

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GABRIEL ANTONIO SALVATTI

**AVALIAÇÃO DE IMPACTOS NA REDE ELÉTRICA DEVIDO A CONEXÃO  
DE PARQUE EÓLICO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2016

GABRIEL ANTONIO SALVATTI

**AVALIAÇÃO DE IMPACTOS NA REDE ELÉTRICA DEVIDO A  
CONEXÃO DE PARQUE EÓLICO**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Elétrica – DAELE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Câmpus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Me. César Augusto Portolann

PATO BRANCO

2016

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado “**Avaliação de impactos na rede elétrica devido a conexão de parque eólico**”, do aluno “**Gabriel Antonio Salvatti**” foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° **96** de 2016.

Fizeram parte da banca os professores:

**Prof. Me. César Augusto Portolann**

**Prof.<sup>a</sup>. Me. Ana Cristina Alves Silveira Lima**

**Prof. Me. Géremi Gilson Dranka**

**A Ata de Defesa assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica**

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, por ter me dado força e foco para transpor as dificuldades.

A minha família, pelo incentivo e apoio pessoal.

Ao meu orientador César Augusto Portolann, pelo suporte técnico e pela orientação para conseguir completar esse trabalho, assim como aos professores da banca pelas sugestões importantes.

Aos meus colegas de Engenharia Elétrica, por estarem sempre dispostos a fornecer apoio técnico e incentivo para conclusão deste trabalho.

Aos amigos, que sempre me incentivaram durante o desenvolvimento do trabalho.

## EPÍGRAFE

*“You, me, or nobody is gonna hit as hard as life. But it ain't about how hard you hit. It's about how hard you can get hit and keep moving forward; how much you can take and keep moving forward. That's how winning is done! (STALLONE, Sylvester, 2007).*

Você, eu, nem ninguém vai bater tão forte como a vida, mas não se trata de bater forte. Se trata de quanto você aguenta apanhar e seguir em frente; o quanto você é capaz de aguentar e continuar tentando. É disso que é feita a vitória. (STALLONE, Sylvester, 2007).

## RESUMO

SALVATTI, Gabriel Antonio. Avaliação de impactos na rede elétrica devido a conexão de parque eólico. 2016. 92p. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

Sistemas elétricos apresentam três limites operacionais: limite térmico, limite de tensão e limite de estabilidade. Para circuitos residenciais com níveis baixos de tensão as análises e condições do sistema são tratadas pelo limite térmico dos componentes, para sistemas com altos níveis de tensão geralmente são feitas análises de estabilidade, para o caso de níveis de média tensão são feitas análises em torno do limite de tensão dos alimentadores. O foco desta pesquisa será nos limites de tensão de um alimentador perante vários níveis de tensão. Esta pesquisa apresenta uma análise em regime permanente de parâmetros elétricos como, tensão, corrente, perdas elétricas, para vários casos, quando é conectado um parque eólico no sistema caracterizado por um ramal alimentador na cidade de Marmeleiro adjacente à subestação de Francisco Beltrão. A proposta é que a instalação seja realizada no final desta linha, por essa razão o estudo de mudanças no circuito se faz necessário. Além disso é apresentada uma breve avaliação da diferença na confiabilidade de alguns modelos propostos, por exemplo, com e sem o parque.

**Palavras-chave:** Parque eólico, Impactos, Ramal alimentador, Confiabilidade.

## ABSTRACT

SALVATTI, Gabriel Antonio. Evaluation of impacts on electrical grid due to wind farm connection. 2016. 92p. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

Electrical systems present three operating limits: thermal limit, voltage limit and stability limit. For residential circuit with low voltage levels the analyzes and system conditions are treated by the thermal limit of the components, for high voltage levels systems are usually made stability analyzes, in case of the medium voltage level analyzes are made around the feeder voltage threshold. The focus of this research is the voltage limits of a feeder at several voltage levels. This research presents an analysis in steady state of electrical parameters as voltage, current, power loss, for many cases, when connected to a wind farm in the system characterized by a distribution feeder in Marmeleiro city adjacent to the substation Francisco Beltrão. The proposal is that the installation is carried out at the end line, therefore the study of changes in the circuit is required. Furthermore, it is shown a brief review of the difference in reliability of some of the proposed models, for example, with and without wind farm.

**Keywords:** Wind farm, Impacts, Distribution feeder, Reability.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica por fonte energética .....	11
Figura 2 - Representação do Sistema Elétrico de Potência .....	17
Figura 3 - Sistema Interligado Nacional – SIN.....	19
Figura 4 - Comparação entre Brasil e Europa .....	20
Figura 5 - Interligações regionais .....	21
Figura 6 - Previsão da evolução da carga do Estado do Paraná .....	23
Figura 7 - Potência consumida pela carga aplicada.....	26
Figura 8 - Oferta interna de energia elétrica prevista para o período 2021-2025.....	28
Figura 9 - Classificação da qualidade de energia pela magnitude da tensão.....	30
Figura 10 - Custo médio das fontes .....	37
Figura 11 - Associação série de componentes.....	38
Figura 12 - Associação paralelo de componentes.....	39
Figura 13 - Fluxograma da representação do método Soma de Correntes utilizado no código.....	50
Figura 14 - Ramal alimentador da cidade de Marmeleiro.....	53
Figura 15 - Circuito do ramal alimentador .....	54
Figura 16 - Ramal alimentador com o parque eólico instalado.....	57
Figura 17 - Fluxos de potência do Cenário 1 e do Cenário 2 .....	58
Figura 18 - Circuito do ramal com o parque eólico considerando a carga de Marmeleiro .....	58
Figura 19 - Comparação da variação da queda de tensão entre os casos .....	65
Figura 20 - Comparação da variação das tensões entre os casos com os cabos novos.....	72
Figura 21 - Blocos das confiabilidades dos componentes do sistema para (a) o primeiro caso (b) o segundo caso e (c) o terceiro caso.....	76



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Países com maior geração eólica mundial .....	10
Tabela 2 - Padrões de tensão brasileiros .....	17
Tabela 3 - Nível de tensão eficaz em regime permanente .....	34
Tabela 4 - Dados do transformador .....	53
Tabela 5 - Valores das correntes em cada trecho sem o parque eólico.....	55
Tabela 6 - Valores das tensões nas barras sem o parque eólico.....	56
Tabela 7 - Valores das correntes em cada trecho com o parque eólico para 13,8 kV.....	59
Tabela 8 - Valores das tensões nas barras com o parque eólico para 13,8 kV.....	59
Tabela 9 - Valores das correntes em cada trecho com o parque eólico para 34,5 kV.....	60
Tabela 10 - Valores das tensões nas barras com o parque eólico para 34,5 kV.....	61
Tabela 11 - Valores das correntes em cada trecho com o parque eólico para 69 kV.....	62
Tabela 12 - Valores das tensões nas barras com o parque eólico para 69 kV.....	63
Tabela 13 - Valores das correntes em cada trecho com o parque eólico para 138 kV.....	63
Tabela 14 - Valores das tensões nas barras com o parque eólico para 138 kV.....	64
Tabela 15 - Potências fornecidas à rede pela carga de transferência para cada nível de tensão.....	65
Tabela 16 - Valores da corrente em cada trecho para 13,8 kV com o cabo novo .....	66
Tabela 17 - Valores das tensões nas barras com o novo cabo para 13,8 kV.....	67
Tabela 18 - Valores das correntes em cada trecho para 34,5 kV com novo cabo .....	68
Tabela 19 - Valores das tensões nas barras com o novo cabo para 34,5 kV.....	68
Tabela 20 - Valores das correntes em cada trecho para 69 kV com o novo cabo .....	69
Tabela 21 - Valores das tensões nas barras com o novo cabo para 69 kV.....	69
Tabela 22 - Valores das correntes em cada trecho para 138 kV com o novo cabo .....	70

Tabela 23 - Valores das tensões nas barras com o novo cabo para 138 kV.....	70
Tabela 24 - Potências fornecidas à rede pela carga de transferência para cada nível de tensão com os novos cabos .....	71
Tabela 25 - Valores das correntes para 69 kV com aumento de 30% da carga.....	73
Tabela 26 - Valores das tensões nas barras para 69 kV com aumento de 30% da carga.....	73
Tabela 27 - Valores das correntes para 138 kV com aumento de 30% da carga.....	74
Tabela 28 - Valores das tensões nas barras para 69 kV com aumento de 30% da carga.....	74
Tabela 29 - Relação da potência fornecida pelo parque e as perdas envolvidas.....	75
Tabela 30 - Valores típicos de tempo de interrupções (DEC) e consumidores atingidos .....	77

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AHE	Aproveitamento Hidrelétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BA	Bahia
BEN	Balanço Energético Nacional
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CAA	Cabo de Alma de Aço
CC	Corrente Contínua
CE	Ceará
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
EAT	Extra Alta Tensão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GO	Goiás
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MA	Maranhão
MG	Minas Gerais
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema
PA	Pará
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TO	Tocantins
UAT	Ultra Alta Tensão

## LISTA DE SÍMBOLOS

$S$	Potência aparente
$\varphi$	Ângulo da potência aparente
$P$	Potência ativa
$Q$	Potência reativa
$V$	Tensão
*	Símbolo de conjugado
$I$	Corrente
$Z$	Impedância
$R$	Resistência
$X$	Reatância
$R_S, R_P$	Confiabilidade de associação série e paralelo
$\rho$	Probabilidade dos componentes
$i$	Interrupção
$P_a, C_a$	Potência, em kVA, e número de consumidores atingidos por $i$
$P_s, C_s$	Toda a potência, em kVA, e consumidores
$t$	Tempo da interrupção
$DEC$	Duração equivalente de interrupção para unidade consumidora
$FEC$	Frequência equivalente de interrupção para unidade consumidora
$C$	Índice de confiabilidade
$T$	Período analisado
$Y_{barra}$	Matriz admitância
$G_{ij}$	Matriz condutância
$B_{ij}$	Matriz susceptância
$\theta_{ij}$	Ângulo das admitâncias
$\delta$	Ângulo das tensões
$P_{i,esp}, Q_{i,esp}, P_i^{esp}, Q_i^{esp}$	Potência ativa e reativa esperada
$P_{i,calc}, Q_{i,calc}$	Potência ativa e reativa calculada
$\Delta P$	Variação entre potência ativa esperada e calculada
$\Delta Q$	Variação entre potência reativa esperada e calculada
$J$	Jacobiano

$H$	Submatriz de derivadas da potência ativa em relação ao ângulo $\delta$
$N$	Submatriz de derivadas da potência ativa em relação ao módulo $ V $
$M$	Submatriz de derivadas da potência reativa em relação ao ângulo $\delta$
$L$	Submatriz de derivadas da potência reativa em relação ao módulo $ V $
$S_k^{esp}$	Potência aparente esperada
$\Delta P_k, \Delta Q_k$	Desvio de potência ativa e reativa para condição de erro
$P_k^{eq}, Q_k^{eq}$	Potência ativa e reativa equivalente
$P_b, Q_b$	Potência ativa e reativa das barras alimentadas
$P_l^{perdas}, Q_l^{perdas}$	Perdas ativa e reativa da linha alimentada pela barra
$P_{km}^{perdas}, Q_{km}^{perdas}$	Perdas ativa e reativa do ramo entre k e m
$R_k, X_k$	Resistência e reatância do ramo entre k e m
$V_k, V_m$	Magnitude das tensões da barra k e m
$Z_{SE}$	Impedância do transformador
$S_{cc}$	Potência de curto-circuito
$\Delta V_{m,n}$	Queda de tensão escolhida
$l_{m,n}$	Distância, em quilômetros, de cada trecho
$I_{m,n}$	Módulo da corrente acumulada em cada trecho
$\beta_{m,n}$	Ângulo da corrente $I_{m,n}$
$P_{PQ}$	Confiabilidade do parque eólico
$P_{RDV}$	Confiabilidade da rede elétrica antiga
$P_{RDn}$	Confiabilidade da rede elétrica nova
$P_{MA}$	Confiabilidade do sistema de Marmeleiro

## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>10</b>
1.1	Objetivo Geral.....	13
1.2	Objetivos específicos.....	13
1.3	Estrutura do trabalho .....	13
<b>2.</b>	<b>SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>15</b>
2.1	Introdução.....	15
2.2	Caracterização do sep.....	15
2.3	Sistema interligado nacional .....	18
2.3.1	Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste (Interligação Norte-Sul).....	20
2.3.2	Interligação Norte-Nordeste.....	22
2.3.3	Interligação Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste .....	22
2.3.4	Interligação Sul e Sudeste/Centro-Oeste .....	22
2.4	Modelo de cargas .....	23
2.4.1	Carga de potência constante .....	24
2.4.2	Carga com corrente constante.....	25
2.4.3	Carga de impedância constante .....	25
2.4.4	Composição dos modelos anteriores.....	26
<b>3.</b>	<b>IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE .....</b>	<b>27</b>
3.1	Introdução.....	27
3.2	Geração distribuída .....	27
3.3	Qualidade da energia elétrica.....	29
3.3.1	Transientes.....	30
3.3.2	Variação de tensão de curta duração .....	31
3.3.3	Variação de tensão de longa duração .....	32
3.3.4	Flutuação de tensão e <i>Flicker</i> .....	33
3.4	Conexão da geração distribuída no sistema.....	33

3.4.1	Características da conexão eólica ao sistema.....	35
3.4.1.1	Aspectos desfavoráveis.....	35
3.4.1.2	Aspectos favoráveis.....	36
3.5	Índices operativos.....	38
3.5.1	Confiabilidade.....	38
3.5.2	Estatística das interrupções.....	39
<b>4.</b>	<b>FLUXO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>41</b>
4.1	Introdução.....	41
4.2	Métodos clássicos para fluxo de potência .....	41
4.2.1	Newton-Raphson.....	42
4.2.2	Gauss-Seidel .....	47
4.3	Fluxo de Potência em Redes Radiais.....	48
4.3.1	Soma das Correntes.....	48
4.3.2	Soma das Potências.....	50
<b>5.</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>52</b>
5.1	Introdução.....	52
5.2	Estudo de caso.....	52
5.2.1	Cenário 1 .....	55
5.2.2	Cenário 2 .....	56
5.2.2.1	Caso de 34,5 kV .....	60
5.2.2.2	Caso de 69 kV .....	62
5.2.2.3	Caso de 138 kV .....	63
5.2.3	Cabos .....	66
5.2.3.1	Caso de 13,8 kV .....	66
5.2.3.2	Caso de 34,5 kV .....	67
5.2.3.3	Caso de 69 kV .....	68
5.2.3.4	Caso de 138 kV .....	70

5.2.4	Cenário 3 .....	72
5.2.4.1	Caso 69 kV .....	72
5.2.4.2	Caso de 138 kV .....	74
5.2.5	Análise dos índices operativos .....	76
5.2.5.1	Análise da confiabilidade .....	76
5.2.5.2	Análise das interrupções.....	77
<b>6.</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>79</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>81</b>



## 1. INTRODUÇÃO

O crescimento da oferta de geração eólica perante o âmbito mundial vem sendo cada vez mais expressivo. Durante o ano de 2014 foram adicionados mais de 50 GW de capacidade de geração eólica, atingindo aproximadamente 370 GW de capacidade mundial (WORLD WIDE ENERGY ASSOCIATION - WWEA, 2015).

Dentre os países com maior expressão neste quesito tem-se a China, que adicionou 23,3 GW, alcançando quase 115 GW no período de 2014. Dentre os países que se destacam pela geração eólica tem-se o Brasil como maior representante latino americano adicionando 2,8 GW à sua capacidade no mesmo período de 2014 (WORLD WIDE ENERGY ASSOCIATION - WWEA, 2015). A representação do interesse do Brasil pela geração renovável é notada no fato de que este aumento representa quase 82% de potência instalada, comparado ao ano de 2013, tal dado pode ser visto na Tabela 1.

**Tabela 1 - Países com maior geração eólica mundial**

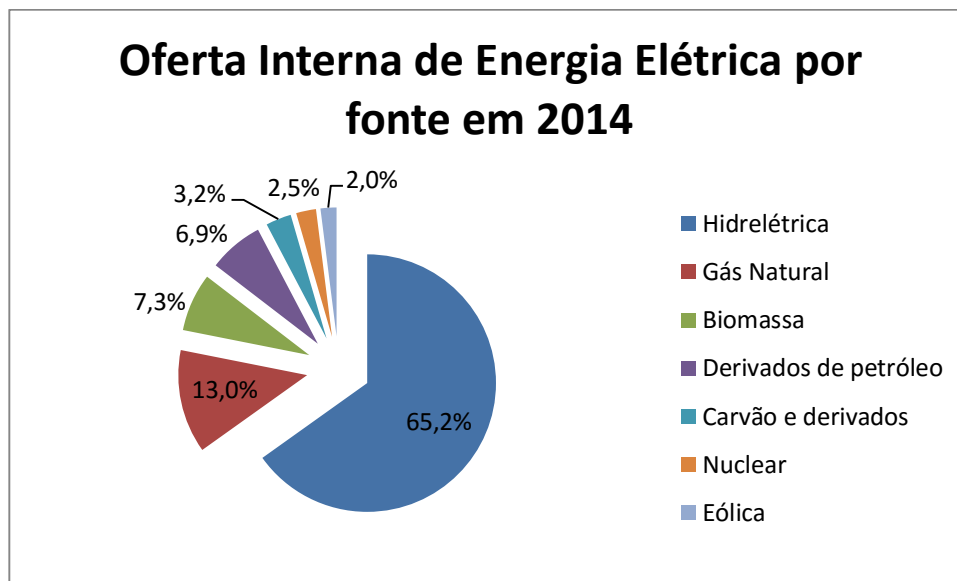
Posição 2013	Países	Capacidade total no final de 2014 [MW]	Capacidade adicionada em 2014 [MW]	Crescimento em 2014 [%]
1	China	114.763	23.350,00	25,7
2	USA	65.879	4.854,00	7,8
3	Alemanha	40.468	5.808,00	16,8
4	Espanha	22.987	27,5	0,1
5	Índia	22.465	2.315,10	11,5
10	Brasil	6.182	2.783,00	81,9

Fonte: Adaptada de WWEA (2015)

Um dos motivos deste importante crescimento neste setor é a crise hídrica, ocorrida nos últimos anos no Brasil. A redução da oferta hídrica provocou o aumento no custo da energia elétrica, pois o parque gerador baseado em hidrelétricas não eram mais capaz de atender a demanda. Uma maior diversidade de fontes energéticas tornaria o sistema mais confiável, ampliando as opções de geração. Para suprir essa demanda de energia foram utilizadas as usinas térmicas, as quais podem produzir energia no momento que esta é demandada, porém seu custo de produção é mais

alto. Um maior investimento em geração renovável, no caso de eólicas, provocaria um custo unitário menor de investimento nessa geração, um custo reduzido de transmissão e uma probabilidade de déficit menor (ABRAGET, 2011, p. 2).

A energia produzida no Brasil é predominantemente renovável, representando 74,6% da oferta interna em 2014 (EPE, 2015a). A Figura 1 apresenta um gráfico onde estão representados os montantes de cada fonte na oferta interna de energia elétrica do país.



**Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica por fonte energética**  
 Fonte: Adaptado de EPE (2015a, p. 16)

Nota-se que comparado com o ano de 2013 a produção hidráulica diminuiu 4,5% e a produção de energia não renovável cresceu 3,6% em comparação com o mesmo período. O consumo no país no ano de 2014 apresentou um crescimento nas áreas do setor residencial, de 5,7%, e nos setores público, comercial, transporte e agropecuário, de 7,0%; o setor industrial regrediu seu consumo em 2,0%. Comparados aos valores de 2013 o setor energético teve um crescimento de 4,8% (EPE, 2015a, p. 17).

Com relação a capacidade instalada no ano de 2014 houve um acréscimo de 7.171 MW chegando aos 133.914 MW. Deste aumento, 44,3% é oriundo das usinas hidráulicas, 18,1% das usinas térmicas e os 37,6% restante das “novas” fontes renováveis, as usinas solares e eólicas (EPE, 2015a, p. 17).

Alguns dos impactos resultantes da inclusão da geração distribuída em um sistema são percebidos pela regulação do nível de tensão nas barras, a redução das

perdas do sistema e o controle de reativo e da qualidade de energia, garantindo o fornecimento de energia elétrica no caso de, por exemplo, o sistema sofrer uma falta (LIMA, Claudio, 2014).

Restringindo o ambiente nacional e focando no estado do Paraná, ao analisar os dados da Tabela 8.1.c do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2015 referentes à produção de energia por estado é vista uma queda de 4,5% comparando os anos de 2013 e 2014. A geração elétrica em 2013 foi de 103.447 GWh, já em 2014 diminuiu para 98.834 GWh, tal fato ocorrido pelo problema da crise energética (EPE, 2015a, p. 150).

A capacidade instalada de geração no estado do Paraná, juntamente com autoprodutores, alcança uma das maiores do país, com 17,22 GW, sendo na sua grande maioria composta de capacidade hidrelétrica 15,96 GW e apenas 12 MW em energia eólica (EPE, 2015a, p. 156).

É importante frisar que o consumo residencial vem crescendo gradativamente, e no ano de 2014, estado do Paraná, chegou aos 7.363 GWh (EPE, 2015a, p. 152). O consumo cresce lentamente a cada ano, portanto para que a carga seja atendida a geração deve obviamente acompanhar esse crescimento.

Neste contexto, ao relacionar o crescimento da geração eólica concomitantemente ao crescimento do consumo no estado do Paraná, a empresa Prospecta tem proposta de instalar no município de Marmeleiro três parques eólicos, Rosa dos Ventos I, II e III, os dois primeiros contendo 11 aerogeradores cada um, e o terceiro 10 aerogeradores. O primeiro e segundo parques contém 29,7 MW cada um de potência instalada, já o terceiro 27 MW. Cada aerogerador tem capacidade de geração de 2,7 MW resultando em uma capacidade total instalada com os três parques de 86,4 MW (IMPACTO ASSESSORIA AMBIENTAL, 2014).

Este estudo visa verificar o impacto que tal geração irá causar na rede elétrica que transportará essa potência gerada, a qual está conectada à subestação elétrica da cidade de Francisco Beltrão, e em suas barras adjacentes. O trabalho consiste basicamente da comparação dos níveis de tensão, corrente e outros parâmetros elétricos, antes e após a implantação, utilizando-se do estudo de fluxo de potência para isso, analisando-se o impacto dessa geração em um curto prazo e, também, a longo prazo.

## 1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é realizar um estudo comparativo, em regime permanente, de grandezas elétricas nas barras de um alimentador da subestação da Copel Francisco Beltrão devido à inserção de um parque de geração eólica.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Calcular e verificar os níveis de tensões nas barras do alimentador adjacente à subestação da Copel Francisco Beltrão;
- Calcular as correntes nos trechos da rede de distribuição do alimentador adjacente à subestação da Copel Francisco Beltrão;
- Com os dados de corrente verificar se a capacidade da rede de distribuição está sendo extrapolada.
- Calcular os fluxos de potência na rede de distribuição do alimentador adjacente à subestação da Copel Francisco Beltrão;
- Calcular as perdas elétricas na rede de distribuição do alimentador adjacente à subestação da Copel Francisco Beltrão.
- Verificar a melhoria na confiabilidade do sistema.

Nos quesitos descritos acima, a atividade será efetuada considerando a conexão de geração distribuída, comparando com os quesitos antes da conexão.

## 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está organizado com o propósito de embasar os estudos e facilitar o entendimento dos conceitos que se fazem necessários, assim a sequência encontra-se disposta da forma seguinte.

No capítulo 2 são apresentados fundamentos básicos do sistema elétrico de potência, do mesmo modo para caracterização dos tipos de carga.

No capítulo 3 o foco está nos impactos provocados pelo aumento da geração distribuída, juntamente com a qualidade da energia elétrica e índices operativos, englobando estatísticas de interrupção e a confiabilidade dos sistemas.

No capítulo 4 são conceituados os assuntos referentes ao fluxo de potência apresentando os métodos iterativos utilizados para os cálculos.

No capítulo 5 os resultados são desenvolvidos com base em vários cenários, afim de determinar as características do sistema em cada situação, através de ferramentas de programação.

No capítulo 6 os resultados obtidos para todos os casos são discutidos e analisados com intenção de determinar os impactos gerados pelos parâmetros.

## 2. SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

### 2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão tratados alguns fundamentos básicos de sistemas de distribuição, bem como a caracterização do sistema interligado brasileiro, apresentando as interligações que o compõe. Juntamente serão tratados os tipos de carga envolvidos em um sistema, definindo os conceitos de carga leve, média e pesada.

### 2.2 CARACTERIZAÇÃO DO SEP

Alguns analistas e economistas, ao analisar o crescimento de países, baseiam-se no consumo *per capita* de energia elétrica e no grau de aumento desse consumo, visto que tais fatores apresentam uma relação com o crescimento da produção industrial e o poder financeiro da população. Tal fato demonstra que o aumento da potência dos sistemas elétricos é algo necessário para o desenvolvimento da população (FUCHS, 1977).

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é um conjunto de equipamentos com o objetivo de fornecer a energia elétrica ao consumidor. Um sistema de distribuição típico inicia-se por uma subestação de distribuição que é alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão. Essa subestação de distribuição pode, em alguns casos, ser alimentada diretamente por uma linha de alta tensão, não necessitando de um sistema de subtransmissão. Para cada subestação de distribuição tem a possibilidade de uma ou mais redes primárias serem alimentadas (KERSTING, 2012).

Essa subestação tem por objetivo reduzir o nível de tensão que provém da transmissão, ou subtransmissão, para que possam ser alimentadas as redes de distribuição primárias. O SEP pode ser dividido em quatro partes distintas: geração, transmissão, subtransmissão e distribuição.

A geração tem por função converter energia proveniente de fontes primárias, como por exemplo, a energia cinética, solar, potencial, entre outras, em

energia elétrica. Para esse processo são utilizadas as usinas hidrelétricas, solares, termelétricas, eólicas, entre outras (LEITE, 2014).

O sistema de transmissão é responsável por transportar a energia das fontes geradoras para os centros de consumo. Principalmente no Brasil, as fontes de geração de energia elétrica estão distantes dos maiores consumidores (LEITE, 2014). Este sistema, geralmente, apresenta os maiores níveis de tensão dentro do SEP, abrangendo tensões como 230 kV, 440 kV, entre outras, isso devido à grande queda de tensão sofrida pelos cabos resultante das grandes distâncias. Os níveis de tensão de uma linha de transmissão são determinados pelas quedas de tensão nessa linha e nos transformadores juntamente com a tensão na subestação. As quedas ainda variam conforme o consumo e por flutuações presentes nas subestações (FELBER, 2010). Para que possa ser mantida a confiabilidade do sistema é comum as linhas de transmissão interligarem regiões e estados; assim, mesmo com intemperes e crises na geração em certa região pode-se compensá-la transportando energia de outra região (LEITE, 2014).

As linhas de subtransmissão tem a mesma função das linhas de transmissão, porém geralmente envolvendo níveis de tensão inferiores. Para a ligação entre esses dois sistemas são instaladas subestações regionais. Por conseguinte, a energia elétrica é transportada dessas subestações regionais até subestações locais as quais irão alimentar os sistemas de distribuição (LEITE, 2014).

Os sistemas de distribuição têm por objetivo transmitir a energia elétrica das subestações locais até os pontos de entrega dos consumidores finais. Um alimentador é caracterizado por ser um ramal oriundo da subestação local. Também se destacam algumas exceções no consumo final de energia elétrica. Alguns consumidores como, por exemplo, grandes indústrias, podem receber energia diretamente do sistema de subtransmissão ou, até, do sistema de transmissão, não utilizando o sistema de distribuição (LEITE, 2014).

Para diferenciar de fato esses sistemas são apresentadas, na Tabela 2, as tensões presentes em cada um dos sistemas de distribuição, subtransmissão e transmissão. Cabe padronizar que a baixa tensão (BT) é dita como uma tensão acima de 50 V em corrente alternada ou 120 V em corrente contínua e igual ou abaixo de 1 kV em corrente alternada ou 1,5 kV em corrente contínua. Já a média tensão (MT) encontra-se entre 1 kV até 72,5 kV. A alta tensão (AT) é definida como sendo acima de 72,5 kV até 242 kV (GONÇALVES, 2012). Há também outros níveis de tensão mais

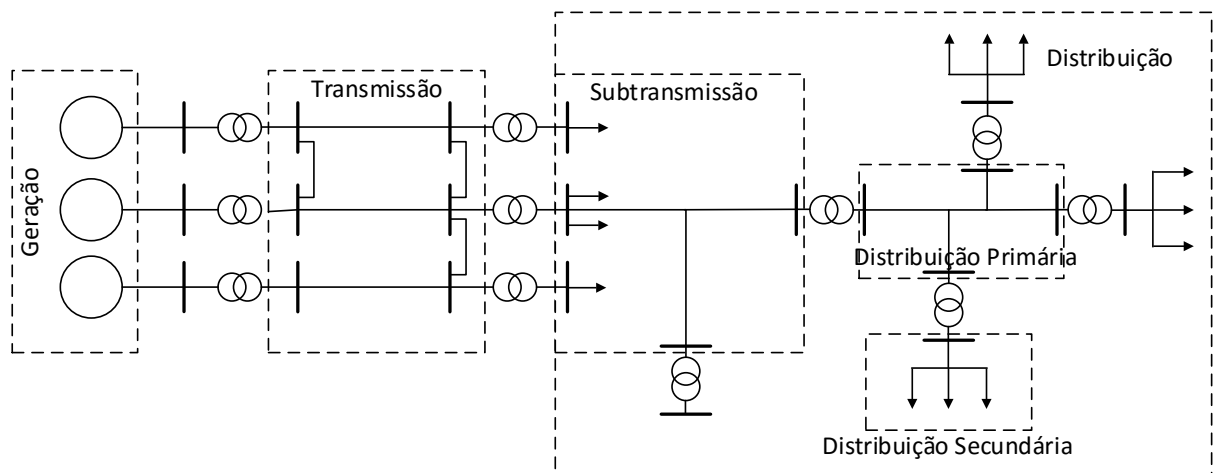
específicos como os níveis de extra-alta tensão (EAT), 345 kV, 440 kV, 500 kV e 765 kV. Outros níveis menos utilizados são os de ultra-alta tensão (UAT) que abrangem tensões entre 1000 kV e 1200 kV (GRIMONI; GALVÃO; UDAETA, 2004).

**Tabela 2 - Padrões de tensão brasileiros**

Classes de Tensão	Tensão (kV)	
Distribuição Secundária	0,380/0,220	Redes Trifásicas
	0,220/0,127	
	0,440/0,220	Redes Monofásicas
	0,254/0,127	
Distribuição Primária	13,8	
	34,5	
Subtransmissão	69	
	138	
	230	
	345	
	440	
	500	
Transmissão	69	
	138	
	230	

Fonte: Adaptado de ABNT (2000) e ANEEL (2011)

Na Figura 2 pode ser visto uma representação do SEP ilustrando suas divisões desde a geração até a distribuição para os consumidores.



**Figura 2 - Representação do Sistema Elétrico de Potência**  
 Fonte: Adaptado de Kagan, Oliveira e Robba (2010)



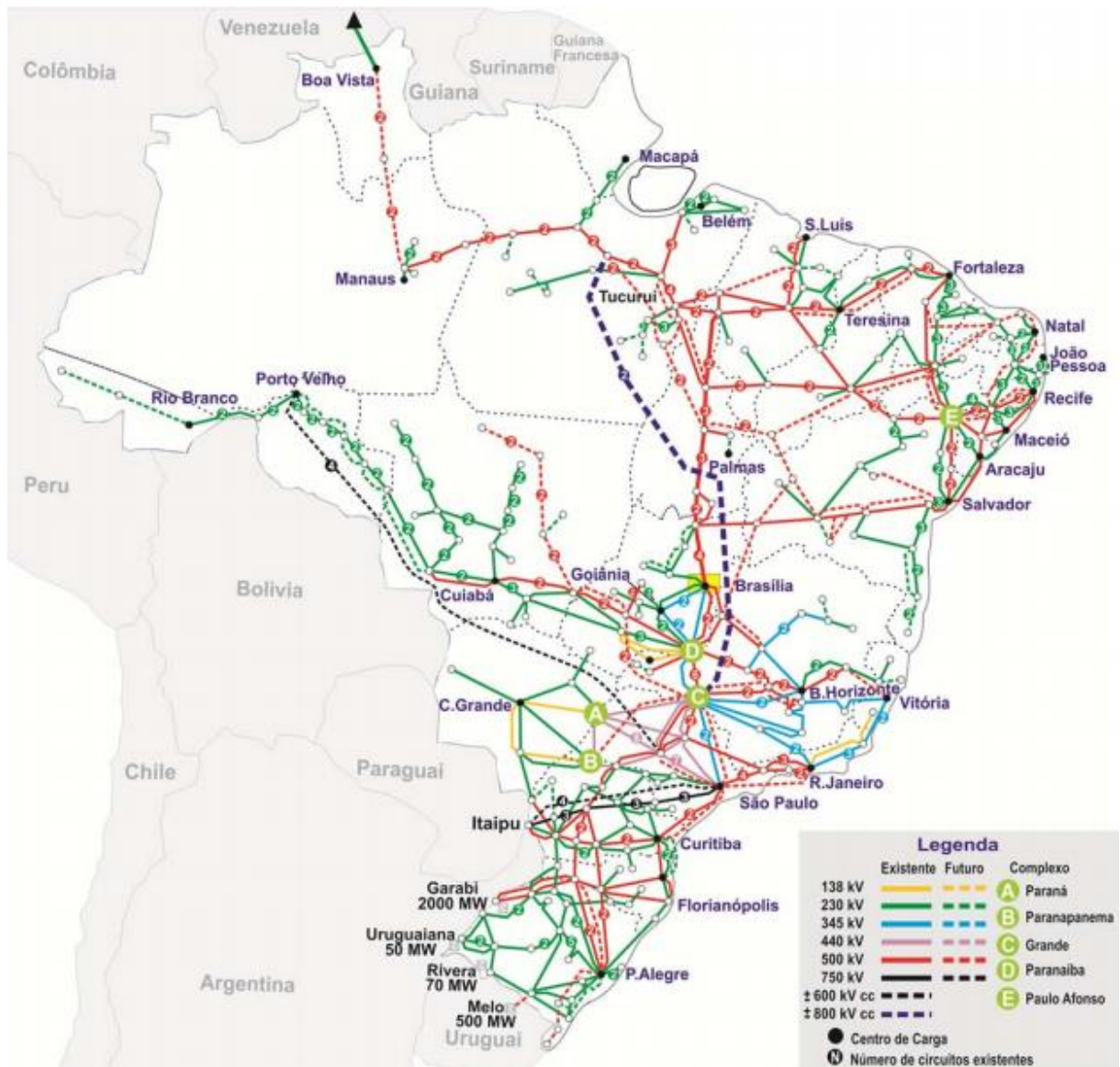
## 2.3 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O Brasil é um grande representante no que diz respeito à transmissão de energia, sendo um dos pioneiros na instalação de um barramento CC para transmissão de energia elétrica em grandes distâncias. Tais linhas de grandes proporções são necessárias já que as fontes energéticas se encontram distantes dos grandes centros de carga (LEITE, 2014). Essa interligação entre as regiões compõe o Sistema Interligado Nacional (SIN) o qual garante uma melhor otimização da energia usufruindo da diversidade hidrológica brasileira (GÁRDOS, 2008).

Segundo EPE (2015b) o SIN está dividido em quatro regiões geoeletricas, são elas:

- Sul (S): Rio Grande do Sul, Paraná e Santa Catarina;
- Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO): Espírito Santo, Minas Gerais, Goiás, Rio de Janeiro, São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Distrito Federal, Rondônia e Acre;
- Norte (N): Pará, Maranhão, Tocantins, Amapá e o Amazonas, a partir de 2017 Roraima passará a fazer parte deste ramo;
- Nordeste (NE): Piauí, Rio Grande do Norte, Ceará, Pernambuco, Paraíba, Alagoas, Bahia e Sergipe.

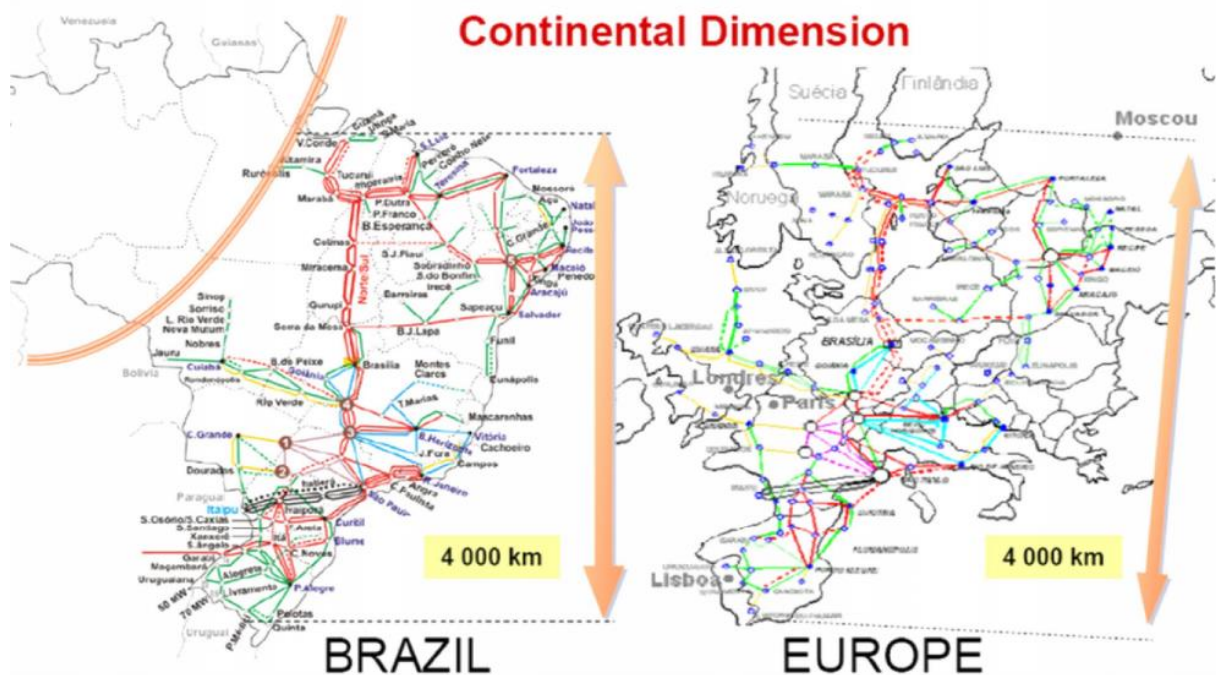
Na Figura 3 é representado de forma esquemática as ligações e a configuração do SIN no ano de 2013, indicando ainda o planejamento para novas linhas adicionadas nos anos que prosseguiram.



**Figura 3 - Sistema Interligado Nacional – SIN**  
 Fonte: Extraído de EPE (2015b, p. 133)

Nota-se que como o Brasil é um país de território extenso, essas características de tamanho tornam esse sistema único no âmbito mundial. O SIN é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. De toda a energia requerida pelo país somente 1,7% dela é produzida fora do SIN, em alguns sistemas isolados presentes em certos locais do país, principalmente na região amazônica (ONS, 2016).

Como exemplo da extensão territorial brasileira, a Figura 4 ilustra a disposição das linhas de transmissão em comparação com o continente europeu.

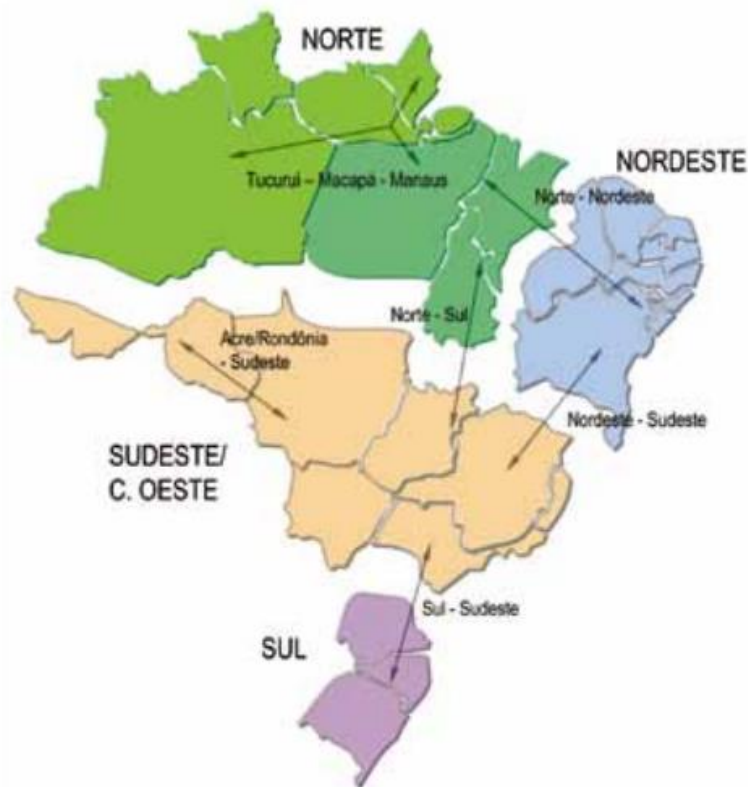


**Figura 4 - Comparação entre Brasil e Europa**  
**Fonte: Extraído de Gomes (2012)**

Através da Figura 4 pode-se verificar a complexidade do sistema quando comparado a outros países. Na representação em escala do SIN a cidade de Porto Alegre está representada por Lisboa (Portugal) do subsistema Sul, e do subsistema Norte a cidade de Marabá, no estado do Pará, corresponde à cidade de Estocolmo (Suécia).

### 2.3.1 Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste (Interligação Norte-Sul)

Até o ano de 1998 o sistema operava com as regiões separadas, formadas pelos subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Neste ano entrou em operação a interligação Norte-Sul, dando origem assim ao SIN. Segundo EPE (2010) essa interligação é composta por três circuitos de 500 kV. A Figura 5 estão dispostas as interligações regionais, a separação do SIN em regiões facilita a previsão de demanda de energia elétrica realizada pela EPE.



**Figura 5 - Interligações regionais**  
 Fonte: Extraído de EPE (2010, p. 31)

A composição desta interligação é feita com dois circuitos de 500 kV partindo da subestação SE Imperatriz (MA) seguindo até a SE Serra da Mesa (GO), há também um terceiro circuito ligando Itacaiúnas (PA) até Serra da Mesa 2 (GO) (EPE, 2015b).

Com o aumento na requisição de energia elétrica para o Sudeste foram previstas algumas expansões para esse subsistema. Com base no AHE (Aproveitamento Hidrelétrico) Belo Monte na SE Xingu de 500 kV foram estudadas inúmeras formas de promover o intercâmbio entre as regiões, meios estes como, por exemplo, transmissões em corrente alternada com tensões de 765 kV, 1000 kV, e também em corrente contínua nas tensões  $\pm 600$  kVCC e  $\pm 800$  kVCC. Optou-se por uma interligação de dois bipolos em corrente contínua de  $\pm 800$  kV, um previsto para 2018 e outro para 2019 (EPE, 2015b). Esta alternativa já havia sido utilizada no Elo CC para integrar Itaipu (PR) até Ibiúna (SP), apresentando as mesmas características, porém com uma tensão de  $\pm 600$  kV (ITAIPU, 2016), tornando-se uma referência mundial atraindo outros países interessados nas instalações e sendo destaque durante a Conferência Mundial dos Usuários HVDC na China (BUENO, 2009).

### 2.3.2 Interligação Norte-Nordeste

Essa interligação é formada por duas linhas de transmissão de 500 kV, uma de Presidente Dutra (MA) até Fortaleza (CE), e a outra de Colinas (TO) até Sobradinho (BA). Houve uma expansão prevista para 2010 que adicionou outra LT de 500 kV ligando Colinas (TO) à Milagres (CE) (EPE, 2010).

Dois elos de 500 kV já estão com a construção em andamento, e mais três troncos são previstos para expansão nos próximos anos sanando, por enquanto, a necessidade de crescimento da exportação de energia do Nordeste para o Sudeste (EPE, 2015b).

### 2.3.3 Interligação Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste

Essa interligação é constituída por uma LT de 500 kV que parte de Serra da Mesa (GO) até o município de Camaçari (BA). Uma expansão prevista para entrar em operação no ano de 2016 é um elo de 500 kV em Barreiras (BA) passando por algumas cidades até chegar em Pirapora (MG) (EPE, 2015b).

A expansão é necessária pelo crescente aumento do potencial de energia eólica no Brasil, principalmente na região Nordeste, portanto o objetivo disto é escoar a energia das usinas já existentes e as que farão parte do sistema no futuro (EPE, 2015b).

### 2.3.4 Interligação Sul e Sudeste/Centro-Oeste

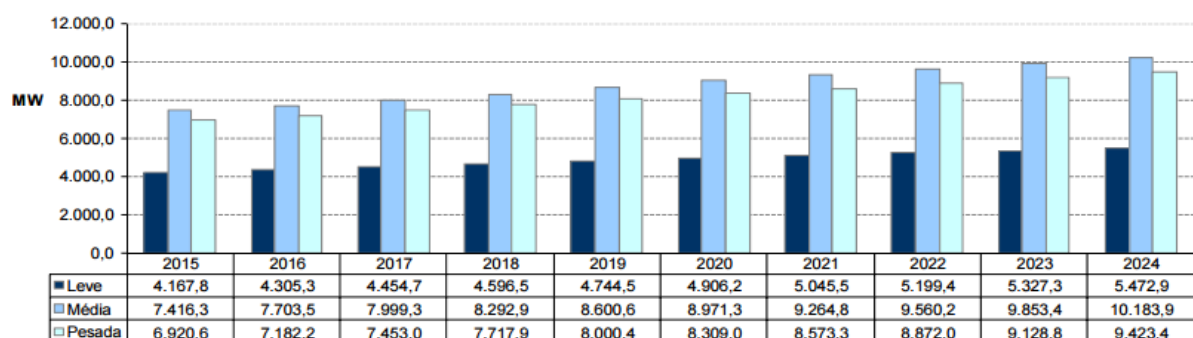
Essa interligação tem por propósito otimizar a energia entre as duas regiões Sul e Sudeste, possibilitando uma maior diversidade hidrológica. Várias linhas com diversos níveis de tensão formam esta interligação, destacando-se as linhas Bateias - Ibiúna e Londrina – Assis, ambas em 500 kV. Como alternativa de expansão da malha para essa região são previstas mais duas linhas de transmissão as quais irão

suprir a demanda até o ano de 2019. A partir de 2020, segundo os estudos de expansão, serão necessários mais aumentos no sistema (EPE, 2015b).

## 2.4 MODELO DE CARGAS

Segundo a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, uma carga é a representação da demanda do sistema e pode ser separada em carga leve, média e pesada, dependendo de quanto o sistema é demandado. Esses tipos de carga são definidos com base no tempo em que o consumo apresenta certas características comuns, por exemplo, a carga pesada tende a ocorrer no chamado horário de ponta, geralmente entre as 18h e às 21h. No período por volta das 4h da manhã usualmente é o período de menor carga do sistema, denominada carga leve; no resto do dia há predominância da carga média. Fatores como as estações do ano, região do país, feriados, afetam os períodos de ocorrência dessas cargas (PRODIST, 2005).

A Figura 6 ilustra a previsão da evolução da carga para o estado do Paraná. É verificado que até o ano de 2024 irá ocorrer um aumento na demanda na carga leve de 1.167,6 MW, 2.241,2 MW na carga pesada e 2.480,4 MW na carga média, sendo que a demanda atual é de 4.305,3 MW na carga leve, 7.703,5 MW na carga média e 7.182,2 MW para carga pesada. Isto representa, em porcentagem, um aumento de 27% para carga leve, 32% para carga média e 31% para carga pesada. Observa-se que o crescimento é praticamente o mesmo para as cargas média e pesada, porém um reduzido para a carga leve, provavelmente deve-se isso ao horário o qual tal carga é predominante, demonstrando um crescimento no período diurno.



**Figura 6 - Previsão da evolução da carga do Estado do Paraná**  
 Fonte: Extraído de EPE (2015b)

As cargas de um sistema de potência apresentam algumas características em comum, como, por exemplo, a localização geográfica, dependência da energia elétrica, finalidade da energia fornecida, perturbações causadas pela carga, a tarifação e a tensão de fornecimento, tais aspectos são utilizados para classificar consumidores e suas cargas (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

O comportamento em regime permanente senoidal é definido pela forma construtiva e o princípio de funcionamento de cada equipamento, segundo a sua variação de tensão, por exemplo. Por conseguinte, a potência absorvida por um equipamento varia com a tensão aplicada e depende de sua natureza. Portanto, as expressões podem ser representadas como:

$$P = f_1(V) \text{ e } Q = f_2(V) \quad (1)$$

Onde  $P$  é a potência ativa e  $Q$  é a potência reativa, ambas absorvidas pela carga;  $f_1$  e  $f_2$  são funções que representam a relação entre as potências e a tensão aplicada. A seguir serão apresentados os diversos modelos estáticos da carga em função da tensão aplicada (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

#### 2.4.1 Carga de potência constante

Para as cargas de potência constante, as potências ativa e reativa não variam com o valor de tensão aplicada, portanto os valores das potências para essa forma de carga são os próprios valores nominais ou de referência, e podem ser representados segundo a equação (2) (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

$$S = |S| \angle \varphi = P + jQ \quad (2)$$

Em que  $S$  é a potência aparente e  $\varphi$  é o ângulo da potência aparente.

Neste caso a corrente é inversamente proporcional à tensão fornecida, conforme a equação (3), sendo que a tensão é representada por uma tensão qualquer de valor  $V = |V| \angle \delta$  (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010)

$$I = \frac{S^*}{V^*} = \frac{|S|}{|V|} \angle(\varphi - \delta) \quad (3)$$

#### 2.4.2 Carga com corrente constante

Este tipo de carga envolve correntes as quais não variam com alterações nos valores de tensão, assim como o ângulo entre a corrente e a tensão que permanece invariante. Este aspecto da corrente pode ser visto na equação (4) (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

$$I = |I| \angle(\varphi - \delta) \quad (4)$$

Por sua vez a potência tem uma relação diretamente proporcional, assim pode ser vista na equação (5).

$$S = VI^* \quad (5)$$

#### 2.4.3 Carga de impedância constante

Neste caso a impedância é obtida das potências ativa e reativa quando é fornecida tensão nominal, a impedância permanece constante nesse processo. Portanto sendo  $|S| = S \angle \varphi$ , então a expressão para a impedância (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

$$Z = R + jX \quad (6)$$

Em que

$$R = \frac{V^2}{S} \cos \delta \quad (7)$$

$$X = \frac{V^2}{S} \sin \delta \quad (8)$$

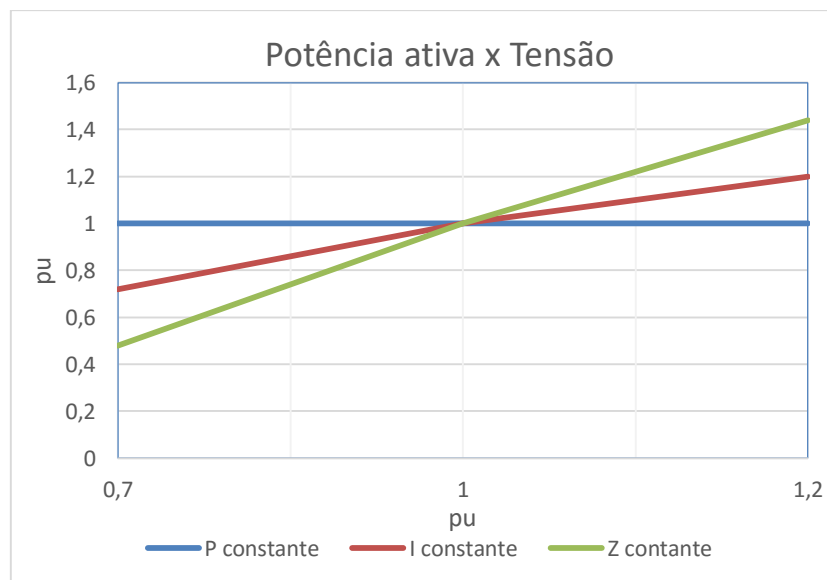
A potência absorvida pela carga tem uma relação quadrática com a carga, como resultado da equação (9).



$$S = \frac{V^2}{Z^*} \quad (9)$$

#### 2.4.4 Composição dos modelos anteriores

Ao abranger os modelos apresentados anteriormente é identificado o modelo de carga do tipo ZIP, o qual é a associação de cada um dos modelos de impedância, corrente e potência constante. Cada modelo é representado por uma parte da porcentagem total da carga, onde parte da carga é impedância constante, parte corrente constante e outra parte potência constante. Desse modo a soma dos três modelos resultará na intensidade de corrente em relação à tensão. A Figura 7 ilustra a relação entre a potência ativa e reativa com a tensão para cada modelo, ambos eixos em pu. Neste caso para uma tensão de 1,2 pu a parcela de impedância resultará 1,4 pu e a parcela de potência da corrente é 1,2 pu, por exemplo (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).



**Figura 7 - Potência consumida pela carga aplicada**  
 Fonte: Adaptado de Kagan, Oliveira e Robba (2010)

### 3. IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Nesta seção serão tratadas questões envolvendo a geração distribuída e como afeta o sistema, quais seus efeitos, suas vantagens e também suas desvantagens quanto sua instalação. Assuntos que englobam tanto a área técnica, como o efeito na tensão e no fluxo de potência, como ainda os custos relacionados a essa tecnologia, bem como métodos para estimar a confiabilidade do sistema. A qualidade da energia elétrica também estará em foco, formalizando os fenômenos que ocorrem no sistema elétrico e evidenciando a importância de estudos nessa área, além de apresentar índices estatísticos de probabilidade de interrupções.

#### 3.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

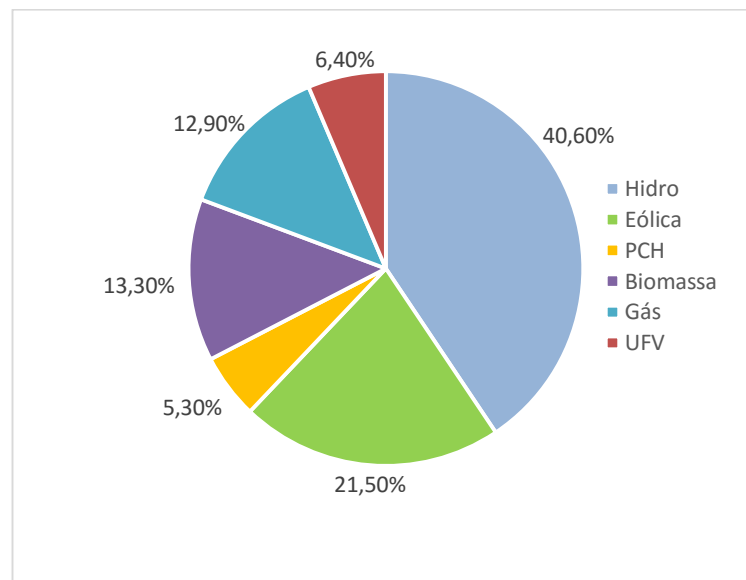
A geração distribuída, no início era vista somente como uma geração de eletricidade de pequeno porte, utilizada somente nas vizinhanças dos consumidores, com predominância em geração CC a qual poderia ser acoplada diretamente uma bateria. Com a evolução da tecnologia, com o passar dos anos começaram a ser utilizados geradores CA permitindo o transporte de energia para distâncias maiores, crescendo também a potência fornecida por eles (PEPERMANS, *et al.*, 2005).

Esse tipo de geração impacta principalmente na qualidade e na confiabilidade do sistema. As indústrias têm grande interesse em uma rede confiável, pois isso significa menos interrupções, entretanto um alto nível de confiabilidade requer altos investimentos (PEPERMANS, *et al.*, 2005).

A questão relacionada a qualidade de energia é ambígua, comumente nas adjacências do ponto de conexão onde as gerações distribuídas estão instaladas as tensões se elevam, ainda há também uma melhora no fator de potência. No entanto, ao adicionar uma grande quantidade de fontes distribuídas a tensão pode instabilizar em razão do fluxo bidirecional de potência dessas instalações (PEPERMANS, *et al.*, 2005). Geralmente o fluxo de potência flui de modo bidirecional pelas linhas,

entretanto ele flui de forma unidirecional de níveis maiores em direção a níveis menores de tensão. Porém quando há grande quantidade de gerações distribuídas conectadas em tensões menores a premissa do fluxo unidirecional pode ser violada. Assim é necessário rever as proteções para que permitam essa inversão de fluxo e possam extinguir faltas de forma adequada. Caso ocorra alguma falha na rede e ocorrer um ilhamento do sistema, a fonte distribuída pode fornecer energia para os consumidores locais, assim a confiabilidade é garantida (DONDI, *et al.*, 2002).

É notável o crescimento das fontes de energias renováveis no mundo e certamente no Brasil. É possível notar o significativo aumento da fonte eólica, tanto que, através dos estudos de previsão, irá superar a fonte térmica na matriz energética brasileira no período previsto de 2021 a 2025.



**Figura 8 - Oferta interna de energia elétrica prevista para o período 2021-2025**

Fonte: Adaptado de EPE (2016)

Comparado com a oferta interna do ano de 2015, fornecida através da EPE (2015a), a fonte hidrelétrica ainda é dominante no país, porém sofreu uma considerável redução. O maior crescimento esperado é da fonte eólica, passando de 2% para 21,50%, correspondendo à um imenso investimento nesta tecnologia.

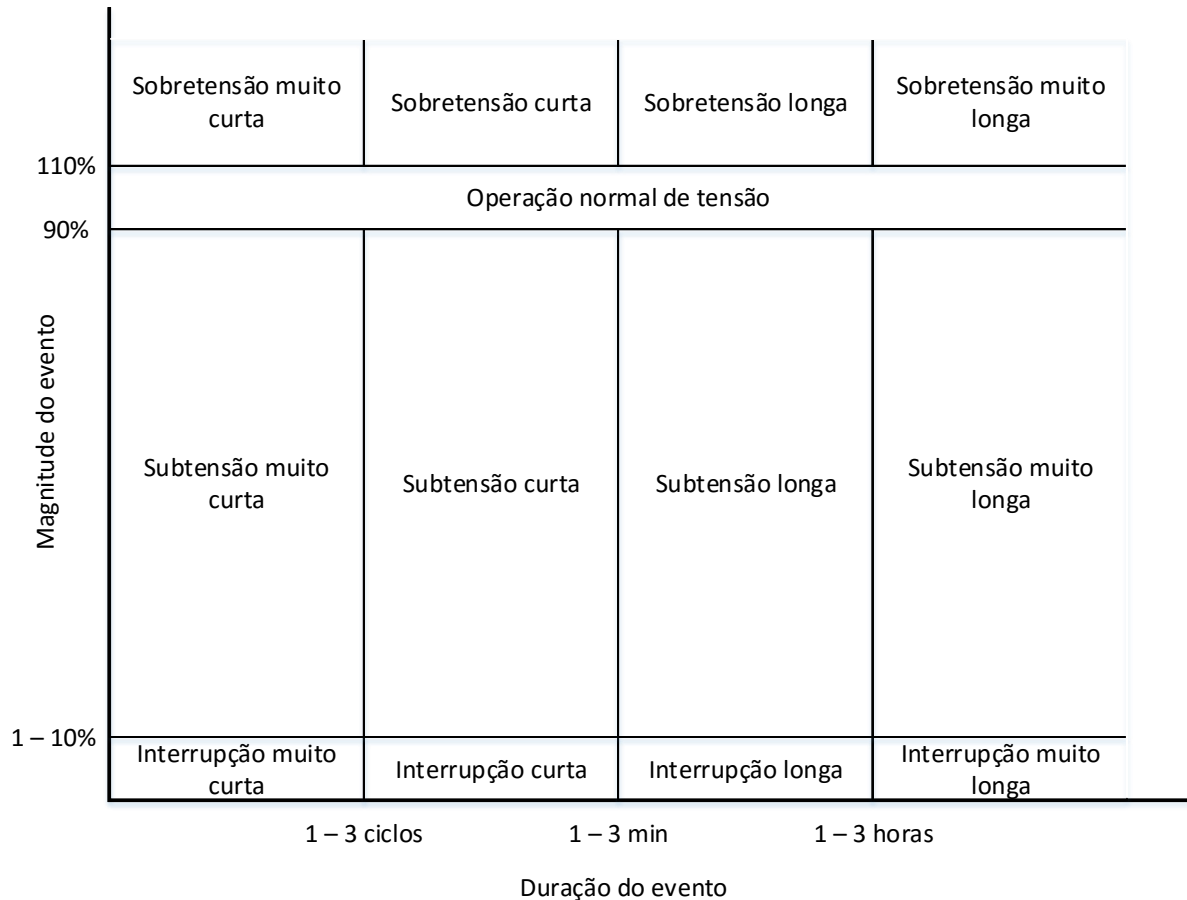
### 3.3 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

A busca da qualidade de energia elétrica é uma das tarefas de um engenheiro eletricitista. Por definição, a qualidade de energia pode ser tratada igualmente como a qualidade da tensão ou da corrente, retretada pela medida, melhora e a análise de um barramento de tensão/corrente para que este mantenha a forma senoidal na tensão/corrente e frequência nominal (FUCHS; MASOUM, 2008). Qualquer problema de qualidade de energia irá se manifestar na alteração da tensão, corrente ou na frequência, que se propaga na falha ou má operação de equipamentos (DUGAN, *et al.*, 2012).

Alguns eventos, fontes ou cargas podem causar certos problemas na qualidade da energia, como, por exemplo, correntes e tensões harmônicas que afetam o sistema, cargas não lineares que são conectadas à rede. Segundo Arrilaga, Watson e Chen (2000 apud FUCHS e MASOUM, 2008) as fontes de distorções da qualidade podem ser divididas em três categorias: pequenas e previsíveis (harmônicos gerados por consumidores residenciais), grandes e aleatórias (fornos à arco provocam flutuações de tensão e “*flickers*”) e, grandes e previsíveis (harmônicos resultantes de conversores estáticos).

Consumidores, em geral, concordam que 60% dos problemas causados tem origem em eventos naturais e imprevisíveis, a exemplo disso tem-se as faltas originadas por raios, ressonâncias, entre outros (DUGAN, *et al.*, 2012).

Para classificar os eventos relacionados à qualidade de energia pode-se separá-los pela sua magnitude e pela duração deles. Assim como pode ser visto na Figura 9 há nove possíveis regiões em que a tensão estará caracterizada.



**Figura 9 - Classificação da qualidade de energia pela magnitude da tensão**  
**Fonte: Adaptado de Bollen (2000)**

Nota-se que a magnitude da tensão é separada em três regiões, são elas: a sobretensão, nesse caso a tensão encontra-se acima da nominal; a subtensão, em que a tensão está abaixo da nominal; e a interrupção onde a tensão tem valor nulo. Ao analisar a Figura 9 cabe destacar que a operação normal tem uma variação permitida de 20% na tensão nominal, porém são utilizados valores arbitrários para os limites das regiões expostas, elas podem mudar conforme as normas consideradas, por exemplo, IEC ou IEEE (BOLLEN, 2000).

Com base nas durações dos eventos são classificados os fenômenos que são resultados das faltas ocorridas, a partir disso eles serão apresentados a seguir.

### 3.3.1 Transientes

Transientes nos sistemas de potência são eventos indesejáveis, de rápida e curta duração. As distorções provocadas são dependentes dos parâmetros das

linhas, por exemplo, e da natureza das fontes que os geram. Existem dois tipos específicos de transientes: os oscilatórios e os impulsivos.

Transientes impulsivos ocorrem, geralmente, por descargas elétricas na rede, e são caracterizados por uma variação repentina na frequência alterando a tensão ou corrente de forma unidirecional. Já os transientes oscilatórios têm uma variação na frequência alterando a tensão ou corrente, variando tanto positivamente quanto negativamente, são causados por chaveamentos, atuação de proteção do sistema (FUCHS; MASOUM, 2008).

### 3.3.2 Variação de tensão de curta duração

Esta categoria é dividida em três grupos: instantâneo, momentâneo e temporário. Todas as três divisões são separadas em interrupção, afundamento da tensão (*sag*), e elevação da tensão (*swell*), com a diferença entre elas relacionada ao tempo de duração de cada grupo. Com base na definição do IEEE 1159 (2009) o primeiro grupo apresenta uma duração entre 0,5 a 30 ciclos, o segundo entre 30 ciclos até 3 segundos, e o terceiro de 3 segundos até 1 minuto. As principais causas de variação da tensão de curta duração estão relacionadas à energização de grandes cargas e perda de conexões, por exemplo (FUCHS; MASOUM, 2008).

- Interrupção

Uma interrupção é definida quando a tensão/corrente decai para um valor abaixo de 0,1 pu, por um tempo menor que 1 minuto e pode ser causada por falha em equipamentos, mau funcionamento de controles, por exemplo.

- Afundamento de tensão

Os fenômenos de afundamento de tensão denominados, do inglês, *sags* ou ainda *dips*, são reduções no valor rms da tensão entre 0,1 e 0,9 pu. Sua duração não é definida, porém é adotado um tempo entre 0,5 ciclo e 1 minuto, e as razões que o causam são variadas, grandes cargas como, por exemplo, fornos à arco, partida de motores de indução de grande porte, transferência de carga de uma fonte para a outra.

O mal funcionamento de equipamentos elétricos é um efeito desse fenômeno, para contê-lo são utilizados condicionadores de potência (FUCHS; MASOUM, 2008).

- Elevação de tensão

Chamados também de *swells* são acréscimos de 1,1 a 1,8 pu na tensão, e apresentam o mesmo tempo de duração dos afundamentos de tensão. Não são tao comuns quanto os *sags*, e são causados por desligamento de grandes cargas, banco de capacitores energizados (FUCHS; MASOUM, 2008).

### 3.3.3 Variação de tensão de longa duração

Pela definição de IEEE 1159 (2009) se um desvio no valor da tensão permanecer por mais de 1 minuto é considerado então uma variação de longa duração. As causas que levam o sistema a esse estado são variações de carga e operações de chaveamento (FUCHS; MASOUM, 2008).

- Interrupção longa

A principal diferença entre a interrupção de curta duração e a de longa duração é que, na primeira a tensão volta ao seu valor nominal automaticamente, porém na segunda deve-se intervir manualmente, sendo assim, mais severa e prejudicial ao sistema. As causas englobam intervenção incorreta do relé de proteção, parada planejada de linhas e redes de distribuição, ocorrência de falta em um sistema sem redundância de linhas (FUCHS; MASOUM, 2008).

- Subtensão

Entende-se por subtensão a diminuição do valor rms da tensão para valores entre 0,8 e 0,9 pu por um tempo maior que 1 minuto (FUCHS; MASOUM, 2008).

- Sobretensão

O acréscimo do valor rms da tensão para 1,1 e 1,2 pu por mais de 1 minuto dá-se o nome de sobretensão. Existem três tipos de sobretensão, a causada por

ferroressonância ou mudança do tap de transformadores; causada por descargas elétricas; e produzidas por chaveamento de circuitos capacitivos ou modificações na estrutura da rede (FUCHS; MASOUM, 2008).

#### 3.3.4 Flutuação de tensão e *Flicker*

Flutuações de tensão são variações de pequena magnitude, normalmente entre 0,9 e 1,1 pu, podem causar mal funcionamento de dispositivos e instabilidade em tensões e correntes de equipamentos eletrônicos. Este fenômeno tem características aleatórias e se originam de fornos à arco, *drivers* com rápida mudança de cargas.

*Flickers* são fenômenos contínuos que prejudicam a tensão, principalmente pode ser notado pelo “piscar” das lâmpadas as quais são afetadas por essa flutuação de tensão e captadas pelo olho humano. A principal causa desse evento são operações de fornos à arco, e são um dos principais problemas enfrentados nos sistemas de transmissão e distribuição (FUCHS; MASOUM, 2008).

### 3.4 CONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA

A adição de novas fontes de geração em um sistema pode afetar de forma significativa as grandezas elétricas do sistema em que a rede está conectada. A implantação de uma nova conexão deve seguir vários requisitos impostos pela concessionária de energia. Requisitos de fornecimento, proteção do transformador, proteção das linhas de transmissão que conectam a geração ao sistema são alguns exemplos a serem seguidos. Há ainda níveis de distorção harmônica a serem respeitados, bem como, níveis de tensão eficazes, como apresentados na Tabela 3, neste caso para conexões de 69 kV e 138 kV. Também os desequilíbrios e flutuações de tensão devem ser tratados para que não afetem o sistema, ultrapassando os limites estipulados.



**Tabela 3 - Nível de tensão eficaz em regime permanente**

Tensão Nominal (kV)	Faixa Adequada de Tensão			
	(kV)		(pu)	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
69	65,55	72,45	0,95	1,05
138	131,1	144,9	0,95	1,05

Fonte: Adaptado de Copel (2013)

Há uma constante entrada de novas gerações no sistema, o aumento de gerações distribuídas tem uma relação com impacto que elas geram, sendo que quanto maior a quantidade dessas gerações maior a perturbação inserida no sistema, portanto não se deve tratá-las passivamente. O resultado disso é uma transição de um sistema de potência operando verticalmente (composto de grandes gerações as quais alimentam várias cargas), em um sistema operando horizontalmente (formado por uma grande quantidade de gerações distribuídas de pequeno e médio porte) (ISHCHENKO; MYRZIK; KLING, 2005) (CHOMPOO-INWAI, *et al.*, 2005).

Devido ao crescimento acelerado das “novas” fontes de energia há o surgimento de novos desafios os quais devem ser enfrentados, um deles relacionado ao projeto de controladores locais e centralizados responsáveis por resolver problemas envolvendo qualidade de energia e estabilidade. Influenciados por esses controladores têm-se a proteção, a comunicação e o despacho de energia para a rede. Tal controle do sistema apresenta um efeito maior da geração e da transmissão, porém, no futuro, por razão do aumento da instalação de fontes geradoras nas moradias dos consumidores, as redes de distribuição terão uma maior participação, pois o aumento da geração distribuída resulta em um aumento da influência no controle do sistema (ISHCHENKO; MYRZIK; KLING, 2005).

Os geradores distribuídos podem ser classificados em alguns aspectos como:

- Tipo da fonte: renovável (eólica, solar, etc.) ou não renovável (cogeração a vapor, a gás natural, etc.);
- Capacidade ou não de despacho de energia elétrica;
- Conexão à rede de forma direta ou por meio de interface eletrônica;
- O tipo do gerador utilizado: máquinas rotativas ou fontes CC.

Cada item tem sua característica peculiar, logo a diferença entre os tipos escolhidos torna a influência de cada um diferente.

Destaque para as fontes solar e eólica as quais são mais difíceis de prever a ocorrência de sol e vento, respectivamente, por esse motivo elas têm a característica de despacho descentralizado, ou seja, irão gerar a energia correspondente ao vento ou luz solar que existir (EPE, 2009). Um erro no despacho de energia elétrica pode ocasionar um desequilíbrio e sobrecarregar o sistema, causando quedas de energia e medidas de corte de carga, desconectando grandes consumidores (ISHCHENKO; MYRZIK; KLING, 2005).

#### 3.4.1 Características da conexão eólica ao sistema

Analisando a integração da fonte eólica ao sistema nota-se que, como já mencionado, a sua geração é variável e estocástica, alterando-se continuamente no tempo, sendo que, em poucos segundos é possível ocorrer grandes desvios de seus valores (DENNY; O'MALLEY, 2007) (MATEVOSYAN, 2004). Entretanto em uma certa região a velocidade dos ventos muda seu comportamento de forma cíclica. Por tais motivos são realizadas medições durante longos períodos de tempo, para estabelecer um comportamento característico da região e, em seguida, poder avaliar a implantação de novas plantas eólicas (MATEVOSYAN, 2004).

A respeito de parâmetros técnicos, o fluxo de potência e as características dinâmicas do sistema mudam com a inserção de grandes gerações na rede elétrica, por isso sempre que essa situação ocorrer deve-se, anteriormente, aferir o fluxo de potência do sistema para verificar se ocorrem, por exemplo, sobrecargas nas linhas de transmissão, desconexão de cargas, etc (CHOMPOO-INWAI, *et al.*, 2005).

Há alguns aspectos envolvidos na utilização de parques eólicos e o constante aumento de sua adesão à rede elétrica, a seguir serão citados aspectos favoráveis e desfavoráveis relacionados à sua instalação.

##### 3.4.1.1 Aspectos desfavoráveis

Como já dito anteriormente, essa fonte renovável é dependente de variáveis imprevisíveis, sendo assim, sua energia é produzida de forma intermitente,

com períodos de escassez e outros de alta produção, isso em um período de tempo pequeno (CHOMPOO-INWAI, *et al.*, 2005). Devido à essa grande variação da energia gerada é necessário que o operador do sistema tenha uma reserva de energia para compensar e manter a operação estável. Essa reserva requerida, nos sistemas em geral, é a quantidade suficiente para compensar a perda do maior alimentador, e no caso a reserva aumenta com o aumento da geração instalada. O despacho de energia torna-se benéfico quando feito mais perto do tempo real, pois o erro de previsão é menor resultando em uma quantidade reduzida de reserva (DOHERTY; O'MALLEY, 2005). Uma medida para o aumento da reserva é operar as outras fontes energéticas (hidráulicas, ou térmicas), em baixos níveis para então, se necessário, poder fornecer mais ou menos geração e assim equilibrar a variabilidade da geração eólica. Um acréscimo de reserva girante provoca aumento dos custos do sistema, e o despacho de energia deve ser refeito para o novo sistema (DENNY; O'MALLEY, 2007) (KUMAR, *et al.*, 2012).

Geralmente as plantas eólicas são instaladas em ambientes remotos, como, por exemplo, áreas rurais, áreas pouco habitadas. Em consequência disso, a rede deve ser reforçada ou, em certos casos, a construção de uma nova linha para a conexão, o resultado disso é um maior investimento e mais custos envolvidos no projeto (CHOMPOO-INWAI, *et al.*, 2005) (DENNY; O'MALLEY, 2007). Grandes distâncias demandam transmissões em alta tensão, e projetos de linha em alta tensão tem um custo maior do que tensões menores (DENNY; O'MALLEY, 2007).

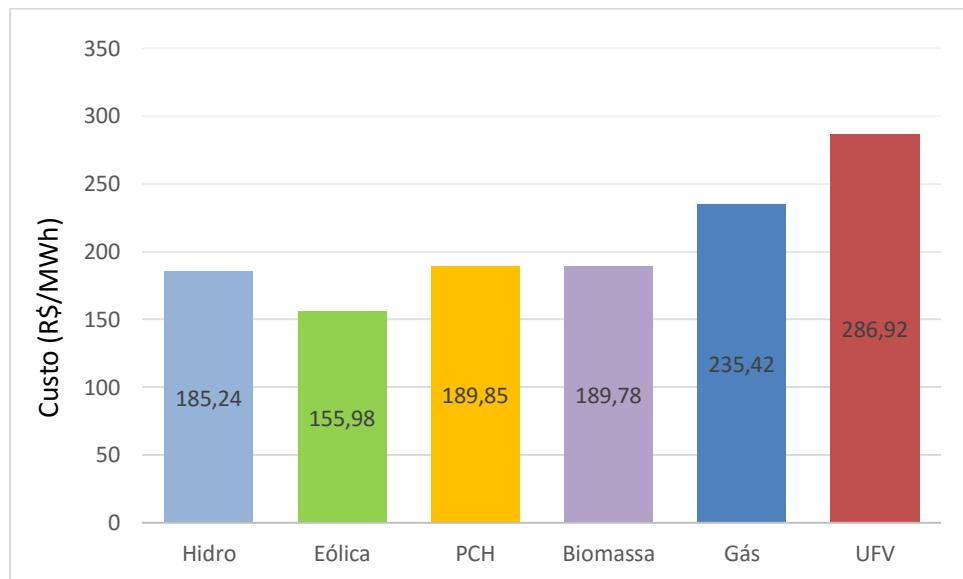
Devido a adição massiva de gerações renováveis os ciclos de operação de unidades convencionais sofrem um acréscimo e, para unidades térmicas, sua eficiência é melhor quando opera continuamente por longos períodos. O ato de ligar e desligar essas unidades provoca o desgaste de componentes, reduzindo a sua vida útil total (DENNY; O'MALLEY, 2007) (KUMAR, *et al.*, 2012).

#### 3.4.1.2 Aspectos favoráveis

Os benefícios da instalação de novas fontes renováveis de geração distribuída são favoráveis para o mercado liberalizado de energia, seu uso é uma ferramenta para melhorar a flexibilidade do ambiente econômico. Os fatores dessa flexibilidade provêm, em muitos casos, do curto tempo de construção comparado a

outras fontes (CHOMPOO-INWAI, *et al.*, 2005) (PEPERMANS, *et al.*, 2005), também questões das autorizações mais rápidas e melhora do seu preço competitivo tornam essas alternativas cada vez mais acessíveis (CHOMPOO-INWAI, *et al.*, 2005).

Segundo estimativa da EPE (2016), para os anos entre 2021 a 2025 o custo médio da fonte eólica irá superar a fonte hidráulica e se tornar a alternativa mais barata entre as analisadas, tal fato é ilustrado na Figura 10 abaixo.



**Figura 10 - Custo médio das fontes**  
**Fonte: Adaptado de EPE (2016)**

Outra vantagem de seu uso é o aumento da capacidade adicional ao sistema, que causa um aumento da capacidade de crédito, a qual é proporcional à disponibilidade de energias renováveis. Essa capacidade de crédito refere-se à quantidade de fontes renováveis que podem “ocupar” o espaço das unidades convencionais, e então, se for necessário, as unidades convencionais podem intervir e suprir uma demanda alta, por exemplo (CASTRO; FERREIRA, 2002).

Com a capacidade da geração eólica aumentando o uso da atividade de usinas térmicas reduz, conseqüentemente, a emissão de gases também sofre redução. Se ocorrer uma redução na atividade dessas usinas o gasto com combustível, por sua vez, é menor, a região e as épocas no ano tem impacto na variação da geração eólica, portanto, variação do combustível economizado (DENNY; O'MALLEY, 2007).

### 3.5 ÍNDICES OPERATIVOS

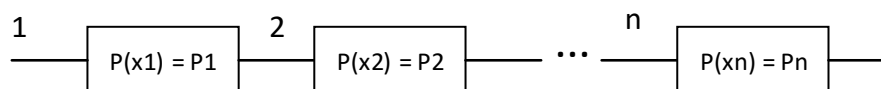
#### 3.5.1 Confiabilidade

Como já comentado anteriormente a inclusão de geração eólica aumenta a confiabilidade do sistema, destacando o Brasil onde a possibilidade de criar um sistema hidro-eólico é maior sendo que nos períodos de maior geração eólica são, em geral, os períodos de menor volume nos reservatórios. Ao utilizar os aerogeradores a energia gerada pode ser economizada nas hidrelétricas, acrescentando seu fator de capacidade e, em consequência disso, não ocorre o uso de usinas termelétricas (SIMAS; PACCA, 2013).

Existem alguns procedimentos para estimar a confiabilidade estrutural do sistema, a qual corresponde à confiabilidade referente a cada componente como, por exemplo, transformadores, redes, bancos de capacitores. Um deles é o Método de Redes cujo apresenta modelos de tipos de associação entre esses componentes, basicamente existem dois tipos: série e paralelo.

- Associação Série

Este modelo, representado pela Figura 11, é regido pelas equações (10) e (11) e tem o propósito de produzir uma confiabilidade resultante do sistema. Nos esquemas apresentados P1 é a confiabilidade do componente x1, sucessivamente para os outros elementos.



**Figura 11 - Associação série de componentes**  
**Fonte: Adaptado de (ELETROBRÁS, 1982)**

$$R_s = \rho(x_1) \cdot \rho\left(\frac{x_2}{x_1}\right) \cdot \rho\left(\frac{x_3}{x_1}, x_2\right) \dots \rho\left(\frac{x_n}{x_1}, x_2, \dots, x_{n-1}\right) \quad (10)$$

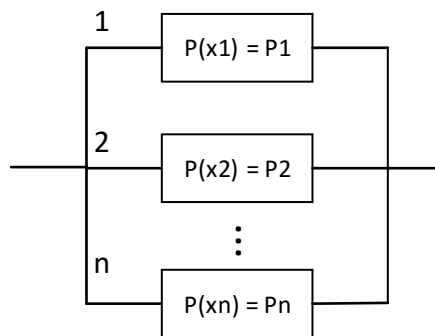
Onde R é a confiabilidade para a equivalente associação série.

A equação acima é para elementos dependentes, já para o caso de elementos independentes é usada a fórmula abaixo.

$$R_s = \rho(x_1) \cdot \rho(x_2) \dots \rho(x_n) = \rho_1 \rho_2 \dots \rho_n = \prod_{i=1}^n \rho_i \quad (11)$$

- Associação Paralelo

Assim como o primeiro caso a ideia é análoga, porém agora os componentes estão dispostos paralelamente como retratado na Figura 12 abaixo.



**Figura 12 - Associação paralelo de componentes**  
 Fonte: Adaptado de (ELETROBRÁS, 1982)

A equação (12) é utilizada no caso de elementos dependentes, se for o caso de elementos serem independentes então é adotada a equação (13). Para este caso o R tem o mesmo significado de confiabilidade, porém para o equivalente paralelo.

$$R_p = 1 - \rho(x_1) \cdot \rho\left(\frac{x_2}{x_1}\right) \cdot \rho\left(\frac{x_3}{x_1}, x_2\right) \dots \rho\left(\frac{x_n}{x_1}, x_2, \dots, x_{n-1}\right) \quad (12)$$

$$R_p = 1 - [(1 - \rho(x_1)) \cdot (1 - \rho(x_2)) \dots (1 - \rho(x_n))] = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - \rho_i) \quad (13)$$

### 3.5.2 Estatística das interrupções

A Duração Equivalente de Interrupção por Consumidores (DEC) está relacionada ao tempo médio, em horas, que todo consumidor conectado ao sistema

analisado permaneceu sem fornecimento de energia elétrica. O período analisado pode ser considerado tanto diário, quanto semanal, mensal ou até anual, porém deve ser bem definido (PENTEADO, 2011).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i)t(i)}{C_s} \quad (14)$$

Em que  $C_a$  são os consumidores atingidos pela interrupção “ $i$ ”,  $C_s$  são todos os consumidores atendidos pelo sistema em questão e  $t(i)$  é o tempo da interrupção. Há uma variação dessa fórmula que relaciona a quantidade de potência  $P_a(i)$  em kVA, atingida pela interrupção, com o total de potência situada no sistema  $P_s$ .

O indicador de Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidores (FEC) representa o número médio de interrupções sofridas pelos consumidores no período de tempo analisado, entretanto este método conta apenas a quantidade de interrupções sem tratar de suas durações (PENTEADO, 2011) (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i)}{C_s} \quad (15)$$

Do mesmo modo que o DEC há uma variação que envolve a potência, em kVA, instalada na localidade que ficou sem energia elétrica no período, assim ao invés de  $C_a(i)$  tem-se  $P_a(i)$  e  $C_s$  é substituído por  $P_s$ .

Com o índice de DEC obtido há a possibilidade de adquirir o índice de confiabilidade da rede de distribuição, o qual representa o número de consumidores (ou a quantidade de potência) que mantiveram-se permanentemente com energia elétrica durante o período em questão (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010) .

$$C = 1 - \frac{DEC}{T} \quad (16)$$

Onde C é o índice de confiabilidade da rede e T é o período, em horas, considerado no estudo.

## 4. FLUXO DE POTÊNCIA

### 4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão apresentados os métodos mais reconhecidos para cálculo de fluxo de potência. O estudo de fluxo é de grande relevância para o planejamento e disposição da expansão do sistema elétrico para uma operação confiável, por isso faz-se necessário determiná-lo. Esse capítulo foi separado em métodos clássicos e métodos de varredura, cada qual com sua peculiaridade. Alguns métodos com características mais confiáveis de convergência, como é o caso do Newton-Raphson, e outros que são utilizados especificamente para redes radiais, como o caso do Soma das Correntes.

### 4.2 MÉTODOS CLÁSSICOS PARA FLUXO DE POTÊNCIA

Os sistemas de potência apresentam três tipos de barras: a barra de referência (*slack bus*), a barra PQ (barra de carga) e a barra PV (barra de tensão controlada). A barra de referência assume a função de referência para os níveis de tensão e seu ângulo, todos os valores encontrados nas outras barras terão como referencial esta barra. A barra PQ tem a característica de ter potências de carga conhecidas e valores especificados, por isso suas variações  $\Delta P_i$  e  $\Delta Q_i$  podem ser definidos. Na barra PV a magnitude da tensão mantém-se constante, porém seu ângulo é desconhecido, após o cálculo do fluxo de potência, com a potência ativa de um gerador especificada, a potência reativa pode ser obtida (GRAINGER; STEVENSON JR., 1994).

Os métodos de cálculo de fluxo de potência dividem-se nos métodos clássicos de Newton-Raphson e Gauss-Seidel, e os métodos de varredura do sistema, os quais são o Soma das Correntes e o Soma das Potências, ambos têm objetivo de verificar a tensão nas barras do sistema, assim como as correntes nos seus trechos de ligação. Na sequência estão representados os métodos clássicos e também serão tratados os métodos de varredura.



#### 4.2.1 Newton-Raphson

O método iterativo de Newton-Raphson toma como base a expansão das séries de Taylor, para exemplificar a solução por tal método serão utilizadas duas funções. Baseado em Stevenson Jr. (1986) e Grainger e Stevenson Jr. (1994), considera-se a equação (17), tendo como constante a variável  $b_1$  e  $x_1$  e  $x_2$  como sendo as variáveis da função  $h_1$ .

$$g_1(x_1, x_2) = h_1(x_1, x_2) - b_1 = 0 \quad (17)$$

Também considerando a segunda equação a qual refere-se à função  $h_2$ , em que  $b_2$  também é uma constante.

$$g_2(x_1, x_2) = h_2(x_1, x_2) - b_2 = 0 \quad (18)$$

Utiliza-se uma estimativa inicial para as variáveis envolvidas assim serão considerados  $x_1^{(0)}$  e  $x_2^{(0)}$  para isso. O grau zero refere-se ao valor escolhido ser uma estimativa e não a solução propriamente dita das equações, as quais serão denotadas por  $x_1^*$  e  $x_2^*$ . Ao ser proposto que as estimativas iniciais não correspondem ao valores reais de solução então resta uma variação entre essas variáveis, essa diferença será representada pelas variáveis  $\Delta x_1^{(0)}$  e  $\Delta x_2^{(0)}$ . Assim as soluções das funções  $g_1$  e  $g_2$  podem ser escritas da seguinte forma.

$$g_1(x_1^*, x_2^*) = g_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}) = 0 \quad (19)$$

$$g_2(x_1^*, x_2^*) = g_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}) = 0 \quad (20)$$

Na sequência, para resolver as variações de  $x$  e então obter as soluções utiliza-se da expansão de séries de Taylor nas equações (19) e (20).

$$g_1(x_1^*, x_2^*) = g_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_1} \right|^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_2} \right|^{(0)} + \dots = 0 \quad (21)$$

$$g_2(x_1^*, x_2^*) = g_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_1} \right|^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_2} \right|^{(0)} + \dots = 0 \quad (22)$$

Devido aos termos das derivadas parciais maiores que o grau 1 não propiciarem tanta influência no resultado final da somatória a série pode ser truncada no seu primeiro termo. Em razão desta consideração as equações (21) e (22) podem ser reescritas na forma de matrizes na forma apresentada.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \frac{\partial g_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial g_2}{\partial x_1} & \frac{\partial g_2}{\partial x_2} \end{bmatrix}^{(0)} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 - g_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \\ 0 - g_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 - h_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \\ b_2 - h_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \end{bmatrix} \quad (23)$$

A matriz quadrada é denominada matriz jacobiana, e será definida por  $\mathbf{J}^{(0)}$ , sendo que seu índice refere-se às estimativas iniciais determinadas no início. Nota-se que as funções  $g_1$  e  $g_2$  dependem diretamente dos valores de  $x_1^{(0)}$  e  $x_2^{(0)}$ , os quais são as estimativas iniciais, e geralmente não são os valores que zeram as funções. Por esse motivo há a possibilidade de reduzir a equação (23) e utilizar as variações das funções, denotadas como  $\Delta g_1^{(0)}$  e  $\Delta g_2^{(0)}$ , assim obtém-se como resultado a equação (24).

$$\mathbf{J}^{(0)} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta g_1^{(0)} \\ \Delta g_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad (24)$$

Deste modo, para determinar os valores e obter as soluções a inversa do jacobiano deve ser calculada. Entretanto como os valores obtidos não correspondem à solução das equações, devido também à aproximação na série de Taylor já que a mesma foi truncada na primeira ordem, tem-se a necessidade de determinar outros valores estimados, denotados neste caso como  $x_1^{(1)}$  e  $x_2^{(1)}$ . Para isso faz-se a soma das variações com seus valores iniciais propostos.

$$\begin{aligned}x_1^{(1)} &= x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)} \\x_2^{(1)} &= x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}\end{aligned}\tag{25}$$

Assim estes novos valores encontrados serão substituídos nas funções  $g_1$  e  $g_2$  e, a partir disso, outros serão determinados. Este processo irá se repetir até que as variações sejam tão pequenas quanto um valor de erro  $\varepsilon > 0$  escolhido. Quando essa condição for atingida o cálculo cessa e os valores determinados correspondem ao resultado das equações.

O método de Newton-Raphson será aplicado para o caso do fluxo de potência. Segundo Grainger e Stevenson Jr. (1994) toda linha de transmissão pode ser representada por fatores como, a resistência e a indutância em série dos cabos e, no caso que não envolve linhas curtas, capacitâncias shunt em paralelo, chamado assim um modelo  $\pi$  da rede. As linhas podem ser classificadas em linhas curtas (até 80 km), médias (entre 80 km e 240 km), e longas (mais de 240 km).

Assim o equacionamento do modelo de um sistema de potência é regido pela equação fundamental (26), em que  $Y_{barra}$  é a representação da matriz admitância, a qual é simétrica em relação à diagonal principal e apresenta as relações entre as admitâncias próprias de cada barra e também admitâncias mútuas entre as barras.

$$I = Y_{barra}V\tag{26}$$

Os termos da matriz admitância podem ser representados no formato polar, assim como as tensões.

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sen \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}\tag{27}$$

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos \delta_i + j |V_i| \sen \delta_i\tag{28}$$

Em que G representa a parte real da matriz admitância, chamada matriz condutância e B representa a parte imaginária, denominada matriz susceptância. Utilizando a equação (26) para verificar a potência aparente conjugada é obtida a equação (29).

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \quad (29)$$

Sendo que o somatório se refere à todas as correntes injetadas na barra  $i$ . Finalmente recorrendo-se à equação (29), juntamente com as equações (27) e (28) a potência aparente é representada no formato polar.

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \angle (\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (30)$$

Separando em termos reais e complexos, respectivamente, em potências ativas e reativas, isolando os termos do somatório os quais se referem a  $n=i$ , obtém-se.

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (31)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |Y_{in} V_i V_n| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (32)$$

A diferença entre as potências calculadas e especificadas resultará na variação de potência, a qual pode ser utilizada posteriormente na equação (24). Assim fazendo a variação tanto para a potência ativa como para a reativa.

$$\Delta P_i = P_{i,esp} - P_{i,calc} \quad (33)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,esp} - Q_{i,calc} \quad (34)$$

Pode-se utilizar as equações (33) e (34) em conjunto com a equação (23) e obter assim o jacobiano para as potências. Nesse caso, as equações serão derivadas tanto em relação às tensões quanto para os seus ângulos, para assim ser obtidas suas novas estimativas. As derivadas para potência ativa em relação ao módulo da tensão e seu ângulo são divididas em submatrizes, assim como para a

potência reativa. Para os termos da diagonal principal e termos fora da diagonal principal tem-se as equações (35) e (36), respectivamente.

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (35)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|Y_{ij} V_i V_j| \text{sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (36)$$

Tais termos formam a submatriz H. Já a submatriz M é formada pelos termos a seguir.

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = P_i - |V_i|^2 G_{ii} \quad (37)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|Y_{ij} V_i V_j| \text{cos}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (38)$$

Os termos para formar a submatriz N são apresentados nas equações (39) e (40), e estão derivados em relação ao módulo da tensão.

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = P_i + |V_i|^2 G_{ii} \quad (39)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |Y_{ij} V_i V_j| \text{cos}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (40)$$

Finalmente, os termos necessários para montar a submatriz L são obtidos pelas equações (41) e (42).

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (41)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|Y_{ij} V_i V_j| \text{sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (42)$$

Assim, a matriz jacobiana é o conjunto de todas as submatrizes, portanto o resultado é mostrado na equação (43).

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (43)$$

Substituindo-se a matriz jacobiana na equação (24), calculando valores do módulo de tensão e os seus ângulos, no lugar de  $x$ ; e para os valores de  $g$  são utilizadas as potências ativa e reativa. O resultado encontrado para a tensão, seu módulo e seu ângulo, são somados com as estimativas anteriores, caso superem um valor de erro os cálculos da jacobiana são repetidos, senão esses são os resultados finais.

$$\begin{aligned} \delta_1^{(1)} &= \delta_1^{(0)} + \Delta\delta_1^{(0)} \\ |V_i|^{(1)} &= |V_i|^{(0)} + \Delta|V_i|^{(0)} \end{aligned} \quad (44)$$

#### 4.2.2 Gauss-Seidel

O processo no método de Gauss-Seidel utiliza a mesma essência de fazer iterações para se aproximar as estimativas ao resultado final. Partindo da equação (29) pode-se isolar a tensão  $V_n$  assim utilizando um sistema de quatro barras onde  $i$  é a barra 2 e  $n$  a barra 4, com as potências especificadas, em que a primeira é considerada a barra de referência, obtém-se a equação (GRAINGER; STEVENSON JR., 1994).

$$V_2 = \frac{1}{Y_{22}} \left[ \frac{P_2^{esp} - jQ_2^{esp}}{V_2^*} - (Y_{21}V_1 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4) \right] \quad (45)$$

A partir disso pode-se aplicar para as outras tensões, após a primeira iteração geralmente é muito provável que o resultado não seja satisfatório. Para isso faz-se as próximas iterações substituindo diretamente as estimativas encontradas nas equações, mesmo que a iteração ainda não tenha acabado. Portanto a equação genérica para a tensão resulta:

$$V_i^{(k)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[ \frac{P_i^{esp} - jQ_i^{esp}}{V_i^{(k-1)*}} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(k)} - \sum_{j=i+1}^N Y_{ij} V_j^{(k-1)} \right] \quad (46)$$

Onde k indica o número da iteração envolvida, N é o número de barras i do sistema. Vale ressaltar que a equação (46) é válida para uma barra PQ, em que as potências ativa e reativa são constantes, para barras do tipo PV faz-se o uso do método de Gauss-Seidel com tensões controladas nas barras.

### 4.3 FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES RADIAIS

Redes radiais consistem em ramos e nós os quais fornecem um caminho para o fluxo de potência fluir, não há ocorrência de caminhos fechados entre a subestação e o consumidor final. Dos métodos utilizados para cálculo do fluxo de potência tem-se dois grupos distintos: métodos clássicos, como o Newton-Raphson, e os métodos de varredura, como o Soma das Correntes (DURCE, 2012). Como o método clássico já foi mencionado, na sequência serão apresentados os dois métodos de varredura mais utilizados, o Soma das Correntes e o Soma das Potências.

#### 4.3.1 Soma das Correntes

Considerando uma rede radial que parte de uma subestação até um número k de consumidores, tida como base uma barra do sistema, e além disso, consideradas as carga como potência constante, são feitas estimativas para as tensões em todas as barras envolvidas. A partir delas as correntes de carga são calculadas através da equação (47).

$$I_k = \left( \frac{S_k}{V_k} \right)^* \quad (47)$$

Então inicia-se a somatória das correntes partindo das barras dos consumidores terminais e seguindo em direção à subestação. Para tal faz-se o uso direto da lei das correntes de Kirchhoff.

$$I_{k-1,k} = I_k + \sum_{b \in N_k} I_{k,b} \quad (48)$$

Onde  $N_k$  é o conjunto de barras alimentadas por  $k$ .

A partir das correntes obtidas é necessário atualizar as estimativas de tensão, para isso é feita a varredura, todavia iniciando-se da subestação até o ponto terminal, fazendo uso da lei das tensões de Kirchhoff.

$$V_{k+1} = V_k - Z_{k,k+1} I_{k,k+1} \quad (49)$$

Onde  $k$  varia de 1 até  $N_k - 1$ .

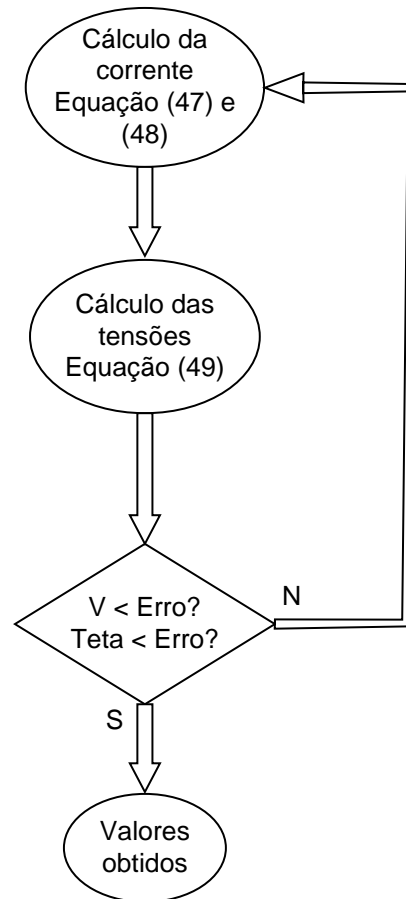
Como convergência, assim como no método clássico de Newton-Raphson, os cálculos são repetidos até atenderem um critério de parada que para Shirmohammadi (1988) esse critério pode ser dado pelas potências ativa e reativa, considerando os desvios entre as potências especificadas e as calculadas.

$$\begin{aligned} \Delta P_k &= Re |S_k - S_k^{esp}| \\ \Delta Q_k &= Im |S_k - S_k^{esp}| \end{aligned} \quad (50)$$

Caso o valor das variações das potências não atendam o critério especificado os cálculos são refeitos em mais uma iteração.

Como forma de ilustrar como foram realizados os cálculos para este trabalho a Figura 13 ilustra um fluxograma do desenvolvimento do Soma de Correntes.





**Figura 13 - Fluxograma ilustrativo do método Soma das Correntes utilizado no código**  
**Fonte: Autoria própria**

#### 4.3.2 Soma das Potências

O autor Cespedes (1990) propõe que, para esse método, seja eliminada a influência dos ângulos das tensões nas equações. Assim só as magnitudes da tensão são utilizadas para os cálculos, geralmente, os ângulos não sofrem grandes alterações.

Assim como no método anterior este pertence aos métodos de varredura, portanto, primeiramente serão determinadas as cargas equivalentes nas barras, e em um segundo momento as tensões, antes estimadas, serão atualizadas. Os cálculos se repetirão até atenderem certo critério de convergência.

Deve-se estimar valores para as tensões nas barras, além da barra de referência, do mesmo modo que é feito para o Soma das Correntes. Após isso a carga equivalente em cada barra é calculada, lembrando que, do mesmo modo que a

corrente no método anterior, a carga de uma barra é o conjunto de todas as cargas ligadas nela (DURCE, 2012).

$$P_k^{eq} = P_k + \sum_{b \in B_k} P_b + \sum_{l \in L_k} P_l^{perdas} \quad (51)$$

$$Q_k^{eq} = Q_k + \sum_{b \in B_k} Q_b + \sum_{l \in L_k} Q_l^{perdas} \quad (52)$$

Onde  $B_k$  são as barras conectadas à barra k, e  $L_k$  são as redes que estão conectadas à essa mesma barra.

As perdas ativa e reativa podem ser encontradas através das seguintes equações, respectivamente.

$$P_{km}^{perdas} = \frac{R_{km}(P_m^2 + jQ_m^2)}{V_m^2} \quad (53)$$

$$Q_{km}^{perdas} = \frac{X_{km}(P_m^2 + jQ_m^2)}{V_m^2} \quad (54)$$

Em que  $R_{km}$  e  $X_{km}$  são, respectivamente, as resistências e as reatâncias entre as barras k e m.

Após a determinação das cargas equivalentes pode-se dar início a atualização das tensões, partindo da subestação para os pontos terminais.

$$V_m^4 = [2(R_{km}P_k^{eq} + X_{km}Q_k^{eq}) - V_k^2]V_m^2 + (P_k^{eq2} + Q_k^{eq2})(R_{km}^2 + X_{km}^2) = 0 \quad (55)$$

Para testar sua convergência, depois de obter as novas estimativas das tensões, as perdas denotadas pelas equações (53) e (54) são recalculadas e comparadas às perdas anteriores, caso sua diferença seja maior que um erro especificado as contas são refeitas, caso contrário, estes são os resultados encontrados.

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo do trabalho será desenvolvido o estudo de caso do parque eólico o qual será instalado na cidade de Marmeleiro. O estudo é separado em vários cenários em que, em cada um deles, as correntes, tensões e perdas estarão em foco. Assim os resultados começam com a análise do ramal alimentador da cidade de Marmeleiro originalmente, após esta etapa o parque gerador irá compor o sistema. A partir dessa etapa, com base na queda de tensão máxima, será feita a análise alterando a tensão da rede de distribuição juntamente com o dimensionamento dos cabos, para satisfazer a condição operativa, tanto para o caso normal com o parque quanto para outro caso proposto de aumento de carga. Por fim algumas questões de confiabilidade do sistema serão tratadas, no âmbito de demonstrar o impacto do parque aos consumidores.

### 5.2 ESTUDO DE CASO

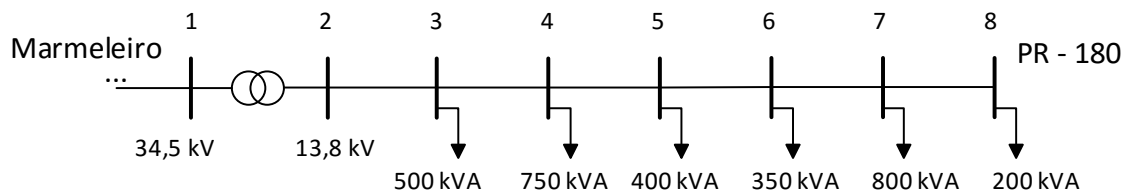
Como foi notado pela literatura, e também pelos estudos de planejamento futuro há uma tendência de crescimento da geração distribuída, ainda mais se tratando da geração eólica, a qual terá um grande crescimento previsto. Como consequência desse aumento vários projetos vêm sendo propostos, um deles é o foco deste trabalho. O parque eólico que será no interior da cidade de Marmeleiro irá proporcionar um maior desenvolvimento para a região e trará alguns impactos, tanto sociais como técnicos.

Primeiramente, como método de comparação, serão levantados o perfil da rede existente para, após isso, compará-la com o perfil alterado pela nova geração instalada e assim verificar os impactos.

Em busca de dados para formular a base do sistema para que fosse possível iniciar os cálculos a concessionária Copel foi contatada e dessa forma foram adquiridas as seguintes informações:

- Consumidores ligados no ramal alimentador;
- Potência de curto circuito;
- Corrente e capacidade da linha no horário consultado por volta das 16:00 horas;
- Cabo utilizado e nível de tensão do alimentador.

A partir disso, com base nos dados fornecidos, foi desenvolvido o sistema de 8 barras apresentado a seguir na Figura 14.



**Figura 14 - Ramal alimentador da cidade de Marmeleiro**  
**Fonte: Autoria Própria**

Com o intuito de verificar o sistema na sua pior situação foi utilizado um carregamento superior próximo ao 100% com sua corrente correspondente, assim foi verificada uma carga total de 3 MVA, a qual foi distribuída ao longo do ramal alimentador que parte da cidade de Marmeleiro em direção à cidade de Campo Erê seguindo pela rodovia PR – 180. As cargas foram distribuídas tomando como base a existência de mais de 700 consumidores conectados, segundo a concessionária, dentre eles há a presença de aviários, secadores, grandes indústrias conectadas nessa região, essas cargas foram agrupadas nas barras 3 até a barra 8.

Os dados encontrados para o transformador de Marmeleiro situado entre as barras 1 e 2 são destacados na Tabela 4.

**Tabela 4 - Dados do transformador**

Pot. de curto-circuito (kVA)	Tensão primário (kV)	Tensão secundário (kV)	Fator de potência a vazio
7.000	34,5	13,8	0,3

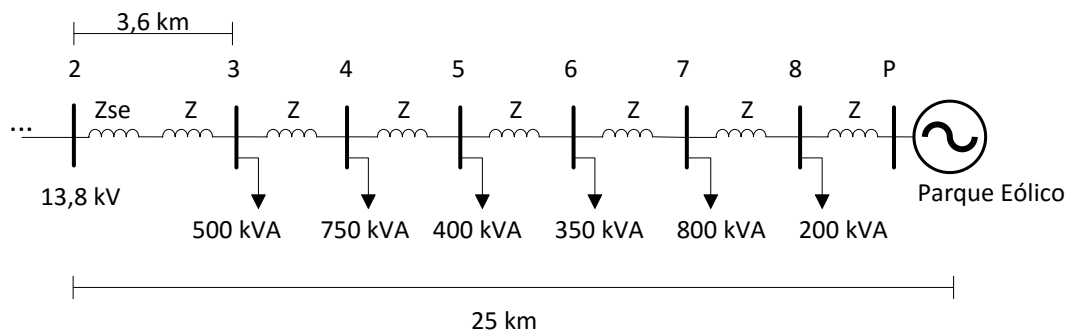
**Fonte: Autoria própria**

O fator de potência para cada carga foi adotado o padrão estabelecido pelo Art. 95 da Resolução Normativa da ANEEL (2010) o qual define um fator de potência de 0,92 indutivo.

A impedância do trecho estudado depende do tipo do cabo e da impedância do transformador. O tipo do cabo fornecido pela Copel é de alumínio com alma de aço CAA 4/0 AWG, em que, a partir da Tabela 16.4 do Mamede (1994, p. 327) foram obtidas a resistência e a reatância deste tipo de cabo correspondentes ao valor de impedância  $0,2671 + 0,433i$  ( $\Omega/km$ ). Como determinação da reatância foi tomada como base a NTC 831001 (2002) da Copel que define um espaçamento médio para os cabos, com disposição tipo N (normal), de aproximadamente, 106 cm. Para a impedância do transformador foi utilizado uma potência de curto-circuito de, aproximadamente,  $S_{cc} = 7.000$  kVA, levando em consideração que um transformador a vazio apresenta um baixo fator de potência, foi adotado o valor de 0,3 para que, então, a impedância do transformador fosse alcançada utilizando a equação (56).

$$Z_{SE} = \frac{V^2}{S_{cc}} \quad (56)$$

Portanto ao utilizar a equação e combiná-la com a resistência e reatância do cabo verificado, considerando que o parque eólico será implantado no fim do ramal 25 km a partir do transformador, o sistema resultou no circuito da Figura 15.



**Figura 15 - Circuito do ramal alimentador**  
**Fonte: Autoria Própria**

Sendo que  $Z$  é a impedância da rede para cada um dos sete trechos de 3,6 km cada, aproximadamente, entre as barras de carga, os quais somados resultam na distância de 25 quilômetros, e  $Z_{se}$  a impedância do transformador vista no secundário.

Ao utilizar o cabo CAA 4/0 AWG o valor obtido, por trecho, para a impedância da rede é  $Z = 0,9539 + 1,5464i (\Omega)$ . O valor resultante para a impedância do transformador foi de  $Z_{SE} = 0,0261 + 0,0078i (\Omega)$ .

Com o sistema formulado serão feitas as análises para dois cenários, o primeiro sem considerar a geração do parque eólico, tratando o sistema como ele está atualmente. Em um segundo cenário será adicionado o parque eólico no final da rede e serão feitas as mesmas análises de queda de tensão, corrente e perdas também para esse caso.

### 5.2.1 Cenário 1

Nesta etapa os dados de queda de tensão serão adquiridos para que após seja feita a comparação com os novos dados.

Para cada barra é estimada uma tensão de 13,8 kV  $\angle 0^\circ$  e aplicado o método da Soma das Correntes, para realização dos cálculos foi utilizado o programa *Matlab*® para desenvolvimento do código contendo as equações. As correntes foram calculadas para cada trecho entre barras utilizando a equações (47) e (48) fazendo uso das cargas em cada barra, logo na Tabela 5 são demonstrados esses valores.

**Tabela 5 - Valores das correntes em cada trecho sem o parque eólico**

Sem Geração	
Trechos	Correntes (A)
I23	133,6246 $\angle$ -25,4788°
I34	112,1581 $\angle$ -25,7539°
I45	79,2349 $\angle$ -26,1119°
I56	61,3953 $\angle$ -26,2869°
I67	45,5910 $\angle$ -26,3862°
I78	9,1317 $\angle$ -26,4462°

Fonte: Autoria Própria

Após ter feito os cálculos para as correntes e a queda de tensão em cada trecho, respeitando um critério de erro adotado neste trabalho de 0,0001, as tensões em cada barra são apresentadas na Tabela 6.

**Tabela 6 - Valores das tensões nas barras sem o parque eólico**

Sem Geração	
Barras	Tensões (kV)
1	34,5∠0°
2	13,8∠0°
3	13,4424∠-0,9683
4	13,1497∠-1,8182°
5	12,9438∠-2,4361°
6	12,7850∠-2,9263°
7	12,6675∠-3,2973°
8	12,6441∠-3,3724°

Fonte: Autoria Própria

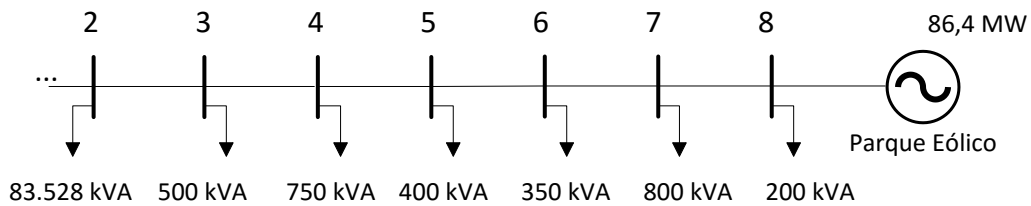
Com base nestes dados destaca-se que a queda de tensão total existente no ramal a partir do transformador é de 1.155,9 V (valor de linha). Nota-se que essa queda excede a queda máxima considerada de 5%, que no caso de 13,8 kV é cerca de 690 V, portanto essa rede encontra-se fora dos padrões normais segundo as premissas adotadas neste estudo.

$$Perdas = Z_{k,k+1}(I_{k,k+1})^2 \quad (57)$$

As perdas envolvidas ao longo do ramal ao total foram encontradas através da equação (57), para cada trecho entre barras. Assim como perda total o resultado foi de, aproximadamente, 233 kVA, o que corresponde a 7% da potência fornecida pela rede

### 5.2.2 Cenário 2

Após estabelecidos os parâmetros da rede analisada sem o parque eólico esse cenário refere-se à instalação do parque eólico, assim como é representado na Figura 16, com este caso pretende-se verificar qual impacto imediato da sua instalação.



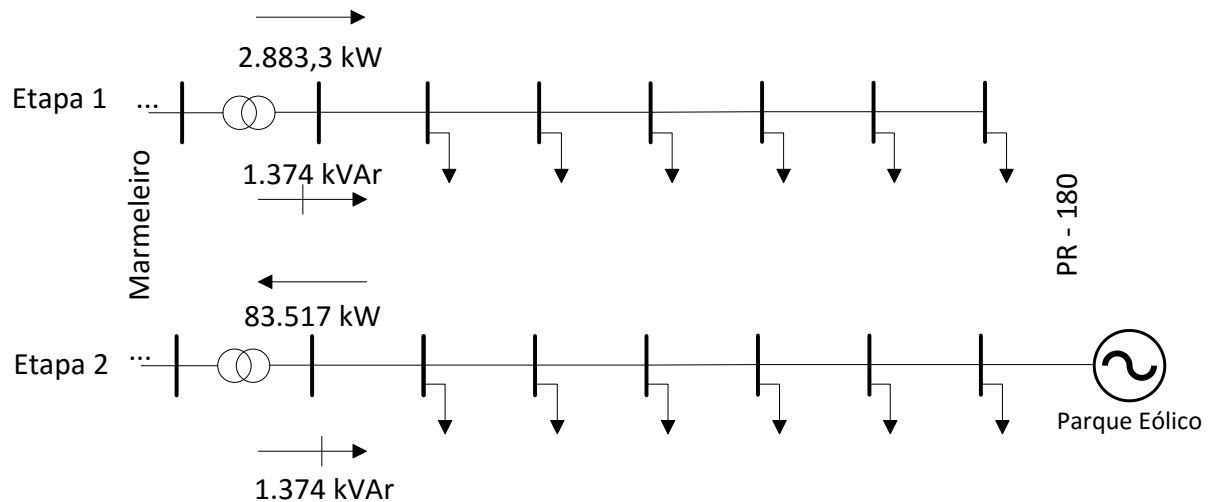
**Figura 16 - Ramal alimentador com o parque eólico instalado**  
**Fonte: Autoria Própria**

Nesse caso o transformador foi substituído por uma carga, a qual tem a função de representar a potência ativa fornecida pelo parque e a potência reativa vinda do sistema restante, a ela será dada o nome de carga de Marmeleiro. Existe um limite de energia cinética que pode ser extraída dos ventos e convertida pela turbina eólica, chamado limite de Betz e tem valor de 0,593. Em turbinas reais a operação fica abaixo do limite máximo de Betz, entre 0,35 e 0,45, assim, por exemplo, somente 35% da potência disponível de vento é transferida como potência mecânica (AMARAL, 2011). Importante ressaltar que este coeficiente de potência já está incorporado no valor de fornecimento do parque eólico, desse modo a potência fornecida ao sistema mantém-se os 86,4 MW, este valor foi retirado do relatório de impacto ambiental feito pela empresa (IMPACTO ASSESSORIA AMBIENTAL, 2014).

Então ao utilizar essa geração e descontar as perdas ativas totais e as cargas ativas obtém-se a parte real da carga de Marmeleiro com um valor de 83.517 kW. A parte reativa das cargas será fornecida pela rede vinda de Marmeleiro, assim somando as perdas reativas do ramal às partes reativas das cargas adquire-se 1.374 kVAr, portanto a carga de Marmeleiro resulta em uma potência de 83.528 kVA. É importante explicitar que este valor de potência da carga de transferência refere-se ao nível de tensão de 13,8 kV correspondente ao sistema original, nos outros casos em que o nível de tensão será alterado o valor de transferência foi recalculado utilizando as perdas do sistema para cada nível de tensão correspondente.

Comparando com a primeira etapa nota-se uma mudança no fluxo de potência ativa do circuito, no primeiro caso os fluxos fluem do transformador atravessando todo o ramal alimentador. Com o parque instalado a potência ativa neste caso é totalmente fornecida por ele e o excedente segue para a rede de Marmeleiro, já a parte reativa continua fluindo normalmente, isto é esquematizado na Figura 17 a seguir.



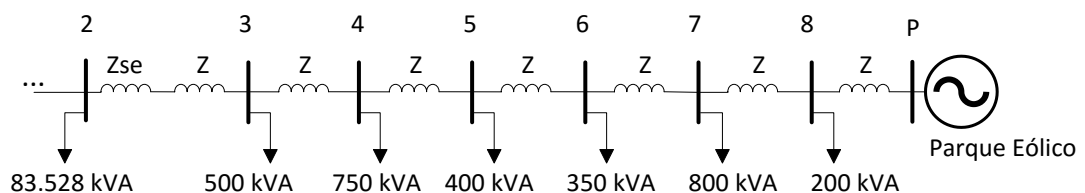


**Figura 17 - Fluxos de potência do Cenário 1 e do Cenário 2**  
**Fonte: Autoria Própria**

Portanto nota-se que no Cenário 2 há a confirmação de que a potência reativa continua vindo da rede de Marmeleiro e apresenta o mesmo valor, pois depende da parte reativa das cargas juntamente com as perdas reativas. É visto também que o excedente de potência ativa a qual é fornecida para o restante da rede é resultado da parte ativa das cargas agregadas com as perdas ativa do ramal reduzidos da potência gerada pelo parque eólico.

Esse ramal alimentador é classificado como uma linha curta, em consequência disso não há contribuição de geração de potência reativa proveniente das linhas.

Partindo para os cálculos iterativos da segunda etapa, assim como no primeiro caso foi aplicada a Soma das Correntes e para o circuito da Figura 18 e assim obtidas as correntes em cada trecho, as quais estão ilustradas na Tabela 7 abaixo.



**Figura 18 - Circuito do ramal com o parque eólico considerando a carga de Marmeleiro**  
**Fonte: Autoria Própria**

**Tabela 7 - Valores das correntes em cada trecho com o parque eólico para 13,8 kV**

Com Geração	
Trechos	Correntes (A)
IP8	2.960,9∠36,1°
I87	2.959,3∠36,1°
I76	2.951,8∠36,1°
I65	2.947,9∠36,1°
I54	2.942,2∠36,0°
I43	2.928,4∠36,0°
I32	2.916,0∠36,0°

Fonte: Aatoria Própria

Como houve um acréscimo muito significativo de potência ativa no sistema estudado a corrente cresceu de forma exagerada, enquanto na primeira etapa sem o parque a corrente atingiu 133 A, agora alcançou mais de 20 vezes seu valor original. Isso irá interferir totalmente no circuito, tanto no aumento das perdas quanto das quedas de tensão e, também, na capacidade da rede.

Então a partir das correntes obteve-se as tensões em cada barra, agora “varrendo” o sistema ao contrário do caso 1, logo utilizando como referência a barra 2 como uma barra controlada de tensão 13,8 kV∠0°. As quedas de tensão foram somadas à cada trecho pois o objetivo é avaliar em qual tensão o parque deveria fornecer ao circuito a qual, ao final, resultasse no nível nominal de tensão da barra controlada. Assim, como valores, a barra P representada como a barra em que o parque é ligado, apresenta um valor muito maior da barra 2, que representa o sistema de Marmeleiro.

**Tabela 8 - Valores das tensões nas barras com o parque eólico para 13,8 kV**

Com Geração	
Barras	Tensões (kV)
P	65,3796∠82,1666°
8	56,3104∠80,1452°
7	47,3424∠77,3569°
6	38,5575∠73,3049°
5	30,0870∠66,9365°
4	22,2803∠55,9003°
3	16,1136∠35,0753°
2	13,8∠0°

Fonte: Aatoria Própria

Cabe ressaltar que os ângulos adquirem valores positivos por se tratar de uma adição da queda de tensão, como no cenário 1 ocorre uma redução da tensão de referência os valores de ângulo adquirem sinal negativo. É notável que o nível de tensão de 13.8 kV não suporta a instalação do parque, fato confirmado com os dados da Tabela 8, pois a queda resultante fica em torno de 51,58 kV, sendo inviável admitir tal valor. As perdas dependem da corrente e da impedância dos trechos, por tal motivo, são bastante elevadas representando 98,6%, esse valor foi obtido a partir da proporção do valor das perdas comparadas com a potência fornecida, a qual obteve-se multiplicando a tensão na saída do parque e a corrente nesse trecho inicial entre P e 8. Assim sendo o parque eólico não conseguiria alimentar o sistema pois as perdas consumiriam toda a potência fornecida.

Por esses motivos será proposto um aumento no nível de tensão da rede, para um primeiro caso em 34,5 kV, em um segundo caso para 69 kV e para um terceiro caso de 138 kV.

#### 5.2.2.1 Caso de 34,5 kV

Ao elevar a tensão para outro nível pretende-se reduzir a corrente que percorre o ramal, com isso, as perdas e as quedas em cada trecho. As correntes calculadas para o nível de tensão de 34,5 kV são mostradas na Tabela 9.

**Tabela 9 - Valores das correntes em cada trecho com o parque eólico para 34,5 kV**

<b>Com Geração</b>	
<b>Trechos</b>	<b>Correntes (A)</b>
IP8	1.360,9∠6,6°
I87	1.358,8∠6,6°
I76	1.349,7∠6,6°
I65	1.345,5∠6,7°
I54	1.340,3∠6,7°
I43	1.330,2∠6,8°
I32	1.323,1∠6,9°

**Fonte: Aatoria Própria**

Ao analisar os módulos das correntes conferiu-se que houve uma redução por volta de 50%, isso implica diretamente na queda de tensão menor nas barras, pode-se confirmar na Tabela 10. Comparando com o sistema do primeiro cenário, nota-se que a inserção de uma potência ativa grande proporcionou uma melhora no fator de potência do sistema. Isso é verificado pelo ângulo da corrente IP8, que reduziu comparada com a corrente I23, pois ambas representam a corrente de entrada do alimentador.

As tensões nas barras para a tensão inicial de 34,5 kV são mostradas a seguir.

**Tabela 10 - Valores das tensões nas barras com o parque eólico para 34,5 kV**

Com Geração	
Barras	Tensões (kV)
P	54,1245∠29,7305°
8	50,6855∠26,9376°
7	47,3893∠23,7524°
6	44,2824∠20,1291°
5	41,3884∠15,9913°
4	38,7537∠11,2774°
3	36,4413∠ 5,9552°
2	34,5∠0°

**Fonte: Aatoria Própria**

A queda de tensão resultante nesse sistema agora é de 19,62 kV entre as barras P e 2, este valor ainda é muito elevado e, ao se comparar com a queda máxima permitida em 34,5 kV a qual é 1,725 kV, está afastado das premissas estabelecidas. Para compensar isso uma das maneiras é trocar os cabos do circuito, esse assunto será tratado mais adiante no trabalho.

As perdas sofreram uma redução drástica representando 54% da potência total, porém ainda são elevadas ao se comparado com o sistema original do cenário 1, em kVA elas são 68.936,7 kVA.

### 5.2.2.2 Caso de 69 kV

Para o nível de tensão de 69 kV, os postes devem ser trocados, porém ainda não é o caso de utilizar as torres de transmissão de alta tensão, somente para níveis acima de 138 kV. Assim ao calcular as correntes, obviamente, houve uma redução ainda maior se comparado ao sistema original, então tais valores são evidenciados a seguir.

**Tabela 11 - Valores das correntes em cada trecho com o parque eólico para 69 kV**

<b>Com Geração</b>	
<b>Trechos</b>	<b>Correntes (A)</b>
IP8	710,2199∠1,8628°
I87	708,7858∠1,8939°
I76	702,9829∠2,0325°
I65	700,4178∠2,0998°
I54	697,4595∠2,1847°
I43	691,8717∠2,3600°
I32	688,1257∠2,4885°

**Fonte: Autoria Própria**

Observa-se uma melhoria mais significativa no fator de potência, este passou de 0,9 para o caso sem o parque, para 0,9927 com o parque no nível de 34,5 kV calculados a partir do ângulo da corrente I32 pois refere-se à corrente da barra controlada que apresenta ângulo nulo na tensão. Com a tensão em 69 kV o fator de potência do sistema estudado tornou-se 0,9991, esse fato, como já citado, como a quantidade de potência ativa fornecida no sistema cresceu de forma excessiva se comparada à potência reativa o ângulo entre esses parâmetros reduziu, facilmente compreendido pelo triângulo de potências. Nas tensões apresentadas na Tabela 12 o aumento do nível de tensão para 69 kV propiciou uma queda total entre a barra P e a barra 2 é de 8,7684 kV, ainda acima da queda máxima permitida, no caso de 69 kV representada por 3,45 kV. Então a partir desse fato propõe-se elevar novamente o nível da tensão do ramal alimentador para 138 kV.

**Tabela 12 - Valores das tensões nas barras com o parque eólico para 69 kV**

<b>Com Geração</b>	
<b>Barras</b>	<b>Tensões (kV)</b>
P	77,7684∠9,9338°
8	76,3589∠8,6441°
7	74,9931∠7,3087°
6	73,6846∠5,9337°
5	72,4267∠4,5140°
4	71,2226∠3,0499°
3	70,0814∠1,5460°
2	69∠0°

Fonte: Aatoria Própria

Do mesmo modo as perdas sofreram uma maior redução, com valor de 18.698 kVA, as quais representam um percentual de 19,5% da potência total fornecida pelo parque.

#### 5.2.2.3 Caso de 138 kV

Para transferir o nível de tensão do ramal alimentador para 138 kV é necessário substituir as estruturas dos postes por torres de transmissão, elevando o custo envolvido no projeto. Ao recalculas as correntes para este caso, as quais são mostradas na Tabela 13, foram obtidas correntes mais aceitáveis quando comparadas com os outros casos.

**Tabela 13 - Valores das correntes em cada trecho com o parque eólico para 138 kV**

<b>Com Geração</b>	
<b>Trechos</b>	<b>Correntes (A)</b>
IP8	359,4536∠0,5732°
I87	358,6951∠0,6196°
I76	355,6578∠0,8112°
I65	354,3280∠0,8979°
I54	352,8069∠0,9998°
I43	349,9539∠1,1973°
I32	348,0519∠1,3335°

Fonte: Aatoria própria

Comparado ao caso anterior em 69 kV o módulo da corrente sofreu uma redução de, aproximadamente, 50% e, através do ângulo da corrente I32 foi obtido um fator de potência 0,9997 praticamente unitário, é relevante notar que esse valor do fator de potência não significa que o sistema é resistivo, mas relaciona-se à já citada influência da potência ativa adicionada.

**Tabela 14 - Valores das tensões nas barras com o parque eólico para 138 kV**

<b>Com Geração</b>	
<b>Barras</b>	<b>Tensões (kV)</b>
P	142,1473∠2,7034°
8	141,5212∠2,3228°
7	140,9034∠1,9394°
6	140,3002∠1,5552°
5	139,7071∠1,1688°
4	139,1246∠0,7803°
3	138,5564∠0,3909°
2	138∠0°

**Fonte: Autoria própria**

A Tabela 14 ilustra as tensões nas barras e, a partir delas, foi verificada uma queda de tensão total entre as barras P e 2 de 4,15 kV. Ao analisar a queda de tensão máxima permitida para 138 kV a qual é 6,9 kV nota-se que ao elevar o nível de tensão do ramal alimentador para esta tensão as premissas estabelecidas neste estudo foram satisfeitas, portanto se o isolamento desse cabo suportasse tal tensão era possível elevá-la sem ocorrer a troca dos cabos.

Ao verificar as perdas notou-se que a sua porcentagem permaneceu abaixo das perdas do sistema original, do Cenário 1. Desse modo as perdas são 4.785,8 kVA representando cerca de 5,4% da potência total fornecida na barra P, comparando com o sistema original o qual resultou 7,3% de perdas. Em relação ao nível de tensão confirma-se que em os resultados em 138 kV são satisfatórios, tanto em termos de queda de tensão quanto em termos de perdas do sistema.

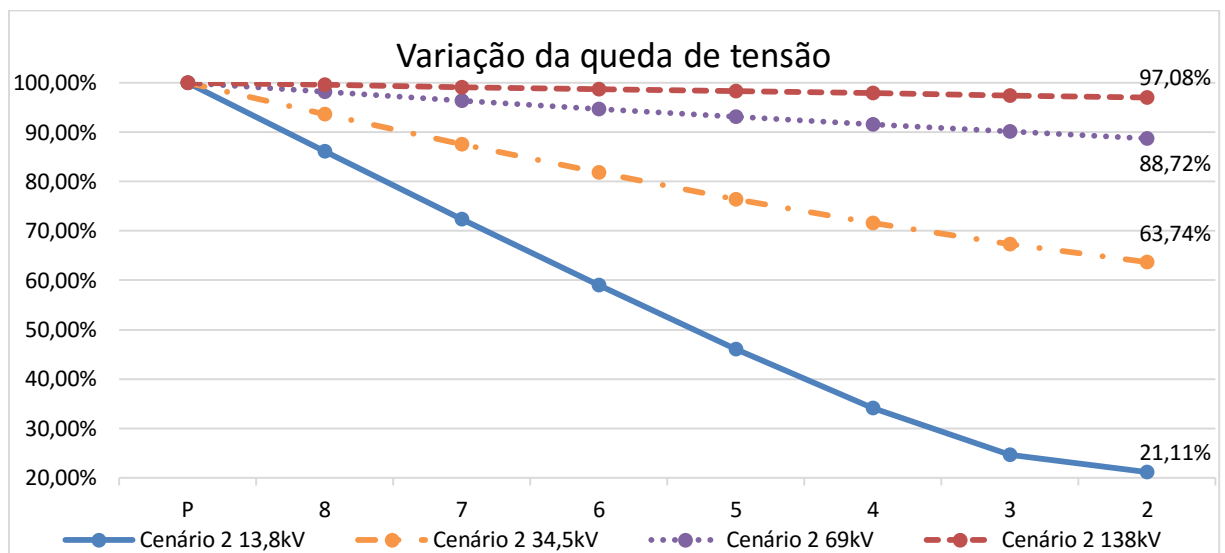
Com intuito de englobar todas as potências líquidas que serão fornecidas para o resto do sistema, representadas pela carga de transferência da barra 2, a Tabela 15 tem essa função mostrando para todos os níveis de tensão citados.

**Tabela 15 - Potências fornecidas à rede pela carga de transferência para cada nível de tensão**

Tensões (kV)	Potência transferida para a rede (kVA)
13,8	83.528
34,5	83.631
69	83.644
138	83.647

Fonte: Aatoria Própria

Para finalizar a Figura 19 ilustra uma comparação da variação da queda de tensão entre os Cenários 1 e 2, afirma-se que 95% representa a condição de queda máxima, portanto as curvas que ultrapassarem essa meta estão fora dos padrões estabelecidos.



**Figura 19 - Comparação da variação da queda de tensão entre os casos**

Fonte: Aatoria Própria

Ressalta-se que a posição P se refere ao ponto de conexão do parque, e a curva reflete a alteração da tensão até enfim chegar à barra controlada pelo ponto de entrega de energia elétrica à Marmeleiro, representa em termos as quedas totais de tensão em pu. Como as quatro curvas então em um mesmo referencial para ser analisada sua variação, fica claro que o Cenário 2 de 138 kV é o único que atende o parâmetro queda máxima de 5%, pois está situado acima da marca de 95%. O próximo passo é alterar os condutores, para os cenários em 13,8 kV, 34,5 kV e 69 kV realizando atender essa condição.



### 5.2.3 Cabos

Ao fazer a análise dos cabos com o parque eólico implantado foi utilizada a seguinte fórmula para obter a resistência e a reatância necessárias para uma variação de tensão  $\Delta V$  escolhida.

$$\Delta V_{m,n} = r(l_{m,n}I_{m,n}\cos\beta_{m,n}) + x(l_{m,n}I_{m,n}\sen\beta_{m,n}) \quad (58)$$

Em que  $l_{m,n}$  é a distância de cada trecho,  $I_{m,n}$  é o módulo da corrente de cada trecho somado com seu antecessor, e  $\beta_{m,n}$  é o ângulo da corrente. Assim para cada caso foi realizado esse cálculo.

#### 5.2.3.1 Caso de 13,8 kV

Para este caso, com base na Tabela 16.4 do Mamede (1994, p. 327), não foi encontrado cabo suficiente que suporte a queda e atenda à condição de 5%, por isso foi empregado o maior cabo disponível, o CAA 1,272 MCM aplicando o mesmo espaçamento de 106 cm. Como consequência houve uma redução na queda de tensão bastante significativa, porém ainda não corresponde aos padrões normais estabelecidos. A seguir são expostas as correntes e tensões nas barras, respectivamente nas Tabela 16 e Tabela 17.

**Tabela 16 - Valores da corrente em cada trecho para 13,8 kV com o cabo novo**

Com Geração	
Trechos	Correntes (A)
IP8	3.809,8∠34,7°
I87	3.808,1∠34,7°
I76	3.799,7∠34,6°
I65	3.795,1∠34,6°
I54	3.788,0∠34,5°
I43	3.769,2∠34,4°
I32	3.751,2∠34,4°

Fonte: Autoria Própria

**Tabela 17 - Valores das tensões nas barras com o novo cabo para 13,8 kV**

<b>Com Geração</b>	
<b>Barras</b>	<b>Tensões (kV)</b>
P	49,3140∠-78,0028°
8	41,8872∠-80,7160°
7	34,5966∠-84,5780°
6	27,5546∠89,5854°
5	20,9924∠79,9662°
4	15,5182∠62,7654°
3	14,2060∠33,4686°
2	13,8∠0

**Fonte: Aatoria Própria**

Ao ser comparado o novo módulo das correntes com os anteriores de 13,8 kV é interessante observar que ocorreu um aumento, mesmo com uma menor queda de tensão. Concluiu-se que como houve uma significativa redução na resistência do cabo utilizado a corrente fica propensa a aumentar, entretanto de forma menos impactante para suprir a queda na tensão. Verificou-se a queda resultante em 35,51 kV, praticamente 16 kV a menos. Assim sendo as perdas estão correlacionadas e reduziram para 85%, cerca de quatorze pontos percentuais de diferença. Portanto dos dados analisados conclui-se que é inviável, com o cabo disponível, instalar o parque gerador na tensão de 13,8 kV.

#### 5.2.3.2 Caso de 34,5 kV

Já para este caso ao utilizar o cabo CAA 1,272 MCM com espaçamento 106 cm ainda não foi atendida a condição e a queda resultou em 6,19 kV continuando acima dos 1,725 kV propostos. Como este novo cabo apresenta outros valores de resistência e reatância a nova impedância do circuito tornou-se  $Z = 0,1607 + 1,1607i (\Omega)$  logo as novas correntes e tensões estão representadas, respectivamente, na Tabela 18 e Tabela 19.

**Tabela 18 - Valores das correntes em cada trecho para 34,5 kV com novo cabo**

<b>Com Geração</b>	
<b>Trechos</b>	<b>Correntes (A)</b>
IP8	1.435,7∠5,2°
I87	1.432,9∠5,2°
I76	1.421,1∠5,2°
I65	1.415,8∠5,3°
I54	1.409,6∠5,3°
I43	1.398,0∠5,4°
I32	1.390,2∠5,6°

**Fonte: Autoria Própria**

A mudança do cabo além de reduzir a corrente melhorou levemente o fator de potência para 0,9952, juntamente as perdas sofridas pelo sistema, as quais são 49.259,5 kVA e correspondem a 48,7% da potência fornecida, cerca de seis pontos percentuais a menos comparado ao nível de tensão de 34,5 kV anterior.

**Tabela 19 - Valores das tensões nas barras com o novo cabo para 34,5 kV**

<b>Com Geração</b>	
<b>Barras</b>	<b>Tensões (kV)</b>
P	40,6950∠29,5658°
8	39,2191∠25,9618°
7	37,9124∠22,1007°
6	36,7989∠18,0184°
5	35,8875∠13,7208°
4	35,1925∠9,2452°
3	34,7292∠4,6563°
2	34,5∠0°

**Fonte: Autoria Própria**

### 5.2.3.3 Caso de 69 kV

Este caso foi escolhido um cabo CAA 795 MCM com espaçamento 106 cm entre fases, a impedância dos trechos  $Z = 0,2561 + 1,2286i (\Omega)$  resultou nas correntes e tensões.

**Tabela 20 - Valores das correntes em cada trecho para 69 kV com o novo cabo**

<b>Com Geração</b>	
<b>Trechos</b>	<b>Correntes (A)</b>
IP8	720,0844∠1,4726°
I87	718,5359∠1,5080°
I76	712,3412∠1,6628°
I65	709,6339∠1,7364°
I54	706,5460∠1,8270°
I43	700,7761∠2,0102°
I32	696,9479∠2,1413°

**Fonte: Autoria Própria**

Analogamente como no caso anterior, o fator de potência tende a ser unitário 0,9993. Com este novo cabo as perdas resultantes tiveram um valor de 13.260 kVA as quais equivalem-se a 14,8% da potência.

**Tabela 21 - Valores das tensões nas barras com o novo cabo para 69 kV**

<b>Com Geração</b>	
<b>Barras</b>	<b>Tensões (kV)</b>
P	71,6683∠8,5278°
8	71,1786∠7,3352°
7	70,7220∠6,1290°
6	70,3047∠4,9173°
5	69,9225∠3,6961°
4	69,5763∠2,4670°
3	69,2696∠1,2355°
2	69∠0°

**Fonte: Autoria Própria**

A queda total entre as barras P e 2 tornou-se 2,67 kV, atendendo assim as condições estabelecidas, já que a queda máxima permitida é 3,45 kV. Analisando os resultados verifica-se que ao trocar os cabos e elevar a tensão do ramal alimentador para 69 kV o propósito foi alcançado.

#### 5.2.3.4 Caso de 138 kV

Para este caso foi proposto utilizar um cabo normalmente utilizado para este nível de tensão, assim consultando Diretoria Técnica (2006) o qual é um documento que apresenta uma linha de 138 kV onde é utilizado um cabo típico CAA 477 MCM. Desse modo este cabo foi adotado para os seguintes cálculos das correntes, na Tabela 22, e das novas quedas de tensão, na Tabela 23.

**Tabela 22 - Valores das correntes em cada trecho para 138 kV com o novo cabo**  
Com Geração

Trechos	Correntes (A)
IP8	360,6324 $\angle$ 0,4677°
I87	359,8632 $\angle$ 0,5154°
I76	356,7892 $\angle$ 0,7112°
I65	355,4461 $\angle$ 0,7994°
I54	353,9127 $\angle$ 0,9026°
I43	351,0421 $\angle$ 1,1016°
I32	349,1320 $\angle$ 1,2382°

Fonte: Autoria própria

Os módulos das correntes, assim como nos outros casos de mudança de cabos, sofreram um ínfimo aumento e o fator de potência passou para 0,9997. Avaliando as perdas o resultado foi de 3,6 kVA representando por volta de 4% da potência fornecida na barra P.

**Tabela 23 - Valores das tensões nas barras com o novo cabo para 138 kV**  
Com Geração

Barras	Tensões (kV)
P	139,8703 $\angle$ 2,2859°
8	139,5805 $\angle$ 1,9590°
7	139,2966 $\angle$ 1,6313°
6	139,0224 $\angle$ 1,3047°
5	138,7549 $\angle$ 0,9779°
4	138,4945 $\angle$ 0,6511°
3	138,2434 $\angle$ 0,3254°
2	138 $\angle$ 0°

Fonte: Autoria própria

Pela Tabela 23 pode-se obter a queda resultante entre as barras P e 2, sendo assim seu valor é de 1,87 kV. Portanto, a partir dos resultados obtidos com o cabo CAA 477 MCM em tensão 138 kV, verifica-se que o sistema permanece tranquilamente dentro dos limites estabelecidos.

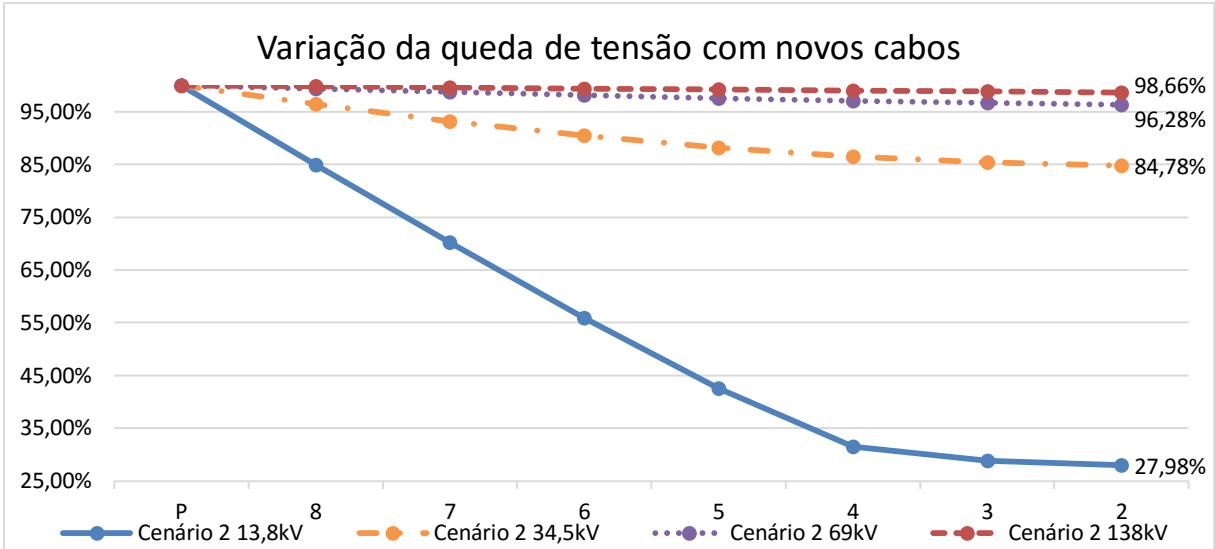
Por fim serão comparadas as variações das tensões na Figura 20 e na Tabela 24 as potências fornecidas para rede agora com os novos cabos.

**Tabela 24 - Potências fornecidas à rede pela carga de transferência para cada nível de tensão com os novos cabos**

<b>Tensões (kV)</b>	<b>Potência transferida para a rede com novos cabos (kVA)</b>
13,8	83.630
34,5	83.645
69	83.647
138	83.648

**Fonte: Autoria própria**

Nota-se que comparadas com a Tabela 15 as potências fornecidas à rede aumentaram devido aos novos cabos reduzirem as perdas envolvidas no sistema, desse modo como os cabos para as tensões de 13,8 kV e 34,5 kV são maiores o acréscimo de potência correspondente também é maior. Análogo para os outros níveis de tensão, porém como os cabos necessários foram menores a diferença também foi menor.



**Figura 20 - Comparação da variação das tensões entre os casos com os cabos novos**  
**Fonte: Autoria Própria**

Ao analisar a Figura 20 constata-se que o Cenário 2 de 138 kV teve uma queda com cerca de apenas 1,34% e o Cenário 2 de 69 kV reduziu sua queda para, aproximadamente, 3,7% sendo que anteriormente era de 11,3%. No Cenário 2 de 34,5 kV conseguiu-se uma redução de 21 pontos percentuais e no Cenário 2 de 13,8 kV a queda permaneceu exagerada, portanto para estes casos não é viável instalar o parque eólico, pois mesmo com a troca de cabos os limites são ultrapassados.

5.2.4 Cenário 3

Neste momento será considerado o aumento da carga médio de 30% da Figura 6 para o estado do Paraná, previsto ao ano de 2024 pelo Plano Decenal de Expansão de 2019. Desse serão analisados os casos de 69 kV e 138 kV com os novos cabos para verificar se com tais características eles suportarão e não irão extrapolar novamente a condição.

5.2.4.1 Caso 69 kV

Ao acrescentar 30% de carga em todas as barras, exceto para a carga de Marmeleiro pois representa o intercâmbio de potências entre a rede e o parque, visualizou-se um fato anormal, algumas correntes sofreram uma diminuição tanto em

seu módulo quanto em seu ângulo. Tal fato pode ser confirmado com os dados da Tabela 25.

**Tabela 25 - Valores das correntes para 69 kV com aumento de 30% da carga**

<b>Com Geração</b>	
<b>Trechos</b>	<b>Correntes (A)</b>
IP8	720,0853∠1,5733°
I87	718,0723∠1,6198°
I76	710,0213∠1,8234°
I65	706,5038∠1,9205°
I54	702,4932∠2,0403°
I43	695,0031∠2,2830°
I32	690,0365∠2,4574°

**Fonte: Aatoria Própria**

Conseqüentemente como ocorreu uma redução nas correntes a queda de tensão tornou-se menor, desse modo a diferença total do começo da rede até o fim foi de 2,6185 kV, com um quase insignificante aumento no fator de potência já que o ângulo de I32 teve um aumento. A redução das perdas foi pouco significativa mantendo-se assim praticamente a mesma porcentagem alterando de 14,8% do caso anterior para 14,7% neste caso.

**Tabela 26 - Valores das tensões nas barras para 69 kV com aumento de 30% da carga**

<b>Com Geração</b>	
<b>Barras</b>	<b>Tensões (kV)</b>
P	71,6185∠8,4995°
8	71,1321∠7,3052°
7	70,6795∠6,0981°
6	70,2685∠4,8886°
5	69,8935∠3,6711°
4	69,5554∠2,4474°
3	69,2586∠1,2246°
2	69∠0°

**Fonte: Aatoria Própria**



#### 5.2.4.2 Caso de 138 kV

Analogamente para o nível de 138 kV, em geral, as correntes sofreram uma queda, principalmente a corrente do trecho I32 a qual é intrínseca à carga de Marmeleiro.

**Tabela 27 - Valores das correntes para 138 kV com aumento de 30% da carga  
Com Geração**

Trechos	Correntes (A)
IP8	360,4959 $\angle$ 0,5528°
I87	359,4964 $\angle$ 0,6150°
I76	355,5033 $\angle$ 0,8719°
I65	353,7592 $\angle$ 0,9879°
I54	351,7686 $\angle$ 1,1240°
I43	348,0437 $\angle$ 1,3874°
I32	345,5662 $\angle$ 1,5689°

Fonte: Autoria Própria

Assim como no caso anterior as perdas não sofreram reduções muito significativas, permanecendo o mesmo percentual, cerca de 4,1% da potência fornecida, o qual corresponde à 3.565 kVA. A queda total resultante neste caso foi verificada de 1,842 kV, comparado com a queda do caso anterior para 138 kV sem aumento de carga nota-se uma alteração ínfima.

**Tabela 28 - Valores das tensões nas barras para 138 kV com aumento de 30% da carga  
Com Geração**

Barras	Tensões (kV)
P	70,6777 $\angle$ 3,1695°
8	70,3969 $\angle$ 2,7054°
7	70,1246 $\angle$ 2,2407°
6	69,8727 $\angle$ 1,7845°
5	69,6322 $\angle$ 1,3304°
4	69,4039 $\angle$ 0,8794°
3	69,1949 $\angle$ 0,4371°
2	69 $\angle$ 0°

Fonte: Autoria Própria

Ao final da análise concluiu-se que com o aumento do consumo ativo das cargas conectadas no sistema a potência líquida ativa restante representada pela barra de Marmeleiro diminuiu. Ao contrário da parte reativa a qual aumentou para suprir o aumento de demanda reativa requerida pelas cargas. Todavia a potência aparente final da carga de Marmeleiro resultou em um valor menor se comparado aos casos anteriores, sem acréscimo de carga, por essa razão a corrente do trecho I32 sofreu uma redução maior que as demais.

Como forma de resumir as perdas e a potência na barra P para cada caso a Tabela 29 tem o intuito de concentrar os dados encontrados. O caso 1 é utilizando o cabo CAA 4/0 AWG para todas as tensões, no caso 2 são representadas as perdas e a potência na barra P com os novos cabos e para o caso 3 o aumento de 30% na carga, o caso original é o sistema sem apresentar o parque eólico instalado.

A potência na barra P foi calculada através da corrente do trecho IP8 e da tensão da barra P e representa a soma das perdas totais do sistema juntamente com os valores das cargas conectadas. No caso é considerada que toda a potência do parque eólico está sendo consumida pelas cargas, já que foi adicionada uma carga de transferência, portanto é possível relacionar as perdas com a potência total calculada pela barra P. Fica claro que a potência do parque diminui quando os cabos são trocados, resultado da diminuição das perdas, e que a parcela de perda ativa sofre muito mais alteração que a reativa já que o parque colabora com este fato.

**Tabela 29 - Relação da potência fornecida pelo parque e as perdas envolvidas**

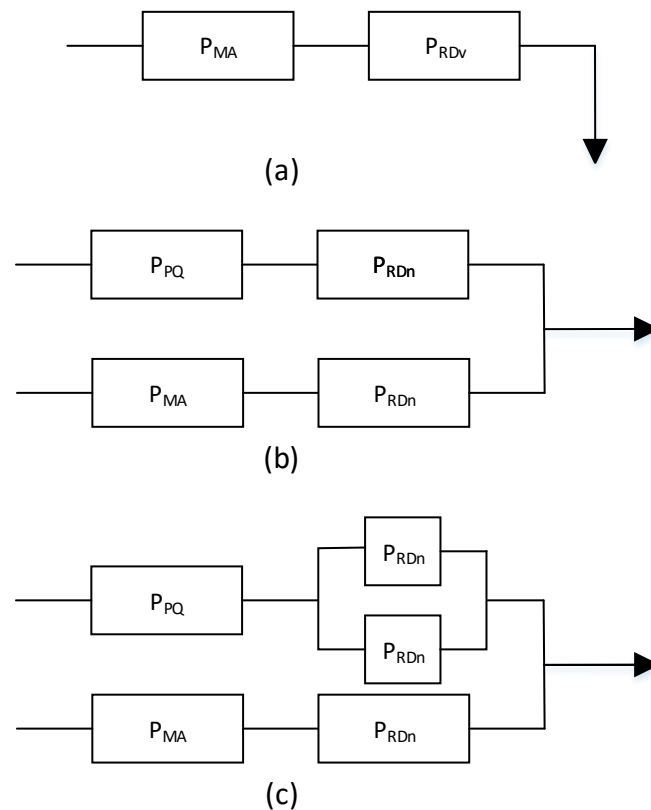
Casos	Tensões (kV)	Potência na barra P	Perdas		
			kW	kVAr	%
Original	13,8	3193,93	123,44	198,26	7,3%
1	13,8	335.300,00	173.610,00	281.430,00	98,6%
	34,5	127.580,00	36.192,00	58.672,00	54,0%
	69	95.666,00	9.816,50	15.914,00	19,5%
	138	88.500,00	2.512,60	4.073,20	5,4%
2	13,8	325.410,00	48.447,00	271.900,00	84,9%
	34,5	101.200,00	6.756,10	48.794,00	48,7%
	69	89.386,00	2.705,50	12.981,00	14,8%
	138	87.368,00	1.131,30	3.417,50	4,1%
3	69	89.324,00	2.681,10	12.864,00	14,7%
	138	87.317,00	1.120,30	3.384,40	4,1%

Fonte: Autoria Própria

## 5.2.5 Análise dos índices operativos

### 5.2.5.1 Análise da confiabilidade

Primeiramente será analisada a confiabilidade do sistema normal sem a adição do parque eólico, em um segundo momento será verificada a confiabilidade do sistema com a instalação do parque eólico e, em seguida, em um terceiro caso será proposta uma duplicação da rede conectada ao parque e avaliado qual o impacto causado pela derivação de dois ramais alimentadores. Os sistemas em blocos de cada componente são ilustrados na Figura 21 a seguir.



**Figura 21 - Blocos das confiabilidades dos componentes do sistema para (a) o primeiro caso (b) o segundo caso e (c) o terceiro caso**  
**Fonte: Autoria Própria**

$P_{PQ}$  representa a confiabilidade do parque eólico, a qual foi adotado um valor de 0,98, para a confiabilidade da rede antiga  $P_{RDv}$  foi proposto um valor de 0,9, para a rede nova  $P_{RDn}$  um valor de 0,95 e para o sistema de Marmeleiro  $P_{MA}$  uma

confiabilidade de 0,9. Esses dados têm o intuito de demonstrar a relação de confiabilidade entre os três modelos, não necessariamente representam valores reais, mas aproximados. Todos os sistemas alimentam as cargas situadas no ramal alimentador, estas foram unicamente representadas.

Fazendo uso das associações série e paralelo das equações (11) e (13) foram obtidas as seguintes confiabilidades resultantes para os três casos.

- **Caso A:** 81%
- **Caso B:** 99 %
- **Caso C:** 99,67 %

Nota-se como a inserção do parque de geração eólica aumenta de forma determinante a confiabilidade do sistema. Através desses dois resultados B e C conclui-se que o esquema de utilizar duas redes partindo do parque eólico para alimentar as cargas é mais confiável, pois caso um dos ramais sofrer alguma falta e deixar de fornecer energia elétrica o outro poderá suprir esta perda. Entretanto há uma pequena diferença entre os dois casos, porém deve-se avaliar se a construção de um novo ramal em paralelo é factível perante a melhora pouco significativa de confiabilidade.

#### 5.2.5.2 Análise das interrupções

Para obter os valores de DEC e FEC foram empregados valores típicos de interrupções retirados da literatura apresentados na Tabela 30, e seus resultados serão regidos pelas equações (14) e (15), respectivamente. Dois cenários serão analisados, com os dados utilizados para o sistema sem parque gerador e um segundo caso com dados de interrupção para a instalação do parque.

**Tabela 30 - Valores típicos de tempo de interrupções (DEC) e consumidores atingidos**

Tempo (h)		Consumidores atingidos	
Sem parque	Com parque	Sem parque	Com parque
1,35	1,10	363	297
0,47	0,38	745	610
0,23	0,19	251	205
0,12	0,10	626	513
1,04	0,85	40	32

Fonte: Adaptado de (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010)

A relação entre o tempo das durações de interrupção com e sem o parque foi obtida da confiabilidade dos modelos vistos para os casos A e B, a melhora na confiabilidade reduz o tempo que os consumidores permanecem desenergizados. O mesmo acontece para o número de consumidores atingidos, já que há a presença de duas fontes energéticas um número menor de consumidores é afetado.

Com esses dados, para o caso sem parque o  $DEC_1$  encontrado foi de 1,36 horas de interrupção ao longo de um mês, já para o outro caso o  $DEC_2$  obtido foi 0,91 horas no mês. A partir da implantação o tempo que os consumidores permanecem sem energia elétrica diminuiu, confirmando o aumento da confiabilidade do sistema com dois geradores.

No caso da frequência de interrupções, o  $FEC_1$  teve resultado de 2,72 interrupções sofridas por cada consumidor presente nesse sistema, enquanto o  $FEC_2$  reduziu para 2,22 interrupções, no período de um mês. Assim é possível afirmar que o número de interrupções reduziu de forma menos significativa que as durações dessas interrupções.

Ao consultar os valores limites de DEC e FEC, caracterizado pelos indicadores DIC (duração de interrupção individual por unidade consumidora) e FIC (frequência de interrupção individual por unidade consumidora) através da tabela fornecida pela Aneel (2016), para o período mensal verificou-se que, para área não urbana da cidade de Marmeleiro no ano de 2016, os limites dos indicadores são:

- DIC: 11,01;
- FIC: 7,67.

Desse modo os valores encontrados para DEC e FEC neste estudo encontram-se dentro dos limites dos indicadores.

Para finalizar os índices de confiabilidade, encontrados com base nas durações equivalentes através da equação (16), foram  $C_1$  sendo 0,9981 e  $C_2$  com uma pequena diferença 0,9987. O índice de confiabilidade por consumidor foi praticamente o mesmo para os dois casos indicando a proporção em que o sistema permaneceu operável ao longo do tempo considerado.

## 6. CONCLUSÕES

Ao relacionar os resultados obtidos ao longo do trabalho verificou-se que a implantação de um parque gerador no final do ramal considerado seria viável, porém para isso seria necessário elevar a tensão da rede e trocar cabos e estruturas.

Quando a geração eólica é instalada na mesma rede já existente de 13,8 kV é visto que, de fato, não é viável, resultado da grande queda de tensão e perdas extrapoladas do mesmo modo quando o nível de tensão é elevado para 34,5 kV. Para o caso de 69 kV o ramal somente irá suportar essa implantação caso os cabos sejam trocados adequadamente. A melhor alternativa é elevar a tensão da rede para 138 kV, dessa proposta há melhoria na queda de tensão e no percentual de perdas.

Todavia são constatadas algumas vantagens perante a instalação desse parque eólico, tais como, a melhora significativa do fator de potência, já que a potência ativa injetada é muito superior a reativa. Observou-se que ao se elevar o nível de tensão há uma maior influência nas perdas do sistema se comparado à troca dos condutores, os quais exercem um maior impacto na redução das perdas ativas do que reativas.

A desvantagem quanto a instalação do parque gerador vem da necessidade de alterar algumas estruturas, construções e/ou reforços para a rede quando elevada a tensão. Em relação à troca de cabos foi visualizado um acréscimo mínimo na corrente, conclui-se que isso se justifica pela carga ter predominância do tipo potência constante.

De fato, quando houve o aumento da carga a queda de tensão melhorou levemente assim como as perdas, devido à carga de transferência situada na barra 2. Esta carga representa a transferência de potência para o sistema, nesse caso houve um crescimento de reativos e redução de ativos, desse modo a corrente resultou menor nos trechos finais e equivalente às correntes calculadas anteriores próximo ao parque. Isso constitui um benefício a longo prazo, visto que não haverá necessidade de reforços na rede nesse período.

Com base nos dados obtidos de confiabilidade verificou-se que ao instalar o parque a presença de duas fontes de fornecimento e energia elétrica aumentou a confiabilidade do sistema, reduzindo o tempo de interrupções e o número de consumidores atingidos. Porém ao final a razão da operabilidade representada pela

confiabilidade do sistema no período considerado foi praticamente igual para os dois casos.

A adição do parque gerador proporciona uma melhoria na confiabilidade do fornecimento de potência aos consumidores do alimentador e sistema elétrico, entretanto resta avaliar se o investimento em novos cabos e aumento de nível de tensão compromete a viabilidade do projeto, para isso em trabalhos futuros este tema pode ser abordado.

## REFERÊNCIAS

ABNT. **Norma Exposição Ambiental a Campos Magnéticos e Elétricos - 60 Hz.** 2000. 2-3p.[s.n.]. Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <<http://www.abricem2.com.br/web3/pdfs/normas/60hz.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2016.

ABRAGET. **Relatório ABRAGET 002/11. A importância da participação da geração térmica a carvão mineral, nos leilões A-5.** Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas. Rio de Janeiro: [s.n.], 2011.

AMARAL, Bianca M. **Modelos VARX para Geração de Cenários de Vento e Vazão Aplicados à Comercialização de Energia.** 2011. Pontifícia Universidade Católica. Rio de Janeiro, 2011.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº414 - Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.** [S.l.]: [s.n.], 2010.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0075/2011 - SRD/ANEEL.** 2011. 1p.[s.n.], 2011. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica\\_0075\\_DANIEL\\_SRD.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_0075_DANIEL_SRD.pdf)>. Acesso em: 20 jan. 2016.

ANEEL. **Divulgação dos limites dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, 2016.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/srd/indqual/default.cfm>>.

BOLLEN, Math H. J. **Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions.** New York: IEEE Press Series on Power Engineering, 2000.

BUENO, Gleice. Referência Mundial em Transmissão. **Furnas**, n. Nº 361, p. 21-22, Fevereiro 2009.

CASTRO, Rui M. G.; FERREIRA, Luís A. F. M. A Comparison Between Chronological and Probabilistic Methods to Estimate Wind Power Capacity Credit. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, p. 904 - 909, Agosto 2002. ISSN 0885-8950.

CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, p. 391-396, Janeiro 1990. ISSN 0885-8977.

CHOMPOO-INWAI, Chai et al. System Impact Study for the Interconnection of Wind Generation and Utility System. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 41, n. 1, p. 163-168, Janeiro/Fevereiro 2005.



COPEL. **NTC 831001 - Projeto de Redes de Distribuição Rural**. 2002. 4ª - [s.n.], 2002.

COPEL. **NTC 905100 - Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da Copel (com comercialização de energia)**. [S.l.]: [s.n.], 2013.

DENNY, Eleanor; O'MALLEY, Mark. Quantifying the Total Net Benefits of Grid Integrated Wind. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 2, p. 605-615, Maio 2007.

DIRETORIA TÉCNICA. **Especificações de cabos Hawk LT 138kV Entroncamento (Indaial - Rio do Sul II) - Rio do Sul RB LT-25524**. Departamento de Projeto e Construção do Sistema Elétrico. [S.l.]: [s.n.], 2006.

DOHERTY, Ronan; O'MALLEY, Mark. A New Approach to Quantify Reserve Demand in Systems With Significant Installed Wind Capacity. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, p. 587 - 595, Maio 2005. ISSN 0885-8950.

DONDI, Peter et al. Network integration of distributed power generation. **Journal of Power Sources**, London, UK, v. 106, p. 1-9, Abril 2002.

DUGAN, Roger C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. 3ª. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 2012.

DURCE, Carolina C. **Normalização Complexa e Cálculo de Fluxo de Potência para Sistemas Elétricos Emergentes**. 2012.[s.n.]. Curitiba, 2012.

ELETROBRÁS. **Dsempenho de sistemas de distribuição**. Rio de Janeiro: [s.n.], v. 3, 1982.

EPE. **Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2009.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. 2010.[s.n.]. Brasília, 2010. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/PDEE/20101129\\_2.pdf](http://www.epe.gov.br/PDEE/20101129_2.pdf)>. Acesso em: 21 jan. 2016.

EPE. **Balço Energético Nacional 2015 | ano base 2014**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2015a.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. 2015b.[s.n.]. Brasília, 2015b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>. Acesso em: 26 jan. 2016.

EPE. **Custo Marginal de Expansão - CME**. [S.l.]: [s.n.], 2016.

FELBER, Luis A. **Regulação de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica**. 2010.[s.n.]. Itajubá, 2010. Disponível em: <[http://www.gqee.unifei.edu.br/arquivos\\_upload/mesdou/72/72.pdf](http://www.gqee.unifei.edu.br/arquivos_upload/mesdou/72/72.pdf)>. Acesso em: 19 Janeiro 2016.

FILHO, João M. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, v. II, 1994.

FUCHS, Ewald F.; MASOUM, Mohammad A. S. **Power Quality in Power Systems and Electrical Machines**. [S.l.]: Academic Press, 2008.

FUCHS, Rubens D. **Transmissão de Energia Elétrica - Linhas Aéreas**. Rio de Janeiro: Escola Federal de Engenharia, v. 1, 1977.

GÁRDOS, Raphael. **Transmissão de Energia Elétrica a Longa Distância com Linhas CA segmentadas por Equipamentos B2B-VSC**. 2008. 11-12p.[s.n.]. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <<http://www.pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2008060202.pdf>>. Acesso em: 21 jan. 2016.

GOMES, Flávio V. **Aula 02 - Visão Geral do Sistema Elétrico de Potência**. 2012.[s.n.], 2012. Disponível em: <[http://www.ufjf.br/flavio\\_gomes/files/2011/01/Aula-02\\_ENE005.pdf](http://www.ufjf.br/flavio_gomes/files/2011/01/Aula-02_ENE005.pdf)>. Acesso em: 23 jan. 2016.

GONÇALVES, Luiz F. **Instalações Elétricas Prediais**. 2012.[s.n.]. Porto Alegre, 2012. Disponível em: <[http://www.lapsi.eletr.ufrgs.br/~luizfg/disciplinas\\_IEPrediais\\_arquivos/ENG04482\\_aula\\_04\\_Niveis\\_Tensao.pdf](http://www.lapsi.eletr.ufrgs.br/~luizfg/disciplinas_IEPrediais_arquivos/ENG04482_aula_04_Niveis_Tensao.pdf)>. Acesso em: 20 Janeiro 2016.

GRAINGER, John J.; STEVENSON JR., William D. **Power System Analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

GRIMONI, José A. B.; GALVÃO, Luiz C. R.; UDAETA, Miguel E. M. **Iniciação a Conceitos de Sistemas Energéticos para o Desenvolvimento Limpo**. São Paulo: Edusp, 2004. 157-160 p.

IEEE. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. **IEEE 1159**, New York, Junho 2009.

IMPACTO ASSESSORIA AMBIENTAL. **RIMA Relatório de Impacto Ambiental. Parque eólico Rosa dos Ventos I e II**. Prospecta. Chapecó: [s.n.], 2014. 5-7 p.

ISHCHENKO, A.; MYRZIK, J. M. A.; KLING, W. L. Control Aspects of Distribution Networks with Dispersed Generation. **Power Tech, 2005 IEEE Russia**, St. Petersburg, p. 1-5, Junho 2005.

ITAIPU. Integração ao Sistema Brasileiro. **Itaipu Binacional**, 2016. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/energia/integracao-ao-sistema-brasileiro>>. Acesso em: 26 jan. 2016.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos C. B. D.; ROBBA, Ernesto J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2ª. ed. São Paulo: Edgard Blucher Ltda, 2010.

KERSTING, William H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 3rd. ed. New York: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012.

KUMAR, N. et al. **Power Plant Cycling Costs**. Intertek APTECH. Califórnia: [s.n.], 2012.

LEITE, Mateus A. O. **Reconfiguração de Redes de Distribuição Primária de Energia Elétrica para Redução de Perdas Técnicas**. 2014. 1-3p.[s.n.]. Belo Horizonte, 2014. Disponível em: <<http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1275M.PDF>>. Acesso em: 19 Janeiro 2016.

LIMA, Claudio. Geração Distribuída: contexto nacional e internacional da normatização. **Seminário Micro e Minigeração Distribuída - Impactos da Resolução Normativa ANEEL RN 482/2012**. Brasília, 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/hotsite/mmgd/slides/Claudio%20Lima.pdf>>. Acesso em: 26 outubro 2015.

MATEVOSYAN, Julija. **Wind power in areas with limited export capacity**. 2004.[s.n.]. Stockholm, 2004.

ONS. O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional. **ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2016. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx)>. Acesso em: 23 jan. 2016.

PENTEADO, Josué B. **Análise do desempenho de subestações de energia elétrica a partir de critérios de confiabilidade**. 2011.[s.n.]. São Carlos, 2011.

PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, v. 33, p. 787–798, Abril 2005.

PRODIST. **Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. [S.l.]: [s.n.], 2005.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, p. 753-762, Maio 1988. ISSN 0885-8950.

SIMAS, Moana; PACCA, Sergio. Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 27, n. 77, 2013. ISSN 0103-4014.

STEVENSON JR, William D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2ª. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

WORLD WIDE ENERGY ASSOCIATION - WWEA. **New record in worldwide wind installations**. Disponível em: <<http://www.wwindea.org/new-record-in-worldwide-wind-installations/>>. Acesso em: 20 ago. 2015.