

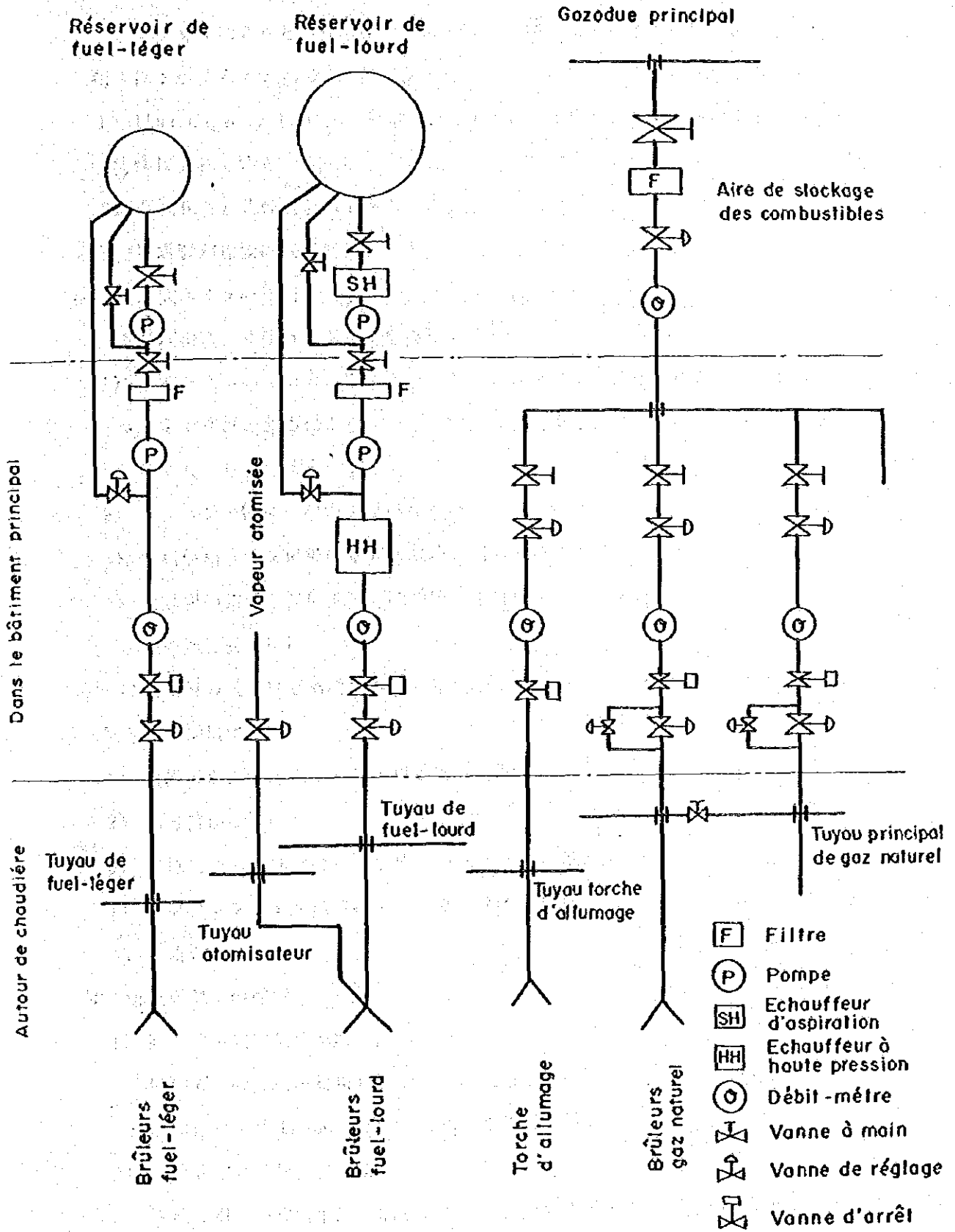
Tableau 3-4 COMPOSITION CHIMIQUE DU FUEL

Désignation	Fuel-lourd	Fuel-léger
• Valeur calorifique :		
Côté supérieur	10.300 kcal/kg	10.600 kcal/kg
Côté inférieur	9.700 kcal/kg	9.950 kcal/kg
• Poids spécifique	0,947 g/cm ³ à 15°C	0,885 g/cm ³ à 15°C
• Point d'allumage	118°	68°
• Viscosité	223 cst à 20°C	30,9 cst à 50°C
• Point de fluidité	27°C	3°C
• Teneur carbonique	84,03%	86,72%
• Teneur en hydrogène	11,49%	12,60%
• Teneur sulfureuse	3,00%	1,75%
• Humidité	0,15%	0,40%
• Teneur en cendres	0,04%	0,018%
• Teneur en V ₂ O ₂	89 ppm	
• Teneur en Na ₂ O	36,5 ppm	

COMPOSITION CHIMIQUE DU GAZ NATUREL

• Valeur calorifique supérieure		7.600 kcal/Nm ³
• Densité du méthane (CH ₄)		73%
• Densité de l'éthane (C ₂ H ₆)		3,3%
• Densité du propane (C ₃ H ₈)		0,5%
• Densité du gaz anhy- dride carbonique (CO ₂)		0,09%
• Densité de l'azote (N ₂)		22,7%

Graphique 3-4 SCHEMA DE CANALISATION DE COMBUSTIBLE



3.4.6 ボイラ設備

(1) 自然循環式ボイラの採用

ボイラを大別すると、自然循環式ボイラ、強制循環式ボイラ、貫流式ボイラに分類されるが、本プロジェクトでは下記の理由により自然循環式ボイラを採用する。

- 1) Unit Capacity 160MW (発電端出力) 蒸気条件165kg/cmG、541℃に於いて経済性に秀れている。
- 2) 運転保守が比較的容易であること。
- 3) 建設費が比較的低廉であること。

(2) 屋外式ボイラの採用

下記理由により屋外式ボイラを採用する。

- 1) ボイラ構造の技術的進歩により、ケーシングは全て溶接構造となり、又防水材料、コーティング材の進歩により、防水、防食性が向上し、ボイラハウジングは必要としなくなった。
- 2) テュニジア国は比較的雨量が少ない。
- 3) 燃料供給ラインに於けるガス漏洩に対し安全である。
- 4) 建設費の節減と据付工事期間の短縮を計る事が可能である。

(3) 加圧通風方式の採用

機械通風方式には平衡通風方式と加圧通風方式がある。下記の理由により加圧通風方式を採用する。

- 1) 通風機がコンパクトで設備費が低廉である。
- 2) 動力費が少ない。
- 3) 燃焼用空気及び燃焼ガス系統が簡素化され、運転、保守、制御が容易である。
- 4) メンブレンボイラ構造により、ガスタイトな構造となり、現在加圧方式が一般に採用されている。

(4) 空気予熱器の採用

1) 回転再生式空気予熱器の採用

煙道ガスの排熱を利用してボイラ燃焼用空気を予熱し、ボイラ効率を高めるため、回転再生式(Ljungström型)空気予熱器を採用する。

2) 蒸気式空気予熱器の採用

重油使用時の空気予熱器低温部の腐蝕防止のため、フィン付鋼管型蒸気式空気予熱器を採用する。

(5) スートブロワーの採用

重油使用時、過熱器、空気予熱器に付着する灰を除去するため、モーター駆動蒸気噴射式スートブロワーを採用する。

3.4.7 タービン設備

(1) 屋内式タービンの採用

Tunis 市に於ける1974～78年の雨量は表3-2の通りであり、10月より翌年4月迄比較的雨量が多い。したがって、若干建設費の増大を伴うが、将来、全国に火力増設後も補修計画を季節にかかわらずフレキシブルに行える様に屋内式タービンを採用する。

(2) タービンT型配置の採用

タービン対ボイラの配置方式にはT型とI型の2通りの方式がある。両者の比較は表3-5の通りである。総合的判断の結果下記の点で勝るのでT型配置を採用する。

Reheat Turbin の様に Turbin 全長が比較的長くなる場合I型に比しT型は天井クレーン Span が短かくて済み経済的に有利となり、次期プラント増設時に既設プラントの影響をあまり受けずにプラント容量が決定出来る。又 Rades 地点のごとく敷地形状が長方形の場合、構内機械配置上I型配置と比べT型配置が有利となる。

(3) 冷却水量 (1ユニット)

冷却水量は復水器に必要な冷却水量と、Water Cooler 用冷却水量の合計で $21,380 \text{ m}^3/\text{h}$ となる。

1) 復水器冷却水量

Capability時の復水器入、出口に於ける冷却水温度上昇を 10°C とした場合復水器冷却水量は下記の式により $20,420 \text{ m}^3/\text{h}$ となる。

$$Q_w = \frac{Q_a}{r \times C \times \Delta T} \quad (\text{m}^3/\text{h})$$

Q_w = 復水器冷却水量 (m^3/h)

Q_a = 復水器熱交換量 (kcal/h)

r = 海水の比重 (kg/m^3)

C = 海水の比熱 ($\text{kcal}/\text{kg}^\circ\text{C}$)

ΔT = 海水の入・出口温度差 ($^\circ\text{C}$)

Capability時の160MW (発電端)級の復水器熱交換量は約 2×10^8 (kcal/h) である。

2) Water Cooler用冷却海水量はCooler SystemをClosed Circuit Bearing Cooling Water Systemと計画し約960 m^3/h である。

(4) 循環水ポンプ台数及び容量 (1ユニット)

1) 循環水ポンプ台数は下記の理由により50%容量2台とし、予備機は設置しない。

- a) 循環水ポンプは極めて故障が少ない。
- b) 万一故障が生じても直ちに重大な障害を与える事がない。

2) 容量

必要冷却水量は 21,380 m^3/h であり、1台ポンプ容量は10,690 m^3/h となるが、裕度を考慮し11,000 m^3/h とする。

(5) 復水器

1) 復水器設計条件は下記の通りとする。

真空度	722 (mmHg)
冷却水入口温度	22 (°C)
冷却水量	20,420 (m^3/h)
清浄度	85 (%)
冷却管内流速	1.95 (m/s)
冷却管材質	アルミブラス (Aluminum Brass)
" 外径	25.4 (mm)
" 厚さ	1.24 (mm)

2) 冷却水温度上昇

設計条件に於ける冷却水温度上昇は下記の式により9.5°Cとなる。

$$\Delta T = \frac{Q_a}{r \times C \times Q_w} \text{ (°C)}$$

ΔT = 温度上昇 (°C)
 Q_a = 熱交換量 (kcal/h)
 Q_w = Capability に於ける冷却水量 (m^3/h)
 r = 海水の比重 (kg/m^3)
 C = 海水の比熱 (kcal/kg°C)

復水器熱交換量は 1.9×10^8 kcal/h とした。

3) 復水器冷却面積

a) 熱貫流率は下記の式により 2,706 kcal/ $m^2 h °C$ となる。

$$K = K_o \times C_l \times C_m \times C_o \text{ (kcal}/m^2 h °C)$$

K = 熱貫流率 (kcal/ $m^2 h °C$)

K_o = 復水器熱貫流率 ($\text{kcal}/\text{m}^2\text{h}^\circ\text{C}$)

C_t = 冷却水入口温度に対する修正係数

C_m = 管の材質、厚さによる修正係数

C_o = 清浄係数

b) 復水器対数平均温度差は下記の式により 7.3°C となる。

$$\theta_m = \frac{t_2 - t_1}{\ln \frac{t_3 - t_1}{t_3 - t_2}} \quad (^\circ\text{C})$$

θ_m = 対数平均温度差 ($^\circ\text{C}$)

t_1 = 冷却水入口温度 ($^\circ\text{C}$)

t_2 = 冷却水出口温度 ($^\circ\text{C}$)

t_3 = 復水器内の飽和温度 ($^\circ\text{C}$)

c) 復水器冷却面積

復水器冷却面積は下記の式により $9,600 \text{ m}^2$ となる。

$$S = \frac{Q_a}{\theta_m \cdot K} \quad (\text{m}^2)$$

S = 復水器冷却面積 (m^2)

Q_a = 熱交換量 (kcal/h)

θ_m = 対数平均温度差 ($^\circ\text{C}$)

K = 熱貫流率 ($\text{kcal}/\text{m}^2\text{h}^\circ\text{C}$)

(6) 復水ポンプ

1) 復水ポンプは万一故障により、ボイラへの給水に支障を生じ、重大な障害を生ずる可能性があるため50%容量3台設け、1台予備機として設計した。

2) 160MW(発電端)の復水量は約380 t/hであり、復水ポンプ単体容量は190 t/hとする。

(7) 給水ポンプ

1) ボイラ給水ポンプは日本に於ける火力発電所技術基準により、常用ポンプ以外に予備機1台の設置が規定されており、又万一故障により重大事故に発展する可能性があるため給水ポンプは50%容量3台設け、1台予備機とする。

2) 給水ポンプ吐出水量は下記により約560 t/hとなる。

$$W = (G_B + G_{BL} + G_{SP}) \times (1.05 \sim 1.1)$$

W = 給水ポンプ吐出水量 (t/h)

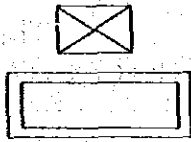

G_B = ボイラ最大蒸発量 500 (t/h)

G_{BL} = 連続フロー量 15 (t/h)

G_{SP} = 減温用スプレー水量 15 (t/h)

給水ポンプ単機容量は280 t/hとする。

Tableau 3-5 COMPARAISON DE DEUX TYPES DE LOCALISATION (TURBINE-CHAUDIÈRE)

Désignation	Type "T"	Type "I"
Localisation	<p>Chaudière</p>  <p>Groupe turbine-alternateur</p>	<p>Chaudière</p>  <p>Groupe turbine-alternateur</p>
Portée du pont roulant	<p>Il est possible de réduire au minimum la longueur de la portée.</p> <p>La longueur de portée n'affecte pas l'installation des groupes futurs d'une puissance plus importante.</p>	<p>La portée devient longue.</p> <p>La longueur de portée du pont roulant existant affecte beaucoup l'installation des groupes futurs d'une taille plus importante.</p>
Bâtiment principal : • Largeur • Longueur	<p>Moins importante que celle du type "I".</p> <p>Plus importante que celle du type "I".</p>	<p>Plus importante que celle du type "T".</p> <p>Moins importante que celle du type "T".</p>
Contrôle d'exploitation	Presque pareil au cas du type "I".	Presque pareil au cas du type "T".
Longueur des tuyauteries	Les longueurs du tuyau de vapeur et du tuyau d'eau d'alimentation sont plus importantes que celles du type "I".	Les tuyaux de vapeur et d'eau d'alimentation sont moins longs que ceux du type "T".
Forme du terrain du site	La localisation des autres ouvrages est favorisée par le type "T".	Le type "I" a pour effet de limiter la plage de choix de la localisation des autres ouvrages.

3.4.8 電気及び制御設備 (1ユニット分) (Figure 3-10 参照)

(I) 定格電圧の選定

各系統の定格電圧と最高運転電圧は下記の通りとする。

項目	電圧	定格電圧	最高運転電圧
特高送電線		225 kV	245 kV
発電機		13.8 kV	13.8 kV
高圧補機		6.9 kV	7.2 kV
低圧補機		400 V	420 V
照明器具その他		220 V	230 V
直流補機及び操作回路		220 V	230 V

(2) 発電機

チュニジア国電力設備の現状、将来の需要想定より発電機定格は200,000 kVA、160,000 kW (発電端出力)で計画する。

(3) 変圧器

主変圧器 (Main Transformer) は発電機容量から所内電力分を差引き18,000 kVAとする。

所内変圧器 (House Transformer) は所内比率を6%として12,000 kVAとする。

起動用変圧器 (Starting Transformer) は1 Unit 起動時の補機動力+共通負荷+他ユニット試運転時動力 (所内 Transformer の50%) とし18,000 kVAとする。

(4) 所内電源系統構成

所内電源系統構成は下記の通りとする。

- 1) 所内電源系統構成はユニットシステムとする。
- 2) Metal Clad Switchgear Cubicle は1ユニット2分割方式とし、電圧は6.9 kV Starting Transformer との切替方式とする。
- 3) Power Center は1ユニット3分割方式とし、電圧は400 V、共通負荷についての Power Center は1.2号機 Power Center より交互 back up 可能とする。
- 4) 直流電源はユニットシステムとし、1.2号交互 back up は手動とする。

(5) 6.9 kV スイッチギャーキュービクル (Switchgear Cubicle)

Metal Clad Switchgear Cubicle は下記 2 系統より構成される。

1) 1, 2 号共通設備動力電源

2) 補機動力電源

それらの負荷は

a) 容量 200 kW 以上の高圧電動機

b) 容量 200 kW 未満の低圧電動機用変圧器

(6) 400V 電源盤 (400V Power Center)

Power Center は機能的に高圧電気系統のメタクラと同一で、中容量電動機用 (50~200 kW) 開閉器及び小容量電動機 (50 kW 未満) 用コントロールセンターへの配電用として使用する。

(7) 400V モータ配電盤 (400V Motor Control Center)

Control Center は機能的に Power Center と全く同じで、Power Center より小容量 (50 kW 以下) の電動機と建屋照明等の電源の負荷に近接して設置する。

(8) 直流電源設備

直流電源は所内補機の操作、警報、保護インターロック及び非常用の負荷電源として電源供給を行う。

(9) ディーゼル発電設備

ディーゼル発電設備は送電系統及び発電ユニットの事故等により、ユニットがトリップとなった結果、所内系電源が全停した時、下記の目的に使用する。

1) プラントを安全に停止させるのに必要な補機電源の確保

2) 事故復旧後、再起動操作電源の確保

(10) 制御装置及び制御方式

ボイラ、タービン、発電機は中央制御方式とし、中央制御室に夫々ボイラ、タービン、電気制御操作並びに補助盤を設置して運転監視する。

付属設備の内、取水装置、給水処理装置等は各現場に制御室を設けて、夫々の制御操作盤により運転監視を行う。

ボイラ自動制御装置 (Automatic Boiler Control) は、電気式とし、装置端末機器 (Control Drive Valve) 及び現場の圧力、温度、流量、レベル等の制御装置は主として空気式を採用する。

その他自動制御装置として

1) Automatic Burner Control

- 2) Soot Blower Control
- 3) Automatic Turbin Start-up Control (A・T・S)
- 4) Automatic Voltage Regulator
- 5) Digital Computer

等を設けA・B・C装置、Automatic Burner Control、Automatic Turbin Start-up Control モジュールは中央制御室隣のRelay Room に設置し、自動電圧調整装置、電気関係保護継電器盤は中央制御室下 2FL のRelay 室に設置する。

Automatic Frequency Control は今回設置せず、将来設置可能な様に考慮しておく。

3.4.9 開閉所 (Figure 3-11・3-12 参照)

(1) Bus System、定格電圧

開閉所の Bus System は、ダブルバスシステムとし、定格電圧、最高使用電圧は下記の通りとする。

項目 \ 電圧	定格電圧	最高使用電圧
225 kV 系	225 kV	245 kV

(2) 開閉所機器配置

1) Bus 配置

Bus 配置は発電所本館配置により大筋が決定するが、下記の点を考慮し配置決定した。

- a) 送電線引出しに無理が生じない事、特に将来増設予定の 3・4 号機送電線 225 kV 2 回線を考慮した。
- b) 発電所、開閉所間の Main Transformer、Starting Transformer 連繫に無理がない事。
- c) 増設工事時、運転機器、送電線停止を伴わない最小範囲の Bus 停止にて工事が行なえる事。

2) 変圧器

Network-Coupling Transformer は国道側に面して設置する。

(3) 発電所～開閉所間

発電所1・2号機Main Transformer, Starting Transformerと開閉Busの連繋は225 kV架空線で行う。

3.4.10 排水処理設備 (図3-5参照)

(1) 排水処理系統

1) 分析室及び水処理装置排水

分析室及び水処理装置からの排水は中和槽に導かれ中和処理後構内排水路に排水する。

2) 中和槽容量

排水中和槽の容量は水処理装置の再生排水量をBaseとして計画する。

a) 水処理装置排水量 60 t/d

b) その他 10 t/d

計 70 t/d

中和槽容量は余裕を見て80 m^3 とする。

将来重油が常用燃料となった場合、空気予熱器洗浄、煙突洗浄が必要となり、この場合を考慮して仮設中和池の設置の敷地を確保した。

(2) 油分離槽を通した排水

1) タービンルーム排水系統

Floor Drainを含む各機器及びサイクルからのDrainは一但Turbin Room Pump Pitに集められた後、油分離槽に導かれ処理後、構内排水路に排水する。

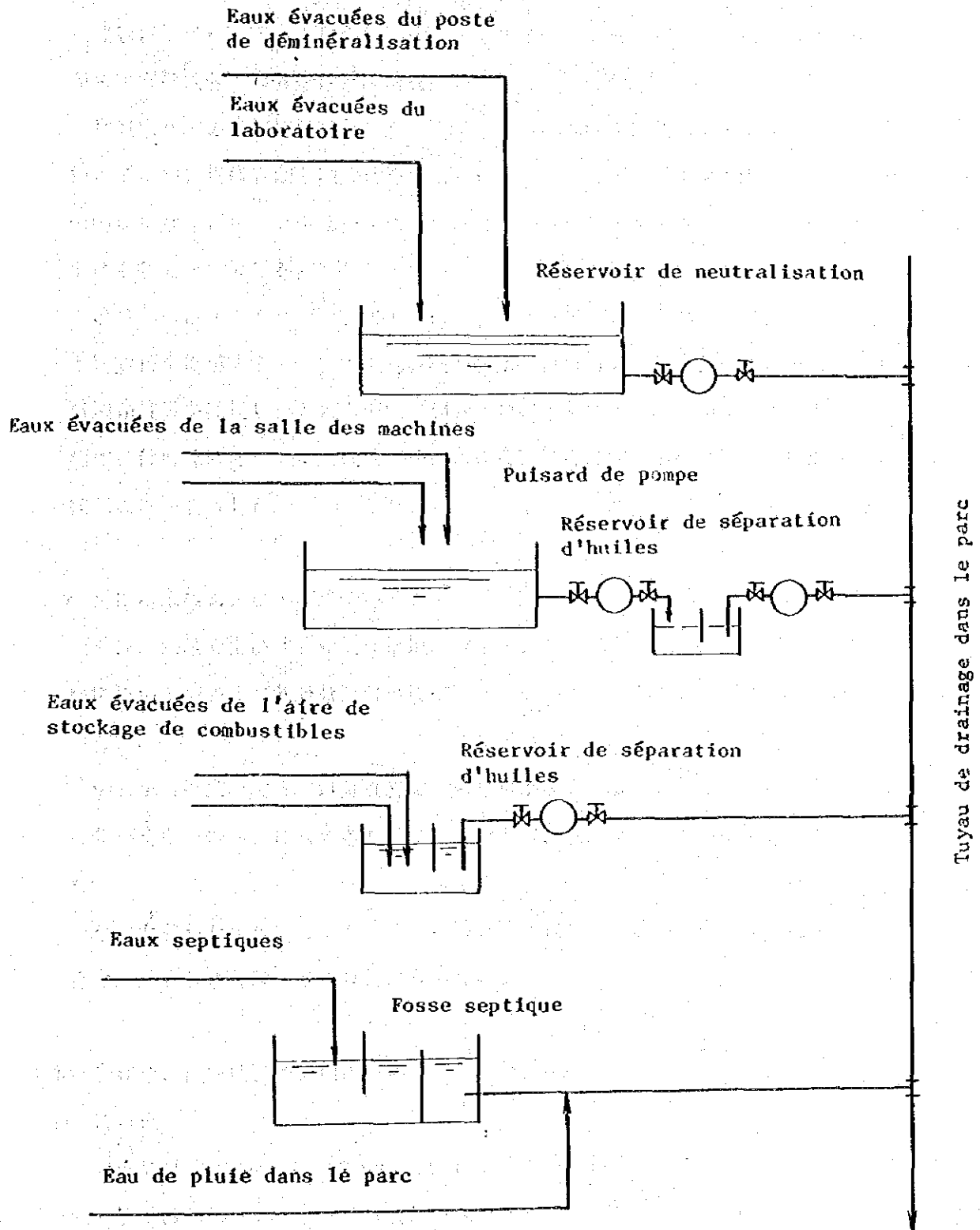
2) 重油タンクヤード廻り排水系統

本館重軽油ポンプ室、及び重軽油タンクヤード廻りの排水は一但、油分離槽に集められ、油分離槽で処理した後、構内排水路に排水する。

(3) 本館雨水及び生活用水排水系統

建物及び構内雨水は構内排水路を通して排水し、生活用水は浄化槽にて処理後構内排水路を通して海中に放流する。

Graphique 3-5 SYSTEME DE TRAITEMENT D'EAU



3.4.11 発電所本館

発電所本館は Figure 3-3・3-4・3-5・3-6 に示すとおり建築面積3,470 m^2 (柱芯) 床面積11,200 m^2 (柱芯) で機械室の建物容積は73,700 m^3 (柱芯) の3階建である。

建物は軽量化と工事工程の短縮化によるメリットを考慮して乾式構造設計とする。即ち建家は鉄骨とし外壁は被覆鋼板貼りとする。

作業床までの外壁は鉄筋コンクリートとする。各階床は鉄筋コンクリート床を原則とするが、維持管理上開放性を要求される床は鋼製グレーチング床とする。屋内の間仕切壁は鉄筋コンクリート造と、れんが又はコンクリートブロックの壁を重要度に応じて使い分ける。

建具の窓はアルミサッシ、出入口はスチールドアーとするが重要度の低い部分は木製建具を使用する。又精密機器の収納個所および所員が常時勤務する居室には空気調和設備を設置し、これらの室の周壁には断熱材を施す。その他発電所本館の建物には付帯設備として照明設備、給排水設備、衛生設備、消化設備、火災警報設備、換気設備を設置した。

3.4.12 発電所本館および主要設備の基礎

発電所本館およびタービン発電機、ボイラ、エアプレヒーター、強制通風機、煙突等の主要設備の基礎は地盤の強度上充分信頼出来る層から支持させなければならない。

併し乍ら今回の調査では基礎岩盤迄の深さが30~40 m と指定されるので直接構造物の基礎を岩盤上に求めることは困難であり、鉄筋コンクリート杭支持方式とした。

なお実施設計に先立ってボーリング調査、平板載荷試験等密度の高い地質調査を行なって設計に反映させなければならない。

3.4.13 管理棟、保守棟、その他の建物

(1) 管理棟

管理棟は Figure 3-13・3-14 に示すとおり鉄筋コンクリート造2階建の建物で基礎は鉄筋コンクリート杭支持方式である。

建築面積は670 m^2 で床面積は1,260 m^2 である。

1階には応接室、事務室（3室）、医務室、レントゲン室、休養室、ロッカー室、空調機械室、待合室を設け2階には所長室、次長室、運転課長室、保守課長室、技術課長室、秘書室、会計室、会議室、資料保存室、ロッカー室、実施研修室、電話交換室、湯沸室、調理室等を設置した。なお保守棟との間に連絡通路を設ける。

(2) 保守棟

保守棟は Figure 3-15・3-16 に示すとおり鉄筋コンクリート造4階建の建物で、基礎は鉄筋コンクリート杭支持方式である。建築面積 $330m^2$ 、床面積 $1330m^2$ で1階にはシャワールーム（ロッカー室共）、2階には保修員詰所、保修職長室、資料室およびコピー室を、3階は統計室、VHFセンター、燃料試験室、分析室、職長室を配置し、4階に電気計測修理室、予備品保管室（電気計測）、予備室を設置した。

(3) その他の建物

上記(1)(2)の建物の他次の建物を計画した。倉庫付修理工場は鉄筋コンクリート造2階建で床面積は $3,260m^2$ 、開閉所制御室は鉄筋コンクリート造2階建で床面積は $690m^2$ である。水処理室は鉄筋コンクリート造2階建で床面積は $1,160m^2$ である。厚生館、守衛所は鉄筋コンクリート造平家で床面積はそれぞれ $360m^2$ 、および $90m^2$ である。

これらの建物の基礎はいずれも鉄筋コンクリート杭支持方式である。

(4) 建物の付帯設備

建物周壁のうち、精密機器等の格納個所および所員が常時勤務する居室の周壁は全て断熱材を設し空気調和設備を設置した。

その他建物の付帯設備として照明設備、給排水設備、衛生設備、消火設備、火災警報設備、換気設備を設置した。

3.4.14 煙 突

煙突の形式は鉄筋コンクリート煙突と鋼製煙突がある。両者は施工性、経済性等から一長一短がある。一般的に鉄筋コンクリート煙突の場合は

- ・地盤条件が良く高さ $100m$ 程度迄は実施例も多く経済性、安全性とも問題がない。とされている。一方短所としては
- ・コンクリートの経年劣化が鋼材より大であり、検査がむづかしいと共にその対策が立てにくい。

- ・集煙化がむづかしい。
- ・筒身に直接ライニングはむづかしい。
- ・地盤条件の悪い所では重量が大きく、耐震性が劣るので経済性は良くないとされている。

鋼製煙突の場合の長所は

- ・地盤条件の悪い所では上部構造、基礎共重量が小さいので耐震性をもたせる設計が可能である。
- ・コンクリートと異なり直接ライニングが可能である。
- ・鋼材は材質のバラツキが少なく現場施工の部分も試験検査が可能である。
- ・経年による劣化、腐食による損傷の発見と対策が容易である。

等である。短所としては

- ・上部構造の施工が一般に複雑であり施工期間が多少長いことと安全性が劣る。
- ・基礎条件が同じの場合コンクリートと比較して経済性は悪い。

とされている。

以上のことから総合的に判断すると Rades 地点の場合、基礎条件が悪いこと、さらに将来点検、補修の必要が生じた時点において1ユニットのみを停止することにより作業が可能なことから鋼製集合煙突を計画した。

煙突の支持鉄塔は、高さ6250mで筒身は高さ80m・2本であり直径は3.50m～4.00mである。

又、基礎は鉄筋コンクリート杭支持方式とした。

第4章 電力系統

- 4.1 電力系統構成の基本的考え方（Rades 発電所の送電方法）
- 4.2 電力汐流
- 4.3 過渡安定度
- 4.4 短絡容量
- 4.5 電圧調整

第4章 電力系統

4.1 電力系統構成の基本的考え方（Rades 発電所の送電方法）

Rades 発電所はチュニジア最大の電力需要地域である Tunis の近郊に位置するので、Rades 送電線は単なる電源線という観点に留まらず、首都圏の需要供給のための系統構成という観点からもスタディーする必要がある。

Tunis 首都圏の既設 225kV 系統は南部の Naassen 変電所、北部の M'Nihla 変電所を起点として、Tunis の西部を走る外輪系統 1 回線を構成している。従って Tunis の東部に位置する Rades 発電所の発生電力の送電先としては Naassen, M'Nihla 変電所が対象となる。Rades 送電線の電圧については、STEG 基幹系統の電圧階級レベルと協調をとり、最高電圧レベルの 225kV を採用する。回線数については、STEG 225kV の標準電線サイズ ACSR411^{mm} を基準にすると、当面の発電規模 300MW からは 2 回線が必要となる。（225kV ACSR411^{mm}、送電容量 242 MVA/回線）

従って、具体的送電案としては、

- (1) Rades 発電所から Naassen 変電所へ 1 ルート 2 回線で送電する。
- (2) Rades 発電所から、Naassen, M'Nihla 変電所へそれぞれ 1 ルート 1 回線（2 回線鉄塔）で送電する。

の 2 案が考えられる。

(1) の送電方法の場合は、地形状況からは有利であるが基本的に外輪系統構成の延長であり、Naassen ~ M'Nihla 間の送電線事故の場合は系統が分断され、系統信頼度の面でやや劣る。

(2) の送電方法を採用すると、Tunis の大負荷中心を取り巻くリング状系統が形成されることになり、負荷供給用系統構成としては、信頼度向上の面から理想的な形態となる。またリング状系統は供給力配分の機能も充分発揮できるので、将来の電源開発計画における容量、配置、時期の面での自由度が著しく増加する。

よって、本スタディーでは(2)のリング状系統構成案を採用することとする。

具体的検討にあたっては

- (1) 送電線増強の信頼度レベルとしては、1 回線事故時でも供給支障を起こさないような信頼度レベルとする。
- (2) 汐流面からの系統増強基準としては、設備定格容量（送電線は周囲温度 30℃ で電線温度 70℃ となる送電容量）の 90% 以上の汐流となる場合は何らかの系統増強を行なう。

以上をもとに汐流、安定度、短絡容量計算の系統解析を行ない第5章の送変電設備計画を策定する。

なお既設関連系統のうち、Goulette II ~ Hammamet 間の150kV 送電線については5.2.2に述べるようにGoulette II 発電所近傍区間のルートを新設225kV 送電線ルートとして活用せざるを得ないので、本計画では既設 Hammamet 150kV 送電線はRades 発電所に引込むこととする。この場合1984年ピークに間に合うようにRades ~ Naassen 送電線、Rades 発電所225kV/150kV 変圧器をそれぞれ新設して供給信頼度を高める。

4.2 電力汐流

Rades 火力発電所1,2号機とも運開する1986年12月 ピーク時の汐流計算を行なった。
(図4-1参照、インピーダンスマップは図4-4参照)

汐流計算の結果、225、150kV 送電線についてはすべて送電容量以下の汐流で、特に増強の必要はない。しかし、Naassen, M' Nihla 変電所についてはともにバンク増設が必要となった。

すなわち、Naassen 変電所の225kV/90kV バンクの汐流は

$$174.5 \text{ MW} + j 83.9 \text{ MVar} \quad (194 \text{ MVA})$$

となり、既設変圧器定格容量200MVAの97%である。

また、M' Nihla 変電所の225kV/90kV バンク汐流は

$$193.0 \text{ MW} + j 87.7 \text{ MVar} \quad (212 \text{ MVA})$$

となり、変圧器定格容量200MVA をオーバして、いずれもバンク増設が必要である。バンク増設容量としては、将来の需要動向を踏まえて、それぞれ100MVAとする。(詳細は5.3.2参照)

又 今回の検討対象には含まれないが、Tunis, Bizerte 90kV 系統では何らかの整備が必要となっている。

すなわち M' Nihla ~ Menzel Bourguiba 間 90kV 1回線にはかなりの汐流(約51MW)が流れている。

送電容量面では1986年までの増強は必要ないものの、Menzel Bourguiba 地区への送電線が90kV 2回線のみであるので、送電線事故時には問題があり、信頼度面からは90kV あるいはそれ以上の電圧での系統増強が望ましい。

上記については STEG では Tunis 90kV 新規変電所新設にあわせて現在検討中である。

系統全体の送電ロス是有効分約17MW、無効分約113MVar である。

4.3 過渡安定度

計算条件としては Rades 発電所至近端において、1 回線事故では最も苛酷な 3 相地絡事故を想定し、高速度 3 相再閉路不成功 (3LG O-C-O) の場合の検討を行なった。

(図 4-2 参照)

しゃ断時間は保護継電器の動作時間も合わせて 0.12 秒、無電圧時間は 0.5 秒とした。いづれも日本における 225 kV 電圧クラス送電線の標準値である。

計算結果は十分安定であった。

最も苛酷な 3 相再閉路不成功 (3LG O-C-O) でも過渡安定度が安定であれば、最も多い送電線事故の 1 相地絡などのその他の送電線事故ではより安定であるとみてよい。

1 ルート 1 回線における 3 相再閉路は他回線がループ系統を構成していることを条件に可能であり、これは供給信頼度を増すためにも行なうべきであろう。ただし再閉路時間 (無電圧時間) についてはタービン軸トルクへの影響を考慮すると、1 秒以上の中速度 3 相再閉路とすべきである。

4.4 短絡容量

3 相短絡容量は下記条件で計算を行なった。

図 4-3 に短絡容量分布図を示す。

計算条件

- a) 計算年度 Rades 発電機 4 台運転時、Rades 送電線 4 回線
(しゃ断容量を検討するため、Rades 最終規模で検討)
- b) 発電機リアクタンス X_d' を使用

計算結果を母線短絡容量の大きい順に記す。

Rades 発電所	225kV 母線	3512 MVA
Naassen 変電所	"	3404 MVA
M'Nihla 変電所	"	3119 MVA
Sousse 発電所	"	2117 MVA
Tunis Sud 変電所	90kV 母線	1872 MVA
Naassen 変電所	"	1713 MVA
Oueslatia 変電所	225kV 母線	1692 MVA
M'Nihla 変電所	90kV 母線	1614 MVA
Sousse 発電所	150kV 母線	1582 MVA

Goulette II 発電所 90kV 母線 1547 MVA

既設 225kV 系統のしゃ断容量は 2500MVA 級である。

短絡容量計算値はすべての発電機が系統に並列しているという場合の値で、実際の短絡容量値はこれより下位の値であるものの、Rades, Naassen, M'Nihla の 225kV しゃ断器は 1 ランク上の 3.500MVA の採用が望ましい。

4.5 電圧調整

電圧調整は系統で発生または供給される無効電力と消費される無効電力とのバランスをどのようにとるかということであり、系統の運転電圧、変電所二次側電圧を適正に維持するため、発電機、調相機、変圧器のタップ選択などにより電圧調整が行なわれる。

(1) 電圧調整の方針

潮流計算における電圧調整は下記の条件で行なった。

- 1) 225kV, 150kV, 90kV 系の目標母線電圧は $100 \pm 5\%$ (但し定格力率以内) とした。
- 2) 発電機端子電圧は $95 \sim 103\%$ とした。
- 3) 変圧器はすべてタップ付とし、変電所の変圧器は負荷時タップ切換器付として、全て $\pm 10\%$ の電圧調整巾に収まるようタップ値を調整した。

(2) 電圧調整の結果

1986年ピーク時の電圧調整の結果を図 4-1 に示す。

Tunis 郊外の Rades 汽力発電所が系統に入ったことにより、Tunis 地区の系統電圧は 100% 前後の適正值に維持されている。

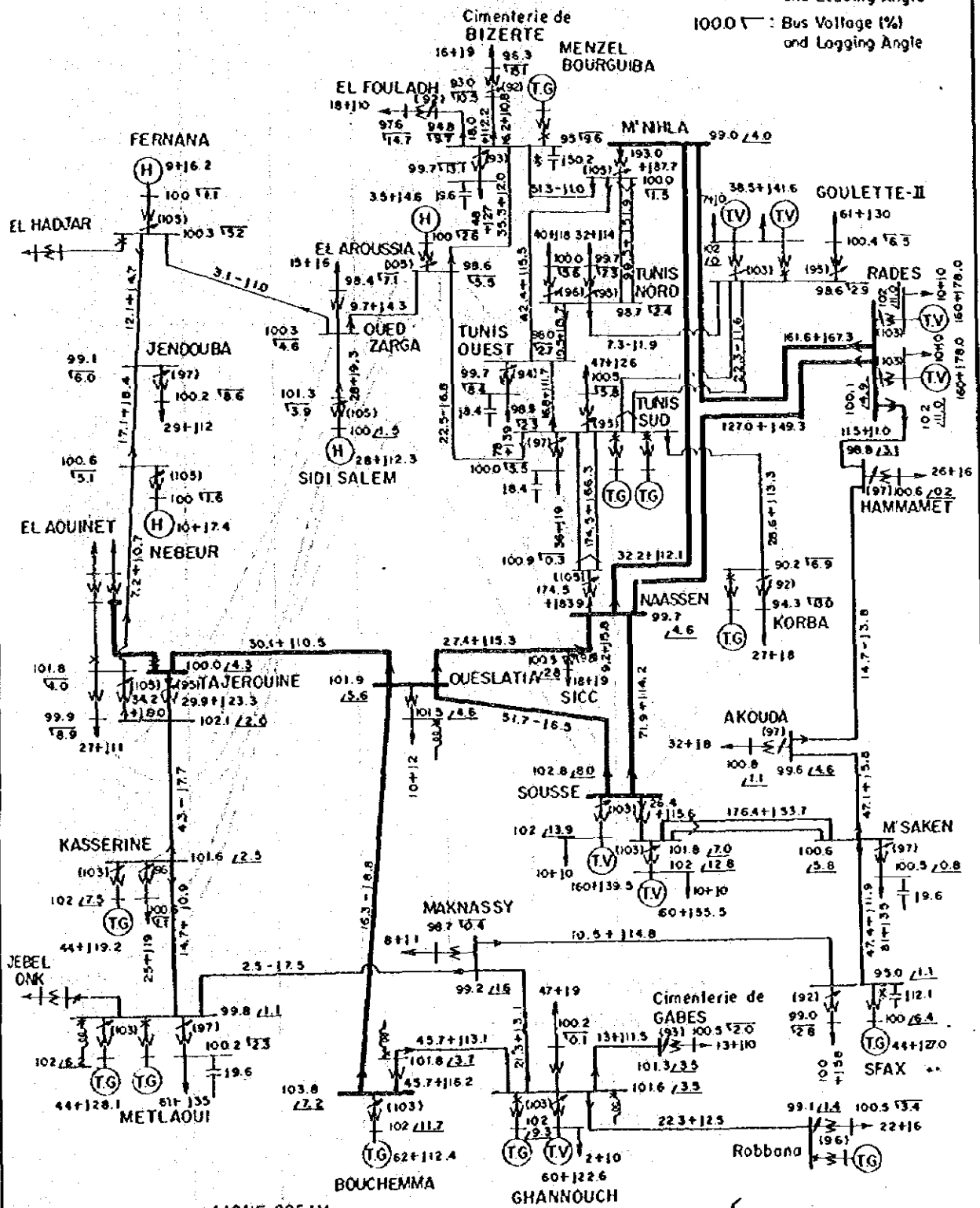
しかし、系統の末端の Menzel Bourguiba 地区は電圧低下の現象が発生しており、計算上では 50MVA の調相設備の設置が必要となっている。しかしながら、計算条件として地元のガスタービンが系統に並列していないという、電圧面としてはシビアな条件で計算を行なっているので、実系統で上記 50MVA 容量の調相設備が必ず必要というものでもない。

いづれにしても、実運用の条件を考慮した詳細検討が必要である。

Graphique 4-1

ÉCOULEMENT DU COURANT ET LE REGLAGE DE TENSION EN HEURES DE POINTE (RADES, ANNEE 1986)

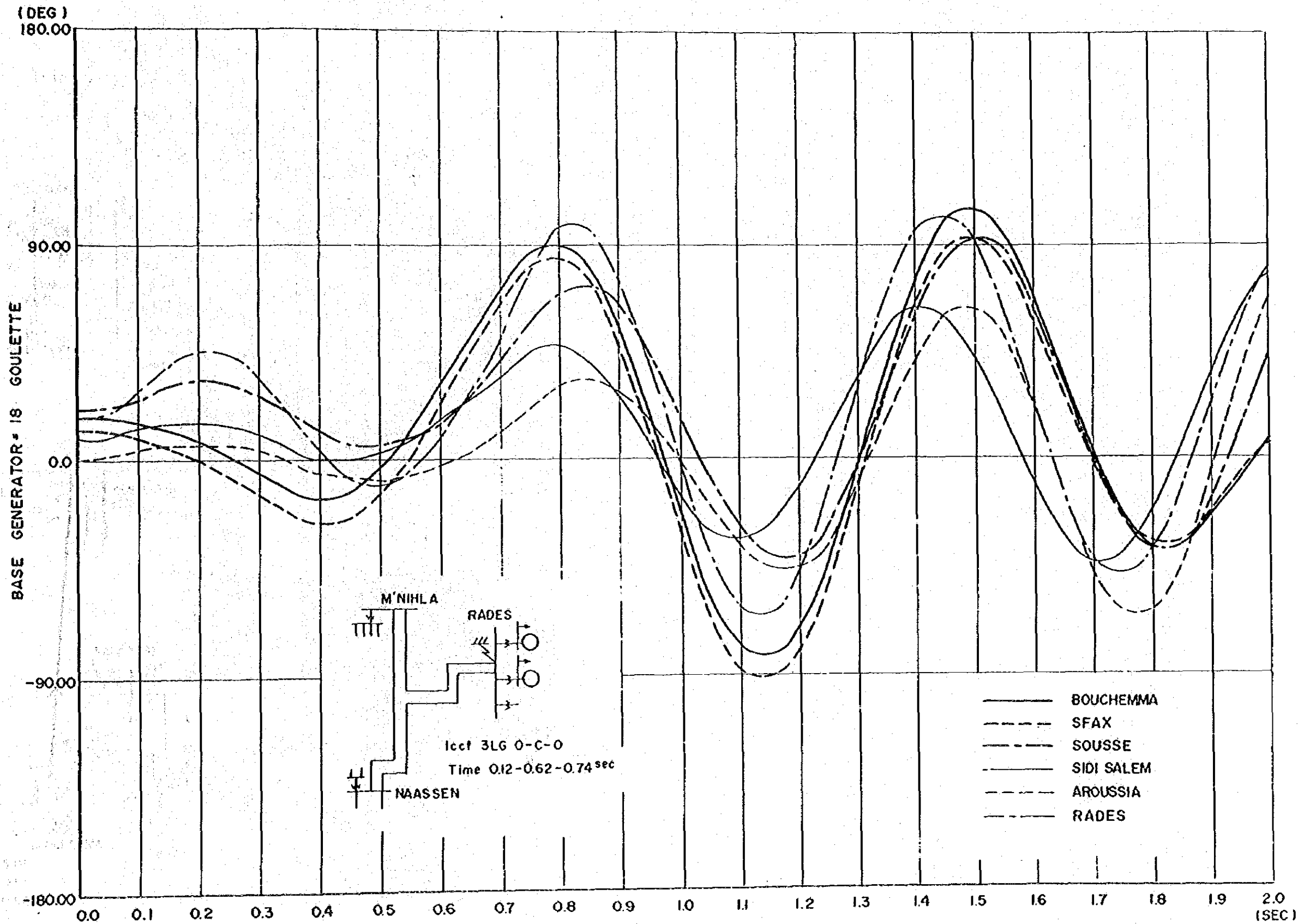
P + jQ (MW, MVar)
 100.0 ∠ : Bus Voltage (%) and Leading Angle
 1000 √ : Bus Voltage (%) and Logging Angle



——— : LIGNE 225 kV
 ——— : LIGNE 150 kV
 - - - : LIGNE 90 kV
 () : Top of Transformer
 X : Additional Shunt Capacitor
 TV - Thermique Vapeur
 TG - Turbine a Gaz
 H - Hydraulique

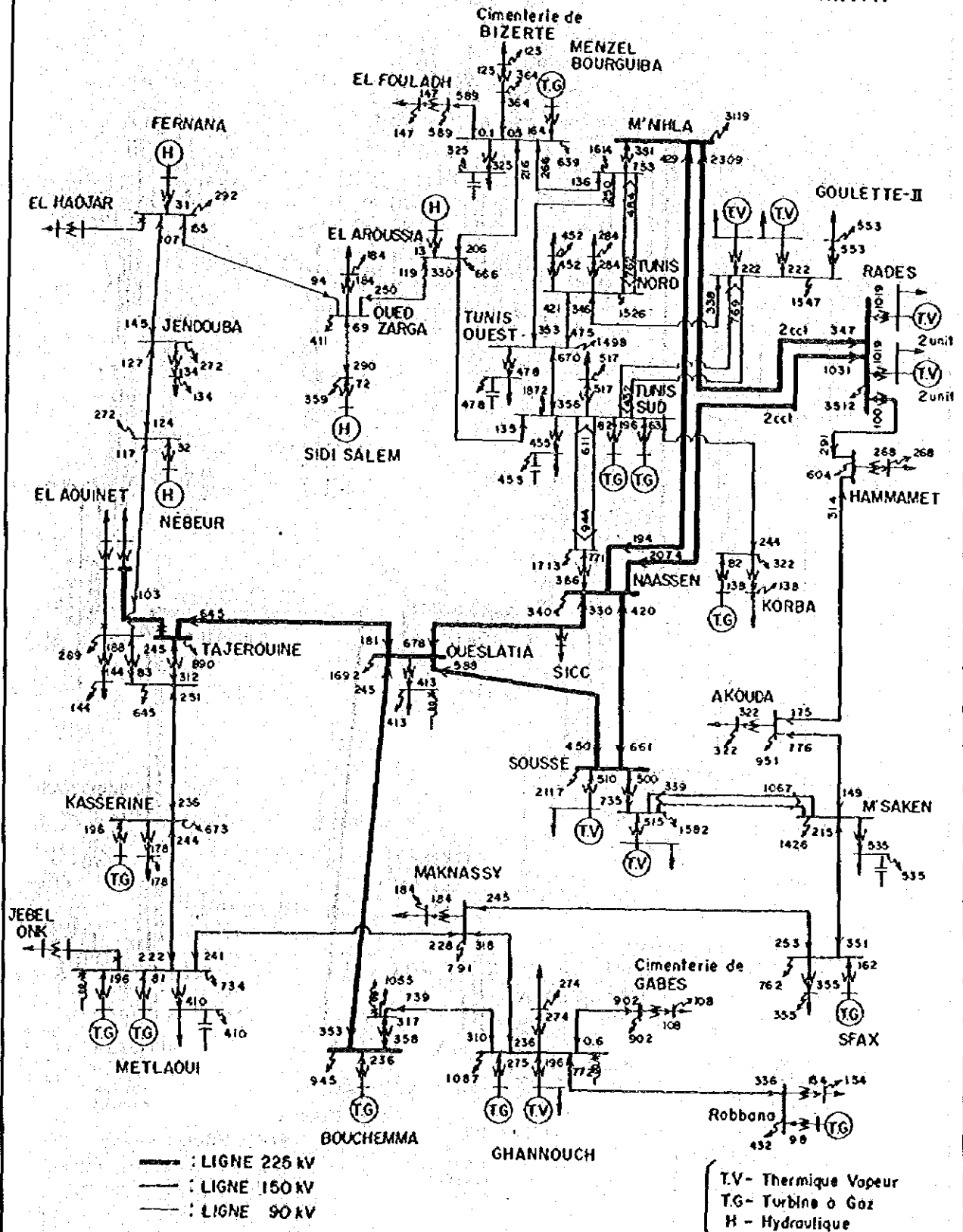
Line Loss P = 17.0 MW
 Q = 113.3 MVar

Graphique 4-2 1986 RADES M'NIHLA ~ RADES 3LG-0-C-0



Graphique 4-3 CAPACITE DU COURT-CIRCUIT

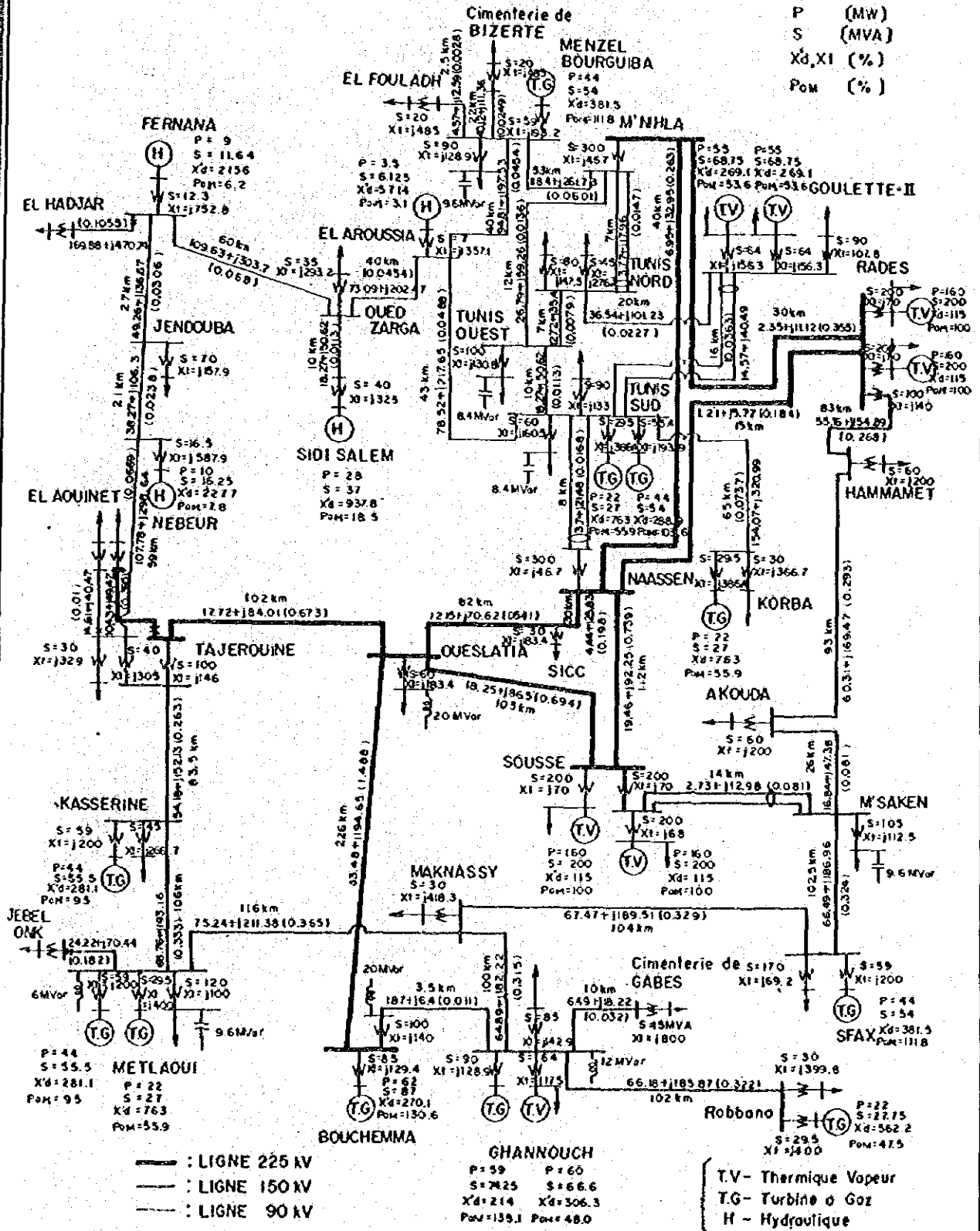
(MVA)



Graphique 4 - 4 SCHEMA D' IMPEDANCE EN 1986 (BASE 1.000MVA)

$R+jX(\frac{1}{2})$ (%)

P (MW)
S (MVA)
 X_d, X_i (%)
Pom (%)



第5章 送変電設備概要

- 5.1 設計についての基本的考え方
- 5.2 送電線設備
 - 5.2.1 送電線設備概要
 - 5.2.2 送電線設備の検討内容
- 5.3 変電設備
 - 5.3.1 変電設備概要
 - 5.3.2 変電設備の検討内容
- 5.4 通信設備
 - 5.4.1 通信設備概要
 - 5.4.2 通信設備の検討内容

第5章 送変電設備概要

5.1 設計についての基本的考え方

本プロジェクトの送電設備、変電設備ならびに通信設備のスタデーに関して次の事項を基本条件とする。

- (1) Rades 汽力発電所の発生電力は225kV 1回線(2回線鉄塔)の送電線でそれぞれ既設 Naassen, M' Nihla 変電所まで送電することとする。
- (2) 建設工程は図6-1に示すように1984年10月及び1985年1月までに工事を完了し、発電所の試運転に支障のない工程とする。
- (3) 送電線の支持物は機械的に信頼度が高く、かつ建設保守面で有利な鉄塔構造とする。また送電線ルートとして海岸沿いを通り、また湖や湿地帯を通過するので、塩害対策や鉄塔基礎の設計などに充分その特殊条件を反映した設計とする。
- (4) 変電設備の機器は信頼性および安全性の高いものとし、極力同一仕様として互換性を持たせメンテナンスを容易にする。
- (5) Naassen, M' Nihla 変電所増設部分の母線方式は既設母線方式に準じ、225kV、90kVともリングブス方式とする。
- (6) 225kV送電線の保護はその重要性にかんがみ、他系統への事故波及を防止するため搬送保護継電装置を設ける。又送電線の事故復旧の迅速化および保護業務の簡便化を計るためフオルトロケーターを設置する。
- (7) 保線用無線(VHF)電話回路を構成して、保守業務の効率化を計る。
- (8) 設備設計に当たっての自然条件はSTEGの設計条件に準じて下記の数値を採用する。

平均気温	20℃
最高気温	50℃
最低気温	-5℃
最大風速	30 m/s
地震係数	0.1 G

5.2 送電線設備

5.2.1 送電線設備概要

本プロジェクトの送電線設備は下記のとおりである。

区間: Rades 発電所～ Naassen 変電所 (第1区間)

Rades 発電所～M'Nihla 変電所 (第2区間)

区間長： 第1区間 15 km
第2区間 30 km

次の諸元は第1,2区間とも同じ

電 圧： 225 kV

回線数： 1回線 (但し2回線鉄塔、1回線のみ架線)

電気方式：交流3相3線式 50 Hz

電 線： ACSR 411 mm²

地 線： Galvanized Steel Wire (GSW) 70 mm²

母 子： 254 mm × 146 mm 標準形懸垂母子16個連

〃 スモッグ母子16個連

支持物： 2回線垂直配列形鉄塔 (図5-2参照)

標準径間： 350 m

接地方式：直接接地

5.2.2 送電線設備の検討内容

1) 送電線ルート

ルート選定は5万分の1地形図による机上検討、実地踏査、関連地質調査資料、ならびにSTEGカウンターパートの助言を参考に技術的に可能な概略ルートを選定した。(図5-1系統図参照) 実施設計段階では建設、保守の便、湖をはじめとするルートの地質調査を含めて、より詳細なルート調査が必要である。

STEGの電力系統は当面1ルート1回線が主流であるが、Rades 送電線ルート経過地は首都Tunisの近郊で市街地化がかなり進んでいるという地域特性ならびにTunis湖横断ヶ所を含むという送電ルート上の問題もあってルート先行取得の意味合いからも、Rades 発電所の最終規模4台を考慮して、次の両区間とも当初より2回線設計鉄塔とした。

早急にルート選定を行ない、用地確保に努めることが望ましい。

a) Rades 発電所～Naassen 変電所区間 (15 Km)

Rades～Naassen間の送電ルートはサイト附近の海岸ぞいにおいてRades海水浴場・レクリエーション地域開発が計画されているので、Radesサイトから西方向に港湾埋立計画地域を通過し、途中から南北方向に転じて湖の縁ないし中を走り、Radesの森附近を通過してさらに東西方向にかわり、Naassen変電所

に至る。サイト附近からしばらくは平坦な地形であるが、湖の縁か中を通らざるを得ないので、b)で記述するような特殊構造の鉄塔となり、建設費は高くなる。湖、鉄道道路などを通過するので十分なルート調査を要する。Naassen変電所附近は主にオリブ島が続くならかな丘陵地帯で標高は10~20m程度である。

b) Rades 発電所~M'Nihla 変電所区間 (30km)

Rades 発電所~M'Nihla間の送電ルートとしては、まずTunis湖北側の洲が検討の対象となるが、洲の上は市街地化が進み送電ルートを確保することは不可能であると判断せざるを得ない。従って既設GouletteII 発電所から、直接Tunis湖の対岸まで約2kmを横断するルートが次の検討の対象となる。

今回調査団が収集したRadesサイト近傍の地質図をもとに、概略技術検討を行なった結果、鉄塔基礎部分はケーソン工法による特殊構造(図5-3参照)となるが、充分建設可能との見通しが得られた。

また湖横断の概略ルートをもとに近くの気象観測用アンテナ群に対する電波障害や、国際空港に対する航空障害について検討した結果、双方ともほとんど影響ないものとの見通しが得られた。

今回は一般平地とは同じレベルの鉄塔高さで考えたが、実施設計段階ではより詳細な湖の地質調査を実施し、大型鉄塔採用の可否など、技術面、経済面からの詳細検討を行なう必要がある。

Radesサイトから、既設GouletteII 発電所までの区間は将来の港湾計画が確定しており、既設90kV送電線もあって、ルートはかなりふくそうするので、既設150kV送電線ルートを225kV送電ルートに転用することとした。

Tunis湖横断後M'Nihla変電所までの区間はほとんど平坦な地形が続き、M'Nihla近傍に小高い丘陵がある。途中沼地の中ないし近辺を通過することになるが、概略検討では特に問題はない見込みである。しかし、実施設計では地質調査は充分に行なう必要がある。その他の区間はとりたてて問題はないと思われる。

2) 電線

電線サイズは主に所要送電容量に見合う電流容量とコロナ障害から決定される。

Rades 発電所がフル出力時の系統解析、汐流計算結果(図4-1参照)によればRades~Naassen間の平常時最大汐流は1986年ピーク時で136.2MVA(127.0MW + j49.3MVar)、Rades~Naassen間は175.1MVA(161.6MW + j67.3MVar)であり、175.1MVAは電圧225kVの時449Aの電流となる。この電流容量を持つ電線は電線温度を70℃とすれば、ACSR288mm²以上であるが、本送電線では

①コロナ障害から適当と判断される電線サイズ、②1回線送電線事故時に他回線でも送電できるような電線サイズ、③更にSTEGの225kV既設送電線との協調を考慮してここでは電線サイズACSR411mmとした。

ルート上の制約、将来の電源開発量などから、さらに大きな電線サイズを採用するかどうかは別途検討されるべきである。

架線設計では電線の機械的疲労を考慮し、電線の常時応力EDS(Every Day Stress)を20% (温度20℃ 無風状態)以下、最大使用張力はSTEGの荷重条件、すなわち 気温-5℃、風速30m/sにおいて4,130kgとして検討を進めた。

ルートの環境上、塩害に対して防蝕仕様の電線を使用することも考慮する必要がある。

3) 絶縁設計

225kV送電線の絶縁設計は系統最高電圧245.5kV、ルートの標高1,000m以下、直接接地系として検討した。

又一部のルートは海岸線沿いに選定されるため碍子個数については塩害を考慮した。

この結果、碍子個数は塩害の恐れのある地域は254mmスモッグ碍子16個連、これ以外の地域はSTEGの225kV送電線の設計条件に協調する254mm懸垂碍子16個連とした。

又 標準絶縁間隔は1.75m、最小絶縁間隔は1.30mとした。

4) 耐雷設計

耐雷設計に必要な雷観測データおよび送電線の雷事故実績データの入手はできなかったが、STEGの既設225kV送電線にあわせ架空地線1条を架設し、雷害の低減に期待した。

5) 支持物

225kV送電線の支持物は機械的信頼度の高い鉄塔とし、アンガル材を使用することとして検討を進めた。

標準懸垂鉄塔の形状、寸法を図5-2に示す。又 Tunis 湖横断箇所の支持物基礎形状の概要図を図5-3に示す。

5.3 変電設備

5.3.1 変電設備概要

本計画の受電用 225kV 変電所 変電増設設備の概要は次のとおりである。

(1) Naassen 変電所 (増設分)

1) 225kV 開閉設備

しゃ断器 3φ 3台 245kV 3500MVA 1200A BCT付

断路器 3φ 8台 245kV 1200A

P.Dポテンシャルデバイス 1φ 3台

避雷器 1φ 3台

ブロッキングコイル 1φ 3台

2) 変圧器

屋外形油入低騒音変圧器 (70dB) 1台

225kV/90kV 100MVA LRT付

3) 送電線保護装置

225kV 送電線保護装置 1回線分

電力線搬送距離方向比較保護継電方式 3相再閉路付

4) 90kV 開閉設備

リングブス方式に必要な機器一式 (既設改造分は含まず)

(2) M' Nihla 変電所 (増設分)

1) 225kV 開閉設備

しゃ断器 3φ 3台 245kV 3500MVA 1200A BCT付

断路器 3φ 8台 245kV 1200A

P.Dポテンシャルデバイス 1φ 3台

避雷器 1φ 3台

ブロッキングコイル 1φ 3台

2) 変圧器

屋外形油入低騒音変圧器 (70dB) 1台

225kV/90kV 100MVA LRT付

3) 送電線保護装置

225kV 送電線保護装置 1回線分

電力線搬送距離方向比較保護方式 3相再閉路付

4) 90kV 開閉設備

しゃ断器	3φ	1台	2200MVA	800A
断路器	3φ	2台		800A

5.3.2 変電設備の検討内容

本プロジェクトの変電設備は既設変電所の引出設備、変圧器の増設であるので、既設系統と極力同一設備の仕様とすることで検討を行なった。

(1) 開閉設備、母線方式

225kV 変電所母線方式については STEG の 1 つの採用方式であるリングブス方式とすることとし、開閉設備の必要機器の数量を算出した。

なお Naassen 100MVA 変圧器増設に伴う、90kV 開閉設備の改造については既設部分での改造はスペース的に無理な見込みであり、225kV リングブスに隣接して 90kV リングブス母線方式の開閉設備を新設することとした。

機器の耐塩設計は、変電所が内陸部にあるため、特に耐塩設計は考慮しない。

(2) 変圧器の容量

4.2 の汐流計算の結果、Naassen、M' Nihla 変電所とも Rades 発電所運開に伴わない変圧器増設が必要となった。それぞれの変電所の増設容量については 1986 年以降 5 年間の Tunis 地区の需要増が約 140 MW と見込まれていること、また出来るだけ保守を容易にすることの 2 点から、既設容量と同一の 100MVA とした。また将来の住宅地として発展が予想されるので、低騒音型の変圧器とした。

(3) しゃ断器容量

短絡容量の計算結果を踏まえ、各電圧毎に極力統一仕様となるようにした。

(4) 225kV 送電線保護装置

本プロジェクトの 225kV 送電線は Tunis 首都圏の電力系統で特に重要な基幹送電線であるので、電力線搬送距離方向比較継電方式とし、かつ三相再閉路付としてシステムの信頼度を向上させた。

5.4 通信設備

5.4.1 通信設備概要

本プロジェクトにおける通信設備の概要は次の通りである。(図 5-4 参照)

設 備	仕 様	中央給電指令所	Rades 発電所	M'Nihla 変電所	Naassen 変電所
UHF 多重無線装置	SS-PM 10W, 6ch	1	1		
電力線搬送装置	2ch形 35dBm		2	1	1
電線キャリア・ リレー装置			2	1	1
フオルト・ロケータ	パルスレーダー方向 2回線用		1		
VHF 基地局	10W		1		
” 移動局	10W, 1W		3 (1Wタイプは2)		

5.4.2 通信設備の検討内容

(1) 給電用並びに保安用電話回線

本計画における各発電所への給電指令は、中央給電指令所より発せられるものとし、これら各所間にトーンリンガー方式の給電用電話回線を構成する。また Rades 発電所と隣接する各変電所との間には直通専用電話による保安用電話回線を構成する。このための通信回線の仕様は次の通りである。

(区 間)	(通信回線の仕様)		
中央給電指令所～Rades 発電所	UHF 多重無線回線	10W	3/6 ch
Rades 発電所～M'Nihla 変電所	電力線搬送回線 (メタリック結合方式)	35 dBm	2 ch
Rades 発電所～Naassen 変電所	(" ")	"	"

なお UHF 多重回線 2 ch は予備回線とする。

(2) 搬送保護リレー回線 (図 5-5 参照)

本計画により建設される Rades 発電所～M'Nihla 変電所間、及び Rades 発電所～Naassen 変電所間の 225kV 送電系統の保護のため、同区間に電力線搬送による搬送保護リレー装置を設置する。

この装置の概略仕様としては、方向比較方式を想定し、電搬の信号 ch 使用による Frequency Shift 方式とする。

(3) フォルトロケータ

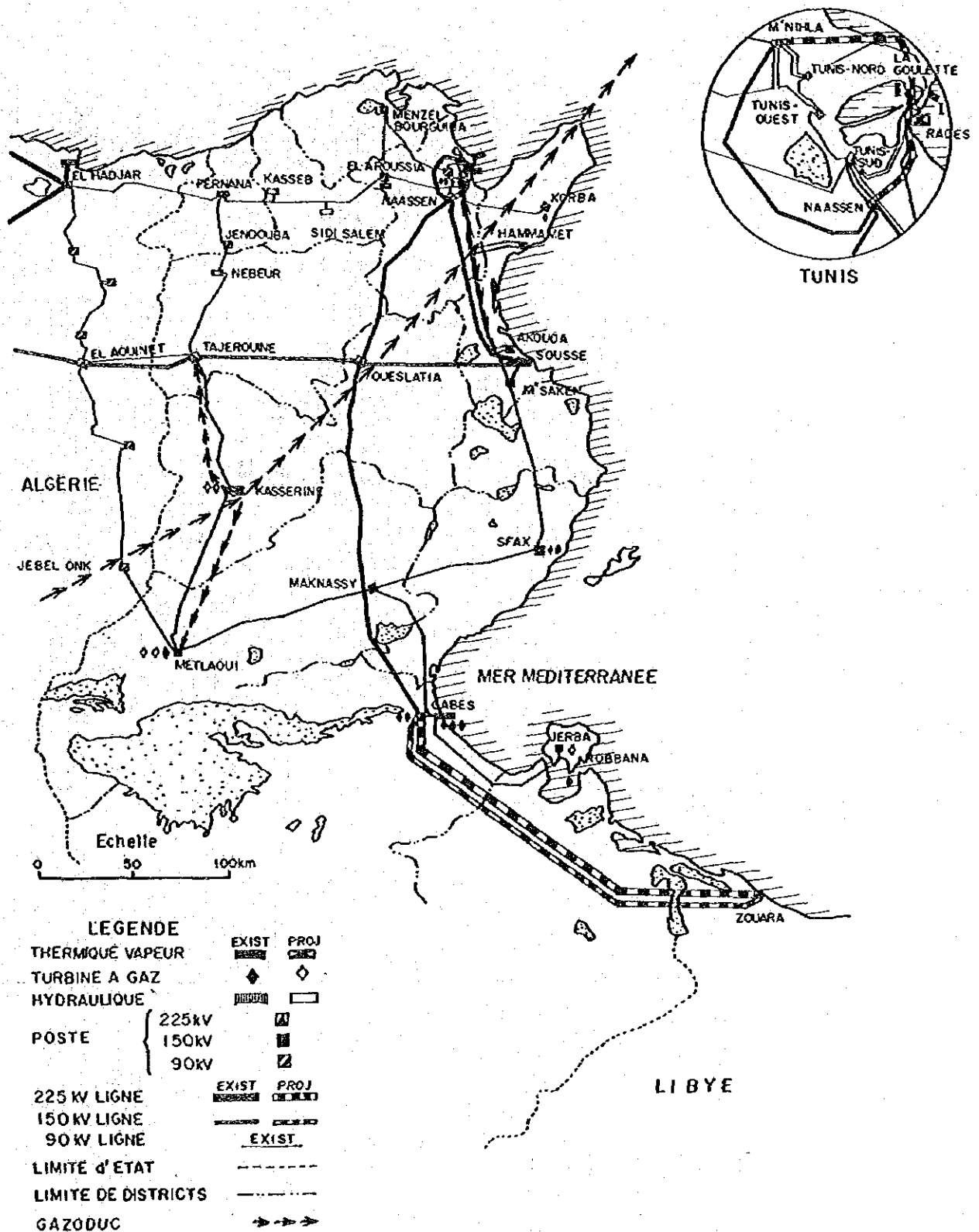
送電線の事故復旧の迅速化を計るため、Rades 発電所にパルスレーダー方式のフォルトロケータ装置を設置し、隣接する各区間の送電線事故時に故障点標定を行なわせる。

(4) 移動無線回線

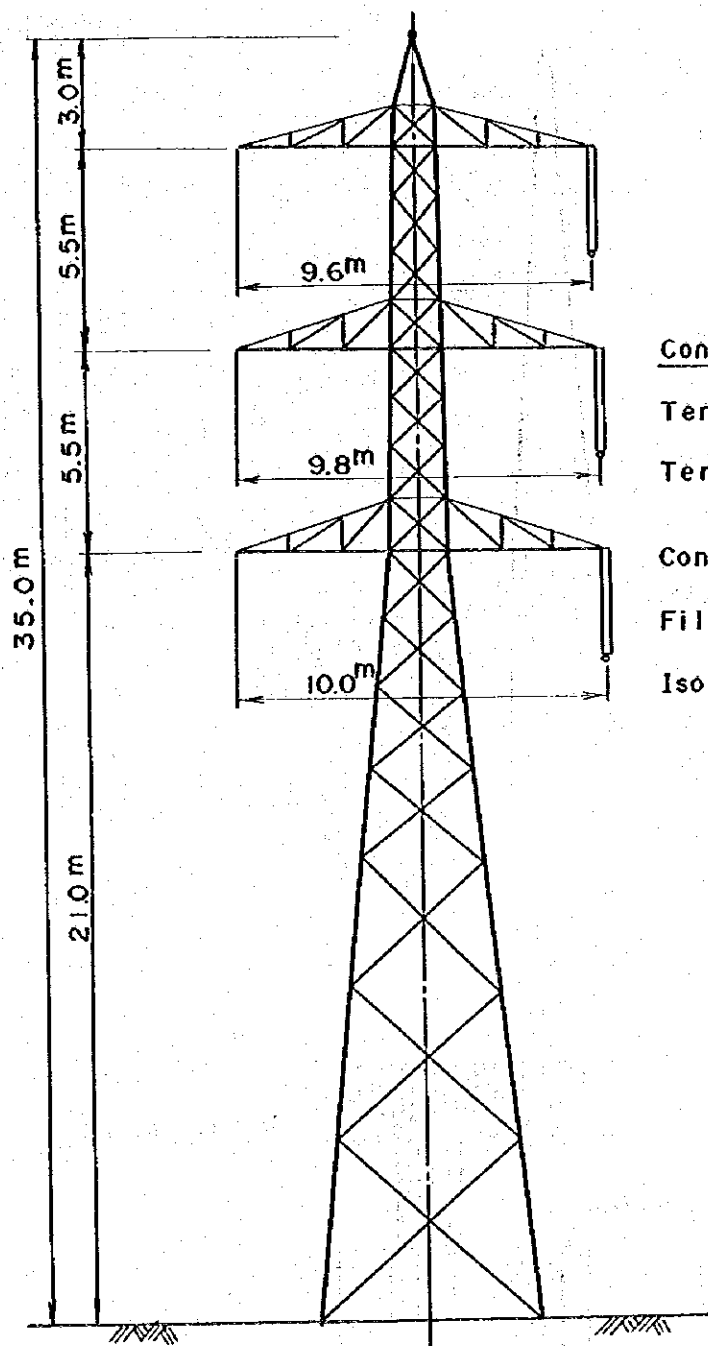
M'Nihla変電所～Rades発電所～Naassen変電所間の送電線沿線をサービスエリアとするVHFによる移動無線回線を構成するためRades発電所にVHF基地局を設置する。

また移動局としては、車載及び携帯用の無線機をRades発電所に配備する。

Graphique 5-1 RESEAU DE TRANSPORT SITUATION EN 1981



**Graphique 5-2 PYLONE STANDARD DU TYPE SUSPENSION
(225 kV)**

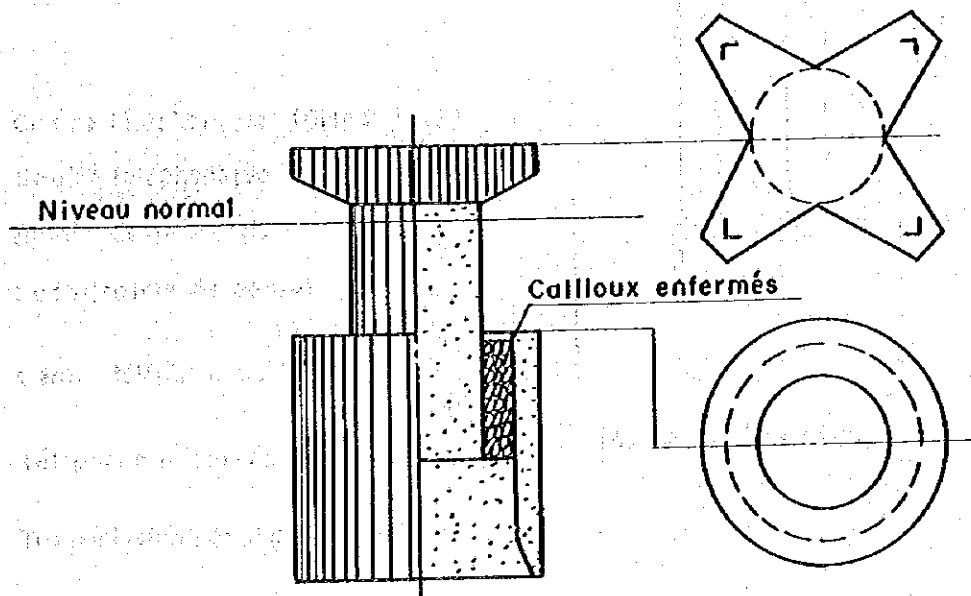
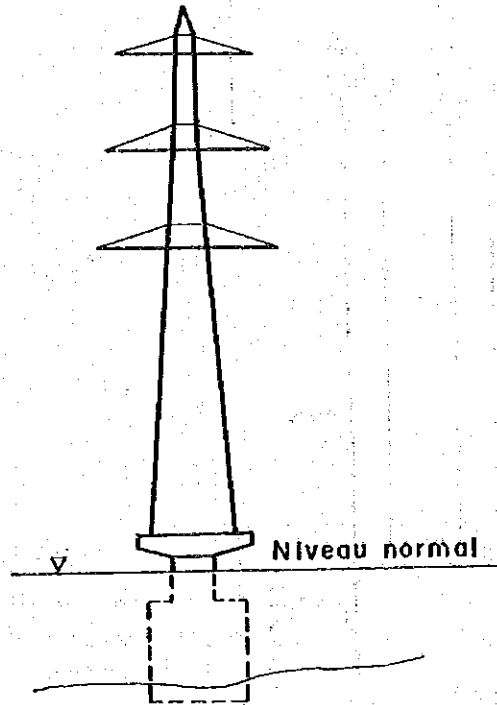


Conditions assignées

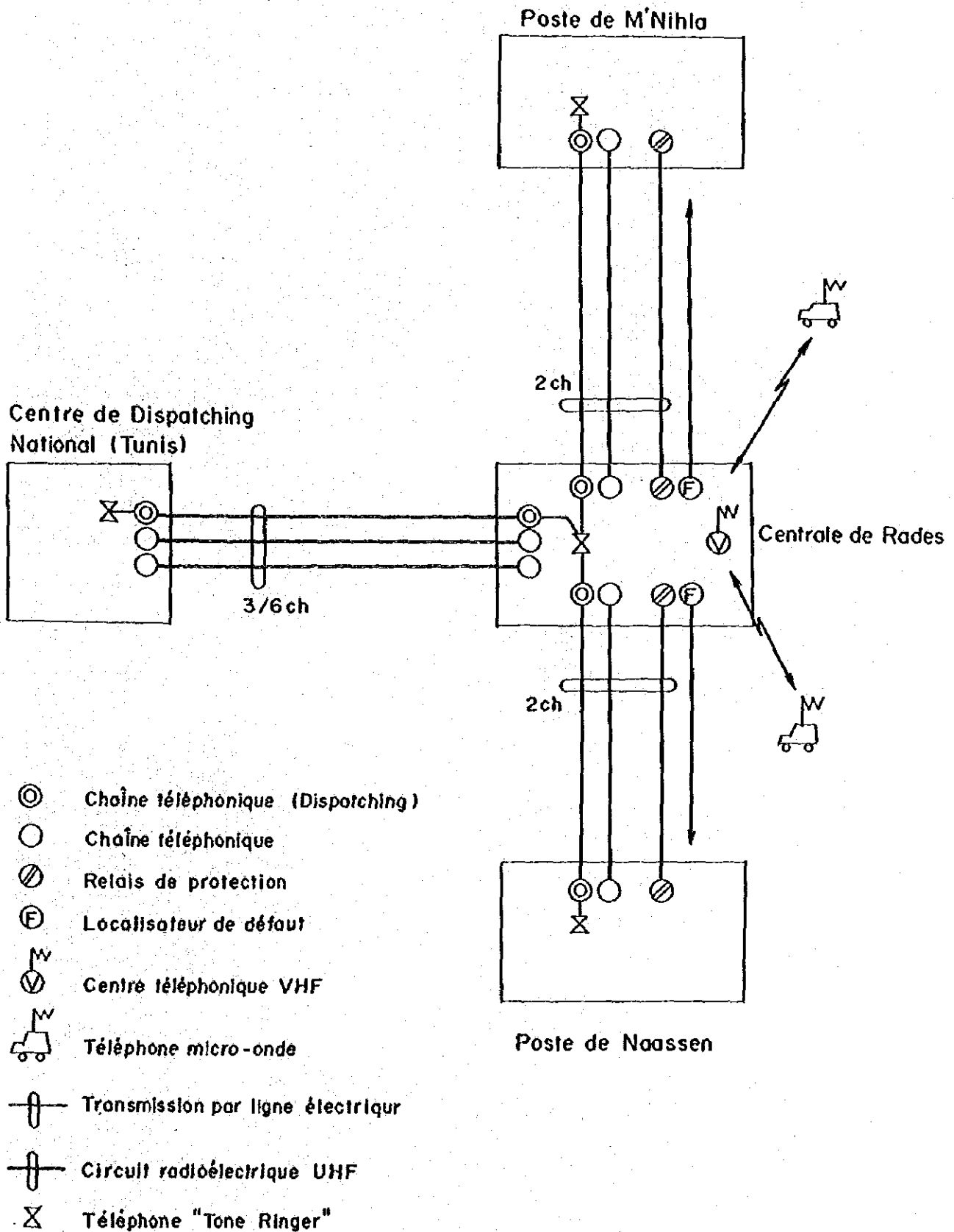
- Tension : 225 kV
- Terne : Simple terne
- Conducteur : Al-Ac 411 mm²
- Fil de terre : GSW 70 mm²
- Isolateur : Diamètre de 254 mm
Hauteur de 146 mm
16 isolateurs en série

Echelle : 1 / 200

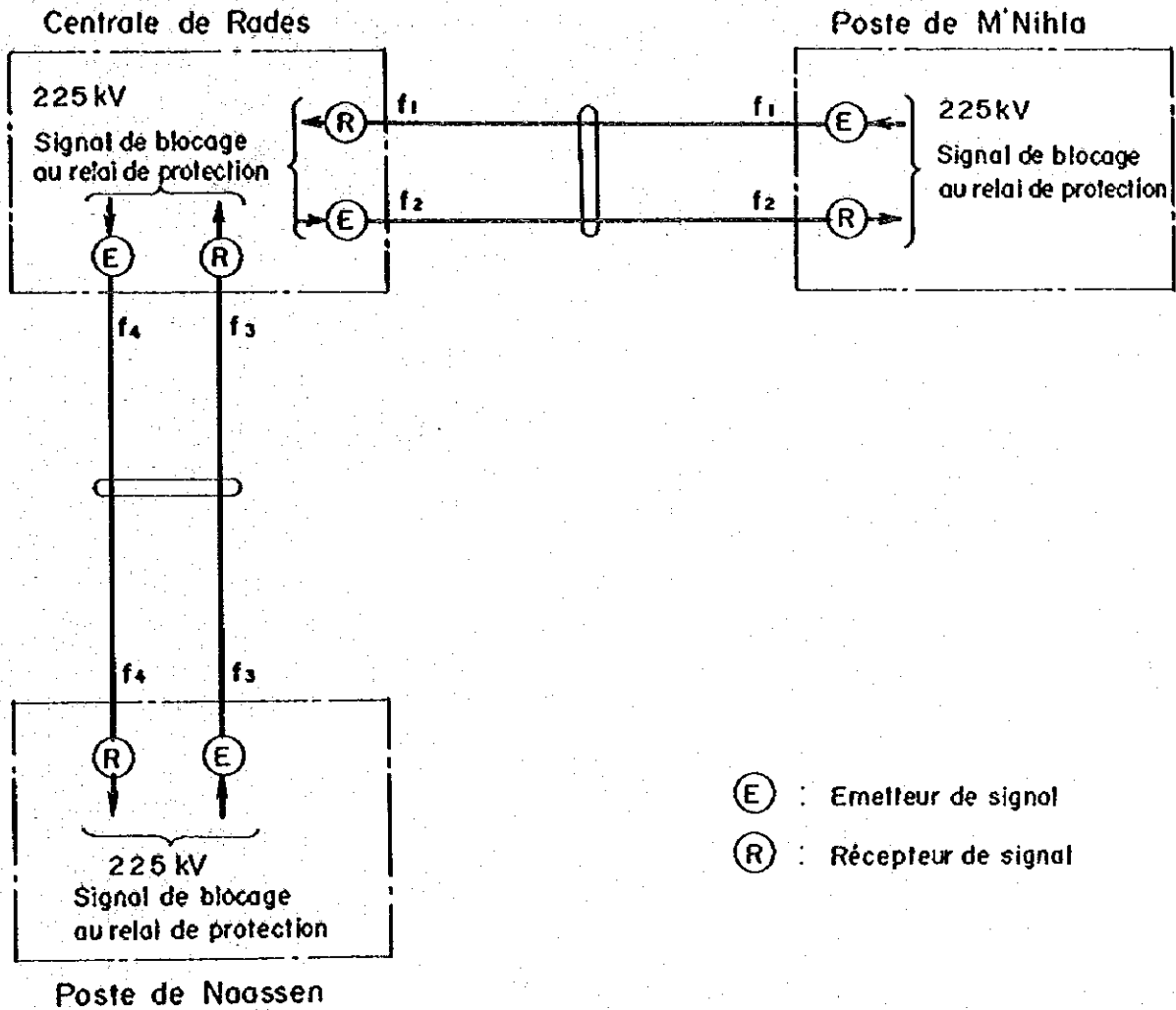
Graphique 5-3 FONDATION DE PYLONE DANS LE LAC



Graphique 5 - 4 SCHEMA DE CIRCUIT DE TELECOMMUNICATION



Graphique 5-5 RELAIS DE PROTECTION A TRANSMISSION
PAR LIGNE ELECTRIQUE



第6章 汽力発電所、送変電設備開発計画のスケジュール

- 6.1 スケジュール策定の範囲および前提条件
- 6.2 施工工程
- 6.3 STEGが遂行する主な業務
- 6.4 コンサルタントが遂行する主な業務

第6章 汽力発電所、送変電設備開発計画のスケジュール

6.1 スケジュール策定の範囲および前提条件

Rades 汽力発電所150MW × 2基および送電、変電設備開発計画を実現するためのスケジュールの範囲は、このフィージビリティ報告書提出時を起点として、STEGが行う準備作業、コンサルタントによる技術役務の実施、コントラクターによる工事施工並びに精算業務を含むものである。

工事着手前の諸スケジュールを24ヶ月と推定したが、その主なものは次の通りである。

(1) 融資協定の締結 所要期間 3ヶ月

STEGは、このフィージビリティ報告書を受領した後、速やかに融資申請に必要なプロジェクトの概要説明およびSTEG全体のプロジェクトの資金計画を盛り込んだプロジェクト計画書を作成する必要がある。

(2) コンサルタントに対する信用状開設 所要期間 2ヶ月

STEGは、Terms of Referenceに基き、招へいたコンサルタントから提出されたProposalを審査し、コンサルタントを決定し、契約する。その後コンサルタントに対し信用状を発行する。

(3) コンサルタントによる技術役務 所要期間 8ヶ月

コンサルタントは信用状受領後、速やかにテュニジアにおいて現地調査を行いフィージビリティ報告書の見直し、必要な詳細設計、図面を添付した仕様書および入札書一式を作成する必要がある。

(4) 各入札者の見積 所要期間 3ヶ月

広い読者層を持った新聞、雑誌、業界誌に約05ヶ月位入札者募集の広告を出す必要がある。入札の案内をみた入札応募者は、Bid Bondをつみ入札行為に入る。各入札者の見積り期間を25ヶ月と想定した。

(5) 契約締結 所要期間 5ヶ月

開札後、STEGおよびコンサルタントは入札審査を行う。両者の行った順位決定にもとづき、落札者との契約交渉に入ることになる。交渉の結果、双方の同意が成立すれば契約が締結されることになる。

(6) コントラクターへの信用状開設 所要期間 3ヶ月

契約発効後3ヶ月以内にコントラクター宛の信用状が創設されるものと想定した。

6.2 施工工程

発電プラントの受注後、設計製作が開始され、輸送、土木建築工事、発電機器の組立、据付工事並びに試運転を含み、チュニジアにおける実績を勘案して40ヶ月工程を採用した。又、送電線施工工程は23ヶ月、変電所工事は20ヶ月であるが、それらの内訳および所要期間を次の様に想定した。

(1) 設計製作

コントラクターが信用状受領後、製造者による設計製作が開始される。発電機器の製作期間は工場試験、梱包を含め20ヶ月を要する。そのうち最も製作期間を要するタービンローター、発電機ローターが含まれている。送、変電設備関係は1ケ年と想定する。なお、チュニジア国内で行はれる鉄塔部材のカッティング、アングル孔明け溶接作業等は5ヶ月と算定した。

(2) 輸送

機器製作完了次第、関係機関から輸出許可を得て、船積を行う。外国の港からチュニジアの港到着の期間、通関手続き、並びに内陸輸送を含めて3ヶ月と想定した。但し、変電所機器は2ヶ月とした。

(3) 土木、建築工事

盛土、整地等の準備工事は1982年12月までに完了する必要がある。又、取水路、放水路等の循環水関係の工事は、遅くとも、補機の試運転開始の受電前には完了する必要がある。本館の建方開始を1983年10月とすると基礎着工は6ヶ月前に着手する必要がある。土木、建築工事は手直し工事を含め全てタービン通汽迄に完了するとした。変電所基礎工事は、増設の場合5ヶ月を見込んだ。

(4) 発電機器の組立、据付、試運転

ボイラの組立はドラム揚げから始まり、耐圧部分の組立は水圧試験で終了する。その後附属機器の取付を行い、ボイラ点火時点までに全て完了する。それらの期間を14ヶ月と想定した。電気関係の工事は、一部接地線工事が土木、建築の基礎工事と平行して実施される部分があるが、タービン、発電機、開閉所並びに計測機器の据付はタービン通汽までには全て終了してなければならない。それらの期間を15ヶ月と想定した。補機の試運転は受電後、順次実施されるがプラントとしての無負荷試験および負荷試験、調整はタービン通汽後実施され、営業運転開始まで3ヶ月を見込んだ。

送電線鉄塔の組立、架線並びに変電所機器の組立、調整、試験として、それぞれ6ヶ月の期間を想定した。

以上の前提条件および工事工程から Rades 汽力発電所並びに送、変電設備のインプラメンテーションスケジュールは図 6-1 に示す通りである。

なお、1号機150 MW の工事完成は、準備工事着工から40ヶ月工程であるが、2号機150 MWの工事完了は、1号機から6ヶ月遅れの46ヶ月工程である。1号機の主要項目とその時期、準備工事着工からの期間を示すと下記の通りである。

主要項目	時 期	期 間
準備工事着工	1982年 3月	—
基礎着工	1983年 4月	13ヶ月
立 柱	1983年10月	18ヶ月
ドラム揚げ	1984年 1月	21ヶ月
ボイラー水圧テスト	1984年 9月	29ヶ月
受 電	1985年 1月	33ヶ月
ボイラー点火	1985年 3月	35ヶ月
タービン通汽	1985年 5月	37ヶ月
営業運転開始	1985年 8月	40ヶ月

又、送電線施工工事は、発注から完成まで23ヶ月工程であり、変電所工事および通信設備工事は、発注から1985年1月完成まで20ヶ月工程である。

送電、変電、通信設備の完成時期である1985年1月は Rades 汽力発電所1号機150 MW の試運転開始時期を満足するものである。

送電、変電工事の主要項目とその時期並びに製作からの期間を示すと次の通りである。

送電線工事

主要項目	Rades -- Naassen		Rades -- M'Nihla	
	時 期	期 間	時 期	期 間
製 作 開 始	1983年2月中旬	—	1983年 2月	—
輸 送	1984年2月中旬	12ヶ月	1984年 2月	12ヶ月
チュニジアでの製作	1984年5月中旬	15ヶ月	1984年 5月	15ヶ月
組 立 開 始	1984年 7月	16.5ヶ月	1984年 7月	17ヶ月
工 事 完 了	1984年10月	19.5ヶ月	1985年 1月	23ヶ月

交電、通信設備工事 (Naassen 100MVA × 1, M' Nihla 100MVA × 1)

主要項目	時 期	期 間	時 期	期 間
製 作 開 始	1983年5月	—	1983年5月	—
土 木 着 工	1984年4月	11ヶ月	1984年4月	11ヶ月
輸 送	1984年5月	12ヶ月	1984年5月	12ヶ月
据 付 開 始	1984年7月	14ヶ月	1984年7月	14ヶ月
工 事 完 了	1984年10月	17ヶ月	1985年1月	20ヶ月

又、1986年2月に2号機が完成するが、同年12月までにプロジェクトの全ての精算業務が終了するものとした。

6.3 STEGが遂行する主な業務

(1) コンサルタント選定業務

コンサルタント選定のため Terms of reference の作成、コンサルタントが提出したプロポーザルの審査、コンサルタント決定に伴う信用状の開設。

(2) 入札用書類の検討

コンサルタントが作成した契約の一般条件、特殊条件、技術仕様書、図面等の検討と最終決定。

(3) テンダーおよびコントラクター選定業務

入札業務を実施し、入札者が提出する入札書を、コンサルタント援助の下に審査、評価し、コントラクターを選定する。選定したコントラクターに対し信用状を開設する。

(4) 承認用図面および書類の審査

コントラクターから提出される承認用図面および書類を審査し、承認する。

(5) 工場試験の立会

主要機器の工場試験に立会い、試験結果を契約仕様書に基き確認する。

(6) プロジェクト施工の基本方針決定

工事施工はコントラクターによる Turn Key Base により実施されるが STEG 内の建設要員計画の策定と組織編成、施工計画の決定、試験プログラム並びに受取り試験方案等の決定。

(7) 受取り試験

コントラクターが実施する各種試験の方法、内容並びに試験結果について、STEG

は承認および受取試験完了証明書を発行する。

(8) 工事着手前の準備業務

予定敷地の購入手配、補償業務、工事用電力および工事用水の手配、その他必要な調査業務。

(9) プロジェクト実施に伴う指揮、調整並びに統制業務。

(10) コントラクターに対する支払い業務

6.4 コンサルタントが遂行する主な業務

(1) 詳細設計

信用状開設後、コンサルタントはフィージビリティスタディーの見直しおよび詳細設計を行う。

(2) 仕様書および入札書類の作成

入札の一般条項、特殊条項並びに詳細設計に基き、技術仕様、技術条項、ビッドフォーム並びに入札招聘書を作成し、STEGに提出する。

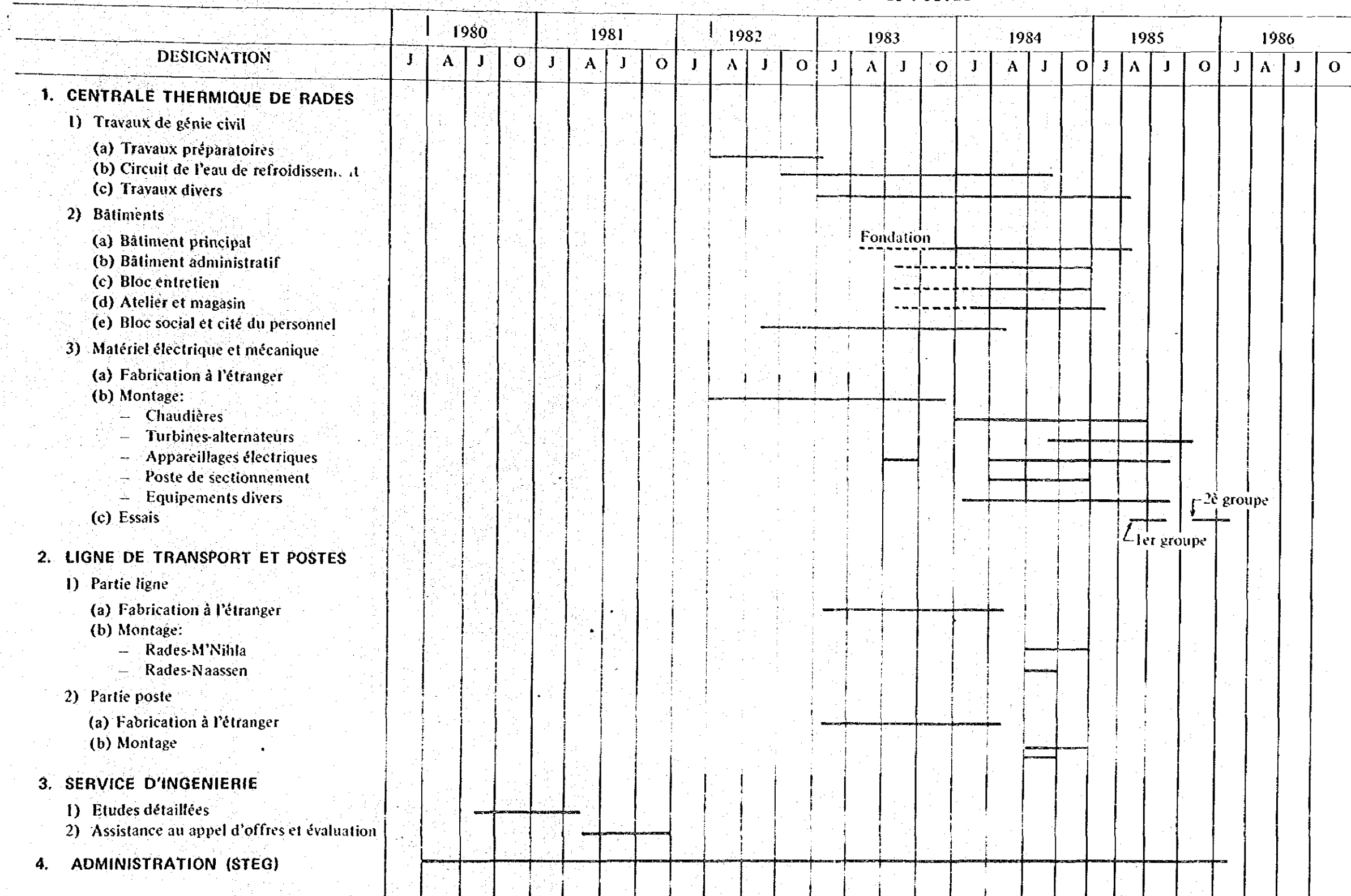
(3) 入札書類審査

各入札者より提出された入札書類をコンサルタントは一定の基準に基き審査を行い、その審査結果報告書を作成し、STEGに提出する。

(4) 契約締結の援助

STEGがコントラクターと契約を締結するに必要な業務の援助を行う。

Graphique 6-1 PROGRAMME D'IMPLANTATION DE LA CENTRALE DE RADES ET DE LA LIGNE DE TRANSPORT ET DES POSTES



第7章 工事費見積り

7.1 見積り条件

7.2 概算総工事費

7.3 年度別工事費

第7章 工事費見積り

7.1 見積り条件

以下の工事費見積りは、工事施工を所謂ターン・キー方式とした場合について行なったものである。また、工事費は、外貨所要部分と内貨所要部分に分けて行なっており、前者に属するものは輸入電気およびメカニカルな機械装置、資材、それらの海上輸送料、外国人技術者の給与等であり、後者に属するものは、テュニジア国内の職員、労務者の給与、賃銀、建設機械および工事用材料（セメント、骨材、木材等）等が主なるものである。これらの見積り条件は以下の通りである。

(1) 電気機器およびその他機器

1979年10月現在の日本国内における価格をベースに見積った。（CIFベース）

(2) 土木および建築工事費

土木および建築工事の単価の大部分は、STEGより提供を受けたものであり、これらは現在工事中の Sousse 汽力発電所の工事単価を1979年10月現在の経済条件に引き直したものである。これらの単価には労務者の賃銀、機械償却費、工事材料、請負業者の管理費、利益等が見込まれている。

(3) 予備費

予備費は、土木および建築工事については10%、また電気機器およびその他機器については、7%を見込んだ。

(4) STEGの管理費

日本における実績等を考慮して、管理費については直接工事費の5%を見込んだが、これは別途STEGにおいて見直さるべきものである。

(5) エンジニアリングフィー

エンジニアリングフィーは直接工事費の1%と云う大まかな見積りを行なった。この費用は、実施設計、入札書類の作成および入札段階におけるSTEGに対する Assistant 等の役務に該当するものである。

(6) 注意事項

a) 以上の工事費見積りには次のものを含む。

- 建設工事に必要な組立 Area、キャンプ（業者の事務所、住居、食堂、売店）建設、工事用道路等
- 車輛および部分

b) 但し、以下の費用は本見積りから除いてある。

- ・土地購入費、あらゆる種類の補償費
- ・関税その他全ての賦課金
- ・運転・保守要員の社宅およびゲストハウス等
- ・建中利息

7.2 概算総工事費

以上の見積条件に基く本計画の総工事費は表7-1に示す通りであるが、これを主要項目に従って、内外貨別に総括すると以下の通りである。

項 目	工 事 費 (1,000DT)			内外貨比率(%)	
	合 計	外 貨	内 貨	外 貨	内 貨
・ 土木および建築	19,690	6,170	13,520	31	69
・ 機器および据付	53,090	46,580	6,510	88	12
・ 予 備 費	5,690	3,880	1,810	68	32
・ 管 理 費	1,970	—	1,970	—	100
・ エンジニアリング・フィー	790	790	—	100	—
・ 税 金 (3%)	2,440	—	2,440	—	—
発電所計	83,670	57,420	26,250	69	31
・ 送 変 電 設 備	5,160	3,170	1,990	61	39
・ 税 金 (3%)	160	—	160	—	—
總 計	88,990	60,590	28,400	68	32

7.3 年度別工事費

年度別工事費の見積りは、第6章の工事工程を基とし、下記の条件で行なった。

- a) 土木および建築工事 …… 出来高払い
- b) 機械代 (CIFまで) :
- ・ 契約時 …… CIF価格の10%
 - ・ 船積時 …… " 80 "
 - ・ テュニジア港荷揚時 …… " 10 "
- c) 据付工事 …… 出来高払い
- d) 予 備 費 …… 直接工事費の年度支出額に比例して見積った
- e) 管 理 費 :

・地質調査と海象調査のための工事費として 200,000 DT を見込んだ。

・工事着工後は直接工事費の年度別支出額に比例して見積った。

以上の条件で見積った年度別工事費は表 7-2 に示す通りである。なお、具体的な資金調達の場合には、これに建設利息を見込むと共に、インフレによる価格騰貴も考慮しなければならない。

Tableau 7-1 COUTS TOTAUX D'AMENAGEMENTS

Désignation	Total	(1.000 dinars)	
		Devises	Dinars
I. CENTRALE			
1) Génie civil et architecture	19.690	6.170	13.520
2) Matériel électrique et mécanique et montage	53.090	46.580	6.510
• Système chaudière	20.550	18.020	2.530
• Système turbine	14.220	12.470	1.750
• Appareillage électrique	12.490	10.960	1.530
• Auxiliaires	5.830	5.130	700
3) Contingences	5.690	3.880	1.810
Coûts directs	78.470	56.630	21.840
4) Administration	1.970	--	1.970
5) Ingénierie	790	790	--
Total	81.230	57.420	23.810
II. LIGNE ET POSTES	5.160	3.170	1.990
6) Taxe (3%)	2.600	--	2.600
Grand total	88.900	60.590	28.400

Tableau 7-2 DEPENSES ANNUELLES

		(1.000 dinars)							
Désignation	Total	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	
I. CENTRALE									
1) Génie civil et arc.									
- Devises	6.170			620	5.000	400	1150		
- Dinars	13.520			3.380	3.380	3.300	3.380		
- Total	19.690			4.000	8.380	3.780	3.530		
2) Matériel et montage									
- Devises	46.580			4.720	39.450	1.000	1.000	410	
- Dinars	6.500					2.640	2.640	1.220	
- Total	53.080			4.720	39.450	3.640	3.640	2.320	
3) Contingences									
- Devises	3.880			390	3.270	100	80	40	
- Dinars	1.810			300	300	540	540	130	
- Total	5.690			690	3.570	640	620	170	
Coûts directs									
- Devises	56.630			5.730	47.720	1.500	1.230	450	
- Dinars	21.840			3.680	3.680	6.560	6.560	1.360	
- Total	78.470			9.410	51.400	8.060	7.790	1.810	
4) Administration									
- Dinars	1.970	150	50	300	300	530	530	110	
5) Ingénierie									
- Devises	800	590	200						
Total de centrale									
- Devises	57.420	590	200	5.730	47.720	1.500	1.230	450	
- Dinars	23.810	150	50	3.980	3.980	7.090	7.090	1.470	
- Total	81.230	740	250	9.710	51.700	8.590	8.320	1.920	
II. LIGNE ET POSTES									
- Devises	3.170				320	2.850			
- Dinars	1.990					1.990			
- Total	5.160				320	4.840			
III. TAXE									
- Dinars	2.600							2.600	
GRAND TOTAL									
- Devises	60.590	590	200	5.730	48.040	4.350	1.230	450	
- Dinars	28.400	150	50	3.980	3.980	9.080	7.090	4.070	
- Total	88.990	740	250	9.710	52.020	13.430	8.320	4.520	

第8章 環境問題に対する配慮

8.1 環境問題に対する基本的考え方

8.2 大気汚染対策

8.2.1 天然ガス専焼の場合

8.2.2 重油専焼の場合

8.2.3 重油専焼のばいじん

8.2.4 大気中におけるばい煙の拡散

8.3 温排水対策

8.4 油脂漏洩を含む排水処理

8.5 騒音対策

第8章 環境問題に対する配慮

8.1 環境問題に対する基本的な考え方

汽力発電所の建設に当り環境問題への配慮は、建設場所周辺の環境、生活状況、公害対策機器の技術の信頼性、建設工事費等を総合的に判断し、一番効果的でかつ経済的な公害対策を実施すべきである。

本プロジェクトに於いては、テュニジアに於ける環境問題に対する現状を踏えて、以下大気汚染対策、温排水対策、油脂漏洩を含む排水処理対策並びに騒音対策について述べる。

8.2 大気汚染対策

汽力発電所に於いて、燃料の燃焼によって生ずる、すす、その他粉じんによるものと、亜硫酸ガスもしくは無水硫酸によるものが考えられる。この内、すすは燃料中の揮発性有機物が不完全燃焼する場合に発生する遊離炭素が原因で、粉じんは燃料中の無機元素（灰）の酸化物である。

又燃料中に硫黄、又は硫黄化合物が存在する場合は、この燃焼により亜硫酸ガス(SO₂)もしくは無水硫酸(SO₃)が発生し、これが大気汚染のもとになる。

更に燃料には窒素分を含んでいるため、燃焼により酸化され、窒素酸化物(NO_x)となって煙突より大気に放出される。このNO_xは光化学スモッグの原因物質の1つとされ注目されているものであり、人間の健康及び生活環境への影響もあるものと考えられる。

8.2.1 天然ガス専燃の場合

本プロジェクトに於ける汽力発電所使用燃料は天然ガスが常用であり、天然ガス専燃に於ける大気汚染は燃焼により発生する窒素酸化物(NO_x)である。NO_xの発生は燃料の性質、燃焼方法、燃焼室構造などにより異なり、一般的に燃焼温度が高いほど、又O₂濃度が高いほどNOの生成は増大する。NOの生成は燃料が高温で燃焼する時、燃焼用空気中のN₂とO₂が反応して生成するThermal NO_xと燃料中の窒素化合物がNOに変換するものFuel NO_xがある。天然ガス専燃に於けるNO_x排出値は60~100ppm程度であり日本の排出基準値240ppm以下に照し合せても問題はない。

8.2.2 重油専焼の場合

(1) NO_x 排出値

天然ガス専焼時と同様NO_x排出値は燃料の性質、燃焼方法、燃焼室構造などにより異なり、一般的に重油専焼に於けるNO_x排出値は120～200ppm程度であり、日本の排出基準値240ppm以下に照し合せても問題はない。

(2) SO_x 排出値

本プロジェクト燃料の一つとして使用を予定している重油中のSulphure分は3%と高い。一般的に硫黄酸化物が環境に与える影響はSO_x最大着地濃度とSO_x環境基準値との関係から判断できる。

本プロジェクトに於けるSO_xの最大着地濃度はSutton, Bosanquetの式を用いて計算すると 5.5×10^{-2} ppmで、その時の着地距離は6.5kmである。又日本に於けるSO₂環境基準値は、1時間値の1日平均値が 4.0×10^{-2} ppmで環境基準値と比較してSO_x最大着地濃度は大巾に超過する。

硫黄酸化物による大気汚染防止対策として一般的に次の方法がある。

- a) 灰分、硫黄分の少ない良質の燃料を使用する。
- b) 原油の生だきの実施、又は天然ガスの使用。
- c) 重油の脱硫。
- d) 排煙の脱硫。
- e) 煙突の拡散希釈を十分行なわせるため、高煙突の採用、排出速度の増加、並びに集合煙突を採用する。

等である。本プロジェクトの重油燃料は短時間使用のため、集合煙突の採用程度に止めた。

Sutton, Bosanquetの式を用いた計算結果

計画条件

- a) 160MW × 1 Unit
- b) 重油発熱量(低位) $HI = 9700 \text{ kcal/Kg}$
- c) 硫黄分 3%
- d) 発電端熱効率 38%
- e) 利用率 70%
- f) 風速 6 m/s
- g) 過剰空気率 1.1
- h) 煙突高さ 80 m

計算

1) 煙突排ガス量

$$\text{理論空気量 } A_0 = 0.85 \frac{HI}{1.000} + 2.0 \quad (\text{Nm}^3/\text{kg})$$

$$A_0 = \text{理論空気量 } (\text{Nm}^3/\text{kg})$$

$$HI = \text{低位発熱量 } (\text{kcal}/\text{kg})$$

$$\therefore A_0 = 10.25 \quad (\text{Nm}^3/\text{kg})$$

$$\text{理論燃焼ガス量 } G_0 = 1.11 \frac{HI}{1.000} \quad (\text{Nm}^3/\text{kg})$$

$$G_0 = \text{理論燃焼ガス量 } (\text{Nm}^3/\text{kg})$$

$$\therefore G_0 = 10.77 \quad (\text{Nm}^3/\text{kg})$$

$$\text{空気過剰率 } m = \frac{21}{21 - O_2}$$

$$m = \text{空気過剰率}$$

$$O_2 = \text{Eco. 出口排ガス } O_2$$

$$\therefore m = 1.1$$

$$\text{実際燃焼ガス量 } G_w = G_0 + (m - 1) A_0 \quad (\text{Nm}^3/\text{kg})$$

$$G_w = \text{実際燃焼ガス量 } (\text{Nm}^3/\text{kg})$$

$$\therefore G_w = 11.79 \quad (\text{Nm}^3/\text{kg})$$

$$\text{使用燃料量 } W_0 = P_G \times 860 / \eta_P \times H_h \quad (\text{t}/\text{h})$$

$$W_0 = \text{使用燃料量 } (\text{t}/\text{h})$$

$$P_G = \text{発電端出力 } (\text{MW})$$

$$\eta_P = \text{発電端効率 } (\%)$$

$$H_h = \text{高位発熱量 } (\text{kcal}/\text{kg})$$

$$\therefore W_0 = 35.1 \quad (\text{t}/\text{h})$$

$$\text{煙突排ガス量 } Q_D = W_0 \times G_w \times 10^3 \quad (\text{Nm}^3/\text{h})$$

$$Q_D = \text{排ガス量 } (\text{Nm}^3/\text{h})$$

$$\therefore Q_D = 413.8 \times 10^3 \quad (\text{Nm}^3/\text{h})$$

2) 煙突排ガス SO_2 濃度

$$SO_2 \text{ 排出量 } q' = 7 \times S_0 \times W_0 \quad (\text{Nm}^3/\text{h})$$

$$q' = SO_2 \text{ 排出量 } (\text{Nm}^3/\text{h})$$

$$S_0 = \text{燃料中硫黄分 } (\%)$$

$$\therefore q' = 737.1 \quad (\text{Nm}^3/\text{h})$$

・排ガス SO₂ 濃度 $q_c = q' / Q_D \times 10^6$ (ppm)

$q_c =$ 排ガス SO₂ 濃度 (ppm)

$\therefore q_c = 1.781$ (ppm)

3) 有効煙突高さ (Bosanquit の式)

補正排ガス量 (at 18°C)

$$Q_t = \frac{Q_D(273+t_a)}{3600 \times 273} \text{ (m}^3/\text{s)}$$

$Q_t =$ 18°C補正排ガス量 (m³/s)

$t_a =$ 大気温度 (5ヶ年平均)(°C)

$\therefore Q_t \approx 122$ (m³/s)

排ガス吐出速度

$$V_g = \frac{Q_D(273+t_a)}{3600 \times 273 \times \frac{\pi D^2}{4}} \text{ (m/s)}$$

$D =$ 煙突吐出口径 (m)

$V_g =$ 排ガス吐出速度 (m/s)

$\therefore V_g \approx 15$ (m/s)

排煙の運動上昇高度

$$H_m = \frac{4.77}{1 + \frac{0.43 \times u}{V_g}} \times \sqrt{\frac{Q_t \times V_g}{u}} \text{ (m)}$$

$H_m =$ 排煙運動上昇高度 (m)

$u =$ 風速 ≈ 6 (m)

$\therefore H_m \approx 29$ (m)

係数

$$J = \frac{u^2}{Q_t \cdot V_g} \times \left(0.43 \sqrt{\frac{(273+t_a)}{g \cdot \frac{d\theta}{dz}}} - 0.28 \frac{V_g \times (273+t_a)}{g(t_g - t_a)} \right) + 1$$

$g = 9.81$ (m/s²) 重力の加速度

$t_g =$ 煙突出口排ガス温度(°C) ≈ 150 (°C)

$\therefore J \approx 34.5$

$d\theta/dz =$ 大気温度勾配 (°C/m) 0.0033

排煙の浮力による上昇高度

$$H_t = (6.37 \times g \times Q_t (t_g - t_a) / u^3 (273 + t_a)) \times (\ln J^2 + \frac{2}{J} - 2) \text{ (m)}$$

$\therefore H_t \approx 82$ (m)

・有効煙突高さ

$$H_e = H_o + 0.65 (H_m + H_t) \text{ (m)}$$

$H_e =$ 有効煙突高さ (m)

$\therefore H_e = 152$ (m)

$H_o =$ 煙突高さ (m)

4) 最大着地濃度、距離 (Sutton の式)

最大着地濃度

$$C_{max} = 2 \times q' / \pi \cdot e \cdot u \cdot He^2 \times \frac{C_y}{C_z} \times 10^6 \text{ (ppm)}$$

$$\approx 1.72 \times \frac{q'}{He^2}$$

$$\therefore C_{max} = 5.5 \times 10^{-2} \text{ (ppm)}$$

最大着地濃度出現地点

$$X_{max} = \left(\frac{He}{C_z} \right)^{2-n} \times 10^{-3} \text{ (km)}$$

$$= 2.08 \times He^{1.43} \times 10^{-3}$$

$$\therefore X_{max} \approx 6.5 \text{ (km)}$$

$C_z = 0.07$ Sutton の拡散係数

$$n = 0.25$$

8.2.3 重油専焼時のばいじん

重油専焼ボイラのばい煙は、重油中の灰分、ボイラ、バーナ構造、燃焼条件に異なり、ばい煙の性状に最も大きな影響は燃焼条件である。一般に150MW級の重油専焼ボイラのばいじん排出量は0.1~0.2 g/Nm³で、日本の排出基準値は0.1 g/Nm³以下でぎりぎりの値であると推定される。

ばいじん防止対策として、一般的に次の方法がある。

- a) 燃料が完全燃焼するよう燃焼管理の徹底。
- b) 過剰空気率の適正化、アンモニアガスの注入などによりアッドマット（酸性のすす）の発生を防止し、更に必要に応じ集じん装置を設置して排煙の清浄化を図る。

等であるが、本プロジェクトの重油燃料は短時間使用であり、現時点では集じん装置は設けず将来の増設が可能である様に計画した。

8.2.4 大気中に於けるばい煙の拡散 (Graphique 8-1 参照)

大気中でのばい煙の拡散状態は風向風速、気温勾配、大気安定度などの気象条件と地形の条件により変化する。

排煙拡散の一般的特性

産業排ガスによる大気汚染で最も問題となるのは煙突から排出される酸化物、ばいじん等である。煙突排ガスの拡散の定性的特性は下記の通りである。

- a) ダウンウオッシュ、ダウンドラフト

煙突から排出されたガスは、先づ吐出速度の効果で大気中を上昇し、次に高温ガスの場合密度差によって生ずる浮力の効果で上昇しながら、しだいに風に流されつつ拡散す

る。

しかし、吐出速度が風速より小さい場合、煙は煙突の背後に生ずる渦や、付近の建物によって発生する渦に巻込まれ急激に地上に降下する事がある。この現象をダウンウォッシュ、ダウンドラフトと呼ばれ、煙突周辺の地上に於ける汚染濃度を高める。この現象を避けるには、煙突高度を付近の建造物より高くし、吐出速度を5～6 m/sより大きくする。

b) 排煙の上昇と有効煙突高さ

巻込み現象を起さず大気中へ排出された煙は運動量と浮力の効果で上昇しながら風に流され、しだいに水平に流れつつ拡散する。この上昇と拡散の様相は図の通りで、この上昇の高度は排煙の上向きの運動量が大きいくほど、又排煙と大気の温度差が大きいくほど一般に高くなる。

煙突高度に上昇による高さを加えた高度が有効煙突高度である。

煙突の風下の地上に現われる汚染濃度は排ガスが有効煙突高度から水平に拡散した場合とほとんど等しくなる。

c) 着地濃度

煙突の風下の地上に於ける濃度は図の通り煙突に近い所では、まだ煙が地表まで降下して来ないために小さく、距離が大きくなるにつれ大きくなり、最大着地濃度に達してさらに遠方では拡散によってしだいに小さくなる。

8.3 温排水対策

冷却水の水温上昇が海生生物に及ぼす影響としては

- 1) 冷却水とともに取水口から取り込まれたプランクトン、魚卵稚仔が復水器を通過する際の急激な温度上昇等物理的ショックを受けて正常な運動、活力が阻害されること。
- 2) 放水口附近のいつも高温になる区域では水温の変化により魚種が変り、又回遊魚等は来遊を避けること。
- 3) 移動性の少ない海藻類は環境水温の変動のため生育に支障がみられること。

などである。これらの自然環境上の問題、および工事費の軽減を考慮すると冷却用水の取、放水口はSite 前面海域に設置することがもっとも望ましい。(本案は Figure 3-2 Alternative として添付)

併し乍ら、STEGの要望ではRades地域においては地域の総合開発を考慮すると共に大量の発電所冷却用水を背後の湖に循環させ湖のRegenerationを計りたいとのことである。

この要請を満たすため本スタデーでは復水器冷却用水を既存の魚道キヤナルに放流することとした。

一方港湾拡張計画による湖の埋立によりキヤナルは現在より可成り延長されるが、この場合でもキヤナル出口における温排水の温度はわずかに数度の低下しか期待できないであろう。このため湖内に温排水の拡散領域ができ、自然環境、特に既存漁業に対する悪影響は免れないであろう。

8.4 油脂漏洩を含む排水処理

一般に汽力発電所に於ける排水処理で問題になるのは定期点検時に於ける煙突、空気予熱器の洗浄排水、給水処理装置の再生排水、本館ピット、重軽油タンクヤードの油脂分を含む排水が主である。排水処理の一般的方法として

- 1) 中和凝集沈殿処理装置の設置
- 2) 油分離ろ過・吸着処理装置の設置

天然ガス専焼に於いては、煙突、空気予熱器の洗浄は行う必要がないため洗浄排水処理の問題はない。将来重油専焼移行に対し、仮排水処理池の設置余地を確保する事とした。

給水処理装置再生排水処理については、pH調整による排水処理装置を設置する事とし、本館ピット、重軽油タンクヤードの油脂分を含む排水処理は油分離槽の設置による処理を計画した。

8.5 騒音対策

Site 境界面に於ける騒音源は、連続的に発生するものと、不連続に発生するものの2通りである。

騒音防止対策として一般的に次の方法がある。

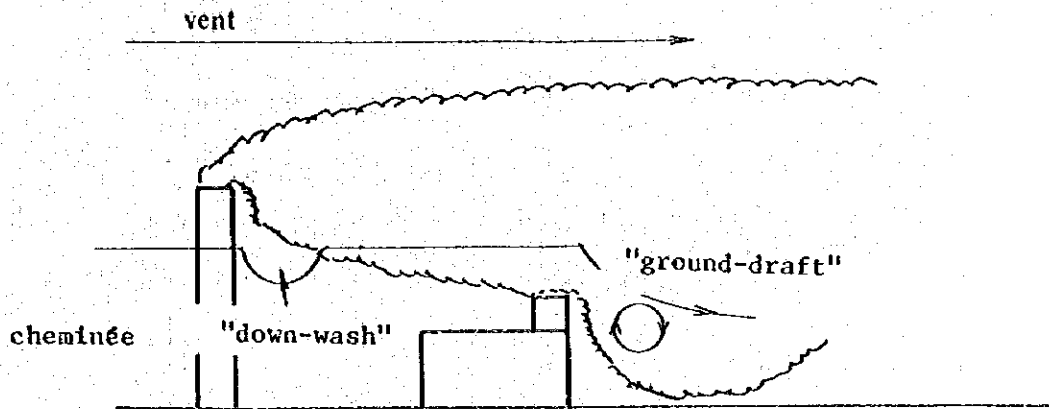
- | | | |
|-------------|---|--|
| 1) 連続発生音対策 | { | 消音装置の設置
防音壁の設置
低騒音設計の採用
機器の適切配置 |
| 2) 不連続発生音対策 | { | 消音装置の設置
機器の適切配置 |

連続的に発生する騒音源で大きいものは、Boiler Feed Water Pump, Forced Draft

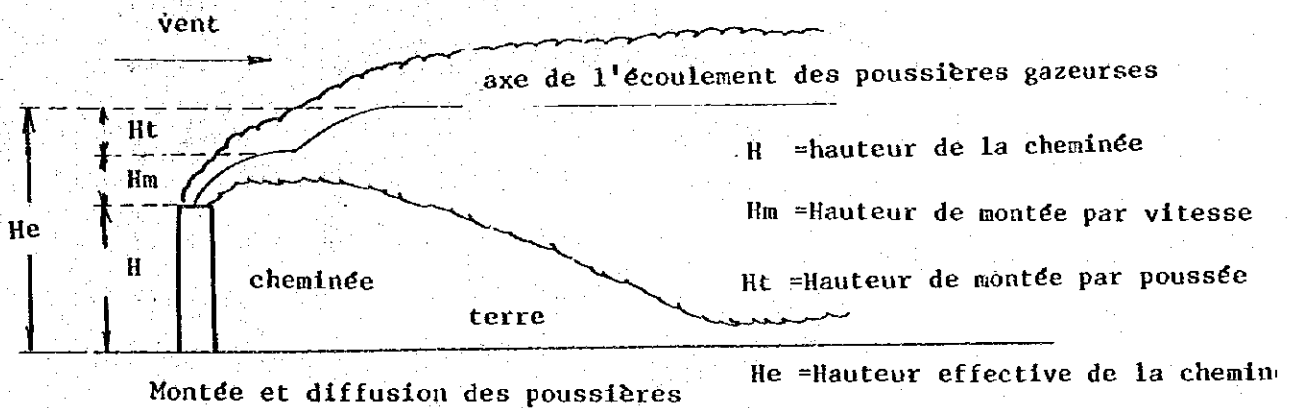
Fun, Air Compressor, Circulating Water Pump, Transformer 等である。

本プロジェクトに於いては騒音発生機器の適切配置及び Boiler Feed Water Pump, Air Compressor の Power House 内収納による騒音の軽減、その他機器は低騒音機器の採用等により対処する事とし、不定期に発生する安全弁吹き出し時の騒音に対してはサイレンサーを取付け、騒音を低く抑え、尚かつ海側に向ける事で騒音の軽減を計る事とした。

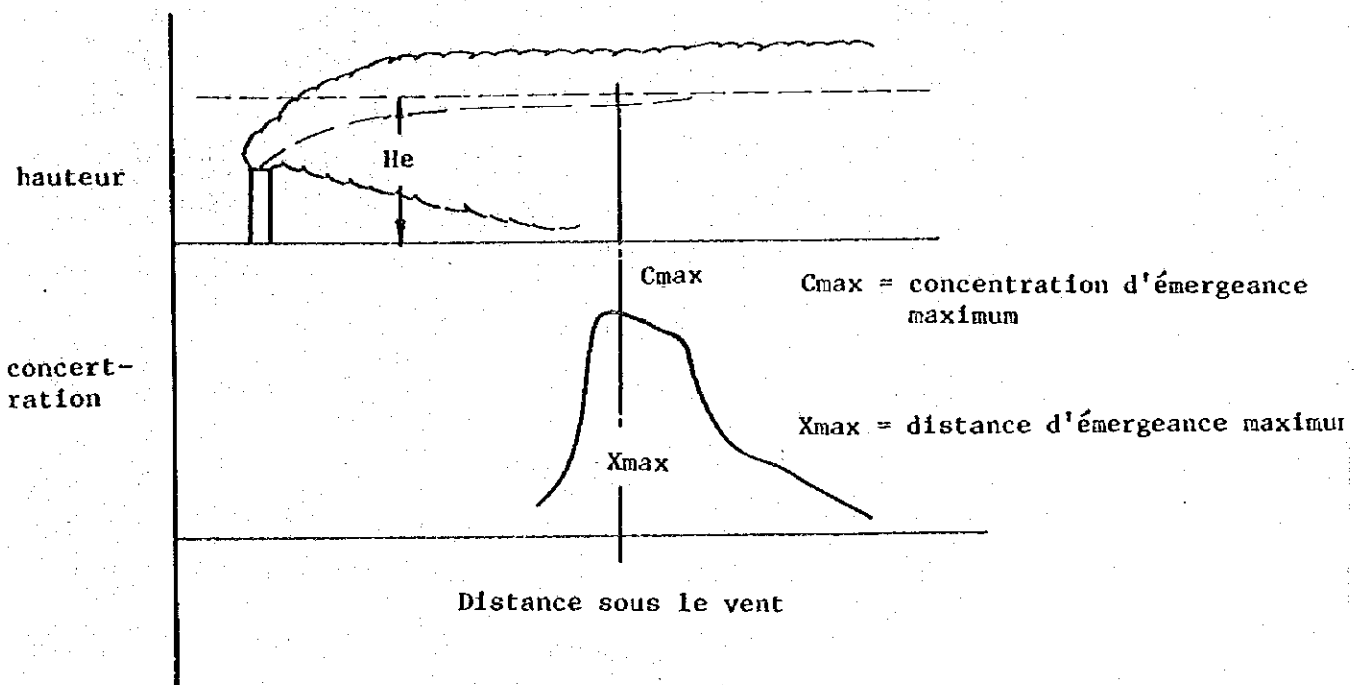
Graphique 8-1 DIFFUSION EN ATMOSPHERE



Phénomènes "down-wash" et "ground-draft"



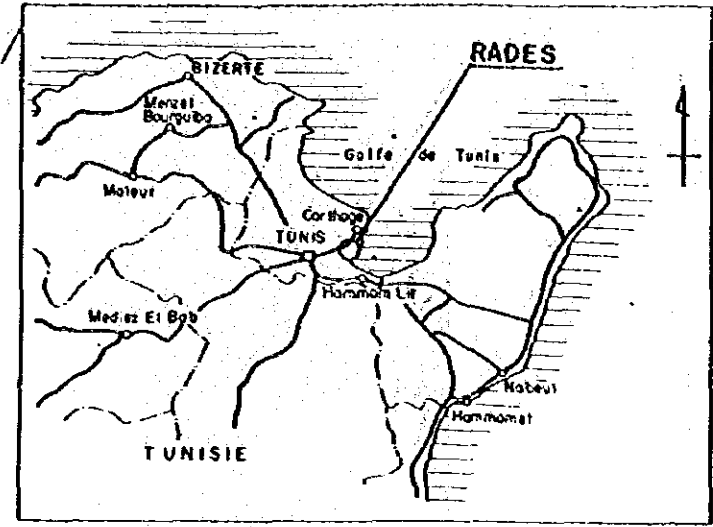
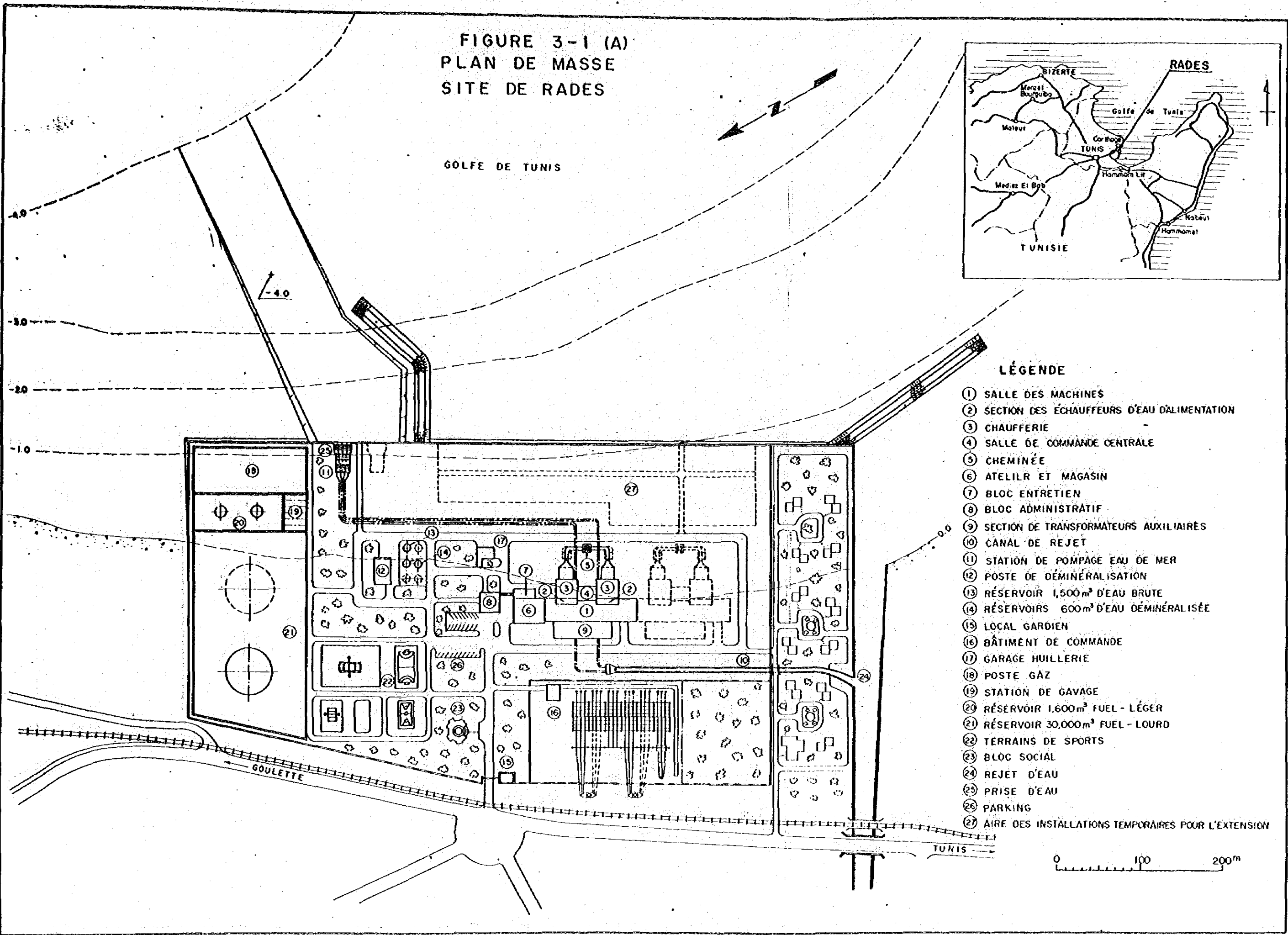
Montée et diffusion des poussières



添付資料

- Figure - 3 - 1 (A) Rades 発電所一般平面 (A 案)
- Figure - 3 - 1 (B) 同 上 (B 案)
- Figure - 3 - 2 同 上 (Alternative)
- Figure - 3 - 3 発電所本館 1 階平面
- Figure - 3 - 4 同 上 3 階平面
- Figure - 3 - 5 同 上 断面
- Figure - 3 - 6 同 上 正面、側面
- Figure - 3 - 7 復水器冷却用水施設 取水口、ポンプ場、送水管路
- Figure - 3 - 8 同 上 放水管路、放水槽、放水路
- Figure - 3 - 9 主管系統図
- Figure - 3 - 10 発電所電気単線結線図
- Figure - 3 - 11 開閉所配置図
- Figure - 3 - 12 同上 単線結線図
- Figure - 3 - 13 管理棟平面
- Figure - 3 - 14 同上 断面、側面
- Figure - 3 - 15 保守棟平面
- Figure - 3 - 16 同上 断面、側面

FIGURE 3-1 (A)
PLAN DE MASSE
SITE DE RADES

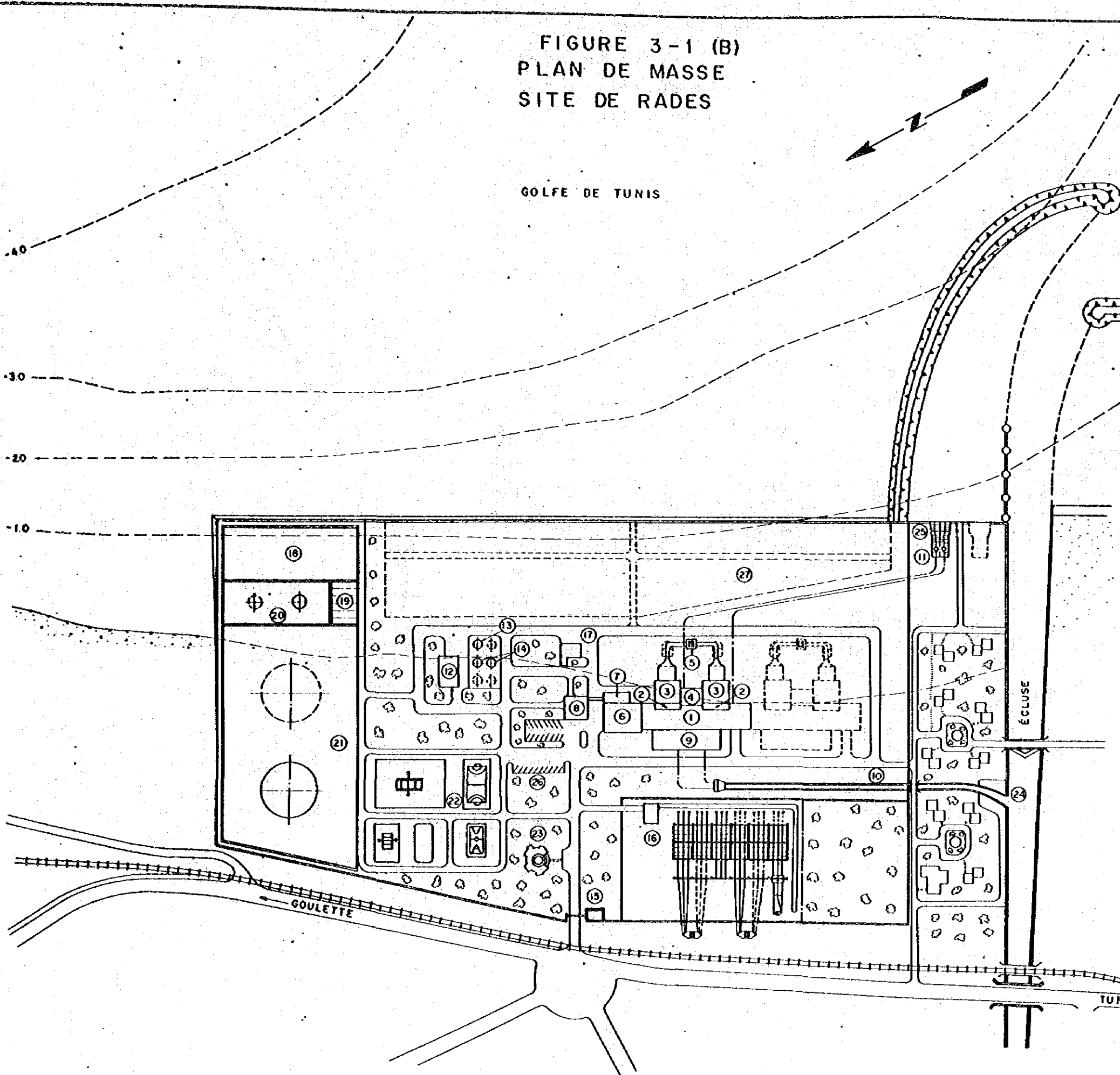
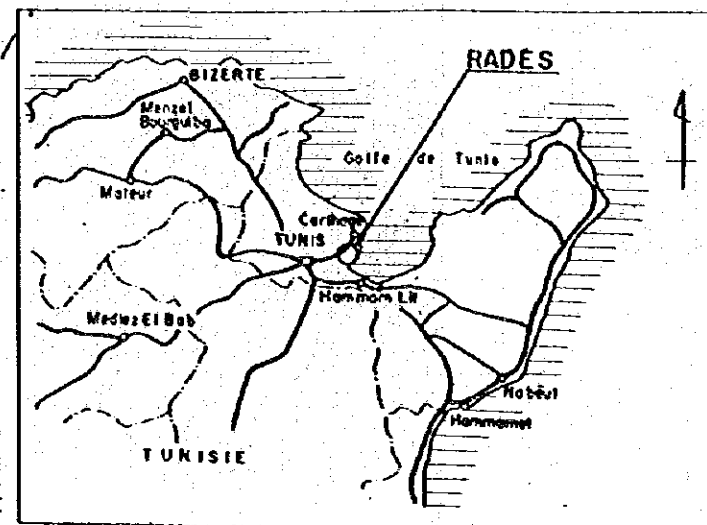


LÉGENDE

- ① SALLE DES MACHINES
- ② SECTION DES ÉCHAUFFEURS D'EAU D'ALIMENTATION
- ③ CHAUFFERIE
- ④ SALLE DE COMMANDE CENTRALE
- ⑤ CHEMINÉE
- ⑥ ATELIER ET MAGASIN
- ⑦ BLOC ENTRETIEN
- ⑧ BLOC ADMINISTRATIF
- ⑨ SECTION DE TRANSFORMATEURS AUXILIAIRES
- ⑩ CANAL DE REJET
- ⑪ STATION DE POMPAGE EAU DE MER
- ⑫ POSTE DE DÉMINÉRALISATION
- ⑬ RÉSERVOIR 1,500m³ D'EAU BRUTE
- ⑭ RÉSERVOIRS 600m³ D'EAU DÉMINÉRALISÉE
- ⑮ LOCAL GARDIEN
- ⑯ BÂTIMENT DE COMMANDE
- ⑰ GARAGE HUILLERIE
- ⑱ POSTE GAZ
- ⑲ STATION DE GAVAGE
- ⑳ RÉSERVOIR 1,600m³ FUEL - LÉGER
- ㉑ RÉSERVOIR 30,000m³ FUEL - LOURD
- ㉒ TERRAINS DE SPORTS
- ㉓ BLOC SOCIAL
- ㉔ REJET D'EAU
- ㉕ PRISE D'EAU
- ㉖ PARKING
- ㉗ AIRE DES INSTALLATIONS TEMPORAIRES POUR L'EXTENSION

FIGURE 3-1 (B)
 PLAN DE MASSE
 SITE DE RADES

GOLFE DE TUNIS



LÉGENDE

- ① SALLE DES MACHINES
- ② SECTION DES ÉCHAUFFEURS D'EAU D'ALIMENTATION
- ③ CHAUFFERIE
- ④ SALLE DE COMMANDE CENTRALE
- ⑤ CHEMINÉE
- ⑥ ATELIER ET MAGASIN
- ⑦ BLOC ENTRETIEN
- ⑧ BLOC ADMINISTRATIF
- ⑨ SECTION DE TRANSFORMATEURS AUXILIAIRES
- ⑩ CANAL DE REJET
- ⑪ STATION DE POMPAGE EAU DE MER
- ⑫ POSTE DE DÉMINÉRALISATION
- ⑬ RÉSERVOIR 1,500m³ D'EAU BRUTE
- ⑭ RÉSERVOIRS 600m³ D'EAU DÉMINÉRALISÉE
- ⑮ LOCAL GARDIEN
- ⑯ BÂTIMENT DE COMMANDE
- ⑰ GARAGE HUILLERIE
- ⑱ POSTE GAZ
- ⑲ STATION DE GAVAGE
- ⑳ RÉSERVOIR 1,600m³ FUEL - LÉGER
- ㉑ RÉSERVOIR 30,000m³ FUEL - LOURD
- ㉒ TERRAINS DE SPORTS
- ㉓ BLOC SOCIAL
- ㉔ REJET D'EAU
- ㉕ PRISE D'EAU
- ㉖ PARKING
- ㉗ AIRE DES INSTALLATIONS TEMPORAIRES POUR L'EXTENSION

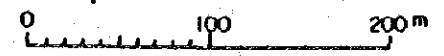
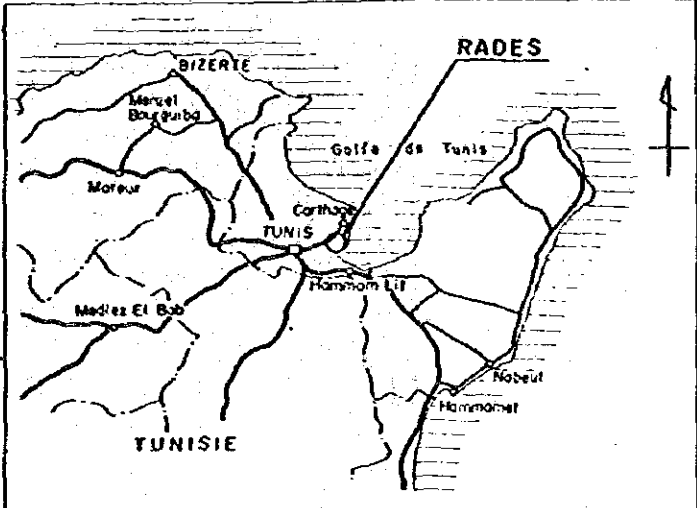
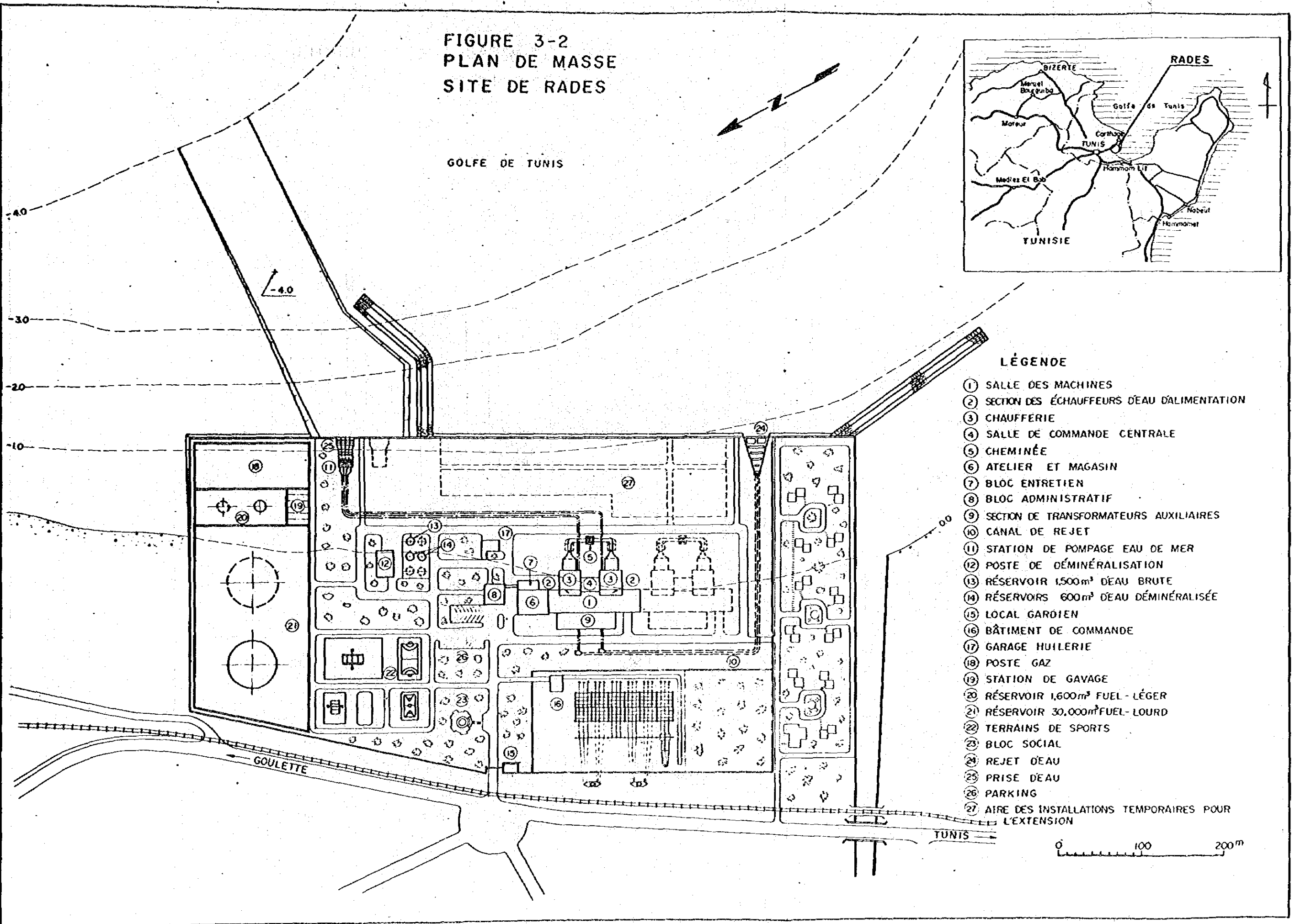


FIGURE 3-2
 PLAN DE MASSE
 SITE DE RADES



LÉGENDE

- ① SALLE DES MACHINES
- ② SECTION DES ÉCHAUFFEURS D'EAU D'ALIMENTATION
- ③ CHAUFFERIE
- ④ SALLE DE COMMANDE CENTRALE
- ⑤ CHEMINÉE
- ⑥ ATELIER ET MAGASIN
- ⑦ BLOC ENTRETIEN
- ⑧ BLOC ADMINISTRATIF
- ⑨ SECTION DE TRANSFORMATEURS AUXILIAIRES
- ⑩ CÂNAL DE REJET
- ⑪ STATION DE POMPAGE EAU DE MER
- ⑫ POSTE DE DÉMINÉRALISATION
- ⑬ RÉSERVOIR 1,500m³ D'EAU BRUTE
- ⑭ RÉSERVOIRS 600m³ D'EAU DÉMINÉRALISÉE
- ⑮ LOCAL GARDIEN
- ⑯ BÂTIMENT DE COMMANDE
- ⑰ GARAGE HUILERIE
- ⑱ POSTE GAZ
- ⑲ STATION DE GAVAGE
- ⑳ RÉSERVOIR 1,600m³ FUEL - LÉGER
- ㉑ RÉSERVOIR 30,000m³ FUEL - LOURD
- ㉒ TERRAINS DE SPORTS
- ㉓ BLOC SOCIAL
- ㉔ REJET D'EAU
- ㉕ PRISE D'EAU
- ㉖ PARKING
- ㉗ AIRE DES INSTALLATIONS TEMPORAIRES POUR L'EXTENSION

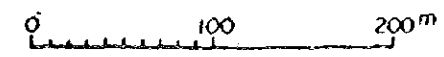


FIGURE 3-3 BÂTIMENT PRINCIPAL
(REZ-DE-CHAUSSÉE)

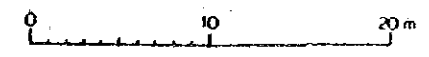
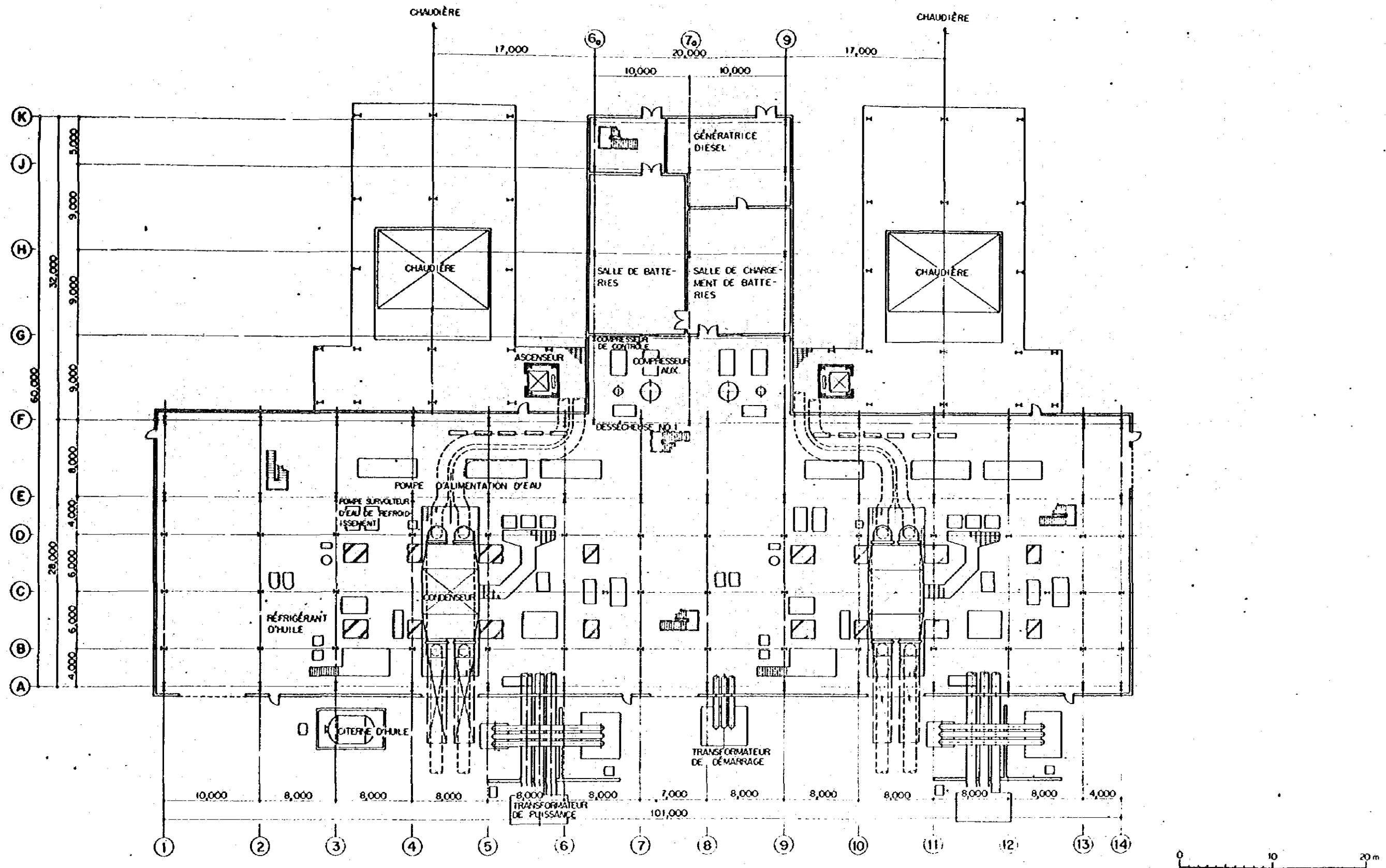


FIGURE 3-4 BÂTIMENT PRINCIPAL
(ÉTAGE DE L'EXPLOITATION)

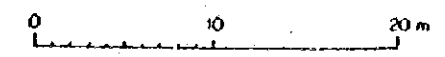
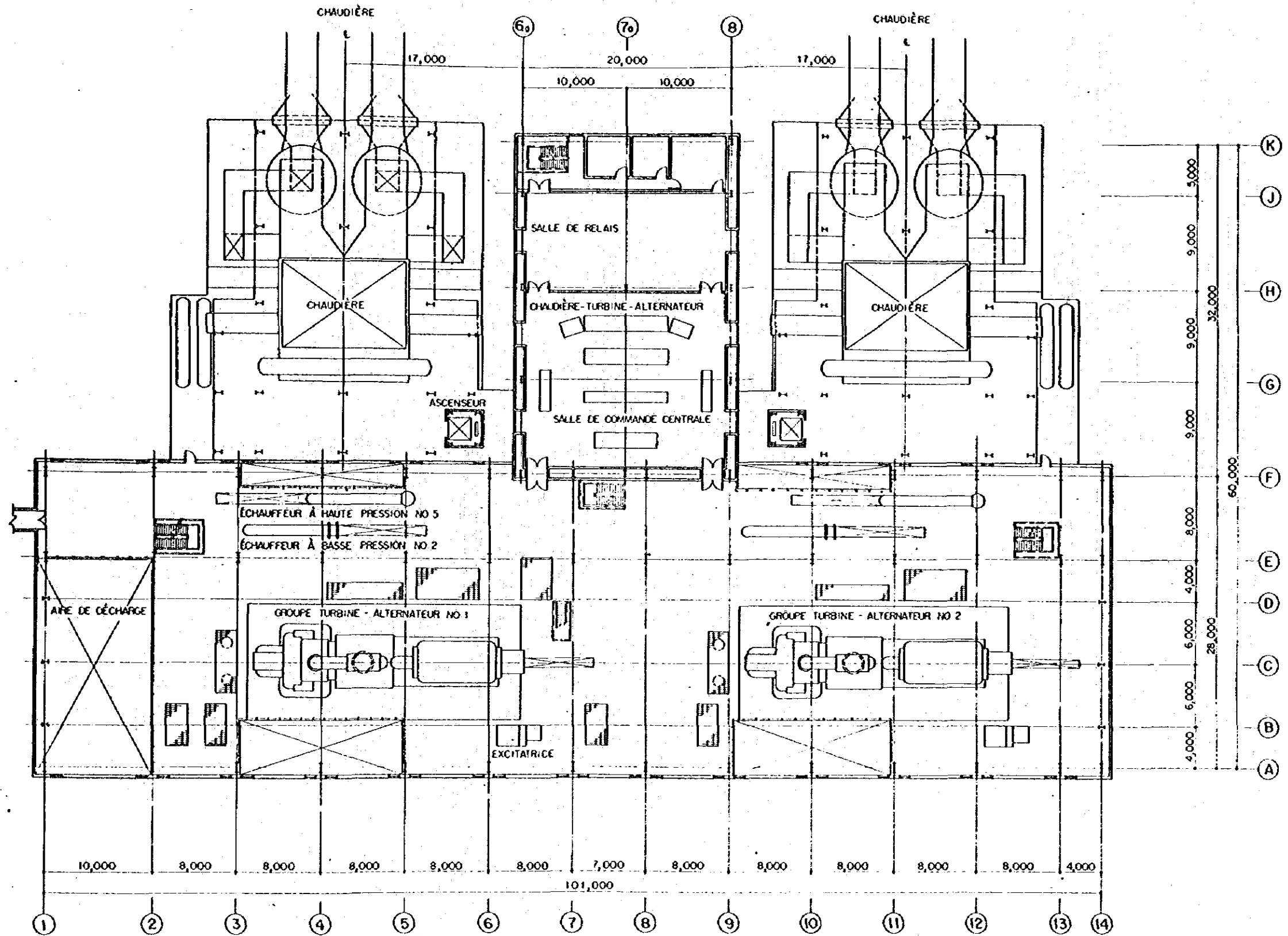


FIGURE 3-5 BÂTIMENT PRINCIPAL
(COUPE)

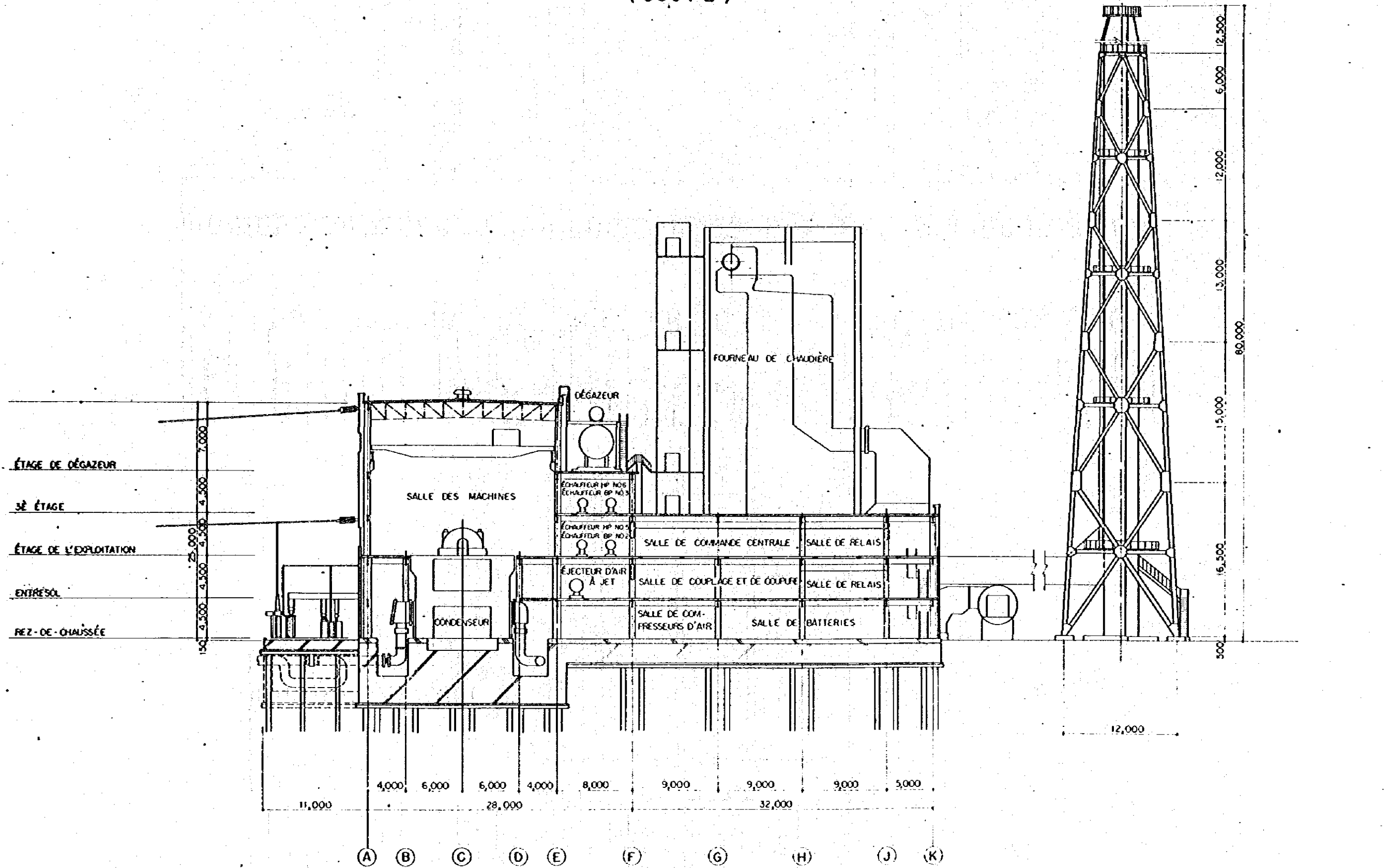
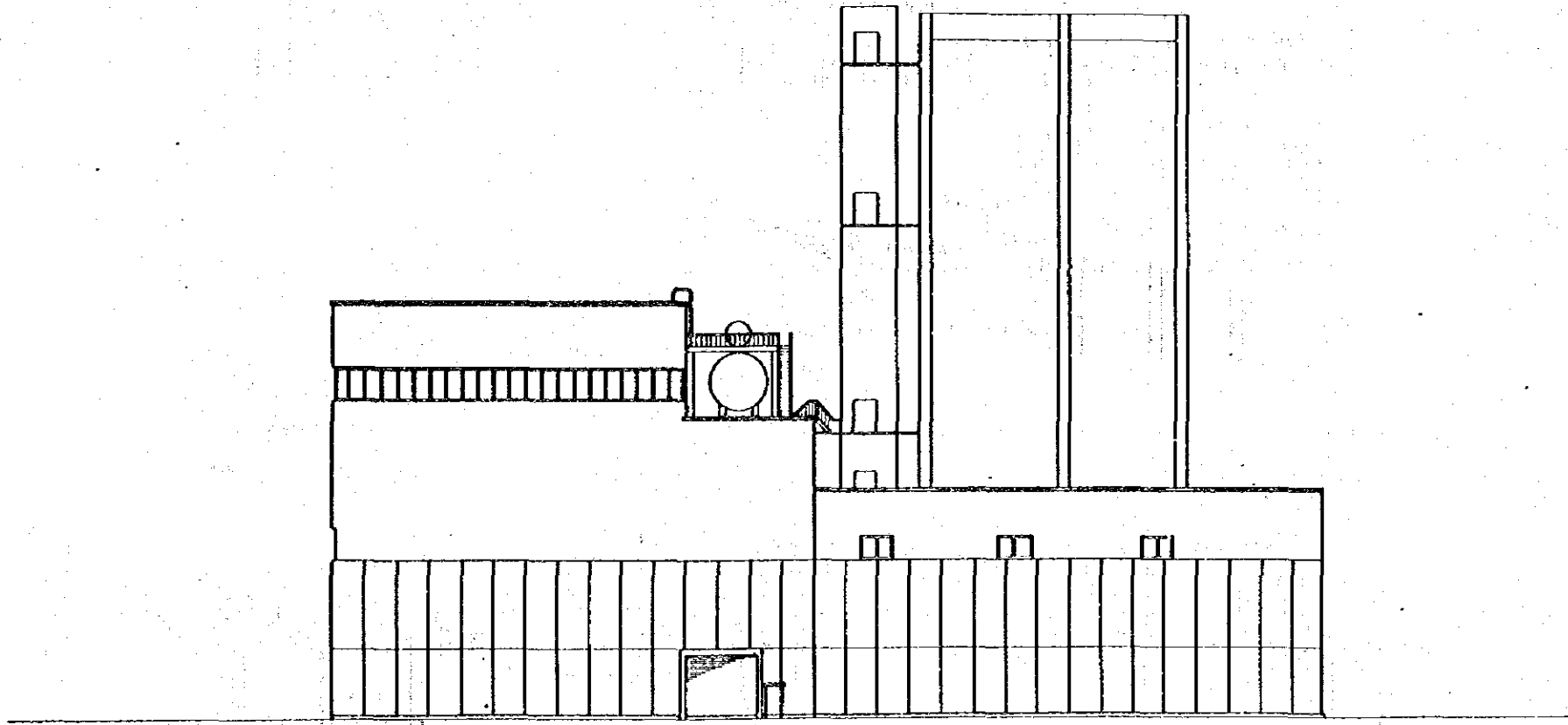
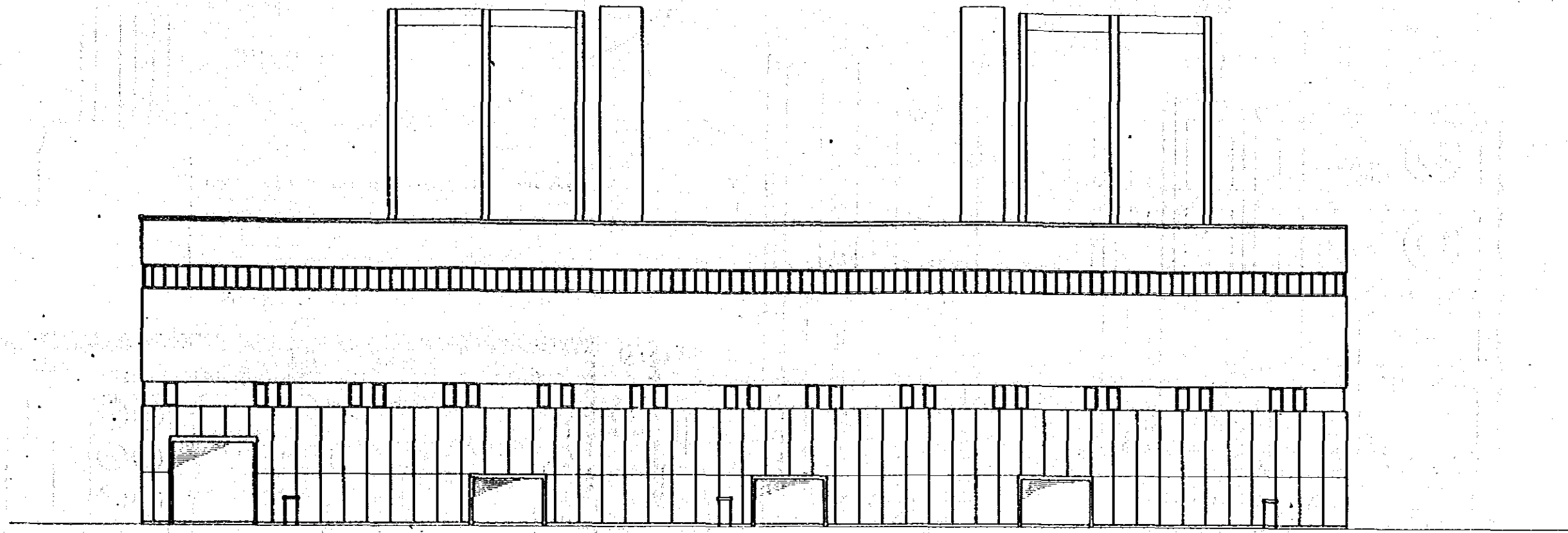


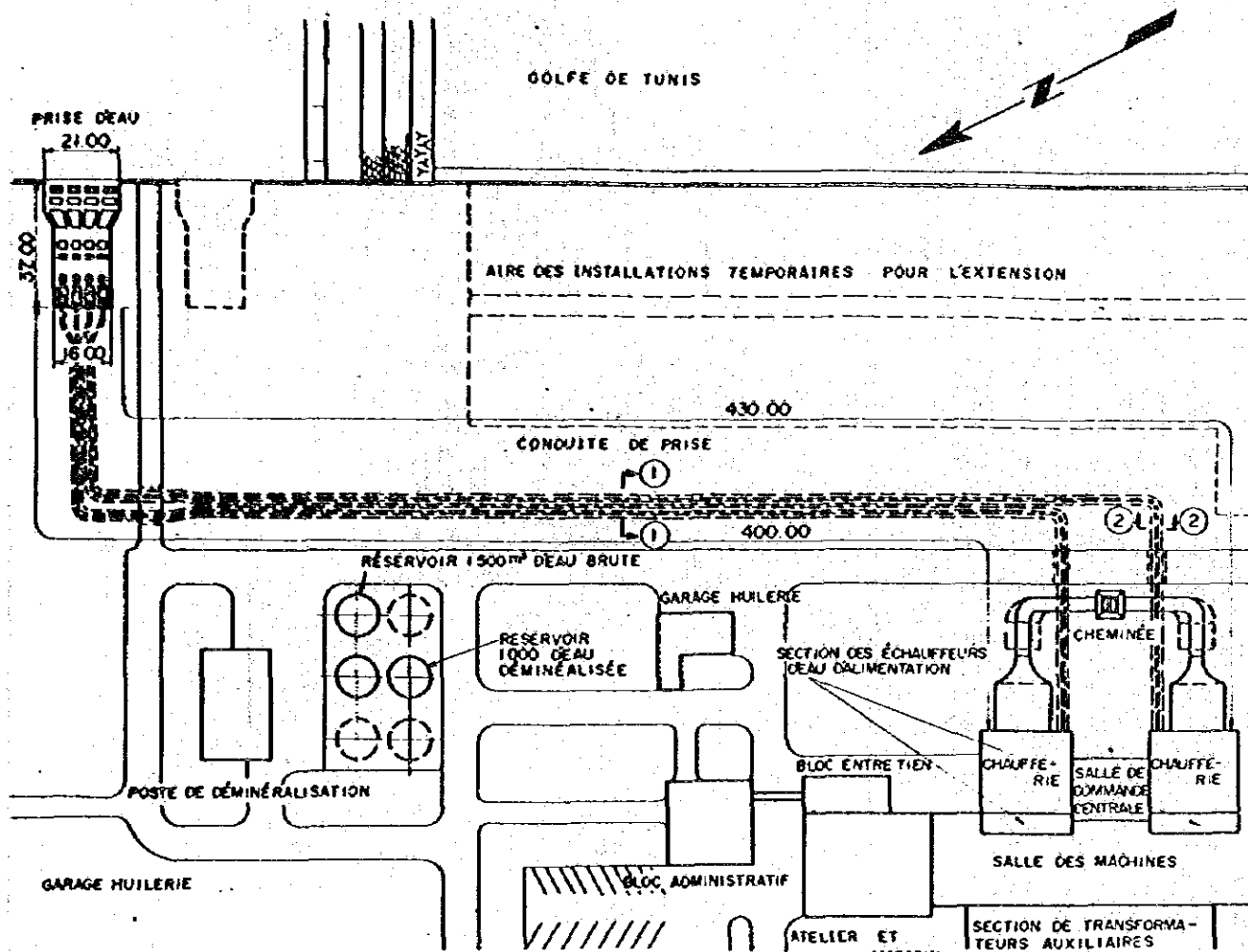
FIGURE 3-6 BÂTIMENT PRINCIPAL
(FAÇADE ET FLANC)



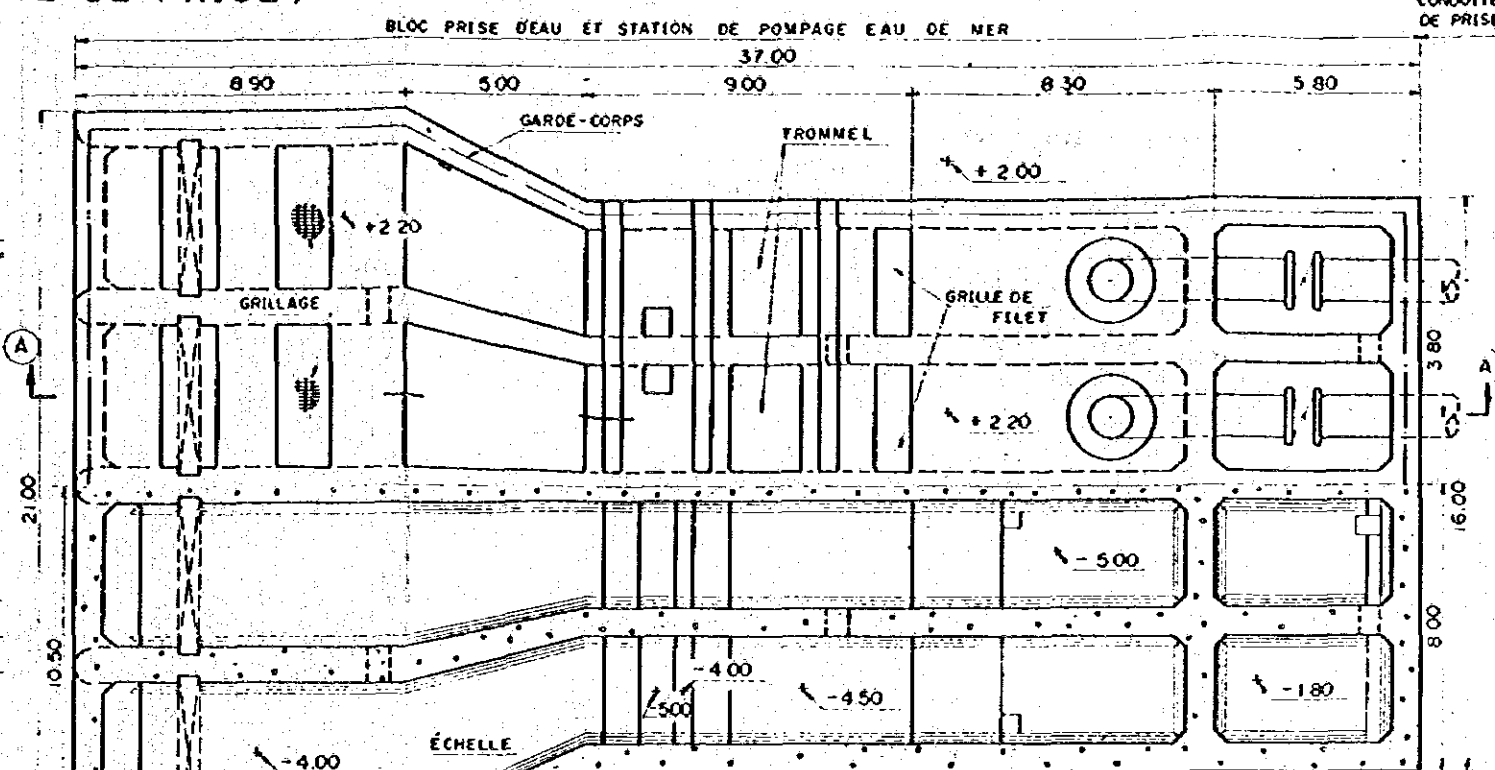
0 10 20 m

FIGURE 3-7 CIRCUIT DE L'EAU DE REFROIDISSEMENT (CONDUITE DE PRISE)

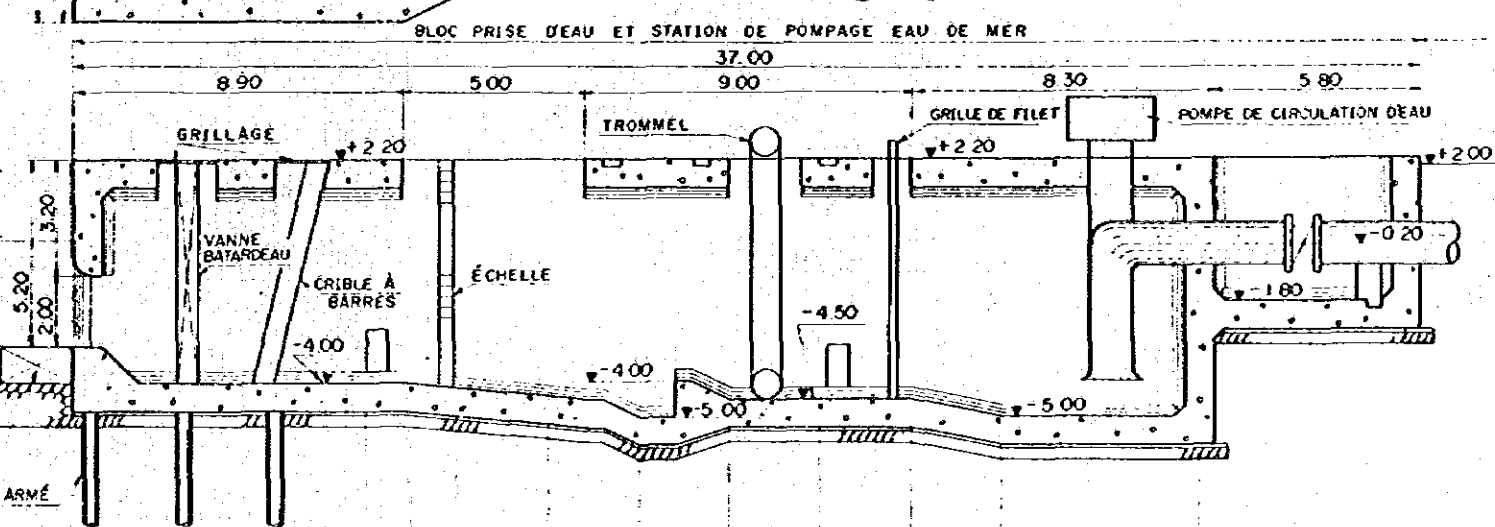
PLAN D'ENSEMBLE



PLAN

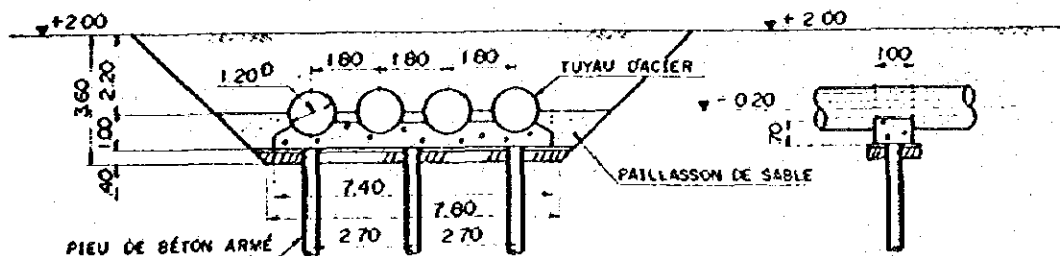


PROFIL A-A



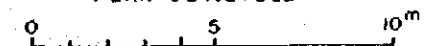
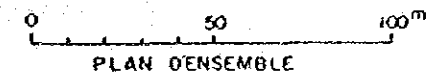
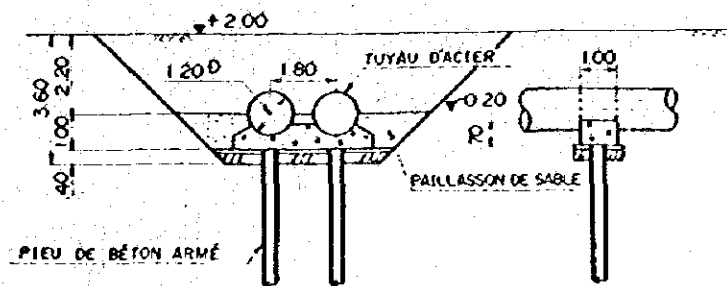
SECTION ①-①

CONDUITE DE PRISE: SECTION NORMALE



SECTION ②-②

CONDUITE DE PRISE: SECTION NORMALE



- PLAN
- BLOC PRISE D'EAU ET STATION DE POMPAGE EAU DE MER
- PROFIL A-A
- BLOC PRISE D'EAU ET STATION DE POMPAGE EAU DE MER
- SECTION ①-①
- CONDUITE DE PRISE: SECTION NORMALE
- SECTION ②-②
- CONDUITE DE PRISE: SECTION NORMALE