

第4章 既存送変電設備

第4章 既存送変電設備

4.1 系統の構成

4.1.1 国内系統

ラオス国内では北部、中央部 1、中央部 2 および南部の 4 地域に分かれて電力が供給されている。中央部 1 系統には Nam Ngum 1(155 MW)、Nam Leuk (60 MW) および Nam Mang 3(40 MW)の各水力発電所がある。タイ国との間には Phonetong-Nong Khai 間に 2 回線、Thanaleng-Nong Khai 間に 2 回線、PakxanBungkan 間に 1 回線の 115 kV の連系線があり、タイとの電力の輸出入を行っている。首都ビエンチャンへの供給を行っている変電所として Phonetong、Thanaleng、および Khoksaad などの変電所がある。また、Nam Ngum 発電所に近いタラト変電所からバンビエン変電所を経由して、北部の Luangprabang 変電所へ 115 kV 1 回線の送電線により供給を行っている。

中央部 2 系統は Thalhek 変電所を含む系統と、Pakbo 変電所を含む系統の二つに分かれており、それぞれ 115 kV の連系線を通じてタイからの電力輸入を行っている。Thakhek 変電所を含む系統には Xepon 鉱山およびセメント工場などの比較的大きな需要家がある。115 kV の連系線として Thakhek-Nakhon Phanom 間に 2 回線、および Pakbo-Mukdahan 間に 2 回線がある。

南部系統には Xeset1 水力発電所(45MW)および Xelabam 水力発電所 (5MW) があり BangYo-Sirindhorn 間 115 kV 1 回線の連系線によりタイとの電力の輸出入を行っている。

北部系統には現在 115kV 変電所はなく、中央部 1 系統、中国およびベトナムからの配電、および分散電源によって供給を受けている。

35 kV もしくは 22 kV の中圧配電線による連系は、ベトナム-ラオス間に 3 ヶ所、タイからラオス北部間に 2 ヶ所、タイからラオスの Xayaboury 県に 4 ヶ所、中国からラオス北部の Luang Namtha 県に 1 ヶ所があり、容量は数 MW 程度である。

図 3.4-1 に既存系統図を示す。

4.1.2 国際連系線

国際連系線は国内系統と接続されている送電線と、国内系統には接続されずラオス国内の輸出用 IPP に直接接続されている送電線に分類される。

輸出用 IPP は Theun Hin Boun 水力発電所、および Huoay Ho 水力発電所の 2 ヶ所があり、それぞれ 230 kV の国際連系線によりタイの変電所へ直接に送電されている。それ以外の国際連系線はラオスの 115 kV 系統と連系されているか、または国境付近に電力を供給している配電線である。表 4.1-1 に既存の国際連系線を示す。

表 4.1-1 既存の国際連系線

No.	Location	Voltage (kV)	Circuit		Conductor		
			Design	Install	Size (mm ²)	Length (km)	
	Lao PDR	Thailand/Vietnam/China					
1	Theun Hinboun	Sakhonnakhon (EGAT)	230	2	2	644	176
2	Houay Ho	Ubon2 (EGAT)	230	2	2	644	230
3	Phontong	Nongkhai (EGAT)	115	2	2	240	25.7
4	Thanaleng	Nongkhai (EGAT)	115	1	1	95	10.9
5	Pakxan	Bungkan (EGAT)	115	2	1	240	11
6	Thakhek	Nakhonphanom (EGAT)	115	2	2	169	10.3
7	Pakbo	Mukdahan2 (EGAT)	115	2	1	240	13.7
8	Bang Yo	Sirindhon (EGAT)	115	1	1	240	61
9	Xam Neua (Pahang)	Mokchao (EVN)	35	1	1	150	30
10	Bokeo	Xiengkong (PEA)	22	1	1	185	0.7
11	Kenthao	Thali (PEA)	22	1	1	240	0.35
12	Savannakhet (Dansavan)	Vietnam (EVN)	22	1	1	95	0.75
13	Pangthong	Muong Mang	22	1	1	150	28.6
14	Muong Khop	Ban Huak	22	1	1	120	1.52
15	Muong Ngeun	Houaykone	22	1	1	120	1
16	Ban Mai	Amperxongquare	22	1	1	120	1.3
17	Saravan	Lalai (EVN)	22	1	1	150	2
18	Luangnamtha	China	22	1	1	90	3.4

4.2 既存発電設備

2009年3月時点でのラオス国内系統向けの既設発電所は下表のとおり。全て水力発電所である。ただし、表4.2-1中のTheun HinbounおよびHouay Hoは、輸出用IPP水力発電所である。これらには国内供給分の容量があり、Theun Hinbounには、8MW、Houay Hoには2.1MWの国内供給力分がある。したがって、国内供給用電源の発電設備容量は、318.8MWである。

表 4.2-1 ラオス国の既設発電所

発電所名	容量 (MW)	年間発電量 (GWh)	運転開始年	所在県	所有者
Nam Dong	1.0	4.0	1960	Luangprabang	EDL
Selabam	5.0	30.0	1969	Champasak	EDL
Nam Ngum 1	155.0	966.0	1970	Vientiane	EDL
Xeset 1	45.0	180.0	1994	Saravan	EDL
Nam Ko	1.5	6.0	1997	Oudomxai	EDL
Theun Hinboun	210.0	1,645.0	1998	Khammouane	Theun Hinboun Power Company
Nam Song	-	-	1998	Vientiane	EDL
Houay Ho	152.1	490.7	1999	Attapeu	Houay Ho Power Company
Nam Leuk	60.0	184.0	2000	Vientiane	EDL
Nam Ngai	1.2	6.0	2004	Phonsali	Provincial
Nam Mang 3	40.0	133.5	2005	Vientiane	EDL
TOTAL	670.8				

(出典：EDL)

4.3 送電設備

国内給電用の既設主要送電線の電圧は115kVである。115kVの4系統が国内で運転されているが、それらは互いに連系されておらず、現時点ではそれぞれが単独の系統である。

(1) Nam Ngum 115 kV 系統

この系統には 155 MW の Nam Ngum 1、60 MW の Nam Leuk、および 40 MW の Nam Mang 3 の 3 つの水力発電所が接続している。この 115 kV 系統は現在のところ国内最大の系統であり、ビエンチャン特別市、ビエンチャン県、Bolikhamxay 県、Xieng Khuang 県、Xayaboury 県、Luang Prabang 県の地域に電力を供給している。

ビエンチャン市街への供給は、Phonetong、Thanaleng その他の変電所を通じて行われている。またビエンチャン県、Xayaboury 県、Luang Prabang 県の地域へは、それぞれの地区にある Non Hai、Vanvieng、Xayaboury、Luang Prabang その他の変電所から供給している。さらに Nam Leuk 発電所からの 1 回線送電線が Bolikhamxay 県の Pakxan 変電所と Xieng Khuang 県の Phonsavan 変電所に電力を供給し、それぞれの県の需要をまかなっている。

Nam Ngum 1 発電所からの 115 kV 3 回線の送電線がビエンチャン市内の Phonetong 変電所へ接続されており、さらに電力輸出のためにタイ電力公社（EGAT）の系統に連系している。Nam Ngum 1- Phonetong 間の 3 回線の内 1 回線は Phonesoung 変電所に電力を供給しつつタイへの連系の途中で Phonetong 変電所および Thanaleng 変電所に電力を供給している。Nam Ngum 1 発電所からの残りの 2 回線は、途中 Naxaitong 変電所を経由して Phonetong 変電所に接続され、その後 EGAT 系統（Nong Khai 変電所）に連系している。また Nam Mang 3 発電所からの 1 回線送電線は、Khoksaad 変電所に電力を供給しつつ Naxaithong と Thanaleng 変電所に至っている。

Thalat 変電所にて分岐した 115 kV 1 回線の送電線は、Vangvieng 変電所を経由して 212 km 先の Luang Prabang 変電所まで延長されており、送電線は途中 Xieng Ngun 開閉所で分岐し、Xayaboury 変電所に至っている。加えてもう 1 つの Thalat 変電所で分岐した 115 kV 1 回線の送電線は、Hin Hiep 変電所および Ban Dong 変電所を経由し、Non Hai 変電所に至っている。

(2) Thakhek 115 kV 系統

タイの Nakhon Phanom 変電所から Khammouan 県の Thakhek 変電所への電力輸入のため 115 kV 2 回線の送電線が運用されている。この輸入電力は 1 回線送電線で Savannakhet 県の Sepon Gold & Copper Mine 変電所に供給している。

(3) Savannakhet 115 kV 系統

現在 Savannakhet へ電力を供給する国内の電源はなく、タイの Mukudahan 変電所から Pakbo 変電所に 115 kV 1 回線の送電線で電力を輸入している。この電力は 1 回線送電線で Pakbo 変電所から 52 km 先の Kengkok 変電所に供給している。

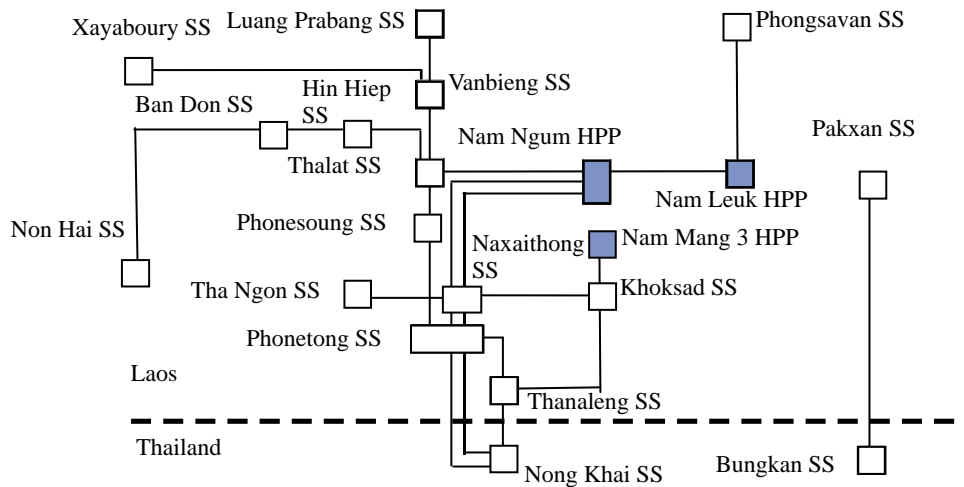


図 4.3-1 Nam Ngum 115 kV 送電系統図 (2009 年 4 月時点)

(4) Xeset 115 kV 系統

この地域には、Xeset1 (45 MW) と Selabam (5 MW) の 2 ケ所の水力発電所がある。これらは Saravan、Champasak、および Attapeu 県内に電力を供給している。Xeset 1 発電所から Bang Yo 変電所に至る 1 回線送電線は、途中 Bang Jianxai 開閉所から 2 回線送電線で Champasak 県南部の Bang Hat 変電所に電力を供給している。途中の Bang Na 変電所から 1 回線送電線で分岐し、Attapeu 変電所にも電力を供給している。余剰電力はタイへ輸出されているが、Xeset1 発電所は流込式であるため乾季には需要を賄えず、逆にタイから輸入している。タイの Sirindhorm- Bang Yo 変電所間の 115 kV 1 回線の送電線は、この電力の輸出入に活用されている。

4.4 変電設備

EDL の 115 kV の 4 送電系統は、国内の電力需要向け供給用と一部輸出入用に運転されている。これら送電系統に接続されている EDL 所管の既設 115/22 kV 変電所・開閉所は次表の通りである。

表 4.4-1 既設 115/22 kV 変電所・開閉所(2009年8月現在)

ID	変電所・開閉所名	所在県	変圧器台数・単器容量	変圧器総容量
北部地域				91 MVA
1	Luang Namtha	Luang Namtha	1 x 20 MVA	20 MVA
2	Oudomxai	Oudomxai	1 x 20 MVA	20 MVA
3	Pakmong	Luang Prabang	1 x 10 MVA	10 MVA
4	Luang Prabang	Luang Prabang	2 x 12.5 MVA	25 MVA
5	Xieng Ngen 開閉所	Luang Prabang	-	-
6	Xayabury	Xayabury	1 x 16 MVA	16 MVA
中央-1 地域				422 MVA
7	Vanvieng	Vientiane	2 x 16 MVA	32 MVA
8	Thalat	Vientiane	1 x 30 MVA	30 MVA
9	Hin Heup 開閉所	Vientiane	-	-
10	Ban Don	Vientiane	1 x 16 MVA	16 MVA
11	Non Hai	Vientiane	1 x 16 MVA	16 MVA
12	Phonesoung	Vientiane	1 x 22 MVA	22 MVA
13	Naxaythong	Vientiane Capital	2 x 30 MVA	60 MVA
14	Tha Ngon	Vientiane Capital	1 x 22 MVA	22 MVA
15	Khoksaat	Vientiane Capital	2 x 22 MVA	44 MVA
16	Phonetong	Vientiane Capital	4 x 30 MVA	120 MVA
17	Thanaleng	Vientiane Capital	2 x 30 MVA	60 MVA
中央-2 地域				208 MVA
18	Pakxan	Bolikhambai	2 x 16 MVA	32 MVA
19	Phonesavan	Xieng Khuang	1 x 16 MVA	16 MVA
20	Thakhek	Khammouan	2 x 30 MVA	60 MVA
21	Pakbo	Savannakhet	2 x 20 MVA	40 MVA
22	Kengkok	Savannakhet	2 x 10 MVA	20 MVA
23	Mahaxai	Khammouan	2 x 20 MVA	40 MVA
南部地域				152 MVA
24	Bang Yo	Champasak	1 x 16 + 2 x 8 MVA	32 MVA
25	Ban Na	Champasak	2 x 30 MVA	60 MVA
26	Ban Hat	Champasak	2 x 20 MVA	40 MVA
27	Jiangxai 開閉所	Champasak	-	-
28	Attapeu	Attapeu	2 x 20 MVA	40 MVA
			合計	903 MVA

(出典： EDL PDP 2007-16)

4.5 電力通信設備・給電所

(1) 電力セクターの通信設備

Nam Ngum 系統ではその系統の全ての発電所と 115 kV 変電所を結ぶ電力線搬送式通信 (PLC) 設備と無線回線が設置され、主に通話のみに使用されている。115 kV 変電所とビエンチャン市内と近郊の 22 kV 配電用変電所間の通信にも、PLC と無線設備が設置されている。Xeset 電力系統は、Xeset 1 発電所と Bang Yo 変電所間に設置されている PLC 装置により運転・管理が行われている。他の 2 つの系統は、供給範囲が狭いこともあり、その運転には公衆電話回線を使用している。ラオス国内の 4 系統相互間の通信には、系統が連系されていないこともあり、公衆電話回線が使用されている。

(2) 給電指令所

現在のラオスには、国内の電力系統を集中管理する給電指令所は存在しない。ビエンチャン市内にある 115 kV Phonetong 変電所と Nam Ngum 1 発電所が、Nam Ngum 電力系統とタイへの電力輸出業務を制御・管理している。ビエンチャン市内の Sisakhet 22 kV 開閉所には制御室があり、Phonetong、Luang Prabang、Thanaleng の各 115 kV 変電所、およびビエンチャン市内の全 22 kV 変電所の運転状況をリアルタイムで示す表示盤が設置されている。（JICA 無償プロジェクトにて設置）この表示盤は、ビエンチャン市内の各変電所および 22 kV 系統の主要開閉器のオン・オフ状態、電圧、周波数、母線電圧、実効・無効電力などを表示している。また、制御室に設置されているデータ記録装置は運転記録を蓄積し、毎日午後 12 時に自動的に印刷することになっている。これらの運転要素は PLC 通信系統により各変電所から制御室に伝送されている。ビエンチャン市内の 22 kV Dongnasok と Thatluang の 2 開閉所は Sisakhet の制御室から遠方制御にて運転されている。しかし、現状ではビエンチャン市以外の系統を含む系統全体の状況を把握できる給電所機関がなく事故復旧操作等に時間がかかっている。国内用連系電力網の開発に当たっては、総合的な給電指令所の設置が必要不可欠となる。

4.6 送電系統の運転と保守

4.6.1 EDL の運転・保守組織の現状

(1) 水力発電所

EDL 所管の 6 水力発電所（Nam Ngum 1、Nam Leuk、Xelabam、Xeset-1、Xeset-2 および Nam Mang 3）の運転・保守は EDL「発電部（Generation Department）」の管理の下に、各発電所の責任において実施されている。また、水力発電所のダムは、同じく発電部内の「ダム保守室（Dam Maintenance Office）」が一元的に管轄している。EDL の支所がある県所管のディーゼル発電所では、所在地の EDL サービスセンターが運転・保守を担当している。

(2) 115 kV 送変配電設備

EDL 本部の「配電部（Distribution Department）」は、各県に設置されている EDL 支所を北部地域（ビエンチャン首都圏を除く 9 県）、ビエンチャン首都圏（6 郡）、南部地域（7 県）に分けて管理しており、それらの支所が EDL 所管の送・変・配電設備の運転・保守業務を実施している。

既設送電設備は、EDL 流通部の責任の下に運転・保守業務が実施されている。各区間の送電線と変電所の運転・保守は、下記の EDL 支所によって実施されている。

- a) Nam Ngum 1 - Nam Leuk - Phonetong - Thanaleng - タイ国境の区間、Nam Mang 3 - Khoksaad - Naxaithong, Khoksaad - Thanaleng および Nam Leuk - Pakxan の区間は、ビエンチャン首都圏支所が担当
- b) Thalat - Vangvieng、Hin Hip - Ban Don - Non Hai 区間は、ビエンチャン県支所が担当
- c) Vangvieng - Luang Prabang 区間は、Luang Prabang 県支所が担当

- d) Luang Prabang – Xayabury 区間は、Luang Prabang と Xayabury 県支所が担当
- e) Nam Leuk – Phonsavan 区間は、ビエンチャンと Xien Khuang 県支所が担当
- f) Thakhek – Mahaxay – Nam Teun 2 区間は、Thakhek 県支所が担当
- g) Xeset 1 - Pakse - タイ国境、Xeset 2 – Pakxong、Bang Jiangxai – Bang Na – Saphaothong、Bang Na – Bang Hat 区間は、Champasak 県支所の担当

変電所の運転・保守について、定期保守点検や軽微な補修などは各変電所の運転・保守要員が実施しているが、大規模な補修やスペアパーツの購入計画の取りまとめなどは、EDL 本部配電部内の「変電所保守室 (Substation Maintenance Office)」が実施している。

EDL の各県支所は、県内の EDL 所管の配電網の運転・保守業務のみならず、近隣諸国との中圧レベル (35 kV、22 kV) の電力輸出入施設の運転・保守業務も実施している。また、県営の配電網は各県庁の電力局が運転・保守の任に当たっている。

4.6.2 電力設備の運転・保守マニュアル

各発電所、送電線、変電所、配電線などの運転・保守は、設備引渡し時に担当コンサルタントと建設業者により提供されたマニュアルに従って実施されているが、いわゆる EDL 公式の各設備共通の運転・保守マニュアルというものは作成されていない。しかし、EDL の説明によれば、設備完成後の運転・保守業務には、スペアパーツが不足するなどの事態を除き、これまで特に大きな問題は発生していないとのことである。EDL および県営の中圧・低圧系統の運転・保守は、EDL 本部作成の標準マニュアルに従って行なわれている。

4.6.3 EDL 従業員の教育・訓練

EDL はビエンチャン市内で訓練センターを運営している。このセンターは、発電所、変電所、配電網の教育・訓練施設を備え、EDL の職員のみならず、県職員や IPP からの訓練生にも対応している。センターは現在22名の専任スタッフと4名の社外講師の計26名を有し、次の組織で運営されている。

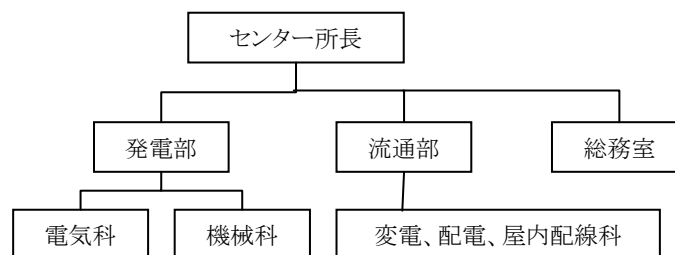


図 4.6-1 EDL 訓練センター組織図 (2008 年 12 月現在)

訓練コースでは、研修室、屋外に設備されている発電・変電・配電モデル設備、送電、配電、屋内配線訓練用設備を活用して年間約 300 名を受け入れている。EDL は講師を海外に派遣

して研修を実施し、講師の技術レベルの向上を図っている。教育プログラムには既設発電所・変電所・配電設備における実習も組み込まれている。このように、EDL の訓練センターは電力設備に対する職員の技術能力の向上に重要な役割を果たしている。送電部門のコースは未設置であるが、EDL 支所毎に経験者による実地訓練が実施されている。2009 年訓練コース概要を表 4.6-1 に示す。また、2009 年 9 月に JICA シニアボランティア専門員が派遣され、長期的な訓練プログラム等について指導予定である。

表 4.6-1 2009 年訓練コース概要

訓練コース	期間/コース	内 容	対象者
電力技術基準	1 週間	LEPTS の内容、設計審査方法、使用前検査方法	EDL 土木、発電、送電、変電、配電技術者
配電・変電実技	4 週間	配電・変電保守要員の技能向上	EDL 若手配電・変電技術者
発電運転員実技	4 週間	発電運転員の養成	EDL 若手発電技術者
電気一般	2 週間	電気計算、電力メータの設置・校正方法等	EDL 若手技術者
IPP 発電所運転員	12 週間	IPP 運転員の養成	Nam Teun 2 発電所運転員

4.6.4 送電系統の運転・保守経費

EDL 所有の送電・変電設備の運転・保守経費は明確になっていない。EDL の財務内容を示す財務諸表は、本部と各地方の支所により作成されている。しかしながら、各支所の運転・保守費は、各地区の送電・変電・中低圧配電網をすべて一括した金額で計上されており、各業務別には分類できない方式になっている。EDL 本部内の総務・財務部の法人計画課の説明によれば、2002 年から新会計システムを EDL に導入したが、各業務別の運転・保守費の解析はまだ難しい状況とのことである。

4.6.5 送変電設備運転・保守の問題点

調査団の EDL 各運転・保守部門への面談から、下記事項が既存の問題点と判断される。

- a) 適切な修理をするためのスペアパーツ、特に配電資機材のパーツが不足している。同様のパーツを損傷を受けた機器から取り出し、他の機器の修理に当てている状態である。
- b) 変電所の運転記録（電流・力率・負荷などの記録）について、一部変電所ではコンピュータ制御の自動記録システムが採用されてはいるが、ほとんどの変電所において未だに手書きで運転日誌が記録されており、ヒューマンエラーによる記録ミスなど雅散見される。できるだけ早期の自動記録システムの導入と、運転員に対する正確なメータの読みの記録と、機器・メータ類の特性に対する理解度の向上を促す教育・訓練が必要である。
- c) 入手した送電線事故記録から判断すると、可避できる事故防止のために、O&M マニュアル通りの日常・定期点検が実行されていないと思われる。
- d) 送電線、変電所、配電線などの EDL として公式の共通 O&M マニュアルを早期に作成する必要がある。

- e) 主に配電用電力メータの修理・校正を行っている EDL 修理部門の責任者によれば、修理作業に必要な工具と測定器が不足している。
- f) 運転・保守従事者の総合的な技術力向上の必要性が認められる。

4.7 送変電設備マスタープラン調査(2002年)にて選定された優先プロジェクト

JICA ラオス国送変電設備マスタープラン調査(2002年)における最優先プロジェクトの候補は表 4.6-2 に示す(1)から(14)であった。変電所名の表記は当時のものである、

(9)の Pakxan SS ~ Thakhek SS ~ Pakbo SS を最優先プロジェクトとし、これについては現在、円借款にて建設工事实施中である。残りの(1)から(8)および(10)から(14)までのうち、(1)、(2)、(3)、(4)、(6)、(12)はすでに完成している。また、(5)、(10)は 2009 年に完成予定である。

(8)は、現在工事中であり、2010 年に完了予定である。

(13)、(14)は Xeset2 発電所の運転開始に向けて既に着工しており、一部区間は建設が終了している。当初の Pakson 変電所に引き入れる案は変電所に引き入れない形に変更されている。

(7)の Thalat SwS ~ Vangvieng SS は Hin Heup - Vangvieng SS の区間新設に計画変更されている。融資元が決まっていない。

(11)の Kengkok SS ~ Xepon SS は融資先が決まっていない。

以上より、JICA ラオス国送変電設備マスタープラン調査(2002年)時の最優先プロジェクト候補については、Hin Heup - Vangvieng SS および Kengkok SS ~ Xepon SS を除いて、既に完成しているか、あるいは建設中である。

表 4.6-2 JICA ラオス国送変電設備マスタープラン調査(2002年)における最優先プロジェクト候補

	プロジェクト	2009年現在の状況
(1)	Xieng Nguen SwS ~ Xayaboury SS	完成
(2)	Thalat SwS ~ Ban Dong SS ~ Non Hai SS	完成
(3)	Nam Leuk PS ~ Phonsavan SS	完成
(4)	Pakbo SS ~ Kengkok SS	完成 世銀資金
(5)	Thakhek SS ~ Nam Theun 2 PS	2009年完成予定
(6)	Nam Mang 3 PS ~ Lakxaosi SS ~ Thanaleng SS	完成 中国資金
(7)	Thalat SwS ~ Vangvieng SS	Hin Heup - Vanvieng SS に変更 融資元未定
(8)	Luang Prabang SS ~ Oudomxai SS	2010年完成予定
(9)	Pakxan SS ~ Thakhek SS ~ Pakbo SS	着工済み。円借款
(10)	Nam Theun 2 PS ~ Xaibouathong SS	2009年完成予定
(11)	Kengkok SS ~ Xepon SS	未着工 融資元未定
(12)	Lakpet SwS ~ Ban Boun SS ~ Thakho SS	完成 インド資金
(13)	Xeset 2 PS ~ Pakson SS	着工済み
(14)	Xeset 2 PS ~ Xeset 1 PS	着工済み

第5章 送変電設備の 予備設計

第5章 送変電設備の予備設計

5.1 設計基準

5.1.1 国家基準・規定

ラオス国における電気設備に関する国家技術基準・規定・規則として、3.6.2 節で示したように、JICA によって整備されたラオス国電力技術基準（2004 年）、その具体的な運用・管理方法を規定した電力技術基準運用・管理指針(2007 年)、電力設備運転後の安全を確保していくための電力設備保安規定（2007 年）が施行された。当調査団は、系統計画や設備設計に係わる種々の電気基準や設計条件をこれらの基準・規定を基本にして設定した。

5.1.2 気象条件

送変電設備の予備設計に適用した気象条件は、近年のラオス国送電線の設計に使われている以下の数値とする。

(1) 周囲温度

最高気温 45℃

最低気温 0℃

年平均気温 25℃

(2) 空気密度

0.12 kgf · s²/m⁴

(3) 風速:ラオス国電力技術基準に準拠

10 分間平均風速 35m/sec (地上高 10 m)

(4) 風圧:ラオス国電力技術基準に準拠

電線: 790 N/m²

がいし: 1,100 N/m²

鉄塔: 2,290 N/m²

(5) 最過酷条件と EDS (Every Day Stress: 常時荷重) 条件

最過酷条件と EDS 条件を以下のとおりとする。

条件	気温	風速
最過酷	10 °C	35 m/s
EDS	25 °C	無風

(6) 年間最大降雨量

ラオス国実態により 4,000 mm とする。

(7) 年間雷雨日数(IKL)

1979年以降、国全体で記録されている最大年間雷雨日数は141日である。安全のために、対象地域の設備絶縁設計にはIKLとして140を適用した。

(8) 地震条件

英国パークシャーの国際地震センターによれば、ラオスは地震の少ない国として分類されている。送電線鉄塔にとっては通常、風荷重の方が地震荷重より大きい。従って、本調査では、設備の構造設計に地震荷重を考慮しない。

(9) その他の条件

最高湿度: 100%

汚損レベル: 軽微

5.1.3 送電線の設計条件

送電線の予備設計に適用した設計条件は下記の通りである。

(1) 電線

計画送電線に適用する電線は、IEC61089に適合する鋼芯アルミ撚線(ACSR)とした。このACSRは、ラオスの既設および計画されている全ての高圧送電線に適用されている。ラオスでは塩害や化学物質による汚損は少ないため、ACSRが適当である。電線サイズは、第5.2.1節に述べるサイズを適用した。

(2) 架空地線

IEC61089に適合した亜鉛メッキ鋼撚線(GSW)およびアルミ被鋼より線(AC線)を架空地線に適用する。また、IEC60794-4-1に適合した光ファイバー地線(OPGW)も必要に応じ適用する。

(3) がいし

電圧230kVまでの送電線には、標準磁器がいしを適用した。がいしはIEC60120、IEC60305、IEC60372、IEC60383およびIEC60437に適合するものとした。

(4) 鉄塔

鉄塔は自立式広脚格子型鉄塔とし、基礎はコンクリート基礎とした。鋼材はISO630またはJIS G3101に適合したもので、溶融亜鉛メッキを施したものとした。

(5) 安全率

送電線の最小安全率は以下の通りとした。

(a) 電線/地線: ラオス国電力技術基準に準拠

最過酷時条件下の支持点において UTS（引張破断強度）に対し 2.5
EDS（常時荷重）時の支持点において UTS に対し 5.0

- (b) がいし連：ラオス国電力技術基準に準拠
支持点の最過酷時張力が RUS（規定破壊強度）に対し 2.5
- (c) 鉄塔：ラオス国電力技術基準に準拠
常時条件（= 最過酷条件）において部材の降伏点強度に対し 1.65
断線時条件（= 常時条件+地線または電線 1 条の断線荷重）において部材の許容強度に
対し 1.0
- (d) 基礎：ラオス国電力技術基準に準拠
常時条件において 2.0
断線時条件において 1.33

5.1.4 変電機器の設計条件

最適送変電系統計画で新設および改修する変電機器の設計には、ラオスの「電力技術基準（LEPTS）」および IEC 規格を適用する。

(1) 絶縁設計

変電機器の絶縁設計に関しては IEC-60071¹および IEC-60694²を適用する。その主な内容は下表の通りである。また、下表の絶縁間隔最小値は LEPTS より抜粋した。

表 5.1-1 絶縁設計

公称電圧	230 kV	115 kV	34.5 kV	22 kV
定格周波数	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
定格電圧 (r.m.s. value) (機器の最高使用電圧)	245 kV	123 kV	40.5 kV	24 kV
短時間商用周波耐電圧 (r.m.s. value)	395 kV	230 kV	80 kV	50 kV
雷インパルス耐電圧 (peak value)	950 kV	550 kV	190 kV	125 kV
対地絶縁間隔最小値(*)	1,900 mm	1,100 mm	350 mm	270 mm
相間絶縁間隔最小値(*)	2,450 mm	1,400 mm	450 mm	350 mm

(*): IEC TC99 および LEPTS より

(2) 変電機器の設計に適用する国際規格

変電機器の設計は以下の IEC 規格（最新版）およびそれらに関連する IEC の文献（最新版）に準拠した。

1 IEC-60071: Insulation co-ordination

2 IEC-60694: Common Specification for high-voltage switchgear and control gear standards

表 5.1-2 機器設計への適用規格

変電機器	適用規格
変圧器	IEC-60076: Power transformers
遮断器	IEC-60056: High voltage alternating-current circuit breakers
断路器	IEC-60129: Alternating current disconnectors and earthing switches
計器用変流器	IEC-60185: Current transformers
計器用変圧器	IEC-60186: Voltage transformers
避雷器	IEC-60099: Surge arresters

5.2 送電線の予備設計

最適送電システムの検討および計画送電線の適切な建設コストを算出するため、下記フローに基づき 115 kV および 230 kV 送電線の予備設計を行った。ラオスの気象条件は 5.1.2 節の数値を適用した。

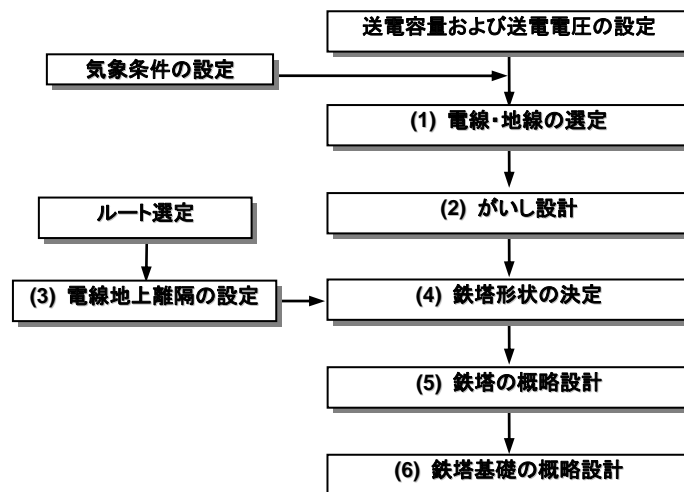


図 5.2-1 送電線の予備設計フロー

設備設計は 5.1.3 節の送電線設計基準に基づいて実施し、これに基づいて 115 kV および 230 kV 送電線の概略数量を算出した。なお、本節での検討結果は第 11 章の「最優先プロジェクトに対する設備設計の概要」にも適用する。

5.2.1 電線および地線の選定

ラオス国内の送電システムについて、その送電容量と送電電圧が第 7 章の系統解析結果より決定された。また、電線・地線の張力は気象条件によって設定した。

(1) 電線・地線線種

2030 年までの系統解析結果より、ラオス国内の 115 kV 送電システムには ACSR 240 mm² または

ACSR410 mm²を、230 kV 送電系統には ACSR 610 mm²を適用するのが適切であることが判明した。これら電線・地線の技術的特性を表 5.2-1 に示す。

表 5.2-1 電線の技術的特性

線種	電線		
	ACSR 240 mm ² (ASTM: Hawk)	ACSR 410 mm ² (ASTM: Drake)	ACSR 610 mm ² (ASTM: Bittern)
より線構成	Al: 26/3.439 mm St: 7/2.675 mm	Al: 26/4.442 mm St: 7/3.454 mm	Al: 45/4.270 mm St: 7/2.847 mm
総アルミ断面積	280.8 mm ²	468.6 mm ²	689.0 mm ²
外径	21.78 mm	28.13 mm	34.16 mm
重量	976.5 kg/km	1,628 kg/km	2,133 kg/km
許容引張張力	86.7 kN	140.1 kN	151.9 kN
弾性係数	82,000 N/mm ²	82,000 N/mm ²	71,000 N/mm ²
線膨張係数	19.0 x 10 ⁻⁶ /°C	19.0 x 10 ⁻⁶ /°C	20.8 x 10 ⁻⁶ /°C
直流抵抗 (20°C)	0.1196 Ω/km	0.07167 Ω/km	0.04480 Ω/km

表 5.2-2 地線の技術的特性

線種	地線		
	GSW 50 mm ² (ASTM: GSW 3/8)	AC 70 mm ² (ASTM: A220)	OPGW 70 mm ² (ASTM: Type A)
より線構成	St: 7/3.05 mm	AC: 7/3.5 mm	AC: 8/3.2 mm OP unit: 1/5.0
総素線断面積	51.05 mm ²	67.35 mm ²	77.89 mm ²
外径	9.144 mm	10.5 mm	11.4 mm
重量	406 kg/km	426.5 kg/km	470.1 kg/km
許容引張張力	48.1 kN	77.3 kN	80.2 kN
弾性係数	189,300 N/mm ²	149,000 N/mm ²	142,000 N/mm ²
線膨張係数	11.5x10 ⁻⁶ /°C	12.9 x 10 ⁻⁶ /°C	13.8x10 ⁻⁶ /°C
直流抵抗 (20°C)	-	1.12 Ω/km	0.834 Ω/km

(2) 電線許容電流

電線の許容電流を、下記の気象条件で、「CIGRE WG 22.12; The Thermal Behaviour of Overhead Conductors (1992)」に準拠して算出した。

- 電線熱吸収量: 1,100 W/ m²
- 風速: 0.6 m/s
- 電線温度: 80 °C
- 周囲温度: 45 °C
- 電線許容電流: ACSR 240 mm² (Hawk) 480 A
- ACSR 410 mm² (Drake) 640 A
- ACSR 610 mm² (Bittern) 840 A

(3) 電線・地線の安全率

電線および架空地線の最大使用張力を算出するために、下記の最小安全率を設定した。

表 5.2-3 電線・地線の安全率

荷重条件	風速	風圧	電線温度	安全率
最過酷時	35 m/sec	790 N/m ²	10 °C	2.5 (40%UTS)
常時 (EDS)	0 m/sec	0 N/m ²	25 °C	5.0 (20%UTS)

(4) 電線の最過酷時張力および常時張力

表 5.2-4 電線の最過酷時張力および常時張力

電線サイズ (コード名)	ACSR240 mm ² (ASTM:Hawk)	ACSR410 mm ² (ASTM:Drake)	ACSR610 mm ² (ASTM:Bittern)
許容引張張力	86.7 kN	140.1 kN	151.9 kN
最悪時張力	34.7 kN 以下	56.0 kN 以下	60.8 kN 以下
常時張力	17.3 kN 以下	28.0 kN 以下	30.4 kN 以下

表 5.2-5 地線の最過酷時張力および常時張力

地線サイズ (コード名)	GSW 50 mm ² (ASTM: GSW 3/8)	AC 70 mm ² (ASTM: A220)	OPGW 70 mm ² (ASTM: Type A)
許容引張張力	48.1 kN	77.3 kN	80.2 kN
最悪時張力	19.2 kN 以下	30.9 kN 以下	32.1 kN 以下
常時張力	9.6 kN 以下	15.5 kN 以下	16.0 kN 以下

(5) 地線弛度および張力

電線への直撃雷や径間逆閃絡を避けるため、径間中央における両線の離隔間隔を増加すべく、地線弛度は標準径間長で常時張力条件時の電線弛度の 80%以下になるように設定した。従って地線張力は、径間中央にて電線と地線間が上記の間隔を確保するように設定される。

(6) 標準径間長

鉄塔間の標準径間長は 115 kV, 230 kV とともに 350 m とした。

5.2.2 がいし設計

適用するがいしの種類、がいし個数、がいしの機械的強度について以下の検討を行った。

(1) 適用がいし

a) がいし種類

送電線には IEC 60305 に準拠する「ボールソケット型標準磁器製懸垂がいし」を選定した。

b) がいし形状

表 5.2-6 がいし形状

種類	高さ	直径	R.U.S.
250 mm がいし	146 mm	255 mm	120 kN (for ACSR 280 mm ²) 160 kN (for ACSR 470 and 690 mm ²)

(*RUS: 定格破壊強度)

(2) 連当りのがいし個数

a) がいし汚損レベル

ラオス国での大気汚染レベルは低いいため、IEC60071-2 (Table I) で分類されている「Light Pollution (軽度汚損)」を適用した。115, 230 kV 送電線ともに必要な表面漏れ距離/相間電圧は 16 mm/kV とした。

b) 雷インパルス耐電圧

IEC60071-2 (Table I) より、115 kV 電力機器の雷インパルス耐電圧は 550 kV、その最小離隔は 1,100 mm とした。また、同基準より、230 kV 電力機器の雷インパルス耐電圧は 1,050 kV、その最小離隔は 2,100 mm とした。

c) 連当りのがいし個数

漏れ距離による算定をした場合、115 kV 送電線のがいし装置の連当りのがいし個数は 7 個となるが、雷インパルス耐電圧による算定をした場合、8 個となる。従って、がいし装置の連当りのがいし個数は、雷インパルス耐電圧にて決定する 8 個に保守面を考慮して 2 個を追加し 10 個とした。また、同様な算定をした場合、230 kV 送電線のがいし装置の連当りのがいし個数は 12 個となるが、雷インパルス耐電圧による算定をした場合、14 個となる。従って、がいし装置の連当りのがいし個数は、雷インパルス耐電圧にて決定する 14 個に保守面を考慮して 2 個を追加し 16 個とした。

(3) がいしの機械的強度

a) がいしの安全率

がいしの機械的強度は、以下の安全率を満足するように設定した。

表 5.2-7 がいしの安全率

荷重条件	最小安全率
最過酷時張力	2.5 (40%RUS)
常時張力	5.0 (20%RUS)

b) がいし装置当りのがいし連数

がいし装置当りのがいし連数は、表 5.2-7 の安全率を満足するように、送電線の横過地に応じて 1 連または 2 連を適用した。

5.2.3 電線の地上高

115 kV および 230 kV 送電線の最小電線地上高は以下の通りとした。なお、この離隔は無風時で電線温度が 80 °C まで上昇した過酷条件で確保されることとした。

表 5.2-8 最小電線地上高

電線横過箇所	115 kV	230 kV
山、林、荒地等、人が稀にしか立ち入らないか、または将来に亘っても立ち入らない箇所	7.0 m	8.0 m

5.2.4 鉄塔形状

電線クリアランス図を作成し、懸垂鉄塔と耐張鉄塔の基本形状を決定した。

(1) 絶縁設計

115 kV および 230 kV 送電線における標準絶縁間隔および異常時絶縁間隔は以下の通りとした。これらの絶縁間隔は電線～鉄塔間、電線～電線間、電線～地線間のクリアランス検討に適用した。

表 5.2-9 115 kV 送電線絶縁距離

特性	項目	数値	理由
電圧	公称電圧	115 kV	IEC60038 に準拠
	最高電圧	123 kV	IEC60038 に準拠
雷インパルス	250 mm がいし連長	1,460 mm	146 mm×10 個
	アークホーン間隔	1,240 mm	がいし連長×0.85 (85%)
	標準絶縁間隔	1,400 mm	アークホーン間隔×1.115 (111.5%)
商用周波	異常時絶縁間隔	200 mm	IEC71-1, 71-2 に準拠
	異常時相間間隔	400 mm	IEC71-1, 71-2 に準拠

表 5.2-10 230 kV 送電線絶縁距離

特性	項目	数値	理由
電圧	公称電圧	230 kV	IEC60038 に準拠
	最高電圧	245 kV	IEC60038 に準拠
雷インパルス	250 mm がいし連長	2,336 mm	146 mm×10 個
	アークホーン間隔	1,985 mm	がいし連長×0.85 (85%)
	標準絶縁間隔	2,200 mm	アークホーン間隔×1.115 (111.5%)
商用周波	異常時絶縁間隔	400 mm	IEC71-1, 71-2 に準拠
	異常時相間間隔	800 mm	IEC71-1, 71-2 に準拠

(2) クリアランス設計

a) 鉄塔～電線間のクリアランス

腕金長さと同士の垂直間隔については、表 5.2-9、表 5.2-10 の数値を用い、図 5.2-2～図 5.2-8 のクリアランス図を作成して決定した。

表 5.2-11 電線横振れ角および適用絶縁間隔

風速	10 m/sec	35 m/sec
電線横振れ角	10 deg	60 deg
適用絶縁間隔	標準絶縁間隔	異常時絶縁間隔

表 5.2-12 115 kV 送電線クリアランス図の数値

鉄塔型	項目	数値
懸垂鉄塔	がいし装置連長	146 mm x 10 個+500 mm(がいし装置金具長) ≒2,000 mm
耐張鉄塔	ジャンパ深さ	1,240 mm (アークホーン間隔)×1.2+100 mm (ジャンパ線の変形量)≒1600 mm
懸垂および耐張鉄塔	標準クリアランス (電線横振れ角 10°)	1,400 mm (標準絶縁間隔) + 150 mm (ステップボルト長) = 1,550 mm
	異常時クリアランス (電線横振れ角 60°)	200 mm (異常時絶縁間隔) + 150 mm (ステップボルト長) = 350 mm

表 5.2-13 230 kV 送電線クリアランス図の数値

鉄塔型	項目	数値
懸垂鉄塔	がいし装置連長	146 mm x 16 個+500 mm(がいし装置金具長) ≒2,840 mm
耐張鉄塔	ジャンパ深さ	1,985 mm (アークホーン間隔)×1.2+100 mm (ジャンパ線の変形量)≒2500 mm
懸垂および耐張鉄塔	標準クリアランス (電線横振れ角 10°)	2,400 mm (標準絶縁間隔) + 150 mm (ステップボルト長) = 2,550 mm
	異常時クリアランス (電線横振れ角 60°)	400 mm (異常時絶縁間隔) + 150 mm (ステップボルト長) = 550 mm

b) 電線～電線間および電線～地線間のクリアランス

電線～電線間および電線～地線間の最小クリアランスは風による電線横振れ時に以下の値を満足するように設定した。

[115 kV 送電線]

電線～電線間: 450 mm (異常時相間距離 400 mm + 電線外径 約 50 mm)

電線～地線間: 250 mm (異常時絶縁距離 200 mm + 電線および地線外径 約 50 mm)

[230 kV 送電線]

電線～電線間: 850 mm (異常時相間距離 800 mm + 電線外径 約 50 mm)

電線～地線間: 450 mm (異常時絶縁距離 400 mm + 電線および地線外径 約 50 mm)

(3) 地線の絶縁設計

地線の条数および雷遮蔽角は下記のように設定した。

条数: 115 kV 送電線; 1 条、230 kV 送電線; 2 条

最大遮蔽角: 条数 1 条の場合 30 度、条数 2 条の場合 5 度

(4) 鉄塔形状

上記設計条件にて、以下の 6 型の鉄塔形状を検討した。検討の結果、ACSR 240 mm² と ACSR 410 mm² を適用した場合の 115 kV 送電鉄塔は、それぞれの電線弛度がほぼ同じ値となったため、同一形状となった。

表 5.2-14 鉄塔形状の検討結果

	115 kV x 1cct		115 kV x 2cct		電線弛度 (80°C, 無風時, 径間長 350 m)
	懸垂 (0-3°)*	耐張 (0-15°)*	懸垂 (0-3°)*	耐張 (0-15°)*	
ACSR 240 mm ² (Hawk)	図 5.2-3	図 5.2-4	図 5.2-5	図 5.2-6	11.2 m
ACSR 410 mm ² (Drake)					11.6 m

*: 各鉄塔型に適用される線路水平角度

表 5.2-15 鉄塔形状の検討結果

	230 kV x 2 cct	
	懸垂 (0-3°)	耐長 (0-15°)*
ACSR 610 mm ² (Bittern)	図 5.2-7	図 5.2-8
ACSR 610 mm ² × 2 (Bittern)		

*: 各鉄塔型に適用される線路水平角度

5.2.5 鉄塔の概略設計

鉄塔の設計条件を基に、各鉄塔型の概略設計を実施し、鉄塔重量と鉄塔から鉄塔基礎への伝達荷重を算出した。

(1) 鉄塔設計条件

表 5.2-14、表 5.2-15 にある 6 型の標準鉄塔形状について、以下の鉄塔設計条件にて鉄塔の概略設計を実施した。

- a) 設計風圧
 - 電線 790 N/m²
 - がいし装置 1,100 N/m²
 - 鉄塔 2,290 N/m²

- b) 標準径間長
115、230 kV 送電線ともに 350 m
- c) 荷重条件および安全率

表 5.2-16 荷重条件および安全率

荷重条件	荷重	最小安全率
常時荷重	最過酷時荷重 (35 m/sec)	部材の降伏点強度に対して 1.5
異常時荷重 (電線断線時)	最過酷時荷重 + 地線 1 条 もしくは電線 1 相断線時荷重	部材の降伏点強度に対して 1.0

(2) 鉄塔設計結果

設計結果の概要を以下に示す。

表 5.2-17 115 kV 鉄塔重量および鉄塔から鉄塔基礎への伝達荷重

		115 kV x 1cct		115 kV x 2cct	
		懸垂 (0-3°)	耐張 (0-15°)	懸垂 (0-3°)	耐張 (0-15°)
ACSR 240 mm ² (Hawk)	鉄塔重量	4.0 t	4.8 t	4.9 t	5.8 t
	基礎圧縮荷重	150 kN	250 kN	250 kN	440 kN
TACSR 240 mm ² (T-Hawk)	鉄塔重量	-	-	5.6 t	6.9 t
	基礎圧縮荷重	-	-	250 kN	440 kN
ACSR 410 mm ² (Drake)	鉄塔重量	5.0 t	6.0 t	6.5 t	7.6 t
	基礎圧縮荷重	200 kN	330 kN	330 kN	570 kN

表 5.2-18 230 kV 鉄塔重量および鉄塔から鉄塔基礎への伝達荷重

		230 kV x 2cct	
		懸垂 (0-3°)	耐張 (0-15°)
ACSR 610 mm ² (Bittern)	鉄塔重量	8.2 t	9.6 t
	基礎圧縮荷重	400 kN	680 kN
ACSR 610 mm ² *2 (Bittern)	鉄塔重量	11.9 t	13.2 t
	基礎圧縮荷重	600 kN	1020 kN

5.2.6 鉄塔基礎の予備設計

鉄塔から基礎への伝達荷重（垂直および水平荷重）に基づき、鉄塔基礎の概略コンクリート量を算出した。なお、ラオスでは「大陸性の砂岩および粘土」のような硬質地盤が広範囲に亘って占めているため、鉄塔基礎周辺の地盤状況を非軟弱地盤と仮定した。

表 5.2-19 115 kV 送電線直接基礎のコンクリート量

		115 kV*1cct		115 kV*2cct	
		懸垂 (0-3°)	耐張 (0-15°)	懸垂 (0-3°)	耐張 (0-15°)
ACSR240 mm ² (Hawk)	コンクリート量	4 m ³	7 m ³	7 m ³	12.4 m ³
	基礎圧縮荷重	150 kN	250 kN	250 kN	440 kN
T-ACSR240 mm ² (Hawk)	コンクリート量	-	-	7 m ³	12.4 m ³
	基礎圧縮荷重	-	-	250 kN	440 kN
ACSR410 mm ² (Drake)	コンクリート量	7 m ³	7 m ³	7 m ³	12.4 m ³
	基礎圧縮荷重	200 kN	330 kN	330 kN	570 kN

表 5.2-20 230 kV 送電線直接基礎のコンクリート量

		230 kV*2cct	
		懸垂 (0-3°)	耐張 (0-15°)
ACSR690 mm ² (Bittern)	コンクリート量	12.4 m ³	12.4 m ³
	基礎圧縮荷重	400 kN	680 kN
ACSR690 mm ² (Bittern)	コンクリート量	12.4 m ³	31.3 m ³
	基礎圧縮荷重	600 kN	1020 kN

5.2.7 概略工事数量の算出

115 kV および 230 kV 送電線の予備設計結果に基づき、その概略の工事数量を算出した。

(1) 鉄塔型および鉄塔基数の想定

115 kV および 230 kV 送電線が平野部または山間部を 10 km 通過すると仮定し、その鉄塔型と鉄塔基数を設定した。

(2) 送電線資材の数量

10 km 当りの 115 kV および 230 kV 送電線の平均数量を表 5.2-21 に基づき算出した。

表 5.2-21 10 km 当りの 115, 230 kV 送電鉄塔型および鉄塔基数

通過箇所	懸垂鉄塔	耐張鉄塔	合計	仮定条件
平野部	27 基	3 基	30 基	- 亘長: 10 km - 懸垂鉄塔: 90%、耐張鉄塔: 10% - 平均径間長: 350m
山間部	21 基	9 基	30 基	- 亘長: 10 km - 懸垂鉄塔: 70%、耐張鉄塔: 30% - 平均径間長: 350m

表 5.2-22 10 km 当りの 115 kV 送電線の概略数量

		115 kV*1cct		115 kV*2cct	
		平野部	山間部	平野部	山間部
ACSR240 mm ² (Hawk)	鉄塔	123 t	128 t	150 t	156 t
	電線	30 km	30 km	60 km	60 km
	地線	10 km	10 km	10km	10 km
	懸垂がいし装置	81 セット	63 セット	162 セット	126 セット
	耐張がいし装置	18 セット	54 セット	36 セット	108 セット
	鉄塔基礎 (コンクリート量)	140 m ³	147 m ³	227 m ³	262 m ³
TACSR240 mm ² (T-Hawk)	鉄塔	-	-	172 t	-
	電線	-	-	60 km	-
	地線	-	-	10km	-
	懸垂がいし装置	-	-	162 セット	-
	耐張がいし装置	-	-	36 セット	-
	鉄塔基礎 (コンクリート量)	-	-	227 m ³	-
ACSR410 mm ² (Drake)	鉄塔	153 t	159 t	201 t	205 t
	電線	30 km	30km	60 km	60 km
	地線	10 km	10 km	10km	10 km
	懸垂がいし装置	81 セット	63 セット	162 セット	126 セット
	耐張がいし装置	18 セット	54 セット	36 セット	108 セット
	鉄塔基礎 (コンクリート量)	210 m ³	210 m ³	227 m ³	262 m ³

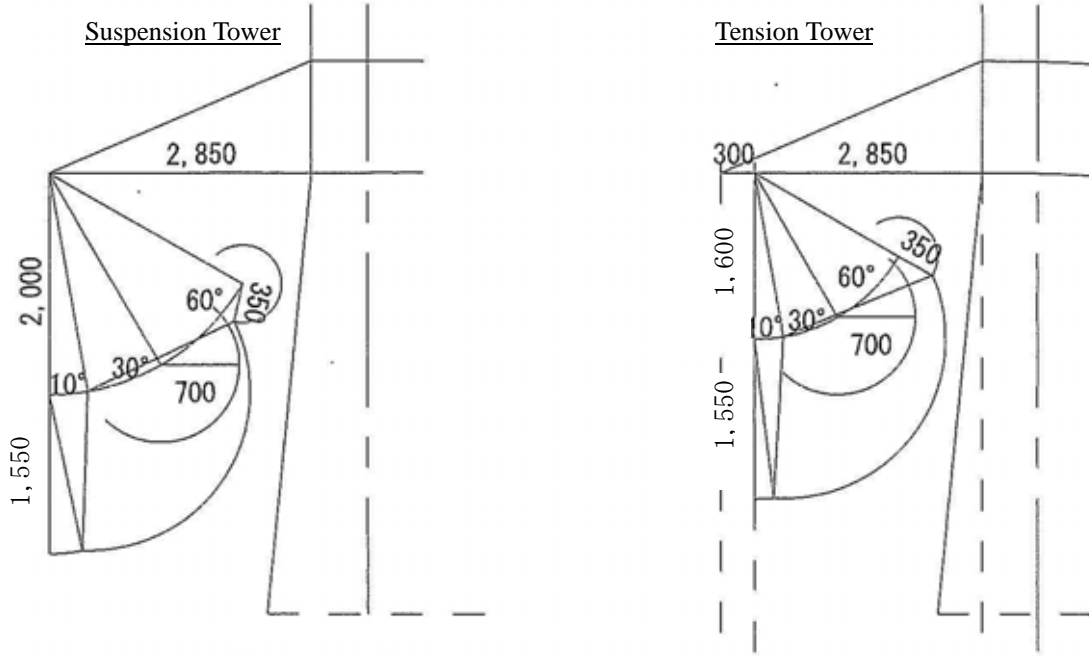
表 5.2-23 10 km 当りの 230 kV 送電線の概略数量

		115 kV*2cct	
		平野部	山間部
ACSR610 mm ² (Bittern)	鉄塔	251 t	259 t
	電線	60 km	60 km
	地線	20 km	20 km
	懸垂がいし装置	162 セット	126 セット
	耐張がいし装置	36 セット	108 セット
	鉄塔基礎 (コンクリート量)	372 m ³	372 m ³
ACSR610 mm ² *2 (Bittern)	鉄塔	361 t	369 t
	電線	120 km	120 km
	地線	20 km	20 km
	懸垂がいし装置	162 セット	126 セット
	耐張がいし装置	36 セット	108 セット
	鉄塔基礎 (コンクリート量)	429 m ³	543 m ³

(3) 単位距離当たりの工事数量

上記 10 km に対する想定数量から単位 km 当たり工事量を求め、各計画送電線のルート亘長に乗じてそれぞれの送電線の工事数量を求める (第 10.3 節参照)。

○115 kV



○230 kV

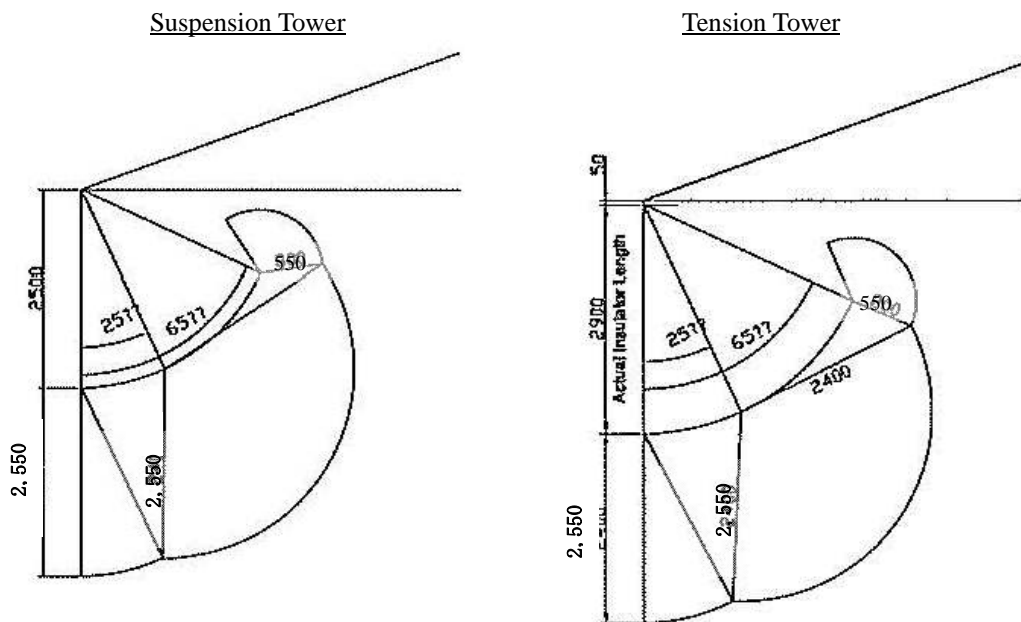


図 5.2-2 115, 230 kV 送電線クリアランス図

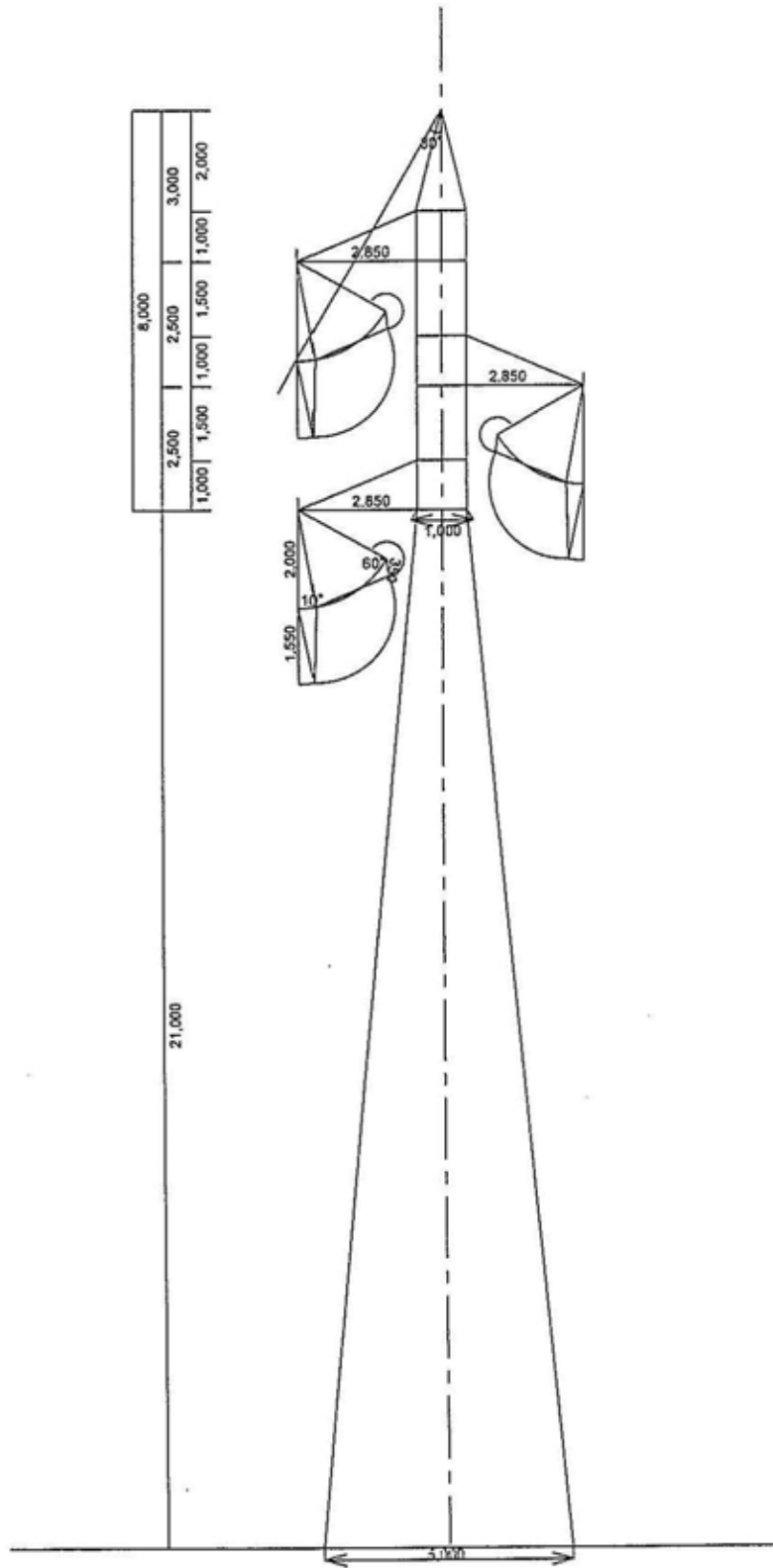


図 5.2-3 115 kV,1cct:ACSR 240 sq.mm, 410 sq.mm, Suspension Tower (Horizontal Angle:0-3deg.)

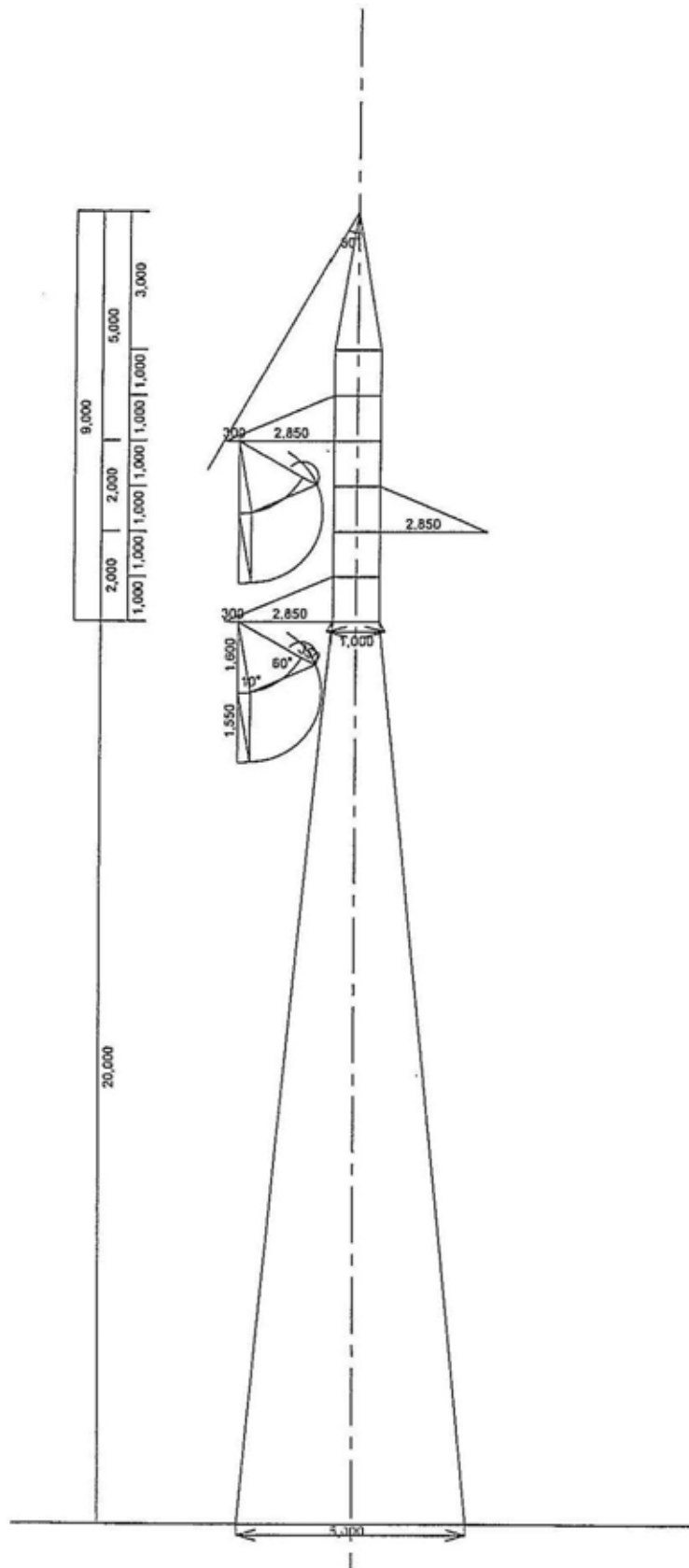


図 5.2-4 115 kV, 1cct: ACSR 240 sq.mm, 410 sq.mm, Tension Tower (Horizontal Angle: 0-15 deg.)

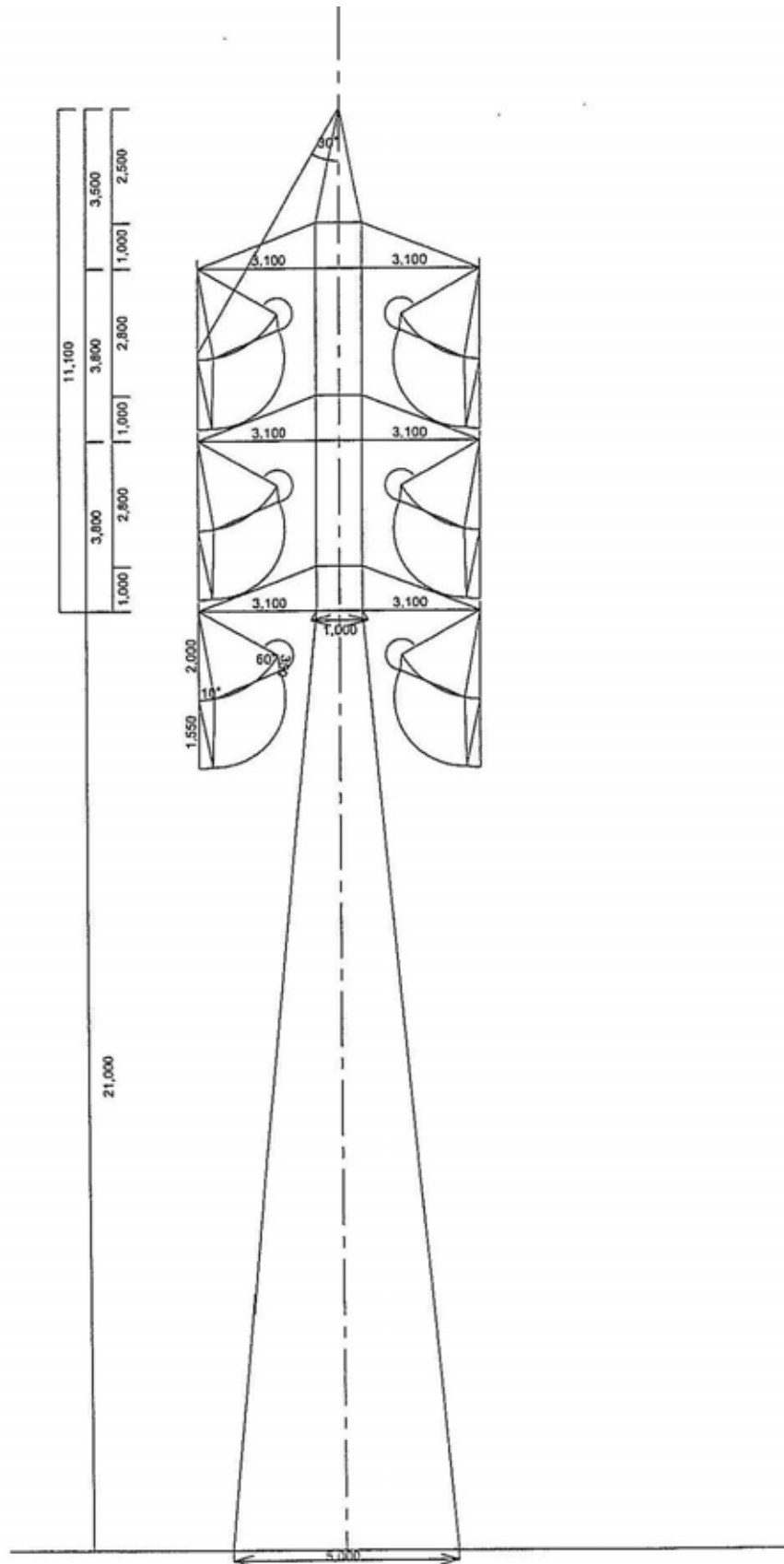


図 5.2-5 115 kV, 2cct: ACSR 240 sq.mm, 410 sq.mm, Suspension Tower (Horizontal Angle: 0-3 deg.)

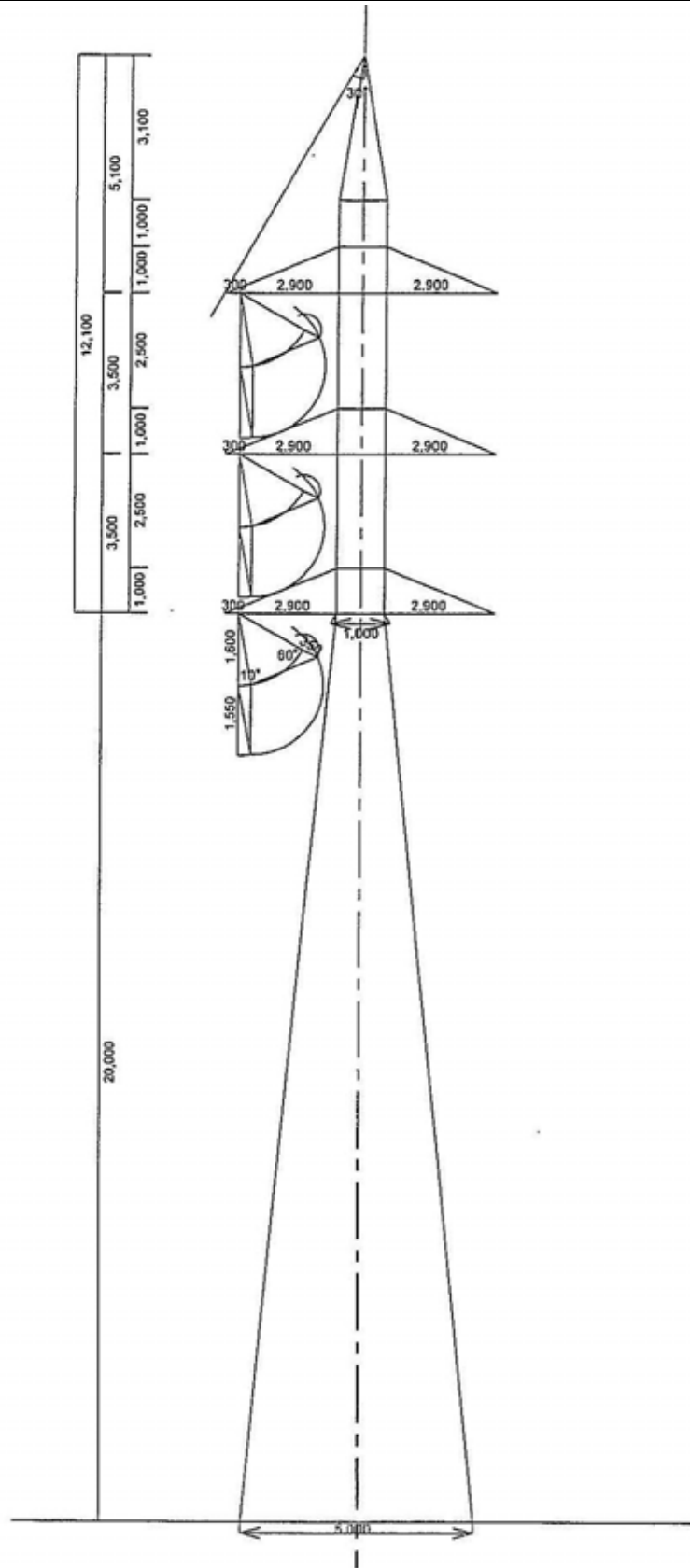


図 5.2-6 115 kV, 2cct: ACSR 240 sq.mm, 410 sq.mm, Tension Tower (Horizontal Angle: 0-15 deg.)

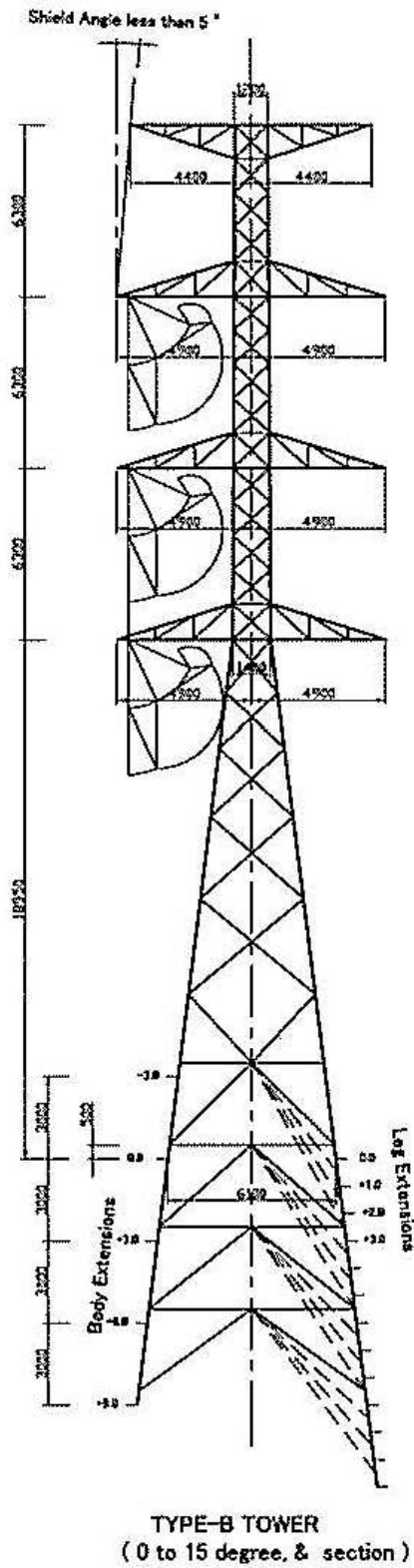


図 5.2-8 230 kV, 2cct: ACSR 610 sq.mm, Tension Tower (Horizontal Angle: 0-15 deg.)

5.3 ラオス国 500 kV 送電線の設計例

500 kV 送電線については、経過地の地形や環境によって建設コストが大きく変化することから、送電線毎に最適な個別設計を実施するのが基本である。従って本節では、500 kV Nam Teun 2 送電線の設計例を紹介する。なお、本送電線はタイ国への IPP 送電線で、ラオス国電力技術基準(LEPTS)が制定された 2004 年 2 月以前に設計が開始されたため、EGAT 基準に準拠して設計されている。

5.3.1 電線および地線

(1) 電線・地線線種

Nam Teun 2 送電線では、電線には ACSR 410 mm²(Condor)×4 導体を、地線には GSW 80 mm² と OPGW 80 mm² を適用している。これら電線・地線の技術的特性を表 5.3-1 および表 5.3-2 に示す。

表 5.3-1 電線の技術的特性

線種	ACSR 410 mm ² (ASTM: Condor)
より線構成	Al: 54/3.08 mm St: 7/3.454 mm
総アルミ断面積	454.95 mm ²
外径	27.72 mm
重量	1,524 kg/km
許容引張張力	125.4 kN
弾性係数	66,600 N/mm ²
線膨張係数	21.3×10 ⁻⁶ /°C
直流抵抗 (20°C)	0.0719 Ω/km

表 5.3-2 地線の技術的特性

線種	GSW 80 mm ²	OPGW 80 mm ²
より線構成	St: 7/3.683 mm	27AC: 7/3.8 mm OP unit: 1/5.2
総素線断面積	74.57 mm ²	79.38 mm ²
外径	11.05 mm	12.8 mm
重量	594 kg/km	528.5 kg/km
許容引張張力	64.5 kN	73.6 kN
弾性係数	147,000 N/mm ²	132,200 N/mm ²
線膨張係数	15.0×10 ⁻⁶ /°C	14.1×10 ⁻⁶ /°C
直流抵抗 (20°C)	-	0.619 Ω/km

(2) 電線・地線の安全率

電線および架空地線の最小安全率は下記の値を適用している。

表 5.3-3 電線・地線の安全率

荷重条件	電線温度	安全率
最過酷時	26 °C	2.43 (41%UTS)
常時 (EDS)	26 °C	4.55 (22%UTS)

(3) 標準径間長

鉄塔間の標準径間長は 450 m を適用している。

5.3.2 がいし設計**(1) 適用がいし**

- a) がいし種類
がいしには 280 mm, 160 kN がいしを適用している。
- b) がいし形状

表 5.3-4 がいし形状

種類	高さ	直径	R.U.S (定格破壊強度).
280 mm がいし	146 mm	280 mm	160 kN

(2) 連当りのがいし個数

- a) がいし汚損レベル
IEC60071-2 (Table I) で分類されている「Light Pollution (軽度汚損)」を適用している。
- b) 連当りのがいし個数
本送電線では、懸垂がいし装置の連当りのがいし個数は 27 個としている。また、耐張がいし装置の連当りのがいし個数は、アークホーンのかぶりを考慮し、29 個としている。

(3) がいしの機械的強度

- a) がいしの安全率:
がいしの機械的強度は、以下の安全率を満足するように決定されている。

表 5.3-5 がいしの安全率

荷重条件	最小安全率
最過酷時張力	2.5 (40%RUS)
常時張力	5.0 (20%RUS)

- b) がいし装置当りのがいし連数:
 がいし装置当りのがいし連数は、表 5.3-5 の安全率を満足するように、送電線の横過地に応じて1連または2連を適用している。

5.3.3 電線の地上高

表 5.3-6 最小電線地上高

電線横過箇所	
山、林、荒地等、人が稀にしか立ち入らないか、または将来に亘っても立ち入らない箇所	9.5 m

5.3.4 鉄塔形状

(1) クリアランス設計

本送電線におけるクリアランス設計は、EGAT 基準に基づき、以下の値を適用している。

表 5.3-7 電線横振れ角および適用絶縁間隔

風速	10 m/sec	35 m/sec
電線横振れ角	14 deg	58 deg
適用絶縁間隔	標準絶縁間隔	異常時絶縁間隔

表 5.3-8 115 kV 送電線クリアランス図の数値

鉄塔型	項目	数値
懸垂鉄塔	がいし装置連長	5,047 mm
耐張鉄塔	ジャンパ深さ	4,498 mm
懸垂および耐張鉄塔	標準クリアランス (電線横振れ角 14°)	4,000 mm
	異常時クリアランス (電線横振れ角 58°)	1,300 mm

(2) 地線の絶縁設計

本送電線では、地線雷遮蔽角 0 度を適用している。

(3) 鉄塔形状

本送電線の懸垂鉄塔（適用水平角：0-5°）、耐張鉄塔（適用水平角：15° 以下）の形状を図 5.3-1 および図 5.3-2 に示す。

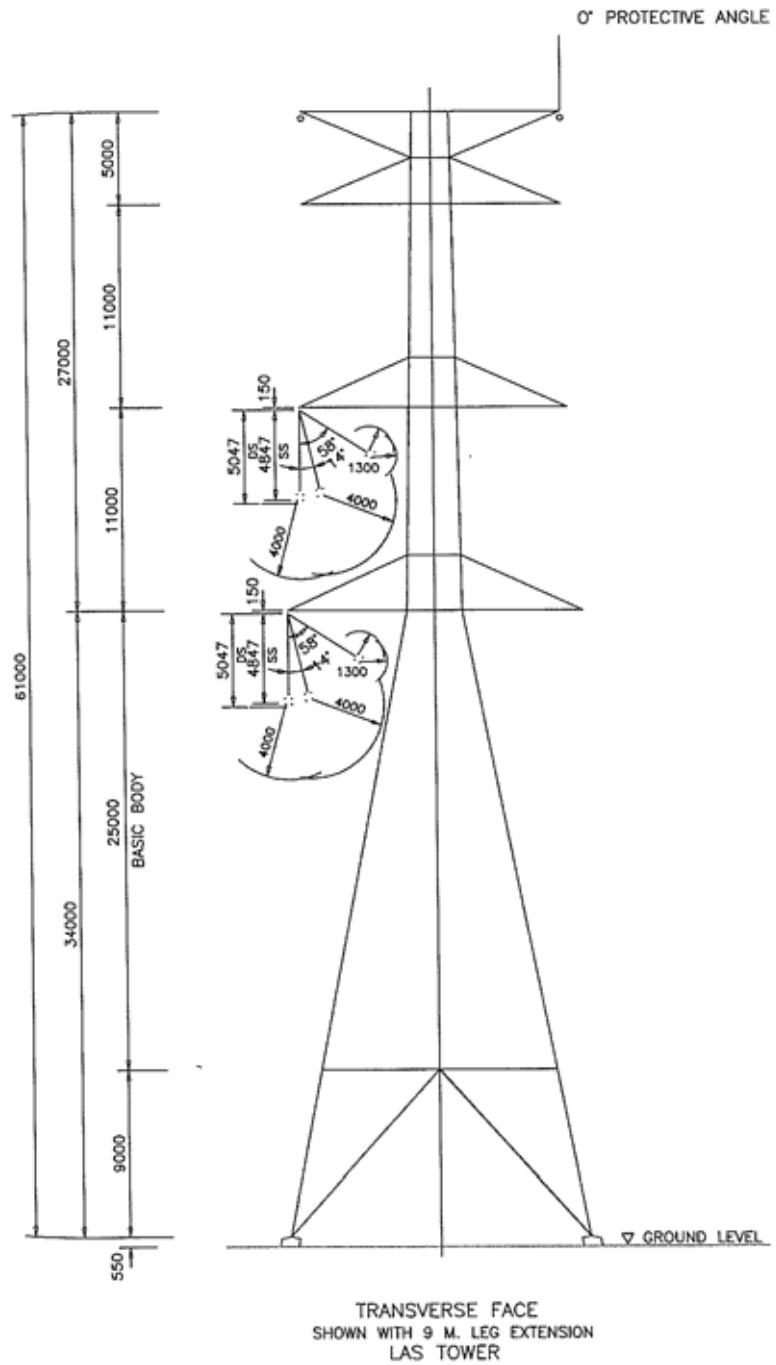


図 5.3-1 500 kV, 2cct: ACSR 410 sq.mm × 4, Suspension Tower (Horizontal Angle: 0-3 deg.)

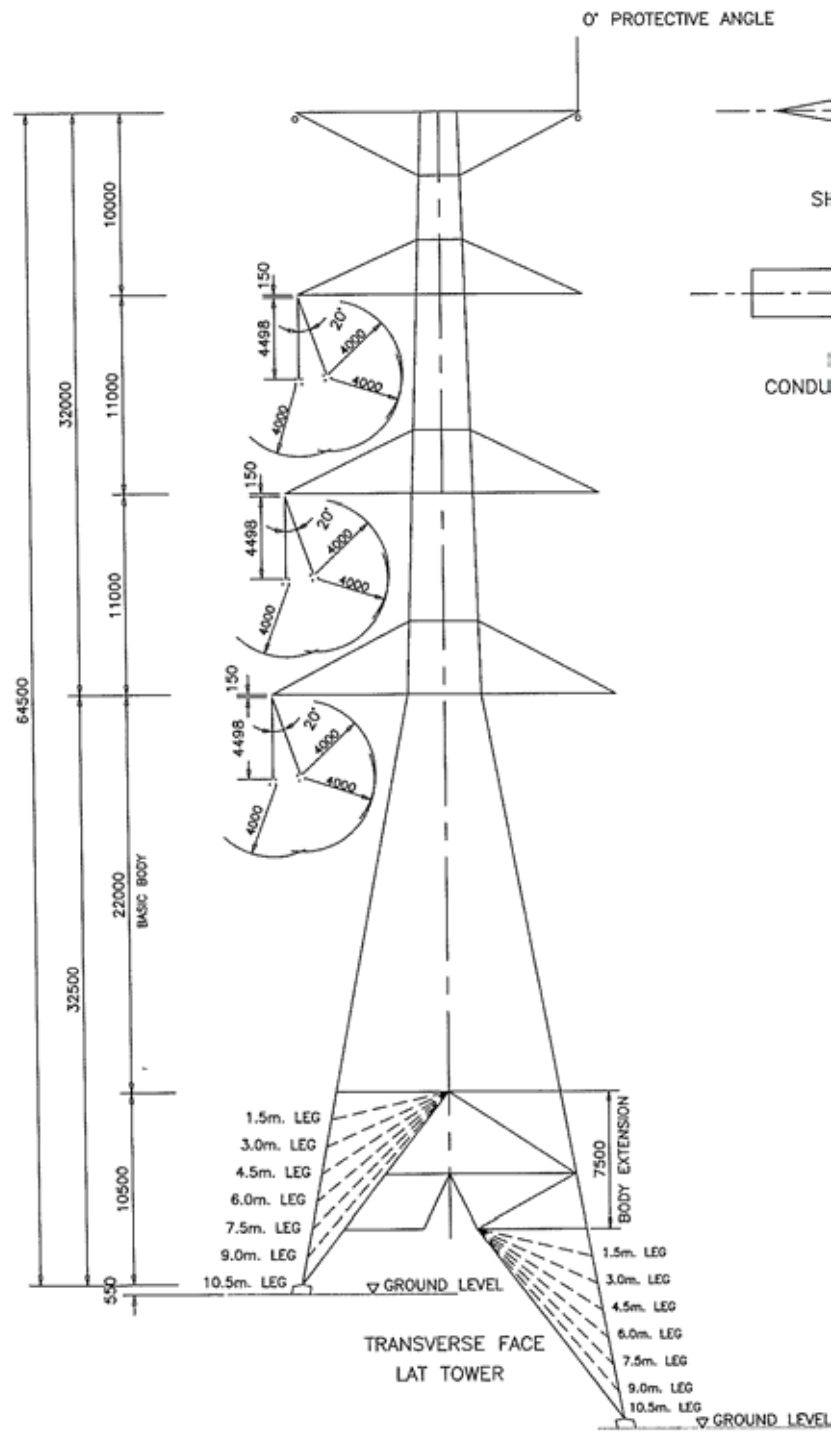


図 5.3-2 500 kV, 2cct: ACSR 410 sq.mm × 4, Tension Tower (Horizontal Angle: 0-15 deg.)

5.3.5 基礎設計

本送電線の基礎形状例を図5.3-3に示す。本送電線には大部分で直接基礎を適用しているが、一部地盤耐力 250 kN 以下の軟弱地盤箇所では、杭基礎を適用している。

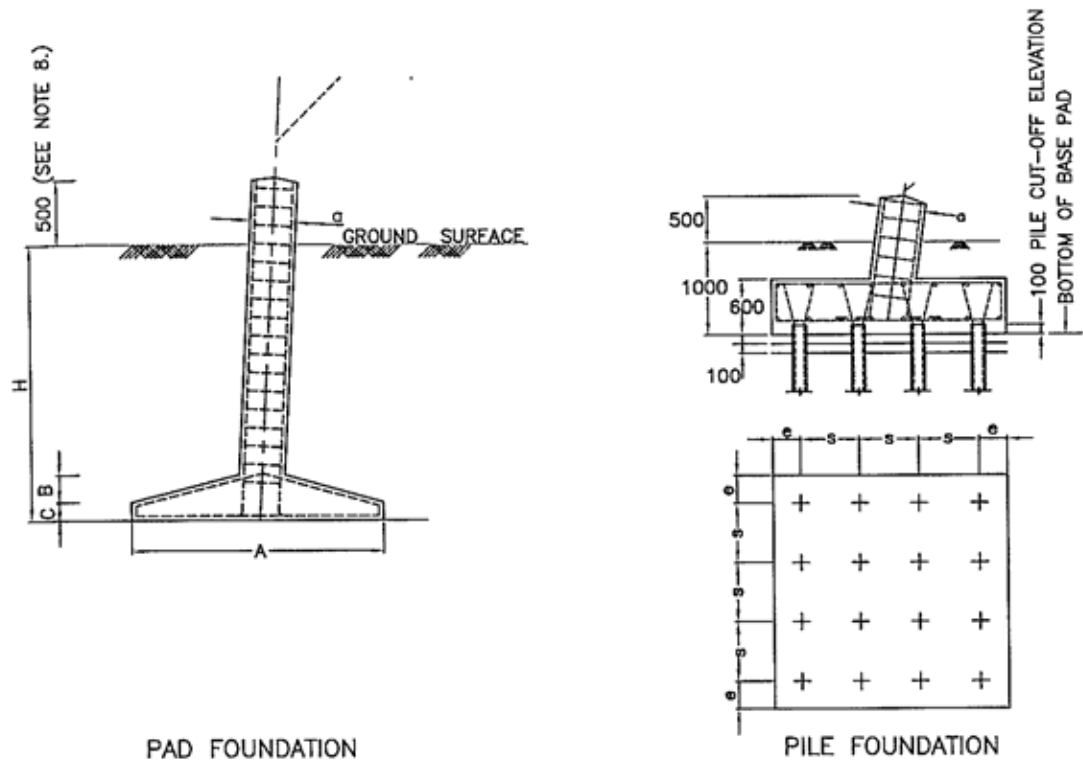


図 5.3-3 500 kV, Tower Foundation (Pad and Pile Foundation)

5.4 変電所の予備設計

本予備設計は最適送電系統で策定された230 kVおよび115 kV変電所の新設および既設変電所の改修計画のために実施した。SWL (Shield Wire Line) システムおよびSWER (Shield Wire Earth Return) システムはEDLとの協議の結果、本予備設計には考慮しない。

5.4.1 設計コンセプト

(1) 供給信頼度

首都ビエンチャン市内および県庁所在地などの主要都市内にある変電所の新設および増強に対してはN-1基準を適用し、原則として変圧器2台以上を設置する計画としたが、系統末端の地方変電所や2030年までの負荷が10 MW以下と予測されている変電所では1台とした。

(2) 変電所タイプ

変電所タイプは基本的に従来型の機器を適用した屋外型とした。屋外型とは、変圧器および開閉器などの主要機器がすべて屋外に設置されているものを指す。

22 kV開閉機器について、それらを屋外に設置・増設するスペースが無い変電所では、キュービクル型の開閉器を変電所建屋内に計画した。

(3) 変電所結線方式

主変圧器や送電線ベイのレイアウトを含む変電所の結線は、電力系統としての機能を最大化に発揮するよう、特に次の事項を考慮して総合的に検討した。

- a) 日常の運転・保守が安全、確実に実行可能なものであること
- b) 性能を最大化に発揮し得る条件で、結線はできるだけ簡素化すること
- c) 万一事故が発生しても、その影響する範囲を最小限にとどめるとともに、負荷切替などの操作を速やかに行い得ること
- d) 変電所設備の停止が系統全般に著しい影響を及ぼさないこと
- e) 将来の増改修工事が容易であること
- f) 技術的に適正でありかつ経済的に妥当なものであること

(4) 接地システム

新設変電所の構内には接地網を埋設した接地システムを構築する。既設変電所の増設の場合には、増設個所の接地システムを既設のものと接続する。

変電所に設置される全ての機器は効果的に接地すべきであり、その際の接地抵抗は10 Ω以

下とする。

(5) 各種災害への配慮

a) 粉じん／塩じん害対策

粉じん害地域に設置する変電所は、その地域において予想される汚損の程度により、適切な対策を実施する。ただし、ラオスでは塩じん汚損は少ないと考えられるので、その対策は考慮しない。

b) 雷害対策

変電所の雷害対策については、系統条件、地域特性などを総合勘案して適切な対策を実施する。特に、主変圧器の前後や送電線ベイの引き込み口には避雷器を設置する。

c) 水害対策

不可避免的に洪水の恐れのある地域に設置する変電所は、その被害を軽微にとどめ、速やかに変電所の運転が復旧できるよう適切な対策を実施する。

d) 火災対策

変電所の火災対策については、人身・設備を火災・爆発から防護するとともに、万一内部から火災が発生した場合は、その局限化を図るよう適切な対策を実施する。

e) 地震対策

送電設備と同様に、地震対策は特に考慮しない。

(6) 環境対策

a) 騒音対策

変電所の新・増設に当たっては、変電所からの騒音が妥当なレベル以下となるように対策を実施する。

b) 振動対策

変電所の新・増設に当たっては、変電所の振動が一般的な認知基準値以下となるように対策を実施する。

c) 環境調和

変電所の新・増設に当たっては、周辺地域の自然環境の保護・調和並びに日照、美化、電波障害など生活環境の保全に十分留意し、地域社会との協調を図るものとする。

5.4.2 母線構成

115 kV および 230 kV 変電所の母線構成は、その変電所に与えられる重要度を考慮し、供給信頼度、関連する送配電系統との協調、運転・保守面などの諸条件を考慮の上で選定する。標準的な 115 kV 変電所の母線には、既設変電所で最も多く採用されている「複母線 (Main and Transfer) 方式 (図 5.4-1 参照)」を適用する。一方、小規模で、接続される送電線・変圧器の数が少なく、系統の切り換えが頻繁におこなわれないような 115 kV 変電所では、単母線方式を適用する (図 5.4-2 参照)。

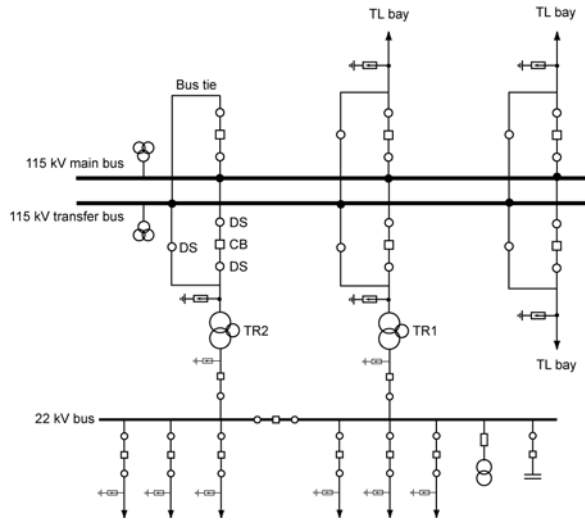


図 5.4-1 115 kV 複母線 (Main and Transfer) 方式

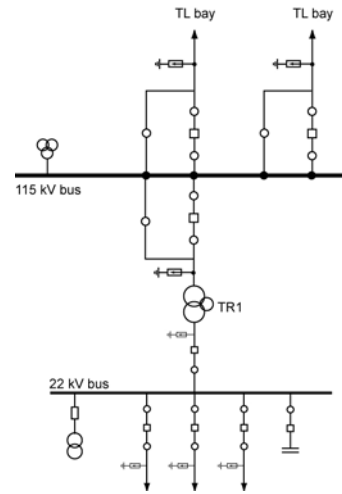


図 5.4-2 115 kV 単母線方式

2009 年 2 月現在、ラオスには EDL が所管する 230 kV 変電所はないので、230 kV 変電所の母線方式は、将来標準化することを踏まえて、以下の項目を慎重に検討の上で決定する必要がある。

- 供給信頼度および安全度
- 系統運用・切り替えの柔軟性
- 初期投資コスト
- 運転・保守の容易さ
- 必要な用地の広さ
- 近隣諸国の基準
- 母線停電や遮断器故障の頻度など

EDL カウンターパートとの協議および検討の結果、230 kV 変電所の母線方式は、以下の理由により、「1 - 1/2 遮断器方式 (one-and-a-half CB system, 図 5.4-3 参照)」を採用する。

- a) 高い供給信頼度が確保され、系統運用や切り替えの柔軟性がある。
- b) 運転・保守が容易である。
- c) EGAT で標準採用されている。
- d) 気中絶縁開閉機器を採用する屋外式変電所では世界中で普及している方式である。
- e) コスト高にはなるが、それは上記利点により相殺される。

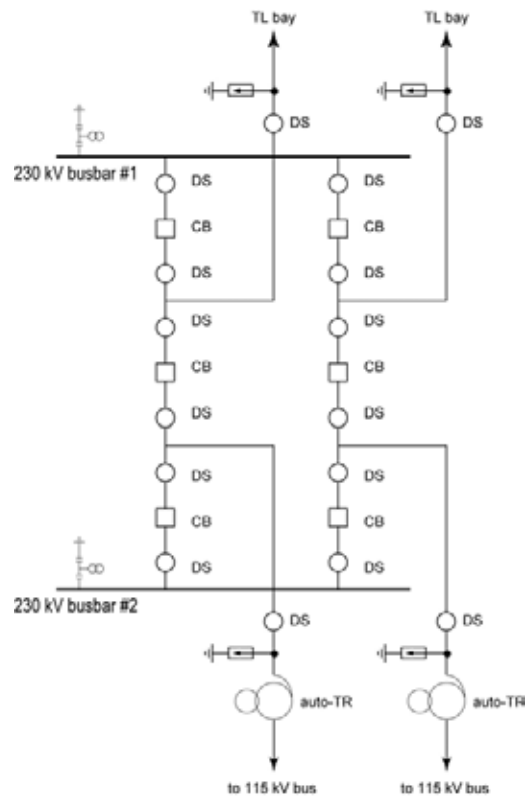


図 5.4-3 230 kV 1-1/2 遮断器母線方式

また、22 kV 母線には全て単母線方式を適用する。複数の変圧器の接続する 22 kV 母線同士は、通常は負荷開閉器などのブスタイを閉じて並列運転をすることを基本とする。

母線の絶縁間隔の標準値は下表の通りである。

表 5.4-1 母線の絶縁間隔標準値

機器の最高使用電圧	対地絶縁間隔標準値	相间絶縁間隔標準値
24 kV (outside)	400 mm	700 mm
24 kV (inside)	300 mm	450 mm
123 kV	1,400 mm	2,300 mm
245 kV	2,300 mm	3,600 mm

(出典: Article 88 of LEPTS)

5.4.3 主変圧器

(1) 変圧器タイプ

本計画で採用する 115 kV および 230 kV の主変圧器は負荷時タップ切換装置 (OLTC) 付き、油絶縁 3 相変圧器とする。変圧器の冷却方式について、115 kV 変圧器には油入風冷式 (ONAF: Oil Natural Air Forced) を、230 kV 変圧器には導油風冷式 (ODAF: Oil Directed Air Forced) を採用する。

変圧器の巻線は基本的に安定巻線付きの Y-Y- Δ とするが、115 kV 変圧器は 2 巻線、230 kV 変圧器は単巻線 (auto-transformer) とする。

(2) 主変圧器の台数および単器容量

変圧器台数と単器容量は需要予測、経済性、供給信頼度、電圧降下、変電所の用地確保、機器の転用計画などを総合的に考慮して選定する。

変圧器単器容量は、1 台の変圧器が故障した場合 (N-1) でも、残りの台数でピーク負荷に対応できるように選定することが望ましい。系統計画基準に従って、首都ビエンチャン市の既存および新設される変電所は重要な変電所と位置付け 2011 年より N-1 基準を適用する。それ以外の変電所には経済性を考慮して N-1 基準は適用しない。なお、地方に計画されている小規模変電所では、総建設費を抑えるため、変圧器故障が重大な影響を及ぼさない限り、その台数を 1 台とする。

a) 新設変電所

新設変電所では変圧器の台数および単器容量を 2030 年までの需要予測を基に決定する。115 kV 変圧器の単器容量は 10、20 および 30 MVA の中から選定する。また、変圧器台数および容量は、変電所の計画される位置に従って、下表に示すような組み合わせとする。

表 5.4-2 新設 115 kV 変電所の変圧器

変電所位置	変圧器台数および容量
需要密度が高い地域	30 MVA x 2 台、最大 4 台まで
都市部	20 MVA x 2 台、最大 4 台まで
遠隔地域	10 MVA x 1 台、最大 2 台まで

230 kV 変圧器の単器容量は、電力潮流の状況により、100 MVA か 200 MVA を適用する。台数については、当該変電所の重要度を考慮して、1 台あるいは複数台とする。

b) 既存変電所

既存の 115 kV 変電所には、5、8、10、12.5、16、20、22 および 30 MVA と多種にわたる容量の変圧器が設置されている。変圧器の並列運転をする場合には、その巻線とインピーダンスを考慮する必要があるため、需要予測、設置可能な敷地、建設費（移設費）、耐用年数などを総合的に考慮して、利用可能な変圧器の効果的な取替え計画を策定する。変圧器の取替え計画は第 10 章 10.2 節に述べる。

(3) 22 kV 配電線の引出し回線数

変圧器の 1 台の容量と 22kV 配電線 1 フィーダーあたりの運用負荷から、22 kV 配電線の引出し回線数は変圧器 1 台につき、3 フィーダーを仮定した。

5.4.4 開閉機器およびその他の機器

(1) 遮断器

遮断器は SF6 ガスタイプのものとし、115 kV および 230 kV 送電線の送電側および受電側の両端に設置する。また、主変圧器の 1 次側および 2 次側の両端にも設置する。22 kV フィーダーは遮断器を介して 22 kV 母線に接続する。

遮断器の連続定格電流は接続する送電線路、変圧器などの短時間負荷容量に見合ったものを選定する。また、遮断器の定格遮断電流は、種々の系統構成における故障電流の解析結果に基づいて、標準的な定格遮断電流値より選定した。電圧別に選定する連続定格電流および定格遮断電流を下表に示す。

表 5.4-3 遮断器の定格容量

機器の最高使用電圧	標準連続定格電流	標準定格遮断電流
245 kV	1,600 A, 2,000 A	40 kA, 50 kA
123 kV	1,250 A, 1,600 A	25.0 kA, 31.5 kA
24 kV	800 A, 1,250 A	25.0 kA, 31.5 kA

(2) 機器の構成

送電線ベイ、変圧器ベイ、ブスタイなどの標準的な開閉機器の構成は、前出図 5.4-1～図 5.4-3 の通りである。

(3) 調相設備

原則として、115/22 kV 変電所に電圧調整を目的として 22 kV 電力用コンデンサの設置を計画する。電力用コンデンサの所要バンク容量および単位容量、また、その設置場所は系統解析の結果にしたがって選定する。電力用コンデンサは 22 kV 母線に接続する。

電力用コンデンサの各バンクは数回路の小ユニットで構成する。各ユニットには負荷開閉器を設置し、系統電圧に応じて自動的にユニットの投入・開放を行うものとする。また、各バンクには、遮断器を設置する。各ユニットの容量は下表の通りとする。

表 5.4-4 電力用コンデンサの標準容量

	機器の 最高使用電圧	単位容量 (MVAR)
電力用コンデンサ	24 kV	2.5, 5, 10

また、系統電圧を適正值に維持するため、230 kV 変電所に分路リアクトル (Shunt Reactor) の設置を計画する。分路リアクトルは 230/115/22 kV 主変圧器の 3 次側 (22 kV 側) に設置する計画とする。分路リアクトルの単位容量および台数は系統解析結果にしたがって決定する。

(4) 保護リレーシステム

変電所を構成する各セクションには下記の保護システムの設置を計画する。

a) 115 kV および 230 kV 送電線保護

- 距離保護 (Distance protection)
- 方向地絡保護 (Directional earth fault protection)
- 過電流および地絡保護 (Over-current and earth fault protection)
- 自動再開路 (Automatic re-closing)

b) 115 kV および 230 kV 変圧器保護

- 差動保護 (Differential protection)
- 地絡保護 (Earth fault protection)
- 過電流保護 (Over-current protection)
- 温度上昇保護、巻線および絶縁油 (High temperature protection, winding and oil)
- ブッフホルツ継電器 (Buchholz relay)
- 低インピーダンス保護 (Low impedance protection)

c) 115 kV および 230 kV 母線保護

- 差動保護 (Differential protection)

- 不足電圧保護 (Under voltage protection)

d) 22 kV 配電線保護

- 過電流保護 (Over-current protection)
- 地絡保護 (Earth fault protection)

e) 22 kV 母線保護

- 差動保護 (Differential protection)
- 不足電圧保護 (Under voltage protection)

f) 22 kV 調相設備保護

- 過電流保護 (Over-current protection)
- 不均衡保護 (Unbalance protection)

(5) 通信システム

変電所間および新設が計画されている中央・地域給電指令所との通信のため、新設変電所には光ファイバ通信システムの導入を計画する。光ファイバ通信システムは送電線の保護にも使用する。

新設・増設変電所の対向の変電所に光ファイバ通信システムが設備されていない場合には、その対向の変電所にも光ファイバ通信システムを設置する計画とする。

(6) 変電所制御システム

新設の変電所には変電所内の開閉機器などを PC を通じて制御する DCS (Distributed Control System) の設置を計画する。

第6章 電力需要予測

第6章 電力需要予測

6.1 既存の電力需要予測

EDL が 2008 年 3 月に公表した PDP2007-2016 の中に掲載されているラオス国の最新の電力需要予測を図 6.1-1 に示す。これによると 2006 年現在、約 350 MW である最大電力は、2020 年には 1,400 MW を超え、4 倍以上になると想定されている。成長率を見ると 2006-2010 年の間が 17% と最も高く 2006-2015 年の間が 15%、2006-2020 年の間が 11% である。最初の 10 年間までの成長率が高いのは、新規鉱山などの特殊需要が加算されていることによる。

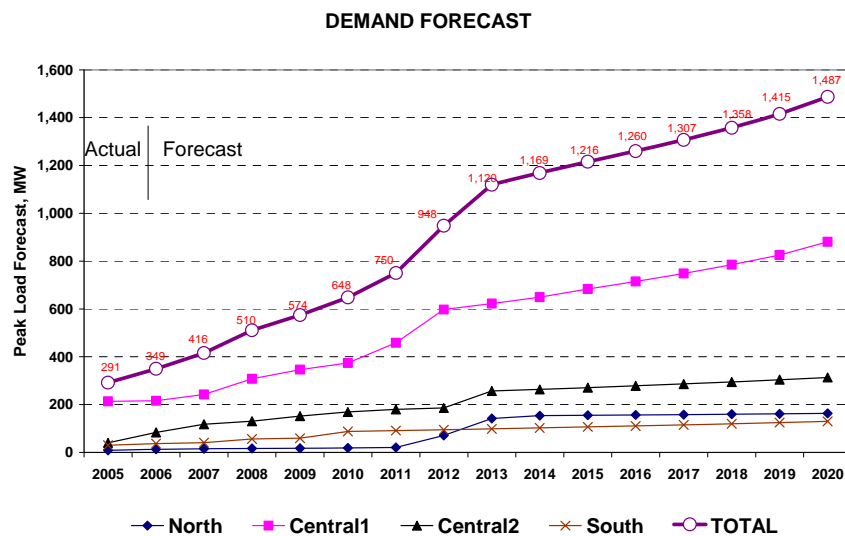


Table 2.5-4: Summary of Demand forecast for whole country in the main report

Descriptions	Actual		Forecast				Growth Rate		
	2006	2007	2010	2015	2020	2006-10	2006-15	2006-20	
Energy Demand, GWh	1,400.6	1,711.4	3,034.3	6,358.0	7,770.7	21%	18%	13%	
System Losses, GWh	326.3	365.0	458.8	651.5	778.3				
	19%	18%	13%	9%	9%				
Energy Demand (Including system losses), GWh	1,726.9	2,076.4	3,493.2	7,009.5	8,549.0	19%	17%	12%	
Peak Load, MW	349.4	415.6	648.3	1,216.2	1,486.8	17%	15%	11%	
Load Factor	56%	57%	62%	66%	66%				

(出典：PDP2007-16 EDL)

図 6.1-1 EDL の需要想定

6.2 既存の需要予測の手法

EDL の需要予測の手法としては JICA 「送変電設備マスタープラン調査」(2002 年)により導入された方法を踏襲しており、需要を主に家庭、工業用、農業、サービスに分け、県毎にこの 4 セクターについて需要想定を行い、合算する方法を採用している。

家庭需要に関しては、既に電化されているものに関しては基準年(2006 年)から成長率でべき乗して予測し、それ以外については将来の電化世帯数の増加数を推定して、電化世帯の 1

世帯あたりの消費電力を乗じて算定している。工業、農業、サービスについては基準年に成長率をべき乗して想定したものに、新たに電化された村が発生する家庭以外の需要、特定されている産業開発により想定される需要と灌漑用ポンプ増により想定される需要を加算して求めている。

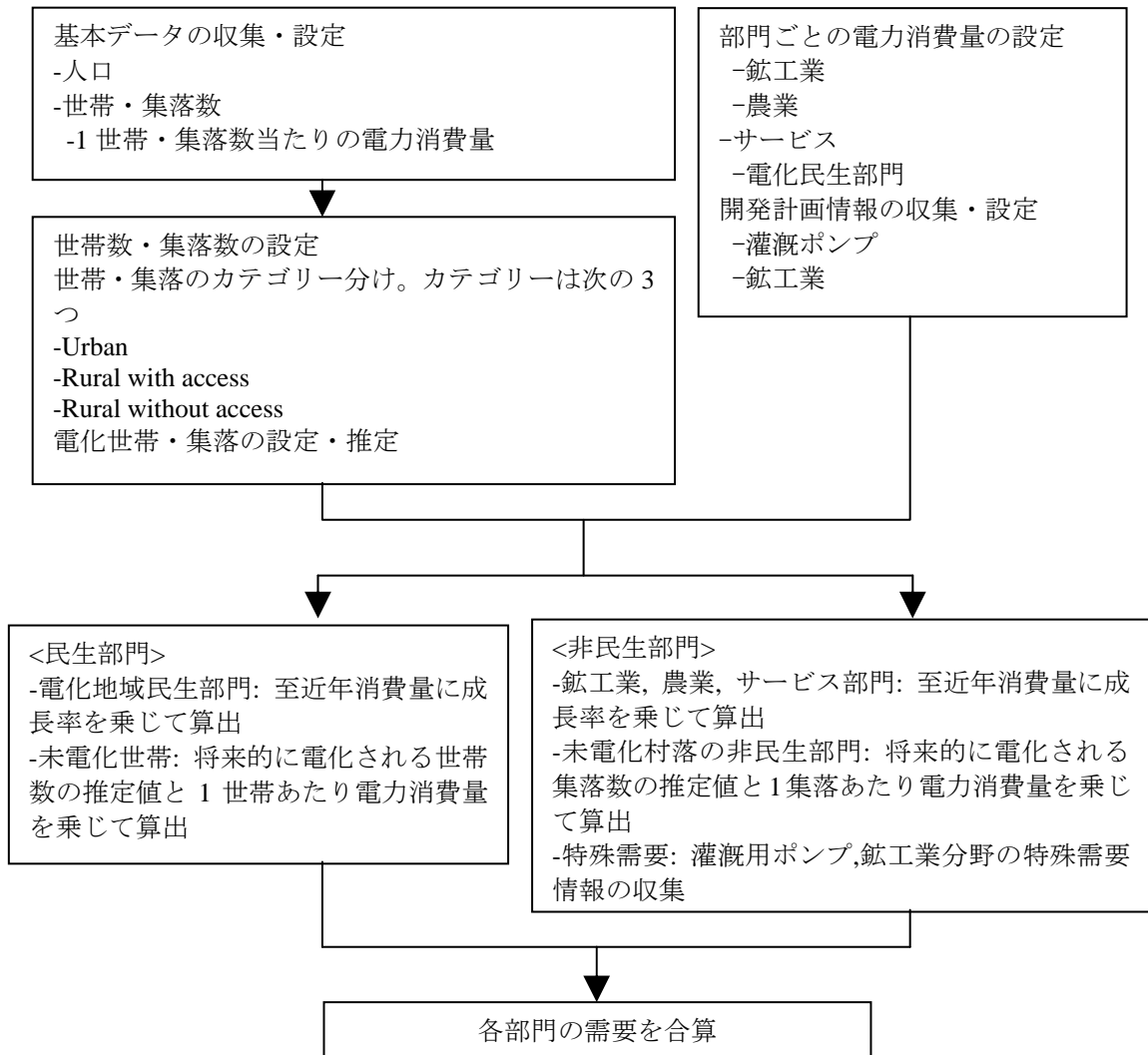


図 6.2-1 既存の電力需要予測の作業フロー

6.3 本件における需要想定の方針

本件の電力需要想定に要求されている事項は主に次の3点である。

- 2030年までの長期予測を実施する。
- 複数のシナリオを設定する。
- 将来の産業開発により発生する需要を考慮した需要想定ケースを設定する。

シナリオケースを設定する場合、これまでのGDP成長率や人口に基づいた電力需要変化の

マクロ分析をまず実施し、その後、将来の GDP の成長シナリオを設定して需要想定シナリオを策定するのが一般的である。

一方で、その需要シナリオが前項で示した EDL の需要想定(マイクロ分析に近い手法をとっている)と大きく乖離すると、EDL が保有している系統計画と本件が策定を目指している計画に齟齬が生じる結果となり、問題が発生する。このため、両者の手法で実施した想定結果の整合を図る必要がある。

以上の点を勘案して、本件の電力需要想定については次の手順を踏むこととする。

- ラオス国並びに周辺諸国の経済指標並びに電力消費量をマクロ的に分析し、電力消費強度と GDP の関係をもとめる。
- その分析結果と EDL が実施した電力予測の整合ととる。
- 新たな仮定を設定し、電力需要シナリオを作成する。

以上の分析方法のフローを図 6.3-1 に示す。

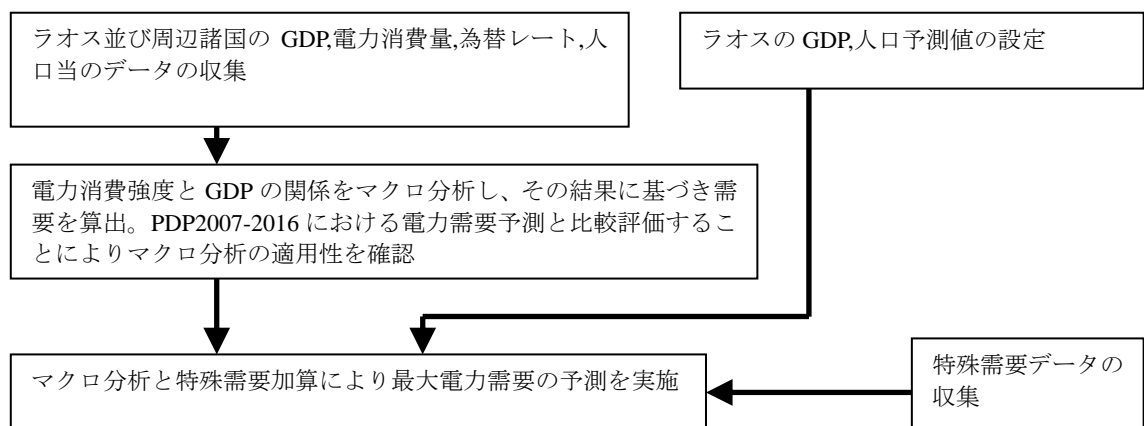


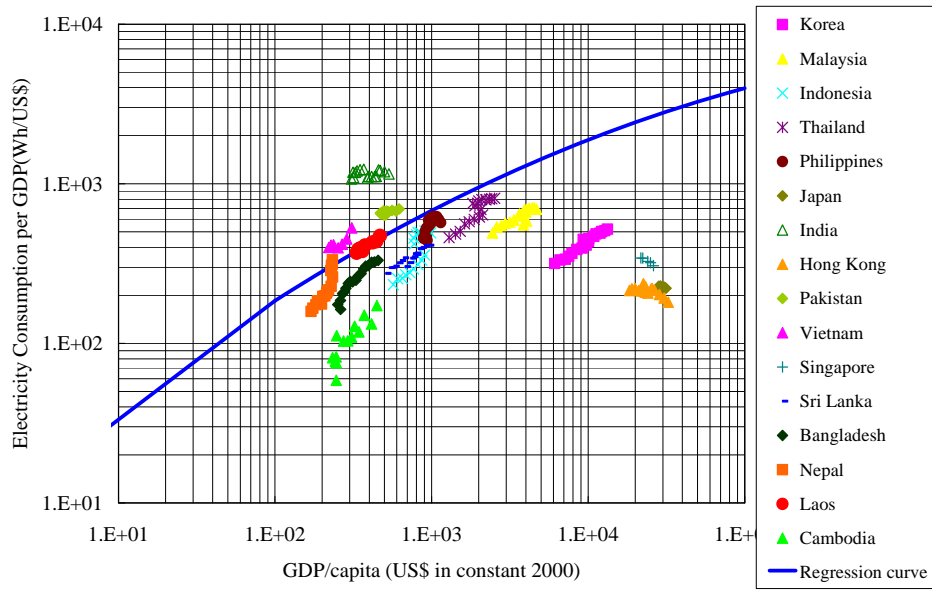
図 6.3-1 本件の需要想定の方針

6.4 経済成長とエネルギー強度間のマクロ分析結果

ラオス国ならびに周辺国の GDP/capita(人口一人あたり GDP)とエネルギー強度(電力消費量/GDP)の関係をまとめたものを図 6.4-1 に示す。ここで GDP は 2000 年の物価指標と為替レートに基づいた実質 GDP である。ラオス国の GDP/capita はカンボジア、ベトナム、 Bangladesh と同程度であり、エネルギー強度はベトナム、スリランカと同程度である。

GDP/capita とエネルギー強度の関係をみると、初期のうちは GDP/capita の増加とともにエネルギー強度は増加するが、ある値を超えると増勢は弱まる。日本の水準まで GDP/capita が増えたとむしろ減少することさえある。一般には、この事象は産業構造の変化により説明されている。すなわち経済成長を続けるにつれ、農業を中心とした一次産業からエネルギー多消費型の二次産業である製造業に産業の中心が移り、その成長過程の最終段階では、エネ

ルギーサービス少消費型の金融・サービス業に移るためとされている。



(出典：Key Indicator ADB、ラオス並びに日本は国内データに基づき算出)

図 6.4-1 GDP per Capita とエネルギー強度の関係

これらのデータを回帰分析して、ラオス国の GDP/capita とエネルギー強度の関係式を求めたものが式 6.4-1 である。この式により、経済成長が続くにつれ、エネルギー強度の伸びが収束することが模擬できる。

$$\log(Elec.Consumpt / GDP) = 0.777 + 0.865 \log(GDP / capita) - 0.060 \log(GDP / capita)^2 \quad (\text{式 6.4-1})$$

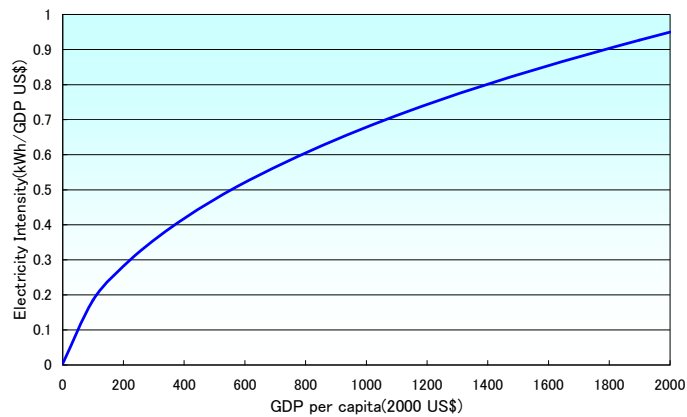


図 6.4-2 回帰分析結果

6.5 マクロ分析とEDL 需要想定との比較

6.5.1 経済成長の仮定

ラオスの2001年から2007年までの経済成長率は5.8%から8.3%の間で推移しており、経済は比較的好調な状態を維持している。しかし、2008年9月に顕在化した世界的な金融危機は、今後ラオス国経済にどのような影響を及ぼすか予断を許さない状態である。しかし本件調査においては、超長期の電力設備計画の策定の前提となる需要予測を実施することから、短期的な世界経済の影響はあえて考慮せず、ラオス国が所有している潜在的な能力に期待して、基本ケースとして将来の経済成長率を7%、高成長ケースとして9%を採用することとした。なお「ラオスの産業基盤」（鈴木基義編著、JICA ラオス事務所発行）によると第6次5カ年計画でのラオス国政府の経済成長率の目標は8%であり、また、ADBの”Asian Development Outlook 2008”では2009年のラオス国の経済成長率を7.8%と予測している。このことから、世界金融危機の影響を考えなければ、上記仮定は比較的受け入れやすいものと考えられる。

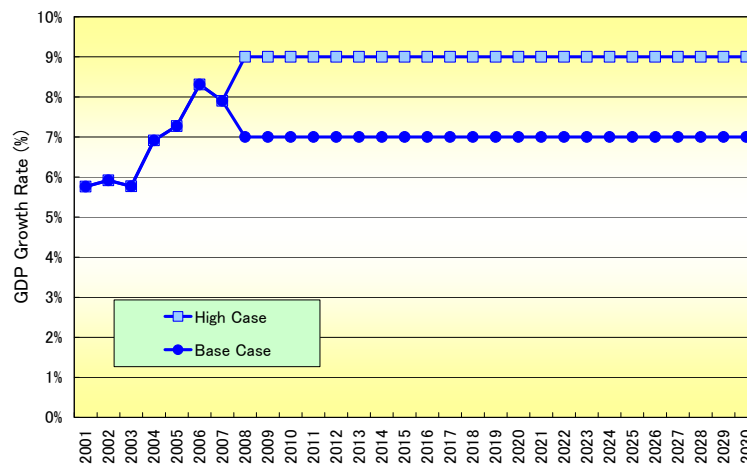


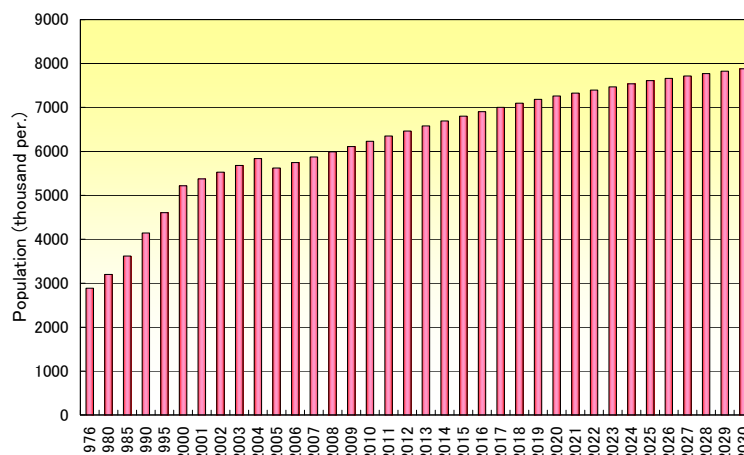
図 6.5-1 GDP 成長率の仮定

6.5.2 人口予測

ラオス国の人口は2005年3月に実施されたセンサスによると、その時点において、5,621,982人と把握されている。また、このセンサスの報告書である”Results from the Population and Housing Census 2005” (Steering Committee for Census of Population and Housing)は2020年までの人口予測を示しており、それによると2020年には七百万人を超過することになる。この想定は以下の前提条件による。

- 合計特殊出生率(TFR)¹ 2005年の4.5から2020年の2.1に減少
- 平均余命は2005年の男59歳、女63歳から2020年には男70歳、女74歳に増加
- 乳幼児の死亡率は2005年の70/1000から2020年には34.2/1000に減少
- 純移動は年間-15,000人から2020年には-20,000人に増加
- 年間の出生数は2005年の約190,000人から2020年には136,000人に減少
- 粗出生率は2005年の34/1000から2020年には19/1000に減少

本調査では2030年までの電力需要予測を実施するため、2030年までの人口予測値が必要であるが、この値は国連の”World Population Prospects” (United Nations 2007)に掲載されている値の増加率を参考に算出することとする。以上の値をまとめたものを図6.5-2に示す。



(出典：2020年までは”Results from the Population and Housing Census 2005”
Steering Committee for Census of Population and Housing
2030年までは”World Population Prospects” United Nations の値を参考に計算)

図 6.5-2 ラオス国の人口予測値

6.5.3 送配電ロス率の設定

2020年までの電力需要予測に使用する送配電ロス率はEDLがPDP 2007-2016の中の需要想定に使用しているものを流用する。これは送配電ロスを2020年には15.0%に低減することを前提としており、現状からその年までは線形補完により設定している。また、2021年以降は15.0%が継続するものとした。

¹ TFR:女性が出産可能な年齢を15歳から49歳まで規定し、それぞれの年齢での出生率を算出し合計した値。女性がライフサイクルの中で出産する子供の数を示す値と考えることができる。

表 6.5-1 ラインロス率の設定

Year	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19	'20-30
送配電ロス(%)	21.4	20.8	20.4	19.8	19.3	18.7	18.2	17.7	17.1	16.6	16.1	15.5	15.0

(出典：PDP2007-2016 EDL)

6.5.4 システム負荷率の設定

2020年までの最大電力予測に使用するシステム負荷率はEDLのPDP2007-2016での値を適用する。これは年々負荷率が上昇し2020年には60%に達することを想定しており、現状からその年まで線形補完して設定している。また、2021年以降は2030年までに隣国のタイの水準である70%に近づくものとして1%/年で上昇することとした。

表 6.5-2 負荷率の設定

Year	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19
Load Factor (%)	44.3	45.6	46.9	48.2	49.5	50.8	52.1	53.4	54.8	56.1	57.4	58.7
Year	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	
Load Factor (%)	60.0	61.0	62.0	63.0	64.0	65.0	66.0	67.0	68.0	69.0	70.0	

(出典：PDP2007-2016 EDL)

6.5.5 PDP2007-2016の電力需要予測の評価

GDP—電力消費の関係をマクロ分析した結果と設定した仮定に基づき、最大電力の予測値を計算した結果を図6.5-3に示す。青と緑の実線はEDLのPDP2007-2016内の予想に考慮されている特殊需要を含んだ結果であり、青と緑の破線は特殊需要を除いた結果である。また、赤線はEDLの需要予測を示している。これから、マクロ分析のベースケース(経済成長率7%のケース)とPDP2007-2016の予測値は手法が異なっているとは言え、よく合致している。このことからEDLの予測値はマクロ分析に基づいても合理的であるといえるとともに、マクロ分析もラオス国の需要想定を実施するに当たり、許容できることを示している。

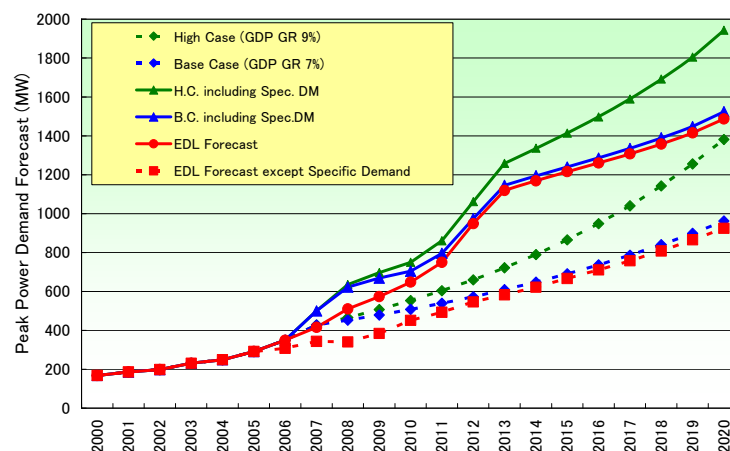


図 6.5-3 マクロ分析による需要想定とEDL 需要想定と比較

6.6 需要予測シナリオケース

カウンターパートと協議を行い、最大電力の需要予測シナリオケースを3ケース、即ちベースケース、ハイケース、ベース+SLACO²ケースの3ケース設定した。需要予測は前項で示したマクロ分析に基づき実施し、ベースケースとベース+SLACO ケースは経済成長率7%を仮定し、ハイケースは9%を仮定する。その値に対して、ベースケースとハイケースは後述する特殊需要の内、南部地域の”SLACO”というアルミ精錬工場の需要は控除した値を、ベース+SLACO ケースはアルミ精錬工場の需要も含めた全ての需要を足し合わせて求めた結果とする。以下、その仮定と計算結果の詳細を述べる。

表 6.6-1 シナリオケースの設定条件

Case Name	GDP G.R.	Specific Load
Base Case	7%	Except SLACO
High Case	9%	Except SLACO
Base+SLACO Case	7%	ALL

6.6.1 特殊需要

EDL ならびに DOE にヒアリングを行い確認できた特殊需要は、2009年2月現在で表 6.6-2 に掲載したものである。この需要の累計値を示すと図 6.6-1 に示すようになる。この図から明らかなように 2013,14 年に特殊需要が約 1,000 MW 増加する。これは SLACO というアルミ精錬工場の運転開始に伴うものであるが、現在のラオス国の最大電力が 400 MW に満たないことを考えると、想定が困難な規模である。EDL もその値が大きすぎて PDP2006-2016 では考慮していない。本件調査では、ベースケース、ハイケースにおいては SLACO の需要を考慮しないが、ベース+SLACO ケースにおいてはこの需要を考慮することとした。

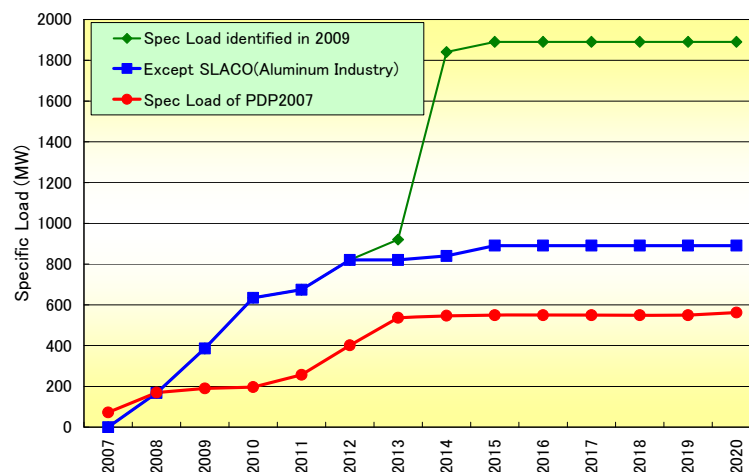


図 6.6-1 特殊需要の累計値

² SLACO: アルミニウム製錬を行う南部地域に想定される大規模需要家

表 6.6-2 ラオス国の将来の特殊需要一覧(2009年2月現在)

year	Company name	Name of Project	MW	Name of Place(Location)	Note
2008	Phou Bear Mining	Copper-Phau Bear	49.1	Phoubear, Vientiane Prv.	increase to 52MW in 2012
	Sinno Lao	Salt Potash	20	Vien ThongMang, Saythany Dt. Vientiane Capital	
	Lao cement industry	Cement	17	Ban Nakhm, Thakhek Dt. Khammuane Prv.	
	Lao Younesin Mining Development	Tin	5	Ban Nam Pang, Namor Dt. Oudomxay Prv.	
	Iron/coal Mining	Metal	12	Vangvieng Dt. Vientiane Prv	increase to 13.5MW in 2009
	Steel Making Plant	Metal	64.5	Xaythany Dt. Vientiane Capital	increase to 85.5MW in2009
2009	Lao-China Development Mining	Copper	10	Ban Houa More, Long Dt. Luangnamtha Prv.	
	Vinakomin Lao Co.	Metal	10	Ban Natore, Khoune Dt. Xjengkhuang Prv.	
	Vang Vient Mining Co.	Metal	12	Kasy Dt. Vientiane Prv.	
	Vientiane Commerce	Gold	5	Ban Khok Pheug, Sangthong Dt. Vientiane Capital	
	Many Companies	Lead	20	Ban Nong Seurn-Bo Nang, Hinboon Dt. Khammuane Prv.	
	Langxang Mineral	Gold-copper,Xaponh	74	Vilabuly Dt. Savannakhet Prv.	
	Chaugyang EC Unan	Cement	25	Ban Talen, Saravane Dt. Saravane Prv.	
	Lao Aluminium Industry	Alumina	40	Ban Dark Lan, Darkcheug Dt. Sekong Prv.	
	Iron/coal Mining	Metal	13.5	Vangvieng Dt. Vientiane Prv	increase to 34MW in 2010
	Steel Making Plant	Metal	85.5	Xaythany Dt. Vientiane Capital	increase to 224MW in2010
2010	Lao cement industry	Cement	60	Ban Nakhm Thakhek Dt. Khammuane Prv.	
	UC Xaunglong Co. Laos	copper	10	Nhot ou Dt. Phongsaly Prv.	
	cement factory	Cement	9.5	Ban Phonmany, Nambak Dt. Luangprabang Prv.	
	United	Gold	10	Phapon, Park ou Dt. Luangprabang Prv.	
	Iron/coal Mining	Metal	34	Vangvieng Dt. Vientiane Prv	
	Steel Making Plant	Metal	224	Xaythany Dt. Vientiane Capital	
2011	Deuktian	Copper	40	Ban Pang Kham, Parklai Dt. Xayabury Prv.	
2012	Sinoma	Alumina mining	8	Paksxong Dt. Champasak Prv.	
	Sinoma	Alumina Processing Plants	20	Attapeu Prv.	
	Chinhouardow Ch inher	Metal	25	Ban Namxan, Xaysomboon DT. Veintiane Prv.	
	Phou Bear Mining	Gold-copper	52	Phou Bear, Vientiane Prv.	
	Dow Lao	Gold-copper	40	Ban Mai Park Thoun, Xanakharm Dt. Vientiane Prv.	
	C Xaune Koden Element Chemical	Cement	10	Ban Nathong, Namor Dt. Oudomxay Prv.	
	Unan Mining Copper Industry Oudomxay Mine	Copper	20	Ban Keavchep-Namkhem, Namor Dt. Oudomxay Prv.	
	Toun Haung Lao-China Mining	Metal	10	Ban Pouthen, La Dt. Oudomxay Prv.	
	Lao Jongxaig Mine and Magnet	Metal	10	Ban Gnoutpeng, Pek Dt. Xienkhouang Prv.	
2013	SLACO	Alumina mining	100	Paksxong Dt. Champasak Prv.	
2014	SLACO	Alumina Processing Plants	900	Sanamxay Dt. Attapeu Prv.	
	UC Xaunglong Co. Laos	copper	20	Nhot ou Dt. Phongsaly Prv.	
2015	Army Mining company	Gold-copper	50	Ban Vangtat, Sanxay Dt. Attapeu Prv.	

6.6.2 DSMの導入の可能性と目標値

電力需要想定においては DSM 効果や省エネ効果を織り込むことがある。EDL は DSM のなかでも主に省エネルギーの分野の活動に力点をおいて取り組んでいるが、DSM によるエネルギー削減目標値は立てていないことから、本需要想定においては、その効果は織り込まないこととする。ちなみに EDL は次の内容を掲載したリーフレットを作成、一般消費者に配布すること等により、省エネルギー活動を行っている。

- エレベーターの効率的運転（休日・夜間の電源オフ、まとめて搭乗することにより運転回数の削減を図る等）
- エアコンに関する省エネ（こまめなスイッチオフ、部屋の気密性の確保、25℃設定、3ヵ月後との掃除等）
- 扇風機に関する省エネ（こまめなスイッチオフ、自然換気を実施することによる扇風機

の使用抑制等)

- コピー機に関する省エネ (こまめなスイッチオフ、コピー機とエアコンの隔離設置、コピー使用量の抑制、不使用時のプラグオフ等)
- 電灯に関する省エネ (こまめなスイッチオフ、省エネ型電球の使用等)
- コンピュータ (こまめなスイッチオフ、プラグオフ、設置室における自然換気の実施、スクリーンセーバーの活用等)
- 電気湯沸かし器 (こまめなプラグオフ、水継ぎ足しの回避等)

6.6.3 最大電力の予測結果

最大電力需要予測の検討結果を図 6.6-2 に示す。これよりベースケースにおいても 2020 年には 1,852 MW に、2030 年には 3,065 MW に達し、現在の最大電力と比較してそれぞれ 4 倍以上、7 倍以上の需要規模になることが分かる。また、ハイケースでは 2020 年に 2,272 MW、2030 年には 4,951 MW に達し、ベース+SLACO ケースでは、2020 年には 2,851 MW となり、2030 年には 4,065 MW になり、2030 年段階ではハイケースに抜かれる形となる。

表 6.6-3 2020、2030 年の最大電力予測結果

Case Name	2020	2030
Base Case (MW)	1,852	3,065
High Case (MW)	2,272	4,951
Base+SLACO Case (MW)	2,851	4,065

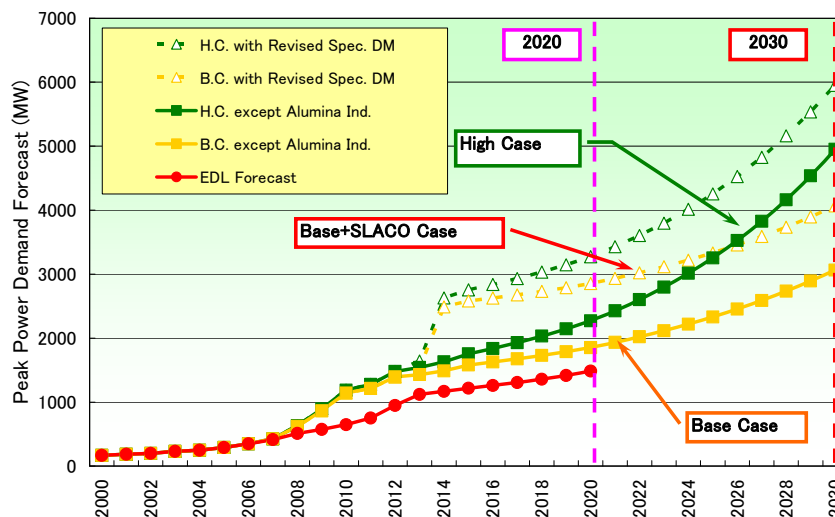


図 6.6-2 最大電力の予測結果

6.6.4 地域別需要結果

本件調査の目的は系統設備の計画にあるため、連系線の必要性を見極めるためには、ラオス国内のある程度まとまったグリッドシステム毎の需要想定をする必要がある。そのため、表 6.6-4 に示す地域がまとまったグリッドシステムを構築していると判断し、その地域ごとに需要を振り分けた。その結果を図 6.6-3 から 6.6-5 に示す。

表 6.6-4 地域区分と県の関係

Region Name	Province
Northern	Huaphanh, Phongsaly, Luangnamtha, Oudomxay, Bokeo
Central 1	Vientiane Capital, Vientiane, Luangprabang, Borikhamxay, Xayabury, Xiengkhouang
Central 2	Khammuane, Savannakhet
Southern	Saravane, Sekong, Attapeu, Champasak

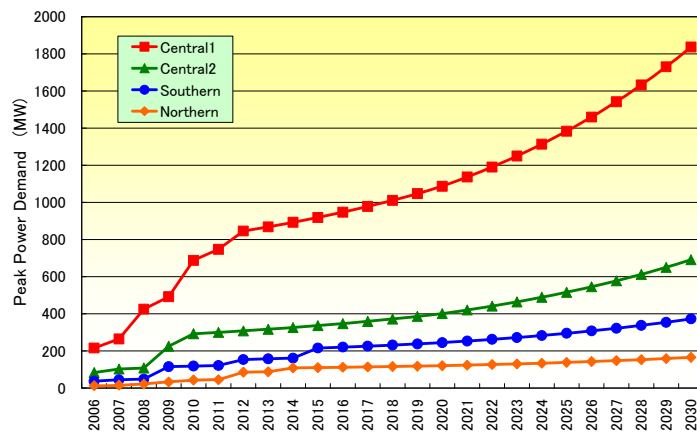


図 6.6-3 地域別の需要予測(ベースケース)

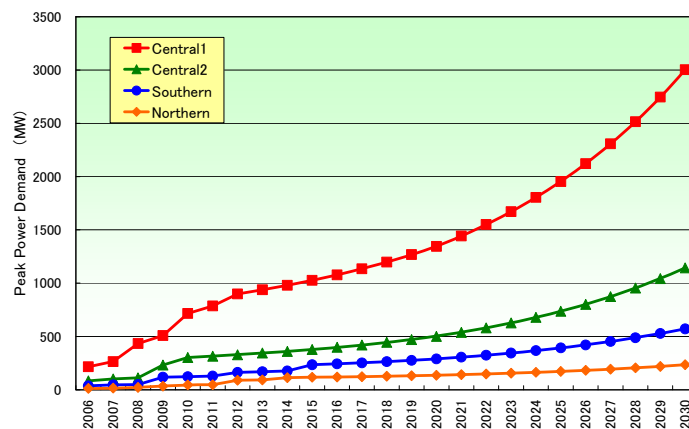


図 6.6-4 地域別の需要予測(ハイケース)

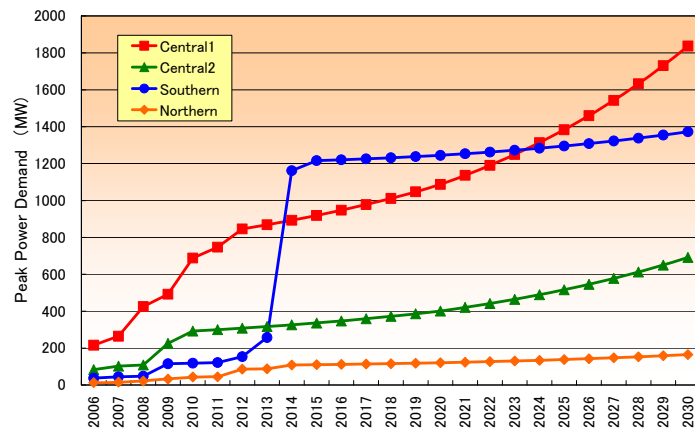


図 6.6-5 地域別の需要予測 (ベース+SLACO ケース)

6.7 変電所別需要予測

前節においてラオス国全体の需要をマクロ的に想定した。電力系統計画を策定するためには 115/22 kV 変電所と 115 kV 受電の需要（特殊需要）を個別に想定する必要がある。本節では全国の変電所別需要予測の方法および結果を記載する。

6.7.1 変電所別需要予測の方法

EDLはJICA「送変電設備マスタープラン調査」(2002年)により導入された方法を踏襲し115/22 kV 変電所の需要を予測している。本調査における変電所別の需要予測も送変電設備マスタープラン調査の方法を踏襲しつつ、以下の手順にて実施した。

- (1) 115/22 kV 変電所から供給するラオス国全体の電力需要を民生需要、鉱工業需要、商業需要、灌漑需要、および政府関係機関の需要に分けた。
- (2) 115/22 kV 変電所から供給するラオス国全体の需要想定は2007年のセクター別の電力需要実績をベースとした。
- (3) 115/22 kV 変電所から供給するラオス国全体の需要の伸び率は全国人口予想データ、およびGDPの伸び率の予想値に基づいた。
- (4) 変電所別のピーク電力の需要予測は2008年の変電所別のピーク電力需要実績をベースとした。
- (5) 県別の人口想定データを基に115/22 kV 変電所から供給するラオス国全体の需要想定を地域別の需要に落とし込み、各変電所の需要を想定した。
- (6) 特殊需要は動向の判明しているものを織り込み、後年度においてはGDPから予想される全国の需要と115/22 kV 変電所の乖離分を特殊需要とした。

6.7.2 電力需要実績

2007年のセクター別の電力需要実績を表6.7-1に示す。また2007年および2008年の変電所別のピーク電力需要の実績を表6.7-2に示す。

表 6.7-1 2007年のセクター別の電力需要実績

Substation	(Unit: kWh)
Residential	642,490,509
Commercial	187,973,852
Gov	112,330,907
Irrigation	46,862,476
Industries	308,753,930
Sub Total (KWh)	1,298,411,674
Xepon Mining	290,356,191
Cement	27,146,850

表 6.7-2 2007年および2008年の変電所別のピーク電力需要

No.	Name	Location	2007 (MW)	2008 (MW)
1	Phongsaly	Phongsaly	0.45	0.45
2	Bokeo	Bokeo	2.8	3.85
3	Luangnamtha	Luangnamtha	2.12	2.81
4	Oudomxay	Oudomxay	1.4	1.82
5	Huaphane	Huaphane	5.8	0.87
6	Phonsavanh	Xiengkhuang	4.7	4.4
7	Luangprabang	Luangprabang	12.3	13.7
8	Xayaburi	Xayaburi	2.0	4.1
9	Another Districts of Xayaburi Province (from Thailand)	Xayaburi	2.60	5.26
10	Tha Lat	Vientiane Province	4.0	7.93
11	Phonsoung	Vientiane Province	7.8	8.2
12	Ban Don	Vientiane Province	2.3	2.7
13	Vangvieng	Vientiane Province	11.5	14.3
14	Non Hai	Vientiane Province	2.6	3
15	Nam Ngum 1	Vientiane Province	1.4	1.7
16	Nam Leuk	Vientiane Province	1.6	1.89
17	Nam Mang3	Vientiane Province	1.4	1.65
18	Phubie Minning	Vientiane Province	-	34
19	Naxaythong	Vientiane Capital	8.2	4.2
20	Phontong	Vientiane Capital	71.7	86.0
21	Tha Ngone	Vientiane Capital	14.8	12.4
22	Khoksa ad	Vientiane Capital	11.7	15
23	Thanaleng	Vientiane Capital	34.5	37.7
24	Pakxan	Bolikhamsay	9.2	9.7
25	Tha khek	Khammuane	22.8	23.9
26	Tha khek Cement Factory	Khammuane	17	14.2
27	Sepon Minning	Savannakhet	45.9	39.5
28	Pakbo	Savannakhet	20.1	26.52
29	Kengkok	Savannakhet	11.6	12.82
30	Ban Na	Champasak	3.0	4.1
31	Ban Had	Champasak	1.9	2.3
32	Bang Yo	Champasak	19.6	24.0
33	Xeset 1	Saravanh	1.39	1.8
34	Saravanh	Saravanh	7.13	6.3
35	Sekong	Sekong	1.8	1.6
36	Saphaonthong	Attapeu	1.5	2
	Total		370.64	436.67

6.7.3 115/22 kV 変電所から供給するラオス国全体の電力需要

115/22 kV 変電所から供給する全国の民生需要の伸び率は以下の条件で想定した。

- 民生需要は人口に相関すると仮定した。
- ラオス全国の2020年までの人口は、人口統計データに記載されたものを使用した。
- 1世帯あたりの平均人数は2002年 JICA 送変電マスタープランと同様に対象期間中変わらないとした。
- 電化された民生需要の年間電力消費量は人口と一人あたりの年間電力使用量に比例すると仮定し、一人あたりの年間電力使用量は2002年 JICA 送変電マスタープランで想定されたレベルと同程度の年3%で増加するとした。

世帯電化率を2007年で60%、2020年で約90%、2030年で100%と仮定し、新たに電化される世帯の需要を想定した。115/22 kV 変電所から供給する全国の商業需要、鉱工業需要、灌漑需要および政府関連機関の需要の伸び率は以下の条件で想定した。

- 商業需要および鉱工業需要はGDPに相関して推移すると仮定した。
 - GDPの伸び率はベースケースで7%とした。
- 鉱工業需要および商業需要の伸び率のGDPの伸び率に対する弾性値は2002年のJICA送変電マスタープランで算定された以下の係数を使用した。
 - 鉱工業セクターは1.8とした。
 - 商業サービスセクターは1.0とした。(JICA送変電マスタープラン調査時の実績では全体のGDPの伸び率6.4%に対し、商業サービスセクターの需要の伸び率は6.2%であり、弾性値は約1.0であった。)
- 灌漑用電力需要および政府関連需要は人口に比例すると仮定した。

上記の方法で想定した民生需要、商業需要および鉱工業需要を合計し、ラオス全国の変電所から供給する需要を2030年まで想定した。結果を表6.7-3に示す。

6.7.4 ラオス国全体の電力需要

前節で想定した変電所から供給する需要に加え、ラオス国には115 kVの系統から直接受電する特殊需要があり、現在動向の判明している全ての特殊需要を需要想定に織り込んだ。115/22 kV 変電所の需要想定と2009年の7月の段階で動向が判明している特殊需要の合計値は2025年まではマクロ的な需要想定結果を上回る。これは動向の判明している特殊需要がGDP 7%の伸び率から推定される特殊需要に対して大きいためである。逆に2026年以降は特殊需要と変電所負荷の合計値はマクロ的な需要想定結果を下回る。これは、後年度に出現する特殊需要家が特定できず、織り込まれていないためである。このため、2026年以降のマクロ的な需要想定結果との乖離分は後年度に出現する特殊需要であると想定した。特殊需要の負荷率は実績値から48%とした。115/22 kV 変電所の最大電力の予想に使用した負荷率は実績に基づき、2009年の58.2%から2030年までに60%にまで改善されると仮定した。また各変電所の最大負荷の合計と変電所から供給する全国レベルの最大負荷の比(不等率)は

120%とした。送配電システムの損失率は EDL の PDP での予想値を用いた。配電システムの損失率は実績から 2009 年で 14.5%とし、10 年間で 9.5%まで低下すると仮定した。送電損失率は 2009 年の 6.4%から 2020 年までに 5.5%に低下し、以後変わらないとした。ラオス国全体の需要想定を表 6.7-4 に示す。また特殊需要の想定結果を表 6.7-4 に示す。

6.7.5 115/22 kV 変電所の需要想定

前節で想定した 115/22 kV 変電所の全国需要の合計値を、県別の想定人口に基づき各県に振り分けた。これをもとに各 115/22 kV 変電所の負荷を想定した。県別人口の想定および各県ごとの需要の想定は以下の手順で実施した。

- 1) 人口統計による 2007 年～2008 年の県別人口実績値を基に、県別の予備的な人口増加率を推定した。さらに人口統計による 2009 年～2020 年の全国人口予想値を基に県別の 2030 年までの人口を想定した。
- 2) 2008 年の県別の変電所需要から、県別の一人あたりの電力需要を算定した。次に一人あたりの電力需要の伸び率を都市と地方とに分けて推定し、各県の人口一人あたりの電力需要を設定した。
- 3) 上記のプロセスで算定した各県の電力需要の比率により前項で述べた全国の変電所需要を各県に振り分けた。

県毎の需要予測を受けて、以下の手順にて変電所別の需要予測を実施した。

- 1) 基本的に変電所別の需要予測には、EDL 所管の変電所が供給すべき一般負荷のみを考慮し、特別高圧受電予定の特殊需要家の負荷は、その需要の大きさから 115 kV 受電が妥当であるので変電所毎の予測に含めないが、申請されている負荷が 5 MW 以下の需要の場合は変電所毎の予測に含めた。
- 2) EDL の既設変電所については、基本的に 2008 年のピーク需要の実績値を基に、県毎の需要予測の 2030 年までの各年の伸び率を乗じて算出した。
- 3) 上記 1)にて予想される需要が当該変電所の想定される総変圧器容量を超過する場合(最高 3 x 30 MVA) 、その需要を分割負担する新設変電所を計画した。
- 4) 新設変電所に需要を分割する割合は、その供給を担うエリアの広さや 22 kV 配電線の敷設状況・計画を考慮して決定した。

6.7.6 変電所別需要予測の結果

6.7.1 節に従って算出した変電所毎の需要予測を表 6.7-5～表 6.7-7 に示す。また特殊需要の予測を表 6.7-8 に示す。特殊需要については至近の変電所から 115 kV 送電線で供給することを基本とするが、5 MW 以下については変電所の 22 kV 系統で供給することも考える。

表 6.7-3 2030年までの変電所需要想定

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Population	5700.4	5990.1	6110.6	6230.3	6348.8	6465.8	6580.8	6693.2	6802.0	6906.2	7005.2	7097.9	7183.6	7261.6	7329.9	7398.8	7468.3	7538.6	7609.4	7663.1	7717.2	7771.6	7826.4	
GDP	7.0%																							
Electrification Ratio	60.0%	62.2%	64.4%	66.7%	68.9%	71.1%	73.3%	75.6%	77.8%	80.0%	82.2%	84.4%	86.7%	88.9%	91.1%	93.3%	95.6%	97.8%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
Population Electrified	3420.3	3727.2	3937.9	4153.5	4373.6	4597.9	4825.9	5057.1	5290.4	5525.0	5759.8	5993.8	6225.8	6454.8	6678.3	6905.5	7136.4	7371.0	7609.4	7663.1	7717.2	7771.6	7826.4	
the growing ratio of power consumption per hou			3%																					
* Assuming the growing ratio of power consumption per house hold is 3% according to the assumption taken in 2002MP saying that the averaged number of persons per house hold would not change during the study period.																								
Residential	GWh	642.5	722.9	772.6	824.9	880.0	937.8	998.3	1061.5	1127.0	1194.7	1264.3	1335.5	1407.9	1481.2	1554.6	1631.4	1711.7	1795.7	1883.6	1953.8	2026.6	2102.1	2180.4
2007		642.5	695.4	730.7	767.3	805.4	844.8	885.6	927.8	971.2	1015.6	1061.1	1107.4	1154.4	1201.9	1249.6	1299.2	1350.8	1404.4	1460.1	1514.5	1570.9	1629.5	1690.2
2008			27.5	28.9	30.4	31.9	33.5	35.1	36.7	38.5	40.2	42.0	43.9	45.7	47.6	49.5	51.5	53.5	55.6	57.8	60.0	62.2	64.5	66.9
2009				13.0	13.6	14.3	15.0	15.7	16.5	17.3	18.1	18.9	19.7	20.5	21.4	22.2	23.1	24.0	25.0	26.0	26.9	27.9	29.0	30.0
2010					13.6	14.3	15.0	15.7	16.4	17.2	18.0	18.8	19.6	20.4	21.3	22.1	23.0	23.9	24.9	25.9	26.8	27.8	28.9	29.9
2011						14.2	14.9	15.6	16.3	17.1	17.9	18.7	19.5	20.3	21.1	22.0	22.8	23.8	24.7	25.7	26.6	27.6	28.7	29.7
2012							14.7	15.4	16.2	16.9	17.7	18.5	19.3	20.1	20.9	21.8	22.6	23.5	24.4	25.4	26.4	27.3	28.4	29.4
2013								15.2	15.9	16.7	17.4	18.2	19.0	19.8	20.6	21.4	22.3	23.2	24.1	25.1	26.0	27.0	28.0	29.0
2014									15.6	16.4	17.1	17.9	18.6	19.4	20.2	21.0	21.9	22.7	23.6	24.6	25.5	26.5	27.4	28.5
2015										15.9	16.7	17.4	18.2	18.9	19.7	20.5	21.3	22.1	23.0	23.9	24.8	25.8	26.7	27.7
2016											16.1	16.8	17.5	18.3	19.0	19.8	20.6	21.4	22.2	23.1	24.0	24.9	25.8	26.8
2017												16.1	16.8	17.5	18.3	19.0	19.7	20.5	21.3	22.2	23.0	23.9	24.8	25.7
2018													16.0	16.7	17.4	18.1	18.8	19.5	20.3	21.1	21.9	22.7	23.5	24.4
2019														15.7	16.4	17.0	17.7	18.4	19.1	19.9	20.6	21.4	22.2	23.0
2020															15.3	15.9	16.6	17.2	17.9	18.6	19.3	20.0	20.8	21.6
2021																14.6	15.2	15.8	16.4	17.1	17.7	18.4	19.1	19.8
2022																	15.1	15.7	16.3	17.0	17.6	18.3	18.9	19.6
2023																		15.6	16.2	16.8	17.5	18.1	18.8	19.5
2024																			16.1	16.7	17.4	18.0	18.7	19.4
2025																				16.6	17.2	17.9	18.5	19.2
elasticity ratio of power consumption of a commercial sector to GDP growing ratio 1.0																								
* based on the fact that GDP growing ratio was 6.4% and demand growing ratio of a commercial sector was 6.2% during 1995-2000 described in 2002MP																								
Commercial	GWh	187.97	201.1	215.2	230.3	246.4	263.6	282.1	301.8	323.0	345.6	369.8	395.7	423.4	453.0	484.7	518.6	554.9	593.8	635.3	679.8	727.4	778.3	832.8
Assuming that the power demand of irrigation is in proportion to population																								
Irrigation		41	43	44	45	45	46	47	48	49	49	50	51	51	52	52	53	53	54	54	55	55	56	56
Assuming that the power demand of the governmental sector is in proportion to population																								
Gov		112.33	118.04	120.41	122.77	125.11	127.41	129.68	131.89	134.04	136.09	138.04	139.87	141.56	143.09	144.44	145.8	147.17	148.55	149.95	151.01	152.07	153.144	154.225
elasticity ratio of power consumption of a industrial sector to GDP growing ratio 1.8																								
Power consumption of an industrial sector allocated to substation loads and 115 kV receiving loads was assumed to make progress at the same ratios of 2007																								
Industries supplied by S/S		309	348	391	441	496	559	629	709	798	898	1,012	1,139	1,283	1,444	1,626	1,831	2,062	2,321	2,614	2,943	3,314	3,732	4,202
Industries supplied by 115 kV		338	381	429	483	543	612	689	776	873	983	1,107	1,247	1,404	1,581	1,780	2,004	2,257	2,541	2,862	3,222	3,628	4,085	4,600
Total of Industries		647	728	820	923	1,040	1,171	1,318	1,484	1,671	1,882	2,119	2,386	2,687	3,025	3,406	3,835	4,319	4,863	5,476	6,166	6,942	7,817	8,802
Specific consumers foreseen		369	1,623	2,689	2,858	3,496	3,496	3,622	3,833	3,879	3,879	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	4,318	4,774	5,263	5,789
Power consumption supplied from SS																								
Residential		642	723	773	825	880	938	998	1,061	1,127	1,195	1,264	1,335	1,408	1,481	1,555	1,631	1,712	1,796	1,884	1,954	2,027	2,102	2,180
Commercial		188	201	215	230	246	264	282	302	323	346	370	396	423	453	485	519	555	594	635	680	727	778	833
Gov		112	118	120	123	125	127	130	132	134	136	138	140	142	143	144	146	147	149	150	151	152	153	154
Irrigation		41	43	44	45	45	46	47	48	49	49	50	51	51	52	52	53	53	54	54	55	55	56	56
Industries		309	348	391	441	496	559	629	709	798	898	1,012	1,139	1,283	1,444	1,626	1,831	2,062	2,321	2,614	2,943	3,314	3,732	4,202
S/S		1,292	1,433	1,543	1,663	1,793	1,934	2,086	2,252	2,431	2,624	2,834	3,061	3,307	3,573	3,862	4,180	4,529	4,913	5,337	5,783	6,275	6,821	7,425

表 6.7-4 2030 年までのラオス国全体の需要想定

year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Specific Demand	MW	386.1	639.6	679.6	831.5	831.5	861.5	911.5	922.5	922.5	932.5	932.5	932.5
Specific Demand	GWh	1,623	2,689	2,858	3,496	3,496	3,622	3,833	3,879	3,879	3,921	3,921	3,921
S/S Load at Consumer Side	GWh	1,543	1,663	1,793	1,934	2,086	2,252	2,431	2,624	2,834	3,061	3,307	3,573
Distribution Loss Ratio		14.5%	14.0%	13.5%	13.0%	12.5%	12.0%	11.5%	11.0%	10.5%	10.0%	9.5%	9.5%
S/S Load at Substation Bus Bars	GWh	1,767	1,896	2,035	2,185	2,347	2,522	2,710	2,913	3,131	3,367	3,621	3,913
Load Factor for Substation		58.2%	58.4%	58.5%	58.7%	58.9%	59.1%	59.3%	59.5%	59.6%	59.8%	60.0%	60.9%
Peak Load of Substations	MW	347	371	397	425	455	487	522	559	599	643	689	733
Nonuniform Factor for S/S		120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%
Summation of Peak Loads S/S	MW	416	445	476	510	546	585	626	671	719	771	827	880
Power Demand 115 Receiving End	GWh	3,391	4,586	4,893	5,682	5,844	6,144	6,543	6,792	7,010	7,288	7,542	7,834
Transmission Line Loss Ratio		6.4%	6.4%	6.3%	6.3%	6.2%	6.2%	6.2%	6.1%	6.1%	6.1%	6.0%	5.5%
Power Demand at Gen. Terminal	GWh	3,607	4,877	5,202	6,039	6,209	6,526	6,947	7,209	7,438	7,730	7,997	8,265
Demand at Consumer Side	GWh	3,167	4,353	4,651	5,430	5,583	5,874	6,263	6,503	6,713	6,982	7,228	7,494

year		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Specific Demand	MW	932.5	932.5	932.5	932.5	932.5	1,026.9	1,135.3	1,251.7	1,376.7	1,510.5
Specific Demand	GWh	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	4,318	4,774	5,263	5,789	6,351
S/S Load at Consumer Side	GWh	3,862	4,180	4,529	4,913	5,337	5,783	6,275	6,821	7,425	8,096
Distribution Loss Ratio		9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%
S/S Load at Substation Bus Bars	GWh	4,229	4,577	4,959	5,380	5,844	6,332	6,872	7,469	8,131	8,865
Load Factor for Substation		61.8%	62.7%	63.6%	64.5%	65.5%	66.4%	67.3%	68.2%	69.1%	70.0%
Peak Load of Substations	MW	781	833	890	952	1,019	1,089	1,166	1,251	1,343	1,446
Nonuniform Factor for S/S		120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%	120.0%
Summation of Peak Loads S/S	MW	937	999	1,068	1,142	1,223	1,307	1,399	1,501	1,612	1,735
Power Demand 115 Receiving End	GWh	8,150	8,498	8,880	9,301	9,765	10,650	11,645	12,732	13,920	15,216
Transmission Line Loss Ratio		5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%
Power Demand at Gen. Terminal	GWh	8,598	8,965	9,369	9,813	10,302	11,236	12,286	13,433	14,685	16,053
Demand at Consumer Side	GWh	7,783	8,101	8,450	8,834	9,258	10,101	11,049	12,084	13,214	14,447

表 6.7-5 変電所毎の需要予測 (中央部 1)

(単位: MW)

Province	Station	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIENTIANE	Capital	176.4	186.3	196.9	208.1	219.9	232.5	245.9	260.0	274.9	290.7	307.4	322.7	338.8	356.2	375.0	395.2	417.1
		6.0%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.8%	5.8%	5.1%	5.1%	5.2%	5.3%	5.5%	5.6%
	1 Phonetong SS	91.1	96.4	76.5	81.0	68.6	72.6	76.8	81.3	86.1	91.1	96.5	76.0	79.9	84.0	88.5	70.0	74.0
	2 Tanaleng SS	40.0	42.3	44.7	47.3	50.1	53.0	56.1	59.4	62.9	66.6	70.5	74.1	77.8	81.9	51.8	54.6	57.6
	Naxaithong SS+VC	13.7	14.2	14.7	15.3	15.9	16.5	17.2	17.9	18.7	19.4	20.3	21.1	21.9	22.8	23.7	24.7	25.8
	4 Khoksaat SS	15.9	16.8	17.8	18.8	19.9	21.1	22.3	23.6	25.0	26.5	28.0	29.5	31.0	32.6	34.3	36.2	38.2
	5 Thangone SS	15.7	16.6	17.6	18.6	19.7	20.9	22.1	23.4	24.8	26.2	27.8	29.2	30.7	32.3	34.0	35.8	37.8
	6 New 1 SS			25.5	27.0	28.6	30.2	32.0	33.9	35.9	38.0	40.2	42.2	44.4	46.7	49.2	51.9	54.8
	7 New 2 SS					17.1	18.1	19.2	20.3	21.5	22.8	24.1	25.3	26.6	28.0	29.5	31.1	32.9
	8 New 3 SS												25.3	26.6	28.0	29.5	31.1	32.9
	9 ew 4 SS for Tanaleng															34.5	36.4	38.4
	10 New 5 SS																23.3	24.7
VIETIANE		52.0	56.4	61.2	66.4	72.0	78.1	84.8	92.0	99.8	108.3	117.5	126.6	136.4	147.1	158.8	171.7	185.9
		25.7%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	7.7%	7.7%	7.9%	8.0%	8.1%	8.2%
	1 Phonsoung SS	10.3	11.2	12.1	13.2	14.3	15.5	16.8	18.2	19.8	21.5	23.3	25.1	27.0	29.2	31.5	34.0	36.8
	2 Vangvieng SS	18.0	19.5	21.1	22.9	24.9	27.0	29.3	31.8	34.5	37.4	40.6	43.8	47.1	50.8	54.9	59.7	64.1
	3 Thalat SS	10.0	10.8	11.7	12.7	13.8	15.0	16.3	17.6	19.1	20.8	22.5	24.3	26.1	28.2	30.4	32.9	35.6
	4 Nam Ngum1	2.1	2.3	2.5	2.7	3.0	3.2	3.5	3.8	4.1	4.5	4.8	5.2	5.6	6.0	6.5	7.1	7.6
	5 Nam Leuk PS	2.4	2.6	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.6	4.9	5.4	5.8	6.2	6.7	7.3	7.8	8.5
	6 Ban Don SS	3.4	3.7	4.0	3.2	3.5	3.8	4.2	4.5	4.9	5.3	5.8	6.2	6.7	7.2	7.8	8.4	9.1
	7 Hin Heup SS				1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.8	1.9	2.1	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0
	8 Non Hai SS	3.8	4.1	4.4	4.8	5.2	5.7	6.1	6.7	7.2	7.9	8.5	9.2	9.9	10.7	11.5	12.5	13.5
	9 Nam Mang 3 PS	2.1	2.2	2.4	2.6	2.9	3.1	3.4	3.7	4.0	4.3	4.7	5.0	5.4	5.9	6.3	6.8	7.4
	10 Iew SS for Vangvieng																29.7	32.1
CENTRAL 1		408.5	581.8	597.2	681.4	699.0	717.7	737.6	759.0	781.7	806.0	831.9	856.3	882.2	910.3	940.8	974.0	1,010.0

表 6.7-6 変電所毎の需要予測 (中央部2 および南部)

(単位: MW)

Province	Station	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
BOLIKHAMXAY		10.6	11.5	12.5	15.8	17.2	18.8	20.4	22.3	24.2	26.4	28.8	31.1	33.6	36.4	39.5	42.9	46.6
	rate of increase	8.9%	8.9%	8.9%	8.9%	8.9%	8.9%	8.9%	8.9%	8.9%	8.9%	8.9%	8.1%	8.1%	8.3%	8.4%	8.5%	8.7%
1	Pakxan SS	10.6	11.5	12.5	13.6	14.9	16.2	17.6	19.2	20.9	22.8	24.8	26.9	29.0	31.4	34.1	37.0	40.2
2	Khonsoung SS				2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.3	4.6	5.0	5.4	5.9	6.4
KHAMMOUAN		30.0	32.6	35.4	38.4	41.7	45.3	49.1	53.3	57.9	62.8	68.2	73.5	79.2	85.5	92.3	99.9	108.1
	rate of increase	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.6%	8.6%	8.6%	8.6%	8.6%	8.5%	7.7%	7.8%	7.9%	8.0%	8.2%	8.3%
1	Thakhek SS	25.9	28.1	30.5	33.1	36.0	39.1	42.4	46.0	50.0	54.2	59.4	64.7	70.2	75.9	81.8	87.9	94.2
2	Mahaxai SS	4.1	4.5	4.8	5.3	5.7	6.2	6.7	7.3	7.9	8.6	9.3	10.1	10.9	11.7	12.6	13.7	14.8
3	New SS for TKK											29.4	31.7	34.2	36.9	39.8	43.1	46.7
SAVANNAKHET		41.8	44.4	47.2	50.2	53.4	56.8	60.4	64.3	68.5	73.0	77.8	82.9	88.3	94.0	100.0	106.3	112.9
	rate of increase	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	5.5%	5.6%	5.7%	5.8%	5.9%	6.1%
1	Pakbo SS	28.2	30.0	31.8	33.9	36.0	38.3	40.7	43.3	46.0	48.9	52.0	54.9	58.0	61.3	64.9	68.7	72.7
2	SS 1 at Savannakhet													29.0	30.6	32.4	34.3	36.4
3	Kengkok SS	13.6	14.5	15.4	16.4	17.4	18.5	19.7	20.9	22.2	23.6	25.1	26.5	28.0	29.6	31.3	33.2	35.2
4	Sepon SS						9.0	9.6	10.2	10.8	11.5	12.2	12.9	13.6	14.4	15.2	16.1	17.1
CENTRAL 2		275.4	341.5	348.1	357.4	365.3	382.8	392.5	402.9	414.2	426.3	439.3	451.9	465.4	480.1	496.1	513.6	532.8
Province	Station	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SARAVAN	residential demand	10.8	11.7	12.7	13.8	15.0	16.2	17.6	19.1	20.7	22.5	24.4	26.3	28.3	30.5	33.0	35.6	38.6
	rate of increase		8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	7.7%	7.7%	7.8%	8.0%	8.1%	8.2%
1	Saravan SS		10.0	10.8	9.0	9.7	10.5	11.4	12.4	13.5	14.6	15.9	17.1	18.4	19.8	21.4	23.2	25.1
2	Xeset 1 PS	1.8	1.8	1.9	2.1	2.2	2.4	2.6	2.9	3.1	3.4	3.7	3.9	4.2	4.6	4.9	5.3	5.8
3	(New) Nongsano SS				2.8	3.0	3.2	3.5	3.8	4.1	4.5	4.9	5.3	5.7	6.1	6.6	7.1	7.7
XEKONG	residential demand	2.2	2.4	2.6	2.8	3.1	3.4	3.7	4.0	4.4	4.8	5.2	5.7	6.2	6.7	7.3	7.9	8.7
	rate of increase		9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	8.5%	8.5%	8.6%	8.8%	8.9%	9.0%
1	Xekong SS				3.1	3.4	3.7	4.0	4.4	4.8	5.2	5.7	6.2	6.7	7.3	7.9	8.7	
ATTAPEU	residential demand	2.7	2.9	3.1	3.3	3.6	3.9	4.2	4.5	4.9	5.3	5.7	6.1	6.5	7.0	7.5	8.1	8.7
	rate of increase		7.8%	7.9%	7.9%	7.9%	7.9%	7.9%	7.9%	7.9%	7.9%	7.9%	7.1%	7.1%	7.2%	7.4%	7.5%	7.6%
1	Saphaonthong SS	2.7	2.9	3.1	3.3	3.6	3.9	4.2	4.5	4.9	5.3	5.7	6.1	6.5	7.0	7.5	8.1	8.7
CHAMPASA	residential demand	37.5	39.9	42.4	45.1	48.0	51.0	54.3	57.7	61.4	65.3	69.5	73.4	77.5	82.0	86.8	92.0	97.6
	rate of increase	23.2%	6.3%	6.3%	6.4%	6.4%	6.4%	6.4%	6.4%	6.4%	6.4%	6.4%	5.6%	5.6%	5.7%	5.9%	6.0%	6.1%
	Bang Yo SS	25.1	14.1	15.0	16.0	17.0	18.1	19.3	20.5	21.8	23.2	24.7	26.0	27.5	29.1	30.8	32.6	34.6
	Jianxai SS		12.6	13.4	14.2	15.1	16.1	17.1	18.2	19.4	20.6	21.9	23.1	24.4	25.8	27.4	29.0	30.8
	Pakson SS	4.4	4.7	5.0	5.3	5.7	6.0	6.4	6.8	7.3	7.7	8.2	8.7	9.2	9.7	10.3	10.9	11.5
	Ban Na SS	5.1	5.4	5.8	6.1	6.5	6.9	7.4	7.9	8.4	8.9	9.5	10.0	10.5	11.2	11.8	12.5	13.3
	Ban Hat SS	2.8	3.0	3.2	3.4	3.6	3.9	4.1	4.4	4.6	4.9	5.3	5.5	5.9	6.2	6.6	7.0	7.4
SOUTHERN		107.0	119.4	123.2	155.2	162.6	167.5	222.8	228.4	234.4	240.9	247.8	254.5	261.5	269.2	277.5	286.6	296.5

表 6.7-7 変電所毎の需要予測 (北部)

(単位: MW)

Province	Station	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
LUANPRAB	residential demand	16.8	17.7	18.7	19.8	20.9	22.1	23.4	24.7	26.1	27.6	29.2	30.6	32.1	33.8	35.5	37.4	39.5
	rate of increase	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	4.9%	4.9%	5.1%	5.2%	5.3%	5.5%
	1 Luangpraban 1 SS	14.5	15.3	16.2	17.1	7.2	7.6	8.1	8.5	9.0	9.5	10.1	10.6	11.1	11.7	12.3	12.9	13.6
	2 ³ -3 (Xieng Nguen) SS					10.8	11.5	12.1	12.8	13.5	14.3	15.1	15.9	16.7	17.5	18.4	19.4	20.4
XAYABULY	3 LP-2 (Pakmong) SS	2.3	2.4	2.6	2.7	2.9	3.0	3.2	3.4	3.6	3.8	4.0	4.2	4.4	4.6	4.9	5.1	5.4
	residential demand	12.7	13.9	15.2	16.6	18.2	20.0	21.9	24.0	26.3	28.8	31.5	34.3	37.3	40.7	44.3	48.4	52.9
	rate of increase	35.2%	9.5%	9.5%	9.6%	9.6%	9.6%	9.6%	9.6%	9.6%	9.6%	9.6%	8.8%	8.8%	8.9%	9.0%	9.2%	9.3%
	1 Xayabuly SS	5.5	6.1	6.6	7.3	8.0	8.7	9.6	10.5	11.5	12.6	13.8	15.0	16.3	17.8	19.4	21.2	23.2
XIENGGHOL	2 Paklay SS						5.2	5.7	6.3	6.9	7.5	8.3	9.0	9.8	10.6	11.6	12.7	13.9
	3 Hongsa SS					5.5	6.0	6.6	7.2	7.9	8.6	9.5	10.3	11.2	12.2	13.3	14.5	15.9
	residential demand	6.0	6.7	7.5	8.3	9.3	10.3	11.5	12.8	14.2	15.8	17.6	19.4	21.5	23.7	26.3	29.2	32.4
	rate of increase	9.5%	11.2%	11.3%	11.3%	11.3%	11.3%	11.3%	11.3%	11.3%	11.3%	11.3%	10.5%	10.5%	10.6%	10.8%	10.9%	11.0%
HUAPHANH	1 Phonsavan SS	4.8	5.4	6.0	6.6	7.4	8.2	9.1	10.2	11.3	12.6	14.0	15.5	17.1	18.9	21.0	23.3	25.8
	2 Moung Kham SS			1.5	1.7	1.9	2.1	2.3	2.6	2.9	3.2	3.6	3.9	4.3	4.8	5.3	5.9	6.6
	residential demand	1.2	1.3	1.4	1.6	1.7	1.9	2.1	2.3	2.5	2.8	3.0	3.3	3.6	4.0	4.3	4.8	5.2
	rate of increase		9.9%	9.9%	9.9%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	9.1%	9.2%	9.3%	9.4%	9.6%	9.7%
PHONGSAL	1 Xam Neua SS			1.4	1.6	1.7	1.9	2.1	2.3	2.5	2.8	3.0	3.3	3.6	4.0	4.3	4.8	5.2
	residential demand	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7
	rate of increase		7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	6.2%	6.2%	6.4%	6.5%	6.6%	6.7%
	1 Boun Neua SS	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7
LUANGNAM	residential demand	3.9	4.3	4.8	5.3	5.9	6.6	7.4	8.2	9.2	10.2	11.4	12.6	13.9	15.4	17.1	19.0	21.1
	rate of increase	37.4%	11.4%	11.4%	11.4%	11.4%	11.4%	11.4%	11.4%	11.4%	11.4%	11.4%	10.6%	10.6%	10.7%	10.9%	11.0%	11.1%
	1 Luangnamtha SS	3.9	4.3	4.8	5.3	5.9	6.6	7.4	8.2	9.2	10.2	11.4	12.6	13.9	15.4	17.1	19.0	21.1
	residential demand	2.5	2.7	2.9	3.2	3.5	3.8	4.2	4.6	5.0	5.5	6.0	6.5	7.1	7.7	8.4	9.1	10.0
OUDOMXA	rate of increase	34.9%	9.3%	9.3%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	8.6%	8.6%	8.7%	8.9%	9.0%	9.1%
	1 Oudomxai SS	2.5	2.7	2.9	2.6	2.8	3.1	3.4	3.7	4.0	4.4	4.8	5.2	5.7	6.2	6.7	7.3	8.0
	2 Namu SS				5.6	5.7	5.8	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.7	6.8	7.0
	residential demand	5.3	5.9	6.6	7.3	8.2	9.1	10.1	11.3	12.6	14.1	15.7	17.3	19.2	21.3	23.6	26.2	29.1
BOKEO	rate of increase	37.5%	11.4%	11.4%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	10.6%	10.7%	10.8%	10.9%	11.1%	11.2%
	Houayxai SS				7.3	8.2	9.1	10.1	11.3	12.6	14.1	15.7	17.3	19.2	21.3	23.6	26.2	29.1
NORTHERN		59.0	91.3	137.2	198.8	209.0	240.0	246.8	254.3	262.5	271.4	281.3	291.1	301.9	313.8	327.0	341.7	358.0
TOTAL		849.9	1,134.1	1,205.7	1,392.9	1,435.9	1,508.0	1,599.7	1,644.6	1,692.8	1,744.6	1,800.3	1,853.7	1,911.0	1,973.4	2,041.5	2,115.9	2,197.3

表 6.7-8 特殊需要予測

(単位: MW)

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VIENTIANE CITY	Vietiane Commerce(new)		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Iron/coal Mine(new)	12	13.5	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
VIENTIANE PROVINCE	Phubia mine	49.1	49.1	49.1	49.1	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
	Kaly Factory (Sinno Lao)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Sasakham mining (Dow Lao)					40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Iron processing factory					25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	Vang Vient Mining Co.(new)		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	Steel making plant	64.5	85.5	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224
LUANPRABANG	Cement factory (Pakmong SS)			9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5
	United			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
XAYABULY	Cu Mining (Paklay) (Deukhan)			40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
XIENKHOANG	Fe Mining (Muong Khan)		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Fe mining (Phonsavan)				10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
KHAMMOUAN	Cement Factory(Lao Cement)		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
	Many Companies(new)		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Lao Cement Industry			60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
SAVANNAKHET	Xepon Mine		74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
	Savan Park			5	5	11	11	21	21	32	32	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
SARAVAN	Cement factory (Chaugyang)		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
XEKONG	Lao Aluminium Industry		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
ATTAPEU	Sinoma					20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Army Mining Company							50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
CHAMPASAK	Sinoma					8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
PHONGSALY	Cu Mining			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Cu Mining						20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
LUANGNAMTHA	Cu Mining		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
ODOMXAY	Cu Mining (Sannou)					20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Cement factory					10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Lao Younesin Mining Development	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Toun Haung Lao-China Mining					10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Specific Demand appering later																							
		150.6	386.1	639.6	679.6	831.5	831.5	861.5	911.5	922.5	922.5	932.5	932.5	932.5	932.5	932.5	932.5	932.5	932.5	1026.9	1135.3	1251.7	1376.7	1510.5