

Universidade Federal de Campina Grande - UFCG
Centro de Engenharia Elétrica e Informática - CEEI
Departamento de Engenharia Elétrica - DEE

Análise dos Impactos da Geração Eólica em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Alta Tensão

Arthur da Silva Freitas

Campina Grande - PB, Brasil

14 de março de 2018

Arthur da Silva Freitas

Análise dos Impactos da Geração Eólica em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Alta Tensão

Trabalho de Conclusão de Curso submetido a Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, Campus Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Eletrotécnica

Orientador: Ronimack Trajano de Souza, D.Sc.

Campina Grande - PB, Brasil

14 de março de 2018

Arthur da Silva Freitas

Análise dos Impactos da Geração Eólica em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Alta Tensão

Trabalho de Conclusão de Curso submetido a Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, Campus Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Eletrotécnica

Trabalho aprovado em, ____/____/____.

Ronimack Trajano de Souza, D.Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador

Jalberth Fernandes de Araújo, D.Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Campina Grande - PB, Brasil

14 de março de 2018

Agradecimentos

Agradeço à Deus, por me proporcionar a vida e dar forças para superar todas as dificuldades.

Aos meus pais, Antônio (*in memoriam*) e Raimunda, pelo amor incondicional e carinho, pelos incentivos e colaboração ao longo da minha caminhada acadêmica.

A toda minha família, pelos momentos felizes e apoio.

A minha namorada Eliari, pelo amor, amizade, cumplicidade e paciência.

Ao professor Ronimack, pela oportunidade desse trabalho, pelas reuniões produtivas e pelos ensinamentos.

A todos os meus amigos, feis companheiros e irmãos.

À Universidade Federal de Campina Grande, por me proporcionar o ensino de excelência ao longo dos 5 anos que estive aqui.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, em especial aos funcionários Adail Ferreira e Tchaikovsky Oliveira.

A meu amigo Bruno Sampaio, pelo auxílio na estruturação do tema.

À Professora Amanda Gomes da Unidade Acadêmica de Estatística, UFCG, por sanar dúvidas a respeito do método de suavização exponencial de Holt-Winters.

A todos que contribuíram direta ou indiretamente para que eu conseguisse finalizar essa etapa da vida com êxito.

"A simplicidade é o último grau de sofisticação."

Leonardo da Vinci

Resumo

O trabalho tem como tema a análise dos impactos da geração eólica em sistemas de distribuição em alta tensão. O projeto baseia-se em um estudo de caso para um sistema de distribuição em alta tensão pertencente a concessionária de energia elétrica Energisa Paraíba. No qual foi constatado, por meio de simulações computacionais utilizando o *software* do *Electric Power Research Institute* (EPRI) OpenDSS, desequilíbrio nas perdas técnicas após a conexão de dois parques eólicos, com potência total instalada de 63 MW, resultado da má distribuição do fluxo de potência devido a intermitência da geração. No Brasil, as perdas técnicas são regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio do módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que especifica os níveis aceitáveis para esse tipo de perda, normalmente atribuída ao funcionamento de equipamentos como transformadores, reguladores de tensão, instrumentos de medição e cabos condutores que se não controladas, provocam redução da eficiência e elevação dos custos da distribuição. O estudo foi elaborado a partir da revisão dos principais artigos científicos relacionados ao tema, motivado, pela observação do processo evolutivo, penetrante, das fontes renováveis de energia elétrica que contribuem na diversificação e flexibilização da matriz energética Brasileira.

Palavras-chave: Sistema de Distribuição em Alta Tensão. OpenDSS. Perdas Técnicas. Geração Eólica

Abstract

The work has as its theme the analysis of the impacts of wind power generation on high voltage distribution systems. The project was based on a case study for a high-voltage distribution system belonging to the power utility Energisa Paraíba. It was observed that, through computational simulations using the OpenDSS Electric Power Research Institute (EPRI) software, an unbalance in technical losses after the connection of two wind farms with a total installed capacity of 63 MW, result of poor power distribution due to intermittent generation. In Brazil, technical losses are regulated by the National Electric Energy Agency (ANEEL) through module 7 of the Procedures for Distribution of Electric Energy in the National Electric System (PRODIST), which specifies the acceptable levels for this type of loss, normally attributed to the operation of equipment such as transformers, voltage regulators, measuring instruments and conductive cables, that if not controlled, reduce efficiency and increase distribution costs. The study was based on the review of the main scientific articles related to the theme, motivated by the observation of the evolutionary process, more deeply on the renewable energy sources that contribute to the diversification and flexibilization of the Brazilian energy matrix.

Keywords: High Voltage Distribution System. OpenDSS. Technical Losses. Wind Generation.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Aerogeradores - Parque eólico.	18
Figura 2 – Modelo conceitual da circulação global atmosférica, indicando as células meridionais e as direções dos ventos próximos à superfície. Também são indicadas as latitudes típicas de baixas e altas pressões.	19
Figura 3 – Organograma dos elementos do circuito no <i>software</i> OpenDSS.	26
Figura 4 – Interface do <i>software</i> OpenDSS.	28
Figura 5 – Exemplo de definição das barras no <i>software</i> OpenDSS	30
Figura 6 – Sistema da sub-regional Soledade.	49
Figura 7 – Localização geográfica do sistema do estudo de caso.	51
Figura 8 – Cálculo das Perdas Técnicas no OpenDSS.	52
Figura 9 – Histórico do fator de capacidade médio no subsistema Nordeste em periodicidade mensal nos últimos três anos (2015, 2016 e 2017).	53
Figura 10 – Fator de capacidade médio no subsistema Nordeste em periodicidade mensal para os anos de 2017 e 2018 (previsões).	55
Figura 11 – Previsão dos fatores de capacidade para o ano de 2018 - <i>Interface Software The R Project for Statistical Computing</i>	55
Figura 12 – Perdas técnicas em MWh.	56
Figura 13 – Comportamento das perdas técnicas em (MWh) para fatores de capacidade na faixa de 0 a 70%.	57
Figura 14 – Comportamento das perdas técnicas em (%) para fatores de capacidade na faixa de 0 a 70%.	57

Lista de quadros

Quadro 1 – Verbos de comando do OpenDSS.	29
Quadro 2 – Sequência lógica para programação no OpenDSS.	29
Quadro 3 – Parâmetros do elemento <i>Circuit</i>	31
Quadro 4 – Parâmetros do elemento <i>LineCode</i>	33
Quadro 5 – Parâmetros do elemento <i>Line</i>	34
Quadro 6 – Parâmetros do elemento <i>Generator</i>	36
Quadro 7 – Modelos assumidos pelo gerador frente a variação da tensão.	36
Quadro 8 – Parâmetros do elemento <i>Transformer</i>	38
Quadro 9 – Parâmetros do elemento <i>RegControl</i>	40
Quadro 10 – Modelos de carga.	41
Quadro 11 – Parâmetros do elemento <i>Load</i>	41
Quadro 12 – Parâmetros do elemento <i>LoadShape</i>	43
Quadro 13 – Parâmetros do elemento Capacitor.	44
Quadro 14 – Registros de medição do elemento <i>EnergyMeter</i>	46

Lista de tabelas

Tabela 1 – Capacidade instalada de geração do SIN por subsistema.	17
Tabela 2 – Capacidade instalada de geração do SIN por tipo de fonte.	17
Tabela 3 – Parques eólicos em operação no estado da Paraíba.	21
Tabela 4 – Características das linhas de subtransmissão do sistema do estudo de caso.	50
Tabela 5 – Características dos transformadores do sistema do estudo de caso. . . .	50
Tabela 6 – Resultados das previsões estatísticas utilizando o modelo de <i>Holt-Winters</i> a partir do programa R.	54

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CIM	<i>Current Injection Method</i>
COM	<i>Component Object Model</i>
DLL	<i>Dynamic Link Library</i>
DSS	<i>Distribution System Simulator</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FBS	<i>Forwardbackward Sweep</i>
FC	Fator de Capacidade
GC	Geração centralizada
GWh	Gigawatt-hora
LANEST	Laboratório de Análise Estatística
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<i>OpenDSS</i>	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PCElements	<i>Conversion Elements</i>
PDElements	<i>Power Delivery Elements</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
MW	Megawatts
SDAT	Sistema de Distribuição em Alta Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição em Média Tensão
SED	Subestações de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência

SIN	Sistema Interligado Nacional
RTP	Revisão Tarifária Periódica
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>

Sumário

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Motivação	14
1.2	Objetivos	15
1.3	Principais Contribuições do Trabalho	15
1.4	Organização do Documento	16
2	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	17
2.1	Fontes Alternativas de Energia Elétrica	18
2.1.1	Geração Eólica	18
2.1.1.1	Fator de Capacidade Eólico	21
2.2	Sistemas de Distribuição em Alta Tensão	22
2.2.1	Perdas de Energia no SDAT	22
3	OPENDSS	25
3.1	Estrutura do OpenDSS	25
3.1.1	Interface do OpenDSS	26
3.1.2	Sintaxe de Comando do OpenDSS	28
3.2	Elementos Básicos	30
3.2.1	Barras e Terminais	30
3.2.2	Equivalente de Thévenin	31
3.2.3	Linha	32
3.2.4	Gerador	35
3.2.5	Transformador	37
3.2.6	Regulador de Tensão	39
3.2.7	Carga	40
3.2.8	Curva de Carga	43
3.2.9	Capacitor	44
3.2.10	<i>Energy Meter</i>	45
3.2.11	Elementos Especiais	47
3.3	Fluxo de Potência no OpenDSS	47
4	ESTUDO DE CASO	48
4.1	Sistema de Distribuição Real	49
4.1.1	Simulação Computacional	52
4.2	Resultados	56

5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	58
	REFERÊNCIAS	59
	APÊNDICES	61
	APÊNDICE A – SCRIPT DE COMANDO DO SISTEMA EM ES- TUDO	62

1 Introdução

O processo de diversificação e flexibilização da matriz energética brasileira por meio da evolução penetrante de fontes renováveis de energia elétrica, garantem ao país, reforço no fornecimento energético e conseqüente aumento da confiabilidade dos sistemas. Porém, a busca pelo aproveitamento de tais recursos, tendência mundial, impõe ao Brasil desafios diários quanto ao planejamento da expansão e a operação de seu Sistema Elétrico de Potência (SEP), segundo afirma (VICHI; MANSOR, 2009).

A geração eólica, fonte renovável de maior crescimento no país em participação nos leilões desde 2009 (MELO, 2013), motivou esse estudo no sentido de enfrentar os problemas decorrentes da conexão de parques eólicos as redes de distribuição de energia elétrica em alta tensão.

O interesse nesse tipo de fonte é resultado da combinação de fatores que estão relacionados ao desenvolvimento tecnológico e da cadeia produtiva, aos aspectos regulatórios e financeiros. Além, da capacidade natural que o país possui em produzir ao longo do ano e em grande parte de seu território energia proveniente da força dos ventos. Para as distribuidoras é fundamental no entanto, a elaboração de estudos de viabilidade econômica de conexão deste tipo de fonte. Devido à possibilidade do aumento das perdas técnicas, regulamentadas pela ANEEL, proveniente da má distribuição do fluxo de potência ocasionado normalmente pela intermitência da geração. Nesse sentido, é fundamental também, adoção de ferramentas computacionais adequadas que permitam esses cálculos.

O desenvolvimento do trabalho baseia-se na análise das perdas técnicas para um sistema de distribuição em alta tensão pertencente a concessionária Energisa Paraíba, antes e após a conexão de dois parques eólicos, que seguem o modelo de geração centralizada (GC) com potência total instalada de 63 megawatts (MW). Como ferramenta computacional de simulação será utilizado o *software* OpenDSS adotado pela ANEEL em sua nota técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL para cálculo das perdas regulatórias (ANEEL, 2014). Devido à importância do *software* nesse trabalho, é dada ênfase na organização de sua estrutura, nos elementos utilizados para construção das redes elétricas, nos modos de simulação e demais potencialidades.

1.1 Motivação

A elaboração do trabalho partiu da observação do crescimento vertiginoso das fontes renováveis de energia elétrica, com destaque para a geração eólica, que aos poucos caminham para consolidação dos seus espaços na matriz de geração Brasileira.

Associado a esse crescimento e verificada as limitações do serviço público de transmissão de energia elétrica, surgem por conseguinte, nesse contexto, novas oportunidades de conexão de empreendimentos de geração eólica centralizada, a cima de 5MW, diretamente nas redes de distribuição em alta tensão das concessionárias do país.

Por meio desse tipo de conexão, surgem também, problemas operacionais que demandam grande empenho na elaboração de estudos técnicos por parte das distribuidoras, principalmente, no que diz respeito as perdas técnicas dos sistemas associadas à intermitência da geração e na escolha de ferramentas computacionais que auxiliem no estudo desses fenômenos, capazes de simular com precisão as características construtivas dos sistemas em foco. Buscando desse modo, aproveitar, da melhor forma possível, todo o potencial ainda inexplorado das localidades que propiciam ótimos níveis de geração e que estão no entanto fora da área de cobertura da rede básica do Sistema Elétrico de Potência (SEP).

1.2 Objetivos

A fim de evidenciar a problemática enfrentada, utilizando a ferramenta computacional para simulação de sistemas elétricos de potência OpenDSS, foi apresentado no último capítulo desse trabalho um estudo de caso para um sistema de distribuição em alta tensão pertencente a concessionária Energisa Paraíba, localizado em uma região que contempla todas as características citadas, com os seguintes objetivos:

- Analisar os impactos das perdas técnicas para a concessionária e consumidores, após a conexão dos parques eólicos Canoas e Lagoa II com potência instalada de 63MW;
- Apresentar possíveis soluções operacionais para controle no aumento das perdas técnicas;
- Verificar as vantagens e desvantagens da utilização do *software* OpenDSS no cálculo das perdas técnicas, seguido de uma análise comparativa com outros simuladores;
- Elaborar um manual didático para o OpenDSS que permita auxiliar e orientar os usuários na programação de sistemas elétricos de potência.

1.3 Principais Contribuições do Trabalho

Como principais contribuições podem ser citadas a construção da base teórica para trabalhos futuros relacionados ao tema, a partir da revisão bibliográfica dos principais trabalhos científicos que destacam o processo evolutivo das fontes renováveis de energia elétrica e a avaliação do estado da arte sobre a utilização da energia eólica e perdas técnicas.

Além do estudo da ferramenta computacional OpenDSS utilizada para análise das perdas técnicas de um sistema de distribuição real e elaboração do manual do usuário.

1.4 Organização do Documento

O presente trabalho é dividido conforme segue:

- O Capítulo 1 apresenta as principais motivações e objetivos do trabalho, com foco no processo evolutivo das fontes renováveis de energia elétrica, em especial na geração eólica centralizada, e seus impactos de conexão no sistema distribuição em alta tensão (SDAT), seguido da importância do estudo das perdas técnicas auxiliado por *software*, dada as potencialidades de redução da eficiência e elevação dos custos da distribuição;
- No Capítulo 2 é feita uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos científicos que destacam o processo evolutivo das fontes renováveis de energia elétrica, seguido da avaliação do estado da arte sobre a utilização da energia eólica e perdas técnicas.
- No Capítulo 3 é apresentado um tutorial básico do *software* de simulação de sistemas elétricos OpenDSS, que abrange sua história; descrição da interface do usuário; e os principais elementos utilizados na construção dos sistemas elétricos. Além, dos modos de simulação; e descrição do método de resolução do algoritmo de fluxo de potência;
- O Capítulo 4 finaliza o trabalho mostrando um sistema de distribuição em alta tensão pertencente à distribuidora de energia elétrica Energisa Paraíba, para o qual foram analisadas as perdas técnicas entre os meses de janeiro de 2017 à dezembro de 2018 utilizando o *software* OpenDSS e seguindo o que determina o modulo 7 do PRODIST, após a conexão da geração eólica.

2 Sistema Elétrico de Potência

O SEP tem a função precípua de fornecer energia elétrica aos usuários, de pequeno ou grande porte, com a qualidade adequada, no instante em que for solicitada. Isto é, o sistema exerce fundamentalmente as funções de produtor, transportador e distribuidor, do produto energia elétrica segundo (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBIA, 2005) .

No Brasil, a matriz de geração que supre o SEP apresenta-se como essencialmente hidrotérmico de grande porte, com forte predominância das usinas hidroelétricas presentes nos subsistemas das regiões Nordeste (NE), Norte (N), Sudeste/Centro-Oeste (SE) e Sul (S), conforme demonstra a Tabela 1.

As Tabelas 1 e 2 apresentam a composição da capacidade instalada de geração para todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) por subsistema e tipo de fonte, respectivamente, a partir do montante apurado no mês de dezembro de 2017. As informações apresentadas são de domínio público fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Tabela 1 – Capacidade instalada de geração do SIN por subsistema.

Subsistema	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Instalada (%)
Nordeste	28.930	18,7
Norte	19.340	12,5
Sudeste / Centro-Oeste	83.637	54,0
Sul	22.900	14,8
Total	154.807	100,0

Fonte – Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Tabela 2 – Capacidade instalada de geração do SIN por tipo de fonte.

Fonte de Geração	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Instalada (%)
Eólica	12.298	7,9
Hidroelétrica	105.165	68,0
Nuclear	1.990	1,3
Solar	914	0,6
Térmica	34.440	22,2
Total	154.807	100

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A partir dos dados apresentados na Tabela 2, nota-se que até o mês de dezembro de 2017 a matriz de geração do país contava com aproximadamente 155 GW de potência instalada. Desses 8,5% são provenientes das fontes renováveis eólica e solar que totalizam juntas 13,21 GW.

2.1 Fontes Alternativas de Energia Elétrica

O aumento da demanda por energia elétrica é um fato que vem se tornando mais aparente a cada ano devido ao avanço da tecnologia, economia e desenvolvimento da sociedade, no Brasil e no mundo.

A dependência por fontes não renováveis, como as provenientes da queima de carvão e combustíveis fósseis, associada às características de suscetibilidade do recurso hídrico no Brasil, tornou necessário a elaboração de estudos para diversificação das fontes de energia que compõem a matriz de geração brasileira, buscando aproveitar fontes que causem baixo impacto ao meio ambiente e que garantam reforço na confiabilidade do sistema, evitando, conseqüentemente possíveis crises energéticas (VICHI; MANSOR, 2009).

Dentre as fontes de energia renováveis, a geração eólica foi escolhida como modelo de estudo para este trabalho por representar a fonte renovável de maior penetração na matriz de geração brasileira, seu princípio de funcionamento e evolução histórica serão detalhados na subseção a seguir.

2.1.1 Geração Eólica

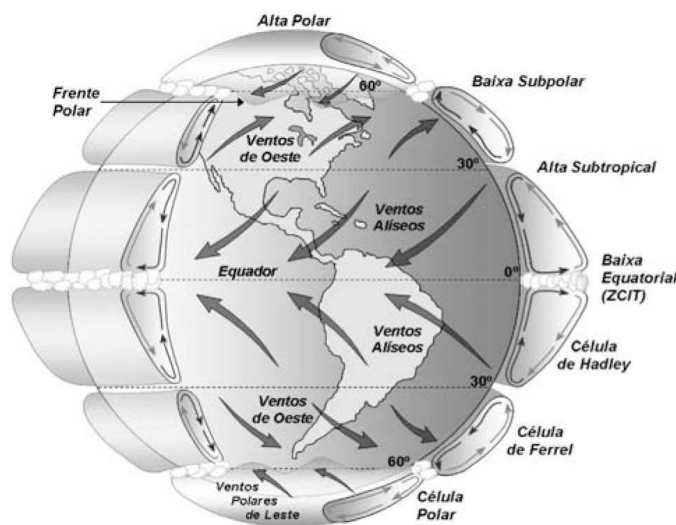
A geração eólica é o processo de conversão da energia contida na forças dos ventos em energia elétrica, utilizando turbinas eólicas, modelo ilustrado na Figura 1, também conhecidas como aerogeradores (ALVES, 2010). Esse processo é possível devido ao aquecimento desigual da superfície da terra, que propiciam a formação de zonas de alta e baixa pressão responsáveis pelo deslocamento das massas de ar, conforme ilustra a Figura 2.

Figura 1 – Aerogeradores - Parque eólico.



Fonte: Capa do boletim mensal da geração eólica - ONS.

Figura 2 – Modelo conceitual da circulação global atmosférica, indicando as células meridionais e as direções dos ventos próximos à superfície. Também são indicadas as latitudes típicas de baixas e altas pressões.



Fonte: (MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2008).

Segundo (NASCIMENTO; MENDONÇA; CUNHA, 2012), a utilização da energia eólica iniciou-se nas atividades agrícolas para moagem de grãos e bombeamento de água. No entanto, o grande impulso para a geração de eletricidade a partir da energia eólica ocorreu após a primeira crise do petróleo em 1973. Este acontecimento permitiu que a geração a partir da energia eólica se destacasse no mundo todo, apresentando um crescimento acelerado ano a ano (MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2008). No Brasil, os primeiros parques eólicos foram instalados no litoral do Nordeste, no Ceará e em Fernando de Noronha, no início dos anos 1990.

Seguindo a tendência mundial, o Brasil criou em 2002 o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) que dentre os principais objetivos traçados, destacam-se:

- Diversificação da matriz energética nacional;
- Redução nas emissões de gases do efeito estufa;
- Criação de novos empregos;
- Capacitação de profissionais.

O programa possuía abrangência em quase todos os estados da federação. Desde de então, as fontes de energia eólica tem se mostrado bastante promissoras no processo de diversificação da matriz energética brasileira, devido à forte capacidade de produção de energia elétrica ao longo do ano e em grande parte do território nacional, em especial na

região Nordeste. Bem como, a outros fatores relacionados ao desenvolvimento tecnológico e da cadeia produtiva, aos aspectos regulatórios e financeiros.

Nesse sentido, investidores do Brasil e do exterior estão desenvolvendo diversos projetos de investimento a fim de explorar da melhor forma esse potencial. Segundo (KASPARY; JUNG, 2015), a energia eólica, além de contribuir com a geração de energia mais limpa, colabora com o desenvolvimento regional gerando empregos desde a construção das turbinas e demais componentes para a instalação da usina, além das atividades de manutenção regular após o início da produção.

No Brasil, o maior crescimento de participação na matriz energética será de usinas eólicas, enquanto que haverá redução na parcela de geração proveniente das hidrelétricas, no qual o subsistema Nordeste seguirá a tendência de expansão centrada nas eólicas, que passará a ser a maior fonte de energia da Região (NOGUEIRA, 2014). O estado da Paraíba, destaque desse trabalho, está inserido no subsistema da região Nordeste e apresenta duas regiões principais com alto potencial eólico. A primeira situa-se na costa litorânea, principalmente ao norte, e a segunda na região de Santa Luzia que encontra-se em um “corredor” de vento situado no agreste Paraibano. Essa região, possui velocidade média anual de vento em torno de 7,7 m/s, situação favorável para implantação de parques eólicos.

A região de Santa Luzia encontra-se distante da rede básica, fato que por muito tempo representou o fator determinante da dificuldade de conexão de usinas eólicas à mesma. Porém, uma alternativa encontrada pelos investidores foi a negociação com a distribuidora Energisa Paraíba para interligação de parques eólicos diretamente no SDAT. Essa iniciativa representa uma tendência natural, tendo em vista a limitação dos componentes da rede básica que inviabilizam o escoamento do excedente da potência produzida.

Atualmente a Paraíba conta com 15 parques eólicos em operação, desses, 12 (doze) estão conectados à rede básica, e 3 (três) as redes de distribuição, como pode ser visto na Tabela 3.

Tabela 3 – Parques eólicos em operação no estado da Paraíba.

	Parque Eólico	Data de Operação	Potência Instalada (MW)	Município
Rede Básica	Albatroz	31/01/2009	4,8	Mataraca
	Atlântica	17/01/2009	4,8	Mataraca
	Camurim	31/01/2009	4,8	Mataraca
	Caravela	31/01/2009	4,8	Mataraca
	Coelhos I	05/03/2009	4,8	Mataraca
	Coelhos II	10/02/2009	4,8	Mataraca
	Coelhos III	05/03/2009	4,8	Mataraca
	Coelhos IV	14/01/2009	4,8	Mataraca
	Mataraca	14/01/2009	4,8	Mataraca
	Millennium	28/11/2007	10,2	Mataraca
	Presidente	14/01/2009	4,8	Mataraca
	Vitória	28/11/2010	4,5	Mataraca
	SDAT	Canoas	30/09/2017	31,5
Lagoa I		31/10/2017	31,5	Santa Luzia
Lagoa II		30/09/2017	31,5	São José do Sabuji

Fonte: ANEEL / ONS.

2.1.1.1 Fator de Capacidade Eólico

O fator de capacidade é uma métrica que permite determinar a porcentagem de energia efetivamente gerada em relação a capacidade de geração nominal num mesmo intervalo de tempo (MELO, 2013).

Com base nesta medida é possível observar o aproveitamento efetivo ou estimado do total da potência máxima instalada de uma região. Um aspecto importante do fator de capacidade para a geração eólico é que seu cálculo depende das características construtivas dos aerogeradores, além das características do relevo e comportamento dos ventos.

No Brasil, os ventos apresentam ótimas características para a geração de energia elétrica, com boa velocidade, baixa turbulência e boa uniformidade, o que permite obter fatores de capacidade a cima da média mundial que variam de 20% a 25%, enquanto que no Brasil são registrados fatores a cima dos 50%, segundo dados da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica).

São consideradas para o cálculo do fator de capacidade os seguintes empreendimentos de geração eólica:

- Usinas conectadas na rede básica – independente da potência líquida injetada no SIN e da natureza da fonte primária;
- Usinas cuja operação hidráulica possa afetar a operação de usinas já existentes;

- Usinas conectadas fora da rede básica cuja máxima potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcionar maior segurança para a rede de operação.

2.2 Sistemas de Distribuição em Alta Tensão

Segundo a ANEEL, o SDAT engloba o conjunto de linhas de subtransmissão e subestações de propriedade das distribuidoras que conectam as barras da rede básica, de outras distribuidoras ou de centrais geradoras às subestações de distribuição em tensões superiores ou iguais a 69 kV.

2.2.1 Perdas de Energia no SDAT

O avanço vertiginoso da fonte de geração eólica, representa para as distribuidoras de energia elétrica, um desafio quanto ao planejamento da operação e a expansão de seus sistemas. Uma vez que surgem novas oportunidades para conexão de empreendimentos de geração centralizada diretamente no SDAT.

Devido à intermitência desse tipo de geração, um maior controle por parte das companhias deve ser feito, principalmente no que diz respeito ao aumento das perdas técnicas, ocasionado normalmente pela má distribuição do fluxo de potência no sistema. Essas perdas são atribuídas ao funcionamento de equipamentos como transformadores, reguladores de tensão, instrumentos de medição e cabos condutores, que podem provocar a redução da eficiência e elevação dos custos da distribuição.

Fisicamente, a perda técnica ocorre durante o transporte de energia elétrica devido ao efeito Joule, que expressa à quantidade de calor causado devido à passagem de corrente elétrica em um condutor. Como também, em decorrência de correntes de Foucault e perdas por Histerese, relativas ao processo de indução magnética do núcleo ferromagnético dos transformadores, reguladores de tensão e bobinas de potencial dos medidores de energia. Outro tipo de perda é a não técnica, refere-se ao registro incorreto da energia nos pontos de entrega, sendo relacionada com diversos fatores, como as irregularidades nos sistemas de medição, furtos de energia, entre outros problemas vinculados ao faturamento (MEFFE ; ANTUNES, 2015). Devido à crescente necessidade de energia elétrica e à maior exigência por parte dos consumidores e órgãos normativos, é de fundamental importância no entanto que uma distribuidora de energia elétrica entregue um serviço de qualidade, atentando para a segurança de seus funcionários e clientes, continuidade e eficiência do serviço.

Atualmente, as perdas de energia no SDAT são apuradas pelos dados obtidos do sistema de medição, considerando a obrigatoriedade, de acordo com o disposto no item 5.1.1 da Seção 2.1 do Módulo 2 e Módulo 7, revisão 5, do PRODIST. No qual determinam que as distribuidoras devem possuir medição de modo a totalizar as perdas de energia no

SDAT pela diferença entre a energia injetada e fornecida medidas na fronteira desse sistema com agentes de transmissão, geração, consumidores, outras distribuidoras e Subestações de Distribuição (SED). Utilizando o procedimento de cálculo denominado *Top-down*, em que a apuração das perdas é realizada a partir dos níveis de tensão mais elevados até a fronteira com o Sistema de Distribuição em Média Tensão (SDMT).

O cálculo das perdas técnicas em transformadores de potência é realizado para a condição de carga média, de acordo com a expressão:

$$P_{TR} = (P_{fe} + P_{cu}) [MW]. \quad (2.1)$$

Onde:

P_{TR} - Perda de potência para a demanda média do transformador [MW];

P_{fe} - Perda do ferro em vazio do transformador [MW];

P_{cu} - Perda de potência para a demanda média no cobre do transformador [MW].

A perda de potência para a demanda média no cobre do transformador é calculada pela equação:

$$P_{cu} = \left(\frac{P_{med}}{P_{nom} \cdot \cos\phi} \right) \cdot P_{Ncu} [MW]. \quad (2.2)$$

P_{cu} - Perda de potência para a demanda média no cobre do transformador [MW];

P_{Ncu} - Perda no cobre do transformador na condição nominal de carga, sendo obtida pela diferença entre a perda total e a perda em vazio do transformador em [MW];

P_{med} - Potência média no transformador, obtida pela energia consumida pelos consumidores ligados ao transformador dividida pelo tempo em [MW];

P_{nom} - Potência nominal do transformador em [MVA];

$\cos\phi$ - Fator de potência, estabelecido em 0,92.

A perda de energia do transformador E_{TR} é obtida pela soma da perda de energia em vazio pelo período de tempo analisado Δ_T com a perda de energia ocorrida no cobre, calculada pela multiplicação da perda de potência para a demanda média no cobre pelo Coeficiente de Perdas - CP_T e pelo período de tempo analisado - Δ_T , conforme definido na expressão:

$$E_{TR} = \Delta_T \cdot (P_{fe} + P_{cu} \cdot CP_t) [MWh]. \quad (2.3)$$

O cálculo das perdas técnicas para as linhas de subtransmissão é feito apenas pela diferença dos valores medidos das potências entregues as SEDs nos extremos da linha.

Após calculada todas as perdas, os dados são encaminhados à ANEEL anualmente, com referência ao ano civil, e discriminados mês a mês. Essas informações devem ser segregadas por níveis de tensão e por segmento de transformação na forma de relatório, que devem conter além dos montantes de perdas apurados por nível de tensão uma análise das eventuais variações nesses montantes. Com o objetivo de avaliar a evolução das perdas e auxiliar na Revisão Tarifária Periódica (RTP) (ANEEL, 2014).

Como meio alternativo para apuração dos montantes das perdas técnicas no SDAT será feita nesse trabalho a análise por meio do fluxo de potência, utilizando o *software* para simulação de sistemas elétricos OpenDSS, para fins comparativos e de planejamento.

3 OpenDSS

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é um *software* de simulação para sistemas elétricos que opera sob licença de código aberto, pertencente ao *Electric Power Research Institute* (EPRI). Comprado em 2004, pelo EPRI, o OpenDSS inicialmente era conhecido como *Distribution System Simulator* (DSS), pertencente à empresa de consultoria em engenharia e sistemas de energia elétrica americana *Electrotek Concepts, Inc.* Seu desenvolvimento iniciou-se em 1997, pelos engenheiros Roger Dugan e Thomas McDemontt, que buscavam desenvolver uma ferramenta computacional flexível, capaz de suprir as necessidades provenientes da evolução dos sistemas de distribuição através de simulações com alta eficácia computacional.

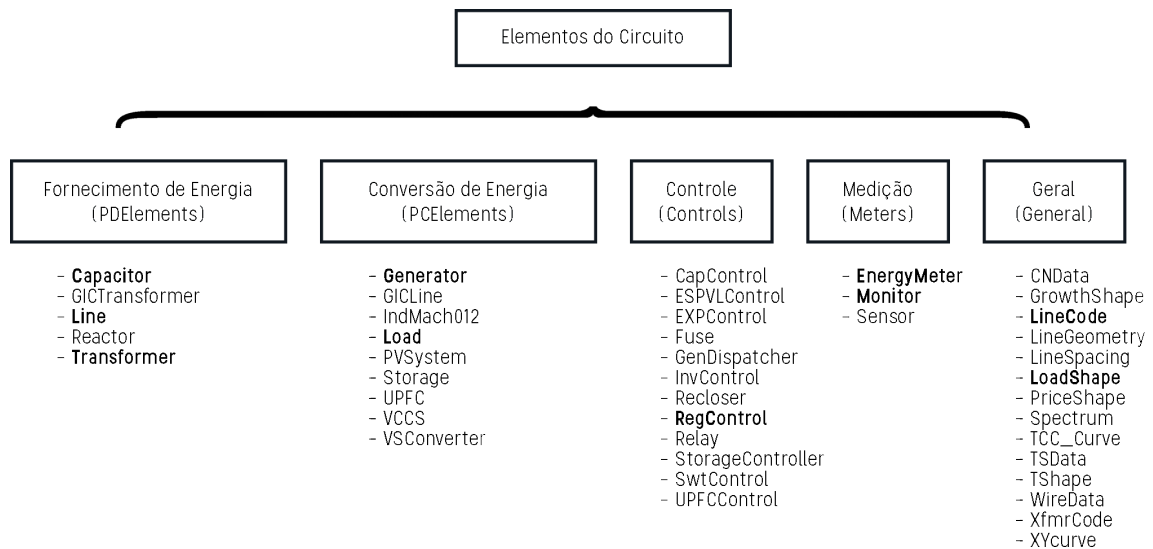
3.1 Estrutura do OpenDSS

O *software* OpenDSS não possui interface gráfica. Baseia-se exclusivamente em linhas de comandos que podem ser oriundas do usuário, de um arquivo de texto fixo ou de programas externos como Python, C#, R, MATLAB, ferramentas do *Microsoft Office*, em destaque o *Visual Basic for Applications* (VBA) e outros que utilizem a *Component Object Model* (COM). Permitindo ao usuário, projetar soluções personalizadas conforme destaca (GARCIA et al., 2000).

Outra característica estrutural do OpenDSS é a possibilidade de modificação do código fonte e comunicação através do desenvolvimento de arquivos *Dynamic Link Library* (DLL). A partir desse mecanismo, o usuário pode acessar os módulos internos, realizar novos tipos de estudos e obter relatórios. Devendo sempre respeitar o contrato de licença do *software*.

No OpenDSS os comandos definem os elementos do circuito, que são divididos em 5 classes quanto as suas funcionalidades características, conforme apresentado na Figura 3. Sendo eles Elementos fornecedores de energia, *Power Delivery Elements* (PDElements), que possuem a função de transportar energia de um ponto a outro do sistema (capacitores e reatores são uma exceção a essa regra quando se encontram conectados em derivação); Elementos de conversão de energia, *Power Conversion Elements* (PCElements), que possuem a função de converter a energia elétrica para uma outra ou vice-versa; elementos de controle (*Controls*); Medidores (*Meters*); e outros.

A Figura 3, ilustra o organograma da estrutura completa dos elementos do circuito do OpenDSS. Nessa representação foi omitido a classe dos elementos especiais que serão apresentados na subseção 2.10.

Figura 3 – Organograma dos elementos do circuito no *software* OpenDSS.

Fonte: Elaborada pelo autor.

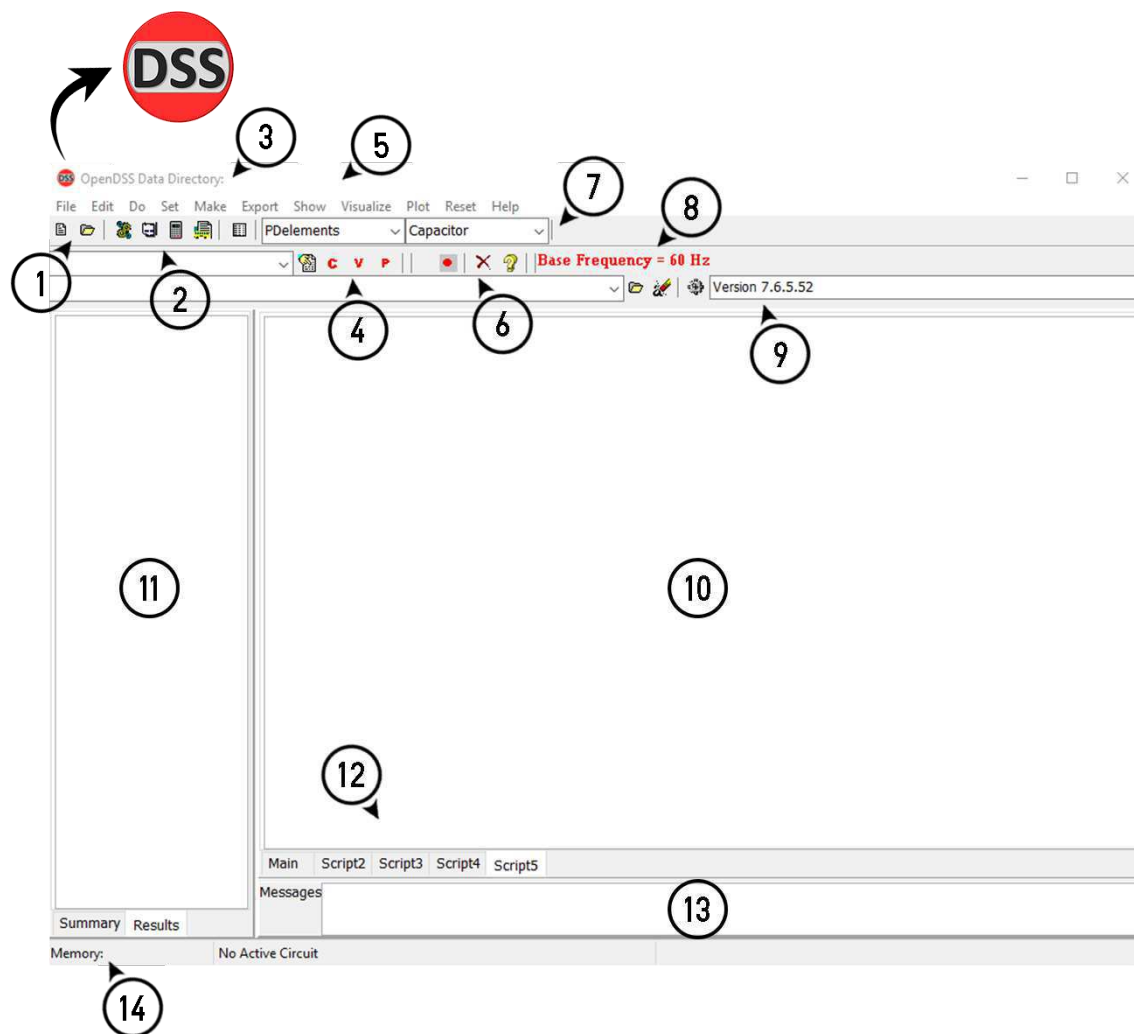
3.1.1 Interface do OpenDSS

Em sua versão 7.6.5.52, o OpenDSS apresenta ao usuário uma interface que propicia uma boa interação homem-máquina. Na qual apresenta botões, listas, abas e janelas autoexplicativas conforme ilustrados na Figura 4.

Os componentes da interface do OpenDSS são descritos a seguir:

1. Aba de acesso direto as funções “*New Script Window*” e “*Open a script file*”, que possibilitam a criação e abertura de um novo documento;
2. Aba de acesso direto as funções “*Do Command*”, “*Edit Result File*”, “*Solve*”, “*Make Bus List*” e “*Summary*”, utilizadas para realizar a solução e apuração dos resultados;
3. Diretório do arquivo em execução;
4. Dados das grandezas corrente, tensão e potência do elemento selecionado no item 7;
5. Aba principal: possibilita o acesso a maior parte dos recursos de interesse de uma simulação.
 - *Set*, permite alterar os parâmetros dos elementos da simulação;
 - *Export*, permite salvar arquivos no formato “.csv”;
 - *Show*, apresenta o conteúdo dos resultados;
 - *Visualize*, apresenta o resultado gráfico para o elemento selecionado;
 - *Plot*, apresenta graficamente o resultado para todo o circuito.

6. Aba de acesso as funções “*Record Commands*”, “*Clear DSS*” e ao botão de acesso aos tópicos de ajuda.
 - Essa aba é bastante útil durante a construção da simulação, principalmente pela presença do botão de ajuda que reúne em detalhes todas as informações dos componentes do *software*.
7. Permite ao usuário selecionar os elementos do circuito, para alteração ou visualização;
8. Frequência de operação base do sistema;
9. Versão do *software*;
10. Janela para escrita dos *scripts* de comando.
 - Ao finalizar o *script*, utiliza-se a função “*Solve*” para execução do processo de solução iterativa da simulação descrita. Após qualquer posterior alteração, não é mais necessário a utilização da função “*Solve*”, podendo ser executado o mesmo processo por meio da opção “*Do Selected*”, atalho Ctrl+D.
11. Janela de apresentação do “*Summary*” e “*Results*”.
 - Ao realizar a solução de um *script*, é apresentado nessa janela, em resumo, os principais resultados da simulação. Como por exemplo, a mínima e máxima tensão em pu do circuito, potências, perdas e outras informações.
12. Janelas de *scripts*.
 - Permite ao usuário selecionar qual o *script* é o *script* em execução.
13. Mensagens do *software* ao usuário;
14. Total de memória utilizada pelo *software*.

Figura 4 – Interface do *software* OpenDSS.

Fonte: Elaborada pelo autor.

3.1.2 Sintaxe de Comando do OpenDSS

A sintaxe padrão utilizada pelo *software* é definida através de uma ordem de comandos, indicando-se a ação, o elemento e seu nome, seguido de todos os parâmetros separados por espaços, conforme modelo ilustrado no quadro (Código 3.1).

Código 3.1 – Sintaxe de Comando do OpenDSS

```
VerboDeComando Elemento.NomeElemento param1=val1 param2=val2 ...
```

Alguns outros caracteres são reservados pelo compilador. Dentre os quais se destacam: O caractere “ ” utilizado para dar continuidade a escrita de uma comando após a quebra de uma linha; “!” para iniciar um comentário em uma linha do programa; “//” para representar um comentário não interpretado pelo compilador; e “=” para atribuição de valor a uma variável. Utilizam-se ainda os caracteres “|” para representar uma separação

de linhas de uma matriz e o “” para delimitar um elemento ou atribuição de parâmetro. Além dos verbos de comando apresentados no Quadro 1.

Quadro 1 – Verbos de comando do OpenDSS.

Verbo de Comando	Descrição
New	Cria um novo elemento do circuito
Edit	Edita um elemento específico do circuito
Set	Define a opção de solução
Solve	Realiza a simulação do circuito atual
Show	Exibe o resultado do fluxo de potência em um arquivo ".txt"
Export	Exporta o resultado para um arquivo ".csv"
Plot	Plota na tela em formato gráfico o resultado da simulação

Elaborado pelo autor.

A execução do programa é realizada de forma estruturada em uma varredura *top-down*, devendo o usuário seguir a sequência lógica na programação do *script* de comando apresentada na Quadro 2.

Quadro 2 – Sequência lógica para programação no OpenDSS.

Passo	Ação	Comando	Comentários
1	Definição do circuito	a) Clear b) New	Limpa os registradores e define os elementos do circuito.
2	Configuração das opções do circuito	a) Set	Configura os elementos do circuito.
3	Resolução do fluxo de potência	a) CalcVoltageBases b) Solve	Define a tensão base para todas as barras e soluciona o fluxo de potência.
4	Análise dos resultados	a) Visualize b) Plot c) Export	Apresenta graficamente os resultados da simulação de um único elemento, de todo o circuito e exporta se necessário os resultados em arquivos nos formatos ".csv" e ".txt".

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para dar início a simulação no ambiente do *software*, é necessário primeiramente, definir os componentes do circuito que será analisado. Geralmente, apresentado por uma composição de elementos de conversão e transporte de energia. Definido os elementos, é exigido do usuário os dados dos parâmetros que caracterizam cada um deles. Por exemplo, para o equipamento transformador, representado pelo elemento *Transformer*, deve ser conhecida basicamente a quantidade de enrolamentos, o seu número de fases, seus elementos elétricos que caracterizam o circuito equivalente monofásico e as barras nas quais os seus terminais estão conectados.

Na seção 2.2, serão apresentadas as características funcionais de cada elemento do circuito; a lista de parâmetros necessários para correta modelagem; e exemplos para familiarização do usuário com a sintaxe de comando.

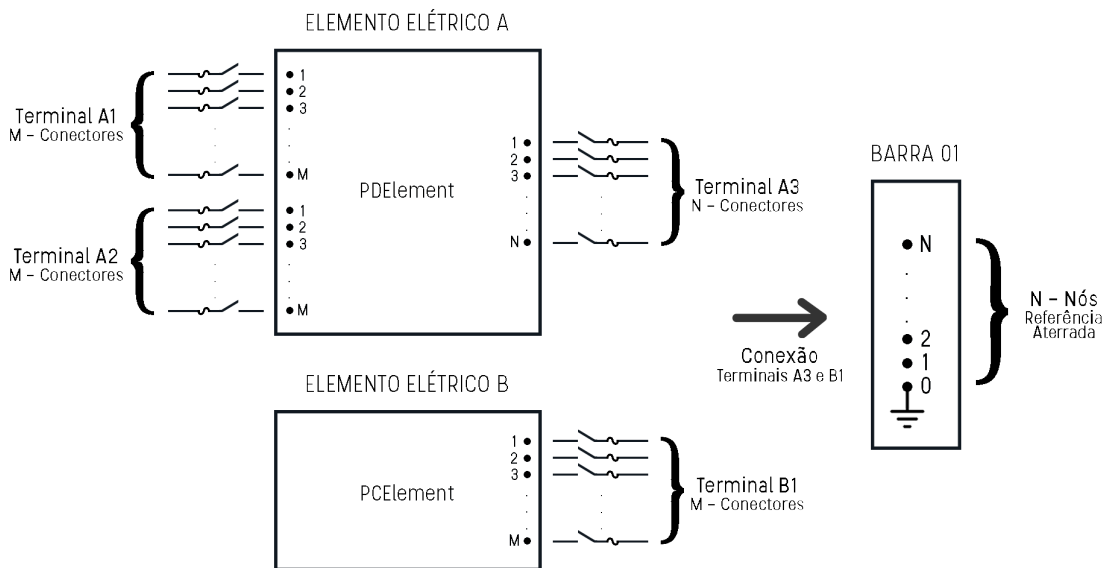
3.2 Elementos Básicos

3.2.1 Barras e Terminais

A partir de suas funcionalidades características os elementos elétricos podem possuir um ou mais terminais, compostos por diversos conectores. Cada terminal deve obrigatoriamente se conectar em apenas uma barra, que são definidas como consequência da criação de novos elementos, conforme apresentado na Figura 3. A função principal das barras é conectar em seus nós, os terminais dos elementos e apresentar as tensões nodais em relação ao seu nó 0 (nó de referência), que não necessariamente representa o terra do circuito.

Na Figura 5 é ilustrado o modo de definição de uma barra a partir de dois elementos elétricos genéricos, que se conectam aos seus nós através dos terminais A3 e B1. Nesse arranjo, o “ELEMENTO ELÉTRICO A”, elemento fornecedor de energia, possui 3 terminais, com M e N conectores. O “ELEMENTO ELÉTRICO B”, elemento conversor de energia, possui apenas 1 terminal com M conectores. Seguindo a lógica para definição das barras utilizada pelo *software*, observe-se que para continuação da montagem do sistema genérico, deverão ser definidas mais duas barras decorrentes da conexão dos terminais A1 e A2 junto a outros elementos elétricos, de transporte e/ou conversão de energia.

Figura 5 – Exemplo de definição das barras no *software* OpenDSS



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.2.2 Equivalente de Thévenin

Todo circuito deve ser inicializado por um elemento de conversão de energia “especial” que apresenta apenas um terminal. Utilizado para inicializar a solução do estudo de fluxo de potência com a atribuição de valores nulos a todas as demais fontes de injeção de corrente, que definem o barramento de saída de cada alimentador. Esse elemento nada mais é do que o equivalente de Thévenin visto de um determinado ponto. Ou seja, representa o equivalente da transmissão ou subtransmissão vista pela subestação ou o equivalente da subestação vista por um alimentador ou qualquer outro equivalente que se queira definir. Portanto, para os cálculos é considerado como o componente que possui os dados de fronteira. No OpenDSS o equivalente de Thévenin é representado pelo elemento “*Circuit*”.

Quadro 3 – Parâmetros do elemento *Circuit*.

Parâmetros	Descrição	Unidade
Bus1	Nome da barra de fronteira (swing)	-
Phases	Número de fases (o default é 3)	-
BasekV	Tensão de linha nominal	kV
Pu	Valor por unidade da tensão na barra	pu
R1	Resistência de sequência positiva da fonte	Ω
X1	Reatância de sequência positiva da fonte	Ω
Mvasc3	Potência de curto-circuito trifásica	MVA
Mvasc1	Potência de curto-circuito monofásica	MVA

Fonte: Elaborado pelo autor.

Sintaxe de comando para o elemento *Circuit* no OpenDSS

Exemplo 1

Código 3.2 – Equivalente de Thévenin na barra BarraFronteiraA, tensão nominal 69kV, tensão por unidade 1,0 pu, resistência e reatância de sequência positivas, respectivamente, 0,100 e 0,500 Ω

```
1. New Circuit.EquivalenteA bus1=BarraFronteiraA
2. ~ basekv=69 pu=1 r1=0.1 x1=0.5
```

Exemplo 2

Código 3.3 – Equivalente de Thévenin na barra BarraFronteiraA, tensão nominal 69kV, tensão por unidade 1,0 pu, potências de curto-circuito trifásica e monofásica, respectivamente, 1000 e 5000 MVA

```
1. New Circuit.EquivalenteA bus1=BarraFronteiraA
2. ~ basekv=69 pu=1 mvasc3=1000 mvasc1=5000
```


Como pode ser visto nos exemplos 1 e 2, os parâmetros “R1”, “X1” e “Mvasc3”, “Mvasc1”, não necessitam ser inclusos conjuntamente para perfeita definição do elemento *Circuit*. Sendo necessário apenas a inclusão de um dos pares mencionados. Generalizando, pode ocorrer aos demais elementos do circuito que serão estudados a seguir, a não adoção também, de todos os parâmetros listados, utilizando-se apenas os que forem pertinentes para a requerida aplicação.

As letras iniciais de cada parâmetro, podem ser maiúsculas ou minúsculas, não causando ao *software* qualquer inconsistência. Caso necessário, após o caractere “=”, é permitida a inserção de espaços para melhor organização das linhas de comando, não causando ao *software* também qualquer inconsistência.

Exemplo 3

Código 3.4 – Equivalente de Thévenin, na barra BarraFronteiraB, tensão nominal 69kV, tensão por unidade 1,0 pu, potências de curto-circuito trifásica e monofásica, respectivamente, 1000000 e 1000000 MVA

```
1. New Circuit.EquivalenteB Bus1 = BarraFronteiraB Basekv = 69
2. ~ Pu = 1 Mvasc3 = 1000000 Mvasc1 = 1000000
```

Esse exemplo ilustra o Equivalente de Thévenin em uma barra do tipo “infinita”, que possui a característica de não alteração de seus valores de tensão e capacidade de fornecimento praticamente ilimitada para as potências de curto-circuito, independente da demanda. Os valores dos parâmetros “Mvasc3” e “Mvasc1”, não correspondem à realidade, porém, representam uma alternativa simples de se obter a condição de estabilidade desse tipo de barra, devendo ser bastante elevados.

3.2.3 Linha

As linhas são elementos fornecedores de energia, que apresentam dois terminais e são modeladas matematicamente utilizando o modelo π equivalente. Para caracterizar uma linha é preciso que se defina sua matriz de admitâncias nodais a partir das informações de suas impedâncias sequenciais ou pelas matrizes de resistências e de reatâncias. No OpenDSS as características comuns a um conjunto de linhas são agrupadas pelo elemento “*LineCode*”, que representa uma ferramenta facilitadora na construção de sistemas compostos por uma grande quantidade de segmentos de linhas.

Quadro 4 – Parâmetros do elemento *LineCode*.

Parâmetro	Descrição	Unidade
Nphases	Número de fases da linha	-
Normamps	Corrente nominal da linha	A
BaseFreq	Frequência de operação base	Hz
R1	Resistência de sequência positiva	Ω /Units
R0	Resistência de sequência zero	Ω /Units
X1	Reatância de sequência positiva	Ω /Units
X0	Reatância de sequência zero	Ω /Units
C1	Capacitância de sequência positiva	nF/Units
C0	Capacitância de sequência zero	nF/Units
Rmatrix	Matriz de resistências da linha por unidade de distância	-
Xmatrix	Matriz de reatâncias da linha por unidade de distância	-
Units	Unidade de distância utilizada	m ou Km

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para os exemplos a seguir, serão caracterizadas a linha do tipo monofásica e dois tipos de linhas trifásicas disares quanto a seus cabos condutores.

Exemplo 4

Código 3.5 – Características da linha monofásica

```
1. New LineCode.LinhaMonofasica nphases=2 baseFreq=60 units=km
2. ~ normamps=419 rmatrix= (0.25 | 0.06 0.25)
3. ~ xmatrix= (0.80 | 0.60 0.80)
```

Exemplo 5

Código 3.6 – Características da linha trifásica que utiliza cabos condutores do tipo A

```
1. New LineCode.LinhaTrifasicaTIPOA nphases=3 baseFreq=60
2. ~ units=km normamps=340 r1=0.306 x1=0.435
```

Exemplo 6

Código 3.7 – Características da linha trifásica que utiliza cabos condutores do tipo B

```
1. New LineCode.LinhaTrifasicaTIPOB nphases=3 baseFreq=60
2. ~ units=km normamps=460 r1=0.245 x1=0.382
```

Os exemplo 5 e 6, ficam perfeitamente caracterizados utilizando-se apenas de seus parâmetros de seqüências positivas “R1” e “X1”, devido as características construtivas da linha.

Para um mesmo sistema trifásico, bifásico ou monofásico, as características comuns as linhas dizem respeito tão somente, ao número de fases e frequência de operação. Pois, devido à complexidade construtiva natural dos sistemas, suas linhas podem se diferenciar no que diz respeito aos cabos condutores utilizados, que influenciam diretamente nos valores de resistências e reatâncias. A utilização do elemento *LineCode*, emprega-se nesse sentido, na caracterização dos conjuntos de linhas de mesmos condutores.

Após caracterizar as linhas utilizando o elemento *LineCode*, o usuário poderá representar os seguimentos de linhas utilizando o elemento “*Line*”.

Quadro 5 – Parâmetros do elemento *Line*.

Parâmetro	Descrição	Unidade
Bus1	Nome da barra a qual o terminal 1 será conectado	-
Bus2	Nome da barra a qual o terminal 2 será conectado	-
Phases	Número de fases (o default é 3)	-
LineCode	Contém as informações da linha	-
Length	Comprimento da linha	Units

Fonte: Elaborado pelo autor.

Sintaxe de comando para o elemento *Line* no OpenDSS

Exemplo 7

Código 3.8 – Linha monofásica de 2,5 Km, que interliga as barras A e B

```
1. New Line.MonofasicaA phases=2 bus1=BarraA bus2=BarraB
2. ~ linecode=LinhaMonofasica length=2.5
```

Exemplo 8

Código 3.9 – Linha trifásica de 50 Km que interliga as barras K e L, construída com condutores do tipo A

```
1. New Line.LinhaTrifasicaA phases=3 bus1=BarraK bus2=BarraL
2. ~ linecode=LinhaTrifasicaTIPOA length=50
```

Exemplo 9

Código 3.10 – Linha trifásica de 50 Km que interliga as barras K e L, construída com condutores do tipo B

```
1. New Line . LinhaTrifasicaB phases=3 bus1=BarraK bus2=BarraL
2. ~ linecode= LinhaTrifasicaTIPOB length=50
```

Exemplo 10

Código 3.11 – Linha trifásica de 125Km que interliga as barras O e P, construída com condutores do tipo B

```
1. New Line . LinhaTrifasicaC phases=3 bus1=BarraO bus2=BarraP
2. ~ linecode=LinhaTrifasicaTIPOB length=125
```

Exemplo 11

Código 3.12 – Linha trifásica de 72,5 Km que interliga as barras R e S, construída com condutores do tipo C

```
1. New Line . LinhaTrifasicaD phases=3 baseFreq=60 normanps=530
2. ~ units=km r1=0.195 x1=0.353
3. ~ bus1=BarrarR bus2=BarraS length=72.5
```

Neste exemplo, percebe-se a possibilidade de representar uma linha sem a utilização do elemento “*LineCode*”, o que confirma sua funcionalidade na organização das linhas de comando ao “omitir” vários parâmetros.

O número de fases dos seguimentos de linhas devem ser iguais ao especificado no parâmetro “*nphases*”, declarado no elemento “*LineCode*”.

3.2.4 Gerador

O gerador é um elemento de conversão de energia semelhante a um elemento de carga, tendo suas características definidas basicamente por sua potência ativa nominal e fator de potência (kW e FP) ou por sua potência ativa e reativa nominal (kW e kVar). Entretanto, o gerador pode ter sua potência modificada por um conjunto de multiplicadores, como uma curva de carga anual ou diária. Para o estudo de fluxo de potência, abordado na seção 2.3, o gerador é essencialmente uma carga negativa que pode ser despachada. No OpenDSS o gerador é representado pelo elemento “*Generator*”.

O parâmetro “*Model*”, define o modelo assumido pelo gerador para seu comportamento frente a variação da tensão. O OpenDSS dispõe de 7 possíveis modelos que representam o gerador, resumidos no Quadro 7.

Quadro 6 – Parâmetros do elemento *Gerator*.

Parâmetro	Descrição	Unidade
Bus1	Nome da barra na qual o gerador está conectado	-
Phases	Número de fases (o default é 3)	-
KV	Tensão base do gerador	kV
KW	Potência ativa nominal do gerador	kW
Kvar	Potência reativa nominal do gerador	kvar
Pf	Fator de potência do gerador	-
Model	Define como a tensão varia no gerador	-
Maxkvar	Valor máximo para a potência reativa	Mvar
Minkvar	Valor mínimo para a potência reativa	Mvar

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quadro 7 – Modelos assumidos pelo gerador frente a variação da tensão.

Modelo	Descrição
1	Potência ativa e reativa constantes
2	Impedância constante
3	Modelagem como barra de carga PV
4	Potência ativa constante e potência reativa fixa
5	Potência ativa constante e reatância fixa
6	Modelo específico definido pelo usuário
7	Potência ativa constante limitada pela corrente

Fonte: Elaborada pelo autor.

Sintaxe de comando para o elemento *Gerator* no OpenDSS

Exemplo 12

Código 3.13 – Gerador trifásico conectado a barra BarraGeradorA, tensão nominal 13,2 kV, potência ativa 40 MW, modelo 3 e potência reativa variável entre -40 e 50 Mvar

```
1. New Gerator.GeradorA bus1=BarraGeradorA kV=13.2 kW=40000
2. ~ model=3 maxkvar=50000 minkvar=-40000
```

Para geradores conectados em 2 ou 3 fases e/ou possua conexão em delta deve-se informar tensão de linha. Caso o gerador esteja conectado em apenas uma fase ou se encontre conectado em estrela, deve-se informar a tensão de fase.

Pode-se informar o fator de potência ou alternativamente a potência reativa. Em caso de serem especificados ambos os parâmetros (fator de potência e potência reativa), o OpenDSS considera apenas o que for informado por último.

Os parâmetros *Maxkvar* e *Minkvar*, são utilizados apenas no caso em que o gerador assume o modelo 3 (PV).

Em simulações onde o gerador é mantido sempre ligado, pode-se programar a variável “*Status = fixed*” para mantê-lo em operação na simulação. O padrão no OpenDSS é o “*Status = Fixed*” que sempre segue uma curva de despacho fornecida pelo usuário.

O objeto gerador possui contadores de energia para registrar a operação do objeto durante uma simulação. O contador de energia do objeto gerador fornece os seguintes resultados:

- energia ativa total despachada (kWh);
- energia reativa total despachada (kvarh);
- potência ativa máxima (kW);
- potência aparente máxima (kVA);
- horas de operação (h);
- valor monetário da energia despachada (\$).

O modelo “*Model=1*” é utilizado geralmente em estudos de planejamento para a distribuição onde se deseja especificar os valores das potências ativa e reativa. Utiliza-se o modelo de impedância constante para soluções aproximadas ou estudos preliminares da distribuição, segundo destaca (DUGAN, 2012).

3.2.5 Transformador

Os transformadores são elementos fornecedores de energia que podem conter dois ou mais enrolamentos (terminais), conectados de várias formas, sendo o “*default*” delta-estrela. Esses equipamentos podem ser monofásicos ou multifásicos e, em geral, apresentam dois terminais, sendo que, cada terminal possui um conector a mais que o seu número de fases.

Os parâmetros de cada enrolamento podem ser especificados de duas maneiras: um enrolamento por vez; ou através de vetores que contêm todas as informações dos enrolamentos de uma única vez. Aqui optou-se pela primeira alternativa por questões de organização das informações. Desta forma, a seguir estão listados os parâmetros utilizados para a definição desse equipamento. No OpenDSS os transformadores são representados pelo elemento “*Transformer*”.

Quadro 8 – Parâmetros do elemento *Transformer*.

	Parâmetro	Descrição	Unidade
Equipamento	Phases	Número de fases (o default é 3)	-
	Windings	Número de enrolamento (o default é 2)	-
	%loadloss	Percentual de perda total com base na carga nominal	-
	%noloadloss	Percentual de perda a vazio com base na carga nominal	-
	XHL	Reatância percentual do primário para o secundário	-
	XLT	Modelo específico definido pelo usuário	-
Enrolamentos	XHT	Potência ativa constante limitada pela corrente	-
	Wdg	Enrolamento que receberá os parâmetros a seguir	-
	Bus	Nome da barra a qual o terminal do elemento é conectado	-
	Conn	Ligação dos enrolamentos (delta ou wye)	-
	KV	Tensão nominal do enrolamento	kV
	KVA	Potência nominal do enrolamento	kVA
	Tap	Tensão de ajustado	pu

Fonte: Elaborado pelo autor.

Sintaxe de comando para o elemento *Transformer* no OpenDSS

Exemplo 13

Código 3.14 – Banco trifásico composto por 3 transformadores monofásicos com 2 enrolamentos, ligações delta-delta

```

1. New Transformer.TrafoA phases=1 windings=2 xhl=2.72
2. ~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
3. ~ wdg=1 bus=BarraPrimario.1 conn=delta kV=13.8 kVA=150 tap=1
4. ~ wdg=2 bus=BarraSecundario.1 conn=delta kV=0.38 kVA=150 tap=1
5. New Transformer.TrafoB phases=1 windings=2 xhl=2.72
6. ~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
7. ~ wdg=1 bus=BarraPrimario.2 conn=delta kV=13.8 kVA=150 tap=1
8. ~ wdg=2 bus=BarraSecundario.2 conn=delta kV=0.38 kVA=150 tap=1
9. New Transformer.TrafoC phases=1 windings=2 xhl=2.72
10. ~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
11. ~ wdg=1 bus=BarraPrimario.3 conn=delta
12. ~ kV=13.8 kVA=150 tap=1
13. ~ wdg=2 bus=BarraSecundario.3 conn=delta
14. ~ kV=0.38 kVA=150 tap=1

```

Exemplo 14

Código 3.15 – Transformador trifásico com 2 enrolamentos, ligações delta-estrela

```

1. New Transformer.TrafoD phases=3 windings=2 xhl=6
2. ~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
3. ~ wdg=1 bus=BarraPrimario conn=delta kV=13.8 kVA=6000 tap=1
4. ~ wdg=2 bus=BarraSecundario conn=wye kV=0.38 kVA=6000 tap=1.05

```

Exemplo 15

Código 3.16 – Transformador trifásico com 3 enrolamentos, ligações delta-delta-estrela

```

1. New Transformer.TrafoE windings=3 xhl=2.72 xht=2.04 xlt=1.36
2. ~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
3. ~ wdg=1 bus=BarraPrimario conn=delta kV=13.8 kVA=150 tap=1
4. ~ wdg=2 bus=BarraSecundario conn=delta
5. ~ wdg=3 bus=BarraTerciario conn=wye kV=0.22 kVA=50 tap=1
6. ~ kV=0.38 kVA=100 tap=1.05

```

Cada enrolamento é ligado a um terminal do transformador e, por conseguinte, a uma barra. Para transformadores ligados em estrela (wye) a tensão a ser preenchida será a tensão nominal de fase e nos casos de ligação em delta a tensão nominal de linha.

Para transformadores de dois enrolamentos deve ser informada apenas a reatância XHL e para aqueles de três enrolamentos as reatâncias XHL, XLT e XHT. A base para a definição das reatâncias percentuais deve ser a potência em kVA do primeiro enrolamento.

3.2.6 Regulador de Tensão

O regulador de tensão padrão ou controle OLTC, é um elemento de controle que se encontra associado a um dos enrolamentos de um transformador. No qual, monitora a tensão neste enrolamento e efetua, caso necessário, o juste do Tap para compensar a queda de tensão na linha (*Line Drop Compensation*). O Tap é ajustado respeitando um atraso para enquadrar a tensão no terminal monitorado dentro de uma banda definida. No OpenDSS os reguladores de tensão são representados pelo elemento “*RegControl*”.

Quadro 9 – Parâmetros do elemento *RegControl*.

Parâmetro	Descrição	Unidade
Transformer	Nome do transformador controlado	-
Winding	Enrolamento monitorado	-
Vreg	Tensão de referência	V
Ptatio	Relação de transformação do transformador de potencial (o default é 60)	-
Numtap	Número de posições do Tap	-
Mintap	Valor mínimo definido para o Tap com relação a tensão de referência	pu
Maxtap	Valor máximo definido para o Tap com relação a tensão de referência	pu

Fonte: Elaborado pelo autor.

Sintaxe de comando para o elemento *RegControl* no OpenDSS

Exemplo 16

Código 3.17 – Transformador trifásico com 2 enrolamentos, ligações estrela-estrela com regulador no secundário

```

1. New Transformer.TrafoF windings=2 xhl=6
2. ~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
3. ~ wdg=1 bus=BarraPrimario conn=delta kV=12.47 kVA=6000
4. ~ wdg=2 bus=BarraSecundario conn=wye kV=4.16 kVA=6000
5. ~ numtap=15 mintap=0.9 maxtap=1.1
6. New RegControl.ReguladorA transformer=TrafoF winding=2
7. ~ vreg=100 ptratio=138
8. ~ wdg=3 bus=BarraTerciario conn=wye kV=0.22 kVA=50 tap=1

```

Observações:

- Multiplicando o valor da tensão de referência pelo parâmetro “*ptratio*”, obtém-se a tensão sobre o enrolamento do transformador que será controlada;
- Se o enrolamento controlado estiver ligado em estrela, deve-se informar a tensão de fase. Caso seja em delta, utiliza-se a tensão de linha.

3.2.7 Carga

As cargas são elementos de conversão de energia que estão presentes em todas as simulações de um sistema. Elas apresentam apenas um único terminal e são definidas basicamente de duas formas: pela potência ativa nominal em kW e pelo fator de potência

(PF) ou pela potência ativa nominal em kW e pela potência reativa nominal em kvar. Ademais, a carga pode ser modificada por um conjunto de multiplicadores, como uma curva de carga diária, mensal ou anual.

De forma padrão, a carga se comporta como uma fonte de injeção de corrente. No entanto, se o modelo de carga for definido como “Admitância”, a carga é convertida para uma admitância e incluída na matriz Y do sistema, ou seja, as cargas são caracterizadas pela sua matriz de admitâncias nodais que é calculada para tensão nominal e por uma fonte de corrente em paralelo que representa a corrente de compensação necessária para contemplar os diferentes modelos de cargas, descritos no Quadro 10.

Quadro 10 – Modelos de carga.

Parâmetro	Descrição
1	Potência ativa e reativa constantes
2	Impedância constante
3	Potência ativa constante e potência reativa quadrática
4	Potência ativa não linear e potência reativa quadrática
5	Corrente constante
6	Potência ativa constante e potência reativa fixa
7	Potência ativa constante e potência reativa com impedância fixa
8	Especial ZIP

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quadro 11 – Parâmetros do elemento *Load*.

Parâmetro	Descrição	Unidade
Bus1	Nome da barra a qual a carga é conectada	-
Phases	Número de fases da carga	-
Conn	Conexão da carga (o default é wye)	-
KV	Tensão base da carga	kV
Model	Modelo que define como a carga se comporta frente a variação de tensão	-
Zipv	Parâmetro complementar para o modelo de carga 8	-
KW	Potência ativa nominal da carga	-
Kvar	Potência reativa nominal da carga	kV
KVA	Potência aparente nominal da carga	kVA
PF	Fator de potência	-
Daily	Nome da curva associada a carga “.csv”	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para resolução do fluxo de potência, onde a carga varia com o tempo pode-se especificar o arquivo “.csv” que contém os parâmetros de carga a serem utilizados pelo *software*.

Sintaxe de comando para o elemento Load no OpenDSS

Exemplo 17

Código 3.18 – Carga trifásica equilibrada, conectada na barra A ligada em estrela aterrada, seguindo o modelo de carga 1

```
1. New Load.CargaA phases=3 conn=wye model=1 bus=BarraA
2. ~ kV=13.8 kW=3500 pf=0.92
```

Exemplo 18

Código 3.19 – Carga trifásica equilibrada, conectada na barra B ligada em estrela aterrada, seguindo o modelo de carga 8

```
1. New Load.CargaB phases=3 conn=wye model=8
2. ~ bus=BarraB zipv=(0.5 0 0.5 1 0 0 0.9)
3. ~ kV=13.8 kW=2800 pf=0.92
```

Exemplo 19

Código 3.20 – Carga monofásica, conectada a barra C com ligação fase-neutro, seguindo o modelo de carga 5

```
1. New Load.CargaC phases=1 conn=wye model=5 bus=BarraC.1.0
2. ~ kV=0.22 kW=30 kvar=18
```

No exemplo 19, para a carga monofásica percebe-se que ao atribuir o valor para o parâmetro “*bus*”, o nome da barra seguiu-se de “.1.0”. Esse detalhe refere-se exclusivamente ao tipo de ligação da carga, sendo o “.1” responsável por indicar a conexão do conector 1 do elemento, ao nó 1 de fase da barra e o “.0” a conexão do conector 2 do elemento, ao nó de referência da barra. Outro exemplo possível para reforçar essa observação bastante pertinente, seria o caso da mudança do tipo de ligação da carga, de estrela para delta. Desse modo, o nome da barra seguiria a terminação “.1.2”, conectada entre fases. Vale salientar também, que a alteração do tipo de ligação implica em mudança nos parâmetros “*conn*” e “*kV*”.

Obrigatoriamente, a declaração do modelo de carga ZIP deve vir acompanhada de um parâmetro denominado tensão de *cut-off*. Este parâmetro é de extrema relevância para o cálculo, pois quando a tensão calculada na barra de carga for inferior ao referido parâmetro a carga da respectiva barra é “desligada do sistema”, evitando problemas de convergência no cálculo numérico. Para fins de parametrização, a ANEEL havia inicialmente sugerido que o modelo polinomial ZIP fosse declarado considerando 100% de potência constante em relação à parcela reativa da carga bem como 50% potência constante e 50% impedância constante em relação a parcela ativa, sendo o fator de potência indutivo fixado em 0,92 (DUGAN; MCDERMOTT, 2011).

3.2.8 Curva de Carga

As curvas de cargas são representadas pelo elemento “*LoadShape*”. Esse elemento consiste de uma série de multiplicadores, tipicamente variando de 0 a 1, que são aplicados aos valores de potência em kW para representar a variação da carga ao longo de algum período de tempo. Importante para todos os tipos de soluções de fluxo de potência sequenciais.

Quadro 12 – Parâmetros do elemento *LoadShape*.

Parâmetro	Descrição	Unidade
Ntps	Número de pontos da curva de carga	-
Interval	Intervalo entre os pontos da curva de carga	Horas
Mult	Vetor com os multiplicadores dos valores de carga	pu

Fonte: Elaborado pelo autor.

Sintaxe de comando para o elemento *LoadShape* no OpenDSS

Exemplo 20

Código 3.21 – Curva diária da carga A, medições discretizadas a cada uma hora

```

1. New LoadShape.CurvaCargaA npts=24 interval=1
2. ~ mult=(0.75 0.69 0.64 0.57 0.56 0.70 1.04 1.00
3. ~ 1.26 1.00 1.02 0.98 1.01 0.76 0.88 0.75 0.98
4. ~ 1.04 1.24 1.47 1.80 1.58 1.16 0.99)

```

3.2.9 Capacitor

Os capacitores são elementos fornecedores de energia reativa, que apresentam dois terminais. O seu primeiro terminal é definido para a barra a qual o capacitor ou banco de capacitores será conectado. E o segundo terminal pode ser conectado de duas formas: em continuidade com o circuito (capacitores série ou ligação em delta) ou diretamente nos nós de neutro ou referência configurado na ligação *shunt*. Caso o segundo terminal não seja especificado, o OpenDSS o conecta à terra, tendo em vista que a conexão “*default*” é a estrela aterrada. No OpenDSS os capacitores são representados pelo elemento “*Capacitor*”.

Quadro 13 – Parâmetros do elemento Capacitor.

Parâmetro	Descrição	Unidade
Bus1	Barra a qual o primeiro terminal será conectado	-
Bus2	Barra a qual o segundo terminal será conectado, quanto for necessário	-
Phases	Número de fases (o default é 3)	-
KV	Tensão nominal	kV
Kvar	Potência reativa	kvar

Fonte: Elaborado pelo autor.

Sintaxe de comando para o elemento Capacitor no OpenDSS

Exemplo 21

Código 3.22 – Banco de capacitores de 6Mvar, com tensão 13,8 kV ligação em estrela isolada conectado na barra A

```
1. New Capacitor.BancoCapacitorA bus1=BarraA bus2=BarraA .4.4.4
2. ~phases=3 kvar=6000 kV=13.8
```

Exemplo 22

Código 3.23 – Banco de capacitores de 6Mvar, com tensão 13,8 kV ligação em estrela aterrada conectado na barra B

```
1. New Capacitor.BancoCapacitorB bus1=BarraB
2. ~phases=3 kvar=6000 kV=13.8
```

3.2.10 *Energy Meter*

O elemento “*EnergyMeter*” é um contador de energia utilizado para monitorar variáveis do sistema em um determinado ponto ou área específica do circuito. Esse elemento opera por meio de vários registradores associados a ele que possibilitam o retorno das variáveis desejadas.

Os registradores podem representar os acumuladores de energia ou indicadores de sobrecarga, perdas do circuito e outros registros disponíveis pelo software conforme descritos no Quadro 14, iniciado a partir dos terminais de algum elemento do circuito que indica o início da zona de atuação do medidor. No início do estudo, os registros são apagados e iniciados com valor zero. Ao final de cada solução o medidor é instruído a tomar uma amostra. Os valores de energia são então integrados no intervalo de tempo passado desde que ocorreu a última solução.

Como principal vantagem do “*EnergyMeter*” no estudo de perdas é sua capacidade de discriminar as perdas nos transformadores em ferro e cobre, bem como as perdas ocorridas em até sete níveis distintos de tensão. Entretanto, as perdas nos reguladores não são diferenciadas das perdas nos transformadores, uma vez que o regulador é modelado como um transformador que possui um objeto “*Regcontrol*” acoplado.

Quadro 14 – Registros de medição do elemento *EnergyMeter*.

Registro	Medição
1	KWh no local do medidor
2	KVarh no local do medidor
3	KW máxima no local do medidor
4	KVA máxima no local do medidor
5	KWh na área do medidor
6	KVarh na área do medidor
7	KW máxima área do medidor
8	KVA máxima área do medidor
9	KWh sobrecarga na área do medidor, classificações normais
10	KWh sobrecarga na área do medidor, classificações de emergência
11	Exceder a capacidade normal de energia (REE) para as cargas na área do medidor
12	Energia não suprida (UE) às cargas na área do medidor
13	Perdas (kWh) nos elementos de fornecimento de energia na área do medidor
14	Perdas reativas (kvarh) nos elementos de fornecimento de energia na área do medidor
15	Perdas máximas (kW) nos elementos de fornecimento de energia na área do medidor
16	Perdas reativas máximas (kvar) nos elementos de fornecimento de energia na área do medidor
17	Perdas cobre kWh. Perdas ($I_2 * R$) nos elementos de fornecimento de energia
18	Perdas cobre kvarh. Perdas ($I_2 * X$) nos elementos de fornecimento de energia
19	Perdas ferro em kWh nos elementos de derivação, principalmente transformadores
20	Perdas ferro em kvarh em elementos de derivação
21	Máxima perdas no cobre kW durante a simulação
22	Máxima perdas no ferro kW durante a simulação
23	Perdas de linha: Perda no elemento "Line"
24	Perdas do Transformador: Perda no elemento "Transformer"
25	Perdas de sequência positiva e negativa em linhas trifásicas
26	Perdas de sequência zero em linhas trifásicas
27	Perdas em linhas de trifásicas
28	Perdas em linhas de monofásicas e bifásicas
29	Geração em kWh
30	Geração em kvarh
31	Máxima potência gerada kW
32	Máxima potência gerada kVA

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.11 Elementos Especiais

O OpenDSS possui alguns elementos que não representam necessariamente um dispositivo real do circuito. Sendo eles o "*Vsource*" (Equivalente de Thévenin) apresentado na subseção 2.2.2, o elemento "*Isource*" e "*Fault*", utilizados como dispositivos auxiliares do *software*.

Para simulações que envolvam componentes não lineares como no modo de simulação Harmonics que será apresentado na seção 2.3, pode-se utilizar o elemento "*Isource*" para simular uma fonte de injeção de corrente em qualquer barra do circuito. Este elemento permite a simulação de um espectro de frequências que são múltiplas da frequência fundamental. Bem como, nos estudos de curto-circuito, que utilizam o elemento "*Fault*", para aplicação de faltas elétricas em determinados pontos do circuito. Com exceção, ao modo de simulação de Monte Carlo, que aplica faltas aleatórias em diversos pontos do circuito.

3.3 Fluxo de Potência no OpenDSS

Na seção 2.2, foram apresentados os principais elementos utilizados pelo OpenDSS para construção dos sistemas elétricos representados por um conjunto de parâmetros específicos. Após a construção do sistema elétrico (circuito) e escolha do modo de simulação, pelo usuário, cabe ao *software* realizar basicamente a solução do algoritmo de fluxo de potência.

O cálculo do fluxo de potência consiste na determinação, em regime permanente na frequência fundamental, das tensões nodais, correntes injetadas e potência dos elementos de rede. No OpenDSS, esse procedimento é realizado utilizando o *Current Injection Method* (CIM), método trifásico de injeção de corrente que baseia-se na decomposição da matriz de admitâncias nodais. Segundo (GARCIA et al., 2000), esse método possui maior eficácia na resolução de grandes sistemas de distribuição, se comparado com outros softwares de simulação convencionais, que utilizam métodos de desacoplagem de matrizes como o *forwardbackward sweep* (FBS) detalhado em (KERSTING, 2012), pouco funcionais para sistemas altamente ramificados e em anel. Ainda segundo (GARCIA et al., 2000), os grandes sistemas de distribuição são caracterizados por baixas relações R/X (resistência/reatância) e por condições de desequilíbrio. Dessa forma, o CIM representa uma alternativa viável para realização de simulações de fluxo de potência em circuitos de distribuição.

O sistema que será estudado no capítulo 3, para fins de cálculo, não é considerado de grande porte. Pois, representa a parte intermediária do sistema de distribuição, elo de interligação entre a transmissão da rede básica e as SEDs, responsáveis por suprir aos diversos alimentadores energia para as cargas.

4 Estudo de Caso

Diante da necessidade de mensurar os impactos da geração eólica nas perdas técnicas dos sistemas de distribuição em alta tensão e apresentar nesse sentido, ferramentas computacionais capazes de acompanhar esse avanço, foi proposto no último capítulo do trabalho um estudo de caso que contempla claramente a problemática abordada.

O estudo proposto é referente ao problema de planejamento operacional enfrentado pela distribuidora de energia elétrica Energisa Paraíba, no controle das perdas técnicas após a conexão dos parques eólicos, Canoas e Lagoa II, nas redes do SDAT da sub regional de Soledade.

O grupo Energisa atua em 9 estados da federação dentre eles Minas Gerais, Sergipe, Paraíba, Rio de Janeiro, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, São Paulo e Paraná, atendendo a mais de 6 milhões de clientes, 16 milhões de pessoas e distribuindo 8% da energia elétrica do Brasil. Na Paraíba sua sede está localizada no município de João Pessoa, atualmente, a companhia atende mais de 1,2 milhões de consumidores, em 216 municípios Paraibanos.

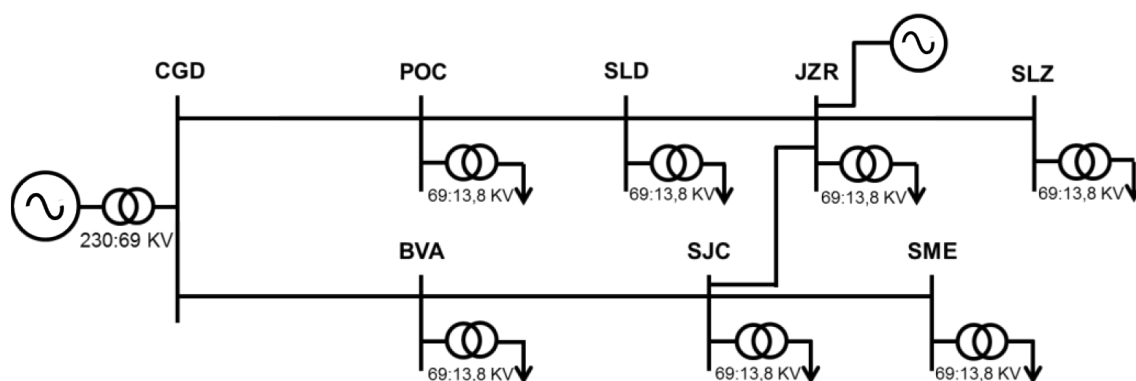
Na distribuidora, é de competência da Gerência Corporativa de Proteção à Receita (GCPR) propor ações para manutenção das perdas técnicas e não técnicas em níveis economicamente viáveis seguindo o que determina o módulo 7 do PRODIST. São de responsabilidade da GCPR as seguintes atividades:

- Desenvolvimento e padronização de soluções de blindagem da medição e de padrões de entrada de energia nas unidades consumidoras;
- Asseguração da qualidade dos medidores da Energisa Paraíba. A partir da homologação de medidores mais eficientes e com menor vulnerabilidade a fraudes;
- Operação e análise do sistema de telemetria presente nas medições de fronteira e grandes clientes. A precisão destas medições é de extrema importância para que sejam diminuídos os riscos de multa pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e ANEEL;
- Cálculo da Perda Técnica na Energisa Paraíba de acordo com as ações de planejamento da empresa e de acordo com a metodologia proposta pela ANEEL;
- Planejamento e acompanhamento de ações de combate as Perda Técnicas e não técnicas.

4.1 Sistema de Distribuição Real

O sistema da sub-regional Soledade pertence à regional centro da distribuidora, localizado geograficamente na região de Santa Luzia no agreste Paraíba, como mostra a Figura 7. O sistema atende às SEDs dos municípios de Pocinhos (POC), Soledade (SLD), Juazeirinho (JZR), Santa Luzia (SLZ), Boa Vista (BVA), São João do Cariri (SJC) e Sumé (SME), suprido energeticamente por dois alimentadores em 69kV da subestação Campina Grande II (CGD) e pelos parques eólicos conectados na subestação da cidade de Juazeirinho. Circuito apresentado na Figura 6.

Figura 6 – Sistema da sub-regional Soledade.



Fonte: Adaptado (SOUSA, 2018)

A escolha do sistema foi feita com base nas observações dos relatórios da GCPR citados em (SOUSA, 2018), no qual destacam por meio de um conjunto de simulações, a influência da geração eólica na má distribuição do fluxo de potência do sistema e consequente desequilíbrio das perdas técnicas no período analisado.

No segundo semestre de 2017, mais precisamente no dia 20 de setembro, entraram em operação os parques eólicos, ambos com capacidade instalada de 31,5 MW. Após a conexão, foi constatado que as perdas técnicas apuradas para o mês de outubro em comparação com o mês anterior haviam dobrado, passando de 1.000,71 para 2.175,21 MWh. Resultado decorrente do atendimento da demanda das cargas e imposição de fluxo reverso para a barra CGD.

Em outubro do mesmo ano, os parques geraram juntos, 28,85 Gigawatt-hora (GWh), o que corresponde a um fator de capacidade de 61,82 %, visto que a potência instalada é 63 MW e que gerariam 46,67 GWh caso operasse em máxima potência durante o mês inteiro. Até o mês de agosto de 2017, a Paraíba contava com 12 parques eólicos conectados à rede básica em operação, apresentados na tabela 3, que somavam 62,7 MW, ambos localizados no município de Mataraca no litoral do estado. Desse modo, após entrar em operação, os parques Canoas e Lagoa II, representaram um aumento de mais de 100 %

da capacidade produtiva da Paraíba, fato que reforça a tendência evolutiva desse tipo de geração e a conseqüente necessidade dos estudos de impacto.

O sistema é composto basicamente por 8 barras (subestações), 10 transformadores e 8 linhas de subtransmissão resumidos nas tabelas 4 e 5, que apresentam as características elétricas e construtivas dos equipamentos.

Tabela 4 – Características das linhas de subtransmissão do sistema do estudo de caso.

Nome da Linha	Comprimento (Km)	Parâmetros Elétricos		
		Cabo Condutor	Resistência de Seq. Positiva (Ω/Km)	Reatância de Seq. Positiva (Ω/Km)
CGD-POC	33,54	336MCM	0,1950	0,3538
POC-SLD	34,15	336MCM	0,1950	0,3538
SLD-JZR	25,05	336MCM	0,1950	0,3538
JZR-SLZ	48,80	266MCM	0,2450	0,3817
CGD-BVA	37,50	4/0AWG	0,3060	0,4355
BVA-SJC	32,50	4/0AWG	0,3060	0,4355
SJC-JZR	35,50	266MCM	0,2450	0,3817
SJC-SME	50,50	1/0AWG	0,6130	0,4814

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 5 – Características dos transformadores do sistema do estudo de caso.

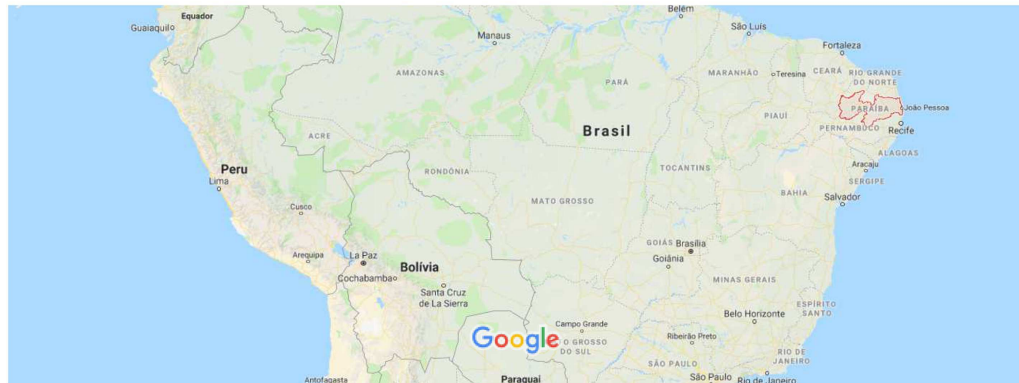
Nome do Transformador	Potência (MVA)	Reatância XHL (%)	Tipo de Ligação / Tensão (kV) Por Enrolamento	
			Primário	Secundário
TrafoPOC	5,00	6,34	Delta / 69,00	Wye / 13,80
TrafoSLD	5,00	6,42	Delta / 69,00	Wye / 13,80
TrafoJZR	12,50	6,67	Delta / 69,00	Wye / 13,80
TrafoSLZ	5,00	6,73	Delta / 69,00	Wye / 13,80
TrafoBVA	5,00	6,72	Delta / 69,00	Wye / 13,80
TrafoSJC	6,25	6,53	Delta / 69,00	Wye / 13,80
TrafoSME	7,98	7,98	Delta / 69,00	Wye / 13,80
TrafoEolica12	5,75	5,75	Wye / 0,69	Wye / 34,50
TrafoEolica23	5,75	5,75	Wye / 34,50	Delta / 69,00

Fonte: Elaborada pelo autor.

Como providência para minimização do problema mencionado, foi proposta a análise das perdas técnicas por meio de simulações computacionais. Essa medida possibilita analisar comparativamente os montantes apurados via medição e dá suporte para realização de previsões. Antecipando a ação dos agentes envolvidos no combate as perdas no trabalho de minimização dos custos da distribuição e na garantia de qualidade do serviço prestado aos consumidores.

Figura 7 – Localização geográfica do sistema do estudo de caso.

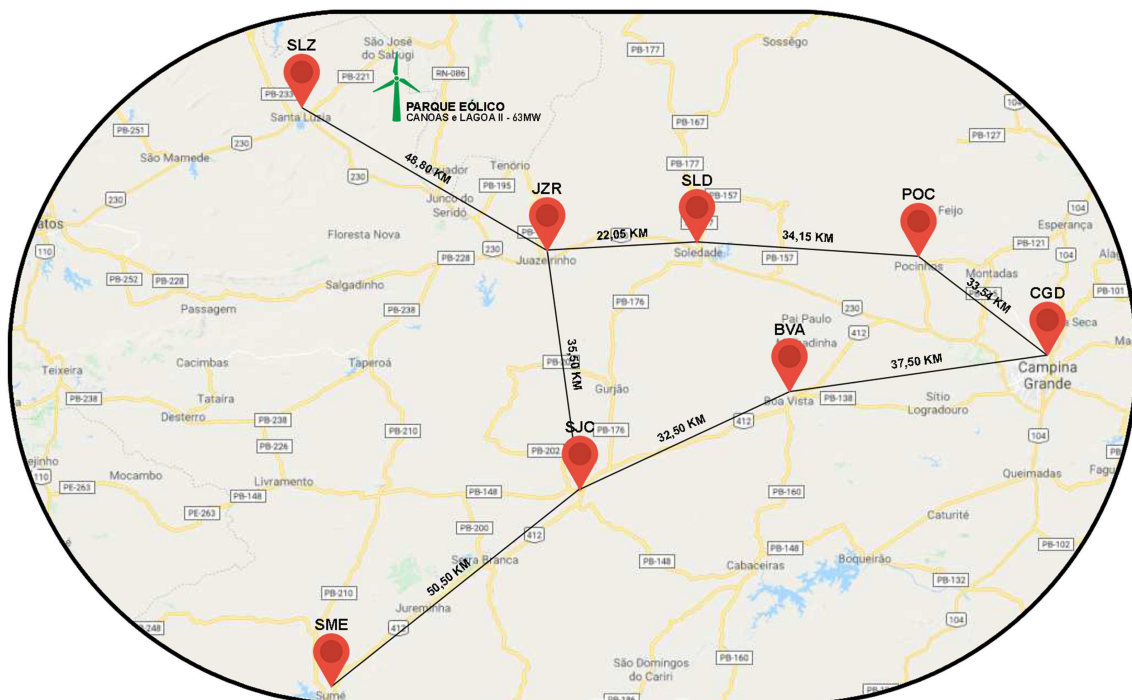
Google Maps Paraíba



Dados do mapa ©2018 Google 500 km



Dados do mapa ©2018 Google 20 km



Dados do mapa ©2018 Google 10 km

Fonte: Google Maps; Autor.

4.1.1 Simulação Computacional

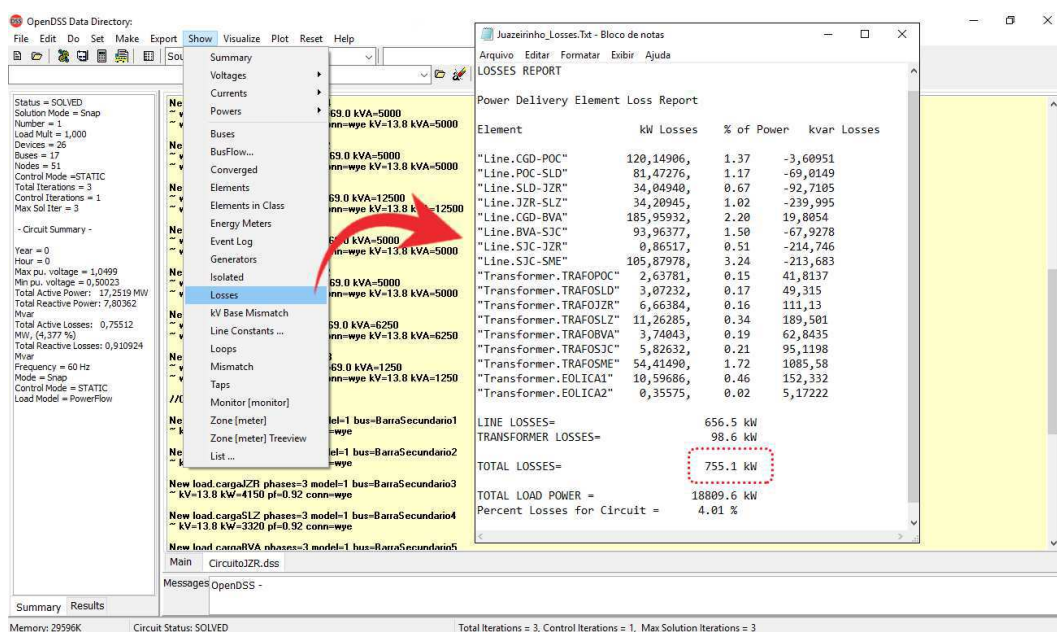
Utilizando o *software* OpenDSS apresentado no Capítulo 2, foi possível modelar o sistema apresentado. O *script* de comando está apresentado no Apêndice A. Seguindo a estrutura de programação *top-down*, o *script* inicia-se com o comando “Clear”, seguido do equivalente de Thévenin visto da barra CGD que representa o alimentador principal do circuito. Logo após, foram incluídos os elementos que representam as características das linhas, os seguimentos de linhas, transformadores, cargas e os parques eólicos conectados a barra JZR utilizando os dados das Tabelas 4 e 5.

As informações dos cabos condutores, resistência e reatância, referentes as linhas, foram retirados do módulo 7 do PRODIST. As demais informações são de propriedade da Energisa Paraíba, como demanda das cargas e características dos transformadores. Após incluir todos os elementos de rede, foi definida as tensões bases do circuito para que então pudesse ser realizado pelo software a solução do algoritmo de fluxo de potência por meio do modo "*snapshot*".

Cálculo das Perdas Técnicas

Após a finalização do *script* de comando e cálculo do fluxo de potência, o *software* apurou as perdas técnicas ou “*Losses*” do sistema, seguindo a metodologia apresentada na subseção 2.2.1, conforme ilustra a Figura 6. Esse procedimento foi realizado continuamente para o ano de 2018, mês a mês, mantendo os valores das cargas constantes e variando apenas o despacho da geração eólica.

Figura 8 – Cálculo das Perdas Técnicas no OpenDSS.



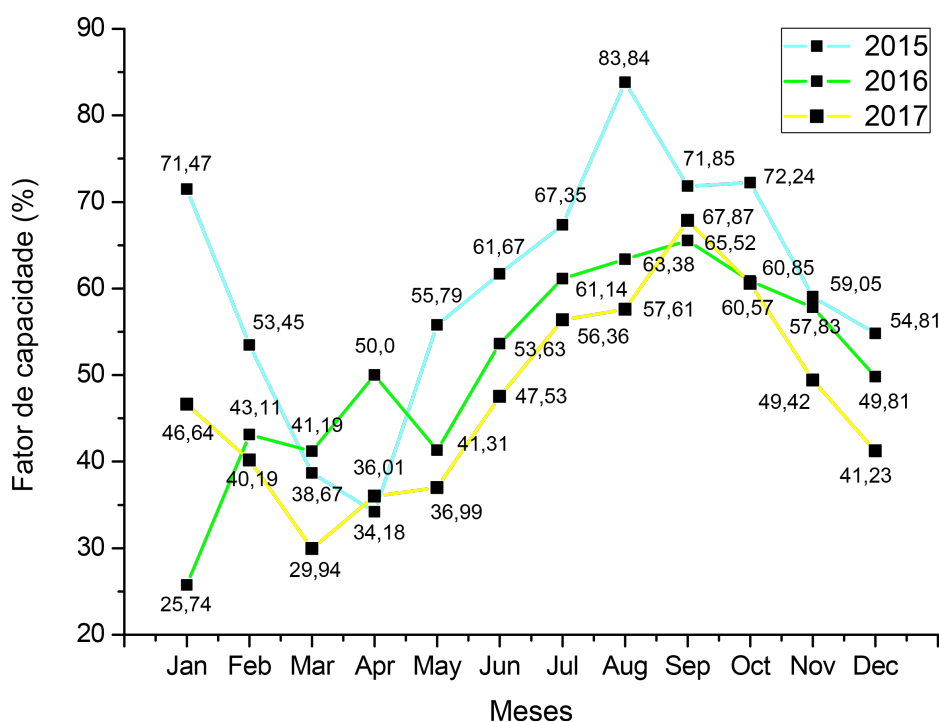
Fonte: Elaborada pelo autor.

Por se localizar em uma região com baixa densidade populacional, o sistema não apresenta mudanças significativas nos valores das cargas de uma mês para outro dentro do intervalo analisado. Motivo pelo qual considerou-se constante o comportamento das cargas. No entanto, para obtenção do prognóstico “fiel” é necessário que se utilizem dados reais de consumo para as barras do sistema, levando em consideração também os fatores de sazonalidade.

Até o mês de agosto de 2017, as perdas técnicas do sistema variavam em torno de 4,93%. Após entrar em operação, os parques Canoas e Lagoa II afetaram as perdas técnicas substancialmente, que passaram a depender também do nível de despacho da geração, conforme fator de capacidade, dada as características estocásticas e oscilatórias dos ventos. Nas simulações foram considerados fatores de capacidade médios para a região Nordeste, considerando que os parques seguirão essa tendência para o ano de 2018, a partir dos dados do boletim mensal das eólicas disponibilizado pelo ONS.

No boletim referente ao mês de dezembro de 2017 estão apresentados o histórico dos fatores de capacidade para os anos de 2015, 2016 e 2017 ilustrado na figura 9. Por meio desse histórico, com o apoio do Laboratório de Análise Estatística (LANEST) da UFCG, foi possível a partir do conceito estatístico de séries temporais, prever os dados inexistentes para o ano de 2018.

Figura 9 – Histórico do fator de capacidade médio no subsistema Nordeste em periodicidade mensal nos últimos três anos (2015, 2016 e 2017).



Fonte: ONS, adaptado pelo autor.

A partir do estudo das curvas históricas, conclui-se que o método de previsão estatístico que melhor descreveu o comportamento dos dados e conseguiu realizar as previsões, levando em consideração o nível, sazonalidade e tendência, foi o método de suavização exponencial de *Holt-Winters*. Os dados previstos são apresentados na Figura 10.

A previsão foi executada considerando-se alguns importantes passos: i) definição do problema (conhecer o problema, utilidade da previsão, entre outros); ii) coleta de informação (dados); iii) análise preliminar dos dados (através de gráficos e medidas descritivas); iv) escolha e ajuste de modelos; e v) uso e avaliação do modelo de previsão.

O método de *Holt-Winters* é classificado como quantitativo, descrito por modelo matemático, adequado para previsões cujos dados são agrupados em séries temporais, que apresentam como componentes básicos: Nível; Nível acompanhado de tendência; ou Nível acompanhado de tendência e fator sazonal. O método pode ser representado a partir de dois procedimentos, sendo multiplicativo ou aditivo, cuja utilização depende das características das séries consideradas, baseados em equações e constantes de alisamento que estão associadas a cada uma das componentes do padrão da série.

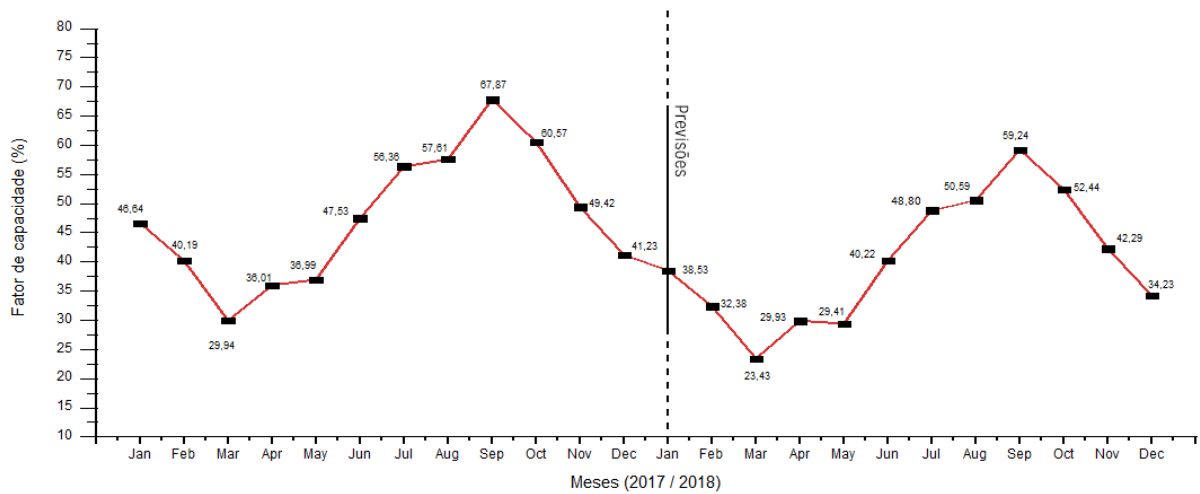
O *software* utilizado como ferramenta para implementação do modelo para previsão dos valores de fator de capacidade para o ano de 2018, com exceção do mês de janeiro, foi o *The R Project for Statistical Computing*, ilustrado na Figura 11. Os resultados da simulação são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Resultados das previsões estatísticas utilizando o modelo de *Holt-Winters* a partir do programa R.

Ano	Mês	Previsões (fit)	Limite Superior (upr)	Limite Inferior (lwr)
2018	Fevereiro	32,37545	47,53969	17,211215
	Março	23,43335	38,59759	8,269113
	Abril	29,93278	45,09702	14,768542
	Mai	29,40712	44,57135	14,242882
	Junho	40,21566	55,37990	25,051428
	Julho	48,80373	63,96796	33,639491
	Agosto	50,59429	65,75852	35,430050
	Setembro	59,24311	74,40735	44,078878
	Outubro	52,44147	67,60571	37,277238
	Novembro	42,29396	57,45820	27,129726
	Dezembro	34,22997	49,39421	19,065738

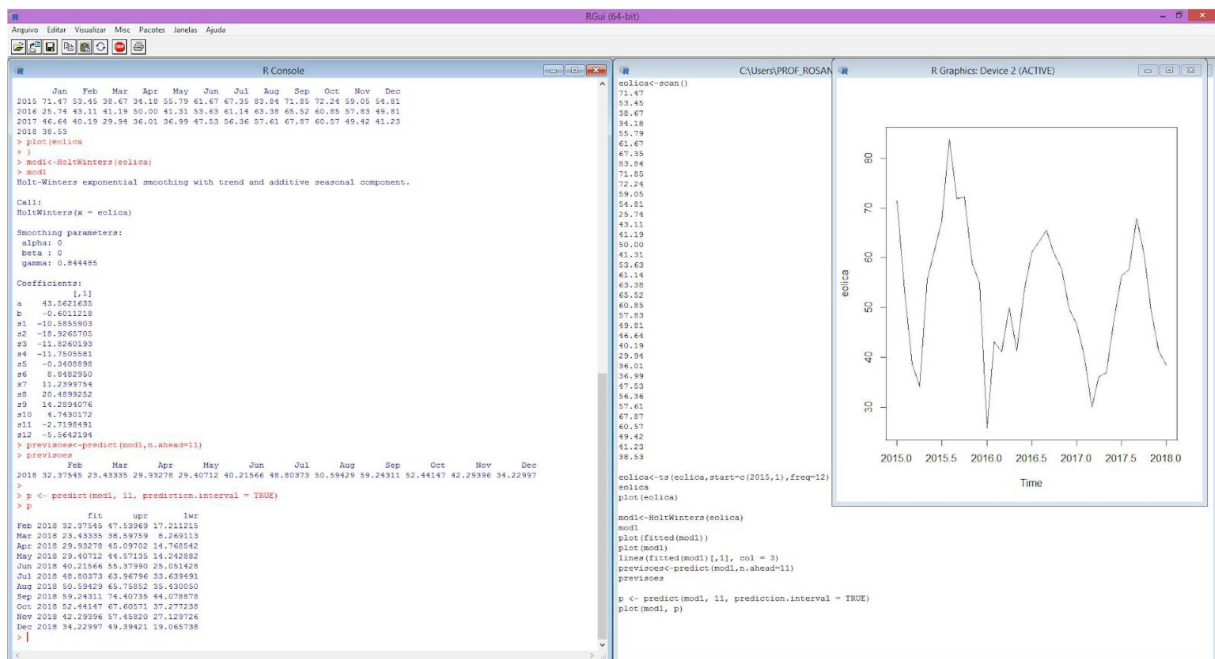
Fonte: LANEST, 2018.

Figura 10 – Fator de capacidade médio no subsistema Nordeste em periodicidade mensal para os anos de 2017 e 2018 (previsões).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 11 – Previsão dos fatores de capacidade para o ano de 2018 - Interface Software *The R Project for Statistical Computing*.



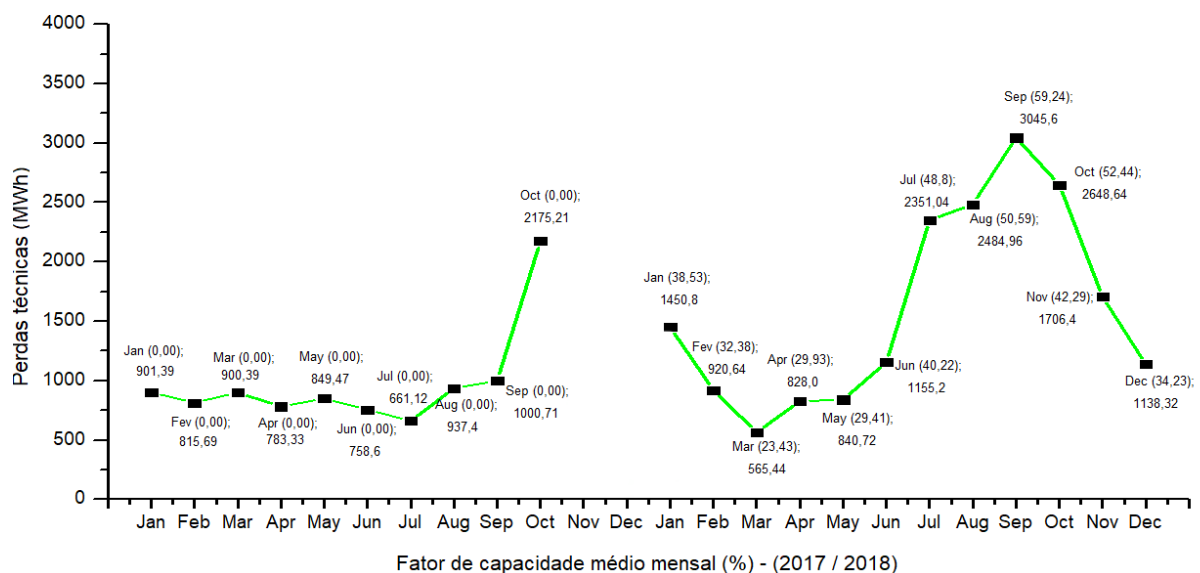
Fonte: LANEST, 2018.

4.2 Resultados

A partir dos dados apurados por medição para as perdas técnicas no ano de 2017, comprovou-se de imediato, a influência "negativa" de conexão da geração eólica nas perdas técnicas do sistema, devido ao aumento vertiginoso, no primeiro mês após entrar em operação os parques eólicos. Porém, a partir dos dados obtidos por simulação, utilizando previsões estatísticas para o ano seguinte, notasse que as perdas técnicas de fato seguem a natureza variante e sazonal dos ventos, no entanto, verifica-se que em alguns meses do ano mesmo na presença da geração eólica, o sistema obteve índices de perdas inferiores ao mesmo período do ano anterior, na ausência da geração eólica.

Esse resultado pode ser explicado a partir da condição operativa do sistema, no qual para fatores de capacidade eólico inferiores aos níveis "suportáveis" pelo sistema, na condição em que a geração eólica representa fonte secundária no suprimento energético das cargas, há redução do valor das perdas, pois a maioria das linhas e transformadores irão operar abaixo da capacidade natural para o qual foram dimensionados. E para os períodos em que há elevação dos níveis da geração eólica o suprimento que antes era feito integralmente pelos alimentadores da SED (CGD), não se faz necessário, impondo em determinados casos, fluxo de potência reverso, que sobrecarregam os componentes do sistema e provoca elevação dos níveis das perdas técnicas. Resultado apresentado na Figura 12.

Figura 12 – Perdas técnicas em MWh.

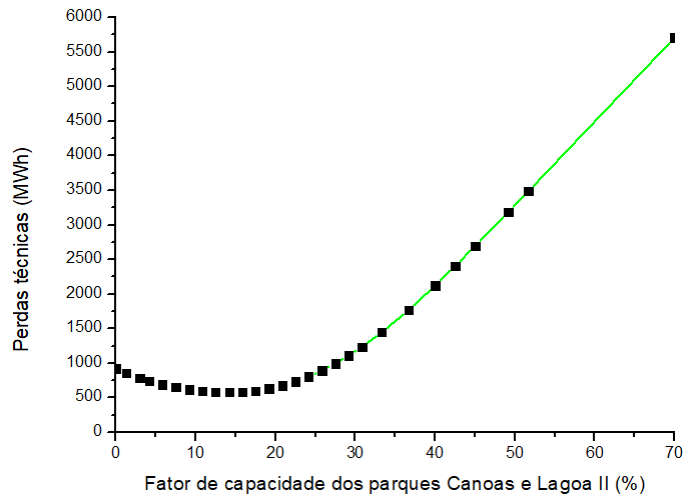


Fonte: Elaborada pelo autor.

Observação: Não foi possível ter acesso aos dados de medição para os meses de novembro e dezembro de 2017.

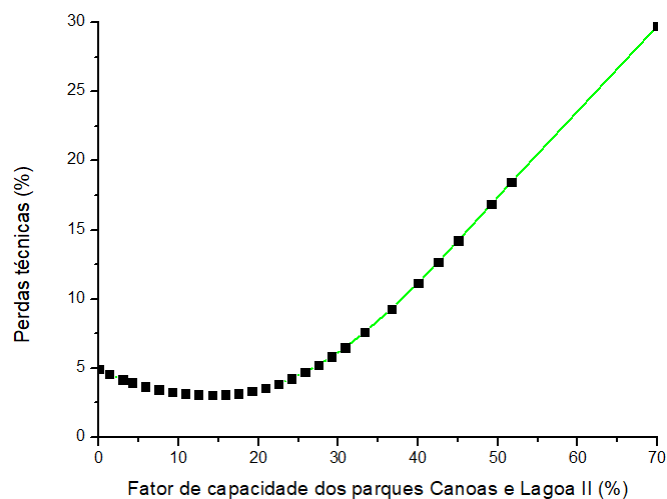
Utilizando o OpenDSS foi possível ainda, traçar a curva do comportamento das perdas técnicas do sistema para o fator de capacidade dos parques eólicos Canoas e Lagoa II na faixa de 0 a 70%, conforme apresentado nas Figuras 13 e 14.

Figura 13 – Comportamento das perdas técnicas em (MWh) para fatores de capacidade na faixa de 0 a 70%.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 14 – Comportamento das perdas técnicas em (%) para fatores de capacidade na faixa de 0 a 70%.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A partir das curvas é possível observar o comportamento do sistema frente a variação do fator de capacidade, no qual, para a fator de capacidade 0 (zero), notasse que o sistema opera com nível de perdas técnicas próximo a 1000 MWh ou 5 %, e comportamento linear a partir de 40 %.

5 Considerações Finais

Por meio do estudo do processo evolutivo da geração eólica e perdas técnicas em sistemas de distribuição em alta tensão, seguido de estudo de caso, foi possível constatar para o sistema analisado, o impacto do aumento das perdas técnicas, calculadas por fluxo de potência, para a concessionária e consumidores no que diz respeito a elevação dos custos da distribuição em determinados períodos do ano devido a intermitência da geração eólica.

Como solução para o problema enfrentado e proposta para trabalhos futuros propõe-se que sejam elaborados estudos de planejamento operacional, por meio de medidas de intervenção, com o objetivo de encontrar configurações de rede próximas às de perdas mínimas, considerando a demanda variante no tempo.

Com relação ao OpenDSS, escolhido pela ANEEL para o cálculo das perdas regulatórias, como contribuição para esse trabalho é necessário destacar: boa velocidade e eficiência computacional (principal vantagem frente a outros simuladores que operam apenas com grandezas fasoriais); licença em código aberto; acomodação de qualquer modelo de carga; e capacidade de personalização na solução de problemas específicos.

Referências

- ALVES, J. J. A. Análise regional da energia eólica no brasil. *Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional*, v. 6, n. 1, 2010. Citado na página 18.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST*. [S.l.], 2014. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 24.
- DUGAN, R. C. Reference guide: The open distribution system simulator (opensds). *Electric Power Research Institute, Inc*, v. 7, 2012. Citado na página 37.
- DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. In: IEEE. *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. [S.l.], 2011. p. 1–7. Citado na página 43.
- GARCIA, P. A. et al. Three-phase power flow calculations using the current injection method. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 15, n. 2, p. 508–514, 2000. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 47.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. [S.l.]: Edgard Blücher, 2005. Citado na página 17.
- KASPARY, R. M.; JUNG, C. F. Energia eólica no brasil: Uma análise das vantagens e desvantagens. 2015. Citado na página 20.
- KERSTING, W. H. *Distribution system modeling and analysis*. [S.l.]: CRC press, 2012. Citado na página 47.
- MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. O aproveitamento da energia eólica. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, SciELO Brasil, v. 30, n. 1, p. 1304, 2008. Citado na página 19.
- MEFFE ; ANTUNES, A. U. Regulação das perdas técnicas. in: Fabio s. el hage; marco a. p. delgado. (org.). *regulação técnica e econômica em monopólios naturais: Reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica*. 2015. Citado na página 22.
- MELO, E. Fonte eólica de energia: aspectos de inserção, tecnologia e competitividade. *estudos avançados*, SciELO Brasil, v. 27, n. 77, p. 125–142, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 21.
- NASCIMENTO, T. C.; MENDONÇA, A. Torres Barros Batinga de; CUNHA, S. Kindl da. Inovação e sustentabilidade na produção de energia: o caso do sistema setorial de energia eólica no brasil. *Cadernos EBAPE. BR*, Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas, v. 10, n. 3, 2012. Citado na página 19.
- NOGUEIRA, G. M. F. Eixos integrados de desenvolvimento da paraíba: uma visão estratégica para o estado. *Seplag*, 2014. Citado na página 20.

SOUSA, B. J. S. Estágio integrado - energia paraíba. *Repositório DEE/UFCG*, 2018. Citado na página 49.

VICHI, F. M.; MANSOR, t. Energia, meio ambiente e economia: o brasil no contexto mundial. *Química Nova*, Sociedade Brasileira de Química, v. 32, n. 3, p. 757–767, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 18.

Apêndices

APÊNDICE A – Script de comando do sistema em estudo

```
//-----//
//----- SUB REGIONAL SOLEDADE -----//
//-----//

Clear

//Circuito Equivalente Thevenin para Barra de Fronteira (CGD)

New circuit.Juazeirinho bus1=CGD basekv=69 pu=1.05
~ mvasc3=100000 mvasc1=100000

//Modelo para as Linhas

New Linecode.4/0AWG nphases=3 basefreq=60 units=km
~ r=0.306 x=0.4355 normamps=340

New Linecode.266MCM nphases=3 basefreq=60 units=km
~ r1=0.245 x1=0.3817 normamps=460

New Linecode.336MCM nphases=3 basefreq=60 units=km
~ r1=0.195 x1=0.3528 normamps=530

New Linecode.1/0AWG nphases=3 basefreq=60 units=km
~ r1=0.613 x1=0.4814 normamps=230

New Linecode.477MCM nphases=3 basefreq=60 units=km
~ r1=0.131 x1=0.4 normamps=230

//Linhas

New Line.CGD-POC phases=3 bus1=CGD bus2=POC linecode=336MCM
```

```
~length=33.54 units=km
New Line.POC-SLD phases=3 bus1=POC bus2=SLD linecode=336MCM
~length=34.15 units=km
New Line.SLD-JZR phases=3 bus1=SLD bus2=JZR linecode=336MCM
~length=25.05 units=km
New Line.JZR-SLZ phases=3 bus1=JZR bus2=SLZ linecode=266MCM
~length=48.8 units=km
New Line.CGD-BVA phases=3 bus1=CGD bus2=BVA linecode=4/0AWG
~length=37.5 units=km
New Line.BVA-SJC phases=3 bus1=BVA bus2=SJC linecode=4/0AWG
~length=32.5 units=km
New Line.SJC-JZR phases=3 bus1=SJC bus2=JZR linecode=266MCM
~length=35.5 units=km
New Line.SJC-SME phases=3 bus1=SJC bus2=SME linecode=1/0AWG
~length=50.5 units=km

//Transformadores

New transformer.trafoPOC xhl=6.34
~ wdg=1 bus=POC conn=delta kV=69.0 kVA=5000
~ wdg=2 bus=BarraSecundario1 conn=wye kV=13.8 kVA=5000

New transformer.trafoSLD xhl=6.42
~ wdg=1 bus=SLD conn=delta kV=69.0 kVA=5000
~ wdg=2 bus=BarraSecundario2 conn=wye kV=13.8 kVA=5000

New transformer.trafoJZR xhl=6.67
~ wdg=1 bus=JZR conn=delta kV=69.0 kVA=12500
~ wdg=2 bus=BarraSecundario3 conn=wye kV=13.8 kVA=12500

New transformer.trafoSLZ xhl=6.73
~ wdg=1 bus=SLZ conn=delta kV=69.0 kVA=5000
~ wdg=2 bus=BarraSecundario4 conn=wye kV=13.8 kVA=5000

New transformer.trafoBVA xhl=6.72
~ wdg=1 bus=BVA conn=delta kV=69.0 kVA=5000
~ wdg=2 bus=BarraSecundario5 conn=wye kV=13.8 kVA=5000

New transformer.trafoSJC xhl=6.53
```



```
~ wdg=1 bus=SJC conn=delta kV=69.0 kVA=6250
```

```
~ wdg=2 bus=BarraSecundario6 conn=wye kV=13.8 kVA=6250
```

```
New transformer.trafoSME xhl=7.98
```

```
~ wdg=1 bus=SME conn=delta kV=69.0 kVA=1250
```

```
~ wdg=2 bus=BarraSecundario7 conn=wye kV=13.8 kVA=1250
```

```
//Cargas
```

```
New load.cargaPOC phases=3 model=1 bus=BarraSecundario1
```

```
~ kV=13.8 kW=1700 pf=0.92 conn=wye
```

```
New load.cargaSLD phases=3 model=1 bus=BarraSecundario2
```

```
~ kV=13.8 kW=1800 pf=0.92 conn=wye
```

```
New load.cargaJZR phases=3 model=1 bus=BarraSecundario3
```

```
~ kV=13.8 kW=4150 pf=0.92 conn=wye
```

```
New load.cargaSLZ phases=3 model=1 bus=BarraSecundario4
```

```
~ kV=13.8 kW=3320 pf=0.92 conn=wye
```

```
New load.cargaBVA phases=3 model=1 bus=BarraSecundario5
```

```
~ kV=13.8 kW=2000 pf=0.92 conn=wye
```

```
New load.cargaSJC phases=3 model=1 bus=BarraSecundario6
```

```
~ kV=13.8 kW=2730 pf=0.92 conn=wye
```

```
New load.cargaSME phases=3 model=1 bus=BarraSecundario7
```

```
~ kV=13.8 kW=4250 pf=0.92 conn=wye
```

```
//Geracao Eolica
```

```
New Generator.EolicaJZR bus=p1 kV=0.69 kW=45000 pf=0.9 model=1
```

```
New Transformer.Eolica1 phases=3 xhl=5.75 wdg=1 bus=p1 kV=0.69
```

```
~ kVA=2350 conn=wye wdg=2 bus=p2 kV=34.5 kVA=2350 conn=wye
```

```
New Transformer.Eolica2 phases=3 xhl=5.75 wdg=1 bus=p2 kV=34.5
```

```
~ kVA=70000 conn=wye wdg=2 bus=JZR kV=69 kVA=70000 conn=delta
```

```
//Tensoes bases do Sistema
```

```
Set Voltagebases=[69,13.8]
```

```
CalcVoltageBases
```

```
//Metodo de Calculo do Fluxo de Potencia
```

```
solve maxiterations=100
```

```
Set mode = snapshot
```

```
Solve
```