

GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ
SECRETARIA DO PLANEJAMENTO E COORDENAÇÃO (SEPLAN)
Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará (IPECE)

TEXTO PARA DISCUSSÃO

Nº 15

Cadeia Produtiva da Energia Elétrica no Ceará

Jair do Amaral Filho (coordenador)
Tatiana Teófilo Scipião
Aprígio Botelho Lócio
Dayane Lima Rabelo
Eugênio Pacelli

Fortaleza
Setembro / 2004

Textos para Discussão do Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará (IPECE)

GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ

Lúcio Gonçalo de Alcântara – Governador

SECRETARIA DO PLANEJAMENTO E COORDENAÇÃO (SEPLAN)

Francisco de Queiroz Maia Júnior – Secretário

INSTITUTO DE PESQUISA E ESTRATÉGIA ECONÔMICA DO CEARÁ (IPECE)

Marcos Costa Holanda – Diretor Geral

Jair do Amaral Filho – Diretor de Estudos Setoriais

Antônio Lisboa Teles da Rosa – Diretor de Estudos Sociais

A Série Textos para Discussão do Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará (IPECE), tem como objetivo a divulgação de trabalhos elaborados pelos servidores do órgão, que possam contribuir para a discussão de diversos temas de interesse do Estado do Ceará.

Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará (IPECE)

End.: Centro Administrativo do Estado Governador Virgílio Távora

Av. General Afonso Albuquerque Lima, S/N

Ed. SEPLAN – 2º andar

60839-900 – Fortaleza-CE

Telefones: (85) 488 7507/488 7654

Fax: (85) 488 7564

www.ipece.ce.gov.br

ipece@ipece.ce.gov.br

SUMÁRIO

<i>I. INTRODUÇÃO</i>	5
<i>II. NOTAS METODOLÓGICAS: CADEIA PRODUTIVA</i>	6
II.1 Conceito de Cadeia Produtiva	6
II.2 Delimitações e Dimensões da Cadeia Produtiva	7
II.3 Cadeia Produtiva e Coeficientes Técnicos	7
II.4 Cadeia Produtiva Enquanto Espaço Relacional	8
II.5 Condicionantes de uma Cadeia Produtiva	8
II.6 Utilidades do uso do Instrumento de Cadeia Produtiva	9
II.7 Especificidades da Cadeia Produtiva da Energia Elétrica e sua Condição de Monopólio Natural	9
<i>III. POLÍTICAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO CEARÁ</i>	14
III.1 Período Virgílio Távora (1963-1966): Tirando o Ceará do Isolamento	14
III.2 Período Plácido Castelo (1967-1970): Hora de Expansão Interna das Redes	15
III.3 Período César Cals (1971-1974): Unificação e Estadualização das Empresas de Energia	16
III.4 Período de Adauto Bezerra (1975-1979): Avançando na Consolidação do Sistema	17
III.5 Período Virgílio Távora (1979-1983): Impulso da Distribuição e na Transmissão	18
III.6 Período Gonzaga Mota (1983-1987): Continuidade dos Esforços	19
III.7 Período Tasso Jereissati (1987-1990): Momento de Ajustes Estruturais	19
III.8 Período Ciro Gomes (1991-1994): Consolidação da Estratégia Global e Integrada	20
III.9 Período Tasso Jereissati (1995-1998 e 1999-2002) e Beni Veras (2002): Mudanças Estruturais na Matriz e na Cadeia Produtiva de Energia Elétrica	21
III.10 Período Lúcio Alcântara (2003-2006): salto para frente	23
<i>IV. PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E SEUS IMPACTOS</i>	26
IV.1 O Processo de Privatização das Empresas de Energia Elétrica no Brasil	26
IV.2 A Privatização da Coelce e seus Impactos	28
<i>V. A CADEIA PRODUTIVA DE ENERGIA ELÉTRICA NO CEARÁ</i>	40
V.1 Balanco da Energia Elétrica no Ceará	40
V.2 Agentes da Cadeia e seus Potenciais Estratégicos	41
V.3 Empregos Gerados Dentro da Cadeia	53
V.4 Ensino, Pesquisa e Capacitação	55
V.5 Quadro Institucional Regulatório	56
V.6 Compras e Origens: a cadeia dos fornecedores	64
V.7 Movimento Financeiro e Fiscal da Cadeia	68
<i>VI. PERSPECTIVAS PARA CADEIA PRODUTIVA</i>	80
<i>VII. BIBLIOGRAFIA</i>	83

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - EVOLUÇÃO DOS INDICADORES – ENERGIA ELÉTRICA - CEARÁ _____	24
QUADRO 2 - INFRA-ESTRUTURA E INVESTIMENTOS _____	34
QUADRO 3 - CLIENTES _____	35
QUADRO 4- BALANÇO ENERGÉTICO DO CEARÁ 1995-2003 _____	42
QUADRO 5 – EMPREGOS GERADOS NA CADEIA PRODUTIVA DE ENERGIA ELÉTRICA _____	54
QUADRO 6 - GRAU DE ESPECIALIZAÇÃO NA CADEIA PRODUTIVA DE ENERGIA ELÉTRICA _____	55
QUADRO 7 – NÍVEL SALARIAL NA CADEIA PRODUTIVA DE ENERGIA ELÉTRICA _____	55
QUADRO 8 – INSTITUIÇÕES DE ENSINO EM ENERGIA E QUANTIDADE DE EGRESSOS- 2000/2003 _____	57
QUADRO 9 – INSTITUIÇÕES DE ENSINO E PESQUISA _____	58
QUADRO 10 – MOVIMENTO FINANCEIRO POR SUBSETOR DA CADEIA PRODUTIVA DE ENERGIA ELÉTRICA NO CEARÁ EM 2003 _____	78
QUADRO 11 - ARRECADAÇÃO DE ICMS, SEGUNDO OS RAMOS DE ATIVIDADES NO CEARÁ EM 2003 _____	79
QUADRO 12 - AGENTES DE GERAÇÃO E.ELÉTRICA - PRODUTORES INDEPENDENTES COM INVESTIMENTOS NO CEARÁ _____	82

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 – COMPORTAMENTO DO MONOPÓLIO NATURAL _____	10
GRÁFICO 2 - EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE EMPREGADOS _____	33
GRÁFICO 3 – NÚMERO DE RECLAMAÇÕES FEITAS PELOS CONSUMIDORES NO DECON _____	38

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - ESQUEMA GERAL DE UMA CADEIA PRODUTIVA _____	6
FIGURA 2 - ESTRUTURA DO GRUPO EMPRESARIAL DA COELCE _____	48
FIGURA 3 – CADEIA DE FORNECEDORES DA COELCE _____	71

LISTA DE FLUXOGRAMAS

FLUXOGRAMA 1 - DESENHO DA CADEIA PRODUTIVA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA DO CEARÁ _____	47
FLUXOGRAMA 2 – SISTEMA INSTITUCIONAL DE REGULAÇÃO _____	65
FLUXOGRAMA 3 - DESENHO DA CADEIA PRODUTIVA DA CHESF _____	74
FLUXOGRAMA 4 - DESENHO DA CADEIA PRODUTIVA DA COELCE _____	75
FLUXOGRAMA 5 - DESENHO DA CADEIA PRODUTIVA DAS EMPRESAS TERMELÉTRICAS DO CEARÁ _____	76
FLUXOGRAMA 6 - DESENHO DA CADEIA PRODUTIVA DAS EMPRESAS EÓLICAS DO CEARÁ _____	77

I. INTRODUÇÃO

Há, pelo menos, três fontes importantes de desenvolvimento econômico para uma região, quais sejam, (i) a geografia e os recursos naturais que ela oferece; (ii) as boas instituições; e (iii) as políticas públicas corretas. No caso do Ceará, no que diz respeito à energia elétrica, a geografia não se apresentou de maneira favorável. A falta de fontes hidráulicas e a distância das fontes primárias e baratas de geração de energia elétrica no país impuseram ao Estado um retardamento no seu desenvolvimento urbano e industrial. Em compensação, esse constrangimento estrutural fez com que o Estado do Ceará buscasse nas instituições e nas políticas públicas as soluções que se faziam necessárias.

O objetivo deste estudo é o de mostrar e analisar a evolução e as características da cadeia produtiva da energia elétrica no Ceará, procurando verificar os esforços empreendidos pelos sucessivos governos, suas estratégias e ações, com vistas voltadas para a superação dos limites impostos pela geografia. Ao mesmo tempo, o estudo procura também dar conta da estrutura e da composição interna da cadeia produtiva, seus agentes e relações internas, com o objetivo específico de fornecer subsídios para formulação de estratégias e políticas setoriais.

O trabalho está dividido em cinco grandes partes, além desta introdução. Na segunda parte, serão mostradas algumas orientações teórico-metodológicas com foco na cadeia produtiva, na estrutura de mercado e na regulamentação, tendo aqui o monopólio natural como eixo de análise e objeto de estudo. Na terceira parte, serão apresentadas as políticas de energia elétrica implementadas pelos governos do Ceará que se sucederam desde a década de 1960. Na quarta parte, será analisado o quadro de privatização do setor energético brasileiro e, em particular, da Coelce. Nesta parte, será privilegiado o universo de impactos trazidos pela privatização dessa empresa que, como se sabe, englobam vários aspectos de mercado e de organização. Na quinta parte, serão abordados aspectos relativos à composição, propriamente dita, da cadeia produtiva de energia elétrica no Ceará. Finalmente, na sexta e última parte, serão apresentadas as perspectivas da cadeia produtiva em análise.

Gostaríamos de dirigir um agradecimento muito especial ao Secretário do Planejamento e coordenação do Estado do Ceará, Francisco de Queiroz Maia Júnior pelas idéias e estímulos dados ao trabalho, assim como ao Diretor Geral do Ipece, Marcos Holanda, por ter proporcionado o ambiente e as condições de trabalho adequados. Gostaríamos também de agradecer a Adão Muniz, da Secretaria de Infra-Estrutura do Estado, pelas informações e apoio técnico gentilmente oferecido. Finalmente, agradecer a Jurandir Picanço, pelas valiosas observações e sugestões dadas ao trabalho, bem como a todas as empresas e seus quadros, especialmente a Coelce, pelas informações primárias que constituem este trabalho.

II. NOTAS METODOLÓGICAS: CADEIA PRODUTIVA

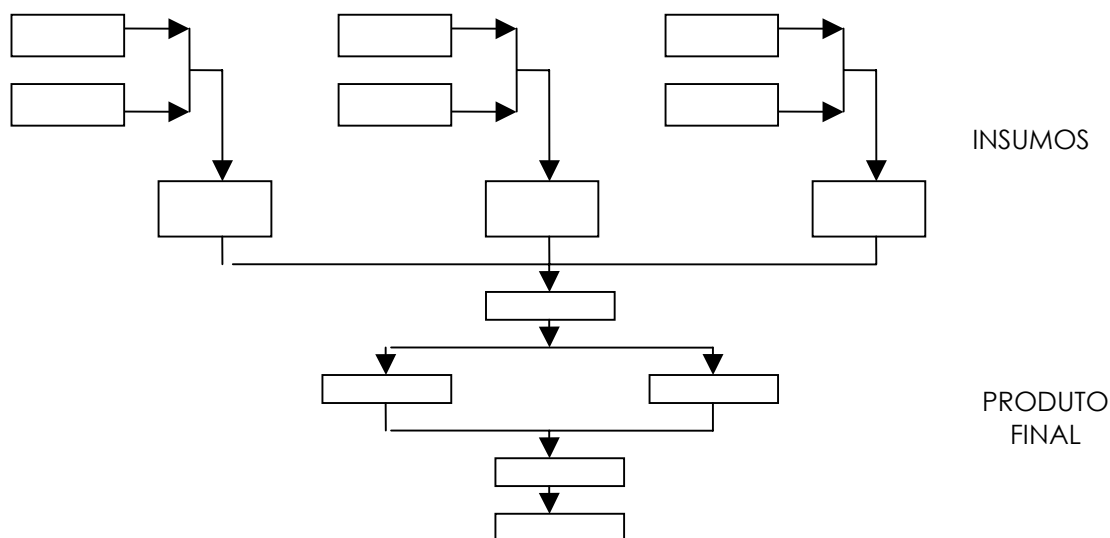
II.1 Conceito de Cadeia Produtiva

Uma só firma poderia reunir, num mesmo espaço ou em espaços diferentes, todas as atividades necessárias para realizar a produção e a distribuição de um produto, de maneira verticalizada. Mas não a faz normalmente, porque os custos organizacionais e administrativos fixos seriam proibitivos para uma só empresa realizar essa empreitada. Por essa razão, esse trabalho complexo fica a cargo do mercado, ou melhor, de uma cadeia produtiva, em forma horizontal, composta por empresas e setores distintos, na natureza do produto e no controle do capital.

Desta maneira, uma empresa que produz, por exemplo, um bem de consumo final pode abrir mão do controle da produção de insumos e componentes assim como da distribuição, deixando essas funções para o mercado, ou seja, para outras empresas. Todavia, pode também optar em assumir essas funções, ou algumas delas, caso avalie que os custos de transação gerados pela descentralização possam atrapalhar a execução da sua estratégia.

Antes de mais nada, uma cadeia produtiva indica uma sucessão de elos de atividades encarregados de transformar uma determinada matéria-prima, ou matérias-primas, e insumos em um determinado produto e fazer com que o mesmo atinja o seu mercado consumidor final, tal como se apresenta a seguir, na Figura 1. E, de acordo com os parágrafos anteriores, essa sucessão de elos pode estar sob o domínio de uma só empresa, ou grupo econômico, como pode se fazer representar por inúmeras empresas.

Figura 1 - Esquema Geral de uma Cadeia Produtiva



II.2 Delimitações e Dimensões da Cadeia Produtiva

A utilização do instrumental analítico de cadeia produtiva tem o objetivo de realizar um corte no sistema produtivo, algumas vezes arbitrário, visando identificar relações de interdependência entre firmas e setores complementares.¹ Dito isso, caberia realizar uma delimitação das várias camadas que compõem uma cadeia produtiva.

- Firma: empresa, ou unidade produtiva.
- Setor: agregado de firmas, ou empresas, produtoras de produtos homogêneos.
- Cadeia Produtiva: agregado de setores produtores de produtos complementares
- Complexo Industrial: agregado de cadeias complementares

Uma outra dimensão da delimitação da cadeia produtiva é relativa ao espaço, ou território. Neste aspecto, não é possível fazer uma delimitação precisa e definitiva, dado que uma cadeia produtiva pode ter uma dimensão local, regional, nacional e mundial. Quando se encontra concentrada em uma determinada região ou localidade a cadeia produtiva ganha uma conotação territorial, passando a ser chamada de cluster, distrito industrial, arranjo produtivo, etc. Com a abertura econômica e a globalização, houve movimentos aparentemente contraditórios, ou seja, algumas cadeias se fragmentaram, espalhando elos por várias regiões e países, e outras tenderam a se concentrar em algumas regiões e localidades, tendência essa reforçada por políticas de desenvolvimento regional.

II.3 Cadeia Produtiva e Coeficientes Técnicos

Segundo alguns autores [ver Belle; Lallich & Vincent (1990)], é possível também delimitar uma cadeia produtiva através das relações técnicas estabelecidas entre as empresas que a constituem. Mesmo que, neste trabalho, não seja possível realizar esse tipo de delimitação, devido aos limites impostos pela escassez de dados, pode-se ao menos mostrar a estrutura desse exercício. Tendo em vista que uma cadeia produtiva é constituída por n empresas, ou segmentos, tem-se o seguinte desenho:

x_{ij} = montante em valor das compras do ramo j produzidos no ramo i

$$\forall i, j \in \{1, 2, \dots, n\}$$

$x_{.j}$ = montante total das compras do ramo j em todos os outros ramos

¹ Para uma leitura do estado da arte recomenda-se ver Rainelli, Garrouste, De Bandt, Arena-Rainelli-Torre in Arena, De Bandt, Benzoni e Romani (1988).

$X_{.j}$ = montante total dos recursos nos produtos j

$x_i.$ = montante total dos produtos do ramo i destinado em todos os outros ramos

Y_i = demanda final em produtos i

$X_i.$ = montante total da utilização dos produtos do ramo i (total de empregos de i)

$$x_{..} = \sum_{i=1}^n x_i. = \sum_{j=1}^n x_{.j} \text{ e } X_{..} = \sum_{i=1}^n X_i. = \sum_{j=1}^n X_{.j}$$

$$a_{ij} = \frac{x_{ij}}{X_{.j}} = \text{Coeficiente Técnico}$$

$$d_{ij} = \frac{x_{ij}}{X_i.} = \text{Coeficiente de Mercado}$$

$$a'_{ij} = \frac{x_{ij}}{x_{.j}} = \text{Coeficiente de Integração das Compras (CIA)}$$

A = Matriz dos Coeficientes Técnicos, a_{ij}

D = Matriz dos Coeficientes de Mercado, d_{ij}

A' = Matriz dos Coeficientes de Integração das Compras (CIA), a'_{ij}

X = Vetor da Produção dos Ramos

Y = Vetor da Demanda Final

w $_{ij}$ = Elementos da matriz W = (I - D)⁻¹

z $_{ij}$ = Elementos da matriz Z = (I - A)⁻¹

II.4 Cadeia Produtiva Enquanto Espaço Relacional

A cadeia produtiva, além de ser um conjunto agregado de elementos, é um espaço relacional, por onde passam relações de naturezas diversas, como por exemplo: (1) relações técnicas e tecnológicas; (2) relações comerciais e financeiras e (3) relações estratégicas, entre empresas e entre poderes público e privado.

II.5 Condicionantes de uma Cadeia Produtiva

Os elementos, ou as firmas, que compõem uma cadeia produtiva não são absolutamente autônomos em seus comportamentos, eles estão condicionados por estruturas, regras e convenções. Estes, somados ao mercado e ao poder público, formam o ambiente condicionante das estratégias, ações ou comportamentos das empresas. No curto prazo, o ambiente condicionante se sobrepõe ao comportamento das empresas, mas, no longo prazo, o comportamento das empresas pode influenciar na mudança das estruturas, regras e convenções. Em resumo, o ambiente é evolutivo.

II.6 Utilidades do uso do Instrumento de Cadeia Produtiva

As utilidades do uso do instrumento de cadeia produtiva, em substituição ao uso de firma, ou de setor, estão em alguns aspectos, a saber:

- Permite estabelecer padrões de interdependências entre empresas e setores;
- Permite identificar oportunidades de investimentos, a partir dos elos faltantes;
- Permite visualizar pontos de causalidades;
- Permite identificar pólos de influência ao longo do encadeamento das atividades, tanto em relação ao pólo que domina quanto em relação ao pólo dominado;
- Permite identificar ações de políticas industriais.

II.7 Especificidades da Cadeia Produtiva da Energia Elétrica e sua Condição de Monopólio Natural

II.7.1 Especificidades da Cadeia

A cadeia produtiva da energia elétrica apresenta algumas especificidades quando comparada às outras cadeias produtivas [ver Lévêque (1998); Esnault (2002)]. Primeiro, porque ela faz parte da família de indústria cuja organização industrial se processa através do sistema de redes. Neste caso, ela se alia às redes de telecomunicações, de transporte e de serviços ambientais. Segundo, porque a energia elétrica é um produto que não pode ser estocado por aqueles que a utilizam, determinando que a demanda seja satisfeita em tempo real. Terceiro, porque, mais do que qualquer outro produto, o fornecimento de energia elétrica, principalmente de origem hidráulica, está sujeito a fatores aleatórios, em função das condições climáticas ou de luminosidade. Por último, é um bem de primeira necessidade na sociedade moderna, fazendo com que tenha uma alta utilidade social quando fornecido regularmente, e um alto custo social quando não fornecido regular ou adequadamente.

Essas particularidades, por sua vez, imprimem uma série de condicionamentos dentro da indústria de energia elétrica, dos quais destacam-se dois: o primeiro é que o investimento assume um papel essencial, pois o sistema de abastecimento deve estar sempre adequado e pronto para atender a demanda, em termos de fluxo e qualidade. Neste caso, recomenda-se que o sistema se oriente pela sobrecapacidade, como se fosse atender o ponto máximo da demanda; o segundo é que a cadeia de energia elétrica deve funcionar de maneira integrada, tendo para isso

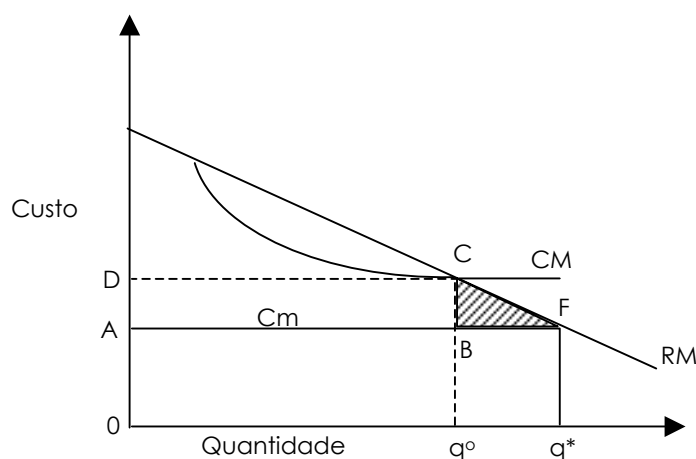
três grandes elos, as centrais de produção, as redes de transmissão de alta tensão e as redes de distribuição que permitem levar a energia até os consumidores finais.

II.7.2 Monopólio Natural

As especificidades conferidas a essa indústria acabam criando as condições propícias para que a mesma seja organizada em regime de monopólio natural, e não em regime concorrencial. Segundo a definição dada pela literatura econômica, um monopólio natural existe quando “uma única empresa pode oferecer o bem ou o serviço para o mercado inteiro a um custo menor do que o fariam duas ou mais empresas. Um monopólio natural aparece quando há economias de escala ao longo da faixa relevante de produção”. [Mankiw (1999); ver, também, Stiglitz (2003)]. No caso da energia elétrica, a condição de monopólio natural é reforçada porque, de um lado, trata-se de um produto chave e, de outro, a exploração ou distribuição do produto decorre da concessão do Estado. Mas o fato é que, sendo a escala e o investimento variáveis essenciais, empresas potencialmente concorrentes não estariam dispostas ou interessadas a desbancar a empresa já instalada, pois as receitas não compensariam os elevados custos dos investimentos iniciais. Sendo assim, os monopólios naturais se reforçam quando o mercado é relativamente pequeno, o suficiente para não justificar novas entrantes. Por isso, estados brasileiros de pequeno e médio portes não justificam a presença de mais de uma empresa de distribuição de energia elétrica.

Em regime de monopólio natural, a empresa tem o ônus dos custos fixos elevados, porque é obrigada a construir grandes redes, mas em compensação tem o bônus de obter custos médios decrescentes, ou rendimento crescente de escala, pois em qualquer ponto mais elevado de produção a empresa se beneficiará de um custo total médio inferior, tal como mostra o Gráfico 1, abaixo.

Gráfico 1 – Comportamento do Monopólio Natural



II.7.3 Tarifa e Regulamentação do Monopólio

Pelos argumentos apresentados até aqui, tudo leva a crer que, no caso específico da energia elétrica, a estrutura monopolista pode representar mais eficiência para o sistema, comparado à estrutura concorrencial, pois as empresas não conseguiriam recuperar seus investimentos diante de uma demanda fragmentada pela concorrência. Isto sendo verdade pode-se dizer que o sistema, em particular a estrutura da oferta, se beneficia com o regime de monopólio. Entretanto, o mesmo não se pode afirmar *a priori* para o lado da demanda, isto é, para os consumidores, pois a estrutura de monopólio concede à empresa um poder natural que ela pode usar, ou abusar, contra os consumidores por meio do preço e da qualidade do produto (ou serviço).

É aí então que entra o papel do Estado, ou do Governo, para neutralizar ou mitigar esse poder, no mesmo instante em que protege o direito dos consumidores, já que estes se encontram pulverizados e desprotegidos. Este papel é realizado por instrumentos de regulação executados por meio de agências reguladoras independentes. Essas agências têm o desafio de procurar manter a eficiência do sistema, monitorando a compatibilização entre custos e receitas totais da empresa, ao mesmo tempo em que procuram promover o bem estar dos consumidores.

Em resumo, se deixar que a empresa fixe livremente o seu preço com certeza esse preço não vai agradar os consumidores, mas se deixar que o Estado imponha um preço do agrado dos consumidores esse preço vai forçar a empresa a se retirar do mercado. Então, como e em quanto fixar o preço do monopólio? Para se ter uma idéia teórica dessa situação, pode-se fazer, com base em Lévêque (1998), uma análise do comportamento do Gráfico 1. Esse Gráfico representa uma empresa de tipo monopólio, produzindo um só produto e obtendo custo médio decrescente para qualquer nível de produção.

A reta RM representa a receita média ou a função de demanda inversa que exprime o preço em função da quantidade. São as receitas por unidade produzida.

A função de custo do Gráfico 1 corresponde a:

$$C(q) = C_f + C_m q$$

Onde: C_f é o custo fixo e C_m é o custo marginal, sendo o mesmo constante, e sempre inferior ao custo médio (CM).

Com efeito:

$$CM = C(q)/q + C_f/q + C_m$$

Onde: $C_m < C_M$ quando $C_f > 0$, cabendo observar que o custo corresponde à superfície do retângulo ABCD.

Numa primeira situação, a fixação do preço ao custo marginal corresponde ao ponto F, definido pelo preço OA e ao nível de produção q^* . Neste caso o monopólio é forçado a vender com prejuízo, que corresponde ao seu custo fixo (C_f) ou à área ABCD da figura gráfica. Nesta situação o preço satisfaz os consumidores, mas não satisfaz a empresa monopolista, porque a receita não cobre o custo de produção da empresa.

Numa segunda situação, o preço unitário é fixado em um nível pelo menos igual ao custo médio de produção, que corresponde ao ponto de interseção da curva de receita média com o custo médio, isto é, ponto C. Esta situação é claramente mais favorável para a empresa monopolista porque as despesas estarão sendo cobertas pelas receitas, mas ele cria uma situação desfavorável para o bem-estar dos consumidores. Neste caso, a perda de bem-estar dos consumidores corresponde ao triângulo BFC da figura.

Diante desse Quadro, resta saber em que ponto será estabelecido o preço a ser cobrado pelo monopólio pelo produto ou serviço ofertado. A maneira mais canônica de fixação de preço para um monopólio natural é aquela da tarifa administrada, principalmente quando o monopólio é de propriedade do Estado. Para isso, há duas variantes, uma de primeira linha e outra de segunda linha.

Na primeira, o governo estipula arbitrariamente o preço de tal forma que o mesmo se aproxime ao custo marginal, ou seja, ao nível do bem-estar dos consumidores. Neste caso, a empresa (quando estatal) terá prejuízo e este só será coberto por uma nova carga fiscal, que provoca transferência de renda de indivíduos não consumidores do produto para aqueles indivíduos consumidores diretos do produto. Na segunda situação, o governo procura evitar a manifestação do prejuízo da empresa, através da aproximação do preço ao custo médio da mesma, mas sem sacrificar totalmente o bem-estar dos consumidores. Esta é a chamada solução "menos mal", ou situação Ramsey-Boiteux, na qual, ao custo de se obter um nível sub-ótimo de satisfação dos consumidores diretos, evita-se a carga fiscal suplementar que implica na transferência de renda.

Realizar esse manejo quando a empresa é de propriedade estatal é relativamente fácil, primeiro, porque o governo pode ter acesso direto às informações sobre a estrutura de custos da empresa e, segundo, porque ele tem o poder fiscal para buscar uma solução dentro da massa de contribuintes. O problema é quando o monopólio não pertence ao poder estatal e sim à iniciativa privada, e esta necessita maximizar o seu lucro, mas não conta com outra fonte que não o preço praticado livremente. Aparece aqui o chamado "dilema do regulador", no qual o governo não pode permitir a prática livre de preços, pois prejudica o bem-estar dos

consumidores, mas deve, ao mesmo tempo, garantir a eficiência do sistema. O problema adicional está no fato de que o governo não tem acesso livre às informações relativas à estrutura de preços da empresa, portanto não pode saber o ponto exato de atuação da regulação.

Nesse caso, o governo, além de procurar criar incentivos para que a empresa forneça informações, ele deve procurar também incentivar a empresa a inovar tecnologicamente ao mesmo tempo em que implementa esforços arrojados de gestão com o objetivo de puxar os custos de produção para baixo. Há, pelo menos, duas maneiras de se fazer isso, a primeira é fixando um preço que viabilize a realização de uma certa taxa de retorno e, a segunda, é fixando um preço teto (*price caps*) acompanhado de uma cláusula de indexação.²

² Para uma visão aprofundada do tema ver Laffont & Tirole (1993)

III. POLÍTICAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO CEARÁ³

III.1 Período Virgílio Távora (1963-1966): Tirando o Ceará do Isolamento

Antes de 1961, toda energia consumida no Estado era fornecida por grupos geradores termoelétricos, com fornecimento precário e caro, apesar da Chesf e da geração de energia hidráulica no Nordeste já serem realidade desde 1949. Depois de muita luta travada por lideranças políticas locais, a partir daquela data a energia hidroelétrica passou a entrar em território cearense atingindo a região Sul, Cariri, suprida pela usina de Paulo Afonso, sob tensão de 220 kV, administrada pela Chesf.⁴ Nos açudes do DNOS – General Sampaio, Pentecoste, Caxitoré e Araras – foram instaladas mini-hidrelétricas que forneciam energia às áreas circunvizinhas.

Com base nessa entrada, o esforço do governo Virgílio Távora, apoiado pelo governo federal, foi o de prolongar a linha de transmissão até a capital, Fortaleza, onde se encontrava a maior parte do mercado consumidor. O prolongamento se deu por meio das ligações Milagres-Banabuiú-Fortaleza, que tirou o Ceará e sua capital do isolamento do sistema de abastecimento federal de energia elétrica de origem hidráulica. Reconhecido pelo próprio Governador Virgílio Távora, em seu discurso na “Festa da Luz” em 1965, esse acontecimento foi resultado de uma longa luta política e administrativa empreendida pelos governadores que o sucederam bem como pelas bancadas parlamentares cearenses no Congresso, e pelos jornalistas e intelectuais locais. (ver Leite, 1996, p.239).

Os esforços técnico e administrativo empregados pelo Governo do Ceará foram traduzidos em providências junto ao Governo Federal (inclusive Sudene, Chesf e Eletrobrás) para garantir a construção, ampliação e reforma de sub-estações, a construção de linhas de transmissão bem como de redes de distribuição. Foram necessárias a reforma e a ampliação da sub-estação de Milagres, a construção das linhas Milagres-Banabuiú e Banabuiú-Fortaleza, a construção das sub-estações de Banabuiú e Fortaleza, entre outras obras. Como se vê, foi uma grande mobilização de esforços e investimentos que permitiram que a energia elétrica de Paulo Afonso atingisse Fortaleza, em 1965.

Além do eixo de prolongamento de transmissão até Fortaleza, o governo estadual abriu três outras frentes de ação: (i) conclusão de linhas regionais e redes de distribuição do sistema Cariri e construção do sistema das localidades servidas pela sub-estação de Banabuiú; (ii) expansão do abastecimento energético de localidades não atingidas pelos sistemas

³ Para este tópico foram utilizadas as seguintes fontes: Planos de Governo, Mensagens do Governo enviadas à Assembléia Legislativa e Leite (1996)

⁴ Com essa tensão, no lugar de 132kV, como estava previsto inicialmente pela Chesf, ficou garantido o Plano de Eletrificação Total do Ceará, aprovado pelo presidente Juscelino Kubitschek em 1956.

hidrelétricos que estavam sendo providenciados pelo eixo de prolongamento e (iii) implantação progressiva da eletrificação rural, aproveitando a experiência do Vale do Jaguaribe.

Os desafios para essa última ação não eram poucos, a começar pela dispersão dos consumidores, baixa rentabilidade dos investimentos e dificuldade de administração dos sistemas. Apesar disso, a demanda por eletrificação rural começou a surgir, principalmente, depois da implantação de linhas de 13,8 KV em diversas regiões do Estado. Visando o atendimento dessa demanda o governo iniciou alguns procedimentos, a saber: (i) agrupar os interessados de uma mesma região, cujas propriedades estivessem situadas ao longo de uma mesma linha lançada; (ii) realização de levantamentos; (iii) dar conhecimento aos interessados; (iv) formar cooperativas de consumidores. Neste sentido, foram criadas cooperativas em Maranguape e na Serra da Ibiapaba.

Para cuidar dessas ações o Estado do Ceará contava com quatro empresas regionais, a saber: (i) Conefor, subsidiária da Eletrobrás, que atuava em Fortaleza e era responsável por 336 km² que representava 2/3 de toda energia consumida no Ceará; (ii) Cenorte, de propriedade do Governo Estadual, servia a 82 mil Km² nas regiões Norte e Centro-Norte do Estado; (iii) Celca, subsidiária da Sudene, operava no Centro-Sul, e se beneficiava de uma concessão de cerca de 51 mil Km² e (iv) Cerne, também subsidiária da Sudene, tinha atuação em todo Nordeste e operava no Ceará, na região do Baixo Jaguaribe e nos municípios de Granja, Itapipoca, Itapajé e Camocim.

III.2 Período Plácido Castelo (1967-1970): Hora de Expansão Interna das Redes

O esforço do governo Plácido Castelo se deu em quatro direções: (i) ampliação da capacidade de geração de energia termelétrica nas regiões não atendidas pelo sistema Chesf; (ii) construção de linhas de transmissão, aumentando a área suprida pelo eixo Milagres-Banabuiú-Fortaleza; e (iii) eletrificação rural. Observa-se que, uma vez encerrado o esforço empregado no prolongamento do sistema Chesf até Fortaleza, caberia a este governo trabalhar no sentido de criar a capilaridade permitida por aquela obra.

Seguindo essas orientações, a Semove continuou seu trabalho de instalação de grupos geradores térmicos em cidades do interior, em convênio com as Prefeituras. A Cenorte, por seu lado, avançou no processo de energização de localidades circunscritas em sua área de concessão, através da construção de linhas de transmissão, redes de distribuição e extensão de linhas. Dezenas de localidades foram energizadas, transformando-se em "motivo de orgulho" para o governo. Neste processo, cabe destacar a construção da linha de transmissão até Sobral. Esta obra levou benefícios econômicos consideráveis para o município, a partir da instalação de

atividades industriais. O governo encerrou o mandato com 109 sedes municipais eletrificadas, de um total de 144.

Seguindo ainda aquelas diretrizes, o governo deu continuidade ao processo de eletrificação rural, com o apoio do Instituto Nacional de Desenvolvimento Agrário. Começou-se pelo atendimento de consumidores rurais caracterizados como isolados e que pagavam integralmente o investimento à vista. O modelo visualizado para vencer os desafios colocados para a eletrificação rural foi o de cooperativa de consumidores, já iniciado no governo de Virgílio Távora. Criaram-se várias cooperativas de âmbito regional, que contaram com financiamentos da Eletrobrás, Pólonordeste e Banco do Nordeste do Brasil (BNB).

III.3 Período César Cals (1971-1974): Unificação e Estadualização das Empresas de Energia

O governo em análise estabeleceu quatro diretrizes na área energética: (i) unificar as diversas empresas de energia presentes no Estado, com o objetivo de reduzir custos e garantir a racionalização do planejamento, a manutenção e operação de um verdadeiro sistema estadual; (ii) assegurar, até o final do governo, o suprimento de todos os municípios viáveis com energia hidrelétrica e os demais com energia gerada por grupos diesel geridos pela concessionária estadual; (iii) incrementar programas de eletrificação rural e estudar tarifas especiais para o fornecimento aos consumidores rurais em horário fora do período de ponta de carga da Chesf; (iv) garantir continuidade de fornecimento às áreas do Estado a serem supridas pela expansão do sistema de Boa Esperança, por meio de interligação com o sistema Chesf.

Em anos anteriores, ficaram claros alguns inconvenientes apresentados pelo universo de empresas descentralizadas de energia atuando no Estado. Um dos problemas estava associado ao controle das empresas, ou seja, dado que a maioria dessas empresas estava sob o controle do governo federal, a autonomia do governo estadual em fazer valer sua política de energia elétrica ficava limitada. Além disso, a execução das metas estabelecidas dependia estreitamente das dotações orçamentárias do governo federal. Outros problemas eram de ordem organizacional, que se manifestavam através da falta de coordenação em âmbito estadual, da multiplicidade de esforços operacionais e administrativos, da variedade dos custos dos serviços prestados e das distorções dos investimentos nas regiões.

Entre 1971 e 1973, o objetivo de unificar todas as empresas de energia elétrica do Ceará foi cumprido, passando todas elas para o controle da Companhia de Eletricidade do Ceará - Coelce, de propriedade do Governo do Estado, cujo nascimento se deu em 30 de agosto de 1971. Isto foi possível graças ao Decreto n. 60.824, de 07 de junho de 1967, do Governo Federal, que recomendava e permitia não só a unificação das empresas presentes

nos Estados, mas também a concentração do controle em uma só empresa.⁵ Desta maneira, o governo estadual passou a ter uma maior autonomia em relação à formulação de políticas e realização de investimentos para o setor, além de racionalizar e diminuir os custos do sistema, tendo em vista os ganhos de escala.

Além dessa novidade, duas outras chamaram atenção. Uma delas foi o encerramento da geração de energia elétrica pelos grupos geradores termelétricos, resultado da chegada do reforço de fornecimento da Usina Boa Esperança, do Rio Parnaíba, que se integrou ao Sistema Chesf. Outra novidade foi a implantação do Programa de Eletrificação Rural, que veio para dar um impulso nesse setor. O programa dividiu o estado em 13 áreas geográficas, cada uma com sua cooperativa de eletrificação rural. Com essa concepção o programa visava implantar sistemas de distribuição primária, correspondente aos alimentadores, troncos e ramais de alta tensão de propriedade da concessionária e implantar transformadores e ramais de baixa tensão de propriedade de cooperativas. Esse modelo visou possibilitar a captação de recursos direcionados às cooperativas.

III.4 Período de Adauto Bezerra (1975-1979): Avançando na Consolidação do Sistema

Este período foi marcado por dois choques do petróleo, um em 1974 e outro em 1979. Já no primeiro choque, o governo federal reagiu com a implantação do audacioso II Plano Nacional de Desenvolvimento-II PND, cujo item principal era a estratégia energética. Dentro dessa estratégia, a energia hidrelétrica ganhou atenção especial já que o Brasil dispunha de grandes mananciais hídricos suficientes para servir de base para a geração de grande volume de energia elétrica. Neste sentido, inúmeros estudos e projetos foram realizados e muitos recursos foram mobilizados para que o país expandisse sua capacidade de produção hidroelétrica. Grandes projetos, como Itaipu, Tucuruí e Xingó, nasceram nesse momento. Sendo os focos da política federal de energia elétrica concentrados na geração de energia hidroelétrica e no abastecimento de centros urbanos industriais, o Ceará não recebeu os benefícios esperados.

Um dos gargalos constatados pelo I Plano Quinquenal de Desenvolvimento do Estado do Ceará-I PLANDECE foi a existência de capacidade ociosa de infra-estrutura e energia elétrica em muitas localidades do Estado. Esta capacidade ociosa, segundo o referido Plano, era causada pela falta de ligações domiciliares em razão do custo relativamente elevado para os consumidores. Diante dessa constatação, o I PLANDECE coloca entre seus

⁵ Em seu Artigo 5º o referido Decreto dispunha o seguinte: "Com o objetivo de aperfeiçoar a sistemática de relações entre a União e os Estados, é recomendado aos governos das unidades da federação que exerçam sua eventual função de concessionário de serviço de eletricidade, por meio de uma só empresa de economia mista de âmbito estadual" (Leite, 1996, p.259)

principais objetivos, na área energética, a expansão do serviço de distribuição de energia elétrica em dimensões compatíveis com o crescimento das áreas urbanas. Somando-se a isso, objetivava também fomentar o uso de energia elétrica em aglomerações populacionais do interior do Estado. Além desses objetivos, o mesmo Plano pretendia expandir a infra-estrutura energética para as áreas rurais e consolidar a estrutura empresarial da COELCE.

III.5 Período Virgílio Távora (1979-1983): Impulso da Distribuição e na Transmissão

Este período é marcado, em nível nacional, pelo segundo choque do petróleo e, em nível estadual, pelo impulso nas redes de distribuição e transmissão. O II PLAMEG traçou seus objetivos na área de energia elétrica, com foco em três frentes: (i) assegurar o crescimento de distribuição de energia elétrica em Fortaleza, (ii) ampliar e realizar melhorias nas redes de distribuição do interior e (iii) implantar redes de distribuição de energia em aglomerações populacionais próximos de linhas primárias da COELCE. Mas, neste terceiro objetivo, o Plano inova quando incluem nessas redes os projetos de desenvolvimento rural integrado e de desenvolvimento da pesca. Seguindo esses objetivos, um elenco de metas foi fixado para que os mesmos fossem atingidos.

O que chama a atenção nessas metas é o fato de o governo colocar como preocupação, não somente a expansão física da oferta, mas também a preocupação de implantar um sistema para auferir o desempenho do sistema da Coelce no tocante à qualidade do fornecimento da energia elétrica. Chama a atenção também a preocupação do governo em relação à modernização da estrutura técnico-administrativa responsável pela manutenção das redes de distribuição em todo o Estado.

Outro aspecto relevante, dentro do II PLAMEG, é que, enquanto se preocupava com a expansão da distribuição, com impactos no segmento *a jusante* do sistema, havia também uma preocupação estratégica com relação à transmissão, isto é, com o segmento *a montante* do sistema, a fim de evitar estrangulamentos no recebimento. Com esta visão, foram tomadas providências no sentido de aumentar o sistema de transmissão da Região Metropolitana de Fortaleza (RMF), expansão do sistema de transmissão de Fortaleza, construção de novas subestações da Chesf na RMF e no interior do Estado.

Por fim, cabe ainda chamar atenção para o fato de que, no referido Plano, já são dados os primeiros passos na direção de se discutir a capacidade do Estado para a produção de energia alternativa, a partir do potencial hídrico oferecido por alguns açudes (Araras, Orós, Banabuiú e Jaburu), mas também pelas potencialidades localizadas nas fontes eólica, solar e biomassa, tendo sido publicado, em 1982, o primeiro Balanço Energético do Ceará. Com isso,

fica claramente sinalizado o incômodo do governo do Estado com relação à dependência energética, *vis-à-vis* da Chesf.

III.6 Período Gonzaga Mota (1983-1987): Continuidade dos Esforços

A julgar pelo diagnóstico do PLANED, os problemas relativos à insuficiência na transmissão e na distribuição continuavam a persistir, assim como a demanda reprimida por parte da população de baixa renda atribuída à falta de recursos.

Desta maneira, não é estranho que os objetivos traçados pelo referido Plano tenham apontado para as mesmas direções perseguidas pelo governo imediatamente anterior. Exceção deve ser feita, no entanto, para a preocupação relativa às fontes alternativas de energia, que não reaparece com tanta força neste Plano, provavelmente por causa da amenização do problema energético causado pelo choque dos preços em 1979.

O PLANED estabelece como objetivos a expansão e melhoria das redes de distribuição, a expansão do sistema de transmissão, a eletrificação rural e o atendimento aos consumidores de baixa renda. Neste Plano, no entanto, há uma preocupação explícita com o segmento de baixa renda, que intensificou o programa específico para o seu atendimento.

No que pese a crise fiscal e financeira que atravessava o país e o setor público brasileiro nesse período, os investimentos realizados pela Chesf e pela Coelce foram consideráveis. As realizações foram bastante abrangentes, ampliação da capacidade instalada de subestações, por meio de construção e reforma, construção de linhas de transmissão, construção e ampliação de redes de transmissão, energização de novas localidades, etc.

III.7 Período Tasso Jereissati (1987-1990): Momento de Ajustes Estruturais

De início, cabe destacar neste período a preocupação com os fundamentos técnico-científicos nas tomadas de decisões em relação ao assunto de energia elétrica. Em obediência a essa preocupação foram constituídas três importantes referências técnicas, a saber, (i) o “Balanço Energético”, (ii) o “Diagnóstico Energético do Estado do Ceará” e (iii) as “Potencialidades Energéticas do Estado do Ceará”. Outro aspecto que merece destaque é o enfoque pelo qual foi tratada a energia elétrica. O Plano das Mudanças abordou a energia elétrica dentro do tema geral da energia, cujo tratamento foi o de colocar a energia elétrica numa perspectiva sistêmica, relacionando-a com outros segmentos de energia, ao mesmo tempo em que procurou orientar o sistema de distribuição de energia elétrica para a realização de ajustes estruturais e a busca da eficiência. As ampliações da oferta e do atendimento também eram preocupações centrais do referido Plano, principalmente com vistas para a eletrificação do interior.

Numa perspectiva sistêmica, o Plano ressaltou duas preocupações, a saber, a primeira, o uso eficiente e a conservação da energia e, a segunda, a ampliação das fontes locais de energia. Com relação à primeira, houve três orientações, (i) a diminuição do uso da lenha e carvão vegetal; (ii) a substituição de lâmpadas incandescentes dos sistemas de iluminação pública, cuja solução veio por meio de convênios realizados entre a Coelce, Procel e Eletrobrás e (iii) o uso racional de energia elétrica, através da distribuição de manuais. Relativo à segunda, previa-se (i) o aproveitamento adicional do gás natural, (ii) a implantação de 05 bio gestores industriais, (iii) a implantação de gasogênios, (iv) a implantação de aerogeradores e (v) a implantação de painéis fotovoltaicos.

No tocante à energia elétrica, especificamente o Plano das Mudanças trazia também duas outras preocupações, a primeira, a recuperação do setor de energia elétrica e, a segunda, a interiorização da eletrificação. Dentro da primeira preocupação, previam-se: (i) a redução do índice de endividamento global da Coelce, (ii) o aumento da capacidade instalada das subestações, (iii) a construção de linhas e redes, (iv) o aumento na capacidade instalada de transformadores e (v) a construção de redes e eletrificação rural. Já na segunda preocupação, o Plano visava: (i) o aumento da eletrificação de propriedades rurais e (ii) a conexão dos domicílios da população de baixa renda do interior à rede elétrica.

Segundo o Quadro 1, pode-se observar que, durante o primeiro governo Tasso, houve um período de ajustamentos, onde o número de novas ligações de energia obteve um decréscimo de 13,72%, enquanto que o número de consumidores cresceu 22% (principalmente com melhoramentos na taxa de atendimento rural). Nesse período, não houve investimentos no aumento do número de subestações, permanecendo com o total de 63 no decorrer dos 4 anos de governo.

III.8 Período Ciro Gomes (1991-1994): Consolidação da Estratégia Global e Integrada

O governo Ciro Gomes procurou enfatizar a consolidação da estratégia global e integrada para o setor de energia, ou seja, tratar a energia elétrica dentro do contexto energético mais amplo. Com relação à energia elétrica, especificamente, dava-se continuidade à busca do aumento da eficiência do sistema de distribuição, controlado pela estatal Coelce, ao mesmo tempo em que à expansão da sua oferta. Na mesma estratégia, o Plano procurou também avançar nas reflexões e estudos sobre as fontes alternativas de energia a fim de diminuir a dependência e a vulnerabilidade do Estado em relação à fonte hidroelétrica.

Além dos velhos problemas estruturais, como a vulnerabilidade da longa distância do sistema de transmissão da Chesf, a partir da Usina Paulo Afonso, a dependência local em relação ao fornecimento externo da energia

hidráulica e o atraso na expansão interna da taxa de cobertura, o Plano Plurianual identificava outros problemas. Dentre esses problemas estavam: (i) a forte dependência em relação aos derivados do petróleo, (ii) a devastação da escassa cobertura vegetal nativa, (iii) as elevadas perdas de energia por falta de políticas que visassem a eficiência dos sistemas energéticos, (iv) o desperdício de gás natural, incompatível com a dependência energética do Estado e (vi) a inibição do uso e difusão de fontes alternativas de energia, bem como de práticas de conservação de energia.

Dentre as diretrizes e realizações nesse período, merece destaque a estruturação do Conselho Estadual de Energia e a Companhia Distribuidora de Gás (Cegás), dando assim um passo importante no sentido de modificar a cadeia produtiva de energia elétrica no Estado, ao mesmo tempo em que a torna menos vulnerável. O Conselho Estadual de Energia foi criado com o objetivo de estabelecer uma política energética para o Estado, tirando essa função da Coelce. A Cegás significou a ponta de lança que começaria a quebrar com a dependência absoluta do Estado em relação à energia hidráulica, pois passaria a trabalhar, junto com a Petrobrás, o aproveitamento local de gás natural além do transporte, ou canalização, deste produto a partir de outras regiões do país. Paralelo a isso, continuaram os esforços no sentido de estudar fontes alternativas de energia, ampliação das redes de transmissão e distribuição, bem como no sentido de racionalizar o sistema energético e o uso final de energia em geral.

Iniciou-se nesse período os estudos visando a reestruturação do Setor Elétrico. O modelo vigente convivia com uma inadimplência generalizada decorrente da fragilidade econômica das concessionárias estatais, motivada por fatores internos do setor e conjunturais do país. O marco que caracterizou o início da mudança institucional foi a aprovação da Lei 8631/93 que encerrou com a política de tarifas equalizadas e estabeleceu sistemática de reajustes tarifários, tendo propiciado um encontro geral de contas e promovido a recuperação das tarifas.

O governo Ciro Gomes ampliou o número de ligações de energia em 64,28%, com uma contrapartida de crescimento de 6,35% em novas subestações (passando de 63 para 67). Enquanto isso, o número de consumidores cresceu a uma taxa de 25,09%, basicamente devido ao aumento da cobertura rural, conforme pode ser visualizado no Quadro 1.

III.9 Período Tasso Jereissati (1995-1998 e 1999-2002) e Beni Veras (2002): Mudanças Estruturais na Matriz e na Cadeia Produtiva de Energia Elétrica

As diretrizes e iniciativas lançadas e efetuadas nesse período de oito anos promoveram mudanças estruturais significativas no sistema de energia elétrica do Estado. Na primeira fase, o Plano Plurianual (Avançando nas Mudanças) prevê: (i) a recuperação e o aumento da capacidade do setor

elétrico, (ii) a disseminação de energias renováveis e o uso de energias alternativas, com a utilização da energia solar e aerogeradores no meio rural, a adoção de sistemas termosolares na indústria, as aplicações de biomassa e biodigestores bem como dar continuidade aos programas de energia eólica, (iii) ampliação do programa de conservação de energia para outros energéticos e (iv) expansão da oferta de gás natural.

Essas diretrizes implicaram na mobilização de alguns projetos estruturantes de grande porte tais como: (i) construção das linhas de transmissão de 230 KV nos trechos Fortaleza/Pici e Banabuiú/Fortaleza, (ii) construção das subestações de Pentecoste, Icó e Pici, (iii) construção do gasoduto Guamaré (RN)/Fortaleza e a (iv) construção e reforma de 1.882 km de redes de distribuição urbana e de 2.000 km de rede de distribuição rural.

Todas essas diretrizes e projetos foram detalhados pelo Plano de Metas (1997-1998), que ainda acrescenta a recomendação da construção de uma usina termelétrica no Porto do Pecém, com capacidade para produzir 240 MW de energia. Esta recomendação visava tirar o Ceará da vulnerabilidade em relação aos problemas apresentados pela transmissão de Paulo Afonso, isto é, oscilações e desligamento intempestivos. A construção dessa usina estava sendo estimulada pela Coelce no sentido de constituir uma parceria, nacional ou internacional, para tal fim.

Em 2000, o Projeto Áridas veio não só reforçar essas diretrizes como também agregar o conceito de sustentabilidade, no sentido de abordar “a questão energética como um problema multissetorial que envolve aspectos energéticos, sócio-econômico e ambientais, tendo como objetivo final a disseminação do uso racional de energia a toda a sociedade, a um menor custo e com menor dano possível ao meio ambiente”.

Na segunda fase desse período, o governo promove um divisor de água na trajetória da história da energia elétrica do Ceará, quando privatiza a Coelce em 1998. Dá-se início a uma nova fase na qual o governo estadual deixa de controlar a principal peça do sistema que é a empresa de distribuição de energia elétrica do Estado. Apesar disso, o governo estadual conserva uma atuação estratégica por intermédio da Coordenadoria de Energia e Comunicações, instalada na Secretaria de Infra-Estrutura (Seinfra), criada logo após a privatização da Coelce.

O Quadro 1 mostra que entre os anos de 1995 e 1998 houve um aumento geral, tanto no número de novas ligações (51,53%), quanto nos consumidores (29,85%) e também em implantação de novas subestações (11,91%). Verificou-se um aumento significativo na taxa de atendimento urbano e rural, onde o rural cresceu 65%. Já entre os anos de 1999 e 2002, houve uma redução no número de novas ligações em 16%, permanecendo os demais indicadores positivos.

III.10 Período Lúcio Alcântara (2003-2006): salto para frente

O fenômeno do apagão do setor de energia elétrica em 2001, contribuiu para a consolidação da tese da hidrodependência do Ceará, ou seja, que o estado tem uma dependência excessiva em relação à geração de energia hidráulica, ao mesmo tempo que uma dependência de fontes externas de energia. Isto contribuiu para que o Plano de Governo "Ceará Cidadania" enfatizasse diretrizes que apontassem para uma solução alternativa a essa dependência. Por essa razão, o referido Plano propõe (i) a busca da auto-suficiência na geração de energia elétrica e (ii) a diversificação da matriz energética, a partir da termoelétrica e da geração de energia eólica. Abraçado a essas diretrizes, o governo cearense passou a ter um papel importante, através da sua Secretaria de Infra-estrutura, na definição do Programa Nacional de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica-Proinfa.

No segmento termoelétrico inaugura-se em 2004 a termoelétrica Fortaleza, de propriedade do Grupo Endesa (Coelce). Para apoiar esse segmento, bem como os projetos estruturantes que deverão compor o Complexo Industrial Portuário do Pecém - CIPP, o Governo do Estado tem se empenhado para garantir, junto à Petrobrás, o fornecimento necessário de gás natural. No segmento eólico, o Plano Ceará Cidadania prevê a construção e operacionalização de dois parques eólicos nos municípios de Paracuru e Camocim, com capacidade de geração de 30 MW. Muito provavelmente, essa previsão poderá ser superada caso os projetos aprovados pelo Proinfa em 2004 seja rapidamente implantados.

Além dessa linha de atuação, o referido Plano ainda prevê a universalização do atendimento com energia elétrica na área rural e "garantia do ritmo de expansão do suporte de infra-estrutura de transmissão e distribuição no Estado e suas interligações com os centros geradores hidrelétricos, eólicos e outros subsistemas das regiões Norte e Sudeste do País" (p.93). Somados a esse objetivo estão os "Investimentos Especiais" associados às demandas de abastecimento de energia elétrica solicitadas pelas Secretarias setoriais. Estes investimentos serão garantidos pelas cláusulas contratuais incluídas no contrato de concessão da Coelce, cujo custeio serão realizados com base em 1,5% do seu faturamento líquido anual, até 2006, e 1,0% até o final do período de concessão. Por último, o Plano prevê o combate ao desperdício de energia elétrica e o estímulo ao uso eficiente de energia elétrica.

Quadro 1 - Evolução dos Indicadores – Energia Elétrica - Ceará

DISCRIMINAÇÃO	UNIDADE	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
POPULAÇÃO	un	6.035.853	6.152.459	6.268.314	6.385.087	6.512.345	6.497.375	6.482.404	6.569.705	6.651.866
NÚMERO DE CONSUMIDORES	un	764.757	806.203	840.359	890.914	935.531	984.534	1.035.049	1.096.952	1.170.247
NÚMERO DE LIGAÇÕES NOVAS	un	51.712	41.446	34.156	50.555	44.617	49.003	50.515	61.903	73.295
ENERGIA ELÉTRICA VENDIDA	GWH	2.401	2.233	2.439	2.656	2.918	3.211	3.317	3.569	3.631
TAXA DE CRESCIMENTO DO MERCADO	%	13,3	-7,0	9,2	8,9	10,0	10,0	3,3	7,6	1,7
PARTICIPAÇÃO DA CLASSE:	%	100,0	100,0	100,1	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Residencial	%	31,1	29,4	29,6	30,2	31,7	32,2	31,2	30,9	31,5
Industrial	%	32,4	33,5	33,9	34,5	31,9	32,3	33,1	33,3	32,7
Comercial	%	17,2	17,5	17,3	16,7	16,8	16,3	16,2	16,3	16,6
Rural	%	4,5	5,8	5,3	4,8	6,0	6,0	6,4	6,7	5,4
Outros	%	14,8	13,8	14,0	13,8	13,6	13,2	13,1	12,8	13,8
PERDAS NO SISTEMA	%	9,5	11,9	12,0	12,8	11,9	11,5	11,4	11,7	13,1
DEMANDA MÁXIMA	MW	506	449	474	539	557	603	610	664	712
NUMERO DE SUBESTAÇÕES	un	63	63	63	63	63	65	67	67	67
POTÊNCIA INSTALADA EM SUBESTAÇÃO	MVA	701	874	875	902	945	1.025	1.067	1.090	1.124
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR HABITANTE	kWh / hab	398	363	389	416	448	494	512	543	546
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR CONSUMIDOR	kWh / cons	3.140	2.770	2.902	2.981	3.119	3.261	3.205	3.254	3.103
TAXA DE ATENDIMENTO GERAL	%	56				62				73
TAXA DE ATENDIMENTO URBANO	%	84				89				93
TAXA DE ATENDIMENTO RURAL	%	16				22				32

Fonte: Coelce e Seinfra

(cont.)

DISCRIMINAÇÃO	UNIDADE	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
POPULAÇÃO	un	6.734.026	6.812.575	6.942.568	7.035.515	7.128.413	7.430.661	7.575.956	7.654.535
NÚMERO DE CONSUMIDORES	un	1.230.835	1.312.997	1.396.810	1.507.872	1.652.073	1.795.824	1.916.764	2.009.658
NÚMERO DE LIGAÇÕES NOVAS	un	60.588	82.162	83.813	111.062	144.201	143.751	120.940	92.894
ENERGIA ELÉTRICA VENDIDA	GWH	4.034	4.429	4.816	5.379	5.574	5.874	5.353	5.510
TAXA DE CRESCIMENTO DO MERCADO	%	11,1	9,8	8,7	11,7	3,6	5,4	-8,9	2,9
PARTICIPAÇÃO DA CLASSE:	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,2	100,0	100,0
Residencial	%	32,8	34,1	34,7	34,9	34,4	33,9	32,3	30,3
Industrial	%	32,2	30,2	29,0	28,2	28,5	29,3	30,5	30,6
Comercial	%	16,8	17,4	17,5	17,5	17,6	18,2	18,1	18,1
Rural	%	5,4	5,5	6,1	6,4	5,9	5,1	6,1	7,3
Outros	%	12,8	12,8	12,7	13,0	13,6	13,7	13,0	13,7
PERDAS NO SISTEMA	%	14,0	13,3	14,5	13,3	11,1	13,7	12,9	13,8
DEMANDA MÁXIMA	MW	776	852	906	1.000	999	1.110	1.065	1.020
NUMERO DE SUBESTAÇÕES	un	71	72	72	75	75	76	79	86
POTÊNCIA INSTALADA EM SUBESTAÇÃO	MVA	1.264	1.278	1.298	1.384	1.431	1.598	1.774	1.807
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR HABITANTE	kWh / hab	599	650	694	765	782	791	707	720
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR CONSUMIDOR	kWh / cons	3.277	3.373	3.448	3.567	3.374	3.271	2.793	2.742
TAXA DE ATENDIMENTO GERAL	%				80	81	83	91	94
TAXA DE ATENDIMENTO URBANO	%				95	97	97	98	98
TAXA DE ATENDIMENTO RURAL	%				53	59	60	72	80

Fonte: Coelce e Seinfra

IV. PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E SEUS IMPACTOS

IV.1 O Processo de Privatização das Empresas de Energia Elétrica no Brasil

A privatização da Coelce não foi um fato isolado, pois constava no Programa Nacional de Desestatização (PND), depois de ter sido autorizada pela Assembléia Legislativa do Estado, por meio da aprovação da Lei n. 12.722 de 18.09.1997. O processo de privatização das empresas estaduais de distribuição de energia elétrica, iniciado em 1995, coloca um fim no modelo estatal centralizado, integrado e monopolista de energia elétrica do país, seguindo a tendência mundial e da América Latina, em particular.

Um novo modelo de controle e de regulação já vinha sendo implantado na América Latina, desde 1982 no Chile, seguido depois pela Argentina em 1992, pelo Peru em 1993, Bolívia e Colômbia em 1994, e países da América Central, como Panamá, El Salvador, Guatemala, Nicarágua, Costa Rica e Honduras em 1997 (Rudinick & Zolezzi, 2001). Por razões mais doutrinárias, a Inglaterra inicia o seu processo de desregulamentação e privatização, inclusive do setor energético, já em 1986. (ver Vickers, 1993).

Desde a primeira instalação de energia elétrica no Brasil, em 1879, (iluminação elétrica da estação central da Estrada de Ferro D. Pedro II, no Rio de Janeiro), a iniciativa privada predominou no setor elétrico brasileiro. No Ceará, o marco inicial foi a criação, em 1911, na Inglaterra, da Ceará Tramway, Light and Power Company Ltd. A maior presença estatal se deu a partir da criação da Chesf, em 1945. Com a criação da Eletrobrás em 1961, o modelo do sistema de energia elétrica brasileiro evoluiu para um perfil onde predominaram, entre outros aspectos, o monopólio estatal e a centralização. Segundo Ferreira (2000), esse perfil foi facilitado por quatro fatores, a saber: (i) grandes extensões das redes fluviais, que responderam pela característica técnica da necessidade de centralização do despacho de carga dentro de um sistema interligado; (ii) extensão geográfica do país; (iii) ênfase na geração de energia hidrelétrica e (iv) ênfase no Estado como promotor e impulsionador do crescimento econômico.

Tecnicamente centralizado e integrado, o sistema nacional tinha na geração o predomínio do controle federal e na distribuição o predomínio do controle estadual. Entretanto, isto não era uma regra, pois alguns estados também se ocupavam da geração, além da distribuição, mantendo assim seus próprios sistemas de integração vertical. Estes eram os casos da Cesp, em São Paulo, da Cemig, em Minas Gerais, da Copel, no Paraná, e da CEEE no Rio Grande do Sul. Estatizado, centralizado e monopolizado, esse sistema era refratário à eficiência econômica, além de se manter longe do controle social e das auditorias externas.

Dessa maneira, o modelo do sistema de energia elétrica brasileiro revelou-se um sucesso até, pelo menos, a década de 1980, quando começa a demonstrar fragilidades irreparáveis pela lógica do modelo. Até então, o

modelo mostrou-se eficiente para a estratégia de crescimento à marcha forçada da economia brasileira, entre os anos 1968 e 1979.

Por ser centralizado, estatizado e refratário à eficiência, o modelo em questão se permitiu cometer alguns pecados capitais: (i) não se preocupar com planilhas de custos; (ii) não praticar preços reais de mercado, sendo os mesmos usados pelo governo federal como mecanismo de controle da inflação; (iii) excesso de endividamento e (iv) baixas taxas de retorno, em relação aos ativos imobilizados. Esse modelo funcionou bem enquanto havia uma farta fonte de financiamento externo e baixo custo dos empréstimos, mas entra em crise, a partir de 1979, quando ocorrem as explosões das taxas de juros internacionais, do índice de inflação interna e dos preços do petróleo. Esses problemas produziram as razões necessárias à tese da reestruturação e, por fim, da privatização das empresas de energia.

O governo do Estado de São Paulo foi o primeiro a abrir esse caminho, anunciando em janeiro de 1995 sua intenção de reestruturar e privatizar o conglomerado estadual de empresas de energia elétrica. Vários passos foram dados antes de se chegar à efetivação das privatizações no Brasil (ver Ferreira, 2000).

O primeiro passo foi dado com a Lei n. 8.631 de 1993, que colocou um fim no nivelamento geográfico das tarifas e do retorno mínimo de 10% sobre os ativos, uma decisão importante na direção da desregulamentação. A nova orientação determinou que ambos passassem a se basear no fluxo de caixa das empresas.

O segundo passo veio com as novas leis de concessão, primeiro a Lei nº 8.987 de 1995 e, depois, a Lei nº 9.074 também de 1995. A primeira apenas regulamentou o que a Constituição de 1988 já determinava, ou seja, que as concessões fossem distribuídas por meio de licitações. A segunda estabeleceu princípios relativos à renovação das concessões no setor elétrico, além de estabelecer novos prazos (de 20 anos) para as concessões das usinas de energia elétrica em construção.

O terceiro passo foi efetuado pelo Estado de São Paulo, em 1995, quando propôs a reestruturação das suas empresas por meio de um desmembramento do sistema de integração vertical. Isto provocou reações e críticas daqueles que eram céticos ao desdobramento, temendo a desorganização irreversível do sistema. O fato é que a intenção de São Paulo não poderia progredir sem as mudanças em nível federal, exatamente no sistema centralizado de despacho, no tratamento de linhas de transmissão, na necessidade de divisão das tarifas de geração e na transmissão além do modo regulatório.

O quarto passo foi dado quando a empresa de consultoria Coopers & Lybrand venceu Licitação, cujo objetivo era realizar estudos que desaguariam na proposição de um novo modelo de funcionamento para o

sistema de energia elétrica para o Brasil. Enquanto os estudos dessa empresa avançavam, iniciava e prosseguia o processo de privatização das empresas distribuidoras, controladas tanto pelo governo federal como por governos estaduais. As primeiras a serem vendidas foram a Escelsa (12.07.95) e a Ligth (21.05.96), pertencentes ao governo federal, depois vieram a Companhia de Energia Elétrica do Rio de Janeiro (Cerj) (20.11.96) e a Coelba (01.07.96). A venda dessas empresas, dentro de um ambiente ainda pouco claro em termos de regulamentação futura para o setor, contribuiu para deprimir os preços ofertados pelos investidores.

Em 1997, a empresa Coopers & Lybrand termina seu relatório e recomendou que fosse implantado um novo modelo de funcionamento para o sistema de energia elétrica nacional, tendo as seguintes características: (i) criação de um Mercado Atacadista de Eletricidade (MAE); (ii) estabelecimento de “contratos iniciais” para criar uma fase de transição para o mercado de energia elétrica competitivo; (iii) desmembramento dos ativos de transmissão e a criação de um Operador Independente do Sistema (ONS), e (iv) organização das atividades financeiras e de planejamento neste novo cenário.

O modelo proposto pela Coopers & Lybrand começou a ser implementado em 1998 com a promulgação da Lei 9.648. Esta Lei permitiu a criação do Mercado Atacadista de Energia - MAE, a regulamentação dos Contratos Iniciais e a autorização das três subsidiárias remanescentes da Eletrobrás. Oportuno observar que, antes mesmo de ter havido essas inovações, em 1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), por meio da Lei 9.427, vindo a substituir o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE).

IV.2 A Privatização da Coelce e seus Impactos

O processo de privatização da Coelce tem três datas marcantes: a primeira, outubro de 1995, quando a Companhia tornou-se empresa de capital aberto, e suas ações passaram a ser negociadas em Bolsas de Valores do país, ações essas sob o controle de prefeituras do Estado do Ceará, da Eletrobrás e do Governo Estadual; a segunda data, maio de 1997, quando houve uma mudança na composição acionária da Companhia, por meio da venda de 22.197.225.184 ações preferenciais Classe "A" feita por uma operação *block-trade* realizada na Bolsa de Valores Regional; a terceira data, abril de 1998, quando a Coelce foi privatizada, passando totalmente para o controle da iniciativa privada (ver Relatório Anual da Coelce, 1998).

O leilão da Coelce ocorreu dia 02 de abril de 1998, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, arrematado pelo Consórcio Distriluz Energia Elétrica formado pelos seguintes investidores: Enersis S.A., Chilectra S.A., Endesa de España S.A. e Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro (Cerj). O Governo do Estado do Ceará e a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), controladores da

empresa na época, ofertaram ações do tipo ordinária cotadas ao preço mínimo de R\$ 9,76 por lote de mil ações, mas que chegaram a R\$ 12,42 no leilão de privatização, gerando um ágio de 27,2%. No total foram vendidas 79.496.940.377 ações ordinárias nominativas no valor de R\$ 987 milhões.

Esse leilão, assim como outros que ocorreram no país, nesse período, se beneficiou das reformas introduzidas no sistema, bem como dos ajustes estruturais voluntários empreendidos pela administração da empresa na fase pré-privatização. Com isso, a distribuição de energia elétrica no Estado do Ceará passou para as mãos da iniciativa privada, atualmente, controlada pela INVESTILUZ S.A., por meio de um Contrato de Concessão com duração de 30 anos. Nessa fase, foi constituída a Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Ceará – ARCE, para efetuar a regulação e fiscalização do setor no Estado.

IV.2.1 Privatização e o Monopólio Privado

A privatização da Coelce não implicou na quebra do monopólio detido pela empresa, ele apenas deixou de ser estatal para ser privado. A decisão de se manter uma única empresa no segmento de distribuição de energia elétrica foi, sem dúvida alguma, acertada do ponto de vista da eficiência microeconômica. Entretanto, resta saber quais foram as implicações geradas por essa condição, já que o monopólio não é mais estatal, ou seja, em tese, próximo dos interesses dos consumidores.

Sabe-se que o poder de monopólio nasce de três fontes, a saber: (i) propriedade única, ou em grau quase absoluto, de um recurso-chave; (ii) concessão pelo governo do direito de explorar ou produzir, com exclusividade, um determinado bem ou serviço e (iii) detenção de um monopólio natural, ou de capacidade de produzir um bem ou serviço a um custo menor do que suas concorrentes juntas. A Coelce, assim como várias outras empresas de distribuição de energia elétrica do país, manteve a posse dessas três fontes, mesmo depois da privatização, mas agora sob a regulamentação da ANEEL e a fiscalização da ARCE para evitar abusos de poder⁶.

IV.2.2 Impactos da Privatização

Tarifa

Após a privatização, a posição adotada pela Aneel em relação aos critérios reguladores das tarifas cobradas pelas empresas distribuidoras foi a de seguir o princípio dos custos marginais de fornecimento, no lugar dos custos médios preferidos pelos monopólios naturais. Com isso, a Aneel sinaliza para uma regulação de preços na qual leva em conta os interesses dos consumidores, permitindo assim a introdução do critério de “modicidade” dentro do

⁶Ver Gráfico I no início deste trabalho, sobre o comportamento do monopólio natural.

modelo de regulação do setor energético. Além disso, adotou também o princípio do preço limite (ou *price cap*) para ser adotado no início do contrato, mas sujeito a alterações no andamento do mesmo. Para a Aneel, a tarifa deve ser aquela que seja capaz de cobrir os custos de compra de energia, tributos, impostos, encargos do setor elétrico e despesas operacionais.

Como foi estabelecido pela Aneel, o regime tarifário embutido nos contratos de concessão das distribuidoras implica na fixação de um preço limite inicial que vigora entre as revisões tarifárias. Nesse intervalo, a tarifa é reajustada anualmente com base na variação dos custos incorridos nas empresas. Há três formas de alteração da tarifa, quais sejam⁷:

- (1º) por meio do reajuste que ocorre anualmente, exceto no ano de revisão tarifária;
- (2º) por meio de revisão tarifária ordinária, que ocorre em períodos de quatro em quatro anos;
- (3º) por meio de uma revisão extraordinária que é aplicada quando existe alteração de tributos, impostos ou mesmo custo de compra de energia que altere o equilíbrio financeiro de uma distribuidora.

E quanto aos custos que são levados em conta, a Aneel considera dois tipos de custos:

- (1º) custos não gerenciáveis: são os custos da distribuidora com compra de energia, encargos setoriais e uso do sistema de transmissão, sendo assegurado o repasse integral da variação destes, ocorrida nos últimos 12 meses, para as tarifas.
- (2º) custos gerenciáveis: são os demais custos da distribuidora, tais como operação do sistema, materiais, tributos federais, remuneração do investimento, imposto de renda, etc.; sendo que o seu valor é atualizado pela variação da inflação (IGPM) deduzido de um fator X correspondente à produtividade. A idéia aqui é fazer com que os ganhos de produtividade sejam compartilhados com os consumidores.

Do que foi exposto pode-se deduzir que, não há necessariamente uma perequação das tarifas entre as regiões nem mesmo entre as empresas, pois, as mesmas dependem da estrutura de custo de cada empresa. Embora haja pontos comuns entre as tarifas, principalmente em relação aos custos advindos dos tributos e índice de inflação, a variação da tarifa vai depender dos modelos internos de gestão e dos padrões tecnológicos de cada empresa.

⁷ Informações obtidas junto à Coelce e por meio do site da Aneel. Cabe observar também que, em agosto de 2004, passaram a vigorar novos elementos complementares dentro da política de preço, introduzidos com a finalidade de garantir mais confiança para os investidores.

Analisando a evolução do quadro tarifário da Coelce entre 1998 e 2003 observa-se o seguinte (ver Tabela 1): (i) em 1998, com exceção da tarifa rural, todas as tarifas cobradas foram reajustadas acima de qualquer índice de inflação; (ii) em 1999, os reajustes das tarifas estiveram abaixo o IGP-M, índice permitido em contrato pela ANEEL; (iii) em 2000, exceto para tarifa "residencial", "iluminação pública" e "Consumo próprio", o restante das tarifas foi corrigido acima do IGP-M; (iv) em 2001, cinco tarifas foram corrigidas abaixo do índice de inflação; (v) em 2002, apenas duas tarifas foram corrigidas acima do IGP-M e (vi) em 2003, todas as tarifas foram corrigidas acima do IGP-M.

Investimento e Cobertura dos Serviços

Um indicador positivo da privatização da Coelce está situado na taxa de cobertura, ou atendimento, geral atingida pela companhia no período da nova administração. Conforme mostram os Quadros 1 e 4, essa taxa passou de 80% em 1998 para 94% em 2002. Mais positivo ainda foi o comportamento da taxa de atendimento rural que passou de 53% em 1998 para 80% em 2002.

Esse desempenho resultou do esforço empregado pela Coelce na expansão do número de ligações novas que, com exceção do ano de 2002, não foi abaixo de 120.000 por ano, conforme mostra o Quadro 1, número bem superior aos períodos anteriores a 1998.

Por sua vez, esse esforço teve por trás uma soma razoável de investimentos realizados em infra-estrutura, no período 1998-2002, que representou 63,84% de expansão da Distribuição (km), 41,20% de expansão da Transmissão (km), 18,9% de expansão do número de subestações (Ud) e 36,27% de expansão da Capacidade Instalada (MVA), conforme mostra o Quadro 3. Calcula-se que cerca de R\$ 900 milhões foram investidos pela Coelce no período entre 1998-2002.

No que toca, em particular, o aumento da taxa de atendimento rural, o referido esforço foi facilitado pelo Programa Luz no Campo, do Governo Federal, representado pelo Ministério de Minas e Energia, com o apoio financeiro da Eletrobrás e parcerias dos Governos Estaduais e Companhias distribuidoras de energia. Criado no Ceará em junho de 2000, este programa foi implementado por meio de um convênio assinado entre o Governo do Estado (50%), por meio da Secretaria da Infra-Estrutura, a Coelce (34%) e beneficiários (16%), sendo que esta última parte participa com trabalho (desmatamento e escavação de buracos da obra de eletrificação). Oportuno lembrar que na época da assinatura do referido convênio a taxa de atendimento rural atingia 60%.

Tabela 1 – Evolução Tarifária da Coelce

Classe de Consumo	1995	1996	Var %	1997	Var %	1998	Var %	1999	Var %	2000	Var %	2001	Var %	2002	Var %	2003	Var %
Residencial	71,52	111,40	55,76	126,89	13,90	131,46	3,61	147,17	11,95	159,80	8,59	172,83	8,15	192,89	11,61	211,92	9,86
Comercial	89,56	98,75	10,26	108,19	9,55	111,29	2,87	120,22	8,02	133,78	11,28	145,39	8,68	179,40	23,39	220,00	22,63
Industrial	53,54	59,84	11,76	66,37	10,92	68,29	2,89	70,66	3,47	78,69	11,35	87,17	10,78	105,00	20,46	130,92	24,69
Rural	62,25	67,28	8,07	72,99	8,49	73,67	0,94	79,68	8,15	91,53	14,88	100,94	10,28	116,27	15,18	145,03	24,73
Poderes Públicos	88,25	96,87	9,77	109,36	12,89	112,91	3,24	110,84	(1,83)	125,80	13,50	151,65	20,55	190,42	25,56	234,90	23,36
Iluminação Pública	56,82	66,79	17,54	70,66	5,79	72,88	3,15	78,47	7,67	84,74	7,99	95,29	12,45	121,89	27,92	134,67	10,48
Consumo Próprio	91,89	91,62	(0,30)	114,94	25,45	124,70	8,50	133,84	7,33	146,98	9,81	172,42	17,31	204,41	18,55	250,21	22,41
Serviço Público	56,71	60,24	6,21	66,26	10,00	68,63	3,57	69,12	0,72	80,28	16,15	85,51	6,50	103,11	20,58	136,54	32,43
Tarifa média de Fornecimento	67,80	86,60	27,80	97,30	12,34	100,60	3,42	108,20	7,53	119,90	10,79	129,70	8,24	151,20	16,55	179,20	18,50
Tarifa média de Suprimento (Revenda)	24,10	32,40	34,09	32,8	1,21	36,40	11,08	44,9	23,24	51,40	14,55	55,20	7,38	65,70	19,01	80,66	22,85

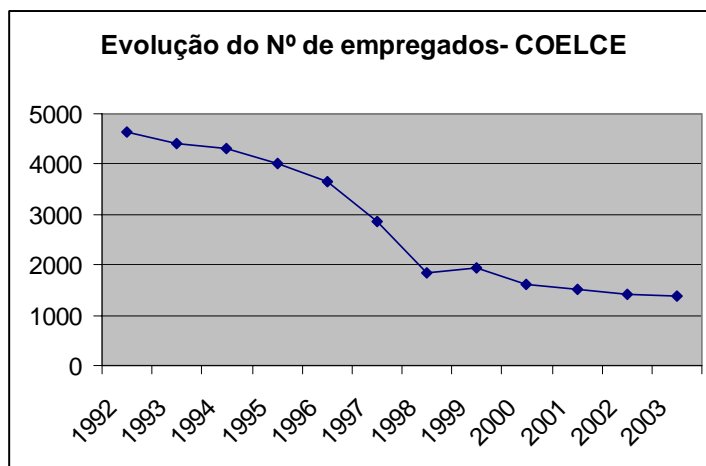
	Var - IGP - DI	Inflação - IGP-M	Inflação - INPC	Inflação - IPCA
1995	14,77	15,24	21,98	22,41
1996	9,33	9,19	9,12	9,56
1997	7,48	7,74	4,34	5,22
1998	1,71	1,79	2,49	1,66
1999	19,99	20,1	8,43	8,94
2000	9,8	9,95	5,27	5,97
2001	10,4	10,37	9,44	7,67
2002	26,41	25,3	14,74	12,53
2003	7,66	8,69	10,38	9,3

Por sua vez, a taxa de atendimento domiciliar urbano, que chegou a atingir 100% de cobertura em 2002, foi puxada pelo Programa Luz em Casa, que consistiu na parceria entre o Governo do Estado do Ceará (SEINFRA) e a Coelce, que atuou com incentivos fiscais definidos pela ANEEL, e os beneficiários que entraram com recursos complementares referentes às instalações elétricas internas.

Emprego e Acidentes de Trabalho

Conforme sugere o Gráfico 2, a diminuição do número de empregados da Coelce não pode ser associada diretamente à privatização da empresa. Já a partir de 1992, mas principalmente de 1995, o número de empregados caiu sistematicamente em função dos ajustes financeiros implementados para se corrigirem os desequilíbrios estruturais, mas também para tornar a empresa mais atrativa aos investidores privados, a partir da melhoria na relação entre a taxa de retorno e os ativos imobilizados. Dado que os custos fixos já estavam dados, a margem de manobra do ajuste localizava-se no campo dos custos variáveis, parte escolhida para promover a redução dos custos médios da empresa. É oportuno observar que esse ajuste marca o início do processo de conversão da lógica de gestão predominante na empresa até então, aliás, não diferente de empresas de distribuição de energia elétrica de outros estados da federação.

Gráfico 2 - Evolução do Número de Empregados



Fonte: Relatório Anual da Coelce

Quadro 2 - Infra-Estrutura e Investimentos

Sistema Elétrico	UND	1995	1996	%95/96	1997	%96/97	1998	%97/98	1999	%98/99
Distribuição	Km	38565	41523	7,67%	44492	7,15%	48257	8,46%	55842	15,72%
Transmissão	Km	2417	2444	1,12%	2491	1,92%	2587	3,85%	2688	3,90%
Subestações	Ud	70	71	1,43%	72	1,41%	74	2,78%	75	1,35%
Capacidade Instalada	MVA	1261,8	1269,3	0,59%	1294,8	2,01%	1384,01	6,89%	1431	3,40%

Fonte: Relatório anual da COELCE

Sistema Elétrico	UND	2000	%99/00	2001	%00/01	2002	%01/02	2003	%02/03
Distribuição	Km	62651	12,19%	68720	9,69%	76106	10,75%	79067	3,89%
Transmissão	Km	2810	4,54%	3042	8,26%	3487	14,63%	3653	4,76%
Subestações	Ud	76	1,33%	79	3,95%	86	8,86%	88	2,33%
Capacidade Instalada	MVA	1598	11,67%	1774	11,01%	1833	3,33%	1886	2,89%

Fonte: Relatório anual da COELCE

Quadro 3 - Clientes

Nº de clientes	1995	1996	% 95/96	1997	% 96/97	1998	% 97/98	1999	% 98/99
Residencial	1047421	1111618	6,13%	1187910	6,86%	1286670	8,31%	1417947	10,20%
Industrial	7025	7324	4,26%	7454	1,77%	7698	3,27%	7809	1,44%
Comercial	100234	108488	8,23%	112676	3,86%	119121	5,72%	125522	5,37%
Rural	59624	68379	14,68%	70468	3,06%	74811	6,16%	79569	6,36%
Poderes públicos	14931	15634	4,71%	16723	6,97%	17962	7,41%	20089	11,84%
Iluminação pública	184	184	0,00%	184	0,00%	184	0,00%	184	0,00%
Serviços públicos	1004	980	-2,39%	1064	8,57%	1148	7,89%	657	-42,77%
Revenda	3	3	0,00%	4	33,33%	4	0,00%	3	-25,00%
Consumo próprio	409	387	-5,38%	327	-15,50%	274	-16,21%	293	6,93%
Total de clientes	1230835	1312997	6,68%	1396810	6,38%	1507872	7,95%	1652073	9,56%

Fonte: Relatório anual da COELCE

Nº de clientes	2000	% 99/00	2001	% 00/01	2002	% 01/02	2003	% 02/03
Residencial	1543980	8,89%	1567785	1,54%	1595764	1,78%	1686963	5,72%
Industrial	7837	0,36%	7742	-1,21%	7588	-1,99%	7110	-6,30%
Comercial	132751	5,76%	140766	6,04%	139899	-0,62%	137969	-1,38%
Rural	89191	12,09%	176089	97,43%	241073	36,90%	251384	4,28%
Poderes públicos	20828	3,68%	23005	10,45%	23741	3,20%	23117	-2,63%
Iluminação pública	185	0,54%	229	23,78%	261	13,97%	590	126,05%
Serviços públicos	781	18,87%	902	15,49%	1083	20,07%	1219	12,56%
Revenda	3	0,00%	4	33,33%	3	-25,00%	3	0,00%
Consumo próprio	268	-8,53%	242	-9,70%	246	1,65%	227	-7,72%
Total de clientes	1795824	8,70%	1916764	6,73%	2009658	4,85%	2108582	4,92%

Fonte: Relatório anual da COELCE

Em 1992, o número de empregados da companhia era de 4.639 caindo para 4.019 em 1995, para atingir 2.859 empregados em 1997. Já neste ano foi implantado o 1º Programa de Demissão Voluntária (PDV). Além desse programa, a Coelce ainda procurou estimular os pedidos de aposentadorias de seus funcionários, oferecendo para isso um prêmio de 30% do salário base por cada ano de trabalho, além dos direitos trabalhistas.

Em 1998, sob o controle dos novos acionistas, o número de empregados da Coelce caiu para 1.834, já como consequência do 2º PDV, que contou com a adesão de 962 funcionários a um custo de R\$ 22.170 mil para a empresa. Entre os anos de 1995 e 2003, os ajustes efetuados em nível dos efetivos de empregados promoveram uma grande alteração na relação clientes/empregado: 1995=306; 1998=822 e 2003=1.533. Para a empresa ter chegado a este indicador foi sinal de boa administração, ou eficiência, mas para seus clientes isso pode ter significado queda na qualidade do serviço.

Não por acaso, após a privatização, a diminuição dos efetivos de funcionários da Coelce foi acompanhada de um aumento do número de acidentes fatais entre funcionários próprios e terceirizados, aliás, constatados e alertados pela ARCE (Ver ARCE, 2003), através da sua fiscalização. Segundo dados dessa instituição, em 1999 o número desse tipo de acidente chegou a 06, caindo para 05 em 2000, voltando para 06 em 2001 e caindo para 03 em 2002. Segundo a mesma fonte, em 2003 não foi registrado mais acidente fatal.

Terceirização

O corte realizado nos custos variáveis da empresa, formados especialmente por força de trabalho e serviços gerais, repercutiu na expansão da terceirização contratada pela empresa. Há dois tipos de serviços que foram terceirizados pela Coelce após a privatização, os serviços comerciais e os serviços técnicos. No primeiro grupo, encontram-se os serviços de leitura, entrega de contas, novas ligações, corte e religação, vistoria e atendimento comerciais e, no segundo grupo, os serviços de construção, obras, manutenção (em alta, média e baixa tensões). No primeiro grupo, há 07 empresas diferentes contratadas, enquanto no segundo grupo, há 05 empresas, responsáveis por todo Estado do Ceará. Na realidade, são 10 empresas e 12 contratos, sendo 01 empresa do Rio de Janeiro, 02 do Piauí e 07 do Ceará. Juntas, essas empresas empregam cerca de 3.500 funcionários.

Quanto aos serviços comerciais constata-se: a) no segmento da leitura e entrega, duas empresas se dividem entre Leste e Oeste da Região Metropolitana de Fortaleza (RMF) e todo interior do Estado; b) no segmento das agências e pontos de serviços uma só empresa cobre todo o Estado, seguindo o mapa comercial, dos clientes; e c) nos segmentos de turma, como novas ligações/normatização, vistoria comercial e inadimplência/corte e religação, quatro empresas fazem os serviços para

todo o Estado, sendo uma na região Leste da RMF, a segunda na região Oeste da RMF, a terceira na região Norte (Sobral) e a quarta na região Sul. Nesta última a empresa é formada por um consórcio.

Quanto aos serviços técnicos verificou-se: a) uma empresa se ocupa dos serviços técnicos em Alta Tensão (AT) em todo o Estado, inclusive Fortaleza; b) a segunda empresa se ocupa dos serviços de Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) da Região Metropolitana, exceto Fortaleza; c) a terceira empresa se ocupa dos serviços de MT e BT na região Norte (Sobral); d) a quarta empresa cuida dos serviços de MT e BT na região Central; e e) a quinta empresa cobre os serviços de MT e BT na região Sul.

Satisfação dos clientes

Como é comum em todos os processos de privatização de serviços públicos, a companhia que assume o controle acionário fica com o desafio de equilibrar suas necessidades de realização e maximização de lucro e de retorno sobre o ativo imobilizado com a satisfação dos clientes em relação à qualidade e o preço do serviço. Esse é o grande dilema enfrentado pelos monopólios naturais, cuja solução nem sempre é satisfatória mesmo com a presença de uma forte regulação. Essa dificuldade é facilitada em grande parte pela existência de assimetria de informações entre a empresa que detém o monopólio, a instituição responsável pela regulação e a massa de consumidores.

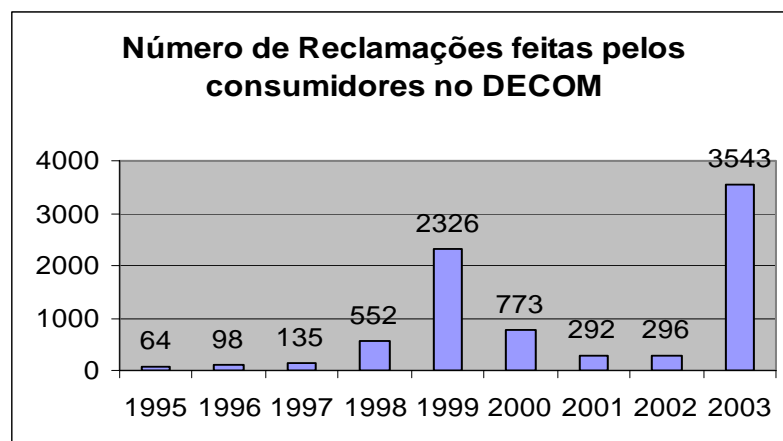
A julgar pelos dados fornecidos pelo Decon, órgão público de Defesa do Consumidor, verifica-se que a privatização da Coelce não foi neutra em relação à satisfação dos consumidores, pois, de acordo com o Gráfico 3, o número de reclamações feitas pelos consumidores, junto àquele órgão saltou de 135 em 1997 para 552 em 1998, chegando a 2.326 em 1999. Passado este ano, o número de reclamações caiu persistentemente até 2002 para voltar a subir em 2003, quando chegou a 3.543 reclamações.

Cabe observar que a queda do número de reclamações verificadas entre o ano 2000 e 2002 deve-se ao fato de que a Coelce implantou dentro do Decon um Posto de Recebimento de Reclamações, que passou a recebê-las antes que chegassem ao Balcão do Decon. Já em 2003, o Decon determinou que todas as reclamações fossem dirigidas primeiramente a ele, para depois serem encaminhadas ao Posto da Coelce. Sendo assim o número de reclamações voltou a subir.

No bojo do aumento das reclamações, o que chama a atenção é o fato de que não são os problemas técnicos (identificados na interrupção do fornecimento, queda na voltagem, etc.) os maiores vilões e as causas motivadoras das reclamações, mas predominantemente as motivações financeiras, como por exemplo: (i) cobrança abusiva; (ii) cobrança indevida; (iii) retificação de valores; (iv) aumento abusivo de conta, etc. A reclamação

classificada como Queima de aparelho, que indica má qualidade do serviço, ficou em 14º lugar em 1999, em 6º lugar em 2000, 16º em 2001 e 17º lugar em 2002 (ver Gráfico 3, a seguir).

Gráfico 3 – Número de reclamações feitas pelos consumidores no Decon



Fonte: DECON

Por meio de critérios científicos, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) construiu uma série de índices que tem por finalidade estabelecer medidas de satisfação do consumidor para cada empresa concessionária de distribuição de energia elétrica, chamado Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC). Há basicamente 02 indicadores, um mais geral chamado de Indicador de Satisfação e outro mais específico conhecido por Indicador da Qualidade Percebida (Ver Marchetti & Prado, 2003). De acordo com esses critérios, a Coelce alcançou 56,34% no Indicador de Satisfação no ano de 2000, e evoluiu para 60,85% e 66,26% nos anos 2001 e 2002. Para o mesmo ano de 2002, as empresas da Região Nordeste obtiveram uma média de 63,18% e as do Brasil 64,51%. Para o mesmo ano a ANEEL fixou um Benchmark Brasil de 77,23%. Portanto, em relação ao benchmark, a Coelce tem um déficit de 10,97% pontos percentuais. Mas, em relação à região e ao Brasil, a empresa está superavitária.

Já em relação ao Indicador da Qualidade Percebida, a Coelce obteve 56,35% em 2000 e passou para 63,23% e 66,78% nos anos 2001 e 2002. No mesmo ano de 2002, as concessionárias do Nordeste alcançaram uma média de 62,46% e as do Brasil 65,35%. Comparando o indicador obtido pela Coelce com estes últimos, para o ano de 2002, observa-se que a empresa ficou com superávits. Mas quando se compara o indicador da Coelce com o Benchmark Brasil fixado pela ANEEL, de 79,16%, a empresa apresenta um déficit de 12,38% pontos percentuais.

A evolução positiva do nível de satisfação do cliente, verificado pelo IASC da Aneel, pode ter uma relação direta com a evolução de dois outros índices, um é o índice de Duração Média das Interrupções de Energia (DEC) e outro é o índice de Frequência Média das Interrupções de Energia (FEC),

ambos fiscalizados mensalmente pela ARCE de acordo parâmetros estabelecidos pela Resolução Aneel n. 018/2002. Conforme dados da ARCE em 2000 a Coelce tinha um índice DEC de 36,03 horas/ano, índice esse que foi reduzido para 16,37 horas/ano. Já o índice FEC, que era de 31,75 interrupções/ano em 2000, caiu para 15,57 interrupções /ano.

V. A CADEIA PRODUTIVA DE ENERGIA ELÉTRICA NO CEARÁ

V.1 Balanço da Energia Elétrica no Ceará

Conforme mostra o Quadro 5, em 2003 a Coelce requereu 6.893 GWH de energia elétrica, cujo fornecimento foi realizado da seguinte forma: a Chesf forneceu 6.822 GWH (98,97%) de energia elétrica hidráulica; as Usinas Eólicas forneceram 50 GWH (0,72%); as geradoras emergenciais ofertaram 18 GWH (0,26%) e as usinas termelétricas forneceram 3 GWH (0,04). Do seu lado, a demanda se comportou da seguinte maneira: demanda residencial 1.878 GWH (31,3%); demanda industrial 1.674 (27,9%); demanda comercial 1.086 GWH (18,1%); demanda rural 534 GWH; demanda pública 810 GWH (13,5%); e outras demandas 18 GWH (0,3%), somando 6.000 GWH. A diferença entre o total adquirido e o total vendido pela Coelce é considerada como perda, que atinge uma taxa de 13%⁸.

Pelo mesmo Quadro, observa-se também que há mudanças na composição, tanto da oferta quanto da demanda, no período entre 1995 e 2003. Do lado da oferta, verifica-se que em 1995 a única fonte de energia que abastecia o sistema elétrico do Ceará era a hídrica, mas já a partir de 1997 aparece a fonte eólica com 03 GWH (0,0537). Após sua introdução, em 1997, a energia eólica cresce rapidamente até 2001 para em seguida se estabilizar em 50 GWH, em 2003. No ano seguinte, 1998, outra fonte alternativa, agora termelétrica, se junta à eólica adicionando 04 GWH. Esse fornecimento foi feito pela geradora Energywork, que normalmente atende à empresa Kaiser. Em 2001, a matriz energética do Estado recebe uma nova fonte alternativa, vinda desta vez das geradoras emergenciais. Esta fonte não é estável, pois foi acionada em função da crise de abastecimento de energia elétrica no país instalada em 2001.

No período 1995-2003, segundo consta no Quadro 5, o número de clientes aumentou consideravelmente dentro do sistema abastecido pela Coelce, 71,24%. Em 1995, era de 1.231 (mil) clientes contra 2.108 (mil) em 2003. Comparando a taxa de expansão do número de clientes com as taxas de crescimento do PIB estadual e da energia vendida, verifica-se que a primeira foi superior, 71,24%, dado que a expansão do PIB foi de 16,84% e a da energia vendida foi de 48,7%. Esse descompasso entre a primeira e as outras taxas pode ser explicado por três razões: (i) baixa propensão a consumir dos clientes rurais; (ii) queda da renda e do salário real dos trabalhadores e (iii) efeitos da crise de abastecimento de energia em 2001, que provocou mudanças de hábitos e compras de geradores por parte das empresas.

A estrutura das participações do consumo por classe de cliente sofreu algumas alterações nesse período, com destaques para os consumos residencial e rural. Enquanto o consumo comercial caiu 4,2 pontos

⁸ A título de comparação, a Companhia Cerj, do estado do Rio de Janeiro, também controlada pelo Grupo Endesa, tem uma taxa de perdas de 23%.

percentuais, o consumo rural aumentou 3,5 pontos percentuais. Nesse mesmo tempo, o consumo residencial caiu 1,5 pontos, o consumo industrial aumentou em 1,3 pontos, o consumo público aumentou em 1,0 pontos e o consumo outros decresceu 0,1 pontos percentuais. Como pode ser notado no Quadro 5, apesar de alguns segmentos terem diminuído suas participações relativas ao final do período 1995-2003, todos eles tiveram forte crescimento, com destaque para o consumo rural que atingiu uma taxa de 145,14%.

V.2 Agentes da Cadeia e seus Potenciais Estratégicos

V.2.1 Evolução

Como já foi mencionado anteriormente, até o início dos anos 1960, a principal fonte de energia do Ceará ainda era a termelétrica, formada por grupos geradores que utilizavam o óleo diesel como matéria-prima. A energia elétrica com base na fonte hidráulica só entrou no Ceará em 1961, pela região do Cariri. No ano de 1964, a energia de origem hidráulica participava com apenas 7,1% do total ofertado no Estado, ou seja, 6.068 kw, ao mesmo tempo em que a energia de fonte térmica representava 92,9%, ou 79.911 kw. Em Fortaleza, a energia de fonte hidráulica só chegou em 1965, conduzida pela Linha de Transmissão Milagres-Banabuiú-Fortaleza, com 600 km de extensão, vinda da Usina Paulo Afonso. Isto fez com que este tipo de energia passasse para 46% de participação no total ofertado, ou 6.068 kw, enquanto que a de origem térmica caiu para 53,2%, ou 69.498 kw.

Nesse período, as estruturas relacionadas à geração e distribuição de energia elétrica em território estadual tinham pouca capilaridade e não se encontravam integradas. Por essa razão, existiam quatro empresas de distribuição que atuavam de maneira regionalizada, a saber:

Cenorte, Companhia de Eletrificação Centro-Norte do Ceará, empresa pública estadual, criada em 1960, atuava em três regiões, Centro-Norte, Centro-Litoral e Banabuiú. Esta empresa passou a se ocupar das regiões que não seriam atendidas pelo Plano de Eletrificação da Chesf, e distribuía energia gerada por grupos diesel-elétricos bem como por alguns açudes de grande porte, tais como Caxitoré, Pereira de Miranda e General Sampaio.

Quadro 4- Balanço Energético do Ceará 1995-2003

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Tx. de cresc.
Vendas de Energia (GWH)	4.034	4.429	4.778	5.396	5.708	5.845	5.367	5.510	6.000	48,74
Energia Requerida (GWH)	4.690	5.108	5.591	6.221	6.427	6.773	6.159	6.393	6.893	46,97
• Fornecimento CHESF	4.690	5.108	5.588	6.213	6.376	6.727	6.094	6.325	6.822	45,46
• Fornecimento EÓLICAS	-	-	3	4	40	5	47	50	50	1.566,67
• Geradoras Emergenciais	-	-	-	-	-	-	4	10	18	350,00
• Termelétricas	-	-	-	4	11	41	14	8	3	(25,00)
No. De Clientes (Mil)	1.231	1.313	1.397	1.508	1.652	1.796	1.917	2.009	2.108	71,24
% Consumo por Classe Cliente (Gwh)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	-
• Residencial	32,8	34,1	34,7	34,9	34,4	33,9	32,2	30,2	31,3	41,93
• Comercial	32,1	30,2	29,1	28,2	28,6	29,3	30,5	30,6	27,9	29,27
• Industrial	16,8	17,4	17,4	17,5	17,6	18,2	18,1	18,1	18,1	60,25
• Rural	5,4	5,5	6,1	6,4	5,9	5,1	6,1	7,3	8,9	145,14
• Público	12,5	12,5	12,3	12,6	13,3	13,0	12,7	13,5	13,5	60,63
• Outros	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,5	0,5	0,3	0,3	11,55

Fonte: Coelce, 2004.

- **Celca**, Companhia de Eletrificação do Cariri, criada em 1960 como subsidiária da Chesf, mas com participação das prefeituras da região, atuava na região do Cariri. Logo depois, em 1962, ela passou para o controle acionário da Sudene.
- **Conefor**, Companhia Nordeste de Eletrificação de Fortaleza, criada em 1962, foi controlada primeiramente pela tripartite Sudene, Governo do Estado do Ceará e o Governo do Município de Fortaleza, mas passou, em 1965, para o controle da Eletrobrás. Sua área de atuação era a Capital, Fortaleza.
- **Cerne**, Companhia de Eletrificação Rural do Nordeste, subsidiária da Sudene, se ocupava da eletrificação rural nos estados do Maranhão, Piauí, Ceará e Bahia.

Apesar de fragmentadas, essas empresas estavam sob o domínio dos poderes públicos, municipal, estadual e federal, sendo que, neste último caso, as funções eram divididas entre a Chesf, Dnocs, Sudene e Eletrobrás, que garantiam uma forte presença do governo federal no setor energético estadual. A bem da verdade, esses empreendimentos não eram, propriamente, empresas no sentido clássico, mas principalmente plataformas estatais geradoras de uma rede de infra-estrutura de energia elétrica em nível estadual. Nascendo por meio de focos localizados nas regiões do Estado, essa rede evoluiu até o nível que possibilitou a integração vertical de toda rede.

A partir de 1971, a descentralização e a multiplicidade de participantes e de centros de decisão deram lugar à centralização, em decorrência da incorporação das quatro empresas citadas por uma única companhia pública estadual. Visando melhorar os serviços de energia elétrica em todo país, o governo federal determinou, através do Decreto n.60.824 de 07 de junho de 1967, que aquelas empresas fossem unificadas e incorporadas, o que aconteceu através da Companhia Energética do Ceará - Coelce, que passou a ser a única concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado.

De acordo com o Relatório Anual da Coelce (1998), a incorporação não se deu imediatamente à publicação do Decreto Federal, em 1967, nem as passagens do controle ocorreram simultaneamente. A Companhia de eletrificação Centro-Norte do Ceará (Cenorte) foi a primeira a ser incorporada, em 17 de abril de 1972, dando lugar à sede da nova empresa. A segunda empresa incorporada foi a Companhia de Eletricidade do Cariri (Celca), em 23 de novembro de 1972, que se transformou em Departamento Regional do Cariri. A terceira incorporação ocorreu com a Companhia de Eletrificação Rural do Nordeste (Cerne), em 23 de fevereiro de 1973. A última empresa incorporada foi a Companhia Nordeste de Eletrificação de Fortaleza (Conefor), em 4 de maio de 1973. Todos os bens e funcionários

dessas empresas foram igualmente incorporados pela Coelce, que passou também a controlar uma área de concessão de 142.069 km², totalizando 142 municípios e 200 mil clientes. Logo no início, a nova Companhia reunia um ativo de 6.077 km de linhas, 30 subestações, possuindo 190,5 MVA de potência instalada e 228 redes de distribuição independentes.

Desde sua criação, até o ano de 1998, a Coelce permaneceu sob o controle do Governo Estadual, passando, com a privatização, para as mãos da iniciativa privada, sob a regulação e fiscalização da Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Ceará – Arce. No que pese a retirada do Governo do Estado do segmento da distribuição e, por consequência, da política de investimentos, sua influência na definição de estratégias e de políticas para o setor foi mantida através dos compromissos contratuais mantidos em contrato com a Coelce, mas também através das formulações de alternativas para as fontes de energia, por meio da Seinfra.

O esforço do governo estadual na busca por fontes alternativas de energia, conjugado à crise nacional de abastecimento de energia em 2001, transformaram o Ceará num consumidor de variadas fontes de energia além de um local de interesse para os investidores do setor. Mesmo que não seja levado em consideração pelo sistema de distribuição, em termos de MVA, é importante observar que o Ceará é hoje abastecido por diversas fontes de energia, a saber, água, vento, diesel, óleo combustível, gás natural e sol, conforme mostra o Fluxograma 1. Apesar de ainda ser muito dependente da energia hidráulica, que representou 98,9% do abastecimento em 2003, o fato é que o Estado tem sido exitoso em fazer avançar a participação de fontes alternativas em sua matriz energética, apesar do seu custo ainda elevado. No conjunto dessas fontes, chama a atenção a presença e a participação da energia eólica, por ser uma fonte endógena e ser portadora de autonomia para a economia estadual.

V.2.2 Desenho da Cadeia Produtiva

A cadeia produtiva de energia elétrica do Ceará está dividida em geração, transmissão e distribuição, como pode ser visualizado pelo Fluxograma 1. O segmento central dessa cadeia é constituído pela distribuição, que tem na empresa Coelce sua única concessionária. A montante deste segmento estão os segmentos da transmissão e geração, e a jusante dele está o segmento do consumo.

No segmento da transmissão, a principal empresa, ou sistema, é a Chesf, pertencente ao governo federal, que se responsabiliza pela transmissão de 98,9% da energia elétrica consumida pelo Ceará. O restante da transmissão é realizado pelas próprias geradoras instaladas no Ceará, transmissão que se realiza diretamente para a Coelce.

No segmento da geração, sua principal parte (98,9%) encontra-se fora do Estado, em hidrelétricas situadas nos estados de Piauí (Boa Esperança),

Tocantins e Pará. O restante dessa geração é produzido por usinas eólicas (1,28%), geradoras emergenciais (0,26%) e termelétricas (0,04%) dentro do próprio Estado do Ceará. A proporção ocupada por estas fontes endógenas de energia ainda é pequena, mas tende aumentar na medida da expansão dos investimentos em projetos de energia eólica, para a qual o Ceará reúne um grande potencial de exploração. Por sua vez, as termelétricas deverão aumentar sua participação na medida da utilização da capacidade instalada, mas sua expansão estará dependendo do fornecimento de gás, pela Petrobrás. Em decorrência dessa dependência, esta última empresa ocupa um papel estratégico dentro da cadeia produtiva de energia elétrica estadual. No conjunto do consumo, a jusante da Coelce, o consumo residencial ocupa o principal lugar no *ranking* dos consumidores (31,3%), vindo em seguida o consumo industrial (27,9%) e o consumo comercial (18,1%).

Devido à forte dependência externa e hidráulica, a cadeia produtiva, assim como sua principal peça, a Coelce, são dependentes e vulneráveis em relação ao sistema Chesf, tanto em termos de fluxo de fornecimento, como em termos de fornecimento propriamente dito, pois problemas como queda de fornecimento e seca prolongada podem colocar o estado do Ceará em posição delicada. Assim sendo, dentro de uma estratégia de diminuição dessa dependência, ou de aumento da oferta local de energia alternativa, passam a ter importância: (i) os fatores determinantes dos investimentos em projetos de energia eólica, nos quais o Quadro regulatório é crucial, e (ii) o fornecimento de gás pela Petrobrás.

V.2.3 Os Agentes

De acordo com a evolução da cadeia produtiva de energia elétrica do Ceará, observa-se que sua fragilidade encontra-se no segmento da geração, pois o território estadual não oferece fontes hidráulicas para esse fim. Observa-se também que, na sua primeira fase, os Agentes que constituíam a cadeia eram basicamente os governos federal e estadual, além da participação dos governos municipais. Na sua segunda fase, quando da criação da Coelce, a constituição dos Atores não muda essencialmente, salvo em relação à divisão das funções, ou seja, a distribuição de energia passa totalmente para o controle do governo estadual. Já na terceira fase, que se inicia com o processo de reestruturação e privatização no setor energético nacional, a composição dos Agentes muda substancialmente. Essa mudança fica reforçada pela crise de fornecimento de hidro energia em 2001, que levou o governo federal a considerar fontes alternativas. Essa mudança de foco abriu uma brecha para que o Ceará pudesse avançar na atividade de geração de energia a partir de duas fontes, eólica e térmica. Estes fatos novos permitiram o surgimento de um novo quadro de composição de participantes dentro da cadeia produtiva local de energia elétrica, composição essa que será apresentada a seguir.

- **Chesf**

A Companhia Hidroelétrica do São Francisco ocupa a principal posição estratégica dentro da cadeia produtiva de energia elétrica do Ceará, pois fornece um produto para o qual não há substituto no curto prazo, principalmente em relação ao custo de geração. Ela é uma empresa de economia mista, subsidiária da Eletrobrás e tem como maior acionista o Governo Federal. Foi constituída em 1958 tendo como finalidade produzir, transmitir e comercializar energia elétrica.

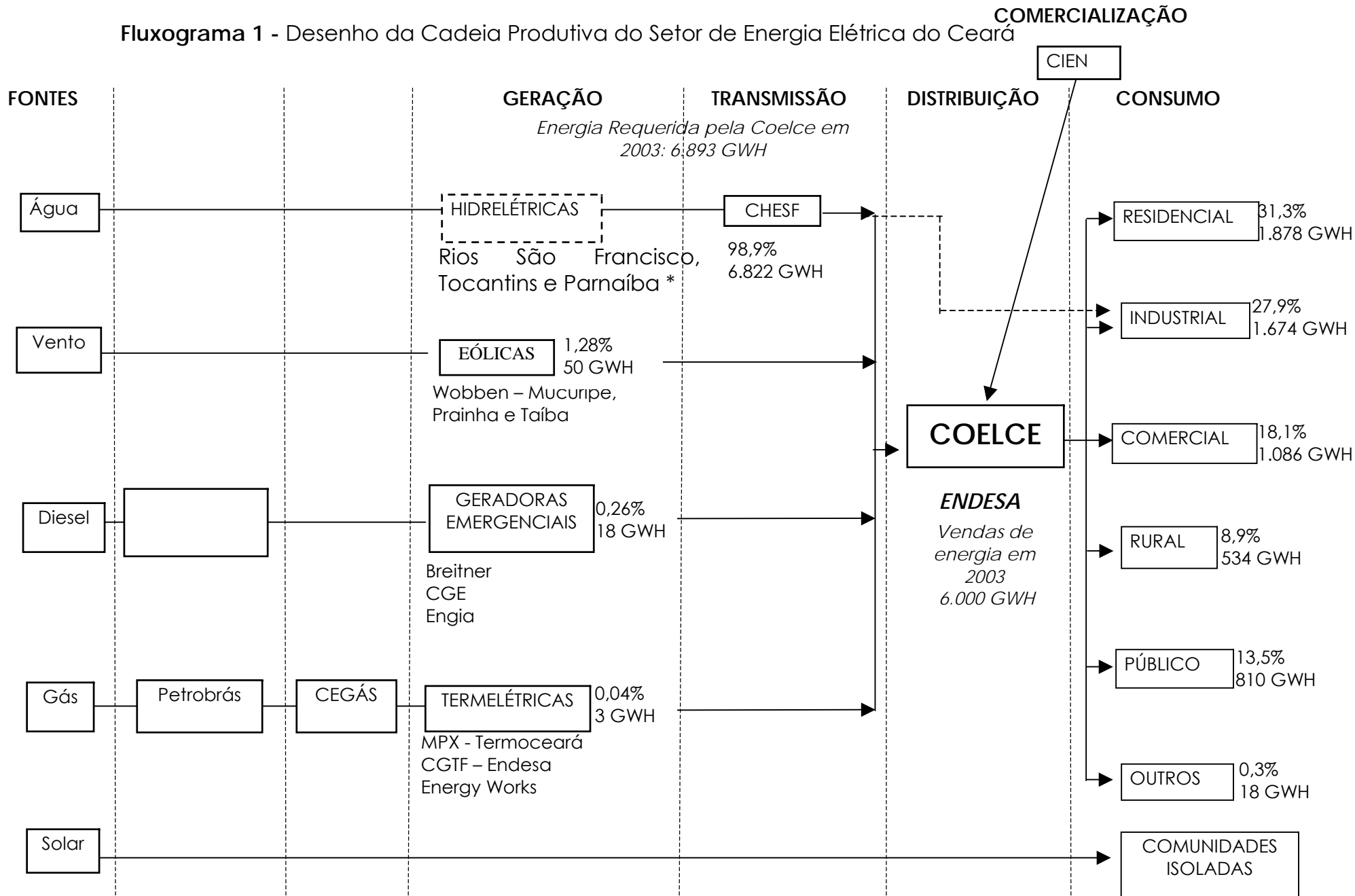
Em 2003, a empresa possuía 5.569 empregados, atendendo a uma área superior a 1 milhão de km². Produziu 40.989 GW/h e comercializou 50.960 GW/h, assim distribuídos: Maranhão (0,3%), Piauí (4,3%), Ceará (11,8%), R.G. do Norte (6,8%), Paraíba (6,4%), Pernambuco (19,5%), Alagoas (7,8%), Sergipe (5,1%), Bahia (30,5%), Goiás (1,0%), Minas Gerais (0,9%), Rio de Janeiro (2,0%), São Paulo (2,9%), Santa Catarina (0,2%), Rio Grande do Sul (0,3%) e Paraná (0,2%).

A Chesf possui uma rede de transmissão de mais de 18 mil km em 500, 230, 138 e 69 KV. Possui também 25 consumidores industriais, 08 empresas comercializadoras de energia e 16 clientes de distribuição de energia, dentre eles a Coelce, no Ceará.

- **Coelce**

A Coelce, peça central da cadeia produtiva, é controlada pela Endesa (majoritária) e pela Chilectra (minoritária). A Endesa é uma mega empresa mundial de energia elétrica, presente em 12 países e 03 continentes, e é o maior grupo deste setor na América Latina, atuando na Argentina, Colômbia, Chile, Peru e Brasil. No segmento de energia elétrica, a empresa desenvolve atividades de geração, transporte, distribuição e comercialização, e serviços relacionados. Mas, além desse segmento, a Endesa também atua no setor de telecomunicações, com participação no Grupo Global Auna, Espanha, que trabalha com telefonia móvel e fixa, cabos e outros serviços. Atua também em Pesquisa e Desenvolvimento-P&D no segmento de transmissão de voz e dados.

Fluxograma 1 - Desenho da Cadeia Produtiva do Setor de Energia Elétrica do Ceará

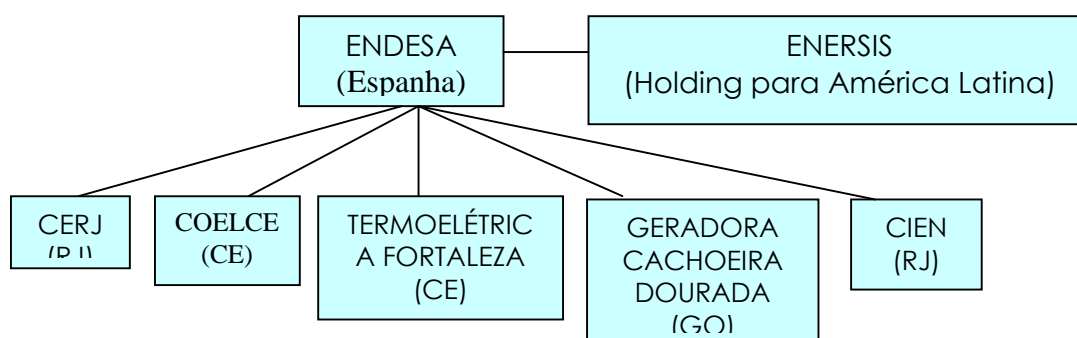


Fonte: Pesquisa Direta, IPECE. Usinas Hidrelétricas dos rios São Francisco (Xingó – 3.162 MW; Sist. Paulo Afonso (I, II, III, e IV) – 3.879,6; Itaparica – 1.479,6 MW; Sobradinho – .050,3 MW e Moxotó – 400 MW) e Tocantins (Tucuruí I e II – 4.001 MW) e no rio Parnaíba com a usina de Boa Esperança – 237,3 MW

De acordo com a Figura 1, a Endesa constituiu a holding Enersis, no Chile, que se transformou em seu braço financeiro na América Latina. A Endesa participa, juntamente com a Enersis e a Chilectra, do controle acionário da Cerj no Rio de Janeiro, com percentuais de 10,7%, 53,10% e 28,10%, respectivamente. Além desta, a Endesa também controla, ao lado da Cerj, Enersis e Chilectra, a Coelce no Ceará, com 37,55%, 36,43%, 15,61% e 10,41% de participações respectivamente. Além desses controles, a empresa Endesa é também proprietária da Termelétrica Fortaleza, no Ceará, e da hidrelétrica Cachoeira Dourada, em Goiás.

A Chilectra, sócia da Endesa na Cerj e na Coelce, é uma empresa chilena tradicional no ramo de energia elétrica, com 82 anos de atuação. Distribui e provê energia elétrica, e seus serviços associados, para 33 comunas da Região Metropolitana de Santiago. Tem uma área de concessão de 2.118 km², servindo 1.340.717 clientes, que representa 45% do mercado distribuidor elétrico chileno. Além do Chile, a empresa também atua na Argentina (desde 1987), Peru (desde 1994), Brasil (desde 1994), mais exatamente no Rio de Janeiro, Cerj, e Fortaleza, Coelce, e Colômbia.

Figura 2 - Estrutura do Grupo Empresarial da Coelce



- **Wobben Windpower**

A Wobben Windpower Ind. e Com. Ltda. é subsidiária brasileira da ENERCON GmbH da Alemanha e uma das líderes no mercado mundial de conversores para energia eólica, com 16% do total da participação mundial. É a única fabricante de aerogeradores (turbinas eólicas) da América do Sul, produzindo componentes e aerogeradores para exportação e para o mercado interno, desenvolvendo também projetos, instalação e prestação de serviços de assistência técnica nas usinas.

No ano de 2003, a empresa chegou a produzir 32.400 MW de capacidade instalada de energia eólica em todo o mundo, sendo cerca de 12.500 MW na Alemanha, 4.900 MW nos Estados Unidos, 2.900 MW na Dinamarca, 1.800 MW na Índia e o restante distribuído em outros 40 países.

No Brasil, a empresa possui sete parques eólicos - Ceará (Taíba, Mucuripe e Prainha), Rio Grande do Norte (Macau), Santa Catarina (Bom Jardim da Serra e Horizonte) e Paraná (Palmas) – totalizando 53 aerogeradores com uma produção de 28,3 MW.

O grupo ainda possui duas unidades fabris, uma em São Paulo onde são produzidos Aerogeradores e Pás, outra no Estado do Ceará (com produção de Pás), e uma unidade de Assistência Técnica no Ceará (Wobben Fortaleza).

- **MPX**

A MPX Termoceará Ltda, cujo nome fantasia é UTE Senador Carlos Jereissati, pertence aos grupos empresariais EBX Capital Partners S/A e Centennial Holdings Inc (EUA) e integra o PPT – Plano Prioritário de Termoeletricidade. Foram investidos U\$ 134 milhões para a construção da Termoceará e suas atividades foram iniciadas no ano de 2001. No ano de 2002, chegou a produzir o total de 224.781,918 Mwh, mas em 2003 foi paralisada por falta de gás natural.

- **Energyworks**

A Energyworks é uma empresa pertencente ao grupo espanhol Iberdrola, que atua no mercado de energias alternativas por meio de sua controladora Eneerbras. O grupo possui 21 parques eólicos no Brasil, com capacidade de 458,2 kw. No Ceará, a Energyworks atua através da cogeração de energia na empresa Kaiser Pacatuba.

- **Breitner**

A Breitner foi criada para atender o contrato de disponibilidade de geração de energia emergencial. Trata-se de uma usina termo elétrica constituída com 10 conjuntos motos-geradores de fabricação da MAM B&W da Alemanha, acompanhados de todos os sistemas auxiliares. Tais conjuntos são complementados por transformadores, painéis e subestação elétrica de fabricação nacional.

A empresa iniciou suas atividades no Ceará em janeiro/2002. As obras do empreendimento iniciaram em maio/02 e a usina entrou em operação comercial em novembro/02. Atualmente, emprega 100 pessoas e possui capacidade de geração de 160MW, tendo tido um investimento de R\$ 320 milhões. Possui contrato até 2004.

A Breitner é constituída por 5 acionistas (Skanska B O T – da Suécia com 35%; Petrobrás Distribuidora BR – Rio de Janeiro - com 30%; Empresa Industrial Técnica S.A. (EIT) – Fortaleza-CE, com 24%; Enerconsult S.A. de São Paulo com 5,5% e Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda., de Belo Horizonte - MG, com 5,5%).

- **Enguia**

A Enguia é uma empresa carioca, possuindo 7 usinas no Ceará, 4 no Piauí e 1 na Bahia. Por ser final de linha, a CHESF tenta balancear a rede colocando maior número de térmicas no Ceará. No escritório em Fortaleza trabalham 16 funcionários (Administração e manutenção - Centro de Controle). Em cada usina nos diversos municípios são contratados 8 funcionários.

A empresa foi implantada no Estado em 2001 com capacidade de geração de 94 MW nas sete usinas que mantém no Estado. O investimento realizado foi de US\$ 50 milhões e seu contrato vai até o final de 2004.

- **CGE - Ceará Geradora de Energia⁹**

Empresa criada pelo consórcio SERVTEC – Engia (empresa cearense oriunda do segmento de Ar-Condicionado) e a HLC (grupo português com investimentos no Setor Elétrico cearense, para atuar como “Produtor Independente de Energia Emergencial”.

Objetiva a implantação de nove plantas geradoras de energia elétrica, modulares, totalizando 131,20 MW. O faturamento é feito através da empresa pública Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial-CBEE, vinculada ao Min. de Minas e Energia. Atualmente foi autorizado pela ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) o funcionamento de 6 térmicas.

Seus principais produtos e serviços estão na geração de energia elétrica, 72 MW no Ceará, distribuídos em seis usinas: Aquiraz, Pacajús, Coluna, Maranguape, Paraipaba e Cagece – Gavião; e na geração de energia elétrica, 60MW no Amazonas, distribuídos em duas usinas em Manaus.

A geração de energia nas usinas termelétricas da CGE é produzida por meio de grupos geradores de fabricação Cummins – USA. Os grupos geradores são alimentados com óleo diesel que faz girar um motor a óleo diesel QSK 60. Este motor está acoplado a um alternador de potência de 1600kW. Por meio de condutores elétricos e de disjuntores estes grupos geradores conectam-se a rede de distribuição da Concessionária local onde estão conectados as cargas .

Relação dos empreendimentos da Ceará Geradora de Energia S/A, com as respectivas capacidade de geração, localização e número de habitantes beneficiados:¹⁰

- Usinas Distrito Industrial I e Distrito Industrial II, ambas com 20,8 MW de potência cada uma, estarão localizadas no município de Maracanaú e beneficiarão 372,052 mil habitantes.

⁹ Cabe observar que foram subtraídos 50 MW devido a saída de alguns geradores, em função do término de contrato.

¹⁰ Essas unidades já se encontram fora do Ceará, em Manaus.

- Coluna e Pacajús, ambas de 9,6 MW de capacidade instalada cada, municípios de Fortaleza e Pacajús, respectivamente. A população beneficiada por elas soma 171,7 mil habitantes.
- Usinas Paraipaba e Jaboti, de 12,8 MW de potência cada uma, localizadas, respectivamente, nos municípios de Paraipaba e Pacatuba, beneficiando população de 228,9 mil habitantes.
- A térmica Maranguape, de 16 MW, sediada no município de mesmo nome e beneficiará 143,093 mil habitantes.

As usinas Cagece e Aquiraz ficarão, respectivamente, nos municípios de Pacatuba e Aquiraz. Cada uma terá 14,4 MW de potência. Juntas, elas beneficiarão 257,574 mil habitantes.

- **Petrobrás**

Esta empresa é um agente estratégico dentro da cadeia, pois controla o fornecimento de gás necessário para a alimentação das usinas termoelétricas localizadas no Complexo Portuário do Pecem. Em outubro de 1953, através da Lei 2.004, a Petrobrás era criada para executar as atividades do setor petróleo no Brasil em nome da União.

É uma companhia integrada que atua na exploração, produção, refino, comercialização e transporte de petróleo e seus derivados no Brasil e no exterior.

Possui noventa e três plataformas de produção, mais de dez refinarias, quase dezesseis mil quilômetros em dutos e mais de sete mil postos de combustíveis. Além das atividades da holding, o Sistema Petrobrás inclui subsidiárias - empresas independentes com diretorias próprias, interligadas à Sede.

A Petrobrás desenvolve diversas atividades no exterior e mantém uma consistente atividade internacional, tais como: compra e venda de petróleo, tecnologias, equipamentos, materiais e serviços; acompanhamento do desenvolvimento da economia americana e européia; operação financeira com bancos e bolsa de valores; recrutamento de pessoal especializado; afretamento de navios; apoio em eventos internacionais, entre outros.

Além de estar presente em diversos países como Angola, Argentina, Bolívia, Colômbia, Estados Unidos, Nigéria, a Petrobrás conta ainda com o apoio de seus escritórios no exterior como em Nova Iorque (ESNOR), e no Japão (ESJAP). Além disso, há o CENPES, o centro de pesquisas da Petrobrás, que possui uma das mais avançadas tecnologias do mundo.

- **Cegás**

A Companhia de Gás do Ceará foi criada oficialmente em 1993 cuja função é distribuir o gás canalizado pelo estado. Ela se constitui numa empresa de

economia mista, tendo o Estado do Ceará o acionista controlador (51%), juntamente com a Petrobrás Gás S.A. (24,5%) e a Textília Vicunha (24,5%).

Atualmente a Cegás abastece sete municípios (Fortaleza, Eusébio, Maracanaú, Pacatuba, Caucaia, Horizonte e Pacajús), por meio de uma rede de gasodutos com cerca de 160 km, atendendo a 110 consumidores, distribuídos entre os segmentos industrial (48,6%), comercial (0,3%), veicular (28,9%) e cogeração de energia (22,3%).

O volume de gás natural distribuído pela empresa cresceu mais de 400% ao longo de 8 anos, passando de um patamar de 26,3 milhões de m³ em 1994, para 141 milhões de m³ em 2002. Dados até Junho mostram que a Cegás já comercializou 119 milhões de m³ no ano de 2003.

V.2.4 Coordenação entre os Agentes: o Papel dos Contratos

Certas cadeias produtivas funcionam perfeitamente bem quando o mecanismo de coordenação é o mercado e, neste caso, o preço é suficiente para fazer aproximar compradores e fornecedores. Por sua vez, outras cadeias produtivas não conseguem se organizar quando têm o preço como peça de coordenação, e este é o caso da energia elétrica. Quando isso acontece, só o contrato pode equacionar o problema. No caso da energia elétrica, em particular, a importância do contrato, entre fornecedor e comprador, está em função da presença da volatilidade e da incerteza em relação ao futuro. Neste caso, o contrato é necessário para garantir a realização das promessas, dividir os riscos e estimular esforços.

- **Contrato com o Sistema Chesf**

Na realidade, por trás do sistema Chesf podem ser encontrados até 25 canais de fornecimento que concorrem por meio de Licitação aberta pela Aneel. No tocante às relações contratuais, primeiramente é estabelecido um contrato entre a Operadora Nacional - ONS e a Coelce para garantir o uso do sistema de distribuição da Coelce e, em segundo lugar, é fixado o contrato de compra, ou suprimento, entre a Coelce e a empresa vencedora da Licitação, normalmente o sistema Chesf.

O pagamento por esse fornecimento é realizado diretamente com a empresa fornecedora, por meio de depósitos em conta corrente, efetuados nos dias 15 e 25 do corrente mês e no dia 05 do mês seguinte. O prazo desse contrato corresponde normalmente ao prazo de concessão obtido pela empresa concessionária, ou distribuidora, quando a mesma assumiu o controle acionário. No tocante ao preço, para o contrato de conexão, ou de uso do sistema, ele é definido entre as partes em função do serviço e do porte das instalações; já para o contrato de fornecimento o preço é estabelecido pela Aneel em função dos custos das instalações, dos encargos, etc. Neste último caso, o objetivo é cobrir os custos de produção.

- **Contrato com as Eólicas**

As empresas geradoras de energia eólica têm com a Coelce um tipo de contrato chamado de “Contrato de Suprimento”, no qual as empresas se comprometem a suprir a Coelce por um prazo determinado e por um preço combinado. O prazo normalmente é estabelecido em 20 anos e o preço é acertado entre as partes contratantes em função do custo de geração, mas tudo indica que o Proinfra servirá de base de referência para a fixação do preço contratado. O processo de escolha da empresa é feito por meio de Licitação, no qual ganha a empresa que oferecer o menor preço.

- **Contrato com as Emergenciais**

As empresas geradoras de energia termoelétrica, em caráter emergencial, não vendem energia diretamente para a Coelce, desta utilizam o seu sistema de distribuição. Para isso, essas empresas estabelecem um contrato com a Coelce a fim de permitir “a conexão ao sistema de distribuição”, pela qual a Coelce é remunerada em forma de “encargo de uso do sistema de distribuição”.

V.3 Empregos Gerados Dentro da Cadeia

De acordo com o Quadro 6, a quantidade total de empregos diretos gerados pela cadeia produtiva de energia elétrica no Ceará é de 6.831 postos de trabalho, sendo 304 (4,64%) no segmento de geração, 473 (7,2%) no segmento de transmissão e 5.773 (88,13%) no segmento de distribuição.

Como pode ser observada, a forte dependência do fornecimento externo de energia elétrica faz com que a massa de emprego, gerada na cadeia, seja concentrada no segmento da distribuição. Dentro deste segmento, chama a atenção o fato de 4.826 (73,67% do total) postos de trabalho serem gerados pelas empresas terceirizadas, associadas à Coelce e à Cegás.

Observando a especialização e o nível do salário médio dos empregos gerados, conforme os Quadros 7 e 8, verifica-se o seguinte:

- os segmentos de operação e de manutenção concentram 1.282 postos de trabalhos diretos em todas as empresas pesquisadas. Desse total, 878 (68,48%) encontram-se na função de Técnico, 219 (17,08%) na função de Auxiliar e 185 (14,43%) na função de engenheiro. Sobre aquele total de empregos a Coelce responde por 799 (62,32%), a Chesf por 264 (20,59%) e as Térmicas Emergenciais por 111 (8,65%);

Quadro 5 – Empregos Gerados na Cadeia Produtiva de Energia Elétrica

Quadro de Pessoal	Adm.	Opera ção	Apoio	Emp.Diretos (Regime CLT)	Emp.Diretos Terceirizados	Total Empregos
Geração						
Eólica	1	20	2	23	0	23
Térmicas Emergenciais	13	53	1	67	73	140
CGE	8	51	1	60	0	60
Breitener	5	2	0	7	73	80
Enguia	Sigilo	Sigilo	Sigilo	Sigilo	Sigilo	Sigilo
Térmicas à Gás	17	55	0	72	69	141
CGTF/ENDESA	11	34	0	45	40	85
MPX	6	21	0	27	29	56
Transmissão						
CHESF	62	264	0	326	147	473
Distribuição						
E.Elétrica COELCE	567	799	0	1366	4353	5719
Gás /CEGÁS	9	0	0	9	42	51
Total						
TOTAL	669	1.191	3	1.863	4.684	6.547

Fonte: Pesquisa Direta, 2004

- no setor administrativo o menor nível de salário médio encontra-se nas Térmicas Emergenciais, vindo em seguida a Cegás com R\$1.015,00, depois a Chesf com R\$1.702,22, as Térmicas a Gás com R\$1.852,19 e a Coelce com o nível mais elevado, com R\$2.556,86. No setor técnico, por sua vez, a situação é invertida a favor das Térmicas Emergenciais, pois estas indicam o maior nível médio de salário para esse setor, de R\$3.500,00, vindo em seguida a Chesf com R\$3.204,94, as Térmicas a gás com R\$2.571,76, a Coelce com R\$1.818,05 e a Cegás com R\$1.273,00. Para o setor de Produção as Térmicas a gás oferecem o maior nível de salário médio, de R\$2.706,60 contra o menor nível de R\$630,00 oferecido pelas Térmicas Emergenciais. Neste setor, a Coelce oferece um nível intermediário de R\$1.816,71. Comparado com o nível do salário médio da produção da indústria de calçados, por exemplo, do Ceará este chega a um salário mínimo e meio.

Quadro 6 - Grau de Especialização na Cadeia Produtiva de Energia Elétrica

Especialização de Pessoal Operação & Manutenção	Engenheiros	Técnicos	Auxiliares	Total
Geração				
Eólica	4	5	9	18
Térmicas Emergenciais	12	55	44	111
CGE	3	19	29	51
Breitener	9	36	15	60
Enguia	Sigilo	Sigilo	Sigilo	0
Térmicas à Gás	24	31	0	55
CGTF/ENDESA	16	18	0	34
MPX	8	13	0	21
Transmissão				
CHESF	26	183	55	264
Distribuição				
Energia Elétrica /COELCE	115	598	86	799
Gás /CEGÁS	4	6	25	35
Total				
TOTAL	185	878	219	1282

Fonte: Pesquisa Direta, 2004

Quadro 7 - Nível Salarial na Cadeia Produtiva de Energia Elétrica

Nível Salarial Médio	Setor Administrativo	Setor Técnico	Setor de Produção
Geração			
Eólica	Sigilo	Sigilo	Sigilo
Térmicas Emergenciais	600,00	3.500,00	630,00
CGE	600,00	3.500,00	630,00
Breitener	N.D	N.D	N.D
Enguia	Sigilo	Sigilo	Sigilo
Térmicas à Gás	1.852,19	2.571,76	2.706,60
CGTF/ENDESA	2.000,00	2.500,00	S.I
MPX	1.704,38	2.643,51	2.706,60
Transmissão			
CHESF	1.702,22	3.204,94	1.622,80
Distribuição			
Energia Elétrica - COELCE	2.556,85	1.818,05	1.816,71
Gás - CEGÁS	1.015,00	1.273,00	820,00

Fonte: Pesquisa Direta, 2004

V.4 Ensino, Pesquisa e Capacitação

A cadeia produtiva de energia elétrica no Ceará não resente a falta de mão-de-obra especializada, pois há uma rede de instituições de ensino e

capacitação que tem sido suficiente na oferta desse tipo de mão-de-obra para as empresas, inclusive terceirizadas.

No segmento de qualificação o Senai dispõe de duas unidades que se dedicam à qualificação de mão-de-obra para o setor de energia elétrica. Somente em 2003, conforme mostram os Quadros 9 e 10, essas duas unidades qualificaram 2.430 pessoas. Neste caso, a própria Coelce foi responsável pela ampliação da rede pedagógica da instituição a fim de formar mão-de-obra das empresas prestadoras de serviço para a empresa.

O Cefet é outra instituição importante, esta na formação de mão-de-obra de nível técnico, cujo total de formandos, em 2003, foi de 148 profissionais para o mesmo setor. Em nível de graduação há 03 instituições, sendo 02 dedicadas à graduação plena, ou seja, a Unifor e UFC, e 01 voltada para a formação em nível de tecnólogo, no caso o Centec. Em 2003, essas três instituições formaram juntas 99 profissionais engenheiros. Em nível de mestrado acadêmico, há apenas uma instituição, a UFC, que oferece esse tipo de curso, que chegou a formar 27 mestres no ano de 2003.

No tocante aos laboratórios e pesquisas realizadas pelas instituições, há um número razoável de laboratórios assim como de pesquisas. No Cefet há 22 professores e 10 laboratórios alocados para a área de energia elétrica e concentrados em 03 linhas de pesquisa, cujos financiamentos foram obtidos em instituições como o CNPq, Funcap, a própria Coelce e os fundos FAT e Fundos Setoriais. A UFC, em seu curso de Engenharia Elétrica, há 18 professores e 09 laboratórios mobilizados em 04 linhas de pesquisa, apoiados por instituições financeiras como a Capes, CNPq, Finep, Funcap, Banco do Nordeste Brasileiro (BNB), Universidade de Kassel e a própria Coelce. A Unifor, através do seu curso de Engenharia Elétrica, mobiliza 25 professores e 08 laboratórios que se concentram em 05 linhas de pesquisa. Em 2003, teve também o apoio financeiro da Coelce.

V.5 Quadro Institucional Regulatório

A reestruturação do setor de energia elétrica brasileiro visava, acima de tudo, tirá-lo da crise financeira na qual se encontrava mas, ao mesmo tempo, prepará-lo para uma nova fase de expansão e racionalidade. Dentro desse objetivo, contava-se com a introdução de mecanismos promotores de concorrência mas também com a troca de controle patrimonial das companhias energéticas, o que se deu através da privatização de grande parte das empresas estaduais de distribuição. Além disso, e dentro de um objetivo maior, projetou-se um novo modelo regulatório de funcionamento para o setor, contando agora com a participação do capital privado e também estrangeiro, a participação de fontes alternativas, a liberalização relativa dos preços e das ações bem como com uma maior descentralização das decisões.

Quadro 8 –Instituições de Ensino em Energia e Quantidade de Egressos- 2000/2003

CURSO/ INSTITUIÇÃO DE ENSINO	TITULAÇÃO	2000	2001	2002	2003
SENAI- Unidade de Maracanaú	Qualificação profissional	430	1292	539	612
SENAI- Unidade da Barra do Ceará	Qualificação profissional	1387	1373	1677	1818
Eletrotécnica (curso integrado)- CEFET*	Nível Técnico				128
Eletrotécnica (curso técnico)- CEFET **	Nível Técnico		13	54	20
Engenharia Elétrica- UFC	Graduação	30	26	41	38
Engenharia Elétrica- UNIFOR	Graduação	23	18	16	7
Eletromecânica- CENTEC	Graduação	22	33	23	54
Engenharia Elétrica- UFC	Mestrado	24	20	50	27
Total de profissionais		1916	2775	2400	2704

Fonte: pesquisa direta- IPECE

* A turma se forma a cada 4 anos.

** Essa modalidade de curso iniciou em 1999 e cada turma se forma de 2 em 2 anos.

Quadro 9 – Instituições de Ensino e Pesquisa

CURSO	INSTITUIÇÃO	TITULAÇÃO	Nº DE PROFESSORES	Nº DE LABORATÓRIOS	PRINCIPAIS LINHAS DE PESQUISA	FONTES DE FINANCIAMENTO
Eletricista da Construção Civil	SENAI- UNIDADE BARRA DO CEARÁ	Qualificação Profissional	8	6 laboratórios e uma rede pedagógica	Não possui pesquisa	-
Eletrificação	SENAI- UNIDADE BARRA DO CEARÁ	Qualificação Profissional	17	6 laboratórios e uma rede pedagógica	Não possui pesquisa	A COELCE foi responsável pela ampliação da rede pedagógica do SENAI e esse cursos são oferecidos para trabalhadores das empreiteiras prestadoras de serviço para COELCE.
Eletrificação	SENAI- UNIDADE MARACANAÚ	Qualificação Profissional	3	3	Não possui pesquisa	-
Eletrotécnica (curso integrado e técnico)	CEFET	Nível técnico	22	10	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiência energética • Detecção de corrente de fuga em isoladores polimerius de 72,5 KV • Detecção de roubo de cabo 	<ul style="list-style-type: none"> • CNPq • FAT • Funcap • Fundos Setoriais • COELCE
Engenharia Elétrica	UFC	Graduação	18	9	<ul style="list-style-type: none"> • Energias alternativas (fotovoltaica, eólica, célula combustível) • Eletrônica de potência (conversores para indústria e para energia alternativa) • Automação industrial (para pequena e média empresa) • Sistema de potência 	<ul style="list-style-type: none"> • CAPES • CNPq • FINEP (FUNDOS SETORIAIS) • FUNCAP • UNIVERSIDADE DE KASSEL (ALEMANHA) • BANCO DO NORDESTE • COELCE

(Cont.)

CURSO	INSTITUIÇÃO	TITULAÇÃO	Nº DE PROFESSORES	Nº DE LABORATÓRIOS	PRINCIPAIS LINHAS DE PESQUISA	FONTES DE FINANCIAMENTO
Engenharia Elétrica	UNIFOR	Graduação	25	8	<ul style="list-style-type: none"> • Estudo, Análise, Projeto e Implementação de um Motor Linear de Introdução Aplicado ao Ensino em Engenharia Elétrica • Desenvolvimento de Métodos Experimentais e Multimídia para o Ensino de Eletricidade e Magnetismo Aplicados aos Cursos de Engenharia • Desempenho Energético e Térmico das Edificações do Campus da UNIFOR • Desenvolvimento de Implementação de Materiais Lúdicos Aplicados ao Ensino em Engenharia, Matemática, Física e Estatística • Energia eólica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Em 2003 teve financiamento Da COELCE para desenvolvimento na linha de pesquisa sobre energia eólica
Eletromecânica	CENTEC	Graduação	20	10	Diversas	
Mestrado em Engenharia Elétrica	UFC	Mestrado	18	9	Mesmas Graduação UFC	Mesmas Graduação UFC

Fonte: Pesquisa Direta- IPECE

Para isso, foram realizadas algumas reformas visando atingir esses objetivos. Serão listados, abaixo, alguns destaques de medidas que marcaram tais reformas:

- Leis 8987 e 9074/1975 (novas leis de concessões): que introduziram alterações relacionadas à licitação dos novos empreendimentos de geração; à criação da figura do Produtor Independente de Energia; ao livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição; à liberdade para os grandes consumidores na escolha de seus fornecedores;
- Decreto 1717/1996: estabeleceu as condições e possibilitou a prorrogação e o reagrupamento das concessões de serviços públicos e a aprovação dos Planos de conclusão das obras paralisadas;
- Decreto 2003/1996: regulamentou as condições para a atuação dos produtores independentes e dos autoprodutores;
- Lei 9427/1996: criou a ANEEL;
- Lei 9648/96: criou o Mercado Atacadista de Energia – MAE e a figura do Operador Nacional do Sistema – ONS;
- Lei 9991/2000: dispôs sobre investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento-P&D e eficiência energética pelas empresas concessionárias;
- Lei 9993/2000: alterou o destino dos recursos da compensação financeira;
- Decreto 3371/2000: instituiu o Programa Prioritário de Termoeletricidade;
- Decreto 3739/2000: dispôs sobre o cálculo da tarifa atualizada de referência para compensação financeira pela utilização de recursos hídricos

Além das reformas e medidas de caráter regulatório, foi necessário também se montar uma estrutura institucional que fosse capaz de colocar em funcionamento o novo modelo do sistema energético. Na seqüência deste parágrafo, serão listadas as instituições que compõem o sistema institucional de regulação, com suas respectivas funções, e o Fluxograma 2 poderia dar uma idéia da articulação entre essas instituições.

V.5.1 Formuladores de Políticas

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

É um órgão de assessoramento do Presidente da República, cuja finalidade é a formulação de políticas e diretrizes de energia destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País. Esse conselho é

composto pelo Presidente da República, Ministros das Minas e Energia, Ciência e Tecnologia, Planejamento, Meio Ambiente, Casa Civil, Fazenda, Comércio Exterior, um representante das universidades, especialista em energia e um cidadão brasileiro especialista em matéria de energia.

MME – Ministério das Minas e Energia

É o órgão do governo federal que dispõe sobre a Política Energética Nacional, dentre outras funções.

Coordenadoria de Energia e Comunicações – SEINFRA/Governo do Ceará

A Coordenadoria de Energia e Comunicações tem por competência promover a implantação de uma infra-estrutura básica de energia com a finalidade de garantir o suprimento energético para o Estado e prestar assessoramento ao Secretário de Infra-estrutura sobre assuntos inerentes a essa coordenadoria através das células: Políticas Públicas de Energia e Comunicação; Normatização e Custo de Energia e Comunicação; Monitoramento de Energia e Comunicação; e Programas Especiais de Energia Comunicação.

CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos

É a entidade responsável pelo planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros, tendo iniciado suas atividades a partir de janeiro de 2000. O CCPE gerou como produtos o Plano de Longo Prazo do Setor Elétrico, Plano Indicativo da Expansão da Oferta, Programa Determinativo da Transmissão, Acompanhamento Pró-Ativo das Decisões do Planejamento, Sistema de Informações Técnicas, Características para Licitações de Instalações de Transmissão da Rede Básica, Avaliação de Estudos para Suporte à Licitação de Empreendimentos Hidrelétricos.

V.5.2 Regulação e Fiscalização

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

Autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME. Tem como atribuições: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

MAE – Mercado Atacadista de Energia

É uma empresa de direito privado submetida à regulamentação por parte da ANEEL. É responsável por todas as atividades requeridas à administração do mercado, inclusive financeiras, contábeis e operacionais, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. Nele se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restrito aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste. O MAE não compra ou vende energia e não tem fins lucrativos. Ele viabiliza as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS foi criado em 1998 e atua como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, para operar o sistema interligado nacional por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição de energia), seguindo regras, metodologias e critérios codificados nos Procedimentos de Rede — aprovados pelos próprios agentes e homologados pela Aneel. Seus integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres, tendo o Ministério de Minas e Energia como membro participante, com poder de veto em questões que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. Também tomam parte nessa associação dois representantes dos Conselhos de Consumidores.

ARCE – Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará

É uma autarquia especial que foi criada em dezembro de 1997. Sua função é promover e zelar pela eficiência econômica e técnica dos serviços públicos, propiciando aos seus usuários as condições de regularidade, continuidade, segurança, atualidade e universalidade. A Arce atua na regulação e fiscalização dos serviços públicos prestados pela Coelce (Companhia Energética do Ceará), Cagece (Companhia de Água e Esgoto do Ceará) e empresas de Transporte Rodoviário Intermunicipal de Passageiros e futuramente no setor de Gás Canalizado.

CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial

A CBEE é uma empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia e foi criada em 29 de agosto de 2001, com extinção prevista para 30 de junho de 2006. Ela dispõe sobre a expansão da oferta de energia emergencial e seu programa assenta-se sobre duas bases: pagamento a produtores independentes de energia e rateio dos custos entre os consumidores. Com o objetivo de aumentar a oferta de energia no curto prazo, a CBEE realizou a contratação das Usinas Térmicas Emergenciais, acompanhou a implantação

e atualmente administra os contratos com os Produtores Independentes de Energia (PIEs).

V.5.3 Estudos

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

A empresa de pesquisa energética é vinculada ao Ministério das Minas e Energia e foi criada em 15 de Março de 2004. Sua finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão vegetal, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

CEPEL– Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

Foi criado em 1974 como uma sociedade sem fins lucrativos. É ligado ao sistema Eletrobrás e vinculado ao Ministério de Minas e Energia. O Cepel realiza pesquisa e desenvolvimento tecnológico para indústrias e para empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, cobrindo aspectos de operação e planejamento. Também realiza ensaios, diagnósticos e serviços tecnológicos por meio de seus laboratórios.

V.5.4 Empresas de Energia

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S/A

É uma sociedade de economia mista que foi criada em 1961 com o objetivo de promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento de energia elétrica do país. Atualmente, assumiu características de holding tendo como empresas controladas: a Companhia Hidroelétrica do São Francisco - Chesf; Furnas Centrais Elétricas S.A.; Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte); Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul); Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear); e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE).

CHESF– Companhia Hidrelétrica do São Francisco

É uma sociedade de economia mista que foi criada em outubro de 1945. Tem como acionistas a Eletrobrás (majoritário – 99%), Sudene, Finor, Companhias Energéticas, INSS, Governos Estaduais, Governos Municipais, Bancos, Tesouro Nacional, empresas diversas e pessoas físicas. Ela atua na produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, suprindo,

principalmente, oito estados nordestinos – Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte e Sergipe.

COELCE- Companhia Energética do Ceará

Foi criada em 1971 pela união de quatro empresas de distribuição e comercialização de energia, tendo sido privatizada em 02 de Abril de 1998. Atualmente é uma sociedade anônima aberta, concessionária do serviço público de energia elétrica com suas atividades fiscalizadas pela ANEEL.

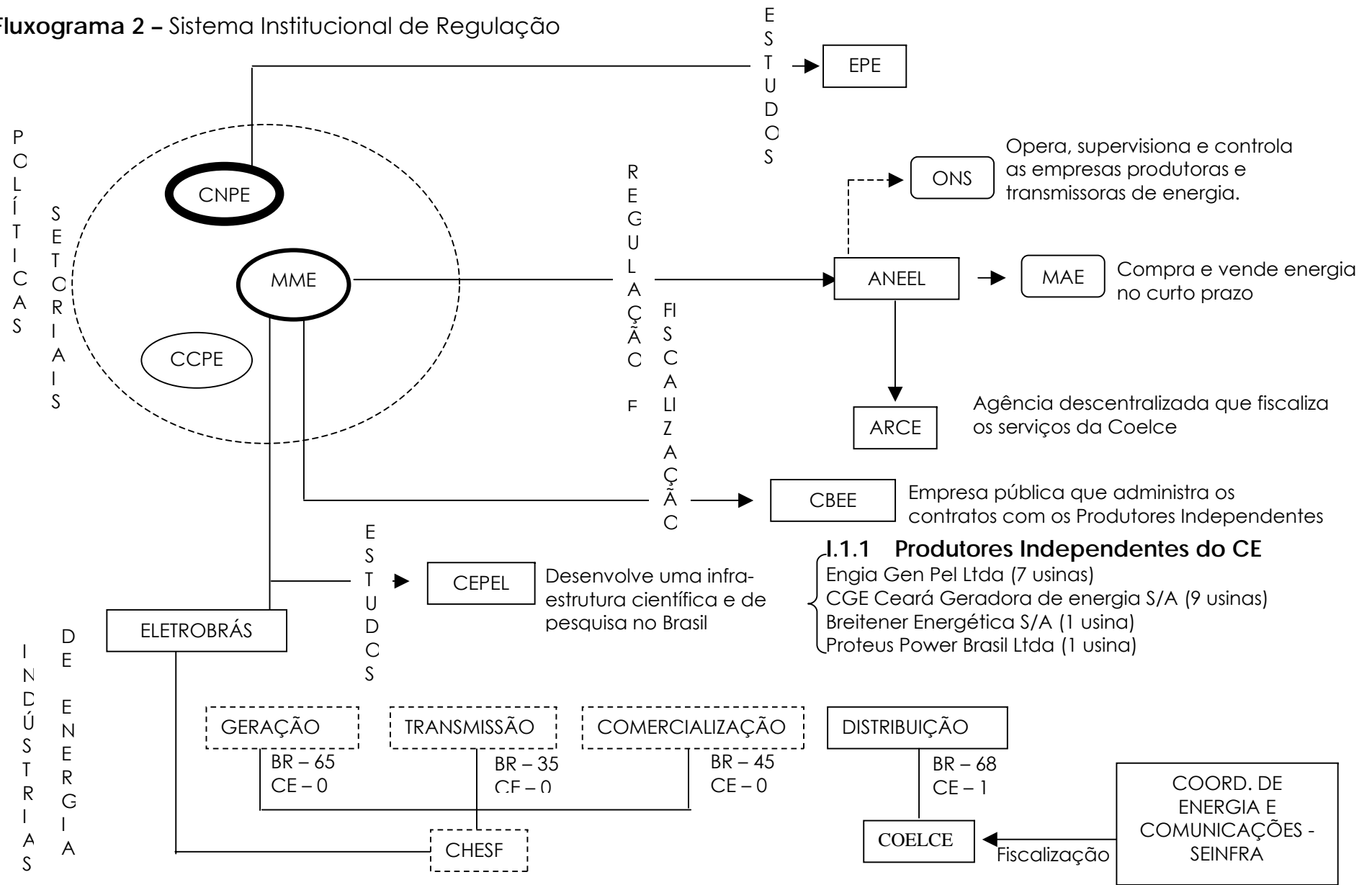
V.6 Compras e Origens: a cadeia dos fornecedores

Para fazer girar a cadeia produtiva de energia elétrica as empresas necessitam adquirir mão-de-obra, máquinas e equipamentos, insumos e serviços da mesma forma que outras cadeias produtivas. Isto acontece desde o início, no processo de geração, passando pelo segmento de transmissão até chegar à distribuição final aos consumidores.

A principal particularidade dessa cadeia, assim como das cadeias produtivas das indústrias em redes, está no fato de necessitar de uma importante infra-estrutura, formada por equipamentos tecnologicamente sofisticados e precisos, assim como de um corpo de recursos humanos especializado. Não se trata de uma cadeia produtiva complexa no sentido da multiplicidade de tarefas e funções mas principalmente no sentido da sua expansão, operação e manutenção. Conhecimento, tecnologia e gestão são aliados inseparáveis dessa indústria quando se trata de aproveitar racional e eficientemente os potenciais naturais.

Neste tópico, interessa observar os impactos locais provocados pelas empresas quando estas procuram mobilizar os recursos e fatores necessários para fazer girar a cadeia produtiva. Com base nos Quadros e figuras que serão apresentados adiante, serão identificadas as compras e origens por cada segmento. Os segmentos de geração e transmissão de energia hidrelétrica serão vistos através da atuação da Chesf, por ser a única nessa modalidade. O segmento da geração de energia de origem térmica será tratado de maneira agregada, incluindo as térmicas emergenciais e a gás. O segmento de geração de energia eólica apresenta-se de maneira anônima mas sabe-se que o mesmo é representado pela empresa Wobben. Finalmente, o segmento da distribuição está sendo representado diretamente pela Coelce, por ser também a única empresa nessa modalidade.

Fluxograma 2 – Sistema Institucional de Regulação



Fonte: Elaboração IPECE

Com base nessas informações tem-se o seguinte perfil:

Compras da Chesf

A Chesf, por ser uma empresa estatal federal, contrata seus principais funcionários por meio de concurso público. Neste caso, a mão-de-obra, principalmente especializada, pode não ser local mas é mantida em território cearense desde que ela atenda sua sucursal no Ceará.

No tocante aos insumos, observa-se que, além de cimento e areia para construção e ampliação de sub-estações, a empresa contrata os serviços de alocação de veículos, portaria, segurança, telefonia, limpeza, manutenção, etc. no próprio Estado do Ceará.

Entretanto, serviços sofisticados como manutenção em linhas e barramentos de subestações e manutenção em chaves seccionadas são contratados fora do Ceará, da mesma forma que máquinas e equipamentos. Para que isso ocorra contribui o fato de a matriz da empresa estar localizada em Pernambuco mas também porque as licitações são nacional e internacional além de a economia local não ter condições de atender às demandas de ponta da empresa. O fato de a empresa localizar-se em Pernambuco influencia, por exemplo, dirigir sua demanda por Pesquisa e Desenvolvimento-P&D para esse Estado.

Compras das Térmicas

As geradoras Térmicas, quanto a elas, deve-se observar primeiramente que sua concentração no Ceará se deu muito em função da disponibilidade de uma importante malha de infra-estrutura voltada para a distribuição de energia elétrica. Este fator locacional deve portanto ser contabilizado dentro da leitura de impactos da cadeia produtiva. Além disso, a empresa contrata seu pessoal técnico em território cearense bem como os serviços gerais e insumos básicos. Todas as máquinas e equipamentos são adquiridos fora do Estado.

Compras das Eólicas

A empresa responsável pela geração de energia Eólica, Wobben, também é responsável pelo serviço de manutenção e assistência técnica além de possuir uma fábrica de pás para geradores. Dessas três, as partes que participam efetivamente da cadeia produtiva da energia elétrica local são a geração e a manutenção.

Além do pessoal técnico, a empresa adquire, na economia local, alguns itens como ferramentas, tintas, vernizes, rolamentos, material de escritório e material de informática. As pás para os geradores são adquiridas localmente, na sua própria fábrica situada no complexo portuário do Pecem. Apesar de incipiente, esta fonte alternativa de energia elétrica

poderá se transformar numa plataforma de desenvolvimento de conhecimento, tecnologia e equipamentos em nível estadual, em função das potencialidades locais.

As compras da Coelce

A Coelce, além de ser a empresa que oferece o maior impacto local sobre contratação de mão-de-obra e aquisição de serviços, realiza algumas compras de certa importância em relação a insumos, como poste, isolador e medidor. Soma-se a isso o fato de ser a única empresa da cadeia que realiza compras de máquinas e equipamentos em território cearense, no caso, transformador de distribuição e transformador de serviço auxiliar.

Mas, tendo em vista que a empresa é multinacional, e suas compras serem centralizadas e licitadas internacionalmente, grande parte das compras de insumos e de máquinas e equipamentos é adquirida fora do Estado. Neste caso, o principal aliado dos fornecedores locais é o custo de transporte, ou frete.

Como pode ser constatado na Figura 2, os principais insumos e equipamentos adquiridos pela Coelce são: Energia, Cabo Nu, Cabo Isolado, Postes, Isolador, Medidor, Ferragens, Materiais de I.P., Serviços Administrativos, Serviço de Segurança, Serviço de Transporte, Operações Técnicas e Operações Comerciais. Desses a empresa compra no Ceará parte pequena da energia (2,22%), a totalidade de postes, 54% das compras de isolador, 83% das compras de medidor, 5% das ferragens, a totalidade dos serviços administrativos, a totalidade dos serviços de segurança, a totalidade dos serviços de transporte, 56% dos serviços de operações técnicas e 63% dos serviços de operações comerciais.

Um aspecto interessante a ser observado na Coelce é a relação mantida pela empresa com as Universidades locais, as quais são procuradas para gerar soluções que normalmente não são conseguidas internamente.

A procura por universidades locais tem sido facilitada pelo Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (PCDE), que prevê que 1% da Receita Líquida das empresas deve ser destinado ao financiamento do referido programa. Conforme Lei n.9.991, de 24 de julho de 2000, em seu artigo 1º, desse total de 1% a metade (0,05%) deverá ser destinada à Pesquisa e Desenvolvimento-P&D e outra metade (0,05%) destinada à eficiência na oferta e no uso final. Já no seu artigo de número 4, prevê-se que a parcela destinada a P&D deverá ser dividida em partes iguais entre o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico-FNDCT e projetos de P&D que obedecerão a critérios estabelecidos pela ANEEL.

V.7 Movimento Financeiro e Fiscal da Cadeia

Por fim, caberia dar uma idéia dos movimentos financeiro e fiscal das compras e vendas dos segmentos envolvidos na cadeia produtiva para o ano de 2003. Conforme pode ser observado no quadro 11, dez segmentos da cadeia movimentaram R\$289.244.653,39 em compras internas no Ceará, compraram de outros Estados R\$128.841.555,46 e importaram R\$457.488.214,12. Venderam internamente R\$235.471.544,15 e para outros estados R\$412.528.809,50. Já em relação às exportações estas foram de R\$6.309.079,36, ou seja, muito abaixo das importações. Em relação ao ICMS arrecadado sobre essas operações ela alcançou R\$8.099.720,04. Oportuno observar que nem todas essas operações ocorreram dentro da cadeia de energia elétrica, propriamente dita, pois alguns segmentos retratados no quadro não venderam e nem compraram somente dentro da cadeia. Mas, são segmentos implicados na referida cadeia. Já o quadro 12 mostra o quanto o governo do Estado conseguiu arrecadar das vendas de energia elétrica, e o que se pode observar é que esse valor atingiu, em 2003, R\$268.047.948,70, que significou 22,44% do total arrecadado do universo de serviços.

CHESF

MÃO-DE-OBRA, SERVIÇOS E INSUMOS ADQUIRIDOS	
No Ceará	Fora do Ceará
Cimento e areia	Manutenção em linhas e barramentos de subestações
Locação de veículos	Manutenção em chaves seccionadoras
Limpeza, conservação e higienização de subestações	Roço de faixa de linhas de transmissão
Manutenção preventiva em veículos CHESF	Manutenção das edificações das instalações do prédio da Gerência Regional de Fortaleza
Portaria	P&D
Vigilância armada	-
Arrumação, carga e descarga, remoção de materiais diversos no almoxarifado	-
Monitoramento em comando de CFTV (monitoramento de instalações por televisão)	-
Reforma e iluminação do pátio SE Fortaleza	-
Vetorização de desenhos	-
Telefonia móvel celular	-
Lavagem de isoladores de linhas de transmissão	-
Manutenção preventiva e corretiva em sistemas de ar condicionado	-
Mão-de-obra (engenheiros, técnicos e pessoal do administrativo)	-
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS	
-	Trafo de Potência 230 KV
-	Trafo Regulador
-	Autotrafos com CDC
-	Reatores Shunt
-	Reatores Série

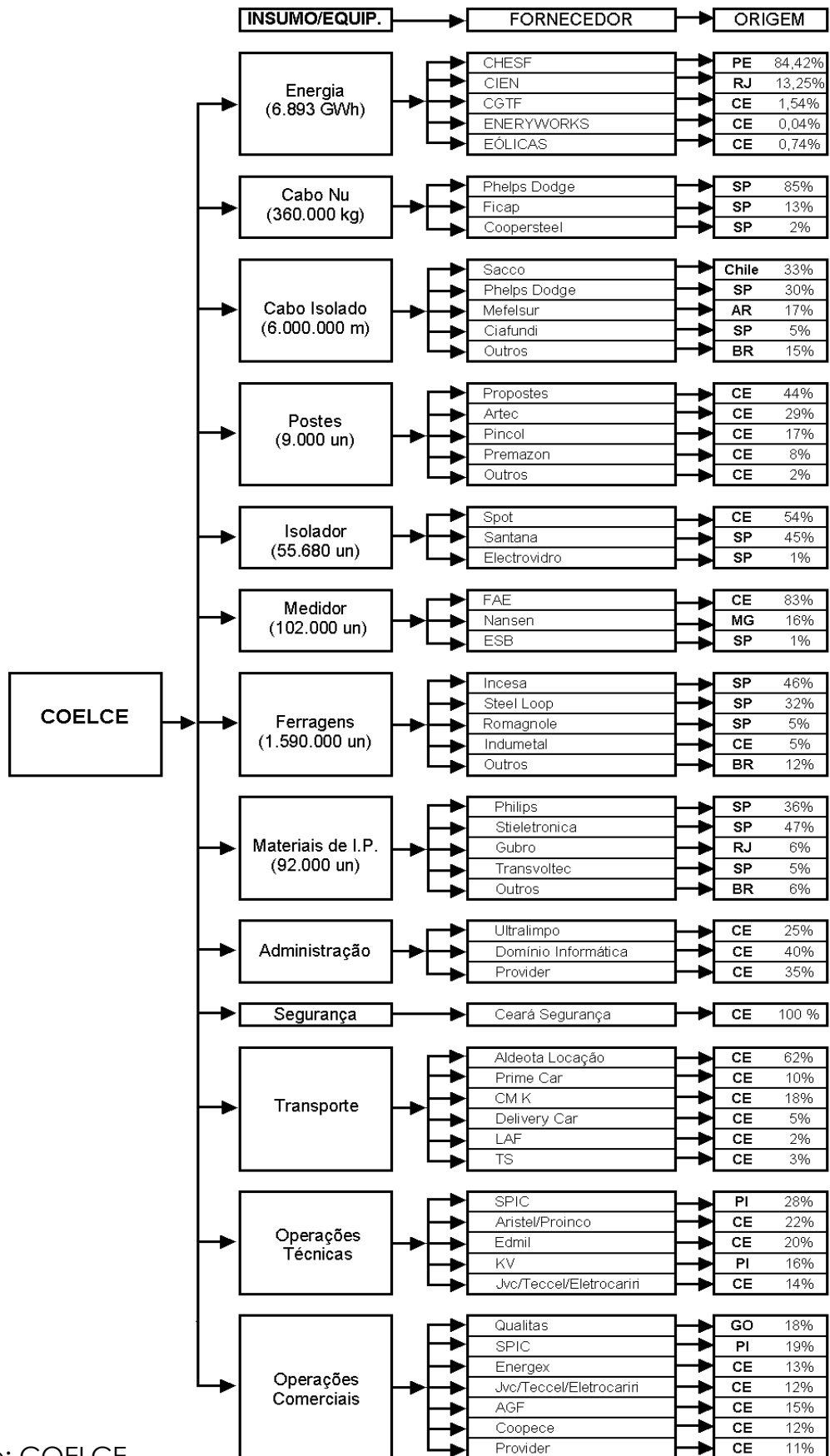
Fonte: Pesquisa Direta, 2004.

COELCE

MÃO-DE-OBRA, SERVIÇOS E INSUMOS ADQUIRIDOS	
No Ceará	Fora do Ceará
- Energia	- Energia
- Postes	- Cabo Nu
- Isolador	- Cabo Isolado
- Medidor	- Isolador
- Ferragens	- Medidor
- Administração	- Ferragens
- Segurança	- Materiais de IP
- Transporte	- Operações Técnicas
- Operações Técnicas	- Operações Comerciais
- Operações Comerciais	- P&D
- Mão-de-obra	-
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS	
- Transformador de Distribuição	- Banco de Capacitores
- Transformador de Distribuição	- Chave Seccionadora Tripolar
- Transformador de Serviço Auxiliar	- Chave a Óleo
-	- Disjuntor
-	- Retificador
-	- Religador
-	- Regulador
-	- Transformador de Corrente
-	- Transformador de Distribuição
-	- Transformador de Força
-	- Transformador de Potencial
-	- Transformador de Serviço Auxiliar

Fonte: Pesquisa Direta, 2004.

Figura 3 – Cadeia de Fornecedores da COELCE



Fonte: COELCE

TÉRMICAS

SERVIÇOS E INSUMOS ADQUIRIDOS	
No Ceará	Fora do Ceará
- Acompanhamento Ambiental	- Água Tratada
- Água Bruta	- Ferramentas
- Alimentação	- Manutenção dos GMG's
- Conservação e Limpeza	- O&M (Operação e Manutenção)
- Energia Elétrica	- Seguros / Seguradoras
- Ferramentas	- Tratamento de Águas Industriais (Torres de Resfriamento)
- Gás Natural	-
- Locação de Veículos	-
- Lubrificantes	-
- Óleo Diesel	-
- Óleo Lubrificante	-
- Segurança patrimonial, manutenção e cozinha industrial	-
- Seguros / Consultoria e Corretagem	-
- Suporte e Informática	-
- Transporte	-
- Vigilância	-
- Mão-de-obra	-
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS	
-	- Balança
-	- Bombas de Combustível
-	- Caldeira
-	- Chave Seccionadora
-	- Chillers
-	- Conjunto Turbo Gerador a Gás
-	- Conjunto Turbo Gerador a Vapor
-	- Disjuntor
-	- Gerador de Energia
-	- Medidor de Energia
-	- Painéis Elétricos
-	- PC
-	- Ponte Rolante
-	- Tanque Condensado
-	- Tanque de Reserva
-	- Tanques de Combustíveis
-	- TC
-	- TP
-	- Transformadores 2000 KVa
-	- Transformadores de Potência
-	- Tratamento de Água
-	- Turbinas Aeroderivadas
-	- Ventilador

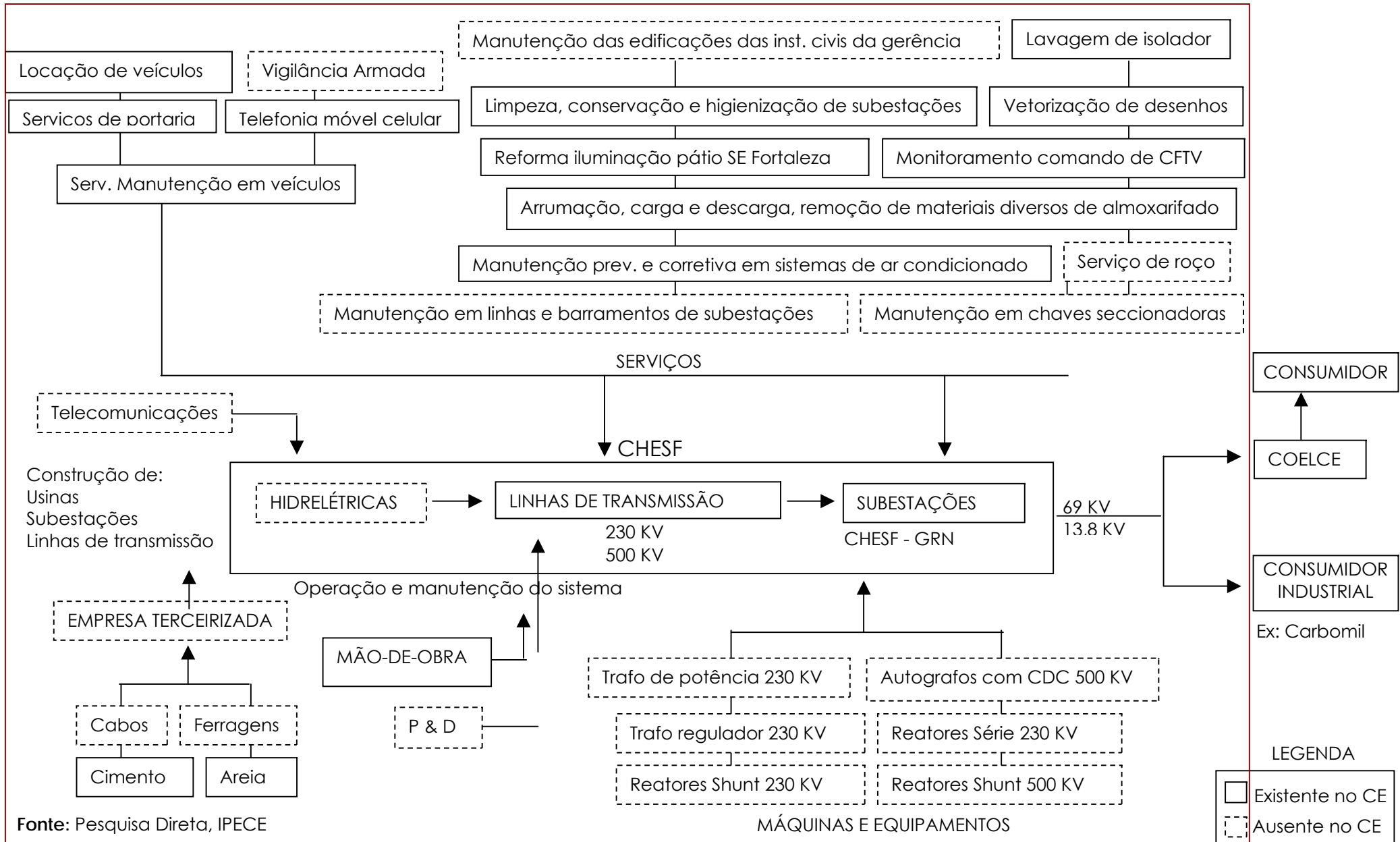
Fonte: Pesquisa Direta, 2004.

EÓLICAS

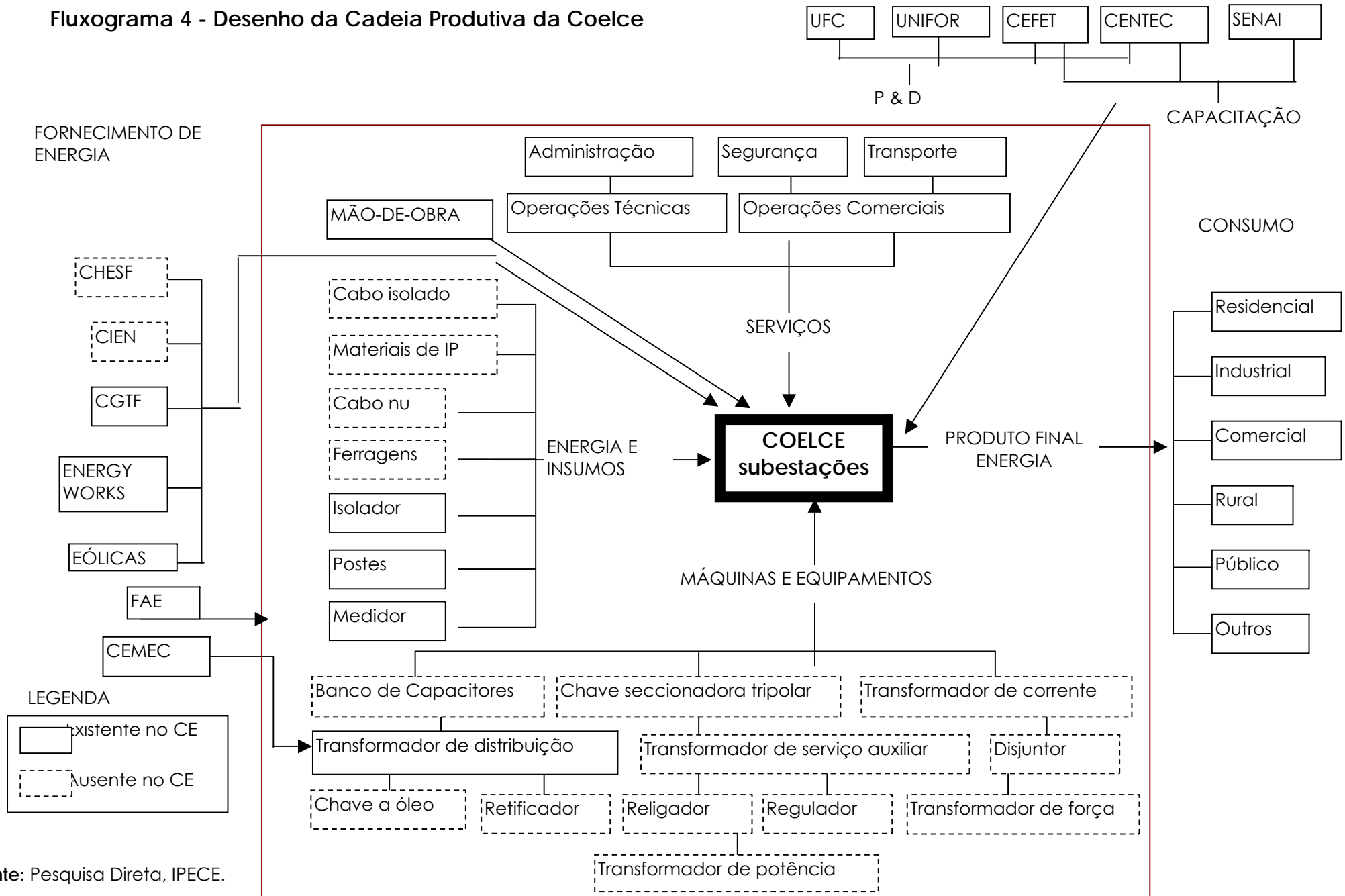
SERVIÇOS E INSUMOS ADQUIRIDOS	
No Ceará	Fora do Ceará
- Ferramentas	- Óleos, graxas lubrificantes
- Tintas e Vernizes	- Componentes elétricos e eletrônicos
- Rolamentos	-
- Metalurgia	-
- Material de Escritório	-
- Material de Informática	-
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS	
-	- Aquecedor de Água
-	- Compressor de Ar
-	- Máquina para fabricação de cilindros Wind Drum
-	- Moldes para Laminação de Cascas
-	- Moldes para Laminação de Componentes
-	- Ponte Rolante

Fonte: Pesquisa Direta, 2004.

Fluxograma 3 - Desenho da Cadeia Produtiva da Chesf

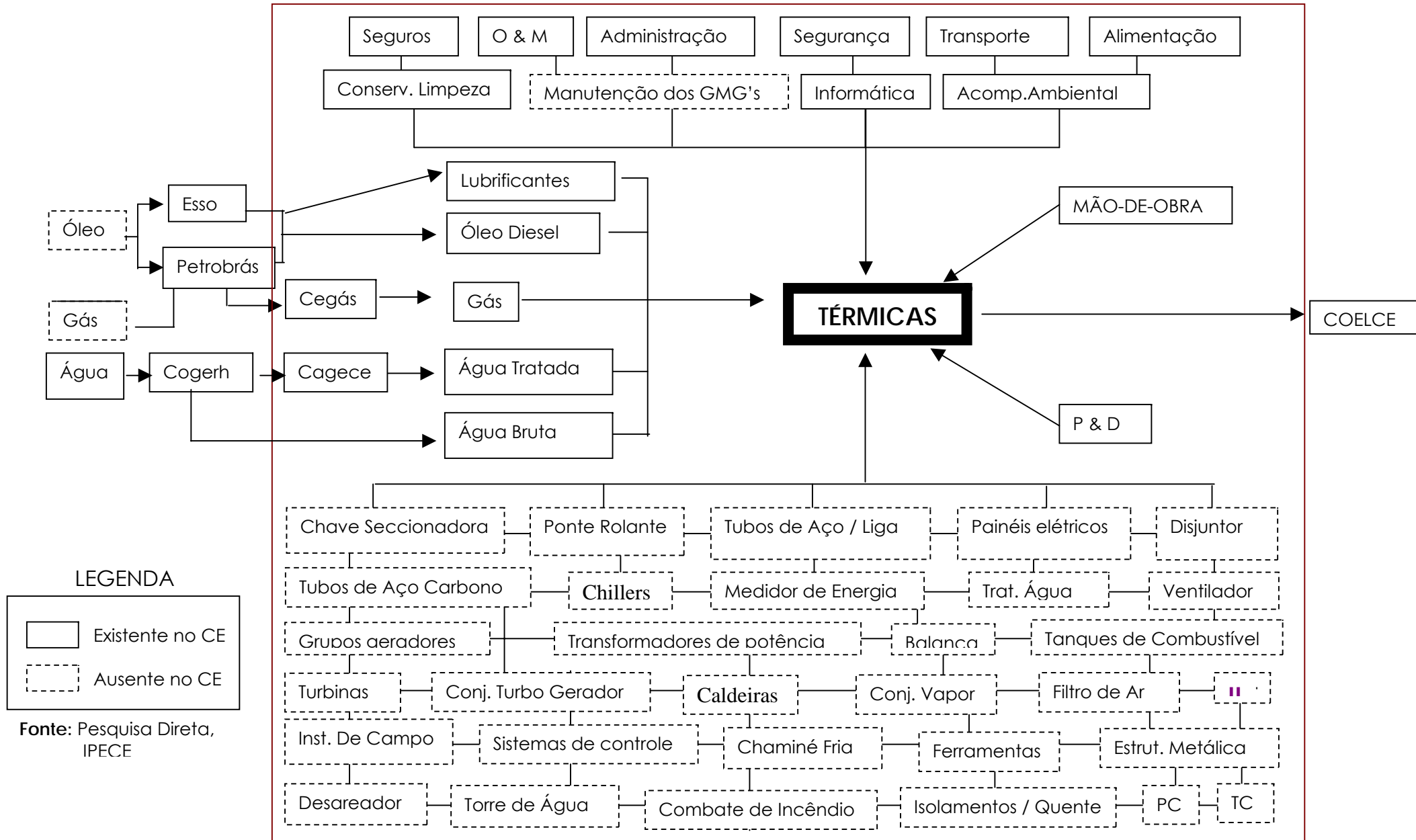


Fluxograma 4 - Desenho da Cadeia Produtiva da Coelce

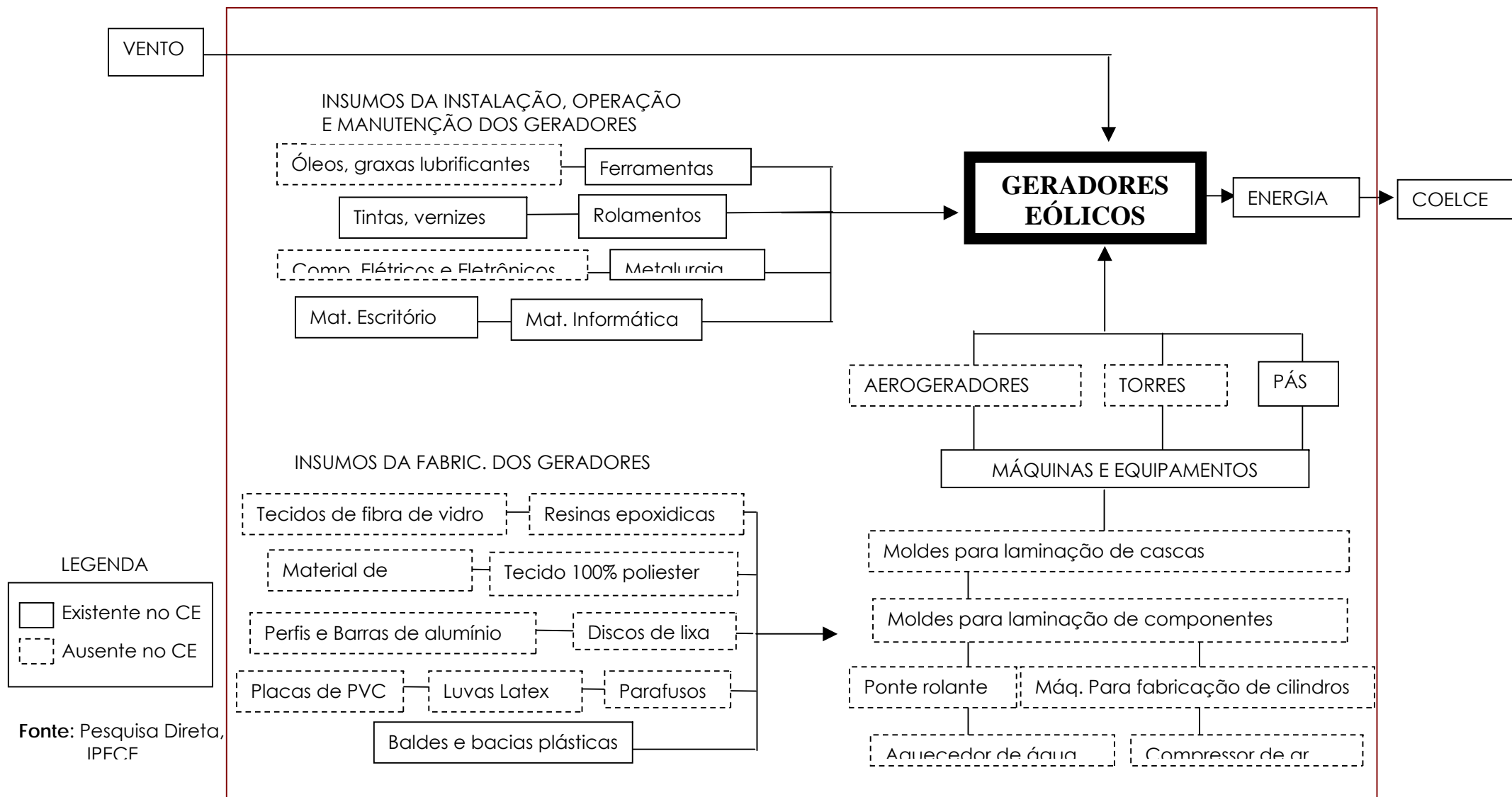


Fonte: Pesquisa Direta, IPECE.

Fluxograma 5 - Desenho da Cadeia Produtiva das Empresas Termelétricas do Ceará



Fluxograma 6 - Desenho da Cadeia Produtiva das Empresas Eólicas do Ceará



Quadro 10 – Movimento Financeiro por Subsetor da Cadeia Produtiva de Energia Elétrica no Ceará em 2003

Ord.	CNAE	DESC CANE	Emp.	Compras Internas	Compras Outros estados	Importações	Vendas Interna	Vendas Outros Estados	Exportações	ICMS Arrecadado
1	2811800	Fabricacao de estruturas metalicas para edificios, pontes, torres de transmissao, andaimes e outros fins, inclusive sob encomenda	37	4.845.272,28	5.552.090,64	-	6.335.489,74	7.396.800,84	-	200.876,46
2	3111900	Fabricacao de geradores de corrente continua ou alternada, inclusive pecas	2	195.358,23	113.805,50	-	538.960,84	-	-	37.976,24
3	3112700	Fabricacao de transformadores, indutores, conversores, sincronizadores e semelhantes, inclusive pecas	2	10.537.864,07	11.156.790,39	18.585,38	6.766.082,90	15.666.161,98	-	857.850,87
4	3121600	Fabricacao de subestacoes, quadros de comando, reguladores de voltagem e outros aparelhos e equipamentos para distribuicao e c	3	11.320.423,02	25.349.694,13	4.210.508,21	11.212.064,14	48.669.471,32	4.434.918,80	3.894.880,64
5	3130500	Fabricacao de fios, cabos e condutores eletricos isolados	1	87.270,43	14.576,75	-	28.748,16	96.741,27	-	199,54
6	3191700	Fabricacao de eletrodos, contatos e outros artigos de carvao e grafita para uso eletrico, eletroimas e isoladores	1	19.729,90	15.901,17	-	35.706,60	59,25	-	1.245,16
7	4011800	Producao (geracao) de energia eletrica, inclusive producao integrada	34	215.719.054,09	52.490.526,33	453.259.120,53	147.431.745,11	319.873.959,02	1.874.160,56	2.782.879,11
8	4020701	Producao e distribuicao de gas atraves de tubulacoes	4	46.448.759,59	34.140.191,22	-	63.003.216,47	20.825.615,82	-	57.703,55
9	4531402	Construcao de estacoes e redes de distribuicao de energia eletrica	28	66.586,33	7.979,33	-	104.849,00	-	-	198.709,78
10	4531403	Manutencao de redes e distribuicao de energia eletrica	7	4.335,45	-	-	14.681,19	-	-	67.398,69
		VALORES NOMINAIS	119	289.244.653,39	128.841.555,46	457.488.214,12	235.471.544,15	412.528.809,50	6.309.079,36	8.099.720,04

Fonte: Sefaz

Quadro 11 - Arrecadação de ICMS, Segundo os Ramos de Atividades no Ceará em 2003

R\$1,00

MESES	S/ COMUNICAÇÃO	S/ TRANSPORTE	OUTROS SERVIÇOS	S/ VENDA DE COMB.LIQ. GÁS E LUBRIFICANTE	S/ ENERGIA ELÉTRICA	TOTAL
Janeiro	21.635.302,08	2.606.619,01	192.325,87	62.527.063,59	17.103.199,65	104.064.510,20
Fevereiro	23.428.894,99	2.459.687,76	148.254,69	63.446.769,18	17.519.873,70	107.003.480,32
Março	22.338.099,24	1.988.121,08	190.425,21	40.403.492,93	18.694.577,43	83.614.715,89
Abril	23.979.923,67	1.927.280,08	194.730,07	59.702.145,24	19.059.010,33	104.863.089,39
Mai	23.178.817,57	2.082.255,34	87.766,13	36.784.469,88	17.295.521,30	79.428.830,22
Junho	21.868.836,69	2.041.676,89	157.333,26	43.669.980,03	21.583.020,10	89.320.846,97
1º Semestre	136.429.874,24	13.105.640,16	970.835,23	306.533.920,85	111.255.202,51	568.295.472,99
Julho	22.983.322,40	2.361.212,76	239.650,85	47.389.606,83	23.849.577,25	96.823.370,09
Agosto	26.367.657,36	2.773.733,12	46.708,88	47.354.602,07	26.334.310,05	102.877.011,48
Setembro	25.519.241,52	2.720.117,82	159.103,38	54.811.178,42	26.340.007,53	109.549.648,67
Outubro	25.904.377,50	2.457.035,60	44.274,17	48.996.828,82	25.606.881,13	103.009.397,22
Novembro	26.157.180,53	3.028.055,15	26.236,93	43.363.318,75	27.933.457,42	100.508.248,78
Dezembro	25.994.413,81	2.888.019,30	44.855,94	57.767.885,70	26.728.512,81	113.423.687,56
2º Semestre	152.926.193,12	16.228.173,75	560.830,15	299.683.420,59	156.792.746,19	626.191.363,80
Total	289.356.067,36	29.333.813,91	1.531.665,38	606.217.341,44	268.047.948,70	1.194.486.836,79

Fonte: Sefaz

Total ICMS 2003
2.755.013.104,26

VI. PERSPECTIVAS PARA CADEIA PRODUTIVA

Do lado do consumo de energia elétrica, no Ceará, observa-se que a taxa de cobertura de atendimento geral chega a quase 100%, ou seja, próxima da universalização. Se não fossem as dificuldades normais em se atingir plenamente os consumidores rurais, essa meta já teria sido alcançada. Neste caso, além do esforço que se deve continuar empregando no sentido de se obter a universalização da energia elétrica para a área rural, os agentes da cadeia produtiva, especialmente do segmento da distribuição e dos programas de governo, devem-se preocupar com o crescimento vegetativo do consumo. Com base nessa perspectiva, supõe-se que a demanda por investimento, relativo à expansão da infra-estrutura ou da rede de distribuição, tende a ser pequena e estável.

Entretanto, no que toca à oferta de energia elétrica, nos aspectos volume e estabilidade, o horizonte é menos tranqüilo. O problema que se coloca para o Ceará é de duas ordens, uma determinada pela demanda reprimida, em função do efeito apagão e do efeito renda, e outra determinada pela dependência da geração externa de energia. Ambos os problemas não se conjugam com as perspectivas de crescimento, tanto da economia brasileira como da economia cearense.

Embora barata, devido à amortização dos investimentos realizados no passado, a expansão da oferta de energia hidrelétrica fornecida pelo sistema Chesf é, de certa forma, inelástica a curto prazo, por causa dos limites do sistema. Mesmo que esses limites sejam quebrados, pela construção de novas usinas hidrelétricas, o custo para se produzir uma “energia nova” será elevado em função da exigência por novos investimentos e suas necessidades de amortização. Esse deslocamento da função de custo nas plantas de geração de energia hidrelétrica fará com que se abram boas perspectivas para as fontes alternativas de energia, especialmente de origem eólica. Comparados aos custos da energia eólica, estimados entre US\$ 70 – US\$ 80 por MWh, os custos da “energia nova” produzida pelas futuras usinas hidrelétricas poderão ser superiores (<http://www.eolica.com.br/energia.html>).

Tendo o Estado do Ceará um grande potencial para esse tipo de energia, espera-se que se abram, a partir daí, janelas de oportunidade para que haja uma alteração estrutural dentro da cadeia produtiva de energia elétrica do Estado, marcada por uma maior participação da energia eólica no balanço energético estadual. Isto poderá significar, de um lado, uma relativização do grau de monopólio do sistema Chesf e, de outro lado, uma menor dependência do fornecimento externo de energia elétrica. Mas, internamente, na economia local, o avanço da energia eólica poderá se traduzir em uma nova fronteira de investimentos e negócios de grande escala para a economia estadual.

Segundo o Atlas do Potencial Eólico do Estado do Ceará (2001), o Estado conta com algumas vantagens no campo da geração de energia eólica, a saber: (i) localização geográfica privilegiada; (ii) relevo favorável e (iii) ventos constantes, com velocidade média entre 09 e 11 m/s. Tais condições fazem do Ceará um forte candidato na atração de investimentos privados nesse campo, pois reúne uma potencialidade avaliada em 24.900 MW. Exemplo disso são as manifestações declaradas por investidores nacionais e estrangeiros, junto a ANEEL, em relação às suas intenções de investir em território cearense (Ver Quadro13).

No que pesem as oportunidades promissoras sinalizadas pela fonte eólica local, há três outras fontes alternativas que devem ser perseguidas, quais sejam, (i) a solar; (ii) a termoelétrica, a partir do gás natural e (iii) o biodiesel, a partir da mamona.

A energia solar, apesar dos seus limites em termos de custo e armazenamento, já desempenha um papel importante para as comunidades distantes dentro do Estado.

A termoelétrica já é uma realidade expressiva no Estado, pois as duas unidades geradoras instaladas no Complexo Portuário do Pecém, MPX e Fortaleza, possuem juntas uma capacidade de geração de 530 MH de energia elétrica. Falta, no entanto, gás natural em volume suficiente para alimentar plenamente essas usinas, além de outros projetos industriais que deverão se instalar no mesmo complexo.

O biodiesel, por sua vez, já começa a se transformar em realidade pois o Consórcio-energia, formado pelas empresas Ceará Geradora de Energia-CGE, Cumins, Parnamirim, Engebra e Tep Potiguar, e apoiado pelo Governo do Estado, iniciou a produção desse combustível (800 litros/dia) com base na mamona, no município de Quixeramobim-Ce.¹¹ Neste segmento o Ceará conta com duas vantagens, o domínio do conhecimento tecnológico, desenvolvido pelo prof. Expedito Parente (UFC), e a ocorrência da mamona em grande escala na região semi-árida.

¹¹ Trata-se de um projeto piloto, instalado na fazenda Normal, de propriedade da Ematerce-Governo do Estado do Ceará, no município de Quixeramobim-Ce. O mesmo demandou das empresas envolvidas investimento de R\$ 1,5 milhão, podendo chegar a R\$ 6 milhões até 2006. A expansão desse projeto poderá provocar, na região, um forte impacto sobre a oferta de ocupação, emprego e renda, já que o fornecimento da matéria-prima mobiliza os produtores rurais.

Quadro 12 - Agentes de Geração E.Elétrica - Produtores Independentes com Investimentos no Ceará

Ord	Agentes ANEEL	Sigla Agente	Origem	Classe	Fonte	Qtd BR	Qtd.CE	Usinas	Potencia CE(MW)	Principais Acionistas
1	Eletrowind S/A	Eletrowind	BR	1	Eólica	9	5		141,0	Grupo baiano, CPL Participações e do Grupo espanhol Elecnor
2	Energias Renováveis do Brasil Ltda	ENERBRASIL	ES	1	Eólica	21	5		458,2	Grupo Espanhol Iberdroala
3	Servtec Energia Ltda	Servtec	BR	1	Eólica	1	1		50,0	Grupo Português HLC - Empresa Cearence Servtec
4	SIIF Énergies do Brasil Ltda (Inclui outros Ag.Individuais)	SIIF	FR	1	Eólica	19	10		951,0	Grupo Francês SIIFELEC
	Wobben Windpower Indústria e Comercio									
6	Cataventos Paracuru, Ubajara e Cat. Novas Energias Brasil Ltda	CATAVENTOS	BR	2	Eólica	3	3		236,0	
7	Eco Energy Beberibe Ltda	ECO ENERGY	Falta	2	Eólica	1	1		25,2	
8	Empreendimentos em Energia Ltda	EMEL	BR	2	Eólica	1	1		10,0	
9	Energias Alternativas do Ceará Ltda	ENACEL	BR	2	Eólica	1	1		36,0	
10	Fuhrlander Energia Brasil Ltda	FUHLANDER	AL/CE	2	Eólica	1	1		25,0	
	Nordeste Energia S/A									
11	Rosa dos Ventos Ltda	Rosa dos Ventos	BR	2	Eólica	3	3		48,0	
	Sociedade Brasileira de Energias Renováveis Ltda									
12	Ventos Energia e Tecnologia Ltda	VENTOS ENERGIA	BR	2	Eólica	4	3		115,0	

Fonte: Aneel

VII. BIBLIOGRAFIA

ARENA, Richard, BENZONI, Laurent, DE BANDT, Jacques & ROMANI, Paul Marie (1988), *Traité d'Economie Industrielle*, Economica, Paris.

BELLET, Michel; LALLICH Stéphane; VINCENT, Maurice. "Noyaux, filière et complexes industriels dan le systèmes productif". *Revue Économique* nº 3: mai, 1990.

BEZERRA LEITE, Ary. História da Energia no Ceará. Fortaleza: Fundação Demócrito Rocha, 1996.

CEARÁ. Governador 1959-1962 (Parsifal Barroso). *Mensagem à assembléia legislativa*. Fortaleza, 1961.

_____. Governador 1963- 1966 (Virgílio Távora). *Plano de metas: PLAMEG 63-66*. Fortaleza, 1963.

_____. Governador 1963- 1966 (Virgílio Távora). *Mensagem à assembléia legislativa*. Fortaleza, 1964.

_____. _____. Fortaleza, 1965.

_____. Governador 1967- 1970 (Plácido Castelo). *Plano de ação integrada do governo: PLAIG 67-70*. Fortaleza, 1967.

_____. Governador 1967- 1970 (Plácido Castelo). *Mensagem à assembléia legislativa*. Fortaleza, 1968.

_____. _____. Fortaleza, 1970.

_____. Governador 1971-1974 (César Cals). *Plano de governo do Estado do Ceará: PLAGEC 71-74; novas perspectivas do desenvolvimento econômico e social do Estado do Ceará*. Fortaleza, 1971.

_____. Governador 1975-1979 (Aduino Bezerra). *I Plano quinquenal de desenvolvimento do Ceará: PLANDECE 75-79; diagnóstico*. Fortaleza, 1975. V.1.

CEARÁ. Governador 1979-1983 (Virgílio Távora). *II Plano de Metas Governamentais: II PLAMEG 79-83; diagnóstico*. Fortaleza, 1979.

_____. Governador 1983-1987 (Gonzaga Mota). *Plano estadual de desenvolvimento: PLANED 83-87*. Fortaleza, 1983.

_____. Governador 1983-1987 (Gonzaga Mota). *Mensagem à assembléia legislativa*; Fortaleza, 1984.

_____. _____. Fortaleza, 1986.

_____. _____. Fortaleza, 1987.

_____. Governador 1989-1990 (Tasso Jereissati). *Revisão das metas do plano de mudanças para o período 1989-1990*. Fortaleza, 1989.

_____. Governador 1996-1999 (Tasso Jereissati). Plano plurianual: Ceará avançando nas mudanças 96-99; projeto de lei. Fortaleza, 1996.

_____. Governador 1997-1998 (Tasso Jereissati). Plano de metas 97/98 . Fortaleza, 1997.

_____. Governador 2001-2003 (Tasso Jereissati). Plano plurianual; projeto de lei. Fortaleza, 2001.

_____. Governador 1992-1995 (Ciro Gomes). *Plano Ceará melhor*. Fortaleza, 1992.

CEARÁ. Governo do Estado. *Ceará Cidadania: Crescimento com Inclusão Social – Plano de Governo 2003/2006 – Administração Lúcio Alcântara*. Fortaleza, 2003.

CEARÁ. Governo do Estado. *Projeto Áridas Ceará 2020: uma estratégia de desenvolvimento sustentável para o Ceará*; Fortaleza, 1995. (versão final).

CEARÁ. Secretaria da Infra-Estrutura. *Estado do Ceará: Atlas do Potencial Eólico*; Fortaleza, 2001.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. *Privatização do setor elétrico no Brasil*. Disponível em: <http://www.dinheirovivo.com.br/projetobrasil/energia/material/privatização.pdf> . Acesso em: 11 dez. 2003.

LAFFONT, Jean-Jacques. TIROLE, Jean. *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. Massachusetts Institute of Technology: MIT, 1999.

LÉVÊQUE, François. *Économie de la réglementation*. Paris: la decouverte, 1998.

MANKIW, N. Gregory. *Introdução à economia: princípios de micro e macroeconomia*. Rio de Janeiro: Campus, 1999.

MARCHETTI, Renato Z. & PRADO, Paulo Henrique M. Índice Aneel de satisfação do consumidor (IASC) 2002, Coelce. ANEEL: Janeiro, 2003

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Modelo Institucional do Sistema Elétrico*. Brasília: Dezembro, 2003.

RUDNICK & Zolezzi (2001). *Electric sector deregulation and restructuring in Latin America: lessons to be learnt and possible ways forward*. IEE, vol.148, n.2, march, pp.180-184.

STIGLITZ, Joseph E. e WALSH,. Carl E. *Introdução à Microeconomia*. Rio de Janeiro: Campus, 2003.

VICKERS, John and YAROOOW, George. *Privatization: An Economic Analysis*. MIT PRESS: 1998.