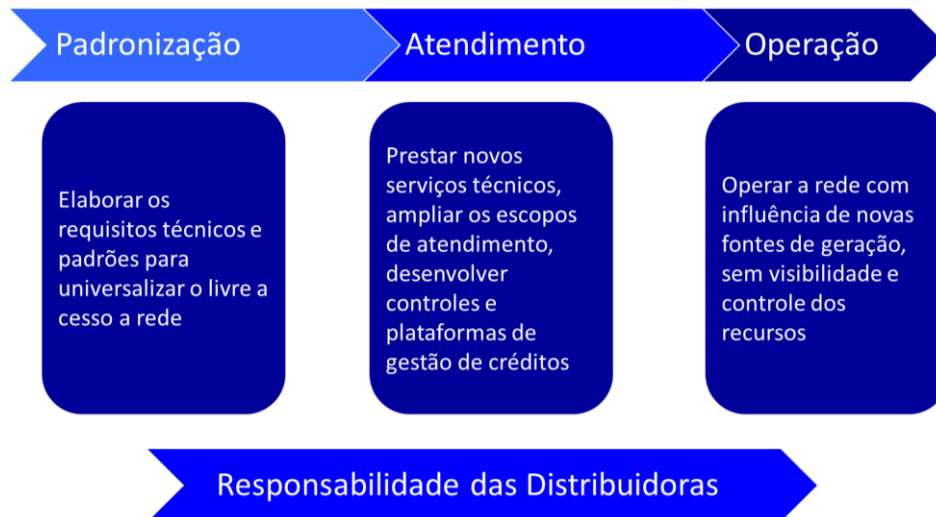
**Figura 16 – Novos Elementos do Sistema de Distribuição. (Fonte: <https://www.nienetworks.co.uk/future-networks/innovation-projects/dno-to-dso-evolution>)**

Nesse novo cenário apresentado, a entrada das MMGD no setor de distribuição já promoveu alterações na rotina das empresas em diferentes esferas:

- Padronização de procedimentos para projetos de conexão;
- Ampliações, construção de novas subestações e reforços de rede;
- Sistematização da gestão comercial de créditos gerados, transferências entre instalações consumidoras;
- Qualificação e treinamento de pessoal;
- Remodelagem ou novas plataformas computacionais de atendimento virtual;
- Custos com equipamentos de supervisão e monitoramento da rede.

A figura 17 a seguir, sintetiza em três blocos os esforços das distribuidoras para atender a demanda dos novos processos e serviços advindos pela GD. Em primeiro lugar houve a necessidade de elaborar padrões técnicos para acomodar as conexões com segurança e menor custo possível levando em consideração as diretrizes do Prodíst Módulo 3 da Aneel. Em segundo lugar toda uma estrutura teve que ser desenvolvida para englobar as etapas desde o acolhimento do pedido até a

conexão final da respectiva usina. Por fim, a operação passa conhecer os impactos da alta penetração de GD que começam discretos e vão ganhando maiores proporções a medida que o número de conexões são ligadas na rede.



**Figura 17 - Papéis Fundamentais das Distribuidoras. (Fonte Autor)**

Se por um lado, a MMGD proporcionou a postergação de investimentos na rede, utilização de fontes limpas e mais economia ao consumidor, por outro, aumentaram-se os desafios quanto ao carregamento dos alimentadores redes, complexidade da operação e impactos ocasionados em função do fluxo reverso.

Os problemas mais comuns são sobrecargas em alimentadores, sobretensões em determinados pontos, falhas em equipamentos e possíveis interrupções no fornecimento de energia por falhas de proteção.

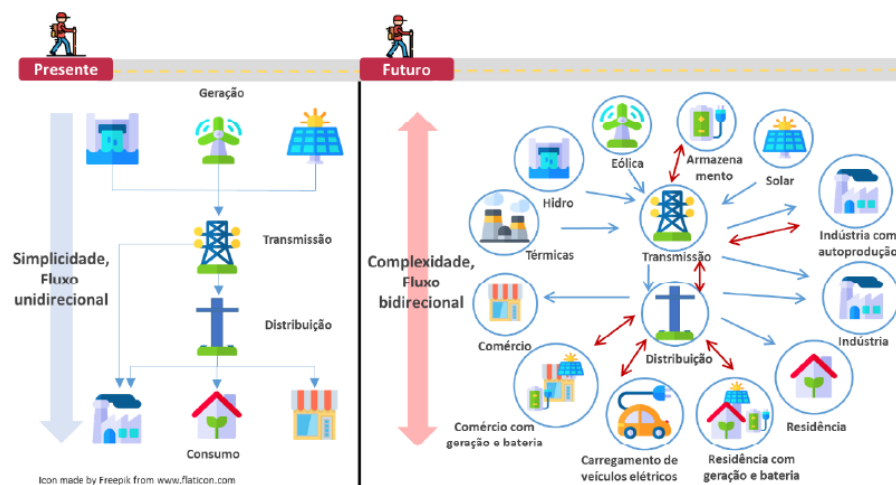
Face a este no paradigma, há necessidade de adequar os procedimentos de planejamento, operação e manutenção da rede para considerar as novas variáveis, minimizar os riscos adicionados e com isso atingir a missão de colher os frutos proporcionados pela GD.

Adicionalmente ao crescimento de responsabilidade das distribuidoras, prevê-se que maior complexidade da operação da rede. Um novo cenário passa a ter que ser considerado para controle das variáveis monitoradas pelos centros de controle, tais como, por exemplo, o carregamento de alimentadores e níveis de tensão. A chegada de tecnologias com potencial disruptivo (geração distribuída; armazenamento distribuído; veículos elétricos; controles de resposta da demanda;



usinas virtuais e microrredes) poderão transformar profundamente os sistemas elétricos da forma que conhecemos hoje, que foi projetado atender somente o fluxo unidirecional e operação centralizada por um Centro de Operações.

A figura 18 ilustra dois cenários, um tradicional já conhecido, e outro com a visão de futuro. Cada ícone representa um ator que participará do sistema, impactando-o de alguma forma. Vale também destacar que partes desse novo modelo já coexiste com o sistema convencional, enquanto outros recursos ainda são incipientes ou ainda não regulados para aplicação no mercado brasileiro.



**Figura 18 – Comparativo Entre o Modelo Atual e a Complexidade do Modelo Futuro de Distribuição de Energia. (Fonte: PNE, 2050)**

### 3.2 Possíveis Alterações no Modelo Regulatórios Brasileiro de MMDG

Em julho de 2021 a Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) divulgou um estudo para aplicação no PDE-2031 abordando a Micro e Minigeração Distribuída & Baterias. O estudo ressalta que no âmbito regulatório estão sendo discutidas alterações no modelo implantado de SCEE (Sistema de Compensação de Energia Elétrica). Pelas regras em vigor nenhuma componente tarifária é cobrada do consumidor que gera a sua própria energia. Este incentivo foi importante para estimular o desenvolvimento desse mercado e agora, devido ao número de instalações alcançar quase um milhão, fazem-se necessárias ações de aperfeiçoamento do modelo.

Conforme, já citado neste trabalho, a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, tem como objetivo servir de base para as novas resoluções normativas a serem

publicadas pela Aneel. Entretanto cabe ressaltar que uma das preocupações da lei foi evitar a especulação de mercado e venda de pareceres de acesso, sem que haja garantias para a construção dos empreendimentos. O artigo 4º é transcrito a seguir:

*Art. 4º Os interessados em implantar projetos de minigeração distribuída devem apresentar garantia de fiel cumprimento, nos seguintes montantes, conforme regulamentação da Aneel:*

*I - 2,5% (dois e meio por cento) do investimento para centrais com potência instalada superior a 500 kW (quinhentos quilowatts) e inferior a 1.000 kW (mil quilowatts);*

*II - 5% (cinco por cento) do investimento para centrais com potência instalada maior ou igual a 1.000 kW (mil quilowatts).*

*§ 1º Ficam dispensadas da obrigação de que trata o caput deste artigo as centrais de microgeração ou minigeração distribuída enquadradas na modalidade de geração compartilhada por meio da formação de consórcio ou cooperativa e enquadradas na modalidade de múltiplas unidades consumidoras.*

*§ 3º O disposto no § 2º deste artigo não se aplica caso seja celebrado contrato com a distribuidora em até 90 (noventa) dias, contados da publicação desta Lei.*

*§ 4º O não cumprimento das disposições constantes dos §§ 2º e 3º deste artigo implica o cancelamento do parecer de acesso.*

*§ 5º Os valores referentes à execução da garantia de fiel cumprimento devem ser revertidos em prol da modicidade tarifária.*

*§ 6º O interessado poderá desistir da solicitação a qualquer tempo, e a garantia de fiel cumprimento será executada caso a desistência ocorra após 90 (noventa) dias da data de emissão do parecer.*

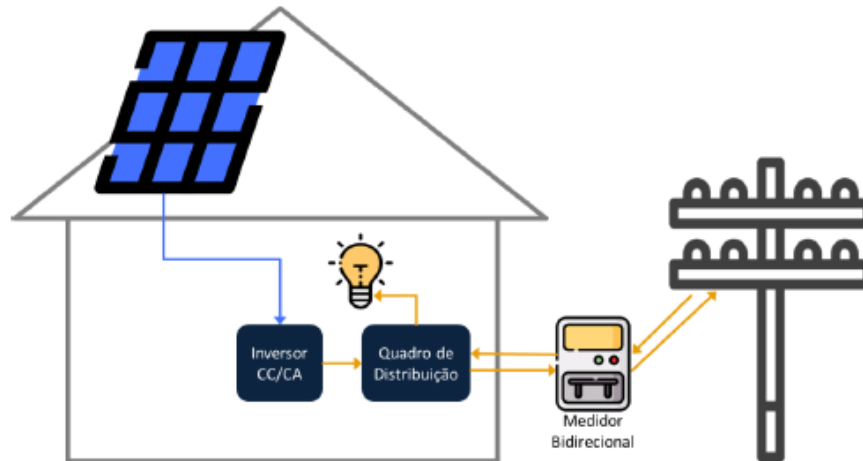
*§ 7º A garantia de fiel cumprimento vigorará até 30 (trinta) dias após a conexão do empreendimento ao sistema de distribuição.*

*§ 8º Regulamentação da Aneel definirá as condições para execução da garantia de fiel cumprimento, bem como para restituição dos valores aos interessados, nas mesmas condições em que foi prestada.*

A lei 14.300 também define que após o período de transição e regulamentação pela Aneel, as novas unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às novas regras tarifárias estabelecidas para microgeração ou minigeração distribuída. Os dispositivos da lei não serão aplicados até 31 de dezembro de 2045 para unidades

já conectadas ou que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação da lei (LEI, 14300).

A figura 19 sintetiza o modelo de conexão bidirecional de injeção de energia, ora por parte da fonte geradora, ora pela rede de distribuição.



**Figura 19 - Destaque dos Principais Elementos Para o Funcionamento de uma Microgeração Interligada na Rede de Distribuição de Energia. (Fonte: EPE, 2021 )**

Com a forte expansão da MMGD, torna-se imprescindível a discussão sobre a regras do SCEE com o intuito de melhor alinhar os incentivos e garantir a sustentabilidade econômica e financeira do setor elétrico. Uma proposta é fazer a cobrança de TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), deixando a energia injetada na rede somente para compensar outras partes da tarifa. Também se discute a aplicação de uma tarifa binômia para os consumidores atendidos em baixa tensão (EPE, 2021).

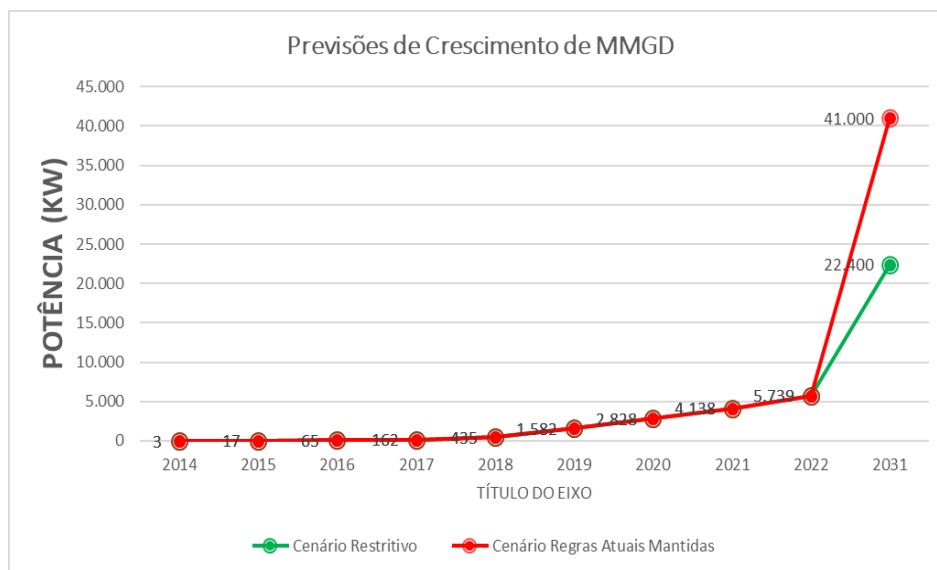
Na mesma direção, o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) aprovou em dezembro de 2020 as diretrizes para a formulação e implementação de políticas públicas voltadas à MMGD que tem como premissas:

- Livre acesso às redes das distribuidoras;
- Segurança jurídica e regulatória, com prazos para a manutenção dos incentivos dos atuais consumidores que possuem MMGD;
- Alocação dos custos de uso da rede e dos encargos, considerando os benefícios da MMGD;

- Transparência e previsibilidade nos processos de elaboração, implementação e monitoramento da política pública;
- Transição gradual das regras (CNPE, 2020).

Diante destas possíveis alterações regulatórias, que podem a princípio alterar a atratividade do modelo de participação no SCEE, a EPE traçou alguns cenários com previsões de expansão da MMGD até 2031.

O estudo apresentou cinco cenários diferentes que consideram desde a manutenção das regras atuais até a remoção dos incentivos e cobrança adicional de tarifa binômia. O gráfico ilustrado na figura 20 indica que no caso de manutenção do modelo a MMGD atingirá cerca de 41 GW de potência instalada em 2031 e que no caso de medidas mais austeras em termos de cobranças adicionais o montante pode chegar a 22,4 GW. Ainda assim, no cenário mais conservador o crescimento é de 5 vezes, comparado com a quantidade atual de MMGD.



**Figura 20 - Previsões de Crescimento de Micro e Minigeração. (Fonte: EPE, 2022)**

Além do montante expressivo de 40 GW de potência instalada que pode ser alcançado, chama a atenção as possíveis rampas de perda de geração e tomadas de carga em curtos intervalos de tempo.

O ONS vem acompanhando de perto o comportamento da curva de carga a medida que os números de conexões aumentam. Segundo registros do operador

nacional, em 2021, a MMGD atendeu aproximadamente 5% da demanda subjacente no SEP e a previsão é que:

- Até 2025, a MMGD instalada seja suficiente para atender 16% da demanda de SEP;
- No cenário superior PDE-2031, considerando as instalações em massa de MMGD, a potência instalada poderá ser suficiente para atender 40% da demanda SEP por determinados períodos diários.

A amplitude dos impactos no sistema elétrico causados pela conexão em massa de geração distribuída depende, entre outros critérios, da quantidade de usinas, se há ou não consumo local, da potência instalada e da característica da fonte geradora. Outro ponto importante na consideração dos efeitos sobre a rede está relacionado a particularidades entre áreas rurais e urbanas e também em relação ao ponto de conexão da GD com a distância da subestação e a capacidade dos alimentadores.

Em 2012 quando se criaram os dispositivos técnicos para guiar o livre acesso as redes, foi importante que houvessem incentivos para promover entrada das centrais distribuídas. A estratégia vem atingindo o seu objetivo e a MMGD começa a ter notável participação no sistema elétrico.

Apesar disso, existe um ponto de inflexão no qual estes incentivos podem significar vários desequilíbrios para a estabilidade econômico-financeira do setor elétrico. Esta observação é válida para praticamente todos os países, como será exposto a frente deste capítulo. Pois bem, em junho de 2021 a Aneel tornou disponível uma tomada de subsídios afim de obter contribuições na forma de propostas de modelos regulatórios aplicáveis ao contexto brasileiro para a inserção de recursos energéticos distribuídos.

O conceito de RED engloba geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia, mecanismos de resposta da demanda e um cenário de inserção de veículos elétricos. Além disso, cabe destacar que as microrredes e usinas virtuais fazem parte deste tema de forma indissociável. Os produtos gerados por esse estudo foram baseados nas melhores práticas internacionais, além de considerar seus potenciais impactos no setor elétrico.

Como já dito, o setor elétrico passa por profundas transformações em diversos países do mundo, cada um com suas particularidades e velocidade a que as

mudanças são percebidas. No Brasil, da mesma forma, as distribuidoras se viram obrigadas a considerar novas lógicas de planejamento da expansão e operação das redes e por conseguinte suas interfaces com o sistema interligado.

Diante desse cenário, as distribuidoras de energia, já pressionadas, ganharam novas responsabilidades e tornou-se urgente avaliar a pertinência de ajustes no modelo regulatório atual e uma possibilidade de transição a ser feita. Tais ajustes são substanciais para sustentar o crescimento de RED nas redes de distribuição sem sobrepôr aos consumidores os custos de subsídios ou outros mecanismos que impactam o valor tarifário (Aneel, 2021).

O tema em si é denso e possui vários espectros de análises os quais não são possíveis de tratar nesta pesquisa, contudo cabe destacar alguns pontos da Nota Técnica no 0076/2021-SRD que incluiu uma análise contendo as tendências gerais e os desafios da transição energética mundial. As conexões de RED em larga escala que motivaram alterações nos processos regulatórios, operacionais e comerciais do setor elétrico de vários países, similarmente farão espelho ao setor brasileiro.

A nota técnica apresenta conteúdos que embasam as propostas de adequação do modelo regulatório brasileiro motivadas pela expansão das conexões de GD. Os estudos ofertam valioso aprendizado com experiências reais, a partir dos modelos regulatórios internacionais, guardadas as individualidades específicas do Brasil, mas que de toda forma, podem contribuir significativamente para acelerar a compreensão do problema e antever riscos e estratégias de controle (Aneel, 2021).

Os estudos contidos na nota técnica da Aneel alcançam seis dimensões:

- Geração Distribuída;
- Armazenamento distribuído;
- Veículos Elétricos;
- Resposta da Demanda;
- Usinas Virtuais;
- Microredes.

### **3.3 Ajustes Regulatórios Aplicados em Outros Países**

Para operar a rede com confiabilidade, flexibilidade, garantir níveis de qualidade e ainda prover ágil restabelecimento frente a ocorrências, mesmo diante de

fatores de imprevisibilidade típicos de GD, agências reguladoras de vários países identificaram ajustes a ser aplicados nos modelos.

Os setores que disciplinam as normas regulamentadoras de países como Alemanha, Austrália, Itália e Califórnia reconheceram a imprescindibilidade de gatilhos que possam garantir a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras em um contexto de queda de consumo e da necessidade de elevados investimentos para reforçar e ampliar a rede devido à alta inserção de GD.

Basicamente, os modelos utilizados pelos reguladores são o “revenue-cap” e o “decoupling”. No “revenue-cap” se estabelece uma receita máxima para a distribuidora para que ela possa exercer sua atividade com o menor custo dos serviços prestados. Já no “decoupling” (desacoplamento) não há essa limitação e o mecanismo tem como objetivo principal proteger as distribuidoras contra os riscos de mercado.

Entretanto, esses regimes têm resultado em aumentos nas tarifas dos consumidores, como verificado sobretudo na Alemanha e na Califórnia (AHEAD, 2020). Na Califórnia, por exemplo, elevados volumes de investimentos foram reconhecidos na receita permitida das empresas e acabaram por onerar as tarifas aplicadas aos consumidores. Da mesma maneira, observou-se aumento nas contas dos consumidores também na Austrália, Itália e Colômbia (Aneel, 2021).

Na mesma direção, o regulador de Nova Iorque aplicou métodos híbridos de “decoupling” e tarifas volumétricas. Os resultados também sobrecarregaram os consumidores que não possuem GD, especialmente os de baixa renda (Stein, 2018).

Para mitigar este efeito, são aplicadas tarifas que possuem componentes fixas e demanda na maioria dos países, aplicados com o objetivo de redução dos subsídios cruzados causados pelos sistemas conectados na rede.

Na Austrália, exemplificativamente, a tarifa de demanda também é citada pela AEMO como um mecanismo que pode melhorar o gerenciamento do consumo durante os horários de pico. No entanto, é importante ressaltar que a cobrança fixa deve ser justa para remunerar os custos e investimentos necessários para uma operação segura da rede e ainda compatível com os demais consumidores que não possuem GD (AEMO, 2020).

No Reino Unido o regulador britânico avalia a necessidade de aperfeiçoamentos no modelo tarifário, em função da alta penetração de GD, com

objetivo de elevar a eficiência das distribuidoras e, conseqüentemente, possibilitar redução das tarifas para os consumidores (NAO, 2020).

A Itália é outro exemplo de país que está adaptando o modelo regulatório em função da GD. O regulador italiano está utilizando uma sistemática de “Forward Looking” (Melhoria Continua) e do mecanismo de remuneração TOTEX. A abordagem TOTEX visa eliminar distorções no “trade-off” entre custos operacionais e custos de capital, equalizando incentivos para que a solução se torne mais eficiente (Enel, 2016).

Alinhado com o objetivo inicial deste trabalho, de expor os impactos promovidos pela pressão de GD conectadas na rede, observa-se que países que apresentaram problemas quanto a sobrecarga de alimentadores e dificuldade de manter níveis adequados de tensão, todos constataram a necessidade de um modelo que permita à distribuidora realizar os investimentos necessários para garantir a segurança e a flexibilidade operativa da rede.

Dessa forma, independentemente do país e bastante condicionado ao estágio de difusão da GD, dois pilares são essenciais para pôr em prática essas adequações no ambiente regulatório e propiciar a integração em massa de fontes renováveis distribuídas, preservando a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras de energia elétrica e, igualmente, sem sobrecarregar as tarifas dos demais consumidores:

- Diretrizes da política energética do país;
- Revisão dos modelos de remuneração das distribuidoras e a composição da estrutura tarifária.



## 4 Estudos de Casos de Impactos da MMGD na Rede de Distribuição

A atual quantidade de MMGD, em torno de 3,6 GWp, considerando os empreendimentos já conectados ou em construção indicam a necessidade de se estudar mudanças de procedimentos de operação da rede de distribuição. A operação em tempo real tende a ficar cada vez mais complexa, frente a contingências ou durante o gerenciamento de tensão e carregamento de linhas, a fim de manter a condição do sistema elétrico dentro dos níveis normais de operação.

No domínio do SIN, os impactos causados pelas usinas despachadas centralizadamente e a repercussão que as usinas de MMGD agrupadas possuem já trazem sinalizações que que novos estudos são necessários para garantir a segurança do sistema.

Durante o desenvolvimento desta pesquisa se verificou que ainda não existem procedimentos de rede do ONS ou instruções de operação das distribuidoras específicos quanto a operação do sistema elétrico considerando os impactos causados pela inserção em massa de GD. Vale destacar que, os estudos relativos ao tema já se iniciaram com apoio da GIZ (Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit) (GIZ, 2019). A GIZ é uma agência alemã de cooperação internacional voltada para projetos de desenvolvimento sustentável em escala mundial.

Desta forma, ainda não estão plenamente desenvolvidos procedimentos de rede ou instruções de operação sistematizados para aplicação em distribuidoras do Brasil. Este fato se justifica porque o tema é novo e ainda não foram atingidos os níveis de influência que justifiquem mudanças de procedimentos de forma imediata, mas sim a médio prazo.

Este capítulo irá apresentar os impactos reais causados por MMGD já conectadas nas redes da Cemig e os possíveis desafios atuais e futuros a serem enfrentados. De modo geral, os impactos de MMGD nas redes de distribuição da Cemig são principalmente:

- Sobretensão;
- Alcance do limite de capacidade de transformação em subestações e sobrecargas em redes de distribuição;
- Inversão de fluxo;
- Rampas de carga;

- Desequilíbrio de tensão;
- Desafios em coordenar o sistema de proteções da rede de distribuição com as proteções das centrais geradoras.

Os registros das grandezas analógicas que serão apresentados neste capítulo foram obtidos por meio de sistema de medição e automação da Cemig, instalados nos pontos de conexão com as usinas ou diretamente na subestação de distribuição. Os dados das medições são integrados em intervalos de 15 minutos e armazenados em uma plataforma que permite a consulta das informações pelas áreas interessadas.

A tabela 5, a seguir, apresenta um resumo de informações dos casos que serão apresentados.

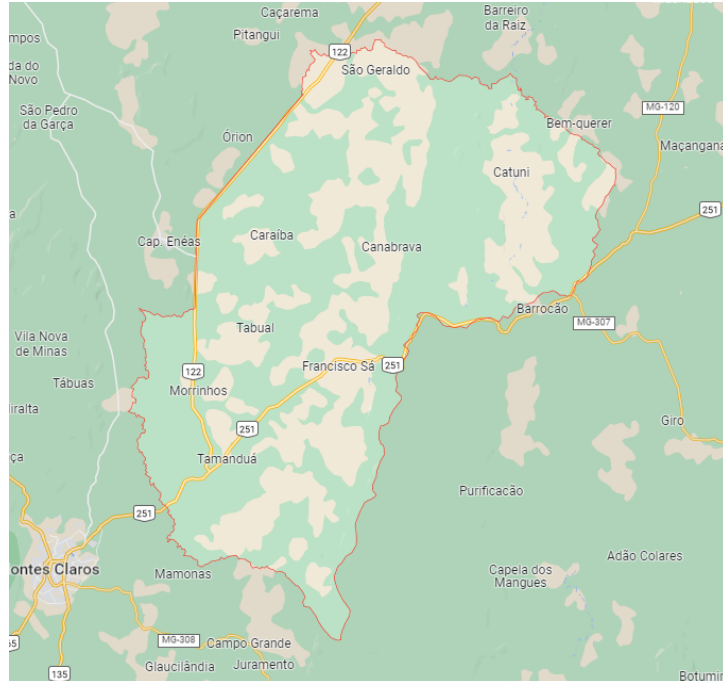
**Tabela 5 - Resumo de Informações dos Estudos de Casos**

Estudos	Data Conexão (Ano)	Potência [kW]	Religador	Tensão Nominal Fase - Fase (kV)	Município	Fonte	Classificação	Potência [MW]
Caso 1	2019	4920	280404	13,8	Francisco Sá	Radiação solar	Minigeração	4,92
Caso 2	2017	1000	308909	13,8	Brasilândia de Minas	Radiação solar	Minigeração	1
Caso 3	2020	4920	330735	13,8	Porteirinha	Radiação solar	Minigeração	4,92

#### 4.1 Desafios no Gerenciamento da Tensão em Francisco Sá

A região Norte do estado de Minas Gerais têm sido uma das áreas mais utilizadas para instalação de plantas solares. A taxa de incidência solar é uma das mais elevadas do mundo e a região possui grande quantidade de propriedades disponíveis a preços módicos para construção das usinas.

O caso estudado a seguir se localiza na cidade de Francisco Sá. O município possui cerca de 25.000 habitantes e está a 475 km de Belo Horizonte e 54 km de Montes Claros, a cidade mais desenvolvida no norte mineiro. A figura 21, a seguir, ilustra a localização de Francisco Sá e as cidades limítrofes que lhe fazem fronteira.



**Figura 21 - Mapa Geográfico de Francisco Sá. (Fonte: MAPS, 2022)**

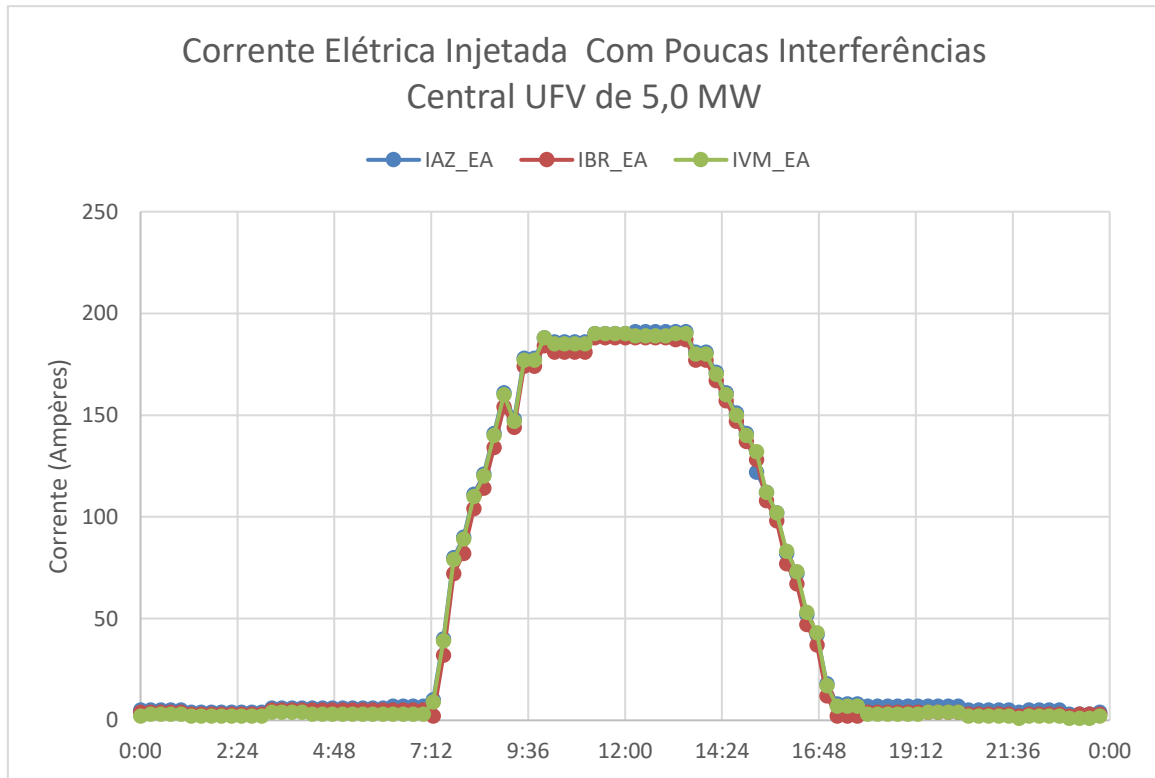
A usina analisada possui capacidade instalada fotovoltaica de 6,494 MWp, com 19.680 módulos de 330 kW e 82 inversores de 60 kW, com potência injetada total de 4,920 MW. A central foi conectada ao sistema em 2019.

A tabela 6, a seguir, apresenta as informações gerais do alimentador que atende a UFV. O comprimento total do alimentador é de 246,91 km, sendo que a distância elétrica da subestação até o ponto de conexão com a usina é de 12,66 km.

**Tabela 6 - Dados do Alimentador do Estudo de Caso 1. Fonte: (GDIS GE, 2022)**

Dados Gerais				Extensão por Tipo de Rede (Km)							
Comprimento Total	246,91 Km			Rede Urbana		Rede Rural					
Comprimento do Tronco	0,02 Km			Convencional	5,22		Convencional	239,25			
Comprimento dos Ramais	246,89 Km			Protegida	0,49		Protegida	1,80			
Número de Traços	348			Isolada	0,0		Isolada	0,0			
Demanda Total	5012 kVA			Subterrânea	0,0		Subterrânea	0,00			
Perdas Totais	23,6 %			Carga Instalada (kVA)							
Número de Equipamentos				Distribuída	373		Rural	6497			
Reguladores	4		Capacitores	0		Concentrada	5857		Total	12727	
Religadores	11		Seccion.	0		Número de Clientes					
CH Fusível	72		CH Tripolares	0		Secundários	406		Rurais	496	
CH Unipolares	25		CH Trip. - CR	0		Primários	4		Total	906	
Auto-Trafo	0		Pt Trafo 34,5kV	0							

A figura 22 apresenta as curvas de corrente para as três fases para o período de injeção típica, considerando 24 horas.



**Figura 22 - Correntes Fases a, b e c (data 01/06/2022). Fonte: (EGRAF, 2022)**

A figura 23 destaca outro dia de medição desta usina. O gráfico serve para exemplificar a possibilidade de intermitência de geração da fonte solar, uma vez que a produção pode ser perturbada por diversos fatores.

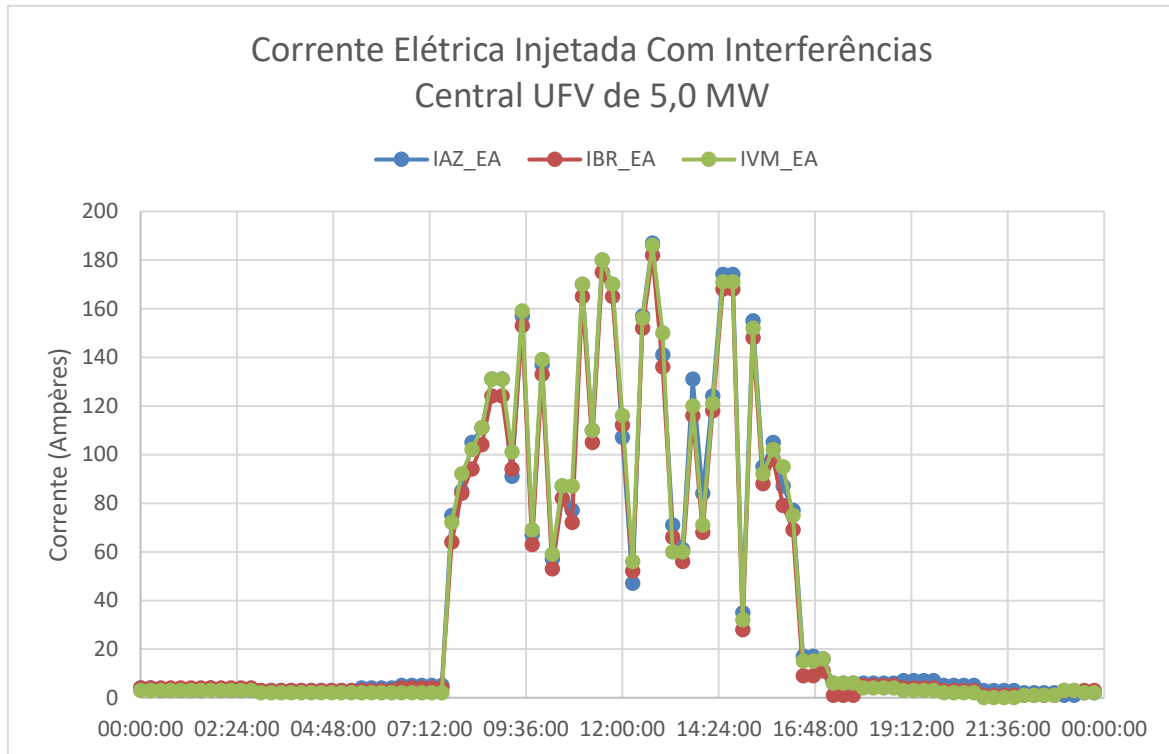


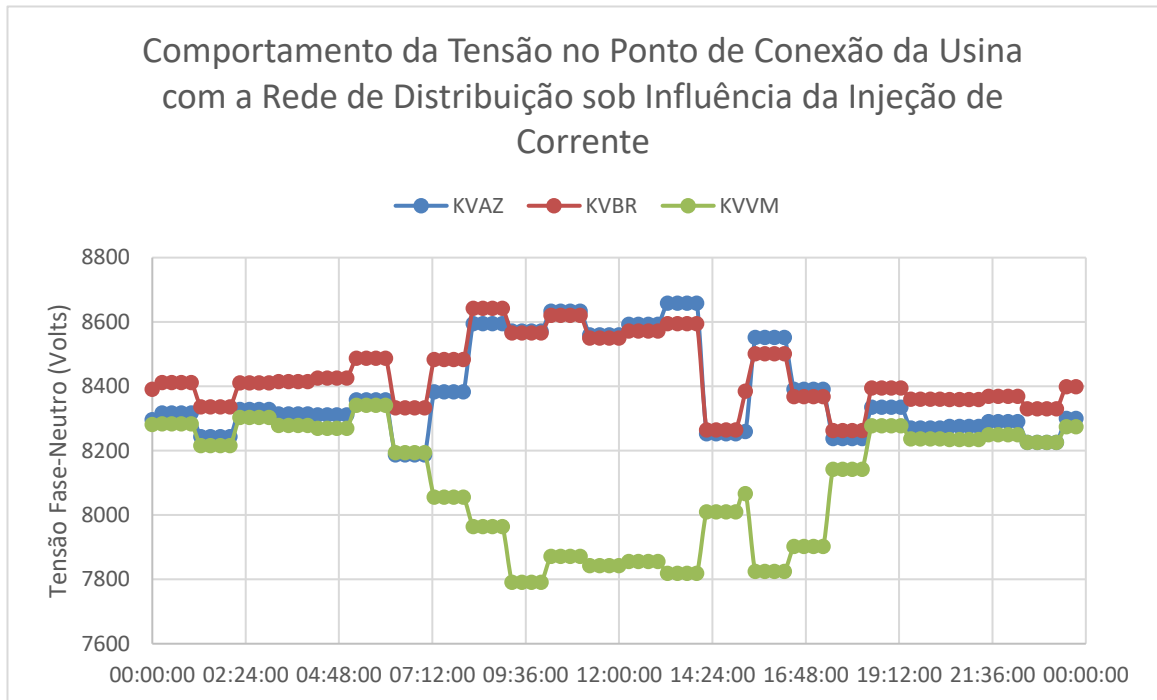
Figura 23 - Corrente nas Fases a, b e c (data 21/06/2022). Fonte:  
(EGRAF, 2022)

Em seguida, a figura 24, apresenta para o mesmo dia da curva anterior de correntes, o comportamento da tensão nas três fases. Vale a pena destacar que no caso deste gráfico a medição de tensão é a entre fase e neutro. A tensão fase-fase nominal é 13,8 kV e a fase-neutro nominal é 7,967 kV.

Observa-se que antes da entrada da usina, a tensão na fase a (azul), b (verde) e c (vermelha) é normalizada, com valores em torno de no máximo 8,392 kV, ou 1,05 pu, consideradas dentro do limite da faixa adequada. Contudo, coincidentemente ao período de funcionamento da central geradora, as tensões nas fases a e b violam os limites superiores e a fase c tem um descolamento das outras fases, apesar de estar classificada dentro dos limites regulatórios. Outro ponto interessante que deve ser considerado na figura 23 é que os picos e vales de injeção de corrente são síncronos com os ápices e quedas de tensão.

O comportamento atípico da tensão na fase c pode ter como raiz um elevado desequilíbrio de cargas entre as fases. O gráfico destaca o quanto é desafiador para a concessionária controlar a tensão no ponto de conexão com a central geradora. São duas fases com sobretensão e uma com subtensão. As soluções de controle de tensão são normalmente trifásicas, tornado complexa a

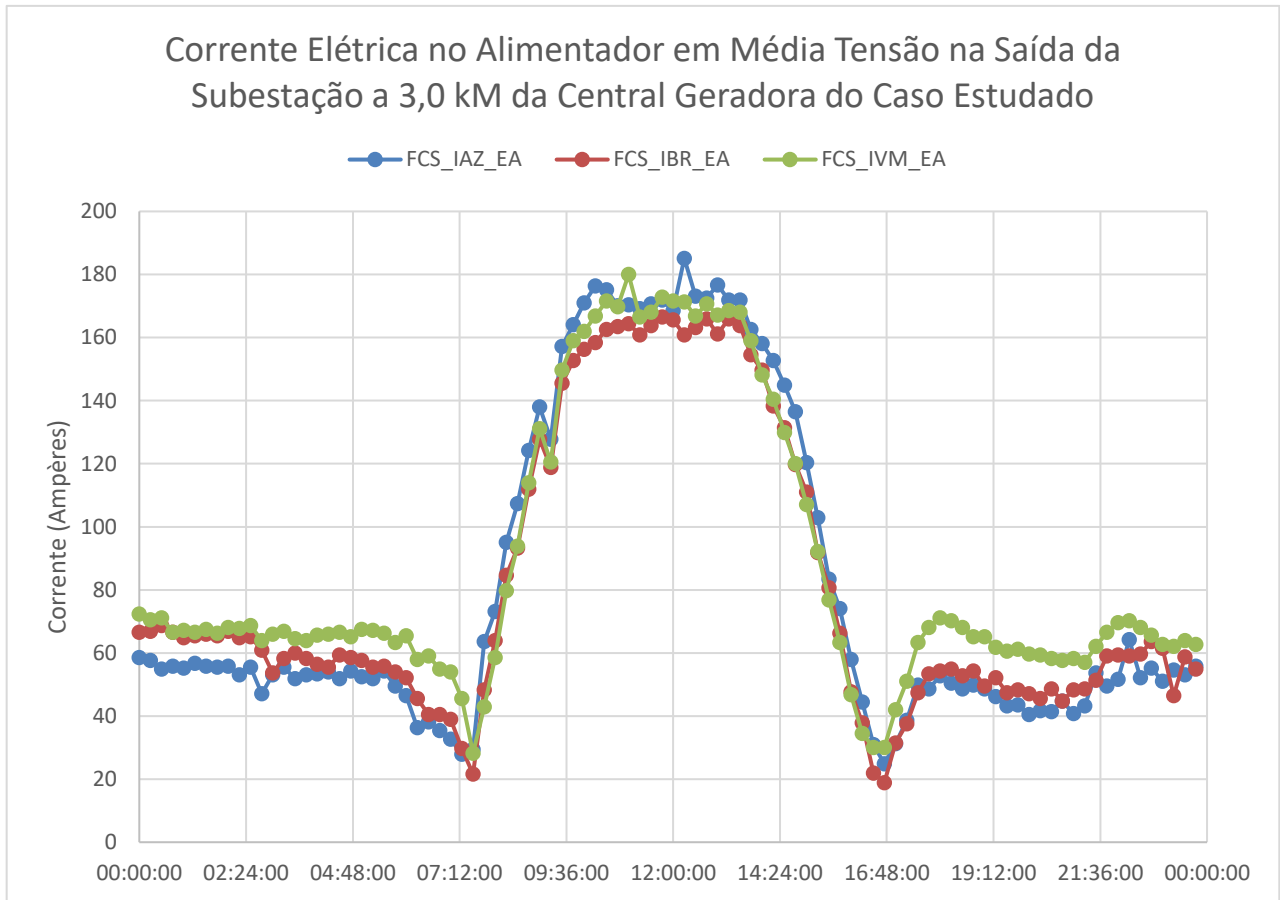
aplicação de correções discrepantes para fases no mesmo circuito. Vale lembrar que no modelo atual, todas as usinas são passivas, operam com fator de potência unitário e não utilizam a contribuição dos inversores para controle da tensão.



**Figura 24 - Tensões nas Fases a, b e c (data 21/06/2022). Fonte: (EGRAF, 2022)**

Outro ponto a ser destacado, no gráfico anterior, é que a alocação desequilibrada de instalações fotovoltaicas e cargas (bifásicas e monofásicas) na rede de BT resulta em tensões anormais nas três fases. Por sua vez, um fluxo de carga desequilibrado reduz a eficiência dos equipamentos trifásicos, ora conectados. No caso mais comum, o excesso de cargas em uma mesma fase, poderá resultar em queda significativa de tensão.

Os gráficos das figuras 25 e 26 demonstram as contribuições das centrais de MMGD conectadas ao sistema de distribuição durante um dia típico do mês de junho de 2022. A figura 25 destaca o comportamento da corrente no alimentador e a figura 26 no transformador principal da subestação. Na proporção que ocorre a injeção de energia durante o período de irradiância, a corrente se eleva, produz potência em seus níveis máximos e se mantém de forma regular durante certo intervalo. Após o fim do ciclo solar, a geração se reduz e a corrente do alimentador volta para os seus níveis naturais, em torno de 70 Ampères.



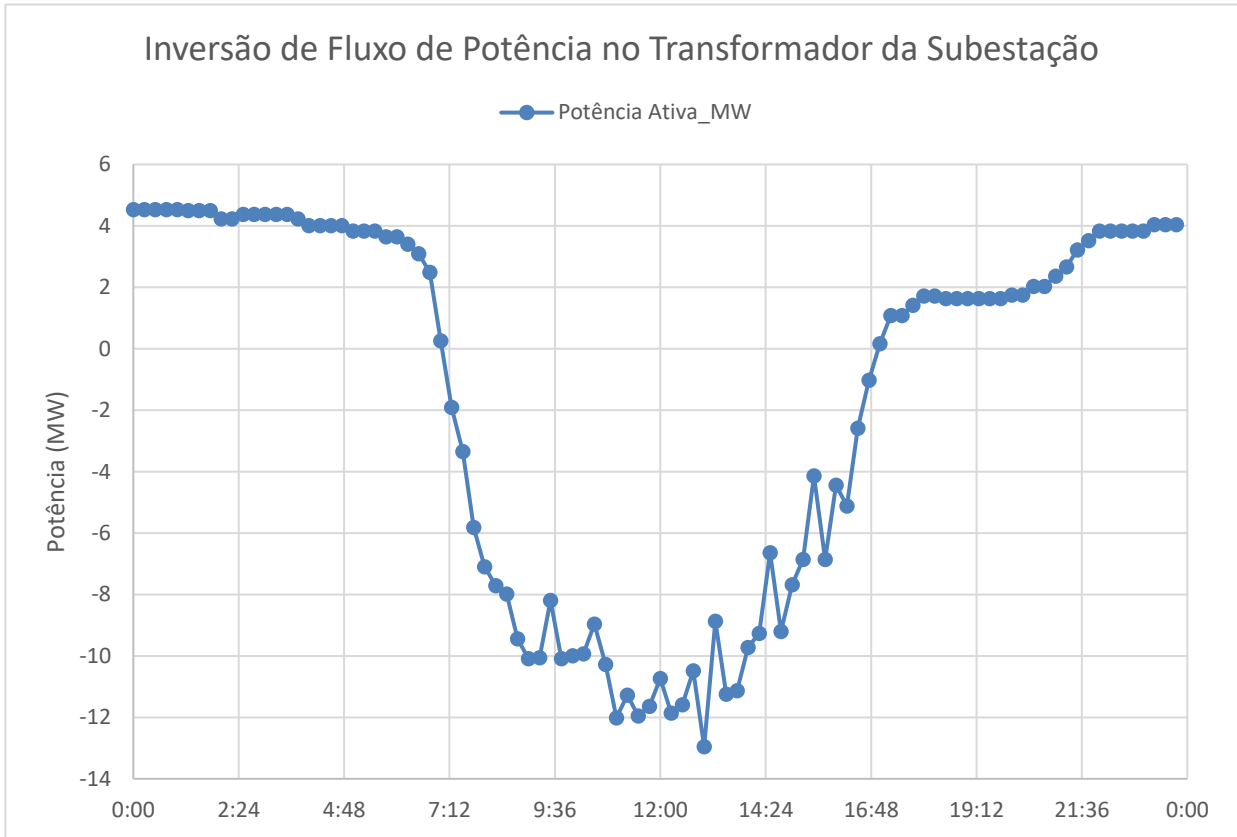
**Figura 25 - Correntes nas Fases a, b e c no Alimentador de 13,8 kV na Saída da Subestação. Fonte: (EGRAF, 2022)**

À medida que mais usinas de MMGD são conectadas, a geração local eventualmente absorve e compensa a demanda até o ponto em que os fluxos de energia nos alimentadores de MT superam as cargas e são revertidos. Ao introduzir fluxos elétricos em outra direção, causados pelo aumento das MMGD, vários desafios são verificados na operação da rede de distribuição, especialmente:

- Controle da tensão;
- Sobrecargas;
- Coordenação das proteções.

A figura 26 apresenta a curva de potência ativa do transformador da SE cuja potência máxima é de 15 MVA. O limite de atendimento, considerando somente cargas está bem longe da capacidade nominal, contudo, ao considerar a injeção de

geração, já se atinge o limiar de capacidade nominal do alimentador. Neste caso, o risco é ultrapassar os limites térmicos da SE e promover significativos impactos quanto a vida útil dos equipamentos.



**Figura 26 – Inversão de Fluxo de Potência no Transformador da SE Francisco Sá.**  
**Fonte: (EGRAF, 2022)**

## 4.2 Sobretensão no Ponto de Conexão em Brasilândia de Minas

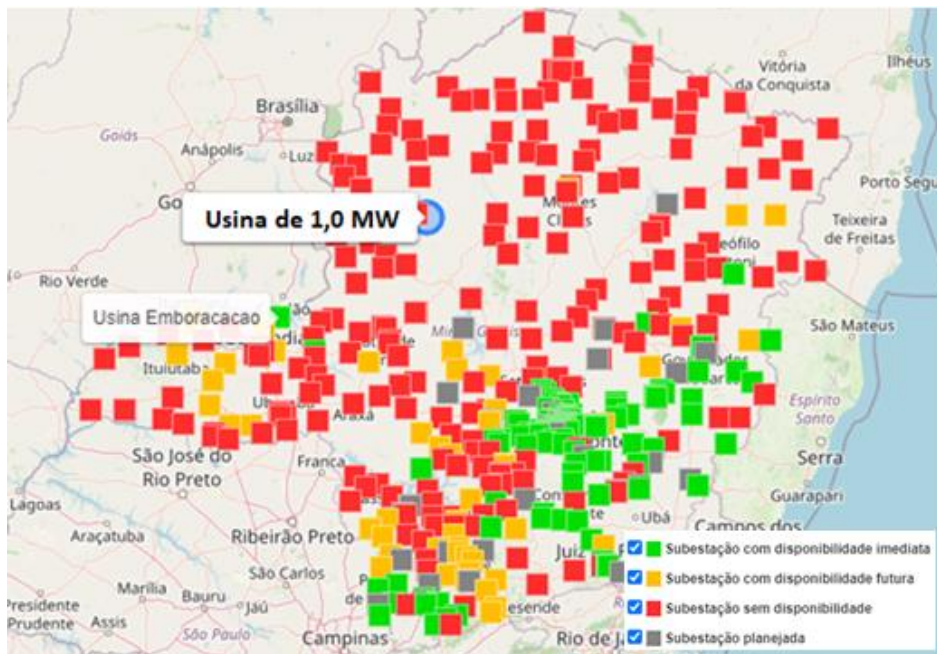
O estudo de caso apresentado a seguir é de uma central UFV com potência instalada de 1.000 kW. Diferentemente do caso anterior, esta instalação não é exclusivamente uma central geradora para injeção da potência produzida. O consumidor possui demanda contratada de 1800 kW para consumo de energia devidos aos seus processos fins. O caso está localizado na cidade de Brasilândia de Minas, região norte do estado de Minas Gerais. A região tem sido bastante explorada em termos de empreendimentos solares, de modo que, a subestação na qual está conectada a UFV se encontra esgotada para conexões de novos empreendimentos.



A figura 27 ilustra as situações das subestações da Cemig para escoamentos de projetos de minigeração. Além disso, se encontra destacada a posição onde está instalada a usina de 1,0 MW em questão.

As informações do gráfico exibem quatro situações em relação a capacidade de transformação das SE:

- Verde (disponibilidade imediata);
- Amarelo (disponibilidade futura);
- Vermelha (esgotada);
- Cinza (subestação planejada).

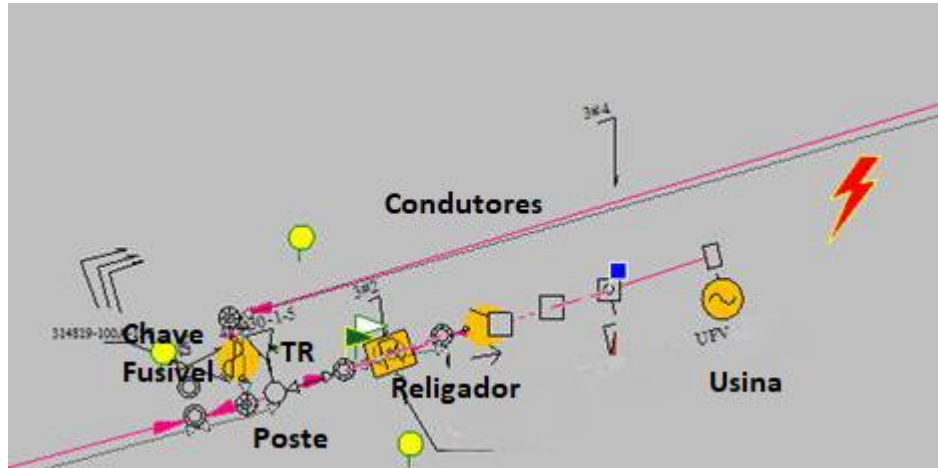


**Figura 27 - Mapa de Disponibilidade de Minigeração. Fonte: (Cemig, 2022)**

A figura anterior foi obtida de uma plataforma computacional, denominada de “Mapa de Disponibilidade de Minigeração”, de livre uso para os consumidores interessados em consultar a capacidade da rede disponível para novos empreendimentos (CEMIG, 2022).

A usina desse caso foi conectada ao sistema em 2017, não tendo sido indicadas obras necessárias no parecer de acesso. Dois anos após a conexão, a UC (Unidade Consumidora) apresentou reclamações de sobretensão no seu ponto de

conexão. A figura 28 demonstra o diagrama de alimentação da central geradora, por meio de um programa de georreferenciamento elétrico de propriedade da Cemig. O diagrama destaca as simbologias de condutores, postes, chave fusível, religador, chave faca e a UFV.



**Figura 28 - Diagrama de Rede de Distribuição de Média Tensão. Fonte: (GDIS GE, 2022)**

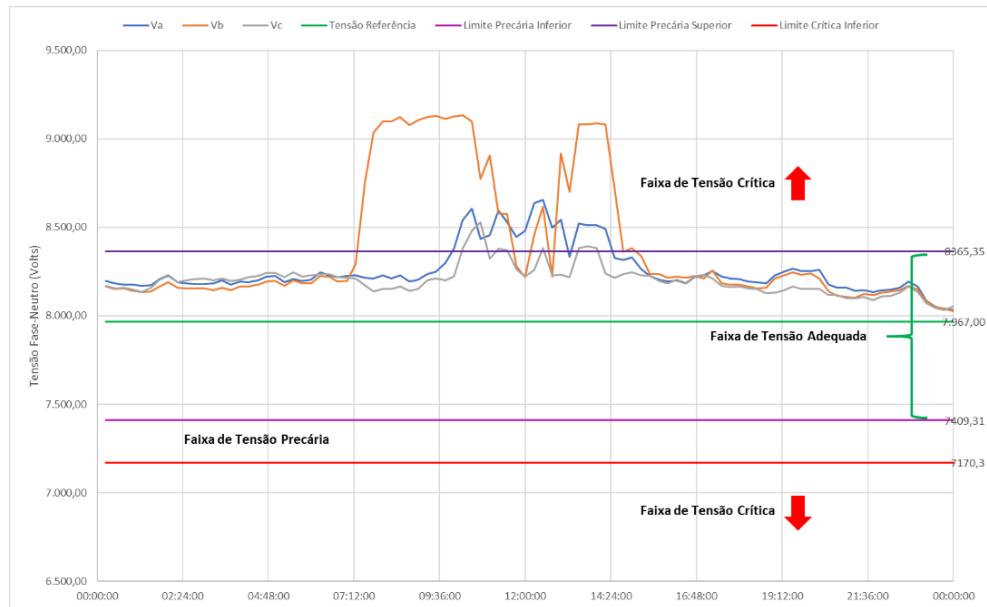
A tabela 7, a seguir, apresenta as informações gerais do alimentador que atende a UFV. O comprimento total do alimentador é de 357,96 km, sendo que a distância elétrica da subestação até o ponto de conexão com a usina é de 23,09 km.

**Tabela 7 - Dados do Alimentador do Estudo de Caso 2. Fonte: (GDIS GE, 2022)**

<b>Dados Gerais</b>		<b>Extensão por Tipo de Rede (Km)</b>			
Comprimento Total	357,96 Km	<b>Rede Urbana</b>		<b>Rede Rural</b>	
Comprimento do Tronco	8,86 Km	Convencional	6,98	Convencional	346,74
Comprimento dos Ramais	349,09 Km	Protegida	2,00	Protegida	1,37
Número de Traços	256	Isolada	0,70	Isolada	0,08
Demanda Total	1410 kVA	Subterrânea	0,0	Subterrânea	0,02
Perdas Totais	14,4 %	<b>Carga Instalada (kVA)</b>			
<b>Número de Equipamentos</b>		Distribuída	1530	Rural	3732
Reguladores	4	Capacitores	0	Concentrada	7312
Religadores	15	Seccion.	0	Total	12574
CH Fusível	55	CH Tripolares	0	<b>Número de Clientes</b>	
CH Unipolares	36	CH Trip. - CR	0	Secundários	1016
Auto-Trafo	0	Pt Trafo 34,5kV	0	Rurais	196
				Primários	4
				Total	1216

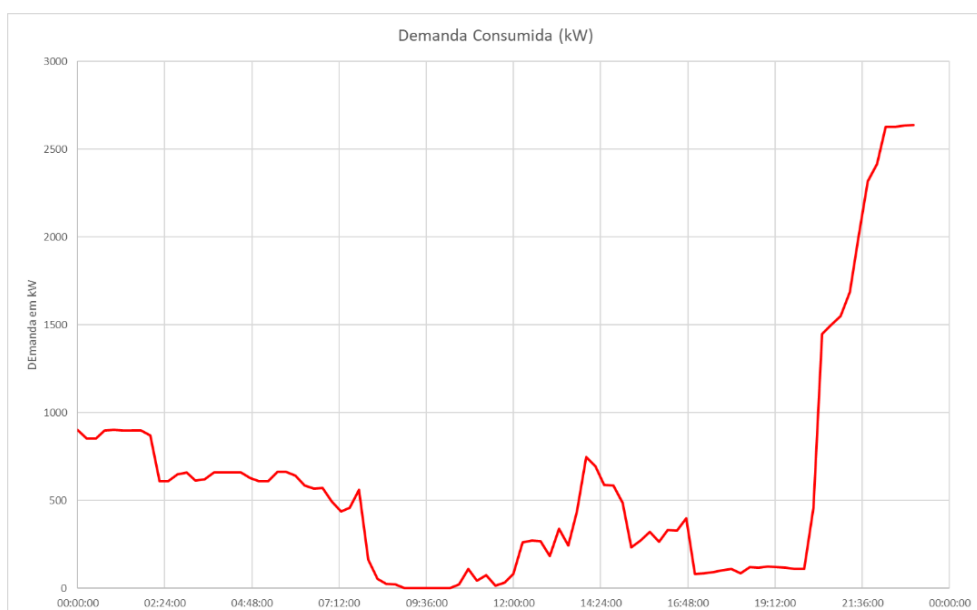
Após realizados estudos e medições, coube a unidade consumidora a percepção de ressarcimentos por parte da concessionária por violações de DRC (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica). O gráfico da figura 29 indica

a violação dos níveis de tensão, coincidentes com o período de máximas injeções típicas. É possível presumir que tal efeito é derivado do desequilíbrio entre a potência consumida e a energia injetada no ponto de conexão.



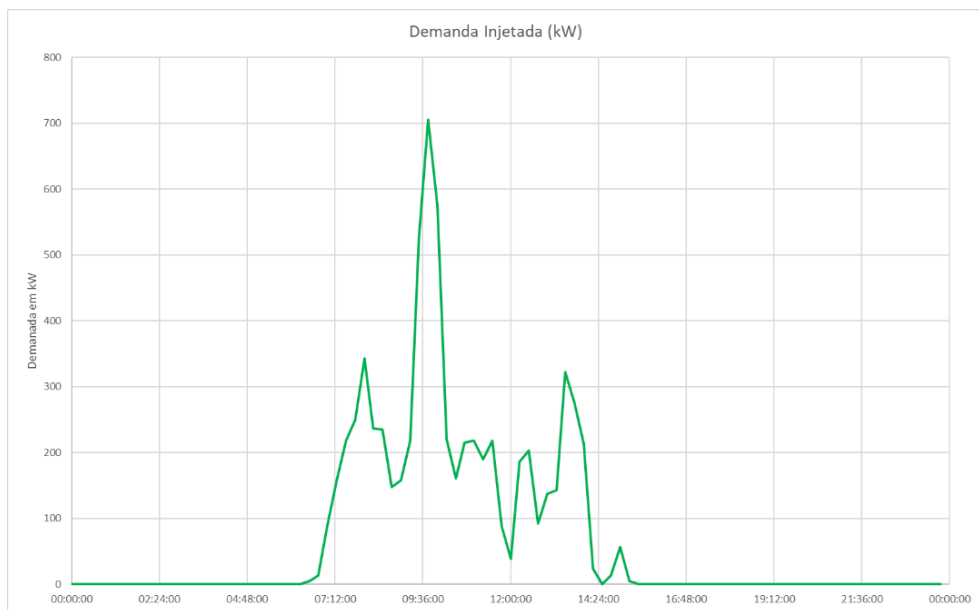
**Figura 29 - Violação de Níveis de Qualidade de Tensões Fase-Neutro Fases a, b e c. (Fonte: MECE, 2022)**

A figura 30 apresenta as demandas máximas de potência em kW consumidas no mesmo período da figura anterior, referente aos níveis de tensão.



**Figura 30 - Demanda Consumida em kW. (Fonte: MECE, 2022)**

A figura 31 apresenta as máximas injeções de potência em kW no mesmo período das figuras anteriores.



**Figura 31 - Demanda Injetada em kW (Fonte: MECE, 2022)**

A reflexão a ser feita é que a concessionária pode ser imputada como responsável por um problema não produzido por ela. A redução de degraus de tensão para gerenciar a faixa de tensão entregue ao consumidor pode ser extremamente desafiador devido a:

- Natureza intermitente de geração;
- Ajustes fixos de faixas de TAP de transformadores e reguladores de tensão;
- Tempo de resposta dos reguladores de tensão;
- Variabilidade das cargas conectadas;
- Ausência de redes projetadas com reatores;
- Característica passiva das MMGD;

- Ausência de supervisão e controle das centrais de MMGD.

Os registros de tensões atuais desta UC se encontram normalizadas. A Cemig realizou estudos e efetuou ajustes no banco regulador de tensão a montante da usina, afim de controlar os níveis de tensão da rede de distribuição no ponto de conexão com a UFV. A figura 32 apresenta os níveis de tensão atuais. Vale a pena destacar que há ainda a elevação de tensão durante o período de injeção, contudo, sem violar a faixa de tensão considerada adequada.

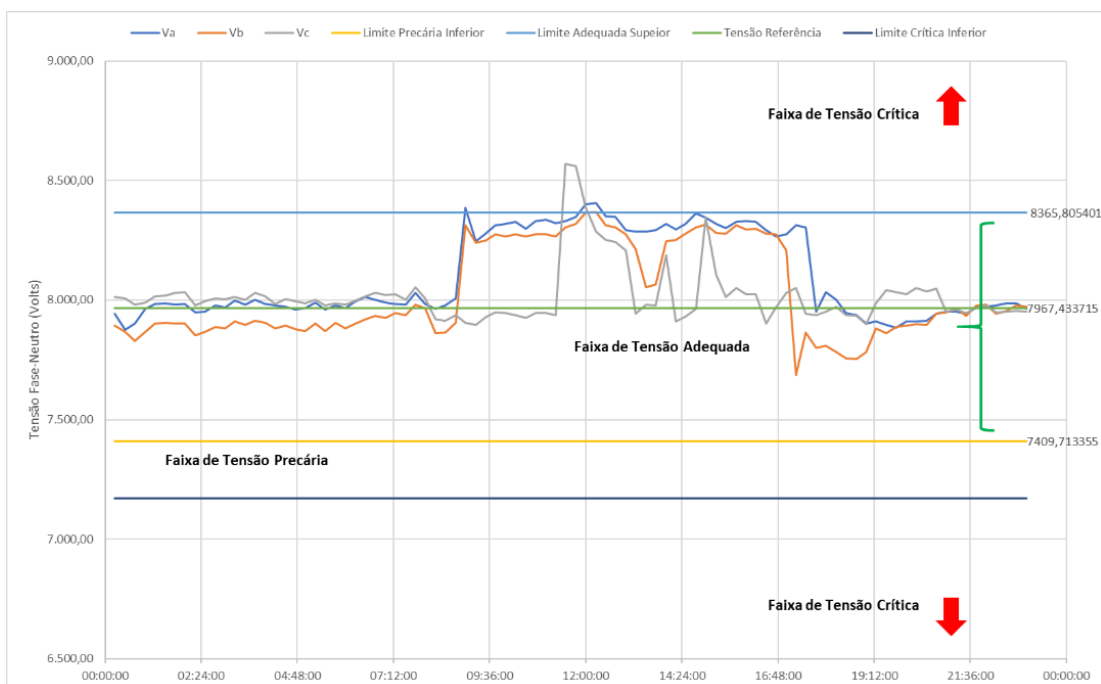
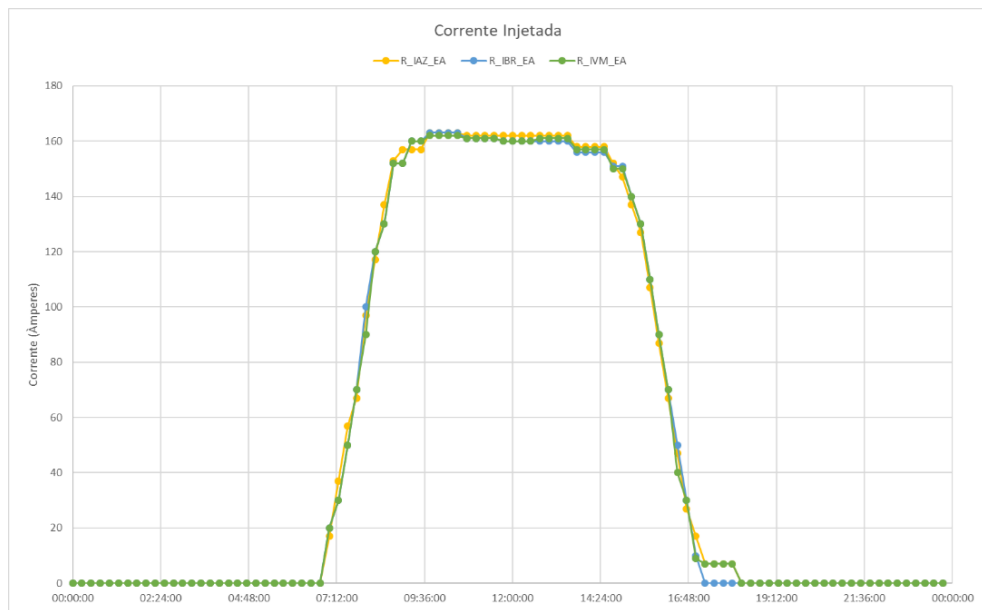


Figura 32 - Tensão Fase-Neutro Após Correções. (Fonte: MECE, 2022)

### 4.3 Análise da “Curva do Pato” de Porteirinha

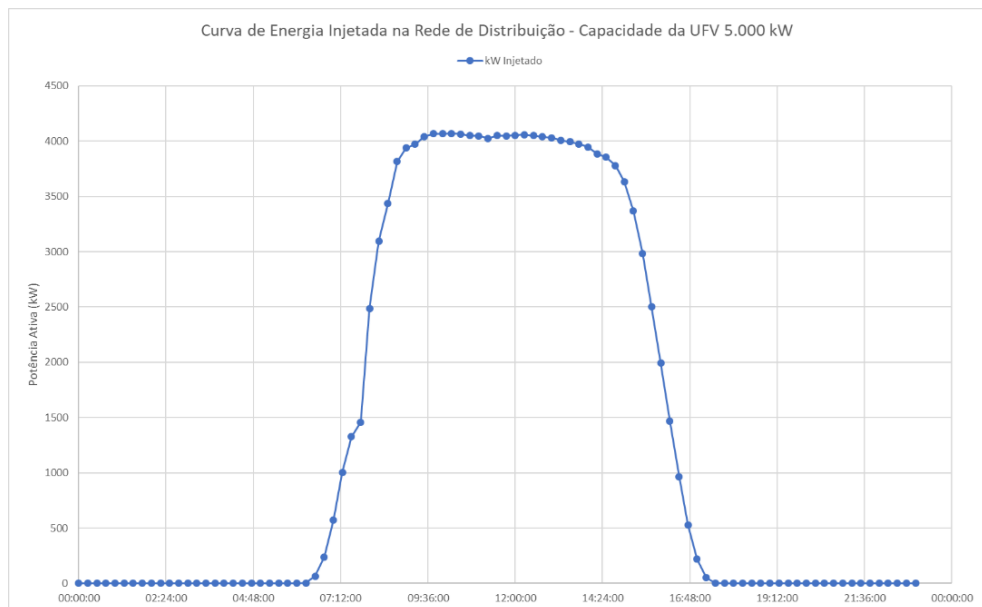
O ponto principal deste estudo de caso é sem dúvida a perfeita curva do pato típica que se forma na SE Porteirinha 2. Entretanto, vale a pena comentar alguns outros aspectos relevantes. Em primeiro lugar, cabe destacar os perfis de geração com curvas de aspectos idênticos formados pela corrente de injeção, figura 33, e potência de injeção na figura 34. A capacidade instalada de inversores nesta central UFV é de 5.000 kW, contudo a usina não operou aos seus patamares máximos no período extraído e apresentado nos gráficos a seguir. No gráfico da figura 33, a

corrente máxima está por volta de 168 A, por fase. A tensão nominal da central é de 13,8 kV.



**Figura 33 – Curva de Corrente nas Fases a, b e c injetadas no Alimentador de Rede de Distribuição no Período de um Dia. (Fonte: EGRAF, 2022)**

A potência produzida então fica: Potência Produzida (kW) =  $(\sqrt{3} \times 168 \times 13.800)/1000 = 4.015$  kW, conforme ilustrado na figura 34, a seguir.



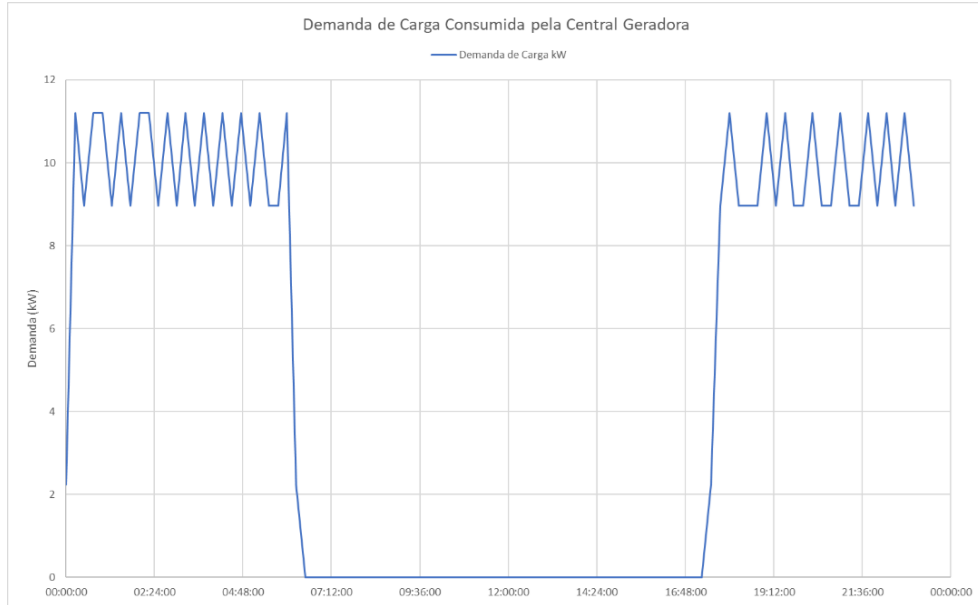
**Figura 34 – Curva de Potência Ativa de Injeção da Usina. (Fonte: EGRAF, 2022)**

A tabela 8, a seguir, apresenta as informações gerais do alimentador que atende a UFV. O comprimento total do alimentador é de 357,96 km, sendo que a distância elétrica da subestação até o ponto de conexão com a usina é de 5,19 km.

**Tabela 8 – Dados do Alimentador do Estudo de Caso 3. Fonte: (GDIS GE, 2022)**

Dados Gerais				Extensão por Tipo de Rede (Km)			
Comprimento Total	775,52	Km	Rede Urbana		Rede Rural		
Comprimento do Tronco	7,74	Km	Convencional	16,58	Convencional	747,06	
Comprimento dos Ramais	767,77	Km	Protegida	8,68	Protegida	3,15	
Número de Traços	1664		Isolada	0,0	Isolada	0,0	
Demanda Total	2773	kVA	Subterrânea	0,0	Subterrânea	0,0	
Perdas Totais	0,0	%	Carga Instalada (kVA)				
Número de Equipamentos			Distribuída	4061	Rural	14019	
Reguladores	3	Capacitores	0	Concentrada	5075	Total	23155
Religadores	48	Seccion.	0	Número de Clientes			
CH Fusível	241	CH Tripolares	0	Secundários	3854	Rurais	3262
CH Unipolares	53	CH Trip. - CR	0	Primários	2	Total	7118
Auto-Trafo	0	Pt Trafo 34,5kV	0				

Em relação a demanda de consumo da central geradora, o primeiro ponto é assegurar que existe uma necessidade de consumo pela central. A figura 35 apresenta a curva natural de demanda consumida. Em função da característica de operação da central UFV, durante o período de produção, as necessidades internas da usina são supridas pela própria energia gerada. Já durante o período noturno, de não produção, a concessionária atende as necessidades de suprimento da central. Basicamente, esta energia tem como finalidade iluminação, sistemas de segurança, supervisão, controle e atividades de manutenção. Os valores de demanda consumida podem variar de usina para usina e é importante conhecer tais patamares a fim de ajustar corretamente as proteções direcionais (sobrecorrente e potência) no sentido da “carga”. Apesar do baixo consumo, os ajustes são normalmente fundamentados nos valores mínimos de correntes capazes de sensibilizar os TC (Transformador de Corrente) que transmitem os sinais aos relés e garantir a operação correta da proteção.



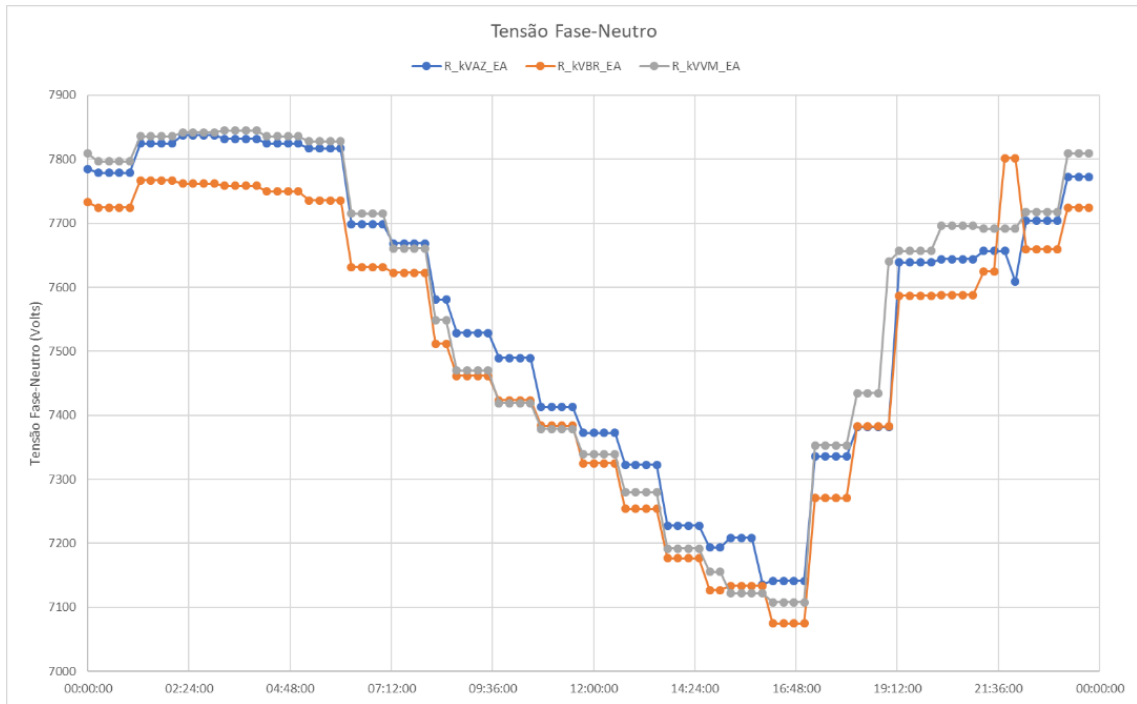
**Figura 35 - Gráfico do Comportamento das Demandas Máximas no Sentido Carga da Usina. (Fonte: EGRAF, 2022)**

Outro ponto relevante a ser explorado neste estudo de caso é a queda de tensão na rede de distribuição durante o período de injeção da UFV. Essa não tem sido uma situação incomum, e é verificada em vários alimentadores de 13,8 kV da Cemig. O problema é inverso ao caso de Brasilândia de Minas, do estudo de caso anterior citado neste trabalho. Conforme se verifica nas curvas da figura 36 há acentuada queda de tensão no alimentador próximo ao ponto de conexão no período entre 07h00 da manhã até 16h00. O fato em si, chama a atenção e coincide com o intervalo de produção da usina. A fim de enfatizar esta ocorrência serão apresentados os gráficos sobrepostos posteriormente. A figura 37 mostra as tensões fase-neutro das três fases:

- Fase a: Azul (R\_kVAZ\_EA);
- Fase b: Branca (R\_kVBR\_EA);
- Fase c: Vermelha (R\_kVVM\_EA).

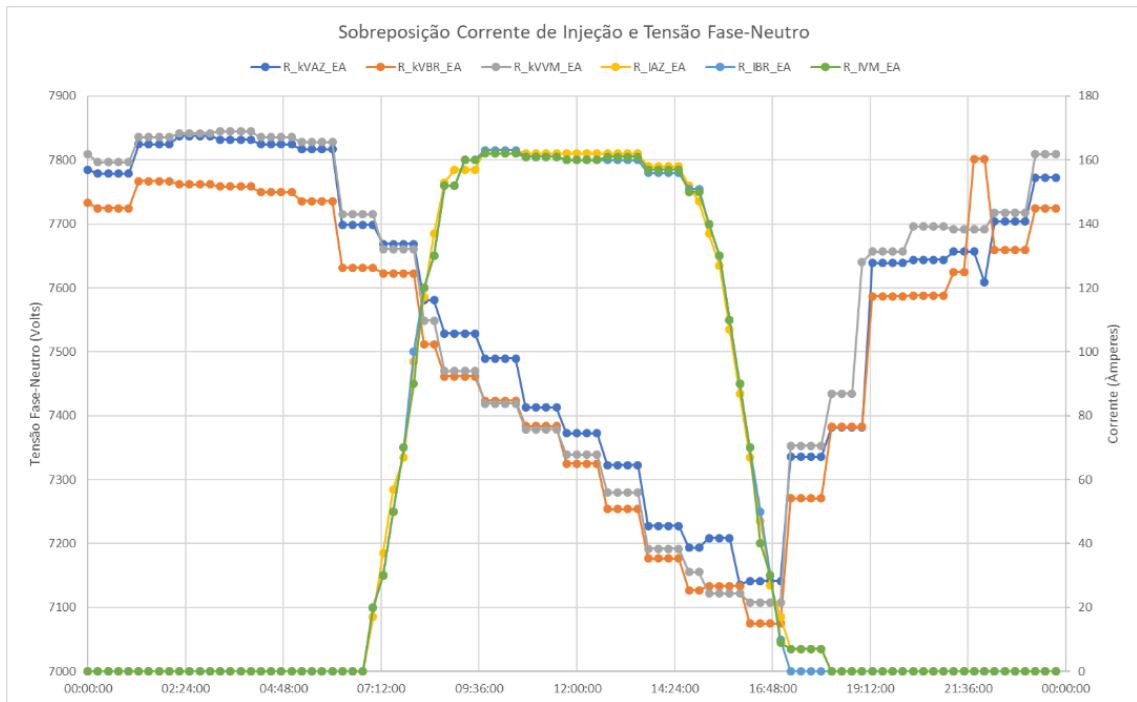
A tensão de referência desta UFV é a tensão fornecimento nominal fase-fase 13,80 kV, portanto a tensão fase neutro nominal é 7,97 kV. No intervalo mais crítico a tensão se reduz em mais de 10% da tensão de referência.





**Figura 36 - Curva Diária de Tensão no Ponto de Conexão com Queda Acentuada.**  
(Fonte: EGRAF, 2022)

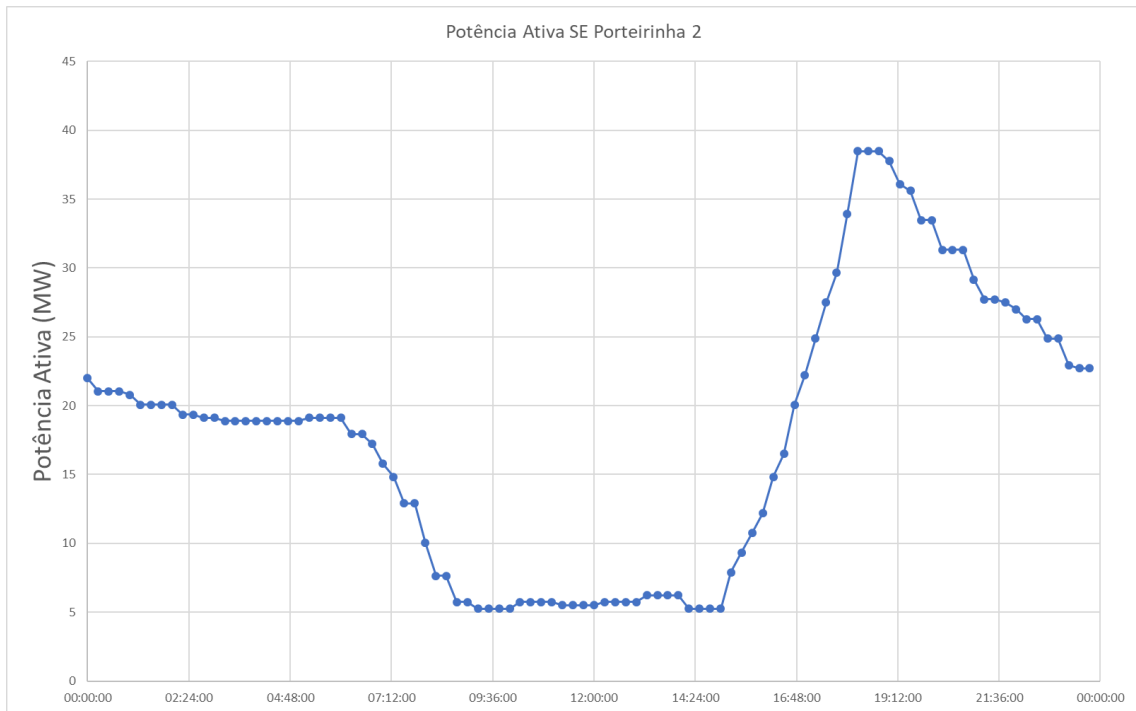
A figura 37, a seguir, ilustra de forma sobreposta as curvas de corrente de injeção com eixo do lado esquerdo e a curva de tensão com eixo do lado direito. Pode-se observar que a queda é ato contínuo na proporção que ocorre a injeção da energia na rede. Este efeito adverso pode ser causado devido ao aumento nas perdas estimuladas pela inversão de fluxo no alimentador. Tal aumento de perdas tem como consequência o aumento da queda de tensão no ponto, fazendo com que a tensão afunde de forma sistemática. Como os inversores são passivos, operam fixamente com FP (Fator de Potência) igual a 1,0, não há contribuição por parte da UFV para corrigir e elevar os níveis de tensão. A distribuidora, por sua vez, lança mão de recursos na rede e na própria SE na tentativa de gerenciar a tensão, utilizando, por exemplo, BRT (Banco Reguladores de Tensão) e AVR (Automatic Voltage Regulator) comandados por relés.



**Figura 37 - Sobreposição dos Gráficos de Tensão e Injeção de Corrente no Ponto de Conexão. (Fonte: EGRAF, 2022)**

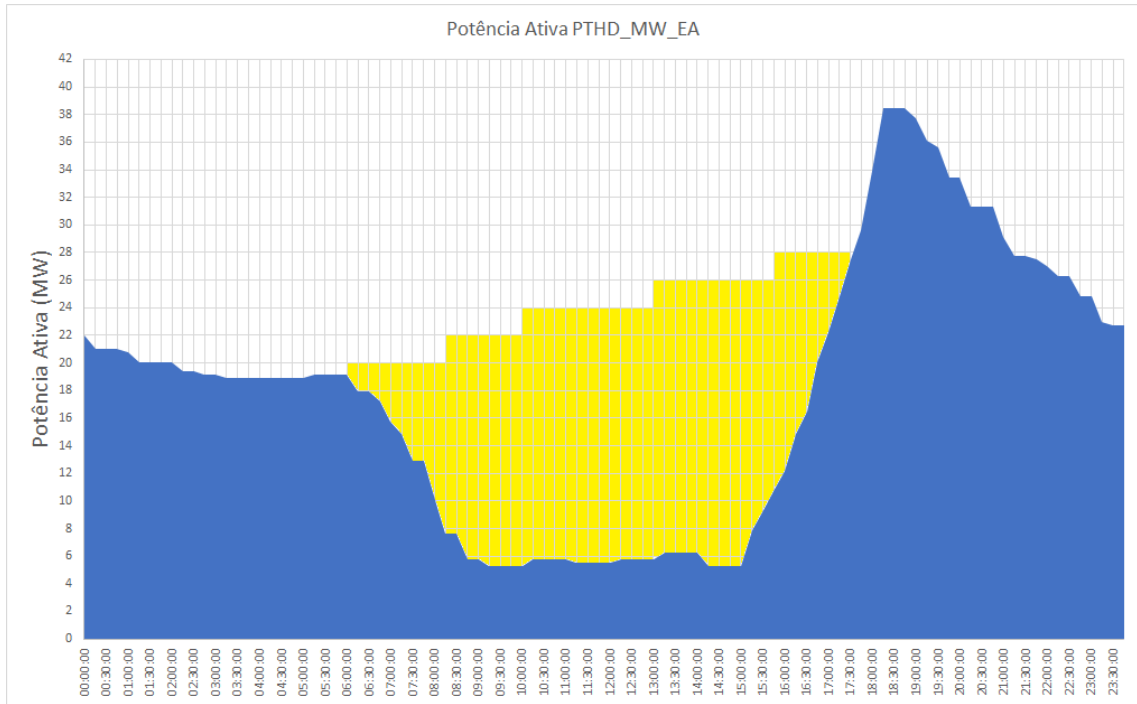
Para arrematar este conciso estudo, a figura 38 evidencia a “Curva do Pato” na SE Porteirinha 2. No Capítulo 2 foi comentado o caso do operador da CAISO, Califórnia ISO, Estados Unidos. Naquela empresa a gestão da rampa foi de 13.000 MW em três horas. A situação de Porteirinha 2 é semelhante em termos característicos. Enquanto os gráficos anteriores mostram os impactos próximo ao ponto de conexão, considerando especialmente os efeitos provocados por uma central geradora, agora pretende-se exibir impactos no nível de tensão de 138 kV, com múltiplas contribuições, tanto de consumidores, quanto de centrais fotovoltaicas. O vale de carga em MW formado pela figura é precisamente responsabilizado pelo suprimento das cargas com a energia produzida das MMGD conectadas na rede de distribuição. A carga média desta subestação de AT é em torno de 30 MW. Em certos períodos, a carga é parcialmente atendida pelas unidades geradoras à medida que ocorre a geração máxima. Após as reduções das capacidades de geração das MMGD, tem-se o início de uma rápida tomada de carga na subestação, causada pela

desconexão em sequência das UFV. A rampa de carga atinge cerca de 38 MW em 3 horas (15h00 as 18h00). A multiplicação deste efeito, pode justificar a preocupação do operador nacional quanto os riscos e efeitos sistêmicos para a operação do sistema.



**Figura 38 – Rampa de Carga Diária na SE Porteira 2, 138 kV. (Fonte: EGRAF, 2022)**

O gráfico da figura 39, apresenta em azul, a energia fornecida pela subestação de forma convencional. A parte em amarelo representa o fornecimento de energia pelas centrais de micro e minigeração atendendo praticamente a totalidade das cargas durante o período de incidência solar. Com a ausência da fonte primária solar, as UFV reduzem abruptamente suas respectivas capacidades de geração. As cargas conectadas, por sua vez, continuam a requerer o atendimento continuamente e forçam que a SE passe a fornecer a energia necessária para o pleno atendimento das cargas.



**Figura 39 - Gráfico de Áreas da Curva Anterior Destacando a Parcela da Carga Atendida por MMGD. (Fonte: EGRAF, 2022)**

## 5 Conclusões

As redes de distribuição de média e alta tensão estão sendo operadas com significativos desafios técnicos associados ao elevado número de conexões de micro e minigeração. As capacidades de absorção pelas subestações se encontram esgotadas ou com máxima taxa de ocupação em várias regiões da área de concessão da Cemig, apesar do grande número de obras de ampliação e reforço. Isso porque, as subestações são ampliadas para acomodar as capacidades de transformações de usinas que efetivaram as assinaturas do CUSD ( Contrato de Uso de Sistema de Distribuição) ou estão com o processo de conexão em andamento. Assim sendo, novos empreendimentos podem requerem novas obras de ampliação.

A dimensão e a característica dos problemas percebidos dependem dos níveis de penetração de MMGD e da capacidade da rede em absorver tais potências injetadas. Contudo, os desafios são mais significativos em regiões com maior densidade de conexões e reduzida carga a ser consumida localmente.

Em todos os países que promoveram a entrada em massa de fontes renováveis de com natureza variável, os problemas são em certo grau semelhantes e existe uma gradualidade das consequências percebidas no decorrer do tempo em função dos níveis de potência injetada.

Os principais impactos causados para a operação das redes de distribuição são:

- Dificuldade em manter a tensão dentro dos limites regulatórios para uma gama cada vez maior de cenários.
- Sobretensão ou subtensão no ponto de conexão;
- Inversão de fluxo em redes projetadas para sentido unidirecionais;
- Sobrecarga em períodos específicos;
- Previsão da geração das UFV com alto grau de incertezas;
- Desconexões e tomadas de cargas em rampa no mesmo período típico ou de forma intempestiva;
- Problemas de coordenação entre sistemas de proteção de subestações, redes e usinas.

A Cemig vêm implementando uma série de estratégias para aumentar a capacidade da rede para absorver maiores quantidades de conexões de MMGD, tais como:

- Reconfigurando ativos de rede;
- Ampliando a capacidade de transformação das subestações;
- Construindo novas subestações;
- Aumentando a capacidade e a flexibilidade da rede.

Dentro deste contexto a supervisão, controle e automação de ativos de rede de média e alta tensão têm se tornado cada vez mais protagonistas como ferramentas para a operação garantir a manutenção dos níveis de qualidade de energia e a segurança na operação do sistema. Por outro lado, a visibilidade da rede de baixa tensão ainda é insuficiente para identificar com antecedência problemas locais decorrentes de elevadas penetrações de microgeração.

Uma opção indispensável para mitigação dos problemas de tensões nas redes é caminhar para a mudança nas normas técnicas e regulatórias aplicáveis aos projetos de centrais solares, de modo a exigir que os inversores tenham capacidade de resposta de potência reativa habilitada, especialmente para novas usinas fotovoltaicas que forem conectadas.

Finalmente, em relação a operação do SIN, vale a pena comentar que a redução contínua do perfil de carga do sistema diurno, com suprimento, principalmente por geração solar distribuída, poderá contribuir para a redução da inércia e por conseguinte, a estabilidade do sistema. Este fato é ocasionado em função da ausência de blocos de geração estáveis necessários para a operação eficaz de mecanismos de emergência, tais como esquemas de controle de frequência e recuperação após contingência.

## 5.1 Propostas de Continuidade

A mudança de paradigma para a operação da rede neste novo cenário de fontes distribuídas está só começando. Novos estudos com enfoque em cada um dos impactos citados nesta pesquisa poderão ser ainda mais detalhados.

Como sugestão de pontos que podem ser contemplados em novas explorações relacionadas ao tema, incluindo estudos de casos reais, estão:

- Aprofundar os estudos dos efeitos provocados pelo aumento de perdas no sistema de distribuição em regiões com elevada penetração de MMGD;
- Avaliar o comportamento das redes com inversores ativos no papel de contribuir para o gerenciamento da tensão dentro dos níveis adequados;
- Analisar limites para a desconexão de usinas solares de minigeração ao mesmo tempo, de modo a reduzir risco de perda de estabilidade do sistema elétrico interligado.

## REFERÊNCIAS

(AEMO, 2020) AEMO (Australian Energy Market Operator). Renewable Integration Study: Stage 1 report. Published in 30/04/2020. Disponível em: <<https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/renewable-integration-study-ris>>

(AEMO, 2020) AEMO (Australian Energy Market Operator). Renewable Integration Study: High penetrations of distributed solar PV- Appendix A. Published in 01/05/2020. Disponível em: <<https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/renewable-integration-study-ris>>

(AEMO, 2020) AEMO (Australian Energy Market Operator). Renewable Integration Study Stage 1 Appendix B: Frequency control. Published in 30/04//2020. Disponível em: <<https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/ris/2020/ris-stage-1-appendix-b.pdf?la=en>>

(ANEEL, 2021) ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Tomada de Subsidio 11/2021. Nota Técnica nº0076/2021-SRD/ANEEL de 17 de junho de 2021. Anexos I, II e III. Disponíveis em: <<https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios>>

(BAJAY et al., 2018) BAJAY, S. et al. Geração distribuída e eficiência energética: Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. 1a ed. Campinas: International Energy Initiative – IEI Brasil, 2018.

(BEHRENDT, 2002) Behrendt, Ken. Proteção para Fontes Delta Não Esperadas. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. New Berlin, WI USA, 2002. Disponível em: <<https://selinc.com/api/download/2621/?lang=pt>>

(BEN, 2022) EPE (Empresa de Pesquisa Energética) Balanço Energético Nacional (BEN) 2022: Ano base 2021 (2022). Disponível em: : <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2022\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf)>



(BIANCH, 2019) Bianch, G. Andrade. Estudo de caso sobre comportamento de uma minigeração em um Circuito com cargas desequilibradas. Monografia de Especialização em Fontes Renováveis. UFMG (Universidade Federal de Minas Gerais). PPGEE (Programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica) 2019.

(CAISO, 2015) Briefing on the duck curve and current system conditions. Market Surveillance Committee Meeting. General Session. July 15, 2015. Disponível em: <[http://www.caiso.com/documents/briefing\\_duckcurve\\_currentsystemconditions-isopresentation-july2015.pdf](http://www.caiso.com/documents/briefing_duckcurve_currentsystemconditions-isopresentation-july2015.pdf)>

(CNPE, 2020) Brasil. Resolução nº 15, de 9 de dezembro de 2020. Conselho Nacional De Política Energética (CNPE) Ministério de minas e energia. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-296427418>>

(DEMIROK, 2009) E. Demirok, D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez and U. Borup, "Clustered PV inverters in LV networks: An overview of impacts and comparison of voltage control strategies," 2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/EPEC.2009.5420366>.

(EPE, 2020) Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020 - Ano base 2019. EPE (Empresa de Pesquisa Energética), Ministério das Minas e Energia, publicado em junho de 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/382pt4l>>

(EPE, 2021) Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Caderno de Micro e Minigeração Distribuída & Baterias. Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos, novembro de 2021. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno\\_MMGD\\_Baterias\\_rev2022.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno_MMGD_Baterias_rev2022.pdf)>

(FCCC, 2015) United Nations. Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Capacity-building Initiative for Transparency.

FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1.

Disponível

em:

<https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>

(GIZ, 2019) Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. Resumo Executivo. Sistemas Energéticos do Futuro: Integração de Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil. Maio de 2019. Disponível em: <  
[https://storage.epbr.com.br/2022/01/GIZ\\_BR\\_ESOF\\_Executive\\_Summary\\_PT-BR.pdf](https://storage.epbr.com.br/2022/01/GIZ_BR_ESOF_Executive_Summary_PT-BR.pdf)>

(GONÇALVES, 2016) Gonçalves, R., Ballerini, B. F., Freitas, E. L. Influência da geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica. Proceedings BTSym'16 Brazilian Technology Symposium (2016) December 01-02, 2016, Campinas, São Paulo, Brasil.

(HABIB, 2017) Habib, H., F Christopher R. Lashway, Osama A. Mohammed. Impacts on Adaptive Microgrid Protection Schemes and the Use of Energy Storage as a Contingency. information:, IEEE. Transactions on Industry Applications (2017).  
<https://doi.org/10.1109/TIA.2017.2776858>

(HAQUE, 2016) M. Mejbaul Haque, Peter Wolfs. A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 62, Pages 1195-1208 (2016).  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.025>

(HASHEMINAMIN, 2015) M. Hasheminamin, V. G. Agelidis, V. Salehi, R. Teodorescu and B. Hredzak, "Index-Based Assessment of Voltage Rise and Reverse Power Flow Phenomena in a Distribution Feeder Under High PV Penetration," in IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 5, no. 4, pp. 1158-1168, July (2015).  
<https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2015.2417753>

(HOU, 2022) P. Hou, Guangya Yang, Junjie Hu, Philip J. Douglass, Yusheng Xue. A Distributed Transactive Energy Mechanism for Integrating PV and Storage Prosumers in Market Operation, Engineering (2022).

<https://doi.org/10.1016/j.eng.2022.03.001>

(HUI LI, 2022) Hui Li, Zhouyang Ren, Miao Fan, Wenyuan Li, Yan Xu, Yunpeng Jiang, Weiyi Xia. A review of scenario analysis methods in planning and operation of modern power systems: Methodologies, applications, and challenges. *Electric Power Systems Research*, Volume 205 (2022).

<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107722>.

(IMPRAM, 2020) S. Impram, Secil Varbak Nese, Bülent Oral. Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey. *Energy Strategy Reviews*. Volume 31 (2020).

<https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100539>

(JAVADIAN, 2009) S. A. M. Javadian, M. . -R. Haghifam and N. Rezaei, "A fault location and protection scheme for distribution systems in presence of dg using MLP neural networks," 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009, pp. 1-8.

<https://doi.org/10.1109/PES.2009.5275863>.

(JAVADIAN, 2013) S.A.M. Javadian, M.-R. Haghifam, M. Fotuhi Firoozabad, S.M.T. Bathaee. Analysis of protection system's risk in distribution networks with DG, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 44, Issue 1,(2013).

<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.08.034>.

(JÚNIOR, 2017) Júnior, Mozart Ferreira Braga. Impacto da geração distribuída na proteção de sistema de distribuição. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá. Programa de pós-graduação em engenharia elétrica (2017).

(KOBBER, 2020) T. Kober, H.-W. Schiffer, M. Densing, E. Panos. Global energy perspectives to 2060 – WEC's World Energy Scenarios 2019. *Energy Strategy Reviews*. Volume 31, (2020).

<https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100523>

(LEI, 14300) BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. (2022) Disponível em: <<https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>>

(LONG, 2016) Long C, Ochoa LF. Voltage control of PV-rich LV networks: OLTC-fitted transformer and capacitor banks. IEEE Transactions on Power Systems. Open Access Volume 31, Issue 5, Pages 4016 – 4025 September 2016 Article number 7317829 (2016).

(MARTINS, 2012) Martins, C. Luiz. Avaliação Dos Impactos da Geração Distribuída Para Proteção do Sistema Elétrico. Dissertação de Mestrado. UFMG (Universidade Federal de Minas Gerais). PPGEE (Programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica) 2012.

(NGHITEVELEKWA, 2018) K. Nghitevelekwa, R.C. Bansal. A review of generation dispatch with large-scale photovoltaic systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 81, Part 1 (2018).

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.035>

(ONS, 2021) ONS (Operador Nacional do Sistema), Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN 2022 – 2026. Publicado em 31/12/2021. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Sumario%20Executivo\\_PAR\\_PEL\\_2021.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Sumario%20Executivo_PAR_PEL_2021.pdf)>

(PAR, 2019\_2023) Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN. Horizonte 2019 a 2023. ONS (Operador Nacional do Sistema). Publicado em 22/11/2018. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PAR2019\\_2023\\_sumario\\_executivo.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PAR2019_2023_sumario_executivo.pdf)>

(ONS, 2022) Carta CTA-ONS DGL 0301/2022 emitida em 15/02/2022. ONS (Operador Nacional do Sistema). Assunto: Contribuições do ONS em resposta ao Ofício nº 3/2022/CGEG/DMSE/SEEMME, de 21 de janeiro de 2022 - Processo nº 48370.000014/2022-65. Diretrizes CNPE para valoração dos custos e dos benefícios da Microgeração e Minigeração

Distribuída – Lei nº 14.300/2022 Disponível em:  
[http://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=547cfe4d-8983-38c3-bf7f-57dccd620769&groupId=36122](http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=547cfe4d-8983-38c3-bf7f-57dccd620769&groupId=36122)

(DADOS ABERTOS ONS, 2022) ONS (Operador Nacional do Sistema). Disponível em  
 <<http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/fator-capacidade.aspx>>

(PAR, 2022\_2026) Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN. Horizonte 2022 a 2026. ONS (Operador Nacional do Sistema). Publicado em 31/12/2021. Disponível em:  
 <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Sumario%20Executivo\\_PAR\\_PEL\\_2021.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Sumario%20Executivo_PAR_PEL_2021.pdf)>

(PDE, 2031) Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2022. Disponível em:  
 <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>>

(PNE, 2050) Plano Nacional de Energia – 2050. Empresa de Pesquisa Energética. Documento de Apoio ao PNE 2050. Recursos Energéticos Distribuídos. Publicado em Janeiro de 2019. Disponível em:  
 <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/GT%20PNE%20-%20RED%20-%20Relat%C3%B3rio%20Final.pdf>>

(PESSOA, 2016) Pessoa, Letícia Lúcia da Silva. Impactos provocados pelos afundamentos de tensão em redes elétricas com geração distribuída. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (2016).

(PINHEIRO, 2005) Pinheiro, Michel Gonçalves. Análise de Sensibilidade de Parâmetros Elétricos de Linhas de Transmissão no Domínio da Frequência. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação (2005).

(PRODIST MÓDULO 3, 2021) Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist Módulo 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Anexo III da Resolução Normativa Aneel Nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist.>>

(PRODIST MÓDULO 4, 2021) Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição. Anexo III da Resolução Normativa Aneel Nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist.>>

(PRODIST MÓDULO 8, 2021) Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. Anexo III da Resolução Normativa Aneel Nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist.>>

(REN, 482) REN - Resolução Normativa 482/2012 Aneel. Publicada em 19/04/2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Disponível em:

<<https://biblioteca.aneel.gov.br/Resultado/ListarLegislacao?guid=4d63a98b51174c209024>>

(REN, 687) REN - Resolução Normativa 687/2015 Aneel. Publicada em 02/12/2015. Altera a Resolução Normativa ANEEL 482, de 17.04.2012, e aprova a revisão 6 do Módulo 3 e a revisão 8 do Módulo 1, do Procedimentos de Distribuição - PRODIST, a partir de 01.03.2016. Disponível em:

<<https://biblioteca.aneel.gov.br/Resultado/ListarLegislacao?guid=4d37b3cab63d846dbddd>>

(REN, 786) REN - Resolução Normativa 786/2017 Aneel. Publicada em 25/10/2017. Altera a Resolução Normativa ANEEL 482, de 17.04.2012. Disponível em: <<https://biblioteca.aneel.gov.br/Resultado/ListarLegislacao?guid=4d6c88e74dec03d04810>>

(REN, 1000) REN - Resolução Normativa 1000/2021 Aneel. Publicada em 20/12/2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas ANEEL 376, de 25 de agosto de 2009, 472, de 24 de janeiro de 2012; e 482, de 17 de abril de 2012; e revoga as resoluções normativas listadas. Disponível em: <<https://biblioteca.aneel.gov.br/Resultado/ListarLegislacao?guid=41ad8dc414b41603a89b>>

(REPORT USDE, 2004) United States Department of Energy. Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations. Report, U.S.-Canada Power System Outage Task Force, April 2004. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/reliability/blackout/ch1-3.pdf>>

(RUF, 2018) H. Ruf. Limitations for the feed-in power of residential photovoltaic systems in Germany – An overview of the regulatory framework. Solar Energy, Volume 159 (2018) <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.10.072>.

(SHARMA, 2020) V. Sharma, Syed Mahfuzul Aziz, Mohammed H. Haque, Travis Kauschke. Effects of high solar photovoltaic penetration on distribution feeders and the economic impact. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 131,(2020). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110021>

(SUBMÓDULO 2.1, ONS) Procedimentos de Rede - Módulo 2 – Critérios e Requisitos. Submódulo 2.1. Definição das redes do Sistema Interligado Nacional. Publicado em 01/01/2021. Disponível em: <[https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.1-DF\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.1-DF_2020.12.pdf)>

(TANCREDI, 2013) M. Tancredi, Omar A. Abbud. Por que o brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente? Textos para discussão nº128 publicado em 01/05/2013. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-128-por-que-o-brasil-esta-trocando-as-hidreletricas-e-seus-reservatorios-por-energia-mais-cara-e-poluente>>

(TEIXEIRA ET AL., 2019) L. d. Godoi Teixeira, L. Henrique de Melo Leite, J. J. Mafra Júnior, W. do Couto Boaventura and P. M. Alessi. The Effect of Local Inverter Voltage Control in Technical Losses on Low Voltage of a Brazilian Distribution Feeder with Increasing PV Penetration. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America) (2019).  
[https://doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8894950](https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8894950)

(AHEAD, 2020) Burtraw, D.; Bushnell, J.; Gambardella, C.; Pahle, M. The response of market and policy design to increasing shares of renewables in California and Germany. Lessons learned and directions for the path ahead. Report, april (2019) Disponível em: <[https://www.rff.org/documents/2075/ahead\\_report\\_renewable\\_comparison.pdf](https://www.rff.org/documents/2075/ahead_report_renewable_comparison.pdf)>.

(STEIN, 2018) Stein E. B.; Ucar, F. EDF (Environmental Defense Fund). Driving Environmental Outcomes Through Utility Reform. Lessons from New York. Published january (2018). Disponível em: <<https://www.edf.org/sites/default/files/documents/driving-environmental-outcomes.pdf>>

(ENEL, 2016) ENEL New regulatory period for electricity distribution in Italy. Report published in 21/01/2016. Disponível em: <[https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/informazioni-finanziarie/2016/new-regulatory-period-for-electricity-distribution-in-italy\\_2016-2023.pdf](https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/informazioni-finanziarie/2016/new-regulatory-period-for-electricity-distribution-in-italy_2016-2023.pdf)>

(NAO, 2020) NAO (National Audit Office) Electricity Networks. Report by the Comptroller and Auditor General. Ofgem, Department for Business, Energy & Industrial Strategy. Published in



27/01/2020. Disponível em: <<https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2020/01/Electricity-networks.pdf>>

(CEMIG, 2022) Mapa de Disponibilidade de Minigeração. Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig. Disponível em: <<https://geo.cemig.com.br/mca/Secure/Authorize?ReturnUrl=%2Fmca%2FHome%2FIndexData%3FtipoAcesso%3D1>>

(GDIS GE, 2022) GDIS, GE. Sistema de Georeferenciamento da Rede de Distribuição da Cemig. Companhia Energética de Minas Gerais, Superintendência de Engenharia da Distribuição. Acesso Privado (2022).

(EGRAF, 2022) EGRAF. Software de Análise de Gráfica de Entradas Analógicas da Cemig. Companhia Energética de Minas Gerais, Superintendência de Engenharia da Distribuição. Acesso Privado (2022).

(MECE, 2022) MDM/MECE (Meter Data Management/Sistema de Medição Centralizada). Siemens & Companhia Energética de Minas Gerais, Superintendência de Proteção da Receita da Distribuição. Acesso Privado (2022).

(MAPS, 2022) Francisco Sá. (2022). Google Maps. Google. Acessado em 17/07/2022. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/place/Francisco+S%C3%A1+-+MG,+39580-000/@-16.1534898,-43.5451768,10z/data=!4m5!3m4!1s0x75313742ab5575d:0x4e4780ace2be5efc!8m2!3d-16.4298262!4d-43.5606946>>