

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

Claudia Rodrigues Faria Brighenti

***INTEGRAÇÃO DO COGERADOR DE
ENERGIA DO SETOR SUCROALCOLEIRO
COM O SISTEMA ELÉTRICO***

São Paulo

2003

Claudia Rodrigues Faria Brighenti

***INTEGRAÇÃO DO COGERADOR DE
ENERGIA DO SETOR SUCROALCOLEIRO
COM O SISTEMA ELÉTRICO***

Dissertação apresentada ao
Programa Interunidades de Pós-Graduação
em Energia da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em Energia

Área de concentração: Energia

Orientadora: Profa. Dra. Suani Teixeira Coelho
Co-orientador: Prof. Dr. Lineu Belico dos Reis

São Paulo, dezembro de 2003

Esta versão difere da dissertação depositada e aprovada na defesa, à qual foram incorporadas modificações sugeridas pela comissão examinadora, devidamente verificadas e aprovadas pelo orientador.

Orientador: Profa. Dra. Suani Teixeira Coelho

Brighenti, Claudia Rodrigues Faria

Integração do Cogrador de Energia
do Setor Sucroalcooleiro com o
Sistema Elétrico. São Paulo, 2003. 166 p.

Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades
de Pós-Graduação em Energia
da Universidade de São Paulo – PIPGE

1. Cogeração
2. Interligação
3. Setor Sucroalcooleiro
4. Energia renovável

Folha de aprovação

*Entre o estímulo e a resposta, existe um espaço.
Nesse espaço repousam nossa liberdade e o poder
de escolher a resposta. Em nossa resposta se
encontram o nosso crescimento e a nossa liberdade.*

(Autor desconhecido)

AGRADECIMENTOS

À minha orientadora, Dra. Suani Teixeira Coelho, a quem devo agradecer não só pela competente orientação, mas também pelas oportunidades que me ofereceu;

Ao Prof. Dr. Lineu Belico dos Reis, meu co-orientador, sempre disponível para orientação de meus trabalhos;

Aos meus pais, Catarina e Carlos, entre tantas coisas que me ensinaram, mas principalmente pelo esforço que fizeram para que eu me tornasse uma Engenheira;

Ao Djalma, meu marido, e aos meus queridos filhos, Daniela e Caio, por todo amor, compreensão, carinho, incentivo, e por que não, paciência, que sempre tiveram comigo. (Eu amo vocês...);

À Carmem, minha fiel ajudante, pela sua constante disponibilidade, sem a qual eu não teria terminado este trabalho;

Ao Sr. Norberto Bellodi e Sr. Antonio Saia, da Usina Santa Adélia, pelo fornecimento de dados e apoio a este trabalho;

Aos meus colegas Toshiaki Hojo e Paulo Koiti Maezono, pelos ensinamentos e orientação nos aspectos técnicos;

Aos colegas do CENBIO, em especial a Sílvia M.S.G. Velázquez, que me incentivaram e apoiaram durante a fase final deste trabalho;

E a todos meus amigos e colegas que aqui não citei nominalmente, mas que sempre me incentivaram, através de palavras, gestos, mas principalmente pela confiança e orgulho que sempre tiveram por mim.

Muito obrigada a todos vocês.

SUMÁRIO

Lista de tabelas

Lista de figuras

Abreviaturas usadas

RESUMO

ABSTRACT

INTRODUÇÃO	16
1. AUTOPRODUÇÃO, PRODUÇÃO INDEPENDENTE E A CONJUNTURA ENERGÉTICA BRASILEIRA.....	20
1.1. Definições.....	20
1.2. Classificação	21
1.2.1. Quanto ao grau de dependência com a concessionária	21
1.2.2. Quanto ao regime de disponibilidade de energia	22
1.3. Perspectivas de expansão da autoprodução na atual conjuntura do Setor Elétrico Brasileiro	22
2. O SETOR SUCROALCOOLEIRO PAULISTA	27
2.1. A geração de energia através do bagaço de cana	27
2.2. O setor sucroalcooleiro paulista	29
2.3. Financiamentos existentes para o setor sucroalcooleiro.....	32
2.4. O PROINFA.....	37
3. ASPECTOS LEGAIS E INSTITUCIONAIS.....	41
3.1. Histórico	41
3.2. A reestruturação do setor elétrico brasileiro.....	42
3.2.1. Procedimentos de Distribuição	46
3.3. Conclusões preliminares sobre a legislação	50
4. ASPECTOS AMBIENTAIS: AS LICENÇAS AMBIENTAIS	53
4.1. Impactos ambientais na cogeração com bagaço de cana.....	53
4.2. O licenciamento ambiental de termelétricas	56
4.3. A legislação ambiental existente	57
4.4. Procedimentos para o licenciamento ambiental no Estado de São Paulo.....	61
4.5. Conclusões preliminares sobre o licenciamento ambiental.....	63
5. ASPECTOS TÉCNICOS DA INTERLIGAÇÃO DO COGERADOR.....	67

5.1.	Definições básicas.....	67
5.2.	O Sistema Elétrico e a Interligação	68
5.3.	Aspectos básicos da Interligação do cogrador com as concessionárias: controle de frequência e tensão	71
5.3.1.	Controle de Carga e Frequência.....	71
5.3.2.	Controle de Tensão: a Energia Reativa.....	72
5.4.	Estudos Técnicos Básicos Necessários para os Projetos de Interligação.....	74
5.4.1.	Análise de curto-circuito.....	75
5.4.2.	Estudo de Fluxo de Potência.....	77
5.4.3.	Análise de sobretensões e coordenação de isolamentos	78
5.4.4.	Estabilidade do sistema elétrico.....	79
5.4.5.	Análise dos limites mecânicos e elétricos dos equipamentos	80
5.4.6.	Estudos dos sistemas de excitação e regulação de geradores.....	81
5.4.7.	Estudos de coordenação da proteção	82
5.5.	Sistemas de Proteção da Interligação.....	83
5.5.1.	Definições básicas de um Sistema de Proteção	83
5.5.2.	Componentes do sistema de proteção	85
5.5.3.	Zonas de Proteção.....	86
5.6.	Sistemas de Proteção dos Principais Equipamentos	88
5.6.1.	Sistemas de Proteção para um gerador	88
5.6.2.	Sistemas de Proteção para um transformador	89
5.6.3.	Sistemas de Proteção para linhas e barras.....	90
5.7.	Interligação – Práticas e Critérios Atualmente Utilizados	90
5.7.1.	Requisitos da interligação	92
5.7.2.	Proteção da Interligação	95
5.8.	Normas técnicas de algumas concessionárias.....	101
6.	ESTUDO DE CASO: USINA SANTA ADÉLIA.....	107
6.1.	A Usina Santa Adélia.....	107
6.2.	O projeto de ampliação da geração de energia elétrica.....	108
6.3.	A interligação com a CPFL.....	112
6.4.	Sistema de Proteção	114
6.4.1.	Proteções do gerador.....	114
6.4.2.	Proteções do transformador	115
6.4.3.	Proteções da Interligação	116
6.5.	O andamento do projeto.....	120
6.5.1.	Questões legislativas.....	120
6.5.2.	Questões técnicas.....	121
6.5.3.	Questões ambientais	122
7.	CONCLUSÕES	128
8.	BIBLIOGRAFIA.....	133

ANEXOS 140

ANEXO 1 – Alternativas Tecnológicas para a Cogeração

ANEXO 2 – Roteiro para Elaboração do RAP

ANEXO 3 – Cópia da Licença Prévia e Licença de Instalação da Termelétrica Santa Adélia

ANEXO 4 – Diagrama Unifilar da Subestação da Usina Santa Adélia

ANEXO 5 – Esquema de Proteção do Gerador da Usina Santa Adélia

ANEXO 6 - Sistemas de Proteção

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Usinas paulistas e excedentes comercializados em 2003	26
Tabela 2 – Situação atual dos projetos em carteira no BNDES, relativos ao Programa de Cogeração com Bagaço de Cana, para o Estado de São Paulo	28
Tabela 3 – Investimentos necessários x Tecnologia adotada	30
Tabela 4 – Valores Econômicos	34
Tabela 5 – Indicações para proteção de geradores	84
Tabela 6 – Funções de Proteção da Interligação	91
Tabela 7 - Requisitos exigidos pela Public Utility Commission of Texas	91
Tabela 8 - Requisitos exigidos no Reino Unido	92
Tabela 9 – Proteções requeridas	97
Tabela 10 - Requisitos exigidos pelas concessionárias	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Consumo de Eletricidade	20
Figura 2 - Crescimento da safra de cana em São Paulo	25
Figura 3 – Evolução do excedente comercializado pela CPFL	26
Figura 4 – O sistema elétrico	64
Figura 5 – Componentes da proteção	81
Figura 6 – Zonas de proteção	82
Figura 7 – Proteção da Interligação	90
Figura 8 - Relé Multifunção Típico	93
Figura 9 – Localização da Usina Santa Adélia	102
Figura 10 – Conexão com a CPFL	108
Figura 11– Proteção do gerador da Usina Santa Adélia	109
Figura 12 – Proteções do transformador da Usina Santa Adélia	110
Figura 13 – Proteção da interligação da Usina Santa Adélia – lado usina	112
Figura 14 - Proteção da interligação da Usina Santa Adélia – lado CPFL	114
Figura 15 - Situação atual do licenciamento ambiental	123

ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa
CETESB - Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental
CONSEMA - Conselho Estadual do Meio Ambiente
CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente
CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz
CPRN - Coordenadoria de Licenciamento Ambiental e Proteção de Recursos Naturais
DAIA - Departamento de Avaliação de Impacto Ambiental
DARS – Diretoria de Avaliação de Resíduos Sólidos
DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia
EIA/RIMA - Estudo de Impacto Ambiental / Relatório de Impacto sobre o Meio Ambiente
INESC – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto, Portugal
LP – Licença Prévia
LI – Licença de Instalação
LO – Licença de Operação
MME – Ministério de Minas e Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RAP – Relatório Ambiental Preliminar
SMA - Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo
UNICA – União da Agroindústria Canavieira de São Paulo

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo principal apresentar e analisar os diversos requisitos que necessitam ser atendidos para que haja uma integração confiável e segura dos sistemas de geração a partir de biomassa (especificamente cogeração com bagaço de cana) ao Sistema Elétrico de Potência.

Embora esses requisitos sejam os mesmos para projetos de cogeração com outros combustíveis, o presente trabalho pretende abordar o setor sucroalcooleiro paulista, visto esse setor estar entre aqueles que têm maior potencial de geração de excedentes de energia elétrica. Será apresentado um estudo de caso realizado em uma usina de açúcar e álcool do Estado de São Paulo, que recentemente ampliou sua geração própria, passando a comercializar sua eletricidade excedente com a CPFL, Companhia Paulista de Força e Luz.

Dentro do objetivo principal, serão levantadas e analisadas as barreiras técnicas, legislativas, econômicas e ambientais que em conjunto determinam a integração do cogerador. Será dada ênfase especial à parte técnica da interligação, buscando analisar o impacto que a inserção dos Produtores Independentes pode causar no sistema elétrico, e o que precisa ser implantado para que a interligação entre os dois sistemas (Produtor Independente e Concessionária) possa ser feita de maneira segura e confiável.

ABSTRACT

The main objective of this study is to analyze and present the requirements to achieve a safe and reliable integration electricity generation by biomass (mainly cogeneration with bagasse) to the Electric Power System.

Although these requirements are the same for cogeneration with other types of fuel, the present study focus on the sugar/alcohol industry of Sao Paulo State sector, as this economic sector is one of the greatest potential for exportable electricity. A case study will be presented. It took place in a Sugar Mill of Sao Paulo State, which recently upgraded his own electric generation capacity and started to export electricity to the CPFL, Companhia Paulista de Força e Luz.

Within the main objective, technical, legal, economical and environmental barriers will be raised, what together defines the cogeneration integration. Its going to be focused on the integration technical side, aiming to analyze the Independent Producer impact on the electrical system and what needs to be implanted in order to the integration among both systems (Independent Producer and Utility) can be done in a safer and reliable way.

INTRODUÇÃO

Este trabalho tem por objetivo principal apresentar e analisar os diversos requisitos que necessitam ser atendidos para que haja uma integração confiável e segura dos sistemas de geração a partir de biomassa (especificamente cogeração com bagaço de cana) ao Sistema Elétrico de Potência.

Embora esses requisitos sejam os mesmos para projetos de cogeração com outros combustíveis, o presente trabalho focaliza o setor sucroalcooleiro paulista, visto esse setor estar entre aqueles que têm maior potencial de geração de excedente de energia elétrica.

Dentro do objetivo principal, são levantadas e analisadas as barreiras técnicas, legislativas, econômicas e ambientais que em conjunto determinam a integração do cogerador. É dada ênfase à parte técnica da interligação, buscando analisar o impacto que a inserção dos Produtores Independentes pode causar no sistema elétrico, e o que precisa ser implantado para que o paralelismo entre os dois sistemas (Produtor Independente e Concessionária) possa ser feito de maneira segura e confiável.

Estudos feitos pelo CENBIO mostram que existe uma grande capacidade de geração de excedente de energia no setor sucroalcooleiro, com um potencial técnico¹ de excedentes de quase 4.000 MW, em termos de energia firme, nos estados da região Nordeste, Centro Oeste e Sudeste (CENBIO, 2001). Entretanto, os projetos existentes no setor sucroalcooleiro destes estados, para curto, médio e longo prazo, totalizavam um excedente de apenas 1.600 MW em 2001.

Para que esse potencial de excedente de energia possa ser disponibilizado, deve-se procurar vencer as inúmeras barreiras existentes. Essas barreiras incluem as dificuldades ainda existentes de acesso à rede, falta de atratividade no preço ofertado para comercialização, falta de interesse das concessionárias

¹ Potencial técnico: parcela passível de se aproveitada com equipamentos e tecnologias disponíveis

para contratos de longo prazo, financiamentos com condições melhores, entre outras, como será detalhado adiante.

Embora algumas ações para impulsionar a cogeração com bagaço de cana tenham ocorrido, tais como planos de financiamentos especiais criados pelo BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social , e a criação do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, essas ações ainda não foram suficientes para aumentar a oferta deste tipo de energia (essas ações serão discutidas com maiores detalhes adiantes).

As barreiras impostas ao incremento da cogeração do setor sucroalcooleiro são antigas. Em WALTER, 1994, é citado: “A produção de energia elétrica em larga escala a partir de sub-produtos da cana-de-açúcar, em sistemas de cogeração ou de geração termoelétrica, como produção independente, é uma alternativa de potencial expressivo. Entretanto, muitas barreiras ainda precisam ser superadas para que uma fração mais significativa desse potencial possa ser viabilizada dentro de um horizonte de 10 a 20 anos”.

Convém lembrar que, tradicionalmente, a geração de energia a partir do bagaço de cana é realizada durante a safra da cana de açúcar, que coincide com o período de seca no país, ou seja, quando os níveis dos reservatórios estão baixos. Assim, mesmo com a geração apenas na safra, a geração com o bagaço de cana pode aumentar a oferta de energia no período de baixos índices pluviométricos, fazendo com que se economize água dos reservatórios.

É conveniente lembrar também que a biomassa é um combustível renovável, com menores emissões locais, regionais e globais (comparadas com as dos combustíveis fósseis), não contribuindo para o efeito estufa. O seu aproveitamento pode ser feito utilizando recursos e tecnologias nacionais, além de ser uma geração descentralizada, o que pode evitar custos de transmissão e distribuição. Dessa forma, a geração a partir da biomassa é uma opção interessante para o país, pois também promove o aumento do emprego na zona rural e o desenvolvimento nacional (REIS, 2000).

Neste contexto, a dissertação apresenta os requisitos necessários para a interligação da cogeração ao sistema elétrico, analisando as barreiras que estão impedindo que a geração a partir de bagaço de cana cresça no país.

Dessa forma, no capítulo 1 conceitua-se a geração feita pelos Produtores Independentes, mostrando suas definições legais e as características de cada um deles, e quais as perspectivas do setor frente a atual conjuntura energética brasileira.

No capítulo 2 serão apresentados os conceitos relativos à cogeração com bagaço de cana, e também será caracterizado o setor sucroalcooleiro paulista, mostrando suas perspectivas atuais.

No capítulo 3, será apresentado o levantamento e a análise dos aspectos legais relacionados com a autoprodução e a produção independente, ressaltando aqueles que estão mais diretamente envolvidos com a questão da interligação com a rede.

Já no capítulo 4 será apresentado o levantamento e a análise dos aspectos ambientais relacionados com a cogeração, mostrando a legislação ambiental do Estado de São Paulo e como ela vem sendo aplicada atualmente.

O capítulo 5 irá mostrar os aspectos técnicos da interligação, e irá apresentar algumas noções básicas que possibilitam o entendimento do comportamento do sistema elétrico, de forma a compreender a importância do aspecto técnico da Interligação. Serão discutidos também os sistemas de proteção da interligação, incluindo suas definições e suas formas de utilização, pois o sistema de proteção desempenha um dos papéis mais importantes para se manter a qualidade da interligação. Além disso, serão apresentados algumas práticas e critérios atualmente utilizados para a proteção da interligação, apresentando alguns critérios e as práticas sugeridas por diferentes autores. Será também apresentado um resumo de normas de algumas concessionárias.

No capítulo 6 será apresentado o estudo de caso, que mostra o projeto de ampliação da capacidade de geração que foi implantado na Usina Santa Adélia, como forma de ilustrar os aspectos discutidos anteriormente neste trabalho.

1. AUTOPRODUÇÃO, PRODUÇÃO INDEPENDENTE E A CONJUNTURA ENERGÉTICA BRASILEIRA

1.1. Definições

A autoprodução e a produção independente de energia elétrica possuem um papel importante na expansão do parque gerador brasileiro. Diversas novas unidades estão em fase de planejamento e projeto, e algumas estão em implantação, agregando mais energia ao sistema. Neste capítulo, pretende-se conceituar estas formas de geração, mostrando suas principais definições legais e as características de cada uma delas, e quais as perspectivas do setor frente a atual conjuntura energética brasileira.

A atividade de produção e comercialização de energia no Brasil é regida por leis, decretos e regulamentações, e algumas definições são necessárias para o correto entendimento do papel de cada ator dentro do contexto da geração de energia a partir do bagaço de cana e a sua interligação com o sistema elétrico.

Define-se **Autoprodutor**² como a pessoa física ou jurídica, ou então empresas reunidas em consórcio, que recebem autorização para produzir energia elétrica destinada unicamente ao consumo próprio.

O **Produtor Independente de Energia - PIE** é a pessoa jurídica, ou empresas reunidas em consórcio, que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio, podendo ser vendida toda a energia produzida ou então parte dela.

De acordo com a lei Nº 9.074, de 7 de julho de 1995³, as usinas termelétricas com potência instalada maior que 5 MW, destinadas à produção independente, poderão ser objeto de **concessão** mediante licitação ou autorização. Na concessão, o poder público permite que um serviço de utilidade pública, tal como produção de energia, seja explorado comercialmente. Se for na

² As definições apresentadas constam no site da ANEEL – www.aneel.gov.br

³ Informação disponível no site da ANEEL

modalidade de autoprodutor, ou seja, produção para consumo próprio, basta uma **autorização** para implantação ou ampliação, que é solicitada à ANEEL quando do registro do projeto. Para projetos abaixo de 5 MW, em qualquer modalidade, basta que o mesmo seja registrado na ANEEL.

No âmbito do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, tem-se a figura do **PIA - Produtor Independente Autônomo**, que é aquele cuja sociedade não é controlada ou coligada de concessionária de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum. O PROINFA será apresentado e discutido mais à frente.

Além disso, temos também a figura do **Comercializador de energia**, que é a pessoa jurídica constituída exclusivamente para exercer atividades de comercialização de energia elétrica.

1.2. Classificação

Devido à enorme variedade de atividades que podem se relacionar com autoprodução de energia, pode-se dividi-la em diferentes categorias. Uma sugestão de forma de caracterizar a autoprodução está a seguir (BORTONI E MARTINS, 2002):

- Quanto ao grau de dependência com a concessionária;
- Quanto ao regime de disponibilidade de energia.

1.2.1. Quanto ao grau de dependência com a concessionária

Neste caso, pode-se identificar três situações diferentes que definem a forma de relação do Autoprodutor (ou produtor independente) com a concessionária.

- Autoprodutor **dependente**: neste caso, a energia produzida pelo Autoprodutor **não é suficiente** para atender toda a sua demanda, sendo necessário uma complementação da concessionária.

- Autoprodutor **auto-suficiente**: neste caso, a energia elétrica produzida pelo Autoprodutor é **suficiente** para atender suas necessidades. Em situações de emergência, pode ser necessário solicitar energia da concessionária.
- Autoprodutor **com excedente**: neste caso, a energia produzida é suficiente para as necessidades do autoprodutor, e ainda “sobra” energia. Assim, esse montante de energia excedente pode ser comercializado com a concessionária, desde que na figura do Produtor Independente.

1.2.2. Quanto ao regime de disponibilidade de energia

Neste caso, pode-se identificar duas situações.

- Disponibilidade firme **não sazonal**: aqui, a disponibilidade para a geração de energia ocorre de forma contínua, ao longo de todo o ano.
- Disponibilidade firme **sazonal**: nesse caso, a geração de energia elétrica é feita de forma contínua durante alguns períodos do ano. Um exemplo é a geração de energia com bagaço de cana em algumas usinas, que ocorre de forma contínua durante aproximadamente seis meses do ano, que são os meses da safra da cana de açúcar.

1.3. Perspectivas de expansão da autoprodução na atual conjuntura do Setor Elétrico Brasileiro

O Brasil vem passando com frequência por situações críticas, nos últimos anos, no setor elétrico, culminando em 2001 com o racionamento de energia. No Plano Decenal da ELETROBRÁS, publicado em 1998, o ano de 2000 era citado como crítico em relação ao risco de déficit de energia. Porém, devido à grande quantidade de chuvas que caíram em 2000, esse quadro crítico acabou por ocorrer somente em 2001, com o racionamento imposto à população brasileira.

Diante daquele quadro, onde a demanda por energia era maior que a oferta, a Matriz Energética Nacional foi colocada em discussão, mostrando a

necessidade de sua diversificação, com a introdução de novas fontes de energia.

A crise do setor elétrico não surgiu por acaso, e essa situação crítica de abastecimento de energia não se resume a um único item, como a falta de chuvas. A falta de chuvas em 2001 apenas mostrou sua fragilidade. Sabe-se que a crise se deveu à falta de planejamento estratégico, e também à falta de investimentos em geração e transmissão (JANNUZZI, 2001).

O Brasil vinha passando por um processo de crescimento econômico, que aumentou o consumo de eletricidade, não só na indústria, mas também no comércio, agricultura e principalmente no setor residencial. Surgiram novos empreendimentos nos diferentes setores da economia, o que aumentou a demanda, mas infelizmente a oferta não conseguiu acompanhar. Os investimentos na transmissão, distribuição e conservação de energia não foram suficientes para acompanhar o crescimento da demanda.

Sabe-se que a maior parte da eletricidade consumida no Brasil é proveniente de usinas hidrelétricas (cerca de 90%)⁴. Essas usinas possuem reservatórios de água, que lhes permite continuar gerando eletricidade mesmo quando as chuvas são menores do que a média anual (GOLDEMBERG, 2000). Porém, com o consumo crescente e a oferta estacionada, esses reservatórios foram progressivamente sendo esvaziados, até que em dezembro de 2000 os reservatórios da região Sudeste atingiram o nível de 20% de sua capacidade. Com a baixa quantidade de chuva ocorridas em 2001, se o racionamento não tivesse sido imposto, os reservatórios teriam entrado em colapso.

Especialistas citam, ainda, outros fatores que explicariam a crise, tal como a evolução do consumo da água, especialmente na região sudeste. A população brasileira aumentou, e dessa forma aumentaram também as necessidades de irrigação e dos usos industriais da água. Assim, os rios têm que atender uma outra demanda por água que não só a energética, o que agrava ainda mais a situação dos reservatórios das usinas (JANNUZZI, 2001).

⁴ Informação disponível no site do ONS – Operador Nacional do Sistema – www.ons.com.br

Há que se considerar também as mudanças institucionais do setor elétrico. A partir de meados da década passada foram iniciadas várias reformas no setor elétrico, entre elas a privatização e a criação de novas regras para estimular a competição no mercado de eletricidade. Essas mudanças eram justificadas pela necessidade de se atrair investimentos em uma área na qual o setor público não tinha mais condições de investir. Através dessas mudanças, esperava-se que a diferença entre oferta e demanda de energia pudesse ser equacionada (JANNUZZI, 2001).

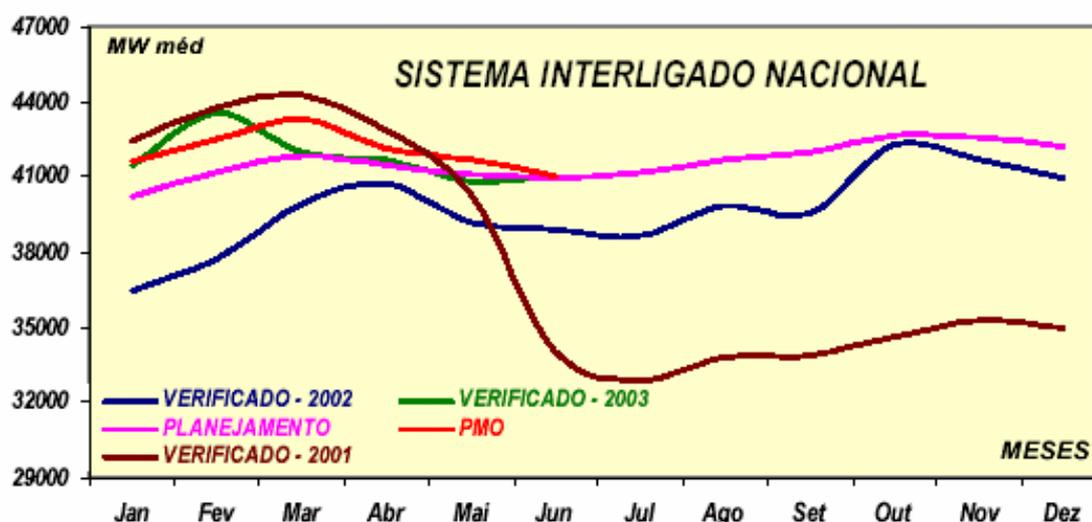
Porém, o país está no meio destas reformas, que não aconteceram na velocidade nem na forma desejada e esperada. O capital privado ainda não realizou os investimentos esperados, pois continua à espera de regras claras e estáveis (RODRIGUES, 2001).

Sem pretender detalhar o contexto do setor elétrico, pode-se observar, entretanto, que esta crise e suas conseqüências são determinantes para o mercado de cogeração do país. Entretanto, tentar explicar esta crise e todas as suas razões seria um trabalho bastante complexo, e todo esse estudo por si só seria um tema para uma outra dissertação de mestrado, tal como apresentado em LONGO, 2003 e GONÇALVES JÚNIOR, 2002. Em SAUER, 2002, a crise do setor elétrico é discutida com maiores detalhes.

Aliás, mais importante do que se buscar as causas da crise do setor elétrico, é continuar a buscar soluções para ela. A busca por alternativas para o setor elétrico não pode ser deixada de lado.

Atualmente o consumo de eletricidade ainda não voltou aos patamares que eram antes do racionamento, embora o consumo de eletricidade venha apresentando uma reação. Pode-se observar no gráfico a seguir que o consumo atual está abaixo dos níveis de 2001, embora venha apresentando um crescimento em relação à 2002.

Figura 1 – Consumo de eletricidade



Fonte: ONS -Plano Mensal de Operação - Junho/2003

Com o crescimento econômico que é estimado para os próximos anos, espera-se que o consumo de eletricidade também cresça. Portanto, a expansão da geração de energia precisa continuar a ser uma prioridade no país.

É importante citar o Programa Prioritário de Termelétricas, o PPT. Esse programa foi uma tentativa de se introduzir o gás natural na matriz energética brasileira, como forma de aumentar a oferta de energia. Com esse programa, esperava-se que até o ano de 2005 fosse adicionado ao sistema elétrico cerca de 15 mil MW. Ocorre que o programa não conseguiu decolar, principalmente devido à falta de regras que tornassem viáveis investimentos privados nessa área (GOLDEMBERG, 2002).

As causas para o fracasso do PPT são complexas, e incluem a dificuldade de se estabelecer a forma do reajuste das tarifas, uma vez que o combustível seria pago em dólar, e a tarifa em real. Assim, os riscos cambiais acabaram por se tornar um entrave nas negociações (GOLDEMBERG, 2002).

Convém lembrar que, embora o número de projetos de geração de energia aprovados pela ANEEL nos últimos dois anos seja grande, a maioria desses

projetos está com o cronograma atrasado⁵. Atualmente, são 84 usinas termelétricas autorizadas pela ANEEL, cujo cronograma de implantação vai de 2003 até 2007. Deste total, 57 usinas (68%) possuem restrições para entrada em operação, sendo que em 29 delas, as restrições são consideradas graves. Assim, a expansão do parque gerador não pode ser considerada uma certeza.

Dentro desse contexto de constantes transformações no setor elétrico, um programa em larga escala de geração de energia descentralizada, principalmente a partir de fontes renováveis, tal como o bagaço de cana, aparece como uma oportunidade muito importante para o país. Além de trazer a auto-suficiência em termos de eletricidade para os empreendedores do setor, trata-se de uma geração descentralizada e próxima a pontos de carga, o que reduz os investimentos relativos à distribuição e transmissão, com equipamentos e combustível nacional (muitas vezes resíduos de processos), que se usada de forma sustentável, não contribui para o efeito estufa. Além disso, por ser um combustível nacional, fica imune às variações internacionais do preço do petróleo e do dólar, além de colaborar para a economia de divisas.

⁵ Informação disponível no site da ANEEL, www.aneel.gov.br, em Fiscalização da Geração, consultada em 22/09/2003.

2. O SETOR SUCROALCOOLEIRO PAULISTA

2.1. A geração de energia através do bagaço de cana

O bagaço de cana é um resíduo (em grande quantidade) do processo da fabricação do açúcar e álcool. Aproximadamente 30% da cana moída é convertida em bagaço, com 50% de umidade. A cogeração de energia através do bagaço de cana não é uma atividade recente. A utilização da queima do bagaço em caldeiras já é uma prática bastante utilizada pelas usinas, para suprir as necessidades básicas de vapor que o processo necessita e de energia elétrica, e em algumas usinas o excedente da energia já é comercializado desde 1987 (COELHO, 2000).

O termo cogeração tem uma definição oficial, e consta na Resolução ANEEL N.º 21, de 20/01/2000. A definição, segundo esta resolução, é a seguinte:

“ Art. 3º - A cogeração de energia é definida como o processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis. “

Além desta definição, a Resolução ANEEL N.º 21 também mostra os benefícios que a atividade de cogeração pode trazer. Nas considerações iniciais da resolução, há o seguinte comentário:

“ ... que a atividade de cogeração de energia elétrica contribui com a racionalidade energética, uma vez que possibilita um melhor aproveitamento dos combustíveis, apresentando menor consumo total, quando comparada à geração individual de calor e energia elétrica e gerando conseqüentes benefícios para a sociedade.... “

No caso das usinas de açúcar e álcool, o bagaço de cana é queimado em caldeiras e dessa forma produz-se vapor, que é alimentado em turbinas. Essas turbinas acionam as moendas de cana e os turbogeradores, produzindo a energia elétrica. O vapor de baixa pressão, na saída das turbinas, vai para o processo de fabricação de açúcar e álcool.

Para o setor sucroalcooleiro, essa opção pela cogeração é fundamental, pois usando resíduos de seu processo, as usinas têm confiabilidade e segurança no seu suprimento de energia e de vapor.

Por sua vez, as concessionárias de energia elétrica muitas vezes não percebem as vantagens dos sistemas de cogeração, e acabam considerando que o crescimento da cogeração possa diminuir seu mercado. Porém na verdade a cogeração apresenta para as concessionárias a possibilidade de que outros capitais, que não o seu, invistam no aumento da geração de energia, postergando os seus próprios investimentos. Dessa forma, tendo assegurado um fornecimento maior, ela pode aumentar seu número de clientes, e passa a ter eletricidade para vender a outros clientes, que podem ser mais interessantes comercialmente.

Além do setor sucroalcooleiro, existem vários outros segmentos industriais que já empregam a cogeração, pois necessitam de energia térmica no seu processo, além da energia elétrica. Dentre eles, pode-se citar indústrias siderúrgicas, indústrias de papel e celulose, indústrias químicas e petroquímicas, entre outras. E no contexto atual de tarifas em alta, a auto-suficiência em termos de energia elétrica é muito importante para essas indústrias. Entretanto, essa opção muitas vezes não é implementada em maiores escalas porque as concessionárias de energia oferecem tarifas baixas a grandes consumidores, desestimulando a autoprodução de energia elétrica⁶.

⁶ COELHO, S.T., comunicação pessoal

2.2. O setor sucroalcooleiro paulista

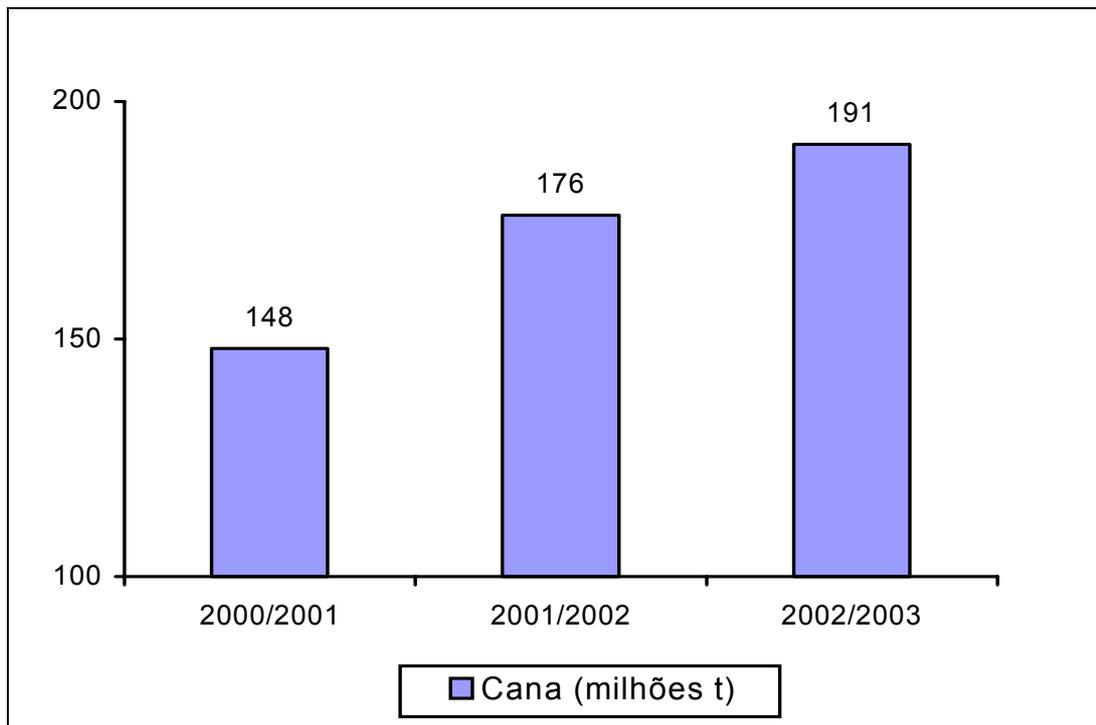
O setor canavieiro do Brasil ocupa lugar de destaque na fabricação e exportação de açúcar, na produção de álcool e na cogeração de energia a partir do bagaço de cana. É um setor que fatura entre US\$7 e US\$8 bilhões por ano, e que tem crescido significativamente, segundo dados da ÚNICA – União da Agroindústria Canavieira de São Paulo.

Esse setor compreende aproximadamente 304 usinas e destilarias no país, sendo 140 apenas no Estado de São Paulo, e gera mais de 900.000 empregos diretos, sendo 500.000 deles em São Paulo, e mais de 3,5 milhões de empregos indiretos, sendo dois milhões apenas em São Paulo. Devido à produção do álcool combustível que é misturado na gasolina, o setor canavieiro vem garantindo uma economia anual de cerca de US\$ 2 bilhões com importação de petróleo⁷.

Segundo informações disponíveis no site da ÚNICA, na última safra (2002/2003) o setor produziu 10% a mais do que na safra anterior, motivado pelos excelentes preços que o açúcar alcançou no mercado internacional. O Estado de São Paulo é hoje o maior produtor de açúcar e álcool do país, e a moagem de cana nas usinas paulistas vem crescendo nas últimas safras, como mostra o gráfico a seguir:

⁷ dos fornecidos pela UNICA – União da Agroindústria Canavieira de São Paulo - 2003

Figura 2 - Crescimento da safra de cana em São Paulo



Fonte: UNICA - 2003

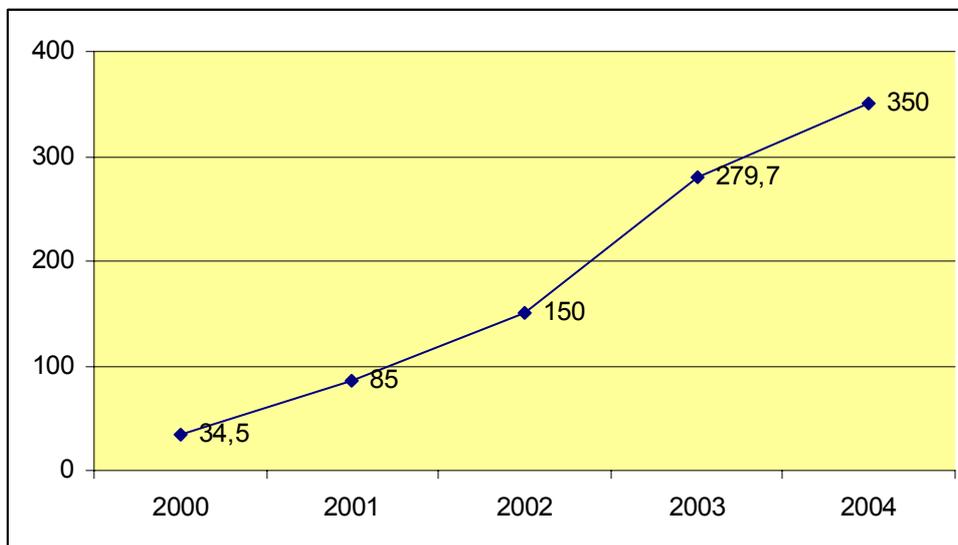
Como se pode ver, nas últimas 3 safras o crescimento foi de aproximadamente 30%, e a expectativa do setor é que a próxima safra seja no mínimo igual a anterior, ou ainda maior.

O setor sucroalcooleiro tem características que o distinguem dos outros segmentos de cogeração no país. Em primeiro lugar, é um dos poucos que pode ser considerado como auto-suficiente em termos de geração de energia elétrica para consumo próprio. Isto porque a grande maioria das usinas de açúcar e álcool produz a eletricidade que é consumida nos seus processos. Em segundo lugar, é o setor que pode gerar maiores excedentes de energia.

Essa geração de excedentes vem crescendo no Estado de São Paulo. Segundo dados da CPFL, no ano de 2000, a CPFL negociou 34,5 MW de excedentes com as usinas sucroalcooleiras paulistas. Em 2001, esse número chegou a 85,0 MW, em 2002 foram 150 MW e neste ano, 2003, o montante

chegará a 279,70 MW. Para o ano de 2004, a previsão é que esse montante atinja os 350 MW. A figura a seguir ilustra esta crescente evolução.

Figura 3 – Evolução do excedente comercializado com a CPFL (MW)



Fonte: Xavier Filho, B. J., CPFL, comunicação pessoal

Na tabela a seguir são apresentadas as usinas que estão comercializando excedentes com a CPFL neste ano de 2003, e os respectivos montantes comercializados.

Tabela 1 – Usinas paulistas e excedentes comercializados em 2003

Usina	MW	Usina	MW
Alta Mogiana	11,00	Vale do Rosario	30,00
Galo Bravo	1,50	Viralcool	6,00
Nardini	3,50	Santa Adélia	20,00
Guarani	12,50	Usina Pedra	18,00
Santa Cruz op	1,50	Pitangueiras	2,50
Santa Elisa	30,00	MB	1,50
Santo Antonio	15,50	Colombo	10,00
São Francisco	3,00	Coopernavi	3,00
G.Zillo	25,00	Andrade	11,00
Sta Cândida	14,50	Vale do Rosario	35,00
Usina Serra	4,70	Zillo	10,00
Jalles Machado	7,00	Trialcool	3,00
TOTAL		279,70	

Fonte: Xavier Filho, B. J., CPFL, comunicação pessoal

2.3. Financiamentos existentes para o setor sucroalcooleiro

Um dos grandes financiadores dos empreendimentos do setor sucroalcooleiro é o BNDES. Em 2001, deu-se início a uma operação-programa para financiar projetos de cogeração de eletricidade a partir do aproveitamento do bagaço da cana-de-açúcar, denominado “Programa de Apoio à Co-geração de Energia Elétrica a partir de Resíduos de Biomassa”⁸. Com a realização dessa operação-programa, o BNDES pretendia estimular os cogeradores a aumentar seus excedentes e colocá-los na rede pública.

O programa estava previsto para ter uma duração de dois anos, tendo sido encerrado em agosto de 2003. Era esperado que no ano de 2003 o PROINFA já estivesse em funcionamento. O PROINFA será apresentado em seguida, no próximo item deste capítulo.

Segundo informações do BNDES, no Estado de São Paulo foram aprovados ou contratados 8 projetos, sendo o investimento total de R\$ 260,62 milhões, sendo que deste total R\$ 195,07 milhões foram financiados pelo BNDES. No total, esses 8 projetos irão gerar 292,65 MW, e a venda de excedente será de 160,24 MW. A tabela abaixo mostra a situação final deste programa de financiamento.

⁸ Informação disponível no site do BNDES – www.bndes.gov.br

Tabela 2 – Situação atual dos projetos em carteira no BNDES, relativos ao Programa de Cogeração com Bagaço de Cana, para o Estado de São Paulo

Programa de Cogeração com Bagaço de Cana no Estado de São Paulo				
Projetos em Carteira				
Março de 2003				
	Total do Investimento	Total do Financiamento	Potência Total	Excedente Vendido
	(10 ⁶ R\$)	(10 ⁶ R\$)	(MW)	(MW)
Projetos Aprovados ou Contratados	260,62	195,07	292,65	160,24
Projetos em Análise	199,96	151,86	202,6	140,7
Projetos com Consulta, Enquadrados e em Perspectiva	172,14	130,94	121,53	76,28
Total	632,72	477,87	616,78	377,22

Fonte: BNDES, Abril, 2003
Cálculos do autor

Como se pode observar na tabela anterior, aproximadamente 400 MW poderão ser comercializados como excedente das usinas, em função dos financiamentos concedidos pelo BNDES, somente no Estado de São Paulo.

Embora haja o estímulo por parte do BNDES, esses valores ainda são pequenos se comparados ao potencial que o Estado de São Paulo possui. Estimativas realizadas pela Eletrobrás e pelo CENBIO indicam os potenciais possíveis de serem disponibilizados em um prazo de um a dois anos no Estado de São Paulo de 400 até 1800 MW (na safra), com investimentos de até US\$1000/kW, que contempla equipamentos de menores eficiências. Para investimentos em equipamentos mais eficientes, o potencial técnico atinge 2.300 MW (geração o ano todo), com as tecnologias disponíveis hoje (CENBIO, 2001).

Portanto, deve-se reconhecer que o potencial de geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana é grande, e poderia contribuir para a solução dos atuais problemas elétricos que o Brasil enfrenta. Dessa forma, a busca de

soluções mais eficientes, que possam explorar este recurso, precisa ser incentivada.

Entretanto, a cogeração em usinas e destilarias no Brasil ainda está longe de ser considerada bem explorada: a geração elétrica a partir do bagaço é praticada em sistemas de baixa eficiência termodinâmica, viabilizando tão somente o atendimento de parte da demanda elétrica própria, ou, quando muito, a auto-suficiência com pequena margem de produção de excedentes. A relutância do setor sucroalcooleiro no que diz respeito à venda de energia elétrica excedente pode ser explicada pelo receio quanto aos riscos envolvidos e pela desconfiança quanto à manutenção, no médio e longo prazos, de uma política consistente de incentivo institucional. A estes pontos deve também ser acrescentada a postura conservadora e pouca dinâmica de parte do empresariado do setor (WALTER, BAJAY e NOGUEIRA, 1993).

Os setores envolvidos nesta atividade (agroindústria) são significativamente conservadores, tendo sido necessário um tempo de maturação para que os empreendedores passassem a se interessar por estes investimentos (PALETTA, 2003).

No Estado de São Paulo, assim como em todo o Brasil, muitas usinas utilizam ainda tecnologias ineficientes para cogeração de energia, apesar da disponibilidade comercial de equipamentos mais eficientes. Grande parte das caldeiras existentes é de média pressão, 22 bar e 300°C, o que não permite grande geração de excedente. Quando as usinas têm necessidade de trocar os equipamentos, nem sempre ocorre a mudança para caldeiras de pressão mais elevadas, o que seria uma forma de aumentar a eficiência (COELHO, 1999). Isso se deve em parte a falta de mais incentivos à adoção de tecnologias mais eficientes, pois não há impedimentos tecnológicos para o uso de equipamentos mais eficientes, visto que a indústria nacional já domina esta tecnologia, e também ao já citado conservadorismo do setor.

Os programas de financiamento, de uma forma geral, são de caráter generalista, e não fazem distinção entre os produtores, seja em função de seu

porte, de sua localização, da qualidade de seu suprimento ou da tecnologia adotada. Isto ocorreu nos programas de financiamento mantidos pelos BNDES, onde não havia incentivo para caldeiras de mais alta pressão, que são mais eficientes. A qualificação desses produtores seria um importante mecanismo de estímulo para aqueles que se propuserem a ser mais eficientes.

Isto se faz necessário, pois como os custos correspondentes à implantação de tecnologias mais eficientes são ainda elevados, a sua implementação não se viabiliza economicamente, apesar da maior eficiência de conversão. Não havendo distinção entre tecnologias no momento de definir o financiamento fornecido ao empreendedor, claramente será escolhida a tecnologia de menor custo – e que se viabiliza de forma mais rápida.

No projeto BIO.COM, desenvolvido pelo CENBIO em 2001, os investimentos necessários aos projetos de cogeração foram demonstrados em função da tecnologia adotada, assim como a quantidade de excedente possível de ser gerada, conforme a seguir:

Tabela 3 – Investimentos necessários x tecnologia adotada

Equipamento	Valor do investimento (R\$/kW)	Exced. gerado (kWh/tc)
Caldeiras de 21 bar e turbinas de múltiplo estágio	650,00	10
Caldeiras de 42 bar e turbinas de múltiplo estágio	1.100,00	20
Caldeiras de 60 bar e turbinas de múltiplo estágio	1.500,00	30
Caldeiras de 60 bar e turbinas de múltiplo estágio om acionameto elétrico ou hidráulico	2.000,00	40
Caldeiras de 80 bar e turbinas de condensação	2.500,00	126

Fonte: CENBIO, Projeto BIO.COM, 2001

Pode-se perceber que com tecnologias mais eficientes, a produção de excedentes de energia pode ser bem maior.

Convém destacar que quando os equipamentos das usinas são substituídos, os mesmos terão uma vida útil de mais de 20 anos, e se a opção for por equipamentos de menor eficiência, a possibilidade daquela usina aumentar a venda de excedentes estará comprometida. Portanto, a escolha dos equipamentos é determinante para que a usina possa disponibilizar todo seu potencial de excedente.

Dessa forma, para que a opção tecnológica mais eficiente possa ser adotada, os incentivos devem ser diferentes, pois os investimentos são bem mais altos. Assim, apesar das tecnologias mais eficientes estarem disponíveis no país, ainda não estão sendo utilizadas, pois não se viabilizam economicamente com as condições existentes para o financiamento e para a venda de energia.

No projeto BIO.COM, foi feita a análise econômico-financeira das opções tecnológicas disponíveis no mercado, e ficou demonstrado que a adoção de tecnologias mais eficientes somente é possível quando as condições de financiamento são diferenciadas por tipo de tecnologia. Uma das conclusões deste trabalho foi objeto de uma Nota Técnica publicada pelo CENBIO (Nota Técnica V, disponível no site do CENBIO: www.cenbio.org.br) e encaminhada ao BNDES, onde eram sugeridas condições de financiamento especial que pudessem viabilizar as tecnologias mais eficientes.

Recentemente, o MME – Ministério de Minas e Energia, anunciou⁹ a criação de um Grupo de Trabalho com o BNDES e ELETROBRÁS, no intuito de elaborar um Programa de Apoio ao Investimento em Fontes Alternativas Renováveis, com taxas e prazos compatíveis com as tecnologias. Segundo informações do MME, este programa deverá ser disponibilizado ainda no ano de 2003.

⁹ CARVALHO, C.H.C., Coordenador Geral de Desenvolvimento Energético / Fontes Renováveis, MME, em palestra proferida no 4º Encontro de Negócios de Energia, FIESP/CIESP, São Paulo, 28/08/2003

2.4. O PROINFA

O PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, criado pela Lei 10.438, em 26/04/2002, tem como principal objetivo aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, num total de 1.100 MW por fonte, no Sistema Elétrico Interligado Nacional. Para tal, alguns normas deverão ser cumpridas, tais quais:

- Os contratos serão celebrados pela Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. em até 24 (vinte e quatro) meses da publicação da Lei (ou seja, até 26/04/2004), para a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 15 (quinze) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato.
- A contratação a que se refere, deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa (1.100 MW para cada fonte renovável: eólica, PCH e biomassa), e a aquisição da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo, mas tendo como piso 80% (oitenta por cento) da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final.
- a contratação das instalações será mediante Chamada Pública para conhecimento dos interessados, considerando, no conjunto de cada fonte específica, primeiramente as que já tiverem a Licença Ambiental de Instalação – LI e posteriormente as que tiverem a Licença Prévia Ambiental – LP;

- O governo passará o controle da geração de energia para a Eletrobrás, que passa a ser responsável pela compra de energia das geradoras e pela venda para as distribuidoras.

A regulamentação do PROINFA ocorreu em 23 de dezembro de 2002, através do decreto nº 4.541, da Presidência da República. Mesmo com a regulamentação permanecem ainda algumas inconsistências, como as citadas a seguir.

O Artigo 3º, sobre a definição dos valores econômicos, informa que os mesmos serão divulgados com, pelo menos, trinta dias de antecedência em relação a cada Chamada Pública. Com a adoção desta metodologia, os empreendedores não conseguem discutir seus contratos, pois não possuem uma sinalização de qual será o preço de compra de sua energia.

Para que fosse feita a análise e a valoração dos diversos parâmetros de caráter técnico e econômico-financeiro a serem utilizados na determinação do valor econômico, e elaboração de uma metodologia de cálculo desses valores, em maio de 2003 o MME contratou consultores especialistas nas diversas fontes alternativas e renováveis, e em análise de risco de projeto de geração elétrica, entre eles o CENBIO¹⁰.

Os primeiros valores econômicos foram divulgados pelo MME em julho/2003, e foi aberta uma consulta pública para que os interessados se manifestassem. Essa consulta pública se encerrou em 15/08/2003, e até a conclusão deste trabalho os valores econômicos consolidados não haviam sido publicados pelo MME. Os valores econômicos para projetos de geração de energia elétrica a partir de bagaço foram os seguintes:

¹⁰ Fonte: PALETTA, C.E.M., CENBIO, comunicação pessoal

Tabela 4 – Valores Econômicos

Fontes	Combustível	Área 01	Área 02
Biomassa	Biogás	166,31	170,12
	Setor Arrozeiro	108,17	112,67
	Setor Madeireiro	116,05	121,85
	Setor Sucroalcooleiro	119,61	89,59

Fonte: MME, em www.mme.gov.br, em 27/08/2003

- Área 1 - Áreas abrangidas pelas extintas SUDAM (Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia) e SUDENE (Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste): R\$119,61
- Área 2 - Demais áreas do País: R\$ 89,59

Algumas críticas foram feitas a esses valores econômicos. A UNICA afirmou que esses valores pareciam sinalizar uma preferência por projetos desenvolvidos na região Nordeste do Brasil, parecendo demonstrar que o Estado de São Paulo não necessitaria de incentivos, visto os valores econômicos serem diferenciados entre as duas regiões.¹¹. Assim, a definição final do valor econômico continua sendo uma expectativa do setor.

Projetos de geração de energia representam um investimento considerável de recursos financeiros, que somente se justificam quando se tem regras claras de comercialização, prazos e taxas de financiamento e reajustes dos valores a serem pagos. A forma de reajuste dos contratos não consta na regulamentação, sendo este um ponto de vital importância para o fluxo de caixa dos empreendimentos.

O artigo 4º, § 1º, define que as taxas de retorno do capital próprio serão fixadas por Portaria do Ministro de Minas e Energia, sem estabelecer nenhum prazo para essa divulgação. Ocorre que a taxa de retorno é um índice necessário para que o empreendedor faça o projeto de viabilidade financeira e econômica.

Para o cálculo do valor econômico, o MME adotou a taxa mínima anual de atratividade de 14,89% ao ano, sem especificar se esse seria o valor final a ser adotado..

No artigo 11º, está previsto que os empreendimentos serão classificados em função da existência ou não de suas licenças ambientais. Os empreendimentos habilitados serão classificados em função das suas licenças ambientais, a Licença Ambiental de Instalação (LI) e a Licença Prévia Ambiental (LP).

Entretanto, para a obtenção tanto da Licença Prévia Ambiental como da Licença Ambiental de Instalação, os órgãos licenciadores exigem o projeto do empreendimento para que as mesmas sejam concedidas. Sem regras claras para o processo, os projetos não podem ser elaborados, e dessa forma as suas licenças ambientais não podem nem mesmo ser solicitadas.

No artigo 12º, consta que o pagamento aos geradores pela Eletrobrás ocorrerá desde que a mesma receba os custos rateados entre os consumidores e na proporção da venda de cada gerador. Este artigo contradiz os objetivos do PROINFA. Sem a garantia de compra do agente financeiro (Governo) os empreendedores não têm garantia de compra da energia a ser gerada e, desta forma, não possuem garantias para o financiamento junto ao BNDES.

Enfim, o que se percebe é que mesmo quando são criadas leis específicas para o incentivo de fontes alternativas, a burocracia e a falta de interesse acabam prejudicando a viabilidade de projetos.

¹¹ Fonte: Onório Kitayama, assessor da UNICA, em palestra proferida no 4º Encontro de Negócios de Energia, FIESP/CIESP, São Paulo, 28/08/2003

3. ASPECTOS LEGAIS E INSTITUCIONAIS

Neste capítulo será apresentado o levantamento e a análise dos aspectos legais relacionados com a autoprodução e a produção independente, ressaltando aqueles aspectos que estão mais diretamente envolvidos com a questão da interligação.

3.1. Histórico

A legislação brasileira sobre a cogeração vem sendo esboçada desde 1981, com a publicação do Decreto-lei 1872, de 21/05/1981, posteriormente revogado pela lei nº 9648 de 27/05/1998, que dispõe sobre a aquisição, pelas concessionárias, de energia elétrica excedente gerada por autoprodutores. Neste período, a política energética era direcionada basicamente por decretos-lei, portarias ministeriais e por portarias do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia – DNAEE.

Desse período anterior, além do decreto-lei 1872, outros aspectos da legislação referente à cogeração merecem ser destacados.

- Portaria DNAEE 283, de 31 de dezembro de 1985, que criou a DSR – Demanda Suplementar de Reserva, que era a quantidade de energia que o produtor necessitava quando da paralisação ou redução temporária da geração própria. O produtor pagava mensalmente uma tarifa pela DSR, mesma que o montante não tivesse sido utilizado.
- Portaria DNAEE 187, de 21 de outubro de 1988, que enquadra os empreendimentos privados de geração em três faixas de potência: até 500 kW, de 500 kW a 10 MW e acima de 10 MW. Quanto maior a potência do empreendimento, maiores as exigências que os geradores têm que atender para a aprovação do projeto, como a apresentação do projeto básico e dos estudos de viabilidade técnica e ambiental.

- Portaria DNAEE 246, de 23 de dezembro de 1988, onde aparece pela primeira vez uma definição de cogeração, e onde é regulamentada a aquisição da energia elétrica excedente pela concessionária.

Neste período, todos estes textos publicados na forma de decretos-lei ou portarias constituíram um conjunto de normas e regulamentos relativos à auto-produção de energia elétrica, incluindo a venda de excedentes às concessionárias. No entanto essas definições eram limitadas e não incentivavam a viabilização de um maior potencial de cogeração.

A legislação era genérica não fazendo distinção entre a auto-produção com ou sem geração de excedentes, a cogeração e a produção exclusiva de eletricidade. Poucas diferenças eram observadas entre o uso de fontes renováveis e de combustíveis fósseis, principalmente dos derivados de petróleo (VELAZQUEZ, 2000).

3.2. A reestruturação do setor elétrico brasileiro

“Na década de 90 o setor atravessa uma fase de reestruturação profunda, envolvendo não somente modificações na sua legislação, mas também iniciando um processo de privatização, dentro da nova política definida pelo Governo Federal. Esse processo foi introduzido, principalmente, em face da crise financeira iniciada na década de 70 e agravada ao longo do tempo, em consequência das tarifas mantidas em patamares reduzidos (entre outros motivos) como tentativa de combate à inflação de governos anteriores” (COELHO, 1999). Assim, importantes avanços foram conquistados na legislação que se refere à cogeração.

Dentro do novo quadro institucional do setor elétrico do país, foram criadas várias leis, decretos e resoluções, e as principais serão citadas a seguir.

- Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, conhecida como a Lei Geral de Concessões, que definiu o regime de concessão e permissão para prestação de qualquer serviço público, que passou a ser regido pelo

artigo 175 da Constituição Federal. No artigo 2º desta lei, tem-se duas importantes definições, a saber:

Art. 2º Para os fins do disposto nesta Lei, considera-se:

II – concessão de serviço público: a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado.

III – permissão de serviço público: a delegação, a título precário, mediante licitação, da prestação de serviço público, feita pelo poder concedente à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco.

- Lei 9.074, de 07 de julho de 1995, que introduz a figura do Produtor Independente de Energia, e também garante o livre acesso aos sistemas de Transmissão e Distribuição, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido. Além disso, esta lei define os limites de potência segundo os quais os empreendimentos termoelétricos passam a ser classificados. Estes limites são os seguintes:
 - ✓ Até 5 MW: os empreendimentos devem apenas ser registrados
 - ✓ Mais de 5 MW: os empreendimentos serão objeto de concessão, mediante licitação ou autorização.

- Decreto 2.003, de 10 de setembro de 1996, que regulamenta as atividades do produtor independente e do autoprodutor. Neste decreto também consta a definição das condições de operação da termoelétrica, se é integrada ao sistema ou não. Aqui, considera-se integrada ao sistema aquela termoelétrica que opera em conjunto com outras usinas de geração de energia, sob supervisão do ONS – Operador Nacional do Sistema.

- Lei 9.427, de 21 de dezembro de 1996, que instituiu a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Resolução ANEEL 112, de 18 de maio de 1999, que estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, tal como o bagaço de cana.
- Resolução ANEEL 233, de 29 de julho de 1999, que estabelece os Valores Normativos. O Valor Normativo representa o limite para o repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte das concessionárias de distribuição, para as tarifas de fornecimento, quando do cálculo do reajuste das tarifas. Essa resolução foi revogada pela Resolução ANEEL 22, de 01 de fevereiro de 2001, que então atualizou os procedimentos, fórmulas e limites de repasse dos preços de compra e energia elétrica. Posteriormente, a Resolução ANEEL 248, de 07 de maio de 2002 alterou novamente os valores desses limites.
- Resolução ANEEL 281, de 01 de outubro de 1999, que estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, e as tarifas correspondentes a estes usos. Essa resolução foi revogada pela Resolução 208, de 07 de junho de 2001. A Resolução determina que para toda energia inserida, por um gerador, no sistema de distribuição de energia do país, uma taxa equivalente deva ser cobrada do gerador pela concessionária local de distribuição de energia.

São necessários contratos entre Produtor Independente e Concessionária, sendo os principais o CCD – Contrato de Conexão e o CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição. Os requisitos exigidos para a elaboração destes contratos são fixados pela Resolução 281. De acordo com a regulamentação da ANEEL, a cada

concessionária local de distribuição de energia, uma taxa específica foi estabelecida de acordo com os parâmetros de localização e área de concessão.

Como exemplo, no caso da CPFL, do Estado de São Paulo, através da Resolução número 676, de 27 de dezembro de 2001, da ANEEL, atualmente são cobrados R\$ 1,87/ KW mensal, inserido por um gerador, no sistema de distribuição de energia.

Em 23 de abril de 2003 foi publicada a Resolução 219, que dá uma nova redação ao artigo 22 da Resolução 281, que estende os percentuais de redução aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para os empreendimentos de geração baseados em fontes de biomassa, e fixa em percentual em 50% (cinquenta por cento). Além desse desconto, ficou também estabelecido nesta resolução que, para os empreendimentos que iniciarem a operação até 31 de dezembro de 2003, será estabelecido o percentual de redução de 100% (cem por cento).

- Resolução ANEEL 371, de 29 de dezembro de 1999, que regulamenta a contratação e comercialização de Reserva de Capacidade por autoprodutor ou Produtor Independente, para atendimento da unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração. Essa Reserva de Capacidade é o montante de potência requerido dos sistemas de transmissão e distribuição da concessionária, quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica das usinas do autoprodutor e do produtor independente. Ou seja, é a garantia que o gerador tem que, no caso de uma falha da sua geração própria, ele será atendido pela concessionária durante o período em que ele não conseguir gerar. A Reserva de Capacidade substituiu a antiga DSR – Demanda Suplementar de Reserva.

A reserva de capacidade deverá ser contratada com duração mínima de um ano, entre o autoprodutor ou produtor independente e a

concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica que atue na área onde se localiza a unidade consumidora, devendo o contrato respectivo dispor, entre outros aspectos, sobre o montante de reserva de capacidade requerido e o número de horas, previsto em base anual, de uso dos sistemas de transmissão e distribuição. A contratação de reserva de capacidade fica limitada ao montante de 30 MW.

A energia elétrica necessária durante o período de indisponibilidade ou redução de geração das unidades do autoprodutor ou produtor independente de energia elétrica, em MWh, poderá ser adquirida diretamente do MAE – Mercado Atacadista de Energia, ou por meio de contratos bilaterais de compra de energia elétrica livremente negociados. O autoprodutor ou produtor independente de energia elétrica que faça a opção pela compra direta no MAE deve aderir ao Acordo de Mercado. Até a publicação, pelo MAE, dos preços de energia elétrica, devem ser consideradas as tarifas de energia de curto prazo, no período de ponta e fora de ponta, publicadas mensalmente pela ANEEL.

3.2.1. Procedimentos de Distribuição

A expansão da geração de energia no setor sucroalcooleiro esbarra ainda na falta de legislação clara e definida em relação à conexão, à transmissão e à subestação, que possibilitam a exportação da energia excedente nas usinas para a rede. Só existem regras definidas para o acesso à Rede Básica do Sistema Elétrico Brasileiro, que é a rede que compreende todas as linhas de transmissão e subestações com tensões acima de 230 kV. Neste caso, existe um procedimento chamado Procedimento de Rede, onde é definido, pelo ONS, o papel de cada agente do processo. Já as linhas de transmissão e subestações em tensões abaixo de 230 kV formam a chamada Rede de Distribuição.

No caso do setor sucroalcooleiro, normalmente as conexões não são feitas na Rede Básica, e sim na Rede de Distribuição (tensões menores de 230 kV). Neste caso, ainda não existem procedimentos consolidados relativos a

planejamento e operação das distribuidoras. O que se tem disponível é a Resolução N.º 281, de 01/10/1999, que tem por objetivo “estabelecer as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição”. Porém, quando esse acesso é na rede de distribuição, esta resolução é insuficiente, pois não define de forma clara as responsabilidades. Como exemplo, no artigo 10, § 2º, está escrito:

“ Para o acesso aos sistemas de distribuição, os usuários deverão firmar os contratos de Uso dos Sistemas de Distribuição e Conexão com a concessionária ou permissionária local. “

Já o artigo 18, § 1º, diz:

“ Os encargos de conexão serão objeto de negociação entre as partes e deverão cobrir os custos incorridos com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção do ponto de conexão. “

Portanto, o que se vê é que essa resolução não define responsabilidades, deixando questões para serem resolvidas pela negociação entre as partes. No entanto, essa negociação nem sempre é fácil de ser conduzida, pois as partes têm interesses conflitantes, e o Produtor Independente muitas vezes não tem opção de escolher a concessionária a que vai se conectar.

Dessa forma, enquanto não há procedimentos básicos padronizados, cada concessionária acaba seguindo suas próprias normas, e o Produtor Independente acaba sendo obrigado a seguir as exigências da concessionária, sem ter como questioná-las.

Em dezembro de 2002 a ANEEL publicou um edital de licitação referente à concorrência nº 003/2002, para contratação de consultoria especializada para elaboração dos Procedimentos de Distribuição - PRODIS, que são documentos

que estabelecem os procedimentos e os requisitos técnicos mínimos necessários ao planejamento, acesso, uso e operação do sistema de distribuição e as responsabilidades de cada agente. Os principais objetivos dos Procedimentos de Distribuição - PRODIS¹² são:

- (a) Legitimar, garantir e demonstrar a transparência, integridade, equanimidade, reprodutibilidade e excelência da operação do sistema de distribuição de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição;
- (b) Estabelecer com base legal e contratual as responsabilidades de cada agente no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação, planejamento, uso, medição e qualidade da energia nos sistemas de distribuição das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;
- (c) Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição - CCD, e Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD.

A abertura da licitação estava marcada para o dia 26/02/2003, e foi prorrogada para o dia 03/04/2003. Até a conclusão deste trabalho, a consultoria ainda não havia sido contratada. Dessa forma, a definição dos requisitos mínimos a serem seguidos nas conexões de cogeneradores ao sistema de distribuição continua sendo uma expectativa do setor, visando facilitar as negociações entre cogeneradores e concessionárias.

A previsão da entrega dos trabalhos pela consultoria que viesse a vencer a licitação está a seguir, e foi retirada do edital da concorrência, disponível no site da ANEEL.

*“Para a elaboração do cronograma dos trabalhos a serem realizados, a **Proponente** deverá observar o seguinte:*

¹² Informações disponíveis no site da ANEEL (www.aneel.gov.br) em 26/02/2003

a) a entrega do Módulo 3, conforme Anexo III, bem como a respectiva Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição, conforme item 2.1 do Anexo II, deverá ocorrer em até 120 (cento e vinte) dias do início efetivo da prestação dos serviços, conforme item 11.1.1;

b) a entrega do Módulo 2, conforme Anexo III, deverá ocorrer em até 180 (cento e oitenta) dias do início efetivo da prestação dos serviços, conforme item 11.1.1;

c) a **Proponente** deverá finalizar a elaboração dos demais Módulos, conforme Anexo II, em até 300 (trezentos) dias do início efetivo da prestação dos serviços, conforme item 11.1.1, bem como indicar, neste mesmo prazo, quais os atos normativos vigentes que porventura contrariam os procedimentos de distribuição de energia elétrica do sistema elétrico nacional por ela propostos nos termos deste Edital e do Contrato; e

d) a **Proponente** deverá, conforme Anexo I, auxiliar a ANEEL no exame das propostas surgidas na Audiência Pública, a qual deverá se iniciar no prazo máximo de 02 (dois) meses contados da finalização e entrega dos Módulos pela **Proponente**, nos termos da letra “b” acima.”

Do exposto acima, conclui-se que o prazo mínimo para que os Procedimentos de Distribuição sejam aprovados e publicados é de um ano, a partir da data que a contratação da consultoria se efetivar, o que ainda não ocorreu. Esse atraso poderia ser explicado pelo atual momento que o setor elétrico brasileiro atravessa, quando se tem a expectativa da implantação de um novo modelo para o setor, pelo MME.

Assim, até que essas normas estejam consolidadas, as conexões continuarão a ser feitas de acordo com as normas técnicas das concessionárias, em situações que nem sempre são favoráveis aos empreendedores.

Segundo relatos da empresa CGDE – Companhia Geral de Distribuição Elétrica¹³, que possui projetos de cogeração em vários estados brasileiros, existem casos em que a geração é de pequeno porte (menor que 5 MW) e a concessionária exige que a conexão seja feita em 138 kV, pois seus sistemas de distribuição são antigos, e não comportam a conexão de novas gerações em seus sistemas de 13,8 kV, que seriam mais indicados para a conexão deste nível de potência. Assim, torna-se obrigatória a construção de uma subestação e de uma linha de transmissão, o que eleva em muito o investimento,

chegando-se ao absurdo de o valor do investimento nessa construção ser mais elevado do que o da própria central de cogeração.

Neste caso, a discussão sobre quem deveria arcar com os custos das obras de reforço acaba inviabilizando projetos, pois os produtores independentes alegam que não podem ser obrigados a investir e manter um sistema de outra empresa. Já para a concessionária, as obras de reforço só passam a ser necessárias quando o Produtor Independente deseja se conectar a sua rede, entendendo assim que o mesmo é quem deve providenciar as condições ideais de acesso. Dessa maneira, por faltas de regras claras, alguns projetos podem acabar não sendo implantados.

Quando o presente trabalho estava sendo concluído, ainda não havia informações disponíveis sobre o status atual da contratação da consultoria que irá elaborar o Procedimento de Distribuição.

3.3. Conclusões preliminares sobre a legislação

Algumas considerações precisam ser feitas neste ponto. Embora exista uma série de resoluções, leis e decretos, existem ainda uma série de barreiras que são impostas a cogeração, e é preciso reconhecer a necessidade de maiores avanços nesta área.

A Resolução N.º 248, lançada no dia 07/05/2002, acabou prejudicando a geração a partir de bagaço de cana, quando estipulou um único Valor Normativo para diversas fontes de energia.

O Valor Normativo representa o limite para o repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte das concessionárias de distribuição, para as tarifas de fornecimento, quando do cálculo do reajuste das tarifas. No caso da biomassa, esse valor era de R\$ 89,86 (Resolução ANEEL N°22, de 01/02/2001) e passou a ser R\$72,35 (uma diminuição de quase 20%). Dessa forma, nas negociações de compra da energia excedente, a

¹³ FERREIRA, A.A. , Vice-presidente da CGDE, comunicação pessoal, 19/03/2003

concessionária irá negociar a energia por um valor mais baixo, de forma a preservar a recuperação dos seus investimentos na revisão tarifária. E esse valor mais baixo pode não cobrir os custos do investimento que o Produtor Independente precisa fazer, no caso de tecnologias mais eficientes.

No caso dos projetos enquadrados no âmbito do PROINFA, a energia será comercializada pelo Valor Econômico da fonte. Já os projetos que não se enquadrarem no PROINFA têm que negociar livremente os preços com as concessionárias, que muitas vezes acabam usando o Valor Normativo como referência.

A garantia de compra da energia produzida pela cogeração sempre foi difícil de se conseguir. “No Brasil, a legislação atual ainda dificulta, sobremaneira, a compra de energia de auto-produtores. Um sinal de mudança foi dado quando da publicação do Decreto-lei 1872/82.Assim, abriu-se a possibilidade da interligação, mas não se estabeleceu instrumentos que dessem atratividade para a concessionária e o auto-produtor” (SANTOS, 1987). Já se passaram 16 anos, e não houve grandes avanços na legislação.

Outra questão é o fato de algumas resoluções fixarem prazos para conceder alguns benefícios aos projetos de geração a partir de biomassa, como é o caso da Resolução 219, de 23 de abril de 2003. Esta Resolução estabelece um desconto de 100% nas tarifas de transmissão e distribuição para os empreendimentos que entrarem em operação até 31 de dezembro de 2003. Entretanto, muitas vezes os empreendimentos têm seus projetos atrasados por problemas que não são causados pelos empreendedores, tais como prazos de análises de projetos, emissões de licenças. Assim, um possível atraso num projeto, que não é difícil de ocorrer, pode fazer com que os custos do empreendedor aumentem.

Além disso, não existem critérios para definir os cogeneradores em função de sua capacidade de geração de excedentes. Um produtor independente que produza pequenos e eventuais excedentes é tratado da mesma maneira daquele que produz excedentes expressivos. E essa questão já é levantada

por especialistas há bastante tempo. Em NOGUEIRA, 1993, é citado: “... caberia também uma melhor caracterização dos autoprodutores, classificando-os de acordo com seu nível de geração de excedentes... Adotar um tratamento tão homogêneo em situações tão diversas não parece muito eficaz”.

Dessa forma, pode-se concluir que a fragilidade da legislação em vigor não cria condições para que o expressivo potencial de cogeração no setor sucroalcooleiro seja aproveitado. Quando deixam de definir regras claras para este setor, os órgãos reguladores não cumprem seu papel de fomento e impõe restrições de caráter burocrático, o que dá muito espaço à ação restritiva das concessionárias (WALTER, 1994).

É necessário o estabelecimento de políticas de incentivo à cogeração, como por exemplo:

- Definição, por parte do MME, de preços de venda da energia gerada em termos competitivos, que possibilitem a implantação de projetos mais eficientes;
- Criação de linhas especiais de financiamento, por parte do BNDES, incentivando os projetos mais eficientes (programas especiais de financiamento);
- Criação de mecanismos que garantam a compra da energia produzida a partir da cogeração, pelas concessionárias, em contratos de longo prazo, como forma de incentivar a geração descentralizada com biomassa e a incorporação das tecnologias mais eficientes, por parte do MME;
- Estabelecimento urgente dos procedimentos de rede, por parte da ANEEL e ONS, para uniformizar os procedimentos básicos a serem adotados pelas concessionárias.

4. ASPECTOS AMBIENTAIS: AS LICENÇAS AMBIENTAIS

As atividades e empreendimentos que utilizam recursos naturais sempre provocam impactos ambientais. Por isso, é necessária a existência de uma Política Ambiental que possa controlar esses impactos. E o Licenciamento Ambiental é um dos mais importantes instrumentos desse controle, de forma que se possa buscar o desenvolvimento sócio-econômico sustentável e a preservação do meio ambiente. Neste capítulo serão discutidos os impactos ambientais causados pela geração de energia elétrica a partir de bagaço de cana, e será apresentada a legislação ambiental vigente.

4.1. Impactos ambientais na cogeração com bagaço de cana.

Impacto ambiental é "qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetem a saúde, a segurança e o bem estar da população, as atividades sociais e econômicas, as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente e a qualidade ambiental" (Resolução CONAMA 001/86).

Na geração termelétrica com bagaço de cana, a poluição atmosférica é a principal decorrência ambiental da queima do bagaço, embora outras formas de poluição possam estar presentes, tal como os efluentes líquidos da limpeza dos gases de combustão (VERGNHANINI FILHO, 2001).

É importante destacar que o impacto ambiental na geração de energia pode se dar em três níveis, a saber: local, regional e global (GOLDEMBERG, 2000 b).

A poluição local é a primeira a ser sentida pela população local, pois prejudica a qualidade do ar no local do empreendimento, devido às emissões de óxidos de nitrogênio (NOx), bem como à emissão de particulados originários da combustão do bagaço na caldeira.

A poluição regional é aquela que se desloca para outros locais além do local onde o poluente está sendo emitido, pois os mesmos são arrastados pelos ventos. Decorre daí as chuvas ácidas¹⁴ e a formação de ozônio, que comprometem a qualidade do ar na região.

Já a poluição global é aquela na qual a atmosfera como um todo é afetada pelos gases causadores do efeito estufa¹⁵ e, por isso, não importa de qual região do planeta venham as emissões, elas prejudicam a atmosfera de maneira global.

O uso do bagaço da cana para geração de eletricidade não contribui para a poluição global, pois as emissões de carbono decorrentes do uso do bagaço não contribuem para o efeito estufa, desde que sua utilização seja acompanhada de equivalente reposição de matéria prima, pois o processo de fotossíntese retira da atmosfera a quantidade correspondente de carbono liberada na combustão (resguardados os cuidados necessários relativos ao uso do solo e da água associados ao processo de plantio), além da ausência de enxofre na composição da biomassa, não emitindo SO_x na combustão. (VELÁZQUEZ, 2000).

Já o material particulado emitido pelas chaminés das caldeiras provoca impacto local. O material particulado refere-se às cinzas formadas durante o processo de combustão do bagaço nas caldeiras, que são arrastadas pelo fluxo de gases para a chaminé e lançadas para a atmosfera. Esse particulado afeta o meio ambiente pelos efeitos causados pela sua deposição nos bens imóveis, no sistema respiratório de pessoas e animais, em plantas e vegetais, na sua ação sobre a visibilidade atmosférica e nas instalações elétricas (REIS et. al, 2000).

¹⁴ A chuva ácida refere-se ao efeito da poluição causado por reações ocorridas na atmosfera com o dióxido de enxofre (SO_x) e os óxidos de nitrogênio (NO_x), que levam à concentração de ácido sulfúrico e ácido nítrico na chuva. Ao se depositar no solo, esses ácidos têm efeitos bastante negativos na vegetação e nos ecossistemas (REIS et. al, 2000).

¹⁵ Efeito estufa: O efeito estufa e as mudanças climáticas devem-se à modificação na intensidade da radiação térmica emitida pela superfície da Terra, devido ao aumento da concentração dos gases de efeito estufa na atmosfera. O dióxido de carbono (CO₂) é o mais significativo e preocupante entre os gases emitidos por ações antropogênicas devido às quantidades emitidas e à longa duração de seus efeitos na atmosfera (REIS et. al., 2000).

Os óxidos de nitrogênio (NOx) são formados durante o processo de combustão do bagaço na caldeira, dependendo da temperatura, da forma de combustão e do tipo das caldeiras, e são os grandes responsáveis pelos impactos regionais, prejudicando a qualidade do ar. O NOx deriva do nitrogênio existente no combustível e do ar utilizado para a combustão e em altas concentrações, o NOx ataca as vias respiratórias (REIS et. al, 2000). Além disso, o NOx, em presença de luz solar, provoca formação de ozônio troposférico (O₃), que é o ozônio presente na atmosfera, prejudicando a qualidade do ar.

As altas concentrações de ozônio na atmosfera são hoje uma preocupação para os órgãos ambientais do estado de São Paulo (CETESB, 2000). O ozônio é um poluente formado na atmosfera através da reação entre compostos orgânicos voláteis e óxidos de nitrogênio, NOx. Este poluente agride os olhos e as mucosas do sistema respiratório, sendo agressivo a todos, principalmente às crianças e idosos. E ao contrário de outros poluentes, o ozônio se apresenta com tendência de alta quando é feita uma análise histórica do seu comportamento. Em São Paulo, no ano de 2001 foram observadas violações dos padrões de qualidade do ar em 79 dias, o que corresponde a 21% dos dias do ano (CETESB, 2000). Por não ser emitido diretamente das fontes, o controle de ozônio é complexo, uma vez que deve ser feito através de programas de redução de seus formadores, tal como o NOx. Assim, é necessária a adoção de ações de controle de emissões de NOx para que se possa reverter o quadro atual.

Essas ações são necessárias porque a legislação brasileira para fontes estacionárias de combustão, elaborada pelo CONAMA (Resolução nº 008 de 06/12/90), define limites de emissão apenas para SOx e particulados, não havendo limitações para o NOx. Assim, a seguir serão apresentadas as discussões que vêm ocorrendo entre os órgãos ambientais do estado de São Paulo.

4.2. O licenciamento ambiental de termelétricas

No Brasil, com relação ao NO_x, suas emissões são controladas somente no que diz respeito a Qualidade do Ar, segundo a Resolução CONAMA 03, de 28/06/90. Os padrões de qualidade do ar determinam os valores limites para as concentrações de poluentes na atmosfera.

Assim, a questão das emissões de NO_x é hoje um dos principais problemas no licenciamento ambiental de termelétricas (SMA, 2003). Isto ocorre porque, além de toda a complexibilidade das reações químicas da formação do ozônio a partir de NO_x, fatores meteorológicos e topográficos fazem com que os gases emitidos sejam transportados a diversos locais, podendo ser distante das fontes emissoras, resultando em altos níveis de ozônio em locais distintos, muitas vezes sem fontes significativas de poluição (CETESB, 2000).

Adiciona-se a este problema o conceito de “capacidade de suporte”, que relaciona-se ao conceito de saturação de uma determinada área com relação a um determinado poluente (LUCON, 2003). Há inúmeras regiões do Estado de São Paulo onde as concentrações de ozônio encontram-se muito elevadas, já perto do ponto de saturação. Assim, a tecnologia, o porte e a localização dos empreendimentos termelétricos são variáveis determinantes no licenciamento ambiental. Ou seja, existem áreas no Estado de São Paulo cujas capacidade de suporte estão no limite, e assim fica muito difícil que qualquer empreendimento possa ser instalado nestas áreas, mesmo que o mesmo tenha o mínimo de impactos ambientais.

Atualmente, no âmbito da SMA – Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, estão em discussão algumas mudanças na atual legislação ambiental, de forma que se possa permitir a instalação de empreendimentos mesmo em locais já saturados, sem que isso prejudique ainda mais o meio ambiente¹⁶.

¹⁶ ALLONSO, C.D. – SMA , comunicação pessoal

Devido a esta lacuna na atual legislação ambiental brasileira para controle de emissões de fontes estacionárias, que não limita as emissões de NO_x, foi criado um Grupo Técnico de Trabalho, no âmbito do CONAMA, para estudar a questão, em especial o estabelecimento de padrões nacionais de emissão de NO_x. Um outro grupo de trabalho foi criado na própria SMA, para buscar uma metodologia para a definição de tais padrões, mas que seja compatível com a realidade local, para que não haja exigências exageradas na avaliação dos projetos (SMA, 2003). Até a conclusão deste trabalho esses limites e padrões de emissão ainda não haviam sido divulgados.

4.3. A legislação ambiental existente

A Política Nacional do Meio Ambiente tem como base fundamental a Lei n.º 6.938, de 31 de agosto de 1981. Esta lei dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e seus mecanismos de formulação e aplicação.

O objetivo principal da Política Nacional de Meio Ambiente consta do Art. 2.º desta lei, a saber:

“ Art 2º - A Política Nacional do Meio Ambiente tem por objetivo a preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental propícia à vida, visando assegurar, no País, condições ao desenvolvimento sócio-econômico, aos interesses da segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana...”

É esta lei que define a responsabilidade pela emissão das licenças ambientais, que é dos órgãos estaduais, conforme o artigo 10.º :

“ Art 10 - A construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva ou potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento por órgão estadual competente, integrante do SISNAMA, sem prejuízo de outras licenças exigíveis.”

Até o ano de 1986, quando a Resolução CONAMA no. 001 instituiu o EIA/RIMA, os empreendimentos eram implantados sem uma análise prévia dos impactos a serem provocados no meio ambiente. Não havia a inserção da variável ambiental na avaliação do custo-benefício dos empreendimentos (RODRIGUES e JESUÉ, 1993).

No Estado de São Paulo a Lei nº 997, de 31 de maio de 1976 e seu Regulamento, Decreto nº 8.468, de 8 de setembro de 1976, são as primeiras normas estaduais editadas para o controle da poluição. Várias vezes alterada, é a legislação especificamente aplicada pela CETESB, sociedade de economia mista estadual à qual foi delegado o poder de polícia para exercer o controle da poluição ambiental e outorgada competência para aplicação dessa Lei e de seu Regulamento. A CETESB é vinculada à Secretaria do Meio Ambiente (SÃO PAULO, 2003).

A partir destas normas, a construção, instalação, ampliação e funcionamento de qualquer estabelecimento ou atividade geradora de poluição, ou que explore os recursos naturais, só pode ocorrer após a obtenção da licença ambiental. A colocação do EIA/RIMA como instrumento da Política Nacional de Meio Ambiente, através da obrigatoriedade de sua apresentação para a aprovação do licenciamento ambiental é uma dos grandes avanços obtidos pela sociedade na defesa do meio ambiente.

O EIA – Estudo de Impacto Ambiental é o resultado de um conjunto de atividades científicas e técnicas que incluem o diagnóstico ambiental, a identificação, a previsão e medição dos impactos, a interpretação e valorização dos impactos, a definição de medidas mitigadoras e dos programas de monitoração dos impactos ambientais (REIS et. al.,2000).

O RIMA – Relatório de Impacto no Meio Ambiente, constitui documento do processo de Avaliação de Impacto Ambiental e esclarece em linguagem corrente todos os elementos da proposta e do estudo, de modo que estes

possam se utilizados na tomada de decisões e divulgados para o público em geral, inclusive a comunidade afetada. O RIMA contém as conclusões do EIA devendo conter a discussão dos impactos positivos e negativos considerados relevantes (REIS et. al., 2000).

Em São Paulo, os procedimentos para licenciamento ambiental são de responsabilidade da Secretaria Estadual do Meio Ambiente. Já as atividades que devem ser submetidas às licenças ambientais são definidas pelo CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente, através da Resolução CONAMA 001/86, em seu Art. 2º.

No Estado de São Paulo, os empreendimentos de geração de energia elétrica devem ser licenciados pela SMA/CPRN (Secretaria do Meio Ambiente/ Coordenadoria de Licenciamento Ambiental e Proteção de Recursos Naturais) através do DAIA - (Departamento de Avaliação de Impacto Ambiental) e/ou pela CETESB (Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental). A CETESB é responsável pelo licenciamento de centrais geradoras com potência inferior a 10 MW, que serão instalados em indústrias. Já as centrais geradoras com potência superior a 10 MW devem ser licenciadas pelo DAIA¹⁷.

São três as licenças que compreendem o processo de licenciamento, definidas segundo o Decreto Estadual nº 47.400-02, de 04 de dezembro de 2002, a saber:

“Art. 1º. – A Secretaria do Meio Ambiente expedirá as seguintes modalidades de licenças ambientais:

I – Licença Prévia (LP) – concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação;

II – Licença de Instalação (LI) – autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas

¹⁷ Fonte: www.ambiente.sp.gov.br, consultada em 24/09/2003

e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante;

III – Licença de Operação (LO) – autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinadas para a operação. “

Os procedimentos para obtenção destas licenças são baseados na Resolução SMA nº 14/01, que contém os procedimentos para o licenciamento ambiental dos empreendimentos do setor de energia elétrica causadores de significativo impacto ambiental, e também na Resolução SMA nº 42/94, que contém os procedimentos para o licenciamento dos empreendimentos de pequeno potencial de impacto ambiental. Estes procedimentos já contemplam as simplificações constantes na Resolução CONAMA nº 279, de 27 de junho de 2001, que estabelece um procedimento mais simplificado para empreendimentos do setor elétrico com pequeno potencial de impacto ambiental, incluindo:

- Usinas hidrelétricas e sistemas associados;
- Usinas termelétricas e sistemas associados;
- Sistemas de transmissão de energia elétrica (linhas de transmissão e subestações);
- Usinas Eólicas e outras fontes alternativas de energia.

O enquadramento ou não do empreendimento elétrico no procedimento de licenciamento simplificado é responsabilidade do órgão ambiental competente. Os procedimentos adotados no Estado de São Paulo serão vistos logo mais a frente.

Convém ressaltar que com o decreto no. 47.400, de 04 de dezembro de 2002, as análises de RAP, EIA/RIMA, e análise de pedidos de LP, LI e LO passa a ter um custo ao empreendedor. Este mesmo decreto também estabelece prazos

de validade para cada modalidade de licenciamento ambiental e condições para sua renovação.

4.4. Procedimentos para o licenciamento ambiental no Estado de São Paulo

Os procedimentos necessários para o licenciamento ambiental de empreendimentos no Estado de São Paulo estão disponíveis on-line, no site da SMA (www.ambiente.sp.gov.br) . Neste item, será apresentado um resumo destes procedimentos, a partir das informações disponíveis no site.

O primeiro passo para o licenciamento ambiental de um empreendimento é o requerimento da Licença Prévia (LP) pelo proponente, que deverá ser solicitada na Secretaria Estadual do Meio Ambiente, no Departamento de Avaliação Ambiental (SMA/DAIA). Esta solicitação deverá estar acompanhada do Relatório Ambiental Preliminar (RAP). O roteiro para elaboração do RAP encontra-se anexo a este trabalho.

Embora o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica seja feito pela SMA, alguns documentos devem ser providenciados junto à Prefeitura do município onde o empreendimento será desenvolvido. Neste caso, deve-se solicitar a Certidão da Prefeitura Municipal relativa ao uso do solo e o exame técnico do órgão ambiental municipal. O RAP é enviado para o órgão ambiental municipal, que irá analisá-lo e emitir seus comentários. O que ocorre é que na maioria das vezes as prefeituras não possuem equipe técnica capacitada a analisar o RAP, e essa análise fica mesmo a cargo do órgão estadual.

A SMA/DAIA analisará o RAP, considerando as manifestações da sociedade e dos órgãos envolvidos, quando houver. A partir deste ponto, as seguintes possibilidades podem ocorrer:

- O RAP ser considerado incompleto, então neste caso será necessária a sua complementação para que o processo seja reiniciado;

- O RAP é aceito, ou seja, a LP será emitida pela SMA/DAIA e publicada no Diário Oficial do Estado, já fixado o seu prazo de validade. A partir daí, o interessado deverá então requerer a Licença de Instalação, conforme será detalhado posteriormente.
- O RAP é considerado um instrumento insuficiente. Assim, será solicitada ao interessado a realização do EIA/RIMA, sendo concedido ao interessado o prazo de 180 dias para a apresentação do Plano de Trabalho.

Neste último caso, quando o EIA/RIMA é necessário, o interessado deverá solicitar uma audiência pública para debater sobre o licenciamento de seu projeto, e apresentar à SMA/DAIA o plano de trabalho para a elaboração do EIA/RIMA. Na audiência pública o interessado deve apresentar o projeto para o qual está sendo requerida a licença prévia, para que possa haver manifestação de entidades ambientalistas, entidades da sociedade civil, membros do CONSEMA – Conselho Estadual do Meio Ambiente, população, políticos, entre outros.

Após a entrega do plano de trabalho, a SMA/DAIA irá analisá-lo para determinar o prazo de entrega do EIA/RIMA.

Após a análise da documentação, o EIA/RIMA pode ser aprovado ou não. No caso de não ser aprovado, os estudos devem ser refeitos. Se forem aprovados, será então emitido um Parecer Técnico com as condições impostas para que a Licença de Instalação e Licença de Operação sejam emitidas.

Mesmo após a aprovação do EIA/RIMA, o empreendimento deverá ser analisado num Plenário do CONSEMA. A discussão da viabilidade ambiental de empreendimentos sujeito a EIA/RIMA é de responsabilidade das Câmaras Técnicas do CONSEMA, que pode aprová-los ou não em nome do plenário. As Câmaras Técnicas são criadas por deliberação do Plenário, e são compostas por conselheiros do CONSEMA, e se reúnem tantas vezes quantas forem necessárias. Todas as reuniões das Câmaras Técnicas são abertas ao público.

Somente após o projeto ser aprovado nestas reuniões é que a SMA pode emitir a Licença Prévia.

Após o empreendimento ter a Licença Prévia, a Licença de Instalação já pode ser requerida, uma vez que as exigências para emissão desta licença já foram determinadas. Se estas exigências tiverem sido cumpridas, a Licença de Instalação é emitida, e então a Licença de Operação será solicitada. Se todas as exigências previamente feitas estiverem cumpridas, será então emitida a Licença de Operação.

Vale ressaltar que todas as licenças concedidas (LP, LI, LO) possuem prazos de validade e devem atender condições para que as mesmas sejam renovadas. Esses prazos e condições podem variar para cada projeto, e estão regulamentados pelo Decreto Estadual nº 47.400-02, de 04 de dezembro de 2002.

4.5. Conclusões preliminares sobre o licenciamento ambiental

Devido às exigências que são impostas pela sociedade para o licenciamento ambiental, as licenças necessárias aos empreendimentos acabam demorando muito tempo para serem emitidas. Além disso, vale lembrar que o número de atividades, além da geração de energia, que também necessitam de licenças é enorme. Segundo informações do DAIA, as demoras nas emissões das licenças se devem também ao fato de que a equipe de trabalho é reduzida, e o volume de processos é muito grande, não havendo condições de se garantir a agilidade necessária¹⁸.

Por outro lado, não se pode abrir mão do rigor técnico nas análises ambientais somente para que a avaliação de alguns projetos possa ser agilizada. A questão ambiental não pode ser minimizada.

É evidente que o licenciamento ambiental é essencial para o interesse público e para o equilíbrio ecológico, mas o aspecto burocrático não pode se tornar um

obstáculo para a viabilização de empreendimentos necessários ao desenvolvimento do país. Porém, não é uma tarefa fácil a busca deste equilíbrio.

Deve-se destacar que alguns progressos vêm sendo conseguidos. A Resolução CONAMA no. 279, publicada em 21/06/2001, estabelece procedimentos simplificados para empreendimentos de pequeno potencial de impacto ambiental. Assim, as análises dos empreendimentos podem ser agilizadas, de acordo com seu impacto ambiental. Outro progresso importante é o Decreto Estadual nº 47.400-02, que estabelece prazos de validade para cada modalidade de licença e condições para a sua renovação.

Além disso, têm-se também a possibilidade de municipalização da emissão de algumas licenças, de acordo com o Decreto nº 43.505, de 01/10/98, que autoriza o Secretário do Meio Ambiente a celebrar convênios com municípios visando a fiscalização e o licenciamento ambiental. O objetivo do convênio é definir as atividades que, por causar impacto ambiental apenas local, são licenciadas e fiscalizadas apenas pelo Município.

Outro ponto que convém destacar, e que também provoca atrasos na concessão das licenças ambientais, é o comportamento de alguns empreendedores. Muitas vezes eles são ágeis na solicitação das licenças, mas extremamente demorados para atender às solicitações dos órgãos competentes.

Além disso, muitos empreendedores se preocupam em mostrar que seus projetos são viáveis técnica e economicamente, sem se preocupar em mostrar se é também viável ambientalmente. Muitos financiamentos são atrelados à concessão das licenças ambientais, e por isso é muito importante que o projeto seja planejado também levando-se em consideração os aspectos técnicos ambientais. Como exemplo, o BNDES só libera financiamentos para empreendimentos que já possuam a licença de instalação.

¹⁸ DAIA, Comunicação pessoal

Outro ponto a se destacar é a interface entre as licenças ambientais e a ANEEL. Além das licenças ambientais, o empreendedor também está sujeito às autorizações expedidas pela ANEEL. Nessas autorizações, é necessário que haja um cronograma de atividades, destacando as datas previstas para a obtenção das licenças ambientais. Assim, muitas vezes a situação do empreendimento acaba se tornando conflitante, pois o empreendedor se compromete com prazos que pode não conseguir cumprir, fazendo com que a ANEEL acabe emitindo autorização ou concessão para empreendimentos sem licenciamento, criando conflitos entre os órgãos competentes.

Por isso atualmente a ANEEL tem procurado estabelecer convênios com os órgãos ambientais estaduais, para promover o intercâmbio de informações sobre empreendimentos elétricos que estejam em processo de licenciamento ambiental, de forma a evitar atrasos na implantação de projetos do setor elétrico.

Outra questão muito importante é a necessidade urgente de se limitar a emissão de NOx em centrais termelétricas. É necessária a criação de padrões de emissão compatíveis com a realidade brasileira. Assim, devido a esta lacuna na atual legislação ambiental para emissão de NOx, o licenciamento ambiental no Estado de São Paulo está condicionando a viabilidade da localização e da potência de usinas termelétricas à qualidade do ar¹⁹, segundo a Resolução CONAMA 03, de 28/06/90. Os padrões de qualidade do ar determinam os valores limites para as concentrações de poluentes na atmosfera. Algumas regiões do Estado de São Paulo já estão saturadas, o que inviabiliza a concessão de licenças ambientais dos empreendimentos. Por isso, a SMA vem estudando alternativas para esta questão²⁰, pois não se pode simplesmente breicar o desenvolvimento destas regiões.

Ocorre que, enquanto no Estado de São Paulo a preocupação com a poluição do ar e com a capacidade de suporte do meio para os impactos ambientais vem crescendo, dificultando os licenciamentos, em outros estados as

¹⁹ Fonte: DAIA, comunicação pessoal

²⁰ ALLONSO, C.D. – SMA, comunicação pessoal

termelétricas são aprovadas sem maiores restrições. Dessa forma, podem acabar gerando poluentes que tem possibilidades de atingir o território paulista, visto a emissão de NOx ter um impacto regional. Alguns estados aprovam grandes termelétricas sem estudos criteriosos, ou mesmo porque a capacidade de suporte do seu meio é diferente do Estado de São Paulo. Assim, os órgãos ambientais paulistas são obrigados a conviver com fortes pressões por uma maior rapidez nos processo de licenciamento (SMA, 2003).

Assim, a adoção de limites de emissão de NOx a nível nacional poderia balizar os licenciamentos ambientais. Dessa forma, haveria um ordenamento nas instalações de centrais termelétricas, como forma de limitar as emissões de poluentes atmosféricos por tais processos.

Dentro deste contexto, pode-se concluir que o estabelecimento de uma legislação adequada, com controle efetivo dos poluentes, tal como os óxidos de nitrogênio, é uma necessidade urgente. É necessária a criação de padrões de emissão compatíveis com a realidade brasileira, pois não se pode breçar o desenvolvimento, mas sim busca-lo de maneira sustentável.

5. ASPECTOS TÉCNICOS DA INTERLIGAÇÃO DO COGERADOR

De acordo com a legislação brasileira, o acesso ao sistema de distribuição de energia é livre, desde que algumas premissas sejam cumpridas em comum acordo entre o produtor independente e a concessionária local. A venda de eletricidade excedente de um produtor independente a uma distribuidora de energia deve atender a parâmetros de qualidade, confiabilidade e segurança exigidos e determinados de acordo com cada localidade e por cada concessionária.

Esse aspecto técnico da Interligação é muito importante, pois existem critérios a serem atendidos para que não haja prejuízo aos demais consumidores que estão interligados na mesma rede elétrica, e às próprias instalações do cogedor. Em seu contexto mais geral, tais critérios se voltam a preservar a continuidade do fornecimento de energia (ou seja, manter a confiabilidade do sistema), assim como a qualidade desta energia.

A busca de uma integração harmoniosa do cogedor com o sistema elétrico é de fundamental importância, não só do ponto de vista da melhor utilização energética, como também para uma correta avaliação da viabilidade técnico-econômica do projeto. Neste capítulo pretende-se discutir os aspectos técnicos desta interligação.

5.1. Definições básicas²¹

Acessante: os consumidores livres, os concessionários, os permissionários e os autorizados de serviços ou instalações de energia elétrica que se conectem à rede elétrica, individualmente ou associados.

Condições de conexão: são requisitos que o acessante obriga-se a atender para que se possa efetivar a sua conexão ao sistema elétrico.

²¹ Fonte: ONS, 2003 e IEEE, 1997

Conexão ou instalações de conexão: são instalações e equipamentos dedicados ao atendimento do acessante com a finalidade de interligar suas instalações até o ponto de conexão, inclusive.

Ponto de conexão: é o equipamento ou conjunto de equipamentos que se destina a estabelecer a conexão elétrica na fronteira entre os sistemas de dois ou mais agentes do setor elétrico.

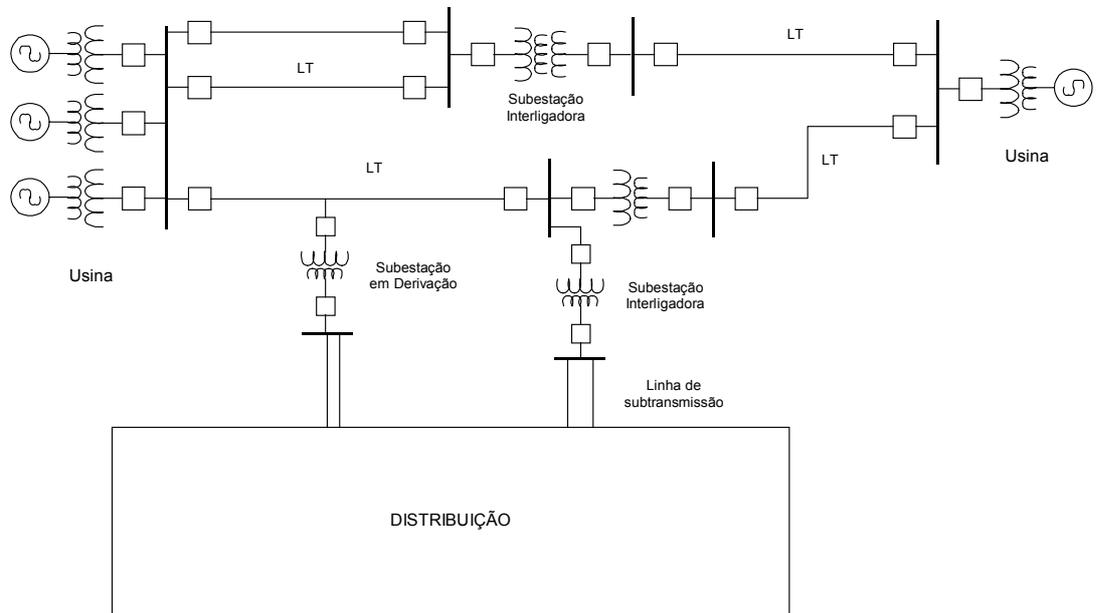
Interligação: conexão elétrica entre os sistemas elétricos de dois ou mais agentes do setor elétrico.

Paralelismo entre sistemas: consiste em dois ou mais sistemas elétricos operando em conjunto, onde cada um deles tem seu próprio fluxo de corrente, que são então somadas para juntas atender uma carga comum.

5.2. O Sistema Elétrico e a Interligação

Um sistema elétrico de potência tem como objetivo principal o fornecimento de energia elétrica. Ele pode ser caracterizado por três grandes blocos com funções distintas e específicas: geração, transmissão e distribuição. A figura a seguir mostra os principais componentes de um sistema elétrico.

Figura 4 – O sistema elétrico



Fonte: MAEZONO, 2001

Todo o sistema elétrico, desde a geração até a carga à qual está conectada por meio de sistemas de transmissão e distribuição, deve operar em equilíbrio, tanto de frequência como de tensão. Esse equilíbrio é conseguido mantendo-se valores de tensão e frequência dentro de níveis pré-estabelecidos, ao longo de toda a rede do sistema elétrico.

O sistema elétrico do Brasil é um sistema de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional – SIN, é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica²². Como o sistema é quase todo interligado, o equilíbrio deve ser mantido, pois falhas em uma área deste sistema podem acabar prejudicando todo o sistema.

²² Informação disponível no site do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, www.ons.com.br, consultada em 07/08/2003.

Na interligação dos cogeneradores ao sistema elétrico, uma das primeiras decisões a ser tomada é a escolha da tensão na qual o cogenerador irá se conectar com a distribuidora de energia. Essa decisão envolve parâmetros técnicos que devem ser analisados, pois para inserir um montante de energia na rede de distribuição, o gerador deve entrar em paralelismo e sincronismo com a concessionária local.

Normalmente, a tensão da rede básica de distribuição é de 13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV ou 138 kV, dependendo de cada região. A geração descentralizada a partir de bagaço de cana é feita, na maioria das vezes, em 13,8 kV, devido às características dos geradores usados nestas instalações. Entretanto, não é porque ela é gerada em 13,8 kV que essa energia tem que ser distribuída nos mesmos 13,8 kV.

O transporte de grandes quantidades de energia em 13,8 kV, acima de 5 MW e a uma certa distância, como, por exemplo, 15 quilômetros, acarreta em perdas de 30% a 40% do montante total de energia gerado (PALETTA, 2003).

O transporte de energia em tensões mais elevadas, como é o caso de 69 ou 138 kV, permitem o transporte de grandes quantidades de energia, acima de 5 MW, a longas distâncias, com baixas perdas (em torno de 1% a 2% do montante de energia disponibilizado na rede de distribuição). Assim, a opção por uma tensão de 13,8 kV somente se mostra viável para potências inferiores a 5 MW e distâncias pequenas, em torno de um quilômetro (PALETTA, 2003).

No setor sucroalcooleiro paulista, na maioria das usinas com plantas de cogeração a quantidade de energia excedente ultrapassa 5 MW²³, o que faz com que as interligações devam ser sempre em tensões superiores a 13,8 kV. Neste caso, torna-se necessária a construção de uma subestação para elevar a tensão da energia produzida de 13,8 kV até 69 ou 138 kV.

²³ Fonte: BNDES, abril 2003 – Comunicação pessoal

A operação de uma geração descentralizada (também chamada geração distribuída) na rede pode afetar os seguintes aspectos operativos do sistema (SANTOS, 1987):

- Perfil de tensão
- Perdas
- Proteção
- Manutenção
- Geração de harmônicos

Dependendo do caso, também a estabilidade do sistema pode ser afetada. O modo e intensidade que cada um destes aspectos pode ser afetado dependem, principalmente, do tipo dos equipamentos a serem instalados no projeto.

5.3. Aspectos básicos da Interligação do cogedor com as concessionárias: controle de freqüência e tensão

As variáveis básicas do sistema elétrico, a freqüência e tensão, estão na verdade relacionadas com dois controles básicos dos geradores e dos sistemas: o controle de carga e freqüência e o controle de tensão, cuja conceituação básica é enfocada a seguir, para facilitar o entendimento do comportamento do sistema elétrico.

5.3.1. Controle de Carga e Freqüência

Toda carga precisa consumir potência ativa para realizar trabalho ou produzir calor. As máquinas geradoras do Sistema Elétrico que alimentam tais cargas, quando em operação normal, trabalham orientadas para uma mesma freqüência, a freqüência do Sistema Elétrico Brasileiro, que é de 60 Hz.

Qualquer alteração de carga irá se refletir na freqüência do sistema. Se há um aumento da carga, tende-se a ter uma diminuição da freqüência, pois a carga

irá buscar a energia necessária nos geradores do sistema. Ou seja, a velocidade destes geradores precisa ser aumentada, o que é conseguido por atuação dos controladores de velocidades²⁴ dos geradores, que atuam para que a velocidade dos geradores cresça de forma a manter a frequência. O inverso também ocorre, ou seja, quando há uma diminuição da carga, os geradores precisam ter sua velocidade diminuída.

A frequência do sistema elétrico é 60 Hz, mas observa-se uma constante variação em torno dessa referência, causada pela constante variação da carga. No caso do Sistema Interligado Brasileiro, que é muito grande, as variações de carga são absorvidas pelo sistema, e acabam não sendo percebidas pelo consumidor. Porém, se o sistema é isolado ou de pequeno porte (tal como uma usina de açúcar e álcool com geração própria), uma variação de carga pode provocar alteração na frequência, podendo causar subfrequência ou sobrefrequência.

5.3.2. Controle de Tensão: a Energia Reativa

A maior parte das linhas de transmissão no Brasil é construída para o transporte de energia elétrica em corrente alternada. Em algumas poucas situações especiais, onde a relação entre potência envolvida na transmissão e distância de transmissão está acima de determinados limites, usa-se transmissão em corrente contínua (MAEZONO, 2001). No Brasil, existe uma única linha de transmissão de corrente contínua, que conecta a Usina de Itaipu a subestação de Ibíuna (SP).

Em corrente alternada, num sistema trifásico, a expressão que calcula a potência ativa (que produz trabalho) é dada por:

$$P = \sqrt{3} * V * I * \cos\phi$$

²⁴ O controlador de velocidade é um equipamento de controle, que atua diretamente no gerador, fazendo com que sua velocidade de rotação seja aumentada ou diminuída, de forma a controlar a frequência. Isto porque a velocidade de rotação do gerador, em RPM, é diretamente proporcional a frequência da energia gerada.

sendo que:

P = potência ativa expressa em MW

V = tensão de transmissão entre fases, expressa em kV

I = corrente em cada uma das fases, expressa em kA

$\cos\varphi$ = fator de potência

Nesta expressão, o fator de potência, $\cos\varphi$, indica que nem toda a potência disponível na geração (fonte: $V \cdot I$) é entregue como potência capaz de produzir trabalho à carga. A não ser nos casos em que o fator de potência é unitário, que são raros nos sistemas de potência²⁵, uma parte da energia associada à potência disponível não produz trabalho, mas fica, de certa forma, armazenada nos campos eletromagnéticos e eletrostáticos associados aos equipamentos e componentes necessários para que os fenômenos da geração, transmissão e distribuição possam ocorrer.

Esta outra parcela de potência é denominada potência reativa, e é dada por $P_{reat} = V \cdot I \cdot \sin\varphi$, e corresponde às características capacitivas ou indutivas dos componentes do sistema elétrico. Tais características indutivas ou capacitivas são inerentes à natureza desses componentes que funcionam baseados em campos magnéticos e campos elétricos, e acabam provocando a diminuição da quantidade de energia entregue à carga.

A característica indutiva está presente em motores, geradores e transformadores, que são componentes que necessitam de campo magnético para funcionar, e é uma característica que pode ser associada à impossibilidade de haver qualquer variação instantânea de corrente. É em geral representada pela denominada indutância do componente ou sistema.

Já a característica capacitiva dos circuitos, presente principalmente nas linhas de transmissão, é uma característica que pode ser associada à impossibilidade de haver qualquer variação instantânea de tensão. É representada pela denominada capacitância do componente ou sistema.

Assim, a potência que chega na carga terá sempre uma componente de potência reativa, que acaba implicando maior corrente e aumento de perdas para o transporte de uma mesma quantidade de potência.

O fator de potência, representado pelo $\cos\phi$, é controlado nas interfaces de grandes consumidores com o sistema elétrico, e seu valor máximo é regido pela legislação, para que uma carga não traga desequilíbrio para o sistema elétrico, pois se o fator de potência é alto, isto significa que a potência reativa naquele ponto do circuito também será, causando menor eficiência do sistema como um todo e maior variação de tensão, dificultando seu controle.

Para manter o sistema em condições operativas adequadas, é importante que o tempo todo haja um equilíbrio entre potência reativa consumida pelos motores, transformadores e outros tipos de cargas, e a potência reativa suprida pelos geradores, linhas de transmissão, equipamentos de controle e de compensação reativa, entre outros. Este equilíbrio é importante não só nas operações normais, como também nas transitórias. A denominada compensação reativa afeta praticamente todos os fenômenos associados ao desempenho do sistema, tais como: perfil de tensão, sobretensões, estabilidade, etc.

Existem diversos tipos de equipamentos voltados à efetuar esta compensação, incluindo bancos de capacitores, reatores, compensadores estáticos²⁶ ou síncronos²⁷ que têm flexibilidade para absorver ou suprir potência reativa, conforme a necessidade.

5.4. Estudos Técnicos Básicos Necessários para os Projetos de Interligação

Para que se possam determinar os requisitos do projeto da interligação, vários estudos devem ser feitos, pois cada interligação é diferente da outra. Assim,

²⁵ REIS L.B., comunicação pessoal

²⁶ compensador estático: equipamento que pode operar tanto como reator ou como capacitor. Juntamente com o regulador de tensão, opera automaticamente

²⁷ Compensador síncrono: máquina rotativa, síncrona, sem torque no eixo, apenas com circuito de excitação e regulador de tensão. Opera suprimindo ou consumindo reativo, conforme a necessidade.

não se pode adotar uma solução única, pois em cada caso os equipamentos (geradores, transformadores, entre outros) são diferentes, assim como as cargas e os sistemas de potência envolvidos. Por isso as concessionárias exigem que o Produtor Independente apresente seus projetos quando da solicitação da interligação, com vistas à verificar a viabilidade da interligação. A maioria das concessionárias possui normas que contém os requisitos mínimos que devem ser atendidos pelo cogeração.

Além da análise técnica econômica, dentre os principais estudos de natureza técnica a serem executados podem ser destacados:

- Análise de curto-circuito
- Estudo do fluxo de potência
- Análise de sobretensões e coordenação de isolamento
- Estabilidade do sistema elétrico
- Análise dos limites mecânicos e elétricos dos equipamentos
- Estudos dos sistemas de excitação e regulação de geradores
- Coordenação da Proteção

Todos esses estudos apresentam resultados necessários para a elaboração dos projetos exigidos pela concessionária. A seguir será feita uma descrição sucinta de cada um desses estudos citados.

5.4.1. Análise de curto-circuito

Pode-se definir Curto-Circuito como a conexão anormal entre partes energizadas de uma instalação com diferentes níveis de tensão. Normalmente decorre daí elevados níveis de corrente, que podem danificar os equipamentos e instalações, tanto da concessionária como do autoprodutor, muitas vezes devido a aquecimento excessivo. Em usinas, subestações e linhas de transmissão pode ocorrer curto-circuito envolvendo barramentos, conexões, equipamentos de manobra, transformadores, reatores, banco de capacitores, entre outros. Por isso, é importante determinar todos os níveis de curto-circuito nos diversos pontos do sistema do autoprodutor, tais como:

- Nos terminais de cada gerador;
- Nos barramentos de distribuição de energia;
- Nos lados primário e secundário dos transformadores elevadores e abaixadores;
- Nos motores.

Nesta fase de estudos, a concessionária deve fornecer os níveis de curto-circuito no ponto mais próximo da interligação e informações sobre as linhas, já que todas as distâncias e impedâncias até o ponto de interligação têm influência direta nos níveis de curto-circuito. A partir daí, inicia-se o estudo das correntes de curto-circuito, considerando-se as características do projeto de interligação, tais como bitolas e tipo de cabos usados, proteções já existentes, dados de placas de equipamentos, entre outros. É extremamente importante que todas as fontes de curto-circuito sejam consideradas, e que as impedâncias destas fontes sejam conhecidas, pois esses dados são fundamentais para serem usados nos métodos computacionais existentes para cálculos de correntes de curto-circuito.

Quando os estudos sugerem níveis de curto-circuito muito elevados, existem várias opções que podem ajudar a solucionar o problema, entre eles a adição de reatores, compra de geradores e transformadores de alta impedância, reconfiguração do sistema de distribuição, ou mesmo substituição de equipamentos já existentes. Cada opção deve ser considerada e analisada, pois para cada solução existe um custo associado.

As concessionárias costumam impor em suas normas de conexão os valores máximos de corrente curto-circuito para sua rede, normalmente em função da tensão da rede, não aceitando que se ultrapasse esses limites. Essa exigência se deve ao fato de toda a sua linha e respectivas proteções já estarem projetadas e instaladas para aquela condição, de forma a evitar troca de equipamentos, o que acaba representando custos adicionais para a concessionária, além de provocar necessidade de interrupções no fornecimento de energia, durante a execução das modificações e/ou reformas.

5.4.2. Estudo de Fluxo de Potência

O estudo de Fluxo de Potência é de grande importância para analisar se os equipamentos existentes e os a serem instalados estarão adequados à nova carga que será imposta ao ponto de interligação. Assim, procura-se assegurar que a interligação e o sistema de distribuição do produtor independente opere satisfatoriamente, identificando quaisquer áreas onde haja um problema de capacidade de linha ou então de regulação de tensão.

Esse estudo é feito através de programas computacionais específicos, utilizando-se um modelo do sistema a ser estudado. Nesse estudo, as cargas são modeladas segundo modelos específicos, e o sistema é então analisado em diversas condições operativas, para se verificar se os níveis de tensão são mantidos em todos os pontos, por todo o sistema, e se nenhum circuito irá operar sobrecarregado. A análise é repetida até que todas as configurações do sistema tenham sido analisadas.

Quando os estudos apontam a existência de sobrecarga, poderá ser requerido algum equipamento adicional, ou a reconfiguração do sistema de distribuição, ou mesmo substituição de equipamentos já existentes. Novamente, neste caso cada opção deve ser considerada e analisada, pois para cada solução existe um custo associado.

No caso de produtores independentes, que têm uma determinada demanda máxima de potência que era atendida pela concessionária e que agora passa a ser atendida internamente, pode-se dizer que, enquanto a potência gerada for menor do que duas vezes a sua demanda máxima, os seus equipamentos de interligação podem ser considerados adequados (sob o ponto de vista de carregamento).

Isto porque se a geração própria atingir o valor da demanda, nenhum fluxo ocorrerá no sentido da concessionária para a empresa, de modo que os equipamentos de interligação trabalharão praticamente em vazio. No caso de

uma geração maior que a demanda, mas menor que duas vezes o seu valor, teremos um fluxo no sentido da concessionária que terá, no máximo, um valor igual o da demanda. Assim, pode-se considerar que os equipamentos estarão adequados, pois haverá apenas uma inversão do fluxo de potência, mas em valores em que o fluxo de potência já ocorria anteriormente à interligação.

Quanto ao controle de tensão, em certos casos, mesmo nas condições acima, algumas verificações podem se fazer necessárias. O problema merece maior consideração quando a geração própria é maior do que duas vezes o valor da demanda. Neste caso, toda a demanda será atendida e um valor de potência maior que a demanda será transferido para a concessionária. Neste caso, há a necessidade de se verificar a adequação da capacidade dos equipamentos previamente utilizados na interligação.

5.4.3. Análise de sobretensões e coordenação de isolamentos

O fenômeno da sobretensão é provocado pelo aumento da tensão acima dos valores nominais, que se manifesta em várias partes do sistema de potência, incluindo equipamentos e linhas de transmissão. A sobretensão pode ocorrer devido a uma série de fatores, sendo que os mais importantes serão citados a seguir.

- a) Sobretensões do tipo dinâmicas ou sustentáveis. Ocorrem, por exemplo, associadas à manobras operativas, tais como o chaveamento de um banco de capacitores, que vai causar aumento de tensão devido ao excesso de potência reativa. Como consequência, até que os sistemas de compensação de reativos atuem, a tensão naquele trecho do circuito irá se elevar. A denominada rejeição de carga (desligamento brusco de carga no terminal de uma linha de transmissão) e a energização de linhas apresentam, além das sobretensões transitórias, componentes à frequência fundamental que devem ser verificados. Em geral, estão associadas a fenômenos eletromecânicos.

- b) Sobretensões transitórias, devido à surtos de tensão. Em sistemas elétricos, qualquer chaveamento ocasiona o aparecimento dos chamados surtos de manobra, associados ao fato de toda mudança brusca do estado de um circuito elétrico provocar transitórios, que em maior ou menor grau podem afetar o circuito elétrico chaveado e as suas adjacências. Outra fonte de surto que pode atingir subestações e linhas de transmissão é a descarga atmosférica (surtos atmosféricos). Normalmente os surtos têm duração da ordem de microssegundos (surtos atmosféricos) a milissegundos (surtos de manobras). Se esses transitórios chegam a atingir um equipamento, tal como um transformador, dependendo de seu nível, podem provocar, por exemplo, perfurações na isolação, dando início a um curto circuito. Em geral estão associadas a fenômenos eletromagnéticos e/ou eletrostáticos.

Uma sobretensão que se mantém por um certo período causa deteriorações de isolação nos equipamentos de potência, dependendo da intensidade e da duração. Para evitar estas ocorrências é que se efetuam os estudos de coordenação de isolação. Tais estudos determinam as características dos equipamentos protetivos, tais como pára-raios, distâncias elétricas, níveis de isolação que os equipamentos devem ter (garantidos na fabricação e determinados por normas), assim como proteções para desconectar equipamentos ou linhas de transmissão. Tais estudos são efetuados através de programas computacionais dentre os quais se salientam os voltados a análises de transitórios eletromagnéticos. Tais estudos são, em geral, mais sofisticados para os níveis mais elevados de tensão, devendo em geral ser mais simples para a geração de menor porte aqui enfocada²⁸.

5.4.4. Estabilidade do sistema elétrico

Os estudos referentes à estabilidade do sistema elétrico visam conhecer os limites de estabilidade do sistema, para garantir a possibilidade de retorno à

²⁸ REIS, L.B. , comunicação pessoal

condição de equilíbrio após ocorrência de distúrbios. Nestes estudos deve ser verificado como o sistema se comporta frente à entrada e saídas bruscas de carga, qual a resposta do sistema diante de um curto circuito, ou da perda de uma linha de transmissão, e até mesmo da perda de um gerador, dentre outros.

Como resultados destes estudos, podem ser obtidos, além da verificação da necessidade e dimensionamento da compensação reativa variável, os tempos máximos de atuação das proteções e da abertura dos disjuntores, de forma a se direcionar os ajustes da proteção e dos limites de reguladores de tensão e de velocidade. Os estudos de estabilidade são efetuados por modelos voltados à análise de fenômenos eletromecânicos.

5.4.5. Análise dos limites mecânicos e elétricos dos equipamentos

Este estudo compreende basicamente a análise dos dados técnicos de cada equipamento da interligação, de forma a se verificar a capacidade dos equipamentos em resistir às anormalidades do sistema elétrico, e quais as condições ideais de operação destes equipamentos.

Os equipamentos em geral possuem um ponto máximo de operação, e quando operados acima deste ponto diz-se que os mesmos estão em sobrecarga. Sobrecargas em equipamento, tais como transformadores, disjuntores, linhas e alimentadores são sempre aceitáveis até um determinado limite, pois eles são projetados para suportar sobrecargas.

Porém a questão mais importante quando se trata de sobrecarga é a consequência que a mesma traz, que é o aquecimento. Por isso, fatores importantes relacionados à sobrecarga e os seus limites aceitáveis estarão sempre associados à duração da sobrecarga e a temperatura a que o equipamento ou instalação terá que suportar.

Num transformador, a temperatura excessiva se manifesta nos enrolamentos e, conseqüentemente, no óleo isolante e na carcaça. Nos cabos a sobrecarga apresenta como consequência também a elevação de temperatura. Assim,

pontos fracos como conectores (conexão mal feita) podem apresentar problemas quando em alta temperatura. Nas linhas de transmissão ou nos alimentadores, o aquecimento dos cabos pode causar aumento do arco nos vãos das linhas, devido a dilatação dos cabos que ocorre quando da elevação da temperatura.

Assim, é muito importante que as características dos equipamentos sejam conhecidas para subsidiar os estudos das condições de trabalho a que os mesmo serão submetidos, e qual será o comportamento deles em condições críticas de funcionamento.

5.4.6. Estudos dos sistemas de excitação e regulação de geradores

Para que a interligação entre produtor independente e concessionária opere em condições satisfatórias, o estudo da excitação e regulação dos geradores é de fundamental importância. Um sistema de excitação e regulação com características previamente estudadas e implantadas com rigor, características essas determinadas pelos estudos anteriormente citados, permite um funcionamento dos geradores com segurança, podendo até mesmo evitar a atuação de proteções.

O estudo dos reguladores, tanto de velocidade como os de tensão, é de importância fundamental, pois são esses os dispositivos que controlarão os parâmetros de frequência e tensão. O produtor independente precisa manter a frequência de rotação em suas máquinas, pois ele precisa gerar energia elétrica com características técnicas aceitáveis, dentro da faixa de frequência padrão. Além disso, o gerador foi projetado para ter um rendimento ótimo em determinada rotação, e os componentes envolvidos foram calculados para suportar os esforços desta rotação.

Por isso, o uso de reguladores de velocidade nas instalações do produtor independente é necessário, não só para manter a frequência, mas também para controlar a potência gerada. Os reguladores devem ser projetados levando-se em consideração o seu comportamento tanto em situações de

equilíbrio como de transitórios, pois durante as anormalidades, podem acontecer situações de risco, que poderiam comprometer a estabilidade do sistema, ou mesmo fazer com que a proteção atue de maneira indevida. Assim, para cada tipo de máquina, tem-se um regulador de velocidade ideal, que deve ser projetado para a sua própria característica.

Já os reguladores de tensão têm a função principal de manter a tensão nos terminais da máquina dentro de limites aceitáveis em torno do valor ideal, limites esses que são ajustados conforme a classe de tensão na qual o produtor independente opera. Assim como os reguladores de velocidade, os reguladores de tensão também devem ser projetados para que operem corretamente, de forma a garantir a qualidade da energia a ser produzida e a segurança das instalações.

5.4.7. Estudos de coordenação da proteção

Outro ponto importante da interligação é o sistema de proteção. O bom funcionamento de uma central de geração operando em paralelo com um sistema elétrico de potência passa, necessariamente, pelo estabelecimento de um sistema de proteção que venha supervisionar a qualidade desta interligação, desde o gerador da central de cogeração, passando pelos transformadores da subestação e também pelas linhas e barras de conexão com a concessionária. Além do sistema de proteção local, instalado em cada componente da central geradora, existe também o sistema de proteção da interligação em si. Esse sistema de proteção normalmente fica localizado em um ponto comum entre o sistema de geração e a concessionária de energia, e deve atender aos seguintes requisitos (BORTONI e MARTINS, 2002):

- a) Garantir a integridade da rede da concessionária de energia elétrica quando da ocorrência de faltas na área do produtor independente;
- b) Garantir a integridade das instalações do produtor independente quando da ocorrência de faltas no lado da concessionária;

- c) Garantir o fornecimento e a integridade dos consumidores conectados à rede elétrica.

Na maioria das vezes, o produtor independente já estava conectado à rede de distribuição da concessionária, mas desempenhando apenas o papel de consumidor. Neste caso, nunca existe fluxo de energia da usina para a concessionária, e os sistemas de proteção já estão preparados para esta realidade. Entretanto, quando a usina passa a ser fornecedor, e não apenas consumidor, os fluxos de energia irão se alterar, mas não poderão causar nenhuma alteração na estabilidade do sistema.

Devido à sua importância, os sistemas típicos de proteção são tratados separadamente, nos próximos itens deste trabalho.

5.5. Sistemas de Proteção da Interligação

O sistema de proteção desempenha um dos papéis mais importantes para se manter a qualidade da interligação, pois ele é o grande responsável pela detecção e isolamento de faltas, pela prevenção contra falhas, além de limitar os defeitos resultantes de uma possível falha. Neste capítulo pretende-se discutir os aspectos técnicos dos sistemas de proteção da interligação, incluindo suas definições e suas formas de utilização.

5.5.1. Definições básicas de um Sistema de Proteção

Um sistema de proteção eficiente deve ter os seguintes objetivos principais (MAEZONO, 2001):

- Detectar as anomalias que ocorrem no sistema protegido, desligando-o e protegendo-o contra os efeitos da deterioração que poderiam ocorrer se a falha ou defeito permanecesse por tempo elevado;
- Remover do Sistema Elétrico o componente sob falha, o mais rápido possível e de preferência somente o componente sob falha;

- Supervisionar a operação do sistema, de forma a assegurar a continuidade e qualidade do serviço.

Para atender a estes objetivos, um sistema de proteção deve possuir alguns requisitos básicos, a saber:

- **Seletividade**: é a capacidade do sistema de proteção prover a máxima continuidade de serviço do sistema protegido com um mínimo de desconexões.
- **Confiabilidade**: é a habilidade do sistema de proteção atuar corretamente quando necessário e evitar operação desnecessária.
- **Velocidade**: é a característica que garante o mínimo tempo de falha, sem causar danos no componente ou sistema protegido.
- **Sensibilidade**: é a capacidade de detecção de pequenas grandezas de defeito ou anormalidades.
- **Mantenabilidade**: é a capacidade da proteção permitir manutenção rápida e precisa, reduzindo-se ao mínimo o tempo fora de serviço e os custos de manutenção.

Durante a elaboração dos estudos e do projeto do sistema de proteção, um ponto importante que não deve ser esquecido é que, devido à natureza aleatória das diversas faltas possíveis de ocorrer em um sistema elétrico, esses estudos devem ser feitos com base em filosofias clássicas de proteção, que se apóiam na busca do equilíbrio de recursos técnicos e econômicos. Somente assim a solução final permitirá a execução do projeto, pois a tentativa de previsão de proteção para todas as faltas possíveis pode tornar o projeto economicamente inviável.

Assim, os seguintes preceitos podem ser generalizados para um sistema de proteção (MAEZONO, 2001):

- a) A proteção deve desligar o mínimo necessário de componentes para isolar a falha, no mínimo tempo possível;

- b) A proteção deve ter sensibilidade suficiente para cobrir a maior parte possível do universo de possibilidade de falhas e anormalidades no componente ou sistema protegido;
- c) A proteção não deve atuar desnecessariamente;
- d) Deve haver, sempre, uma segunda proteção, para detecção da mesma falha;
- e) Um sistema simples de proteção, desde que cobertos os requisitos básicos, apresenta uma menor probabilidade de atuação desnecessária;
- f) Quanto mais caro e importante o sistema a ser protegido, mais se justifica o investimento na confiabilidade do sistema de proteção.

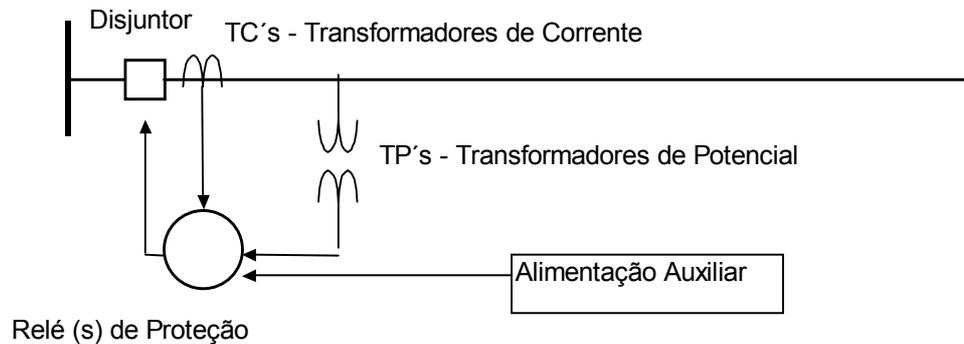
5.5.2. Componentes do sistema de proteção

Um sistema de proteção consiste em relés de proteção, cada um com sua função específica, e também de outros componentes, tais como transformadores de instrumentação, serviços auxiliares de alimentação, além de registradores de eventos. A função de cada um é descrita sucintamente a seguir:

- Transformadores de instrumentação: são os TCs – Transformadores de Corrente e os TPs, Transformadores de Potencial. Fornecem a isolação necessária entre o sistema de proteção e a rede de potência, além de reduzir a magnitude das tensões e corrente em níveis adequados à instrumentação.
- Equipamentos de proteção: podem variar desde um simples relé até um sistema de vários relés, chamados relés multifunção, realizando funções diversas.
- Serviço auxiliar: banco de baterias que fornecem a alimentação necessária aos circuitos de alimentação dos relés, de maneira ininterrupta, e em valores adequados aos relés.
- Registradores de eventos: registram todas as atuações dos relés, para permitir análises das ocorrências no sistema.

Na figura a seguir são mostrados, de maneira simples, esses componentes.

Figura 5 – Componentes da proteção



Fonte: Maezono, 2001

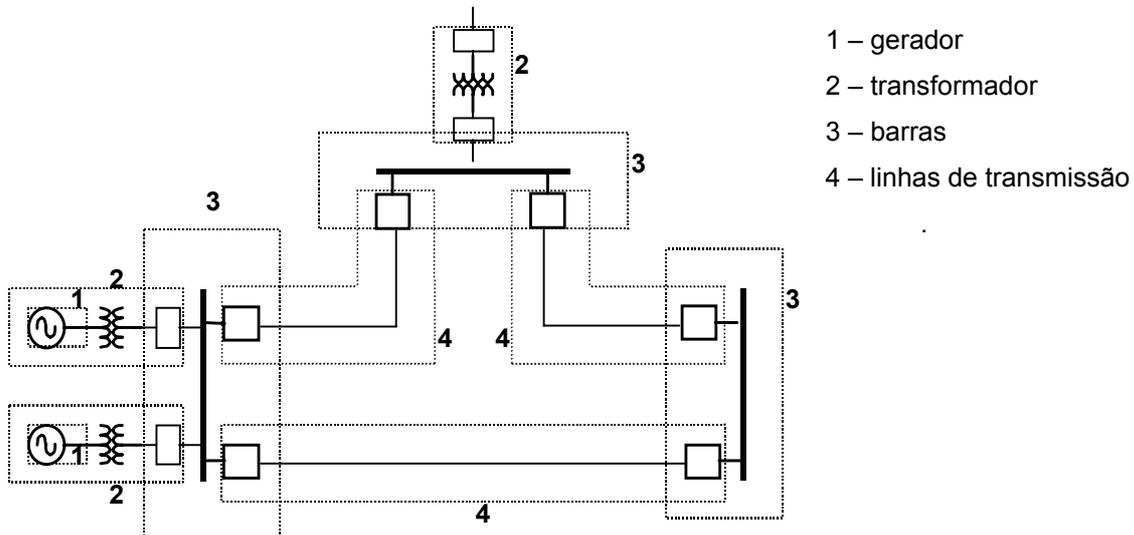
5.5.3. Zonas de Proteção

A filosofia geral de proteção de um sistema elétrico é dividi-lo em zonas de proteção, de modo que, quando da ocorrência de uma anormalidade, haja um mínimo de desligamentos possível, preservando o máximo de continuidade dos serviços. Assim, um relé de proteção será responsável por uma certa área do sistema, o qual ele estará protegendo. Estas áreas, ou zonas, são definidas de acordo com o posicionamento dos transformadores de corrente – TC, que alimentam os relés de proteção, e dos disjuntores, que são os responsáveis pelos desligamentos em caso de anormalidade.

No caso de centrais de geração de energia elétrica, o sistema de proteção deverá proteger os seus principais equipamentos e componentes: o gerador elétrico, o transformador e um último conjunto que inclui linhas de transmissão, barramentos e alimentadores, pertencentes à subestação.

A figura a seguir ilustra essas zonas de proteção.

Figura 6 – Zonas de proteção



Fonte: Maezono, 2001

Para o caso de uma central geradora de um produtor independente que se conecta à rede da concessionária, todas essas zonas de proteção devem ser estudadas e projetadas, pois o funcionamento inadequado desses equipamentos podem afetar a qualidade da interligação. O bom funcionamento de uma central de geração de energia elétrica operando em paralelo com um sistema elétrico de potência passa, necessariamente, pelo estabelecimento de um sistema de proteção que venha supervisionar a qualidade desta interligação.

Dessa maneira, a seguir, serão apresentadas as características principais das proteções relativas a cada um desses equipamentos e componentes. No anexo 6 deste trabalho, encontra-se um estudo mais detalhado dos sistemas de proteção.

5.6. Sistemas de Proteção dos Principais Equipamentos

5.6.1. Sistemas de Proteção para um gerador

Em um gerador elétrico, as proteções devem se preocupar em protegê-lo de perturbações e avarias externas, que acontecem na rede elétrica e que podem prejudicar o funcionamento do gerador, e também das avarias que ocorrem internamente ao gerador, como no seu enrolamento ou em outros componentes.

No caso de defeitos externos, o gerador pode estar sujeito a repentinas elevações de tensão e velocidade, causadas por desligamentos ou reduções bruscas de carga, ou ainda elevações de corrente. Já as anomalias que ocorrem no interior do gerador são normalmente atribuídas a defeitos de isolamento da armadura ou do rotor, causados por sobretensões ou envelhecimento de componentes (BORTONI e MARTINS, 2002).

Os geradores são os equipamentos mais caros em um sistema de potência, e são sujeitos a mais tipos de defeitos que qualquer outro equipamento (CAMINHA, 1991). Por isso, o desejo de protegê-los contra essas possíveis condições anormais, e ao mesmo tempo manter a proteção simples e confiável resulta em opiniões divergentes entre os especialistas em proteção. Isso porque uma operação intempestiva pode ser, às vezes, tão grave quanto uma falha ou demora de atuação da proteção.

A tabela a seguir, apresentada em CAMINHA, 1991, apresenta uma sugestão das proteções adotadas em função somente da potência dos elementos, sem diferenciar tipos de geradores ou de turbinas. A tabela é somente uma sugestão, pois, conforme dito anteriormente, a decisão por um ou outro tipo de proteção deve se subsidiar por estudos detalhados, caso a caso. Os números que aparecem em cada tipo de proteção é o código ANSI (American National Standard), que é o código padronizado internacionalmente para cada função de proteção.

Tabela 5 – Indicações para proteção de geradores

Tipo de proteção indicada	Função da proteção	Regime nominal MW			
		< 1	>=1	>10	>100
Diferencial - 87	Proteção para desequilíbrios de corrente nos enrolamentos do gerador	-	-	x	x
Sobrecorrente - 50/51	Proteção quando o valor da corrente ultrapassa um limite pré-ajustado	x	x	-	-
Sobrecarga - 26	Proteção quando o gerador for submetido a sobrecarga em seu eixo	x	x	x	x
Sobretensão - 38/49	Proteção quando há sobreaquecimento	-	x	x	x
Corrente de sequencia neg.- 46	Proteção quando há desequilíbrio de carga	-	-	x	x
Perda de carga - 81	Proteção para sub/sobrefrequencia	-	-	-	x
Perda de excitação - 40	Proteção contra perda de excitação,provocando aquecimento	-	-	x	x
Perda de sincronismo - 25/78	Proteção para garantir o sincronismo do gerador com a rede	-	-	-	x
Sobrevelocidade - 12/81	Proteção contra sobrevelocidade, que ocorre quando há rejeição de carga	x	x	x	x
Sobretensão - 59	Proteção contra sobretensões que se mantém por um determinado período	x	x	x	x

Fonte: adaptado de CAMINHA, 1991

A descrição de cada função de proteção está detalhada no Anexo 6.

Anteriormente, todas as funções descritas na tabela eram executadas por relés eletromecânicos, cada um com sua função. Com o advento da eletrônica, atualmente são usados relés que utilizam tecnologia digital microprocessada, que são programados para executar múltiplas funções de proteção.

5.6.2. Sistemas de Proteção para um transformador

As principais falhas que podem ocorrer em um transformador são curto-circuito nos enrolamentos e sobreaquecimento. Os curto-circuitos resultam de defeitos de isolamento, que por sua vez ocorrem principalmente devido a sobretensões e sobreaquecimento. As sobrecargas repetitivas, permanentes ou temporárias, conduzem a um envelhecimento precoce dos isolantes dos enrolamentos, e acabam por provocar curto-circuito.

Porém é importante lembrar que as falhas que venham a ocorrer em um transformador podem levar a desligamentos, forçados ou não, que acabam

implicando substituições, paralisações, manobras, riscos e manutenções. Assim, existe uma série de recomendações operacionais a que um transformador está submetido, além de um conjunto de relés de proteção cujo uso pode proteger o transformador de maiores problemas. Um detalhamento destes estudos encontra-se no Anexo 6 deste trabalho.

5.6.3. Sistemas de Proteção para linhas e barras

Uma proteção de linha deve garantir que todo defeito seja eliminado tão rapidamente quanto possível, sendo também desligada uma única seção, de mínima extensão possível. No caso de linhas, o defeito mais importante a ser eliminado é o curto-circuito.

No caso das barras, que são usadas para interligar as linhas de transmissão, o principal defeito que pode ocorrer é o curto-circuito. Em barras, o curto-circuito pode ocorrer devido a rompimento de isolamento, presença de objetos estranhos, tais como animais e pássaros, e rompimento de conectores.

Não existe um critério geral e claramente definido para aplicação de proteção em linhas e barras, pois a configuração de barras e linhas adotada para cada instalação influencia a forma como a proteção atua, e cada caso deve ser analisado separadamente.

No anexo 6 encontram-se apresentadas, de forma mais detalhada, as proteções de linhas e barras.

5.7. Interligação – Práticas e Critérios Atualmente Utilizados

Como já foi citado em capítulos anteriores, o Brasil ainda não possui legislação específica sobre a interligação de produtores independentes à rede de distribuição, sendo que os critérios são atualmente estabelecidos pelas concessionárias. Na verdade, a questão da interconexão de autoprodutores, ou geração distribuída, é uma questão em discussão em nível mundial, sendo que alguns países já estabeleceram normas específicas para este fim.

Os Estados Unidos foram pioneiros em viabilizar esta forma de oferta de energia em larga escala ainda no final da década de 70, com o PURPA – Public Utility Regulatory Policy Act, que foi um programa que visava diminuir a dependência de petróleo estrangeiro, incentivando o uso de fontes alternativas de energia (BORTONI, 2002).

Das normas americanas relativas à interligação, pode-se citar a norma ANSI/IEE std 1001-1988 “IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems”, e uma mais recente, a norma “IEE P1547 Std Draft 02 Standard for Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems”, e é baseada nessas normas que as concessionárias estabelecem seus requisitos. Não existe um padrão, cada empresa estabelece seus próprios requisitos.

No Brasil, conforme já citado no capítulo 3, a ANEEL está em fase de contratação de serviços de consultoria para elaboração das normas a serem adotadas para este fim. Além disso, o ONS – Operador Nacional do Sistema, em virtude do crescente número de autorizações que vem sendo emitidas para implantação de centrais de geração distribuída no Brasil, notadamente de centrais eólicas na região Nordeste do país, vem desenvolvendo uma série de ações no sentido de estabelecer os procedimentos e requisitos a serem atendidos por esses agentes²⁹.

Um dos primeiros resultados obtidos foi a publicação do documento intitulado “Elaboração de Regulamentação Técnica para Ligação às Redes Elétricas de Produção Independente de Energia Elétrica”, em abril de 2003. Este documento foi elaborado pela INESC PORTO – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto, Portugal, que foi contratada pelo ONS, e sua versão na íntegra estava disponível no site do ONS no final de julho de 2003. Neste documento, é apresentada uma visão geral da situação em que se encontra a legislação do setor elétrico de alguns países da América do Sul e

²⁹ Fonte: www.ons.com.br, resultados do Seminário sobre Requisitos para Conexão e Operação de Centrais Eólicas à Rede Elétrica, consultado em 29/julho/2003

também da Espanha e Portugal, e são apresentadas algumas propostas no sentido de estabelecer uma norma técnica para a questão da interconexão.

Esse documento encontra-se ainda em fase de estudos e análises, e deverá ser submetido à apreciação de técnicos do setor elétrico de forma que, em conjunto com a ANEEL, o ONS possa ter condições de estabelecer os critérios que deverão ser adotados para a interconexão.

Embora grande parte das concessionárias apresente normas bastante semelhantes, é de fundamental importância a definição de regras de acesso caracterizadas por princípios de transparência, simplicidade, sem que se comprometa a qualidade do fornecimento.

Recentemente, foi publicado um estudo pela WADE – World Alliance for Decentralized Energy, onde era dito que uma das principais barreiras impostas ao crescimento da produção independente no Brasil era a inexistência de regras claras e atualizadas que definissem as condições de ligação às redes (WADE, 2003). Assim, é de fundamental importância a busca da normalização no que diz respeito ao acesso à rede de energia elétrica.

5.7.1. Requisitos da interligação

Como já foi mencionado anteriormente, quanto maior a potência do gerador a ser interligado, maior será a chance dessa conexão ser feita em tensões mais altas. Da mesma forma, a influência que essas centrais de geração podem ter sobre o desempenho do sistema elétrico da concessionária também é proporcional ao nível de tensão. Por isso, é de interesse e necessidade da concessionária participar do esquema de proteção dessa interligação.

As preocupações de ambos os lados são coerentes. A conexão dos produtores independentes na rede de distribuição acaba interferindo no equilíbrio que havia no sistema, pois adiciona mais carga em um sistema estável. As redes de distribuição foram planejadas para operar alimentando cargas, não prevendo, a princípio, conexão de fontes de geração. Por isso, a análise do

sistema de proteção da interconexão deve levar em consideração as preocupações dos dois lados, produtor independente e concessionária, sem que o custo de implantação dessa proteção seja proibitivo.

De qualquer maneira, seja a central de geração de pequeno ou de grande porte, as preocupações com a proteção são basicamente as mesmas, sendo que dois aspectos são de fundamental importância: a detecção de perda de paralelismo e o religamento automático.

A maioria das falhas em sistemas elétricos é de curta duração. Por isso, a função chamada “religamento automático” é bastante utilizada. O equipamento utilizado para esse fim é o religador, que faz sucessivas tentativas de restabelecimento do sistema, até que o mesmo tenha sucesso, ou até que o religador atinja um número limite de tentativas, quando o sistema é definitivamente desligado.

O grande problema do religamento é que, após um desligamento, mesmo que momentâneo, pode ser que as condições para o paralelismo já não se verifiquem mais, o que pode provocar grandes torques nos eixos dos geradores, podendo vir a danificá-los seriamente. Assim, a preocupação para que o religamento não ocorra fora de sincronismo é muito importante.

Dessa forma, pode-se dizer que a principal função do sistema de proteção da interconexão é a capacidade de perceber quando o gerador do produtor independente não está mais operando em paralelo com a rede, e desconectá-lo da rede. Assim, previne-se danos para os dois lados. Essa função pode ser implementada de diferentes maneiras, com diferentes combinações de relés. No Brasil, cada concessionária tem seu padrão de esquema de proteção.

No caso de produtores que injetam seus excedentes na rede, pode ocorrer a situação de operação “ilhada” quando ocorre a perda do paralelismo. A operação “ilhada” é a situação na qual, após a perda do paralelismo, a central isolada passa a fornecer energia a clientes da concessionária que ficaram desligados após a abertura do religador. Essa questão de permitir ou não

operação em ilha é uma questão de filosofia de operação da própria concessionária, podendo variar de uma para outra.

Quando a operação em ilha é permitida, e a central de geração passa a suprir parte dos consumidores após uma perda de paralelismo, precisa-se limitar a carga a ser atendida levando-se em conta a capacidade de geração da central. Esse esquema chama-se Sistema de Rejeição de Cargas, onde ocorre o desligamento de cargas não prioritárias até que a demanda se iguale à capacidade de geração da central.

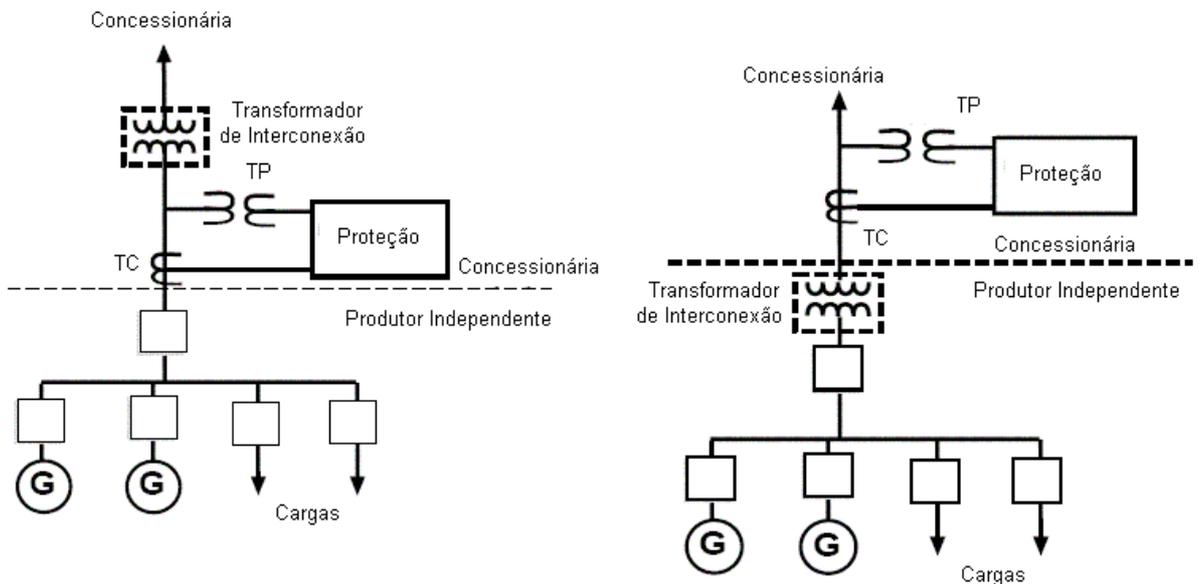
Quando a operação em ilha não é permitida, pode-se usar técnicas de transferência de disparo, conhecida por Transfer Trip – TT. Neste caso, quando da abertura do disjuntor, ou atuação do religador da concessionária, automaticamente é disparado um sinal que provoca a abertura do disjuntor de interligação da central geradora, desconectando-a da barra da concessionária. Assim, a central de geração fica protegida de um eventual religamento por parte da concessionária, feito fora de sincronismo.

Para o produtor independente, é mais seguro quando não ocorre a operação ilhada, pois o desligamento momentâneo da interligação com a concessionária faz com que os geradores do lado do autoprodutor acelerem ou desacelerem, o que faz com que eles não estejam mais em fase com a rede no ato do religamento, o que poderia causar avarias no eixo do gerador. Assim, o melhor é que ocorra o Transfer Trip, de forma a proteger a central geradora de um religamento feito fora de sincronismo (CLEMENTINO, 2001).

Outras proteções importantes no ponto de interligação são as proteções contra desequilíbrio de cargas e também as proteções contra faltas externas. Normalmente essas anormalidades da rede são percebidas pela ocorrência de sub/sobretensão, sub/sobrefreqüência, ou sub/sobrecorrente. Atualmente, a proteção da interligação é feita com relés multifunção, que, além de incorporar as funções básicas de proteção, possui ainda outras funções de proteção opcionais, além dos recursos de autodiagnóstico, registro de perturbações, entre outros.

Normalmente, a proteção da interconexão é colocada no ponto comum entre a geração e a rede da concessionária. Na maioria das vezes esse ponto comum é o transformador de interligação, que é colocado para nivelar a tensão de geração com a tensão da rede, e onde fica o disjuntor de conexão entre as duas partes. Esse ponto comum pode ser definido como sendo o secundário ou o primário do transformador, dependendo da concessionária, tal como no desenho a seguir.

Figura 7 – Proteção da Interligação



Fonte: Mozina, 2000

A seguir, serão apresentadas algumas práticas e critérios atualmente utilizados para a proteção da interligação.

5.7.2. Proteção da Interligação

A filosofia de conexão de grandes geradores a um sistema elétrico pode variar bastante de uma concessionária para outra. Assim, pretende-se apresentar

alguns critérios e as práticas sugeridas por diferentes autores, de forma a subsidiar a apresentação de uma sugestão.

Em MOZINA, 2000, é apresentada uma tabela com as principais funções de proteção da interligação resumidas. A tabela é reproduzida a seguir.

Tabela 6 – Funções de Proteção da Interligação

Objetivo da proteção	Proteções requeridas
Detecção de perda de paralelismo	81O/U, 27/59, 59I, Transfer Trip
Detecção de curto circuitos entre fases	51V, 67, 21
Detecção de curto circuitos à terra	51N, 67N, 59N, 27N
Detecção de condições de desequilíbrio	47 e 46
Detecção de fluxo de potência anormal	32
Detecção de condições pra o sincronismo e paralelismo	25

Fonte: MOZINA, 2000

Nos EUA, a Public Utility Commission of Texas, que é o órgão que regulamenta o setor elétrico do Estado do Texas, possui alguns critérios para a interligação, que variam em função da potência do gerador a ser instalado pelo produtor independente, e que estão resumidos na tabela abaixo.

Tabela 7 - Requisitos exigidos pela Public Utility Commission of Texas

Tipo de proteção	Monofásico		Trifásico		
	Potência instalada				
	<= 50kW	<= 10kW	100kW a 500kW	500kW a 2MW	2MW a 10 MW
Dispositivos de interrupção	x	x	x	x	x
Dispositivo de desconexão do gerador	x	x	x	x	x
Relé de sobretensão - 59	x	x	x	x	x
Relé de subtensão - 27	x	x	x	x	x
Relé de sobre/sub frequência - 81U/81O	x	x	x	x	x
Check de sincronismo - 25	A/M	A/M (1)	A/M (1)	A	A
Sobre tensão e sobrecorrente do neutro -50/51	-	-	(2)	(2)	(2)
Relé de potência reversa - 32	-	-	(3)	(3)	(3)
Se gera excedentes, usar relé direcional de potência	-	-	-	x	x
Regulador automático de tensão	-	-	-	-	(1)
Telemetria ou Transfer Trip	-	-	-	-	x

Legenda:

x = proteção necessária - = proteção não é necessária

(1) = Necessária para instalações com capacidade de operação isolada

(2) = Depende do sistema de aterramento da instalação

(3) = Necessário, desde que a potência do gerador seja menor que a mínima carga

A/M = Automático ou Manual

Fonte: adaptado de Bortoni, 2002³⁰

Já no Estado da Califórnia temos outra abordagem, mais flexível e já estabelecida há muitos anos. A Califórnia Public Utilities Commission afirma que não se deve fixar os equipamentos necessários à proteção do sistema, bastando fixar seus critérios, os quais são apresentados a seguir (NOGUEIRA e SANTOS, 1987):

- Proteção contra re-energização inadvertida ou involuntária da rede;
- Proteção contra fechamento de paralelismo fora de sincronismo;
- Proteção contra sobrecorrente;
- Proteção contra operação desbalanceada;
- Proteção contra falta à terra;
- Proteção contra geração com tensão e frequência fora dos limites aceitáveis;
- Proteção contra baixo fator de potência.

No Reino Unido, as proteções requeridas para produtores independentes são definidas também em função da potência do gerador, para ligações em redes de distribuição (de 13,8 a 138 kV). As informações estão resumidas na tabela a seguir.

³⁰ Adaptado a partir de informações disponíveis em “CHAPTER 25. SUBSTANTIVE RULES APPLICABLE TO ELECTRIC SERVICE PROVIDERS”, disponível em <http://www.puc.state.tx.us>

Tabela 8 - Requisitos exigidos no Reino Unido

Tipo de proteção	Potência instalada	
	500kVA - 5MVA	5 - 50MVA
50 - Relé de sobrecorrente trifásico instantâneo	-	X
51V - Relé de sobrecorrente trifásico temporizado com restrição de tensão	X	X
51N - Relé de sobrecorrente trifásico temporizado para falta à terra	X	X
32 - Relé para proteção de inversão do fluxo de potência	X	X
40 - Relé de perda de excitação	X	X
87 e 87N - Relé de proteção diferencial de fase e de neutro	X	X
81U/81O - Relé de sobre/sub frequência	X	X
27/59- Relé de sobre e sub tensão	X	X
46 - Relé de sequência de fase negativa	-	X
59N - Relé para deslocamento do neutro	X	X
67N - Relé direcional para falta à terra	-	X
64 - Proteção do rotor	-	X

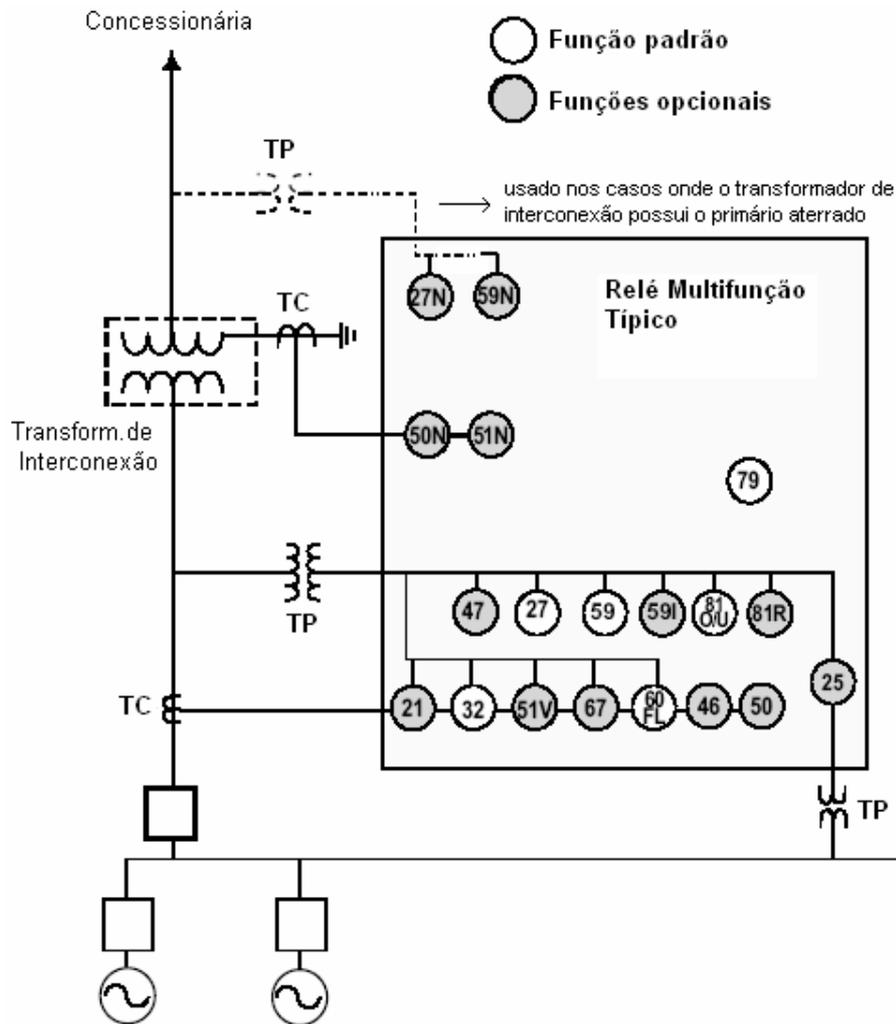
Legenda:

x = proteção necessária - = proteção não é necessária

Fonte: adaptado de Lopes et. all, 2003

A complexibilidade do sistema de proteção da interconexão geralmente varia em função da potência e tipo do gerador, a tensão da rede onde será feita a interligação e do tipo do transformador usado no ponto de conexão (MOZINA, 2000), e o custo desse sistema de proteção é proporcional ao nível de complexibilidade desejado. Atualmente, existem relés digitais que incorporam a maior parte das funções em um único dispositivo, desde relés simplificados, que incorporam apenas as funções básicas de proteção, até mesmo sofisticados relés multifunções, com elevado grau de complexibilidade. A escolha de qual relé será adotado depende da filosofia de cada projeto. A figura a seguir mostra um exemplo de um relé multifunção do fabricante BeckWith, mostrando o releamento padrão, e as funções opcionais disponíveis.

Figura 8 - Relé Multifunção Típico



Fonte: MOZINA, 2000

Como pode se observar, os requisitos apresentados por diferentes fontes não diferem muito entre si. Assim, comparando-se os diversos autores, pode-se concluir que os resultados apresentados no trabalho elaborado pela INESC Porto podem ser considerados uma recomendação a ser sugerida. Embora o mesmo não faça distinção da potência do gerador a ser instalado, mas sim do nível de tensão a qual será feita a interligação, a sugestão cobre as principais falhas que podem ocorrer na interligação.

- **Ligações às redes de 138 kV:**

→ Relés de máximo e mínimo de tensão, 27 e 59, respectivamente;

- Relés de máximo e mínimo de frequência, 81U e 810, respectivamente;
- Relés de máximo de intensidade, com tempo de atuação instantâneo, 50, temporizado, 51;
- Relés para detecção de defeito à terra com tempos de atuação instantâneo e temporizado, 50N e 51N, respectivamente;
- Relés 21 e 21N, relés de distância, associados a teleproteção;
- Relé de máximo de intensidade direcional de neutro, 67N.

- **Redes de 69 kV:**

- Relés de máximo e mínimo de tensão, 27 e 59, respectivamente;
- Relés de máximo e mínimo de frequência, 81U e 810, respectivamente;
- Relés de máximo de intensidade, com tempos de atuação instantâneo, 50, e temporizado, 51;
- Relé de tensão de seqüência zero 59N, juntamente com o relé 67N.

- **Redes de 13,8/34,5 kV**

- 51/51N na proteção dos alimentadores;
- Relés de máximo e mínimo de tensão, 27 e 59, respectivamente;
- Relés de máximo e mínimo de frequência, 81U e 810, respectivamente;
- Relés de máximo de intensidade, com tempos de atuação instantâneo, 50, e temporizados, 51;
- Relés para detecção de defeito à terra com tempos de atuação instantâneos e temporizados, 50N e 51N, respectivamente;
- Relé de tensão de seqüência de zero, 59N.

De qualquer maneira, a forma mais confiável de verificar a adequação do esquema de proteção e de simular casos especiais é através de simulações dinâmicas. Para isso, utilizam-se programas que permitem a modelagem dinâmica de todos os relés do paralelismo e de outros que possam desligar os geradores ou cargas prioritárias por atuação indevida, tais como os relés de sobrecorrente, de perda de campo, de reversão de potência do gerador e de subtensão dos motores (VINCENT e VASCONCELLOS, 1999). Além disso, é necessária a modelagem detalhada das características eletromecânicas dos motores e geradores. Por isso, embora existam esquemas padrão e ajustes já estabelecidos, o esquema de proteção poderá ser diferente pra cada projeto de interligação.

5.8. Normas técnicas de algumas concessionárias

Neste item, será apresentado um resumo dos requisitos exigidos por algumas concessionárias brasileiras para a interligação. De fato, quase todas as concessionárias têm procurado desenvolver o seu padrão de interconexão, segundo seus padrões de proteção e operação, visto não haver uma padronização definitiva regulamentada. Assim, as concessionárias adotam seus próprios padrões, desde as mais livres até as mais conservadoras. Algumas delas possuem critérios bem estabelecidos, em forma de normas que podem ser disponibilizadas aos interessados.

Será apresentado em seguida um resumo das normas da CEMIG, da Elektro e da CPFL. Esses documentos foram disponibilizados pelas empresas através de correio eletrônico, a partir de contatos pessoais da autora.

A primeira questão que se levanta é com relação ao sistema de proteção exigido para a interligação. As exigências são muito parecidas, como se pode ver na tabela a seguir. Na mesma tabela, são apresentadas as recomendações sugeridas anteriormente, como forma de comparação.

Tabela 9 – Proteções Requeridas

Proteções requeridas								
Relé	Tipo	Função	Concessionárias ¹			Sugestão INESC ²		
			CEMIG	Elektro	CPFL	138kV	69kV	13,8/34,5kV
25	Relé de sincronismo	Permite o paralelismo de dois circuitos quando ambos estiverem dentro de limites prefixados de tensão, frequência e ângulo de fase	S	S	S	— ³	— ³	— ³
27	Relé de subtensão	Bloqueia a operação do disjuntor de interligação quando houver tensão na linha da concessionária	S	S	S	S	S	S
32	Relé direcional de potência	Vai abrir o disjuntor de interligação quando houver fluxo de potência no sentido da concessionária para o produtor independente	–	S ⁴	S ⁴	–	–	–
50/51 e 50/51N	Relé de sobrecorrente instantâneo e temporizado (fase e neutro)	Manda sinal de abertura para o disjuntor de interligação para correntes acima de um dado valor (curtocircuito)	S	S	S	S	S	S
59 e 59N	Relé de sobretensão (fase e neutro)	Manda sinal de abertura para o disjuntor de interligação quando ocorrer sobretensão	S	S	S	S	S	S
67 e 67N	Relé de sobrecorrente direcional (fase e neutro)	Manda sinal de abertura para o disjuntor de interligação quando houver faltas na linha da concessionária	S	S	–	S	S	–
81	Relé de sobre e subfrequência	Opera quando ocorre uma variação da frequência fora dos limites pré-estabelecidos	S	S	S	S	S	S
79	Religamento	Religar automaticamente o disjuntor de interligação, para eliminar faltas passageiras	–	S	S	–	–	–
21	Relé de distância	Usado na proteção das linhas de transmissão (pode ser usado no lugar do 67)	–	–	S	S	–	–

Legenda:

¹ Tabela elaborada pela autora, com base nas normas técnicas fornecidas pelas concessionárias citadas

² LOPES et.al, 2003

³ a critério de cada concessionária

⁴ opcional, depende de análises

Como se observa na tabela anterior, não há grandes diferenças entre os requisitos exigidos pelas concessionárias citadas. O uso ou não do relé direcional de potência, assim como a existência ou não de religamento, são questões definidas pela filosofia de operação de cada concessionária. O que se pode destacar é que em nenhuma das normas existe diferenças de exigências em função da potência do gerador, o que poderia simplificar o processo.

Outro ponto a destacar é que a tabela anterior diz respeito apenas a proteção da interligação, pois as proteções do transformador e do gerador são de responsabilidade do produtor independente. Com relação às proteções de linha, as mesmas devem ser analisadas caso a caso, pois os parâmetros da linha, assim como a carga, são diferentes em cada situação.

Existe uma série de outras exigências, além da questão da proteção, que são praticamente as mesmas para todas as concessionárias. A tabela a seguir, elaborada a partir das informações contidas nas normas das concessionárias, ilustra, de forma comparativa, essas exigências.

Tabela 10 - Requisitos exigidos pelas concessionárias

Requisitos exigidos			
Requisitos	Concessionárias ¹		
	CEMIG	Elektro	CPFL
Exige a instalação de transformador	S	S	S
Exige disjuntor de interligação, com check de sincronismo	S	S	S
Permite operação ilhada	S ²	N	N
Limita a corrente de curto-circuito	S	S	S
Permite religamento automático	*	S	S
Sistema de medição fornecido e custeado pela concessionária	N	*	S
Exige sistema de comunicação direto entre prod indep e concessionária	*	S	S
Fornecer a instrução de operação aos operadores do Prod Independente	*	*	S

Legenda:

* informação não conclusiva

¹ Tabela elaborada pela autora, com base nas normas técnicas fornecidas pelas concessionárias citadas

² Somente permite operação ilhada em casos isolados, a serem avaliados pela CEMIG

Como pode ser visto na tabela anterior, não há uma grande diferença entre as concessionárias. Pode-se inferir pelas informações da tabela que a CPFL apresenta as informações mais completas que as demais, CEMIG e ELKTRO.

Neste ponto, algumas considerações merecem ser feitas. No caso da CEMIG, consta a seguinte exigência:

- “A CEMIG poderá, a qualquer tempo, exigir a instalação ou exclusão de equipamentos adicionais aos sugeridos nesta cartilha em função de análises de seus técnicos”.

Exigência semelhante é encontrada na norma da CPFL:

- “As especificações de todos os equipamentos de proteção, controle, supervisão e comunicação necessários ao paralelismo devem atender os requisitos mínimos previstos nesta Norma Técnica. A CPFL reserva-se o direito de solicitar a qualquer tempo a substituição ou a inclusão de equipamentos adicionais aos aqui recomendados, em função de características particulares do sistema elétrico do Autoprodutor ou do seu próprio sistema.”

Já na norma da ELEKTRO, consta a mesma exigência, escrita de maneira muito semelhante

- “As especificações de todos os equipamentos do ponto de interligação necessárias ao paralelismo devem atender os requisitos desta norma. A ELEKTRO se reserva o direito de solicitar a inclusão de equipamento adicionais aos recomendados, em função de características particulares do sistema elétrico do autoprodutor ou do seu próprio sistema”.

Ou seja, em todos os casos, podem ocorrer solicitações adicionais ao longo da implantação do projeto. Se novas exigências são feitas ao longo do processo de implantação da interligação, o acessante não tem outra opção que não a de concordar e arcar com os custos dessas exigências, caso não deseje atrasar a implantação de seu projeto.

Num investimento, a programação dos gastos a serem efetuados ocorre no início do processo, como forma de se prever o custo total do projeto e os financiamentos necessários. Por isso os produtores independentes alegam que solicitações extras que surgem no decorrer do processo atrapalham o fluxo de caixa da empresa, podendo até mesmo causar atrasos indesejados ao projeto.

Embora a Resolução ANEEL 281 estabeleça que os encargos decorrentes da conexão sejam objeto de negociação entre acessante e concessionária, a CEMIG define em sua norma que os custos devem ser totalmente pagos pelo acessante, tal como no item a seguir.

- “Será de responsabilidade do Acessante todas as obras, materiais e equipamentos, gastos para adequar a Linha de Distribuição à nova condição com a Usina conectada”.

No caso da CPFL e ELEKTRO, não existe menção a estes custos. Os produtores independentes alegam que seria mais justo que esses custos fossem cobertos pela concessionária, uma vez que as obras de reforço serão feitas em suas instalações, e não nas do acessante, e que dessa forma o acessante acaba tendo que se responsabilizar por obras de reforço na distribuição, o que não é de fato sua obrigação. Já as concessionárias alegam que a solicitação de conexão partiu do acessante, e que, se não fosse pela nova conexão, não haveria necessidade de ampliação ou reforço em suas instalações.

Pode-se concluir que, com relação às exigências técnicas para a interligação, não há exigências exageradas por parte das concessionárias. Mas Já com relação às demais exigências que devem ser cumpridas, percebe-se que podem ocorrer problemas com aquelas regras que não estão escritas, que acabam aparecendo ao longo do processo de implantação da interligação. A falta de regulamentação cria uma lacuna que acaba dando um poder maior às concessionárias.

Dessa forma, entende-se que o estabelecimento dos Procedimentos de Rede é de extrema necessidade, para que se possa normatizar a questão técnica da interligação.

6. ESTUDO DE CASO: USINA SANTA ADÉLIA

Neste capítulo será apresentado o projeto de ampliação da capacidade de geração que a Usina Santa Adélia implantou, como forma de ilustrar os aspectos discutidos anteriormente neste trabalho. As informações aqui colocadas foram disponibilizadas pela equipe técnica da usina, em viagens feitas às instalações da usina e através de várias trocas de correio eletrônico.

6.1. A Usina Santa Adélia

A Usina Santa Adélia situa-se no município de Jaboticabal, no Estado de São Paulo, distante 350 km da capital. O mapa a seguir mostra a localização da usina.

Figura 9 – Localização da Usina Santa Adélia



Fonte: www.usinasantaadelia.com.br

O plantio de cana na Usina Santa Adélia começou em 1930, assim como a produção de açúcar, sendo que o álcool só começou a ser produzido em 1943. Na última safra (2002/2003) a usina moeu 2.033.000 toneladas de cana, produzindo 87 milhões de litros de álcool e 172.000 toneladas de açúcar. Hoje a usina Santa Adélia gera aproximadamente 2.500 empregos diretos.

A Usina Santa Adélia tem disponível por safra cerca de 1.900 mil toneladas de cana, sendo que sua capacidade de moagem é de 480 toneladas de cana por hora. Sendo o número médio de horas por safra de 3.950 ao ano, esta usina acaba produzindo 494.000 toneladas de bagaço por safra, sendo que deste total são consumidas 440.900 toneladas. Até o ano de 2002 a usina já possuía instalado um turbogerador de 8 MW, em sistema de cogeração, onde eram gerados 6,8 MW, que eram consumidos integralmente pela usina. Ou seja, não havia excedente de energia, e todo o bagaço era queimado nas caldeiras de pressão 21kgf/cm² e temperatura de 300°C.

6.2. O projeto de ampliação da geração de energia elétrica

Para a realização do projeto de ampliação da geração de energia elétrica, foi criada uma nova empresa, a Termoelétrica Santa Adélia Ltda, constituída em 23/07/2001, tendo como objetivo a cogeração de energia elétrica a partir de bagaço de cana. Essa empresa foi autorizada pela ANEEL a estabelecer-se como Produtor Independente, autorização esta que consta na Resolução N.º 198 de 09/04/2002.

Os estudos que subsidiaram o projeto foram desenvolvidos visando a otimização do sistema de cogeração existente, de forma a se obter excedentes de energia elétrica. Não houve investimentos na melhoria da eficiência do processo na busca de excedentes de bagaço, nem na diminuição do consumo de vapor. No presente caso, a maximização da geração de excedentes está condicionada à quantidade de vapor expandido nas turbinas, que deverá ser prevista para operar com a máxima eficiência possível.

Assim o projeto considera como premissa básica a produção da quantidade necessária de vapor para atender ao processo de fabricação e a geração da maior quantidade possível de energia elétrica na expansão entre a pressão em que o

vapor é produzido nas caldeiras (63 bar) e a pressão em que é consumido na fábrica (2,5 bar).

Neste contexto os excedentes de energia elétrica que são passíveis de comercialização – demanda de cerca de 22,5 MW - foram calculados de forma bastante conservadora, considerando o sistema operando de modo balanceado – o vapor expandido nas turbinas atende as necessidades de energia térmica do processo da Usina sem que ocorram sobras. Na situação atual estes valores são da ordem de 510 kg de vapor por tonelada de cana.

Além disso, o projeto já contempla, no que diz respeito à capacidade das caldeiras, um aumento previsível de moagem ou a utilização da palha de cana como combustível adicional, que poderá trazer um acréscimo de energia comercializável estimado em até 40% do total proposto no projeto.

Outro aspecto a ser considerado, no contexto da concepção de projeto, é relativo aos custos de operação e manutenção do projeto, que deverão se manter nos níveis atuais. O valor deste custo não foi informado. As premissas consideradas neste sentido são:

- Os custos de operação dos principais equipamentos destinados a cogeração de excedentes de energia elétrica (caldeiras e turbo-geradores), em princípio permanecem inalterados. A possível sofisticação com relação à instrumentação pode ser facilmente absorvida pelo corpo técnico da usina.
- Os incrementos de custos de Operação e Manutenção na geração de vapor seriam os relativos ao tratamento de água e ao consumo adicional de bagaço em razão da alteração da pressão do vapor de 22 para 63 bar.

No tocante ao tratamento de água, a estratégia que vem sendo adotada por usinas que já operam com pressão do vapor de 63 bar é de direcionar todo condensado, devidamente monitorado quanto à contaminação, para as caldeiras.

A estação desmineralizadora somente garante a reposição das perdas de condensado. Com relação ao bagaço, o eventual acréscimo de consumo em consequência da geração de vapor a pressão de 63 bar é compensado pela melhor eficiência das caldeiras. As caldeiras existentes que serão substituídas operam com eficiência em torno de 79%, enquanto que as caldeiras novas estão sendo especificadas para operarem com eficiência mínima de 87%. Estima-se que o consumo de bagaço da usina fique em torno de 118 t/h, ou seja, nos mesmos níveis atuais.

A concepção do projeto foi direcionada para a utilização de equipamentos disponíveis no mercado nacional. Foi escolhida a alternativa de pressão de 63bar e temperatura de 480°C. Quanto à capacidade, a usina levou em consideração a possível ampliação de moagem das atuais 480 para 680 toneladas de cana / hora, mantendo-se o atual nível de consumo de processo (510 kg/tc), o que resulta em duas unidades de 175 t vapor/h.

As caldeiras terão sistemas de retenção de fuligem via úmida, o que diminui a emissão de material particulado na chaminé. Dessa forma, pretende-se garantir o padrão de emissão previsto na legislação vigente. Os efluentes deste sistema serão enviados aos decantadores, de onde a água limpa retorna ao sistema, fechando o circuito.

O turbogerador com capacidade de 34 MW foi escolhido para absorver o vapor gerado nas caldeiras de 63bar. A turbina foi especificada para ter uma extração de vapor (aproximadamente 40%) à pressão de 22bar. O vapor extraído segue para alimentar as turbinas de acionamento da moenda, que foram reformadas visando um aumento da eficiência térmica e conseqüentemente a redução do consumo de vapor. O turbo gerador atualmente existente na Usina, com capacidade de 8 MW, permanecerá como reserva, entrando no sistema apenas nas situações de emergência.

Na primeira fase do projeto (2002), enquanto as caldeiras de alta pressão não estavam totalmente implantadas, o turbo gerador de 34 MW operava à pressão de 22 bar, sem extração, e em paralelo com o turbo gerador antigo de 8 MW.

O vapor condensado nos diferentes equipamentos de processo segue para o desaerador térmico e deste para as bombas de alimentação de água das caldeiras. O desaerador tem por finalidade retirar o oxigênio e os gases incondensáveis da água, além de servir como depósito para atender as flutuações de carga das caldeiras. O equipamento foi dimensionado para atender a demanda das duas caldeiras operando em sua capacidade máxima com tempo de retenção de 20 minutos. A água desmineralizada de reposição também é enviada ao desaerador, onde é misturada aos condensados vindos do processo.

A água de reposição para as caldeiras de alta pressão deverá ser isenta de ions e para isto é necessária a instalação de uma estação de desmineralização. Esta terá capacidade para tratar toda água de reposição do sistema de alimentação das caldeiras, sendo alimentada com água proveniente da Estação de Tratamento de Água existente.

A concepção do projeto prevê, em sua quase totalidade, a utilização de equipamentos disponíveis no mercado interno. Neste contexto, os fornecedores seriam os mesmos que vêm tradicionalmente atendendo ao setor, como indicado a seguir:

- Caldeira: CALDEMA
- Turbina: TGM
- Geradores : WEG
- Desaerador: CALDEMA

O investimento total do projeto foi de R\$35 milhões, sendo que deste total 20% foram recursos próprios e os 80% restantes financiados junto ao BNDES, em condições especiais, pois o projeto se enquadrava no Programa de Apoio à

Cogeração de Energia Elétrica a partir de Resíduos de Biomassa, que foi apresentado anteriormente neste trabalho..

6.3.A interligação com a CPFL

Durante a fase de projetos, foram estudadas duas alternativas para fazer a conexão com a CPFL:

Opção 1: Construção de uma subestação elevatória de 13,8 kV para 69 kV e transmissão neste nível de tensão até a Subestação Córrego Rico, que dista aproximadamente 5 km da Usina.

Opção 2: Construção de uma subestação elevatória de 13,8 kV para 138 kV e transmissão neste nível de tensão até a rede da CPFL mais próxima da usina, que é o ramal que interliga a Subestação Laranjeiras a Subestação Iguape, que dista aproximadamente 2 km da usina.

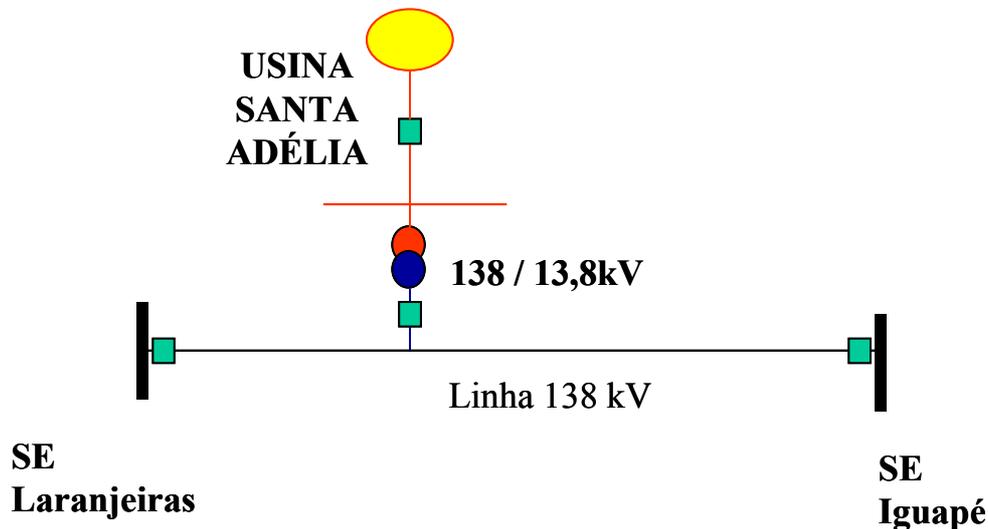
A opção 2 foi sugerida pelos técnicos e projetistas, pois para o nível de potência gerado e exportado (>20 MW) a tensão de 138 kV é mais adequada. Além disso, a diminuição significativa da distância para conexão com a rede implica em menores perdas da energia transmitida, além da redução dos custos de implantação do ramal de interligação.

Assim, escolhida a opção 2, a conexão da usina ao sistema 138 kV da CPFL foi feita através de um ramal em 138 kV, da subestação da usina até o ponto da conexão à rede, de aproximadamente 2 km de extensão, com possibilidade de futura instalação de circuito adicional e modificações na subestação, construída para elevar a tensão de geração de 13,8 kV para 138 kV. A subestação abriga um transformador de 25/31,25 MVA (com previsão futura de mais um transformador de 25/31,25 MVA), transformadores de corrente e potencial para medição e proteção, pára-raios, seccionadoras, disjuntor, relés de proteção do sistema,

painéis de distribuição, quadros de serviços auxiliares, conjunto retificador-baterias, transformador de serviços auxiliares, e sala de comando. Foi necessário implantar manobra condicionada para religamento da LT 138 kV, via UTR – Unidade Terminal Remota, de modo a possibilitar a desconexão da Usina, caso isto não tenha ocorrido antes do religamento da linha. Esta unidade remota também está fisicamente alocada na subestação da usina.

O diagrama unifilar a seguir ilustra o ponto onde a conexão foi feita.

Figura 10 – Conexão com a CPFL



Fonte: CPFL, 2003 – Comunicação pessoal

Foram necessárias adequações nas subestações Laranjeiras e Iguapé, pertencentes a CPFL, para implantação de relés de sincronismo digital e instalação de equipamentos de teleproteção, de forma a evitar o religamento das linhas da concessionária fora de sincronismo com os geradores da Usina Santa Adélia, e conseqüentes danos aos mesmos.

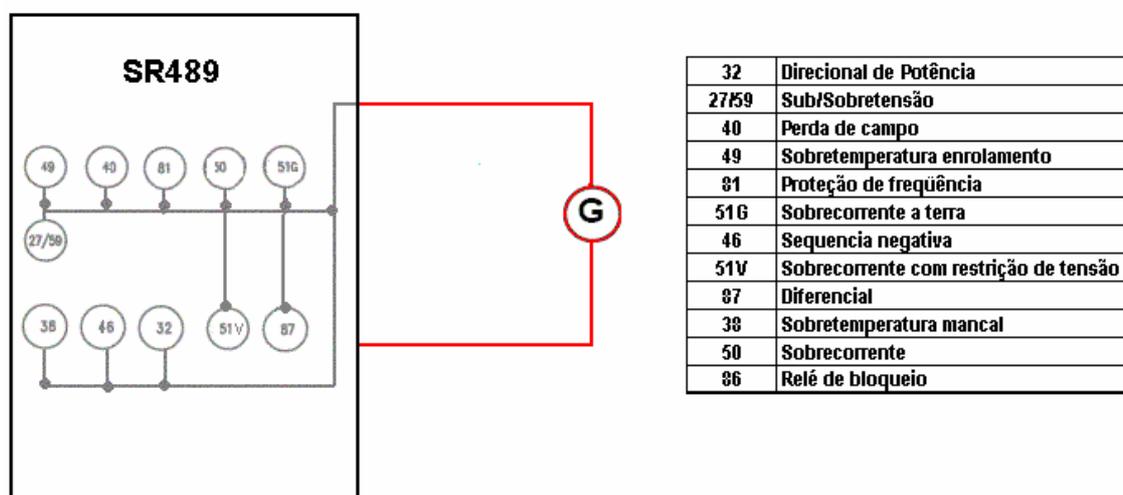
6.4. Sistema de Proteção

Serão apresentados a seguir os esquemas de proteção que foram adotados na Usina Santa Adélia. Conforme já mencionado, o detalhamento sobre os aspectos relativos à proteção encontram-se no o Anexo 6.

6.4.1. Proteções do gerador

A figura a seguir, extraída do Desenho Completo do Painel de Proteção do Gerador da Usina Santa Adélia³¹, ilustra as proteções do gerador que foi instalado na Usina Santa Adélia. A figura mostrada refere-se apenas ao relé de proteção multifunção do gerador, sendo que o desenho completo encontra-se anexo a este trabalho.

Figura 11 - Proteção do Gerador da Usina Santa Adélia



Fonte: Usina Sana Adélia, adaptado pela autora

A sigla SR489 refere-se ao relé multifunção de fabricação Alstom que foi instalado para proteção do gerador. Em um único relé, tem-se toda a proteção necessária

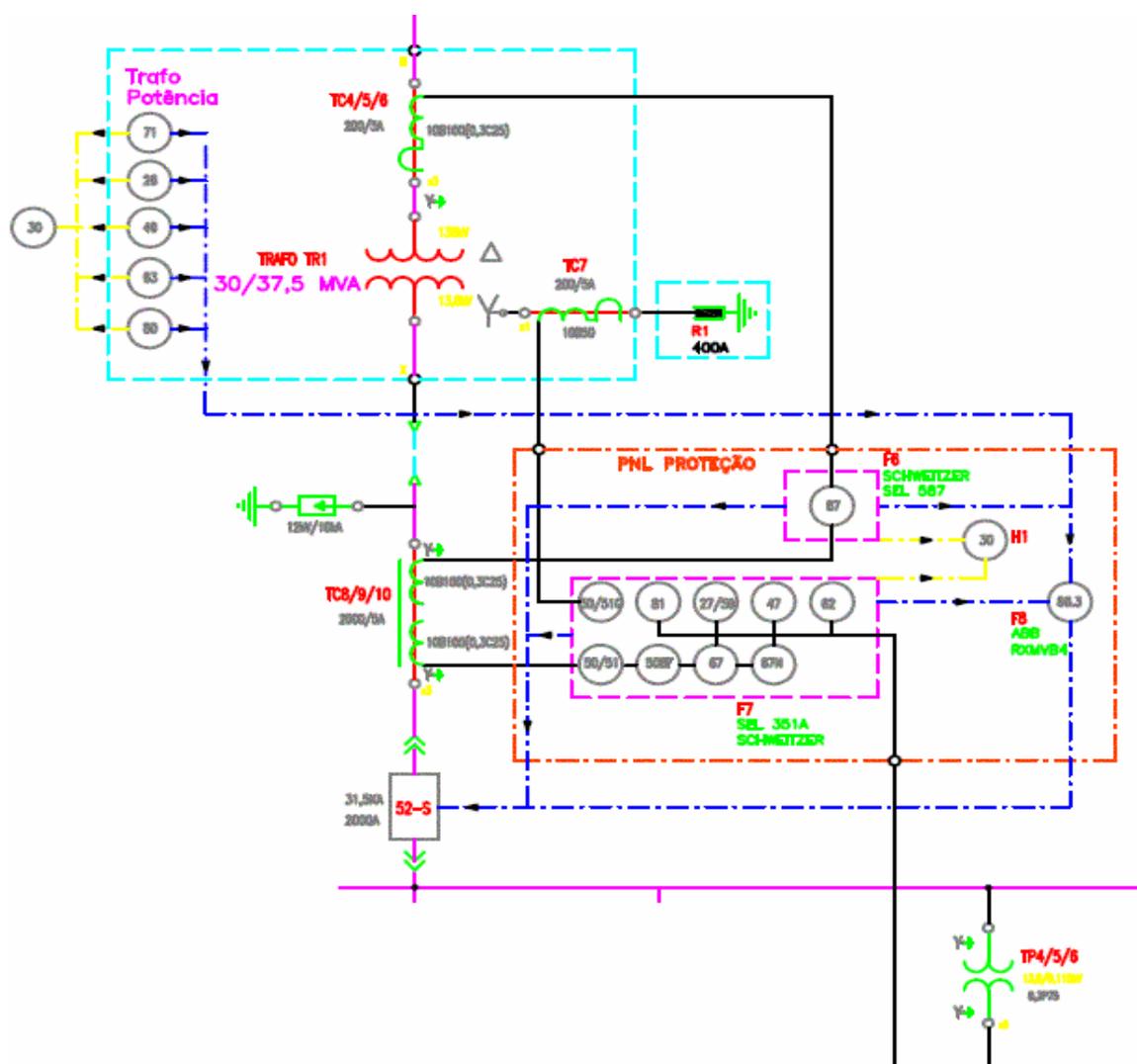
³¹ O desenho foi fornecido pelo Sr. Antonio Saia, engenheiro da Usina Santa Adélia, quando de visita técnica na usina em 05/11/2002

Pode-se verificar nesta configuração a presença de várias proteções, ligadas através de TCs e TPs, sendo que alguns sinais de entrada dos relés são retirados do primário do transformador, e outros do secundário do transformador. O detalhamento destas proteções estão no Anexo 6.

6.4.3. Proteções da Interligação

A seguir, será apresentada a proteção da interligação instalado no lado da usina.

Figura 13 – Proteção da interligação da Usina Santa Adélia – lado usina



Fonte: Diagrama unifilar da subestação da Usina Santa Adélia

Como se observa na figura anterior, a proteção da interligação, instalada no lado da usina, utiliza-se de relés multifunção de fabricação SCHWEITZER, modelo SEL 351A. Este relé incorpora as principais funções, a saber:

81 – relé de sub-sobrefreqüência

50/51G – relé de sobrecorrente de terra

27/59 – relé de sub/sobretensão

47 – relé de tensão seqüência negativa

50/51 – relé de sobrecorrente de fase

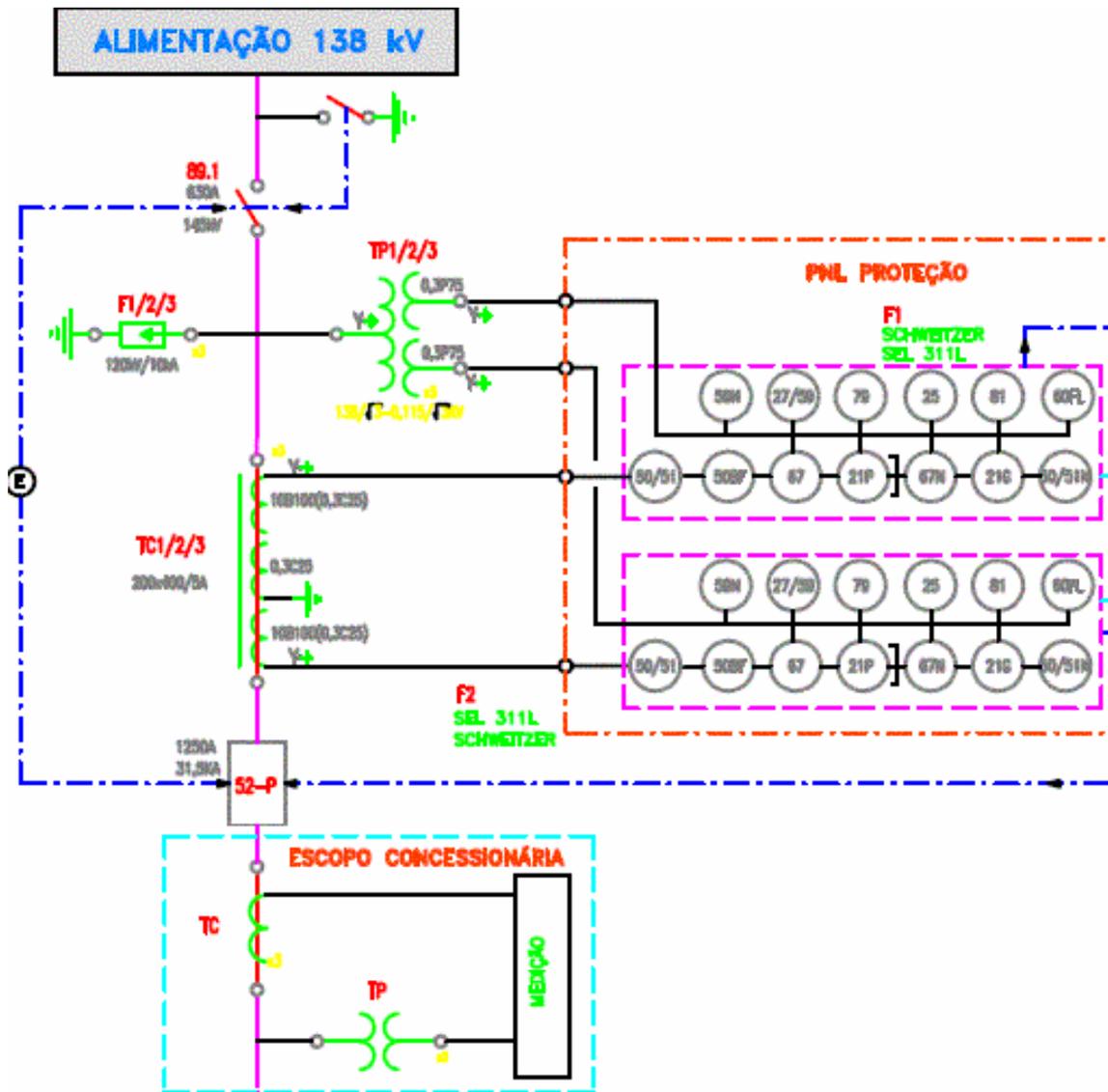
50BF – relé de sobrecorrente – falha de disjuntor

67/67N – relé diferencial de sobrecorrente (fase e neutro)

Observa-se também que o mesmo painel de proteção abriga também parte da proteção do transformador, já apresentada.

Essas proteções ficam alocadas nas instalações da Usina Santa Adélia, sendo que existem outras proteções que ficam do lado da CPFL, mostradas na figura a seguir:

Figura 14 - Proteção da interligação da Usina Santa Adélia – lado CPFL



Fonte: Diagrama unifilar da subestação da Usina Santa Adélia

Como se observa na figura, a proteção da interligação, instalada no lado da usina, utiliza-se de relés multifunção de fabricação SCHWEITZER, modelo SEL 311L. Estão presentes dois relés iguais, mas instalados em fases diferentes do circuito. Este relé incorpora as principais funções, a saber:

81 – relé de sub-sobrefreqüência
50/51N – relé de sobrecorrente de terra
27/59 – relé de sub/sobretensão
50/51 – relé de sobrecorrente de fase
50BF – relé de sobrecorrente – falha de disjuntor
67/67N – relé diferencial de sobrecorrente (fase e neutro)
21 e 21N – relés de distância, associados a teleproteção
25 – relé de sincronismo
79 – religamento
60FL – proteção contra falha dos fusíveis dos TPs
59N - relé de tensão de seqüência zero

Comparando as proteções instaladas no lado da usina e no lado da CPFL, pode-se observar que as mesmas são praticamente as mesmas sugeridas para conexões em 138 kV, no item 7.2. do trabalho, repetidas a seguir:

- **Ligações às redes de 138 kV:**

- Relés de máximo e mínimo de tensão, 27 e 59, respectivamente;
- Relés de máximo e mínimo de freqüência, 81U e 810, respectivamente;
- Relés de máximo de intensidade, com tempo de atuação instantâneo, 50, temporizado, 51;
- Relés para detecção de defeito à terra com tempos de atuação instantâneo e temporizado, 50N e 51N, respectivamente;
- Relés 21 e 21N, relés de distância, associados a teleproteção;
- Relé de máximo de intensidade direcional de neutro, 67N.

Dessa forma, pode-se concluir que não houve exigências excessivas, com relação à proteção da interligação, pela CPFL.

6.5. O andamento do projeto

Como já citado anteriormente no trabalho, os projetos de cogeração de energia a partir de bagaço de cana enfrentam uma série de obstáculos até a sua completa implantação. Com o projeto da Usina Santa Adélia isto não foi diferente. Assim, será feito um relato das dificuldades encontradas ao longo do projeto, separando-as por questões legislativas, técnicas e ambientais.

6.5.1. Questões legislativas

Em julho de 2001, foi criada a empresa chamada Termoelétrica Santa Adélia, para fazer a comercialização do excedente de energia a ser gerado, e foi solicitado à ANEEL o registro como Produtor Independente (P.I.) em outubro de 2001, tendo sido publicado o edital com este registro em 09/04/2002.

Segundo informações da usina, essa demora tem um forte impacto econômico, pois é esse registro como P.I. que dá condições para a publicação de um Ato Declaratório da Receita Federal permitindo, conforme norma legal, a isenção de IPI sobre equipamentos especificados para geração de energia.

Muitos equipamentos tiveram o processo de compra iniciada em agosto/2001, e poderiam ter sido entregues ainda naquele ano, mas os fornecedores não puderam entregar, pois precisavam da declaração de isenção para emitir a Nota Fiscal.

Ocorre que os trâmites burocráticos são demorados, e a ANEEL tem um número de atribuições muito grande, o que impede que o processo tenha a agilidade que os empreendedores gostariam que a mesma tivesse.

6.5.2. Questões técnicas

Segundo informações obtidas na Usina Santa Adélia, as negociações com a CPFL foram bem conduzidas, sem maiores problemas. Foram assinados os seguintes contratos com a CPFL:

- PPA (Power Purchase Agreement – contrato entre concessionária e cogedor) de 10 anos com parte do total em energia firme (obrigação de entrega / recebimento) e parte em energia adicional (entrega condicionada à capacidade de produção). Os preços de cada um dos blocos de energia são diferenciados, e este contrato inclui toda a energia disponível do projeto. Os preços negociados nesses contratos não foram divulgados pela usina.
- Uso do Sistema de Distribuição,
- Reserva de Capacidade e Fornecimento de Energia (entre-safra).

Na parte técnica da interligação, especificamente com o projeto elétrico e das proteções, foi necessária a contratação de uma consultoria especializada para que fosse feito o projeto de interligação de acordo com as normas da CPFL. Durante as obras, a CPFL solicitou que fossem instaladas unidades de teleproteção nas subestações de Iguape e Laranjeiras. Essa adequação foi feita com recursos financeiros da usina, embora as subestações pertencessem à CPFL.

Neste caso ocorreu o problema já citado anteriormente, onde a concessionária apresenta novas exigências durante a execução do projeto.

Segundo informações da usina, embora tal adequação fosse de responsabilidade da concessionária, a usina acabou assumindo os gastos, pois a não instalação dos equipamentos nas subestações citadas iria provocar atrasos na sua obra, uma vez que a instalação da teleproteção nas duas SE's eram requisitos de segurança para a sua própria operação.

Já a CPFL alega que a instalação dos equipamentos só foi necessária devido as modificações que a interligação da usina causou no ramal das subestações de Iguape e Laranjeiras, e que a instalação dos equipamentos era necessária para garantir a segurança da interligação.

Pode-se concluir que a falta de legislação clara a este respeito, onde as responsabilidades não estão definidas, pode desgastar a relação empreendedor/concessionária desnecessariamente.

6.5.3. Questões ambientais

Assim como qualquer outro empreendimento do setor elétrico, a Usina Santa Adélia precisou seguir todos os passos descritos no capítulo 4 para obter seu licenciamento ambiental.

Inicialmente, foi solicitada a Licença Ambiental Municipal na prefeitura de Jaboticabal. A mesma foi emitida em 07/11/2001, tendo sido salientado que pelo fato de não haver órgão municipal credenciado e capacitado para o processo de concessão de licenças ambientais, o empreendedor deveria requerer as licenças em âmbito estadual. Na mesma época, foi emitida a Certidão de Uso do Solo pela Prefeitura de Jaboticabal.

Assim, o processo de obtenção das licenças foi transferido para o órgão estadual, neste caso a SMA – Secretaria Estadual do Meio Ambiente. Inicialmente, foi solicitada a elaboração de um RAP - Relatório Ambiental Preliminar, que deu entrada na Secretaria do Meio Ambiente em 17/12/2001, sendo que não foi necessária a elaboração de EIA/RIMA.

O DAIA solicitou informações complementares ao RAP à usina, com relação a:

- Dados cadastrais;
- Caracterização da linha de transmissão preconizada, bem como a justificativa da demanda, alternativas locacionais, diagnóstico ambiental da faixa, identificação de impactos e respectivas medidas mitigatórias³³.

A resposta da Usina veio em 25/04/2002. Assim, a Licença Prévia pode ser emitida, o que ocorreu em 29/05/2002. Em anexo a este trabalho, encontra-se uma cópia desta licença.

Em 24/06/2002, foi requerida a Licença de Instalação, LI. Em 11/11/2002, o DAIA solicitou algumas informações complementares. As informações adicionais solicitadas foram as seguintes:

- Dados e especificações da turbina;
- Estimativa de emissão (total e por equipamento) abrangendo material particulado e NOx;
- Apresentar memória de cálculo da estimativa de emissões, incluindo no mínimo:
 - Dados de amostragem, ou fatores de emissão
 - Emissões deverão ser estimadas na capacidade máxima de geração
- Apresentar cópia da literatura técnica com especificação e eficiência da tecnologia adotada para controle de emissões, que justifiquem a escolha;
- Apresentar modelo de dispersão atmosférica, considerando os seguintes aspectos na modelagem:
 - Dados meteorológicos de entrada deverão ser da região do empreendimento, com período de dois anos
 - Usar simultaneamente dados meteorológicos de anos diferentes

³³ Todas essas informações foram consultadas, pessoalmente, na pasta que armazena o processo de licenciamento da Usina Santa Adélia, no DAIA, em 04/09/2003.

- Estimar as concentrações dos poluentes material particulado e NOx
- Utilizar a topografia da região do empreendimento
- Apresentar mapas com escalas adequadas

Em 05/12/2002 a Usina enviou as respostas aos questionamentos, salientando os seguintes aspectos:

- “Com relação ao poluente NOx, o fabricante não possui ainda nenhum levantamento de campo (medições) que apontem os valores de emissão de dióxidos de nitrogênio. Sendo assim, a emissão de NOx foi estimada baseada na referência Bagasse Combustion in Sugar Mills – 10/96, Compilation of Air Pollutant Emission Factors, da USEPA – United States Environmental Protection Agency”.
- “Com relação ao poluente NOx, por ser uma tratativa recente dos órgãos de controle, os fabricantes ainda não possuem trabalhos práticos que possam dar respaldo para tal informação”.

Nesta ocasião, juntamente com as respostas, a Usina apresentou o relatório “Estudo de Dispersão Atmosférica de Material Particulado e Óxido de Nitrogênio das caldeiras a Bagaço dos Sistemas de Cogeração da Termoelétrica Santa Adélia”.

Da análise deste relatório, foi emitido o seguinte parecer: “Nos estudos apresentados, quanto à emissão de particulados, as concentrações estão abaixo do limite exigido pela Resolução CONAMA 03/90. Já para os óxidos de nitrogênio, observa-se que o valor máximo horário de concentração está acima do patamar permitido, mas contudo situa-se muito próximo à fonte emissora, dentro de área pertencente a usina”.

Assim, em 11/12/2002 o DAIA emitiu parecer concedendo a Licença de Instalação, cuja cópia encontra-se anexa a este trabalho. Contudo, foi recomendado que para a fase de operação fossem apresentados medidas de adequação da fonte visando redução dos níveis de NO₂ na atmosfera, como forma de se garantir a qualidade do ar. Para tanto, deveria ser apresentada uma nova modelagem considerando as modificações a serem propostas. Assim em 23/12/2002 a Licença de instalação foi emitida, mais de um ano após o início do processo.

Em 12/05/2003, foi protocolado no DAIA o estudo de alternativas técnicas operacionais, preparado pela Usina, visando a redução dos níveis de NO_x na atmosfera, em atendimento às exigências contidas na LI. Na mesma data foi solicitada a Licença de Operação, L.O., tendo o pedido sido protocolado em 03/06/2003.

É importante salientar que as licenças ambientais têm um impacto muito forte no cronograma financeiro do projeto, pois o BNDES exige a LP para avaliar e enquadrar o projeto dentro dos planos de financiamento. Os recursos só são liberados depois de obtida a LI.

Neste caso, a usina informou que como a LI só foi obtida mais de um ano após o início do projeto, ocorreu que o projeto foi iniciado com recursos próprios do empreendedor, pois os recursos do financiamento ainda não estavam disponíveis. Apenas nos primeiros 06 meses do projeto já haviam sido gastos recursos da ordem de R\$20 milhões, sendo que o custo total do projeto é estimado em R\$ 35 milhões. O empreendedor informou também que se a usina não possuísse recursos próprios para iniciar o projeto, certamente o mesmo ainda estaria em fase de implantação.

Já o DAIA informou que o número reduzido de funcionários, aliado ao elevado número de projetos em análise naquele órgão, faz com que as análises ainda não tenham a agilidade necessária. Até o ano de 2003, havia um convênio entre a

SMA e a ANEEL, que garantia um aporte de verbas que era usado para a contratação de pessoal específico para o licenciamento. Esse convênio se encerrou, e o licenciamento agora fica a cargo das equipes de trabalho da SMA e da CETESB, que não são suficientes. Além disso, por serem órgãos públicos, esses órgãos não podem contratar funcionários adicionais com a facilidade e rapidez desejada, sobrecarregando as equipes de trabalho e impondo maior morosidade nos processos.

De qualquer forma, no período 2002/2003 o tempo médio de análise de RAP e EIA/RIMA na SMA foi reduzido a um quarto do tempo anterior³⁴.

Além disso, o que se pode observar ao longo do processo de licenciamento é que ambas as partes contribuíram para a demora. Se em algumas análises o DAIA demorou 5 meses, houve casos em que a usina demorou 6 meses para apresentar as informações complementares solicitadas.

Segundo informações do DAIA, atualmente o processo de licenciamento da usina está com a CETESB, pois a análise que falta para a emissão da LO é a análise do estudo de alternativas técnicas operacionais, preparado pela Usina, visando a redução dos níveis de NOx na atmosfera, em atendimento às exigências contidas na LI. A emissão de NOx tem impacto sobre a qualidade do ar, razão pela qual o processo foi para a CETESB.

Na época em que este trabalho estava sendo finalizado, o processo continuava em análise, sem que a L.O. tivesse sido emitida. No site da SMA, pode-se consultar o andamento dos processos de licenciamento. Em 04/09/2003, a situação da Termoelétrica Santa Adélia era a da figura a seguir.

³⁴ COELHO, S.T., comunicação pessoal

Figura 15 - Situação atual do licenciamento ambiental



Licenciamento Ambiental - DAIA

INFORME O Nº DO PROCESSO OU NOME DO EMPREENDEDOR

Nº DO PROCESSO DATA

EMPREENDEDOR

Consulte ...

Resultado da Consulta

DADOS DO CADASTRAMENTO

Empreendedor - USINA SANTA ADÉLIA S/A

Empreendimento - Termoelétrica Santa Adélia

Atividade - Termoelétrica_MW

Município - JABOTICABAL

Nº do Processo	Data de Abertura	Objeto da Solicitação	Situação	Desde
2002/13528	4/6/2003	Licença de Operação	Em análise	4/6/2003

[VOLTAR](#)

Fonte: site da SMA – www.ambiente.sp.gov.br, consultado em 04/09/2003

7. CONCLUSÕES

Este trabalho analisou os diversos aspectos da interligação de cogeneradores do setor sucroalcooleiro ao sistema elétrico, concluindo que o crescimento desse setor pode ser viável, desde que existam políticas adequadas.

Se levarmos em consideração as vantagens estratégicas, ambientais e sociais deste tipo de geração de energia, conclui-se que é de extrema importância a implementação de políticas adequadas que viabilizem o processo de cogeração a partir da biomassa em larga escala. São verificadas ainda inúmeras barreiras institucionais (legislação inadequada e comportamento do setor elétrico), barreiras econômicas (acertos quanto à tarifa, viabilização da venda de excedentes) que impedem a execução desse programa no país.

O setor elétrico vem atravessando momentos delicados nos últimos anos. Em 2001, ocorreu um racionamento de eletricidade, e mais uma vez colocou-se em questão a matriz energética brasileira, dando um impulso a cogeração a partir de bagaço de cana, inclusive com financiamentos específicos e vantajosos.

Agora, em 2003, o país atravessa um período de aparente abundância de eletricidade, uma vez que foram introduzidos novos hábitos de consumo, e aumentou-se a utilização de equipamentos mais eficientes com menores consumos, desde lâmpadas mais eficientes até eletrodomésticos e motores industriais. Assim, o consumo atual está nos mesmos níveis de 2000, fazendo com que haja uma “sobra” de energia.

Neste contexto, existe hoje uma crise generalizada nas concessionárias do setor elétrico, que viram seu faturamento ser reduzido, e muitas de suas despesas aumentarem, em particular as despesas financeiras pela desvalorização do real e pelas altas taxas de juros. Assim, torna-se muito difícil convencer as

concessionárias a adquirir eletricidade excedente das usinas, que é mais cara que a energia produzida por usinas hidrelétricas, e desnecessária no momento.

Ocorre que esse aparente excesso de energia é temporário, pois na medida em que ocorra uma retomada do crescimento econômico, tal como anunciada atualmente pela queda dos juros, esse excesso de energia será logo absorvido, pois muitas obras do setor elétrico estão paradas e os novos investimentos têm sido pouco expressivos. Assim, o país pode acabar voltando à situação anterior de falta de eletricidade. Dessa forma, os investimentos em geração de eletricidade precisam continuar.

A produção independente de energia é hoje uma tendência mundial, devido aos seus benefícios, tais como proximidade com o centro de carga, menores investimentos em distribuição e transmissão, fornecimento assegurado, entre outros. Para o setor sucroalcooleiro, essa opção é estratégica, pois usando um resíduo de seu processo de fabricação de açúcar e álcool, pode-se produzir energia excedente e obter uma nova fonte de receita. Ocorre que a cogeração de energia a partir de bagaço de cana continua a enfrentar muitas barreiras, tal como foi descrito no trabalho.

A falta de legislação específica para esse setor impõe uma série de dificuldades ao empreendedor. Um dos problemas hoje é a falta dos procedimentos para a distribuição. Não existem regras que estabeleçam as condições para o acesso à rede pelos produtores independentes, e cada concessionária faz sua própria regra, impondo condições ao empreendedor, sem que ele tenha condições de discutir essas regras. Assim, quando não há definição por parte dos agentes reguladores de condições mínimas para essas conexões, as concessionárias acabam possuindo um poder restritivo, podendo dificultar o acesso à sua rede, se assim o desejar.

Outra questão refere-se à garantia de compra da energia produzida por cogeneradores. Não há garantia de compra da energia produzida, a não ser nos casos de projetos que por ventura venham a se enquadrar no PROINFA. A compra compulsória dessa energia, pelo menos por um tempo pré-determinado, sem dúvida funcionaria como um incentivo à introdução de tecnologias mais eficientes e o aumento à produção dessa energia. Isso ocorreu em outros países, onde uma política de preços mínimos e de garantia de compra foi necessária para permitir uma participação equilibrada das diferentes fontes de energia na matriz energética, incorporando a geração descentralizada com biomassa ao planejamento energético.

Atualmente a prestação de serviços de distribuição de energia no Brasil tem se concentrado nas mãos da iniciativa privada, onde é fundamental a viabilidade econômica do negócio. Entretanto, não se pode esquecer que esse ainda é um serviço público, concedido ou autorizado pelos órgãos competentes. Dessa forma, as concessionárias de distribuição têm sua parcela de responsabilidade para com a sociedade, e devem ser requisitadas a assumirem este papel, tal como no caso da eletrificação rural, onde existe a obrigação legal de atendimento a toda a população.

Outra questão que se coloca em discussão hoje são os licenciamentos ambientais. De um lado, os empreendedores criticam a posição dos órgãos competentes, acusando-os de exigências exageradas e morosidade nos processos. De outro lado, os órgãos licenciadores se queixam que os empreendedores muitas vezes não incluem a questão ambiental em suas análises preliminares, não tendo com a questão ambiental as mesmas preocupações que têm com as questões técnicas e financeiras.

Muitas vezes os empresários desconhecem os impactos ambientais que seus projetos podem causar, tal como no caso da emissão de NO_x e da formação de ozônio. Nesse caso, seria muito importante que os órgãos responsáveis pelos

licenciamentos promovessem campanhas educativas, no sentido de esclarecer aos setores industriais quais impactos os mesmo podem causar ao ambiente.

No caso específico do setor sucroalcooleiro, a emissão de NO_x é hoje a maior dificuldade nos licenciamentos. Uma sugestão interessante seria a SMA promover campanhas educativas, que esclarecessem o problema. Essas ações poderiam ser adotadas em conjunto com as associações do setor, tal como a UNICA e a COPERSUCAR.

O licenciamento ambiental é essencial para o interesse público e para o equilíbrio ecológico, mas seu aspecto burocrático não pode se tornar um obstáculo para a viabilização de empreendimentos necessários ao desenvolvimento do país. Por outro lado, não se pode abrir mão do rigor técnico nas análises ambientais somente para que a avaliação de alguns projetos possa ser agilizada. A questão ambiental não pode ser minimizada.

Entretanto, não é uma tarefa fácil a busca deste equilíbrio. Progressos estão sendo feitos nesta área, com a simplificação de alguns processos necessários ao licenciamento, e criação de grupos de trabalho para normatizar a questão de emissão de poluentes.

Com relação aos aspectos técnicos da interligação, foi mostrado que há uma uniformidade nos requisitos exigidos por diferentes empresas, assim como há um consenso entre vários autores. Mas o que se observa é que as concessionárias não diferenciam as conexões pela potência instalada, o que poderia levar a simplificações nos projetos elétricos.

Quanto menor for a potência do gerador instalado pelo produtor independente, menores são os impactos que esse gerador causa na rede elétrica. Assim, sua conexão poderia ser feita de forma mais simples, em tensões menores, sem a necessidade de instalação de transformadores e construções de subestações, o

que reduziria o custo para o produtor independente. Dessa forma, fica a sugestão para que as normas de interligação sejam elaboradas levando-se em consideração a potência do gerador.

Pode-se perceber que é necessário que o poder público desempenhe com mais firmeza o papel que lhe cabe, que é o de criar condições mais adequadas à cogeração e à produção independente, através da regulamentação efetiva e da implantação de mecanismos que venham a fomentar essas atividades.

É importante que sejam definidas políticas energéticas direcionadas para projetos que proporcionem maiores benefícios globais ao país, integrando-se aos objetivos de maior eficiência energética, de redução de perdas e de custos, de elevação dos níveis de competitividade da indústria brasileira, de estímulo à participação de um número crescente de novos empreendedores e investidores e de incentivo à geração de maiores oportunidades de negócios e empregos. Assim, o país pode continuar a crescer, de forma sustentada.

8. BIBLIOGRAFIA

- ABREU, Y.V., **“A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas”**, (Dissertação de Mestrado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.
- BEESP , **“Balanço Energético do Estado de São Paulo”**, Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, São Paulo. Vários anos.
- BEM - **“Balanço Energético Nacional”** , Ministério de Minas e Energia, Brasília. Vários anos.
- BORTONI, E. C. e MARTINS, A. R. S., **“Interligação de Autoprodutores e Produtores de Energia ao Sistema Elétrico”**, (mimeografado). Treinamento promovido pelo IBC Training, do grupo IBC Brasil, São Paulo, Maio de 2002.
- CAMINHA, A.C., **“Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos”**, Ed. Edgard Blücher, 1991.
- CEMIG, **“Cartilha do Acessante (PCH e PCT) ao Sistema de Média Tensão da Distribuição – CEMIG”**, disponível via correio eletrônico: hlara@cemig.com.br, julho/2002.
- CENBIO - Centro Nacional de Referência em Biomassa, **“Levantamento do Potencial Real de Geração de Excedentes no Setor Sucroalcooleiro - BIO.COM”**, São Paulo, 2001
- CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa. **“Notas Técnicas”**. São Paulo, vários anos.
- CETESB, **“Ozônio Troposférico na Região Metropolitana da Cidade de São Paulo – Propostas para controle”**, Relatório Final do Grupo de Trabalho. Coordenador: Cláudio Darwin Alonso, São Paulo, CETESB, 2000.
- CLEMENTINO, L.D., **“A conservação de energia por meio da Cogeração de Energia Elétrica”**, Ed. Érica, São Paulo, 2001
- COELHO, S.T., **“Análise da Cogeração a Partir de Bagaço de Cana em Sistemas de Gaseificador e Turbinas a Gás”**, - (Dissertação de Mestrado)

- Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1992.
- COELHO, S.T., IENO, G. O., ZYLBERSZTAJN, D. **“Aspectos Técnicos e Econômicos da Inserção da Cogeração de Eletricidade na Matriz Energética Brasileira”**. In: II CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO. Anais. Campinas, Dezembro de 1994, pp 438-443. Republicado em Eletricidade Moderna, São Paulo, Junho de 1995, ano XXIII, n.255, pg. 70 a 75.
- COELHO, S.T., **“Mecanismos para Implementação da Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa - Um modelo para o Estado de São Paulo”**, Tese de Doutorado, PIPGE/USP, São Paulo, 1999
- COELHO, S.T. et. al., **Medidas Mitigadoras para Gases Efeito Estufa na Geração Termelétrica no Brasil**, ANEEL, Brasília, 2000.
- COELHO, S.T., **“A Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa no Setor Industrial”**, in: “BIOMASSA - Guia de Investimentos em Energias Renováveis no Brasil”, ed. ANEEL/CENBIO, 1998 (cd-rom).
- COELHO, S.T., **“A Biomassa no Brasil – A legislação ambiental no Brasil e no mundo”**, in: “BIOMASSA - Guia de Investimentos em Energias Renováveis no Brasil”, ed. ANEEL/CENBIO, 1998 (cd-rom).
- CPFL, **“Requisitos gerais para o paralelismo de consumidores autoprodutores de energia elétrica com os sistemas de subtransmissão de 138 kV e 69 kV da CPFL”**, disponível via correio eletrônico: barsa@cpfl.com.br, julho/2002.
- COHEN, M. , **“Geração de excedentes na Usina Santa Elisa”**, In: Biomassa para Geração de Eletricidade (seminário), Brasília, 1997
- ELEKTRO, **“Normas e Procedimentos Técnicos – Minuta”**, disponível via correio eletrônico: Andre.Conceicao@elektro.com.br, julho/2002.
- ELETROBRÁS. **“Plano Decenal de Expansão”** – 1996-2005/1997-2006. Brasília, vários anos.

- FREITAS, M. **"A Biomassa no Brasil"**. In: BIOMASSA . Guia de Investimentos em energias Renováveis no Brasil. (cd rom) Editado por CENBIO/ANEEL, 1998.
- GOLDEMBERG, J., **"Alternativas ao petróleo"**, Jornal O Estado de São Paulo, 03/10/2000 a.
- GOLDEMBERG, J., **"Em busca da energia limpa e renovável"**, Jornal da Tarde, 12/022000 b.
- GOLDEMBERG, J., **"Política Energética no Ano de 2001"**, Revista Carta Internacional, ano X, no. 109, p. 8-9, 2002.
- GOLDEMBERG, J., **"Energia no Brasil e no mundo"**, In: Política Energética e crise de desenvolvimento.a antevisão de Catullo Branco. São Paulo: Paz e Terra, 2002. p.226-247.
- GONÇALVES JÚNIOR, D. **"Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Estratégia de Retomada da taxa de Acumulação de Capital"**, Dissertação de mestrado, PIPGE/USP, São Paulo, 2003.
- IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers, **"IEEE Guide for AC Generate Protection"**, IEEE Std. C37.102.1995, 1996.
- IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers, **"IEEE Standart Dictionary of Electrical and Electronics Terms"**, ANSI/IEEE Std. 100-1997, 1997.
- JANNUZZI, G.D.M., **"Planejando a crise energética"**, [online] Disponível: www.comciencia.br, em 10/05/2001.
- LOPES, et. al., **"Elaboração de Regulamentação Técnica para ligação às Redes Elétricas de Produção Independente de Energia"**, INESC – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto, Portugal, [online] Disponível: <http://ons.com.br>, em 29/07/2003.
- LONGO, R., **"Análise Comparativa das Crises Energéticas na Califórnia e no Brasil"**, Dissertação de mestrado, PIPGE/USP, São Paulo, 2003.
- LUCON, O.S., **"Capacidade de suporte"**, (mimeo). S/l, São Paulo, 2003.

- MAEZONO, P.K., **“Proteção de Sistemas de Potência”**, (mimeografado), apostilas do Curso de planejamento de Sistemas de Distribuição – CPL 2001, Instituto Presbiteriano Mackenzie, São Paulo, outubro de 2001
- MOZINA, C.J., **“Interconnect Protection of IPP Generators Using Digital Technology”**, [online] Disponível: http://www.bec_kWithelectric.com, in Document Center, em 30/06/2003.
- NOGUEIRA, L.A.H., **“Análise do Consumo de Energia na Produção de Álcool de Cana de Açúcar”**, Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas, 1987.
- NOGUEIRA, L.A.H., SANTOS, A.H.M., **“Cogeração Industrial - aspectos técnicos e econômicos”**, Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico, vol. XIII, nº I, Itajubá, 1987
- NOGUEIRA, L.A.H., **“Marco Legal e Barreiras à Cogeração”**, Revista STAB (Sociedade dos Técnicos Açucareiros e Alcooleiros do Brasil), vol.11, nº4, São Paulo, 1993
- NOGUEIRA, L.A.H., AL KMIN, J.T.D., **“Metodologia para Avaliação do Potencial Técnico-Econômico em Cogeração”**, Eletricidade Moderna, vol.24, nº 265, São Paulo, 1996
- ODDONE, D.C., **“Cogeração : uma alternativa para produção de eletricidade”**. (Dissertação de Mestrado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.
- OLIVEIRA, S.H.O., **“Geração Distribuída de Eletricidade; Inserção de edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede no Estado de São Paulo”**, (Tese de Doutorado), Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.
- ONS – Operador Nacional do Sistema, **“Cartilha de acesso”**, [online] Disponível: <http://www.ons.com.br>, consultado em 06/10/2003.
- PALETTA, C.E.M. / CENBIO, **“Parâmetros Econômicos para a Geração de Energia Elétrica a partir de Biomassa - Relatório Completo”**, relatório elaborado para o MME – Ministério de Minas e Energia, São Paulo, 2003.
- REIS, L.B., **“Geração de Energia Elétrica”**, Ed. Ágil Gráfica, São Paulo, 2000.

- REIS, L.B. et. al., **"Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável"**, Ed. Edusp, São Paulo, 2000
- RODRIGUES, A.P., **"A armadilha do setor elétrico"**, Revista EXAME, maio 2001, p. 154.
- RODRIGUES, M.D. e JESUÉ, G., **"Uma visão holística sobre o processo de licenciamento ambiental no setor energético"**, VI Congresso Brasileiro de Energia, 1993.
- SANTOS, A.H., **"Planejamento de Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte"**, Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas, 1987, cap. 6 e 8.
- SÃO PAULO (Estado), Governo do Estado de São Paulo, **"Cadernos de Legislação Ambiental Estadual - Licenciamento Ambiental – Volume 1"**, São Paulo, 2003, [online] Disponível: <http://www.ambiente.sp.gov.br>, consultado em 10/07/2003.
- SAUER, I.L., **"Energia elétrica no Brasil contemporâneo: a reestruturação do setor, questões e alternativas"**.In:Política Energética e crise de desenvolvimento. A antevisão de Catullo Branco. São Paulo: Paz e Terra, 2002. p.117-225 a.
- SAUER, I. L., **"Problemas e desafios do setor elétrico brasileiro: crise da energia ou crise do modelo?"**, In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 9, Rio de Janeiro, 2002, CBE. Anais. Rio de Janeiro: SBPE/COPPE-UFRJ/Clube de Engenharia, 2002. p. 515-524 b.
- SCHMIDT, H.P., **"Energia, Potência e Fator de Potência"** (mimeo), Apostila do Departamento de Engenharia e Automação Elétrica – PEA, Universidade de São Paulo, 20p, 1997
- SMA – Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, **"Licenciamento Ambiental de Usinas Termelétricas e Padrões de Emissão de NO_x em São Paulo e no Brasil"**, Grupo de Trabalho sobre NO_x, Coordenadora: Suani Teixeira Coelho, São Paulo, SMA, 2003.
- SOUZA, W.M., OLIVEIRA, J.F., ALVES, C., GABINO, M.L.C. **"Impactos causados pelo produtor independente no Sistema CEMIG – Aspectos de proteção e controle"**. In XVI SNTPEE – Seminário Nacional de

- Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Anais. Campinas, outubro de 2001 (cd-rom)
- SOUZA, Z.J. e BURNQUIST, H.L. **“A comercialização da energia elétrica co-gerada pelo setor sucroalcooleiro”**, Ed. Plêiade, Coleção CEPEA – Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada, São Paulo, 2000
- VAN WILLEN, G.J.; SONNTAG, R.E. , **”Fundamentos da Termodinâmica”**, Ed. Edgard Blücher Ltda., tradução da 5ª edição americana, 2000
- VELAZQUEZ, S.G. **”A Cogeração de Energia no Segmento de Papel e Celulose: Contribuição à Matriz Energética do Brasil”** - (Dissertação de Mestrado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.
- VERGNHANINI FILHO, R., **“Emissão de Poluentes na Geração Termelétrica”**, Apostila sobre uso da Energia na Indústria: Racionalização e otimização, IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas, São Paulo, 2001 (mimeo).
- VINCENT, F. e VASCONCELLOS, A.S., **“Paralelismo de sistema autoprodutor com a rede da concessionária”**, Revista Eletricidade Moderna, abril 1999, p. 322-327.
- WADE – World Alliance for Decentralized Energy, **“Identification of Issues for the Development of regional Power Markets in South America”**, [online] Disponível: <http://localpower.org>, in Publications, em 13/08/2003.
- WALTER, A.C.S., BAJAY, S.V., NOGUEIRA, L.A.H., **”Cogeração e Produção Independente de Eletricidade nas Usinas de Açúcar e Álcool: sua viabilidade segundo a ótica dos diferentes atores envolvidos”**, VI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, outubro de 1993
- WALTER, A.C.S. **”Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e Geração Termelétrica no Setor Sucroalcooleiro”**. (Tese de Doutorado) UNICAMP, Campinas, 1994.
- WALTER, A.C.S., **“Estado da Arte das Tecnologias de Alto Desempenho para Produção de Eletricidade a partir de Biomassa”**, in: “BIOMASSA - Guia de Investimentos em Energias Renováveis no Brasil”, ed. ANEEL/CENBIO, 1998 (cd-rom).

ZUMARÁN, D.R.O., **“Avaliação econômica da geração de energia elétrica fotovoltaica conectada à rede em mercados elétricos desregulados”** , (Dissertação de Mestrado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.

ANEXOS

ANEXO 1 – ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA A COGERAÇÃO

ANEXO 2 – ROTEIRO PARA ELABORAÇÃO DO RAP

ANEXO 3 – CÓPIA DA LICENÇA PRÉVIA E LICENÇA DE INSTALAÇÃO DA
TERMOLÉTRICA SANTA ADÉLIA

ANEXO 4 – DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO DA USINA SANTA
ADÉLIA

ANEXO 5 – ESQUEMA DE PROTEÇÃO DO GERADOR DA USINA SANTA
ADÉLIA

ANEXO 6 - SISTEMAS DE PROTEÇÃO

ANEXO 1

ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA A COGERAÇÃO

1. Introdução

A cogeração é a geração simultânea de energia térmica e mecânica, a partir de uma mesma fonte primária de energia. A energia mecânica pode ser utilizada na forma de trabalho como por exemplo, acionamento de moendas nas usinas de açúcar e álcool, ou então transformada em energia elétrica, através de um gerador de eletricidade. A energia térmica é utilizada como fonte de calor para um processo, como vapor.

A cogeração tem como vantagens a redução de custos energéticos, por produzir energia térmica associada a elétrica, de forma simultânea, através de um mesmo combustível. Além disso, possui possibilidade de redução de potência elétrica contratada pela empresa, a independência e a segurança de seu abastecimento.

Nas plantas de cogeração vários arranjos de equipamentos podem ser adotados, desde simples turbinas a vapor acopladas a caldeiras convencionais, até sistemas mais complexos, como a utilização de gaseificadores em conjunto com turbinas a gás.

O arranjo convencional dos sistemas de cogeração é o ciclo Rankine, que consiste basicamente em uma caldeira, uma turbina, um condensador e um sistema de bombas. Já nos sistemas de turbinas a gás, o produto da combustão, com grande excesso de ar, passa pela turbina, sendo em seguida descarregado na atmosfera. Um compressor acionado pela turbina garante a pressão do ar que entra na câmara de combustão.

Dentre os principais ciclos térmicos para geração de energia elétrica, os mais utilizados são o ciclo Rankine, o ciclo Brayton, além de geradores de pequeno porte baseados no ciclo Otto e no Diesel. Para que se possa entender a cogeração, é necessário que se conheça um pouco a respeito dos ciclos térmicos utilizados.

2. Principais ciclos térmicos

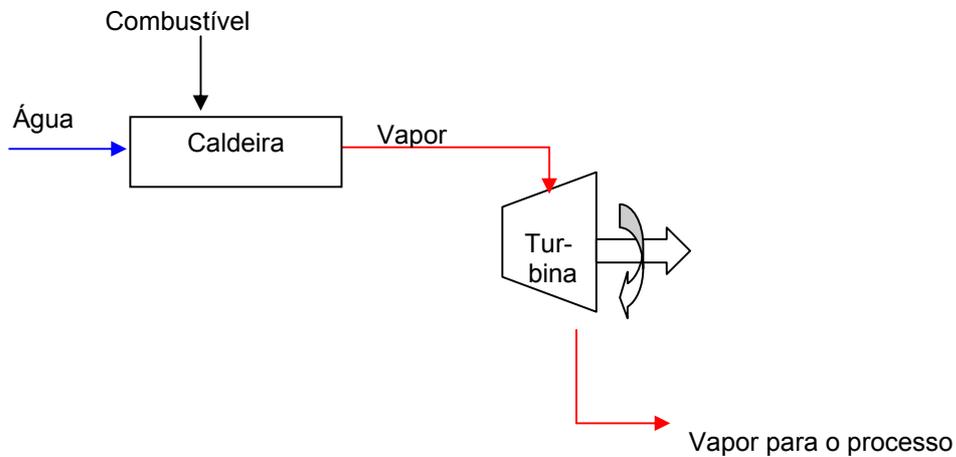
2.1. Tipos de ciclos

A cogeração pode, em princípio, ser realizada empregando-se qualquer ciclo térmico. Em todos eles existe a rejeição de calor não convertido em potência de eixo, que pode ser então usada para atender uma demanda térmica, desde que as temperaturas disponíveis sejam compatíveis com a requerida. Assim, os ciclos com turbinas a vapor e a gás são os que tendem a melhor se ajustar aos requerimentos típicos de energia elétrica e térmica, e, portanto, são os mais usados nos processo de cogeração.

De acordo com a posição relativa da geração de potência e calor os sistemas de cogeração podem ser separados em dois grandes grupos: os ciclos “topping” e os ciclos “bottoming”.

No ciclo topping, a produção de potência antecede o fornecimento de calor útil. Assim, os gases a uma temperatura mais elevada são utilizados para a geração de eletricidade ou de energia mecânica, e o calor rejeitado pelo sistema de geração de potência é então usado para atender a demanda térmica. Esta é a configuração mais comum dos processos de cogeração (VELÁZQUEZ, 2000), pois a maioria dos processos industriais requer vapor de baixa pressão, que é produzido nesse ciclo.

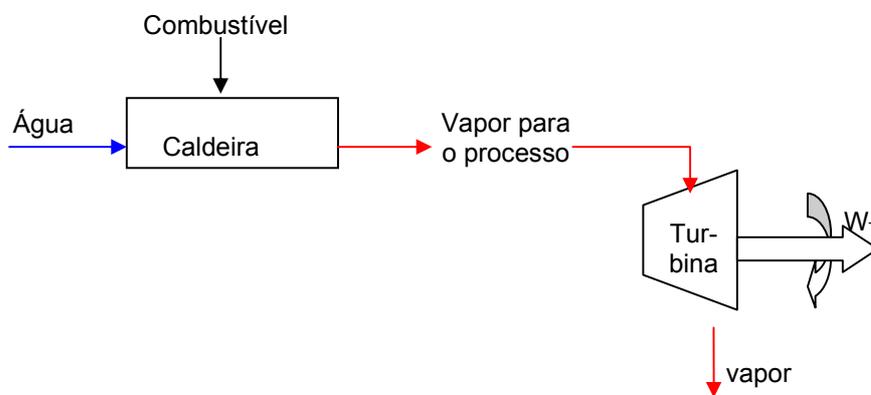
Fig. 1 – Ciclo Topping



(Fonte: Velázquez, 2000)

No ciclo bottoming, a geração de potência está situada após o uso do vapor pelo processo. Assim, é a energia dos gases de exaustão que é utilizada para a produção de energia elétrica ou mecânica. Este ciclo é menos utilizado porque, em geral, o calor rejeitado em processos industriais já está em níveis de temperatura relativamente baixos para produção de potência. Em geral, este tipo de ciclo apenas faz sentido quando o calor rejeitado por um processo industrial está em uma temperatura bem elevada, como nos casos de uma planta metalúrgica (BORTONI e MARTINS, 2002).

Figura 2 – Ciclo Bottoming



(Fonte: Velázquez, 2000)

2.2. Ciclo Rankine

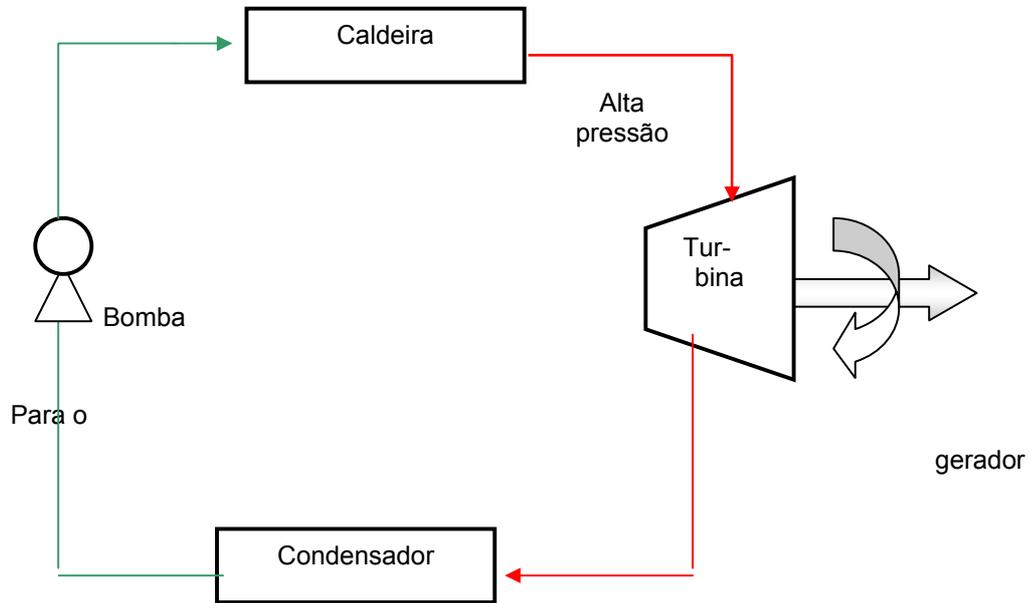
No ciclo Rankine, é utilizado o calor da combustão de combustíveis para geração de vapor num equipamento chamado caldeira ou gerador de vapor. Assim, a energia térmica acumulada em forma de calor pode ser utilizada para aquecimento, para processos industriais e para geração de energia elétrica, através do acionamento de uma turbina a vapor acoplada a um gerador elétrico.

A geração de energia segundo o ciclo Rankine é composta dos seguintes equipamentos:

- Bomba: define a pressão de operação da turbina;
- Caldeira: realiza a transformação da água em vapor;
- Turbogenerador: equipamento onde é realizada a expansão do vapor e é gerada a energia elétrica;
- Condensador: responsável pela condensação do vapor para permitir o bombeamento.

A figura a seguir ilustra o ciclo Rankine convencional.

Figura 3 – Ciclo Rankine convencional



(Fonte: Velázquez, 2000)

As turbinas a vapor podem ser de contrapressão, quando a pressão do vapor na saída da turbina é superior a atmosférica, ou de condensação, quando a pressão na saída é inferior a atmosférica.

As turbinas podem ainda ser classificadas como de extração, quando parte do vapor que se expande na turbina é retirado ao longo de sua expansão. Nesse caso têm-se duas opções: pode-se usar a turbina de contrapressão, onde o vapor extraído da turbina vai para o processo, retornando então ao condensador.

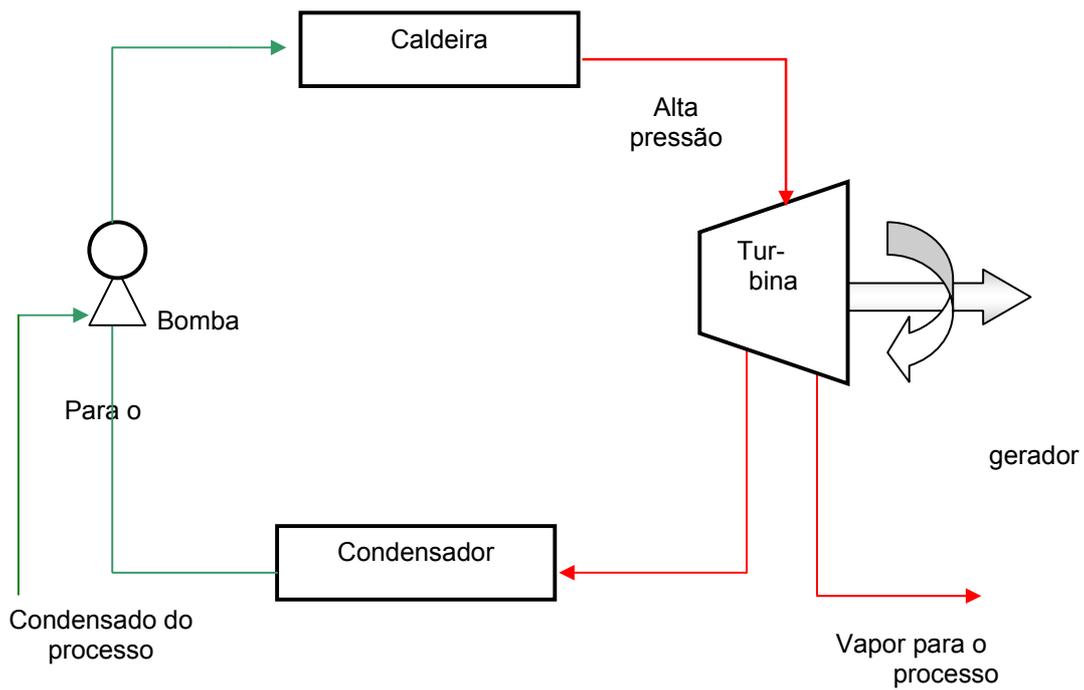
A outra opção é o processo CEST – Condensing Extraction Steam Turbine, onde parte do vapor é extraída da turbina numa pressão intermediária, indo para o processo. O restante expande na turbina até a pressão do condensador, condensa e retorna à caldeira juntamente com o condensado do processo. Este é o

processo com turbina a vapor que apresenta os melhores rendimentos de produção de energia elétrica (COELHO, 1992).

A grande vantagem em termos de eficiência energética do processo de cogeração é o fato de que a partir do mesmo combustível se produz duas formas de energia, a térmica e a mecânica. Desta forma, é utilizado para o processo o calor residual do vapor, que pode vir da exaustão da turbina a vapor, ou de uma extração numa turbina de condensação.

A figura a seguir ilustra o ciclo Rankine com cogeração.

Figura 4 - ciclo Rankine com cogeração (Sistema CEST)



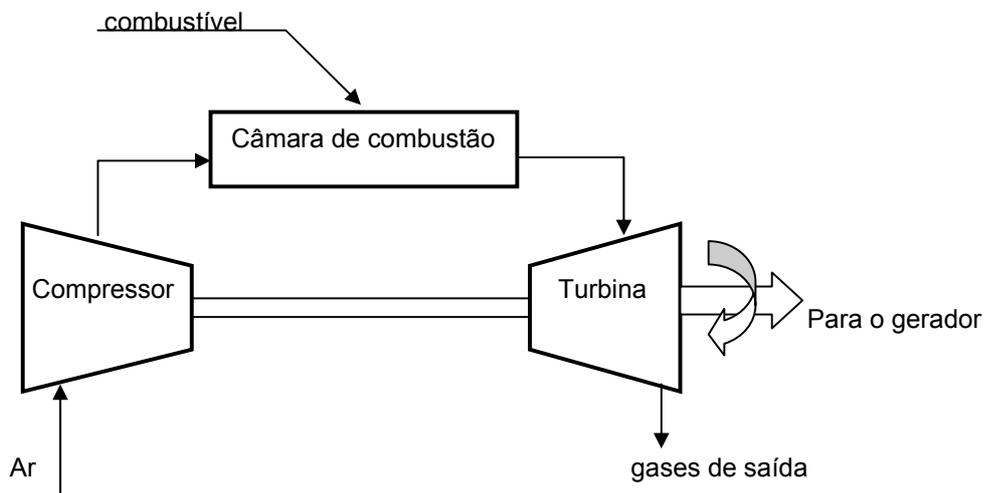
(Fonte: Velázquez, 2000)

Este é o ciclo proposto nos sistemas de cogeração da indústria sucroalcooleira, utilizando como combustível o bagaço de cana, onde o bagaço é queimado para aquecer a água das caldeiras, gerando assim o vapor.

2.3. Ciclo Brayton

O ciclo Brayton, de turbina a gás, é composto basicamente de três partes distintas: o compressor de ar, a câmara de combustão e a turbina a gás. Neste tipo de ciclo, o ar atmosférico é continuamente succionado pelo compressor, sendo comprimido para uma alta pressão. O ar comprimido entra na câmara de combustão, e é misturado ao combustível e ocorre a combustão, resultando em gases com alta temperatura. Os gases provenientes da combustão se expandem através da turbina. Parte do trabalho desenvolvido pela turbina é usada para acionar o compressor, o restante é utilizado para acionar um gerador elétrico ou um dispositivo mecânico.

Figura 5 - Ciclo Brayton

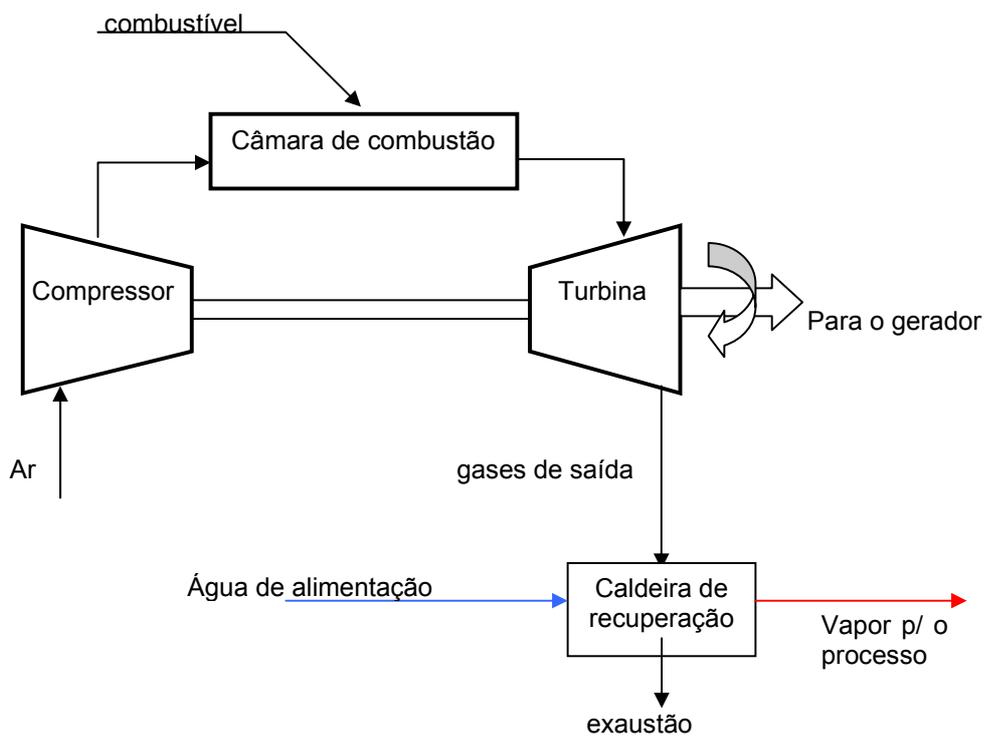


(Fonte: Velázquez, 2000)

A cogeração no ciclo Brayton é implementada através da adição de uma caldeira de recuperação de calor ao ciclo. Neste caso, os gases de exaustão da turbina são direcionados para a caldeira, de modo a gerar vapor. Este vapor é então utilizado no processo industrial ou para acionamento de uma turbina a vapor (ciclo combinado).

Este é o ciclo proposto na maioria dos sistemas de cogeração atuais utilizando como combustível o gás natural, nas indústrias em que o consumo de vapor é bastante elevado, como nas indústrias de papel e celulose e indústrias químicas.

Figura 6 – Ciclo Brayton com cogeração

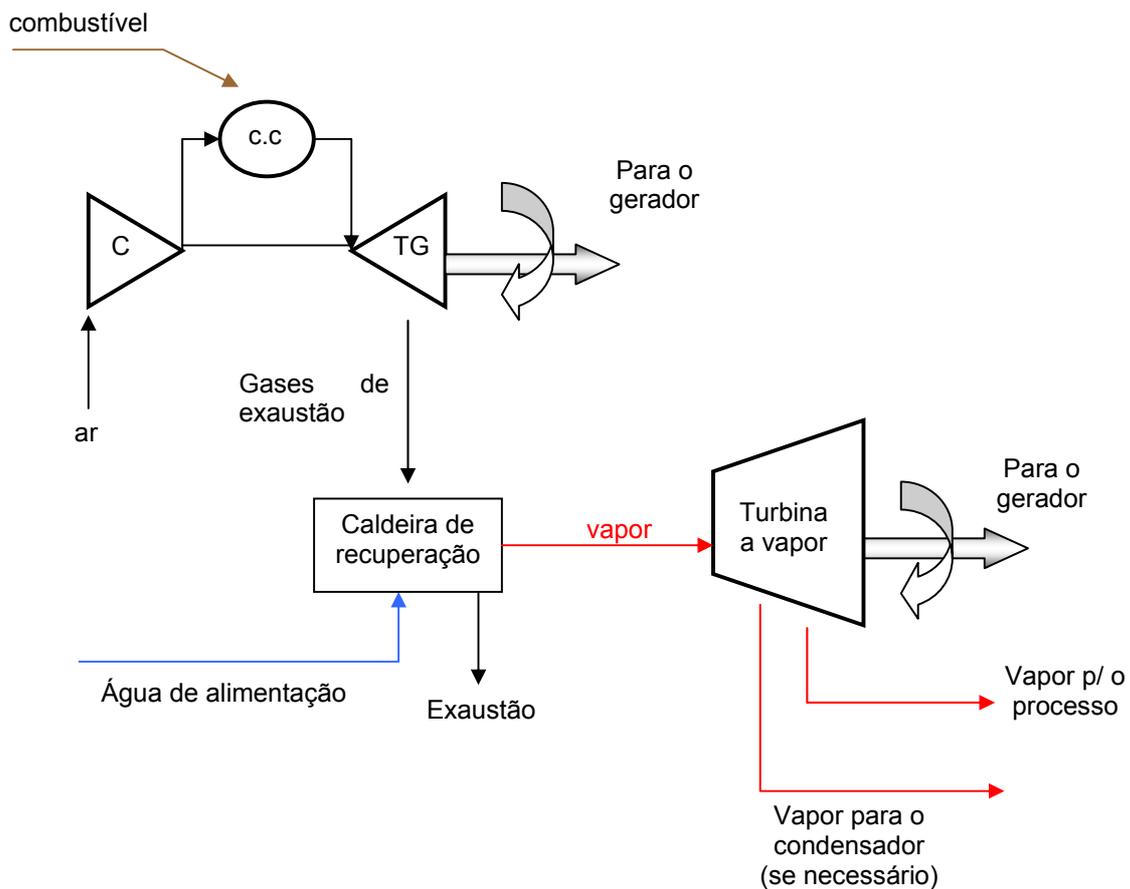


(Fonte: Velázquez, 2000)

2.4. Ciclo Combinado

O ciclo combinado é baseado na junção dos dois ciclos de potência vistos anteriormente, o Rankine e o Brayton. Neste tipo de arranjo, o calor liberado por um ciclo é usado parcialmente ou totalmente como entrada para outro ciclo. No caso da geração de energia elétrica, os gases de exaustão da turbina a gás que estão numa temperatura relativamente alta podem ser usados como fonte de calor, através de uma caldeira de recuperação de calor, para geração de vapor que serve como fluido de trabalho para o acionamento de uma turbina a vapor, gerando um adicional de energia.

Figura 7 – Ciclo combinado



(Fonte: Velázquez, 2000)

3. Tecnologias em desenvolvimento

Existe hoje um grande interesse em todo mundo quanto ao desenvolvimento de tecnologias que permitam o uso da biomassa para geração de energia de modo mais eficiente. Essa busca se explica pela limitação quanto à eficiência dos ciclos térmicos a vapor que utilizam biomassa, além das vantagens ambientais³⁵ que decorrem do seu uso. Em especial pode-se citar a redução das emissões dos gases de efeito estufa (CO₂), a redução das emissões dos gases que causam a chuva ácida (óxidos de enxofre e nitrogênio) e a diminuição das emissões de material particulado.

Dentre as tecnologias em desenvolvimento pode-se citar a gaseificação da biomassa (esta tecnologia é estudada em detalhes em COELHO, 1992).

Para permitir a utilização da biomassa na alimentação de turbinas a gás, é necessária primeiramente submetê-la a um processo de gaseificação ou liquefação, e posteriormente a um processo de limpeza dos gases.

Existem inúmeros trabalhos que descrevem e analisam as tecnologias nos sistemas de gaseificação. COELHO, 1992, faz uma avaliação técnica, econômica e ambiental desse processo no setor sucroalcooleiro. WALTER, 1998, apresenta um estudo detalhado que identifica diferentes iniciativas de desenvolvimento de sistemas de gaseificação de biomassa nos últimos anos, envolvendo diferentes processos e organizações de vários países.

³⁵ As vantagens ambientais do uso da biomassa já foram discutidas na parte inicial do trabalho.

ANEXO 2

ROTEIRO PARA ELABORAÇÃO DO RAP

Este roteiro se destina a fornecer orientação para elaboração de RAP, para implantação ou ampliação de centrais termoelétricas¹.

O presente roteiro destaca o conteúdo mínimo a ser contemplado, e dependendo do porte do empreendimento, da área de inserção e capacidade de suporte do meio, os dados apresentados deverão ser aprofundados e informações adicionais podem ser requeridas.

1. Objeto do licenciamento

Indicar a capacidade a ser instalada (MW) e o combustível a ser utilizado para a usina termoelétrica.

2. Justificativa do Empreendimento

Justificar o empreendimento proposto em função da demanda a ser atendida , demonstrando a inserção do mesmo no planejamento regional e do setor.

Justificar a opção térmica frente a outras alternativas de geração. Justificar o combustível indicado.

Apresentar as alternativas locacionais e tecnológicas estudadas, justificando a adotada.

3. Caracterização do Empreendimento

Apresentar informações que permitam avaliar e localizar o projeto proposto, devendo ser contemplados os itens abaixo:

- Localizar o empreendimento segundo o(s) município(s) atingido(s), e a bacia hidrográfica, enquadrando os corpos d'água em sua respectiva classe de uso e coordenadas geográficas. Estas informações deverão ser plotadas em carta topográfica oficial, original ou reprodução, mantendo as informações da base em escala mínima 1:50.000.
- Descrever o empreendimento proposto, apresentando a alternativa tecnológica preconizada, especificando o tipo de combustível e o tipo de resfriamento. Caracterizar volume, origem, transporte e armazenagem do combustível adotado, bem como os combustíveis auxiliares e/ou emergenciais.
- Descrever as obras, apresentando: áreas de empréstimo e bota fora,

¹ Este documento foi fornecido pelos técnicos do DAIA, durante visita às instalações do DAIA, em 04/09/2003

acessos canteiros e construções civis. Estas informações, também deverão ser apresentadas em planta planialtimétrica, em escala compatível.

- Caracterizar qualitativa e quantitativamente os efluentes líquidos e gasosos e /ou os resíduos sólidos, decorrentes da atividade, indicando as formas de tratamento e destinação final para cada um deles.
- Caracterizar o sistema de abastecimento d'água para uso industrial. Estas informações, também, deverão ser apresentadas em planta planialtimétrica em escala compatível.
- Estimar mão de obra necessária para sua implantação e operação
- Estimar o custo total do empreendimento;
- Apresentar o cronograma de implantação;

4. Diagnóstico Ambiental Preliminar da Área de Influência

As informações a serem abordadas neste item devem propiciar o diagnóstico da área de influência do empreendimento, refletindo as condições atuais dos meios físico, biológico e socioeconômico e permitindo a avaliação dos impactos resultantes da implantação do empreendimento.

Para tanto deverão ser apresentadas as informações básicas abaixo relacionadas, devendo as mesmas, quando couber, serem apresentadas em planta planialtimétrica, em escala compatível, também através de fotos datadas, com legendas explicativas da área do empreendimento e do seu entorno:

- Delimitar a área de influência do empreendimento
- Demonstrar a compatibilidade do empreendimento com a legislação envolvida: Municipal, Estadual e Federal, em especial as áreas de interesse ambiental em anexo, mapeando as restrições à ocupação;
- Caracterizar uso e ocupação do solo atual;
- Caracterizar a infra-estrutura existente;
- Caracterizar as atividades socioeconômicas;
- Caracterizar áreas de vegetação nativa e/ou de interesse específico para a fauna;
- Caracterizar a bacia de recepção e captação, quanto à vazão média mensal, vazão crítica e atuais condições de qualidade de suas águas
- Caracterizar as condições climáticas e o grau de saturação atual da qualidade do ar, com destaque para o regime dos ventos;
- Caracterizar a área quanto a sua suscetibilidade a ocorrência de processos de dinâmica superficial, com base em dados geológicos e geotécnicos.

5. Identificação dos Impactos Ambientais

Identificar os principais impactos que poderão ocorrer em função das diversas ações previstas para a implantação e operação do empreendimento: conflitos de uso do solo e d'água, intensificação de tráfego na área, valorização/desvalorização imobiliária, interferência com infra-estrutura existente,

remoção de cobertura vegetal, alteração no regime hídrico e na qualidade das águas, alteração da qualidade do ar e apontar as concentrações esperadas dos poluentes gasosos nos receptores mais críticos, erosão e assoreamento, entre outros.

6. Medidas Mitigadoras

Apresentar as medidas mitigadoras, compensatórias e/ou de controle ambiental considerando os impactos previstos no item anterior, tais como: uso de água de resfriamento, uso de água no retentor de fuligem, disposição adequada dos resíduos sólidos, baixa geração de ruído pelos equipamentos, monitoramento dos impactos. Indicar os responsáveis pela implementação das mesmas e o respectivo cronograma de execução.

7. Documentação e Anexos

- Equipe Técnica que elaborou o RAP
- Cópia da Anotação de Responsabilidade Técnica – ART do coordenador técnico habilitado do projeto.
- Certidão de conformidade de uso do solo da Prefeitura Municipal
- Autorização do órgão responsável pela concessão de uso das águas
- Nome e endereço do interessado, nome do empreendimento, razão social e C.G.C.

8. Comentários finais

Apresentar os comentários finais, e outras informações que forem necessárias.

ANEXO 3

**CÓPIA DA LICENÇA PRÉVIA E LICENÇA DE INSTALAÇÃO
DA USINA SANTA ADÉLIA**

ANEXO 4

DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO DA USINA SANTA ADÉLIA

ANEXO 5

ESQUEMA DE PROTEÇÃO DO GERADOR DA USINA SANTA ADÉLIA

ANEXO 6

SISTEMAS DE PROTEÇÃO

- **Sistemas de Proteção para geradores**

Neste item serão apresentadas as principais funções de proteção utilizadas para a proteção de geradores elétricos.

Entretanto, deve-se ressaltar que nem todas as proteções são aplicáveis a todos os geradores, em cada caso deverá ser feito um estudo detalhado que possa subsidiar a opção por uma ou outra proteção.

As proteções são sempre referenciadas por um número, que é o código ANSI (American National Standard), que é o código padronizado internacionalmente para cada função de proteção de um sistema elétrico, que caracteriza o relé que executa a função da proteção.

- 1) Proteção contra sobrevelocidade (12): A sobrevelocidade decorre de uma rejeição de carga, seguida do mau funcionamento do regulador de velocidade. Essa anormalidade impõe um esforço mecânico indesejável ao gerador, e por isso essa proteção acaba sendo adotada na maioria dos casos, através de um sensor de velocidade colocado no eixo da turbina.
- 2) Relé de Impedância (21): Trata-se de um relé que permite que o gerador atenda cargas que estejam dentro de uma região de operação pré-estabelecida. Deste modo, quando ocorre alguma falha externa, tal como um curto circuito, a impedância vista pela máquina sai da região admissível, levando à atuação do relé.
- 3) Proteção contra sobreexcitação (24): A sobreexcitação pode ocorrer devido à operação com tensões maiores que a nominal, ou tensões iguais ou menores que a nominal, mas a uma frequência inferior à

nominal. A partir desta relação tensão/freqüência, pode-se detectar o nível de excitação da máquina, e o relé atua caso seja necessário.

- 4) Relé de sincronismo (25): É um relé que verifica se as condições de sincronismo e paralelismo entre o gerador e o sistema foram ou não atendidas. Normalmente este relé atua junto com uma lógica de intertravamento, que permite ou não o fechamento do disjuntor de interligação, pois como o sistema elétrico é interligado, um gerador só pode se conectar a rede se estiver em sincronismo com ela. Para que um gerador esteja em paralelo (ou sincronismo) com o sistema elétrico, cinco condições precisam ser atendidas, para que a tensão do gerador seja igual, em todos os aspectos, à tensão do sistema:

- ⇒ Mesma forma de onda
- ⇒ Mesmo valor de tensão
- ⇒ Mesma freqüência
- ⇒ Mesma seqüência de fases
- ⇒ Defasamento angular nulo entre fases correspondentes

- 5) Proteção contra subtensões (27): Como o próprio nome menciona, este relé é usado para detectar condições de tensão inferiores aos valores normalmente aceitos para a operação do sistema.
- 6) Proteção contra potência reversa (32): Se o gerador perde a sua energia primária oriunda de uma turbina ou motor, dá-se início a um processo de reversão no sentido do fluxo de potência, que pode causar a motorização do gerador. Ao detectar essa inversão no fluxo, o relé irá atuar para proteger o gerador.
- 7) Sobretemperatura dos mancais (38): Um sensor de temperatura instalado em um orifício do mancal poderá detectar um eventual sobreaquecimento. A sua atuação é feita através de um alarme, que visa alertar o operador do sistema sobre o problema.

- 8) Proteção contra vibração de mancais (39): É um dispositivo que atua quando observada a ocorrência de condições mecânicas anormais, tais como vibração excessiva, choque, etc.
- 9) Proteção contra subexcitação (40): Protege o gerador em condições de perda de excitação, quando o mesmo começa a operar como uma máquina de indução, absorvendo potência reativa do sistema, podendo levar à perda de estabilidade e aquecimento do estator e rotor.
- 10) Proteção contra desequilíbrio de carga (46): A operação do sistema com desequilíbrio de cargas é extremamente nociva ao gerador, pois provoca uma forte elevação de temperatura no mesmo. Assim, este relé é usado para detectar este desequilíbrio, que é caracterizado pela circulação de corrente de valores diferentes nas três fases.
- 11) Modelo térmico do estator (49): Trata-se de sensores de temperatura resistivos instalados entre os enrolamentos da armadura, para enviar informações a respeito da elevação da temperatura originária de sobrecargas, mau funcionamento do sistema de refrigeração e troca de calor.
- 12) Proteção de sobrecorrente instantânea (50): Este relé provê uma proteção com alta sensibilidade e velocidade, atuando imediatamente sempre que o valor de corrente ultrapasse um limite previamente ajustado.
- 13) Proteção contra energização inadvertida (50/27): A energização inadvertida pode resultar de um fechamento de um disjuntor enquanto a máquina ainda está parada, ou em baixa velocidade. A rápida aceleração pode causar danos excessivos. Esta situação é detectada pela ação de uma sobrecorrente instantânea associada a uma subtensão.
- 14) Detecção de falha do disjuntor (50BF): Muitas vezes um disjuntor pode não atuar mediante a um comando de abertura, seja por

problema de ordem elétrica ou de ordem mecânica. Esse relé detecta a falha, e dispara o procedimento padrão para este caso.

- 15) Proteção de sobrecorrente temporizada (51): É um relé com característica de tempo definida, que atua quando a corrente ultrapassa um valor determinado. A característica de tempo é muitas vezes desejável para viabilizar a coordenação da proteção. Muitas vezes a numeração vem acompanhada das letras N ou G, que representam sobrecorrente de neutro ou de terra (ground), respectivamente.
- 16) Sobrecorrente temporizado com restrição de tensão (51V): Este relé de sobrecorrente permite ser ajustado para valores de correntes abaixo da corrente nominal da máquina, uma vez que ele só irá atuar se, simultaneamente, a tensão estiver abaixo de um valor ajustado pré-especificado. Uma aplicação importante é o discernimento entre uma corrente de carga e uma corrente de falta com alta impedância. No último caso, a tensão cai a zero.
- 17) Proteção contra sobretensões (59): Este relé protege o isolamento da unidade geradora contra sobretensões elevadas que se mantêm por um determinado período, as quais podem ser originadas de perdas de carga, aberturas monopolares, sobreexcitação, entre outros.
- 18) Proteção contra falta dos fusíveis dos TPs (60FL): A perda do sinal de tensão oriunda dos TPs pode conduzir a uma série de problemas no funcionamento do sistema de geração, além da atuação intempestiva de algumas proteções. O motivo mais comum desta falha é a perda dos fusíveis. Outras causas poderiam ser a falha em enrolamentos de TPs, abertura acidental de contatos, etc. A sua detecção pode ser feita a partir de um relé de desbalanço de tensão.
- 19) Proteção de fase dividida (61): Esta proteção tem a finalidade de detectar defeitos do tipo curto circuito entre espiras ou quaisquer desequilíbrios entre correntes de enrolamentos de uma mesma fase

do gerador. Trata-se de um relé de sobrecorrente, temporizado, que monitora a diferença de corrente entre os terminais de cada fase.

20) Proteção de perda de sincronismo (78): Faltas severas, transitórios na rede e variações súbitas de carga podem causar uma perda de sincronismo. A operação nestas condições pode causar danos ao gerador. Este relé atua quando uma defasagem angular pré-estabelecida entre duas tensões for detectada.

21) Proteção contra sobre e subfrequencia (81O/U): A operação com sobrefrequencia pode indicar uma sobrevelocidade, sendo extremamente nociva às partes rotativas do grupo gerador, pela força atuante, a aos mancais. A subfrequencia, por outro lado, pode indicar uma sobrecarga, devendo ser rapidamente eliminada. Este relé é capaz de detectar essas variações e, em função de sua magnitude, permite atuar com diferentes ajustes temporizados. Este relé deve atuar em conjunto com um esquema de rejeição de carga, para ir diminuindo a carga sem deixar a frequência cair muito.

22) Proteção diferencial de fases (87): É usada para caracterizar desequilíbrios de corrente nos enrolamentos da armadura, protegendo a máquina contra praticamente todos os tipos de curto circuito. A grande vantagem deste relé é que ele é estritamente seletivo, podendo ser instantâneo, não necessitando uma coordenação com as demais proteções existentes, externas ao gerador.

- **Sistemas de Proteção para transformadores**

Os principais relés de proteção que são utilizados em transformadores serão apresentados a seguir, sendo que, assim como no caso dos geradores, nem todas as proteções são aplicáveis a todos os transformadores. Deste modo, em cada

caso deverá ser feito um estudo detalhado que possa subsidiar a opção por uma ou outra proteção.

- 1) Relé indicador de temperatura de óleo (26): Utiliza um sensor de temperatura instalado no ponto mais quente do transformador, que é normalmente próximo ao topo da carcaça. Quando o óleo atinge determinadas temperaturas, o aquecimento pode ter sido provocado por sobrecarga ou por algum curto-circuito. Esse relé possui contatos programáveis que possibilitam desligamento ou alarme.
- 2) Relé indicador de temperatura de enrolamentos (49): Esse relé funciona através de um dispositivo de imagem térmica, que, indiretamente, mede a temperatura do enrolamento. Esse dispositivo é constituído, basicamente, de um resistor de aquecimento pelo qual passa uma corrente proporcional à corrente que passa pelo enrolamento do transformador. Assim, através de informações de temperatura do óleo e da corrente da fase, pode-se estimar a temperatura do enrolamento. Uma temperatura mais quente no enrolamento tem influência considerável na deterioração da isolação do enrolamento.
- 3) Relé de falhas incipientes (63): Os defeitos incipientes internos a um transformador ocorrem principalmente devido a problemas de conexão, quebra de isolação em pontos de laminação, ou ainda aquecimentos localizados no enrolamento. Esses defeitos incipientes causam danos que se desenvolvem gradualmente, e podem ser detectados por um relé de sobrepressão, conhecido por relé Buchholz (nome do seu inventor). Este relé atua através de dois princípios de funcionamento distintos: um deles é através da detecção do acúmulo de gás proveniente da parte inferior do transformador, que provoca um sinal de alarme. O outro é através da súbita variação do nível do óleo ou do gás, que provoca um desligamento bastante rápido.

- 4) Relé de sobrepressão interna (63P): Esta proteção é capaz de detectar a formação de gás produzido por defeito entre espiras dos enrolamentos, sendo uma proteção de alta velocidade, pois gás sob pressão dentro do transformador pode causar grandes estragos ao mesmo.
- 5) Relé indicador de nível de óleo do conservador (71): Este equipamento monitora o nível do óleo, sinalizando através de contatos, os valores máximo e mínimo de óleo. Normalmente esse relé provoca apenas um alarme, podendo eventualmente ser empregado para desligamento no caso do nível mínimo.
- 6) Relé de sobrecorrente de fase e neutro (50/51): São relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados, aplicados tanto a fases como ao neutro do transformador, provendo proteção contra defeitos externos. O relé de sobrecorrente de fase (50) não deverá atuar quando da ocorrência da corrente chamada *inrush*, que é uma corrente transitória bastante deformada que aparece quando se liga um transformador, no lado que se fecha o disjuntor. Se os relés não forem adequados, ou seja, não são especificados para prever esta condição, haverá atuação indevida e indesejável da proteção, não permitindo a energização do transformador.

Embora a proteção de sobrecorrente seja fácil de instalar, ela é difícil de ser ajustada, pois depende das condições de curto circuito do sistema, que são muito variáveis e dependem de muitos fatores. Além disso, eles devem ser ajustados levando-se em consideração a carga e a sobrecarga. A proteção de sobrecorrente não é uma proteção de sobrecarga, e por isso deve permitir todas as sobrecargas possíveis e permitidas, inclusive aquelas em situações de emergência. A proteção contra sobrecarga é feita por outros relés, baseados na temperatura as quais o transformador será submetido.

- 7) Relé diferencial (87): a proteção diferencial é universalmente utilizada para proteção de transformadores. A operação do relé é

instantânea, da ordem de 17 a 70 ms, e quando o mesmo atua, ele deve acionar os disjuntores do transformador, além de emitir as sinalizações necessárias. A proteção diferencial deve sempre comparar valores de corrente, e atuar caso elas se tornem diferentes.

Em transformadores, o relé diferencial compara as correntes que circulam nos dois lados dos transformadores (primário e secundário). A proteção diferencial também deve ser especificada adequadamente para não atuar quando da ocorrência da corrente *inrush*, pois essa corrente só ocorre de um dos lados do transformador.

- **Sistema de Proteção para Linhas e Barras**

Para a proteção de linhas podem ser usadas diversas classes de relés, mas comumente são usadas proteção com relés de sobrecorrente, relés de distância e proteção diferencial, que protegem as linhas no caso de curto-circuitos, conforme a seguir.

- 1) Proteção de sobrecorrente (50/51): o uso de relés de sobrecorrente em linhas é a forma mais barata e mais simples de se fazer a proteção, mas por outro lado é o mais difícil de se aplicar e também o que mais rapidamente requer reajustes, ou até mesmo substituição, à medida que o sistema é modificado. É recomendada para muitos casos onde não se exige requisitos adicionais de confiabilidade. É importante que o ajuste de corrente mínima de atuação dos relés de sobrecorrente leve em conta a carga máxima possível na linha de transmissão protegida. Ou seja, a corrente mínima de atuação deve ser superior à corrente de carga máxima, considerando inclusive situações de sobrecarga suportáveis. Quando há uma interligação de uma nova carga em uma linha, essas correntes de carga devem ser ajustadas.

2) Proteção de distância (função impedância 21): A função impedância mede, através das entradas dos valores de corrente e de tensão do circuito protegido, a impedância no ponto de instalação da proteção. Uma forma segura e confiável de proteção de linha seria comparar a corrente entrando no circuito com a corrente que dele sai, que teoricamente deveriam ser iguais. No entanto, em linhas de transmissão não só o comprimento como a tensão e o arranjo da linha fazem com que esse princípio seja antieconômico e difícil de ser implementado.

Assim, um relé de distância, ao invés de comparar a corrente de linha no local do relé com a corrente no extremo do trecho a ser protegido, compara a corrente local com a tensão local na fase correspondente. Dessa forma, o relé irá conhecer a impedância no ponto onde está instalado.

Quando ocorre uma falta em algum ponto da linha, a corrente e a tensão da linha se alteram, e uma nova impedância é calculada, considerando a corrente e a tensão de curto-circuito, sendo que esta impedância é proporcional à distância entre o ponto de ajuste do relé e o ponto onde ocorreu a falta.

Isto porque há uma relação linear entre o comprimento de uma linha de transmissão e a sua impedância série. Isto é, quanto maior a distância entre o ponto de medida e o ponto de curto-circuito, maior a impedância medida. Assim, o relé de distância deve ser ajustado para que envolva a distância de linha desejada para que se detecte o curto-circuito, e daí vem sua denominação de relé de distância.

3) Proteção Diferencial (87): em linhas de transmissão, a função diferencial é utilizada comparando-se as correntes nas duas extremidades da linha, fase a fase. Para que isso possa ser feito, utilizam-se tecnologias digitais para transmissão de dados entre as duas extremidades, com meios de comunicação adequados, tais como fibras óticas ou microondas. Assim, em caso de um curto

circuito na linha protegida, além da alteração da intensidade da corrente elétrica nas extremidades, haverá inversão no sentido da corrente em uma das extremidades. Isto significa o aparecimento de uma corrente anormal, chamada diferencial, que permite com que a proteção detecte o curto circuito e atue, desligando a linha.

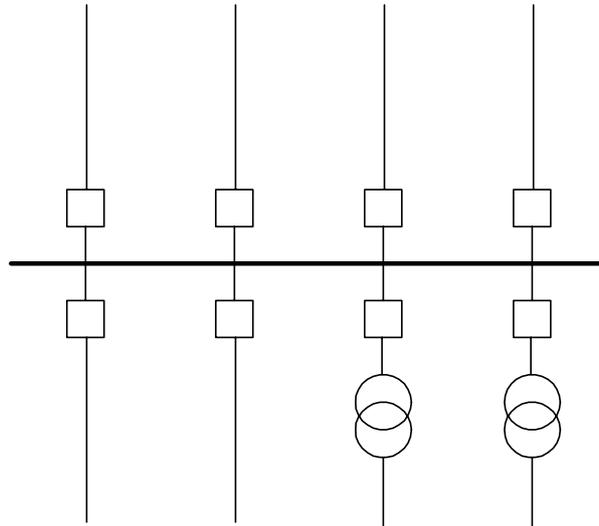
Já no caso das barras, que interligam as linhas de transmissão às subestações, o principal defeito que pode ocorrer é o curto-circuito. Em barras, o curto-circuito pode ocorrer devido a rompimento de isolação, presença de objetos estranhos, tais como animais e pássaros, e rompimento de conectores.

Na verdade, os relés usados para detecção de falhas em barras se baseiam na lei de Kirchoff, a saber: a soma das correntes entrando e saindo de uma barra, ou nó, deve ser igual a zero. Assim a função diferencial (87), já definida anteriormente, é a mais usada para proteção de barras, sendo que há dois modos básicos de proteção para barras:

- a) A chamada proteção remota, através de relés instalados em subestações adjacentes (no caso de linhas de transmissão que chegam à barra), ou através de relés de retaguarda de equipamentos (tais como transformadores) ligados à barra;
- b) O uso de proteção diferencial de barra específico.

Mas não existe um critério geral e claramente definido para aplicação de proteção diferencial em barras, pois a configuração da barra influencia a forma como a proteção atua, e assim cada caso deve ser analisado criteriosamente. As figuras a seguir mostram alguns exemplos de configuração de barras, e como a proteção atuaria em cada caso.

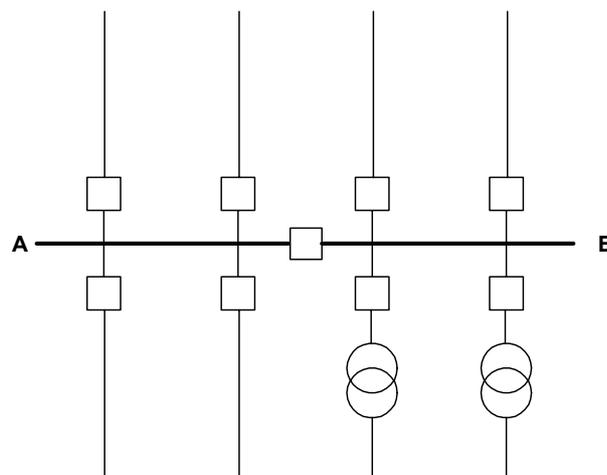
Figura 1 – Barra interligando todas as entradas e saída



Fonte: Maezono, 2001

Neste caso, em que a barra interliga todas as entradas e saídas, se houver um curto-circuito na barra, haverá necessidade de se desligar todos os circuitos que chegam na barra. Uma variação neste tipo de arranjo é o uso de um disjuntor de acoplamento de barras, como na figura a seguir.

Figura 2 – Barra com disjuntor de acoplamento

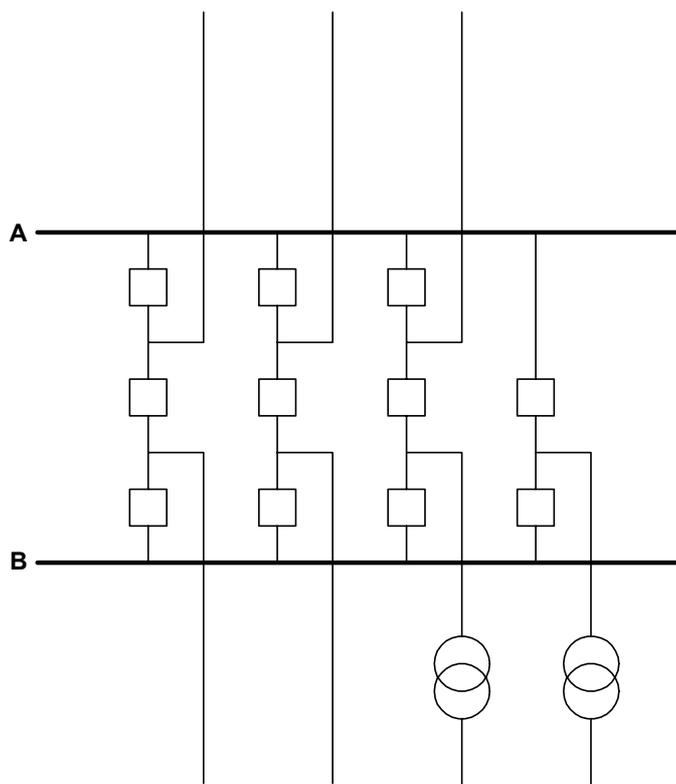


Fonte: Maezono, 2001

Aqui neste caso, verifica-se que há dois trechos eletricamente separados por um disjuntor, o trecho A e o trecho B. Assim, para um curto-circuito em A, haveria necessidade de desligamento dos 04 circuitos da esquerda, e também do disjuntor de acoplamento. Para um curto-circuito em B, haveria necessidade de desligamento dos 04 circuitos da direita, e também do disjuntor de acoplamento. Assim, no caso de ocorrência de uma falha, parte do circuito irá permanecer energizado.

Outro tipo de arranjo, muito utilizado no Brasil nas linhas de altas tensões, é o chamado “disjuntor e meio”, apresentado na figura a seguir. Esse arranjo é bem mais caro que os anteriores, em virtude do grande número de disjuntores envolvidos, sendo assim indicado para sistema de alta tensão, onde o nível de potência é alto e uma configuração mais segura se justifica.

Figura 3 – Esquema “disjuntor e meio”



Fonte: Maezono, 2001

Para um curto-circuito em A ou em B, haveria necessidade de se desligar todos os disjuntores conectados na barra em curto. Mesmo assim, não haveria perda de circuitos, pois o disjuntor instalado no meio dos circuitos permitiria a continuidade do fornecimento, melhorando a confiabilidade do sistema.

Assim, pode-se perceber que a configuração adotada no barramento influi diretamente na instalação e ajuste da proteção. Mas qualquer que seja a opção adotada, o ajuste da proteção deve procurar minimizar a possibilidade de atuações indevidas, e também de atuações para curtos-circuitos externos à barra, mantendo a rapidez de sua atuação.

Outra questão importante em relação à proteção das linhas e barras diz respeito ao religamento automático. O religamento automático não é um relé de proteção, mas um equipamento que atua em conjunto com os relés de proteção.

A maioria das falhas em sistemas elétrica é de curta duração. Por isso, a função do “religamento automático” é bastante utilizada. O equipamento utilizado para esse fim é o religador, que faz sucessivas tentativas de restabelecimento do sistema, até que o mesmo venha a ser restabelecido, ou até que o religador atinja um número limite de tentativas, quando o sistema é definitivamente desligado.

O grande problema do religamento é que, após um desligamento, mesmo que momentâneo, pode ser que as condições para o paralelismo entre produtor independente e concessionária já não se verifiquem mais. Assim pode ocorrer um religamento automático com o sistema fora de sincronismo, o que acarreta problemas nos equipamentos. Assim, além das proteções mínimas para as linhas e barras, deve-se projetar um sistema de religamento automático que atue em conjunto com o sistema de proteção, para que, em caso de falhas, as linhas só sejam religadas se o sincronismo se verificar.