

CAPÍTULO 3

MODELAGEM ESTATÍSTICA DAS CARGAS

3.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo, a carga é modelada como variável aleatória com vários tipos de incertezas a ela relacionadas. É feito um tratamento diferenciado para as incertezas de curto e longo prazo e proposta uma metodologia para compor estas incertezas no programa de FPP. São apresentados os resultados obtidos com os dados reais coletados do Sistema CHESF (área Leste) e descritos todos os procedimentos utilizados no processamento dos mesmos.

Por fim, são avaliadas as possíveis correlações lineares existentes entre cargas ativas, entre cargas reativas, entre carga ativa e reativa de uma mesma barra e ainda entre as séries históricas do mercado realizado no período de 1974 a 1987.

3.2. TIPOS DE INCERTEZAS

As projeções de mercado utilizadas nos estudos de planejamento do Sistema de Energia Elétrica só podem ser realizadas dentro de certas variações estatísticas. Estas variações são devidas a influência de fatores que alteram o comportamento das cargas. As cargas podem ter o seu padrão de comportamento representado por variáveis aleatórias, através

das respectivas funções densidade de probabilidade, obtidas a partir de uma análise estatística de dados históricos.

Nos estudos de longo prazo há dois tipos de incertezas associadas ao comportamento das cargas que devem ser avaliadas: uma diz respeito à variação diária da carga e a outra é devida a erros na previsão do crescimento anual das mesmas. As incertezas diárias são devidas a fatores ambientais, sociais e hábitos dos consumidores no dia-a-dia. As incertezas na previsão são devidas a influência de variáveis de ordem política e sócio-econômicas nas tendências de crescimento das cargas.

3.3. AVALIAÇÃO DAS INCERTEZAS DE CURTO PRAZO

A metodologia utilizada na avaliação das incertezas diárias foi aquela proposta na referência 14. Esta metodologia obtém as funções densidade de probabilidade a partir da análise estatística de dados históricos que caracterizam o comportamento das cargas sob diferentes condições de operação.

Foram levantados dados históricos correspondentes aos valores diários das cargas, de modo a atender os seguintes propósitos: avaliação do nível de incerteza presente nas cargas devido à variação diária dos hábitos de consumo, identificação do tipo de função densidade de probabilidade que melhor representa esta incerteza e ainda determinação da correlação entre cargas.

Vale ressaltar que no caso da análise realizada, para as subestações que compõem a área Leste do sistema CHESF, todo tipo de carga pode ser encontrada: industrial, comercial, residencial, etc., com valores desde 2 até 230 MW.

3.3.1. Coleta dos Dados

O período para coleta de dados foi estabelecido de acordo com a expectativa de ocorrência da ponta do Sistema Interligado Regional.

No caso do Sistema Norte-Nordeste o período inicialmente escolhido foi de 15/09/87 a 15/11/87, dado que a ponta do sistema ocorre em outubro. Entretanto, o racionamento de energia ocorrido no Nordeste em 1987 ocasionou uma descaracterização deste histórico o que fez com que fossem utilizados dados do mesmo período, sendo que do ano de 1986. Ressalta-se que, em alguns casos, quando os dados de 1986 estavam incompletos, foram utilizados dados de 1987, conforme será visto mais adiante.

O horário adotado como referência para aquisição de dados foi 19h, tendo em vista a provável ocorrência do pico diário neste horário. No período de 25/10/86 a 15/11/86 este horário foi adiantado de 1h devido a implantação do horário de verão.

Os dados foram obtidos a partir dos registros de demanda dos Registradores de Demanda Totalizada (RDTDs) da CHESF. Estes medidores registram a demanda totalizada de MW e Mvar nas subestações. Estes registros são feitos de 15 em 15 minutos de forma integralizada. Foi estabelecido que o valor representativo para cada dia seria a média dos quatro valores registrados na hora imediatamente anterior ao pico.

3.3.2. Processamento dos Dados

Em uma primeira fase do processamento dos dados foram

eliminados os valores referentes aos sábados, domingos e feriados por apresentarem comportamento diferenciado dos demais dias. Nestes dias o nível de potência é geralmente mais baixo e as cargas tem um comportamento diferente dos dias normais de trabalho, não podendo, portanto, serem processados em conjunto. Assim, as séries históricas ficaram reduzidas a 45 observações em 1986 e 42 observações em 1987.

Procedeu-se então, ainda nesta etapa, a uma inspeção visual criteriosa, através do uso de gráficos, do perfil de variação das cargas ativas e reativas, buscando-se identificar diferentes padrões de comportamento. Procurou-se obter informações sobre possíveis eventos relacionados com a ocorrência daqueles valores atípicos. Informações deste tipo, permitiram a rejeição de valores que, caso fossem considerados, poderiam distorcer a análise estatística do conjunto de dados coletados. Foram substituídos pela média (dos valores restantes) àqueles valores cuja ocorrência estava relacionada a alguma medida operativa, ou até mesmo a falhas de equipamentos e linhas no sistema de transmissão e ainda aqueles dados que estavam faltando (desde que com um número pequeno de ocorrências). Permaneceram apenas os valores atípicos cuja ocorrência estava relacionada com problemas na subtransmissão, que no caso não é representada.

A maioria das cargas não apresentou comportamento estacionário no período de coleta (conforme pode ser verificado nas figuras 3.1 a 3.3 e no Apêndice 1). A tendência de uma determinada curva representa uma estimativa do nível médio de variação da mesma e pode ser interpretada como sendo a evolução no tempo desta média. Como se deseja obter a variação em torno

da média procedeu-se a remoção da tendência das curvas, obtendo-se assim séries estacionárias, a partir das quais foram determinados os parâmetros estatísticos.

Com o auxílio do programa FORECAST MASTER [24] e a utilização de um micro computador PC foram calculadas as curvas de tendência para cada uma das barras de carga do Sistema Leste da CHESF.

O cálculo é baseado no ajuste de diferentes funções aos dados coletados. A função escolhida como tendência de determinada curva é aquela cuja soma dos desvios quadráticos for a menor, dentre aquelas obtidas com as demais funções. As funções utilizadas foram: reta, parábola, exponencial, log, hipérbole e potência.

As curvas estacionárias foram obtidas subtraindo-se dos dados coletados os valores correspondentes da função tendência. Os parâmetros estatísticos tais como média, desvio padrão e o tipo de função distribuição foram calculados baseados nestas curvas estacionárias.

Conforme citado anteriormente, os dados coletados foram inicialmente de 1986. Entretanto em alguns casos, onde os mesmos estavam incompletos ou até mesmo em falta, foram colhidos valores de 1987. Foi o caso das cargas da Coperbo, Saigema e da Subestação de Rio Largo.

Vale ressaltar que estes dados de 1987 foram utilizados apenas para obtenção da função densidade de probabilidade da carga e, para tal, tomou-se como premissa que os fatores que influenciam a dispersão diária da carga

não mudaram de um ano para o outro.

Verificou-se ainda dois tipos de problemas com algumas cargas no que diz respeito a dados de potência reativa. Algumas cargas apresentaram valores de $Mvar$ em torno de zero e o medidor RDTD não diferencia a inversão do fluxo, considerando todas as variações positivas. Estas medições foram consideradas prejudicadas. Foi o caso das cargas da Açonorte, Santana dos Matos e Santa Cruz. O outro tipo de problema diz respeito a ausência de dados em 1986 e 1987. Foi o caso das cargas de Banabulú, Mossoró e Russas.

O Apêndice 1 apresenta os dados coletados, bem como os valores dos desvios padrões calculados, expressos em valor percentual (em relação ao valor médio dos dados de carga coletados). A tabela 3.1, apresentada a seguir resume esses resultados.

As curvas das figuras 3.1 a 3.3 apresentam os valores diários de potência ativa e reativa para a carga de Angelim, e de potência ativa para as cargas de Açú e Mossoró, bem como as respectivas tendências de comportamento e ainda as curvas estacionárias obtidas. As curvas referentes as demais cargas são apresentadas no Apêndice 1.

TAB 3.1 - Média e desvio padrão para cargas ativas e reativas

CARGA	CARGA ATIVA		CARGA REATIVA	
	MEDIA (MW)	DESVIO (%)	MEDIA (Mvar)	DESVIO (%)
ACU	20.40	14.0	2.20	32.2
ACONORTE 230 kV	7.94	17.1	**	**
ANGELIM	93.25	2.0	14.20	9.3
BONDI 13.8 kV	41.92	2.0	21.71	2.7
BONDI 69 kV	174.04	2.6	28.73	14.7
BANABUIU	15.19	2.2	***	***
CAMPINA GRANDE	84.91	1.8	25.70	6.2
CURRAIS NOVOS	14.85	4.1	3.76	14.3
GOIANINHA	74.59	3.4	24.65	11.2
NUSSURE	111.11	2.2	35.59	6.2
MIRUEIRA	226.74	2.7	69.80	4.3
MOSSORO	33.79	10.0	**	**
NATAL	124.24	2.4	37.75	12.1
PIRAPAMA	135.38	5.1	30.00	10.8
COPERBO 230 kV *	9.08	9.4	5.51	11.4
RIO LARGO *	125.64	2.1	43.92	5.4
RUSSAS	13.41	2.6	***	***
SALGEMA 230 kV *	107.40	0.7	67.50	1.9
SANTANA DOS MATOS	1.77	2.6	**	**
SANTA CRUZ	3.83	3.3	**	**
TACAIMBO	44.20	1.7	5.60	14.6

* - DADOS DE 1987

** - Mvar EM TORNO DE ZERO

*** - FALTA MEDICAO DE Mvar EM 86 E 87

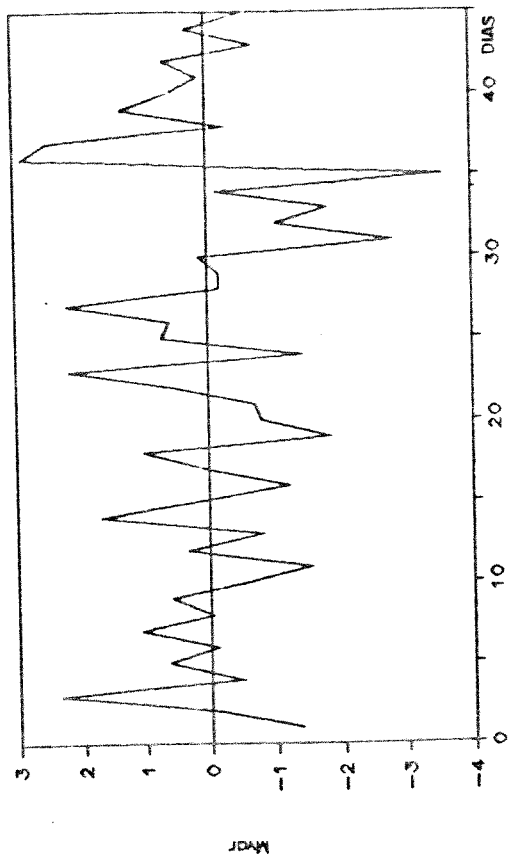
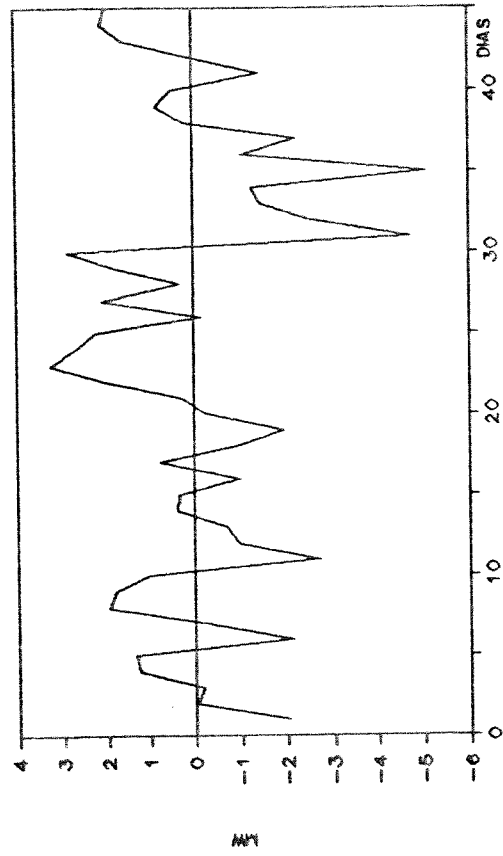
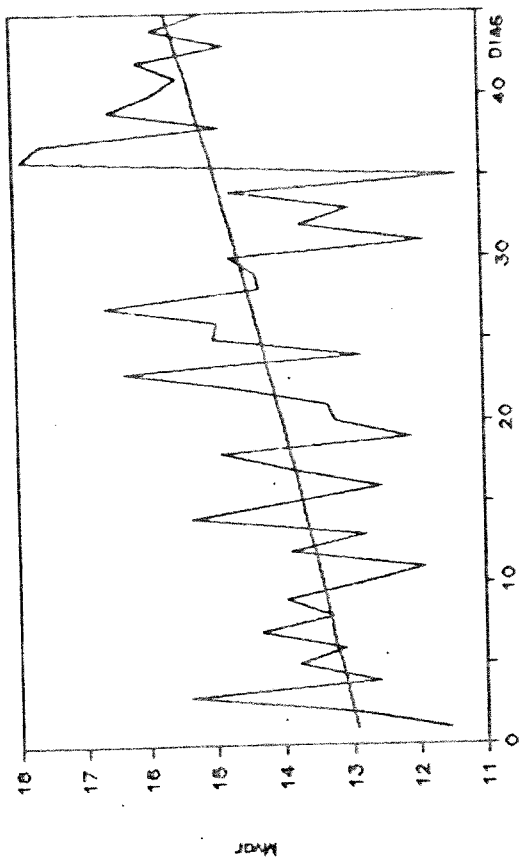
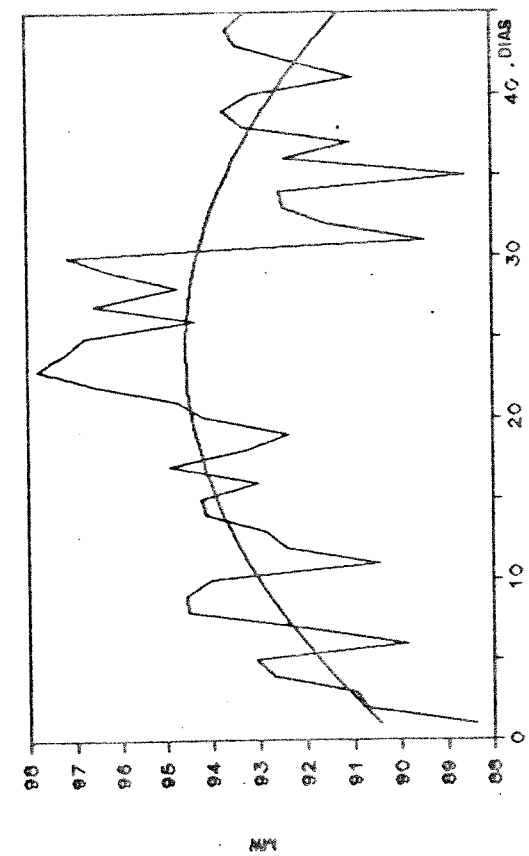


FIG. 3.1 - Carga máxima diária ativa / reativa Angelim 69 kv

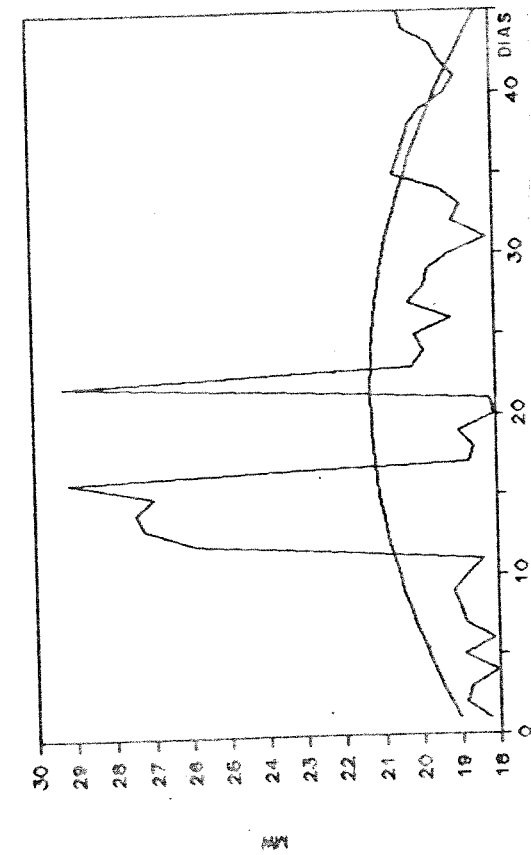


FIG. 3.2 - Carga máxima diária ativa

Açu 69 kV

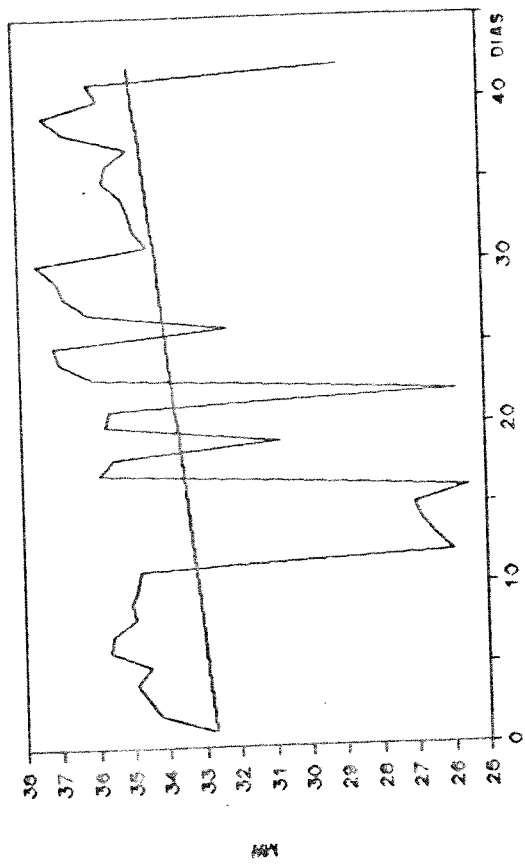
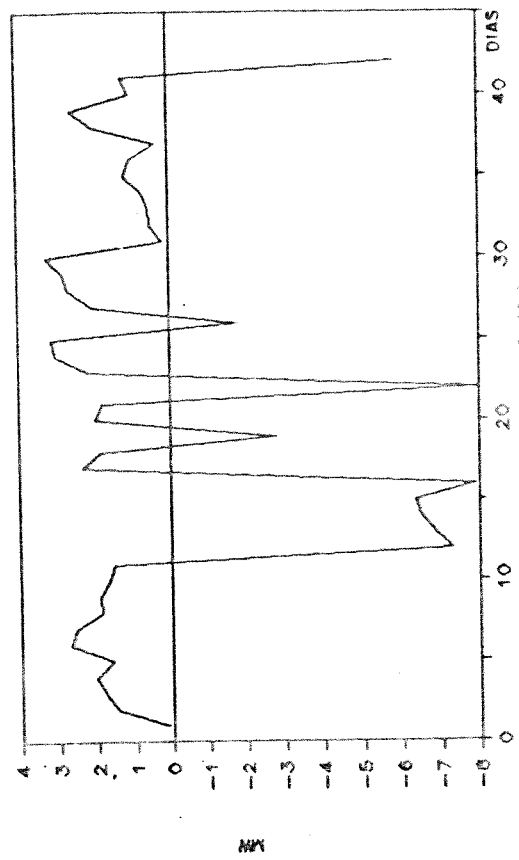
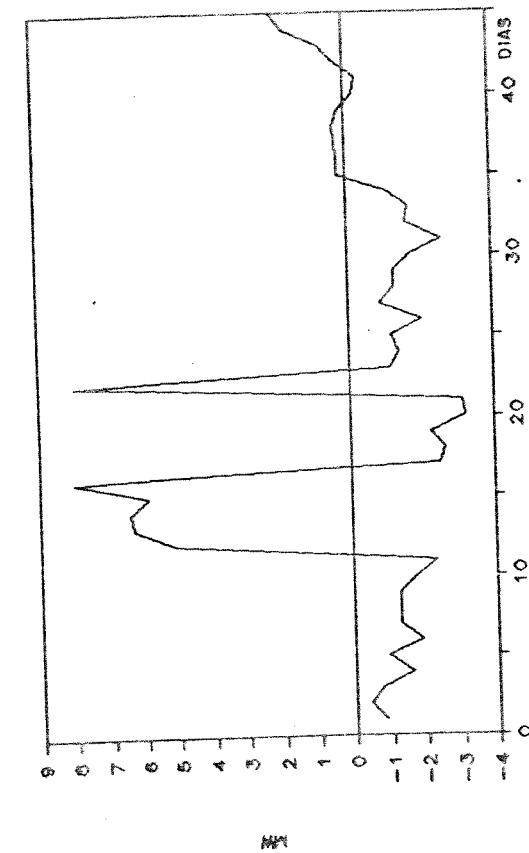


FIG 3.3 - Carga máxima diária ativa

Mossoró 69 kV



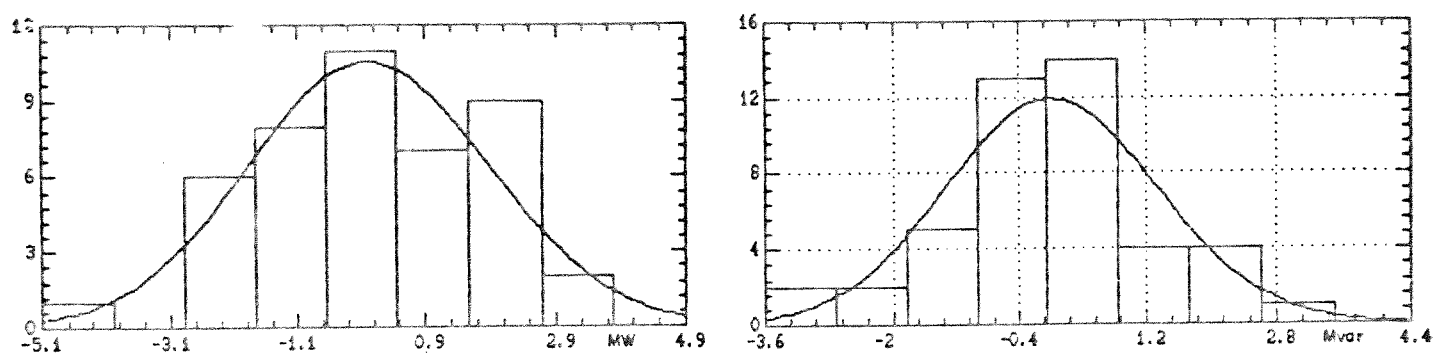


FIG 3.4 - Histograma da variação da carga máxima diária ativa e reativa - Angelim 69 kV

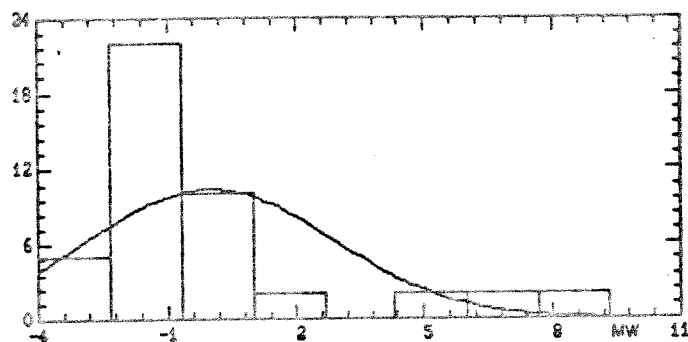


FIG 3.5 - Histograma da variação da carga máxima diária ativa - Açú 69 kV

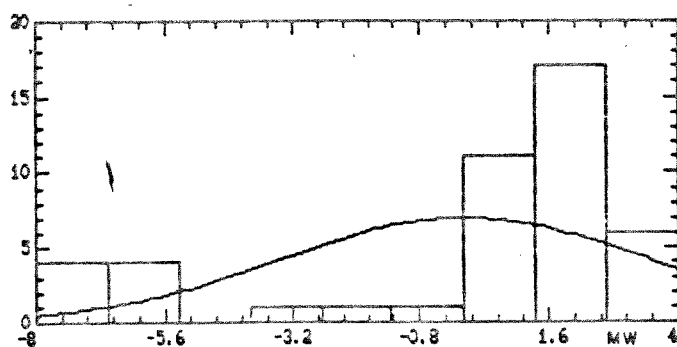


FIG 3.6 - Histograma da variação da carga máxima diária ativa - Mossoró 69 kV

A tabela 3.2 a seguir resume os resultados dos testes do qui-quadrado e Kolmogorov Smirnov. Adotou-se aceitar aderência com a normal quando pelo menos um dos testes for positivo.

Como conclusão geral ambas as cargas ativas e reativas podem ser modeladas por distribuição normal. Apenas as cargas ativas de Mossoró e Açú não admitiram a aderência com a normal e foram modeladas como discretas, conforme apresentado a seguir. Por exemplo, no caso da carga de Açú (fig 3.2) de um total de 45 ocorrências, houveram 6 em torno do ponto 27 MW e cerca de 39 ocorrências em torno do ponto 19 MW. A probabilidade de ocorrência do ponto 27 MW é 6/45 (número de ocorrências de um certo valor (MW) pelo número de ocorrências total).

CARGA	PROBABILIDADE	MW
Açú	6/45	27
	39/45	19
Mossoró	6/45	27
	39/45	35

Neste caso a mudança de patamar (vide fig. 3.2 e 3.3) é mais relevante que a variação diária e o uso da função densidade de probabilidade discreta é mais adequada.

3.3.4. CORRELAÇÃO ENTRE CARGAS

Conforme citado anteriormente, as cargas tendem a crescer ou decrescer em função de variações climáticas e hábitos das pessoas e até mesmo certos eventos sociais (tais como eventos esportivos, programas de televisão, etc.). Caso estes fatores afetem um grupo de cargas de uma mesma maneira, um certo grau de correlação positiva deverá existir. Poderão também existir casos onde um aumento de uma carga proporcione uma diminuição de outra, como, por exemplo, nos casos de

transferência de carga entre subestações. Neste caso, a correlação é negativa.

Com o objetivo de avaliar a possível existência de correlação linear entre cargas ativas, entre cargas reativas e entre carga ativa e reativa de uma mesma barra, foram calculados os coeficientes de correlação para as situações citadas anteriormente.

Nesta análise só foram feitos testes entre dados de um mesmo ano, ou seja, foram separados os dados de 1986 e 1987. Os cálculos foram feitos também para as curvas com e sem tendência. Não foram considerados, por razões citadas no item anterior, as cargas reativas da Açonorte, Banabuiú, Mossoró, Russas, Santana dos Matos e Santa Cruz.

As tabelas 3.3 a 3.11, a seguir, apresentam os coeficientes obtidos na análise realizada. A correspondência entre as tabelas e as cargas são descritas a seguir:

- Dados de 1986:

CARGA	MW	Mvar
AÇU	C1	C22
ANGELIM	C2	C23
BONGI 13.8 kV	C3	C24
BONGI 69 kV	C4	C25
CAMPINA GRANDE	C5	C26
CURRAIS NOVOS	C6	C27
GOIANINHA	C7	C28
MUSSURÉ	C8	C29
MIRUEIRA	C9	C30
MOSSORÓ	C10	-
NATAL	C11	C31
PIRAPAMA	C12	C32
TACAIMBÓ	C13	C33
SANTANA DOS MATOS	C14	C34
SANTA CRUZ	C15	C35
BANABUIÚ	C16	-
RUSSAS	C17	-
AÇO NORTE	C18	C36

- Dados de 1987:

CARGA	MW	Mvar
COPERBO	C19	C37
RIO LARGO	C20	C38
SALGEMA	C21	C39

TAB 3.3 - Coeficientes de correlação : potência ativa x ativa

com tendência (dados de 1986)

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9		C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17
C2	.196																	
C3	.054	.539																
C4	.269	.537	.087															
C5	.250	.415	.356	.105														
C6	.017	.259	.196	.425	.194													
C7	-.134	.439	.568	.157	.487	.373												
C8	.449	.439	.568	.157	.487	.373	.133											
C9	-.127	.292	.084	.225	-.130	-.264	-.381	.197										
C10	-.003	.079	.284	-.117	-.152	.117	.069	-.207	.236									
C11	.320	.384	.129	.465	.257	-.381	.069	.250	.211	.059								
C12	-.076	.219	.296	.106	.435	.295	.062	.127	-.070	.338	.441							
C13	.214	.512	.453	.288	.483	.238	.307	.483	.124	-.024	.312	.191						
C14	-.284	.004	-.076	-.017	.111	.267	.433	-.132	.124	-.024	.312	.191	.388					
C15	.192	.215	.160	.291	.161	.063	.059	.171	-.067	-.146	.217	.345	.364	.424				
C16	.012	.357	.330	.226	.114	-.020	.176	.137	.097	.169	.139	.283	.364	.424	.145			
C17	-.167	.162	.029	.026	.272	.276	.334	-.129	.038	.167	-.092	.262	.364	.424	.497	.283		
C18	.040	-.115	-.126	-.157	.083	.015	.137	.145	-.116	-.014	-.152	.029	-.066	.005	.005	-.053	-.074	-.160

TAB 3.4 - Coeficientes de correlação : potência ativa x ativa

sem tendência (dados de 1986)

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9		C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17
C2	.080																	
C3	.036	.565																
C4	.137	.336	.086															
C5	.220	.349	.294	.062														
C6	.151	-.194	.162	-.244	.157													
C7	-.065	.373	.409	.131	.327	.014												
C8	.395	.336	.535	.030	.382	.492	.212											
C9	-.372	.129	.057	-.116	-.146	.160	-.112	-.040										
C10	-.819	.109	.282	-.095	-.187	-.001	.204	-.185	.309									
C11	.238	.245	.100	.311	.191	-.282	.245	.112	-.007	-.174	-.006							
C12	-.160	.076	.116	.030	.320	.168	.260	.061	.065	.204	.210							
C13	.212	.503	.436	.401	.263	.164	.066	.318	.149	-.020	.307	-.044						
C14	-.298	-.068	-.186	-.001	-.043	.051	.211	-.141	.460	.024	.024							
C15	-.185	.175	.110	.319	.089	-.004	-.073	.153	-.047	-.178	.195	-.096						
C16	-.125	.076	.296	-.110	-.164	-.171	-.102	.024	.096	.152	-.028	-.001	-.174					
C17	-.139	.191	-.082	.111	.161	.012	.040	-.164	.400	.086	.038	.201	.362	-.227				
C18	.003	-.185	-.168	-.244	.016	.116	.260	.092	-.243	.020	-.231	-.274	.043	-.049	.003	-.212	-.085	-.138

TAB 3.5 - Coeficientes de correlação : potência reativa x reativa

com tendência (dados de 1986)

	C22	C23	C24	C25	C26	C27	C28	C29	C30	C31	C32	C33	C34	C35
C23	.149													
C24	.140	.443												
C25	.096	.313	-.128											
C26	-.152	-.018	.051	-.102										
C27	.306	.167	.200	-.391	-.089									
C28	.072	.371	.445	-.414	.133	.088								
C29	-.180	.371	.261	-.355	.121	.184	.282							
C30	.288	.242	.291	-.312	-.254	.506	.475	.236						
C31	-.169	-.350	-.173	.153	.285	-.166	-.431	-.009	-.425					
C32	.122	-.034	.356	-.047	.372	.020	.157	.242	.143	-.075				
C33	.154	.081	.308	-.052	-.132	-.000	.028	-.136	-.021	.286	.091			
C34	.276	.420	.122	-.205	-.245	.286	.371	.206	.302	-.100	-.074	.075		
C35	.171	.064	.068	.034	-.296	.011	.219	-.237	.176	-.085	-.073	-.067	.075	
C36	-.123	.100	-.199	-.273	.091	.044	.339	.381	.081	.041	.067	-.200	.120	.129

TAB 3.6 - Coeficientes de correlação : potência reativa x reativa

sem tendência (dados de 1986)

	C22	C23	C24	C25	C26	C27	C28	C29	C30	C31	C32	C33	C34	C35
C23														
C24														
C25			.014											
C26			.223	-.322										
C27			.127	-.389	.197									
C28			.298	-.211	.182	-.241								
C29			.304	-.288	.113	.170	.193							
C30			.081	-.029	.085	.340	-.069	.184						
C31			.110	-.159	.152	.159	.071	.091	.096					
C32			.352	-.047	.253	.241	.175	.246	.304	.097				
C33			.105	.339	.032	-.132	-.164	-.174	-.226	-.213	.016			
C34			.162	.200	-.146	.013	-.083	.158	-.202	.036	-.226	-.023	-.046	
C35			.126	-.030	.008	.111	.132	-.304	.031	.023	.004	.044	-.046	
C36			-.149	.052	-.249	.090	.588	.346	.045	.081	.076	-.219	.105	.107

TAB 3.7 - Coeficientes de correlação : potência ativa x ativa com
tendência (dados de 1987)

	C19	C20
C20	-.321	
C21	.095	-.034

TAB 3.8 - Coeficientes de correlação : potência ativa x ativa sem
tendência (dados de 1987)

	C19	C20
C20	-.235	
C21	.081	-.137

TAB 3.9 - Coeficientes de correlação : potência reativa x reativa
com tendência (dados de 1987)

	C37	C38
C38	-.302	
C39	.186	.034

TAB 3.10 - Coeficientes de correlação : potência reativa x reativa
sem tendência (dados de 1987)

	C37	C38
C38	-.307	
C39	.145	-.045

CARGA	COM TENDÊNCIA	SEM TENDÊNCIA
AÇU	- 0.387	- 0.376
ANGELIM	0.346	0.453
BONGI 13.8	0.792	0.793
BONGI 69	0.217	0.206
CAMPINA GRANDE	0.495	0.587
CURRAIS NOVOS	0.875	0.851
GOIANINHA	0.818	0.679
MUSSURÉ	0.600	0.549
MIRUEIRA	- 0.348	0.062
MOSSORÓ	-	-
NATAL	0.091	0.074
PIRAPAMA	0.521	0.553
TACAIMBÓ	0.453	0.611
SANTANA DOS MATOS	0.765	0.693
SANTA CRUZ	- 0.233	- 0.269
BANABUIÚ	-	-
RUSSAS	-	-
ACONORTE	0.888	0.885
COPERBO	0.978	0.977
RIO LARGO	0.637	0.622
SALGEMA	0.725	0.687

TAB 3.11 - Coeficientes de correlação : potência ativa x reativa
com e sem tendência

A seguir é realizada uma análise dos coeficientes de correlação apresentados nas tabelas 3.3 a 3.11. A análise foi feita considerando-se dois itens :

a - CORRELAÇÃO ATIVO x ATIVO E REATIVO x REATIVO

Os coeficientes de correlação obtidos a partir da análise realizada entre cargas ativas e entre cargas reativas (tabelas 3.3 a 3.10), tiveram valores muito reduzidos, caracterizando um baixo nível de dependência linear entre as incertezas de curto prazo tanto para cargas ativas, como para as cargas reativas (Tabelas 3.3 a 3.10).

A fraca correlação encontrada entre as incertezas de curto prazo pode ser explicada pelo fato das cargas estarem agregadas e representadas por cargas equivalentes nas subestações do sistema de transmissão (230 kV). Estas subestações estão normalmente longe uma das outras, além de terem diferentes tipos de carga conectadas a elas. Caso esta análise fosse realizada nas subestações de subtransmissão a correlação seria certamente mais forte [17]. No caso das cargas reativas a situação fica agravada pela presença de fontes de compensação reativa nas barras onde ocorreram as medições.

Uma exceção a afirmação anterior ocorreu entre as cargas ativas de Mossoró e Açú, onde o coeficiente de correlação foi cerca de - 0.8. A razão deste valor relativamente alto de correlação negativa foi uma transferência de carga (através do sistema de Subtransmissão) entre estas subestações no período de coleta de dados. Isto é mostrado na Figura 3.7 apresentada a seguir. Vale ressaltar que, no sistema em análise, há outras possíveis transferências entre subestações, que não ocorreram

no período de coleta. Caso fosse desejado analisar estas transferências o período de coleta deveria ser maior. Uma vez que o principal objetivo da análise realizada foi avaliar a dispersão diária, considerou-se apenas a transferência ocorrida no período de coleta entre Açu e Mossoró, com o objetivo de mostrar como é simples a consideração deste fenômeno no FPP.

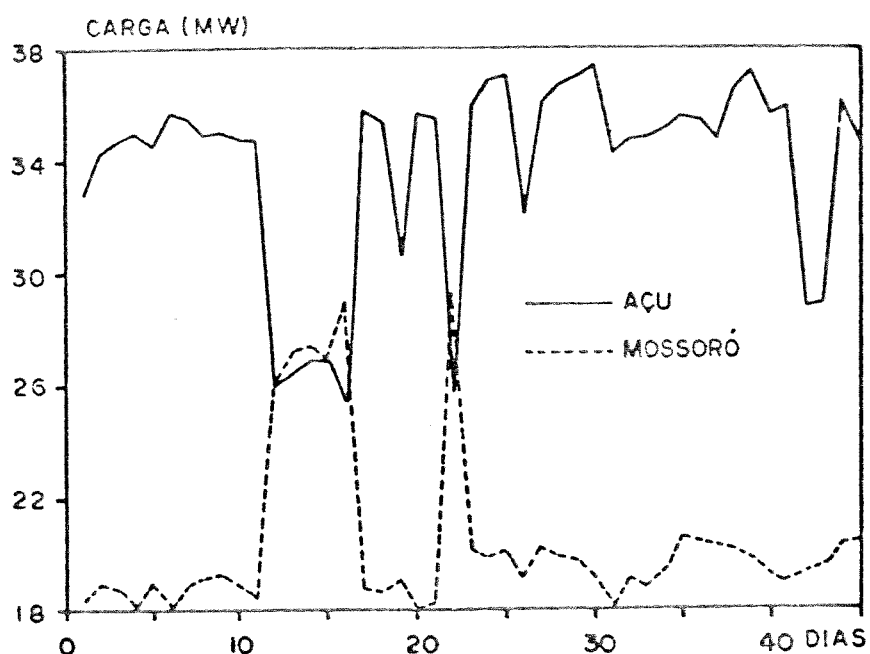


FIG 3.7 - Transferência entre as cargas de Mossoró e Açu

Vale ressaltar que valores intermediários foram encontrados entre as cargas ativas de Angelim e Bongi (0.5) e Angelim e Tacaimbo. Considerando os dados de potência ativa de Rio Largo de 1986 (não apresentados), obteve-se um coeficiente de cerca de 0.6 entre Angelim e Rio Largo. Nestes casos estas subestações atendem a uma mesma região, com basicamente o mesmo tipo de carga e estes coeficientes podem ser traduzidos como um comportamento mais ou menos similar destas cargas.

b - CORRELAÇÃO ATIVO-REATIVO DE UMA MESMA CARGA

A tabela 3.11 apresenta a análise realizada para a correlação entre a potência ativa e reativa de uma mesma barra. Conforme pode ser observado, a maioria das cargas apresentaram coeficientes de correlação maiores que 0.7. Esta correlação forte é explicada pelo fator de potência. Algumas barras, entretanto, apresentaram baixos coeficientes de correlação, sendo os mesmos devido a presença de fontes de compensação reativa tais como bancos de capacitores e compensadores síncronos/estáticos nas barras onde foram feitas medições.

Em ambas as análises, os coeficientes obtidos para as curvas com e sem tendência foram similares.

3.4. AVALIAÇÃO DAS INCERTEZAS DE LONGO PRAZO

As projeções de mercado utilizadas nos estudos de planejamento do Sistema de Energia Elétrica constituem um insumo básico e bastante determinante na elaboração dos programas de investimentos das empresas.

De uma forma geral, a metodologia atualmente utilizada pelas empresas concessionárias para previsão do mercado consiste basicamente na extrapolação das tendências verificadas no passado, através do uso de séries históricas. Algumas empresas utilizam ainda a abordagem econométrica (onde o consumo é associado a uma ou mais variáveis econômicas, além do tempo) e métodos diretos de pesquisa [26,27,28].

A previsão baseada em extrapolação do passado trata os dados de forma isolada, independente das evoluções econômicas, sociais e tecnológicas e, desta forma, não conseguem levar às

suas projeções os reflexos destas transformações. É portanto de se esperar que o uso destas metodologias acarretem em previsões com um baixo grau de precisão.

Com o objetivo de verificar a ordem de grandeza do erro na previsão e estudar o seu comportamento, foi realizada uma pesquisa com dados históricos de mercado previsto e realizado durante um período de 10 anos (1977 a 1987) para a área Leste da CHESF. Foram levantados 10 ciclos de previsão de mercado e estas previsões foram confrontadas entre si em dois níveis: por barra e por área. Os resultados obtidos foram comparados com os apresentados em um estudo realizado no âmbito do Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas (GCPs) intitulado "Diagnóstico das Metodologias para Previsão de Mercado de Energia Elétrica utilizados pelas Empresas Concessionárias do País" [28], realizado na mesma época. O Apêndice 3 apresenta todos os resultados da pesquisa realizada.

A principal conclusão decorrente desta análise foi a constatação de um grau de precisão muito baixo nas previsões. Conforme pode ser verificado na tabela A3.24, do Apêndice 3, tomando como exemplo os erros referentes a previsão do mercado da área Leste obtidos de forma relativa, os valores registrados foram de cerca de 9% para previsão um ano a frente, 25% para dois anos e chegou a 37% para a previsão 10 anos a frente. Estes resultados evidenciaram a impropriedade da metodologia utilizada.

Diante desta constatação, torna-se clara a necessidade do uso de metodologias que incorporem a influência das transformações sócio-econômicas, e as incertezas a elas

associadas, na previsão da demanda de energia.

Outra conclusão bastante evidente é a necessidade de incluir estas incertezas no processo de planejamento. Com o conhecimento que se tem hoje da presença destes erros nas previsões torna-se irreal a idéia de planejar, principalmente a longo prazo, com um mercado determinístico.

Com previsões probabilísticas pode-se facilmente incluir no processo de planejamento a representação de incertezas associadas a previsão do mercado, através do uso do algoritmo de FPP, conforme será visto mais adiante.

Os valores de erros obtidos na análise realizada (Apêndice 3) podem ser considerados bastante significativos para demonstrar a impropriedade da metodologia atualmente utilizada no processo de previsão. Entretanto, tais valores são pouco consistentes para serem usados como dados para futuros estudos de planejamento, uma vez que, esforços vêm sendo empreendidos no sentido da adoção de novas metodologias [28] que, retratando melhor a realidade, realizem previsões mais precisas.

Uma vez que ainda não temos esta desejada "previsão probabilística de mercado" foram assumidas algumas hipóteses simplificadoras que possibilitaram a realização da aplicação apresentada no capítulo 4.

A primeira hipótese diz respeito a utilização de um método de previsão bastante simples, baseado na análise de regressão linear: a partir da série histórica do mercado realizado (1974 a 1987) fazer previsões para o futuro (1992 a 1996), e calcular os intervalos de confiança da previsão realizada. Os desvios

assim obtidos mediriam a qualidade da estimativa e forneceriam o nível de incerteza associado a previsão.

A segunda hipótese assumida diz respeito a admitir uma correlação entre cada carga com as outras e com a carga total da área, ou seja assumir que as cargas individualmente tendem a mudar de maneira similar: os aspectos econômicos e políticos influenciariam a área em questão da mesma forma. Desta maneira, bastaria buscar os erros cometidos na previsão do mercado da área.

3.4.1. CORRELAÇÃO ENTRE AS TENDÊNCIAS DE CRESCIMENTO DAS CARGAS

Com o objetivo de avaliar a existência de uma correlação entre a tendência de crescimento das cargas foram utilizados os dados apresentados na tabela 3.12 referentes ao mercado realizado no período de 1974 a 1987. Algumas cargas foram excluídas desta análise devido a falta de dados.

As curvas Açú + Mossoró, Banabulú + Russas e Golaninha + Mussurú foram incluídas porque as Subestações de Mossoró, Russas e Mussurú ao entrarem em operação absorveram parte da carga de Açú, Banabulú e Golaninha, respectivamente. A Salgema não foi incluída por não ter o mesmo número de anos que as outras SE's e não foi incorporada a qualquer outra subestação por tratar-se de um consumidor industrial, que por sua vez não tem a sua entrada em operação associada a divisão de carga com outra SE.

Os coeficientes de correlação obtidos são apresentados na tabela 3.13 e a correspondência com as cargas é descrita abaixo:

CARGA	corresp.
AÇU	C1
ANGELIM	C2
BANABUIÚ	C3
BONGI	C4
CAMPINA GRANDE	C5
CURRAIS NOVOS	C6
GOIANINHA	C7
MIRUEIRA	C8
NATAL	C9
PIRAPAMA	C10
RIO LARGO	C11
SANTA CURZ	C12
SANTANA DOS MATO	C13
AÇU + MOSSORÓ	C14
BANABUIÚ + RUSSAS	C15
GOIANINHA + MUSSURÉ	C16
ÁREA LESTE	C17

A seguir são apresentadas as tabelas 3.12 e 3.13.

TAB 3.12 - Mercado Realizado anual (MW máximo coincidente)

ANO	AGU	FEV	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AUG	SET	OCT	NOV	DEZ	TOTAL
1974	11.72	39.93	6.94	194.19	29.06	5.24	95.22	81.75	32.04	48.44	43.55	2.18	590.98
1975	13.09	45.51	7.97	212.27	30.02	6.23	106.28	102.44	36.22	61.10	40.47	2.32	672.77
1976	15.37	50.58	9.11	209.00	32.79	6.17	121.71	99.43	45.96	71.25	59.06	2.72	724.06
1977	17.28	66.44	11.66	219.43	36.28	7.94	135.96	112.80	54.60	79.58	73.36	3.13	819.76
1978	19.66	83.32	13.22	220.39	45.34	8.45	145.04	130.24	64.81	93.60	74.30	3.52	911.25
1979	23.30	83.33	15.07	237.68	48.37	8.88	155.24	129.60	84.70	103.18	96.72	3.17	1062.77
1980	25.40	78.71	16.49	204.39	67.87	9.84	161.44	103.85	83.28	113.54	111.60	3.54	1119.11
1981	22.85	97.48	15.94	197.59	61.70	11.16	160.72	192.78	88.32	108.58	108.93	2.02	1150.66
1982	7.80	112.16	11.39	203.63	46.70	12.48	164.74	203.31	93.96	111.24	115.41	5.77	1205.68
1983	9.00	101.61	11.68	217.42	67.20	12.72	185.74	138.24	102.72	114.12	141.80	6.02	1256.43
1984	11.03	106.39	14.15	221.24	72.64	13.44	169.36	204.48	105.12	117.54	148.32	6.86	1352.62
1985	11.28	87.46	15.51	248.97	78.77	14.16	163.12	216.15	107.76	136.26	140.94	5.01	1402.93
1986	20.76	100.69	16.69	240.82	89.40	16.08	179.32	244.26	120.72	146.52	145.62	5.92	1536.16
1987	21.60	89.36	15.00	208.97	72.70	14.76	166.60	234.90	114.48	132.66	135.18	6.08	1402.03

TAB 3.13 - Coeficientes de correlação : tendência de crescimento das cargas (1974 a 1987)

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16
1974	-0.613	-0.654	-0.657	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1975	-0.624	-0.676	-0.682	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1976	-0.631	-0.681	-0.687	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1977	-0.639	-0.689	-0.693	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1978	-0.646	-0.696	-0.699	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1979	-0.653	-0.703	-0.706	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1980	-0.660	-0.710	-0.713	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1981	-0.667	-0.717	-0.720	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1982	-0.674	-0.724	-0.727	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1983	-0.681	-0.731	-0.734	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1984	-0.688	-0.738	-0.741	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1985	-0.695	-0.745	-0.748	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1986	-0.702	-0.752	-0.755	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616
1987	-0.709	-0.759	-0.762	-0.681	-0.619	-0.604	-0.650	-0.644	-0.677	-0.644	-0.619	-0.638	-0.653	-0.614	-0.615	-0.616

Conforme pode ser verificado, foi detectada uma forte correlação entre as cargas e, entre cada carga com a carga total da Área Leste. Valores baixos estão associados a perda de carga de uma subestação para uma nova como é por exemplo o caso de Açú.

A figura 3.8 ilustra a correlação existente entre a tendência de crescimento da carga total da Área Leste e a carga da SE Pirapama.

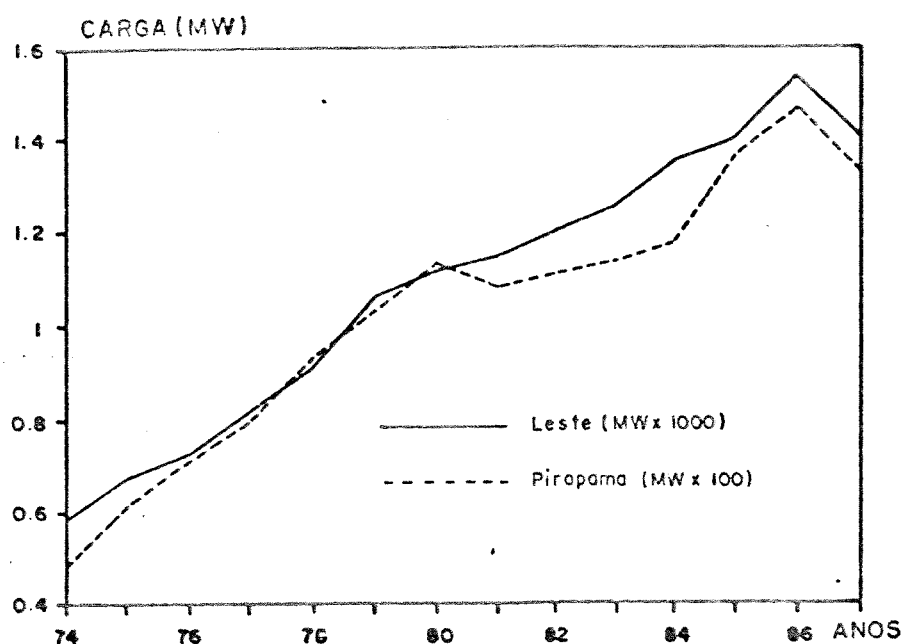


FIG 3.8 - Carga máx. anual - área Leste x SE Pirapama (x 10)

A análise efetuada validou a segunda hipótese ou seja assumir que as incertezas na previsão atingem a área de uma mesma maneira.

3.4.2. ANÁLISE DE REGRESSÃO LINEAR

Uma vez validada a segunda hipótese buscou-se também validar a primeira hipótese de que o modelo de regressão linear poderia ser utilizado. Foi feito o ajuste de regressão linear

aos dados e calculada a correlação entre a reta ajustada e os pontos da amostra. O coeficiente obtido foi 0.99, o que indicou uma boa aderência da amostra a reta e que seria válido utilizar uma reta para representar a tendência de crescimento do mercado da área em análise.

Os dados utilizados foram os apresentados na tabela 3.12, referentes ao período 1974 a 1985 e a previsão foi realizada para o período 1986 a 1996.

No modelo de regressão linear o ajuste da reta aos dados é feito através do método dos mínimos quadrados. O que se busca na análise de regressão é estimar o valor do mercado para um certo ano pré-determinado. O modelo utilizado [35,36,39] foi:

$$Y = a + bX \quad (3.1)$$

onde :

X --> ano

Y --> mercado da área Leste em MW

$$b = \frac{S_{xy}}{S_{xx}} \quad \text{e} \quad S_{xx} = \sum X^2 - \frac{(\sum X)^2}{n}$$

$$S_{xy} = \sum XY - \left(\sum X \cdot \sum Y \right)$$

$$a = \bar{Y} - b\bar{X} \quad \text{e} \quad \bar{X} = \frac{\sum X}{n}$$

$$\bar{Y} = \frac{\sum Y}{n}$$

n --> tamanho da amostra

$$CORR = \frac{S_{xx}}{S_{xx} \cdot S_{yy}} \quad (3.2)$$

O valor do mercado $\hat{Y}$ lido de uma linha de regressão, para um dado ano X pode ser interpretado como uma estimativa do valor médio. Neste caso, a qualidade da estimativa é fornecida pela determinação de intervalos de confiança.

Para determinação destes intervalos é necessário o cálculo do desvio padrão da regressão que mostra o grau de concentração das observações Y_i ao redor da linha de regressão sendo dado por:

$$S_{Y.X} = \frac{\sum (Y - \hat{Y})^2}{n - m} \quad (3.3)$$

onde :

$S_{Y.X}$ = desvio padrão da regressão

m = número de constantes da amostra (no caso $m = 2$)

O desvio padrão da estimação do valor médio de $\hat{Y}$ é dados por :

$$S_{\hat{Y}}(X_i) = S_{Y.X} \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{(X_i - \bar{X})^2}{\sum (X_i - \bar{X})^2}} \quad (3.4)$$

O intervalo de confiança é então dado por :

$$\hat{Y}(X_i) = \hat{Y} \pm t_{\alpha} S_{\hat{Y}} \quad (3.5)$$

O intervalo de confiança assim calculado representa um intervalo que contém o valor médio do mercado ($\hat{Y}$) com uma probabilidade $(1 - \alpha)$ onde α é o nível de significância assumido.

A função densidade de probabilidade de $\hat{Y}$ segue uma distribuição t Student com $(n-2)$ graus de liberdade bem similar

a uma normal.

As tabelas 3.14 e 3.15 e a figura 3.9 apresentam a análise de regressão realizada. As observações 19 a 23 correspondem aos anos de 1992 a 1996, que tiveram um desvio associado a previsão de cerca de 2%.

TAB 3.14 - A nálise de regressão - previsão 1986 a 1996

ano	n	KW realizado	X**2	X*Y	Y**2
74.00	1.00	590.98	1.00	590.98	349257.36
75.00	2.00	672.79	4.00	1345.58	452646.38
76.00	3.00	724.06	9.00	2172.18	524262.88
77.00	4.00	819.06	16.00	3276.24	670859.28
78.00	5.00	911.25	25.00	4556.25	830376.56
79.00	6.00	1062.77	36.00	6376.62	1129480.07
80.00	7.00	1119.11	49.00	7833.77	1252407.19
81.00	8.00	1150.66	64.00	9205.28	1324018.44
82.00	9.00	1205.68	81.00	10851.12	1453664.26
83.00	10.00	1256.43	100.00	12564.30	1578616.34
84.00	11.00	1352.62	121.00	14878.82	1829580.86
85.00	12.00	1402.93	144.00	16835.16	1968212.58
86.00	13.00	1536.16			
87.00	14.00	1402.03			
soma	78.00	12268.34	650.00	90486.30	13363382.23
media	6.50	1022.36			
n	12.00				
SXX	143.00		SSE	13761.16	
SYX	820701.70		S**2	1376.12	
SXY	10742.09		S	37.10	
b	75.12		CORR	0.99	
a	534.08				

TAB 3.15 - Intervalo de confiança da previsão

INTERVALO DE CONFIANÇA DE 98%

PREVISÃO $\alpha = 0.5$ e $t =$ 2.7640

X	Y	y est	desvio	Z	lim. sup	lim inf
1.00	590.98	609.20	20.1439	3.31	664.88	553.53
2.00	672.79	684.32	17.5939	2.57	732.95	635.69
3.00	724.06	759.44	15.2499	2.01	801.59	717.29
4.00	819.06	834.56	13.2220	1.58	871.11	798.02
5.00	911.25	909.68	11.6760	1.20	941.95	877.41
6.00	1062.77	984.80	10.8204	1.10	1014.71	954.89
7.00	1119.11	1059.92	10.8204	1.02	1089.83	1030.01
8.00	1150.66	1135.04	11.6760	1.03	1167.31	1102.77
9.00	1205.68	1210.16	13.2220	1.09	1246.71	1173.61
10.00	1256.43	1285.28	15.2499	1.19	1327.43	1243.13
11.00	1352.62	1360.40	17.5939	1.29	1409.03	1311.77
12.00	1402.93	1435.52	20.1439	1.40	1491.20	1379.84
13.00	1536.16	1510.64	22.8310	1.51	1573.74	1447.53
14.00	1402.03	1585.76	25.6121	1.62	1656.55	1514.97
15.00		1660.88	28.4597	1.71	1739.54	1582.22
16.00		1736.00	31.3555	1.81	1822.66	1649.33
17.00		1811.12	34.2875	1.89	1905.89	1716.35
18.00		1886.24	37.2471	1.97	1989.19	1783.29
19.00		1961.36	40.2281	2.05	2072.55	1850.17
20.00		2036.48	43.2262	2.12	2155.95	1917.00
21.00		2111.59	46.2380	2.19	2239.40	1983.79
22.00		2186.71	49.2610	2.25	2322.87	2050.56
23.00		2261.83	52.2933	2.31	2406.37	2117.29

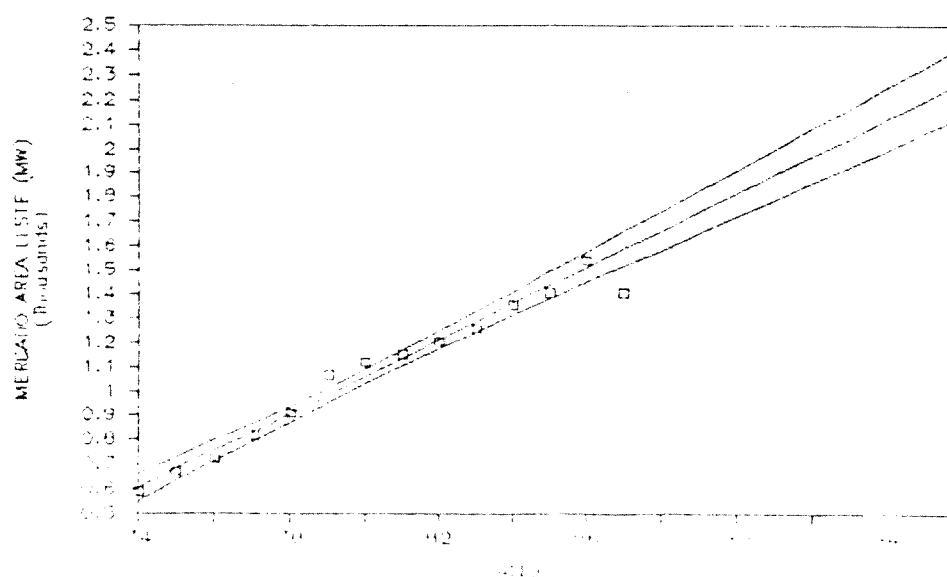


FIG 3.9 - Análise de regressão - Carga total da área Leste com intervalos de confiança associados

3.5. MODELAGEM ESTATÍSTICA DAS CARGAS NO ALGORITMO DE FPP

Das análises realizadas no ítem 3.3 e 3.4 ficou claro que as incertezas existentes no mercado possuem dois componentes distintos: de curta e de longa duração. Baseada na hipótese validada no ítem 3.4.1, de que as incertezas na previsão atingem a área analisada de uma mesma maneira, o algoritmo de FPP descrito no Capítulo 2 foi adaptado para incorporar ambas as incertezas: de curta e longa duração.

O processo de Monte Carlo disponível no algoritmo foi alterado: para cada sorteio da série o valor esperado da carga total da área é sorteado de acordo com uma distribuição normal e o valor esperado de cada barra é avaliado usando fatores de participação. Este procedimento assegura a dependência linear entre as barras devido as incertezas de longo prazo. Depois são realizados sorteios para cada carga individualmente de acordo com o tipo de distribuição que representa a incerteza de curto prazo. O processo continua com um novo sorteio para o valor esperado das cargas, conforme descrito anteriormente.

Vale ressaltar que o custo computacional com estes procedimentos é mínimo, e por outro lado, o aperfeiçoamento introduzido ao modelo de carga é grande, uma vez que, representa-se com mais precisão o comportamento real da carga.

As correlações existentes entre as incertezas de curto prazo são modelados de forma similar a apresentada na referência 3, inclusive aquela devido à dependência entre potência ativa e reativa de uma mesma barra em virtude do fator de potência.

3.8 CONCLUSÕES

Este capítulo mostrou que há dois tipos de incertezas associadas ao comportamento das cargas : uma devido a variação diária (curto prazo) e outra relacionada com o crescimento anual das mesmas (longo prazo).

As incertezas de curto prazo foram avaliadas mediante um processamento de dados diários coletados por um período de dois meses, em torno da ocorrência da ponta máxima do sistema. Como conclusão geral as cargas ativas e reativas podem ser modeladas por distribuição normal. Para estas cargas o nível de incerteza (ou seja o desvio padrão medido como percentual da média) encontrado foi em média, aproximadamente 3% para parte ativa e 9% para a parte reativa (retirando as cargas industriais que possuem um nível de incerteza diferente das demais). Apenas as cargas de Mossoró e Açú foram modeladas como discretas. Neste caso, a transferência de carga durante o período das medições foi muito mais relevante que a variação diária e a mudança de patamar foi melhor representada pela distribuição discreta.

Ainda no que diz respeito as incertezas de curto prazo os dados coletados mostraram que, com exceção das cargas de Açú e Mossoró, as correlações entre cargas ativas e entre cargas reativas foram bastante fracas. A razão desta fraca correlação encontrada entre as incertezas de curto prazo é que as cargas analisadas estão agregadas e representadas por equivalentes nas subestações do sistema de transmissão. Por outro lado, foi encontrada uma forte correlação entre a potência ativa e a reativa de várias cargas.

Vale ressaltar que no modelo utilizado os fatores de

diversidade são incluídos naturalmente na análise probabilística. A ocorrência simultânea dos valores máximos de duas barras são consideradas devidamente ponderadas por suas probabilidades de ocorrência.

Visando avaliar as incertezas de longo prazo foram coletados valores previstos e observados para um período de 10 anos. Esta análise demonstrou um alto grau de imprecisão das previsões de mercado realizadas. Conforme pode ser verificado estes erros atingiram cerca de 9% para previsões 1 ano a frente e até aproximadamente 37% para previsões 10 anos a frente. Utilizando-se o histórico de 14 anos de mercado realizado foi verificado que existia correlação linear entre as tendências de crescimento das cargas. Foi então realizada uma previsão para o mercado da área Leste usando técnicas de regressão linear. O intervalo de confiança da previsão foi avaliado e foi encontrado um desvio padrão de aproximadamente 2%. A incerteza associada a previsão foi então modelada por uma distribuição normal com desvio padrão de 2%.

O algoritmo existente, descrito no Capítulo 2 foi estendido de forma a permitir a modelagem das incertezas associadas a previsão de longo prazo do mercado.