

# 第7章 電力系統計画の レビュー

## 第7章 電力系統計画のレビュー

### 7.1 電源開発計画(IPP 含む)

#### 7.1.1 国内向け電源開発計画

政府の承認を受けている EDL 最新の開発計画（2008 年 3 月）によると、ラオス国内の電源開発計画は下表のとおり。

表 7.1-1 ラオスの電源開発計画

	Inst. Cap (MW)	COD	Fuel Type
North&Central 1	1,825		
Nam Nhon	3	2009	Hydro
Nam Ham	4	2010	Hydro
Nam Lik 1/2	100	2010	Hydro
Nam Ngum 1 ext	40	2010	Hydro
Nam Sim	8	2010	Hydro
Nam Song	7	2010	Hydro
Nam Ngum5	120	2011	Hydro
Nam Tha1	168	2012	Hydro
Nam Lik1	60	2013	Hydro
Nam Long	5	2013	Hydro
Hongsa	100	2013	Lignite
Nam Bak2	68	2014	Hydro
Nam Mang1	60	2014	Hydro
Nam Nga	80	2014	Hydro
Nam Ngum3 (local)	115	2014	Hydro
Nam San3	48	2014	Hydro
Nam Xeuang 1	56	2014	Hydro
Nam Xeuang 2	134	2014	Hydro
Nam Beng	33	2015	Hydro
Nam feung 1	28	2015	Hydro
Nam feung 2	25	2015	Hydro
Nam feung 3	20	2015	Hydro
Nam Ngiep 1	50	2015	Hydro
Nam Ou	100	2015	Hydro
Nam Khan2	127	2016	Hydro
Nam Khan3	47	2016	Hydro
Nam Ma	120	2016	Hydro
Nam Theun1 (Local)	100	2016	Hydro

(出典：EDL Power Development Plan 2007)

表 7.1-1 ラオスの電源開発計画

	Inst. Cap (MW)	COD	Fuel Type
<b>Central 2</b>	<b>338</b>		
Nam Theun2	75	2009	Hydro
Thadsalen	3	2010	Hydro
Theun Hinboun (extension)	60	2012	Hydro
Nan Mo	60	2015	Hydro
Xepon 2	30	2015	Hydro
Xepon3 (Up stream)	70	2015	Hydro
Xeneua	40	2016	Hydro
<b>Southern</b>	<b>835</b>		
Xeset 2	76	2009	Hydro
Xekaman3	25	2010	Hydro
Xelabam ext.	8	2010	Hydro
Xekaman1	32	2012	Hydro
Xekatom	61	2013	Hydro
Dark Emeun	50	2014	Hydro
Houaylamphan	68	2014	Hydro
Nam Hinboun	60	2014	Hydro
Xelanong 2	50	2014	Hydro
Xeset3-4	30	2014	Hydro
Donsahong	60	2015	Hydro
Nam Kong/Xekong	100	2015	Hydro
Tha Kho	30	2015	Hydro
Nam Phak	45	2016	Hydro
Tadsamphamit	60	2016	Hydro
Xepian/Xenamnoy (Local)	80	2016	Hydro
<b>TOTAL</b>	<b>2,998</b>		

(出典：EDL Power Development Plan 2007)

本計画によると、既設 2009 年 3 月現在の既設発電設備容量 313.8 MW（輸出用を含む発電電力容量 607.8 MW）に対し、9 倍強に相当する 2,998 MW を 2016 年までに開発するとしている。また、最新の開発計画の対象となっていない新規鉱山開発への電力供給の動静もあり、国内需要向けに大型電源を開発する必要性が生じる可能性もある。この場合には、電力輸出向け IPP を転用するなどの隣国（タイ、ベトナム）との調整が必要となる。

### 7.1.2 輸出向け電源開発計画

エネルギー鉱業省(MEM)電力局 (DOE) による、ラオス国内の輸出用電源開発計画は下表のとおり。FS の MOU (計画)、PDA(開発合意)、CA(建設合意)および PPA (電力購入契約)の段階の IPP プロジェクトを取りまとめた。北部、Vientiane 周辺、南部に集中している。メコン川本流開発の 7 プロジェクトも FS 段階にある。

表 7.1-2 ラオス輸出用電源開発計画

No.	Project	Capacity(MW)	COD	Location	Status	Planned Market
1	Nam Theun 2	1080	2009	Khammouan	UC	EGAT/EDL
2	Xeset 2	76	2009	Saravan	UC	EDL/EGAT
3	Xekaman 3	250	2010	Xe Kong	UC	EVN/EDL
4	Theun Hinboun Ext.	60	2012	Bolikhambay	UC	EGAT/EDL
5	Nam Ngum 2	615	2013	Vientiane	UC	EGAT
6	Nam Koung 1	75	2012	Attapu	PDA	TBD
7	Nam Ou	1100	2013-2015	Phongsali	PDA	EGAT/EDL/CSG
8	Hongsa Lignite	1800	2013	Xaignabouli	PDA	EGAT/EDL
9	Xekaman 1	320	2013	Attapu	PDA	EVN/EDL
10	Xekong 4	300	2013	Xe Kong	PDA	TBD
11	Nam Mo	150	2014	Xieng Khouang	PDA	EVN/EDL
12	Nam Ngum 3	440	2014	Vientiane	PDA	EGAT
13	Nam Ngiep 1	278	2015	Bolikhambay	PDA	EGAT/EDL
14	Don Sahong	360	2015	Chanpasak	PDA	EGAT/EDL
15	Xepian-Xenemnoy	390	2015	Attapu	PDA	EGAT/EDL
16	Nam Theun 1	523	2016	Bolikhambay	PDA	EGAT/EDL
17	Xayaburi (Mekong)	1260	TBD	Xaignabouli	PDA	EGAT/EDL
18	Ban Khoum (Mekong)	2330	TBD	Chanpasak	FS	EGAT/EDL
19	Dak Emeule	130	TBD	Xe Kong	FS	EVN/EDL
20	Lat Sua (Mekong)	800	TBD	Chanpasak	FS	TBD
21	Louangprabang (Mekong)	1410	TBD	Luangprabang	FS	TBD
22	Nam Bak 1	132	TBD	Vientiane	FS	EGAT
23	Nam Khan 2	130	TBD	Luangprabang	FS	TBD
24	Nam Khan 3	95	TBD	Luangprabang	FS	TBD
25	Nam Ngiep 2	155	TBD	Vientiane	FS	EGAT/EDL
26	Nam Ngum 4A&B	120	TBD	Vientiane	FS	EVN/EDL
27	Nam Phoun	60	TBD	Xaignabouli	FS	TBD
28	Nam Seuang 2	220	TBD	Luangprabang	FS	TBD
29	Nam Theun 4	110	TBD	Bolikhambay	FS	TBD
30	Pak Lay (Mekong)	1320	TBD	Xaignabouli	FS	EGAT/EDL
31	Sanakham (Mekong)	500	TBD	Xaignabouli	FS	TBD
32	Xekong 3 Upper/Lower	150	TBD	Xe Kong	FS	EVN
33	Xe Kong 5	400	TBD	Xe Kong	FS	TBD
34	Xekaman 4	220	TBD	Xe Kong	FS	EVN
35	Selanong 1	80	TBD	Savannakhet	FS	TBD
36	Xebanghieng 1	65	TBD	Savannakhet	FS	TBD
37	Xebanghieng 2	250	TBD	Khammouan	FS	TBD
38	Xe Pon 3	100	TBD	Saravan	FS	TBD
	UC	2,081				
	PDA	6,996				
	FS	8,777				
	<b>TOTAL</b>	<b>17,854</b>				

UC: Under Construction, PDA: Project Development Agreement, FS: Feasibility Study, TBD: To be decided, (Mekong): Mekong main stream project. (出典: Documents of DOE MEM, Dec. 2008)

## 7.2 電力系統計画の検討方法

前章に記載した新しい需要想定の結果にもとづく電力系統計画は、10章において2030年までの検討を実施する。以下の各節において需給シミュレーションおよび系統解析によりEDLが策定した2016年までのPDPの妥当性を技術的側面から確認した。

## 7.3 基本需給シミュレーション

### 7.3.1 需給シミュレーションの概要

ラオス国内の電力需要は引き続き増加するため、今後も系統相互の連系容量の制約を考慮し最経済的計画を指向した供給計画の策定が望まれる。このためには、連系系統における需給バランスに基づく供給計画を策定する必要がある。具体的には、1)連系線による信頼度向上効果による供給予備力削減量の検討、2)連系系統内での最経済的需給運用シミュレーションを実施し、水力発電や高効率発電機の活用による燃料費の削減効果の検討を行い、最経済的な連系容量と電源開発量を策定する。

基本需給シミュレーションでは、最新のラオス電力開発計画をレビューする。レビューする開発計画をベースにインドシナ域内の連系計画に基づき、最も蓋然性の高い連系系統構成をベースに、2016年における需給シミュレーションを行う。

隣国との連系計画は、ラオス国内需要への供給を目的とするものと隣国へのIPP輸出用があり、建設資金調達、PPAの交渉などにより、プロジェクトの中には計画が保留されるものもある。これらの計画の進捗状況を既存報告書および当該国カウンターパート、民間投資パートナー、世界銀行およびADBのドナーへのインタビューにより現状の進捗状況を把握し、蓋然性の高い系統連系構成を需給シミュレーションに反映する。連系線による不等時性の活用による供給予備力の削減効果イメージは以下のとおり。系統連系のない場合は、自系統内で需要を賄うだけの供給力を開発する必要がある。

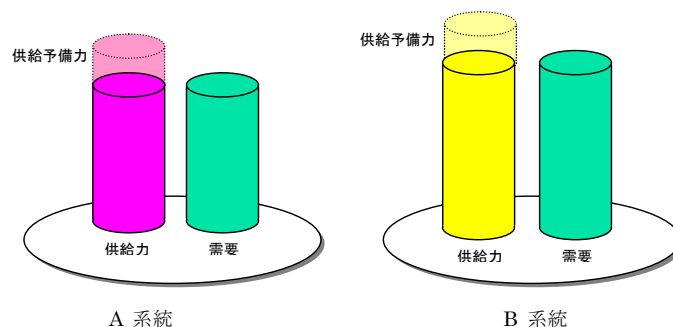


図 7.3-1 系統連系のない場合

一般的に各系統間で最大電力を記録する時間は異なる（不等時性）。連系線により供給予備

力を相互に活用できるため、必要予備力を削減できる。

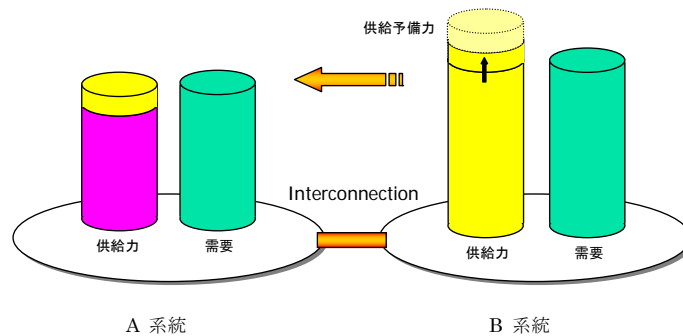


図 7.3-2 系統連系のある場合

一般的に、連系系統における供給信頼度基準を満たすために必要な電源供給予備力は、連系系統がない場合より少なくて済む。この予備力削減量を系統連系容量との関係で求めると、ある容量で予備力の削減効果は飽和する。これは、相互に利用可能な電源の余力に限りがあるためである。この飽和する連系容量と削減できるピーク電源の年経費の比較で、系統連系の最適化が検討できる。

### 7.3.2 解析ツール

ラオスにおける需給バランス解析は現状の系統制約ならびに将来の系統増強計画を反映した最大5系統を連系させた連系系統モデルで検討する必要がある。このため、連系系統における需給バランスのシミュレーションおよび供給信頼度基準を満たす必要予備力の検討には、連系系統を解析できるツールを採用する必要がある。

一般的に使用される需給運用シミュレーション・ツールとしてはWASP、Strategist、PDPATII、RTICS、ESPRIT などがある。本検討では、連系系統を10系統まで計算できるPDPATII、RETICS1を使用する。需給シミュレーションの結果は以下の項目が含まれる。

- 1時間毎の運用制約を考慮した発電コスト（燃料費）による経済的負荷配分
- 発電電力量と使用燃料量
- 年経費
- 連系系統を活用した経済融通量
- 発電限界費用毎の融通可能量

年間8,760時間分の経済運転をシミュレーションする。発電機の定期検査、最低負荷、DSS、WSSなどの運転制約、揚水発電の池運用もシミュレーションできる。その結果、各系統に

1 東京電力が開発し25年を超える使用と改良を加えてきた需給シミュレーションプログラム。カンボジア、ラオス、ミャンマー、タイ、ベトナム、マレーシア、インドネシア、スリランカ、フィリピン、バングラディッシュでの使用実績がある。

おける発電余力を1時間毎に把握できるため、融通可能電力量を発電限界コスト毎に把握することができる。

### 7.3.3 基本需給シミュレーションの検討条件

既存の政府承認を受けた最新電源開発計画のレビューを目的として実施する基本需給シミュレーションの検討条件を以下に示す。

#### (1) 電力系統

現状のラオス系統および系統増強計画を考慮し、ラオス国内を3系統、タイとの連系も考慮し、基本需給シミュレーション検討に使用する2016年の系統構成を設定した。

- ラオス（3系統）：北部+中部1系統、中部2系統、南部系統
- タイ（2系統）：北東部系統、中部+南部系統

#### (2) 電力需要

各系統の需要を表7.3-1に示す。ラオス系統の需要は、EDL開発計画における想定最大電力需要を2005年の需要実績値に基づき配分した。各系統に配分した最大電力と系統毎の年負荷率のEDL想定値により電力量を計算した。タイの需要はEGATによる想定値を使用した。

表 7.3-1 検討に使用した需要データ(2016年)

系統名	最大電力(MW)	電力量(GWh)	年負荷率(%)
ラオス北部+中部1	847	4,971	67%
ラオス中部2	168	986	67%
ラオス南部	110	578	60%
タイ北東部	3,468	17,547	57.8%
タイ中部+南部	28,974	201,792	79.5%

(出典：EDL,EGAT)

#### (3) 電源開発計画

EDLの開発計画およびエネルギー鉱業省(MEM)電力局(DOE)の資料に基づき調査団が作成した基本需給シミュレーションに使用する2025年までの想定可能な電源開発計画は表7.3-2のとおり。水力発電の開発が主体であり、火力発電は2013年にIPPプロジェクトによるHongsa火力発電所(100MW、褐炭)開発、2019年にViengphukha火力発電所(60MW、石炭)が計画されている。詳細需給シミュレーションには、基本需給シミュレーション結果を踏まえ、ラオス国の一次エネルギー、特に石炭の賦存量を勘案した電源のベストミックスを考慮した2030年までの開発計画を別途作成する。

表 7.3-2 基本需給シミュレーション用電源計画

All plants	Inst. Cap (MW)	COD	Fuel Type
North&Central 1	2,753		
Nam Dong	1	1961	Hydro
Nam Ngum1	155	1971	Hydro
Nam Ko	2	1996	Hydro
Nam Leuk	60	2000	Hydro
Nam Mang3	40	2005	Hydro
Nam Ngay	1	2006	Hydro
Nam Nhon	3	2009	Hydro
Nam Ham	4	2010	Hydro
Nam Lik 1/2	100	2010	Hydro
Nam Ngum 1 ext	40	2010	Hydro
Nam Sim	8	2010	Hydro
Nam Song	7	2010	Hydro
Nam Ngum5	120	2011	Hydro
Nam Tha1	168	2012	Hydro
Nam Lik1	60	2013	Hydro
Nam Long	5	2013	Hydro
Hongsa	100	2013	Lignite
Nam Bak2	68	2014	Hydro
Nam Mang1	60	2014	Hydro
Nam Nga	80	2014	Hydro
Nam Ngum3 (local)	115	2014	Hydro
Nam San3	48	2014	Hydro
Nam Xeuang 1	56	2014	Hydro
Nam Xeuang 2	134	2014	Hydro
Nam Beng	33	2015	Hydro
Nam feung 1	28	2015	Hydro
Nam feung 2	25	2015	Hydro
Nam feung 3	20	2015	Hydro
Nam Ngiep 1	50	2015	Hydro
Nam Ou	100	2015	Hydro
Nam Khan2	127	2016	Hydro
Nam Khan3	47	2016	Hydro
Nam Ma	120	2016	Hydro
Nam Theun1 (Local)	100	2016	Hydro
Nam Ngiep 2	245	2017	Hydro
Nam Ngum 4	230	2019	Hydro
Viengphukha	60	2019	Coal
Nam Boun	8	2021	Hydro
Nam Hao	10	2023	Hydro
Nam Cha (local)	116	2024	Hydro
Central 2	376		
Theun HinBoun (Local)	8	1998	Hydro
Nam Theun2	75	2009	Hydro
Thadsalen	3	2010	Hydro
Theun Hinboun (extension)	60	2012	Hydro
Nan Mo	60	2015	Hydro
Xepon 2	30	2015	Hydro
Xepon3 (Up stream)	70	2015	Hydro
Xeneua	40	2016	Hydro
Xepon 3 (Down stream)	30	2021	Hydro



表 7.3-2 基本需給シミュレーション用電源計画

All plants	Inst. Cap (MW)	COD	Fuel Type
Southern	1,207		
Xelabam	5	1961	Hydro
Xeset1	45	1991	Hydro
Houay Ho (local)	2	1999	Hydro
Xeset 2	76	2009	Hydro
Xekaman3	25	2010	Hydro
Xelabam ext.	8	2010	Hydro
Xekaman1	32	2012	Hydro
Xekatam	61	2013	Hydro
Dark Emeun	50	2014	Hydro
Houaylamphan	68	2014	Hydro
Nam Hinboun	60	2014	Hydro
Xelanong 2	50	2014	Hydro
Xeset3-4	30	2014	Hydro
Donsahong	60	2015	Hydro
Nam Kong/Xekong	100	2015	Hydro
Tha Kho	30	2015	Hydro
Nam Phak	45	2016	Hydro
Tadsamphamit	60	2016	Hydro
Xepian/Xenamnoy (Local)	80	2016	Hydro
Xekaman 2	41	2017	Hydro
Xekaman 4	47	2017	Hydro
Xekong 3(Up/Low)	150	2017	Hydro
Xebangnuan	40	2018	Hydro
Xedon 2,3	38	2018	Hydro
Houaychampi	4	2025	Hydro
<b>TOTAL</b>	<b>4,336</b>		

(出典：DOE,EDL)

**(4) 連系線**

連系システムの検討は、現状の電力開発計画に基づく2016年断面での連系システムを検討した。隣国との連系線容量は各国の開発計画に基づき、既設または計画中の国際連系送電線を考慮したものである。系統間連系線の送電容量を表7.3-3に示す。また、連系線の構成を図7.3-3に図示する。

表 7.3-3 連系送電容量(2016年)

系統名	連系送電容量 (MW)
ラオス北部+中部1 - ラオス中部2	90
ラオス中部2 - ラオス南部	180
ラオス北部+中部1 - タイ北東部	600
ラオス中部2 - タイ北東部	120
ラオス南部 - タイ北東部	120
タイ北東部 - タイ中部+南部	1,300

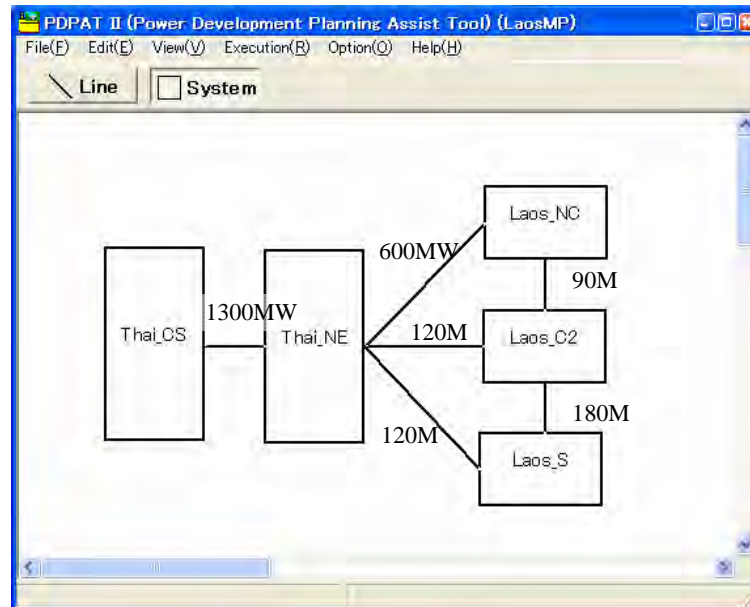


図 7.3-3 連系系統構成 (2016 年)

#### (5) 連系送電線のロス

連系送電線の送電ロスはいずれの系統解析結果ならびに EDL の既設 115 kV 運用経験に基づき、以下のとおり仮定した。

- 115 kV:  $4.2\% = (8\% \times 1/2 + 4\% \times 1/2) \times 0.7$   
 Rainy season: 8%  
 Dry season: 4%  
 Load factor: 70%
- 230 kV and 500 kV: 2 - 3%

### 7.3.4 検討ケース

基本需給シミュレーションでは、既存のラオス開発計画に基づき、2016 年断面での需給状況をレビューする。

### 7.3.5 需給シミュレーション解析結果

#### (1) 供給信頼度の状況

政府承認を受けた開発計画に基づく 2016 年の供給信頼度状況を図 7.3-4 と図 7.3-5 に示す。連系線がない場合には、計画の供給信頼度基準 (LOLE=24 hour) を満たすために、241 MW の供給予備力が必要であるが、連系線で繋ぐことで必要な供給予備力は 88MW に減少する。

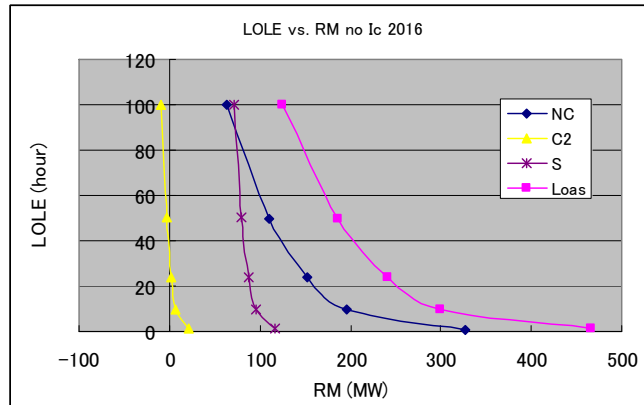


図 7.3-4 単独系統での LOLE と予備力の関係

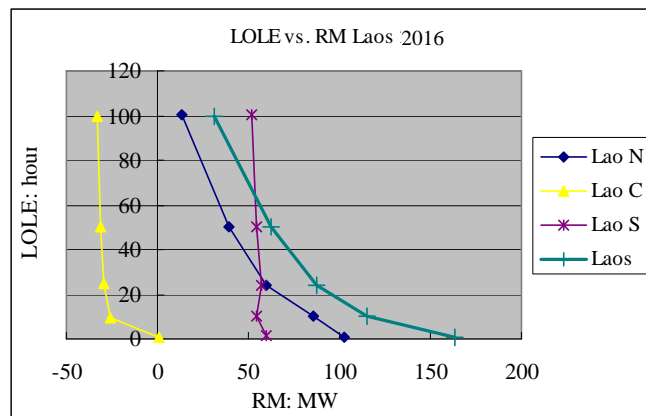


図 7.3-5 連系系統での LOLE と予備力の関係

## (2) 需給バランス

ラオス国の既存の開発計画に基づく、2016年での各系統の月毎の需給バランスを図 7.3-6～図 7.3-8 に示す。黒実線が各月の最大需要であり、赤実線が供給力を示す。電源開発が計画どおり進捗すれば、各系統とも最大電力時の供給力は確保できる。

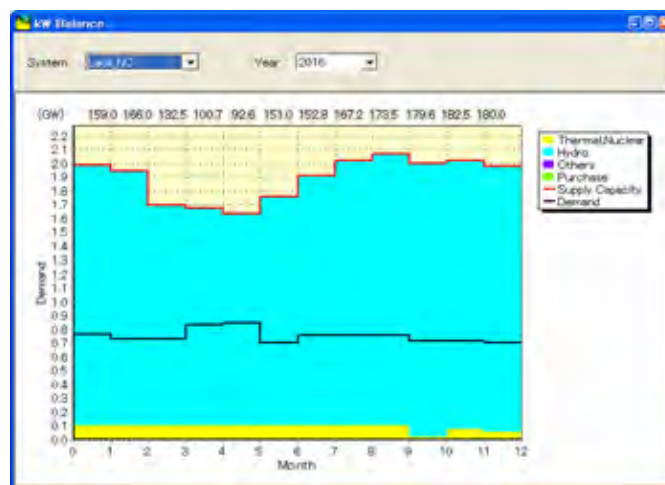


図 7.3-6 ラオス北部中部1系統の月別需給バランス(2016年)

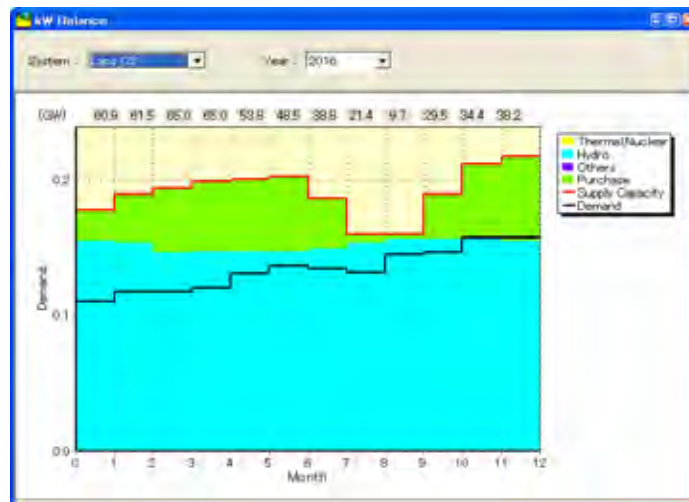


図 7.3-7 ラオス中部2系統の月別需給バランス(2016年)

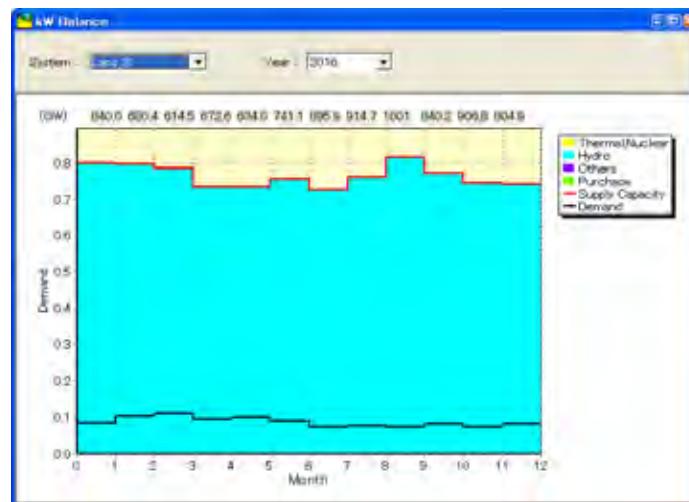


図 7.3-8 ラオス南部系統の月別需給バランス(2016年)

電力量バランスに関しては、北部中部1系統、南部系統で余剰が生じている。特に、雨期に顕著に余剰が生じる。一方、ラオス中央2系統は連系線からの電力を合せても乾季には供給力不足となる(図7.3-9～図7.3-11参照)。最大電力(MW)に対しては供給力が保てるが、発電電力量は月間の電力需要量(GWh)に満たない状況となっている。本検討にカンボジアへの電力輸出分は考慮していない。

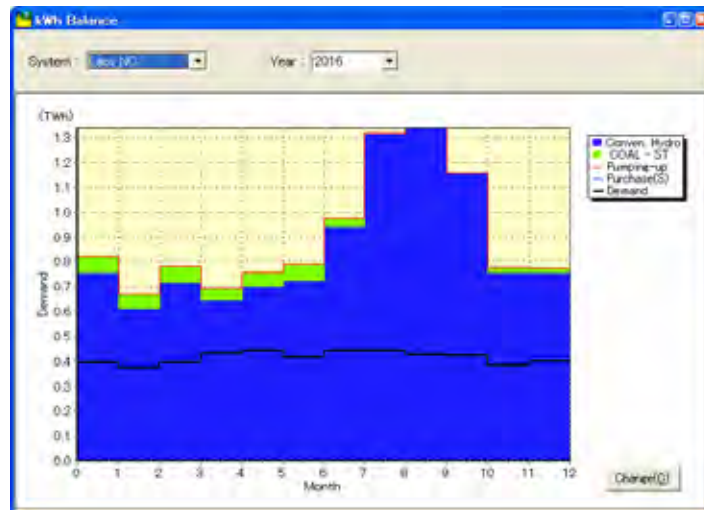


図 7.3-9 ラオス北部中部 1 系統の月別電力量バランス(2016 年)

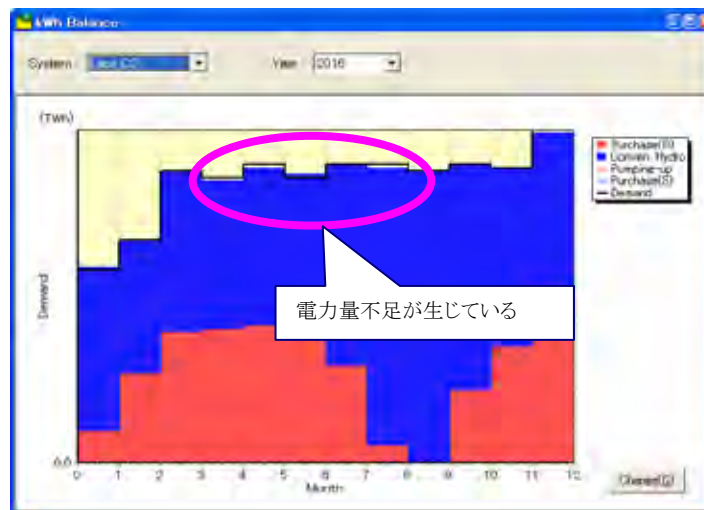


図 7.3-10 ラオス中部 2 系統の月別電力量バランス(2016 年)

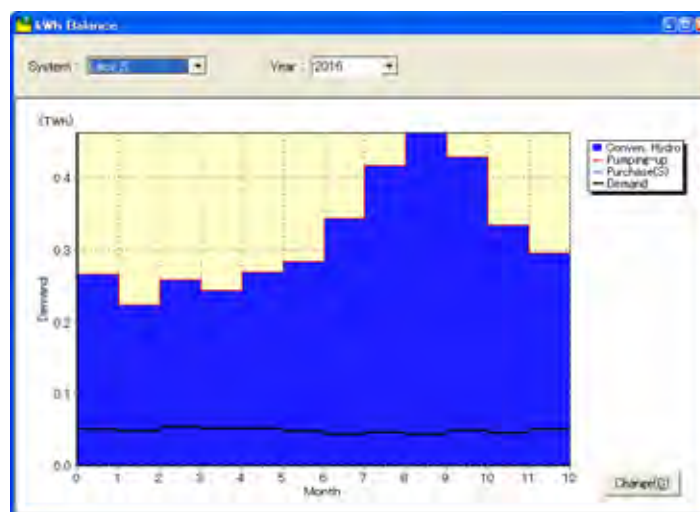


図 7.3-11 ラオス南部系統の月別電力量バランス(2016 年)

## 7.4 基本系統解析

### 7.4.1 概説

EDL の PDP 2007-16（以下、PDP 2007-16）の最終年度に当たる 2016 年断面の系統計画について、電力系統が適切に機能することを確認する上での基本検討項目である潮流・電圧、事故電流、安定度が系統計画基準を満足していることを系統解析により確認した。

系統解析の一般的な検討フローは、図 7.4-1 の通りである。上記基本検討項目は、図 7.4-2 に示すように、相互に影響しあい、相反する性質をもっていることがある。例えば、電線サイズを大きくする（または回線数を増加する）ことで、ある区間の送電線過負荷を解消できる一方、線路のインピーダンスが減少することにより事故電流が増大してしまう。このため、上記全ての基本検討項目について系統計画基準を同時に満足するまで、計画系統の見直しと基本検討項目の解析を行った。

また、送電損失コストも含めた解析により、最適な電線サイズを決定した。

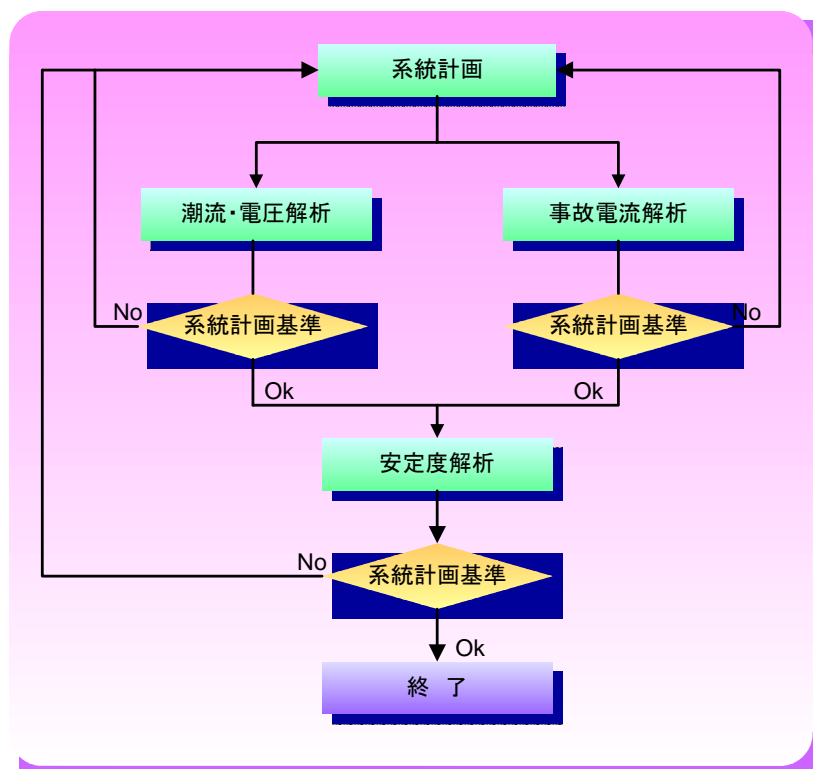


図 7.4-1 系統解析の検討フロー

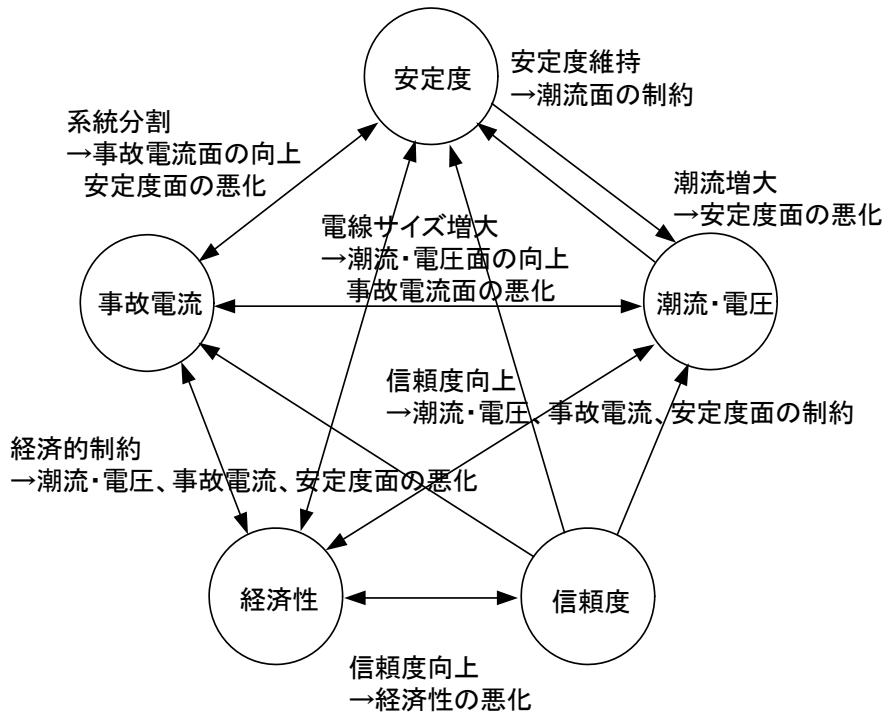


図 7.4-2 系統解析関連事項の相互関係

### 7.4.2 解析ツール

EDL も保有している系統解析ソフトウェアである PSS/E (Power System Simulator for Engineering) バージョン 31 により系統解析を行った。

PSS/E は、米国の Siemens Power Technologies International (Siemens PTI) 社によって開発された系統解析ソフトウェアである。PSS/E は現在 115 ヶ国を超える国々において電力会社、エンジニアリング会社、教育機関などで導入されており、国際的にも汎用的なソフトウェアである。解析機能は、潮流・電圧解析をはじめ、事故電流解析、安定度解析など、多岐にわたっており、解析精度および結果の信頼性も高いものである。

### 7.4.3 基本的な技術基準および検討条件

基本的に、EDL の電力系統はラオス国内電力需要に対する電力供給支障を生じることなく、系統電圧と事故電流を適正なレベルに維持するように計画することとされている。EDL における電力系統計画上の技術的基準を以下に述べる。

#### (1) 潮流

設備健全運用時の送変電設備の潮流は、その定格容量以下でなければならない。

- 回線数が 2 回線以上の区間における 1 回線事故時において、残回線の潮流は定格容量以内でなければならない。

- 1回線事故時において、発電機の解列・脱落が顕著でない場合、1回線送電線に接続された発電機群からの送電が許容される。
- 115/22 kV 変圧器の単一設備事故時において、残りの健全な変圧器群における潮流は定格容量の110%以内でなければならない。
- 230/115 kV 変圧器の単一設備事故時において、残りの健全な変圧器群における潮流は、発電機群の規定発電出力の低減によりタイへの輸出電力を低減した後に、定格容量以内でなければならない。

## (2) 系統電圧

- 設備健全運用時においては、送電系統の母線電圧は公称電圧の95～105%の範囲内で行なければならない。また、単一設備事故時においては、公称電圧の92～108%の範囲内で行なければならない。
- 発電機の力率は、90%（進相）～85%（遅相）の範囲内で行なければならない。

## (3) 事故電流

- 事故電流は、表 7.4-1 の値以下とした。

表 7.4-1 許容事故電流最大値

電圧階級	許容事故電流最大値
230 kV	40～50 kA
115 kV	25～31.5 kA
22 kV	25～31.5 kA

## (4) 安定度

- “1回線3相短絡、主保護遮断、再閉路なし”の事故条件において、主要な電源の発電力制限や供給支障を生ずることなく、電力系統安定度が維持されなければならない。
- 主保護リレーによる事故遮断時間は表 7.4-2 の通りとした。

表 7.4-2 主保護遮断時間

電圧階級	遮断時間
230 kV	100 ms
115 kV	140 ms

## (5) 系統電圧

国内供給用送電系統においては、系統電圧として 230 kV および 115 kV を適用した。以下の条件に対しては、230 kV の適用を考慮した。

- 送電損失を含め、230 kV を適用した方が経済的と考えられる場合



- 115 kV では同一区間に多回線が必要となり、環境・社会的問題が生ずる可能性があると考えられる場合
- 115 kV の適用のみでは事故電流を許容値以内に維持できない場合
- 115 kV の適用のみでは、系統安定度を維持できない場合

**(6) 送電線**

使用送電線の定格送電容量は、表 7.4-3 に示す通りである。

**表 7.4-3 EDL で使用される標準的な電線の送電容量**

		MW	A	MVA
115 kV	477 MCM ACSR	100	600	120
	795 MCM ACSR	140	818	163
	2 x 795 MCM ACSR	280	1636	326
230 kV	1272 MCM ACSR	365	1,078	429
	2 x 1272 MCM ACSR	730	2,156	859
	4 x 1272 MCM ACSR	1,460	4,312	1,718
500 kV	4 x 795 MCM ACSR	2,300	3,272	2,834
	4 x 1272 MCM ACSR	3,200	4,312	3,734

477 MCM ACSR : 240 mm<sup>2</sup> (Hawk)と同等、795 MCM ACSR : 410 mm<sup>2</sup> (Drake)と同等

また、線路定数としては、既設および EDL から提供されたデータ（2008 年～2016 年断面まで）についてはその値を、提供されたデータ以外の回線数の増加や新規計画送電線の追加分については、表 7.4-4 のデータを用いて系統解析を行った。

**表 7.4-4 線路定数**

Type	正相インピーダンス (pu/km)		
	R	X	B
115 kV 477 MCM ACSR	0.00091	0.003	0.00038
115 kV 795 MCM ACSR	0.00055	0.00287	0.0004
230 kV 1272 MCM ACSR	0.0001	0.00072	0.0016

**(7) 変電所**

既設変圧器および EDL から提供された変圧器データ（2008 年～2016 年断面まで）についてはその値を、提供されたデータ以外の新規計画変圧器については、以下の条件を仮定した。

- 230 kV 母線構成としては、1 + 1/2 方式を基本とする。供給信頼度等を特に考慮する必要がある場合は、二重主母線方式の採用も考慮する。
- 115/22 kV 変圧器
- 1 変電所当たり最大 30 MVA、3 バンクまでとする。
- 最大負荷は 60 MVA を目標とする。

- 230/115 kV 変圧器
- 1次側・2次側の容量は、予想潮流により決定する。
- 3次側は22 kV、 $\Delta$ 結線を適用し3次側容量は1次側・2次側容量の30%を基本とする。
- 負荷時タップ切替え装置を適用する。
- 基準インピーダンス

電源変圧器のインピーダンスは表 7.4-5 に示す通りとする。

表 7.4-5 基準インピーダンス

電 圧	1次側と2次側間のインピーダンス
230/115 kV	12.5%
115/22 kV	8.5%

#### 7.4.4 電力潮流・電圧解析

PDP 2007-16 の最終年度である 2016 年時点の乾季・雨季における設備健全時の潮流・電圧解析を実施した。解析実施上の前提および仮定条件は次の通り。

- 検討対象系統について、ラオスーベトナム間は 35 kV 配電線でのみ連系されており、115 kV での連系はない。ラオスーカンボジア間は、ラオス側の Ban Hat 変電所から Stung Treng 変電所（潮流図上では EDC と表記）までの 115 kV 送電線による供給が計画されているため、解析モデルに反映した。（2016 年以降の系統についても同じ）
- ラオスー中国雲南省間は、中国連系線によって 2012 年までは Luangprabang 以北の負荷が中国からの供給となる。それ以降の年度の状況は不明であるが、厳し目の評価をするため、ラオス最北部までをラオス系統としてモデル化した。（2016 年以降の系統についても同じ）
- 各変電所における負荷は、乾季・雨季共にピーク負荷の場合を仮定した。
- 乾季における発電機出力は、Annex D: Estimated Generation in Dry Season / Year, ADB “Preparing the Greater Mekong Sub region Northern Power Transmission Project”, October 2008 の乾季出力を用いた。データ不明のものについては、各発電機ユニット設備容量の 70%とした。
- 雨季については、系統安定度を維持するために、設備健全時の南部エリアの発電機出力を 80%に制限した。
- 雨季においては、設備健全時のタイ EGAT 系統側 Sirindhom～Ubon 間の 115 kV 送電線（2 回線）が過負荷となっている。しかしながら、タイ側の系統は EDL の系統計画範囲外であるため、ラオス側の系統状態によらず、常時健全な状態であるという前提が計算

上必要となる。このため、同区間の回線数を2回線増加し、4回線化した。

- Hongsalignite の 500/115 kV 変圧器は、雨季にラオスからタイ側への電力輸出量を 119 MW 増大させてしまうことにより、変圧器が過負荷となってしまうため、通常運用状態においては、同変圧器を開放することとした。

### (1) 乾季(PF-D1)

設備健全時の潮流・電圧解析結果は図 7.4-3 の通りであり、過負荷や電圧異常は生じない。また、2016 年における単一設備事故時の潮流・電圧解析結果は、表 7.4-6 の通りである。Xiang Nguen および Boun Neua 変電所で電圧上昇、Thongkhoun および Phubia 変電所で電圧低下が生じる。これらについては、既設の電力用コンデンサのスイッチング、あるいは新規の電力用コンデンサ導入により解消できる。

表 7.4-6 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果(乾季)

事故箇所				解析結果			
起点		終点		番線	問題点	問題発生箇所	
発電所名	KV	発電所名	KV				
Xiang Nguen	115	Luangprabang 1	115	1	電圧上昇	Xiang Nguen	115kV
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Thongkhoun	115kV
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Phubia	115kV
Boun Neua	115	Boun Neua	22	1	電圧上昇	Boun Neua	115kV

### (2) 雨季(PF-W1-80)

設備健全時の潮流・電圧解析結果は図 7.4-4 の通りであり、過負荷や電圧異常は生じない。また、2016 年における単一設備事故時の潮流・電圧解析結果は表 7.4-7 の通りである。Saravan 変電所～Sekong 変電所の 115 kV 送電線 1 回線事故時に、各区間の残回線に過負荷が生じるが、これは解析上、南部の発電機が設備容量の 80% で全機、南部以外の発電機が全機設備容量の 100% で運転されている条件としているためであり、実際の運用においては定期点検等により停止する発電機も想定されることから全発電量はこれよりも小さいため、過負荷は解消されると考えられる。Boun Neua 変電所の 115/22 kV 変圧器事故時に Xiang Nguen、Luangprabang1 間に過負荷が生じるため、北部系統の運用方法について検討が必要である。また、Xiang Nguen 変電所、Thongkhoun 変電所、Phubia 変電所、Boun Neua 変電所の異常電圧については、既設の電力用コンデンサのスイッチング、あるいは新規の電力用コンデンサ導入により解消できる。

表 7.4-7 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果(雨季)

事故箇所				解析結果			
起点		終点		番線	問題点	問題発生箇所	
発電所名	KV	発電所名	KV				
Saravan	115	Sekong	115	1	過負荷	From Saravan 115kV To Sekong 115kV cct 2	
Saravan	115	Sekong	115	2	過負荷	From Saravan 115kV To Sekong 115kV cct 1	
Boun Neua	115	Boun Neua	22	1	過負荷	From Xiang Nguen 115kV To Luangprabang 1 115kV cct 1	
Xiang Nguen	115	Luangprabang 1	115	1	電圧上昇	Xiang Nguen 115kV	
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Thongkhoun 115kV	
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Phubia 115kV	
Boun Neua	115	Boun Neua	22	1	電圧上昇	Boun Neua 115kV	

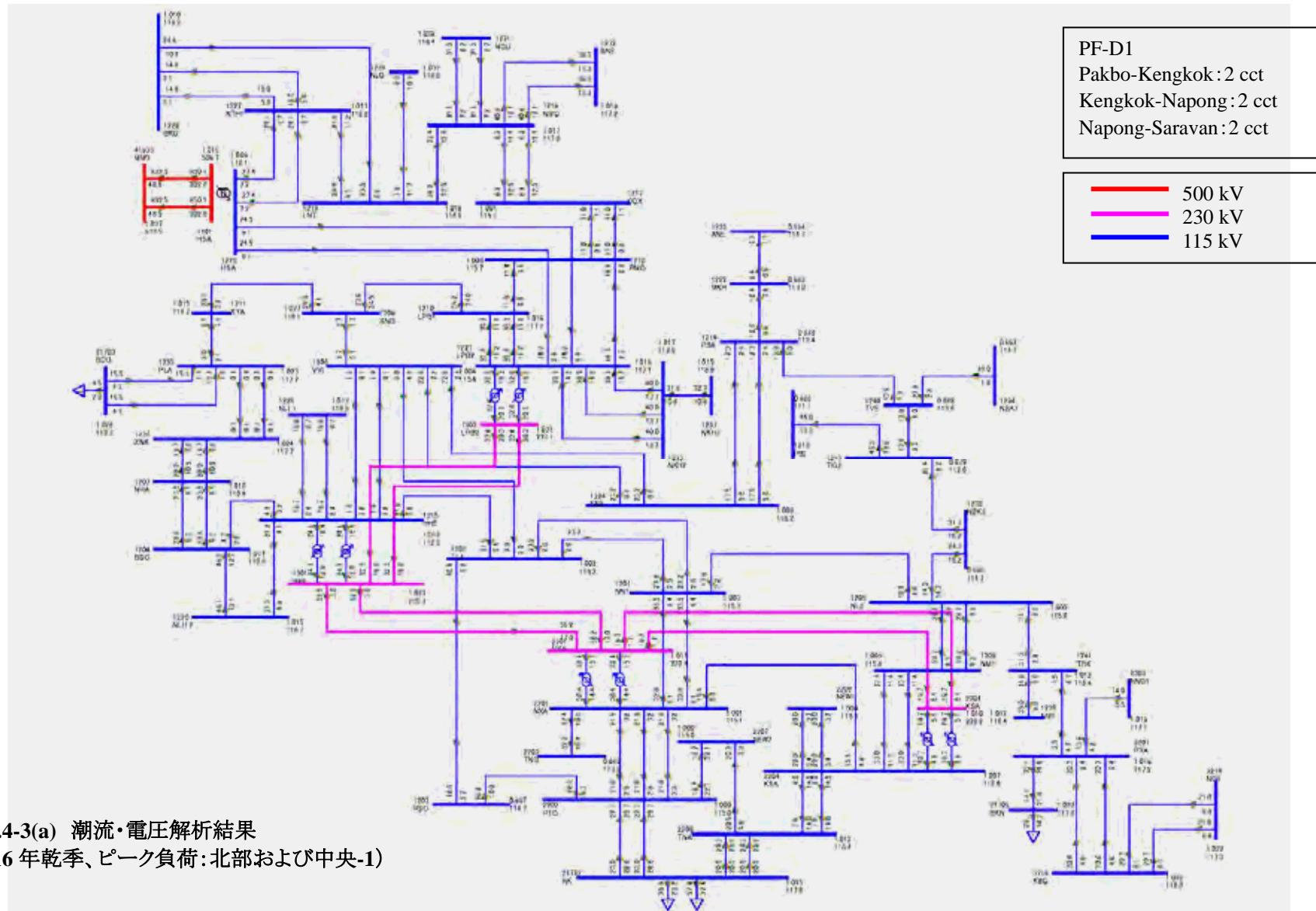


図 7.4-3(a) 潮流・電圧解析結果  
 (2016年乾季、ピーク負荷: 北部および中央-1)

PF-D1  
 Pakbo-Kengkok : 2 cct  
 Kengkok-Napong : 2 cct  
 Napong-Saravan : 2 cct

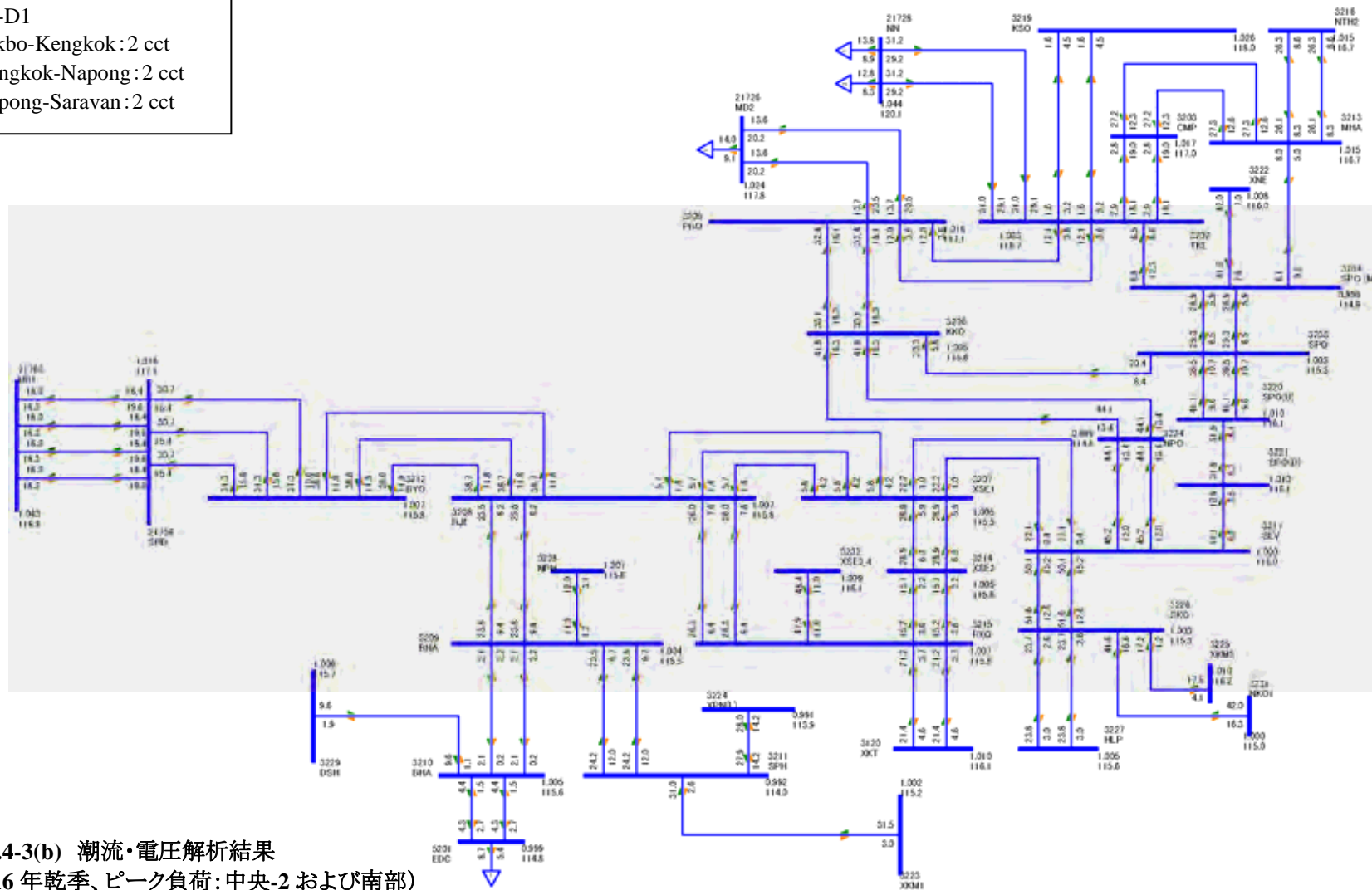


図 7.4-3(b) 潮流・電圧解析結果  
 (2016 年乾季、ピーク負荷: 中央-2 および南部)

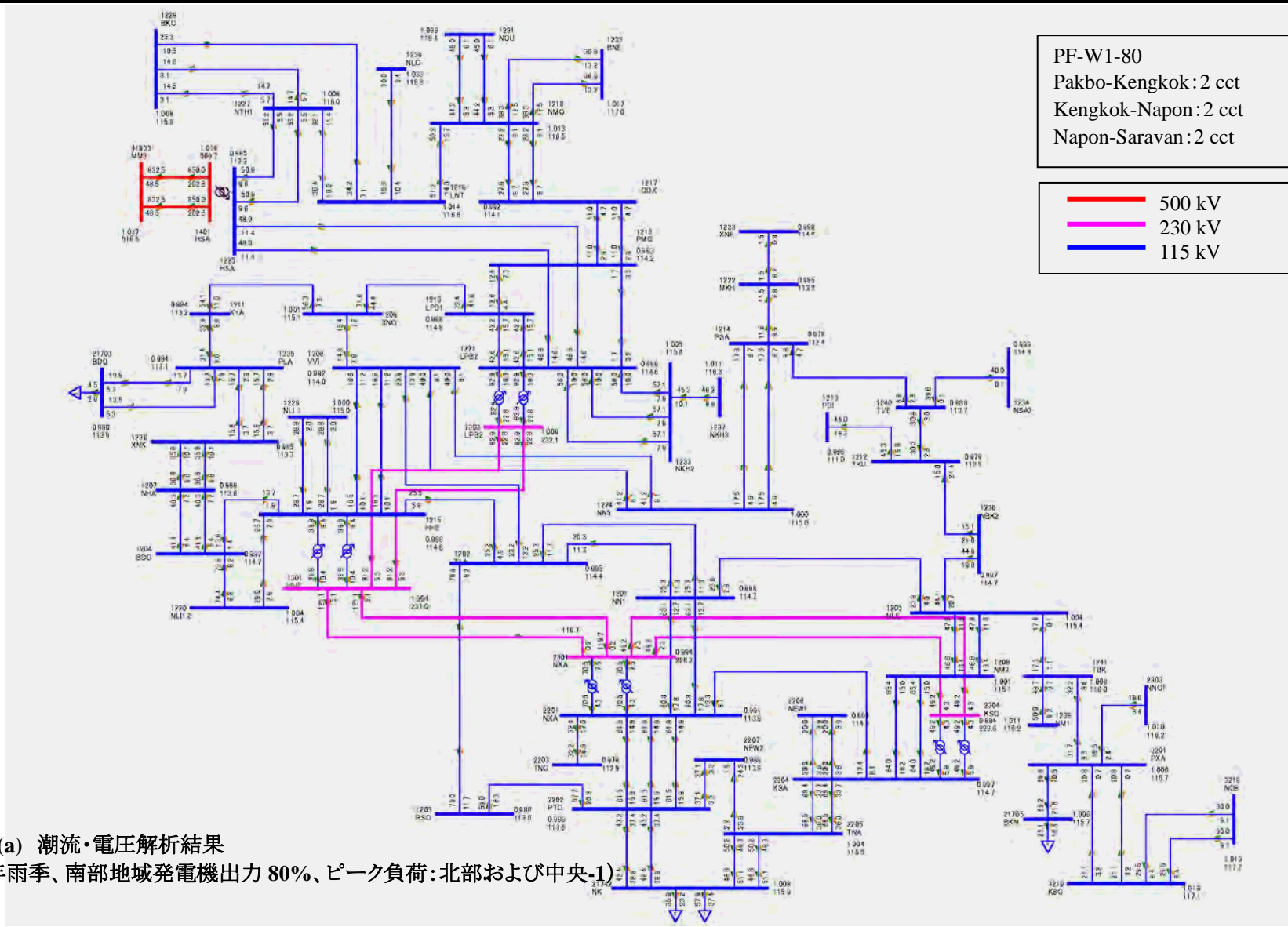


図 7.4-4(a) 潮流・電圧解析結果  
 (2016年雨季、南部地域発電機出力80%、ピーク負荷:北部および中央-1)

PF-W1-80  
 Pakbo-Kengkok:2 cct  
 Kengkok-Napon:2 cct  
 Napon-Saravan:2 cct

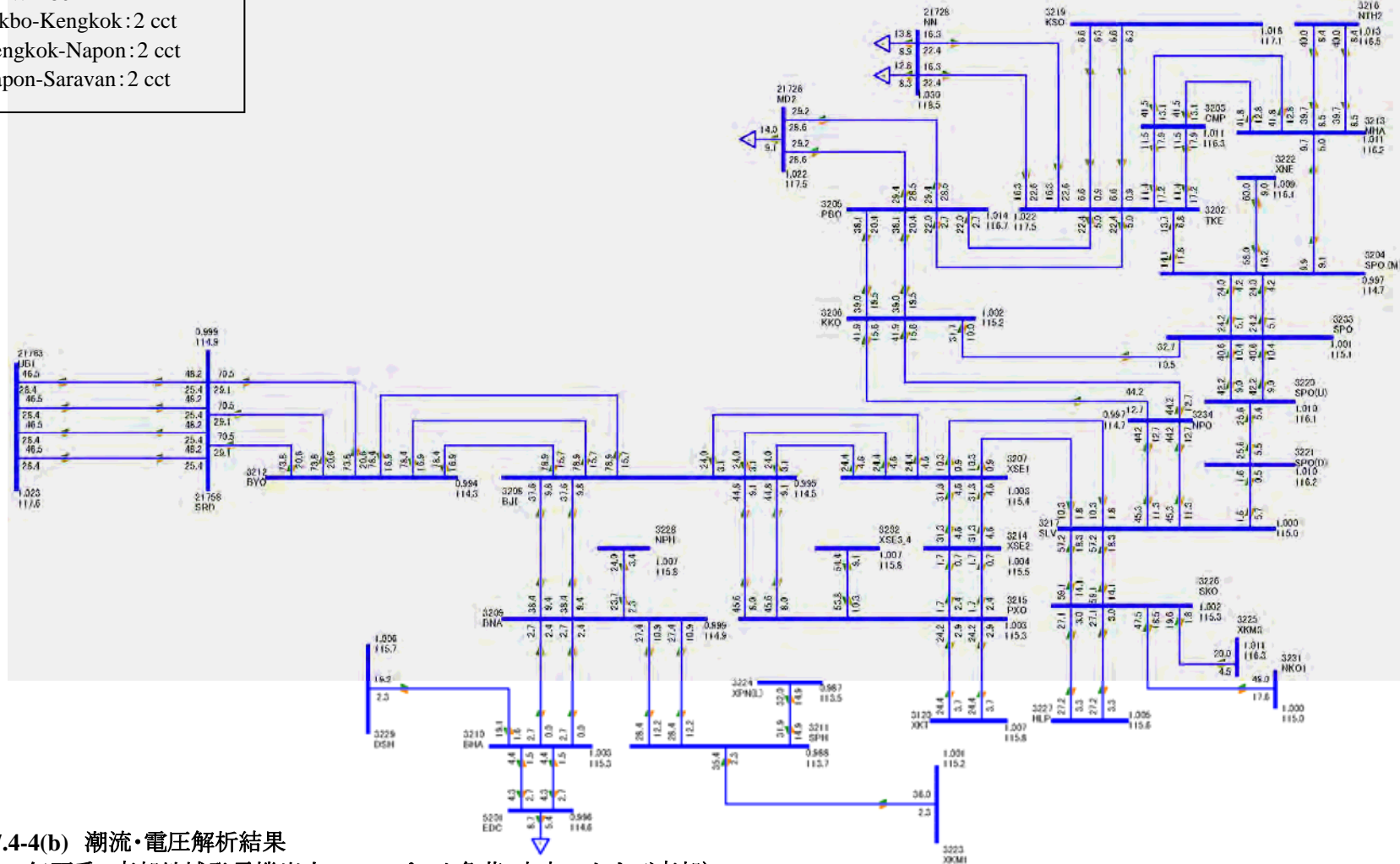


図 7.4-4(b) 潮流・電圧解析結果  
 (2016年雨季、南部地域発電機出力80%、ピーク負荷:中央-2 および南部)

## 7.5 長期電力系統計画における環境社会配慮

長期電力系統計画における環境社会配慮を考察するにあたり、対象地域がラオス国全体に渡ることから、まず、最初に当該国における環境および社会状況の概要を述べ、次に当該国送電線事業による予見し得る環境および社会への負の影響、並びにそれら影響の軽減するための環境社会配慮事項について検討する。

### 7.5.1 自然環境

ラオス国は、ベトナム、カンボジア、タイ、ミャンマーおよび中国に囲まれた内陸国で、その総面積は 236,800 km<sup>2</sup> である。国は、16 の県および首都 Vientiane に区分されている。耕作適地は、メコン河およびその支流の沿岸に広がり、国土の約 3.4% が耕作されている。この耕作地の約 78% で米作が行われている。当該国の主な森林は、フタバガキ科樹木、常緑樹、針葉樹等で構成され、2002 年の森林率は 41.5% であった。森林消失および森林劣化は、深刻な環境問題となっている。森林資源および生態系の保護のため、現在までに 20 の保全区、および 2 カ所の保全地区間に接する地区(Corridor)を国生物多様性保全区(National Biodiversity Conservation Area : NBCA)とし、また、この地区以外にも、県(Provincial Protected Area : PPA)および郡(District Protected Area : DPA)単位で保護林(Protection forest:)、保全区が設けられ、その総面積は国土の約 22.55% にもものぼる。表 7.5-1 は、国、県および郡別の保全区、保護林の数と面積を示したものである。また、図 7.5-1 は、NBCA および保護林を示したものである。さらに、付録 7.5 は県別の NBCA および保護林を示したものである。

表 7.5-1 ラオス国における国、県および郡別保全および保護区数と面積

Level	Number	Total Area (ha)	Shares in Total Land Area (%)
National	20 NPAs	3,310,200	13.98
	2 Corridors	77,170	0.33
Provincial	57 Conservation Areas	931,969	3.94
	23 Protection Forest	461,410	1.95
District	144 Conservation Areas	503,733	2.1
	52 Protection Forests	55,713	0.23
Total		5,340,195	22.55

(出典:Lao PDR Environmental Monitor 2007. World Bank)



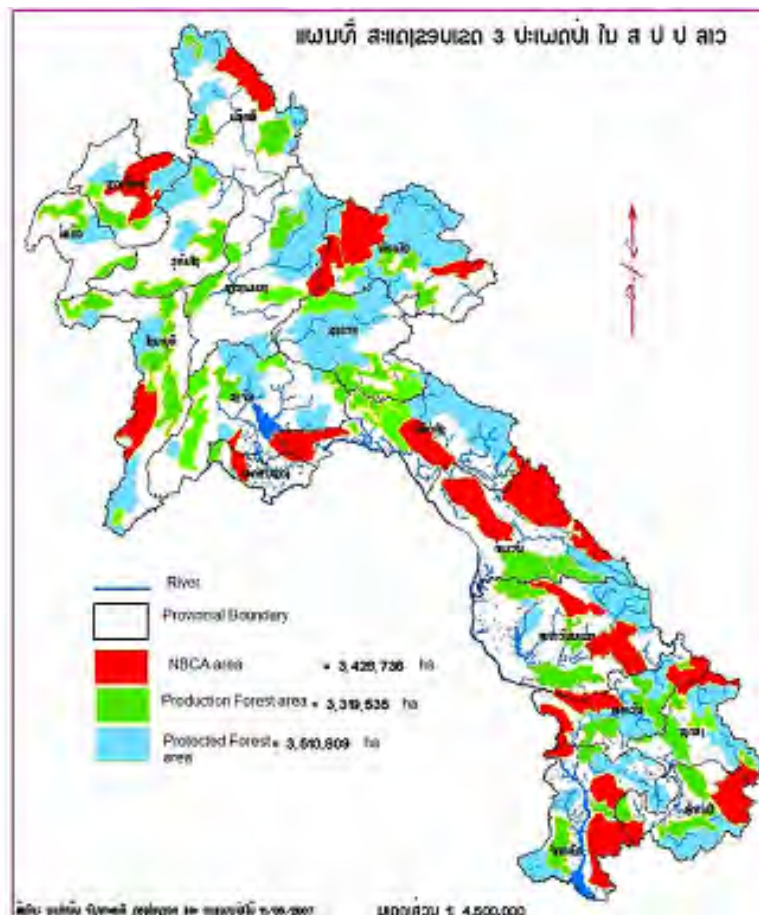


図 7.5-1 ラオス国における国保全区(NBCA)および国保護林

(Source: Department of Forestry, Ministry of Agriculture and Forestry)

2007年に改正された森林法においては、ラオス国内の森林を保護林(Protection Forest)、保全林(Conservation Forest)および生産林(Production Forest)に分類し、NBCA内の森林は保全林と位置づけている。この法では、保護林および保全林内での森林伐採、鉱物資源の採掘、土地の転用等は原則として禁止しているが、例外措置として、政府規定の手続きを踏めば、土地転用および用地取得は可能である旨定めている。

ラオスは、生物多様性が豊かな国であり、現在までに、8,100もの植物相および動物相が確認されている。そのうちの1,300種は、メコン河およびその流域を生息地としている。これらの種の保護および管理を規定した野生生物および水棲生物法(Law on Wildlife and Aquatic Animals、1997年制定、2004年改正)において、絶滅危惧種を危険度によって3つのカテゴリーに分類し、その保護を義務づけている。表7.5-2は、絶滅危惧種の数に係るカテゴリー別リストである。リストに分類された絶滅危惧種は、農林省(Ministry of Agriculture and Forestry)と国際自然保護連合(International Union for Conservation of Nature : IUCN)により毎年見直されている。

表 7.5-2 カテゴリー別絶滅危惧種数

	Number of Species					
	Mammals	Birds	Reptiles	Amphibians	Insects	Fishes
Category 1 Prohibition Category	44	36	9	1		
Category 2 Management and Control Category	15	22	13		7	9
Category 3 General Category	6		8	3	5	18

(出典：IUCN RED List 2008)

### 7.5.2 社会環境

ラオス国の2007年度の人口は、580万人であった。1 km<sup>2</sup>あたりの人口密度は24人と、東南アジアでは抜きん出て低い。<sup>2</sup> 図 7.5-2 は当該国の人口密度分布図である。都市人口は、国全体の約20%である。人口の多くは農業に従事しており、国の経済は、森林資源、鉱物資源および隣国への売電によって成り立っている。

公共衛生においては、まだ、基本となるインフラの整備は遅れている。都市における上水道普及率は35%であり、下水処理および家庭からの廃棄物や危険物の処理も十分行われていない。さらに、騒音、大気、臭気における排出基準も未整備である。

ラオス国は、第一次インドシナ戦争(1946-1954)および第2次インドシナ戦争(1960-1975)に因る不発弾が今も国土全土に残っている。図 7.5-3 は、ラオス国における不発弾汚染地域の地図である。

国内16県において不発弾が未処理のままになっており、2007年には、少なくともこれら不発弾により100人が負傷、うち31名が死亡したと報告されている。また、2007年の不発弾処理面積は、43 km<sup>2</sup>であった。<sup>3</sup>

ラオス国は多民族国家であり、公式には49民族とされ、<sup>4</sup>その下には200以上のサブグループがある。民族は大まかに4つのグループ、Lao-Thai系、Mon-Khmer系、Hmong-Mien系およびSino-Tibetan系に分類されており、それぞれ異なる母国語を持つ。Lao-Thai系は全人口の約60%を占め、ラオス国における多数民族であり、それらの民族の母国語であるラオ語が国の公式言語とされており、それ以外の民族は、少数民族とされる。図 7.5-4 は、ラオス国における少数民族の分布図である。

一般的に、Lao-Thai系は、低地に定住している事が多く、また、それ以外の民族は、山間部で生活している事が多い。一部の民族は、焼き畑等による移動形の農業を営んでいるため、

<sup>2</sup> 2007年度統計書 (Statistical Year Book 2007, Department of Statistics, Ministry of Planning and Investment)

<sup>3</sup> Landmine Monitor Report 2008, Mines Action Canada

<sup>4</sup> 今国会で公式見解を47民族とする法案を審議中であった。(2008年11月現在)

その土地利用については定住形の農業と違い政府もまだ完全に把握していない。山間部においての道路等インフラは未整備であり、こうしたアクセスの悪さに因り、山間部地域の教育、医療サービスの質は、平野地域のそれより悪く、結果的に少数民族の生活水準の向上の妨げとなっている。また、都市部からはなれた山間部に住む少数民族の村では、公用言語であるラオ語があまり通じない所もある。



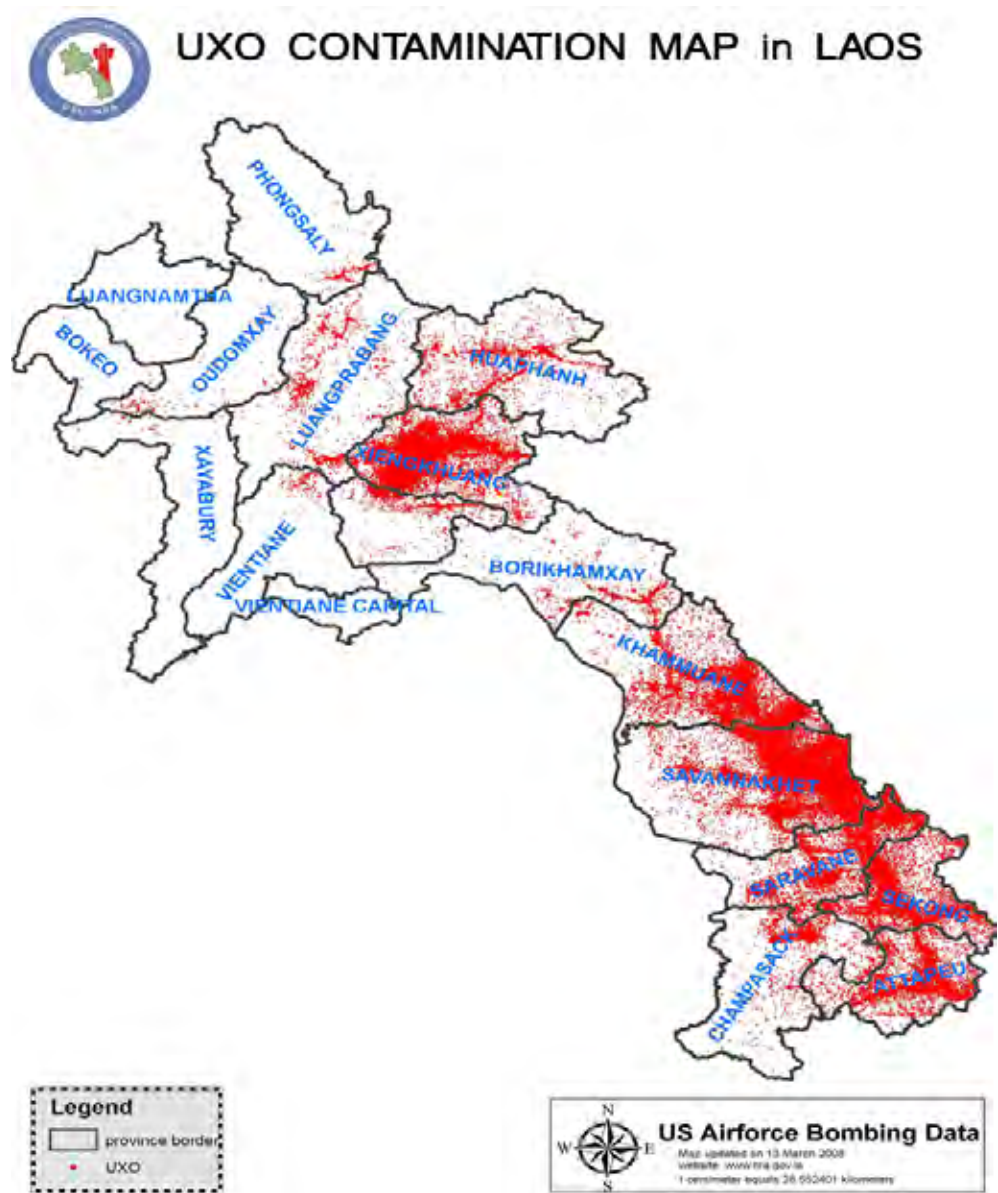


図 7.5-3 不発弾(UXO)汚染地域図

(出典: The National Regulatory Authority for the UXO/Mine Action Sector(NRA))

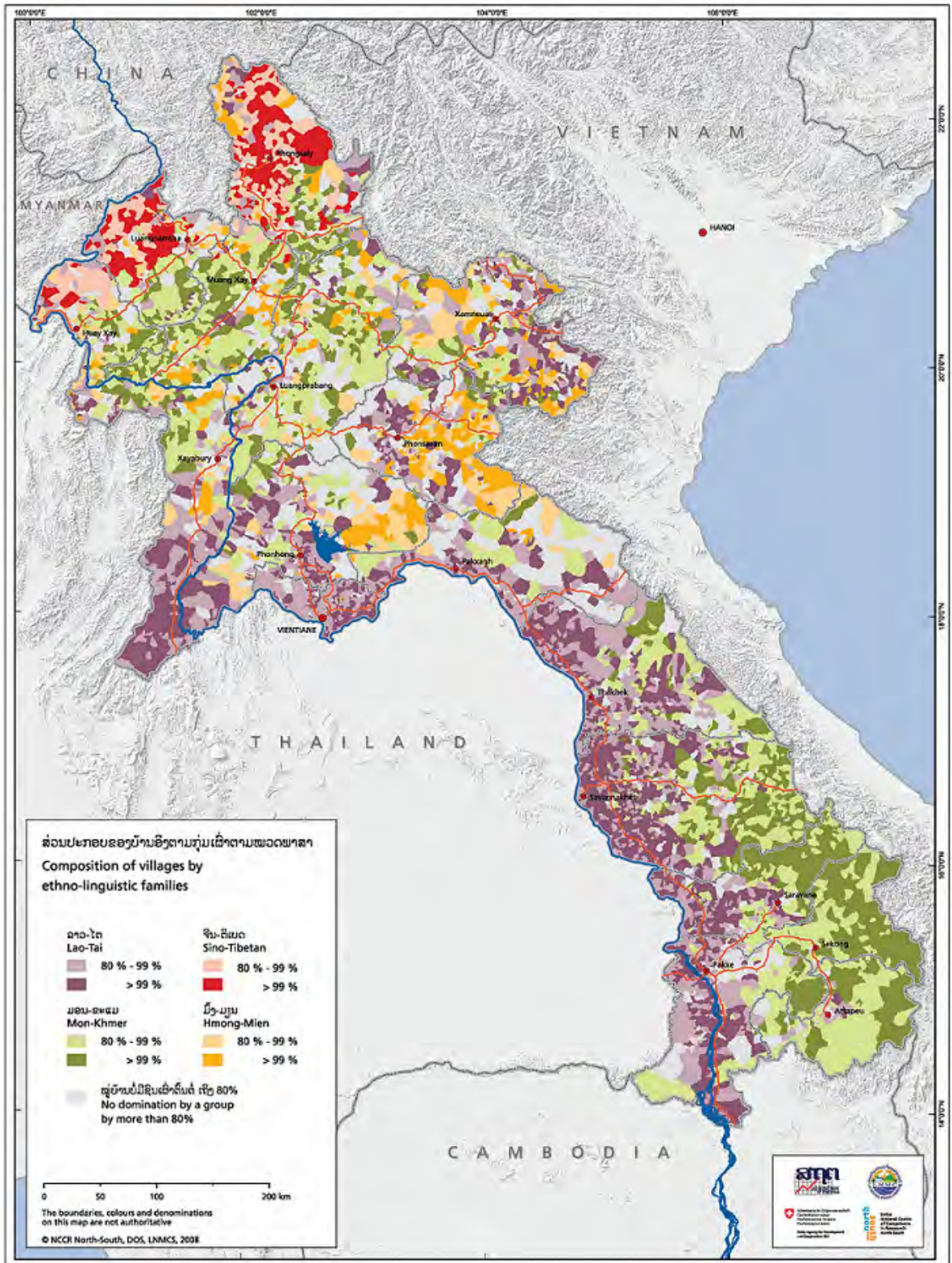


图 7.5-4 ラオス国における少数民族の分布図

(出典: “Socio-Economic Atlas of the Lao PDR” Swiss National Center of Competence North-South, Department of Statistics, Ministry of Planning and Investment)

### 7.5.3 送電線事業に係る環境社会配慮項目

送電線事業において環境および社会への負の影響を検討するためには、送電線ルート域の環境および社会状況を把握する事が肝要である。特に、事業計画時でのルート選定において、3.8.4 節の環境スクリーニングで想定した影響項目等の予見し得る影響に最大限に考慮し、事業設計時にはそれらの項目について IEE 等の環境影響評価を実施し、負の影響を最小限にするための軽減策を講じる事が必要である。また、事業併用時においては、予見し得る負の影響をモニタリングによって把握し、必要に応じて対応策を講じなければならない。

ラオス国の送電線事業においては、7.5.1 節～7.5.2 節で述べた当該国の環境社会状況を踏まえ、特に、住民移転を回避するための住宅地での送電線ルートの迂回、生態系等自然環境への影響を軽減するための保護地区での送電線ルートの迂回、UXO の把握とその除去についての配慮、および少数民族への配慮(公用言語であるラオ語を母国語としない民族への配慮、移動形農業を営んでいる民族の土地利用の把握等)が重要であると考えられる。これまでも過去に実施した事業において、これらの項目については、事業計画時におけるルート選定の段階から考慮されており、特に IEE 実施時にはこれらの事項に関する住民への聞き取等により、影響を軽減するための情報収集および対策は講じられてきている。

以下は、第2次現地調査時に実施した南部と北部においての現地踏査で得た情報、United Nations Operational Satellite Applications Programme (UNOSAT)による人口密度分布図(図 7.5-2)、農林省によるラオス国全土保護区分布図(図 7.5-1)、同じく農林省による県別保護区分布図(図 7.5-2～図 7.5-18)、NRA Lao による UXO 汚染分布図(図 7.5-3)および Swiss National Center of Competence North-South と Department of Statistics, Ministry of Planning and Investment による少数民族分布図(図 7.5-4)を踏まえ、長期電力系統計画において住民移転、保護地区、UXO および少数民族について、配慮すべき点について述べたものである。

#### 住民移転

人口密度は北部では低く、首都ビエンチャン市と Savannakhet 県の西部から中部にかけてと、Bolikhamsay 県から Champasack 県の国道 13 号線沿いが特に高い。過去において、送電線事業による大規模な住民移転はないが、これは当該国の人口密度が低く、ルート選定時に住宅地を迂回することが可能であったためと考えられる。しかしながら、当該国の人口は増加しており、また道路網の整備とともにアクセスの良さを求めて道路沿いへの住居移転が増え、特に南部における幹線道路である国道 13 号線沿いの人口密度は年々高くなっている。また、首都ビエンチャンおよび南部の Khammouan 県、Savannakhet 県、Champasack 県の県庁所在地を中心に都市化が進んでいるため、人口密度も高くなっている。一般的に送電線は道路近くにルートを取る。よって、今後人口増加と都市化の加速により、送電線ルートの用地取得は難しくなる事が予想され、これまで以上の配慮が必要となると考えられる。

#### 保全区および保護林

国立保全区(NBCA)は、Bokeo 県と Oudomxay 県を除きすべての県に点在する。特に、北部 Luang Namtha 県、中部 Khammouan 県および南部 Champasack 県においては、NBCA の占める割合が県全体の 30%近くを占める。また、すべての県に水源地、土壌浸食の危険の高い

場所および国境付近を保護する目的の保護林が指定されている。これら保全地区および保護林は、国、県、郡単位で地域が設けてあり、現時点では現場を管轄する森林局での詳細な情報把握が必要である。過去の送電線事業では、できるだけこれらの地域を迂回するルートを選定してきている。改正中の環境影響評価法においては、特に NBCA 内での事業について EIA を義務づける旨を明記しており<sup>5</sup>、ルート選定時における保全区および保護林域への考慮は、今後ますます必要となると考えられる。

また、事業併用時の NBCA 等希少生物生息地付近の送電線ルート域については、これまで、環境管理計画(EMP)において、事業者に定期的なモニタリングの責任を課していたが、このモニタリングは、計画通りの実施には至っていないのが実情との事であった<sup>6</sup>。これは、WREA 側も認識しており、影響を軽減するための施策および実施状況のモニタリングについては、環境影響評価改正法案において、事業者のモニタリングを WREA が監督する義務について明記し、モニタリングの適切な実施の必要性を強調した内容に改正されている<sup>7</sup>。よって、保護地域付近の併用時のモニタリングについては、これまで以上に実践的な計画をたてる必要があると考えられる。

### **UXO**

UXO 汚染地域は中部 Kahmmouane 県から Attapeu 県にかけてのベトナム国境よりに集中している。Xiang Khuang 県は、第2次インドシナ戦争時、ラオス側の指令本部があったため、県全体に UXO が残留している。UXO の位置の把握および除去は現在も進行中であり、時間とともにその汚染地域も減少するが、その数が莫大なため完全な除去には時間を要すると考えられる。よって、今後も、予定事業域での UXO の有無の調査とその除去は、建設時以前に実施する事が必要である。

### **少数民族**

少数民族については、北部および中部の Xiang Khuang 県、Luang Prabang 県、およびビエンチャン県北部までは、Sino-Tibetan 系、Mon-Khmer 系および Hmong-Mien 系語族の割合が、公用語であるラオ語を話す Lao-Thai 系よりも多い。中部 Khammouan 県の東側から Savannakhet 県の中中部から東部においては、Mon-Khmer 系語族が多い。南部においては、Saravan 県の中中部から東部にかけて、Sekong 県と Attapeu 県のほとんどの地域は、Mon-Khmer 系語族で構成されている。今後、公用語の浸透と共に、公用語を母国語としない少数民族についての配慮の必要は低下すると考えられる。また、少数民族の土地利用の形態についても、農林省がその把握作業中であり、より詳細な情報が事業管轄当局において可能になると考えられる。しかしながら、当該国において公用語以外を話す少数民族は約 40%であることに鑑み、今後も事業設計段階において、IEE 等の実施により、事業予定地域の少数民族の分布および実情についての把握は必要であると考えられる。

5 Working Draft 18 Regulation on Environmental and Social Assessment:現法令である Regulation on Environmental Assessment には、NBCA についての明記はない。

6 EDL 環境室での聞き取り調査による

7 Working Draft 18 Regulation on Environmental and Social Assessment



## 7.6 系統運用面の留意事項

### 7.6.1 2011 年および 2012 年の系統運用状況

中長期的に見た電力系統の課題に対しては送変電設備の改良および新設が対策として考えられる。しかし、2,3 年以内の電力系統の課題に対しては大規模な設備の新設工事は間に合わず既存および既着手の設備を有効に活用した電力系統の運用を検討する必要がある。

本項では、現在から 2,3 年後にあたる 2011 年および 2012 年におけるラオス国の系統運用の状況を検討した。検討に当たっては 2009 年 8 月時点の以下の情報を織り込んだ。

- Xeset 2、Nam Theun 2、および Nam Lik 1/2 発電所など既に工事を開始し、運転が見込まれる発電所は全て織り込んだ。
- Nam Ngum 5 および Nam Lik 1 発電所は当初の計画より 1 年遅れ 2012 年に運転を開始する見込みとなるため、2011 年断面には含めなかった。
- Nam Tha 1 発電所は当初計画より 2 年遅れ 2014 年の運転開始となる見込みであるため、2011 年および 2012 年断面には含めなかった。
- ビエンチャン 市の特殊需要家である Steal Making Plant は 2011 年の最大電力需要を 79.5 MW に変更した。
- Khoksaad 変電所および Tangong 変電所はピーク需要の実績が予想値を超えたため 2011 年および 2012 年の需要想定を変更した。
- 特殊需要家のうち、至近の変電所および送電線の完成時期が遅延するものについては送電が困難となるため需要から除外した。
- 中国から Nam Mo への 115 kV 1 回線の連系線による供給を織り込んだ。
- 中国から Nam Mo への 115 kV 1 回線の連系線は 2009～2010 年頃に運転を開始する予定である。EDL の 115 kV 系統を中国に連系する場合には、タイ-中国間の連系を避けるために、EDL の 115 kV 系統はタイ側と中国側の間で連系を切らなければならない。これは、タイおよび中国の系統規模が 30,000～70,000 MW であり、系統を直接連系すると、わずかな周波数の変化に対しても EDL の 115 kV 系統の容量にとっては過大な電力が通過し、制御ができないためである。EDL および中国南方電網会社の情報により、Luang Prabang の北の Pakmong 変電所までを中国の系統から供給し、Luang Prabang および Pakmong 間の送電線は開放することとした。

上記の条件に基づき、2011 年および 2012 年の系統解析を実施した。EDL 系統の最大需要、発電容量および近隣諸国との連系線潮流を示す。

表 7.6-1 2011 年および 2012 年の EDL 系統の状況

単位:MW

	2011	2012
115/22 kV 変電所の最大需要合計	461	510
特殊需要の合計	518	536
最大需要の合計	979	1046
国内の発電容量	706	849
中国->北部系統	40	55
EGAT->中央部 1 系統	152 <sup>*1)</sup>	71
EGAT->中央部 2 系統 Paxan	-10	-26
EGAT->中央部 2 系統 Thakhek	181 <sup>*2)</sup>	158 <sup>*2)</sup>
EGAT->中央部 2 系統 Pakbo	18	13
EGAT->南部系統 Bang Yo	-36	-51

\*1) タイ系統の Udon-Nongkai 送電線が過負荷する。

\*2) 連系線の一回線事故時残り回線が過負荷する

### 7.6.2 2011 年の系統の状況

2011 年の 115/22 kV 変電所の最大需要合計は 461 MW、特殊需要家の最大需要の合計は 518 MW、ラオス全国の最大需要の合計は 979 MW である。一方、2011 年の発電容量の合計は、上記の Nam Ngum 5 および Nam Lik 1 の遅延を反映して 706 MW である。このため、最大需要の合計は発電容量よりも大きく、不足分はタイの EGAT 系統および中国の系統から輸入することとなる。系統解析の結果、以下の課題が判明した。

- EGAT から中央部 1 系統への輸入量が大きいため、EGAT 系統の Udon1-Nongkhai 間の 115 kV 送電線のうち 1 回線が常時過負荷する。
- EGAT から中央部 2 系統への輸入量が大きいため、Thakhek- Nakhon Phanom (EGAT) 間の送電線が 1 回線事故時に残りの回線が過負荷する。

上記以外の箇所については、潮流上の問題は発生しない。しかし、電圧が低下する地域があり、キャパシタ設置の検討が必要である。

### 7.6.3 2012 年の系統の状況

北部については、2011 年と同様に引き続き、中国から Nam Mo への連系線により輸入を行うが、連系線の容量の制限と、北部の Nam Tha 1 の建設遅延により、北部に予想される特殊需要を全て送電することはできない。また、一部北部の特殊需要家も送電線の運転開始が間に合わず供給が困難な箇所がある。これらの特殊需要を除いた 2011 年の 115/22 kV 変電所の最大需要合計は 510 MW、特殊需要家の最大需要の合計は 536 MW、ラオス全国の最大需要の合計は 1,046 MW である。一方、2012 年の発電容量の合計は、上記の Nam Tha 1 の遅延を反映して 1,046 MW である。このため、最大需要の合計は発電容量よりも大きく、2011 年と同様に不足分はタイの EGAT 系統および中国の系統から輸入することとなる。

系統解析の結果、中央部1とEGAT間の連系線の過負荷は解消されるが、2011年と同様に Thakhek- Nakhon Phanom(EGAT)間の送電線が一回線事故時に残りの回線が過負荷する。上記以外の箇所については、潮流上の問題は発生しない。2011年と同様に電圧が低下する地域がある。

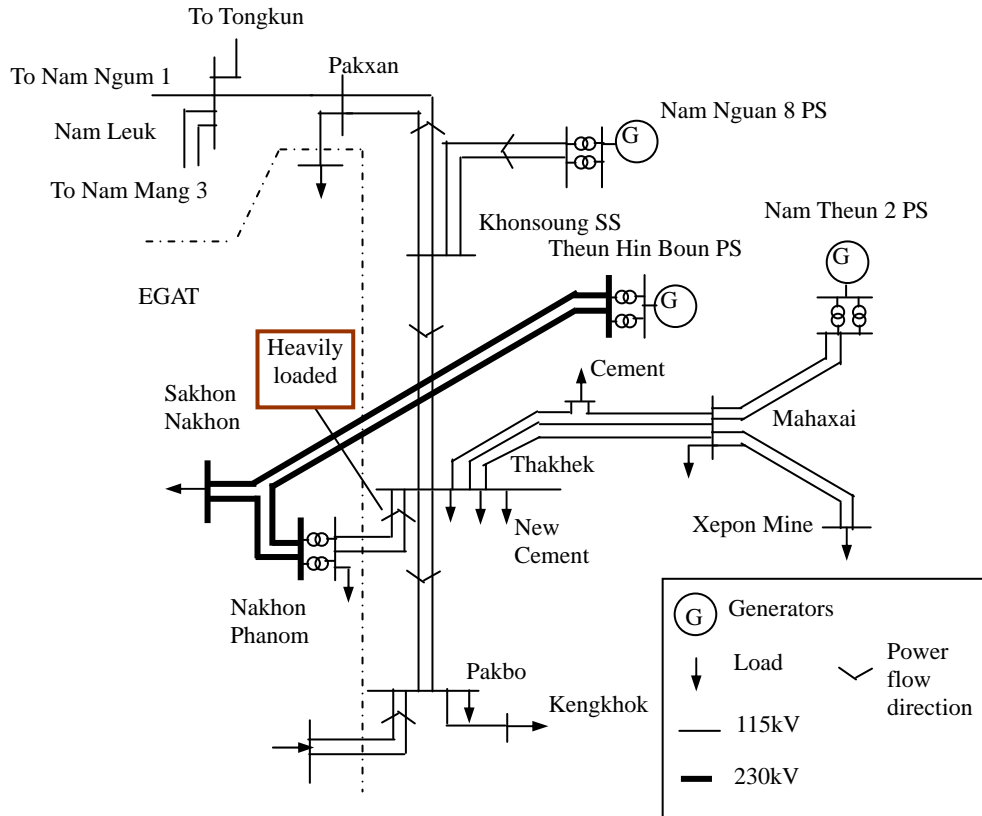


図 7.6-1 2012 年の中央部 2 の系統状況

#### 7.6.4 2011 年および 2012 年の系統運用の課題の対策

2011 年および 2012 年の系統運用の課題に対する対策案として以下が挙げられる。

- 1) 特殊需要家は需要規模が大きく系統に与える影響が大きい。特殊需要家の需要想定値は申し込み時の最大の見込み値であるため、実際の需要よりも小さくなることもある。また、特殊需要家の受電開始時期は遅延することがある。このため、EDL は特殊需要家の最新の情報を常に把握する必要がある。
- 2) 中央部 2 系統の Thakhek 変電所と Nakhon Phanom(EGAT)間の連系線の潮流が大きくなり、一回線事故時に残り回線が過負荷する。これは、2009 年に Nam Theun 2、2012 年に Nam Nguang 8 が運転を開始するものの、Thakhek 変電所周辺の系統の電源が不足し、メコン川対岸のタイ系統に送電される Teun Hin Boun 発電所からの電力が Thakhek 変電所を通して、輸入されてくるためである。この潮流は最大で 150 MW を超えるため、一回線事故時には残り回線もトリップし、さらに他の送電線の容量も超過してカスケード的

に大規模な供給支障を起こす可能性がある。対策としては、Thakhek 変電所周辺の負荷を分割し現在工事中である Pakbo 変電所および Pakxan 変電所からの送電線を利用して、当該地域の潮流の平均化を図ることが考えられる。具体的には、例えば、Pakbo 変電所から Thakhek 変電所へ逆方向に送電し、Thekhek 変電所周辺の負荷の一部を EGAT-Pakbo 間の負荷として切り替えることや、Nam Nguang 8 発電所からの電力を Pakxan-Thakhek 間の送電線を使用して送電する際に、Pakxan 側を開放し、全量を中央部 2 に送電することが挙げられる。EDL は系統構成の変更を含めた対策の検討を早急に開始すべきである。

- 3) キャパシタや分路リアクトルなどの調相設備は、工期も 1 年程度であり、系統の運用電圧の改善策として有効である。適切な設置量を検討するためには、変電所ごとの有効電力負荷のみならず、無効電力負荷の把握が重要となる。EDL 側は正確な負荷データ、系統データに基づいて毎年の調相設備計画を策定することが望ましい。

なお、本調査の最優先プロジェクトである Saravan-Pakbo 線および Xepon 水力が 2014 年に完成すると、南部の余剰電力を中央部 2 系統へ送電することができ、上記 2) の状況は解消される。

### 7.6.5 中央給電指令所

中央給電指令所は世界銀行の資金による FS 調査および建設工事のコンサルタント業務を経て、中国の資金で建設が開始される予定である。中央給電指令所は、ラオス系統の北部、中央部 1、および中央部 2 の 3 つの地域が連系される 2011～2012 年頃までに必要となる。中央給電指令所には以下の監視・制御機能を備えることを推奨する。

- 監視機能
  - 近隣諸国と EDL 系統の連系線潮流の監視機能
  - 115 kV(230 kV)送電線の潮流の監視機能
  - 115/22 kV 変電所の電圧の監視機能
  - 115/22 kV 変電所の負荷の監視機能
  - 115/22 kV 変電所の変圧器のタップ位置の監視機能
  - 115 kV 発電所の発電量の監視機能
  - 115/22 kV 変電所の開閉器の開閉情報の監視機能
  - 115/22 kV 変電所の保護装置の動作の監視機能
  - 貯水池式発電所のダム水位監視機能
- 制御機能
  - 近隣諸国と EDL 系統の連系線潮流の制御機能（例えば TBC 周波数制御<sup>8</sup>）
  - 115 kV 発電所の出力調整の指令機能
  - 115/22 kV 変電所開閉器の操作指令機能

<sup>8</sup> 連系線の潮流を指定値に保ちつつ決められた発電量だけ自系統内の発電所の出力を調整し周波数の変動分を制御する機能。制御する発電量は連系される系統の大きさ、周波数の変動に対する感度で決められる。

上記の機能を達成するためには、各 115/22 kV 変電所および 115 kV 発電所と中央給電指令所間に通信機能が必要となる。また、上記の機能はフルスペックの場合であるが、最低限の機能を備える場合には、監視機能を中心とし、制御機能は、中央給電所からの専用電話によるマニュアル指令で行う案も考えられる。ただし、より信頼度の高い、迅速な系統運用を求める場合には、制御機能もある程度集中化、自動化をしていくことが望ましい。連系線潮流の制御方法の採用については、上記の案では TBC 制御を推奨したものの、近隣の EGAT などの系統運用者と十分協議を行う必要がある。また、給電所の階層については、送変電設備や需要の規模が拡大すれば複数の階層を設定することも考えられるが、ラオスの系統規模からみて、初期段階では一箇所の中央給電指令所での監視と制御指令をとる形態で十分であると考えられる。

中央給電所の新設と同時に設立される EDL の系統運用部門は、以下の業務を担うことになると考えられる。

- 年間および日々の需要予測
- 系統状況に応じた各発電所出力パターンの事前把握
- 系統運用計画の策定
- 作業時などの設備停止の調整
- 事故時の系統の復旧対応
- 系統保護装置の設置計画
- 系統保護装置の整定
- 給電所・系統運用部門要員の研修機能

EDL の系統運用部門の業務は送変電設備の拡充に伴い、ますます重要になってくると考えられ、一層の技術力向上が望まれる。また、EDL の電力系統に接続される IPP や大規模な需要家が今後増加してくるために、系統運用のための情報収集、および系統信頼度や電圧などの電力品質の管理が一層難しくなることが予想される。このため、EDL の電力系統に接続するための要件、系統運用者に提供する情報の種類などを定めた電力系統を利用する全ての者に対する共通のルール(Grid Code)を早急に策定する必要がある。定めるべき事項としては、例えば、IPP が接続される場合の発電機制御機能の仕様や、必要となる保護装置の種類、大規模需要家が接続される場合の需要家側での電圧維持のルールなどの技術的な仕様に対する要件の他、系統運用者である EDL の中央給電所に送信する情報の種類や、非常時の対応の取り決め、接続の申し込みの手続き方法、あるいは逆に系統運用者である EDL が系統を利用する全てのものに対して開示する系統計画・系統運用の方法に関する情報などが含まれる。

## 7.7 地方電化計画

ラオスの世帯電化率は 2006 年に 50% を超え、ラオス政府は 2020 年までに世帯電化率を 90% にすることを目標としている。この目標を達成するために、EDL による PDP 2007-2016 では 2020 年までに約 80% の村落を電化することを計画している。電化世帯数の目標を表 7.7-1

に示す。ラオス国の地方電化の主なプロジェクトは世銀の資金による REP(Rural Electrification Project)および ADB の資金による NARP(Northern Area Rural Electrification Projects )である。EDL による 2016 年までの電化世帯数の目標を表 7.7-2 に示す。

表 7.7-1 電化世帯数の目標

	2006	2016	2020
世帯総数予想	935,019	1,147,033	1,231,788
政府の電化世帯数の目標	504,000	950,737	1,108,609
EDL による電化世帯数の目標	465,988	879,032	1,024,997
その他による電化世帯数の目標	38,012	71,705	83,612

(出典: PDP 2007-2016 (EDL))

表 7.7-2 EDL による 2016 年までの電化世帯数の目標の内訳

プロジェクト	電化世帯数
既設	465,988
REP1	42,295
NARP1	30,567
REP2	63,443
NARP2	45,851
REP3	57,098
NARP3	41,265
Consumer expansion	132,526
合計	879,033

(出典: PDP 2007-2016 (EDL))