

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LUÍS HENRIQUE DRIEMEIER

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Porto Alegre

2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LUÍS HENRIQUE DRIEMEIER

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Marcelo Giulian Marques, UFRGS

Doutor pela Université Laval – Quebec, Canadá

Ivan Ricardo Pertile, APS Engenharia de Energia

Mestre pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Porto Alegre, dezembro de 2009

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha família, em especial a meus pais e irmão, pela dedicação a minha criação, apoio incondicional e incentivo aos estudos.

AGRADECIMENTOS

Aos pais pelo suporte financeiro durante todo o período do curso, pelo incentivo aos estudos e pela compreensão dos finais de semana sem o filho.

Ao meu irmão, Carlos Eduardo, pelas dicas de abordagem e comentários sempre pertinentes.

A minha namorada, Amanda, por tornar meus momentos de descontração mais completos e pela compreensão em não ter um namorado sempre presente nos finais de semana.

Ao meu colega de trabalho, Diogo, por me fornecer dados para a análise econômica e por compartilhar comigo o seu conhecimento de processos térmicos.

Ao meu grande amigo, Maurício, pela paciência e empenho em revisar o trabalho.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul pelo ensino gratuito e de qualidade e, em especial, ao meu orientador neste trabalho de diplomação, prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro.

RESUMO

Este documento versa sobre a geração distribuída e sua importância no futuro energético do Brasil. São abordadas as possíveis aplicações deste modo de geração descentralizado, os impactos causados na rede da concessionária de energia elétrica devido a sua conexão, além dos requisitos técnicos e contratuais vigentes hoje no país. Ao fim, será realizado um estudo de viabilidade econômica, no qual será analisada a substituição da energia elétrica da concessionária por uma geração própria, a partir da queima de lenha.

Palavras-chaves: geração distribuída, impactos na rede de distribuição, conexão ao sistema, viabilidade econômica, autoprodutor

ABSTRACT

This document is about distributed generation and its importance in brazilian eletric future. It deals with the possible applications of this decentralized generation method, the impacts on the distribution network due to its connection, in addition to technical and contractual needs. At the end, a study of the economic viability, which will analyze the replacement of electric energy from the grid by self generation from burning logs.

Keywords: distributed generation, impacts in distribution network, interconnection to network, economic viability, autoproducer

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	14
2 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
2.1 MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	20
2.2 CONSUMO.....	21
3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	27
3.1 COGERAÇÃO	29
3.2 GERAÇÃO PRÓPRIA NO HORÁRIO DE PONTA	32
3.3 GERAÇÃO RESIDENCIAL	35
4 IMPACTOS DA CONEXÃO DA GD NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	46
4.1 NÍVEIS DE TENSÃO	46
4.2 FLUXO DE POTÊNCIA	48
4.3 POSTERGAÇÕES DE INVESTIMENTOS.....	49
4.4 CONFIABILIDADE.....	50
4.5 ILHAMENTO	51
4.6 NÍVEIS DE CURTO CIRCUITO	52
4.7 HARMÔNICOS	53
4.8 MINIMIZAÇÃO DAS PERDAS NO SISTEMA	54
5 REQUISITOS PARA CONEXÃO	55
6 VIABILIDADE ECONÔMICA.....	61
6.1 ASPECTOS GERAIS	61
6.2 ESTUDO DE CASO.....	63
7 CONCLUSÃO.....	72
8 REFERÊNCIAS.....	74

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Sistema Interligado Nacional	17
Figura 2 - Custo do MWh nas diferentes formas de geração.....	18
Figura 3 - Matriz Elétrica Brasileira	21
Figura 4 – Evolução do Consumo de Energia Elétrica	22
Figura 5 - Elasticidade-Renda do Consumo.....	23
Figura 6 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro.....	25
Figura 7 - Planta de Cogeração.....	30
Figura 8 - Curva de Carga RS	33
Figura 9 - Aquecimento por Placas Solares.....	36
Figura 10 - Insolação Diária no território brasileiro	37
Figura 11 - Medidor ACE9000 KBD.....	38
Figura 12 - Princípio de funcionamento dos aero geradores.....	40
Figura 13 - Utilização de Reservatório como bateria	42
Figura 14 - Potência Gerada vs Velocidade do Vento	43
Figura 15 - Mapa Eólico do Brasil.....	44
Figura 16 - Alimentador Radial.....	46
Figura 17 - Queda de tensão usual em Alimentadores	47
Figura 18 - Curva de carga.....	49
Figura 19 - Sistema Série.....	50
Figura 20 - Sistema Paralelo	50
Figura 21 - Ilhamento de alimentador	52
Figura 22 - Aumento na corrente de curto circuito	53
Figura 23 – Alterações na forma de onda	53
Figura 24 - Unifilar da Conexão	58
Figura 25 - Roteiro para acesso a rede.....	60
Figura 26 - Contratos de Compra/Venda de energia	61
Figura 27 - Conexão painel fotovoltaico na Nova Zelândia.....	62
Figura 28 - Demandas Contratadas e Medidas Ponta e Fora Ponta	63
Figura 29 - Consumo de Energia Elétrica	64
Figura 30 - Geração Térmica	65
Figura 31 - Fluxograma para obtenção do custo com lenha.....	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Projeção de Carga.....	24
Tabela 2 - Valor do MWh e Valores das Tarifas da Concessionária já com impostos.....	64
Tabela 3 - Custos dos Equipamentos	66
Tabela 4 - Dados relevantes	68
Tabela 5 - Custos totais com manutenção e operação	69

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Matriz Elétrica Brasileira - Agosto 2009.....	20
Quadro 2 – Tarifa Industrial Grupo A4.....	34
Quadro 3 - Vantagens vs Desvantagens Painéis Solares.....	39
Quadro 4 - Tabela ANSI	59
Quadro 5 - Fluxo de Caixa	70

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN: Balanço Energético Nacional

BIG: Banco de Informações de Geração

CIGRE: Comitê Internacional de Grandes Sistemas Elétricos

CA: Corrente Alternada

CC: Corrente Contínua

CCC: Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica

CELESC: Centrais Elétricas de Santa Catarina

CO₂: Dióxido de Carbono

DJ: Disjuntor

EE: Energia Elétrica

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

EUA: Estados Unidos da América

FV: Fotovoltaico

GD: Geração Distribuída

IBGE: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICC: Corrente de Curto Circuito

IEEE: Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

LTs: Linhas de Transmissão

MME: Ministério de Minas e Energia

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAC: Programa de Aceleração do Crescimento

PCI: Poder Calorífico Inferior

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PIB: Produto Interno Bruto

QGBT: Quadro Geral de Baixa Tensão

RS: Rio Grande do Sul

RO: Rondônia

SE: Subestação

SIN: Sistema Interligado Nacional

SIPOT: Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro

SP: São Paulo

TIR: Taxa Interna de Retorno

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul

UFSC: Universidade Federal de Santa Catarina

VPL: Valor Presente Líquido

1 Introdução

A indústria elétrica mundial e brasileira teve seu despertar nas últimas duas décadas do século XIX. Essa nova indústria trouxe inúmeros benefícios às sociedades. Os velhos sistemas de iluminação à chama foram substituídos por novos de iluminação elétrica. Motores elétricos trouxeram novas possibilidades às indústrias e às residências. Em suma, a eletricidade permitiu a prosperidade das nações e de sua população.

Inicialmente a geração de energia elétrica se dava em pequenas centrais geradoras, localizadas nas proximidades do ponto de consumo. Porém, logo se percebeu que a geração de eletricidade possuía importantes economias de escala, que favoreciam os grandes empreendimentos geradores. Portanto, a consolidação da indústria se deu em torno do paradigma das grandes centrais geradoras, ligadas por linhas de transmissão aos grandes centros consumidores. No Brasil, o ícone desse paradigma é a Usina Hidrelétrica de Itaipu, com seus 14 GW conectados aos consumidores por centenas de quilômetros de linhas de transmissão.

A geração distribuída, tema deste trabalho, trata de unidades geradoras menores, situadas próximas do consumidor final e ligadas diretamente nas linhas de distribuição. Podendo servir, assim, como complemento as grandes centrais geradoras. Os fatores favoráveis à geração distribuída são de origem técnica, econômica e ambiental.

Do lado técnico, a geração distribuída diminui a necessidade do uso de extensas linhas de transmissão. Além disso, minimiza o risco de colapsos sistêmicos como o recente apagão do dia 10/11/2009, quando houve o desligamento temporário da Usina de Itaipu - que representa 19% da geração de energia elétrica do país – devido a falhas nas linhas de transmissão. O apagão atingiu 18 estados do Brasil e o Paraguai.

Do lado econômico, a geração distribuída proporciona economia de combustível quando feita em sistemas de cogeração. Esses sistemas produzem calor e eletricidade a partir do mesmo combustível e esse aproveitamento duplo aumenta a eficiência no uso do combustível. A geração distribuída também elimina ou reduz os custos com transmissão e distribuição, uma vez que a energia é gerada próxima do consumidor.

Do lado ambiental, a geração distribuída, por diminuir as perdas presentes no sistema de transmissão e distribuição, reduz a demanda por novas usinas hidrelétricas e o consumo de combustível das usinas térmicas. Dessa forma, sua presença no sistema elétrico reduz as emissões de gases de efeito estufa que aquecem o planeta. Geração distribuída também pode ser feita por fontes renováveis, tais como solar, eólica e biomassa.

A seguir será feita uma análise da importância de diversificar a matriz elétrica brasileira e da necessidade de grandes investimentos em geração de energia elétrica nos próximos anos. Após estas colocações será detalhada a geração distribuída, as vantagens e desvantagens deste modo de geração e suas possíveis aplicações. Em seguida, uma análise dos requisitos para a conexão dos geradores ao sistema será exposta. Por fim, será apresentado um estudo de caso, no qual se analisa a viabilidade econômica de uma empresa se tornar autoproductora de energia elétrica.

2 O Sistema Elétrico Brasileiro

O Brasil é um país com 191 milhões de habitantes, segundo estimativas do ano de 2009 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e se destaca como a quinta maior nação em área territorial. A partir destes dados pode-se ter uma noção do tamanho e da complexidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), que é formado pelas redes de transmissão que cruzam o país levando a energia gerada, nos mais diversos locais, até os consumidores.

O SIN abrange as regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte do norte. Em 2008, concentrava aproximadamente 900 linhas de transmissão que somavam 89,2 mil quilômetros nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV. Esta rede de transmissão também é chamada de rede básica, pois abriga 96,6% de toda a capacidade de produção de energia elétrica do país – oriunda de fontes internas ou de importações, principalmente do Paraguai por conta do controle compartilhado da usina hidrelétrica de Itaipu. Na Figura 1, pode-se visualizar o mapa do Sistema Integrado Nacional no horizonte 2007 – 2009, mostrando todas as linhas que o compõem [1].

Segundo dados divulgados no mês de setembro de 2008 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o país contava com mais de 61,5 milhões de unidades consumidoras em 99% dos municípios brasileiros, fornecendo energia elétrica para cerca de 95% da população.

O sistema interligado se caracteriza, também, pelo processo permanente de expansão, o que permite tanto a conexão de novas grandes hidrelétricas, quanto à integração de novas regiões. Se em 2008, por exemplo, o SIN era composto por 89,2 mil quilômetros de rede, em 2003 a extensão era de 77,6 mil km [1] [2].

A expansão verificada reforça as interligações do sistema, ampliando a possibilidade de troca de energia elétrica entre as regiões. No norte do país há diversos sistemas de menor

porte, não conectados ao SIN e, por isso, chamados de Sistemas Isolados. Segundo dados da Eletrobrás, os Sistemas Isolados abrangem 45% do território brasileiro, porém concentram apenas cerca de 3% da população nacional e menos de 10% do consumo.

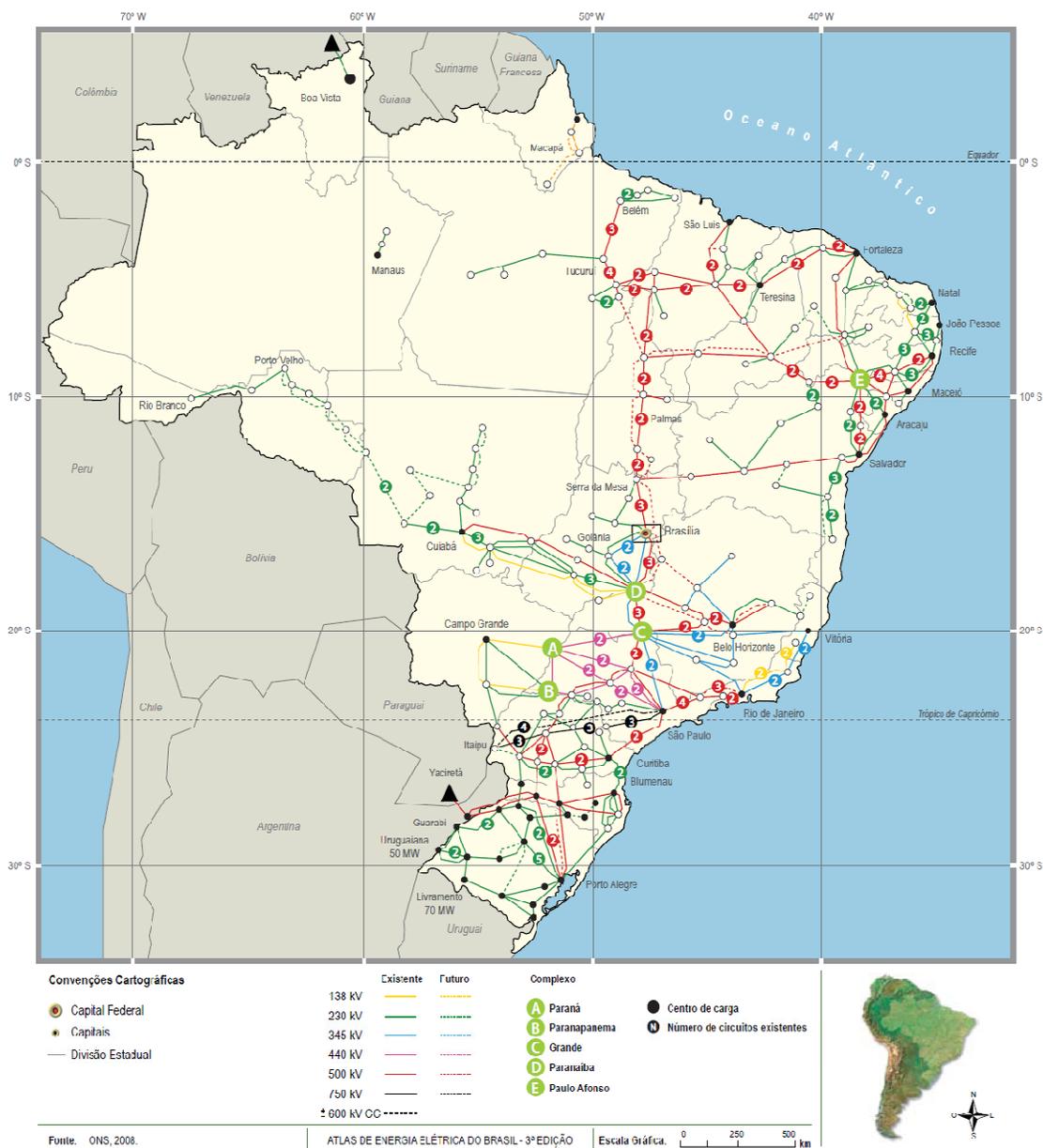


Figura 1 - Sistema Interligado Nacional
Fonte: Atlas de E.E do Brasil 3º Ed. [1]

Os Sistemas Isolados apresentam sua geração predominantemente térmica, por isso apresentam custos de geração superiores ao do SIN, como pode ser vista na Figura 2. Além disso, as dificuldades de logística e de abastecimento dessas localidades pressionam o frete

dos combustíveis. Para assegurar à população atendida por esses sistemas os benefícios usufruídos pelos consumidores do SIN, o Governo Federal criou a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), encargo setorial que subsidia a compra do óleo diesel e óleo combustível, ambos usados na geração de energia por usinas termelétricas que atendem às áreas isoladas. Essa conta é paga por todos os consumidores de energia elétrica do país. Em 2008, o valor da CCC foi de R\$ 3 bilhões [1].

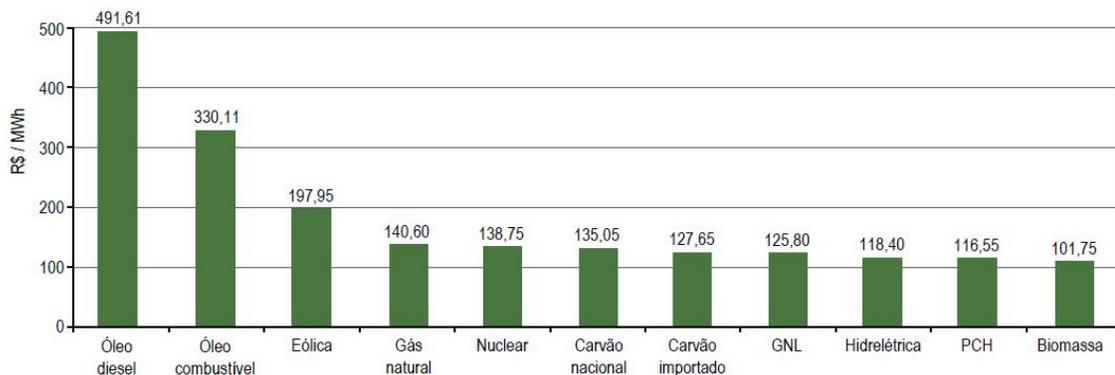


Figura 2 - Custo do MWh nas diferentes formas de geração
Fonte: Atlas E. E. do Brasil 3º Ed. [1]

Estes sistemas ainda não estão interligados ao SIN devido às características geográficas da região norte, composta por floresta densa e rios caudalosos e extensos, dificultando a construção de linhas de transmissão de grande extensão que permitissem a conexão ao SIN.

Algumas das principais obras do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) do Governo Federal visam justamente diminuir o número de sistemas isolados, expandindo as conexões do SIN aos estados do norte. Para justificar tal investimento, a interligação será realizada em paralelo com a construção de duas grandes hidrelétricas no rio Madeira.

Assim, além das usinas de Jirau e Santo Antônio adicionarem ao sistema uma potência de 6.450 MW, ampliando consideravelmente a oferta nacional de eletricidade, ocorrerá uma melhora na distribuição regional e nacional de energia elétrica devido à construção da linha de

transmissão, de mais de 2.450 quilômetros, que ligará Porto Velho (RO) a Araraquara (SP). Este conjunto de obras tem um custo previsto de cerca de 25 bilhões de reais [3].

A troca de energia entre as diferentes regiões é particularmente importante em um país como o Brasil, caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas localizadas em regiões com regimes hidrológicos diferentes. Como os períodos de estiagem de uma região podem corresponder ao período chuvoso de outra, a integração permite que a localidade em que os reservatórios estão mais cheios envie energia elétrica para a outra, em que os lagos estão mais vazios – permitindo, com isso, a preservação do “estoque de energia elétrica” represado sob a forma de volume útil de água nos reservatórios. Esta troca ocorre entre todas as regiões conectadas ao SIN [2].

Como citado anteriormente, o Brasil, devido à abundância de recursos hídricos, tem sua matriz elétrica baseada em hidrelétricas. Outra parcela importante é a térmica, que funciona em regime de complementaridade com a geração hídrica.

A energia hidrelétrica, mais barata e mais abundante no Brasil, é prioritária no abastecimento do mercado. As termelétricas, de uma maneira geral, são acionadas para dar reforço ao sistema em períodos em que é necessário preservar o nível dos reservatórios – ou o “estoque de energia”. Isto ocorreu no início de 2008, quando o aumento do consumo aliado ao atraso no início do período chuvoso da região sudeste, apontou para a necessidade de uma ação preventiva para preservação dos níveis dos reservatórios [4].

O responsável pela coordenação e controle da operação do SIN é Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). É este órgão que faz o despacho das usinas - definição de quais usinas devem operar e quais devem ficar de reserva de modo a manter, permanentemente, o volume de produção igual ao de consumo – de modo a minimizar os custos da produção, visto que isto reflete nas tarifas pagas pelo consumidor e variam de acordo com a fonte utilizada.

Vale salientar que um menor custo de produção no presente, pode acarretar em sérios problemas de oferta e custos elevados por kW gerado no futuro.

2.1 Matriz Elétrica Brasileira

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG), da Aneel, o Brasil contava, em agosto de 2009, com 2094 usinas em operação, que correspondem a uma capacidade instalada de 113.030 MW. Deste total de usinas 38% são hídricas, responsáveis por 69% da geração brasileira, sem contar a parte importada do Paraguai da usina de Itaipu. No Quadro 1 pode-se visualizar mais dados referentes a geração.

Tipo		Capacidade instalada		%	Total		%
		Nº de Usinas	MW		Nº de Usinas	MW	
Hídricas		803	78.048,60	69,05	803	78.048,60	69,05
Gás	Natural	90	10.599,80	9,38	121	11.844,29	10,48
	Processo	31	1.244,48	1,10			
Petróleo	Óleo Diesel	774	3.904,88	3,45	794	5.468,08	4,84
	Óleo Residual	20	1.563,19	1,38			
Biomassa	Bagaço da Cana	272	4.084,88	3,61	332	5.593,94	4,95
	Licor Negro	14	1.145,80	1,01			
	Madeira	32	290,02	0,26			
	Biogás	7	41,84	0,04			
	Casca de Arroz	7	31,41	0,03			
Nuclear		2	2.007,00	1,78	2	2.007,00	1,78
Carvão	Carvão Mineral	8	1.455,10	1,29	8	1.455,10	1,29
Eólica		34	443,28	0,39	34	443,28	0,39
Importação	Paraguai		5.650,00	5,00		8.170,00	7,23
	Argentina		2.250,00	1,99			
	Venezuela		200,00	0,18			
	Uruguai		70,00	0,06			
TOTAL:		2094	113.030,29	100,00	2094	113.030,29	100,00

Quadro 1 - Matriz Elétrica Brasileira - Agosto 2009
Dados: BIG [5]

O planejamento da expansão do setor elétrico, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), prevê a diversificação da matriz da energia elétrica, historicamente concentrada na geração por meio de fonte hidráulica. Um dos principais objetivos desta

decisão é reduzir a relação de dependência existente entre volume produzido e condições hidrológicas. Há poucos anos, as hidrelétricas representavam cerca de 90% da capacidade instalada no país. Em 2009, essa participação recuou para cerca de 69%. O fenômeno foi resultado da construção de usinas baseadas em outras fontes, como termelétricas e usinas de biomassa, em ritmo maior que aquele verificado nas hidrelétricas.

Agrupando as formas de geração do Quadro 1 em: Hídricas, Térmicas, Renováveis e Importação temos uma visualização clara da matriz elétrica brasileira e de sua concentração em hidrelétricas, como se pode ver na Figura 3.

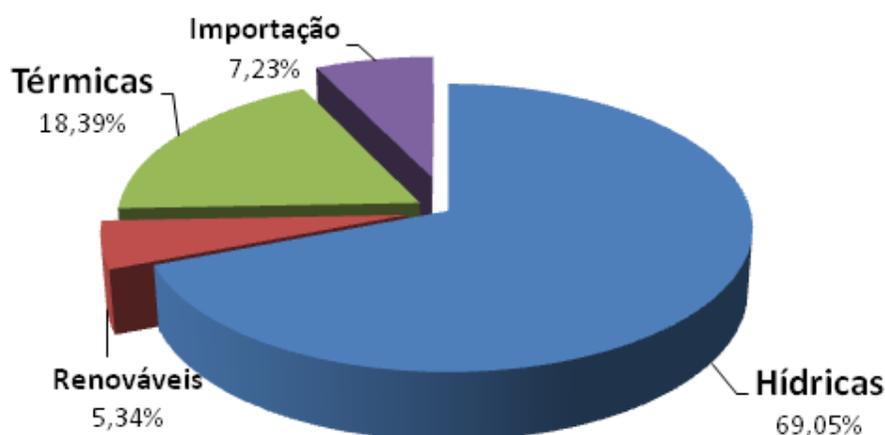


Figura 3 - Matriz Elétrica Brasileira 2009
Dados: BIG [5]

Deve-se deixar claro que a geração hidrelétrica é feita a partir de fontes renováveis – devido ao ciclo da água – e somente não está incluída no grupo das energias renováveis para melhor visualização da concentração na base hidrotérmica.

2.2 Consumo

O consumo de energia elétrica brasileiro está concentrado principalmente no sudeste do país, representando 62% do consumo total, que no ano de 2008 atingiu a marca de 435.000 GWh [1]. Este consumo aumentou em 4% no ano de 2008, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), seguindo um padrão de aumento no consumo que já se estende

por várias décadas, excluindo-se o ano de 2001 no qual houve problemas de disponibilidade de energia elétrica no Brasil. Este fato ficou conhecido por “Apagão”, pois foram realizados cortes de cargas devido ao baixo nível de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Na Figura 4 é apresentada uma curva de consumo, abrangendo o período de 1970 a 2004, na qual são separados os tipos de consumidor da energia elétrica em industrial, transportes, agropecuário, público, comercial, residencial e setor energético. Sendo assim possível visualizar, além do crescimento do consumo de cada setor, a participação de cada grupo no consumo total.

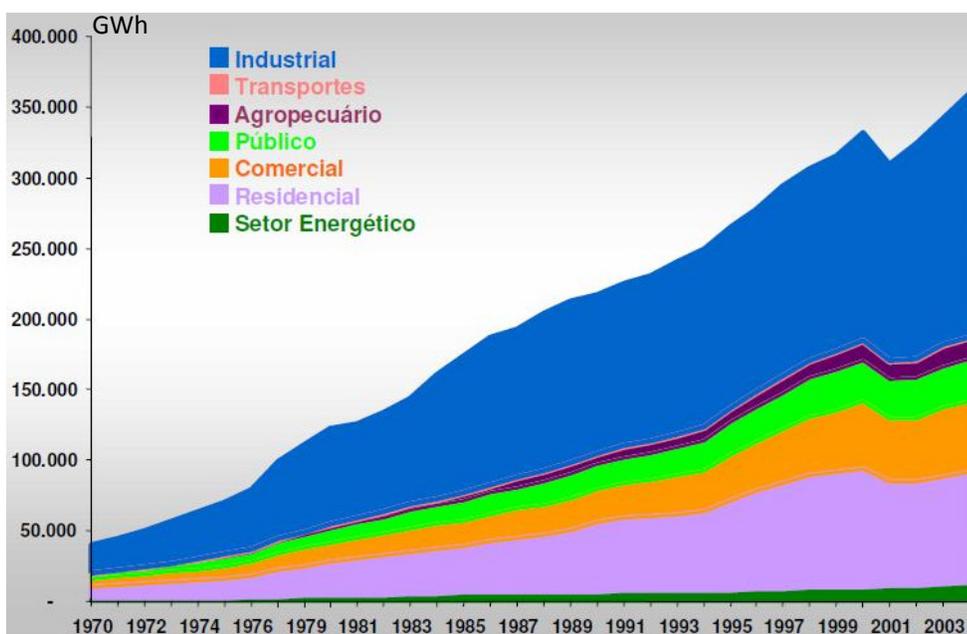


Figura 4 – Evolução do Consumo de Energia Elétrica
Fonte: BEN/MME [6]

Analisando a Figura 4 é possível identificar vários acontecimentos históricos que ocorreram no Brasil. Por exemplo, entre os anos de 1975 e 1979 o país viveu uma expansão das indústrias siderúrgicas, de máquinas e equipamentos de insumo básicos. Estas empresas têm alto consumo energético, o que pode ser percebido no gráfico pelo aumento da inclinação da reta de consumo.

Já no ano de 1994 foi implantado o Plano Real no país, o que promoveu o controle do processo inflacionário, criando condições favoráveis ao crescimento econômico, como pode ser visto no gráfico novamente pelo aumento da inclinação da reta de consumo.

Por último, pode-se visualizar o racionamento em 2001 que, durante nove meses, impôs restrições ao consumo de energia elétrica nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste. A recuperação da indústria demorou cerca de um ano, enquanto que o consumo residencial, devido à conscientização da população, só no ano de 2005 alcançou o patamar verificado em 2000.

A partir destes fatos fica clara a relação direta entre o consumo de energia elétrica e a situação econômica do país. Esta relação é denominada Elasticidade-Renda do Consumo e é obtida a partir da divisão de Crescimento do Consumo de Energia Elétrica (%) por Crescimento do PIB (%). Na Figura 5 pode-se visualizar o histórico deste índice, assim como da variação do PIB e do consumo de energia elétrica.

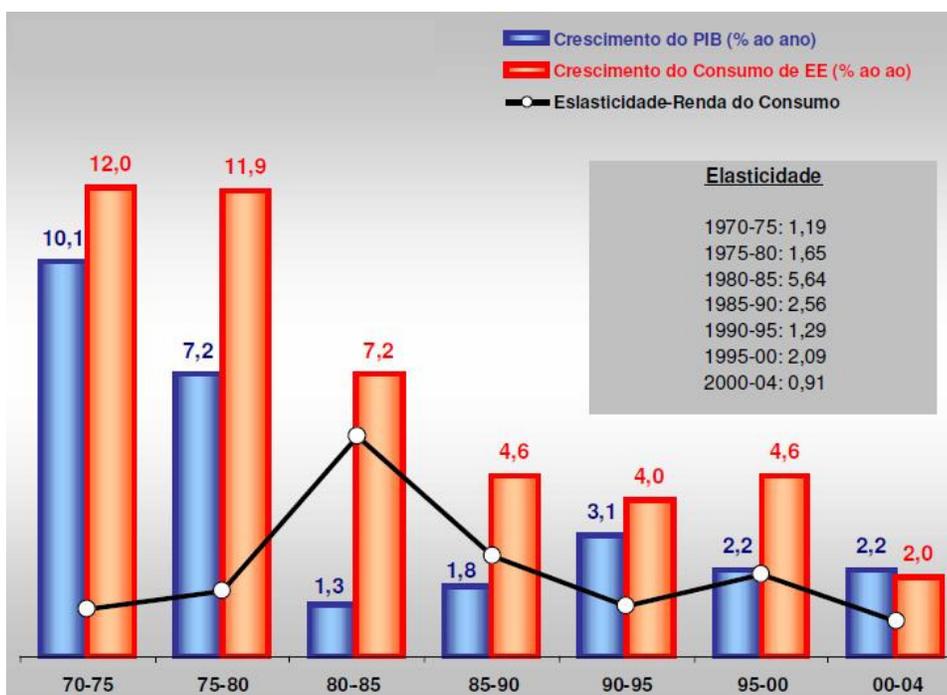


Figura 5 - Elasticidade-Renda do Consumo
Fonte: EPE [6]

Em países desenvolvidos, nos quais o setor de serviços costuma ter porcentagem maior no PIB, este índice é próximo a um. Já em países em desenvolvimento, o setor industrial é a principal fonte de renda, apresentando, assim, este índice superior a unidade. O Brasil teve este índice sempre acima de um, apresentando tendência de queda a partir dos anos 80. Nos primeiros anos do século XXI, este índice ficou abaixo da unidade devido à crise energética, a qual obrigou a população a adotar novos hábitos de consumo.

A tendência de queda no índice se deve, além do maior peso no PIB de setores menos eletro-intensivos, à modernização do parque produtivo através de investimento em máquinas e equipamentos mais eficientes e ao aumento da autoprodução.

No Plano Decenal de Expansão de Energia 2008 – 2017 - estudo realizado pelo EPE e pelo MME - foi previsto que este índice voltará a ficar acima de um, porém sem voltar aos índices da década passada. Este mesmo estudo prevê um aumento na carga do SIN próximo a 5,4% ao ano, como mostra Tabela 1.

Tabela 1 - Projeção de Carga

Elasticidade-renda do consumo total de energia elétrica			
Ano	Consumo (TWh) ⁽¹⁾		
2008	434,2		
2012	537,2		
2017	699,6		
Período	Consumo ⁽¹⁾ (% a.a.)	PIB Brasil (% a.a.)	Elasticidade
2008-2012	5,5	4,7	1,15
2012-2017	5,4	5,0	1,08
2008-2017	5,4	4,9	1,11

Nota: (1) Inclui autoprodução.

Fonte: EPE [7]

Para atender este aumento de consumo previsto no plano de expansão, será necessário aumentar em pelo menos 61% a potência gerada no país no decorrer dos próximos 10 anos. Mantendo-se esta taxa de crescimento, o Brasil terá que dobrar sua capacidade de geração em um período de 14 anos.

Para não correr o risco de um novo apagão serão necessários altos investimentos em usinas e linhas de transmissão. O mapa da Figura 6 mostra a distribuição do potencial

hidrelétrico brasileiro, traçando uma relação entre o potencial já utilizado e o ainda disponível.

Percebe-se que o potencial hidrelétrico restante se concentra no norte do país, região longe dos centros de consumo, com floresta densa e com muitas reservas ambientais.

Mesmo tendo um grande potencial hidrelétrico ainda disponível, mantidos os índices de crescimento da Tabela 1, chega-se à conclusão que a geração hidrelétrica pode sustentar o aumento de carga durante um período de 30 a 40 anos, porém apresentando custos de geração cada vez mais elevados, maiores impactos ambientais e necessidade de expansão do SIN e da capacidade das LTs que o compõem.

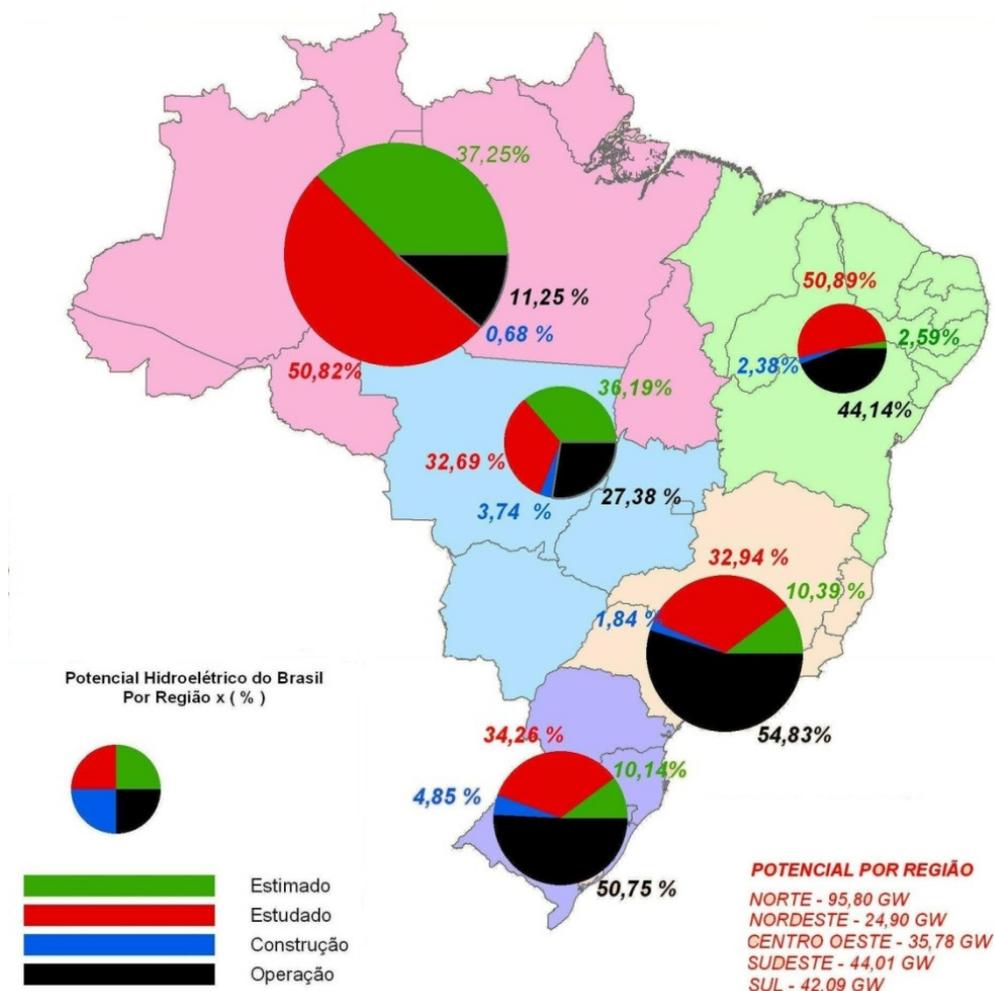


Figura 6 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro
 Fonte: Eletrobrás – SIPOT 2009 [8]

Fica clara a necessidade de investimentos em outras formas de geração de energia elétrica, diversificando a matriz elétrica brasileira em busca do menor custo, sem afetar a qualidade de fornecimento e sempre buscando minimizar os impactos ambientais.

A geração distribuída busca aproveitar recursos locais para geração de energia o mais próximo possível do ponto de consumo, evitando a expansão das LTs, diminuindo perdas e aumentando a confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro, postergando ou até evitando investimentos em obras de expansão das redes das concessionárias.

3 Geração Distribuída

A geração distribuída localiza-se, por definição, próxima das cargas elétricas. Suas unidades geradoras, além de suprir a energia localmente, possuem condições próprias para desempenhar um papel importante para o conjunto do sistema interligado. Mesmo quando paradas, como no caso de geradores de emergência, aumentam as reservas de potência do sistema, melhorando a confiabilidade do fornecimento.

Não há um consenso na definição de geração distribuída, divergindo normalmente no que diz respeito ao ponto de conexão do gerador na rede, nos níveis máximos de potência instalada e na subclassificação dos empreendimentos.

Segundo Ackermann [9], por exemplo, a geração distribuída pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. O autor, neste mesmo trabalho, divide a geração distribuída em função da potência em:

- Micro GD: menos de 10 kW
- Pequena GD: entre 10 kW e 500 kW
- Média GD: entre 500 kW e 5 MW
- Grande GD: entre 5 MW e 50 MW

Existem situações, entretanto, que mesmo sistemas com potências maiores poderiam ser considerados geração distribuída.

Outras definições, independentes da capacidade instalada, têm sido adotadas. Segundo o CIGRE, geração distribuída é a geração que não é planejada de modo centralizado, nem despachada de forma centralizada, não havendo, portanto, um órgão que comande as ações destas unidades de geração. Para o IEEE, geração descentralizada é uma central de geração pequena o suficiente para estar conectada a rede de distribuição e próxima do consumidor [10].

No Brasil, geração distribuída foi definida de forma oficial através do Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004, publicado pela ANEEL, e foi definida da seguinte forma:

" Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, (...).

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput." [11]

Para as tecnologias hoje existentes, não é possível em termelétricas com geração pura de eletricidade, atingir a eficiência energética global mínima determinada no inciso II do artigo, ou seja, de 75%. Sua regulamentação fica, portanto, restrita às centrais termelétricas de cogeração que possuem tecnologias capazes de atender ao critério de eficiência energética global supracitada [12].

Vale ressaltar que o Decreto não estabelece limite de potência instalada para as centrais térmicas serem classificadas como geração distribuída, porém estabelece limite máximo para as centrais hidrelétricas, ou seja, apenas pequenas centrais hidrelétricas PCHs - potência instalada inferior a 30 MW - são classificadas como geração distribuída.

Além disso, é interessante destacar que os Procedimentos de Rede - documentos regulatórios do ONS - fixam um limite para as centrais geradoras até 30 MW, que, em princípio, não se subordinam ao despacho centralizado. Sendo assim, há a possibilidade de que usinas de cogeração e usinas de biomassa, conectadas diretamente no sistema de distribuição, sejam consideradas geração distribuída e mesmo assim despachadas pelo ONS.

A tecnologia de geração distriuída não é recente, pois foi assim que se iniciou a geração de energia no mundo, quando cada um produzia a sua eletricidade de forma isolada. Devido ao aumento da procura e conseqüentemente da carga, tornou-se necessário o aumento da potência gerada, o que estimulou o surgimento dos primeiros sistemas de distribuição e de

geração centralizada. O crescimento destes sistemas isolados levou a formação de sistemas interconectados como o atual SIN brasileiro.

Porém, o tema geração distribuída está voltando a ganhar destaque. Isto está ocorrendo devido aos seguintes fatos:

- A GD reduz as perdas no sistema de distribuição, aumentando sua eficiência;
- O aparecimento de novas tecnologias que permitem e flexibilizam a GD;
- A GD possibilita o uso de insumos regionais para geração de energia;
- O aparecimento de restrições técnicas, ambientais e econômicas para expansão da geração centralizada;
- A necessidade de busca pela redução tarifária;
- A necessidade de aumento da eficiência em processos industriais;
- A GD possibilita que comunidades isoladas tenham acesso à energia elétrica;
- A GD reduz os riscos de instabilidade, pois é ligada em paralelo à rede;
- A utilização da GD pode adiar ou tornar desnecessário o investimento na expansão de subestações e/ou ramais de distribuição.

A seguir, serão apresentados, com maiores detalhes, os possíveis usos da geração distribuída no contexto brasileiro.

3.1 Cogeração

A cogeração é o processo de geração simultânea e em série de energia elétrica/mecânica e térmica a partir da queima de um combustível e pode ser considerada uma forma de geração distribuída, pois se localiza próximo à carga. A cogeração é muito utilizada na indústria, na qual há a geração de um subproduto que pode ser utilizado como combustível. Pode-se utilizar como exemplo, a indústria açucareira, onde o bagaço da cana é um

subproduto do processo industrial. Este bagaço pode ser queimado gerando energia elétrica/mecânica e térmica que podem ser aproveitadas no processo de fabricação do açúcar.

Percebe-se que há a racionalização do uso de recursos naturais e, conseqüentemente, o aumento da eficiência energética no processo, reduzindo os impactos ambientais na produção do açúcar.

Um sistema padrão de cogeração consiste basicamente em: uma turbina a vapor responsável em acionar o gerador, e um trocador de calor, que recupera o calor residual e/ou gás de exaustão para produzir água quente ou vapor, como ilustrado na Figura 7. Desse modo, gasta-se até 30% menos combustível que seria necessário para produzir separadamente calor para geração e para o processo e melhora-se a eficiência térmica do sistema, que pode atingir índices de 90% [13].

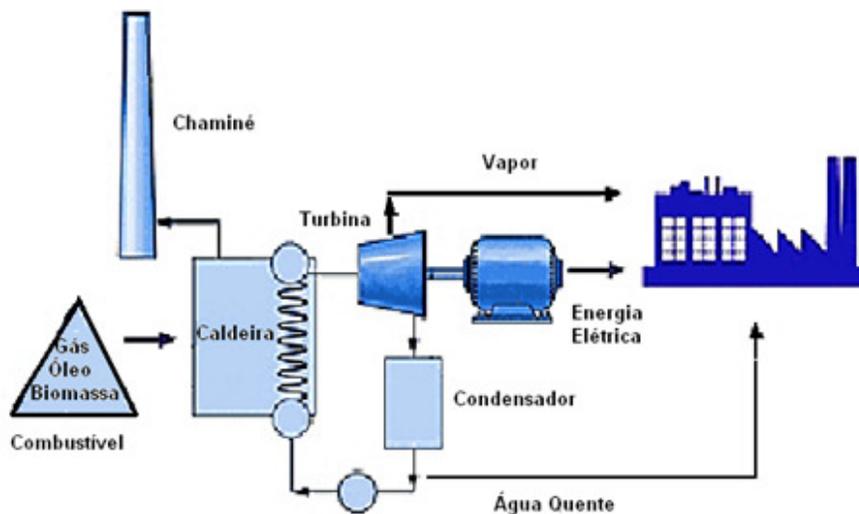


Figura 7 - Planta de Cogeração

No começo da década de 90, apenas algumas indústrias, como a do açúcar, do álcool, da celulose, petroquímicas e siderúrgicas usavam a cogeração para suprir suas necessidades de calor e eletricidade.

Atualmente, de forma similar ao que ocorreu em países desenvolvidos, surgem no Brasil fatores que incentivam o uso da cogeração, como seguem:

- Forte propensão ao aumento das tarifas de eletricidade, considerando o aumento da participação da geração térmica na matriz energética brasileira;
- A disposição, por parte dos consumidores, de reduzir o custo do suprimento de energia elétrica e de melhorar a confiabilidade desse suprimento, face ao aumento dos preços aplicados pelas concessionárias e as deficiências de geração e transmissão;
- A reestruturação institucional do setor elétrico, com a criação das figuras do consumidor livre e do comercializador de energia, oportunidade de livre acesso de produtores independentes e consumidores livres ao sistema de transmissão. Legalização da venda de energia elétrica ao mercado por produtores independentes e autoprodutores; permissão legal de distribuição de eletricidade conjuntamente com frio/calor distrital conforme Lei 9.074/1995;
- Disponibilidade crescente do gás natural para geração, em virtude da construção de gasodutos para transporte e do desenvolvimento da rede de distribuição;
- Conscientização dos problemas ambientais, promovendo soluções que tendem a reduzir os impactos ambientais da geração, dentre as quais as que permitem melhor aproveitamento da energia proveniente de combustíveis fósseis ou renováveis;
- Aperfeiçoamento de tecnologias que tornam competitivas novas fontes e novos processos de geração de energia;
- Progresso da tecnologia da eletrônica e conseqüente redução nos custos de sistemas de proteção e controle;

Assim, a gama de indústrias que fazem uso da cogeração para minimizar seus custos em energia aumentou, não mais limitando-se a empresas que queimam algum subproduto do processo, mas também empresas como a rede Globo e a Ambev, Shopping Centers, hotéis,

hospitais e universidades estão queimando gás natural para produzirem energia elétrica e calor para seus estabelecimentos [13].

Na Europa, a porcentagem de cogeração na matriz energética atinge os 10%, evitando que 350 milhões de toneladas de CO₂ sejam jogados na atmosfera todos os anos. No ano de 1998 países como Dinamarca, Holanda e Finlândia tinham a cogeração representando respectivamente, 62,3%, 52,6% e 35,8% da matriz energética dos respectivos países. Estes valores só são possíveis através de ações governamentais, como por exemplo, a da Dinamarca, onde só é permitida a adição de unidades de geração de energia elétrica utilizando-se a cogeração ou por emprego de fontes renováveis [10].

As desvantagens do uso da cogeração são os altos custos da implementação, a necessidade de controle e manutenção dos equipamentos envolvidos na geração e o alto custo da energia de back-up, energia vendida pela concessionária em caso de falta de geração própria. Necessitando, assim, de ações governamentais como crédito acessível e mudanças na regulamentação para se tornar mais utilizado.

3.2 Geração Própria no Horário de Ponta

O sistema elétrico é projetado para o atendimento da potência da ponta, período de 3h consecutivas situadas entre as 17h e 22h, de segunda à sexta-feira, no qual a demanda é acentuada. Durante o período fora de ponta, uma fração do investimento em geração e transmissão já satisfaria as necessidades dos consumidores. Dessa forma, subtrair consumo de energia da ponta significa uma melhor utilização das instalações e o adiamento de novos investimentos, reduzindo os custos da energia elétrica para os consumidores.

Na Figura 8 está representada a curva de carga típica dos dias úteis do ano de 2008 do estado do Rio Grande do Sul, na qual se visualiza que o pico de consumo, que ocorre às 19h30min, é 1000 MW superior ao consumo médio, apresentando assim um fator de carga de

0,77. Isso demonstra que o sistema está hiper dimensionado para atender o pico de consumo, enquanto sua taxa de utilização na madrugada é muito inferior.

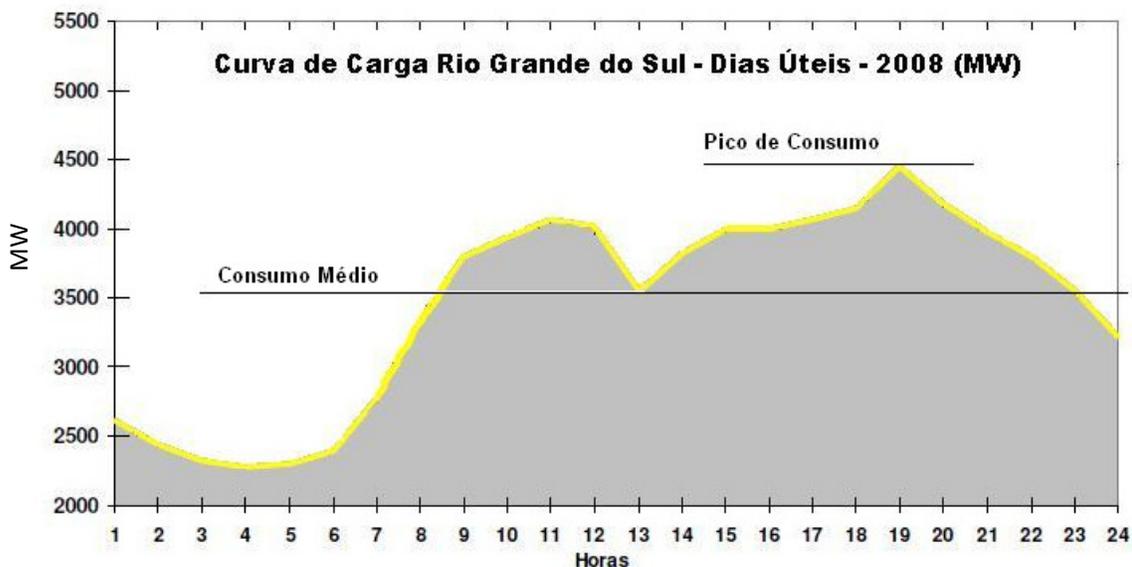


Figura 8 - Curva de Carga RS
Fonte: ONS [14]

O problema elétrico nacional não se refere à energia elétrica em si, mas à potência disponível, pois a potência necessária para atender ao pico de consumo aproxima-se da instalada no sistema, sendo este o ponto de maior risco de instabilidades. Assim, qualquer economia de eletricidade no horário de ponta, sendo por autogeração, maior eficiência ou por deslocamento do uso para o período fora de ponta, traz enormes benefícios econômicos, sociais e ambientais.

No ano de 1993, foi introduzida no Brasil a tarifa binômica horo-sazonal, objetivando justamente deslocar parte do consumo do período de ponta para outros menos carregados. Isto foi feito aumentando-se os valores da energia e da demanda no período de maior consumo. É também desestimulado o uso da energia elétrica, por meio de tarifas mais caras, no período considerado seco, pois devido à falta de chuvas, há a necessidade de intensificar a geração termelétrica, que é mais cara.

O sistema tarifário horo-sazonal é dividido entre a tarifa convencional, tarifa azul e a tarifa verde que diferem em alguns itens para o cálculo da fatura do consumidor, como segue no Quadro 2.

A Tarifa Azul é obrigatória às unidades consumidoras que adquirem energia do sistema interligado com tensão igual ou superior a 69 kV, sendo opcional para os demais consumidores que compram energia em alta tensão (acima de 2,3 kV). A Tarifa Verde é opcional para consumidores que adquirem energia entre 2,3 kV e 69 kV, independente da demanda, que é o fator limitante para a tarifa convencional, sendo esta permitida apenas para demandas inferiores a 300 kW.

Abaixo segue quadro com os valores para demanda, ultrapassagem da demanda contratada e consumo para as três tarifas disponíveis a clientes industriais pertencentes ao grupo A4, ou seja, que se conectam à rede com tensão entre 2,3 kV e 25 kV.

Tarifa Industrial Grupo A4	Demanda (R\$/kW)		Ultrapas. Dem. (R\$/kW)		Consumo (R\$/kWh)			
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta Seca	Ponta Úmida	Fora Ponta Seca	Fora Ponta Úmida
Convencional	24,59		73,77		0,16			
Verde	8,00		24,00		1,08	1,06	0,13	0,12
Azul	37,70	8,00	113,10	24,00	0,21	0,19	0,13	0,12

Quadro 2 – Tarifa Industrial Grupo A4
FONTE: CEEE [15]

Analisando o Quadro 2, percebe-se a composição de cada tarifa, suas vantagens e desvantagens. Não há uma tarifa que seja melhor que a outra, sendo necessário analisar cada caso separadamente. Questões como período de funcionamento da empresa, possibilidade de diminuição de carga no horário de ponta ou deslocamento de carga para período fora da ponta devem ser analisadas. A correta escolha da tarifa pode render grandes economias.

Muitas vezes o aumento no custo da energia elétrica no período de ponta inviabiliza a continuidade da produção, levando à parada de máquinas e processos. Uma maneira para

sanar este problema, sem diminuir a produção, é a geração própria no horário de ponta, que visa diminuir a compra de energia da concessionária.

Há muitas formas de gerar essa energia, como através da queima de carvão, lenha, biomassa, gás natural e outros combustíveis, devendo-se levar em consideração os impactos ambientais de cada um, a disponibilidade e o custo do kW gerado.

3.3 Geração Residencial

No senso de sustentabilidade não basta construir sistemas produtivos mais eficientes somente na indústria, é necessário também investir no desenvolvimento de residências mais eficientes. Em uma edificação eficiente busca-se o equilíbrio entre a tecnologia e o aproveitamento de fontes naturais de energia, a partir da utilização de procedimentos adequados e da conservação ambiental: escolha criteriosa dos materiais construtivos; técnicas de aproveitamento dos condicionantes naturais; busca pela racionalização e eficiência energética; uso racional de água e tratamento de efluentes.

No quesito de eficiência energética, uma casa ecológica deve aproveitar as condições climáticas locais. Tais como radiação solar, temperatura e ventos, minimizando seu consumo de energia elétrica, contribuindo, assim, para a diminuição dos impactos ambientais causados pelas centrais geradoras.

3.3.1 Energia Solar

A radiação solar pode ser aproveitada para o aquecimento da água através de placas solares colocadas no telhado da casa. Esta tecnologia não é recente e já é bastante utilizada, constituindo-se, basicamente, da conexão da caixa da água com painéis solares que funcionam como uma espécie de estufa que aquece os pequenos canos que conduzem a água.

O ciclo de água ocorre naturalmente sem a necessidade de instalações de bombas, pois a água quente é mais leve que a fria, assim, à medida que a água esquentada no interior das placas, ela vai subindo as colunas e retornando à caixa d'água.



Figura 9 - Aquecimento por Placas Solares

A radiação solar também pode ser usada para a geração de energia elétrica através do uso de painéis fotovoltaicos. Estes painéis, quando expostos ao sol, têm a capacidade de criar uma diferença de potencial em suas extremidades, possibilitando a alimentação de equipamentos elétricos. A corrente gerada por este método é contínua, necessitando-se, assim, de um inversor na instalação para alimentar equipamentos eletrônicos convencionais.

Antes da instalação de um painel fotovoltaico, é necessário consultar um mapa que apresente dados referentes à insolação da região. Isto é essencial para estimar qual a potência gerada por módulo e quantos serão necessários para atender a demanda da residência.

A Figura 10 mostra a insolação média diária no território brasileiro, na qual se percebe que grande parte, excluindo-se a região amazônica, apresenta de 6 a 8 horas de sol por dia, destacando-se a região do vale do rio São Francisco e partes dos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Paraíba, com média de 8 horas de sol diárias. Estas regiões apresentam, conseqüentemente, as melhores condições para o uso desta tecnologia.

Devido ao caráter de inconstância e incerteza – devido às variações climáticas – o sistema fotovoltaico normalmente faz uso de baterias para armazenar a energia excedente no período da tarde para usá-la durante a noite.

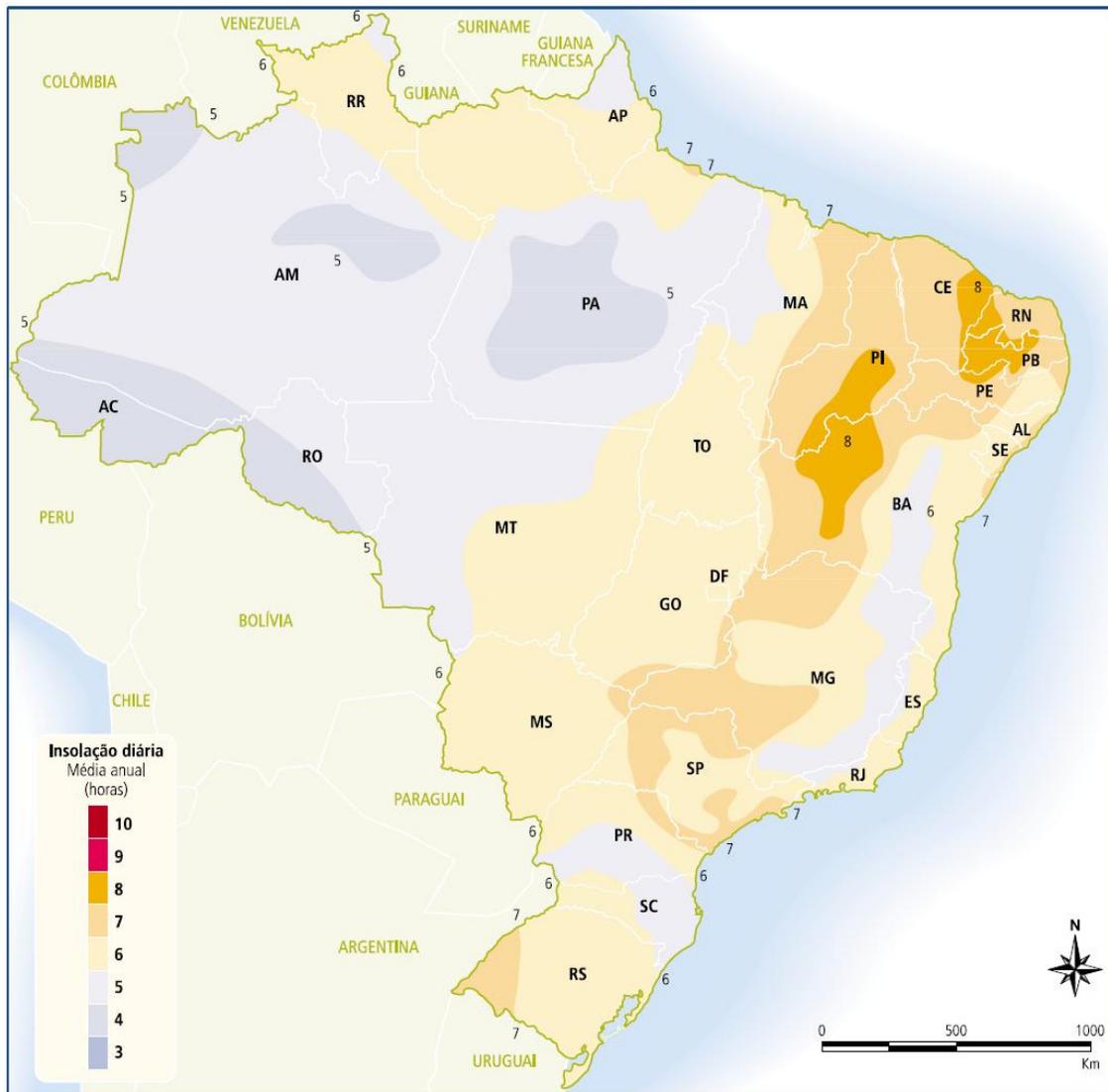


Figura 10 - Insolação Diária no território brasileiro
 FONTE: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2º Ed. [13]

Em países onde esta tecnologia já é mais desenvolvida, como na Alemanha, o uso de baterias é evitado, pois os excedentes são vendidos à concessionária e em caso de insuficiência de geração o consumidor compra a energia de volta.

Existem duas maneiras de acordos para essa troca de energia, como segue:

- **Dual metering:** o dual metering é composto por dois medidores unidirecionais, um para medir a energia utilizada da rede e outro para medir a produzida em excesso e injetada na rede da concessionária. Porém, a concessionária só compra a energia do

consumidor quando seus preços de geração forem menores que seus custos evitados.

O fato dos custos evitados serem de 3 a 5 vezes inferiores às tarifas cobradas do consumidor residencial, foi uma forte motivação para que os consumidores decidissem usar a energia no momento que ela era gerada, sem querer vendê-la. Além disso, o uso de dois medidores causa custos adicionais às concessionárias, duas leituras, gastos com o processamento e cálculo da energia a ser paga. Devido a estes problemas, foi criado um novo método.

- Net metering: emprega-se um medidor bidirecional que registra o fluxo nos dois sentidos, não importando se o momento de geração coincide com o de consumo, e sim a diferença líquida entre os fluxos. Assim a rede vira uma espécie de bateria.

Um exemplo de medidor que executa esta tarefa é o ACE9000 KBD da Actaris mostrado na Figura 11, que tem a possibilidade de creditar e debitar valores em um cartão pré-pago de acordo com o fluxo de energia, possibilitando, inclusive, configurar valores diferentes para cada horário e sentido de fluxo.



Figura 11 - Medidor ACE9000 KBD
Fonte: Site Itron [16]

O governo da Alemanha, em 1999, lançou o programa dos 100.000 telhados, que consiste em empréstimos a 0% de juros, durante 10 anos, para consumidores que investirem

em painéis fotovoltaicos. Além disso, em maio de 2000, foi aprovada a nova Lei das Energias Renováveis que determina uma tarifa garantida de DM\$ 0.99/kWh de preço de venda da eletricidade solar aos distribuidores regionais [17]. O que significa, atualmente, um valor de €0,51/kWh [18]. O resultado da publicação desta lei foi um aumento acentuado na procura por painéis fotovoltaicos. Com este aumento, o governo alemão esperava dar ganho de escala para os fabricantes de painéis, tornando-os mais baratos. Hoje a Alemanha é um dos países - junto com Espanha, Japão e Dinamarca - mais avançados na área de geração de energia elétrica por fontes renováveis e vende este conhecimento para vários outros países, demonstrando, claramente, que seu incentivo no passado deu resultado.

Em função da sua baixa densidade energética, a geração por painéis fotovoltaicos adapta-se melhor a geração distribuída do que a geração centralizada, o qual evidencia um claro espaço a ser ocupado por ela. Porém, os elevados custos ainda constituem barreiras para sua maior participação na matriz energética mundial.

Destacam-se as seguintes vantagens e desvantagens deste método de geração distribuída:

VANTAGENS	DESvantagens
Altamente modular Emissão de poluentes nula Não gera ruídos Baixa manutenção Geração para locais isolados "Combustível" gratuito Rápida instalação	Elevado investimento inicial Curta vida útil – 20 anos Necessidade de incentivos governamentais Necessidade do uso de inversores

Quadro 3 - Vantagens vs Desvantagens Painéis Solares

No ano de 2008, a geração por painéis fotovoltaicos foi a fonte de energia que teve o crescimento mais rápido, com um aumento de 70% na capacidade instalada, chegando a 13 GW, potência próxima a da usina de Itaipu. Só na Espanha 2,6 GW foram instalados no ano de 2008 e mais de US\$ 38 bilhões investidos mundialmente nesta tecnologia [19].

Conforme citado no Renewables Global Status Report [19], pela primeira vez os EUA e a União Européia tiveram a adição de mais capacidade instalada providas de fonte renováveis que por fontes convencionais, demonstrando, claramente, um novo rumo para a geração de energia elétrica.

3.3.2 Energia Eólica

A geração de energia elétrica a partir dos ventos é possível devido ao deslocamento de massas de ar na superfície terrestre. Estes deslocamentos ocorrem devido às diferentes pressões atmosféricas, causadas pela radiação solar não uniforme e pelo movimento de rotação da Terra. Estes fenômenos são naturais e se repetem, sendo por isso considerada uma energia renovável.

A utilização desta forma de energia não é recente na história da humanidade, tendo sido amplamente utilizada em embarcações como a caravela e em moinhos de vento, porém a produção de energia elétrica a partir da força dos ventos iniciou se apenas no século XX.

O princípio de funcionamento dos aero geradores atuais é aproveitar o fluxo de ar passante pelas pás para provocar a rotação do eixo, devido às forças de empuxo e arrasto, como demonstra a Figura 12. As pás da turbina são conformadas, de modo que elas possam sempre apresentar um ângulo que maximiza a relação ideal da força de empuxo/arrasto.

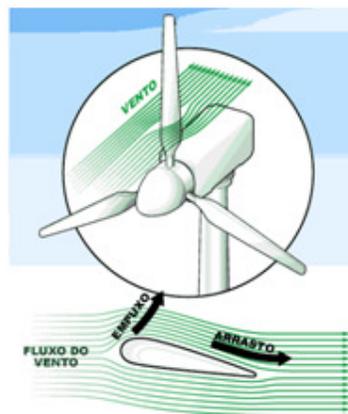


Figura 12 - Princípio de funcionamento dos aero geradores

Os aero geradores costumam ser classificados pela posição do eixo do seu rotor, que pode ser vertical ou horizontal, tendo cada um suas vantagens e desvantagens, como segue:

- Horizontal: necessita de mecanismo que permita o posicionamento do eixo do rotor em relação à direção do vento, para um melhor aproveitamento global.
- Vertical: a principal vantagem das turbinas de eixo vertical é não necessitar de mecanismo de direcionamento, porém tem menor rendimento e sofre com problemas de vibração.

Não há um modelo que seja considerado superior, sendo que para cada aplicação há a necessidade de um estudo para encontrar o mais viável. Os grandes geradores eólicos são de eixo horizontal e com 3 pás, devido ao fato da grande relação de potência extraída por área de varredura do rotor, além do seu rendimento máximo ocorrer em velocidades mais altas. Estes geradores estão sendo produzidos com potências nominais cada vez mais elevadas, sendo o maior da atualidade um gerador localizada na Alemanha com 6 MW. Os aero geradores do parque eólico de Osório – RS têm a potência nominal de 2 MW [20].

No Brasil, o primeiro aero gerador de grande porte foi instalado no arquipélago de Fernando de Noronha, em 1992, tratando-se de uma turbina de 75 kW, com rotor tripá de 17 metros de diâmetro, sendo esse integrado ao sistema de fornecimento de energia, formando um sistema híbrido com o gerador diesel já existente na ilha. A instalação rendeu uma economia de aproximadamente 10% no consumo de diesel, além da redução de emissão de poluentes [20].

O caso relatado acima é classificado como um sistema híbrido diesel-eólico de médio porte, nos quais os geradores eólicos representam economia de combustível, com relação custo benefício atraentes para locais onde não se dispõe da rede de distribuição interligada. O gerador a diesel garante a regularidade e estabilidade no fornecimento de energia, dispensando sistemas de armazenamento da energia eólica, o que tornaria o sistema caro.

Outros usos comuns de fornecimento de energia utilizando sistemas eólicos são: sistemas eólicos de grande porte interligados com a rede de distribuição e sistemas eólicos autônomos, que fornecem eletricidade regular para um sistema de pequeno porte isolado, este com o uso de baterias.

Para este último caso, apesar da energia eólica ser uma fonte relativamente barata, ela apresenta algumas características que dificultam seu uso como fonte regular de energia. Além de sua ocorrência ser irregular para pequenos períodos, a quantidade de energia diária disponível pode variar em muitas vezes de uma estação do ano para outra.

Devido a esta característica, os geradores eólicos de pequeno porte muitas vezes são utilizados ligados diretamente a uma bomba da água, pois assim se utiliza a energia gerada pelo cata vento para encher um reservatório, que terá seu volume utilizado no decorrer de um período, mesmo sem a presença de vento. Percebe-se que o reservatório faz o papel de uma bateria, porém sem perdas e com vida útil muito superior.

Baseando-se nesta idéia, foi projetado um sistema como mostra a Figura 13, retirada do livro Renewable Energy Systems [21]. Neste sistema, o aero gerador fornece energia à uma bomba que conduz a água de um reservatório à uma caixa d'água elevada, produzindo uma coluna de água capaz de girar uma turbina hidráulica.

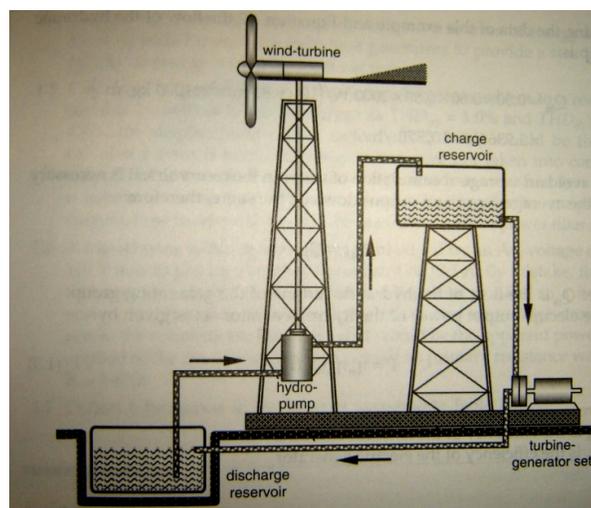


Figura 13 - Utilização de Reservatório como bateria

Este sistema tem uma eficiência menor devido ao somatório das perdas de cada equipamento, porém sua vantagem é poder armazenar energia para ser utilizada em momentos de ausência de vento.

A velocidade do vento é fator determinante para a viabilidade de um projeto, pois como mostra a equação {1}, a potência gerada varia com o cubo da velocidade.

$$P = \frac{1}{2} \rho A_r V^3 C_p \eta \quad \{1\}$$

Na qual: ρ é a densidade do ar (1 a 1,2 kg/m³)

A_r é a área varrida pelas pás do aro gerador

C_p é eficiência do conjunto gerador e transmissões mecânicas (0,92 a 0,98)

V é a velocidade do vento

η é o coeficiente aerodinâmico de potência do rotor (≈ 0.45)

Assim, seu uso em sistemas isolados é limitado a regiões de ventos fortes e relativamente constantes. A Figura 14 - Potência Gerada vs Velocidade do Vento relaciona a velocidade dos ventos com a potência gerada. Nota-se que a potência máxima é atingida com ventos de 14 m/s, permanecendo a partir deste ponto constante para evitar danos ao equipamento [22].

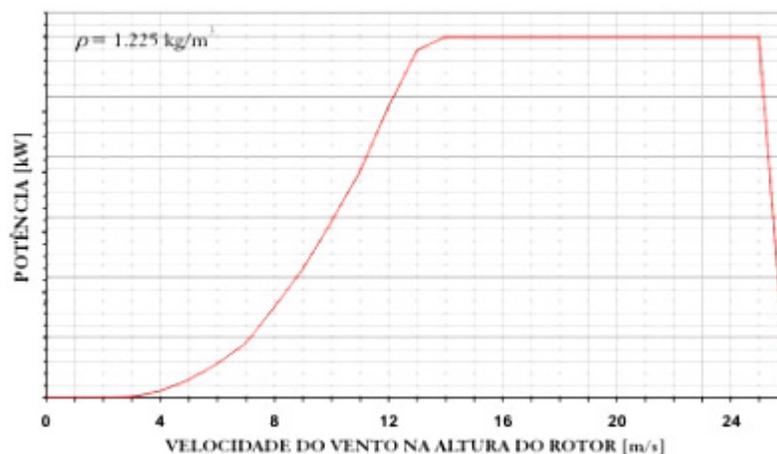


Figura 14 - Potência Gerada vs Velocidade do Vento
Fonte: Atlas Eólico do RS [22]

Assim como para a energia solar, o Brasil conta com um mapa que mostra os locais com melhores características de vento para a instalação de aere geradores, como mostra a Figura 15.

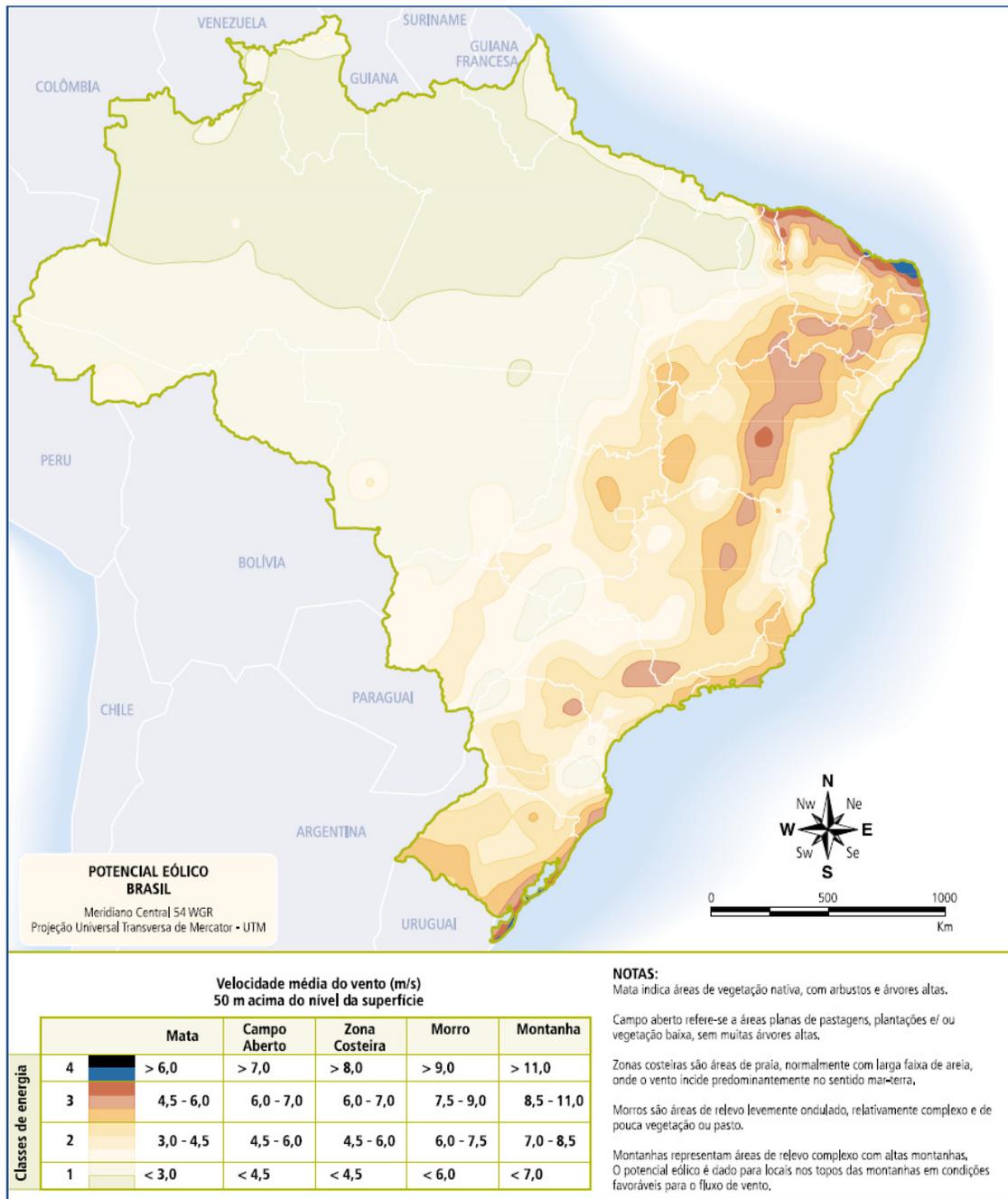


Figura 15 - Mapa Eólico do Brasil
FONTE: Atlas de Energia Elétrica do Brasil [13]

O litoral do Rio Grande do Sul e dos estados de Rio Grande do Norte e Ceará são os locais que apresentam as melhores condições e já apresentam os primeiros parques eólicos do país.

Em estudo realizado no ano de 2001, que resultou no mapa da Figura 15, chegou-se a um potencial energético de 143 mil MW no Brasil, volume 26% superior à potência instalada total em agosto de 2009 [13]. Mesmo como um potencial tão significativo, a energia eólica representa apenas 0,39% da matriz elétrica do país, como pode ser visto no Quadro 1 na página 20.

Em outros países do mundo, seu uso já é bem mais significativo, como por exemplo, na Dinamarca, em que este sistema corresponde a 19% da eletricidade gerada, enquanto nos Estados Unidos e na Alemanha a capacidade instalada no ano de 2008 superou os 24 GW. A China vem investindo muitos recursos em aereadores, tendo pelo quinto ano consecutivo, dobrado sua capacidade instalada [19].

No ano de 2008 foram investidos U\$ 50 bilhões de dólares em energia eólica, chegando à marca de 121 GW de potência instalada mundialmente, um crescimento de 29% em relação ao ano de 2007 [19].

4 Impactos da Conexão da GD no Sistema de Distribuição

A inserção de fontes de energia no sistema de distribuição pode afetar os perfis de tensão e frequência, níveis de curto circuito e a qualidade da energia da rede da concessionária. Para evitar que estas conexões prejudiquem a qualidade de fornecimento, estudos estão sendo realizados atualmente nesta área, visando mitigar os problemas e maximizar os benefícios da geração distribuída.

4.1 Níveis de tensão

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são baseados em redes radiais, ou seja, são sistemas que apresentam uma topologia basicamente formada por um centro de fornecimento e extensas ramificações que levam a energia aos consumidores finais.

Ao longo dos alimentadores são instalados equipamentos de regulação de tensão, tais como reguladores de tensão e bancos de capacitores. Estes têm a finalidade de compensar as quedas de tensão causadas pelas cargas.

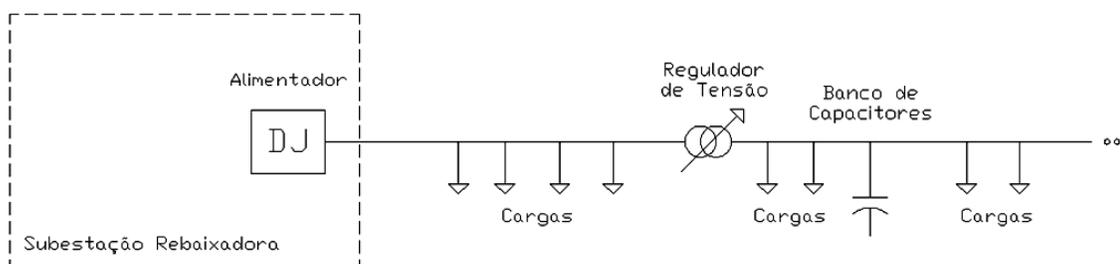


Figura 16 - Alimentador Radial

O regulador de tensão é basicamente um transformador com várias derivações, sendo assim possível ajustar a tensão do secundário de acordo com o necessário. Esses ajustes normalmente ficam restritos a uma faixa de $\pm 5\%$ da tensão presente no primário.

Os bancos de capacitores são usados para correção do fator de potência da rede, evitando quedas de tensão por componentes indutivas.

A conexão de GD nas redes de distribuição promove alterações nos perfis de tensão ao longo do alimentador, mudando as condições operativas dos equipamentos de regulação de tensão. Na Figura 17, vê-se um exemplo de como a GD pode melhorar o nível de tensão no alimentador.

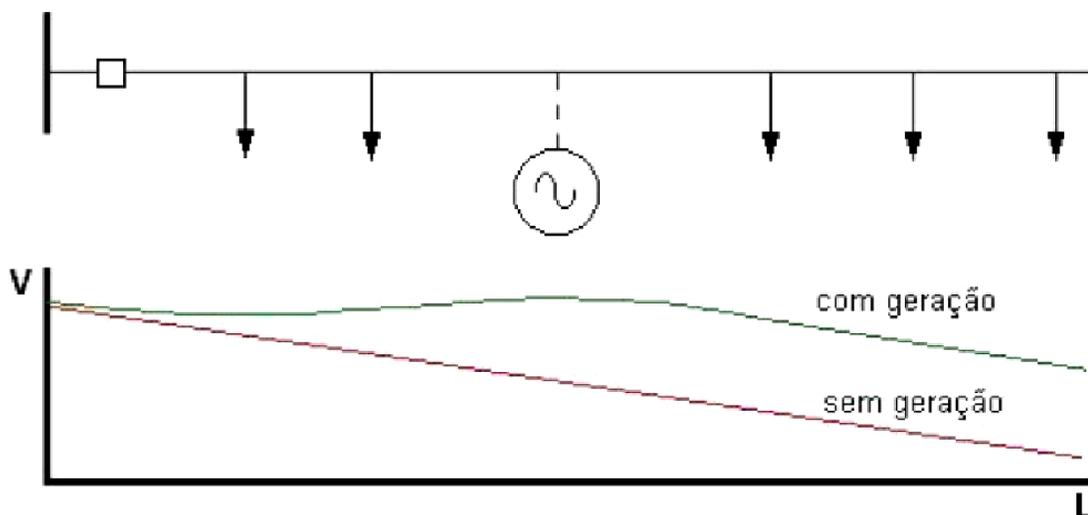


Figura 17 - Queda de tensão usual em Alimentadores
 Fonte: Geração Distribuída – Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais [10]

A escolha do ponto de conexão no alimentador é de suma importância, uma vez que, se alocada em um ponto ótimo, pode proporcionar uma diminuição considerável das perdas e uma elevação no perfil de tensão. Do contrário, as perdas podem aumentar significativamente, devido ao maior fluxo de potência em baixa tensão. Em estudo realizado na Universidade de Brasília, observou-se que a barra ótima, em geral, é aquela mais afastada da subestação de onde parte o alimentador ou aquela localizada nas regiões de maior concentração de cargas [23].

Além do ponto de conexão, outros fatores que influenciam na regulação de tensão são: o nível de penetração da geração distribuída no respectivo alimentador e o tipo de geração utilizada – eólica, fotovoltaica, geradores síncronos e de indução [24].

4.2 Fluxo de Potência

As redes de distribuição são ajustadas para operarem sem considerar qualquer geração conectada ao longo dos alimentadores ou nas cargas dos consumidores. A introdução de fontes de geração nos sistemas de distribuição causa uma redistribuição do fluxo de potência, podendo inclusive haver a inversão no sentido do fluxo em partes do alimentador. A inserção de um gerador distribuído cria três possíveis situações:

- $G < D$: o consumidor não chega a exportar energia, mas reduz a demanda provida da concessionária. Sendo assim, deve-se esperar que os equipamentos existentes trabalhem bem nesta nova condição, uma vez que vão operar com um nível de carregamento menor.
- $D < G < 2D$: se a geração atingir o valor da demanda, nenhum fluxo ocorrerá no sentido concessionária ao consumidor, de modo que os equipamentos da interconexão trabalharão praticamente em vazio. Para um valor de geração maior do que a demanda e menor do que duas vezes o seu valor, ter-se-á um fluxo no sentido consumidor - concessionária com um valor, no máximo, igual à demanda. Nestas condições os equipamentos podem ser considerados adequados, uma vez que haverá apenas a inversão do fluxo de potência, sendo necessária atenção especial as configurações dos equipamentos de proteção.
- $G > 2D$: neste caso toda a demanda será atendida e um fluxo de potência superior a demanda do consumidor, antes da instalação do GD, irá fluir no sentido da concessionária. Sendo assim, há a necessidade de se verificar a adequação dos equipamentos previamente empregados na interligação.

Estes fatos devem ser estudados previamente a conexão da geração, pois um reajuste em todo o sistema de proteção e realocação de reguladores de tensão poderá ser necessário.

4.3 Postergações de Investimentos

Quando ocorre um aumento da carga em um sistema de distribuição, eventualmente chega-se a um ponto onde esta carga ultrapassa a capacidade de um ou mais componentes do sistema, como por exemplo, um transformador ou o cabo do alimentador. Uma forma tradicional de resolver este problema é instalando novos equipamentos para aliviar a sobrecarga. O não investimento em atualização ou adequação do sistema aumenta o risco de falhas em componentes devido à sobrecarga, aumentando o custo de operação e comprometendo a confiabilidade do sistema.

Para analisar o nível de carregamento de um sistema, faz-se uso de uma curva de carga normalizada pelo carregamento máximo permitido pelo sistema, como mostra a Figura 18.

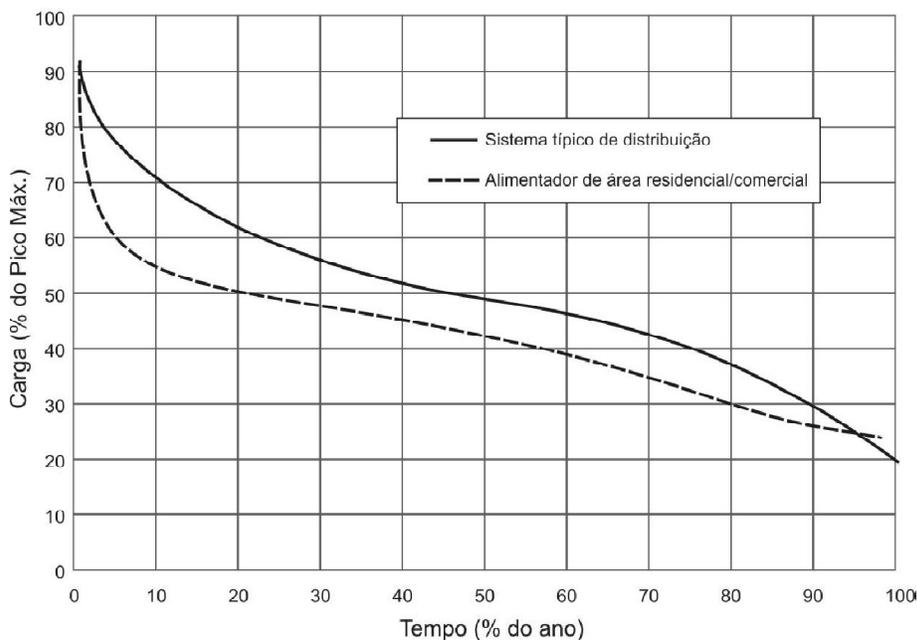


Figura 18 - Curva de carga
Fonte: Public Utility Commission of Texas [25]

Apesar dos picos extremos não serem eventos frequentes, o sistema de transmissão e distribuição é projetado especificamente para atender a estes picos, e deste modo, o aumento do carregamento de pico determina quando serão necessárias ações para prevenir sobrecarga.

A análise do nível de carregamento de um alimentador mostra o quanto a geração distribuída pode ser útil para reduzir picos de demanda em alimentadores de distribuição, principalmente aqueles com carga residencial/comercial, como mostra a Figura 18.

4.4 Confiabilidade

Em sistemas em série, como o visto na Figura 19, a falha de qualquer equipamento desconecta as duas extremidades.

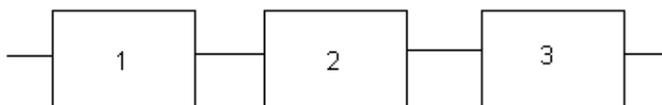


Figura 19 - Sistema Série

Os números 1, 2 e 3 da figura acima podem ser considerados equipamentos de proteção de uma rede de distribuição, tais como fusíveis, religadoras e disjuntores.

Em sistemas conectados em paralelo, como o da Figura 20, a presença de apenas um equipamento funcionando adequadamente é suficiente para a manutenção da conexão entre as duas extremidades.

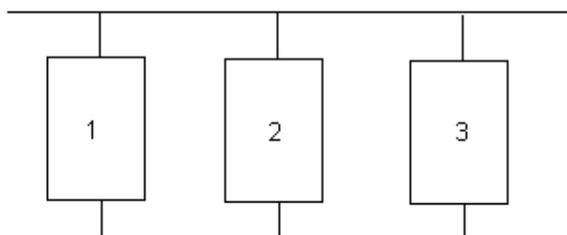


Figura 20 - Sistema Paralelo

Os números 1, 2 e 3 da figura acima podem ser considerados fontes geradoras, como uma usina hidrelétrica, um usina térmica e uma geração distribuída conectada a rede.

Assim, a geração distribuída aumenta a confiabilidade do sistema devido a sua ligação ser realizada em paralelo com a rede da concessionária e por diminuir o número de dispositivos em série entre a geração centralizada e o consumidor final [26].

Em novembro de 2009 ocorreu uma falha nas linhas de transmissão da usina de Itaipu, o que ocasionou a queda de grande parte do Sistema Interligado Nacional, resultando em 88 milhões de pessoas sem energia elétrica em 18 estados do país. O restabelecimento completo do sistema demorou mais de 8 horas, período no qual as cidades afetadas viveram um caos, com assaltos, falta de transporte público, falta de água e a parada de todo o setor industrial [27].

Com o aumento da utilização da GD a falha poderia mesmo assim ter ocorrido, mas certamente afetaria menos pessoas e duraria bem menos tempo, devido à maior capacidade instalada próximas aos consumidores – independente dos sistemas de transmissão - e da maior disponibilidade de geradores de emergência.

Este aumento da confiabilidade é uma das grandes vantagens da GD, porém é o mesmo motivo, a conexão em paralelo, que insere um dos grandes problemas deste tipo de ligação, o fenômeno de ilhamento que será explicado a seguir.

4.5 Ilhamento

Ilhamento de um alimentador ocorre quando, por manobra ou falta, o gerador distribuído alimenta as cargas de parte do alimentador isoladamente, sem estar conectado em paralelo ao resto do sistema.

Este fato é benéfico ao sistema, pois minimiza o número de consumidores afetados em caso de falta ou manobra, como se visualiza na Figura 21, aumentando a confiabilidade do sistema de distribuição.

Para esta condição de operação ser segura e efetiva, é necessário que as unidades de GDs sejam confiáveis e cuidadosamente coordenadas com o sistema de proteção e seccionamento do sistema de distribuição, evitando-se assim, acidentes com equipes de manutenção e propagação de faltas. Um cuidado especial deve se tomado no momento da reenergização da rede, atentando para o sincronismo da parte ilhada com o restante da rede.

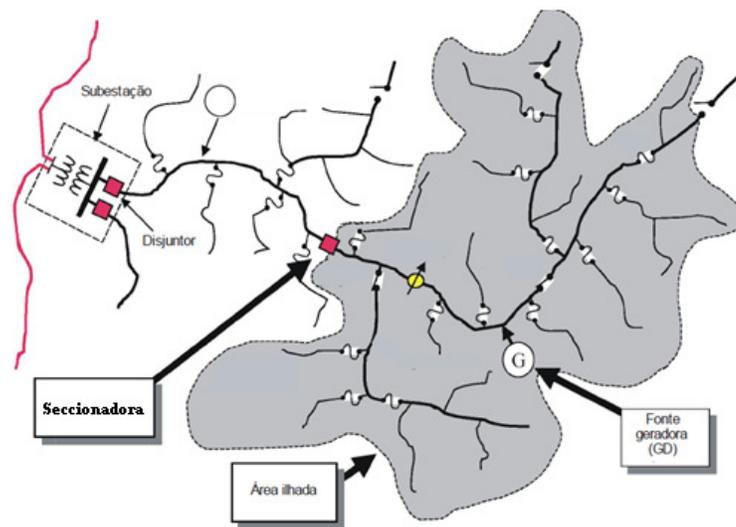


Figura 21 - Ilhamento de alimentador

De forma geral, a operação permitindo ilhamento de cargas e a reconexão das mesmas à rede é complicada, mas novas tecnologias de chaves automáticas e técnicas de comunicação remota de dados da rede aos centros de operação e controle tornaram este esquema de operação mais viável e confiável nos últimos anos [28].

4.6 Níveis de Curto Circuito

A inserção de geradores distribuídos no sistema de distribuição eleva os níveis de curto circuito da rede. Isso ocorre pois o GD também irá fornecer corrente a falta, em adição aquela corrente fornecida pela subestação, como pode ser visto na Figura 22 [24].

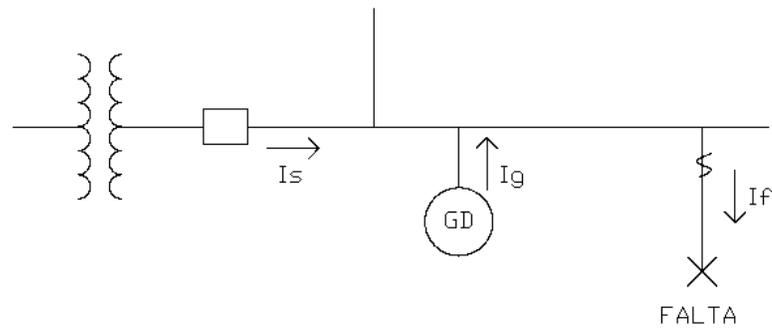


Figura 22 - Aumento na corrente de curto circuito

Este fato torna necessária uma reestruturação dos componentes de proteção, como fusíveis e relés de sobre corrente. Há também a necessidade de se fazer novos estudos de seletividade para manter a confiabilidade do sistema.

4.7 Harmônicos

A qualidade da energia é um dos pontos mais importantes a serem estudados. A inserção de geradores de diferentes tipos e das mais variadas potências não pode alterar a qualidade da energia, referindo-se a seu nível de tensão, frequência e forma de onda. Todas as alterações no formato de onda, como as mostradas na Figura 23, devem ser evitadas.

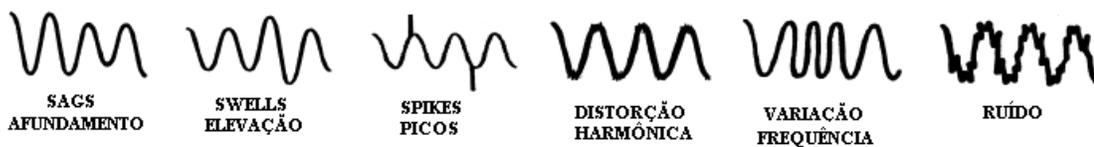


Figura 23 – Alterações na forma de onda

Fontes alternativas de energia elétrica, como as células fotovoltaicas e turbinas eólicas, podem trazer grandes benefícios ao ecossistema por usarem fontes renováveis e não poluidoras, porém alguns cuidados especiais devem ser tomados para que estas fontes não interfiram na qualidade da energia.

As tecnologias que geram potência em CC, como por exemplo, as células fotovoltaicas, necessitam de inversores para se conectar a rede da concessionária. Estes

equipamentos trabalham com chaveamentos que acabam gerando distorções harmônicas na forma de onda.

No caso das turbinas eólicas, o problema se encontra na utilização de geradores assíncronos, retificadores, inversores e outros equipamentos eletrônicos que podem ser fonte de distorções harmônicas e flutuações de tensão.

Estes problemas citados são gerados devido à falta de controle sobre os recursos naturais que produzem esta energia, no caso a radiação solar e o vento, de maneira que é necessária a utilização de equipamentos eletrônicos para ajustes de frequência, tensão e potência de saída.

4.8 Minimização das perdas no sistema

Com a GD, do ponto de vista do sistema como um todo, é possível instalar, localmente, uma potência entre 10 e 15% menor do que aquela que seria necessária caso o atendimento do respectivo consumo se efetivasse através da geração centralizada. Isto ocorre porque haveria uma perda desta ordem de grandeza, nas redes de transmissão e de distribuição, em face da distância que existiria entre o local de consumo e a localização da unidade geradora. Observe-se que estes ganhos são compartilhados por todos os consumidores, na medida em que a GD anula estas perdas fatalmente presentes em sistemas de geração centralizada [29].

5 Requisitos para Conexão

Talvez este seja um dos maiores desafios para a GD atualmente. Os procedimentos de conexão não estão normalizados e a falta de normas impede a padronização, deixando os clientes à mercê de normas específicas de cada concessionária.

Questões como padrões técnicos de conexão e atendimento, principalmente para a rede de distribuição, estão ainda pouco explicitados na legislação brasileira. O que se possui disponível no momento é a Resolução ANEEL nº 281 de 01 de outubro de 1999, com algumas alterações, que, no entanto, são insuficientes em relação à divisão de responsabilidades quando o acesso se realiza na rede de distribuição. O ONS possui regras definidas para o acesso à rede básica, denominadas Procedimentos de Rede, que definem as responsabilidades de cada agente no acesso a estas. No entanto, a maioria dos empreendimentos de GD, devido ao seu porte, tem sua instalação viabilizada para tensões inferiores 230 kV, que é a tensão mínima para a rede básica [30].

Desta forma, a eles não se aplicam os Procedimentos de Rede, já consolidados, mas sim uma variedade de requisitos técnicos e operacionais definidos pela proprietária da rede de distribuição local, requisitos estes até o momento sem padronização regulamentar.

Neste trabalho foram analisados os requisitos de conexão impostos pela Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), devido a qualidade do material e da disponibilidade eletrônica do mesmo no site da concessionária.

Os requisitos para a conexão se encontram em um manual de procedimentos, que visa estabelecer os requisitos mínimos para autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica se conectarem as redes da CELESC [31]. Conforme definições encontradas no mesmo documento, autoprodutor e produtor independente são assim definidos:

Autoprodutor: É a pessoa física, pessoa jurídica, ou consórcio de empresas, que receba concessão, autorização ou registro do poder concedente, para produzir energia elétrica

destinada a consumo próprio, podendo comercializar a energia elétrica excedente ao seu consumo próprio, por sua conta e risco, mediante autorização da ANEEL.

Produtor Independente: É a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem a concessão, autorização ou registro do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Os requisitos mínimos contidos no manual se referem à conexão na rede da concessionária, aplicando-se, assim, as tensões de 13,8 kV, 23 kV, 34,5 kV, 69 kV e 138 kV e dentre as exigências, as principais são:

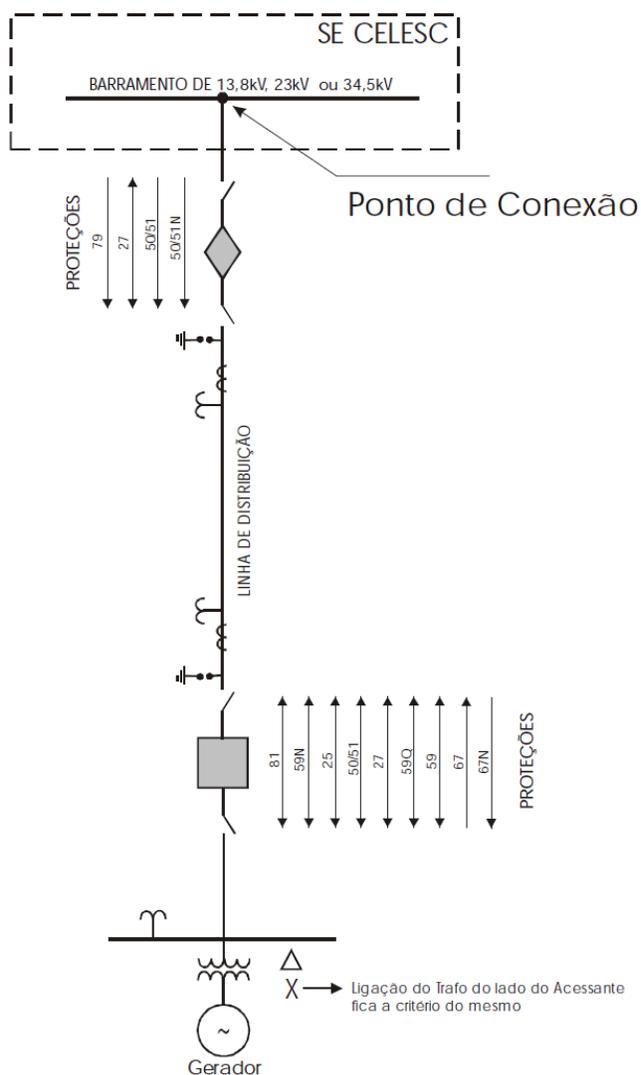
- A conexão do acessante não poderá afetar a proteção do sistema elétrico, a qualidade do fornecimento de energia (níveis de tensão e frequência), nem a segurança do pessoal de manutenção e operação do sistema da concessionária;
- A conexão não poderá acarretar em problemas técnicos ou de segurança para outros consumidores;
- A potência total da usina acessante não poderá superar 10% da potência de curto-circuito trifásico no ponto de conexão;
- Os reativos da usina não poderão prejudicar a qualidade do mercado da concessionária;
- A concessionária escolhe o ponto de conexão ao sistema com base em critérios técnicos, sendo normalmente a subestação mais próxima da usina do acessante; Em caráter de exceção a concessionária poderá liberar a conexão ao longo da linha de distribuição, desde que os itens acima citados sejam atendidos e a variação de tensão no ponto de conexão devido à entrada/saída de operação da usina, não supere 3%, na condição de máxima potência e fator de potência unitário da usina.

- É de responsabilidade do acessante a segurança de seus equipamentos, sem que a concessionária se responsabilize por danos que possam ocorrer devido a perturbações no sistema de distribuição;
- Todos os equipamentos necessários para conexão, a serem instalados nas dependências do acessante, devem ser custeados, instalados e operados por ele. Esses equipamentos devem atender os requisitos mínimos descritos no manual de procedimentos de conexão e serem aprovados pela concessionária;
- Todo o projeto passa por aprovação da concessionária;
- Os transformadores elevadores da usina deverão possuir taps com degraus a cada 2,5%, sendo pelo menos 2 taps acima e 2 taps abaixo da relação nominal;
- A proteção do acessante deverá ser capaz de detectar a desconexão do sistema da concessionária e atuar no sentido de impedir que a usina opere de forma isolada, assim como remover a conexão em caso de queda de tensão anormal, variação de frequência acentuada, falta de fase ou corrente de curto-circuito;
- A necessidade de manutenção periódica, disponibilidade de canal de comunicação 24h por dia e aceitação de desligamentos em caso de manutenção das redes da concessionária.

Analisando os itens acima descritos, os que mais impactam são: a proibição da geração ilhada, minimizando os perigos que esta pode trazer, porém não aproveitando em totalidade as vantagens da GD no quesito de aumento da confiabilidade do sistema; e a escolha do ponto de conexão no sistema ser uma definição da concessionária, implicando assim em maiores custos para a instalação da GD - necessidade de linha para interligação - porém, devido à ligação ocorrer normalmente na SE mais próxima, mantém-se a característica de alimentadores radiais com fluxos de potência unidirecionais.

Fica claro que estas ações dificultam a viabilidade econômica de empreendimentos de GD de pequeno porte e que a concessionária evita as mudanças – boas e ruins - que a GD pode causar, utilizando-a apenas como aumento na capacidade de fornecimento de energia.

No mesmo manual consta um esquema unifilar para o ponto de conexão, abrangendo todos os dispositivos de proteção como relés, pára-raios e disjuntores. Este esquema é apenas orientativo, podendo ser alterado conforme necessidade.



- As proteções poderão fazer parte de um relé multifunção;
- Os eventos referentes ao bay de conexão deverão ser interligados ao sistema supervisor da CELESC;
- Todos os DJ onde se fecham o paralelismo com a CELESC deverão ser supervisionados por relés de sincronismo;
- Os DJ sem supervisão de sincronismo deverão possuir intertravamento que evitem o fechamento do paralelismo por esses DJ.

Figura 24 - Unifilar da Conexão
Fonte: Manual de Procedimentos – CELESC [31]

Neste unifilar os itens de proteção estão numerados conforme tabela ANSI, correspondendo a:

Relé	Tipo	Função
59N	Sobretensão - Neutro	Abertura do DJ na ocorrência de sobretensão no neutro – ocasionado por desequilíbrios nas fases ou faltas na rede ou linha de interligação
59Q	Sobretensão - Seqüência Negativa	Abertura do DJ na ocorrência de sobretensão na seqüência negativa - ocasionado por faltas fase/terra, bifásico e fase aberta
27	Subtensão	Abrir e bloquear o fechamento do DJ na ocorrência de subtensão
81	Sub/Sobre Frequência	Abertura do DJ em caso de variação na frequência
59	Sobretensão trifásica temporizado e instantâneo	Abertura do DJ em caso de sobretensão
67	Sobrecorrente Direcional	Abertura do DJ para faltas localizadas na rede da concessionária com contribuição do acessante
50/51	Sobrecorrente instantâneo/temporizado	Abertura do DJ em caso de ocorrência de faltas localizadas na linha de interligação
25	Sincronismo	Verificar se no ponto de interligação os parâmetros de frequência e ângulo de fase de tensão estão dentro dos limites desejados para permitir a conexão

Quadro 4 - Tabela ANSI

Há disponíveis no mercado relés digitais multifunção que realizam a supervisão e controle de todos os itens acima citados. A concessionária autoriza a utilização deste tipo de dispositivo, pois estes facilitam a instalação além de serem economicamente atraentes.

O processo de conexão da GD na rede da concessionária envolve, além da parte técnica já abordada, a assinatura de contratos de conexão e de uso do sistema de distribuição, além da realização de estudos de impactos no sistema. Em trabalho realizado na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), no qual se estudou as barreiras existentes para o desenvolvimento da GD no país, um dos motivos citados foi a burocracia técnica e ambiental das concessionárias, além da morosidade na aprovação de projetos e a quantidade de estudos exigidos, considerados em alguns casos excessivos [30].

Na Figura 25 há um roteiro para a obtenção do acesso ao sistema de distribuição da concessionária, conforme o manual de procedimentos de conexão da CELESC [31].

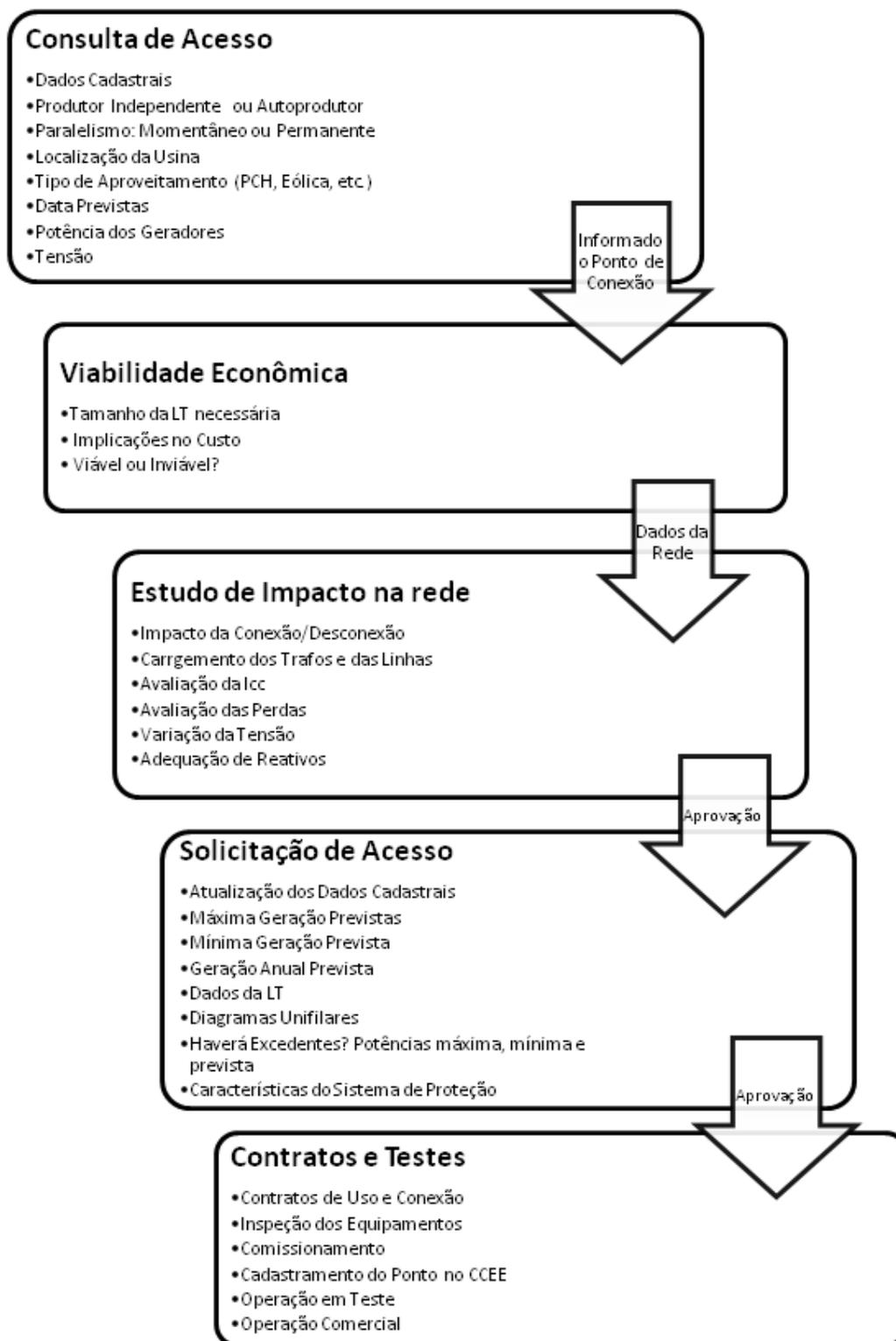


Figura 25 - Roteiro para acesso a rede

Baseando-se na manual de procedimentos da CELESC é de fácil visualização a inviabilidade econômica da geração residencial, seja esta por painéis fotovoltaicos ou aerogeradores. Para atender as exigências mínimas do ponto de conexão há a necessidade da instalação de um painel de faturamento com 2 medidores, um principal e outro retaguarda, além dos equipamentos de proteção exigidos. Assim, os custos fixos para o ponto de conexão, sem considerar os valores de instalação, manutenção e estudo de impacto na rede, somados com o custo do equipamento gerador e a falta de incentivos governamentais, inviabilizam projetos de pequeno porte.

Em outros países estas instalações são viáveis devido a incentivos governamentais, como na Alemanha, onde a taxa de juros era de 0% para o dinheiro emprestado para a instalação de painéis fotovoltaicos.

A exigência para a conexão de GD de pequeno porte - até 10 kW - na Nova Zelândia e em outros países que incentivam a geração distribuída, é apenas a instalação de um inversor, este responsável pela regulação da frequência, controle da tensão de saída e proteção contra casos de ilhamento. A proteção contra sobrecorrentes é feita com DJ na parte CC e na CA. Está ligação é feita diretamente no QGBT da residência e um medidor bidirecional faz a contabilização da energia exportada e consumida [33], como se pode ver na Figura 27.

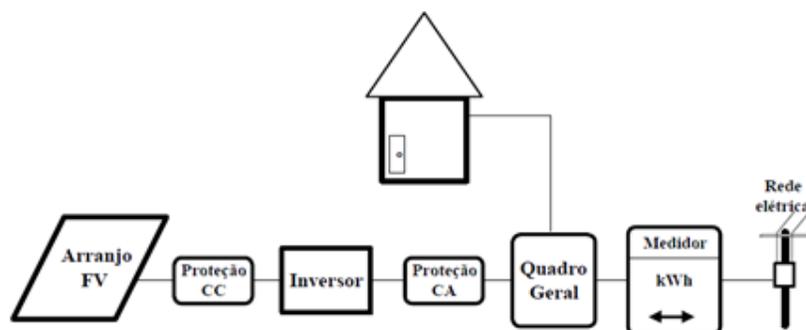


Figura 27 - Conexão painel fotovoltaico na Nova Zelândia
 FONTE: IEE – USP [34]

Para conexões de maior potência as exigências aumentam, ficando similares as expostas no capítulo anterior.

6.2 Estudo de Caso

6.2.1 Colocação do problema

Uma empresa brasileira, do ramo alimentício, quer se tornar autoprodutora de energia elétrica, buscando um menor custo de produção. A idéia é gerar energia elétrica a partir da queima de lenha em uma caldeira, a qual produzirá vapor saturado de água em alta pressão, sendo este o responsável por girar uma turbina acoplada ao gerador.

A empresa tem uma grande área reflorestada com eucaliptos e pretende usar a madeira desta árvore como lenha. Após período de secagem da lenha a céu aberto, o seu índice de umidade é reduzido para 30%.

A empresa está conectada a rede da concessionária em 69 kV, enquadrando se na tarifa Horo-Sazonal Azul, Sub-Grupo A3 - Industrial. Seu contrato de demanda é de 9000 kW no período fora ponta e de 7700 kW no período de ponta. Na Figura 28 é apresentado o gráfico com as demandas medidas e contratadas, para ponta e fora ponta.

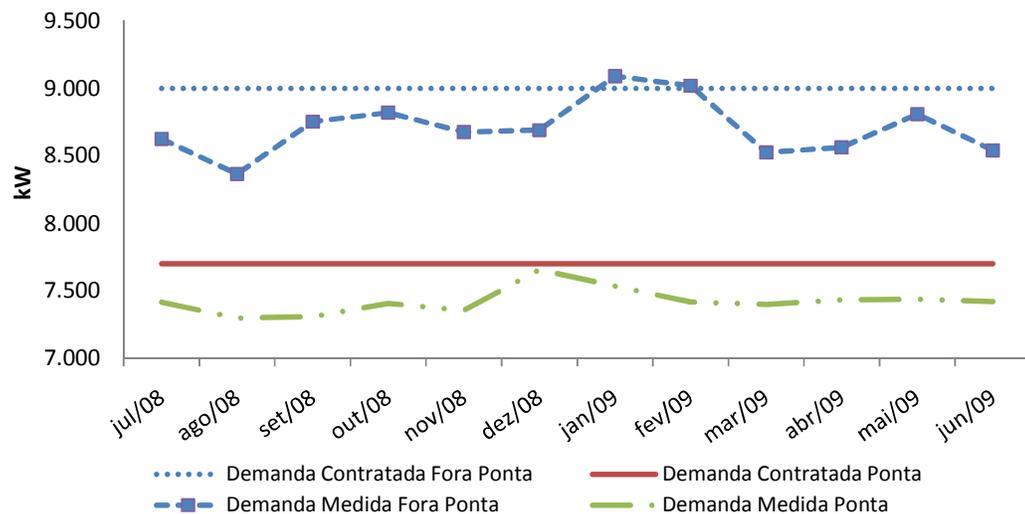


Figura 28 - Demandas Contratadas e Medidas Ponta e Fora Ponta

Na Figura 29 visualiza-se o consumo de energia da empresa no decorrer de um ano.



Figura 29 - Consumo de Energia Elétrica

Analisando-se os dados da Figura 29, em adição aos custos da demanda, chega-se as seguintes informações:

Tabela 2 - Valor do MWh e Valores das Tarifas da Concessionária já com impostos

ITEM	Médio Anual	Médio Mensal
Consumo (kWh)	59.874.018,50	4.989.501,54
Custo (R\$)	12.901.264,67	1.075.105,39
	Custo (R\$/MWh)	215,47

Item	Azul – A3
Cons. Ponta Seca	0,26170892
Cons. Ponta Úmida	0,23641683
Cons. Fora Ponta Seca	0,16209014
Cons. Fora Ponta Úmida	0,14742221
Demanda Ponta	28,5504501
Demanda Fora Ponta	4,91407376
Ultrapas. Dem. Ponta	85,6513504
Ultrapas. Dem Fora Ponta	14,7422213

6.2.2 Estudo do problema

A queima da lenha deve gerar pressão de vapor para a turbina ter o conjugado necessário para rotacionar o eixo do gerador. Este deverá ser capaz de atender a demanda máxima da planta. Um esquema de geração térmica é mostrado na Figura 30.

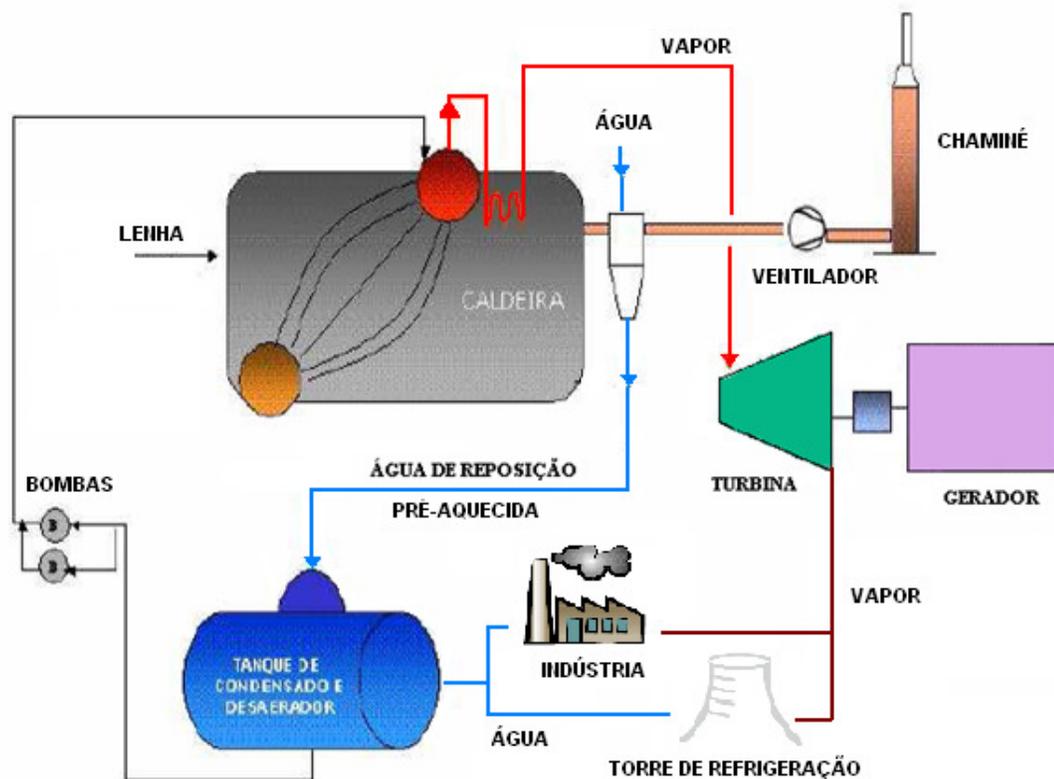


Figura 30 - Geração Térmica

6.2.2.1 Lenha

O poder calorífico de um material é definido como a quantidade de energia interna contida nele, sendo que quanto mais alto for o poder calorífico, maior será a energia liberada em sua queima.

Existem dois tipos de poder calorífico e estes serão brevemente descritos abaixo, considerando o caso da queima de lenha:

Poder Calorífico Superior: É a quantidade de calor produzida por 1 kg de lenha, considerando a com 0% de umidade e inserida em uma atmosfera com excesso de oxigênio.

Poder Calorífico Inferior: É a quantidade de calor que pode produzir 1kg de lenha, considerando a com algum percentual de umidade e inserida em uma atmosfera com excesso de oxigênio.

No caso da geração de energia elétrica através de processos térmicos, deve se usar o poder calorífico inferior, pois a água presente na lenha precisará de energia para evaporar, diminuindo assim a quantidade de calor fornecido ao sistema de geração. A partir desta análise, percebe-se a importância da utilização de uma lenha seca, tendo o índice de umidade o mais baixo possível.

Será considerada a utilização de lenha de eucaliptos com 30% de umidade, o que se obtém após um período de 150 a 180 dias de secagem ao ar livre. Nestas condições a lenha de eucalipto fornece em torno de 2500 kCal/kg conforme informações de empresas que vendem madeira [35] [36] e conversa com especialista na área.

6.2.3 Custos dos equipamentos

Um dos fatores mais importante para o estudo de viabilidade econômica é o custo de implementação do sistema. Os valores na Tabela 3 foram orçados por empresa especializada na área em maio do ano de 2009:

Tabela 3 - Custos dos Equipamentos

Equipamento	Valor
Caldeira	17 milhões
Turbina	6 milhões
Gerador	1,5 milhões
Subestação	1,8 milhões
Torre de Resfriamento	0,5 milhões
Obra Civil	1,2 milhões
Instalação, Automação e Comissionamento	7 milhões
TOTAL	35 milhões

Neste orçamento a potência do gerador foi considerada de 12 MW, acima dos 9 MW da maior demanda medida no período fora ponta (ver Figura 28), sendo assim possível

atender a plenitude da planta industrial e possibilitando aumentos de carga e de potência instalada em caso de expansão.

6.2.4 Custo da Manutenção e Operação

Outro fator relevante para o estudo de viabilidade econômica é o custo de operação e manutenção. Estes devem ser reduzidos em comparação aos gastos com energia elétrica, amortizando, assim, o investimento inicial.

A taxa de manutenção, especificada pela mesma empresa responsável pelo orçamento, foi projetada em 3% a.a do investimento inicial. Sendo assim, obtém-se um custo mensal de manutenção de R\$ 87.500,00.

Em relação aos custos de operação, será considerada a necessidade de contratar 5 pessoas para operar a geração durante 24h por dia. Esta equipe será formada por 4 técnicos e um supervisor, o que trará os seguintes custos:

Cargo	QTDE	Salário	Custo Mensal Total*
Técnico em operação	4	RS 1000	R\$ 1.851,41
Supervisor de operação	1	RS 2000	R\$ 3.312,63
Total	5	R\$ 6000	R\$ 10.718,27

*Cálculo considerando 13° salário, Vale Transporte, Vale Refeição, Férias, Plano de Saúde e Tributos [37]

O custo mais representativo será o do insumo usado como combustível, neste caso a lenha. O custo do metro cúbico estéril da lenha de eucalipto está cotado em R\$ 45,00. Mesmo a empresa possuindo a própria floresta reflorestada de eucalipto, este custo será considerado devido à oportunidade de venda da lenha.

Para estimar o consumo de lenha, precisa-se analisar o consumo de energia elétrica da empresa. O consumo mensal de energia elétrica foi estimado em 4.989.501,54 kWh conforme Tabela 2, o que é equivalente a 4,290173E+9 kcal (1 kWh = 859,84 kcal).

O processo térmico de geração de energia elétrica a partir da queima de combustíveis tem uma eficiência baixa, em torno dos 33%, conforme conversa com especialista e artigos. Sendo assim, teremos que utilizar 3 vezes mais lenha devido a baixa eficiência [38].

Em caso de utilização do vapor que sai da turbina no processo produtivo (cogeração) a eficiência global do processo aumenta consideravelmente, porém sem aumentos na eficiência relativa a geração de energia elétrica.

A partir da equivalência entre kWh e kcal, e sabendo-se da baixa eficiência do processo, chega-se a uma quantidade de 13.000.524.255 kcal necessárias para atender ao consumo. Sabendo que o PCI da lenha de eucalipto, com 30% de umidade, é 2.500 kcal/kg obtém-se a quantidade de kg de lenha necessária, sendo esta igual a 5.200.210 kg.

O metro cúbico de eucalipto é vendido em caixas com este volume, nas quais a lenha é empilhada, tendo assim uma quantidade de lenha variável devido aos diferentes diâmetros e organização das toras. O peso do metro cúbico estéril varia de 300 kg a 600 kg conforme vendedores de madeira [35]. Sendo assim será considerado um peso médio de 450 kg/m³.

A partir desta exposição calcula-se a quantidade de metros cúbicos estéril necessários, obtendo-se 11.556 m³ e conseqüentemente, o custo total mensal com este insumo é R\$ 520.020,97 reais.

Para facilitar a compreensão dos cálculos executados a Tabela 4 resume os dados e relações utilizados, enquanto a Figura 31 mostra o passo-a-passo.

Tabela 4 - Dados relevantes

Dados	Valor
1 kWh =	859,84 kcal
Eficiência do processo térmico =	33%
PCI Lenha de eucalipto (30% umidade) =	2500 kcal/kg
1 metro cúbico de lenha de eucalipto =	450 kg
Valor do m ³ de lenha de eucalipto =	R\$ 45,00

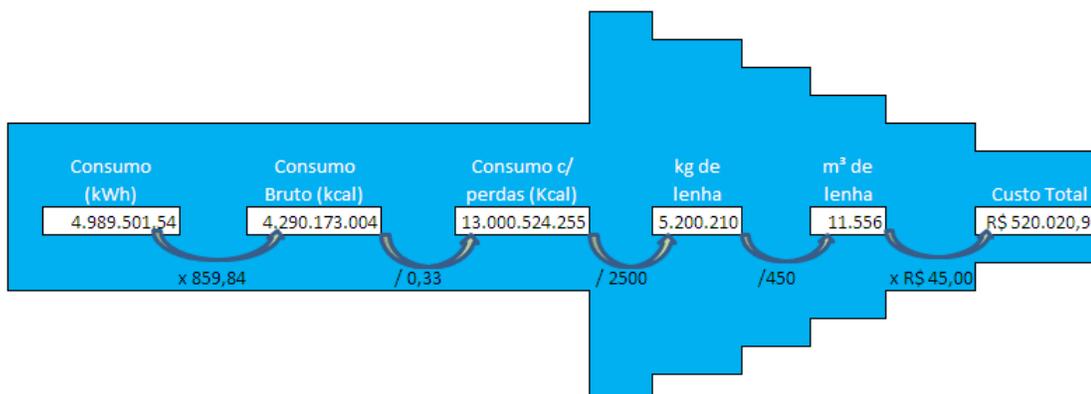


Figura 31 - Fluxograma para obtenção do custo com lenha

Portanto temos um custo de manutenção e operação mensal estimados em R\$ 618.239,24 reais, como especifica a Tabela 5.

Tabela 5 - Custos totais com manutenção e operação

Item	Valor mensal
Combustíveis	R\$ 520.020,97
Operação	R\$ 10.718,27
Manutenção	R\$ 87.500,00
TOTAL	R\$ 618.239,24

Comparando-se este valor com o contido na Tabela 2, que mostra os valores atuais gastos com energia elétrica, é possível visualizar o potencial de redução dos custos com energia elétrica.

6.2.5 Viabilidade Econômica

A viabilidade econômica de um investimento pode ser analisada por vários indicadores como: Tempo de Retorno (payback), Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR). Estes índices serão calculados com base no fluxo de caixa gerado por este investimento, com base nas seguintes premissas:

- Vida útil dos equipamentos: 20 anos;
- Depreciação mensal, considerando valor nulo ao fim vida útil dos equipamentos;
- A empresa precisará de empréstimo de R\$ 30.000.000,00 do BNDES;
- Juros do empréstimo: 6 % ao ano [38];
- O pagamento do empréstimo será quitado em 5 anos;
- Inflação da energia elétrica: 8% (ajuste anual), bem abaixo dos 14,75% no último ajuste da respectiva concessionária [39];
- Inflação no preço de manutenção e operação: 6% a.a.;
- Taxa mínima de atratividade: 10%.a.a.

A partir destas premissas foi desenvolvida uma planilha, na qual foi montada o fluxo de caixa e posteriormente calculados os indicadores. No Quadro 5 visualiza-se o resumo do fluxo de caixa, com base anual.

FLUXO DE CAIXA				
	Despesas	Economias	Diferença	Acumulado
ANO 1	(R\$ 21.336.137,26)	R\$ 12.901.264,68	(R\$ 8.434.872,58)	(R\$ 8.434.872,58)
ANO 2	(R\$ 16.806.512,52)	R\$ 13.933.365,85	(R\$ 2.873.146,67)	(R\$ 11.308.019,25)
ANO 3	(R\$ 17.305.899,51)	R\$ 15.048.035,12	(R\$ 2.257.864,39)	(R\$ 13.565.883,63)
ANO 4	(R\$ 17.836.087,59)	R\$ 16.251.877,93	(R\$ 1.584.209,66)	(R\$ 15.150.093,29)
ANO 5	(R\$ 18.398.976,51)	R\$ 17.552.028,17	(R\$ 846.948,34)	(R\$ 15.997.041,63)
ANO 6	(R\$ 12.036.774,64)	R\$ 18.956.190,42	R\$ 6.919.415,78	(R\$ 9.077.625,85)
ANO 7	(R\$ 12.671.240,39)	R\$ 20.472.685,65	R\$ 7.801.445,26	(R\$ 1.276.180,59)
ANO 8	(R\$ 13.344.838,60)	R\$ 22.110.500,51	R\$ 8.765.661,91	R\$ 7.489.481,32
ANO 9	(R\$ 14.059.982,87)	R\$ 23.879.340,55	R\$ 9.819.357,67	R\$ 17.308.838,99
ANO 10	(R\$ 14.819.235,68)	R\$ 25.789.687,79	R\$ 10.970.452,11	R\$ 28.279.291,10
ANO 11	(R\$ 15.625.317,54)	R\$ 27.852.862,81	R\$ 12.227.545,27	R\$ 40.506.836,37
ANO 12	(R\$ 16.481.116,77)	R\$ 30.081.091,84	R\$ 13.599.975,07	R\$ 54.106.811,45
ANO 13	(R\$ 17.389.699,81)	R\$ 32.487.579,19	R\$ 15.097.879,37	R\$ 69.204.690,82
ANO 14	(R\$ 18.354.322,28)	R\$ 35.086.585,52	R\$ 16.732.263,24	R\$ 85.936.954,06
ANO 15	(R\$ 19.378.440,54)	R\$ 37.893.512,36	R\$ 18.515.071,82	R\$ 104.452.025,88
ANO 16	(R\$ 20.465.724,18)	R\$ 40.924.993,35	R\$ 20.459.269,17	R\$ 124.911.295,05
ANO 17	(R\$ 21.620.069,10)	R\$ 44.198.992,82	R\$ 22.578.923,72	R\$ 147.490.218,78
ANO 18	(R\$ 22.845.611,48)	R\$ 47.734.912,25	R\$ 24.889.300,77	R\$ 172.379.519,54
ANO 19	(R\$ 24.146.742,64)	R\$ 51.553.705,23	R\$ 27.406.962,59	R\$ 199.786.482,13
ANO 20	(R\$ 25.528.124,72)	R\$ 55.678.001,64	R\$ 30.149.876,93	R\$ 229.936.359,06
TOTAL:	(R\$ 360.450.854,63)	R\$ 590.387.213,69	R\$ 229.936.359,06	-

Quadro 5 - Fluxo de Caixa

O Tempo de retorno ficou estimado em 7,16 anos, ou seja, neste ponto o valor investido foi amortizado pelas economias com energia elétrica, sendo que, a partir deste momento o investimento passa a gerar lucro.

O VPL é obtido através da soma do valor presente de cada ano do período considerado. Sendo positivo, o VPL indica que o projeto é economicamente atrativo, pois o valor presente das entradas de caixa é maior que o valor presente das saídas de caixa.

O VPL obtido, utilizando-se da taxa mínima de atratividade acima citada, foi de: R\$ 51.235.456,74. Fazendo a razão entre VPL e Investimento obtemos a relação de 1,46.

A TIR será o valor que, quando atribuído a taxa mínima de atratividade, resultará em um VPL nulo ao final do período de análise. A TIR calculada para este projeto ficou em 30%.

Têm-se então, como resultado desta análise de viabilidade econômica, os seguintes indicadores:

VPL/Investimento:	1,46
TIR:	30%
Payback (anos):	7,16

Conclui-se, a partir destes valores, que este investimento é economicamente viável e de grande atratividade.

7 Conclusão

O desenvolvimento da humanidade está intimamente ligada ao uso da energia em suas diversas formas. Consolidar este desenvolvimento significa, entre outras coisas, garantir que as fontes de energia estejam disponíveis em níveis suficientes para garantir a demanda de energia que sustenta o desenvolvimento da sociedade moderna.

No Brasil, a maior parte da geração de energia elétrica é de origem hidráulica, o que explica o extenso sistema de transmissão necessário para levar esta energia aos centros consumidores. O racionamento de energia ocorrido em 2001 expôs a fragilidade do sistema de geração no Brasil abrindo espaço para que a discussão sobre fontes alternativas de energia ganhasse força. Adicionalmente, restrições ambientais têm cada vez mais dificultando a abertura de novas faixas de servidão de linhas de transmissão e a implementação de grandes centrais hidrelétricas.

O Brasil, ainda que dono de um grande potencial energético alternativo as grandes centrais geradoras, precisa caminhar muito para que o uso deste potencial seja maximizado. Caminhar no sentido de promover um ambiente regulatório, comercial e técnico que facilite e incentive a implantação da GD.

Questões como padrões técnicos de conexão e atendimento, principalmente para a rede de distribuição, estão ainda pouco explicitados na legislação brasileira. O que está disponível no momento é a Resolução ANEEL nº 281 de 01 de outubro de 1999, com algumas alterações, que, no entanto, são insuficientes em relação à divisão de responsabilidades quando o acesso se dá na rede de distribuição.

Através do estudo de caso apresentado, percebe-se a viabilidade econômica de grandes consumidores se tornarem autoprodutores ou produtores independentes - em caso de venda de excedentes- mostrando que esse modo de geração não só traz benefícios a rede elétrica, como também é lucrativo.

Atualmente no Brasil as vantagens da geração distribuída, quando conectada diretamente ao ramal de distribuição, ainda ficam em segundo plano, devido ao aumento da complexidade nos sistemas de proteção e nas simulações de fluxos de carga. Isto acaba implicando na exigência do ponto de conexão ser normalmente na SE mais próxima, o que inviabiliza muitos casos.

Mesmo assim acredito que a GD representará um importante papel no futuro, complementando a geração centralizada e minimizando as perdas e aumentando a confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro.

8 Referências

1. ANEEL. **Atlas de Energia do Brasil 3º Ed.** [S.l.]: [s.n.], 2008.
2. ONS. **Dados Relevantes.** [S.l.]. 2007.
3. ABRIL. Portal Exame. **Portal Exame**, 5 maio 2007. Disponível em: <http://portalexame.abril.com.br/degustacao/secure/degustacao.do?COD_SITE=35&COD_R ECURSO=211&URL_RETORNO=http://portalexame.abril.com.br/economia/m0129349.html>. Acesso em: 8 nov. 2009.
4. ONS. Operação do SIN em 2008, 2008. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/resumo_operacao.aspx>. Acesso em: 08 nov. 2009.
5. ANEEL. Banco de Informação de Geração, ago. 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>, >. Acesso em: 12 ago. 2009.
6. EPE. **Consumo Final e Conservação de Energia Elétrica (1970 - 2005).** [S.l.]: [s.n.], 2005.
7. MME E EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008 - 2017.** [S.l.]: [s.n.], 2008.
8. ELETROBRAS. **Potencial Hidrelétrico Brasileiro - SIPOT.** [S.l.]: [s.n.], 2009.
9. ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G. **Distributed generation: a definition.** [S.l.]: [s.n.], 2001.
10. SILVA LORA, E. E.; HADDAD, J. **Geração Distribuída - Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais.** [S.l.]: [s.n.].
11. ANEEL. **Decreto Nº 5.163.** [S.l.]: [s.n.], 2004.
12. SARAIVA, J. C. D. **Nota Técnica 48500.003674/05-30.** [S.l.]. 2006.
13. ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2º Ed.** [S.l.]: [s.n.], 2005.
14. ONS. **Planejamento de Operação Elétrica de Médio Prazo.** [S.l.]: [s.n.], 2009.
15. CEEE. Tarifas Horosazonais, 2009. Acesso em: 30 set. 2009.
16. ACTARIS. **Itron**, 2009. Disponível em: <<http://www.actaris.com/html/eng/page-2.html>>. Acesso em: 15 set. 2009.
17. BRITO, M. C. Eletricidade Solar. **ABC Ambiente**, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2001.

18. KONTAKT, J. P. **Service DM/Euro-Umrechner**, 2001. Disponível em: <<http://www.kopfsplitter.de/Euro.htm>>. Acesso em: 23 nov. 2009.
19. RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. **Renewables Global Status Report**. [S.l.]. 2009.
20. PORTAL das Energias Renováveis, 2009. Disponível em: <<http://www.portal-energia.com/>>. Acesso em: 24 out. 2009.
21. SIMÕES, M. G.; FARRET, F. A. **Renewable Energy System - Design and Analysis with Induction Generators**. [S.l.]: [s.n.], 2004.
22. SECRETARIA DE ENERGIA, MINAS E COMUNICAÇÕES. **Atlas Eólico do Rio Grande do Sul**, 2002. Disponível em: <<http://www.semc.rs.gov.br/atlas/intro.htm>>.
23. GUEDES, L. M.; SANTOS, E. C.; OLIVEIRA, M. A. G. Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais considerando Análise de Curva de Carga. **XIII ERIAC**, Puerto Iguazú, 2009.
24. VU VAN THONG, P. V. J. D. R. B. **Grid Connection Aspects of Distributed Generation**. [S.l.]: [s.n.].
25. PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS. **Distributed Generation Interconnection Manual**. [S.l.]: [s.n.], 2001.
26. BITENCOURT, J. A. **Metodologia para Avaliação do Impacto Técnico-Econômico da Geração Distribuída na Expansão de Sistemas de Distribuição**. Porto Alegre: PUCRS, 2004.
27. VEJA. **Veja.com**, 12 nov. 2009. Disponível em: <<http://veja.abril.com.br/noticia/brasil/brasil-enfrenta-apagao-cada-6-anos-512375.shtml>>. Acesso em: 15 nov. 2009.
28. XAVIER DIAS, M. V.; DA COSTA BOROTN, E.; HADDAD, J. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras, v. 11.
29. INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **Geração Distribuída - Um negócio e um complemento à Geração Centralizada**. [S.l.]: [s.n.], 2004.
30. ROMAGNOLI, H. C. E. C. B. **PERSPECTIVAS PARA A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MARCO REGULATÓRIO ATUAL DO SETOR**. Belém - : [s.n.], 2005.
31. CELESC. **Manual de Procedimentos - Requisitos Gerais para conexão de autoproduto e produtor independente de energia à rede da CELESC**. [S.l.]: [s.n.].
32. **Vs5Energia**, 2009. Disponível em: <<http://www.vs5energia.com.br/comercializacao.htm>>. Acesso em: 15 nov. 2009.

33. TOP ENERGY. **Distributed Generation Connection Policy and Technical Standards for**. Nova Zelândia: [s.n.], 2009. ISBN DG-003.
34. ZILLES, R. E. M. N. **Particularidades da Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltáicos e sua Integração com a Rede Elétrica**. IEE - Universidade de São Paulo. São Paulo.
35. NEW ENERGY. Energia Futura, 2009. Disponível em: <<http://www.energiafutura.com.br/diferencas.php>>. Acesso em: 23 nov. 2009.
36. WECO. Lista de Poderes Caloríficos Inferiores. **www.weco.ind.br**, 2009. Disponível em: <<http://www.weco.ind.br/InformacoesTecnicas/InformacoesTecnicas.aspx>>. Acesso em: 16 nov. 2009.
37. INTERCRIAR. Artigonal - Diretório de Artigos. **Quanto Custa seu Empregado?**, 2009. Disponível em: <<http://www.artigonal.com/administracao-artigos/quanto-custa-seu-empregado-787897.html>>. Acesso em: 21 nov. 2009.
38. CT ENERG. www.cgee.org.br, junho 2001. Disponível em: <http://www.cgee.org.br/arquivos/estudo003_02.pdf>. Acesso em: 15 dez. 2009.
39. FOLHA ONLINE. Governo reduz taxa de juros para empréstimo do BNDES. **Folha Online**, 2009. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u587951.shtml>>. Acesso em: 22 nov. 2009.
40. ANEEL. Resolução Homologatória N 809, de 14 de Abril de 2009., 2009. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReajusteTarifario/default_aplicacao_reajuste_tarifario.cfm>. Acesso em: 22 nov. 2009.
41. ANEEL. Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica. In: **Cadernos Temáticos**. [S.l.]: [s.n.].