



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

Joseph Palma Oliveira Schumann Minami

Fluxo de potência para redes de distribuição radiais, ativas e ilhadas

Itajubá-MG

12 de dezembro de 2018

Joseph Palma Oliveira Schumann Minami

Fluxo de potência para redes de distribuição radiais, ativas e ilhadas

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência
Orientador: Prof. Ph.D. Antônio Carlos Zamboni de Souza

Coorientador: Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

Itajubá-MG
12 de dezembro de 2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI

Reitor: Prof. Dr. Dagoberto Alves de Almeida

Pró-Reitor de Graduação: Prof. Dr. Egon Luiz Müller Júnior

Pró-reitor de Pós-Graduação: Prof. Dr. Cláudio Kirner

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica: Prof. Dr. Tales Cleber Pimenta

FICHA CATALOGRÁFICA

Joseph Palma Oliveira Schumann Minami

Fluxo de potência para redes de distribuição radiais, ativas e ilhadas

Joseph Palma Oliveira Schumann Minami. – Itajubá, 12 de dezembro de 2018

p.: il. (algumas color.); 30 cm.

Orientador: Prof. Ph.D. Antônio Carlos Zambroni de Souza

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

1. Fluxo de potência. 2. Redes ativas de distribuição de energia elétrica.

CDU 07:181:009.3

Joseph Palma Oliveira Schumann Minami

Fluxo de potência para redes de distribuição radiais, ativas e ilhadas

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

COMISSÃO JULGADORA

Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira – Convidado
Universidade Federal do Maranhão

Prof. Ph.D. Paulo Fernando Ribeiro – Convidado
Universidade Federal de Itajubá

Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto – Coorientador
Universidade Federal de Itajubá

Prof. Ph.D. Antônio Carlos Zambroni de Souza – Orientador
Universidade Federal de Itajubá

Itajubá, 12 de dezembro de 2018

Dedicatória

A Deus, minha família, namorada e amigos.

Agradecimentos

Agradeço a todos que colaboraram diretamente e indiretamente com este trabalho. Ao meu orientador que com sua maneira gentil soube me conduzir e esclarecer a importância da pesquisa. Ao meu co-orientador que sempre esteve preocupado em agregar e melhorar novas habilidades em mim. Aos meus pais que sempre estiveram comigo em meus anos de estudo. A minha irmã que me deu incentivo para o início de minha vida acadêmica. Aos demais familiares que contribuíram para meu crescimento pessoal e intelectual. A Amanda, que nos momentos mais difíceis ajudou meu discernimento e tomadas de decisão. A UNIFEI que possibilitou minha graduação e pós-graduação. Ao grupo de pesquisa do aPTIs SG² e GESis, onde fiz muitos amigos indispensáveis para o desenvolvimento de minhas atividades acadêmicas, a todos meus colegas. A todas as redes de fomento, CAPES, CNPq, FAPEMIG que de maneira fundamental concederam recursos e possibilitaram minha formação. Por último, mas mais importante, a Deus que me deu a vida e todas as oportunidades que tenho e terei.

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

"Diga-me eu me esquecerei, ensina-me e poderei me lembrar, envolva-me e eu aprenderei."

(Benjamin Franklin)

Resumo

O presente trabalho tem por objetivo principal apresentar uma ferramenta de análise de redes de distribuição radiais ativas conectadas a rede básica e funcionando de maneira ilhada. Os objetivos específicos são avaliar o impacto de fontes renováveis em sistemas radiais de distribuição, considerando impactos da pequena variação da frequência nos elementos do sistema. A metodologia utilizada é baseada no modelo da varredura considerando *droop*, sendo o modelo da varredura responsável pelo cálculo do fluxo de potência e o método *droop* responsável pela inserção de geradores despacháveis de energia. Inicialmente é apresentado o objetivo, a motivação, a estrutura da dissertação, seguida da contextualização da geração distribuída no Brasil. Apresenta-se o estado da arte do fluxo de potência para redes de distribuição bem como uma bibliografia auxiliar a respeito de controle para redes de distribuição. Em seguida o método estático da varredura direta e inversa é explicado. Então, a inserção da variação dos parâmetros de rede em função de pequenas variações da frequência é explicada. E por fim, as simulações e suas respectivas análises são feitas em diferentes cenários. Chegou-se à conclusão que a metodologia proposta é eficiente e apresenta resultados coerentes, considerando a dependência com a variação da frequência, a topologia e impactos da geração distribuída.

Palavras-chave: fluxo de potência, rede de distribuição radial, redes ativas, método da varredura, *droop*, variação de frequência, fontes renováveis, geradores despacháveis.

Abstract

The main objective of the present work is to present a tool for active radial distribution systems analysis, in connected and islanded mode. The specific objectives are to evaluate the impact of renewable sources in radial distribution systems and present a contribution related with small variations of frequency on the elements of the system. The methodology presented was based on the model of the backward and forward sweep and droop methodology, being the sweep model responsible for the calculation of the power flow and the droop methodology responsible for the insertion of dispatchable generators. Initially the objective, the motivation, the structure of the dissertation is presented, followed by the contextualization of distributed generation in Brazil. It is presented the state of the art of power flow for distribution networks as well as a auxiliary bibliography regarding control for distribution networks. In sequence the static method is explained. Then, the insertion of the variation of the network parameters due to small variations on the frequency is clarified. Finally, the simulations and their respective analyzes are done in different scenarios. It was concluded that the proposed methodology is efficient and presents coherent results, considering frequency variation dependency, topology and impacts of the distributed generation.

Keywords: power flow, radial distribution network, active networks, sweep method, droop method, frequency variations, renewable sources, dispatchable generators.

Lista de figuras

Figura 1: Emissão de dióxido de carbono e Geração de energia no Mundo	2
Figura 2: Potência instalada no Mundo de energia Solar e Eólica	4
Figura 3– Energia média armazenada em fontes hídricas [%] versus ano	7
Figura 4 - Sistema de compensação de energia elétrica	9
Figura 5 - Procedimentos e etapas de acesso.....	10
Figura 6: Composição da matriz energética e seus níveis de geração.....	12
Figura 7: Exemplo numérico retirado e adaptado de (ROCHA; RADATZ, 2017).....	28
Figura 8: Controle droop primário e secundário.	31
Figura 9: Modelo de linha de distribuição por parâmetro concentrado, π -equivalente (apenas uma fase representada)	32
Figura 10: Modelo de transformador adotado	33
Figura 11: Gráfico do comportamento dos tipos de carga	34
Figura 12: Representação do modelo de capacitores shunt adotado	35
Figura 13: Fluxograma da metodologia de cálculo	36
Figura 14: Curvas de demanda em [pu].....	38
Figura 15: Curvas de geração para fontes distribuídas solares.....	39
Figura 16: Comparação dos valores de tensão	40
Figura 17: Tensões nas barras em todos os tipos de consumidores	43
Figura 18: Tensões no barramento 890 para os diferentes tipos de consumidores	44
Figura 19: Atuação de <i>taps</i> para o caso residencial (48 pontos representando um dia).....	44
Figura 20: Níveis de desequilíbrio nas barras	45
Figura 21: Perfis de potência ativa dos diferentes consumidores.....	45

Figura 22: Perfis de potência reativa dos diferentes consumidores.....	46
Figura 23: Curvas de potência ativa e reativa em diferentes níveis de penetração	47
Figura 24: Fator de potência da barra <i>swing</i>	48
Figura 25: Posição dos <i>taps</i> no regulador 1 de tensão da fase A nos diferentes níveis de penetração.....	48
Figura 26: Perdas sistêmicas em diferentes níveis de penetração	49
Figura 27: Demanda do sistema em diferentes níveis de penetração	50
Figura 28: Desequilíbrio máximo em diferentes níveis de penetração	50
Figura 29: Quadro resumo da influência da potência reativa nas gerações distribuídas	52
Figura 30: Nível de penetração global.....	53
Figura 31: Comparação do sistema sem geração e com geração concentrada	54
Figura 32: Comparação de nível de tensão na barra 890 para 100% de penetração de renovável	55
Figura 33: Sistema ilhado modelado	56
Figura 34: Diagrama vetorial das potências do sistema	57
Figura 35: Comparativo da frequência de metodologias análogas.....	57
Figura 36: Comparativo de potências ativas.....	58
Figura 37: Perfis de tensão as 11h15min ilegível!!	59
Figura 38: Curva estratificada por consumo - Residencial de médio porte	78
Figura 39: Perdas elétricas do sistema.....	80
Figura 40: Valor presente líquido dos cenários levantados.....	81

Lista de tabelas

Tabela 1: Intensidade de Emissão de GHG durante o tempo de vida [ton CO ₂ /GWh]	3
Tabela 2: Tabela resumo de iniciativas das distribuidoras a respeito de fontes renováveis.....	12
Tabela 3: Dados retirados de (ROCHA; RADATZ, 2017)	27
Tabela 4: Correntes de ramos e seus respectivos ângulos	41
Tabela 5: Tabela resumo.....	42
Tabela 6: Mudanças de tapes diárias de acordo com o perfil	43
Tabela 7: Consumo Mensal Médio De Uma Residência Da Região Sudeste [MWh]	79
Tabela 8: Fator Sazonalidade da Região Sudeste [pu]	79

Lista de abreviaturas e Siglas

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

GD: Geração distribuída

GHG: *Green House Gases*

IEEE: *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

PROINFA: Programas de Incentivos a Fontes Alternativas

TUSD: Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

TUST: Tarifa de Uso da Transmissão

Lista de Símbolos

I_D^{fase} :	Corrente demandada pela carga
$V_{nó}^{fase}$:	Tensão de fase nodal
$S_{especificado}^{fase}$:	Potência aparente demandada especificada da fase
I_{sh}^A :	Corrente da parcela <i>shunt</i> na fase A
I_{sh}^B :	Corrente da parcela <i>shunt</i> na fase B
I_{sh}^C :	Corrente da parcela <i>shunt</i> na fase C
Y_{AA} :	Admitância própria da fase A
Y_{AB} :	Admitância mútua devido à corrente de B em A
Y_{AC} :	Admitância mútua devido à corrente de C em A
Y_{BA} :	Admitância mútua devido à corrente de A em B
Y_{BB} :	Admitância própria da fase B
Y_{BC} :	Admitância mútua devido à corrente de C em B
Y_{CA} :	Admitância mútua devido à corrente de A em C
Y_{CB} :	Admitância mútua devido à corrente de B em C
Y_{CC} :	Admitância própria da fase C
I_G^{fase} :	Corrente gerada por fase
$P_{G,especificado}^{fase}$:	Potência ativa gerada especificada por fase
$Q_{G,especificado}^{fase}$:	Potência reativa gerada especificada por fase
j :	Raiz quadrada de -1
I_j :	Corrente do nó j
I_{ij} :	Corrente do ramo ij
$I_{jk(j)}$:	Corrente do ramo jk (sendo o k referente à matriz de incidência)
$I_{nó}$:	Corrente entre o nó e a terra.
I_{ramo} :	Corrente entre dois nós, ou corrente de ramo
K :	Matriz de incidência
$\Delta V_{nó j}^{fases}$:	Queda de tensão de ramo (nó j e seu predecessor)
$\Delta V_{nó j}^A$:	Queda de tensão de ramo na fase A (nó j e seu predecessor)
$\Delta V_{nó j}^B$:	Queda de tensão de ramo na fase B (nó j e seu predecessor)
$\Delta V_{nó j}^C$:	Queda de tensão de ramo na fase C (nó j e seu predecessor)

$Z:$	Impedância de ramo
$I_{\text{ramo } ij}^A:$	Corrente do ramo ij na fase A
$I_{\text{ramo } ij}^B:$	Corrente do ramo ij na fase B
$I_{\text{ramo } ij}^C:$	Corrente do ramo ij na fase C
$a_{Ra}:$	Coefficiente referente ao <i>tap</i> do regulador de tensão na fase A
$a_{Rb}:$	Coefficiente referente ao <i>tap</i> do regulador de tensão na fase B
$a_{Rc}:$	Coefficiente referente ao <i>tap</i> do regulador de tensão na fase C
$V_{\text{nó } j}^A:$	Tensão nodal da fase A do nó j
$V_{\text{nó } j}^B:$	Tensão nodal da fase B do nó j
$V_{\text{nó } j}^C:$	Tensão nodal da fase C do nó j
$\omega:$	Frequência do sistema calculada
$\omega_0:$	Frequência de referência
$m:$	Sensibilidade do gerador <i>droop</i> em relação a potência ativa
$P:$	Potência ativa requerida do gerador <i>droop</i>
$V:$	Tensão do gerador <i>droop</i> calculada
$V_0:$	Tensão de referência do gerador <i>droop</i>
$n:$	Sensibilidade do gerador <i>droop</i> em relação à potência reativa
$Q:$	Potência reativa requerida do gerador <i>droop</i>
$R_{aa}:$	Resistência própria da fase A
$R_{ab}:$	Resistência mútua entre B e A
$R_{ac}:$	Resistência mútua entre C e A
$R_{bb}:$	Resistência própria da fase B
$R_{bc}:$	Resistência mútua entre C e B
$R_{cc}:$	Resistência própria da fase C
$X_{aa}:$	Reatância própria da fase A
$X_{ab}:$	Reatância mútua entre B e A
$X_{ac}:$	Reatância mútua entre C e A
$X_{bb}:$	Reatância própria da fase B
$X_{bc}:$	Reatância mútua entre C e B
$X_{cc}:$	Reatância própria da fase C
$S_{aa}:$	Condutância própria da fase A
$S_{ab}:$	Condutância mútua entre B e A

S_{ac} :	Condutância mútua entre C e A
S_{bb} :	Condutância própria da fase B
S_{bc} :	Condutância mútua entre C e B
S_{cc} :	Condutância própria da fase C
B_{aa} :	Susceptância própria da fase A
B_{ab} :	Susceptância mútua entre B e A
B_{ac} :	Susceptância mútua entre C e A
B_{bb} :	Susceptância própria da fase B
B_{bc} :	Susceptância mútua entre C e B
B_{cc} :	Susceptância própria da fase C
k_{linha} :	Sensibilidade da linha de distribuição frente à frequência
Δf :	Variação da frequência
$\alpha_{zp}, \beta_{lp}, \gamma_{pp}$:	Coefficientes do modelo ZIP
δ :	Coefficiente de carga não linear
np, nq :	Grau de não linearidade para potência ativa e reativa
$V_{nó}^{fase}$	Tensão nodal da fase

Sumário

1.	Introdução	1
1.1.	Descrição do Problema	1
1.2.	Motivação do trabalho	2
1.3.	Objetivo da dissertação	4
1.4.	Estrutura da dissertação	5
2.	Contextualização: Geração distribuída no Brasil	6
2.1.	Considerações iniciais	6
2.2.	Marcos Regulatórios Brasileiros Notáveis	8
2.2.1.	Consulta pública nº 15/2010 e audiência pública nº 42/2011	8
2.2.1.1.	Resoluções normativas da ANEEL nº 481/2011 (ANEEL, 2012a) e nº 482/2012 (ANEEL, 2012b)	8
2.2.1.2.	Audiência Pública nº 26/2015 e REN nº 687/2015 (ANEEL, 2015c) ..	9
2.3.	Barreiras Regulatórias e econômicas frente à expansão da GD Fotovoltaica	10
2.4.	Iniciativas frente à geração distribuída existentes	11
2.5.	Considerações Finais	13
3.	Estado da arte do fluxo de potência para sistemas radiais	14
3.1.	Considerações Iniciais	14
3.2.	Estado da arte para Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição	14
3.3.	Bibliografia auxiliar - Sistemas de controle para Redes de Distribuição ativas	20
3.4.	Considerações finais	23
4.	Modelo Estático - Fluxo de potência	24
4.1.	Considerações Iniciais	24
4.2.	Método da varredura	25
4.2.1.1.	Varredura Inversa	25
4.2.1.2.	Varredura Direta	26

4.2.1.3.	Inserção do modelo dos transformadores reguladores de tensão no fluxo	
	27	
4.2.1.4.	Exemplo numérico.....	27
4.3.	Inserção de fontes renováveis ao fluxo de potência	29
4.3.1.1.	Fontes de energia não-despacháveis	29
4.3.1.2.	Fontes de energia despacháveis	29
4.4.	Inserção de controle de geração para os geradores distribuídos.....	30
5.	Inserção da variação dos parâmetros de rede pequenas variações da frequência	32
5.1.	Considerações Iniciais	32
5.2.	Linhas de distribuição.....	32
5.3.	Transformadores	33
5.4.	Modelos de cargas	34
5.5.	Modelos de capacitores <i>shunt</i>	35
5.6.	Considerações finais	35
6.	Simulações	37
6.1.	Considerações iniciais	37
6.2.	Dados utilizados.....	37
6.3.	Cenários simulados.....	39
6.3.1.1.	Validação do método utilizado	39
6.3.1.2.	Sistema interligado	42
6.3.1.3.	Sistema interligado sem fontes de geração distribuída.....	42
6.3.1.4.	Sistema interligado com fontes de geração distribuída	46
6.3.1.5.	Diferentes níveis de penetração da potência global e fator de potência unitário	46
6.3.1.6.	Nível de penetração de 100% da potência local com fator de potência unitário e fator de potência local	51
6.3.1.7.	Nível de penetração de 100% da potência demandada com um único gerador	53

6.3.1.8. Gerações despacháveis e não despacháveis em um sistema ilhado....	55
6.3.1.9. Considerações finais	60
7. Conclusão e trabalhos futuros.....	61
Referências bibliográficas	63
Trabalhos apresentados e submetidos	69
Anexo	70
Apêndice A.....	78
Apêndice B	83

1. Introdução

1.1. Descrição do Problema

Para manter a confiabilidade de sistemas elétricos de potência é necessário analisar os possíveis impactos de modos de operação e falha, bem como o planejamento baseados em estudos com modelos estáticos ou dinâmicos. O crescente número de geradores distribuídos ocasionou uma necessidade por ferramentas novas de cálculo para redes de distribuição, uma vez que diferentes modos de operação (ilhados ou conectados à rede), topologias de proteção, equipamentos e tipos de controle tornaram-se possíveis.

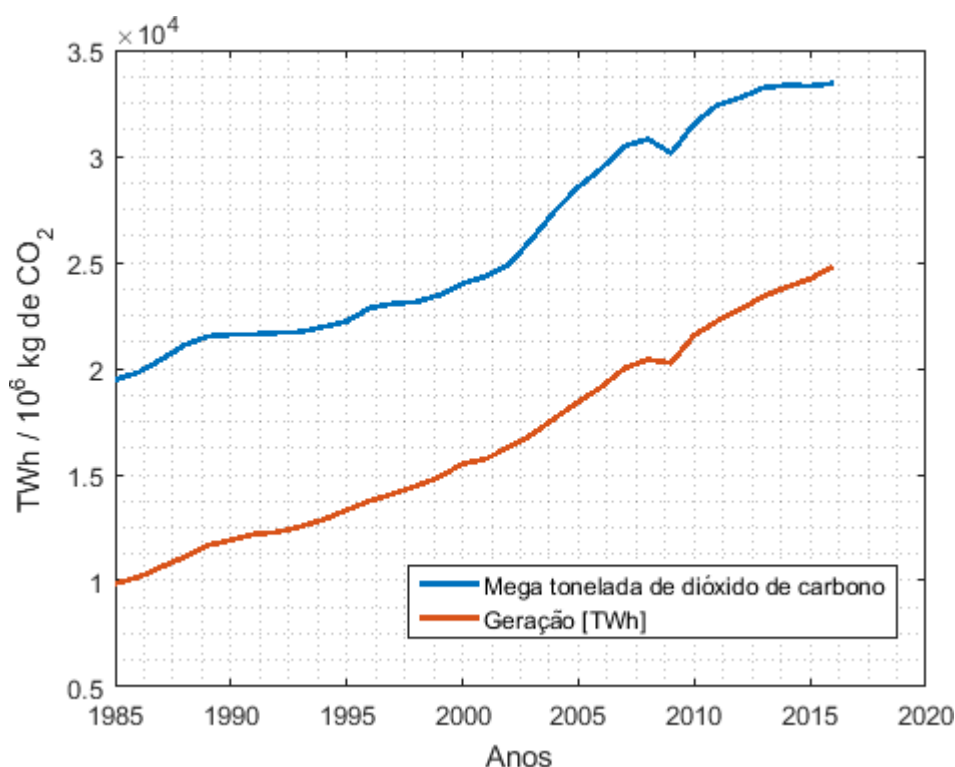
Antes feita pela correta interligação e planejamento do sistema de geração, a análise de sistemas de distribuição torna-se não trivial quando esta se torna ativa, ou seja, quando a rede de distribuição tem pontos de geração em sua topologia. Com a crescente inserção de geradores distribuídos, questões de operação, planejamento, estabilidade, proteção, regulação e controle passam a ser atrativos e necessários para o correto fornecimento de energia. Fluxos bidirecionais de potência, diferentes aparatos de eletrônica de potência, tecnologias inovadoras, diferentes proporções entre resistência e reatâncias de linha (havendo também a predominância de $R > X$), desequilíbrios de carga, topologia radial, além de diferentes formas de controle são fatores que acabam por gerar grandes desafios a análise de sistemas de distribuição, que se tornam redes de distribuição ativas que também podem operar de modo ilhado.

Assim, o presente trabalho vislumbra apresentar uma ferramenta de fluxo de potência para redes de distribuição radiais ativas, sendo estas ilhadas ou não, a fim de estudar o impacto da inserção de tecnologias de geração renovável ao sistema. Para isto utilizou-se um dos métodos mais utilizados de cálculo, conhecido como método da varredura e da modelagem *droop* para o caso ilhado. Este método apesar de possuir a limitação de calcular o fluxo de potência apenas para sistemas radiais, ajusta-se bem para sistemas de distribuição cuja topologia malhada é pouco usual. Para as gerações distribuída renováveis, utilizou-se de barras PQ (cujos valores de potência ativa e reativa são conhecidos) contendo seus valores de potência negativos. Além disso, esta dissertação acrescenta uma modificação quanto ao modelo de cargas no que diz respeito à variação dos parâmetros de rede em relação a pequenas variações na frequência, fazendo diversas comparações de diferentes cenários.

1.2. Motivação do trabalho

Com o aumento da geração de energia a partir de fontes não renováveis, dos veículos a combustão, dos processos industriais, entre outras causas, houve também um acréscimo na emissão de poluentes na atmosfera incluindo os gases de efeito estufa como o dióxido de carbono (CO₂), um dos responsáveis pelo aquecimento global. Tal afirmação pode ser comprovada através dos dados retirados do relatório da British Petroleum (BRITISH PETROLEUM, 2017), visto graficamente na relação das curvas da Figura 1.

Figura 1: Emissão de dióxido de carbono e Geração de energia no Mundo



Fonte: (BRITISH PETROLEUM, 2017)

Pensando nas futuras gerações e através de muitos acordos internacionais, como o Protocolo de Kyoto (UNITED NATIONS, 1998), houve uma maior procura pela diminuição da emissão de gases causadores do efeito estufa. Alternativas associadas à eficiência energética e ou fontes de energia menos nocivas ao planeta, incluindo fontes de energia renováveis, vistas na Tabela 1, começaram a se tornar cada vez mais atrativas.

Embora no Brasil os recursos renováveis sejam utilizados há muito tempo, sobretudo em fontes hidrelétricas (a primeira grande usina foi criada em 1889), novos desafios chegaram com a implantação de outras fontes de geração distribuída em sistemas de distribuição. A

utilização de fontes de energia, tais como solares e eólicas, como apontado pela Figura 2 (BRITISH PETROLEUM, 2017), desencadearam a necessidade da criação de novos fluxos de potência, agora destinados as redes de distribuição.

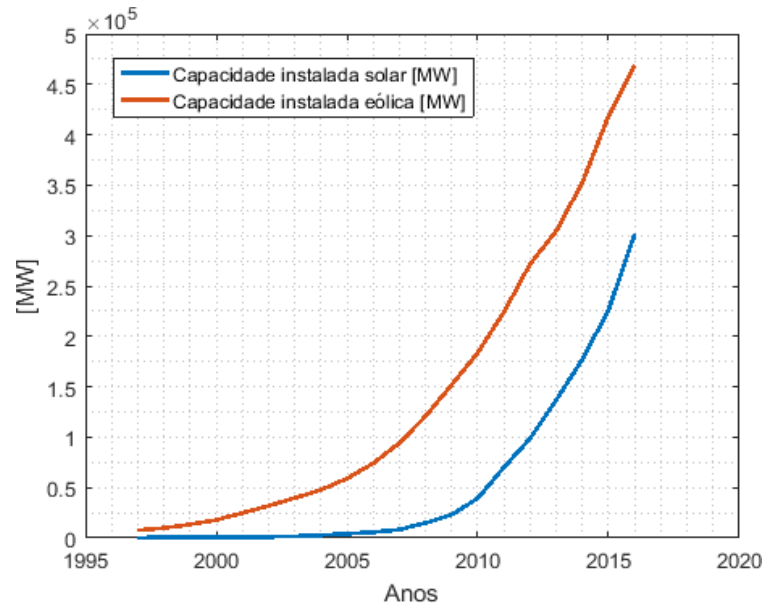
Uma vez que a rede possui diferentes aparatos e metodologias de controle, cargas desequilibradas, geradores distribuídos e incertezas maiores de demanda, um fluxo de potência pelos métodos atualmente empregados no sistema de transmissão não seria viável tampouco possível a fim de se fazer estes estudos em sistemas de distribuição. Diante do desafio de estudar um sistema de distribuição ativo e garantir a futura implementação de fontes renováveis distribuídas e redes inteligentes para o benefício do planeta, o presente trabalho propõe uma ferramenta de cálculo de fluxo de potência disponível na literatura (MINAMI et al., 2018), apresentando algumas modificações no tocante à frequência do sistema em relação ao trabalho exposto em (RODRIGUES et al., 2017).

Tabela 1: Intensidade de Emissão de GHG durante o tempo de vida [ton. CO₂/GWh]

Tecnologia	Toneladas de CO ₂ /GWh		
	Mínima	Média	Máxima
Carvão	740	820	910
Petróleo	410	490	650
Biomassa – cogeração	620	740	890
Biomassa	130	230	420
Geotérmica	6	38	79
Hidrelétrica	1	24	2200
Nuclear	3,7	12	110
Usinas solares	8,8	27	63
PV – Rooftop	26	41	60
PV – Utility	18	48	180
Eólica Onshore	7	11	56
Eólica offshore	8	12	35

Fonte: (KREY et al., 2014)

Figura 2: Potência instalada no Mundo de energia Solar e Eólica



Fonte:(BRITISH PETROLEUM, 2017)

1.3. Objetivo da dissertação

Os objetivos gerais deste trabalho foram:

- Conhecer o estado da arte dos métodos de cálculo de fluxo de potência para redes de distribuição e formas de controle;
- Desenvolver uma ferramenta de cálculo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radiais conectados à rede principal;
- Desenvolver uma ferramenta de cálculo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radiais ilhados;

Este trabalho tem como objetivos específicos:

- Estudar o impacto da inserção de fontes de energia renováveis no sistema elétrico de potência frente à operação, qualidade de energia elétrica (no tocante à frequência em redes ilhadas e níveis de tensão) e perdas comerciais;
- Propor uma contribuição a respeito da variação dos valores de impedância de todos os equipamentos e cargas do sistema com pequenas variações na frequência.

1.4. Estrutura da dissertação

A pesquisa será apresentada em seis partes:

- a) Contextualização das fontes renováveis no Brasil, abrangendo a legislação vigente, práticas já realizadas no país e implicações filosóficas do cenário contendo fontes de geração distribuída (Capítulo 2);
- b) Estado da arte da literatura a respeito das ferramentas de cálculo de fluxo de potência (Capítulo 3);
- c) Explicação do funcionamento da ferramenta e conceitos básicos relativos ao fluxo de potência (Capítulo 4);
- d) Explicação da contribuição frente à pequenas variações da frequência nos modelos de cargas do sistema para sistemas ilhados (Capítulo 5);
- e) Simulação de diferentes casos que possibilitam a geração de resultados e discussões a respeito do impacto do trabalho na análise de sistemas elétricos de distribuição (Capítulo 6).

Após isto, as conclusões são apresentadas no Capítulo 7, bem como as propostas para trabalhos futuros.

2. Contextualização: Geração distribuída no Brasil

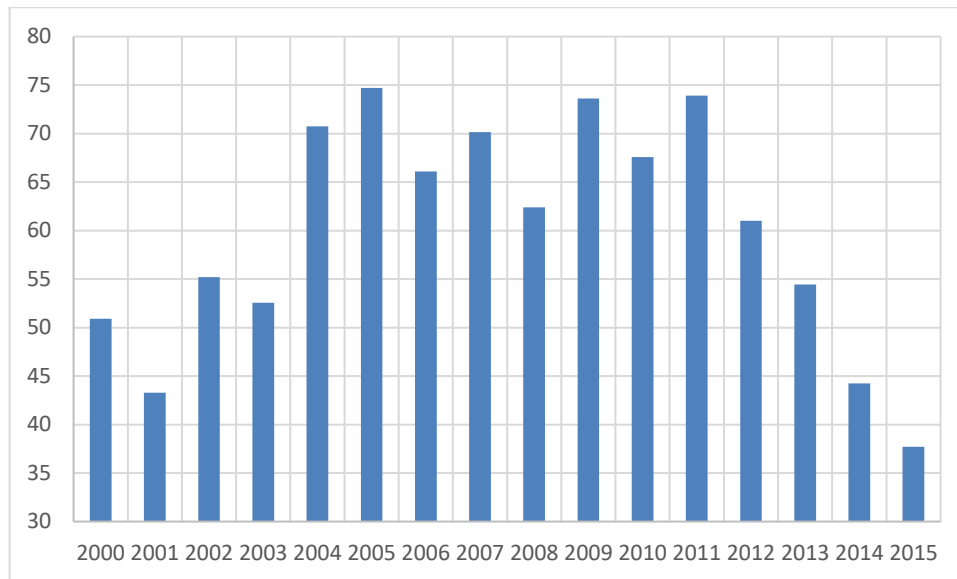
2.1. Considerações iniciais

O aumento da população e da demanda por energia elétrica previstos pelo relatório da Empresa de Pesquisa Energética - EPE em (Empresa de Pesquisa Energética, 2014) exige uma resposta perante os geradores de energia para evitar uma crise energética e política no país. Historicamente, o país possui uma grande proporção de energia advinda de meios hídricos, ocupando grandes áreas para os reservatórios de água gerando a migração de grandes massas de diversos tipos de espécies, incluindo seres humanos. Segundo (ANEEL, 2002), essas migrações acabaram por desencadear desequilíbrios ecológicos, violência, criação de microclimas, motivos pelos quais este tipo de empreendimento hidráulico tem sido vetado por ambientalistas. Assim, um dos desafios energéticos é a criação de novas e maiores soluções para geração de energia elétrica, sendo uma delas por meio de fontes alternativas.

A falta de investimentos na geração e transmissão e a forte dependência do ciclo da chuva para obtenção de energia no cenário nacional promoveram a ocorrência de diversos apagões no país, além de evidenciar um dos principais gargalos do crescimento econômico do Brasil (Globo, 2016). Graças a acontecimentos históricos negativos, a questão energética passou a ser largamente discutida em caráter político. Apagões e políticas de racionamento dos anos 2001 e 2002 levaram à criação do Programa de Incentivos a Fontes Alternativas (PROINFA) em 2002, abrindo caminhos para novas iniciativas do governo, incluindo a abertura de linhas de financiamentos para novos geradores.

Notoriamente no ano 2014 houve uma crise energética semelhante à ocorrida nos anos de 2001 e 2002, conforme verificado no gráfico da Figura 3, o que eleva o caráter de urgência das mudanças, a fim de assegurar a confiabilidade de fornecimento de energia para a população.

Figura 3– Energia média armazenada em fontes hídricas [%] versus ano



Fonte: Dados obtidos pelo site do ONS, disponíveis em (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2016).

Mesmo com os desafios de confiabilidade e continuidade inerentes a qualquer sistema elétrico de potência, o Brasil possui um agravante devido seu território ter dimensões continentais. Isto aumenta a complexidade bem como a incidência de perturbações em sua rede (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2016), diminuindo a qualidade da energia devido a surtos ou interrupções.

Uma das possíveis formas de se contornar a dependência de grandes geradores hidráulicos garantindo maior continuidade e confiabilidade ao sistema seria a inserção de geração distribuída, constituída por geradores presentes juntos ou próximos de seus consumidores finais. Apesar de ambientalmente amigável, iniciativas envolvendo gerações distribuídas ainda possuem muitas barreiras técnicas, regulatórias, econômicas, assim como impactos em diversos ramos do conhecimento. Assim sendo, este capítulo visa contextualizar de modo a:

- Listar medidas regulatórias envolvendo fontes distribuídas de geração;
- Apontar as possíveis barreiras enfrentadas;
- Elencar algumas iniciativas das distribuidoras de energia frente à Geração Distribuída (GD).

2.2. Marcos Regulatórios Brasileiros Notáveis

2.2.1. Consulta pública nº 15/2010 e audiência pública nº 42/2011

Em 2010, a ANEEL propôs a consulta pública número 15, baseada em uma nota técnica (nº 0043/2010-SRD/ANEEL) que continha um questionário. O objetivo desta consulta era investigar possíveis mudanças nas resoluções da agência e do PRODIST a serem feitas, incentivando a inserção de energia renovável (MINAMI et al., 2017).

Ao todo foram 577 contribuições de diferentes fontes, incluindo geradores, fabricantes, distribuidoras, consumidores e universidades. Dentre as questões levantadas, seis temas foram abordados: caracterização de empreendimentos, informações mais detalhadas sobre a conexão à rede, questionamentos sobre o que falta ser feito (possíveis melhoramentos na regulação de geração distribuída de pequeno porte), comercialização de energia, propostas e questionamentos diversos (ANEEL, 2011).

De forma bem similar a esta consulta, a audiência pública número 42 também coletou informações a fim de reduzir as barreiras para instalação de micro e minigeração distribuídas, bem como possíveis modificações na taxa de desconto da Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Uso da Transmissão (TUST) para usinas de fonte solar. Estas tarifas até então estipuladas pela Resolução Normativa número 77 de 2004 podem ser consideradas o segundo passo das formulações das resoluções da ANEEL, sendo estas apresentadas a seguir.

2.2.1.1. Resoluções normativas da ANEEL nº 481/2011 (ANEEL, 2012a) e nº 482/2012 (ANEEL, 2012b)

Almejando atrair investidores no mercado de produção de energia solar, houve a diminuição das taxas TUST e TUSD (80% de desconto nos dez primeiros anos e 50% após isso, somente para usinas ativas antes do ano de 2017 de até 30 MW) na resolução 481 (MINAMI et al., 2017). Já a resolução 482 dava, aos miniprodutores, melhores condições de acesso ao sistema de distribuição, obrigando as distribuidoras a elaborarem ou editarem todos seus procedimentos técnicos segundo o PRODIST. Além disso, esta resolução garantia alguns limites referentes ao tempo de validação do projeto, coibindo a empresa de exigir extensivas e

desnecessárias documentações, fornecendo padrões e orientações à distribuidora de como proceder frente aos produtores de micro e minigeração (MINAMI et al., 2017).

Para o caso de micro geração e mini geração, as distribuidoras deveriam atender a seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST e todas essas mudanças deveriam ser feitas dentro do limite de 240 dias por parte das concessionárias. Ademais, houve um sistema de compensação de energia para os geradores distribuídos que injetam potência na rede elétrica em troca de créditos (Figura 4), que teriam até 36 meses para utilizá-los em uma ou mais propriedades registradas no mesmo CPF.

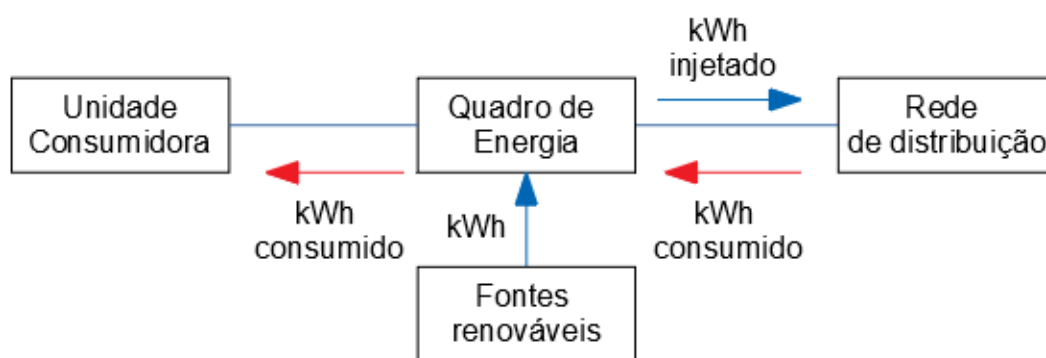


Figura 4 - Sistema de compensação de energia elétrica

Fonte: (ANEEL, 2016)

2.2.1.2. Audiência Pública nº 26/2015 e REN nº 687/2015 (ANEEL, 2015c)

Para elaboração da REN 687, houve a Audiência Pública número 26, onde diferentes colaboradores apresentaram propostas utilizadas na Resolução Normativa número 687, dentre elas:

- Autoconsumo remoto: Locais distantes, porém na mesma área de concessão podem compartilhar créditos de energia, tendo agora validade de 60 meses (anteriormente 36 meses). Esta iniciativa torna mais atrativa a inserção de geração distribuída para pessoas que possuem mais de uma propriedade e não conseguem instalar em sua casa ou apartamento as placas de conversão.
- Redução na espera para conexão de rede: Forçam as distribuidoras a realizar a conexão em 34 dias (anteriormente 82 dias), otimizando e agilizando o início do uso do

empreendimento. Apresenta-se na Figura 5 os prazos e respectivas responsabilidades, estando em azul as do consumidor e em vermelho as da concessionária.

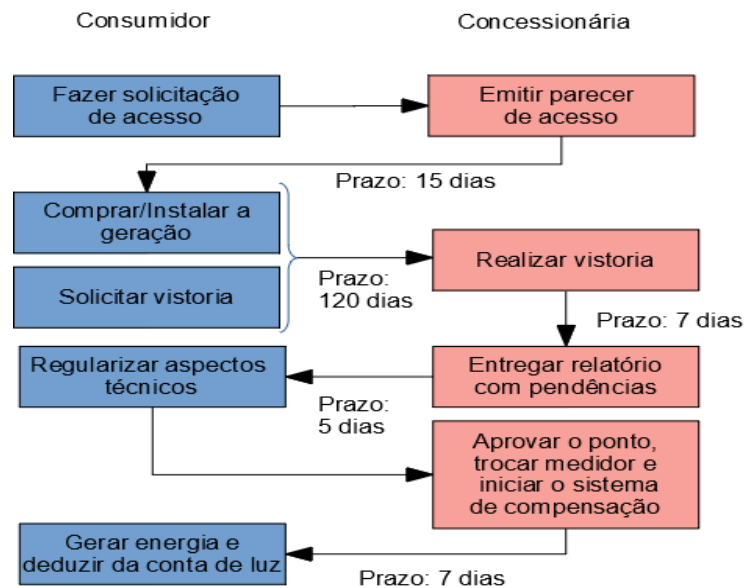


Figura 5 - Procedimentos e etapas de acesso

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2016)

- Geração compartilhada: Existindo vínculo entre os integrantes do empreendimento, os participantes podem transferir percentuais de créditos de energia entre CPF ou CNPJ diferentes.
- Geração em áreas contíguas: Como na geração compartilhada, um condomínio pode repartir entre seus moradores os créditos para compensação de energia, sendo um atrativo a mais para investimentos residenciais e comerciais.

2.3. Barreiras Regulatórias e econômicas frente à expansão da GD Fotovoltaica

Uma das barreiras regulatórias à inserção de micro e minigeração no Brasil é a dependência para com as tarifas energéticas, não tendo a garantia por parte dos consumidores-geradores de um valor estável de venda de energia. Em 11 de setembro de 2012, uma medida provisória, a MP579 (República Federativa do Brasil, 2016) foi instituída para diminuir as tarifas de energia, o que poderia influenciar na viabilidade energética dos projetos de mini e microgeração.

Aliada à incerteza nos ganhos, há uma maior aversão ao risco em tempos de crise econômica – pelo qual o Brasil tem passado nos últimos dois anos – o que faz com que investimentos sejam mais escassos em projetos com pouca ou nenhuma liquidez e grande tempo de retorno, que é o caso da minigeração com sistemas fotovoltaicos. Além disso, não houve nenhuma tentativa extra (além dos marcos regulatórios) de fomentar o uso de energia fotovoltaica em consumidores geradores de pequeno porte, podendo não ser suficiente a medição líquida e geração de créditos de energia para motivar possíveis investidores.

O Brasil é um dos países que possuem uma alta taxa de tributação para financiamento e importação de componentes, o que aliado à baixa incidência de empresas que fabricam a tecnologia necessária para geração solar, faz com que investimentos na área sejam custosos e muitas vezes não lucrativos.

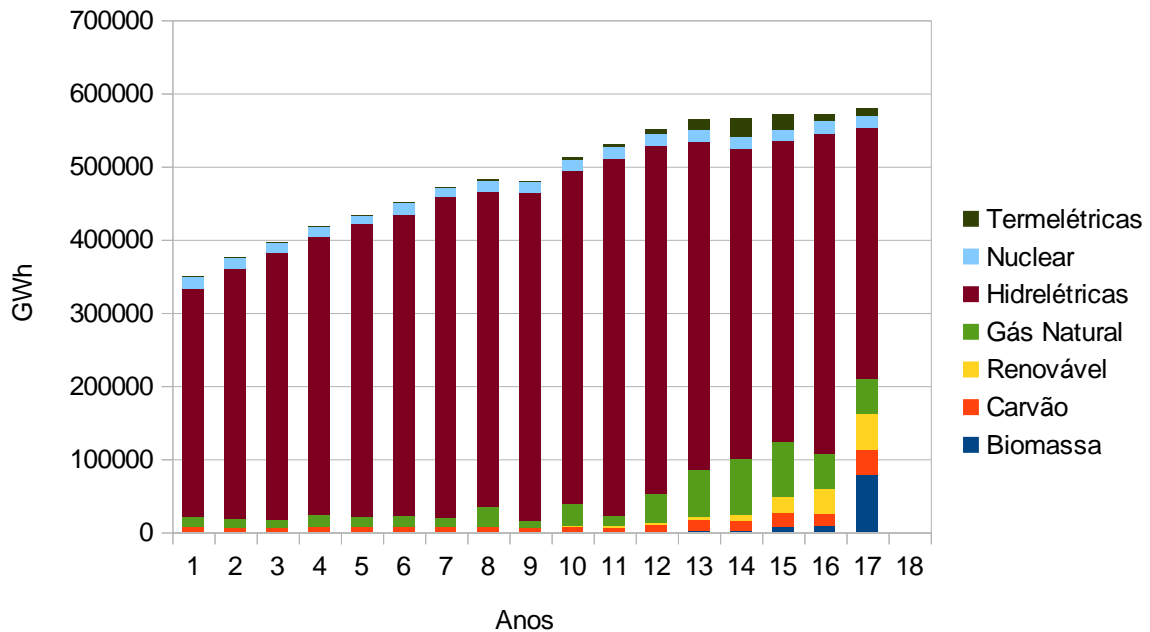
Apesar da existência de ferramentas regulatórias positivas, falta experiência por parte do mercado, fabricantes, consumidores e concessionárias de distribuição, devido ao curto período dessas mudanças. Não há dúvidas que um modelo confiável e sólido faria com que houvesse maiores movimentações financeiras, gerando novos empregos e fortalecendo este setor da indústria nacional.

2.4. Iniciativas frente à geração distribuída existentes

No atual panorama brasileiro de geração elétrica, pode-se aferir na Figura 6 que a principal fonte tem sido a hidráulica, havendo uma grande relevância dos combustíveis fósseis (28,2%) na matriz energética nacional. Diante tais fatos, pode-se afirmar que o interesse por uma geração não dependente dos ciclos da chuva e a necessidade de diminuir essa dependência de fontes não renováveis tem sido de grande relevância no mercado de energia elétrica; fazendo com que questões como a geração distribuída seja muito difundida e pesquisada inclusive pelas concessionárias de energia.

Agregado aos projetos de automatização e implantação de novos medidores existe uma parcela de todo o investimento destinado a pesquisa e desenvolvimento de concessionárias de energia relacionada à utilização de novas gerações de energia elétrica provenientes de fontes renováveis (MIRANDA, 2014), sendo algumas destas iniciativas observadas na Tabela 2.

Figura 6: Composição da matriz energética e seus níveis de geração



Fonte: (ANEEL, 2008)

Tabela 2: Tabela resumo de iniciativas das distribuidoras a respeito de fontes renováveis

Companhia de Energia	Investimento em geração de renováveis	Extras
CEMIG – D ¹	Sim	<ul style="list-style-type: none"> • Construção de um projeto de uma planta solar fotovoltaica de 3 [MW]; • Incentivo na implantação de microgeração a partir de placas fotovoltaicas domiciliares; • Aplicação em conjunto com a geração distribuída com capacidade total de armazenamento de 100 kW;
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE ²	Sim	<ul style="list-style-type: none"> • Instalação de placas fotovoltaicas em dez unidades consumidoras; • Sistema de armazenamento diretamente interligada aos painéis fotovoltaicos instalados;
ELETOBRAS AMAZONAS ENERGIA ³	Sim	<ul style="list-style-type: none"> • Instalação de um sistema fotovoltaico de 120kWp (equivalente a 40 consumidores); • Controle de conexão e desconexão para o monitoramento do impacto da geração distribuída na rede; • Sem um sistema de armazenamento muito bem explanado;
AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S. A. ⁴	Sim	<ul style="list-style-type: none"> • Implantação de 9 sistemas fotovoltaicos 5 kWp sendo que 8 destes já foram instalados; Instalação de 4 aerogeradores verticais de 2 kWp; • Instalação de 1 aerogerador horizontal de 1 kWp; • Existe um projeto para armazenamento de 200 kW, com duas fases para teste, a primeira em rede controlada e a segunda fase na própria rede da Ampla;

¹ Retirado de (BATISTA, 2012; CEMIG, 2017a, 2017b, 2017c, 2017d; PELEGRINI; VALE, 2014)

² Retirado de (LIGHT, 2014, 2015; PELEGRINI; VALE, 2014)

³ Retirado de (ELETOBRAS, 2013; MARIA et al., 2014; MEDEIROS, [s.d.]; PELEGRINI; VALE, 2014)

⁴ Retirado de (PELEGRINI; VALE, 2014)

COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO – CELPE ⁵	Sim	<ul style="list-style-type: none"> • Sem detalhamentos com relação à implementação de aerogeradores e sistemas fotovoltaicos; • Sistema acoplado a micro gerações do projeto de geração distribuída;
EDP BANDEIRANTE ⁶	Não	<ul style="list-style-type: none"> • Há uma maior preocupação em estudos sobre melhores aproveitamentos em micro geração; • Sem um sistema de armazenamento muito bem explanado;
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL ⁴	Sim	<ul style="list-style-type: none"> • Construção de uma usina solar com capacidade de 1,6 GWh/ano; • Sem um sistema de armazenamento muito bem explanado;
COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ – COELCE ⁴	Não	<ul style="list-style-type: none"> • Sem um sistema de armazenamento muito bem explanado;
COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL ⁷	Sim	<ul style="list-style-type: none"> • Instalação de painéis solares com capacidade de 1,4 kW; • Teste de um sistema de armazenamento em conjunto com um painel solar
ELEKTRO ⁴	Não	<ul style="list-style-type: none"> • Sem um sistema de armazenamento muito bem explanado;
AES ELETROPAULO ⁴	Não	<ul style="list-style-type: none"> • Estudos teóricos sobre o impacto global da geração distribuída na rede de distribuição da ELETROPAULO; • Sem um sistema de armazenamento muito bem explanado;

2.5. Considerações Finais

Apesar de todas as barreiras técnicas, econômicas, regulatórias, existe o interesse por parte das concessionárias em estudar a geração distribuída, em especial fontes renováveis de energia, entre elas a solar e a eólica. Embora haja muitos desafios neste ramo, nota-se o aumento do interesse e também da parcela correspondente a fontes alternativas limpas de energia. Além disso, o Brasil possui um grande potencial frente à insolação recebida (tratando-se de um país tropical) bem como de vento (graças a sua vasta faixa litorânea e dimensões de seu território), isso acaba só reforçando a necessidade por ferramentas e estudos relacionados à temática. Além disso, uma análise paralela a respeito da viabilidade econômica foi feita durante a dissertação e pode ser observada no Apêndice A que corrobora com a motivação do trabalho. A seguir será apresentado o estado da arte frente às ferramentas disponíveis para posteriormente apresentar a ferramenta e as simulações propostas.

⁵ Retirado de (CELPE, 2014; PELEGRINI; VALE, 2014)

⁶ Retirado de (ECILENERGIA, 2013; EDP BANDEIRANTES, 2012a, 2012b; MARTINS, 2013; PELEGRINI; VALE, 2014)

⁷ Retirado de (COPEL, 2014; PELEGRINI; VALE, 2014)

3. Estado da arte do fluxo de potência para sistemas radiais

3.1. Considerações Iniciais

A fim de avaliar sistemas elétricos de distribuição, muitas ferramentas têm sido criadas a fim de permitir a correta análise de operação, estabilidade, planejamento, proteção e expansão destes sistemas. Faz-se neste capítulo uma breve apresentação de uma coletânea de artigos relacionados ao fluxo de potência para sistemas de distribuição radiais com intuito de demonstrar o verdadeiro estado do problema elencado nesta dissertação. Além disso, este capítulo se faz útil, uma vez que são conhecidas as ferramentas existentes, sendo possível propor inovações ou melhorias nas metodologias – as quais serão apresentadas no Capítulo 5. Após a apresentação do estado da arte do fluxo de potência, uma bibliografia auxiliar também é levantada a fim conhecer os métodos de controles utilizados em redes elétricas inteligentes, bem como justificar o método empregue nas simulações.

3.2. Estado da arte para Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição

Com o advento dos computadores, novos métodos surgiram para resolução de sistemas elétricos de potência. Ao final de 1964, centenas de artigos já haviam sido escritos a fim de solucionar e analisar os circuitos elétricos de potência (LAUGHTON; HUMPHREY DAVIES, 1964). Em (LAUGHTON; HUMPHREY DAVIES, 1964), o autor faz um vasto levantamento bibliográfico até 1964, apresentando e classificando os principais artigos da época pela sua metodologia empregue. Dentre as técnicas estão métodos diretos (eliminação de Gauss, triangulação, particionamento da matriz de admitância), métodos iterativos e métodos híbridos. Além disso, o autor ainda aborda técnicas de aceleração, testes de convergência e compara as diferentes técnicas.

Em 1967 o trabalho intitulado “*Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits*” é publicado sendo o primeiro artigo destinado ao cálculo de sistemas de distribuição radiais, desenvolvido por engenheiros de *Bartimore Gas and Electric Company* (BERG; HAWKINS; PLEINES, 1967). Os engenheiros da época buscavam a

automatização dos cálculos da rede de distribuição – através do programa FARFUL – a fim de saber se os equipamentos e cabos estavam bem dimensionados e atendiam os limites da norma. Embora muitos programas da época fossem baseados em sistemas trifásicos equilibrados o programa FARFUL, proporcionava o cálculo para sistemas desequilibrados a 4 fios (3 fases e um neutro), sendo a metodologia de cálculo baseada em equações nodais.

Em 1968, algumas tentativas envolvendo o uso de componentes simétricas foram apresentadas para o cálculo de fluxo de potência, inclusive em (LAUGHTON, 1968, 1969), onde o autor apresenta a representação de circuitos em componentes simétricas (LAUGHTON, 1968) e sua aplicação para análise de faltas no sistema (LAUGHTON, 1969).

Dando continuidade ao trabalho de Berg, Hawkings e Pleines, “*Na Application of Ladder Network Theory to the Solution of Three-Phase Radial Load-Flow Problems*”, de 1976, propunha uma metodologia de cálculo para circuitos radiais utilizando da teoria de redes “*Ladder*”, precursora do método da varredura (KERSTING; MENDIV, 1976).

Baseado na metodologia *Ladder*, em 1988 (SHIRMOHAMMADI et al., 1988) propõe o método da varredura ou em inglês “*Backward-Forward Sweep Method*” voltado para sistemas de transmissão e distribuição radiais ou sistemas fracamente malhados, equilibrados ou desequilibrados. A metodologia surge a fim de suprir a necessidade por um fluxo de potência robusto, que fosse capaz de resolver sistemas mal condicionados para os Métodos de Newton-Raphson e o Desacoplado Rápido, sem demandar tanto tempo quanto a técnica baseada em Gauss-Seidel (SHIRMOHAMMADI et al., 1988). Como a presente dissertação baseia-se nesta metodologia, uma maior atenção será dada ao método que será detalhado no Capítulo 6.

Em (BARAN; WU, 1989) o autor também se utiliza de uma metodologia *ladder*, onde as equações das barras a jusantes são retiradas de forma recursiva das barras a montante, para um processo de otimização no dimensionamento de capacitores nas redes de distribuição radiais. Este conjunto de equações, cujo autor intitula *Dist-Flow Equations*, são calculadas a cada iteração em todo o processo. Outro artigo também proposto pelo autor, inclusive no mesmo ano de 1989, possui o enfoque de utilizar a metodologia do *Dist-Flow* conjuntamente com um método de varredura para avaliar a reconfiguração de redes. Esta reconfiguração de rede tem como funções-objetivo minimizar as perdas de distribuição de energia e balanceamento de cargas.

Em 1995, Zhang et. al formula através de um conjunto de equações um fluxo de potência para análise de curto-circuito, modelando através de um fluxo de potência de varredura geradores distribuídos e cargas de maneira trifásica, considerando casos de redes fracamente malhadas, nós PVs e correntes de faltas de maneira simultânea (XIAOFENG ZHANG et al., 1995). A modelagem é feita, agregando as contribuições de todas as contribuições do método na matriz de impedância total do sistema.

Ainda preocupado na análise de faltas em sistemas de distribuição, baseado no método de compensação híbrida, LEI et al. propõe um método descrito em (LEI et al., 2000). Neste artigo, o autor leva em consideração diferentes tipos de faltas, incluindo faltas trifásicas, bifásicas, bifásicas e terra e monofásicas. A possibilidade de transformadores não aterrados também é levada em consideração, propondo um equivalente Thévenin, bem como os valores das impedâncias internas das fontes de eletricidade são discutidas. O estudo ainda consegue analisar a influência da capacitância de linha e utilizar de técnicas de aceleração de convergência.

Em 2003, uma nova metodologia (TENG, 2003) denominada de aproximação direta é apresentada para solução de sistemas trifásicos a quatro fios. Ao se tratar de um sistema a quatro fios, o autor faz o uso da modelagem de Carson e Lewis, passando posteriormente por uma redução de Kron – deixando todas as fases em função do neutro. A metodologia de cálculo é baseada em duas matrizes, BIBC e BCBV. A matriz BIBC, “*bus injection to branch current injection*”, é obtida pela lei de Kirchoff das Correntes e serve para transformar as correntes injetadas em correntes de ramo. Com as correntes de ramo, a segunda matriz – BCBV – “*branch-current to bus-voltage*” calcula a queda de tensão em cada barra através da matriz BIBC e a matriz de impedância do sistema. Assim, sabendo-se a potência e estipulando uma tensão para cada barra, calculam-se as injeções de corrente e as quedas de tensão, atualizando a tensão e repetindo-se o processo até que não haja uma variação significativa de tensão. O artigo ainda conta com uma análise de desempenho e teste de robustez. Em (MOHD SHOKRI et al., 2013), o autor utiliza-se do trabalho de (TENG, 2003) para o estudo do fluxo de potência harmônico, havendo pequenas modificações.

Em 2004, é apresentado um método desacoplado para cálculo de fluxo de potência, dissociando as fases uma das outras (JÚNIOR; FREITAS; MORELATO, 2004). Neste mesmo artigo, o autor utiliza da matriz de admitância individual e os valores de tensão de barra para o cálculo de corrente de ramo de cada fase. Com o valor das correntes de cada fase, a variação de

tensão é calculada baseada na fatoração triangular, que posteriormente atualiza as tensões da barra e assim sucessivamente. Neste trabalho, foi tomado o cuidado de explicar a modelagem de cargas conectadas em delta e estrela, modelagem de capacitores da rede e modelagem de transformadores. Nota-se que o autor levanta um dado interessante, apontando que 25% das perdas do sistema de distribuição estão associadas às perdas em transformadores. Para garantir que este fenômeno impacte na análise de fluxo de potência, o autor modela o transformador como sendo uma parcela correspondendo à matriz de admitância de fuga e uma matriz de perdas no núcleo, esta última proporcional a tensão aplicada no terminal de baixa do transformador.

Novas preocupações começam a surgir, uma vez que cada vez mais recursos de geração distribuídos passaram a serem atrativos. Alguns autores começam a levar em consideração esse tipo de geração, cada qual com sua respectiva forma de tratar deste problema. Em (SOUZA et al., 2006), o autor se utiliza do Método da Soma de Potência Modificado, comparando-o com o método de Newton-Raphson convencional. O autor explica que como o Método da Soma de Corrente e da Soma de Impedância, a metodologia proposta faz parte de um modelo de varredura, uma vez que os cálculos são feitos em duas direções. Aponta também algumas falhas quando se trata das barras de geração, passando-as para modelos PV – ou seja, de potência ativa e tensão constantes – uma vez que o controle das tensões depende do excedente reativo a ser injetado e que nem sempre pode ser atendido. Assim, para o cálculo das tensões nas barras PV e do controle de reativos, o autor propõe um modelo de otimização baseado em Newton-Raphson para minimização das potências reativas nas barras de geração, havendo a possibilidade de transformar barras PV em barras de carga (PQ), se os limites de potência reativa forem violados. Como o próprio autor cita, há algumas restrições numéricas no problema, uma vez que a teoria proposta considera sucessivas derivadas numéricas o que pode comprometer a confiabilidade e a agilidade do método.

Em 2007, (MEMBER et al., 2007) propõe outro método denominado de “*Scan and iterate*” que basicamente estipula um valor de tensão na carga mais a jusante de um sistema radial simples, geralmente próximo a um, e depois calcula a tensão da fonte através de três aproximações. Estas aproximações são para redes de corrente contínua, redes puramente indutivas e o modelo completo. O método foi criado a fim de estudar o impacto de capacitores *shunt* na rede de distribuição, porém apresenta limitações de convergência para todos os casos.

(KHANIYA et al., 2008) utiliza-se do método de Newton-Raphson para obtenção dos valores de fluxo de potência para sistema de distribuição malhados ou radiais, balanceados ou

não. Nesta análise, não se leva em consideração, transformadores, reguladores de tensão e capacitores. Apesar de usar uma metodologia não convencional para sistemas de distribuição, o autor não levanta a questão de sistemas mal condicionados, nem sequer faz uma comparação com outras técnicas, deixando para trabalhos futuros a implementação de certos tipos de cargas no modelo.

(LI; LIU; ZHANG, 2009) começa a se preocupar com o cálculo da frequência dos sistemas elétricos, visto que o autor afirma que certos incidentes na rede poderiam gerar resultados catastróficos. Assim, para evitar qualquer tipo de consequência indesejada no sistema, o autor propõe um método de avaliação rápida de frequência, baseada em um fluxo de potência por injeção de correntes, contendo algumas drásticas simplificações no que diz respeito ao controle de reativos. Uma consideração levantada é que o sistema de geração em análise seria forte o suficiente para manter os níveis de tensão adequados, fazendo-se assim a simplificação e ganhando muita velocidade no método. O autor se utiliza do modelo ZIP modificado, também utilizado no presente trabalho, que será exposto de maneira mais cuidadosa no próximo capítulo. A mesma ferramenta é retomada em outro trabalho (LI; LIU; ZHANG, 2012), sendo modificados os sistemas testes.

(KAMH; IRAVANI, 2010) apresenta um fluxo de potência trifásico, a 3 ou 4 fios, para sistemas desequilibrados contendo modelos de geradores síncronos e geradores controlados por eletrônica de potência. Para isso, faz-se o uso de um fluxo de potência baseada em componentes simétricas, dissociando as sequências positiva, negativa e zero, e fazendo um fluxo de potência baseado em uma matriz jacobiana (presente no método de Newton-Raphson) e avaliando os pontos extremos do sistema com o BFS (*back/forward sweep method* ou varredura).

Em (FARAG; SHATSHAT; ZIDAN, 2011), o autor preocupa-se em modelar um fluxo de potência que suporte reguladores de tensão, fontes distribuídas de energia e barras PVs. Para isso, este se utiliza da matriz de incidência e uma metodologia de varredura, baseadas em soma de correntes, a fim de modelar o sistema (des)equilibrado. Para validação o autor procura os sistemas básicos de teste do IEEE e faz um breve levantamento do grau de robustez do algoritmo proposto. Esta preocupação em enriquecer ainda mais o modelo também pode ser percebida em (MABROUK; BOUALLEGUE; KHEDHER, 2015), onde o autor além de programar o regulador de tensão, também levou em consideração novos modelos de linha e carga.

Com uma nomenclatura muito parecida com (TENG, 2003), o método direto apresentado em (MAHMOUDI; HOSSEINIAN, 2011) propõe uma metodologia baseada no método da varredura, estendido para casos de redes fracamente malhadas. A terminologia direta, neste caso, refere-se que o processo de cálculo é feito uma única vez – ao contrário de outros processos detalhados pela bibliografia, onde o procedimento é feito e posteriormente corrigido ao final do cálculo – não exigindo um recálculo. Para isso, o autor se utiliza de um divisor de corrente para o cálculo das correntes de ramos onde há uma malha fechada (que é calculado a cada interação pela lei de Kirchoff de tensão).

Em (RESE; COSTA; E SILVA, 2013) e (MUMTAZ et al., 2016), os autores enfatizam a aplicabilidade do fluxo de potência em redes ilhadas. O autor utiliza-se de uma metodologia baseada em Newton-Raphson sem levar em consideração a barra *swing*. Em (RESE; COSTA; E SILVA, 2013), para o controle da geração os autores classificam as unidades distribuídas em três classes, as sem controle de geração (barras PQs com valores de geração negativos), as com controle *droop* para frequência e tensão e as que respeitam o controle *droop* para a frequência, porém possui uma tensão fixa pré-determinada. Raciocínio semelhante também é visto em (MUMTAZ et al., 2016), onde os autores classificam em barras PQ, PV (as com controle *droop*) e VF (dependentes da frequência e tensão da rede). Nota-se uma pequena limitação ao método demonstrado em (RESE; COSTA; E SILVA, 2013), pois ao considerar um controle de tensão com reativo, o autor não coloca valores limites de geração – o que não seria praticado na realidade, o que já é corrigido em (MUMTAZ et al., 2016).

Outros problemas também são levantados e explorados utilizando a ferramenta de fluxo de potência, dentre eles, problemas envolvendo a estabilidade do sistema como o problema do cálculo de margem de carga, resolvido pelo método do vetor tangente em (SOUZA et al., 2015). Neste estudo os autores utilizam também de Newton-Raphson, levando também em consideração a frequência que por sua vez não é função da resposta da barra *swing* do sistema, mas sim da iteração entre as variadas fontes de geração controlada por inversores com topologias *droop* implementadas. A estabilidade é também estudada pelo método da varredura em (ALY; ABDEL-AKHER, 2012; MORI; SEKI, 2009) pelo método da continuação, porém possui uma limitação de não convergir na região instável do sistema no estudo de estabilidade a pequenas variações, sendo necessário outro método para o cálculo da curva em sua região instável. Esta afirmação é estudada em maior profundidade e disponível em (BOMPARD et al., 2000).

Em (LUO; YANG; SUN, 2015), os autores levantam o problema de falha em cascata em sistemas de potência considerando sobrecarregamento, variações de frequência, *load shedding* e despachos emergenciais. Outras questões envolvendo as gerações distribuídas são levantadas, como em (MAYA; JASMIN, 2015) que incorpora o grau de incerteza de geração de células fotovoltaicas no cálculo de fluxo de potência – baseado no método da varredura. Muitos outros artigos tratam desse assunto, como (MARAHA; EKWUE, 2015) e a bibliografia apresentada já em 1990 (SCHILLING et al., 1990).

3.3. Bibliografia auxiliar - Sistemas de controle para Redes de Distribuição ativas

Inicialmente procurou-se por arquivos contendo um levantamento bibliográfico a respeito do controle de sistemas elétricos para redes, levando-se a dois arquivos principais referentes a (ANTONIADOU-PLYTARIA et al., 2017) e (YAZDANIAN; MEHRIZI-SANI, 2014). Em ambos os arquivos, os autores fazem uma grande coletânea explicando brevemente as técnicas empregadas em diversos estudos relacionados às técnicas de controle para sistemas descentralizados e distribuídos, que faz parte do escopo deste trabalho. Além disso, estes artigos também se preocupam em apresentar técnicas de otimização de operação de microrredes (VERGARA et al., 2017), modelos para redes híbridas (NASSAR et al., 2017) e para redes de corrente contínua (MAKNOUNINEJAD et al., 2014), modelos para análise de faltas como (DAG et al., 2017) que não estão no escopo deste trabalho. Por isso são apresentados a seguir os resumos dos artigos mais correlatos e com idéias que serão utilizadas na dissertação.

Segundo (ANTONIADOU-PLYTARIA et al., 2017) existem diversas formas de controle de tensão para redes de distribuição inteligentes. Em seu trabalho ele faz uma taxodermia de todas as técnicas relacionadas ligadas a diferentes problemas práticos das redes elétricas inteligentes. Para isto, o autor classifica as técnicas de controle em: baseadas na existência ou não de *links* de comunicação. Dentre as formas onde há a troca de informações, ainda há uma subclassificação referente à troca de informação entre as unidades, que separa em esquema centralizado, descentralizado e híbrido.

O modo centralizado é caracterizado pela presença de um controlador geral que recebe todas as informações das unidades distribuídas e através de algum método de processamento de dados envia os comandos para as unidades consumidoras. Este método é eficiente e possibilita métodos de otimização para diminuição das perdas elétricas ou mesmo para

mercados de energia dinâmicos (preços de geração dinâmicos). Porém o que torna não atrativo tais metodologias seriam os preços associados a cada controlador e da infraestrutura de comunicação entre as gerações distribuídas. Além disso, tal metodologia não permite a fácil introdução de uma nova geração distribuída (GD) e atrasos no recebimento da informação ou corrupção nos pacotes de dados acarretariam em erros de comandos e diminuiriam a confiabilidade do sistema.

O modelo distribuído constitui basicamente de GDs que trabalham juntas a fim de atingir um objetivo principal da rede, podendo comunicar-se entre si, porém não necessitam de um controlador principal para comandar suas ações; existindo também versões sem comunicação (REY et al., 2017). E por último de maneira híbrida, o modelo descentralizado que basicamente divide uma microrrede em vários grupos cada qual com um controlador principal, conectados a outras microrredes.

Em (LU et al., 2017) utiliza-se do controle *droop* para controlar geradores distribuídos, e afirma-se que para garantir que este controle seja efetivo e não cause possíveis problemas de estabilidade a rede deveria estar balanceada. Para tentar balancear as tensões de cada barra a técnica de impedâncias virtuais é utilizada. Para o cálculo da impedância adaptativa, o autor faz o uso de sequências de fase (equilibrando o sistema) e posteriormente da ferramenta da transformada dq, desprezando a sequência zero. Estas ferramentas matemáticas permitem que a medida da tensão possa ser repassada ao controlador do inversor através de sinais de baixa largura de banda e possibilita a aplicação em um caso real. De forma análoga, em (JOHN; GHOSH; ZARE, 2017), utiliza-se a técnica da impedância virtual, porém ao contrário de (LU et al.) ao invés de inserir uma reatância, este se preocupa em inserir uma resistência virtual ou um conjunto de resistência e reatância a fim de desacoplar de forma definitiva a potência ativa e reativa. Também opostamente a (JOHN; GHOSH; ZARE, 2017), utiliza-se de um controle *droop* onde a potência ativa compensa a tensão, enquanto a frequência é compensada pela potência reativa, uma vez que o autor trata o sistema de distribuição como sendo de dominância resistiva.

Já o autor (HU et al., [s.d.]) utiliza-se de um controle *droop* independente em cada fase para o controle de sistemas de armazenamento, considerando um sistema elétrico de potência onde a reatância seja muito maior do que a resistência. O autor ainda cita de maneira breve, sem demonstrar, que cada coeficiente do controle *droop* de cada fase passa por um ajuste fino

(não esclarecendo) podendo assim ser diferente. Ao final do artigo ele mostra resultados experimentais que comprovam o uso da metodologia proposta.

Em (LIU et al., 2017), os autores propõem um método que não exija comunicação entre geradores distribuídos para o compartilhamento de potência trifásica desequilibrada também contendo controle *droop*. Para a medição desta potência desequilibrada, faz-se o uso de uma fórmula proposta pela norma IEEE Standard 1549. Com este valor, faz-se o uso de um controle de impedância virtual de sequência negativa através da injeção de um sinal de pequena amplitude e alta frequência que ao retornar ao controlador do gerador regula a impedância virtual do sistema. Este sinal de alta frequência é regido por uma lógica semelhante ao *droop*. Além disso, o autor propõe uma forma de compartilhamento da potência desbalanceada de forma igualitária entre os geradores distribuídos ou de forma proporcional, justamente regulando a magnitude da impedância composta pela impedância do inversor e da linha que liga o inversor ao alimentador do sistema.

(RODRIGUES et al., 2017) apresenta um fluxo de potência com controle primário de geração, baseado na metodologia *droop*, apresentando a influência dos tipos de cargas e de gerações na margem de carga para microrredes ilhadas. Este trabalho será a base da dissertação, uma vez que uma das contribuições do presente trabalho é a continuidade a esse trabalho. Maiores detalhes sobre esse artigo e implementação serão discutidos no Capítulo 6.

Em (DIAZ; GOMEZ-ALEIXANDRE; COTO, 2016) o autor propõe uma metodologia para o fluxo de potência em microrredes ilhadas baseado no método da varredura. Neste ele utiliza do controle *droop* para a frequência e tensão da maneira clássica - acoplamento entre potência reativa e tensão. O diferencial do método apresentado é a não utilização de uma barra *swing* com seu valor de frequência igual a um. O valor de tensão e frequência da barra *swing* varia ao final de cada interação. Além disso, ao final do artigo o mesmo propõe uma extensão do fluxo de potência só que agora contendo um método de otimização para diminuir as perdas elétricas. Uma metodologia semelhante é vista em (HAMEED; HOSANI; ZEINELDIN, 2017), porém este último acrescenta as cargas dependentes da frequência e no lugar da barra *swing* como sendo a uma barra qualquer do sistema, o autor insere uma barra fictícia a fim de calcular também a variação de frequência e tensão.

3.4. Considerações finais

Portanto, existem diversas formas para o cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição, sendo escolhido o método da varredura por apresentar uma solução veloz e largamente utilizada, levando em consideração sistemas trifásicos com diferentes proporções de resistência e reatância em suas linhas de distribuição e sistema pouco carregados. Além disso, este método não requer o uso de qualquer artifício a fim de conseguir a convergência, como a rotação de eixos, impedâncias virtuais, sequências de fase, transformações dq; o que facilita sua implementação. Ademais, o uso do controle *droop* permite a implementação de fontes de energia despacháveis (barras chamadas de VF na literatura), além de possibilitar o estudo de redes ilhadas – servindo a *swing* apenas para dar a referência do valor de tensão às demais barras, não fornecendo energia alguma ao sistema ilhado auto-suficiente, papel esse desenvolvido somente pelas gerações despacháveis e não despacháveis do sistema. No próximo capítulo é apresentada a ferramenta contendo o método da varredura e no Capítulo 5, mostra-se uma contribuição do trabalho no tocante ao impacto de pequenas variações da frequência.

4. Modelo Estático - Fluxo de potência

4.1. Considerações Iniciais

A principal vantagem do modelo estático para o estudo de sistemas elétricos de potência está em seu baixo tempo de processamento, além de permitir várias análises para sistemas de diferentes proporções, inclusive de grande porte, a fim de analisar aspectos que impactem no planejamento, operação, controle e investimentos de rede. Entre os possíveis estudos estão (MARUJO, 2017; RODRIGUES, 2017):

- a) Condição de estabilidade do ponto de equilíbrio do sistema;
- b) Cálculo do limite de máximo carregamento;
- c) Margem de estabilidade de uma condição operativa;
- d) Determinação de áreas críticas do sistema;
- e) Classificação de condições de contingências críticas;
- f) Identificação da melhor localização e quantidade necessária de potência reativa para compensação;
- g) Otimização de controles e modos de operação;
- h) Cálculo de perdas elétricas;
- i) Cálculo de curto-circuito;
- j) Cálculos de reconfiguração de rede;
- k) Cálculos de capacidade de hospedagem;
- l) Cálculos de otimização envolvendo posicionamento e dimensionamento de equipamentos.

O fluxo de potência é uma solução numérica em regime permanente para um conjunto de equações não lineares referentes aos componentes elétricos de um sistema elétrico, sendo assim uma poderosa ferramenta computacional para a análise de sistemas, que calcula valores de tensão, corrente e com isso, obtém todos os tipos de potência: ativa, reativa, aparente.

Existem diferentes métodos para o fluxo de potência, utilizando diversas técnicas de cálculo numérico e até mesmo técnicas de inteligência artificial. Para sistemas de distribuição, considerando o modelo estático, a técnica mais usada consiste no método da varredura, pela sua simplicidade e rapidez no cálculo de circuitos trifásicos desequilibrados, sem grandes esforços computacionais e sendo pouco sensíveis as diferentes proporções de R/X. Ao contrário dos

métodos clássicos de Newton-Raphson, que utilizam da matriz jacobiana, este método se baseia no cálculo das correntes de ramo, o que diminui significativamente o esforço e tempo computacional. Neste capítulo será apresentado de forma detalhada o método utilizado.

4.2. Método da varredura

4.2.1.1. Varredura Inversa

O modelo apresentado por (FARAG et al., 2011) foi estudado inicialmente por (RODRIGUES et al., 2016) e, neste trabalho, continua sendo analisado, tendo como base correntes de ramos. A técnica de varredura inversa demanda o valor de tensão em cada barra para enfim calcular as correntes nodais de demanda por parte da carga, geração e parcelas *shunt*, dados pelas equações 6.1, 6.2 e 6.3 respectivamente.

$$I_D^{fase} = \frac{|V_{nó}^{fase}|^n \cdot S_{especificado}^{fase*}}{V_{nó}^{fase*}} \quad ((6.1))$$

$$I_{sh}^{fases} = \begin{bmatrix} I_{sh}^A \\ I_{sh}^B \\ I_{sh}^C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{AA} & Y_{AB} & Y_{AC} \\ Y_{BA} & Y_{BB} & Y_{BC} \\ Y_{CA} & Y_{CB} & Y_{CC} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{nó}^A \\ V_{nó}^B \\ V_{nó}^C \end{bmatrix} \quad ((6.2))$$

$$I_G^{fase} = \frac{P_{G,especificado}^{fase} - j \cdot Q_{G,especificado}^{fase}}{V_{nó}^{fase*}} \quad ((6.3))$$

Por conveniência, quando o perfil de tensão é desconhecido, adota-se o valor de 1.0 [p.u] de tensão nodal para todas as barras. Em 6.1, o valor de n faz referência ao modelo de carga associado baseado no modelo ZIP, tendo seu valor igual a 0 para cargas de potência constante, valor igual a 1 para cargas com corrente constante e valor igual a 2 para cargas de impedância constante. Sabe-se que a corrente de nó é a soma da parcela da demanda e *shunt* menos a corrente gerada. Além disso, a corrente de nó de um ponto j é igual à corrente de ramo que liga uma barra montante i a uma barra j , menos a soma das correntes de ramos conectados ao ponto j de modo jusante ao ponto j , tendo a seguinte expressão para a corrente da barra j (FARAG et al., 2011):

$$I_j = I_{ij} - \sum I_{jk(j)} \quad ((6.4))$$

De modo a programar de maneira eficiente a equação 6.4 para sistemas elétricos que contenham muitas barras, faz-se o uso de uma matriz de incidência 'K'. Esta matriz indica quais barras estão conectadas entre si e quais não estão. Os valores contidos são unitários em sua diagonal principal, sendo unitários negativos onde há a conexão entre as barras, e nulos onde não há conexão física. Assim, partindo de 6.4 e levando em conta a matriz 'K', tem-se:

$$I_{nó} = K \cdot I_{ramo} \quad ((6.5))$$

Sabendo-se que a matriz K é triangular superior, que permite inversa, tem-se de 6.5 a equação 6.6, usando álgebra linear. (FARAG et al., 2011)

$$I_{ramo} = K^{-1} \cdot I_{nó} \quad ((6.6))$$

Assim, como o sistema é trifásico, três matrizes de incidência são criadas, cada qual com sua respectiva fase, chamada nesse trabalho de fase 'A', 'B' e 'C'. Sabendo-se de 6.6 e das equações 6.1, 6.2 e 6.3, têm-se as correntes de ramos.

4.2.1.2. Varredura Direta

Com as correntes de ramo determinadas, pelo processo da varredura inversa, e dado as impedâncias próprias e mútuas das linhas que ligam as barras, pode-se calcular a queda de tensão dos nós de cada barra e assim atualizar seus valores, como é mostrado nas equações 6.7 e 6.8.(FARAG et al., 2011)

$$[\Delta V_{nó j}^{fases}] = \begin{bmatrix} \Delta V_{nó j}^A \\ \Delta V_{nó j}^B \\ \Delta V_{nó j}^C \end{bmatrix} = Z \cdot \begin{bmatrix} I_{ramo ij}^A \\ I_{ramo ij}^B \\ I_{ramo ij}^C \end{bmatrix} \quad (6.7)$$

$$[V_{nó j}^{fases}] = [V_{nó j}^{fases}] - [\Delta V_{nó j}^{fases}] \quad (6.8)$$

Este processo de varredura inversa e direta se repete ciclicamente até que o valor calculado em 6.7 seja menor que um valor estipulado. Vale ressaltar que como o método é baseado em correntes de ramos, para um sistema contendo 'n' barramentos, os vetores de tensão e corrente de ramos teriam o tamanho de 'n-1', ficando um nó para referência, sendo em geral o alimentador principal.

4.2.1.3. Inserção do modelo dos transformadores reguladores de tensão no fluxo

Também apresentado no trabalho de FARAG (2011), os reguladores de tensão por *taps* são levados em consideração na modelagem do fluxo de potência. Para isso, o autor utiliza da equação 6.9 para a atualização das novas tensões de fase.

$$\begin{bmatrix} V_{nó j}^A \\ V_{nó j}^B \\ V_{nó j}^C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & a_{Rc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{nó j}^A \\ V_{nó j}^B \\ V_{nó j}^C \end{bmatrix} \quad (6.9)$$

Sendo os valores de a_{Ra} , a_{Rb} e a_{Rc} unitários, tem-se na inexistência de nenhuma anormalidade da rede, um mais o valor do *tap* ($1+ tap$) em [p.u] caso a tensão da fase esteja menor do que o limite mínimo e de um menos o valor do *tap* ($1- tap$) em [p.u], caso a tensão da fase seja superior ao máximo permitido. Tudo isso será feito até que os limites físicos dos *taps* sejam alcançados, tanto o máximo quanto o mínimo (FARAG et al., 2011; RODRIGUES et al., 2016).

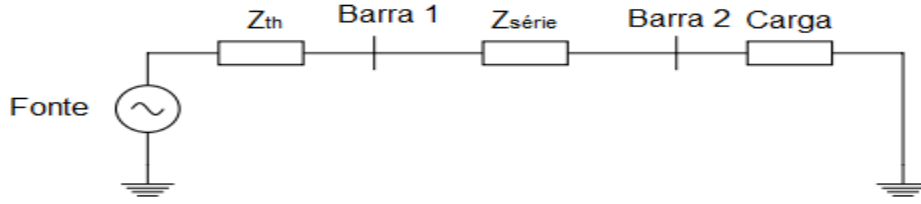
4.2.1.4. Exemplo numérico

Para clarificar o método, propõe-se um exemplo numérico monofásico, apresentado por (ROCHA; RADATZ, 2017). O sistema consiste em três barras, contendo uma fonte, uma linha de transmissão e carga conforme visto nos dados da Tabela 5 e na Figura 10:

Tabela 3: Dados retirados de (ROCHA; RADATZ, 2017)

Fonte	Linha de transmissão	Carga
Tensão Nominal: 220 V	Impedância série: 0,1+j.0,2 [ohm]	Potência aparente: 10000 kVA
Impedância Equivalente Thévenin: 0,1+j.0,2 [ohm]	Capacitância <i>shunt</i> : desprezível	cos $\phi = 0,9$ indutivo Modelo: potência constante

Figura 7: Exemplo numérico retirado e adaptado de (ROCHA; RADATZ, 2017)



Com os dados, assumindo uma estimativa inicial igual a 220 volts e ângulo 0 para todas as fases, faz-se o uso das equações 6.1, 6.2 e 6.3; chegando a:

Barra 1:

$$I_D^{fase} = \frac{|V_{nó}^{fase^n}| \cdot S_{especificado}^{fase*}}{V_{nó}^{fase*}} = 0;$$

$$I_{sh}^{fases} = \begin{bmatrix} I_{sh}^A \\ I_{sh}^B \\ I_{sh}^C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{Th} & -Y_{Th} & 0 \\ -Y_{Th} & Y_{Th} + Y_{LT} & -Y_{LT} \\ 0 & -Y_{LT} & Y_{LT} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{nó}^{Fonte} \\ V_{nó}^1 \\ V_{nó}^2 \end{bmatrix} = 0;$$

$$I_G^{fase} = \frac{P_{G,especificado}^{fase} - j \cdot Q_{G,especificado}^{fase}}{V_{nó}^{fase*}} = 0;$$

Barra 2:

$$I_D^{fase} = \frac{|V_{nó}^{fase^n}| \cdot S_{especificado}^{fase*}}{V_{nó}^{fase*}} = 40.9091 - 19.8132j$$

$$I_{sh} = Y \cdot \begin{bmatrix} V_{nó}^{Fonte} \\ V_{nó}^1 \\ V_{nó}^2 \end{bmatrix} = 0$$

$$I_G^{fase} = \frac{P_{G,especificado}^{fase} - j \cdot Q_{G,especificado}^{fase}}{V_{nó}^{fase*}} = 0$$

Utilizando da equação 6.5 e 6.6, tem-se:

$$I_{nó} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot I_{ramo}$$

$$I_{\text{ramo}} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot I_{\text{nó}} = \begin{bmatrix} 40.9091 - 19.8132i \\ 40.9091 - 19.8132i \\ 40.9091 - 19.8132i \end{bmatrix}$$

Assim com a fase inversa completa, pode-se efetuar o cálculo da varredura direta, obtendo a queda de tensão em cada barra (equação 6.5) e sua atualização (equação 6.6):

$$[\Delta V_{\text{nó } j}^{\text{fases}}] = \begin{bmatrix} \Delta V_{\text{nó}}^{\text{fonte}} \\ \Delta V_{\text{nó}}^1 \\ \Delta V_{\text{nó}}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1 + j \cdot 0,2 & 0 \\ 0 & 0 & 0,1 + j \cdot 0,2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 40.9091 - 19.8132i \\ 40.9091 - 19.8132i \\ 40.9091 - 19.8132i \end{bmatrix}$$

$$[V_{\text{nó}}^{\text{fase}}] = [V_{\text{nó}}^{\text{fase}}] - [\Delta V_{\text{nó } j}^{\text{fase}}] = \begin{bmatrix} 220 \\ 211,95 - 6,20i \\ 211,95 - 6,20i \end{bmatrix}$$

Verifica-se que a variação da tensão entre a iteração atual menos a estimativa inicial ainda é a maior do que a tolerância, fazendo que o cálculo se inicie novamente, convergindo apenas na oitava iteração, sendo os valores de tensão considerando a tolerância de 0,00001 [V]:

$$[V_{\text{nó}}^{\text{fase}}] = \begin{bmatrix} 220 \\ 211,82 - 0,0728i \\ 203,64 - 0,1457i \end{bmatrix}$$

4.3. Inserção de fontes renováveis ao fluxo de potência

4.3.1.1. Fontes de energia não-despacháveis

As fontes não despacháveis, constituídas pelas fontes renováveis, foram modeladas como barras de carga, com potência ativa e reativa conhecidos, porém com módulo negativo. Os valores adotados podem vir de três maneiras: através de uma curva gerada randomicamente, uma curva pré-formulada (podendo ser estimativas locais) ou função de parâmetros climáticos, como insolação e dados de vento. Neste trabalho, foi escolhida uma curva pré-determinada por simplicidade.

4.3.1.2. Fontes de energia despacháveis

Para o caso das fontes de geração despacháveis, fez-se o uso do controle *droop* a fim de calcular de forma iterativa sua resposta à necessidade do sistema. Optou-se por fazer da potência entregue por essas gerações, um valor proporcional às potências demandadas pela carga e pelo sistema (perdas elétricas), retiradas as parcelas geradas pelas fontes não

despacháveis. De forma simplificada, adotou-se que a contribuição de cada geração despachável é igual entre as várias fontes de geração espalhadas, estando o programa apto a reproduzir outros tipos de composições de geração despachável, mudando apenas o peso de cada geração. Para o caso de fontes renováveis despacháveis (contendo armazenadores de energia), o controle *droop* é possível e pode ser realizado fazendo-se algumas alterações nas programações do inversor, apresentando-se muitos modos operativos não presentes neste trabalho, ficando para trabalhos futuros.

4.4. Inserção de controle de geração para os geradores distribuídos

Conforme visto em (ANTONIADOU-PLYTARIA et al., 2017), existem diferentes topologias para o controle: centralizada, descentralizada, híbrida e distribuída. Baseados em (RODRIGUES et al., 2016), optou-se por adotar uma metodologia centralizada, na qual todos os geradores distribuídos trabalham em conjunto e colaboram com o objetivo de manter a rede com níveis aceitáveis de tensão. Seguindo a metodologia adotada pela maioria dos artigos apresentados na bibliografia auxiliar do Capítulo 2 e também seguindo o modelo adotado por (RODRIGUES et al., 2016), utiliza-se o controle *droop* para os geradores distribuídos. Este controle é passível de implementação desde máquinas síncronas até geradores controlados por inversores através de PWM.

Para controle de micro redes, seja de frequência, potência ou tensão, faz-se necessária a existência de um subsistema multicamada que pode ser dividido em três subcamadas: controle primário, controle secundário e controle terciário (REY et al., 2017).

O controle primário tem como objetivo sustentar as mudanças repentinas de carga a fim de estabilizar os níveis de tensão e frequência da rede. No presente trabalho, a metodologia de controle primário é feita pelo controle *droop* que se baseia nas equações 6.10 e 6.11:

$$\omega = \omega_0 - m \cdot P \quad (6.10)$$

$$V = V_0 - n \cdot Q \quad (6.11)$$

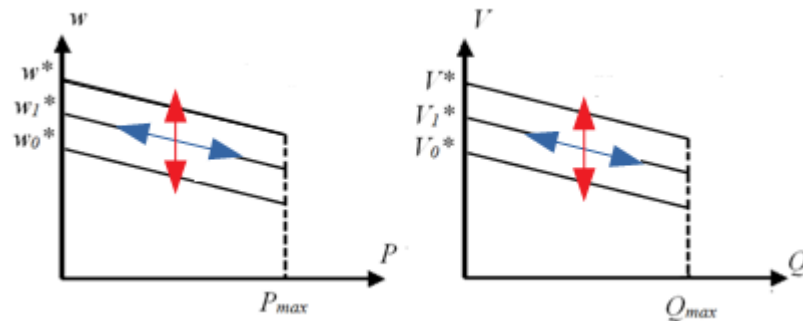
sendo n e m os valores que definem o grau de sensibilidade da geração frente à mudança de geração, os valores de ω_0 e V_0 os valores de referência de frequência e tensão e P e Q os valores atuais de potência ativa e reativa totais do sistema. Nota-se que as equações 6.10 e 6.11 baseia-

se no comportamento de uma máquina síncrona, onde um acréscimo de potência ativa demandada acarreta em uma perda de frequência para o caso da equação 6.10 e um acréscimo na potência reativa consumida demandada acarreta na diminuição dos níveis de tensão terminal da máquina, representada pela equação 6.11 (MINAMI et al., 2018).

Durante a etapa do fluxo de potência, após cada iteração, o valor das potências ativas e reativas é calculado para as fontes de energia despacháveis, excursionando pela reta do controle *droop* primário (setas em azul da Figura 8). O processo se repete parando apenas quando a variação de frequência entre os sucessivos fluxos for menor que uma dada tolerância.

Os valores pré-definidos como referência podem se modificar ao longo da operação do sistema e para manter a operação com geração renovável de microrredes ilhadas, faz-se necessário o uso de um controle secundário de tensão e frequência conforme visto em (RODRIGUES; SOUZA; SOUZA, 2017) e ilustrado na Figura 8. Porém, para o presente trabalho, optou-se pela implementação somente do controle primário, a fim de garantir a observação do modelo de carga dependente variações da frequência.

Figura 8: Controle droop primário e secundário.



Fonte: Adaptada de (MINAMI et al., 2018)

5. Inserção da variação dos parâmetros de rede pequenas variações da frequência

5.1. Considerações Iniciais

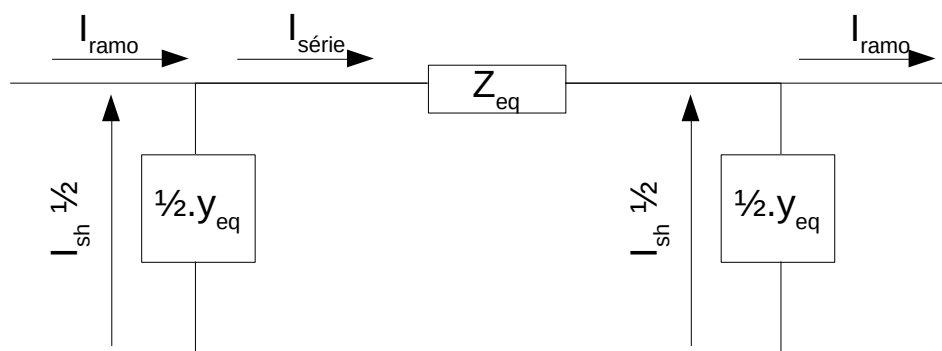
Variações de frequência e seus impactos no sistema não é algo tão novo na bibliografia, estando presente na literatura em muitos artigos, entre eles: (CHAKRAVORTY; CHAUDHURI; HUI, 2017; LI; LIU; ZHANG, 2009; MUMTAZ et al., 2016; SIMPSON-PORCO et al., 2015). Porém, ao se considerar a variação de frequência em sistemas de distribuição, os autores tendem a diminuir o grau de complexidade da metodologia, geralmente excluindo o controle de reativos (LI; LIU; ZHANG, 2009, 2012) para ganho de velocidade – a fim de avaliar de maneira rápida apenas a frequência e potência ativa no sistema. Neste quesito, durante esta dissertação elaborou-se um artigo, propondo uma metodologia contendo todos os controles e inserindo a variação dos em todos os parâmetros da rede a pequenas variações de frequência, apresentado em (MINAMI et al., 2018).

Para alterar os valores dos componentes do sistema de distribuição, algumas considerações foram feitas a respeito de alguns conceitos, presentes nas subseções a seguir.

5.2. Linhas de distribuição

Para o presente trabalho, considerou-se a parcela série e *shunt* das linhas de distribuição, adotando-se o modelo π -equivalente, ilustrado na Figura 9.

Figura 9: Modelo de linha de distribuição por parâmetro concentrado, π -equivalente (apenas uma fase representada)



Para o cálculo das correntes *shunts*, no caso das linhas de transmissão, utiliza-se uma adaptação da equação (6.2), dado pela equação (6.12).

$$I_{sh_{linhas}}^{fase} = \begin{bmatrix} I_{sh}^A \\ I_{sh}^B \\ I_{sh}^C \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \cdot \begin{bmatrix} Y_{AA} & Y_{AB} & Y_{AC} \\ Y_{BA} & Y_{BB} & Y_{BC} \\ Y_{CA} & Y_{CB} & Y_{CC} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{nó}^A \\ V_{nó}^B \\ V_{nó}^C \end{bmatrix} \quad (6.12)$$

Já o efeito da corrente série das linhas é sentido de maneira indireta no cálculo da varredura direta dado pela equação (6.7). Para ser sentido na linha o efeito da frequência, utilizou-se o conjunto de equações (6.13) e (6.14).

$$\begin{aligned} Z_{aa} &= R_{aa} + j * X_{aa} * (1 + k_{linha} * \Delta f) \\ Z_{ab} &= R_{ab} + j * X_{ab} * (1 + k_{linha} * \Delta f) \\ Z_{ac} &= R_{ac} + j * X_{ac} * (1 + k_{linha} * \Delta f) \\ Z_{bb} &= R_{bb} + j * X_{bb} * (1 + k_{linha} * \Delta f) \\ Z_{bc} &= R_{bc} + j * X_{bc} * (1 + k_{linha} * \Delta f) \\ Z_{cc} &= R_{cc} + j * X_{cc} * (1 + k_{linha} * \Delta f) \end{aligned} \quad (6.13)$$

$$\begin{aligned} Y_{aa} &= S_{aa} + j * B_{aa} * (1 + k_{linha} * \Delta f) \\ Y_{ab} &= S_{ab} + j * B_{ab} * (1 + k_{linha} * \Delta f) \\ Y_{ac} &= S_{ac} + j * B_{ac} * (1 + k_{linha} * \Delta f) \\ Y_{bb} &= S_{bb} + j * B_{bb} * (1 + k_{linha} * \Delta f) \\ Y_{bc} &= S_{bc} + j * B_{bc} * (1 + k_{linha} * \Delta f) \\ Y_{cc} &= S_{cc} + j * B_{cc} * (1 + k_{linha} * \Delta f) \end{aligned} \quad (6.14)$$

Usou-se k_{linha} , ou grau de sensibilidade de linha frente a variação de frequência em [p.u], este valor pode ser obtido através de medições, mas para efeito de simulação considerou-se unitário.

5.3. Transformadores

Os transformadores para o presente estudo foram modelados através de uma única impedância, variável com a frequência, como é mostrado na equação 6.15.

$$Z_{aa} = R_{aa} + j * X_{aa} * (1 + k_{transformador} * \Delta f) \quad (6.15)$$

Usou-se $k_{transformador}$, ou grau de sensibilidade de linha frente a variação de frequência em [p.u], podendo este ser obtido através de medições, mas para efeito de simulação considerado unitário. Assim, para efeito de cálculo, esta modelagem também será vista indiretamente no uso da equação (6.7).

Figura 10: Modelo de transformador adotado



5.4. Modelos de cargas

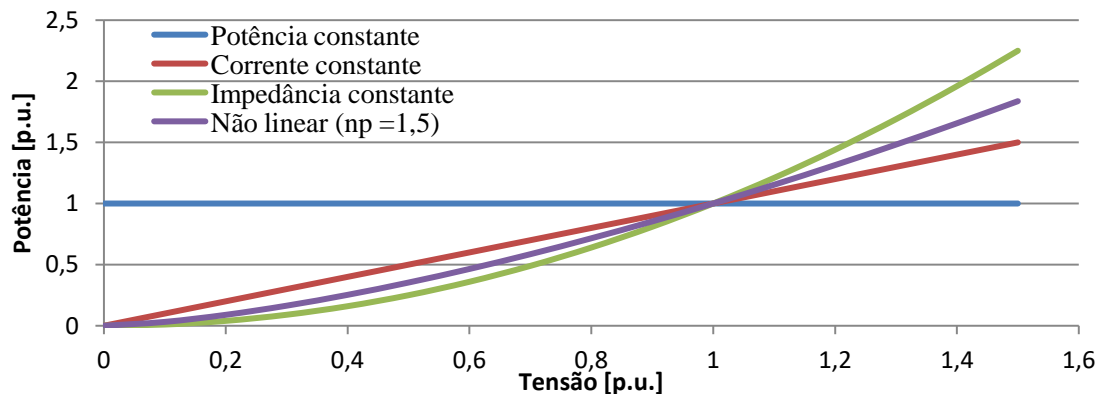
Embora haja inúmeros métodos levantados em (COMMITTEE, 1997; NAVARRO, 2002; SOUZA, 2010; VISCONTI, 2010), utilizou-se como base o modelo polinomial com desvios na frequência apresentado em (VISCONTI, 2010). O modelo base se baseia na equação 6.16 e é descrito na equação 6.17.

$$\begin{aligned}
 P(k) &= P_0 \cdot \left[\alpha_{zp} \cdot \left(\frac{V(k)}{V_0} \right)^2 + \beta_{Ip} \cdot \left(\frac{V(k)}{V_0} \right) + \gamma_{Pp} \right] \cdot [1 + K_{pf} \cdot \Delta f(k)] \\
 Q(k) &= Q_0 \cdot \left[\alpha_{zq} \cdot \left(\frac{V(k)}{V_0} \right)^2 + \beta_{Iq} \cdot \left(\frac{V(k)}{V_0} \right) + \gamma_{Pq} \right] \cdot [1 + K_{qf} \cdot \Delta f(k)]
 \end{aligned}
 \tag{6.16}$$

$$\begin{aligned}
 P(k) &= \left(P_0 \left[\alpha_{zp} \cdot \left(\frac{V(k)}{V_0} \right)^2 + \beta_{Ip} \cdot \left(\frac{V(k)}{V_0} \right) + \gamma_{Pp} + \delta \cdot \left(\frac{V(k)}{V_0} \right)^{np} \right] \right) \cdot (p(1-p) \cdot [1 \\
 &\quad + K_{pf} \cdot \Delta f(k)]) \\
 Q(k) &= Q_0 \cdot \left[\alpha_{zq} \cdot \left(\frac{V(k)}{V_0} \right)^2 + \beta_{Iq} \cdot \left(\frac{V(k)}{V_0} \right) + \gamma_{Pq} + \delta \cdot \left(\frac{V(k)}{V_0} \right)^{nq} \right] \\
 &\quad \cdot (p + (1-p) \cdot [1 + K_{qf} \cdot \Delta f(k)])
 \end{aligned}
 \tag{6.17}$$

O modelo apresentado em 6.17 é bastante genérico, podendo ser aplicado para cargas a impedância constante (proporção α), corrente constante (proporção β), potência constante (proporção γ) e carga não linear (proporção δ); sendo dependentes ou não da frequência. O valor de ‘p’ corresponde à proporção de cargas independentes da frequência e ‘np’ e ‘nq’ o grau de não-linearidade. O comportamento das cargas apresentadas anteriormente pode ser visto na Figura 11 (adaptada de (SOUZA, 2010)).

Figura 11: Gráfico do comportamento dos tipos de carga



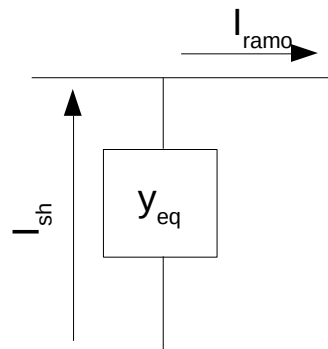
5.5. Modelos de capacitores *shunt*

Os bancos de capacitores *shunt* do sistema para o presente estudo foram modelados por meio de uma única admitância, variável com a frequência, como é mostrado na equação 6.18 e na Figura 122, sendo todos valores dados em [p.u].

$$Y_{aa} = S_{aa} - j * \frac{B_{aa}}{(1 + \Delta f)} \quad (6.18)$$

Como geralmente, ao se dimensionar um banco de capacitores é informado apenas o valor da potência e um valor de tensão padrão (sendo o nominal do banco e a tensão base do sistema) a potência informada em [p.u] possui o valor idêntico ao valor da admitância (podendo assim encontrar os valores de susceptância e condutância). Para efeito de cálculo, esta modelagem impactará de maneira notória na equação (6.2).

Figura 12: Representação do modelo de capacitores shunt adotado



5.6. Considerações finais

A metodologia do cálculo de fluxo de potência apresentada nesta dissertação e publicada em (MINAMI et al., 2018) pode ser resumida na Figura 13. Como mencionado e também mostrado nesta figura, o modelo aborda diferentes tipos de carga, reguladores de tensão, transformadores, linhas de transmissão, gerações distribuídas despacháveis e não despacháveis. O presente fluxo aborda os casos ilhados e também conectados na rede, servindo a barra *swing* no caso do fluxo ilhado apenas como referência no valor de tensão. No caso do fluxo ser feito em sistemas conectados à rede, pode-se fazer de duas maneiras, retirando as barras despacháveis e colocando apenas uma na barra correspondente à *swing* do sistema ou apenas retirando totalmente a metodologia *droop*. Sabendo-se da metodologia aplicada para

cálculo, pode-se fazer a simulação para diferentes sistemas e topologias de carga, conforme será visto no capítulo posterior.

Figura 13: Fluxograma da metodologia de cálculo

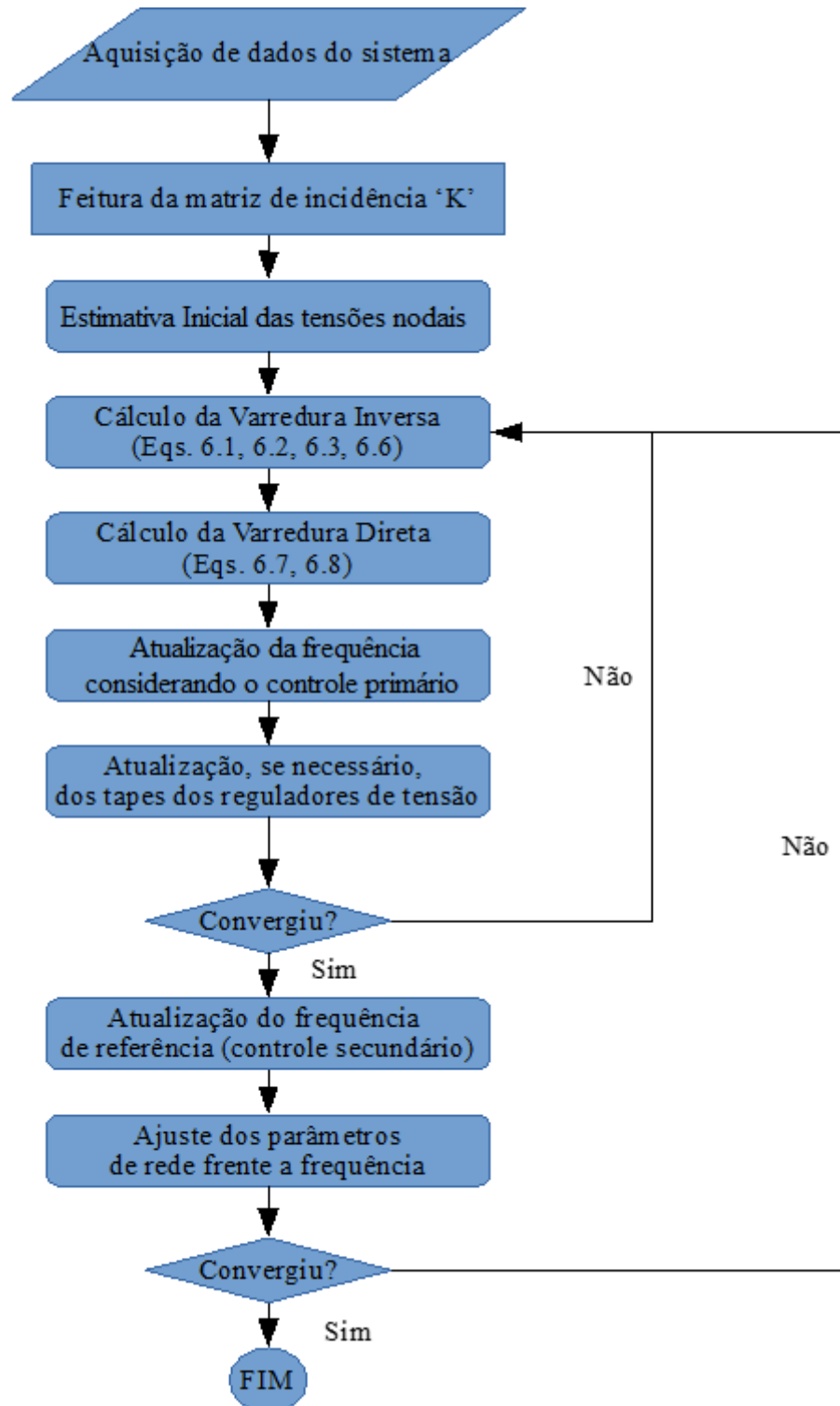


Figura adaptada de (MINAMI et al., 2018).

6. Simulações

6.1. Considerações iniciais

O presente capítulo visa demonstrar as funcionalidades do programa, apresentando diversas simulações e propondo diferentes cenários. Primeiramente, apresenta-se a origem dos dados de entrada, detalhando o sistema a ser estudado, bem como os tipos de consumidores e de geração. Ademais, apresentam-se os cenários expondo e discutindo os resultados das simulações utilizando a metodologia proposta. A fim de garantir uma sequência lógica, fazem-se as seguintes simulações:

- Para o caso do sistema ser conectado à rede:
 - Validação do sistema com os dados do padrão IEEE 34 barras;
 - Análise de rede de distribuição sem inserção de renováveis, contendo:
 - Diferentes tipos de consumidores: Residencial, Agrícola, Comercial Pequeno, Comercial Médio, Indústria;
 - Análise de rede de distribuição com inserção de renováveis (solar), contendo:
 - Diferentes tipos de consumidor: Residencial, Agrícola, Comercial Pequeno, Comercial Médio, Indústria
 - Diferentes níveis de penetração: 15%, 25%, 50%, 75% e 100% da potência máxima consumida;
 - Único gerador não-despachável ou vários geradores não-despacháveis.
- Para o caso do sistema ilhado:
 - Análise de um caso contendo fontes despacháveis com controle *droop* e renováveis;
 - Análise de um caso contendo fontes despacháveis com controle *droop* e renováveis com a inserção de pequenas variações da frequência nos modelos de carga de todo o sistema.

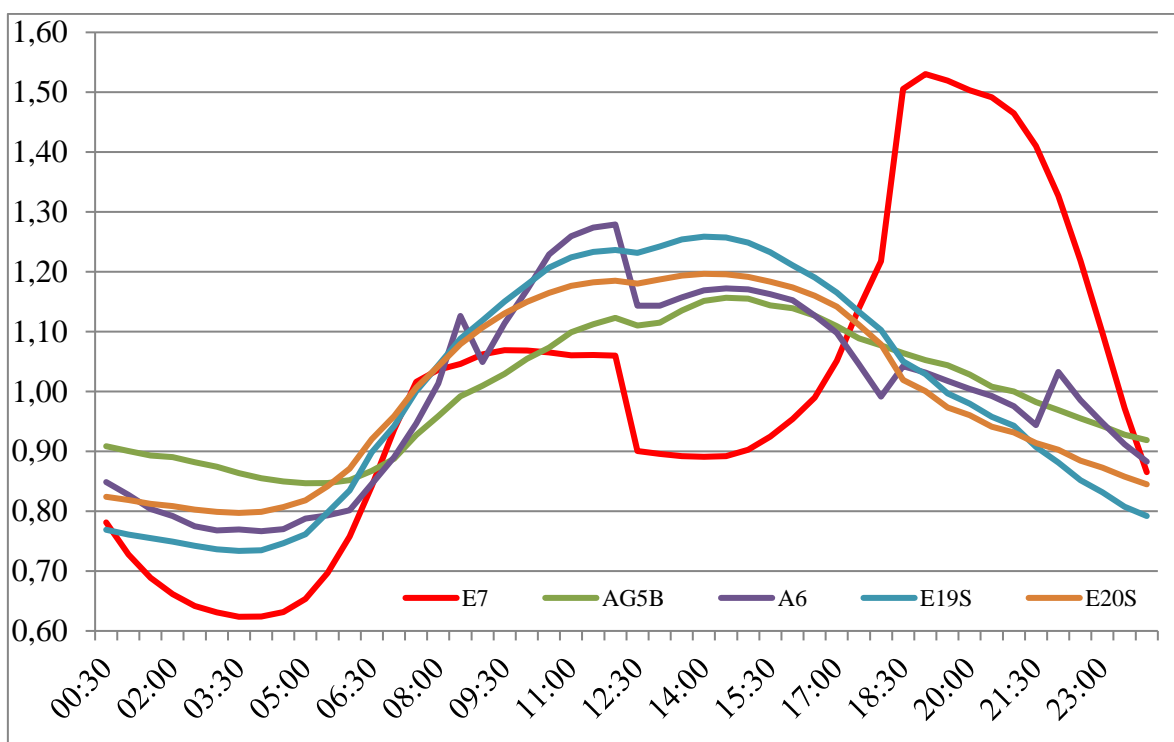
6.2. Dados utilizados

Para validação do trabalho, optou-se pelo sistema contendo 34 barras do IEEE(KERSTING, 2001), que é capaz de reproduzir um dos cenários presentes em sistemas de distribuição brasileiros, com linhas de distribuição longas, pouco carregadas, contendo reguladores de tensão e capacitores *shunts*. Além disso, este caso teste costuma apresentar

problemas de convergência frente as suas características, sendo esta uma boa oportunidade de comprovar a robustez do método apresentado em (MINAMI et al., 2018).

Para a geração dos perfis de demanda diária, utilizou-se os valores de potência do padrão IEEE como sendo os valores máximos, multiplicando por uma curva de demanda em [p.u] retirada de (PG&E, 2000). Estes dados possibilitaram a análise de cenários residencial (E7), comercial (A6,E19S), industrial (E20S) e agrícola (AG5B), conforme visto na Figura 14.

Figura 14: Curvas de demanda em [pu]

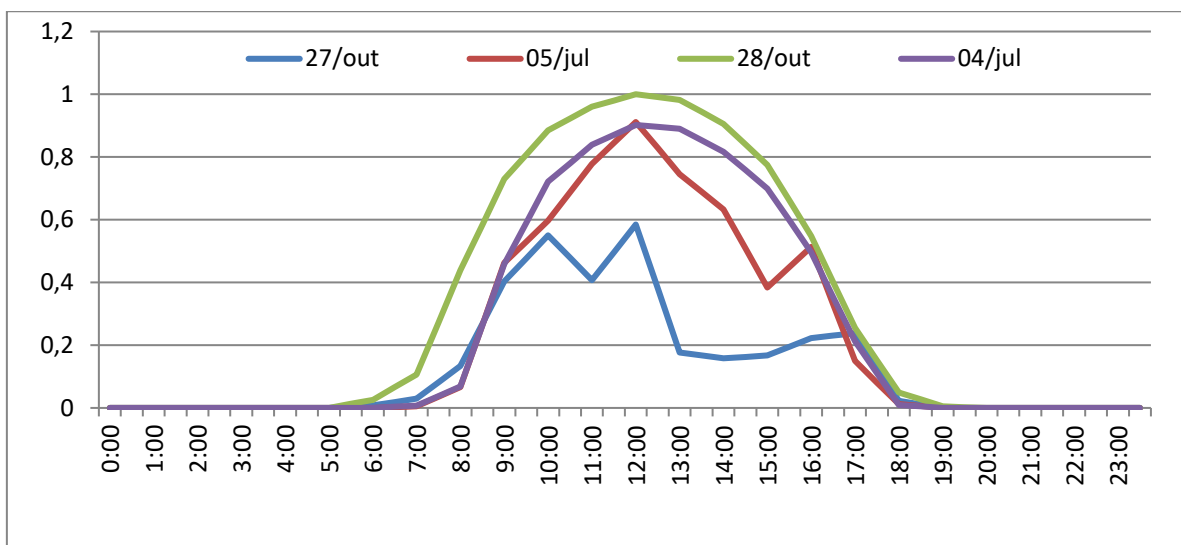


Dados retirados de (PG&E, 2000), referentes ao ano 2000

Para os casos ilhados, optou-se em utilizar os dados de demanda presentes em (RODRIGUES, 2017), em anexo, para fins comparativos de metodologias análogas, evidenciando a contribuição do trabalho apresentado em (MINAMI et al., 2018).

Já para a análise de geração distribuída foi selecionada a opção fotovoltaica, pois a UNIFEI possui um acervo de dados de geração solar, que pode ser facilmente modificado para valores [p.u]. Inicialmente, foram coletados dados de quatro dias: 27 de outubro (dia nublado de verão), 28 de outubro (dia de céu limpo de verão), quatro de julho (dia nublado de inverno) e cinco de julho (dia de céu limpo de inverno), apresentados nas curvas de geração observadas na Figura 15. Vale salientar que para as análises propostas, utilizou-se apenas os dados do dia 28 de outubro por apresentar a maior contribuição solar possível dos geradores distribuídos.

Figura 15: Curvas de geração para fontes distribuídas solares.



6.3. Cenários simulados

6.3.1.1. Validação do método utilizado

Com os dados conhecidos do alimentador teste de 34 barras, fez-se o fluxo de potência comparando a resposta esperada (dados reais de resposta do sistema teste apresentados em (DISTRIBUTION SYSTEM ANALYSIS SUBCOMMITTEE, 2010)) com a resposta calculada pelo modelo da varredura. O objetivo deste cenário é a validação do fluxo de potência utilizado, começando com os valores em [p.u] das tensões do sistema como visto no gráfico da Figura 16. Nota-se claramente a proximidade do calculado com o resultado esperado, estando todos os valores com uma margem menor do que 1%.

Além da tensão, pode-se observar a semelhança entre os valores de correntes de ramo calculadas e esperadas, estando com um erro abaixo de 2% em geral, excluindo o ramo monofásico composto pelas barras 818, 820, 822, as quais apresentam um erro de 9% justificado pelo seu pequeno valor de base. Assim, nota-se que apesar de algumas possíveis diferenças na modelagem no que se refere a cargas distribuídas, transformadores e reguladores de tensão (não especificado pelo modelo), os resultados apresentam uma conformidade com o resultado esperado bem significativo.

Figura 16: Comparação dos valores de tensão

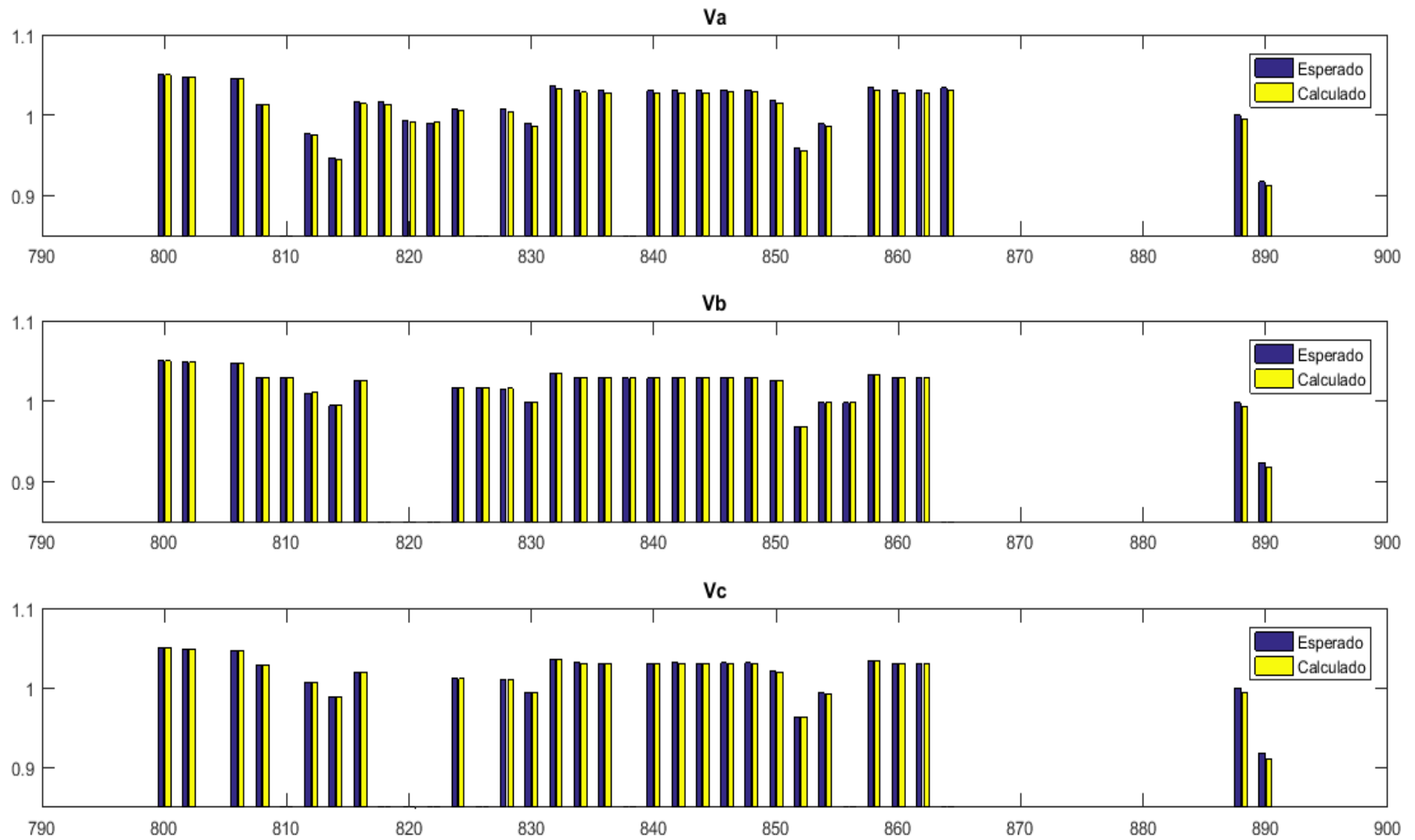


Tabela 4: Correntes de ramos e seus respectivos ângulos

Barramentos		Esperado						Calculado						Erro %	Erro [A]
De	Para	Ia	Ia°	Ib	Ib°	Ic	Ic°	Ia	Ia°	Ib	Ib°	Ic	Ic°		
800	802	51.56	-12.74	44.57	-127.70	40.92	117.37	52.59	-12.87	45.21	-127.69	41.06	117.35	2%	-1.03
802	806	51.58	-12.80	44.57	-127.76	40.93	117.31	52.61	-12.92	45.21	-127.74	41.07	117.29	2%	-1.03
806	808	51.59	-12.83	42.47	-126.83	39.24	118.52	52.71	-13.30	42.89	-127.12	39.22	118.23	2%	-1.12
808	810	0.00	0.00	1.22	-144.62	0.00	0.00	0.00	0.00	1.35	-146.11	0.00	0.00	0%	0.00
808	812	51.76	-13.47	41.30	-127.10	39.28	117.76	52.93	-14.07	41.60	-127.49	39.27	117.33	2%	-1.17
812	814	51.95	-14.18	41.29	-127.99	39.33	116.90	53.13	-14.79	41.59	-128.35	39.31	116.49	2%	-1.18
814	850	48.47	-14.73	40.04	-128.69	38.17	116.23	49.51	-15.10	40.33	-128.73	38.14	116.12	2%	-1.04
816	818	13.02	-26.69	0.00	0.00	0.00	0.00	14.26	-26.86	0.00	0.00	0.00	0.00	9%	-1.24
816	824	35.83	-10.42	40.04	-128.70	38.17	116.23	35.68	-10.59	40.33	-128.87	38.15	115.99	0%	0.15
818	820	13.03	-26.77	0.00	0.00	0.00	0.00	14.40	-28.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9%	-1.37
820	822	10.62	-28.98	0.00	0.00	0.00	0.00	11.66	-29.44	0.00	0.00	0.00	0.00	9%	-1.04
824	826	0.00	0.00	3.10	-148.92	0.00	0.00	0.00	0.00	3.32	-149.26	0.00	0.00	0%	0.00
824	828	35.87	-10.70	36.93	-127.39	38.05	116.25	35.71	-10.76	37.01	-127.35	38.01	116.13	0%	0.16
828	830	35.87	-10.72	36.93	-127.41	37.77	116.42	35.75	-11.07	37.00	-127.64	37.72	116.08	0%	0.12
830	854	34.22	-9.97	36.19	-127.47	36.49	116.26	33.94	-9.96	36.22	-127.43	36.32	116.14	-1%	0.28
832	858	21.31	0.47	23.40	-116.89	24.34	128.36	21.14	0.56	23.38	-117.00	24.17	128.21	-1%	0.17
832	888	69.90	-32.29	70.04	-152.73	69.50	87.39	69.67	-32.78	70.11	-152.79	69.68	87.21	0%	0.23
834	860	11.16	-43.05	9.09	-154.82	10.60	99.34	10.97	-43.12	9.06	-155.03	10.43	98.80	-2%	0.19
834	842	14.75	34.68	16.30	-95.63	15.12	151.05	14.70	34.58	16.30	-95.70	15.12	151.07	0%	0.05
836	840	1.50	-20.01	2.33	-151.97	1.75	68.00	1.48	-21.87	2.33	-152.08	1.80	67.61	-1%	0.02
836	862	0.00	0.00	2.09	-149.38	0.00	0.00	0.00	90.44	2.09	-149.49	0.00	-150.73	0%	0.00
842	844	14.74	34.67	16.30	-95.64	15.12	151.03	14.69	34.53	16.29	-95.74	15.11	151.03	0%	0.05
844	846	9.83	78.88	9.40	-63.87	9.40	-170.67	9.76	78.75	9.37	-64.02	9.37	-170.69	-1%	0.07
846	848	9.76	78.80	9.40	-52.54	9.78	-161.93	9.73	78.70	9.39	-52.62	9.78	-161.90	0%	0.03
850	816	48.47	-14.73	40.04	-128.69	38.17	116.23	49.51	-15.10	40.33	-128.74	38.14	116.12	2%	-1.04
852	832	31.77	-11.00	33.59	-128.66	33.98	115.41	31.51	-11.08	33.59	-128.69	33.83	115.23	-1%	0.26
854	856	0.00	0.00	0.31	-98.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	-124.61	0.00	0.00	0%	0.00
854	852	34.23	-9.99	35.93	-127.72	36.49	116.25	34.01	-10.53	35.92	-128.20	36.34	115.68	-1%	0.22
858	864	0.14	-22.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	-26.45	0.00	0.00	0.00	0.00	5%	-0.01
858	834	20.73	1.01	23.13	-116.39	24.02	128.48	20.59	1.05	23.13	-116.57	23.87	128.30	0%	0.14
860	836	4.16	-30.19	5.96	-154.63	3.60	90.25	4.24	-31.18	6.01	-154.92	3.71	89.89	2%	-0.08
862	838	0.00	0.00	2.09	-149.50	0.00	0.00	0.00	0.00	2.11	-150.28	0.00	0.00	0%	0.00
888	890	69.90	-32.29	70.04	-152.73	69.50	87.39	69.68	-32.80	70.11	-152.81	69.69	87.20	0%	0.22

Além disso, é possível extrair destas duas informações os valores de potência fornecidos pela rede, bem como calcular as perdas associadas. Conforme apresentado pelo relatório do IEEE, os valores também são compatíveis aos valores calculados, observados na

Tabela 5. Nota-se uma diferença no cálculo das perdas reativas da rede, podendo esta ser ocasionada por diferentes modelagens dos elementos da rede, por exemplo, pela não adoção de uma barra extra para representação de elementos distribuídos no meio da linha (sendo concentrados na barra emissora), transformadores e reguladores de tensão ou mesmo pela adoção do modelo PI-equivalente para linhas de distribuição curtas. Assim, o sistema distribuído teste mostra-se satisfatório ao ser avaliado pela metodologia proposta.

Tabela 5: Tabela resumo

Entrada		Fase A	Fase B	Fase C	Perdas	TOTAL
Esperado	kW :	759.14	666.66	617.07	273.05	2042.87
	kVAr :	171.73	90.14	28.39	35	290.26
	kVA :	778.32	672.73	617.73	275.28	2063.39
	PF :	0.98	0.99	1	0.99	0.99
Calculado	kW :	773.89	676.28	619.15	268.86	2069.32
	kVAr :	176.37	90.90	28.33	176.60	295.60
	kVA :	793.73	682.36	619.79	321.67	2095.89
	PF :	0.97	0.99	1.00	0.84	0.99

6.3.1.2. Sistema interligado

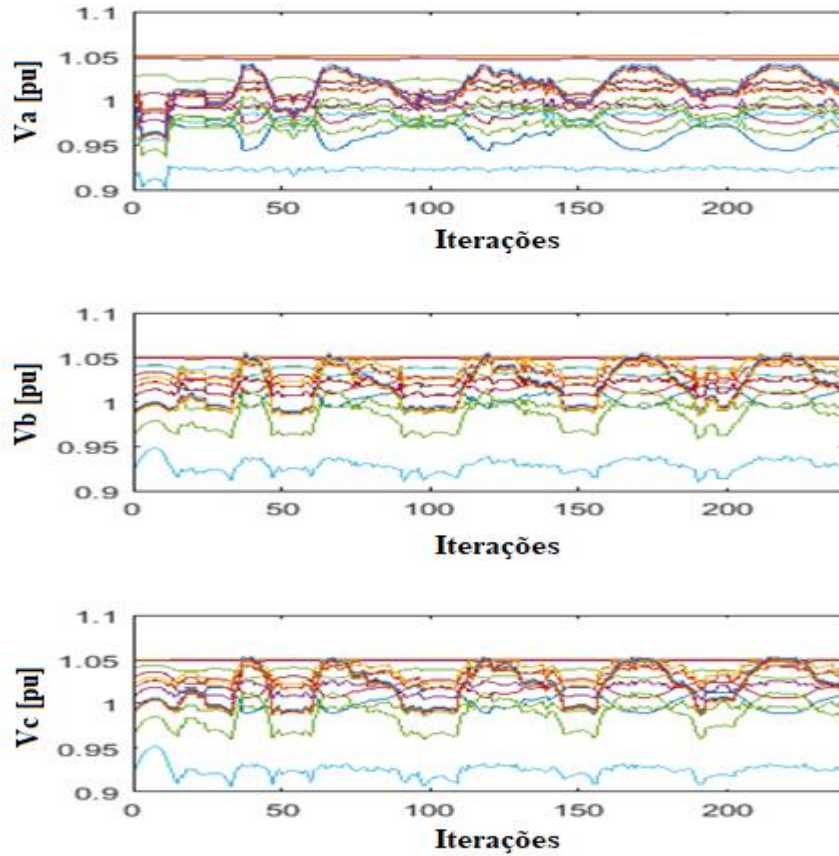
6.3.1.3. Sistema interligado sem fontes de geração distribuída

Sabendo-se que a simulação apresenta resultados coerentes com o sistema utilizado, pode-se elaborar um fluxo de potência sequencial representando o consumo diário de diferentes tipos de consumidores (48 pontos para consumidores residenciais, 48 pontos para consumidores agrícolas, 48 pontos para consumidores comerciais pequenos, 48 pontos para consumidores comerciais de médio porte e 48 pontos para consumidores industriais, totalizando 240 iterações e nesta respectiva ordem) conforme visto na seção 6.2. Esta simulação serve como base comparação para o cenário 6.3.2.2, onde há a presença de geradores distribuídos, apresentando os valores de tensão, desequilíbrio, posições de *taps*, fator de potência, demandas, geração e perda. Na simulação, optou-se por construir uma longa série de dados contendo de forma consecutiva os perfis de demanda, vistos na Figura 17.

Nota-se que o perfil se mostra entre os valores de 1.05 e 0.9, sendo estes adequados para distribuição de energia elétrica, porém isto só foi possível pela presença do regulador de tensão que atua de forma dinâmica conforme a necessidade da rede. Para este caso, utilizou-se de um regulador capaz de ajustar todas as tensões em um intervalo de 1.1 a 0.9 [p.u] de tensão.

Vê-se que o regulador modelado se mostra eficiente, pois não há quedas de tensões abaixo do limite estabelecido, inclusive no barramento mais crítico, visto na Figura 18.

Figura 17: Tensões nas barras em todos os tipos de consumidores



Na Figura 18, nota-se o perfil de utilização dos *taps* ao longo do tempo para o caso residencial, devido sua maior excursão de potência. Apesar de possuir as maiores variações de potência nas cargas, a mudança de *taps* de maior número ao longo do dia não acontece no modo residencial conforme visto na Tabela 6, mas sim no comercial de pequeno porte, pois possui mudanças menores e mais abruptas na curva. Este valor revela a quantidade de trocas de *taps*, por exemplo, se houver uma mudança do primeiro para o quarto *taps* são três trocas ao todo.

Tabela 6: Mudanças de *taps* diárias de acordo com o perfil

	Residencial	Agrícola	Comercial pequeno	Comercial médio	Industrial
Mudanças de <i>taps</i>	96	99	125	80	71

Figura 18: Tensões no barramento 890 para os diferentes tipos de consumidores

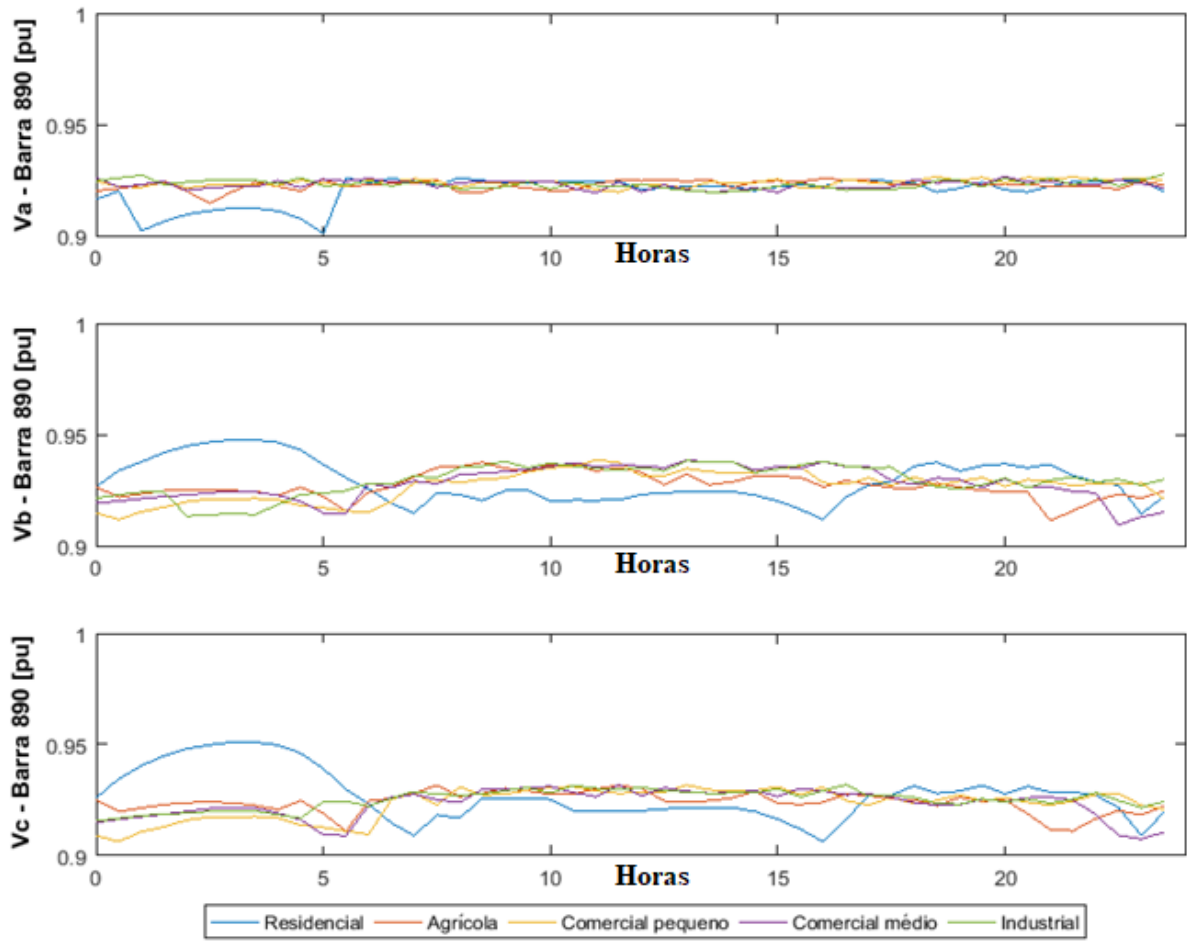
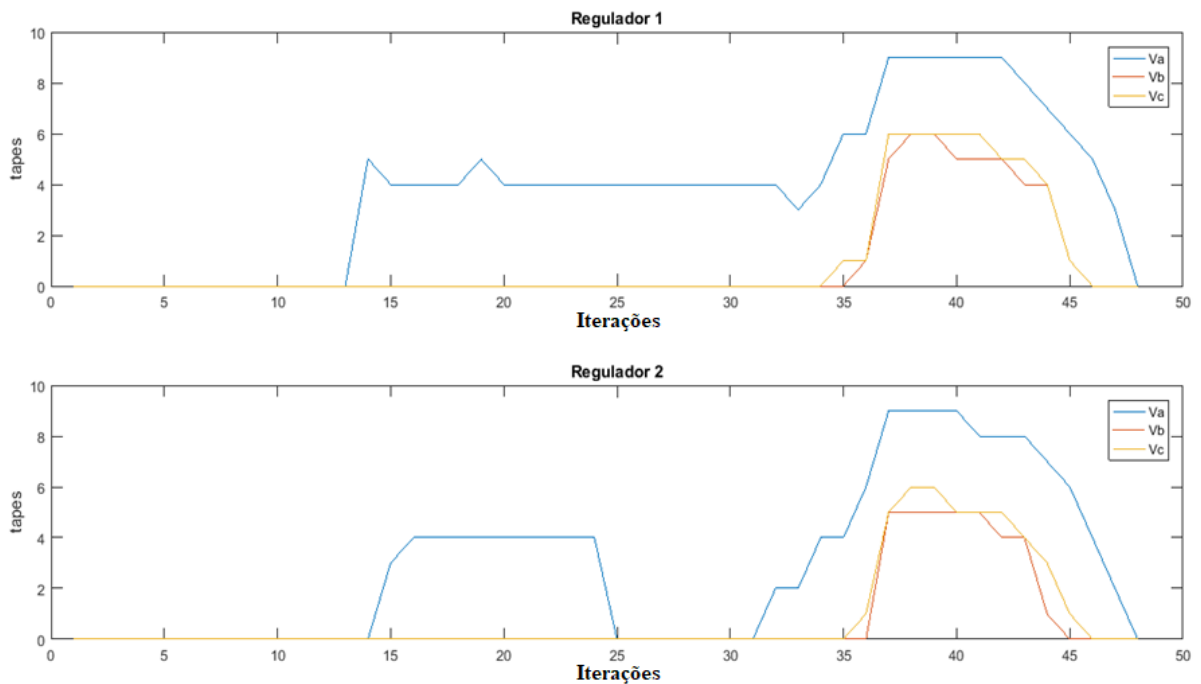
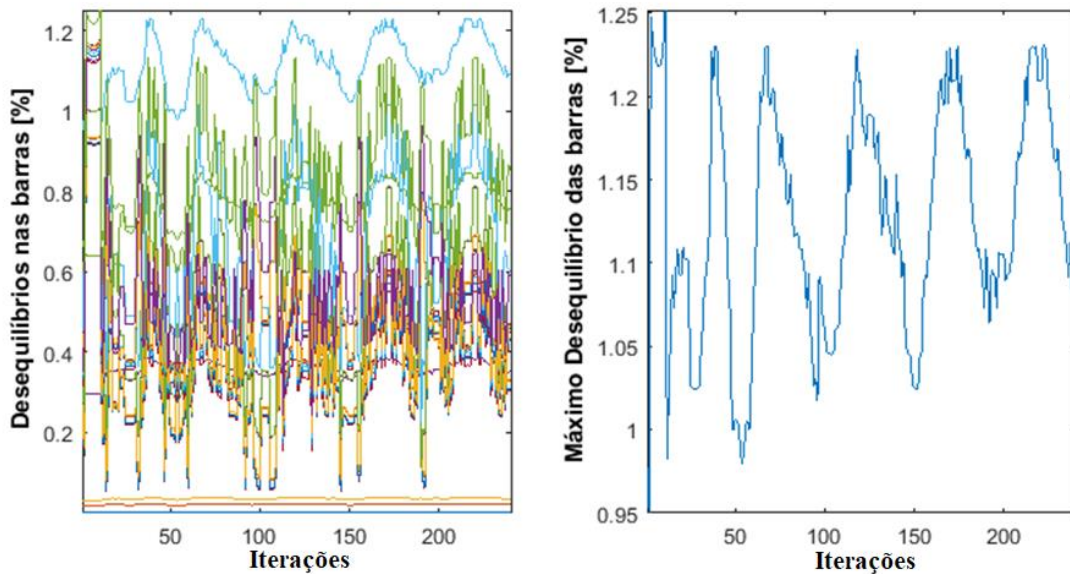


Figura 19: Atuação de *taps* para o caso residencial (48 pontos representando um dia)



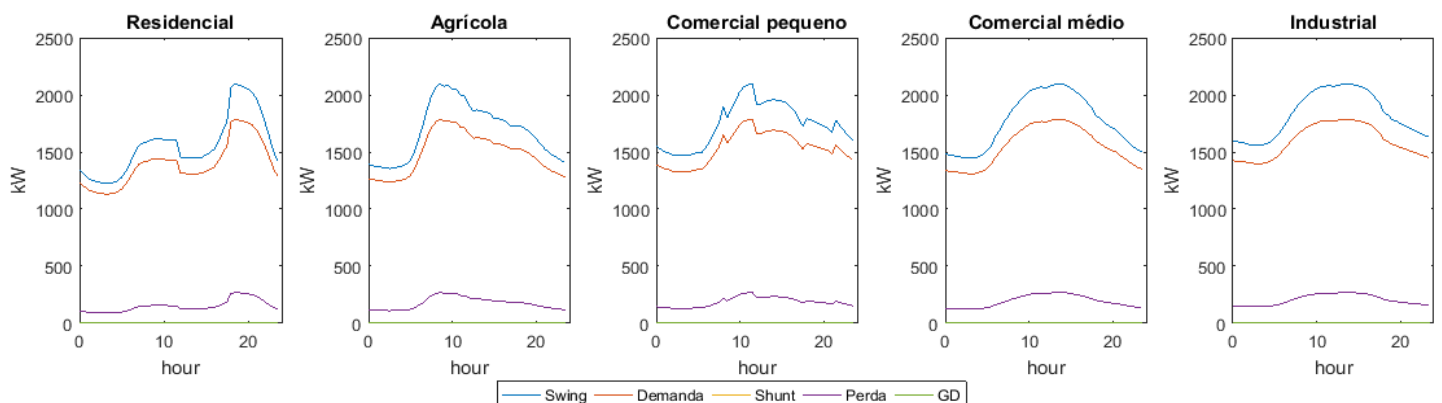
A respeito do desequilíbrio, não houve nenhuma violação perante o cenário proposto, sendo que a barra mais crítica neste aspecto possui um patamar máximo de 1,25% conforme visto na Figura 20.

Figura 20: Níveis de desequilíbrio nas barras



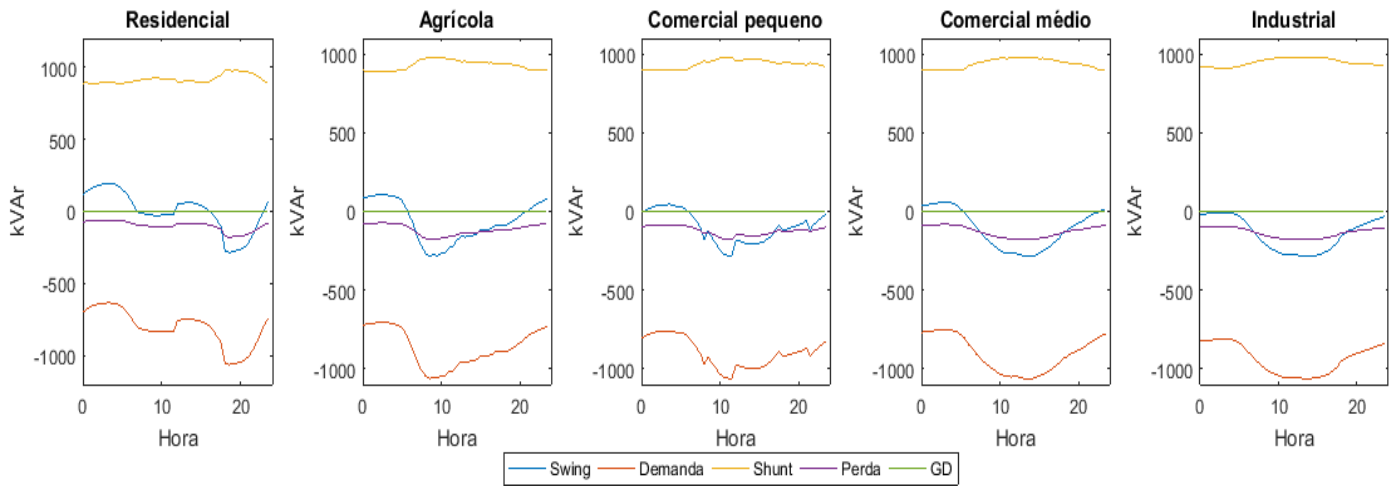
Pode-se observar ao comparar os cinco cenários que o residencial se destaca por apresentar as maiores variações em um dia e, que estas mudanças se dão próximas ao horário de pico. Além disso, apesar de apresentarem menores variações, a curva comercial de pequena escala apresenta abruptas mudanças na tendência de carga o que pode provocar um grande número de atuações nos reguladores. As demais curvas apresentam uma maior suavidade nas mudanças, conforme visto na Figura 21.

Figura 21: Perfis de potência ativa dos diferentes consumidores



Com auxílio da Figura 22, nota-se também a importância da presença dos bancos de capacitores no circuito, atendendo de maneira majoritária as demandas do sistema, conseguindo manter o fator de potência da barra *swing* em níveis aceitáveis (acima de 0,95), variando entre 0,9878 e 1 indutivo.

Figura 22: Perfis de potência reativa dos diferentes consumidores



6.3.1.4. Sistema interligado com fontes de geração distribuída

6.3.1.5. Diferentes níveis de penetração da potência global e fator de potência unitário

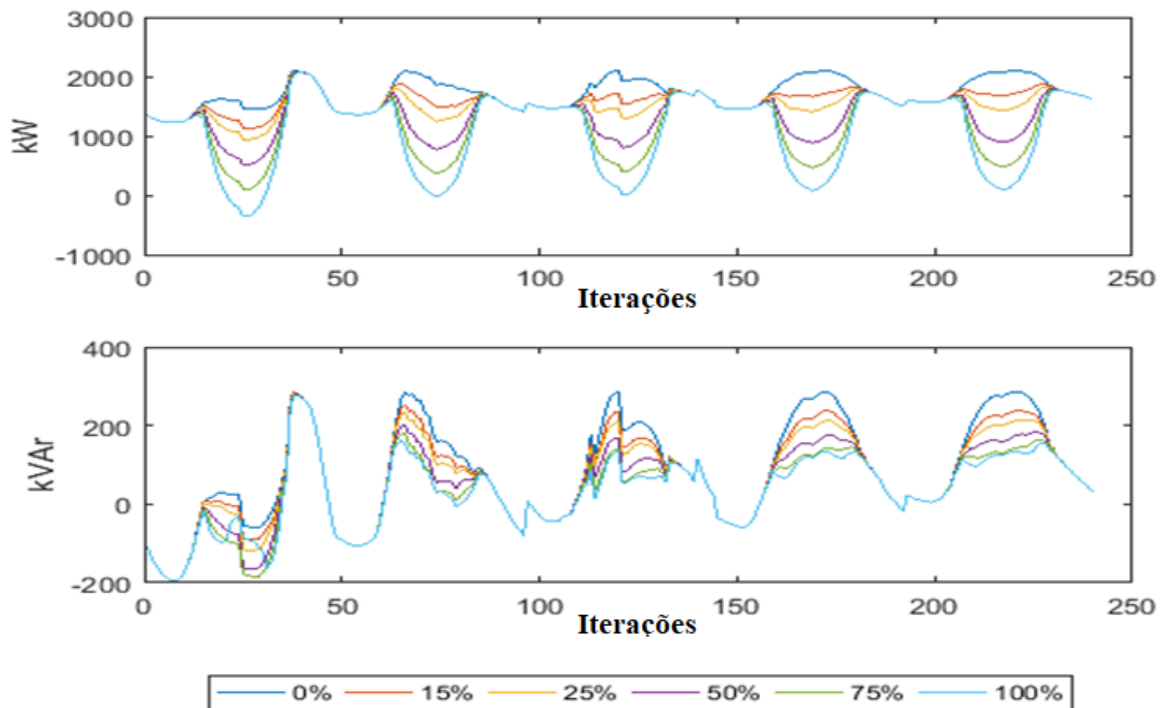
A fim de analisar o impacto das fontes renováveis na distribuição, adicionaram-se primeiramente seis geradores distribuídos localizados nas barras de cargas pontuais (barras 860, 840, 844, 848, 890 e 830) mantendo sua configuração semelhante à da carga local, sendo conectadas em estrela nas barras 860, 840 e 844 e delta nas demais. Sendo assim, faz-se a simulação visando obter o comportamento da rede de distribuição ativa, comparando frente aos valores anteriormente apresentados na seção 6.3.2.1. Para a magnitude, pensou-se em geradores que suprissem o valor da demanda máxima global, sendo assim definido o valor de 100% de penetração, já que um sobredimensionamento poderia não ser proveitoso economicamente.

Inicia-se a simulação no dia de verão limpo, 28 de outubro, a fim de forçar a máxima geração possível e fator de potência unitário. Para este caso, faz-se a simulação para diferentes níveis de penetração sendo eles de 0%, 15%, 25%, 50%, 75% e 100%.

Nota-se pelo comportamento do gráfico da Figura 23, que houve uma diminuição da potência fornecida pela barra *swing*, o que era esperado uma vez que os geradores distribuídos

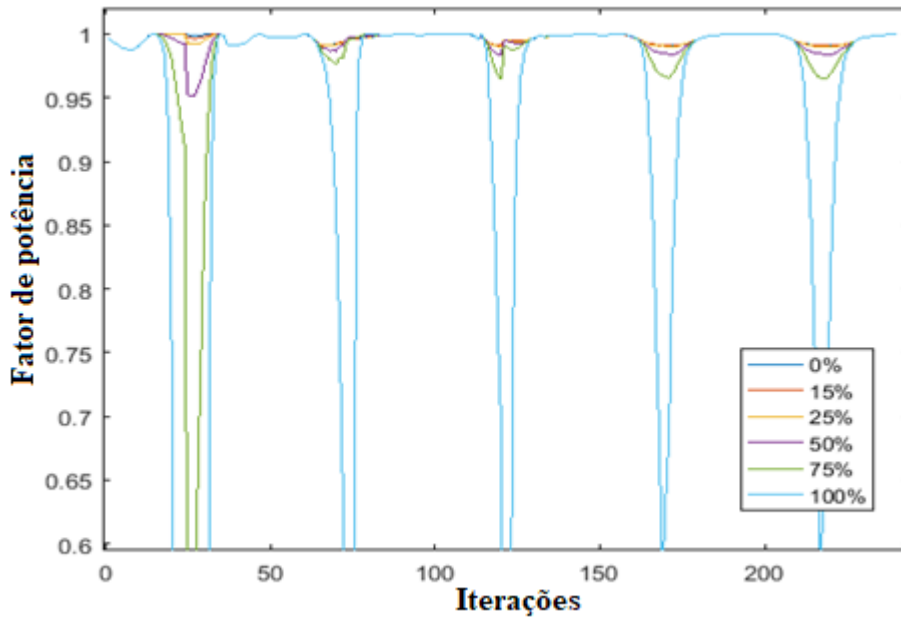
injetam potência ativa no sistema e, no caso de nível de penetração 100%, surge a potência consumida pela *swing* uma vez que a demanda máxima não coincide com a geração máxima. Curiosamente, mesmo mantendo-se os níveis de potência reativa zerados das gerações distribuídas, houve uma diminuição na potência reativa a ser entregue pela barra *swing*, e este efeito pode ser explicado pela diminuição da corrente do sistema em geral e conseqüentemente do efeito capacitivo das linhas de distribuição (considerados por ser uma rede de 24,9 kV).

Figura 23: Curvas de potência ativa e reativa em diferentes níveis de penetração



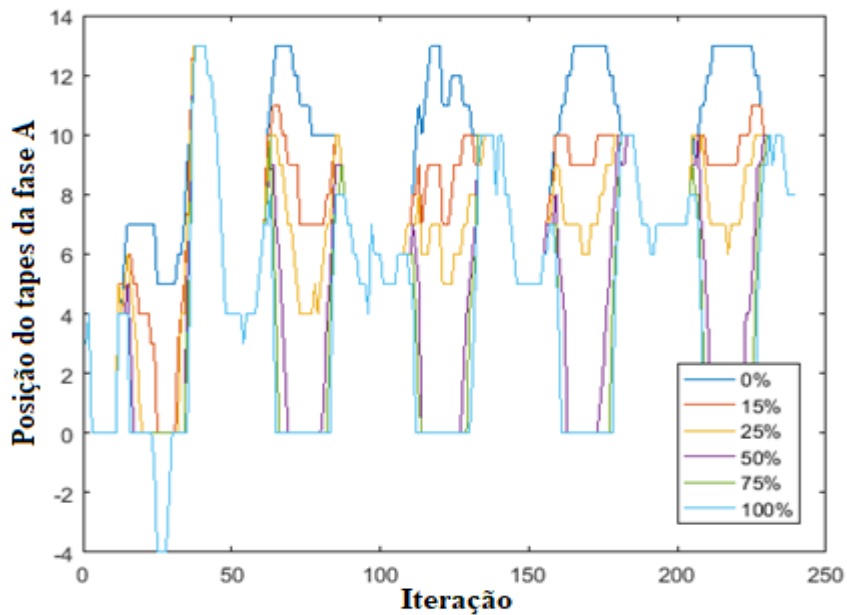
Outro efeito que pode ser discutido é o impacto no fator de potência da barra *swing* que cai de forma abrupta nos horários de pico de geração com 100% de penetração, havendo ocasiões com fluxo reverso de potência. Nos outros níveis, houve uma degradação do fator de potência com valores aceitáveis, exceto para o nível de penetração de 75% no caso residencial (os primeiros 48 pontos da curva) onde também há fluxo reverso, como visto na Figura 24.

Figura 24: Fator de potência da barra swing



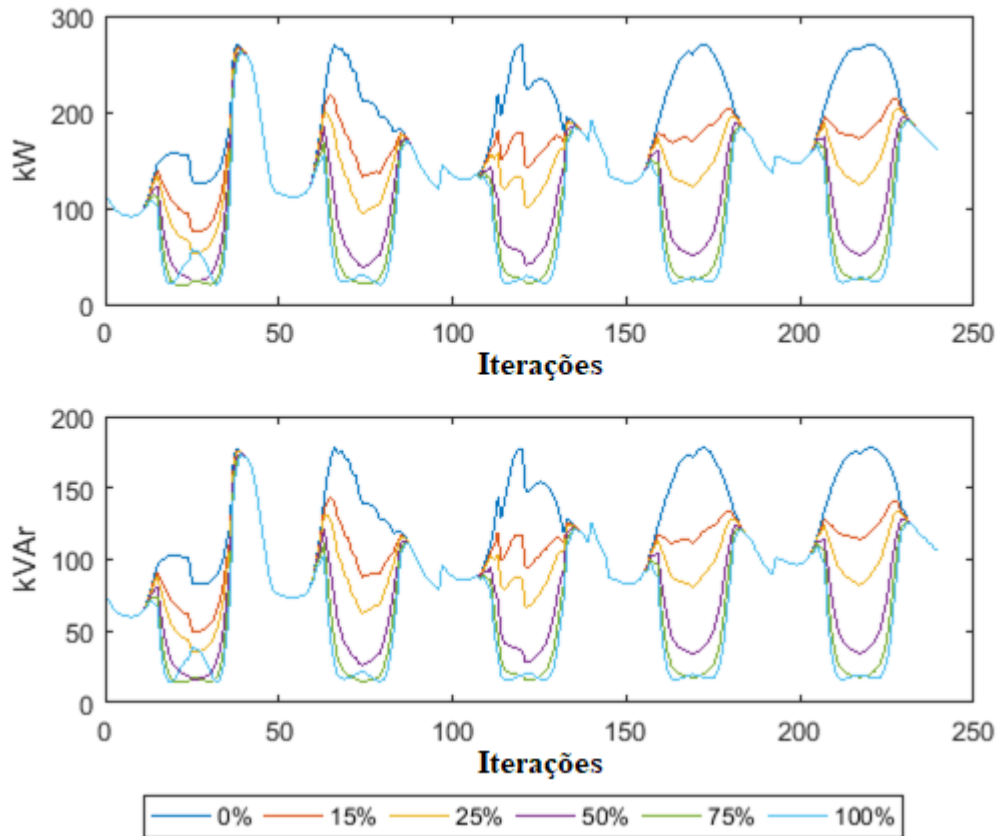
Além do fator de potência entregue pela barra compensadora do sistema, atenta-se para a quantidade de mudanças feitas pelo regulador de potência a fim de estabilizar a tensão. Nota-se o crescimento do uso do regulador de tensão à medida que cresce o grau de penetração dos geradores distribuídos. Estas numerosas atuações podem danificar os reguladores de tensão, bem como diminuir a vida útil do equipamento, uma vez que desgastam os contatos e aumentam o número de atuações. Tudo isto pode ser percebido pela análise da Figura 25.

Figura 25: Posição dos taps no regulador 1 de tensão da fase A nos diferentes níveis de penetração



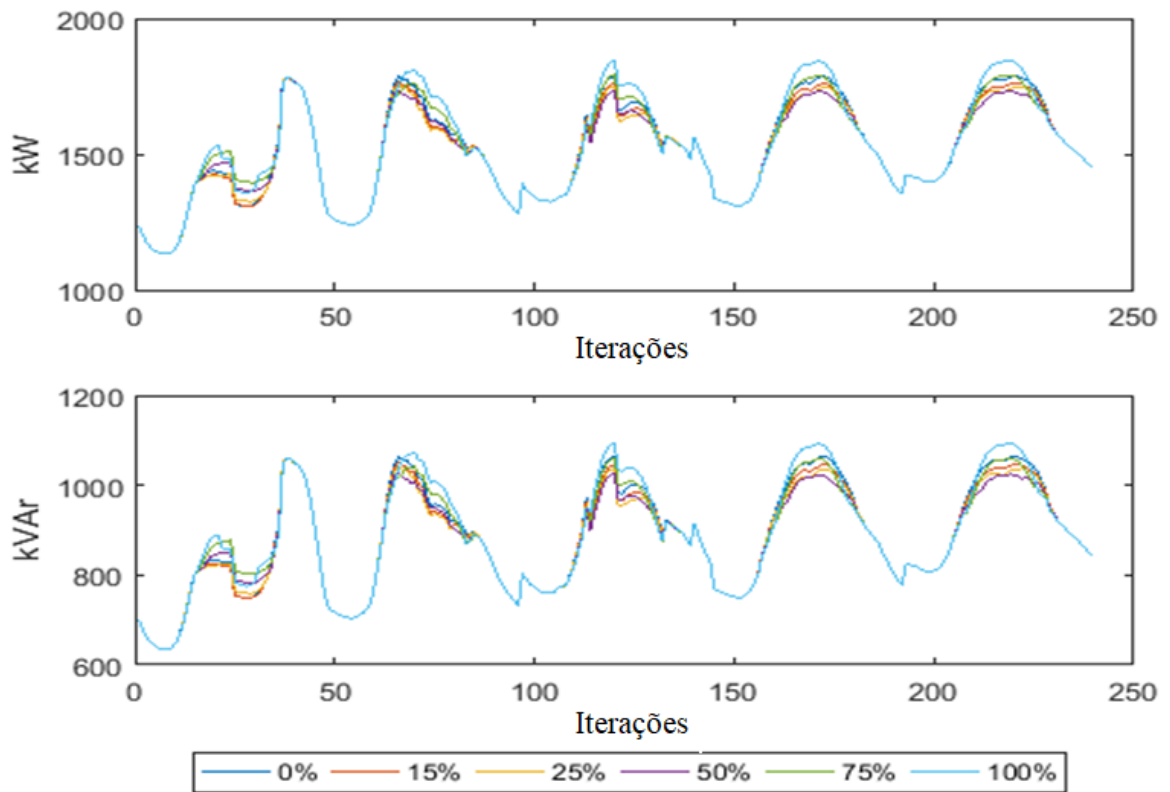
Apesar do possível desgaste dos reguladores de tensão, a inserção de fontes renováveis possibilita a diminuição das perdas associadas ao sistema. No entanto, este decréscimo não acontece de forma linear e acaba sendo atenuado à medida que cresce o nível de penetração do sistema, conforme visto na Figura 26. A perda pode ainda aumentar caso haja a presença de fluxo reverso.

Figura 26: Perdas sistêmicas em diferentes níveis de penetração



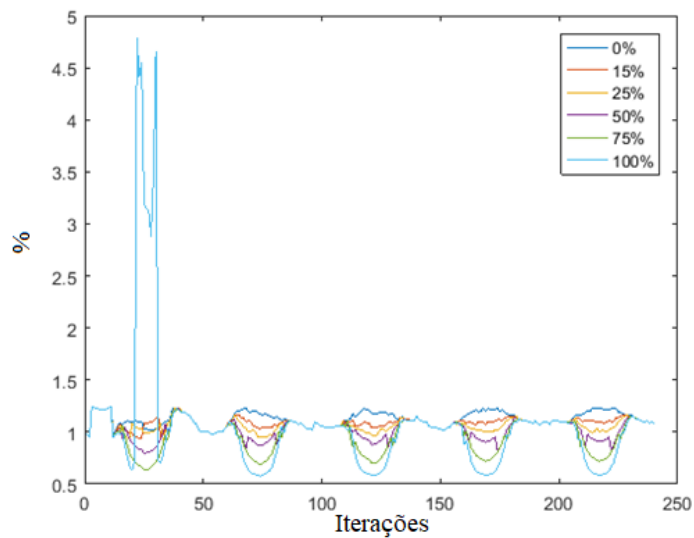
Esta não linearidade já era esperada, uma vez que a corrente dos ramos do sistema não varia de forma uniforme e dependem da topologia do sistema, tornando a porção reativa cada vez mais relevante, ocasionando diferentes quedas de tensão e diferentes demandas de carga (casos de onde a modelagem é diferente do modelo potência constante) conforme visto na Figura 27. Em geral a demanda tende a crescer com o aumento da geração distribuída devido aos modelos de carga associados (cargas de impedância constante, cargas de potência constante, cargas de corrente constante).

Figura 27: Demanda do sistema em diferentes níveis de penetração



E não só a demanda pode aumentar, mas também o nível de desequilíbrio na presença de fluxo reverso conforme visto na Figura 28, nos pontos referentes ao caso residencial (os primeiros 48 pontos). Pela modelagem da geração ter sido feita trifásica equilibrada, a geração não contribuiu para o aumento do desequilíbrio e sim, de maneira positiva, diminuindo o nível de desequilíbrio.

Figura 28: Desequilíbrio máximo em diferentes níveis de penetração



6.3.1.6. Nível de penetração de 100% da potência local com fator de potência unitário e fator de potência local

Para esta simulação não se faz o uso do nível de penetração global, baseado na demanda global do sistema, pois os valores do fator de potência seriam muitos próximos do valor unitário. Assim, faz-se o uso da potência demandada localmente em cada barra de geração, localizadas nas barras 860, 840, 844, 848, 890 e 830. Esta hipótese acaba por não ocasionar fluxos reversos para valores de 100% de penetração local, tornando-se a demanda local nula e a demanda global menor. Logo, para estudar a influência nas perdas, desequilíbrios e fator de potência, opta-se somente na simulação envolvendo 100% de nível de penetração total com fator de potência unitário e fator de potência da demanda local da barra. Para tornar equivalentes essas duas simulações em termos de potência, mantêm-se o valor de potência aparente o mesmo para ambas.

Mostra-se na Figura 29 que o fator de potência se altera menos na inserção de somente potência ativa, além das perdas ativas e reativas do sistema serem menores nesta ocasião. Porém, para o nível do desequilíbrio, o modelo onde há apenas injeção de potência ativa mostrou-se pior do que no modelo de injeção de potência ativa e reativa nos geradores locais. Esse aumento do desequilíbrio pode ser justificado pela equalização das potências injetadas nas gerações locais, tendo o modelo, de geração contendo apenas potência ativa, um maior nível de penetração global no sistema (nível de penetração local fixo baseado na potência aparente) como é visto na Figura 30.

Figura 29: Quadro resumo da influência da potência reativa nas gerações distribuídas

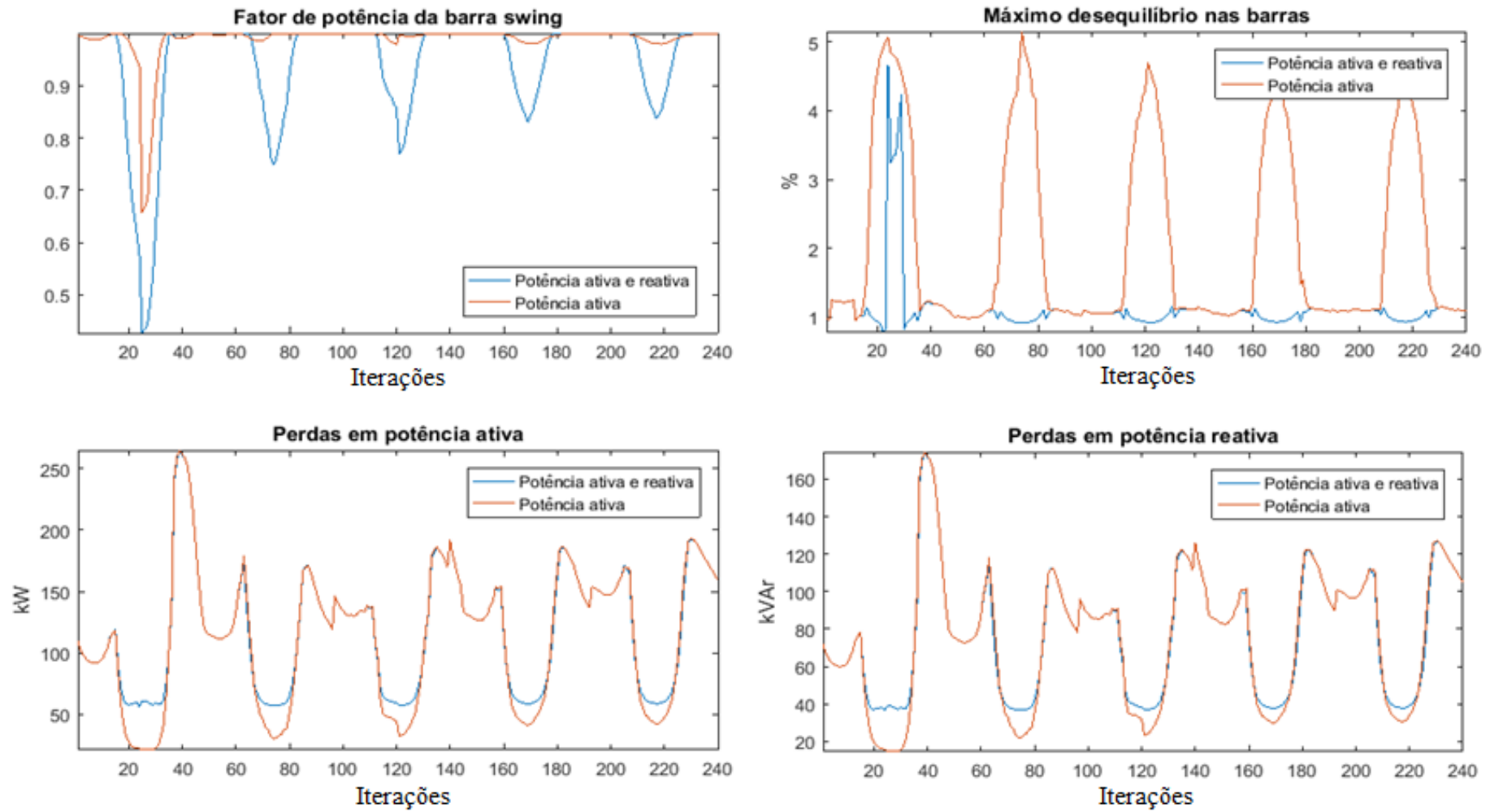
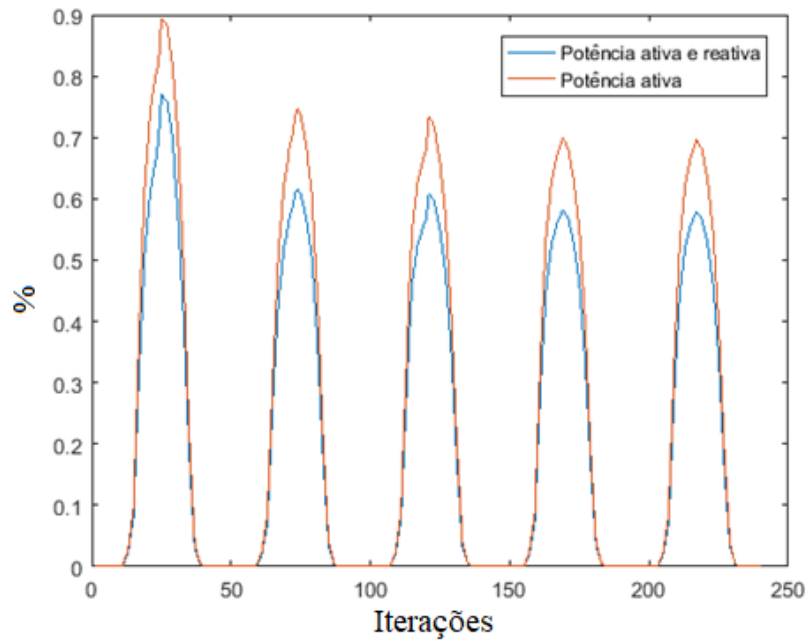


Figura 30: Nível de penetração global

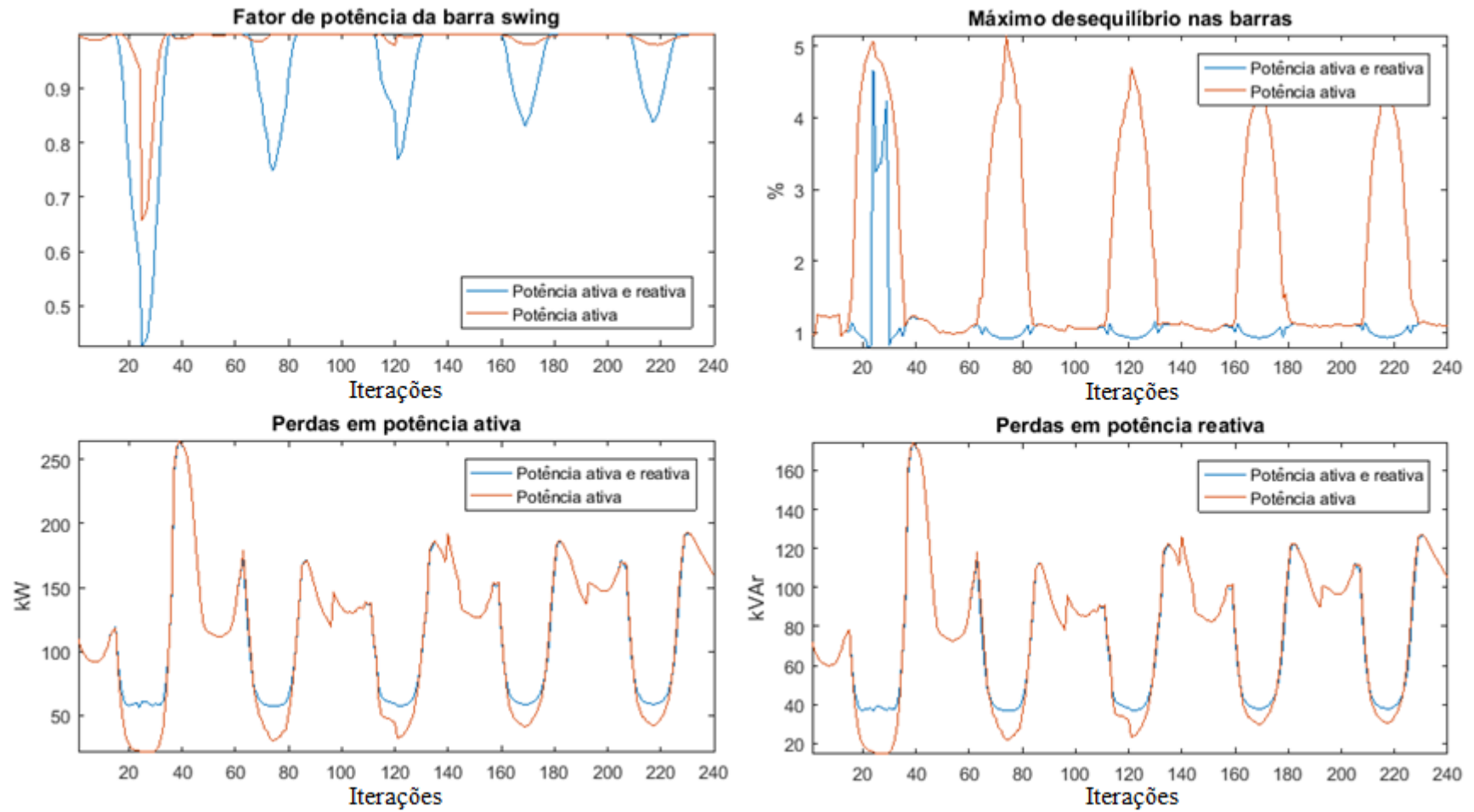


6.3.1.7. Nível de penetração de 100% da potência demandada com um único gerador

Levando em consideração a observação da seção 6.3.2.2.2, faz-se a inserção de um único gerador capaz de suprir todas as demandas do sistema, ficando para a barra compensadora ou *swing* o papel de suprir eventuais perdas ao sistema e a potência reativa total.

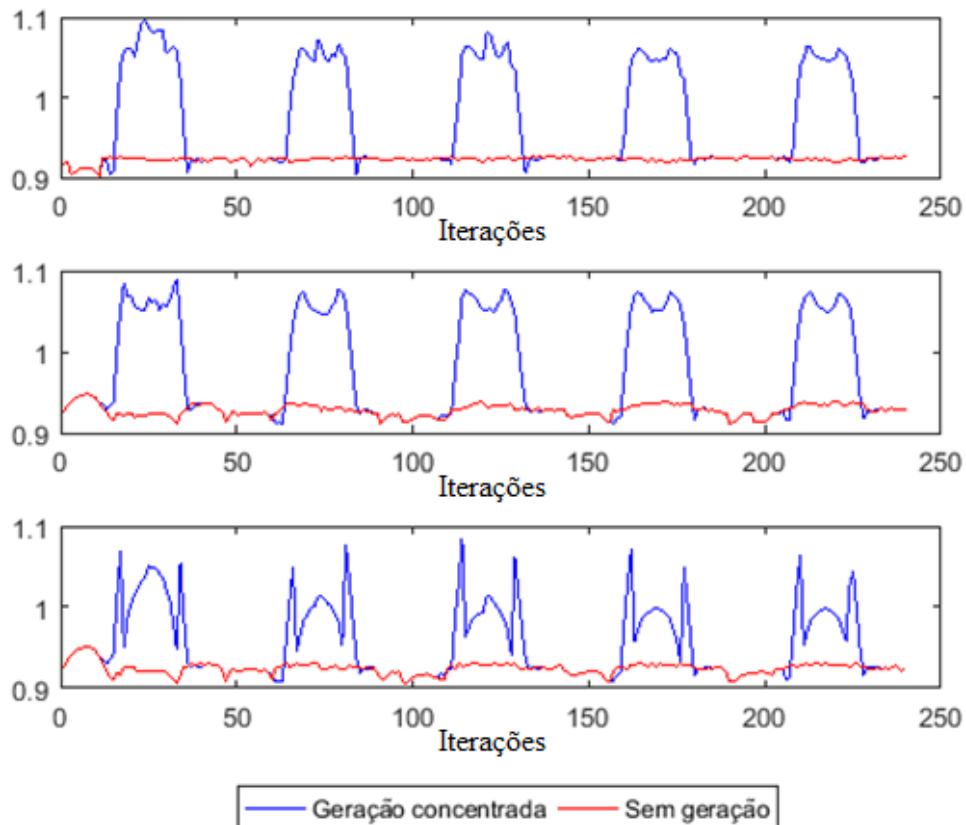
Com auxílio da Figura 31, é possível notar que ao se optar por uma geração concentrada, os níveis de perdas ativas e reativas tendem a variar pouco, crescendo à medida que aumenta o fluxo reverso e diminuindo à medida que se aumenta o nível de penetração momentâneo local. Além disso, o fator de potência na barra *swing* mostra-se bastante deteriorado, fato que se repete no caso onde a geração é distribuída.

Figura 31: Comparação do sistema sem geração e com geração concentrada



Além disso, é importante lembrar que os problemas associados à atuação dos *taps* ainda continuam a acontecer devido à não correspondência do ponto de máxima demanda e máxima geração e que as tensões ao redor da barra de geração concentrada (890) e principalmente a própria barra de geração, sobem de maneira substancial nos momentos de geração, como pode ser visto na Figura 32.

Figura 32: Comparação de nível de tensão na barra 890 para 100% de penetração de renovável



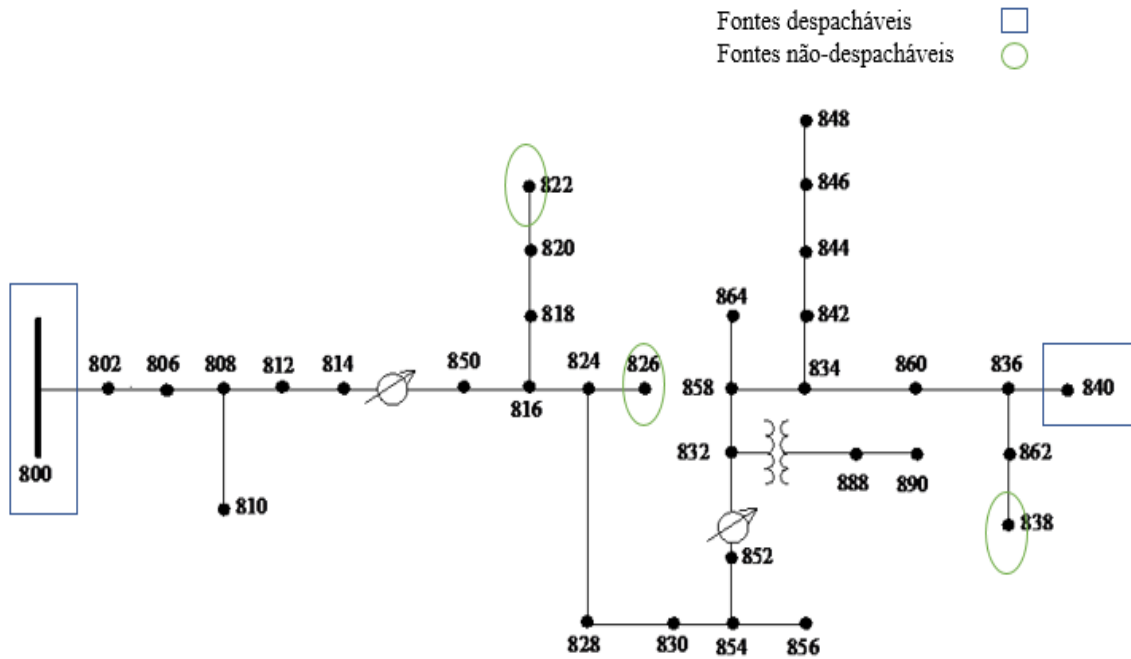
6.3.1.8. Gerações despacháveis e não despacháveis em um sistema ilhado

Para esta simulação, considerou-se um sistema ilhado capaz de suprir suas demandas. Para isto, duas gerações despacháveis de capacidade máxima de 2500 kVA e 750 kVA são inseridas nas barras 800 e 856 conforme visto na Figura 33. Além disso, foram inseridos geradores não despacháveis nas barras 826, 822, 838; sendo as três primeiras provenientes de fontes eólicas. Para a curva de demanda, utilizou-se dos dados disponíveis no Anexo A deste documento multiplicado por um fator de carregamento de 4.

Os dados expostos no Anexo A visam retratar o período noturno, de maneira específica entre as 22:00 e 06:00, com frequência de 15 em 15 minutos. Compararam-se dois cenários contendo ambos os fluxos de potência utilizando o método da varredura, com controle *droop*,

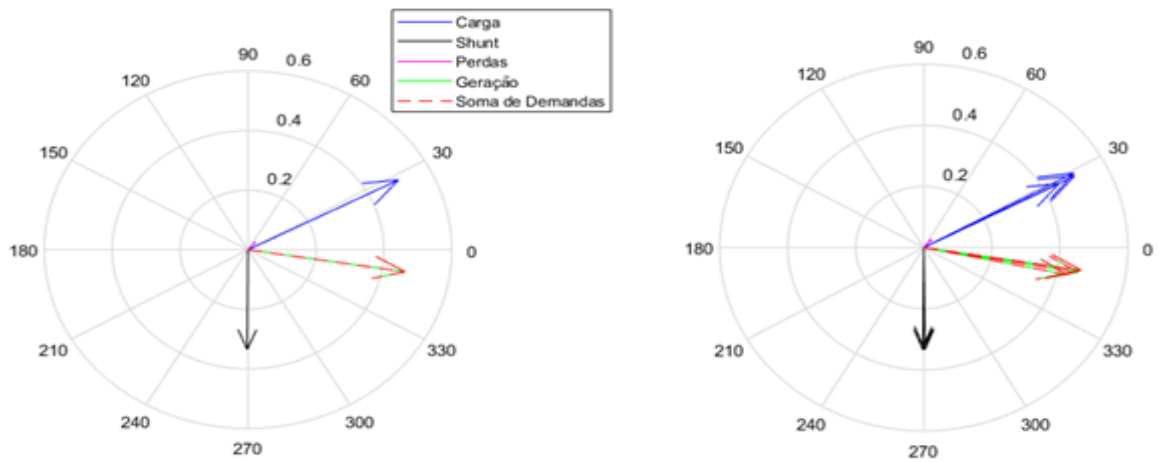
considerando reguladores de tensão. Porém, em uma colocou-se a influência da frequência nas cargas e nos equipamentos associados ao sistema de distribuição enquanto na outra se manteve seus valores de reatância fixos com a frequência do sistema, neste caso 60 Hertz. Para gerações distribuídas despacháveis existem dois pontos de conexão, na barra 800 e 840, localizados em pontos diametralmente opostos no sistema conforme a Figura 33.

Figura 33: Sistema ilhado modelado



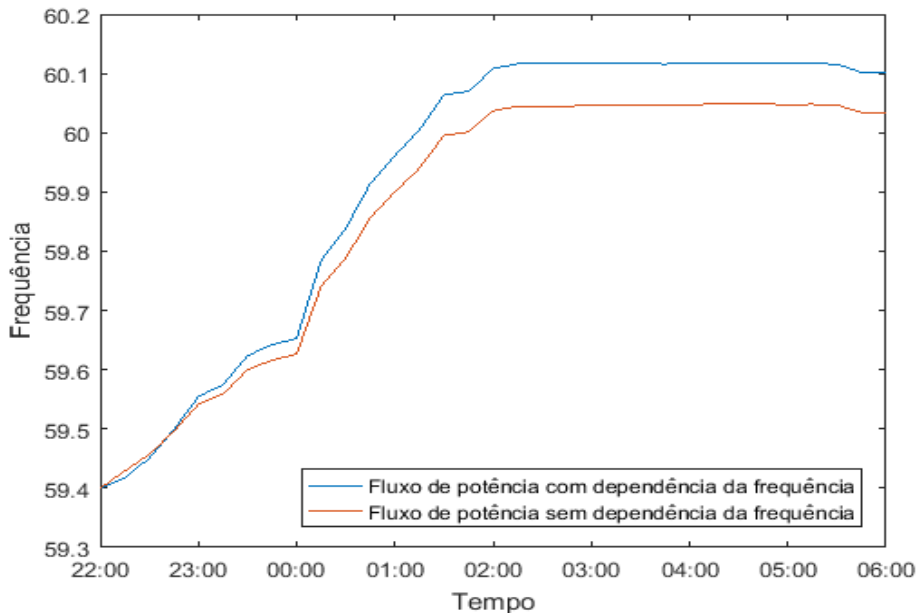
Primeiramente, para avaliar a coerência do fluxo de potência optou-se por fazer um diagrama fasorial. Nele é possível analisar se a geração total é igual à soma das parcelas das demandas da carga, cargas *shunt* e perdas elétricas. Para melhor visualização do diagrama, fez-se o diagrama da fase a e um diagrama contendo todas as fases, exposto na Figura 34. Nota-se claramente que a soma das demandas coincide exatamente com a geração total do sistema, fazendo crer na validade do fluxo de potência associado.

Figura 34: Diagrama vetorial das potências do sistema



Sabendo-se da coerência do método, pode-se comparar a frequência obtida em ambas as metodologias, havendo ou não a dependência da frequência sob as cargas do sistema em geral. Para isto, utilizou-se os fatores k_{pf} e k_{qf} de 5.2 e 4.6 retirados do modelo de bombas agrícolas contido no *Task Force* do IEEE (IEEE, 1995), a fim de tornar mais evidente a mudança entre as metodologias como, por exemplo, na frequência mostrado no gráfico da Figura 35.

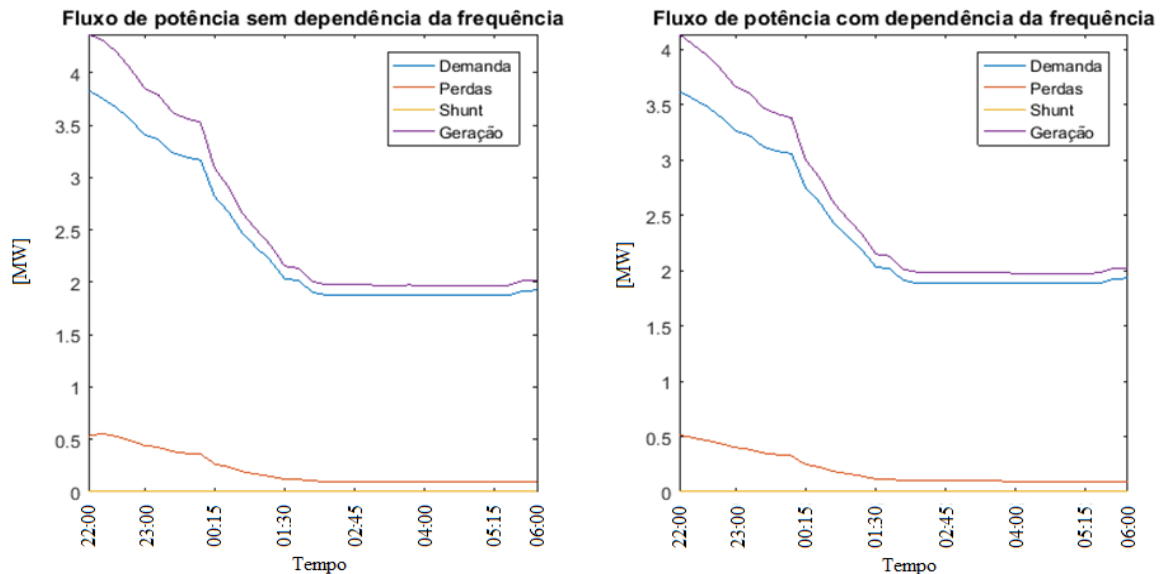
Figura 35: Comparativo da frequência de metodologias análogas



Nota-se que houve uma variação frente à frequência do sistema, havendo um acréscimo em seu valor devido ao perfil de queda de demanda exposto na Figura 36. Assim, nota-se que a sensibilidade do sistema frente a distúrbios aumenta com essa metodologia proposta. Portanto para quedas repentinas de demanda, o sistema vai acelerar de forma mais

rápida, voltando mais rápido à frequência original (Figura 35) no caso aonde haja a dependência da frequência nos parâmetros do sistema.

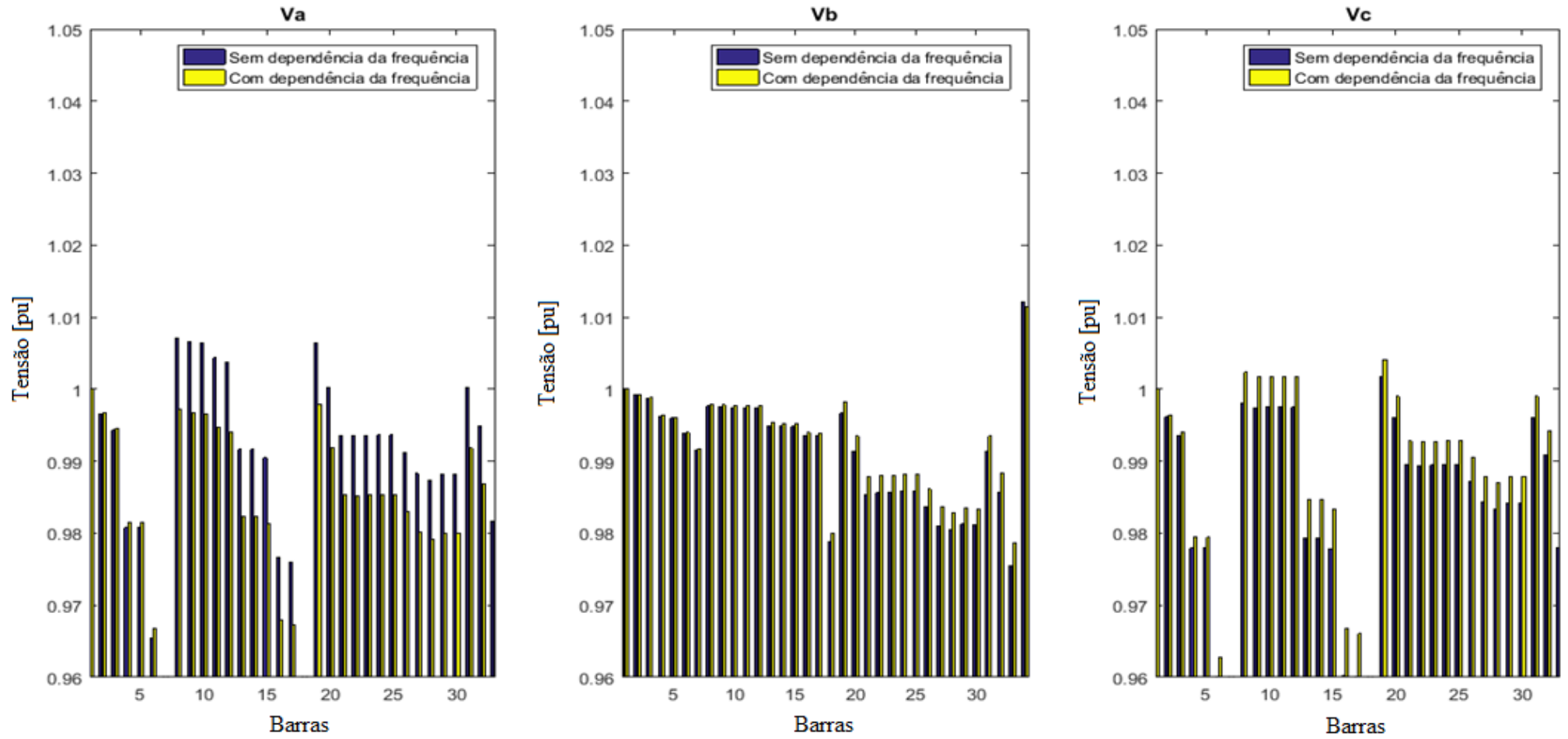
Figura 36: Comparativo de potências ativas



Pode-se notar na Figura 36 a queda de demanda no fluxo que contém a dependência de suas impedâncias com a frequência, mostrando que a consideração de variações de frequência pode tornar o sistema mais resiliente a mudanças bruscas de cenário, uma vez que a queda de frequência com um possível aumento de demanda propicia menores valores de reatância no sistema e, conseqüentemente, menores valores de potência demandada e conseqüentemente de potência gerada. Assim, para a metodologia contendo as pequenas variações de frequência nos parâmetros do sistema, a variação desta grandeza se mostra menor, o que faria diferença em um cenário isolado (conforme proposto nesta simulação). Outra conclusão deste modelo proposto é que o mesmo propicia a elaboração de um sistema de controle secundário a fim de manter a frequência nos 60 Hertz, o que pode ser considerado em trabalhos futuros.

Em relação às tensões na barra, vistas na Figura 37, estas se mantêm próximas em ambos os cenários, porém a tensão onde há a dependência da frequência nas cargas do sistema mostra-se um pouco maior na maioria das barras. Este efeito pode ser justificado, uma vez que uma maior reatância diminui a corrente de ramo que por sua vez diminui as quedas de tensão entre as barras, ficando estas maiores de maneira geral. Com um crescimento das tensões, em geral ficando mais próximas do valor de referência de 1 pu, os valores de maior magnitude foram reduzidos, melhorando de maneira geral a qualidade das tensões fornecidas.

Figura 37: Perfis de tensão as 11h15min



6.3.1.9. Considerações finais

Pode-se enfim provar a funcionalidade da metodologia exposta nos Capítulos 4 e 5, expondo os casos conectados e ilhados. Para os casos conectados, pode-se analisar e chegar a algumas constatações a respeito do uso de geração distribuída em redes de distribuição. Mostrou-se que embora haja uma queda em perdas comerciais, questões como fator de potência, atuação de *taps* e fator de desequilíbrio podem ser prejudicados caso haja uma grande penetração de renováveis. Mostra-se também que na ocorrência do fluxo reverso de potência os níveis de perdas elétricas podem também apresentar um acréscimo, o que leva a se pensar na utilização de armazenadores de energia (ficando para estudos futuros) e o correto dimensionamento de gerações distribuídas para evitar a ocorrência deste efeito. Outro ponto levantado é que as topologias de vários geradores distribuídos ou de um único gerador concentrado são equivalentes e apresentam os mesmos problemas de operação, bem como a injeção de potência reativa em geradores é menos atrativa tecnicamente do que a injeção puramente ativa. Além disso, a ferramenta exposta pode contribuir para o correto planejamento de expansão de fontes distribuídas, bem como para análises de probabilísticas (como Monte Carlo – ficando proposto para trabalhos futuros), pois é robusta e ágil em seus cálculos.

Por fim, a contribuição apresentada a respeito da variação da frequência dos equipamentos da rede de distribuição mostrou-se uma forma mais realista de cálculo para redes ilhadas de distribuição, o que é essencial em sistemas desconectados da rede. Além disso, esta contribuição acaba por criar uma simulação base para modelagem de novos tipos de controles, como o controle secundário de frequência (proposto para trabalhos futuros) e reforça o nível de versatilidade da ferramenta quanto à implementação de qualquer futura contribuição da área.

7. Conclusão e trabalhos futuros

Pode-se concluir que os objetivos gerais da dissertação foram atingidos: apresentou-se o estado da arte do cálculo de fluxo de potência para redes de distribuição e formas de controle, além de desenvolver uma ferramenta de cálculo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radiais conectados à rede principal e ilhados, considerando a variação da frequência. Além disso, também se pode dizer que os objetivos específicos foram executados através de muitas simulações descritas no Capítulo 6: estudo do impacto de fontes de energia renováveis (solar) no sistema conectado à rede de distribuição (seção 6.3.2) e análise na seção 6.3.3 da variação da frequência nos equipamentos e cargas do sistema (contribuição discutida no Capítulo 5).

A ferramenta se mostrou coerente em suas simulações de redes conectadas ao sistema, uma vez que os valores da validação se mostraram próximos aos resultados esperados (exposto na seção 6.3.1). Além disso, o fluxo de potência ilhado mostrou-se coerente uma vez que os valores de geração são iguais à soma das contribuições das demandas de carga, *shunt* e perdas (sendo esta uma premissa do trabalho).

No quesito análise de sistemas de distribuição ativos, a ferramenta conseguiu expor o impacto das fontes renováveis nas perdas sistêmicas, na demanda, na geração da barra *swing*, no desequilíbrio de cada barra, na atuação de *taps* e nas tensões, tanto na presença de múltiplos geradores como na presença de um único gerador concentrado (resultados discutidos no capítulo 6). Mostrou-se a ocorrência de uma queda em perdas comerciais a medida que há maior penetração de renováveis (exceto na presença de fluxo reverso), porém, questões como fator de potência, atuação de *taps* e fator de desequilíbrio podem ser prejudicados caso haja uma grande penetração de renováveis.

Notou-se também que as tendências com o aumento da geração distribuída podem variar de acordo com a topologia do sistema, bem como da característica dos consumidores, um exemplo disso é a grande alteração no número de *taps* entre consumidores comerciais de pequeno porte e industriais, onde há uma queda de representa quase 76% do número de solicitações aos reguladores de tensão (125 para 71). Ademais, a presença de um fluxo reverso levou a uma grande alteração no nível de desequilíbrio passando de aproximadamente 1,5% para 4,5%, considerado inaceitável para operação. Além disso, o trabalho pode ressaltar a

necessidade por tecnologias de armazenamento de energia para garantir a correta inserção de fontes renováveis no sistema futuro.

Quanto à contribuição apresentada, embora os valores tenham divergido pouco da metodologia já apresentada em (MINAMI et al., 2018), mostra-se que a ferramenta é robusta e capaz de permitir alterações de melhorias. Isto possibilita propostas de inserção e avaliação de novos métodos de controle de tensão e frequência, a inserção de armazenadores de energia, bem como a avaliação estática de margem de estabilidade, ficando todas estas propostas para trabalhos futuros.

Além da questão técnica da implementação de fontes renováveis no sistema de distribuição, novas pesquisas a respeito de outras áreas devem ser feitas a fim de mitigar possíveis problemas. Assim uma breve discussão do impacto filosófico desta pesquisa é apresentada no apêndice B.

CEMIG. Passos Da Cemig Em Direção Às Redes Inteligentes. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/sustentabilidade/nossos_programas/Redes_Inteligentes/Paginas/passos_da_cemig.aspx>. Acesso em: 21 jul. 2017b.

CEMIG. Fontes De Recurso. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/sustentabilidade/nossos_programas/Redes_Inteligentes/Paginas/fontes_de_recurso.aspx>. Acesso em: 21 jul. 2017c.

CEMIG. Objetivos Do Projeto Cidades Do Futuro. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/sustentabilidade/nossos_programas/Redes_Inteligentes/Paginas/objetivos.aspx>. Acesso em: 21 jul. 2017d.

CHAKRAVORTY, DI.; CHAUDHURI, B.; HUI, S. Y. R. Rapid Frequency Response from Smart Loads in Great Britain Power System. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 5, p. 2160–2169, 2017.

COMMITTEE, P. S. E. Bibliography on Load Models For Power Flow and Dynamic Performance Simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 27–54, 1997.

COPEL. **Relatório de Sustentabilidade**, [s.l: s.n.].

DAG, B. et al. Static Modeling of Microgrids for Load Flow and Fault Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2017.

DIAZ, G.; GOMEZ-ALEIXANDRE, J.; COTO, J. Direct Backward/Forward Sweep Algorithm for Solving Load Power Flows in AC Droop-Regulated Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2016.

DISTRIBUTION SYSTEM ANALYSIS SUBCOMMITTEE. **IEEE 34 Node Test Feeder** **IEEE Power Engineering Society**, 2010. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>

ECIL ENERGIA. InovCity Aparecida. **ECIL ENERGIA**, Tamboré - São Paulo, 2013.

EDP BANDEIRANTES. Inovcity aparecida - Implementando um projeto de redes inteligentes na EDP Brasil. **abineeTEC 2012**, p. 31, 2012a.

EDP BANDEIRANTES. **Relatório de Responsabilidade Socioambiental 2012**. [s.l: s.n.].

ELETRONBRAS, E. A. E. **Resumo dos Programas de P & D e Eficiência Energética**. [s.l: s.n.].

FARAG, H. E. et al. A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 7, p. 1499–1506, 2011.

FARAG, H. E.; SHATSHAT, R. EL; ZIDAN, A. A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 7, p. 1499–1506, 2011.

HAMEED, F.; HOSANI, M. AL; ZEINELDIN, H. H. A Modified Backward/Forward Sweep Load Flow Method for Islanded Radial Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v.

3053, 2017.

HU, J. et al. An Improved Droop Control Strategy of Energy Storage System for Unbalanced load in micro-grid. **IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia)**, 2016.

IEEE, Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, p. 523–537, 1995.

JOHN, B.; GHOSH, A.; ZARE, F. Droop Control in Low Voltage Islanded Microgrids for Sharing Nonlinear and Unbalanced Loads. **IEEE Regium 10 Symposium (TENSYP)**, p. 1–5, 2017.

JÚNIOR, J. C. M. V.; FREITAS, W.; MORELATO, A. Phase-decoupled method for three-phase power-flow analysis of unbalanced distribution systems. **IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.**, v. 151, n. 3, p. 201–212, 2004.

KAMH, M. Z.; IRAVANI, R. Unbalanced Model and Power-Flow Analysis of Microgrids and Active Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 4, p. 2851–2858, 2010.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference**, v. 2, n. WINTER MEETING, p. 908–912, 2001.

KERSTING, W. H.; MENDIV, D. L. An application of ladder network theory to solution of three phase radial load flow problems. **IEEE/PES 1976 winter meeting**, 1976.

KHANIYA, D. et al. Distribution Power Flow for Multiphase Meshed or Radial Systems. **IEEE Transactions**, n. 2, 2008.

KREY, V. et al. Annex II: Metrics & Methodology. **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**, p. 1281–1328, 2014.

LAUGHTON, M. A. Analysis of unbalanced polyphase networks by the method of phase coordinates. Part 1: System representation in phase frame of reference. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, v. 115, n. 8, p. 1163, 1968.

LAUGHTON, M. A. Analysis of unbalanced polyphase networks by the method of phase coordinates. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, v. 116, n. 5, 1969.

LAUGHTON, M. A.; HUMPHREY DAVIES, M. W. Numerical techniques in solution of power-system load-flow problems. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, v. 111, n. 9, p. 1575–1588, 1964.

LEI, J. S. et al. A rigid approach of generalized power flow analysis for distribution systems. **2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Conference Proceedings, Vols 1-4**, v. 00, n. c, p. 1047–1052, 2000.

LI, C. G.; LIU, Y. T.; ZHANG, H. X. Fast frequency evaluation using direct current loadflow. **1st International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN '09**, p. 2–5, 2009.

- LI, C.; LIU, Y.; ZHANG, H. Fast analysis of active power-frequency dynamics considering network influence. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1–6, 2012.
- LIGHT. **Relatório de sustentabilidade 2014**. Rio de Janeiro: 2014.
- LIGHT. **Relatório de Sustentabilidade 2015**. Rio de Janeiro: 2015.
- LIU, B. et al. A Novel Unbalanced Power Sharing Control Method for an Islanded Microgrid. **IEEE Transactions**, p. 1617–1622, 2017.
- LU, Z. et al. Adaptive Droop Control with Self-adjusted Virtual Impedance for Three-phase Inverter Under Unbalanced Conditions. **IEEE Transactions**, p. 1–4, 2017.
- LUO, C.; YANG, J.; SUN, Y. A Cascading Failure Simulation Model Considering Frequency Dynamics and Power Flow Distribution. **2015 North American Power Symposium (NAPS)**, 2015.
- MABROUK, S.; BOUALLEGUE, A.; KHEDHER, A. Modeling and Backward / Forward Power Flow Analysis of Unbalanced Radial Distribution System. **12th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices**, p. 1–6, 2015.
- MAHMOUDI, A.; HOSSEINIAN, S. H. Direct solution of distribution system load flow using forward/backward sweep. **Electrical Engineering (ICEE), 2011 19th Iranian Conference on**, n. c, p. 1–6, 2011.
- MAKNOUNINEJAD, A. et al. Optimal, nonlinear, and distributed designs of droop controls for DC microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 5, p. 2508–2516, 2014.
- MARAH, B.; EKWUE, A. O. Probabilistic load flows. **Proceedings of the Universities Power Engineering Conference**, v. 2015–Novem, n. 1, 2015.
- MARIA, M. et al. Distributed generation in the smart grid – case study of Parintins. **Energy Procedia**, v. 57, p. 197–206, 2014.
- MARTINS, J. Projeto InovCity - Status de execução e principais aprendizados para o desenvolvimento futuro das smart grids no Brasil, São Paulo, **EDP**, 2013.
- MARUJO, D. *Estabilidade De Sistemas Elétricos De Potência Com A Presença De Redes De Distribuição Ativas*. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017.
- MAYA, K. N.; JASMIN, E. A. A generalised three phase power flow algorithm incorporating the uncertainty of Photo Voltaic (PV) source for unbalanced distribution network. **Proceedings of IEEE International Conference on Technological Advancements in Power and Energy, TAP Energy 2015**, p. 29–34, 2015.
- MEDEIROS, J. C. **Projeto Parintins**, Eletrobras Amazonas Energia, , [s.d.].
- MEMBER, L. et al. A Radial Scan Method of Power Flow Analysis. **IEEE Transactions**, p. 589–594, 2007.
- MINAMI, J. P. O. S. et al. Aspectos Econômicos da Inserção de Geração Fotovoltaica Considerando Diferentes Cenários. **XII CBQEE - Conferência Brasileira sobre a Qualidade de Energia Elétrica**, 2017.
- MINAMI, J. P. O. S. et al. Unbalanced Frequency Dependent Load Flow for Microgrids. **IEEE**

PES General Meeting 2019, p. 1–5, 2018.

MIRANDA, A. B. C. M. **Análise De Viabilidade Econômica De Um Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede**. [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

MOHD SHOKRI, S. M. et al. A direct approach used for solving the distribution system and harmonic load flow solutions. **Proceedings of the 2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference, PEOCO 2013**, n. June, p. 708–713, 2013.

MORI, H.; SEKI, K. Non-linear-Predictor-Based Continuation Power Flow for Unbalanced Distribution Systems. **IEEE T&D Asia 2009**, p. 1–4, 2009.

MUMTAZ, F. et al. A Novel Approach to Solve Power Flow for Islanded Microgrids Using Modified Newton Raphson with Droop Control of DG. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2016.

NASSAR, M. E. et al. A Novel Load Flow Algorithm for Islanded AC/DC Hybrid Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3053, 2017.

NAVARRO, I. R. **Dynamic Load Models for Power Systems, Estimation of Time-Varying Parameters During Normal Operation**. Lund University (Department of Industrial Electrical Engineering and Automation), 2002.

PELEGRINI, M. A.; VALE, Z. A. **Redes Elétricas Inteligentes - Diálogo Setorial Brasil-União Européia**. [s.l: s.n.].

PG&E. **2000 Static Load Profiles**. Disponível em: <https://www.pge.com/nots/rates/2000_static.shtml#topic6>. Acesso em: 20 set. 2018.

RESE, L.; COSTA, A. S.; E SILVA, A. S. A modified load flow algorithm for microgrids operating in islanded mode. **2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT LA 2013**, 2013.

REY, J. M. et al. Secondary Switched Control with no Communications for Islanded Microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 64, n. 11, p. 8534–8545, 2017.

RIBEIRO, P. F.; POLINDER, H.; VERKERK, M. Planning and designing smart grids: Philosophical considerations. **IEEE Technology and Society Magazine**, v. 31, n. 3, p. 34–43, 2012.

ROCHA, C.; RADATZ, P. Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS. **EPRI**, p. 1–24, 2017.

RODRIGUES, Y. R. et al. Unbalanced load flow for microgrids considering droop method. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, 2016

RODRIGUES, Y. R. et al. Influence of load types and renewable generation in microgrids load margin. **2017 6th International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact, ICCEP 2017**, p. 249–254, 2017.

RODRIGUES, Y. R. **FERRAMENTA PARA ANÁLISES ESTÁTICAS, PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO DE MICRO REDES EM DIVERSOS MODOS OPERACIONAIS**. 2017. Dissertação de mestrado (Departamento de Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá.

RODRIGUES, Y. R.; DE SOUZA, M. F. Z.; DE SOUZA, A. C. Z. Considerations on islanded

microgrid frequency control capability within different generation configurations. **2016 12th IEEE International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2016**, 2017.

SCHILLING, M. T. et al. Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-88) - Power Systems, **IEEE Transactions**, n. 6, p. 531–536, 1990.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.

SIMPSON-PORCO, J. W. et al. Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging. **IEEE Transactions On Industrial Electronics**, v. 62, n. April 2016, p. 7025–7038, 2015.

SOUZA, A. C. Z. et al. Voltage security in AC microgrids: a power flow-based approach considering droop-controlled inverters. **IET Renewable Power Generation**, v. 9, n. 8, p. 954–960, 2015.

SOUZA, B. A. DE et al. Fluxo de Carga em Sistemas de Distribuição Radiais com Geração Distribuída : Método da Soma de Potência Modificado. **IEEE Latin America Transactions**, v. 4, n. 3, p. 192–197, 2006.

SOUZA, M. M. P. DE. *Modelagem De Cargas Para Estudos Dinâmicos*. 2010. Dissertação de Mestrado (Departamento de Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá.

TENG, J. A Direct Approach for Distribution System Load Flow Solutions. **Proceedings of the 2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference, PEOCO 2013** v. 18, n. 3, p. 882–887, 2003.

UNITED NATIONS. Kyoto Protocol To the United Nations Framework Kyoto Protocol To the United Nations Framework. **Review of European Community and International Environmental Law**, v. 7, p. 214–217, 1998.

VERGARA, P. P. et al. Optimal Operation of Unbalanced Three-Phase Islanded Droop-Based Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3053, 2017.

VISCONTI, I. F. *Modelos de Cargas Baseados em Medições para Simulações Dinâmicas em Sistemas Elétricos de Potência*. 2010. Dissertação de Mestrado (Departamento de Engenharia Elétrica. PUC-Rio, Rio de Janeiro.

XIAOFENG ZHANG et al. A distribution short circuit analysis approach using hybrid compensation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 4, p. 2053–2059, 1995.

YAZDANIAN, M.; MEHRIZI-SANI, A. Distributed control techniques in microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 6, p. 2901–2909, 2014.

Trabalhos apresentados e submetidos

Apresentados:

MINAMI, J. P. O. S. Voltage Control Simulations in Distribution Systems with High Penetration of PVs Using the OpenDSS. **SBSE 2018**, 2018.

MINAMI, J. P. O. S. et al. Estudo De Expansão Da Capacidade De Hospedagem De Fotovoltaicas Em Um Campus Universitário Sob A Óptica Da Sobretensão. **SBSE 2018**, 2008.

MINAMI, J. P. O. S. et al. Aspectos Econômicos da Inserção de Geração Fotovoltaica Considerando Diferentes Cenários. **XII CBQEE - Conferência Brasileira sobre a Qualidade de Energia Elétrica**, 2017.

REIS RODRIGUES, Y. et al. Unbalanced Frequency Dependent Load Flow for Microgrids. **IEE PES General Meeting 2018**, p. 2–6, 2018.

Submetidos:

MINAMI, J. P. O. S. et al. Case Study: Seasonal Tariff avaliation for an Intensive Customer using OpenDSS– University Campus **XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 2018.

Anexo

A seguir todos os dados utilizados no caso ilhado, retirado de (RODRIGUES, 2017).

Potência ativa da fase a	Barra	22:00	22:15	22:30	22:45	23:00	23:15	23:30	23:45	00:00	00:15	00:30	00:45	01:00	01:15	01:30	01:45	02:00	02:15	02:30	02:45	03:00	03:15	03:30	03:45	04:00	04:15	04:30	04:45	05:00	05:15	05:30	05:45	06:00					
	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
802	18	19	19	19	17	17	17	16	16	16	16	15	15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	13	13	14	13	14	14	14	14	14	13	13	13	13	13			
806	22	22	22	20	20	20	19	19	19	19	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16		
808	25	22	21	21	21	21	20	19	19	19	19	18	17	17	17	17	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15		
810	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
812	24	22	23	20	20	19	19	19	19	19	19	19	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	18	20		
814	23	21	21	21	20	19	19	19	19	19	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	19	20	
850	21	25	25	22	21	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	19	19	19	
816	19	19	19	19	19	19	18	18	18	18	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
818	13	13	13	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
820	14	14	14	13	13	13	13	13	12	12	12	12	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
822	15	15	15	15	13	13	13	13	13	13	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
824	25	24	23	24	24	24	23	23	21	21	20	20	20	20	20	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	18	18	
826	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
828	22	21	21	21	21	20	20	20	20	20	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	
830	18	18	17	19	16	16	16	15	15	15	15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	13	13	13	13	13	12	12	12	13	12	12	12	12	12	13	13	13	
854	18	18	18	18	19	19	19	18	19	19	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
856	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
852	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	
832	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	
888	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
890	21	21	21	21	20	20	21	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
858	20	20	20	20	20	20	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
864	15	15	15	15	15	15	15	15	15	14	14	14	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
834	19	19	21	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
842	19	22	20	20	19	19	20	18	18	18	18	18	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
844	19	19	19	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
846	19	19	19	19	19	19	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
848	30	30	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
860	21	21	21	21	21	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
836	21	21	21	21	21	21	21	20	19	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
862	20	20	20	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
840	535	515	500	485	445	445	410	400	400	312	275	220	210	160	120	120	120	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
838	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Barra	22:00	22:15	22:30	22:45	23:00	23:15	23:30	23:45	00:00	00:15	00:30	00:45	01:00	01:15	01:30	01:45	02:00	02:15	02:30	02:45	03:00	03:15	03:30	03:45	04:00	04:15	04:30	04:45	05:00	05:15	05:30	05:45	06:00		
	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
802	23	23	23	22	20	20	20	20	20	20	20	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	19	19
806	22	22	22	21	21	22	22	22	22	22	21	20	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	19	19
808	20	20	20	19	19	19	19	19	19	19	19	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	19	19	
810	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
812	23	23	23	23	23	23	23	22	21	21	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
814	24	23	22	22	21	20	20	20	20	20	19	19	19	19	19	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
850	22	23	23	22	21	21	21	21	21	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	19	19
816	21	21	21	22	20	20	20	20	20	19	19	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
818	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
820	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
822	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
824	24	24	23	23	22	22	22	22	21	19	18	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
826	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
828	24	23	21	22	22	22	22	22	22	21	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
830	21	23	21	19	20	20	21	20	20	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
854	24	22	20	20	19	19	19	19	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
856	10	10	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
852	23	23	22	21	21	21	19	19	19	19	17	17	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
832	20	18	18	18	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
888	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
890	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
858	18	20	22	22	22	21	21	21	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
864	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
834	19	19	20	20	20	20	20	19	20	19	18	19	19	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	20	20
842	18	19	20	20	20	20	20	20	20	19	18	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	20	20
844	22	22	22	22	22	20	20	20	20	19	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	20	20
846	22	22	22	23	23	23	22	21	19	19	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
848	28	26	26	26	26	26	26	26	25	23	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
860	17	18	17	17	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
836	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
862	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
840	545	518	490	450	425	410	385	385	385	295	255	225	195	165	130	115	90	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
838	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

Potência ativa da fase c	Barra	22:00	22:15	22:30	22:45	23:00	23:15	23:30	23:45	00:00	00:15	00:30	00:45	01:00	01:15	01:30	01:45	02:00	02:15	02:30	02:45	03:00	03:15	03:30	03:45	04:00	04:15	04:30	04:45	05:00	05:15	05:30	05:45	06:00			
	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
802	12	11	11	11	11	10	10	10	10	10	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9
806	19	19	19	19	19	19	19	19	19	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	19	19
808	20	20	20	20	20	20	20	20	20	19	19	18	18	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	17	17
810	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
812	20	20	20	20	19	19	19	19	19	18	18	17	17	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	18	18
814	19	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	19	19
850	19	20	20	20	19	19	18	18	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	19	19
816	19	21	20	20	19	19	19	19	19	18	18	17	17	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	19	19
818	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
820	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
822	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
824	16	16	16	16	16	16	15	15	14	14	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	
826	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
828	20	20	19	19	19	19	19	19	19	18	18	18	18	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
830	22	22	21	20	20	20	20	19	18	18	18	18	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	
854	20	20	20	20	20	20	18	18	18	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
856	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
852	23	23	21	21	21	21	19	19	19	16	15	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	
832	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	
888	21	21	21	21	20	20	20	20	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	
890	25	25	25	20	20	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	
858	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	19	19	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	19	19
864	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
834	20	20	20	20	21	18	18	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	18	18	
842	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	19	19
844	25	25	24	24	23	22	21	21	20	20	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	20	20
846	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
848	29	27	26	26	26	26	23	22	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
860	19	19	19	19	19	18	18	18	18	18	18	17	17	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
836	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	19	19
862	19	19	19	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	18	18
840	520	502	490	470	440	430	405	395	395	305	295	223	192	176	110	110	90	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
838	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Potência reativa da fase a	Barra	22:00	22:15	22:30	22:45	23:00	23:15	23:30	23:45	00:00	00:15	00:30	00:45	01:00	01:15	01:30	01:45	02:00	02:15	02:30	02:45	03:00	03:15	03:30	03:45	04:00	04:15	04:30	04:45	05:00	05:15	05:30	05:45	06:00				
	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
802	9	9	9	9	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	
806	13	13	13	11	11	11	9	9	9	9	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	8	8	8	8	8	8	7	9	9	9	9	8	8		
808	11	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	8	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	8	7		
810	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
812	13	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	
814	12	12	11	11	11	10	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	10	
850	10	12	12	12	11	10	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	10	10	
816	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
818	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
820	7	7	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
822	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
824	14	14	13	13	13	13	12	12	12	12	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	9	9		
826	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
828	13	12	11	11	11	11	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
830	10	10	10	10	9	9	9	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	6	6	
854	9	9	9	9	10	10	10	9	10	10	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
856	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
852	11	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
832	11	11	11	11	11	11	11	10	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
888	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
890	14	14	14	14	14	13	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
858	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
864	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
834	10	10	10	10	10	10	10	9	10	10	10	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
842	10	10	10	10	9	9	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
844	13	13	13	13	13	13	13	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
846	10	11	10	10	10	10	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
848	20	20	18	16	15	14	14	14	14	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	
860	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
836	13	13	13	13	13	13	13	13	13	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
862	12	12	12	11	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
840	325	305	300	295	280	280	260	220	220	175	145	135	110	90	75	75	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	
838	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Potência reativa da fase b	Barra	22:00	22:15	22:30	22:45	23:00	23:15	23:30	23:45	00:00	00:15	00:30	00:45	01:00	01:15	01:30	01:45	02:00	02:15	02:30	02:45	03:00	03:15	03:30	03:45	04:00	04:15	04:30	04:45	05:00	05:15	05:30	05:45	06:00				
	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
802	14	14	14	14	13	13	13	13	13	13	13	13	13	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12		
806	12	12	12	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9
808	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	9	9	
810	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
812	13	13	13	13	13	13	13	13	12	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
814	14	13	12	12	11	11	11	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
850	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
816	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
818	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
820	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
822	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
824	14	14	13	13	12	12	12	12	12	11	11	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
826	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
828	14	13	11	11	12	12	12	12	12	12	11	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
830	10	11	10	9	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
854	12	11	10	10	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
856	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
852	13	13	12	12	12	12	11	11	11	11	11	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
832	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
888	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	
890	14	14	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
858	9	10	11	11	11	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
864	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
834	10	10	11	11	11	11	11	10	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	11	11
842	9	9	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	10
844	14	14	14	14	12	12	12	12	21	11	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	12	12
846	12	12	12	12	12	11	11	11	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
848	16	15	15	15	15	15	15	15	15	14	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	
860	10	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
836	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
862	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
840	345	325	295	285	265	265	250	240	240	165	155	145	115	95	75	75	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	
838	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	

Potência reativa da fase c	Barra	22:00	22:15	22:30	22:45	23:00	23:15	23:30	23:45	00:00	00:15	00:30	00:45	01:00	01:15	01:30	01:45	02:00	02:15	02:30	02:45	03:00	03:15	03:30	03:45	04:00	04:15	04:30	04:45	05:00	05:15	05:30	05:45	06:00				
	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
802	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4		
806	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	9	9	
808	14	13	13	12	11	11	11	11	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	10	
810	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
812	12	12	11	10	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
814	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	10	
850	9	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9
816	9	11	10	10	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9
818	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
820	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
822	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
824	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
826	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
828	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
830	12	12	11	11	11	11	11	11	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	
854	10	10	10	10	10	10	9	9	9	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
856	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
852	15	14	11	11	11	11	10	10	10	9	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
832	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11	11	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
888	13	13	13	13	12	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
890	15	15	15	13	13	13	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
858	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9
864	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
834	11	11	11	11	10	11	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
842	13	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	10
844	14	14	13	13	13	12	11	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	11	11
846	11	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
848	16	15	15	15	15	15	14	13	13	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
860	11	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
836	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
862	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	7	8	8	
840	335	332	315	280	280	240	225	220	163	145	125	116	95	85	85	85	85	65	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	
838	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Apêndice A

Viabilidade econômica – Um estudo de caso

Considerações iniciais

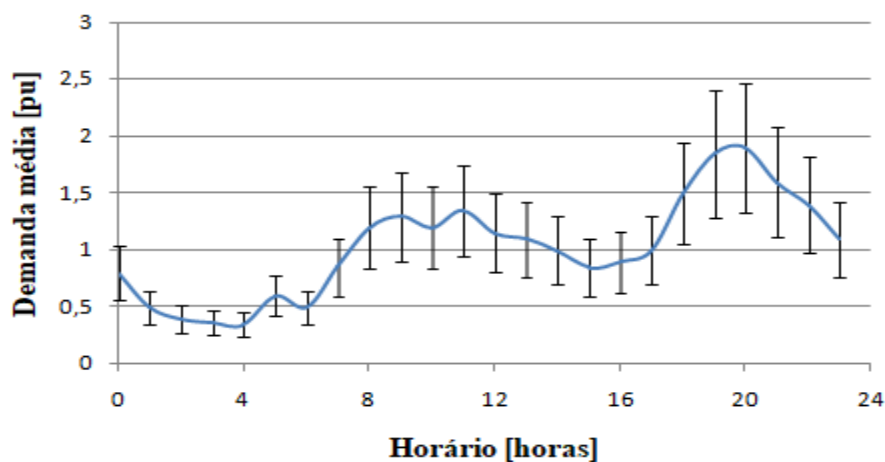
A fim de estudar a possibilidade do cenário das micro e mini-gerações distribuídas se tornarem realidade em um futuro próximo, elaborou-se um estudo – apresentado em (MINAMI et al., 2017) que analisou o aspecto econômico da inserção de geração fotovoltaica para consumidores finais. Para isto, algumas hipóteses foram consideradas, como dimensionamento de geração, modelo de irradiação, modelo de consumo ao longo do ano, taxas de retorno, tempo de vida útil dos equipamentos, perdas elétricas, depreciação e preço da energia. Este apêndice, também faz parte da motivação do estudo, visto que a análise de viabilidade econômica é pré-requisito em qualquer projeto.

Metodologia

Modelo de consumidor

O estudo apresentado em (MINAMI et al., 2017) trata de consumidores da classe residencial de médio porte, 200 a 400 kW ao mês, levando em consideração o perfil de consumo proposto por (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2005), dado em [pu] e tendo como base a demanda média diária.

Figura 38: Curva estratificada por consumo - Residencial de médio porte



Fonte: (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2005)

A demanda média diária é calculada pela energia mensal consumida dividida pela quantidade de intervalos de uma hora existentes no mês, conforme a fórmula abaixo:

$$D_{méd} = \frac{1}{24 \times 30} \int_{0h}^{720h} d_i dt = \frac{\varepsilon}{720} kW \quad (2.1)$$

Sabendo que $D_{méd}$ é a demanda média, d_i a demanda instantânea em [pu] e ε a energia consumida mensalmente, pode-se obter o valor de D – demanda instantânea – em kWh através da equação 2.2.

$$D(t) = d(t) \times D_{méd} \quad (2.2)$$

Para simular o consumo ao longo do ano, a sazonalidade da região Sudeste, escolhida para o estudo, foi considerada. Fez-se uma geração de dados randômicos obedecendo à distribuição normal através do *Excel* para demanda do consumidor hipotético de cada horário da curva apresentada na Figura 38, tendo como média o valor da demanda com o desvio padrão de 0,3 [pu] (visto nas barras de erro). Uma vez gerado, o valor randômico de demanda em [p.u] para cada hora do ano é multiplicado por um fator de sazonalidade dado pela Tabela 8, baseado nos valores encontrados nos dados da ANEEL apresentados na Tabela 7: Consumo Mensal Médio De Uma Residência Da Região Sudeste [MWh].

Tabela 7: Consumo Mensal Médio De Uma Residência Da Região Sudeste [MWh]

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,21	0,20	0,18	0,18	0,17	0,16	0,16	0,17	0,16	0,18	0,18	0,17

Fonte: Dados da ANEEL

Tabela 8: Fator Sazonalidade da Região Sudeste [pu]

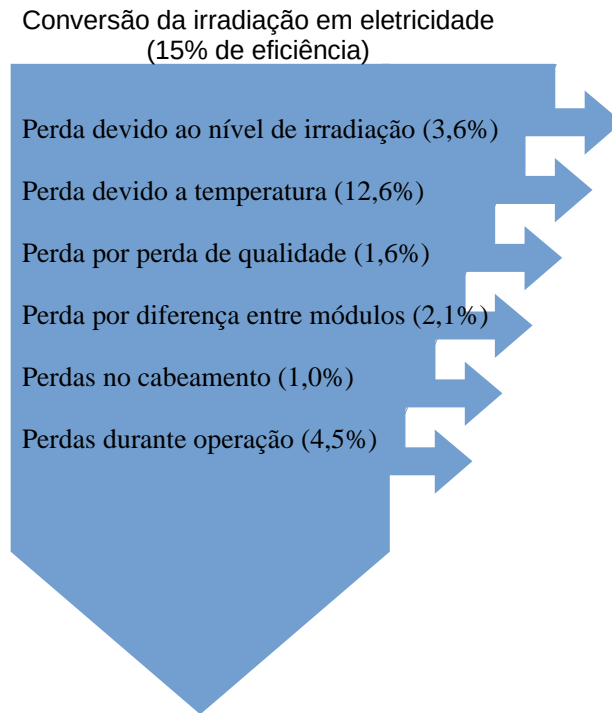
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1,00	0,95	0,86	0,86	0,81	0,76	0,76	0,81	0,76	0,86	0,86	0,81

Modelo de geração

Para a geração, utilizou-se da expressão 2.2, sendo ‘ I_0 ’ a irradiação, conseguida através do software PVSyst para a localidade de Itajubá com inclinação de 22° (comumente é utilizado no Brasil o valor da latitude para a inclinação do painel), ‘ A ’ a área dos painéis fotovoltaicos, ‘ η ’ o rendimento do painel e ‘ p ’ as perdas sistêmicas (aproximadamente 25,4% conforme Figura 39).

$$G = \sum_{t=0}^n I_0 \cdot A \cdot \eta \cdot (1 - p) \quad (2.2)$$

Figura 39: Perdas elétricas do sistema



Fonte: Dados do PVSyst

Estudo de caso

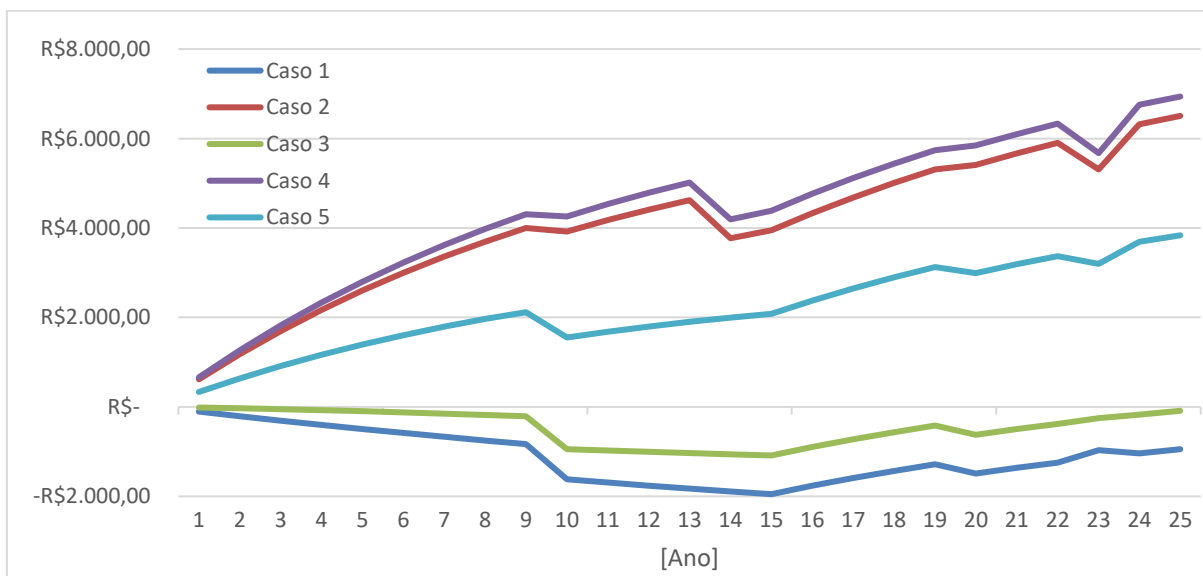
Para o estudo de caso proposto, as seguintes premissas (MINAMI et al., 2017) foram utilizadas:

- Taxa de desconto: 7,5% ao ano.
- Tempo de operação: 25 anos.
- Troca do inversor: A cada 10 anos.
- Troca da bateria: A cada 14 anos.
- Fator de degradação dos módulos fotovoltaicos: 0,75% ao ano.
- Financiamento do investimento: 100% financiado (taxa de juros nominal de 11,8% e prazo de pagamento de 15 anos).
- Entrada em operação da usina: A partir da compra dos equipamentos.
- Remuneração: realizada pela energia injetada na rede com preço da tarifa praticada pela distribuidora de energia no horário da injeção.

- Uso da bateria: carregamento em horário fora de pico e descarregamento em horário de pico.
- Tarifas: 0,84 R\$/kWh para tarifa tradicional e para horário fora de ponta, intermediária e de ponta de 0,46 R\$/kWh, 1,38 R\$/kWh e 2,31 R\$/kWh, respectivamente no caso da tarifa branca.
- Custo do módulo: R\$2,64/Wp (HJM245P-20, da fabricante chinesa Hengji PV-Tech Energy, 245Wp, 1,6328 m² e eficiência de 15%).
- Custo dos inversores: R\$1,39/Wp.
- Custo da bateria: R\$ 2.677,86 (3kWh)
- Custos dos outros componentes: R\$2,04/Wp.
- Custo da instalação: R\$1,00/Wp.

Tomou-se como base cinco cenários: o primeiro referente a um sistema fotovoltaico com quatro módulos de painéis sem armazenadores de energia, o segundo possui dois módulos com a bateria, o terceiro e quarto casos são duais do primeiro e segundo caso, porém com isenção de impostos (ICMS, Cofins e PIS). O quinto caso utiliza, ao contrário dos demais que levam em consideração a tarifa branca, a tarifa tradicional com quatro módulos fotovoltaicos e sem armazenamento. A seguir estão os resultados obtidos em (MINAMI et al., 2017), representando o valor presente líquido no tempo através de um fluxo de caixa.

Figura 40: Valor presente líquido dos cenários levantados



Fonte: Adaptado de (MINAMI et al., 2017)

Considerações finais

Nota-se que dependendo da tarifa empregue no modelo de geração distribuída, o projeto de painéis fotovoltaicos é viável (economia superior ao custo dos equipamentos e instalação) em alguns casos, podendo existir um aumento da procura por painéis fotovoltaicos na geração distribuída e conseqüentemente uma maior inserção de fontes renováveis no cenário nacional. Esta conclusão parcial reforça a necessidade da criação de ferramentas para lidar com o problema da geração distribuída em redes de distribuição. No estudo em análise, um ponto relevante foi o preço da energia, constante ao longo do tempo (o que não é uma realidade). No entanto, sabe-se que com a inserção de fontes renováveis em larga escala, o preço da tarifa praticada pode subir ao longo do tempo, o que beneficiaria ainda mais o retorno no investimento em fontes de energia renovável, de forma específica a solar. Outro ponto seria a possível diminuição nos preços dos equipamentos (painéis, inversores) devido ao barateamento da tecnologia ao longo do tempo, e eventuais incentivos fiscais, como empréstimos a taxas ainda menores visando estimular a propagação da geração distribuída.

Apêndice B

Impacto filosófico das fontes renováveis

Para a realização de estudos consistentes a respeito de qualquer assunto, muitas áreas de conhecimento são envolvidas. Segundo (RIBEIRO; POLINDER; VERKERK, 2012), estes tipos de conhecimento podem ser classificados em 15 categorias:

- Aritmético;
- Analítico;
- Cinemático;
- Linguístico;
- Espacial;
- Físico;
- Biótico;
- Psíquico;
- Histórico;
- Social;
- Estético;
- Jurídico;
- Ético;
- Econômico;
- Questões de fé/Confiabilidade;

Para avaliar o impacto das fontes renováveis nas diferentes áreas do conhecimento e vice-versa, utilizou-se destas categorias para uma breve análise e reflexão. Primeiramente, tem-se o conhecimento aritmético, presentes nos Capítulos 6 e 7 sobre os cálculos realizados para planejamento, operação, projeto e manutenção na instalação de fontes renováveis, podendo assim contribuir de forma positiva neste aspecto acrescentando a modelagem de variações de frequência no sistema.

No que envolve a questão espacial, as fontes renováveis podem ser instaladas em diferentes meios, de telhados e fazendas eólicas *off-shore*, até mesmo dentro da água ou do subsolo, no caso da energia geotérmica. As questões que podem ficar em aberto não exploradas pela dissertação seriam quais tipos devem ser instaladas em cada tipo de ambiente inserido, para otimização de espaço e de eficiência.

No âmbito da cinemática ou conhecimento do movimento, a inserção de fontes renováveis no sistema, como por exemplo a fotovoltaica, pode contribuir para diminuir a inércia do sistema de geração, deixando o sistema mais susceptível a instabilidade e a limitações de controle, essenciais para a manutenção da confiabilidade da rede. Outra questão envolvendo movimento relacionado a fontes renováveis está nos armazenadores de energia, que poderão

estar presentes na rede a fim de mitigar a variação da geração eólica ou solar, papel este que poderá ser desempenhado pelos próprios carros elétricos que modificariam significativamente a maneira de se locomover da população. Nestes aspectos, a presente metodologia poderia contribuir para futuros estudos envolvendo inércia virtual e inserção de carros elétricos no sistema de distribuição.

O uso das leis da física bem como a escolha dos componentes de fabricação de novas tecnologias está em pauta na parte do conhecimento físico, embora não sejam abordadas como foco no presente estudo (indiretamente presente nas leis de Kirchoff e funcionamento dos componentes do sistema). Neste sentido, trabalhos relacionados à engenharia de materiais e projetos serão muito necessários para melhoria do sistema. A inserção de fontes renováveis influencia os estudos de novas tecnologias, métodos e pesquisa. Estudos a respeito de tipos de baterias, *design* de novos tipos de turbinas, compressores e materiais fotossensíveis sempre terão espaço no âmbito da pesquisa.

O impacto para o meio ambiente visto no capítulo um, sendo uma motivação para o trabalho, levanta questões sobre o conhecimento biótico do meio a ser analisado. Embora em primeira análise, seja indiscutível a diminuição dos gases de efeito estufa nesses tipos de geração, problemas envolvendo migração de espécies como pássaros e morcegos podem gerar complicações e desequilíbrios com o ecossistema e devem também ser alvo de estudos a fim de minimizar as consequências de cada fonte de geração. Além disso, outros tipos de poluição, visual e sonora, podem ser levados em conta, quando considera o conhecimento estético. Placas solares podem interferir no tráfego aéreo de aviões e ruídos emitidos por usinas eólicas podem afastar a fauna de uma região.

Voltado ao conhecimento psíquico, os impactos da geração renovável serão sentidos no comportamento de todas as partes interessadas do setor energético, os geradores tradicionais, os consumidores, autoprodutores, distribuidores de energia, transmissores entre outros. Preocupações com a quantidade gerada ou consumida, antes pouco consideradas no cotidiano da população, poderão ser mais observadas com a presença de novos agentes geradores do mercado. Assim, estudos relacionados à percepção do consumidor a este novo produto fazem-se necessários para gerar estímulos e mudanças de comportamentos desejados para garantir o bem-estar comum.

O conhecimento analítico faz com que se criem conexões entre diversos ramos do conhecimento para a resolução de um problema, criação de hipóteses ou tomadas de decisão.

Na inserção de fontes renováveis, este tipo de conhecimento impactará diretamente no modo como serão ou não empregues tais gerações, envolvendo todos os aspectos do conhecimento.

O contexto histórico influencia a tomada de decisão, conforme visto no capítulo dois. A procura por meios menos poluentes de fontes de energia fez com que as fontes renováveis ganhassem espaço com o tempo. Porém, esta tomada de decisão por fontes renováveis poderá levantar questões a respeito da utilidade e permanência de tecnologias já sedimentadas de fontes de energia, podendo cair em desuso ou serem totalmente modificadas, ocorrendo o efeito cunhado por C.S. Lewis como *chronological snobbery* (termo presente no *Surprise by Joy*). Assim, cabe conhecer as tecnologias ou metodologias envolvidas e saber avaliar possíveis funcionalidades para que o conhecimento histórico possa ser lapidado e gerar cada vez mais inovações.

Com a inserção de fontes renováveis, novas terminologias serão criadas e serão necessárias para novos conceitos de funções, equipamentos e situações envolvendo esta tecnologia, existindo a necessidade de criação de padrões de linguagem, que impactará no conhecimento linguístico do futuro engenheiro eletricitista e demais profissões correlatas.

A respeito do conhecimento social, novos papéis serão criados aos integrantes do sistema elétrico. O papel da distribuidora, transmissora e geradores centralizados terão que mudar a fim de garantir a permanência destes em um cenário com fontes renováveis próximas aos consumidores finais em elevados níveis de penetração. Neste quesito, estudo sobre oportunidades a serem supridas ou papéis sociais das partes envolvidas no sistema elétrico são oportunidades para futuras pesquisas.

Ainda levando em consideração os papéis sociais hoje impostos a cada agente do sistema, mas visando a análise via conhecimentos econômicos, jurídicos e éticos, certos questionamentos surgem a respeito de: quem deverá ser o pagador das mudanças do setor elétrico, de quem será a responsabilidade de sanar os problemas de qualidade envolvidos e quem receberá as vantagens dos investimentos em fontes renováveis. Atualmente, os investidores em fontes renováveis diminuem as receitas das distribuidoras e conseqüentemente das transmissoras e geradoras de energia, onerando ao consumidor final, com o aumento da tarifa (conhecimento econômico). Porém, isto leva a gerar questionamentos a respeito do conhecimento jurídico como, por exemplo, quais leis, padrões, regulamentos devem ser criados a fim de mitigar esta situação, melhor distribuir o bem-estar social e as responsabilidades dos agentes do sistema. Ou mesmo indagações éticas como: será justo onerar apenas o consumidor

final e beneficiar os investidores? Até quando um ganho individual deve interferir no coletivo? Todas essas questões são excelentes tópicos a serem levantados e pesquisados com mais detalhes, deixando-os aqui para reflexão de trabalhos futuros, não sendo contemplados nesta dissertação.

A limitação frente a todas as esferas do conhecimento, bem como a insistência em modificar modelos ao longo do tempo, buscando a solução mais correta dependem da ciência a respeito da fé ou credibilidade da tecnologia, intimamente ligadas às limitações humanas inerentes, independente da tecnologia em questão.