

INDONESIA

インドネシア

グレシック火力発電所3、4号機 ガス化改造事業

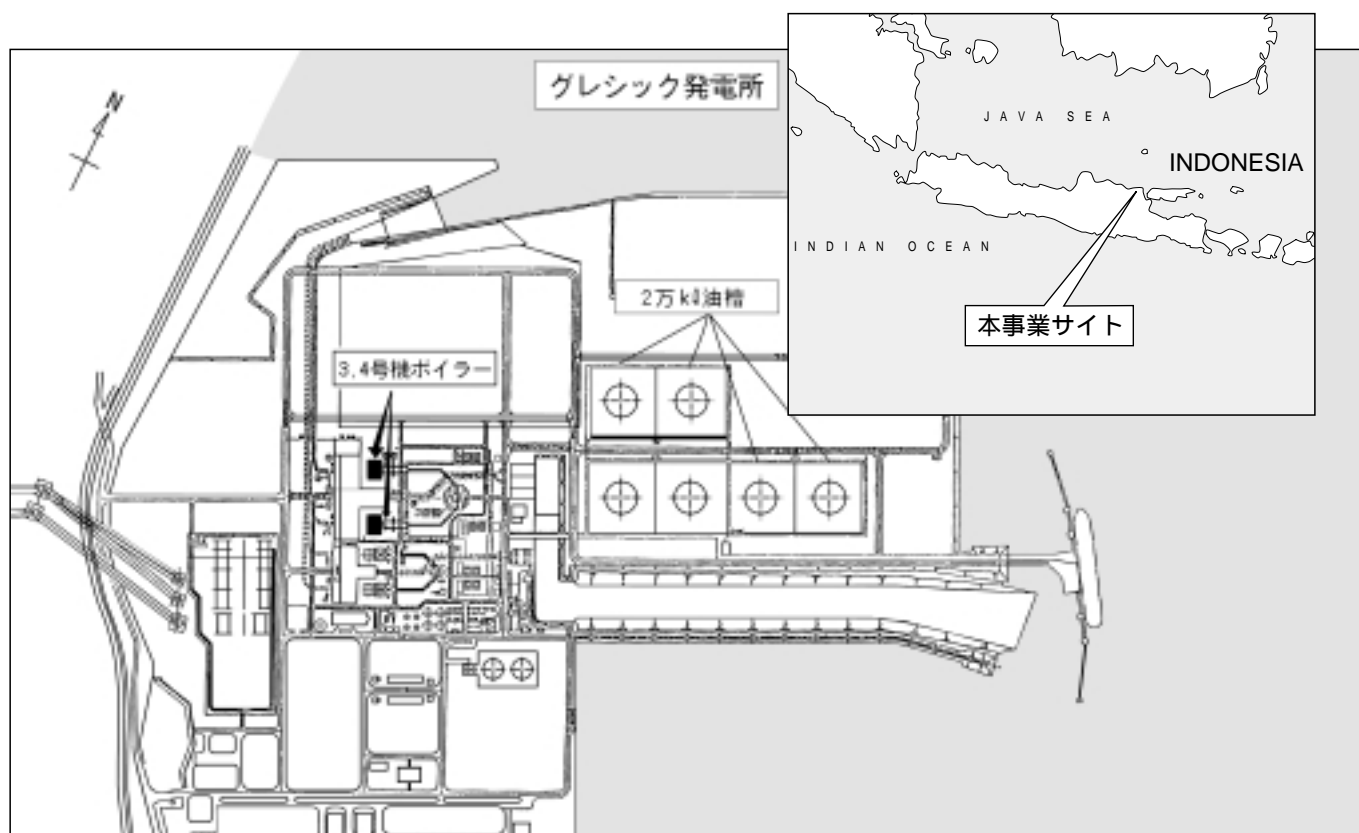
結果報告：1999年3月
現地調査：実施せず

1 事業の概要とOECFの協力

本事業は、1970年代よりインドネシアの国家政策となっていた「エネルギー源多様化による石油依存度低下」にのっとり、東部ジャワ州の州都スラバヤ市の北西約20kmに位置するグレシック火力発電所において、重油焚きで稼働中の3、4号機（各200MW）を改造し、重油／ガス併焚きとするものである。

OECF借款対象は、火力発電所3、4号機のガス化改造工事とコンサルティング・サービスにかかわる外貨費用分全額である。

借入人／実施機関	インドネシア共和国政府／国営電力公社
交換公文締結／借款契約調印	1989年12月／1989年12月
貸付承諾額／実行額	4,445百万円／4,314百万円（チャージ含まず）
借款契約条件	金利2.5%、返済30年（うち据置10年）、部分アンタイド
貸付完了	1994年12月



2 評価結果

(1) 事業実施

事業範囲

事業範囲に変更はなく、計画どおり3、4号機は、ガス/重油併焚きに改造された。コンサルティング・サービスに関しては、工期の延長に伴い外国人コンサルタントの期間が追加（延長）された。これは、事業を円滑に進めるための措置であり、妥当な対応であったといえる。

工期

審査時の計画に比べ、事業完了時期に約3年の遅れが生じている。原因として、インドネシア国内における電力需給バランスの逼迫、および3、4号機への燃料を供給するガス・パイプライン工事（借款対象外）の遅延があげられる。（前者により、発電所の停止ができなくなり改造工事に着手できなかった。また後者により、改造工事の試運転が遅れた。）これらは、いずれも外的要因であり、本事業自体の問題に起因する遅延はなかった。

事業費

併焚き化改造工事に関して、外貨分についての大きな変更はない。一方、内貨分に関しては、大幅な増加が認められる。これは、当初外貨分として計上していたものの一部を、内貨にて実施したためであり、総事業費で捉えればほぼ計画の範囲内に収まっている。

コンサルティング・サービスに関しては、事業範囲にて述べたような理由により、外貨分が若干のコストオーバーランとなっているが、予備費の充当により対応した。また、内貨分については、コストアンダーランとなっている。双方とも、若干の変更であり、特段の問題はない。

主要計画 / 実績比較

(1) 事業範囲	計画	実績
ガス/重油併焚き化改造工事		
ガス/重油バーナーの設置	20基	同左
ガス供給設備	ガス配管	同左
付帯電気設備	一式	同左
コンサルティング・サービス	167.5M/M	135.49M/M
外国人	92.0M/M	99.64M/M
現地人	75.5M/M	35.85M/M
(2) 工期		
コンサルタント契約調印	1990年1月	1990年1月
改造契約調印	1990年6月	1991年5月
機器設計、製造、船積み	1990年6月～1991年2月	1991年5月～1993年2月
3号機改造工事	1991年3月～1991年9月	1993年3月～1994年8月
4号機改造工事	1991年8月～1992年2月	1993年3月～1994年8月
コンサルティング・サービス	1990年2月～1992年2月	1990年2月～1994年8月
(3) 事業費		
総事業費	4,960百万円	4,978百万円
外貨	4,445百万円	4,314百万円
内貨	7,059百万ルピア	11,857百万ルピア
換算レート	1Rp. = ¥0.073	1Rp. = ¥0.056

(2) 実施機関の体制（実施および完成後の運営・維持管理）

実施体制

実施機関は、鉱山エネルギー省監督下の国営電力公社（PLN）である。PLNは、当時、多数の円借款事業を手がけていた。また、コンサルタントおよびコントラクターは、グレシック発電所の既存設備を熟知していたこともあり、改造工事を不備なく終了することができた。前述のとおり、工期の遅れは外的要因によるものであり、PLN、コンサルタント、コントラクターいずれも、その能力に大きな問題はなかったといえる。

運営・維持管理体制

PLNは、1994年8月に国営電力企業（P.T.PLN（Persero））に改編され、同年10月に、ジャワ島の発電部門を2分割して会社組織とし、発電所の分社化を行った。本事業が対象とするグレシック発電所は、Java-Bali Power Generation Company（PJB-）に属している。本発電所の従業員は234名であり、うち14名が日常の保守に係わっている。

運営・維持管理状況

3、4号機は、1994年8月の改造後の運転開始以降、利用率は計画値75.0%に対して60%前後、また、稼働率では計画値75.0%に対して90%前後と、それぞれ高い実績を保っている。この実績については、点検・修理のために計画的に停止している期間も含めたものであり、3、4号機の発電状況および維持管理状況は良好であるといえる。

グレシック発電所3・4号機 発電状況

項目		年度	計画値	1992	1993	1994	1995	1996	1997
3号機	発電量 (GWh)		1,314.00	1,416.66	789.14	929.07	1,421.48	1,074.56	898.72
	稼働時間 (h)		6,570.00	8,693.70	4,856.40	5,389.60	8,290.50	8,121.90	7,536.40
	計画停止時間 (h)			66.30	3,901.90	3,369.60	469.50	638.10	1,072.20
	事故停止時間 (h)			0.00	1.70	0.80	0.00	0.00	6.60
	稼働率 (%)		75.00	99.24	55.44	61.53	94.64	92.72	86.03
	利用率 (%)		75.00	80.85	45.04	53.03	81.13	61.33	51.30
4号機	発電量 (GWh)		1,314.00	1,198.99	564.57	747.79	1,245.20	1,113.80	1,010.33
	稼働時間 (h)		6,570.00	7,634.00	4,592.00	N.A.	8,237.60	N.A.	8,589.20
	計画停止時間 (h)			987.00	4,168.00	N.A.	522.40	N.A.	0.00
	事故停止時間 (h)			139.00	0.00	N.A.	0.00	N.A.	170.80
	稼働率 (%)		75.00	87.15	52.42	N.A.	94.04	N.A.	98.05
	利用率 (%)		75.00	68.44	32.22	42.68	71.07	63.57	57.67

(出所) PLN

注) 利用率 = 発電電力量 / 発電設備容量 (定格出力 × 8,760時間)
稼働率 = 年間稼働時間 / 8,760時間

財務状況

1996年度および1997年度のP.T.PLN（Persero）全体の連結財務諸表をみると、営業利益は増加しており、事業自体の収益に問題は無いといえる。しかしながら、ルピア安（1996年との比較で、対ドルで約20%の下落（IFS年平均））により1997年度には為替差損が発生し、経常利益はマイナスとなっている。

(3) 事業効果

本事業当初計画時の財務的内部収益率（FIRR）は、ガス焚きの比率が60%との前提で、15.8%と計算されていた。ただし3、4号機の稼働実績をみると、ガス焚きの比率はほぼ100%に近いものとなっており、審査時の計算を100%ガス焚きにて計算し直すと、FIRRは25.9%となる。他方、実際にかかった建設費用と維持管理費用をもとに本事業の実績ベースでのFIRRを計算すると、28.7%となった。

本事業実施中のインドネシア第 次5ヶ年計画の最終年には、計画当初の目標として掲げていた、非石油エネルギー源による発電の占める割合である42%に対し、42.6%を達成している。本事業による直接的な目標達成度の把握は困難であるが、資源の効率的活用という観点からは、本事業の実施意義は大きいといえる。

燃料のガス化により、グレシック発電所におけるSOx、NOxの排出量は、大幅に軽減されており、燃料をガスに変更したことによる環境への正の効果が認められる。

インドネシア第 次5ヶ年計画最終年（1993/94年）におけるエネルギー源別電源

エネルギー源	石油	天然ガス	石炭	地熱	水力	非石油合計
石油換算・百万バレル	82.60	10.00	21.50	2.03	27.88	61.41
%	57.4	6.9	14.9	1.4	19.4	42.6

(出所) インドネシア第 次5ヶ年計画

3 教訓

特筆すべき教訓はない。



発電機（左：3号機、右：4号機）