

No. 23

チュニジア共和国

# エネルギー報告書

STEGおよびその活動  
電力需要予測

1978年11月

国際協力事業団

417  
67  
MPN

78-33



JICA LIBRARY



1063761[9]



# エネルギー報告書

STEGおよびその活動

電力需要予測

国際協力事業団		
受入 月日	84. 4. 17	417
		67
登録No.	03573	MPN

# 目 次

第1章	自然的、経済的環境	
1.1	地理的条件	1
1.2	エネルギー資源およびその生産量	2
1.3	国民経済	5
第2章	電気事業の現況	
2.1	STEGおよびその組織	9
2.2	発電設備	11
2.3	送変電設備	13
2.4	配電設備	18
2.5	発電および消費電力量の増大	19
2.6	電気料金制	21
第3章	電力需要想定	
3.1	需要電力量の予測	25
3.2	最大需要電力の予測	33
第4章	第5次計画による電力設備増強計画	
4.1	設備増強計画	37
4.2	投資計画	40





## 第1章 自然的、經濟的環境



# 第1章 自然的、経済的環境

## 1.1 地理的条件

### 1.1.1 位置

国土面積167,000 km<sup>2</sup>のチュニジア共和国は、地中海東部水域と西部水域との合する辺りにアフリカ大陸の北東端を形成し、北緯33°~36°、東経6°~9°の間に広がっている。西部はアルジェリア、東南部はリビアと国境を接し、北部および北東部は地中海に面しており、海岸線の延長は1,200 kmに達する。

西南から北東に走る諸山脈によって、国土は極めて対象的な2つの地帯に区分されている。

#### (1) 北部地帯

北部地帯では、Atlas山脈の延長であるMedjerda山脈が西南から北東に走ってBezeteに達してをり、またその南側にはTeboursouk山脈がMedjerda山脈と平行に走ってMedjez El Bab附近に達している。これら主要に山脈の間に、アルジェリアに水源を発するチュニジアの最大河川Medjerda河が大小の支流河川の水を集めつつこの地帯を洗い、地中海に注いでいる。地理的および気候的観点から、この地帯は更に次の三地方に区分される。即ち、コルク柏の林によって大部分を掩われた北西地方と、肥沃な畑で形成された中央部と、最後にTunis市からCap Bonに到るまでの、家畜や柑橘類および園芸作物で知られる北東地方である。

#### (2) 南部地帯

Dorsaleを越えて南に向くと、急に乾燥した南部地帯となる。この南部地帯も更に中央高地帯とサハラ砂漠地方に二分される。これら二地方には、オアシスや夏になると乾上る塩分の多い湖が散在している。

### 1.1.2 気候

チュニジアの気候は温暖で日射の多い地中海性の気候で、春夏秋冬の四季に分れている。毎年5月から9月まで5ヶ月間続く乾期は暑く乾燥しているが、10月から翌年4月まで7ヶ月間続く雨期は気温は可成りやわらいでいる。年平均気温はTunis, Sousse, Sfax等の諸市で18°C, Bigerte市で17°C, Gabès市で19°Cである。降雨量についてはMedjerda河の流域が最も雨量が多いが、年平均雨量はKassebダム、およびBen Metir附近で1,000 mm乃至1,200 mm程度にすぎない。都市部における最近数年間の年平均降雨量は次の通りである。

Tunis - Carthage	.....	800 mm	Sfax	.....	300 mm
Nabeul	.....	800 mm	Gabès	.....	280 mm
Sousse	.....	600 mm	Kairouan	.....	300 mm

### 1.1.3 人口および都市

最近の国勢調査によると、チュニジアの人口は1975年5月8日現在で5,577,000人と記録されている。1966年の国勢調査による人口では4,533,000人であったから、この間の人口増加率は年率2.3%と云うことになる。併し乍ら、この二つの国勢調査の間に海外移住者が180,000人あったことを考慮すると、実際の人口増加率は年率2.65%に昇ることになる。また、全国の世帯数は約1,016,000世帯であるから、一世帯当りの家族数は5.5人と云うことになる。I.N.S当局によって樹てられた今後の人口増加見通しでは、控え目を仮定（低目の出生率推定）をとった場合の平均増加率は1975～1980年では2.36%、1985～1990年では2.10%、1990～1995年では1.79%、1995～2000年では1.48%と推定されている。

国土は、それぞれ当該地域の首邑の名称を冠せた18個所の地方行政管区、通称“Gouvernorat”に分れているが、このうち主要な首邑都市およびその人口を示すと次の通りである。

Tunis 市	.....	800,000人。	但し郊外人口も含む。
Sfax 市	.....	172,000人	Menzel Bourguiba 市 ..... 42,000人
Sousse 市	.....	70,000人	Gafsa 市 ..... 42,000人
Bizerte 市	.....	63,000人	Gabès 市 ..... 41,000人
Kairouan 市	.....	55,000人	

## 1.2 エネルギー資源およびその生産量

### 1.2.1 概 況

国のエネルギー資源は、当該エネルギーの年生産量に顕著に反映することとなるが、次表は1976年の生産実績と1981年における生産見通しを示すものである。

種 別	1976年		1981年	
	生産量	10 <sup>3</sup> TBP換算	生産量	10 <sup>3</sup> TBP換算
原 油	3,700MT	3,700 (725%)	5,800MT	5,800 (57.8%)
精製油	1,130MT	1,130 (221%)	2,540MT	2,540 (25.3%)
天然ガス	213000M <sup>3</sup>	234 (46%)	1500,000M <sup>3</sup>	1,650 (16.4%)
都市ガス	22,500M <sup>3</sup>	25 (0.5%)	30,000M <sup>3</sup>	33 (0.3%)
水力電気	53,000Mwh	17 (0.3%)	53,000Mwh	17 (0.2%)
合計		5,106 (100%)		(100%)

(注) TBP、、、石油等価熱量

前掲表で明らかなように、現在のエネルギー需要はその大部分を石油資源によって賄われている。併し乍ら、第5次社会経済開発計画（1977～1981年）の期間中に、石油の相対的比率は1976年時の95%から1981年時々は83%に低下し、その反面、天然ガスの相対的比率は1976年時の5%から1981年時には17%に上昇するものと予想されている。これら二通りのエネルギー種別と比較すると、水力電気は第二次的な重要度しか占めていない。

### 1.2.2 水力資源

チュニジアでは最も雨量の多い北西地方においてすら年平均降雨量は1,000mm乃至1,200mmにすぎない。然も、アルジェリアと国境を接する幾つかの地域を除くと、全般的に起伏はなだらかで、高落差の地点は極めて少い。従って地形的、気象的条件は水力発電には不適と云える。このような事情にあるため、水力資源の最大限度の活用と云うことが国の最も重要な要請の一つとなっている。

### 1.2.3 石油資源

水力資源と比較すると、石油資源は比較的豊富である。SIEP社によってEl Bormaで初めて油田が発見された1964年以来、El Doureb, Sfax, Ashtart (Gabès湾)等において石油埋蔵地帯の発見が相次ぎ、斯くして1969年以降は原油の輸出額は隣鉱石のそれを凌駕するに到り、各種輸出品目中で常に第一位の輸出額を示している。

このように、最近数年間における原油生産の増加は、それまで国際収支の龐大な赤字に悩まされていたチュニジアの国民経済に輝かしい見通しを与えたけれども、年間生産量は1974年の4.6百万屯と云うピーク生産を例外として、概ね4百万程度にとどまっていた（1973-1976年に亘る第4次計画での生産量は年平均4.1百万屯である）。然し乍ら、このような停滞状態は、ISIS油田の生産開始（年産0.5百万屯）、および El Borma 油田（年産2.7百万屯）と Ashtart 油田（年産2.5百万屯）で生産適正化のため、実施中の注水計画とによって改善され、年生産量は1976年の実績3.7百万屯に対して1981年には5.8百万屯の原油生産が予定されている。

### 1.2.4 石油精製

最近数年来、Bizerte の精油所では設備に適合した原油を処理することにより設備の銘板能力以上の生産実績をあげているが、年産百万屯程度のその生産能力では石油精製品に対する需要の増大に対処するのに程遠い状態にある。

石油精製品に対する需要の増大は或程度までは、燃料油およびガスオイルに代替し得るガスの利用可能量によって左右される。然し乍ら、何れにしても、若し新規の石油精製所が建設されなければ、1981年時の不足量は1976年の0.5百万屯に対して1.9百万屯に達するものと見

られ、この不足量はたとえガスの利用可能量が充分確保し得たとしても百万屯にのぼるものと予想されている。従って、第5次計画においては、石油精製品について1976年の年間生産量1.1百万屯を1981年には2.5百万屯に引き上げるよう石油精製能力の増大が見込まれている。

### 1.2.5 天然ガス

El Borma の油田地帯から Gabès の消費中心地の間まで約300kmのガス輸送管が操業開始したのは1972年であるが、当初の輸送能力は34,000  $m^3$ /時であった。然し乍ら、最近のガス需要はこの輸送管の能力では追付かないことが明らかとなったため、ガス輸送能力を34,000  $m^3$ /時から58,000  $m^3$ /時に高めるための増強計画が実施された。

El Borma の天然ガス埋蔵量は余り豊富とは見られていないが、最近、Gabès 湾内の天然ガス埋蔵が発見されるに到り、推定埋蔵量は著しく増大するに到った。事実、現在までに行なわれた探査の結果では、次のような推定が下されている。

- 確定埋蔵量 …… 400億  $m^3$
- 推定および可能埋蔵量 …… 800億  $m^3$

Gabès 湾沖合天然ガス埋蔵地の最適開発を計るための予備調査の結果は、ガスの生産価格を国際価格並みに抑えるよう初期投資を少くするため段階開発をサジエトしている。第5次計画に見込まれた Gabès 沖合ガスの開発投資額は245百万 dinars であるが、この開発が実現すると生産が軌道に乗った段階で年間30億  $m^3$  の生産が期待される。なお、生産開始年である1981年の予定生産量は15億  $m^3$  となっている。

上記の Gabès 沖合ガスの開発の外に、アルジェリアの Hassi Rmel 天然ガス埋蔵地帯のガスをチュニジア領の Cap Bon までの陸上輸送管およびそこから地中海を横切る海底輸送管の敷設によってイタリア北部まで輸送する計画がアルジェリアとの間で検討され、決定した。この計画ではイタリアに向けて輸送されるガス量は年間約120億  $m^3$  と予定されているが、チュニジア領内の通過料として、その5.7%即ち約6億  $m^3$  の天然ガスが毎年チュニジアに供給されることとなっている。若しこの計画が実現した暁には、チュニジアのエネルギー事情にとって益々好都合なこととなる。

一方ガスの消費面については、1976年の生産量213百万  $m^3$  のうち、196百万  $m^3$  は Ghannouch 汽力発電所および Ghannouch と Bouchemma の両ガスタービン発電所によって消費され、16百万  $m^3$  が Gabès 工業地帯の諸化学工場 (ICN, IOF, MAP および AL-KIMIA 等) および煉瓦工場によって消費された。このことはチュニジアの現段階においては天然ガスは専ら一次エネルギーとして消費されていることを意味する。

Gabès 沖合天然ガスが開発された後には龐大な生産量は単にSTEGの新規火力発電所の燃料として使用されるだけでなく、ガス化学工業を創始し、その原料として使用される予定である。

### 1.3 国民経済

#### 1.3.1 国民総生産の発展

1956年の独立後数年間は、チュニジアの国民経済は他のマグレブ諸国と同様に、それまで経済の中樞を掌握していた欧州系の植民地居住者の本国帰還によって、過渡的な停滞状態が続いていた。然し乍ら、経済開発10ヶ年計画(1961-1971年)の枠内において公共投資および民間投資が相次いで行なわれた結果、1960年代の後半に到ると、毎年の国民総生産の成長率は1950年代のそれ(年率3%程度)と比較して大幅に増大するようになった。

第1次計画(1962-1964年)、第2次計画(1965-1968年)および第3次計画(1969-1972年)は何れも上記の経済開発10ヶ年計画の枠内で実施されたものであり、経済成長率は年率6%と計画されていた。次いで、第4次計画(1973-1976年)が実施に移され、それでは経済成長率を平均的6.6%と計画されていたが、実績は6%にとどまった。このことは、一方では建設資材の不足と国内建設業者の能力不足、他方では輸入物価の高騰主要国産品の販路の狭隘化等世界的な経済危機による悪影響に起因するものであるが、このような世界的な経済沈滞の裡にあっても尚且つ年率6%の経済成長率を記録したと云う事実は高く評価されるに値するであろう。

#### 1.3.2 経済社会開発第5次計画

##### (1) 経済成長目標と所要投資額

1977年に開始された第5次計画(1977-1981年)は、1977-1986年の長期展望の下に策定された経済社会開発計画の新たなる第一段階であって、その全体的な姿は、時価投資額4,200百万dinars(1976年価格で3,400百万dinars)の投資計画に基づいて行なわれる工業生産の促進、食糧自給体制の確立、および追加労働力の完全雇傭達成と云うことに要約され、これによって国民総生産の年平均成長率7.5%の達成を目標としている。

第5次計画における各部門毎の成長率、国民総生産中に占める各部門の割合、並びに予定された投資額は表1-1に示す通りである。この表によって示されるように、国民総生産は1976年の1,424.7百万dinarsから、1981年には2,022.0百万dinars(1976年価格)に増大するものと予想され、これに伴って国民1人当りの国民総生産は1976年の249 dinarsから1981年には314 dinars(1976年価格)増大するものと期待される。

## (2) 資金調達

このように、国民総生産の年平均成長率を7.5%とし、他方、公共および民間の総需要増加率を年平均7.1%に抑えることにより、第5次計画期間中に3,115百万dinarsの国民貯蓄が得られる予定である(この期間中の国民総生産に対する国民貯蓄率は22.6%と予定される)。従って、投資予定額4,200百万dinarsに在庫増125百万dinarsを加えた総所要資金4,325百万dinarsの資金調達は次のように予定されている。

— 国民貯蓄	3,115百万dinars (71.2%)
— 外国資金調達 <sup>※</sup>	1,210百万dinars (28.8%)
合 計	4,325百万dinars (100%)

(注) 外国資金調整の内訳は、純資金流入1,680百万DT、資金流出370百万DT(うち、350百万DTは借入金返済)、為替準備金の増加分100百万DT、差引1,210百万DTである。

## (3) 国際収支

第5次計画で予定されている国際収支の概況は次の通りである。

— 物資の輸出入バランスは年平均325百万dinarsの赤字となる。

— サービスの輸出入バランスは観光事業の収入増により、年平均145百万dinarsの黒字が期待される。

— 移転収支のバランスは年平均62百万dinarsの赤字となる。

以上による国際収支の総合バランスは年平均242百万dinarsの赤字となり、5ヶ年計画期間中の累積赤字は1,210.0百万dinarsとなる。この累積額は前項で示したように外国からの借入その他により調達される計画である。これらの収支バランスを年度別に示すと表1-2の通りとなる。



Tableau 1-1 PRODUIT INTERIEUR BRUT ET PROGRAMME D'INVESTISSEMENTS PREVUS AU COURS DU Ve PLAN

Secteur	Produit Intérieur Brut			Part relative en 1981	Investissements prévus dans le Ve Plan
	1976	1981	Taux de croissance moyen annuel		
<u>Agriculture et pêche</u>	<u>253,8</u>	<u>303,3</u>	<u>2,5 %</u>	<u>15,0 %</u>	<u>500</u>
<u>Industries</u>	<u>309,7</u>	<u>502,6</u>	<u>10,6 %</u>	<u>24,9 %</u>	<u>2.035</u>
– Mines et énergie	75,7	135,4	12,1 %	6,7 %	1.035
Mines	11,5	21,1	9,7 %		130
Produits pétroliers	41,5	76,7	14,1 %		532
Electricité	15,1	27,2	9,9 %		200
Eau	7,6	10,5	7,9 %		173
– Industries manufacturières	<u>137,5</u>	<u>238,5</u>	<u>11,7 %</u>	<u>11,8 %</u>	<u>950</u>
Agricole et alimentaire	48,7	59,2	2,4 %		130
Matériaux de construction	10,0	26,1	25,3 %		290
Mécanique et électrique	18,2	37,1	15,5 %		170
Chimie et caoutchouc	7,6	20,4	25,1 %		220
Textile, habillement, cuir	38,8	69,7	12,3 %		100
Bois, papier et divers	14,2	26,0	13,0 %		40
– Bâtiment et travaux publics	<u>96,5</u>	<u>128,6</u>	<u>8,0 %</u>	<u>6,4 %</u>	<u>50</u>
<u>Services</u>	<u>512,2</u>	<u>722,1</u>	<u>6,9 %</u>	<u>35,7 %</u>	<u>1.286</u>
Transport et télécommunic.	76,5	125,6	10,8 %		570
Tourisme	49,8	70,2	6,8 %		95
Logement	65,0	76,4	3,3 %		600
Commerce et autres services	320,9	449,9	6,7 %		24
<u>Services administratifs</u>	<u>161,0</u>	<u>232,0</u>	<u>9,4 %</u>	<u>11,5 %</u>	<u>376</u>
<u>Droits et taxes indirects nets de subvention d'Etat</u>	<u>188,0</u>	<u>262,0</u>	<u>8,1 %</u>	<u>12,9 %</u>	-
<b>Total</b>	<b>1.424,7</b>	<b>2.022,0</b>	<b>7,5 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>4.200</b>

Note: Le produit intérieur brut est évalué aux prix 1976, tandis que les investissements prévus sont évalués aux prix courants.

Tableau 1-2 BALANCE DES PLAIEMENTS  
(Aux prix courants)

	(Millions de Dinars)					
	1977	1978	1979	1980	1981	Total
<u>Transactions des biens</u>						
– Exportations	386,0	450,0	558,0	642,0	725,0	2.761,0
– Importations	685,0	749,0	884,0	973,0	1.048,0	4.384,0
Solde	- 299,0	- 344,0	- 326,0	- 331,0	- 323,0	- 1.623,0
<u>Transactions des services</u>						
– Exportations	244,0	278,0	306,5	348,0	385,5	1.562,0
– Importations	133,0	155,0	169,5	184,0	196,5	838,0
Solde	111,0	123,0	137,0	164,0	189,0	724,0
<u>Transferts courants</u>						
– Recettes	85,0	89,0	93,0	97,0	101,0	465,0
– Dépenses	114,0	133,0	154,0	175,0	200,0	776,0
Solde	- 29,0	- 44,0	- 61,0	- 78,0	- 99,0	- 331,0
<u>Opérations courantes</u>						
– Recettes totales	715,0	817,0	957,0	1.078,0	1.211,5	4.788,0
– Dépenses totales	932,0	1.082,0	1.207,5	1.332,0	1.444,5	5.998,0
Solde courant	- 217,0	- 265,0	- 250,0	- 245,0	- 233,0	- 1.210,0

## 第2章 電気事業の現況



## 第 2 章 気 気 事 業 の 現 況

### 2.1 STEGおよびその組織

#### 2.1.1 経 緯

チュニジア電力、ガス公社（STEG）は、1962年4月3日付の法律第62-8号を以て設立された会社であり、同法はその後1970年10月2日付の法律第70-58号によって一部改正されている。上記設立法によって、STEGはそれまでの特許電力会社7社の資産・負債を継承して設立された訳である。同社は法人格を備え、財政上の自治権を与えられた商工業的性格の公的施設であり、電力の生産、輸送、配給と輸出人を事業目的とするほか、天然ガスおよび都市ガスについても、これら機能の一部を営んでいる。

1970-1974年までは、STEGによって供給された電力は全国総需要のうち約84%を占めており、残り16%が製鉄所、石油精製所、化学工場等を主体とする自家発によって供給されていたが、1975年および1976年には、工業の生産活動の鈍化により自家発の占める割合が若干低下するに到った。即ち、1975年および1976年には、STEGによって供給された電力が全体のそれぞれ88%および86%を占めるに到った。

1962年の設立以来、STEGの事業活動の進展は誠に目覚ましいものがあり、16年間で発電量は約7倍、設備出力は約4倍、需要家数は約3倍、事業収入は約5倍に増大している。

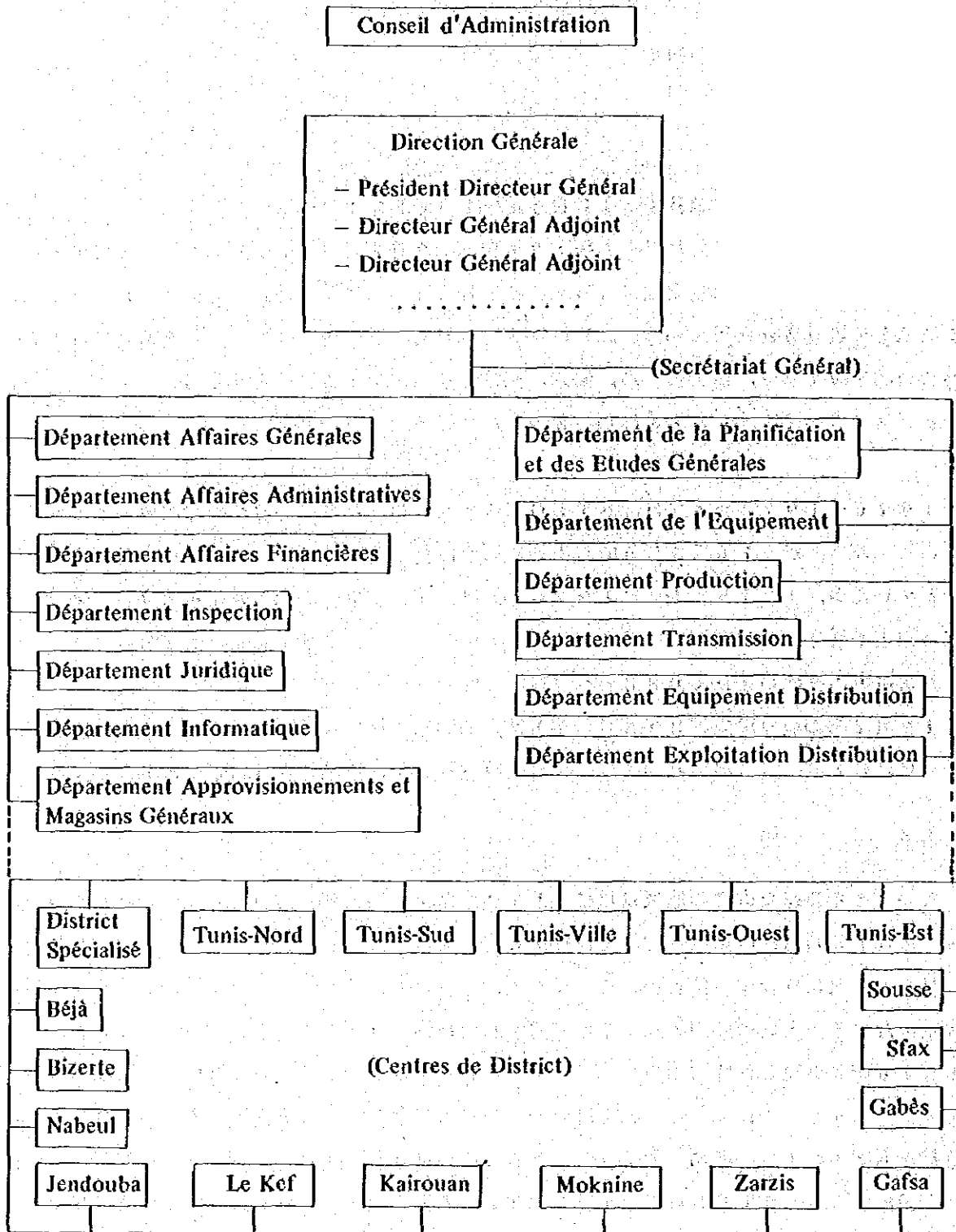
#### 2.1.2 組 織

このような急速な事業の進展は組織上および適応上の絶大な努力の結果達成されたものである。現在のSTEG内部組織は明確な責任区分の規定を持った権限移譲によって特徴づけられておりこれらの権限には管理と投資のための予算が賦与されている。また、もう一つの特色は、問題の決定に対する多人数の参画および管理に対する恒常的なコントロールと云うことである。更に、1976年に実現した情報処理システム計画のお蔭でSTEGは極めて近代的な管理用施設を備えることとなり、これによって低圧需要家の毎日の料金調定、人事管理、工事の総合管理、管理情報システムおよび送電網コントロール等の実施が可能となった。このような組織および情報処理手段によって、STEGは先進工業諸国における会社管理と匹敵し得る水準にまで進歩することに成功した。

STEGの一般組織図は図2-1に示す通りで、理事会は審議、コントロールおよび決定の最高機関である。

Figure 2-1

ORGANIGRAMME GENERAL



STEGの本社組織は、1局13部から成っており、局即ち総局(Direction Generale)は他の8部および13個所のGouvernorat(地方行政管区)に設けられた地域局(centre de district)の業務を統轄している。また、発電所、送電線、変電所、配電網等の運転保守は本社のそれぞれの担当部のコントロールの下に行なわれている。

## 2.2 発電設備

設立以来、STEGの所有する発電所の設備出力は1962年の116,200KW(汽力発電所70,300KW, 水力発電所27,900KW, ジーゼル発電所18,000KW)から1977年10月現在477,060KW(内訳は、汽力発電所227,500KW, ガスタービン発電所209,000KW 水力発電所28,260KWおよびジーゼル発電所12,300KW)に増大した。増加率は年平均9.9%である。これら発電所の出力比は次の通りとなる。

発電所別	設備出力(KW)	構成比(%)
<b>連系々統</b>		
汽力発電所	227,500	47.7
ガスタービン発電所	209,000	43.8
水力発電所	28,260	5.9
小計	464,760	97.4
<b>単独系統</b>		
ジーゼル発電所	12,300	2.6
合計	477,060	100.0

1978年3月末現在におけるこの合計設備出力477,060KWの内訳は次の通りである。

### 2.2.1 火力発電所出力

既設汽力発電所はLa Goulette I発電所(57,500KW), La Goulette II発電所(110,000KW)およびGhannouch I発電所(60,000KW)の3発電所で合計出力227,500KWである。このうち前三者は重油を燃料とし、後者は天然ガスを燃料としている。設備出力に対して、連続運転時の保証最大出力はそれぞれ30,000KW, 95,000KWおよび58,000KWである。

ガスタービンについては、既設発電所はGhannouch II発電所(59,000KW), Bouchemna発電所(62,000KW), Tunis Sud発電所(44,000KW)およびSfax発電所(44,000KW)の4発電所があり、合計出力209,000KWである。この4発電所のうち、前二者は天然ガスを燃料とし、後二者はガス・オイルを燃料に使用している。

以上に対し、合計出力12,300KWのジーゼル発電所(Sfaxの予備機10,240KWを含む)

Tableau 2-1

**CARACTERISTIQUES GENERALES DES CENTRALES  
ELECTRIQUES EXISTANTES SUR LE RESEAU IN-  
TERCONNECTE EN MARS 1978**

Catégorie et Centrale	Groupe	Année de mise en service	Puissance installée (kW)	Puissance garantie (kW)	Combustible utilisé
<b>Thermique Vapeur</b>					
La Goulette I	GR 3	1954	17.500		
	GR 4	1950	15.000		
	GR 5	1948	15.000		
	GR 6	1931	10.000		
		Total	57.500	30.000	Bunker C
La Goulette II	TV 1	1965	27.500		
	TV 2	1965	27.500		
	TV 3	1968	27.500		
	TV 4	1968	27.500		
		Total	110.000	95.000	Bunker C
Ghannouch I	TV 1	1972	30.000		
	TV 2	1972	30.000		
		Total	60.000	58.000	Gaz naturel
<b>Turbine à gaz</b>					
Ghannouch II	TG 1	1971	15.000		
	TG 2	1973	22.000		
	TG 3	1973	22.000		
		Total	59.000	59.000	Gaz naturel
Bouchemma	TG 4	1977	31.000		
	TG 5	1977	31.000		
		Total	62.000	62.000	Gaz naturel
Tunis Sud	TG 1	1975	22.000		
	TG 2	1975	22.000		
		Total	44.000	44.000	Gas-oil
Sfax	TG 1	1977	22.000		
	TG 2	1977	22.000		
		Total	44.000	44.000	Gas-oil
<b>Hydraulique</b>					
Nebeur	GR 1	1956	6.500		
	GR 2	1956	6.500		
		Total	13.000		(Barrage Mellègue)
Fernana amont		1958	8.500		
	Fernana aval	1962	1.200	20.000	
		Total	9.700		(Barrage Ben Metir)
El Aroussia	GR.PR.	1956	4.800		
	GR.AUX.	1956	100		
		Total	4.900		(Centrale au fil de l'eau)
Kasseb	GR 1	1969	660		(Barrage Kasseb)
Puissance Totale	26	-	464.760	412.000	(Arrondi)



は全国14個所に散在し、単独系統として運転されている。

## 2.2.2 水力発電所出力

既設ダムとしては現在 Mellegue, Ben Metir, El Aroussia, Kasseb および Bou Heurtma の5個所のダムがあるが、これらダムの主目的は農業用水或は水道用水の補給にあり発電目的は第二義的なものにすぎない。(Bou Heurtma ダムには発電所は附帯していない)。従って、水力発電所の総出力は火力発電所群のそれと較べて著しく小さい。

これら既設水力の設備出力の内訳は、Nebeul 発電所(13,000KW), Fernana 上流発電所(8,500KW), Fernana 下流発電所(1,200KW), El Aroussia 発電所(4,900KW) および Kasseb 発電所(6,600KW)の5個所合計出力28,260KWであるが、保証出力は約20,000KWである。

以上の水・火力発電所の設備概要を表示すると表2-1に示す通りである。

## 2.3 送電設備

### 2.3.1 高圧送電線

1978年3月現在におけるSTEGの送電網は225KV, 150KVおよび90KVの3通りの基準電圧から成っており、その大部分は国土を環状にとりまわっている。また、この環状線に、Cap Bon地方に送電するアンテナ(Tunis Sud ~ Korba 間90KV線)と、Ghannouch I および II 火力発電所の発生電力を送電するためのもう一本のアンテナ(Ghannouch ~ Maknassy 間225KV線で差当りは150KVで運転している)が取りついている。この外、この環状線には更に2つの輪、即ちLa Goulette ~ Tunis Ouest ~ Tunis Sud を結ぶ線と、Tunis Sud ~ Tunis Ouest ~ Mengel Bourguiba ~ El Aroussia を結ぶ線が取りついている。

既設のGhannouch ~ Maknassy 間225KV線を延長して、Tunis 市近郊のNaassen変電所に到る新しい225KV線の建設工事は間もなく完成の見込である。

他方、アルジェリアとの間に2本の90KV国際連系線があり、一つはFernana 発電所から、もう一つはTajerouine 変電所からそれぞれアルジェリア国のEl Hajjar 変電所、El Aouinat 変電所と連系されており、15MWを限度として両国間で緊急時の電力融通が行なわれている。

前記の新規送電線完成後は、国際連系線153kmを除いて、225KV線は直長345km, 150KV線は直長901km, 90KV線は475km, 総直長1,721kmに達する。

既設送電線の設備概要は表2-2に示す通りである。

### 2.3.2 高圧変電所

既設送電網は、それぞれHT/HT或はHT/MT変圧器を備えた全国15個所の高圧変電所で結ばれている。なお、これら変電所のうち、Tunis Sud, Ghannouch, Sfax, KorbaおよびMenzel Bourguibaの各変電所は、それぞれガスタービン発電所に隣接して建てられている。

全国の変電所に設備されている変圧器は単機容量10~100MVAで計57台、合計設備容量1,350MVAである。内訳は次の通り。

電圧 (V)	容量 (MVA)	台数
225 / 150	100	1
150 / 33	25	6
150 / 33	15	14
96 / 33	50	1
96 / 33	40	2
90 / 30	30	4
90 / 30	20	10
90 / 30	15	8
90 / 30	10	2
90 / 11	40	3
90 / 11	30	6
合計 1,350MVA		57台

これら変電所には、無効電力供給設備として、電圧150V容量6MVARのシャント・リアクターが4個所、合計容量45.6MVARのキャパシターが5個所に設けられている。また、Tunis Sudのガスタービン発電機は同期調相用として運転することも可能である。これら各変電所の主要変圧器のバンク容量は表2-3に示す通りである。

### 2.3.3 給電指令所

現在、一次および二次送電網の運転は、STEG木社に置かれた給電指令所によってコントロールされている。この指令所には、各種の記録装置、測定装置、電送標示装置が備えられているが、その数は限られている。これらの簡単な装置を使用して給電指令所は必要な全ての給電作業を行ない、送電網の運転条件を規定したり、各発電所および変電所に対する指令を下さざるを得ない状態にある。これらの指令は搬送電話によって伝えられる。

近い将来、発電所数も増大し、高圧送電網も更に拡大し、また、アルジェリアおよびリビアと

Tableau 2-2

**CARACTERISTIQUES GENERALES DES LIGNES DE  
TRANSPORT HAUTE TENSION EN MARS 1978**

Ligne	Tension (kV)	Distance (km)	Terne	Conduc- teur	Section (mm <sup>2</sup> )
<b>Ligne 225 kV</b>					
Ghannouch - Maknassy *	225	93	1	Al-Ac	411
Maknassy - Oueslatia **	225	140	1	Al-Ac	411
Oueslatia - Naassen **	225	112	1	Al-Ac	411
<b>Total</b>		<b>345</b>			
<b>Ligne 150 kV</b>					
La Goulette - M'Saken	150	129	1	Al-Ac	297
M'Saken - Sfax	150	102,5	1	Al-Ac	297
Sfax - Maknassy	150	104	1	Al-Ac	297
Maknassy - Metlaoui	150	116	1	Al-Ac	297
Metlaoui - Kasserine	150	106	1	Al-Ac	297
Kasserine - Tajerouine	150	83,5	1	Al-Ac	297
Ghannouch - Robbana	150	102	1	Al-Ac	297
Ghannouch - Maknassy	150	100	1	Al-Ac	297
Ghannouch - Bouchemma	150	3,5	1	Al-Ac	265
Ghannouch - Cimentrie	150	11	1	Al-Ac	297
Alimentation Hammamet	150	34	2	Al-Ac	265
Alimentation Akouda	150	9	2	Al-Ac	265
<b>Total</b>		<b>900,5</b>			
<b>Ligne 90 kV</b>					
Tajerouine - Nebeur	90	59	1	Al-Ac	288
Nebeur - Jendouba	90	21	1	Al-Ac	288
Jendouba - Fernana	90	27	1	Al-Ac	288
Fernana - El Aroussia	90	100	1	Al-Ac	288
El Aroussia - Tunis Sud	90	43	1	Al-Ac	288
Tunis Sud - Tunis Ouest	90	10	1	Al-Ac	288
La Goulette - Tunis Sud	90	16	2	Al-Ac	288
La Goulette - Tunis Ouest	90	27	1	Al-Ac	288
Tunis Ouest - M. Bourguiba	90	58	1	Al-Ac	181,6
El Aroussia - M. Bourguiba	90	39	1	Al-Ac	176
Maassen - Tunis Sud	90	8	2	Al-Ac	420
Alimentation El Fouladh	90	2	1	Al-Ac	176
Tunis Sud - Korba	90	65	1	Al-Ac	176
<b>Total</b>		<b>475</b>			
<b>Ligne 90 kV internationale</b>					
Tajerouine - El Aouinet	90	60	1	Al-Ac	288
Fernana - El Hajjar	90	93	1	Al-Ac	288
<b>Total</b>		<b>153</b>			
<b>Longueur totale du réseau de la STEG</b>		<b>1.873,5 km</b>			

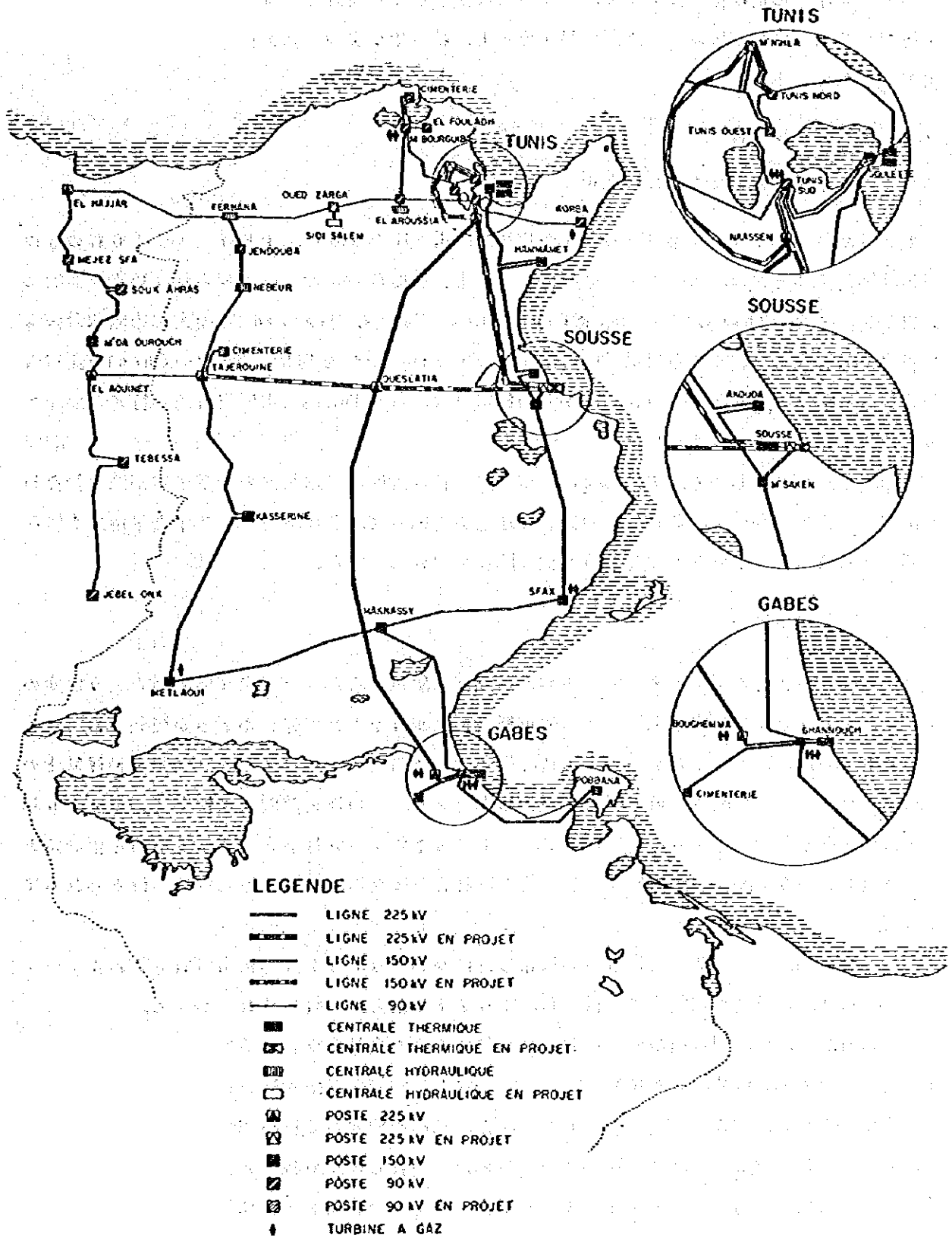
Note: \* Une ligne de 93 km, Ghannouch - Maknassy, est construite en 225 kV mais est exploitée provisoirement en 150 kV.

\*\* La construction de ces deux lignes 225 kV est presque terminée.

Tableau 2-3 LOCALISATION DES PUISSANCES DE TRANSFORMATION ET DE COMPENSATION EN MARS 1978

Poste	Nombre de transformateurs	Capacité (MVA)	Tension (kV)	Capacité de compensation		
				Condensateur ou réactance	Tension (kV)	Capacité (MVAR)
La Coulette	1	50	96/33			
	2	40	96/33			
Tunis Sud	1	30	90/11			
	2	30	90/11			
	1	20	90/33	Condensateur	30	8,4 x 1
	2	20	90/33			
	3	30	90/33			
Tunis Ouest	1	15	90/33			
	2	20	90/33			
	1	30	90/11	Condensateur	10	8,4 x 1
	2	30	90/11			
	3	40	90/11			
Menzel Bourguiba	1	30	90/33			
	2	20	90/33	Condensateur	30	9,6 x 1
	3	20	90/33			
Jendouba	1	15	90/33			
	2	10	90/33			
Tajerouine	1	15	90/33			
	2	15	90/33			
Korba	1	15	90/33			
	2	15	90/33			
M'Saken	1	15	150/33			
	2	15	150/33	Condensateur	30	9,6 x 1
	3	25	150/33			
Sfax	1	25	150/33			
	2	25	150/33			
Metlaoui	1	15	150/33	Condensateur	30	9,6 x 1
	2	15	150/33	Réactance	150	6 x 1
Kaserine	1	15	150/33			
	2	15	150/33			
Ghannouch	1	15	150/33	Réactance	150	6 x 2
	2	15	150/33			
Robbana	1	15	150/33			
Maknassy	1	15	150/33	Réactance	150	6 x 1
<b>Sous-total</b>	<b>56</b>	<b>1.250</b>				
Bouchemma	1	100	225/150	Réactance	150	20 x 1
<b>Grand total</b>	<b>57</b>	<b>1.350</b>				

# RESEAU DE TRANSPORT SITUATION EN 1978



の間に新しい国際連系送電線の建設が計画されているが、これに伴って、処理すべき情報の数、実施すべき作業の量は益々多くなり、下すべき決定事項の重要度も高まって来る。従って、資料や情報の強力な自動収集および処理機械を導入し、給電指令所の一大強化を計ることが近い将来必要とされている。

## 2.4 配電設備

### 2.4.1 使用電圧および機器の標準化

1962年より1973年に到るまでの期間、配電電圧を30kV、15kVおよび10kVの3段階に標準化すると共に配電機器をも標準化しようとする配電網改善計画が練られ、殆ど全面的に実現した。また、Tunis, Sousse, Sfax, Gabès, Gafsa, Bizerte 等の大都市配電計画も殆ど完全に実現した。これら配電計画の中では、Tunis Sud 変電所、Tunis Ouest 変電所および La Goulette 変電所の3箇所からの配電計画に基づく Tunis 市配電計画が特に重要であり、特別の注意の下に行なわれた。

然し乍ら、何れにしても、それまでは配電部門の投資額は、発電部門および送電部門の投資額が決定された後において、STEG の資金調達能力に応じて、各地域局 — 非中央集権的な管理体制の下にある — のレベルでの予算選択の際に決定されていた。

### 2.4.2 配電基本計画

前述のような状態の下で、また中期的観的に立った配電計画が未だ出来ていないと云う状態の下では、果して最も経済的な条件の下に配電網の拡張が行なわれて来たかどうか疑問である。このためSTEG は、1973年のはじめに、配電網の不備を明らかにすると共に配電網運営上の弱点を抽出するため、配電技術聴聞会を設置した。また、この技術聴聞会に続いて、1975年末には配電基本計画が策定され、これによって1981年を達成目途とする新規地方電化計画と所要資金の見積り、および配電網に関する新しい観念の確立等、一連の指向づけが行なわれるに到った。

配電基本計画の下に、低圧需要家への供給分野においては1975年に事前組立されたケーブル (torsadé) 技術が試験的に施行され、1977年以来、一般化されつつある。

これに対して、中圧配電網の場合には、経済的に充分な検討を重ねた結果、従来の配電網に関する概念を根本的に改め、新たにM.A.L.T方式(三相四線直接々地方式)を採用することの必要性が明らかとなった。このようにして、現在、三相四線式への移行が行なわれつつある。また、配電部門におけるサービスの質的改善の外に、この新しい配電技術によると単相配電の農村地帯への電力供給も可能となり、従って農村電化そのものの費用を大幅に節減出来ることとなる。

## 2.5 発電および消費電力量の増大

### 2.5.1 発電量

先に述べたように、STEGの発電所による発電量は1977年において、同国全発電量の約86%を占めており、残り14%が自家発によるものであった。1962年におけるSTEGの発電量は287.9GWhであり、そのうち水力発電所によるもの6.8%、ジーゼル発電所によるもの8.6%、火力発電所によるもの84.6%であった。これに対して、1977年には発電量は1,517.8GWhに達し、そのうち73.2%は汽力発電所、24.7%はガスタービン発電所で占められており、水力発電所によるものは僅か2%、ジーゼル発電所の発電量は0.1%であった。

1973-1977年の過去4年間の発電量の増加率は年率12%であった。一方、自家発、特にGabès工業地帯におけるマグレブ化学工業会社(ICM)およびSfax地域のSIAPE社、NPK社等の自家発工業会社の発電量を含めた全国発電量は1962年の340.2GWhから1977年には1,724.8GWhに増大しており、この場合の年平均増加率は11.4%である。

以上の発電実績を表示すると次の通りとなる。

発電手段	1962年	1973年	1976年	1977年	構成比
STEG 発電分	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)
汽力発電所	243.7		972.3	1,111.2	(73.2)
ガスタービン発電所	—		312.1	374.3	(24.7)
水力発電所	19.4		53.0	30.3	(2.0)
ジーゼル発電所	24.8		2.0	2.0	(0.1)
小計	287.9	960.7	1,339.4	1,517.8	(100)
自家発々電分	52.3	169.3	185.0	207.0	( )
全国合計	340.2	1,130.0	1,524.4	1,724.8	( )

### 2.5.2 消費電力量

STEGによる販売電力量は1962年の246.4GWh(中圧需要141.9GWh, 低圧需要104.5GWh)から1977年には1,331.3GWh(高・中圧需要882.3GWh, 低圧需要449GWh)に増大した。この期間の消費電力量平均増加率は高中圧需要が12.9%、低圧需要が10.2%である。

送配電網の効率を表わす発電々力量に対する消費電力量の割合はほぼ86%前後に止まっている。即ち、1962年には85.6%、1973年には85.7%、1976年には84.3%、

1977年には87.7%であった。以下に過去5年間における高中圧および低圧需要の消費電力量の推移を示す。

用 途 別	1962年	1973年	1976年	1977年	構 成 比
STEGの販売電力量	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)
<u>高中圧需要(工業)</u>					
鋁 業		106	123	132	(100)
製 鉄 業		47	67	79	(5.9)
化 学 工 業		12	26	31	(2.3)
建 設 資 材		86	106	159	(11.9)
製 紙・出 版		50	54	63	(4.7)
織 物・衣 服		39	48	59	(4.4)
食 料 品 工 業		51	64	75	(5.6)
そ の 他		27	44	54	(4.1)
その他の部門		150	210	230	(17.4)
小 計	141.9	568	742	882	(66.3)
低 圧 需 要	104.5	253	387	449	(33.7)
合 計	246.4	821	1,129	1,331	(100)
自家発自家消費	52.3	16.9	18.5	20.7	( )
全国合計	298.7	990	1,314	1,538	( )

### 2.5.3 最大需要電力

連系々統における最大需要電力は1962年には僅か62MWであったが、1973年には192MW、1976年には272MW、1977年には320MWに増大した。

この間、負荷率は殆ど常にコンスタントで、1962年は54.8%、1973年は57.1%、1976年は56.2%、1977年は54.1%となっている。

### 2.5.4 需 要 家

都市部はもとより、農村地帯に対してもSTEGの不断の電化促進努力によって需要家(高中圧および低圧)の総数は非常に伸び、1962年の203,000戸から1976年には452,000戸に増大した。1976年の需要家総数のうち、408,000戸(90.3%)は都市部の需要家であり、残り44,000戸が農村地帯の需要家である。需要家数の増加率は年平均5.9%である。(1977年の需要家総数は約507,000戸に達するものと予想される)。



STEGは、1977年の全国推定人口5,890,000人のうち、電力供給を受けている人口は約45%（都市部65%、農村地帯23%）と推定しているので、チュニジア全国の人口1人当り電力消費量は259KWh/人年となり、電力需要家1戸当りの消費量は576KWh/人年（自家発自家消費も含む）となる。

## 2.6 電気料金制

### 2.6.1 料金改訂

1971年以来、STEGでは限界費用理論による電気料金制の検討が行なわれていたが、その第一段階の検討は1975年に完了し、同年4月に最初の料金改訂が行なわれ、また同年12月に中圧需要家に対して新規供給契約が施行されるようになった。

上記の料金改訂に引続いて、1977年6月には第2回目の料金改訂が行なわれ、それまでの電気料金に対して約20%の値上げが行なわれた。また、この現行料金を更に約8%値上げしようとする第3回目の料金改訂が1979年中に実施される予定である。これらの相次ぐ料金改訂の原因は次の通りである。

- 料金ベースに基づいて1.0%の財務収益を確保するため。
- 燃料費の増騰を吸収するため（火力発電所の燃料費平均単価は1976年の3.4 millimes/KWhから1978年には6.7 millimes/KWhに高騰するものと予想されている）。
- 第IV次計画の投資額（68.7百万 dinars）に対して約3倍の200百万 dinars にのぼる第V次計画（1977～1981年）の電力部門投資計画を実現するため。

### 2.6.2 料金構造

#### (1) 低圧料金

STEGは、低圧電気料金として2種類の料金を適用している。即ち電灯用<sup>\*</sup>料金（1又は2KVA）と<sup>\*</sup>動力用<sup>\*</sup>料金（3KVAまたはそれ以上）である。これらの料金はKVA固定料金（<sup>\*</sup>動力用<sup>\*</sup>需要家のみ）、需要家加入料金（<sup>\*</sup>電灯用<sup>\*</sup>需要家のみ）および従量料金（諸税を含む）から成っており、それらの料率は次の通りである。

- KVA固定料金                    100 millimes/KVA一月
- 需要家加入料金                100 millimes/需要家一月
- kWh 従量料金：

	電灯用	動力用
0～10KWh/KVA	46 millimes	41 millimes
10KWh/KVA以上	41 millimes	34 millimes

## (2) 低圧特殊料金

低圧特殊料金は5種類に分れている。即ち、農業用（ピーク時は供給停止）、湯沸し用（ピーク時は供給停止）、暖冷房用（臨時料金）、搾油・製粉用および公共照明用の各需要家に対するものであり、これら特殊料金はIVA 固定料金、需要家加入料金および従量料金から成っている。料率は概ね次の通りである。

- IVA 固定料金（搾油・製粉用のみ）                      100 millimes/IVA - 月
- 需要家加入料金（用途によって）              200～700 millimes/需要家一月
- kWh 従量料金：

一日の時間帯（日中、ピーク時、夜間）によって8～25 millimes/kWh の異なる料率を適用されている用途もあり、或は、月間使用量で0～25或は30 kWh/IVA の第1段階に対して30～40 millimes/kWh、25或は30 kWh/IVA 以上の第2段階使用量に対して22～25 millimes/kWh の料率を適用されている用途もある。

## (3) 中圧料金

中圧需要家に対しては2種類の料金が適用されている。即ち、時間帯料金と段階料金である。何れも、kW固定料金、需要家加入料金およびkWh 従量料金から成っており、料率は次の通りである。

	<u>時間帯料金</u>	<u>段階料金</u>
- kW固定料金	1.5 DT/kW-月	0.1 DT/IVA - 月
- 需要家加入料金	1.5 DT/需要家一月	2.5 DT/需要家一月
- kWh 従量料金：		

時間帯料金の場合には日中16 millimes/kWh、ピーク時26 millimes/kWh、夜間7 millimes/kWh の料率が適用されている。

段階料金の場合には、月間使用量0～50 kWh/IVAの第1段階に対しては27 millimes/kWh、50 kWh/IVA 以上の第2段階に対しては22 millimes/kWh の料率が適用されている。

## (4) 中圧特殊料金

中圧特殊料金は、農業用（ピーク時供給停止）および緊急用の2種類に分かれており、それぞれの料金構造は次の通りである。

	農業用	緊急用
-KW固定料金	1.5 DT/KW-月	0.2 DT/KW-月
-需要家加入料金	2.5 DT/需要家-月	1.5 DT/需要家-月

-KWh従量料金:

各用途とも日中の使用量に対しては、農業用1.6 millimes/KWh, 緊急用2.4 millimes/KWh, 夜間の使用量に対しては、農業用7 millimes/KWh, 緊急用1.4 millimes/KWhである。なお、緊急用のピーク時使用量については4.7 millimes/KWhの料率が適用されている。

### (5) 高圧料金

高圧需要家に対しては、一般用料金と緊急用料金の2種類の料金が適用されており、それぞれの料金構造は次の通りである。

	一般用	緊急用
-KW固定料金	0.5 DT/KW-月	0.1 DT/KW-月
-需要家加入料金	-	3.0 DT/需要家-月

-KWh従量料金:

これら一般用および緊急用の2通りの料金は何れも時間帯料金であり、料率はそれぞれ日中が1.5および2.1 millimes/KWh, ピーク時が2.2および3.7 millimes/KWh, 夜間が6および3 millimes/KWhとなっている。

### 2.6.3 KWh当り平均売電単価

1977年6月の料金改訂の前後における高中圧需要家および低圧需要家のそれぞれに対するKWh当り平均売電単価を比較すると次の通りとなる。

項目	高中圧	低圧	合計
1975年4月付改訂料金(1976年消費電力量に基づく)			
-販売電力収入(1000DT)	10,413	12,342	22,755
-消費電力量(Gwh)	746	399	1,145
-売電単価(millimes/KWh)	14.0	30.9	19.9
1977年6月付改訂料金(1976年消費電力量に基づく)			
-料金上昇率	24.8%	16.0%	20.0%
-売電単価(millimes/KWh)	17.4%	35.9%	23.9%



### 第3章 電力需要想定



## 第 3 章 電力需要想定

### 3.1 需要電力量の予測

#### 3.1.1 電力消費実績

2.5.2項で示したように、チュニジア全国電力消費量は1973年に990GWhであったのが1977年には1,527GWhに増大している。この間の年平均増加率は11.5%である。この増加率は、先進国のそれに比しても或は発展途上国のそれに比しても極めて高い増加率である。

上記期間中におけるSTEGの供給による電力消費量は821GWhから1,309GWhに増大しており、年平均増加率は12.4%であった。この電力消費の増加動向を需要家別に分析すると、高・中圧需要家の消費増加率が10.6%であるのに対して低圧需要家のそれは16%となっている。

#### 3.1.2 STEGによる予測

1977年チュニジアでは第5次経済・社会開発計画が実施に移された。この第5次計画は、1977～1981年を対象期間とし、諸工業の生産促進、食料自給体制の確立、追加労働力の完全雇傭実現等を軸とし、GNPの年平均成長率7.5%の達成を目標とするものであるが、これに伴う電力需要予測として、1977年12月、STEGによって“Le Marché de l'Electricité à moyen et long terme”が策定された。

上記の需要予測は、中期予測として1977～1986年を、長期予測として2003年までを対象期間とし、各種手法による想定値が示されている。このうち、最もprobableな想定として取上げられたものは下記の如き手法によるものである。

- (a) 中期予測(1977～1986年)としては、高・中圧需要については各工業部門の生産増強計画を考慮し、低圧需要については地域配電促進計画の見通しを考慮しつつ想定する。
- (b) 長期予測(1987～2003年)については、過去の消費実績の傾向線、GNPの動向等を考慮した包括的な幾つかの想定を立て、これらの外挿線の中から、上限・平均・下限の三通りの予測を樹てる。

以上の手法によって想定されたSTEG電力系統における5年毎の需要端消費電力量および年平均増加率は次表に示す通りである。

Item	1977	1981	1986	1991	1996
Consumption (GWh)					
Maximum	1,340	2,280	4,340	7,200	4,500
Average	1,340	2,280	4,340	6,500	9,000
Minimum	1,340	2,280	3,970	5,800	7,600
Average Annual Growth Rates					
Maximum		14.2	13.7	10.6	7.8
Average		14.2	13.7	2.4	6.7
Minimum		14.2	11.7	7.8	5.5

上表に示すように、1977～1981年の第5次計画期間における想定は上限・平均・下限の各予測とも同じである。然し乍ら、1982年以降については上限および下限予測が現在予備調査段階にある製鉄コンビナート・化学コンビナート・No.6セメント工場等の実現を見込んでいるのに対して、下限予測はこれらを考慮していないため、1986年段階で約10%の開きが生じている。また、上記各予測のうち、平均予測を代表的なものとして、これについて需要増加率の動向を見ると、1977～1986年の年平均増加率約14%に対して、1986年以降は急激に下落し、1991年以降になると、中・先進国の所謂「10年倍増率」(7.2%)以下となっていることが注目される。

### 3.1.3 巨視的手法による予測

上記のSTEGによる需要予測はチュニジア政府の今後の経済開発計画を最も忠実に反映した極めて精緻なものであるが、計画目標と実績とは必ずしも一致することはない。(第4次計画では目標に対して達成率は91%であった)。

従って、我々は以下のマクロ手法によって得る想定値と上記のSTEGの想定値を対比し、それに基づいて将来の需要予測について判断することとする。

国の経済活動はGNPによって最も的確に把握されるが、財貨およびサービスの生産および消費に密着した電力の消費量はGNPと極めて良い相関々係を有している。電力需要の巨視的予測とは、国民1人当りのGNP即ちGNP/Capitaと国民1人当りの消費電力量即ちKwh/Capitaの間の相関々係を基として、国全体としての長期的電力需要を想定する方法である。EPDCは、国際原子力機構(IAEA)、世界銀行(IBRD)等による数10ヶ国の統計を調査解折し、上記相関々係についての世界的な傾向線を確認し、これを長期予測の際の有力な一手法として採用している。我々の巨視的手法における所要パラメータ並びに確認すべき所要相関々係とは次の如きものである。



(1) 所要パラメータ

- (a) 現段階の GNP/Capita の平均的な成長率実績
- (b) 現段階の GNP/Capita の規模
- (c) 現段階の KWh/Capita の規模
- (d) GNP/Capita の規模の変化に対応する成長率の変動率
- (e) GNP/Capita の規模の変化に対応する KWh/Capita の変動率
- (f) 人口増加予測

上記に関連するチュニジア国の基本的経済指標を第4次計画（1973～1976年）および第5次計画から拾いと表3-1に示す通りとなり、この表から、次の所要パラメータが得られる。

— 予測基準年（1976年）の GNP/Capita	US \$ 415（1968年価格）
— 予測基準年（1976年）の KWh/Capita	232 KWh
— 現段階の GNP/Capita の年平均成長率	5.2%
— KWh/Capita の年平均増加率	8.1%

(2) GNP/Capita の規模と成長率の相関々係

前述の統計的調査によれば、図3-1に示すように、GNP/Capitaの規模と当該相模に対応する成長率との間には大きな相関々係があり、GNP/Capitaが500～1,000 US \$（1968年価格）に達するまでは成長率のテンポは漸次高まるが、その後は漸減することが示されている。このような相関々係は、国によって異なるけれども、世界的に見ると、高いグループ、低いグループ及び平均的グループの三つに分けられ、それらの代表的傾向線は図3-1に示す通りである。この図において、チュニジア国の現段階における国民1人当たりGNP（415 US \$）及びその年平均成長率（5.20%）をスタートとして傾向線を描き、GNP/Capitaの規模と成長率の相関々係を求めると図3-1に示す数値が得られる。

(3) GNP/Capita と KWh/Capita の相関々係

同じく、統計的調査の結果では GNP/Capita と KWh/Capita の間にも大きな相関々係のあることが確認され、世界的に見ると高いグループ、低いグループ及び平均的グループの三つに分けられ、それらの代表的傾向線を描くと、図3-2の通りとなる。この図において、チュニジアの過去5年間の GNP/Capita および KWh/Capita を基として傾向線を描くと、今後の GNP/Capita に対応する、国民1人当たりの消費電力量が得られる。

(4) 人口予測

1965年以降のチュニジアの実質人口増加率は年平均2.65%であり、1975年の国勢調査では総人口5,577,300人であった。将来の人口予測について、第5次計画報告書は、従来の増加率をコンスタントなものと仮定した場合の人口予測と、1965/66年の出生率と1976年の出生率との比較に基づいて将来の出生率逡減を仮定した場合の人口予測との2通りの予測を樹てている。我々は、これら2通りの予測のうち、出生率逡減を仮定した下記の人口予測値をベースとし

て電力消費予測を行なうこととする。

年次	人口	年平均増加率
1976	5,737,300	2.36%
1981	6,437,000	2.24%
1986	7,177,000	2.10%
1991	7,939,000	1.79%
1996	8,675,000	

(5) 予測結果

以上の各パラメータに基づいて、巨視的手法によってチュニジア全国の消費電力量と、このうち STEG 電力系統から供給を受ける消費量を予測すると表 3-2 に示す通りとなる。なお、この場合 STEG 電力系統から供給を受ける消費電力量は全国消費量の 85% コンスタントと想定する（この率は、1970～1974 年は 84%、1975 年は 88%、1976 年は 86% と記録されている）。

Tableau 3-1 PRINCIPAUX INDICES ECONOMIQUES POUR LA PREVISION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE

Description	1972	1973	1974	1975	1976
1. Population (1.000)	5.200	5.330	5.450	5.577	5.737
2. P.I.B. aux prix 1972 (Million de DT)	1.077,6	1.082,4	1.185,8	1.301,7	1.424,7
3. P.I.B. par habitant (Dinars)	202,7	203,0	217,6	233,4	248,3
4. P.I.B. par habitant évalué aux prix 1968:					
(Dinars)	176,6	176,9	189,7	203,4	216,4
(Converti en \$E.U.)	339	340	364	390	415
5. Consommation nationale (GWh)	882	988	1.078	1.152	1.330
6. Consommation par habitant (kWh)	170	185	198	207	232

Note: (1) Les indices des prix de gros sont les suivants:

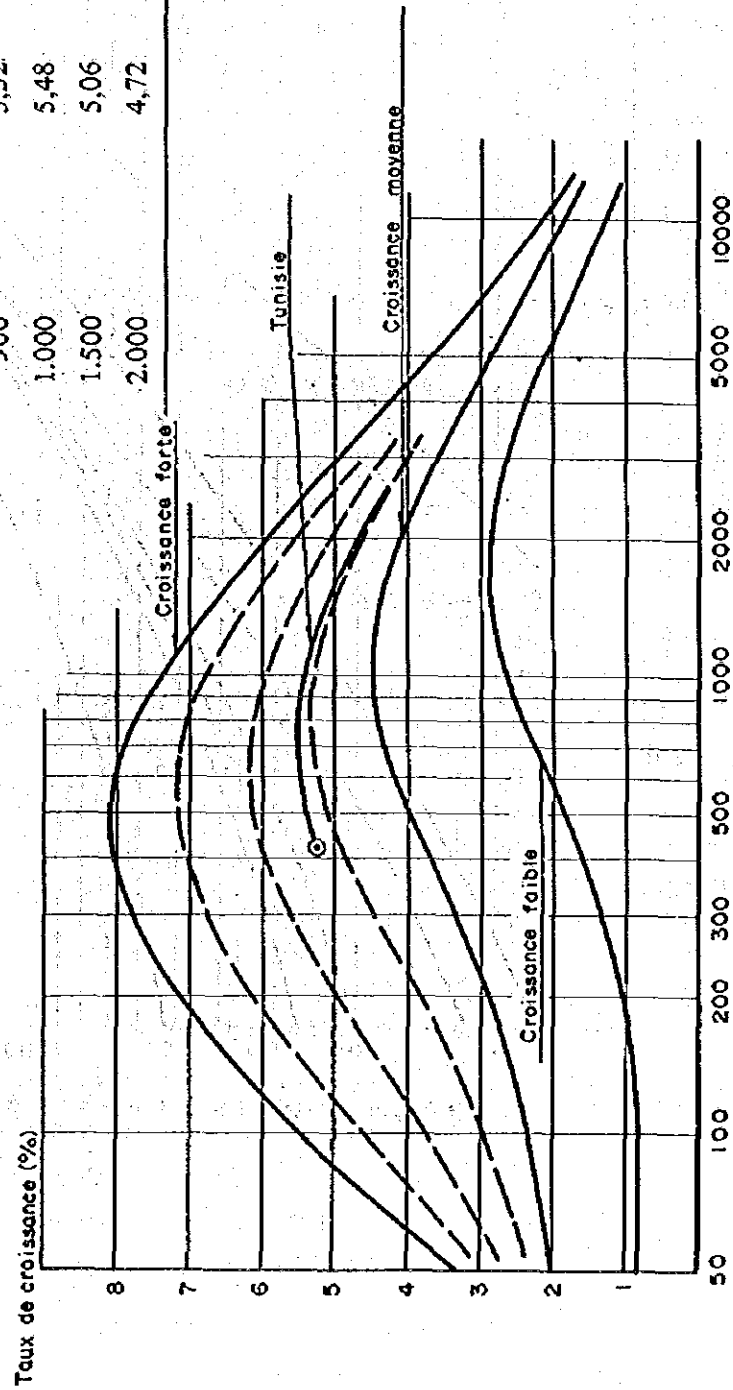
1968	.....	95
1969	.....	96
1970	.....	100
1971	.....	107
1972	.....	109

(2) Le taux de change avec le dollar E.U. au cours de la période 1968~1970 était le suivant:

1 \$E.U. = 0,521 Dinars

Graphique 3-1  
CORRELATION ENTRE P.I.B. PAR HABITANT  
ET SON TAUX ANNUEL DE CROISSANCE

P.I.B. par habitant (S.E.U.)	Taux annuel de croissance (%)	Taux moyen de croissance (%)
415	5,20	
500	5,37	5,29
600	5,49	5,43
700	5,62	5,56
800	5,57	5,59
900	5,52	5,55
1.000	5,48	5,50
1.500	5,06	5,27
2.000	4,72	4,89



P. I. B. par habitant (\$ E. U. aux prix 1968)

Graphique 3-2

### CORRELATION ENTRE P.I.B. PAR HABITANT ET LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE PAR HABITANT

Consommation d'électricité  
par habitant (KWh)

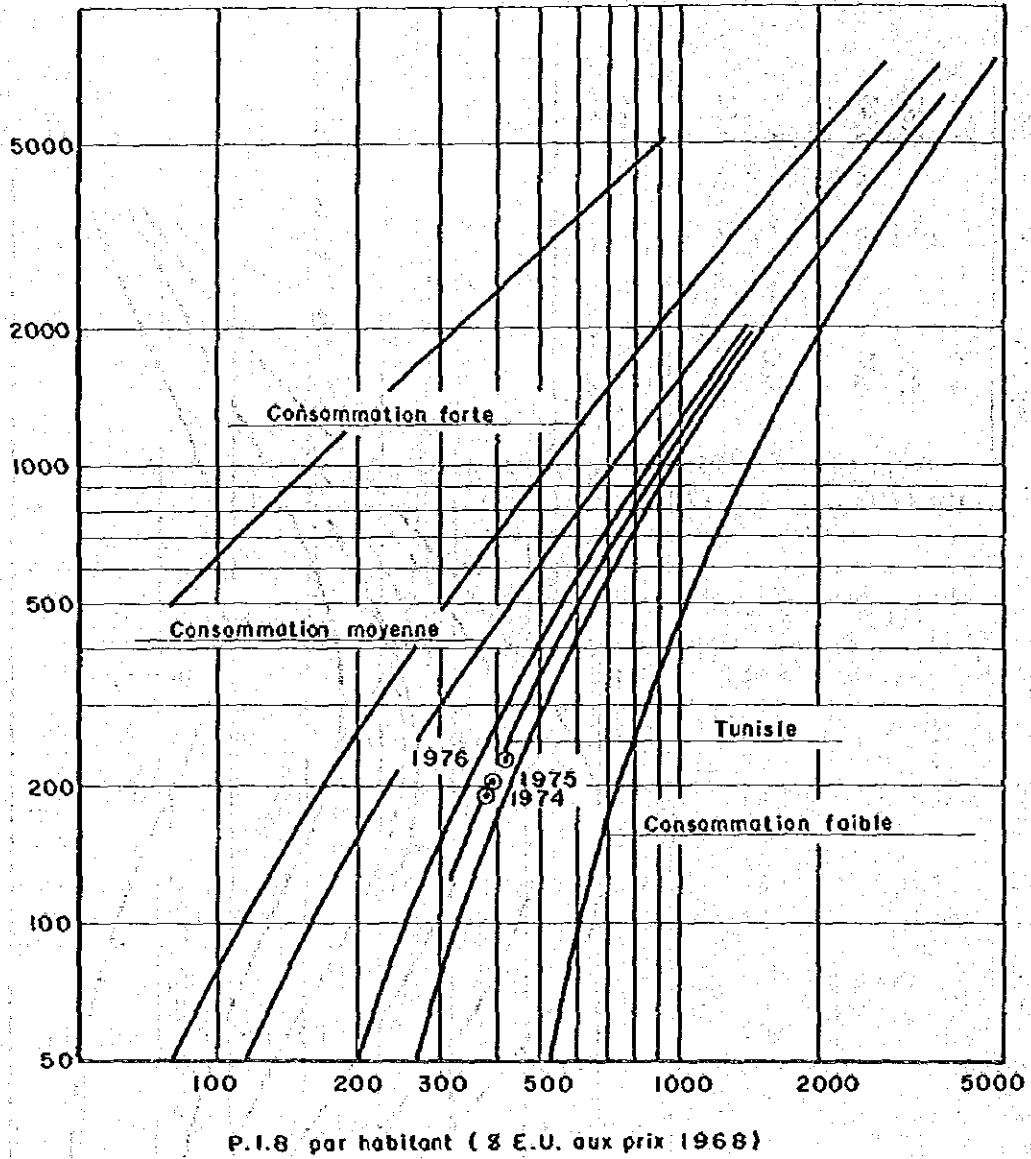


Tableau 3-2

PREVISION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE  
ETABLI PAR LA METHODE MACROSCOPIQUE

Année	Taux de croissance du P.I.B. par habitant	P.I.B. par habitant aux prix 1968	Consommation d'électricité par habitant	Population estimée	Consommation nationale	Consommation fournie par la STEG
	(%)	(\$E.U.)	(kWh)	(1.000)	(GWh)	(GWh)
1976	5,20	415	232	5.737	1.330	1.145
1977	5,29	437	260	5.872	1.530	1.300
1978	5,29	460	290	6.037	1.750	1.490
1979	5,29	484	330	6.175	2.040	1.730
1980	5,43	510	360	6.307	2.270	1.930
1981	5,43	538	400	6.437	2.570	2.190
1982	5,43	567	450	6.581	2.960	2.520
1983	5,43	598	500	6.728	3.360	2.860
1984	5,56	631	550	6.879	3.780	3.220
1985	5,56	666	600	7.033	4.220	3.590
1986	5,56	708	650	7.177	4.670	3.970
1987	5,59	742	720	7.331	5.280	4.490
1988	5,59	784	780	7.485	5.840	4.960
1989	5,59	827	850	7.642	6.500	5.520
1990	5,55	873	920	7.803	7.180	6.100
1991	5,55	922	1.000	7.939	7.940	6.750
1992	5,50	973	1.100	8.085	8.890	7.560
1993	5,50	1.020	1.200	8.229	9.879	8.390
1994	5,27	1.080	1.290	8.377	10.820	9.200
1995	5,27	1.130	1.400	8.527	11.940	10.150
1996	5,27	1.197	1.500	8.675	13.010	11.060

**Note:** Les taux de croissance annuels moyens sont les suivants:

De 1976 à 1981 . . . . . 13,8 %

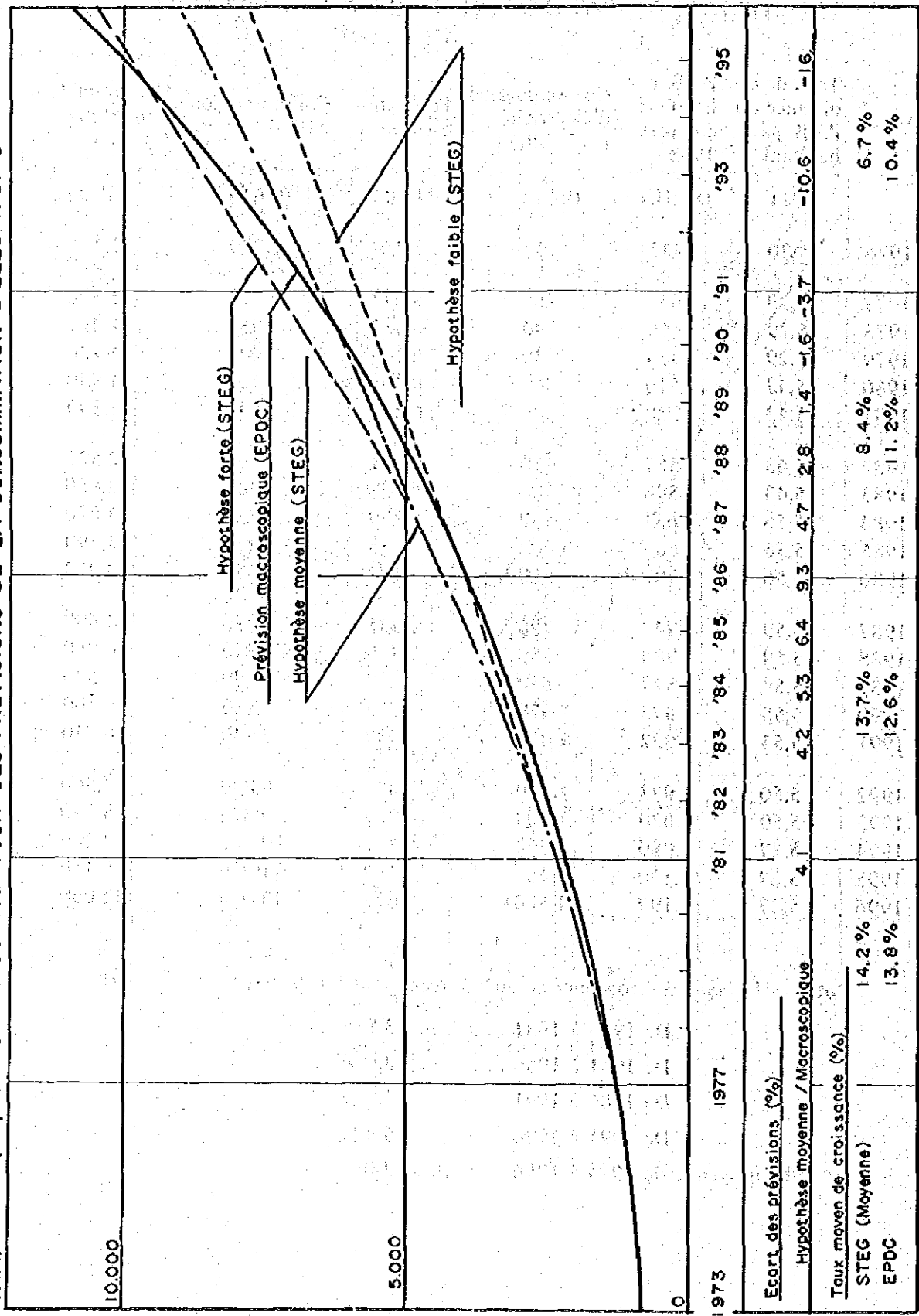
De 1981 à 1986 . . . . . 12,6 %

De 1986 à 1991 . . . . . 11,2 %

De 1991 à 1996 . . . . . 10,4 %

La moyenne de 1976 à 1996 . . . . . 12,0 %

Graphique 3-3 COMPARAISON DES PREVISIONS DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE



Ecart des prévisions (%)	
Hypothèse moyenne / Macroscopique	4
Taux moyen de croissance (%)	
STEG (Moyenne)	14.2 %
EPDC	13.8 %

STEG (Moyenne)	6.7 %
EPDC	10.4 %

### 3.1.4 比較および結論

巨視的手法によって得られた需要予測は図3-3に示すように、1976年を起点として、5年間毎の年平均増加率は13.8%（1976～1981年）、12.6%（1981～1986年）、11.2%（1986～1991年）および10.4%（1991～1996年）と緩やかな減速を示している。これに対して、STEGの行った予測の中で代表的なものと考えられる平均予測の年平均増加率は、上記各期間に対してそれぞれ14.2%、13.7%、8.4%および6.7%となっている。即ち、STEGの予測では1986年を境として、それ以降の増加率は可成り急激に落込んでいる。

一方、EPDCの予測に対するSTEGの予測の開きは、1981年で+4.1%程度であるが、1985年では+6.4%、1986年では+9.3%に増大する。この開きは1986年を境として急激に縮まり、1989/1990年には両予測間の開きはなくなり、その後は逆にEPDCの予測はSTEGの予測を上回り、1996年時点の両者の開きは16%に達する。

1986年までのSTEGの需要予測は全ての経済条件が満足された場合のものであることを考慮すると共に、1986年以降の増加率が国際的な標準を下回ることを考え、我々のstudyにおいては、両予測の中間値を採用し、それに基づいて以下の如く最大需要電力の予測を行なうこととする。

## 3.2 最大需要電力の予測

### 3.2.1 送配電kWhロス率および年負荷率

最大需要電力の予測を行なうためには、送配電ロス率及び年負荷率の今後の程度を想定する必要がある。これらの点について、STEGは次のような予想を樹てている。

#### (1) 送配電ロス率

1970～1976年の7年間の送配電損失電力量は消費電力に対して平均18.5%となっている。今後、送配電網の整備が漸次実現されることを考え、次のようにこの損失率は5年毎に1%ずつ減速するものとしている。

期 間	1977-81	1982-86	1987-91	1992-96
損失電力量/消費量	17%	16%	15%	14%

#### (2) 年負荷率

連系々統における送電端需要電力量を送電端最大需要電力で割って得られる最大需要電力の年間持続時間数は、統計的調査によるとこれまでほぼ4,800～4,900時間コンスタントであることが確認されている。この時間数は、ピーク時間帯に電力消費が集中する家庭用需要家の比率が高まれば減少し、逆に、一日の電力消費が比較的コンスタントな工業用需要家の比率が高まれば増加する。STEGは、この点について、今後の需要家構成において、工業用需要家の比重が漸

次高まるとの予想のもとに、次に示すように最大需要電力の年間時間数は今後5年毎に50時間ずつ遡増するものと想定している。

期 間	1977-81	1982-86	1987-91	1991-96
ピーク持続時間数	4,900	4,950	5,000	5,050

送配電ロス率および年間負荷率についてのSTEGの以上の想定は何れも緩やかな改善を前提とするものであって無理な点は見当たらない。従って、これらの想定はそのまま我々のstudyに適用することとする。

### 3.2.2 想定結果

需要端消費電力量および送配電ロス率、年間負荷率についての以上の前提を基として、送電端需要電力量および最大需要電力を求めると表3-3に示す通りとなる。この表に示された5年毎の最大需要電力の予測値とSTEGの平均予測値とを対比すると次の通りである。

	1981年	1986年	1991年	1996年
本studyの予測 (MW)	530	970	1,520	2,260
STEGの平均予測 (MW)	540	1,020	1,380	2,050

また、STEGの予測の上限予測、平均予測、下限予測、本studyにおける我々の採用値を図で比較すると、図3-4に示す通りとなり、この図から次の結論が得られる。

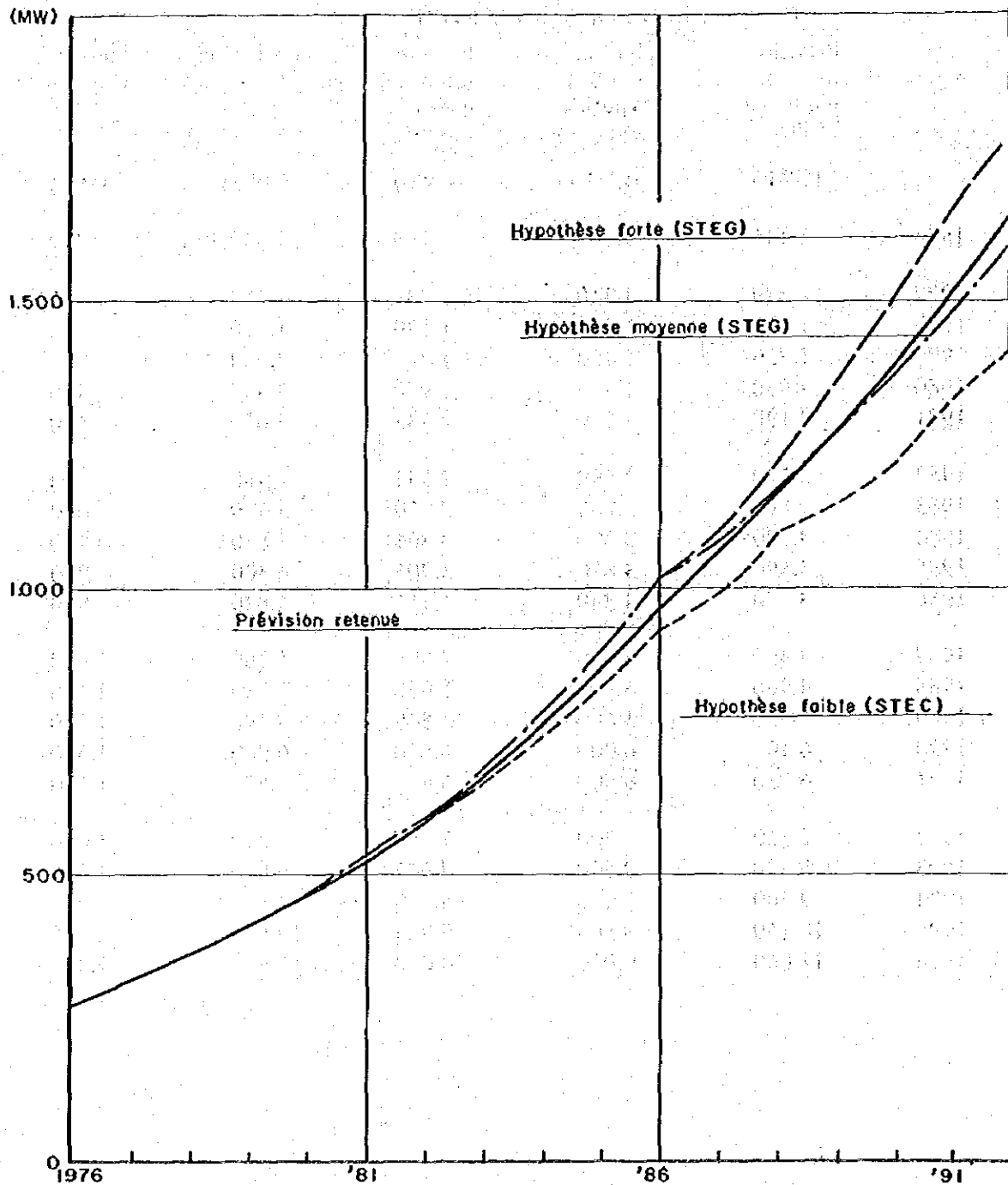
- a) 1980年までは全ての予測値は等しい。
- b) 1986年時点のEPDC採用値はSTEGの上限・平均予測と下限予測の中間に位する。
- c) STEGの各予測は1986年を境として想定カーブが可成り不規則であるが、EPDCの採用した予測カーブは、STEGの各予測を平均した規則的なカーブとなっている。



**Tableau 3-3 PREVISION DE LA PUISSANCE MAXIMUM APPELEE SUR LE RESEAU INTERCONNECTE DE LA STEG**

Année	Consommation fournie par la STEG			Production aux bornes centrales	Puissance maximum appelée
	Prévision macroscopique par l'EPDC	Prévision par la STEG (Hypothèse moyenne)	Prévision retenue dans ce rapport		
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(MW)
1976	1.145	1.145	1.145	1.339,4	272
1977	1.330	1.340	1.335	1.560	320
1978	1.490	1.570	1.530	1.790	370
1979	1.730	1.750	1.740	2.040	420
1980	1.930	1.990	1.960	2.290	470
1981	2.190	2.280	2.235	2.610	530
1982	2.520	2.590	2.555	2.960	600
1983	2.860	2.980	2.920	3.390	680
1984	3.220	3.390	3.305	3.830	770
1985	3.590	3.820	3.705	4.300	870
1986	3.970	4.340	4.155	4.820	970
1987	4.490	4.700	4.595	5.280	1.060
1988	4.960	5.100	5.030	5.780	1.160
1989	5.520	5.600	5.560	6.390	1.280
1990	6.100	6.000	6.050	6.960	1.390
1991	6.750	6.500	6.625	7.620	1.520
1992	7.560	7.000	7.280	8.300	1.640
1993	8.390	7.500	7.945	9.060	1.790
1994	9.200	8.000	8.600	9.800	1.940
1995	10.150	8.500	9.325	10.630	2.110
1996	11.060	9.000	10.030	11.430	2.260

Graphique 3-4 COMPARAISON DES PREVISIONS DE LA PUISSANCE  
MAXIMUM APPELEE



## 第4章 第5次計画による電力設備増強計画



## 第 4 章 第 5 次計画による電力設備増強計画

### 4.1 設備増強計画

都市部および農村部の需要増大に対処すると共に、送電線の事故や運転脱落等を少なくして電力供給の質的向上を計るため、1977～1981年までの期間中に総額200百万 dinars の投資計画の下に発電設備、送変電設備、配電設備および建物営業設備等の増強計画が実施中である。

#### 4.1.1 発電設備の増強

##### (1) 火力発電所

火力発電部門の増強計画は Sousse 汽力発電所 (150 MW × 2 基) および合計出力 154 MW の各 22 MW のガスタービン 7 台を含むものであり、これらガスタービンの設置場所は Sfax (2 台) Menzel Bourguiba (2 台), Tunis Sud (1 台), Korba (1 台) および Metlaoui (1 台) である。

上記 7 台のガスタービンのうち、Sfax の 2 台は 1977 年中に既に運転開始しており、残り 5 台も 1978 年中に運転開始を予定されている。一方、Sousse の汽力発電機 2 台については、1 号機が 1980 年 4 月、2 号機が 1980 年 9 月にそれぞれ運転開始の予定である。

##### (2) 水力発電所

水力発電部門では、1977 年に、Sidi Salem 多目的プロジェクトの建設現場が開設された。Sidi Salem ダムは水道用水および農業用水の供給を主目的とするものであるが、第 2 次目的としての発電のため設備出力 36 MW (保証出力 20 MW) の水力発電所が建設される。STEG にとって 6 番目の水力発電所である Sidi Salem 水力発電所は 1982 年 11 月に運転開始が予定されている。

この水力発電所の工事が完成すると、STEG の保有する発電所の総設備出力は約 911 MW (保証出力は 846 MW) に達することとなる。

第 5 次計画で新設を予定されているこれら発電所の設備概要は表 4-1 に示す通りである。

#### 4.1.2 送変電設備の増強

##### (1) 高圧送電線

送電線の建設計画においては、企業にとって不健全な出費をもたらしたり或はサービスの質的低下をもたらすような不適当な送電網運転を避けるための技術的、経済的検討が常に必要である。このため、STEG は各種代案について十分な比較検討を行なった後、第 5 次計画で実施すべき送電線増強計画を策定した。この増強計画は、送電線建設の設備投資額、運転維持費および事故・脱落等に伴う出費を合計した総費用の現在価値換算額が最少となる計画として選ばれたものであ

る。

第5次計画で予定されたこれら新規送電線の設備概要は表4-2に示す通りである。

これら新設予定送電線のうち、Maknassy~Oueslatia~Naassen間の225kV線は1978年中に運転開始の予定である。Hammamet, AkoudaおよびGabesのセメント工場にそれぞれ供給するための150kV線、並びにEI Aroussia~Menzel Bourguiba間の90kV線は既に完成している。

何れにしても、225kV幹線送電線および特にTunis地域を囲む225kV環状線が1979~1980年頃運転開始すると、STEGの送電網の信頼性は著しく向上することとなる。事実、これら225kV線が完成すると、STEGの送電系統は強固なグリッド構成となり、保護システムの改善と相俟って、これら送電線の常時ループ運転によって、一区间送電線事故により供給停止に至る変電所は殆どなくなると思われる。また、グリッドの網の目が比較的小さいため(約100km程度)、再閉路を高速で行なうことにより電力系統の供給信頼度は可成り高くなるものと思われる。

このほか、1980年および1982年にそれぞれ運転開始を予定されているアルジェリアおよびリビアとの間の下記の国際連系送電線に注目する必要がある。

—アルジェリアとの連系線

Metlaoui ~ Jebel Onk 間	150kV 1回線	1980年
Tajerouine ~ EI Aouinet 間	225kV 1回線	1980年

—リビアとの連系線

Bouchemma ~ Zouara 間	225kV 2回線	1982年
----------------------	-----------	-------

上記の国際連系線は、特にSousse汽力発電所の150MW容量の単機又は複数の発電機が事故脱落した場合に瞬時的に応援補給し、STEGのその他発電所群によって所要電力の供給回復が行なわれるまでの間、補給を続けるためのものである。更に、これら連系送電線は、発電所増設のための投資を節約したり、或は計画送電等を通じて、経済的に大きなメリットをもたらすこととなる。

以上の新規送電線が建設されると、1981年末におけるSTEGの送電線の総延長は、アルジェリアおよびリビアとの国際連系線を含めずに、約2,543kmに達することとなる。

(2) 変電所

発電設備および送電線の増強計画と平行して、第5次計画期間中に、Tunis Nord, Sousse, Naassen, M'Nihla, Akouda, Hammamet, Oueslatia およびOued Zargaの8個所に新設変電所が設置される予定である。このほか、6個所の既設変電所において変圧器が増設されることとなっている。これら新設予定変電所のうち、特に注目すべきものは次の2変電所である。

—90kV Tunis Nord 変電所： この変電所はEI Mengah, Ariana, Ras Tabia にそれぞれ設けられる新興団地およびCharguiaの新工業地帯の電力供給を受持つこととなる。この変電所

は La Goulette 発電所と Tunis Ouest 変電所の中間にあって、従来 Tunis Ouest 変電所が受持っていた 30kV の負荷供給を全部肩代りすることとなる。

— 90kV Oued Zarga 変電所：この変電所は El Aroussia 発電所と Fernana 発電所を結ぶ 90kV 送電線の中間地に設けられ、チュニジア西北地方に対する安定した電力供給を確保することとなる。この新しい Oued Zarga 変電所に対して、Sidi Salem 新設水力発電所より 10 km の送電線を通して電力が送られることとなる。

表 4-3 に示されるように、第 5 次計画期間中に STEG の変電所の総変電容量は倍増し、1981 年末には合計変電容量は 2,590MVA に達するであろう。

#### 4.1.3 配電網の増強

発電設備や送変電設備の増強計画と比較して配電網の増強計画を特徴づけるものは様々の制約条件が多いと云うことであろう。例えば、電力の供給を希望すると同時に配電所要投資額の一部を負担しなければならない第三者、即ち需要家に係る制約条件、配電工事材料の調達や STEG および地方の下請電気工事会社の技術要員の物理的能力に係る工事施工上の制約条件、更には所要投資額の大きな部分を負担しなければならない STEG の資金調達上の制約条件等である。

然し乍ら、2.4.2 項で述べたように、1975 年に策定された“配電基本計画”により、低圧供給に対する事前組立ケーブル技術の採用および中圧供給に対する M.A.L.T 方式（三相四線直接接地方式）への移行によって、都市部および農村部の電化促進計画の実現のため、執るべき方策が明確に規定された。かくして、第 5 次計画期間中に、配電部門では下記の増強目標を達成すべきこととなっている。

— 都市部電化促進：需要家数を 1976 年の約 408,000 戸から第 5 次計画期間中に新規需要家 232,000 戸を増やし、第 5 次計画末期には合計 640,000 戸に増大させる予定である。これは年平均増加率 9.4% に相当し、1981 年における都市部電化率は 85% に達するもの推定される。

— 農村部電化促進：同じく、需要家数を 1976 年の 44,000 戸から、第 5 次計画期間中に新規需要家 74,000 戸を増やし、第 5 次計画末期には合計 118,000 戸に増大させる予定である。これは年平均増加率 22% に相当し、1981 年における農村部電化率は 57% に高まるものと推定される。

STEG の全国供給地域において、第 5 次計画で増強を予定されている中圧、低圧配電線の総延長および変電所の総配電容量は次の通りである。

#### — 配電線延長

中圧供給 5,276 km

低圧供給 3,311 km

— 変電所配電容量 99,577 KVA

## 4.2 投資計画

第5次計画の実施のために予定されている総投資額は約212百万 dinars にのぼり、そのうち発電関係投資額が全体の37%、送変電関係が11.5%、配電関係が38%、建物・営業設備関係が9.5%を占めている。この投資額は第4次計画のそれ(68.7百万 dinars)に較べると約3倍に相当する。

次の表は第5次計画の1977～1981年に予定される部門別投資額の概況である。

Désignation	(Milliers de Dinars)					
	1977	1978	1979	1980	1981	Total
Production	16.342	18.845	22.435	14.680	6.200	78.502
Transport	7.220	7.350	8.150	7.600	2.400	32.720
Distribution	11.800	13.000	15.800	18.700	21.200	80.500
Logistique	2.858	4.915	4.480	4.030	3.670	19.953
Sous-total	38.220	44.110	50.865	45.010	33.470	211.675
Taxes et douanes	4.100	6.340	7.850	4.490	1.220	24.000
Grand total	42.320	50.450	58.715	49.500	34.690	235.675

発電部門投資は、これによって1976年の設備出力358,760kW(1977年は464,760kW)を1981年末には874,760kWへ、1982年末には910,760kWに増強せしめるものである。送変電部門の投資額は、1976年末における総延長1,550kmを1981年末には2,254kmに増大させ、また同期間中に総変電容量を1,175MVAから2,590MVAに増強せしめるものである。また配電部門の投資計画は1976年から1981年の間に、需要家数を452,000戸から758,000戸に、電化率を都市部においては65%から85%に、農村部においては23%から57%に、全国平均において40%から60%に高めることを目的としている。この点について、配電投資額の資金調達は通常その一部は受益者および地方公共団体等の第三者によって賄われ、残りがSTEGによって賄われる点に注意しなければならない。第5次計画で予定されている資金調達計画では総所要資金の56%、即ち44.9百万 dinars がこれら第三者(需要家側)によって賄われ、残り44%即ち35.6百万 dinars がSTEGによって賄われなければならないものとされている。

以上の基盤的なインフラストラクチャー部門への投資のほか、建物・営業設備関係への投資、例えば中央給電指令所(Dispatching National)、各種建物および動産、特殊機械、車輛等への投資が加わる。これらの諸設備のうち、特に注目を要するのが中央給電指令所の建設計画である。当該給電指令所は、将来、STEGの発電所数が益々多くなり、送電網が拡充されるに伴い、



また特にアルジェリアおよびリビアとの国際連系送電線が運転開始した暁には、系統の構造上、これらダイナミックな発送電設備に対してより効率的な制御と厳密な運転監視が必要になると云う事実を考慮して実施が決定されたものである。

**Tableau 4.1 RENFORCEMENT DU PARC DE PRODUCTION  
AU COURS DU Ve PLAN (1977 ~ 1981)**

Catégorie et Centrale	Groupe	Année de mise en service	Puissance installée (kW)	Puissance garantie (kW)	Combustible utilisé
<b>Thermique Vapeur</b>					
Sousse	TV 1	1980	150.000		
	TV 2	1980	150.000		
	<b>Total</b>		<b>300.000</b>	<b>300.000</b>	<b>Bunker C et gaz naturel</b>
<b>Turbine à gaz</b>					
Sfax	TG 1	1977	22.000		
	TG 2	1977	22.000		
	<b>Total</b>		<b>44.000</b>	<b>44.000</b>	<b>Gas-oil</b>
Menzel Bourguiba	TG 1	1978	22.000		
	TG 2	1978	22.000		
	<b>Total</b>		<b>44.000</b>	<b>44.000</b>	<b>Gas-oil</b>
Tunis Sud	TG 3	1978	22.000	22.000	Gas oil
Korba	TG 1	1978	22.000	22.000	Gas-oil
Metlaoui	TG 1	1978	22.000	22.000	Gas-oil
	<b>Total des turbines à gaz</b>		<b>154.000</b>		
<b>Hydraulique</b>					
Sidi Salem	GR 1	1982	36.000	20.000	(Barrage Sidi Salem)
	<b>Grand Total</b>		<b>490.000</b>	<b>474.000</b>	
<b>Puissance totale du parc de production à la fin de l'année 1982</b>			<b>910.760</b>	<b>842.000</b>	

Tableau 4.2 RENFORCEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT  
AU COURS DU Ve PLAN (1977 ~ 1981)

Ligne	Tension (kV)	Longueur (km)	Terne	Conduc- teur	Section (mm <sup>2</sup> )
<b>Ligne 225 kV</b>					
Maknassy - Oueslatia	225	140	1	Al-Ac	411
Oueslatia - Naassen	225	112	1	Al-Ac	411
Oueslatia - Tajerouine	225	100	1	Al-Ac	411
Oueslatia - Sousse	225	105	1	Al-Ac	411
Sousse - Naassen	225	112	1	Al-Ac	411
Naassen - M'Nihila	225	40	1	Al-Ac	411
<b>Total</b>		<b>609</b>			
<b>Ligne 150 kV</b>					
Alimentation Hammamet	150	34	2	Al-Ac	265
Alimentation de la Cimentrie à Gabès	150	11	1	Al-Ac	297
Alimentation de Akouda	150	9	2	Al-Ac	265
Sousse - M'Saken	150	13	1	Al-Ac	297
<b>Total</b>		<b>67</b>			
<b>Ligne 90 kV</b>					
El Aroussia - M. Bourguiba	90	39	1	Al-Ac	176
Alimentation de El Fouladh	90	3	1	Al-Ac	176
Tunis Sud - Naassen	90	8	2	Al-Ac	420
Sidi Salem - Oued Zarga	90	10	1	Al-Ac	288
<b>Total</b>		<b>60</b>			
<b>Grand Total</b>		<b>736 km</b>			
<b>Longueur totale du réseau à la fin du Ve Plan (fin 1981)</b>		<b>2.253,5 km</b>			

**Tableau 4.3 RENFORCEMENT DES POSTES DE TRANSPORT  
AU COURS DU Ve PLAN (1977 ~ 1981)**

Poste	Nombre de transformateurs	Capacité (MVA)	Tension (kV)	Capacité de compensation		
				Condensateur ou réactance	Tension (kV)	Capacité (MVAR)
Sousse	1	100	225/150			
Tajerouine	1	100	225/150			
Bouchemma	1	100	225/90			
Naassen	2	100	225/90			
M'Nihila	2	100	225/90			
Hamamet	2	30	150/33			
Akouda	2	30	150/33			
Tunis Nord	1	40	90/33			
	1	30	90/33			
	1	40	90/11			
	1	30	90/11			
Menzel Bourguiba	2	40				
M'Saken	2	40				
Metlaoui	3	40				
Sfax	1	40				
Oueslatia	2	30		Réactance		
<b>Sous-total</b>	<b>25</b>	<b>1.340</b>				
<b>Capacité totale à la fin du Ve Plan (fin 1981)</b>		<b>2.590</b>				

**Note:** Non compris l'augmentation de capacité par le transfert des transformateurs à partir des autres postes.







JICA