

GERAÇÃO EÓLICA: LOCALIZAÇÃO E APLICAÇÃO NA REDE ELÉTRICA DO RIO DE JANEIRO

SERGIO L. ESCALANTE

GABRIELA A. MARTINS

*Faculdade de Engenharia, Depto. de Engenharia Elétrica, Universidade do Estado do Rio de Janeiro
R. São Francisco Xavier, 524 - Sala 5006 E - Maracanã, Rio de Janeiro - RJ, 20550-900, Rio de Janeiro
slescalante@ieee.org, gabriela_eng@yahoo.com*

Abstract— This work presents the distributed generation (GD) aspects and the advantages of used in an electrical system. A panorama of wind energy in Brazil and in the world is shown, with that information the possibility installing a decentralized wind generation in the state of Rio de Janeiro is studied. The study shows the regions with the greatest potential to install wind generation, as well as the areas that would benefit from the inclusion of this new source. To analyse the GD on the electric system influence, a fictitious electrical system was created based on actual information, provided by the electrical company ENEL (former AMPLA). The analyses will be in a permanent and transient electromechanical regime.

Keywords— Distributed generation, wind power, static stability, electromechanical transient.

Resumo— Este trabalho apresenta os aspectos da geração distribuída (GD), e as vantagens de seu uso no sistema elétrico. É mostrado um panorama da energia eólica no Brasil e no mundo, com estas informações estuda-se a possibilidade de instalar uma geração descentralizada eólica no estado do Rio de Janeiro. O estudo mostra as regiões com maiores potenciais para instalar a geração eólica, bem como as áreas que seriam beneficiadas com a inclusão desta nova fonte. Para analisar a influência da GD no sistema elétrico, foi criado um sistema elétrico fictício usando como base informações reais fornecidas pela concessionária ENEL (antiga Ampla). As análises serão em regime permanente e transitório eletromecânico.

Palavras-chave— Geração distribuída, energia eólica, estabilidade estática, transitório eletromecânica.

1 Introdução

O sistema elétrico brasileiro consiste principalmente em grandes centrais de geração, longes dos centros de consumo, modelo conhecido como geração centralizada. Em contrapartida, a geração distribuída consiste em fontes mais próximas aos centros de consumo, sendo conhecida como geração descentralizada.

A distribuição geográfica dos recursos usuais de geração de energia, no extenso território do Brasil, assim como as peculiaridades de cada região, sempre foram quesitos importantes e até desafiadores na obtenção de um bom planejamento/gerenciamento da oferta e da demanda. A GD visa mitigar esses desafios, além de diversificar a matriz energética, traz maior confiabilidade e menor custo ao suprimento de energia. Além disso, a geração de energia assume um caráter estratégico quando se pensa no desenvolvimento socioeconômico de um país (Braciani, 2011).

Este trabalho apresenta os aspectos da GD, realçando as vantagens do seu uso no sistema elétrico. A metodologia adotada consistiu no levantamento de regiões propícias a eventuais quedas na qualidade do fornecimento de energia, bem como regiões com potencial destacável e facilidades geográficas (Amarante, 2002) para a instalação de uma usina eólica.

2 Estado da Arte

2.1 Geração Distribuída

Segundo (Severino, 2010) há 23 definições diferentes para GD, podendo ser definida como o uso isolado ou integrado de recursos locais que beneficiam consumidores específicos e, também, o sistema elétrico.

Trata-se do uso de unidades geradoras menores e mais próximas às cargas, que por estarem ligadas ao sistema, complementam a geração das grandes centrais elétricas. Na atualidade, a GD tem uma predominância de fontes renováveis, como a fotovoltaica e a eólica (Severino, 2008).

No Brasil, a GD foi definida de forma oficial em julho de 2004 com o decreto nº 5163 (Aneel, 2004), a qual teve várias modificações ou atualizações mediante resoluções normativas (482/2012 e 687/2015). A Tabela 1 mostra uma comparação entre as normas 482 e 687 (Aneel, 2012) (Aneel, 2015).

Tabela 1. Normas de Geração Distribuída.

Tipo de Geração		REN nº 482	REN nº 687
Microgeração		até 100 kW	Até 75 kW
Minigeração	Fonte Hídrica	100 kW a 1 MW	75 kW a 3 MW
	Demais Fontes	100 kW a 1 MW	75 kW a 5 MW

2.1 Geração Eólica

A força mecânica dos ventos vem sendo utilizada pelo homem desde a antiguidade, como impulsionar as velas de embarcações, nos moinhos de grãos ou no bombeamento de água. Pode-se dizer que o primeiro gerador eólico, montado em 1888 por Charles F. Brunch, fornecia 12 kW em corrente contínua para carregamento de baterias que alimentavam 350 lâmpadas incandescentes, operando por 20 anos (Cresesb, 2008).

a) Evolução da geração eólica: Com a revolução industrial, fim do século XIX, a fonte de energia eólica foi substituída por máquinas a vapor, pela eletricidade e pelos combustíveis fósseis. Em 1931, Rússia deu um dos primeiros passos para o desen-

volvimento de turbinas eólicas de grande porte. O aerogerador batizado de Balaclava era um modelo avançado de 100 kW. (Cresesb, 2008).

A falta de combustíveis fósseis em 1970, durante a crise do petróleo, incentivou a utilização de fonte alternativas. Com isso surgiram vários aerogeradores eólicos de diferentes potências e formas (Fontanet, 2012)

b) Energia eólica no mundo: A capacidade eólica global cresceu cerca de 11% em 2016, tal como mostra a Figura 1. Esse aumento ocorre em razão dos avanços tecnológicos em materiais e porte das instalações, o que permite melhor aproveitamento dos ventos (Wwea, 2016).

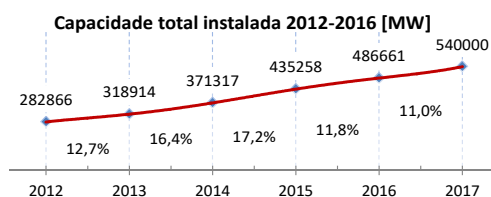


Figura 1. Capacidade instalada de geração eólica no mundo.

No Brasil, a primeira turbina de energia eólica foi instalada em 1992 em Fernando de Noronha – Pernambuco, e era apenas de 75 kW, representando 70 mil litros de óleo diesel/ano (Aneel, 2003). O primeiro incentivo ocorreu durante a crise energética de 2001, através do programa emergencial de energia eólica (PROEÓLICA) (Tolmasquim, 2016). Em 2002 foi criado o programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (PROINFA) para incentivar a utilização de outras fontes renováveis. O Brasil passou, de cerca de 22 MW de energia eólica instalada, para os atuais 10,34 GW (MME, 2016).

Com os parques eólicos atualmente em construção, estima-se que até 2019 ter-se-á 600 parques em operação, chegando a uma capacidade instalada de 18,5 GW, o que representarão aproximadamente 10% de toda a energia produzida no país. A Figura 2 mostra a capacidade total.

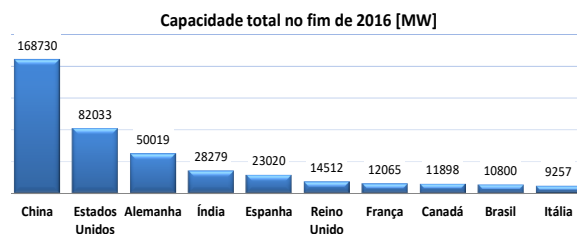


Figura 2. Capacidade total instalada de geração eólica.

3 Geração de Energia Eólica

3.1 Recurso Eólico

O vento é um recurso energético de grandes variações, tanto em pequena quanto em grande escala de tempo, bem como espaciais, tanto em superfície quanto em altura. Devido à grande variabilidade do

vento é bastante complexa a avaliação do recurso eólico de um local. O levantamento do potencial eólico de uma região requer campanhas de medida com coleta de dados do vento e períodos de medida longos para poder realizar uma avaliação adequada. (Fontanet, 2012) (Arribas, 2013).

a) Energia dos ventos: Parte da energia contida no vento é captada pelas turbinas eólicas e transformada em energia mecânica no eixo. A potência mecânica que chega ao aerogerador depende de diversos fatores, como o tamanho do aerogerador (que irá influenciar na área de captação das pás), a densidade do ar e a velocidade do vento. Portanto, os aerogeradores não aproveitam a máxima energia cinética proveniente do vento. Uma forma de representar todas as características de “perdas de energia” é introduzir um índice chamado de coeficiente de potência, C_p , do qual é definido como a fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor. (Fontanet, 2012) (Dutra, 2007).

A potência de uma turbina eólica, dada por (1), leva em consideração, além do limite de Betz (características físicas das hélices e não à eficiência mecânica do gerador), as perdas mecânicas e elétricas de um aerogerador. Onde: P_t : potência da turbina; ρ [Kg/m³]: massa específica do ar; v [m/s]: velocidade do vento; A : área varrida pelas pás; η : eficiências mecânicas e elétricas do sistema; C_p : coeficiente de potência.

$$P_t = \frac{1}{2} \rho v^3 A \eta C_p \quad (1)$$

A geração de energia elétrica normalmente se inicia a uma velocidade de 2,5 a 3 Km/h. Para valores abaixo dessa faixa o investimento não compensa. Para velocidades muito altas (acima de 25 km/h) é ativado o sistema de proteção. (Fontanet, 2012).

b) Variação da velocidade: é feita por meio de uma função de densidade probabilística. Dos vários modelos probabilísticos, testados por especialistas da área, a que mais se aproximaram são a distribuição de Rayleigh e a de Weibull. A de Rayleigh é mais simples, mas é limitada por não poder representar situações práticas, por tal, a distribuição de Weibull é mais utilizada, esta função é dada por (2).

$$f(v) = k/c \cdot (v/c)^{k-1} \cdot e^{-v/c} \quad (2)$$

Onde $f(v)$: função densidade de probabilidade; v : velocidade do vento m/s; c : fator de escala m/s – relaciona a velocidade média local; k : fator de forma (1,5 - 4,0) – relaciona com a variância em torno da média. A velocidade média do vento V m/s em um determinado período é dada por (3). Onde n é número de registros; i identificação do registro; v_i velocidade do vento registrado [m/s].

$$V = 1/n \cdot \sum_{i=1}^n v_i \quad (3)$$

De acordo com (Silva, 2006), há duas formas de obter a velocidade do vento na altura desejada. A mais simples é mostrada em (4), onde a velocidade do vento V_2 a uma certa altura h_2 pode ser estimada a partir da velocidade medida V_1 a uma altura de referência h_1 e do parâmetro α que depende da rugosidade do local (na ausência usa-se $\alpha=1/7$)

$$V_2/V_1 = (h_2/h_1)^\alpha \quad (4)$$

c) Fator de capacidade (FC): O FC é um parâmetro importante no projeto de um parque eólico, sendo crucial para a determinação de sua viabilidade. O FC pode ser interpretado como o percentual de aproveitamento do total da potência instalada. Seu cálculo depende das características do aerogerador e das características do local. O FC em termos de aproveitamento anual é expresso por (5). Onde P_n é a potência nominal do aerogerador [W]; T : período de análise [horas]; E : energia elétrica produzida em um ano; f_i : frequência anual de ocorrência de uma velocidade i ; P_i : potência equivalente para velocidade i ; t : intervalo de tempo entre as medições [horas]. De acordo com (MME, 2016), o Brasil apresenta um FC eólico médio de 36%, considerado ótimo quando comparado à média mundial de 27%.

$$FC = E/(P_n T) \quad ; \quad E = \sum_{i=1}^n f_i \cdot P_i \cdot t \quad (5)$$

3.2 Tipos de Turbinas

1) Rotores de eixo vertical: Não existe um padrão ou formato definido de turbinas verticais, o que possuem em comum são as pás girando no mesmo plano que o solo. São usadas principalmente por ter um melhor comportamento em ventos turbulentos e por possuir baixos níveis de ruído em comparação às turbinas de eixo horizontal. Não necessitam de mecanismos para as variações da direção do vento e são mais indicados para regiões urbanas ou semiurbanas. A Figura 3 mostra três tipos de turbinas eólicas de eixo vertical: Savonius (a); Darrieus (b) e Darrieus-Savonius (c) (Cresesb, 2008).

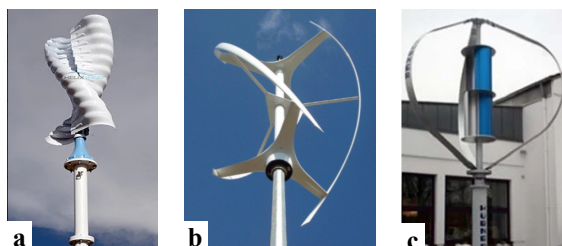


Figura 3. Tipos de turbinas de eixo vertical.

2) Rotores de eixo horizontal: São os mais comuns em todo o mundo. Esse tipo de rotor é movido por forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*). Essas forças são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento. Os rotores que giram

sob o efeito de forças de sustentação liberaram uma potência maior que aqueles de arrasto, para uma mesma intensidade de vento. Daí o fato desse tipo de rotor é o mais utilizado. A Figura 4 mostra os modelos de turbinas de eixo horizontal.

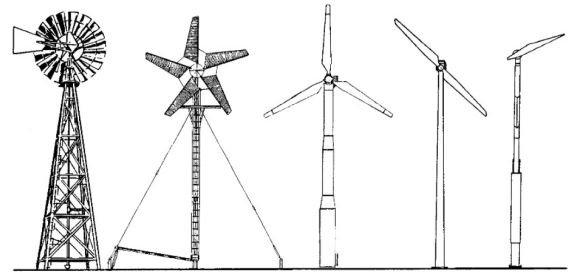


Figura 4. Tipos de turbinas de eixo horizontal.

Os rotores de três pás são mais utilizados, mas quando as velocidades médias são muito altas e há a possibilidade de ruído acústico alto, utiliza-se 1 ou 2 pás. As pás podem ter as mais variadas formas e empregar variados materiais. As mais comuns são as de madeira rígidas, alumínio ou fibra de vidro reforçada. (Dutra, 2007). As principais configurações de uma turbina de eixo horizontal estão demonstradas na Figura 5.

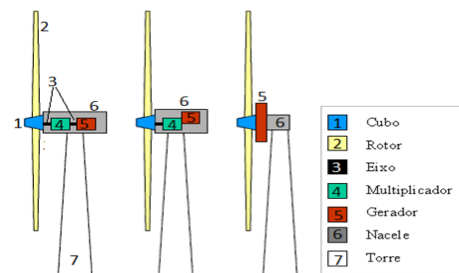


Figura 5. Configuração principal do rotor de eixo horizontal.

3) Evolução dos aerogeradores: A altura do rotor do aerogerador contribui para maior eficácia e produtividade, isto é, com o aumento do tamanho das torres permite-se que os ventos mais fortes sejam captados. Além do aumento das torres, os aerogeradores ao longo dos anos ganharam novos formatos das pás, melhor controle das turbinas e potências maiores (Fontanet, 2012).

3.3 Gerador Elétrico

1) Gerador de indução em gaiola de esquilo: este gerador pode ser diretamente acoplado à rede elétrica e operar com velocidade fixa ou fazer uso da eletrônica de potência para operá-lo em sistemas de velocidade variável. A Figura 6 ilustra dita configuração.

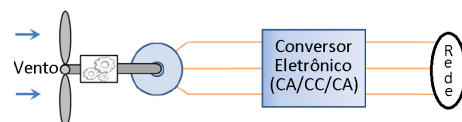


Figura 6. Configuração do Gerador eólico de gaiola de esquilo.

Apesar do baixo custo e manutenção simples, esse tipo de gerador não regula a tensão nem a frequência, por tal opera apenas em velocidade fixada pela frequência da rede. Para operação com velocidade variável, utiliza-se conversores *back-to-back* completos (Santos, 2015).

2) Gerador de indução duplamente alimentado: Este gerador é conhecido como DFIG (*doubly fed induction generator*). O estator da máquina é conectado diretamente à rede elétrica, enquanto que o rotor é conectado a rede mediante conversores estáticos bidirecionais, topologia *back-to-back*, que regula a frequência de excitação do rotor através de anéis coletores. O gerador pode entregar energia para a rede tanto acima quanto abaixo da velocidade síncrona. A Figura 7 ilustra a configuração do DFIG.

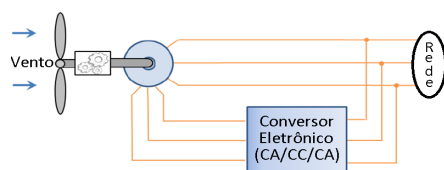


Figura 7. Configuração do Gerador DFIG.

O DFIG atualmente é a tecnologia mais comercializada. Uma das vantagens desse tipo de gerador é que apenas uma parcela da potência é entregue através do conversor, possibilitando o uso de conversores de menor potência que a nominal da turbina, aproximadamente 30%. Com isto é possível ter uma variação na velocidade do rotor de $\pm 30\%$ da nominal. Pontos negativos: necessidade de uma caixa de transmissão mecânica; utilização de anéis deslizantes no rotor e; os distúrbios da rede elétrica são diretamente transmitidos ao gerador. (Junior, 2014).

3) Gerador síncrono de rotor excitado: este gerador pode operar em ampla faixa de velocidade. A caixa de transmissão pode ser eliminada e o controle de potência ativa e reativa pode ser implementado. Porém para o seu funcionamento é necessário um conversor para o circuito de campo.

4) Gerador síncrono a ímãs permanentes: este gerador é conectado à rede através de um conversor de potência plena. Segundo (Junior, 2014), esta tecnologia é das mais promissoras, devido à redução de perdas e ao peso, se comparado a outros geradores síncronos, além de apresentar alta densidade de potência e excelente controlabilidade. Suas principais vantagens são a possibilidade de atuar em ampla faixa de velocidade do vento, a caixa de transmissão pode ser suprimida, tem controle completo de potência ativa e reativa, além de não utilizar escova (diminui custos com manutenção). Como desvantagem, tem elevado custo de fabricação (Santos, 2015).

3.4 Conversores de Potência

O conversor evita que perturbações elétricas sejam transmitidas ao gerador. Ele também proporciona o controle das potências ativa e reativa transferidas para a rede elétrica de energia. (Santos, 2015)

(Filho, 2014). Atualmente, a topologia mais usada é baseada no conceito de conversores de tensão (VSC - *voltage source converter*) com modulação por largura de pulso (PWM - *pulse width modulation*) apresentando dois níveis de tensão na saída (2L-PWM-VSC). Figura 8 ilustra a topologia do conversor *back-to-back*, apresentando dois 2L-PWM-VSC, conectado à rede através de um transformador.

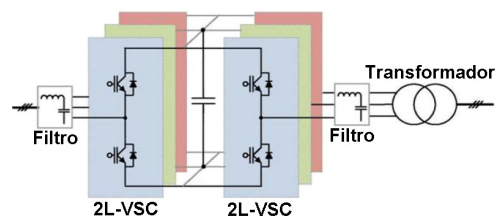


Figura 8. Conversor Back-to-Back.

3.5 Custo de um sistema eólico

Os custos vão variar de acordo com a capacidade de produção, local de instalação e tipo de tecnologia aplicada na usina eólica. Outros fatores que afetam a economia dos projetos são os custos de financiamento, o tamanho do projeto, e os impostos. Tendo em vista o grande potencial eólico do Brasil, é possível afirmar que a energia dos parques eólicos tenha custos competitivos. (Fernandes, 2012). De acordo com (Pollis, 2013), os custos com as turbinas representam entre 64% e 85% dos custos totais de um projeto eólico, tal como mostra a Tabela 2.

Tabela 2. Normas de Geração Distribuída.

Parte do Projeto de um Sistema Eólico	Custo Percentual
Conexão com a rede	11%
Planejamento e outros	9%
100 kW Fundação	16%
Turbinas	64%

Segundo (Ricosti, 2011) o custo do kW instalado em 2011 ficou em torno de R\$ 4.313,00. O autor mostra que o preço tem diminuído já que em 2006 era de R\$/kW 7.497,00. Dados que reforçam que os custos de um empreendimento eólico será reduzida com o crescimento do mercado de energia eólica.

4 Potencial eólico do estado do Rio de Janeiro

O estado do Rio de Janeiro possui um litoral com 636 Km, alternando entre planícies costeiras e variadas formas de praias, lagoas e baías. Na área territorial de 43864 km, vive uma população de 14,4 milhões de pessoas, das quais 96% em áreas urbanas e 4% em áreas rurais. O território do Rio de Janeiro está completamente inserido no bioma da Mata Atlântica. Atualmente, aproximadamente 17% do território fluminense são cobertos pela Mata Atlântica, o que equivale a 7346 km, deste total, aproximadamente 5700 km (78%) estão protegidos pelas Uni-

dades de Conservação da Natureza (Inea, 2016). O conhecimento dessas áreas de proteção é de extrema importância para a seleção da região de estudos de viabilidade de exploração eólica (Amarante, 2002).

4.1 Potencial eólico do Rio de Janeiro

O aproveitamento eólico está relacionado, principalmente, com as características do aerogerador e com as características do local de instalação. Para o potencial, faz-se necessário o mapeamento com equipamentos de alta confiabilidade de pelo menos um ano. Também é importante realizar estudos de representatividade climatológica, a fim de se avaliar as alterações anuais do vento e o impacto que essas alterações terão na vida útil da usina, em torno de 15 a 20 anos. A Tabela 3 mostra o estudo feito pelos autores de (Amarante, 2002) para velocidades de vento calculadas nas alturas de 50, 75 e 100 metros, a qual o autor considerou as curvas de desempenho típicas de turbinas eólicas de 750 kW e 1,5 MW, com diâmetros de rotor de 50m e 77m, respectivamente e torres de 50m (750kW), 75m e 100m (1,5MW). (Amarante, 2002)

Tabela 3. Potência instalada versus velocidade do vento.

Vento [m/s]	Área [Km²]	Potência instalável [MW]	Energia anual [GWh]	Vento [m/s]	Área [Km²]	Potência instalável [MW]	Energia anual [GWh]
Altura 50 metros							
> 5,5	7824	11736	22829	> 7,5	229	344	1093
> 6,0	4032	6048	13273	> 8,0	118	177	605
> 6,5	1304	1956	5016	> 8,5	59	89	323
> 7,0	497	746	2163				
Altura de 75 metros							
> 5,5	11499	17249	40224	> 7,5	376	564	1944
> 6,0	7221	10832	27875	> 8,0	159	238	875
> 6,5	3440	5161	14611	> 8,5	74	110	428
> 7,0	1016	1524	4835				
Altura de 100 metros							
> 5,5	13794	20691	49946	> 7,5	560	840	2889
> 6,0	9260	13889	36799	> 8,0	183	275	1005
> 6,5	5627	8441	24201	> 8,5	74	111	430
> 7,0	1876	2813	8872				

4.2 Região da instalação da GD

Analisando os mapas apresentados em (Amarante, 2002), destacam-se três áreas com potencial eólico significativo. Essas áreas são os municípios de Cabo Frio e Arraial do Cabo, na Região dos Lagos, o polígono Piraí-Vassouras-Petrópolis, na região serra e o litoral norte do estado ou região Norte Fluminense¹. Com a análise das informações do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) (Ibge, 2016), pode-se verificar a região onde há o maior número de habitantes a ser beneficiados com uma geração descentralizada (Figura 9). Além dos dados do IBGE, foram usados também os dados de recursos de energia solar e eólica, disponibilizados pelo

¹ No município de São Francisco de Itabapoana, da região do Norte Fluminense, está localizado o Parque Eólico de Gargaú. de 28,1 MW e FC de 27,5%. Início de operação foi em novembro de 2010 (primeiro da região sudeste).

SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment). Com isso concluiu-se que a região adequada para a instalação da GD eólica seria na região dos Lagos.

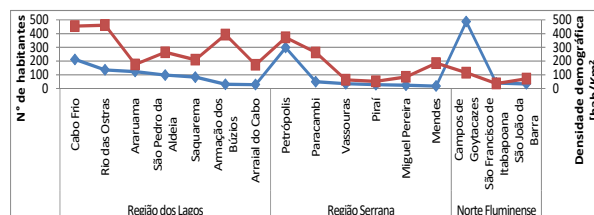


Figura 9. Densidade demográfica por região no Rio de Janeiro.

A escolha da região passível de instalação de um empreendimento de GD levou em consideração, em princípio, o potencial característico de cada região.

Dentre as áreas consideradas, a região utilizada neste estudo levou em consideração também a necessidade de suprimento de energia, visto que a GD visa a melhoria do sistema elétrico, trazendo a geração para onde há necessidade.

Com isso, a região escolhida foi no município de Cabo Frio, situado na Região dos Lagos (velocidades anuais registradas são de aproximadamente 7 m/s a 50m de altura). A região é considerada uma área turística de grande procura dentro do estado e com isso sofre problemas no suprimento de energia durante o período de alta temporada. Embora a região tenha tendência a ter maior custo de terreno, os custos de interligação ao sistema elétrico são menores devido a proximidade com subestações de médio e grande porte. A Figura 10 mostra a região da possível instalação da geração eólica.

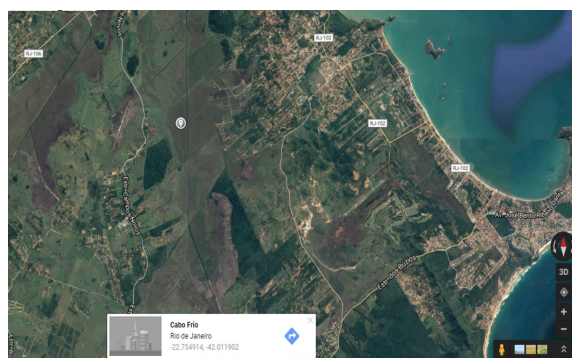


Figura 10. Região possível para a instalação da GD Eólica no Rio.

5 GD na Rede Elétrica: Resultados

5.1 Análise em Regime Permanente

Para a análise da influência da geração eólica no sistema criado para representar a região de estudo, foi utilizado o programa ANAREDE - Análise de Redes Elétricas do Centro de Pesquisas Elétricas (CEPEL) na sua versão acadêmica. Foram criados quatro casos para representar a situação de carregamento, tal como mostrada na Tabela 4, e a geração eólica a ser considerada será de 35 MW.

Tabela 4. Casos de estudo.

Caso	Descrição	Ger. na barra de Referência [MW+j MVar] ^b	Geração Eólica [MW+j MVar]
1	Baixa temporada	279,9 + j 79,74	0+j 0
2	Alta temporada ^a	279,9 + j 79,74	0+j 0
3	Caso 2 + ger. eólica	333,2+j 99,2	35+j 18,81
4	Caso 1+ ger. eólica	240,8+j 70,86	35 + j 10,05

^a Época de férias: operação com 30% a 40% a mais da carga em baixa temporada;^b Referência: Subestação de Rocha Leão para o sistema radial.

A Figura 11 mostra as curvas das tensões para cada caso da Tabela 4. Observa-se que no caso 2 (alta temporada) o sistema apresenta resultados fora dos limites permitidos (1,0 p.u. ± 10%). O caso 3 (alta temporada - AT com eólica) o sistema opera dentro dos limites.

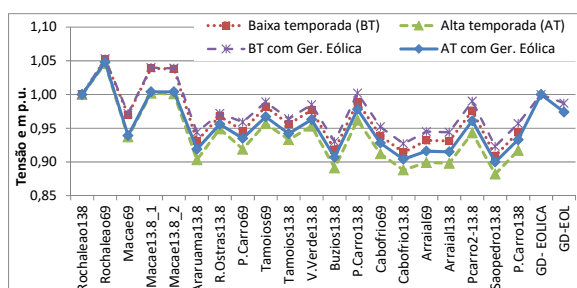


Figura 11. Tensão de algumas barras do sistema elétrico simulado.

5.2 Análise em Regime Transitório

Para análise do comportamento do sistema mediante perturbações elétricas foi utilizado o programa ANATEM - Análise de Transitórios Eletromecânicos do CEPEL. Para o estudo dinâmico do sistema utilizou o cenário de alta temporada (caso 3 da Tabela 4).

1) Evento 1: Sem geração eólica - curto-circuito trifásico na barra 8 (P.CARRO69) – 260ms: A Figura 12 ilustra o comportamento da tensão (superior) e da frequência (inferior) para algumas barras do sistema.

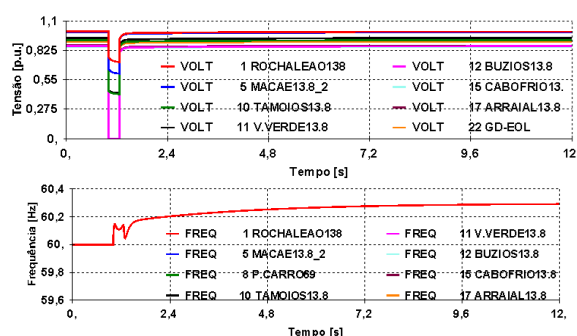


Figura 12. Tensão e Frequência em algumas barras do sistema.

Observa-se que a frequência ficou fora dos limites operativos (59,9 a 60,1 Hz).

2) Evento 2: Curto-circuito trifásico na barra 8 (P.CARRO69) – 260ms: Na barra 8 estão ligadas a maior parte das cargas. A Figura 13 apresenta o gráfico das tensões (superior) e das frequências (inferior) para algumas barras do sistema.

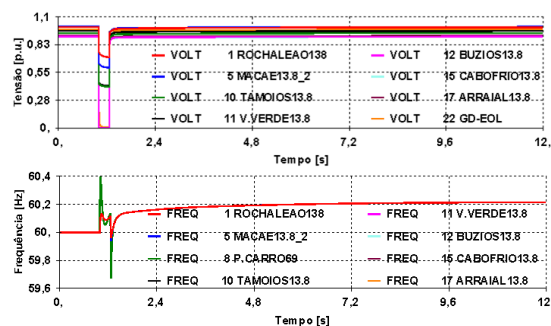


Figura 13. Tensão e Frequência em algumas barras do sistema.

Após a extinção do curto, observa-se que as tensões do sistema retornam ao seu valor pré-falta. Observa-se também, que há um aumento na frequência mesmo após a extinção do curto.

A Figura 14 ilustra a injeção de potência ativa da geração eólica (fluxo entre as barras 21 e 22) e injeção na barra 1 (ROCHALEAO138). Pode-se observar que, passada a perturbação elétrica, as gerações retomam suas respectivas injeções de potência nos mesmos valores originais do sistema.

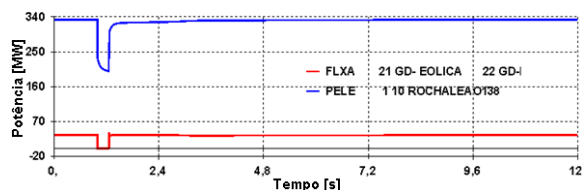


Figura 14. Injeção de potências da GD eólica e na barra de referência do sistema.

3) Evento 3: Abertura da linha entre as barras 2 (ROCHALEAO69) e 8 (P.CARRO69): A Figura 15 mostra o comportamento das tensões (sem GD e com GD) de algumas barras do sistema.

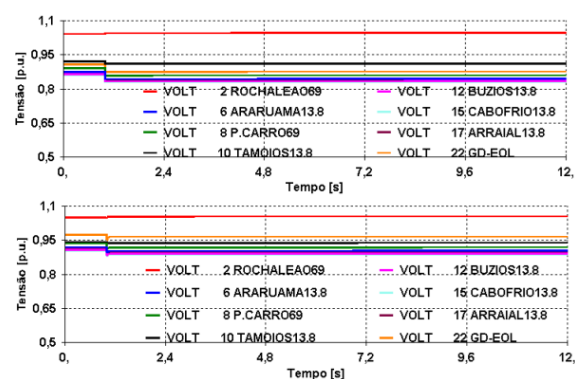


Figura 15. Tensão e Frequência em algumas barras do sistema.

Observa-se que as tensões ficam melhores com GD. A Figura 16 mostra a frequências de algumas barras, onde o grupo de linhas de maior inclinação corresponde ao sistema sem GD. Concluindo que a presença da GD melhora o comportamento do sistema elétrico.

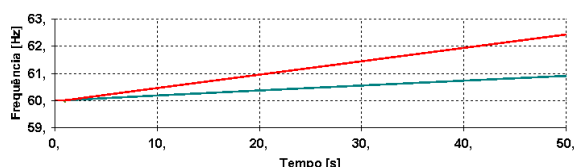


Figura 16. Frequência em algumas barras do sistema.

Nesse evento pode-se observar um caso bem crítico. Com a abertura da linha, além da diminuição dos níveis de tensão, tem-se o crescimento constante das frequências.

Nota-se que no caso onde existe a GD, sua recuperação deverá ser mais apurada, já que a demora faria que a frequência opere fora de seus limites recomendáveis, de acordo com o Módulo de qualidade da energia elétrica, dos procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional. (PRODIST) (Martins, 2017).

4 Conclusão

Após a análise do Mapa Eólico, foi confirmada a existência de áreas promissoras para a instalação de um parque eólico. Porém, para a segurança do projeto, deve-se ter um volume de dados de medições maiores que os encontrados no atlas, para assim evitar um mau dimensionamento dos equipamentos de geração.

Este trabalho buscou analisar os impactos da inserção da energia eólica na região dos lagos, no intuito de servir de base para futuras ações de melhoria na qualidade do fornecimento de energia na região.

Com a análise das simulações, pode-se concluir que a inserção da GD contribui para melhoria na qualidade do fornecimento de energia na região onde é instalada.

O estudo não contempla as análises das proteções, porém os dados obtidos na seção 5.2 podem ser utilizados para o dimensionamento das proteções, visto que de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS – Submódulo 3.6, as unidades geradoras devem suportar um afundamento de tensão de até 25% tensão nominal de geração com duração de 0,20 s, seguida de um aumento linear para 95% da tensão nominal de geração em 0,55 s, sem interromper seu funcionamento.

Como sugestão para trabalhos futuros pode-se citar a inclusão de outras fontes renováveis na região, como por exemplo, a energia solar fotovoltaica, visto que a região dos lagos dispõe de espaços planos e já desmatados.

Referências Bibliográficas

Amarante, O.A.C., Silva, F.J.L., Filho, L.G.R., Atlas Eólico do Estado do Rio de Janeiro, Secretaria de Estado de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo, Governo do Estado do Rio de Janeiro, 2002.

- ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica, Decreto nº 5163, Disponível em < <https://goo.gl/TU9u4D> > Acessado em 15/01/17.
- ANEEL, 2015 - Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015.
- ANEEL, Agência Nacional De Energia Elétrica, Banco de Informações de Geração – BIG, 2003. Disponível em < <https://goo.gl/n3bWkt> > Acessado em 11/11/16.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 687/2012; Disponível em < <https://goo.gl/WPQTZs> > Acessado em 15/01/17.
- Arribas, L., Programa de Capacitação em Energias Renováveis - Energia Mini-eólica, ONUDI – Observatório de Energias Renováveis Para a América Latina e Caribe, 2013.
- Braciani, U., Estrutura de Custos para Implantação das Usinas de Geração de Energia Elétrica no Brasil, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Centro Sócio Econômico, Departamento de Ciências Econômicas, Florianópolis, 2011.
- CRESESB - Tutorial de Energia Eólica, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2008. Disponível em < www.cresesb.cepel.br/ > Acessado em 28/12/16.
- Dutra, R.M., Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após a Primeira Fase do PROINFA, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 2007.
- Fernandes, G.A., Estudo De Viabilidade Técnico Econômico Para Instalação De Um Sistema Eólico, TCC apresentado no Programa de MBA, Universidade Federal do Paraná, 2012.
- Filho, A.S., Cardoso, J.G., Energia Eólica: Tipos De Geradores E Conversores Usados Atualmente, Espaço IEEE, Revista O Setor Elétrico, Maio de 2014, Disponível em < <https://goo.gl/Tyh3tn> > Acessado em 7/3/17.
- Fontanet, F.A. Avaliação de uma Opção de Espera de um Parque Eólico pelo Método de Opções Reais, Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2012.
- IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – Disponível em < <https://goo.gl/UCBgd3> > Acessado em 22/03/17.
- INEA – Instituto Nacional do Meio Ambiente, Unidades de Conservação de administração estadual e federal, Disponível em < <https://goo.gl/rKJgBt> > Acessado em 9/3/17.
- Junior, E. A. Estratégia de Conversor para Interligação de Sistemas de Geração Eólica à Rede Elétrica, Dissertação de mestrado, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2014.
- Martins, G. A. dos Santos, Geração distribuída – energia eólica. Estudo aplicado ao Estado do Rio de Janeiro, TCC, DEE, UERJ, 2017.

WWEA - World Wind Energy Association. Disponível em < <https://goo.gl/DFGqHQ> > Acessado em 20/11/16.

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	5																																											

29	DLM																	
30	(De)	d	O	p(Pa)	WCEP	(R ₀)	(R ₁)	(Hvar)	(Tap)	(Turn)	(Tux)	(Phi)	(Bc)	(Cn)	(Ce)	Ne	Cq(Cq)	
31	1	2	1			2.1		10.5		.93	.85	1.05		-2	73.	73	33	
32	1	2	2					10.5		.93	.85	1.05		1	73.	73	33	
33	1	2	3					10.54		.93	.85	1.05		1	73.	73	33	
34	1	20	1			5.19712		6.564	3.524					122	122.		122.	
35	2	3	1					8.2		1.025	.85	1.05		-3	12.	12	33	
36	2	4	1			13.22525		.521	.448					52	52.		52.	
37	2	4	2			13.22525		.521	.448					52	52.		52.	
38	2	7	1					40.3		1.025	.85	1.05		-7	25.	25	33	
39	2	8	1			17.35142		.251	.978					61.	65.		61.	
40	2	9	1			7.676		8.691	.3253					71.	71.		71.	
41	4	5	1					52.44		1.	.8	1.05		-5	24.	24	33	
42	4	6	1					52.44		.93	.8	1.05		-6	25.	25	33	
43	7	8	1			17.35142		.251	.978					61.	65.		61.	
44	8	12	1	T				5.8		1.025	.9	1.05		-12	25.	25	33	
45	8	13	1					1.16		.957	.8	1.05		-13	25.	25	33	
46	8	14	1			1.94		5.31	.075					47.	47.		47.	
47	8	14	2			1.94		5.31	.075					47.	47.		47.	
48	8	16	1			9.23918			.221					41.	41.		41.	
49	8	18	1					41.8		.957	.85	1.05		-18	25.	25	33	
50	8	19	1					53.4		1.	.85	1.05		-19	35.	35	33	
51	9	8	1			9.67		23.56	.41					61.	65.		61.	
52	9	10	1					1.6		1.025	.9	1.05		-10	25.	25	33	
53	9	11	1					10.5		1.	.9	1.05		-11	15.	15	33	
54	13	15	1					12.5		.95	.85	1.05		13	40.	40	33	
55	14	15	1					1.6		1.025	.8	1.05		-15	40.	40	33	
56	15	16	1					4.		1.	.85	1.05		-17	12.	12	33	
57	20	8	1					10.4		1.	.85	1.05		-8	70.	70	33	
58	20	8	2					10.4		1.	.85	1.05		-8	70.	70	33	
59	22	21	1					14.49		1.				40.	40.		40.	
59	99999																	
60	FLM																	

Figura 19. Dados de linhas do sistema.

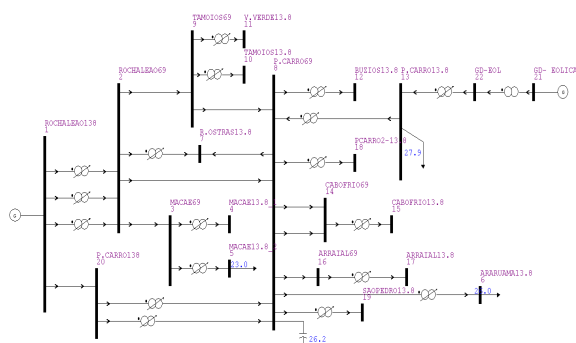


Figura 17. Diagrama unifilar do sistema.