

第3章

要請プロジェクトサイト周辺の状況

第3章 要請プロジェクトサイト周辺の状況

3-1 セラバム水力発電所周辺の電力需給状況

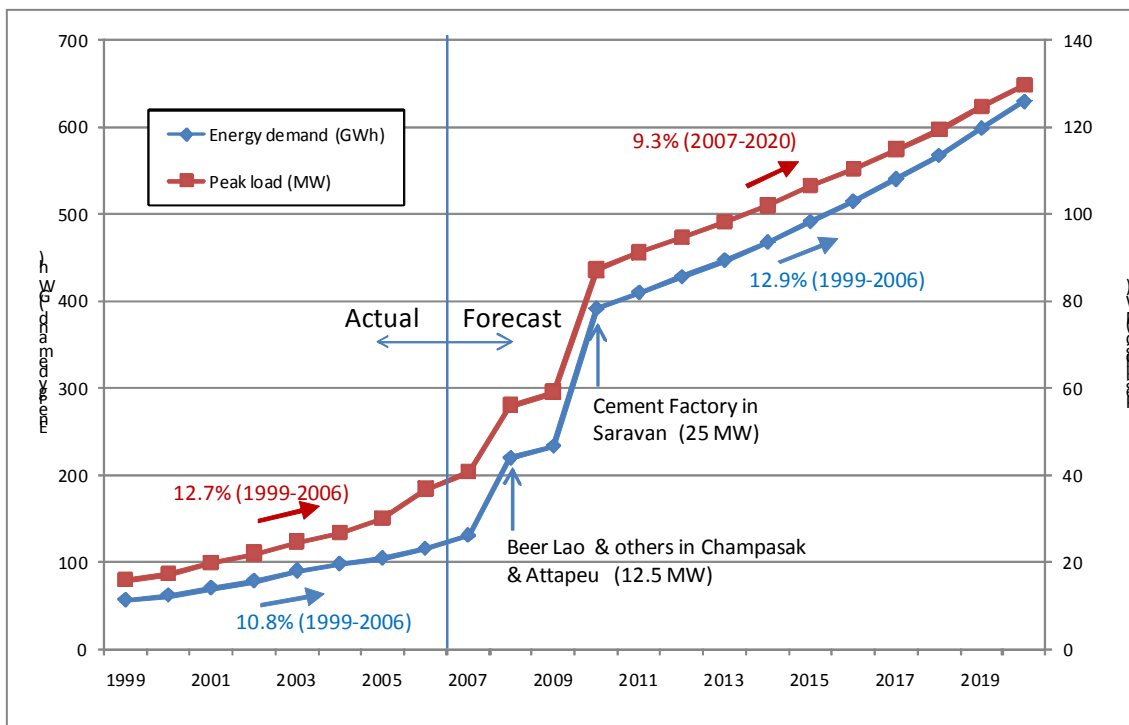
第2章において述べたように、ラオス国内にある4つのそれぞれ独立した主要グリッドのうち南部系統にセラバム水力発電所は位置する。南部系統には、国内供給向けとしてEDLが所有・運転する発電所は2箇所しかなく、セラバム水力発電所はその一つである。したがって、要請プロジェクトの対象地域としては、狭義にはセラバム発電所の電力が直接供給されている、Saravan 県 Khonxedone 地区及びパクセ (Pakse) 市内 (Bang Yo 変電所) ということになり、一方、広義には電力系統を通じて南部グリッドの供給エリア (Saravan, Champasak, Sekong) 全体が本件プロジェクトの対象地域といえることができる。

3-1-1 対象地域における電力需給の現状

(1) 需要状況

EDL の PDP2007-2016 (draft)によれば、南部系統の電力需要の状況は図 3.1 に示すとおりである。これまでの実績についてみると、1999～2006 年までの年平均でピーク需要及びエネルギー消費とも 10%を上回る高い伸びを示している。

また、2007 年以降の需要想定においては、現在計画・建設中の大規模需要が反映されており、2008 年の Champasak 県及び Attapeu 県における産業需要 (Beer Lao など) や 2010 年の Saravan 県におけるセメント工場需要が反映されている。これら大規模需要や地方電化の推進により、2007～2020 年までの期間についても 10%程度の高い伸びが継続するものと予測されている。



Source: PDP 2007-2016 (draft), EDL System Planning Office

図 3.1 南部系統の需要推移

なお、同地域においては1,000 MW級の電力需要を伴うボーキサイト採掘・精錬計画があるが、これら需要についてはEDLでは対応せず、需要家にて電源確保するものとしている¹⁷。

(2) 対象地域の電源

1) 電源設備の概要

南部系統の電源設備については、表 3.1 に示すとおり、2箇所の流れ込み式水力発電所が稼働するのみであり、グリッドが延伸されていない Attapeu 県においてタイへの輸出用 IPP として稼働する Houay Ho 発電所からの電力のうち、1%程度が 22 kV 配電線を通じ周辺村落に供給されている。

表 3.1 南部系統の電源設備

Power Plant	Province	Type (PF)	Installed Capacity (MW)	Energy Production (GWh p.a.)	Owner	Year of Comm.	Source of Fund
(Existing)							
Selabam	Champasak	RoR (49%)	5	21.5	EDL	1969	
Xeset 1	Saravan	RoR (34%)	45	133.9	EDL	1991	
Houay Ho*	Attapeu	Dam (45%)	2.1 (152.1)	5.0 (617)	IPP	1999	
Total of Existing power plants			52.1	160.4			

¹⁷ 同地域の電力設備容量は現在 50 MW 程度であり、ラオス全体でも 300 MW に過ぎない。

Power Plant	Province	Type (PF)	Installed Capacity (MW)	Energy Production (GWh p.a.)	Owner	Year of Comm.	Source of Fund
(Under construction and Plan)							
Xeset 2	Saravan	RoR (46%)	76	309.0	EDL	2009	EXIM Bank of China
Selabam ext.	Champasak	RoR (55%)	7.7	37.1	EDL	2012	(GoJ)
Houay Lamphan	Sekong	Dam (53%)	68	315	EDL	2014	WB

- RoR: Run-of-River (流れ込み式)

* ラオス国内供給分のみ。括弧内は総出力及び総発電電力量を示す。

Source: PDP 2007-2016 (draft)

このうち、本件セラバム発電所の主要諸元については、表 3.2 に示すとおりであり、今回の要請においてリプレースの対象となるのは、1969 年に供用開始され、既に 40 年近くが経過している 1～3 号機 ($3 \times 0.68 = 2.04$ MW) である。

また、Xeset 1 (セセット第 1) 発電所については、1991 年に 1, 2 号機 ($2 \times 3 = 6$ MW) が、1994 年に 3～5 号機 ($3 \times 13 = 39$ MW) が供用開始されている。後述するように、ラオスの河川は流量の季節変動が大きく、雨季・乾季の発電量には大きな差異がある。Xeset 1 発電所のついてはこれを踏まえ、1, 2 号機と 3～5 号機の単機容量をそれぞれ 3 MW と 13 MW と設定している。すなわち、河川流量の少ない乾季には主として 1, 2 号機を稼働し、雨季には 3～5 号機を主として稼働する設計・運用としている。

なお、セラバム発電所についても 1～3 号機と 4 号機の単機容量に比較的大きな開きがあるが、こちらについては 1 年を通じて 4 号機を優先運転するよう運用されている。

表 3.2 セラバム水力発電所主要諸元

項目	諸元		
	1-3 号機	4 号機	合計
取水堰堤			
(左岸側取水堰)			
延長	195.0 m		
頂高	EL. 119.515 m (高さ 3.7 m)		
(右岸側取水堰)			
延長	240.0 m		
頂高	EL. 119.515 m		
利用水深	0.315 m (NWL=119.515 m, LWL=118.800 m)		
発電形式	流れ込み式		
導水路			
形式	開水路		
延長	140 m		
幅	30 m		
水圧管路			
形式	埋設	埋設	—

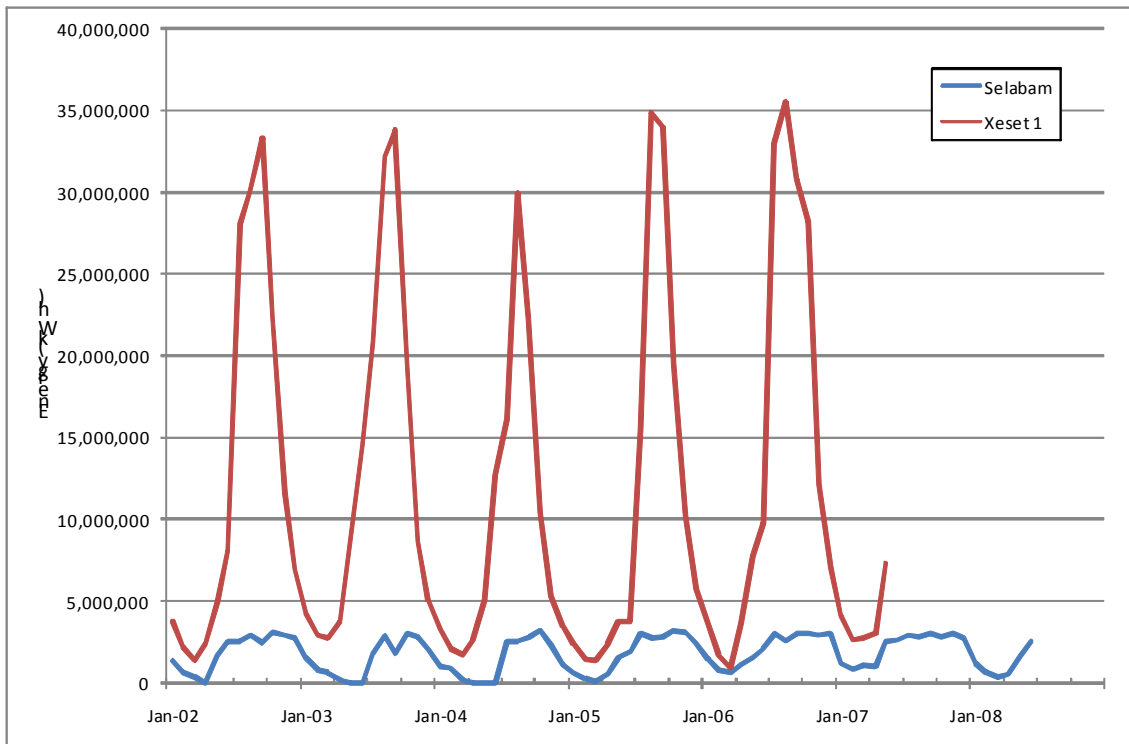
延長	140 m	190 m	—
管径	□ 2.0 m	□ 3.0 m	—
発電設備			
水車型式	縦型カプラン水車	縦型プロペラ水車	—
有効落差	16.0 m		
最大使用水量	5.0 m ³ /s × 3	23.1 m ³ /s	38.1 m ³ /s
最大出力	680×3=2,040 kW	3,000 kW	5,040 kW
常時出力	—	1,860 kW	1,860 kW
最大放水位	EL. 107.707 m		
常時放水位	EL. 101.200 m		
供用開始	1969 年	1994 年	—

2) 発電電力の季節性

水力発電は降雨あるいは河川流量という自然条件に依存するため、気象状況による発電電力量の変動は避けられない。特に南部系統に存在する 2 つの発電所は流量調整機能をもたない流れ込み式水力発電所であり、また、後述するようにラオスの降雨及び河川流出特性から、雨季・乾季の発電電力量の差は、**図 3.2**に示すとおり非常に大きい。

図 3.1において南部系統の現状の年間電力消費量は 130 GWh 程度であり、月間に均せば 10 GWh 強程度ということになるが、**図 3.2**から分かるように乾季の供給電力量はその半分に満たない。

ここで、今回の拡張計画によってもたらされる一義的な効果は雨季の発電量が増えるという点については明言すべきであろう。すなわち、**図 3.2**において、乾季の発電量の谷が埋められるわけではなく、雨季の山が高くなるに過ぎないということである。



但し、Selabam 発電所については 2002/1～2008/6、Xeset 1 発電所については 2002/1～2007/5 分のデータ

図 3.2 南部系統の月別発電電力量の推移

3) 計画・建設中のプロジェクト

表 3.1 に示したように、南部系統においては本セラバム拡張プロジェクト以外に、建設中の Xeset 2 プロジェクト及び調査計画段階の Houay Lamphan プロジェクトが存在する。

Xeset 2 プロジェクトは既設の Xeset 1 発電所の直上流に計画されているもので、表 3.1 からわかるように既存設備を上回る大規模なものである。

Xeset 2 プロジェクトは表 3.3 に示すとおり、高さ 23 m、堤頂長 632 m のハイダムを有するが、貯水容量は総量でも 800,000m³ で、利用水量 33.7m³/s のおよそ 6.6 時間分に相当するに過ぎず、季節的な調整能力はない。河川流況から察するに、図 3.2 に示したような Xeset 1 発電所と同様の発電特性（季節性）を有することになる。

また、Houay Lamphan プロジェクトについては、世界銀行の TA により F/S が開始されたところである。

表 3.3 Xeset 2 プロジェクトの概要

Item	Unit	
Installed capacity	2 × 38=76	MW
Water usage	33.7	m ³ /s
Gross head	271	m
Expected energy production	309	GWh p.a.
<u>Progress</u>		
- As of October 2008	approx. 70	%
- Commercial operation	August 2009	
<u>Project cost</u>		
- Total cost	135.5	million US\$
- From EXIM bank of China (80%)	108.4	million US\$
- From EDL (20%)	27.1	million US\$
<u>Hydrologic and Reservoir characteristics</u>		
Catchment area	392	km ²
Total Storage capacity	800,000	m ³
Dam crest length	632	m
Dam height	23	m
Headrace tunnel length	6,806	m
Penstock length	1,529.86	m

(3) 需給バランス

年間を通じた需要と供給を比較すると表 3.4 のようになり、年間を通じた需給バランスを見ると、推定値ではあるが 2008 年現在、需給は逼迫している。

表 3.4 南部系統の需給バランス

		需 要	供 給 (計画値)	供給余力
ピーク出力 (MW)	2006 年実績	36.9	52.1	15.2 (41.2 %)
	2008 年推定	44.6		7.5 (16.8 %)
電力消費量* (GWh)	2006 年実績	149	160.4	11.4 (7.7 %)
	2008 年推定	183		▲22.6 (-12.3%)

※ 送電ロスを含む

また、前節で述べたように南部系統の電源は流れ込み式水力発電所のみであり、供給力の季節変動性についても注目しなければならない。

図 3.3 は南部系統における月ごとの発電電力量と電力輸出入量の推移を示したものであるが、例えば表 3.4 において年間の電力消費を見ると 2006 年の実績として、116 GWh の需要に対し、160.4 GWh の供給があり、年間を通じた需給バランスとしては全く余裕があるように見えるが、その内訳は図 3.3 に示すとおり、乾季は需要の半分にも満たない供給力しかなく、不足分を輸入で補い、逆に雨季には需要の倍以上の電力を発電し輸出し、年間のエネルギー収支のバランスを取っているという点である。

ラオス、とりわけ本プロジェクトの対象地域である南部系統においては、流れ込み式水力発電所が 2 箇所しかないという電力供給上の特性から、系統安定性の確保に加え、年間のエネルギー収支の面でもタイ国との系統連系は必須なのである。

貯蔵することが困難という電力の特徴を踏まえれば、雨季の余剰電力を輸出という形で蓄え、乾季にその蓄えた電力を輸入するという、タイとの融通を一種の電力貯蔵設備との取引というような見方もできる。

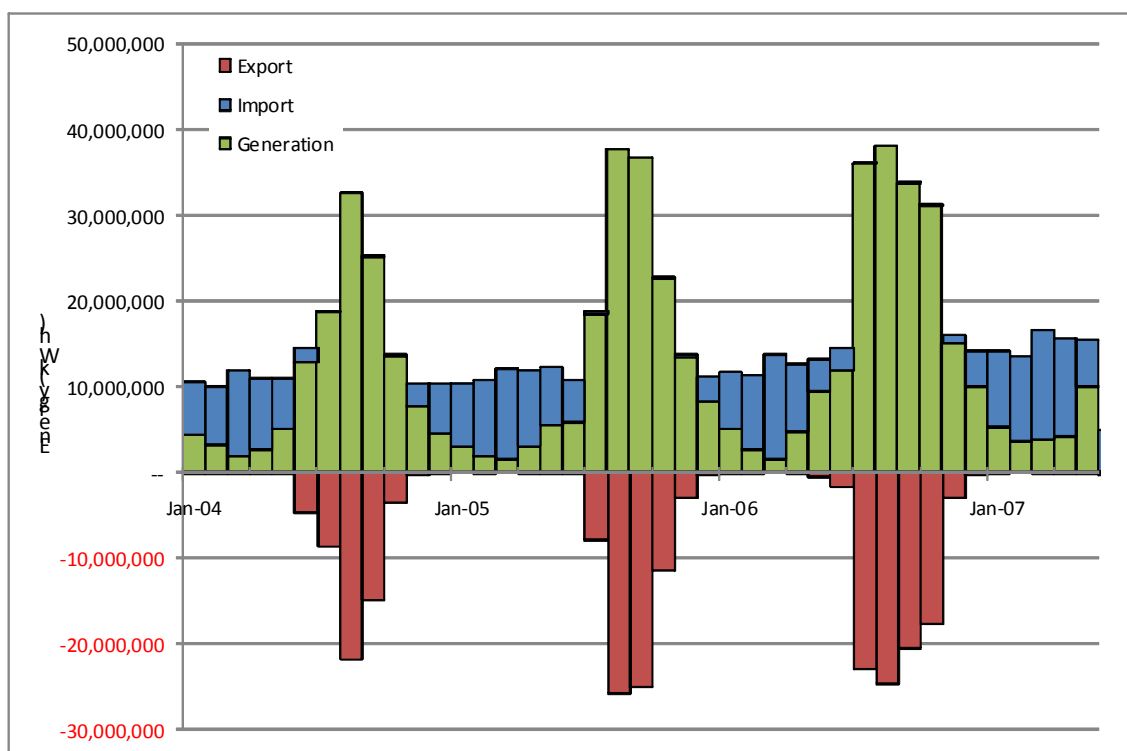


図 3.3 南部系統の発電・輸出入の推移

3-1-2 対象地域における電力輸出入の現状

表 3.5 に至近 4 年間の南部系統の電力輸出入の状況¹⁸について示す。電力輸入がほぼ一定して増加傾向にあるのに対して、輸出については、豊水・渇水といった自然条件に設備の改修工事の実施等の影響が加わり、変動が大きい。

豊水だった 2006 年には輸出量が多く、輸入量を大きく上回ったものの、2007 年は輸出入が拮抗しており、金額ベースでは輸入超過となった。なお、前述のように 2006 年に EGAT と EDL の間の契約更新が行われており、平均輸出入単価が高くなっている。

¹⁸ 南部地域については、タイとの取引以外に、Saravan 県においてベトナム国との 22 kV 配電線を通じた電力輸入が行われているが、規模も極めて小さく、ここでは含まない。

表 3.5 南部系統における電力輸出入の状況

	IMPORT			EXPORT		
	Energy kWh	Expense US\$	Unit price US¢/kWh	Energy kWh	Income US\$	Unit price US¢/kWh
2007	60,397,676	2,477,450	4.10	61,215,998	2,207,374	3.61
2006	46,733,167	1,815,076	3.88	91,826,313	3,178,404	3.46
2005	51,305,693	1,797,085	3.50	73,964,546	2,455,645	3.32
2004	47,229,918	1,619,601	3.43	54,259,930	1,573,343	2.90

Source: Power System Planning Office, EDL

3-1-3 対象地域における将来需給状況

表 3.6 は、表 2.14 から南部系統分のみを抽出したものである¹⁹が、実現性の高いプロジェクトとしては、表 3.1 にも示された EDL の建設・計画中の 3 プロジェクト（Xeset 2、Xelabam ext²⁰、Houay Lamphan Gnai²¹）及びベトナム向け IPP として建設中の Xekaman 3 プロジェクト²²が挙げられる。

¹⁹ したがって、表 2.14 と同様、輸出用 IPP（IPP(e)と記載）については総供給力のうち、輸出分を除いた国内向け供給分のみを示している。

²⁰ 本件プロジェクト。ラオ語で X と S は同じ音のため、このように表記されることも多い。Xeset については Se Xet などとも表記される。Xe (Se) はラオ語（南部）で川、水の意、北部の Nam と同じである。

²¹ 2008 年 5 月、(株)ニュージェックが F/S を受注。調査期間は 18 ヶ月の予定。

²² Sekong 県に位置し、VLP 社 (85%)、EDL (15%) の出資。設備容量 250 MW、年間発電電力量 1,000 GWh p.a.で、約 10%がラオス国内向けに供給される計画である。

表 3.6 南部系統における電源開発計画

	Power plant	Installed capacity (MW)	Energy production (GWh p.a.)	Plant factor	COD	Status	Owner
1	2 Xelabam	5	21.5	49%	1961	Existing	EDL
2	4 Xeset 1	45	133.9	34%	1991	Existing	EDL
3	7 Houay Ho (local)	2.1	8.3	45%	1999	Existing	IPP (e)
4	11 Xeset 2	76	309.0	46%	2009	under construction	EDL
5	16 Xekaman 3	25	76.0	35%	2010	under construction	IPP (e)
6	20 Xelabam ext.	7.7	37.1	55%	2012	planned	EDL
7	23 Xekatam	61	296.8	56%	2012	planned	IPP (d)
8	51 Xelanong	40	157.8	45%	2014	planned	IPP (d)
9	25 Xekaman 1	45	199.3	51%	2014	planned	IPP (e)
10	35 Houaylamphan	68	315.0	53%	2014	FS	EDL
11	32 Houaychampi	4	20.0	57%	2014	planned	IPP (d)
12	29 Xepian/ Xenamnoy (local)	40	202.9	58%	2014	planned	IPP (e)
13	46 Xeset 3-4	32	135.0	48%	2016	planned	IPP (d)
14	42 Donsahong	24	152.0	72%	2016	planned	IPP (e)
15	43 Nam Kong 1/ Sekong 4-5	60	318.0	61%	2017	planned	IPP (e)
16	48 Nam Kong 3	25	142.0	65%	2017	planned	IPP (d)
17	49 Xebangnuan	45	177.0	45%	2018	planned	IPP (d)
18	61 Houaykatan	30	118.3	45%	2024	planned	IPP (d)

表 3.6 に基づき、建設中（建設準備中を含む）及び 2020 年までの運転開始分について整理すると、ピーク電力、年間発電電力量について、それぞれ表 3.7、表 3.8 のようになる。

表 3.7 南部系統国内向け電源開発計画（ピーク電力）

(unit: MW)

	Existing	Under construction		Planned up to 2020	
		Net	Total	Net	Total
EDL	50.0	76.0	126.0	151.7	201.7
IPP (e)	2.1	25.0	27.1	194.0	196.1
IPP (d)	0.0	0.0	0.0	207.0	207.0
Total	52.1	101.0	153.1	552.7	604.8

- IPP (e): IPP for export
- IPP (d): IPP for domestic use

表 3.8 南部系統国内向け電源開発計画（年間発電電力量）

(unit: GWh p.a.)

	Existing	Under construction		Planned up to 2020	
		Net	Total	Net	Total
EDL	155.4	309.0	464.4	661.1	816.5
IPP (e)	8.3	76.0	84.3	948.2	956.5
IPP (d)	0.0	0.0	0.0	928.6	928.6
Total	163.7	385.0	548.7	2,537.9	2,701.6

- IPP (e): IPP for export
- IPP (d): IPP for domestic use

以上の電源開発計画に対して図 3.1 に示した電力需要想定結果と比較したものが、表 3.9 及び図 3.4 であるが、表 3.9 のうち、現在建設中のプロジェクトの完工が予定されている 2010 年の需給状況を見ると、特に 3-1-1 において述べた Xeset 2 発電所が運転開始することにより、南部系統の需給状況は著しく改善する。Xeset 2 発電所が運転開始する 2009 年の設備容量 128.1 MW は 2020 年のピーク需要にほぼ相当し、2010 年に輸出用 IPP の Xekaman 3 発電所分を加えれば、予備率 76.0% でありピーク供給力については十分であるといっていよいだろう。一方、エネルギーベースでは予備率 23.9% に留まっており、年ごとの気象状況による水力発電の出力変動を考慮すれば余裕があるとは言えない。

IPP プロジェクトについては、昨今のプロジェクトの状況を省みると PPA の見直しなどにより必ずしも計画どおりに進捗しないことも想定されるため、将来の南部系統の需給バランスにおいては、本セラバム発電所の拡張とともに、F/S が開始された EDL の Houay Lamphan Gnai プロジェクトの存在意義は大きい。

図 3.4 で明らかなように、表 3.6 に示した電源開発が計画どおり進めば、2020 年には国内需要の 2 倍近い設備を有することとなり、第 2 章でみたラオス全体の需給バランス（図 2.5）と比較しても、ラオス南部は政策目標である電力輸出による外貨獲得の主要地域となる。

表 3.9 南部系統の 2020 年までの需給バランス

	Energy demand (GWh)	Energy supply (GWh)	Reserve	Peak load (MW)	Peak supply (MW)	Reserve	Remarks
2006	149.0	163.7	9.9%	36.9	52.1	41.2%	Actual
2007	167.0	163.7	-2.0%	40.5	52.1	28.6%	
2008	261.3	163.7	-37.4%	55.9	52.1	-6.8%	Construction stage
2009	277.7	472.7	70.2%	59.0	128.1	117.1%	
2010	442.8	548.7	23.9%	87.0	153.1	76.0%	
2011	465.0	548.7	18.0%	91.2	153.1	67.9%	
2012	485.3	882.6	81.9%	94.7	221.8	134.2%	Planned stage
2013	507.1	882.6	74.0%	98.3	221.8	125.6%	
2014	530.6	1,777.6	235.0%	102.0	418.8	310.6%	
2015	557.8	1,777.6	218.7%	106.5	418.8	293.2%	
2016	583.7	2,064.6	253.7%	110.6	474.8	329.3%	
2017	611.6	2,524.6	312.8%	114.8	559.8	387.6%	
2018	641.3	2,701.6	321.3%	119.2	604.8	407.4%	
2019	675.8	2,701.6	299.8%	124.5	604.8	385.8%	
2020	709.7	2,701.6	280.7%	129.6	604.8	366.7%	

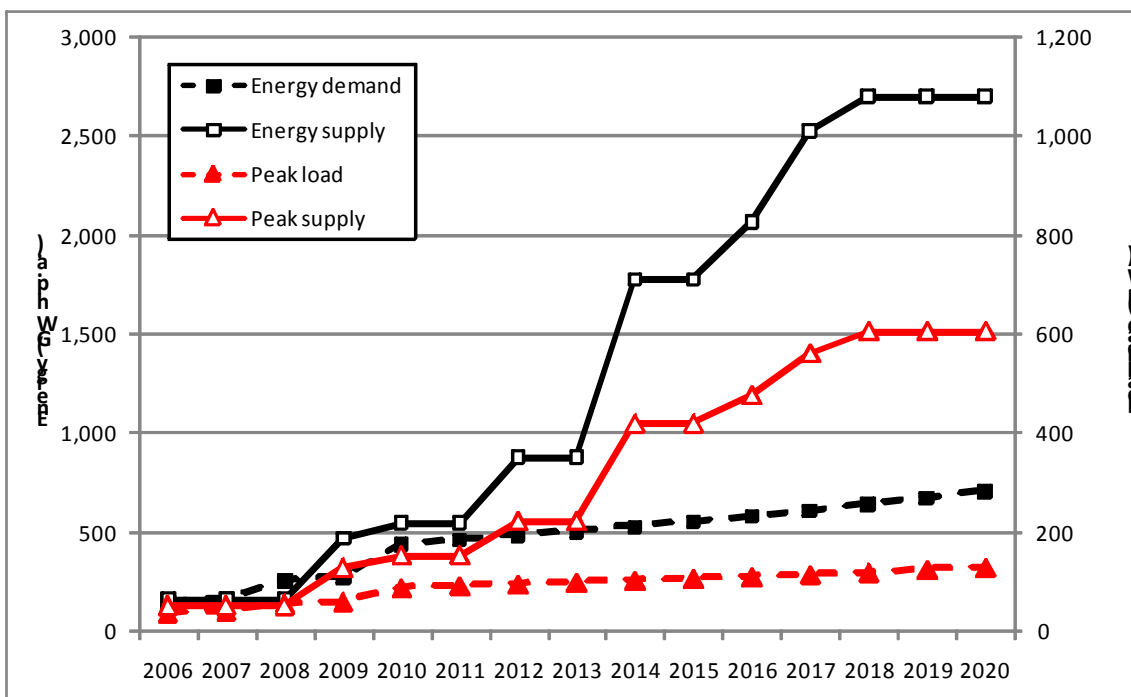


図 3.4 南部系統の 2020 年までの需給バランス推移

3-2 対象地域の自然状況

ラオスの気象庁 (Department of Meteorology and Hydrology) は、もともと農林省 (MOAF: Ministry of Agriculture and Forestry) の下に置かれていたが、水資源環境庁 (WREA: Water Resources and Environment Administration) の創設にあわせ、2007年7月に WREA の下に移管された。

気象・水文データについては、各県に置かれた Meteorology & Hydrology Office にて取りまとめられており、セラバム発電所の位置するチャンパサック県においてはパクセ事務所が管轄し、気象観測 (気温、湿度、風向・風速、降雨量 等) を実施している。また、水文データについては、降雨量及び河川流量の観測が行われており、河川流量についてはセラバム発電所の上流 7 km の Souvannakhili 地点が最寄りの河川観測所である。

3-2-1 対象地域の気象

チャンパサック県のパクセ気象観測所及びセラバム観測地点²³における過去5カ年の月別降水量は表 3.10 及び表 3.11 のとおりである。これによれば、年間降水量のほとんどは、5～9月の5ヶ月間に集中している。

表 3.10 パクセ気象観測所における過去5カ年の月別降水量 (mm)

年	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
2004	0	2	80	27	188	444	399	584	245	0.3	15	0	1,983
2005	0	0	15	53	231	291	434	512	352	8	56	0	1,952
2006	0	0	6	155	232	206	846	740	241	257	11	0	2,694
2007	0	0	121	35	235	215	371	375	219	291	26	0	1,888
2008	0	0	53	59	193	235	173	-	-	-	-	-	-

注：観測所の標高は 101.5m。緯度 15°07'43"N。経度 105°47'04"E。

出所：Meteorology & Hydrology Provincial Service より入手したデータを基に作表。

表 3.11 セラバム観測地点における過去5カ年の月別降水量 (mm)

年	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
2004	0	72	0	17	233	435	713	582	180	0	0	0	2,232
2005	0	0	0	14	160	217	485	500	313	45	63	0	1,797
2006	0	5	29	107	180	249	926	252	251	200	17	0	2,216
2007	0	0	22	63	206	331	518	350	212	310	5	0	2,017
2008	0	0	50	85	313	269	262	405	346	-	-	-	-

注：観測所の標高は 116m。緯度 15°24'N。経度 105°50'E。

出所：Meteorology & Hydrology Provincial Service より入手したデータを基に作表。

3-2-2 対象地域の水系の状況

セドン川は、サラバン県のボラベン台地等を源に、チャンパサック県内を流下しメコン川に合流する流域面積約 7,000Km²、流路延長 192Km の河川である。(日本国内の河川と比較すると、山形県を流れる最上川と同様な規模である。流域面積：7,040Km²、流路延長:229Km)。

²³ Selabam 水力発電所職員に委嘱実施されているもので観測所が存在するわけではない。

セドン川の年間平均流量は約 $185 \text{ m}^3/\text{s}$ であるが、豊水流量（大きい方から 95 番目）が約 $137 \text{ m}^3/\text{s}$ 、渇水流量（大きい方から 355 番目）が約 $13 \text{ m}^3/\text{s}$ であり、雨季と乾季の差が非常に大きいという特徴がある。参考までにセドン川と流域面積が同程度の最上川の流量は、年間平均流量が約 $363 \text{ m}^3/\text{s}$ 、豊水流量が $426 \text{ m}^3/\text{s}$ 、渇水流量が $85 \text{ m}^3/\text{s}$ である。

流域からセドン川に流れ込む汚濁負荷量は、流域の人口密度が低いこと、また稲作やコーヒー栽培は無農薬、有機農業を基本としていること、流域に工場地帯や鉱山が無いことにより、今のところ少ないと考えられる。このことは、後述するセドン川の水質モニタリングデータからも裏付けられる。

対象地域の水系の状況をみると、セドン川は、発電所の直下流で 2 つに分流し（東側分流と西側分流）、分流地点から約 6 km 下流地点で合流する。現在、発電用に取水された水は東側分流に流下する。聞き取りによれば、雨季は 2 つの分流とも豊富な流量である。一方、乾季は東側分流には水が流れるものの、西側分流には堰堤直下から約 1.5 km までほとんど水が流れない区間が生じる。

3-2-3 水生動植物、生態系の状況

(1) 魚類

地元住民からの聞き取りによれば、セドン川には、コイ科、ドジョウ科、ギギ科、ナマズ科、カワアナゴ科、等の魚類やカワエビ、カワガニ等の 30 種以上の魚介類が生息している。これら魚介類は、生業としての漁業ではなく、沿川住民が自家消費用に捕獲するものである。

聞き取りによれば、堰堤上流側のセドン川では、以前ダイナマイト漁による魚類捕獲が行われていた結果、魚類の資源量が減少した。現在は、魚類の資源量を持続可能なものとするため、ダイナマイト漁を禁止するとともに、毎年 6 月に発電所によって稚魚の放流が実施されているとのことである。

セドン川は、雨季（5～10 月頃）と乾季（11～4 月頃）の流量の差が大きいという特徴を持つ。そのため、魚類もこの変化に対応した生活史を送っているようである。すなわち、魚介類は、流量が豊富な雨季はセドン川やその支川・水田に生息し、流量が減少する乾季はメコン川に移動する。農業森林省の魚類増殖担当官から得られた情報によれば、一般に、魚類は河川の水位が上昇し始める 4～6 月に、メコン川からセドン川の支川・水田に移動し始め、産卵する。セドン川の魚介類の移動についてみると、発電所の堰堤直下流にある天然の滝によって、ある種の魚類や川ガニ類を除き、魚類の移動は断たれている。

表 3.12 聞き取りによって得られたセドン川の生息魚類リスト

Code	Family(科)	Genus(属)	species(種)	Lao name(ラオス語名)
4	TOPTERIAE	<i>Chitala</i>	<i>blanci</i>	<i>Pa tong kai</i>
8	CLUPEIDAE	<i>Clupeichthys</i>	<i>sesarnenensis</i>	<i>Pa keo</i>
15		<i>Oxygaster</i>	<i>anomalura</i>	<i>Pa sieu</i>
50		<i>Cyrinus</i>	<i>carpio</i>	<i>Pa nay</i>
60		<i>Cosmochilus</i>	<i>hamandi</i>	<i>Pa mak bane</i>
63		<i>Cyclochrilichthys</i>	<i>enoplos</i>	<i>Pa Chauk</i>
68		<i>Discerodontus</i>	<i>ashmееadi</i>	<i>Pa lang nam</i>
80		<i>Hypsibarbus</i>	<i>pierrei</i>	<i>Pa pak ta leuang</i>
81		<i>Onychostoma</i>	<i>cf. longatum</i>	<i>Pa soie</i>
84		<i>Poropuntius</i>	<i>bolovenensis</i>	<i>Pa chat</i>
90		<i>Hampara</i>	<i>dispar</i>	<i>Pa sout</i>
108		<i>Labiobarbus</i>	<i>loptocheilus</i>	<i>Pa lang kone</i>
110		<i>Henicohynchus</i>	<i>lineatus</i>	<i>Pa soie</i>
117		<i>Morulus</i>	<i>barbatula</i>	<i>Pa phia</i>
122		<i>Osteochilus</i>	<i>melenopleurus</i>	<i>Pa nok kao</i>
125		<i>Osteochilus</i>	sp. 1	<i>Pa kee tom/ Pa pok</i>
176		COBBITIDAE	<i>Acanthopsooides</i>	<i>delphax</i>
189	GYRINOCHEILIDAE	<i>Gyrinocheilus</i>	<i>aymonieri</i>	<i>Pa kor</i>
194	BBAGRIAE	<i>Heterribagrus</i>	<i>bocourti</i>	<i>Pa ka gneng</i>
196		<i>Mystus</i>	<i>atrifasciatus</i>	<i>Pa ka gneng</i>
201		<i>Hemibagrus</i>	<i>nemurus</i>	<i>Pa kot leuang</i>
202		<i>Hemibagrus</i>	<i>wyckioides</i>	<i>Pa keung</i>
203		<i>Hemibagrus</i>	<i>wycki</i>	<i>Pa kot mor</i>
205	SILURIDAE	<i>Hemisilurus</i>	<i>mekngensis</i>	<i>Pa nang</i>
206		<i>Kryopterus</i>	<i>cf. bicrrhis</i>	<i>Pa pik kaie</i>
216		<i>Ompok</i>	<i>bimaculatus</i>	<i>Pa sieum</i>
219		<i>Wallago</i>	<i>attu</i>	<i>Pa kao</i>
221	SCHILBEIDAE	<i>Laides</i>	<i>sinensis</i>	<i>Pa gnone thong</i>
250	CLALIIDAE	<i>Clalias</i>	<i>macropterus</i>	<i>Pa douk oue</i>
267	MASTACEMBELIDAE	<i>Mastacemlus</i>	<i>armatus</i>	<i>Pa lat</i>
282	ELIOTRIDAE	<i>Oxyeleotris</i>	<i>marmorata</i>	<i>Pa bou</i>
292	ANABANTOIDAE	<i>Anabus</i>	<i>testudineus</i>	<i>Pa keng</i>
合計				32 種

注：上表は、National Agriculture and Forestry Research Institute, Ministry of Agriculture and Forestry of the Mr. Somphanh PHANOUSITH(Head of Aquaculture Section)に提供頂いた魚類リスト表を基に、EDLの環境担当者が作成したもの。

(2) 生物多様性保全区域の指定状況

チャンパサック県では、以下の3つの国立生物多様性保全区域 (National Biodiversity Conservation Area: NBCA) が指定されている。Phou Xieng Thong NBCA、Dong Houa Sao NBCA、Xe Pian NBCA。発電所及びその周辺は、これらの区域に指定されていない。

(3) 重要な鳥類の生息地

ラオス国の農業森林省 (Ministry of Agriculture and Forest, Department of Forestry) は、2001年、2002年に DANIDA の資金提供を受け、Wild Conservation Society 及び BirdLife International の技術的支援の下、同国における重要な鳥類の生息地を明らかにしている。これらの成果

は「Important Bird Areas in Lao P.D.R」として報告書にまとめられている。この報告書によれば、発電所及びその周辺には、重要な鳥類の生息地はない。

3-3 対象地域及びその周辺の社会経済状況

3-3-1 社会状況

チャンパスック県の2005年の人口は、607,370人。人口密度は、39.8人/km²であり全国平均の23.7人/km²より高い。ラオス国南部の4県の中で比較すると、人口は最も多く、人口密度は最も高くなっている。非電化率は39.8%と最も低い。

表 3.13 南部4県の概要

	Champasak 県	Saravan 県	Sekong 県	Attapeu 県
人口 (人)	607,370	324,327	84,995	112,120
面積 (km ²)	15,415	10,691	7,665	10,320
人口密度 (人/km ²)	39.4	30.3	11.1	10.9
非電化率(%)	39.8	50.4	57.4	75.3

出所：Results from the Population and Housing census 2005, Steering Committee for Census of Population and Housing, March 2006

3-3-2 経済状況

ラオスの国民1人当たりのGDPは、2007年の推定値で約6,223,000Kip（約74,676円、1Kip=0.012円）となっている。GDPに占める産業別の割合は、農林水産業が約33%、鉱工業が約28%、商業が約41%となっている。

ラオス国では国民の多くが食糧自給のために農業を営んでいる。南部の4県の中で比較すると、チャンパスック県は農業を営んでいる人口割合が62.9%と最も低く、逆に農業以外で生計を立てている人口割合が19.6%と最も高くなっている。

表 3.14 南部4県における従事者人口に占める主な生業の割合

	Champasak 県	Saravan 県	Sekong 県	Attapeu 県
従事者人口 (人)	305,407	167,166	40,133	54,420
農業を主(%)	62.9	79.8	66.7	83.6
家畜家禽を主(%)	0.1	0.0	0.0	0.1
複合農業(%)	17.3	12.9	18.7	1.9
農業以外(%)	19.6	7.3	14.5	14.4
	100%	100%	100%	100%

出所：Results from the Population and Housing census 2005, Steering Committee for Census of Population and Housing, March 2006

チャンパスック県の重要な生業である農業について、農産品目の栽培面積及び生産量を整理したものが表 3.15である。栽培面積は、稲が最も大きく、次いでコーヒー豆、澱粉採取用根菜の順となっている。生産量は、稲が最も多く、次いで澱粉採取用根菜、コーヒー豆の順となっている。

表 3.15 チャンパスック県における農産品目の栽培面積及び生産量

品目	栽培面積 (ha)		生産量 (トン)	
	2006 年	2007 年	2006 年	2007 年
稲	92,080	93,504	299,770	297,360
稲 (灌漑)	2,400	3,520	10,600	15,500
トウモロコシ	1,600	4,055	5,045	15,280
澱粉採取用根菜	7,255	13,365	76,670	132,050
ピーナッツ	2,770	900	4,250	2,145
大豆	1,180	2,290	1,760	2,570
ヤエナリ※	1,015	810	1,435	790
タバコ	250	190	1,050	1,635
綿花	200	440	150	350
サトウキビ	90	290	2,050	4,800
コーヒー豆	25,700	24,780	15,250	21,300
茶	200	165	50	50

※：小豆の一種。粉は、はるさめの原料となる。

出所：Statistical Yearbook 2007, Ministry of Planning and Investment, June 2008

3-3-3 行政等

チャンパスック県は、次の10の郡(District)によって構成されている。Bachiang, Champasak, Khong, Mounlapmok, Pakse, Paksong, Pathoumphone, Phonthong, Sanasomboun, sukhum。

発電所は Sanasomboun 郡に立地する。Sanasomboun 郡は41の村で構成されている。

Sanasomboun 郡の人口は 65,037 人、世帯数は 11,793 世帯である。

第4章

要請プロジェクトの妥当性

第4章 要請プロジェクトの妥当性

4-1 要請の背景・経緯

要請書によれば、本プロジェクト要請の背景は以下のとおり記載されている。

- (1) ラオス国の発展にとって水力発電セクターはマクロ経済及びミクロ経済の双方において重要な役割を果たしている。マクロ経済レベルにおいては、貧困を削減し、社会開発目標を達成するためには急速な経済成長が必要であるが、そのための政策オプションとして、小規模な国内経済と限られた貿易機会という制約を抱える中、電力生産はラオス国が比較優位を享受することができる数少ないセクターの一つである。ラオス国は国内需要を上回る、大規模かつほとんど未開発の水力資源を有しており、拡大する電力需要によって特徴づけられるメコン川流域電力市場の中心に位置している。ラオス国政府は、電力輸出の拡大により、国家歳入を増やし、社会開発目標を達成することができるものと確信している。

一方、ミクロ経済レベルにおいては、国内電力セクターを効率的にすることによって、信頼度が高く、かつ安価な電力供給を果たし、国内の商工業の発展、雇用の増大、国民生活水準の向上が促される。ラオス国の年間電力消費量は2006年においておよそ1,400 GWh、国民一人当たりでは250 kWhに過ぎず、世帯電化率は全国で約54%に留まっている。電化を普及し、年率10%を上回る将来の電力需要に応えていくことが国内における主要目標である。

政府の社会経済開発第5次5箇年計画(2001-2005)²⁴でも、水力資源を最適かつ持続可能な方法で管理・開発していくための戦略が述べられており、こうしたラオス国電力セクターの目的達成及び社会経済開発戦略において、水力発電は将来にわたっても引き続き、不可欠な役割を果たしていくものと期待される。

- (2) セラバム水力発電所は、5 MWの最大出力を有するEDL所有・運営の発電所であり、Champasak県及びその周辺県に電力を供給している。要請プロジェクトの対象エリアにおいては、南部山間部の社会経済状況を改善することを目的として配電線延伸などの地方電化プロジェクトが同時に実施されており、近年では、加えて、メコン河に沿って多数の灌漑設備が設置され、農工業セクターの電力需要も増加しつつある。こうした状況の中、EDLではより安定かつ信頼できる電力供給を行うとともに、ラオス政府に財政支出を強いる隣国からの電力輸入を減らすべく努力している。
- (3) 本要請で挙げられたセラバム水力発電所の拡張計画は、EDLの中期電力開発計画(PDP 2007-2016)においても既存発電所の改修事業としてリファーされており、海外援助機関の支援を得て2008年中に実施されるべく計画されているものとされている。

²⁴ “Socio-Economic Development Strategy for 2020, 2010, and Five Years Socio-Economic Plan V (2001-2005)”

4-2 セラバム発電所の現状

4-2-1 既存施設の現状と課題

セラバム発電所については、1970年にフランスに支援により1～3号機が、また、1994年に世界銀行の支援により4号機が増設されている。

セラバム発電所の稼働状況（運転時間、発電電力量）を図4.1及び図4.2に示す。ここで、設備稼働率は（年間運転時間／年間暦日時間）、設備利用率は（年間発電電力量／（定格出力×年間暦日時間数））とした。

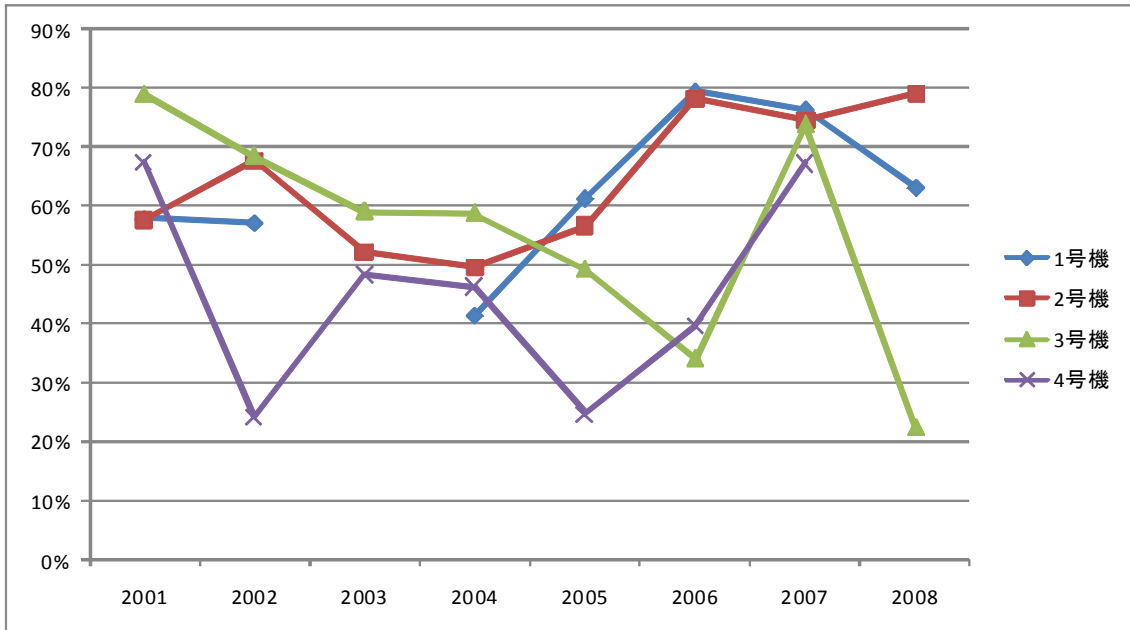
水車特性等から、1～4号機のうち、4号機が優先的に運転されるよう運用されているが、4号機の稼働状況は老朽化した今回の要請において更新対象とされている1～3号機と同程度である。中国製の4号機は運転開始直後からトラブルが多く、ほぼ毎月故障停止が生じるとの不満が発電所職員から聞かれた。

今回の要請において廃止されることとなっている1～3号機は、運転開始後、既に30年以上が経過し、製造業者も存在しないなどスペアパーツ類の確保にも支障を来すような状況にある。

とはいえ、2008年に入り3号機が発電機の故障により長期停止しているため稼働率が低下しているものの、乾季にはほとんど稼働しないという同発電所の特性に鑑みれば、老朽化した1～3号機についても比較的高い水準で運転されているとあってよい。

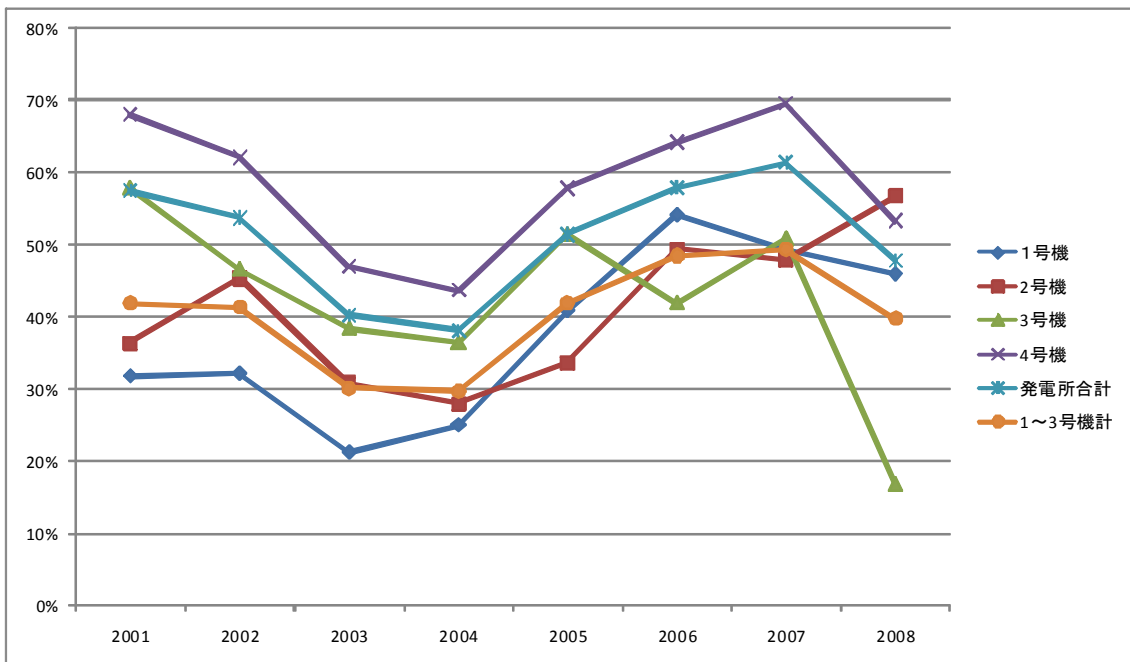
この要因としては、発電のできない乾季の間に、毎年分解・点検作業が確実に行われていることが挙げられる。また、実際の作業を行うTechnicianクラスの職員は異動がなく、発電所の機器・設備に精通しており、交換部品等がない中、創意工夫により保守作業が行われている点も強調しておきたい。

以上のように、セラバム発電所1～3号機については直ちに廃止しなければならないような状況ではないが、今後も南部系統における主要電源としての役割を踏まえれば、経過年数などの点からリプレースしてもよい時期にあると考えられる。



※但し、2008年については1～9月分。1号機の2002年、4号機の2008年のデータについては不備があり削除。

図 4.1 セラバム発電所設備稼働率の推移



※但し、2008年については1～9月分。

図 4.2 セラバム発電所設備利用率の推移

4-2-2 セラバム発電所の役割

前章で述べたとおり、セラバム発電所が位置する南部系統には 2 箇所の流れ込み水力発電所が稼働するのみであり、ラオス国内だけを見た場合の電源構成は不安定であると言わざるを得ない。しかしながら、南部系統は、Bang Yo 変電所を通じてタイ国の Sirindhon 発電所と接続されており、より規模の大きいタイ国の系統と連系することで、系統の安定性が確保されている。

セラバム発電所で発電された電力は、乾季には全量 Saravan 県 Khonxedone 地区へ、出力の増加する雨季には Khonxedone 地区に加え、余剰分が Pakse 市の Bang Yo 変電所へ供給される。

先にみたように、南部系統においては、現在 Selabam 発電所の他、Xeset 第 1 発電所が稼働するのみであり、2009 年には Xeset 第 2 発電所が来年操業開始されることとなっているが、Selabam 発電所は Sedone 川西岸の Pakse 市以北への電力供給を担う、南部系統の主要電源の一つと位置づけられる。

4-3 要請内容の確認

4-3-1 要請内容の確認

本件は、財団法人新エネルギー財団が実施した「ラオス国セラバム水力発電所 リハビリ・拡張計画の CDM 可能性調査」(2004 年 3 月)を F/S として要請されたものであり、要請内容も同 F/S 報告書において提案された事業内容と同一である。しかしながら、同 F/S は SPC²⁵ (セラバム水力発電会社)が民間資本と商業ローン等を利用して、売電収入とともに CO₂ 排出権の獲得を想定して実施されたものであり、国有電力会社が無償資金協力事業として実施する本件要請とは本質的にスキームが異なる。また、本件は 2004 年 7 月に最初の要請がなされて以来、毎年継続して要請されてきているが、要請書の内容については当初のものから全く変わっていない。以上のことから、今回の調査においては特に次の 2 点に留意した。

① 無償資金協力事業として本プロジェクトを実施する場合のスキームの確認・変更

上述のとおり、要請の根拠となった F/S は商業ローン等による資金を想定したものであり、プロジェクトの事業内容全てが要請として挙げられている。これに対して無償資金協力事業においては先方政府にも応分の負担が求められることから、先方の財政事情や調達手続について協議・確認の上、要請内容の確認を行った。

② 最新の設備状況の反映

今回の要請内容は 2004 年より継続して挙げられてきたものであり、その間、送電線の増強など先方 (EDL) 自身により既存設備の改修が実施されている。したがって、本調査では、当該発電所のみならず、送変電設備を含めた、本プロジェクトに関連する設備の現状について調査を行って過不足の有無を見極め、要請内容の見直しを行った。

²⁵ Special Purpose Company (特別目的会社)

先方との協議の結果確認された、当初要請内容と変更後の要請内容を表 4.1 に示す。

表 4.1 当初要請内容と協議後の要請内容の比較

(主な変更点は下線部)

設 備	当初要請	変更案
土木設備	- <u>主取水口及び主取水路</u> - 新設導水路 - 水圧鉄管 - 放水路	- 新設導水路 - 水圧鉄管 - 放水路
発電所建屋	- 半地下式発電所建屋を既設1～3号機建屋の撤去・掘削後の土地に設置	- 半地下式発電所建屋を既設1～3号機建屋の西側に併設
水車発電機	- 出力9.7 MW (容量12.1 MVA) の発電機及び出力10.1 MWの水車の設置 - <u>既設1-3号機発電設備の撤去</u>	- 出力9.7 MW (容量12.1 MVA) の発電機及び出力10.1 MWの水車の設置
開閉所及び送電設備	- 1～3号機用既設開閉設備の撤去及び4号機用開閉設備の5号機増設に合わせた更新・増強 - <u>5号機拡張にあわせたBang Yo変電所への送電線についてはEDLにより実施中</u>	- 1～3号機用既設開閉設備の撤去及び4号機用開閉設備の5号機増設に合わせた更新・増強 - <u>(Bang Yo変電所の改修についてはEDLの負担にて実施予定)</u>

主な変更内容とその理由は次のとおりである。

- ① 主取水口及び主取水路の削除
主取水口及び主取水路については、NEF の F/S レポートに基づいて最大使用水量 93.1 m³/s (最大出力 12.7 MW) にあわせた改修工事が EDL 自身により既に実施されており、新設導水路との取合部の工事は必要とはなるものの、基本的には改修が終了しているため、要請内容からは削除した。
- ② 既設 1～3 号機建屋の撤去の取り止め及び 5 号機建屋増設位置の変更
当初要請においては、今回新設される 5 号機は、既設 1～3 号機の建屋・設備を撤去した跡地に設置される計画であったが、無償資金協力事業において、仮設・撤去工事は原則として先方政府の負担となることを説明したところ、撤去工事費の予算確保が難しいなどの理由により、既設 1～3 号機建屋を撤去せず残置し、その西側のスペースに 5 号機建屋を新設することとした。既設 1～3 号機の扱いについては、取水量の制約から運転を停止することとした。なお、停止後の 1～3 号機については、見学施設、研修施設等の用途が考えられるが、現状では確定していない。
- ③ 拡張にあわせた送電線増強の削除
5 号機拡張にあわせたセラバム発電所から Bang Yo 変電所に至る 22 kV 送電線架設は EDL 自身により既に完了しているため、実施中との表現を含め、要請内容からは削除した。
- ④ Bang Yo 変電所の改修の追加

セラバム発電所の拡張に伴い、上述のように送電線の増強は終了しているが、Bang Yo 変電所内の 22 kV 開閉機器類 (CT²⁶, LS²⁷等) は対応した容量となっていないため、更新が必要である。本項目については、EDL と協議した結果、先方予算により実施することとなった。

4-3-2 施設規模の妥当性

セラバム発電所が取水するセドン川の河川流量は、雨季・乾季の季節性を反映して年間の流量の変化が大きい。F/S レポートにおいて算定されたセラバム地点における流量は表 4.2 に示すように、年間平均流量が 185 m³/s であるのに対し、平水量 (185 日流量) はその 4 分の 1 以下の 41.6 m³/s に過ぎない。

表 4.2 セドン川河川流況 (代表流量)

(単位: m³/s)

豊水量 (95 日流量)	平水量 (185 日流量)	低水量 (275 日流量)	渇水量 (355 日流量)	年間平均流量
137.1	41.6	19.0	12.6	185.4

Source: NEF F/S レポート、2004 年 3 月

流れ込み式水力発電所については、年間を通じて利用可能な流量を利用し、ベース電源としての役割を期待するのが一般的であるが、河川流況からすると、現在の使用水量 38.1 m³/s は平水量以下であり、すなわち年間の半分程度は定格出力が期待できない。

拡張した場合には、定格出力運転ができない日数が増加するために表 4.3 に示すように最大使用水量及び最大出力が増加するほどには、年間発電電力量が増加しないこととなる。

需給の面で述べたように、今回の拡張工事自体は乾季の国内需要に対応するものではなく、むしろ乾季需要に対応した輸入電力を相殺するための輸出電源の確保に資するものと位置づけることができる²⁸。こうした意味で、拡張の最適規模については、NEF の F/S において詳細検討がなされていること、また、同 F/S で提案されたとおりの主取水口、主取水路の改修工事が既に実施されていることから、同レポートにおいて提案された最適案 (1~3 号機を廃止し、5 号機 (9.7 MW) を新設) に従うこととする。

表 4.3 プロジェクト実施前後の発電所諸元

	プロジェクト 実施前 (1)	プロジェクト 実施後 (2)	(2)/(1)	摘 要
発電機数	4	2	—	
最大使用水量 (m ³ /s)	38.1	93.1	2.44	
最大出力 (MW)	5.04	12.7	2.52	
年間発電電力量 (MWh)	26,593	58,060	2.18	ある流況及び年間停止率を仮定した推定値

Source: NEF F/S レポート、2004 年 3 月

²⁶ Current Transformer (変流器)

²⁷ Line Switch (断路器)

²⁸ このことは、本案件要請の F/S として位置づけられている、NEF F/S レポートにおいても明記されている。

4-3-3 送配電状況

南部地域の送電系統は図 4.3 に示すとおりである。



図 4.3 ラオス南部地域の送電系統

既に述べたように、南部系統の発電所は現在2箇所であり、Saravan 県に位置する Xeset 1 発電所については 115 kV 送電線により Ban Xiangxay 開閉所を經由して Bang Yo 変電所に、Selabam 発電所については 22 kV 送電線により同じく Bang Yo 変電所に接続されている。

現在建設中の Xeset 2 発電所については、並行して建設が進められている Pakxong 変電所を通じて、Ban Xiangxay 開閉所、そして Bang Yo 変電所に接続される。

Ban Xiangxay 開閉所から南へ伸びる 115 kV 送電線は途中に、Ban Na 変電所、Ban Hat 変電所が置かれ、カンボジアと国際連系される計画である。主として、Ban Na 変電所は東の Attapeu 県への電力供給を担い、また、Ban Hat 変電所は南のカンボジアとの国際連系の窓口となる計画であるが、カンボジア側の進捗が遅れており、連系されるには至っていない。

4-3-4 取放水状況

年間を通じたセラバム発電所の取放水状況は表 4.4 に示すとおりである。2003～2005 年にかけては、取放水設備の改良・修繕、リハビリなどの影響により、図 4.1、図 4.2 で見たように発電所稼働率は低く、表 4.4 においても河川流量の利用率は低くなっており、また、2001 年には 9 月の洪水の影響によりやはり利用率が下がっていることもあり、2001

～2007年の平均利用率は12%と低い、設備改修の完了した至近2年間ぐらいが通常の利用状況と見ることができる。

表 4.4 セラバム発電所の年間取放水状況

Year	Rainfall (mm)	Inflow (1)=(2)+(3) (million m ³)	Discharge (2) (million m ³)	Spillover (3) (million m ³)	Utilization (2)/(1) (%)
2007	2,060	4,310	774	3,536	18%
2006	2,638	5,037	731	4,306	15%
2005	1,805	4,939	649	4,290	13%
2004	2,231	4,048	481	3,567	12%
2003	1,683	3,876	527	3,349	14%
2002	1,836	5,714	676	5,039	12%
2001	2,301	11,488	724	10,764	6%
Average	2,079	5,630	652	4,979	12%

また、2001～2008年の月別の平均値（2008年は1～6月分）について、表 4.5に示す。

表 4.3に示すように、現状の最大発電使用水量は38.1 m³/sであるが、これを月間平均でこれを上回る河川流量を記録しているのは6～10月の5ヶ月であり、拡張により使用水量が93.1 m³/sに増加しても7～10月の4ヶ月についてはこれを十分確保しうる河川流況である。

表 4.5 セラバム発電所の月別取放水状況

Month	Water Level masl	Rainfall mm	River runoff		Plant discharge		Spillover	
			m ³	m ³ /s	m ³	m ³ /s	m ³	m ³ /s
January	119.3	0.0	37,901,667	14.15	36,933,123	13.79	968,544	0.36
February	119.2	13.4	23,476,115	9.64	23,292,700	9.57	183,415	0.08
March	119.2	28.9	18,223,029	6.80	16,890,000	6.31	1,333,029	0.50
April	102.4	48.0	16,073,880	6.20	14,961,792	5.77	1,112,088	0.43
May	102.6	182.8	55,055,290	20.56	36,039,554	13.46	19,015,735	7.10
June	120.0	310.9	159,109,258	61.38	52,716,251	20.34	106,393,007	41.05
July	121.0	578.9	1,127,479,578	420.95	77,783,555	29.04	1,049,696,023	391.91
August	121.0	519.1	1,626,957,986	607.44	80,165,725	29.93	1,546,792,261	577.51
September	120.8	282.4	1,879,068,863	724.95	77,116,626	29.75	1,801,952,237	695.20
October	120.0	93.5	525,979,952	196.38	87,450,762	32.65	438,529,191	163.73
November	119.5	19.2	92,825,416	35.81	81,123,153	31.30	11,702,263	4.51
December	119.4	2.0	68,113,119	25.43	67,093,432	25.05	1,019,687	0.38
Total		2,079.0	5,630,264,153	178.53	651,566,673	20.66	4,978,697,480	157.87

Source: Selabam HPP, EDL

4-3-5 既設送電設備の運用維持管理状況

既設の送配電設備の運用維持管理については、各県に置かれたEDLの支店が所管しており、セラバム発電所からの送配電線及びBang Yo変電所については、Champasak県の支店の

管理となる。

4-3-6 適正規模・仕様の検討結果

セラバム発電所は流れ込み式水力発電所であるが、4-3-4で見たように、セドン川の雨季・乾季の流量差は非常に大きく、現状施設においても定格出力が期待できるのは年間5ヶ月程度であり、今回の要請どおりに拡張した場合は7~10月の4ヶ月程度となる。一方、ラオス南部の系統はタイ国と連系されており、余剰電力はタイ国へ売電することができるという利点を有する。実際に、南部系統で運用されているXeset 1発電所については、**図 3.2**で見たように雨季の発電量は国内需要を大きく上回りタイへの輸出へ振り向けられる。

表 4.6は2006年のセラバム発電所及びXeset 1発電所の発電実績を示したものであるが、単純に日割りした月別需要²⁹と比較すると、供給が需要を上回るのは7~11月の5ヶ月のみであり、特に7~10月の4ヶ月は需要の2倍以上の発電量を確保し、年間の電力需給をプラスにするのに貢献している。

今回のセラバム発電所の拡張は7~10月の余剰流量を有効利用するものであり、増加する南部地域の需要に対応するため直接的に乾季の供給力を増強するものではなく、雨季の供給力を増強し、年間を通じた需給バランスを確保し、間接的に需要増加に対応しようとするものである。

表 4.6 南部系統の月別需給状況 (2006年)

(Unit: kWh)

	Selabam	Xeset 1	Total Supply	Total Demand	Surplus (▲Deficit)	Reserve margin
Jan	1,462,623	3,674,910	5,137,533	12,654,795	▲7,517,262	▲59%
Feb	824,397	1,734,920	2,559,317	11,430,137	▲8,870,820	▲78%
Mar	640,618	955,370	1,595,988	12,654,795	▲11,058,807	▲87%
Apr	1,100,254	3,693,730	4,793,984	12,246,575	▲7,452,591	▲61%
May	1,595,926	7,794,670	9,390,596	12,654,795	▲3,264,199	▲26%
Jun	2,119,472	9,854,350	11,973,822	12,246,575	▲272,753	▲2%
Jul	3,093,033	33,010,670	36,103,703	12,654,795	23,448,908	185%
Aug	2,609,230	35,570,000	38,179,230	12,654,795	25,524,435	202%
Sep	3,029,685	30,833,890	33,863,575	12,246,575	21,617,000	177%
Oct	3,053,591	28,288,230	31,341,821	12,654,795	18,687,026	148%
Nov	2,989,967	12,161,540	15,151,507	12,246,575	2,904,932	24%
Dec	3,045,180	7,037,340	10,082,520	12,654,795	▲2,572,275	▲20%
Total	25,563,976	174,609,620	200,173,596	149,000,000	51,173,596	34%

こうした観点に立ち、更に取水設備が既に改修されている状況を踏まえると、F/S レポートにおいて提案された規模・仕様 (**表 4.3** 参照) が適正であると評価できる。

²⁹ 年間需要を単純に日割りして算出。実際には乾季は灌漑需要のためより大きいものと推定される。

4-4 要請プロジェクトの妥当性

4-4-1 要請プロジェクトの経済性

要請プロジェクトの経済性評価として、発電原価及び内部収益率 (IRR) の算定を行った。

プロジェクトコストについては4-4-4項において再評価を行うが、ここでは要請書どおりの15.571百万米ドルを用いた試算を行う。

(1) 発電原価

発電原価算定は表4.7に示す前提条件に基づき行った。

運転期間については、30年をベースケースとし、IPP事業のPPAにおいて一般的な25年のケース、並びに、既にセラバム発電所で実績のある35年及び40年のケースについても比較検討を行った。また、設備利用率について、年間発電電力量39,828 MWh p.a.に対応する46.9%の他、40%及び50%のケースについて試算した。

表 4.7 発電原価算定の前提条件

Item	Base case		Alternatives
	Quantity	Unit	
Capital	15.571	Million US\$	
Installed capacity	9.7	MW	
Unit construction cost per kW	1,605	US\$/kW	
Annual electricity generation	39,828	MWh p.a.	33,989/ 42,486 MWh
Operation period	30	Years	25/ 35/ 40 yrs
Plant factor	46.9	%	40/ 50 %
Annual O&M cost	150	Thousand US\$ p.a.	
Discount rate	10	%	

試算結果を表4.8に示す。

ベースケース（運転期間30年、設備利用率46.9%）においては、発電原価は3.77¢/kWhとなり、運転期間及び設備利用率に応じて、3.41～4.59¢/kWh程度となった。本事業は既設設備の改修・拡張事業であり、取放水設備など既存設備の一部を流用できることもあり、小規模水力プロジェクトとしては妥当な結果であると評価できる。

一方、本プロジェクトを実施しない場合の代替案としては、

- ① EGATからの輸入電力により供給
- ② EDL発電所からの国内融通
- ③ 国内向けIPPからの国内融通
- ④ ディーゼル発電等、代替発電設備の設置

等が考えうるが、これまでに述べたような、セラバム発電所の役割、すなわち、発電所周辺地区への電力供給源と輸出電源としての二面性を考え合わせれば、代替となりうるのは④のみということになる。④の経済性に関しては、石油価格の高騰やCO₂の排出などを考慮しなくとも、あえて比較算出するまでもない。

なお、発電原価のみをとらえれば、表2.10に示したようにEGATからの電力輸入の

方が経済的となるが、既に議論したとおり、EGAT からの電力輸入料金は EDL からの輸出量が上回ることを前提としたうえで双方サブシダイズされているため、このような比較は意味をなさない。

以上のことから、発電原価の面からは本プロジェクトは十分な経済性を有すると評価できる。

表 4.8 発電原価試算結果

(unit: US¢/kWh)

Operation Period	Plant factor (annual electricity generation)		
	40% (33,989 MWh)	46.9% (39,828 MWh)	50% (42,486 MWh)
25 yrs	4.59	3.91	3.67
30 yrs	4.42	3.77	3.53
35 yrs	4.32	3.68	3.45
40 yrs	4.26	3.63	3.41

(2) 内部収益率

内部収益率 (IRR: Internal Rate of Return) については、NEF の F/S 報告書では民間事業を想定した民間プロジェクトとして、CO₂ クレジットも考慮し、Equity IRR の評価を行っている。ここでは、無償資金協力事業として、資金調達手法によらずプロジェクトの収益性を評価するため財務的内部収益率 (FIRR) の算定を行った。

表 4.9 に内部収益率算定の前提条件を示す。

プロジェクトの収益性を支配する売電単価については、現状の中圧 22 kV の供給コスト US¢ 3.81 /kWh から流通コスト分程度を差し引いた US¢ 3.5/kWh (US\$ 35/MWh) をベースケースとするが、表 2.10 で見たように Champasak 県における EGAT からの電力輸入価格とほぼ同水準である。

表 4.9 プロジェクトの内部収益率算定の前提条件

項目	条件	参考：NEF F/S レポート
基本項目		
プロジェクトコスト	US\$ 15.751 million	US\$ 15.798 million
建設期間	2 年間 (2010～2011 年)	2 年間 (2005～2006 年)
運転開始	2012 年初	2007 年年初
プロジェクト期間	25 年間 (2036 年末まで)	25 年間 (2031 年末まで)
収入に関連する項目		
年間販売電力量	39,828 MWh/yr	39,912 MWh/yr
売電単価	US\$35/MWh (ベースケース) ～US\$30～45/MWh	US\$35/MWh (ベースケース) ～US\$50/MWh
CO ₂ 削減量	考慮せず	約 2.6 万 t/yr
CO ₂ クレジット売却単価		US\$5/t-CO ₂
CO ₂ クレジット獲得期間		21 年間 (2027 年まで)
費用に関する項目		
運転保守費用	US\$150,000/yr	US\$50,000/yr
減価償却	定額法による 15 年償却、残存価値 10%	
租税公課	法人税相当として税引前利益に対して 30%の税率	
資金調達に関する項目 (参考)		
Debt/Equity 比率	—	D:E=0:10 (ベースケース) ～ D:E=7.5～2.5
借入金利率	—	8% (ベースケース) ～2%
返済期間	—	12 年
その他		
物価上昇率	考慮せず	
Equity IRR	—	5.26% (ベースケース)

上記の前提条件に基づき、プロジェクトの内部収益率を算定すると表 4.10 のとおりとなる。所得税 (法人税) 率については、独立した民間発電事業として実施する場合の 30%、今回のように EDL の一事業として実施する場合の 0%、及び中間の 15%の 3 ケースを算定した。

表 4.10 内部収益率算定結果

(二重枠内はベースケース)

i) 所得税率 30%

売電単価 US\$/MWh	運転期間			
	25 年	30 年	35 年	40 年
30				
35		0.14	1.17	1.84
40		1.35	2.26	2.84
45	1.13	2.47	3.27	3.78

ii) 所得税率 15%

売電単価 US\$/MWh	運転期間			
	25 年	30 年	35 年	40 年
30				
35		1.10	2.06	2.67
40	1.02	2.42	3.25	3.77
45	2.42	3.65	4.37	4.81

iii) 所得税率 0%

売電単価 US\$/MWh	運転期間			
	25 年	30 年	35 年	40 年
30		0.39	1.45	2.13
35	0.41	1.94	2.83	3.40
40	2.05	3.36	4.12	4.60
45	3.57	4.70	5.35	5.74

表 4.10 から明らかなように本件プロジェクトの経済性については極めて低い。ベースケースとして設定した運転期間 25 年、売電価格 3.5 ¢/kWh の場合、所得税率 0% の場合のみ内部収益率が算出される結果となった。

仮に、所得税率 0%、運転期間を 40 年、売電価格を 4.5 ¢/kWh とした場合でもプロジェクト IRR は 5.74 と低い水準にあり、例えば円借款のような低利のローンを活用したとしてもプロジェクトの成立性は低い。

4-4-2 対象地域の妥当性

セラバム発電所の位置する南部地域は、北部地域と並んでラオスの中でも開発の遅れた地域であると同時に、CLV（カンボジア、ラオス、ベトナム）の国境貧困地帯である「開発の三角地帯」の一角として今後の貧困削減及び開発が期待されている地域である。

我が国は、2007 年 1 月に「日本・メコン地域パートナーシップ・プログラム」を発表し、メコン地域への今後 3 年間の ODA を拡充し、日本-ASEAN 経済連携促進のために新規に 5,200 万ドルを活用して、このうち約 2,000 万ドルを CLV 「開発の三角地帯」に新たに供与することとしている。

また、2-4-2 で見たように、南部地域の電化率は全国平均と比較しても低いレベルに留まっており、今後、世界銀行が支援する REP などの配電線延伸プロジェクトが進捗するにつれて、電源の重要性は高まってくる。

こうした南部地域において、セラバム発電所は貴重な国産電源として期待されており、既存設備を有効に活用できる今回の拡張の意義は大きい。

4-4-3 施設計画の妥当性

4-3-6 で述べたとおり、今回のセラバム発電所の拡張は 7~10 月の余剰流量を有効利用し、増加する南部地域の需要に対応するため、雨季の供給力を増強し、年間を通した

需給バランスを確保して間接的に需要増加に対応しようとするものであるとの認識のもと、取水設備が既に改修されている状況も考慮すれば、F/S レポートにおいて最も経済的であるとして提案された施設計画が妥当であると考えられる。

4-4-4 概略事業費の検討

要請書に掲げられたプロジェクト費用は、表 4.11 に示すとおりであるが、これは NEF の F/S において積算された 2003 年 12 月時点の見積額である。

表 4.11 要請書のプロジェクト費用

Particular	Cost	Remarks
	thousand US\$	
1. Civil works	7,057	
(1) Headrace channel	690	Including temporary cofferdam in power intake
(2) Head tank	714	
(3) Power station	2,060	Including switchyard works
(4) Tailrace tunnel	535	
(5) Disposal area	141	
(6) Indirect cost	2,917	
2. Building work	227	
3. Generating equipment	7,473	
(1) Bulb turbine	5,909	
(2) Transformer	55	
(3) Other equipment	1,509	
4. Temporary facilities	16	Ratio I=1.0%
5. Compensation	357	Ratio I=2.0%
6. Administration cost	545	Ratio I=0.8%
7. Head office expense	123	
Total	15,571	

As of December 2003

今回、現地調査を実施した結果、

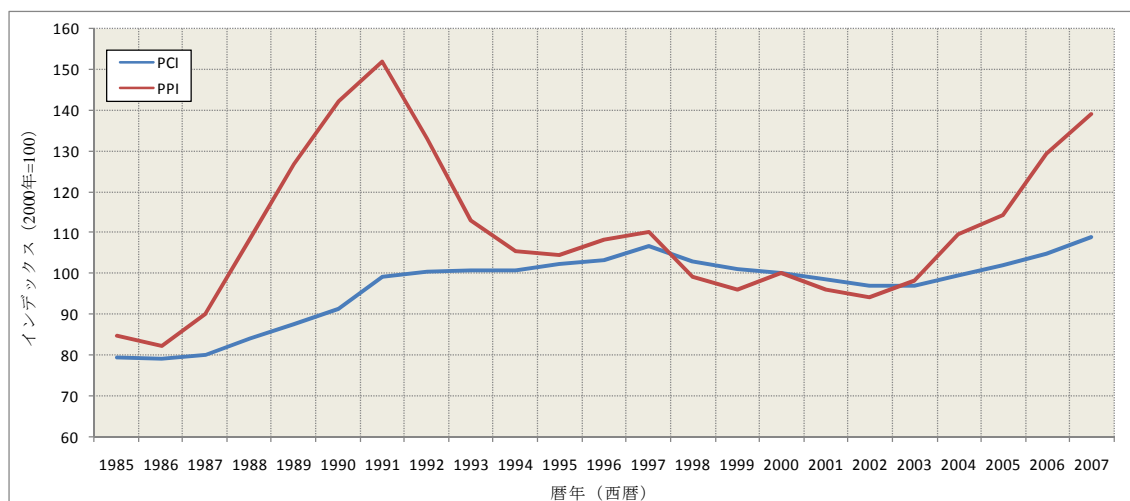
- ① 既設発電所撤去の取り止めなど、要請内容自体の見直し
- ② 無償資金協力事業としての協力範囲の見直し
- ③ 物価上昇分の考慮

を反映して、概略事業費の見積を行う必要があることが明らかとなった。

とりわけ、見積時点の 2003 年以降、原材料価格の高騰や旺盛な電力需要等により発電設備を含むプラント価格は著しく上昇しており、我が国の円借款事業や無償資金協力事業においても入札不調となる例が見られる。

日本機械輸出組合（2007）の報告によれば、プラント価格の動向を示すプラントコスト

インデックス (PCI³⁰) 及びプラントプライスインデックス (PPI³¹) は、2000 年を基準年として、図 4.4 及び表 4.1 2 のように算出されている。



Source: 日本機械輸出組合 (2007)

図 4.4 PCI 及び PPI の推移

表 4.1 2 PCI 及び PPI の推移

インデックス	年	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
PCI	指数 (2000 年=100)	100.0	98.4	97.1	97.1	99.5	101.8	104.9	108.8
	対前年比 (%)	▲ 0.9	▲ 1.6	▲ 1.3	0.0	2.5	2.3	3.0	3.7
PPI	指数 (2000 年=100)	100.0	96.1	94.2	98.3	109.4	114.2	129.4	139.2
	対前年比 (%)	4.1	▲ 3.9	▲ 2.0	4.4	11.3	4.4	13.3	7.6
為替	円/US\$	108.8	122.6	126.5	117.0	109.2	111.2	117.4	120.0

Source: 日本機械輸出組合 (2007)

本件プロジェクト費用の積算が行われた 2003 年と 2007 年のインデックスを比較すると、PCI で 1.12 倍、PPI で 1.42 倍となる。より実勢価格に近いとされている PPI 及び為替レートの変動を考慮すると、プロジェクトコストは要請書に示された US\$ 15,571 thousand から US\$ 21,500 thousand 程度に上昇する。また、昨今の金融危機に端を発する世界的な不況は電力需要、引いては発電プラント価格の動向にも影響を及ぼすものと想定される。

以上のことから、プロジェクト費用については、その実施時期とともに、プラント価格動向を見極めたうえで、精緻に再見積する必要がある。

4-4-5 予定工期・工程

今回の調査期間は雨季が終了し、乾季が始まった頃に相当し、サイトへのアクセスは容易であったが、雨季の Sedone 川増水期にはサイトへのアクセスが困難となる場合もある。

³⁰ 企業物価指数統計 (日本銀行)、賃金統計 (厚生労働省、国土交通省) に基づき、プラント・コストモデルで算出したインデックス

³¹ 実勢価格に近いプラント価格を示すように PCI を補正したインデックス

降雨データによれば、雨季といえども毎日降雨があるというわけではなく、また雨天日も終日ではなく数時間集中的に降雨がある状況から、大型機器類の輸送や水路系取合部の施工などの一部工種を除き、屋外工事も可能である。

EDL 及びセラバム発電所では、拡張工事期間中も基本的には既設 4 号機の運転を継続することとしており、発電所全停となるのは取水路の繋ぎ込みに必要な 2 ヶ月程度の計画である。

NEF の F/S レポートにおいては、乾季の終盤の 5 月に着工し、建設工事期間として 23 ヶ月を想定しているが、建設開始時期に応じて、資機材搬入のタイミングや工程（施工順序）の調整が必要となる。

4-4-6 調達事情

セラバム発電所はラオス南部の主要都市であるパクセ市（Pakse）の北方約 30 km に位置し、パクセ市はメコン河を渡るパクセ橋（Lao-Nippon Bridge）を通過してタイの Ubon Ratchathani と陸路で繋がっていることから、建設資機材の調達は比較的容易である。

表 4.13 にセラバム発電所の職員から聞き取った主要建設資材の調達事情を示す。なお、これらラオス国内調達資材については付加価値税（VAT）10%が課される。

また、据付用重機類についてはビエンチャンより水路もしくは陸路により輸送される。

表 4.13 主要建設資材の調達事情

	単位	単 価	備 考
コンクリート用材料			
セメント	ton	US\$ 110	タイ製、セラバム持込渡し
砂	m ³	LKP 50,000	パクセ産、セラバム持込渡し
骨材・砕石	m ³	LKP 100,000	パクセ産、セラバム持込渡し
鋼 材			
棒鋼（鉄筋）	ton	THB 14,000	加工費は材料費×5%程度
鋼板（水圧鉄管）	ton	THB 38,000	加工費は材料費×5%程度

4-5 先方負担事項

アクセス道路及び仮設ヤードを含む敷地の伐開・整地作業の仮設工事及び既存設備の除却工事を先方負担事項とすることで合意が得られた。

図 4.5 に示すように、パクセ市からセラバム発電所へのアクセスについては、国道 13 号を通る Sedone 川右岸ルートと国道 16 号～17 号を通る Sedone 川左岸ルートがある。発電所は Sedone 川の左岸側に位置するため、河川横断することなしにサイトへアクセスできるのは左岸ルートからとなる。

いずれの国道についても小河川を横断するベイリー橋が数箇所架けられており、これらの耐荷重は T-20 相当である。したがってこれを上回る重量物を運搬する際には、事業者の負担と責任において、補強する必要がある。

また、国道からサイトまでの支道については、添付の現地写真に示すように、未舗装であり、住民説明会において指摘があったように、乾季には粉塵の発生が懸念される一方、

雨季には陥没等、補修が必要となる箇所が数箇所見られる。右岸側の未舗装部分は約 2 km、左岸側の未舗装部分は約 9 km である。

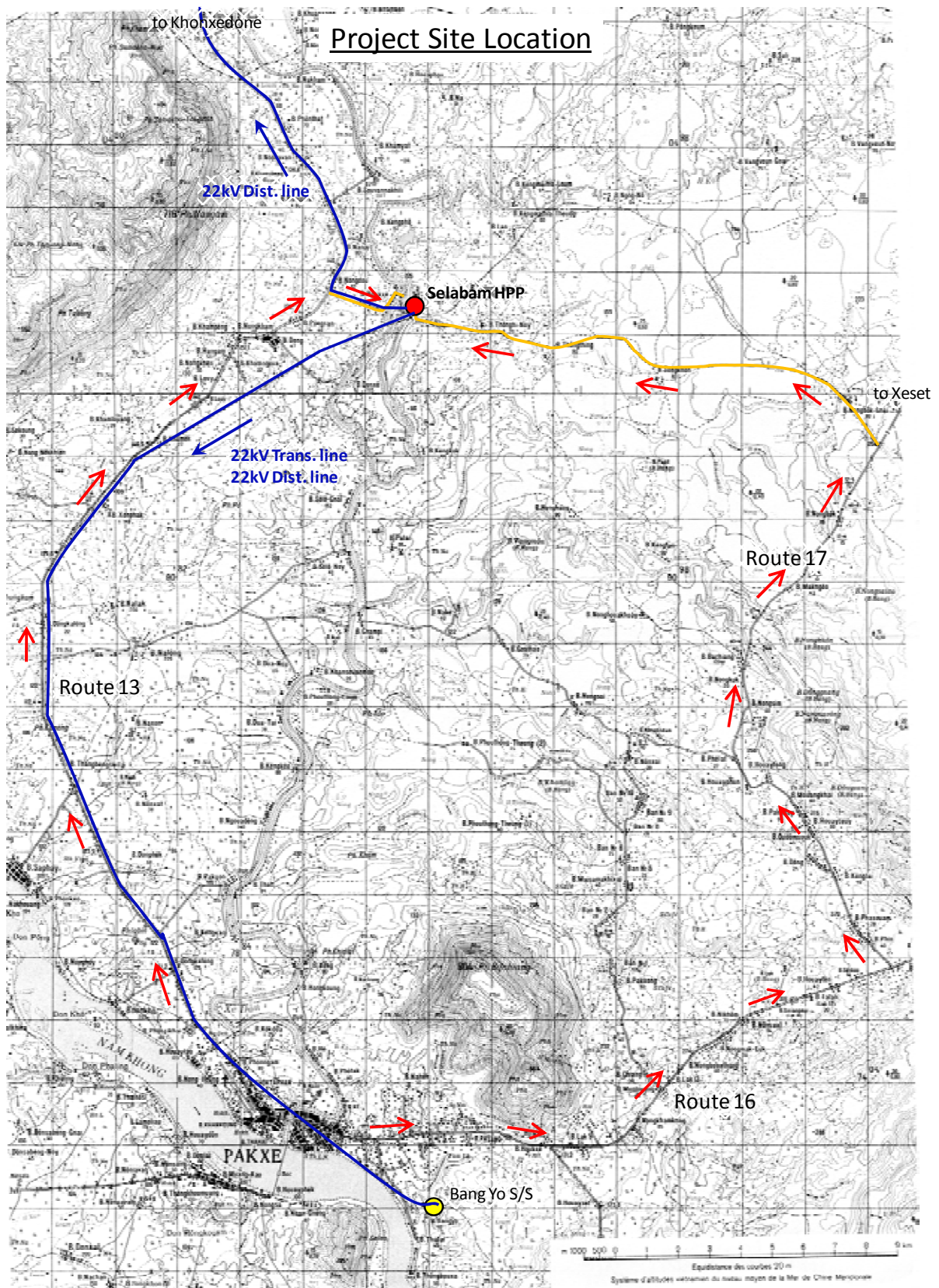


図 4.5 セラバムサイトへのアクセス

4-6 プロジェクトの裨益

電力セクターにおける無償案件は、オフグリッド電化など、裨益対象が明確かつその効果についても把握しやすいケースが一般的である。対して本案件については、既設のオングリッド電源の改修・拡張事業であるという性格上、裨益対象について特定しづらい面がある。

ラオス国全体及び南部系統の電力需給状況でみたように、現状では需給が逼迫しており、輸入超過の状況にある。南部系統については、2009年に Xeset 2 発電所が運転開始することにより当面の需給状況は緩和されるが、ラオス全体でみれば厳しい状況が継続するものと想定される。

こうした状況の下、4-3-2でも述べたように本プロジェクトは、第一義的には雨季の発電電力の増加による年間を通じた電力輸出入状況の緩和、また、現在の稼働状況からそれほど効果が大きいとは言えないが、老朽化した発電施設の更新により、稼働率の向上が期待される効果である。

表 4.1 4 に本プロジェクトで期待される定量的な効果指標を示す。

表 4.1 4 プロジェクト効果指標

指 標	単位	現 状 ¹⁾ (2007 年)	目 標 ¹⁾ (2013 年)	効 果
プロジェクト内部収益率 (税引き前)	%	--	0.41	--
最大出力	MW	定格 2.04	9.7	7.66
		現状 ²⁾ 1.39		8.31
設備利用率	%	41.4% ³⁾	47.0%	5.6 points
計画外停止時間	hrs p.a.	2,671	2,319 ⁴⁾	▲352
計画停止時間	hrs p.a.	441	441 ⁵⁾	±0
発電電力量	GWh p.a.	7.402	39.912	32.51
運転時間	hrs.p.a.	5,648 ³⁾	6,000	352

注：

- 1) 現状は 1~3 号機 (4 号機は除く)、目標は 5 号機の値
- 2) TATA Consulting Engineers (1989) 実測値による
- 3) 2002 年実績
- 4) 8,760 時間 (年間総時間数) - 6,000 (目標運転時間) - 441 時間 (計画停止時間)
- 5) 年間 3 週間

第5章

プロジェクトの実施体制

第5章 プロジェクト実施体制

5-1 主管官庁及び運営機関

本件の要請機関はエネルギー鉱業省（MEM）の電力局（DOE）であり、EDLの監督官庁である。プロジェクトの実施機関はEDLであり、第2章で述べたように、調査・設計段階においては、EDL本部のTechnical Department（Generation Design Study Office）が担当し、建設段階はGeneration Department下にプロジェクトオフィスが新規に立ち上げられることとなる。運転段階は、現地のセラバム水力発電所に引き渡され、運転維持管理が実施される。また、関連する送配電設備の運用維持管理については、EDLのChampasak支店が担当する。

環境社会配慮については第6章に詳述するが、実施機関であるEDLが事業者として申請を行い、首相府（PMO: Prime Minister's Office）直轄の水資源環境庁（WREA: Water Resources Environment Administration）が審査を行い、環境許可証（Environmental Compliance Certificate）が発行される。環境影響評価に係るEDLの担当部署はTechnical Department下のEnvironment Officeである。

なお、本件プロジェクトについては、輸送・運搬を除いて、宿舎、資機材置場等の仮設設備も含めて、基本的には既存のセラバム発電所の敷地内で実施されるものであり、新たな用地取得や土地に係る申請の必要はない。また、河川占用、水利使用等を規制・管理する法制度はないため、Sedone川の開発・利用に係る手続きについても現状は必要ない。

5-2 運営体制と活動状況

前項で概要を述べたように、プロジェクトの進捗に応じて、プロジェクト実施機関も交替する。以下に各機関の体制と活動状況について述べる。

5-2-1 要請段階

本件はエネルギー鉱業省電力局により要請されたものであるが、2004年に最初の要請書が作成・提出されて以来、今回の調査に至るまで同内容で継続要請されてきたこともあり、その間実施機関となるEDLとの調整は特段行われておらず、要請書の内容についても2004年当時のものと変わっていない。4-3において述べたように、要請内容は既にEDLによる改造が終了したものがそのまま含まれている。また、プロジェクト費用も2003年当時のままであり、最近の状況が反映されていない。

また、要請の根拠となる必要性や裨益効果に関し、要請書においては無償資金協力事業としての妥当性については十分明らかにはされていない。

要請書の提出に先立ち、実施機関であるEDLとの事前調整がなされる必要があったと考えられる。

今回の予備調査において、これら要請段階において不足と思われる事項については、実施機関となるEDLの担当部署と協議をしながら極力補充すべく確認を進めたが、民間事業を想定して実施されたF/Sからは、基本計画の見直しも必要であり、基本設計段階の調査においてより詳細な調査・検討が必要である。

5-2-2 調査・設計段階

調査・設計段階は、EDL の Technical Department（技術部） Generation Design Study Office（発電計画調査室）が担当する。同部署では、本セラバムプロジェクトのように EDL の発電プロジェクトに加えて、民間発電プロジェクトの技術検討についても担当している。したがって、水力発電プロジェクトに関しては豊富な知識・経験があり、調査にあたって必要な資料・データの提供はもちろんのこと、調査における技術的な質問等についても的確に対応できる。

5-2-3 建設段階

建設段階は Technical Department を離れ、Generation Department（発電部）の下に、プロジェクトオフィスが立ち上げられることとなる。

図 2.6 に示したように、2008 年 10 月現在、Generation Department の下には、5 箇所の既設主要発電所（Nam Ngum 1、Nam Leuk、Xeset 1、Nam Mang 3、Xelabam）の他、EDL 事業である Xeset 2 発電所の建設事務所と Dam Construction Project/ IPP オフィスとして、国内外向けの 5 つの IPP（Nam Lik 1/2、Nam Ngum 2、Nam Ngum 5、Xekaman 3、Theun Hinboun (extension)）担当部署がある。

建設プロジェクトは IPP プロジェクトも同様に、基本的にはフルターンキー契約で EPC コントラクターの責任施工となる。Xeset 2 発電所の事例では、予定工期どおり工程管理が実施されている。

5-2-4 運転維持管理段階

運転維持管理段階はセラバム発電所に引き渡される。

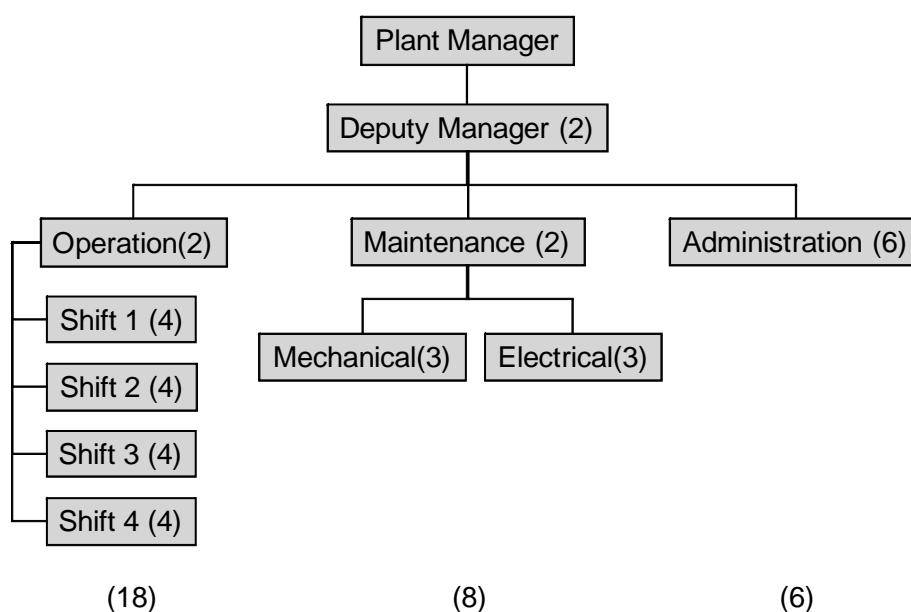
(1) 体制

セラバム発電所の運転維持管理体制は現地調査を実施した 2008 年 10 月現在、図 5.1 に示すとおりであり、発電所長以下、総勢 35 名により運営されている。副所長は技術系、事務系 1 名ずつ置かれ、技術系は更に発電部門と保修部門に分けられる。発電部門は 1 シフト 4 名×3 交替勤務である。今回の拡張により 1~3 号機を廃止し、5 号機を増設した後についても、同様の要員にて運転・維持管理を行うこととしている。

なお、今回の要請には含まれていないが、既設 4 号機と新設する 5 号機を集中的に管理する制御室を設けることにより、要員の削減を図ることが可能との意見も聞かれた。

発電所長、副所長 2 名については学位を有するいわゆる幹部職員であることが一般的であり、セラバム発電所においては、現在、発電所長及び技術系副所長の 2 名が該当し、異動等の対象となるが、technician 以下については現地採用で異動がなく、長期にわたり同一プラントの維持管理に従事することとなる。

なお、給電司令はパクセ市近郊の Bang Yo 変電所から電話連絡にて実施されている。



※ 括弧内は人数

図 5.1 セラバム水力発電所組織概要 (2008 年 10 月)

(2) 財政・予算

セラバム発電所の年間維持管理予算は表 5.1 に示すとおりである。近年増加傾向にはあるが、発電電力量当り、現地通貨建てで70～80 Kip/kWh 程度、米貨換算で $\text{¥}65\sim 75/\text{kWh}$ の水準である。

表 5.1 セラバム発電所の運転維持管理費

Year	Annual O&M expenditure	
	Kip	US\$
2001	1,121,140,661	130,669
2002	1,616,195,608	170,126
2003	1,796,679,335	154,886
2004	1,876,887,037	161,801
2005	1,994,792,263	178,027
Ave.	1,681,138,981	166,210

Source: セラバム発電所運転データ

(3) 運営維持管理状況

セラバム発電所の運転維持管理に関する技術能力や士気は高く、既にスペアパーツの調達が困難な1～3号機、また、比較的新しいにも関わらず故障の多い4号機について、直営作業により維持管理を実施し、4-2で示したとおり、老朽化した発電所にもかかわらず、高い稼働率を記録している。

また、セラバム発電所は流れ込み式発電所であるため、河川流量が低下する乾季には計画的に停止を行い、取水系に堆積した土砂の浚渫やタービン・発電機類の分解・点検作業が実施されている。

5-3 技術支援の必要性

前項でも述べたように、これまでのところセラバム発電所の運営維持管理については特に問題は見られない。新たな機器設備類の導入に伴い、試運転期間等に製造業者により行われる一般的な基本教育の他、技術支援を行う必要性は認められない。

一方、JICAにて支援³²を行い、2004年に導入された技術基準 "LEPTS: Laos Electric Power Technical Standards" については、その後、省令 (Ministerial Decree) として法制化されているが、セラバム発電所での聞き取りの結果、全く認知されていなかった。LEPTS の普及・推進については DOE の Electric Power Management Division が担当部署であるが、現在、各地においてセミナーを開催するなど普及に尽力している最中である。

セラバム発電所は、現状においては LEPTS 等の基準類に従うことなしに良好に運転維持管理が行われているが、1号機建設当時から勤務している一部の古参職員の力量によるところが大きく、今後、要員の入れ替りや民間への流出等、個人の力量に依存した運転維持管理では持続性の点で疑問である。

また、セラバム発電所を健全に維持管理するだけでなく、グッドプラクティスの普及という点でも、既存の技術基準の普及だけでなく、技術基準へフィードバックするような体組・体制が整備されることが望まれる。

³² 電力技術基準促進支援プロジェクト