

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
Escola de Engenharia  
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

Ana Carolina Brandão Gontijo

**Avaliação da capacidade de acomodação  
de geração distribuída em uma rede real  
de distribuição de energia elétrica**

Belo Horizonte

2022

Ana Carolina Brandão Gontijo

**Avaliação da capacidade de acomodação de geração  
distribuída em uma rede real de distribuição de energia  
elétrica**

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Sidelmo Magalhães Silva  
Co-orientador: Hélio Marcos André Antunes

Belo Horizonte  
2022

G641a

Gontijo, Ana Carolina Brandão.

Avaliação da capacidade de acomodação de geração distribuída em uma rede real de distribuição de energia elétrica [recurso eletrônico] / Ana Carolina Brandão Gontijo. - 2022.

1 recurso online (79 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Sidelmo Magalhães Silva.

Coorientador: Hélio Marcos André Antunes.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Anexos: f. 71-79.

Bibliografia: f. 67-70.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Energia elétrica - Qualidade - Teses. 3. Geração distribuída de energia elétrica - Teses. 4. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 5. Sistemas elétricos de potência - Teses. I. Silva, Sidelmo Magalhães. II. Antunes, Hélio Marcos André. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
**ESCOLA DE ENGENHARIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**ATA DA 1303ª DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**  
**DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO da aluna **ANA CAROLINA BRANDÃO GONTIJO** - registro de matrícula de número 2020722679. Às 14:00 horas do dia 07 do mês de dezembro de 2022, reuniu-se na Escola de Engenharia da UFMG a Comissão Examinadora da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO para julgar, em exame final, o trabalho intitulado "**Avaliação da Capacidade de Acomodação de Geração Distribuída em uma Rede Real de Distribuição de Energia Elétrica**" da Área de Concentração em Engenharia de Potência, Linha de Pesquisa Compatibilidade Eletromagnética e Qualidade de Energia. O Prof. Sidelmo Magalhães Silva, orientador da aluna, abriu a sessão apresentando os membros da Comissão e, dando continuidade aos trabalhos, informou aos presentes que, de acordo com o Regulamento do Programa no seu Art. 8.16, será considerado APROVADO na defesa da Dissertação de Mestrado o candidato que obtiver a aprovação unânime dos membros da Comissão Examinadora. Em seguida deu início à apresentação do trabalho pela Candidata. Ao final da apresentação seguiu-se a arguição da candidata pelos examinadores. Logo após o término da arguição a Comissão Examinadora se reuniu, sem a presença da Candidata e do público, e elegeu o Prof Sidelmo Magalhães Silva para presidir a fase de avaliação do trabalho, constituída de deliberação individual de APROVAÇÃO ou de REPROVAÇÃO e expedição do resultado final. As deliberações individuais de cada membro da Comissão Examinadora foram as seguintes:

Membro da Comissão Examinadora	Instituição de Origem	Deliberação
Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva - Orientador	DEE (UFMG)	APROVADA
Prof. Dr. Hélio Marcos André Antunes (Co-orientador)	DEE (UFES)	APROVADA
Prof. Dr. Igor Amariz Pires	(UFMG)	APROVADA
Prof. Dr. Danilo Iglesias Brandão	DEE (UFMG)	APROVADA

Tendo como base as deliberações dos membros da Comissão Examinadora a Dissertação de Mestrado foi APROVADO. O resultado final foi comunicado publicamente ao Candidato pelo Presidente da Comissão, ressaltando que a obtenção do Grau de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA fica condicionada à entrega do TEXTO FINAL da Dissertação de Mestrado. O Candidato terá um prazo máximo de 30 (trinta) dias, a partir desta data, para fazer as CORREÇÕES DE FORMA e entregar o texto final da Dissertação de Mestrado na secretaria do PPGE/UFMG. As correções de forma exigidas pelos membros da Comissão Examinadora deverão ser registradas em um exemplar do texto da Dissertação de Mestrado, cuja verificação ficará sob a responsabilidade do Presidente da Banca Examinadora. Nada mais havendo a tratar o Presidente encerrou a reunião e lavrou a presente ATA, que será assinada pelo Presidente da Comissão Examinadora.

Belo Horizonte, 07 de dezembro de 2022.

**ASSINATURA DO PRESIDENTE DA COMISSÃO EXAMINADORA**

Documento assinado eletronicamente por **Sidelmo Magalhaes Silva, Professor do Magistério Superior**, em 07/12/2022, às 16:19, 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 **Danilo Iglesias Brandao, Professor do Magistério Superior**, em 07/12/2022, às 16:20, 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 **Igor Amariz Pires, Professor do Magistério Superior**, em 07/12/2022, às 16:20, 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 **Hélio Marcos André Antunes, Usuário Externo**, em 07/12/2022, às 21:05, 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 **1944638** e o código CRC **15F325DC**.

*Este trabalho é dedicado a todos que estiveram comigo nesta caminhada, que me apoiaram e me disseram as palavras certas quando eu mais precisei. Em especial aos meus pais por sempre acreditarem mim e estarem ao meu lado.*

# Agradecimentos

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus por me dar forças quando eu já não acreditava mais que conseguiria. Um agradecimento especial aos meus pais, Leri e Fátima que sempre estiveram ao meu lado independente da situação. Muito obrigada por acreditarem em mim, ter o apoio de vocês foi fundamental para esta conquista. Queria agradecer meu noivo, Teodoro, por estar comigo desde o início deste sonho e o apoio dele foi essencial nesta caminhada.

Gostaria de agradecer ao Engenheiro MSc. Paulo Ricardo Radatz de Freitas pela disponibilidade de tempo e por partilhar todo seu conhecimento durante o processo de elaboração desta dissertação. Ao Professor Dr. Sidelmo Magalhães Silva e ao Professor Dr. Hélio Marcos André Antunes pela orientação durante a elaboração de toda a pesquisa. Gostaria de agradecer às pessoas especiais que conheci através da UFMG, Pedro Moreira Leite Alcamim, Bruno Alberto Soares Oliveira, Caio César Souza Mariano Fraga, Bruna Rafaela Penido Conrado, Lucas Saraiva. Vocês foram muito importantes para esta conquista. Ao projeto Oásis e a toda equipe de professores e alunos que participaram do mesmo e contribuíram com este trabalho. Agradeço, também, à CAPES pela bolsa de estudos concedida durante a elaboração desta dissertação.

*Se, a princípio, a ideia não é absurda, então não há esperança para ela. Albert Einstein*



# Resumo

Esta dissertação tem como objetivo realizar a avaliação dos impactos na qualidade da energia elétrica (QEE) devido à inserção de geração distribuída na rede elétrica. Os requisitos de QEE são definidos por órgãos governamentais. A violação destes índices pode levar a prejuízos aos consumidores finais e também às concessionárias de energia. Pode-se destacar como os principais problemas devido ao excesso de geração distribuída sendo a sobretensão e a sobrecarga na rede que podem ocasionar queimas e mau funcionamento de equipamentos conectados ao sistema elétrico. Existem fatores que influenciam diretamente na capacidade da rede de acomodar os sistemas de geração a ela conectados, como o ponto de conexão, o tipo de conexão se será monofásica, bifásica ou trifásica, a potência do sistema, a tecnologia empregada, à configuração da rede elétrica e também a eficiência dos sistemas. Dessa forma, este estudo busca entender os impactos destes fatores na rede do campus universitário da UFMG de modo a propor a melhor alternativa que permitisse o máximo potencial de injeção de geração distribuída, sem violar nenhum parâmetro de QEE. Com o resultado foi possível compreender os impactos devido a potência injetada dos sistemas na rede, e também a localização dos mesmos, ressalta que o sistema analisado se caracteriza por ser trifásico e equilibrado em relação às cargas, linhas e sistemas de geração distribuída conectados.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Qualidade de Energia Elétrica. Capacidade de Hospedagem. Geração Fotovoltaica. Sistema Elétrico.

# Abstract

This dissertation aims to evaluate the impacts on the quality of electrical energy (QEE) due to the insertion of distributed generation in the electrical grid. PQ requirements are defined by government agencies. Violation of these indices can lead to losses for final consumers and also for energy concessionaires. It can be highlighted as the main problems due to excess distributed generation being overvoltage and overload in the network that can cause burnouts and malfunction of equipment connected to the electrical system. There are factors that directly influence the capacity of the network to accommodate the generation systems connected to it, such as the point of connection, the type of connection, whether it will be single-phase, two-phase or three-phase, the power of the system, the technology used, the network configuration electricity and also the efficiency of the systems. Thus, this study seeks to understand the impacts of these factors on the UFMG university campus network in order to propose the best alternative that would allow the maximum potential for distributed generation injection, without violating any PQ parameter. With the result, it was possible to understand the impacts due to the injected power of the systems in the network, and also their location, it emphasizes that the analyzed system is characterized by being three-phase and balanced in relation to the connected loads, lines and distributed generation systems.

*Keywords: Distributed Generation. Electric Power Quality. Hosting Capacity. Photovoltaic Generation. Electric System.*

# Lista de Ilustrações

Figura 1 – Previsão da demanda de eletricidade no Brasil (MME, 2022). . . . .	16
Figura 2 – Matriz elétrica Brasileira (EPE, 2021). . . . .	17
Figura 3 – Projeção da GD no Brasil por setor de mercado (MME, 2022). . . . .	17
Figura 4 – Participação percentual de fontes renováveis em cenário previsto para 2031 no Brasil (MME, 2022). . . . .	18
Figura 5 – Evolução da instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil (ANEEL, 2022b). . . . .	24
Figura 6 – Modalidades da GD no Brasil (ANEEL, 2022b). . . . .	25
Figura 7 – Modalidade tarifárias de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2022b). . . . .	26
Figura 8 – Módulos do PRODIST. . . . .	29
Figura 9 – Capacidade de hospedagem da rede e seus impactos (BOLLEN M.; HASSAN, 2008). . . . .	32
Figura 10 – Mapa dos prédios da UFMG. . . . .	39
Figura 11 – Rede elétrica do campus no Google Maps. . . . .	40
Figura 12 – Curva de carga típica para um dia útil. . . . .	41
Figura 13 – Localização dos sistemas fotovoltaicos, microturbinas e armazenadores. . . . .	42
Figura 14 – Curva de temperatura diária no Campus . . . . .	43
Figura 15 – Curva radiação diária do Campus. . . . .	43
Figura 16 – Curva de carga do sistema de armazenamento previsto para o campus. . . . .	45
Figura 17 – Sistema de regulador de tensão permitido pela concessionária (CEMIG, 2018). . . . .	47
Figura 18 – Fluxograma da simulação. . . . .	50
Figura 19 – Barras escolhidas para serem analisadas nos quesitos de tensão e corrente. . . . .	51
Figura 20 – (a)Potência ativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 apenas com sistemas fotovoltaicos e (b) Potência reativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 apenas com sistemas fotovoltaicos. . . . .	52
Figura 21 – (a) Correntes nas barras pré-determinadas apenas com sistemas fotovoltaicos e (b) Tensão nas barras pré-determinadas apenas com sistemas fotovoltaicos. . . . .	52
Figura 22 – Tensão nos Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	53

Figura 23 – (a) Potência ativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 com GD e (b) Potência reativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 com GD. . . . .	54
Figura 24 – (a) Correntes nas barras pré-determinadas com GD e (b) Tensão nas barras pré-determinadas com GD. . . . .	54
Figura 25 – (a) Tensão nos sistemas fotovoltaicos e (b) Tensão nas microturbinas. . . . .	54
Figura 26 – Tensão no sistema de armazenamento. . . . .	55
Figura 27 – Sistemas fotovoltaicos inclusos no cenário 2. . . . .	56
Figura 28 – (a) Potência ativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 com GD e (b) Potência reativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 com GD. . . . .	56
Figura 29 – (a) Corrente nas barras pré-determinadas com GD e (b) Tensão nas barras pré-determinadas com GD. . . . .	57
Figura 30 – (a) Tensão nas microturbinas e (b) Tensão no sistema de armazenamento. . . . .	57
Figura 31 – Sistemas fotovoltaicos inclusos no cenário 3. . . . .	58
Figura 32 – (a) Potência ativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 com GD e (b) Potência reativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 com GD. . . . .	59
Figura 33 – (a) Corrente nas barras pré-determinadas com GD e (b) Tensão nas barras pré-determinadas com GD. . . . .	59
Figura 34 – (a) Tensão nas microturbinas e (b) Tensão no sistema de armazenamento. . . . .	59
Figura 35 – Tensão nos pontos de conexão dos sistemas de geração fotovoltaicas dos cenários 2 e 3. . . . .	60
Figura 36 – Capacidade Máxima ante Sobretensão. . . . .	61
Figura 37 – Barras e HC. . . . .	62
Figura 38 – (a) Tensão mínima da rede nos 4 cenários analisados e (b) Tensão máxima da rede nos 4 cenários analisados. . . . .	62
Figura 39 – Barras com tensão mínimas e máxima. . . . .	63
Figura 40 – Diagrama unifilar UFMG. . . . .	79

# Lista de Tabelas

Tabela 1 – Capacidade fotovoltaica instalada mundo (GW) (CASTRO N. DE E DANTAS, 2018). . . . .	22
Tabela 2 – Principais critérios da Resolução 482 para instalação de GD (ANEEL, 2012). . . . .	24
Tabela 3 – Classes de Consumo de Energia Elétrica em relação à Geração Distribuída(ANEEL, 2022b). . . . .	25
Tabela 4 – Comparativo entre Resolução 482 e Lei 14.300 (ANEEL, 2022c; ANEEL, 2012). . . . .	28
Tabela 5 – Efeitos do HC (EPRI, 2018). . . . .	32
Tabela 6 – Características para HC replicável (EPRI, 2018). . . . .	33
Tabela 7 – Formas para maximizar a injeção de GD (ETHERDEN, 2014). . . . .	34
Tabela 8 – Métodos para cálculo do HC (EPRI, 2018). . . . .	34
Tabela 9 – Valores limites para sobretensão (ANEEL, 2018). . . . .	35
Tabela 10 – Limites do Fator de Potência (ANEEL, 2018). . . . .	35
Tabela 11 – Comparativo entre os padrões nacionais e internacionais de QEE. . . . .	37
Tabela 12 – Parâmetros elétricos da rede de distribuição em estudo. . . . .	41
Tabela 13 – Usinas Fotovoltaicas. . . . .	43
Tabela 14 – Características elétricas das microturbinas a gás que serão instaladas no campus universitário. . . . .	45
Tabela 15 – Dados dos cenários simulados. . . . .	51
Tabela 16 – Demanda das cargas de Janeiro a Junho. . . . .	75
Tabela 17 – Demanda das cargas de Julho a Dezembro. . . . .	76
Tabela 18 – Potencial Fotovoltaico nas Edificações. . . . .	78

# Lista de Abreviaturas e Siglas

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CEMIG - Companhia Energetica de Minas Gerais

CIGRÉ - Conseil International des Grands Réseaux Électriques

CIREN - Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution

CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária

CONFINS - Imposto Federal Cobrado com Base na Receita Bruta das Empresas

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FP - Fator de Potência

GD - Geração Distribuída

GW - Gigawatt

HC - Hosting Capacity

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEA - Internacional Energy Agency

IEC - International Electrotechnical Commission

IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers

kW - Kilowatt

kWp- Kilowatt pico

MME - Ministério de Minas e Energia

MW - Megawatt

OCDE - Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico

PIB - Produto Interno Bruto

PIS - Programa de Integração Social

PL - Projeto de Lei

PRODIST - Procedimentos de Rede de Distribuição de Energia Elétrica

PV - Photovoltaic System

QEE - Qualidade de Energia Elétrica

REN - Resolução Normativa

TFSEE - Tarifa de Fiscalização do Uso de Energia Elétrica

TL - Tensão de Leitura

TR - Tensão de Referência

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais

$V_n$  - Valor Nominal

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>16</b>
1.1	Objetivos	19
1.1.1	Objetivo Geral	19
1.1.2	Objetivos Específicos	19
1.2	Justificativa e Motivação	19
1.3	Organização do Texto	19
<b>2</b>	<b>Geração Distribuída</b>	<b>21</b>
2.1	Geração Distribuída	21
2.2	Geração Distribuída no Mundo	22
2.2.1	Japão	22
2.2.2	Alemanha	22
2.2.3	Estados Unidos da América - Califórnia	23
2.3	Geração Distribuída no Brasil	23
2.3.1	Perfil de Consumidores com Geração Distribuída	25
2.4	Regulamentação Brasileira	26
2.4.1	Lei da 14.300 - Geração Distribuída	26
2.4.2	Resolução 1000 - ANEEL	27
2.4.3	Incentivo à Geração Distribuída	27
2.5	PRODIST	29
2.5.1	PRODIST Módulo 8	30
2.6	Conclusão	30
<b>3</b>	<b>Hosting Capacity e Fatores de Qualidade de Energia Elétrica</b>	<b>31</b>
3.1	Limite Máximo de Acomodação	31
3.1.1	Métodos de Cálculo	33
3.2	Fatores de Qualidade	35
3.2.1	Sobretensão	35
3.2.2	Fator de Potência	35
3.3	Normas Internacionais	36
3.3.1	Sobretensão	36
3.3.2	Flutuação de Tensão	36
3.3.3	Fator de Potência	36
3.3.4	Comparativo Normativas Internacionais	37
3.4	Conclusões	37
<b>4</b>	<b>Estudo de Caso</b>	<b>38</b>
4.1	Universidade Federal de Minas Gerais	38
4.1.1	Campus Pampulha	38



4.2	Sistema Elétrico da UFMG . . . . .	39
4.2.1	Alimentadores . . . . .	41
4.2.2	Cargas . . . . .	41
4.2.3	Sistemas de Geração Distribuída . . . . .	42
4.2.3.1	Sistema Fotovoltaico . . . . .	42
4.2.3.2	Sistema de Armazenamento de Energia . . . . .	44
4.2.3.3	Microturbinas . . . . .	44
4.3	Análise da Concessionária de Energia . . . . .	45
4.3.1	Análise das subestações dos alimentadores . . . . .	46
4.3.2	Critérios Analisados . . . . .	46
4.3.2.1	Capacidade Máxima . . . . .	46
4.3.2.2	Reguladores . . . . .	47
4.3.2.3	Perda com a Conexão . . . . .	47
4.3.2.4	Fator de Potência . . . . .	48
4.3.2.5	Desequilíbrio de Tensão . . . . .	48
4.4	Conclusão . . . . .	48
<b>5</b>	<b>Resultados e Discussões . . . . .</b>	<b>49</b>
5.1	Análise do estudo proposto . . . . .	49
5.2	Cenário base . . . . .	51
5.3	Cenário 1 . . . . .	53
5.4	Cenário 2 . . . . .	55
5.5	Cenário 3 . . . . .	58
5.6	Análise das Sobretensões . . . . .	61
5.7	Conclusão . . . . .	64
<b>6</b>	<b>Conclusão . . . . .</b>	<b>65</b>
6.1	Propostas de Continuidade . . . . .	66
6.2	Publicações . . . . .	66
	<b>Referências . . . . .</b>	<b>67</b>
	<b>Apêndice A <i>OpenDSS</i> . . . . .</b>	<b>71</b>
A.1	Modelagem no <i>OpenDSS</i> . . . . .	71
A.1.1	Barra . . . . .	71
A.1.1.1	Equivalente Thévenin . . . . .	72
A.1.2	Elementos de transporte de energia . . . . .	72
A.1.2.1	Linha . . . . .	72
A.1.3	Elementos de conversão de energia . . . . .	72
A.1.3.1	Transformador . . . . .	73

A.1.3.2	Cargas do sistema . . . . .	73
A.1.4	<i>PVSystem</i> . . . . .	73
<b>Apêndice B</b>	<b>Detalhamento da Rede do Campus Universitário . . . . .</b>	<b>74</b>
B.1	Cargas . . . . .	74
B.2	Potencial Fotovoltaico . . . . .	77
B.3	Diagrama Unifilar Campus Pampulha . . . . .	77

# Capítulo 1

## Introdução

Por meio, do desenvolvimento tecnológico, a eletricidade se tornou essencial e indispensável para a vida humana. A intensificação dos processos de automação e desenvolvimento de equipamentos elétricos ocasionou o aumento na demanda por energia elétrica. Este fato é ilustrado por meio da Figura 1 a qual mostra a perspectiva de evolução do consumo de eletricidade no Brasil. Conforme dados do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (MME, 2022) prevê-se um crescimento de 3,5% ao ano até 2031 para o consumo de energia elétrica e um aumento decenal do PIB (Produto Interno Bruto) de 2,9%.

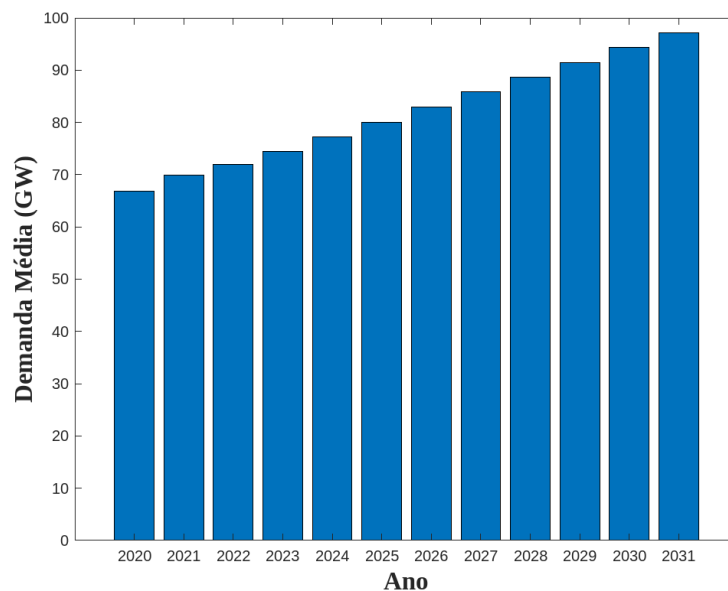


Figura 1 – Previsão da demanda de eletricidade no Brasil (MME, 2022).

A geração de energia elétrica pode ser realizada por meio de recursos renováveis ou não-renováveis. Conforme dados da OCDE (organização para cooperação e desenvolvimento econômico) cerca de 89% das fontes utilizadas para geração de energia elétrica no mundo advém de recursos não-renováveis como carvão e gás natural (IEA, 2020). O Brasil segue em caminho oposto ao mundo, tendo menos de 15% de sua matriz elétrica composta por

recursos não-renováveis conforme mostra a Figura 2 (EPE, 2021).

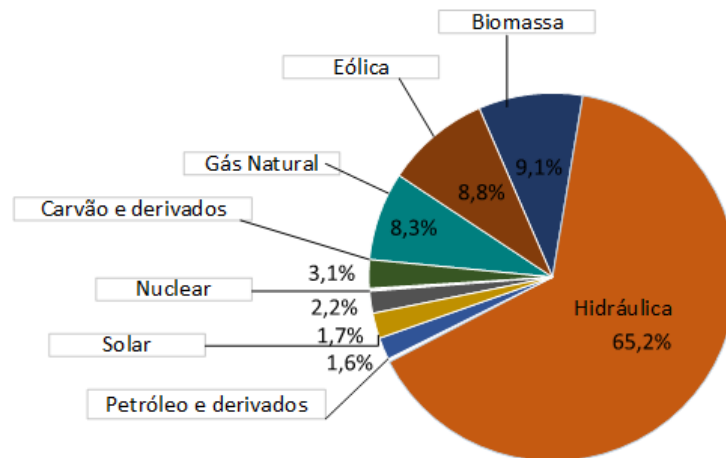


Figura 2 – Matriz elétrica Brasileira (EPE, 2021).

A GD foi regulamentada por meio da REN (Resolução Normativa) 482 definida em (ANEEL, 2012), na qual se determinou que consumidores pudessem gerar sua própria energia elétrica e injetar o excedente gerado na rede elétrica tendo o abatimento do crédito em futuras contas de energia.

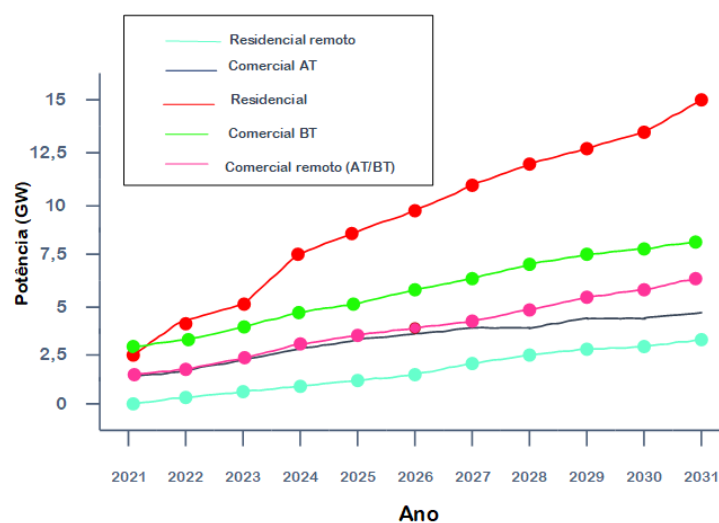


Figura 3 – Projeção da GD no Brasil por setor de mercado (MME, 2022).

A GD (Geração Distribuída) no Brasil se apresenta em amplo crescimento, conforme comprova o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Analisando a Figura 3, pode-se constatar que a potência total gerada pelos cinco setores mostrados tende a triplicar nos próximos 10 anos e que o principal setor responsável por este crescimento será o residencial que terá sua potência sextuplicada neste período (MME, 2022).

A geração de energia elétrica por meio da fonte fotovoltaica se apresenta como mais viável, devido ao menor período para retorno do investimento realizado. Esta perspectiva tende a continuar nos próximos dez anos, de acordo com a Figura 4. Em 2031, o percentual

de fotovoltaica deverá ser de 91% e as demais fontes como hidráulica, eólica e termoelétrica deverão corresponder juntas a uma parcela de 9%.

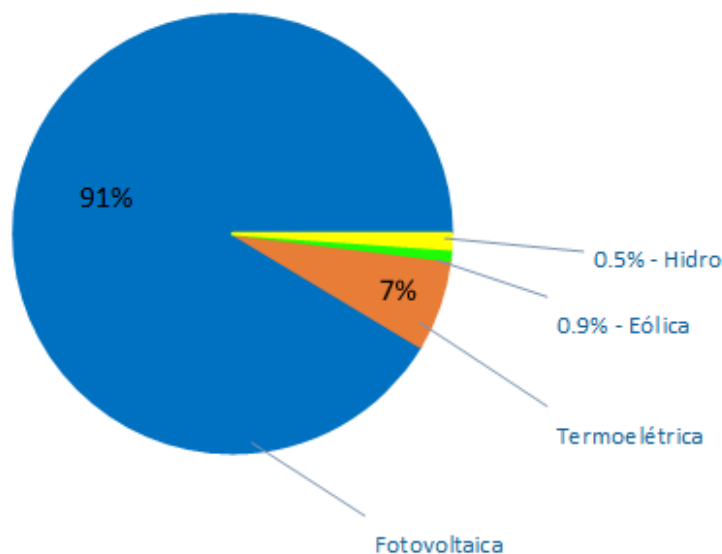


Figura 4 – Participação percentual de fontes renováveis em cenário previsto para 2031 no Brasil (MME, 2022).

Em razão da tendência de expansão dos geradores distribuídos em todo Brasil, torna-se relevante o estudo dos impactos destes na rede elétrica. A área que se dedica a este estudo é a qualidade de energia, sendo o limite máximo de capacidade da rede ou também chamado de *Hosting Capacity* (HC) o termo utilizado para designar o estudo de sistemas elétricos de forma a determinar o máximo de GD que a rede pode comportar sem violar os padrões de QEE.

Este estudo é específico e individualizado para cada rede e situação, pois se houver alterações em características construtivas da rede, no tipo de sistema de GD instalado, estes podem impactar diretamente no potencial de acomodação da rede. Por isso, os resultados obtidos deste tipo de estudo não definem um limite rígido e permanente, pois caso ocorra alterações será necessário refazer a análise.

No momento da definição para instalação de novos sistemas de GD torna-se importante analisar os seguintes pontos: o tipo de sistema a ser instalado se a geração ocorrerá por meio de fonte intermitente ou não, a localização do sistema se ele está distante ou próximo da subestação do alimentador, o perfil de consumo do local se coincide ou não com os picos de geração da GD. Analisando estes critérios e elaborando um estudo completo da rede é possível economizar em investimentos para melhoria de rede, e também melhorar fatores de QEE como perdas e potência reativa através da instalação de GD.

## 1.1 Objetivos

### 1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo avaliar por meio de estudo e simulações de HC para se definir o limite de GD que a rede pode comportar sem violar os padrões de QEE.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

A seguir são apresentados os objetivos específicos do trabalho:

- Realizar um estudo detalhado sobre os principais impactos em razão do excesso de GD na rede elétrica.
- Analisar e apresentar os principais indicadores de QEE que são impactados pela inserção da GD, com base no Módulo 8 dos procedimentos de distribuição (ANEEL, 2018) e também dos padrões internacionais do (IEEE, 2018a).
- Desenvolver e apresentar uma modelagem para avaliação do HC por meio do *OpenDSS* junto ao *Python*.
- Avaliar os impactos em consequência à conexão da GD a rede elétrica da UFMG (Universidade Federal de Minas Gerais).

## 1.2 Justificativa e Motivação

Verifica-se que existem inúmeros estudos realizados na área de limite máximo de GD em uma rede elétrica, como (ISMAEL, 2019; BOLLEN M.; HASSAN, 2008; ETHERDEN, 2014; DIAAELDIN, 2020; BACCINO, 2012; OLIVEIRA, 2018). Mas o ponto principal é que este tipo de análise tem parecer único e pode ter comportamento totalmente diverso no caso de alterações em perfil de carga, ponto de instalação do sistema ou até mesmo, o tipo de fonte utilizada para geração.

Portanto, como as análises devem ser particularizadas, espera-se poder desenvolver uma modelagem que represente inúmeras situações genéricas de estudo. Desta forma, pretende-se por meio deste trabalho realizar uma análise para se entender como os principais fatores analisados pelas concessionárias de energia como fluxo reverso, sobretensão, perdas técnicas e flutuação de tensão se comportam frente a inserção de GD.

## 1.3 Organização do Texto

O presente trabalho está estruturado em capítulos, referências bibliográficas e apêndice, conforme a estruturação apresentada a seguir.

O Capítulo 2 contextualiza a situação da GD a nível nacional e mundial, e analisa-se as principais normativas que orientam sobre esta área no Brasil.

O Capítulo 3 aborda as definições e impactos das violações ao limite de acomodação da rede elétrica.

O Capítulo 4 apresenta as principais normativas relativas aos padrões de QEE e seus respectivos impactos por causa da ultrapassagem do HC na rede.

O Capítulo 5 detalha o estudo de caso analisado e as informações relevantes sobre este.

O Capítulo 6 expõe os resultados obtidos por meio do estudo realizado.

O Capítulo 7 apresenta as conclusões sobre o trabalho realizado, junto com as sugestões para trabalhos futuros, além das publicações realizadas.

# Capítulo 2

## Geração Distribuída

Neste capítulo será apresentada uma revisão bibliográfica sobre o conceito de GD, expondo o contexto a nível mundial e brasileiro. Ademais, serão discutidas as normativas vigentes para a área de GD.

### 2.1 Geração Distribuída

O termo GD segue em sentido contrário ao modelo tradicional de geração de energia elétrica que consiste em ser hierarquizado e centralizado, localizado longe dos centros consumidores demandando altos investimentos em linhas de transmissão. A intensificação do estudo na área de GD ocorreu no final de 1980, mas ainda não existe uma definição mundial para o termo GD em razão dos diferentes critérios que podem ser utilizados para definir este termo (CIREN, 1999).

Os critérios adotados pelo *Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution* (CIREN) para definição de GD são: nível de tensão, ponto de conexão com a rede, o tipo de tecnologia empregada para geração e se a unidade é sujeita a despacho ou não pelo operador (CIREN, 1999). Na visão do *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ) as unidades de GD são classificadas conforme sua potência nominal até (50-100 MW), o ponto de conexão sendo a rede de distribuição, o modo de operação considerando não haver despacho e sem planejamento centralizado (GIL, 2009). Para o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) a determinação segue que a GD não é conectada diretamente à transmissão de energia elétrica, estabelecendo assim que a conexão deve ocorrer em uma rede distribuição (IEEE, 2018c).

No Brasil, a GD é caracterizada no PRODIST (Procedimentos de Rede de Distribuição de Energia Elétrica) módulo 3 (ANEEL, 2009), no qual se define as unidades de GD como centrais que geram energia elétrica (sem limitação de potência), sendo estas conectadas à rede de distribuição, podendo operar de modo isolado ou conectado ao sistema elétrico. Existe uma diferenciação entre as fontes, sendo que podem ser despacháveis ou



não.

As consideradas despacháveis são as hidrelétricas, desde que tenham controle da geração de energia elétrica, também a cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes fotovoltaicas que tenham baterias com capacidade de armazenamento de pelo menos 20% da geração mensal para despacho via controle local ou remoto. Já as fontes não despacháveis são as fotovoltaicas sem armazenamento e as demais não citadas ([ANEEL, 2022c](#)).

## 2.2 Geração Distribuída no Mundo

Os investimentos em GD na Europa, Estados Unidos da América e China se iniciaram em 2006, sendo a situação do Brasil no cenário de GD em 2022, semelhante a China conforme apresentado na Tabela 1 em 2015 ([CASTRO N. DE E DANTAS, 2018](#)).

Tabela 1 – Capacidade fotovoltaica instalada mundo (GW) ([CASTRO N. DE E DANTAS, 2018](#)).

País	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Brasil</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,1	2,1	2,5
<b>Índia</b>	0,0	0,1	0,6	0,9	3,7	5,6	9,9	18,2	27,4	35,1
<b>Alemanha</b>	18,0	25,9	34,1	36,7	37,9	39,3	40,7	42,3	45,3	49,0
<b>Japão</b>	3,6	4,9	6,4	12,1	19,3	28,6	38,4	44,2	55,5	61,8
<b>E.U.A</b>	2,0	3,4	7,3	13,0	17,7	23,4	34,7	43,1	53,2	62,3
<b>China</b>	1,0	3,1	6,7	17,8	28,4	43,5	77,8	130,8	175,2	205,5
<b>Outros</b>	15,4	34,0	47,6	58,9	69,0	81,5	94,3	108,8	130,2	170,3

### 2.2.1 Japão

Em 2013, o Japão tinha um total de 12,1 GW (Gigawatt) de GD instalada e havia incentivo para a população realizar a instalação de sistemas fotovoltaicos. A extensão territorial do país é pequena, há elevado número de habitantes e empresas, portanto a utilização do recurso solar foi uma alternativa para suprir a demanda em crescimento ([CASTRO N. DE E DANTAS, 2018](#)).

No ano seguinte o Japão era o quarto colocado em maior capacidade instalada de GD do mundo, tendo uma potência total de 19,3 GW. Mantendo o crescimento acelerado, em 2016 o país atingiu a marca de 38,4 GW instalado ([IEA, 2020](#)).

### 2.2.2 Alemanha

A expansão do setor de GD na Alemanha se iniciou em 2000 com a promulgação da Lei de Fontes de Energia Renovável. Esta tinha como objetivo iniciar o sistema de compensação de energia elétrica dado o percentual injetado na rede. O setor elétrico alemão

se caracteriza por ser dependente de usinas nucleares, porém, em 2010, foi instituído o Marco Legal de Transição Energética, o qual estabelecia prazos para redução da utilização da fonte nuclear e intensificação das fontes renováveis (PATRICK, 2018).

A utilização de fontes intermitentes como solar e eólica geram oscilações na curva de geração e em determinadas situações podem não coincidir o pico de demanda com o de geração. Portanto, em 2016, foi promulgada a Lei de Digitalização da Transição Energética, que tem o objetivo flexibilizar a demanda de energia por meio de medidores inteligentes e também a criação do sistema de rede inteligente em toda a Alemanha (JUSTIZ B. VERBRAUCHERSCHUTZ, 2017).

### 2.2.3 Estados Unidos da América - Califórnia

A regulamentação da GD na Califórnia se iniciou em 1996 com a Lei 656 do Senado, que determinava que sistemas fotovoltaicos de até 10 kW poderiam injetar seu excedente na rede elétrica. Porém, nesta época, não houve intensa adesão ao projeto. Sendo assim, em 1998, foram acrescentados os sistemas eólicos ao sistema de compensação. Mas em 2001, ocorreu uma mudança significativa, alterando o limite de injeção para até 10 MW, com isso, ampliou-se a faixa de interessados (MARK L.BUCK, 2017).

Um ponto importante relativo à GD é o desencontro entre o pico de geração e demanda, sendo que esta situação ocasiona distúrbios na rede elétrica. Uma alternativa proposta para a Califórnia foi o aumento da tarifa de energia durante a noite, que é quando não há geração fotovoltaica (DOE, 2017).

## 2.3 Geração Distribuída no Brasil

O primeiro documento a tratar da GD no Brasil foi em 2004, o Decreto Nº 5.163 que definia GD como produção de energia elétrica advinda de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente à rede de distribuição do comprador, exceto o caso de hidrelétrica com capacidade superior a 30 MW, ou termoelétrica, mesmo que com cogeração, no caso de eficiência energética menor que 75% (BRASIL, 2004). Este documento, portanto, definiu a primeira regulamentação da comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

Entretanto, em 2012 houve a publicação da REN 482 pela (ANEEL, 2012), a qual permitiu a todos os consumidores com cadastro no Ministério da Fazenda a possibilidade de conectar sistemas de geração de energia elétrica na rede elétrica. Ressalta-se que havia a exigência de que o sistema do cliente deveria utilizar fontes renováveis como hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Na Tabela 2 apresenta-se os pontos de

destaque da REN 482.

Tabela 2 – Principais critérios da Resolução 482 para instalação de GD (ANEEL, 2012).

Item	Descrição
1	Limitação de potências instaladas para microgeração de 75 kW e minigeração de 5 MW.
2	Utilização dos créditos excedente de energia elétrica injetada na rede em até 60 meses.
3	Alternativa de se utilizar a geração e distribuição em formato de cotas de crédito para condomínios.
4	Definição de prazos para processos, padronização de formulários para solicitação de conexão e definição de responsabilidades atribuídas aos clientes, à empresa responsável pela implantação do sistema e à distribuidora;
5	Autorização da modalidade autoconsumo remoto, na qual pode haver a geração em uma unidade e o consumo em outra unidade no caso do titular ser o mesmo;
6	Possibilidade de geração compartilhada, na qual um grupo de unidades consumidoras torna-se responsável por uma única unidade de geração.

Conforme pode-se observar na Figura 5, o início do crescimento mais expressivo da GD ocorre a partir do ano de 2013, sendo logo após a REN 482, a qual estabeleceu limites mais claros para esta nova modalidade de geração (ANEEL, 2012). Constata-se também na Figura 5 que o ano de 2021 marca o maior número de instalação de sistemas de GD desde 2008.

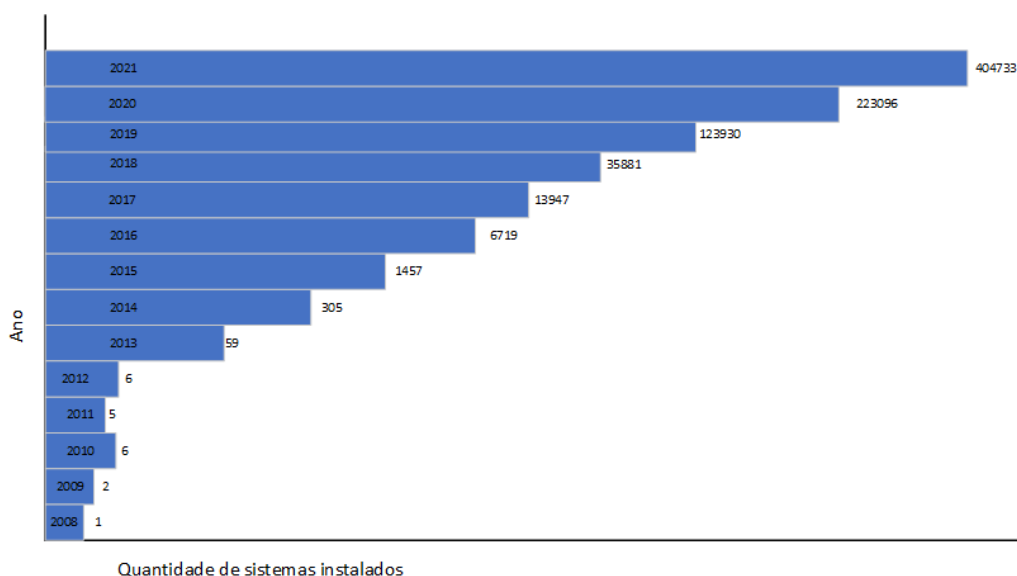


Figura 5 – Evolução da instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil (ANEEL, 2022b).

O crescente aumento em novos sistemas fotovoltaicos instalados em 2021 deve-se à publicação da Lei 14.300 em 2022. Esta lei tem por objetivo estabelecer um marco no cenário da GD, tendo assim regras claras e bem delimitados sobre este mercado. A Lei 14.300, também estabeleceu mudanças na forma de compensação de energia elétrica para os consumidores que geram sua própria energia, tendo carência para quem já possui o sistema, criando regras de transição para quem adquirir no prazo de 1 ano após a publicação da Lei e as novas regras para os futuros consumidores (ANEEL, 2021).

### 2.3.1 Perfil de Consumidores com Geração Distribuída

A tarifação de energia elétrica segue alguns parâmetros como classe de consumo, grupo de tensão e modalidade de geração no caso da GD (ANEEL, 2022a). A potência total instalada de GD no Brasil, no primeiro semestre de 2022, foi de aproximadamente 9,5 GW, sendo a classe residencial responsável por quase metade de toda potência instalada.

Detalhe importante é que até 2020 a principal classe de consumo era comercial, conforme Tabela 3. Mas a Lei 13.400, contribuiu para esta mudança. O montante de potência instalada na área rural é superior ao industrial por causa das fazendas solares, uma forma de geração típica em localidades no interior do Brasil (ANEEL, 2022b).

Tabela 3 – Classes de Consumo de Energia Elétrica em relação à Geração Distribuída (ANEEL, 2022b).

Ano	Classe de consumo (kW)						
	Residencial	Comercial	Rural	Industrial	Poder Público	Serviço Público	Iluminação Pública
2008	0,00	25,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	23,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	23,30	16,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2011	15,00	66,00	9,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2012	20,42	43,80	0,00	403,00	0,00	0,00	0,00
2013	212,42	1096,21	42,00	89,45	52,58	2,00	0,00
2014	782,23	1.127,13	97,82	146,50	642,00	0,00	0,00
2015	4.468,23	8.610,78	809,72	1.883,28	1.152,59	97,80	0,00
2016	19.825,53	25.695,08	4.940,53	13.022,05	1.680,99	332,90	30,20
2017	49.978,02	75.238,10	13.909,63	16.743,67	5.572,71	959,32	0,00
2018	138.896,82	184.778,59	51.247,36	50.999,19	7.216,50	494,09	27,30
2019	601.125,31	624.704,88	197.162,42	141.115,71	14.577,95	608,51	217,60
2020	1.048.638,08	1.065.342,35	423.602,76	240.811,36	31.953,46	2.157,38	554,79
2021	2.035.173,96	1.059.934,09	568.166,48	260.772,57	34.585,21	7.417,34	491,12

Mesmo sendo permitido a modalidade de geração de autoconsumo remoto, quando o cliente gera em um local e compensa em outro, a forma mais praticada é a geração na própria unidade. Maiores detalhes sobre a distribuição da GD no Brasil são apresentados na Figura 6.

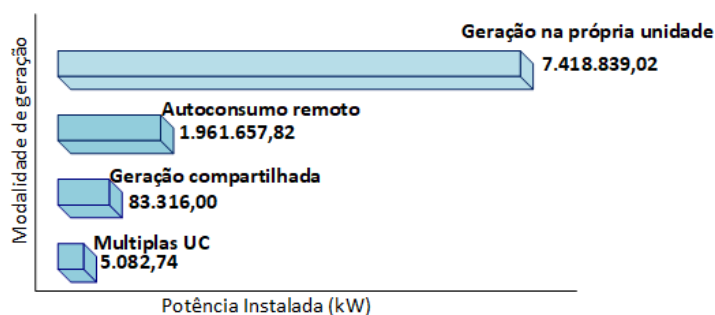


Figura 6 – Modalidades da GD no Brasil (ANEEL, 2022b).

Os grupos de consumo conforme a Resolução 1000 são A e B, sendo o primeiro composto por consumidores de alta, média e conexão subterrânea e o segundo por clientes da baixa tensão (ANEEL, 2022c).

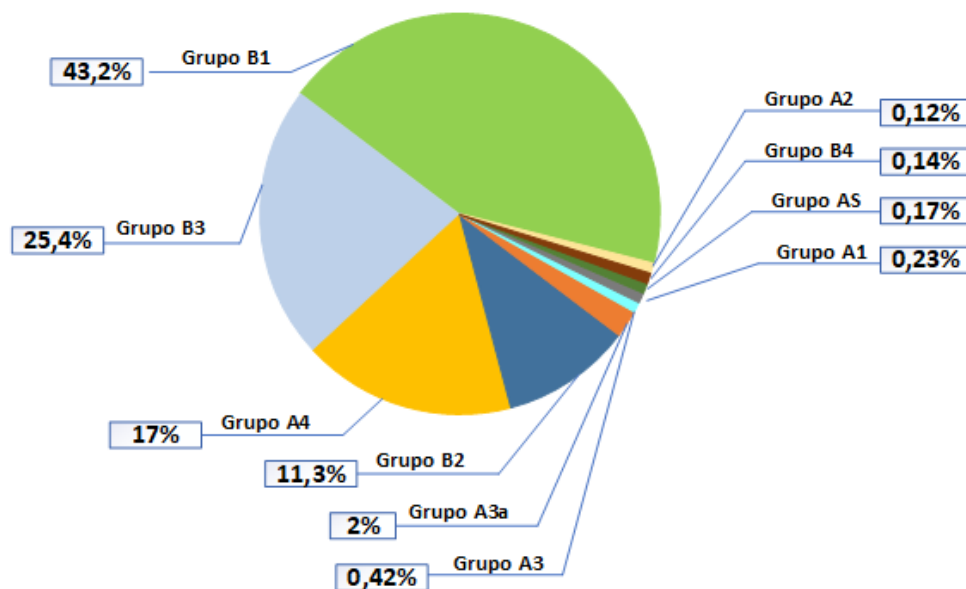


Figura 7 – Modalidade tarifárias de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2022b).

Portanto, pode-se observar que na Figura 7 os principais grupos consumidores são residências, demais grupos, os consumidores conectados de modo subterrâneo e os clientes rurais. A conexão de sistemas de GD a nível de transmissão de energia ainda são raros, pois necessita-se de leilões de energia para ocorrer este tipo de interligação.

## 2.4 Regulamentação Brasileira

Para que se tenha um crescimento sólido e contínuo no ambiente da GD são importantes as políticas e normativas que norteiem e incentivem a área. Por isso a importância de se conhecer as regras do país analisado.

### 2.4.1 Lei da 14.300 - Geração Distribuída

A GD de energia elétrica foi instituída por intermédio da Resolução 482 e a 589 (ANEEL, 2012), e teve algumas modificações com a Resolução 687 (ANEEL, 2015). Porém, com os intensos avanços da GD em todo o país, detectou-se a necessidade de instituir o marco legal. Portanto, em 2022, foi sancionada a Lei 14.300 (ANEEL, 2022c), que marca uma transição energética no Brasil. Com a Lei da GD se garante mais segurança jurídica e estabilidade de regulamentos, garante o direito do consumidor em gerar sua própria energia elétrica, reconhece a GD como parte da política energética nacional, garante maior segurança nos investimentos realizados e no retorno destes.

Ressalta-se que uma mudança dessa magnitude demanda um prazo de transição, portanto foi definido que os clientes que já têm sistemas instalados terão seu direito adquirido garantido até 2045. Os consumidores que solicitarem a instalação de sistemas de GD durante a regra de transição que é durante um ano após a promulgação da lei, até 06/01/2023, pagarão parcelas gradativas relativas a TUSD Fio B (tarifa de uso do sistema de distribuição) durante 6 anos até atingir valor máximo de 100%.

Uma alteração importante gerada é em relação a compensação de energia elétrica que com a nova Lei ocorre a redução do valor compensado, sendo uma redução gradual de 31% referente a TUSD Fio B, e nos casos de consumidores na modalidade remota a redução será de 36% devido a TUSD Fio B e 40% referente a TUSD Fio A e 100% referente TFSEE (tarifa de fiscalização do uso de energia elétrica) e os programas de pesquisa e desenvolvimento (ANEEL, 2022c).

Como forma de comparar as mudanças ocorridas em consequência à nova Lei, a Tabela 4 apresenta esta análise por meio de um paralelo com a REN 482.

## 2.4.2 Resolução 1000 - ANEEL

A resolução normativa 1000, publicada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), visa consolidar as regras para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil. A normativa 1000 gerou modificações em 61 normas e buscou detalhar melhor os direitos e deveres dos consumidores, além de definir as responsabilidades e os procedimentos que devem ser seguidos (ANEEL, 2022c).

Dentre as resoluções revogadas, destaca-se a REN 414/2010 (atendimento dos consumidores), Resoluções 470/2011 (ouvidorias das distribuidoras), REN 547/2013 (bandeiras tarifárias), REN 733/2016 (Tarifa Branca) e REN 819/2018 (recarga de veículos elétricos). A publicação da resolução 1000, marca um momento de inovações na área elétrica como GD e os veículos elétricos, portanto demandava-se melhores diretrizes para regulamentar o setor (ANEEL, 2022c).

## 2.4.3 Incentivo à Geração Distribuída

Em 2015, o CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária) autorizou que houvesse a isenção do ICMS (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), PIS (Programa de Integração Social) e CONFINS (Imposto Federal Cobrado com Base na Receita Bruta das Empresas) para os créditos de energia (CONFAZ, 2015).

Mediante a Lei N<sup>o</sup> 13.169, sancionada em 2015 foi zerada as alíquotas da contribuição para o PIS/Pasep e da COFINS sobre a energia elétrica fornecida pela concessionária ao consumidor, e também sobre a energia gerada na própria unidade e injetada na rede elétrica. Sendo assim, extinguiu-se a possibilidade de haver cobrança indevida de impostos

Tabela 4 – Comparativo entre Resolução 482 e Lei 14.300 (ANEEL, 2022c; ANEEL, 2012).

Item	Resolução 482/2012	Lei 14.300/2022
Potência instalada	Microgeração - menor ou igual a 75kW Minigeração - maior que 75kW e menor ou igual a 5MW.	Microgeração - menor ou igual a 75kW Minigeração - maior que 75kW e menor ou igual a 5MW para fontes despacháveis e máximo 3MW para fontes não despacháveis.
Compensação tarifária	Compensação considerando todos os componentes da tarifa de eletricidade sem impostos inclusos.	- Compensação considerando todas as componentes da tarifa exceto o TUSD Fio B. - Caso específico: no caso de modalidade de autoconsumo remoto em que a potência seja maior com 500kW ou haja geração compartilhada (em que único titular tenha participação maior que 25% no excedente de energia) deve ser considerado todas as componentes exceto TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, TFSEE e P&D.
Custo de disponibilidade	No caso do grupo B, esse valor representa a tarifa mínima de consumo sendo 30 kWh para ligação monofásica, 50 kWh para ligação bifásica e 100 kWh nos casos de trifásica.	O quantitativo de disponibilidade mínima se mantém o mesmo, porém há duas situações diferentes. - Se o consumidor tem direito adquirido: no caso de consumo maior que valor de referência a compensação ocorre somente até esse valor porém se o consumo for menor, o cliente paga a taxa de disponibilidade. - Consumidor na regra de transição: no caso de consumir mais que o valor de referência ocorre a compensação total sem pagamento do custo de disponibilidade, mas se o consumo for menor o cliente deve pagar a taxa mínima.
Demanda contratada	Nos consumidores do grupo A, a referência para faturamento é a TUSDd (tarifa de uso do sistema de distribuição referente a demanda contratada) sendo: Demanda contratada (kW) x TUSDd (R\$/kW)	No caso dos consumidores do grupo A, a tarifa de referência é a TUSDinjeção que tem seu valor aplicável à MiniGD e é definida pela ANEEL. Demanda contratada (kW) x TUSDinjeção (R\$/kW)
Garantia de fiel cumprimento	Não consta.	Para projetos acima de 500kW há exigência de garantia de fiel cumprimento na emissão do parecer de acesso, tendo o prazo de 90 dias para aporte financeiro, desistir do parecer ou celebrar o contrato. Tendo duas categorias de valores: - 2,5% do investimento no caso de centrais com potência entre 500kW a 1000kW. - 5% em sistemas com potência superior ou igual a 1000kW. Exceção para GD compartilhada por meio de consórcio ou cooperativa e no caso de múltiplas unidades consumidoras.
Permissionárias	Não consta.	O excedente de energia das unidade que são atendidas por permissionárias pode ser alocado na concessionária onde a permissionária se localiza.
Parecer de acesso e transferência de titularidade	Pode ser transferida a titularidade do parecer de acesso.	Apenas pode ser solicitada transferência de titularidade ou do controle societário após a solicitação da vistoria.
Faturamento como B optante	Não consta	Unidades que tenham geração local de até 112,5kVA podem optar pelo faturamento como consumidores do tipo B baixa tensão. Exceto consumidor com geração remota.
Contratação de serviços ancilares	Não consta.	Pode haver contratação de serviços ancilares por meio de chamada pública junto aos micro e minigeradores podendo ser fontes despacháveis ou não. Os serviços serão remunerados conforme regulação da ANEEL.
Permanência na regra atual	Não consta.	Para sistemas que protocolarem acesso até dia 06/01/2023 permanecem na REN 482/2012 até dia 31/12/2045.
Início da regra de transição	Não consta.	12 meses após a publicação da lei, sendo assim 06/01/2023
Regra de transição	Não consta.	O pagamento do TUSD Fio B será gradual por 6 anos (15%, 30%, 45%, 60%, 75% e 90%) de 2023- 2028 até atingir 100% em 2029. Para consumidores que protocolarem a solicitação após início da regra e estiver nas categorias: - Micro e Mini GD; - Geração compartilhada ou autoconsumo remoto até 500kW de potência instalada; - Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.

sobre a energia gerada pelo cliente, armazenada na distribuidora e depois retorna aos consumidores quando necessário (BRASIL, 2015).

De 2020 à 2021 foi zerado o imposto de importação dos equipamentos para geração de energia solar como forma de incentivar esse mercado (BRASIL, 2020). O PL (Projeto de Lei) 2015/2021 tem como proposta permitir a inclusão do sistema de geração fotovoltaica no processo de financiamento imobiliário, desde que esse não exceda em 10% o valor total do imóvel (SENADO, 2021).

## 2.5 PRODIST

O PRODIST significa os Procedimentos de Rede de Distribuição de Energia Elétrica que são elaborados pela ANEEL com apoio dos agentes das distribuições e entidades do setor elétrico. Este documento tem por objetivo normatizar e padronizar as atividades técnicas que são desenvolvidas no âmbito dos sistemas de distribuição de energia. O PRODIST é composto por nove módulos de embasamento técnico e dois com base integradora conforme Figura 8.

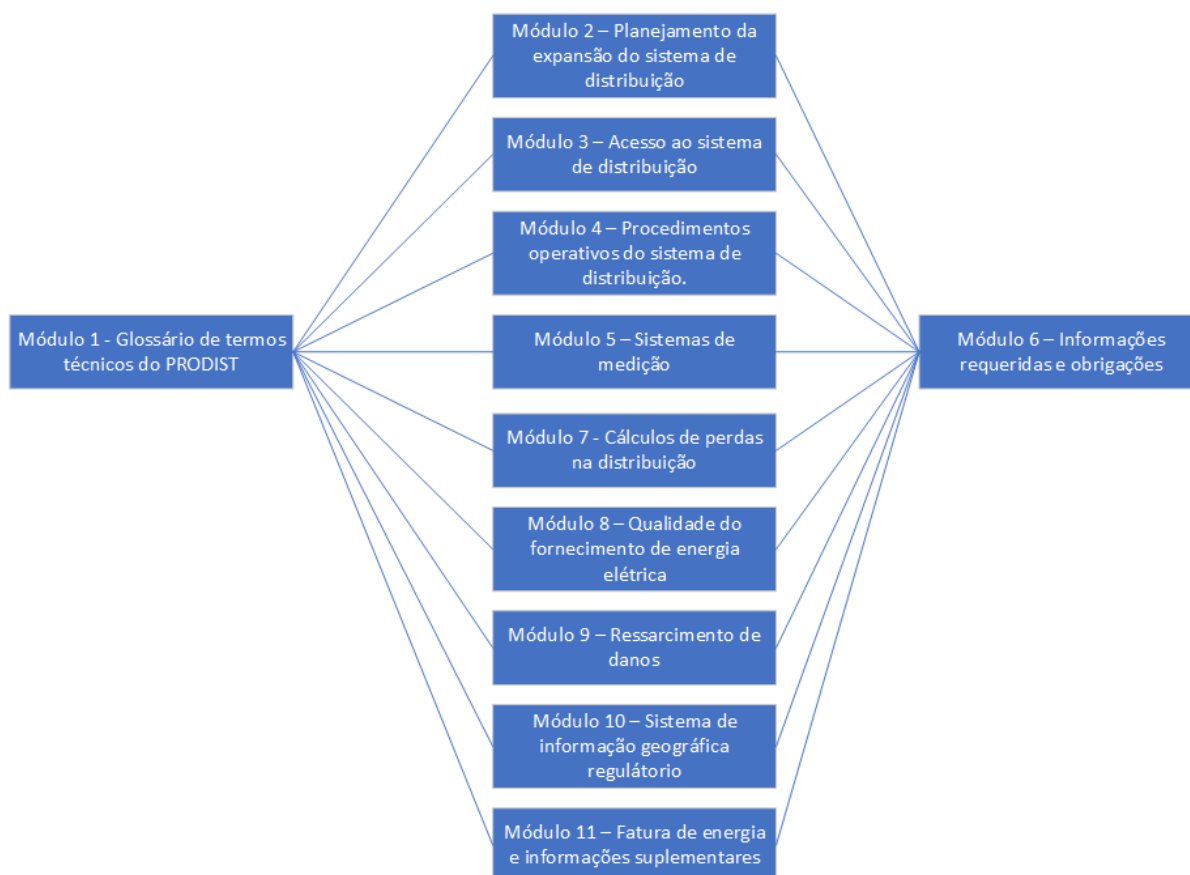


Figura 8 – Módulos do PRODIST.

As principais funções deste documento são:



- Assegurar eficiência, qualidade, segurança e confiabilidade aos sistemas de distribuição;
- Proporcionar tratamento não discriminatório entre os agentes para o procedimento de acesso aos sistemas de distribuição;
- Promover a disciplina perante os procedimentos técnicos relativos as atividades de planejamento da expansão, operação dos sistemas de distribuição, medição e QEE.

No trabalho em questão os dois módulos mais abordados serão o três e o oito, sobre os quais se dedicam as próximas seções.

### 2.5.1 PRODIST Módulo 8

O PRODIST módulo 8 tem por objetivo definir fenômenos, caracterizar os parâmetros, estabelecer amostras, modos de medição e determinar o intervalo de tempo de coleta dos dados e envio à ANEEL (ANEEL, 2018). Em relação à QEE o módulo 8 define os seguintes fatores a serem considerados em regime permanente ou transitório:

- Tensão em regime permanente;
- Fator de potência;
- Harmônicos de tensão;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variação de frequência.

Portanto os fatores analisados deste trabalho estão presentes entre os tratados pelo PRODIST módulo 8.

## 2.6 Conclusão

Este capítulo abordou a GD a nível mundial e também o Brasil, expondo as definições de GD pelos principais comitês e organizações mundiais que atuam na área. Foi também apresentado um panorama sobre as regras e leis para GD na Alemanha, no Japão e nos Estados Unidos da América. Finalmente, foi analisado o perfil do consumidor de energia elétrica no Brasil junto a um resumo das principais leis e normativas brasileiras relativas a GD.

## Capítulo 3

# Hosting Capacity e Fatores de Qualidade de Energia Elétrica

O excesso de geradores distribuídos pode provocar alterações nos padrões de QEE se estes excederem o limite máximo que a rede comporta. Portanto, a QEE tem por objetivo estabelecer valores mínimos aceitáveis para que a rede elétrica funcione de modo seguro e com qualidade. Neste capítulo será apresentada a definição de HC, os métodos para o cálculo, os principais fatores de QEE e as normativas que orientam os mesmos.

### 3.1 Limite Máximo de Acomodação

O termo *Hosting Capacity* foi proposto por André Even em 2004 para o contexto de GD e aprimorado do Math Bollen (BOLLEN M.; HASSAN, 2008). O objetivo inicial era quantificar o impacto da GD na qualidade da tensão. Pode-se definir HC como o limite máximo de GD que uma rede elétrica é capaz de suportar antes de violar algum padrão de QEE (BOLLEN M.; HASSAN, 2008). Conforme detalhado na Figura 9 pode-se constatar que após a violação da capacidade máxima da rede tem-se uma queda no índice de desempenho do sistema.

A depender do local onde ocorre a violação da rede, as consequências serão diferentes, portanto, a Tabela 5 apresenta o grau de risco de ocorrer determinado impacto junto ao nível da estrutura elétrica que corresponde.

O limite máximo de inserção de GD que uma rede comporta é a quantidade pelo desempenho do índice adequado dentro de um limite aceitável (ETHERDEN, 2014). Para se obter o HC da rede, precisa-se definir parâmetros como: os índices a serem analisados, quais os valores limites destes conforme norma vigente, realização do cálculo de GD em função do índice escolhido e definição do limite máximo da rede.

A análise do HC pode acontecer mediante duas perspectivas sendo a primeira

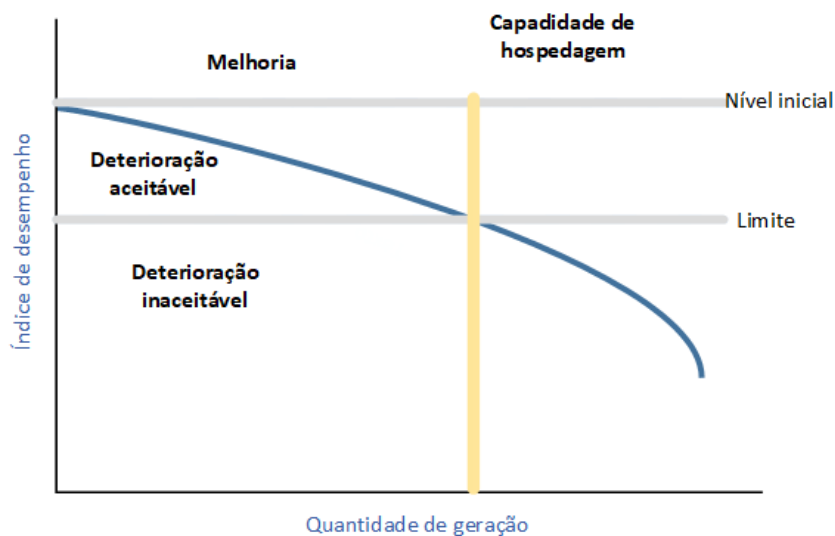


Figura 9 – Capacidade de hospedagem da rede e seus impactos (BOLLEN M.; HASSAN, 2008).

Tabela 5 – Efeitos do HC (EPRI, 2018).

Nível de análise	Grau de impacto	Fator prejudicado
Recurso distribuído	Alto	Localização
		Tipo e Tecnologia
		Comunicação e controle
	Médio	Integração
		Eficiência
		Condições climáticas
Baixo	Orientação do PV	
	Fornecedor	
Distribuição	Alto	Layout da instalação
		Controle de tensão
		Configuração
		Carga
	Médio	Sistema de aterramento
		Balanceamento de carga
		Design de proteção
		Modelagem dos nós
Adicionais	Alto	Tempo
	Médio	Modelagem dos transformadores
		Condições de transmissão
		Configuração da transmissão
	Baixo	Modelagem de serviços ancilares
		Software de planejamento

pela visão da interconexão e a segunda por meio dos estudos de planejamento da rede. A investigação realizada pelo viés da interconexão se concentra na consideração de um local específico e que independente da situação, este recurso distribuído não cause problemas na rede. Mas pela visão do planejamento, o intuito é considerar diversos cenários e condições para além de uma capacidade mínima de hospedagem (EPRI, 2020).

O estudo de HC é realizado para cada rede e alimentador por causa das características particulares que podem influenciar significativamente no resultado calculado. Porém, existem critérios básicos para o cálculo do HC que caso sejam atendidos podem tornar o modelo em questão replicável a outros cenários. As principais características do estudo de HC são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Características para HC replicável (EPRI, 2018).

<b>Característica</b>	<b>Descrição</b>
Específico	Analisar de forma individual as características de cada alimentador
Repetitivo	Ser replicável a alimentadores diferentes
Escalável	Ter autonomia para avaliar todo sistema
Transparente	Ter clareza quanto ao método de cálculo aplicado
Validado	Utilizar técnicas testadas e aprovadas
Disponível	Utilizar ferramentas e dados disponíveis
Consistente	Ter respostas assertivas em diferentes situações

Maximizar a capacidade da rede em comportar GD corresponde a aumentar o potencial de geração de energia elétrica. O crescente aumento da demanda por este recurso torna interessante a viabilização deste cenário. Sendo assim a Tabela 7 tem por objetivo apresentar estratégias que possibilitem a ampliação do limite de acomodação da rede elétrica.

Apesar de ser possível a expansão do HC da rede elétrica, a cada nível acrescido significa também aumento nos custos para viabilização deste. Portanto, é importante que seja realizado um estudo de modo a definir a melhor estratégia em cada situação dada às particularidades que o cenário pode apresentar.

### 3.1.1 Métodos de Cálculo

Para realização do cálculo de HC existem diversos métodos que podem ser utilizados. Conforme apresentado na Tabela 8, pode-se entender as particularidades de cada análise.

Não há definição de uma forma única ou a estabelecida como mais correta, portanto, é importante ponderar a situação de estudo para se escolher a melhor técnica a ser utilizada e obter o resultado esperado.

Tabela 7 – Formas para maximizar a injeção de GD (ETHERDEN, 2014).

<b>Cenário</b>	<b>Descritivo</b>
Nível zero	Máximo de GD sem violar padrões de QEE.
Nível um	Máximo de GD sem violar limites de tensão, mas com novo controle de tensão via comunicação remota.
Nível dois	Máximo de GD sem violar limites a nível local e de sistema, seguindo padrão tradicional de operação do rele de proteção.
Nível três	Máximo de GD com auxílio de um novo padrão de operação do relé por meio de comunicação remota.
Nível quatro	Máximo de GD por meio de comunicação bidirecional com os consumidores para estratégias de conexão, e inclusão de veículos elétricos
Nível cinco	Máximo de GD com união de sistema de armazenamento que permita armazenar a energia gerada em horário fora de ponta e injetar em horário de ponta. Necessita de investimentos na rede a nível primário de infraestrutura.

Tabela 8 – Métodos para cálculo do HC (EPRI, 2018).

<b>Método</b>	<b>Descrição</b>
Estocástico	Este método não consegue apresentar resultados sobre impactos locais da GD. No quesito de escalabilidade, se limita a sistemas que tenham ao menos 100 e no máximo 1000 alimentadores, pois o esforço computacional é muito intenso. Tem característica de ser uma ótima alternativa para utilização em cenários de pesquisa, mas não em implementações
Simplificado	O método consiste em analisar o sistema a partir dos nós. Realiza uma análise efetiva e com baixo esforço computacional, porém por ser um método novo e ainda em desenvolvimento as vezes é duvidoso quanto a assertividade de seus resultados
Iterativo	Este método combina características do estocástico (análise por ponto) e do simplificado (análise por condição de carga). Demanda um esforço computacional intenso para realização das simulações

## 3.2 Fatores de Qualidade

### 3.2.1 Sobretensão

Por causa da característica de grandes usinas geradoras que forneciam energia elétrica para os consumidores, o fluxo de potência no sistema elétrico era unidirecional. Mas a inserção da GD mudou este cenário, e o fluxo atual é bidirecional pois o consumidor pode demandar energia ou injetar seu excedente na rede.

O ponto crítico para o fluxo reverso é no momento de geração máxima e demanda de carga mínima, pois pode gerar atuação indevida de equipamento de proteção da rede e também o fenômeno da sobretensão (BOLLEN M.; HASSAN, 2008). As intermitências de fontes como eólica e solar podem intensificar as variações nas tensões do sistema (ISMAEL, 2019).

Tabela 9 – Valores limites para sobretensão (ANEEL, 2018).

Faixa de tensão	Característica	Varição entre TL (tensão de Leitura) TR (tensão de referência)
69kV a 1kV	Adequada	$TL \leq 1,05TR$
69kV a 1kV	Precária	$1,05TR < TL \leq 1,07TR$
69kV a 1kV	Crítica	$TL > 1,07TR$
$\leq 1kV$	Adequada	$TL \leq 1,05TR$
$\leq 1kV$	Precária	$1,05TR < TL \leq 1,06TR$
$\leq 1kV$	Crítica	$TL > 1,06TR$

O módulo 8 do PRODIST delimita valores para tensões em alta, média ou baixa tensão que atuem em regime permanente, conforme apresentado na Tabela 9. O documento ainda subdivide as faixas limites da tensão em adequada, precária e crítica (ANEEL, 2018).

### 3.2.2 Fator de Potência

No módulo 8 do PRODIST, para a realização do cálculo do fator de potência se baseia nas potências ativa (P), reativa (Q) e aparente (S), conforme equação 3.1.

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{P}{S} \quad (3.1)$$

Nesta análise não se consideram os possíveis distúrbios causados pela distorção harmônica no sistema. Na Tabela 10 são apresentados os valores limites.

Tabela 10 – Limites do Fator de Potência (ANEEL, 2018).

Indicador	Valor de referência	Nível de tensão
Fator de Potência	$0,92 \geq fp \leq 1,0$ (indutivo)	$\leq 230kV$
	$0,92 \geq fp \leq 1,0$ (capacitivo)	

### 3.3 Normas Internacionais

Os pioneiros em definição de padrões internacionais para a QEE foram o IEC (*International Electrotechnical Commission*) e o IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*). Tem-se as seguintes normas de destaque:

- IEC 61000 Compatibilidade eletromagnética;
- IEC 61727 Interligação de sistemas fotovoltaicos em paralelo com a rede elétrica;
- IEEE 519 Práticas e requisitos recomendados para o controle de harmônicos em sistemas elétricos de potência;
- IEEE 1159 Práticas recomendadas para o monitoramento da qualidade de energia elétrica;
- IEEE 1459 Definições padrão para a medição de grandezas elétricas em condições senoidais, não-senoidais, balanceadas e não-balanceadas;
- IEEE 1547 Padrão de interconexão de recurso distribuído com sistemas elétricos de potência.

#### 3.3.1 Sobretensão

O padrão do IEEE 1159 determina que no caso de ocorrer uma elevação no valor eficaz de tensão de 10 a 20% em relação ao valor nominal durante 1 minuto pode-se ser definido como o fenômeno da sobretensão (IEEE, 2019).

#### 3.3.2 Flutuação de Tensão

O distúrbio da flutuação de tensão pode ser caracterizado como variações na tensão de fase ou de linha da rede (IEEE, 2018b). Esta normativa determina que sistemas de GD com potência instalada até 500kVA não podem gerar flutuação de tensão maior que 10% em relação à tensão da rede no ponto de acoplamento comum (IEEE, 2018b).

#### 3.3.3 Fator de Potência

O padrão do IEC 61727 determina que o fp (Fator de Potência) deve ser acima de 0,9, tanto para situações capacitivas ou indutivas (IEC, 2004).

Já a recomendação do IEEE 1547 orienta que os sistemas fotovoltaicos devem ter fp que atendam as características da rede local. Normalmente, os fabricantes definem como unitário o fp dos inversores fotovoltaicos (IEEE, 2018b).

### 3.3.4 Comparativo Normativas Internacionais

Na Tabela 11 são destacados os principais indicadores de QEE adotados pelas normativas nacionais e internacionais.

Tabela 11 – Comparativo entre os padrões nacionais e internacionais de QEE.

Indicador	PRODIST	IEC	IEEE	
	Módulo 8	61727	1159	1547
<b>Sobretensão</b>	x		x	x
<b>FP</b>	x	x		x

## 3.4 Conclusões

Este capítulo teve como objetivo apresentar o termo *Hosting Capacity* que é o ponto central de análise de todo este trabalho. Primeiramente, foi definido o significado deste, em seguida se apresentou os impactos que podem ocorrer caso ocorra uma injeção de GD em excesso. Além de expor formas de ampliar a capacidade de acomodação da rede elétrica e finalmente métodos de cálculos para se definir o valor máximo que a rede elétrica comportar de GD. Neste capítulo, também foram apresentados os principais indicadores de QEE que podem ser afetados devido a GD e a forma de calcular estes. Além disso foram detalhados os padrões internacionais elaborados pelo IEEE e IEC, bem como o padrão nacional definido no PRODIST, sendo estes instrumentos que orientam a área de QEE.



# Capítulo 4

## Estudo de Caso

Este capítulo, apresenta a descrição da rede estudada, contemplando os três alimentadores, as características individuais destes, além dos tipos de sistemas de GD previstos a serem instalados. Na última seção deste capítulo são apresentadas as regras da concessionária local onde a rede estudada está localizada de modo a orientar sobre as instruções normativas a serem seguidas.

### 4.1 Universidade Federal de Minas Gerais

Fundada em 7 de setembro de 1927 com o nome de Universidade de Minas Gerais, e inicialmente sendo uma instituição subsidiada pelo Estado e privada. Foi apenas em 1965 que se tornou UFMG através de determinação do governo federal e a partir deste ano sendo de ensino gratuito e obtendo a liberdade didático-científica, administrativa, disciplinar e de gestão financeira e patrimonial.

A UFMG é composta por 4 campus sendo o Pampulha, Saúde ambos em Belo Horizonte e outras duas unidades sendo uma em Tiradentes - MG e outra em Montes Claros - MG.

A qualidade dos cursos da UFMG são destaque em todo país, sendo considerada a terceira melhor universidade do Brasil e a quinta melhor da América Latina. Em nível de graduação a UFMG tem nota máxima no programa de avaliação desde a sua criação em 2007 pelo Ministério da Educação, e em relação a pós graduação tem 68% dos cursos com notas 5, 6 e 7 pela avaliação da Capes.

#### 4.1.1 Campus Pampulha

O campus Pampulha é localizado na cidade de Belo Horizonte - MG e mantém uma das maiores áreas verdes da capital Mineira. O projeto de concepção da cidade universitária do campus Pampulha foram elaborados da década de 1940, mas as construções se iniciaram



e o BHAD21, conforme mostrados na Figura 11. A frequência de operação é de 60 Hz e o nível de tensão de distribuição é 13,8 kV na rede elétrica analisada.

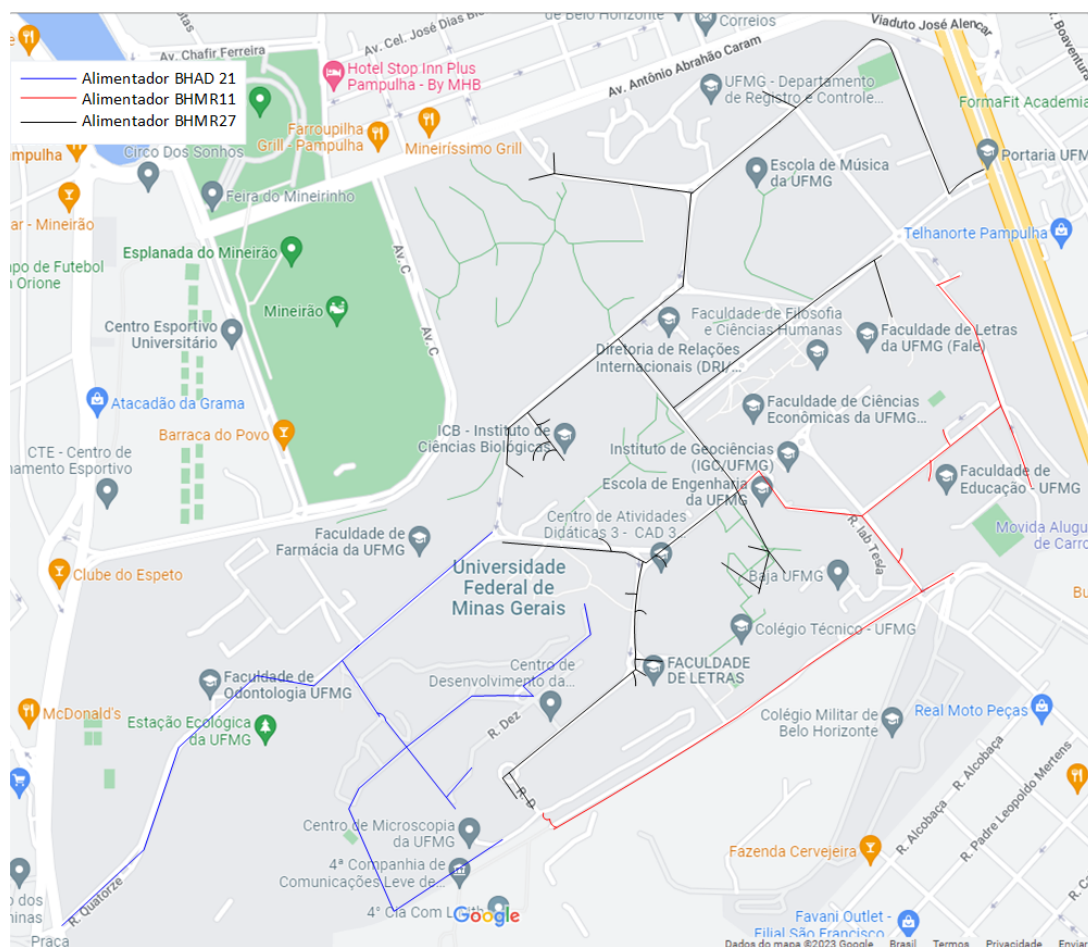


Figura 11 – Rede elétrica do campus no Google Maps.

As principais características do sistema são:

- As cargas do tipo potência, impedância e corrente constante são todas trifásicas e estão distribuídas ao longo dos três alimentadores, com maior concentração no BHMR27.
- Redes de distribuição aéreas, com circuitos trifásicos.
- Reguladores de tensão trifásicos nos alimentadores.
- Transformador de potência nos pontos de conexão de cada um dos três alimentadores de 138-13,8 kV e potência 25 MVA.

O diagrama unifilar de toda rede do campus universitário está apresentado no Apêndice Diagrama Unifilar Campus Pampulha.

### 4.2.1 Alimentadores

Cada alimentador é modelado de forma independente e os dados utilizados estão apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Parâmetros elétricos da rede de distribuição em estudo.

Circuito	Subestação	Nº de Linhas	Potência de Curto-Circuito Trifásico (MVA)	Potência de Curto-Circuito Monofásico (MVA)
BHMR27	BH-Maracanã	277	183,94	66,07
BHMR11	BH-Maracanã	100	106,50	32,62
BHAD21	BH-Adelaide	105	114,75	29,96

Os alimentadores BHMR27, BHMR11 e BHAD21 apresentam respectivamente a demanda máxima de 9,958 MW, 1,55 MW e 2,115 MW.

### 4.2.2 Cargas

Os dados das cinco curvas de cargas das unidades do Campus foram fornecidos pela concessionária de energia. Porém, as informações são referentes ao ano de 2019, por causa das particularidades ocorridas em 2020. O consumo diário das cargas foi definido por meio de curvas de cargas típicas para um dia útil, conforme Figura 12.

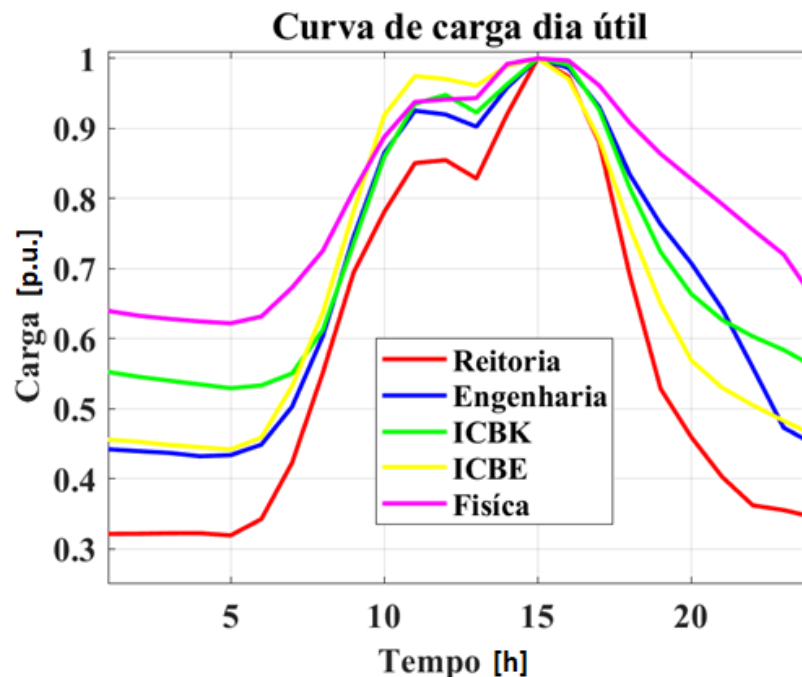


Figura 12 – Curva de carga típica para um dia útil.

As informações detalhadas sobre o consumo mensal de cada prédio e o método de cálculo utilizado estão detalhados no Apêndice B - Detalhamento Campus Universitário - nas Tabelas 16 e 17 (TEXEIRA, 2021).

### 4.2.3 Sistemas de Geração Distribuída

Para o campus universitário prevê-se a instalação de três sistemas fotovoltaicos totalizando 500 kW, cinco microturbinas a gás de 65 kW cada totalizando 325 kW, com cogeração, e um sistema de armazenamento em baterias. Os locais onde serão conectados os elementos estão apresentados na Figura 13.

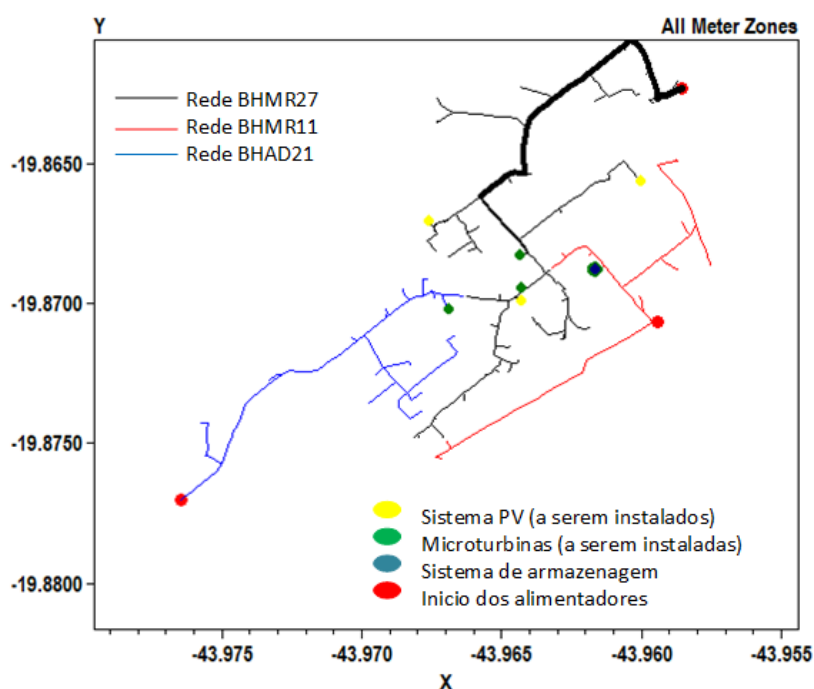


Figura 13 – Localização dos sistemas fotovoltaicos, microturbinas e armazenadores.

#### 4.2.3.1 Sistema Fotovoltaico

Mediante estudos realizados foi comprovado que a geração de energia solar fotovoltaica era uma alternativa viável para o campus universitário visto os espaços livres em telhados, a proximidade entre consumidores e geração, além do potencial modular e escalável desta fonte. O projeto que está sendo analisado neste trabalho é composto por três usinas fotovoltaicas, totalizando 500 kW sendo divididos conforme apresentado na Tabela 13. Ressalta-se que as três usinas propostas serão instaladas no alimentador BHMR27.

Para modelagem foram necessárias informações como radiação solar e temperatura da cidade, sendo que estas foram obtidas por meio da plataforma *Solar and Wind Energy*

Tabela 13 – Usinas Fotovoltaicas.

Local	Potência prevista (kW)	Área para instalação (m <sup>2</sup> )
CAD 1	129,07	856
CAD2	223,90	1.552
CAD3	146,80	925
TOTAL	500,00	3.333

*Resource Assessment* (SWERA, 2022). A curva de temperatura, ilustrada na Figura 14 referente ao mês de Dezembro/2020, e a curva de irradiância ilustrada na Figura 15 também referente a Dezembro/2020, sendo estas utilizadas na modelagem.

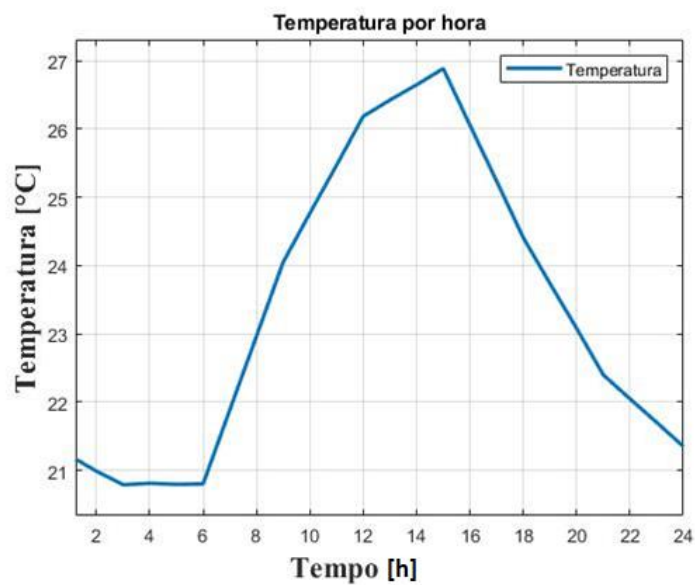


Figura 14 – Curva de temperatura diária no Campus

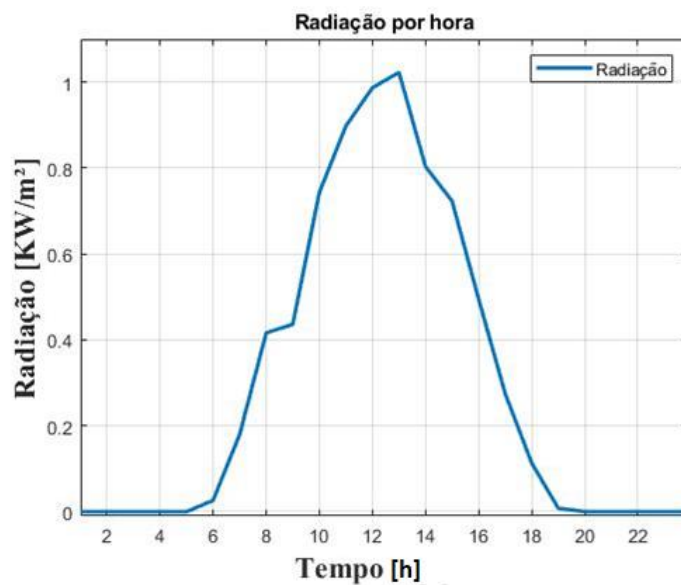


Figura 15 – Curva radiação diária do Campus.

Durante o estudo, foi levantado que das 50 edificações do campus, um total de 48 têm potencial para geração fotovoltaica. Estes pontos correspondem a uma área de 219.327 m<sup>2</sup> com potencial de geração de 31 MWp ou seja 48.264 kWh/ano (UFMG, 2019). O detalhamento dos pontos e a capacidade de cada sistema estão no Apêndice Potencial Fotovoltaico - na Tabela 18

#### 4.2.3.2 Sistema de Armazenamento de Energia

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica têm como vantagens a possibilidade de operação ilhada de parte da rede, possibilitando assim, uma característica de microrrede. Outro benefício é a redução dos picos de demanda que podem ser compensados pelo sistema de armazenamento, além também da redução do consumo de energia elétrica proveniente da rede no horário de ponta. A utilização dos armazenadores possibilita ainda a melhor utilização dos recursos energéticos, pois o pico de geração não coincide muitas vezes com o pico de consumo (UFMG, 2019).

O armazenamento traz os benefícios de aumentar o retorno financeiro e a usabilidade dos equipamentos (UFMG, 2019). Para o sistema analisado, foi prevista a instalação de um sistema de armazenamento de energia elétrica com capacidade de potência nominal de 1000 kW e capacidade de armazenamento de 3000 kWh. A curva de utilização do sistema de armazenamento foi definida conforme a Figura 16, e pode-se observar na Figura que no intervalo das 06 às 17 horas o sistema de armazenamento está sendo carregado a partir da energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos, portanto, absorvendo energia da rede elétrica e no horário das 18 às 21 horas o sistema esta injetando energia elétrica na rede para compensar o consumo do campus.

No *OpenDSS* foi definido o ponto de instalação do sistema de armazenamento na Escola de Engenharia do Campus Universitário, dado o consumo deste prédio, sendo localizado no alimentador BHMR11 (TEXEIRA, 2021).

#### 4.2.3.3 Microturbinas

A geração de energia por meio de microturbinas a gás torna-se uma alternativa interessante em situações onde há demanda contínua de energia e em pequena escala. O sistema de microturbinas é compacto, tem alta densidade de potência e pode ser utilizado em modo isolado ou conectado à rede (UFMG, 2019).

A GD com microturbinas a gás se destaca quando comparada a outras formas de geração por causa da possibilidade de operar continuamente, pois não depende de uma fonte intermitente como o sol. Além disso, o combustível pode ser gasoso ou líquido, com custo de manutenção baixo e pequena demanda de espaço para sua instalação. Em contrapartida, tem-se o custo para aquisição da solução que normalmente é elevado, dada a tecnologia empregada (FILHO, 2021).

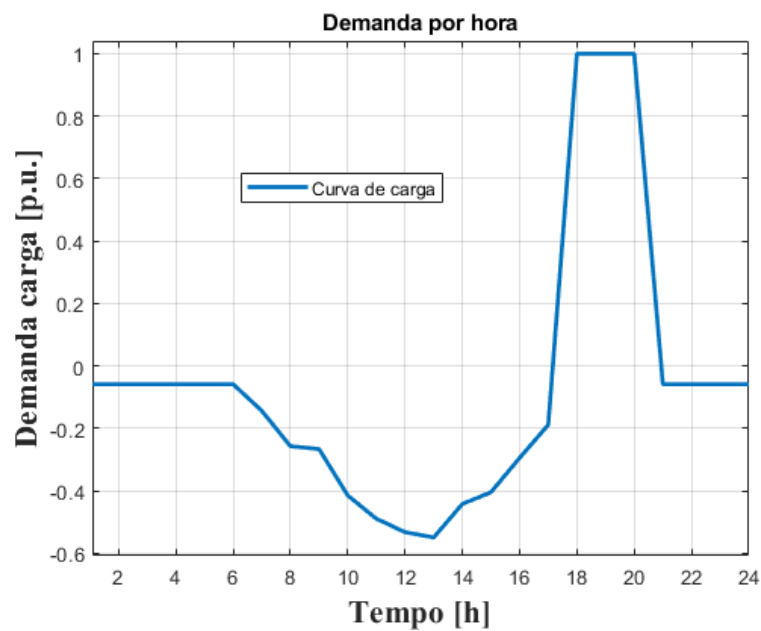


Figura 16 – Curva de carga do sistema de armazenamento previsto para o campus.

Tabela 14 – Características elétricas das microturbinas a gás que serão instaladas no campus universitário.

Local	Nº de micro turbinas	Potência elétrica instalada (kW)	Produção energia elétrica (kWh) Estimativa	Produção energia térmica (kW) Estimativa
Escola de engenharia	2	130	116,6	124
FUMP Setorial II	1	65	58,3	62
Centro de Microscopia	1	65	58,3	62
Instituto de Ciências Exatas	1	65	58,3	62

No projeto para o campus universitário, prevê-se a instalação de microturbinas com cogeração, na qual a carga térmica gerada pelo sistema será utilizada para aquecimento da piscina do complexo de esportes e também auxiliará no sistema de refrigeração e climatização dos prédios nos quais as turbinas serão instaladas, conforme a Tabela 14. Destaca-se que serão instaladas duas microturbinas no alimentador BHMR27, duas no BHMR11 e apenas uma no BHAD21.

### 4.3 Análise da Concessionária de Energia

Além dos padrões de QEE baseados no PRODIST (ANEEL, 2018) e nas normativas internacionais, tem-se os critérios que a concessionária analisa no momento de autorizar uma nova conexão de GD. Alguns destes critérios são discutidos nas sessões seguintes.



### 4.3.1 Análise das subestações dos alimentadores

A concessionária de energia elétrica CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) disponibiliza para os consumidores o acesso ao mapa da disponibilidade para instalação de GD no estado de Minas Gerais. Portanto, foi realizada simulação neste site da CEMIG no dia 30/09/2022 para obtenção das informações para os três alimentadores do campus. Para a subestação do Maracanã onde os alimentadores BHMR27 e BHMR11 estão conectados (CEMIG, 2022), foi constatado os seguintes pontos:

- Capacidade total da subestação: 75 MW;
- Tensão nominal: 13,8 kV;
- Injeção de potência ativa dos geradores conectados: 2,035 MW;
- Reserva de ponto para conexão de geração: 4,462 MW;
- Capacidade remanescente para inserção de geração: 68,233 MW.

No caso da subestação Adelaide, tem-se o alimentador BHAD11 conectado à esta, e os dados dessa unidade são:

- Capacidade total da subestação: 100 MW;
- Tensão nominal: 13,8 kV;
- Injeção de potência ativa dos geradores conectados: 741 kW;
- Reserva de ponto para conexão de geração: 5,016 MW;
- Capacidade remanescente para inserção de geração: 94,242 MW.

### 4.3.2 Critérios Analisados

Após a solicitação do pedido de conexão da GD na rede elétrica, a concessionária valida algumas situações para definir se a rede comporta ou não esse potencial sem violação de seus padrões.

#### 4.3.2.1 Capacidade Máxima

O primeiro critério limitante referente a interligação de GD é a capacidade máxima por alimentador, sendo que a soma total das potências injetadas em um único alimentador deve ser no máximo de 7 MW em 13,8kV, ou de 10 MW em 22kV e de 15 MW para 34,5kV (CEMIG, 2018).

Outra restrição refere-se ao número de centrais geradoras eletromecânicas conectadas que deve ser de no máximo três, e este valor somente poderá ser excedido no caso de constatação de não haver impactos na rede (CEMIG, 2018).

Sistemas de GD que excedam a potência de 2,5 MW devem ser conectados diretamente na alta tensão (69 ou 138 kV), e no caso da conexão ser em média tensão, deverá ser realizada uma bifurcação no barramento em ponto mais próximo da subestação de distribuição com a instalação de um religador para cada derivação (CEMIG, 2018).

#### 4.3.2.2 Reguladores

Entre a subestação da distribuidora e a conexão de média tensão do cliente deve haver apenas um banco de reguladores conforme a Figura 17.

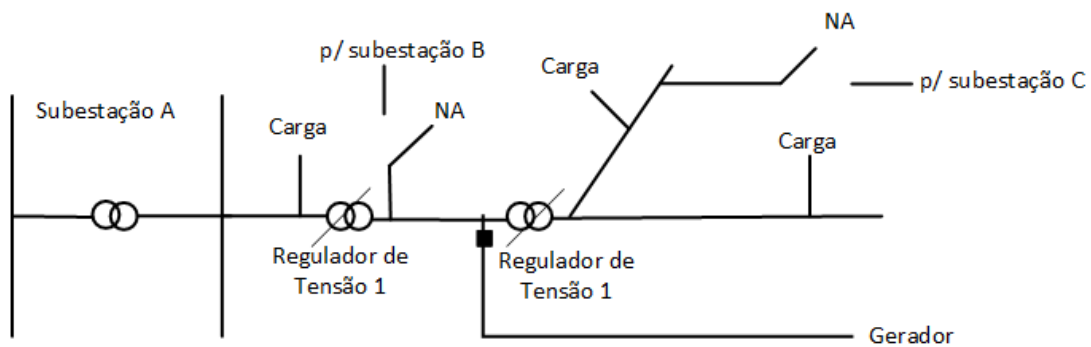


Figura 17 – Sistema de regulador de tensão permitido pela concessionária (CEMIG, 2018).

Porém, em situações onde for comprovado que a conexão de um novo cliente não resultará em inversão no fluxo de potência dos reguladores, pode ser permitida a instalação de bancos adicionais (CEMIG, 2018).

#### 4.3.2.3 Perda com a Conexão

No estudo para se permitir a conexão de um novo acessante, deve-se analisar as seguintes condições:

- O nível de perdas em MW do alimentador deve se manter igual ou menor que o índice antes da conexão do acessante gerador;
- O nível de perdas no sentido da subestação para o alimentador deve ser menor ou igual a 10% do somatório dos valores de potência em MW que são injetadas no alimentador pelo acessante ou pela subestação supridora;
- Caso as condições anteriores não sejam atendidas, deve-se prever obras na rede.

#### 4.3.2.4 Fator de Potência

Deve ser previsto controle de tensão para locais onde haja centrais de geração que contenham máquinas síncronas conectadas a rede elétrica com potência instalada superior a 300 kW. O controle deve ser dimensionado visando absorver ou gerar reativos para que o fp capacitivo ou indutivo se mantenha igual ou acima de 0,95 (CEMIG, 2018).

Em situações com geradores assíncronos, a potência máxima permitida para conexão é de 500 kW, sendo permitida uma variação de até 5% no momento da conexão no ponto de interligação. O fp exigido para este tipo de equipamento é de 0,95 indutivo. Portanto, se necessário, o cliente deve instalar banco de capacitores para regulação da rede (CEMIG, 2018).

Em sistemas de geração fotovoltaica, deve-se prever mecanismos para controle do fp (ABNT, 2014). Em situações em que a potência ativa advinda de fonte fotovoltaica esteja no intervalo de 0 a 20% da potência nominal, o fp poderá ser unitário. Nos casos em que se exceda a faixa de 20% da potência nominal, o fp deve ser ajustado entre 0,95 até 1. A tensão eficaz de referência deve ser mantida entre 0,9 a 1,05 em situações de entrada ou saída de geradores (CEMIG, 2018).

#### 4.3.2.5 Desequilíbrio de Tensão

Perante o PRODIST, o desequilíbrio de tensão permitido é de até 2% segundo a (ANEEL, 2018), mas a CEMIG determina que o máximo de desequilíbrio que o cliente pode gerar na rede é de 1,5%.

## 4.4 Conclusão

Este capítulo apresentou a rede que foi utilizada na simulação, e foram detalhadas as características desta como perfil das cargas, tipos de sistemas de GD a serem instalados e as curvas características destes sistemas. Também foram apresentados os requisitos e condições da concessionária local para instalação de sistemas de GD onde o campus está construído.

# Capítulo 5

## Resultados e Discussões

Este capítulo apresenta os resultados dos quatro cenários simulados, bem como a análise dos impactos decorridos da injeção de GD na rede do campus universitário. Os parâmetros utilizados para análise foram apresentados no Capítulo 4 e na última seção do Capítulo 5.

### 5.1 Análise do estudo proposto

Os dados referentes aos alimentadores, sistemas de GD e toda caracterização da rede elétrica apresentada no Capítulo 4 foram inseridos no programa *OpenDSS*. Com o intuito de tornar a rotina de programação automatizada, foi utilizada a linguagem de programação *Python*. Na Figura 18, são apresentados as etapas para simulação e os cenários a serem analisados.

Os parâmetros de análise ficaram restritos à sobretensão e sobrecorrente, em decorrência das características da rede estudada, sendo que o sistema se caracteriza por ser trifásica equilibrada em relação às cargas. Todos os sistemas de GD conectados são trifásicos. Portanto, não ocorre desequilíbrio de tensão. O estudo do espectro harmônico não foi realizado, pois seriam necessárias as curvas harmônicas das cargas e até a realização deste trabalho, esta informação não estava disponível.

No estudo dos cenários, foram analisadas barras específicas em cada um dos três alimentadores para análise da tensão, uma vez que o objetivo era detectar os pontos onde a inserção de GD teria maior potencial para provocar perturbações. Os critérios utilizados para escolha foram: a distância entre a barra analisada e o alimentador do qual está se deriva; a impedância de sequência zero da linha. A fim de identificar as barras de maior impedância foi realizado um estudo de curto-circuito no programa *OpenDSS*.

No quesito corrente, as barras selecionadas para o estudo foram definidas por meio de análise das simulações. O critério neste caso foram as primeiras barras que violaram o limite de corrente em consequência da inserção de GD.

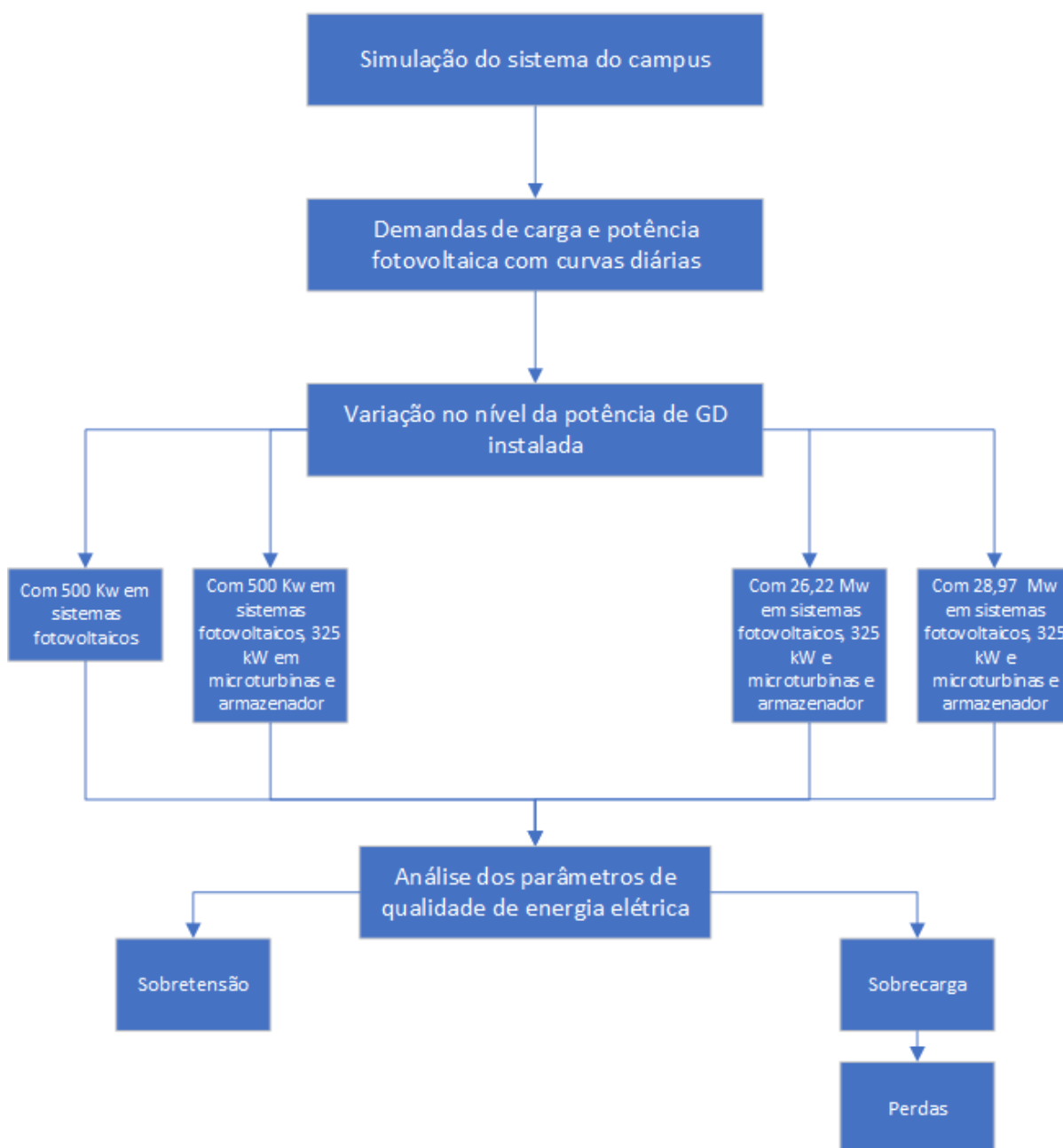


Figura 18 – Fluxograma da simulação.

As barras escolhidas para estudo de tensão e corrente da rede estão em destaque na Figura 19, sendo o alimentador BHMR27 em preto, BHMR11 em vermelho e BHAD21 em azul. Quanto ao estudo da corrente, as barras escolhidas são todas do alimentador BHMR27, sendo que no quesito tensão foi selecionada uma barra do BHAD21, uma barra do BHMR11 e sete barras do BHMR27.

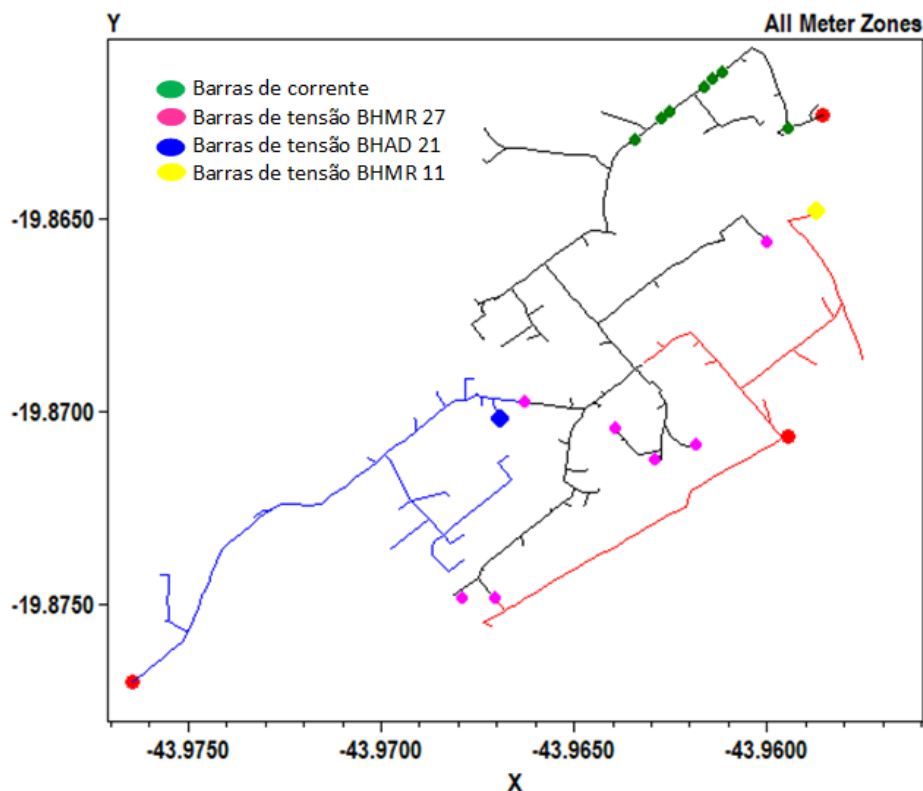


Figura 19 – Barras escolhidas para serem analisadas nos quesitos de tensão e corrente.

A Tabela 15 apresenta de forma sintetizada os resultados dos quatro cenários simulados, destacando as grandezas de maior relevância para o estudo.

Tabela 15 – Dados dos cenários simulados.

Cenário	Energia Ativa Máxima Consumida (MWh)	Energia Reativa Máxima Consumida (MVarh)	Perdas (MWh)	Injeção de GD	GD BMR27	GD BMR11	GD BHAD21
base	102.94	52.32	0.535	500 kW	0,5 MW	0	0
1	93.13	45.35	0.49	825 kW	0,63 MW	0,13 MW	0,065 MW
2	-57.83	51.39	1.23	25,59 MW	10,38 MW	9,69 MW	5,52 MW
3	-123.60	53.78	1.47	28,34 MW	11,75 MW	11,06 MW	5,51 MW

## 5.2 Cenário base

Este cenário representa a rede do campus universitário considerando o perfil de carga de um dia útil do ano de 2019 e considerando a injeção de GD de 500 kW de

sistemas fotovoltaicos, localizados em três prédios da universidade sendo CAD (Centro de Atividades Didáticas) 1, CAD (Centro de Atividades Didáticas) 2 e CAD (Centro de Atividades Didáticas) 3, conforme detalhado na Figura 13.

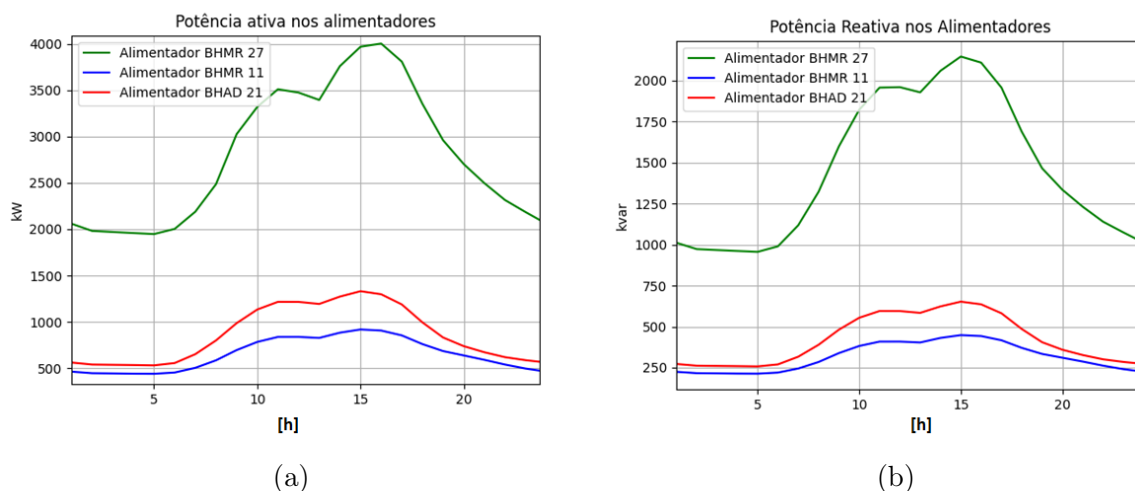


Figura 20 – (a) Potência ativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 apenas com sistemas fotovoltaicos e (b) Potência reativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 apenas com sistemas fotovoltaicos.

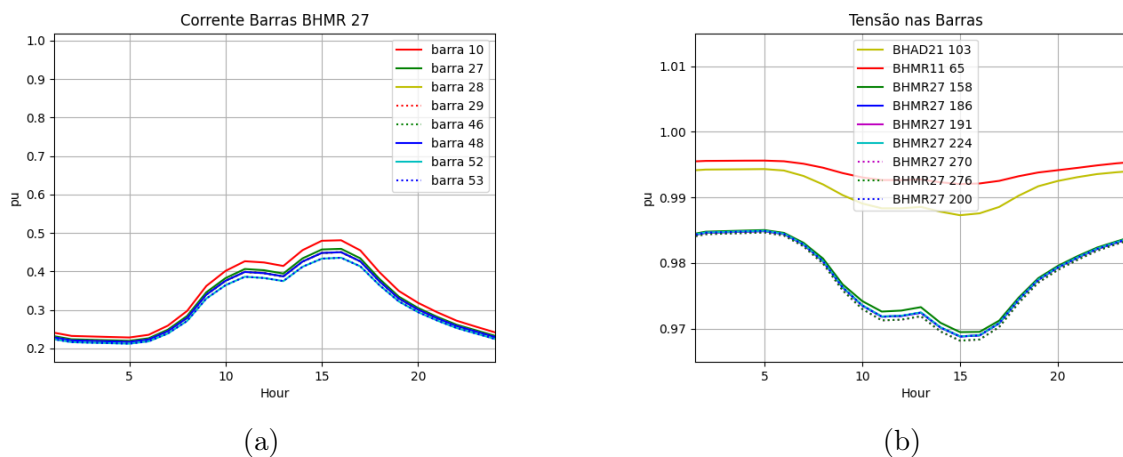


Figura 21 – (a) Correntes nas barras pré-determinadas apenas com sistemas fotovoltaicos e (b) Tensão nas barras pré-determinadas apenas com sistemas fotovoltaicos.

No cenário base têm-se informações que precisam ser observadas a fim de serem comparadas com os próximos cenários em sequência. O primeiro ponto refere-se ao perfil de consumo do campus universitário, que se concentra de 7 às 20 horas, o que é benéfico pois coincide com o horário de maior geração dos sistemas fotovoltaicos e impede o desencontro entre maior demanda e maior geração. O segundo ponto refere-se ao alimentador BHMR27, que tem maior demanda de potência ativa. Portanto as barras de correntes analisadas se concentram nele devido ao potencial para violação de sobrecarga, pois o alimentador também é mais extenso e tem maior capacidade para acomodar os sistemas de GD.

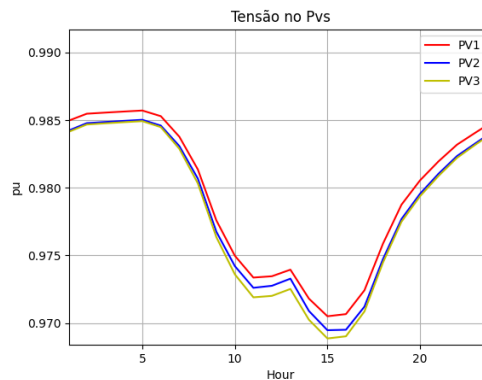


Figura 22 – Tensão nos Sistemas Fotovoltaicos

Na Figura 20a observa-se que no horário das 15 horas, onde haveria um pico de consumo de potência ativa, ocorre uma atenuação em decorrência da GD inserida. Este ponto destacado também pode ser observado nas Figuras 20b, 21a e 21b. Outro ponto de análise é o intervalo de maior geração fotovoltaica, que ocorre entre dez e dezesseis horas, conforme constatado na Figura 22 e comprovado pela Figura 15 devido ao período de maior irradiância, justificando, assim, a oscilação na tensão que tende a reduzir durante o período citado, no qual a corrente aumenta para injetar potência ativa na rede elétrica.

### 5.3 Cenário 1

No cenário 1 as características do cenário base são mantidas tanto em relação ao perfil de carga, quanto, aos sistemas fotovoltaicos. Contudo, serão incluídas cinco microturbinas, contabilizando 325 kW e um sistema de armazenamento de energia elétrica com capacidade de 3000 kWh. Diante disso, haverá uma injeção de GD total de 825 kW. Ressalta-se que todos equipamentos estão ou têm previsão de serem instalados conforme detalhado na Figura 13.

Com o aumento da injeção de GD e a inclusão de sistema do armazenamento de energia, houve melhoria nas variáveis analisadas. Em decorrência da geração de energia elétrica por meio de sistemas de GD, constata-se a redução no consumo de potência ativa da concessionária durante todo o dia, conforme Figura 23a, já que as microturbinas funcionam 24 horas por dia. Logo, não dependem de agentes naturais para geração. Adicionalmente, como há sistema de armazenamento, seu impacto nas curvas é detectável, uma vez que foi definida a injeção da energia armazenada durante o horário de pico das 18 às 20 horas. Na Figura 23a a curva azul referente ao alimentador BHMR11, onde o sistema de armazenamento está instalado, apresenta um degrau no horário citado, justificando a entrada do sistema de armazenamento de energia elétrica, momento no qual este alimentador cessa sua absorção de potência ativa da concessionária para injetar seu



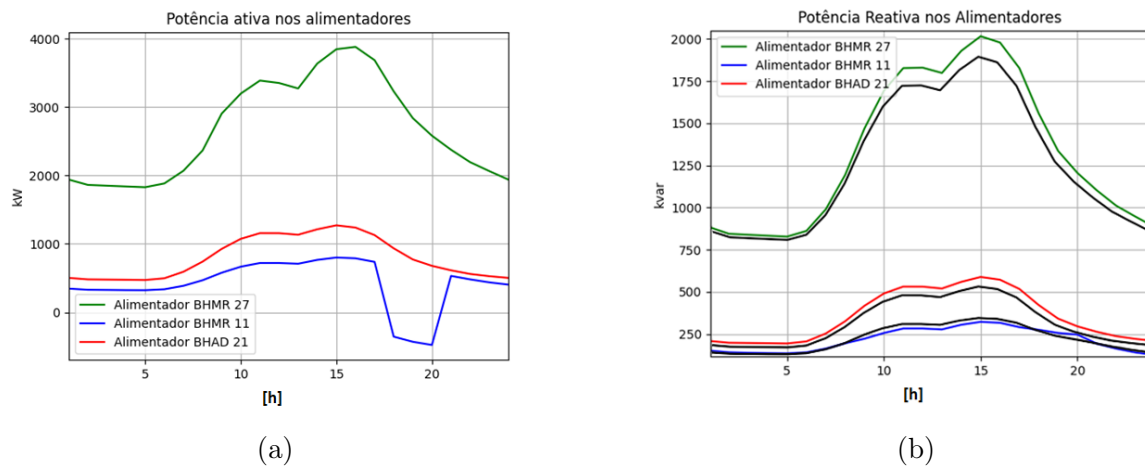


Figura 23 – (a) Potência ativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 com GD e (b) Potência reativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 com GD.

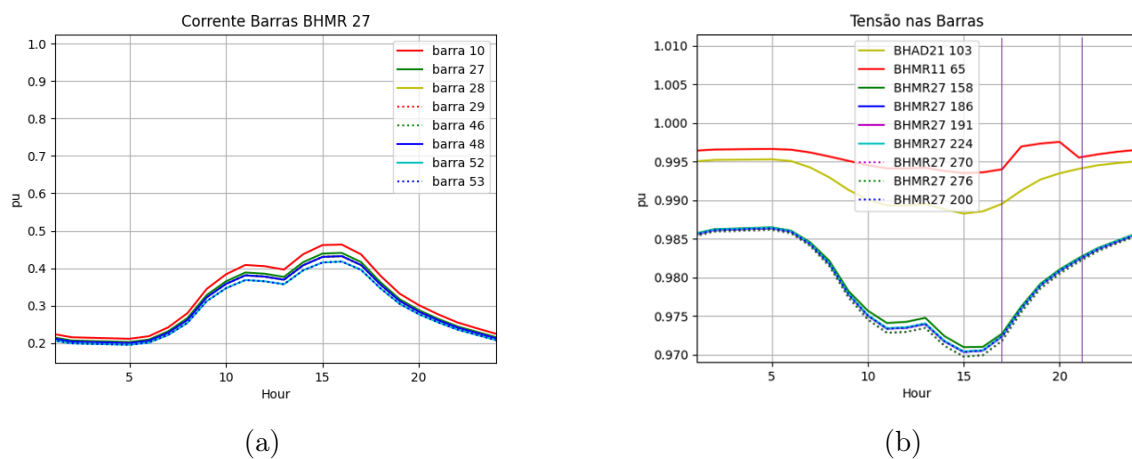


Figura 24 – (a) Correntes nas barras pré-determinadas com GD e (b) Tensão nas barras pré-determinadas com GD.

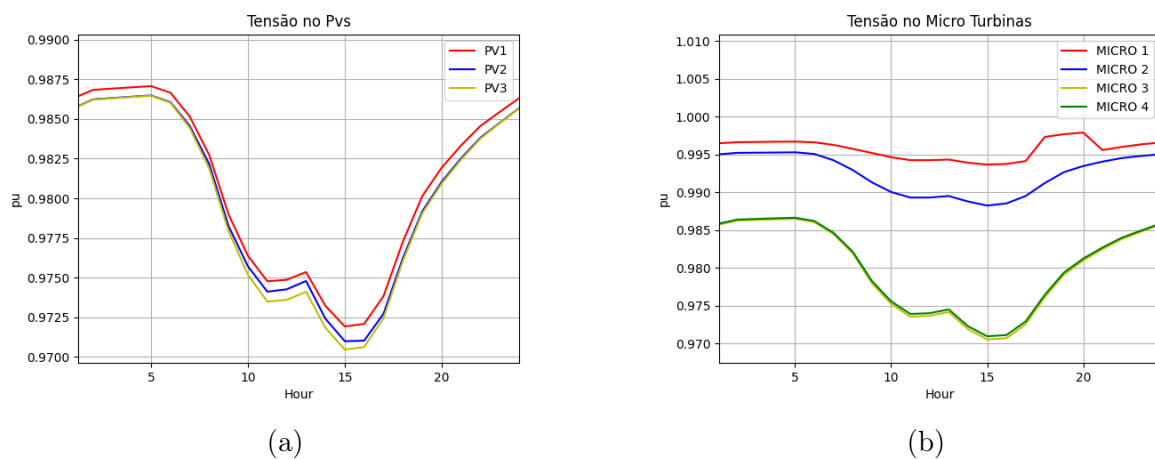


Figura 25 – (a) Tensão nos sistemas fotovoltaicos e (b) Tensão nas microturbinas.

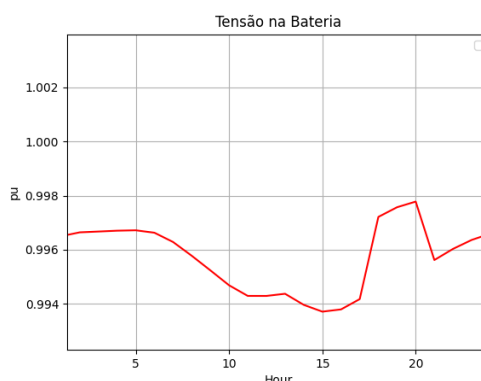


Figura 26 – Tensão no sistema de armazenamento.

potencial armazenado.

A GD, quando utilizada de modo controlado e estratégico, tem potencial de melhoria dos fatores de QEE, conforme pode-se destacar na redução do consumo de potência reativa nos três alimentadores da Figura 23b, as linha em preto são referente a potência reativa no cenário base e também redução nas perdas, conforme Tabela 15. Na Figura 24a, observa-se uma pequena redução nos valores das correntes no decorrer do dia e, por consequência, a Figura 24b mostra um aumento nos valores de tensão, sendo este um comportamento esperado em sistemas onde há a injeção de GD. Se comparada a Figura 25a com a do cenário anterior é possível constatar um leve aumento na tensão em consequência da inserção das microturbinas. A Figura 25b contém apenas 4 curvas de análise, pois as duas microturbinas instaladas na Escola de Engenharia estão na mesma barra e estão representadas na curva de cor vermelha, já que localização também coincide com o local da instalação do sistema de armazenamento por isso a ocorrência do degrau na curva. Nas Figuras 25b e 26 as curvas têm perfis semelhantes as curvas de tensão da Figura 24b, apresentando um leve queda nos valores de tensão entre o período das 05 às 20 horas, que coincide com o momento de maior demanda de carga do campus universitário. Além disso, nestas Figuras se observa também o degrau da entrada do sistema de armazenamento de energia elétrica que ocasiona aumento na tensão das barras que estão conectadas no alimentador onde o sistema está instalado.

## 5.4 Cenário 2

No Cenário 2, o perfil de carga foi mantido, além das injeções de GD com armazenamentos semelhantes ao Cenário 1. Porém, foi acrescentado um significativo potencial de GD de origem fotovoltaica, sendo 25,59 MW distribuídos em 42 locais. Os sistemas inseridos neste caso foram definidos por meio de estudo das áreas do campus universitário e seu respectivo potencial de geração. Mais detalhes sobre estes sistemas

podem ser obtidos no Apêndice Potencial Fotovoltaico - Tabela 18. Este cenário representa a rede do campus universitário e os pontos onde esses sistemas podem ser instalados estão apresentados na Figura 27, juntamente com os sistemas já presentes no Cenário 1.

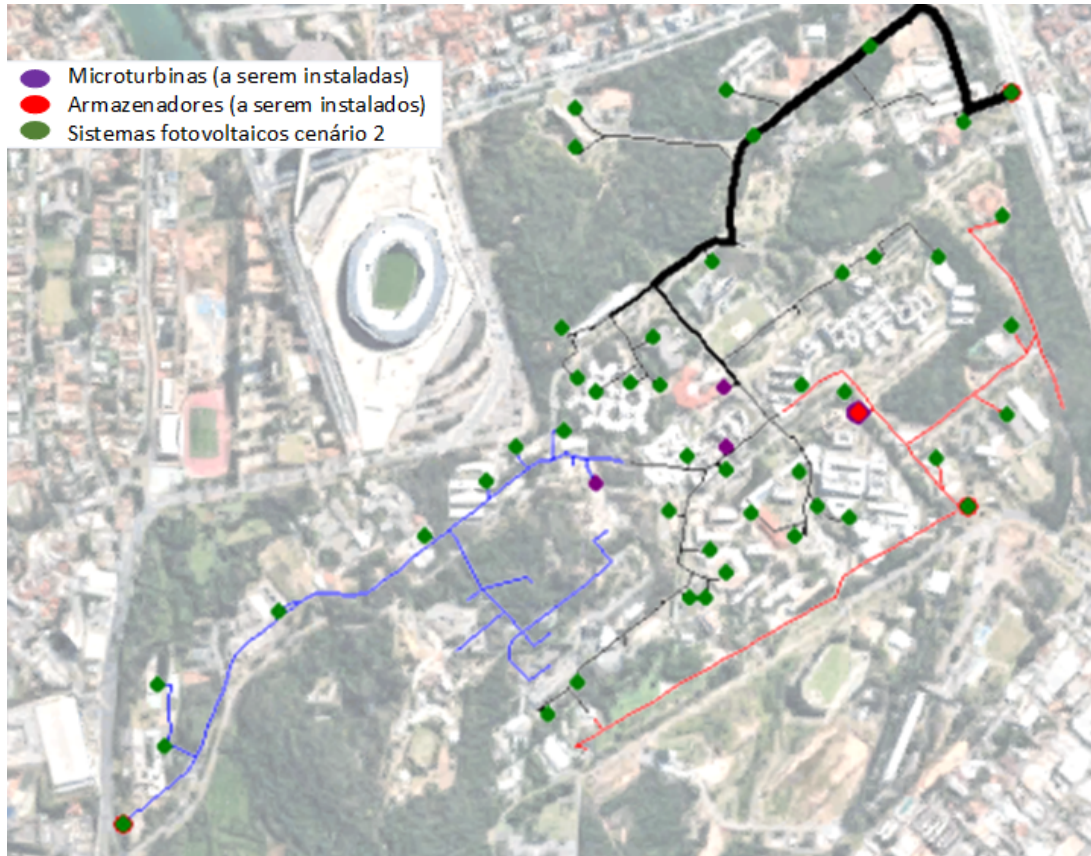


Figura 27 – Sistemas fotovoltaicos inclusos no cenário 2.

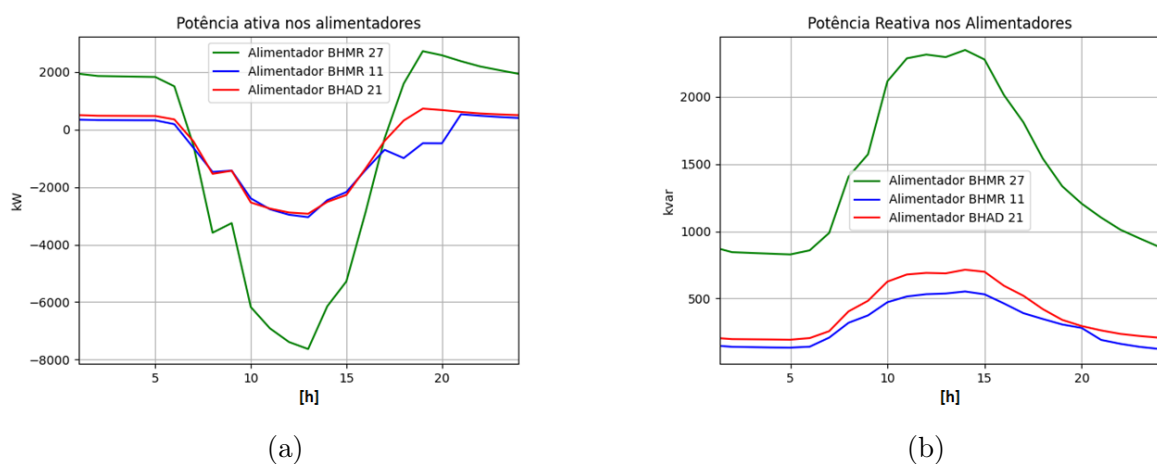


Figura 28 – (a) Potência ativa nos alimentadores BHRM27, BHRM11, BHAD21 com GD e (b) Potência reativa nos alimentadores BHRM27, BHRM11, BHAD21 com GD.

A situação apresentada é de injeção de GD na rede além do que o campus é capaz de consumir. Sendo assim, está é absorvida pela concessionária e redistribuída para outros

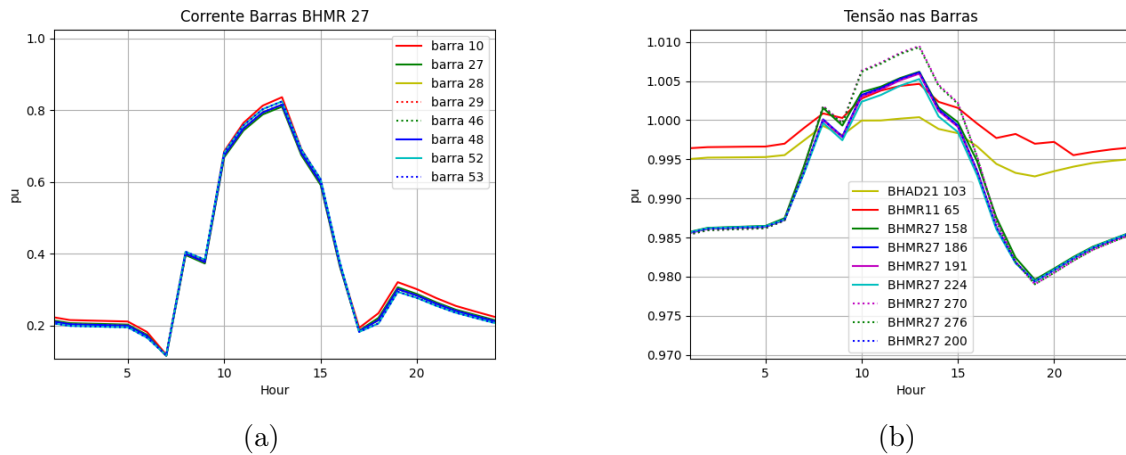


Figura 29 – (a) Corrente nas barras pré-determinadas com GD e (b) Tensão nas barras pré-determinadas com GD.

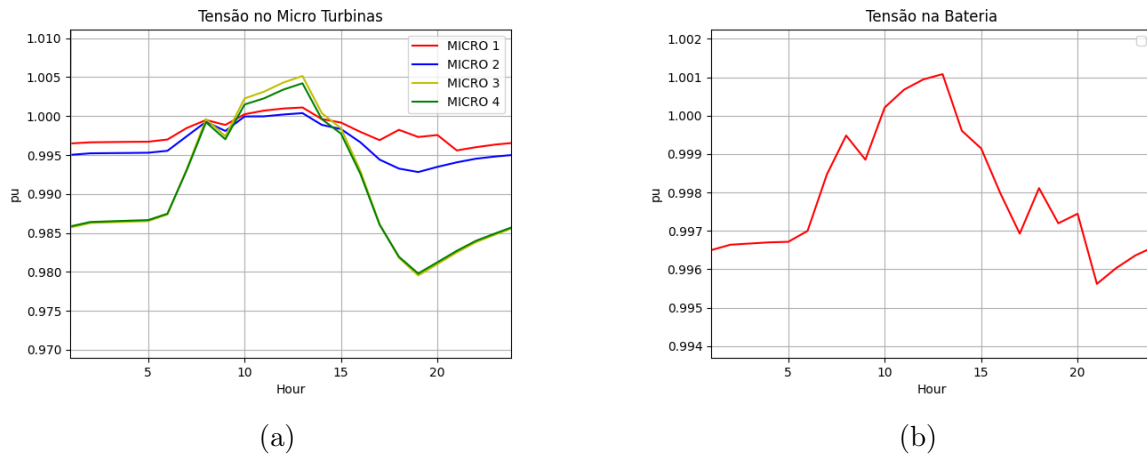


Figura 30 – (a) Tensão nas microturbinas e (b) Tensão no sistema de armazenamento.

consumidores. Durante 10 horas, das 7 da manhã às 17 horas, o campus injeta potência na rede da concessionária e durante as demais 14 horas do dia, o sistema absorve potência da rede gerando, assim, um fluxo bidirecional de potência no sistema elétrico conforme mostrado na Figura 28a. Também se destaca, na Figura 28b, o aumento na potência reativa nos três alimentadores se comparado com o Cenário 1, além das perdas no sistema. Neste cenário não ocorrem violações de nenhum dos padrões de QEE. Porém, denota-se que uma grande concentração de sistemas de GD pode causar impactos negativos para o consumidor. No caso, o pagamento pela potência reativa seria um deles.

Outro ponto de atenção nesta situação é a elevação na tensão das barras analisadas, conforme mostrado na Figura 24b, algo comum em decorrência da inserção de GD. Junto a isto ocorre também aumento nas correntes das barras estudadas, Figura 24a, situação em questão que as correntes dobraram de valor. Pode-se comprovar que este aumento tem relação direta com a inserção de GD, pois as alterações nos perfis de tensão e corrente são intensas durante o momento de geração dos sistemas fotovoltaicos. Em relação aos

sistemas de geração distribuída instalados, constata-se, por meio das Figuras 30a e 30b, que em comparação com o Cenário 1, as microturbinas e o sistema de armazenamento têm perfis semelhantes. Em consequência à inclusão de novos 42 sistemas de GD, foram analisadas as barras onde os sistemas estão instalados, e os valores encontrados estão expostos na Figura 35.

Isto justifica a importância do estudo do limite de acomodação de GD, pois uma inserção desordenada pode trazer prejuízos a todos que estão conectados a rede elétrica do sistema em questão.

## 5.5 Cenário 3

O último cenário analisado inclui as características do cenário anterior com todos os sistemas de GD e perfis de carga, porém é acrescentado mais GD de origem fotovoltaica. Neste caso a análise é realizada para determinar o máximo de GD que a rede comportaria sem violar nenhum padrão de QEE. Na Figura 31 apresentam-se os dez sistemas fotovoltaicos adicionados, sendo cada um com potência de 275 kW totalizando 2,750 MW. A escolha das barras foi feita de modo aleatório. O estudo de limite de acomodação de GD é algo específico para cada rede. Sendo assim, nesta situação, o primeiro limite de QEE a ser violado é o de corrente, sendo este o fator limitante da GD a ser inserida.

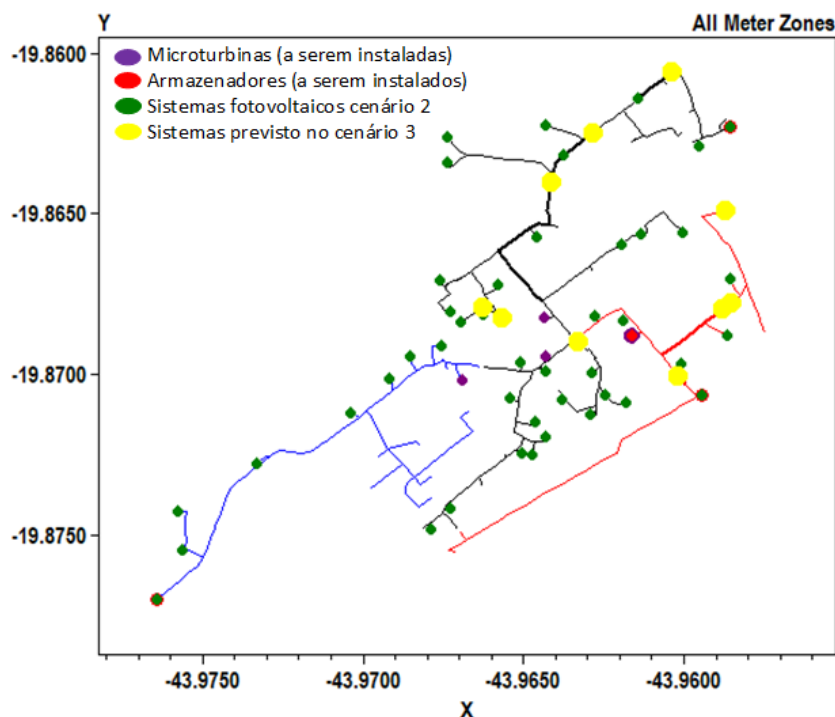


Figura 31 – Sistemas fotovoltaicos inclusos no cenário 3.

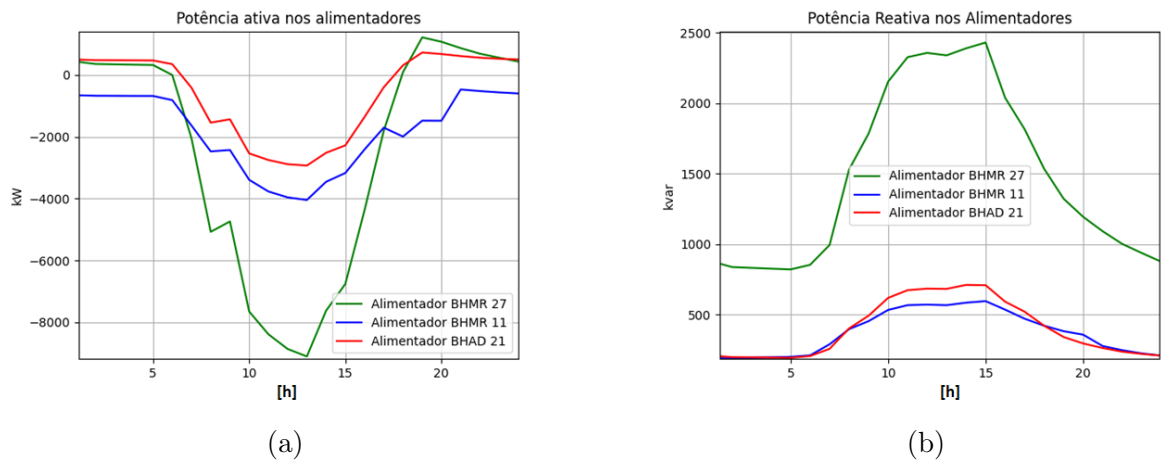


Figura 32 – (a) Potência ativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 com GD e (b) Potência reativa nos alimentadores BHMR27, BHMR11, BHAD21 com GD.

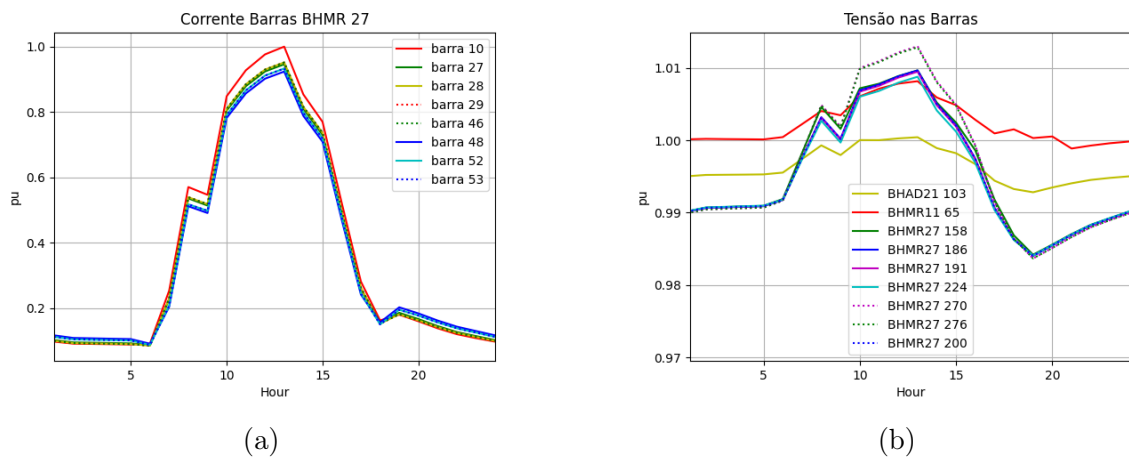


Figura 33 – (a) Corrente nas barras pré-determinadas com GD e (b) Tensão nas barras pré-determinadas com GD.

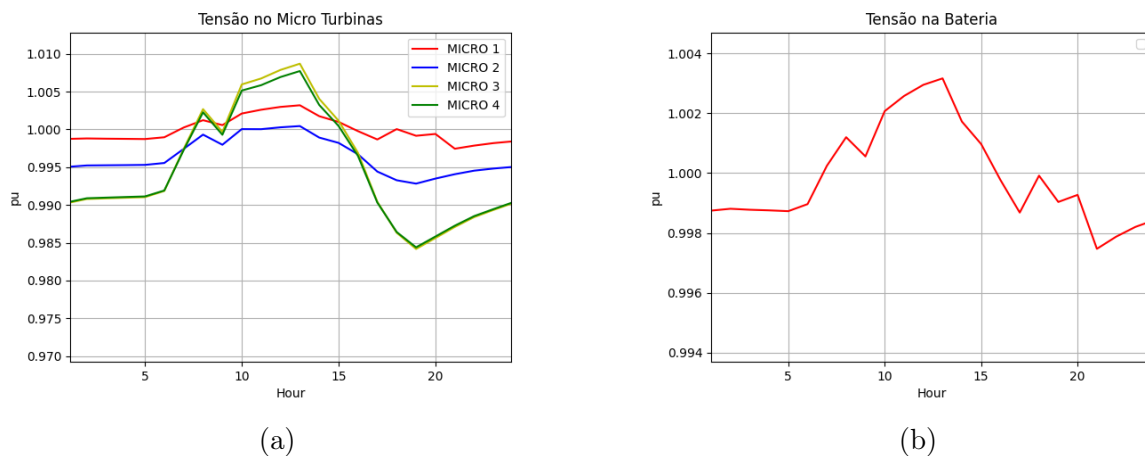


Figura 34 – (a) Tensão nas microturbinas e (b) Tensão no sistema de armazenamento.

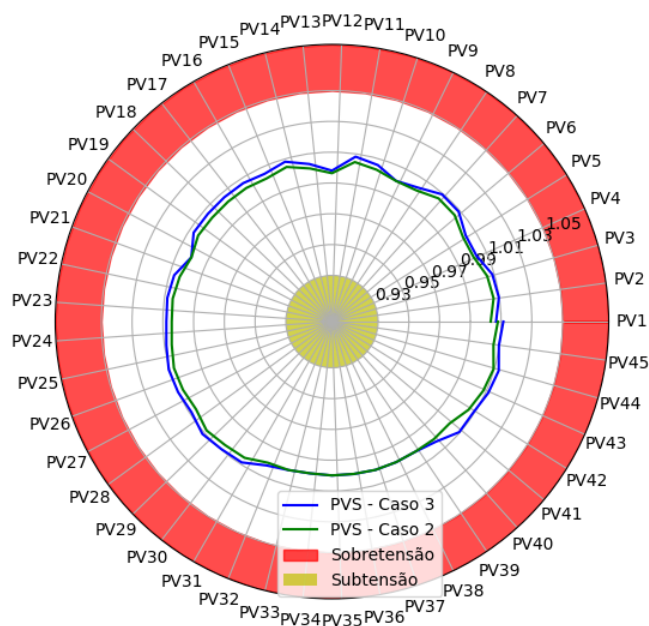


Figura 35 – Tensão nos pontos de conexão dos sistemas de geração fotovoltaicas dos cenários 2 e 3.

Finalmente, no Cenário 3, observa-se na Figura 32a, o aumento na potência ativa que é injetada na rede. Por consequência, o campus está aumentando a energia que é disponibilizada para a concessionária. Conforme esperado, a Figura 32b, mostra que há aumento na potência reativa, com destaque para o alimentador BHMR27, o qual comporta maior parte dos dez novos sistemas inseridos. Outro ponto relevante é que, no horário das 17 horas até próximo às 21 horas, ocorre a ultrapassagem do valor de potência reativa do alimentador BHAD21 pelo BHMR11, conforme mostrado na Figura 32b. Em decorrência da quantidade de novos sistemas fotovoltaicos, uma mudança no perfil de tensão também foi provocada na barra onde esta o sistema de armazenamento, conforme Figura 34b, e esta perturbação reflete também na potência reativa. Já em relação às correntes e tensões das barras analisadas, a Figura 33a apresenta uma situação esperada, na qual as correntes aumentaram, visto que o primeiro fator de violação é a sobrecorrente. Sendo o ponto de atenção a barra 10 do alimentador BHMR27.

Em relação as tensões observa-se por meio da Figura 33b, que no alimentador BHAD21, as barras se mantiveram igual ao Cenário 2, pois não houve inclusão de novas gerações neste alimentador. Em contrapartida, nos alimentadores BHMR11 e BHMR27 houve aumento nas tensões como um todo, em destaque para o último alimentador citado. Conforme mencionado no início do capítulo, a importância do critério utilizado na definição das barras foi comprovada com a maior elevação de tensão ocorrendo nas barras mais distantes do início do alimentador.

Este último cenário mostra que a inserção da GD mesmo que em alimentadores de grande porte, tem efeitos negativos, pois o aumento na tensão ocorre em todas as barras analisadas, independente se nas barras há GD ou não. A Figura 34a comprova a situação citada anteriormente, pois houve alteração nos perfis das curvas onde há apenas microturbinas. Já na Figura 35 é comprovado que a inserção dos novos dez sistemas provocou aumento na tensão das barras de todos os sistemas fotovoltaicos que foram adicionados no Cenário 2. Assim, constata-se que o efeito é em modo cascata, atingindo toda a rede conectada a este alimentador.

## 5.6 Análise das Sobretensões

Apesar do primeiro fator violado na rede analisada ser a sobrecorrente, também foi realizada a análise em relação à sobretensão. Esta ocorreu em decorrência da situação do aumento de tensão gradativa em todos os cenários, em consequência ao acréscimo de GD. Diante do exposto, assim foi detectada a importância de se realizar esta verificação.

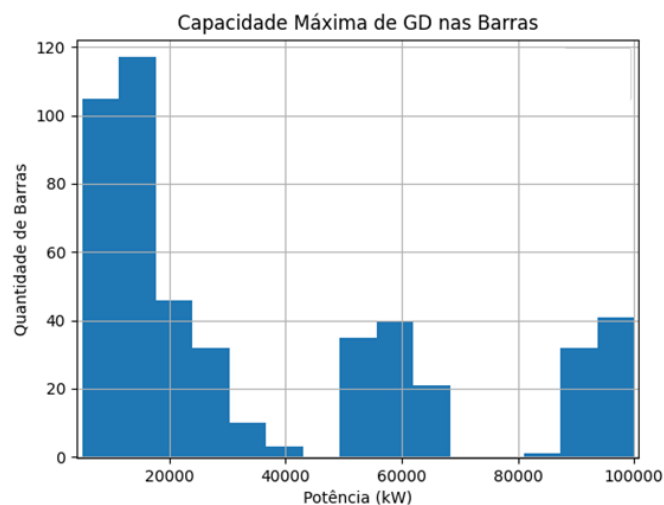


Figura 36 – Capacidade Máxima ante Sobretensão.

Em primeira análise foi simulado o potencial que cada barra do sistema teria de suportar, considerando as injeções de GD previstas no Cenário 2. A Figura 36 apresenta os valores de GD e a quantidade de barras que suporta esta injeção, constatando-se um potencial elevado das barras em comportarem novas GD.

A fim de entender o impacto da distância entre barra e alimentador, em consequência da injeção de GD, foi elaborada a Figura 37. Como era esperado, as barras localizadas próximo ao início dos alimentadores tem maior potencial para comportar grandes volumes de GD, dado que na Figura as barras que comportam até 100 MW de GD estão bem próximas das subestações dos alimentadores. Em contrapartida, quanto mais distante do



início do alimentador, menor tende a ser a capacidade da barra em comportar GD, fato este observado já que as barras que comportam apenas 5 MW de GD estão localizadas em ramificações extremamente distante do início dos alimentadores.

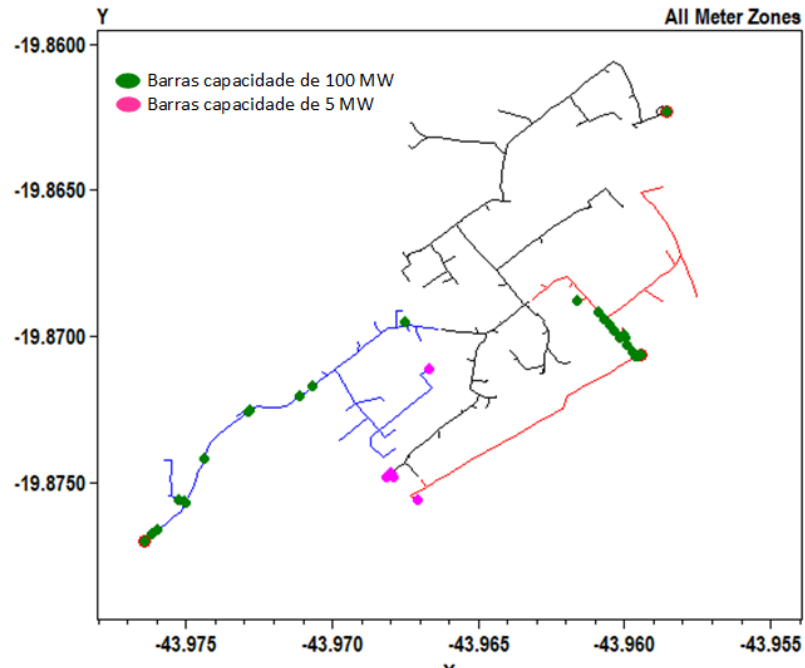


Figura 37 – Barras e HC.

Para tornar a análise mais profunda, as Figuras 38a e 39 são apresentadas, uma vez que com elas é possível entender como a tensão da rede, como um todo, se comporta no decorrer do dia contemplando os três alimentadores.

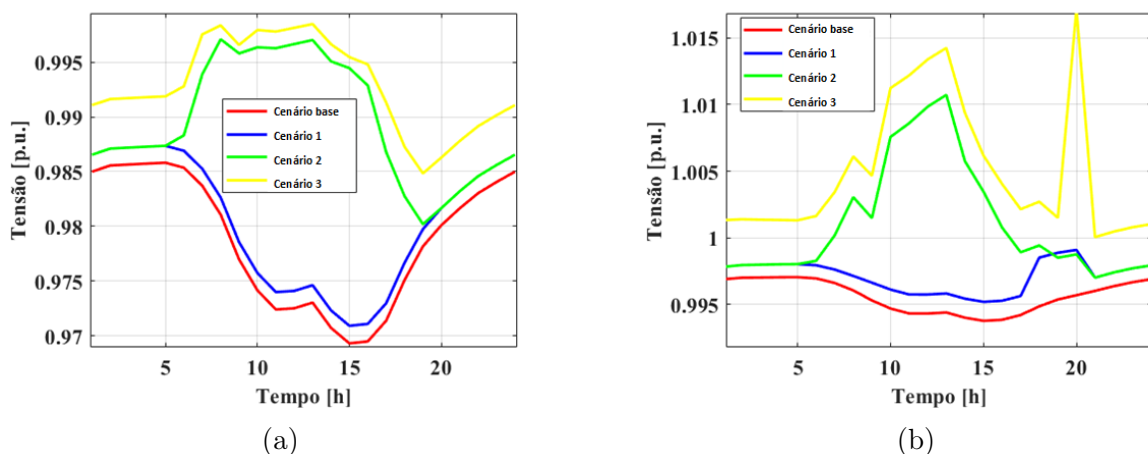


Figura 38 – (a) Tensão mínima da rede nos 4 cenários analisados e (b) Tensão máxima da rede nos 4 cenários analisados.

Primeiramente, analisando a Figura 38a, constata-se que o Cenário base e o Cenário 1 são parecidos, diferenciados em decorrência à entrada do sistema de armazenamento,

o qual aumenta a tensão. De modo semelhante, os Cenários 2 e 3 têm perfil de tensão semelhante, com pequenas discrepâncias como o pico de tensão no momento da entrada do sistema de armazenamento.

A Figura 39 comprova que as barras que apresentam tensões máximas e mínimas no decorrer do dia dos 4 cenários se repetem. Esta situação possibilita compreender dois pontos. Primeiramente, no alimentador BHAD21 a barra que apresenta maior problema de tensão máxima se repete nos quatro cenários, esta mais distante do alimentador, mas também por a barra se repetir, está se torna um ponto de atenção, no caso de perspectiva de instalação de sistemas de GD neste local, pois poderia ocorrer uma violação de tensão neste ponto.

Analisando a Figura 39 observa-se que os maiores valores de tensão no decorrer do dia ocorrem nos alimentadores BHMR11 e BHAD21, que são menores e têm cargas menores conectadas a eles, portanto, são redes mais fracas para comportar as oscilações devido a GD. De modo oposto, no alimentador BHMR27, que contém maior quantidade de carga conectada, ressalta-se a situação de se ter os menores valores de tensão se comparado aos outros dois alimentadores. Ocorre em dois casos de se registrar tensão mínima em pontos distantes do início do alimentador BHMR27, sendo que isto ocorre pois são locais onde não há GD, nem alta demanda de carga.

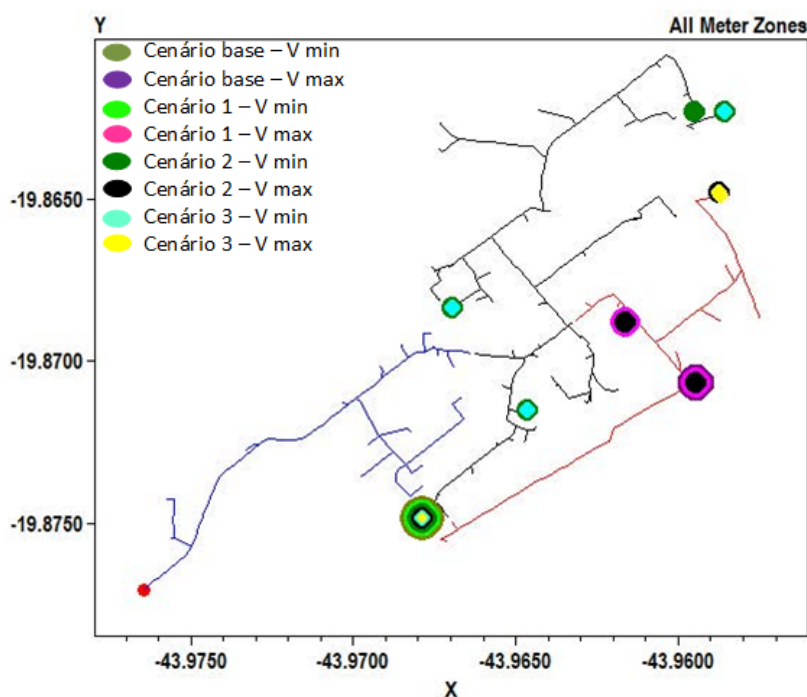


Figura 39 – Barras com tensão mínimas e máxima.

Com esta análise final, torna-se possível entender que o estudo de limite de acomodação de GD é algo bem particular de cada sistema, decorrente, desde as características

construtivas da rede, até o tipo de GD que é conectada ao sistema. Por isso, para se definir com assertividade, é necessário analisar a rede e entender as particularidades desta.

## 5.7 Conclusão

Este capítulo apresentou 4 cenários para análise do comportamento do sistema elétrico do campus universitário. Assim, foi possível entender que a GD tem potencial para melhorar variáveis como perdas e potência reativa na rede. Porém, a fim de atingir este resultado, precisa-se ter um controle e monitoramento da quantidade de potência que é injetada pela GD, dado que, em excesso, esta pode violar padrões da QEE e deteriorar a energia que é distribuída aos consumidores. Outro ponto de análise foi a sobretensão, sendo que no sistema analisado em questão não foi um fator problema, pois a rede apresentava grande capacidade de comportar GD sem violar este limite.

# Capítulo 6

## Conclusão

Nesta dissertação foi realizado um estudo para analisar e identificar os impactos na QEE devido à inserção de GD, tendo como limite a capacidade máxima de hospedagem de GD que um campus universitário comportaria. Dadas as características específicas do local estudado, não foram realizadas análises em relação as distorções harmônicas e desequilíbrio de tensão. Concentrou-se o foco do estudo nas sobrecorrentes, perdas e sobretensões.

A sobretensão normalmente é um dos problemas mais recorrentes em locais onde há instalação de sistemas de GD, mas na rede estudada este não foi o principal fator limitante. Isto se justifica pelas características construtivas, o perfil de carga e a estrutura da rede composta pelos três alimentadores. Na análise realizada especificamente para sobretensão, identificou-a capacidade de instalação de GD por barra de 20 a 100 MW, e nos três alimentadores os sistemas instalados superaram o limite permitido pela concessionária de energia que é de 7 MW em todo o alimentador. Outro ponto é relativo à potência máxima por sistema sendo restrita a 2,5 MW para conexão em média tensão que é a situação aplicada ao campus universitário em estudo. Portanto, o fator limitante neste caso é restrito pelas condições da concessionária e não pela violação da sobretensão no local analisado.

Na análise das sobrecorrentes, com os sistemas simulados no Cenário 2 conforme Tabela 18, já ocorre a violação do limite máximo de GD pela concessionária, mas não há nenhum comprometimento em relação aos fatores de QEE. Apenas no Cenário 3 é que se aproxima do limite máximo em relação à sobrecorrente, mas sem que hajam violações.

Neste estudo de caso realizado, observa-se que o principal limitador para a instalação de sistemas de GD é a concessionária de energia e não os padrões de QEE. Isto destaca a importância de estudos individuais dos alimentadores em que se pretende instalar os sistemas, pois as regras da concessionária são generalizadas para todo estado sem se levar em conta as particularidades da rede em questão.

Portanto, a GD tem potencial para melhorar fatores de qualidade, como exemplo reduzindo perdas e energia reativa, desde que a GD esteja dentro de padrões adequados para a rede, elétrica em questão. Com estudos particularizados da rede torna-se possível aumentar o potencial de penetração de GD, permitindo redução em custos de ampliação da rede e possibilidade de atender a novos consumidores sem grandes investimentos em reforço do sistema elétrico.

## 6.1 Propostas de Continuidade

Diante dos resultados obtidos através das simulações realizadas e apresentadas nos capítulos anteriores, os itens a seguir passam a ser interessantes para estudos futuros e complementares, sendo:

- Aplicações de funções inteligentes nos inversores com objetivo de ampliar a capacidade máxima que a rede é capaz de acomodar.
- Realizações de análise do impacto da inclusão de sistemas fotovoltaicos e cargas com perfis monofásicos e bifásicos de GD.
- Análise dos indicadores de desequilíbrio de tensão e harmônicos.
- Ampliação dos tipos de tecnologias empregadas em GD para analisar o impacto da geração destas no decorrer do dia.

## 6.2 Publicações

O desenvolvimento da dissertação de mestrado gerou o seguinte artigo em conferência.

[1] A.C.B.Gontijo, P. Radatz, B. R. P. Conrado, L. S. Texeira, H. M. A. Antunes, B. de J. C. Filho, S. M. Silva Estudo da Máxima Capacidade de Acomodação de Geração Distribuída de uma Rede de Distribuição em um Campus Universitário, IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2022.

## Referências

ABNT. Sistemas fotovoltaicos (fv) – características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. 2014. Citado na página 48.

ANEEL. Prodist -procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional, módulo 1. 2009. Citado na página 21.

ANEEL. Resolução normativa aneel n<sup>o</sup> 482. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Citado 6 vezes nas páginas 10, 17, 23, 24, 26 e 28.

ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - módulo 3 - acesso ao sistema de distribuição. 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Citado na página 26.

ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - módulo 8 - qualidade da energia elétrica revisão. 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Citado 6 vezes nas páginas 10, 19, 30, 35, 45 e 48.

ANEEL. Resolução normativa aneel n<sup>o</sup> 1.000. 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>>. Citado na página 24.

ANEEL. Classes de consumo. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/classes-de-consumo>>. Citado na página 25.

ANEEL. Geração distribuída. 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiazM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>>. Citado 5 vezes nas páginas 8, 10, 24, 25 e 26.

ANEEL. Lei n<sup>o</sup> 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>>. Citado 5 vezes nas páginas 10, 22, 26, 27 e 28.

BACCINO, F. *et al.* *A methodology for evaluating PEVs hosting capacity margins in distribution grids*. Dissertação (Mestrado) — IEEE, 2012. Citado na página 19.

BOLLEN M.; HASSAN, F. Integration of distributed generation in the power system. *Australia: IEEE*, Anais Power Quality Approach, 2008. Citado 5 vezes nas páginas 8, 19, 31, 32 e 35.

- BRASIL, G. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM)>. Citado na página 23.
- BRASIL, G. Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. 2015. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm)>. Citado na página 29.
- BRASIL, G. Governo zera imposto de importação de equipamentos de energia solar. 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/pt-br/noticias/financas-impostos-e-gestao-publica/2020/07/governo-zera-imposto-de-importacao-de-equipamentos-de-energia-solar>>. Citado na página 29.
- CASTRO N. DE E DANTAS, G. Experiências internacionais em geração distribuída: Motivações, impactos e ajustes. Rio de Janeiro - RJ, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 22.
- CEMIG. Requisitos para conexão de acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição da cemig d – média tensão. 2018. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/ND.5.31.pdf>>. Citado 4 vezes nas páginas 8, 46, 47 e 48.
- CEMIG. Mapa de disponibilidade. 2022. Disponível em: <<https://geo.cemig.com.br/mca/Secure/Authorize?ReturnUrl=>>. Citado na página 46.
- CIREN. *Preliminary Report for Discussion at CIREN 1999*. [S.l.]: IEEE, 1999. Citado na página 21.
- CONFAZ. Convênio icms 16, de 22 de abril de 2015. 2015. Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016\\_15](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15)>. Citado na página 27.
- DIAAELDIN, I. M. *et al. Enhancement of Hosting Capacity with Soft Open Points and Distribution System Reconfiguration: Multi-Objective Bilevel Stochastic Optimization*. p. 13 p. Dissertação (Mestrado) — Energies, 2020. Citado na página 19.
- DOE. Confronting the duck curve: How to address over-generation of solar energy. 2017. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/articles/confronting-duck-curve-how-address-overgeneration-solar-energy>>. Citado na página 23.
- DUGAN ROGER C.; MONTENEGRO, D. The open distribution system simulator (opendss). Electric Power Research Institute, Inc. Estados Unidos, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 71, 72 e 73.
- EPE. Balanço energético nacional. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>>. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 17.
- EPRI. *Impact Factors, Methods, and Considerations for Calculating and Applying Hosting Capacity*. [S.l.]: EPRI, 2018. ISBN 9781504446396. Citado 4 vezes nas páginas 10, 32, 33 e 34.

- EPRI. The hosting capacity process. *Distribution Operations and Planning.*, 2020. Disponível em: <<https://www.epri.com/research/products/000000003002019750>>. Citado na página 33.
- EPRI. Opendss: What is opendss? 2022. Disponível em: <<https://www.epri.com/pages/sa/opendss?lang=en>>. Citado na página 71.
- ETHERDEN, N. *Increasing the hosting capacity of distributed energy resources using storage communication.* p. 240 p. Dissertação (Mestrado) — Luleå University of Technology, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 10, 19, 31 e 34.
- FILHO, B. d. J. C. *et al.* Relatório técnico 1: Minirrede de energia Óasis-ufmg - ano 1. Laboratório Tesla-UFMG - Belo Horizonte-MG., 2021. Citado na página 44.
- GIL, N. J. d. A. e. S. C. *Identificação de Condições de Operação em Modo Isolado e Procedimentos de Controlo de Emergência para Multi-Micro-Redes.* Dissertação (Mestrado) — Tese (Doutorado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009. Citado na página 21.
- IEA. Energy policy review. 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/japan-2021>>. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 22.
- IEC. 61727 photovoltaic (pv) systems - characteristics of the utility interface. 2004. Citado na página 36.
- IEEE. *1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.* [S.l.]: IEEE, 2018. ISBN 9781504446396. Citado na página 19.
- IEEE. Ieee 1547 standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. 2018. Citado na página 36.
- IEEE. Standard conformance test procedures for equipment interconnecting distributed resources with electric power systems. IEEE Std 1547.1-2018, p. 54 p, 2018. Citado na página 21.
- IEEE. Ieee 1159recommended practice for monitoring electric power quality. 2019. Citado na página 36.
- ISMAEL, S. M. e. a. *State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation.* p. 1002–1020 p. Dissertação (Mestrado) — Renewable Energy, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 35.
- JUSTIZ B. VERBRAUCHERSCHUTZ, u. der. Erneuerbare energien gesetz. 2017. Disponível em: <[https://www.gesetze-iminternet.de/eeg\\_2014/EEG\\_2017.pdf](https://www.gesetze-iminternet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf)> Citado na página 23.
- MARK L.BUCK, H. 20 years of net energy metering in california [online]. 2017. Disponível em: <[https://www.scottmadden.com/wpcontent/uploads/2017/05/ScottMadden\\_NEM\\_in\\_California2017\\_0531.pdf](https://www.scottmadden.com/wpcontent/uploads/2017/05/ScottMadden_NEM_in_California2017_0531.pdf)> Citado na página 23.
- MME, E. Plano decenal de expansão de energia 2031. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>>. Citado 4 vezes nas páginas 8, 16, 17 e 18.



OLIVEIRA, T. E. C. d. *The concept of dynamic hosting capacity of distributed renewable generation considering voltage regulation and harmonic distortion*. p. 200 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, 2018. Citado na página 19.

PATRICK, M. The german incentive regulation and its practical impact on the grid integration of renewable energy systems. Potsdam : Elsevier, v. 8 : Vol. I, 2018. Citado na página 23.

SENADO, A. Senado aprova incentivo à energia solar por meio do sfh; texto segue para a câmara. 2021. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2021/09/30/senado-aprova-incentivo-a-energia-solar-por-meio-dosfh-texto-segue-para-a-camara>>. Citado na página 29.

SWERA. Global solar atlas, 2022. 2022. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map?c=-19.497664,-46.307373,6&m=site&a=-44.978027,-18.625425,-44.121094,-19.890723,-43.26416,-19.68397,-43.242188,-18.875103,-43.703613,-18.479609,-43.967285,-19.311143,-4.165039,-18.833515,-44.978027,-18.62542>>. Citado na página 43.

TEXEIRA, L. S. Avaliação do impacto de geração própria na rede de distribuição do campus universitário. Universidade Federal de Minas Gerais - Belo Horizonte-MG., 2021. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 44.

UFMG, C. Minirrede de energia oásis-ufmg. Universidade Federal de Minas Gerais Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Institucional 2020-2021, 2019. Citado na página 44.

# Apêndice A

## *OpenDSS*

O *software OpenDSS* foi desenvolvido inicialmente pela *Electrotek Concepts, Inc.*, e denominado como *Distribution System Simulator (DSS)*. Porém em 2004 o mesmo foi adquirido pela empresa norte americana *Electric Power Research Institute (EPRI)*, sendo remodelado e renomeado tendo como objetivo a união e cooperação para modernização rumo as redes inteligentes.

A proposta inicial da ferramenta era para realização de estudo probabilísticos de planejamento e simulações para a inserção de geração distribuída. Porém, o programa tornou-se popular e utilizado também para estudo de fluxo de potência, análise harmônica, análise dinâmica e estudo de curto-circuito.

A ferramenta se configura por ter características robustas e flexíveis para modelagem de diferentes modelos de carga e configurações de circuitos, tendo linguagem de programação aberta. O programa ainda se destaca por realizar mais análise de fluxo harmônico do que de potência, sendo assim torna-se ideal para análises de HC por sobretensão e harmônicos (EPRI, 2022).

A programação no *OpenDSS* ocorre através de linhas de comando que caracterizam o sistema a ser modelado. A ferramenta se destaca por ter interface de Interface *Object Model (COM)* que permite o controle através de programas externos com linguagem *MATLAB, Python, C#, R, Visual Basic for Applications (VBA)*, dentre outras (DUGAN ROGER C.; MONTENEGRO, 2019).

### A.1 Modelagem no *OpenDSS*

#### A.1.1 Barra

O elemento barra é composto por nós, onde haverá a conexão com os demais elementos do circuito. Ressalta-se que diferente de outros programas de estudo de fluxo de potência, barra e nó tem características diferentes. A barra tem como função apresentar a

tensão por nó em relação ao nó 0, porém esse nó não precisa necessariamente ser o terra do circuito.

Outro ponto é a criação da barra ocorre como uma consequência da criação dos elementos conectados a ela, cumprindo assim a função de conectar os elementos do sistema aos seus nós (DUGAN ROGER C.; MONTENEGRO, 2019).

#### A.1.1.1 Equivalente Thévenin

O equivalente Thévenin representa uma barra de referência para a realização dos cálculos do fluxo de potência para o circuito modelado. Na visão da transmissão este elemento é visto como uma subestação de distribuição, mas se a análise ocorre a partir do alimentador este será uma representação da subestação da distribuição (DUGAN ROGER C.; MONTENEGRO, 2019).

### A.1.2 Elementos de transporte de energia

Os elementos que têm como característica a conversão de energia são compostos por terminais multifásicos. No *OpenDSS*, o terminal é composto por condutores e é através do condutor que se realiza o controle dos elementos de todo o circuito no programa.

Os transformadores e linhas são componentes comuns no quesito de transporte de energia. Estes se caracterizam por serem elementos elétricos lineares padrões e normalmente podem ser definidos pelas suas impedâncias em seu estado estável em rms (DUGAN ROGER C.; MONTENEGRO, 2019).

#### A.1.2.1 Linha

As linhas são elementos do circuito de transporte de energia e se caracterizam por serem componentes multifásicos de dois terminais, utilizando o modelo pi com capacitância *shunt*. A modelagem das linhas ocorre através de suas impedâncias séries e admitâncias *shunt* podendo ser especificadas por componentes simétricas ou matriz em relação as fases (DUGAN ROGER C.; MONTENEGRO, 2019).

### A.1.3 Elementos de conversão de energia

A função do elemento de conversão de energia é converter a energia de forma elétrica para outra ou o contrário. Este tipo de componente pode armazenar energia e depois injetar no sistema como componentes reativos. Os tipos de elementos mais comuns nesta categoria são os geradores, equivalentes Thévenin, cargas e dispositivos de armazenamento. A representação destes no *OpenDSS* ocorre por impedâncias nodais simples, representando uma parcela linear ou um conjunto de equações diferenciais que geram uma equação de injeção de corrente (DUGAN ROGER C.; MONTENEGRO, 2019).

### A.1.3.1 Transformador

O transformador é um elemento composto por dois ou mais terminais, e neste caso o número de condutores excede em um o número real pois este é utilizado para a conexão do neutro. Para a modelagem deste precisa-se do número de enrolamentos, o número de fases, as barras onde serão conectados os seus terminais, seus parâmetros elétricos internos além método para ligação do mesmo. O regulador de tensão é utilizado juntamente do elemento transformador com o objetivo de controlar e o monitorar o nível de tensão, podendo simular um componente de serviço padrão ou controle LTC (DUGAN ROGER C.; MONTENEGRO, 2019).

### A.1.3.2 Cargas do sistema

As cargas são consideradas como elementos de conversão de energia e, portanto, apresentam um único terminal, de modo a assegurar o cálculo do fluxo de potência. Caso a tensão fique fora do intervalo pré-determinado, a mesma deve-se comportar como um modelo de impedância constante para possibilitar o cálculo do fluxo.

Outro ponto é que o *OpenDSS* considera a carga como um elemento balanceado e para inserir cargas desbalanceadas é necessário considerar cada fase separadamente.

As curvas de carga são elementos essenciais para a realização do fluxo de potência, pois estas caracterizam o comportamento de consumo daquele componente em um determinado intervalo de tempo, permitindo assim maior assertividade durante a simulação (DUGAN ROGER C.; MONTENEGRO, 2019).

### A.1.4 *PVSystem*

A simulação de sistemas fotovoltaicos no *OpenDSS* ocorre através do modelo *PVSystem* que une o modelo de painel fotovoltaico a um inversor de forma que este último tem a capacidade de identificar o ponto de máxima potência do painel e assim construir um modelo de estudo.

Este tipo de sistema se encaixa a categoria de conversão de energia devido suas características. Para a construção deste modelo são necessárias três conjuntos de informações sendo o primeiro sobre os painéis, segundo sobre os inversores e por último as condições de operação do sistema (DUGAN ROGER C.; MONTENEGRO, 2019).

Para o cálculo da potência de saída dos sistemas fotovoltaicos é calculado o equivalente Norton através das informações inseridas pelo usuário considerando como base a potência de saída do inversor.

## Apêndice B

# Detalhamento da Rede do Campus Universitário

### B.1 Cargas

O Campus Universitário conta com 50 prédios sendo edificações de aulas, laboratórios, centros de pesquisas e de serviços, portanto cada um destes possui um perfil de consumo de energia elétrica. A concessionária de energia forneceu dados do consumo por hora dos prédios onde há maior consumo, sendo o ICB bloco E e bloco K, Escola de engenharia, Departamento de física e reitoria. Através das contas mensais de energia havia sido obtido o consumo no horário de ponta e fora de ponta de todos os prédios. Com os dados de consumo mensais dos prédios foi realizado um cálculo com os dados de consumo total e o pico de demanda durante o ano de 2019, e as informações inseridas na equação B.1 mensalmente de modo a obter o valor médio de consumo de cada um dos prédios.

$$\text{Valor médio} = \frac{\text{pico demanda horario fora ponta}}{\text{pico demanda horario ponta}} \quad (\text{B.1})$$

Por meio do valor obtido através da B.1, foi definido qual perfil de carga de consumo das cinco curvas geradas era mais próxima ao calculado e assim escolheu-se a mais apropriada. Para se definir a potência base dos quarenta e cinco prédios, foi realizada uma divisão entre a potência base das cinco edificações e os picos de demanda dos demais. O resultado médio encontrado foi de 79%, portanto nos casos em que não se havia os valores completos da edificação foi considerado que a potência base seria, portanto, o pico da demanda mensal vezes 0,79, e assim foi possível elaborar as Tabelas 16 e 17.

Tabela 16 – Demanda das cargas de Janeiro a Junho.

Prédio	Curva de demanda	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
ICB- Bloco E	icbe	562,8	602,8	524,9	617,8	575,4	514,7
ICB - Bloco K	icbk	630,5	650,9	553,3	662,1	614,2	588,7
Escola de engenharia	eng	559,8	602,4	595,3	638,4	613,2	664,2
ICEX - Física	fis	1054,6	1103,4	922,1	1292,2	1170,7	1197,6
Reitoria	reit	308,3	357,7	290,8	328,1	311,9	290,0
Biblioteca central	fis	115,8	111,1	121,4	121,4	113,4	111,9
CAD 1	reit	100,0	119,8	0,0	0,0	116,6	111,1
CAD 2	reit	83,3	83,3	100,0	100,0	100,0	92,0
CAD 3	reit	53,1	83,3	103,1	83,3	138,8	108,7
Centro pedagógico	reit	42,8	25,4	52,4	53,9	46,0	46,0
Colégio técnico	icbe	75,4	68,2	90,4	96,8	95,2	84,1
DEMAI	reit	86,5	81,7	86,5	80,1	74,6	70,6
EEFFTO	icbe	122,2	115,8	123,0	132,5	126,1	131,7
EEFFTO - Lan Ladire	reit	0,0	0,0	0,0	4,8	15,1	12,7
Escola de Belas Artes - ACTU	eng	15,9	12,7	18,2	19,8	22,2	17,5
Escola de Belas Artes - BA	eng	61,1	38,1	66,6	77,7	78,5	69,8
Escola de Engenharia - Bloco 1	eng	28,6	27,0	31,7	37,3	36,5	32,5
Escola de Engenharia - Bloco 3	fis	30,9	25,4	38,9	50,0	53,1	47,6
Escola de Engenharia - CPDA	icbe	19,0	15,9	20,6	17,5	15,9	15,9
Escola de Engenharia - CPH	icbe	31,7	30,1	28,6	28,6	28,6	27,0
Escola de Engenharia - Eng Mec	fis	150,7	172,9	172,9	172,9	172,9	172,9
Escola de Engenharia - LEAT	eng	65,0	56,3	79,3	66,6	65,0	61,1
Escola de Engenharia - Túnel de vento	reit	80,9	80,9	80,9	80,9	80,9	161,0
Escola de Música	fis	73,8	74,6	74,6	82,5	83,3	83,3
Escola de Odontologia	icbe	175,3	122,2	169,8	197,5	208,6	183,2
Escola de Veterinária - Escola	reit	211,8	222,9	251,5	238,0	219,7	219,7
Escola de Veterinária - Hospital Vet	icbe	139,6	153,1	142,0	145,2	157,9	138,8
Escola de Veterinária - Laquacult	fis	57,9	58,7	58,7	56,3	56,3	63,5
FACE - Escola	fis	138,8	116,6	149,9	133,3	133,3	122,2
FAE	fis	82,5	73,0	91,2	106,3	89,6	122,2
FAFAR	eng	172,9	172,9	186,4	169,0	172,9	160,2
FAFICH	fis	136,4	106,3	139,6	149,9	145,2	146,8
FALE	reit	85,7	88,8	110,3	111,1	100,0	110,3
FUMP - Setorial 1	reit	139,6	34,1	119,0	131,7	153,9	156,3
FUMP - Setorial 2	reit	123,0	119,8	123,0	139,6	130,1	125,3
ICB - Bioterio 1	reit	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
ICB - Bioterio 2	reit	147,5	155,5	155,5	155,5	164,2	164,2
ICB - Bloco C	icbe	344,3	355,4	366,5	366,5	366,5	366,5
ICEX - Microscopia	reit	69,8	75,4	66,6	69,8	72,2	69,8
ICEX - DCC	eng	144,4	155,5	172,1	172,1	149,9	127,7
ICEX - Química	eng	269,7	275,3	322,9	293,5	289,5	280,0
ICEX - LEC	reit	24,6	27,0	24,6	26,2	23,8	23,8
ICEX - Nanomateriais	reit	11,1	10,3	11,1	9,5	7,9	4,8
ICEX - Anexo Química 1	reit	20,6	11,1	19,0	30,1	42,0	34,1
ICEX - Anexo Química 3	reit	13,2	7,1	12,2	19,3	26,9	21,8
IGC	fis	73,0	57,1	90,4	86,5	76,9	65,8
Imprensa	reit	78,5	78,5	73,0	64,3	71,4	88,1
UMEI	reit	17,5	11,1	18,2	18,2	17,5	16,7
Unidade Administrativa 2	reit	219,7	225,3	238,8	203,1	183,2	155,5
Unidade Administrativa 3	reit	121,4	132,5	111,1	121,4	105,5	83,3

Tabela 17 – Demanda das cargas de Julho a Dezembro.

Prédio	Curva de demanda	Jul	Agos	Set	Out	Nov	Dez
ICB- Bloco E	icbe	429,7	461,4	436,2	485,4	561,7	508,5
ICB - Bloco K	icbk	450,8	479,1	487,3	573,5	656,2	585,3
Escola de engenharia	eng	474,8	478,5	551,8	584,5	641,4	630,2
ICEX - Física	fis	952,3	1039,4	958,6	1026,6	1182,8	1102,5
Reitoria	reit	211,8	239,3	217,2	233,2	278,1	293,7
Biblioteca central	fis	99,2	88,1	89,6	97,6	95,2	102,3
CAD 1	reit	55,5	66,6	94,4	122,2	103,1	127,7
CAD 2	reit	72,2	47,6	77,7	92,0	149,9	92,0
CAD 3	reit	75,4	88,8	61,1	119,8	130,9	153,1
Centro pedagógico	reit	42,0	37,3	39,7	50,8	50,8	53,9
Colégio técnico	icbe	75,4	72,2	74,6	91,2	91,2	96,0
DEMAI	reit	55,5	51,6	55,5	68,2	68,2	89,6
EEFFTO	icbe	96,8	92,0	91,2	138,8	130,9	138,0
EEFFTO - Lan Ladire	reit	6,3	6,3	4,8	4,8	6,3	12,7
Escola de Belas Artes - ACTU	eng	14,3	0,0	15,1	19,0	15,9	22,2
Escola de Belas Artes - BA	eng	64,3	56,3	61,1	74,6	71,4	80,1
Escola de Engenharia - Bloco 1	eng	31,7	25,4	28,6	31,7	30,1	29,4
Escola de Engenharia - Bloco 3	fis	44,4	36,5	50,0	53,1	50,0	53,1
Escola de Engenharia - CPDA	icbe	12,7	0,0	11,9	14,3	14,3	14,3
Escola de Engenharia - CPH	icbe	19,8	15,1	27,0	27,0	30,1	33,3
Escola de Engenharia - Eng Mec	fis	172,9	172,9	97,6	115,8	123,0	134,1
Escola de Engenharia - LEAT	eng	58,7	44,4	57,1	53,9	60,3	74,6
Escola de Engenharia - Túnel de vento	reit	161,0	161,0	27,8	180,9	11,1	22,2
Escola de Música	fis	83,3	83,3	70,6	75,4	75,4	84,1
Escola de Odontologia	icbe	147,5	133,3	153,1	208,6	219,7	222,1
Escola de Veterinária - Escola	reit	176,9	180,1	166,6	206,3	215,0	246,7
Escola de Veterinária - Hospital Vet	icbe	119,8	104,7	116,6	144,4	155,5	161,8
Escola de Veterinária - Laquacult	fis	66,6	75,4	76,9	70,6	69,8	76,2
FACE - Escola	fis	116,6	77,7	105,5	133,3	133,3	161,0
FAE	fis	68,2	61,1	71,4	94,4	80,9	103,9
FAFAR	eng	146,8	124,5	128,5	160,2	164,2	169,0
FAFICH	fis	131,7	121,4	125,3	145,2	143,6	166,6
FALE	reit	82,5	0,0	0,0	0,0	66,6	94,4
FUMP - Setorial 1	reit	165,0	122,2	176,1	165,8	127,7	141,2
FUMP - Setorial 2	reit	125,3	142,0	133,3	148,3	151,5	156,3
ICB - Bioterio 1	reit	11,1	11,9	11,9	11,1	7,9	7,9
ICB - Bioterio 2	reit	164,2	164,2	142,0	147,5	144,4	144,4
ICB - Bloco C	icbe	366,5	366,5	266,5	327,6	333,2	366,5
ICEX - Microscopia	reit	69,8	69,8	75,4	77,7	77,7	69,8
ICEX - DCC	eng	116,6	105,5	116,6	133,3	122,2	155,5
ICEX - Química	eng	210,2	184,8	251,5	245,1	276,9	306,2
ICEX - LEC	reit	23,0	0,0	21,4	27,0	24,6	26,2
ICEX - Nanomateriais	reit	4,0	4,0	4,0	4,8	7,1	5,6
ICEX - Anexo Química 1	reit	34,1	11,1	27,0	31,7	31,7	39,7
ICEX - Anexo Química 3	reit	21,8	7,1	17,3	8,7	11,1	25,4
IGC	fis	57,9	48,4	57,1	81,7	80,1	88,8
Impresa	reit	69,8	61,8	74,6	97,6	84,9	75,4
UMEI	reit	17,5	17,5	18,2	19,0	20,6	21,4
Unidade Administrativa 2	reit	119,8	100,0	111,1	211,0	180,9	216,6
Unidade Administrativa 3	reit	61,1	49,2	64,3	95,2	85,7	124,5

## **B.2 Potencial Fotovoltaico**

Os sistemas fotovoltaicos apresentados na Tabela 18 estão numerados conforme curvas dos sistemas apresentados no Capítulo 5.

## **B.3 Diagrama Unifilar Campus Pampulha**

Na Figura 40 é apresentado a rede completa do campus universitário contemplando os três alimentadores.



Tabela 18 – Potencial Fotovoltaico nas Edificações.

Nº	Prédio	Potência (kW)	Alimentador
1	CAD 1	544,20	BHMR 27
2	CAD 2	1323,75	BHMR 27
3	CAD 3	138,80	BHMR 27
4	IGC (Instituto de Geociências)	370,30	BHMR 11
5	FACE (Faculdade de Ciência Econômicas	577,77	BHMR 11
6	FAFICH (Faculdade de Filosofia e Ciências Humanas)	1323,75	BHMR 27
7	FALE (Faculdade de Letras)	1323,75	BHMR 27
8	FAE (Faculdade de Educação)	2297,10	BHMR 11
9	RESTAURANTE 2	176,30	BHAD 21
10	CENTRO PEDAGÓGICO	228,60	BHMR 11
11	CRECHE UMEI	511,30	BHMR 11
12	EBA (Escola de Belas Artes)	408,7	BHMR 27
13	EM (Escola de Música)	413,40	BHMR 27
14	FUNDEP (Fundação de Desenvolvimento a Pesquisa )	218,70	BHMR 27
15	REITORIA	404,50	BHMR 27
16	ICB (Instituto de Ciências Biológicas) E	407,06	BHMR 27
17	ICB (Instituto de Ciências Biológicas) K	407,06	BHMR 27
18	ICB (Instituto de Ciências Biológicas) C	407,06	BHMR 27
19	ICB (Instituto de Ciências Biológicas) BIO 1	407,06	BHMR 27
20	ICB (Instituto de Ciências Biológicas) BIO 2	407,06	BHMR 27
21	BIBLIOTECA CENTRAL	638,80	BHMR 27
22	PRAÇA	503,20	BHMR 11
23	ICEX (Instituto de Ciências Extas) FÍSICA	325,50	BHMR 27
24	ICEX (Instituto de Ciências Extas) DCC	325,50	BHMR 27
25	ICEX (Instituto de Ciências Extas) QUIMICA	325,50	BHMR 27
26	ICEX (Instituto de Ciências Extas) LEC	325,50	BHMR 27
27	ICEX (Instituto de Ciências Extas) NANO	325,50	BHMR 27
28	ICEX (Instituto de Ciências Extas) QUIMICA 1	325,50	BHMR 27
29	ICEX (Instituto de Ciências Extas) QUIMICA 3	325,50	BHMR 27
30	ICEX (Instituto de Ciências Extas) MICROSCOPIA	325,50	BHMR 27
31	RESTAURANTE 1	472,80	BHMR 11
32	FARMACIA	615,50	BHAD 21
33	EFFTO (Escola de Educação Física)	524,00	BHAD 21
34	EFFTO (Escola de Educação Física) LAN	524,00	BHAD 21
35	ODONTOLOGIA	1348,80	BHAD 21
36	VETERINARIA	1427,60	BHAD 21
37	VETERIA HOSPITAL	713,80	BHAD 21
38	VETERINARIA LAQUACULT	713,80	BHAD 21
39	ESCOLA DE ENGENHARIA	678,50	BHMR 11
40	ENGENHARIA BLOCO 1	678,75	BHMR 11
41	ENGENHARIA BLOCO 3	678,50	BHMR 11
42	ENGENHARIA CPDA	1357,00	BHMR 11
43	ENGENHARIA MEC	678,50	BHMR 11
44	ENGENHARIA LEAT	678,50	BHMR 11
45	ENGENHARIA TUNEL	1357,00	BHMR 11

