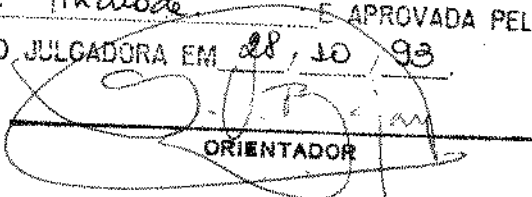


ÁREA INTERDISCIPLINAR DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS
ENERGÉTICOS - AIPSE

FACULDADE DE ENERGIA MECÂNICA - FEM

TESE DE DOUTORADO

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL
DA TESE DEFENDIDA POR MOACYR TRINDADE DE
Oliveira Andrade E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 28, 10, 93.


ORIENTADOR

" A INFLUÊNCIA DA ENERGIA ELÉTRICA REATIVA NO
PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO E A NECESSIDADE
DE CONSOLIDAÇÃO DO PERÍODO HORÁRIO PARA
AVALIAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA DAS CARGAS "

Andrade, Moacyr T. de Oliveira
AUTOR : MOACYR TRINDADE DE OLIVEIRA ANDRADE *Sérgio Valdir Bajay*

ORIENTADOR : SÉRGIO VALDIR BAJAY

CAMPINAS - 1993

BRASIL

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
SUB COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO
ÁREA INTERDISCIPLINAR DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

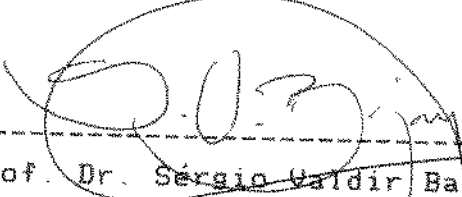
Tese de: DOUTORADO

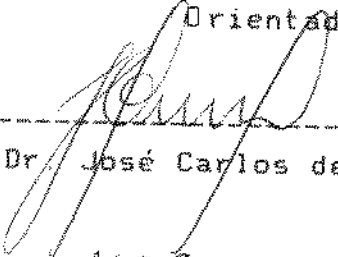
Título da Tese:

"A INFLUÊNCIA DA ENERGIA ELÉTRICA REATIVA NO PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO E A NECESSIDADE DE CONSOLIDAÇÃO DO PERÍODO HORÁRIO PARA AVALIAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA DAS CARGAS"

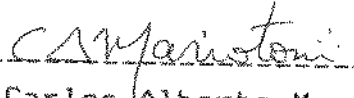
Autor : MOACYR TRINDADE DE OLIVEIRA ANDRADE
Orientador : SÉRGIO VALDIR BAJAY

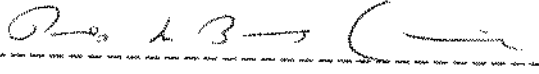
Aprovado por:


Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay
Orientador

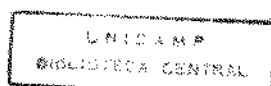

Prof. Dr. José Carlos de Oliveira


Profa. Dra. Francisca Aparecida de Camargo Pires


Prof. Dr. Carlos Alberto Mariotoni


Prof. Dr. Paulo de Barros Correia

Campinas, 28 de outubro de 1993.



1993.10.28

RESUMO

Dentre as expectativas de otimização do sistema elétrico e da legislação tarifária nacional, um elo de grande importância que afeta os objetivos do Setor Elétrico está relacionado ao consumo e transporte da energia elétrica reativa.

Neste sentido, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, a Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e as Concessionárias de energia elétrica vem desenvolvendo estudos que objetivam otimizar as condições de desempenho do Setor e, conseqüentemente, os investimentos de consumidores e concessionárias, reduzindo o custo imposto à sociedade pela forma de consumo e/ou compensação reativa das cargas.

O presente trabalho apresenta a evolução e consolidação de estudos tarifários e de desempenho elétrico do sistema, indicando os mecanismos que, através de pequenas adaptações da atual legislação brasileira sobre energia elétrica reativa e das normas de equipamentos consumidores de energia elétrica, possam atender às expectativas de todos os segmentos da sociedade quanto à uma plena política energética no setor elétrico, em relação à energia elétrica reativa.

O principal objetivo desta tese é evidenciar a necessidade de manter, em sua plenitude, a nova legislação sobre o fator de potência das cargas, consolidada pela portaria 085/92 do DNAEE e sua reavaliação, portaria 613/93, incluindo-se o intervalo de integração horária da energia reativa na data determinada e

demonstrar os prejuízos causados à sociedade pela postergação desta cláusula, considerada pela portaria 613/93, de Abril de 1994 para Abril de 1996, embora mantendo-se em 1994 a introdução do novo valor de fator de potência de referência 0,92.

ABSTRACT

Among expectations of optimization of electric Power Systems and the national electric rating laws, there is the important factors of consumption and transmission of reactive energy which concerns the objectives of electric sector.

Related to it, the DNAEE, ELETROBRÁS and the concessionaires have been developing studies in order to optimize the electric system performance, and consequently the investments of concessionaires and consumers, reducing costs imposed to society due to the form of consumption and/or compensation of reactive loads.

This work shows the evolution and consolidation of tariff studies and electric performance of the system, indicating the ways which attend the expectations of all segments of the society through a small adaptation of present regulations and rules related to reactive energy, making possible the system growing in supplyment by the minimum cost.

The main objective of this work is to reinforce the real necessity of to remain intact all the new regulation of power factor, that has been consolidated by the DNAEE's document nº 085/92 and your reevaluation document nº 613/93, including the interval of horary integration for reactive energy at the determinaded date and show the damages for the society caused by the prosponement of this condition, that has been considered in the document nº 613/93, from April 1994 until April 1996, however keeping in 1994 the introduction of the new power factor reference of 0.92.

**"As vezes, algumas bênçãos de Deus
entram estilhaçando todas as vidraças. "**

Paulo Coelho

Agradeço ao estímulo e à dedicação dos amigos que nas horas chave estiveram presentes e perenizaram solidariedade de forma irrestrita; à CPFL, através de sua direção que, em virtude do relacionamento especial entre todos os envolvidos, procurou incentivar a realização desta tarefa; em especial ao amigo e orientador Bajay, pelo alento e participação; à " Tuca " pela paciência em tornar legível esta tese; ao amigo e companheiro das lutas, não tão inglórias, Valter Cardeal de Souza do DNAEE; e, de forma especialíssima, às minhas filhas Gabriela e Andrea, que sempre foram além na busca de viver intensamente e em corresponder ao muito a que delas se espera, à Tânia que além de amiga participou substancialmente na busca da efetivação do trabalho que hora concluímos, aos meus pais que propiciaram todas as condições e meios, dos quais somente a vida pode, a posteriori, nos mostrar o quão poderosas foram as contribuições e conselhos que, na época, não nos sensibilizavam, e, finalmente à Deus, que cedeu-me a graça de poder conviver com meus amigos e prover esta pequena contribuição à minha profissão e à sociedade.

Moacyr Trindade de Oliveira Andrade

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO

1.1 A influência da energia elétrica reativa no desempenho do Setor Elétrico.....	01
1.2 As alterações na legislação sobre o fator de potência...	07
1.3 Objetivos da tese.....	08
1.4 Escopo do trabalho.....	09

2 A EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

2.1 Um pequeno histórico.....	12
2.2 A matriz energética brasileira.....	15
2.3 O planejamento do Setor Elétrico brasileiro.....	20
2.4 Planos de longo prazo.....	24
2.4.1 O plano 2010.....	26
2.4.2 Perspectivas do plano 2015.....	28

3 O CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA

3.1 Introdução.....	33
3.2 Custo contábil e custo marginal.....	33
3.3 Tarifa de energia elétrica.....	37
3.4 O plano plurianual de investimentos.....	43
3.5 Os subsídios do Setor Elétrico Brasileiro.....	47
3.6 O custo da energia conservada.....	49

4 A ENERGIA ELÉTRICA REATIVA

4.1 Caracterização.....	57
4.2 Influência da energia elétrica reativa no desempenho do sistema elétrico.....	64
4.2.1 Os consumidores de energia elétrica.....	69
4.2.2 O relacionamento entre as concessionárias.....	71
4.3 Reavaliação do Setor Elétrico sobre a energia reativa....	73
4.3.1 Pontos de interligação.....	74
4.3.2 Consumidores.....	76
4.3.2.1 Legislação sobre o fator de potência dos consumidores	79
4.3.2.2 Considerações finais.....	85

5 O PLANEJAMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA REATIVA NOS LADOS DA OFERTA E DA DEMANDA

5.1 A visão do Setor Elétrico.....	86
5.1.1 O fator de potência econômico.....	87
5.1.2 A periodicidade na avaliação do fator de potência.....	90
5.1.3 Operação em carga leve.....	92
5.1.4 Estrutura tarifária.....	93
5.2 A visão do setor industrial.....	93
5.3 A alteração da legislação sobre o fator de potência das cargas.....	94
5.3.1 Justificativa Técnica.....	96
5.3.2 Valor de referência para o fator de potência.....	98
5.3.3 Periodicidade das medições.....	99
5.3.4 Condições operativas.....	100
5.3.5 Implantação.....	102

5.4 A nova legislação sobre energia reativa.....	103
5.5 A influência da nova legislação sobre energia elétrica reativa.....	103
5.5.1 Sistema Elétrico.....	107

6 ALGUNS ESTUDOS DE CASO

6.1 Introdução.....	110
6.2 Análise da região de Campinas.....	111
6.2.1 Os consumidores industriais.....	111
6.2.2 Compensação reativa das cargas industriais.....	114
6.3 Análise dos consumidores.....	116
6.3.1 Considerações gerais.....	116
6.3.2 Análise da influência da legislação sobre o fator de de potência das cargas em uma planta industrial de porte médio, do segmento alimentício da região de Ribeirão Preto.....	117
6.3.2.1 Dados do Consumidor.....	118
6.3.2.2 Alternativas de compensação reativa.....	120
6.3.2.3 Resultados obtidos.....	121
6.3.3 Análise da influência da legislação sobre o fator de potência das cargas em plantas industriais de grande porte.....	123
6.3.3.1 Consumidor do segmento de veículo automotivos.....	125
6.3.3.2 Consumidor do segmento químico.....	129
6.3.3.3 Consumidor do segmento cimenteiro.....	133
6.3.3.4 Considerações finais sobre estes estudos de caso envolvendo grandes consumidores industriais.....	136

6.4	Análise econômica da compensação reativa das cargas.....	137
-----	--	-----

7 O PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO E A ENERGIA REATIVA

7.1	Os requisitos do sistema elétrico.....	144
-----	--	-----

7.2	O plano de compensação reativa.....	146
-----	-------------------------------------	-----

7.3	A medição de energia elétrica reativa.....	148
-----	--	-----

7.4	A energia elétrica reativa e as metas de conservação.....	153
-----	---	-----

8	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	158
---	---------------------------------	-----

9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	169
---	---------------------------------	-----

10 ANEXOS

10.1	Metodologia para determinação do fator de potência ideal para o sistema elétrico brasileiro.....	176
------	---	-----

10.2	Análise econômica de viabilidade de adoção de novo valor de fator de potência de referência das cargas.....	180
------	--	-----

10.3	Decreto nº 479, 20 de Março de 1992.....	182
------	--	-----

10.4	Portaria nº 85 de 25 de Março de 1992.....	184
------	--	-----

10.5	Aplicação da metodologia de identificação de redução de perdas devido a alteração do fator de potência por ramo de atividade dos consumidores analisados pelo GTFC/GCPS/ ELETROBRÁS.....	193
------	---	-----

10.6	Portaria nº 613, de 09 de Junho de 1993.....	195
------	--	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1	As principais concessionárias de energia elétrica brasileiras.....	15
2.2	Organograma funcional do GCPS/ELETROBRÁS.....	22
3.1	Risco de déficit associado ao Plano Decenal de Geração 1990/1999, em %	46
4.1	Triângulo de Potência/Energia	58
4.2	Integração dos valores reativos	63
4.3	Representação esquemática de linhas de transmissão curtas	66
4.4	Representação esquemática de linhas de transmissão médias	67
4.5	Representação esquemática de linhas de transmissão longas	68
4.6	Variação diária do fator de potência de um consumidor típico	82
4.7	Histograma de carga x fator de potência dos consumidores do grupo A, à nível nacional	84
5.1	Diagrama de potências, identificando-se os desperdícios decorrentes de um baixo fator de potência	97
5.2	Gráfico vetorial de suprimento com e sem compensação reativa	104
5.3	Curvas de variação diárias do fator de potência por nível de tensão de fornecimento	108
6.1	Ciclos de variação diária do fator de potência típico de alguns segmentos industriais que possuem valores médios mensais superiores ao limite exigido	113

6.2	Diagrama de suprimento e distribuição do consumidor Industrial em análise	119
6.3	Curva de variação do fator de potência no dia de máxima demanda no período de faturamento do consumidor do segmento de veículos automotivos.....	126
6.4	Curva de carga ativa e reativa do consumidor do segmento de veículos automotivos no dia de demanda máxima do período avaliado	127
6.5	Curva de carga, com integralização horária, da demanda ativa e acréscimos devido à aplicação da portaria 085/92 do DNAEE, para o consumidor do segmento de veículos automotivos	128
6.6	Curva de variação do fator de potência do dia de máxima demanda no período de faturamento do consumidor do segmento químico	130
6.7	Curva de carga ativa e reativa do consumidor do segmento químico no dia de sua demanda máxima	131
6.8	Curva de carga, com integralização horária, da demanda ativa e acréscimos devido à aplicação da portaria 085/92 do DNAEE, para o consumidor do segmento químico	132
6.9	Curva de variação do fator de potência no dia de máxima demanda no período de faturamento do consumidor do segmento cimenteiro	134
6.10	Curva de carga ativa e reativa do consumidor do segmento cimenteiro no dia de sua demanda máxima.....	134
6.11	Curva de carga, com integralização horária, da demanda ativa e acréscimos devido à aplicação da portaria 085/92 do DNAEE, para o consumidor do segmento cimenteiro	135

ÍNDICE DE TABELAS E QUADROS

2.1	Partição percentual do petróleo e da energia elétrica na Matriz Energética Nacional.....	16
2.2	Perspectivas de participação dos diversos energéticos na Matriz Energética Nacional. Estrutura de consumo final por forma de energia nos cenários do Plano 2015.....	30
3.1	Programa Decenal de Geração GCPS-90 - Principais usinas Comparação de cronogramas com o "PLANO 2010" e com o GCPS-89.....	45
3.2	Previsão do consumo total de energia elétrica 1986/2010 e metas de conservação do PROCEL	50
3.3	Previsão do consumo total de energia elétrica 1990/2015 e metas de conservação de energia	53
3.4	Conservação de Energia Elétrica do PLANO 2015 (%) e potência média conservada (GW), para os cenários de mercado do Plano 2015	54
3.5	Partição percentual dos setores nas metas de conservação de energia elétrica do PROCEL	55
6.1	Características dos consumidores, por ramo de atividade, em relação ao fator de potência médio mensal	112
6.2	Resultados da simulação do suprimento de energia elétrica para a região metropolitana de Campinas, considerando-se a nova legislação sobre o fator de potência das cargas	114
6.3	Carregamento das transformações de suprimento na região metropolitana de Campinas, em função da compensação rea-	

tiva das cargas industriais, a nível de subtransmissão, na região de Campinas - CPFL	115
6.4 Dados do consumidor em análise	118
6.5 Compensação reativa requerida para a correção do fator de potência de um consumidor industrial de médio porte	121
6.6 Redução de perdas propiciada pela implantação da compen- sação reativa indicada na tabela 6.5	122
6.7 Variações na fatura de energia elétrica do segmento de veículos automotivos pela aplicação da portaria 085/92 do DNAEE	125
6.8 Variações na fatura de energia elétrica do consumidor do segmento químico pela aplicação da portaria 085/92 do DNAEE	130
6.9 Variações na fatura de energia elétrica do consumidor do segmento cimenteiro pela aplicação da portaria 085/92 do DNAEE	133
6.10 Análise e identificação dos montantes de compensação reativa requeridos pela portaria 085/92 do DNAEE	139
6.11 Custos de equipamentos para a compensação reativa de cargas industriais	140
6.12 Custos da compensação reativa dos consumidores em US \$.	141
6.13 Tarifas de energia elétrica em amrço de 1992 2m US \$...	142
6.14 Identificação dos acréscimos da fatura de energia elétrica para os consumidores analisados.....	142
6.15 Comparação dos custos de instalação da compensação reativa adicional e os acréscimos da fatura de energia elétrica pela aplicação da portaria 085/92 do DNAEE ...	143

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 A influência da energia elétrica reativa no desempenho do Setor Elétrico

A energia elétrica reativa sempre foi tida como um mal necessário para o sistema elétrico e, durante o período das grandes obras de geração e transmissão de energia elétrica, na década de 70, foi desprezada uma avaliação mais acurada sobre a influência da energia elétrica reativa em circulação nos sistemas elétricos brasileiros.

Os equipamentos corretivos instalados nos diversos níveis de tensão do sistema interligado brasileiro são dimensionados com base no limite de desempenho requerido por normas e critérios de operação e planejamento, não se atendo ao montante transportado ou consumido de energia elétrica reativa.

A partir de meados da década de 80, passado o sonho do milagre brasileiro, a realidade bate à porta do setor elétrico, que é requisitado pelo planejamento estratégico nacional, em uma tentativa de redução do consumo de óleo combustível queimado em caldeiras à óleo por caldeiras elétricas, criando-se o parcial programa de eletrotermia nacional¹, devido sua disponibilidade localizada, por vezes pontual.

O programa de eletrotermia mostrou-se útil e eficiente em diversos países com grande potencial hidroelétrico, como o Canadá, a Suécia, a Noruega e outros, possibilitando a utilização

¹ Energia elétrica "excedente" à baixo custo.

dos excedentes energéticos providos por índices pluviométricos favoráveis em determinados períodos que, caso não aplicados em programas como estes, seriam perdidos pela eliminação do montante de água adicional pelos vertedouros das usinas hidroelétricas.

Tendo em vista o caráter eventual da aplicação destes programas, exige-se dos consumidores que pleiteiam este benefício², a manutenção de ambos os processos de geração de vapor, elétrico e à óleo, possibilitando a qualquer instante, a interrupção do fornecimento de energia elétrica quando não houver excedentes, ou quando o crescimento do fornecimento, suplantando as condições existentes de transporte e/ou distribuição entre as fontes geradoras e os centros de consumo.

No caso brasileiro, procurando-se a todo custo reduzir a importação do petróleo e, ao mesmo tempo, em virtude do grande "poder de fogo" do "lobby" das indústrias energo-intensivas, estabeleceu-se uma estrutura de subsídios absolutamente lesiva ao setor elétrico brasileiro, como no caso do alumínio.

Devido aos bons índices de precipitação verificados no período, havia sobra de energia passível de ser acumulada nos reservatórios das usinas do parque gerador nacional. A utilização deste excedente não deveria implicar em custos adicionais para a geração de energia elétrica, possibilitando a substituição "temporária" de um certo volume de óleo combustível, necessário para a geração de vapor industrial, reduzindo a importação num período de crise de preço do petróleo internacional.

² "Energia Garantida por Tempo Determinado" - EGTD, no caso brasileiro.

Porém, para viabilizar o processo e unir a geração elétrica à carga, é necessário o transporte da energia elétrica, o que pode ser um fator limitante na ampliação do programa, pois, devido ao caráter temporário da disponibilidade dos excedentes de água nos reservatórios, não é lógica a inclusão de obras no sistema elétrico para viabilizar este tipo de suprimento.

No país, a energia disponível nas várias usinas hidroelétricas precisa ser transportada em direção às grandes concentrações de carga industrial. Este é o caso de regiões como a grande São Paulo, Campinas e Vale do Paraíba, nas quais se constata grandes carregamentos nas redes de transmissão, subtransmissão e distribuição do sistema elétrico.

Tendo como princípio a não necessidade de investimento em obras no setor elétrico para viabilizar o programa de eletrotermia, deveria ser acionada a característica interruptível do programa, buscando adequar o montante de carga substituído às condições da rede supridora.

Outros objetivos, porém, foram priorizados, e buscou-se atender toda a demanda de energia de substituição, agravado pelo fato de manter-se a comercialização desta forma de energia para outros consumidores que não haviam ingressado anteriormente, por desinteresse ou por desconhecimento do programa.

Para adequar-se, o setor elétrico lançou mão de todos os recursos disponíveis em termos de legislação, normas e critérios de desempenho, para evitar a implantação de novas obras para este fim.

Com este enfoque de otimização, assume grande importância o transporte e o consumo da energia elétrica reativa, passando esta

a ser responsabilizada pela inoperabilidade, bem como pelo esgotamento das reservas de transmissão do sistema elétrico.

Cumprе ressaltar, que de forma gradativa, a partir de 1980, o setor elétrico vem reduzindo sistematicamente o investimento em obras de ampliação das disponibilidades energéticas e da capacidade de transporte. Este fato advém da indisponibilidade de recursos financeiros, oriunda da incompatibilidade entre as necessidades do setor elétrico e a receita proveniente de uma política tarifária calcada em distribuição de subsídios³, socorros sociais⁴, controle da inflação e outros quesitos exógenos ao setor elétrico, mantidos até o presente.

A crise financeira por que passa o Setor Elétrico Brasileiro tem levado as concessionárias, a ELETROBRÁS e o DNAEE, a adotarem novas ações alternativas ao esquema clássico de suprimento de energia elétrica.

Destacam-se as seguintes ações :

- (i) o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica- PROCEL - tem criado mecanismos para que os consumidores utilizem a energia elétrica de forma mais racional;
- (ii) o Setor Elétrico normalmente avalia alternativas de expansão do sistema, tomando como premissa o melhor desempenho técnico-econômico. Entretanto, devido à indisponibilidade de recursos financeiros, cada vez mais tem ocorrido a postergação de obras, afetando não

³ Tarifas tipo EGTD, ETST, EPEX, etc...

⁴ Irrigação, carvão, etc...

só o suprimento em condição de emergência, como também em condição normal de operação. Destaque-se as ocorrências nas regiões Nordeste e Sul do país, onde já houve racionamento de energia elétrica em anos recentes, em decorrência da falta de recursos financeiros e a consequente necessidade de adiamento de obras;

(III) a estrutura tarifária vem sendo modernizada, de modo a prover recursos às concessionárias para a expansão e operação do parque gerador e da rede, além de sinalizar aos consumidores a necessidade de agir racionalmente, visando à liberação de energia para o sistema como um todo e a redução de custos.

Na esteira destas novas ações, uma melhor gestão da energia elétrica reativa constitui um importante passo no sentido de complementação do processo de otimização dos fluxos de energia ativa.

Nos estudos de planejamento do sistema interligado, tem sido evidenciados problemas decorrentes do intercâmbio de potência reativa entre concessionárias, dando origem a dificuldades no que se refere à definição de responsabilidades sobre a compensação reativa.

Por parte das empresas supridoras, existe a disposição de se manter o suprimento de energia elétrica reativa limitado ao mínimo possível, indicando que cada empresa deve ser responsável por suas próprias necessidades de energia elétrica reativa.

Em relação às empresas distribuidoras, existe uma evidente penalização quando se requer o atendimento do fator de potência.

máximo na interligação, concomitantemente ao suprimento de consumidores que apresentam uma grande absorção de energia elétrica reativa, espalhados por toda a sua área de concessão. Deste modo, a empresa distribuidora estará absorvendo o ônus da diferença entre o fator de potência associado ao consumo de determinados consumidores e aquele exigido no ponto de interligação pela concessionária supridora.

Além deste problema entre concessionárias e entre concessionárias e consumidores, existem outras questões relativas ao transporte e consumo de energia elétrica reativa que encontram-se, hoje, completamente sem regras, como por exemplo :

- (a) não há exigências, por parte dos órgãos normativos oficiais, em relação ao fator de potência apresentado por diversos equipamentos eletrodomésticos, sendo que alguns casos beiram o absurdo, como os equipamentos de ar condicionado e os reatores para lâmpadas fluorescentes.
- (b) os investimentos requeridos pelo consumo da energia elétrica reativa são diluídos, atualmente, por toda a sociedade, o que implica em subsídios à ineficiência de alguns consumidores.

Deste modo, o planejamento e operação do sistema elétrico no Brasil não tem provido orientação à consumidores e concessionárias quanto à utilização racional da energia elétrica reativa.

1.2 As alterações na legislação sobre o fator de potência

Durante o desenvolvimento deste trabalho a legislação sobre o fator de potência de consumidores foi por duas vezes modificada.

Os principais enfoques em relação aos requisitos do Setor Elétrico estão voltados a ampliação do valor de referência e a redução do período de avaliação do fator de potência de cada consumidor para fins de faturamento.

Em março de 1992 foi publicada a primeira portaria do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, de nº 085/92, fixando novo valor de referência e modificando o intervalo de avaliação, sendo concedido prazo de dois anos para a adequação das instalações dos consumidores atingidos por esta portaria.

Durante o período em questão as concessionárias passaram a desenvolver estudos e análises para a adequação de seus equipamentos de medição de energia elétrica, visando propiciar a disponibilidade de todos os dados requeridos para a aplicação da nova portaria sobre o fator de potência, bem como promover reestruturação da metodologia de faturamento e apresentação das faturas mensais de energia elétrica, buscando ainda formas de divulgação aos consumidores sobre o assunto, através da elaboração de manuais e folhetos explicativos.

Os consumidores mantiveram uma postura de comodidade frente ao real prazo de implantação da legislação. Em contrapartida, foram contratados estudos de consultoria pelos grandes consumidores de energia visando amenizar, para os consumidores,

as disposições da nova legislação, o que redundou na substituição da portaria 085/92 pela publicação da portaria 613/93 em julho de 1993.

Em síntese, a nova legislação mantém a data de abril de 1994 para a alteração do valor de referência mais promove a postergação da medição horária para abril de 1996.

Tendo em vista o exposto, este trabalho tem por objetivo principal evidenciar a necessidade de se garantir a plena implantação da legislação sobre o fator de potência, identificando o real custo do suprimento de energia elétrica à cada consumidor, evitando a repartição dos custos relativos ao excessivo consumo de energia elétrica reativa das instalações industriais às demais classes de consumidores.

1.3 Objetivos da tese

Com vistas a explicitar o desenvolvimento dos critérios que redundaram na consolidação da nova legislação do Setor Elétrico em relação ao fator de potência das cargas e suas conseqüências, foi desenvolvida análise da influência do transporte e consumo da energia elétrica reativa no desempenho do Setor Elétrico Brasileiro.

De uma forma geral, se procura avaliar as condições atuais do sistema elétrico no país, que enfrenta sérias restrições operativas, em virtude da insuficiência de investimentos em obras pelo Setor.

São abordados nesta tese: a legislação vigente no país sobre a energia elétrica reativa consumida no setor industrial; a

Inexistência de legislação específica sobre o assunto entre concessionárias; a atual inadequação do Setor Elétrico Brasileiro quanto à alocação de compensação reativa; a importância do efetivo controle da compensação reativa no Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica; aspectos sociais negativos relacionados à diluição do custo da compensação reativa por todos os consumidores, beneficiando o descontrole no consumo e desestimulando a busca por uma maior eficiência energética.

Em síntese, analisa-se a possível contribuição obtida pelo controle da energia elétrica reativa, buscando evitar a geração e transporte desta forma de energia à longas distâncias, evitando as perdas energéticas associadas, bem como caracterizar de forma enfática, a necessidade de se consolidar a implantação da legislação proposta em sua íntegra, evidenciando os prejuízos impostos à sociedade pela postergação da plena aplicação para abril de 1996, em relação ao período de avaliação do fator de potência, caracterizando a necessidade de união de esforços do setor industrial, do setor elétrico e da sociedade como um todo, na busca da utilização racional da energia elétrica.

1.4 Escopo do trabalho

Esta tese foi desenvolvida com base na análise dos estudos de planejamento e operação das concessionárias de energia elétrica no país, da ELETROBRÁS e do DNAEE, envolvendo, além dos aspectos técnicos de desempenho, uma análise econômica das alternativas de expansão do sistema elétrico, sendo que o autor foi responsável diretamente pela fase inicial, coordenando um grupo de trabalho para o desenvolvimento da metodologia e pontos

de referência para a elaboração da legislação específica (1986/1987), no período 1988/1989, então com representante do GCPS, o autor percorreu os demais órgãos oficiais do Setor elétrico procurando divulgar os resultados obtidos pelo GCPS e captar anseios e premissas inerentes aos objetivos de cada órgão. Em fase posterior, 1990/1992 passou a representar a ELETROBRAS, junto ao DNAEE com o intuito de desenvolver a legislação específica sobre o fator de potência das cargas que redundou da publicação da portaria 085/92, posteriormente substituída pela portaria 613/93.

São apresentados nesta tese, os aspectos relevantes da legislação, e as normas e critérios de planejamento e operação do sistema elétrico que influenciam na elaboração dos planos do Setor Elétrico. Propõem-se, então, alternativas de mudanças, visando um melhor aproveitamento do sistema existente e a promoção de um crescimento mais racional do mercado de energia elétrica, incorporando a otimização do uso e transporte da energia elétrica reativa.

O capítulo 2 apresenta uma análise da atual situação do setor elétrico nacional e suas perspectivas futuras, traçando um histórico da evolução do planejamento do setor, que culminou em limitações no atendimento do crescimento do mercado e na qualidade do serviço prestado, decorrentes da insuficiência de recursos financeiros.

No capítulo 3, descreve-se de uma forma sucinta a evolução dos estudos tarifários e do custo da energia elétrica, tarifa como instrumento de controle da inflação, inviabilizando a auto-sustentação financeira do Setor; o desestímulo à eficiência

no Setor, ocasionado pela tarifa única nacional e pelos mecanismos de repasse às concessionárias deficitárias[■]; a utilização do Setor para fins sociais; e o subsídio aos setores industriais eletrointensivos e as empresas com produtos de exportação. Propõe-se possíveis mecanismos para a reversão deste quadro.

A energia elétrica reativa é analisada no capítulo 4 dentro do enfoque previamente apresentado, propondo-se alterações na legislação, normas, critérios e procedimentos do Setor, que podem prover uma possível folga ao sistema à curto prazo, e o crescimento mais racional e justo, socialmente, no atendimento aos requisitos do mercado, à medio e longo prazos.

No capítulo 5, analisa-se as características de diversas alternativas de controle e otimização do transporte e consumo de energia elétrica reativa.

Alguns casos exemplo são avaliados no capítulo 6, tanto do lado da oferta[•] quanto do lado da demanda^², e suas conseqüências sociais, principalmente em relação ao custo da energia elétrica.

A possível trajetória do Setor Elétrico Brasileiro, considerando as otimizações propostas em relação a energia reativa, os desmembramentos que ainda podem ser explorados, bem como as preocupações quanto a acuridade dos dados registrados pelos atuais medidores em condições adversas de suprimentos à cargas especiais, é detalhado no capítulo 7.

O capítulo 8 apresenta as conclusões e recomendações do trabalho.

■ RENCOR, CCC, etc

• Setor Elétrico

² Setor Industrial

Capítulo 2

A EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

2.1 Um pequeno histórico

O Setor Elétrico Brasileiro iniciou suas atividades no final do século passado, calcado numa tendência desenvolvimentista, principalmente no interior dos estados de São Paulo e Minas Gerais, onde se deve destacar a atuação do empresário Bernardo Mascarenhas, que praticamente iniciou a concessão do serviço de eletricidade, em Juiz de Fora (Branco, 1975).

O desenvolvimento do Setor se intensificou após a entrada de empresas multinacionais como a LIGHT e a AMFORP, que se estabeleceram em regiões do eixo Rio - São Paulo e no interior do Estado de São Paulo respectivamente, estendendo-se, a última, às capitais de outros estados do país (Calabi, 1983).

Até a década de 60, o sistema elétrico brasileiro era constituído, em sua quase totalidade, de sistemas radiais isolados, de propriedade de empresas concessionárias de serviços públicos de eletricidade, espalhadas por grande parte do território nacional.

Existiam algumas conexões pontuais do sistema de transmissão, suprimindo o isolamento entre as empresas da região sudeste, onde operavam a LIGHT, FURNAS, CPFL e CEMIG, que atendiam os maiores centros industriais do país.

Com a entrada em operação da usina hidrelétrica de Furnas, em 1963, ficou evidenciada a necessidade de se desenvolver e operar coordenadamente o sistema elétrico, uma vez que passaram a existir mais interligações, caracterizadas pelo transporte de

grandes blocos de energia, entre as concessionárias da região, tais como a LIGHT, Rio e São Paulo, CPFL, CEMIG, FURNAS, além de pequenas empresas dos estados de São Paulo e Minas Gerais.

Importantes e complexos problemas operacionais passaram a exigir decisões racionais, envolvendo diversas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (Andrade, 1990)b.

A resolução destes problemas obrigou as empresas a atuarem de uma forma conjunta, com o intuito de obter um bom aproveitamento das instalações. Os estudos de planejamento passaram a considerar os objetivos das várias empresas envolvidas, bem como a operação coordenada e integrada do escoamento da energia gerada, de forma plena, racional e econômica (Tendler, 1968).

A ELETROBRÁS, criada um ano antes da entrada em operação da usina de Furnas, participou da etapa final de integração da obra e recebeu a incumbência do Ministério de Minas e Energia, em 1965, de coordenar as empresas concessionárias de energia elétrica, no sentido de definir responsabilidades futuras na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica aos diversos mercados consumidores, tendo em vista as respectivas capacidades técnicas, administrativas e financeiras, bem como providenciar a estatização dos serviços, praticamente consolidada em 1978, com a compra da LIGHT (Mundo Elétrico, 1982), (ELETROBRÁS, 1989).

Esta atribuição redundou em 1969 no acordo de operação interligada, que congregou as empresas concessionárias das regiões sul e sudeste do país, culminando em 1973 na criação do

Grupo Coordenador da Operação Interligada das Regiões Sul e Sudeste - GCOI, seguida pela criação do Comitê Coordenador da Operação das Regiões Norte e Nordeste - CCON (ELETROBRÁS, 1989). Em 1982 foi consolidado o Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico - GCPS. Este passou a congrega todas as concessionárias de energia elétrica do país a partir de 1985, quando da reformulação de seu regimento interno, totalizando 34 empresas, incluindo a ELETROBRÁS.

Atualmente as Regiões Sul e Sudeste estão fortemente interligadas e há um início de interligação entre as Regiões Sudeste e Nordeste. As Regiões Norte e Nordeste se encontram parcialmente interligadas. A Região Amazônica possui muitos sistemas isolados, a maioria de pequeno porte.

A figura 2.1 apresenta as principais concessionárias de energia elétrica do país e as regiões supridas pelas quatro grandes empresas regionais federais, cuja empresa "holding" é a ELETROBRÁS:

Centrais Elétricas do Norte do Brasil	- ELETRONORTE
Centrais Elétricas do Sul do Brasil	- ELETROSUL
Centrais Elétricas de Furnas	- FURNAS
Companhia Hidrelétrica do São Francisco	- CHESF

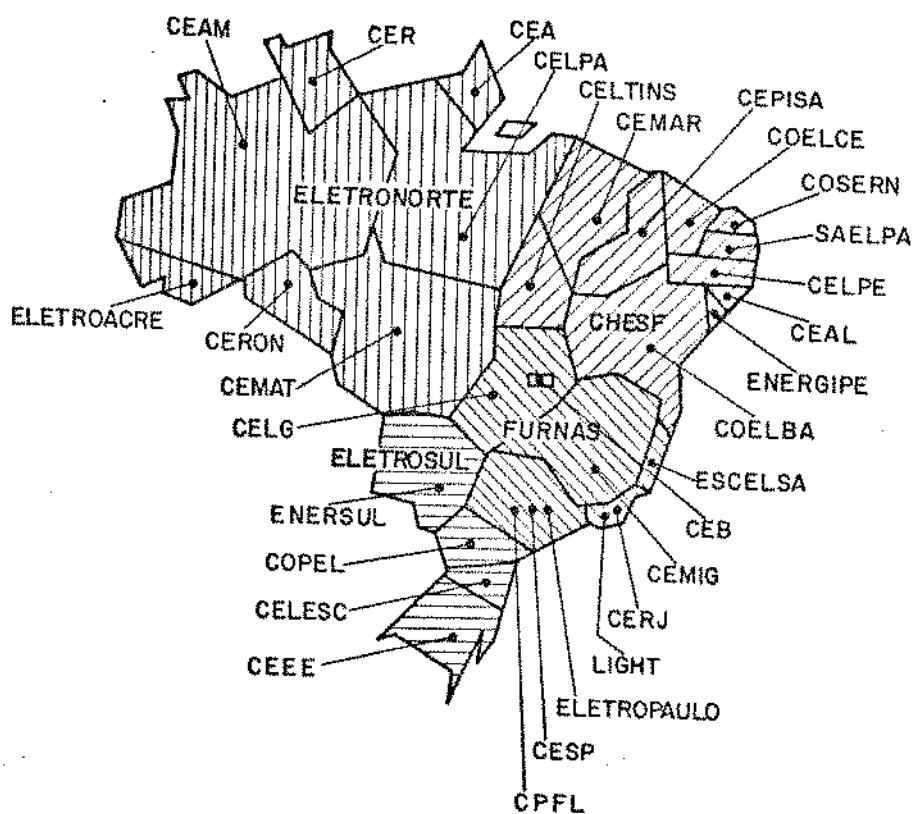


Figura 2.1 As principais concessionárias de energia elétrica brasileiras

2.2 A matriz energética brasileira

O processo de elaboração da matriz energética brasileira ainda está em fase de consolidação. Ela é uma importante ferramenta metodológica que até há pouco tempo, era desconhecida pelas autoridades governamentais no país.

O que se dispõe atualmente é de um Balanço Energético Nacional - BEN, normalmente defasado, em no mínimo um ano, que invariavelmente retrata de uma forma imprecisa as partições energéticas anuais no país. Trata-se, porém, de um documento de

larga utilização, tendo em vista ser este o único registro estatístico no gênero disponível no país. Cumpre ressaltar que as imprecisões do balanço energético são devidas à indisponibilidade e imprecisões de certos dados, e não por dificuldades na sua tabulação e/ou confecção.

Tomando-se como base os balanços energéticos, pode-se realizar avaliações da produção, transformação e consumo anual dos diversos energéticos utilizados durante o período de tempo coberto pelos balanços.

O energético de maior participação na matriz energética brasileira hoje, é a eletricidade, com 39% da demanda, seguida pelo petróleo com 30%, a biomassa com 20% e outras fontes com 11%. Isto em termos da energia primária envolvida.

Nos últimos 20 anos a eletricidade vem crescendo sua participação na composição da matriz energética nacional, conforme atesta a evolução apresentada na tabela 1, em comparação ao petróleo e aos demais energéticos, estes últimos apresentados como "outros" na tabela.

Tabela 2.1 Partição percentual do petróleo e da energia elétrica na matriz energética nacional

ANO	PARTICIPAÇÃO ENERGÉTICA PERCENTUAL		
	ELETRICIDADE	PETRÓLEO	OUTROS
1970	16	33	51
1975	22	41	37
1980	29	39	32
1985	36	29	35
1989	38	29	33
1990	39	30	31

FONTE : BEN

Nota-se que no período 1970/85, durante as crises de preço do petróleo, a evolução média da eletricidade foi de 7 pontos percentuais a cada quinquênio. Este incremento percentual se mantém no último quinquênio, embora agora a um nível de 3%.

Este quadro retrata o esforço empreendido pelo Setor Elétrico na busca de uma redução da dependência nacional ao petróleo importado, à custa de grandes investimentos, como, por exemplo, as usinas hidrelétricas de Itaipú e Tucuruí.

Atualmente o Setor Elétrico Brasileiro está sem capacidade de investimento, apesar da existência de um grande potencial hídrico ainda à ser explorado. Isto ocorre devido à vários fatores que serão comentados posteriormente.

É importante notar que a matriz energética brasileira atual é uma mera somatória de resultados de planejamentos isolados, por setor energético. Evidentemente, esta não é a melhor forma de organizá-la. Como em um orçamento doméstico, é preciso avaliar-se as vantagens e desvantagens, para o país como um todo, de se empregar cada forma de energia e intensificar ou reduzir seu uso em um determinado período, em decorrência de melhores condições apresentadas, tais como preço, disponibilidade, etc... Portanto, o planejamento "global" deve ser prioritário em relação aos planejamentos setoriais, e não o inverso.

Este fato aponta para a falta de uma política energética no país, que possibilite a opção pela melhor alternativa técnica, econômica e socio-ambiental, para o suprimento da demanda em cada situação específica.

A matriz energética não pode ser alterada do dia para a noite. Ela deve ser o resultado de estudos críticos e

aprofundados, que espelhem as reais condições de disponibilidade energética no país e no exterior, os custos em termos de balança de pagamento, e as eventuais vantagens de importação. Deve-se formular alternativas e marcos sinalizadores que indiquem os pontos-chaves e os limites para a adoção de medidas corretivas, frente a alterações dos quadros energéticos nacional e internacional, anteriormente vigentes.

A adoção de um programa energético de longo prazo, calcado em diretrizes estratégicas, oriundas da "política energética nacional", redundará em credibilidade. Em consequência, o empresariado poderá realizar seu planejamento industrial com a garantia de que o equipamento fabricado não irá "adornar prateleiras e almoxarifados", sendo possível uma disputa que intensifique a busca da qualidade como estratégia de consolidação e/ou ampliação do mercado de equipamentos nacionais para o setor energético (Andrade, 1990)c.

Atualmente esta credibilidade está muito aquém do mínimo indispensável, como atesta o caso do Programa Nacional do Alcool-PROÁLCOL, onde se intensificou a produção de veículos à álcool, incentivados por diversos benefícios, inclusive de preço, e a partir de um determinado instante, lançou-se o programa em uma completa indefinição, situação que perdura até os dias de hoje. O PROÁLCOL é um programa envolvendo um energético alternativo, devendo ser continuamente adaptado às condições de mercado. Esforços devem ser realizados para que ele se torne auto-sustentável e competitivo, viabilizando sua sobrevivência, mesmo em condições adversas para que possa vir a cumprir um papel fundamental em situações especiais, como as crises do petróleo,

por exemplo.

Em síntese, a matriz energética deve ser o ponto de referência dos vários setores energéticos e industriais, e um estímulo à busca da eficiência setorial, em termos de qualidade e disponibilidade.

Na confecção da matriz energética se adota conversores energéticos que transformam as quantidades dos diversos energéticos em toneladas equivalentes de petróleo - tep.

Os valores adotados para estes conversores, freqüentemente, são bastante discutíveis, pois estes não se atém unicamente ao uso ou ao fornecimento do energético. A adoção de um valor errôneo pode distorcer sensivelmente a relação ótima dos energéticos na matriz, principalmente a partição relativa aos combustíveis e a energia elétrica gerada através de usinas hidrelétricas (Moraes, 1990).

Dois valores bem distintos tem sido utilizados nos balanços energéticos para o conversor da energia elétrica. Um deles quantifica a necessidade de óleo combustível para a geração de um MWh em uma usina termelétrica convencional; tem-se $1 \text{ MWh} = 0,29 \text{ tep}$. O outro representa o equivalente em trabalho de 1 MWh, ou seja, $1 \text{ MWh} = 0,0079 \text{ tep}$. Cada um destes conversores se justifica plenamente em situações específicas, que devem ser muito bem delineadas (Andrade, 1990)c, na avaliação da geração térmica ou na avaliação de trabalho produzido.

O balanço energético nacional - BEN produz uma análise situacional e de tendência da evolução ocorrida nos diversos componentes que formam a matriz energética, transformados em equivalentes de petróleo, com o intuito de fornecer subsídios ao

planejamento das necessidades básicas do consumo e da oferta de energia no país. O BEN apresenta um quadro "ex-post" em relação ao planejamento energético. A matriz energética deve também fornecer elementos para a elaboração de quadros "ex-anti" deste planejamento, a nível prospectivo.

2.3 O planejamento do Setor Elétrico Brasileiro

Como foi citado no item 1.1, o início das atividades de planejamento do Setor Elétrico Brasileiro, de uma forma integrada, foi praticamente imposto pela necessidade de escoamento da energia gerada pela usina hidrelétrica de Furnas, no final de 1963, aos sistemas individuais das concessionárias da região sudeste.

Gradativamente, em decorrência da entrada em operação de novas grandes obras na região, foram consolidados estudos de interligação das grandes usinas, com caráter de suprimento regional, obrigando a atuação conjunta das empresas de energia elétrica para adequação das disponibilidades energéticas às necessidades individuais e às respectivas capacidades técnicas, administrativas e financeiras.

Em 1973, ficou estabelecido que a ELETROBRÁS submeteria ao Ministério de Minas e Energia o plano de instalações, necessário ao suprimento de energia elétrica das regiões sudeste e sul até 1981, e a extensão deste plano até 1990, levando em conta a construção da central elétrica de Itaipu, bem como as demais centrais geradoras, indispensáveis à complementação da produção requisitada pelo mercado consumidor, em franca expansão,

decorrente do período conhecido como o "milagre brasileiro".

De maneira informal, ainda, a ELETROBRÁS convocou as grandes empresas a participarem deste estudo de integração elétrica global das regiões sul e sudeste, incorporando a prática de análises conjuntas, decorrente da necessidade de integração de cada nova grande obra de produção energética, porém, agora com uma visão de sistema único regional, buscando-se a melhor alternativa técnico-econômica para o conjunto e, não mais limitando o interesse de cada obra àqueles da concessionária detentora da obra em questão ou da localização da mesma. Cumpre ressaltar, que além das grandes obras de produção, também passam a ser analisadas as grandes obras da transmissão, consideradas como troncos de escoamento da produção e denominadas como malha principal do sistema interligado. Em 1982 foi oficializado o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS, em adição ao já existente Grupo Coordenador da Operação Interligada - GCOI, que visava a coordenação pelo Governo Federal, via ELETROBRÁS, dos estudos de planejamento do sistema de transmissão e do plano de geração nacional, congregando as grandes concessionárias estaduais e regionais do país.

Em 1985 houve uma reformulação do regimento interno do GCPS, passando este a integrar todas as empresas concessionárias de energia elétrica do país.

Atualmente o GCPS possui o organograma apresentado na figura 2.2

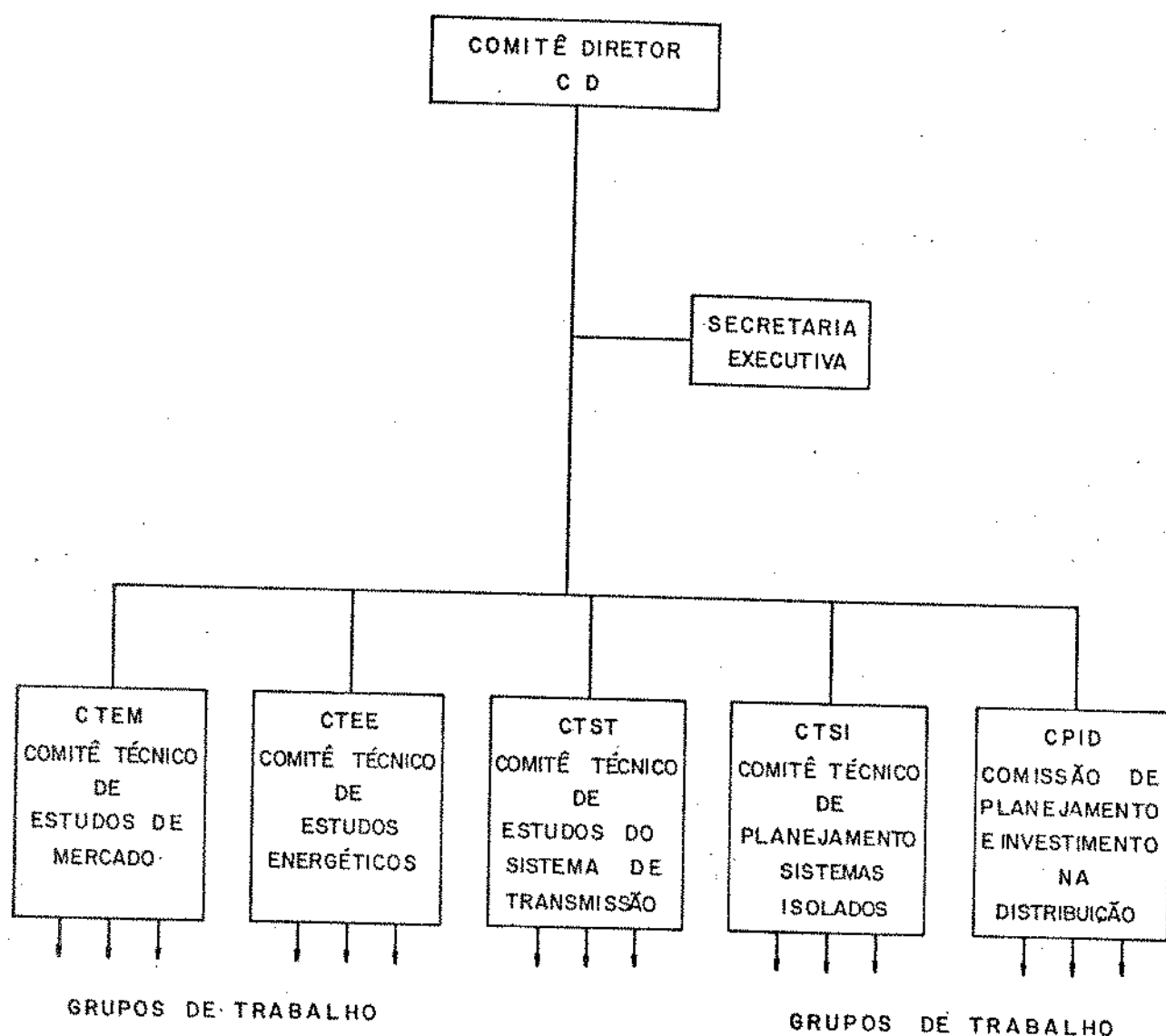


Figura 2.2 Organograma funcional do GCPS/ELETROBRÁS

A estrutura básica apresentada à nível nacional pelo GCPS é a mesma para cada região geo-elétrica, sendo que alguns grupos de trabalho são de caráter nacional.

Os objetivos principais do GCPS consistem em :

- a) realizar estudos alternativos de desenvolvimento dos sistemas elétricos das concessionárias ;

b) elaborar pareceres e proposições no sentido de ajustar os programas de expansão individuais entre si e as diretrizes fixadas pelas Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS, assegurando sua compatibilidade com a política energética governamental.

De forma a cumprir tais objetivos, o GCPS vem atuando em três grandes linhas :

- (i) Ciclo anual de planejamento
- (ii) Desenvolvimento metodológico
- (iii) Estudos específicos de apoio ao ciclo anual.

O planejamento do Setor Elétrico Brasileiro basicamente pode ser dividido em três grandes blocos :

- (a) o planejamento de curto prazo - até cinco anos ;
- (b) o planejamento de médio prazo - de dez a quinze anos ;
- (c) o planejamento de longo prazo - de quinze a vinte e cinco anos.

O planejamento de longo prazo está ligado às grandes tendências do Setor Elétrico. De uma forma geral, ele procura alinhar as alternativas de suprimento do ano horizonte à(s) melhor(es) condição(ões) técnica(s), econômica(s) e socio-ambiental(is), com base nas atuais perspectivas de desenvolvimento tecnológico atingíveis no horizonte em questão.

A recomendação de alternativas de tão longo prazo visa orientar o planejamento de médio prazo, e ainda, estimular o estudo e desenvolvimento da engenharia nacional na busca de soluções técnicas que viabilizem as alternativas selecionadas.

O estudo de médio prazo, na ELETROBRÁS, tende a ser a compatibilização dos planejamentos individuais das

concessionárias interligadas, sempre com vistas às alternativas de longo prazo, e procurando destacar o conceito de unidade nacional do Setor.

As tentativas de integração dos planejamentos individuais podem redundar em pontos críticos aos sistemas interligados, que são equacionados pela realização de estudos específicos, envolvendo apenas as empresas relacionadas ao problema e a ELETROBRÁS, que atua como coordenadora dos trabalhos.

O estudo de curto prazo tem como meta principal a adequação do planejamento de médio prazo às condições realmente verificadas ou mais prováveis de mercado. Ele busca também solucionar os problemas oriundos da postergação de obras, resultantes da indisponibilidade de recursos das concessionárias e/ou de prazo de entrega dos equipamentos requeridos.

Este estudo caracteriza o elenco de obras a ser adicionado ao sistema elétrico nacional no período quinquenal, constituindo a base do Plano Plurianual do Setor Elétrico - PPE, documento que atualmente é encaminhado ao Congresso Nacional para avaliação e compatibilização à Lei de Diretrizes Orçamentárias.

Este plano é fundamental para a constituição das disponibilidades orçamentárias das empresas federais e é orientativo às concessionárias estaduais e privadas.

2.4 Planos de longo prazo

A ELETROBRÁS produziu o primeiro plano integrado das regiões sul e sudeste em 1973, visando a perspectiva de integração da usina hidrelétrica de Itaipu, compreendendo o período até 1990.

Este documento ficou conhecido no setor como o "PLANO 90", (ELETROBRÁS, 1973).

Seguindo a mesma sistemática, ela produziu em 1978 o primeiro plano abrangendo todas as regiões geo-elétricas do país, conhecido como "PLANO 95" (ELETROBRÁS, 1978).

As atividades de atualização do Plano 95 deram origem a outro documento, conhecido como "PLANO 2000" (ELETROBRÁS, 1981), que serviu como marco da consolidação da ELETROBRÁS, que fazia na época 20 anos, como o órgão responsável pelo planejamento elétrico nacional.

Durante os anos de 1986 e 1987, desenvolveram-se os trabalhos de confecção do "Plano de Recuperação Setorial" (ELETROBRÁS, 1986), e do "Plano 2010" (ELETROBRÁS, 1987).

Já oficialmente consolidado, o GCPS utilizou sua infra-estrutura para a realização do "Plano 2010", permitindo uma maior participação das empresas concessionárias do Setor Elétrico Brasileiro, bem como organismos que poderiam, de alguma forma, influenciar os planos de longo prazo do Setor, tais como :

- a Secretaria de Planejamento da Presidência da República;
- as Empresas Nucleares Brasileiras - NUCLEBRÁS;
- o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE;
- a Comissão Nacional de Energia - CNE;
- o Ministério de Minas e Energia;
- a Cia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras - CAEEB.

Devido à natureza multidisciplinar destes planos de longo prazo do Setor Elétrico Brasileiro, além das várias áreas da ELETROBRÁS/GCPS, entidades exógenas tem participado

recentemente, de diversas formas em sua elaboração, pela cessão de previsões e perspectivas setoriais. Destaque-se, entre outros, o BNDS, a PETROBRÁS, o Sindicato Nacional das Indústrias de Extração de Carvão - SNIEC, e organismos de controle e preservação do meio ambiente.

O GCPS é hoje o organismo responsável pela atualizações dos planos de longo prazo do Setor Elétrico Brasileiro, que servem como balizadores do suprimento ao mercado de energia elétrica à nível nacional, e aos Planos Decenais de Expansão².

Após a consolidação do "Plano 2010", ficou determinada a sua validade em cinco anos, sendo a reavaliação definitiva deste documento determinada pela elaboração do "PLANO 2015" (ELETROBRÁS, 1992), que já se encontra na fase adiantada de desenvolvimento.

2.4.1 O "Plano 2010"

A principal característica do "Plano 2010", foi a participação colegiada do Setor Elétrico e a compilação de dados e informações junto aos órgãos oficiais sobre os demais energéticos, PIB, questões ambientais, problemas sociais, etc.

Entretanto, conforme já foi evidenciado neste trabalho, o Setor Elétrico não teve como suporte diretrizes energéticas nacionais, consubstanciadas em uma matriz energética. Além disso, o plano trouxe embutidas determinações de ordem política e social bastante discutíveis, como é o caso do programa nuclear brasileiro e dos aspectos sociais do carvão no sul do país.

² compatibilizações dos estudos de médio prazo de cada concessionária.

Um aspecto negativo do plano está relacionado, tecnicamente, à consolidação de uma única alternativa de expansão das disponibilidades energéticas do Setor, ou seja, caracterizou-se o futuro crescimento destas disponibilidades, prioritariamente, à construção de grandes obras hidroelétricas na região amazônica, a partir do final do século, totalizando cerca de 18.280 MW ano de transferência da Região Norte para as Regiões Nordeste (33%) e Sudeste (67%)

Um lado positivo do "Plano 2010" foi a sua transparência, viabilizando a formalização de críticas e a efetiva participação de toda a sociedade, passando inclusive a sofrer influência de governos e organismos internacionais.

As reavaliações posteriores, efetuadas pelos planos decenais, se incumbiram de revelar outras limitações, como por exemplo :

- as hipóteses excessivamente otimistas em relação ao futuro econômico nacional;
- a viabilização do suprimento ao crescimento da demanda, independentemente dos problemas ambientais;
- perspectivas errôneas em relação à reação popular frente ao impacto causado pela previsão de implantação de grandes obras de geração e transmissão na região amazônica;
- o caráter periférico dado :
 - as formas descentralizadas de geração de energia elétrica;
 - a gestão do lado da demanda; e
 - planejamento da energia elétrica reativa.

2.4.2 Perspectivas do plano 2015

O Plano 2015, consubstanciado nos erros e acertos dos planos anteriores, busca aprimorar o processo de planejamento do setor elétrico em termos de articulação com os demais setores da sociedade, pela intensificação da efetiva participação dos mesmos no processo.

Através de intenso debate sobre temas relativos as questões energéticas, econômicas e sócio-ambientais, promovidas em 1990 e 1991 pela ELETROBRÁS, delineou-se possíveis cenários de evolução nacional, onde o Setor Elétrico deverá estar inserido.

Em termos de conteúdo, as principais diferenças do Plano 2015, que ora se elabora, está relacionado à incorporação das incertezas, associada à uma visão estratégica do suprimento de energia elétrica nessas condições. Este procedimento se reflete na constituição de diversas alternativas que se pode configurar para a organização da sociedade e a maneira pela qual o Setor Elétrico é afetado em cada caso.

Primordialmente, o principal problema a ser enfrentado pelo Setor Elétrico na consolidação do Plano 2015 está associado a inexistência da "matriz energética nacional", inviabilizando a obtenção de diretrizes para o Setor no contexto nacional nos próximos anos, o que influe negativamente na otimização da utilização dos próprios recursos naturais e nas necessidades de importação de energia.

Os cenários constituídos, novamente serão formados a partir dos diversos planejamentos setoriais, impedindo assim a otimização global do processo.

A busca da participação da sociedade no processo de

planejamento do Setor Elétrico, para a caracterização dos possíveis cenários a serem considerados, implica numa redução das possíveis distorções inerentes a um processo individualizado de planejamento de uma importante fatia do "bolo energético nacional".

As análises macro-econômicas do Plano 2015 propiciaram a formação de quatro cenários alternativos, que basicamente consideram o seguinte :

- Cenário I hipótese de prolongamento da crise, manutenção do comportamento verificado na década de 80, apresenta taxa de crescimento médio 1,7% aa no período 92/95 e de 3,7% aa em 95/2015.
 - Cenários II, III e IV pressupõem o sucesso no processo de estabilização econômica.
- Nos cenários III e IV, a inflação prosseguiria uma trajetória de queda gradual, sem a adoção de choques, basicamente diferenciariam apenas na taxa média de recuperação da economia a partir de 1995, de 6,2 % aa IV e 5,5 % aa III.
- O cenário II será uma alternativa mais pessimista, um ajustamento mais prolongado da reversão inflacionária, como mostra suas taxas médias de crescimento no período 92/95 de 2,2 % aa e em 1992-2015 de 4,5 % aa.

Nos cenários energéticos, de acordo com as tendências apresentadas, principalmente pelo trabalho "Reexame da Matriz

Energética Nacional", SNE* de Abril de 1991, o Plano 2015 procura associar as perspectivas dos diversos setores da economia nacional, tanto na produção quanto no consumo energético, buscando caracterizar as possíveis variações da participação do Setor Elétrico nos diversos cenários apresentados pelo Plano 2015.

A tabela 2.2 apresenta o resultado das avaliações dos diversos energéticos nos cenários constituídos pelo Plano 2015.

Tabela 2.2 Perspectivas de participação dos diversos energéticos na Matriz Energética Nacional. Estrutura de consumo final por forma de energia nos cenários do Plano 2015

	1990	2015			
		I	II	III	IV
Elettricidade (%)	36,5 _{1,1}	46,2	46,0	44,8	45,5
Gás Natural (%)	2,0	4,1	5,3	6,9	8,0
Petróleo Alcool (%)	36,8	36,4	36,0	35,6	34,5
Carvão Mineral (%)	5,2	4,2	4,4	5,3	5,2
Lenha+Carvão V (%)	13,0	5,4	4,9	4,4	4,2
Bagaco e outros (%)	6,4	3,7	3,3	2,9	2,6
Total (Mtep)	166,9 _{1,1}	353,1	398,1	473,7	527,1

1,1 Excluída parcela referente aos fornecimentos interruptíveis

Fonte : ELETROBRÁS - Plano 2015

Em qualquer das hipóteses de cenários apresentados, há um crescimento da participação da eletricidade na matriz energética em virtude de aspectos tais como :

* Secretaria Nacional de Energia

- as pressões ambientais favorecem uma maior penetração da eletricidade, uma vez que se trata de solução relativamente limpa, em relação às demais.
- a disponibilidade de um potencial hidroelétrico altamente competitivo em relação a outras alternativas.
- do potencial hídrico apenas 25 % se encontra aproveitado ou em implantação.
- a potencialidade de aproveitamento de reservatórios para usos múltiplos. Complementariedade em infra-estrutura, lazer, navegação, controle de cheias, irrigação, etc.

Ponderando-se os aspectos de indisponibilidade de recursos do Setor Elétrico, as perspectivas de retomada do crescimento da economia a médio e longo prazo, a atual condição de desgaste dos sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição e do esgotamento da capacidade de geração e a premissa de crescimento da participação da eletricidade no desenvolvimento econômico nacional, ganham relevância ainda maior, as diversas formas de conservação de energia elétrica bem como a otimização na utilização deste energético, principalmente em processos industriais.

Dentro deste aspecto, a energia reativa pode ser analisada tanto sob o aspecto de conservação de energia, quanto no processo de otimização do sistema, como pode ser observado pela consideração efetuada pelo projeto 5 do Plano 2015 (Eletrobras, 1992).

" A carência de compensação reativa em vários pontos do sistema, afeta o desempenho da rede de transmissão, provoca o aumento das perdas e resulta na necessidade de despachos anti-

econômicos de geração térmica. Assim sendo, faz-se necessária a implantação de um adequado programa de compensação reativa, para o qual, tendo em vista sua baixa relação de custo/benefício, devem ser canalizados, prioritariamente, eventuais recursos financeiros no setor elétrico. Nesse contexto a implantação da portaria do DNAEE 085 de 25/03/92, que estabelece a cobrança de energia reativa aos consumidores que apresentam fatores de potência inferiores a determinado patamar, contribuirá para reduzir os problemas apontados".

Capítulo 3

O CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA

3.1 Introdução

Neste capítulo analisa-se, sucintamente, a evolução do cálculo dos custos da energia elétrica no país, bem como sua utilização referencial na elaboração das tarifas do setor elétrico.

Outro aspecto relevante está relacionado aos problemas que induziram à substituição dos custos contábeis pelos custos marginais, bem como as dificuldades para sua implantação e as distorções que ocorrem na transformação dos custos referenciais para as tarifas.

São avaliadas também as atuais tendências de investimentos no setor elétrico, dada sua incapacidade de sobrevivência nas condições vigentes de remuneração tarifária, de manutenção de subsídios intra-setoriais e de ineficácia na aplicação do programa nacional de conservação de energia elétrica.

3.2 Custo contábil e custo marginal

Até 1981, as tarifas de serviços do setor elétrico tinham como referência os custos contábeis e visavam cobrir essencialmente as despesas de exploração, depreciação e manutenção das instalações, além de sinalizar uma rentabilidade sobre o capital imobilizado em serviço.

Com este enfoque, a otimização do uso dos sistemas existentes e a busca da expansão ótima desses sistemas ficaram

bastante prejudicadas.

Pode-se concluir que esta metodologia premia a ineficiência e inoperância, tendo em vista que a remuneração base está locada no capital imobilizado; portanto, mais capital implica em maior receita, não importando se o investimento é necessário, prioritário ou não (Assad, 1986).

Por outro lado os custos contábeis não refletem a realidade de cada fornecimento ou suprimento, uma vez que os mesmos são determinísticos e os custos efetivos são probabilísticos, de forma idêntica à demanda dos serviços de eletricidade.

O sistema de custos contábeis fornecia às empresas e ao DNAEE a orientação dos custos médios de atendimento de cada kWh entregue à um consumidor genérico, não permitindo às empresas apurar os custos específicos de suprimento segundo os diferentes níveis de tensão.

Pode-se afirmar que os custos contábeis apenas serviam de base para o gerenciamento financeiro das empresas, uma vez que a metodologia dos custos médios não permite a perfeita determinação da estrutura de custos.

A definição das tarifas com base apenas nos custos contábeis sinaliza as empresas na direção de se aumentar indiscriminadamente os seus ativos, uma vez que a remuneração dos investimentos é função dos mesmos.

De forma análoga, os custos de capital eram distorcidos, uma vez que sua remuneração é estimulada para valores sempre crescentes, vindo a incentivar a opção por tecnologias mais intensivas em capital do que o desejável, induzindo a que os custos de médio e longo prazos não sejam consequência da prática

de uma elevada eficiência técnico-econômica.

A tarifa baseada em custos médios contábeis visa, portanto, à recuperação dos custos históricos, utilizando dados históricos de ativos, o que implicitamente considera que os recursos naturais e econômicos serão tão caros ou baratos quanto no passado (Calou, 1992).

No Brasil os aproveitamentos mais econômicos, em geral utilizando recursos hídricos, já foram instalados, o que indica a tendência de custos crescentes para os novos aproveitamentos, o que seria inviabilizado pela tarifa à custos médios, que gerariam recursos insuficientes para atender ao crescimento do consumo.

No período final de sua existência, os custos contábeis receberam um novo e duro golpe, vindo a premiar ainda mais, a ineficiência e o desperdício. Em 1975, instituída a equalização tarifária e o repasse de verbas às empresas deficitárias, houve um desestímulo ainda maior pela busca da otimização da operação e da expansão dos sistemas de suprimento de energia elétrica, pois os possíveis resultados positivos, superiores a um limite pré-estabelecido, seriam retirados e encaminhados às empresas que apresentassem resultados negativos. Esta anomalia redundou, a partir de 1981, na busca de metodologias mais eficientes de tarifação, passou-se, então, a se definir a estrutura das tarifas com base nos custos marginais, conforme estabelecido no decreto 86.463 de 13/10/81.

De uma forma simplificada, a teoria dos custos marginais considera que o sistema elétrico existente está dimensionado de forma exata para o atendimento dos atuais requisitos de mercado. O acréscimo de uma unidade suplementar requererá investimentos

que serão calculados em função dos estudos elétricos de suprimento desta unidade adicional, obtendo-se, para tanto, o seu custo associado. O custo marginal informa, portanto, o custo que será incorrido pelo sistema elétrico para atender ao crescimento do consumo (Assad, 1986).

Na tarifação à custo marginal, a principal consideração é a quantidade de recursos futuros necessários para atender ao acréscimo de consumo previsto (Albouy, 1983).

Fundamentalmente, o custo do serviço de fornecimento de energia elétrica deve ser repartido entre os componentes da demanda de potência - obras associadas aos sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição-, e de consumo de energia - obras associadas à disponibilidade e reservas do parque gerador, de modo que cada grupo de consumidores, ou subgrupo, se houver, responda pela fração do custo do serviço que lhe couber.

A cada instante, novos consumidores são incorporados ao sistema de energia elétrica e os antigos continuam a ampliar seu consumo. São esses acréscimos que determinam a necessidade de ampliação do sistema e, em consequência, os novos custos impostos à sociedade.

A grande vantagem de aplicação da nova metodologia está no fato de que o custo marginal de fornecimento constitui o fundamento para se atribuir a cada grupo de consumidores, por exemplo, num determinado nível de tensão, a fração correspondente ao custo do serviço que lhes será prestado, conferindo, deste modo, a base justa e racional ambicionada e, consequentemente, permitindo o embasamento seguro das tarifas (DNAEE, 1984).

Um obstáculo corrente a uma aplicação rigorosa da metodologia de custos marginais no país, está em que ela redundaria em custos diferenciados por empresas, o que implica na necessidade de uma desqualificação tarifária.

Além deste, outros aspectos devem ser ainda citados como dificuldades à serem vencidas no pleno processo de adoção dos custos marginais, como base tarifária para o setor elétrico (Bajay, 1990), tais como :

- necessidade de conhecimento dos custos marginais de longo e de curto prazos;
- necessidade de conhecimento da distribuição dos custos marginais, a nível do próprio sistema :
 - i) por subestação principal;
 - ii) da geração descentralizada;
 - iii) da cogeração e da conservação de energia elétrica.

3.3 - Tarifa de energia elétrica

Apesar das fortes crises econômicas que o país vem enfrentando desde o início da década de 80, o crescimento da demanda por energia elétrica simplesmente foi atenuado, o que exige, por parte do setor elétrico, a manutenção da expansão do sistema para atendê-lo.

Esta expansão do sistema elétrico, exigida pelo crescimento do consumo, em contraste com as, também crescentes, dificuldades financeiras geradas pelas crises econômicas, vêm comprometendo seriamente a qualidade do serviço de eletricidade, em virtude dos sucessivos cortes nos investimentos necessários à ampliação do

sistema elétrico, como se pode constatar pelos períodos de racionamento sofridos pelas regiões sul e nordeste do país no final da década passada.

As condições ideais de atendimento do mercado consumidor de energia elétrica esbarram, atualmente, em tarifas que inviabilizam o investimento, elevados níveis de endividamento das empresas e a manutenção de subsídios intra e intersetoriais significativos.

O pleno conhecimento dos custos, ao longo do tempo, do serviço de energia elétrica, através da metodologia de custos marginais, permitiu ao poder concedente, estabelecer custos diferenciados do serviço durante o dia ou ano e, com base nestes, sinalizar aos consumidores a busca pela racionalização do consumo através de incentivos tarifários que os induzam a programar suas demandas para os horários, dias e meses do ano em que o custo de suprimento seja mais baixo.

Através desta sinalização se está buscando o planejamento da curva de carga, com a redução da demanda solicitada no período de ponta - período do dia e do ano em que se observa a maior demanda coincidente de energia elétrica para o sistema -, distribuindo a mesma, para períodos que se dispõem de menor solicitação do sistema, como por exemplo, ao longo do dia, a madrugada.

Dessa forma, o sistema de oferta se torna mais amplo num primeiro instante - viabilidade de suprimento de demanda adicional sem a respectiva ampliação do sistema -, e mais eficiente numa segunda etapa, na medida em que as tarifas levam a uma utilização mais racional das instalações existentes,

reduzindo a necessidade de investimentos e consequentemente, diminuindo os custos incorridos, tanto por parte do suprimento quanto por parte do consumo (Albouy, 1983). Adiciona-se, também, a justiça social, pelo fato de que os custos são, agora, alocados aos grupos de consumidores que as ocasionam, não havendo mais a possibilidade de diluição dos custos de determinada classe de consumidores pela distribuição dos "antigos custos médios" por todos os consumidores, indiscriminadamente, o que impõe a racionalização do consumo (Andrade, 1990)d.

A nova estrutura tarifária está sendo progressivamente implantada, e apresenta a característica de ser bastante simples para os pequenos consumidores e mais complexa e elaborada para os grandes consumidores (DNAEE, 1992), (Guimarães, 1986).

A tarifa azul, para grandes consumidores, foi desenvolvida entre 1982 e 1985. Ela criou os postos tarifários de ponta - período de maior consumo diário, com uma duração de três horas nos dias úteis -, e fora de ponta - restantes vinte e uma horas nos dias úteis, mais sábados e domingos -, e dos períodos seco - meses com menores índices de precipitação pluviométrica - e úmido - meses com altos índices de precipitação pluviométrica -. A tarifa azul está em utilização desde 1986, atingindo todos os consumidores, de qualquer nível de tensão, que tenham uma demanda contratada igual ou superior a 500 kW.

A tarifa verde, binômia* , teve sua atividade de implantação desenvolvida no período de 1986 à 1989 e busca atingir os consumidores de médio porte - entre 50 kW e 500 kW.

* - Tarifa Binomia - contém componentes de demanda e de consumo.

Ela dispõe de duas variantes, que são :

Tarifa básica - uma componente para demanda , em Cr\$/kW, e outra para consumo, em Cr\$/kWh.

Tarifa de curta utilização - dispõe de apenas um preço para a demanda, em Cr\$/kW, relativamente baixo e aplicável apenas para o período fora de ponta e dois preços para o consumo, nos períodos de ponta e fora da ponta, com forte diferenciação. Neste caso o segmento de ponta não é considerado apenas aos domingos.

Assim sendo, o consumidor de médio porte que tem condições de deslocar seu consumo do segmento de ponta para fora deste período, tem duas alternativas à sua disposição :

Tarifa verde - (curta utilização) quando existe a possibilidade de deslocamento, mas há dificuldade de manter esse afastamento de forma segura; ou

Tarifa azul - (horo-sazonal) quando houver condições de manter de forma segura e permanente o afastamento da carga de ponta.

A tarifa amarela, monômnia¹⁰, encontra-se ainda em análise para futura implantação e terá o preço da energia fixado, tanto quanto possível, próximo ao seu custo real. Será composta de quatro versões : residencial, rural, iluminação pública e "outros".

O conceito básico da tarifa amarela é a sinalização da existência de um período na curva de carga diária com custo reduzido, que é o de carga leve, de madrugada, com um baixo valor de tarifa durante um período de cerca de oito horas, que poderia

¹⁰ - Tarifa Monômnia - contém apenas o componente de consumo.

ser utilizado para acumulação de água quente, irrigação, fornos de panificadoras, etc.

A tarifa residencial, visando a consolidação de fornecimento de bens de serviço a todas as classes sociais, poderia manter, ainda, a continuidade da tarifa progressiva por faixa de consumo.

O consumidor de baixa tensão ou de média tensão e menor porte, poderá optar entre três alternativas :

Tarifa amarela simples - não há diferenciação de preços ao longo do dia, dispensando a necessidade de modificação de seus hábitos.

Tarifa amarela com dois preços - vantajosa para aquele consumidor que pode alterar os seus hábitos de consumo.

Tarifa verde - caso lhe seja vantajosa, considerando a própria estrutura de consumo.

Pode-se concluir que o sistema tarifário nacional vem sendo modernizado de modo a prover, no futuro, uma estrutura e níveis tarifários que resultem na geração de recursos às concessionárias para expansão e operação do sistema, além de sinalizar aos consumidores a necessidade de agir racionalmente, visando liberar a energia para o sistema como um todo, a redução de custos e a promoção da justiça social no suprimento de energia elétrica, buscando alocar os custos inerentes à cada grupo de consumidores, em função de seus hábitos de consumo e possibilidade de racionalizá-los.

Os valores finais das tarifas são determinados considerando a política de tarifas públicas do governo, as tarifas de referência para energia elétrica, aspectos econômico-financeiros do setor, aspectos operacionais do sistema, além de outras considerações de ordem social, legal, comercial, etc.

A "tradução" dos custos de energia elétrica na sua tarifa perde grande parte da coerência quando se designa, por exemplo, a manutenção de programas sociais à cargo do setor elétrico. Os atuais e graves problemas sociais brasileiros não devem ser desconsiderados evidentemente, porém, esta "conta" não deve ser imposta à um setor de serviço, e sim à sociedade como um todo, através de programas de governo, sendo o setor elétrico apenas o veículo de implantação.

A expectativa do setor elétrico é que, a médio e longo prazos, estas distorções sejam retiradas do processo de conversão dos custos para a tarifa do serviço, passando a haver uma plena identificação das tarifas com os custos, o desempenho técnico e a saúde econômico-financeira de cada concessionária.

No caso brasileiro, em função da permanente "conjuntura econômica adversa", o cancelamento e reprogramação de obras do planejamento do setor elétrico são uma constante, tornando cada vez mais latente a existência de custos marginais diferenciados de curto e longo prazos (Bajay, 1991), fazendo com que seja necessário a adoção de uma média ponderada entre estes custos.

Com este intuito foi proposto, e está em desenvolvimento, o projeto de revisão tarifária, que tem por objetivo determinar a estrutura e os níveis tarifários, tanto para o consumidor final, como entre empresas concessionárias.

A revisão compreende, além da atualização dos custos marginais de fornecimento e suprimento, a análise da metodologia até então utilizada, promovendo-se os aperfeiçoamentos necessários, ou a criação de novas metodologias, se for o caso.

Com isto, entre outras coisas, espera-se desenvolver um

sistema, ao nível nacional, capaz de avaliar periodicamente o afastamento entre custos e tarifas, de modo a permitir os ajustes tarifários, quando necessários.

3.4 O plano plurianual de investimentos

O plano plurianual de investimentos do setor elétrico -PPE é o documento que consolida a previsão de acréscimos de obras individuais das concessionárias que compõem o sistema elétrico brasileiro, para os próximos cinco anos.

Este documento é a base para a elaboração do orçamento anual do setor elétrico. Ele deve ser analisado pelo congresso nacional, segundo lei de diretrizes orçamentárias (L.D.O.)

De uma forma sucinta, o PPE consolida a perspectiva de investimento de cada concessionária e representa a capacidade do setor na ampliação e reformulação do sistema elétrico, considerando a disponibilidade econômico-financeira das empresas autônomas, e os limites fixados por lei para as empresas do grupo ELETROBRÁS, no atendimento do crescimento de mercado de energia elétrica previsto para o próximo decênio.

Neste contexto, pode-se deduzir que tanto o PPE quanto o "Documento de Planejamento"¹¹, não refletem a plena necessidade de obras para a próxima década, e sim o que é factível de

¹¹ -Documento de Planejamento contém o Plano Decenal de investimentos do setor elétrico e é composto pela associação dos PPE's das concessionárias mais os estudos decenais da ELETROBRÁS, realizados de forma colegiada pelo setor elétrico.

realização, principalmente para o primeiro quinquênio, dada a situação financeira corrente de cada concessionária.

É possível, portanto, afirmar-se que o gradual sucateamento a que vem sendo submetido o sistema elétrico brasileiro deverá continuar ao menos por mais algum tempo, uma vez que os limites de dispêndio, fixados pelo L.D.O., no Documento de Planejamento, vem sendo sucessivamente reduzidos.

A situação atual está bem refletida pela sucessiva reprogramação de obras no setor elétrico, de forma mais visível no programa de geração, dado o grande investimento individual para a execução de cada nova obra.

A tabela 3.1 apresenta as reprogramações de algumas obras, verificadas no período posterior à conclusão do "Plano 2010", até a análise do plano decenal de 1990, havendo ainda novas reprogramações posteriores, porém, como ainda não consolidadas, ou informadas oficialmente, fixar-se-á a referência no GCPS-90, que é representativa na avaliação das dificuldades do setor elétrico.

Tabela 3.1 - Programa Decenal de Geração GCPS-90 - Principais usinas - Comparação de cronogramas com o "Plano 2010" e com o GCPS-89

Usina	Pot.Inst MW	Plano 2010 (A)	Início de operação		Deslocamento	
			GCPS-89 (B)	GCPS-90 (C)	(A-B) (A-C)	em meses
Sistema Sul						
J.Lacerda	350	SET-90	JUN-91	JUN-93	9	33
Jacui	350	JUN-91	MAR-92	JUN-94	9	36
Segredo	1.260	SET-91	SET-92	SET-92	12	12
Candiota-III	350	JUL-92	DEZ-94	DEZ-96	29	53
D.Francisca	125	SET-92	SET-95	DEZ-95	37	40
Itá	1.620	OUT-92	JUN-95	JUN-97	32	56
Campos Novos	880	SET-93	SET-97	SET-00	49	85
Salto Caxias	1.000	SET-94	SET-97	SET-98	37	49
Cand.-III-2	350	DEZ-96	DEZ-97	DEZ-99	12	36
Sistema Sudeste/Centro-Oeste						
Taquarucu	505	AGO-89	FEV-90	FEV-92	6	30
Manso	210	DEZ-91	DEZ-93	DEZ-96	24	60
Corumbá	375	DEZ-92	ABR-94	ABR-97	16	52
Miranda	390	MAR-93	JUN-94	JUN-95	15	27
Nova Ponte	510	JUN-92	JUN-94	JUN-93	24	12
S.da Mesa	1.200	ABR-93	ABR-95	ABR-96	24	36
P.Primavera	1.818	MAI-91	MAI-95	MAI-95	49	49
Cana Brava	480	MAR-94	SET-95	SET-98	18	54
Simplício	180	OUT-92	OUT-95	OUT-99	37	85
Angra II	1.245	DEZ-92	DEZ-95	DEZ-96	37	49
Sapuçaia	300	DEZ-92	DEZ-96	DEZ-00	49	97
Formoso	340	MAR-95	MAR-97	MAR-99	24	48
Sistema Norte/Nordeste						
P. do Cavalo	600	MAR-92	JAN-94	DEZ-96	22	57
Xingó	5.000	OUT-92	JUL-94	DEZ-94	21	27
Tucuruí II	3.300	JAN-94	JUN-96	JAN-99	29	65
Sistemas Isolados do Norte						
C.Porteira	700	JUN-95	JUN-97	JUN-00	24	60
Ji Paraná	512	MAR-96	MAR-99	após00	36	--

Fonte - ELETROBRAS GCPS89 / GCPS90 / "PLANO 2010"

Tendo em vista o exposto, tem-se uma sombria perspectiva de degradação dos serviços de eletricidade, pela redução da disponibilidade energética, que pode ser explicitada pela

ampliação dos riscos de déficit¹², ilustradas na figura 3.1.

GCPS - CICLO DE 1989
SISTEMAS INTERLIGADOS N/NE E S/SE/CO
RISCOS DE DÉFICIT (%)

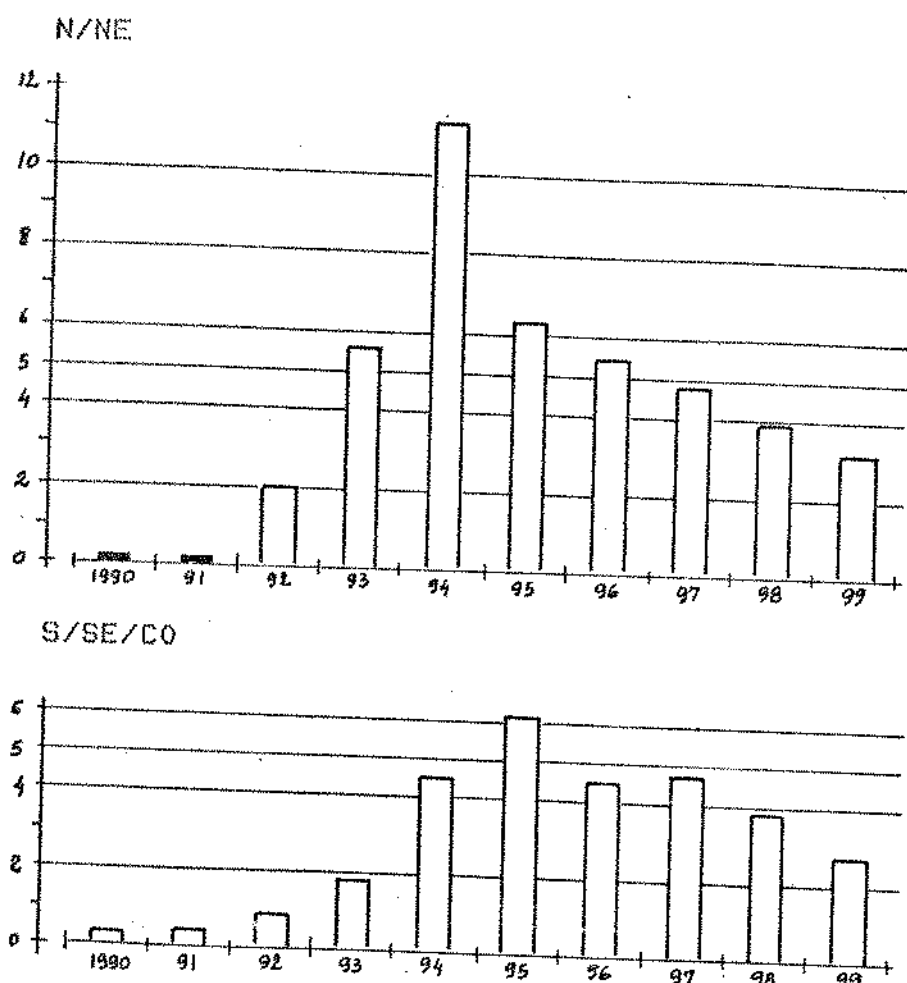


Figura 3.1 - Risco de déficit associado ao Plano Decenal de Geração 1990/1999, em % .

A redução do risco de déficit nos anos finais do decênio é devida à não consideração de parcelas de comprometimento

¹² - Probabilidade de não atendimento à carga em função da disponibilidade energética esperada.

financeiro no ano inicial da análise ou nos próximos, o que indica a tendência de novas postergações, quando estas parcelas se apresentarem. Os baixos índices no final do horizonte também se explicam pela necessidade de programação de obras para assegurar o atendimento ao mercado previsto, e não ao comprometimento do setor com a disponibilidade de recursos para a sua execução.

De uma forma simplificada, pode-se afirmar que os valores reduzidos do risco de déficit nos primeiros anos da década se devem às características de regularização plurianual dos reservatórios do parque gerador nacional e da atual disponibilidade de armazenamento.

Atualmente, também se dispõe de boas condições de suprimento, devido à grande redução dos requisitos de mercado ao longo da década de 80 e início dos anos 90, proporcionalmente superior aos atrasos da reprogramação das obras de geração. Assim sendo, a recessão econômica tem "salvo" o setor elétrico. Caso contrário, o setor elétrico teria "causado" uma recessão, devido à indisponibilidade de energia para o atendimento dos requisitos de mercado.

3.5 - Os subsídios do Setor Elétrico Brasileiro

Conforme já foi mencionado, a composição tarifária pode englobar diversas formas de subsídios.

Alguns desses subsídios são explícitos, enquanto outros são inerentes aos processos industriais, isto é, estão embutidos nas diversas formas de energia utilizadas no processo produtivo, como, por exemplo, no caso da energia magnetizante em máquinas

rotativas, que requerem energia elétrica reativa do sistema elétrico de suprimento, cuja utilização, em geral, não segue os preceitos de eficiência esperados.

Nos últimos anos, o poder concedente vem buscando eliminar os vários subsídios setoriais e desenvolver metodologias que viabilizam a identificação da real necessidade de energia elétrica produtiva, requerida pelo processo industrial, coibindo ou cobrando pela energia elétrica desperdiçada ou perdida pela forma de consumo ou pela baixa eficiência de tecnologia, associada ao processo industrial em utilização pelos consumidores.

A forma de subsídio mais inconveniente, devido ao caráter paternalista, imposto para o setor elétrico e, às vezes, até para a nação, é aquela associada à determinado produto final ou combustível consumido por camadas sociais carentes da população, ou regiões economicamente subdesenvolvidas.

Alguns exemplos podem ser observados até em justificativas de obras do setor elétrico, que passou a incorporar, como função própria, a cessão de subsídios.

O caso das usinas termoelétricas à carvão da região sul é um bom exemplo. Destaque-se a seguinte "justificativa" de uma dessas obras (ELETROBRÁS, 1989):

" No caso específico desta obra, o desenvolvimento dos serviços de construção apresentam um potencial de geração de 4.000 empregos diretos e 12.000 indiretos na região. Ao longo de sua vida útil, cerca de US\$ 4,2 bilhões serão injetados na economia regional, proporcionando 8.400 empregos ".

Isto demonstra que não importa se o projeto é competitivo ou não

nos sistemas elétricos nacional ou regional.

Uma outra forma de subsídio, cruzado, pode ser verificado nas tarifas especiais, como no caso do alumínio, que envolve vários objetivos governamentais, como o emprego regionalizado, desenvolvimento social, assentamento de populações, exportação, etc., fazendo com que haja um grande componente de energia elétrica agregada ao produto final, nem sempre ressarcida pelas pseudo vantagens da contrapartida do consumidor (Moraes, 1990).

Concluindo, não se quer desconsiderar os aspectos relevantes que motivam as decisões governamentais no estabelecimento dos subsídios, porém estas "contas", não podem ser totalmente alocadas a um único setor penalizado, por ser o veículo do serviço a que se agregou o subsídio. A "conta social e desenvolvimentista" deve ser paga pelo conjunto de setores da nação, mesmo quando é mais fácil e simples alocar-se à um deles.

3.6 O custo da energia elétrica conservada

Seguindo a tendência mundial de conservação de energéticos, que ganhou expressivos aliados quando da elevação dos preços do petróleo nas décadas de 70 e 80, o setor elétrico também busca racionalizar o uso de seu energético, como uma forma de redução dos investimentos na ampliação dos sistemas elétricos, e melhoria da eficiência na produção industrial e nos equipamentos de uma forma geral.

As metas de conservação de energia elétrica identificadas no "Plano 2010" por exemplo, apresentam significativas reduções dos requisitos de mercado no período considerado, atingindo cerca de 10 % para o ano 2000 e 13 % em 2010.

A tabela 3.2 apresenta as previsões de mercado e de conservação de energia elétrica vinculadas no "Plano 2010".

Tabela 3.2 - Previsão do consumo total de energia elétrica (1986/2010) e metas de conservação do PROCEL^{1a} (TWh)

Região	1986	1990	1995	2000	2005	2010
Norte + MA	9,2	19,4	28,4	36,7	52,4	65,0
Nordeste - MA	23,2	30,5	45,3	63,5	83,1	106,6
Sudeste + C.Oeste -MS	119,2	149,4	197,2	249,4	308,7	375,6
Sul + MS	24,1	34,6	50,1	71,1	94,9	121,6
Brasil	175,7	233,9	321,0	420,7	539,1	668,8
PROCEL (metas) (-)	-	4,5	16,8	41,4	64,9	88,1
Conservação (%)	-	1,8	5,2	9,8	12,0	13,2

Fonte : "Plano 2010"

Em termos de potência média (TWh / 8760), se disporia de uma usina da ordem de 4.720 MW, similar ao complexo Jupia/Ilha Solteira, em 2000, sem dúvida uma redução significativa, e para o fim do horizonte do "Plano 2010" cerca de 10.000 MW, que é próximo à capacidade de uma usina do porte de ITAIPU.

Para a efetivação das metas de conservação de energia elétrica do PROCEL, pretende-se atuar através das seguintes diretrizes (ELETROBRÁS, 1987):

- Promoção, educação e divulgação;
- Aspectos legais e normativos;
- Sinalização tarifária;
- Adequação dos recursos;
- Caracterização do mercado dos diversos segmentos;
- Pesquisa e desenvolvimento de tecnologia;

^{1a} - PROCEL Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

- Normalização.

O PROCEL cumpriu e ainda desenvolve parte das diretrizes elencadas, como a do trabalho de divulgação e preparação dos consumidores. Os demais tópicos relacionados, praticamente não foram iniciados.

A sinalização tarifária é um instrumento poderoso de grande influência e repercussão nas metas propostas pelo PROCEL. Ela está sendo conduzida, conforme já comentado, pelo DNAEE, e se constitui no trabalho mais efetivo de conservação de energia elétrica, visando a planificação da curva de carga no país.

Após a divulgação de suas metas, o PROCEL praticamente "emperrou", ou seja, o desenvolvimento das mesmas ficou relegado a outros planos, face aos demais problemas do setor elétrico, havendo, inclusive, tendências a eliminação do próprio PROCEL.

O desenvolvimento ocorrido em conservação de energia elétrica, deu-se em virtude de iniciativas particulares de concessionárias, instituições de pesquisa e ensino e de consumidores, que passaram a desenvolver trabalhos de interesse próprios que figuravam nas metas do PROCEL.

Como é de praxe nos "Programas Brasileiros", as metas são por demais ambiciosas e a responsabilidade dos programas, praticamente se encerra com a divulgação das mesmas.

Entretanto, mesmo não se considerando totalmente as perspectivas apresentadas pelo "Plano 2010", 4.750 e 10.000 MW médios, respectivamente para os anos de 2005 e 2010, a usina virtual, que estará disponível ao sistema, irá fornecer desde o início dos trabalhos de conservação de energia elétrica. O mesmo

não se verifica com uma obra real, onde só se disporia do primeiro MWh após o término das construções civis e da instalação da primeira máquina, o que de forma otimista e com recursos disponíveis, levaria cerca de 10 anos.

Do imobilismo do PROCEL pode-se concluir que a redução das previsões de mercado verificadas são resultados ligados mais à recessão econômica, do que a efetiva atuação em trabalhos de conservação de energia elétrica. Em relação aos tópicos apresentados pelo Plano 2010, constata-se o seguinte :

- Houve pouco ou nenhum avanço na legislação e normatização, não havendo praticamente nenhum fato relevante, além do programa de etiquetagem de geladeiras e da repotenciação dos padrões de lâmpadas;
- os programas setoriais não dispõem, em sua maioria, de verbas do programa e tem sido desenvolvidos por iniciativas isoladas de empresas, concessionárias e instituições de ensino e pesquisa.
- o processo de pesquisa e desenvolvimento também não dispõe de recursos suficientes para o desenvolvimento conjunto com a indústria e sobrevive de esforços isolados e tentativas de integração entre as universidades, concessionárias e a indústria, porém, sem a intensidade e velocidade desejadas.

O quadro apresentado revela uma tendência de tratamento marginal à Conservação de Energia Elétrica, tornando o programa apenas um panfletório enganoso, pois, mesmo não se dispondo de recursos financeiros, as tarefas de organização e coordenação do programa poderia induzir e direcionar os esforços individuais para objetivos menos ambiciosos mas factíveis.

No "Plano 2015" também não há perspectivas de alteração da situação exposta, conforme pode-se observar pela avaliação dos resultados preliminares apresentados no relatório 3, "Perspectivas do mercado e da conservação de energia elétrica" (ELETROBRÁS, 1992).

O PROCEL passa a tratar do assunto por usos finais da energia elétrica, classificando-os como : Força-motriz, processos eletrotérmicos, iluminação, refrigeração e condicionamento de ar. Mas o discurso continua o mesmo, isto é, apenas um discurso. Não há vislumbre de ações coordenadas que venham a viabilizar, ou dar sustentação, às premissas apresentadas. A tabela 3.3 apresenta as projeções de mercado e conservação de energia elétrica previstas pelo PROCEL.

Tabela 3.3 Previsão do consumo total de energia elétrica (1990 - 2015) e metas de conservação de energia (TWh)

Cenários	1990	1995	2000	2005	2010	2015
I	210,3	249,2	302,7	405,1	510,0	629,6
II	210,3	254,5	344,2	461,9	574,8	707,1
III	210,3	278,3	378,5	517,4	660,5	836,7
IV	210,3	278,9	397,6	544,9	724,2	950,1
PROCEL						
I		3,00	9,09	21,07	42,84	63,94
II		3,62	14,69	31,33	50,94	75,82
III		4,57	17,81	44,16	70,82	105,28
IV		5,19	20,01	49,48	81,61	123,70

Fonte : Projeto 3 Plano 2015

Complementando os dados da ELETROBRÁS/PROCEL, contruiu-se a tabela 3.4 que dispõe dos dados de conservação de energia elétrica de forma percentual e de potência média (TWh/8760) em relação aos cenários de mercado apresentados pelo Plano 2015.

Tabela 3.4 Conservacao de Energia Elétrica do Plano 2015 (%) e potência média conservada (GW), para os cenário de mercado do Plano 2015

Conservação (%)	1995	2000	2005	2010	2015
I	1,20	3,00	5,20	8,40	10,16
II	1,42	4,27	6,78	8,86	10,72
III	1,64	4,71	8,53	10,72	12,58
IV	1,86	5,03	9,08	11,27	13,02

Potencia média (GW)					
I	0,30	1,00	2,40	4,90	7,30
II	0,40	1,70	3,60	5,80	8,70
III	0,50	2,00	5,00	8,20	12,00
IV	0,60	2,30	5,10	9,30	14,10

O Plano 2015 descreve, ainda, uma distribuição de responsabilidade sobre o montante total a ser conservado entre os diversos setores componentes do mercado global. Como exemplo a tabela 3.5 transcreve as premissas do cenário I do Plano 2015.

Tabela 3.5 Participação percentual dos setores nas metas de conservação de energia elétrica do PROCEL

SETOR	PARTICIPAÇÃO	
	(%)	TWh
Industrial	59,3	37,98
Residencial	15,2	9,72
Comercial	21,4	13,68
Iluminação Pública	4,1	2,62

Para obter estas metas, o PROCEL "recomenda" ao setor industrial : " medidas que necessitarão de pouco investimento, associadas à redução do consumo de energia reativa ou medidas que acarretarão maiores dispêndios como reforma nas instalações elétricas, melhoria nos sistemas de proteção, de transmissão máquina-motor ou substituição de equipamentos."

Além dessa "recomendação", considerou :

- a entrada de motores de alto rendimento;
- a difusão do mercado de inversores (usados em função da produção);
- recomendações de natureza gerencial e operacional nos processos eletrotérmicos.

Como se pode observar o PROCEL também no "Plano 2015", (ELETROBRÁS, 1992), tem apenas características de panfletório, pois "recomenda" medidas e não prevê ações mais efetivas e normatizadoras na busca da conservação da energia elétrica no setor do mercado que representa cerca de 60% de suas metas.

Consequentemente, parece que as metas de conservação de energia elétrica dependerão, ainda, muito mais da manutenção da crise econômica e dos esforços isolados do que de uma efetiva

programação, participação e coordenação do programa de
conservação de energia elétrica pelo PROCEL.

Capítulo 4

A ENERGIA ELÉTRICA REATIVA

4.1 Caracterização

A energia elétrica alternada, sob o ponto de vista conceitual, é formada pela composição de dois fasores que representam as grandezas elétricas fundamentais :

Energia ativa : nos processos produtivos que utilizam a energia elétrica, somente esta forma de energia é responsável pela transformação em energia mecânica, térmica ou luminosa.

Energia reativa : é a componente responsável pela formação dos campos eletromagnéticos, necessários ao funcionamento de certos equipamentos como motores, transformadores, reatores, capacitores, lâmpadas fluorescentes, fornos de indução, etc. Esta componente não produz trabalho.

A energia elétrica reativa, portanto, é caracterizada como um mal necessário, pois determinados tipos de equipamentos elétricos requerem, para viabilizar a realização de trabalho, esta forma de energia.

Um motor elétrico, por exemplo, quando em operação sem carga, consome quase que exclusivamente energia reativa. Este consumo mantém-se praticamente constante nas diversas condições de carregamento do motor.

A composição vetorial dessas duas grandezas elétricas

produz, como resultante, a energia elétrica aparente ou total, que é a responsável pelo dimensionamento dos sistemas elétricos residenciais, comerciais, industriais, etc. A sua representação vetorial dada por :

$$\overrightarrow{\text{Energia Aparente}} = \overrightarrow{\text{Energia Ativa}} + \overrightarrow{\text{Energia Reativa}} \quad (4.1)$$

ou

$$\text{Energia Total} = \text{Trabalho} + \text{Campo Eletromagnético} \quad (4.2)$$

ou ainda, em unidades físicas de potência:

$$\text{Volt Ampère (VA)} = \text{Watt (W)} + \text{Volt Ampère Reativo (VAR)}$$

de energia :

$$\text{Volt Ampère hora (VAh)} = \text{Watt hora (Wh)} + \text{Volt Ampère Reativo hora (VARh)}$$

Esta mesma relação pode ser obtida através da soma vetorial gráfica, ou triângulo de potência, entre as potências ativa e reativa, ver figura 4.1.

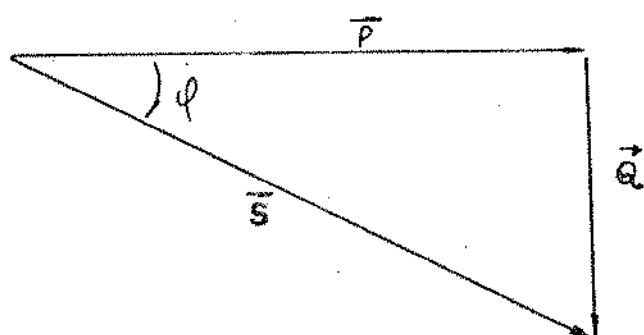


Figura 4.1 Triângulo de Potência/Energia

$\overrightarrow{S}$ = Potência aparente ou total, em VA

$\overrightarrow{P}$ = Potência ativa, em W

$\overrightarrow{Q}$ = Potência reativa, em VAR

O termo mais conhecido dos consumidores de energia, de uma forma geral, é a energia ativa, em Watt hora, por ser o valor apresentado nas contas residenciais, representando o montante de energia útil, transformada em trabalho, pela unidade consumidora no período de faturamento, em torno de 30 dias.

Entretanto, mesmo numa residência se dispõe de ambas as formas de energia, ativa e reativa, sendo a parcela reativa desprezada para o cálculo da fatura mensal em residências. Neste tipo de consumo, absorve-se energia reativa nos equipamentos de refrigeração - geladeira e freezer -, controle térmico - ar condicionado -, iluminação fluorescente, e em todos os motores de eletrodomésticos como máquinas de lavar, aspiradores, ventiladores, liquidificadores, etc.

Os consumidores industriais, principalmente, e comerciais possuem um consumo de energia reativa mais significativo, em função do porte de suas instalações e equipamentos, razão pela qual não mais se despreza esta avaliação, sendo apresentado em cada fatura ambas as componentes, a parcela ativa e a reativa (Andrade, 1989).

Do triângulo de potência observa-se que, mantendo constante o valor da potência ativa, isto é, para um determinado volume de trabalho requerido, quanto menor for a potência reativa, menor será a potência aparente solicitada pela unidade consumidora.

Sendo os valores ativos responsáveis pela realização do trabalho e os valores aparentes resultado do total de energia elétrica requisitada do gerador ou sistema de suprimento, conclui-se que a situação ideal é aquela em que a componente ativa é igual a componente aparente, ou seja, toda a energia

gerada e transmitida àquela unidade consumidora é convertida em trabalho, não havendo consumo de energia reativa.

Esta situação ideal, na prática, é impossível. Para medir o desempenho de uma instalação elétrica, em termos de energia reativa, utiliza-se a relação entre as componentes ativa e aparente, buscando-se conhecer a eficiência na utilização da energia posta à disposição desse consumidor, ou seja, que parcela da energia total está sendo transformada em trabalho. Esta relação se denomina fator de potência :

$$\text{Fator de Potência (FP)} = \frac{\text{Potência ativa}}{\text{Potência aparente}} = \frac{\text{Watt}}{\text{Volt Ampère}} \quad (4.3)$$

Do triângulo de potência tem-se :

$$\text{Fator de potência} = \cos \phi = \frac{P}{S} \quad (4.4)$$

Pode-se, então, afirmar que quanto mais próxima a potência ativa estiver da potência aparente, ou seja, mais próxima a relação P / S estiver da unidade, maior será a eficiência do equipamento ou instalação elétrica, ou ainda, maior será a transformação de energia elétrica em trabalho (Moulet, 1989), (EDP, 1989).

Em função desta eficiência, os investimentos nos sistemas elétricos de produção e transporte serão maiores ou menores para atender os requisitos do mercado consumidor.

Anular a potência reativa em um sistema elétrico é impossível na prática, dada a sua grande variação no tempo, em função da variação do montante de máquinas e solicitações feitas ao sistema elétrico. Pode-se, entretanto, utilizar as características inversas dos capacitores e indutores (reatores),

que, associados de forma conveniente, podem vir a reduzir as necessidades de potência reativa requisitadas pelos equipamentos ou sistemas elétricos consumidores (Andrade, 1980).

Os equipamentos ou sistemas elétricos, de uma forma simplificada, podem ser caracterizados como tendo uma impedância equivalente, com uma componente resistiva e uma reativa. Assim, esta impedância equivalente pode ser equacionada como :

$$Z = R + j X \quad (\text{ohm}) \quad (4.5)$$

onde :

Z = impedância equivalente do equipamento ou sistema;

R = componente resistiva ; e

X = componente reativa.

A componente reativa do sistema ou equipamento é constituída pela associação das parcelas indutivas e capacitivas próprias. Por exemplo, um motor elétrico é constituído basicamente por indutâncias, provenientes das bobinas do enrolamento deste motor, responsáveis pela criação do campo magnético que viabiliza a conversão da energia elétrica em mecânica na realização de trabalho. Este bobinamento é representado como uma componente reativa indutiva da impedância desse motor, na equação (4.6) :

$$Xl = 2 \pi f l \quad (4.6)$$

onde :

Xl = reatância indutiva, em ohm ;

f = frequência, em Hertz ; e

l = indutância do bobinamento, em Henry.

O acionamento do motor provocará o aparecimento da potência indutiva, proveniente do campo eletromagnético criado pelo

bobinamento da máquina, e a potência aparente será :

$$S = P + j Q \quad (4.7)$$

onde :

S = potência total do suprimento, em VA ;

Q = potência reativa indutiva do bobinamento, em VAR; e

P = potência da transformação energia elétrica em mecânica, em W.

Associando-se à esse motor um equipamento que tem características inversas ao efeito do bobinamento, ter-se-á energia reativa inversa àquela requisitada pelo motor. Por conseguinte, parte do suprimento dos requisitos do bobinamento será fornecida por este equipamento, que é o capacitor, e a diferença comporá os requisitos a serem solicitados à fonte supridora.

O capacitor irá apresentar uma reatância capacitiva, que é obtida pela equação (4.8):

$$X_c = \frac{1}{2 \pi f C} \quad (4.8)$$

onde :

X_c = reatância capacitiva, em ohm ;

f = frequência da rede, em Hertz ; e

C = capacitância, em Faraday.

A associação do capacitor irá compor a impedância equivalente do motor, que passa a ser :

$$Z = R + j (X_l - X_c), \text{ em ohm} \quad (4.9)$$

onde a reatância equivalente $X = X_l - X_c$ passa a ser o saldo da composição do equipamento ou sistema em relação às

características indutivas (X_L -bobinas) e capacitivas (X_C -capacitor associado),

Sendo a impedância uma soma vetorial, seu módulo é dado por :

$$|Z| = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2} \quad (4.10)$$

que é tão menor quanto mais próximo a zero for a relação $(X_L - X_C)$.
Transferindo este conceito para o triângulo de potência, figura 4.2 tem-se :

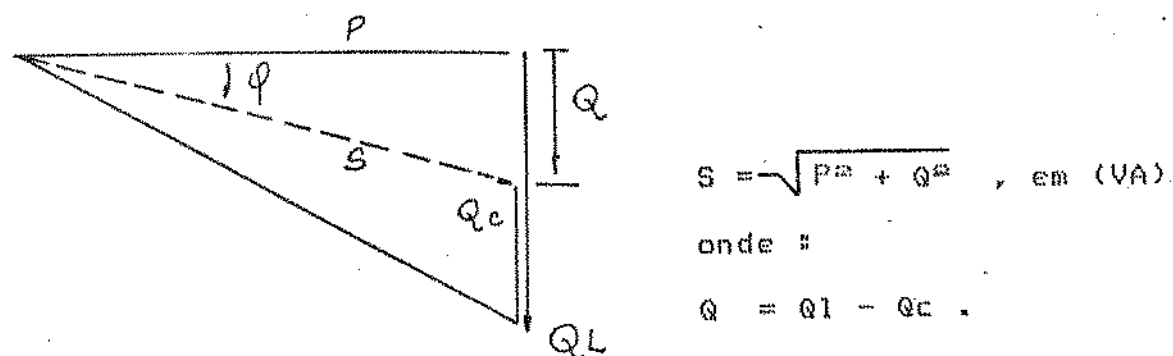


Figura 4.2 - Integração dos valores reativos

Portanto, é viável, pela introdução da componente reativa de sinal contrário, ou efeito inverso, a redução da potência tanto indutiva como capacitiva, pela inclusão de capacitores ou indutores, respectivamente, ao sistema ou equipamento.

Nos sistemas elétricos industriais, comerciais, residenciais e outros que compõem o mercado de energia elétrica, a parcela reativa de maior expressão é a indutiva, em função dos equipamentos utilizados, como motores, transformadores, reatores para lâmpadas fluorescentes, etc., razão pela qual é utilizado, de uma forma genérica, o termo "compensação reativa" para a prática de instalação de bancos de capacitores nos sistemas elétricos de concessionárias e consumidores, visando melhorar a relação de eficiência entre a energia disponível e a realização

o trabalho, ou, colocando de uma outra forma, o fator de potência das instalações.

2.2 Influência da energia elétrica reativa no desempenho do sistema elétrico.

Os sistemas elétricos possuem diversos níveis de tensão, desempenhando distintas funções no suprimento aos requisitos do mercado consumidor.

Os requisitos de energia elétrica reativa são de dois tipos. Há os requisitos próprios de cada sistema e aqueles inerentes ao transporte da energia elétrica desde a geração até este sistema.

Em relação a estes últimos, é usual se representar os sistemas elétricos de transporte das concessionárias através de "equivalentes elétricos", divididos segundo as funções de transmissão, subtransmissão e distribuição.

Os principais componentes destes "equivalentes" dos sistemas elétricos são as linhas ou elos entre as fontes e os pontos de consumo, e como qualquer outro equipamento elétrico, são compostos por resistências, indutâncias e capacitâncias.

As resistências são caracterizadas pelo material e dimensões do condutor selecionado para efetuar a conexão entre a fonte e o consumo de energia elétrica.

Desta forma, a resistência da linha é dimensionada em função das características da máxima corrente elétrica, ou potência, que o condutor deve suportar. Uma vez escolhido, a "resistência equivalente" será o produto da resistência específica do condutor pelo comprimento da linha :

$$R = \rho \frac{l}{s} \quad (4.11)$$

onde :

R = resistência específica , em ohm ;

ρ = resistividade do material, em ohm / m ;

l = comprimento do condutor, em m;

s = seção transversal do condutor, em m².

Normalmente, as características do condutor, selecionado em função da potência ou corrente a ser transportada, são tabeladas por unidade de peso ou comprimento, bastando, portanto, para a obtenção da resistência equivalente, a multiplicação dos valores unitários pelos montantes de peso ou comprimento totais da linha.

Os valores da indutância e da capacitância da linha, entretanto, além das características próprias do material, dimensões e formato dos condutores utilizados, sofrem, também, influência da geometria da cabeça da torre. Alterando-se as distâncias entre condutores e entre os mesmos e a terra, tem-se diferentes reatâncias indutivas e capacitivas para um mesmo condutor utilizado (Stevenson, 1974).

Como qualquer elemento do sistema, a linha de conexão segue a seguinte parametrização :

$$Z_{1\ell} = R + j (X_l - X_c) \quad (4.12)$$

O principal fator a ser considerado na análise de linhas de transmissão é o efeito da reatância capacitiva, que, de uma forma distinta da resistência e da reatância indutiva, produz um efeito pontual e se distribui por toda a linha. As linhas de transmissão

são classificadas de acordo com a forma de se considerar o efeito capacitivo, em linhas curtas, médias ou longas, visando facilitar a solução matemática do equacionamento das linhas no sistema elétrico.

Desse modo, as linhas curtas são aquelas em que se despreza os efeitos da reatância capacitiva, e são limitadas a um comprimento em torno de 80 km. A sua representação em termos de modelagem está na figura 4.3.

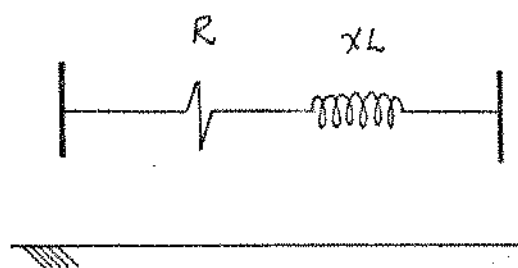
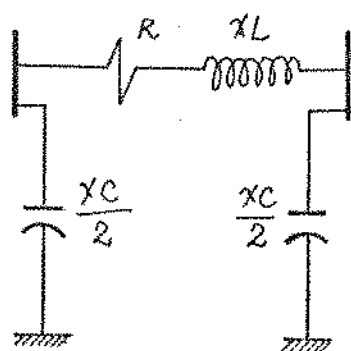


Figura 4.3 - Representação esquemática de linhas de transmissão curtas

As linhas de transmissão médias se situam na faixa de comprimento entre 80 km e 200 km, e a não consideração do efeito capacitivo, introduz erros significativos nos resultados obtidos pela análise do sistema elétrico. Neste caso, passa-se a considerar o efeito capacitivo, porém, concentrado nos extremos da linha ou no centro da mesma, dando origem respectivamente, às representações equivalentes tipo π ou T, apresentadas na figura 4.4.

Representação equivalente

TIPO II



Representação equivalente

TIPO T

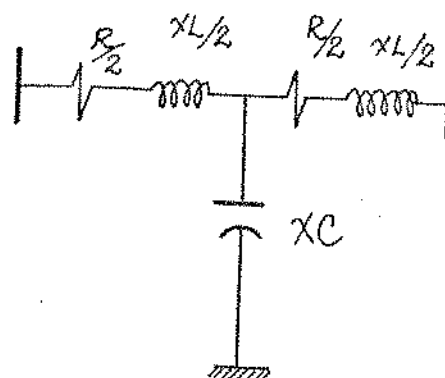
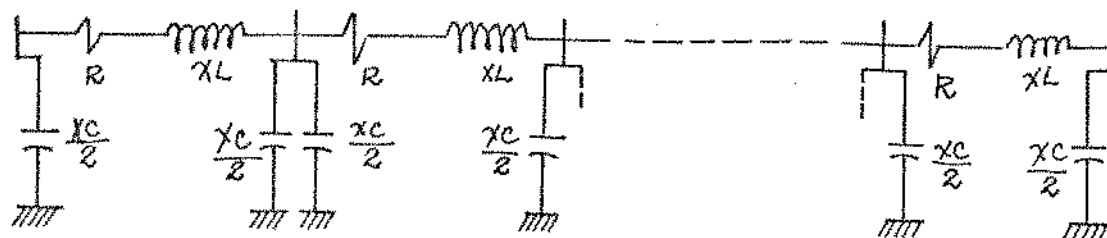


Figura 4.4 - Representação esquemáticas de linhas de transmissão médias

Para as linhas com comprimento superior à 200 km, também as representações equivalentes tipo π e T passam a introduzir erros significativos na solução dos equacionamentos matemáticos, passando a ser necessária a consideração do efeito capacitivo de uma forma distribuída ao longo da linha de transmissão.

Para simplificar o problema matemático, considera-se a linha longa como uma associação de linhas médias, na qual a precisão do processo aumenta na medida em que se aproxima a linha média padrão, utilizada do limite inferior da faixa de variação de comprimento de linhas médias - cerca de 100 km (Andrade, 1980). As representações esquemáticas de linhas longas utilizadas estão ilustradas na figura 4.5.

EQUIVALENTE II



EQUIVALENTE T

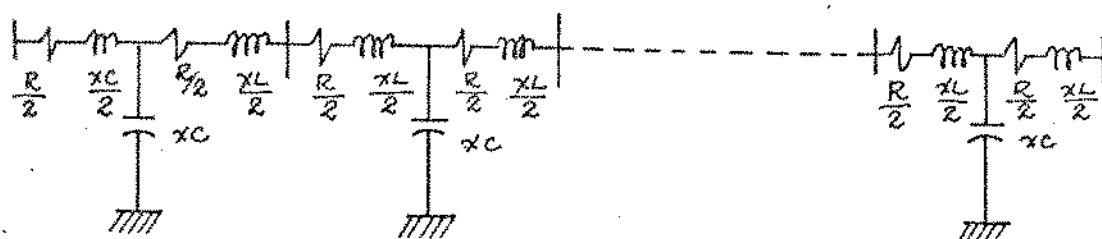


Figura 4.5 - Representação esquemáticas de linhas de transmissão longas

Portanto, para cada tipo de linha se tem um efeito de reatância próprio, diferenciado e variável, em função do nível de potência transmitida em relação à capacidade nominal de transporte da linha. Logo, pode haver um consumo de energia reativa pela linha no caso da potência transmitida ser superior à condição de equilíbrio entre X_L e X_C - a condição ideal de

transmissão, "SIL" - , ou uma geração de energia reativa pela linha quando o carregamento da linha for inferior ao "SIL", $X_c > X_l$.

De uma forma simplificada, denomina-se, no setor elétrico, a energia reativa indutiva como consumo e a energia reativa capacitiva como fornecimento. Cabe à concessionária de energia elétrica, manter o equilíbrio entre as duas formas de energia reativa, passando a inserir ou retirar capacitores ou indutores nas linhas ou nos sistemas elétricos em função das suas condições operativas a cada período do ciclo de carga diária.

A esta operação, dá-se o nome de controle dos reativos próprios do sistema de transporte de energia elétrica. Para sua execução, as concessionárias devem dispor de equipamentos corretivos - bancos de capacitores e reatores ou síncronos¹⁴ - em pontos estratégicos do sistema, para operá-los quando necessários à adequação do desempenho do sistema aos critérios operativos.

4.2.1 Os consumidores de energia elétrica

Uma vez equacionada a compensação reativa requerida pelo próprio sistema de transporte de energia elétrica, devem ser analisados os requerimentos de energia reativa dos consumidores, isto é, a energia reativa requisitada pelos motores, transformadores, fornos à indução, iluminação, etc., das unidades consumidoras. Estes últimos requerimentos implicam na necessidade de instalação adicional de equipamentos de controle e de

¹⁴ Sincrono : equipamento que absorve ou fornece energia reativa.

compensação reativa no sistema de transporte de energia elétrica da concessionária.

O consumidor de energia elétrica não promovendo a instalação de bancos capacitores para o suprimento da energia reativa requisitada pelos seus equipamentos e instalações, força a concessionária a efetuar esse suprimento. Há, então, um acréscimo de compensação reativa ou de obras de ampliação do sistema elétrico para o atendimento do somatório de solicitações individuais dos consumidores.

Os consumidores industriais são os responsáveis pela maior parte do fornecimento de energia elétrica das concessionárias ao mercado consumidor. No Brasil, o consumo deste setor representa cerca de 55% do total (Figueredo, 1984), variando entre 40% e 55% por região (MME, 1989, 1990, 1991). Também são os consumidores industriais aqueles que mais necessitam de energia reativa, em função dos próprios processos industriais (Andrade, 1989), (ELETROBRÁS, 1992).

Os consumidores comerciais contribuem, também, com uma parcela significativa do consumo de energia elétrica reativa, em função da utilização, cada vez em maior escala, de sistemas de controle ambiental, iluminação e de cocção, estes últimos em padarias, restaurantes, etc..

A iluminação pública, em virtude da substituição das luminárias incandescentes por outros processos, passaram a requerer uma maior parcela de energia reativa, por causa dos reatores utilizados nesse processo.

Os setores de transporte, de serviços públicos e

residencial, também requisitam uma parcela de energia elétrica reativa, porém, principalmente no setor residencial, de uma forma menos significativa. No entanto, a agregação dos requisitos de energia reativa desses consumidores deve também ser compensada. Hoje, isto está sendo feito quase que exclusivamente pelas concessionárias, através dos sistemas de suprimento a essas cargas (ELETROBRÁS, 1987).

4.2.2 O relacionamento entre as concessionárias

A energia reativa tem sido considerada, no desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro, apenas como um mal necessário. Entretanto, dada a grande disponibilidade de geração e folga do sistema de transmissão, desde a consecução do sistema interligado na região sul/sudeste, não havia até um passado recente, uma grande preocupação quanto aos níveis de intercâmbio desta forma de energia entre as concessionárias.

Esta folga do sistema elétrico foi obtida durante o período do "milagre brasileiro", na década de 70. Nos anos 80, principalmente no segundo quinquênio, o setor elétrico nacional passou a enfrentar a dura realidade da saturação de seu sistema, em função dos motivos evidenciados em capítulos anteriores (Andrade, 1991)a.

Concomitantemente, o setor petróleo no país passou a requerer auxílio do setor elétrico quanto a substituição energética nos processos industriais, devido as crises mundiais do petróleo.

Este programa de substituição foi preconizado com base em experiências internacionais, e tinha o caráter de

interruptibilidade. Ele buscava associar as sobras oriundas dos altos índices pluviométricos nas bacias do parque gerador da região sudeste, no período, ao suprimento, no mercado de energia elétrica, dessa parcela excedente (Moraes, 1990), (Andrade, 1990)e.

Porém, entre a sobra real dos reservatórios, próximo à usina hidroelétrica, e o ponto de consumo, não deve haver inclusão de obras nos sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição, em virtude do caráter temporário destas disponibilidades energéticas, o que propicia o aproveitamento do potencial excedente disponível a cada momento, podendo ser interrompido o fornecimento a qualquer instante, em função da redução ou inexistência de sobras de energia, ou de limitações no sistema elétrico de transporte.

No Brasil, entretanto, a redução da conta petróleo, aliada ao "lobby" dos consumidores, impingiu ao sistema elétrico a absorção de um potencial de substituição elevado, que, associado aos investimentos insuficientes na rede, levou as concessionárias a condições mínimas aceitáveis de operação.

Esta condição extrema induziu as concessionárias supridoras a exigir uma brusca redução no consumo de energia reativa por parte das concessionárias distribuidoras, no intuito de viabilizar a manutenção do programa de eletrotermia, via tarifa interruptível, sem a inclusão de obras no sistema elétrico. O caráter de interruptibilidade do programa não foi utilizado, levando as empresas supridoras a exigir o cumprimento de normas, decretos e critérios existentes sobre a energia reativa, no

sentido de tentar reduzir o carregamento do seu sistema, pela redução do transporte e suprimento de energia reativa às concessionárias distribuidoras (ELETROBRÁS, 1987).

As empresas distribuidoras de energia elétrica evidenciaram a inviabilidade de atendimento de toda a regulamentação existente sobre o assunto, que estabelece que cada concessionária é responsável pelo atendimento das necessidades próprias de consumo de energia reativa. Do outro lado, a legislação existente só requer que os consumidores de uma forma geral, muitos dos quais integrantes do programa de eletrotermia, apresentem um fator de potência médio mensal não inferior a 0,85. Instantaneamente o fator de potência pode atingir qualquer valor, desde que a média mensal apresente o valor especificado, sem qualquer ônus para o mesmo.

4.3 Reavaliação do setor elétrico sobre a energia reativa

Nos estudos de operação e planejamento do sistema interligado, ficaram evidentes problemas decorrentes do intercâmbio de potência reativa entre concessionárias no período de crise do petróleo, dando origem a dificuldades no que se refere à definição de responsabilidades sobre a compensação reativa no sistema interligado.

A exigência de melhoria do fator de potência das concessionárias distribuidoras nos pontos de interligação levou as mesmas a questionarem a legislação sobre o fator de potência dos consumidores. Resumidamente, o atendimento a ambas exigências, nos pontos de interligação e no suprimento aos

consumidores, evidencia uma penalização.

A partir destas constatações, foram abertas duas frentes de trabalho, que visaram:

- adequação do critério de planejamento nos pontos de interligação; e
- reavaliação da legislação sobre o fator de potência dos consumidores.

4.3.1 Pontos de interligação

Os critérios de planejamento recomendavam que nos pontos de interligação, o fator de potência fosse o mais próximo possível da unidade e que cada concessionária fosse responsável pela geração das próprias necessidades de energia elétrica reativa.

A revisão dos critérios indicou ser essa medida antieconômica num sistema interligado, uma vez que a fronteira é apenas política e não elétrica, e ainda, que a plena compensação reativa redundaria em investimentos desnecessários ao sistema elétrico como um todo, pois, se uma empresa dispõe de excedentes de energia reativa, tornar o intercâmbio nulo num ponto determinado poderia redundar em duplo investimento, ou seja, a supridora deveria instalar reatores para consumir os próprios excedentes e a distribuidora, praticamente no mesmo ponto, instalar bancos de capacitores para evitar este intercâmbio.

Parece óbvio que o ponto de interligação, pensando no sistema interligado como único, é apenas um ponto qualquer e, como tal, deve apresentar condições adequadas de desempenho para qualquer condição operativa, normal ou de emergência. Se o

desempenho do sistema interligado é satisfatório com intercâmbio de reativos em qualquer condição de operação, o investimento para anular este intercâmbio é desnecessário, antieconômico e lesivo à sociedade, que no final será quem irá arcar com o ônus dessa decisão.

Tendo em vista o enfoque apresentado, alterou-se os critérios de planejamento, conforme texto descrito abaixo, retirado do documento de planejamento do GCPS (ELETROBRÁS, 1991), itens 3.2.4.1 e 3.2.4.2 :

"Será aceito qualquer valor para o fator de potência nos pontos de interligação, desde que nos estudos de avaliação do desempenho do sistema de transmissão, tenham sido respeitados os critérios estabelecidos nos itens 3.2.1 e 3.2.3 (carregamento de linhas e unidades transformadoras; e nível de tensão). No caso da análise de mais de uma alternativa de compensação, as perdas deverão ser quantificadas para uma adequada ponderação."

"Caso os resultados dos estudos de fluxo de potência não atendam às condições explicitadas no item anterior, deverão ser analisadas alternativas para a superação dos problemas, de modo a se obter o custo global mínimo para o sistema, independentemente do fator de potência nos pontos de interligação."

Desta forma ficam sanados os problemas evidenciados pelos estudos de planejamento e operação, em relação ao fator de potência nos pontos de interligação, quanto ao aspecto de desempenho do sistema interligado. Entretanto, ainda persistem

condições adversas à estrutura econômico-financeira das concessionárias, em virtude do sistema interligado não ser efetivamente único. Por exemplo, a alternativa de menor custo para o sistema interligado, pode redundar na implantação de compensação reativa na concessionária "A" para solucionar um problema verificado na empresa "B", o que, na prática, é quase inviável sem que haja a introdução de medidas compensatórias entre as empresas envolvidas, inexistentes hoje, ou criar-se legislação específica sobre o assunto.

4.3.2 - Consumidores

Para avaliação da influência da atual legislação sobre o fator de potência dos consumidores no desempenho dos sistemas elétricos, foi constituído um grupo de trabalho do GCPS/ELETROBRÁS, o GTFC¹⁵ (ELETROBRÁS, 1987).

Na realidade, esta revisão do papel da energia reativa como um todo, provocou uma reavaliação completa do planejamento e da operação do sistema elétrico, pois até então a energia reativa encontrava-se "à deriva", e passou a ser elo importante no processo de planejamento pois, como caracterizado à princípio, o sistema elétrico deve ser dimensionado para o suprimento de potência aparente e não apenas a potência ativa, que, por muito tempo, foi praticamente o único quesito considerado em função das grandes folgas existentes tanto na geração quanto nos sistemas de transporte da energia elétrica.

¹⁵ - GTFC : Grupo de Trabalho de Análise do Fator de Potência das Cargas

Conforme já caracterizado anteriormente, o sistema elétrico em relação a compensação reativa, hoje, providencia a adequação do próprio sistema face as solicitações apresentadas pelo mercado consumidor e ainda busca suprir as deficiências apresentadas pela forma de operação ou consumo de unidades industriais, em virtude da fragilidade da legislação sobre o fator de potência, no sentido de sinalizar aos consumidores a necessidade de otimização no uso da energia elétrica fornecida.

Outro fator, ainda em avaliação entre os consumidores e o Setor Elétrico, é a questão das harmônicas provocadas por equipamentos industriais, principalmente aqueles relacionados à produção de aços planos, metalúrgicas, etc.

Está em avaliação uma minuta de portaria relativa às condições máximas permissíveis de transferência de harmônicas entre as plantas industriais e o sistema supridor, porém sem previsão para sua aprovação ou implantação.

Esta consideração é agravada em função dos resultados das medições de energia elétrica reativa e do fator de potência dessas plantas industriais não serem compatíveis com os resultados reais obtidos para a identificação destes montantes, constatados tanto teórica e experimentalmente (Lopes e Oliveira, 1993), quanto pela avaliação prática (Delagado, 1991).

Os modelos matemáticos considerados para a representação exata do fator de potência bem como da energia elétrica reativa associados à redes industriais que contam com tensões e correntes distorcidas ainda requerem uma profunda avaliação para que a implantação da compensação reativa nestas condições passe a

apresentar resultados efetivos.

De uma forma simplificada, os modelos discutem a consideração de uma nova componente da potência aparente, que é o resultado da inclusão de uma potência de distorção, sendo a mesma distintamente considerada pelos diversos modelos considerados, tanto para os equipamentos de medição, quanto para o cálculo do equipamento de compensação reativa a ser instalado, buscando-se avaliar ou minimizar o efeito provocado pelas distorções harmônicas.

O fator de potência passa a ser avaliado como :

$$FP = \frac{P}{S_c} \quad (4.13)$$

onde,

FP = fator de potência a ser considerado ou medido;

P = potência ativa de suprimento;

S_c = potência aparente total de suprimento

$$S_c = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (4.14)$$

onde

S = potência aparente sem distorção;

Q = potência reativa sem distorção;

D = potência de distorção.

As diferenças entre os modelos são, praticamente, na forma de consideração do montante da potência de distorção (Lopes e Oliveira, 1993).

O Modelo de Budeanu faz uma superposição direta das componentes fundamental e harmônicas no domínio da frequência.

O Modelo de Shapered e Zakikhan considera os valores eficazes das componentes ativa e reativa e inclui uma minimização da variável "Q" pela inclusão da compensação reativa.

O Modelo de Makran, Haines e Girgis considera a decomposição de todas as quantidades de potência, corrente e tensão fundamental e harmônica, através de séries de Fourier, considerando as frequências que compõe as distorções observadas.

A identificação de um modelo único que atenda a precisão exigida, tanto sob o enfoque de equipamentos de medição quanto da indicação da compensação reativa para a minimização a ser considerada pela nova legislação sobre harmônicas em redes de suprimento à cargas especiais, deve ser o objetivo tanto das empresas de energia elétrica quanto dos consumidores e fabricantes de equipamentos corretivos e de medição, visando eliminar-se as disparidades identificadas nos estudos de desempenho dos aparelhos de medição atualmente utilizados, bem como viabilizar uma correta avaliação do suprimento de energia elétrica, de acordo com a nova portaria 613/93 do DNAEE, nestes tipos de consumidores, com cargas especiais.

4.3.2.1 Legislação sobre o fator de potência dos consumidores

A legislação adotada no Brasil teve sua origem na portaria 584, de 1955, do Ministério da Agricultura, que era, na época, o órgão responsável pela política energética no país. Esta legislação foi, provavelmente, "importada", dada a sua similariedade com aquelas adotadas, na época, no exterior.

Em pesquisa nos arquivos do DNAEE e ELETROBRÁS, constatou-se a inexistência de metodologia que subsidiasse a determinação do fator de potência de referência utilizado. Acredita-se que o valor adotado tenha sido obtido como sendo a média dos fatores de potência das máquinas rotativas da época - entre 0,80 e 0,90. Procurou-se ser conservador em virtude das possíveis condições adversas no período de carga leve, pois a instalação da compensação reativa nos consumidores era predominantemente fixa, não manobrável para as diversas condições de operação da própria unidade consumidora ou do sistema elétrico (ELETROBRÁS, 1987).

O decreto lei nº 75.877 de 26/06/75, em seu artigo 29, estabelece que :

"Se o fator de potência indutivo médio das instalações dos consumidores, verificado pelo concessionário através de medição apropriada, for inferior a 0,85, o total do faturamento resultante de aplicação da referida tarifa será multiplicado por 0,85 e dividido pelo fator de potência indutivo médio, realmente verificado em cada medição."

A partir da apresentação do decreto, alguns pontos devem ser levantados, para melhor caracterizar suas implicações e particularidades :

- (i)- O tempo convencionado pela portaria do DNAEE para avaliação do fator de potência médio é de um mês, em decorrência do período de faturamento das concessionárias; essa legislação se aplica aos consumidores com tarifas binômias¹⁶. O consumidor que apresentar fator de potência médio mensal igual ou superior a 0,85, não sofrerá

¹⁶ - Medição de demanda, e energia ativa e reativa .

penalização, ficando o concessionário responsável pelo suprimento da energia reativa requerida, sem ônus para o consumidor, e em níveis tais, que no limite, pode chegar a 62% da energia ativa registrada no mesmo período.

(ii)- Não há limitação para o valor instantâneo de suprimento da demanda, podendo a potência reativa ser superior a ativa, intensificando o desperdício inerente a esta condição de suprimento.

Por ser o fator de potência de referência na legislação um valor médio e de avaliação mensal, permite-se, hoje, que os consumidores, mesmo verificando, ou excedendo, às solicitações da mesma, prejudiquem o sistema elétrico, e por conseguinte, as concessionárias e a sociedade como um todo, em dois pontos significativos :

a) No horário de maior demanda de energia elétrica¹⁷, o alto consumo de energia reativa, ou baixo fator de potência apresentado, por alguns consumidores, implica em um maior carregamento dos equipamentos dos sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição, com o inevitável aumento de perdas. Assim sendo, exige-se a instalação de compensação reativa adicional ou ampliação do sistema, o que implica em desperdício, má utilização da energia disponível e aumento de investimentos; sendo que os custos inerentes ao acréscimo desperdiçado de energia fica diluído por todos os segmentos de consumidores, indiscriminadamente, através da tradução de custos

¹⁷ Período de ponta - entre 18 e 21 h - na figura 4.6.

para a tarifa de energia elétrica em cada nível de tensão.

- b) No horário de carga leve¹⁰, com o intuito de obter uma média mensal favorável¹⁷, alguns consumidores chegam a fornecer energia reativa capacitiva ao sistema elétrico, que em virtude de suas características²⁰, já apresenta um alto perfil de tensão, o que é agravado por este procedimento dos consumidores. Esta condição exige que sejam feitas correções no sistema elétrico, que necessita um maior número de manobras, bem como a inserção de equipamentos corretivos para a absorção da energia reativa em excesso no sistema (Andrade, 1992).

A figura 4.6 apresenta a variação diária do fator de potência de um consumidor típico, com um valor médio mensal de 0,94.

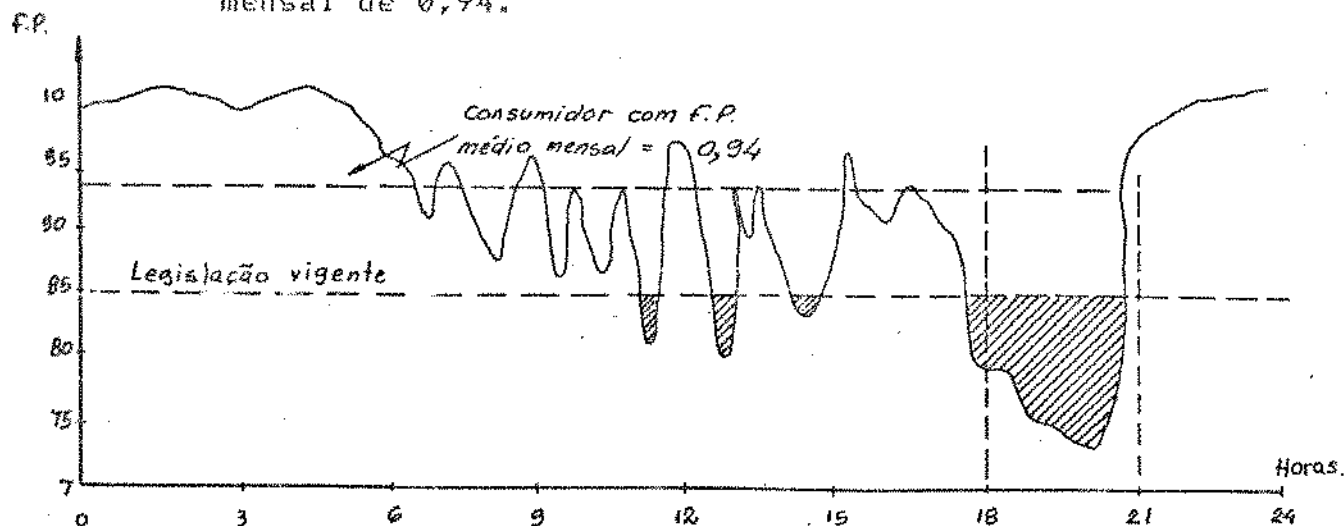


Figura 4.6 Variação diária do fator de potência de um consumidor típico

¹⁰ - Período de menor demanda - entre 0 e 6 h - na figura 4.6.

¹⁷ - Superior à 0,85.

²⁰ - Linhas longas na transmissão.

(iii)- A característica do sistema elétrico brasileiro, predominantemente hidráulico, com expressivas distâncias entre a geração e os centros de carga, implica em que o transporte de potência reativa seja bastante problemático. Esta condição exige das concessionárias grandes investimentos no controle da energia reativa, para manter os critérios de qualidade e confiabilidade prescritos por normas.

Na caracterização do problema apresentado e na análise de sua dimensão, à nível nacional e regional, foram levantados dados por concessionárias, para que se dispusesse de uma boa base para a proposta de alterações na legislação, bem como promover debates entre concessionárias, consumidores, fabricantes de equipamentos corretivos e a sociedade em geral.

A análise dos dados apresentados pelas concessionárias, (ELETROBRÁS, 1987), levou às seguintes constatações :

(1) compensação reativa

A compensação reativa efetuada pelas concessionárias varia sensivelmente entre as mesmas, basicamente devido a diferença de critérios e características do sistema elétrico e da composição do mercado suprido.

Devido a forma de utilização da energia reativa fornecida aos consumidores, às concessionárias instalam compensação reativa adicional para adequar as necessidades do sistema de interligação entre as fontes e os pontos de consumo.

(2) Variação do fator de potência dos consumidores

A maioria dos consumidores se preocupam apenas em manter o valor médio mensal do fator de potência, buscando adequar o

consumo no intervalo de faturamento à legislação.

(3) Histograma de potência ativa por nível de fator de potência

Grande parcela do mercado industrial, cerca de 47% , (ELETROBRÁS, 1987), apresenta um fator de potência médio mensal em torno da referência.

Os pequenos consumidores apresentam, geralmente, um alto fator de potência médio mensal.

Os responsáveis pelo nível de fator de potência médio do grupo próximo à referência são os grandes consumidores, que, cumprindo a legislação, dispõem de recursos e condições para o efetivo controle desse parâmetro durante o período de avaliação.

A figura 4.7 apresenta o histograma de carga x fator de potências dos consumidores do grupo A, à nível nacional, desenvolvido a partir dos dados fornecidos pelas concessionárias, no trabalho do GTFC (ELETROBRÁS, 1987).

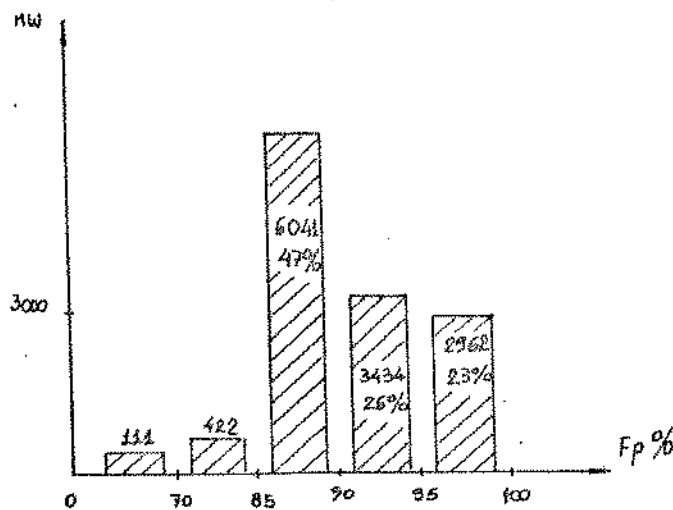


Figura 4.7 Histograma de carga x fator de potência dos consumidores do grupo A, à nível nacional

4.3.2.2 Considerações finais

Em função das fortes limitações hoje encontradas para a expansão do sistema elétrico brasileiro, o questionamento da legislação sobre o fator de potência das unidades consumidoras tornou-se cada vez mais freqüente, tendo em vista que a mesma propicia bastante flexibilidade quanto a forma de utilização da energia reativa, podendo provocar a degradação das condições operativas, e implicar, em alguns casos, no não atendimento de consumidores ou regiões específicas.

Desse modo, a avaliação social do problema, bem como a busca de otimização do planejamento e operação do sistema elétrico nacional, no que tange a influência do consumo de energia reativa, passa necessariamente pela alteração da legislação existente.

Capítulo 5

O PLANEJAMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA REATIVA NOS LADOS DA OFERTA E DA DEMANDA

5.1 A visão do setor elétrico

O principal objetivo do setor elétrico, em relação ao fornecimento de energia elétrica reativa, é buscar o valor ótimo do fator de potência das cargas a serem supridas, com vistas a otimizar os investimentos das concessionárias e consumidores, reduzindo o custo imposto à sociedade pela compensação reativa das cargas.

As limitações financeiras por que tem passado o setor elétrico brasileiro tem imposto a necessidade de otimização dos recursos disponíveis, tanto os energéticos como os financeiros.

Neste sentido, a reavaliação da legislação sobre o fator de potência das cargas passa a ser um simples complemento do processo de modernização e otimização do planejamento e operação do setor elétrico, que já contempla estratégias de expansão que levam em conta as inúmeras incertezas hoje existentes no planejamento do setor, modernização do sistema tarifário, automação da operação, programas de conservação de energéticos, reavaliação de critérios de planejamento e operação, difusão de técnicas probabilísticas de análise, etc.

Dentre os aspectos primordiais a serem reavaliados pelo setor elétrico, em relação à legislação sobre o fator de potência, na busca de otimização dos recursos disponíveis, destacam-se os seguintes :

- Determinação do fator de potência mais econômico de operação do

setor elétrico;

- Alteração da periodicidade na avaliação do fator de potência dos consumidores;
- Cuidados com as condições de operação em carga leve;
- Compatibilidade das eventuais mudanças com a atual estrutura tarifária.

5.1.1 O fator de potência econômico

Na busca do fator de potência econômico, o setor elétrico no país buscou subsídios nas legislações de outros países, visando identificar a forma de controle tarifário no consumo de energia reativa, bem como os limites utilizados na consolidação do valor de referência do fator de potência (ELETROBRÁS, 1987).

A faixa de variação encontrada para o fator de potência de referência é significativa. Destaca-se, porém, a existência de uma tendência de alteração, no sentido de se tentar restringir a utilização da energia reativa em todos os países que promoveram a reavaliação de desempenho de seus sistemas, em relação ao transporte e suprimento de energia reativa para consumo industrial (EPRI, 1984), (Santucci, 1986).

O espectro de variação do valor de referência ainda é relativamente largo, em torno do valor de fator de potência 0,93, (EDF, 1987), (EDP, 1989), que representa cerca de 40% da energia ativa utilizada no período de faturamento.

Os valores e/ou faixas de variação do fator de potência de referência são fortemente influenciados pelas peculiaridades dos próprios sistemas elétricos - tipos de geração, extensão de

linhas, etc.- , e das condições climáticas - período de verão, inverno, índices pluviométricos, etc.- ,havendo uma grande diversidade de valores e formas de controle do consumo de energia reativa. Isto indicou ser necessária a adoção de uma metodologia apropriada ao caso brasileiro, que englobe as características do sistema elétrico e as políticas energética e tarifária nacionais.

Devem ser definidas, de início, as condições ideais de desempenho do sistema elétrico em relação à energia reativa, sem que isto implique em exigir dos consumidores a plena adequação de suas instalações aos valores identificados.

Posteriormente se analisa as condições de adaptabilidade dos consumidores, e o desempenho e disponibilidade dos novos equipamentos corretivos e de medição necessários à viabilização da nova legislação.

Este valor de referência do setor elétrico deve ser um dos balisadores na busca de adaptação das disponibilidades de consumidores e fabricantes às condições ideais de desempenho do sistema elétrico.

A análise do fator de potência ideal para o sistema elétrico indicou como referência 0,98 (Anexo 1), que é o valor para o qual o custo de instalação de compensação reativa adicional e o da capacidade liberada do sistema elétrico se equivalem (ELETROBRÁS, 1987), (Andrade, 1990)e, (Albouy, 1983).

Ao se passar de um dado valor de fator de potência para outro mais próximo à unidade, no sistema elétrico, libera-se certa capacidade de transporte dos sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição ou, no caso dos consumidores, certa capacidade de consumo adicional, pela redução do transporte e

liberação da transformação de suprimento.

Esta capacidade liberada tende a se reduzir à medida em que se aproxima do fator de potência ideal, ou da unidade, enquanto que a compensação reativa tende a crescer substancialmente.

O valor de referência ideal para um determinado sistema é aquele em que, para o suprimento de uma unidade de consumo adicional, em um sistema plenamente utilizado, o custo de compensação reativa necessário para a liberação da unidade energética é idêntico ao custo das obras de ampliação desse sistema. Colocando em outros termos, quando for indiferente o investimento necessário em compensação reativa ou na ampliação do sistema para o atendimento adicional de uma unidade de consumo, se terá o fator de potência de referência ideal para o sistema elétrico.

Cumprе ressaltar que, em relação às obras de ampliação da capacidade do sistema de suprimento, é apenas teórica a noção de se ampliar o sistema em uma unidade de consumo adicional. As obras de ampliação do sistema usualmente propiciam uma grande variação de capacidade, pelo menos na área de influência das mesmas, dadas suas características, não sendo divisíveis estas ampliações em parcelas.

Uma outra forma de identificação do valor ideal do fator de potência está relacionada à análise econômica, tipo custo/benefício, de alternativas, ou seja, onde a liberação da capacidade do sistema devido à compensação reativa não é obrigatoriamente, em termos econômicos, idêntica à implantação de obras no sistema elétrico para prover o mesmo montante de energia.

Para o sistema nacional, o melhor resultado, em termos da relação custo/benefício, em todo o espectro avaliado, foi verificado para o fator de potência 0,92 (Anexo 2).

5.1.2 A periodicidade na avaliação do fator de potência

Em virtude da criação de postos tarifários, com custos diferenciados, proporcionada pela nova tarifa de energia elétrica, a avaliação do fator de potência pode se dar por segmento tarifário, o que é positivo em termos de otimização do suprimento de energia elétrica reativa

Anteriormente ao novo sistema tarifário dispunha-se de um único posto, ou preço, à qualquer hora do dia. O valor do fator de potência médio mensal era obtido pela relação entre as energias reativa e ativa totalizadas nesse período, de $30 \times 24 = 720$ horas, aproximadamente.

Após a implantação da Tarifa Azul²¹, passou-se a ter dois postos tarifários à cada período de faturamento, ou mesmo, durante um ciclo de carga diário, ponta²² e fora da ponta²³.

Desta forma, principalmente no período de ponta, ficou comprometida a possibilidade de compensação dos baixos valores de fator de potência freqüentemente praticados, pois se dispõe de um

²¹ aplicável à consumidores com demanda igual ou superior a 500kW.

²² período de 3 horas em dias úteis, geralmente à partir de 17 h.

²³ demais horas dos dias úteis e plenamente aos sábados e domingos

menor número de horas contabilizadas para a avaliação do fator de potência médio mensal, sendo o mesmo analisado separadamente para os dois intervalos, como demonstrado a seguir :

Período de ponta : $3 \times (30 - 8) = 66$ horas

Período fora de ponta : $720 - 66 = 654$ horas

Uma outra forma de redução da viabilidade de compensação da energia reativa no período de faturamento, é a instalação de um mecanismo de bloqueio no medidor de energia reativa do consumidor, de forma a inviabilizar a redução dos valores registrados quando o medidor indicar o suprimento ao sistema de energia reativa pela unidade industrial, ou seja a permanência da compensação reativa após a retirada dos equipamentos de produção.

A condição ideal para o sistema elétrico seria que o período de avaliação da demanda de energia reativa fosse idêntico ao da energia ativa, ou seja, integralizando a medição a cada intervalo de 15 minutos. Ter-se-ia, então, a avaliação simultânea das demandas ativa e reativa, que são representativas do real montante requisitado pelo consumidor a cada intervalo e do efetivo desempenho da unidade consumidora a qualquer instante desejado.

O setor elétrico brasileiro reconhece que a principal alteração a ser efetuada pela legislação sobre o fator de potência das cargas é a redução do intervalo de avaliação, pois o seu efeito é mais significativo até do que a adoção de um valor de referência que represente o ponto ideal de operação do sistema.

5.1.3 Operação em carga leve

A condição de operação em carga leve do sistema elétrico caracteriza-se pela drástica redução da carga a ser suprida, o que implica na redução das perdas elétricas nos diversos elementos do sistema, provocando a elevação do perfil de tensão.

Acrescenta-se a essa condição a ampliação da capacidade de geração de energia reativa em linhas longas do sistema elétrico, devido ao efeito capacitivo das mesmas e a redução do consumo de energia elétrica pela eliminação de diversas cargas industriais, principais consumidoras de energia reativa indutiva no setor produtivo.

Isto é, apenas pela redução do mercado há uma elevação do perfil de tensão dos sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição.

Se a alteração da legislação sobre o fator de potência das cargas não coibir o fornecimento de energia reativa pelos consumidores ao sistema elétrico, devido, principalmente, à permanência da compensação reativa instalada nas unidades industriais para o cumprimento da legislação, quando da redução do consumo de energia elétrica na produção, haverá uma parcela adicional de energia reativa capacitiva no sistema elétrico, acentuando o problema de elevação do perfil de tensão no sistema elétrico, já evidenciado (EDF, 1989).

Como se está buscando alterar a legislação sobre o fator de potência das cargas, deve-se incluir uma cláusula específica que venha a coibir o fornecimento de energia reativa capacitiva ao sistema pelas unidade consumidoras no período de carga leve,

geralmente entre 0:00 h e 6:00 h.

5.1.4 Estrutura tarifária

Uma outra preocupação do setor elétrico brasileiro está relacionada ao sistema tarifário atual, no sentido que a alteração na legislação sobre o fator de potência das cargas, seja compatível com a modernização da estrutura tarifária em implantação no país, bem como mantenha aspectos fundamentais sobre neutralidade e adequação à metodologia dos custos marginais de referência, principalmente pela associação do custo ao efetivo consumo das unidades industriais, tornando socialmente mais justa a tarifação (EDF, 1986).

Como consequência do resultado da alteração da legislação, posteriormente à conclusão da regulamentação do relacionamento entre concessionárias e consumidores, também deve ser regulamentado o suprimento de energia reativa entre concessionárias, no sentido apenas de tarifação, e não de desempenho técnico, que deve manter a solução "ótima" indicada pelo setor, mencionada na seção 4.3.1.

5.2 A visão do setor industrial

O setor industrial, como um todo, mostrou-se inicialmente apático em relação às propostas apresentadas pelo setor elétrico de alteração da legislação sobre o fator de potência das cargas.

Entende-se que esta apatia seja decorrente do próprio peso do item "energia elétrica" na composição do custo final dos produtos industriais, em média variando entre 2% e 4%,

excetuando-se os segmentos industriais eletrointensivos, e do cenário econômico em que se situa hoje o país, com índices de inflação, considerados estáveis, em torno de 25% ao mês, o que inviabiliza o investimento em parcela tão reduzida da composição dos custos finais, na busca de redução de gastos. Nesta conjuntura altamente inflacionária se tem priorizado investimentos na forma de capital de giro, no aumento dos estoques de produtos componentes e matérias primas.

Cumprе ressaltar que, quando efetivamente se tornou latente a possibilidade de alteração da legislação, a ABRACE²⁴ passou a "torpedear" a medida proposta pelo setor elétrico, basicamente por entender que, em uma situação de recessão econômica, não se deve dispor de qualquer recurso para manter o que "já se tem de forma gratuita", mesmo havendo razões para tanto (Ludmer, 1990).

Entretanto, mesmo caracterizando uma visão inicial egoísta sobre o assunto, esta entidade passou a expor suas ansiedades e preocupações, o que redundou, por fim, na discussão e na busca, pelos diversos segmentos do setor produtivo e de serviços do país com o setor elétrico, de uma condição satisfatória a todas as partes envolvidas e influenciadas pela alteração da legislação sobre o fator de potência das cargas (Andrade, 1990)a.

5.3 A alteração da legislação sobre o fator de potência das cargas

A ABRACE e o setor elétrico passaram, então, a discutir o assunto em vários fóruns e, à medida que se ampliavam as

²⁴ - Associação Brasileira do Grandes Consumidores de Energia.

discussões, passou-se a incorporar novas contribuições, tanto no produto final - a legislação propriamente dita -, como na associação de novas entidades ao corpo debatedor.

A viabilização do processo de evolução da legislação, decorrente das exposições dos pontos de vistas de ambos os setores, ocorreu em função da conscientização dos seguintes pontos:

- o desperdício gerado pela legislação em reavaliação implica em ônus para todos os segmentos sociais, indiscriminadamente;
- a atual capacidade reduzida de investimento do setor elétrico não permite que sejam mantidas folgas que viabilizem o suprimento de eventuais desperdícios de energia, o que pode implicar em cortes de cargas por toda a região em que se localize o consumidor industrial nesta condição, à médio prazo; e
- em uma condição de recessão, como ocorre já há alguns anos, é necessária a união de esforços para se manter os requisitos energéticos mínimos indispensáveis, buscando se viabilizar a sobrevivência social e da relação capital x trabalho.

O processo de revisão da legislação vigente sobre o fator de potência das cargas, desenvolveu-se a partir da constituição de um grupo à nível nacional - o GTTER²², onde estiveram representados o DNAEE e a ELETROBRÁS, pelo setor elétrico, e a ABRACE, ABINEE e a FIESP pelo setor industrial. O grupo foi criado pela portaria nº 215, de 10/10/91 do DNAEE.

²² Grupo Técnico de Tarificação de Energia Reativa.

5.3.1 Justificativa técnica

A argumentação técnica para a adoção de uma tarifa de energia reativa tem como objetivo, a ampliação do atual montante de fornecimento de energia ativa para a produção de mais trabalho, além de otimizar o desempenho do sistema como um todo, tanto para o setor elétrico quanto para o próprio consumidor.

Deixar prevalecer o uso inadequado de energia reativa em detrimento da utilização de energia ativa é desperdiçar essa energia e imputar um grande prejuízo a toda a sociedade (Cardeal, 1992).

Com base nessa argumentação, entende-se que o valor de energia reativa utilizada além de limites pré-estabelecidos deve corresponder ao valor da energia ativa que se está desperdiçando.

O diagrama da figura 5.1 elucida o exposto. Ressalta-se que a potência elétrica ativa desperdiçada pode, também, ser considerada como disponível, caso seja efetuada a compensação reativa, ao se levar o fator de potência verificado nas instalações consumidoras para o valor de referência.

Portanto, o montante de compensação reativa, Q na figura 5.1, que eleva o fator de potência para o novo valor de referência, quando não instalado pelo consumidor, exigindo o suprimento desse montante pela concessionária, deve ser valorado pelo montante da potência ativa que se está desperdiçando, reprimindo a sua comercialização a outros consumidores.

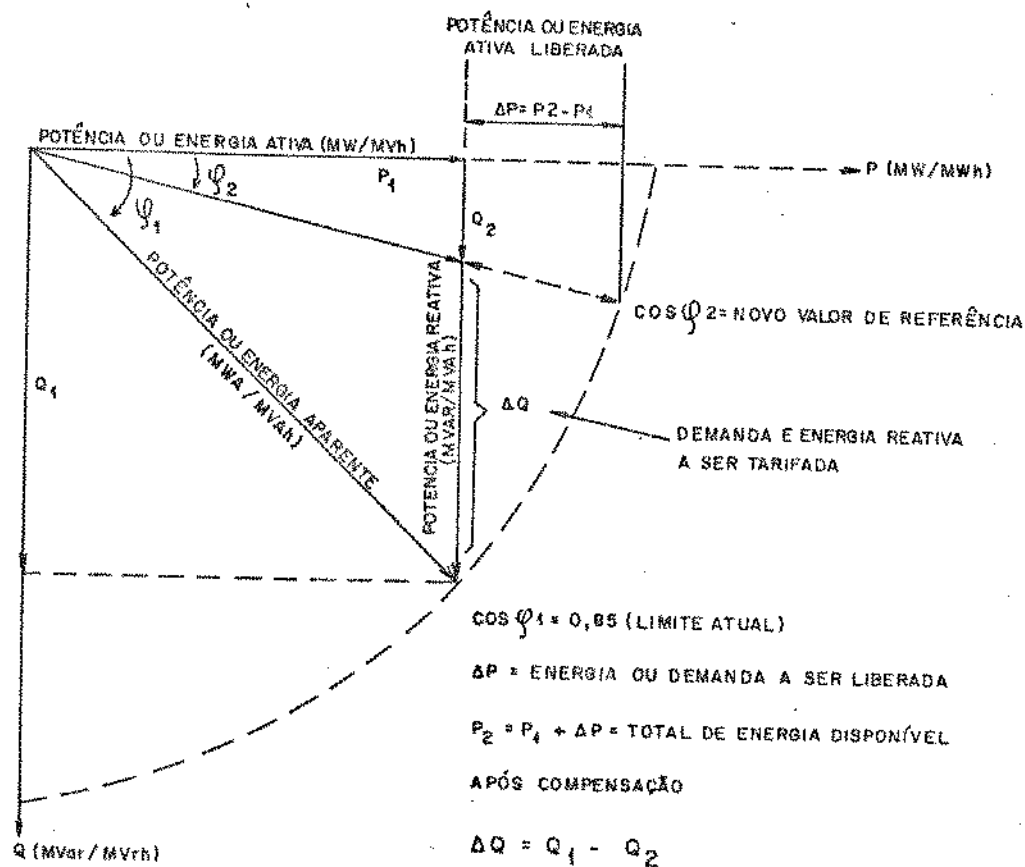


Figura 5.1 Diagrama de potências, identificando-se os desperdícios decorrentes de um baixo fator de potência

Não é objetivo de uma concessionária fornecer e vender energia reativa, mas sim a energia ativa. A não correção do fator de potência das unidades consumidoras implica em se reprimir a oferta, pela concessionária, de energia ativa.

Considerando que, em virtude do reduzido peso da energia elétrica sobre o custo final dos produtos, na maior parte dos consumidores industriais, e da possível dificuldade de disponibilidade de recursos por parte de um consumidor ou setor

industrial, pode haver interesse do consumidor em manter a condição de fator de potência existente, pelo menos temporariamente, não promovendo a instalação da compensação reativa exigida pela legislação.

Neste caso, o consumidor ficaria responsável pelo próprio consumo de energia reativa, valorada em função da energia ativa reprimida, sendo ainda mantida uma parte subsidiada pela sociedade, que se refere ao valor da energia reativa consumida até o novo valor de referência do fator de potência.

5.3.2 Os valores de referência para o fator de potência.

Conforme já comentado neste capítulo, sob o enfoque de desempenho do sistema elétrico brasileiro, o valor ideal do fator de potência de referência seria 0,98, enquanto que o resultado de uma análise de custo/benefício indicou o valor 0,92 (ELETROBRÁS, 1987).

No sentido de propiciar uma maior flexibilidade no controle da energia reativa nas próprias instalações das unidades consumidoras, resolveu-se adotar o valor 0,92 como referência para o fator de potência, para efeito de legislação.

Este valor é compatível com os valores de referência adotados pela maioria dos países que fizeram alterações na legislação sobre o fator de potência nos últimos anos como a França (EDF, 1987) e Portugal (EDP, 1989), que adotaram o valor 0,93. A maior parte dos países industrializados tem hoje fatores de potência de referência superiores a 0,90.

5.3.3 Periodicidade das medições

Em discussão com os grandes consumidores de energia, o setor elétrico resolveu abrir mão da coerência técnica em se avaliar, para fins de faturamento, a energia elétrica reativa em intervalos de 15 minutos, como no caso da energia ativa (Andrade, 1992).

Este fato se deu devido a necessidade de adequação de algumas indústrias, principalmente no setor metalúrgico, ao controle da energia reativa solicitada nos diversos tipos de forno utilizados na produção industrial.

O período solicitado pelos consumidores e aceito pelo grupo foi de uma hora. Considerou-se que o controle da energia reativa para o caso de medição a cada 15 minutos, exigiria um enorme esforço financeiro dos consumidores industriais, pois este controle deveria ser "inteligente", provendo a cada intervalo de 15 minutos a inclusão ou retirada de compensação reativa para adequar o suprimento à demanda; no caso dos fornos metalúrgicos, esta demanda é bastante variável.

Recomenda-se, porém, que se passe a analisar, agora, os processos de controle de potência reativa disponíveis, buscando se viabilizar a equalização, à médio prazo, do período de medição da potência reativa com o período de medição da potência ativa consumida pelos diversos tipos de equipamentos, inclusive os fornos. Alternativamente, pode-se tratar este tipo de equipamento de uma forma diferente no que se refere à periodicidade de medição dos demais equipamentos elétricos industriais.

Dessa forma, para a implantação inicial, a avaliação da

energia reativa passa a ser efetivada a cada intervalo de uma hora. A fatura mensal da energia ativa deverá ter um adicional, que será a incorporação de todos os intervalos de medição dentro do período de faturamento, que apresentarem consumo de energia reativa além do limite permissível, já convertidos em energia ativa.

No caso da parcela da demanda, esta deverá ser analisada a cada intervalo de integração de uma hora, computando-se a demanda ativa total requisitada pela unidade consumidora, ou seja, o efetivo consumo de potência ativa mais a transformação da potência reativa excedente ao valor de referência em potência ativa. A seguir será comparado o resultado obtido para o intervalo com o maior montante verificado no período de faturamento com o valor contratado de demanda do consumidor. Caso o resultado seja superior ao valor contratado, deverá ser tarifado o montante obtido por essa avaliação, ao invés de se considerar apenas o valor da maior demanda ativa registrada ou o valor de contrato.

5.3.4 Condições operativas

Em relação à preocupação do setor elétrico quanto ao desempenho do sistema nas diversas condições de carregamento no ciclo de carga diário, constatou-se a existência de dois períodos distintos, em relação à energia elétrica reativa, quais sejam "carga leve - condição do sistema em que se apresenta um elevado perfil de tensão, em função da expressiva redução do mercado.

Neste período, deve ser reprimido o fornecimento de energia reativa ao sistema elétrico pelas unidades consumidoras. Entretanto, se as mesmas apresentarem um consumo indutivo, em relação ao sistema elétrico, o efeito será até benéfico.

Por conseguinte, a legislação deve, nesse período, liberar o consumo de energia elétrica reativa, mesmo excedendo aos valores de referência do fator de potência, e coibir o suprimento, pelas unidades consumidoras ao sistema elétrico, de energia reativa, proveniente da compensação reativa instalada nestas unidades.

Carga intermediária e pesada - condição do sistema elétrico em que há grandes blocos de energia sendo transportados.

Neste período, deve ser reprimido o consumo além dos limites especificados pelo fator de potência de referência, em virtude da possível degradação do sistema elétrico, ou do desperdício da energia ativa, devido a forma de consumo da unidade industrial. Entretanto, se o consumidor for altamente capacitivo neste período, ele será até benéfico para o sistema elétrico.

De uma forma similar ao caso anterior, a legislação deve, neste período, liberar o fornecimento ao sistema de energia reativa e coibir, ou limitar, o consumo de energia reativa pela unidade industrial.

Assim, dispor-se-á de mais dois postos tarifários, denominados como :

Horas vazias : período da madrugada, entre 0:00 h e 6:00 h, onde será exigido o limite de fator de potência capacitivo igual a 0,92 e liberado o limite de suprimento de energia reativa pelo sistema

elétrico às unidades consumidoras.

Horas cheias : período entre 6:00 h e 24:00 h, onde será exigido o limite de fator de potência indutivo igual a 0,92 e liberado o fornecimento de energia reativa pelas unidades consumidoras ao sistema elétrico.

Cumpre ressaltar que, em dias úteis, o período designado como "horas cheias" terá dois postos tarifários, ponta e fora de ponta, com uma forte diferenciação de custo, sendo a energia reativa indutiva contabilizada de forma individualizada a cada intervalo de integração de uma hora, dentro de cada posto tarifário.

5.3.5 Implantação

Definiu-se que o prazo para implantação de uma nova sistemática de tarifação da energia elétrica reativa no país seria de dois anos, à partir da data de publicação da portaria do DNAEE regulamentando a matéria. Este prazo leva em conta as necessidades de adequação pelo setor elétrico dos equipamentos de medição e do processo de faturamento, e de viabilização, pelas unidades consumidoras, do processo de implantação da compensação reativa. Este processo é composto pelas seguintes etapas : concorrência, orçamento, aprovação, financiamento e execução.

Este prazo refere-se às unidades industriais já implantadas e supridas pelo setor elétrico, ou com pedidos de ampliação já solicitados às concessionárias locais.

Para os novos consumidores que venham a se instalar em prazo superior a seis meses da data de publicação da portaria, ou nas

ampliações das unidades consumidoras, após esse prazo, será requerida a adequação imediata às condições impostas pela nova legislação sobre o fator de potência das cargas.

5.4 A nova legislação sobre a energia reativa

Após a obtenção de uma solução de compromisso entre o setor elétrico e o setor industrial, em relação aos quesitos básicos para a constituição da nova legislação sobre energia elétrica reativa, houve a necessidade de se promulgar um decreto presidencial em relação ao assunto, pois a legislação existente sobre o fator de potência foi estabelecida através de um decreto-lei de 1975. Requereu-se, então, um novo decreto presidencial para modificá-lo, cabendo ao DNAEE a competência para regulamentar o assunto. Este decreto, sob o nº 479, de 20/03/92, foi publicado no Diário Oficial da União em 23/03/92, (Anexo 3).

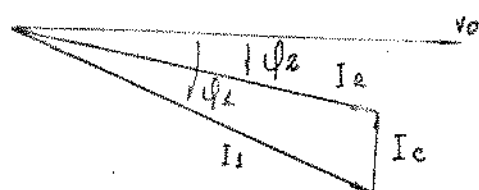
O DNAEE, recebendo o direito de regulamentação, editou o texto negociado no GTTER, publicando a portaria nº 085, de 25 de março de 1992, no Diário Oficial da União de 26/03/92, complementado pela portaria nº 126 de 23/04/92, (Anexo 4).

5.5 Consequências da nova legislação sobre energia elétrica reativa no sistema elétrico.

A mudança da legislação sobre o fator de potência das cargas propiciará um alívio no transporte da energia reativa no sistema elétrico, bem como uma melhoria no perfil de tensão e uma redução de perdas.

A redução de perdas num sistema, linha ou alimentador, quando se eleva o fator de potência é dada pela variação da potência ativa necessária para se produzir o mesmo trabalho com e sem a compensação, desde que não haja acréscimo de carga posterior a instalação da compensação reativa.

A relação percentual de perdas pode ser obtida a partir do gráfico vetorial de corrente e tensão de suprimento, conforme ilustrado na figura 5.2.



V_0 = Tensão de suprimento

I_1 = Corrente sem compensação

I_2 = Corrente com compensação

I_c = Corrente capacitiva

Figura 5.2 Gráfico vetorial de suprimento com e sem compensação reativa

Sendo a tensão de suprimento do sistema elétrico e os parâmetros da linha ou alimentador r , constantes durante todo o processo, as perdas nas instalações serão :

$$\text{no caso sem compensação} \Rightarrow P_1 = I_1^2 r \quad (5.1)$$

$$\text{no caso com compensação} \Rightarrow P_2 = I_2^2 r \quad (5.2)$$

Não havendo alteração da carga ativa ou da potência transferida pela linha ou alimentador, tem-se :

$$I_1 \cos \varphi_1 = I_2 \cos \varphi_2 \quad (5.3)$$

$$I_c = I_1 \sin \varphi_1 - I_2 \sin \varphi_2 \quad (5.4)$$

$$\text{A redução relativa das perdas} \frac{\Delta P}{P_1} \text{ ou } \frac{P_1 - P_2}{P_1},$$

pode ser calculada com o auxílio da equação (5.5),

$$\frac{\Delta P}{P_1} = \frac{I_1^2 r - I_2^2 r}{I_1^2 r} = \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi_1 - I_2^2 \sin^2 \varphi_2}{I_1^2} \quad (5.5)$$

Das equações (5.3) e (5.5) resulta :

$$\frac{\Delta P}{P_1} = \sin^2 \varphi_1 - \frac{\cos^2 \varphi_1 \sin^2 \varphi_2}{\cos^2 \varphi_2} \quad (5.6)$$

Após a utilização de algumas relações trigonométricas e simplificações algébricas, a equação (5.6) transforma-se na expressão (5.7) :

$$\frac{\Delta P}{P_1} = 1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \quad (5.7)$$

Logo, para $\cos \varphi_1 = 0,85$, na legislação vigente, e $\cos \varphi_2 = 0,92$, segundo a nova legislação, tem-se :

$$\frac{\Delta P}{P_1} = 1 - \left(\frac{0,85}{0,92} \right)^2 = 1 - 0,8535 = 0,1464 \quad (5.8)$$

ou seja, as perdas no sistema, linha ou alimentador que suprem diretamente uma unidade industrial terão uma redução em torno de 14,6 %, em relação às perdas anteriores à implantação da compensação reativa necessária para elevar o fator de potência do consumidor da referência anterior - 0,85 - para o valor adotado na nova legislação - 0,92.

A somatória destas reduções de perdas individuais implicará em um alívio para o sistema elétrico, de uma forma geral, que propiciará um aumento da oferta sem o respectivo investimento em obras por parte da concessionária, e por decorrência, sem custos para a sociedade.

Da mesma forma, na unidade industrial, a compensação reativa

de equipamentos ou grupo de equipamentos propiciará uma redução de perdas, que variará de acordo com o fator de potência verificado.

Cumpra ressaltar que, tanto para o sistema interligado, quanto no suprimento individual de uma unidade industrial, além da redução das perdas, ter-se-á uma maior disponibilidade nas transformações ou fontes de suprimento, em decorrência da redução da potência reativa solicitada antes da compensação, tornando-se viável a inclusão de novas cargas sem o respectivo investimento na ampliação de suprimento, até a capacidade nominal do equipamento (Andrade, 1991)c.

Colocando em outras palavras, estará se ampliando o potencial de energia ativa disponível para o consumo pela melhoria da relação entre a energia ativa e a energia aparente, ou entre o trabalho e a energia necessária para produzi-lo.

Além da redução das perdas elétricas relativas ao transporte da energia reativa e da liberação de parte da capacidade disponível em transporte de linhas e em transformação, o sistema elétrico obtém, ainda, melhor desempenho em relação ao controle do perfil de tensão desejável frente as variações de carga em função de cada condição operativa, em virtude da maior disponibilidade de equipamentos corretivos instalados no sistema, anteriormente utilizados para compensação das cargas industriais, tanto em carga leve, - retirada de bancos de capacitores ou introdução de reatores -, quanto em carga intermediária e pesada, - retirada de reatores ou inclusão de bancos de capacitores.

5.5.1 - Sistema Elétrico

A partir das informações de medições obtidas através de uma campanha de medidas do setor elétrico brasileiro (DNAEE, 1984), pode-se conhecer as características e o comportamento das cargas dos consumidores no que se refere ao uso da demanda e o consumo de energia reativa.

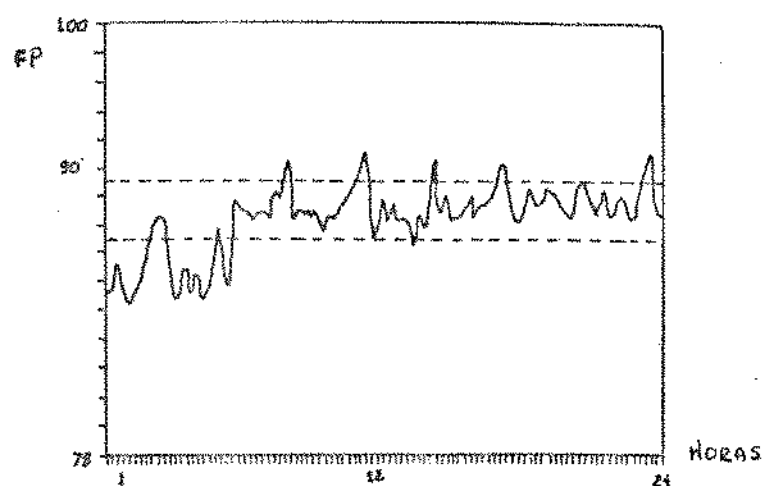
Com essas informações, as diversas tipologias e conformações de curvas de carga, nos diferentes níveis de tensão de fornecimento, foram identificadas, subsidiando, assim, o desenvolvimento dos estudos, e avaliando as respectivas contribuições de cada grupo de consumidores na liberação da capacidade do sistema elétrico como um todo.

Os dados disponíveis normalmente retratam as condições médias mensais dos consumidores, sendo que a nova legislação exige que o fator de potência seja avaliado a cada intervalo de uma hora e sejam computados aqueles valores de energia reativa que apresentarem um consumo excedente ao valor de referência, transformados em energia ativa e acrescidos à fatura do consumidor, o que, provavelmente, tornará a curva de variação do fator de potência diária ou mensal, muito mais plana.

Na figura 5.3 são apresentadas as curvas de variação do fator de potência diária típica dos grupos de consumidores A1 e A2, que representam cerca de 32% do mercado global nacional. As curvas dos demais consumidores industriais e dos outros setores, não foram construídas durante a campanha de medidas em função da indisponibilidade de medição apropriada nos mesmos, onde só é viável a obtenção dos dados médios mensais.

CURVA DE VARIAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

CONSUMIDORES DA CLASSE A1



CONSUMIDORES DA CLASSE A2

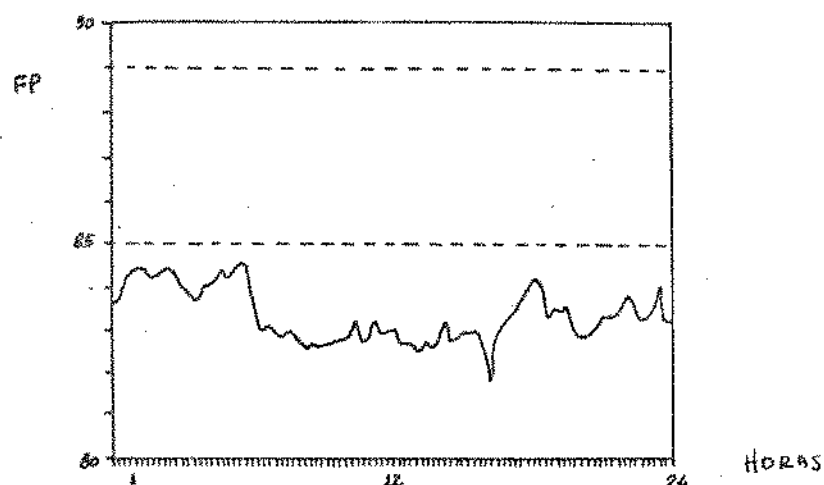


Figura 5.3 Curvas de variação diárias do fator de potência, por nível de tensão de fornecimento

A partir da análise das curvas diárias de fator de potência para os grupos tarifários A1 e A2, pode-se prever uma significativa liberação de energia e demanda média à nível nacional, sendo que o DNAEE, através do GTTER (DNAEE, 1991),

apresentou as seguintes previsões, em relação ao mercado verificado em Junho/91 e documentado pelo PLANTE de 10.10.91²⁴.

O montante de energia evitado pela alteração da legislação sobre o fator de potência das cargas será de cerca de 50×10^6 GWH/ano, enquanto que a demanda média preservada será de cerca de 1.000 MW médios.

²⁴ PLANTE - Mercado utilizado para o planeamento de tarifas de energia elétrica.

Capítulo 6

Alguns Estudos de Caso

6.1 Introdução

Este capítulo apresenta sínteses de alguns estudos sobre o desempenho de sistemas elétricos e de plantas industriais, efetuados em função da alteração da legislação sobre o fator de potência das cargas, expressa pela portaria 085 de 23/03/92 do DNAEE (Anexo 4).

Em relação aos sistemas elétricos, foi analisada a região de Campinas, atendida pela CPFL²⁷, por ter a mesma, um alto índice de industrialização, contar com vários pontos de suprimento por outras concessionárias, e possuir interligações com sistemas de transmissão em vários níveis de tensão.

No caso dos consumidores, desenvolveu-se a análise segundo dois diferentes enfoques. Num primeiro caso, foi avaliado um consumidor de médio porte, onde a mudança da legislação apenas alteraria o patamar de referência do fator de potência, de 0,85 para 0,92. O segundo enfoque é direcionado aos grandes consumidores e avalia as consequências da introdução da nova legislação sobre a atual condição de consumo, identificando os montantes de energia e demanda elétrica reativa excedentes ao valor de referência, que serão incorporados à fatura de energia elétrica do consumidor. Este segundo caso se aplica mesmo aos consumidores que apresentam um fator de potência médio mensal, superior ao novo valor de referência.

²⁷ Companhia Paulista de Força e Luz.

6.2 Análise da região de Campinas

Dentre as regiões elétricas nas quais se divide a área de concessão da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, a região de Campinas é aquela que apresenta o maior consumo industrial. Das quarenta e nove subestações particulares de consumidores na CPFL, vinte e oito estão na região denominada Grande Campinas.

Em virtude deste fato, a mesma foi selecionada para uma avaliação da influência da recente alteração da legislação sobre o fator de potência das cargas.

A análise foi feita através de uma comparação das condições de desempenho do sistema de subtransmissão, bem como das transformações de suprimento e interligação entre a CPFL e suas supridoras CESP²⁰ e Furnas²¹, para as condições de carga industrial, atualmente previstas para o decênio e aquelas existentes ao se considerar a inclusão de compensação reativa por parte dos grande consumidores industriais, devido a alteração aludida na legislação sobre o fator de potência das unidades consumidoras industriais, no período de maior demanda da CPFL²². Este período é o responsável pela necessidade de expansão das obras de subtransmissão (Andrade, 1991)b.

6.2.1 Os consumidores industriais

De uma forma simplificada, a tabela 6.1 apresenta as condições verificadas em um trabalho do GCPS sobre os valores

²⁰ Companhia Energética do Estado de São Paulo.

²¹ Centrais Elétricas de Furnas.

²² Mês de julho.

médios do fator de potência por ramo de atividade industrial, a porcentagem de consumidores que, em cada ramo de atividade, apresentam, de uma forma cíclica, um fator de potência médio mensal inferior à média da classe (ELETROBRÁS, 1987), bem como a porcentagem média de redução de perdas encontrada em cada ramo de atividade, aplicando-a metodologia apresentada na seção 5.5 desta tese (Anexo 6).

Tabela 6.1 Características dos consumidores, por ramo de atividade, em relação ao fator de potência médio mensal

RAMO DE ATIVIDADE	FATOR DE POTÊNCIA MÉDIO MENSAL	CONSUMIDORES COM FP ABAIXO DA MÉDIA (%)	REDUÇÃO DE PERDAS (%)
METALÚRGICA	0,9328	42	-
QUÍMICA	0,8828	63	7,92
N.METÁLICOS	0,9116	48	1,82
TEXTIL	0,8792	75	8,67
MINERAÇÃO	0,8991	43	4,49
PAPEL	0,8834	93	7,80
MECÂNICA	0,9015	58	3,98
ALIMENTÍCIA	0,9371	60	-
BORRACHA	0,8800	75	8,51
AGRICOLA	0,9104	43	2,08
SERV.TRANSP.	0,8802	80	8,46
SETOR PUBL.	0,9441	80	-
M.ELÉTRICOS	0,8953	67	5,30
OUTROS	0,9119	63	1,75

Fonte : GTFC/GCPS - Fator de potência das cargas

Como se pode verificar na tabela 6.1, todos os ramos de atividade apresentam um fator de potência médio mensal acima do limite hoje exigido: 0.85.

A figura 6.1 apresenta as curvas diárias típicas de alguns

segmentos industriais. Observe-se que, apesar desses segmentos apresentarem um fator de potência médio mensal superior 0,85, a sua forma de consumo de energia reativa imputa prejuízo ao setor elétrico e, em última instância, ao conjunto dos consumidores de energia elétrica.

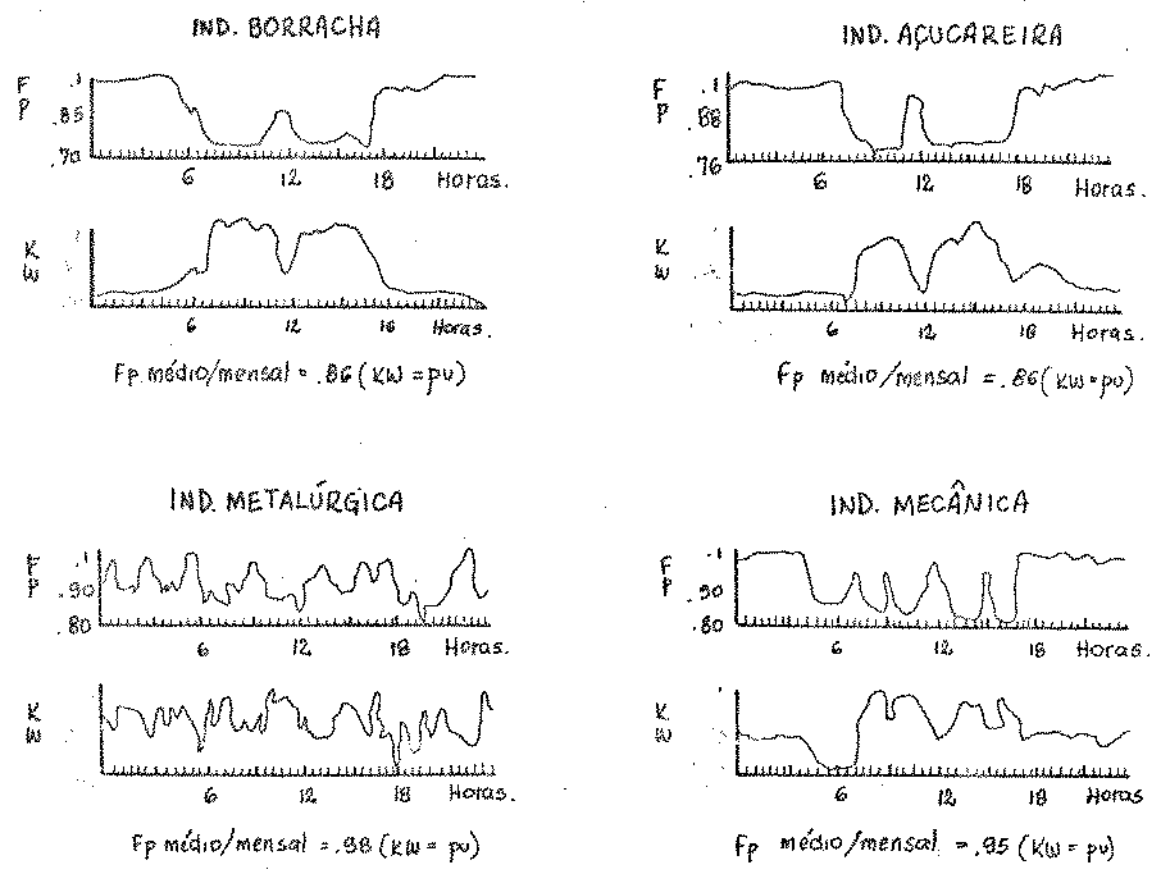


Figura 6.1 Ciclos de variação diária do fator de potência típico de alguns segmentos industriais que possuem valores médios mensais superiores ao limite exigido

6.2.2 Compensação reativa das cargas industriais

Simulou-se o suprimento de energia elétrica para a região metropolitana de Campinas, com e sem a compensação de reativos requerida pela nova legislação. Utilizou-se, para tanto, dados do sistema do GTPD²¹. Os resultados foram computados nos pontos de interligação do sistema da CPFL, na região de Campinas, com os sistemas das suas supridoras. Os resultados obtidos para o período 1992/2001 se encontram na tabela 6.2.

Tabela 6.2 Resultados da simulação do suprimento de energia elétrica para a região metropolitana de Campinas, considerando-se a nova legislação sobre fator de potência das cargas

CONDIÇÃO NORMAL									
ANO	MERCADO PREVISTO			C/ COMPENSAÇÃO			VARIACÃO		
	MW	MVar	MVA	C.	P.	N.MVA	MVA	(%)	
1992	1.042	458	1.138	-	-		..		
1993	1.077	459	1.171	-	-		..		
1994	1.119	477	1.216	66	44	1.178	38	3,12	
1995	1.160	495	1.261	68	46	1.221	40	3,45	
1996	1.200	515	1.306	71	54	1.262	44	3,68	
1997	1.250	534	1.359	74	50	1.315	43	3,48	
1998	1.295	553	1.409	76	51	1.363	46	3,53	
1999	1.344	569	1.460	79	53	1.413	47	3,48	
2000	1.397	575	1.510	82	54	1.464	46	3,02	
2001	1.451	598	1.570	87	56	1.521	49	3,14	

C. redução devido aos consumidores (MVar)

P. redução devido às perdas (MVar)

Pode-se concluir, pela análise da tabela 6.2, que a compensação reativa efetuada pelos consumidores propicia uma redução média de cerca de 3,36% do mercado em MVA da CPFL na

²¹ Grupo de Trabalho de Planejamento Decenal, GCPS/ELETROBRÁS.

região de Campinas, equivalendo, aproximadamente, à postergação de um ano no mercado da região, que cresce, em média, cerca de 3,64% ao ano, ou seja, em termos globais, a CPFL poderia passar um ano sem a realização de nenhuma obra na região, pois a compensação reativa implantada pelos consumidores, posterga o "mercado alvo" do planejamento em um ano.

A tabela 6.3, a seguir, apresenta o reflexo da redução propiciada pela compensação reativa das cargas industriais da região de Campinas atendidas pelo sistema de subtransmissão, nas transformações de suprimento à região, que contarão, a partir de 1994, época em que entra em vigor a portaria 085/92 do DNAEE, com 1650 MVA de capacidade nominal (3 x 150 MVA em Campinas-Furnas, 3 x 300 MVA em Santa Bárbara-CESP e 1 x 300 MVA em Sumaré-CESP) e, à partir de 1997, com 1950 MVA (2x 300 MVA em Sumaré-CESP).

Tabela 6.3 Carregamento das transformações de suprimento na região metropolitana de Campinas, em função da compensação reativa das cargas industriais, a nível de subtransmissão, na região de Campinas - CPFL

TRANSFORMAÇÕES DE SUPRIMENTO						
CARREGAMENTO (MVA)				LIBERAÇÃO (MVA)		
ANO	ATUAL	C/ COM- PENSACÃO	MVA	CAPACIDADE NOMINAL (%)	CARREGAMENTO ANTERIOR (%)	
1994	1.143	1.101	43	2,59	3,76	
1995	1.186	1.140	47	2,82	3,96	
1996	1.236	1.188	47	2,87	3,80	
1997	1.389	1.338	51	2,61	3,67	
1998	1.481	1.420	61	3,13	4,11	
1999	1.625	1.555	70	3,59	4,31	
2000	1.674	1.603	71	3,66	4,24	
2001	1.749	1.678	71	3,62	4,06	

A redução média é de 57,6 MVA, ou seja 3,11 % da capacidade nominal.

O carregamento dos transformadores que suprem a região de Campinas, apresenta um montante superior ao mercado em virtude do suprimento à CESP, através da subestação Santa Bárbara, de 900 MVA, 440/138 kV, para a região do rio Pardo.

A redução nestas transformações, de cerca de 57,6 MVA médios, ou cerca de 3,11 %, representa o requisito de suprimento de uma cidade de porte médio na região, como Santa Bárbara do Oeste.

Cumprе ressaltar que os benefícios auferidos pela compensação reativa das cargas industriais podem ser ampliados pela atuação das concessionárias no sentido delas complementarem esta compensação no seu próprio sistema, o que implica, além da redução das perdas nas redes das concessionárias, na elevação do perfil de tensão. Esta última, de uma forma iterativa, propicia um melhor desempenho do sistema como um todo, inclusive nos equipamentos dos consumidores que já realizaram esta compensação, já que o fornecimento de reativos pelos bancos de capacitores varia com o quadrado da tensão.

6.3 Análise de alguns consumidores

6.3.1 Considerações gerais

Os consumidores industriais, de uma forma geral, não se preocupam com a conservação de energia elétrica em sua própria planta industrial, em virtude do custo da energia elétrica consumida, representar, usualmente, uma fração pequena do custo final dos produtos industriais. Há, evidentemente, o caso particular dos segmentos industriais eletrointensivos, onde é

grande a participação da eletricidade no custo final do produto.

Tendo em vista esta situação, raramente se vê no país uma busca de otimização do consumo de energia elétrica nas plantas industriais. Isto é agravado pelo fato da situação econômica nacional também não estimular um aumento na eficiência produtiva, uma vez que a instabilidade econômica inviabiliza um elevado nível de concorrência no mercado, com a conseqüente tentativa de minimização dos custos de produção como uma forma de ampliação das parcelas relativas de mercado.

Desta forma, hoje, as plantas industriais no país refletem, freqüentemente, uma condição de obsolescência, onde se procura adiar ou evitar o investimento em modernização, como uma forma de ampliação da margem de lucro, via um aumento da participação de "ativos circulantes" no mercado de capitais, geralmente patrocinada pelo próprio governo no afã de incrementar a sua receita para a manutenção da "máquina estatal".

Em síntese, existe na maioria das plantas industriais brasileiras um grande potencial para se economizar energia elétrica, o qual, incentivado pela nova legislação sobre o fator de potência das cargas, deverá ser explorado, ao lado, evidentemente, de um amplo leque de outras possibilidades de conservação de energia elétrica.

6.3.2 Análise da influência da alteração da legislação sobre o fator de potência das cargas em uma planta industrial de porte médio, do segmento alimentício, na região de Ribeirão Preto

Não faz parte dos objetivos desta avaliação o questionamento

da qualidade e do desempenho produtivo dos equipamentos elétricos da unidade industrial em questão. Foram analisados apenas os aspectos relativos às condições operativa dos mesmos com vistas às perdas elétricas e ao fator de potência.

6.3.2.1 Dados do consumidor

O suprimento a este consumidor é realizado na tensão de 13.800 volts, dispondo-se de uma cabine primária com transformação 13.800 / 220 e 127 volts, potência nominal de 300 kVA e possibilidade de ampliação para 2 x 300 kVA.

A carga instalada de 302 kW apresenta uma demanda máxima coincidente de 144 kW e um consumo médio de 14.400 kWh, dividido em três painéis de distribuição.

O fator de potência médio mensal registrado por esta planta industrial em dois meses consecutivos de avaliação foi de 0,76 e 0,81, com um fator de carga da ordem de 0,14.

Os painéis de distribuição das cargas apresentam as características médias de desempenho, indicadas na tabela 6.4.

Tabela 6.4 Dados do consumidor em análise

	Painel A	Painel B	Painel C
Tensão (volts)	220	220	220/127
Carga instalada (kW)	174,2	87,0	40,3
Demanda máxima (kW)	94,3	21,3	28,4
Fator de potência	0,78	0,69	0,97

O diagrama da figura 6.2 apresenta o sistema de suprimento interno do consumidor e a alimentação dos painéis de distribuição da carga.

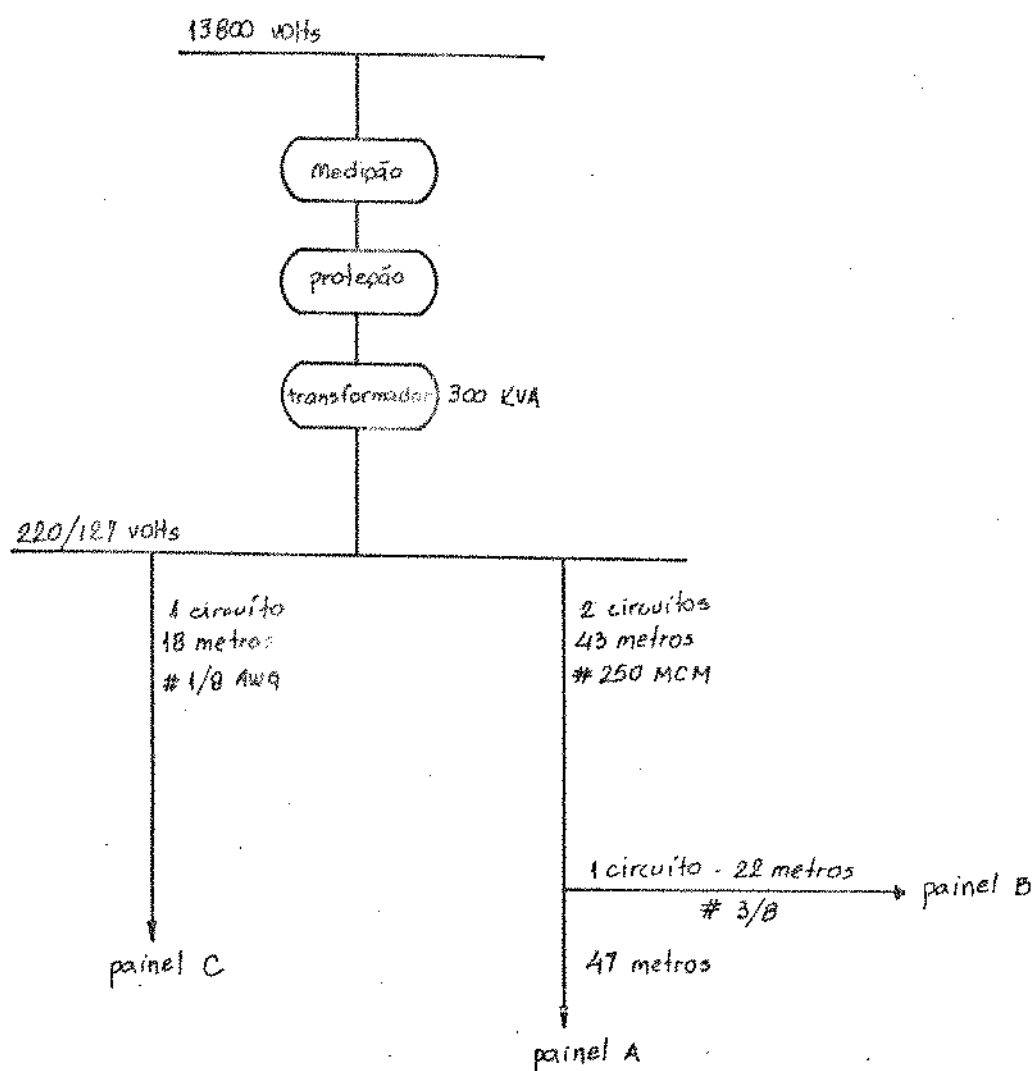


Figura 6.2 Diagrama de suprimento e distribuição do consumidor industrial em análise

6.3.2.2 Alternativas de compensação reativa

Para os consumidores industriais, de uma forma geral, há duas maneiras para se tentar resolver o problema da compensação reativa adicional requerida pela nova legislação.

- (i) única e exclusivamente cumprir a nova legislação;
- (ii) cumprir a legislação e otimizar as suas instalações do ponto de vista da energia elétrica reativa.

No primeiro caso, o consumidor desconsidera a possível existência de problemas internos à planta industrial, tais como perdas excessivas, má utilização da energia elétrica disponível, superdimensionamento de equipamentos elétricos, etc.

Dessa forma, a preocupação primordial está exclusivamente, em se pagar ou não uma cotá adicional na conta de energia elétrica, que, com a nova legislação, se transformará num montante extra de energia e demanda ativa, representando a parcela desperdiçada pela planta industrial devido aos possíveis problemas mencionados.

Neste caso, o consumidor irá investir em compensação reativa, caso decida não pagar a cota adicional em sua conta, acima referida, no ponto de suprimento da concessionária, mantendo as condições de desperdício interno em suas instalações.

No segundo caso, o consumidor promove uma avaliação interna de suas instalações, procurando alocar a compensação reativa o mais próxima possível dos pontos de consumo. Ele evita, assim, as perdas inerentes ao transporte da energia reativa nas próprias instalações, passa a usufruir de uma redução dos requisitos de energia ativa e reduz o carregamento nos seus transformadores.

A redução de perdas proveniente da redução da demanda transportada esta indicada na tabela 6.6.

Tabela 6.6 Redução de perdas propiciada pela implantação da compensação reativa indicada na tabela 6.5

REDUÇÃO DE PERDAS NA DEMANDA : 0,5 kW, ou 0,3 %
REDUÇÃO DE PERDAS NO CONSUMO : 46,5 kWh, ou 0,3 %

Comparando-se o custo total das instalações da compensação reativa - US \$ 1.595,00 -, com a economia mensal de energia elétrica - US \$ 122,83 -, obtida pela redução das perdas nos circuitos de transporte de energia do ponto de suprimento até os painéis de distribuição, onde a compensação é efetuada, verifica-se que o consumidor obtém um retorno do investimento em um período de 13 meses, a partir do qual, ele passa a usufruir de um aumento de receita, pela redução dos seus custos com a energia elétrica.

Além disso, este consumidor obtém uma liberação de capacidade transformadora, na entrada da energia elétrica em sua planta industrial, de aproximadamente 21 %, pela correção do fator de potência global da condição mais grave - 0,76 -, para o valor de referência, o que propicia a postergação da necessidade de ampliação da mesma.

Cumprе ressaltar que, os benefícios da redução de perdas devido à circulação de reativos pelo sistema da planta industrial podem ser ainda ampliado pela maior fragmentação da compensação reativa dos painéis de distribuição para os efetivos pontos de consumo, ou seja, em cada máquina ou equipamento

elétrico em utilização, ou eventuais agregados de equipamentos semelhantes.

6.3.3 Análise da influência da alteração da legislação sobre o fator de potência das cargas em plantas industriais de grande porte

Diferente dos consumidores de médio porte, os grandes consumidores possuem, em geral, uma planta industrial bem mais complexa. No entanto, o procedimento básico de avaliação da nova legislação sobre o fator de potência é o mesmo, ou seja, promover a compensação reativa unicamente para cumprir a legislação, ou realizar, também, uma análise de otimização das instalações elétricas internas à empresa, em relação à energia elétrica reativa.

Tendo em vista as dificuldades inerentes a uma avaliação de otimização de energia elétrica em plantas industriais complexas, de grande porte, procedeu-se às avaliações apenas em relação ao comportamento do suprimento global às plantas. Foram identificados, também, os montantes adicionais de energia e demanda a serem adicionados à fatura de energia elétrica deste consumidor, caso já houvesse vencido, hoje, a fase destinada à adaptação da nova legislação, caracterizando um dia de máxima demanda, não necessariamente coincidente com o atual.

Os grandes consumidores apresentam uma demanda superior a 500 kW e, portanto, se enquadram na "Tarifa azul", horosazonal. Deste modo, a medição mensal destes consumidores é feita através de integralizações do consumo de energia elétrica ativa à cada

A síntese dos resultados obtidos para o consumidor, em ambas as situações, é apresentada a seguir.

6.3.2.3 Resultados obtidos

Este consumidor, por apresentar uma demanda máxima inferior a 500 kW, tem a opção de não ser incluído na Tarifa Azul. Logo, seu consumo de energia elétrica não precisa ser medido em termos de demanda e energia, nos postos de ponta e fora de ponta.

A opção pela primeira alternativa, atende única e exclusivamente a legislação, implica na instalação de uma compensação reativa de aproximadamente 43 kVAr em 13,8 kV, no ponto de suprimento da concessionária, para adequar as instalações à nova portaria sobre fator de potência das cargas. O custo, hoje, desta compensação é de cerca de US \$ 520.

No segundo caso, procura-se promover a compensação reativa de forma a se minimizar, também, as perdas no sistema interno à planta industrial, além de se atender a nova portaria sobre o fator de potência. Aloca-se, então, por exemplo, a compensação reativa nos painéis de distribuição. A tabela 6.5 apresenta o montante de compensação reativa requerida pela solução de menor custo para a compra e instalação dos equipamentos de compensação nos painéis.

Tabela 6.5 Compensação reativa requerida para a correção do fator de potência de um consumidor industrial de médio porte

PAINEL	A	B	C	Total
Compensação (kVAr)	35,5	13,3	0,0	48,8

quinze minutos. Para a energia e demanda reativas o intervalo de integralização é de uma hora; portanto, o cálculo dos custos correspondentes deve ser feito independentemente, transferindo-se, apenas, os resultados obtidos para a composição final da fatura de energia elétrica.

Foram analisados três consumidores de grande porte, um do segmento de veículos automotivos, um do segmento químico e um do segmento cimenteiro.

Estes consumidores apresentaram, no período avaliado, vários intervalos de integralização com consumo de energia reativa superior aos valores de referência. Com a nova legislação (Anexo 4), os valores excedentes deverão ser transformados em energia ativa equivalente a cada intervalo de integralização de uma hora, e acrescidos à energia ativa registrada no período de faturamento. O total do acréscimo, devido à energia reativa, será o somatório de todos os intervalos que apresentaram consumo de energia reativa superior ao valor de referência, no período em questão.

A demanda faturável será obtida do intervalo de integralização de uma hora que apresentar o maior resultado da soma da demanda ativa registrada com a parcela referente à demanda reativa excedente ao valor de referência neste intervalo, transformado em demanda ativa.

Serão apresentados, neste capítulo, apenas os quadros-resumo finais da análise efetuada (Andrade, 92), a respeito destes consumidores, incluindo uma avaliação mais detalhada sobre o dia de demanda máxima de cada um deles.

6.3.3.1 Consumidor do segmento de veículos automotivos

A tabela 6.7 apresenta as variações, no período de faturamento deste consumidor, entre a demanda e a energia medidas por um registrador digital de tarifa diferenciada - RDTD, e os valores faturáveis, considerando a inclusão dos montantes de energia e demanda reativa aos valores de energia ativa medidos, consoante estabelece a portaria 085/92 do DNAEE.

Ressalta-se que, pela legislação anterior, o dia da maior demanda ativa não é, obrigatoriamente, o mesmo identificado pela nova legislação.

Tabela 6.7 Variações na fatura de energia elétrica do segmento de veículos automotivos pela aplicação da portaria 085/92 do DNAEE

Consumo	Registrado	Corrigido	Variação	
Energia	(kWh)	(kWh)	(kWh)	%
PONTA	1.932.643	2.322.439	389.796	20,2
FORA DE PONTA	11.293.383	13.729.321	2.435.938	21,6
Demanda	(kWh/h)	(kWh/h)	(kWh/h)	%
PONTA	38.860,8	43.874,5	5.013,7	12,9
FORA DE PONTA	48.038,4	51.521,7	3.483,3	7,3

Pela legislação anterior, que estabelece um valor de referência médio mensal de 0,85 para o fator de potência, este consumidor apresenta um desempenho excelente, com valores médios mensais de 0,9869 e 0,976 para os períodos de ponta e fora de ponta, respectivamente. Entretanto, a análise dos registros de consumo indica um péssimo desempenho, muito aquém do desejável,

segundo a nova legislação, como se pode observar, pela curva de variação do fator de potência do dia de maior demanda no período de faturamento, na figura 6.3.

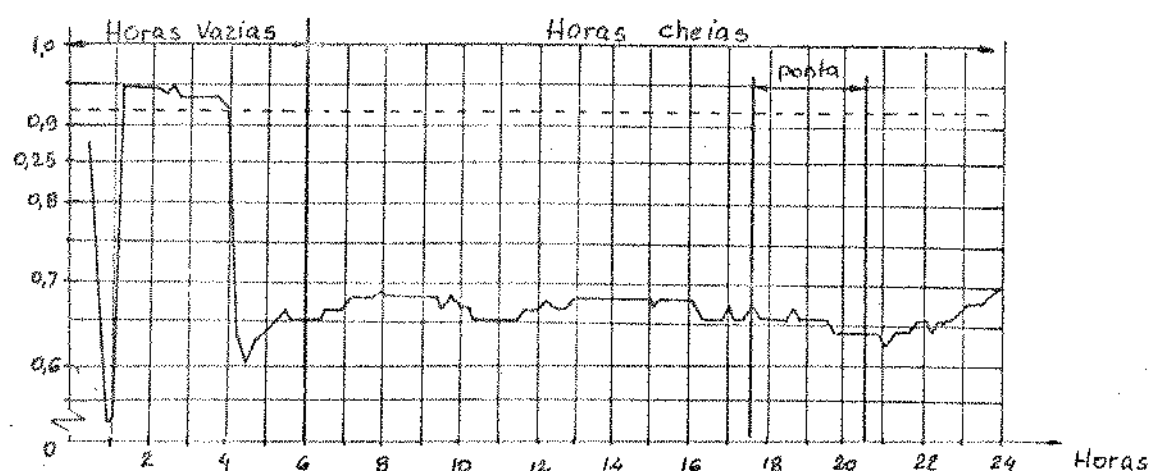


Figura 6.3 Curva de variação do fator de potência no dia de máxima demanda no período de faturamento do consumidor do segmento de veículos automotivos

Como se pode observar, nesse dia, os fatores de potência médios, de ponta e fora de ponta, foram praticamente idênticos, da ordem de 0,65, durante o período de horas cheias - entre 6:00 e 24:00 h. Durante a madrugada se verificou um valor médio de 0,85.

Um fator de potência médio de 0,65 implica em uma potência reativa da ordem de 17% superior à demanda ativa verificada no intervalo e a potência aparente terá seu módulo 30,8% superior àquele necessário para a mesma potência ativa e um valor de

referência do fator de potência de 0,85. Comparado ao valor de referência 0,92, o módulo da potência aparente, na condição verificada, é 78,2% superior ao permissível, sem ônus para o consumidor.

A figura 6.4 apresenta as curvas de carga ativa e reativa do consumidor do segmento de veículos automotivos, no dia de demanda máxima do período de faturamento avaliado.

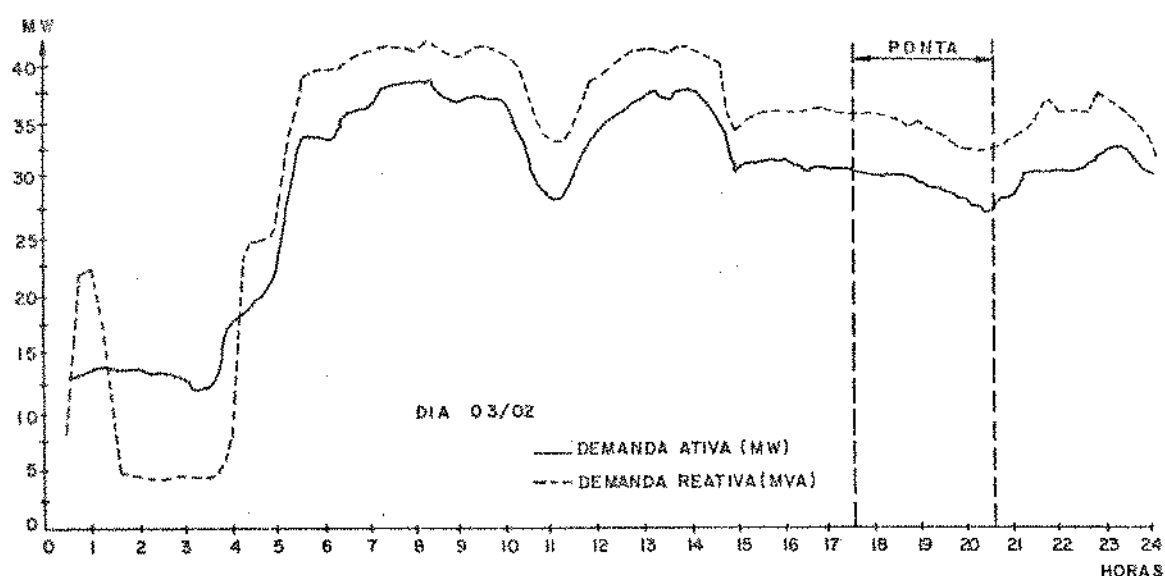


Figura 6.4 Curvas de carga ativa e reativa do consumidor do segmento de veículos automotivos no dia de demanda máxima do período avaliado

A figura 6.5 apresenta a curva de carga ativa em kWh/h no dia de maior demanda do consumidor, integralizada a cada

intervalo horário, e a parcela adicional de carga referente à aplicação da nova legislação, ou seja, adicionando-se a parcela de demanda reativa superior ao valor de referência, transformada em demanda ativa à cada intervalo de integralização, no período denominado "horas cheias".

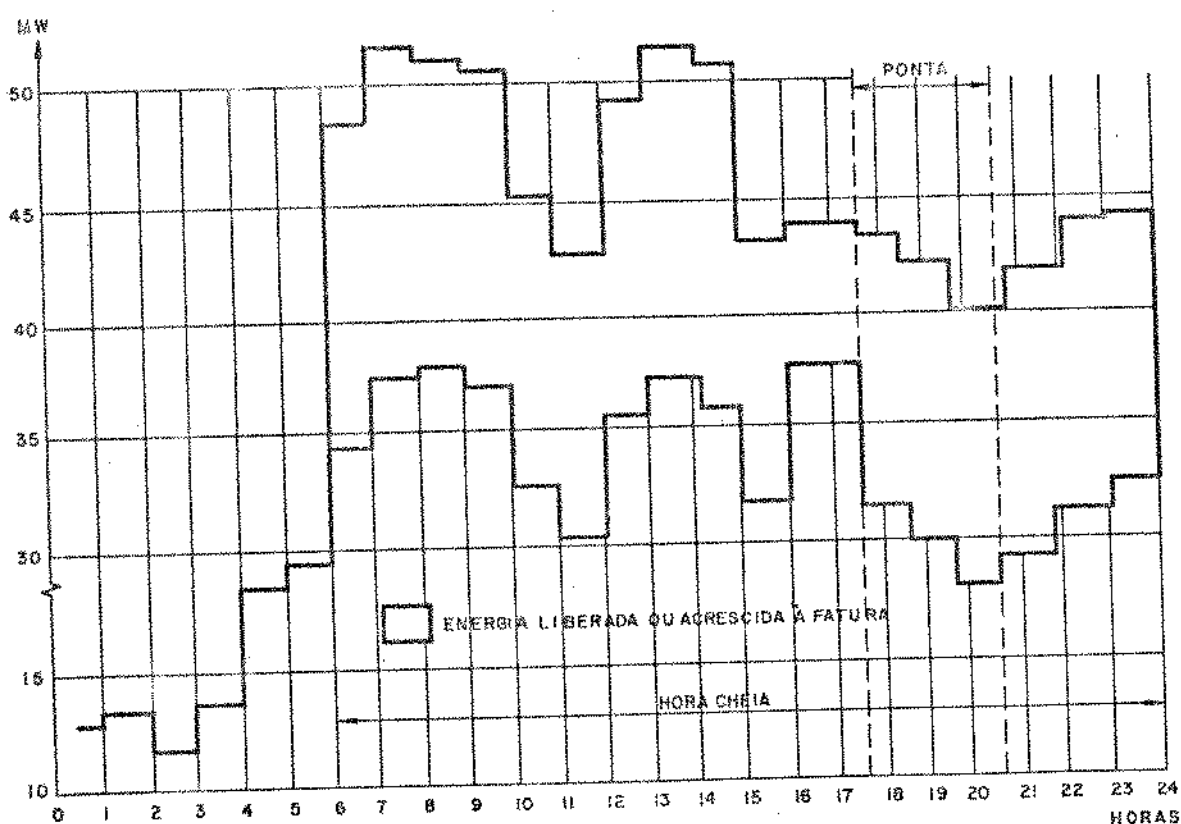


Figura 6.5 Curva de carga, com integralização horária, da demanda ativa e acréscimos devido à aplicação da portaria 085/92 do DNAEE, para o consumidor do segmento de veículos automotivos

Nota-se que a inclusão da compensação reativa para atender a nova legislação liberará para o sistema, no período de horas cheias do dia de demanda máxima, uma energia equivalente à 940.125,5 kWh, ou seja, cerca de 150.000 kWh no período de ponta e 790.000 kWh no período fora de ponta. A demanda média liberada neste dia é da ordem de 12.000 kW na ponta e 12.375 kW fora da ponta.

É interessante apontar que, caso a avaliação desse consumidor se desse pela média mensal, mesmo com o novo valor de referência de $\sim 0,92$ -, ele não teria nenhum ônus adicional por conta de seu consumo de energia reativa, mesmo apresentando um fator de potência médio, no dia de sua demanda máxima, de 0,65 para ambos os períodos : ponta e fora de ponta. Incluindo-se a madrugada no período fora de ponta, este consumidor passa a ter um valor médio de fator de potência em torno de 0,71. Cabe ainda explicitar que, este consumidor, com valores médios mensais acima de 0,976, tanto nos períodos de ponta como fora de ponta, apresenta fatores de potência com valores integralizados a cada quinze minutos, de 0,55 para o período de ponta e fora de ponta e 0,87 durante a madrugada, consolidando o exposto na seção 4.3.2 desta tese.

6.3.3.2 Consumidor do segmento químico

A tabela 6.8 apresenta as variações no período de faturamento do consumidor do segmento químico, entre os valores medidos e os faturáveis, segundo a nova portaria sobre o fator de potência da demanda e energia. O período avaliada foi de 07/02 à 10/03/92.

Tabela 6.8 Variações na fatura de energia elétrica do consumidor do segmento químico pela aplicação da portaria 085/92 do DNAEE

Consumo	Registrado	Corrigido	Variação	
Energia	(kWh)	(kWh)	(kWh)	%
PONTA	762.874	994.907	232.035	30,4
FORA DE PONTA	8.046.466	9.704.544	1.658.078	20,6
Demanda	(kWh/h)	(kWh/h)	(kWh/h)	%
PONTA	13.948,8	15.065,9	1.117,1	8,0
FORA DE PONTA	14.515,0	15.642,0	1.127,0	7,8

O fator de potência desse consumidor se mantém, praticamente por todo o período de avaliação, em torno do valor 0,855, ou seja, atendendo rigorosamente à legislação em vigor.

A figura 6.6 apresenta a curva de variação diária do seu fator de potência no dia de sua demanda máxima, onde se pode observar a permanência do fator de potência em torno do atual valor de referência 0,85.

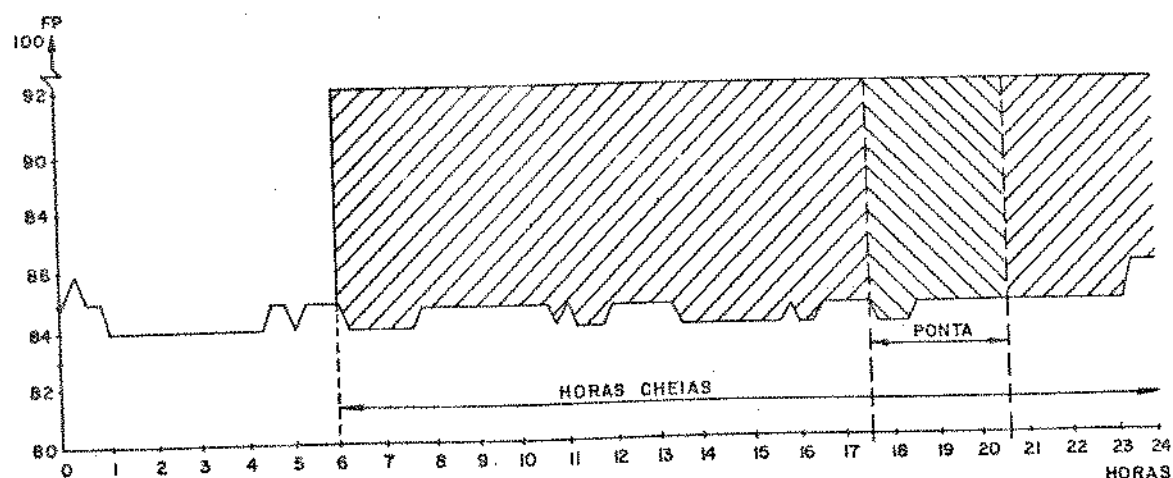


Figura 6.6 Curva de variação do fator de potência no dia de máxima demanda no período de faturamento do consumidor do segmento químico

A figura 6.7 apresenta as curvas de carga ativa e reativa do consumidor em análise, no dia da sua demanda máxima.

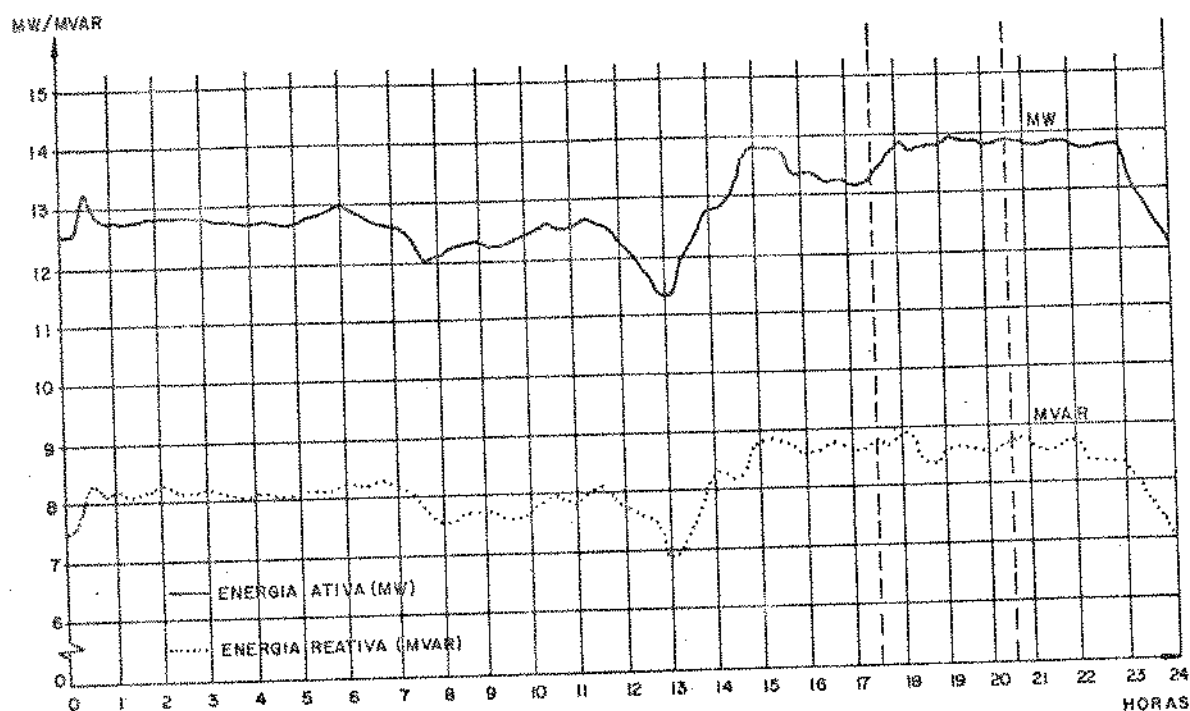


Figura 6.7 Curvas de carga ativa e reativa do consumidor do segmento químico, no dia da sua demanda máxima

A figura 6.8 apresenta a curva de carga desse consumidor, no dia de sua maior demanda, integralizada em intervalos de uma hora e acrescida dos montantes de energia reativa excedentes ao valor de referência da nova portaria do DNAEE, transformados em energia ativa.

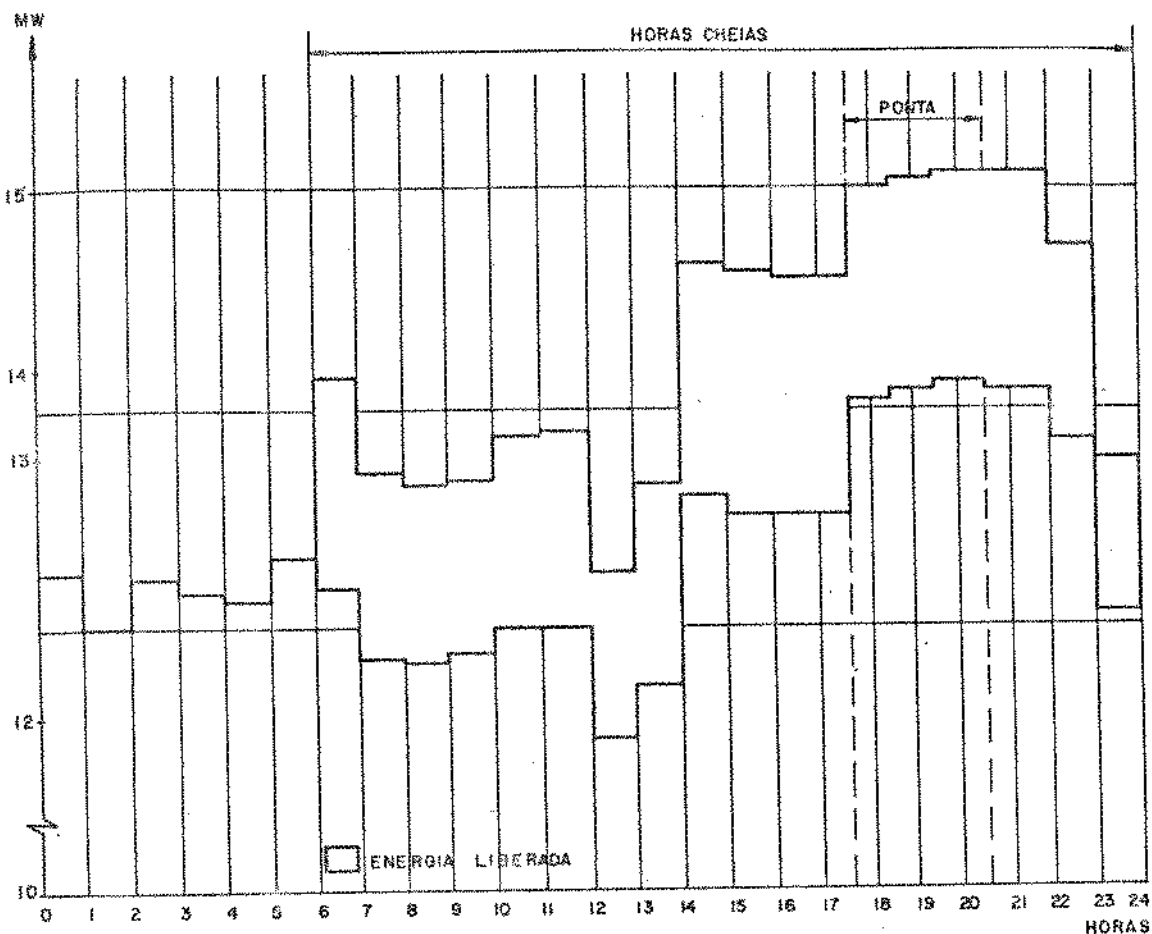


Figura 6.8 Curva de carga, com integralização horária da demanda ativa e acréscimos devido à aplicação da portaria 085/92 do DNAEE, para o consumidor do segmento químico

A compensação reativa instalada junto a este consumidor para atender a nova legislação libera cerca de 81.156,8 kWh, sendo 14.074,2 no período da ponta e 67.082,6 no período fora da ponta, representando cerca de 6,1 % do total de energia ativa utilizada no referido dia. A demanda média liberada é de 1,190 kW no

período da ponta, ou seja, cerca de 10,4 % da máxima demanda registrada nesse período no dia, e 1.130 no período fora da ponta.

6.3.3.3 Consumidor do segmento de cimenteiro

O consumidor do segmento de cimenteiro foi avaliado no período de 08/02 à 04/03/92, apresentando valores médios de fator de potência da ordem de 0,9869 no período da ponta e 0,976 no período fora da ponta.

A tabela 6.9 apresenta as variações globais no período de faturamento do consumidor, em relação a demanda e energia.

Tabela 6.9 Variações na fatura de energia elétrica do consumidor do segmento cimenteiro pela aplicação da portaria 085/92 do DNAEE

Consumo	Registrado	Corrigido	Variação	
Energia	(kWh)	(kWh)	(kWh)	%
PONTA	319.637	353.167	33.524	10,5
FORA DE PONTA	9.921.979	10.707.263	785.314	7,9
Demanda	(kWh/h)	(kWh/h)	(kWh/h)	%
PONTA	10.886,4	10.886,4	0,0	0,0
FORA DE PONTA	34.310,4	37.590,8	3.280,4	9,6

A figura 6.9 apresenta a curva de variação diária do seu fator de potência no dia de sua demanda máxima, onde se pode observar a permanência do fator de potência em torno de altos valores, 0,902 para o período fora da ponta e 0,934 para o período da ponta.

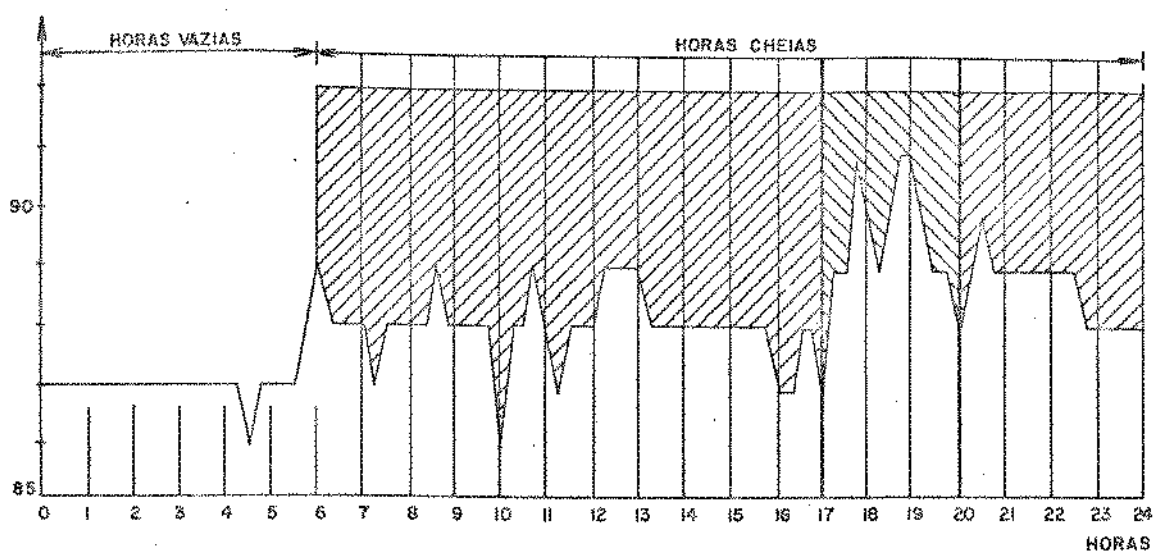


Figura 6.9 Curva de variação do fator de potência no dia de máxima demanda no período de faturamento do consumidor do segmento cimenteiro

A figura 6.10 apresenta as curvas de carga ativa e reativa do consumidor em análise, no dia de sua demanda máxima no período de faturamento.

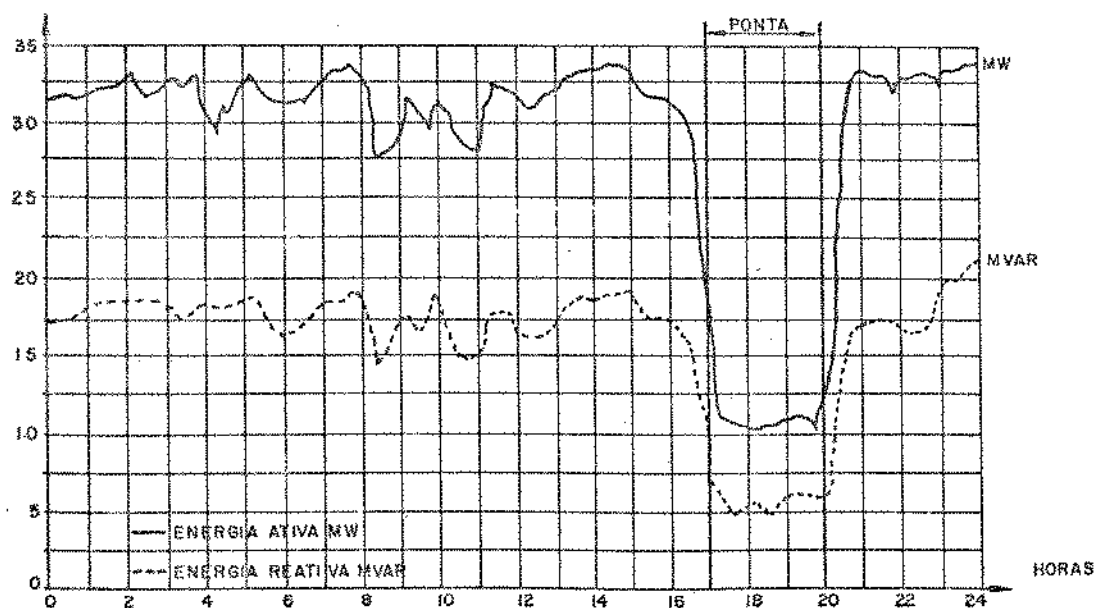


Figura 6.10 Curvas de carga ativa e reativa do consumidor do segmento químico no dia de sua demanda máxima

A figura 6.11 apresenta a curva de carga desse consumidor no dia da sua maior demanda, integralizada em intervalos de uma hora e acrescida dos montantes de energia reativa excedentes ao valor de referência da nova portaria do DNAEE, transformados em energia ativa.

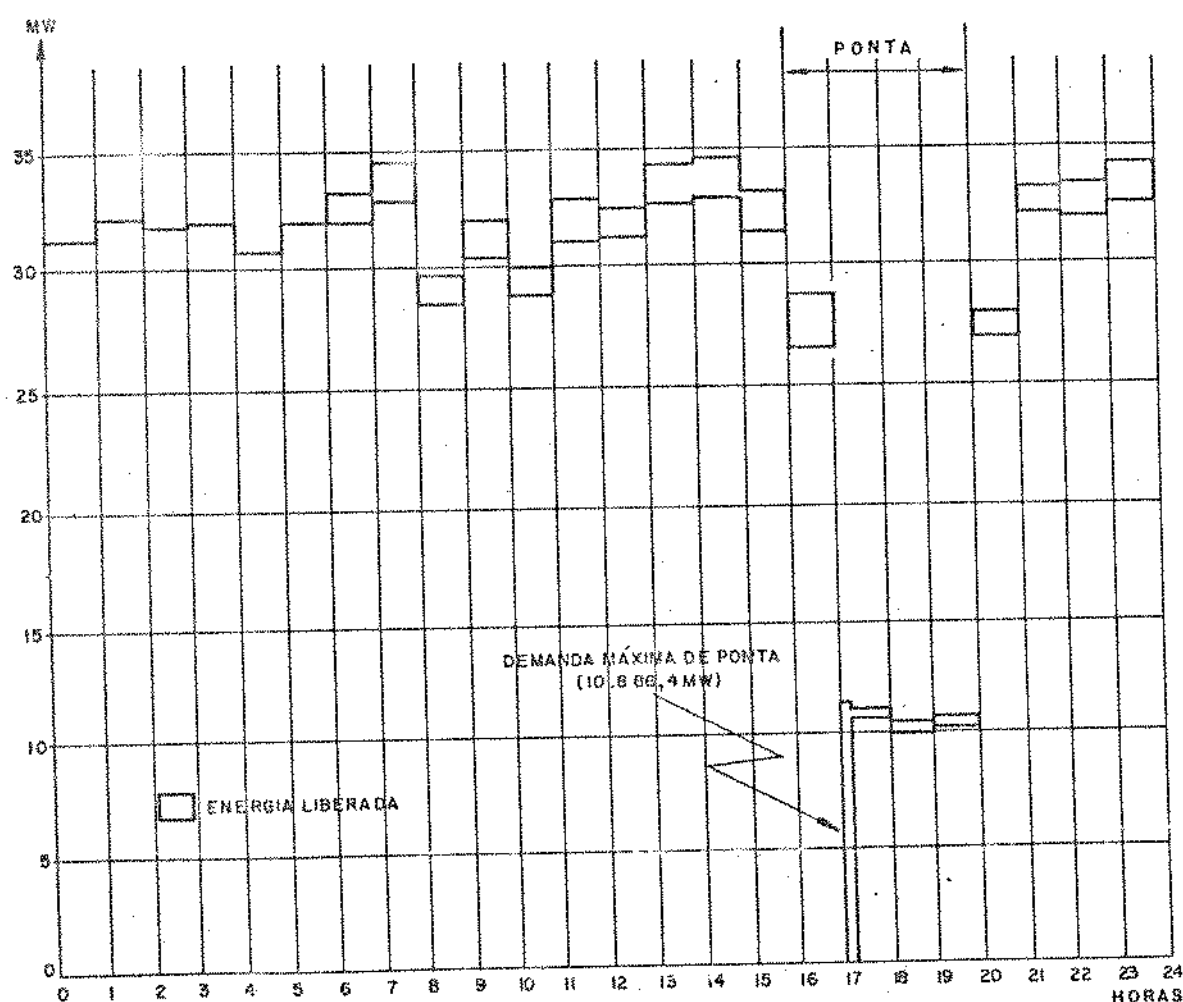


Figura 6.11 Curva de carga, com integralização horária, da demanda ativa e acréscimos devido à aplicação da portaria 085/92 do DNAEE, para o consumidor do segmento cimenteiro

A compensação reativa instalada, junto a este consumidor libera para o sistema cerca de 80.407,9 kWh no período fora da ponta e 3.250,7 no período da ponta, representando cerca de 3,2 % do total de energia ativa utilizado no referido dia. A demanda média liberada é da ordem de 500 kW no período da ponta, ou seja, cerca de 4,6 % da demanda máxima registrada nesse período do dia, e 1.420 kW no período de fora da ponta.

6.3.3.4 Considerações finais sobre estes estudos de caso envolvendo grandes consumidores industriais

Como se pode observar pela análise do suprimento de energia elétrica a grandes consumidores de três segmentos industriais distintos, a energia reativa desempenha um importante papel, tanto em relação aos equipamentos de conexão entre a concessionária e as instalações das plantas industriais, quanto ao próprio desempenho do sistema da concessionária e das redes elétricas dos consumidores.

A legislação em vigor sobre o fator de potência está sendo cumprida pelos três consumidores analisados, sendo que o consumidor do segmento químico apresenta um fator de potência médio mensal ligeiramente superior ao atual valor de referência - 0,85 -, nos períodos da ponta e fora da ponta. Os outros consumidores apresentam fatores de potência médios mensais bem superiores ao valor de referência. Entretanto, o consumidor do segmento automotivo chega a apresentar valores de fator de potência da ordem de 0,55, tanto no horário de ponta como no fora da ponta.

Esta constatação confirma a necessidade do setor elétrico alterar a legislação sobre o consumo de energia reativa, principalmente em relação ao período de avaliação do fator de potência, reduzindo-o para valores o mais próximo possível do intervalo considerado para a potência ativa, - quinze minutos -, como a condição indicada pela nova legislação, portaria 085/92 do DNAEE, que indica o intervalo de avaliação de uma hora, obtida por consenso com os representantes dos consumidores⁸², do setor elétrico e dos fabricantes de equipamentos elétricos⁸³.

6.4 Análise econômica da compensação reativa das cargas

Um relatório recente de avaliação elaborado pelos grandes consumidores, (ABRACE, 1992) apresenta as seguintes considerações sobre as consequências da aplicação da portaria 085/92 do DNAEE:

- (a) Questionamento da metodologia utilizada para a obtenção dos valores de demanda e energia liberados ao sistema elétrico, apresentados pelo DNAEE na exposição de motivos feita ao Ministro de Minas e Energia e ao Presidente da República. Os montantes em questão foram considerados exagerados;
- (b) Falta de isonomia no tratamento dos consumidores;
- (c) O custo estimado dos bancos de capacitores adicionais nas instalações dos consumidores são muito superiores àqueles considerados no estudo do GCPS (ELETROBRÁS, 1987), porquanto este só inclui custos de capacitores;
- (d) "Um dos efeitos do cálculo, em base horária, do faturamento de excedentes de consumo de energia e demanda de potência

⁸² ABRACE, FIESP, CNI.

⁸³ ABINE.

reativa é o aumento dos investimentos dos consumidores com instalações para compensação reativa, a curto prazo, sem reflexos na melhoria da qualidade e ou redução dos custos de produção. Pelo contrário, as consequências da aplicação desse instrumento regulamentar será o aumento de custos do uso de energia elétrica como insumo importante, numa época em que a profunda recessão econômica a que as indústrias se acham submetidas lhes impõe sacrifícios até de investimentos ligados à melhoria da produtividade e qualidade de seus produtos."

O Setor Elétrico, por seu termo, já apresentou as suas justificativas para a necessidade de compensação reativa das cargas industriais em diversos trabalhos, identificados em seções anteriores desta tese.

Cabe, portanto, uma avaliação econômica final sobre o assunto.

Considerando os três consumidores de grande porte avaliados, serão identificados os montantes de compensação reativa necessários para o equacionamento do consumo de suas plantas industriais no dia de maior demanda, ou seja, para a condição de maior consumo de energia elétrica integralizada em intervalos de uma hora no período de avaliação.

A tabela 6.10 apresenta os montantes das demandas faturáveis ativa e reativa, segundo a nova portaria 085/92 do DNAEE, bem como o montante de compensação reativa requerida nas plantas industriais para se evitar o sobrecusto dos consumidores nas faturas.

Tabela 6.10 Análise e identificação dos montantes de compensação reativa requeridos pela portaria 085/92 do DNAEE

CONSUMIDOR DO SETOR	Demanda		Compensação (kVar)
	Ativa (kW)	Reativa (kVar)	
Automotivo	37.439,8	41.646,8	25.697,5
Químico	13.929,6	8.610,3	2.670,4
Cimenteiro	34.003,8	22.641,4	8.156,2

Para o dia de maior demanda, conforme a nova legislação, o consumidor do setor automotivo apresentou um fator de potência para o intervalo avaliado igual a 0,668, o consumidor do setor químico um fator de potência igual a 0,851 e o setor de cimento um valor igual a 0,83. Como se constatou anteriormente, tanto o consumidor do setor automotivo quanto do setor cimento apresentam valores de fator de potência médios mensais superiores a ambos os valores de referência da atual e da nova legislação.

O custo da compensação reativa apresentado pelo relatório dos grandes consumidores (ABRACE, 1992), sobre o impacto da portaria 085 do DNAEE, é substancialmente superior àquele apresentado pelos fabricantes de equipamentos, representados pela ABINE.

O custo médio identificado pela ABRACE é de US \$ 60,0 por kVar, independentemente do nível de tensão, incluindo-se neste custo, além dos capacitores propriamente ditos, também os disjuntores, chaves interruptoras, cabos, painéis de controle, estudos de engenharia e projeto, adequação da subestação, obras civis, instalação e comissionamento, além de um fator de segurança de 10 %.

A tabela 6.11 apresenta os valores dos bancos de capacitores apresentados pela ABINE ao GTTER⁸⁴, utilizados nos estudos para elaboração da portaria 085/92 do DNAEE, convertidos para o dólar do dia da apresentação desses valores, para comparação com o valor médio apresentado pela ABRACE.

Tabela 6.11 Custos de equipamentos para a compensação reativa de cargas industriais

Nível de Tensão V	Capacitores unidade padrão kVAR	US \$ / kVAR	Custos dos Equipamentos Disjun- tores	Chaves seccio- nadoras	T C
220		29,0			
380/440		18,0			
480		23,0			
2.400	1.800	17,1			
13.800	3.600	12,0			
34.500	12.000	10,3	29.000	8.058	2.256
69.000	20.000	11,0	41.900	16.115	4.351
138.000	50.000	10,1	83.799	25.784	8.863

Adicionando-se aos custos dos capacitores os custos dos disjuntores, chaves seccionadoras e TC's, apresentados na tabela 6.11, e o fator de segurança de 10% chega-se aos seguintes valores médios de investimentos em compensação reativa nas plantas industriais : US \$ 14,96 / kVAR para 34,5 kV; US \$ 15,51 / kVAR para 69,0kV e US \$ 13,97 / kVAR para 138,0 kV.

A tabela 6.12 apresenta os custos da compensação reativa aplicada aos três consumidores analisados, considerando os valores apresentados pela ABINE e pela ABRACE.

⁸⁴ Grupo de Trabalho da Tarifa de Energia Reativa - DNAEE

Tabela 6.12 Custos da compensação reativa dos consumidores
em US \$

Segmento	Compensação	Custos da compensação	
Industrial	Reativa kVAR	ABINE	ABRACE
Automotivo	25.949,3	387.831,7	1.712.653,8
Químico	2.670,4	145.208,3	160.221,6
Cimenteiro	8.156,2	201.570,9	489.372,0

Os valores dos custos pela ABRACE foram obtidos pela multiplicação do valor médio de US \$ 60,0 pelos montantes necessários de compensação reativa para cada segmento industrial. Os valores dos custos pela ABINE consideram os montantes necessários para cada segmento industrial multiplicados pelos valor médio obtido na tabela 6.11 para 138,0 kV - US \$ 10,15 -, acrescido dos equipamentos para o nível em questão, o que redundou num custo médio de US \$ 14,94 / kVAR para o segmento automotivo, US \$ 54,38 / kVAR para o segmento químico e US \$ 24,71 / kVAR para o segmento de cimenteiro.

Considerando, então, que todos os consumidores instalem estes equipamentos corretivos sem uma preocupação com a otimização interna de suas plantas em relação à energia reativa, os benefícios auferidos limitam-se à redução da sua conta de energia elétrica, face a aplicação da nova legislação.

Considerou-se, ainda, os mesmos valores para a tarifa de energia elétrica utilizados no relatório dos consumidores sobre os impactos da nova legislação (ABRACE, 1992). Eles são apresentados na tabela 6.13 e são referenciados a março de 1992.

Tabela 6.13 Tarifas de energia elétrica em março de 1992 em US \$

GRUPO TARIFÁRIO	PERÍODO	ENERGIA (MWh)		DEMANDA (kW)	
		PONTA	FORA P.	PONTA	FORA P.
A1	seco	30,92	21,88	5,43	1,13
	úmido	27,05	18,60	5,43	1,13
A2	seco	32,37	23,48	5,84	1,34
	úmido	30,57	21,54	5,84	1,34

A tabela 6.14 apresenta os valores adicionais, em dólares, obtidos pela aplicação da portaria 085/92 do DNAEE, considerando o seu artigo 29 (Anexo 4), que determina o cálculo do montante da energia elétrica ativa a ser adicionada pelo somatório dos valores registrados a cada intervalo de uma hora no período de medição e, para a demanda, a obtenção do maior valor identificado dentre os intervalos analisados no mesmo período.

Tabela 6.14 Identificação dos acréscimos da fatura de energia elétrica para os consumidores analisados

Segmento	Período	Fatura de energia reativa		Fatura demanda reativa		Total
		MW	US\$ (*)	MW	US\$ (*)	US\$ (*)
Industrial	Ponta	389,8	11,92	5,0	29,31	41,23
	IF Ponta	2.435,8	52,47	3,5	4,69	57,16
Químico	Ponta	232,0	7,1	1,1	6,42	14,13
	IF Ponta	1.658,1	35,71	1,1	1,47	37,18
Cimento	Ponta	33,5	1,0	-	-	1,0
	IF Ponta	785,3	16,91	3,3	4,42	21,33

(*) Valores de dólares x 1.000

A tabela 6.15 apresenta a comparação entre os custos da

compensação reativa nas plantas de cada consumidor analisado, pelos dados da ABINE e da ABRACE, e o valor do acréscimo da fatura mensal de energia elétrica em decorrência da aplicação da nova portaria sobre o fator de potência, caso os consumidores não instalem a compensação reativa adicional. Desta comparação resulta a amortização, em meses, do investimento requerido para esta compensação, em cada caso.

Tabela 6.15 Comparação dos custos de instalação da compensação reativa adicional e os acréscimos da fatura de energia elétrica pela aplicação da portaria 085/92 do DNAEE

Segmento	Acréscimo na fatura mensal de energia elétrica US \$ 1000	Compensação reativa em US \$ 1000	ABINE		ABRACE		Amortização em meses	
Automotivo	98,39	387,8	1.712,6	3,9	17,4			
Químico	51,31	145,2	160,2	2,8	3,1			
Cimenteiro	22,33	201,6	489,4	9,0	21,9			

Considerando-se os custos apresentados pelos fabricantes de equipamentos de compensação reativa, todos os consumidores terão amortizados seus investimentos na instalação de equipamentos corretivos em nove meses, no pior caso. Ao considerar-se os custos médios da ABRACE, os nove meses transformam-se e aproximadamente 22 meses, ou seja, menos de dois anos para seu ressarcimento.

Capítulo 7

O PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO E A ENERGIA REATIVA

7.1 Os requisitos do sistema elétrico

Como se pode observar no desenvolvimento deste trabalho, a compensação reativa é um elo de grande importância, tanto no desempenho dos sistemas elétricos, quanto no fornecimento econômico da energia elétrica, em função da redução de perdas, postergação de obras, minimização de custos e conservação de energia que ela possibilita.

A energia reativa, portanto, além de um mal necessário, como sempre foi vista, pode vir a propiciar uma significativa contribuição à qualidade do serviço de energia elétrica, sempre que for bem equacionada, de forma a se adequar às diversas condições operativas a que está sujeito o sistema elétrico.

É importante ressaltar que a união de esforços entre as concessionárias de energia elétrica, seus consumidores e fabricantes de equipamentos é que pode viabilizar uma condição ótima de desempenho dos sistemas ao menor custo social possível.

A alocação da compensação reativa, tanto no setor elétrico quanto nas plantas industriais, deixa, portanto, de ter um caráter puramente de adequação aos critérios, normas e legislação, passando a considerar, prioritariamente, a otimização do desempenho dos sistemas e a minimização dos custos.

O setor elétrico tem desenvolvido programas de alocação da compensação reativa nos sistemas elétricos. O GTCPS³³/GCPS

³³ Grupo de critérios de planejamento.

da ELETROBRÁS vem trabalhando junto ao CEPEL⁹⁶ na consolidação de um programa computacional de alocação ótima de compensação reativa, considerando não só os aspectos de desempenho do sistema, como, também, os custos associados as diversas alternativas.

Cabe salientar, que os estudos de planejamento passaram a considerar a compensação reativa como uma parte integrante das alternativas do conjunto de obras, no atendimento ao crescimento de mercado, ao invés de considerá-la apenas como uma complementação da alternativa técnica selecionada de expansão do sistema.

Atualmente, existe um comitê de planejamento no Estado de São Paulo⁹⁷, que integra as principais concessionárias de energia do Estado, sendo uma de suas atribuições, através de um grupo permanente, o GT-2⁹⁸, avaliar e recomendar um programa de compensação reativa para o sistema elétrico do Estado de São Paulo, de uma forma global e adicional àquele promovido pelas próprias empresas individualmente.

Como exemplo, uma das soluções indicadas por este comite, está relacionada à melhoria do perfil de tensão do sistema de EAT⁹⁹ de 440 kV do Estado pela implantação de compensação reativa no sistema de subtransmissão de 138/88 kV (COPESP , 1992).

⁹⁶ Centro de Pesquisas Elétricas da ELETROBRÁS.

⁹⁷ COPESP - Comitê de Planejamento Energético do Estado de S. P.

⁹⁸ Tema do GT-2 - "Evolução da Potência Reativa nos Sistemas de Transmissão do Estado de São Paulo".

⁹⁹ EAT - Sistema Extra Alta Tensão, que em São Paulo, é de 440 kV.

7.2 O plano de compensação reativa

O resultado da integração da compensação reativa, de uma forma plena, ao processo de planejamento, redundou na constituição de um "plano de compensação reativa". Este, após a alteração da legislação sobre o fator de potência das cargas, passou a integrar a "oferta e a demanda" dos serviços de energia elétrica, no sentido de otimização dos recursos, do desempenho e da alocação ótima da própria compensação reativa.

Os sistemas elétricos que apresentam grandes montantes de consumo na subtransmissão, ou na repartição, como na região da Grande São Paulo, já incorporam, há algum tempo, a inclusão da compensação reativa de uma forma plena, ou seja, o fator de potência do sistema de subtransmissão é próximo à unidade.

Com a alteração da legislação sobre o fator de potência, estes sistemas praticamente não serão influenciados quanto ao desempenho e/ou liberação de capacidade, porém, parte da responsabilidade da incorporação da compensação reativa ao sistema existente ou previsto passará aos consumidores, que assumirão o montante relativo a complementação de suas próprias instalações para atingir o novo patamar de referência, liberando a concessionária de fazê-lo (Crestani, 1992).

Um exemplo da liberação ou substituição de responsabilidade na instalação de compensação reativa na Grande São Paulo se deu com um dos associados à ABRACE que, tentando demonstrar a falta de necessidade do consumidor em promover a compensação reativa em suas instalações, por ter o sistema que o supre condições adequadas de fornecimento e desempenho, redundou na possibilidade

de retirada de cerca de 20 MVAR por parte da concessionária no referido sistema, após o consumidor promover a sua própria compensação.

Claro que os resultados esperados da aplicação do plano são ainda teóricos, obtidos via simulação computacional, porém os mesmos deverão ser ainda mais significativos, pois a análise dos consumidores típicos foi feita pela média mensal, e não integrada à cada hora, como regulamenta a nova portaria.

Uma vez equacionado o relacionamento entre consumidores e concessionárias pela nova portaria sobre o fator de potência das cargas é necessária a reavaliação, também, do relacionamento entre concessionárias, sem, necessariamente, promover alterações nos critérios de planejamento.

Sendo o relacionamento entre concessionárias regido por critérios técnicos que se atêm, basicamente, às condições de desempenho e qualidade do serviço, a nova situação permite que, por exemplo, uma concessionária distribuidora aufera a receita "extra" correspondente ao consumo e demanda excedentes de energia reativa de consumidores seus e, por dificuldades financeiras no momento, por exemplo, não promova a instalação da compensação reativa equivalente àquele montante consumido em excesso pelos consumidores.

Com este procedimento, a energia reativa excedente aos limites fixados, solicitada pelos consumidores, será repassada à concessionária supridora, elevando-se as perdas em ambos os sistemas, suprimento e repartição.

Cumprе ressaltar que a concessionária distribuidora, neste caso, recebeu por um fornecimento de energia reativa que repassou

à concessionária supridora que não percebe, adicionalmente, nada por fazê-lo.

Cabe pelo exposto, portanto, uma complementação na legislação sobre o fator de potência em relação ao relacionamento entre concessionárias, de forma a se ponderar o suprimento de energia reativa, por parte das concessionárias supridoras de uma forma semelhante à que, com a nova legislação, ocorre entre a concessionária distribuidora e consumidores, tomando-se como referência, por exemplo, o fator de potência ótimo de desempenho ou um valor intermediário entre este valor - 0,98 - e o de melhor resultado da relação custo/benefício, utilizado pela nova portaria - 0,92.

7.3 A medição de energia elétrica reativa

Após a conclusão da primeira alteração da legislação do Setor Elétrico em relação ao fator de potência dos grandes consumidores, alguns questionamentos foram apresentados em relação aos dados a serem obtidos para aplicação da mesma, tanto pelos consumidores, que solicitavam a disponibilidade em suas instalações dos valores a serem considerados para o seu faturamento e a possibilidade de acompanhamento da evolução do seu consumo energético, quanto por parte das concessionárias que evidenciavam preocupação em relação às condições de operacionalização das portarias, face as características dos atuais equipamentos em utilização para a consideração apenas das tarifas coloridas em implantação, bem como em sua compatibilização visando alterar a forma aglutinação e consideração dos dados obtidos pelos registradores e

transformados para fins de faturamento.

Outra preocupação que se apresenta, face a importância assumida pela medição da energia elétrica reativa, diante da nova legislação, está relacionada a acuridade dos dados registrados pelos atuais equipamentos de medição instalados nos consumidores ou em disponibilidade no país.

Em relação ao primeiro grupo de preocupações, constituiu-se um grupo de trabalho no Comitê de Distribuição - CODI da ELETROBRÁS onde os representantes dos fabricantes de equipamentos e das concessionárias buscaram equacionar as possíveis atuações em relação às condições atuais e futuras dos equipamentos de medição de energia elétrica, seu registro e viabilidade em apresentar no próprio "mostrador", os dados finais e sua evolução no período de faturamento, pelo menos o acumulado desde a última retirada de dados pela concessionária, em relação também à energia elétrica reativa (Yokaichiya, 92).

A conclusão deste trabalho indicou que é viável a alteração dos atuais equipamentos de medição digitalizada, buscando a identificação e manutenção dos dados requeridos pela nova legislação e sua evolução no período de medição, com pequenas adaptações em todos os modelos de equipamentos instalados pelo país, sendo que os fabricantes se prontificaram a fazer tais adaptações sem ônus para as concessionárias ou consumidores, viabilizando, portanto, a plena implantação da legislação já em abril de 1994 conforme previa a portaria 085/92 do DNAEE, alterada posteriormente pela portaria 613/93.

Em relação às concessionárias, também as adaptações necessárias para a alteração da metodologia de faturamento, forma

de apresentação da fatura de energia elétrica, treinamento das equipes de atendimento aos consumidores e divulgação das implicações da nova legislação já foram equacionadas, (Arantes, 93), visando a plena implantação da portaria sobre o fator de potência das cargas.

O questionamento restante está relacionado à acuridade dos dados mensurados e registrados pelos equipamentos em utilização no país, em relação a energia elétrica reativa e, conseqüentemente, sobre o fator de potência das instalações que se está avaliando quando a rede consumidora contém grande influência de harmônicas, muito comum em consumidores com cargas não lineares como, fornos, metalúrgicas, laminadoras, etc., havendo grande diferença entre os valores registrados pelos medidores convencionais e aqueles verificados através de equipamentos que eliminam a distorção harmônica.

Segundo Oliveira e Lopes, da Universidade Federal de Uberlândia, onde se está desenvolvendo estudos e análises no sentido de se identificar o real valor da energia elétrica reativa e do fator de potência mensurados em instalações que são influenciadas por harmônicas provenientes de cargas não lineares supridas pela rede de consumidores. O principal problema identificado está nos modelos matemáticos utilizados para análises das curvas características da energia elétrica em redes "poluídas", bem como o real resultado obtido pela compensação reativa sob a ação de componentes harmônicas nas redes dos consumidores com cargas especiais.

Considerando as últimas alterações da legislação sobre o fator de potência, seu valor de referência e seu período de

avaliação, há necessidade de instalação de bancos de capacitores e, em alguns casos, deve ser incluído um controle de operacionalização dos bancos disponíveis e os requisitos de compensação em cada intervalo de avaliação do fator de potência do conjunto mensurado em função da carga a ser utilizada.

Os aspectos fundamentais sobre a efetiva atuação dos bancos capacitores sob o efeito de redes com sinais distorcidos, sua suportabilidade em relação aos harmônicos de tensão e corrente, sua proteção para atuação nessas condições bem como a associação de todos estes efeitos na verificação das reais condições de operação dos equipamentos de medição, em relação ao fator de potência, torna-se preponderante para que tanto a nova legislação sobre energia elétrica reativa quanto a busca da equalização dos custos de suprimento e da responsabilidade do consumidor nestas condições sejam realmente identificados e mensuráveis. Segundo ainda as avaliações efetuadas na Universidade Federal de Uberlândia (Lopes e Oliveira, 93), outro questionamento relacionado com os atuais equipamentos em utilização pelas concessionárias na verificação dos montantes consumidos de energia elétrica pelas plantas industriais, fundamentalmente hoje para identificação do fator de potência a ser considerado para fins de faturamento, se deve a exatidão própria dos modelos matemáticos, nos quais se baseam estes medidores, e são vários, quando associados à potência reativa provenientes de cargas não lineares, com tensão e corrente distorcidas.

Os resultados obtidos em simulações indicam distorções consideráveis, principalmente nos equipamentos registradores que

utilizam ponteiros, de arrasto ou não, chegando-se a valores alarmantes, muito superiores à 10 %, principalmente quando as harmônicas são de ordem elevada.

Na CPFL (Delgado, 91), experiências práticas registraram medições da ordem de 40, 50 e 60 % de erro nos valores mensurados, quando em redes distorcidas por harmônicas de várias ordens. Cumpre ressaltar que as distorções são sempre no sentido de registrar-se um fator de potência superior àquele realmente verificado quando obtido através de medição apropriada, filtros, etc.

De forma cabal, tanto os aspectos práticos (Delgado, 91) quanto os aspectos teóricos e experimentais (Lopes e Oliveira, 93) indicam a necessidade de se aprofundar no questionamento da real identificação dos valores mensurados pelos atuais equipamentos utilizados pelas concessionárias de energia elétrica, quando em redes distorcidas por harmônicas provenientes de cargas especiais dos consumidores, salvaguardando-se, entretanto, que os valores registrados do fator de potência são, atualmente superiores ao realmente existentes, o que não implica em dolo quando da execução da fatura desse consumidor, porém a sociedade como um todo está também provendo a diferença entre os valores reais e aqueles mensurados nesta condição de suprimento à cargas especiais.

Cabe, portanto, às concessionárias, como representante dos interesses dos demais consumidores, bem como no seu próprio, identificar e equacionar os equipamentos utilizados para a medição de energia elétrica reativa e do fator de potência das instalações industriais quando contam com cargas não lineares,

visando promover a justa aplicação da nova legislação sobre o fator de potência das cargas bem como dividir de forma equânime as responsabilidades inerentes ao custo do serviço no suprimento de energia elétrica à cada tipo de consumidor.

7.4 A energia elétrica reativa e as metas de conservação

A otimização do uso da energia elétrica reativa pode ter uma efetiva participação nos processos de conservação de energia. A alteração efetuada sobre a tarifa que rege o fator de potência das cargas, por exemplo, deve promover a liberação, em termos médios, de 1000 MW à nível nacional, o que equivale à potência instalada na usina hidroelétrica de Emborcação da CEMIG⁴⁰ e cerca de 5.000 GWh/ano, o equivalente ao consumo do Estado de Santa Catarina, suprida pela CELESC⁴¹, por um ano (DNAEE, 1991).

À nível de sistemas elétricos, deve-se dispor de uma liberação adicional, pela complementação da compensação reativa pelas concessionárias, buscando atingir o nível ótimo de fator de potência em relação ao desempenho do sistema elétrico como um todo.

As avaliações feitas pelo setor elétrico tem sido elaboradas com valores médios mensais, o que tende a mascarar os resultados obtidos, principalmente em relação à demanda. Estudos desenvolvidos pela EFEI⁴² (Crestani, 1992), com base em um

⁴⁰ Centrais Elétricas de Minas Gerais

⁴¹ Centrais Elétricas de Santa Catarina

⁴² Escola Federal de Engenharia de Itajubá

consumo médio na ponta do sistema de 40 mil MWh, e utilizando estatísticas da ELETROBRÁS e da ABINEE, indicam que :

- O segmento industrial responde por 55 % do total do consumo nacional;
- Os motores de indução consomem 50 % da energia elétrica do setor industrial;
- 50 % dos motores de indução trifásicos em operação estão na faixa de 1 CV a 10 CV.

A partir desses números, o estudo conclui que a necessidade de potência reativa, apenas no setor industrial, é algo em torno de 6 GVar, o que pode acarretar uma liberação de potência ativa, junto aos consumidores, da ordem de 2,6 GVA, equivalente a três máquinas de Itaipu.

Uma contribuição adicional da otimização do uso da energia reativa, em termos de conservação de energia, seria através de atuação nos mercados residencial e de serviços, através da melhoria do desempenho de equipamentos eletro-eletrônicos utilizados nestes setores. Entre estes equipamentos pode-se citar os condicionadores ambientais, refrigeradores, lâmpadas fluorescente, etc.

No consumo residencial e comercial de energia elétrica, uma parcela significativa é representada pela utilização de motores e compressores, tanto em refrigeração como no controle ambiental.

Um estudo realizado pela EBRACO⁴³, conclui que o uso de capacitores permanentes em motores monofásicos requer pouco investimento e possibilita uma redução em torno de 6 % no consumo

⁴³ EBRACO Empresa Brasileira de Compressores

de energia em compressores herméticos de pequeno e médio porte, sem qualquer necessidade de melhoramento mecânico (Schwartz, 1988).

Resultados semelhantes também podem ser obtidos em motores monofásicos que acionam ventiladores, por exemplo. Neste caso necessita-se um baixo torque de partida e um motor monofásico com capacitor pode substituir o motor de polo sombreado, com a vantagem de se obter um alto rendimento.

Uma parcela significativa do consumo residencial de energia elétrica está associada a iluminação. O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL vem estimulando a substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes, podendo-se obter o mesmo nível de iluminação, com potências ativas bem menores, cerca de 30 % a 40 %. Atualmente, também estão em avaliação comercial as lâmpadas eletrônicas, que reduzem a potência ativa para iluminação incandescente em cerca de 60 %.

A substituição maciça de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes impõe um significativo consumo adicional de energia reativa.

Os fabricantes e fornecedores deste tipo de luminárias põem à disposição dos consumidores reatores para lâmpadas fluorescentes de dois tipos : normais e com alto fator de potência.

Para o consumidor residencial e grande parte do setor de serviços, onde não se tem uma sinalização tarifária em relação à energia ou demanda reativa, a substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescente tem sido feita quase que exclusivamente com os reatores convencionais, em função do seu

menor preço.

Entretanto, a preocupação com o crescimento generalizado das chamadas "lâmpadas energéticas eficientes" e a consequente degradação do fator de potência no consumo residencial e de serviços, pela inclusão de parcela significativa de energia reativa nestas classes de consumo, devido a introdução dos reatores para estas lâmpadas, é mostrada em várias comissões internacionais sobre conservação de energia, Florence (1989).

No Brasil dispõe-se de reatores para lâmpadas fluorescentes que chegam a apresentar um fator de potência da ordem de 0,25, discriminado em catálogo, enquanto que aqueles denominados de alto fator de potência apresentam valores sempre superiores a 0,95.

Um outro problema, em termos de consumo de energia reativa nos segmentos residencial e comercial, ocorre com o uso crescente de equipamentos de "ar condicionado". Estes equipamentos apresentam fatores de potência da ordem de 0,50 que, associados ao grande consumo por unidade e ao volume crescente de equipamentos instalados, principalmente nas cidades da orla marítima, requerem uma parcela significativa de energia reativa nos sistemas de distribuição, sem qualquer ônus aos consumidores.

Não é possível se elaborar legislação específica para cada equipamento consumidor de energia elétrica. No entanto, através de normalização, poder-se-ia exigir de todo e qualquer equipamento eletro-eletrônico ou eletro-doméstico, o padrão de desempenho equivalente ao da nova legislação sobre o fator de potência das cargas, ou seja, todo e qualquer equipamento elétrico produzido, à partir de um prazo pré determinado, deveria

apresentar um fator de potência igual ou superior a 0,92.

O reflexo dessa medida não seria tão imediato quanto aquele propiciado pela alteração da legislação do consumo industrial, mas, de uma forma gradativa, a substituição dos equipamentos em utilização atualmente promoveria, à médio prazo, uma outra parcela de liberação de energia, completando a contribuição da energia elétrica reativa no processo de conservação de energia e de melhoria de desempenho do serviço de energia elétrica.

Capítulo 8

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A busca de uma melhor utilização dos sistemas elétricos existentes no país, decorrente da necessidade de ampliação da oferta de energia elétrica em uma conjuntura financeira desfavorável para o setor elétrico, tem provocado uma reavaliação da influência e participação da energia elétrica reativa na capacidade de transporte dos sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição, de modo a identificar as possíveis condições ideais de desempenho destes sistemas, associadas às diretrizes políticas, econômicas e sociais do país e às condições dos consumidores de energia elétrica.

As soluções para este problema identificadas em outros países são as mais diversas possíveis. Nos Estados Unidos, por exemplo, cada concessionária tem seus próprios procedimentos sobre a questão, existindo empresas que avaliam o suprimento total de energia elétrica reativa como um componente diferenciado da energia elétrica ativa, sendo a fatura de energia elétrica composta pela associação das duas componentes, respeitando-se um valor mínimo exigível de fator de potência à qualquer instante. O não atendimento desta exigência implica em desligamento do consumidor nesta condição. Na Europa, as concessionárias Alemãs, por exemplo, fazem contratos individualizados de suprimento com os consumidores, isto é, elas analisam e decidem caso a caso, considerando apenas as condições do seu sistema local, as condições de suprimento relativas à energia elétrica reativa, e é determinado o fator de potência mínimo exigível, redundando deste

processo preços diferenciados da energia elétrica para consumidores similares.

De uma forma geral, houve na década de 80, uma reavaliação das condições operativas de suprimento de energia elétrica em vários países, principalmente em relação ao transporte e consumo de energia elétrica reativa, justificando, invariavelmente, a obtenção de novos valores de referência para o fator de potência mínimo exigível das cargas industriais ; foram também evidenciados os custos inerentes ao transporte e suprimento desta forma de energia, nem sempre repassados integralmente aos consumidores responsáveis pelos mesmos.

No contexto nacional, os consumidores industriais, as instituições de pesquisa e desenvolvimento, o setor elétrico e o poder concedente procuraram identificar as condições ideais de desempenho do sistema elétrico brasileiro, levando em conta os anseios e considerando as dificuldades de cada segmento que compõe o complexo sistema elétrico nacional. Este processo culminou com a publicação da portaria 085/92 do DNAEE, que expressa a solução de consenso obtida pelo Grupo de trabalho das Tarifa de Energia Reativa - GTTER.

Os principais pontos considerados na formulação da nova legislação foram :

- (a) - os consumidores industriais são responsáveis pela maior parte da energia reativa requisitada pelo mercado;
- (b) - a compensação reativa adicional das cargas industriais, em função da exigência de um valor de referência para o fator de potência superior àquele atualmente em vigor, mesmo não

considerando as possíveis vantagens auferidas pela redução de perdas nas instalações das plantas industriais, é amortizada em um tempo relativamente curto;

(c) - o fracionamento da compensação reativa através de uma planta industrial promove uma redução das perdas relativas ao transporte da energia reativa pela rede elétrica do consumidor;

(d) - quando a concessionária promove a instalação da compensação reativa para corrigir as cargas industriais, o custo correspondente é distribuído à todos os consumidores quando da composição das tarifas com base nos custos marginais de expansão da concessionária;

(e) - qualquer forma de avaliação média mensal, mesmo ampliando-se os períodos de avaliação - ponta, fora de ponta, horas cheias, horas vazias -, viabiliza o desperdício de energia elétrica, imputa prejuízos ao sistema elétrico pela elevação das perdas, requer antecipação das obras de expansão, não contribui para o aumento ou melhoria da produção industrial e promove a injustiça social ao repartir-se os custos inerentes à forma errônea de operação da classe industrial, que não auferir nenhuma vantagem por este fato, deixando apenas de investir em compensação reativa;

(f) - o setor industrial pode ser ressarcido de seus investimentos em compensação reativa pelo não pagamento dos acréscimos impostos pela nova portaria 085/92 do DNAEE sobre o fator de potência das cargas, além, obviamente, de ser viável o repasse do custo deste investimento ao preço

de seus produtos;

(g) - Os estudos desenvolvidos pelos consumidores (ABRACE, 1992), mesmo considerando um valor médio de investimento para a compensação reativa de US \$ 60,0 / KVar, não questionam a existência da energia e da demanda liberadas para o sistema elétrico e para a sociedade como um todo. Eles, apenas, criticam os montantes apresentados pelo DNAEE como exagerados;

(h) - Os estudos da área de planejamento da ELETROBRÁS indicaram um valor ideal de fator de potência de 0,98 para o sistema elétrico.

(i) - Uma análise econômica da ELETROBRÁS evidenciam como melhor resultado da relação custo benefício o fator de potência de 0,92.

(j) - Um dos aspectos mais importantes evidenciado tanto pelo organismo de planejamento como de operação do Setor Elétrico, GCPS e GCOI respectivamente, está relacionado à periodicidade da medição do fator de potência das instalações.

Obteve-se um consenso no GTTER, pela medição do consumo de energia elétrica reativa em intervalos de uma hora;

(l) - A aplicação da nova portaria do DNAEE induz, portanto, a um investimento dos consumidores industriais na compensação reativa, buscando adequar o consumo de energia reativa às novas condições, e requer uma adaptação do setor elétrico no tratamento dos dados dos registradores associados à medição, visando a nova forma de faturamento dos

consumidores;

- (m) - A ampliação da utilização de registradores digitais para a energia elétrica tem viabilizado a redução de custo deste equipamento, o que permite vislumbrar a possibilidade de ampliação do número de consumidores a serem avaliados por esta nova sistemática de faturamento da energia elétrica reativa seguindo a tendência verificada em vários países da Europa e nos Estados Unidos; viabilizando-se, ainda, a ampliação de postos horários, o que contribui substancialmente para a planificação da curva de carga em função da diferenciação tarifária por posto, de acordo com a sazonalidade da carga de cada região, promovendo-se consequentemente, uma efetiva modulação da carga.

A nível macro, a análise dos reflexos da aplicação da nova portaria 085 do DNAEE nos consumidores industriais e no setor elétrico neste trabalho indicou que :

- (i) - a maioria dos segmentos industriais proporcionará uma redução de perdas no sistema elétrico, relativas ao consumo próprio de energia elétrica reativa atual. A variação mais expressiva é apresentada pelo setor têxtil, que é da ordem de 8,67 %, seguida pelo setor de borracha, da ordem de 8,51 %.
- (ii) - a correção do fator de potência dos consumidores industriais na região da Grande Campinas redundou em uma variação média de 3,36 % no mercado previsto, o que implica numa postergação de cerca de um ano das obras de expansão do sistema elétrico local, em geral.

(iii) - com compensação reativa das cargas, o carregamento dos transformadores de suprimento à região da Grande Campinas, fica reduzido em cerca de 3,36 % da capacidade nominal destes equipamentos, ou cerca de 4,0 % do carregamento verificado anteriormente à adoção das medidas corretivas.

Na análise micro econômica de um consumidor industrial de médio porte, à guisa de estudo de caso, verificou-se que :

- (i) - a redução potencial das perdas internas à planta industrial com a nova legislação da ordem de 0,3 %, tanto na demanda de ponta quanto na demanda de energia em sua rede de distribuição. Note-se que esta margem pode ser ampliada pelo fracionamento do montante instalado.
- (ii) - o retorno do investimento em compensação reativa é de cerca de 13 meses, considerando-se a redução de perdas e o não pagamento dos acréscimo exigidos pela portaria 085 do DNAEE.
- (iii) - a liberação de capacidade da transformação própria é da ordem de 21 %, considerando-se a pior condição de fator de potência médio mensal verificado.

As principais conclusões dos estudos de caso sobre os consumidores industriais de grande porte, a nível microeconômico, são apresentadas a seguir. Para a planta do segmento de veículos automotivos constatou-se que :

- (i) - a aplicação da nova portaria implica em aumentos médios da fatura de energia elétrica da seguinte ordem :

Energia	Ponta	20,2 %
	Fora de ponta	21,6 %
Demanda	Ponta	12,9 %
	Fora de Ponta	7,3 %

(ii) - no dia de demanda máxima do período avaliado, o fator de potência médio para o período de horas cheias - 6:00 às 24:00 h - , foi de 0,65.

(iii) - as reduções das demandas de energia e de ponta no dia da demanda máxima, em função da instalação da compensação reativa requerida, foram as seguintes:

	Redução total	Redução no período da ponta	redução do período fora da Ponta
Demanda de Energia	940.125,5 kWh	150.000 kWh	790.000 kWh
Demanda de ponta		12.000 kW	12.375 kW

(iv) - o fator de potência médio mensal, nos períodos de ponta e fora de ponta, foi da ordem de 0.976.

No estudo de caso da unidade industrial do segmento químico concluí-se que :

(i) - a aplicação da nova portaria implica em aumentos médios da fatura de energia elétrica da seguinte ordem :

Energia	Ponta	30,4 %
	Fora de ponta	20,6 %
Demanda	Ponta	8,0 %
	Fora de Ponta	7,8 %

(ii) - no dia de demanda máxima do período avaliado, o fator de potência médio para o período de horas cheias - 6:00 às 24:00 h -, foi de 0,85.

(iii) - a redução da energia e da demanda no dia de demanda máxima, em função da instalação da compensação reativa requerida foi a seguinte:

	Redução total	Redução no período da ponta	redução do período fora da Ponta
Demanda de Energia	81.156,8 kWh	14.074 kWh	67.083 kWh
Demanda de ponta		1.190 kW	1.130 kW

(iv) - cumpre ressaltar que a redução da demanda de ponta foi da ordem de 10 % da demanda máxima .

Finalmente, no estudo microeconômico sobre a planta industrial do segmento cimenteiro, conclui-se que :

(i) - a aplicação da nova portaria implica em aumentos médios da fatura de energia elétrica da seguinte ordem :

Energia	Ponta	10,5 %
	Fora de ponta	7,9 %
Demanda	Ponta	0,0 %
	Fora de Ponta	9,6 %

(ii) - no dia de demanda máxima do período avaliado, o fator de potência médio para o período de horas cheias - 6:00 às 24:00 h -, foi de 0,934 no período da ponta e 0,90 no período fora de ponta.

(iii) - as reduções das demandas de energia e de ponta no dia de demanda máxima, em função da instalação da compensação reativa requerida foram as seguintes:

	Redução total	Redução no período da ponta	redução do período fora da Ponta
Demanda de Energia	83.658,6 kWh	3.251 kWh	80.408 kWh
Demanda de ponta		500 kW	1.420 kW

A análise econômica das instalações de compensação reativa dos consumidores dos segmentos industriais analisados indicou períodos de amortização da ordem de de 3 a 9 meses, considerando-se os custos de compensação reativa apresentados pelos fabricantes de equipamentos; considerando-se os custos apresentados pela ABRACE - com os adicionais evidenciados no corpo deste trabalho -, encontrou-se que a amortização dos investimentos varia de 3 a 22 meses.

O setor industrial vem desenvolvendo campanha junto ao poder concedente visando a prorrogação do prazo de implantação plena da nova portaria 035/92 do DNAEE. A proposta da ABRACE neste sentido requer o adiamento do controle horário da energia elétrica reativa, mantendo-se a avaliação mensal por posto horário, incluindo-se o novo posto horário da madrugada.

Esta proposta foi repassada pelo DNAEE aos órgãos representativos do setor elétrico, considerando que os consumidores requerem uma forma de implantação mais amena pois o "setor industrial vive um período de recessão".

Não houve homogeneidade na resposta do setor elétrico. O GCPS afirma já haver obtido um texto de consenso com o setor industrial através do GTTER, expresso pela portaria 085, onde o setor elétrico abre mão do intervalo ideal de integralização e do prazo para sua implantação, atendendo ao setor industrial. Nesta condição, o GCPS entende não dispor de mais possibilidade de negociação no sentido de ceder vantagens a uma das classes consumidoras em prejuízo das demais.

O GCOI entende que é melhor obter-se uma solução para o impasse, defendendo que é ainda possível se flexibilizar a portaria 085 do DNAEE.

O CODI se posicionou na condição de mero viabilizador da decisão a ser encontrada, não emitindo opinião a respeito, propondo-se a implantar a decisão obtida.

O DNAEE, "sensibilizado" pela condição do setor industrial, resolveu, a partir daí, atender às reivindicações da ABRACE e, através da portaria nº 613, de 9 de junho de 1993 (ANEXO 6), postergou a efetiva aplicação da portaria 085 para março de 1996, sendo até esta data utilizada a média mensal por posto tarifário, mantendo-se o período da madrugada.

Tendo em vista o exposto, recomenda-se, como forma de prosseguimento das medidas de otimização do desempenho dos sistemas elétricos, o seguinte elenco de metas:

- (1) consolidação do novo valor de referência do fator de potência, 0,92;
- (2) elaboração de relatórios evidenciando os prejuízos imputados à sociedade pelo adiamento da alteração do período de avaliação do fator de potência das cargas;

- (3) elaboração de legislação específica para o relacionamento entre concessionárias, evitando que haja repasse de responsabilidade sobre a energia elétrica reativa consumida pelas plantas industriais de forma excessiva entre a concessionária supridora regional e a companhia distribuidora de energia;
- (4) envidar esforços no sentido de se garantir a redução do período de avaliação de energia elétrica reativa conforme enunciado na portaria 613/93 e prevista para 1996 e a posterior evolução de identificação desta componente de forma similar a da energia elétrica ativa;
- (5) buscar a normalização de equipamentos elétricos e eletrodomésticos, em se exigindo, através de normas ABNT⁴⁴, a fabricação de equipamentos com um fator de potência superior ao valor de referência.

⁴⁴ Associação Brasileira de Normas Técnicas.

Capítulo 9

REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFIA

ABRACE. Ajuste do fator de potência. Rio de Janeiro : 1992

(Projeto ABRACE - relatório para o MME/DNAEE).

Alboy, Yves . Analisis de Costos Marginales y Diseño de Tarifas de Eletricidad y Agua. Washington : Banco Interamericano de Desarrollo, 1983

Arantes, Renato L. Diretrizes para um programa de implantação do novo critério de cobrança de energia reativa Campinas : 1993
(Relatório CODI 1. 2.09.07.0)

Andrade, Moacyr T.O. Geração, transmissão e distribuição.
Campinas : 1980. (Texto base para o curso de Eletrotécnica da EEPG Bento Quirino).

----- & ASSIS, Vicente . Desagregação Espacial das Projeções de Demanda de Energia Elétrica. Campinas : UNICAMP, 1989.
(Trabalho apresentado no curso PE 020 Planejamento da Expansão de Sistemas de Potência Elétrica)

----- . Direitos do Consumidor trazem nova realidade.
Eletricidade Moderna, São Paulo, nº 206, Maio 1990.a

----- . O desenvolvimento do Setor Elétrico Nacional até 1968. Campinas, UNICAMP, Junho 1990.b (Trabalho apresentado no curso PE 101 Economia da Energia I).

- & RAMALHO, Edna L. Matriz Integrada. Campinas : UNICAMP, Nov. 1990.c (Trabalho apresentado no curso PE 120 Planejamento Elétrico Regional).
- . et al. Governo Ensaia Mudanças no Fator de Potência. Eletricidade Moderna, São Paulo, v. 19, Dez. 1990.d
- . Determinação do Fator de Potência Mínimo Exigível das Cargas : a nova portaria sobre fator de potência. Rev. Bras. de Engenharia, Rio de Janeiro, v. 6, n. 1, p 5 - 14, Dez. 1990.e
- . Determinação do Fator de Potência Mínimo das Cargas, Considerando Aspectos de Produção e Consumo. In: REUNIÃO DO SUBCOMITÊ DE PLANIFICACION DE SISTEMAS ELECTRICOS, Viña Del Mar, Chile, 1991 Anais.... Viña Del Mar, CIER/BRACIER, 1991.a (Trabalho BRA/G/ITC - 07).
- & OLIVEIRA, Paulo P. R. Otimização do Uso de Energia Elétrica Reativa e Minimização de Perdas em Uma Planta Industrial. Campinas: UNICAMP, Nov. 1991.b (Trabalho apresentado no curso PE 103 Demanda e Conservação de Energéticos).
- . Otimização do Uso de Energia Elétrica Reativa e Minimização de Perdas na Região Elétrica de Campinas. Campinas: UNICAMP, Dez. 1991.c (Trabalho apresentado no curso PE 103 Demanda e Conservação de Energéticos).
- . Proposta de Alteração da Legislação sobre o Fator de Potência das Cargas, Sua Influência no Desempenho do Sistema Elétrico e Impactos Sócio Ambientais. In SEMINÁRIO NACIONAL DE

PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 11, Rio de Janeiro, 1991. Anais do Grupo de Planejamento Rio de Janeiro : ELETROBRÁS/FURNAS, 1991.d (RJ/GPL/25).

----- . A Nova Legislação Sobre o Fator de Potência das Cargas: A Correta Avaliação Social do Problema. Eletricidade Moderna, São Paulo, v. 21, nº 217, p 22-38, Abril 1992.

ASSAD, Luis S. & DI GANGI, Rosária. Modelo Organizacional para desenvolvimento de Tarifação. In SEMINÁRIO LATINO AMERICANO Y DEL CARIBE SOBRE TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA, 4, Lima, 1986. Anais Lima: 1986.

BAJAY, Sergio V. et al. Planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro : mudanças institucionais - novas políticas e novos instrumentos de planejamento. In CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, Rio de Janeiro, 1990, Anais... Rio de Janeiro: 1990. p.883-890. v. 3.

BRANCO, Castelo. Energia Elétrica e Capital Estrangeiro. São Paulo: Alfa e Omega, 1975. p 43-124.

CALABI, Antonio S. et al. A energia e a Economia Brasileira. São Paulo: Pioneira/FIPE, 1983. (Estudos Economicos).

CALOU, Silvia. A Tarifação Com Base Nos Custos Marginais. Campinas: CPFL, 1992. (Palestra Grupo de Tarifa de Referência)

CARDEAL, Valter. Tarifação de Energia Reativa: regulamentação, metodologias e aplicação. Brasília: DNAEE, 1992.

COPESP. Desempenho do Sistema Planejado para o Decênio 1991 - 2002. São Paulo: 1992. (Relatório GT-2)

CRESTANI, Mauro. Energia reativa : portaria 085/92 - muitas dúvidas, pouca ação, e o prazo para cumpri-la está correndo. Eletricidade Moderna, São Paulo, n. 224, p. 36-42, nov. 1992.

Delgado, Antonio C.V. Avaliação do desempenho dos medidores de energia elétrica reativa em redes influenciadas por harmônicas. Campinas : 1991 (Relatório DMME/CPFL)

DNAEE. Nova Tarifa de Energia Elétrica: metodologia e aplicação. Brasília, 1984.

----- . A Evolução do Modelo de Tarifas no Brasil. In: SEMINÁRIO LATINO AMERICANO Y DEL CARIBE SOBRE TARIFAS ECONOMICAS DA ENERGIA ELÉCTRICA, Mendoza, 1992. Anais... Mendoza: 1992

----- . Exposição de motivos ao Secretário de Energia do Ministério da Infra Estrutura: síntese de progresso do Grupo de Trabalho de Tarifa de Energia Elétrica Reativa. Brasília, 1991.

EDF . A tarifa de energia reativa. Brasília: DNAEE, 1986.
(Consultoria ao DNAEE: 1ª Missão Francesa, item 5, p 4)

----- . A tarifa de energia reativa. Brasília: DNAEE, 1989.
(Consultoria ao DNAEE: 2ª missão Francesa, item 3.2, p 6)

----- . Comparations internationales: faturation de l'énergie reative dans quelques pays de la C.E.E. - annexe IV. In:...

Tarifation de l'énergie en France. Paris 1987.

EDP . Energia Reactiva: deixe de pagar o que não consome. - como anular a factura de energia reactiva ? Lisboa: 1989.

ELETRÓBRÁS 20 anos. Mundo elétrico, São Paulo, p. 14-35, jun 1982.

ELETRÓBRÁS . Plano Nacional de Energia elétrica 1990.

Rio de Janeiro: 1973.

----- . Plano Nacional de Energia elétrica 1995.

Rio de Janeiro: 1978.

----- . Plano Nacional de Energia elétrica 2000.

Rio de Janeiro: 1981.

----- . Plano de recuperação do setor elétrico

Rio de Janeiro: 1986.

----- . Plano Nacional de Energia elétrica 1987/2010.

Rio de Janeiro: 1988.

----- . Plano Nacional de Energia Elétrica 2015.

Rio de Janeiro: 1992. (minuta)

----- . Análise da influência do fator de potência das cargas no desempenho do sistema elétrico. Rio de Janeiro: 1987

(GTFC/CTST/GCPS/005.87)

----- . Critérios e procedimentos para planejamento de sistemas de transmissão: Documento Básico. Rio de Janeiro: 1991

(GCPS/CTST/GTCP/RF - 001/86)

----- . Energia Reativa. In :..... .Relatório da força tarefa de centros urbanos e metrópoles. Rio de Janeiro: 1993.

EPRI . Otimization of reactive volt ampere (VAR) sources in system planning. Cambridge: 1984 (EPRI EL 3729).

FIGUEREDO, Péricles A . O balanço energético nacional: o papel da energia elétrica. In: CICLO DE PALESTRAS SOBRE O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA, Rio e Janeiro, 1984. Anais Rio de Janeiro, 1984, p 76 - 84.

FLORENCE, T & ETEZADI, M. Amoli. Power factor and harmonic distortion characteristics of energy efficient lamps. In IEEE, Trans. on Power Delivery, v. 4, n. 3, p 1965-1969, july 1989.

GUIMARÃES, Luiz C. Introdução à teoria do custo marginal aplicada a tarifação de energia elétrica. In: SEMINÁRIO LATINO AMERICANO Y DEL CARIBE SOBRE TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA, 4, Lima, 1986. Anais... Lima, 1986.

Informativos GCPS - Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 1989-1992. Trimestral.

Lopes, Agnaldo M. & Oliveira, Aluisio Análise das definições do fator de potência sob condições de redes distorcidas Uberlândia : 1993 Tese de mestrado em desenvolvimento da Universidade Federal de Uberlândia.

LUDMER, Paulo. Direitos do Consumidor Trazem Uma Nova Realidade. Eletricidade Moderna, São Paulo, 202, p. 46, jan. 1990.

- MME . Balanço energético nacional 1988. Brasília, 1989.
- MME . Balanço energético nacional 1989. Brasília, 1990.
- MME . Balanço energético nacional 1991. Brasília, 1992.
- MORAES, Manuel C.G. O Programa de energia garantida por tempo determinado: 1982-1986. Campinas: UNICAMP, 1990 (Trabalho apresentado no curso PE 101 Economia da Energia I)
- MOULET, S. et al. Compensation d'énergie reative: mode d'employ. Cashier de l'ingenierie, Paris, oct. 1989. numero especial.
- SANTUCCI, G. et al. Demands on reactive power compensation to maintain acceptable voltages on the French network: planning and method of operating shunt capacitors. Paris: EDF, 1986. (Relatório 31.11)
- SCHWARZ, Marcos G. Redução do consumo de motores monofásicos com uso de capacitores permanentes. São Paulo: EBRACO, 1988. (Relatório de Engenharia nº 018.88/102)
- STEVENSON, Willian D. Elementos de análises de sistemas de potência. Mc Graw-Hill, 1974, p 347.
- TENDLER, Judith . Electric power in brazil: entrepreneurship in the public setor. Haward University Press, 1968.
- Yokaichiya, Tomaz H. Especificação de equipamentos e sistemas de medição para faturamento de energia e demanda de potência reativas excedentes Curitiba : 1992 (Relatório CODI/SCSC 1.2.07.08.0)

10 ANEXOS

10.1 Anexo 1

Metodologia para determinação do fator de potência ideal para o sistema elétrico brasileiro

A necessidade em se desenvolver metodologia de suporte para a indicação do fator de potência de referência médio mensal da legislação mostrou-se evidente, em decorrência das particularidades do sistema elétrico nacional, com grandes distâncias entre a geração e a carga, com tendências de ampliação das mesmas, provocada pela complementação das obras viáveis técnica e economicamente nas regiões Sudeste e Sul, principalmente na primeira.

O GTFC da ELETROBRÁS analisou diversas metodologias e selecionou aquela que baseia-se no custo marginal de expansão do sistema elétrico, descrita a seguir :

Determinação do fator de potência mais econômico

Ao passar de um determinado fator de potência para outro mais elevado, libera-se uma certa capacidade de transporte do sistema que está atendendo diretamente à carga bem como para todos os sistemas à montante daquele onde se promoveu a elevação do fator de potência, em virtude da redução da potência aparente necessária para suprir a carga e pela redução de perdas decorrente da redução da potência transmitida pelos sistemas elétricos.

O fator de potência corrigido para o qual se igualam o custo de instalação da compensação reativa e o da capacidade de

transporte liberada é tomado como fator de potência mais econômico. Uma simplificação do processo é descrita a seguir, tomando-se como base a representação gráfica da capacidade de transmissão liberada em função da compensação reativa, apresentada pela figura 10.1.

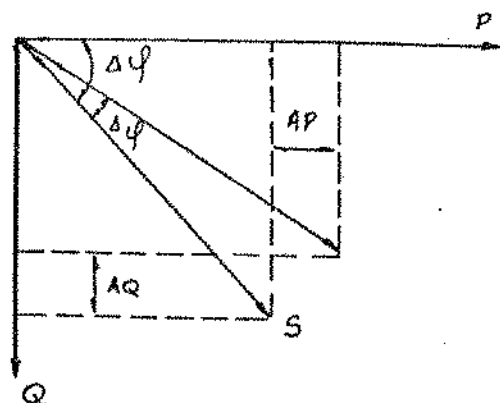


Figura 10.1 - Representação gráfica da capacidade de transmissão liberada em função da compensação reativa instalada no sistema elétrico

Da figura 10.1 tem-se :

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

Tomando-se a derivada de S em relação a Q, tem-se :

$$2S \frac{\delta S}{\delta Q} = 2Q \quad (10.1.1)$$

$$\frac{\delta S}{\delta Q} = \frac{Q}{S} = \sin \varphi \quad (10.1.2)$$

$$\delta S = \sin \varphi \delta Q \quad (10.1.3)$$

onde

$\delta S \approx \Delta S$; capacidade liberada em kVA; e

$\delta Q \approx \Delta Q$; compensação reativa instalada em kVAr.

Considerando que o valor mínimo da função custo total ocorre quando o custo da capacidade de transmissão liberada (N) é igual ao custo de compensação reativa (M), tem-se :

$$M \delta Q = N \delta S \quad (10.1.4)$$

de (10.1.3) e (10.1.4) se obterá :

$$\frac{M}{N} = \tan \phi$$

sendo o fator de potência mais econômico :

$$FP = \cos \phi = \sqrt{1 - \left(\frac{M}{N} \right)^2} \quad (10.1.4)$$

A tabela 10.1 apresenta os custos marginais de transmissão para os diversos níveis de tensão, bem como o custo total para cada nível. Mostra ainda os custos médios de instalação de compensação reativa para os níveis e o fator de potência considerado ideal, utilizado como um dos balisadores para a formulação de alternativas para alteração da legislação sobre o fator de potência das cargas.

Tabela 10.1 Aplicação da metodologia aos dados de custo marginal do sistema elétrico nacional e do custo da compensação reativa

Partições	Custo por classe de tensão US \$/kVA ano *	Contribuição no nível Us \$/kVA ano	Custo médio compensação US \$/kVAR **	Fator de Potência Ideal
A0	31,7	30,4	---	---
A1	54,3	23,6	10,0	0,983
A2	65,9	30,0	10,0	0,988
A3	79,9	21,0	10,0	0,990
A4	129,8	48,0	17,5	0,991

* Fonte : custo marginal de redes de transmissão e transporte pesado M2 - R1, de dezembro de 1984 (ELETROBRÁS/DPE/GPD), sem perdas, com o custo da compensação reativa na transmissão incluído, atualizado para junho de 1986.

** Fonte : Pesquisa ITEL - 06/05/87

A0 > 345 kV ; A1 = 230 kV ; A2 = 138 kV ; 13,8 < A3 < 69 kV ; A4 = 1,8 kV.

Cabe ressaltar que o custo marginal do acréscimo de 1 kVA em cada nível de tensão será considerado como a contribuição dos valores do próprio nível e dos níveis de tensão acima daquele em análise, levando-se em consideração as particularidades de cada região e as perdas na transmissão. Considerou-se ainda que a instalação de capacitores (kVAR) adia de um ano os investimentos em obras do setor associadas ao ponto de instalação da mesma.

10.2 Anexo 2

Análise econômica de viabilidade de adoção de novo valor de fator de potência de referência das cargas

O GTFC/GCPS/ELETROBRÁS, partindo dos dados obtidos das concessionárias em relação a capacidade de transmissão liberada e custo da compensação reativa para cada estágio e elevação do fator de potência médio mensal mínimo exigível, (Anexo 1), construiu uma tabela que considerando ambos os itens mencionados e a relação custo e benefício entre as mesmas, sendo os resultados apresentados pela tabela 10.2.1.

Tabela 10.2.1 Análise da relação custo / benefício da instalação de compensação reativa adicional ao sistema elétrico nacional

Fator de Potência	Capacidade Liberada US \$. 10^9 (B)	Compensação Reativa adicional US \$. 10^9 (C)	Relação Custo (C) / Benefício (B) (C / B)
0,90	24.172	12.145	0,5024
0,92	36.810	17.685	0,4783
0,93	44.032	21.472	0,4876
0,94	53.159	26.582	0,5000
0,95	62.186	32.077	0,5158
0,96	71.815	38.360	0,5342
0,97	81.744	45.657	0,5585

Cabe ressaltar que esta análise considera a vida útil do capacitor idêntica a dos sistemas de transmissão (linhas, transformadores, etc...), e que os parâmetros econômicos de comparação são idênticos no que diz respeito à recuperação do capital, taxas de juros, etc. O principal objetivo desta análise é caracterizar a efetividade em se promover a alteração na legislação existente sobre o fator de potência das cargas.

10.3 Anexo 3

Decreto nº 479, 20 de Março de 1992

Altera a redação do art. 7º do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o disposto nos arts 178 e 180 do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, e o que consta do Processo MINFRA nº 29000029426/91-83,

D E C R E T A :

Art. 1º O caput e o § 1º do art. 7º do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, passam a vigorar com a seguinte redação :

" Art. 7º Todos os concessionários de serviços públicos de energia elétrica e unidades consumidoras deverão manter o fator de potência de seus sistemas e de suas instalações elétricas o mais próximo possível da unidade.

§ 1º Caberá ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE estabelecer os limites mínimos do fator de potência indutivo e capacitivo que será adotado como referência para o sistema elétrico brasileiro e para as instalações elétricas de unidades consumidoras, bem como a forma de medição e o critério de faturamento da energia reativa excedente a esses limites."

Art. 2º Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 20 de março de 1992; 171º da independência e 104º da República.

FERNANDO COLLOR

João Eduardo Cerdeira de Santana

* (Publicado no Diário Oficial da União em 23 /03/ 1992)

10.4 Anexo 4

PORTARIA Nº 85, DE 25 DE MARÇO DE 1992

O Diretor do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, no curso de suas atribuições regimentais, e tendo em vista o disposto no decreto nº 479, de 20 de março de 1992, e

considerando a conveniência e oportunidade de consolidar e aprimorar as disposições vigentes relativas aos fornecimentos e condições de aplicação das tarifas de energia elétrica, bem como sinalizar corretamente o consumidor na direção do uso racional e da conservação de energia;

considerando a conveniência de promover um melhor aproveitamento da energia elétrica ofertada e, conseqüentemente, de reduzir as necessidades de investimentos para ampliação da capacidade do sistema elétrico brasileiro;

R E S O L V E:

Art. 1º - O fator de potência de referência (fr), indutivo ou capacitivo, de que trata o parágrafo 1º do art. 7º do Decreto nº 62.724 de 17 de maio de 1968, com redação dada pelo decreto nº 479, de 20 de março de 1992, terá como limite mínimo permitido para as instalações elétricas das unidades consumidoras o valor de $fr = 0,92$.

Art. 2º - O faturamento correspondente à energia reativa (KVarh) e demanda de potência reativa (KVar), verificados por medição apropriada, que excederem às quantidades permitidas pelo

limite do fator de potência de referência (fr), será computado de acordo com as seguintes condições:

I - A energia e demanda de potência reativa indutiva fornecida, verificadas por medição apropriada, que excederem às quantidades permitidas pelo limite do fator de potência de referência (fr), serão computadas nos horários do dia, compreendidos entre 6 (seis) e 24 (vinte e quatro) horas, durante o período de faturamento:

II - A energia e demanda de potência reativa capacitiva recebida, verificada por medição apropriada, que excederem as quantidades permitidas pelo limite do fator de potência de referência (fr), serão computadas nos horários do dia, compreendidos entre 0 (zero) e 6 (seis) horas, durante o período de faturamento:

III - FATURAMENTO DA ENERGIA REATIVA EXCEDENTE (FER)

$$FER = \sum_{i=1}^n \left[CAI(p) \times \left(\frac{fr}{fi(p)} - 1 \right) \right] \times TCA(p)$$

onde :

FER = Faturamento correspondente ao total de energia reativa (KVARh), excedente à quantidade permitida pelo limite do fator de potência de referência (fr), verificado por medição apropriada, em cada intervalo de integração (i), de 1 (uma) hora, computado por posto horário (p), durante o período de faturamento, observado o que consta nos incisos I e II deste artigo.

$CAi(p)$ = Fornecimento de energia ativa (KWh), verificado por medição apropriada, em cada intervalo de integração (i), de 1 (uma) hora, computada por posto horário (p), durante o período de faturamento, observado o que consta nos incisos I e II deste artigo.

$fi(p)$ = fator de potência das instalações elétricas das unidades consumidoras (fi), que é o co-seno do ângulo ϕ_i ($\cos \phi_i$), calculado a partir do fornecimento de energia ativa (kWh) ou demanda de potência (kW), e do fornecimento de energia reativa (kVarh) ou demanda e potência reativa (kVar), verificado por medição apropriada, em cada intervalo de integralização (i), de 1 (uma) hora, nos postos horários (p), durante o período de faturamento, observado o que consta nos incisos I e II deste artigo.

$TCA(p)$ = Tarifa de fornecimento de energia ativa (Cr\$/kWh), em conformidade com a legislação vigente, no que se refere a preços diferenciados por posto horário (p), observada a estrutura e modalidade da tarifa de aplicação da unidade consumidora, conforme o disposto no artigo 49, desta portaria.

i = intervalo de integralização de 1 (uma) hora.

n = número de intervalos de integralização (i) de 1 (uma) hora, no período de faturamento.

Posto Horário (p) = indica os períodos horários de ponta e fora de ponta para aplicação das tarifas com preços diferenciados de acordo com as estruturas horo-sazonais, ou período de faturamento para as demais tarifas de aplicação com estrutura sem

diferenciação horária, observado o que consta nos incisos I e II deste artigo e a legislação vigente:

(p) = horário de ponta ou fora de ponta, ou ainda o período de faturamento.

IV - FATURAMENTO DA DEMANDA DE POTÊNCIA REATIVA EXCEDENTE (FDR)

$$FDR(p) = \left[\max_{i=1}^n \left[DAI(p) \times \left(\frac{fr}{fi(p)} \right) \right] - DA(p) \right] \times TDA(p),$$

onde :

FDR = Faturamento correspondente à demanda de potência reativa (KVAR), excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência (fr), verificado por medição apropriada, em cada intervalo de integração (i), de 1 (uma) hora, por posto horário (p), durante o período de faturamento, observado o que consta nos incisos I e II deste artigo.

DAi(p) = Demanda de potência ativa (KW), verificada por medição apropriada, em cada intervalo de integração (i), de 1 (uma) hora, nos postos horários (p), durante o período de faturamento, observado o que consta nos incisos I e II deste artigo.

Da(p) = Demanda de potência ativa (kW) faturável, nos postos horários (p), durante o período de faturamento, e em conformidade com a legislação vigente no que se refere a estrutura e modalidade da tarifa de aplicação da unidade consumidora.

TDA(p) = Tarifa de demanda de potência ativa (Cr\$/kW), em conformidade com a legislação vigente, no que se refere a preços diferenciados por posto horário (p) e a estrutura e modalidade da tarifa de aplicação da unidade consumidora, observado o disposto no artigo 49, desta portaria.

MAX = função que identifica a maior demanda de potência ativa corrigida (kW), em razão da correspondente demanda de potência reativa (kVAr), excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência (fr), verificado por medição apropriada, em cada intervalo de integralização (i), de 1 (uma) hora, nos postos horários (p), durante o período de faturamento.

V - Para fins de faturamento, serão computados somente os valores positivos das parcelas que compõem o FER e os valores positivos de FDR(p), resultantes da aplicação das expressões dos incisos III e IV deste artigo.

Art. 39 - No caso de não haver condições para medição apropriada, que permita a verificação das quantidades de energia e demanda de potência de energia reativa excedentes àquelas permitidas pelo fator de potência de referência (fr), conforme o estabelecido no art. 29, dever-se-á adotar o critério de faturamento simplificado, da seguinte forma :

I - FATURAMENTO DA ENERGIA REATIVA EXCEDENTE (FER)

$$FER = [CA(p) \times \left(\frac{fr}{fm(p)} - 1 \right)] \times TCA(p)$$

onde :

CA(p) = Fornecimento total de energia ativa (kWh), verificada por medição por posto horário (p), no período de faturamento.

fm(p) = Fator de potência médio (fm), das instalações elétricas das unidades consumidoras, calculado a partir do fornecimento total de energia ativa (kWh) e do fornecimento ou recebimento total de energia reativa (kVArh), por posto horário (p), durante o período de faturamento.

II - FATURAMENTO DE DEMANDA DE POTÊNCIA REATIVA EXCEDENTE (FDR)

$$FDR = [DA(p) \times \left(\frac{fr}{fm(p)} - 1 \right)] \times TDA(p)$$

Art. 4º - As condições de aplicação estabelecidas nesta Portaria dar-se-ão em conformidade com as estruturas e modalidades das tarifas de energia elétrica vigentes, da seguinte forma :

I - TARIFAS HORO-SAZONAIS:

a) AZUL

- De acordo com o art. 2º ou 3º desta Portaria, observados os preços diferenciados vigentes das tarifas de energia e demanda de potência ativa por segmento horo-sazonal, no período de faturamento.

b) VERDE

- De acordo com o art. 2º ou 3º desta portaria, observados os preços diferenciados vigentes das tarifas de energia ativa por

segmento horo-sazonal e o preço único de demanda de potência ativa, no período de faturamento.

II - TARIFAS BINÔMIAS:

- Em conformidade com o art. 2º ou 3º desta Portaria, observados os preços vigentes das tarifas de energia e demanda de potência ativa, no período de faturamento.

III - TARIFAS MONÔMIAS:

- Em conformidade com o art. 3º, inciso I, desta Portaria, observados os preços vigentes das tarifas de energia ativa, no período de faturamento:

Art. 5º - O faturamento de energia reativa excedente à que se referem os artigos 2º e 3º desta Portaria, somente poderá ser aplicado para o caso de unidades consumidoras do Grupo A, se o fator de potência (f_i) ou (f_m) for calculado a partir de valores verificados através de medição permanente. Quanto as unidades consumidoras do Grupo B, o concessionário poderá calcular o fator de potência (f_m) a partir dos valores verificados por medição em caráter transitório, desde que abrangendo um período de 72 (setenta e duas) horas consecutivas, e utilizar nos faturamentos posteriores o fator de potência médio (f_m), até que o consumidor comunique ao concessionário tê-lo modificado para o valor de referência (f_r).

Art. 6º - Os prazos estabelecidos para o início de vigência de aplicação desta portaria dar-se-ão da seguinte forma:

I - Para os fornecimentos existentes ou contratados, o prazo de início de aplicação será de 24 (vinte e quatro) meses após a data de sua publicação:

II - Para os novos fornecimentos ou novas solicitações de aumentos de cargas não contratadas, o prazo de aplicação desta Portaria dar-se-á a partir de 120 (cento e vinte) dias após a data de sua publicação, podendo, ainda, ser concedido um prazo maior, a critério do concessionário, respeitado o prazo limite estabelecido no inciso I deste artigo.

III - A critério do concessionário e mediante homologação do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, poderá ser concedido prazo adicional às unidades consumidoras com fornecimentos existentes ou contratados, desde que comprovada a situação de excepcionalidade no que se refere a impossibilidade de preparação e adequação das instalações no prazo previsto no inciso I deste artigo.

Art. 7º - Prevalecem os dispositivos da legislação vigente, referentes às condições gerais de fornecimento de energia elétrica, quanto a possíveis aspectos de fornecimento e a aplicação das tarifas com estruturas horo-sazonais, não tratados nesta Portaria.

Parágrafo único - A critério do concessionário e mediante homologação do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, poderão ser definidas condições e formas de faturamento da energia reativa, com horários diferentes dos estabelecidos nos incisos I e II do art. 2º desta Portaria.

Art. 8º - Ficam revogados os art. 17 e seus parágrafos 1º e 2º da Portaria DNAEE nº 33, de 11/02/88, e os art. 29 e 48 com seu parágrafo único da Portaria DNAEE nº 222, de 22.12.87.

Art. 9º - Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

RICARDO PINTO PINHEIRO
Diretor do DNAEE

* (Publicado no Diário Oficial da União em 26/03/1992)

10.5 Anexo 5

Aplicação da metodologia de identificação de redução de perdas devido a alteração do fator de potência, por ramo de atividade dos consumidores analisados pelo GTFC/GCPS/ELETROBRÁS

A identificação do montante percentual de redução de perdas é obtida pela aplicação da equação :

$$\frac{\Delta P}{P_A} = 1 - \left(\frac{\text{Fator de potência médio da classe}}{\text{Fator de potência de referência}} \right)^2$$

Dentre os grupos de consumidores analisados o fator de potência médio dos ramos de atividade : metalúrgica, alimentícia e setor público apresentaram valor superior àquele da nova referência (0,92), o que implica em não existir uma redução média de perdas em cada classe. Entretanto, deverá haver em alguns consumidores destes ramos industriais reduções localizadas, tendo em vista que todas as classes apresentaram número significativo de consumidores com fator de potência médio mensal abaixo da média do grupo, respectivamente, 42 consumidores metalúrgicos, 60 alimentícios e 80 no setor público à nível de Brasil e para o universo analisado pelo GTFC.

Para os demais ramos de atividade haverá, no mínimo, a redução média apresentada pela tabela 6.1, obtida pela aplicação da equação deduzida na seção 5.5 desta tese e reapresentada neste anexo.

Como exemplo de cálculo, far-se-á a dedução da redução média

de perdas do segmento químico, segunda linha da tabela 6.1.

Caso exemplo para o setor Químico

$$\frac{\Delta P}{P_1} = 1 - \left(\frac{0,8828}{0,92} \right)^2 = 0.0792 \times 100 = 7,92 \%$$

10.6 Anexo 6

PORTARIA Nº 613, DE 9 DE JUNHO DE 1993

O DIRETOR DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE no uso de suas atribuições regimentais; e tendo em vista o disposto no Decreto nº 479, de 20 de março de 1992, resolve :

Art 19 - O fator de potência de referência (fr), indutivo ou capacitivo, de que trata o parágrafo 19 do art. 79 do decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, com a redação dada pelo decreto nº 479, de 20 de março de 1992, terá como limite mínimo permitido para as instalações elétricas das unidades consumidoras o valor de $fr = 0,92$.

Art. 20 - O faturamento correspondente à energia reativa e demanda de potência reativa, verificadas por medição apropriada, que excederem às quantidades permitidas pelo limite do fator de potência de referência (fr), será computado de acordo com as seguintes condições :

I - A energia e demanda de potência reativa indutiva fornecida, verificada por medição apropriada, que excederem às quantidades permitidas pelo limite do fator de potência de referência (fr), serão computadas nos horários do dia, compreendidos entre 6 (seis) e 24 (vinte e quatro) horas, durante o período de faturamento;

II - A energia e demanda de potência reativa capacitiva recebida, verificada por medição apropriada, que excederem às quantidades permitidas pelo limite do fator de potência de referência (fr), serão computadas nos horários do dia, compreendidos entre a 0 (zero) e 6 (seis) horas, durante o

período de faturamento;

III - Faturamento da Energia e da Demanda de Potência Reativas Excedentes - FERp E FDRp

$$FERp = \sum_t CAT \quad (fr/fit - 1) TCAt$$

$$FDRp = [\max (DATp \cdot fr/fit) - Dftp] TDAP$$

onde :

FERp - faturamento por posto tarifário, correspondente à energia reativa excedente à quantidade permitida pelo limite do fator de potência de referência, durante o período de faturamento;

CAt - fornecimento de energia, verificado por medição apropriada em cada intervalo de 1 (uma) hora t, durante o período de faturamento;

fr - fator de potência de referência = 0,92;

fit - fator de potência das instalações elétricas da unidade consumidora, calculado em cada intervalo de 1 (uma) hora t, e computado de acordo com o disposto nos incisos I e II deste artigo, e definido como o cosseno do arco tangente do quociente da energia reativa pela energia ativa CAt, durante o período de faturamento;

TCAt - tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento em cada período de 1 (uma) hora;

FDRp - faturamento, por posto tarifário, correspondente à demanda de potência reativa excedente a quantidade permitida pelo limite

do fator de potência de referência, durante o período de faturamento;

DAtp - fornecimento de demanda de potência ativa, verificada por medição apropriada em cada período de i (uma) hora t , e computada por posto tarifário p , durante o período de faturamento;

DFtp - demanda de potência ativa faturável em cada posto tarifário p durante o período de faturamento;

TDAp - tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao fornecimento em cada posto tarifário p ;

max - função que indica o valor máximo da expressão dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto tarifário p ;

i - indica os períodos de computação da energia reativa de conformidade com o disposto nos incisos I e II deste artigo 29;

t - indica cada intervalo genérico de 1 (uma) hora cheia;

p - indica o posto tarifário, ponta e fora de ponta, para as tarifas Azul e Verde e único para a tarifa Convencional;

Art. 39 - Enquanto não houver medição apropriada para verificação das energias e demanda de potência reativas excedentes àquelas permitidas pelo limite do fator de potência de referência, nos termos do disposto no artigo 29 desta Portaria, deverá o concessionário adotar o critério simplificado, conforme especificado a seguir :

I - Faturamento das Energia e Demanda de Potência reativas
Excedentes pelo Critério Simplificado - FES e FDS

$$FES = CA (fr/fm - 1) TCA$$

$$FDS = (DM fr/fm - DA) TDA$$

onde :

FES - faturamento total correspondente a energia reativa excedente à quantidade permitida pelo limite do fator de potência de referência durante o período de medição;

CA - fornecimento de energia ativa, verificada por medição apropriada, durante o período de faturamento;

fr - conforme definido no inciso III do artigo 2º;

fm - fator de potência médio das instalações elétricas da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento, definido como o cosseno do arco tangente do quociente da energia reativa no período de faturamento pela energia ativa CA;

TCA - tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento;

FDS - faturamento total correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo limite do fator de potência de referência;

DM - fornecimento máximo de demanda de potência ativa, verificada por medição apropriada, no período de faturamento;

DA - Tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao fornecimento.

II - A critério do concessionário, que considerará em sua decisão os efeitos do fornecimento no desempenho do seu sistema elétrico, o cálculo do fator de potência médio no período de

faturamento poderá levar em conta apenas a energia reativa indutiva, ou também, a energia reativa capacitiva associadas ao fornecimento.

Na hipótese do interesse de levar em conta também a energia reativa capacitiva, o concessionário poderá instalar medição provisória para esta energia reativa capacitiva, num período mínimo de 15 (quinze) dias, inclusive para fornecimentos realizados em alta tensão, e somar os módulos das energias reativas indutiva e capacitiva para o cálculo do fator de potência médio.

III - adotada a alternativa de considerar também a energia reativa capacitiva, o faturamento correspondente ficará condicionado à prévia notificação ao consumidor, e só poderá ser efetuado até que o mesmo comunique ao concessionário ter corrigido o fator de potência.

Art 49 - No cálculo do faturamento das energia e demanda de potência excedentes FERp, FDRp, FES e FDS, não se computará valores negativos das mesmas, nem se aplicará tarifas de ultrapassagem.

Art. 59 - No caso de unidades consumidoras com fornecimentos aos quais se aplicam tarifas especiais, o faturamento das energia e demanda de potência reativas excedentes se dará em relação a cada um destes fornecimentos;

Parágrafo único - Não sendo possível distinguir o fator de potência correspondente a cada modalidade de fornecimento, será considerado o fator de potência correspondente ao fornecimento global, para aplicação desta Portaria.

Art. 69 - As disposições desta Portaria se aplicam aos

faturamentos emitidos a partir do mês de abril de 1994.

Parágrafo único - transitoriamente, no período compreendido entre abril de 1994 e março de 1996, o inciso III do artigo 2º terá a seguinte redação:

III - Faturamento da Energia e da Demanda de Potência Reativas Excedentes - FERp e FDRp

$$FERp = CAp (fr/fmp - 1) TCAp$$

$$FDRp = (DAMp fr/fmp - DAp) TDAp$$

onde :

FERp, FDRp - conforme definido no inciso III do artigo 2º;

CAp - fornecimento de energia ativa, verificado por medição apropriada, no período de faturamento, por posto tarifário p;

fr - conforme definido no inciso III do artigo 2º

fmp - fator de potência médio das instalações elétricas da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento, por posto horário tarifário, igual ao cosseno do arco tangente do quociente entre a energia reativa do período de faturamento, por posto tarifário p e computado de acordo como disposto nos incisos I e II do artigo 2º, e a energia ativa CAp.

TCAp - tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento;

DAMp - fornecimento máximo de demanda de potência ativa verificado por medição apropriada, por posto tarifário, no período de faturamento;

DAp - demanda de potência ativa faturável, por posto tarifário, no período de faturamento;

TDAp - tarifa de demanda de potência ativa, aplicável ao

fornecimento;

p - conforme definido no artigo 2º.

Art. 7º - Através de proposição do concessionário e sujeito à homologação do DNAEE, poderão ser celebrados acordos para situações excepcionais relacionadas com a matéria regulamentada por esta Portaria.

Parágrafo único - As omissões, dúvidas e casos não previstos nesta Portaria serão dirimidos pelo DNAEE.

Art. 8º - Aos critérios e condições de medição, verificação e faturamento dos fornecimentos dispostos nesta Portaria, aplicar-se-á, de forma complementar, a legislação reguladora das condições gerais de fornecimento, naquilo que não contrariá-los.

Art. 9º - As disposições previstas nos artigos 2º e 4º da Portaria do DNAEE nº 222, de 22/11/88, somente serão aplicáveis até o faturamento relativo ao mês de março de 1994, inclusive.

Art. 10º - Ficam revogadas as Portarias nº 85, 25 de março de 1992 e nº 126, de 23 de abril de 1992.

Art. 11º - Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

GASTÃO LUIZ DE ANDRADE LIMA

* publicado no Diário Oficial da União em 14/06/93.