

7.3 発電プラントの方式と基本構成

発電方式の選定にあたっては、海水淡水化プラントの形式との組み合わせを信頼性、安定性、経済性の観点から総合的に検討する必要がある。ここでは海水淡水化方式の代表的な方式であるMSF法とRO法について、適用可能な発電方式の種類と特徴について述べ、最適な発電方式を選定する。

7.3.1 MSF法海水淡水化プラント用蒸気供給と発電方式

MSF法による海水淡水化プラントの最大蒸気使用量は1,332 t/hであり、水の季節的、時間的な需要変動が少ないことから、蒸気使用量も比較的安定している。したがって、発電方式は、

- (1) 激しい電力負荷変動に対し追従性が良いこと
- (2) 総合的な熱利用率が高いこと
- (3) 発電、海水淡水化両プラントを組み合わせた場合の運転信頼性、安定性が高いこと

を指標として選定する必要がある。

海水淡水化プラント用蒸気供給と発電方式の選定にあたっては、

- (1) 海水淡水化プラントが必要とする蒸気を蒸気タービンの排気あるいは抽気で供給すると同時に発電する熱電併給方式、
- (2) 海水淡水化プラント専用蒸気発生設備（ボイラ）と発電専用設備を別個に設置する独立方式、

のいずれを選定するかの検討が第一のステップである。

熱電併給方式は、タービンの排気を蒸気負荷である海水淡水化プラントに供給するため全体の熱利用率は高い。しかし、海水淡水化プラントが必要とする蒸気使用量は一定であるため、変動する電力需要への運転面での柔軟性が欠けているという短所がある。一方、独立方式は、ボイラが蒸気負荷専用であることからボイラでの熱利用率は高いが、発電専用設備の熱利用率は低くなる。しかし、本方式は電力負荷変動に対し、追従性が良いという長所がある。したがって、両方式の長所、短所を補完できるような組み合わせを採用することになる。すなわち、

- 1) 海水淡水化プラント用およびベースロード用発電に対して熱電併給方式

2) 変動する電力需要（中間ロードおよびピークロード）には、発電専用の独立方式を適用するのが適切である。

7.3.2 熱電併給方式発電プラントの形式選定

熱電併給方式発電プラントの形式選定にあたっては、海水淡水化プラントが必要とする蒸気を、蒸気タービンサイクル、ガスタービンサイクル、ガス・蒸気コンバインドサイクル、のいずれから供給するか、電力負荷の大きさと変動幅、プラント運用上の制約条件など、以下のとおり比較検討したうえで、適切なサイクルを選定する。図7.3.1に各サイクルの基本構成を示す。

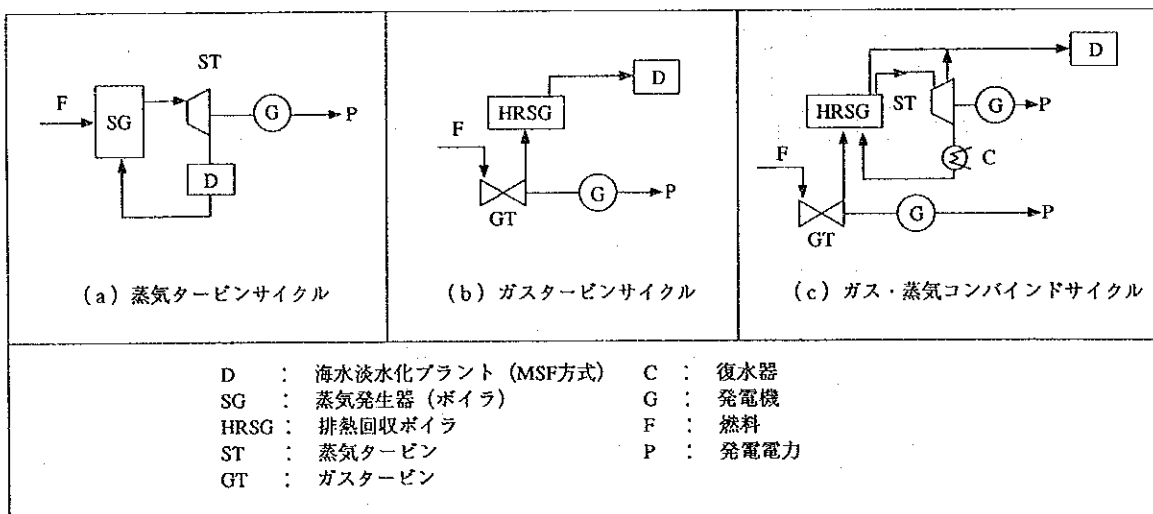


図7.3.1 海水淡水化プラントとの組み合わせにおける発電サイクルの構成

(1) 年間のベースロード

電力負荷が最低になる冬期のベースロードは、2010年時点で486MW程度であり、これが年間を通じたベースロードになる。グブラ発電所に1996年までに設置される蒸気タービン発電機群の発電能力135.5MWが将来にわたって維持され、年間を通じて運転を続けると仮定すれば、バルカ発電所が負担すべきベースロードは350MW程度と予想される。

(2) プラントのメンテナンス

冬期には電力需要が少ないので、この期間中に発電プラントのメンテナンスが実施される。したがって、バルカ発電所の発電機群は、少なくともそのうちの

1機がメンテナンスのため停止している状態でも350MW程度の発電出力が得られるよう計画する必要がある。

(3) 海水淡水化プラントとの組み合わせに応じた単機容量

海水淡水化プラントは、7MGPD (31,820m³/d) ユニット8台で構成され、水需要変動およびプラントメンテナンスなどへの対応を考慮し、運転・維持管理面での柔軟性を持たせている。したがって、発電プラントも電力供給の信頼性(系統内電源の分散化)、安定性の見地から、これに見合った運用方式を考慮すべきであり、ユニット構成としては、

- 1) 発電ユニット：海水淡水化ユニット=1：1
- 2) 発電ユニット：海水淡水化ユニット=1：2

の両案が考えられる。

発電プラントの単機容量は、蒸気使用量の条件を満たしたうえで、1)の場合30MW、2)の場合60MW程度であるが、経済性の面で2)が優れていること、また、何らかの原因で1台の発電機が系統から脱落した場合でも、系統の周波数が47.5Hz以下に低下することはないので、2)のユニット構成を採用することになる。この場合、350MW程度のベースロードに対し、単機容量60MW発電機4台で構成し(総出力240MW)、残り110MWには発電専用プラントで対応することが適切と考えられる。

(4) ベースロード対応の発電方式

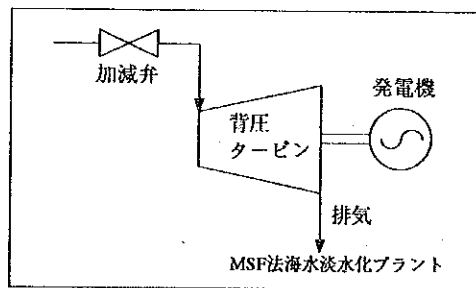
ベースロード対応の発電方式に要求される条件は、総合熱利用率が高いこと、すなわち燃料消費量が少ないことである。また、負荷が安定しているために、負荷追従性(速応性)は重視されない。つまり、ベースロードに対しては、ガスタービンサイクルの持つ優れた速応性は要求されないことになる。

以上の諸点から、熱電併給方式発電プラントに適切なサイクルは、特にベースロードにおいて電力需要と蒸気需要を同時に満たし、高い総合熱利用率を発揮する蒸気タービンサイクルである。

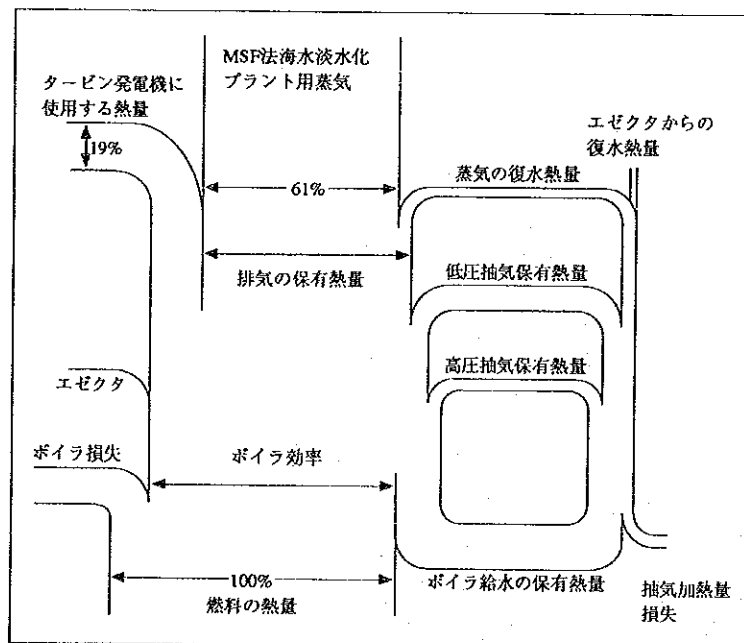
熱電併給方式は、ボイラで発生された高圧の蒸気によって効率よく発電し、復水器で使う熱量の全部または一部を海水淡水化プラントに利用できるため、プラント全体としてエネルギーの有効利用を図ることができる。この方式の発電用タービンには、代表的な種類として、背圧タービン、抽気復水タービン、抽気背圧タービンがある。

背圧タービンは、排気圧力（背圧）を一定として運転され、タービン排気の潜熱を全部利用するため、総合熱利用率は80%以上に達し、ほかの形式のタービンに比べ、経済性の面で特に優れている。したがって、熱電併給方式の発電用タービンには背圧タービンを選定する。なお、本方式による発電機出力は、海水淡水化プラントが必要とする蒸気量に応じた出力となり、ボイラ蒸発量によって変動する。したがって、電力負荷と蒸気負荷を一定にしたベースロード運転に好適である。

図7.3.2に、背圧タービンを用いた発電プラントの構成と熱勘定図の例を示す。この例では、燃料の持つ熱量を100%とすれば、蒸気負荷に61%、電力負荷に19%供給されており、総合熱利用率は80%となる。



(a) 構成



(b) 熱勘定図

図7.3.2 背圧タービンの構成と熱勘定図（例）

7.3.3 独立方式発電プラントの形式選定

(1) 形式選定の基準および選定結果

独立方式の発電プラントは、電力需要の季節的、時間的変動を吸収するために、中間ロードおよびピークロードを分担することを責務として設置されるものであるから、頻繁な起動停止や大幅な負荷調整を行なうことが可能で、また部分負荷においても高い熱効率を維持できる発電方式を選定する必要がある。特に、負荷変化に応じた発電をしながら、主燃料として使用される天然ガスの使用量を節減するうえで熱効率の高い発電方式が必要不可欠である。これらの要求条件を十分に満たすのがガス・蒸気コンバインドサイクル発電方式である。RO法の海水淡水化プラントとの組み合わせにおいては、蒸気負荷はなく、電力負荷が100%である。この電力負荷が発電プラントのベースロードになるため、高い熱効率を発揮するコンバインドサイクル発電方式は、その重要性が一層増すことにもなる。したがって、独立方式の発電プラントにはコンバインドサイクルを採用する。

(2) コンバインドサイクル発電プラントの概要と特徴

コンバインドサイクル発電方式は、高温側のサイクルに燃料の燃焼熱を熱源とするガスタービンのブレイトンサイクルを用い、低温側のサイクルには高温側のサイクルの動作流体である燃焼ガス排気を熱源とするランキンサイクルを用い、両サイクルの組み合わせ熱機関として作動温度域を高温から低温まで広げ、総合熱効率の向上を図るものである。図7.3.3に発電プラントの構成、図7.3.4にT-s（温度-エントロピ）線図を示す。

コンバインドサイクル発電の特徴は、以下のとおりである。

1) 熱効率が低い。

図7.3.5の熱勘定図に示すように、ガスタービンの熱効率が31%、汽力発電では40%程度であるのに対し、これらを組み合わせたコンバインドサイクル発電では、発電端の総合熱効率が48%以上（低位発熱量LHVベース、50℃）にも達する。さらに、起動停止時間が短いため損失が少ないこともあって、在来の汽力発電に比べ10%以上の燃料節約が可能である。

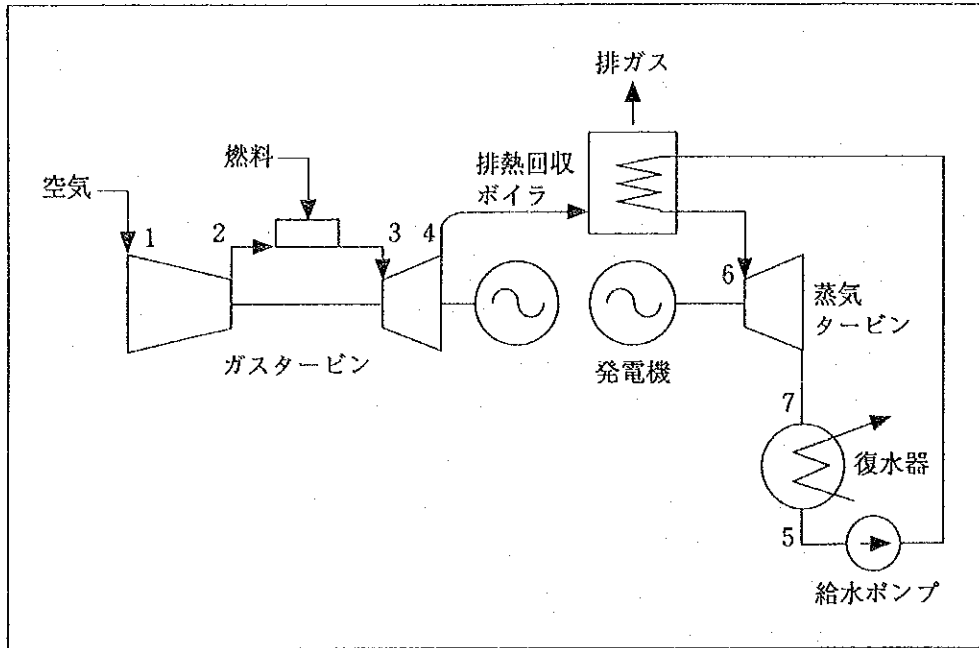


図 7.3.3 コンバインドサイクル発電プラントの基本構成

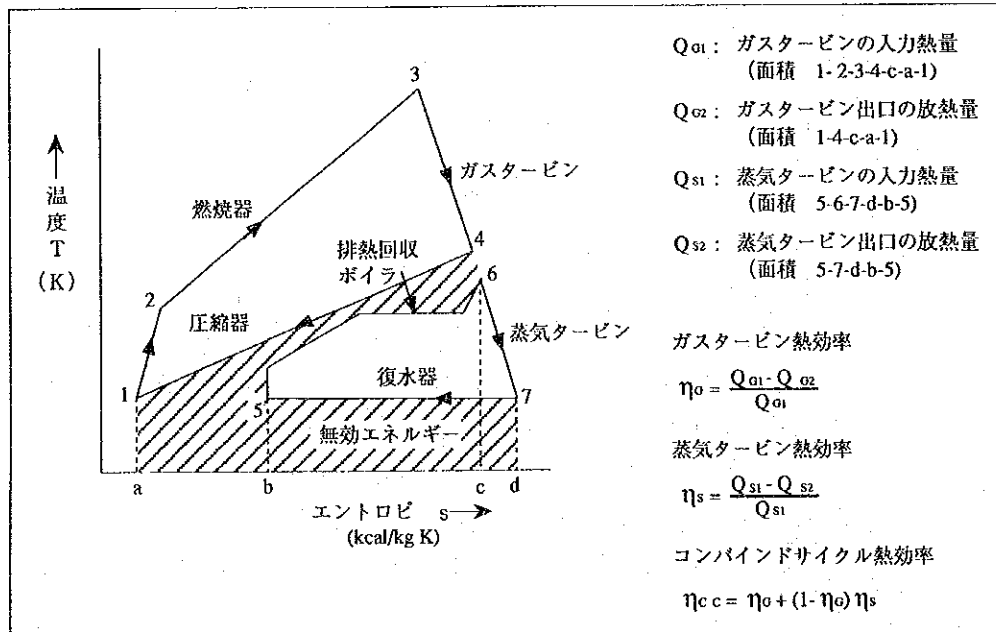
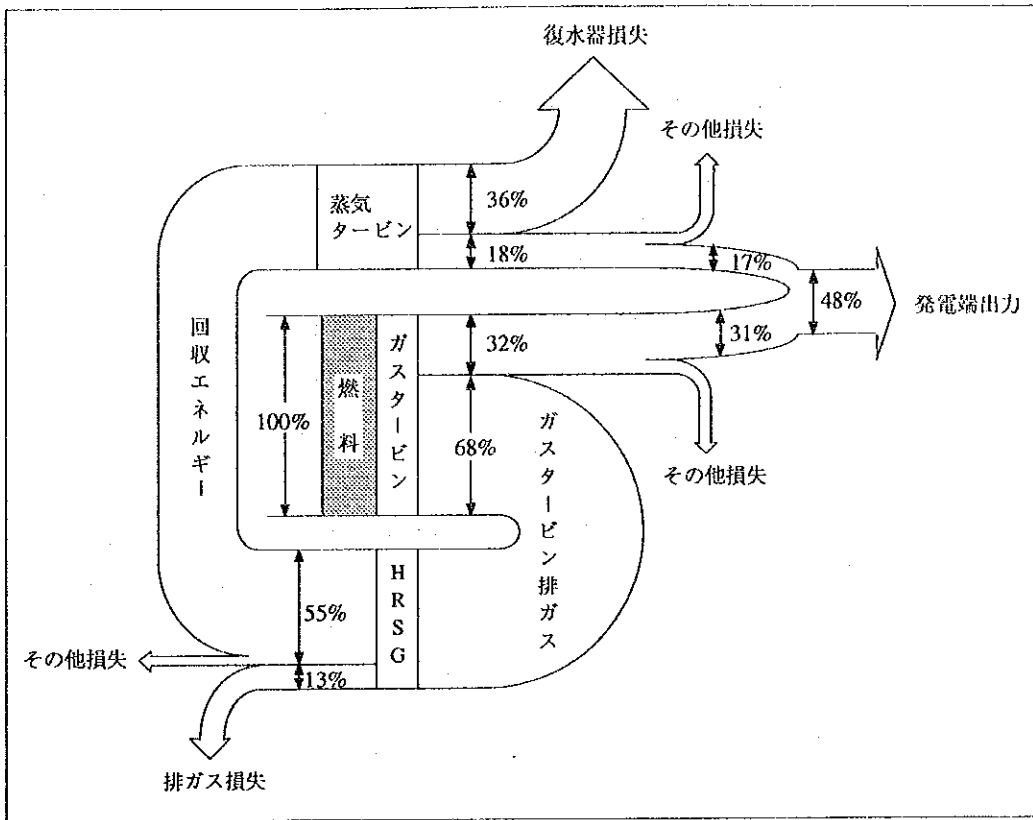
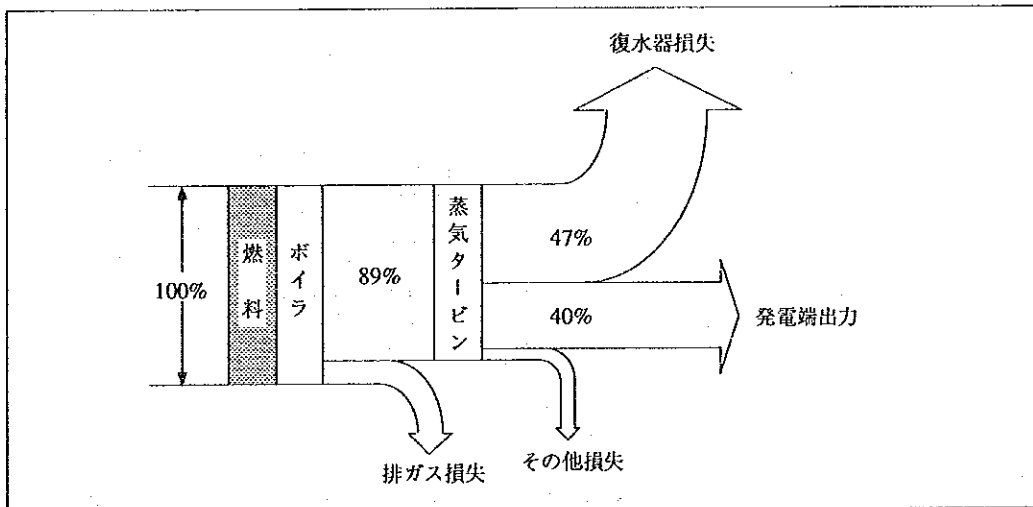


図 7.3.4 コンバインドサイクル発電プラントの T-s 線図



(a) コンバインドサイクル発電プラント (参考例)



(b) 大形汽力発電プラント (参考例)

図 7.3.5 コンバインドサイクル発電プラントおよび汽力発電プラントの熱勘定図比較 (LHVベース、50℃)

2) 部分負荷において定格出力時の効率を維持可能。

コンバインドサイクル発電プラントは、比較的小容量の単位機を複数台組み合わせることで大容量プラントが構成されている。このため、出力の増減をこの単位機の増減で行なうことにより、幅広い出力範囲にわたり高い熱効率を維持することができる。

3) 起動停止時間が短い。

小容量機の組み合わせとなるため、負荷変化率が大きくとれ、また短時間での起動停止が可能である。在来の汽力発電プラントでは、最短でも2～3時間程度であるのに対し、コンバインドサイクル発電プラントでは1時間程度である。さらにガスタービンの単独運転も可能であり、この場合は15～30分とさらに短くなる。

4) 最大出力が大気温度によって変化する。

コンバインドサイクル発電プラントは、ガスタービンを主体に構成されるため、その最大出力は大気温度により変化し、大気温度が低いほど大きくなる（一例として、ガスタービン単体では50℃定格の出力を100とすると15℃では130近く、すなわち30%程度の出力増加になる）。一方、蒸気タービンについては、大気温度の低下に伴うガスタービン排気量の増大により排熱回収ボイラ（HRSG）の蒸気発生量が若干増加し、その分、最大出力が増加する。（例えば50℃定格の出力を100とすれば15℃では110程度。）したがって、コンバインドサイクル発電プラントとしては、ガスタービン2台と蒸気タービン1台の多軸形構成を例にとると、大気温度50℃の軸出力を100%として、大気温度が15℃に低下した場合の出力は、120%程度になる。

5) 温排水量が少ない。

コンバインドサイクル発電プラントを構成する蒸気タービンが分担する出力は、プラント全体の3分の1と小さいため、温排水量は同容量の汽力発電プラントの60～80%程度と少ない。

6) 環境規制値によってはNO_x（窒素酸化物）発生への対策が必要となる。

主燃料である天然ガスは、硫黄分、窒素分が少ないため、大気汚染物質と考えられるのは燃焼中に空気中の窒素が酸化し生成するサーマルNO_xのみである。

7.3.4 発電プラント開発案

(1) 開発案の選定

発電プラントの形式は、海水淡水化プラントと共用されることを考慮して総合的な技術的、経済的合理性が成り立つ組み合わせとして、次の2案を取り上げる。

- 1) A 案 : 海水淡水化プラントはMSF法とし、発電プラントはボイラで発生された蒸気を背圧タービンに送って発電すると同時に、タービン排気の潜熱を海水淡水化プラントに供給する熱電併給方式を採用する。また、電力負荷専用(独立方式)として、熱効率の高いコンバインドサイクル発電プラントを設ける。
- 2) B 案 : 海水淡水化プラントはRO法とし、発電プラントは電力負荷のみに対応できればよいから、独立方式として熱効率の高いコンバインドサイクルを適用する。

(2) 開発案の構成と規模

A案とB案に対するシステム構成および発電設備容量は、次の基本計画条件をもとに図7.3.6のとおりとした。

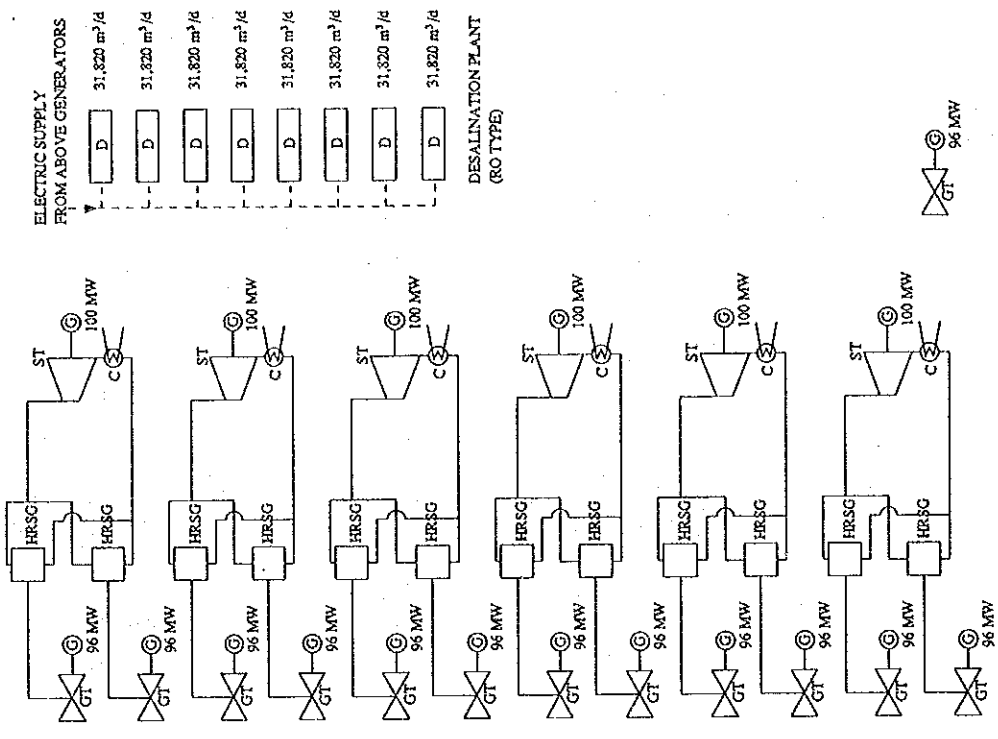
発電プラント設備容量	: 1,800MW程度
発電プラント単機容量	: 60~100MW
海水淡水化プラント設備容量	: 254,560m ³ /d (7MGPD×8)
海水淡水化プラント所要蒸気量	: 1,332t/h

すなわち、A案とB案の発電プラント構成および設備容量は次のとおりである。

- 1) A 案 : 発電専用:
 - コンバインドサイクルプラント
 - 5系列×292MW/系列=1,460MW
 - オープンサイクルガスタービン
 - 1台×96MW/台=96MW
 - 淡水化プラント用:背圧タービンプラント
 - 4式×60MW/式=240MW
 - 総容量:1,796MW

ALTERNATIVE B

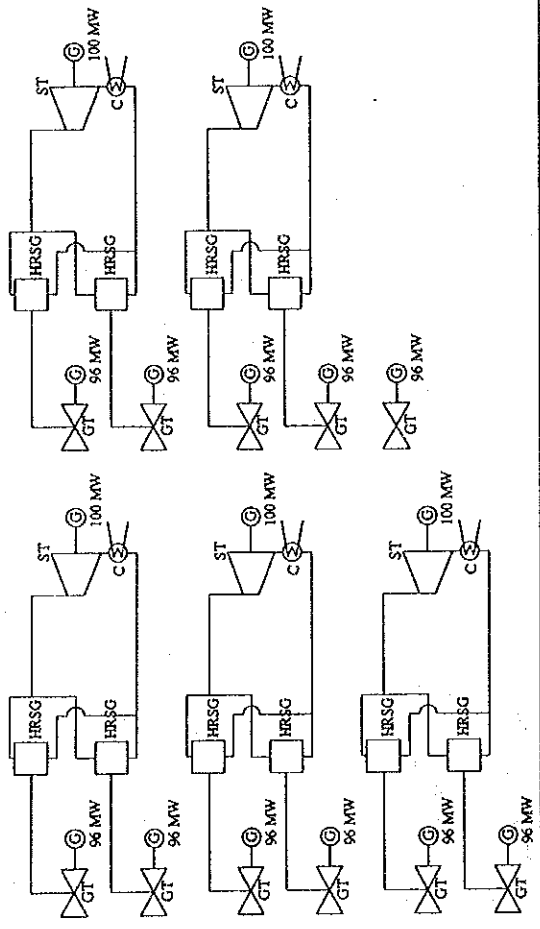
(1) GAS-STEAM COMBINED CYCLE POWER PLANT



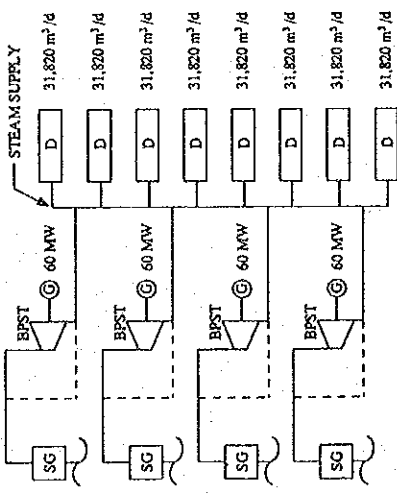
TOTAL OUTPUT
 • Power Plant: Combined Cycle 292 MW x 6 = 1,752 MW
 Gas Turbine (open cycle) 96 MW x 1 = 96 MW
 Desalination Plant 31,820 m³/d x 8 = 254,560 m³/d
 } 1,848 MW

ALTERNATIVE A

(1) GAS-STEAM COMBINED CYCLE POWER PLANT



(2) BACK PRESSURE STEAM TURBINE CYCLE POWER PLANT AND DESALINATION PLANT (MSF TYPE)



TOTAL OUTPUT
 • Power Plant: Combined Cycle 292 MW x 5 = 1,460 MW
 Gas Turbine (open cycle) 96 MW x 1 = 96 MW
 Back Pressure Turbine 60 MW x 4 = 240 MW
 } 1,796 MW
 • Desalination Plant 31,820 m³/d x 8 = 254,560 m³/d

NOTES
 1. This system diagram indicates major part of the power and desalination plant for a comparison of Options A and B. Details are omitted for clarity.

ABBREVIATIONS
 GT : Gas Turbine
 ST : Steam Generator (Boiler)
 BPST : Back Pressure Steam Turbine
 HRSG : Heat Recovery Steam Generator (Boiler)
 C : Condenser
 D : Desalination Plant (MSF or RO type)

図 7.3.6 発電・海水淡水化プラントの基本構成の比較

2) B 案 : 発電専用:

コンバインドサイクルプラント

6 系列×292 MW/系列=1,752 MW

オープンサイクルガスタービン

1 台×96 MW/台=96 MW

総容量: 1,848 MW

(3) 開発案の熱効率

両案の熱効率は、大気温度 50℃、LHV (低位発熱量) ベースで次のように計算される。ここで、両案の熱効率は、コンバインドサイクルプラントでは電力負荷に対する熱効率であり、また背圧タービンプラントでは電力負荷と蒸気負荷が必要とする熱量に対する熱効率である。

1) 計算条件: ① コンバインドサイクル (1 系列あたり)

発電端出力: 292 MW

熱効率: 48%

入熱: $292 \times 10^3 \times 860 / 0.48 = 523 \times 10^6 \text{ kcal/h}$

② オープンサイクルガスタービン (1 台あたり)

発電端出力: 96 MW

熱効率: 31%

入熱: $96 \times 10^3 \times 860 / 0.31 = 266 \times 10^6 \text{ kcal/h}$

③ 背圧タービンプラント (1 台あたり)

発電端出力: 60 MW

熱効率: 80%

入熱: $\{60 \times 10^3 \times 860 + 333 \times 10^3 \times (668 - 115)\} / 0.80 = 295 \times 10^6 \text{ kcal/h}$

2) A 案

総合出熱: $(292 \times 5 + 96 \times 1 + 60 \times 4) \times 10^3 \times 860 + 4 \times 333 \times 10^3 \times (668 - 115) = 2,282 \times 10^6 \text{ kcal/h}$

総合入熱: $(523 \times 5 + 266 \times 1 + 295 \times 4) \times 10^6 = 4,061 \times 10^6 \text{ kcal/h}$

総合熱効率: 56.2%

3) B 案

総合出熱 : $(292 \times 6 + 96 \times 1) \times 10^3 \times 860 = 1,589 \times 10^6 \text{ kcal/h}$

総合入熱 : $(523 \times 6 + 266 \times 1) \times 10^6 = 3,404 \times 10^6 \text{ kcal/h}$

総合熱効率 : 46.7%

(4) 最適開発案の選定

発電プラント開発案として選定されたA案とB案のいずれがバルカ発電所の開発目的に合致しているか、最適開発案を選定するために、まず次の比較対象を設定する。

比較対象

- 1) MSF法による海水淡水化プラントが必要とする蒸気(1,332 t/h)を供給し、かつ発電端出力(240MW)から所内負荷(発電プラント用16MW、海水淡水化プラント用42MW、合計58MW)を差し引いた送電端出力(182MW)を有する背圧タービン方式発電プラント(A案の熱電併給方式)。
- 2) RO法による海水淡水化プラントの電力需要(69MW)を満たし、かつ上記1)と同じ送電端出力(182MW)を有するコンバインドサイクル方式発電プラント(B案の独立方式)。コンバインドサイクル1系列(292MW)の所内負荷は6MWであり、送電端出力は286MWになることから、海水淡水化プラントに69MWの電力を供給すれば、送電余力は217MWになる。

A案とB案の発電専用プラントは、いずれもコンバインドサイクルプラント5系列分に相当し同一設備であるから、比較対象としてはA案が背圧タービンプラント(240MW)、B案ではコンバインドサイクルプラント(292MW)ということになる。

比較項目および比較結果

上記の比較対象に対し、総合的な比較検討を加えることになるが、その比較項目として熱効率、運転の信頼性・安定性、運転・保守性、建設期間、燃料消費量、建設費用などが挙げられる。これらの比較項目に対し、A案とB案を比較した結果を表7.3.1に示す。

表 7.3.1 発電プラント開発案の比較

比較対象		A 案	B 案
発電プラント構成	形 式	背圧タービンプラント	コンバインドサイクルプラント
	発電出力	4台×60MW/台=240MW	1系列×292MW/系列=292MW
	所内負荷	58MW (内淡水化プラント用42MW)	75MW (内淡水化プラント用69MW)
	送電端電力	182MW	217MW
比較項目	連続運転可能時間	17,000h	8,000h
	運転信頼性	96%	86%
	運転安定性 (発電プラントと淡水化 プラント組み合わせ運転時)	良好	良好
	運転・保守の難易度	良好	良好
	現地特殊条件への適合性	良好	良好
	設備容量の拡張性	良好	良好
	運転実績の多寡	良好	良好
	建設期間	32ヶ月	32ヶ月
	所要スペース	100%	90%
	電力供給の安定性	良好	良好
	負荷変動への追従性	良好	良好
	既存設備との互換性	良好	良好
	燃料消費量	100%	50%
	建設費用 (総出力ベース)	100%	70%
建設費用 (単位出力ベース)	100%	60%	

比較表から明らかなように、A案は総合熱効率が高く運転の信頼性・安定性が優れているという特長を持っている。A案の熱効率は、図7.3.2の熱勘定図から判断されるように電力負荷は19%と小さいが、蒸気負荷は61%と大きい。この蒸気負荷があるためにタービンの排気が有効に利用され、総合熱利用率は80%と大きくなっているものである。発電プラント単独で捉えれば、熱効率は19%であり、燃料消費量は多くなる。

B案は経済性の面で極めて有利であり、とりわけ燃料消費量はA案に対し50%となっている。したがって、コンバインドサイクルプラントの持つ優れた特長（特に、起動停止の簡便性・迅速性、負荷追従性、経済性）および総合的観点から、発電プラントとしてB案がA案に比べて格段に優れていると判断される。

以上の点から、蒸気負荷に対しては、背圧タービンプラントによる熱電併給方式を、また、電力負荷にはコンバインドサイクルプラントを採用するのが技術面、経済性の両面で最適と考えられる。

7.4 発電プラントの運用

7.4.1 電力負荷変動と発電プラントの負荷分担

2010年までの最大電力の推移は4.5節で想定されたとおりであり、この最大電力に基づく日負荷曲線を作成し、バルカ発電所の負荷分担を決定する必要がある。

4.3節で述べた月別負荷変動、日負荷変動が2010年まで同様の傾向を示すと想定すれば、2010年の予想最大電力2,929MWに対する最大負荷日と最小負荷日の負荷変動は表7.4.1に示すとおりとなり、これを日負荷曲線に表わしたのが図7.4.1である。これらの図、表から年間の最大負荷日の最大電力は2,929MW、最小電力は1,904MWであり、また最小負荷日の最大電力は990MW、最小電力は486MWである。ベースロードについてみれば、冬期の最小電力486MWが年間のベースロードになり、また夏期の最小電力1,904MWが夏期のベースロードになる。

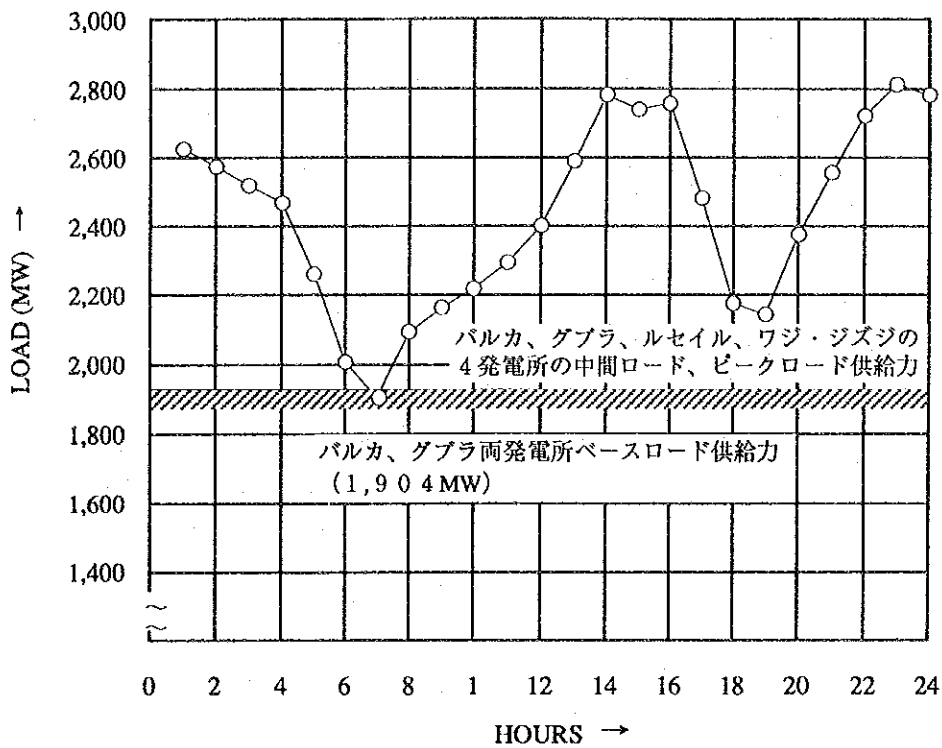
次に発電プラントに日負荷のどの部分を分担させるかによって、プラントの形式や単機容量が大きく影響されるので、バルカ発電所の負荷分担について、次のとおり計画する。

- (1) 水需要は年間を通して安定しているため、海水淡水化プラントの電力負荷、蒸気負荷は、発電プラントから見て年間のベースロードとなる。このベースロードには総合熱効率が高く、経済性に優れている蒸気タービンサイクル、またはガス・蒸気コンバインドサイクルを持つ発電プラントに分担させるのが適当である。このため、バルカ発電所の熱効率が高くなるようなプラント構成および設計としたうえで、発電電力の一部をベースロードとして海水淡水化プラント用電力負荷に供給する（MSF法の場合、定格出力で電力負荷と蒸気負荷を一定とすれば、発電端出力は240MW程度となる）。また、熱効率が比較的低いグブラ発電所の蒸気タービン発電機を第2順位のベースロード対応とする。
- (2) 夏期のベースロードには、(1)の海水淡水化プラント用電力に加え、熱効率の高いバルカ発電所を優先的に運転させて対応する。バルカ発電所で不足する供給力はルセイル発電所のガスタービンの運転台数を切り換えて補充する。
- (3) ピークロードには、熱効率は低くとも負荷追従性に優れたガスタービンが最適であるので、需要変動に応じてグブラ発電所の小容量ガスタービンを順次起動・停止させる。

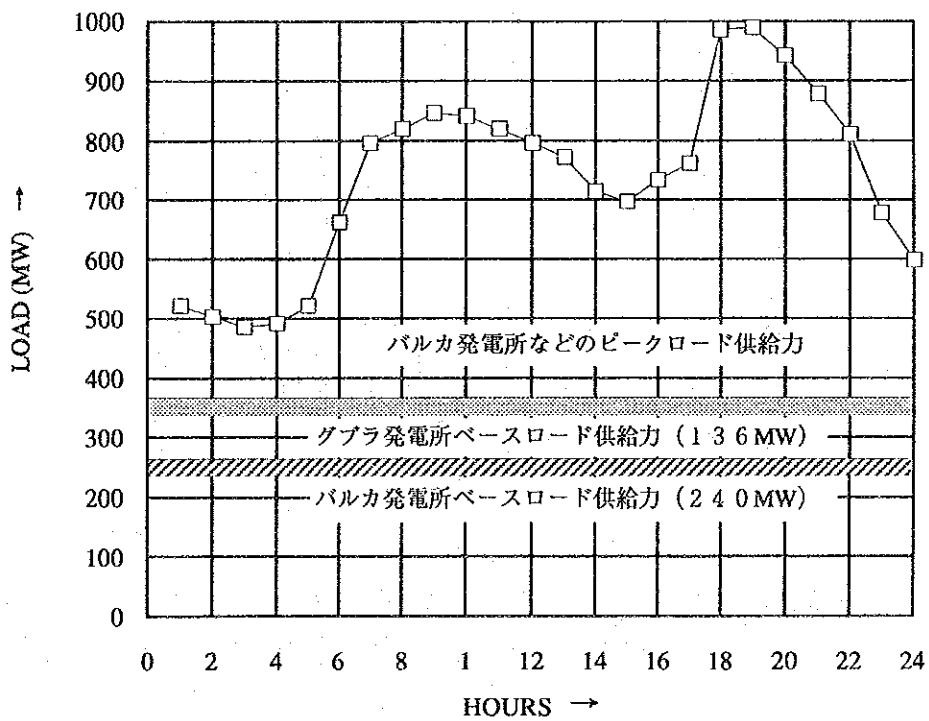
以上のように、バルカ発電所はベースロードおよび中間ロードを分担させることになり、日負荷曲線におけるその位置付けは図7.4.1に示すとおりである。

表7.4.1 2010年の予想日負荷変動

Time (Hrs)	Maximum Load Day (2,929 MW)		Minimum Load Day (486 MW)	
	System Load		System Load	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)
0100	2,627	89.7	521	17.8
0200	2,575	87.9	504	17.2
0300	2,519	86.0	486	16.6
0400	2,469	84.3	492	16.8
0500	2,261	77.2	521	17.8
0600	2,009	68.6	662	22.6
0700	1,904	65.0	797	27.2
0800	2,094	71.5	820	28.0
0900	2,162	73.8	846	28.9
1000	2,220	75.8	841	28.7
1100	2,293	78.3	820	28.0
1200	2,402	82.0	797	27.2
1300	2,589	88.4	773	26.4
1400	2,783	95.0	715	24.4
1500	2,742	93.6	697	23.8
1600	2,759	94.2	735	25.1
1700	2,481	84.7	762	26.0
1800	2,176	74.3	987	337.0
1900	2,144	73.2	990	33.8
2000	2,375	81.1	943	32.2
2100	2,557	87.3	879	30.0
2200	2,724	93.0	811	27.7
2300	2,815	96.1	677	23.1
2400	2,783	95.0	598	20.5



(a) MAXIMUM LOAD DAY



(b) MINIMUM LOAD DAY

図7.4.1 2010年の予想日負化変動曲線

7.4.2 発電プラントの運用

バルカ発電プラントは、7.5節で述べるように1系列当たり2台のガスタービンを持つ多軸型コンバインドサイクル方式を採用している。このため、全負荷範囲にわたって高効率・高経済性を実現するためには、負荷運用に適合するようにガスタービンの運転台数の切り替えが必要となる。すなわち、

- (1) 負荷変化要求に対応する運転性の面では全台数運転が好ましい。
- (2) 高効率運転のためには、負荷要求に対応した最小運転台数運転が好ましい。

という、相反する要因のバランスをとる必要が生ずる。具体的には、昼休み時のように一時的に負荷が降下する場合に、1) 全台数運転での部分負荷の低効率による損失と、2) 台数切り替え時の起動・停止ガスタービンの損失を、燃料コスト差、所内動力コスト差、ユーティリティコスト差などについて総合的な経済評価を行なって、運転台数の切り替えを行なう。

一般的に、負荷降下後の部分負荷継続時間が2時間程度であれば、全台数運転継続の方が経済的である。したがって、昼休み時程度の短時間の負荷降下であれば、全台数運転を継続した方が良く、夜間時（または早朝時）の低電力需要に対しては最小台数運転とするのが良いことになる。

マスカット系統の日負荷変動は、特に夏期において顕著であることから、この系統のガスタービンの運転台数の切り替えは、上記の指針を基に実施することになる。

ガスタービンの運転台数の切り替えについては、給電指令所から次のデマンドを発電プラントに与えることによつて行なう。

- (1) 運転台数に応じて、比較的高効率となる負荷範囲のデマンド
- (2) 最小でも2～3時間、できれば1日分の予定負荷デマンド

7.4.3 負荷変化時のプラントの動特性

コンバインドサイクル発電方式の特長のひとつとして、負荷追従性が優れていることが挙げられる。この負荷追従性を十分に発揮させるために、ガスタービンの燃料比の変化に対するプラントの動特性を把握する必要がある。この動特性の特徴を示すと、以下のとおりである。

- (1) 燃料比の変化に対しガスタービン負荷は直ちに追従する。

- (2) HRSGの蒸気発生量は、HRSGの持つ熱容量による遅れやダクト・配管による伝達遅れが加わり、数分のオーダーで遅れる。
- (3) 蒸気タービンは、加減弁全開の状態に保ち制御しないため、蒸気量に比例した出力となる。

このため、蒸気タービンの応答遅れを補償するように、ガスタービンは許容変化率の範囲内で速い応答をさせる必要がある。また、ガスタービンの最大出力が外気温度により変化し、温度が高くなるにつれ最大出力が小さくなる点も、プラントの運用に反映させる必要がある。

7.5 コンバインドサイクル発電プラントの仕様

7.5.1 コンバインドサイクルの形式とプラント構成

(1) サイクル形式

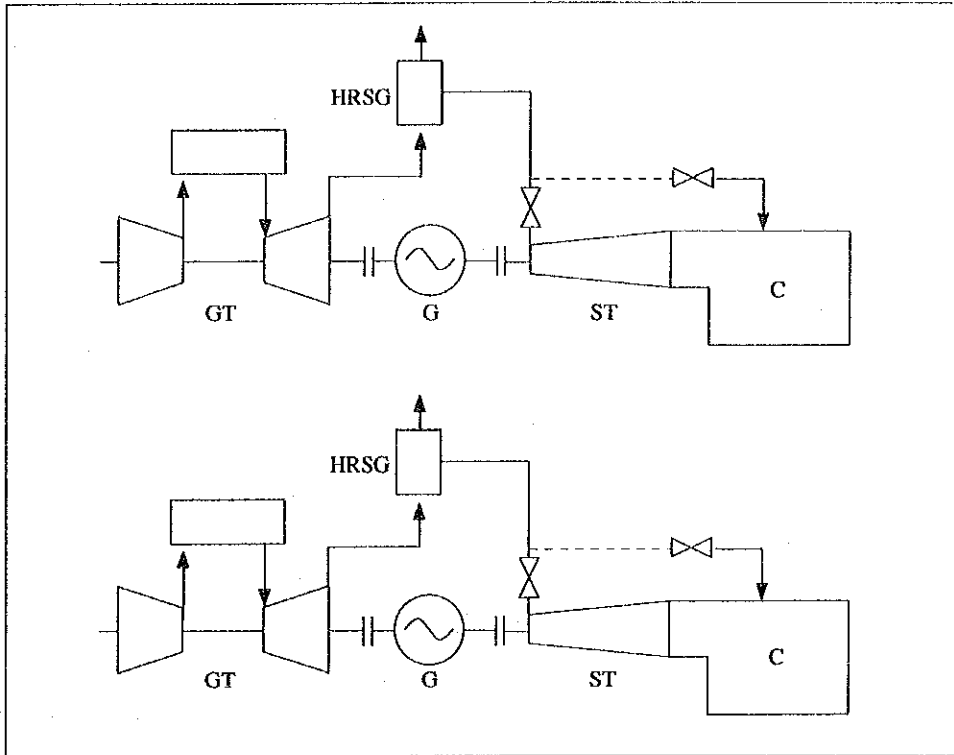
コンバインドサイクル発電方式は、ガスタービンと蒸気タービンの組み合わせの方法によって数種類に分類される。ガスタービン主体のサイクルとしては、排熱回収サイクルと排気助燃サイクルがあり、蒸気タービン主体のサイクルとしては、排気再燃サイクル、過給ボイラサイクルと給水加熱サイクルがある。これらのサイクルには、それぞれ特徴があり、プラントの出力、燃料の種類、運用条件、立地環境条件などを考慮して方式を選定するが、ガスタービンの高温化が進むと排ガス温度も上昇するので、高効率化にとって最も有利な方式は排熱回収サイクルとなる。排熱回収サイクルは図 7.3.3 のとおり、ガスタービンの排ガスを排熱回収ボイラ（熱交換器 HRS G）に導き、その熱回収によって蒸気を発生させ、蒸気タービンを駆動する方式である。この方式はコンバインドサイクルの中では最も簡単なシステムであり、次のような特徴を持っていることから世界的に数多く運転されている。

- 1) 蒸気タービンよりもガスタービンの出力の割合が大きい。
- 2) ガスタービンが高温化するほど、熱効率上昇の割合が大きい。
- 3) 起動時間が短い。
- 4) プラント単位出力当たりの温排水量が少ない。
- 5) プラント単位出力当たりの CO₂ 排出量が少ない。

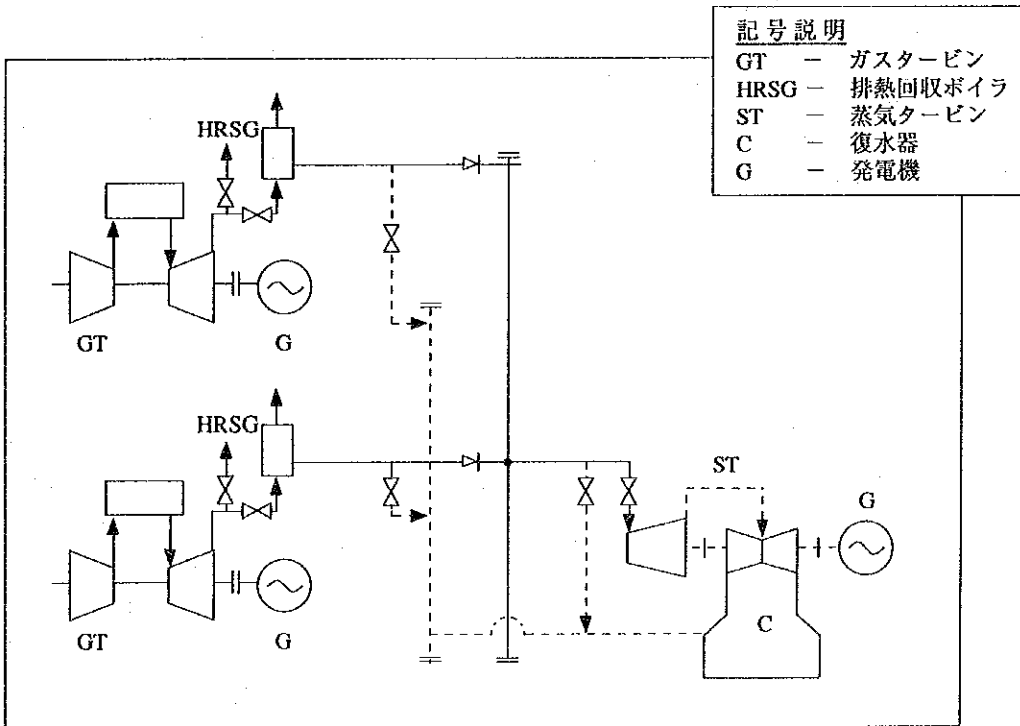
また、コンバインドサイクル発電方式は、電力需要の増加に応じて、第 1 段階でガスタービンを設置し、第 2 段階で HRS G と蒸気タービンを追加することが可能である。このようなプラント構成の採用によって、発電出力の増加と熱効率の向上が期待できる。したがって、バルカ発電プラントには、排熱回収方式を採用する。

(2) 1 軸型と多軸型

コンバインドサイクルプラントの機器の組み合わせ方には、図 7.5.1 に示すように、ガスタービン 1 台に蒸気タービン 1 台を対にして、同一軸に直結してユニットとし、このユニットを幾つか組み合わせて大容量プラントとする 1 軸型と、ガスタービン数台に対して蒸気タービン 1 台を組み合わせる多軸型がある。



(a) 1軸型



(b) 多軸型

図 7.5.1 コンバインドサイクル発電プラントの構成比較

多軸型は1軸型に対し、次のような特徴を有している。

- 1) HRSGまたは蒸気タービン発電機を停止した場合でもガスタービン (GT) 単独運転により発電可能 (HRSG入口ダンパを閉じ、GT出口バイパスダンパを開ける)。1軸型ではガスタービンの単独運転が不可能である。
- 2) 最低負荷運転はガスタービン1台と蒸気タービンで行なう。他のガスタービンは停止する。
- 3) 起動および負荷運転は、停止したガスタービンを順次起動することによって行なう。またHRSGの発生蒸気の状態が運転中のものとマッチングしてから蒸気ヘッドに入れる。

本プロジェクトの発電プラントは、海水淡水化プラントとの組み合わせにおいてベースロードからピークロードまで幅広い負荷変動に円滑に対応できることが責務である。そこで負荷変動への対応という点から考察すると、単機容量を100MW級とした場合、図7.5.1のプラント構成では1軸型の200MWに対し、多軸型では300MWである。例えば電力負荷変動に応じてガスタービン1台を停止したとき、1軸型の出力が200MWから100MWになるのに対し、多軸型は300MW、200MW、150MW、100MWというように出力を調節できるのである。このような特徴はバルカ発電プラントが具備すべき条件を満たすものであるから、多軸型を採用する。

(3) 単圧形と複圧形

単圧形は、HRSG、蒸気タービンともに単一の圧力レベル（高圧）の主蒸気系統を有する方式であり、これに対し、複圧形は、さらに排熱エネルギーの有効回収を目的としてHRSGに低圧蒸気の系統を追加し、その低圧蒸気を蒸気タービンの低圧部に導く方式である。複圧形はエネルギー利用率が高く、高効率化・省エネルギーに有利であることから、本プロジェクトには複圧形を適用する。

(4) 発電プラントの構成

発電プラント全体の構成は図7.3.6に示すとおりである。

コンバインドサイクル発電プラントの主体となるガスタービンは、7.2節で検討したとおり、単機容量を100MW程度としている。したがって、大容量プラントとする場合、100MW級機器の組み合わせによることとなる。

コンバインドサイクル発電プラントでは、有機的に組み合わせたプラントを各ユニットごとに運転制御することができるため、部分負荷での高効率の維持、短時間での起動停止により急速な負荷変化の対応を可能とし、しかも故障の影響範囲が限定されるためプラントの利用率が高まる。

コンバインドサイクル発電プラントを構成する主要機器について、主要な技術条件および仕様を次項以降に述べる。機器の数量は、RO法海水淡水化プラントと組み合わせた場合のものである。

7.5.2 ガスタービン

排熱回収方式コンバインドサイクル発電プラントにおいて、ガスタービンはプラント出力の約3分の2を受け持ち、プラント熱効率向上に対して大きな影響力を持っている最も重要な機器である。

ガスタービンは、高温高圧のガスを動作流体に使い、羽根に作用させてガスの膨張過程から回転力を得るものである。ガスは相変化がないため、熱エネルギーを与えるのに加熱のみでは不十分であり、あらかじめ圧縮してから加熱する必要がある。このため、ガスタービンには燃焼器のほかに圧縮機が組み込まれる。タービン本体の特徴としては、次の点があげられる。

- (1) 膨張の圧力降下が小さいので翼段数が少ない。
- (2) 動作流体の温度が熱効率に及ぼす影響が大きいため、ガスタービンに高温ガスを用いる。

- (3) 動作流体の温度は 1,100℃程度と極めて高い。このため、超耐熱合金を使うとともに、翼を空気で冷却するなどの対策がとられる。

ガスタービンを用いた発電方式の特長は、以下のとおりである。

- (1) 起動時間が 15～30分程度と短く、負荷変動も急速に行なうことができる。
- (2) 建設費が安い。
- (3) 小形軽量のため、建屋・基礎・据付面積が小さくてよく、標準化されているので建設工期が短い。
- (4) 運転操作が簡単なため、運転員が少なくすむ。
- (5) 構造が簡単で部品の数が少ないので、信頼性が高く、開放点検期間も短期間でよい。
- (6) 冷却水の所要量が少なく、水処理も不要である。

本プロジェクトに適用するガスタービンの設計仕様は次のとおりである。ガスタービンの出力は大気温度に大きく左右されるので、設計温度を 50℃とし、単機容量 100 MW級に相当する定格出力として 96 MWを選定した。

形 式 : 軸流形
数 量 : 13 台
定格出力 : 96 MW (大気温度 50℃)、123 MW (大気温度 15℃)
圧 縮 機 : 軸流形
燃料の切り替え: 主燃料 (天然ガス) と非常用燃料 (軽油) の切り替えは運転中に自動的に行なう。

7.5.3 排熱回収ボイラ (HRSG)

HRSGの設計に際しては、熱効率が良いこと、長時間連続運転が可能であること、安全であること、の3項目を基本設計指針とし、強度、耐食性を考慮する。さらに、ガスタービンの特徴を生かした頻繁かつ急速な起動停止に追従できるよう、特に熱応力に対する配慮が必要である。HRSG性能に影響を与える要因および設計上考慮すべき事項を以下に列挙する。

- (1) 排ガス成分
- (2) 排ガス温度および流量
- (3) 蒸気温度
- (4) 蒸気圧力
- (5) ピンチポイント温度差およびアプローチポイント温度差
- (6) 排ガス圧力損失

また、HRSGの性能は、ボイラ効率で表わされ、入熱量に対する出熱量の比によって求められる。出熱量はHRSGの動作流体により吸収される熱量であり、入熱量はガスタービン排ガスによって供給される熱量である。HRSG出口排ガス温度を下げるほどHRSGの効率は上昇するが、そのためには大きな伝熱面積を必要とし、設備がかさむことと低温腐食の問題から出口排ガス温度が制約を受けることになる。

図7.5.2に、パルカ発電プラントに適用する複圧形自然循環型HRSGの主要系統を示し、その設計仕様を以下に述べる。

形式	: フィンチューブ式 自然循環型 (モジュール構造)
数量	: 12台
圧力レベル	: 複圧
定格蒸気流量	: 160/15t/h
出口蒸気圧力	: 80/9 ata
出口蒸気温度	: 510/230℃
節炭器入口給水温度	: 164℃
排ガス温度	: 170℃
排ガス圧力損失	: 250 mmH ₂ O (大気温度 50℃)
効率	: 82%

備考：複圧式のHRSGのため高圧と低圧に相当する数値は、それぞれスラッシュの左側と右側に記載した。

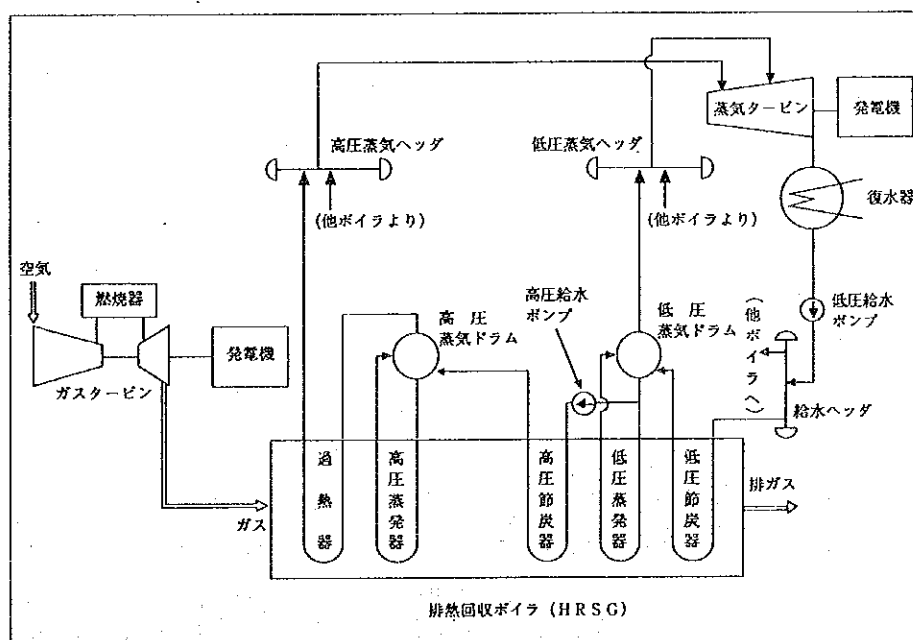


図7.5.2 複圧形自然循環型ボイラを適用した発電プラントの主要系統

7.5.4 蒸気タービンおよび復水器

複圧形HRSGで発生した高圧および低圧の蒸気は、蒸気タービンへ送られ、動力を発生する。また、蒸気タービンの排気は復水器に流入し、真空脱気されて復水となり、復水ポンプで昇圧され給水としてHRSGの節炭器に送られる。この排熱回収方式コンバインドサイクル発電プラントで使用される蒸気タービンは、プラント熱効率の向上を目的として、複圧式とし、頻繁な急速起動に適した熱応力緩和の設計を行なう。蒸気タービンおよび復水器の設計仕様は次のとおりである。

(1) 蒸気タービン

形式	: 復水形単流排気式軸流型
数量	: 6台
定格出力	: 100MW (大気温度50℃)、109MW (大気温度15℃)
回転数	: 3,000rpm
初段蒸気圧力	: 80ata
初段蒸気温度	: 510℃
排気圧力	: 90mmHg
効率	: 31%

(2) 復水器

形式	: 表面形
数量	: 6台
冷却水流量	: 8.4m ³ /s (最大7℃上昇時)
復水器負荷	: 210kcal/h
入口温度	: 30℃
復水出口温度	: 49℃
真空度	: 670mmHg

(3) 海水冷却水系統

復水器用海水冷却水系統の参考例を図7.5.3に示す。本図は復水器を2台設置し、50%容量の取水ポンプを3台取り付けた例である。本プロジェクトでは復水器を6台設置し、それぞれの復水器に冷却水管を設置し、冷却水管には50%容量を2台、または50%容量3台(うち1台予備)の取水ポンプを取り付ける。

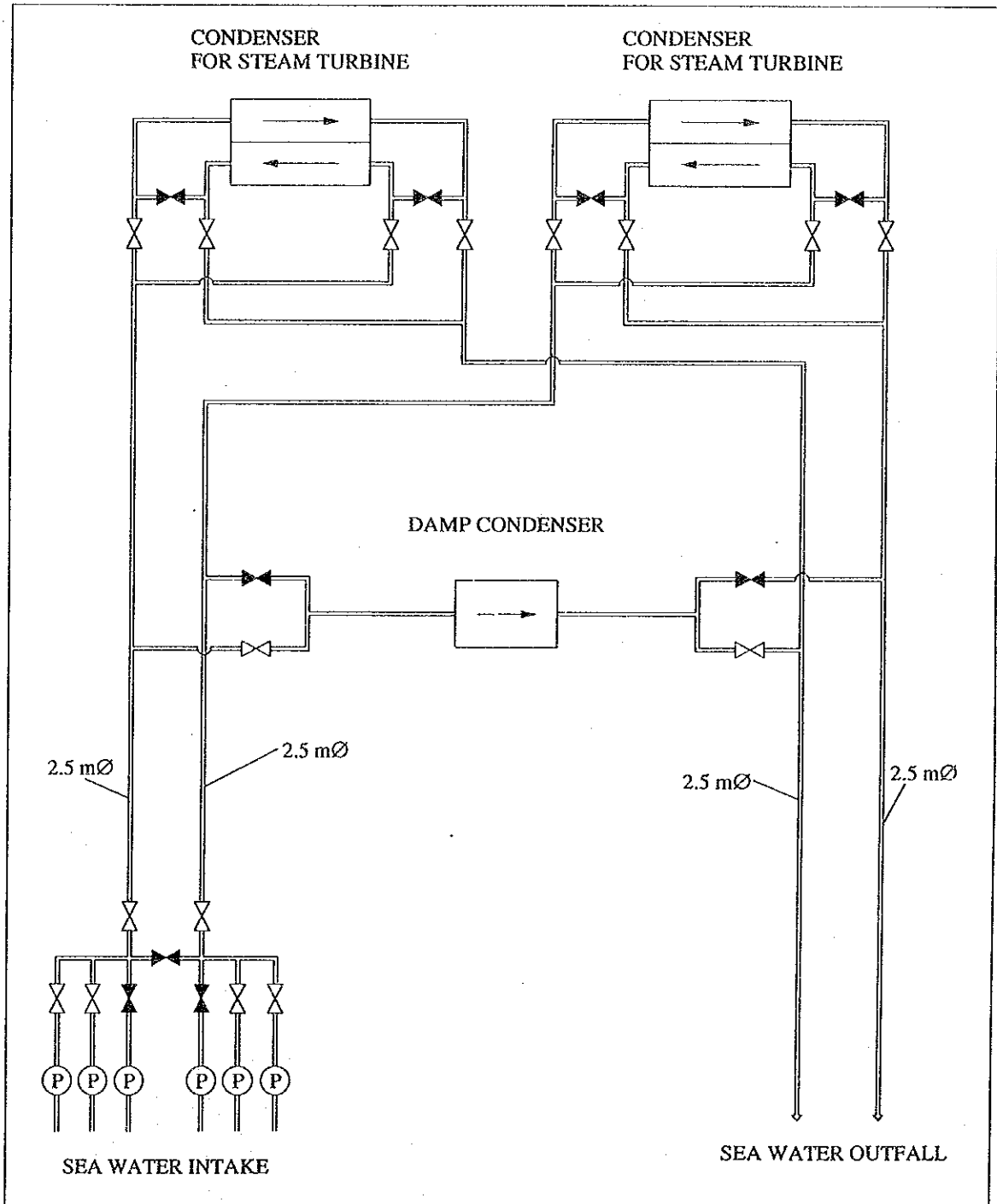


图 7.5.3 海水冷却系统图 (例)

7.5.5 発電機

発電機は空気冷却方式を適用して、蒸気タービンの回転エネルギーを効率良く電気エネルギーに変換させる構造とする。特に、電力システムの安定性を図るために速応型静止励磁方式を採用する。発電機の設計仕様は次のとおりである。

形式	: 屋内形 横軸円筒回転界磁形 全閉空気冷却方式
数量	: 19台
定格容量	: 126MVA (ST用)、120MVA (GT用)
力率	: 0.8
電圧	: 11,000~15,000V
周波数	: 50Hz
相数	: 3相
極数	: 2極
回転数	: 3,000rpm
絶縁	: F種 (B種使用)
冷却方式	: 空冷 (固定子) : 空冷 (回転子)
短絡比	: 0.5
リアクタンス	: $X_d - 200\%$ $X_d' - 20\%$ $X_d'' - 15\%$
励磁方式	: 静止型 頂上電圧 1.5pu 応答時間 100ms以内 (頂上電圧の0.95倍時)

7.6 背圧タービン発電プラントの仕様

背圧タービン発電プラントは、MSF法による海水淡化プラントに蒸気(1,332t/h)を供給すると同時に240MWの電力を発電する熱電併給方式の発電プラントであり、機器の構成は図7.4.6に示すとおりである。この発電プラントを構成する主要機器の設計仕様を以下に述べる。

7.6.1 蒸気発生器

形式	:	フィンチューブ式 自然循環型 (モジュール構造)
数量	:	4台
定格蒸気流量	:	385t/h
出口蒸気圧力	:	84ata
出口蒸気温度	:	503℃
節炭器入口給水温度	:	180℃
排ガス温度	:	140℃
効率	:	94%

7.6.2 背圧タービン

形式	:	背圧形
数量	:	4台
定格出力	:	60MW (大気温度50℃)
回転数	:	3,000rpm
入口蒸気圧力	:	80ata
入口蒸気温度	:	500℃
排気圧力	:	4ata

7.6.3 発電機

形式	:	屋内形 横軸円筒回転界磁形 全閉空気冷却方式
数量	:	4台
定格容量	:	75MVA
力率	:	0.8
電圧	:	11,000~15,000V
周波数	:	50Hz
相数	:	3相

極 数 : 2 極
回 転 数 : 3,000 rpm
絶 縁 : F 種 (B 種使用)
冷却方式 : 空冷 (固定子)
 : 空冷 (回転子)
短 絡 比 : 0.5
リアクタンス : $X_d - 200\%$
 : $X_d' - 20\%$
 : $X_d'' - 15\%$
励磁方式 : 静止型
 頂上電圧 1.5 pu
 応答時間 100ms 以内 (頂上電圧の 0.95 倍時)

7.7 電気・制御系統

7.7.1 電気系統

バルカ発電プラントの発電電力は、ガスタービン発電機、蒸気タービン発電機の端子からユニット変圧器で送電電圧245KVに昇圧したうえで、マスカット系統に送り出すこととし、その単線結線図を図7.7.1に示す。

7.7.2 制御系統

コンバインドサイクル発電プラントの制御系統は、電力需給事情による運用の多様化・高度化、運転員の負担を軽減させるマンマシンコミュニケーション、などに対する要請に応じて、運転操作の自動化が急速に進められている。このため、制御系統は、次のような考え方に基づいて構築することとし、その構成例を図7.7.2に示す。同図は、GT 2台、HRSG 2台、ST 1台から構成された1系列分の制御系統である。

- (1) 統一的で階層化された制御系統の構成。
- (2) ワンマンコントロール用のコンパクトな構成の中央操作盤。
- (3) 複数台プラント運用に適合した負荷運用・台数運用システム。
- (4) デジタル技術の合理的適用。

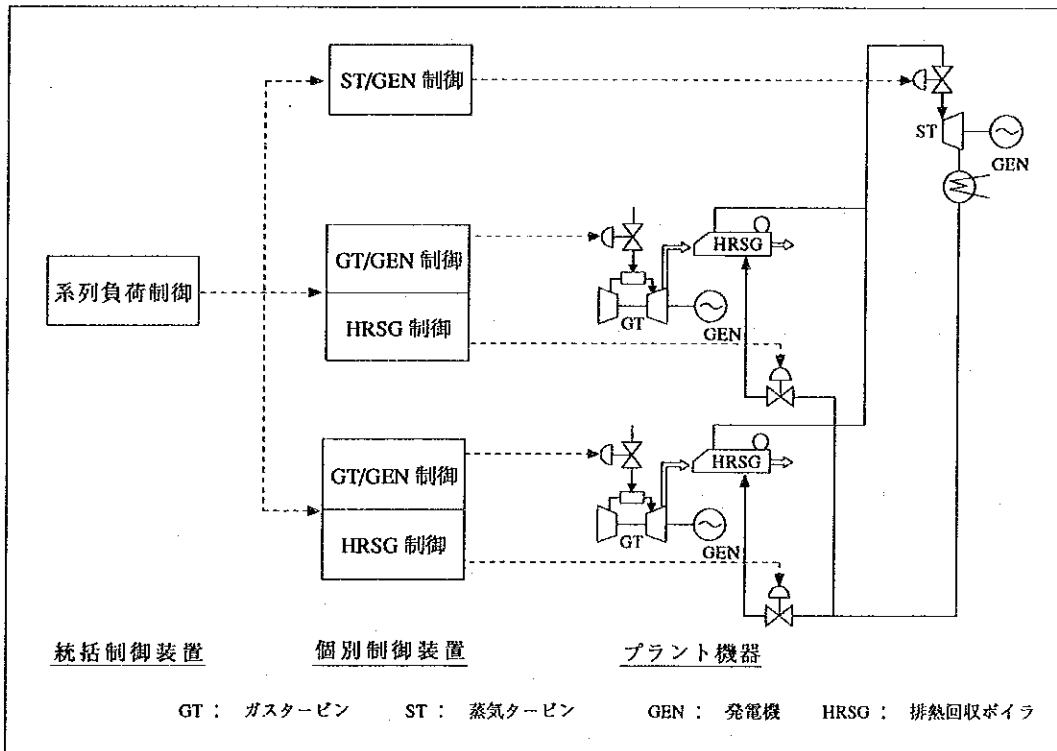


図 7.7.2 制御系統の構成例

コンバインドサイクル発電プラントの頻繁な起動・停止操作を安全かつ確実に実施し、運転員の負担軽減を図る意味において、上記（２）の中央操作盤の機能は非常に重要である。中央操作盤は、系列の負荷運用、台数運用が行なえるほか、マンマシンインターフェイス機能を持たせ、1系列を1人でも自動運転できる計画とする。したがって、通常時の起動・停止は冷機起動に対しても自動化し、主要なブレイクポイントでの運転員の進行許可操作だけで運転できるように構成する。

7.7.3 制御装置

制御系統を構成する主要な制御装置と機能を以下に述べる。

（１）系列負荷制御装置

系列としての給電指令を給電指令所から受け、各系列に出力指令を配分して系列の出力制御を行なうのが、系列負荷制御装置である。コンバインドサイクル発電プラントにおいても、従来の汽力発電プラントと同様に、給電指令に基づく経済負荷運用、自動周波数制御（AFC）運用、ガバナフリー運転等を可能なものとする必要がある。

（２）自動電圧・無効電力制御装置（AVQR）

系列全体としてのAVQRは、母線電圧が設定値となるように自動電圧調整装置（AVR）で制御するとともに、各発電機間の無効電力が等しくなるようにバランス制御を行なう。

（３）ガスタービン制御装置

ガスタービン制御装置では、系列負荷制御装置の指令に基づき、ガスタービンへの燃料量を制御する。

（４）蒸気サイクル制御装置

蒸気サイクル制御装置では、排熱回収ボイラおよび蒸気タービンの制御を行なう。

主な制御としては

- 1) 加減弁制御
- 2) ドラムレベル制御
- 3) 節炭器再循環制御

4) タービンバイパス制御

などがある。

(5) 補機制御装置

補機制御装置では、1系列の中の各軸に対するシーケンス制御を行なう。

主なシーケンス制御機能は

- 1) 海水系起動・停止マスタ
- 2) 真空上昇・破壊マスタ
- 3) 脱気蒸気マスタ
- 4) H R S G 起動・停止マスタ

などである。

(6) 制御用・管理用計算機システム

計算機システムは、次のような機能を持っている。

- 1) プラント自動化機能（複数軸同時起動、複数軸一体運用を含む）
- 2) 周辺機器の各軸間の共用
- 3) プラント監視機能
- 4) オペレータリクエスト処理
- 5) プラント事故解析機能
- 6) シリアルデータ伝送によるデータ収集

第 8 章 送電・変電設備の概念設計

第8章 送電・変電設備の概念設計

バルカ発電所の総設備容量は1,850MW程度であり、電力需要の伸びに応じて段階的に建設され、発生電力の大部分をマスカット首都圏に送電する計画である。マスカット系統内の既存の一次変電所と結ぶ連系変電所の位置は、なるべく需要地中心に近いこと、既存系統との連系が容易であること、また連系によって電力潮流の軽重に偏りが生じないこと、などを勘案して選定する必要がある。MEWは、この連系変電所を既存のペイト・バルカ変電所およびマディナット・カブス変電所と接続する意向を持っている。したがって、連系変電所の位置、連系用変圧器の容量、および既存の送電電圧132KVの上位電圧は電力系統解析によって考察することになる。

ワジ・ジズジ系統との連系については、同系統の供給力が不足する分のみをマスカット系統から送電することとし、ワジ・ジズジ系統はマスカット系統からみてバルクロードの考えに立って連系の計画をする。マナ系統との連系についても同様に扱う。

送電線および変電所に関わる計画は、バルカ発電所の発生電力を系統に送り出す際の系統とのインターフェースを主体として、電力系統解析に基づいた送電線、変電所の基本的計画と設計仕様の策定を本プロジェクトの概念設計の範囲とする。

8.1 設計方針・基準

8.1.1 送電・変電設備の設計方針

送電・変電設備の設計は、次の方針に基づいて実施する。

- (1) 将来の需要増加に対応できるだけの設備容量および拡張スペースを確保すること。
- (2) 経済的な合理性の成り立つ範囲内で供給信頼度の向上を図り、特に電圧変動・電圧降下を最小に抑えること。
- (3) 既存の送電・変電設備との設計上の調和・協調、機器の互換性を考慮すること。

特に、(2)の供給信頼度については、事故停電・作業停電が需要家に及ぼす影響が極めて大きいことから、停電の波及を最小に抑えられるような送電・変電設備を計画することが必要である。したがって、供給信頼度を向上させるため、設備の位置・配置・仕様、絶縁協調、母線方式、高速度再閉路方式、気象条件（高温多湿、塩じん、砂嵐・砂じん）などの点について総合的な検討を加えた設計とする。

8.1.2 電力系統の運転条件

電力系統は、既存系統の運転条件と同様に、次の条件にて運転されるものとする。

系統の維持電圧	: 100 ± 5 %
発電機の運転電圧	: 100 ± 5 %
発電機の運転力率	: 0.80
変圧器のタップ比	: 100 + 5 / - 15 % (OES 27による)
負荷力率	: 0.80
負荷時刻	: ピーク時

8.1.3 適用規格

適用規格は、7.1節に列挙した規格・規程と同一とする。

8.2 送電計画

8.2.1 送電計画の範囲と対象

バルカ発電所で発生した電力を安定かつ効率的に需要家に送り届けるための電力流通設備として送電設備、変電設備などが設置される。送電設備は発電所と変電所を送電線で結び、電力を輸送するためのものである。また、変電設備は、送電線によって送られてきた電力を分配に適した電圧へ変成し、送り出すための設備である。さらに、工場や一般家庭などに分配するための配電設備が位置している。これらの設備の組み合わせが電力システムを構成している。

この電力システムを機能的に見れば、電源送電系統、連系系統、負荷供給系統、および配電系統に大別され、図8.2.1のような構成になっている。

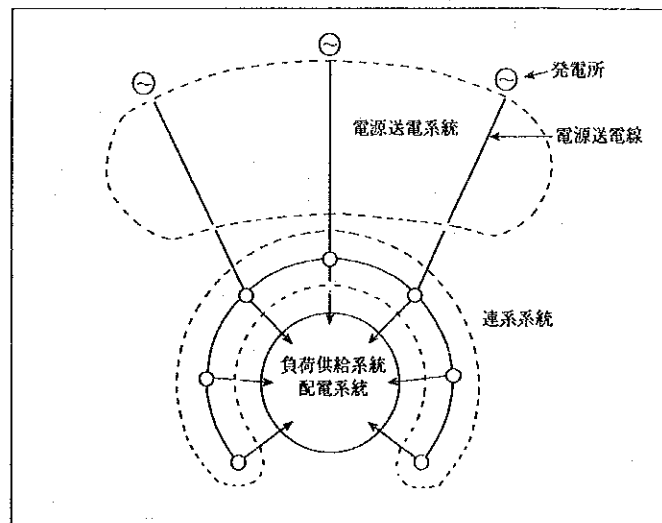


図8.2.1 電力システムの構成

図中の電源送電系統は、発電所で発生した電力を需要地の近くまで送電するための送電系統である。また、連系系統は、電源送電線と需要地への電力供給のための拠点変電所を結ぶためのものである。

本プロジェクトにおいて、送電計画の範囲に含まれる系統は、電源送電系統と連系系統であり、これらの系統に含まれる設備は送電設備と変電設備である。本章の冒頭で述べたように、連系用の変電所は、バイト・バルカ変電所とマディナット・カブス変電所の構内に設置することとする。したがって、バルカ発電所の発生電力を、これらの変電所に送電するために必要な送電・変電設備を、送電計画の範囲と対象にするものとし、図8.2.2に送電計画の概要を示す。

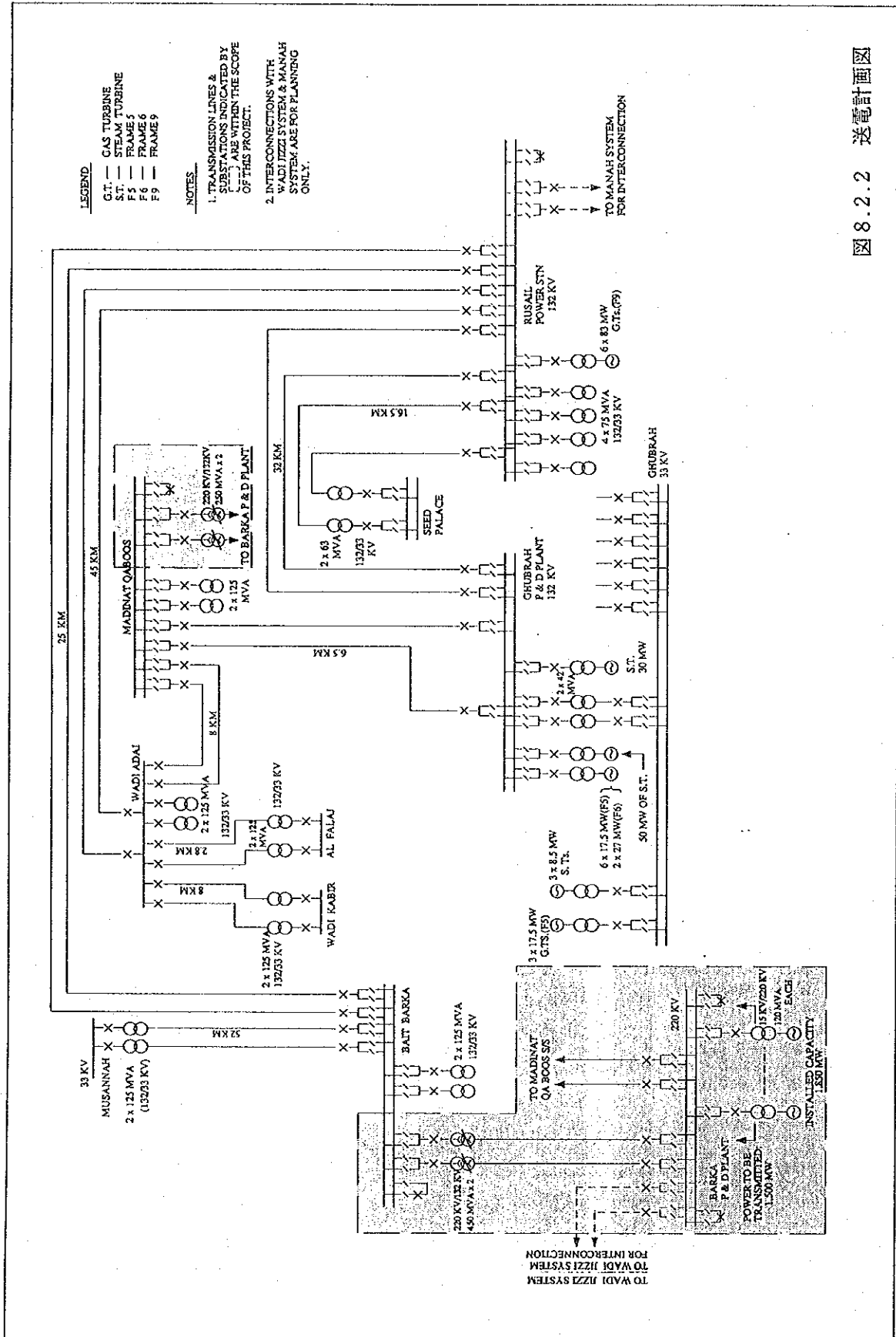


图 8.2.2 送電計画図

送電計画の策定にあたって検討すべき主要事項としては、供給信頼度、周波数、電圧、安定度、短絡・地絡電流などが挙げられる。系統の定常状態・過渡状態における電力潮流、電圧、位相角などの様相を分析・検討し、評価するためには多数の複雑な方程式を解く必要がある。したがって、電力系統の技術計算を行なうコンピュータプログラムを用いて、潮流計算などの系統解析を実施する。

8.2.2 供給信頼度

電気の質の良否を表わす尺度としては、周波数変動、電圧変動、停電の時間と頻度が挙げられる。これらを、信頼性・安定性・経済性の面から、どの程度に抑えるかが、MEWの電力供給事業にとって最重要課題と考えられる。

(1) 周波数変動

発電機の連続運転上、許容される周波数低下は、基準周波数50Hzに対し48.5Hzである。また、工場や一般家庭の電気器具に広く使われている誘導電動機は、±5%、すなわち2.5Hz以内の周波数変動は許容されている。しかしながら、周波数変動幅を大きくすると、周波数変動により連系送電線の潮流が大きく変動することになる。このため、連系送電線の容量に制約を生じたり、連系すること自体が困難になることもある。したがって、実際に用いる周波数許容変動幅は±5%より小さい値、例えば±2%程度(±1Hz)を目標とする必要がある(大規模な連系系統がある場合、±0.2Hz、すなわち±0.4%とする例もある)。

(2) 電圧変動

電圧変動は、需要家に供給される電圧の定常時の許容範囲に対し、実際の供給電圧が許容範囲に入っているかが、電気の質の尺度となる。需要端における基準電圧は、240Vに対し±10%以内が一般的な指標となるが、電力系統として維持すべき電圧は、1次変電所の2次側母線電圧に対し、±5%を目標とする。

(3) 停電の時間と頻度

停電の時間と頻度は電力供給の信頼性を示す重要な指標であり、1需要家あたりの年間事故停電時間と回数で表わされる。オマーン国の停電事故の実態は不明であるが、日本の例では停電時間が約10分/年、回数は約0.3件/年となっている。

停電、すなわち電力の供給支障は、周波数変動や電圧変動と比べ、その及ぼす

影響が極めて大きいので、特に厳しく管理する必要がある。特に本プロジェクトの送電・変電設備は、オマーン国の基幹系統をなすものであるから、次の考え方に立って計画する。

- 1) 単一設備事故の場合は、供給支障および発電力制限を生じないこと。
- 2) 二重設備事故の場合は、大幅な電源脱落あるいは系統の分断を防止する。
また、たとえ分断したとしても分断後の各系統は、できるだけ供給支障を生じないこと。
- 3) 工事・補修のために設備を一部停止する場合でも、上記1)、2)の供給信頼度が低下しないこと。

8.2.3 最高電圧の格上げ

(1) 最高電圧の格上げの必要性

マスカット、ワジ・ジズジ両電力系統の現在の最高電圧は132KVであるが、この電圧では今後の需要増大に対し送電容量が不足し、系統安定度の低下、送電損失の増大などの問題を引き起こす可能性がある。本プロジェクトでは、バルカ発電所の2010年における送電電力は約1,500MWであり、このうちの約80%、すなわち1,200MWがマスカット系統に送電される。マディナット・カブス変電所までの距離が約60kmであることから、以下の指針に基づいて、132KVを上位の適切な電圧階級に格上げする必要がある。

- 1) 送電容量は、電圧の2乗に比例して増加する。
- 2) 送電線は、電圧が高くなるほど建設費が高くなるが、単位送電容量当たりでは割安となる。
- 3) 送電線に使用される電線の太さには限界があるので、電圧を高くし、回線数、ルート数を削減する必要がある。

(2) 電圧選定の基本的な考え方

最高電圧の選定にあたっては、経済性を第一に考えるが、さらに以下の条件を考慮する。

- 1) 広く採用されている標準電圧であること。
- 2) 既設系統との連系が合理的に行なえる電圧であること。

- 3) 国家的あるいは国際的な統一を図れる電圧であること。
- 4) 電圧段階、変圧段階ができるだけ少ないこと。

新規の最高電圧は、これらの条件を考慮し、負荷密度、送電電力、送電距離などから、最も経済的なものを選定することになる。

(3) 検討対象電圧

オマーン規格 OES 11 では、国際規格 IEC を適用規格のベースとし、定格電圧 132KV (最大使用電圧 145KV) を最高電圧としている。IEC に従えば、上位の標準電圧は、170KV、245KV、300KV、362KV、420KV、525KV などである。また、送電線の送電電圧を求めるための簡略式であるスチルの公式は次のとおりである。

$$V = 5.5 \times \sqrt{0.6 \times L + P / 100}$$

ここで、V ; 送電電圧 (KV)
L ; 送電距離 (km)
P ; 送電電力 (KW)

送電線を 1 ルート 2 回線とし、1,200MW を 2 回線に均等分担させるものとし、上式に $L = 60\text{km}$ 、 $P = 600 \times 10^3 \text{KW}$ を代入すると、 $V = 427\text{KV}$ が得られ適用すべき電圧は 420KV になる。

一方、GCC 諸国 (アラビア湾岸同盟国) で使用されている電圧階級は、132KV の上位電圧は 245KV と 420KV である。MEW は、マスカット系統とワジ・ジズジ系統を連系させるとともに、将来的にはアラブ首長国連邦との国家間の電力連系を行なうことも計画している。国家間の電力連系は、技術的・経済的観点のみから決められるものではないが、将来の連系も視野に入れて、柔軟性のある計画を策定することが重要であり、この点からは 420KV が有力な案と考えられる。また、IEC の標準電圧ではないが、本プロジェクトの送電容量から考えて、日本での運転実績が多い 275KV を検討対象に加える。したがって、本プロジェクトで検討対象とする新規の最高電圧は、245KV、275KV、420KV の 3 種類とする。

(4) 上位送電電圧の選定

上記の 3 種類の電圧階級について、電力潮流計算を行ない、供給信頼度、送電

損失、経済性、既設設備・周囲環境との調和、将来のGCC諸国との連系、2010年以降の系統規模など、多面的に考察した結果を8.4節に述べる。

8.2.4 系統連系

現在、マスカット系統とワジ・ジズジ系統は連系されておらず、単独に運用されている。一方、計画中のマナ系統は1996年にマスカット系統に連系される見込みである。系統連系には以下のような長所があるので、現在および将来の需要が大きいマスカットとワジ・ジズジの両系統を早期の段階で連系させるのが望ましい。したがって、本プロジェクトでは両系統が連系されることを想定して送電計画を策定した。

- (1) 供給予備力の節減
- (2) 電源設備の大容量化によるスケールメリットの確保
- (3) 電力系統の総合運用による運転費の節減や電力損失の軽減
- (4) 電力設備の相互活用による設備の重複の回避
- (5) 供給信頼度の向上
- (6) 常時の周波数・電圧変動幅の減少

系統連系を行なった場合、需給の安定が図れることが大きな特徴である。すなわち、ひとつの系統に事故による供給力の不足が生じたときに、系統容量に従って別の系統から電力が流れ込み、供給力の不足を補う機能が付与されることになる。

系統連系にあたって留意すべき点としては、ある系統に過酷な事故が発生し、それが他の系統の運用に支障をきたす恐れがあるときの運用方法である。この場合は、系統間の連系を迅速に断ち、事故範囲を1系統内に局限して重大事故に発展することを防止する必要がある。具体的には、周波数低下リレー、脱調分離リレーなどによる系統分離が図られることになる。

8.3 系統解析

本プロジェクトで建設される電力系統（発電・送電・変電設備）の諸特性を解析し、設計に反映させるために、次の事項に関し、潮流計算を中心とした系統解析を行なう。この系統解析では、概念設計の段階での技術的な検討を目的とするものであるから、系統の特性・様相を概略的に把握することを主体として、簡易計算法を用いることとする。なお、系統特性については、付録 8.1、また系統解析の手順については付録 8.2 において説明する。

- (1) 送電・変電設備の電力潮流および母線電圧
- (2) 上位送電電圧
- (3) 連系変圧器の容量
- (4) バルカ発電所を対象とした系統の安定度
- (5) 送電系統の短絡容量
- (6) 周波数低下と系統運用

8.3.1 既存マスカット系統の系統解析

既存マスカット系統の潮流および安定度を把握するため、以下のとおり概略的な系統解析を実施した。

(1) マスカット系統のモデル化と運転条件

系統のモデル化に必要な情報としては、系統構成（単線結線図）、設備定数および運転条件が挙げられる。運転条件は、時間的に大きく変動するので、同一時点における負荷と発電力を把握する必要がある。MEWの運転記録によれば、1993年6月22日14時27分に最大電力826MWが記録され、系統として最も過酷な条件下に置かれていた。この条件下にある系統をモデル化し、シミュレーションすることが系統の特性を把握するうえで不可欠である。MEWは、マスカット系統の運転データ（有効電力、無効電力、電圧など）を毎時記録しており、6月22日の14時と15時の運転データはほぼ利用可能な状態であったことから、6月22日14時の運転データを利用することとした。この時点のマスカット系統の供給力は、グブラ発電所289MW、ルセイル発電所484MW、国防省からの融通電力12MW、合計785MWであった。これは総設備容量815MWに対し96.3%を占め、系統内の発電機群が定格出力に近い状態で運転されていたことを示している。

一方、系統に接続されている発電機の運転出力は、可能出力曲線によって決ま

るが、系統解析にあたって次のようなモデル化を行なった。すなわち、ルセル発電所の発電機群は単機容量が最大であるだけでなく、総出力も大きい。さらに、出力調整幅および出力調整速度が大きいことから、この発電所が出力調整機能を担い、電圧および位相角が一定の状態、必要量の有効電力と無効電力を供給できるものとした。また、グブラ発電所の発電機群は、電圧と有効電力を一定とし、進相力率0.8から遅相力率0.8まで比較的広範囲の無効電力を供給するものとした。

(2) 負荷の電圧特性および電圧調整

負荷の電圧特性には、定電力特性、定電流特性、定インピーダンス特性がある。負荷の種類や運転条件によって、これらの特性の構成比率が変わるため、負荷の電圧特性の把握は難しい。すなわち、系統が小規模であれば、負荷を定インピーダンス特性で近似できるが、大規模になるほどインバータなどのパワーエレクトロニクス応用機器が導入されるために定電力特性の構成比率が大きくなる傾向にある。しかし、定電力特性の負荷が多くなるほど、負荷の電圧特性が鋭敏となり、系統の安定度は著しく低下することになる。このような不安定な条件下で潮流計算や安定度計算を実行し、近似解であっても、これを求めることは極めて難しくなる。これは、系統の電圧と潮流の間に成り立つ電力方程式や故障発生時の発電機の運動方程式が非線形であり、変数の数が多いためである。したがって、数値解析の基礎となっている反復計算を収束させて近似解を得るためには、負荷の電圧特性を適切に設定する必要がある。

系統各所に発生する電圧変動は、無効電力の発生・消費の不均衡が原因である。無効電力を調整するためには、発電機の励磁制御を実行するとともに、負荷時タップ切換変圧器(LRT)、電力用コンデンサ、分路リアクトルなどの装置を用いる。これらの機器や装置が運転される条件は、時々刻々変化しているうえ、最大電力記録時の運転条件は明らかでない。そこで、1次変電所の母線電圧が基準電圧の±5%程度以内に維持されるように、電圧調整用機器が運転されていたものとして、運転条件を推定した。

(3) 潮流計算の結果と評価

系統のモデル化と運転条件の設定を行なったうえで、潮流計算を行なった。その結果および評価は以下のとおりである。

- 1) 1次変電所の負荷は、100%定電力特性を持つものとし、負荷の合計電力は776.7MW、481.4MVARとした。潮流計算の結果、この負荷に

電力を供給する発電機の出力は、送電線および変圧器における損失電力を含め780.3MW、611.9MVARであり、ルセイル発電所が463.3MW、374.3MVAR、またグブラ発電所が317.0MW、237.6MVARを供給した。

- 2) 負荷の力率は0.80と設定したが、定電力特性を持つ負荷の力率が小さい場合は無効電力による電圧低下が極めて大きくなり、系統が不安定になる。事実、負荷力率を0.80として潮流計算を実行したところ、5%以上の電圧低下が系統の随所に見られた。このため、系統の運用にあたって負荷の力率を増大させることが不可欠であると判断されたことから、負荷の力率を0.80から0.85に変更して再計算した。その結果、母線や線路における電圧低下はかなり改善された。実際の系統運用にあたって0.85以上の力率を維持するために、変電所の母線に適当量の電力用コンデンサを設置することが必要である。図8.3.1に、潮流計算から得られた潮流分布を示す。
- 3) 発電機の運転力率は、ルセイル発電機群0.78、グブラ発電機群0.80、全体で0.79と計算された。負荷の力率を0.85に設定したものの、変圧器における無効電力の消費が大きいことから、発電機が供給する無効電力が増え、力率は小さくなった。
- 4) 1次変電所の負荷が大きく、かつ中・長距離の送電線によって結ばれているため、変電所の母線および送電線での電圧低下が大きい。負荷時タップ切替変圧器(LRT)のタップ変更によって電圧低下を5%以内に抑えることは可能であるものの、LRTによる無効電力の制御効率は低い。無効電力はできるだけその消費地点に近い所で発生させるのが得策であるから、2次変電所の母線に電力用コンデンサを増設して今後の需要増加に対応することが欠かせない。

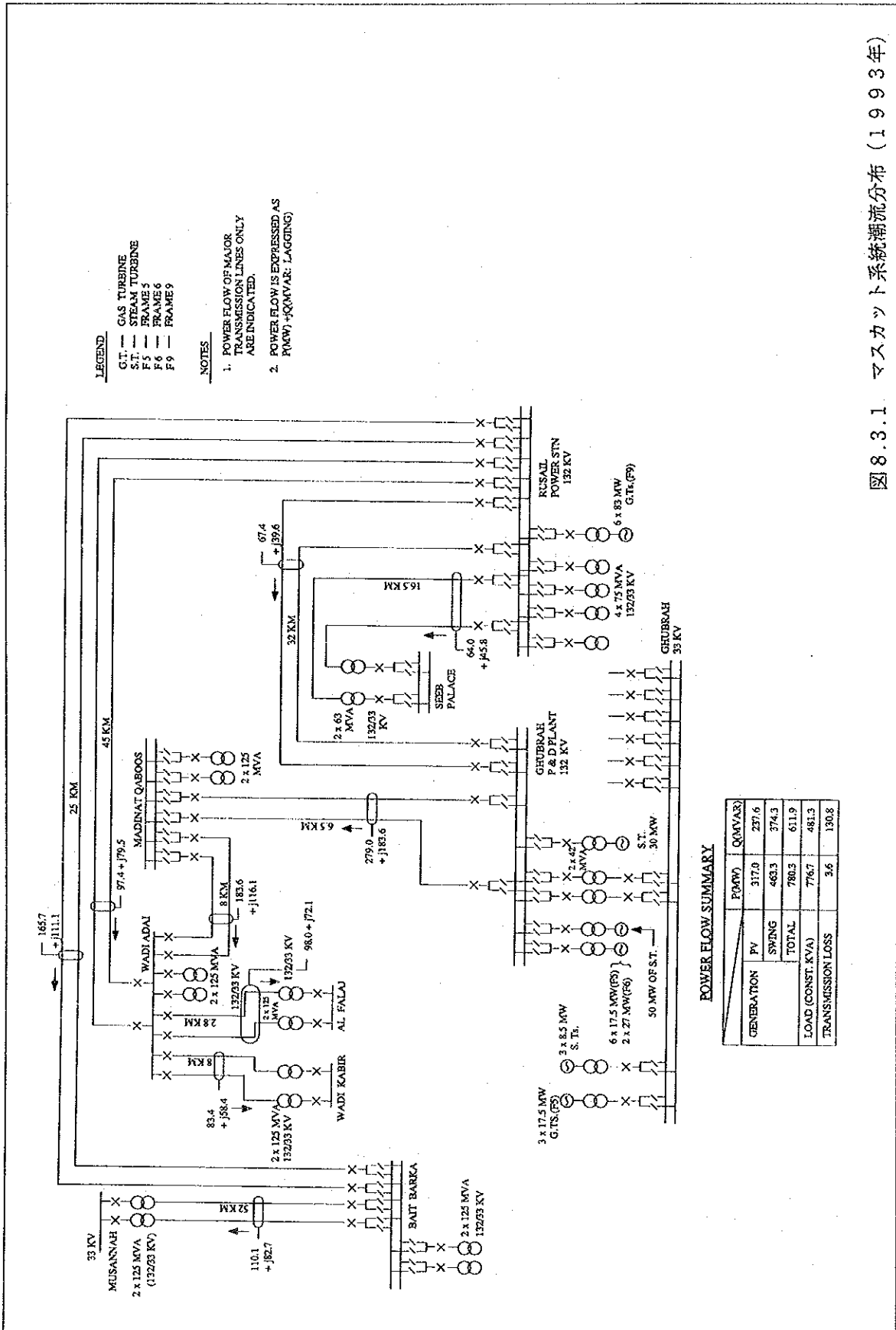
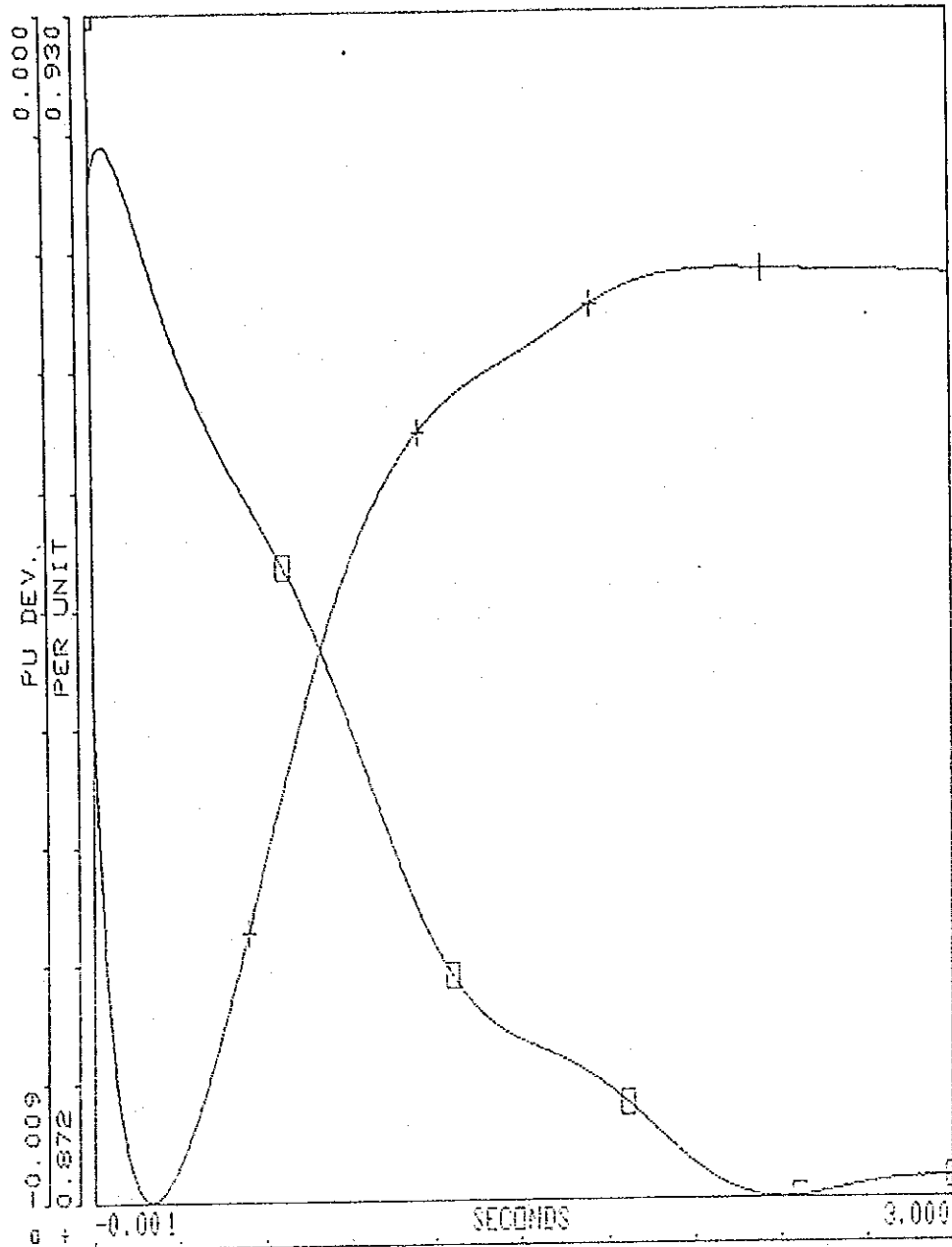


図 8.3.1 マスカット系統潮流分布 (1993年)

(4) 安定度計算の結果と評価

運転中の発電機が系統から脱落したり、負荷が急変した場合であっても、位相角安定性や電圧安定性が確保される必要がある。安定度計算は、この目的に沿ってダイナミック・シミュレーションを実行するものであるが、検討の対象となる事象が極めて多い。ここでは、代表的なケーススタディとして、マスカット系統内で最大単機容量(83MW)を持つ発電機1台がトリップした場合に、系統周波数と132KV母線電圧がどの程度変動するかシミュレーションを行なった。この結果は次のとおりである(図8.3.2参照)。

- 1) 発電機トリップ後0.2秒程度で母線電圧は約0.87PU(パーユニット)
($=132\text{KV} \times 0.87 = 115\text{KV}$)に低下するものの、2秒程度で0.93PUに回復する。しかし、発電機1台分の無効電力供給源を失ったために、母線電圧は0.93PUの状態が継続するので、0.95PU以上の電圧を確保するための措置として適当量の電力用コンデンサの投入が必要である。
- 2) 発電機のトリップにより系統周波数は最大0.5Hz低下した。基準周波数に対し3%以内の低下(1.5Hz)であれば、運転中のタービンに与える影響は小さく、タービンの連続運転が可能である。したがって、0.5Hz程度の周波数低下は何ら問題なく、また、瞬動予備力を発動させる必要もない。



□ STABILITY STUDY GEN GT-10 TRIP BUS FREQ. DEV. : 100
 + STABILITY STUDY GEN GT-10 TRIP BUS VOLTAGE : 100

図 8.3.2 ダイナミックシミュレーション (1993年、定電力負荷)

(3) 潮流計算の結果と評価

マスカット系統とワジ・ジズジ系統を連系させた状態での潮流計算の結果を図8.3.3に示す。この図から判るとおり、負荷2,307MW、752MVAR、送電損失169MW、886MVARに対し、既存の発電所は815MW、368MVAR、またバルカ発電所は1,661MW、1,270MVARを供給する。

発電所から33KV 2次変電所までの有効電力分の送電損失は、6.8%と計算された。1993年のマスカット系統では、送配電損失が12%であり、送電損失はその半分以下であったと推定される。また、2010年における連系系統は、現在系統に比べ規模が格段に大きくなり、重潮流による送電損失も極めて大きくなることが予想される。これらの点から、送電損失6.8%は実態に近い数値であると推察される。

一方、無効電力分の送電損失は54.1%と計算された。これは、負荷の無効電力需要による母線・線路電圧の低下に対し、LRTタップを調整したため大きな電流が流れ、変圧器および送電線での無効電力損失が急増したためである。負荷力率を0.95に設定したものの、負荷そのものが大きいため無効電力は有効電力の増大に連動して大きくなる。無効電力を調整する方法としては、LRT、電力用コンデンサ、発電機の励磁制御などがあるので、これらの中から送電損失を最小とする方法を選択する必要がある。8.3.1(3)で述べたように、電圧、無効電力制御の手段としては、2次変電所に電力用コンデンサを設置するのが最適であり、送電損失を大幅に減少させることができる。さらに、電力用コンデンサによって負荷力率の向上も期待できることから、将来系統における目標力率を0.95以上とするように段階的な設備投資が不可欠である。

連系系統における最大潮流は、バルカ発電所～ベイト・バルカ変電所間の送電線に流れ、732.3MWである。この送電線は2回線から構成され、1回線当たりの送電容量は800MWであるから、予想潮流に対し十分な容量を持っていると判断される。また、ワジ・ジズジ系統との連系用送電線には314.5MWが流れ、これに対しては220KV 2回線で十分な容量を持っている。

しかし、180kmもの長距離送電線であるため、送電損失は49.7MW(15.8%)と大きい。ワジ・ジズジ系統で不足する電力をすべてマスカット系統から送り込むのは送電損失の面で好ましくない。220KVをさらに上位の電圧へ格上げすることは経済性の面で著しく不利になる。系統連系の目的を勘案すれば、ワジ・ジズジ系統の供給力不足分は、ワジ・ジズジ発電所に適当容量の発電機を増設することによって対応するのが現実的である。

マナ系統は90MWの設備容量を持ち、ルセイル発電所から90km離れているので送電損失が大きい。したがって、ワジ・ジズジ系統と同様に、将来の供給力不足分に対しては、極力マナ系統内に発電機を増設することが適当である。

(4) 安定度計算の結果と評価

バルカ発電所において、供給予備力150MW相当の電源が系統から脱落した場合の過渡応答を図示したのが、図8.3.4である。トリップ後3秒間のダイナミック・シミュレーションを行なった結果、0.6秒以内に減衰振動の様相を示していることから、この系統は安定していると判断される。

バルカ変電所(220KV)の母線電圧は、トリップ後0.95PUに低下するものの徐々に基準電圧に回復する。また、系統周波数の低下は0.3%にとどまり、系統運用上の支障はない。

(5) 負荷の電圧特性

2010年における系統の負荷は定インピーダンス特性であると仮定して、潮流計算と安定度計算を実行した。これは、定電力特性の負荷では計算が収束せず、系統が不安定な状態となったためである。不安定な状態を解消するためには、付録8.1の8.1.3項で述べる対策を講じる必要がある。一方、定インピーダンス特性と定電力特性の中間に近い定電流特性の負荷を想定して計算した結果を、図8.3.5に示す。図8.3.4と相似に近く、時定数は同一ながら振幅は小さくなっている。本プロジェクトにおける系統の電圧特性定数 β の値は特定できないが、電圧安定性の点では $\beta \geq 1$ の条件下で運用すれば、系統の安定性が確保され则认为られる。

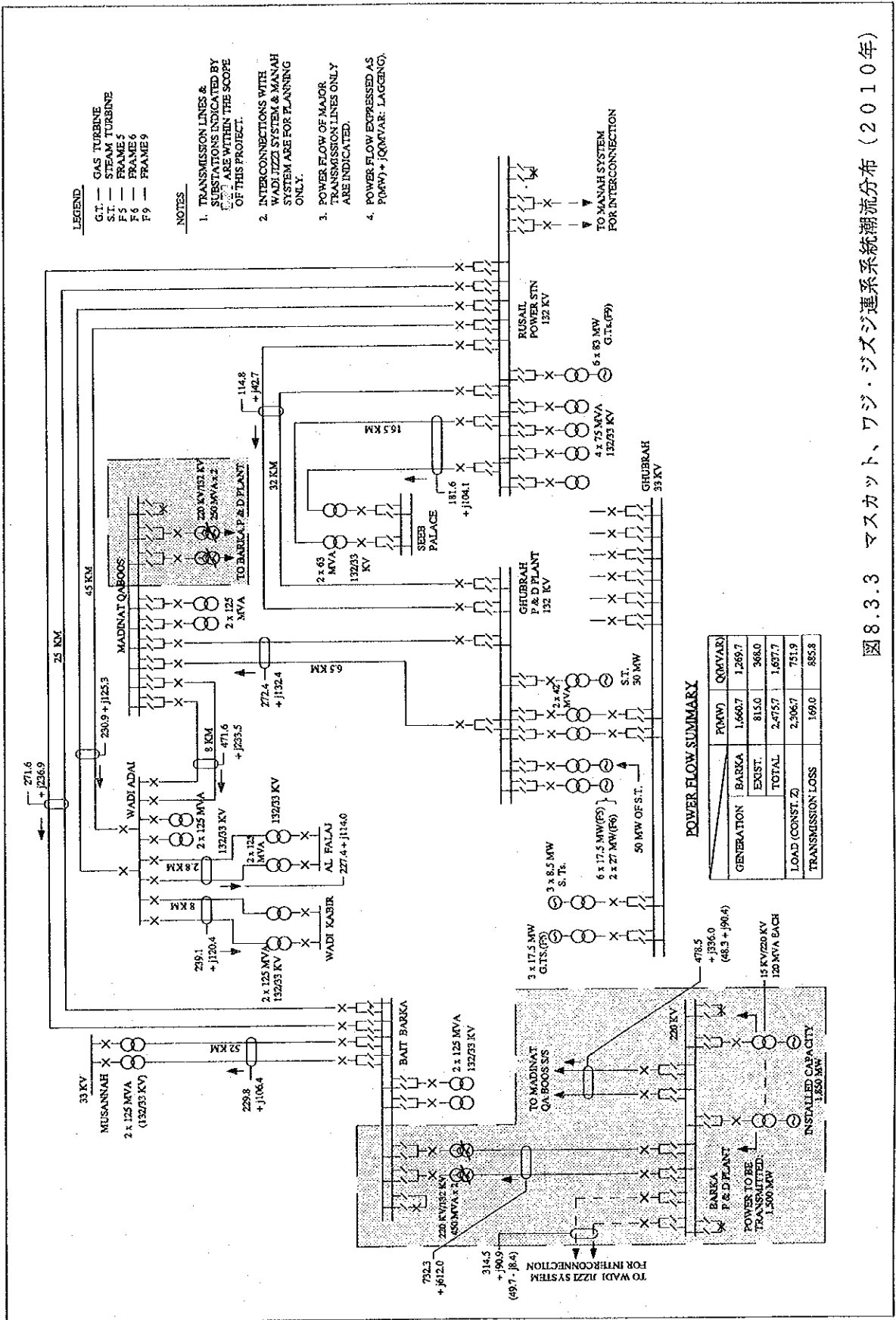
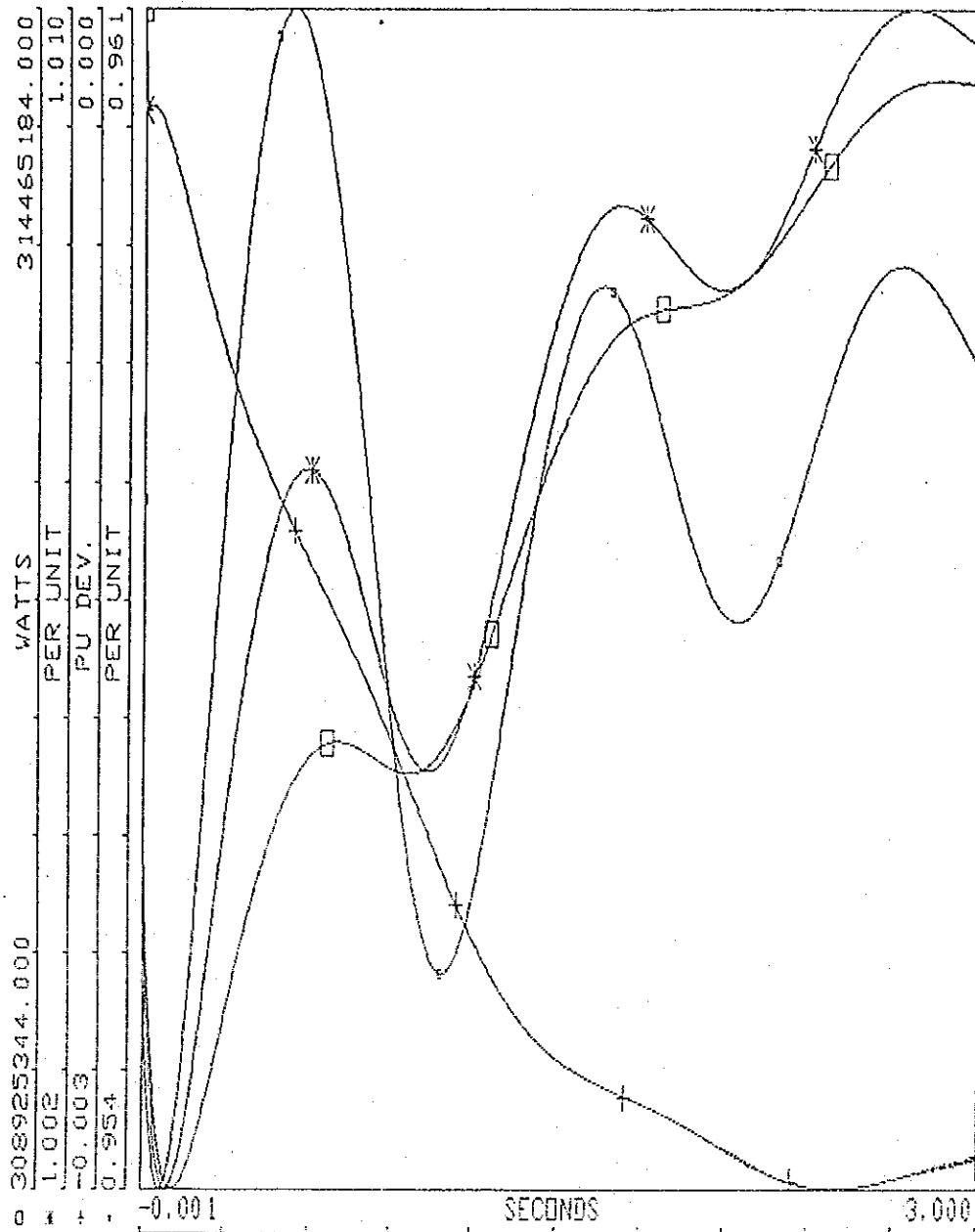
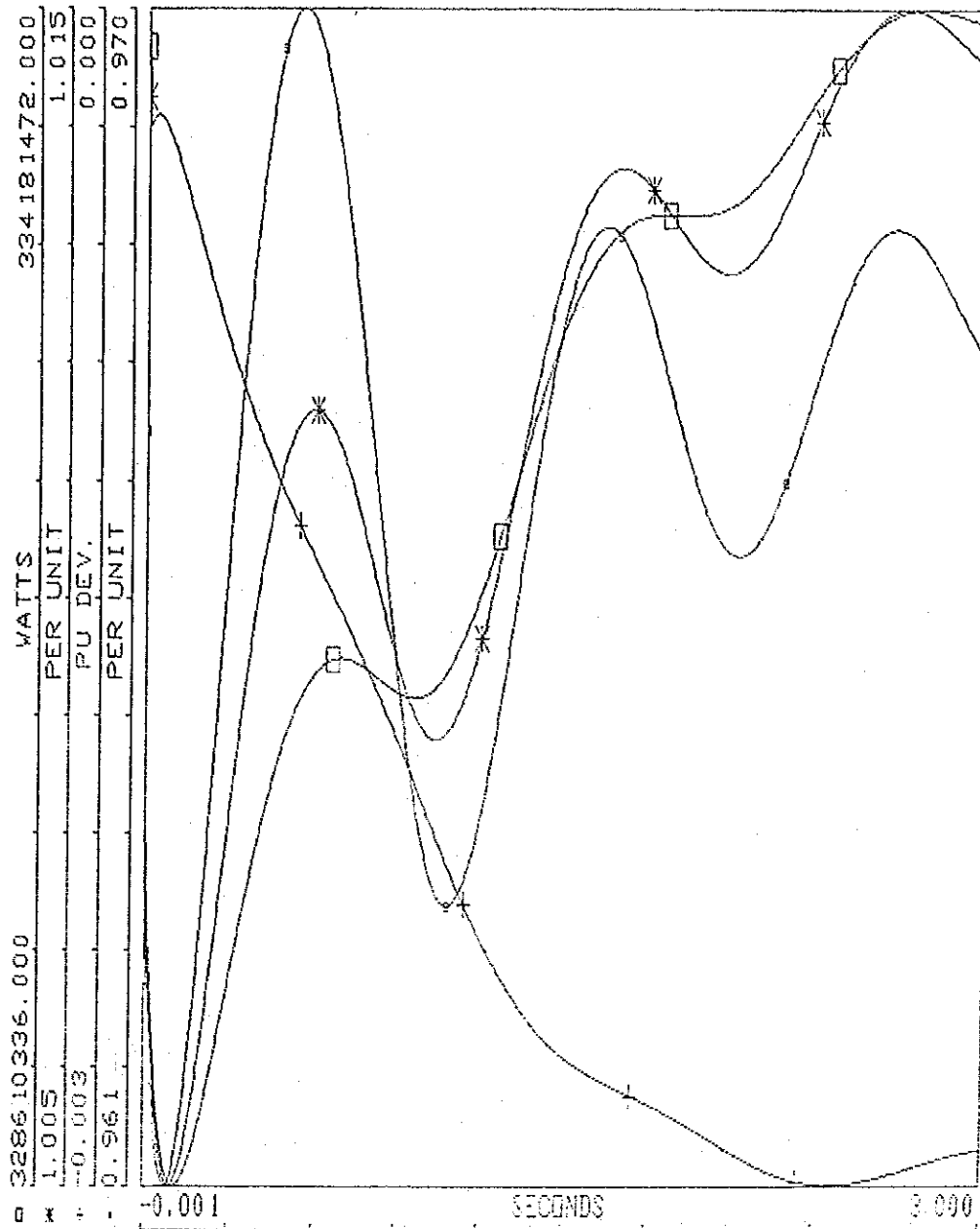


図 8.3.3 マスカット、ワジ・ズジ連系系統潮流分布 (2010年)



- BARKA PROJECT 2010\GEN 11 TRIP\REAL POWER: 502 - 550
- * BARKA PROJECT 2010\GEN 11 TRIP\BUS VOLTAGE: 500
- + BARKA PROJECT 2010\GEN 11 TRIP\BUS FREQ. DEV.: 100
- BARKA PROJECT 2010\GEN 11 TRIP\BUS VOLTAGE: 100

図 8.3.4 ダイナミックシミュレーション (2010年、定インピーダンス負荷)



- BARKA PROJECT 2010\CONST I LOAD\REAL POWER: 502 - 550
- * BARKA PROJECT 2010\CONST I LOAD\BUS VOLTAGE: 500
- + BARKA PROJECT 2010\CONST I LOAD\BUS FREQ. DEV.: 100
- BARKA PROJECT 2010\CONST I LOAD\BUS VOLTAGE: 100

図 8.3.5 ダイナミックシミュレーション (2010年、定電流負荷)

(6) 連系用変圧器の容量

潮流計算の結果、連系用変圧器の容量は次のとおりとするのが適当である。
(ただし、将来の系統構成・運用方法によって変わることもあり得るので、参考容量として示す)。

- － バルカ変電所～ベイト・バルカ変電所 : 450 MVA 2バンク
- － バルカ変電所～マディナ・カブース変電所 : 250 MVA 2バンク

(7) 1998年運転開始に伴う系統解析

バルカ発電プラントは段階的に建設され、1998年にオープンサイクル方式のガスタービン2台が運転を開始する。この時点を対象として潮流計算を実行した結果、バルカ発電所からベイト・バルカ変電所までの送電線(約15km)には160.9MWが流れ、送電損失、電圧低下ともに1%程度であり、この送電線については留意すべき点はない。しかし、既存の送電・変電設備には、1994年から1998年までの期間における需要増加分が有効電力潮流、無効電力潮流として流れ、1993年時点の系統構成に比べ、電圧低下・送電損失が大幅に増加する。電力用コンデンサによる力率改善および無効電力供給が一層重要になる。

安定度計算については、バルカ発電所のガスタービン1台がトリップしたときのグブラ変電所(132KV)の母線電圧および周波数を調べた。その結果、母線電圧、周波数ともに一時的に低下するものの、数秒間で回復する。

(8) 系統解析の結論

本プロジェクトの系統解析の結果は、以下のとおり要約される。

- 1) バルカ発電所とベイト・バルカ変電所およびマディナット・カブース変電所を結ぶ送電線の送電電圧は220KVが適当である。
- 2) 需要の増加に伴ない既存の送電・変電設備は近い将来に送配電損失、電圧低下の影響が顕著に現われると予想されるので、電力用コンデンサの設置など設備の増強が必要になる。
- 3) ワジ・ジズジ系統との連系用送電線に対しても220KVの送電電圧が適当である。しかし、本系統の供給力不足分は極力ワジ・ジズジ発電所の増強によって対応するのが望ましい。

- 4) マナ系統との連系用送電線は、MEWが132KVで計画中であり、90MWの送電容量に対しては系統運用上の支障はない。

電力系統は需要の増加とともに規模が増大し、これが電力・電圧の変動となって現われる。このように変化を続ける電力系統を対象として行なわれた系統解析の結果は、ある固定された時点での系統の挙動を概略的に示すものである。しかし、潮流計算、安定度計算などの系統解析手法は電力系統の計画・運用に不可欠であるから、マスカット、ワジ・ジズジ両系統に対し、今後、継続的な系統解析を行なうことが極めて重要と考えられる。

8.4 送電設備

送電設備の中核をなす架空送電線路の設計仕様と材料仕様について、以下のとおり検討を加え、仕様を定めた。

8.4.1 絶縁設計

(1) 絶縁設計の考え方

送電システムの絶縁に対し、特に考慮すべき異常電圧は次の2つに大別される。

- 1) 雷または進行波のように比較的短時間で、かつ電圧の大きいもの。
- 2) 開閉サージや間欠アーク地絡による異常電圧のように減衰振動によるもの、および地絡時の健全相電圧上昇など商用周波数に近い周波数で比較的長時間継続するもの。

1) はシステムの外部に原因があるので外部異常電圧（または外雷）、2) はシステム自身に原因を持っているので内部異常電圧（または内雷）と呼ばれている。これらの異常電圧に対する絶縁設計は、発生する異常電圧の種類ならびにその大きさ、避雷器などの保護装置の制限電圧値（保護レベル）、機器の絶縁強度の3つの要素を検討したうえで決定する必要がある。すなわち、絶縁設計の基本的な考え方は次のとおりである。

- 1) 外雷に対しては、保護装置によって機器絶縁を安全に保護する。
- 2) 内雷に対しては、システム各部の絶縁が、これに十分耐える設計とする。

しかしながら、1)、2)の考え方で定めた絶縁強度が相互に協調が取れていないと、絶縁強度のもっとも低い特定の機器の事故が多発することになりかねず、システム運用上好ましくない。したがって、システムに発生する異常電圧に対し、保護装置の保護レベルを考慮しながら機器の耐電圧を適切に選定することによって、システム全体の絶縁強度の合理的な協調を図る絶縁協調が不可欠となる。絶縁協調を効果的に実施することによって、安全で経済的な絶縁設計が可能となる。

(2) 送電線路の絶縁設計

架空送電線路の絶縁設計は、内雷によってフラッシュオーバー事故を起こさないこ

とを基本的な考え方とする。また、架空送電線路の耐雷設計は、雷事故の頻度をできるだけ低く抑えるものとする。やむをえず事故に至るものに対しては、高速再閉路方式の採用やアークホーンの設置などによって、系統面の電氣的影響を最小限にとどめたり、設備被害を防止するための対策がとられる。このような内雷をもとにした絶縁設計の考え方を図8.4.1に示す。

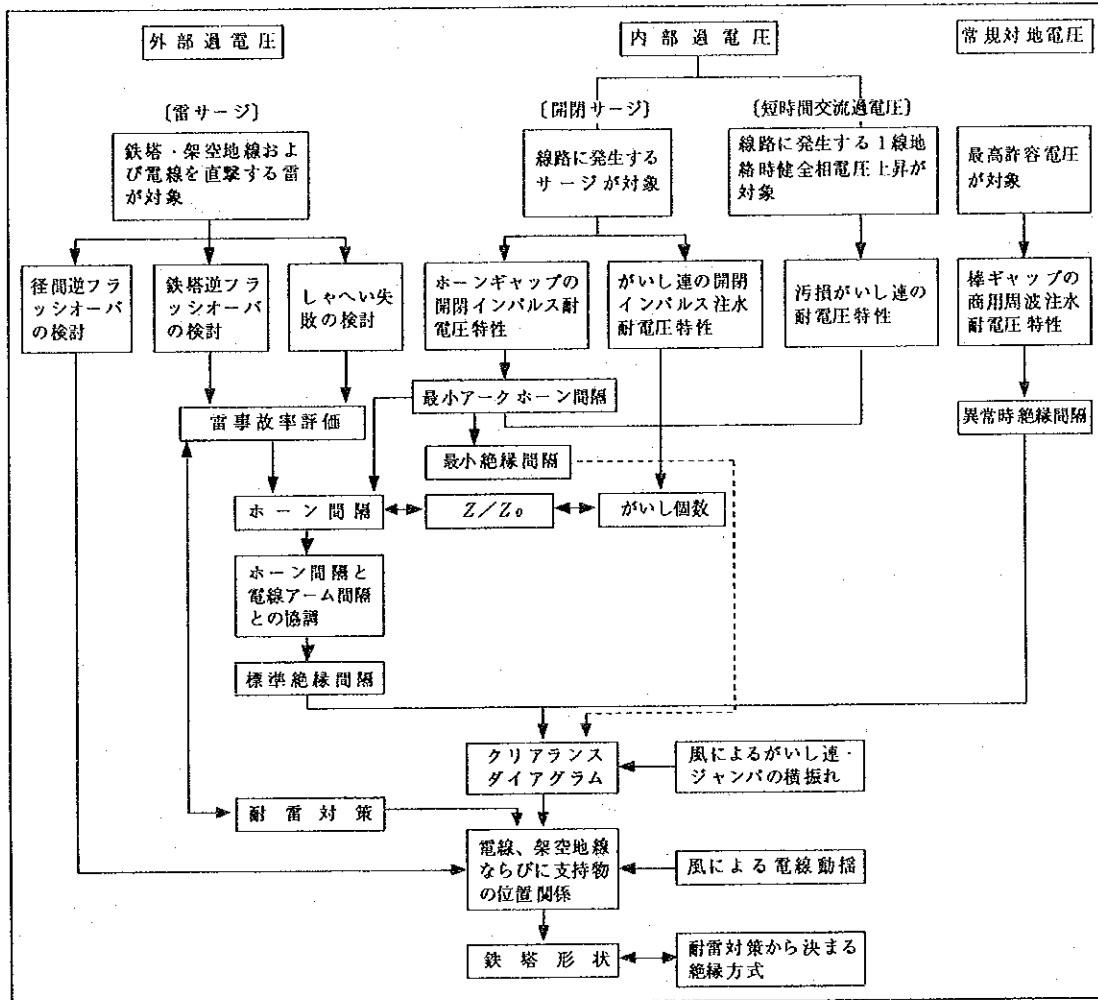


図8.4.1 架空送電線路の絶縁設計の手順

8.4.2 絶縁設計用データ

(1) 内部異常電圧

送電システム内部で発生する異常電圧（内雷）の種類とその大きさは、次のとおりである。

1) 線路開閉異常電圧（開閉サージ）

132KV以上の送電系統では、中性点直接接地方式が採用され、有効接地系（1線地絡事故時の健全相の対地電圧が常規線間電圧の80%を超えない3相電力系統）が構成される。有効接地系では無負荷時の充電電流をしゃ断したときの異常電圧は、常規対地電圧の2.8倍程度である。したがって、この倍数を対地電圧の波高値に適用する。

2) 故障時の過渡異常電圧

永続性地絡が発生すると、健全相には過渡異常電圧が現われる。この健全相の対地電圧は、常規対地電圧の1.5～2.5倍程度となるが、短時間で減衰する。

3) 系統操作時および故障時の持続性異常電圧

例えば、フェランチ効果や発電機の自己励磁現象によって電圧が上昇し、持続性異常電圧となる。この異常電圧の大きさは、最大使用電圧に対し0.8倍程度である。

(2) 最大使用電圧

最大使用電圧は、軽負荷時または無負荷時の電圧上昇の限度である。絶縁間隔の選定に適用する最大使用電圧は、275KVに対しては公称電圧の1.2/1.1倍とし、220KV、400KVではIEC規格に定められている電圧とする。

(3) 大気条件に対する補正係数

フラッシュオーバ電圧は、標準大気条件（気温20℃、気圧760mmHg、湿度11g/m³）を基準として定められているため、標準条件と異なる条件下で建設される本プロジェクトに対しては、補正係数1.2を用いて調整する。

(4) 沿面距離

がいしの沿面距離（上側導体と下側導体間をがいし表面に沿って通る最短距離）は、OES 32に基づき45mm/KVとする。したがって、最大使用電圧が245KVの場合を例にとれば、この沿面距離は11,025mmとなる。

(5) 対地絶縁間隔

電線と支持物（鉄塔）などとの絶縁距離、すなわち対地絶縁間隔を決定する基準間隔には、次の2つがある。

1) 標準絶縁間隔

無風状態で架空地線または鉄塔が外雷の直撃を受けても、支持物などと電線との間にフラッシュオーバーを起こさない間隔である。

2) 最小絶縁間隔

電線が風圧によって横振れしたときでも、支持物などとの間に内雷によるフラッシュオーバーを起こさない間隔である。

対地絶縁間隔は、棒ギャップのフラッシュオーバー特性に基づいて、1) に対しては50%衝撃フラッシュオーバー電圧、2) に対しては乾燥フラッシュオーバー電圧（275KV以上では注水フラッシュオーバー電圧）を適用して、必要なエアギャップ長を求める。また、絶縁間隔の選定にあたって対象とする異常電圧は、電線路にとって外雷よりも絶縁上の脅威となる開閉サージ（内雷）とする。

以上の絶縁設計の検討内容および結果を表8.4.1に示す。

(6) クリアランスダイアグラム

懸垂鉄塔を例にとり、がいし連の長さや絶縁間隔から電線と支持物などの離隔距離を以下のとおり設定する。

- 1) 懸垂がいしの横振れ角が 20° までは、標準絶縁間隔をとる。
- 2) 横振れ角が 20° ～ 40° の間は、標準絶縁間隔と最小絶縁間隔の平均値をとる。
- 3) 横振れ角が 35° ～ 40° の間は、最小絶縁間隔をとる。

以上の手順で作成したクリアランスダイアグラムを図8.4.2に示す。

表 8.4.1 絶 縁 設 計

No.	設 計 検 討 項 目	公称電圧 (KV) : N		
		220	275	400
1.	開閉サージ耐電圧			
	(1) 最大使用電圧 : U_m (KV)	245	300	420
	(2) 対地電圧波高値 : $U_m \times \sqrt{2} / \sqrt{3}$ (KV)	200	245	343
	(3) 開閉サージ異常電圧に対する乗数 : n	2.8	2.8	2.8
	(4) 開閉サージ電圧 : $U_m \times \sqrt{2} / \sqrt{3} \times n$ (KV)	560	686	960
	(5) 標高などによる補正係数 : k	1.2	1.2	1.2
	(6) 所要開閉サージ耐電圧 : (4) $\times k$ (KV)	672	823	1,152
2.	商用周波耐電圧			
	(1) 商用周波数異常電圧に対する乗数 : n'	0.8	0.8	0.8
	(2) 持続性異常電圧 : $U_m \times n'$ (KV)	196	240	336
	(3) 標高などによる補正係数 : k	1.2	1.2	1.2
	(4) 所要商用周波耐電圧 : (2) $\times k$ (KV)	235	288	403
3.	塩害耐電圧			
	(1) 沿面距離 : 45mm/KV (線間) (mm)	11,025	13,500	18,900
	(2) 所要がいし連数 210 KN (4,100 mm)	3	4	5
	(注) がいしは長幹がいしの適用を想定した。() 内は 1 連あたりの沿面距離。			
4.	標準絶縁間隔			
	(1) 開閉サージ耐電圧 : 1. (6) 項による (KV)	672	823	1,152
	(2) 所要エアギャップ長 (cm)	156	197	305
	(3) 標準絶縁間隔 (cm)	160	200	305
5.	最小絶縁間隔			
	(1) 開閉サージ耐電圧 : 1. (4) 項による (KV)	560	686	960
	(2) 標高などによる補正係数 : k'	1.1	1.1	1.1
	(3) 所要耐電圧 (KV)	616	755	1,056
	(4) 所要エアギャップ長 (cm)	140	177	274
	(5) 最小絶縁間隔 (cm)	140	180	275
6.	最小相間絶縁間隔			
	(1) 対地電圧波高値 (KV)	200	245	343
	(2) 開閉サージ (相間) に対する乗数 : n''	4.5	4.5	4.5
	(3) 最大サージ電圧 (相間) (KV)	900	1,103	1,544
	(4) 所要耐電圧 (KV)	970	1,214	1,698
	(5) 所要絶縁間隔 (cm)	210	280	435

公称電圧	220 KV	275 KV	400 KV
懸垂鉄塔			
耐張鉄塔			
a	160	200	305
b	140	180	275
c	150	190	290
L	390	520	650
0.8L	320	420	520

- a : 標準絶縁間隔 (cm)
- b : 最小絶縁間隔 (cm)
- c : a と b の算術平均値 (cm)
- L : がいし連の長さ (cm)

図 8.4.2 クリアランスダイアグラム

8.4.3 耐塩じん害設計

本プロジェクトの送電・変電設備が施設される地域は、年間平均降雨量は少ないが、かなり強い季節風が吹き、夏期には高温多湿となる。これらの気象条件は、がいしにとって極めて過酷な条件になるので、がいしの選定には慎重な検討を要する。

潮風の塩分が付着して発生する海塩汚損や排ガス・ばいじんによる工業汚損は、がいしの汚損フラッシュオーバーを起こす原因となることから、これらの塩じん害による事故の発生を防止する必要がある。防止対策として考えられるのは、以下の方法であり、合理的・経済的な組み合わせを適用する。

(1) 耐塩じん害用特殊がいし

汚損フラッシュオーバーを起こしにくいがいしとするには、

- 1) 塩じんあいが付着しないようにするために、雨洗効果を良好にし、表面を滑らかにする。
- 2) 漏れ電流が流れないようにするために、沿面距離を長くし、表面漏れ抵抗を大きくする。

これらの点を実現するがいしが、耐霧がいしや長幹がいしである。しかしながら、ひだの深い耐霧がいしは、季節風によって短期間に生じる急速汚損に対しては効果的であるが、塩じんあいによって長期間に生じる蓄積汚損に対しては、逆に不利になる。

(2) 過絶縁方式

内雷電圧を標準とし、その想定最大電圧を相電圧の2.8倍（有効接地系）とする。また、がいしにとって定常的な最悪条件を注水状態とし、がいし連の注水フラッシュオーバー電圧から、がいし連のがいし個数を定める。がいし1個の注水フラッシュオーバー電圧しか与えられていない場合は、これに適切な連効率を考慮する。このようにして定められたがいし個数に、予想される塩じん害の程度に応じて1～4個程度を増結して、塩じん害対策を行なうのが過絶縁方式である。

(3) がいし活線洗浄装置

屋外に設置されるがいしを対象として、がいし活線洗浄装置を設置し、ノズルから水圧2～4 kg/cm²、水量50～80 l/minで放出される水で、がいし全体を包むようにして、付着している塩じんあいを洗い流す。

本プロジェクトにおいては、以上に述べた塩じん害防止対策を実施するものとし、特にがいしについて次のとおり計画する。

(1) エアロダイナミック形がいしの採用

がいし連長を短くし、支持物（鉄塔）の費用を抑えるために、耐霧がいしの適用も考えられるが、オマーン国では使用されていない。また、塩じんあい起因する蓄積汚損には効果が少ない。したがって、蓄積汚損に効果があり、中近東諸国で広く使われているエアロダイナミック形がいしを採用する。エアロダ

イナミック形のがいしは、塩じんあいが付着しにくく、付着しても風で吹き飛ばされるように、空気力学的に自浄作用を発揮するように設計されているものである。

適用すべきがいしの種類としては、長幹がいしと懸垂がいしがあり、それぞれ次のような特長を持っている。

1) 長幹がいしの特長

- ① 柱状磁器体であるため、がいしの各笠の間でコロナ放電が一様に起こり、電圧分担が一様となる（多段分割作用という）。このため、電気貫通破壊が生じない。
- ② 沿面距離が長く、磁器全体が雨に洗われるため、汚損フラッシュオーバが起こりにくい。
- ③ がいしが長く、途中に金具がないので、フラッシュオーバ事故時にアークががいしに絡みつことがほとんどない。したがって、招弧角（アーキングホーン）の設計が容易である。
- ④ 経年劣化が少なく、保守が容易である。

2) 懸垂がいしの特長

- ① がいしの連結個数を変えることにより、任意の送電電圧・引張り荷重に対応できる。
- ② 個々のがいしは、各種の公称電圧に共通とすることができるので、他の単体がいしに比べ、予備がいし数が少なく済み、予備費が安い。
- ③ がいし連を構成するすべてのがいしが、同時に故障する確立はゼロに近いので、設計計算値に1～2個増結すれば、信頼度は極めて高い。

がいしが具備すべき条件は次のとおりである。

- 1) 軽量で機械的強度が大きいこと。
- 2) コロナ放電を起こさないことも含めて電氣的な絶縁特性が優れていること。
- 3) 経年変化を起こさず耐久性があること、また保守が容易であること。
- 4) 価格が安いこと。

これらの条件に対し、長幹がいし、懸垂がいしは、いずれも技術的要求条件を満たしていると判断される。一方、耐塩じん害設計という面では長幹がいしが優れていること、また、オマーン規格 OES 32 で長幹がいしを規定していること、などの点も考慮すれば、長幹がいしが適当である。したがって、本プロジェクトでは、エアロダイナミック形の長幹がいしを採用する。

(2) がいし汚損度の把握

塩じんの汚損を受けたがいしが、雨などによって湿潤すると海塩やじんあいに含まれている電解質成分が溶出し、導電性皮膜が形成されるので、がいし表面の絶縁特性が著しく低下する。したがって、がいしの汚損度を把握することが、がいし選定の基礎条件である。

汚損度を調査するために、パイロットがいしを用いて、等価塩分付着量を測定する方法がとられる。等価塩分付着量をがいし表面の面積で除したものが、等価塩分付着密度であり、汚損区分の目安として利用されている。急速汚損に対して、等価塩分付着密度の目安を示せば、海岸線からの距離が10km以内の想定最大値は $0.25\text{mg}/\text{cm}^2$ であり、3km以内のときは $0.5\text{mg}/\text{cm}^2$ である。

一方、砂漠地帯に建設される送電線路のがいしに付着するじんあいの付着密度は、海塩汚損地域の付着密度より極めて大きいのが特徴である。とりわけ、海岸付近の砂漠地帯では、海塩とじんあいとが重畳されるため、 $1.0\text{mg}/\text{cm}^2$ を超えることもあり、がいしには、過酷な汚損条件となる。本プロジェクトに含まれる送電線と変電所は海岸から10km以内に施設される部分が大半であり、塩じんががいしに及ぼす影響の評価が絶縁設計の基本的事項である。したがって、実施設計時には、パイロットがいしを用いた汚損度の測定が不可欠である。

8.4.4 耐雷設計

(1) 基本的な考え方

送電線路を雷撃から防護するために行なう耐雷設計の基本は、次の2点である。

- 1) 送電線への直撃雷の防止
- 2) 雷撃電流による接地電位の上昇の抑制

これらに対する具体的な方策は、1) に対しては架空地線によるしゃへい、2) に対しては塔脚接地抵抗の低減(埋設地線の施設)である。この他に、逆フラッシュオーバー時のがいし連や電線の損傷防止のため、招弧角の取り付け等を考慮する。

(2) 年間雷雨日数 (IKL)

耐雷設計にあたっては、雷撃の強さ、頻度が設計上のパラメータとなり、年間雷雨日数 (IKL) として表わされている。マスカット首都圏の IKL は 20 とされており、マスカット系統の 1 次変電所で記録された避雷器の動作カウンタの回数から見ても、この IKL 20 は妥当な数値と考えられる。

(3) 架空地線

架空地線は、しゃへい作用によって送電線を雷の直撃から保護することを目的として設置されるが、誘導雷による異常電圧の波高値を低減させる効果も持っている。架空地線の雷撃に対するしゃへい率を 100% とするためには、しゃへい角を小さくすることが必要である。したがって、架空地線を 2 条架線することとする。また、電線の仕様は、機械的・電氣的な要求条件を考慮して、特に防食性に優れているアルミ覆鋼より線 (公称断面積 110mm^2) を使用する。

(4) 埋設地線

送電線が架空地線によって完全にしゃへいされていても、鉄塔や架空地線に直撃雷を受けると、その電位が上昇して電線と逆フラッシュオーバーする可能性がある。すなわち、雷撃を受けた鉄塔のがいしに加わる電圧が、がいしのフラッシュオーバー電圧値よりも大きければ、逆フラッシュオーバーを起こすことになる。ここで、がいしに加わる電圧は、鉄塔の塔脚接地抵抗に比例するから、接地抵抗を低くすることが鉄塔電位の低減に効果がある。この方法として、鋼製の接地棒を打ち込むか、銅帯状の埋設地線を地中に埋め込んで、適切な接地抵抗を確保する。なお、インパルス電流が流れることによって、土壌に加わる電圧が $6 \sim 10 \text{KV/cm}$ を超えると土壌の破壊放電が発生する。したがって、破壊放電を防止するため、また、効果的な接地計画を行なうためにも、実施設計の段階では土壌の固有抵抗を測定することが不可欠である。

8.4.5 耐振設計

耐振設計の中核を成すのは、微風振動対策である。微風振動が起こると、電線の素線切れや断線が発生したり、がいし金具の機械的な疲労の蓄積が進行することになる。この微風振動は、比較的緩やかで一様な風が電線にあたると電線の風下側に空気の渦が発生し、電線が上下交互の周期的な交番力を受けたときに、その周波数と電線の固有振動数が一致して共振状態となり、定常的な振動に発展する現象である。

微風振動対策として考えられるのは、ストックブリッジダンパなどの防振装置により振動エネルギーを吸収する方法と、振動による疲労の蓄積しやすいクランプ部の電線をアーマロッドで補強する方法である。これらの方法を単導体に適用することによって、効果的な耐振設計とすることができる。

微風振動のほかに、複導体・多導体構成の送電線で問題となるのは、サブスパン振動である。これは、1相内のスーサとスーサの間隔、すなわち、サブスパン内で風による交番力の振動数と電線の固有振動数が一致して共振した場合に発生する現象で、相間短絡などの障害を発生する。サブスパン振動の対象としては、スーサを適切な間隔で取り付ける方法が適当と考えられる。

8.4.6 電 線

(1) 電線の仕様

送電線路に用いる電線が具備すべき条件は、次のとおりである。

- 1) 導電率が高いこと
- 2) 機械的強度（引張り強さ）が大きいこと
- 3) 耐久性（特に耐食性）に富むこと
- 4) 弾性限度が高いこと
- 5) 軽量であること
- 6) 架線作業が容易であること
- 7) 価格が安いこと

これらの条件を満足する電線としては、アルミ合金より線（AAAC）、鋼心アルミより線（ACSR）、硬銅より線などが挙げられる。オマーン国の気象・環境条件を考慮すると、特に機械的強度、耐食性が優れているAAACが有利であり、かつ既存の132KV送電線路にも使用されていることから、本プロジェクトでは、AAACを採用する。AAACの機械的・電気的特性はIEC 208に従うものとする。

(2) 電線サイズの選定

電線のサイズは、安定限界送電容量、機械的強度、連続許容電流、電圧降下などの要素を総合的に検討のうえ選定する。ここでは、安定限界送電容量と連続許容電流の両面から以下のとおりサイズの選定を行なう。

1) 電氣的条件

送電容量 : 1,200MW
最大使用電圧 : 245KV、300KV、420KV
導体許容温度 : 90℃

2) 大氣条件

設計温度 : 50℃
設計風速 : 0.5m/s
日射量 : 1,200W/m²

3) 安定限界送電容量によるサイズ計算

安定限界送電容量 P_m は次式のように表わされ、送電電圧の 2 乗に比例し、送電線長に反比例する。

$$P_m = \frac{k (V [\text{KV}])^2}{L [\text{km}]} \quad (\text{MW})$$

ここで、 k は定態安定度送電容量係数で、 $k = \text{短絡比 (SCR)} / X$ (Ω/km) である。例えば、発電機の $\text{SCR} = 0.5$ 、送電線の正相リアクタンス $X = 0.4 \Omega/\text{km}/\text{回線}$ とすれば、 $k = 1.25$ となる。さらに、 $V = 245 \text{ KV}$ 、 $L = 60 \text{ km}$ を上式に代入すると、 $P_m = 1,250 \text{ MW}/\text{回線}$ が得られ、定態安定限界の 80% を送電容量 P とすれば、 $P = 1,000 \text{ MW}/\text{回線}$ になる。

4) 連続許容電流によるサイズ計算

電線の連続許容電流は、次式で求められる。

$$I_c = \sqrt{\frac{K \cdot \pi \cdot D \cdot \theta}{\beta \cdot R_{dc} \times 10^{-5}}}$$

ここで、 I_c ; 連続許容電流 (A)
 K ; 熱放散係数
 D ; 電線の外径 (cm)
 θ ; 周囲温度に対する電線の温度上昇分 (℃)
 β ; 交直抵抗比
 R_{dc} ; 使用温度における直流電気抵抗 (Ω/km)

アルミ合金より線(AAAC)400mm²について計算した結果、I_c=602Aとなる。また、鉄塔上の電線の配列を2回線とし、1,200MWの送電容量を各回線に均等に分担させた場合の定格電流は、送電電圧を245KVとして次のとおりである。

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos \theta} = \frac{600 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 245 \times 10^3 \times 0.8} = 1,767 \text{ A}$$

ここで、 I ; 電流 (A)
P ; 電力 (=送電容量) (W)
V ; 電圧 (送電電圧) (V)
cos θ ; 力率

したがって、1相あたりの導体数は、1,767/602=2.9だから、3条になる。

5) サイズの選定

安定限界送電容量によるサイズ計算では、送電電圧を245KVとすれば1回線で1,000MWを送電できることから、安定度の面では問題ない。一方、連続許容電流はAAAC 400mm²に対し602Aであるから、1回線あたり600MWの送電容量を245KVで送電する場合の1相あたりの導体数は3条である。したがって、将来の需要増加を考慮すれば4条が合理的と判断される。

(3) 電線のたるみ (弛度)

電線の弛度は、平均気温を基準温度として、各温度における径間、弛度、張力を算出したグラフ(弛度-張力曲線図)を作成しておき、このグラフから架線区間の径間と想定される気温において適当な張力となる弛度を検討する。

ここで、線膨張係数、弾性係数による電線の伸びを無視し、支持点の水平高さが同じと仮定して、近似的な弛度を計算すると、次のとおりである。

$$\text{計算式 } D = \frac{WS^2}{8T} = \frac{2.81 \times 350^2}{8 \times 4,516} = 9.5 \text{ m}$$

ここで、 D ; 弛度 (m)
W ; 電線重量と風圧荷重の合成荷重 (kg/m)

電線重量	1.10kg/m
風圧荷重	2.59kg/m
合成荷重	2.81kg/m ($=\sqrt{1.10^2+2.59^2}$)
S ; 径間 (m)	標準径間を350mとする。
T ; 電線の水平張力 (kg)	
AAAC	400mm ² を使用する。
引張り荷重	11,290kg
安全率	2.5
最大使用張力	4,516kg ($=11,290/2.5$)

8.4.7 支持物設計

(1) 支持物の強度

電圧が高い架空送電線の支持物には、極めて大きな強度が要求されることから、鉄塔が最も実用されている。鉄塔は、次に述べる常時想定荷重と異常時想定荷重をもとに、前者の1倍と後者の3分の2倍を比較して、いずれか大きいものに耐える強度を有するように設計する。

1) 常時想定荷重

風圧が電線路と直角の方向に働いた場合と、電線路方向に働いた場合のそれぞれについて、垂直荷重、水平荷重が同時に加わった状態を考える。このとき鉄塔を構成する部材の応力が大きい方の風向条件の荷重を常時想定荷重とする。

2) 異常時想定荷重

電線が切断した場合を考慮した荷重を異常時想定荷重とする。電線の切断による不平均張力、およびそれによるねじり力が常時想定荷重の他に加わる。風圧が電線路と直角方向に働いた場合と、電線路方向に加わる場合の荷重を計算し、各部材の応力の大きい方をとる。

(2) 風圧荷重

本プロジェクトで適用する設計風速は40m/sであり、この風速から風圧を求めると次のとおりである。

$$\text{風圧の理論式} : P = \left(\frac{1}{2} \rho V^2\right) \cdot c$$

ここで、P ; 風圧 (kg/m²)

ρ ; 空気密度 (kg · s²/m⁴)

V ; 風速 (m/s)

c ; 空気抵抗係数 (風洞実験による)

電線への風圧は、 $\rho=0.115$ 、 $V=40$ 、 $c=1$ を上式に代入して、 $P=92\text{kg/m}^2$ となる。風圧は鉄塔の高さによって増大するので、電線に適用する風圧を一律 100kg/m^2 とする。同様の計算により、鋼材を用いた鉄塔に適用する風圧は 290kg/m^2 とする。風圧荷重は、風圧に構成材の垂直投影面積を乗算したものである。

(3) 鉄塔の構造設計

鉄塔の構造設計は、部材応力の検討が基本である。すなわち、鉄塔の骨組の各結合箇所に対し、想定荷重から求められた設計応力が構成材 (形鋼やボルト) の強度と比較して小さければ安全と判断する。鉄塔は複雑な骨組となっているので、各部分の張力、圧縮力を簡単に図式的に求めるために、応力図を用いる。応力図は、力のベクトル図であって、外力が骨組の各部分にどのように分布するかを容易に把握できることから、鉄塔の構造設計に広く用いられているものである。

(4) 鉄塔のクリアランス

1) 線間距離

風圧による横振れや微風振動による電線の動揺で電線相互が接近した場合でも、フラッシュオーバを起こさないことが必要である。したがって、適切な線間距離を確保するために、以下のとおり計画する。

① 水平線間距離 ; C_h (m)

標準径間で2回線垂直配列の場合を例にとれば、 C_h は次の経験式で求められ、公称電圧 220KV では $C_h = 8.2 \sim 11.5\text{m}$ となる。

$$C_h = 1.5 + V / (1.1 k_1)$$

ここで、V ; 公称電圧 (KV)

k_1 ; 係数 $20 \sim 30$

② 垂直線間距離； C_v (m)

水平線間距離の60～100%をとることが多いが、標準径間用として設計の目安となる経験式は、次のとおりである。

$$C_v = 1.0 + V / (1.1 k_2)$$

ここで、 V ; 公称電圧 (KV)

k_2 ; 係数40～50

220KVの場合は、 $C_v = 5.0 \sim 6.0$ mである。

2) 電線の配列と地表上の高さ

電線の配列は、用地幅が狭くて済むことから垂直配列が経済性に優れていて、2回線以上の多回線用に最も広く用いられるので、これを採用する。

電線の地表上の高さは、160KVを超える場合は6mに、160KVを超える10KVごとに12cmを加えた値以上が適切とされている。これを220KVに適用すると6.72mとなる。一方、標準径間での弛度は9.5mであるから、これに長幹がいし連長を加味すれば21.0mとなる。この高さは最小値であるから、地形条件、気象条件を勘案して設計余裕を考慮する必要がある。また、このクラスの送電用鉄塔に標準的に採用されている数値を参考として、がいし連を取り付ける腕金主材は地表上25.9mの位置に計画する。

図8.4.3に標準的な懸垂鉄塔の形状とクリアランスを示す。

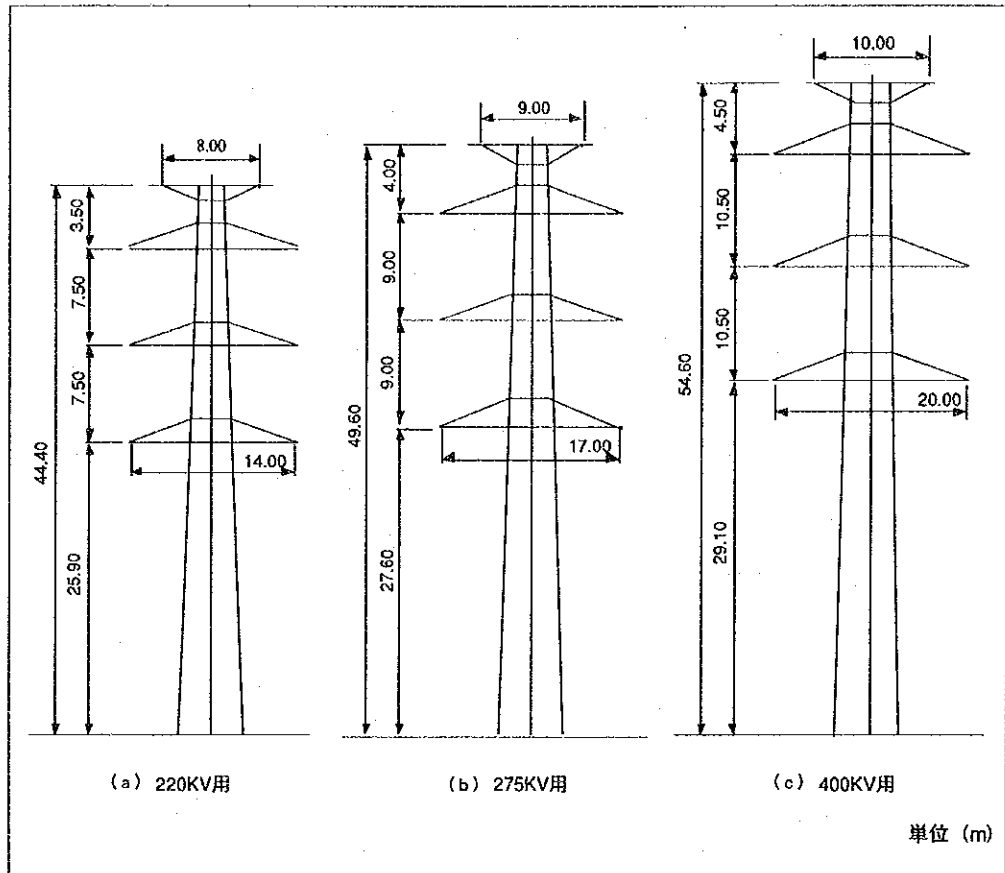


図 8.4.3 標準的な懸垂鉄塔の形状と寸法

(5) 送電線路の経過地の選定

1) 選定の手順

送電線路の経過地（ルート）は、建設工事と将来の保守の利便性、供給信頼度の確保、気象条件、経済性などの要素を考慮して選定する。その具体的な手順は次のとおりである。

- ① 送電線路が最短距離となるルートを、地図を用いた机上検討やヘリコプタによる現地調査により粗選定する。
- ② 粗選定されたルートの現地踏査を行なう。踏査の対象となる項目は地形、地質、気象条件、人家密集度、電波障害、自然環境・景観、道路状況、他の電線路の施設状況、保守の難易度などである。この現地踏査により最適なルートを選定する。

- ③ 選定されたルートでの測量を行なう。実施する測量は、中心測量（鉄塔中心線相互間の距離・水平角・垂直角）、縦断測量（ルートの断面測量）、鉄塔敷地測量、特殊箇所およびルート付近の用地測量である。

2) 計画ルート

本プロジェクトの220KV送電線は、バルカ発電所からマスカット系統のマディナット・カブス変電所まで約60kmの距離を既存の132KV送電線と並行して山側のルートを取ることにする。また、既存のベイト・バルカ変電所からムサナ変電所まで約52kmの区間は132KV送電線がすでに施設されており、将来のワジ・ジズジ系統との連系を考慮したものと推察される。一方、将来のワジ・ジズジ系統との連系、GCC諸国との連系を視野に入れた場合、220KVの送電電圧を採用することになると考えられ、このときの送電線ルートは、既存の132KV送電線と並行して山側にするのが適当である。

8.4.8 航空障害標識

OES 32の規定に基づく航空障害標識は、以下の3種類である。

- (1) 夜間飛行用標識として、道路横断部分の送電線に誘導電流で動作する警戒灯を取り付ける。
- (2) 昼間飛行用標識として、架空地線に直径600mm以上のグラスファイバまたはアルミ製のオレンジ色（航空標識色）で塗装した球を取り付ける。
- (3) 鉄塔には、オレンジ色（航空標識色）と白色のペンキで塗装する。

8.5 変電設備

8.5.1 母線方式

(1) 母線方式の種類

母線方式は、変電所の信頼性と経済性に与える影響が特に大きいので、以下に変電所に広く用いられている母線方式の種類と特徴について述べ、母線方式の選定の指標とする。

1) 単母線方式

単一の母線による方式であり、単純な構成であるため経済的である。小規模の変電所に広く用いられている。

2) 標準2重母線方式

2重母線による方式で、母線連絡用しゃ断器を備えている。単母線方式に比べて機器、所要面積が増えるが、機器や母線の点検時および事故時の運用や定常時の系統運用が便利である。

3) 2重母線4ブスタイ方式

標準2重母線方式を2分割した形である。母線事故の場合、停電範囲を局限でき、系統運用の柔軟性が高い。重要度が高い基幹系統の変電所で用いられている。

4) 1 1/2しゃ断器方式

2回線あたり3台のしゃ断器を用いる方式であり、母線事故時の系統への影響がほとんどない。しゃ断器の点検の際、当該線路の停止を必要としない。

以上の4方式の構成を図8.5.1に示す。

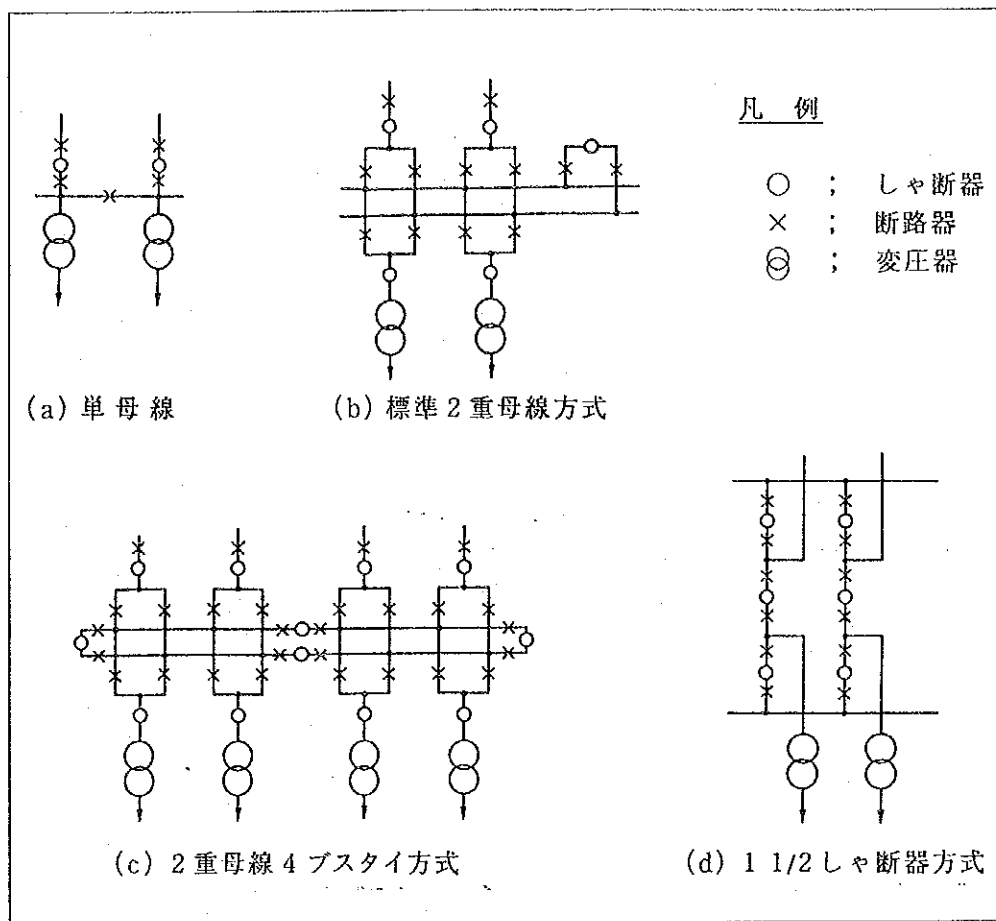


図 8.5.1 母線方式

(2) 母線方式の選定

系統運用の利便性や点検時・事故時の操作性、信頼性、経済性を選定の指針として、図 8.5.1 に示す 4 種類の母線方式を検討すると、標準 2 重母線方式と 2 重母線 4 ブスタイ方式が適切と考えられるので、本プロジェクトにおける変電所の機能と重要度に応じて、次のとおり母線方式を選定する。

- 1) バルカ発電所の構内に建設されるバルカ変電所は、特に回線数が多いことから、系統運用面を重視して、2 重母線 4 ブスタイ方式を採用する。また、既存のバート・バルカおよびマディナット・カブースの両一次変電所にも、系統間連系を考慮して、2 重母線 4 ブスタイ方式を適用する。
- 2) その他の 1 次変電所には、標準 2 重母線方式を適用する。

8.5.2 避雷器

(1) 基本的な機能

避雷器は、電路に雷や開閉サージなどの異常電圧が侵入したときに放電して波高値を制限電圧以下に低減させ、がいしや機器の絶縁破壊・フラッシュオーバーを防ぐことを目的としている。したがって、電圧回復後は自動的に放電電流を断つ自復性（続流しゃ断能力）を持つことが要求される。

(2) 定格電圧

避雷器は、定格電圧のもとで、多重雷などにより繰り返し動作しても、毎回続流をしゃ断しなければならない。制限電圧と定格電圧の比（特性指数）は、一般にどの電圧階級でもほぼ同じであることから、避雷器の保護レベルは、この定格電圧からおのずと定まる。したがって、定格電圧を定めることが、避雷器の設計の重要要素である。

避雷器の定格電圧は次式で表わされる。

$$E_R = \alpha \beta U_m = k U_m$$

ここで、 E_R ; 定格電圧 (KV)

α ; 接地係数

β ; 裕 度

U_m ; 最高許容電圧 (公称電圧 $\times 1.2/1.1$) (KV)

k ; $k = \alpha \beta = E_R/U_m$ であり、%で表わす。

有効接地系では、接地係数が65~80%であるから、これに裕度10%を見込んで（すなわち $k = \alpha \beta = 0.9$ ）、90%避雷器を採用する。220KV系統に適用する避雷器の定格電圧を計算すると、次のとおりとなる。

最高許容電圧 ; $U_m = 220 \times 1.2 / 1.1 = 240KV$ (IEC71-1によれば245KV)

k % ; 90%

定格電圧 ; $240KV \times 90\% = 216KV$

(3) 特 性

機器の絶縁強度は、系統電圧別に雷インパルス絶縁レベル (LIWL) と開閉インパルス絶縁レベル (SIWL) が定められている。また、避雷器の保護レベル (制限電圧) は、機器の絶縁強度に対して余裕を持って選定する必要がある。

以上の指標から、220KV系統に適用される避雷器の特性は、以下のとおりである。

公称電圧 : 220KV
L I W I : 1,050KV
定格電圧 : 216KV
制限電圧 : 691KV
裕 度 : 34% ((1,050-691) / 1,050 = 0.34)

(4) 避雷器の設置位置

避雷器と被保護機器（主として変圧器）との距離が長くなると、被保護機器に加わる雷サージ電圧の値が避雷器の制限電圧に比べて高くなる。その差は距離の増加に従って大きくなるので、避雷器はできるだけ被保護機器に近い位置（50m以内）に設置することとする。

8.5.3 主要変圧器

(1) 変圧器の形式

送電用変電所ではY-Y-Δ結線の変圧器が用いられることが多い。1次、2次側がいずれも中性点直接接地方式で構成されている系統では、Y-Yの巻線に単巻変圧器を用いることができる。この単巻変圧器は、信頼性が優れているだけでなく、経済性の面でも有利であるので、本プロジェクトの220KV/132KV主要変圧器に適用する。

(2) 単巻変圧器

単巻変圧器と2巻線変圧器の結線を図8.5.2に示す。

単巻変圧器の定格は、分路巻線と直列巻線を巻線とする2巻線変圧器と等価であり、自己容量と線路容量の比は巻数分比として次式で表わされる。

$$\text{巻数分比 } a = \frac{\text{自己容量}}{\text{線路容量}} = 1 - \frac{V_l}{V_h} = 1 - \frac{I_h}{I_l}$$

したがって、 $V_h : V_l$ の比が1に近いほど、 a は小さくなり、同じ線路容量に対して実質的な変圧器容量である自己容量は小さくて済む。また、分路巻線の電流($I_l - I_h$)も小さくなるため、この部分の巻線も細くてよい。具体的に、

$V_h = 220\text{KV}$ 、 $V_l = 132\text{KV}$ を上式に代入すれば、 $a = 0.4$ と計算され、同一負荷容量を供給する場合、2巻線変圧器に比べ、単巻変圧器では40%の自己容量でよいことになる。

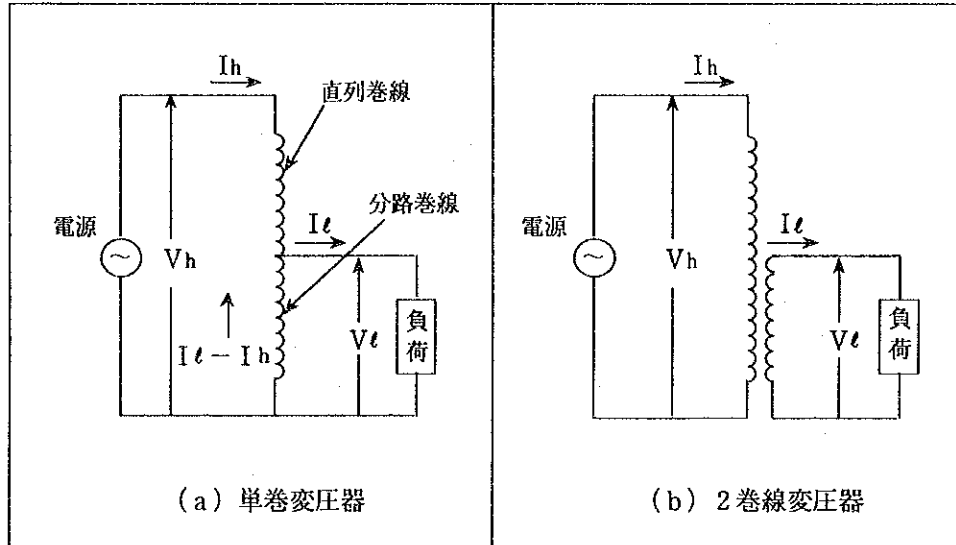


図8.5.2 変圧器の結線

(3) 単巻変圧器の有利性と留意点

変圧器が小型・軽量になり経済的である。また、巻数分比が小さいほど鉄損と銅損も小さくなり、効率がよくなる。さらに、%インピーダンスが低くなることから、電圧変動率の低減、系統の安定度向上にも役立つことになる。

%インピーダンスが低すぎると、短絡電流が大きくなり、変圧器の熱的・機械的強度が問題となる。本プロジェクトで適用する電圧レベルに対し広く使われている%インピーダンスは、線路容量基準で14%程度である。一方、OES 27によれば、132KV系統で18%を規定している。したがって、変圧器の実施設計にあたっては、短絡時の電磁力に対する配慮が必要である。

(4) タップ切り換え

電源電圧の変動や負荷の変化によって変圧器の2次電圧に生じる変動を補償して2次電圧を一定に保つために、変圧器の高圧側に負荷時タップ切換装置を取り付ける。

タップは定格電圧に対し、+5/-15%の範囲に1タップあたり1.1%、計19タップを設ける(OES 27による)。

(5) 連系変圧器の容量

現在の最高電圧132KVに対し、最適の上位電圧を選定した後、この電圧と既設132KV系統を連系する変圧器の容量を以下の条件と照合して、標準ユニット容量125MVA、200MVA、250MVAの中から選定する。

- 1) ベイト・バルカ変電所のユニット数を2バンク、マディナット・カブース変電所のユニット数を2バンクとする。
- 2) 運転中の変圧器が1バンク停止しても他の変圧器が過負荷にならない。
- 3) 関連の送電線が1回線停止しても変圧器が過負荷にならない。

8.5.4 開閉装置

(1) 形式の選定

開閉装置は、変電所を構成する機器の中でも変圧器と並んで重要な機器である。したがって、開閉装置の形式は、以下のとおり検討のうえ選定する。

本プロジェクトの変電所が建設される地域は、塩じん害にさらされ、高温・多湿の気象条件下にあることから、変電所の機器は、絶縁性能上、極めて過酷な環境に設置されることになる。また、需要家に近い位置に施設されるので、変電所の敷地面積あるいは容積も制限される。さらに、安定した絶縁性能を持ち、経年変化が少なく、運転・保守・点検の省力化が図れることも、開閉装置の形式選定上の重点項目である。

これらの要求条件を満たす開閉装置は、SF₆ガス絶縁開閉装置(GIS)である。すなわち、しゃ断器、断路器、計器用変成器、母線など、変圧器以外の機器をすべて金属容器に内蔵し、絶縁性能の優れたSF₆(六フッ化イオウ)ガスを密封したものである。また、OES 27では、132KV回路に対しGISの適用を規定していることから、本プロジェクトの220KV回路にGISを採用することとした。

(2) GISの特長

GISは、充電部が露出していないので、安全性が高く、汚損の恐れがないうえ、絶縁間隔の縮小が可能である。したがって、変電所面積ならびに容積を大幅に縮小できるのが最大の特長であり、従来の開放形に比べ、電圧階級によ

ても異なるが、面積で20%以下、容積で10%以下である。

GISの絶縁・消弧媒質として使用されるSF₆ガスは、絶縁破壊電圧が高く、消弧性能に優れ、化学的にも安定していることが特長である。これに加えて、無毒・無臭・不燃性であるうえ、熱伝達特性が良いため冷却効果が大である。SF₆ガスは、不活性であるため、しゃ断器の接触子のアークによる消耗が非常に少ないので点検の回数を減らすことができる。なお、SF₆ガスは、液化（0℃では12kg/cm²g以上の圧力で液化する）の心配があるが、本プロジェクトにおける使用温度・圧力がこの範囲外にあるため、実用上問題とならない。

しゃ断方式は、しゃ断時にシリンダによって圧縮されたSF₆ガスをノズルからアークに吹き付けて消弧を行なうパツファ方式が広く採用されている。この消弧能力の目安を与えるアーク時定数は、空気の100分の1程度であり、このためSF₆ガスは空気の100倍以上の消弧能力を持っている。

8.5.5 調相設備

(1) 調相設備の役割

系統の無効電力は、負荷ならびに系統の潮流状態によって絶えず変化している。無効電力が過剰になれば系統電圧が上昇し、不足すれば低下する。調相設備は、系統の無効電力の過不足を生じる箇所に分散配置して、系統電圧の維持と電力損失の軽減を図ることを目的として設置されるものである。

(2) 調相設備の種類

調相設備としては、電力用コンデンサや分路リアクトルが経済的で、保守も容易であるため広く用いられている。これらの単位容量は大きい方が建設費は割安であるが、投入・開放時の電圧変化が2%を超えない程度に選定する必要がある。以下に、調相設備の種類と適用の考え方について述べる。

1) 電力用コンデンサ

系統の遅れ力率を改善し、電圧降下分を補償するために用いられ、系統の無効電力が不足する箇所に設置される。通常、専用の開閉器と組み合わせて1次変電所の2次側母線に接続される。コンデンサ投入量の制御は開閉器の入・切により行なうため段階的な制御となるが、実用上支障とならない。電力損失が小さいこと、運転・保守が容易であること、建設費が安いこと、などの特長を有している。

2) 分路リアクトル

電力用コンデンサとは逆に、系統の進相無効電力を補償し、電圧上昇を抑制する。送電線・配電線にケーブルが多く使われている系統では、ケーブルの進相電流を補償し、系統の電圧上昇を防止するために用いられる。

3) 静止型無効電力補償装置 (SVC)

電力用コンデンサと、サイリスタで制御されるリアクトルを組み合わせたもので、遅相・進相無効電力の連続的な調整が可能である。

本プロジェクトでは、系統の無効電力が不足すると予想されることから、電力用コンデンサを適用するものとし、その設備容量、単位容量（制御量）は、系統解析によって選定する。なお、OES 30によれば、電力用コンデンサの単位容量は1MVAであり、11KV母線に接続されている。

8.6 給電システム

8.6.1 自動給電システムの必要性

電力需要の増加に呼応して、バルカ発電所が段階的に運転を開始すれば、発電所だけでなく送電線・変電所など電力系統を構成する設備やシステムが、一層大規模化・複雑化することになる。また、近い将来にワジ・ジズジ系統とマナ系統がマスカット系統に連系されれば、これら3つの電力系統を有機的・総合的に操作・運用することが必要になってくる。すなわち、電力潮流の制御、系統周波数の調整、系統電圧の適正化などの系統制御や、時々刻々に変化する系統状態の把握、運転状態の監視などを1ヶ所の給電所で人力で行なうことは極めて困難となる。また系統内に事故などが発生したときの状態把握、系統の復旧操作を迅速かつ円滑に行なうことは容易でない。そのため、電力系統を構成する設備の機械化、自動化とともに自動給電システムの構築と運用が不可欠となる。

現在、MEWは、グブラ発電所に給電指令所の機能を持たせ、ルセイル発電所と7ヶ所の1次変電所に通信用端局装置を設置し、電力線搬送方式を用いた電力用通信網によって、給電業務を行なっている。日常の発電所・変電所間の情報は、電力潮流の計測と監視・報告が中心であり、人手に頼っていることから、自動化の余地は大きいと言える。

8.6.2 給電業務と系統情報

給電は、需要家に対し不断で良質の電力を供給するために、電力供給設備をもっとも合理的かつ経済的に運用することを目的としている。この目的に沿って周波数・電圧・電力の調整、発電・変電設備の使用・停止、事故時の復旧操作などを行なう給電指令業務が、給電所の業務の中心を成している。

給電所では、表8.6.1に示すような制御・操作を行ない、その結果として電力系統から系統情報を収集する。

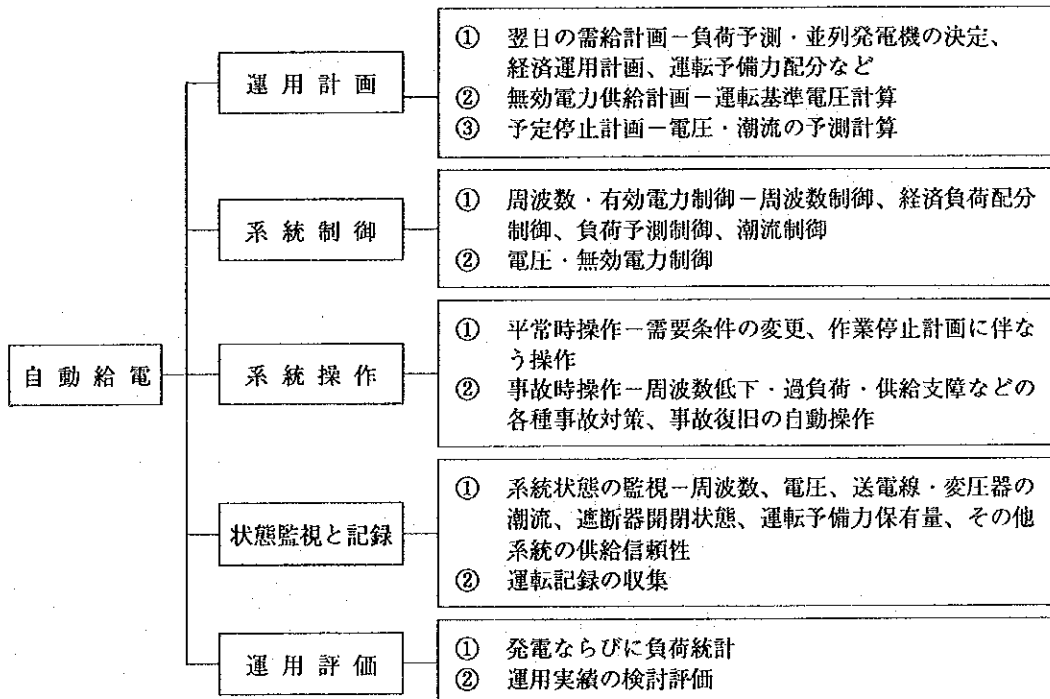
表 8.6.1 給電運用と系統情報

	制御・操作	系統情報	監視内容	計算・判断・決定	給電運用の目的との関連
需給監視	周波数制御、経済負荷配分制御 (負荷予測制御を含む)	周波数 連系線電力及び電力量 発電所出力 気象状況	周波数 連系線電力偏差および電力量偏差 総需要および予想値との差 発電所調整余力	必要調整量(現状、予測点) 出力分担 各発電所の負荷帯変更 発電機の起動停止 需要、出力予測値の修正および発電スケジュール修正	需給バランスの確保 規定周波数の維持 経済的な発電所の出力分担
電圧監視	電圧・無効電力制御	電圧 無効電力潮流 OLTCタップ 調相機器運転状態	電圧偏差 無効電力潮流偏差 電圧・無効電力調整機器調整 余裕	必要調整量	規定電圧の維持 無効電力の適正配分
信頼度監視	平常時系統操作 (事故波及予防制御を含む) 事故時系統操作	系統構成状況 (遮断器、断路器の開閉) 電力潮流 発電所出力 周波数 連系線電力 電圧 気象状況	潮流ネック 運転予備力 想定事故による影響 事故発生検知 (リレー動作、周波数および連系線電力潮流の異常変化) 事故状況 (事故の箇所・範囲・種類・供給支障など)	潮流ネック解消方法 (系統構成変更、発電所出力振替など) 事故局限化のための事前措置 (系統構成変更、発電所出力振替、作業中止など) 事故復旧方法 (系統構成変更、運転予備力動員、電源および負荷遮断、系統分離など)	・事故に発展すると予想される系統状況変化に対する適切な措置 ・想定事故に対する適切な事前措置 ・事故時の迅速適切な復旧措置

8.6.3 自動給電システム

自動給電システムは、表 8.6.2 に示すような基本機能から構成される。

表 8.6.2 自動給電システムの基本機能



自動給電システムの基本機能のうち系統制御と状態監視は、とくに即応性が要求されるため、コンピュータに処理させるべき機能である。一方、事故復旧の操作については、簡単なものを除き、コンピュータによる運用は技術的に困難であるから、当面、経験豊富な運転員に委ねることになる。

自動化のために、発電所・変電所から伝送される系統情報は表8.6.1のように多種・大量であり、現在MEWが使用している電力線搬送設備では伝送量・伝送速度が不足する。したがって、将来はこれに代わる電力用通信方式として、マイクロ波無線、光ファイバ複合架空地線(OPGW)などの方式に移行することも必要になる。

8.6.4 中央給電指令所

給電業務の中核を担う中央給電指令所は、マスカット、ワジ・ジズジ両系統の将来の電力供給設備の位置と負荷の分布状況を考慮すれば、バルカ発電所内に併設することも考えられるが、需要の中心地に近く電力設備が集積していることやセキュリティ確保の観点から、グブラプラント構内に中央給電指令所を建設することが適当である。

第 9 章 海水淡水化プラントの概念設計

第9章 海水淡水化プラントの概念設計

9.1 設計方針・基準

本プラントの概念設計を行なうにあたって、基本となる条件は以下のとおりである。

(1) 原海水水質および海底底質

1985年F/S時にバルカサイトの沖合において採取された海水および底質と、今回採取した海水の分析を行なった結果を付録9.1.1に示す。この分析結果と地理的に近いグブラ淡水化プラントの入札仕様書などを比較検討した結果、本プラントの概念設計の計画条件としては表9.1.2に示す原海水水質を用いることとする。

(2) 原海水水温

設計海水温度の設定に際し、特にバルカサイトのように遠浅のところでは取水設備における取水点の位置について十分検討しなければならない。1985年F/S時に設定されたグブラ発電所における年間水温を参考にし、海水温度としては次の値を採用する。

設計条件	30℃
最高許容温度	35℃

(3) 生産水水質

オマーン国における飲料水の水質基準はオマーン国 OMANIAN STANDARD No.8 DRINKING WATER に示されている。その基準値は表9.1.3に示すとおりである。

本プロジェクトの海水淡水化プラントの生産水の水質は、この基準値（推奨値上限の基準がある場合は上限値）に適合するものとする。

(4) 電力・蒸気

1) 電力

海水淡水化プラントの運転に必要な電力は本プロジェクトの発電プラントから供給され、その仕様は表9.1.1に示すとおりである。

表 9.1.1 海水淡水化プラント用電力の仕様

項 目	仕 様
周 波 数	50 Hz
相 数	3

2) 蒸 気

MSF法淡水化プラントに使用する蒸気は発電プラントから必要量が供給されるものとする。

(5) その他本プラントにおいて配慮すべき事項

海水淡水化プラントの運転および維持を容易にし、高い稼働率を保つために、次の点を考慮する。

- 1) 海水淡水化プラントの運転は、起動および停止も含め全自動制御とし、中央制御室から集中制御する。
- 2) 海水淡水化プラントの回転機器は、大型ポンプを除き、各1基の予備を装備する。

表9.1.2 原海水水質

Item	Unit	Value
Turbidity	—	0.5~1.4
pH	—	7.9~8.1
Electric Conductivity	ms/cm	56.0
Acid Consumption (Alkalinity)	mgCaCO ₃ /ℓ	120
Total Hardness	mgCaCO ₃ /ℓ	6,750
Suspended Matter (SS)	mg/ℓ	0.7
TDS	mg/ℓ	39,500
COD _{MN}	mg/ℓ	0.9
COD _{OH}	mg/ℓ	0.2
TOC	mg/ℓ	0.8
Cl	‰	21.5
SO ₄	mg/ℓ	2,940
T-N	mg/ℓ	≤0.5
Si as SiO ₂	mg/ℓ	0.17~0.54
Ca	mg/ℓ	460
Mg	mg/ℓ	1,440

(出所) 1985年 JICA F/Sレポート

表 9.1.3 オマーン国の飲料水水質基準 (1)

Item	Unit	Condition
1) Physical Properties		In General
Color		Colorless
Taste & Odour		Tasteless & Odourless
Turbidity		Free
2) Chemical Properties		
a. Toxic chemicals		Maximum Permissible Level
Lead	mg/l	0.10
Selenium	mg/l	0.01
Arsenic	mg/l	0.05
Cadmium	mg/l	0.01
Cyanide	mg/l	0.05
Mercury	mg/l	0.001
b. Chemicals that have special effects on health		
Fluoride	mg/l	0.8
Nitrate	mg/l	45
3) Bacteriological Properties		
a. Treated water		
Escherichia Coliform	number/ 100 ml	0
Coliform Organisms	number/ 100 ml	10
Throughout any year, 95 % of the samples examined should not contain any coliform organisms in 100 ml.		
b. Untreated water		
Escherichia Coliform	number/ 100 ml	0
Coliform Organisms	number/ 100 ml	10

注：MEWより入手の "OMANIAN STANDARD NO.8 DRINKING WATER (OS 8/1978)" による。

表 9.1.3 オマーン国の飲料水水質基準 (2)

Item	Unit	Level	
		Highest Desirable Level	Maximum Permissible Level
c. Chemicals that effect the suitability of water			
Total Dissolved Solids	mg/l	500	1,500
Copper	mg/l	0.05	1.5
Iron	mg/l	0.1	1.0
Magnesium	mg/l	Not more than 30 mg/l if there are 250 mg/l of sulphate. If there is less sulphate, magnesium up to 150 mg/l may be allowed.	150
Manganese	mg/l	0.05	0.5
Zinc	mg/l	5.0	15
Calcium	mg/l	75	200
Chloride	mg/l	200	600
Sulphate	mg/l	200	400
Phenolic Compounds (as phenols)	mg/l	0.001	0.002
Total Hardness	mg/l	100	500
pH Range	-	7.0 ~ 8.5	6.5 ~ 9.0
		Level	
d. Minimum residual chlorine concentrations	mg/l	0.2 ~ 0.5	

9.2 海水淡水化方式の選定

9.2.1 比較対象とする海水淡水化方式

海水淡水化には各種の方式があるが、現在採用されている大型淡水化プロセス（ $4,000\text{m}^3/\text{d}$ 以上）全体では、図9.2.1に示すように、1993年末でのシェアは、多段フラッシュ蒸発法（MSF法）71.7%、逆浸透法（RO法）19.4%で、両方で91%を占める。

実績と経済性を考慮して、MSF法とRO法を比較の対象に選定した。

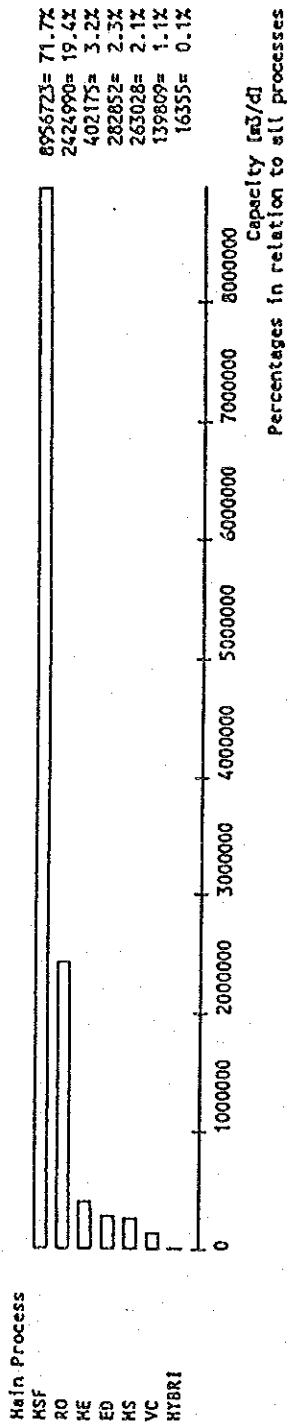
9.2.2 最近の海水淡水化プラントの実績

前項のシェアは現存する淡水化プラントを対象としたものであるが、1991年末のシェアでは同じ範囲でRO法のシェアは17.8%であり、1993年末では1.6ポイント増加している。またMSF法のシェアは1991年末で73.3%であり、逆に1.6ポイント減少している。上記の数値はRO法のシェアが年々増加していることを示している。

一方、海水を対象とする淡水化プラントは、実用化がかん水に比較し遅かったため、シェアも低かったが最近ではRO法の信頼性の向上とともに急増している。

$4,000\text{m}^3/\text{d}$ 以上の大型の海水淡水化設備の発注実績を国際淡水化協会（IDA）の統計から調査したものを、表9.2.1および表9.2.2に示した。また、この調査期間における両方式毎の実績を整理して表9.2.3に示したが、RO法のシェアは海水淡水化の分野でも16%となっている。

また、 $4,000\text{m}^3/\text{d}$ 以上のRO法の稼働中および発注済みのプラントを、表9.2.4にまとめて示した。



CAPACITY of all land-base desalting plants capable of producing 4,000 (m³/d)/UNIT or more fresh water vs. PROCESS

- MSF : multi stage flash
- RO : reverse osmosis
- ME : multi effect evaporation
- ED : electrodialysis
- MS : membrane softening
- VC : vapour compression
- HYBRI : hybrid process

図 9.2.1 4,000 m³/d 以上の淡水化プラント (型式別実績)

表 9.2.1.1 4,000 m³/d 以上の海水淡水化プラント (1990~1991年建設のもの)

No	Country	Location	Capac. m ³ /d	Unit	Process	Equip	Feat ure	Customer	User	Cn Year	Op Year	Manufacturer	Additional Information
1	USSR	Tobolsk	15,600	1	ME	VTE			MUNI	90	92	USSR SU	
2	Virgin Islands	St. Croix	4,921	1	ME	HTE	HST	VIALCO	INDU	90	91	IDE IL	
3	Virgin Islands	St. Croix	4,921	1	ME	HTE	HST	HESS OIL	INDU	90	91	IDE IL	
4	Virgin Islands	St. Thomas	5,299	1	ME	HTE	HST	VIVAPA	MUNI	90	92	IDE IL	
5	Arab Emirat. UAE	Dubai Jebel	272,760	8	MSF	Flash	HST	DUBAI ELECTRIC	MUNI	91	93	WEIRWESTGARTHGB	MC:SIEMENS D
6	Arab Emirat. UAE	Taweelah B	3,500	1	MSF	Flash	HST	WED	MUNI	91	94	SIDEM F	Unit No. 4
7	Neth. Antil. NA	Aruba	6,056	1	MSF	Flash	HST	Water & Power	MUNI	90	92	AQUA CHEM USA	
8	Oman OMA	Ghubrah 5	27,240	1	MSF	Flash	HST	MEW	MUNI	90	92	HITACHI ZOSEN	MC:ABB CH
9	Qatar Q	Abu Fontas	45,540	2	MSF	Flash		MEW	MUNI	90	92	FTC I	DP 270 MW GAS
10	Saudi Arabia SA	Medina/Yanbu	144,000	4	MSF	Flash		SWCC	MUNI	90	94	SNAM PROGETTI I	MC:BELLEI
11	Egypt ET	Hurgadah	5,000	1	RO	SWM			MUNI	90	90	ISEL CDN	
12	Great Britain GB		15,925	3	RO	MTU		AGIP TIFFANY	INDU	91	92	WEIRWESTGARTHGB	Sulphate Removal
13	Italy I	Sicily	18,000	4	RO	HPM			MUNI	91	92	SNAM PROGETTI I	
14	Malta M	Pembroke	26,930	5	RO	HPM	ER	Republic MDI	MUNI	90	91	POLYMETRICS USA	
15	Neth. Antil. NA		4,542	1	RO	MTU		GEBE	MUNI	90	91	AQUA DESIGN USA	BOOT
16	Saudi Arabia SA	Jeddah V	56,800	10	RO	MTU		SWCC	MUNI	91	94	MITUBISHI J	Rehab Phase II
17	Spain E	Cl Aguilmas	10,000	2	RO	SWM		Municipality	MUNI	91	93	PRIDESA/PASA E	
18	Spain E	Cl Del Rosar	4,000	1	RO	MTU		Municipality	MUNI	91	92	FOMENTO OBARS E	
19	Spain E	Cl Gran Cana	10,000	2	RO	HFM	ER	AGRAGUA	IRR	90	91	CADAGUA E	
20			97,000	2	RO	SWM			INDU	90	91		
21	Arab Emirat. UAE	Jebel Dhanna	4,540	1	VC	HTE	TVC	WED	MUNI	90	91	SIDEM F	
22	Arab Emirat. UAE	Mirta	9,080	2	VC	HTE	TVC	WED	MUNI	90	91	SIDEM F	
23	Arab Emirat. UAE	Sila	4,540	1	VC	HTE	TVC	WED	MUNI	90	91	SIDEM F	
24	Italy I	Sicily	18,000	2	VC	HTE	TVC	Reggione Sicili	MUNI	90	93	SIDEM F	MC:TPL I
25	Italy I	Sicily	18,000	2	VC	HTE	TVC	Reggione Sicili	MUNI	90	93	SIDEM F	MC:TPL I
26	Italy I	Sicily	18,000	2	VC	HTE	TVC	Reggione Sicili	MUNI	90	93	SIDEM F	MC:TPL I

表9.2.2 4,000m³/d以上の海水淡水化プラント(1992~1993年建設のもの)

No	Country	Location	Capac. m ³ /d	Unit	Process	Equip	Feature	Customer	User	Ch Year	Op Year	Manufacturer	Additional Information
1	Arab Emirat. UAE	Mirfa	73,800	3	MSF	Flash	HST	WED	MUNI	93	96	ANSALDO I	DP 200MW
2	Arab Emirat. UAE	Ruwais	14,500	1	MSF	Flash		Ruwais Refinery	INDU	93	95	HITACHI ZOSEN J	
3	Arab Emirat. UAE	Taweelah B	345,600	6	MSF	Flash		WED	MUNI	92	95	ITALIMPINTI I	MCO:TRACTEBEL B
4	Egypt ET	Hurghada	4,996	1	RO	SWM	ER	SCIENT TRADING	TOUR	92	94	AES USA	BOOT
5	Iran IR	Qeshm Island	120,000	4	MSF	Flash			MUNI	92	95		DP 250MW
6	Kuwait KT	Az Zour South	109,000	4	MSF	Flash		MEW	MUNI	93	96	MHI/SASAKURA J	
7	Libya LAR	Mitla	20,000	2	MSF	Flash	HST	GEC	MUNI	93	95	HYUNDAI SKO	DP 1360MW
8	Libya LAR	Ras Lanuf	8,400	1	MSF	Flash	HST	RASCO	MUNI	93	95	ANSALDO I	
9	Libya LAR	Sirte	20,000	1	MSF	Flash	HST	GEC	INDU	93	95	HYUNDAI SKO	
10	Malta M	Pembroke	8,800	2	RO	HFM	ER	Government	MUNI	93	93	POLYMETRICS USA	
11	Malta M	Pembroke	27,600	6	RO	HFM	ER	Government	MUNI	93	94	POLYMETRICS USA	
12	Neth. Antil. NA	Aruba San Nicol	6,000	1	VC	HTE	TVC	COASTAL ARUBA	INDU	92	93	IDE IL	BOOT
13	Neth. Antil. NA	Curacao	6,000	1	MSF	Flash	HST	Isla Refinery	INDU	93	95	SIDEM F	
14	Qatar Q	Abu Fortas B	150,000	5	MSF	Flash	HST	QEW	MUNI	93	97	WEIWESTGARTHB	DP 600MW
15	Qatar Q	Dukhan	9,160	2	VC	HTE	TVC	QGPC	INDU	92	94	SIDEM F	
16	Saudi Arabia SA	Al Jobail	108,000	10	RO	MTU		SWCC	MUNI	93	95	PREUSSAGNOELL D	
17	Saudi Arabia SA	Al Khobar III	280,000	8	MSF	Flash	HST	SWCC	MUNI	93	97	HITACHI ZOSEN J	
18	Saudi Arabia SA	Medina/Yanbu II	128,000	15	RO	HFM		SWCC	MUNI	92	95	MITSUBISHI J	MCO:KULJIAN USA
19	Saudi Arabia SA	Shuaiba I	454,000	10	MSF	Flash		SWCC	MUNI	93	96	KHI SKO	
20	Saudi Arabia SA	Yanbu	27,400	2	MSF	Flash		ROYAL COMMISSIO	INDU	93	96	mitsui J	
21	Singapore SGP	Pulau Bukom	4,500	1	VC	HTE	TVC	SHELL	INDU	93	94	SIDEM F	
22	Spain E	CI Arucas-Moya	4,000	1	RO	SWM		Municipality	MUNI	93	94	PRIDESA/PASA E	
23	Virgin Islands	St. Croix	5,000	1	VC	HTE	TVC	VIWAPA	MUNI	92	93	IDE IL	
24	Virgin Islands	St. Croix	4,921	1	VC	HTE	TVC	VIWAPA	MUNI	92	93	IDE IL	
25	Virgin Islands	St. Croix	4,921	1	VC	HTE	TVC	HESS OIL	INDU	93	95	IDE IL	

表9.2.3 4,000 m³/d以上の海水淡水化プラント（1990～1993年建設のもの）

Process	Number of Plant	Total Capacity m ³ /D	Share		Number of Unit	Capacity of Unit m ³ /D/Unit	
			%				
Multiple Effect Distillation ME	4	30,741	1.1		4	7,685	
Multi Stage Flash Evaporation MSF	19	2,159,296	78.8		65	33,220	
Reversa Osmosis RO	16	442,293	16.1		66	6,701	
Vapor Compression VC	12	106,662	3.9		17	6,274	
Sum		2,738,992	100.0				

表9.2.4 R.O法海水淡水化プラントの実績

Country	Location	Capac. m ³ /d	Unit	Customer	User	Ch Year	Op Year	Manufacturer	Membrane Manufacturer
Saudi Arabia SA	Dhahran	4,000	1		INDU	82	83	ENVIROGENICUSA	ENVIROGENICUSA
Bahrain BRN	Ras Abu Jarjur	46,000	7	MEW	MUNI	82	84	SC/SAKURA J	DUPONT USA
Saudi Arabia SA	Umm Lujj	4,400	1	SWCC	MUNI	82	85	FLUID SYST. USA	FLUID SYST. USA
Malta M	Ghar Lapsi	4,000	1	Government	MUNI	85	86	POLYMETRICS USA	DUPONT USA
Malta M	Tingne	5,000	1	Government	MUNI	86	87	POLYMETRICS USA	
Arab Emirat UAE	Bani Yas	4,600	1	WED	MUNI	85	88	IRITECNA I	DUPONT USA
Arab Emirat UAE	Dalma	9,200	2	WED	MUNI	85	88	IRITECNA I	DUPONT USA
Malta M	Tingne	5,400	1	Government	MUNI	87	88	POLYMETRICS USA	
Saudi Arabia SA	Jeddah	56,800	10	SWCC	MUNI	86	88	MITSUBISHI J	TOYOBO J
Spain E	CI Gran Canaria	4,000	1	JULIANO BONNY	IRR	87	88	FLUID SYST. USA	FLUID SYST. USA
Bahrain BRN	Al Dur	45,000	8	SWCC MEW	MUNI	64	89	WEIRWESTGARTHGB	DUPONT USA
Oman OMA	Sur	4,500	1	WED Abu Dhabi	MUNI	87	90	AQUA ENG. A	DUPONT USA
Spain E	CI Lanzarote	5,000	1	Municipality	MUNI	89	90	PRIDESA/PASA E	FILMTEC USA
Spain E	CI Lanzarote	5,000	1	Municipality	MUNI	89	90	PRIDESA/PASA E	FILMTEC USA
Spain E	CI Las Palmas 3	12,000	2	EMALSA	MUNI	86	90	PRIDESA/PASA E	FILMTEC USA
Spain E	CI Las Palmas 3	24,000	4	EMALSA	MUNI	86	90	PRIDESA/PASA E	FILMTEC USA
Malta M	Pembroke	26,930	5	Republic HDI	MUNI	90	91	POLYMETRICS USA	
Neth Antil NA		4,542	1	GEBE	MUNI	90	91	AQUA DESIGN USA	
Spain E	CI Gran Canaria	10,000	2	AGRAGUA	IRR	90	91	CADAGUA E	DUPONT USA
Great Britain GB		15,925	3	AGIP TIFFANY	INDU	91	92	WEIRWESTGARTHGB	DUPONT USA
Italy	Sicily	18,000	4		MUNI	91	92	SNAM PROGETTI I	DUPONT USA
Libiya LAR	Tripoli-West2	32,000	5	Municipality	MUNI	89	92	DVT D	
Spain E	CI Del Rosario	4,000	1	Municipality	MUNI	91	92	FOMENTO OBRAS E	
Spain E	CI Aquimas	10,000	2	Municipality	MUNI	91	93	PRIDESA/PASA E	
Saudi Arabia SA	Jeddah V	56,800	10	SWCC	MUNI	91	94	MITSUBISHI J	TOYOBO J
Egypt ET	Hurghada	4,996	1	SCIENT TRADING	TOUR	92	94	AES USA	FILMTEC USA
Malta M	Pembroke	8,800	2	Government	MUNI	93	93	POLYMETRICS USA	DUPONT USA
Malta M	Pembroke	27,600	6	Government	MUNI	93	94	POLYMETRICS USA	DUPONT USA
Saudi Arabia SA	Al Jobail	108,000	10	SWCC	MUNI	93	95	PREUSSAGNOELL D	DUPONT USA
Saudi Arabia SA	Medina/Yanbu II	128,000	15	SWCC	MUNI	92	95	MITSUBISHI J	TOYOBO J
Spain E	CI Arucas-Moya	4,000	1	Municipality	MUNI	93	94	PRIDESA/PASA E	FILMTEC USA
Sum		698,493	111						

9.2.3 MSF法とRO法の信頼性の比較

MSF法は、1960年頃に確立され、技術的に成熟段階にあり、安定しており、技術的發展は今後あまりないと思われる。

使用材料の選定やプラントの大型化および建設工法の改良などで経済性の向上などが期待できるが、一般に発電プラントと組み合わせで使用されるので、運転維持管理に多少の難点があるが信頼性は高い。

RO法は、Sowirajan、Loeb等により、1950年代に原理が発見され実用化が進展したが、当初はかん水の淡水化用として利用された。しかし、海水への適用は遅れ、大型のプラントは1984年完成のバーレンの45,000m³/dが最初で、現在技術的に成長段階にあるといえる。

RO法が採用された初期の段階では急激な性能劣化が一部に見られたが、これは耐塩素性の低い膜を使用した場合、滅菌用に使用した塩素が運転ミスで未分解のまま膜と接触したために発生したことが明らかになり、膜材質や前処理法の改善、特にORP計 (Oxidation Reduction Potential) の採用などにより現在は完全な防止法が確立されている。

また、浮遊固形分 (Suspended Solid) による膜面の汚染も、砂ろ過法などの改善により軽減されるようになり、汚染を除くための科学洗浄の頻度も低下した。その結果、膜の保証耐用年数も5年が通常となり、最近ではこれ以上の7年も提示されている。

その結果、サウジアラビアなどで大型のRO法淡水化プラントが導入されるようになった。IDA統計によれば、1990年から1993年までの4,000m³/d以上の海水淡水化設備の契約プラントの中でRO法の占める生産水量シェアは表9.2.3に示すように16%であり、十分信頼されているといえる。現在では膜の交換費用を正確に評価すれば、経済評価のみで選定できるに至ったといえる。

9.2.3 MSF法とRO法の技術的比較

(1) プラントの単機容量

MSF法はスケールメリットが大きいので大容量プラントに適している。中近東で最近採用されている単機容量は27,300~45,600m³/dであり、近い将来54,700m³/dの採用も検討されている。これまでに建設された最大のプラントは、サウジアラビアのアルジュベール第Ⅱ期プロジェクトで約90万m³/d (22,730m³/d×40基) である。

RO法のプラントはこれまで小規模なものが多かったが、最近では大容量のものも建設されている。建設中も含めこれまでに建設された最大プラント容量はサウジアラビアのメディナヤンブー第Ⅱ期プロジェクトの128,000 m³/dである。このプラントの前処理部は1ユニットであるが、高圧ポンプおよびROモジュールが15ユニットに分割されている。1つのユニットは8,480 m³/dの容量を持っている。

(2) エネルギー消費量

MSF法では、電力と蒸気の両方のエネルギーが必要で、電力消費は3～4 KWh/m³、蒸気は約120～175 kg/m³が必要である。オマーン国では現在5基のMSF法によるプラントが稼働中であるが、設計造水比はいずれも6.0で、一般に採用されている設計造水比である8.0～9.0に比べてエネルギー消費率が多い。

RO法は電力のみを消費し、海水淡水化プラントの各種方式の中で最もエネルギー消費の少ない方式である。例えば、大型のRO法では補機の動力も含めた電力消費量は10KWh/m³前後であり、更に高圧ポンプにエネルギー回収タービンを設置すると6～8KWh/m³まで下げることが可能である。

大型のMSF法では、造水と発電の二重目的 (Dual Purpose) プラントが採用され、エネルギー効率は大幅に改善される。一例として標準的な単機容量31,800 m³/dのプラントの場合、送電可能な電力は約25KWh/m³となる。

オマーン国のように季節的な電力負荷変動の激しい国では、電力のみを消費するRO法は小規模ではあるが、安定負荷となり、季節的変動を少なくし、発電所稼働率の改善に寄与する。

(3) 生産水の水質と後処理

MSF法による生産水は、全溶解固形分 (TDS) 25ppm以下の純水に近いものとなるが、硬度成分が極めて少ないため、飲料に供する場合にはこれを調整する必要がある。

RO法による生産水は、成分的には飲用に適したTDS 250～1,000ppmのものであるが、pHがやや低いためこれを調整する必要がある。

いずれの場合にも殺菌剤による消毒が必要である。これらの水質調整は送配水管等の防食の面からも必要であり、その調整は後処理装置で行なわれる。後処理プロセスは、MSF法では炭酸ガス吸収・石灰石固定床濾過が行なわれ、RO法では消石灰の添加が行なわれる。

(4) 海水の取水量と水質

MSF法は冷却用水が必要なため、海水の取水量は生産水量の約11倍、排水量は約10倍と比較的多量である。

RO法では、海水の取水量が生産水量の約2.5倍、排水量は取水量の約0.6倍である。このため、取水設備の費用はMSF法に比較して大幅に減少する。

MSF法は、ブラインヒーターを通過するブラインの温度と最終段のブラインの温度の差が大きいほど熱効率が大きくなる。したがって原海水の水温が低い方が熱効率が良くなる。

RO法は、膜モジュールの許容使用温度以下では、原海水の水温が高い方が生産水量が多くなる。

MSF法では、原海水はフェノール類、アンモニアなど蒸発中に生産水に移行する恐れがある揮発性汚染物質のない水質のものが望ましい。その他の不純物はプラントに悪影響を与えない。スケールの発生は薬剤の注入で防止される。また、殺菌と腐食防止のための源海水の脱気が必要である。

RO法では、原海水の水質は前処理の難易度に影響があり、膜性能の維持にも関連が深いので、できるだけ濁質の少ない清澄なものであることが望ましい。一般に、RO法の場合原海水水質に対する要求はMSF法に比べてより厳しく、膜モジュールに供給する海水はSSの除去とpHの調整などの前処理が必要である。シルトなどSSの除去が不十分な場合は、膜に付着し圧力損失の上昇を招く。殺菌が不十分な場合は、膜面に微生物が付着し、劣化や閉塞を起こす。また、pH調節が不十分な場合は、膜面にスケールが付着する。

しかし、これらの点は現在では技術的にすべて解決されており、安定な運転が可能となった。

(5) 運転・維持管理

1) 運転 (起動停止)

MSF法では、プラントの起動・停止操作にやや熟練を要する。定常運転は自動化されており、通常の運転業務は計測器の監視が主である。プラントの定期検査は年1回実施するのが通常であり、約1ヶ月間停止され、伝熱管、蒸発缶の腐食、伝熱管へのスケールの付着状態のチェック等の維持管理作業のほか、専用ボイラがある場合には、この検査も同様に必要である。このため、年間稼働率は85～90%となる。

RO法では、プラントの起動・停止は自動化されており、通常の運転業務は計測器の監視が主である。しかし、海水の前処理装置の運転・維持管理がやや煩雑で高度の技術が必要である。

2) 所要人員

MSF法は、多くの場合、発電と組み合わせて運転されるため、比較的多数の運転員が必要である。また、ボイラ、タービンなどの維持管理にも要員が必要である。

RO法では、発電は行なわないので、前処理の管理に必要な運転員のみで十分で、維持管理も運転中に実施できるので、運転・維持管理要員は二重目的MSF法に対し、 $1/2 \sim 1/4$ となる。

3) 使用薬品

MSF法は、スケール抑制剤と消泡剤を使用するだけであり、薬品の種類およびその使用量も少ない。

RO法は、前処理用の凝集剤、pH調整剤、また場合によっては還元剤が必要であり、その使用量も比較的多い。また、前処理用濾過器の逆洗排水処理のための凝集剤、膜モジュールの洗浄剤などが間欠的ではあるが必要である。さらに、使用する膜の材質によっては、性能(塩排除率)の回復を図るための膜処理剤が必要となり、膜の維持管理が複雑となる。

4) 維持管理

MSF法では、蒸気の生産コストを下げるため発電との組み合わせが必要で、その維持管理のため年1回程度の定期的な停止と検査が必要で、運用上の制約が多い。RO法の場合は発電とは全く関係なく運転可能なので、ポンプなどは必要な予備機が設置され、運転中に保守が可能である。また、点検の必要な高圧部は8~10基に分割されており、膜エレメント交換と洗浄などの作業は、プラントの一部を停止して実施可能である。このため、稼働率も90~95%を期待でき、運用は非常に易しくなる。

(6) 建設

1) 設置面積

設置面積は一般にRO法の方が小さい。図9.2.2は参考例として27,360 m²/dのMSF法とRO法のプロットプランを示したものである。RO法の面積はMSF法に比較し約12%少ない。

2) 工期

MSF法は、契約後30ヶ月程度の工期であり、RO法では24ヶ月程度となる。いずれの方式であっても、発電プラントの工期に左右される。

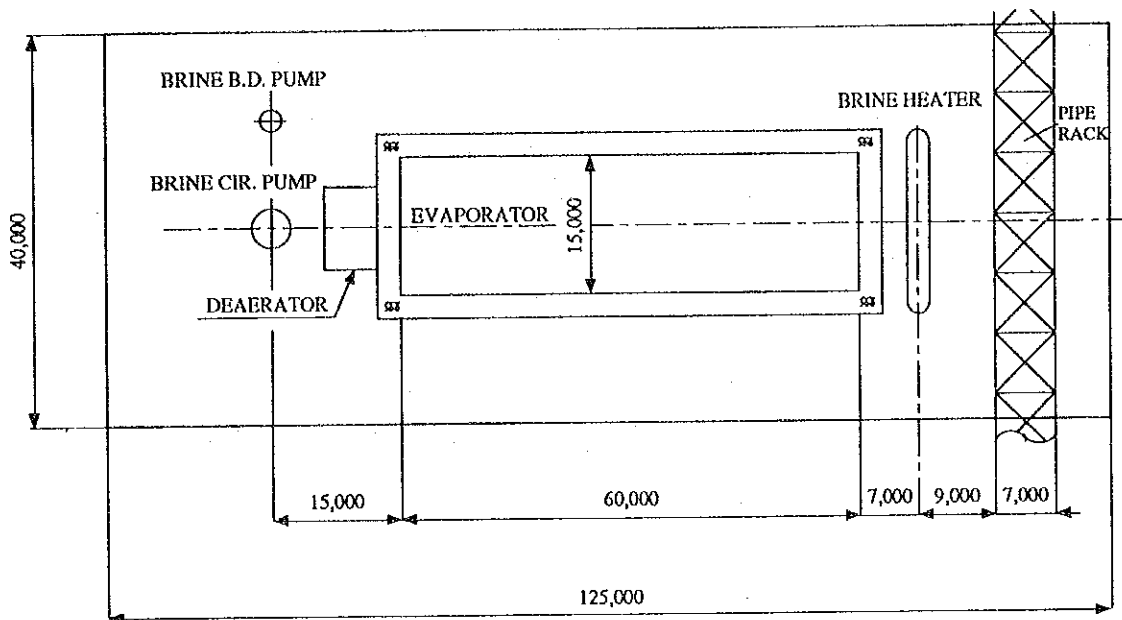
(7) 周辺環境への影響

環境への影響因子としては、排水、騒音、排ガス（MSF法の場合）が考えられる。排水としては、MSF法では温海水が排出され、RO法では濃縮海水が排出される。しかし、両法とも排水による放流海域への影響は極めて少ない。

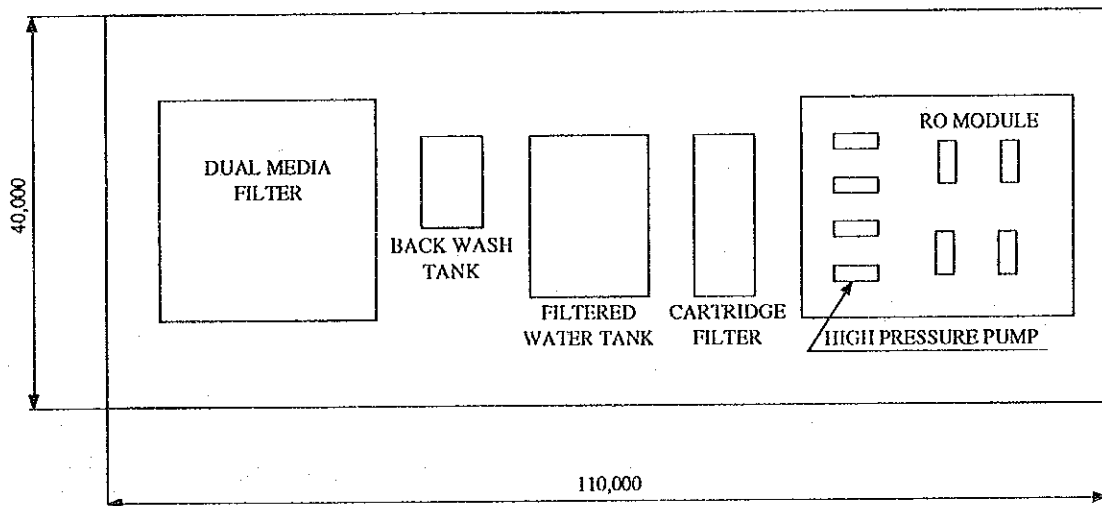
騒音に関しては、MSF、RO両法ともプラント機器の配置および騒音防止装置の設置を考慮することによって、周辺への影響は無視し得る程度に軽減することができる。

MSF法の場合、蒸気発生器（ボイラ）からの排ガスがあるが、燃料として天然ガスを使用するため硫黄酸化物、ばいじんによる大気汚染の恐れはない。

両法とも周辺への影響は無視できるが、1985年F/S時になかったCO₂規制問題が地球の温暖化の面から検討されるようになり、2010年までに具体化する可能性が高い。RO法はMSF法に比較して、同一の発電、造水を行なった場合、燃料ガスの消費が約2/3であるのでCO₂対策として有利である。



① MSF法



② RO法

図 9.2.2 27,300m³/d (6MGPD) 海水淡水化プラントのプロットプラン (参考)

9.2.4 両方式の経済性比較

(1) 比較の対象

海水淡水化プラントの経済性を比較する場合、組み合わせられる発電プラントも含めたシステムとして総合的に比較検討する必要がある。これはMSF法の建設費や燃料費を発電と水でどのように負担するか、またRO法では、電力コスト単価の設定しだいで結果に差がでるためである。このため、比較の対象として、MSF法はオマーン国での最新プラントであるグブラNo.5ユニット、またRO法としてはグブラNo.5ユニットと同容量の電力、水を外部に送り出すことのできるプラントを想定し、両者を比較することとした。すなわち、両法とも送電端電力を24.4 MW、送水量を27,360 m³/dになるように設定した。

このシステムの構成を図9.2.3に示す。

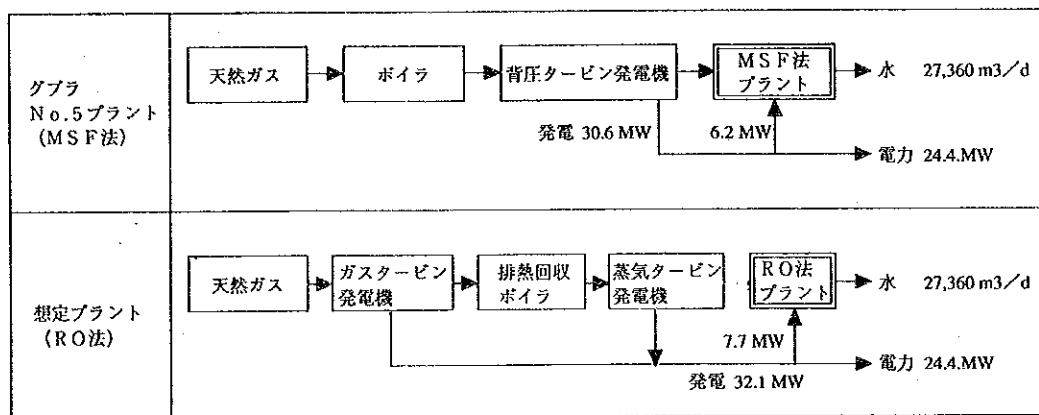


図9.2.3 MSF法、RO法によるプラントの構成

(2) 比較の基準・条件

比較に使用した諸条件は次のとおりである。

- MSF法の場合、稼働時間、発電端電力量、所内電力量、送電端電力量、造水量、送水量、燃料ガス消費量などは、すべて1993年度の1年間のグブラNo.5ユニットの実績値を採用した。実績値は表9.2.5に示す。
- RO法の場合は、送電端電力量と送水量を上記グブラNo.5ユニットと同一とし、電力消費量および燃料ガス消費量は、想定された平均的レベルのプラントの実績を基に次のとおり設定した。

電力消費量原単位 : 6.8 KWh/m³
発電端熱効率 (コンバインドサイクル) : 43 % (LHVベース)

- 3) MSF法のランニングコストの内訳 (運転員人件費、薬品費、消耗品費、予備品費) は、グブラNo.5ユニットでは明らかにされていない。そのため、グブラNo.5ユニットが稼働していない1992年の9月以前の月平均値と、1993年の月平均値の差がグブラNo.5ユニットの月平均ランニングコストであると仮定し、これを年間に換算して表9.2.6に示した。
- 4) RO法のランニングコスト (運転員人件費、薬品費、消耗品費および予備品費) は、上記のグブラNo.5ユニットの実績値に補正係数を掛けて求めた。補正係数については、平均的プラントの実績および文献などから求めた。この結果は、表9.2.6にMSF法と同様に示す。

RO法の膜交換費は、膜費用を建設費の10%、寿命を5年として、1年当たりは建設費の2%とした。

- 5) MSF、RO法比較のために使用した燃料ガス、油および電力の単価を表9.2.7に示す。

また上記条件を基に、下記の3つのケースについて経済性の検討を行なった。

- a) ケース1 : グブラNo.5ユニットの電力費計算
グブラNo.5ユニットより送電した電力を収入として加算し、造水コストを試算するもので、電力単価は、14 R.O./MWhを使用する。
- b) ケース2 : RO法単独計算
RO法プラントの造水コストを計算するものである。
- c) ケース3 : RO法と発電プラントの組み合わせ
ケース1と同様に送電した電力を収入として加算し造水コストを試算するもの。

表9.2.8は上記の3つのケースについての造水コストの試算結果を示す。なお、オマーン国における水道料金は一般用では2パイザ/英ガロン、事業用は3パイザ/英ガロンである。

表 9.2.5 グブラ No. 5 プラントの運転記録 (1993年)

	Description	Unit	Ghubrah No. 5 Plant
1	Operation Hrs	hrs	7314.9
2	Water Production	m ³ /y	8,106,140
3	Load Factor	%	82.54
4	Average Water Production	m ³ /d	26,596
5	Power Generation	MWH/y	223,522
6	Power Generation (Output)	MW	30.56
7	Fuel Gas Consumption	Nm ³ /y	110,287,396
8	Per m ³ Fuel Gas Consumption	Nm ³ /m ³	13.61
9	Per kwh Fuel Gas Consumption	Nm ³ /kW	0.493
10	Efficiency	%	24.2
11	Aux. Power Consumption	MWH/y	44,987
12	Aux. Power Consumption	MW	6.15
13	Power Consumption for Water Production	kWh/m ³	5.55

(Source: MEW MONTHLY REPORT)

表 9.2.6 MSF方式とRO方式の年間運転経費の比較

DESCRIPTION	MSF TYPE			RO TYPE	
	STANDARD MONTHLY COST 1993 (A)	STANDARD MONTHLY COST 1992 (B)	GHUBRAH NO. 5 COST (C)	CORRECTION FACTOR (D)	ASSUMED COST (E)
UNIT (MONTH OR YEAR)	R.O./M	R.O./M	R.O./Y	R.O./Y	R.O./Y
COST OF MAN POWER	111,305	99,804	138,012	0.50	69,006
COST OF CHEMICAL USED	37,514	30,880	79,608	1.30	103,490
COST OF CONSUMABLES	31,699	26,798	58,812	1.00	58,812
COST OF SPARES USED	52,284	31,330	251,448	1.00	251,448
COST OF MEMBRANE REPLACEMENT	0	0	0		548,000
COST OF EQUIP. DEPRECIATION	579,937	400,931	2,148,072		1,030,756

Notes 1. (C) = {(A) - (B)} x 12
2. (E) = (C) x (D)

Source: MEW MONTHLY REPORT FOR ITEMS (A) & (B)

表 9.2.7 ユーティリティの単価

FUEL GAS COST	R.O./Nm ³	0.0283389
FUEL GAS CALORIC VALUE	Kcal/Nm ³	7,209
FUEL OIL COST	R.O./l	0.108
COST OF POWER USED	R.O./MWH	14.00

Source: MEW

表 9.2.8 プラントの型式による造水コストの比較

DESCRIPTION	UNIT	CASE 1	CASE 2	CASE 3	
		DUAL PURPOSE MSF (GUBRAH NO. 5)	6 MGPD ROPLANT		
		DESAL. & POWER	DESAL. ONLY	DESAL. & POWER	
DATA (PER YEAR EXCEPT FOR NO. 1)					
1	INSTALLATION COST	R.O.	49,000,000	28,770,000	38,770,000
2	EXPORTED WATER	M ³	8,106,140	8,106,140	8,106,140
3	FUEL GAS CONSUMPTION (PDO FIG)	M ³	110,287,396	0	64,823,692
4	FUEL OIL CONSUMPTION	LITRES	1,092,960	0	0
5	POWER CONSUMED	MWH	44,987	58,364	58,364
6	POWER GENERATED	MWH	223,522	0	236,900
EXPENSES PER YEAR					
1	FUEL GAS COST	R.O./Y	3,121,133	0	1,834,510
2	FUEL OIL COST	R.O./Y	118,040	0	0
3	COST OF POWER USED	R.O./Y	-2,499,500	817,099	-2,499,500
4	COST OF MAN POWER	R.O./Y	138,012	69,006	69,006
5	COST OF CHEMICAL USED	R.O./Y	79,608	103,490	103,490
6	COST OF CONSUMABLES	R.O./Y	58,812	58,812	58,812
7	COST OF SPARES USED	R.O./Y	251,448	826,848	826,848
8	COST OF CAPITAL RECOVERY	R.O./Y	3,920,000	2,300,000	3,100,000
9	TOTAL COST	R.O./Y	5,187,553	4,175,255	3,493,166
COST PER M ³ FOR WATER EXPORT					
1	FUEL GAS COST	BAIZA/M ³	385.6	0.0	217.9
2	FUEL OIL COST	BAIZA/M ³	14.6	0.0	0.0
3	COST OF POWER USED	BAIZA/M ³	-308.3	100.8	-308.3
4	COST OF MAN POWER	BAIZA/M ³	17.0	8.5	8.5
5	COST OF CHEMICAL USED	BAIZA/M ³	9.8	12.8	12.8
6	COST OF CONSUMABLES	BAIZA/M ³	7.3	7.3	7.3
7	COST OF SPARES USED	BAIZA/M ³	31.0	102.0	102.0
8	COST OF EQUIP. DEPRECIATION	BAIZA/M ³	483.6	283.7	382.4
9	TOTAL COST	BAIZA/M ³	640.0	515.1	430.9
10	EXPORT WATER COST	BAIZA/GAL	2.91	2.34	1.96

9.2.5 総合評価

信頼性、技術および経済性評価の要点を表9.2.9に示した。この結果では、MSF法は稼働実績も多く、信頼性が秀れているが、経済性や納期運用の面で劣っている。RO法の信頼性も向上しつつあるので、採用は可能で最終の判断は経済的にどの程度の差が生じるかによって決定される。このため、バルカ海水淡水化プラントにおいて2010年でどの程度の経済性の差があるか比較し判断することとした。このため、概念設計は両法について実施した。

表9.2.9 MSF法、RO法の比較評価

項目	MSF法	RO法
1. 運転・維持の信頼性	稼働実績から信頼性大	実績少なく、過去運転失敗例があったが、大幅に改善し、信頼できるようになった。
2. 経済性		
(a) 建設費	グブラ造水No.5ユニット(含発電) 49 M.R.O (127M\$)	MSFと同容量のもの(含発電) 36.1 M.R.O (93.7M\$)
(b) 造水コスト	グブラ造水No.5ユニットベース 115円/m ³	MSFと同じ造水量発電量で 70円/m ³
3. 納期	MSF単独 約2.5年 発電プラント 約3年	RO単独 約2年
4. 稼働実績	大型プラントの65% 単機最大 45,500m ³ /d 最大プラント 90万m ³ /d	1991年稼働 約90万m ³ /d 稼働中最大 56,800m ³ /d 建設中 128,000m ³ /d
5. 運用	発電が必要で運用に制約	発電、造水が独立して自由に運用できて便利
6. 環境	燃料消費が同一造水、発電量で比較した場合、RO法の約1.5倍でCO ₂ の発生が多い	MSF法の約2/3の燃料消費でCO ₂ 規制に有利

9.2.6 バルカ海水淡水化プロジェクトにおけるRO法の優位性

さらに、バルカ海水淡水化プロジェクトの場合は他の湾岸諸国の場合と比較して次の2つの観点からRO法が有利といえる。

- (1) 天然ガス価格は湾岸諸国の約1\$/MBTUに対しオマーンでは2.6\$/MBTUと高価であり、燃料消費率の高いMSF法は造水コストが相対的に高いものになる。

(2) 海水の固有分濃度は湾岸や紅海の海水45,000 ppmより低く約40,000 ppmであり、建設費を含めコスト低減につながる。

天然ガス価格と造水コストの関係を図9.2.4に示す。天然ガス価格が約1\$/MBTUである他の湾岸諸国の場合にはMSF法は造水コストがRO法とほとんど変わらず、大型プラントのスケールメリットもあり、推薦しうると考えられる。

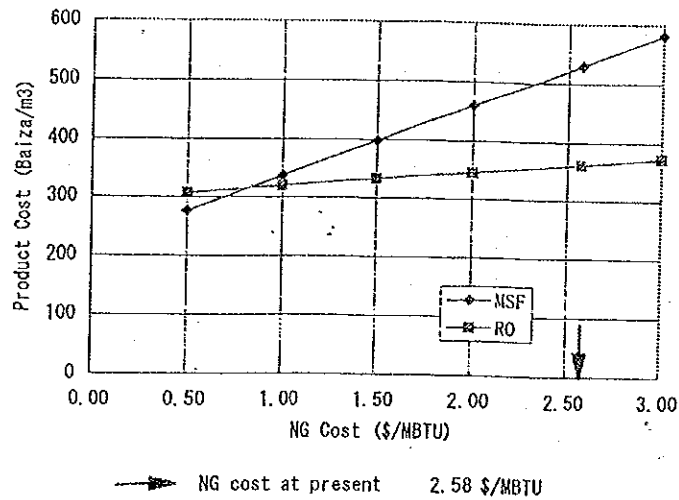


図9.2.4 天然ガス価格と造水コストの関係

9.3 淡水化プラントの概念設計

9.2.5項で述べたように、淡水化プロセスの経済性比較を完全に行なうためバルカの発電・淡水化プラントの概念設計をMSFとRO両方のプロセスで実施することとした。概念設計の前提条件は次のとおりである。

5.5.2項および5.5.5項で説明したように、

- MSFの場合は、31,800 m³/dを2基ずつ4回に分けて建設する。これは1回に63,600 m³/dのプラントを建設することになる。
- ROの場合は、前処理設備は1基で、ROモジュールと高圧ポンプ部はさらに8基に分割される。

これらの条件により9.4節にMSFの、9.5節にROの概念設計結果を示した。建設費や建設計画もすべて両案について示してある。