



CHRISTIANN ROBERTO LEITE FREITAS

**O IMPACTO DO PROGRAMA DE INCENTIVO
ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA
ELÉTRICA – PROINFA NO MERCADO
CATIVO DA COMPANHIA DE ELETRICIDADE
DO ESTADO DA BAHIA - COELBA**

LAVRAS – MG

2011

CHRISTIANN ROBERTO LEITE FREITAS

**O IMPACTO DO PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES
ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA – PROINFA NO
MERCADO CATIVO DA COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO
ESTADO DA BAHIA - COELBA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em Formas Alternativas de Energia, para a obtenção do título de Especialista em Formas Alternativas de Energia.

Orientador

Dr. Carlos Alberto Alvarenga

LAVRAS – MG

2011

CHRISTIANN ROBERTO LEITE FREITAS

**O IMPACTO DO PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES
ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA – PROINFA NO
MERCADO CATIVO DA COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO
ESTADO DA BAHIA - COELBA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em Formas Alternativas de Energia, para a obtenção do título de Especialista em Formas Alternativas de Energia.

APROVADO em 17 de Março 2011

Dr. Luciano Mendes dos Santos	UFLA
Dr. Gilmar Tavares	UFLA
Dr. Vítor Hugo Teixeira	UFLA

Dr. Carlos Alberto Alvarenga
Orientador

LAVRAS – MG

2011

*Aos meus familiares, fonte de inspiração e motivação em todas as minhas
atividades.*

DEDICO

AGRADECIMENTOS

Aos meus colegas de trabalho, que me apoiaram, incentivaram a continuar e tornaram possível a realização deste curso.

RESUMO

O presente trabalho é constituído de retrospectiva histórica que descreve a dinâmica do mercado de energia no Brasil, mostra a evolução da pesquisa de fontes alternativas no Brasil e no mundo e a necessidade de pesquisar e baratear o custo de novas fontes de energia, explica a evolução do preço da energia no mercado livre, explica porque cada vez mais é viável economicamente investir em formas alternativas de energia, trata dos impactos causados pelos incentivos do Governo Federal ao uso de biomassa, pequenas centrais hidroelétricas e energia eólica no mercado cativo da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia a Coelba, descreve o potencial do Brasil e da Bahia como estado produtor de energia através de fontes renováveis, analisa a regulação existente, demonstra os benefícios trazidos ao Estado e o resultado das ações realizadas pelo Governo Federal através do Ministério de Minas e Energia através do plano decenal de expansão ciclo 2006 a 2015.

Palavras - chave: Proinfa. Mercado cativo. Regulação. Efeitos.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Processo Global de Seleção do PROIN.....	15
Figura 2	Processo de Conversão conforme Fonte de Biomassa	20
Figura 3	Fontes de Energia Elétrica por Estado Brasileiro.....	24
Figura 4	Sistema de Transmissão de energia na região Nordeste.	25
Figura 5	Maiores centros de consumo da região Nordeste.	26
Figura 6	Evolução das vendas (GWh).....	39

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Evolução do Mercado de Energia Elétrica da Coelba.....	38
Tabela 2	Taxa de crescimento anual do mercado energia	39

LISTA DE SIGLAS

COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
EUA	Estados Unidos da América
OIE	Oferta Interna de Energia
BP	British Petróleo
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
CCVE	Contratos de Compra e Venda de Energia
TUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
TUSD	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
P&D	Programa de Pesquisa e Desenvolvimento
ANEEL	Agência nacional de energia elétrica
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
CCC	Conta Consumo de Combustíveis Fósseis
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EPE	Empresa de Planejamento Energético
CMSE	Comitê de Monitoramento Energético
ONS	Operador Nacional do Sistema
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade

SE CIA I	Subestação do Centro Industrial de Aratu I
SE CIA II	Subestação do Centro Industrial de Aratu II
SE CIA III	Subestação do Centro Industrial de Aratu III
TECFLOR	Tecflor Agrofloretais e Paisagismo
EMBASA	Empresa Baiana de Água e Saneamento S.A

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
2	O PROINFA	14
2.1	Descrição do programa	14
2.2	Pequenas centrais hidrelétricas (PCH's)	17
2.3	Biomassa	18
2.4	Energia eólica	20
3	O PROINFA NA BAHIA	22
3.1	Descrição do setor elétrico brasileiro	22
3.2	Descrição do sistema de transmissão da região Nordeste (NE)	24
3.3	Descrição do sistema elétrico do estado da Bahia	26
3.4	O potencial da bahia na geração de eletricidade através de PCH's, biomassa e energia eólica	28
3.4.1	O potencial da bahia na geração de eletricidade através de PCH's	28
3.4.2	O Potencial da bahia na geração de eletricidade através de biomassa	28
3.4.3	O Potencial da bahia na geração de eletricidade através de energia eólica	29
3.5	Os projetos do PROINFA na Bahia	30
4	MERCADO CATIVO COELBA	32
4.1	Descrição do sistema elétrico do estado da bahia	32
4.2	Descrição do mercado cativo da coelba	37
5	IMPACTOS NO MERCADO CATIVO DA COELBA	40
6	CONCLUSÕES	41
	REFERÊNCIAS	43

1 INTRODUÇÃO

Desde o século XV, com a busca de novas rotas de comércio, a lei da oferta e da procura sempre influenciou a economia mundial e, na década de 70, os dois primeiros grandes choques do petróleo estimularam a busca de solução para substituição dos hidrocarbonetos como fonte de energia.

O primeiro choque de petróleo, em 1973, aconteceu quando os países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP, ou pelo seu nome em inglês, OPEC) reduziram a produção em represália ao apoio dos Estados Unidos – EUA e da Europa a Israel no conflito com os árabes.

Em outubro de 1973, o petróleo passou de US\$ 4 o barril para US\$ 17, mostrando ao mundo a necessidade da busca por fontes alternativas de energia para reduzir as pressões nos mercados pelo Cartel da OPEP que como ferramenta de pressão naquele ano define o volume de produção para controlar os preços.

Em 14 de Novembro de 1975, o governo Brasileiro através do decreto nº 76.593 cria o Pró-Álcool ou Programa Nacional do Álcool, com o objetivo de financiar um programa de substituição em larga escala dos combustíveis veiculares derivados de petróleo por álcool.

Em 1979, acontece o segundo grande choque do Petróleo quando o Irã entra em guerra civil causando redução de sua produção e o petróleo passou de US\$ 17 o barril para US\$ 23.

A partir de 1998, quando o preço do barril estava a US\$ 12, os preços começaram a subir principalmente devido a demanda de países como EUA e China e das decisões da OPEP que mantêm os níveis de produção para continuar pressionando as cotações.

As duas grandes crises intensificaram o debate sobre o aumento da segurança no fornecimento de energia, as preocupações ambientais e sociais

com a necessidade da redução da dependência de combustíveis fósseis, contribuindo para que o Brasil buscasse alternativas para produzir energia.

No Brasil, 43,9% da Oferta Interna de Energia (OIE) é renovável, enquanto a média mundial é de 14% e nos países desenvolvidos de apenas 6%, apesar desse privilégio, nosso país continua investindo grandes somas de dinheiro em pesquisas e desenvolvimento da exploração de hidrocarbonetos através da Petrobrás. Os recentes acontecimentos, mostram que entraremos na nova era da exploração do Petróleo, a Era da Regulação.

O recente acidente acontecido em 20 de abril de 2010 no Golfo do México nos Estados Unidos de responsabilidade da British Petróleo (BP)¹ causou o lançamento de milhares de barris de petróleo no mar, e expôs os novos desafios que serão enfrentados pelo Brasil nessa nova fase de exploração das novas reservas no pré-sal .

Os acontecimentos recentes nos Estados Unidos trouxeram a necessidade da criação de seguros para garantir que as populações e o meio ambiente não sofram com os interesses particulares. A revisão da regulação do setor causou a elevação dos custos na década de 70, mas, mesmo com a elevação dos custos, chegamos novamente a um momento em que mais do que nunca tornaram-se atraentes e viáveis os investimentos em energias alternativas.

Este trabalho de conclusão de curso traz uma reflexão do motivo pelo qual o governo Federal, com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, foi tão conservador nos investimentos no estado da Bahia apesar do enorme potencial existente já comprovado pelo volume de

¹ A BP, originalmente Anglo-Persian Oil Company e depois British Petroleum, é uma empresa multinacional sediada no Reino Unido que opera no setor de energia, sobretudo de petróleo e gás. Fez parte do cartel conhecido como Sete Irmãs, formado pelas maiores empresas exploradoras, refinadoras e distribuidoras de petróleo e gás do planeta, as quais, após fusões e incorporações, reduziram-se a quatro - ExxonMobil, Chevron, Shell, além da própria BP. É a única distribuidora de gasolina sem chumbo 100 octanas.

investimentos em andamento e seus impactos no mercado cativo da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.

2 O PROINFA

2.1 Descrição do programa

O apagão elétrico de 2001 causado pela falta de planejamento e investimento em geração de energia acelerou as ações do governo brasileiro para diversificar a matriz energética. Naquele ano foi criado no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME) pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, o PROINFA.

O intuito foi promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, permitindo assim a valorização das características das potencialidades regionais e locais, a aprendizagem tecnológica, competitividade industrial nos mercados interno e externo e sobretudo, identificar e contabilizar corretamente os benefícios técnicos, ambientais e socioeconômicos

O principal objetivo do PROINFA foi aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e coube ao MME definir as diretrizes, elaborar o planejamento do programa e definir o valor econômico de cada fonte e à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS) o papel de agente executora, com a celebração de contratos de compra e venda de energia (CCVE).

Foi previsto no PROINFA a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo 1.191,24 MW provenientes de 63 PCHs, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa, e toda a energia tem garantia de contratação por 20 anos pela ELETROBRÁS através dos CCVE.

O PROINFA foi um projeto pioneiro que seguindo uma tendência mundial incentivou a modernização da indústria de base das fontes alternativas, incentivou a nacionalização dos empreendimentos com a exigência de nacionalização em 90 % de equipamentos, serviços e desenvolvimento de novas tecnologias; outra forte inovação desse programa foi à definição do valor de venda e como parâmetro a redução da tarifa baseada na média nacional.

O MME após a chamada pública divulgou os Guias de Habilitação de PCHs, Biomassa e Energia Eólica e os valores econômicos correspondentes a cada fonte para orientar os interessados em participar do PROINFA.

Através de chamada pública o MME deu conhecimento aos empreendedores que manifestaram suas intenções em participar e estes dentro dos prazos estabelecidos apresentaram a documentação de habilitação jurídica, fiscal, econômico financeira e técnica conforme guia de habilitação.

A seleção dos empreendimentos seguiu o processo descrito pela figura 1

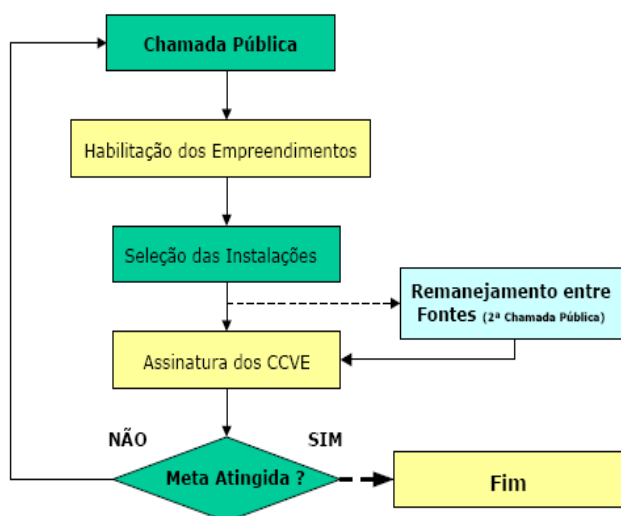


Figura 1 Processo Global de Seleção do PROIN

Fonte MME (2004)

Conforme estabelecido na Lei 10.438, de 2002, o valor pago pela energia elétrica e os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, incorridos pela ELETROBRÁS na contratação foram rateados, após prévia exclusão da Subclasse Residencial baixa renda - cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês -entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, proporcionalmente ao consumo verificado.

Devido ao momento socioeconômico vivido pelo Brasil em 2002 grande parte dos empreendedores tiveram dificuldades de obter financiamentos, o parque industrial não atendia à necessidade crescente de equipamentos o que ocasionou elevação dos custos de implantação dos projetos.

Surgiram novas exigências ambientais e foram necessários investimentos em adequação da logística da rede de distribuição e transmissão.

Outro grande desafio desse projeto foi a capacitação de mão de obra e desenvolvimento de tecnologias para possibilitar a nacionalização dos empreendimentos.

Para viabilizar o programa o Governo Federal através do MME criou diversos incentivos como reduzir a TUST (Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão) e TUSD (Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição) em pelo menos 50% para o empreendimentos aprovados, isentou das taxas de P&D (Programa de Pesquisa e Desenvolvimento), além das taxas de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para as PCH's.

Foi confirmado que até o final de 2010, 68 empreendimentos entraram em operação, o que representou a inserção de mais 1.591,77 MW no Sistema Integrado Nacional (SIN).

Foram mais 23 PCHs (414,30MW), 02 usinas de biomassa (66,50MW) e 43 usinas eólicas (1.110,97MW).

2.2 Pequenas centrais hidrelétricas (PCH's)

A Resolução nº 394 da Agência Nacional de energia elétrica (ANEEL), definiu PCH como toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW como a área do reservatório deve ser inferior a 3 km² que atende aos requisitos das resoluções específicas da ANEEL.

No Brasil onde apenas 25 % da matriz energética é suja e o avanço das tecnologias de construção baratearam todas as diferentes tecnologias e hoje a de menor custo no Brasil é a hidrelétrica (atualmente a mais barata custando 80 R\$/MWh).

Como são empreendimentos que, em geral, procuram atender demandas próximas aos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão, as PCHs têm papel cada vez mais relevante na promoção do desenvolvimento da geração distribuída no País.

Segundo dados da ANEEL, um total de 3.669,30 MW em PCHs estão autorizados para funcionamento, sendo que, destes, 403,8 MW já iniciaram suas obras.

A maioria dos pequenos aproveitamentos hidrelétricos em operação localiza-se nas regiões sul e sudeste, nas bacias do Paraná e do Atlântico Sudeste, próximos dos grandes centros consumidores de energia elétrica. A região centro-oeste, onde se encontra a maioria dos demais aproveitamentos, concentra o maior potencial de novos projetos.

O Brasil possui um potencial inventariado de 9.800 MW em pequenos aproveitamentos hidráulicos. Atualmente, encontra-se em operação 2.000 MW em PCHs.

Uma PCH típica normalmente opera a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização do fluxo d'água com isso, em ocasiões de estiagem

a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade.

Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, permitindo a passagem da água pelo verterdor.

Por esse motivo, o custo da energia elétrica produzida pelas PCHs é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte (UHE), onde o reservatório pode ser operado de forma a diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água, entretanto as PCH's são instalações que resultam em menores impactos ambientais e se prestam à geração descentralizada.

Esse tipo de hidrelétrica é utilizada principalmente em rios de pequeno e médio portes que possuam desníveis significativos durante seu percurso, gerando potência hidráulica suficiente para movimentar as turbinas.

Caso seja implantado no sistema isolado da região norte, podem também receber incentivo do fundo formado com recursos da Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), para financiar os empreendimentos, caso substituam as geradoras térmicas a óleo diesel nos sistemas isolados da região norte.

2.3 Biomassa

Matéria orgânica de origem animal ou vegetal que pode ser utilizada na produção de energia. Da mesma maneira que a energia hidráulica e outras fontes renováveis, a biomassa é uma forma indireta de energia solar, pois resulta da conversão da energia solar em energia química por meio da fotossíntese, base dos processos biológicos dos seres vivos.

Uma das principais vantagens da biomassa é o seu aproveitamento direto por meio da combustão da matéria orgânica em fornos ou caldeiras. Atualmente, a biomassa vem sendo bastante utilizada na geração de eletricidade,

principalmente em sistemas de co-geração e no suprimento de eletricidade de comunidades isoladas da rede elétrica.

Na definição de biomassa para a geração de energia excluem-se os tradicionais combustíveis fósseis, embora estes também sejam derivados da vida vegetal (carvão mineral) ou animal (petróleo e gás natural), mas são resultados de várias transformações que requerem milhões de anos para acontecer. A biomassa pode considerar-se um recurso natural renovável, enquanto que os combustíveis fósseis não se renovam a curto prazo.

A biomassa é utilizada na produção de energia a partir de processos como a combustão de material orgânico produzida e acumulada em um ecossistema, porém nem toda a produção primária passa a incrementar a biomassa vegetal do ecossistema. Parte dessa energia acumulada é empregada pelo ecossistema para sua própria manutenção. Suas vantagens são o baixo custo, é renovável, permite o reaproveitamento de resíduos e é menos poluente que outras formas de energias como aquela obtida a partir de combustíveis fósseis.

A queima de biomassa provoca a liberação de dióxido de carbono na atmosfera, mas para produção de energia por biomassa o balanço de emissões é nulo por que o CO_2 já é previamente absorvido pelas plantas que deram origem ao combustível.

Na produção de energia por biomassa ao custo médio de 146 R\$/MWH o processo de conversão conforme fonte de biomassa realiza-se segundo o descrito na figura 2.

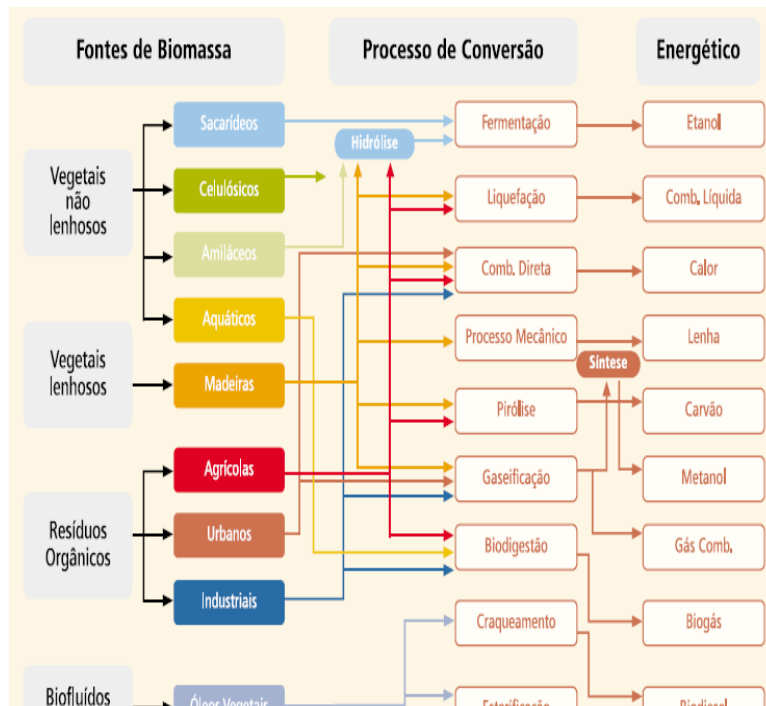


Figura 2 Processo de Conversão conforme Fonte de Biomassa
Fonte MME (2004)

2.4 Energia eólica

A também denominada energia dos ventos pode ser explicada, em termos físicos, como a energia cinética formada nas massas de ar em movimento. Seu aproveitamento é feito por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação. Para a produção de energia elétrica, são utilizadas turbinas eólicas, também conhecidas como aerogeradores, e para a realização de trabalhos mecânicos (como o bombeamento de água ou a moagem do trigo), cata-ventos de diversos tipos.

Na atualidade utiliza-se a energia eólica para mover aerogeradores – grandes turbinas colocadas em lugares de muito vento. Essas turbinas têm a forma de um catavento ou um moinho. Esse movimento, através de um gerador, produz energia elétrica. Precisam agrupar-se em parques eólicos, concentrações de aerogeradores, necessários para que a produção de energia se torne rentável, mas podem ser usados isoladamente, para alimentar localidades remotas e distantes da rede de transmissão. É possível ainda a utilização de aerogeradores de baixa tensão quando se trata de requisitos limitados de energia elétrica.

Dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro apontam que o potencial eólico brasileiro indicativo é de 143.000 MW, sendo que 7.694,05 MW já foram autorizados. Atualmente, as usinas em operação têm capacidade instalada para gerar apenas 26,8 MW - o Ceará participa com quase 65% desta capacidade. As áreas com maior potencial eólico encontram-se nas regiões nordeste, sul e sudeste.

Como resultado do PROINFA, desde 2002, no Brasil, houve a redução de custos da implantação de um parque de energia eólica em cerca de 30 % e, apesar disso, ainda existem muitos desafios a serem superados e o maior deles é ainda considerado o preço, o valor de R\$ 132 reais o megawatt-hora ante os 80 das usinas hidrelétricas, a produção de energia que só ocorre 30 % do tempo, além do desafio de resolver os problemas de transmissão e de oscilação causados pelas variações dos ventos.

3 O PROINFA NA BAHIA

3.1 Descrição do setor elétrico brasileiro

O Setor Elétrico Brasileiro – SEB foi revisado pela lei 10.848/2004, em que foram estabelecidas as regras que definem o seu funcionamento, nas atividades típicas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A revisão pela lei 10.848/2004 ficou conhecida como marco regulatório e foi através dele que foram definidas as atribuições, direitos e deveres do Poder Concedente, Agência Reguladora, Entidades Setoriais e Agentes, tudo com o objetivo fundamental de assegurar a gestão do compromisso da segurança do suprimento e modicidade tarifária no curto, médio e longos prazos.

Foi criado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para formulação de políticas e revisão periódica da matriz energética brasileira, a Empresa de Planejamento Energético (EPE) para realizar estudos e subsidiar o planejamento do setor, o comitê de monitoramento energético (CMSE) com a função de fiscalizar a continuidade e segurança da geração e transmissão, o Operador Nacional do Sistema (ONS) com a função de coordenação e controle de operações, a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) com a função de viabilizar a comercialização, administração dos contratos de compra e venda, além da contabilização e liquidação dos contratos, além da ANEEL com a função de fiscalizar e regular.

O ONS desenvolve uma série de estudos e ações, que têm como base dois insumos fundamentais que são os Procedimentos de rede (Resolução Normativa Nº 424/2010) e o segundo conjunto de insumos são as informações externas que o ONS necessita receber das autoridades setoriais, especialmente do MME e da ANEEL, e dos agentes proprietários das instalações que compõem

o SIN para a execução de suas atividades, conforme estabelecido nos próprios Procedimentos de Rede.

O SIN é um sistema de coordenação e controle, formado pelas empresas das regiões sul, sudeste, centro-Oeste, nordeste e parte da região norte, que congrega o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, que é um sistema hidrotérmico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e proprietários múltiplos: estatais e privados.

Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

O sistema brasileiro é dividido em dois grandes subsistemas: subsistema sul/ sudeste/ centro-Oeste (S/SE/CO), Subsistema norte/ nordeste (N/NE), além de diversos sistemas isolados do norte.

Os subsistemas sul/ sudeste/ centro-Oeste (S/SE/CO) e norte/ nordeste (N/NE), são interligados, onde cada subsistema aproveita a sazonalidade e permitem troca de energia entre si.

A usina de Itaipu atende ao subsistema subsistema sul/ Sudeste/ centro-Oeste (S/SE/CO).

O PROINFA contemplou o SIN, conforme demonstrado na figura 3.

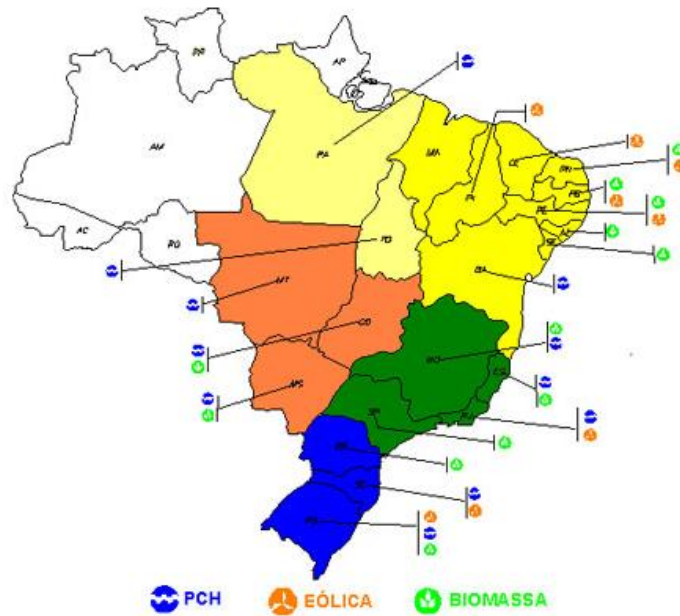


Figura 3 Fontes de Energia Elétrica por Estado Brasileiro.
Fonte MME (2004)

3.2 Descrição do sistema de transmissão da região Nordeste (NE)

O sistema de transmissão da região nordeste atende aos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia, conforme pode ser visto na figura 4.

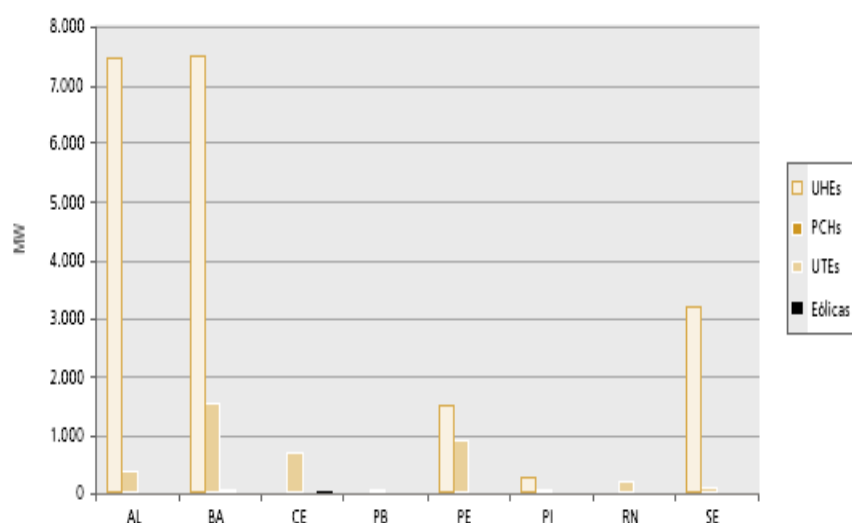


Figura 4 Sistema de Transmissão de energia na região Nordeste.

Fonte MME (2006)

Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela energia importada das regiões sudeste/centro-oeste através da interligação norte-sul e pelos excedentes de energia da região norte, importados através interligação norte-nordeste.

Esse sistema possui uma capacidade instalada da ordem de 14.653 MW, sendo 10.718 MW de hidráulicas (73,1%) e 3.875 MW de térmicas (26,4%), com a maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos localizados na bacia do rio São Francisco.

O parque gerador da região Nordeste apresenta um crescimento de 29%, no período de 2006-2015, com uma participação de 12% na evolução da capacidade geradora do Brasil. O incremento da capacidade instalada na região corresponde a cerca de 1.200 MW em usinas hidrelétricas e 3.150 MW em usinas térmicas.

Os maiores centros de consumo da região Nordeste estão localizados em Salvador, Recife e Fortaleza, cuja figura 5 mostra a participação de cada estado na carga total do nordeste.

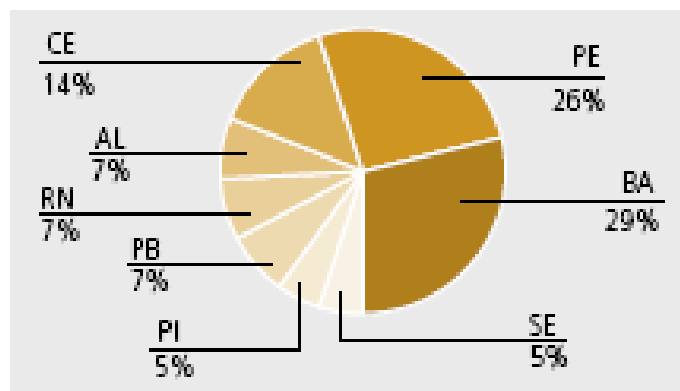


Figura 5 Maiores centros de consumo da região Nordeste.

Fonte MME (2006)

Conforme estudos realizados pela EPE a evolução da carga na região nordeste vai apresentar um crescimento de 44%, no período 2006-2015, com uma participação de 14,5% no total do Brasil.

3.3 Descrição do sistema elétrico do estado da Bahia

O sistema de transmissão que atende ao estado da Bahia é suprido a partir das subestações 500/230 KV de Camaçari (2.400 MVA), Sapeaçu (1.200 MVA), Bom Jesus da Lapa II (600 MVA) e Sobradinho (600 MVA), alimentadas na tensão de 500 kV através das linhas de transmissão Presidente Dutra - Boa Esperança - São João do Piauí - Sobradinho, Luiz Gonzaga - Sobradinho C1 e C2, Paulo Afonso - Olindina - Camaçari, Luiz Gonzaga -

Olindina - Camaçari, Xingo – Jardim - Camaçari, Serra da Mesa – Rio das Éguas - Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara - Sapeaçu e Sapeaçu - Camaçari II.

O eixo que parte de Sobradinho em 230 kV supre as regiões centro e oeste do estado, através de dois circuitos no trecho Sobradinho – Juazeiro - Senhor do Bonfim e de um único circuito no trecho Senhor do Bonfim – Irecê - Bom Jesus da Lapa -Barreiras. Ressalta-se que esse eixo possui ainda uma segunda fonte de alimentação proveniente da interligação dos auto-transformadores instalados na subestação 500/230 kV de Bom Jesus da Lapa II (2 x 300 MVA) com o barramento de 230 kV da subestação de Bom Jesus da Lapa.

O nordeste do estado é suprido através de três circuitos em 230 kV, que convergem para a subestação de Catu, sendo dois provenientes de Paulo Afonso, seccionados em suas rotas para alimentar a subestação de Cícero Dantas, e o terceiro, oriundo da subestação de Itabaiana, localizada no estado de Sergipe. A subestação de Catu interliga-se com o 230 kV da subestação de Camaçari, através de duas linhas de transmissão existentes entre elas.

A subestação de Camaçari é responsável pelo suprimento de toda a região metropolitana de Salvador (subestações de Pituvaçu, Cotegipe, Jacaracanga e Matatu), além das cargas do Pólo Petroquímico e do Centro Industrial de Aratu.

A subestação de Governador Mangabeira é alimentada através de três circuitos em 230 kV, sendo dois oriundos de Camaçari e um de Catu, estando também interligada através de três circuitos de 230 kV, com a subestação de Sapeaçu, de onde deriva o suprimento à região sul do estado.

O sul da Bahia é todo alimentado em 230 kV, através de três circuitos existentes entre as subestações de Sapeaçu e Funil, sendo um deles seccionado em sua rota para alimentar a subestação de Santo Antônio de Jesus. Além disso, o sistema de atendimento a essa região conta, ainda, com dois circuitos de 230

kV que interligam as subestações de Funil e Eunápolis, com seccionamento para interligação da UHE Itapebi.

3.4 O potencial da bahia na geração de eletricidade através de PCH's, biomassa e energia eólica

O estado da BAHIA possui no total 74 empreendimentos em operação , gerando 9.719.783 kW de potência. Está prevista para os próximos anos uma adição de 2.980.310 kW na capacidade de geração do Estado, proveniente dos 10 empreendimentos atualmente em construção e mais 35 com sua Outorga assinada.

3.4.1 O potencial da bahia na geração de eletricidade através de PCH's

Atualmente existem no estado da Bahia 8 usinas em operação que juntas correspondem a 91.419 kW e entre elas em destaque Colino 1, Colino 2 e Cachoeira da Lixa, empreendimentos habilitados pelo PROINFA .

Existem 02 Usinas que juntas correspondem a 21.300 KW ainda em outorga que ainda não iniciaram suas construções que são Jatobá e Palmeiral.

3.4.2 O Potencial da bahia na geração de eletricidade através de biomassa

Existem hoje no estado da Bahia 6 (seis) usinas de biomassa em operação que somadas disponibilizam a Potência de 512.930 kW, não havendo outros em construção ou em outorga no momento .

3.4.3 O Potencial da bahia na geração de eletricidade através de energia eólica

A Bahia possui entre 10% e 15% de todo o potencial de geração de energia eólica no País. No segundo leilão do setor realizado no Brasil, em 26 de agosto de 2010, foram negociados pela ANEEL 2.892,2 megawatts (MW) de capacidade e o estado teve um total de 16 usinas eólicas contratadas, entre elas a Brennard Energia, CHESF, IBERDROLA, Renova Energia, Consórcio Pedra do Reino e SoWiTec do Brasil, entre outras.

Esses empreendimentos visam a instalação de parques eólicos nos municípios de Casa Nova, Juazeiro, Sobradinho, Morro do Chapéu, Igarorã, Guanambi e Pindaí e devem estar preparados para a operação a partir de 2013. Com isso a Bahia subiu um posto no ranking dos estados contratados nos leilões, comparado ao último certame, alcançando a segunda colocação. O resultado consolidado aponta que os empreendimentos totalizam 587,4 MW em capacidade instalada. Atualmente a Bahia possui 27 processos em andamento para a implantação de empresas do setor eólico, com investimentos de cerca de R\$ 23,5 bilhões . Em dezembro de 2009, o governo da Bahia assinou um protocolo de intenções com a multinacional francesa Alstom, para construção de uma fábrica de turbinas eólicas no Polo Industrial de Camaçari, com investimentos iniciais de R\$ 50 milhões e conclusão prevista para 2011. A capacidade instalada da Alstom será de 300 megawatts por ano.

Atualmente existem 03 usinas eólicas em construção na Bahia que juntas correspondem a 90.000 kW de Potência que são as usinas de Macúbas, Novo Horizonte e Seabra e 16 usinas eólicas em fase de outorga que ainda não iniciaram a construção que juntas correspondem a Potência total: 515.700 kW.

3.5 Os projetos do PROINFA na Bahia

A ordem de serviço para a construção das três usinas, enquadradas no Proinfa, foi emitida em 18 de agosto de 2006. O contrato, na modalidade EPC, somou R\$ 176 milhões, sendo R\$ 97 milhões de obras civis. Cachoeira da Lixa iniciou três de suas turbinas gerando energia em janeiro e fevereiro de 2008, depois de 18 meses de obras. Colino 1 iniciou sua produção efetiva em julho de 2008, com 22 meses de trabalho; e Colino 2, em março e abril de 2008, com 20 meses de trabalho. Foram criadas 750 oportunidades diretas de trabalho.

No extremo sul da Bahia, 350 km ao sul de Porto Seguro, depois de uma viagem de cinco horas de carro, chega-se a uma estrada de terra batida que leva à Serra da Prata, nos municípios de Jucuruçu, Itamaraju e Vereda.

Nessas localidades foram construídas 3 usinas com potência total instalada de 41,8 MW nos rios Jucuruçu do Sul e Colino: Cachoeira da Lixa, com uma queda bruta de 250 m entre a tomada de água e a casa de força, duas turbinas e capacidade instalada de 14,80 MW; Colino 1, com uma queda bruta de 145 m, duas turbinas e capacidade instalada de 11 MW; e Colino 2, com uma queda bruta de 205 m, duas turbinas e capacidade instalada de 16 MW. A energia é entregue à COELBA.

Pela Resolução nº 697, de 24 de dezembro de 2003, foram autorizadas as empresas Enerbrás Comercializadora de Energia Ltda. e Water Mark Engenharia e Sistemas Ltda., integrantes do Consórcio Enerbrás & WM, a estabelecerem-se como Produtores Independentes de Energia Elétrica mediante a exploração do potencial hidráulico denominado PCH Cachoeira da Lixa e respectivo sistema de transmissão de interesse restrito, com 14.800 kW de potência instalada, localizado no rio Jucuruçu, municípios de Itamaraju e Jucuruçu, estado da Bahia

A Resolução nº. 703, de 24 de dezembro de 2003, autorizou as empresas Enerbrás Comercializadora de Energia Ltda. e Water Mark Engenharia e Sistemas Ltda., integrantes do Consórcio Enerbrás & WM, a estabelecerem-se como Produtores Independentes de Energia Elétrica, mediante a exploração do potencial hidráulico denominado PCH Colino 1, com 11.000 kW de potência instalada, localizada no córrego Colino, municípios de Vereda e Medeiros Neto, estado da Bahia .

A Resolução nº. 695, de 23 de dezembro de 2003, autorizou as empresas Enerbrás Comercializadora de Energia Ltda. e Water Mark Engenharia e Sistemas Ltda., integrantes do Consórcio Enerbrás & WM, a estabelecerem-se como Produtores Independentes de Energia Elétrica, mediante a exploração do potencial hidráulico denominado PCH Colino 2, localizada no córrego Colino, Municípios de Vereda e Medeiros Neto, estado da Bahia.

4 MERCADO CATIVO COELBA

4.1 Descrição do sistema elétrico do estado da bahia

O atendimento ao mercado de energia elétrica do estado da Bahia é realizado através de três concessionárias, COELBA, CHESF e SULGIPE e da permissionária BRASKEN (ex- COPENE), que atua no Polo Petroquímico de Camaçari.

A COELBA detém a concessão para distribuição de energia em 415 dos 417 municípios do estado, com uma área de concessão que abrange cerca de 99% do estado (565 mil km²).

A CHESF atende à maioria dos consumidores industriais em 230 kV, enquanto a BRASKEN, que também é consumidora da CHESF, distribui energia para 27 empresas do Polo Petroquímico.

O sistema elétrico da COELBA é dividido em 19 regionais: Regional Bom Jesus da Lapa, Barreiras, Camaçari, Catu, Cícero Dantas, Cotegipe, Eunápolis, Funil, Governador Mangabeira, Irecê, Jacaracanga, Juazeiro, Matatu, Mulungu, Narandiba, Pituáçu, Santo Antônio de Jesus, Senhor do Bonfim, Zebu.

As regionais Bom Jesus da Lapa e Barreiras atendem às cargas das regiões oeste e médio São Francisco da Bahia e operam interligados às duas usinas hidrelétricas da COELBA, Correntina (8 MW) e Alto Fêmeas (10 MW), conectadas ao sistema de 69 kV. Ressalta-se, também, que o sistema opera com o anel fechado através da LT 69 kV Correntina – Barreiras.

As subestações que os compõem são: 69 kV - Bom Jesus da Lapa (COELBA), Igaporã, Guanambi, Caetité, Riacho de Santana, Malhada, Boquirá, Oliveira dos Brejinhos, Paratinga, Serra do Ramalho, Formoso, Fazenda Porto Alegre (consumidor), Rio Corrente, Carranca, Correntina I, Correntina II, Rio das Éguas, Barreiras (COELBA), Barreiras Norte, Angical, Riachão das Neves,

Rio das Pedras, Rio Grande, Roda Velha e Bunge (consumidor); 138 kV - Rio Branco e Centro Industrial do Cerrado.

A regional Camaçari atende basicamente às cargas industriais do Polo Petroquímico de Camaçari (COPEC) através da SE COPEC I e SE Camaçari III, nas tensões de 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV, sendo supridos em 69 kV dois consumidores especiais: Bahia Pulp e White Martins.

Parte das cargas em 13,8 kV do COPEC são atendidas pela SE Camaçari III e SE Camaçari I (COELBA), derivada do sistema Cotegipe.

A terceira regional a de Catu atende, em 69 kV, às subestações de Alagoinhas, Inhambupe, Entre Rios, Esplanada, Conde, Itanagra, Amélia Rodrigues, Taquipe, Rio Fundo, Buracica e Porto Sauípe.

As SEs Taquipe e Buracica atendem cargas da Petrobras.

A SE Esplanada atende a parte do Litoral Norte do estado, uma carga que apresenta forte sazonalidade devido à vocação turística da região, com o aumento da carga no verão. A SE Porto Sauípe atende também cargas do Litoral Norte e essencialmente ao complexo turístico Costa do Sauípe, melhorando o nível de atendimento a cargas futuras dessa área.

A Cícero Dantas regional é alimentada pelo barramento 69 kV da SE Cícero Dantas (CHESF), e é composto pelas subestações: Euclides da Cunha, Ribeira do Pombal, Tucano e Cícero Dantas.

A Regional Cotegipe atende, em 69 kV, às subestações de CIA I, Paripe, Periperi, Camaçari, Lauro de Freitas, Guarajuba e Arembepe, sendo supridos em 69 kV quatro consumidores especiais: Millenium, Nadvic, Moinho Dias Branco e Base Naval.

A entrada em operação da SE Arembepe, 69-13,8 kV – 10/12,5 MVA, derivada de um dos circuitos da LT 69 kV Cotegipe -Millenium, absorveu cargas das SEs Guarajuba e Lauro de Freitas, melhorando o suprimento às cargas da região do Litoral Norte.

Destaca-se, neste sistema, o atendimento ao centro industrial de Aratu, cujo único ponto de suprimento é a SE CIA I, situação que deverá se manter até a entrada em operação da SE CIA III.

A regional Eunápolis atende ao Extremo Sul do estado da Bahia e é constituído pelos subsistemas: Eunápolis, Porto Seguro e Camacã, todos supridos a partir da subestação Eunápolis (CHESF) 230/138 kV, com três transformadores de 100 MVA.

Essa subestação é alimentada através de um circuito duplo, em 230 kV, com cerca de 238 km de extensão, derivado da subestação Funil (CHESF).

O subsistema Eunápolis deriva do barramento de 138 kV da SE Eunápolis (CHESF) e se estende até Posto da Mata, com 195 km de extensão, em circuito simples e compreende as subestações de Eunápolis (COELBA), Itamaraju, Teixeira de Freitas, Posto da Mata, e as subestações de Medeiros Neto, Prado, Alcobaça, supridas em 69 kV a partir da SE Teixeira de Freitas, além dos consumidores BAHIA SUL CELULOSE e TECFLOR, estes supridos a partir do barramento de 138 kV da subestação de Posto da Mata.

Já o subsistema Porto Seguro deriva do barramento de 138 kV da Eunápolis (CHESF) e se estende até Coroa Vermelha, com 65 km de extensão, em circuito simples e compreende as subestações de Porto Seguro e Coroa Vermelha, por fim, o subsistema Camacã que também deriva do barramento de 138 kV da SE Eunápolis (CHESF) e se estende até Camacã, em circuito simples, com cerca de 108 km de extensão, formado pelas subestações de Camacã, Itapebi e da subestação em 69 kV de Betânia suprida a partir do barramento de 69 kV da subestação de Camacã.

A regional Funil atende às cargas do sudoeste e sul do estado da Bahia através da subestação Funil 230/138/13,8 kV. O atendimento à região sudoeste é feito por um ramal em 230 kV Funil - Brumado II, com 263 km de extensão e por três ramais operando em 138 kV: Funil - Patagônia, com cerca de 194 km de

extensão, dos quais 117,7 km estão isolados para 230 kV; Funil - Itapetinga, com 172,4 km de extensão e Funil - Jequié II, com 88,4 km de extensão, mais cerca de 51 km em 69 kV de Jequié I até Jaguaquara. A região sul compreende o ramal Funil - Ilhéus, com 93 km de extensão, isolados para 138 kV.

A regional Governador Mangabeira 230 kV é constituída a partir da SE Tomba 230/69 kV. Desta SE partem LTs em 69 kV que supre as SEs Feira de Santana I, Feira de Santana II, Subaé, Santa Bárbara e Serrinha. Da SE Serrinha partem LTs que suprem as SEs Conceição do Coité, Valente, Riachão do Jacuípe, Teofilândia e o consumidor Cia. Vale do Rio Doce.

O sistema Governador Mangabeira 69 kV é composto pelas subestações de Serra, São Gonçalo, Paraguaçu, Cruz das Almas, São Felipe, Castro Alves, São Roque do Paraguaçu, Muritiba e Angélica.

A Irecê Este regional atende às cargas do centro oeste do estado da Bahia, através das subestações de Irecê I (COELBA), Ibipeba, Mirorós, Rio Verde, Xique - Xique, Barra, América Dourada, Morro do Chapéu, Miguel Calmon, Bonito (138 kV), Wagner, Itaberaba, São Miguel, Iaçú e Lençóis.

A regional Jacaracanga atende basicamente às cargas do Recôncavo Baiano (parte de Candeias, e região de Santo Amaro), através das subestações de CIA II, Porto de Aratu (Caboto), Mataripe, Dom João e Santo Amaro, sendo supridos em 69 kV nove consumidores especiais: Petrobras Ponta do Ferrolho, Petrobras Rlam, Petrobras Dimov (Transpetro), Embasa ETA Principal, Bacraft, Proquigel, Union Carbide, Brasken, Ucar.

A regional Juazeiro atende às cargas localizadas no município de Juazeiro e ao longo do lago de Sobradinho, através das subestações Juazeiro I (COELBA), Sobradinho (COELBA), Casa Nova, Sento Sé e Remanso e às cargas de irrigação através das subestações de Tourão, Maniçoba, Curaçá, Distrito de Irrigação Nilo Coelho e Massangano II.

A regional Matatu juntamente com a de Pituaçu atendem às cargas de grande parte da região Metropolitana de Salvador, da SE Matatu derivam as subestações Lapinha, Central, Graça, Federação, Candéal e Amaralina, o pátio de 11,9 kV da SE Matatu da CHESF e o consumidor EMBASA (Lucaia).

A regional Mulungu Este Sistema, derivada da SE Mulungu (CHESF), atende às subestações de Santa Brígida e Jeremoabo.

A regional Pituaçu compreende as subestações: Pituba, CAB, Cajazeiras II, São Cristóvão, Itapagipe, Cajazeiras I, Pituaçu II e o consumidor EMBASA (Bolandeira).

A regional Santo Antônio de Jesus Esse Sistema foi formada quando da energização da SE Santo Antônio de Jesus II (CHESF), em 1997, 230/69 kV - 100 MVA, constituindo um segundo ponto de suprimento para a região, que era atendida pela SE Governador Mangabeira 69 kV, alimentando as SEs Nazaré, Matarandiba, Beribeira, Barra Grande, Valença, Santo Antônio de Jesus, Amargosa, Mutuípe, Itaberoê e Milagres.

A Senhor do Bonfim Esse Regional é composta das subestações de Senhor do Bonfim I (COELBA), Jacobina, Itiúba, Pedrinhas, Ponto Novo e os consumidores Cisafrá e Jacobina Mineração atendidos em 69 kV.

A regional Zebu é composta pelas SEs Barro Vermelho, Macururé e Rodelas, é alimentada através do barramento 69 kV da Delmiro Gouveia (antiga SE Zebu da CHESF), onde não existe controle de tensão. As subestações dessa regional operam com uma variação em torno de 7% entre carga máxima e mínima. Para minimizar esse problema foi instalado mais um banco de capacitores na SE Rodelas, perfazendo um total de 2,4 Mvar, 13,8 kV.

4.2 Descrição do mercado cativo da coelba

O consumo de energia elétrica do mercado cativo da COELBA, em 2009, atingiu 14.083 GWh, ficando 9,10% acima do realizado em 2008. A energia elétrica destinada ao atendimento dos clientes livres foi de 179 GWh e representou 1,26% do montante distribuído. No exercício, a energia total distribuída pela rede da COELBA cresceu 4,26%, em comparação com 2008, tendo alcançado 14.262 GWh, o que representou 57 % do consumo do Estado da Bahia.

O desempenho das classes de consumo reflete o efeito de um conjunto de variáveis como o poder aquisitivo da população, o nível da atividade econômica, as condições climáticas e a expansão do sistema elétrico. O consumo dos clientes da classe residencial representa 33,9% da venda total de energia, sendo que as subclasses convencional e baixa renda representam, respectivamente, 61,9% e 38,1% do consumo residencial. As classes comercial, industrial e a rural, no ano de 2009, foram responsáveis por 52% do mercado total da COELBA.

Do total de clientes da empresa, o destaque é para a classe residencial, que corresponde a 87,6% do número total de clientes da COELBA. Desse número, vale ressaltar que aproximadamente 2,59 milhões de clientes, 56% do total da empresa e 63,4% do residencial, são classificados como baixa renda.

A energia distribuída (somatório da energia do mercado cativo e do mercado livre) pela COELBA em 2009 foi de 14.262 GWh, o que representa um crescimento de 4,3% em relação a 2008.

O mercado de energia elétrica da COELBA sentiu os efeitos da crise mais fortemente na classe industrial, cuja queda no ano foi de 3,5%, na comparação com 2008. Nas demais classes de consumo, como residencial e comercial, os efeitos da crise não foram sentidos tão intensamente, colaborando

para impedir redução na energia total distribuída pela COELBA. O mercado cativo representou 98,7% da energia distribuída enquanto o mercado livre em 2009 chegou a 1,3% (Tabela 1).

Tabela 1 Evolução do Mercado de Energia Elétrica da Coelba.

Ano	Cientes Livres	Mercado Livre (GWh)	Energia Distribuída (GWh)	Participação d Mercado Livre (
2005	15	1.240	11.501	10,8
2006	17	1.405	12.009	11,7
2007	21	1.421	12.800	11,1
2008	10	770	13.678	5,6
2009	13	179	14.262	1,3

Fonte MME (2006).

As vendas de energia elétrica no mercado cativo da COELBA em 2009 apresentaram um acréscimo de 9,1%, em relação a 2008. Esse desempenho foi influenciado principalmente pelas classes industrial, residencial e comercial, que registraram crescimentos de 13,9%, 10,8% e 7,9%, respectivamente (figura 6).

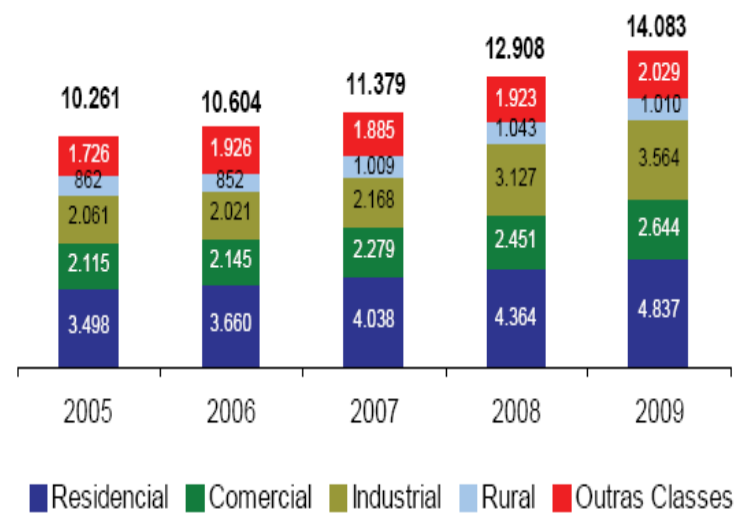


Figura 6 Evolução das vendas (GWh).

Fonte COELBA (2009)

Em 2009, a COELBA registrou a marca de 4.675.769 contratos ativos, um incremento líquido de 213.560 na comparação com 2008, sendo que os contratos residenciais representam 87,6% do total da empresa, dos quais 63,4% são faturados como baixa renda (2.596.777 contratos ativos), conforme pode-se observar na Tabela 2.

Tabela 2 Taxa de crescimento anual do mercado energia

Ano	Taxa %
2004	4,55
2005	7,63
2006	4,42
2007	6,58
2008	6,87
2009	4,26

Fonte COELBA (2009)

5 IMPACTOS NO MERCADO CATIVO DA COELBA

Ao entrar em operação as Usinas de Cachoeira da Lixa, Colino 1 e Colino 2 que juntas representam a Potência de 41,8 MW causaram melhora significativa no nível de tensão da regional Eunápolis que eram pontos considerados críticos e isolados, possibilitando a COELBA atender os níveis de continuidade e qualidade desta regional .

Devido ao crescimento médio de 3,3 % do mercado da COELBA e da existência de 14 grandes fornecedores a concessionária em conjunto com a comercializadora da Holding (Neoenergia) a NC energia conseguiu manter e ampliar o mercado .

6 CONCLUSÕES

A partir de 2002, com a implantação das 03 PCH's o cenário do estado da Bahia mudou drasticamente e as características da oferta de energia elétrica, em que se observa que, embora a hidroeletricidade continue majoritária até 2014, sua participação na Matriz Elétrica do SIN será reduzida em detrimento de uma maior expansão com usinas térmicas convencionais e fontes alternativas de energia principalmente as usinas eólicas.

Pelo estudo divulgado pela EPE, o governo liberou a partir de 2002 fora do PROINFA grande número de empreendimentos de energias alternativas e energia térmica com o intuito de atingir a marca de 50 % da geração por energias alternativas até 2015 alcançando, assim, a segurança e estabilidade do sistema .

O estado da Bahia especialmente teve grande número de usinas térmicas aprovadas e o balanço desse processo é que devido a proximidade com o Polo Petroquímico, o fácil acesso ao gás natural além das características geográficas há na região metropolitana de Salvador uma concentração de usinas sendo 7 usinas em consntução (potência de 1063,766 MW) e 8 em outorga (potência de 1172.21 MW).

As usinas do PROINFA contribuíram para composição da atual situação favorável de atendimento do Brasil e da Bahia que somadas à oferta agregada pelos leilões de energia nova e de linhas de transmissão realizados desde 2005, englobando oito leilões de energia nova, um leilão de fontes alternativas, dois leilões de reserva e os leilões das usinas do Rio Madeira: Santo Antônio e Jirau. Considerando ainda as diversas pequenas usinas hidráulicas e térmicas, autorizadas pela ANEEL, e a interligação Tucuruí-Manaus-Macapá a partir de dezembro de 2012, nos próximos 5 anos deverão ser implementados cerca de 27 GW (cerca de 50% proveniente de fontes térmicas), evoluindo a potência

instalada no sistema interligado nacional, de aproximadamente 104 GW, em dezembro de 2009, para 130 GW em dezembro de 2014.

Já no plano decenal de expansão de energia 2010, a EPE traz diversas recomendações, como a indicação da necessidade de estudos para a ampliação da interligação norte-sul e da capacidade de exportação de energia da região nordeste, devido à grande concentração da expansão da oferta térmica nessa região a partir de 2012.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/> Acesso em 25. Ago.2009

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS (ELETROBRÁS). Disponível em:
<http://www.eletronbras.gov.br> Acesso em 05. Jul.2010.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SERGIO DE SALVO BRITO. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br> Acesso em 25. Ago.2009.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA. Disponível em: <http://www.coelba.com.br> Acesso em 01 Fev.2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br> Acesso em 01. Jun.2009.

GRUPO CANAL ENERGIA. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br>
Acesso em 27. Maio. 2010.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br> Acesso em 05. Jul.2010.