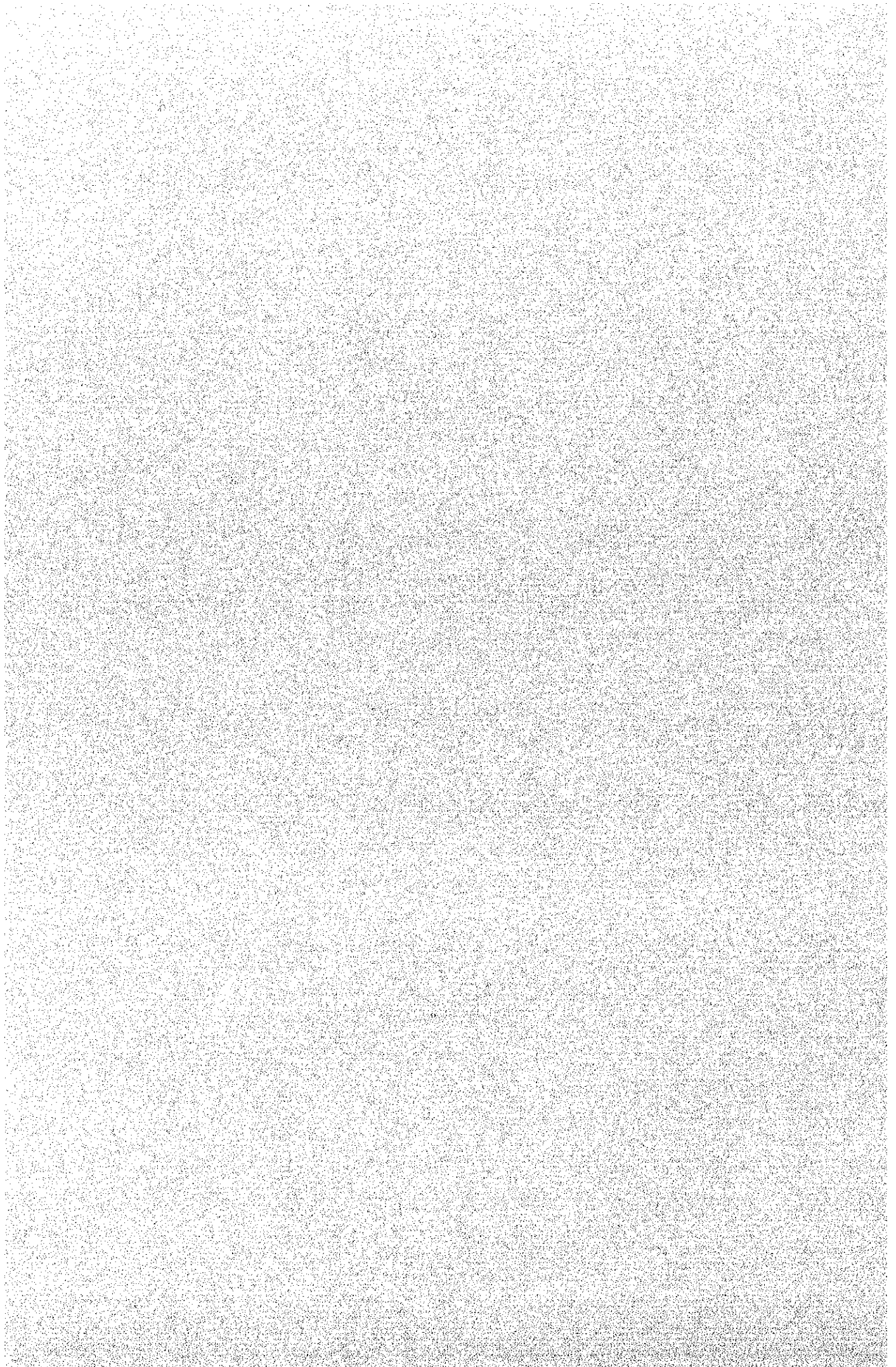


第2章

プロジェクトの周辺状況



第2章 プロジェクトの周辺状況

2.1 当該セクターの開発計画

「シ」国電力セクターの上位計画として、5カ年開発計画及び主要経済指標について説明する。その後に「シ」国の電力需要の全般的傾向、バニアス火力発電所発電所の電力系統上の位置付け、その他の開発計画との関連・位置付けについて記述する。

次に、バニアス火力発電所の財政状況として、「シ」国の電気料金の問題点について記述する。

2.1.1 上位計画

(1) 5カ年国家開発計画の概要

本項では、5カ年国家計画と経済自由化への問題点について記述する。

(第1次5カ年計画：1960-1965年)

総投資予定額は27.2億SP(Syrian Pound)、目標成長率は8.0%。プロジェクトの中心は経済インフラの整備であったが、西欧諸国からの借款が進まないこと等の原因により投資計画は大幅未達に終わった。

(第2次5カ年計画：1966-1970年)

総投資予定額は56.5億SP、目標成長率は7.7%。プロジェクトの中心は経済インフラ整備と石油開発であったが、第3次中東戦争の影響を受け、投資、成長率とも目標を大きく下回った。しかし、ユーフラテスダム建設開始、石油開発の進展など産業基盤整備面で一定の成果を上げた。

(第3次5カ年計画：1971-1975年)

総投資予定額は80.0億SP、目標成長率は8.2%。工業開発に重点を移行し、第4次中東戦争の影響を受けたが、以降順調で、民間部門で著しい成長がみられた。

(第4次5カ年計画：1976-1980年)

総投資予定額は541.7億SP、目標成長率は12.0%。工業開発が一層重視され、とくに重化学工業開発に重点が置かれた。しかし、過大な投資計画等を原因として新規プロジェクトは全面中止となり、目標を大幅に下回った。

(第5次5カ年計画：1981-1985年)

総投資予定額は1,015億SP、目標成長率は7.7%。農業部門強化で都市と農村の地域格差の縮小に重点を置き、進行中のプロジェクトの完成を目指したが、国際収支悪化、政治情勢悪化などで成長率2.2%の結果に終わった。

(第6次5カ年計画：1986-1990年)

総投資予定額は1,252億SP、目標成長率は7.2%。農業部門強化、停電解消への電力部門拡充、外貨獲得を目指した石油開発の加速に重点を置いたが、外貨不足などから結局十分な実績は達成できなかった。

(第7次5カ年計画：1991～95年)

投資総額で第6次5カ年計画実施における支出の倍以上にのぼる2,950億SP達成を目指した。また、第6次5カ年計画における金融セクターの政策、穀物の自給自足の目標は第7次5カ年計画においても継承された。

5カ年国家開発計画の課題、経済の自由化の現状

1971年にアサド大統領が政権を掌握して以来徐々に資本財輸入規制の緩和、法人所得税の減税、外国資本の導入などを限定的に実施してきた。またそれまで東側社会主義国寄りだった外交面においても、90年の湾岸戦争を境に米国を主とする西側諸国と接近、西欧諸国との経済的なつながりも深めている。

1991年5月に政府は法10条を制定し、経済自由化に乗り出し、外貨の獲得も順調に進み、95年6月には、副首相が「外貨不足は解消された」旨を述べており、経済成長の安定成長を示すものと見られる。

経済の自由化として、投資企業には、税金の免除、資本輸入の義務の廃止、利益及び資本金の5年後以降（EIU資料、1993）の本国送付を認めた。さらに94年、株式交換所の設立に関する法律が議会を通過した。

5カ年計画と自由化の問題点

経済自由化の動きは進んでいるものの、複数の交換レートが存在、課税構造の問題、インフレ、高い失業率などの国内問題により阻害されている。制度上は民間活力導入が進んでいるが、硬直した官僚機構などの障害もある。

(参考文献)

「任国情報：シリア」、1992、国際協力事業団

「シリア・アラブ共和国プロジェクト形成調査(農業分野：保健・医療分野)結果資料」、1992、国際協力事業団

Country Report: Syria 4th quarter 1993、EIU

Country Report: Syria 3rd quarter 1995、EIU

(2) 主要経済指標

シリア統計局の経済指標(表 2-1)と電力需要について検証をする。

表 2-1 「シ」国の主要経済データ

	1992年	1993年	1994年	1995年	1996年
GDP(名目) S£(10 億)	371.6	413.8	496.5	552.4	695.2
GDP(実質)成長率(%)	10.6	6.7	7.6	3.6	5
消費者物 価上昇率(%)	9.5	11.8	20	22	20
人口(百万人)	12.96	13.31	13.88	14.37	14.88
商品輸出FOB(百万ドル)	3,100	3,203	3,329	3,858	4,298
商品輸入FOB(百万ドル)	2,941	3,476	4,604	4,001	4,516
Current account	56	-579	-791	367	285
Total external debt	19	20	20.6	21.3	22.5
Total debt service paid	305	283	398	293	501
交換レート(s/US\$)	11.225	11.225	11.225	11.225	11.225

出典: The Economist Intelligence Unit-Syria quarter 1997

主要経済指標と電力需要と人口増加の間には、密接な関連がある。即ち、実質 GDP 成長率と、電力需要増加率の比を解析する。電力の増加率は、後述の表 2-2 から、1992 年の年間需要電力量を基準に、1996 年までの 4 年間の電力需要増加率は平均年率 7.5%であり、GDP 経済成長率は 1993 年から 1996 年までの累積平均年率は 5.99%なので、電力の伸びを GDP の伸びで割った弾性値(Elastic Value)は 1.248 であり、通常の 1.2 よりわずか高い平均的な傾向である。

(注: 弾性値 = (電力量年間伸び率) / (経済年率成長率)、巨視的に電力量伸びを経済成長率から推定するのに用いる指数の 1 つ)。

これから、為替レートの問題はあるにせよ、「シ」国の経済成長率に対する電力需要の増加の速度は一般的なものと考えられる。

2.1.2 電力事情

(1) 過去の開発計画

図 2-1 に 5 カ年国家開発計画の概要で述べた発電設備の増加状況を示す。

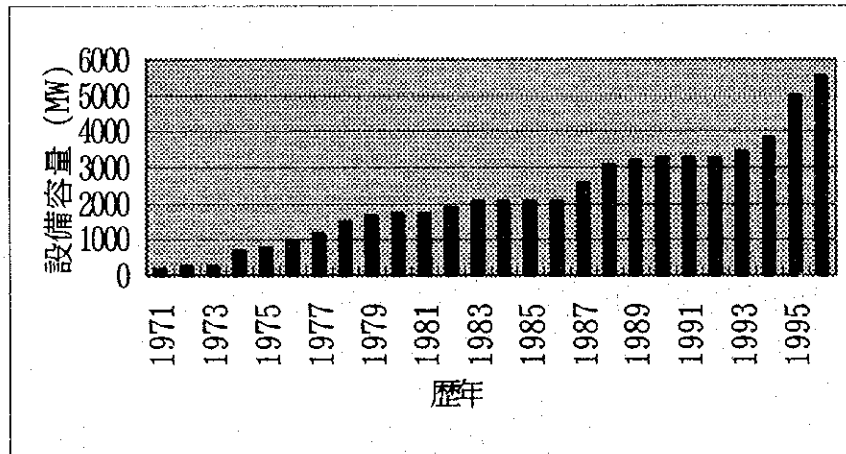


図 2-1 電力設備の拡充状況

1989 年後半にパニマス火力発電所 3・4 号機が完成し一時的に需給のアンバランスは緩和したが、依然供給不足であった。表 2-2 に示すように、1991 年には年間発電電力量は 12,329GWh、発電公社が推定した年間潜在需要は 249GWh であり、年間電力需要量 12,578GWh の 98%を供給できた。

しかし、1993 年には、推定年間潜在需要は 1,521GWh で、年間電力需要量の 15,436GWh に対し、発電量は 13,915GWh と需要の 90%しか供給できず計画停電でバランスをとる状況であった。電力供給不足はこの 1993 年が著しく、1 年を通じて首都ダマスカスで 1 日 5～7 時間の計画停電、アレppoでは 1 日数時間みの通電となっていた。これは 1980 年代社会主義閉鎖経済政策時代に主要援助国であった旧ソ連が建設した発電所のほとんどが老朽化し発電能力が少なくなっていたこと、不足分をジョルダンから一部買電しようとしたが、外貨不足等の経済事情から十分に買電できず、電力系統を維持するのに計画停電しか方法がない事による。

表 2-2 1990 年-1995 年の電力需要状況

暦年	人口 (千人)	消費 電力量 (kWh/人)	年間 発電 電力量 (GWh)	年間 潜在 需要 (GWh)	年間 需要 電力量 (GWh)
1990	12116	947	11474	140	11614
1991	12529	984	12329	249	12578
1992	12958	1029	13334	940	14274
1993	13393	1039	13915	1521	15436
1994	13844	1080	14952	253	15205
1995	14315	1153	16505	0	16505

出所：PEEGT ※ PEEGTは年間発電電力量を人口で除して1人当たりの消費電力量としている

※ 年間潜在需要は PEEGT 予想

※ 年間発電電力量+年間潜在需要=年間需要電力量

1993年に、政府は慢性的な電力不足解消のための対策に乗り出すと共に、発電燃料として石油を減らし天然ガスの利用を増加させようとした。発電量を増加させるためのコストは、約1.3億ドル（EIU資料、1994）と見られ、クウェイト、サウディ・アラビア、その他の湾岸協力会議（Gulf Cooperation Council 略称：GCC）諸国からの援助により、アレppo、ダマスкас、ティシュリーンなどで発電所の建設が急かれ、1995年1月には、経済成長による電力需要を補って、計画停電を解消できる状態になった。

しかし、現実には積算電力計のない定額料金制を適用される一般民家では、昼間の送電が無いので、冷蔵庫など使えない状況である。そのような状況下での供給バランスなので電力が何時でも使えるようになれば一般需要にはまだ潜在需要があると考えられる。

(2) 電力需要予測及び将来計画

表 2-3 に発電会社による電力の需要予測を示す。電力需要増加率は、1997 年からは年率 8% で増え、2001 年からは年率 6.5% の増加があると予測している。2001 年以後の増加率を 6.5% と下げているのは、1 人あたりの年間電力需要量が 1,500kWh に達するので需要増加が鈍化するとの、一般的傾向を考慮したとみられる。

表 2-3 1998 年-2010 年需要予測

暦年	可能 発電容量 (MW)	年間供給 可能発電量 (GWh)	年間 需要電力量 (GWh)	年間 供給余裕 (GWh)
1998	5825	22395	20900	1495
1999	6125	23485	22600	885
2000	6125	27565	24400	3165
2001	6125	30385	26300	4085
2002	6125	30995	28000	2995
2003	6125	31020	29800	1220
2004	6027	31030	31800	-770
2005	5757	30720	33900	-3180
2006	5757	30285	36000	-5715
2007	5702	30210	38400	-8190
2008	5552	30010	40200	-10190
2009	5402	29610	42500	-12890
2010	5402	29500	45000	-15500

出所：PEEGT

図 2-2 に、歴年ごとに棒グラフで電力供給量を、折れ線で電力需要量を示す。電力供給側の縦棒は、下から上に発電単価の安い水力から一番高いガスタービンへと順次並べてある。火力発電ではジャンダールのガス・コンバインド方式は効率が高いので発電燃料費（発電単価）が一番安く、ついで発電効率の高いアレポ・アルザラが発電燃料費が少し高く、次ぎに安定ではあるが旧式のバナアス火力発電所であり、ついで低効率の蒸気火力発電所、最後に最も効率の低いガス・タービン発電所の順である。

全体としての発電燃料費を少なくするには、発電燃料費が安いジャンダールはベース負荷を、中間的なバナアス火力発電所は中間負荷を、発電燃料費が高いガスタービン発電所はピーク負荷を分担することになる。

供給の縦棒と需要の折れ線グラフの高さから、2004年には需要側が高くなり、新規の発電所を立ち上げないと供給不足になると想定されている。

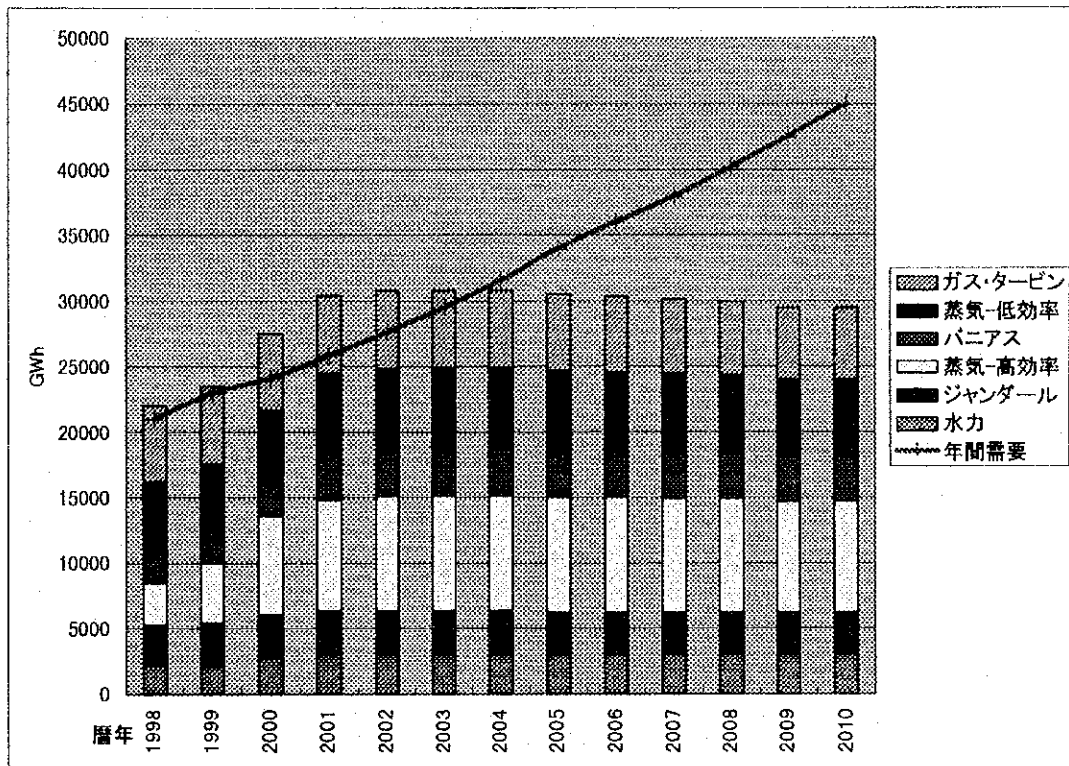


図 2-2 歴年ごとの電力供給力と需要予測

出所：PEEGT

この 2004 年の供給力確保への明確な電力マスタープランに相当する国家開発計画は存在しないが、電力公社として表 2-4 に示すような発電所で現在のガス・タービン発電方式をコンバインド・サイクル発電方式の発電所に改造し、需要に対応する計画を立てている。現在は、ガスタービンの排ガス温度は 500 度で大気に放出されている。この高温度の排ガスの後段に廃熱回収ボイラ・蒸気タービンを追設し、その廃熱を利用することで 28%前後の発電効率を 35%前後のコンバインド・サイクル発電方式の効率へと大幅に効率を上昇させると共に、廃熱回収発電分の発電電力増加をはかる合理的開発計画となっている。

表 2-4 発電所運転開始計画

発電所名	運転開始年	概要
アル・ナシール	2000	増設300MW:コンバインド・サイクルへ変換
チシレン	2001	増設100MW:コンバインド・サイクルへ変換
ゼゾン	2004	増設150MW:コンバインド・サイクルへ変換
ディール・アリ	2005	新設発電所:ダマスカスの南
アル・ヤット	2008	新設発電所:ダマスカスの南

また超高压送電線系統は現在レバノンと連系し電力を融通しており、また将来的にはシリアの隣国と連系し事故時の緊急電を相互融通する大地中海連系送電線構想 EIJST 協定（エジプト、イラク、ヨルダン、シリア、トルコの頭文字を取ったもの）が1992年に結ばれている。この大地中海連系送電線は、送電距離が150km程度ならその送電電力は大きいですが、1,500km程度になると1回線あたり300MW程度の能力しかなく常時の電力融通能力は小さいので、基本的には大地中海連系送電線があっても、それぞれの国内でバランスするように電源開発計画を進める必要がある。

(3) バニラス火力発電所の系統上の位置付け

バニラス火力発電所は1・2・3・4号機合計の実質出力620MWの電力系統に占める割合は1996年の20%から2003年には11.8%に低下するが、以下の3つの理由から、改修計画が実施されるバニラス火力発電所3・4号機の年間発電量は漸次増加すると考えられる。

- (a) シリア電力系統海岸地区の系統電圧維持のため、この地区唯一のバニラス火力発電所は120MWより下げて運転はできない。電圧保持のため、発電機の構造から常時2台並列運転が必要であるため（1台では電圧保持が出来ない）、1・2号機に比べ運転効率が高い3・4号機を運転するほうが経済的である。
- (b) シリア政府は軽油・重油輸出を増やそうとしているが、必然的に発生する残滓油（C重油）はバニラス火力発電所で利用する以外に用途がないのでこの面からも、発電量は増える傾向にある。

(c) 系統需要が増えるのに比例して、バニアス火力発電所の最低負荷出力値が比例的に増大し、発電量が増える。

発電量が多くなることは、設備稼働率が上昇することで、kWhあたり固定費の分担が減るので発電単価が低下することを意味し、バニアス火力発電所の3・4号機は現在以上に発電量が増加する状況にある。

(4) バニアス火力発電所のメジャーオーバーホールの実施時期

メジャーオーバーホールの実施時期について、電力系統の需給バランスの状況、季節的な需給上の問題点などを検討する。2-7頁の図2-2「暦年ごとの電力供給力と需要予測」に示すように巨視的には、2000年から2003年末までの間であれば何時でも1台を止めてメジャーオーバーホールを実施できる。季節的には、シリアの需要増加傾向は春の負荷が低く12月にかけて右肩上がりの増加をし、12月にその年最大負荷を記録し、翌年の春は前年の春より増加するが、その年の負荷としては低く再び右肩上がりの増加となる。

その年の需給バランスは、最大負荷となる12月の需給バランスを示すので2003年の12月に需給バランスが取れる事は、翌年の秋までは前年のピーク以下なので2004年秋までは事実上メジャーオーバーホールを実施可能である。

2003年12月の需給状態は次のように想定されている。

系統最大負荷 5,234 MW

発電設備容量 6,791 MW

可能発電容量 6,125 MW (6,791 MW の設備で実際に発電できる出力)

総ての設備が順調に稼働するならば、 $6,125/5,234=1.17$ 、17%の余裕がある。バニアス火力発電所の160MWが1台止まった時は、 $5,965/5,234=1.14$ 、14%：731MWの余裕となる。バニアス火力発電所のメジャーオーバーホール実施中に、ジャンダールの300MWが1台とアル・ザラないしはアレppoの200MWが1台合計500MWが運転できなくなっても、231MW：4.4%の余裕がある。

したがって、バニアス火力発電所のメジャーオーバーホールは 2003 年中であれば系統上・需給上問題がないと予測される。

2.1.3 財政事情

電所の収入源となる電力料金面から財政事情の問題点を記述する。なお、バニアス火力発電所の修繕費用の状況については 3.5.2 予算で考察する。

(1) 「シ」国の電力料金

「シ」国は、発電の燃料となる石油の生産国であるうえに、電気料金を政策的に抑えている。1991 年には、電力料金を一挙に 2 倍に上げ発電所建設のための資金確保に努めたとみられる。その詳細は表 2-5 のとおりである。この値上げによっても発電所の収益が独立採算を達成するにはほど遠い水準である。

一般家庭の多くは、定額制であり 1 月間の使用電力量は 50kWh 未満であるので表 2-5 の「家庭 1-50 kWh /月」に分類されると考えられる。昼間 (9 時-16 時) には送電がなく、夕方から受電できる。例えば、60W の電灯が 1 ケ (16:00-22:00)、3 ケ (18:00-22:00)、TV:80W (18:00-22:00)、電灯:20W 1 ケ (22:00-7:00) であれば、1.6kWh/日、47kWh/月である。この場合、1 ケ月の電気代は約 30 円 (約 0.7 円/kWh) である。給与水準が月 12,000 円程度としても、僅か 0.25% である。社会主義体制なので評価はできないが、かなり廉価である。

家庭の電力使用量が月に 301kWh と多い家庭でも $4.18 \times 301 =$ 約 1,300 円で、重油火力発電所の燃料代原価を支払う程度 (バーレル 16 ドルの燃料原価相当 = 4.3 円/kWh) である。

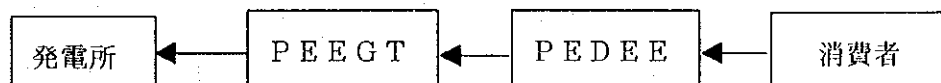
電気料金として参考になる例は、シリアからレバノンへ輸出される年間 1.5 億 kWh から 3 億 kWh の高圧送電線渡しの平均電力料金で 2.2-2.3 シリア・ポンド/kWh (6.1-6.4 円/kWh) である。産油国であっても、利益の出る発電原価としてはこの 6 円台は必要であろう。

表 2-5 電力料金(ピアスタ/kWh)

契約種別	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994-1997	1998
230kv(工業 + 農業)	34	34	34	75	75	75	75	75
66kv(工業 + 農業)	36	36	36	80	80	80	80	80
20kv(工業 + 農業)	42	42	42	90	90	90	90	90
20kv/0.4(工業)	43	43	43	120	120	120	120	120
20kv/0.4 (農業)	25	25	25	80	80	80	80	80
20kv/0.4 (商業)	43	43	43	125	125	125	125	125
0.4kv Level								
商業	75	75	75	150	150	150	150	150
Artisans & Other Purpose	75	75	75	140	140	140	140	140
街路照明	15	15	15	75	75	75	75	75
公共施設								
1-50kWh /月	19	19	19	75	75	75	75	75
50-100kWh /月	24	24	24	75	75	75	75	75
> 101kWh /月	35	35	35	75	75	75	75	75
家庭								
1-50 kWh /月	19	19	19	25	25	25	25	25
51-100kWh /月	24	24	24	35	35	35	35	35
101-200kWh /月	35	35	35	50	50	50	50	50
201-300kWh /月	35	35	35	50	50	50	50	50
301-400kWh /月	55	55	55	150	150	150	150	150
> 400kWh /月	75	75	75	150	150	150	150	150

単位：ピアスタ/kWh 100ピアスタ=1 シリア・ポンド 25ピアスタ=0.70円
 (出所) PEEGT 1 ピアスタ=2.7888円/100=125円/46LS/100 75ピアスタ=2.09円
 150ピアスタ=4.18円

また電力料金の流れは以下のようになっている。



発送電公社 (PEEGT) のバニアス火力発電所で生産した電力は配電公社 (PEDEE) に売電する。電力消費者は配電公社より購入する事となる。なお PEEGT と PEDEE は 1994 年に PEE(Public Establishment of Electricity)から各々分離独立したものである。

2.2 他の援助国、国際機関等の計画

2.2.1 資金援助

- (1) バニアス火力発電所 1, 2号機 (170MW×2) はクエート、サウジアラビア、アラブ諸国からの融資 (一部は世銀融資) を受け 1984 年に完成した。
- (2) アレッポ発電所(200MW×5)はアラブ基金によって、日本の重工業メーカーにより建設されている。
- (3) 古いスエデー、タエムのガスタービン発電所は旧ソ連邦の資金で建設された発電所である。

2.2.2 技術援助

(1) Energy Sector Management Assistance Program

1988 年 9 月に UNDP と World Bank が作成した Energy Sector Management Assistance Program がある。調査・解析の結果、電力経営にとって送電損失の低下、適正電気料金化が必要との提言をしている。その要約を示す。

- 1988 年で需要が 1,400MW であるが 供給力は 1,250MW しかない。
- 発電設備の高い資本費と 燃料消費率は 非効率である。
- 電力系統損失 (送電損失) は 21%であり、この約 2/3 (15%) は電線の抵抗損失である。残りは非技術的要素 (改善できうる要素)、例えば電力量計が適切に動かない・需要家への請求や管理に困難性があるなどである。
- 類似の電力会社で電力系統損失は発生電力量の 10%の例がある。
- シリアにおける US2.7 cent/kWh の平均電力量料金は政治的に低い料金である。
- この低い電力料金は 年率 20%にもものぼる需要の伸びの原因となった。
- 1983-1987 の経済が停滞時でも年率 8%の需要の増加をもたらしている。

(注: 北アメリカ・ヨーロッパの平均電力料金は US4.0cent/kWh から US8.0cent/kWh である。1987 年 1 月に 3.5cent/kWh (exchange rate SL11.5=1US\$) 改定予定であるが実質 exchange rate (このレポートでは実質 SL20=1US\$, 圍レートは SL30=1US\$ までである) で換算すると US2.0cent/kWh に相当する。)

(2) そのほかの技術援助計画

(a) スウェーデン国の技術援助による送電線研修センター建設計画

ダマスカス近郊に送電線研修センター建設の関する FS 調査がある。(実施時期未定)

(b) ヨーロッパ連合による電力セクター技術支援プログラム

技術援助として次の5項目が計画されている。

- ・ トレーニング監理、アイルランドが担当
- ・ 送電、発電プログラム、フランスが担当
- ・ 送電、配電の保守プログラム、イギリスが担当
- ・ 系統負荷配分プログラム、イギリスが担当
- ・ 情報監理プログラム、イギリスが担当

2.3 我が国の援助実施状況

2.3.1 日本の ODA の実績

項目	1993年	1994年	1995年	1996年
技術協力	5.60	8.57	14.63	19.38
無償資金協力	3.05	16.53	17.60	12.64
有償資金協力	67.60	304.93	90.03	2.84
総額	76.25	330.03	122.26	34.86

JICA 資料：1998.10

単位：億円

2.3.2 有償資金協力

ジャンダール(300MW×2 コンバインドサイクル)、アルザラ(200MW×3)の合計1,200 MW が日本の有償資金協力によって建設されている。ジャンダール発電所は1995年10月にフル操業になった。また、アル・ザラ発電所は1995年12月に円借款が供与され、1998年から現地据付が開始され、1999年の稼動を目指して建設が進められている。

表 2-6 日本の有償資金協力

項目	バニアス火力発電所	ジャンダール火力発電所	アルザラ火力発電所
E/N など	円借款プレッジ (1986/1) L/A (1987/2)	円借款プレッジ (1991/3) L/A (1991/6)	L/A (1994/12)
完成年	No.3 (1989/7) No.4 (1989/11)	No.1GT (1994/11) No.2GT (1994/12) No.3GT (1995/1) No.4GT (1995/2) No.1ST (1995/8) No.2ST (1995/11)	No.1ST (1999/7 予定) No.2ST (1999/9 予定) No.3ST (1999/11 予定)
出力 (MW)	No.3 (170MW) No.4 (170MW)	Block-1 (350MW) (2 GT+ 1 ST) Block-2(350MW) (2 GT+ 1 ST)	No.1 (220MW) No.2 (220MW) No.3 (220MW)
設備要目	ボイラー (560T/H) タービン (170MW) 発電機 (212.5MVA)		ボイラー (800T/H) タービン (220MW)
事業費	外貨 (約 270 億円) 内貨 (換算約 6 億円)	外貨 (51.5 億円) 内貨 (13.3 億円)	外貨 (456 億円)

GT:ガスタービン

ST:スチームタービン

「シ」国における火力発電所のうちバニアス火力発電所増設(170MW×2)、ジャンダール(300MW×2 コンバインドサイクル)、アルザラ(200MW×3)発電所とアラブ基金によるアレppo発電所は総て日本の重工業メーカー製で合計 2,540MW に達し、1999年の可能発電力の約 6,000MW の 40%、定常的に稼動する 80%の半分の電力を供給する計算となる。

2.3.3 無償資金協力

1996年、1997年に日本の無償資金協力により電力研修センターが建設された。ジャンダール発電所構内に設置され、バニアス火力発電所の第3、4号機をベースに製作されたシュミレータを使って、バニアス火力発電所の運転員教育を実施している。50人を5グループに分けて、ここ2年間かけて各チームが2週間滞り在研修を2回交互に行っている。研修内容は通常の起動・停止操作は勿論のこと、100余りの故障に対応したシュミレーションによって燃焼の増減などの操作訓練、事故時に対応したス

イッチ操作の訓練、ボイラ制御システムの操作ミスの回復訓練など実際の運転の状態と同様に計器類・警報・制御装置が動き、運転員が臨場感を持って訓練を受けられる。

1998年度から2人の長期専門家、10月からは短期専門家も加わり3名の専門家が電力研修センターで主に火力発電所のボイラ・タービン分野、計測・制御の分野、系統保護方式の分野でシリア人指導員の養成にあたっている。また、アル・ザラ発電所運転員を全員新人で、電力研修センターで教育し1999年の夏の試運転・年末の営業運転開始向けに、養成するとの野心的なプログラムが始まっている。

2.4 プロジェクトサイトの状況

2.4.1 自然条件

バニアス市の1956年より1977年までの気象データを、表2-7に示す。緯度はほぼ関東地方と同じであるが、最高気温28.4℃、最低気温10.3℃、平均温度19.55℃と温暖な気象条件となっている。又雨期は12月より4月であり、5月より11月までは乾期となっている。平均年間降雨量は943mmとなっている。

この気象データから、雷発生日数は年間約130日に達し、北関東の多雷地帯とほぼ同じ程度である。制御機器が雷サージで破壊されることが数年に一度あるという報告も理解できる。

表 2-7 バニアス市気象観測記録

月度	気温 (℃)	湿度 (%)	降水量 (mm)	風向	平均風速 (m/s)	最大風速 (m/s)	雷発生日 数(/day)
1月	15.4	70	205.1	W	2.5	23	0.8
2月	12.5	74	252.4	SW	2.9	23	0.3
3月	16.8	66	144.7	SW	3.4	24	0.5
4月	16.8	59	90.0	SW	3.6	31	0.8
5月	21.5	70	40.4	WSW	3.6	21	0.5
6月	26.0	85	5.9	WSW	4.5	21	0.3
7月	28.1	70	0.8	WSW	5.0	17	0.0
8月	28.4	60	0.0	NE	4.1	17	0.0
9月	25.3	60	2.1	N	3.3	17	0.1
10月	20.2	65	20.0	E	2.2	17	0.3
11月	13.9	63	34.2	N	1.9	21	0.5
12月	10.3	79	110.2	W	2.2	21	0.3
平均	19.5	69	合計 905.8				合計 約130日

観測期間 1956 - 1977

2.4.2 社会基盤整備状況

(1) バニラス火力発電所発電所の位置

バニラス火力発電所発電所は「シ」国の首都ダマスカスから北北西に直線距離 220km のバニラス市の近郊にある。バニラス市は観光都市ラタキアの南 40km、北緯 35 度、東経 36 度に位置する。バニラス市は農業・バニラス精油所・バニラス火力発電所が主な産業である。

(2) 湾施設および道路状況

ラタキア港は港湾施設の充実した「シ」国の主要港であり、本計画で調達された機材は本港で陸揚げされる。また、ラタキア港からバニラス火力発電所まで約 40 km を片側 2 車線の舗装されている幹線道路が通じており、道路補修も行われており機材運搬に支障はない。

(3) 電力の民営化の計画

電力省はその監督下に電力公社 (PEE: Public Establishment of Electricity) を置きシリア全土の発電所の建設・運転・送配電を行っていた。1994 年に運営管理効率化のため電力公社は発送電公社: PEEGT と配電公社: PEDEEE に分割されたが政府が資本を全額保有しており、実質的な独立法人としての運営はなされていない。

2.4.3 バニラス火力発電所の現状

(1) バニラス火力発電所概要

バニラス火力発電所は表 2-8 に示すとおり、単機出力 170MW の発電設備 4 基より構成され、合計 680MW の設備容量を有する「シ」国有数の発電所である。1,2 号機は 1983 年に、3,4 号機は 1989 年に完成した。本計画対象の発電設備は 3,4 号機である。

表 2-8 パニアス火力発電所設備概要

発電機番号	出力 (MW)	完成年	製造者名
1号機	170	1983年3月	GIE (イリア機械輸出組)
2号機	170	1983年3月	GIE (イリア機械輸出組)
3号機	170	1989年7月	三菱重工業 (株)
4号機	170	1989年11月	三菱重工業 (株)

(2) 3, 4号発電設備要目

発電設備を構成する主要機器はボイラ、タービンおよび発電機であり、要目は表 2-9 に示すとおりである。ボイラ形式は自然循環型、タービン形式は再熱復水型で、これは多くの火力発電所で採用されている形式のものである。一方、主蒸気圧力は 139Kg/cm²、主蒸気/再熱蒸気温度は 538°C/538°Cを採用しており、蒸気圧力、温度とも低めの値としている。通常、170MW 級発電設備では 169Kg/cm² x 566°C/538°C、または 169Kg/cm² x 566°C/566°Cを採用しているが、プラント効率を多少犠牲にして主要設備の信頼性を優先させたものと推測される。

表 2-9 3, 4号発電設備要目

機械名	主要要目	
ボイラ	形式	自然循環型
	設置台数	2基/2ユニット
	蒸発量	560 T/h
	主蒸気圧力	165 Kg/cm ²
	主蒸気温度/再熱温度	541/540°C
	使用燃料	残さ油
タービン	形式	再熱復水型
	設置台数	2基/2ユニット
	定格出力	170,000 KW
	主蒸気圧力	139 Kg/cm ²
	主蒸気温度/再熱温度	538/538°C
	回転数	3,000 rpm
発電機	真空度	722 mmHg
	容量	212,500 KVA
	設置台数	2基/2ユニット
	電圧	15.5 KV
	周波数	50 Hz

(3) 3,4号発電設備の稼働概要

パニアス火力発電所 3,4号機は中間負荷火力発電所として「シ」国の電力需給に対応しており、運用上重要視されている。一方、事故停止記録、運転記録および外観調査の結果、ユニット停止事故の発生、作動不能機器の放置、設備や機械の損耗・疲労・劣化の進行、プラント性能の低下傾向の状態では運転されていることが明らかになり、メジャーオーバーホール実施の必要性が再確認された。

(4) 3,4号発電設備運用状況

1998年1月1日から同年11月7日まで延べ311日間の運用状況を調査した中で、月ベースおよび時刻ベースの運用状況を図2-3および図2-4に示す。この図から3,4号機は「シ」国の電力需要変動に対応して出力を調整する、所謂中間負荷火力発電所として運用されていることが明確となった。具体的な運用パターンの例を次に示す。

3,4号発電機 月ベース運用パターン (図2-3)

- (a) 1月から5月および9月から11月までの発電量は50Gw・月ほぼ一定である。
- (b) 6月から徐々に発電量が増加し8月末がピークで65Gw・月(他の月の30%増)に達する。これは乾季の冷房需要に対応しているためである。

3,4号発電機 時刻ベース運用パターン (図2-4)

- (a) 1時から9時までは季節に関係なく60MW一定である。
- (b) 18時から23時まで雨季、乾季とも100~120MW発電し、夜間の電力需要に対応している。(雨季、乾季平均値グラフ)
- (c) 9時から23時までの発電量は雨季より乾季が多い。これは雨季には水力発電所の出力が増加するためと推定される。(雨季、乾季平均値グラフ)
- (d) 乾季で気温の高い日は9時から23時頃迄冷房需要と思われる出力増加が見られる。(乾季ピークグラフ)

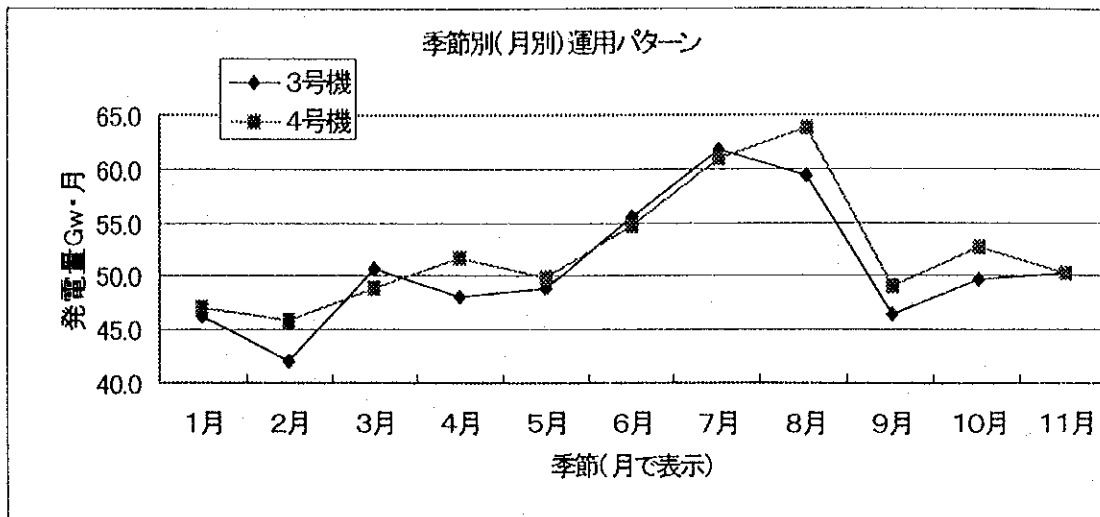


図 2-3 3,4 号発電機 月ベース運用パターン

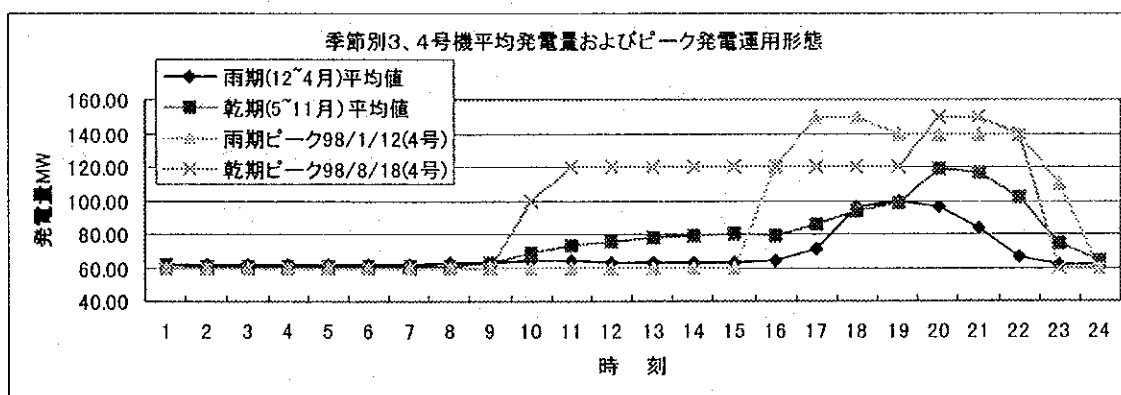


図 2-4 3,4 号発電機 時刻ベース運用パターン

(5) 3,4 号発電設備事故停止状況

(a) ユニット停止事故発生状況

発電所の使命は電力の需要に対して常に安定して電力を供給することであり、事故停止を極力避ける必要がある。3,4 号機においては発電設備の信頼性を損なっている直近 4 年間 (1995~1998 年) のユニット停止事故が 30 件発生しており、信頼性の高い発電所とは言えない。その内訳は表 2-10 のとおりである。

一般的な発電所に比べて復水器、系統変動および落雷による故障が多いことが特徴的である。

表 2-10 3,4号機ユニット停止事故記録(1995年～1998年)

故障箇所	発生件数	発生割合 (%)
復水器	8	27
ボイラ本体	6	20
制御機器	6	20
系統変動	3	10
落雷	3	10
ボイラ補機	2	7
タービン補機	1	3
電気設備	1	3
合計	30	100

これらの事故は定期的に部品の点検および交換を行うことにより、落雷および系統変動によるものを除き、防止できるものである。

(b) 3,4号発電設備の信頼性

発電設備の信頼性を示す指標値として、事故停止率(FOR: Forced Outage Ratio)および稼働率があるが、運転記録および事故発生件数より3,4号発電設備のFORおよび稼働率を算出するとつぎのようになり良い状態ではない。

1998年1月から11月までのFORは表2-11に示すとおり、3,4号機それぞれ4.4%、4.6%の高い値(日本国では事故停電年間1,2件でFORは1%程度、アメリカは約5%)となっている。この主な原因は3号機においてはバーナーの損傷事故、4号機においてはボイラ耐圧部からの蒸気漏洩事故のためである。

表 2-11 事故停止率 (1998年)

機種		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	合計時間	FOR (%)
3号機	運転時間	488	672	744	720	744	720	744	673	692	189	168	6,554	4.4
	停止時間	0	0	0	0	0	0	0	9	28	264	0	301	
4号機	運転時間	744	452	0	416	474	720	543	744	720	744	168	5,725	4.6
	停止時間	0	0	0	0	270	0	4	0	0	0	0	274	

$$\text{事故停止率 (FOR)} = \frac{\text{緊急停止時間}}{(\text{緊急停止時間} + \text{運転時間})} \times 100$$

一方、プラントの稼働率は表 2-12 に示すとおり、運転開始の 1989 年から昨年 1997 年まで、3 号機平均 89%、4 号機平均 92% に対して、1998 年はそれぞれ 86% および 70% であり、事故発生のため低下の傾向を示している。なお、日本の火力発電所では現在、電力の供給に余裕があるため 70% 程度の稼働率であるが、1960 年頃は「シ」国の現在と同じく 90% 程度であった。

表 2-12 稼働率の推移 (単位 %)

年	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
3 号機	88	87	97	92	95	88	87	87	88	86
4 号機	91	98	83	98	99	91	94	85	90	70

稼働率 = 年間実運転時間 / 年間時間数 x100

(6) 3,4 号発電設備の性能

発電設備において、プラント効率の維持および定格出力の確保は重要であり、効率低下は燃料費の増大のみならず、公害物質の排出量増加につながってくる。

(a) プラント効率の現状

プラント効率は次の式で示され、燃料消費量に逆比例する関係にある。

$$\eta = P \times 860 / G \times H \times 100$$

ここに、 η = プラント効率(%), P = 発電量(kWh), G = 燃料消費量(kg/h), H = 燃料発熱量(kcal/kg)

現状のプラント効率を推定するため基本設計調査時、150MW (定格負荷 170MW の 88%) および 60MW (定格負荷 170MW の 35%) 負荷時の燃料消費量を測定した。計測器の精度に信頼性がないため、断定はできないが、完成時の燃料消費量に比べて 10% 程度悪化していると推察される。即ち、完成時のプラント効率 36~37% に対して 33% 程度まで低下している。

これは、ボイラ本体の汚れによる熱効率の低下、空気予熱器エレメントの損傷による熱交換量の減少、FDF および GRF 出力の増大、燃焼効率低下、蒸気、ドレン漏洩による放熱損失の増大等の不良要因が効率低下の原因となっている。

(b) プラント出力の現状

150MW（定格負荷 170MW の 88%）のボイラ性能値を計測した結果、概略次のことが判明した。

①押込通風機出口及び空気予熱入口空気圧が定格負荷（170MW）より高い。

②空気予熱出口空気圧は定格負荷と同等の値である。

③ウインドボックス差圧は定格負荷と同等の値である。

④火炉ガス圧及び空気予熱入口ガス圧は定格負荷と同等の値である。

⑤押込通風機入口ペーン開度が全開に近い。

これらの状況より、88%（150MW）の負荷での運転にもかかわらず定格負荷（170MW）相当の空気が消費されている。これは定格まで負荷をあげられない状況を示しており、空気量を調整しても定格負荷の95%（160MW）程度が限度である。これは空気予熱器エレメント及びシールプレート等の破損により空気がガス側へバイパスしていることが原因である。オーバーホール時の内部点検と部品の交換が必要である。

また、定格負荷時と同量の燃焼空気が炉内へ送られており各バーナごとの燃料と空気の配分が適確でないと思われる。オーバーホール時に燃焼調整が必要である。

2.4.4 バニアス火力発電所発電設備の現状

(1) ボイラおよび付属装置の現状

3号機及び4号機は現在60MW（約35%）の低出力で連続運転（夕方一時的に約150MW）を行っているが、丸9年間オーバーホールを行っていないプラントとは思われない程ボイラ及び付属装置は順調に稼働している様に観察される。

然し、事故記録調査によるとプラント停止に至る事故も頻発しており、また、不具合を抱えたまま運転を続行している。

主要機器の現状は次のとおりである。

(a) バーナー

3号機、4号機それぞれ12組、合計24組のバーナーが装備されており現在は油漏れも無く正常に機能している。然し、1998年9月、3号機NO.1 コーナー最下段バーナーから重油が漏洩し、引火したため火災となり、バーナーを新替えしている。

幸い早期に発見し消火したため大事に至らなかったが重大な事故であるためオーバーホール時は全バーナーの精密点検が必要である。

一方、バーナーガンの折損、スプレイノズル、チップの損耗、スワラー、ダンパーの焼損等が発生している。オーバーホール時にこれら部品の交換が必要である。

(b) 煤吹器

3号機、4号機各6基の長拔差型、2基の定置回転型の煤吹器を装備しており毎日煤吹を行っている。作動状況は定置回転型1基を除き良好であり、潤滑油の注入もマニュアル通り行われている。オーバーホール時は経年劣化を起こしている附属部品を交換する必要がある。

(c) 安全弁

3号機、4号機各ドラム3個、過熱器2個、再熱器3個、補助蒸気用2個合計10個の安全弁を装備している。現在、補助蒸気用安全弁から蒸気が漏洩しているが他の安全弁は正常である。蒸気漏洩時は適宜シート面の摺合わせを行いメンテナンスを行っている。

但し、シート面のステライト盛りの技術はない。専門家の指導が必要である。オーバーホール時は損傷部の部品を交換する必要がある。

(d) 圧力逃し弁 (PCV)

3号機、4号機共各一個のPCVを装備しているが、両弁共シート面の損傷により使用不可能の状態である。

オーバーホール時は部品の交換及び調整が必要である。

(e) ドラム付水面計

3号機、4号機共ドラムにマルチポート型2色水面計を装備しているが、

ガラス、パッキン等の破損により機能していない。オーバーホール時は部品の交換及び調整が必要である。

(f) 高圧弁類等

3号機、4号機共主塞止弁、HP、LPバイパス弁及び給水止弁を装備しているが正常に作動している。主塞止弁のパッキン交換等を行っており高圧弁の分解、点検の技術を有している。尚、3,4号機ともHPバイパス用スプレイ調整弁がリークし、ウォーターハンマーを起こしたため配管付防振金具を破損している。その他の高圧弁は正常である。

オーバーホール時はHPバイパス用スプレイ調整弁の交換が必要である。

(g) 再生式空気予熱器

縦型ユングストローム空気予熱器が3号機、4号機共各2台設置されており、外観上は正常に作動している。

然し、1998年2月～4月にかけて両機の点検、修理が行われたが、低温、中温層エレメント、シールプレート、ケージ、内面ケーシング等が低温腐食のため著しい破口、折損、変形を起こしており正常な性能を発揮できない状況であった。

オーバーホール時には精密点検を行い、エレメントやシールプレートを交換して正常な性能を確保する必要がある。

(h) 押込送風機

3,4号機共両吸込遠心式エアホイール型押込送風機を各2台装備しており、正常に稼動している。

3,4号機共ベアリングの交換が行われている。

(i) ガス再循環ファン

3,4号機共両吸込遠心式ターボペーン型ガス再循環ファンを各2台装備しており、正常に稼動している。

(j) 重油噴燃ポンプ

3,4号機共3軸スクリーポンプ各2台装備されており、正常に稼動している。但し、スチームトレス不調時は重油粘度が適正值に保持出来な

いためポンプよりノイズを発生する。

オーバーホール時はドレントラップの交換を含めスチームトレスの点検修理が必要である。

(k) ボイラ本体ケーシング

全般的に良好な状況であるが、視窓取付部の焼損、ウインドボックスおよびバックステーコーナー部の過熱等が散見され、オーバーホール時にはケーシング内部から保温材や耐火材の施工状況を点検する必要がある。

(1) 煙道

節炭器出口から煙突（再生式空気予熱器を含む）まで及びガス再循環ファン出口近傍の煙道及び伸縮継ぎ手は各所で変形、破口、剥離を起こしており、発電所は相当の時間と労力を費やして修理を繰り返している。

オーバーホール時は当該損傷個所の新替え、修理が必要である。

(2) タービンおよび付属装置

タービン本体、および付属装置に関しては、過去復水器管が度々海水リークを起こす事故以外、特に大きな問題はない。復水器管は、1997年11月に材質を変更した管に取替えてからは海水リークの発生はない。

主要機器の現状は次のとおりである。

(a) タービン本体、付属装置および主要弁等

タービン本体の振動音も連続した正常音であり、特にラビリンスが摺るような音も無い。また振動値は各軸受けとも1~20 μ と大変良好な値である。各軸受けの排油温度は40℃~60℃で正常範囲値である。ケーシング合わせ面、主要弁等のグラウンドよりの蒸気リーク等も無く良好である。

(b) 高圧給水加熱器等

高圧給水加熱器は1系列の縦型を採用している。このレベル制御は正常に行われている。

(c) 給水ポンプ等

給水ポンプは電動式3台設置されており、1台は予備である。電動機と給水ポンプ間は流体継手で結ばれている。電動機、ポンプとも正常に運転している。

(3) 電気設備

電気設備は順調に稼働している。故障時には随時補修を行っており、ある程度高い補修技術を有している。屋内に設置されている発電機、発電機付属装置、モータ、配電盤開閉装置、電動弁等は汚れているが錆の発生は無い。

一方、屋外に設置されているモータ、電動弁、変圧器等は地中海の塩害と残渣油の燃焼スラッジにより、汚損し腐食している。

主要機器の現状は次のとおりである。

(a) タービン発電機

正常に運転している。メジャーオーバーホール時はロータ引き抜き、固定子・回転子の捲線の緩み、絶縁状態の確認を行う必要がある。

(b) 励磁機

正常に運転している。メジャーオーバーホール時は発電機の分解に伴い励磁機の点検、調整を行う必要がある。

(c) 自動電圧調整装置 (AVR)

正常に運転している。メジャーオーバーホール時は発電機の分解に伴いAVRの点検、調整を行う必要がある。

(d) オイルシール装置

発電機付属装置のオイルシール装置は最近原因不明の真空度低下現象が発生している。

メジャーオーバーホール時は分解点検、調整が必要である。

(e) 電動弁

屋外設置の電動弁はグランドパッキンの交換および電動弁の開閉調整を行う必要がある。

(f) リミットスイッチ

電気設備付属のリミットスイッチは可動部が劣化しており、特に屋外設置のリミットスイッチは、メジャーオーバーホール時に交換する必要がある。

(g) 電磁弁

電気設備付属の電磁弁は可動部が劣化しており、特に屋外設置の電磁弁はメジャーオーバーホール時に交換する必要がある。

(4) 制御装置

現在、制御に支障をきたしていない。

パニアス火力発電所近傍は落雷が多く、1992年および1996年には発電所内の油タンクヤードに落ち、ボイラー制御装置(ABC)、バーナ制御装置(BMC)およびタービン制御装置に大きな被害をもたらしたが予備品を使用し修復した。主要機器の現状は次のとおりである。

(a) 中央監視計器

記録計は相当数故障している。重要度の低い記録計の部品を運転に必要な計器に転用して運転監視・操作を行っている。メジャーオーバーホール時は記録計および部品の交換が必要である。

(b) 制御計器

① モジュール(リレー室設置)

1992年および1996年の落雷事故によりABC関連入力モジュール、リレー類が雷サージにより多数破壊され、予備品等を使用し補修している。メジャーオーバーホール時は入出力モジュールおよびリレーユニットを全数交換する必要がある。

② セレクターステーション

中央制御室運転制御盤に設置のセレクターステーションは経年劣化によりスイッチ機構および指示計が破損しているため、全台交換が必要である。

③ 検出器、発振器

現場設置の検出器、発振器は計器収納箱内に設置されており、汚損や錆の発生もなく問題無い。オーバーホール時は外観点検、校正試験の実施が必要である。

④ 調整弁

給水調整弁を除き、屋外に設置されている調整弁は塩害と排煙スラッジにより腐食しているためオーバーホール時にボンネットのボルト・ナットが外れない可能性がある。また、制御空気減圧弁、電磁弁、リミットスイッチ等も腐食しているため交換する必要がある。高差圧の条件で使用している過熱器、再熱器スプレー調整弁は、内弁シートリングが損傷している可能性があるため部品を供給する必要がある。

⑤ ばい煙濃度計

煙道に光透過式ばい煙濃度計が設置されているが、排煙ガスにより検出器が腐食され使用不能である。同様の光透過式煤煙濃度計を新たに設置しても約1年以内で検出器が腐食し使用不能となると予想される。

(5) 3、4号機ボイラ用燃料性状

燃料性状はボイラ本体及び関連設備に対して高温・低温腐食を起こす要因であり、それらの寿命に大きな影響を与える。

1988年に使用した燃料中の硫黄分を調査した結果平均3.5%(日本では1%未満)の高硫黄分の燃料を使用していることが判明した。このような高硫黄分の燃料を多量の空気で燃焼し、かつ低負荷で運用しているためSO₃量の発生が多く、空気予熱器及び煙道に低温腐食を起こしているものと思われる。

(6) 3、4号機ボイラ給水、缶水性状

ボイラ水は性状によりボイラ、タービン及び給水配管系統にスケールの堆積や腐食を発生させる要因となるため、その管理は極めて重要である。

ボイラ給水および缶水性状を調査した結果、いずれも規定値内にあり正常に管理されている。しかし、これまで度重なる復水器管の漏洩事故を起こしているため海水のボイラ、タービン系への流入によってスケールの堆積や腐食が予測されるのでオーバーホール時には内部点検を行う必要がある。

(7) 主要機器・部品の状況

主要機器・部品の状況をまとめると表 2-13 のようになる。損傷機器・部品の健全化が必要である。

表 2-13 主要機器・部品の状況

設備名	主要機器・部品の状況
ボイラおよび付属設備	<ul style="list-style-type: none"> • 定格出力 170MW に対し空気予熱器損傷のため約 160MW の出力が限度である • 煙道の損傷が激しく安全上も好ましくない • 圧力逃し安全弁の部品が損傷し作動しない • ドラム水面計の部品が損傷し作動しない • 高圧弁の一部が損傷し作動しない
タービンおよび付属設備	<ul style="list-style-type: none"> • 復水器管を 1998.1 および 3 月全数新替え後正常に稼働している
電気・制御設備	<ul style="list-style-type: none"> • 電動機、電動弁、変圧器が腐食している • 中央制御盤付操作スイッチが劣化している • 制御、検出計器が作動不良を発生している • ばい煙濃度計が腐食のため作動しない

2.4.5 発電設備の維持・管理状況

(1) 発電設備の保守計画の立案と実施

「シ」国の各発電所は当年度の発電設備の実状を基に次年度の保守計画を立案し、PEEGT に提出する。PEEGT は全発電所の保守計画を調整し、次年度の保守計画を策定する。パニマス火力発電所はこの計画に基づき発電設備の保守をおこなっている。なお、保守計画の内容は定期点検ではなく不具合個所の補修である。

(2) 3,4 号発電設備の維持・管理状況

発電設備の維持・管理は 3.5 項に記載のパニマス火力発電所保守部(所員 288

名)で行っている。

本発電所は旧式の機械を設置したワークショップを有しており、契約時納入された予備品および新規購入部品を使用し、不具合発生時はこれらの部品を適宜使用して弁類、ポンプ等機械類や電気品の修理を行っている。一方、不具合が発生しているが交換部品がなく、運転上致命傷に至らないものは使用を停止している（電気式逃し弁等）。また、多少の蒸気漏洩はそのままの状態での運転を続けている。本発電所が高圧弁類やポンプ等機械類の分解、補修技術を保有しており、不具合発生時は随時修理を行い、また、ボイラ補機等の維持・管理を保守計画にしたがって実施してきたため現在まで運転を続けてこられたと思われる。このようにバニアス火力発電所の維持・管理は定期点検を実施して事故を未然に防止する予防保全ではなく、不具合やユニット停止事故が発生した後補修を行う事後保全方式を採用している。

(3) 3,4号発電設備修理・補修記録

1998年バニアス火力発電所が実施した3,4号発電設備の主な修理・補修は表2-14に示すとおりである。

表 2-14 3,4号発電設備の修理・補修記録 (1998年)

発電設備名	機器名	修理・補修期間	内容
3号機	復水器	'97.11.16-'98.1.11	復水器管新替え
4号機	復水器	'98.2.19-4.13	復水器管新替え
4号機	空気予熱器	'98.2.21-4.6	部品取替え
4号機	炉壁管	'98.5.8-5.19	炉壁管補修
4号機	変圧器	'98.7.11	遮断器補修
4号機	5 th 給水加熱器	'98.7.11-7.20	給水加熱器管補修
3号機	空気予熱器	'98.8.7-8.9	ケーシング補修
3号機	制御機器	'98.8.25-8.28	圧力検出器校正
3号機	燃焼設備	'98.9.29-10.24	バーナー取替え

(4) 予備品の管理状況

予備品の管理はバニアス火力発電所財務部倉庫課にて行われている。

保管倉庫は機材の種類別に仕切られ、小物部品等は棚に並べて保管されている。

る。保管状態は一部乱雑に放置されている部材も見うけられたが、全般的に良好である。部品は台帳により一品ごとに管理されており、入出庫は入出庫伝票により行われている。また、年一回の棚卸しを実施しており、バニアス火力発電所における機材の維持管理体制は整っている。

2.5 環境への影響

OECDのSAPS事業として1995年5月に調査したバニアス火力発電所およびその周辺での大気公害の状況は次のように報告されている。

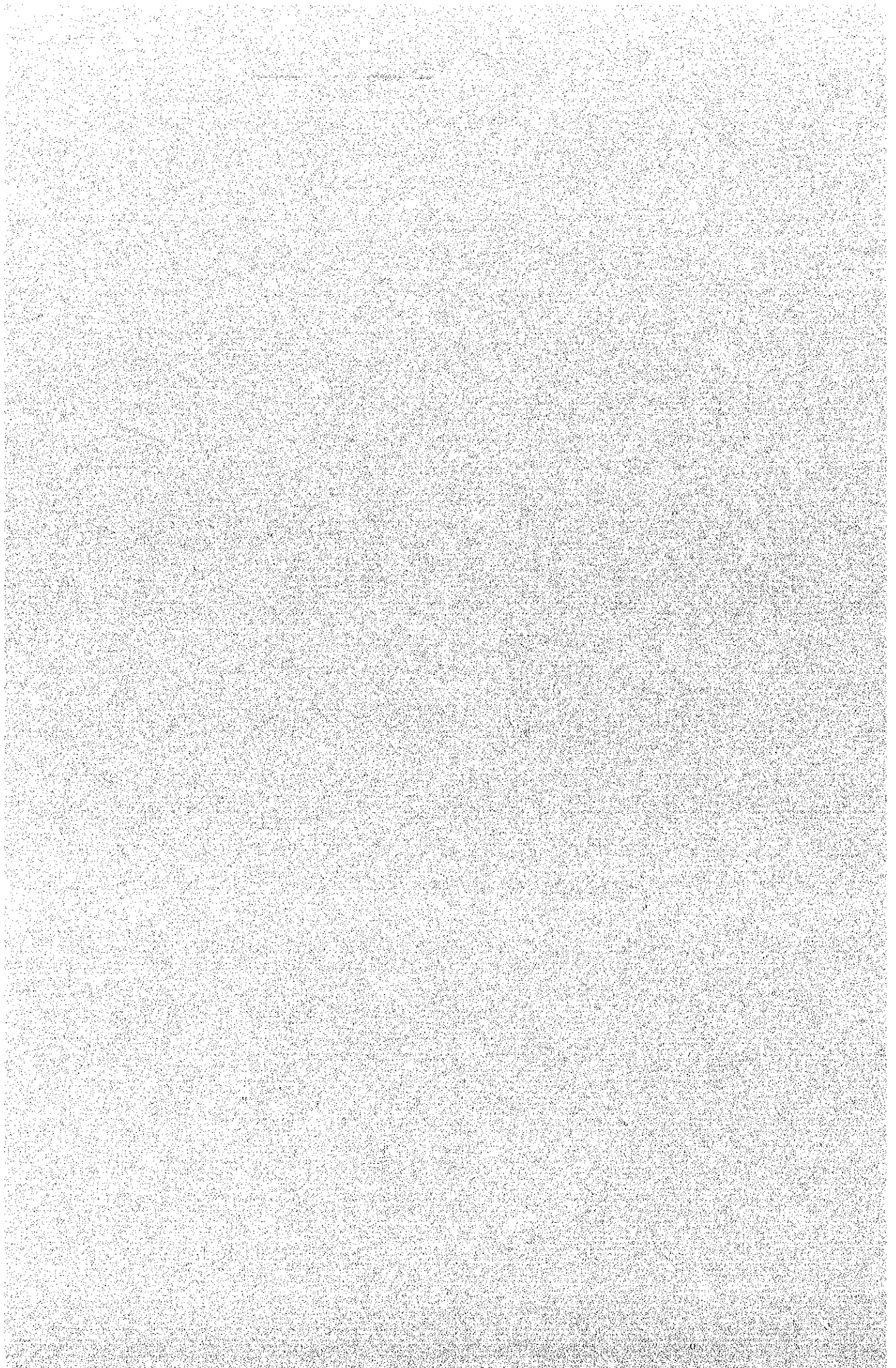
- (1) バニアス火力発電所では、重油中の硫黄分3.7～3.8%の残渣油を専焼しており、排ガスは未処理のまま大気に放出されている。
- (2) さらに、バニアス火力発電所から北方8kmの位置にバニアス精油所がある。この精油所の燃料消費量は発電所の20%であり、かつ硫黄分は2%の重油である。従って精油所より放出されるSO_x量は発電所の10%程度となる。また精油所のフレアスタックより発生する異臭があり、これも大気汚染の要因となっている。
- (3) 国道2号線が発電所と精油所の近くを通過しており交通量も多く自動車からの排ガスも大気汚染の原因となっている。
- (4) バニアス火力発電所近郊の4地点を選定しSO_x、NO_x及び煤塵濃度を測定した結果、シリア国着地濃度規制値以下であることが判明したが、バニアス火力発電所の運転状況や風向、風速などの悪条件が重なると地域によっては大気汚染状況が悪化する可能性がある。また、煙突出口から薄黒い煙が観察された。

今回、本計画が実施され、不良部品の交換、関連機器の調整を行い、かつ、今後とも「シ」国により継続して定期補修を実施することによりプラント効率が改善された

場合、その改善程度に比例して燃料消費量も減少する。従って公害物質である SO_x、NO_x および煤塵の排出量が減少するため、住宅地への着地濃度が低減すると見込まれる。また、排煙監視カメラにより煙濃度を監視し、ボイラの燃焼状態を適切に管理することにより、薄黒い煙の発生が緩和されることが見込まれる。なお、本計画の実施過程において環境に悪影響を与えることはない。

第3章

プロジェクトの内容



第3章 プロジェクトの内容

3.1 プロジェクトの目的

本計画ではバニアス火力発電所 3,4 号機に対してメジャーオーバーホールを実施することにより構成部品の健全性を検証し、破損・劣化部品を更新することにより前述状態を改善し、設備や機器の信頼性とプラント性能の回復を計ることを目標とする。また、その実施の際には日本から技術者を派遣し、「シ」国側と共同作業を行う。

3.2 プラントの信頼性と性能の改善目標

現在、3,4 号発電設備の信頼性と性能は 2.4.3 項に記述したとおりとなっているが、本計画の実施およびそれ以降も「シ」国側がオーバーホールを継続して行うことにより、次の改善目標をあげることができる。

(1) プラント停止率 (FOR) およびプラント稼働率の改善目標

1998 年における FOR は 3,4 号機それぞれ 4.4%および 4.6%、プラント稼働率は 86%および 70%であるが、当該発電設備の信頼性回復の目標として、本計画終了後 1 年間は FOR 1.5%、プラント稼働率 90%を目標とする計画にする。但し、本基本設計調査では開放点検を行っていないこと、本計画のメジャーオーバーホールで全ての箇所を開放・点検して健全性を確認することは不可能であるため、FOR が目標値を越えることも有り得る。例えばボイラの炉壁管はメジャーオーバーホール時には特定な管を選択して点検し、減肉した部分を新替するが選択から外れた管が破口する事態も予測される。このような例はオーバーホールを積み重ねることにより防止できる。

本計画終了後 2 年以降も「シ」国側でオーバーホールを着実に実施することにより開放・点検箇所数が増大していくため事故発生件数が減少し、FOR を 1.5%、稼働率を 90%程度に維持することが可能と判断される。

一方、メジャーオーバーホールを実施しない場合、3、4 号機は 2000 年には機械部品の設計寿命である 10 万時間を越えるため事故発生頻度が増大し、FOR は現在より悪化することは確実である。

(2) プラント効率の改善目標

プラント効率は機器の経年劣化により低下は避けられないが、本計画の実施により、ボイラ本体の清掃、空気予熱器エレメントの交換、ドレントラップの交換、燃焼機器の調整等を行い、性能低下の原因を取り除くことにより、プラント効率を計画値の 97~98%、即ち 1998 年の推定値プラント効率 33%から 36%程度まで回復させることを目標としている。

また、プラント効率が 33%から 36%に改善された場合、燃料消費量は約 8%減少する。従って公害物質である SO_x、NO_x および煤塵の排出量が比例して減少するため風下にあるパニアス市中心部の商店・住宅地への着地濃度が低減する。

3.3 プロジェクトの基本構想

3.3.1 要請内容の検証

要請内容は、①メジャーオーバーホールの実実施計画、②メジャーオーバーホール用部品調達計画および③ばい煙対策計画により構成される。

(1) メジャーオーバーホールの実実施計画

(a) メジャーオーバーホールの実実施

発電設備の事故記録によると、ボイラ管の損傷、バーナーの損傷、空気予熱器の損傷、復水器管の損傷、制御機器の損傷等が発生し、1998 年には平均 1 回/月のユニット停止を起こしている。これらの事故は定期的にオーバーホールを行うことにより、未然に防止出来るものである。

従って、ユニット停止事故を防止し電力の安定供給を行うため本計画通りメジャーオーバーホールを実施することが妥当である。

(b) 技術者派遣

パニアス火力発電所では、1,2 号機のタービン損傷時に納入メーカーより技術者を招聘してタービンの開放修理を実施した経験があるのみである。

また、前述の通り、パニアス火力発電所の設備保全方式の観点から機器の点検分解に対する知識・技術・経験も限定的なものである。

従って、メジャーオーバーホールを「シ」国側独自で実施することは困難であり本計画の技術者派遣は必要であると判断される。

(c) 技術移転

オーバーホールは発電設備の健全性を維持するための重要な業務であり、豊富な経験と知識、高い技術力と管理能力が必要である。今後バニアス火力発電所および他の類似発電所のオーバーホールを「シ」国側独自で実施するには技術者の OJT による技術移転は必須事項と判断される。

(2) メジャーオーバーホール用部品調達計画

メジャーオーバーホールに必要な部品の内、発電所保有部品は優先的に引当てるが不足部品および新規部品は「シ」国内で入手困難でありかつ、2.1.2 項に記載のバニアス火力発電所の財政事情を勘案すると日本国側で調達する事が適切であると判断される。

(3) ばい煙対策計画

(a) 排煙監視テレビの調達

本現地調査中、煙突より薄黒い煙の排出が観察されることがあり、風向が市街地の場合はばい煙による汚染が懸念される。良好な燃焼状態を維持し公害物質の排出を抑制するためには排煙状況を監視し、ボイラを適切に運転することが重要である。

また、建設中のアルザラ発電所およびアレッポ発電所は煙突排煙監視テレビが設置される計画であり、日本の殆どの発電所でも設置している。

以上の理由により、煙突排煙監視テレビの調達は適切と判断される。

(b) 排ガス連続測定装置の調達

① 「シ」国環境省にて調査した結果、1994 年に大気公害規制法（案）が作成されているが発電所等からの排出規定はない。「シ」国議会が未承認であるため現在も案のままであり、近々排出規定を含んだ大気公

害規制法を制定する動きもない。従って、排ガス連続測定装置を装備する法的根拠はない。

② 1998年から2000年完成予定のアルザラ発電所(200MW x 3基、重油・ガス焚)には排ガス分析計としてSO₂計、NO_x計が装備されるが、1998年完成予定のアレッポ発電所(200MW x 4、重油・ガス焚)にはいずれも装備されていない状況にあり、「シ」国発送電公社は排ガス連続測定装置の調達に関して明確な基準をもっているわけではない。

③ 「シ」国政府は全ての火力発電所の燃料をガスに転換する計画を進めており、バニアス火力発電所も近年中に残渣油からガス燃料に転換される可能性がある。ガス燃焼に転換された場合、現在環境汚染が懸念されているSO₂および煤塵量の発生がゼロ近くになるため、排ガス連続測定装置による測定の必要性がなくなる。

また、日本のガス燃焼火力発電所はSO₂および煤塵量の連続測定装置を設置していない。

以上の観点から排ガス連続測定装置の調達は適当でない判断される。

(4) 燃料のガス化転換プロジェクト

本調査時「シ」国側よりバニアス火力発電所の燃料をガスに転換する「ガス化プロジェクト」を遂行する旨の説明があった。ガス化のため表3-1に示す改造工事が計画されているが、いずれの項目も供給部品を含め本プロジェクトと重複することはなく、今回の無償資金協力には直接影響を与えるものではない。

表3-1 ガス化改造工事と本計画との関連

ガス化改造工事	本実施計画との関連
ボイラ管配列の部分的改造	本実施計画ではボイラ管を調達するが、減肉部分を局所的に換装するものでガス化改造工事との関連はない
ガス燃焼設備の追設	現重油燃焼設備に別途追加されるもので直接の関連はない
ガス供給設備の追設	現重油供給設備に別途追加されるもので直接の関連はない
ガス燃焼制御装置の追設	現重油燃焼制御装置に別途追加されるもので直接の関連はない

以上の観点から排ガス連続測定装置の調達を除き要請の妥当性が検証されたので、次項で計画内容の細部について検討する。

3.3.2 プロジェクト実施の基本構想

(1) メジャーオーバーホールの実施計画

バナアス火力発電所の実状を詳細に調査し、「シ」国側の意向も勘案して策定したものである。

(a) メジャーオーバーホールの実施規模

3,4号発電設備は稼動以来、精密点検が実施されていない実状を踏まえ、メジャーオーバーホールの実施規模を「事業用火力発電所の定期点検指針」(社団法人火力原子力発電技術協会編)に準拠して策定した。

(b) メジャーオーバーホールの実施時期

本実施計画の業務工程およびバナアス火力発電所3,4号機の発電停止可能時期を考察してメジャーオーバーホールの実施時期を策定した。

(c) メジャーオーバーホールの実施期間

日本での定期検査実施期間およびバナアス1,2号発電機の補修期間の実績を基にメジャーオーバーホールの実施規模を考慮してメジャーオーバーホールの実施期間を策定した。

(d) 技術者派遣計画

メジャーオーバーホール対象機器の開放・点検の実績、バナアス火力発電所技術者の技術レベル等を考察し、派遣する専門技術者および派遣期間を策定した。

(2) メジャーオーバーホール用部品調達計画

機器・部品の適切な選定と更新が重要であり、次の基準および手順で機器・部品の選定を行うものとした。

(a) 部品選定基準

- ① ユニット停止事故の再発が予測される機器・部品
過去にユニット停止事故を発生した機器・部品と類似の条件下で稼動している機器・部品の選定
- ② 経年劣化が進行しユニット停止事故の発生が予測される機器・部品
過酷な条件下で長期間稼動している機器・部品の選定
耐用年数に近い機器・部品の選定
- ③ プラントの機能維持に支障をきたしている損傷部品
容量低下、制御性の悪化、指示・検出機能不良を起こしている部品
- ④ プラントの安全維持に支障をきたしている損傷部品
安全弁、逃がし弁、緊急遮断装置等の損傷部品

(b) 部品選定手順

- ① 部品計画の基礎資料となる調達部品選定表の作成
選定要因
 - ・ 外観検査で損傷が判明した部品
 - ・ 運転記録より損傷の発生が推定される部品
 - ・ 事故・修理記録より損傷の発生した類似部品
 - ・ 長期間の稼動で経年劣化の進行が予想される部品
 - ・ オーバーホール時通常換装する部品
- ② 部品調達の重要度（優先順位 A,B,C）による分類
優先順位による部品重要度の分類
 - A：換装を要する最重要部品
 - B：換装を推奨するが次期定期点検・補修時に換装して支障ない部品
 - C：換装不要と推測される部品
- ③ 部品仕様（寸法、材料、等級、調達数量、重量等）の明確化
- ④ バニアス火力発電所保有部品の引き当て
バニアス火力発電所保有部品を優先的にメジャーオーバーホール用部品として使用する。

⑤ 既納部品の代替品選定

旧式のため調達困難な制御部品等は代替品を選定する

(3) ばい煙対策計画

煙突より薄黒い煙の排出が観察されることが多く、主風向が市街地でありばい煙による汚染が懸念されたので排煙監視テレビを調達することとした。これにより排煙状況を監視し、燃焼状態を改善することで公害物質の排出を抑制できる。なお、当初要請では環境対策として排ガス連続測定装置の調達を含んでいたが、本計画から削除した。詳細は 3.3.1(3)(b)項による。

以上の検討結果、本計画の基本構想は、バニアス火力発電所において、その 3、4 号発電設備が信頼性とプラント効率を回復し、安定した電力を供給できるようメジャーオーバーホールの実施、メジャーオーバーホール用部品調達およびばい煙対策として排煙監視テレビを提供しようとするものである。その概要を表 3-2, 3-3, 3-4 に示す。

表 3-2 基本設計の内容 (メジャーオーバーホール実施計画)

分類		内容	
① 実施規模		標準期定期点検のうち A 点検 (精密定期点検) *	
② 実施時期		順次 (3、4 号機の順)	
③ 実施期間		各号機 100 日ずつ	
④ 技術者派遣	3 号機	のべ 23 名	計 27.94 人・月
	4 号機	のべ 10 名	計 17.24 人・月

*事業用火力発電所の定期点検指針：社団法人火力原子力発電技術協会

表 3-3 基本設計の内容 (メジャーオーバーホール用部品調達計画)

分類	内容
① ボイラ及び付属設備	ボイラ管合計 140 本
	通風ファン用軸受け、パッキン類
	バーナ部品類
	空気予熱器エレメント、付属品
	煤吹器部品類
	煙道部材
	安全弁部品
	ドラム水面形部品
	高圧弁パッキン類
	燃料設備部品
	薬注、試料採取部品
	共通設備部品
② タービン及び付属設備	高、低圧タービン用部品
	HP ペダスタル、ベアリングなど
	メインバルブ部品
	油圧制御保護装置
	潤滑油装置タンク、クーラー
	高圧ヒーター部品
	給水ポンプ部品
③ 電気・制御装置	中央制御盤記録計
	検出部部品
	制御弁およびドライブ
	制御盤スイッチ類
	空気圧縮機用圧力スイッチ
	入力信号処理器保護装置

表 3-4 基本設計の内容 (ばい煙対策計画)

分類	内容
排煙監視テレビ調達	カラーCCD カメラ
	カラーテレビモニター

3.4 プロジェクトの最適案に係る基本設計

3.4.1 設計方針

(1) 自然条件に対する方針

バニアス市の気象条件は 2-4-1 項に示すとおりである。

本計画の実施時期は 3 月ないし 4 月頃に機材を搬入し据付けを行うこととなっており、また設置場所は発電所建屋内であるので、降雨に対して特段影響することはない。

(2) 社会条件に対する方針

「シ」国全体の治安状況は全般的に良好である。これは政治的安定を保っていることとイスラム教国であるため宗教が人心を律してためと考えられる。

一方、当国はイスラエルとの準戦時体制下にあることもあり、治安機関が厳しい監視、警戒を実施している。しかしながら、バニアス地域は平穏であり、準戦時体制下にあることは殆んど感じられない。また、住民は非常に好日的である。

従って、本プロジェクトの遂行に対して治安上の不安はないと判断される。

(3) 機材調達方針

(a) 既存施設のスベアパーツの消費・調達状況

バニアス火力発電所では在庫量不足・皆無になった機材の調達は原則的に設備納入者より購入してきている。例外として復水器チューブはヨーロッパから調達した経緯があるが、今回のオーバーホールは復水器チューブの換装がないためヨーロッパからの機材調達は無い。

(b) 機材調達方針

要請機材は本調査結果、「シ」国および第三国からの調達は困難であることが判明し、日本国で調達する方針とする。

また、日本国で調達する場合、設備納入業者から購入するか、一般業者から購入するかは機材の仕様、特殊性等を勘案の上決定するものとする。

(4) 現地業者の活用方針

本調査結果、バニアス火力発電所は1号機から4号機までのメンテナンスを全て自力で実施できる陣容を揃えており、現地業者を活用していないことがわかった。また、発電所地域には専門別業者の組織、団体等がなく、仮に遠隔地から招聘可能であっても発電所には収容設備や交通手段が整っていない。

従って、本プロジェクトでは現地業者を活用しない方針とする。

(5) 調達機材の維持管理

2.4.5 項に述べたとおり、バニアス火力発電所における機材の維持管理体制は整っているが本計画で調達する部品点数が約 15,000 点と極めて多いため日本から資材管理責任者を派遣する方針とする。

3.4.2 基本計画

本計画の内容は前項で検討したように、①メジャーオーバーホールの実施計画、②メジャーオーバーホール用部品調達計画および③ばい煙対策計画により構成される。

これらの内容について、本調査の結果により計画される最適案は次の通りである。

(1) メジャーオーバーホールの実施計画

(a) メジャーオーバーホール実施規模

社団法人火力原子力発電技術協会出版の「事業用火力発電所の定期点検指針」によると、オーバーホールの実施規模を示す等級として精密な定期点検をするA点検（メジャー）、簡易な定期点検であるB点検（マイナー）およ

びミニ定期点検であるC点検（シンプル）があり、定期点検の種類と実施サイクルは次のように規定されている。

表 3-5 定期点検の種類と実施サイクル

年	1	2	3	4	5	6	7	8
タービン	A	C	B	C	A	C	B	C
ボイラ	A	B	A	B	A	B	A	B

A: A 定期点検(メジャーオーバーホール)
 B: B 定期点検(マイナーオーバーホール)
 C: C 定期点検(シンプルオーバーホール)

当該発電設備は損傷発生時に開放、点検、修理が行われているのみで、主要機器・部品は計画的、系統的に開放、点検されていない。これら発電設備の保全経緯を基に検討したところ、A定期検査（メジャー）が最適であると判断した。

メジャーオーバーホール実施内容（対象機器、部品、点検内容、点検方法等）は添付の資料による。

- ボイラおよび附属機器 資料 5-B-1

ボイラプラント リコメンデット オーバーホール インスペクションワークス

- タービンおよび附属機器 資料 5-B-2

タービンプラント リコメンデット オーバーホール インスペクションワークス

(b) メジャーオーバーホール実施時期

シリア海岸地区の系統電圧を保持するためにはバニアス火力発電所の発電機4機のうち常時2台並列運転する必要がある。メジャーオーバーホールは1機ごとに実施するためメジャーオーバーホールを行っていない発電機1機と1,2号機の内1機を稼働させることにより系統電圧の保持が可能である。また、約10年間点検を行わずに運転しているため極力早期にメジャーオーバ

ーホールを実施する必要がある。従って調達部品が到着し着工できる4月からメジャーオーバーホールを開始し、その年度内に2機とも完了することが望ましい。

(c) メジャーオーバーホール実施期間

① タービン発電機および附属装置

バナアス火力発電所は1,2号機タービン発電機を過去3回事故による補修のため納入メーカーのスーパーバイザーの支援を得て分解しており、そのため経験のあるスタッフが揃っている。

3,4号機の分解、点検日程は1,2号機の経験に鑑み当初の計画通り85日で進捗可能であると判断されるが、当該機は発電所側にとり初めての開放点検であるため不測の事態を考慮し、15日間の余裕をみて100日間とした。

詳細日程を資料5-B-3に示す。

メジャーオーバーホール/インスペクション タイム スケジュール

② ボイラおよび附属装置

バナアス火力発電所は1,2号機において、ボイラ炉壁管および過熱器管等の修理、換装の経験を有し、また、日本国と同様の鋼製材を使用して炉内足場を敷設する技術も有している。従って、最も時間を要するボイラ圧力部の開放、点検に関し、一部分ではあるが経験を有しており、ボイラおよび附属装置のオーバーホールは計画通りの日程で実施できると判断される。但し、ガス式空気予熱器は開放、点検に加え、損傷部分の取り出し、新部品の挿入、調整等の作業を行うため当初計画(40日間)を延長する必要がある。

1998年2月から4月にかけて実施した同設備の修理実績より、ガス式空気予熱器のオーバーホール期間は60日間が適当であると判断される。但し、これは全体の日程に影響をおよぼすものではない。

詳細日程を資料5-B-4に示す。

オーバーホール スケジュール

(d) 作業のための発電停止計画

3号機、4号機それぞれについて約100日間の発電停止が必要なこと、この発電停止期間は本計画を実施する上で必須の条件であることを「シ」国へ説明し了解された。しかし、どのように停止期間中の需給計画を組むかは「シ」国側の運用の範囲なので、この無償資金協力を十分尊重して発電停止計画を優先的に配慮するよう要求した。なお、「シ」国における電力の予備率からみて2000年から2003年までは1機ずつ停止し、メジャーオーバーホールを実施することが可能と判断される。

(e) 技術者派遣計画

バナアス火力発電所1～4号機について、これまで発電所で実施した開放、点検、修理の経験および設備の調査結果を基に、発電所の意向も加味して検討した結果、要請を一部変更し、次の派遣計画が適切であると判断した。なお、本計画は調達部品点数が多く払出し管理が重要であるため資材管理の専門者も派遣する。

3号機；

・ボイラおよび附属装置技術者

ボイラ統括者、安全弁、ボイラ補機、送風機、空気予熱器、高圧弁、ボイラ制御、バーナー制御、機側制御、ボイラ起動、ディーゼル発電機、空気圧縮機、消火設備、水処理装置 14名 14.49人・月

・タービン発電機および附属装置技術者

タービン統括者、給水装置、タービン起動、発電機、タービン補機、励磁機、トランス、落雷事故防止 9名 13.45人・月

合計 23名 27.94人・月

4号機；

・ボイラおよび附属装置技術者

ボイラ統括者、ボイラ制御、ボイラ起動 3名 5.90人・月

・タービン発電機および附属装置技術者

タービン統括者、給水装置、タービン起動、発電機、タービン補機、

励磁機 6名 10.04 人・月

合計 9名 14.77 人・月

3,4号機資材管理責任者 1名 2.47 人・月

なお、タービンのオーバーホール実施期間を100日間としたため、ボイラおよびタービン本体技術者2名の派遣期間はそれぞれ100日間とした。また、4号機の派遣人員の減少は主にボイラ部門であり、3号機オーバーホール実施によるボイラ附属装置の技術移転効果を4号機に反映したためである。

詳細日程を資料5-B-5に示す。

ユニット3 技術者派遣スケジュール

ユニット4 技術者派遣スケジュール

(f) オーバーホール技術移転計画

「シ」国側と共同実施で行うオーバーホール業務を通じて技術移転を行うものとするが、日本国より派遣する技術者は技量、指導力とも優れた人物を選定し、今後「シ」国が独自で定期点検を実施できるようにする。

なお、具体的な方策は次の項目より構成される「技術移転マニュアル」を作成し、成果が確実に上がるよう配慮するものとする。

① 実施計画の立案

今回実施するオーバーホール実施計画の立案過程を記述し、実施計画立案方法の理解を得る。

② 点検範囲

対象機器および点検箇所、項目の選定方法、根拠等を今回実施するオーバーホールの点検範囲を例に記述する。

③ 点検方法

目視、非破壊検査、テストハンマー等の点検方法について、選択の仕方、原理、実施方法を記述し、OJTにて技術供与する。

④ 工事計画

点検と同時に実施する修理、部品交換工事等も包含した総合的な工事計画の立案について今回実施するオーバーホール工事計画を例に記述する。

⑤ 施工管理

工事日程管理、品質管理、資材管理、安全管理等の工程管理について記述する。

⑥ 予算計画と管理

今回実施するオーバーホール工事を例に予算計画と管理について記述する。

(2) メジャーオーバーホール用部品調達計画

3-3-2(2)項の部品選定基準および選定手順に基づき、メジャーオーバーホール用部品調達計画を次のように行った。

- (a) 要請書をもとにメジャーオーバーホールを行う設備、装置および部品を抽出し、選定要因、重要度を勘案して調達部品選定表を作成した。
- (b) 調達部品選定表を基に基本設計調査を実施し、部品交換の必要性の観点から発電設備の外観検査、事故記録、補修記録等を調査した。さらに、発電所保有の予備品を調査し約 6,000 点が使用可能であることが判明した。これらの知見をもとにパニアス火力発電所の保守部長並びに機械、電気、計装制御装置の各主任技術者と調達部品ごとに、部品名、数量、重要度（優先順位 A,B,C）について詳細な協議を行った。その結果を基本設計調査段階における調達部品一覧表としてとりまとめた。
- (c) 国内解析において、さらに部品名、数量、重要度（優先順位 A,B,C）を検討し、優先順位 A,B,C に分類した調達部品表を作成した。
- (d) 基本設計概要説明調査団は国内解析の結果を踏まえて優先順位 A をもって本計画にて調達する方針で「シ」国との協議に臨み、パニアス火力発電所保守部長および主任技術者全員と詳細な協議を行った。その結果空気予熱器用高温エレメントの削除、煙道材料の数量増加、高圧弁部品の優先順位の変更

等若干の入れ替えが、現状を考慮して行われたものの、大要基本設計とおりに合意された。本協議を通じて当初の要請内容から変更された主な項目および変更理由を表 3-6, 表 3-7, 表 3-8 に示し、一方、合意された部品は前述の部品選定手順に基づき選定されたが、その選定要因を表 3-9 にとりまとめた。なお、合意された調達部品点数は約 15,000 点であり、パニアス火力発電所の保有部品約 6,000 点を加算すると合計約 21,000 点となる。合意された調達部品表を資料 5-B-6 に示す。

メジャーオーバーホール用調達部品表 (機械関係)

メジャーオーバーホール用調達部品表 (制御関係)

メジャーオーバーホール用調達部品表 (電気関係)

また、代表的な調達部品図を資料 5-B-7 に示す。

(e) メジャーオーバーホール用要具品・消耗品調達計画

発電設備を開放し、機器を分解、点検、修理するためには専用の要具が必要である。また、復旧するために消耗品が必要である。本調査結果、建設時に納入された要具品・消耗品が保管されており、メジャーオーバーホールに使用可能であるため本計画では要具品・消耗品の調達は行わない。

(3) ばい煙対策計画

3,4号発電機用として、次に示す排煙監視テレビを調達する計画とする。

カラーCCDカメラ 1組/2機

カラービデオモニター 1組/2機

(4) 図面類

3,4号発電設備の仕様を示す次の図書を資料 5-B-8 に示す。

- ・パニアス火力発電所機器配置図
- ・パニアス火力発電所断面図
- ・パニアス火力発電所ボイラ断面図
- ・パニアス火力発電所タービン断面図
- ・パニアス火力発電所3、4号機設備概要

表 3-6 要請内容との比較 (ボイラおよび付属設備)

番号	項目	要請内容	追加・修正項目および理由
1	ボイラ管類	要請無し	1、2号ボイラにおいて、高温腐食のためボイラ管類の取替えを行っている。 3、4号ボイラにおいても高温腐食による減肉が起きていることが推察されるため取替え用ボイラ管を供給する。 過熱器管：30本 再熱器管：30本 火炉壁管：80本
2	通風設備	軸受等 2 ユニット分	運転状況および保有予備品の使用状況より軸受の供給数を2ユニット分から1ユニット分に削減する。
3	バーナー設備	特殊部品要請無し	経年劣化状況の調査によりバーナーの特殊部品であるシールチューブおよびダストカバーを2ユニット分供給する。
4	ガス式空気予熱器	(1) 高、中、低温 エレメント 2 ユニット分 (2) 特殊部品の 要請無し	(1) 高エレメントは腐食程度が低いと判断されるため供給しないこととする。 (2) エレメント交換に必要とする特殊部品を供給する。 ・低温側ロータシエルプレート ・ダイヤフラム ・その他
5	スートブロワ	完成品の要請無し	ロータリースートブロワが破損しているため、1組供給する。
6	煙道	要請無し	ガス式空気予熱器から煙突迄の煙道が低温腐食のため減肉しガス漏洩の懸念や安全上 (内部点検時) からも問題があるため、補修用煙道材を供給する。 ・煙道用板材:1.5ユニット分 ・ケシングおよび保温材:1ユニット分 ・伸縮継手:2ユニット分
7	安全弁	(1) スプリング類 の要請 (b) 補助蒸気 安全弁の 要請無し	(1) 現在の稼動状況、補修状況より交換の必要性の低いスプリング、アッパー・ローリング等を削減する。 (2) 補助蒸気安全弁破損のためデスク、ステムを供給する。
8	燃料設備	要請無し	(1) オーバーホール用ガスケット、パッキン類を供給する。 (2) ガス化循環ポンプ破損のため、完成品を供給する。
9	高圧一般弁	HP ハイパスプレ コントロールハイ パス弁の要請無し	破損している HP ハイパスプレコントロールハイパス弁を供給する。

表 3-7 要請内容との比較 (タービンおよび付属設備)

番号	項目	要請内容	追加・修正項目および理由
1	潤滑油制御装置	低圧ガスケット	要請有り 「シ」国で製作可能のため削除する
		フィルター	要請無し 油汚れが多いので供給する
2	給水ヒータ	ガスケット	要請無し 点検時交換が必要のため供給する
		オー・リング	要請無し 点検時交換が必要のため供給する
3	給水ポンプ	ガスケット	要請無し 点検時交換が必要のため供給する
		オー・リング	要請無し 点検時交換が必要のため供給する

表 3-8 要請内容との比較 (計装設備)

番号	項目	要請内容	追加・修正項目および理由
1	記録計	制御盤付記録計	重要度Bで要請 破損しているため供給する
		ボイラ温度記録計	重要度Cで要請 破損しているため供給する
		タービン温度記録計	重要度Bで要請 破損しているため供給する
		発電機温度記録計	重要度Bで要請 破損しているため供給する
2	検出部部品	熱伝対	重要度Bで要請 腐食しているため供給する
		圧力変換器	重要度Bで要請 腐食しているため供給する
3	スイッチ類	操作スイッチ	重要度Bで要請 破損しているため供給する
		圧力スイッチ	重要度Bで要請 破損しているため供給する

表 3-9 調達部品選定表

設備名称	装置名称	部品名称	選定要因*	重要度 A ランク
ボイラ および 付属設備	ボイラ管類	過熱、再熱、炉壁、付着品	d	A
	通風装置	ベアリング、パッキン類	e	A
	バーナ設備	バーナガン、スワ、ガスケット等	c,d,e	A
	空気予熱器	エレメント、シール、ホルト等	b,c,d	A
	ストブロー	バルブ、ガスケット、軸受等	c,d,e	A
	スチームコンバータ	ガスケット、トラップ	c,d,e	A
	煙道ダクト	板、保温材、伸縮継手	a,c,d,e	A
	安全弁	ディスク、ステム、スプリング等	c,e	A
	ドラム水面計	ガラス、ランプ等	a,c,e	A
	燃料設備	ガスケット、パッキン等	e	A
	高圧弁	ディスク、ステム、ガスケット、パッキン	c,e	A
	薬注装置等	ガスケット、パッキン類	e	A
	その他装置	ガスケット、パッキン類	e	A
タービン および 付属設備	共通設備	バルブ、ガスケット、パッキン類	d,e	A
	高、低圧タービン	スタッド、ホルト、ナット等	e	A
	ベテスタル	ガスケット、オイルシール、ライナー等	e	A
	主弁、油圧制御	バルブ、ダイヤフラム、ガスケット、	e	A
	潤滑油装置	パッキン、オーリング等	e	A
	高圧ヒーター	ガスケット、オイルシール、オーリング等	e	A
制御設備	給水ポンプ	ベアリング、ワッシャー、オーリング	c	A
	ボイラ制御装置	制御弁、電磁弁、記録計、変換器、熱伝対、コントローラ等	d,e	A
	タービン制御装置	タービン制御部品	d,e	A
		タービン監視計器部品	d,e	A
電気設備	H2 ガスシステム部品、他	d,e	A	
	電気設備	モータ、スイッチ、電磁弁、変換器 指示計等	d,e	A
	発電機	ワッシャー、ダイヤフラム、ガスケット等	e	A
	エキサイター	ワッシャー、オーリング、オイルシール等	e	A
シールオイルシステム、他	ベアリング、オイルシール、パッキン等	e	A	

*選定要因：a 外観検査、b 運転記録、c 事故・修理記録、d 経年劣化、e 通常定検

3.5 プロジェクトの実施体制

3.5.1 組織

本計画に係る「シ」国の主官庁および実施機関は電力省、発送電公社およびバニアス火力発電所である。

本計画遂行の責任部門は電力省、管理部門は発送電公社、実施部門はバニアス火力発電所である。それぞれの組織は次に示す通りである。

(1) 電力省の組織

シリアの電力は、工場やホテル、商店などの自家発電のものを除いて、全て国有化されており、電力省（MOE）の監督下に電力公社（PEE）がシリア全土に対し、建設、運転、送配電を行ってきた。

1994 年の大統領令により、この電力公社は発送電公社（PEEGT）と配電公社（PEDEEE）に 2 分割された。

(2) 発送電公社（PEEGT）の組織

発送電公社は 10 の発電会社（メハルデ、バニアス、ティシレン、カンチン、ジャンダール、ナシール、スエーデイ、タヤム、アレppo及びゼズン）とそれを統括する本部から構成されている。また、13 の各州に 1 つ、但しダマスカスは都市部と地方に分かれ、合計 14 の支店を持っている。

現在、PEEGT は発電及び送電に対する責任を担っており、PEEGT 所有の発電所がシリアにおける電力需要のほとんどを賄っている。

(3) バニアス火力発電所の組織

本計画の実施機関であるバニアス火力発電所の組織図を次に示す。

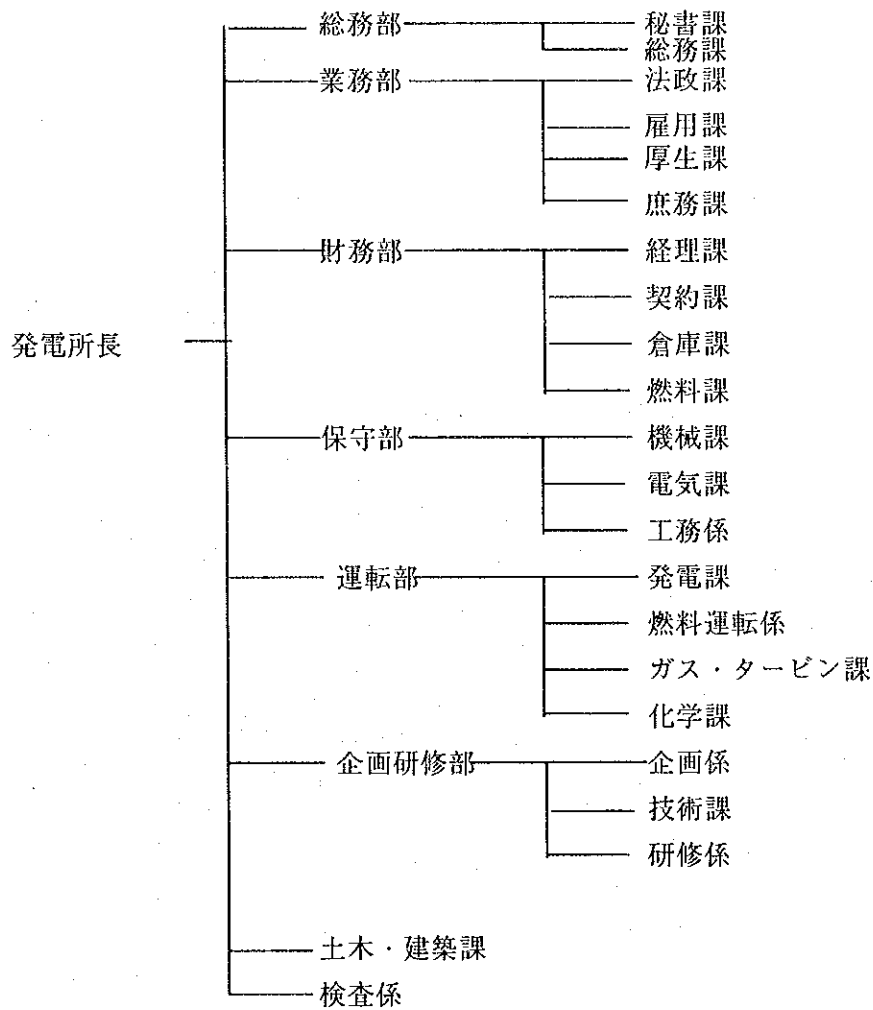


図 3-1 パニアス火力発電所組織図

総員 867 人からなる大きい組織であり、発電所として平均的な組織形態である。

人員構成は下記の通りである。

発電所長	1 人	総務部	2 人	総務務部	6 人
財務部	68 人	保守部	288 人	運転部	286 人
企画研修部	22 人	土建課	141 人	検査係	3 人
(計)	867 人				

3.5.2 予算

バニアス火力発電所の収支を表 3-10 に示す。1995 年以降発電所費用の管理方法が変更され、発電会社から必要額が発電所に支払われるため決算上赤字になる事態は解消された。

1995 年の給与費は一人あたり平均月 24 千円でほぼ実情に合った費用が計上されている。1995 年の運転費約 56 億円は発電量からみて燃料費相当額であり、必要額が計上されていると見られる。一方、保守費用は 1995 年に約 0.8 億円が計上されている。これは、日本における同程度の発電所保守費用の約 15% に相当しかなり少ない。

表 3-10 バニアス火力発電所費用

年	収入	主な支出			損益
		保守費	運転費	給与	
1994	1,961	17(0.9%)	2,189(112%)	86(4.4%)	-330
1995	2,197	30(1.4%)	2,074(94%)	93(4.2%)	0
1996	2,065	24(1.2%)	1,939(94%)	102(4.9%)	0

注；単位：百万シリアンポンド 1シリアンポンド=2.717円
出典；発送電公社 1999年4月

3.5.3 要員・技術レベル

(1) バニアス火力発電所の要員

3-4-1(3)項で記述した通り、バニアス火力発電所は総計 867 名の所員を有している。本計画の実施部署は保守部で 288 名の要員がおり、その構成は機械部門 179 名、電気部門 53 名、計装制御部門 55 名である。

次章の事業計画に則り業務を遂行することにより、現有要員で本計画の実行が可能であると判断される。

(2) バニアス火力発電所要員の技術レベル

(a) 学歴構成

バニアス火力発電所要員の学歴構成は総員 867 名の内、工科系大学卒 105 名、文科系大学卒 10 名、短期大学卒 415 名、普通高校卒 37 名、工業高校卒 84

名と高校卒以上が 651 名おり、75%を占めている。

(b) 研修制度

パニアス火力発電所では、4 運転班に各 4 名、合計 16 名の専任講師がおり、新入社員教育、運転員基礎教育、英語教育、OJT による教育等を行っている。また、ジャンダール発電所内に設置された訓練用シュミレーターにより 1997、1998 年の 2 年間に 50 名研修を受けている。

(c) 有資格者

パニアス火力発電所の有資格者数は次の通りである。

タービン主任技術者	16 名
ボイラ主任技術者	16 名
発電機主任技術者	16 名
クレーン運転手	2 名
危険物取扱士	4 名
消防士	25 名
自動車運転手	25 名

以上のように、パニアス火力発電所要員の学歴構成、研修制度、有資格者数および今日までの保守の経験を勘案すると本プロジェクトを遂行する技術力は十分備わっていると判断される。

