

#### 4.7 ロス軽減対策

SENELEC においては、低圧配電線における配電ロスを抑制するために、需要家への供給電圧を B1 システム(127V/220V) から B2 システム(220V/380V) への変更を実施中である。また、電力系統において発生するロスは、技術的なロスおよび技術的でないロスに分類することができる。

技術的なロスに対する原因・対策として：

- a. 長すぎる低圧配電線 …… 長さを制限して電圧降下を抑制
- b. 不適切な電線の接続 …… コネクター、スリーブ等適切な材料・工具を使用
- c. 電力量計の動作不良 …… 定期的な電力量計の校正
- d. 過負荷設備 …… 設備の拡張、負荷配分の変更

等が考えられる。

また、一般的に技術的でないロスはその部分を技術的なロスと分離することは困難である。

技術的なロスは計算等によって想定でき、負荷に応じて発生するものである。

一方、技術的でないロスは、主に人為的なものであり計算等によって想定できない。技術的でないロス(人為的なロス)を抑制することが、ロス軽減対策にとって重要であることは容易に理解できる。

この技術的でないロスの要因として、以下のことが想定されるが配電設備に対する巡視・点検を実施することにより、ある程度防止出来るものと考えられる。

- a. 登録されていない需要家(non-registered consumers)
- b. 配電線への直接接続 (direct connection)
- c. 電力量計の工作、等

なお、SENELEC において計画されている短期計画における、リハビリ工事は：

- 配電線のボトルネックの解消
- 過大な電圧降下の抑制
- 供給信頼度の向上

等を目標としており、配電網におけるロスの低減に寄与し、同時に電力料金収入の増加が期待できる。

Table 4.1.1-1 Operation Record for Generating Units in 1993  
RGI

No.	Item	Unit	Sh/mo						Capex-Batches						Totals		
			01/93	02/93	03/93	04/93	05/93	06/93	01/93	02/93	03/93	04/93	05/93	06/93	Date	Amount	Count
1	Net electrical energy Capacity rated actual limit	MWh	30,420	112,126	112,126	144,540	175,200	166,440	240,000	792,600	98,688	1,824,344	98,688	134,078	7,093,290		91
		MW	5,000	12,000	12,000	16,500	21,500	20,000	27,500	30,000	10,500	270,700	10,500	14,000	291,300		
		MW	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	20,000	20,000	27,500	15,000	178,500	15,000	14,000	201,000		
2	Annual operation time Time availability factor	Hours	3,004	5,270	4,801	5,363	3,178	6,664	7,497	7,994	7,237	5,634	7,237				
		%	24.3	56.6	51.8	61.2	38.3	76.3	77.3	65.6	62.6	65.6					
3	Gross energy production	MWh	12,086	33,324	35,175	45,430	32,425	111,491	170,573	185,975	115,386	901,245	16,075	30,711	545,081		
		MWh	843	3,808	2,728	308	105	2,772	9,690	11,558	12,271	81,210	894	2,046	65,950		
4	Energy consumption for auxiliary	MWh	5.2	11.4	7.8	6.5	0.4	7.0	7.4	6.8	7.4	6.8	4.2	6.7	6.7		
		%	4.023	6.273	7.219	4.726	0.703	10.690	17.318	20.867	15.944	159,068	4.9	4.3	159,068		
		MWh	4.3	3.7	3.9	0.3	0.7	5.8	6.4	5.6	5.1	4.3	4.8	4.3	4.8		
		%	80.5	49.8	51.2	58.3	51.4	83.4	88.6	82.7	69.6	50.1	70.8	50.1	70.8		
5	Net energy produced	MWh	11,443	29,486	32,397	43,814	32,290	103,719	168,581	159,017	106,014	840,035	15,331	29,695	884,031		
		MWh	9,090	32,096	39,321	27,072	22,322	44,546	43,107	47,367	48,790	448,271	44,776	64,776	448,271		
6	Unavailability energy Maintenance day Fault day	Day	68	52	44	57	35	64	64	44	102	68	102	68			
		Day	11	26	33	22	7	13	13	9	20	13	20	13			
7	Available energy	MWh	20,720	60,039	72,307	66,106	115,978	121,894	159,539	214,010	160,078	1,386,072	54,213	54,213	2,067,360		
		%	75.42	63.65	64.49	78.70	67.26	73.24	74.10	82.47	81.43	75.36	82.47	75.36	82.47		
8	Availability factor	%	40.65	45.84	48.58	55.27	21.21	91.47	95.08	85.81	71.55	65.02	79.56	65.02	45.85		
		Tons	1,932	2,586	15,300	20,491	7,843	23,523	24,681	51,983	57,237	244,434	4,049	3,968	291,200		
9	Fuel consumption	MMBtu	840	840	7	9	14,839	1,478	1,255	97,237	14,839	14,839	14,839	23,846			
		MMBtu	9,700	9,700	9,700	9,700	9,700	9,700	9,700	9,700	9,700	9,700	9,700	9,700			
10	Calorific value	Btu/lb	13,442	12,172	105	105	19,168	22,174	20,229	20,229	20,229	20,229	20,229	20,229			
		Btu/lb	13,442	12,172	105	105	19,168	22,174	20,229	20,229	20,229	20,229	20,229	20,229			
11	Energy convertible	MWh	20,667	63,704	172,601	231,181	200,865	287,509	207,865	589,475	471,733	2,797,484	41,610	3,768	2,824,480		
		MWh	13,442	12,172	105	105	19,168	22,174	20,229	20,229	20,229	20,229	20,229	20,229			
12	Annual thermal efficiency (gross)	%	34.109	20.3	15.9	12.9	38.4	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1			
		%	33.5	18.0	18.8	16.0	12.9	36.1	30.5	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1			
13	Fuel consumption rate	g/kWh	151.58	429.57	429.57	435.60	378.26	210.90	206.77	314.70	323.99	222.77	222.77	11.97			
		g/kWh	74.14	53.46	0.20	0.19	378.26	13.20	11.56	11.56	11.56	11.56	11.56	11.56			
14	Lubrication consumption rate	g/kWh	3.00	2.47	-	-	-	1.90	1.40	-	-	2.90	2.90	3.30			
		g/kWh	18.34	14.55	14.23	18.23	48.44	10.88	12.74	13.16	13.56	33.27	33.27	14.86			
15	Cost for fuel and lubrication oil	\$/MWh	41.811	41.811	41.811	41.811	41.811	41.811	41.811	41.811	41.811	41.811	41.811	41.811			
		\$/MWh	112,805	112,805	112,805	112,805	112,805	112,805	112,805	112,805	112,805	112,805	112,805	112,805			
16	Price for lubrication oil	\$/MWh	550.103	550.103	550.103	550.103	550.103	550.103	550.103	550.103	550.103	550.103	550.103	550.103			
		\$/MWh	76,599	108,123	69,708	866,740	864,422	1,863,850	1,078,525	2,172,461	2,183,672	1,563,082	503,145	44,176	348,781		
17	Net electrical energy	MWh	100,894	606,343	606,343	606,343	606,343	606,343	606,343	606,343	606,343	606,343	606,343	606,343			
		MWh	19,948	70,505	70,505	70,505	70,505	70,505	70,505	70,505	70,505	70,505	70,505	70,505			

Source: Statistical Record by SERLEC (August 1994)

Table 4.1.1-2 Price of Fuel

Piric without Tax at 24/Jan/1994

No	Name of site	Name of station	Fuel price				Lubricating oil	
			Heavy oil	Diesel oil	Gas	Light oil	Type	Price
			FCFA/ton	FCFA/ton	FCFA/km3	FCFA/ton		FCFA/ton
1	Bel-Air	Bel-Air	50.173	135.126			1CHF304	660.124
2	CHI (Steam)	Cap-des-Biches	50.173	135.126			-	-
3	CIV (Diesel)	Cap-des-Biches	50.173	135.126			HMA430	418.037
4	CHI (Gas)	Cap-des-Biches			19.581			
5		Cap-des-Biches				110.484		
6	Kahone	Kaolack	61.315	144.684			1CHF304	751.166
7	Koungheut	Kaolack	-	144.403			ARGT40	645.929
8	Medina sabakh	Kaolack	-	144.403			ARGT40	645.929
9	Nganda	Kaolack	-	144.403			ARGT40	645.929
10	Saint-Louis	Saint-Louis	65.748	149.117			ARGT40	752.790
11	Dagana	Saint-Louis	-	156.469			ARGT40	645.929
12	Dahra	Saint-Louis	-	149.062			ARGT40	645.929
13	Linguere	Saint-Louis	-	151.438			ARGT40	645.929
14	Ndioum	Saint-Louis	-	158.858			ARGT40	645.929
15	Ourossogui	Saint-Louis	-	175.134			ARGT40	850.452
16	Podor	Saint-Louis	-	161.221			ARGT40	645.929
17	Richard Toll	Saint-Louis	-	155.396			ARGT40	549.761
18	Tamba	Tambacouda	77.230	160.598			ARGT40	645.929
19	Bakel	Tambacouda	-	182.477			ARGT40	645.929
20	Goudiry	Tambacouda	-	168.163			ARGT40	645.929
21	Kedougou	Tambacouda	-	179.300			ARGT40	645.929
22	Kidira	Tambacouda	-	185.693			ARGT40	645.929
23	Koumpentoum	Tambacouda	-	154.772			ARGT40	645.929
24	Meidina Gounass	Tambacouda	-	166.796			ARGT40	645.929
25	Yelingara	Tambacouda	-	168.354			ARGT40	645.929
26	Bouiouie	Ziguinchor	86.173	162.119			ARGT40	851.314
27	Diamacounta	Ziguinchor	-	155.852			ARGT40	645.929
28	Diouloulou	Ziguinchor	-	163.543			ARGT40	645.929
29	Kolda	Ziguinchor	-	162.566			ARGT40	645.929
30	Maisassoum	Ziguinchor	-	164.710			ARGT40	645.929
31	Sedhiou	Ziguinchor	-	158.809			ARGT40	645.929
32	Thionck Essyl	Ziguinchor	-	160.566			ARGT40	645.929

Source : Prix Des Combustible Et Huiles Moteurs by SENEREC (August 1994)



Table 4.1.2-2 Maintenance Schedule for Generating Facilities

Actual results in 1993		Estimation of Maintenance Time		
unit	Time (hour)	Output (MW)	TAF (%)	Maintenance hour
G105	3,004	4,023	34.3	M=1,344H ditto
G106	3,611	4,185	41.2	M=1,344H ditto
G101	-	-	-	M= 336H ditto
G102	5,220	6,378	59.6	M= 336H ditto
G103	4,801	7,316	54.8	M= 336H ditto
G104	6,286	7,483	71.8	M= 336H ditto
G301	7,497	22,752	85.6	M= 336H ditto
G302	7,954	20,867	90.8	M= 336H ditto
G303	7,237	15,944	82.6	M= 336H ditto
TAG:	5,363	8,476	61.2	M= 336H ditto
TAG2	3,178	10,203	36.3	M= 336H ditto
G401	6,684	16,680	76.3	M= 169H ditto
G402	6,772	17,318	77.3	M= 169H ditto
Total of annual maintenance time and day				Maintenance hour=6,048H Maintenance day = 252D
				Maintenance hour=9,576H Maintenance day = 399D
				Maintenance hour=15,624H Maintenance day = 651D

Source : Operation standard of generating facilities by SENELEC (August 1994)

TAF : Time Availability Factor (operation time/8760x100)

O : Operation, M : Maintenance

Output : gross energy production / operation time



Table 4.3.6-1(1) Daily Maximum Generation Record  
19/October/1990

Hour	Bel-Air (G1)			Bel-Air (G2)			Cap des Biches (G3)			Cap des Biches (G4)			Total							
	G105	G106	Total	G101	G102	Total	G301	G302	G303	TAG1	TAG2	Total	G401	G402	Total	Dakar	Saint-L	Kaolack	RGI	
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
00-01	-	-	-	0.0	10.9	0.0	7.3	18.2	12.0	26.0	0.0	13.0	0.0	51.0	17.1	18.6	35.7	104.9	-	-
01-02	-	-	-	0.0	10.2	0.0	6.9	17.1	11.0	27.0	0.0	8.0	0.0	46.0	15.1	16.5	31.6	94.7	-	-
02-03	-	-	-	0.0	9.6	0.0	6.6	16.2	13.0	26.0	0.0	5.0	0.0	44.0	18.1	19.9	38.0	98.2	-	-
03-04	-	-	-	0.0	10.5	0.0	7.0	17.5	12.0	27.0	0.0	4.0	0.0	43.0	15.2	16.5	31.7	92.2	-	-
04-05	-	-	-	0.0	10.5	0.0	7.0	17.5	20.0	26.0	0.0	4.0	0.0	50.0	15.6	17.4	33.0	100.5	-	-
05-06	-	-	-	0.0	10.9	0.0	5.7	16.6	14.0	25.0	0.0	5.0	0.0	44.0	17.1	18.5	35.6	96.2	-	-
06-07	-	-	-	0.0	10.9	0.0	7.3	18.2	17.0	25.0	0.0	5.0	0.0	47.0	17.6	17.3	34.9	100.1	-	-
07-08	-	-	-	0.0	9.6	0.0	6.9	16.5	21.0	19.0	0.0	10.0	3.0	53.0	16.6	18.1	34.7	104.2	-	-
08-09	-	-	-	0.0	10.5	0.0	7.2	17.7	23.0	16.0	0.0	11.0	1.0	51.0	18.7	19.0	37.7	106.4	-	-
09-10	-	-	-	0.0	9.9	0.0	7.0	16.9	25.0	22.0	9.0	9.0	8.0	73.0	18.6	18.5	37.1	127.0	-	-
10-11	-	-	-	0.0	9.7	0.0	2.2	11.9	24.0	26.0	22.0	12.0	0.0	84.0	18.8	17.7	36.5	132.4	-	-
11-12	-	-	-	0.0	9.0	0.0	5.6	14.6	23.0	24.0	23.0	10.0	0.0	80.0	19.0	19.0	38.0	132.6	-	-
12-13	-	-	-	0.0	8.0	0.0	4.9	12.9	22.0	24.0	22.0	0.0	0.0	68.0	19.0	18.9	37.9	118.8	-	-
13-14	-	-	-	0.0	4.4	0.0	4.5	8.9	22.0	27.0	21.0	0.0	0.0	70.0	17.3	17.2	34.5	113.4	-	-
14-15	-	-	-	0.0	5.3	0.0	5.8	11.1	22.0	22.0	22.0	0.0	0.0	66.0	17.3	17.4	34.7	111.8	-	-
15-16	-	-	-	0.0	7.0	0.0	6.5	13.5	24.0	26.0	25.0	0.0	0.0	75.0	19.4	19.6	39.0	127.5	-	-
16-17	-	-	-	0.0	7.0	0.0	6.5	13.5	26.0	26.0	27.0	0.0	0.0	81.0	15.4	15.0	30.4	124.9	-	-
17-18	-	-	-	0.0	5.0	0.0	4.8	9.8	23.0	27.0	25.0	0.0	0.0	75.0	18.6	19.3	37.9	122.7	-	-
18-19	-	-	-	0.0	5.1	0.0	5.5	10.6	24.0	28.0	25.0	0.0	0.0	72.0	17.7	17.5	35.2	117.8	-	-
19-20	-	-	-	0.0	8.6	0.0	9.2	17.8	25.0	25.0	26.0	0.0	0.0	78.0	16.9	16.0	32.9	128.7	-	-
20-21	-	-	-	0.0	5.5	0.0	5.6	11.1	25.0	24.0	26.0	0.0	0.0	75.0	18.4	19.5	37.9	124.0	-	-
21-22	-	-	-	0.0	5.2	0.0	5.2	10.4	25.0	22.0	26.0	0.0	0.0	73.0	16.9	17.1	34.0	117.4	-	-
22-23	-	-	-	0.0	4.7	0.0	4.4	9.1	24.0	26.0	25.0	0.0	0.0	69.0	17.2	17.4	34.6	112.7	-	-
23-24	-	-	-	0.0	4.8	0.0	0.2	5.0	25.0	19.0	24.0	0.0	0.0	68.0	16.1	18.9	35.0	108.0	-	-
Max.	0.0	0.0	0.0	0.0	10.9	0.0	9.2	18.2	26.0	26.0	28.0	13.0	8.0	84.0	19.4	19.9	39.0	132.6	-	-
Min.	0.0	0.0	0.0	0.0	4.4	0.0	0.2	5.0	11.0	16.0	0.0	0.0	0.0	43.0	15.1	15.0	30.4	92.2	-	-

Source : Statistical operation record by SENELEC (August 1994)

Table 4.3.6-1(2) Daily Maximum Generation Record  
30/October/1991

Hour	Bel-Air (G1)			Bel-Air (G2)			Cap des Biches (G11)						Cap des Biches (G12)			Total						
	G105 MW	G106 MW	Total MW	G101 MW	G102 MW	G103 MW	G104 MW	Total MW	G301 MW	G302 MW	G303 MW	IAS1 MW	IAS2 MW	Total MW	G401 MW	G402 MW	Total MW	Dakar MW	Saint-L MW	Kaolack MW	Total MW	RGI MW
00-01	4.5	0.0	4.5	0.0	0.6	3.5	0.0	4.1	26.0	22.0	26.0	0.0	0.0	74.0	18.0	18.2	36.2	118.8	-	-	-	-
01-02	4.5	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.0	20.0	23.0	0.0	0.0	69.0	18.6	19.0	37.6	111.1	-	-	-	-
02-03	4.5	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.0	20.0	22.0	0.0	0.0	68.0	19.2	19.3	38.5	111.0	-	-	-	-
03-04	4.5	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	18.0	21.0	0.0	0.0	64.0	19.1	18.9	38.0	106.5	-	-	-	-
04-05	4.5	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.0	19.0	22.0	0.0	0.0	67.0	18.8	18.8	37.6	109.1	-	-	-	-
05-06	4.5	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.0	19.0	21.0	0.0	0.0	66.0	18.5	18.6	37.1	107.6	-	-	-	-
06-07	4.5	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.0	21.0	25.0	0.0	0.0	72.0	19.1	19.3	38.4	114.9	-	-	-	-
07-08	4.5	0.0	4.5	0.0	0.0	2.6	0.0	2.6	26.0	21.0	24.0	0.0	0.0	71.0	19.1	18.6	37.7	115.8	-	-	-	-
08-09	4.5	0.0	4.5	0.0	0.0	5.9	0.0	5.9	25.0	23.0	26.0	0.0	2.0	76.0	19.3	19.8	39.1	125.5	-	-	-	-
09-10	4.5	0.0	4.5	0.0	0.0	6.6	0.0	6.6	26.0	26.0	25.0	0.0	5.0	82.0	18.0	18.4	36.4	129.5	-	-	-	-
10-11	4.5	0.0	4.5	0.0	1.4	6.4	0.0	7.8	26.0	27.0	26.0	0.0	3.0	82.0	19.2	19.2	38.4	132.7	-	-	-	-
11-12	4.5	0.0	4.5	0.0	1.9	6.4	0.0	8.3	27.0	25.0	25.0	0.0	9.0	86.0	19.2	18.4	37.6	136.4	-	-	-	-
12-13	4.5	0.0	4.5	0.0	7.0	6.3	0.0	13.3	26.0	25.0	25.0	0.0	4.0	80.0	19.0	18.9	37.9	135.7	-	-	-	-
13-14	4.5	0.0	4.5	0.0	5.2	5.4	0.0	10.6	25.0	26.0	25.0	0.0	0.0	76.0	18.0	19.4	37.4	128.5	-	-	-	-
14-15	4.5	0.0	4.5	0.0	7.4	8.0	0.0	15.4	25.0	25.0	26.0	0.0	0.0	76.0	18.9	20.2	39.1	135.0	-	-	-	-
15-16	4.5	0.0	4.5	0.0	6.3	9.7	0.0	16.0	25.0	25.0	24.0	0.0	0.0	74.0	16.5	16.3	32.8	127.3	-	-	-	-
16-17	4.5	0.0	4.5	0.0	5.2	4.8	0.0	10.0	26.0	24.0	24.0	0.0	0.0	74.0	17.5	16.2	33.7	124.2	-	-	-	-
17-18	4.5	0.0	4.5	0.0	6.2	5.9	0.0	12.1	26.0	20.0	23.0	0.0	0.0	69.0	18.2	18.1	36.3	121.9	-	-	-	-
18-19	4.5	0.0	4.5	0.0	5.8	6.0	0.0	11.8	26.0	22.0	23.0	0.0	0.0	71.0	17.0	16.7	33.7	121.0	-	-	-	-
19-20	4.5	0.0	4.5	0.0	7.3	7.5	0.0	14.8	25.0	26.0	25.0	0.0	13.0	89.0	19.3	19.6	38.9	147.2	-	-	-	-
20-21	4.5	0.0	4.5	0.0	9.3	8.3	0.0	17.6	27.0	27.0	24.0	0.0	5.0	83.0	19.0	19.5	38.5	143.6	-	-	-	-
21-22	4.5	0.0	4.5	0.0	7.5	6.8	0.0	14.3	25.0	25.0	23.0	0.0	2.0	75.0	17.7	17.4	35.1	128.9	-	-	-	-
22-23	4.5	0.0	4.5	0.0	8.6	9.0	0.0	17.6	26.0	26.0	24.0	0.0	0.0	76.0	19.6	19.6	39.2	137.3	-	-	-	-
23-24	4.5	0.0	4.5	0.0	6.7	7.2	0.0	13.9	26.0	26.0	24.0	0.0	0.0	76.0	19.5	19.7	39.2	133.6	-	-	-	-
Max.	4.5	0.0	4.5	0.0	9.3	9.7	0.0	17.6	27.0	27.0	26.0	0.0	13.0	89.0	19.6	20.2	39.2	147.2	-	-	-	-
Min.	4.5	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	18.0	21.0	0.0	0.0	64.0	16.5	16.3	32.8	106.5	-	-	-	-

Source : Statistical operation record by SENELEC (August 1994)



Table 4.3.6-1(3) Daily Maximum Generation Record  
22/October/1992

Hour	Bel-Air (G1)			Bel-Air (GII)						Cap des Biches (GIV)						Total					
	G105	G106	Total	G101	G102	G103	G104	Total	G301	G302	G303	TAG1	TAG2	Total	G401	G402	Total	Dakar	Saint-L	Kaolack	RGI
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
00-01	4.3	0.0	4.3	0.0	6.0	0.0	5.0	11.0	16.0	25.0	22.0	6.0	0.0	69.0	16.3	18.0	36.3	120.6	-	-	-
01-02	4.2	0.0	4.2	0.0	7.0	0.0	5.0	12.0	12.0	22.0	21.0	5.0	0.0	60.0	18.0	16.7	34.7	110.9	-	-	-
02-03	4.2	0.0	4.2	0.0	9.0	0.0	5.0	14.0	16.0	20.0	22.0	10.0	0.0	68.0	6.8	8.2	15.0	101.2	-	-	-
03-04	4.2	0.0	4.2	0.0	9.0	0.0	5.0	14.0	16.0	20.0	20.0	0.0	0.0	56.0	17.8	18.1	35.9	110.1	-	-	-
04-05	4.2	0.0	4.2	0.0	5.0	0.0	7.0	12.0	14.0	16.0	15.0	0.0	0.0	45.0	17.0	17.3	34.3	95.5	-	-	-
05-06	4.2	0.0	4.2	0.0	5.0	0.0	8.0	13.0	19.0	18.0	18.0	0.0	0.0	55.0	18	14.7	32.7	104.9	-	-	-
06-07	4.2	0.0	4.2	0.0	5.0	0.0	8.0	13.0	18.0	17.0	15.0	0.0	0.0	50.0	17.7	16.1	33.8	101.0	-	-	-
07-08	2.2	0.0	2.2	0.0	5.0	0.0	8.0	13.0	20.0	17.0	16.0	0.0	0.0	53.0	17.9	18.1	36.0	104.2	-	-	-
08-09	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	0.0	12.0	23.0	23.0	23.0	21.0	3.0	0.0	70.0	17.5	19.3	36.8	129.8	-	-	-
09-10	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	0.0	12.0	22.0	22.0	24.0	21.0	8.0	0.0	75.0	17.2	18.4	35.6	132.6	-	-	-
10-11	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	0.0	12.0	22.0	21.0	22.0	19.0	12.0	0.0	74.0	18.2	19.1	37.3	133.3	-	-	-
11-12	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	0.0	12.0	22.0	21.0	25.0	22.0	11.0	0.0	79.0	17.4	18.0	35.4	136.4	-	-	-
12-13	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	2.0	12.0	24.0	23.0	24.0	20.0	8.0	0.0	75.0	18.3	17.7	36.0	135.0	-	-	-
13-14	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	7.0	10.0	26.0	21.0	23.0	20.0	5.0	0.0	69.0	15.8	14.4	30.2	125.2	-	-	-
14-15	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	9.0	9.0	27.0	25.0	24.0	22.0	8.0	0.0	79.0	19.0	17.9	36.9	142.9	-	-	-
15-16	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0	8.0	8.0	24.0	23.0	24.0	21.0	8.0	0.0	76.0	18.4	17.1	35.5	135.5	-	-	-
16-17	2.5	0.0	2.5	0.0	9.0	9.0	9.0	27.0	23.0	25.0	21.0	3.0	0.0	72.0	17.6	15.6	33.2	134.7	-	-	-
17-18	4.2	0.0	4.2	0.0	6.0	6.0	8.0	20.0	23.0	25.0	21.0	0.0	0.0	69.0	18.0	15.9	33.9	127.1	-	-	-
18-19	4.2	0.0	4.2	0.0	6.0	6.0	9.0	21.0	22.0	23.0	20.0	0.0	0.0	65.0	17.6	16.2	33.8	124.0	-	-	-
19-20	4.2	0.0	4.2	0.0	10.0	10.0	10.0	30.0	23.0	24.0	21.0	10.0	0.0	78.0	18.4	17.2	35.6	147.8	-	-	-
20-21	4.2	0.0	4.2	0.0	11.0	11.0	11.0	33.0	24.0	25.0	22.0	10.0	0.0	81.0	17.7	16.8	34.5	152.7	-	-	-
21-22	4.2	0.0	4.2	0.0	10.0	10.0	11.0	31.0	20.0	24.0	22.0	10.0	0.0	76.0	17.9	17.3	35.2	146.4	-	-	159.35
22-23	4.2	0.0	4.2	0.0	9.0	10.0	11.0	30.0	20.0	23.0	20.0	8.0	0.0	71.0	17.5	16.8	34.3	139.5	-	-	-
23-24	4.2	0.0	4.2	0.0	7.0	7.0	8.0	22.0	23.0	25.0	22.0	6.0	0.0	76.0	17.8	17.8	35.6	137.8	-	-	-
Max.	4.3	0.0	4.3	0.0	11.0	11.0	12.0	33.0	25.0	25.0	22.0	12.0	0.0	81.0	19.0	19.3	37.3	152.7	-	-	159.4
Min.	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	0.0	5.0	12.0	12.0	16.0	15.0	0.0	0.0	45.0	6.8	8.2	15.0	95.5	-	-	-

Source : Statistical operation record by SENELEC (August 1994)

Table 4.3.6-1(4) Daily Maximum Generation Record

3/May/1993

Hour	Bel-Air (G1)			Bel-Air (G2)			Bel-Air (G3)			Bel-Air (G4)			Cap des Biches (G5)			Cap des Biches (G6)			Cap des Biches (G7)			Total													
	G105		Total	G101		Total	G102		Total	G103		Total	G301		Total	G302		Total	G303		Total	G401		Total	G402		Total	Dakar		Saint-L		Kaolack		RGI	
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW		
00-01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
01-02	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
02-03	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
03-04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
04-05	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
05-06	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
06-07	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
07-08	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
08-09	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
09-10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
10-11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
11-12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-13	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
13-14	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
14-15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
15-16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
16-17	0.7	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
17-18	3.9	0.0	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
18-19	4.4	0.0	4.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
19-20	4.1	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
20-21	4.3	4.4	8.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
21-22	4.2	4.6	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
22-23	2.3	2.9	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Max	4.4	4.6	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Min	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

Source : Statistical operation record by SENELEC (August 1994)

Table 4.3.6-1(5) Daily Maximum Generation Record  
18/October/1993

Hour	Bel-Air (CI)			Bel-Air (CII)						Cap-des-Biches (CIII)						Cap-des-Biches (CIV)				Total		
	G105	G106	Total	G101	G102	G103	G104	Total	G301	G302	G303	TAG1	TAG2	Total	G401	G402	Total	Dakar	Saint-L	Kaolack	RG1	
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
00-01	0.0	0.3	0.3	0.0	0.0	6.0	6.0	12.0	24.0	24.0	15.0	7.0	0.0	70.0	17.0	18.3	35.3	117.60	-	-	-	
01-02	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	7.0	14.0	24.0	24.0	15.0	7.0	0.0	70.0	16.6	17.3	33.9	117.90	-	-	-	
02-03	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0	6.0	14.0	23.0	21.0	15.0	8.0	0.0	67.0	16.4	4.4	20.8	101.80	-	-	-	
03-04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	7.0	17.0	24.0	23.0	15.0	6.0	0.0	68.0	4.9	15.9	20.8	105.80	-	-	-	
04-05	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	5.0	10.0	24.0	20.0	15.0	6.0	0.0	65.0	11.5	18.5	30.0	195.00	-	-	-	
05-06	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	5.0	10.0	23.0	17.0	14.0	6.0	0.0	60.0	17.0	17.5	34.5	104.50	-	-	-	
06-07	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	5.0	11.0	24.0	18.0	17.0	8.0	0.0	67.0	17.4	19.2	36.6	114.60	-	-	-	
07-08	0.0	2.5	2.5	0.0	0.0	6.0	5.0	11.0	25.0	20.0	16.0	7.0	0.0	68.0	17.0	18.0	35.0	116.50	-	-	-	
08-09	0.0	4.5	4.5	0.0	0.0	8.0	7.0	15.0	26.0	22.0	17.0	7.0	4.0	76.0	17.0	18.2	35.2	130.70	-	-	-	
09-10	0.0	4.5	4.5	0.0	0.0	7.0	7.0	14.0	22.0	22.0	15.0	13.0	6.0	78.0	16.5	18.3	34.8	131.30	-	-	-	
10-11	0.0	4.5	4.5	0.0	0.0	8.0	7.0	15.0	23.0	22.0	16.0	13.0	7.0	81.0	17.0	19.0	36.0	136.50	-	-	-	
11-12	0.0	4.5	4.5	0.0	0.0	10.0	7.0	17.0	24.0	21.0	16.0	16.0	3.0	80.0	16.3	18.8	35.1	136.60	-	-	-	
12-13	0.0	4.5	4.5	0.0	0.0	10.0	7.0	17.0	26.0	22.0	15.0	10.0	0.0	73.0	16.5	18.4	34.9	129.40	-	-	-	
13-14	0.0	4.4	4.4	0.0	0.0	9.0	7.0	16.0	26.0	23.0	13.0	13.0	0.0	75.0	16.6	18.4	35.0	130.40	-	-	-	
14-15	0.0	4.5	4.5	0.0	0.0	10.0	7.0	17.0	26.0	23.0	15.0	14.0	4.0	82.0	16.8	18.4	35.2	138.70	-	-	-	
15-16	0.0	4.5	4.5	0.0	0.0	10.0	7.0	17.0	25.0	21.0	16.0	0.0	13.0	75.0	17.5	19.0	36.5	133.00	-	-	-	
16-17	0.0	4.5	4.5	0.0	0.0	9.0	6.0	15.0	26.0	23.0	16.0	6.0	11.0	82.0	17.4	17.1	34.5	136.00	-	-	-	
17-18	0.0	4.4	4.4	0.0	0.0	8.0	6.0	14.0	24.0	22.0	14.0	6.0	7.0	73.0	16.2	16.6	32.8	124.20	-	-	-	
18-19	0.0	4.5	4.5	0.0	0.0	5.0	5.0	10.0	21.0	22.0	16.0	8.0	7.0	74.0	16.8	18.7	35.5	124.00	-	-	-	
19-20	0.0	4.6	4.6	0.0	0.0	9.0	6.0	15.0	27.0	24.0	16.0	9.0	15.0	91.0	16.9	18.7	35.6	146.20	-	-	-	
20-21	0.0	4.6	4.6	0.0	0.0	10.0	8.0	18.0	26.0	22.0	15.0	12.0	10.0	85.0	17.2	20.1	37.3	144.90	-	-	-	
21-22	0.0	4.5	4.5	0.0	0.0	10.0	7.0	17.0	26.0	23.0	15.0	10.0	6.0	80.0	16.8	18.8	35.6	137.10	-	-	-	
22-23	0.0	4.5	4.5	0.0	0.0	10.0	6.0	16.0	27.0	24.0	15.0	10.0	9.0	85.0	16.5	19.0	35.5	141.00	-	-	-	
23-24	0.0	4.6	4.6	0.0	0.0	11.0	7.0	18.0	25.0	22.0	13.0	8.0	4.0	72.0	16.6	17.3	33.9	128.50	-	-	-	
Max.	0.0	4.6	4.6	0.0	0.0	11.0	8.0	18.0	27.0	24.0	17.0	15.0	15.0	91.0	17.5	20.1	37.3	146.2	-	-	-	
Min.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	5.0	10.0	21.0	17.0	13.0	0.0	0.0	60.0	4.9	4.4	20.8	101.8	-	-	-	

Source : Statistical operation record by SENELEC (August 1994)

Table 4.3.6-2 Monthly Maximum and Minimum Generation

Month	1989			1990			1991			1992			1993			1994		
	Demand		Ratio (%)	Demand		Ratio (%)	Demand		Ratio (%)	Demand		Ratio (%)	Demand		Ratio (%)	Demand		Ratio (%)
	Max	Min		Max	Min		Max	Min		Max	Min		Max	Min		Max	Min	
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	
Jan	114.8	48.1	86.0	110.6	51.5	83.4	123.2	50.7	83.7	139.5	75.5	90.2	141.0	65.4	93.6	148.8	-	90.4
Feb	113.3	55.0	84.9	109.9	57.0	82.9	131.1	57.2	89.1	137.4	65.5	89.8	140.7	73.0	93.4	147.0	-	90.5
Mar	121.1	57.0	90.7	125.0	65.0	94.3	125.4	57.2	85.2	139.8	58.0	90.4	138.0	62.4	91.5	147.1	-	90.6
Apr	113.7	51.0	85.2	117.0	51.0	88.2	125.2	60.3	85.1	136.5	69.2	88.2	143.5	62.0	98.5	150.7	-	92.8
May	115.0	46.0	85.1	121.8	51.0	91.9	126.7	49.3	86.1	141.5	62.3	91.5	150.7	70.4	100.0	156.7	-	96.5
Jun	125.8	62.4	94.2	126.0	71.5	95.0	124.0	60.8	84.2	146.0	72.5	94.4	142.5	84.8	94.6	159.6	-	98.2
Jul	126.5	55.6	94.8	127.1	70.0	95.9	128.0	63.7	87.0	145.2	77.0	93.9	149.0	56.2	98.9	154.5	-	95.1
Aug	125.5	55.3	94.0	128.3	62.5	96.8	137.9	76.5	93.7	141.3	65.1	91.3	140.1	79.9	93.0	159.3	-	98.1
Sep	124.0	47.8	92.9	132.0	50.5	99.5	143.7	77.3	97.6	148.0	74.6	95.7	143.0	65.2	94.9	156.7	-	96.5
Oct	133.5	72.2	100.0	132.6	72.9	100.0	147.2	72.3	100.0	154.7	74.6	100.0	149.2	60.2	99.0	162.4	-	100.0
Nov	129.3	53.4	96.9	128.4	62.2	95.3	140.6	74.9	99.6	149.5	77.2	96.6	141.9	63.4	94.2	158.7	-	97.7
Dec	120.9	45.1	90.6	127.0	62.5	95.8	142.7	70.9	96.9	147.1	70.4	95.1	136.6	65.1	90.6	157.3	-	96.9

Ratio : Monthly maximum demand to yearly maximum demand (N)  
 Source : Statistical operation record by SENELEC (August 1990)

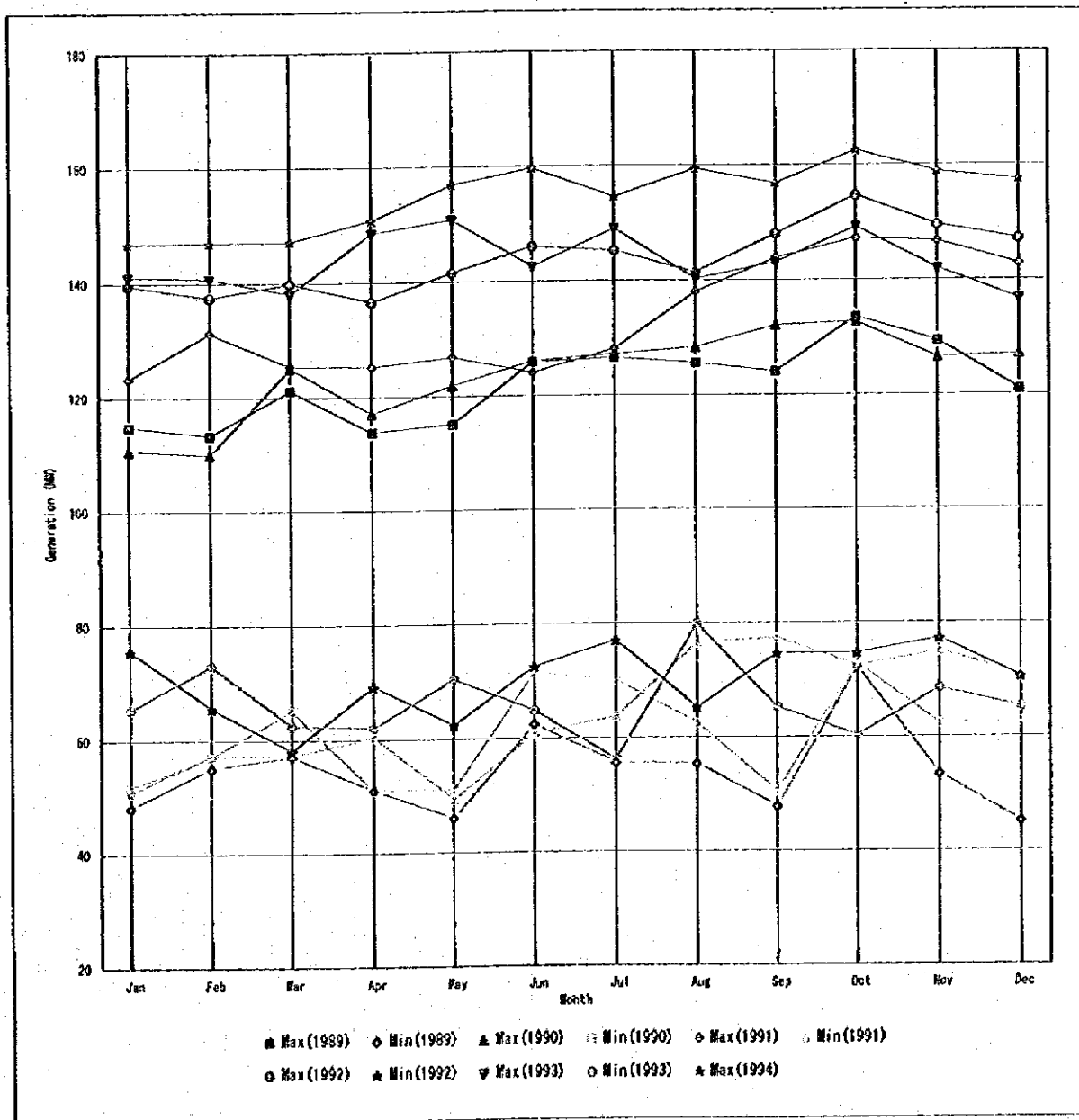




Table 4.3.8 Power Demand and Supply Balance  
 RC: Existing Generating Facilities

Year	Unit	Capacity	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	Remarks	
Existing capacity (RC):	Hydro	Rated																					
	Hydro	Economic																					
	Hydro	Short term																					
Steam turbine	Hydro	Actual limit	108,700	108,700	108,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	138,700	
	Hydro	Rated																					
	Hydro	Actual limit																					
Gas turbine	Hydro	Rated	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	
	Hydro	Economic	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	
	Hydro	Actual limit																					
Existing capacity (SAIF, OMS & MLD)	Hydro	Rated	8,500	10,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	17,500	
	Hydro	Economic	6,800	9,400	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	15,700	
	Hydro	Short term	7,150	11,850	11,900	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	19,750	
Total existing capacity: RC	Hydro	Rated	128,200	128,200	128,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	158,200	
	Hydro	Economic	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	
	Hydro	Actual limit	78,000	78,000	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	106,500	
Peak load (RL) (B)	Hydro	Rated	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	38,000	
	Hydro	Economic																					
	Hydro	Actual limit																					
20% capacity of peak load (C)	Hydro	Rated	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	
	Hydro	Economic																					
	Hydro	Actual limit																					
Balance (D) (B)-(C)	Hydro	Rated	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	
	Hydro	Economic																					
	Hydro	Actual limit																					
Spare capacity (E) (B)-(C)	Hydro	Rated	2.6	2.5	2.6	2.9	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.4	3.5	3.5	3.6	3.7	3.7	Proportional constant of $\sigma_p = 0.3$
	Hydro	Economic	8.481	8.182	8.098	8.800	10.248	10.181	10.471	10.520	10.520	11.025	11.025	11.025	11.145	11.341	11.882	11.885	11.818	12.568	12.875	12.875	Power constant: 1.0MVA/1MVA
	Hydro	Actual limit																					
Unit capacity of peak load (RL)	Hydro	Rated	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	
	Hydro	Economic	3.6	3.6	3.7	3.9	4.0	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.3	4.3	4.3	4.3	4.4	4.5	4.5	4.6	4.7	4.7	
	Hydro	Actual limit																					
Allowable unit capacity: SAIF	Hydro	Rated	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	
	Hydro	Economic																					
	Hydro	Actual limit																					
Unit capacity of off-peak load (RL)	Hydro	Rated	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	
	Hydro	Economic	4.3	4.8	4.9	5.3	5.2	5.2	5.1	5.2	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.4	5.5	5.5	5.6	5.7	5.7	
	Hydro	Actual limit	3.800	3.800	4.278	4.878	5.210	5.138	5.400	5.100	5.100	5.448	5.400	5.878	6.000	6.100	6.600	6.875	6.800	7.300	7.700	7.700	
Allowable unit capacity: SAIF	Hydro	Rated	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	9,500	
	Hydro	Economic																					
	Hydro	Actual limit																					

Source: Statistical operation record by SELEC (August 1984)  
 Peak load: calculated on basis of auxiliary load 15.

Table 4.6-1 Fault and Supply Restriction Energy Record (30kV Network)

(1992.1.1 ~ 12.31)

No	Cause	Number of fault		Supply restriction energy		Remarks
		Times	%	kWh	%	
1	Equipment failure	39	13.31	113,243	34.39	
2	Circumstantial	6	2.05	84,960	25.60	
3	Default of protection	37	12.63	25,232	7.66	
4	Humidity	17	5.80	19,497	5.92	
5	Rain	13	4.44	16,431	4.99	
6	Unknown	138	47.10	15,916	4.83	
7	Accidental shock	4	1.37	12,506	3.80	
8	Customer's equipment	3	1.02	8,317	2.53	
9	Fire	1	0.34	8,203	2.49	
10	Wind, storm	6	2.05	5,541	1.68	
11	Operation	7	2.39	4,840	1.47	
12	Dilapidation	2	0.68	4,782	1.45	
13	Malevolence	5	1.71	3,462	1.05	
14	Lightning	4	1.37	3,068	0.93	
15	Wrong operation	2	0.68	1,575	0.48	
16	Incident	5	1.71	1,022	0.31	
17	Foreign material	2	0.68	704	0.21	
18	Overload	2	0.68	0	0.00	
Total		293	100.00	329,299	100.00	

Table 4.6-2 Fault and Supply Restriction Energy Record (30kV Network)

(1993.1.1 ~ 12.31)

No.	Cause	Number of Fault		Supply restriction energy		Remarks
		Times	%	kWh	%	
1	Equipment failure	42	7.45	137,545	35.64	
2	Unknown	305	54.08	79,686	20.65	
3	Rain	47	8.33	59,425	15.40	
4	Default of protection	52	9.22	30,821	7.99	
5	Essai sur défaut	33	5.85	24,319	6.30	
6	Accidental shock	5	0.89	13,898	3.60	
7	Foreign material	20	3.55	12,304	3.19	
8	Humidity	17	3.01	5,769	1.49	
9	Wrong operation	3	0.53	5,509	1.43	
10	Fire	2	0.35	3,780	0.98	
11	Wind, storm	6	1.06	3,597	0.93	
12	Overload	6	1.06	1,517	0.39	
13	Circumstantial	3	0.53	1,499	0.39	
14	Customer's equipment	1	0.18	1,360	0.35	
15	Corrosion	1	0.18	1,073	0.28	
16	Search for fault point	7	1.24	1,007	0.26	
17	Insufficient pruning	2	0.35	907	0.24	
18	Malevolence	2	0.35	837	0.22	
19	Dilapidation	6	1.06	793	0.21	
20	Pollution	2	0.35	166	0.04	
21	Animals	1	0.18	100	0.03	
22	Works	1	0.18	0	0.00	
Total		564	100.00	385,912	100.00	



Table 4.6-3 Fault and Supply Restriction Energy Record (30kV Network)

(1994.1.1 ~ 12.31)

No.	Cause	Number of Fault		Supply restriction energy		Remarks
		Times	%	kWh	%	
1	Equipment failure	60	11.01	62,394	24.93	
2	Rain	49	8.99	47,841	19.12	
3	Humidity	55	10.09	28,964	11.57	
4	Default of protection	91	16.70	27,311	10.91	
5	Unknown	161	29.54	22,845	9.13	
6	Essai sur defect	49	8.99	15,394	6.15	
7	Accidental shock	6	1.10	12,247	4.89	
8	Circumstantial	1	0.18	6,720	2.69	
9	High Voltage equipment	26	4.77	6,436	2.57	
10	Foreign material	10	1.83	6,218	2.48	
11	Wrong operation	14	2.57	3,796	1.52	
12	Malevolence	5	0.92	3,151	1.26	
13	Dilapidation	3	0.55	2,270	0.91	
14	Fire	1	0.18	1,599	0.64	
15	Customer's equipment	1	0.18	667	0.27	
16	Insufficient pruning	2	0.37	482	0.19	
17	Protection	2	0.37	442	0.18	
18	Animals	1	0.18	405	0.16	
19	Operation	2	0.37	386	0.15	
20	Overload	2	0.37	355	0.14	
21	Incident	4	0.73	347	0.14	
Total		545	100.00	250,270	100.00	

Table 4.6-4 Fault and Supply Restriction Energy Record (6.6kV Network)

(1992.1.1 ~ 12.31)

No	Cause	Number of fault		Supply restriction energy		Remarks
		Times	%	kWh	%	
1	Rain	35	11.01	21,728	18.80	
2	Equipment failure	30	9.43	21,542	18.64	
3	Accidental shock	8	2.52	14,809	12.82	
4	Unknown	174	54.72	13,275	11.49	
5	Default of protection	21	6.60	11,572	10.01	
6	Dilapidation	12	3.77	14,105	12.21	
7	Malevolence	11	3.46	12,770	11.05	
8	Foreign material	7	2.20	1,908	1.65	
9	Lightning	3	0.94	1,105	0.96	
10	Operation	5	1.57	741	0.64	
11	Dilapidation	1	0.31	725	0.63	
12	Animals	1	0.31	510	0.44	
13	Circumstantial	4	1.26	471	0.41	
14	Overload	3	0.94	209	0.18	
15	Humidity	1	0.31	64	0.06	
16	Customer's equipment	1	0.31	21	0.02	
17	Wrong operation	1	0.31	0	0.00	
<b>Total</b>		<b>318</b>	<b>100.00</b>	<b>115,555</b>	<b>100.00</b>	

Noté : (294) in PLAN D'ACTION 1993

Table 4.6-5 Fault and Supply Restriction Energy Record (6.6kV Network)

(1993.1.1 ~ 12.31)

No.	Cause	Number of Fault		Supply restriction energy		Remarks
		Times	%	kWh	%	
1	Rain	43	10.19	46,576	27.24	
2	Equipment failure	35	8.29	35,183	20.58	
3	Default of protection	33	7.82	29,788	17.42	
4	Unknown	229	54.27	24,276	14.20	
5	Accidental shock	16	3.79	12,476	7.30	
6	Wind, storm	5	1.18	4,647	2.72	
7	Foreign material	6	1.42	4,556	2.66	
8	Dilapidation	6	1.42	3,094	1.81	
9	Malevolence	7	1.66	2,087	1.22	
10	Overload	4	0.95	2,087	1.22	
11	Circumstantial	1	0.24	1,922	1.12	
12	Humidity	6	1.42	1,894	1.11	
13	Lightning	3	0.71	1,305	0.76	
14	Essai sur défaut	10	2.37	641	0.37	
15	Customer's equipment	2	0.47	115	0.07	
16	Search for fault point	5	1.18	110	0.06	
17	Wrong operation	1	0.24	88	0.05	
18	Insufficient pruning	6	1.42	64	0.04	
19	Works	2	0.47	64	0.04	
20	Shortage of generation	1	0.24	0	0.00	
21	Corrosion	1	0.24	0	0.00	
Total		422	100.00	170,973	100.00	

Table 4.6-6 Fault and Supply Restriction Energy Record (6.6kV Network)

(1994. 1. 1 ~ 12. 31)

No.	Cause	Number of Fault		Supply restriction energy		Remarks
		Times	%	kWh	%	
1	Equipment failure	61	16.05	60,553	37.79	
2	Rain	22	5.79	39,488	24.64	
3	Unknown	139	36.58	12,481	7.79	
4	Accidental shock	9	2.37	8,591	5.36	
5	Essai sur défaut	44	11.58	7,314	4.56	
6	Default of protection	41	10.79	7,271	4.54	
7	Foreign material	6	1.58	5,426	3.39	
8	Malevolence	4	1.05	4,257	2.66	
9	Fire	1	0.26	2,952	1.84	
10	Circumstantial	11	2.89	2,915	1.82	
11	Dilapidation	3	0.79	2,583	1.61	
12	Wrong operation	17	4.47	1,830	1.14	
13	Operation	7	1.84	1,704	1.06	
14	Animals	1	0.26	893	0.56	
15	Insufficient pruning	1	0.26	862	0.54	
16	Overload	4	1.05	680	0.42	
17	Protection	4	1.05	251	0.16	
18	Humidity	3	0.79	127	0.08	
19	Customer's equipment	1	0.26	76	0.05	
20	Without damage	1	0.26	0	0.00	
Total		380	100.00	160,254	100.00	

Table 4.6-7 Fault Record for Each Equipment (30 kV Network)

(1992, 1. 1 ~ 12. 31)

No.	Cause	Number of Fault		Supply restriction energy		Remarks
		Times	%	kWh	%	
1	Without damage (損傷なし)	210	71.67	153,150	46.51	
2	MT/BT Transformer (中圧/低圧変圧器)	6	2.05	63,330	19.23	
3	Cable (ケーブル)	21	7.17	48,085	14.60	
4	Conductor (電線)	19	6.48	18,713	5.68	
5	Insulator (がいし)	14	4.78	11,568	3.51	
6	Other MT equipment (その他の中圧機器)	4	1.37	8,522	2.59	
7	Bridge, jumper (ブリッジ, ジャンパー)	5	1.71	6,438	1.96	
8	MT circuit breaker (中圧しゃ断器)	1	0.34	5,723	1.74	
9	Junction box (接続箱)	2	0.68	2,667	0.81	
10	Hardware (金物類)	2	0.68	2,380	0.72	
11	MT/MT transformer (中圧/中圧変圧器)	1	0.34	2,153	0.65	
12	Disconnecting switch (断路器)	3	1.02	1,851	0.56	
13	Support (支持物)	1	0.34	1,830	0.56	
14	Cable head (ケーブルヘッド)	3	1.02	1,562	0.47	
15	Attaches (**)	1	0.34	1,327	0.40	
Total		293	100.00	329,299	100.00	

Table 4.6-8 Fault Record for Each Equipment (30 kV Network)

(1993.1.1 ~ 12.31)

No.	Cause	Number of Fault		Supply restriction energy		Remarks
		Times	%	kWh	%	
1	Without damage (損傷なし)	439	77.84	160,097	41.49	
2	Cable (ケーブル)	32	5.67	63,467	16.45	
3	Conductor (電線)	37	6.56	39,936	10.35	
4	Other MT equipment (その他の中圧機器)	10	1.77	29,683	7.69	
5	Junction box (接続箱)	3	0.53	27,573	7.14	
6	Cable head (ケーブルヘッド)	8	1.42	22,477	5.82	
7	BT poste (低圧 poste)	2	0.35	7,600	1.97	
8	Insulator (がいし)	6	1.06	7,120	1.84	
9	MT/BT transformer (MT/BT トランス)	8	1.42	7,100	1.84	
10	MT circuit breaker (MT しゃ断器)	6	1.06	6,570	1.70	
11	MT Disconnecting switch (MT 断路器)	3	0.53	5,992	1.55	
12	Bridge, jumper (ブリッジ, ジャンパー)	2	0.35	3,515	0.91	
13	MT/MT transformer (MT/MT トランス)	5	0.89	3,000	0.78	
14	Support (支持物)	1	0.18	1,598	0.41	
15	Unknown (不明)	1	0.18	163	0.04	
16	Attache (**)	1	0.18	21	0.01	
Total		564	100.00	385,912	100.00	

Table 4.6-9 Fault Record for Each Equipment (30 kV Network)

(1994. 1. 1 ~ 12. 31)

No.	Cause	Number of Fault		Supply restriction energy		Remarks
		Times	%	kWh	%	
1	Without damage (損傷なし)	366	67.16	81,070	32.39	
2	Cable (ケーブル)	16	2.94	43,459	17.36	
3	(*****)	34	6.24	28,170	11.26	
4	Insulator (がいし)	17	3.12	21,838	8.73	
5	MT/BT transformer (MT/BT トランス)	16	2.94	15,822	6.32	
6	HT equipment (HT 機器)	32	5.87	14,614	5.84	
7	MT disconnecting switch (MT 断路器)	8	1.47	12,187	4.87	
8	Conductor (電線)	25	4.59	10,780	4.31	
9	Cable head (ケーブルヘッド)	9	1.65	7,965	3.18	
10	Other MT equipment (その他の中圧機器)	6	1.10	6,658	2.66	
11	Bridge, jumper (ブリッジ, ジャンパー)	9	1.65	4,061	1.62	
12	MT circuit breaker (MT しゃ断器)	3	0.55	1,516	0.61	
13	Attache (**)	1	0.18	1,320	0.53	
14	Junction box (接続箱)	1	0.18	600	0.24	
15	Support (支持物)	1	0.18	166	0.07	
16	BT poste MT/ (低圧 poste)	1	0.18	44	0.02	
Total		545	100.00	250,270	100.00	

Table 4.6-10 Fault Record for Each Equipment (6.6kV Network)

(1992, 1.1 ~ 12.31)

No.	Cause	Number of Fault		Supply restriction energy		Remarks
		Times	%	kWh	%	
1	Without damage (損傷なし)	222	75.51	31,053	31.50	
2	Insulator (罫子)	12	4.08	25,967	26.34	
3	Conductor (電線)	13	4.42	15,746	15.97	
4	Cable (ケーブル)	12	4.08	8,120	8.24	
5	Support (支持物)	1	0.34	7,075	7.18	
6	Cable head (ケーブルヘッド)	5	1.70	3,064	3.11	
7	Bridge, jumper (ブリッジ, ジャンパー)	6	2.04	2,104	2.13	
8	MT/MT transformer (中圧/中圧変圧器)	3	1.02	2,073	2.10	
9	Attache (**)	1	0.34	961	0.97	
10	MT circuit breaker (中圧遮断器)	4	1.36	791	0.80	
11	MT/BT transformer (中圧/低圧変圧器)	7	2.38	656	0.67	
12	Other MT equipment (その他中圧機器)	2	0.68	560	0.57	
13	Disconnecting switch (断路器)	4	1.36	206	0.21	
14	BT poste (配電用 Poste)	2	0.68	201	0.20	
Total		294	100.00	98,577	100.00	



Table 4.6-11 Fault Record for Each Equipment (6.6 kV Network)

(1993.1.1 ~ 12.31)

No.	Cause	Number of Fault		Supply restriction energy		Remarks
		Times	%	kWh	%	
1	Without damage (損傷なし)	302	71.56	51,308	30.01	
2	Insulator (がいし)	12	2.84	34,891	20.41	
3	Conductor (電線)	38	9.00	22,850	13.36	
4	Cable (ケーブル)	14	3.32	14,053	8.22	
5	MT/MT transformer (MT/MT トランス)	6	1.42	11,090	6.49	
6	Other MT equipment (その他の中圧機器)	6	1.42	7,904	4.62	
7	MT circuit breaker (MT しゃ断器)	12	2.84	6,513	3.81	
8	Bridge, jumper (ブリッジ, ジャンパー)	7	1.66	5,422	3.17	
9	MT disconnecting switch (MT 断路器)	4	0.95	4,193	2.45	
10	Cable head (ケーブルヘッド)	3	0.71	3,751	2.19	
11	Attache (**)	4	0.95	3,022	1.77	
12	Support (支持物)	4	0.95	3,021	1.77	
13	MT/BT transformer (MT/BT トランス)	5	1.18	1,886	1.10	
14	BT poste MT/ (低圧 poste MT/)	2	0.47	780	0.46	
15	Hardware (金具類)	2	0.47	285	0.17	
16	BT poste (低圧 poste)	1	0.24	4	0.00	
Total		422	100.00	170,973	100.00	

Table 4.6-12 Fault Record for Each Equipment (6.6 kV Network)

(1994.1.1 ~ 12.31)

No.	Cause	Number of Fault		Supply restriction energy		Remarks
		Times	%	kWh	%	
1	Without damage (損傷なし)	261	68.68	49,805	31.08	
2	Cable (ケーブル)	18	4.74	25,945	16.19	
3	Insulator (がいし)	18	4.74	22,931	14.31	
4	Conductor (電線)	21	5.53	21,219	13.24	
5	Cable head (ケーブルヘッド)	6	1.58	6,234	3.89	
6	MT circuit breaker (MT しゃ断器)	9	2.37	5,958	3.72	
7	Support (支持物)	4	1.05	4,817	3.01	
8	(****)	13	3.42	4,264	2.66	
9	Attache (**)	5	1.32	4,098	2.56	
10	MT/BT transformer (MT/BT トランス)	3	0.79	3,897	2.43	
11	Bridge, jumper (ブリッジ, ジャンパー)	9	2.37	3,465	2.16	
12	MT disconnecting switch (MT 断路器)	8	2.11	2,457	1.53	
13	MT/MT transformer (MT/MT トランス)	1	0.26	2,403	1.50	
14	Other MT equipment (その他の中圧機器)	3	0.79	2,324	1.45	
15	Hardware (金具類)	1	0.26	437	0.27	
Total		380	100.00	160,254	100.00	

Table 4.6-13 Fault Record of BT Network (1990)

(1990.1.1 ~ 12.31)

No	Kinds of fault	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total	(%)
<b>(1) Customer's equipment</b>															
1	Connection box on leading-in pole	91	64	101	65	58	63	69	117	159	97	65	58	1,008	3.5
2	Fusing of fuse	96	76	98	66	55	70	90	81	93	103	67	65	1,950	3.3
3	Defect of circuit breaker	1	5	5	7	12	5	10	5	14	11	12	13	100	0.3
4	Trip of circuit breaker	6	9	6	4	3	6	26	14	14	18	15	3	114	0.4
5	Defect in consumers' facility	12	19	21	20	16	11	23	14	28	16	15	10	204	0.7
6	Fusing of fuse on pole	175	116	137	126	114	105	136	145	214	144	74	53	1,561	5.3
7	Disconnection at branching point	69	77	87	83	83	68	89	76	254	82	64	53	1,085	3.7
8	Defect of watt-hour meter	11	7	5	9	7	1	1	10	10	8	8	5	85	0.3
9	Defect in connecting method	101	181	188	137	98	286	136	230	218	105	115	125	1,920	6.6
10	Disconnection for abolition	0	4	6	2	3	4	4	2	4	30	9	1	37	0.1
11	Changing of cable connection	19	42	30	19	51	72	30	24	73	30	25	30	445	1.5
12	Investigation of damage	3	4	1	0	4	0	0	0	1	0	0	0	13	0.0
13	Investigation of connection	3	13	0	0	5	0	0	0	3	0	1	1	25	0.1
14	Temporarily connection	6	23	22	9	1	36	15	4	4	8	23	7	152	0.5
15	Repairing	56	48	75	84	73	65	83	175	183	221	111	117	1,291	4.4
	Sub-total	649	688	772	631	579	792	709	896	1,280	843	595	563	8,997	30.8
<b>(2) Fault at poste</b>															
16	Fault of transformer	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	2	0.0
17	Replacement of transformer	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	2	0.0
18	Fusing of MT fuse	5	3	3	0	3	0	4	1	6	3	0	2	30	0.1
19	Fusing of BT fuse	25	14	16	10	6	17	30	45	88	83	24	28	386	1.3
20	Cleaning of poste	0	44	8	1	0	0	0	0	1	0	0	0	54	0.2
21	Fault in HT portion	6	3	8	5	0	8	9	5	13	19	10	5	91	0.3
	Sub-total	36	64	35	16	9	25	45	51	110	105	34	35	565	1.9
<b>(3) Fault in distribution lines</b>															
22	Breaking/cutting of cable	44	28	35	38	35	40	32	58	179	93	23	24	629	2.2
23	Fusing of fuse for branch	16	26	32	10	8	17	25	52	96	43	25	19	374	1.3
24	Damage of anchor bolt	0	7	10	16	18	7	14	25	18	97	27	30	269	0.9
25	Replacement of cable	0	41	61	26	25	28	55	53	27	22	20	23	381	1.3
26	Defect in connecting point	4	154	60	71	74	84	92	190	166	184	91	98	1,268	4.3
27	Defect of connection box	5	3	0	2	0	0	1	0	14	2	2	2	30	0.1
28	Withou damage	0	13	5	10	3	0	0	0	0	4	1	2	38	0.1
	Sub-total	69	272	203	173	163	176	219	378	500	450	189	197	2,989	10.2
<b>(4) Others</b>															
29	Load shedding of feeder	1,622	2,462	2,629	1,350	1,035	1,411	687	1,019	280	2	190	175	12,862	44.0
30	Re-charging of power source	365	479	503	471	282	367	162	164	150	27	86	88	3,144	10.8
31	Connection of new feeder	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2	0.0
32	Installation of meters	19	14	35	82	23	48	35	2	3	37	23	35	322	1.1
33	Replacement of meters	17	27	37	64	23	50	2	1	2	37	23	35	313	1.1
34	Replacement of meters	2,023	2,984	3,204	1,967	1,363	1,877	853	1,188	437	103	322	333	16,654	57.0
	Sub-total	2,777	4,008	4,214	2,787	2,114	2,870	1,826	2,513	2,327	1,501	1,140	1,128	29,205	100.0
	Ratio to each month	9.5	13.7	14.4	9.5	7.2	9.8	6.3	8.6	8.0	5.1	3.9	3.9	100.0	

Table 4.6-14 Fault Record of BT Network (1991)

(1991.1.1 ~ 12.31)

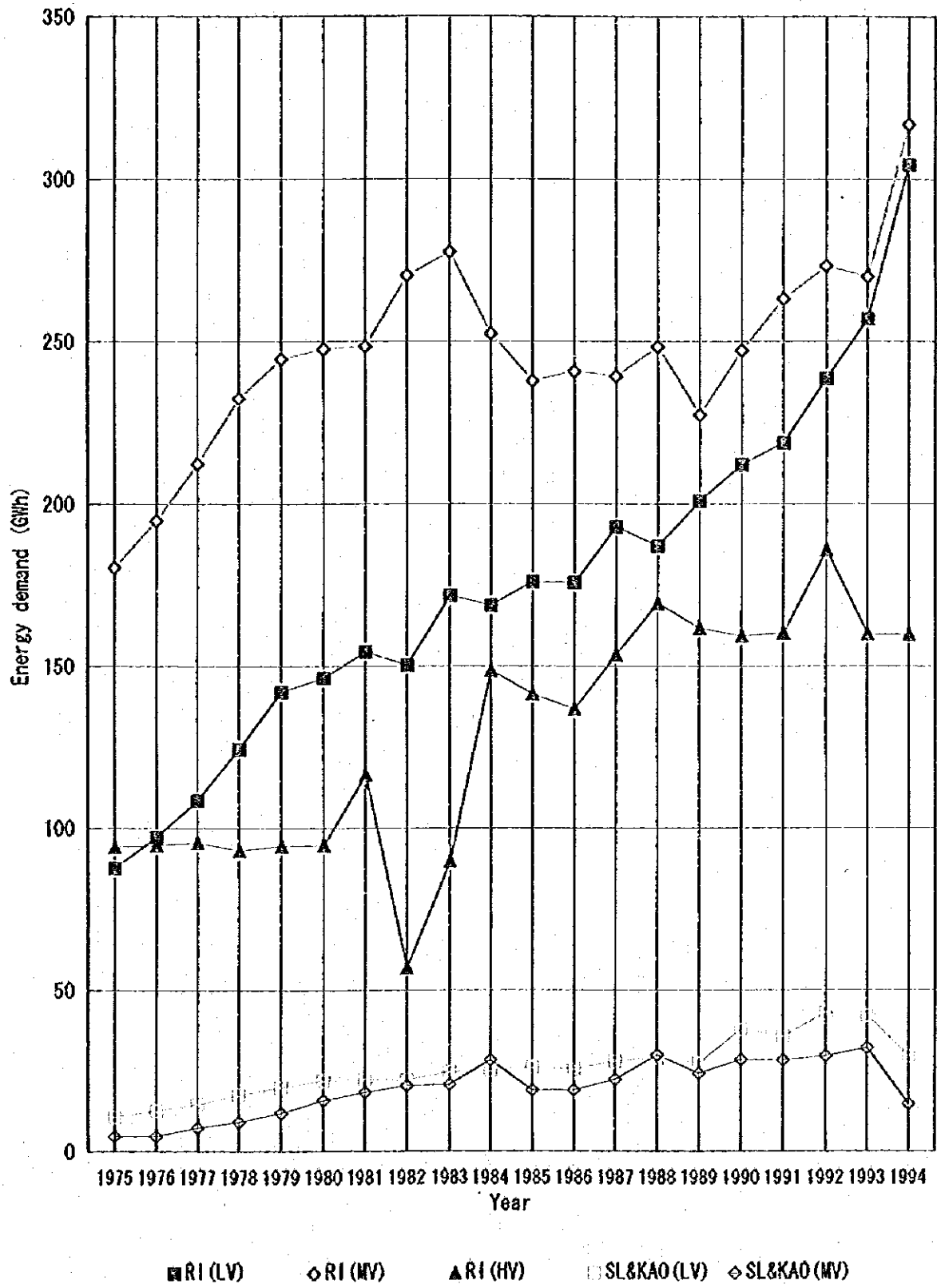
No.	Kinds of fault	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total	(%)
<b>(1) Customer's equipment</b>															
1	Connection box on leading-in pole	51	60	82	60	74	66	103	152	172	115	83	69	1,087	6.9
2	Fusing of fuse	41	49	64	75	50	52	59	95	128	56	56	58	783	5.0
3	Defect of circuit breaker	2	4	6	4	3	3	6	21	2	4	8	4	67	0.4
4	Trip of circuit breaker	3	6	3	8	13	5	16	17	9	7	10	7	104	0.7
5	Defect in consumers' facility	20	15	17	18	21	21	17	116	36	37	37	22	377	2.4
6	Fusing of fuse on pole	11	34	152	115	167	108	159	372	245	147	112	124	1,896	12.0
7	Disconnection at branching point	77	81	115	97	95	76	92	316	189	111	73	63	1,385	8.8
8	Defect of watt-hour meter	7	6	4	91	12	17	7	18	11	7	2	11	193	1.2
9	Defect in connecting method	135	226	216	151	175	140	155	564	440	237	206	281	2,926	18.6
10	Disconnection for abolition	2	5	2	2	3	4	1	1	8	5	7	2	42	0.3
11	Changing of cable connection	42	8	9	12	15	15	17	28	40	30	24	21	261	1.7
12	Investigation of damage	1	1	1	0	0	1	0	0	0	2	1	0	8	0.1
13	Investigation of connection	2	2	15	3	0	0	0	0	12	0	6	0	40	0.3
14	Temporarily connection	6	12	11	8	7	34	5	0	8	4	4	4	106	0.7
15	Repairing	108	138	199	119	108	191	217	335	216	233	144	131	2,139	13.6
	Sub-total	611	697	896	763	743	733	854	2,035	1,516	995	773	798	11,414	72.4
<b>(2) Fault at poste</b>															
16	Fault of transformer	1	0	0	3	0	0	0	2	0	0	1	1	8	0.1
17	Replacement of transformer	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	2	0.0
18	Fusing of MT fuse	1	0	0	0	0	0	0	5	4	2	3	1	16	0.1
19	Fusing of BT fuse	24	8	2	21	23	23	40	56	53	54	41	25	370	2.3
20	Clearing of poste	0	0	15	0	0	0	0	0	11	1	0	0	27	0.2
21	Fault in HT portion	11	17	0	11	3	6	3	2	4	8	6	5	76	0.5
	Sub-total	37	25	18	35	26	29	43	66	72	65	51	32	499	3.2
<b>(3) Fault in distribution lines</b>															
22	Breaking/cutting of cable	47	23	9	46	35	30	53	132	112	47	46	29	609	3.9
23	Fusing of fuse for branch	16	1	21	17	18	32	43	77	68	63	28	22	406	2.6
24	Damage of anchor bolt	38	98	44	11	19	1	8	10	17	7	8	3	264	1.7
25	Replacement of cable	48	21	42	40	41	15	22	10	51	2	1	22	295	1.9
26	Defect in connecting point	353	253	242	180	220	131	168	65	51	0	13	22	1,708	10.8
27	Defect of connection box	1	0	4	0	0	1	1	3	2	0	0	1	13	0.1
28	Withou damage	0	2	0	0	0	0	3	3	18	0	0	0	26	0.2
	Sub-total	503	408	362	294	333	210	298	300	319	119	96	79	3,321	21.1
<b>(4) Others</b>															
29	Load shedding	38	1	2	1	4	1	0	0	0	4	0	0	51	0.3
30	Re-charging of feeder	21	13	20	16	11	29	0	12	7	7	6	0	142	0.9
31	Re-charging of power source	0	0	0	0	0	0	6	29	10	0	32	40	117	0.7
32	Connection of new feeder	12	48	13	0	1	0	0	0	0	27	0	0	101	0.6
33	Installation of meters	24	48	13	0	0	0	0	0	0	27	0	0	113	0.7
34	Replacement of meters	0	1	0	0	3	0	0	0	0	1	0	0	5	0.0
	Sub-total	95	111	48	17	20	30	6	41	17	66	38	40	529	3.4
	(1) + (2) + (3) + (4)	1,246	1,241	1,324	1,109	1,122	1,002	1,201	2,442	1,924	1,245	958	949	15,763	100.0
	Ratio to each month	7.9	7.9	8.4	7.0	7.1	6.4	7.6	15.5	12.2	7.9	6.1	6.0	100.0	

Table 4.6-15 Fault Record of BT Network (1992)

(1992.1.1 ~ 12.31)

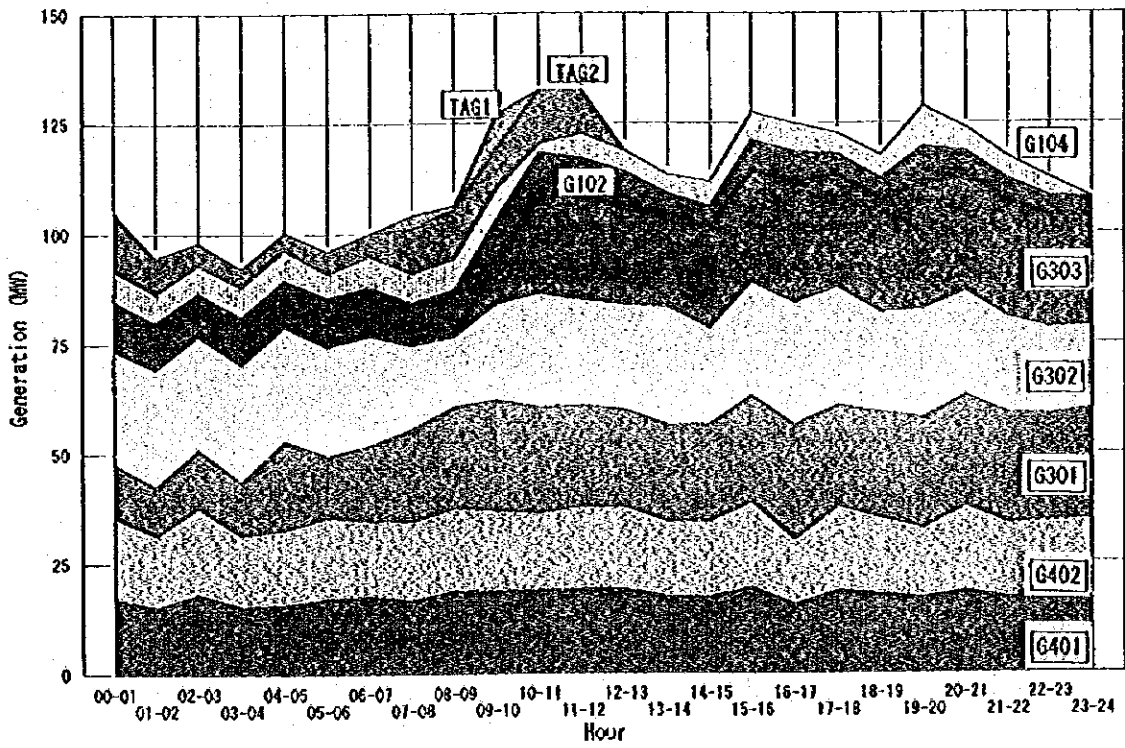
No	Kinds of fault	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total	(%)
<b>(1) Customer's equipment</b>															
1	Connection box on leading-in pole	66	55	69	69	74	67	155	110	129	81	75	68	1,018	8.6
2	Fusing of fuse	71	68	86	55	51	96	86	112	99	75	64	57	920	7.8
3	Defect of circuit breaker	2	1	4	9	7	6	13	18	13	10	10	12	105	0.9
4	Trip of circuit breaker	10	5	6	13	12	8	13	24	21	16	8	4	140	1.2
5	Defect in consumers' facility	7	8	16	11	16	10	39	44	25	103	18	15	223	1.9
6	Fusing of fuse on pole	65	58	133	116	116	110	155	189	254	123	98	138	1,535	12.9
7	Disconnection at branching point	23	55	87	87	98	58	143	123	115	89	82	76	1,024	8.6
8	Defect of watt-hour meter	0	1	7	3	5	2	3	5	4	10	4	3	47	0.4
9	Defect in connecting method	97	135	296	109	158	167	278	176	241	180	125	124	2,156	18.2
10	Disconnection for abolition	1	0	3	6	0	0	1	5	3	0	6	12	37	0.3
11	Changing of cable connection	10	18	36	9	23	25	17	37	50	22	15	20	282	2.4
12	Investigation of damage	2	8	3	1	2	0	6	4	2	0	0	3	31	0.3
13	Investigation of connection	1	3	0	2	1	2	0	0	0	0	0	0	9	0.1
14	Temporarily connection	4	1	5	11	9	2	3	1	2	4	5	12	52	0.4
15	Repairing	39	48	44	102	90	86	172	140	186	150	132	111	1,300	11.0
	Sub-total	398	464	783	663	655	639	1,084	988	1,151	752	637	665	8,879	74.9
<b>(2) Fault at poste</b>															
16	Fault of transformer	0	0	0	1	0	1	0	2	1	2	0	2	9	0.1
17	Replacement of transformer	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0	4	0.0
18	Fusing of MT fuse	0	1	0	2	3	7	16	1	2	0	2	2	36	0.3
19	Fusing of BT fuse	13	7	14	5	8	26	49	49	38	40	18	15	238	2.0
20	Cleaning of poste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
21	Fault in HT portion	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
	Sub-total	13	8	14	9	11	35	21	52	44	43	21	19	290	2.4
<b>(3) Fault in distribution lines</b>															
22	Breaking/cutting of cable	25	28	39	41	36	20	58	64	74	39	27	23	474	4.0
23	Fusing of fuse for branch	15	13	14	23	24	28	37	84	36	31	20	27	352	3.0
24	Damage of anchor bolt	0	0	7	10	0	2	1	6	0	4	3	6	39	0.3
25	Replacement of cable	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	4	5	0.0
26	Defect in connecting point	11	5	27	105	151	140	419	194	213	176	45	35	1,521	12.8
27	Defect of connection box	1	0	0	0	0	0	1	7	0	0	0	0	2	0.0
28	Withou damage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
	Sub-total	52	46	88	179	211	191	516	355	323	250	95	95	2,401	20.2
<b>(4) Others</b>															
29	Load-shedding	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1	9	0.1
30	Re-charging of feeder	10	15	33	34	29	18	50	34	16	20	10	13	181	1.5
31	Re-charging of power source	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
32	Connection of new feeder	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
33	Installation of meters	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
34	Replacement of meters	10	15	33	34	29	18	50	34	16	23	15	14	291	2.5
	Sub-total	473	533	918	895	906	883	1,671	1,429	1,534	1,068	768	793	11,861	100.0
	Ratio to each month	4.0	4.5	7.7	7.5	7.6	7.4	14.1	12.0	12.9	9.0	6.5	6.7	100.0	

Graph 4.3.1 Evolution of Energy Demand for Voltage Levels  
RGI

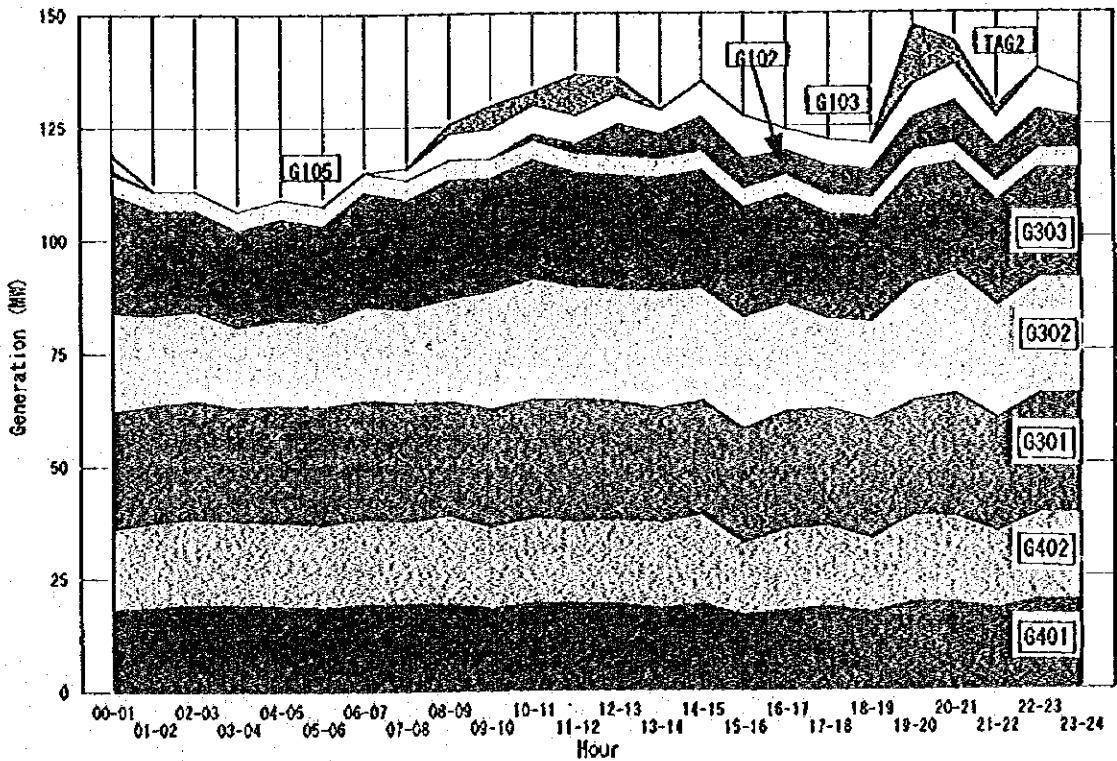




Graph 4.3.6-1(1) Daily Maximum Generation  
19/October/1990



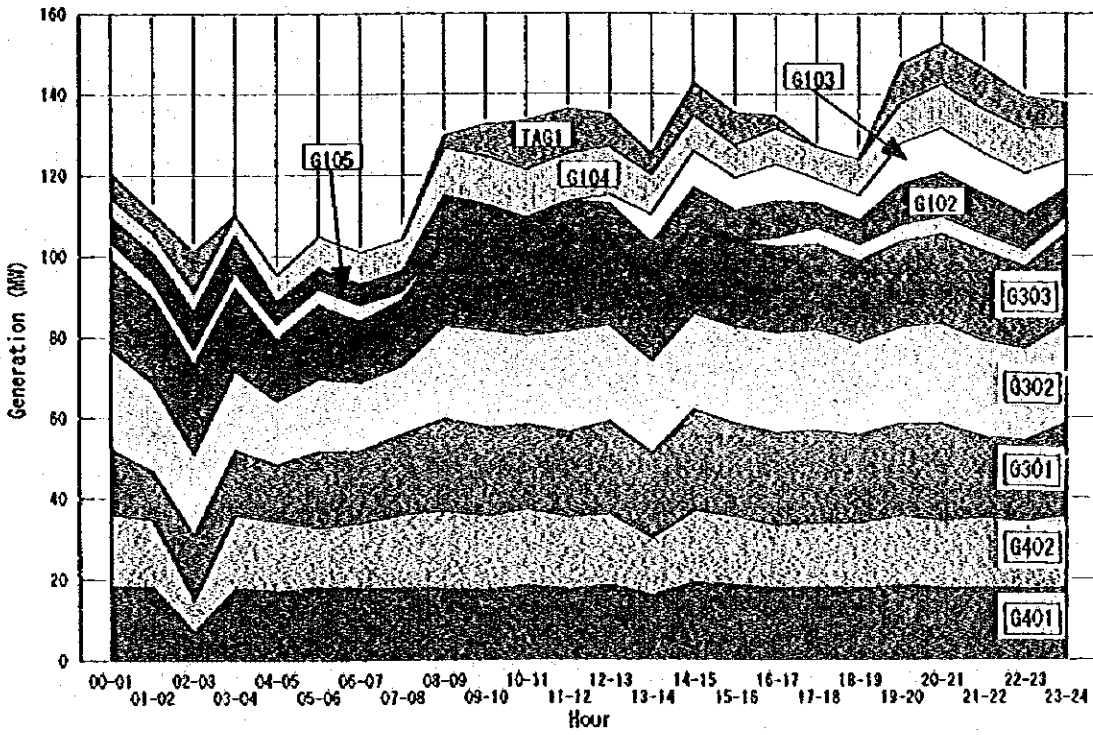
30/October/1991



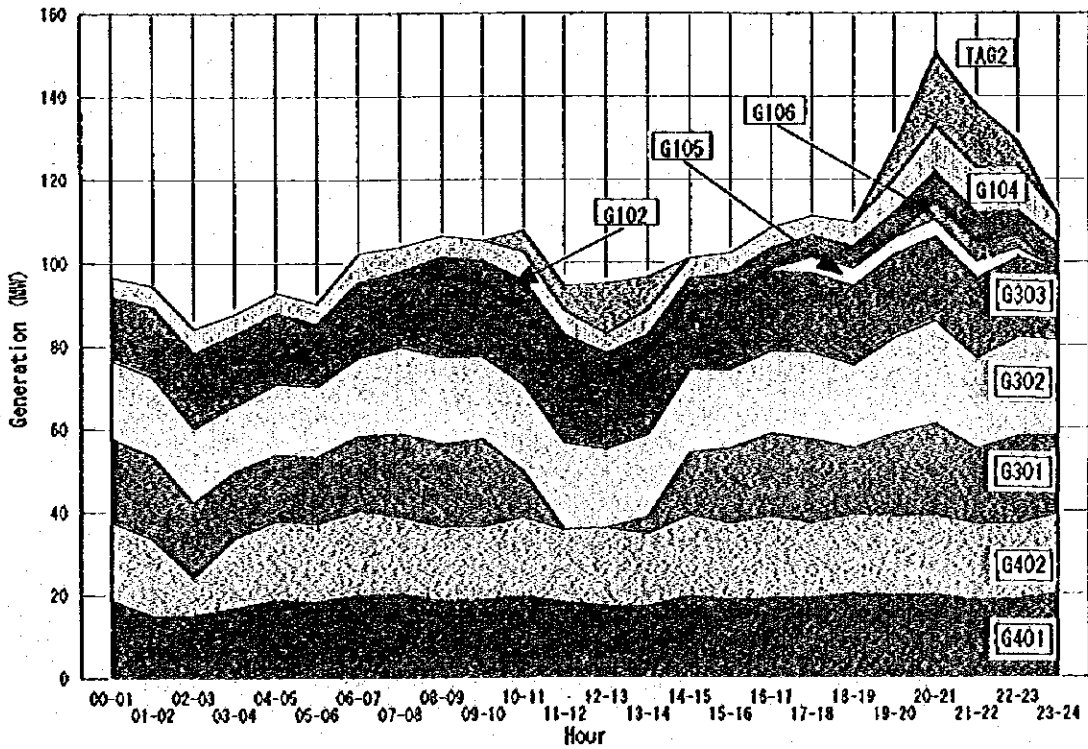




Graph 4.3.6-1(2) Daily Maximum Generation  
22/October/1992

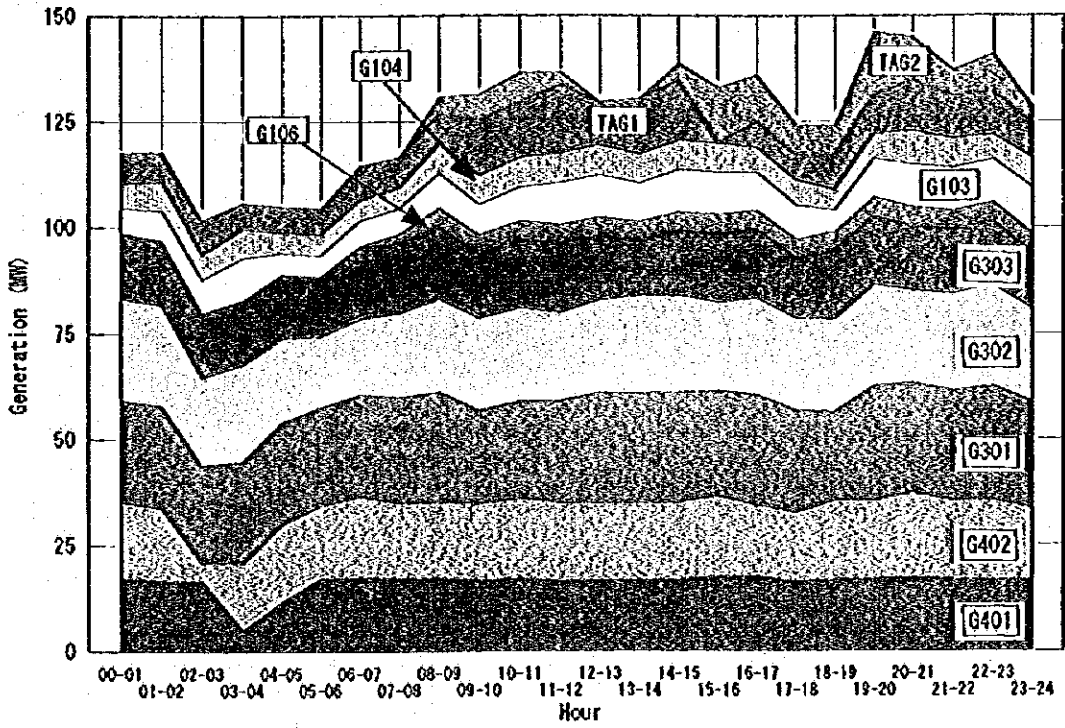


3/MAY/1993



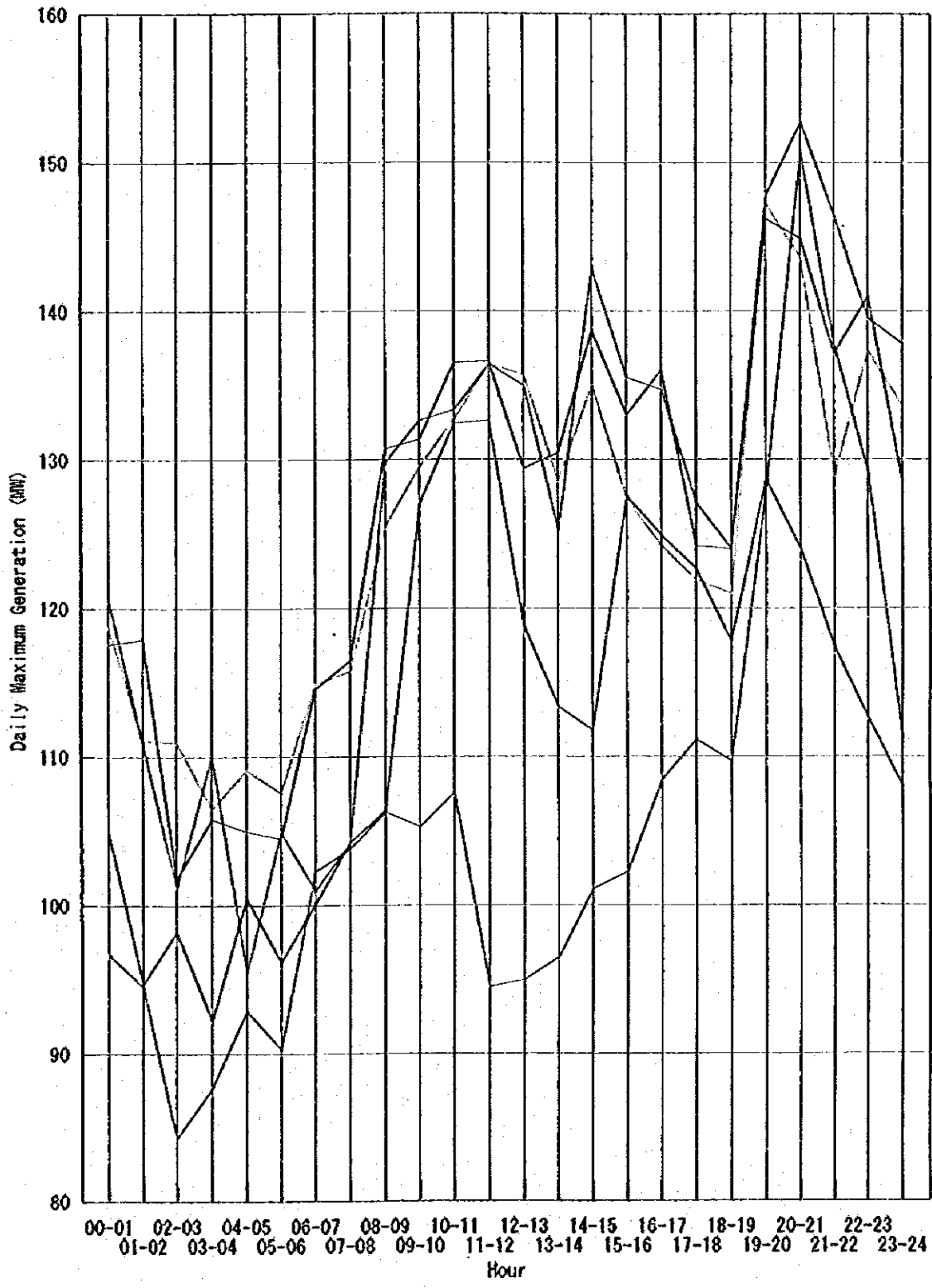


Graph 4.3.6-1(3) Daily Maximum Generation  
18/October/1993





Graph 4.3.6-2 Evolution of Daily Maximum Generation



- 19/Oct/90 - 30/Oct/91 - 22/Oct/92 - 03/May/93 - 18/Oct/93



SRNBLEC - DRX

PLANNING D'ENTRETIEN DES GROUPE DU RESEAU INTERCONNECTE EN 1995

Puissance groupe (en MW)	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jui	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc
101	0											
102	0	01										
103	0											
104	0											
105	4.6				15	1700h	15					31
108	4.5	01	31	1750h				15	2000h	31		
301	27.6				15				01			
302	18				15	1750h						
303	15-20			15				25				
TG1	14-18	03	10									
TG2	14-20	01	01									
TG3	20											
401	17-18	08	12		1600h		17-22	30		1600h		
402	18				08	11		1600h			06-11	1600h
CENT SI-L	2x2 2x1.6	01	01	87				01	02	30	01	83
CENT KAH	4x0	03	94	149	03	04	149	93	84	149	150	93
COMPLE SOMMERS MW		147	144	145	148	180	155	162	168	165	157	149

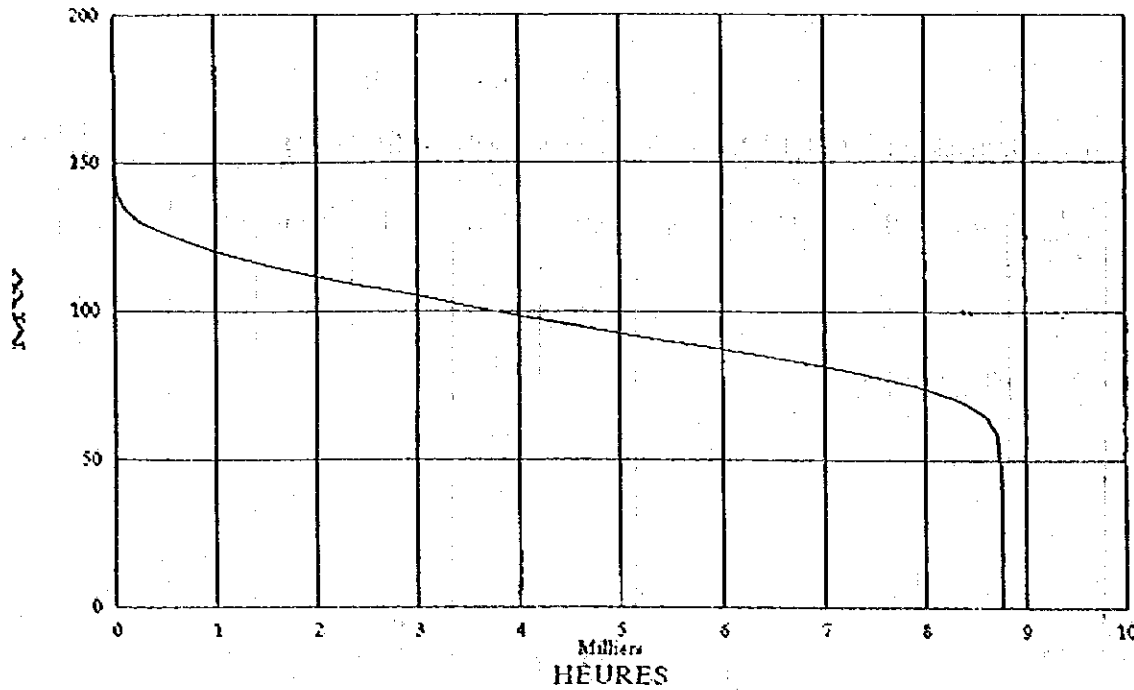
DATES DES MODIFICATIONS

Fig. 4.1.2 Annual Maintenance Schedule



### COURBE MONOTONE ANNUELLE

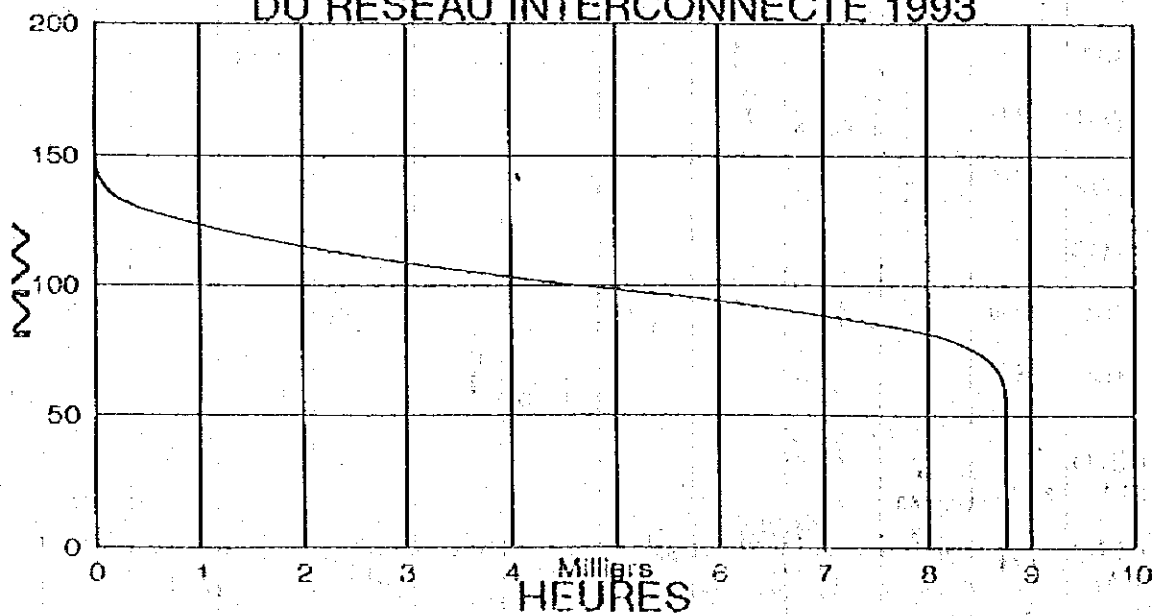
DU RESEAU INTERCONNECTE 1991



POINTE MAX 147.20MW

### COURBE MONOTONE ANNUELLE

DU RESEAU INTERCONNECTE 1993



POINTE MAX 150.70MW

Fig. 4.3.6 Load Duration Curve

## 第 5 章

# 電力需要想定



## 第5章 電力需要想定

### 5.1 経済的背景

#### (1) 概況

電力需要の伸びは国民経済の成長と密接な関係にある。1975年から1984年の Senegal 国の経済は、1年成長-2年低下のサイクルを繰り返し、1984年から1988年は高い国民総生産（GDP）の伸びを記録し、1989年からは多少の変動はあるものの着実な成長をつづけている。

Table 5.1.1-1 は1975年から1993年までの実質GDP（1985年価格）の増加状況を示すものである。又 Graph 5.1.1-1(1)~(3) はこれを傾向化したものである。この表及びグラフによれば、GDPの主要な変動要因として、一次産業である農業部門が上げられる。2.3項“経済事情”に記載のように Senegal 国の経済は、フランス植民地時代に始まった落花生生産による農業が中心であり、独立以来工業化を目指しているものの、頻発する干ばつによる農業生産の低下、主要輸出品目である落花生の価格暴落、これに伴う農産加工業の不振が重なり年平均増加率は1986年~1993年では-1.03%とマイナス成長となっている。しかしながら、1979年から1993年では3.86%、1991年から1993年では再び-1.3%とマイナス成長となっているが総じて横這い又は上昇傾向にあり、今後安定した成長を維持することが重要となる。

二次産業では、原油精製（Oil Refining）が特に顕著な伸び率の後退を示しており、1986年から1993で-6.24%、1991年から1993年でも-23.96%となっており、アフリカ製油会社（SAR）による原油精製、近隣諸国への輸出は Senegal 国の外貨獲得に重要な役割を担っていることから成長が望まれる。

三次産業は、Senegal 国のGDPの約半分を占めており、商業部門の著しい伸びが見られるなかで、1986年以来平均3.3~3.4%と安定した伸びとなっている。

非交易サービスは1975年以来横這い又は上昇傾向となっている。国民一人当たりのエネルギー消費量も変動はみられるものの着実に伸びてきており、最も安定したGDP成長率を達成した1986年で、94.7kWh、1993年で101.5kWhとなっている。しかしながら、国民一人当たりのGDPはエネルギー消費量の伸び率とは逆に、減少傾向となっており、1979年で978US\$であったものが、1993年では609US\$に減少している。

下表は実質GDPの年平均増加率を示す。

	1975～1993	1979～1993	1986～1993	1991～1993
一 次 産 業	-	2.1	0.2	2.2
二 次 産 業	-	3.6	2.4	3.3
三 次 産 業	-	3.0	3.2	3.7
非交易サービス	-	0.3	0.8	1.1
合 計	2.5	2.3	2.1	3.0

経済活動の円滑な遂行のためには相当量の手持外貨が準備されていることが絶対に必要である。しかしながら、Senegal国では、原材料と食料輸入の増加による貿易収支の悪化、財政赤字の問題を抱え、外貨準備の不足から派生する種々の問題に直面していた。

## (2) 経済復興計画

このような状態から脱却し、経済を活性化するため、Senegal国政府は1981年以来、債務繰り延べを受ける一方、1985～1992年を対象期間として実施された国家経済の“中長期経済財政構造調整”を発表すると共に、1985年から1989年を対象にした“第7次四カ年計画”を策定し、構造調整、経済再建に取り組み、引き続き“第8次経済社会開発計画”を発足させた。この計画は1989年から1995年を対象期間とするものであり、国家の生産性の持続向上を優先課題とし、同期間中のGDPの年平均成長率を低成長(Low Scenario)で2.5%、中間成長(Base Scenario)で3.0%、高成長(High Scenario)で3.5%の目標を達成するものである。

開発計画を進める中で、1988年から1989年の干ばつ(降雨不足)による農業生産の落ち込み、1988年の政治的不安定からの構造調整の足踏み、1990年の関税収入の減少、公共料金の抑制不足などもあり、1991年にはIMF及び世銀からの融資遅延を招いたが、1991年から1993年の実質GDP(1980年価格)の年平均成長率は3.0%と上昇傾向にあり、構造調整、経済再建への取り組みを引き続き促進することで、各国からの借款や援助の形での外貨の流入を進展させ、経済各部門のGDP成長率を高めるものと期待される。

## (3) 人 口

人口調査は10年に1回行われ、最近では1988年9月に実施されている。

Table 5.1.1-2 に調査結果を、Graph 5.1.1-2 にその傾向を示す。Senegal 国全土の総人口は、6,881,919 人で、Dakar 地区(Dakar、Rufisque、Thies)に1,500,459 人、率にして 21.8% となる。また一世帯当たりでは、Dakar 地区で 7.7 人、全国平均で 8.8 人となる。(Senegal 国の統計資料と、IMFのそれとの間に若干の数値の差異がみられる)。人口増加率は、SENELEC の統計によれば、全国で 2.76%、Dakar 地区では 3.63% であり、2005年には 1,000 万人を越えるものと想定されている。

## 5.2 予測手法

### 5.2.1 需要の相関関係

電力需要予測には、用途別の積み上げ予測（マイクロ手法）と、全国を一本としたマクロ経済予測の二種類があるが、一般には、積み上げ予測の結果をマクロ予測で検証する方法がとられる。

本プロジェクトでは、SENELEC の需要予測が France 電力公社の EDF の需要予測をベースに Senegal 国の需要予測を、用途別の積み上げ予測により行っているため、マクロ手法により行い SENELEC の需要予測の結果を検証するものとする。

電力消費と GDP との間には密接な相関関係があることが一般に知られている。この相関は電力の需要予測を行う場合に屢々利用される。本プロジェクトでは、説明変数（独立変数）として、SENELEC 内部で正確な実績資料の入手が可能な GDP のほかに、人口を用いて行う重回帰（Multiple regression model）予測方法による。

GDP、人口及び電力消費量の 3 通りのパラメーターの関係は以下による。

Table 5.1.2-1 は、GDP、人口、エネルギー消費及びエネルギー消費に対する GDP の比率（弾性値）の年度別展開と傾向グラフを示す。各パラメーターの年平均伸び率(%) は以下による。

	1975~1985	1986~1993
GDP	2.39	2.42
人口	2.72	2.77
エネルギー消費	4.94	3.68
弾性値	-0.50	0.97

エネルギー需要に対する GDP の弾性値も着実に伸びていることがわかる。又

Table 5.1.2-2 は、上記パラメータの相関を示したものである。この挿入図によって、Senegal 国では人口の比例的増加、又 GDP の1984年頃迄の変動があるもののそれ以降は人口同様ほぼ比例的な増加と共に、電力消費の着実な増大を支えてきたことを示している。

#### 5.2.2 重回帰モデル

4.3.1 項に示された消費電力量、GDP及び人口から以下の重回帰式が算出される。

Y : 消費電力量(GWh)  
X1 : GDP (1985年価格; BFCFA)  
X2 : 人口 (×1,000人)

主要系統の回帰式

$$Y = -0.22175 X1 + 0.14982 X2 - 97.35968 \quad (\text{重相関係数 } R = 0.95)$$

1981年から始まった電力供給制限の影響、特に1993年の制限頻度は、日数で157日、時間数にして442.2時間であるが、不足電力量は4.4GWhとなっている。供給制限日数にも拘わらず年間の不足電力量が少ないのは、供給制限が尖頭負荷の時間帯に集中していることによる。重回帰モデルは実績値(電力供給制限電力量を含めて)を元に算出しているが、実際の消費電力量を示すものではないため、これにより供給計画を立案するには支障がでる。

このため、現在とられている電力供給制限を継続した想定と、供給制限がなかった場合の想定の2つを考慮する必要がある。本プロジェクトでは、後者の想定によるものとして、以下により上記回帰式を調整した。

TAIBA社(磷酸生産工場)の操業は1993年夏期間中に、SENELECの要請により最大需要が20,000kWに対し約10,000kWの尖頭負荷カットに応じている実績がある。同社の1993年の消費電力量は、99.07GWhであり生産量1,500,000tonは総生産能力2,200,200tonに対して68%であり、電力消費量は63.04kWh/tonと見積もられている。実際にフル操業に近い90%生産(2,000,000ton)が達成されたとしてその電力量は126.08GWhとなりその差は27.01GWh(1994年の実績値は97.328GWh)となる。この差分電力量は、SENELECが供給義務を負うことが必要となる消費電力量となる。又1980年及び1981年のGDP及び1982年の消費電力量の大幅な変動、1994年の消費電力量の実績値(830.77GWh)を考慮する。

調整後の回帰式は、

$$Y = 0.01408 X1 + 0.11189 X2 - 70.95518$$

### 5.3 電力需要予測に用いた前提条件

#### 5.3.1 経済成長予測

電力需要は経済成長と直接関係するものであるから、今後に期待される国民経済復興のタイミング及びGDPの成長率が電力需要予測を行う上において最も重要な要素となる。更に現在 SENELEC でとられている電力供給制限を、適切な発電計画の立案・実行により、遅くとも1999年までに設備不足による発電支障を解消することが必要とされる。

電力需要予測に用いられた今後の経済復興のタイミングとGDPの予想成長率は、以下に述べる通りである。

#### (1) 過渡期予測 (1994~1999 : 第8次経済社会復興開発計画期間から Senegal 川流域灌漑農業整備プロジェクトの運用開始迄)

##### 1) 一次産業

Senegal 国においては、一次産業の中で農業の占める比率が牧畜・畜産業について高いが、過去降雨不足、主要輸出品目である落花生の価格暴落等の理由から、開発計画の初期(1984年)では大きく成長したが、1988年から1989年には反対に大きく落ち込み、GDPもこれにはほぼ連動したかたちで変動を繰り返している。1991年以降は不安定な成長を続けている。

農業、牧畜・畜産業、漁業、林業で整理される一次産業の過渡期間中の成長率は、第8次経済社会復興開発計画の達成目標及び1991年から1993年の年間平均成長率の実績を考慮し、以下に従って増大するものとして想定した。

#### シナリオ GDP成長率

低成長シナリオ	2.1%
中成長シナリオ	3.3%
高成長シナリオ	4.6%

##### 2) 第二次産業

鉱業、オイル精製、エネルギー、建設、その他から分類される第二次産業は、その他で整理される項目を除いて、GDP全体に占める比率が低いこともあり、平均伸び率で増減はあるものの、額では大きな変動要因も見られない。その他項目については第三次産業の商業部門の約半分を占め、1989年の落ち込みを除けば、安定な伸びとなっており、第一次産業と同様に開発計画の達成目標および1991年から1993



年の年間平均成長率を考慮し、以下に従って増大するものとして次のように想定した。

<u>シナリオ</u>	<u>GDP成長率</u>
低成長シナリオ	2.9%
中成長シナリオ	4.4%
高成長シナリオ	5.1%

### 3) 第三次産業

Senegal 国で、1993年現在で全体GDPの約 51.6% を占め、この内商業部門の比率は約 24% と大きく経済に貢献する。1987年から1993年の平均伸び率 4.1% は GDP全体の伸び率 2.75% を上回っており、今後とも成長が期待される。非交易サービスの行政管理部門のマイナス成長を補ってあまりある。商業部門以外の輸送、その他部門も、商業部門と共に安定して伸びて来ており1991年から1993年の比率で推移することが期待され、成長率を以下のように想定した。

<u>シナリオ</u>	<u>GDP成長率</u>
低成長シナリオ	2.4%
中成長シナリオ	3.0%
高成長シナリオ	3.7%

### 4) 非交易サービス

非交易サービスは、至近年1991～1992年ではマイナス成長となっているが、1993年ではプラスに転じている。行政管理関係については、急速な回復は構造調整計画の諸問題について世銀、IMFと Senegal 国政府との間の歩み寄りの遅延等の理由から望めないとみられる。非交易サービスの成長率を、1991年から1993年の実績より以下のように想定した。

<u>シナリオ</u>	<u>GDP成長率</u>
低成長シナリオ	0.3%
中成長シナリオ	0.8%
高成長シナリオ	1.3%

### (2) 長期計画(1999～2010)

経済成長の長期予測を行うためには、国民経済の歴史的な成長過程を調べると共に、現在起こりつつある諸般の変化や政府の経済政策に着目する必要がある。

1) GDP年平均成長率

GDP年平均成長率は、前項で述べた通りである。

2) 対GDP比率

対GDP比率を、安定成長を遂げた1984年から1993年にかけて以下に示す。

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
一次産業	16.9	18.7	22.3	21.7	22.4	19.4	19.8	19.3	19.8	19.0
二次産業	17.0	17.7	17.5	17.9	18.4	18.8	18.7	18.0	17.9	18.1
三次産業	49.3	48.4	48.2	48.3	47.6	49.8	49.9	51.0	51.1	51.7
非交易サービス	16.8	15.2	12.1	12.2	11.6	12.1	11.6	11.7	11.3	11.3

一次産業、二次産業、三次産業の各々については、上表から増加傾向にあり、逆に非交易サービスが減少してきたことが分かる。又経済再建の柱の1つである農業部門については、全GDPに対して1984年で7.7%、1988年で12.7%、1993年で9.0%と低下または横這い傾向にある。

(3) 9次経済社会開発計画

第8次経済社会開発計画は、1995年で終了する。第9次開発計画については不明であるが、第8次経済社会開発の中間成長目標値である3.0%は1986年から1993年の年平均成長率が2.11%、又1991年から1993年では3.03%であることから、ほぼ達成可能な状況にあり、引き続き第9次開発計画を発足させ、次の高次の目標設定が望まれる。

(4) エネルギー政策

次表は、一次エネルギー消費の状況を示す。

(石油換算 1,000トン当たり)

	1985	1986	1987	1988	比率(%)
木材	985.5	1,015.1	1,045.8	1,019.0	52.0
天然ガス	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
麦藁等	11.7	17.1	27.1	7.1	33.1
石油製品	912.0	853.0	875.0	885.0	45.0
合計	1,909.2	1,885.2	1,947.9	1,945.1	100.0

下表は、石油製品の内訳を示す。

(単位 1000t)

	1985	1986	1987	1988
国内生産	0.0	0.0	0.0	0.0
輸入原油	225.0	487.0	593.0	732.0
輸入生成品	687.0	366.0	281.0	150.0
合計	912.0	853.0	875.0	885.0

下表は、石油換算 1,000ton 当たりの商業エネルギー消費を示す。

(石油換算 1,000ton 当たり)

	1985	1986	1987	1988	1989	比率(%)
薪	460	471	481	492	613	41.0
木炭	149	154	160	149	234	16.0
植物性廃棄物	7	10	14	17	22	1.0
電力	56	57	59	59	70	5.0
石油製品	531	482	458	480	566	38.0
合計	1,203	1,174	1,172	1,197	1,505	100.0

1次エネルギー消費量の内、木材は1988年時点で約半分を占め、僅かであるが年々増加しており、森林開発の進行は、自然生態のバランス崩壊等環境に与える影響が問題となり、Senegal 国政府は、エネルギー政策の立案、推進に当たっては慎重な配慮をしている。

又、石油製品については、国内で算出する石油は天然ガスが極めて少なく殆どを輸入に依存しているため、Senegal 国の経済に大きな負担となっている。

このような状況のもとで、Senegal 国政府が1990年初頭に掲げた今後のエネルギー政策の電力に関する目標は、以下のようである。

- ・ 木材燃料消費の削減
- ・ 化石燃料資源の開発
- ・ 褐炭、泥炭の企業化
- ・ 水力資源の開発
- ・ 電力事業の強化拡大

## (5) 電力政策

上記のエネルギー政策を進めるための、Senegal 国政府の電力政策は下記を基本とする。

### 基本1：水力資源の開発

Senegal 川水系の Felow 及び Manantali 水力発電所の開発

### 基本2：電力事業の強化

既設設備のリハビリテーション

地方電化の推進

配電網の強化

電力料金の低廉化

太陽エネルギーの活用

## (6) 大規模プロジェクト

### Cayor 水路

Louga 地方の Guiers 湖から Dakar 地区へ給水するためのプロジェクト。

完成は遅くとも2000年で、更に遅れるとしても2002年には完成の予定である。

### Senegal 川流域灌漑整備プロジェクト

SABD(Societe d'Aménagement et de Développement) による Senegal 川流域(Dagana、Podor、Matam、Bakel) の灌漑整備を、年間 2,180ha の割合で整備を行い、2005年には 88,000ha の灌漑整備を行うものである。

将来におけるGDPの内訳を、説得力を以て特定可能ならしめるような資料はないが、上に述べた1979年からのGDP部門別シェアの実績、又 Senegal 国政府の将来におけるエネルギー政策及び電力政策の目標・基本が掲げられていること、大規模プロジェクトが具体的にされていること、経済社会開発計画は1995年以降も引き続き継続されると判断されることから、1975年から1993年の実質年間平均成長率 2.5% から、この報告書では長期の産業別GDP成長率を以下のように想定した。

### GDP年平均成長率(1999年から2010年)

産業別	低成長シナリオ	中成長シナリオ	高成長シナリオ
第一次産業	3.2%	6.0%	6.9%
第二次産業	2.8%	5.0%	5.6%

第三次産業	2.7%	3.1%	4.5%
非交易サービス	0.4%	0.9%	1.4%
合計	2.6%	3.9%	5.0%

GDP年平均成長率(1994年から2010年)

産業別	低成長シナリオ	中成長シナリオ	高成長シナリオ
第一次産業	2.8%	5.1%	6.1%
第二次産業	2.8%	4.8%	5.4%
第三次産業	2.6%	3.1%	4.2%
非交易サービス	0.5%	3.6%	4.6%
合計	2.5%	3.6%	4.6%

以上の条件に基づくGDPの成長予測は Table 5.1.3 に、Graph 5.1.3 にその傾向を示す。

### 5.3.2 人口予測

5.1(3) 項に記載のように、SENELEC の統計による人口増加率は、全国で 2.76% である。本予測では1975年から1993年迄の年平均成長率を考慮し、中成長率シナリオでは 2.76% とし、低成長率では 10% 減の 2.484%、高成長率では 10% 増の 3.036% と想定する。

### 5.4 電力系統の条件

2010年迄の対象期間中の送配電損失率、負荷率、所内 kW 損失率、所内 kWh 損失率の割合等について以下のように想定した。

#### (1) 送配電損失率

主要系統の送電端における送配電損失率は、4.3.3 項に記載のように、1994年現在 13% から 14% の間にあると想定される。この数字は妥当水準なものとして受入れることができるものであり、消費電力量は即販売電力量であったと考えられ、盗電或いは検針、調定上の困難の何れか、又は双方に起因するものとして考える以外には理由が見あたらない特定できない消費電力量は少ないとみてよいと思われる。

このスタディでは、主要系統における将来の送配電損失率は、1995年を 13.5%、2010年には 16% に増加するとして想定した。

(2) 送電端負荷率

送電端負荷率は、4.3.5 項に記載のように、電力供給制限の影響から正確な把握は可能であるが、実際には現在 61% から 62% の間にあると想定される。SENELEC の置かれている現況から、将来の負荷率については、実績からの想定ではなく、実際の状況の把握が必要であり、1994年で 62%、2010年で 65% と想定する。

(3) 所内 kW 損失率

1993年の発電運転実績より、主要系統の所内 kW 損失率は 5% であり、将来とも本比率で推移すると想定する。

(4) 所内 kWh 損失率

前(3) 項と同様1993年発電実績より、主要系統の所内 kWh 損失は 6.7% であり、将来は老朽発電設備の廃棄とともに減少していくことから、1994年で 6.7%、2010年で 5.0% に改善されると想定する。

(5) 尖頭負荷の不等率

尖頭負荷の不等率は、本プロジェクトでは、4.3.7 項より主要系統の尖頭負荷は各地域とも同一時刻に発生するものとする。

(6) 大口需要家及び大規模プロジェクトの主要系統からの供給

a. 大口需要家

主要系統の大口需要家として、TAIBA 社、SOCOCIM 社、ICS 社がある。それぞれの電力消費状況は以下の通りである。

TAIBA 社

TAIBA 社の1993年の生産量は 1,500,000ton、電力比消費量は 63.40kWh/ton である。下表は1994年以降の生産量(1,000ton)の推移を示す。

シナリオ	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2000～
低成長	1,500	1,500	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	0
中成長	1,500	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	0
高成長	1,500	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	0

2001年以降 TAIBA 社は、自家用発電設備を設置する計画を有している。自家発電設備による減少分が低成長シナリオで 126.86Wh、ベース及び高成長シナリオで 139.48Wh となる。自家用発電設備の設置計画の詳細が現時点で不明であるが、差

くとも2000年には完成し、2001年には必要な電力は自社で賄われるものとなっている。本需要想定では、TAIBA 社の消費電力を含めて必要需要電力とし、自家用発電設備は発電設備計画の中で考慮するものとする。

#### SOCOCIM 社

SOCOCIM 社の1993年の生産量は 650,000ton、電力消費量は 60.938GWh である。下表は1994年以降の生産量の推移を示す。

(単位：1,000ton)

分財	1994	1995	1996	1998	2000	2010
低成長	650	600	600	600	650	650
中成長	650	650	650	650	650	650
高成長	650	650	650	700	700	700

本需要想定では、SOCOCIM 社の消費電力は、上表より横這い又は若干増加で推移することから、予測の中で吸収されるものとして考慮しないものとする。

#### ICS 社

ICS 社の需要は不安定であり、通常の操業においても電力超過となっており公共系統へ供給していることから、需要も少ないこともあり本需要想定では考慮しないものとする。

#### b. 大規模プロジェクト

##### SAED 及び Cayor 水路プロジェクト

SAED による Senegal 川流域灌漑農業整備及び Cayor 水路プロジェクトであり、必要とする電力需要(GWh) は下表による。

(単位：GWh)

プロジェクト	2000	2002	2005	2010
SAED	20	23	26	31
Cayor	-	107	81	81

本需要想定では、大規模プロジェクトによる需要は、新規需要としてとらえるものとする。又、低成長の場合、大規模プロジェクトの需要は考慮されないものとする。

## 5.5 電力需要の予測結果

5.3 項に述べた条件と、5.2.2 項に示した回帰式を用いて1994年から2010年までの電力需要予測を行った。予測は、経済成長について下記3通りのシナリオ、すなわち低成長シナリオ、中成長シナリオ、高成長シナリオについて行われた。

電力需要の予測結果は、Table 5.1.5-1～3 に示す通りである。

	低成長シナリオ	中成長シナリオ	高成長シナリオ
GDP年平均成長率：			
1993～1999	2.5%	3.1%	3.9%
1999～2010	3.0%	4.0%	5.0%
1993～2010	2.9%	3.7%	4.7%

Table 5.1.5-4 は、SBNBLEC による主要系統、Dakar、Rufisque、Thies、Taiba、Saint-Louis、Kaolack を含む電力需要の中・長期連系系統発電設備計画の1995年1月に於ける修正予測結果を示す。

Graph 5.1.5 "Load Forecast" は、JICA チームによる需要想定と、SBNBLEC による需要想定の結果(発電端)を傾向化したものである。両者の予測結果を比較すると以下の通りである。

### 1) JICA チームの予測

低成長シナリオ：	1994	2000	2005	2010
消費電力量(GWh)	856.8	1,003.4	1,143.6	1,302.4
発電量(GWh)	1,060.5	1,241.2	1,423.7	1,632.1
尖頭負荷(MW)	192.0	222.5	252.6	286.6
中成長シナリオ：	1994	2000	2005	2010
消費電力量(GWh)	859.4	1,045.1	1,293.7	1,484.6
発電量(GWh)	1,063.7	1,292.8	1,610.6	1,860.3
尖頭負荷(MW)	192.6	231.8	285.8	326.7
高成長シナリオ：	1994	2000	2005	2010
消費電力量(GWh)	862.1	1,067.2	1,338.0	1,555.6
発電量(GWh)	1,067.0	1,320.1	1,665.7	1,949.4
尖頭負荷(MW)	193.2	236.7	295.5	342.4



## 2) SBNBLEC の予測

<u>低成長シナリオ:</u>	<u>1994</u>	<u>2000</u>	<u>2005</u>	<u>2010</u>
消費電力量(GWh)	825.5	811.6	937.8	1,090.6
発電量(GWh)	978.1	954.8	1,103.3	1,283.1
尖頭負荷(MW)	162.4	165.1	190.8	221.9
<u>中成長シナリオ:</u>	<u>1994</u>	<u>2000</u>	<u>2005</u>	<u>2010</u>
消費電力量(GWh)	825.5	1,055.9	1,338.1	1,678.8
発電量(GWh)	978.1	1,242.2	1,574.2	1,975.0
尖頭負荷(MW)	162.4	214.8	272.2	341.6
<u>高成長シナリオ:</u>	<u>1994</u>	<u>2000</u>	<u>2005</u>	<u>2010</u>
消費電力量(GWh)	825.5	1,255.8	1,541.4	2,014.2
発電量(GWh)	978.1	1,477.5	1,813.4	2,369.6
尖頭負荷(MW)	162.4	255.5	313.6	409.8

### (1) 供給制限の解消

需要想定の結果に基づき、電源開発計画を立案する場合、現在実際に必要な設備の把握が重要になるが、本プロジェクトの目的が、“Dakar 市周辺の電力設備改善に向けて、SENELEC 等が策定したマスタープランを総合的に見直し、早急に拡充しなければならぬ電力設備に係わる電力設備拡充計画を策定”にあるため、供給制限解消の側面からは、電力需要想定は JICA チームによる想定結果によるものとする。

### (2) 予測シナリオ

発電設備計画は、需要想定結果の中成長シナリオによるものとする。SBNBLEC と JICA チームによる想定結果からは、2006年近辺までは、JICA チームの想定がいくらか多めにでているがそれ以後は、SBNBLEC の想定が多めにでている。

Table 5.1.1-1 Economic Aggregates

Year	Price in 1985 in BCS													Annual % growth rate (%)												
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1975-1993	1993-1994				
(1) Primary industry	251.8	188.3	165.3	165.3	247.7	255.5	188.9	217.1	267.3	271.5	235.5	249.4	268.9	258.1	270.4	268.5	258.1	270.4	268.5	258.1	270.4	268.5	258.1	270.4	268.5	
Agriculture	196.7	98.7	79.8	158.1	157.4	157.4	68.9	104.3	152.8	148.3	167.1	119.0	143.3	132.0	136.4	128.1	128.1	136.4	128.1	128.1	136.4	128.1	128.1	136.4	128.1	
Stock raising	56.5	33.2	52.2	55.1	61.1	61.1	63.0	70.9	76.8	81.4	86.9	86.5	88.7	90.4	95.2	104.2	104.2	95.2	104.2	104.2	95.2	104.2	104.2	95.2	104.2	
Fishery	20.7	20.4	22.8	24.6	26.5	26.7	28.2	29.4	28.7	29.8	28.7	29.8	25.5	25.2	26.0	26.4	26.4	25.2	26.0	26.4	26.4	25.2	26.0	26.4	26.4	
Forestry	15.8	16.0	14.0	9.9	10.4	13.3	13.7	13.7	11.1	12.4	12.9	14.1	11.3	10.3	10.9	11.7	11.7	10.9	11.7	11.7	10.9	11.7	11.7	10.9	11.7	
(2) Secondary industry	159.3	159.3	149.7	171.2	182.9	190.2	205.0	209.8	223.8	242.2	242.2	242.1	253.6	239.8	244.3	256.0	266.8	244.3	256.0	266.8	244.3	256.0	266.8	244.3	256.0	
Mining	2.5	2.8	2.9	2.3	2.9	3.0	3.4	3.3	2.9	6.2	3.3	6.2	6.7	5.4	5.1	3.9	3.9	5.1	3.9	3.9	5.1	3.9	3.9	5.1	3.9	
Oil refining	6.0	3.8	1.5	3.8	5.8	5.1	5.9	6.5	7.6	9.5	11.3	12.7	12.7	6.9	4.2	3.8	9.7	4.2	3.8	9.7	4.2	3.8	9.7	4.2	3.8	
Energy	21.5	19.8	12.5	16.1	17.4	20.3	23.0	24.4	24.4	22.4	24.4	24.4	26.7	28.7	30.8	31.8	45.5	30.8	31.8	45.5	30.8	31.8	45.5	30.8	31.8	
Construction	24.7	25.2	25.4	34.1	37.9	35.4	33.0	32.9	35.6	38.2	36.1	42.3	44.1	45.2	47.7	69.0	69.0	45.2	47.7	69.0	69.0	45.2	47.7	69.0	69.0	
Others	104.5	101.7	107.3	114.9	120.0	125.5	142.4	144.0	153.3	165.9	165.9	165.5	165.1	154.7	158.9	168.8	168.8	158.9	168.8	168.8	158.9	168.8	168.8	158.9	168.8	
(3) Tertiary industry	484.2	488.8	489.9	531.6	553.1	559.1	560.5	578.6	605.3	626.2	641.4	675.7	681.0	689.1	732.0	732.0	732.0	689.1	732.0	732.0	689.1	732.0	732.0	689.1	732.0	
Transport	88.9	104.0	90.0	108.9	111.8	115.1	116.0	113.9	122.7	126.0	129.0	136.6	140.3	143.1	148.8	148.8	148.8	143.1	148.8	148.8	143.1	148.8	148.8	143.1	148.8	
Commerce	294.7	225.9	235.8	275.8	292.7	277.5	289.6	283.4	285.0	294.3	301.1	317.8	319.6	328.4	339.4	339.4	345.7	328.4	339.4	339.4	328.4	339.4	339.4	328.4	339.4	
Others	110.5	138.9	124.0	146.9	148.6	157.5	154.9	181.3	197.7	205.9	211.3	221.3	221.0	221.0	227.6	243.8	243.8	227.6	243.8	243.8	227.6	243.8	243.8	227.6	243.8	
Sub total (1)-(2)+(3)	905.3	810.4	768.4	950.5	992.5	929.1	982.6	1,056.3	1,100.7	1,164.0	1,164.0	1,232.8	1,198.1	1,178.8	1,213.7	1,257.4	1,257.4	1,178.8	1,257.4	1,257.4	1,178.8	1,257.4	1,257.4	1,178.8	1,257.4	
(4) Nontrade services	159.6	186.1	177.9	196.5	195.6	187.0	175.5	145.0	152.6	152.2	155.7	155.7	156.7	156.1	154.5	159.5	159.5	154.5	159.5	159.5	154.5	159.5	159.5	154.5	159.5	
Management	17.6	19.5	18.4	20.7	21.4	18.4	19.7	20.1	21.0	21.2	21.7	22.4	22.4	22.6	22.6	24.4	24.4	22.6	24.4	24.4	22.6	24.4	24.4	22.6	24.4	
Administration	142.0	166.7	159.6	169.8	174.5	168.6	155.8	124.9	131.6	131.0	134.0	134.3	134.3	133.5	131.9	135.1	135.1	131.9	135.1	135.1	131.9	135.1	135.1	131.9	135.1	
(5) Gross Domestic Price	945.1	1,027.5	999.0	959.4	1,084.9	998.6	946.3	1,116.1	1,201.3	1,233.3	1,316.1	1,288.5	1,354.8	1,304.9	1,368.3	1,416.9	1,416.9	1,304.9	1,368.3	1,416.9	1,416.9	1,304.9	1,368.3	1,416.9	1,416.9	
Prices in 1985	43.0	44.7	48.8	51.5	55.0	63.2	71.2	74.4	79.5	91.5	100.0	108.5	110.3	112.7	114.6	117.3	112.0	114.6	117.3	112.0	114.6	117.3	112.0	114.6	117.3	
Deflator (P1985/100)	405.4	459.3	487.5	494.1	585.7	631.1	673.8	848.9	944.7	1,021.2	1,158.1	1,303.4	1,483.3	1,476.6	1,552.5	1,613.2	1,586.9	1,549.8	1,613.2	1,586.9	1,613.2	1,549.8	1,613.2	1,586.9	1,613.2	
Current price																										
(6) GDP/capita	4,866	4,998	5,134	5,274	5,417	5,585	5,716	5,871	6,031	6,195	6,363	6,537	6,714	6,897	7,103	7,298	7,499	7,704	7,913	8,127.4	8,127.4	7,913	8,127.4	8,127.4	7,913	
Population (in 1000)	194	206	182	197	179	179	166	194	197	182	184	187	181	186	178	178	178	178	179	179	178	179	179	178	179	
In 1000 GFA	224.7	248.49	235.25	209.00	201.00	235.80	287.40	336.25	417.37	479.60	378.05	322.75	267.00	302.95	289.40	256.45	259.00	275.33	294.78	294.78	259.00	275.33	294.78	294.78	259.00	
Official rate (FCFA/US\$)	866	827	827	870	978	795	576	578	472	376	481	569	699	630	627	724	687	645	607	607	645	607	607	645	607	
In US\$																										
(7) Energy consumption/capita	381.0	408.2	442.8	482.1	519.4	533.8	568.5	597.2	646.0	623.2	618.9	661.8	692.8	686.1	722.9	737.4	808.5	808.5	662.8	662.8	808.5	808.5	662.8	662.8	808.5	
Energy consumption (GWh)	78.3	81.7	86.2	91.4	95.9	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	
Energy consumo./capita (kWh)																										

Source : International Financial Statistics 1993 (IMF) and SOUS-DIRECTION LOGISTOLE MANAGEMENT & STRATEGIE SERVICES ETUDES ECONOMIQUES GENERALES MO/DM/SEEG/SD/LUS (August 1994 by SE/EE/C)

Data for year 1994 parenthesized ; current price

Table 5.1.1-2 Consumers and Population of SENEGAL

As of September 1988

Code	Name of region	Concession	Number of households	Men	Women	Total		
		(A)	(B)	(C)	(D)	(C) + (D) = (E)	(E) / (B)	(E) / (A)
01000	Region of Dakar	130.631	194.833	742.925	746.016	1.488.941	7.6	11.4
01100	Department of Dakar	61.971	95.666	342.435	338.497	680.932	7.1	11.0
01200	Department of Fikine	54.723	78.093	307.300	312.459	619.759	7.9	11.3
01300	Department of Rufisque	13.937	21.074	93.190	95.060	188.250	8.9	13.5
02000	Region of Ziguinchor	39.793	53.489	196.613	201.724	398.337	7.4	10.0
02100	Department of Bignona	16.835	23.173	90.503	94.304	184.807	8.0	11.0
02200	Department of Dossouye	4.799	6.421	18.697	18.401	37.098	5.8	7.7
02300	Department of Ziguinchor	18.159	23.895	87.413	89.019	176.432	7.4	9.7
03000	Region of Diourbel	57.195	66.213	290.666	328.579	619.245	9.4	10.8
03100	Department of Banbey	14.891	18.783	95.485	103.405	198.890	10.6	13.4
03200	Department of Diourbel	16.924	20.352	87.339	96.644	183.983	9.0	10.9
03300	Department of Mbacke	25.380	27.078	107.842	128.530	236.372	8.7	9.3
04000	Region of Saint-Louis	62.664	77.493	310.932	349.350	660.282	8.5	10.5
04100	Department of Dagana	27.677	32.576	139.635	146.244	285.879	8.8	10.3
04200	Department of Matam	18.982	25.536	100.469	119.211	219.680	8.6	11.6
04300	Department of Podor	16.005	19.381	70.828	83.895	154.723	8.0	9.7
05000	Region of Tambacounda	37.387	42.998	189.143	196.839	385.982	9.0	10.3
05100	Department of Bakel	9.181	11.310	55.094	60.534	115.628	10.2	12.6
05200	Department of Kedougou	8.386	9.072	33.949	37.176	71.125	7.8	8.5
05300	Department of Tambacounda	19.820	22.616	100.100	99.129	199.229	8.8	10.1
06000	Region of Kaolack	66.869	83.775	395.614	415.644	811.258	9.7	12.1
06100	Department of Kaffrine	27.652	33.235	161.267	165.294	326.561	9.8	11.8
06200	Department of Kaolack	25.513	33.251	142.268	155.200	297.468	8.9	11.7
06300	Department of Nooro du Rip	13.704	17.289	92.079	95.150	187.229	10.8	13.7
07000	Region of Thies	73.563	97.962	455.685	485.466	941.151	9.6	12.8
07100	Department of Mbour	20.063	30.852	176.623	186.929	363.552	11.8	18.1
07200	Department of Thies	28.724	37.129	136.842	145.918	282.760	7.6	9.8
07300	Department of Tivaouane	24.776	29.981	142.220	152.619	294.839	9.8	11.9
08000	Region of Louga	47.313	52.559	232.001	258.076	490.077	9.3	10.4
08100	Department of Kebemer	15.879	17.056	76.409	85.578	161.987	9.5	10.2
08200	Department of Linguere	13.489	15.347	64.228	68.542	132.770	8.7	9.8
08300	Department of Louga	17.945	20.156	91.364	103.956	195.320	9.7	10.9
09000	Region of Fatick	41.188	55.041	248.393	261.310	509.703	9.3	12.4
09100	Department of Fatick	16.345	23.622	111.269	109.297	220.566	9.3	13.5
09200	Department of Foundiougne	9.336	13.733	80.679	89.509	170.188	12.4	18.2
09300	Department of Gossas	15.507	17.686	56.445	62.504	118.949	6.7	7.7
10000	Region of Kolda	45.755	60.121	291.628	300.205	591.833	9.8	12.9
10100	Department of Kolda	15.692	18.730	91.561	92.155	183.716	9.8	11.7
10200	Department of Sedhiou	18.612	27.119	137.170	144.434	281.604	10.4	15.1
10300	Department of Velingara	11.451	14.272	62.897	63.616	126.513	8.9	11.0
Total of Regions		602.358	784.484	3.353.600	3.543.209	6.896.809	8.8	11.4

Source : February 1995 by SENELEC

Table 5.1.2-1 Annual Mean Growth Rate of GDP, Population and Consumption

No	Year	GDP		Population		Consumption (RGI)		Elasticity value (B)/(A)
		Prices in 1985 (BCEFA)	Growth rate (%) (A)	Whole country (1000)	Growth rate (%)	Consumption (G%h)	Growth rate (%) (B)	
1	1975	945.1	-	4,866	-	377.4	-	-
2	1976	1,027.5	8.7	4,998	2.7	403.9	7.0	0.803
3	1977	999.0	-2.8	5,134	2.7	438.1	8.5	-3.052
4	1978	959.4	-4.0	5,274	2.7	476.3	8.7	-2.203
5	1979	1,064.9	11.0	5,417	2.7	512.6	7.6	0.694
6	1980	998.6	-6.2	5,565	2.7	526.1	2.6	-0.422
7	1981	946.3	-5.2	5,716	2.7	560.6	6.6	-1.254
8	1982	1,141.0	20.6	5,871	2.7	520.5	-7.2	-0.348
9	1983	1,188.3	4.1	6,031	2.7	585.8	12.5	3.026
10	1984	1,116.1	-6.1	6,195	2.7	626.6	7.0	-1.143
11	1985	1,158.1	3.8	6,363	2.7	601.6	-4.0	-1.059
12	1986	1,201.3	3.7	6,537	2.7	597.8	-0.6	-0.168
13	1987	1,253.3	4.3	6,714	2.7	635.8	6.4	1.469
14	1988	1,316.1	5.0	6,897	2.7	665.5	4.7	0.930
15	1989	1,288.5	-2.1	7,103	3.0	641.5	-3.6	1.716
16	1990	1,354.8	5.1	7,298	2.8	685.4	6.9	1.331
17	1991	1,334.9	-1.5	7,499	2.7	706.4	3.1	-2.082
18	1992	1,368.3	2.5	7,704	2.7	770.0	9.0	3.600
19	1993	1,416.9	3.6	7,913	2.7	765.4	-0.6	-0.168

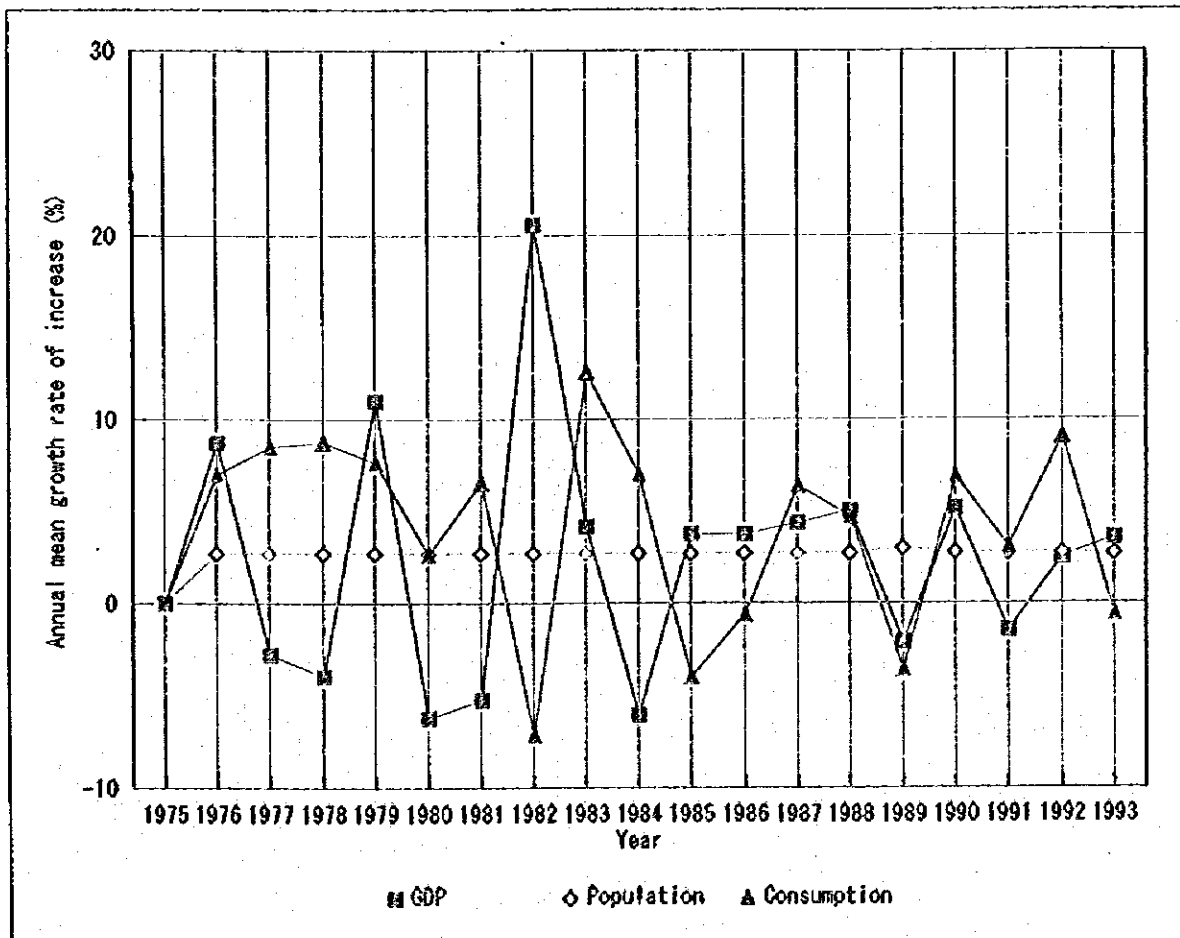




Table 5.1.2-2 Demand Relationship

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Consumption (GWh)	377.4	403.9	438.1	476.3	512.6	526.1	560.6	520.5	585.8	626.6
% to 1975 value	-	7.0	16.1	26.2	35.8	39.4	48.5	37.9	55.2	66.0
GDP (1985 price)	945	1,028	999	959	1,065	999	946	1,141	1,188	1,116
% to 1975 value	-	8.7	5.7	1.5	12.7	5.7	0.1	20.7	25.7	18.1
Population (x1000)	4,866	4,998	5,134	5,274	5,417	5,565	5,716	5,871	6,031	6,195
% to 1975 value	-	2.7	5.5	8.4	11.3	14.4	17.5	20.7	23.9	27.3

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Consumption (GWh)	601.6	597.8	635.8	665.5	641.5	685.4	706.4	770.0	765.4
% to 1975 value	59.4	58.4	68.5	76.3	70.0	81.6	87.2	104.0	102.8
GDP (1985 price)	1,158	1,201	1,253	1,316	1,289	1,355	1,335	1,368	1,417
% to 1975 value	22.5	27.1	32.6	39.3	36.3	43.3	41.2	44.8	49.9
Population (x1000)	6,363	6,537	6,714	6,897	7,103	7,298	7,499	7,704	7,913
% to 1975 value	30.8	34.3	38.0	41.7	46.0	50.0	54.1	58.3	62.6

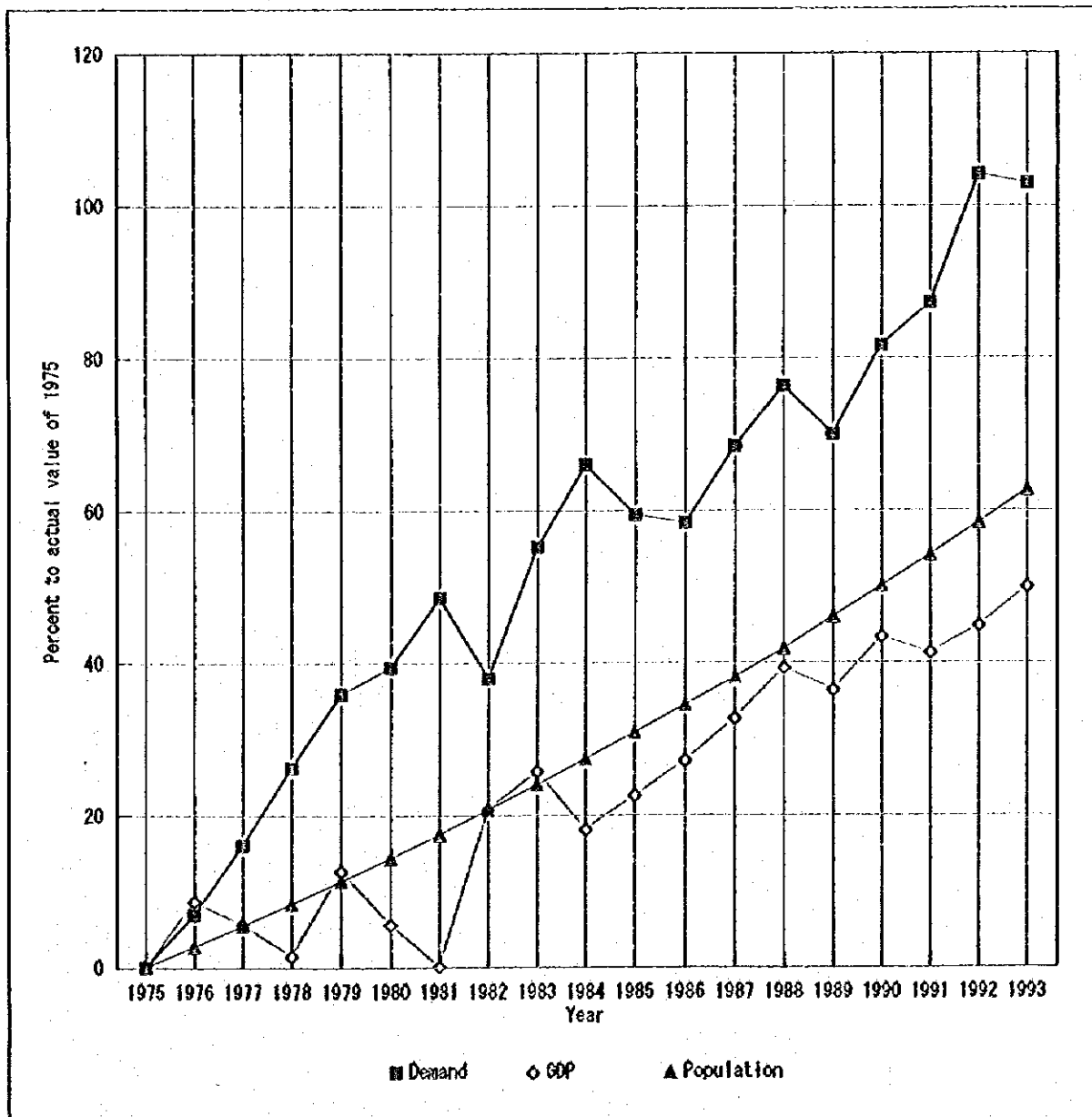




Table 5.1.3 Forecast of Economic Growth

(GFCFA - 1985 constant prices)

Year	Low scenario					Base scenario					High scenario				
	Primary industry	Secondary industry	Tertiary industry	Non-trade services	Total	Primary industry	Secondary industry	Tertiary industry	Non-trade services	Total	Primary industry	Secondary industry	Tertiary industry	Non-trade services	Total
	1979	251.8	159.3	494.2	159.6	1,064.9	277.6	267.4	753.9	160.7	1,459.7	281.4	269.1	759.5	161.6
1980	188.3	153.3	468.8	188.1	998.6	286.4	279.3	776.5	162.1	1,504.2	294.1	282.8	788.2	163.7	1,528.7
1981	168.8	149.7	449.9	177.9	946.3	295.7	291.7	799.8	163.4	1,550.6	307.6	297.3	817.9	165.9	1,588.6
1982	247.7	171.2	531.6	190.5	1,141.0	305.7	304.7	823.8	164.7	1,598.9	322.0	312.5	848.7	168.0	1,651.2
1983	255.5	180.9	553.1	195.8	1,188.3	316.4	318.2	848.5	166.1	1,649.2	337.3	328.4	880.7	170.3	1,716.8
1984	188.9	190.2	550.1	187.0	1,116.1	327.8	332.4	874.0	167.5	1,701.6	353.7	345.2	913.9	172.5	1,785.4
1985	217.1	205.0	560.5	175.5	1,158.1	346.7	348.9	901.7	169.0	1,766.2	377.2	364.8	955.7	175.0	1,872.6
1986	267.9	209.8	578.6	145.0	1,201.3	366.8	366.3	930.2	170.6	1,833.9	402.4	385.4	999.3	177.5	1,964.6
1987	271.5	223.8	605.3	152.6	1,253.3	388.3	384.5	959.7	172.2	1,904.7	429.6	407.1	1,045.0	180.1	2,061.8
1988	295.5	242.3	626.2	152.2	1,316.1	411.3	403.6	990.1	173.8	1,978.9	458.8	430.2	1,092.7	182.7	2,164.4
1989	249.4	242.1	641.4	155.7	1,288.5	435.9	423.7	1,021.5	175.5	2,056.5	490.3	454.5	1,142.7	185.3	2,272.8
1990	268.8	253.6	675.7	156.7	1,354.8	462.2	444.8	1,053.9	177.2	2,138.0	524.2	480.2	1,194.9	188.0	2,387.4
1991	258.1	239.8	681.0	156.1	1,334.9	490.3	466.9	1,087.3	178.9	2,223.3	560.8	507.3	1,249.5	190.8	2,508.5
1992	270.4	244.3	699.1	154.5	1,368.3	520.3	490.1	1,121.7	180.7	2,312.8	600.1	536.0	1,306.7	193.7	2,636.5
1993	269.5	256.0	732.0	159.5	1,416.9	552.5	514.5	1,157.3	182.5	2,406.7	642.6	566.3	1,366.5	196.6	2,772.0
1994	274.9	263.5	749.5	160.1	1,448.0	586.8	540.1	1,194.0	184.3	2,505.3	688.3	598.4	1,429.0	199.5	2,915.3
1995	280.5	271.3	767.5	160.7	1,480.0	623.7	567.0	1,231.9	186.2	2,608.7	737.7	622.2	1,494.5	202.5	3,066.9
1996	286.4	279.3	785.9	161.3	1,512.9	659.9	601.7	1,270.6	188.1	2,715.5	797.1	681.7	1,574.6	206.1	3,233.3
1997	292.6	287.6	804.8	161.8	1,546.9	699.1	638.3	1,311.1	189.9	2,830.0	868.3	750.1	1,668.8	210.1	3,413.2
1998	299.2	296.2	824.1	162.4	1,581.9	747.6	676.6	1,353.5	191.8	2,955.4	958.8	818.9	1,774.7	214.7	3,610.0
1999	306.0	305.0	843.9	163.0	1,617.9	797.6	716.8	1,397.3	193.7	3,092.6	1,061.1	888.2	1,891.0	219.7	3,823.5
2000	315.7	313.5	867.0	163.8	1,659.9	850.1	758.9	1,442.0	195.7	3,247.7	1,176.6	970.1	2,021.7	225.4	4,074.7
2001	325.7	322.2	890.7	164.5	1,703.1	907.6	808.3	1,491.1	197.6	3,412.6	1,297.1	1,071.7	2,178.0	231.9	4,343.6
2002	336.1	331.2	915.1	165.3	1,747.6	968.3	859.1	1,541.5	199.5	3,588.4	1,434.6	1,187.7	2,351.3	239.4	4,639.4
2003	346.8	340.4	940.2	166.0	1,793.5	1,031.1	916.6	1,594.1	201.4	3,780.6	1,594.1	1,311.1	2,555.4	247.8	4,949.9
2004	357.9	349.9	966.1	166.8	1,840.7	1,104.7	976.1	1,648.5	203.3	3,987.0	1,768.3	1,447.7	2,780.7	256.8	5,284.7
2005	369.5	359.7	992.7	167.5	1,889.4	1,184.4	1,053.9	1,708.3	205.2	4,200.0	1,968.3	1,597.7	2,996.0	266.1	5,639.0
2006	381.4	369.8	1,020.0	168.3	1,939.5	1,270.6	1,131.1	1,770.6	207.1	4,422.6	2,184.6	1,768.3	3,231.3	276.1	6,000.0
2007	393.7	380.2	1,048.2	169.1	1,991.1	1,364.6	1,211.7	1,833.5	208.9	4,655.4	2,426.1	1,957.7	3,484.0	286.6	6,384.3
2008	406.5	390.8	1,077.1	169.9	2,044.3	1,461.1	1,255.5	1,897.3	210.7	4,900.0	2,688.3	2,168.3	3,757.7	297.1	6,793.3
2009	419.8	401.8	1,106.9	170.7	2,099.1	1,568.8	1,347.6	1,964.6	212.5	5,160.0	2,971.1	2,401.1	4,049.0	308.1	7,198.8
2010	433.5	413.1	1,137.5	171.5	2,155.6	1,676.1	1,442.0	2,033.5	214.3	5,427.6	3,268.3	2,650.1	4,344.0	319.4	7,619.4



Table 5.1.5-1 Energy Demand and Peak Load Forecast  
RGI:Low Scenario

No	Year	Energy demand requirements (GWh)					Required (1)-(5)	GDP (BPEFA)	Population (in 1000)	Loss rate (%)	Rate of aux. use (%)	Energy generation (GWh)		Load factor (%)	Peak load (MW)	
		Actual (1)	Forecasted (2)	TAIBA (3)	SAED (4)	CAYOR (5)						Energy sending end	generating end		Actual	Forecasted
1	1975	377.4				377.4	945.1	4,866			435.4		72.2		76.0	
2	1976	403.9				403.9	1,027.5	4,998			469.3		68.4		72.0	
3	1977	438.1				438.1	999.0	5,134			521.2		81.2		85.5	
4	1978	476.3				476.3	959.4	5,274			573.4		88.8		93.5	
5	1979	512.6				512.6	1,064.9	5,417			627.7		99.0		104.2	
6	1980	526.1				526.1	1,030.0	5,565			627.4		97.6		102.7	
7	1981	560.6				560.6	1,130.0	5,716			663.3		105.3		110.8	
8	1982	560.6				560.6	1,141.0	5,871			621.9		98.7		103.9	
9	1983	585.8				585.8	1,188.3	6,031			695.2		108.9		114.6	
10	1984	626.6				626.6	1,116.1	6,195			743.1		117.6		123.8	
11	1985	601.6				601.6	1,158.1	6,363			730.6		117.1		123.3	
12	1986	597.8				597.8	1,201.3	6,537			725.7		118.7		124.9	
13	1987	635.8				635.8	1,253.3	6,714			785.1		122.7		129.2	
14	1988	665.5				665.5	1,316.1	6,897			829.9		130.3		137.2	
15	1989	641.5				641.5	1,288.5	7,103			802.6		134.6		141.7	
16	1990	685.4				685.4	1,354.8	7,298			851.5		131.3		138.2	
17	1991	706.4				706.4	1,334.9	7,499			877.4		145.5		153.2	
18	1992	770.0				770.0	1,368.3	7,704			944.0		151.3		159.3	
19	1993	765.4				765.4	1,416.9	7,913			947.9		148.4		156.2	
20	1994	830.77	856.8			856.8	1,448.0	8,109		13.4	1,050.5		182.4		192.0	
21	1995		879.7			879.7	1,480.0	8,310		6.6	990.5		187.3		197.1	
22	1996		903.2			903.2	1,512.9	8,517		6.6	1,017.0		190.7		200.8	
23	1997		927.3			927.3	1,546.9	8,728		6.5	1,044.2		197.0		207.3	
24	1998		952.1			952.1	1,581.9	8,944		6.5	1,078.3		202.2		212.8	
25	1999		977.4			977.4	1,617.9	9,166		6.5	1,107.0		205.9		216.8	
26	2000		1,003.4	(19.9)		1,003.4	1,659.9	9,393		6.0	1,136.5		211.4		222.5	
27	2001		1,030.1	(19.9)		1,030.1	1,703.1	9,626		6.0	1,166.8		218.3		229.8	
28	2002		1,057.4	(-126.8)	(106.945)	1,057.4	1,747.6	9,865		6.0	1,204.8		222.3		234.0	
29	2003		1,085.4	(-126.8)	(106.945)	1,085.4	1,793.5	10,110		6.0	1,236.7		228.2		240.2	
30	2004		1,114.2	(-126.8)	(106.945)	1,114.2	1,840.7	10,360		6.0	1,269.5		235.5		248.0	
31	2005		1,143.6	(-126.8)	(81.395)	1,143.6	1,889.4	10,617		5.5	1,304.4		240.0		252.6	
32	2006		1,173.8	(-126.8)	(81.395)	1,173.8	1,939.5	10,881		5.5	1,345.4		246.3		259.3	
33	2007		1,204.7	(-126.8)	(81.395)	1,204.7	1,991.1	11,150		5.5	1,380.9		254.3		267.7	
34	2008		1,236.4	(-126.8)	(81.395)	1,236.4	2,044.3	11,427		5.5	1,425.6		259.0		272.6	
35	2009		1,268.8	(-126.8)	(81.395)	1,268.8	2,099.1	11,710		5.5	1,463.2		265.8		279.7	
36	2010		1,302.4	(-126.8)	(81.395)	1,302.4	2,155.6	12,003		5.0	1,501.6		272.3		286.6	
										6.0	1,550.5		285.6		271.9	

Peak load actual (1975-1993) & peak load generated (1994-2010) : calculated as rate of auxiliary kWh use = 5%  
Annual average rate of increase of energy demand : actual (1985-1993) = 3.5%, forecasted (1993-2010) = 3.2%

Table 5.1.5-2 Energy Demand and Peak Load Forecast  
RGI: Base Scenario

No	Year	Energy demand requirements (GWh)					Population (in 1000)	Less rate (%)	Rate of aux. use (%)	Energy generation (GWh)		Load factor (%)	Peak load (MW)	
		Actual (1)	Forecasted (2)	TAIBA (3)	SAED (4)	CAVOR (5)				Required (1)-(5)	Actual		Forecasted	Generation
1	1975	377.4				4,866				485.4		72.2	76.0	
2	1976	403.9				4,998				469.3		68.4	72.0	
3	1977	438.1				5,134				521.2		81.2	85.5	
4	1978	476.3				5,274				573.4		88.8	93.5	
5	1979	512.6				5,417				627.7		99.0	104.2	
6	1980	526.1				5,565				627.4		97.6	102.7	
7	1981	560.6				5,716				663.3		105.3	110.8	
8	1982	560.6				5,871				621.9		98.7	103.9	
9	1983	585.8				6,031				685.2		108.9	114.6	
10	1984	626.6				6,195				743.1		117.6	123.8	
11	1985	601.6				6,363				730.6		117.1	123.3	
12	1986	597.8				6,537				725.7		118.7	124.9	
13	1987	635.8				6,714				785.1		122.7	129.2	
14	1988	665.5				6,897				829.9		130.3	137.2	
15	1989	641.5				7,103				832.6		134.6	141.7	
16	1990	685.4				7,298				851.5		138.2	138.2	
17	1991	706.4				7,499				871.4		145.5	153.2	
18	1992	770.0				7,704				944.0		151.3	159.3	
19	1993	765.4				7,913				947.9		148.4	156.2	
20	1994	859.4	859.4			8,131		6.7		993.5	68.0	182.9	192.6	
21	1995	885.1	885.1			8,356		6.6		1,023.3	62.0	188.4	198.3	
22	1996	911.6	911.6			8,587		6.5		1,053.9	62.5	192.5	202.6	
23	1997	938.8	938.8			8,824		6.5		1,091.6	62.5	199.4	209.9	
24	1998	966.8	966.8			9,067		6.5		1,124.1	62.5	205.3	216.1	
25	1999	995.5	995.5			9,317		6.5		1,157.5	63.0	209.7	220.8	
26	2000	1,025.2	1,025.2		19.9	9,574		6.0		1,215.2	63.0	220.2	231.8	
27	2001	1,055.7	1,055.7		19.9	9,839		6.0		1,258.0	63.0	227.9	239.9	
28	2002	1,087.1	1,087.1	(-139.48)	23.0	10,110		6.0		1,423.4	63.5	255.9	269.4	
29	2003	1,119.3	1,119.3	(-139.48)	23.0	10,389		6.0		1,461.1	63.5	262.7	276.5	
30	2004	1,152.5	1,152.5	(-139.48)	23.0	10,676		6.0		1,508.8	63.5	271.2	285.5	
31	2005	1,186.6	1,186.6	(-139.48)	25.7	10,971		5.5		1,522.0	64.0	271.5	285.8	
32	2006	1,221.7	1,221.7	(-139.48)	25.7	11,274		5.5		1,563.3	64.0	278.8	293.5	
33	2007	1,257.8	1,257.8	(-139.48)	25.7	11,585		5.5		1,615.2	64.0	288.1	303.3	
34	2008	1,294.9	1,294.9	(-139.48)	25.7	11,904		5.5		1,659.1	64.5	293.6	309.1	
35	2009	1,333.0	1,333.0	(-139.48)	25.7	12,233		5.5		1,704.3	64.5	301.6	317.5	
36	2010	1,372.3	1,372.3	(-139.48)	30.9	12,571		5.0		1,767.3	65.0	310.4	326.7	

Peak load actual (1975-1993) & peak load generated (1994-2010) : calculated as rate of auxiliary kW use = 5%  
Annual average rate of increase of energy demand : actual (1986-1993) = 3.59%, forecasted (1993-2010) = 4.02%

Table 5.1.5-3 Energy Demand and Peak Load Forecast  
RGI: High Scenario

No	Year	Energy demand requirements (GWh)					GDP (BCEA) (in 1999)	Population (in 1999)	Loss rate (%)	Rate of aux. use (%)	Energy generation (GWh)		Load factor (%)	Peak load (MW)	
		Actual (1)	Forecasted (2)	Ta/BA (3)	SAED (4)	CAYOR (5)					Required (1)-(5)	Actual sending end		generating end	Actual
1	1975	377.4				377.4	4,866				435.4		72.2	76.0	
2	1976	403.9				403.9	4,998				469.3		68.4	72.0	
3	1977	438.1				438.1	5,134				521.2		81.2	85.5	
4	1978	476.3				476.3	5,274				573.4		88.8	93.5	
5	1979	512.6				512.6	5,417				627.7		99.0	104.2	
6	1980	526.1				526.1	5,565				627.4		97.6	102.7	
7	1981	560.6				560.6	5,716				663.3		105.3	110.8	
8	1982	560.6				560.6	5,871				671.9		103.9	103.9	
9	1983	585.8				585.8	6,031				695.2		108.9	114.6	
10	1984	626.6				626.6	6,195				743.1		117.6	123.8	
11	1985	601.6				601.6	6,363				730.6		117.1	123.3	
12	1986	597.8				597.8	6,537				725.7		118.7	124.9	
13	1987	635.8				635.8	6,714				785.1		122.7	129.2	
14	1988	665.5				665.5	6,897				829.9		130.3	137.2	
15	1989	641.5				641.5	7,103				832.6		134.6	141.7	
16	1990	685.4				685.4	7,298				851.5		131.3	138.2	
17	1991	705.4				705.4	7,499				877.4		145.5	153.2	
18	1992	770.0				770.0	7,704				944.0		151.3	159.3	
19	1993	765.4				765.4	7,913	13.4	6.7	68.0	947.9	68.0	148.4	156.2	
20	1994	862.1	862.1			862.1	8,154	13.5	6.6	82.0	996.6	82.0	183.5	193.2 (162.4)	
21	1995	890.6	890.6			890.6	8,402	13.5	6.6	82.0	1,029.6	82.0	189.6	199.5	
22	1996	920.0	920.0			920.0	8,657	13.5	6.5	82.5	1,063.6	82.5	194.3	204.5	
23	1997	950.3	950.3			950.3	8,920	14.0	6.5	82.5	1,105.0	82.5	201.8	212.5	
24	1998	981.6	981.6			981.6	9,191	14.0	6.5	82.5	1,141.4	82.5	208.5	219.4	
25	1999	1,013.8	1,013.8			1,013.8	9,471	14.0	6.5	83.0	1,178.9	83.0	213.6	224.9	
26	2000	1,047.3	1,047.3	19.9	19.9	1,067.2	9,759	14.0	6.0	83.0	1,240.9	83.0	224.8	236.7	
27	2001	1,081.8	1,081.8	19.9	19.9	1,101.7	10,055	14.5	6.0	83.0	1,288.5	83.0	233.5	245.8	
28	2002	1,117.3	1,117.3	(-139.48)	23.0	1,247.3	10,361	14.5	6.0	83.5	1,458.8	83.5	262.3	276.1	
29	2003	1,154.0	1,154.0	(-139.48)	23.0	1,284.0	10,676	14.5	6.0	83.5	1,501.7	83.5	270.0	284.2	
30	2004	1,191.9	1,191.9	(-139.48)	23.0	1,321.8	11,000	15.0	6.0	83.5	1,555.1	83.5	279.6	294.3	
31	2005	1,230.9	1,230.9	(-139.48)	25.7	1,368.0	11,335	15.0	5.5	84.0	1,574.1	84.0	280.8	295.5	
32	2006	1,271.1	1,271.1	(-139.48)	25.7	1,378.2	11,679	15.0	5.5	84.0	1,621.5	84.0	289.2	304.4	
33	2007	1,312.7	1,312.7	(-139.48)	25.7	1,419.8	12,034	15.5	5.5	84.0	1,680.2	84.0	299.7	315.5	
34	2008	1,355.5	1,355.5	(-139.48)	25.7	1,462.6	12,400	15.5	5.5	84.5	1,730.9	84.5	305.3	322.5	
35	2009	1,399.7	1,399.7	(-139.48)	25.7	1,505.8	12,777	15.5	5.5	84.5	1,783.2	84.5	315.6	332.2	
36	2010	1,443.3	1,443.3	(-139.48)	30.9	1,555.6	13,148	16.0	5.0	85.0	1,851.9	85.0	325.2	342.4	

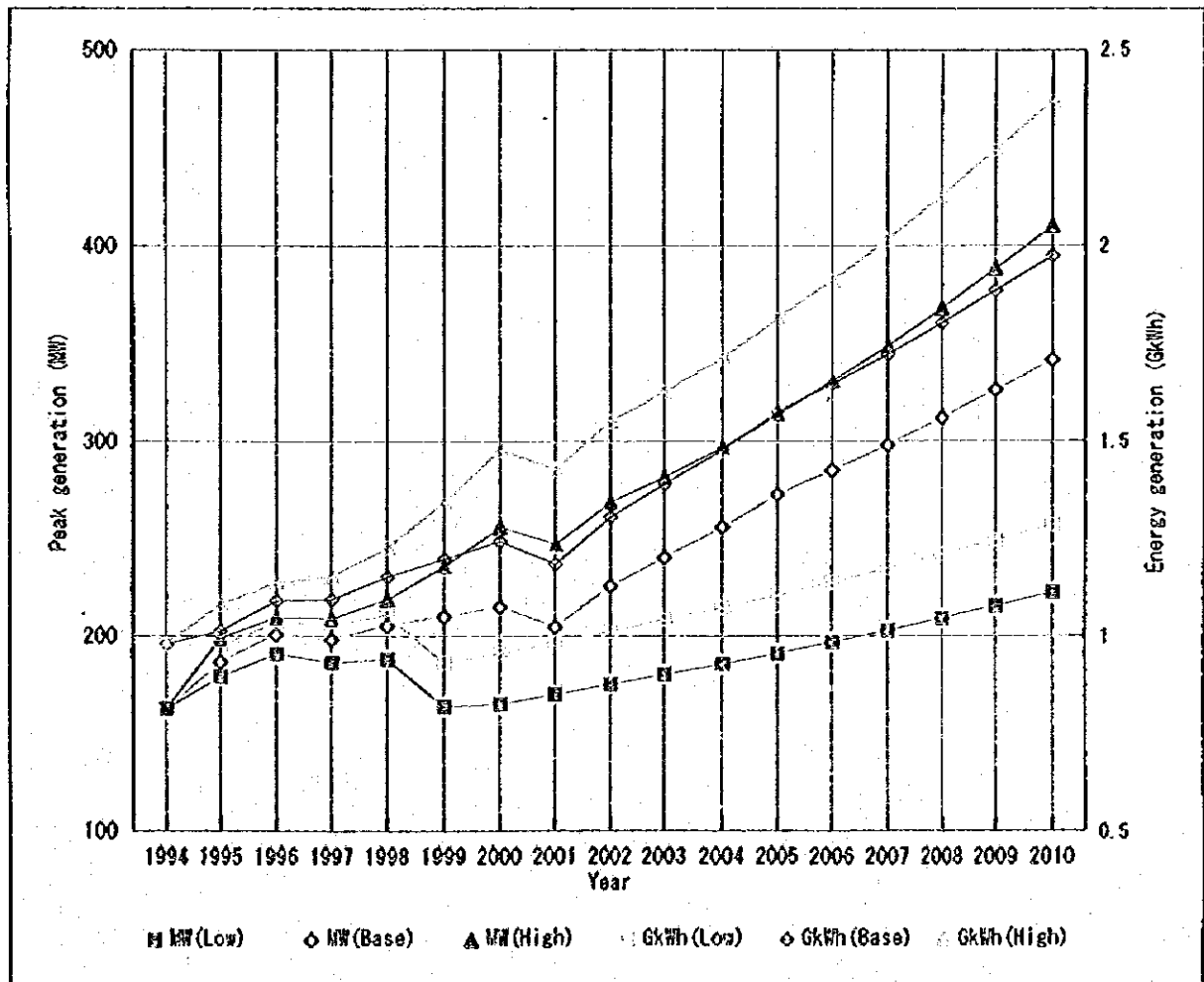
Peak load actual (1975-1993) & peak load generated (1994-2010) : calculated as rate of auxiliary kW use = 5%  
Annual average rate of increase of energy demand : actual (1985-1993) = 3.5%, forecasted (1993-2010) = 4.36%

Table 5.1.5-4 Load Forecast by SENELEC (Revised)

RGI

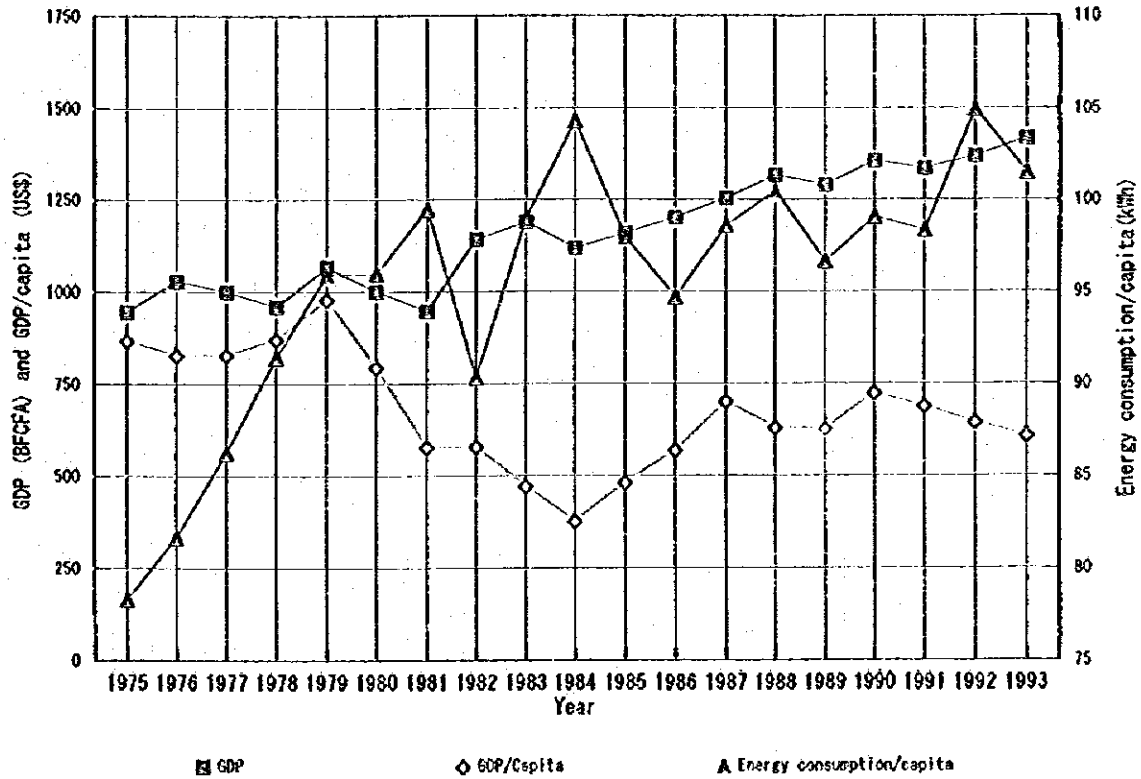
Year	Low scenario			Base scenario			High scenario		
	Energy demand GWh	Generation		Energy demand GWh	Generation		Energy demand GWh	Generation	
		Peak MW	Energy GWh		Peak MW	Energy GWh		Peak MW	Energy GWh
1994	825.53	162.40	978.19	825.53	162.40	978.19	825.53	162.40	978.19
1995	797.52	179.07	972.58	829.91	186.35	1,012.09	885.23	198.77	1,079.55
1996	849.10	190.65	1,035.48	893.51	200.63	1,089.65	931.75	209.21	1,136.28
1997	872.85	186.07	1,026.88	929.39	198.12	1,093.40	978.62	208.62	1,151.32
1998	894.62	187.73	1,052.50	978.73	205.38	1,151.45	1,041.15	218.48	1,224.88
1999	791.79	163.60	931.52	1,016.40	210.00	1,195.76	1,141.16	235.78	1,342.54
2000	811.64	165.16	954.87	1,055.90	214.86	1,242.24	1,255.88	255.55	1,477.51
2001	835.38	169.99	982.80	1,006.30	204.77	1,183.88	1,212.59	246.74	1,426.57
2002	859.90	174.98	1,011.65	1,108.46	225.56	1,304.08	1,318.53	268.30	1,551.21
2003	885.07	180.10	1,041.26	1,179.71	240.05	1,387.90	1,382.48	281.31	1,626.44
2004	911.05	185.39	1,071.83	1,256.14	255.61	1,477.81	1,456.69	296.41	1,713.75
2005	937.87	190.84	1,103.38	1,338.14	272.29	1,574.28	1,541.41	313.65	1,813.42
2006	966.44	196.66	1,136.99	1,399.54	284.78	1,646.51	1,625.58	330.78	1,912.44
2007	995.97	202.67	1,171.73	1,464.12	297.93	1,722.49	1,714.64	348.90	2,017.22
2008	1,026.50	208.88	1,207.64	1,532.07	311.75	1,802.43	1,808.90	368.08	2,128.11
2009	1,058.05	215.30	1,244.76	1,603.56	326.30	1,886.55	1,908.65	388.38	2,245.47
2010	1,090.66	221.93	1,283.13	1,678.81	341.61	1,975.07	2,014.22	409.86	2,369.67

Note : energy demand of year 1994 = actual result

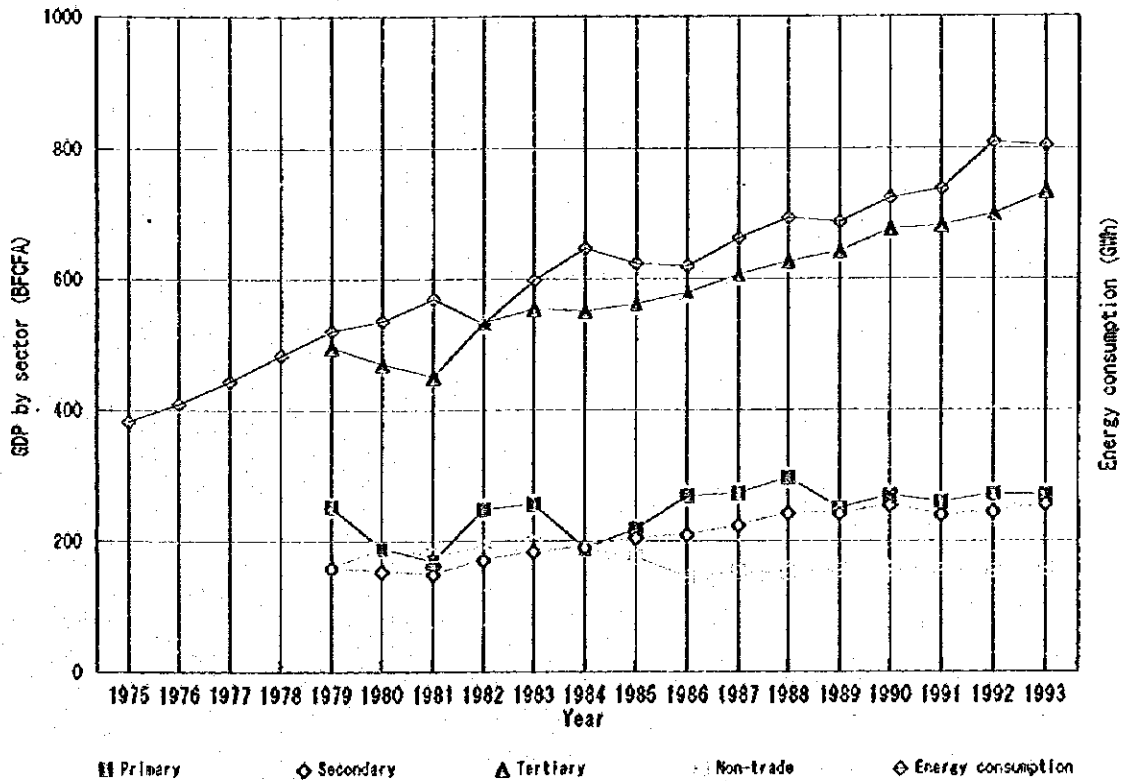




Graph 5.1.1-1(1) GDP, GDP/Capita and Energy/Capita

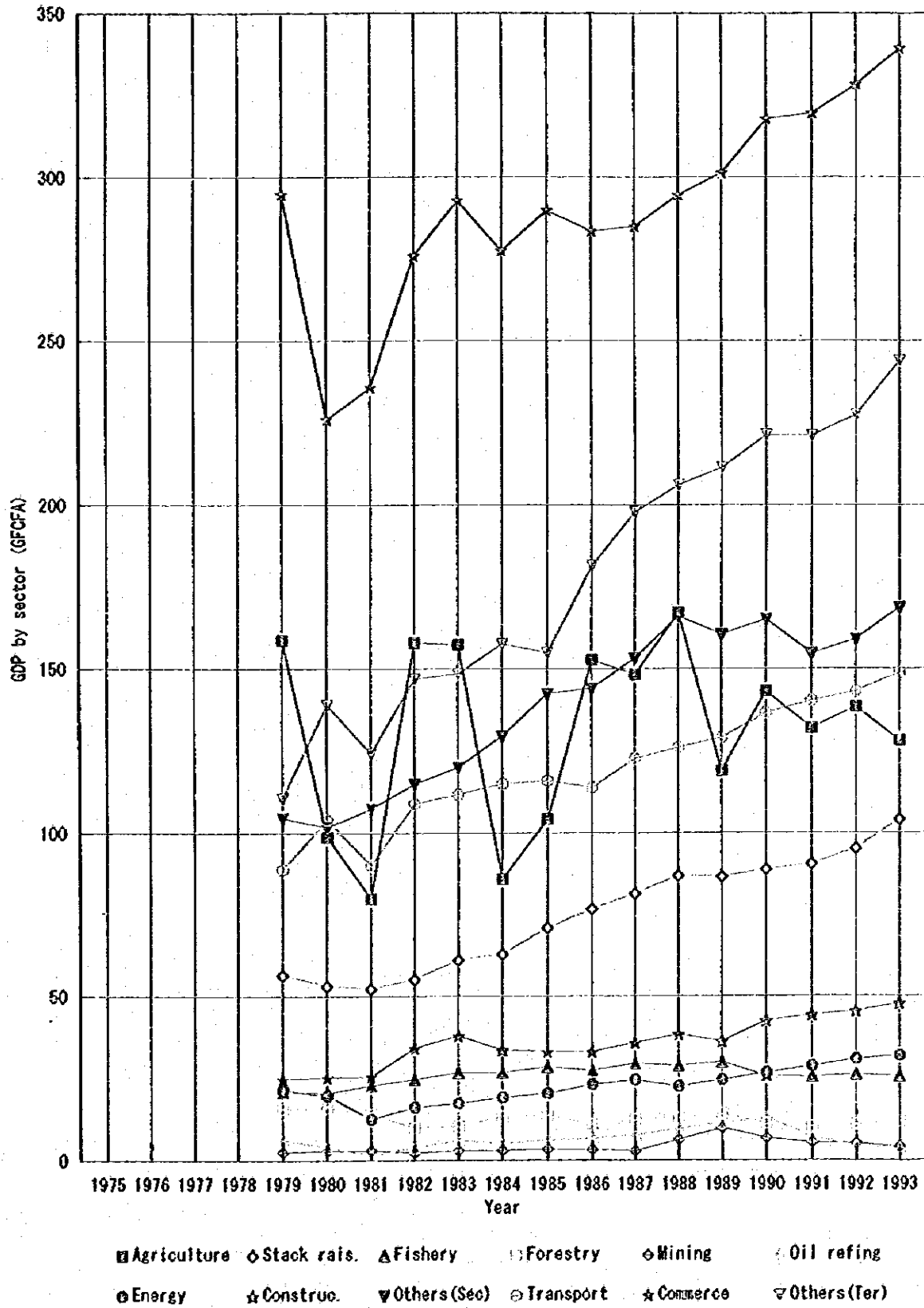


Graph 5.1.1-1(2) GDP by Sector (1)





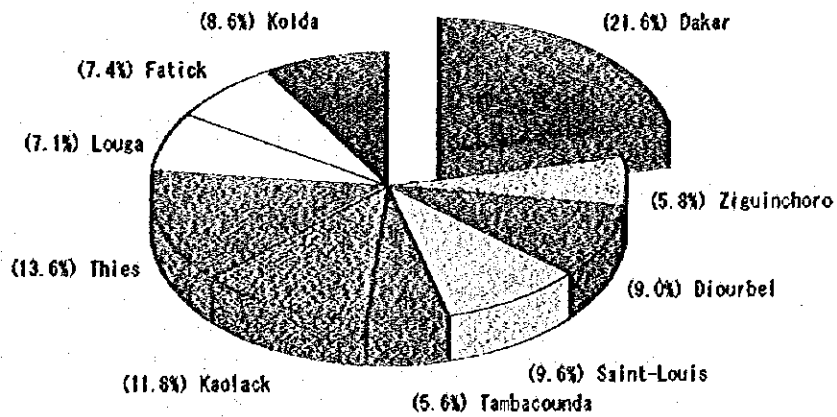
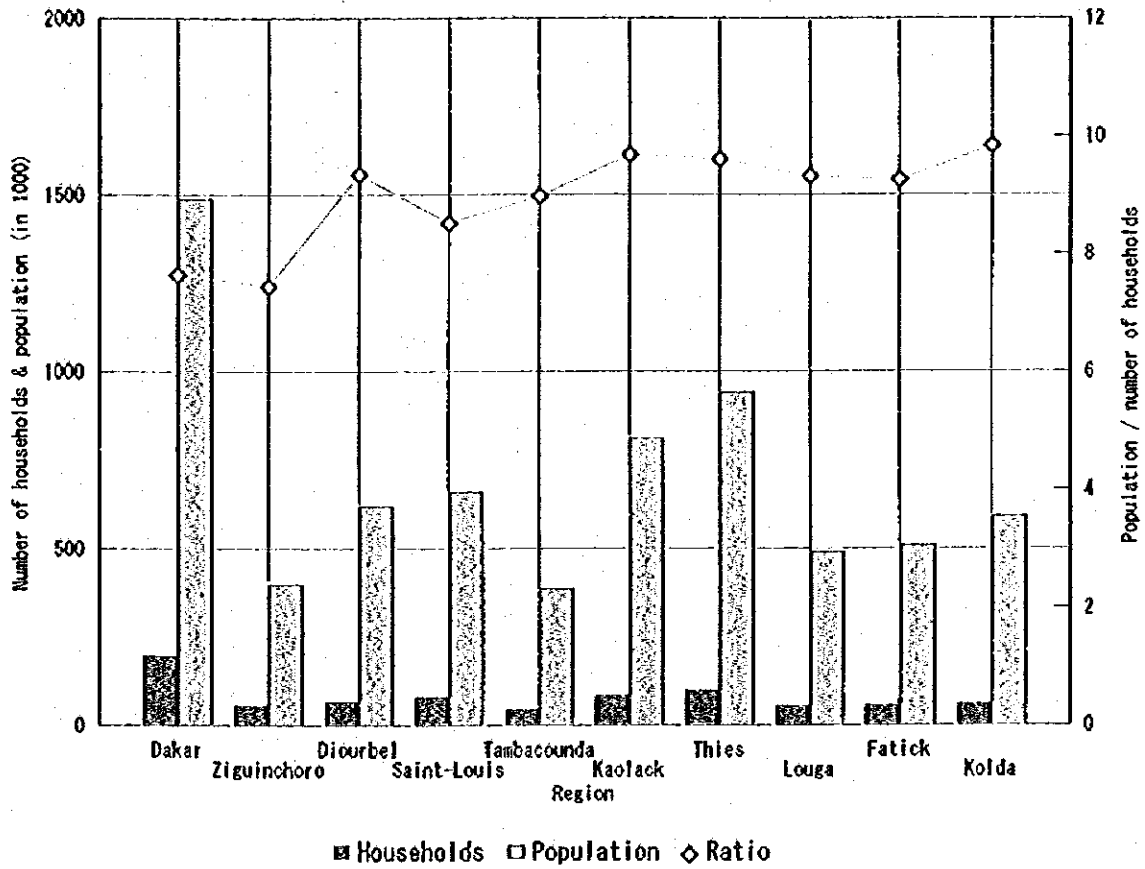
Graph 5.1.1-1(3) GDP by Sector (2)





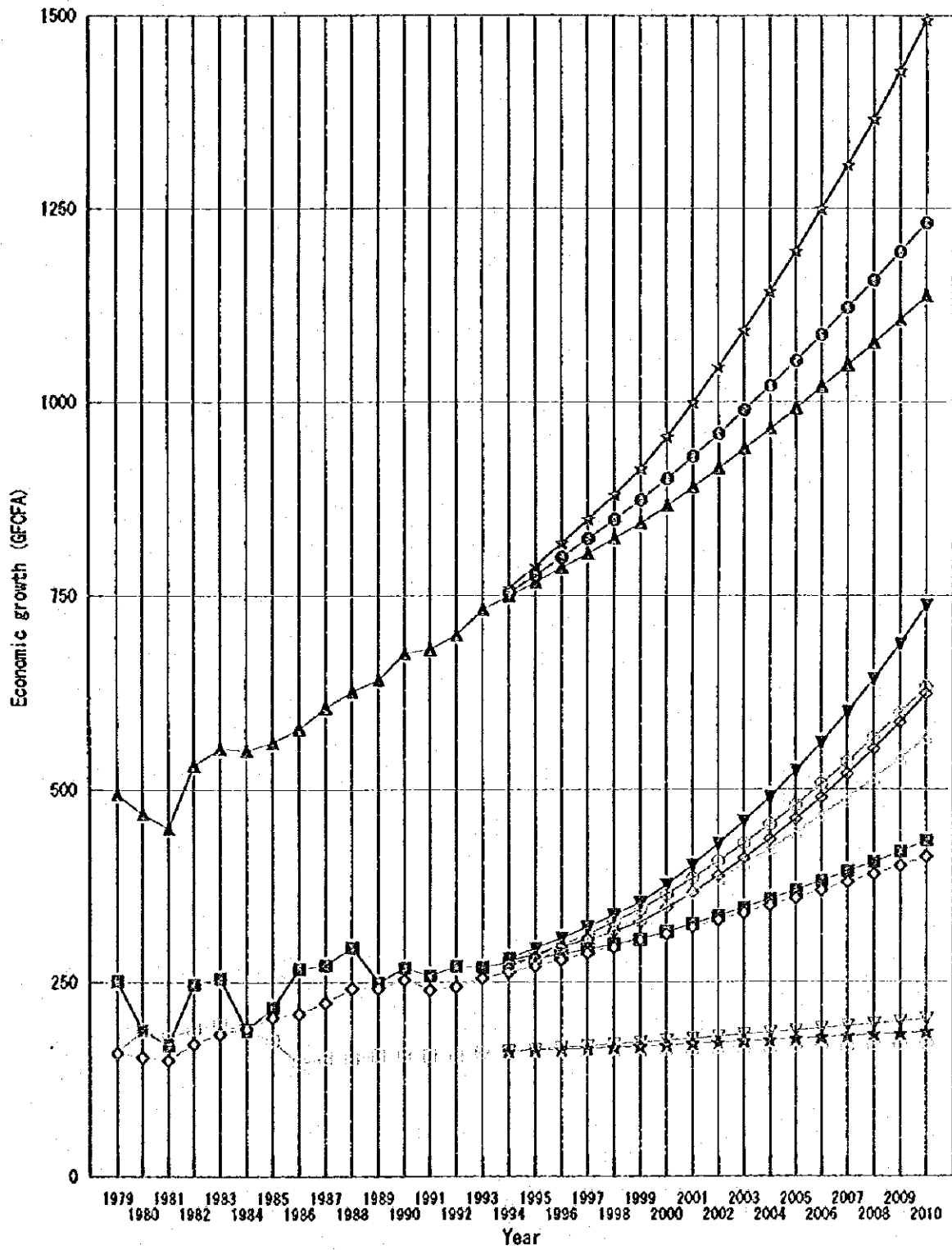


Graph 5.1.1-2 Population of SENEGAL  
September 1988





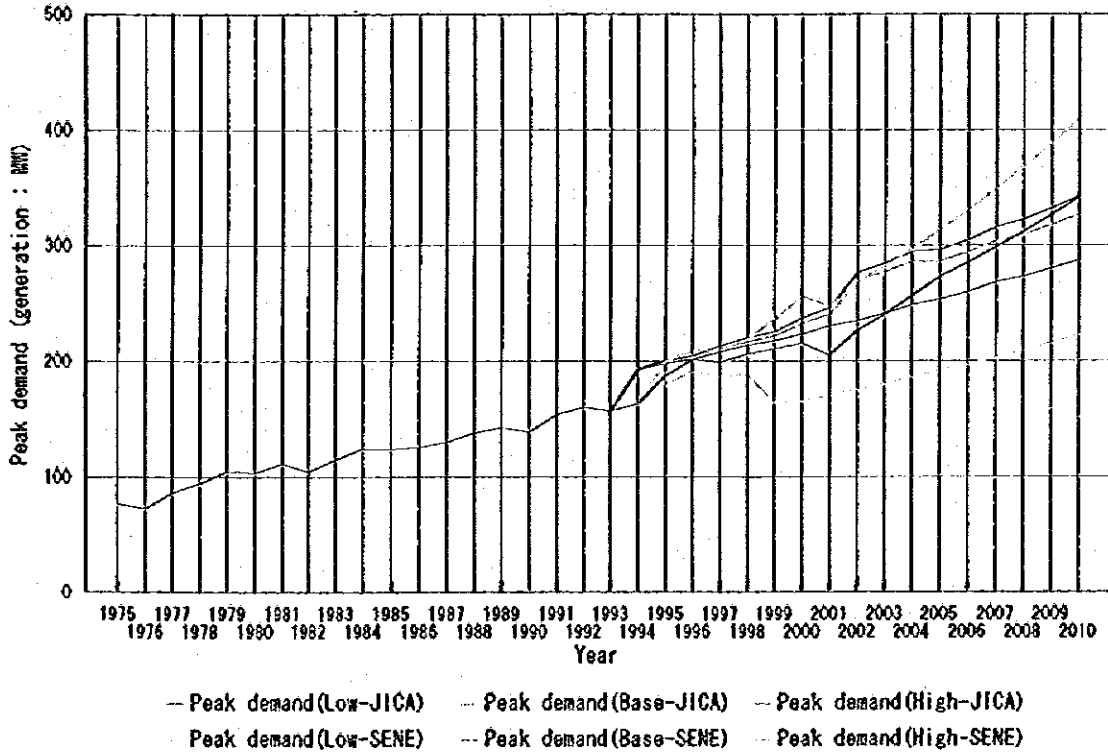
Graph 5.1.3 Forecast of Economic Growth



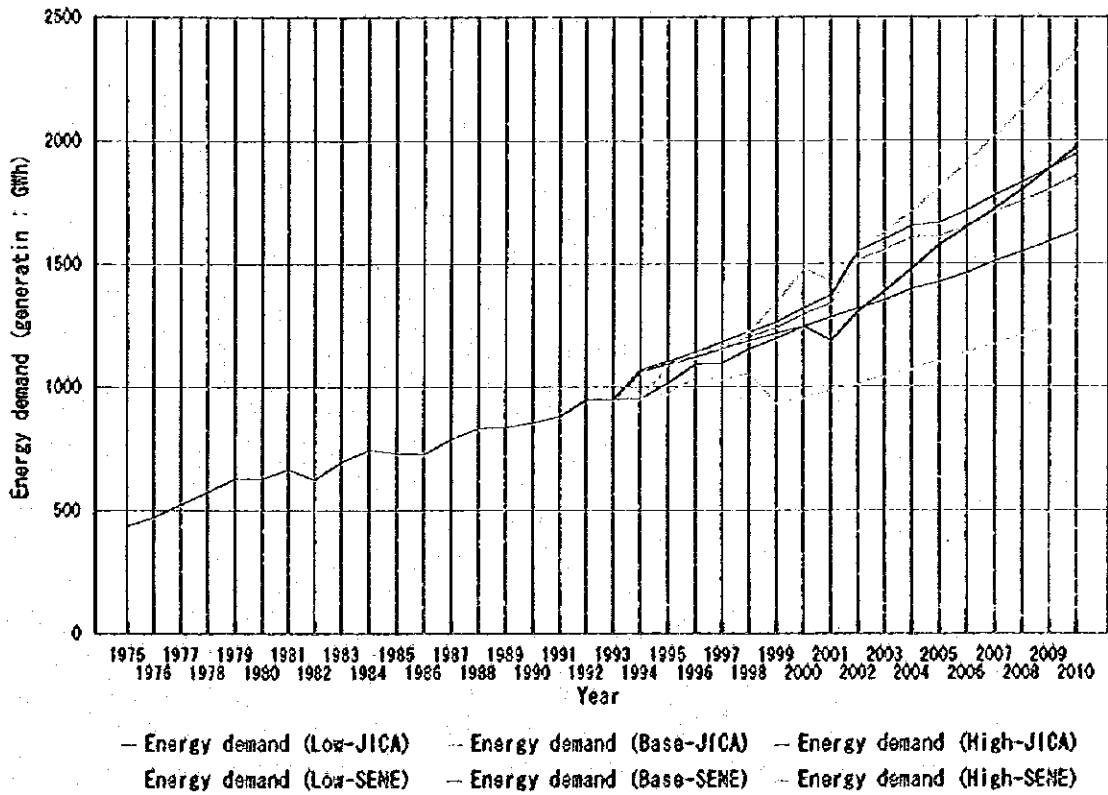
■ Primary(L)    ◇ Second(L)    ▲ Tertiary(L)    ▨ Non-trade(L)    ◇ Primary(B)    ▲ Second(B)  
 ○ Tertiary(B)    ☆ Non-trade(B)    ▼ Primary(H)    ○ Second(H)    ☆ Tertiary(H)    ▼ Non-trade(H)



**Graph 5.1.5 Load Forecast  
Peak Demand**



**Energy Demand**



# 第 6 章

## 電源開発計画

## 第6章 電源開発計画

### 6.1 電源開発計画の目的

本プロジェクトに於ける電源開発計画の目的は、“Dakar 市周辺地域の電力設備改善に向けて SBNLEC 等が策定した既存マスタープランを総合的に見直し、早急に拡充しなければならない電力設備に係わる電力設備拡充計画を策定する”ことにある。

### 6.2 SENELEC の中・長期電源開発計画のレビュー

SENELEC の中・長期連系系統発電設備計画（1994年9月見直し）では、中期・長期にわけて適正発電設備計画の分析が行われており、大きくわけて Senegal 国に於ける電力需給システムの背景、電力設備の現状、検討可能な電力設備、需要予測（1995年1月の調査時点で見直しが図られている）、適正設備計画の確定、結論及び推奨事項について述べられている。

中・長期連系系統発電設備計画に於ける結論は以下に要約される。

適正設備計画は1991～2005年の期間に実施され、次の電力事情改善の目的に十分沿うことが出来る。

- ・ 効率的な発電システム
- ・ サービスの品質（故障の軽減）

需要推移の見通しや経済的条件を考慮し、適正設備計画の基本は、既存のスチーム原動機に比較しより大きい容量のスチーム原動機を設置することにある。

#### 中期計画

- ・ 1998年以降 20MW のガスタービン1基の運転開始

この設備の主な利点は、第1基目のスチーム原動機の運転開始と、2000年に予定されている Manantali 水力発電所の運転開始以前の期間の電力需要の増加に対して、安いコストで答えることにある。

- ・ 遅くとも2001年に開始されるおよそ 90MW のスチーム原動機の運転

大容量設備の利点は、今後15年間に必要となるすべての設備の実施に必要な投資支出の累計は同じ期間のディーゼル設備の投資コストと比べて非常に小さいものとなるということである。

スチーム原動機の利点は、水力発電を考えない展開において、あるいは Manantali



水力発電所の運転が少なくとも2年遅れたとき（2000年から2002年）に大きくなる。現在の経済的條件において、スチーム設備の運転に最も有利な燃料は重油である。Dakar 地区におけるスチーム発電所の詳細基本計画は1995年始めには策定されなければならない。石炭の購入を考慮してサイトの選定を検討することも必要である。

石炭使用に関わる機器及びインフラは石油製品の価格が高騰するときのみ実施されなければならない。

#### 長期計画

90MW スチーム原動機の開発を継続されなければならない。

石油価格がバレル当たり 20US\$ を下回っていれば、最大2基のディーゼル設備設は2005年には経済的になる。

### 6.3 短期電源開発計画

短期電源開発計画は、1994年から1999年迄（Manantali 水力発電所の連系予定年である2000年の前年）を想定期間とし、以下により検討する。

#### 6.3.1 電力需給バランス

電力需給バランス計画策定の基となる予備力、単機出力の選定、瞬時予備力の適用については以下によるものとする。

##### (1) 予備力

需給バランスを作成する場合、供給の安定性を確保するために適当な予備力を見込まなければならない。予備力の取り方については種々の考え方があるが、SBNLEC の電力系統の場合、予備力を選定する場合には次の条件を考慮して決めることが必要である。

- a. 定期点検、保守による系統全体の出力低下
- b. 事故による出力低下

上記2点を考慮し、一般的に適用されている予備力の取り方は以下の通りである。

- ・ 最大び2番目に大きい発電機出力を合計したものに等しい出力
- ・ 尖頭負荷に対して一定比率の出力（一般に 15% ~ 20%）
- ・ 上記2通りの出力の内大きい方の出力

SENELEC の連系系統は、供給電力のすべてが熱機関発電設備により賄われており、Mali、Mauritanie、Senegal の3国共同開発による Manantali 水力発電所が系統連

系されるとされる2000年時点迄はこの状態が継続する。過去およそ 60MW に及ぶ発電設備開発の延期、供給制限に伴う点検の延期、無理な運転から派生する機器の劣化促進、尖頭負荷時と非尖頭負荷時の調整の困難等、電力系統の運用を正常に保つために必要とされる 10% 程度の予備力の考えは、供給制限が緩和または解除されない限り適用は無理であるといえる。

本プロジェクトでは、下記により必要とする予備力が確保されるかを確認する。

- ・ 最大及び2番目に大きい発電機出力を合計したものに等しい出力
- ・ 系統尖頭負荷に対して一定比率の出力(20%)

## (2) 単機出力の選定と電力系統の調和 (系統安定性)

電力系統の規模が小さい場合、計画発電所の単機出力が過大であると、系統からの脱落によって生じる周波数の低下及び上昇が系統の安定性に重大な支障を来すことがある。

SENELEC の運用方針は、周波数の低下については、供給制限との関連もあり再掲するが以下のように定めている。

- ・ 通常運転に於ける目標周波数 : 50 ± 1Hz
- ・ 第1段負荷遮断周波数 : 48.5Hz
- ・ 第2段負荷遮断周波数 : 48.0Hz
- ・ 第3段負荷遮断周波数 : 47.5Hz
- ・ 系統遮断周波数 : 47.0Hz

特に熱機発電設備で構成されている SENELEC 電力系統の場合、タービンの動翼、補機類の出力低下等が問題となり、連続運転が許容される限界周波数は 48.5～49.0Hzである。短時間 48.5Hz を越える周波数低下の場合、速やかに周波数回復の対策(系統分離又は強制負荷制限等)を図ることによって 47.5Hz 迄は許容される。

この際系統分離によって単独運転となる場合、周波数・電圧が不安定で負荷の変動が激しくなることがあり十分な監視が必要となる。

本プロジェクトでは、計画発電所の単機出力を系統周波数の低下に伴う系統安定性の観点から、以下により確認する。

- ・ 運転中の当該発電機が尖頭負荷時、系統から脱落した場合の周波数低下が許容範囲内(47.5Hz)にあるか否か。
- ・ 非尖頭負荷時、運転中の当該発電機が、定格の 60% 運転を行っていたとして、

系統から脱落した場合、周波数低下が許容範囲内にあるか否か。

- ・ 周波数低下時の運転上の対策（部分負荷運転、周波数リレーによる局地的な負荷遮断）の明示。

他の確認要素として SBNBLEC の系統運用の場合、3.5.2 項“コントロール施設”の系統周波数の項目で解析のように、事故により周波数の急変時、系統分断により片側系統は周波数低下、もう一方では周波数の上昇を伴うケースが現実が発生している。この場合周波数低下側は、強制負荷遮断(Load shedding 等)で対処可能であるが、周波数上昇側は、強制的にダミー負荷を接続して周波数を低下させるか、発電機を遮断するか、又は時間をかけて発電を減少させるか等の対策をして、両系統の周波数を系統並列可能な領域までもっていくことが必要となる。このことから確認事項として下記を加える。

- ・ 周波数上昇時の運転上の対策の明示。

### (3) 瞬時予備力

瞬時予備力は、4.3.8 項の検討事項“瞬時予備力”の考えを適用するが、今後系統の増大に伴い負荷変動は大きくなることが予想されることから、負荷変動量の標準偏差の比例定数を 0.4 とする。

## 6.3.2 短期電源開発計画

短期電源開発計画は、以下による。

### (1) SBNBLEC による発電設備計画

短期電源開発計画において、現在 SBNBLEC で系統に投入又は投入予定されている発電設備は、以下のようになっている。

1995年：Cap des Biches のガスタービン TAG3 20MW の新設

1997年：Cap des Biches のディーゼルユニット BXT-C IV 18MW の新設

1999年：Cap des Biches のディーゼルユニット BXT-C IV 18MW の新設予定

1995年のガスタービンについては、調査時点で試運転を終了していたが、1997年のディーゼルユニットについては計画を進めている段階であり、1997年には投入される予定となっている。1999年のディーゼルユニットは中・長期計画の中で提案されている計画設備である。

### (2) 需給バランス上の考慮事項

需給バランスの作成上に考慮すべき事項は以下のようである。

#### 1) 予備力

予備力の考え方は、上記 6.3.1(1) によるものとする。

#### 2) 瞬時予備力

瞬時予備力の考え方は、上記 6.3.1(3) によるものとする。

#### 3) 尖頭負荷対策上からの要請

給電運用上最も早期に必要とされる発電設備は、4.4.項“供給制限”から判断されるように、年間を通して、急激に立ち上がり又立ち下がる尖頭負荷時の負荷変動吸収能力があり、供給制限が和らぐ迄の数年間には発生電力量も比較的多く得られる設備であり、現時点ではガスタービンによる発電設備がこれに該当する。

又、非尖頭負荷帯、最も負荷が低くなる時間帯で、連系系統の場合午前2～3時がこれに相当するが、この時間帯、負荷の立ち上がり又立ち下がりが比較的急激なため、ガスタービンと応答速度の良いディーゼル設備、最近では Cap des Biches の C401 及び C402 により、調整されている。しかしながら、C401 及び C402 の場合許容最低出力とされる 40% 以下を下回って運転されてきた実績もあり、設備の寿命を著しく早めるため、負荷調整し易い発電設備として、新規ガスタービンの設置は負荷が減少する場合でも高いものとなっている。

#### 4) 保守の適正化

既設発電設備の主力機器の大半は、必要とする細密を含む点検を延ばしており、可能な限り保守の適正化を図り、早期にこれを軌道に乗せることが必要となる。

1993年の運転実績に見られるように連系系統の主力機種である Cap des Biches の C301, C302, C303 スチームタービンの時間稼働率、実績では 85.6%(7,497時間)、

90.8% (7,954 時間)、82.6% (7,237 時間)、の低下を図ることが必要となる。

このためには時間稼働率を 75% 程度迄減少したとしてこの3発電設備の発生電力量の減少分(約60GWh)を補うベース発電設備の投入が求められる。

4.1.2 項に述べたように、SBNLEEC による年間停止計画に組み込まれた出力回復計画は以下のようになっている。

#### Bel-Air 発電所

発電設備	定格出力(kW)	1993年の出力(MW)	回復後の出力(MW)
G101	12,800kW	5,000	10,000(1995 以降)
G102	12,800kW	9,000	10,000(1995 以降)
G103	12,800kW	11,000	10,000(1995 以降)
G104	12,800kW	5,000	10,000(1995 以降)

#### Cap des Biches 発電所

発電設備	定格出力(kW)	1993年の出力(MW)	回復後の出力(MW)
C301	27,500kW	27,500	27,500(現状維持)
C302	30,000kW	20,000	30,000(1995年中)
C303	30,000kW	15,000	30,000(1996以降)

#### 5) Kaolack 系統の早期連系

Kaolack 系統は、1997年の連系となっているが、可能な限り早めることが推奨される。

#### 6) Manantali 水力発電所の連系

Manantali 水力発電所の国際連系は、多くの給電運用上の利点を与える。

Senegal 国の電力系統にとって水力・火力の組み合わせ運転を実現するため、3 国間の国際連系に伴う技術上の問題の早期解決を図ることが必要とされる。特に電力国際連系の場合、自国系統の電力運営を健全にし、他国の電力系統運営との協調を図ることが重要であり、系統周波数の仕上がりを良好に保つことが強く求められる。

#### 7) 耐用年数と許容運転時間

耐用年数を越えて運転を継続している設備の内、Bel-Air の G101, G102 は許容運転時間さえも超過しての運転であり、G101 には一旦運転を休止してからの再開であり、早期廃棄が勧められる。また Cap des Biches の TAG1 も既に耐用年数を越えており、今後適切な廃棄計画の中への組み込みが重要となる。本計画では Bel-Air の G101 を1997年廃棄、G102 を2000年に廃棄する。

#### (3) 新規発電設備容量の決定と発電形式の選定

新規発電設備計画は、以下により決定する。

##### 1) 系統への投入時期

新規設備の系統への投入時期は、1997年とする。

## 2) 発電設備容量の決定

新規設備の容量は、1995年 Cap des Biches のガスタービン TAG3(20,000kW) の投入後も、電力量(kWh) より電力(kW) 不足解消が優先されると判断されることから、以下により算出する。

$$\begin{aligned} \text{必要発電設備容量} &= \text{Kaolack 系統を除く主要系統の可能発電容量} - \text{尖頭負荷発電} \\ &\text{容量} - (\text{最大ユニット容量} + 2 \text{番目のユニット容量}) = 272,000 - 209,900 - 60,000 \\ &= 2,100\text{kW} \end{aligned}$$

これから、単機ユニット容量として、標準容量である 5,000kW x 2台=10,000kW 又は 10,000kW x 1台が選択される。

## 3) 発電設備形式の選択

発電設備の形式は、前項でのユニットクラスの場合、ディーゼル又はガスタービンが選択されるが、1995年新規投入設備がガスタービンであること、出力規模が 20MW あることから、ディーゼル発電設備が選択される。ディーゼル発電設備はベース負荷を受け持つことにより、Cap des Biches の G301~303 の年間稼働時間の減少を図り、保守点検を容易にする。

## (4) 電力需給バランス

1994年から1999年迄 (Manantali 水力発電設備の連系予定年である2000年の前年) を、短期電源開発計画の想定期間とした場合の需給バランスを Table 6.3.2-1~2 に示す。Table 6.3.2-3 は、適切な保守計画を達成するため、年間運転時間を 70%(6,132時間)、75%(6,570時間)、80%(7,008時間) とし、各発電設備の実績による平均出力を想定し、年間発生電力量を求め、需要想定から得られる必要電力量との差を求めたものである。Graph 6.3.2 は必要容量、可能容量、必要尖頭負荷容量及び供給バランスを傾向化したものである。

電力バランスからは、1996年からプラスバランスとなり、1998年に再びマイナスとなる。1999年の新規ディーゼルの投入は、Manantali 水力発電所の連系が遅れる場合必要不可欠となる。

電力量バランスからは、時間稼働率を 70%(6,132時間) とした場合、1994及び1995年はゆとりがないが、1996年からは適切な保守運用に必要な余力を有することが出来る発電設備となる。