ラオス人民民主共和国
エネルギー・鉱業省
ラオス電力公社

# ラオス国
# 電力系統マスタープラン策定
# プロジェクト報告書

# ファイナルレポート

令和2年2月
(2020年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東京電力ホールディングス株式会社
東京電力パワーグリッド株式会社
日本工営株式会社
東電設計株式会社

| 産公 |
| --- |
| JR |
| 20-005 |

# 目次

第 0 章　要旨 ..... 0-1
0.1.　調査の背景 ..... 0-1
0.2.　国内供給用の電力系統と輸出専用発電所の送電線の分離 ..... 0-1
0.3.　需要想定の見直し ..... 0-2
0.4.　中国によるラオスの電力計画 ..... 0-2
0.5.　電源計画の見直し ..... 0-4
0.6.　余剰電力の対策 ..... 0-5
0.7.　後年度の乾季供給力の確保策 ..... 0-6
0.8.　国内系統計画 ..... 0-7
0.9.　EDL の経済財務分析 ..... 0-7
0.10.　タイへの連系線計画 ..... 0-8
0.11.　系統運用、グリッドコード ..... 0-9
0.11.1.　連系系統の運用 ..... 0-9
0.11.2.　グリッドコード ..... 0-10
0.12.　広域連系拡大への課題 ..... 0-11
0.12.1.　GMS 連系拡大に向けたステップ ..... 0-11
0.12.2.　近隣国の状況 ..... 0-11
0.12.3.　広域連系が進まない理由 ..... 0-11
0.12.4.　整備すべき事項 ..... 0-12
0.13.　連系拡大のステップ、ロードマップ ..... 0-13
0.14.　提言 ..... 0-14
0.14.1.　給電指令・系統運用等の実務面の能力強化 ..... 0-14
0.14.2.　電力インフラ整備の在り方 ..... 0-14
0.14.3.　ラオス北部-タイ間の連系の拡張 ..... 0-15
0.14.4.　財務管理等の協力 ..... 0-15
第 1 章　序論 ..... 1-1
1.1.　調査の背景 ..... 1-1
1.2.　調査の目的 ..... 1-1
1.3.　対象地域 ..... 1-1
1.4.　関係官庁・機関 ..... 1-2
1.5.　合同調整委員会（JCC） ..... 1-2
1.6.　調査項目 ..... 1-2
第 2 章　ラオス国の概要 ..... 2-1
2.1.　経済・社会状況 ..... 2-1
2.1.1.　ラオス人民民主共和国の概要 ..... 2-1
2.1.2.　主要経済指標 ..... 2-8
2.1.3.　産業構造 ..... 2-8
2.1.4.　貿易 ..... 2-9

2.1.5. 国の開発計画 ..... 2-10
2.1.6. 国家財政 ..... 2-11
第 3 章 電力セクターの現況 ..... 3-1
3.1. 電力セクターの組織・政策 ..... 3-1
3.1.1. ラオス電力セクターの関係組織 ..... 3-1
3.1.2. 電力セクターの規制及び政策 ..... 3-3
3.2. 電気料金（EDL、IPP、託送) ..... 3-6
3.2.1. EDL の電力料金 ..... 3-6
3.2.2. IPP の電力料金 ..... 3-8
3.2.3. 託送料 ..... 3-8
3.3. 他ドナーの支援状況 ..... 3-8
3.4. 地方電化 ..... 3-10
3.4.1. Power to the Poor (P2P) ..... 3-11
3.4.2. Solar Home System (SHS) ..... 3-11
第 4 章 既存送変電設備 ..... 4-1
4.1. 現状のラオス国の電力系統 （着工含む） ..... 4-1
4.1.1. 国内の発電設備 ..... 4-1
4.1.2. 国内の送配電系統 ..... 4-1
4.1.3. 北部地域の電力系統 ..... 4-4
4.1.4. 中央 1 地域の電力系統 ..... 4-8
4.1.5. 中央 2 地域の電力系統 ..... 4-13
4.1.6. 南部地域の電力系統 ..... 4-13
4.2. 送変電設備 ..... 4-17
4.2.1. 送変電技術基準 ..... 4-17
4.2.2. 既設送電設備の概要 ..... 4-18
4.2.3. 国内系統 ..... 4-18
4.2.4. 国際連系線 ..... 4-18
4.2.5. 建設中送電線 ..... 4-19
4.2.6. 既設変電設備の概要 ..... 4-19
4.2.7. 建設中変電所 ..... 4-20
4.3. 給電設備 ..... 4-20
4.3.1. 中央給電指令所（NCC）の業務運営 ..... 4-20
4.4. 設備維持管理 ..... 4-21
4.4.1. 組織体制 ..... 4-21
4.4.2. 保守項目と実施状況 ..... 4-23
4.4.3. スペアパーツ ..... 4-24
4.4.4. EDL スタッフのトレーニング ..... 4-24
4.4.5. 送変電設備の維持管理に係る課題 ..... 4-25
4.4.6. 送変電設備の維持管理に係る提言 ..... 4-25
4.5. ラオス国内の電力需給状況 ..... 4-26

4.5.1. 電力需要の状況 ..... 4-26
4.5.2. 供給力の状況 ..... 4-26
4.5.3. 電力需給バランスの状況 ..... 4-27
4.5.4. 2016 年時点のラオスの公式に作成している電力需給予測 ..... 4-29
第 5 章 国内需要想定のレビュー ..... 5-1
5.1. 既存の電力需要想定のレビュー ..... 5-1
5.1.1. 2016-2030 の電力需要想定と実績の乖離 ..... 5-1
5.1.2. 想定と実績の乖離の原因分析 ..... 5-2
5.1.3. Large Industry の想定と実績 ..... 5-3
5.2. ラオス国の電力需要想定（電力量、ピーク、日負荷曲線） ..... 5-5
5.2.1. 最新の EDL の需要想定の内容の紹介 ..... 5-5
5.2.2. 主要な課題点の説明 ..... 5-12
5.2.3. 改善提案 ..... 5-15
5.3. 変電所毎のピーク需要想定 ..... 5-19
5.3.1. 想定の方法 ..... 5-19
5.3.2. 変電所毎のピーク需要の想定結果 ..... 5-20
5.3.3. 大規模な需要家 ..... 5-30
第 6 章 近隣国の電力開発計画、需要想定、及び電力融通 ..... 6-1
6.1. タイの電力開発計画 ..... 6-1
6.1.1. 電力開発計画の策定状況 ..... 6-1
6.1.2. タイの需要想定 ..... 6-1
6.1.3. タイの電源計画 ..... 6-2
6.1.4. タイの電力輸入計画 ..... 6-9
6.1.5. ラオス-タイ間の電力融通 ..... 6-11
6.1.6. 2018 年の PDP の概要 ..... 6-13
6.1.7. PDP2018 の内容 ..... 6-15
6.2. ベトナムの電力開発計画 ..... 6-23
6.2.1. 電力開発計画の策定状況 ..... 6-23
6.2.2. 地域区分 ..... 6-23
6.2.3. ベトナムの電力需要想定 ..... 6-24
6.2.4. ベトナムの電源計画 ..... 6-25
6.2.5. 新しい電源計画 ..... 6-40
6.2.6. 太陽光の調整力として必要な貯水池式水力の容量 ..... 6-44
6.2.7. ベトナムの電力需給予測 ..... 6-45
6.2.8. ベトナムの系統 ..... 6-47
6.2.9. ラオスとベトナムの電力輸出入計画 ..... 6-51
6.3. ミャンマー ..... 6-58
6.3.1. ミャンマーの電力セクター ..... 6-58
6.3.2. 需要実績 ..... 6-58
6.3.3. 電力需要想定 ..... 6-59

6.3.4. 電源計画 ..... 6-60
6.3.5. 発電コストの実績 ..... 6-63
6.3.6. 輸出入 ..... 6-63
6.4. カンボジア ..... 6-64
6.4.1. 現状 ..... 6-64
6.4.2. 電力需要予測 ..... 6-66
6.4.3. 現状のカンボジアの隣国との国際連系線 ..... 6-67
6.4.4. 計画 ..... 6-67
6.4.5. 輸入計画 ..... 6-68
6.4.6. 需給バランス ..... 6-68
6.5. 中国（南部）の電力事情 ..... 6-70
6.6. タイ、ベトナム、カンボジア、ミャンマーの状況 ..... 6-71
第 7 章 中国のラオスにおける系統計画 ..... 7-1
7.1. 中国のラオスにおける系統計画の検討 ..... 7-1
7.2. EDL－T の検討 ..... 7-4
7.3. 中国のラオスにおける系統計画の検討(2018 年 3 月) ..... 7-6
第 8 章 GMS 広域連系計画の各種調査 ..... 8-1
8.1. ADB 等での調査における GMS 計画の概要 ..... 8-1
8.1.1. Subregional Energy Sector Study for the GMS, RETA5535 (Norconsult, 1993) ..... 8-1
8.1.2. Power Trade Strategy Study (WB, 1999) ..... 8-1
8.1.3. Regional Indicative Master Plan on Power Interconnection (ADB RETA 5920, Norconsult, 2002) 8-2
8.1.4. Buiding a Sustainable Energy Future: the GMS (ADB 2009) ..... 8-2
8.1.5. Update of the Regional Indicative Mastrer Plan on Power Interconnection (RTE International, etc ADB TA 6440) ..... 8-3
8.1.6. Regional Power Master Plan, Harmonizing the Greater Mekong Sub region (GMSS) Power Systems to Facilitate Regional Power Trade ..... 8-3
8.2. HAPUA ..... 8-4
8.3. 世銀 GMS Power Market Development における GMS 連系線調査 ..... 8-5
8.4. CSG の近隣諸国との電力融通の構想 ..... 8-8
第 9 章 GMS 電力取引構想・欧州の送電事業 ..... 9-1
9.1. GMS の域内電力取引構想 ..... 9-1
9.1.1. ラオス国における現状の電力取引 ..... 9-1
9.1.2. GMS 域内にて想定される将来の電力取引構想とラオスにおける想定ケース ..... 9-4
9.1.3. 将来の託送料金算出手順 ..... 9-12
9.2. 欧州の送電事業の紹介 ..... 9-15
9.2.1. 序論 ..... 9-15
9.2.2. 概要 ..... 9-15
9.2.3. 主要参加者 ..... 9-16
9.2.4. 単一市場創出の背景 ..... 9-17

9.2.5. 合意形成の枠組み ..... 9-18
9.2.6. 個別の経済性評価 ..... 9-19
9.2.7. 料金回収メカニズム ..... 9-19
9.2.8. 本事業への示唆 ..... 9-20
第 10 章 発電設備・電源開発計画 ..... 10-1
10.1. 電源開発計画候補リスト ..... 10-1
10.1.1. 電源開発計画候補リスト ..... 10-1
10.1.2. 水力発電所技術基準 ..... 10-2
10.1.3. 火力電源開発計画候補リスト ..... 10-2
10.1.4. 再生可能エネルギー電源開発計画候補リスト ..... 10-3
10.1.5. 雨季・乾季での発電量 ..... 10-3
10.1.6. 水力発電の発電原価 ..... 10-4
10.1.7. 実績との比較 ..... 10-23
10.2. 国内電源の輸出転換 ..... 10-24
10.3. 国内供給用の既設及び建設中の発電所 ..... 10-27
10.3.1. 既設及び建設中の発電所による需給バランス ..... 10-27
10.3.2. 既設及び建設中の発電所による地域ごとの需給バランス ..... 10-27
10.3.3. 国境付近の電源の輸出転換 ..... 10-29
10.3.4. 国内供給用の電力系統からの電力輸出 ..... 10-29
10.3.5. 現状と将来の需給バランス ..... 10-29
10.4. 国内供給用の電源計画 ..... 10-30
10.4.1. 新規の電源 ..... 10-30
10.4.2. 水力による供給力の確保 ..... 10-30
10.4.3. 火力によって供給力を確保する場合 ..... 10-32
10.4.4. 太陽光による供給力の確保 ..... 10-32
10.4.5. 各種電源のコスト比較 ..... 10-32
10.4.6. 国内供給用の電源計画 ..... 10-34
10.5. 輸出用電源 ..... 10-38
第 11 章 電力融通拡大シナリオ ..... 11-1
11.1. 電力融通拡大シナリオの策定にあたっての課題 ..... 11-1
11.2. 国際連系線の候補 ..... 11-1
11.3. 輸出シナリオ案 ..... 11-2
11.4. 現状のラオスの輸出系統 ..... 11-3
11.5. 連系線の種類 ..... 11-4
11.5.1. 連系線の形態 ..... 11-4
11.5.2. メイン系統同士の交流連系 (System-to-System AC) ..... 11-4
11.5.3. 直流連系 (System-to-System DC) ..... 11-5
11.5.4. メイン系統から独立させた発電機の連系線 (G-to-system) ..... 11-6
11.5.5. 交流同期連系の留意点 ..... 11-6
11.5.6. 各連系線の形態のメリット／デメリット ..... 11-8

11.6. 連系系統の構成 ..... 11-8
11.7. ロードマップ ..... 11-11
第 12 章 新たな電力系統計画の策定 ..... 12-1
12.1. 国内供給用の電力系統と輸出専用送電線の区分 ..... 12-1
12.2. 電力系統計画の適用技術・基準 ..... 12-1
12.3. 系統解析データ ..... 12-4
12.4. 個別プロジェクトの必要性 ..... 12-11
12.4.1. 230 kV Pia Lat – Dongphosy 送電線の Naxaythong への引込について ..... 12-11
12.4.2. Nam Ou 5-7 をタイに輸出するケース ..... 12-11
12.5. 計画送電線 ..... 12-14
12.6. 送変電設備の単価 ..... 12-15
12.7. 電力系統整備計画の事業費 ..... 12-16
12.7.1. 国内電力系統（送変電設備）の事業費 ..... 12-16
12.7.2. 国内電力系統（配電設備）の事業費 ..... 12-17
第 13 章 環境社会配慮 ..... 13-1
13.1. ラオスの環境社会配慮制度・組織 ..... 13-1
13.1.1. 環境関連の政策 ..... 13-1
13.1.2. 環境関連の法規制 ..... 13-1
13.1.3. 環境保護法 ..... 13-3
13.1.4. 環境影響評価 ..... 13-4
13.1.5. 戦略的環境影響評価 (SEA) ..... 13-8
13.1.6. 用地取得・住民移転関連の法規制 ..... 13-10
13.1.7. 森林保全・生物多様性保全に係る法令 ..... 13-10
13.1.8. 環境社会配慮に関する他の国内法と環境関連の国際条約 ..... 13-14
13.1.9. 環境基準 ..... 13-14
13.1.10. 環境社会配慮関連の組織・体制 ..... 13-15
13.1.11. JICA 環境社会配慮ガイドラインとラオスの法規制の乖離状況 ..... 13-17
13.1.12. 非自発的住民移転ポリシーに関する乖離状況とギャップへの対応策 ..... 13-22
13.2. ラオスのベースラインとなるラオスの環境の現況 ..... 13-24
13.2.1. 社会環境 ..... 13-24
13.2.2. 自然環境 ..... 13-24
13.2.3. 環境汚染・地球温暖化ガス排出 ..... 13-30
13.3. ラオスにおける電源開発計画の環境社会配慮面の状況整理 ..... 13-34
13.3.1. 電気事業に係る環境社会配慮 ..... 13-34
13.3.2. 建設及び計画中の電源開発計画の環境社会配慮面の状況 ..... 13-42
13.3.3. 建設及び計画中の電力系統開発計画の環境社会配慮面の状況 ..... 13-42
13.4. 戦略的環境アセスメント(SEA)の進め方 ..... 13-43
13.4.1. SEA の定義 ..... 13-43
13.4.2. SEA の構成要素 ..... 13-43
13.4.3. 行政レベルやプロジェクト上位レベルでの意思決定等における SEA の役割 ..... 13-44

13.4.4. 送電線開発計画を想定した SEA – 1 IEE レベルの検討 ..... 13-44
13.4.5. 電力系統開発計画を想定した SEA – 2 ルート代替案の比較評価 ..... 13-46
第 14 章 近隣国と調和のとれた新たな系統運用ルールの検討 ..... 14-1
14.1. 現状の系統運用の方法 ..... 14-1
14.1.1. 需給調整・周波数制御 ..... 14-1
14.1.2. 系統運用 ..... 14-2
14.2. 将来の系統運用の方法 ..... 14-3
14.2.1. System-to-System 構築のメリット ..... 14-3
14.2.2. System-to-System 構築に必要な基本理念 ..... 14-4
14.2.3. 系統運用の将来像 ..... 14-5
14.3. ラオスグリッドコード（Lao Grid Code）の現状 ..... 14-6
14.4. GMS 地域グリッドコード制定の現状 ..... 14-8
14.5. グリッドコードのギャップ分析 ..... 14-12
14.5.1. 目的 ..... 14-12
14.5.2. 分析対象 ..... 14-12
14.5.3. 分析方法 ..... 14-13
14.5.4. 分析結果 ..... 14-13
14.5.5. 参考－ギャップ分析詳細結果 ..... 14-16
14.6. EDL のグリッドコードの改善に向けた提案 ..... 14-20
14.7. 系統運用に関するラオス側の能力強化（系統運用セミナー） ..... 14-21
14.7.1. The 1st Term ..... 14-22
14.7.2. The 2nd Term ..... 14-24
第 15 章 新規系統整備に向けた EDL の財務状況の分析 ..... 15-1
15.1. EDL の財務状況 ..... 15-1
15.1.1. EDL 概要 ..... 15-1
15.1.2. 前提 ..... 15-1
15.1.3. EDL 財務状況概要 ..... 15-1
15.1.4. 損益計算書 ..... 15-4
15.1.5. 貸借対照表 ..... 15-6
15.1.6. キャッシュフロー計算書 ..... 15-10
15.2. 電力系統整備に向けた EDL の財務状況の分析 ..... 15-12
15.2.1. 新規電力系統整備に向けた財務シミュレーション ..... 15-12
第 16 章 ラオス国内電力系統の余剰電力の活用 ..... 16-1
16.1. 余剰電力の活用 ..... 16-1
16.1. 国内電力供給用の系統からの輸出とデータセンター ..... 16-3
16.2. 雨季の余剰電力の活用策 ..... 16-3
16.3. 電源計画のリスト ..... 16-5
16.4. ラオスにおける輸出プロジェクトの優先順位 ..... 16-8
16.5. GMS 域内系統におけるラオス水力の位置づけ ..... 16-9
第 17 章 電源需給シミュレーション ..... 17-1

17.1. 2030 年までの電源開発計画オプションの設定 ..... 17-1
17.1.1. 2030 年までのラオス国内向け電源開発計画 ..... 17-1
17.1.2. 2030 年までのラオス国内需要想定 ..... 17-5
17.2. 電源需給シミュレーションの条件 ..... 17-8
17.2.1. ラオス国内需給シミュレーション用系統構成 ..... 17-8
17.2.2. 2030 年断面でのラオス国内系統と周辺国連系状況 ..... 17-10
17.3. 電源需給シミュレーションによる電源運用の経済性評価 ..... 17-12
17.3.1. 燃料費の想定と連系容量の設定 ..... 17-12
17.3.2. シナリオ毎の融通量の変化 ..... 17-13
17.3.3. シナリオ毎の需給状況 ..... 17-14
17.3.4. 需給シミュレーション総括 ..... 17-21
17.3.5. 隣国との融通促進への推奨 ..... 17-21
第 18 章 GMS 広域融通の拡大に向けた系統運用面の課題 ..... 18-1
18.1. GMS 広域融通の拡大に向けたグリッドコードの課題と対応策の整理 ..... 18-1
18.2. ロードマップ・アクションプランの整理 ..... 18-6
第 19 章 GMS 広域融通の拡大に向けた課題 ..... 19-1
19.1. GMS 広域連系が進まない理由 ..... 19-1
19.1.1. タイ-ベトナム連系の困難 ..... 19-1
19.1.2. ラオス、カンボジア、ミャンマーの系統運用 ..... 19-2
19.1.3. 基幹送電線への投資 ..... 19-3
19.1.4. 広域融通レジーム加速化に向けて有効な措置 ..... 19-3
19.1.5. 各国の状況と連系線のニーズ、整備条件 ..... 19-4
19.2. GMS 広域融通拡大へのロードマップ ..... 19-6
19.2.1. 整備すべき事項 ..... 19-6
19.3. 移行ステップ ..... 19-8
19.4. 国際連系の拡大に向けたロードマップ ..... 19-9
19.4.1. 連系線整備のロードマップ ..... 19-9
19.4.2. 料金設定の課題 ..... 19-11
19.4.3. 中国との関係 ..... 19-12
19.4.4. 広域連系拡大の戦略と協力候補案件 ..... 19-14
第 20 章 協力候補案件の提案 ..... 20-1
20.1. 給電指令・系統運用等の実務面の能力強化 ..... 20-1
20.2. 系統運用に関する電力インフラ整備の在り方 ..... 20-1
20.3. ラオス北部-タイ間の連系の拡張 ..... 20-1
20.4. 財務管理等の協力 ..... 20-3

# 図表

図 0.2-1 輸出専用発電所の送電線と国内電力系統 ..... 0-1
図 0.3-1 2016 年の旧需要想定と 2018 年の新需要想定の比較 ..... 0-2
図 0.4-1 中国 EPPI の系統計画と本 MP の主な相違点 ..... 0-3
図 0.5-1 国内の電力系統に接続される既設、建設中の発電所の設備容量と最大電力需要 ..... 0-4
図 0.11-1 系統運用セミナーの主要テーマ ..... 0-11
図 0.12-1 GMS 広域連系拡大のための条件整備 ..... 0-13
図 1.6-1 業務の流れ ..... 1-3
図 2.1-1 ラオス国の地図 ..... 2-1
図 2.1-2 ラオス政府、行政の概要 ..... 2-3
図 2.1-3 ラオス各地の月別降水量 ..... 2-5
図 2.1-4 ラオス国の人口ピラミッド構成 （2005 年、2015 年） ..... 2-6
図 2.1-5 産業別の GDP 割合の推移 ..... 2-9
図 2.1-6 物価上昇率の推移 ..... 2-9
図 2.1-7 輸出入額、貿易収支の推移 ..... 2-10
図 3.1-1 ラオス電力セクターの関係組織 ..... 3-1
図 3.1-2 MEM の組織図（概要） ..... 3-2
図 3.4-1 ラオス国における世帯当たりの電化率推移 ..... 3-10
図 3.4-2 P2P プログラムの資金フロー図 ..... 3-11
図 4.1-1 ラオスの電力系統と国際連系線（建設中含む）（2018 年 10 月時点） ..... 4-3
図 4.1-2 Nam Ou 水系の水力発電所の送電系統 ..... 4-5
図 4.1-3 交流送電線 1 回線の送電可能な潮流の目安 ..... 4-6
図 4.1-4 Nam Ou の出力を変えた場合の安定度計算結果 ..... 4-7
図 4.1-5 ビエンチャン首都圏周辺の 230/115 kV 送電線（2016 年時点） ..... 4-10
図 4.1-6 ビエンチャン首都圏周辺の 230/115 kV 送電線（建設中と計画含む） ..... 4-11
図 4.1-7 Nam Ngum 1 230 kV 変電所（2017 年 9 月時点） ..... 4-11
図 4.1-8 EDL 及び IPP 輸出用 Na Bong 変電所相関図 ..... 4-12
図 4.1-9 Na Bong 変電所（2017 年 11 月時点） ..... 4-12
図 4.1-10 Donsahong 発電所（2018 年 6 月時点） ..... 4-14
図 4.1-11 Ban Lak 25 変電所　接続概要図（建設中） ..... 4-15
図 4.1-12 Ban Lak 25 変電所　接続概要図（500 kV 昇圧後） ..... 4-15
図 4.1-13 Ban Lak 25 変電所（2018 年 6 月時点） ..... 4-16
図 4.1-14 Ban Hat 変電所（2018 年 6 月時点） ..... 4-17
図 4.2-1 中央給電指令所（NCC）指令室全景 ..... 4-18
図 4.3-1 遠隔操作可能電気所一覧画面 ..... 4-20
図 4.3-2 変電所・発電所のモニター画面 ..... 4-20
図 4.3-3 需要・基幹系潮流・周波数計画面 ..... 4-21
図 4.4-1 EDL 設備維持管理部門の組織図 ..... 4-22
図 4.4-2 EDLTC 訓練設備（左：115 kV 送電設備、右：配電線） ..... 4-25

図 4.5-1 EDL 電力系統に接続される発電機の設備容量 ..... 4-26
図 4.5-2 2010 年と 2015 年の各月の国内需要と国内の発電所の発電電力量 ..... 4-28
図 4.5-3 2015 年の時点で、国内系統用であった既設・建設中(2018 年)の発電容量 ..... 4-28
図 4.5-4 一部を輸出に転換した場合の、国内系統の発電設備容量と国内系統の最大電力 ..... 4-29
図 4.5-5 国内系統に残した発電設備の乾季 3 月の発電電力量と電力量需要のバランス ..... 4-29
図 4.5-6 2016 年時点の MEM による需要想定 ..... 4-29
図 4.5-7 2016 年時点の MEM による需要想定と計画発電設備容量及び発電電力量 ..... 4-30
図 5.1-1 2016-2030 需要想定と実績の比較（ピーク需要の合計） ..... 5-1
図 5.1-2 2016-2030 年需要想定と実績の比較（想定電力量） ..... 5-2
図 5.1-3 Large Industry と General Sector のピーク需要の合計想定と実績 ..... 5-3
図 5.1-4 Large Industry と General Sector の 2016 年想定電力量と実績 ..... 5-3
図 5.2-1 2030 年までの電力需要予測 ..... 5-6
図 5.2-2 ラオス国全体の将来ピーク需要の合計の 2016 年と 2018 年の予想の乖離 ..... 5-7
図 5.2-3 ラオス国全体の将来電力量需要の、2016 年と 2018 年の予想の乖離 ..... 5-7
図 5.2-4 需要想定のフローチャート（全体） ..... 5-8
図 5.2-5 住宅用需要想定のフローチャート（全体） ..... 5-9
図 5.2-6 非住宅用電力需要想定フロー ..... 5-9
図 5.2-7 General Sector・Large Industry の最大電力の、2016 年と 2018 年の予想の乖離 ..... 5-11
図 5.2-8 2016 年、2018 年の需要想定における Large Industry の比較（最大電力） ..... 5-12
図 5.2-9 2016 年、2018 年の需要想定における Large Industry の比較（電力量） ..... 5-12
図 5.2-10 2013 年に導入された需要予測モデルの将来需要予想法の概要 ..... 5-14
図 5.2-11 日本の電力会社で利用されている電力需要の想定方法（概要） ..... 5-16
図 5.2-12 プロトタイプモデルによる 2030 年までの電力量予測 ..... 5-18
図 6.1-1 通常の需要想定(Business as Usual)と、エネルギー効率化計画(EEDP)が織り込まれたケース(Base Case)の需要想定の比較 ..... 6-1
図 6.1-2 タイのピーク需要想定の比較 ..... 6-2
図 6.1-3 タイの発電設備容量の内訳（2014 年 12 月） ..... 6-2
図 6.1-4 2016 年の発電設備容量の構成 ..... 6-3
図 6.1-5 2015 年から 2036 年の新設電源の燃料別内訳 ..... 6-5
図 6.1-6 タイの系統計画（PDP2015） ..... 6-8
図 6.1-7 ラオスとタイ間の国際連系線 ..... 6-11
図 6.1-8 ラオス-タイ間の電力融通の実績 ..... 6-12
図 6.1-9 PDP2015 と PDP2018 の需要想定値の比較 ..... 6-13
図 6.1-10 電力会社用需要想定（PDP2018） ..... 6-15
図 6.1-11 EGAT 日負荷曲線の想定（PDP2018） ..... 6-16
図 6.1-12 タイ需給バランス（PDP2018） ..... 6-16
図 6.1-13 2014 年末のタイ電力供給設備状況 ..... 6-21
図 6.1-14 2030 年末のタイ電力供給設備構成 ..... 6-21
図 6.2-1 ベトナムの系統開発計画での地域区分 ..... 6-23
図 6.2-2 ベトナムの電力需要想定 ..... 6-24

図 6.2-3 ベトナムの電力需要想定 ..... 6-25
図 6.2-4 地域別の発電設備容量の推移 ..... 6-25
図 6.2-5 ベトナムの 2015 年の電源構成 ..... 6-26
図 6.2-6 ベトナムの 2015 年の電源の立地点と構成 ..... 6-26
図 6.2-7 ベトナムの 2020 年の電源構成 ..... 6-27
図 6.2-8 ベトナムの 2020 年の電源の立地点と構成 ..... 6-27
図 6.2-9 ベトナムの 2025 年の電源構成 ..... 6-28
図 6.2-10 ベトナムの 2025 年の電源の立地点と構成 ..... 6-28
図 6.2-11 ベトナムの 2030 年の電源構成 ..... 6-29
図 6.2-12 ベトナムの 2030 年の電源の立地点と構成 ..... 6-29
図 6.2-13 旧電源計画と 2019 年 12 月新電源計画の比較 ..... 6-40
図 6.2-14 発電設備容量の推移 ..... 6-41
図 6.2-15 発電設備の構成の推移 ..... 6-41
図 6.2-16 太陽光と風力発電所の地域ごとの計画設備容量 ..... 6-41
図 6.2-17 ベトナムの太陽光の開発量の推移 ..... 6-42
図 6.2-18 水力発電所の地域ごとの計画設備容量 ..... 6-42
図 6.2-19 ベトナムで運転中の水力発電所の設備容量と各月の平均の出力の比 ..... 6-42
図 6.2-20 地域別・月別の需給バランス ..... 6-43
図 6.2-21 ベトナムの周波数調整の状況 ..... 6-44
図 6.2-22 ベトナムの地域毎のピーク電力需要と発電設備容量 ..... 6-45
図 6.2-23 ベトナムの地域毎のピーク電力需要と需給上厳しい状況での発電設備出力 ..... 6-46
図 6.2-24 ベトナムの電力系統と近隣国との電力融通量 ..... 6-47
図 6.2-25 ベトナムの 500 kV 系統(2020 年) ..... 6-48
図 6.2-26 ベトナムの 500 kV 系統(2025 年) ..... 6-49
図 6.2-27 ベトナムの 500 kV 系統(2030 年) ..... 6-50
図 6.2-28 Nam Ou 水力の接続 (ベトナム北部へ接続) （ベトナム IE の情報） ..... 6-55
図 6.2-29 Nam Xam 水力の接続 (ベトナム北部へ接続) （ベトナム IE の情報） ..... 6-55
図 6.2-30 Nam Mo 水力の接続 (ベトナム北部へ接続)（ベトナム IE の情報） ..... 6-56
図 6.2-31 Nam Emoun 水力とモンスーン風力の接続 (ベトナム中部へ接続)(ベトナム IE の情報) ..... 6-57
図 6.2-32 Nam Kong 水力の接続 (ベトナム高原地域への接続) （ベトナム IE の情報） ..... 6-57
図 6.3-1 ミャンマーの最大需要の実績 ..... 6-58
図 6.3-2 ミャンマーの電力量需要の実績 ..... 6-59
図 6.3-3 最大電力需要想定 ..... 6-59
図 6.3-4 ミャンマーの電源構成 ..... 6-60
図 6.4-1 最大需要実績 ..... 6-64
図 6.4-2 現状の発電設備と送電線 ..... 6-65
図 6.4-3 カンボジアの雨季・乾季の需給バランス実績 ..... 6-65
図 6.4-4 カンボジアの水力発電所の出力の季節変化 ..... 6-66
図 6.4-5 最大電力需要予測 ..... 6-66

図 6.4-6 2030 年までの発電所、送電線の計画 ..... 6-67
図 6.5-1 中国南電網公司の電源構成 ..... 6-70
図 7.1-1 中国 EPPEI 報告資料による推奨されるラオスの基幹系統計画 ..... 7-3
図 7.2-1 EDL-T の FS における EDL-T の事業形態 ..... 7-5
図 7.3-1 中国 EPPI の系統計画と本 MP の主な相違点 ..... 7-7
図 8.1-1ADB 域内電力マスタープランの中間結果 ..... 8-4
図 8.2-1 HAPUA の域内連系統線計画案 ..... 8-4
図 8.3-1 世銀 GMS Power Market Development の GMS 連系線調査における 10 か所の対象連系線の位置 ..... 8-7
図 8.4-1 中国と諸国との電力融通の経路の構想 ..... 8-8
図 9.1-1 IPP(d)開発承認手続き ..... 9-2
図 9.1-2 IPP(e)開発承認手続き ..... 9-3
図 9.1-3 Stage-1 における電力取引イメージ ..... 9-5
図 9.1-4 Stage-2 における電力取引イメージ ..... 9-6
図 9.1-5 LTMS プロジェクト計画に用いられる系統計画 ..... 9-7
図 9.1-6 LTMS プロジェクト Phase I スキーム ..... 9-8
図 9.1-7 LTMS プロジェクト Phase II スキーム ..... 9-9
図 9.1-8 IPP-1 の送電線を共有する IPP-2 のイメージ ..... 9-10
図 9.1-9 Stage-3 で想定される輸出形態 ..... 9-10
図 9.1-10 EVN-Xekaman-1 送電プロジェクト計画 ..... 9-11
図 9.1-11 EVN-Xekaman-3 送電プロジェクト計画 ..... 9-12
図 9.1-12 託送料金設定の原則 ..... 9-13
図 9.1-13 各託送制度における効率性/複雑さのトレードオフ相関 ..... 9-15
図 9.2-1 負荷周波数制御構造 ..... 9-16
図 9.2-2 送電事業への主要参加者図 ..... 9-17
図 9.2-3 欧州における電源別発電容量の推移 ..... 9-18
図 9.2-4 ENTSO-E の費用便益分析の評価属性 ..... 9-19
図 9.2-5 託送料金設計における主要原則 ..... 9-20
図 10.1-1 2030 年までの運開時期・進捗状況別出力（国内・輸出計）（当初計画分） ..... 10-21
図 10.1-2 2030 年までの運開時期・進捗状況別出力（国内・輸出計）（新規計画分） ..... 10-21
図 10.1-3 2030 年までの雨季／乾季別平均月間発電量（国内）（当初計画分） ..... 10-22
図 10.1-4 2030 年までの雨季／乾季別平均月間発電量（国内）（新規計画分） ..... 10-22
図 10.1-5 北部／南部 国内発電量実績値と計画値の比較 ..... 10-23
図 10.2-1 国内の電力系統に接続される既設、建設中の発電所の設備容量と最大電力需要 . 10-24
図 10.2-2 国内の電力系統に接続される既設、建設中の発電所の発電電力量と電力需要（左：年間、右：3 月 1 ヶ月間） ..... 10-25
図 10.2-3 ラオスの国内向けの電源を輸出に転換するコンセプト ..... 10-25
図 10.3-1 国内供給用の電力系統に接続される既設及び建設中の発電所の県別の発電容量と 2030 年の国内最大電力需要の分布 ..... 10-28
図 10.3-2 国内供給用の電力系統に接続される既設及び建設中の発電所の県別の発電容量の分

布 ..... 10-28
図 10.3-3 既設・建設中のラオス国内供給用の水力発電所の月間の発電電力量の合計 ..... 10-30
図 10.3-4 ラオスの現状の各月の需給バランスの模式図 ..... 10-30
図 10.4-1 水力による供給力の確保 ..... 10-31
図 10.4-2 貯水池式水力による昼夜間の需給ギャップの調整 ..... 10-31
図 10.4-3 火力による供給力の確保 ..... 10-32
図 10.4-4 太陽光及び水力のコスト(発電設備容量 1 MW) ..... 10-32
図 10.4-5 EGAT からの輸入のコスト ..... 10-33
図 10.4-6 火力発電所のコスト（発電設備容量 1 MW） ..... 10-33
図 10.4-7 各種電源のコスト比較 ..... 10-34
図 11.2-1 2030 年までの国際連系線候補（輸出用 IPP 占有使用を除く） ..... 11-1
図 11.3-1 電力輸出シナリオのまとめ ..... 11-3
図 11.4-1 ラオスの輸出専用の電源と国内向けの電源のコンセプト ..... 11-3
図 11.4-2 輸出専用発電所の送電線と国内電力系統 ..... 11-4
図 11.5-1 連系線の接続形態 ..... 11-7
図 11.6-1 G to System による輸出のパターン（現状形態の延長） ..... 11-10
図 11.6-2 パターン A（ラオスを中国と同期連系させベトナムと非同期連系する場合） ..... 11-10
図 11.6-3 パターン B（ラオスをタイと同期連系させベトナムと非同期連系する場合） ..... 11-11
図 11.6-4 最終段階（2030 年以降、ラオス全体の電力系統と隣国との連系） ..... 11-11
図 11.7-1 ロードマップ概要（系統構成及び系統運用） ..... 11-13
図 12.2-1 2030 年の輸出専用送電線 ..... 12-2
図 12.2-2 2030 年の国内供給用の電力系統計画 ..... 12-3
図 12.3-1 北部・中央部 1 の乾季の電力潮流 ..... 12-5
図 12.3-2 中央部 2・南部の乾季の電力潮流 ..... 12-6
図 12.3-3 北部・中央部 1 の雨季の電力潮流 ..... 12-7
図 12.3-4 北部・中央部 1 の雨季の電力潮流 ..... 12-8
図 12.4-1 230 kV Pia Lat – Dongphosy 送電線の Naxaythong への引込 ..... 12-11
図 12.4-2 Nam Ou 5-7 をタイに輸出する場合の電力潮流（乾季） ..... 12-12
図 12.4-3 Nam Ou 5-7 をタイに輸出する場合の電力潮流（雨季） ..... 12-13
図 13.1-1 IEE の手順の概要 ..... 13-6
図 13.1-2 ESIA の手順の概要 ..... 13-7
図 13.1-3 ラオスの保護区の分布 ..... 13-12
図 13.1-4 保護区（自然保全林）と保護林、生産林 ..... 13-13
図 13.2-1 大メコン圏とラオスの地形図 ..... 13-25
図 13.2-2 大メコン圏を流れる河川とメコン川の流域図 ..... 13-26
図 13.2-3 ラオスの気温・降水量 ..... 13-28
図 13.2-4 絶滅危惧種の分布 ..... 13-29
図 13.2-5 メコン川の水質モニタリング定点の位置図 ..... 13-31
図 13.3-1 ラオスにおける持続可能な水力発電開発のコンセプト ..... 13-37
図 13.3-2 持続可能な水力発電事業実施体制 ..... 13-38

図 13.4-1 IEE レベルの検討（環境スコーピング）の手順 ..... 13-45
図 13.4-2 電力系統開発計画における環境社会配慮面からの比較評価の流れ ..... 13-46
図 14.2-1 System-to-System 構築のメリット概念図 ..... 14-4
図 14.2-2 System-to-System 実現のために必要な基本理念イメージ図 ..... 14-4
図 14.2-3 2040 年代以降を見据えた電力系統イメージ ..... 14-6
図 14.4-1 GMS グリッドコード制定スケジュール ..... 14-9
図 14.5-1 ギャップ分析調査表（一部抜粋） ..... 14-13
図 14.6-1 ボトムアップ”カイゼン”による Grid Code の定着とルール遵守 ..... 14-21
図 14.7-1 系統運用セミナーの主要テーマ ..... 14-21
図 14.7-2 第 1 回系統運用セミナーの様子 ..... 14-24
図 15.1-1 FY13～FY17 の EBIT Bridge ..... 15-2
図 15.1-2 COD を迎えた IPP 発電所の数と MW 数 ..... 15-6
図 15.2-1 収益数値推移 ..... 15-12
図 15.2-2 収益構造推移（上：金額推移、下：割合推移） ..... 15-14
図 15.2-3 キャッシュフローの推移 ..... 15-15
図 15.2-1 2018 年の需要想定と当初国内向けに予定されていた既設・建設中の電源の発電電力量 ..... 16-1
図 15.2-2 2018 年の需要想定と当初国内向けに予定されていた既設・建設中の電源から Nam Ou 3-7、Donsahong を輸出用に転換後の発電電力量 ..... 16-2
図 15.2-3 2018 年の需要想定と当初国内向けに予定されていた既設・建設中の電源から Nam Ou 3-7、Donsahong を輸出用に転換し Houapang 火力を運転後の発電電力量 ..... 16-2
図 16.1-1 国内電力量需要と発電電量のバランス ..... 16-3
図 16.2-1 タイ-ラオスの連系線の容量を拡大した場合の余剰電力の輸出の変化(2025 年) ..... 16-4
図 16.3-1 輸出専用送電線及び国内電力系統から隣国への連系送電線 ..... 16-8
図 16.5-1 域内の電力需要を年間にわたり水力と火力によって供給するモデル ..... 16-9
図 16.5-2 域内の水力発電所と火力発電所の分布のイメージ ..... 16-10
図 16.5-3 火力と水力の比率を変えた場合の発電単価の変化 ..... 16-10
図 17.1-1 ラオス国内向け電源設備量の推移 ..... 17-4
図 17.1-2 ラオス国内向け電源設備量水力・火力比率の推移 ..... 17-5
図 17.1-3 地域別最大電力需要想定（MW） ..... 17-6
図 17.1-4 地域別電力需要想定（GWh） ..... 17-6
図 17.1-5 NC 系統想定日負荷曲線（2030 年　最大電力発生日） ..... 17-7
図 17.1-6 C 系統想定日負荷曲線（2030 年　最大電力発生日） ..... 17-7
図 17.1-7 S 系統想定日負荷曲線（2030 年　最大電力発生日） ..... 17-8
図 17.2-1 EDL と EGAT との現状の系統連系 ..... 17-8
図 17.2-2 2030 年断面でのラオス国内系統及び周辺国連系状況 ..... 17-10
図 17.2-3 2030 年断面での系統連系状況 ..... 17-11
図 17.3-1 Laos NC 系統の需給状況（2030 年 3 月） ..... 17-14
図 17.3-2 タイ EGAT 系統の需給状況（2030 年 3 月） ..... 17-15
図 17.3-3 Laos NC 系統の需給状況（2030 年 8 月） ..... 17-15

図 17.3-4 タイ EGAT 系統の需給状況（2030 年 8 月）.....17-16
図 17.3-5 Laos NC 系統の需給状況（2030 年 3 月）.....17-17
図 17.3-6 タイ EGAT 系統の需給状況（2030 年 3 月）.....17-17
図 17.3-7 Laos NC 系統の需給状況（2030 年 8 月）.....17-18
図 17.3-8 タイ EGAT 系統の需給状況（2030 年 8 月）.....17-18
図 17.3-9 Laos NC 系統の需給状況（2030 年 3 月）.....17-19
図 17.3-10 Thai EGAT 系統の需給状況（2030 年 3 月）.....17-19
図 17.3-11 Laos NC 系統の需給状況（2030 年 8 月）.....17-20
図 17.3-12 Thai EGAT 系統の需給状況（2030 年 8 月）.....17-20
図 18.2-1 各国の国際連系計画.....18-6
図 18.2-2 現状のラオスータイ間の国際連系の状況.....18-7
図 18.2-3 OLR を用いた連系線過負荷への一時的対策案.....18-8
図 18.2-4 ラオスによる LFC 制御実現後のラオスータイ国際連系の理想形.....18-9
図 19.1-1 現状の GMS の同期連系の範囲.....19-2
図 19.2-1 整備・検討すべき連系線(230 kV 以上).....19-8
図 19.4-1 GMS 広域連系拡大のための条件整備.....19-15
図 20.3-1 500 kV M.Houn-Nan 間及び 230 kV Thabok-Pakxan-Bungkan 間連系線.....20-3
図 20.3-2 500 kV M.Houn-Nan 間及び 230 kV Thabok-Pakxan-Bungkan 間連系線の位置.....20-3

表 0.6-1 輸出向けに転換する国内系統の既設、建設中の発電所.....0-6
表 0.6-2 2030 年までの国内供給用の電力系統から隣国への連系線.....0-6
表 2.1-1 国の主要指標.....2-2
表 2.1-2 県名及び県都.....2-4
表 2.1-3 ラオス国の主要河川一覧.....2-4
表 2.1-4 ラオス各地の気象データ （2016）.....2-5
表 2.1-5 人口の主要指標の推移.....2-6
表 2.1-6 県別人口、面積、人口密度（2015）.....2-7
表 2.1-7 社会インフラサービスの普及率の推移.....2-7
表 2.1-8 教育の状況.....2-8
表 2.1-9 ラオス国の主要経済指標の推移.....2-8
表 2.1-10 第 8 次 NSEDP の概要.....2-11
表 2.1-11 財政収支.....2-11
表 3.1-1 MEM の主な部局.....3-3
表 3.1-2 電力セクターの関連機関.....3-3
表 3.1-3 旧電力法と現行電力法の構成比較.....3-5
表 3.1-4 主な改正内容及び本調査の関連条項.....3-5
表 3.2-1 EDL 電力料金（2008 年の提案）.....3-7
表 3.2-2 ラオスの既存電力料金.....3-7
表 3.3-1 ADB による GMS 地域の電力融通の調査、会議体に対する支援.....3-9
表 3.4-1 各年の国内電化率の推移（2012 to 2017）.....3-10

表 3.4-2 SHS プログラムにおける太陽光発電設備費用 ..... 3-12
表 4.1-1 既設の国内供給用発電所の設備容量 ..... 4-1
表 4.1-2 既設の輸出用 IPP 発電所の設備容量 ..... 4-1
表 4.1-3 国境付近における 35/22 kV 配電線による隣国との電力供給線 ..... 4-2
表 4.1-4 北部地域における既設及び建設中の発電設備 ..... 4-4
表 4.1-5 中央 1 地域における既設及び建設中の発電設備 ..... 4-8
表 4.1-6 中央 2 地域における既設及び建設中の発電設備 ..... 4-13
表 4.1-7 南部地域における既設及び建設中の発電設備 ..... 4-14
表 4.2-1 地域ごとの変電所設備容量 ..... 4-20
表 4.4-1 EDL の主な送変電設備保守項目 ..... 4-23
表 4.4-2 EDLTC のトレーニングコース ..... 4-24
表 4.5-1 2016 年の雨季(8 月)、乾季（2 月）、年間平均の出力の実績 ..... 4-27
表 5.1-1 2016 年の Large Industry の想定と実績 ..... 5-4
表 5.2-1 2018 年の予測に用いられた非住宅用 115 kV 未満の電力需要伸び率（%） ..... 5-10
表 5.2-2 2016 年の予測に用いられた非住宅用 115 kV 未満の電力需要伸び率（%） ..... 5-10
表 5.2-3 需要予想のアプローチの概要 ..... 5-13
表 5.2-4 2016 年のセクター毎電力消費量と、2013 年モデルによる予測の乖離 ..... 5-15
表 5.2-5 業種別の改善点 ..... 5-17
表 5.3-1 過負荷となる変電所 ..... 5-20
表 5.3-2 県毎のピーク電力成長率 ..... 5-23
表 5.3-3 変電所毎のピーク需要電力予想（Northern） ..... 5-24
表 5.3-4 変電所毎のピーク需要電力予想（Central 1） ..... 5-26
表 5.3-5 変電所毎のピーク需要電力予想（Central 2） ..... 5-28
表 5.3-6 変電所毎のピーク需要電力予想（Southern） ..... 5-29
表 5.3-7 大規模な需要家の最大電力需要予測（北部、中央部 1） ..... 5-30
表 5.3-8 大規模な需要家の最大電力需要予測（中央部 2、南部） ..... 5-31
表 6.1-1 タイの発電設備容量（2014 年 12 月） ..... 6-2
表 6.1-2 2015 年、2016 年の発電設備容量 ..... 6-3
表 6.1-3 再生可能エネルギーの計画設備容量 ..... 6-4
表 6.1-4 2015 年から 2036 年の新設電源の燃料別内訳 ..... 6-5
表 6.1-5 2036 年の発電設備容量 ..... 6-5
表 6.1-6 PDP2015 の電源計画(2015-2020) ..... 6-6
表 6.1-7 PDP2015 の電源計画(2026-2036) ..... 6-7
表 6.1-8 輸出専用 IPP からの電力輸入 ..... 6-9
表 6.1-9 タイへの近隣諸国からの輸入計画 ..... 6-10
表 6.1-10 タイの他国からの輸入 ..... 6-10
表 6.1-11 ラオス-タイ間の電力融通の実績 ..... 6-12
表 6.1-12 タイ個別電源状況（2014 年末） ..... 6-19
表 6.1-13 2030 年までのタイ系統への輸入計画(PDP2018) ..... 6-22
表 6.2-1 ベトナムの電力需要想定 ..... 6-24

表 6.2-2 ベトナムの 2015 年の電源の立地点と構成 ..... 6-26
表 6.2-3 ベトナムの 2020 年の電源の立地点と構成 ..... 6-27
表 6.2-4 ベトナムの 2025 年の電源の立地点と構成 ..... 6-28
表 6.2-5 ベトナムの 2030 年の電源の立地点と構成 ..... 6-29
表 6.2-6 ベトナムの既存電源(2015 年) ..... 6-30
表 6.2-7 ベトナムの電源計画 ..... 6-32
表 6.2-8 ベトナムの地域毎のピーク電力需要と需給上厳しい状況での発電設備出力 ..... 6-46
表 6.2-9 2015 年、2016 年のベトナムの電力系統と隣国との 220kV 送電線での電力融通の実績6-51
表 6.2-10 2017 年 10 月の検討段階における Xekaman 3 及び Xekaman 1 送電線で輸出する計画の発電所 ..... 6-52
表 6.2-11 将来のラオスからの電力輸入計画 ..... 6-53
表 6.2-12 ラオス北部からベトナムへの輸出計画（ベトナム IE の情報） ..... 6-54
表 6.2-13 ラオス南部からベトナム中部への輸出計画（ベトナム IE の情報） ..... 6-56
表 6.3-1 ミャンマーの最大需要の実績 ..... 6-58
表 6.3-2 ミャンマーの電力量需要の実績 ..... 6-59
表 6.3-3 最大電力需要想定 ..... 6-60
表 6.3-4 ミャンマーの電源構成 ..... 6-60
表 6.3-5 ミャンマーの既設発電所 ..... 6-61
表 6.3-6 ミャンマーの輸出用発電所の輸出実績 ..... 6-62
表 6.3-7 ミャンマーの建設中の発電所 ..... 6-62
表 6.3-8 2019 年に募集された緊急電源 ..... 6-63
表 6.3-9 プロジェクトリスト上の輸出用水力発電所 ..... 6-63
表 6.4-1 既設発電設備 ..... 6-65
表 6.4-2 最大電力需要予測 ..... 6-66
表 6.4-3 現状の国際連系線 ..... 6-67
表 6.4-4 発電計画 ..... 6-67
表 6.4-5 2019 年～2030 年のカンボジアの電力供給とピーク需要の概要 ..... 6-69
表 6.5-1 中国南方電網公司の販売電力量及び発電設備容量(2016 年) ..... 6-70
表 6.6-1 ラオスの近隣国の電力の状況と GMS での位置づけ ..... 6-71
表 7.3-1 中国報告書(3 月)と本 MP との比較(2030 年断面) ..... 7-7
表 7.3-2 輸出内訳(2030 年断面) ..... 7-8
表 8.3-1 現状の GMS の超高圧連系線 ..... 8-5
表 8.3-2 GMS 国際連系線計画候補 ..... 8-6
表 8.3-3 世銀の「GMS Power Market Development」プロジェクトでの検討で対象としている GMS 連系線 ..... 8-6
表 9.1-1 GMS 域内にて想定される電力取引スキーム ..... 9-4
表 9.1-2 託送料金算出 ..... 9-14
表 10.1-1 発電原価試算結果 ..... 10-4
表 10.1-2 既存発電設備の概要（2018 年 11 月時点） ..... 10-5

表 10.1-3 2030 年当初発電計画　北部　（2017 年時点 PDA 承認以上） ..... 10-7
表 10.1-4 2030 年当初発電計画　北部　（2017 年時点 MOU 承認以上） ..... 10-9
表 10.1-5 2030 年当初発電計画　南部　（2017 年時点 PDA 承認以上） ..... 10-10
表 10.1-6 2030 年当初発電計画　南部　（2017 年時点 FS 承認以上） ..... 10-11
表 10.1-7 2030 年当初発電計画　中部 1　（2017 年時点 PDA 承認以上） ..... 10-13
表 10.1-8 2030 年当初発電計画　中部 1　（2017 年時点 FS 承認以上） ..... 10-13
表 10.1-9 2030 年当初発電計画　中部 2　（2017 年時点 PDA 承認以上） ..... 10-14
表 10.1-10 2030 年当初発電計画　中部 2　（2017 年時点 FS 承認以上） ..... 10-14
表 10.1-11 2030 年までの新規発電計画（建設中） ..... 10-15
表 10.1-12 2030 年までの新規発電計画（建設前・EDL 接続分） ..... 10-17
表 10.1-13 国内向けから輸出向けに変更するプロジェクト（新規計画） ..... 10-17
表 10.1-14 2030 年までの火力発電計画（2017 年時点当初計画） ..... 10-17
表 10.1-15 2030 年までの太陽光・風力・バイオマス発電計画（2017 年時点当初計画） ..... 10-18
表 10.1-16 2030 年までの設備容量（2017 年時点当初計画） ..... 10-19
表 10.1-17 2030 年までの設備容量（新規計画） ..... 10-20
表 10.1-18 発電実績・計画比 ..... 10-24
表 10.2-1 輸出向けへの転換が想定される国内系統に接続される既設、建設中の発電所 ..... 10-26
表 10.3-1 輸出向けに転換する国内系統の既設、建設中の発電所 ..... 10-29
表 10.3-2 2030 年までの「国内供給用の電力系統から隣国への連系線 ..... 10-29
表 10.4-1 国内に残す電源（既設） ..... 10-35
表 10.4-2 国内に残す電源（建設中） ..... 10-36
表 10.4-3 国内に残す電源（新設） ..... 10-37
表 10.4-4 輸出専用を国内に転換 ..... 10-37
表 10.4-5 輸出用に転換 ..... 10-37
表 10.5-1 2030 年までの輸出用電源リスト ..... 10-38
表 11.2-1 2030 年までの国際連系線候補（輸出用 IPP 占有使用を除く） ..... 11-2
表 11.5-1 連系線の形態によるメリット／デメリット ..... 11-8
表 11.7-1 ロードマップ概要 ..... 11-12
表 12.5-1 計画送電線 ..... 12-14
表 12.6-1 建設コスト算出に使用する積算単価（送電設備） ..... 12-15
表 12.6-2 建設コスト算出に使用する積算単価（変電設備） ..... 12-16
表 12.7-1 国内電力系統（送変電設備）の建設事業費 ..... 12-17
表 12.7-2 世界銀行が実施した REP の事業概要 ..... 12-18
表 12.7-3 ラオスの配電線設備の設置実績（2018 年まで） ..... 12-18
表 12.7-4 国内電力系統（配電設備）の建設事業費 ..... 12-18
表 13.1-1 ラオス国の主要な環境社会関連法規制 ..... 13-2
表 13.1-2 環境保護法の目次と主要な内容 ..... 13-3
表 13.1-3 SEA に関する決定(Decision on Strategic Environmental Assessment)の目次構成 ..... 13-8
表 13.1-4 Guidelines on Strategic Environmental Assessment Lao PDR の目次構成 ..... 13-9
表 13.1-5 森林のカテゴリ分類 ..... 13-11

表 13.1-6 環境関連の国際条約 ..... 13-14
表 13.1-7 環境大気質に関する環境基準 ..... 13-15
表 13.1-8 環境影響評価に関する政府主要機関 ..... 13-15
表 13.1-9 天然資源環境省（MONRE）の構成組織* ..... 13-16
表 13.1-10 認証登録された環境コンサルタントのリスト ..... 13-16
表 13.1-11 環境社会配慮全体に関する乖離状況とギャップへの対応策 ..... 13-17
表 13.1-12 非自発的住民移転に係る法規制の乖離状況とギャップへの対応策 ..... 13-22
表 13.2-1 メコン川流域各国の占める割合 ..... 13-27
表 13.2-2 ラオス国内の主要なメコン川支流 ..... 13-27
表 13.2-3 ラオスで確認されている主な野生生物種 ..... 13-28
表 13.2-4 ラオスの絶滅危惧種数 ..... 13-29
表 13.2-5 大気環境濃度測定結果 ..... 13-30
表 13.2-6 水生生物保護基準を対照とした河川水質 ..... 13-32
表 13.2-7 ラオスによる気候変動の緩和策 ..... 13-33
表 13.2-8 ラオスによる主要なセクターでの順応策 ..... 13-34
表 13.3-1 電力開発と環境社会配慮 ..... 13-35
表 13.3-2 水力発電開発に伴う環境・社会影響 ..... 13-35
表 13.3-3 電力開発関連の投資プロジェクト・活動に係るスクリーニング基準 ..... 13-38
表 13.3-4 電力開発事業における事業段階別の環境社会配慮 ..... 13-39
表 13.3-5 付属書：コンセッション契約における事業者の環境・社会配慮義務の内容 ..... 13-40
表 13.4-1 SEA/EIA と対象範囲、政策、計画、プログラム等との関係 ..... 13-44
表 14.3-1 ラオスグリッドコードの主な構成（技術面） ..... 14-6
表 14.4-1 GMS 地域グリッドコードの構成 ..... 14-10
表 14.5-1 発電機接続ルール・電力系統運用ルール・緊急時系統運用ルールの分析結果 ..... 14-14
表 15.1-1 主要財務指標 ..... 15-3
表 15.1-2 連結損益計算書（単位：百万 LAK） ..... 15-4
表 15.1-3 収益内訳（単位：百万 LAK） ..... 15-5
表 15.1-4 費用内訳（単位：百万 LAK） ..... 15-5
表 15.1-5 連結貸借対照表（単位：百万 LAK） ..... 15-7
表 15.1-6 有形固定資産内訳（単位：百万 LAK） ..... 15-8
表 15.1-7 借入金内訳（2017 年 12 月時点） ..... 15-9
表 15.1-8 借入金の支払期限 ..... 15-10
表 15.1-9 債券の推移（単位：百万 LAK） ..... 15-10
表 15.1-10 連結キャッシュフロー計算書 ..... 15-11
表 15.2-1 個別損益計算書シミュレーション結果（単位：百万 LAK） ..... 15-13
表 15.2-2 2019 以降 COD を迎える輸出用発電所の発電量（単位：MW） ..... 15-15
表 16.3-1 タイへの輸出専用の電源 (ベース計画) ..... 16-5
表 16.3-2 ベトナムへの輸出専用の電源 (ベース計画) ..... 16-5
表 16.3-3 カンボジアへの輸出専用の電源 (ベース計画) ..... 16-6
表 16.3-4 国内電力供給用の系統の電源 (ベース計画) ..... 16-6

表 17.1-1 MEM 大臣承認電源計画（既設含む） ..... 17-1
表 17.3-1 燃料価格（WEO2019） ..... 17-12
表 17.3-2 ラオス火力発電所燃料費 ..... 17-12
表 17.3-3 連系容量設定 ..... 17-12
表 17.3-4 連系容量 300 MW の融通量 ..... 17-13
表 17.3-5 連系容量 600 MW の融通量 ..... 17-13
表 17.3-6 連系容量 1000 MW の融通量 ..... 17-14
表 18.1-1 GMS Grid code と各国比較 ..... 18-5
表 19.2-1 整備・検討すべき連系線(230 kV 以上) ..... 19-7
表 19.4-1 連系線整備のロードマップ ..... 19-10
表 19.4-2 国際連系拡大に向けたロードマップ ..... 19-11
表 19.4-3 中国南方電網公司のラオス国内需要とラオスからの輸出量の想定 ..... 19-13

# 付録資料

付録 1-1　国内電力供給用の系統計画案（2019 年 6 月）
付録 1-2　第八次現地調査キックオフミーティング資料（2019 年 5 月）
付録 4-1　既設送電線リスト
付録 4-2　国際連系線リスト
付録 4-3　建設中送電線リスト
付録 4-4　既設変電所リスト
付録 4-5　建設中変電所リスト
付録 11-1　建設コスト見積りの適用単価（送電線）
付録 11-2　建設コスト見積りの適用単価（変電所）
付録 11-3　送電設備の建設事業費
付録 11-4　変電設備の建設事業費
付録 11-5　大規模需要家向け送変電設備の建設事業費
付録 12-2　電力系統開発の環境社会配慮実施状況
付録 12-3　電力系統開発に係る SEA 調査　その 1
付録 12-4　電力系統開発に係る SEA 調査　その 2 仮想電力系統ルートの環境社会影響に関する予備的検討
付録 12-5　日本国における送電事業の概要

## 略語表

| | |
|---|---|
| AC | Alternating Current |
| ACCC | Aluminum Conductor Composite Core |
| ACER | Agency for the Cooperation of Energy Regulators |
| ACSR | Aluminum Cable Steel Reinforced |
| ADB | Asian Development Bank |
| AEDP | Alternatvie Energy Development Plan |
| AFTA | ASEAN Free Trade Area |
| ALS | Automatic Load Shedding |
| ASEAN | Association of Southeast Asian Nations |
| AusAID | The Australian Agency for International Development |
| BOO | Build Own Operate |
| BOT | Build Operate Transfer |
| B to B | Back to Back |
| CA | Concession Agreement |
| CB | Circuit Breaker |
| COD | Commercial Operation Date |
| CPI | Consumer Price Index |
| CSG | China Southern Power Grid |
| DC | Direct Current |
| DEB | Department of Energy Business |
| DEM | Department of Energy Management |
| DEPP | Department of Energy Policy and Planning |
| DMM | Department of Mining Management |
| DOF | Department of Forestry |
| DOL | Department of Law |
| DONRE | District Office of Natural Resources and Environment |
| DPC | Department of Planning and Cooperation |
| DPO | Days Payable Outstanding |
| DR | Demand Response |
| DSO | Days Sales Outstanding |
| EBIT | Earnings Before Interest and Taxes |
| ECC | Environmental Compliance Certificate |
| EDL | Electricité du Laos |
| EDL-Gen | EDL-Generation Public Company |
| EDLTC | EDL Training Center |
| EGAT | Electricity Generating Authority of Thailand |
| EGPD | Electricity Generation Planning Division |
| EIA | Environmental Impact Assessment |
| EPD | Energy Planning Division (DEPP , MEM) |
| EPPO | Energy Policy and Planning Office (Thailand) |
| EPPEI | Electric Power Planning & Engineering Institute |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity |
| ESIA | Environmental and Social Impact Assessment |
| EVN | Electricity of Vietnam |
| EY | Ernst & Young Lao Co. Ltd. |
| FCP | Frequency Containment Process |
| FFC | Flat Frequency Control |
| FS | Feasibility Study |
| GDP | Gross domestic product |

| | |
|---|---|
| GEF | Global Environmnental Facility |
| GMS | Greater Mekong Sub-region |
| HPCC | Hydro Power Control Center |
| HVDC | High Voltage Direct Current |
| IDA | International Development Association |
| IE | Institute of Energy (Vietnam) |
| IPP | Independent Power Producer |
| IREP | Institute of Renewable Energy Promotion |
| ISO | Independent System Operator |
| ITO | Independent Transmission Operators |
| JCC | Joint Coordination Committee |
| JEPX | Japan Electric Ppwer Exchange |
| JICA | Japan International Corporation Agency |
| JV | Joint Venture |
| LEPTS | Lao Electric Power Technical Standard |
| LFC | Load Frequency Control |
| LDC | Least Developed Countries |
| LHSE | Lao Holding State Enterprise |
| M&A | Mergers and Acquisitions |
| MAF | Ministry of Agriculture and Forestry |
| MD | Managing Director |
| MEM | Ministry of Energy and Mines |
| MLS | Manual Load Shedding |
| MOE | Ministry of Energy (Thailand) |
| MOEE | Ministry of Electricity and Energy (Myanmar) |
| MoF | Ministry of Finance |
| MoH | Ministry of Health |
| MOIT | Ministry of Industry and Trade of the Socialist republic of Vietnam |
| MoNRE | Ministry of Natural Resources and Environment |
| MOU | Memorandum of Understanding |
| MPI | Ministry of Planning and Investment |
| MPWT | Ministry of Public Works and Transport |
| MRC | Mekong River Commission |
| NCC | National Control Center |
| NGO | Non-Governmental Organization |
| NGPES | National Growth and Poverty Eradication Strategy |
| NPDP | National Power Development Plan |
| NSEDP | National Socio-Economic Development Plan |
| OCCTO | Organization of Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan |
| OCR | Over Current Relay |
| O&M | Operation and Maintenance |
| OJT | On the Job Training |
| OLR | Over Load Relay |
| PCI | Projects of Common Interest |
| PDA | Power Development Agreement |
| PDP | Power Development Plan |
| PPDP | Provincial Power Development Plan |
| PLC | Power Line Communication |
| PPA | Power Purchase Agreement |

| | |
|---|---|
| PPS | Power Purchase Supplier |
| PESCOs | Provincial Energy Service Companies |
| PSHD | Policy on Sustainable Hydropower Development |
| PSS | Power System Stabilizer |
| PSS/E | Power System Simulator for Engineering |
| P2P | Power to the Poor |
| PwC | Price waterhouse Coopers |
| RCC | Regional Control Center |
| REDS | Renewable Energy Development Strategy |
| REDD+ | Reductuion of Emission from Deforestation and forest Degradation + |
| RPCC | Regional Power Coordination Centre |
| RPTCC | Regional Power Trade Coordination Committee |
| SAPP | Southern Africa Power Pool |
| SCADA | Supervisory Control And Data Acquisition |
| SEA | Strategic Environmental Assessment |
| SEIA | Social and Environmental Impact Assessment |
| SHS | Solar Home Systemes |
| SIL | Surge Impedance Load |
| SPP | Small Power Producer |
| SS | Substation |
| SVC | Static VAR Compensators |
| TA | Technical Assistance |
| TBC | Tie-line Bias Control |
| TL | Transmission Line |
| TNB | Tenaga Nasional Berhad (Malaysia) |
| TSO | Transmission System Operator |
| TYNDP | Ten-year Network Development Plan |
| UCTE | the Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity |
| UFLS | Under Frequency Load Shedding |
| UNESCO | United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization |
| VSPP | Very Small Power Producer |
| WAPP | West Africa Power Pool |
| WB | World Bank |
| WGRI | Working Group on Regulatory Issue |

# 第 0 章 要旨

## 0.1. 調査の背景

ラオスは、インドシナ半島のほぼ中心に位置する内陸国であり、中国、ベトナム、ミャンマー、タイ及びカンボジアの 5 ヶ国と隣接している。国土の約 7 割が山岳地帯、メコン河が 1,900 km にわたって貫流、豊富な包蔵水力が国の経済の原動力になっている。2018 年のラオス国内の発電設備容量は 7,367 MW、そのうち国内供給用は 2,901 MW であり、国内の最大電力需要は 1,000 MW 程度であった。ラオスの水力発電所の開発ポテンシャルは大きく、ラオス政府は、隣国との電力融通拡大のための「System-to-System（ラオス系統と近隣国系統との連系）」体制の確立とそれを利用した電力輸出拡大を目指している。本プロジェクトは、2017 年 9 月から 2020 年 3 月にかけて、ラオス国エネルギー鉱業省(MEM)、及びラオス電力公社(EDL)との協働を通じて、ラオス国内の電力安定供給、及び近隣国との電力融通の拡大を実現するために実施され、2030 年までの電力系統整備計画、ロードマップの策定、グリッドコード等の電力系統運用面でのルール整備の支援を目的とした。

## 0.2. 国内供給用の電力系統と輸出専用発電所の送電線の分離

ラオスの電力系統は、従来、輸出専用の発電所から隣国の電力系統に直結する送電線と、国内供給用の電力系統に二分されており、国内供給用の系統は、タイの電力系統と 6 か所で 115 kV の連系線により同期している。この連系線を通して、2010～2015 年は、タイから乾季に電力を輸入し、雨季に輸出をしていた。また、最北部に中国との 115 kV 連系線があり、電力が不足していた時期、中国から一部の地域へ供給を受けていた。

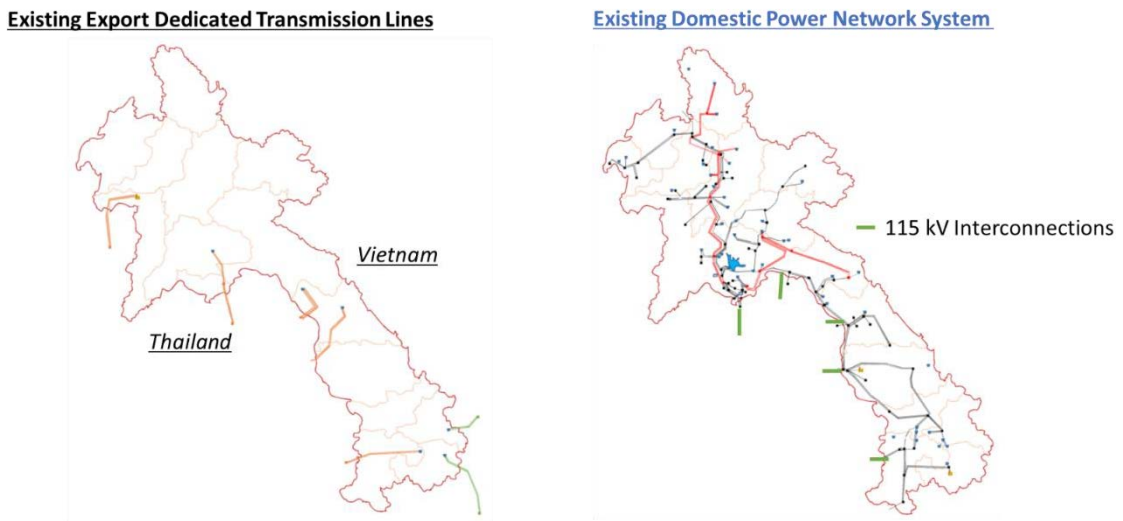



**図 0.2-1 輸出専用発電所の送電線と国内電力系統**

調査開始当初、今後開発される発電所はすべて国内系統に接続し、その上で輸出を行う「System-to-System」による電力融通拡大の構想があった。しかし、輸出専用の発電所の送電線と国内供給用の電力系統とは、これまでと同様に 2030 年までは引き続き分離する計画

とした。これは、ラオスの国内供給用の電力系統内での需給バランスの確保、発電機の制御などの系統運用の機能、及び国内電力系統設備の整備が不十分であり、輸出専用の発電事業者の発電所と併用した信頼度の高い送電系統を構築することが当面は困難であると考えられたためである。

## 0.3. 需要想定の見直し

調査開始当初、ラオスの国内の公式の需要想定は、最大電力で 2017 年 1,728 MW、2018 年 2.097 MW、2019 年 2,401 MW、2020 年 2,723 MW であり、2030 年には 5,892 MW に達すると想定されていた。一方、2016 年～2017 年の最大電力需要の実績値は、1,000 MW 程度しかなく、想定と大きくかい離していた。この間、国内向けの発電所の建設は、当初の需要想定に基づいて進められており、このままでは、大幅な供給過多になることが想定された。このため、実情を反映した需要想定の見直しが求められ、2018 年、MEM、及び EDL は需要想定を見直した。新旧の需要想定を比較した結果を次図に示す。2020 年は 1,200 MW 程度、2030 年は 2,700 MW 程度の想定である。

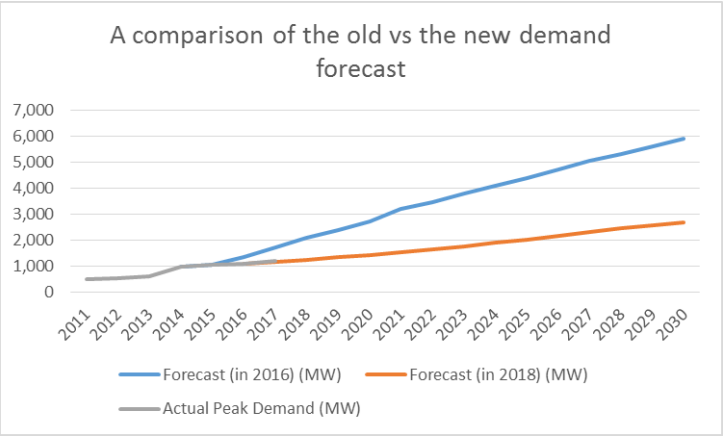



**図 0.3-1 2016 年の旧需要想定と 2018 年の新需要想定の比較**

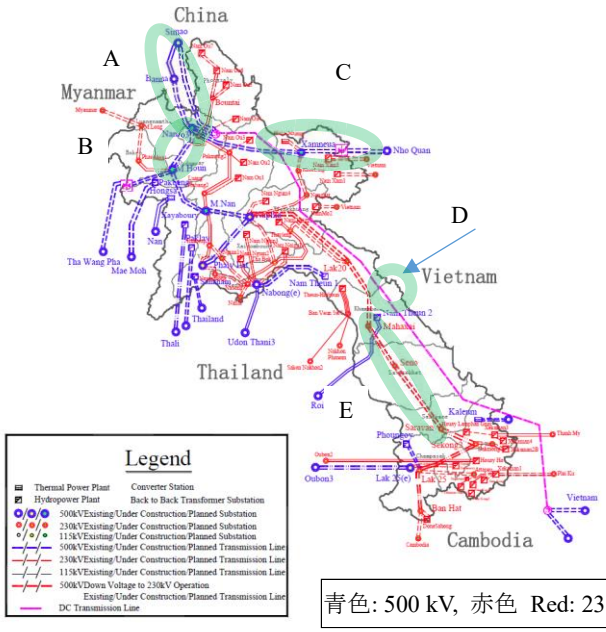
ラオスの国境付近に開発される発電所には、規模、立地点、電力の売買価格等の条件により、輸出専用か、国内供給用かを選択できる事業がある。このため、ラオス国内向けとして建設が進められていた発電所が、建設途中で輸出専用に切り替わってしまい、建設中であった一部の送電線が、他に流用はできず無駄になった例があった。また、国内向けに建設されたばかりの発電所が、需要の低迷により、計画されていた発電が不要になり、全量買い取りの条件(Take or Pay)によって契約をしているラオス電力公社は、大きな財務的な負担を強いられる例があった。いずれも、開発の計画策定時における、国内の電力需要想定が過大であったことが一因である。需要想定の見直しとともに、電源計画の見直しも必要となった。

## 0.4. 中国によるラオスの電力計画

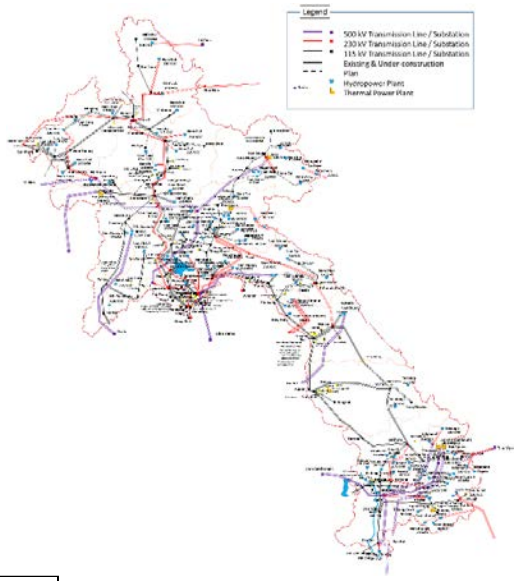
2017 年に、中国の「一帯一路」構想の一環として、ラオスと中国の協力により系統計画の調査が開始された。2017 年 9 月の検討結果では、ラオスの発電の余剰分を中国からラオスに輸入する電力と合わせ、ラオスに建設する 500 kV 送電線、あるいは直流送電線を通し、

タイ、ベトナムにラオスから輸出する計画が検討されていた。しかし、この時点では、ラオスの 2016 年の旧需要想定(2030 年で 5,892 MW)と、輸出専用を除いたラオス国内からの過大なベトナムへの輸出(2023 年から 4,000 MW)を想定し、計画検討を行っていたため、ラオス国内に必要な電力系統設備を過大に見積もっていた。

2019 年、中国は、本 JICA MP で使用したものと同じ需要想定を使用し、ラオスの系統計画を再検討した。2030 年までは 500 kV バックボーン送電線は必要ないことなど、国内電力系統の計画については、本 MP との差は少なくなっている。しかし、ラオス北部と中国との連系を強化し、雨季、乾季のラオス国内の需給バランスを中国との融通で補う構想など、タイとの既存の同期連系の拡大を目指す本 MP との考え方の相違は依然として残されている。




Planning and Construction Plan for Laos Power Grid in 2030



中国報告書　　本 MP

| | 主なプロジェクト | 中国案(2018-2019) | JICA MP |
|---|---|---|---|
| A | 500 kV 中国-ラオス北部連系 | あり | なし |
| B | 500 kV Nam Mo - M. Houn | あり | なし |
| C | 500 kV Nam Mo - Nho Quan (ベトナム) | あり | なし |
| | 南北 500 kV バックボーン送電線 | なし | なし |
| D | ラオス北部-ベトナム中部直流送電線(民間) | あり | なし |
| E | 230 kV Mahaxai-Saravan 送電線 | あり | なし |

**図 0.4-1 中国 EPPI の系統計画と本 MP の主な相違点**

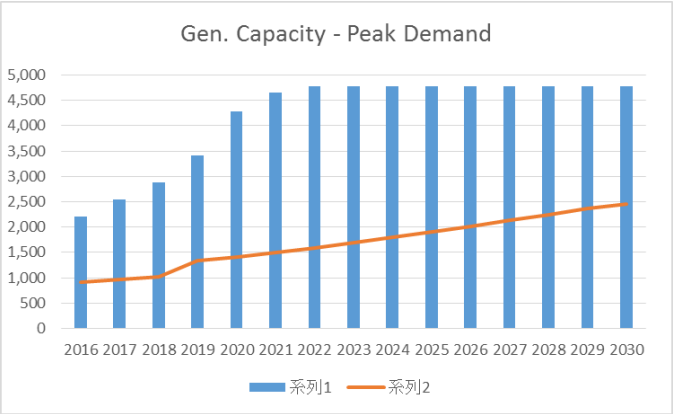
また、並行して、ラオス国内に必要となると想定された基幹送電線の建設、運転、管理を通して、国内電力需要への送電事業、及び隣国への輸出事業の両方を担う組織である EDL-T の設立が提案された。EDL-T の設立構想については、EDL-T の収益の中に、近隣国から

の託送料金収入が想定されており、近隣国とラオス側の電力売買契約の締結が、設立の条件となると考えられる。EDL-T の事業が健全に運営されるための条件の一つとしては、隣国のタイ、ベトナム、カンボジアが想定通りにラオスから輸入をすること、ラオス国内の需要が想定どおりに増加すること、が挙げられる。このため、タイ、ベトナム、カンボジアと、EDL-T の設立の合意を含んだ PPA を締結し、ラオスの需要規模と近隣国との PPA の締結状況に応じた部分的に必要な送電線設備を建設・運用する組織から開始することが望ましいと考えられる。

ラオスの基幹系統は、中国のみならず、将来、タイ、ベトナム等の他の近隣諸国への電力融通を担い、他国の電力系統に大きな影響を与える。このため、これを管轄するラオスの企業体に他国資本が入る場合、中国一国のみの資本参加では、将来の GMS 内での公正な送電網の運用が保てなくなる恐れがあり、タイ、ベトナムなど他国の参加等も検討すべきである。

## 0.5. 電源計画の見直し

2017 年に公表された MEM による電源開発計画は、既設、建設中、及び輸出用電源も含めて、総出力約 31.5 GW であり、2018 年に運転されていた電源 7.4 GW の約 4.3 倍であった。既設・建設中の国内向けの発電所の発電量は、国内需要を大きく上回り、将来にわたって余剰電力が発生する。




橙色の線：需要、青色：発電設備容量、横軸の単位：年、縦軸の単位 MW

出典：MEM, EDL, JICA 調査団

**図 0.5-1 国内の電力系統に接続される既設、建設中の発電所の設備容量と最大電力需要**

このような膨大な発電計画となっていた要因は、ラオス政府機関が発電所の許認可を発行するにあたり、全体の需給を踏まえた管理、把握をしておらず、発電事業者が各々に計画したものを受け入れていたため、開発計画が乱立している状態にある。ラオス政府もこうした過剰な電力供給計画を問題視しており、ラオス国内の需要想定の見直し、タイへの輸出電力量の見通しを踏まえ、2019 年 3 月、首相府官房局より、計画投資大臣、エネルギー鉱業大臣、天然資源環境大臣、市長及び県知事に対して、電源計画の見直しを命じた。そこでは、特に経済性の低いプロジェクトとして、代替エネルギー発電及び 5 MW 以下の発電所の計画・承認を 2 年間中止すること、また、売電先がないプロジェクトや送電線等未整備事業に

対して、開発の取り止めや一時停止を求めた。

その後、2019 年 4 月、MEM の EPD、EGPD 及び EDL により、ラオス国内における 2030 年までの電源計画が取りまとめられた。この計画では電源計画は必要最低限におさえられ、既に建設中の発電所を除くと 5 発電所のみ新規に開発を進めることとなった。

しかし、すでに PPA や開発の合意がなされ、キャンセルができない発電所計画があり、MEM において、計画の見直し作業が行われている。

## 0.6. 余剰電力の対策

国内供給用の電力系統では、発電設備容量が国内の電力供給に必要な容量と比較し大きく、供給過多の状況が続いている。既設及び建設中の発電所の発電電力量は、最も発電電力量の少ない乾季においても 2027 年までは電力需要を上回る。年間を通して使用されない発電設備容量、及び発電電力量の余剰が国内に存在し、固定買い取りの買電契約が多い EDL の財務を圧迫している。余剰電力を減らし発電所の発電電力を活用するためには、以下の方策があげられる。

- 国内の電力系統の需要を増加させる。
- 国内の電力系統からの輸出量を増加させる。
- 国内供給用の電源を輸出専用電源に振り分ける。

国内供給用の電力系統の余剰電力の一部は、既存のタイとの 115 kV 連系線を通じて輸出可能であるが、送電容量、タイ側の受け入れの制約により、限界がある。国内供給用の電力系統における既設及び建設中の発電所の多くは、需要中心であるヴィエンチャン市から遠方に立地され、国内電力系統が不十分なため、その発電電力を十分に活用できていない。また、ラオス全体で将来の乾季の需給バランスが健全になる時期は、現在の需要の 2.5 倍以上に達する時期であり、ここまで待っていては、EDL の財務状況はさらに悪化してしまう。

このため、既設、建設中の発電所による余剰の電力を、立地点に合わせて早急に隣国への輸出に転換し、EDL の財務の健全化を早急にはかることが必要と考えられる。具体的には、国内系統に接続される既設、建設中の発電所のうち、隣国に近い以下の発電所を輸出向けに転換することとした。Nam Ou 5,6,7 はベトナム、MK. Don Sahong はカンボジアである。Nam Kong 1,2 は、当初ベトナムへの転換が想定されていたが、カンボジアに輸出する可能性もある。

なお、運開時期を迎えた発電所の中で、予定通りの発電電力量を発電していないものが存在する。これは、送電線容量の不足や、電力需要の過少のため、要求されている発電ができないためである。この場合でも、Take or Pay 契約を締結している発電所への支払いは、発電電力量によらずに発生する。

**表 0.6-1 輸出向けに転換する国内系統の既設、建設中の発電所**

| Name of Project | Location | Region | Inst.Cap | Energy(GWh) | COD |
|---|---|---|---|---|---|
| Nam Ou 5 (H) | Phongsaly | North | 240 MW | 1049 | 2016 |
| Nam Ou 6 (H) | Phongsaly | North | 180 MW | 739 | 2016 |
| Nam Kong 2 (H) | Attapeu | South | 66 MW | 263.11 | 2018 |
| MK DonSahong (H) | Champasack | South | 195 MW | 1504.5 | 2019 |
| Nam Ou 7 (H) | Phongsaly | North | 210 MW | 810 | 2020 |
| Nam Kong 1 (H) | Attapeu | South | 160 MW | 649 | 2021 |

また、国内供給用の電力系統で発生した余剰電力を活用するために、国内供給用の電力系統から国際連系線を通じた輸出を増加する方法も有効である。ラオスの電力需要は、雨季、乾季で大きな差はないため、ほとんどの電源が水力で構成されるラオスでは、需要に合わせて乾季の出力を確保すると、発電電力量の多い雨季には余剰電力が発生する。しかし、タイ、ベトナム等の隣国では、雨季であっても火力発電所の焚減らしなどの効果が期待でき、雨季、乾季ともにラオスの水力発電所の発電電力を活用することができる。

ベトナムへの輸出については、G-to-System による既存のセカマン 1,3 水力の 230 kV 電源送電線に、ラオス国内の国内系統用に建設、計画されている周辺の発電所を接続し、輸出する計画がある。ただし、セカマン 1.3 水力の 230 kV 電源送電線の容量の制限から、ベトナムへの輸出量が多くなる場合は、新たに、500 kV 送電線をラオス南部からベトナム中部に新設し、ラオス南部から輸出する構想もある。

2030 年までの国内供給用の電力系統から隣国への連系線は以下を見込む。

**表 0.6-2 2030 年までの国内供給用の電力系統から隣国への連系線**

| 連系線 | タイ | ミャンマー | カンボジア |
|---|---|---|---|
| 既設 | 115 kV 連系線 | - | 115 kV Ban Hat (EDL) |
| 容量 | 610 MW | - | 120 MW |
| 新設 1 | 230 kV Thabok (EDL) - Bung Kan(EGAT) | 132/110 kV Thonpeng (EDL) – 132 kV Tachilek (ミャンマー) | - |
| 容量 | 300 MW (推定) | 100 MW | - |
| 新設 2 | 500 kV M.Houn (EDL) - Tha Wang Pha (EGAT) | - | - |
| 容量 | 1,000 MW (推定) | - | - |

## 0.7. 後年度の乾季供給力の確保策

水力発電所は乾季の出力が小さいため、水力発電所の新設によって、乾季の供給力を確保するためには、相当に大きな容量の発電所を設置する必要がある。また、雨季は発電する必要がないため、新規に建設される水力発電所の年間の設備利用率は小さくなる。概算すると、年間設備利用率は 20%程度にまで低下する。現状の水力発電中心の開発では、乾季の供給力不足が効率的に解消されない。このため、火力発電所など他の種類の電源や、タイなどからの輸入により、乾季の供給力を確保するほうが経済的である可能性がある。乾季供給力の確保の方策として、各種電源を比較した。

ラオスでは、将来にわたり、雨季は、既設、及び建設中の水力発電所の発電出力だけで供給量が充足する。このため、新設される発電所は、雨季には運転する必要はなく、停止するものとした。石炭火力の新設によって、乾季の電力を確保し、雨季に停止する場合は、石炭火力の年間の設備利用率は、45%程度と低くなり、経済性も低下する。太陽光によって、乾季の供給力を確保する場合、年間の設備利用率は、10%程度になる。なお、昼夜間での貯水が可能な貯水池式であれば、太陽光と組み合わせ、太陽光発電の発電エネルギーを夜間に回すことができ、乾季の供給力として見込むことができる。

ラオスの乾季の発電電力量を確保するためのコストを比較すると、高い方から太陽光、石炭火力（Xekong 県）、貯水池式水力、石炭火力（Houaphan 県）、EGAT からの輸入の順となった。したがって、ラオスの乾季の供給力を確保するために必要な電源としては、EGAT の輸入、もしくは Houaphan 火力発電所が経済的に優位である。本調査では、EGAT からの輸入量の制限と自国内電源の開発の優先を考慮し、新規の電源として、2026 年より Houaphan 火力発電所を運転する計画とした。

なお、タイとの連系線容量を拡大し、EGAT からの輸入量を増加させることができれば、乾季の供給力対策として有効であると考えられ、今後、ラオス国内で採掘される石炭を燃料とした火力発電所の開発、太陽光発電を活用した調整池式水力の乾季ピーク運用、タイからの融通などを組み合わせて最経済的な乾季供給力を検討することが必要になる。隣国への融通も含め、経済的な乾季供給力の検討を発電機運用も考慮して、MEM 及び EDL が検討する必要がある。

## 0.8. 国内系統計画

国内の需要想定、電源計画に基づき、送変電計画を策定した。なお、国内系統から隣国への連系線を含む。主な計画は以下のとおり。

● 500 kV 送電線
- Houaphan 石炭火力から、ルアンプラバン南部を経て、タイ国境付近の M.Houn に至る送電線の新設 (Houaphan 石炭火力、タイ連系線への供給)
- M.Houn-タイ連系線(タイとの輸出入拡大)

● 230 kV 送電線
- 北部ミャンマー国境付近 (ミャンマーへの輸出、北部工業団地供給)
- ヴィエンチャンを囲む送電線 （ヴィエンチャン市の需要増加対策）
- ヴィエンチャン東部-タイ連系線(タイとの輸出入拡大、交直変換所)
- KM20 - Mahaxai (中央部 2 への潮流増加対策)
- Pakxong - Nathone(Houa Ho 国内返還受け入れ)

国内電力系統の送変電設備の建設事業費は、建設中と計画を合わせて約 1,900 million USD と見積もられる。

## 0.9. EDL の経済財務分析

EDL の財務状況は、収益性、安全性及び支払能力のいずれについても良好ではなくむし

ろ悪化しており、今後投資を進めていく場合には、改善が必須であるといえる。

本来は、営業活動によるキャッシュフローをプラスにし、そこで捻出した資金によって、さらに営業活動によるキャッシュフローを生むべく投資活動を行うことが必要である。今般のシミュレーションの基本シナリオのように、輸出用電源を開発し、輸出向け電力販売を増加させることにより、収益を押し上げることは可能ではあるものの、そもそも営業活動によるキャッシュフローをプラスにできない構造を抱えたまま、借入で精査なく投資活動を行っているために、引き続き営業活動によるキャッシュフローをプラスにできない、という悪循環を繰り返している状況にある。

EDL は、公的機関として財務管理を実施することと同時に、民間企業としての経営戦略策定や、投資活動を含めた事業実施をする必要がある。そして、上記のような EDL の現在の財務状況を踏まえると、経営戦略策定支援、財務管理業務の最適化と財務管理能力の強化支援と併せた財務管理システム導入支援、運転資本改善、新たな収益源の開拓の検討等、より包括的な経営改善をパッケージで支援していくことが、上記の課題解決に資する協力として有用であると考えられる。

## 0.10. タイへの連系線計画

ラオス系統とタイ系統の連系容量を拡張した場合の需給シミュレーションを実施した。

2030 年でのラオス北中部系統での水力余力が大きく、一方、タイ系統においては、北部石炭火力発電所が老朽化による廃止と石炭埋蔵量の減少により、発電所出力が減少する。これに伴い、石炭発電所からの送電に使用していた 500 kV 送電線の送電容量に空きが生じる。

この背景から、ラオス北中部系統とタイ北部系統との 500 kV 連系が双方の系統の発電効率の向上に寄与すると期待される。合計の連系容量を 1,000 MW とすると、ラオス北中部系統の雨季のピーク時と平日日中の水力余力は解消される。しかし、オフピーク時日中は、タイ系統での PV 出力増加により需要と調整余力が減少するため、融通は減少する。しかし、2030 年以降はタイ系統の火力 IPP 契約が減少し、EGAT 所有の火力発電機が増加することから調整能力の増加が期待される。このため、2030 年以降もラオス系統の水力余剰をタイ系統で火力発電の炊き減らしに活用することが期待できる。

また、ミャンマー、カンボジアへのタイ経由の融通、及び需要規模の小さいラオスにとって、想定を超えた大規模な需要が出現した場合への対応も期待できる。

このため、タイとの連系容量を増加させ、連系を強化することがラオス、タイ双方にとって得策と考えられる。

タイへの連系点としては、ラオス北中部系統とタイとの連系線の優先度が高く、本地域の連系線を提案する。

## 0.11. 系統運用、グリッドコード

### 0.11.1. 連系系統の運用

今後、GMS 各国の電力系統を連系し、System-to-System 体制を構築することは、以下の点で非常にメリットは大きい。

- エネルギー資源を地域全体で有効活用でき、偏在性を克服することができる。
- 発電機の自国系統への接続を促し、電力系統や電力取引の監視・制御を適切に実施することにより、自国の資源エネルギー源などの国益を保護することができる。
- 緊急時の相互支援が可能となり、電力系統を安定化できる。
- 平常時においても安価な電源を輸出入する電力取引を活性化させ経済性向上を追求することができる。

将来、System-to-System 体制を定着させ、そのメリットを享受するためには、電気事業の業務運営において、「自立」と「協調」の 2 つの面の確立が重要となる。

まず、「自立」の面では、自国の需給バランスの管理、自国の電力系統の安定化は、自ら責任をもって取組み、電力の高い品質と高い供給信頼度の維持を目指す必要がある。

多国間の「協調」については、言うまでもなく、共通のルール作りへの貢献、自国ルールの整備を実行するとともに、実業務においてこれらのルールを遵守し、改善する仕組みを構築しなければならない。

これらの両面相まって相互信頼を醸成することが極めて重要である。

現在、ラオスの電力系統はタイの電力系統と同期連系しているが、115 kV による多点連系となっている。これらは、より高い電圧階級の送電線で 1 点連系とすることが望ましい。理由は以下のとおり。

- 高い電圧階級が望ましい理由
  - 送電容量を確保できる
  - 送電ロスが少ない
  - より系統が安定化しやすい
- 1 点連系が望ましい理由
  - ループフローなどの複雑な電力潮流を回避でき、管理や制御がシンプルになる
  - 何らかの系統トラブル発生時に、波及防止の観点から速やかな連系遮断が可能

なお、1 点連系となるまでの過渡期の、ループフローによる送電線過負荷対策として OLR システムの適用を推奨する。

ベトナムの電力系統とは連系されていないが、電力の広域的な電力取引の実現のためには、交流送電線による同期連系、直流送電線、B-to-B による非同期連系のいずれかで連系することは必要である。ただし、同期連系のエリアを拡大し過ぎると、ループフローなどによる送電線過負荷の発生、短絡容量増大による遮断器容量不足、広範囲ブラックアウトのリス

ク増大などの課題もあることから、当面、非同期連系を推奨することとしたい。

ガバナフリー運転は、平常時の周波数変動の自動微修正に寄与するばかりでなく、大量の電源喪失時に大幅な周波数低下のブレーキ役(Primary Response または FCP: Frequency Containment Process)が期待されるが、そのためには、できる限り多くのガバナフリー運転発電機が必要となる。そのため、小容量の発電機を除き、原則、すべての発電機に義務付けることが望ましい。

LFC は、ガバナ制御で修正しきれなかったエリアの需給アンバランスを回復する機能であり、とくに大量の電源喪失や需要喪失によって乱れた周波数や国際連系線の輸出入電力を、起因国側の責任において回復する機能であることから、自立した系統運用の実現に必須である。したがって、主要な発電機は、極力 AGC 機能（中央給電指令所 EMS からの LFC に応じる機能）を装備させ、中央給電指令所 EMS とオンラインで連結することが必要である。

### 0.11.2. グリッドコード

ラオスの Grid Code が備えるべき項目を幅広く備えた構成にはなっているものの、ほぼ、自国内の系統計画・運用ルールに留まっている。

ラオス政府が目指す「System-to-System」体制の確立と、電力輸出による財務体質の改善を促すためには、まずは、以下が不可欠である。

- 電源開発計画に応じて、発電機を EDL 系統、または、隣接国系統に確実に接続すること
- EDL 系統に連系した発電機について、EDL 中央給電指令所の自立的な監視・制御体制を強化すること
- 発電者に対して、安定かつ公平・透明な系統運用体制を確立すること
- 近隣国との広域的な相互協力体制を確立すること

発電機の確実な系統接続については、必要な技術的要件を明示しつつ、接続希望の発電事業者に対して、公平透明なルール環境を整備する必要がある。ラオスグリッドコードには、発電機の接続から運用開始までの詳細な手続きが定められているが、発電機に求める技術的な要件は、総論的な規定があるのみで、具体性がない。

EDL 中央給電指令所による自立的な監視・制御体制、需給運用体制の確立については、ラオスグリッドコードの整備もさることながら、実務においてグリッドコードどおりの系統運用が行われていないことが、事前調査においても明らかになっており、そのことの方が深刻である。

また、近隣国との広域的相互協力体制に確立については、現状のラオスグリッドコードに関する規定はほぼ皆無である。この現状を改善するためには、本来の GMS 地域グリッドコードの制定の動きと同調しながら、進めていく必要がある。

なお、本調査では、ADB で調査中であった GMS Draft Grid Code の規定をベースとして、現行の Lao Grid Code の内容を点検したが、ADB 調査の進捗とは別に、先行して欧州委員会規則もベースとしてギャップを分析し、EDL のグリッドコードの改善項目を提案し、系統運用セミナーを開催した。

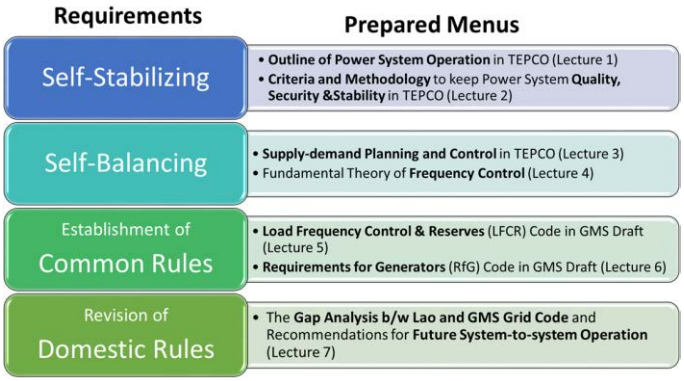



**図 0.11-1 系統運用セミナーの主要テーマ**

## 0.12. 広域連系拡大への課題

### 0.12.1. GMS 連系拡大に向けたステップ

域内のエネルギーの融通によりエネルギー消費の効率化を図り、域内経済の発展に寄与するため、GMS 広域連系を実現することが有効であると考えられる。このためには、活用されていない余剰電力が発生しているラオスの水力発電を GMS 域内のネットワークに埋め込むことにより、水力発電所の発電電力を年間を通して十分に活用すべきである。

### 0.12.2. 近隣国の状況

ラオスの電源を域内の経済の活性化に活用するためには、GMS 域内全体の需給バランスとラオスの発電電力量を考慮することが必要となる。近隣国は、以下の状況にある。

タイ：需要の伸びの鈍化による発電の余剰が発生しているが、EGAT の火力発電所の焚き減らし効果は期待できる。地理的な位置から、ラオスから受けた電力を、ミャンマー、カンボジア、マレーシアへ託送することが可能である。

ベトナム：需要は増加しており、近年、太陽光発電、風力発電が急増している。一方、石炭火力発電所の開発が遅れているケースがある。

カンボジア及びミャンマー：急激な需要増加

### 0.12.3. 広域連系が進まない理由

GMS 広域連系が各国にもたらす便益と域内全体の経済に寄与する効果については、すでに複数のドナーにより多くの調査がなされ、各国共通の認識となっている。また、将来の GMS 域内広域連系の必要性とそのプランは、HAPUA や ADB の会議などの場で共有されている。一方、隣国で発電した電力を利用する二国間の連系線はいくつか建設されているもの

の、1990 年代初頭から構想された GMS 広域連系はいまだに実現されていない。

GMS 域内の電力需要は、タイ、ベトナムに集中しており、GMS の広域連系統は、タイ、ベトナムから近隣国への連系が拡大していく形をとると考えらえる。しかし、ラオス、カンボジアの電力系統の供給信頼度は低く、系統運用の機能が不十分であることから、タイ、ベトナムが、ラオス、カンボジアとの同期連系の拡大に慎重になる可能性がある。

タイ、ベトナムには、グリッドコードが存在し、ある程度遵守されているものの、カンボジア、ミャンマーにはグリッドコードがない。ラオスでは EDL が制定しているものの、その遵守状況は不十分である。グリッドコードの整備状況とその遵守状況の不均衡、未整備な状況も、系統間連系が進んでいない理由の一つと考えられる。連系のためには、自国系統の事故時の系統の耐量度合、復旧方法などを相手国に示す必要があるが、そもそもラオス、カンボジア、ミャンマーでは、自国系統の状況を系統解析で適切に把握できていない。隣国とのプロトコルの規定の整備も必要となる。

ラオス、カンボジアは財務面で脆弱であり、自国のエネルギーを輸出、あるいは、自国へ輸入するための、より大規模な送電設備の建設のための資金調達、計画検討の実施が困難である。電力需要の大きなタイ、あるいはベトナムへの送電電力は、電力需要の小さいラオス、カンボジアの電気事業にとっては大きく、連系線の事業規模も、その電気事業者、国家財政の規模にとって過大である。連系に使用するラオス、カンボジアの送電線の投資は、両国の電気事業者の通常の負担では賄えない。さらに、電力需要想定のぶれ、相手国の電力要求量の変動など、連系線が使用されるニーズにある程度の不確定さがある場合、そのコストの回収のリスクが高くなり、資金調達は容易ではない。リスク評価がそもそも単独の国では困難な可能性もある。この点も、ラオス、カンボジアを通したタイ、ベトナムの連系が進まない理由になっていると考えられる。

### 0.12.4. 整備すべき事項

GMS 連系拡大のために整備すべき事項として、以下があげられる。

- 具体案件の計画検討結果の域内共有機関の設置（ある規模以上のプロジェクト）あるいは ad hoc な設置
- 多国間における連系線プロジェクトのリスク評価方法の確立
- 連系線への投資へ民間資本の誘致、GMS 内の（財務健全国による）多国間政府保証の設定、各国の事業リスク評価機能の向上
- GMS 大での広域連系運用機関の設立
- 自国内の系統整備
- GMS グリッドコードの制定と、そのコードに沿った各国のグリッドコードの制定、改定
- グリッドコードを遵守するために必要な系統運用の能力・設備機能の強化（特に、ラオス、ミャンマー、カンボジア）

● 市場設計、託送料金の設定

系統間の電力融通を実施するためには、国内 IPP との契約と隣国の電力会社との契約の価格設定との整合を、市場制度設計の制度設計において考慮する。また、完全な自由化は、発電事業者の投資回収のリスクを高めることから、発電事業への投資が進まなくなる可能性があり、慎重に検討すべきである。

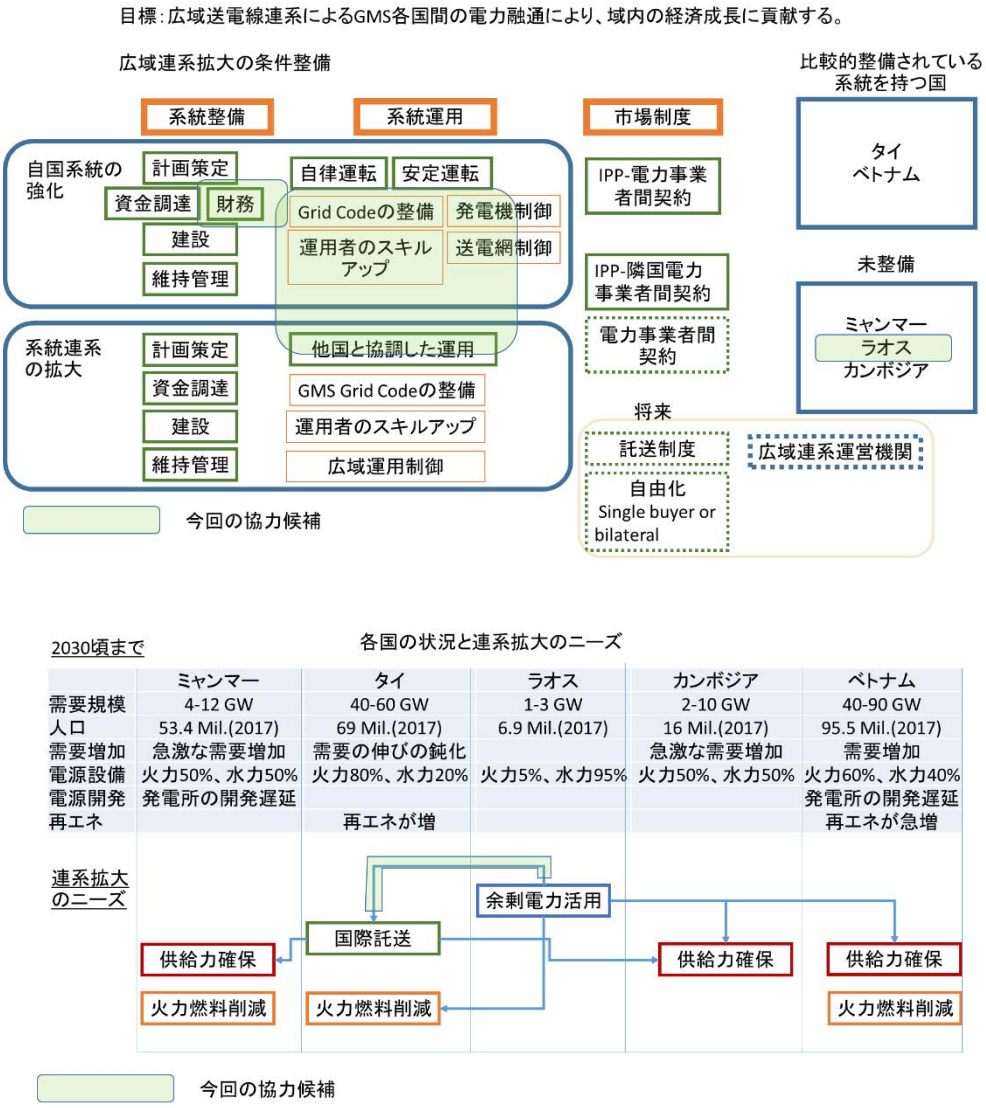



**図 0.12-1 GMS 広域連系拡大のための条件整備**

## 0.13. 連系拡大のステップ、ロードマップ

輸出専用送電線と、小容量の国際連系線を持つ国内系統とに分離した系統構成を継続しつつも、2030 年までに徐々に System-to-System の実現に向けた課題を解決していくロードマップを提案した。

230 kV タイ-ラオス国内系統、500 kV タイ-ラオス北部、及び 500 kV タイ-ミャンマー(ミャワディ)については、優先プロジェクトと考えられる。MK. Pakbeng 水力は、500 kV タイ

-ラオス北部連系線をラオス国内系統からの輸出と共有する計画としている。

（500 kV タイ-ラオス北部）-(500 kV ラオス北部-ベトナム)連系は、ラオスの 500 kV Houaphan 火力発電所の電源線と、500 kV Napia- M.Houn 送電線によって、タイ-ラオス連系線と、ラオスベトナム連系線をラオス国内で接続し、タイ-ベトナムを連系する構想である。ベトナムとタイの間の同期連系を避けるために、B2B などの直流設備が必要になると考えられる。他に、ラオス南部とベトナム中部との連系を通した System-to-System 連系が考えられる。

将来は、ラオスの国内系統と輸出専用送電線を接続して統合し、隣国との System-to-System の連系を目指す。輸出専用とラオス国内の余剰電力の輸出により GMS 域内の広域連系を拡大し(2030 年以降)、連系線をまとめて、送電線の回線を有効に活用、送電線用地を減らす。そのため、基本的には、G-to-System から System-to-System への段階的な以降を実施する。

## 0.14. 提言

協力案件候補として以下を提案する。

### 0.14.1. 給電指令･系統運用等の実務面の能力強化

● Grid Code の整備
- GSM 各国との協調とルールへの反映
- 発電事業者と EDL 系統運用者との協調
- コンプライアンス体制・PDCA 体制の確立

● EDL 系統運用者実務の実態把握・課題抽出と教育実習・セミナー開催
- 需給計画・スケジューリング・給電指令・監視
- 設備停止計画の策定・実施プロセス
- 系統異常発生時・系統事故時の復旧対応
- 系統運用者技能認定制度・オペレータ訓練
- 保護リレー・安定化装置の設定・運用管理プロセス

### 0.14.2. 電力インフラ整備の在り方

● LFC 制御を実現するための基礎調査
- NCC システムの機能・データ整備
- 通信インフラ
- 発電機仕様
- 連系線の電気諸量の計測
- 実証発電機の選定

● GF 制御を実現するための基礎調査
- 発電機仕様
- 実証発電機の選定

● 発電機定態安定度向上対策（Power Swing 解消対策）
- 電力系統解析・発電機 PSS のチューニング

● OLR 新設による送電線過負荷解消パイロットプロジェクト

### 0.14.3. ラオス北部-タイ間の連系の拡張

将来のラオスからタイへの電力融通拡大のニーズに対応するために、ラオス系統－タイ系統間に 500 kV 及び 230 kV 連系線を新設する。

国内の電力エネルギーの余剰分をタイに送電することで、タイの火力燃料の削減が期待でき、域内の効率的な電源運用を実現できる。また、ラオスの余剰エネルギーをタイ経由で近隣国に輸出することで、域内の経済発展に貢献できる。

### 0.14.4. 財務管理等の協力

EDL は、公的機関として財務管理を実施することと同時に、民間企業としての経営戦略策定や、投資活動を含めた事業実施をする必要がある。EDL の現在の財務状況を踏まえると、財務管理も含めた、より包括的な経営改善をパッケージで支援していくことが、課題解決に資する協力として有用であると考えられる。以下に案を抜粋する。

- 経営戦略策定支援
- 財務管理業務の最適化と財務管理能力の強化支援と併せた財務管理システム導入支援
- 営業活動によるキャッシュフロー改善のための支援

# 第 1 章 序論

## 1.1. 調査の背景

ラオス政府は、隣国との電力融通拡大のための「System-to-System（ラオス系統と近隣国系統との連系）」体制の確立とそれを利用した電力輸出拡大を目指している。これまで IPP が専用送電線で行っていた電力輸出についても、今後、開発される発電所は国内系統に接続し、その上で輸出を行う計画となっている。また、国内産業・社会の高度化に向け、国内需要の充足と停電時間の減少、電圧・周波数の安定化といった高品質の電力供給を目指している。

これらの状況に対応するためには、近隣諸国の電力需給構造とその見通し、電力取引や広域融通に係る制度の枠組み、技術的課題やリスクを明らかにする必要がある。その上で、送電系統については、設備計画面・運用面の両面から検討された新たなマスタープランの策定が不可欠である。また、「System-to-System」による電力融通拡大のためには、現状ラオス国内よりも高品質な電力供給が行われている近隣国の水準と同等かつ調和のとれた設備形成・系統運用を行う必要がある。

かかる状況下、先方政府より、ラオス国内の電力需要想定・電源開発計画に加え電力融通を想定する近隣諸国の電力計画も踏まえた、新たな系統設備整備計画、及びグリッドコードの制定等、系統運用面でのルール整備への協力が要請された。

## 1.2. 調査の目的

ラオス国内の電力安定供給、及びラオス及び近隣国の地域内の電力融通の着実な進展に貢献するため、以下を実施する。

- 「System-to-System」による電力融通の拡大を実現するためのロードマップの作成
- 電力系統整備計画の作成
- グリッドコード等、電力系統運用面でのルール整備の支援

期待される成果

- 「System-to-System」 による電力融通の拡大の実現に向けた、政策・制度面の提言を含むロードマップ、及び電力系統整備計画が作成される。
- 広域融通システム構築に必要な系統運用ルールが準備される。

## 1.3. 対象地域

ラオス全国（電力融通に係る調査は近隣諸国を含む）

## 1.4. 関係官庁･機関

主管官庁：エネルギー・鉱業省（Ministry of Energy and Mines :以下 MEM）

実施機関：ラオス電力公社（Electricite Du Laos :以下 EDL）

## 1.5. 合同調整委員会（JCC）

MEM・EDL の担当者との協働を通した技術移転を図るため、MEM・EDL とコンサルタントによる Joint Study Team を組む。Joint Study Team の上位に MEM エネルギー政策・計画局長を議長とする合同調整委員会（Joint Coordination Committee:以下、JCC）を設ける。業務にあたっては、JCC を中心として、本業務に係る情報・進捗共有ならびに共通理解・合意形成が適切に行われるよう十分留意した。

## 1.6. 調査項目

調査は、以下の 3 段階からなる。

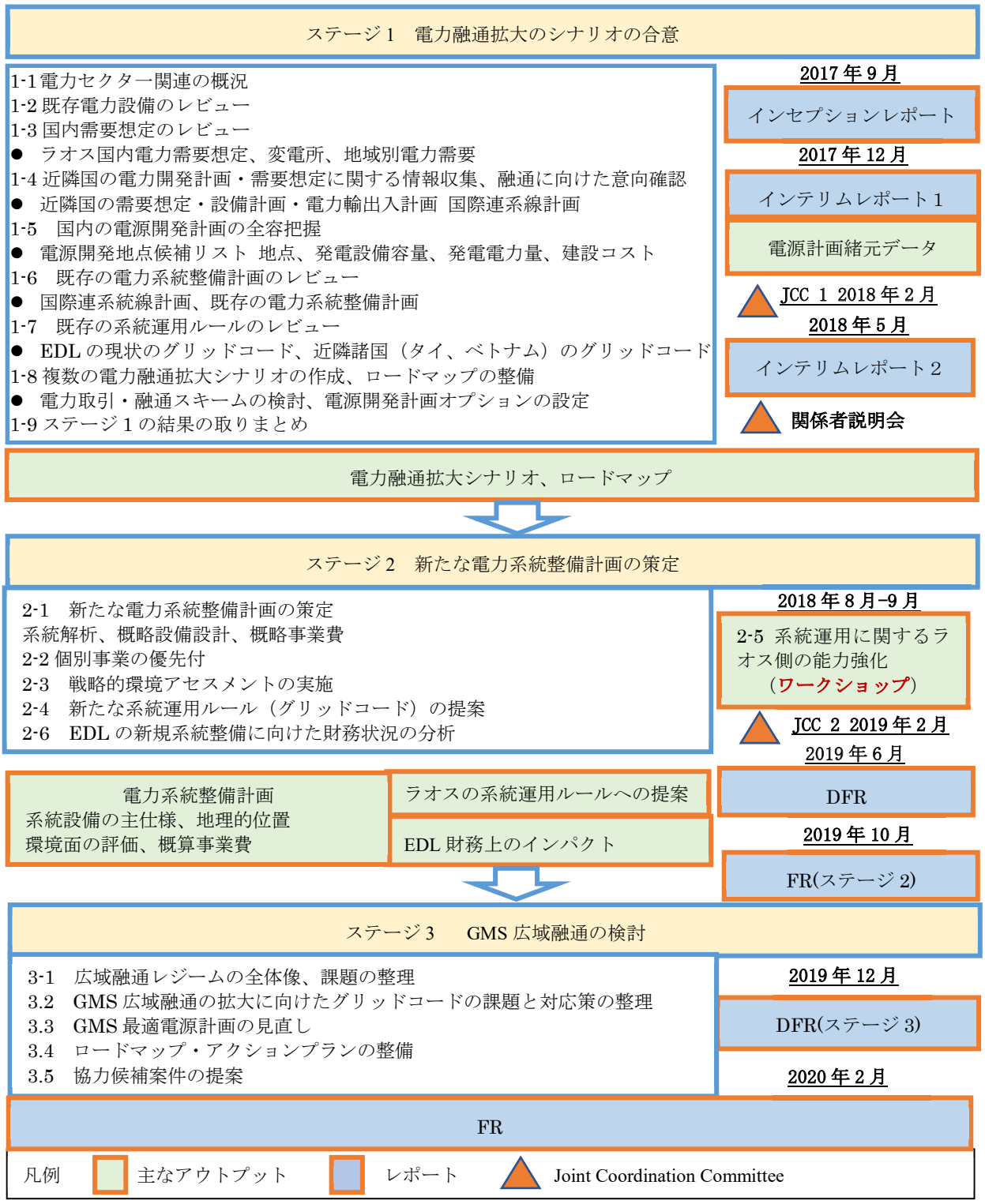
【ステージ 1】電力融通拡大のシナリオ及びロードマップの合意

【ステージ 2】シナリオを実現するための電力系統整備計画の作成

【ステージ 3】GMS 広域融通の検討

ラオス側と合意した「基本シナリオ」、及び応急的な対応策に沿った電力系統整備計画を策定する。目標年は PDP に合わせ、2020 年、2025 年、2030 年とし、個別事業の優先付けを行う。

業務全体の流れを図 1.6-1 に示す。ステージ 1 を 2018 年 5 月後半までに実施し、ステージ 2 を 2019 年 10 月までに実施する。




出典：JICA 調査団

**図 1.6-1 業務の流れ**

# 第 2 章 ラオス国の概要

## 2.1. 経済･社会状況

### 2.1.1. ラオス人民民主共和国の概要

**1. 国の概要**

ラオスは、インドシナ半島のほぼ中心に位置する東南アジア諸国連合（ASEAN：Association of Southeast Asian Nations）で唯一の内陸国であり、中国、ベトナム、ミャンマー、タイ及びカンボジアの 5 ヶ国と隣接している。第二次世界大戦後の 1953 年にフランスから独立し、ラオス王国が樹立、その後 1975 年に王制を廃止し、ラオス人民民主共和国となり、現在までラオス人民革命党による集権的な一党支配体制が続いている。

国土は、日本の本州と同程度の面積を有しており、南北に細長い。国土の約 7 割が山岳地帯や高原で、北から南へメコン河が 1,900 km にわたって貫流している。こうした地形を活かした豊富な包蔵水力が国の経済の原動力になっている。気候は雨季乾季のある熱帯性気候に属し、年間を通じて高温多湿である。図 2.1-1 にラオス国の地図を示す。

出典：United Nations

**図 2.1-1 ラオス国の地図**

経済面では、1975 年以降、社会主義政策を採ったが、計画経済が行き詰まったため、1986 年に新経済メカニズム（New Economic Mechanism (NEM)）を導入し、市場原理導入等の経済開放化政策が推進された。90 年代に至り成果が上がり始め、1992 年から 1996 年までは、年 5%～8%台の GDP 成長率を記録した。1997 年のアジア経済危機に際しては、自国通貨安とインフレ、近隣国経済の失速に直面したため、GDP 成長率が 4%台まで下落したものの、その後は順調に経済成長を続け、7.6%（2015 年、ラオス統計局）の GDP 成長率を達成している。しかし、内陸国という地理的条件と長期間にわたった過去の内戦の影響により、経済発展は遅れており、依然として後発開発途上国（LDC：Least Developed Countries）の一つとなっている。

国民の大半は、出典によれば 9 割以上が仏教徒であり、一般に温厚な国民性である。表 2.1-1 にラオス国の主要指標を示す。

**表 2.1-1 国の主要指標**

| | | | |
|---|---|---|---|
| 国土 | 面積 | : | 236,800 km2（日本の本州に相当） |
| | 首都 | : | ビエンチャン（Vientiane） |
| | 気候 | : | 雨季・乾季のある熱帯性気候、年間を通じて高温多湿 |
| 人口 | 総人口 | : | 約649万人（2015年、ラオス統計局） |
| | 増加率 | : | 1.3%（2015年） |
| | 人口密度 | : | 27人/km2（2015年） |
| 平均寿命 | 予想寿命 | : | 67歳（2015年） |
| | 妊産婦死亡率 | : | 出生10万人当たり197人（0.20%） |
| | 乳児死亡率 | : | 出生1,000人当たり50.7人(5.7%) |
| 労働力 | 総労働人口 | : | 347.3万人、内7割が農業に従事（2015年） |
| 民族 | | : | タイ・カダイ系（ラオ・タイ）62.4% |
| | | : | オーストロ・アジア系（モン・クメール）23.7% |
| | | : | モン・ヤオ系（モン・ルーミエン）9.7% |
| | | : | シナ・チベット系（チベット・ビルマ）2.9% |
| 宗教 | | : | 主に仏教 |
| 言語 | | : | 公用語はラオス語（タイ・カダイ系が使用） |
| 就学率 | | : | 小学校就学率84%、中等学校就学率38%、成人識字率68.7% |
| 通貨 | | : | キープ（Kip） |
| 為替レート | | : | 1ドル＝8,129.06キープ（2016年、ラオス中央銀行） |
| 国内総生産 | 名目GDP | : | 126億ドル（2015年） |
| | GDP/capita | : | 1,850ドル（2015年） |
| | 実質GDP成長率 | : | 7.6%（2015年） |
| 飲料水普及 | | : | 35%（世帯当たり） |
| 医師数 | | : | 人口1,000人当たり1.3人 |
| 病院ベッド数 | | : | 人口1,000人当たり1.18台 |

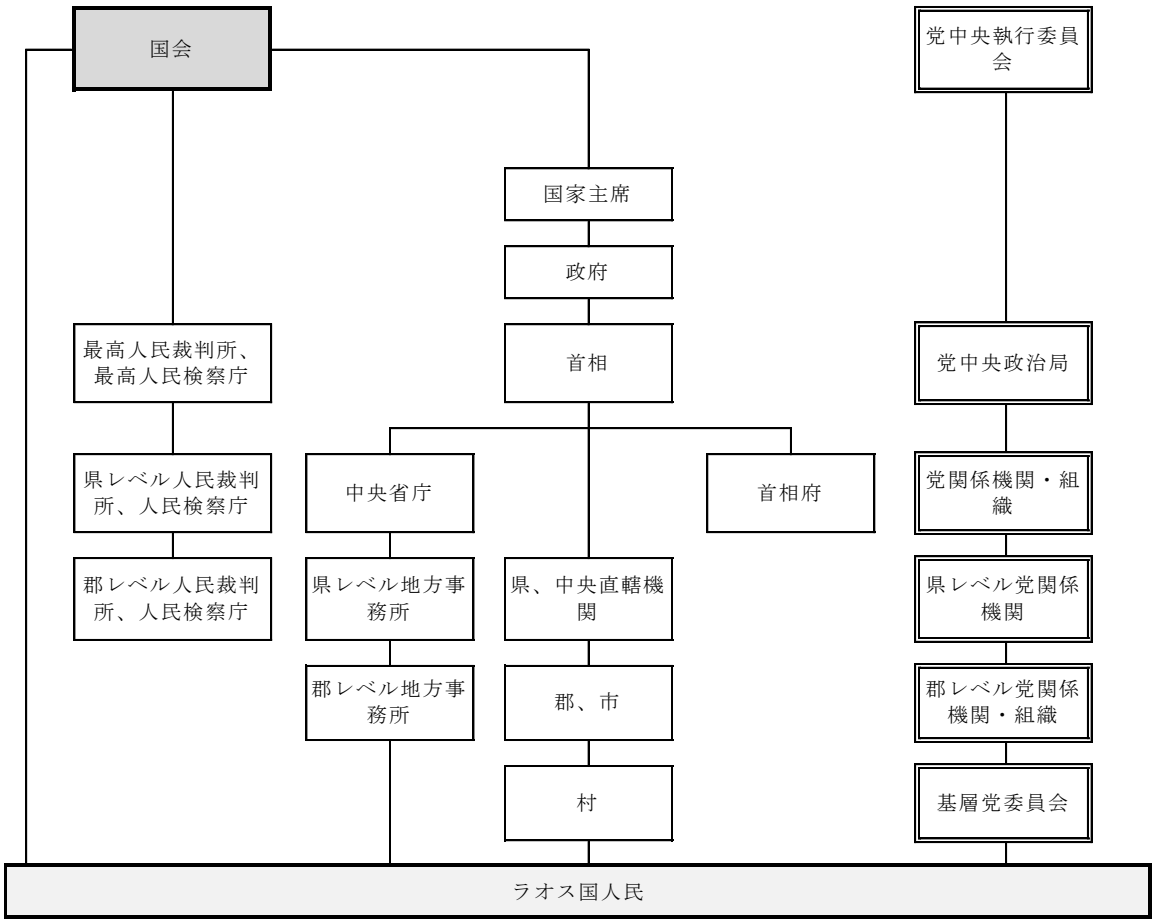
出典：外務省ウェブサイト、”Results of Population and Housing Census 2015”、”ラオスの社会・経済基盤”、” UN, National Accounts Main Aggregates Database” を元に JICA 調査団作成

## 2. 行政組織・政治体制

現行憲法では、ラオスは人民民主主義国家であると規定されており、政治体制はラオス人民革命党による一党支配体制である、国の統治機構は、立法機関である国民議会、元首である国家主席、執行機関である政府、司法機関である人民裁判所と人民検察庁で構成されている。中央政府は、首相府と国防省などの 18 の省、ラオス銀行から構成されている。

地方行政は、憲法上（第 75～78 条）、県（province）、郡（district）、村（village）の 3 つのレベルに区分され、その詳細については地方行政法（Law on Local Administration、2003 年）

が規定している。県は中央直轄市の首都ビエンチャンを含め 18 あり、郡は 148 ある。図 2.1-2 にラオス政府、行政の概要を示す。




出典：「ラオスの地方行政の概要（公営企業、2010）」の「ラオスの国家・党機構図」を元に JICA 調査団作成

**図 2.1-2 ラオス政府、行政の概要**

表 2.1-2 に県名及び県都を示す。

**表 2.1-2 県名及び県都**

| | Province | 県名 | Capital | 県都 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Vientiane Capital | ビエンチャン都 | Vientiane City | ビエンチャン市 |
| 2 | Phongsaly | ポンサリー県 | Phongsali (Phongsaly District) | ポンサリー郡 |
| 3 | Luangnamtha | ルアンナムター県 | Luang Namtha (Namtha District) | ナムター郡 |
| 4 | Oudomxay | ウドムサイ県 | Muang Xay (Xay District) | サイ郡 |
| 5 | Bokeo | ボケオ県 | Ban Houayxay (Houayxay District) | ファイサーイ郡 |
| 6 | Luangprabang | ルアンプラパン県 | Luang Prabang (Louangprabang District) | ルアンプラパン郡 |
| 7 | Huaphanh | フアパン県 | Xam Neua (Xamneua District) | サムヌア郡 |
| 8 | Xayabury | サヤブリー県 | Sayabouly (Xayabury District) | サヤブリー郡 |
| 9 | Xiengkhuang | シエンクワン県 | Phonsavan (Pek District) | ポーンサワン郡 |
| 10 | Vientiane Province | ビエンチャン県 | Phonhong (Phonhong District) | ポーンホン郡 |
| 11 | Borikhamxay | ボリカムサイ県 | Paksan (Paksane District) | パークサン郡 |
| 12 | Khammuane | カムアン県 | Thakhek (Thakhek District) | ターケーク郡 |
| 13 | Savannakhet | サバナケット県 | Savannakhet (Khanthabouly District) | カイソーン・ポムウイハーン郡 |
| 14 | Saravane | サラワン県 | Salavan (Salavan District) | サラワン郡 |
| 15 | Sekong | セコン県 | Sekong (Lamarm District) | ラマーム郡 |
| 16 | Champasack | チャンパサック県 | Pakse (Pakse District) | パクセー郡 |
| 17 | Attapeu | アッタプー県 | Attapeu (Samakkhixay District) | サーマッキーイサイ郡 |
| 18 | Xaysomboon | サイソムブーン県 | Anouvong District. | アヌヴォン郡 |

出典：”Results of Population and Housing Census 2015” を元に調査団作成

### 3. 地勢

同国には山岳地帯が多く、主に国の北部と東部を覆っている。国土面積は日本の本州に相当する 236,800 km$^2$ である。中国のタングラ山脈に源を発するメコン河が国の領土を縦断し、人々に自然の恩恵を与えている。特に包蔵水力による水力発電所開発は隣国へ輸出することにより貴重な同国の外貨獲得手段となっている。表 2.1-3 にラオス国の主要河川一覧を示す。

**表 2.1-3 ラオス国の主要河川一覧**

| Name of Rivers | Flowing by | Length(km) |
|---|---|---|
| Mekong | Laos | 1,898 |
| There of | Laos-Thailand | 919 |
| Nam ou | Phongsaly-Luangprabang | 448 |
| Nam ngum | Xiengkhuang-Vientiane | 354 |
| Nam xebanghieng | Savannakhet | 338 |
| Nam tha | Luangnamtha-Bokeo | 325 |
| Nam xekong | Saravane-Sekong-Attapeu | 320 |
| Nam xebangphay | Khammuane-Savannakhet | 239 |
| Nam beng | Oudomxay | 215 |
| Nam xedone | Saravane-Champasak | 192 |
| Nam xekhanong | Savannakhet | 115 |
| Nam kading | Borikhamxay | 103 |
| Nam khane | Huaphanh-Luangprabang | 90 |

出典：”Statistical Yearbook 2016 “

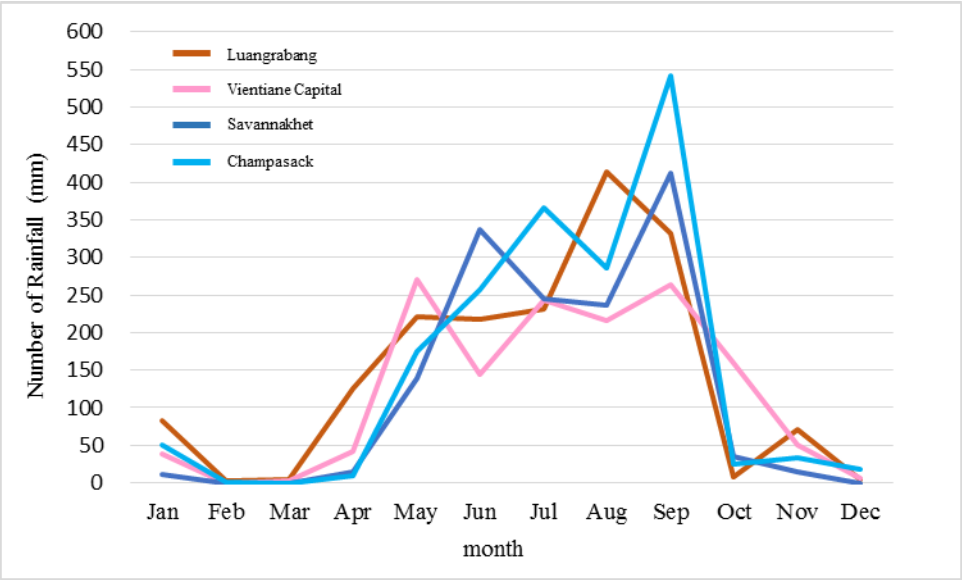
## 4. 気候

ラオスの気候は、典型的な熱帯モンスーン性であり、5 月から 10 月までの雨季と、11 月から 4 月までの乾季の 2 シーズンに分かれている。表 2.1-4 にラオス各地（抜粋）の気象データを、図 2.1-3 に月別降水量を示す。年間を通して温暖であるが、北部の山岳地帯は相対的に気温が低い場所も多い。平均降雨量は南部で比較的に多く記録されている。

**表 2.1-4 ラオス各地の気象データ（2016）**

| | Luangprabang (North) | Vientiane (Central 1) | Savannakhet (Central 2) | Champasack (South) |
|---|---|---|---|---|
| Average Temperature (℃) | 25.3 | 27.3 | 27.1 | 28.2 |
| Maximum Temperature (℃) | 28.7 | 31.6 | 32.3 | 32.8 |
| Minimum Temperature (℃) | 18.5 | 22.8 | 21.7 | 25.2 |
| Anuual Rainfall (mm) | 1,525.1 | 1,438.1 | 1,445.3 | 1,991.1 |

出典：”Statistical Yearbook 2016 “




出典：”Statistical Yearbook 2016 “を元に調査団作成

**図 2.1-3 ラオス各地の月別降水量**

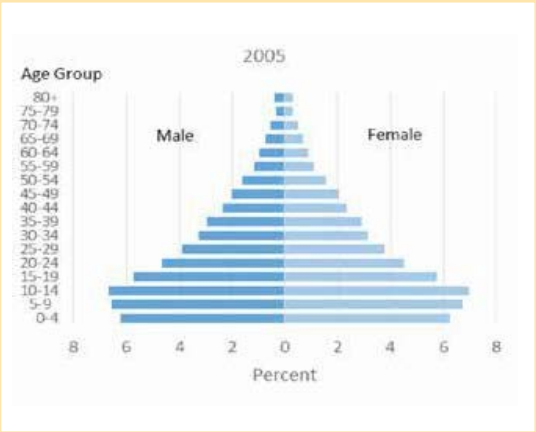
## 5. 人口

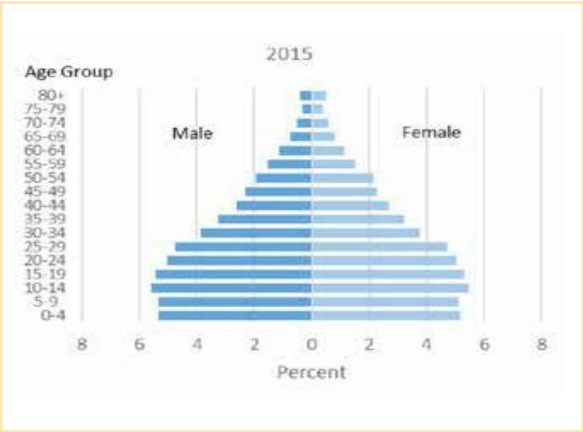
ラオス国の人口主要指標の推移（1995 年、2005 年、2015 年）を表 2.1-5 に示し、図 2.1-4 に人口ピラミッド構成（2005 年、2015 年）を示す。これらより、2015 年の人口は全体で約 6,492 千人であり、うち男性が約 3,255 千人、女性が 3,237 千人であり、世帯平均人数は 5.3 人となっている。人口密度（2015 年）は、全国平均で 27 人/km$^2$ であるが、首都ビエンチャンでは 209 人/km$^2$ と約 8 倍となっている。人口ピラミッドは、若年層で顕著なふくらみを示し、「人口ボーナス」の恩恵を受ける可能性を示している。すなわち、2005 年に人口の約半分を占めていた 18.5 歳未満が、2015 年では人口の約半分が 23.5 歳以下になっている。この「人口ボーナス」により、ラオスでは労働人口の増加率が人口増加率より高くなり、今後の経済成長を担う大きな潜在的労働力があることを示唆している。

**表 2.1-5 人口の主要指標の推移**

| 人口指標 | 1995 年 | 2005 年 | 2015 年 |
|---|---|---|---|
| (1) 人口規模 | | | |
| 全人口　（千人） | 4,573 | 5,621 | 6,492 |
| 女性人口　（千人） | 2,314 | 2,821 | 3,237 |
| 男性人口　（千人） | 2,261 | 2,800 | 3,255 |
| 男女比（女性 100 に対して） | 98 | 99 | 101 |
| (2) 世帯数 | | | |
| 集合世帯（%） | 1.5 | 2.0 | 3.3 |
| 独立世帯（%） | 98.5 | 98.0 | 96.7 |
| 世帯平均人数 | 6.0 | 5.8 | 5.3 |
| (3) 人口密度 | | | |
| 人口密度　（人／$km^2$） | 19 | 24 | 27 |
| (4) 都市・村落人口 | | | |
| 都市人口（%） | 17.0 | 27.1 | 32.9 |
| 村落人口（%） | 83.0 | 72.8 | 67.1 |
| 村落（道路あり） | - | 51.5 | 59.2 |
| 村落（道路なし） | - | 21.3 | 7.9 |
| (5) 年齢別人口構成 | | | |
| 0-14 歳 | 44.0 | 39.0 | 32.0 |
| 15-64 歳 | 52.0 | 57.0 | 63.7 |
| 65 歳以上 | 4.0 | 4.0 | 4.2 |
| 従属人口指数 | - | 77.0 | 57.0 |

出典：”Results of Population and Housing Census 2015” を元に調査団作成




出典：”Results of Population and Housing Census 2015”

**図 2.1-4 ラオス国の人口ピラミッド構成（2005 年、2015 年）**

表 2.1-6 に、2015 年における県別の人口、面積及び人口密度を示す。人口規模では、サバナケット県（約 97 万人）が最も多く、次いで首都ビエンチャン（約 80 万人）、チャンパサック県（約 70 万人）となっている。また、最も少ないのが、サイソムブーン県（約 8.5 万人）である。南部のメコン川に面するビエンチャン、ボリカムサイ、カムアン、サバナケット、サラワン、チャンパサックの 6 県に 約 6 割の人口が集中している。

**表 2.1-6 県別人口、面積、人口密度(2015)**

| Province | | 県名 | 人口(人) | 面積 (km$^2$) | 人口密度(人/km$^2$) |
|---|---|---|---|---|---|
| | Total | | 6,492,228 | 236,800 | 27.4 |
| 1 | Vientiane Capital | ビエンチャン都 | 820,940 | 3,920 | 209.4 |
| 2 | Phongsaly | ポンサリー県 | 177,989 | 16,270 | 10.9 |
| 3 | Luangnamtha | ルアンナムター県 | 175,753 | 9,325 | 18.8 |
| 4 | Oudomxay | ウドムサイ県 | 307,622 | 15,370 | 20.0 |
| 5 | Bokeo | ボケオ県 | 179,243 | 6,196 | 28.9 |
| 6 | Luangprabang | ルアンプラパン県 | 431,889 | 16,875 | 25.6 |
| 7 | Huaphanh | フアパン県 | 289,393 | 16,500 | 17.5 |
| 8 | Xayabury | サヤブリー県 | 381,376 | 16,389 | 23.3 |
| 9 | Xiengkhuang | シエンクワン県 | 244,684 | 15,880 | 15.4 |
| 10 | Vientiane Province | ビエンチャン県 | 419,090 | 18,526 | 22.6 |
| 11 | Borikhamxay | ボリカムサイ県 | 273,691 | 14,863 | 18.4 |
| 12 | Khammuane | カムアン県 | 392,052 | 16,315 | 24.0 |
| 13 | Savannakhet | サバナケット県 | 969,697 | 21,774 | 44.5 |
| 14 | Saravane | サラワン県 | 396,942 | 10,691 | 37.1 |
| 15 | Sekong | セコン県 | 113,048 | 7,665 | 14.7 |
| 16 | Champasack | チャンパサック県 | 694,023 | 15,415 | 45.0 |
| 17 | Attapeu | アッタプー県 | 139,628 | 10,320 | 13.5 |
| 18 | Xaysomboon | サイソムブーン県 | 85,168 | 4,506 | 18.9 |

出典：”Results of Population and Housing Census 2015

## 6. インフラ整備状況

表 2.1-7 に人口、居住センサス結果を示す。

**表 2.1-7 社会インフラサービスの普及率の推移**

| | 1995 年 (%) | 2005 年 (%) | 2015 年 (%) |
|---|---|---|---|
| 電気の供給 | 25 | 57 | 84.0 |
| 良質な水の供給 | 15 | 35 | 61.0 |
| 良好な衛生施設整備 | 29 | 49 | 73.2 |
| 料理用燃料源 - 薪 | 93 | 79 | 66.9 |
| 料理用燃料源 - 木炭 | 4 | 15 | 23.9 |
| 料理用燃料源 - 電気 | 2 | 1 | 4.2 |

出典：Lao Statistics Bureau (2016) Results of Population and Housing Census 2015

### a) 電気供給

全国レベルでは約 84%の世帯が、電線を通じて電力供給を受けている。他は自家発電機(3%)、バッテリー(3%) で、約 9%は電力供給源がなく、軽油、ガス、ろうそくなどを灯りに用いている。また、地域別では都市部では 97%が、農村部では幹線道路がある地域では 82%に電気供給があるが、幹線道路がない地域では 37%にとどまっている。また、家庭での料理用の燃料源は、全国レベルで薪の利用が 67%で、幹線道路のない農村部では 88%にも達する。ついで、木炭が 36%、電気の利用は 4%程度で限られている。薪の利用は、室内大気汚染の原因にもなっている。

**b） 飲料水供給**

全国レベルでは、61%が安全な水源から飲料水を得ている。しかし、水道による供給は 7%程度で、約 36%の世帯が商業用のボトル飲料水を購入している。約 20%の世帯は、簡易ろ過等で安全な水質の井戸と雨水を利用している。3 分の 1 以上の世帯は、安全が保障されていない水、特に山岳地帯での流水、河川水、地下水を飲料水に利用している。

**c） 教育**

識字率や就学の状況を表 2.1-8 に示す。ラオスの小中学は義務教育制で、6 歳以上は就学義務があるが、全国レベルでは就学率は 3 割に満たない。

**表 2.1-8 教育の状況**

| | 1995 年 (%) | 2005 年 (%) | 2015 年 (%) |
|---|---|---|---|
| 識字率 | 60 | 73 | 84.7 |
| 未就学（6 歳以上） | 38 | 23 | 13.1 |
| 就学中（6 歳以上） | 25 | 28 | 26.9 |
| 退学（6 歳以上） | 37 | 47 | 57.6 |
| 子供の就学率（6－16 歳、男性） | 66 | 75 | 80.6 |
| 子供の就学率（6－16 歳、女性） | 56 | 68 | 78.7 |

出典：Lao Statistics Bureau (2016) Results of Population and Housing Census 2015

### 2.1.2. 主要経済指標

1997 年のアジア通貨危機の際は、高率のインフレ及び為替レートの下落に直面し、ラオス経済は大きな打撃を受けた。現在は概ね安定した GDP 成長率を維持し、至近年では 7%以上の GDP 成長率を実現している。しかし、内陸国という地理的条件もあって経済成長は遅れており、ラオス国政府は 1996 年の第 6 次人民革命党大会において、2020 年までに後発開発途上国を脱却することを最上位目標に掲げている。表 2.1-9 にラオス国の主要経済指標の推移を示す。

**表 2.1-9 ラオス国の主要経済指標の推移**

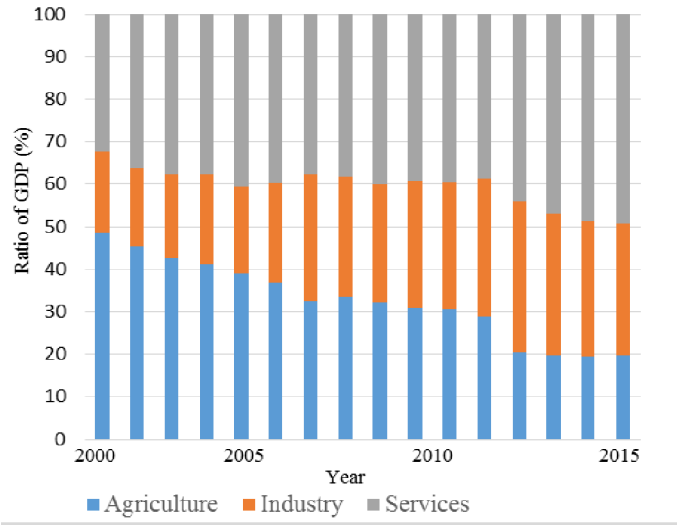
| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| GDP（百万米ドル） | 6,743 | 8,060 | 9,397 | 10,759 | 11,853 | 12,585 |
| 1 人当たり GDP（米ドル） | 1,077 | 1,266 | 1,452 | 1,635 | 1,772 | 1,850 |
| GDP 成長率（%） | 8.1 | 8.0 | 7.9 | 8.0 | 7.6 | 7.6 |

出典：" UN, National Accounts Main Aggregates Database"を元に調査団作成

### 2.1.3. 産業構造

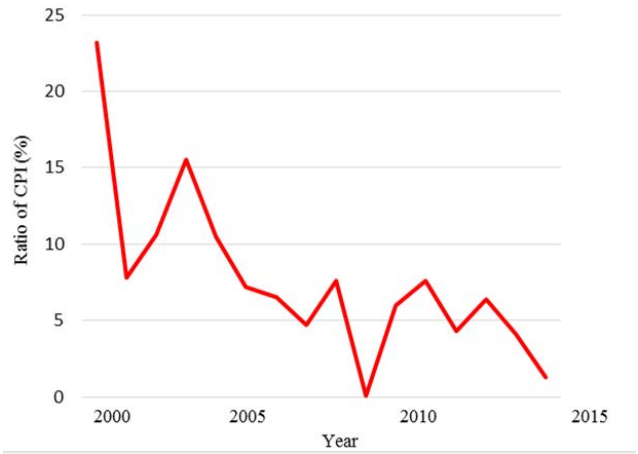
ラオスの産業別の GDP 割合の推移を図 2.1-5 に、物価（CPI：Consumer Price Index）上昇率の推移を図 2.1-6 に示す。1990 年代は木材製品がラオスの主要輸出品であり、経済に大きく貢献していたが、政府が丸太の輸出を禁止、木材伐採クォータを減らすなどの政策を採ったため、林業を含む第 1 次産業は近年では減少傾向にある。代わって、第 2 次産業（鉱業・エネルギー・製造業・建設）は、オーストラリア資本の 2 つの大規模な金・銅鉱山（2003 年にセポン鉱山、2006 年にプービア鉱山）が、相次いで操業を開始したため、鉱業セクターの比率を伸ばしている。また近年では、タイを中心とした近隣国への電力輸出が急伸して

きたことも、第 2 次産業の伸びに繋がっている。第 3 次産業（サービス業）は、近年の世界遺産ブームも手伝い伸ばしてきた観光産業や卸売・小売などの商業の影響で産業が成長している。




出典：”ADB Key Indicators 2017”を元に調査団作成

**図 2.1-5 産業別の GDP 割合の推移**




出典：”ADB Key Indicators 2017”を元に調査団作成

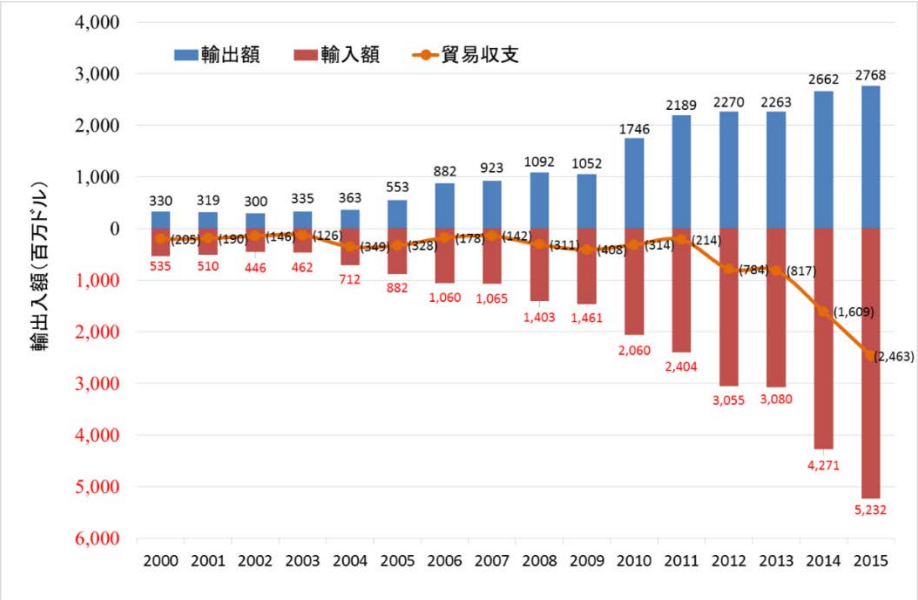
**図 2.1-6 物価上昇率の推移**

### 2.1.4. 貿易

ラオスは内陸国という地理的条件もあって、地域の経済統合・協力にも積極的であり、ASEAN 自由貿易地域（AFTA：ASEAN Free Trade Area）をはじめ、ADB によるメコン地域経済協力プログラム（ADB-GMS：ADB-Greater Mekong Sub Region）等に参画している。図 2.1-7 にラオスの輸出入額の推移を示す。2000 年から 2015 年までのラオスの輸出入額をみると、輸出入額は双方ともに、ここ 16 年で、9 倍程度の伸びがある。

2000 年前後の主要輸出品は、木材製品・木炭、衣類が 8 割近くを占めていたが、2003 年

から 2008 年にかけて鉱山開発、操業が開始され、精錬された金・銅などの金属が輸出されるようになった。金・銅以外にもスズ、鉄、鉛、亜鉛、シリコン等の鉱山が新たに開発され、鉱石或いは精錬した形で輸出され始めた。また 2009 年から 2012 年にかけては、ナムテン 2 やナムグム 2 などの発電所が完成し、電力の輸出も増加していることから、電力輸出額の伸びに繋がっている。一方、輸入については、油田を持たないラオスはガソリンなどの石油製品を 100%輸入に頼っており、タイからの輸入が 9 割近くを占める。石油製品の他は、自動車、機械類、電気製品などの工業製品が主な輸入品である。近年の経済発展に伴い、国内での投資・消費が活発になっており、輸入額も高い伸びを示している。その影響で貿易収支の赤字が拡大している状況となっている。




出典：”ADB Key Indicators 2017”を元に調査団作成

**図 2.1-7 輸出入額、貿易収支の推移**

貿易相手国としては、輸出入ともに、地理的にも文化的にも近い関係にあるタイが最大の貿易相手国であり、隣国の中国やベトナムが続いている。

### 2.1.5. 国の開発計画

ラオスの経済開発は、2004 年に策定された国家成長・貧困削減戦略（NGPES：National Growth and Poverty Eradication Strategy）と 5 年毎に策定される社会経済 5 カ年開発計画（NSEDP：National Socio-Economic Development Plan）に基づき、実施されている。また明確な開発目標としては、1996 年の第 6 次人民革命党大会にて、「2020 年までに後発開発途上国を脱却すること」を掲げている。現行の第 8 次社会経済 5 カ年開発計画（2016-2020）では、主に 3 つの成果を掲げ、この成果の実現を通じて、持続可能な発展を確保し、後発開発途上国からの脱却という目標を達成することとしている。経済目標としては、2020 年時点で、GDP 成長率 7.5%、一人当たりの GDP は、3,190 米ドル（2015 年時点、1,850 米ドル）を掲げている。表 2.1-10 に第 8 次 NSEDP の概要を示す。

**表 2.1-10 第 8 次 NSEDP の概要**

| 項目 | 成果 | アプローチの方向性 |
|---|---|---|
| 経済 | 強い経済基盤と経済的脆弱性の低減 | ・地域及び国際社会における統合の推進<br>（道路・橋梁インフラの整備、電力インフラの整備）<br>・官民の労働力の能力開発，国内企業の国内外における競争力強化等の推進<br>・マクロ経済安定化のメカニズムの改善<br>・財務計画の強化 |
| 社会 | 人材開発，貧困削減，質の高い教育・医療へのアクセス，ラオス特有の文化の保護・発展 | ・食料安全保障の確保及び栄養状態の改善等の推進<br>・生活環境の改善を通した貧困削減<br>・質の高い教育・保健医療の整備<br>・社会福祉へのアクセスの改善 |
| 環境 | グリーンかつ持続的な自然資源と環境の保護と活用，自然災害や気候変動への備え | ・気候変動の影響が少ない、公共交通手段の整備<br>・メコン河流域の森林保全等の環境保全と持続的開発 |

出典：”8th NSEDP”及び外務省 HP を元に調査団作成

### 2.1.6. 国家財政

ラオス国の財政収支を表 2.1-11 に示す。表 2.1-11 に示すとおり、財政収支は、恒常的に赤字である。こうした赤字財政の背景には、これまでの民間部門の未発達や徴税基盤の脆弱さがあると言われている。近年では歳出を抑制するために、緊急性の低いインフラ公共投資の凍結・延期や、かねてから問題視されてきた国会未承認の地方政府を中心とした予算外の大規模インフラ整備支出を禁止する対策を行っている。

**表 2.1-11 財政収支**

（単位：十億キープ）

| 項目 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 歳入（グラント含む） | 12100.4 | 13890.0 | 16992.2 | 19586.8 | 22356.9 | 22719.6 |
| 歳入（グラント除く） | 8538.4 | 10181.2 | 12427.7 | 14674.1 | 17186.5 | 18173.9 |
| 税収 | 7502.6 | 9108.6 | 10914.8 | 12651.8 | 14547.4 | 15675.8 |
| 非税収 | 1035.8 | 1072.6 | 1512.8 | 2022.3 | 2639.0 | 2498.0 |
| グラント | 3562.0 | 3708.8 | 4564.6 | 4912.7 | 5169.5 | 4545.8 |
| 歳出 | 13481.7 | 15102.8 | 18021.0 | 24665.0 | 26471.7 | 27508.8 |
| 財政赤字 | -1381.3 | -1212.8 | -1028.6 | -5078.2 | -4115.7 | -4789.1 |

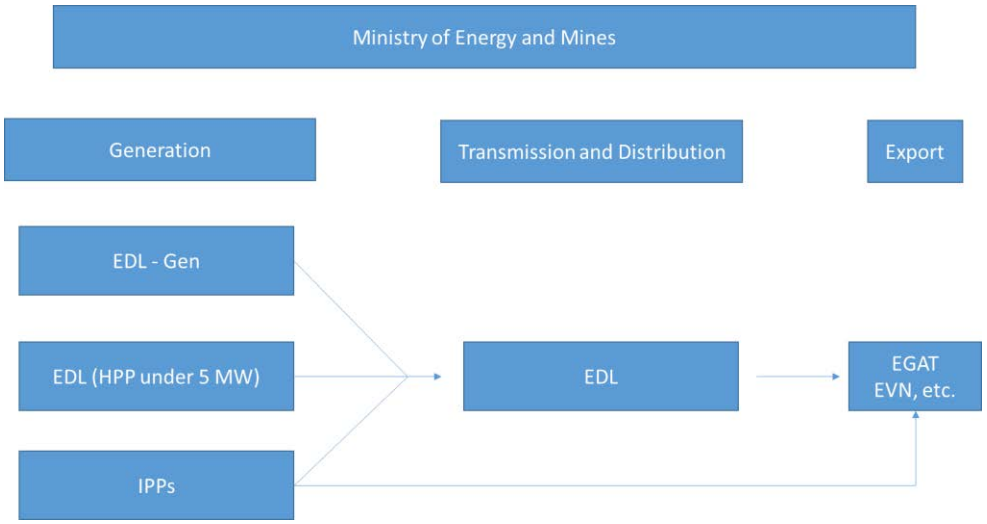
出典：”ADB Key Indicators 2017”を元に調査団作成

# 第 3 章 電力セクターの現況

## 3.1. 電力セクターの組織・政策

### 3.1.1. ラオス電力セクターの関係組織

ラオス電力セクターの関係組織を図 3.1-1 に示す。

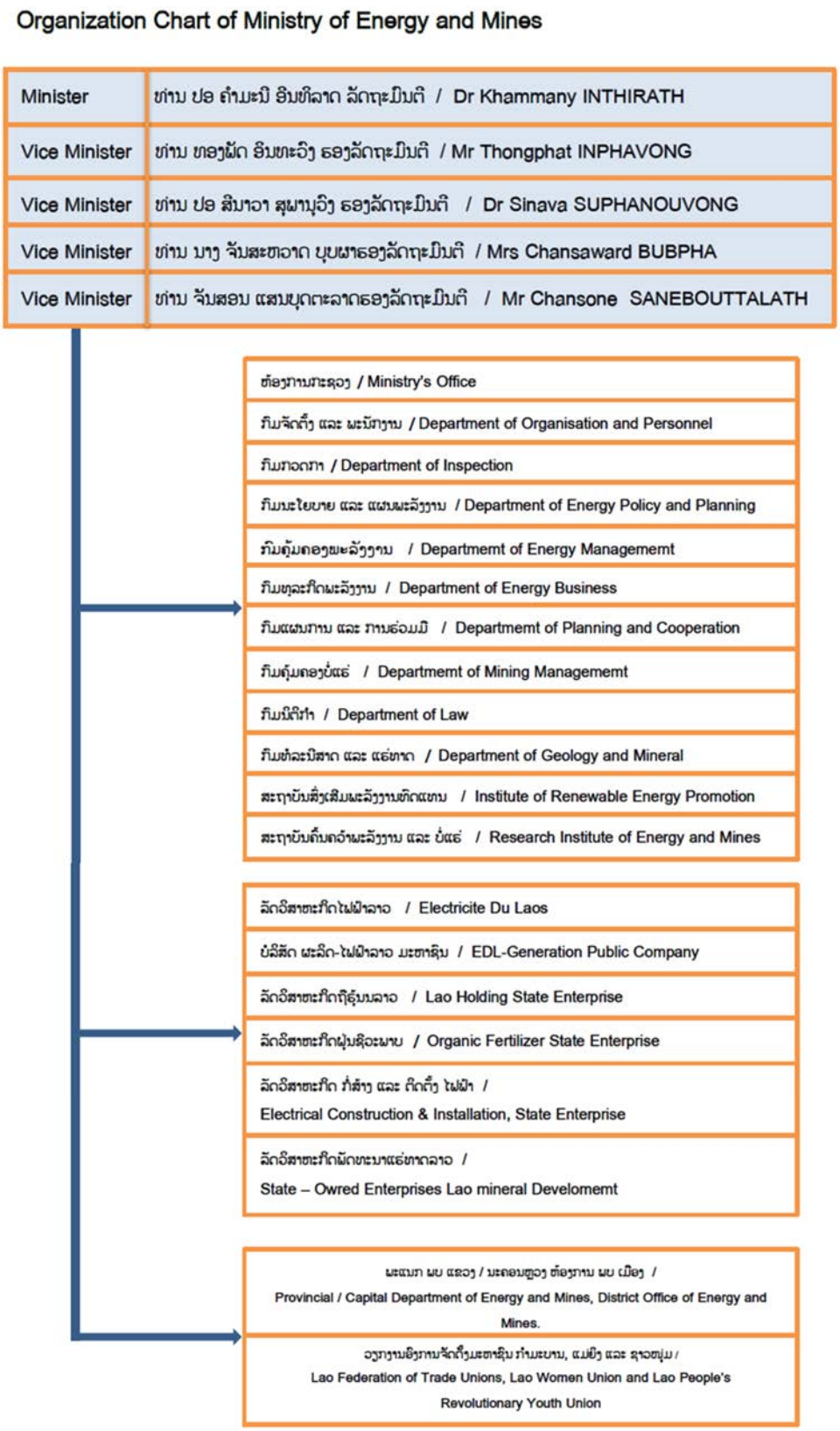



出典：JICA 調査団作成

**図 3.1-1 ラオス電力セクターの関係組織**

**1. エネルギー鉱業省 (Ministry of Energy and Mines, MEM)**

エネルギー鉱業省(Ministry of Energy and Mines, MEM) は電力セクターの方針を決定し管理を行う機関である。MEM は政策を提案・実施し、関連法規制を立案・実行する権限を持っている。また、ラオスの電力セクターには独立した規制機関は存在していないため、MEM は電力セクターの規制局 (regulator) の役割も果たしており、電力料金を決定している。MEM 傘下の関連組織を図 3.1-2 に示す。




出典：DEPP of MEM

**図 3.1-2 MEM の組織図（概要）**

**表 3.1-1 MEM の主な部局**

| 組織名 | 概要 |
|---|---|
| 電力事業局<br>(Department of Energy Business, DEB) | DEB は電力セクターにおける民間投資を管轄している局である。同局の主な役割は IPP その他の民間事業者との電力事業開発に関する協定 (MoU) と電力売買契約交渉である。また、DEB は電力事業の支援、管理、実施のモニタリング等を行う。 |
| エネルギー政策・計画局<br>(Department of Energy Policy and Planning, DEPP) | DEPP は電力セクターの政策立案及び計画作成を行う。 |
| 電力管理局<br>(Department of Energy Management, DEM) | DEM は電力セクターの規制監督局である。電力セクターの関連法律・規制や技術・安全性基準やガイドラインの作成を担当している。同局は国営及び民間の電力事業者の業務も監視する。 |
| 再生可能エネルギー推進研究所<br>(Institute of Renewable Energy Promotion, IREP) | IREP は MEM の特別組織であり、再生可能エネルギー戦略の実施と再生可能エネルギーの開発、省エネ推進及び地方電化推進を担当する。 |

出典：JICA 調査団

**2. 電力セクターの関連機関**

下記の省庁及び国営企業は電力セクターで中心的な役割を果たしている。表 3.1-2 に電力セクターの関連機関の役割をまとめる。

**表 3.1-2 電力セクターの関連機関**

| 組織名 | 概要 |
|---|---|
| ラオス電力公社<br>(Electricité du Laos, EDL) | EDL は国営電力会社であり、ラオス国内の送配電設備の他、5MW 以下の発電所を管理している。また、EDL は電力の輸出入を行い、国内の多数の IPP、EDL-Gen、隣国の電力事業者から電力を購入し、また隣国に電力を輸出している。 |
| EDL 発電株式会社<br>(EDL-Generation Public Company, EDL-Gen) | EDL-Gen は EDL の子会社であり、中大規模の発電所を保有・管理している。EDL-Gen は発電以外、新規電力事業の投資と既存電力事業の管理を行う。 |
| ラオホールディング国営公社<br>(Lao Holding State Enterprise, LHSE) | ラオホールディング国営公社（LHSE）はラオス政府の投資会社であり、政府の代表として発電所 4 か所に投資をしている。 |
| 計画投資省<br>(Ministry of Planning and Investment, MPI) | MPI の主な役割は、ラオスの各省庁の社会経済開発戦略の調整である。また、ラオス政府の投資戦略の実行、規制の促進、投資計画の承認も負っている。 |
| 財務省<br>(Ministry of Finance) | MoF はラオスの財政政策を監督・実施し、電力事業における土地取得に関する税設定及び機材等の輸入税（またはその免除）を決定する。 |
| 天然資源・環境省<br>(Ministry of Natural Resources and Environment , MoNRE) | MoNRE は、Reduction of Emission from Deforestation and forest Degradation (REDD) +の開発と実施、及びラオスの林業セクターの管理・監督に対する全般的な責任を負っている。 |

出典：JICA 調査団

### 3.1.2. 電力セクターの規制及び政策

ラオス電力セクターの規制及び政策の概要は次の通り。

**1. 電力開発戦略、国家電力開発計画、地方電力開発計画**

2017 年に改訂された電力法（後述する）において、電力開発戦略 (Power Development Strategy)、それに伴う国家電力開発計画（National Power Development Plan, NPDP）と地方電力開発計画（Provincial Power Development Plan, PPDP）の定義や構成、策定方法が定められ

た。以下、その抜粋を示す。

**d） 電力開発戦略**

「電力開発戦略」とは、電力セクターの方針及び大まかなロードマップを決定する 10 年計画を意味し、（後述する）国家／地方電力開発計画策定のベースとなるものである。この戦略は国家社会経済開発の方針・ビジョンや、他セクターの天然資源開発計画（及び使用共有）、森林保護計画などと整合を図ることとしている。内容としては、電力需要予測、様々な電力資源による発電所開発、送配電網開発、電力輸出が含まれている。策定にあたっては、MEM がその骨子を検討・作成し、政府へ提出し、その後国会からの承認を得て正式なものとなる。

**e） 国家電力開発計画（NPDP）**

「国家電力開発計画」とは、国家社会経済開発計画と戦略に沿って策定される 5 ヵ年計画を意味し、地方電力開発計画（後述する）をまとめたものである。主要な内容は以下のとおり。

- 国内、国外（輸出）電力需要予測
- 上記需要に対応する各発電資源・発電量・送配電線の拡充、優先プロジェクト（電力需要やその他セクターの開発計画を踏まえた）
- 資金調達と予算計画

策定にあたっては、MEM が関連する省庁や地方行政と連携・調整し、NPDP の素案を作成し、政府へ提出する。政府はそれを国会へかけ、承認を得たのち、NPDP を実行する。また必要に応じて、政府は NPDP を随時見直し、修正したものを国会へ審議を求めることができる。MEM によると、2019 年 6 月時点、NPDP 素案を作成しており、国家承認を目指している。2020 年 1 月時点では、未承認である。

**f） 地方電力開発計画（PPDP）**

「地方電力開発計画」とは、各地域の社会経済開発計画や戦略、NPDP に合わせて作成される 5 ヵ年計画を意味する。主要な内容は、先に述べた NPDP と同様である。新規策定にあたっては、まず NPDP の期間が満了する 6 ヵ月前に、地方エネルギー・鉱業部門（Provincial Departments of Energy and Mines）は、その地方の関連する部門や機関へ PPDP 策定のための基本的なデータ収集・調整を行う。その後、そのデータを MEM へ提出し、MEM が NPDP の案を作成する。NPDP が国会に承認された後、今度は地方エネルギー・鉱業部門が PPDP の素案を地方政府へ提出し、地方議会にて承認されたのち実行となる。

**2. 第8次国家社会経済開発5カ年計画 (2016年 - 2020年) Eighth Five Year National Socio-Economic Plan (2016-2020)**

ラオスは第 8 次国家社会経済開発 5 カ年計画（2016 年- 2020 年）に電力セクターを含むラオス経済の長期開発目標を掲げている。この計画は、包括的かつ安定的で持続可能な経済成長を基に貧困削減を目指し、2020 年までに後発開発途上国（LDC）から中所得国への移行することを目標として掲げている。産業化の推進と貧困削減のため、電力セクターを一定の所得を得られる部門に変える必要があるため、水力発電開発、火力発電、及び太陽光に焦

点を当てている。これに加え、新規変電所の建設や電力網の拡大、地方電化推進、電力輸出事業への投資等の計画も含まれている。

### 3. 電力法（1997年制定、その後3回改正（2008年、2011年、2017年））Law on Electricity

「電力法」とは、同国電気事業の基本法であり、電力開発計画、電気事業の許可、開発の許可、環境社会配慮、電力技術基準への準拠から電力の輸出入、地方電化事業、電力価格算定の原則などを定めている。2017 年 5 月に改正され、現在は全 13 章 119 ヵ条である。旧電力法と現行電力法の構成比較を表 3.1-3 に示す。

**表 3.1-3 旧電力法と現行電力法の構成比較**

| 旧電力法 | 現行電力法 |
|---|---|
| 第1章　一般条項(1-8条) | 第1章　一般条項(1-8条) |
| 第2章　電力活動(9-23条) | 第2章　電力開発計画(9-17条) |
| 第3章　電気事業(24-42条) | 第3章　電力活動(18-35条) |
| 第4章　地方電化(43-46条) | 第4章　電気事業(36-79条) |
| 第5章　電気料金(47-49条) | 第5章　地方電化(80-82条) |
| 第6章　電気事業者と消費者の権利と義務(50-52条) | 第6章　代替エネルギー、省エネと電力の節約(83-85条) |
| 第7章　禁止事項(53-56条) | 第7章　電気料金(86-89条) |
| 第8章　紛争解決(57-62条) | 第8章　電気事業者と消費者の権利と義務(90-92条) |
| 第9章　電力監理と監査局(63-72条) | 第9章　禁止事項(93-96条) |
| 第10章　法令遵守者と違反者への対策規定(73-79条) | 第10章　紛争解決(97-102条) |
| 第11章　終章(80-81条) | 第11章　電力監理と監査局(103-110条) |
| | 第12章　法令遵守者と違反者への対策規定(111-117条) |
| | 第13章　終章(118-119条) |

出典: MEM DOL, “(unofficial Translation) Law on Electricity” , 9 May 2017 より JICA 調査団作成

大きな改正点として、送電事業への民間企業（ただし本文では民間企業単独ではなく、国家と民間の JV が示唆）の投資（BOT 方式）が新たに記載されたことが挙げられる（旧電力法では、大規模水力発電プロジェクトを想定した BOT 方式しか規定されていなかった）。以下、主な改正内容及び本調査の関連条項を抜粋する。

**表 3.1-4 主な改正内容及び本調査の関連条項**

| 章 | タイトル | 条 | 区分 | 改正内容 |
|---|---|---|---|---|
| 2 | 電力開発計画 | 9-17 | 新規 | 電力開発戦略、NPDP、PPDP に関する記載（**エラー! 参照元が見つかりません。**参照） |
| 3 | 電気事業 | 26 | 新規 | 送電事業への民間投資の記載、国会常任委員会承認条件の記載（500 kV 以上送電線事業） |
| | | 27 | 新規 | オープンアクセス（複数の発電事業者が一つの送電線を共用すること）時の送電線所有者が他の発電事業者へ要求できる事項（託送料支払い、建設費用の分担等）の記載 |
| | | 37 | 新規 | 一般電気事業の定義、申請届出、事業者に求められる要件の明確化 |
| | | 42-58 | 新規 | IPP の認可、方式（BOT、BOO 等）、調達方法や提案方式（民間発意方式: unsolicited と行政発意方式: solicited）、FS、入札～認可までの手続きの明確化 |
| | | 60 | 変更 | SEIA の構成の追記、天然資源・環境セクター当局（MoNRE 等）の承認の記載 |
| | | 64 | 変更 | プロジェクト毎のコンセッション期間の明確化、及び延長の記載<br>（運用フェーズ）<br>BOT：　発電プロジェクトは 20 年以内、送電線プロジェクトは政府により決定<br>BOO：　小規模水力発電プロジェクトは 40 年以上経過してはならない。<br>火力・太陽光・風力発電プロジェクトは 25 年以内。コンセッション期間は政府の承認により 5 年間の延長が可能。 |
| | | 78-79 | 新規 | 送電線コンセッション事業（BOT 方式）、政府承認に関する記載、投資の際の事業者体制、提案方式：民間発意方式と行政発意方式（IPP に同じ）の記載 |

出典: MEM DOL, “(unofficial Translation) Law on Electricity” , 9 May 2017 より JICA 調査団作成

**4. 電力セクター政策大綱（2001年）**

同政策は電力セクターにおける全般的な政策目的を挙げており、(1) 社会経済発展のため、信頼度の高い持続可能な電力供給の維持と拡大、(2) 輸出用発電事業の促進、(3) 持続可能なセクター開発等が含まれている。

**5. 再生可能エネルギー戦略 Renewable Energy Development Strategy (REDS) (2011年)**

ラオスは地方電化を推進するにあたり、再生可能エネルギーが重要な選択肢であると認識し、2011 年に再生可能エネルギー開発戦略が採択された。REDS では、ラオス政府は 2025 年までに再生可能エネルギーが全エネルギー消費量の 30%を占めることを目指しており、小規模水力発電、バイオ燃料（バイオマスやバイオガス）、太陽光発電、風力発電、及び地熱発電に焦点を当てている。

## 3.2. 電気料金（EDL、IPP、託送）

ラオスにおける電力料金の設定原理は電力法に定められている。なお、同法では電力料金に投資費用、運用管理費用を反映する必要があると記載されている一方、消費者の購買力を考慮しなければならないという条件も含まれている。従って、既存法律の原理のもとでは、cost-reflective(原価を反映した競争力のある)電力料金（特に、個人消費者の料金）にすることは困難であると考えられる。

### 3.2.1. EDL の電力料金

EDL の電力料金は 5 年ごとに設定され、その途中で料金を更新するメカニズムは存在しない。料金の設定プロセスは下記の通りである。

**1. 電力料金調査の実施**

MEM は電力料金調査について公募を行い、コンサルタントを選定する。コンサルタントは電力セクターの事情を調査し、最適な電力料金を提案する。前回の電力料金調査は IDA（国際開発協会、International Development Association - IDA）支援で 2008 年に SNC-Lavalin International Inc.により実施された。同調査で実施された電力料金は表 3.2-1 に示す。

なお、2017 年に実施された世界銀行の調査で、2018 年以降の電力料金が別のコンサルタントにより提案されることを確認している。

### 表 3.2-1 EDL 電力料金（2008 年の提案）

単位：Kip /kWh

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Tariff** | | | | | | | | | | |
| Residential | 443 | 416 | 478 | 598 | 748 | 934 | 1168 | 1460 | 1825 | 2080 |
| International | 1070 | 1059 | 1112 | 134 | 1548 | 1734 | 1786 | 1839 | 1894 | 1951 |
| General business | 792 | 789 | 828 | 911 | 1002 | 1103 | 1169 | 1227 | 1301 | 1366 |
| Entertainment | 950 | 956 | 1004 | 1104 | 1215 | 1251 | 1289 | 1327 | 1367 | 1408 |
| Government office | 684 | 668 | 701 | 877 | 1026 | 1180 | 1239 | 1301 | 1366 | 1434 |
| Irrigation | 248 | 237 | 273 | 341 | 426 | 532 | 665 | 832 | 1040 | 1185 |
| Industries | 568 | 565 | 593 | 682 | 785 | 847 | 890 | 934 | 981 | 1030 |
| Average | 540 | 548 | 595 | 698 | 813 | 904 | 971 | 1064 | 1176 | 1274 |
| Export Tariff | 332 | 439 | 441 | 469 | 500 | 534 | 571 | 610 | 651 | 695 |
| Average Sales Tariff | | | | | | | | | | |
| Average Costs | | | 959 | 946 | 978 | 1011 | 1075 | 1139 | 1203 | 1267 |

出典：Tariff Study Update Project Final Report (2008 年)、IDA

## 2. 調査結果の審査と料金決定

調査の結果は、MEM の DEM が審査し、最終的に電力料金を決定する。例えば、現在の電力料金は 2008 年の調査結果と比べて、50%以下の水準で設定されている。詳細は表 3.2-2 の通り。

### 表 3.2-2 ラオスの既存電力料金

| | 2011 | 2012 | | | | | | | | | | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Monthly** | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8-12 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1-12 | 1-12 | 1-12 | 1-12 | 1-12 |
| **Low Voltage (Residential)** | *KIP Currency / kWh* | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0 - 25 KWH | 269 | 269 | 277 | 285 | 294 | 303 | 312 | 321 | 331 | 331 | 331 | 331 | 328 | 334 | 341 | 348 | 355 |
| 26 - 150 KWH | 320 | 320 | 330 | 339 | 350 | 360 | 371 | 382 | 442 | 442 | 442 | 442 | 390 | 398 | 405 | 414 | 422 |
| >150 KWH | 773 | 773 | 796 | 820 | 845 | 870 | 896 | 923 | 780 | 780 | 780 | 780 | 941 | 960 | 979 | 999 | 1,019 |
| **Low Voltage (Non-Residential)** | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Embassies, Int'l Organization | 1,077 | 1,077 | 1,109 | 1,143 | 1,177 | 1,212 | 1,249 | 1,286 | 1,152 | 1,152 | 1,152 | 1,152 | 1,312 | 1,338 | 1,365 | 1,392 | 1,420 |
| Service Business, Temporary | 835 | 835 | 860 | 886 | 912 | 940 | 968 | 997 | 998 | 998 | 998 | 998 | 1,017 | 1,037 | 1,058 | 1,079 | 1,101 |
| Education Business and Sports | | | 676 | 696 | 717 | 738 | 760 | 783 | 781 | 781 | 781 | 781 | 799 | 815 | 831 | 848 | 865 |
| Entertainment Business | 1,106 | 1,106 | 1,139 | 1,173 | 1,209 | 1,245 | 1,282 | 1,321 | 1,152 | 1,152 | 1,152 | 1,152 | 1,347 | 1,374 | 1,401 | 1,429 | 1,458 |
| Government Organization | 656 | 656 | 676 | 696 | 717 | 738 | 760 | 783 | 781 | 781 | 781 | 781 | 799 | 815 | 831 | 848 | 865 |
| Agriculture, Irrigation | 399 | 399 | 411 | 423 | 436 | 449 | 463 | 476 | 471 | 471 | 471 | 471 | 486 | 496 | 506 | 516 | 526 |
| Industries | 591 | 591 | 609 | 627 | 646 | 665 | 685 | 706 | 692 | 692 | 692 | 692 | 720 | 734 | 749 | 764 | 779 |
| ***Medium Voltage*** | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Service Business, Temporary | 709 | 709 | 730 | 752 | 775 | 798 | 822 | 847 | 898 | 898 | 898 | 898 | 864 | 881 | 898 | 916 | 935 |
| Education Business and Sports | | | 574 | 591 | 609 | 627 | 646 | 665 | 703 | 703 | 703 | 703 | 678 | 692 | 706 | 720 | 734 |
| Entertainment Business | | | 1,082 | 1,115 | 1,148 | 1,183 | 1,218 | 1,255 | 1,094 | 1,094 | 1,094 | 1,094 | 1,280 | 1,305 | 1,331 | 1,358 | 1,385 |
| Government Organization | 557 | 557 | 574 | 591 | 609 | 627 | 646 | 665 | 703 | 703 | 703 | 703 | 678 | 692 | 706 | 720 | 734 |
| Agriculture, Irrigation | 340 | 340 | 350 | 361 | 372 | 383 | 394 | 406 | 424 | 424 | 424 | 424 | 414 | 422 | 431 | 439 | 448 |
| Industries ( less than 5 MW ) | 502 | 502 | 517 | 533 | 549 | 565 | 582 | 599 | 623 | 623 | 623 | 623 | 611 | 624 | 636 | 649 | 662 |
| Industries ( more than 5 MW ) | | | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 660 | 673 | 687 | 700 | 714 |
| **High Voltage** | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 647 | 660 | 673 | 687 | 700 | 714 |

出典：EDL

**3. 電力料金更新**

電力料金の期中の更新メカニズムは存在していない。MEM の説明によると、ラオス政府は、インフレ率、為替相場等を十分に管理している上、同国では水力発電所の割合が多く、国際燃料価格の変動による電力料金への影響は少ないため、電力料金の更新メカニズムは不要としている。したがって、経済情勢の急激な変動が起こったとしても、それに対応する別のメカニズムが存在し、期中で電力料金を見直す必要はない。なお、例外的に MEM は期中でも電力料金を変更することが可能であり、2016 年に 2017 年の個人消費者向けの料金が更新された前例がある。

### 3.2.2. IPP の電力料金

IPP の電力料金は、IPP 事業者との PPA で決定され、基本的に公開されない。なお、IPP との交渉は MEM の DEB が行うが、電力料金は DEM が決定する。

IPP のロイヤルティについては、首相令が出ており、国内向けについては 5%、輸出向けは 5%以上（上限なし）で交渉により決定するため案件により異なるが、MEM によれば、その詳細については開示できないとのことであった。また、建設期間中のロイヤルティは課さず、COD から 5 年間は 5%より低く設定し、それ以降に高く設定するとのことである。

### 3.2.3. 託送料

MEM によれば、現時点では、タイ輸出用の複数の IPP が使用する Nabong 変電所及び送電線のみが対象である。同変電所を開発している NamNgum 2 と政府がリース契約を締結し、さらに Nabong 変電所に接続している Nam Theun 1、Nam Ngiep 1、Nam Ngum 2 が政府と ITA を締結し、政府に託送料を支払い、政府が Nam Ngum 2 に当該料金を支払うという流れとなっている。

## 3.3. 他ドナーの支援状況

ラオスでは、世銀の以下の 3 つのプロジェクトにより、電力セクターに対する支援が実施されている。（出典: Lao portfolio Factsheet, World Bank, March 2017）

- Power Grid Improvement Project
  - Power Grid Improvement Project は、選択された地域における配電系統の信頼度、及び効率性の改善を目的とする。

- Mekong Integrated Water Resources Management
  - 電力法の改正支援、県と中央政府が協調した Optimal な水力開発の方法、水系を考慮した水力開発などを含んだ 8 つの調査、5 つの関係機関からなる大規模なプログラムを実施中。後述するラオス-ベトナム連系線の調査検討は、本プログラムの下で実施されている。

- TA for Capacity Development in Hydropower and Mining Sector
  - 水力開発、及び鉱業セクターの政府機関に対する人材育成のための TA である。本プロジェクトの下で、電気料金調査（Financial Sustainability of the Power Sector in Lao PDR & Developing Suitable Power Tariff Regime）が実施された。現行の電気料金は 2017 年まで有効であり(2012-2017)期限が切れ、その後、10 年間の料金検討

を実施するものである。

また、後述する RPTCC のワーキンググループを支援するための調査「GMS Power Market Development」が、2018 年 3 月までの予定で実施されている。この中で、Regional Grid Code 制定のための支援、及び域内の、各国際連系線のもたらす経済便益の調査が行われている。

ADB は、1990 年代前半から、GMS 地域の電力融通の調査、会議体に対する支援を実施している。これまでの経緯が、「Greater Mekong Subregion Power Trade and Interconnection 2 Decades of Cooperation」で、表 3.3-1 のように示されている。

**表 3.3-1 ADB による GMS 地域の電力融通の調査、会議体に対する支援**

| | |
|---|---|
| 1992 | GMS Economic Cooperation Program |
| 1995 | Electric Power Forum |
| 1995 | Subregional Energy Sector Study for the Greater Mekong Subregion 1995, (Norconsult, ADB RETA 5535) |
| 1999 | Policy Statement on Regional Power Trade |
| 1999 | Power Trade Strategy Study, World Bank, 1999 |
| 2002 | Regional Indicative Master Plan on Power Interconnection, 2002, (Norconsult, ADB RETA 5920) |
| 2002 | The Intergovernmental agreement (IGA) on regional power trade in the GMS is signed. The RPTCC is stablished. |
| 2004 | the first RPTCC |
| 2009 | Building a Sustainable Energy Future: The Great Mekong Subregion, ADB, 2009 |
| 2010 | Update of the Regional Indicative Master Plan on Power Interconnection, 2010, (RTE Internaitonal et al., ADB RETA 6440) |
| 2011 | Discussion on the establishment of the Regional Power Coordination Center (RPCC) |
| 2012 | Two working groups are set up: (i) performance standard and grid coed, and (ii) regulatory issues. |

出典：Greater Mekong Subregion Power Trade and Interconnection 2 Decades of Cooperation, ADB, 2012

その後、2014 年 12 月に、Technical Assistance (TA) for Harmonizing the Greater Mekong Sub-region (GMS) Power Systems to Facilitate Regional Power Trade　TA-8830 REG」が開始され、RPTCC の、Performance Standard and Grid Code, Regulately Issues,の各ワーキンググループにて 支援を実施している。GMS 域内の電力取引を推進するために必要となる、系統運用指標の調和、グリッドコードの制定、託送料金、電力取引制度等に関する技術支援である。

ラオスでは、近年、北部の送配電線の調査・建設の支援、Nam Ngiep 1 の環境面・住民移転調査の支援などを実施している。以前から実施している北部の送配電線支援は、近々終わり、2018 年から、ミャンマーのシャン州～ラオス北部の 230 kV 送電線の FS 実施を予定している。ミャンマー側の受け入れの送電網（マンダレー、ヤンゴンまで）が弱いことが課題の一つである。

ADB は、引き続き、域内連系に向けた支援を進めていくとともに、小規模な分散型再エネ電源への投資促進、省エネ投資促進、蓄電池や分散型電源の系統接続ルールの標準化、及びエネルギーの効率利用のための建築基準などの整備に対する支援を進めていくこととしている。(RPTCC26,Evaluation of ADB Support to GMS Cooperation,2019 年 11 月)

ニュージーランドの外務貿易省の支援によりラオスの再生可能エネルギーに関する技術支援、技術移転のプロジェクトが実施されている。（2018 年 5 月～2023 年 4 月）

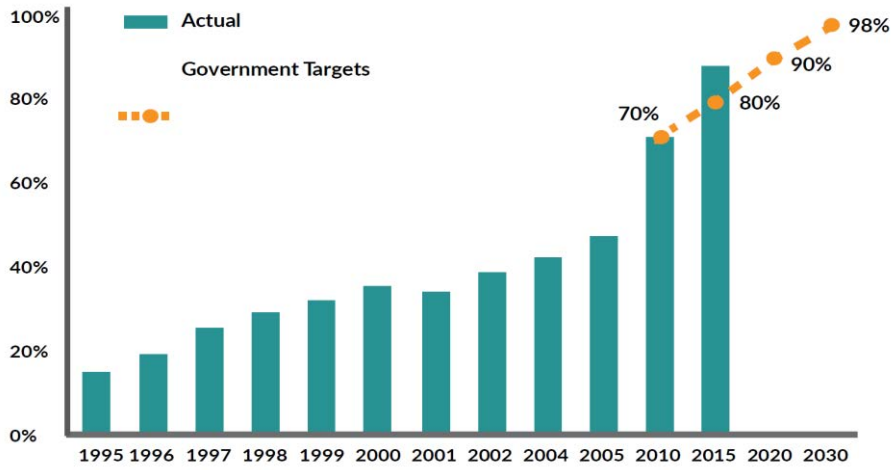
2017 年より、USAID CLEAN POWER ASIA と NREL(米国国立再生可能エネルギー研究所)の共同の支援により「ラオス人電力セクターの脆弱性評価及び弾力性行動計画」

(“Vulnerability Assessment and Resilience Action Plan for the Lao PDR Power Sector”)が実施されている。電力セクターにおいて考えられるリスク（ハザード）を気候変動に準ずるものとそれ以外 （技術面・キャパビル等）とで評価し、リスクが高いものについて、アクションプランを定めている。

## 3.4. 地方電化

ラオス国における地方電化の国家社会経済政策（National Socio Economic Development Plan: NSEDP）では、2030 年までに世帯あたりの電化率を 98%まで達成することを目標としている。

下図に示す通り、ラオスにおける世帯の電化率は、世界銀行による地方電化プロジェクト（Rural Electrification Project：REP）等、海外のドナーによる精力的な支援により、2005 年の 47%から 2010 年の 71%へと急速に増加した。




出典：Workdwatch Institute for the LEDs GP Energy Working Group

**図 3.4-1 ラオス国における世帯当たりの電化率推移**

また、下表に示すように、2017 年末時点の世帯あたりの電化率は 94.23%と国家政策の電化率達成に向け、順調に推移している。

**表 3.4-1 各年の国内電化率の推移（2012 to 2017）**

| Year | Districts | | Villages | | Households | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nos. | Rate | Nos. | Rate | Nos. | Rate |
| **2012** | 145 | 100% | 6,448 | 74.49% | 876,762 | 82.25% |
| **2013** | 143 | 98.62% | 6,924 | 80.32% | 943,599 | 87.34% |
| **2014** | 145 | 99.32% | 7,203 | 84.04% | 986,435 | 88.70% |
| **2015** | 148 | 100% | 7,373 | 85.90% | 1,038,248 | 90.51% |
| **2016** | 148 | 100% | 7,554 | 88.41% | 1,078,712 | 92.39% |
| **2017** | 148 | 100% | 7,667 | 90.15% | 1,092,611 | 94.23% |

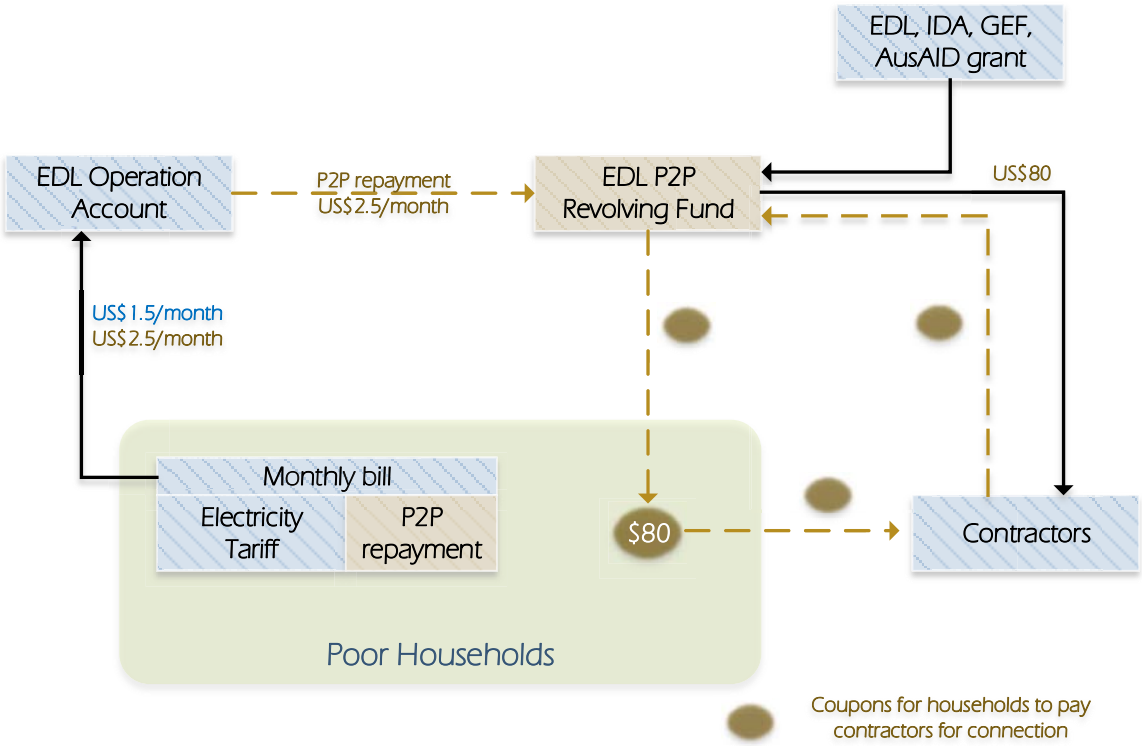
出典： EDL Annual Report 2017

これらの電化率増加の背景には、オーストラリア国際開発庁（AusAID）や地球環境ファシリティ（GEF）及び国際開発協会（IDA）の協力の下、母子家庭や貧困層への EDL グリッドからの電力供給を促進した Power to the Poor (P2P：2008-2014)、及びオフグリッド地域における家庭用太陽光発電の設置を促進した Solar Home Sysmtes（SHS：2004-2009）の二つのプログラムが寄与している。これらの 2 つのプログラムは、貧困層への電力供給のため、無利息かつ助成金の活用が特徴として挙げられる。

### 3.4.1. Power to the Poor (P2P)

P2P プログラムは、既に電化された村落に居住しているにも関わらず、金銭的余裕がないことから配電線接続における初期費用を負担できない貧困層や母子家庭に対し、助成金を給付し、村落当たりの電化率を 85%から 90%まで向上させるプログラムである。

同プログラムでは、対象となる受益者は上限 700,000 kip のクーポンを受け取り、それを配電網からの接続及び屋内配線工事の初期費用に充てる仕組みが取られている。下図に、P2P プログラムの資金の流れを示す。




出典：World Bank

**図 3.4-2 P2P プログラムの資金フロー図**

### 3.4.2. Solar Home System (SHS)

SHS プログラムは、1998 年当初 EDL によって実施されたが、REP によるオングリッド電化に対応を迫われたため、2001 年からは MEM によって設立された Provincial Energy Service Companies (PESCOs)により実施され、2004 年までにパイロットプロジェクトとして、オフグリッド地域を対象にラオス国内の 6 地域（50 村落）の 5,700 軒の家屋に太陽光発電設備

（屋根型）を設置した。その後、IDA や AusAID の資金協力の元、2009 年末までに 200 以上の村落、13000 軒以上の家屋への設置へと規模を拡大していった。

SHS プログラムでは、受益者は収入や支払い能力に応じて設備規模や返済期間を設定することができ、支払い期間完了後、設備の所有者となることができる。家屋ごとに設置される太陽光発電設備では、需要を上回る発電時のバッテリーへの充電器及び 4 時間給電可能なバッテリーも付帯される。下表に SHS プログラムで適用された設備規模あたりの設置価格及び月間支払いを示す。

**表 3.4-2 SHS プログラムにおける太陽光発電設備費用**

| Capacity | Installation Fee | Monthly Payments for Solar Kit (kip/month) | |
|---|---|---|---|
| | | 5-year repayment period | 10-year repayment period |
| **20 W** | 160,000 kip | 20,000 kip | 10,000 kip |
| **30 W** | 190,000 kip | 30,000 kip | 15,000 kip |
| **40 W** | 220,000 kip | 40,000 kip | 20,000 kip |
| **50W** | 250,000 kip | 50,000 kip | 25,000 kip |

出典：World Bank

# 第 4 章 既存送変電設備

## 4.1. 現状のラオス国の電力系統（着工含む）

### 4.1.1. 国内の発電設備

ラオス国内の全体の既設の発電設備容量は6,917.3 MWであり、国内供給用は2,451.3 MW、輸出用は 4,466.0 MW である。なお、輸出用の発電所は、一部国内供給用の発電機、変圧器を持っているため、輸出用と国内用に分けて供給している。2017 年 12 月時点の運転稼働中の国内供給用の地域別の内訳は表 4.1-1 であり、北部、中央部 1 、南部に多く分布している。

**表 4.1-1 既設の国内供給用発電所の設備容量**

（単位：MW）

| 地域 | Northern | Central-1 | Central-2 | Southern | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|
| 国内供給用容量 | 891.7 | 954.8 | 177.8 | 427.0 | 2,451.3 |

※上記の値は、15 MW 以下の小水力発電所を除く。

出典：EDL

表 4.1-2 に 2017 年 12 年時点の運転稼働中の輸出用 IPP 発電所を示す。現状、輸出用 IPP 発電所はラオスの国内系統に接続せず、専用送電線（115 kV、230 kV 及び 500 kV）でタイ及びベトナムに輸出している。

**表 4.1-2 既設の輸出用 IPP 発電所の設備容量**

（単位：MW）

| 地域 | Northern | Central-1 | Central-2 | Southern | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|
| 輸出用 IPP 容量 | 1,778.0 | 615.0 | 1,440.0 | 633.0 | 4,466 |

出典：EDL

各地域別の既設及び 2018 年内に運転稼働予定の発電所については、次項以降の各地域別の電力系統に示す。

### 4.1.2. 国内の送配電系統

既存のラオスの送配電系統は、500 kV、230 kV、115 kV、35 kV、22 kV 及び低圧の電圧階級からなるが、500 kV は輸出専用 IPP から直接隣国に接続する送電線として一部に使われており、国内供給系統は現在、230 kV 以下の電圧を使用している。

ラオスは 1970 年代に Nam Ngum1 が建設されてから、ビエンチャンを通り、タイの系統に接続される 115 kV 送電線が建設され、雨季の水力発電量が豊富な時期にはタイへ電力を輸出、乾季など電力が不足する時期にはタイから電力を輸入している。また、もともと、北部、中央部 1、中央部 2、南部の各地域間には系統の連系はなく、電源が少ない中央部 2 の 115 kV Thakek、Pakbo 変電所はタイから直接電力の供給を受けていた。このように、ラオスの系統は従来からタイの系統と連系され、電源出力の調整や、ラオス-タイ間の連系線の潮流の制御はタイの給電所からの指示により行われていた。

近年、孤立していた北部への中央部 1 からの 115 kV 送電線の延伸、また、2016 年に「中央部 2 と南部」を結ぶ送変電設備が運転を開始し、115 kV 及び 230 kV 送電線によるラオス国内系統（北部～中央～南部）の連系が実現し、単一の国家電力網が完成した。また、電力需要の増加、北部電源の開発により、国内電力供給用系統に 230 kV 送電線が採用され、ビエンチャンとルアンプラバン、Namo 変電所を結ぶ 230 kV 送電線が運転を開始している。また、ビエンチャンに中央給電指令所が開設され、従来、タイのコーンケン給電所と協調をとりつつ、ラオス国内系統の運用を担っている。

Nabong-Udon3 500 kV 設計送電線・変電所について、現状は Nam Ngum2 のみを 230 kV で EGAT に送電している。当初の所有は Nam Ngum2 であり、2019 年には Nam Ngiep1 が接続される。

隣国との連系線は、輸出用 IPP から直接隣国の系統に連系する 500 kV 及び 230 kV の電源線、EDL の系統と EGAT の系統をつなぐ 115 kV 連系線がある。また、ラオス国内の電力系統から供給される電力の他、国境付近などラオスの電力系統グリッドの範囲外の地域においては、35 kV または 22 kV 配電線で他国から電力供給を受けている。

表 4.1-3 に国境付近における配電連系線及びそのピーク電力（2017 年 6 月時点）を示す。なお、表 4.1-3 に示す配電連系線の内、Bokeo 県の 2 つの連系線（No.1 及び No.11）については、現在建設中の変電所（Houayxy 変電所及び Ton Pheung 変電所）が完成後、負荷への供給ルートの切り替えを行った。

**表 4.1-3 国境付近における 35/22 kV 配電線による隣国との電力供給線**

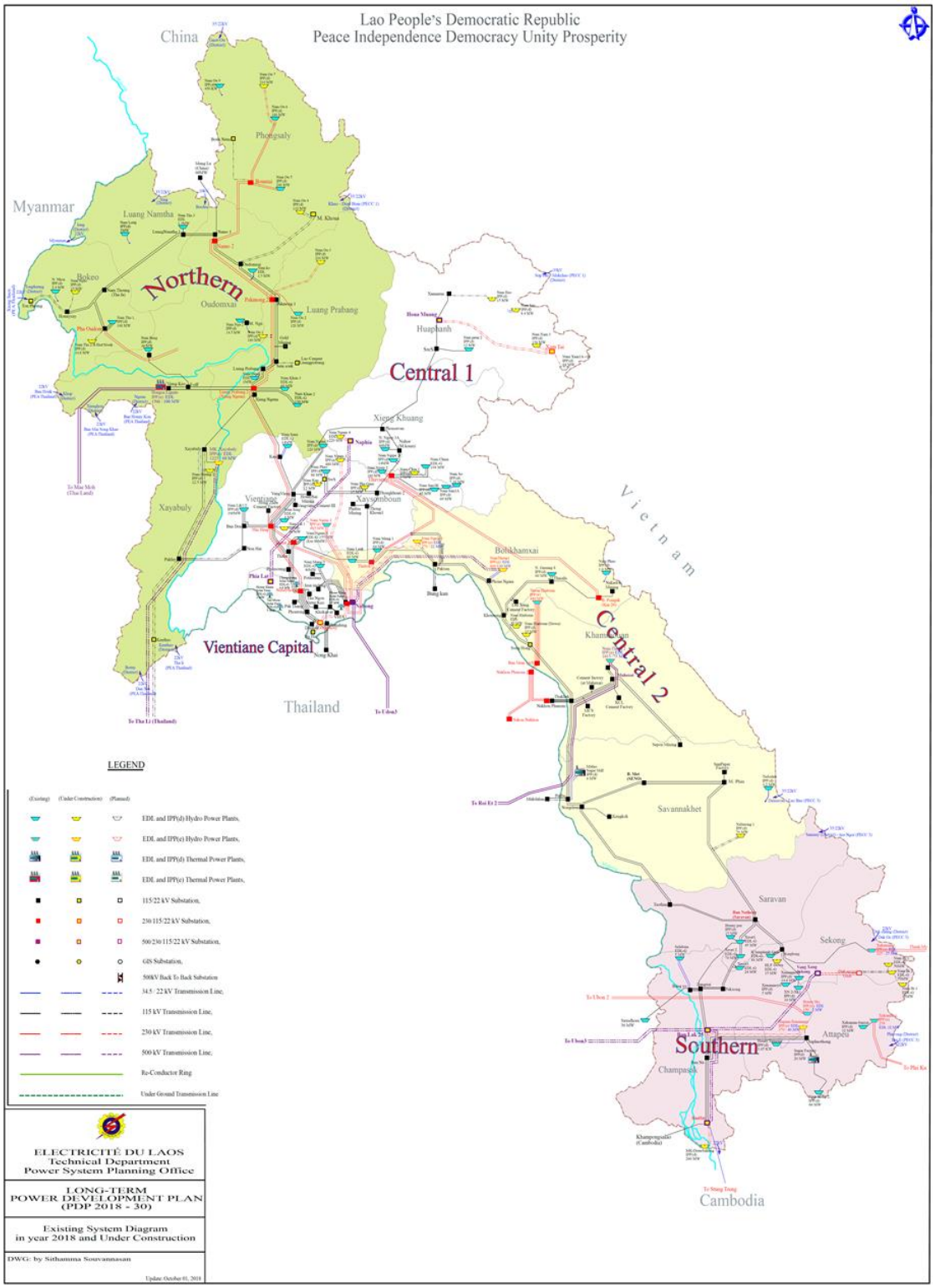
| No. | From | To | L (km) | V (kV) | Conductor (mm2) | Peak (MW) | Supplying by |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Northern Area** | | | | | | | |
| **1** | Houayxai | Chiengkhong | 0.7 | 22 | ACSR 185 | 9.0 | PEA |
| **2** | Khan Thao | Thali | 0.4 | 22 | ACSR 240 | 3.0 | PEA |
| **3** | Pangthong | Mang District | 28.6 | 22 | ACSR 150 | N/A | China |
| **4** | Khoub | Ban Houak | 1.5 | 22 | ACSR 150 | 1.5 | PEA |
| **5** | Ngeun | Houay Kone | 1.0 | 22 | ACSR 150 | N/A | PEA |
| **6** | Chiang Hon | Ban Mai | 1.3 | 22 | ACSR 150 | 2.0 | PEA |
| **7** | Boten Dankham | Bohan | 3.4 | 22 | ACSR 90 | N/A | China |
| **8** | M.Mai | Dienbien | 25.0 | 35/22 | ACSR 185 | N/A | EVN |
| **9** | Ngot Ou | Jang Xeun | 52,8 | 22 | ACSR 120 | 2.20 | China |
| **10** | Boten | Danxai | 81.9 | 22 | ACSR 150 | 1.54 | PEA |
| **11** | Thon Pheng | Xieng Sen | 3.0 | 22 | ACSR 185 | 3.5 | PEA |
| **12** | Long District | Xieng Kok | 1.5 | 22 | ACSR 150 | N/A | Myanmar |
| **Central 1 Area** | | | | | | | |
| **13** | Pahang | Mokchao | 30.0 | 35/22 | ACSR 150 | 3.89 | EVN |
| **Central 2 Area** | | | | | | | |
| **14** | Dansvan | Laobao | 0.8 | 35/22 | ACSR 95 | 7.42 | EVN |
| **Southern Area** | | | | | | | |
| **15** | Dakchung | Vietnam | 10.0 | 35/22 | ACSR 150 | N/A | EVN |
| **16** | Lali (Samoua) | Are Ngor | 2.0 | 35/22 | ACSR 150 | 5.78 | EVN |
| **17** | Vangtut Mining | Vietnam | 50.0 | 35/22 | ACSR 150 | 0.92 | EVN |

出典：EDL

表 4.1-3 のほかに、北部地域ではラオスの Na Mo 変電所と中国南部の Meng La 発電所（60 MW）間で 115 kV 送電線による電力融通を行っていたが、ラオス国内の電力供給力過多に

より、近年は電力融通を行っていない。

2018 年 10 月時点のラオスの電力系統と国際連系線（建設中含む）のマップを図 4.1-1 に示す。




出典：EDL

**図 4.1-1 ラオスの電力系統と国際連系線（建設中含む）（2018 年 10 月時点）**

### 4.1.3. 北部地域の電力系統

#### 1. 北部地域の発電設備

北部地域は、山岳地帯であるその地形上の特徴から、多くの水力発電所が建設されている。北部地域における既設及び建設中の発電設備を表 4.1-4 に示す。

**表 4.1-4 北部地域における既設及び建設中の発電設備**

| No. | Name | Province | Capacity (MW) | Type | COD | Status |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Nam Ko | Oudomxay | 1.50 | Run off river | 1966 | Existing |
| 2 | Nam Dong | Luangprabang | 1.00 | Run off river | 1970 | Existing |
| 3 | Nam Tha 3 | Luangnamtha | 1.30 | Run off river | 2010 | Existing |
| 4 | Nam Nhon*** | Borkeo | 2.40 | Run off river | 2011 | Existing |
| 5 | Nam Long*** | Luangnamtha | 5.00 | Run off river | 2013 | Existing |
| 6 | Hongsa Lignite* | Xayaboury | 1,778/100** | Thermal | 2015 | Existing |
| 7 | Nam Khan 2 | Luangprabang | 130.00 | Reservoir | 2015 | Existing |
| 8 | Nam Beng | Oudomxay | 36.00 | Reservoir | 2016 | Existing |
| 9 | Nam Khan 3 | Luangprabang | 60.00 | Reservoir | 2016 | Existing |
| 10 | Nam Ou 2 | Luangprabang | 120.00 | Reservoir | 2016 | Existing |
| 11 | Nam Ou 5 | Phongsaly | 240.00 | Reservoir | 2016 | Existing |
| 12 | Nam Ou 6 | Phongsaly | 180.00 | Reservoir | 2016 | Existing |
| 13 | Nam Nga 2*** | Oudomxay | 14.50 | Run off river | 2017 | Existing |
| 14 | Nam Tha 1 | Borkeo | 168.00 | Reservoir | 2018 | Under Construction |
| 15 | Nam Houng Down | Xayaboury | 12.50 | Run off river | 2019 | Under Construction |
| 16 | MK. Xayaboury* | Xayaboury | 1,225 / 60** | Run off river | 2019 | Under Construction |
| 17 | Nam Ou 1 | Luangprabang | 180.00 | Run off river | 2020 | Under Construction |
| 18 | Nam Ou 3 | Luangprabang | 210.00 | Run off river | 2020 | Under Construction |
| 19 | Nam Ou 4 | Phongsaly | 132.00 | Reservoir | 2020 | Under Construction |
| 20 | Nam Ou 7 | Phongsaly | 210.00 | Reservoir | 2020 | Under Construction |
| 21 | Nam Ngao | Borkeo | 15.00 | Reservoir | 2020 | Under Construction |
| 合　計 | | | 3,038 MW（輸出用 IPP） | | 1,879 MW（国内供給用電源） | |

*輸出用 IPP　**輸出用 IPP 内の国内用電源　***独立電源

出典：EDL, MEM

Nam Nhon 発電所（2.4 MW）、Nam Long 発電所（5.0 MW）及び Nam Nga 2 発電所（14.5 MW）は、115 kV 以上の EDL の国内送電網には接続されず、22 kV 配電線で近隣へ電力を供給する独立電源として存在している。上記のうち、Nam Ou 3 から Nam Ou 7 については、ベトナム北部に輸出する方針で検討がなされている。

#### 2. 北部地域の送変電設備

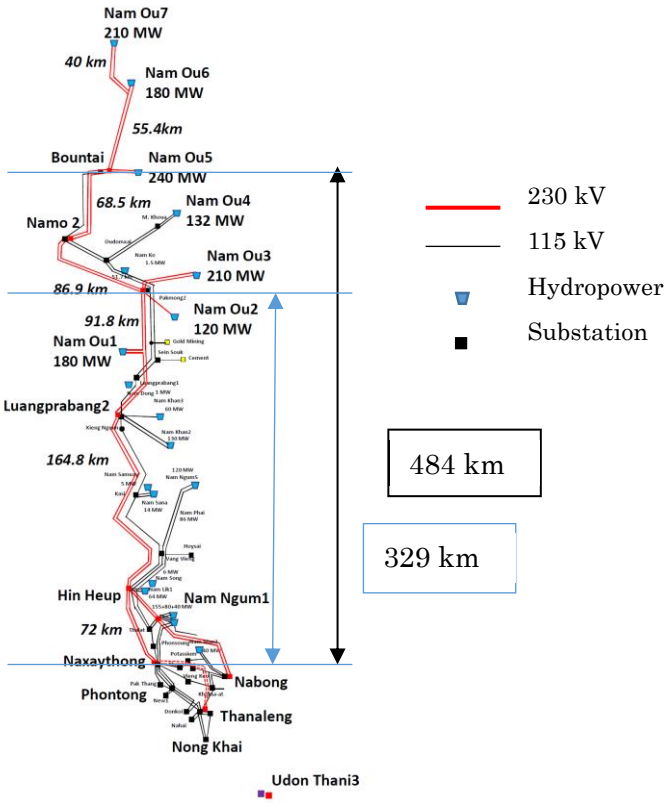
北部地域における輸出用 IPP は、Hongsa 石炭発電所と、現在建設中の Mekong Xayabuly

発電所の二箇所であり、いずれの売電先もタイ（EGAT）であり、500 kV 専用送電線で接続される。Phongsaly 県及び Luang Prabang 県には、中国主導で Nam Ou 発電所群が存在しており、これらの発電電力は Bountai 変電所から Namo 2 変電所、Pakmong 2 変電所及び Luang Prabang 2 変電所を介し、230 kV 送電線で中央 1 地域の Hin Huep 変電所に接続されている。ただし、上記のとおり Nam Ou 発電所群については、ベトナム北部へ輸出するため、連系送電線の検討が実施されている。また、北部地域の Namo 変電所から中央 1 地域の Kasi 変電所を通じてビエンチャン首都圏まで 115 kV 送電線で接続されており、いずれの送電線も北部の発電電力をビエンチャン首都圏及びタイ（EGAT）へ供給する。

### 3. 北部地域の水力の送電限界

Nam Ou 水系にある水力発電所を既存の送電線によって Vientiane Capital 方面に送電することは、困難である。その理由は、送電線の熱容量面からの制約にあるのではなく、送電系統の安定度面からの制約にある。Nam Ou 水力は、Phongsaly 県、Luangprabang 県にまたがる Nam Ou 水系の発電所であり、合計の最大出力は 1,272 MW である。Nam Ou 5,6,7 への送電線の起点である 230 kV Bountai 変電所から、Vientiane Capital の Naxaithon 変電所までの距離は、484 km である。

| | Generation Capacity (MW) |
|---|---|
| Nam Ou 1 | 180.0 |
| Nam Ou 2 | 120.0 |
| Nam Ou 3 | 210.0 |
| Nam Ou 4 | 132.0 |
| Nam Ou 5 | 240.0 |
| Nam Ou 6 | 180.0 |
| Nam Ou 7 | 210.0 |




出典：JICA 調査団作成

**図 4.1-2 Nam Ou 水系の水力発電所の送電系統**

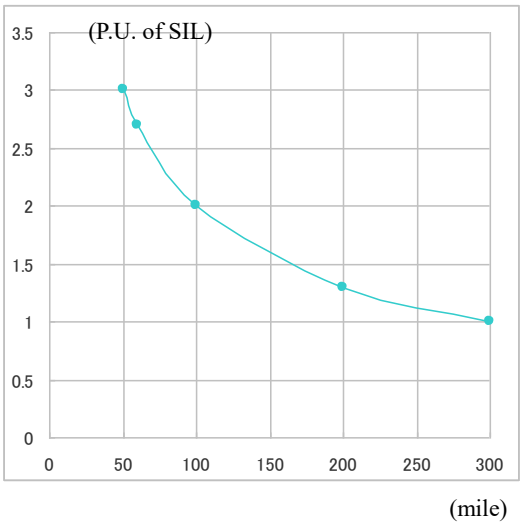
この距離を 230 kV2 回線で安定に送電できる量は約 300 MW と見積もられる。したがっ

て、現状の送電系統では、Nam Ou 水系の発電所の電力を全て、Vientiane Capital 方面に送電することはできない。

**a） 送電可能電力の見積もり**

方法 1：送受電端の電圧位相差、及び送受電端間のインピーダンスから、簡易的に送電可能電力を見積もる。230 kV2 回線送電線で距離 480 km である。発電機の過渡インピーダンスを 0.4、昇圧変圧器のインピーダンスを 10%、位相差を 44 度(sin θ =0.7)とすると、230 kV2 回線で安定に送電できる量は約 312 MW となる。

方法 2：送電線固有の SIL 値(Surge Impedance Load)を目安とし、送電線の距離から、送電可能電力量を見積もる。SIL 値は、送電線のリアクタンスによる電圧降下がキャパシタンスによる電圧上昇と釣り合う潮流である。経験的に送電距離と送電可能量の関係が SIL 値の倍数として得られており、目安として使用される。下図に送電距離と送電可能量の関係を示す。




(出典: Analytical Development of Loadability Characteristics for EHV and UHV Transmission Lines," R.D. Dunlop, R. Gutman and P.P. Marchenko, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No. 2, March/April 1979. Or Power System Stability and Control, P228, 6.1.12 Loadability Characteristics, P. Kundur, 1993)

**図 4.1-3 交流送電線 1 回線の送電可能な潮流の目安**

230 kV 送電線の SIL 値は 1 回線 136 MW で 2 回線では 273 MW となる。480 km (=300 mile)の送電可能な潮流の目安はグラフより、SIL 値の 1 倍であるため、230 kV2 回線送電線で安定に送電できる量は約 273 MW となる。

方法 3：系統解析により、送電可能な量を確認する。Nam Ou の発電出力を変えた次の 3 つのケースにおいて、PSS/E 系統解析ソフトウェアにより、安定度計算を実施した。

| | Case A | Case B | Case C |
|---|---|---|---|
| NOU7 | 105 | 105 | 0 |
| NOU6 | 60 | 60 | 0 |
| NOU5 | 120 | 240 | 0 |
| NOU4 | 0 | 0 | 88 |
| NOU3 | 0 | 0 | 210 |
| NOU2 | 0 | 0 | 0 |
| NOU1 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 285 | 405 | 298 |

事故様相は、Nam Mo – Pakmon 間送電線の三相短絡事故で、事故除去時間は 100 ms とした。結果を以下に示す。方法 1,2 で確認されて通り、Nam Ou 5,6,7 の出力が 300 MW 程度のケース A で安定度限界ぎりぎりである。ケース B は、安定度限界を超えている。

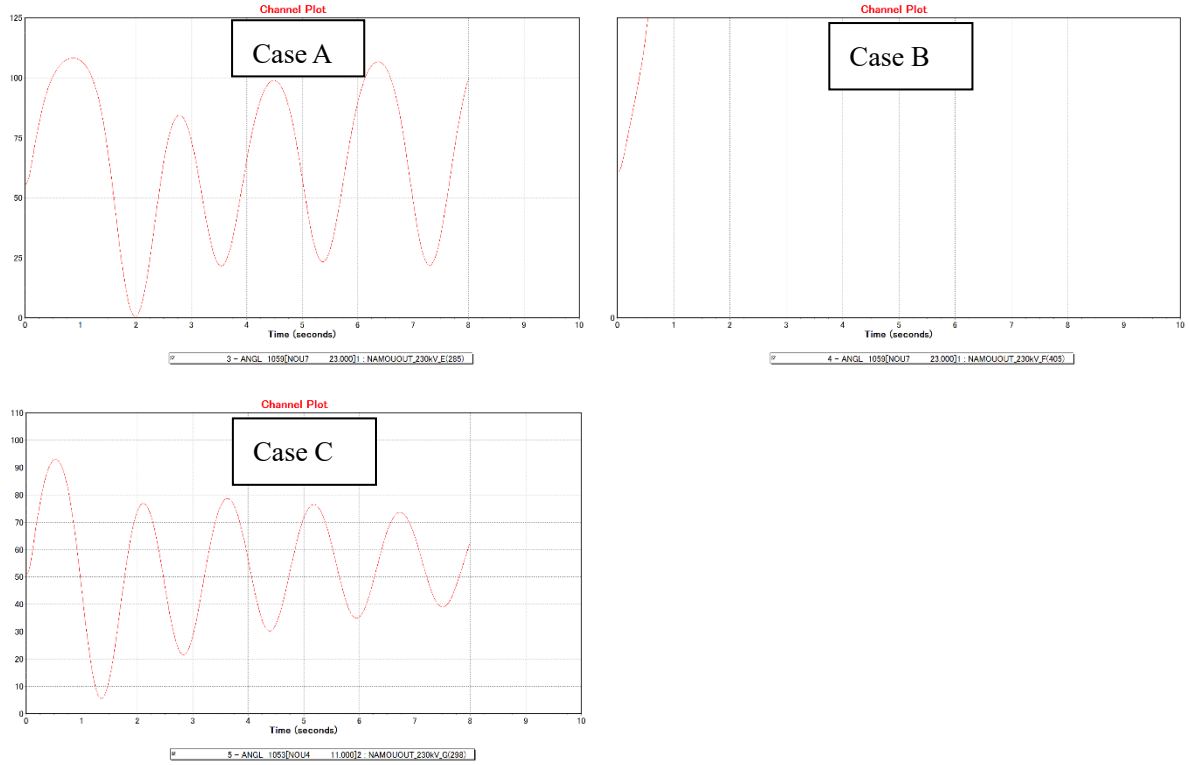



**図 4.1-4 Nam Ou の出力を変えた場合の安定度計算結果**

### b） 結論

Nam Ou 5, 6, 7 は、ビエンチェンから 480 km 以上の距離があり、230 kV 2 回線であっても、その送電可能容量は 300 MW 程度と見積もられる。Nam Ou 5, 6, 7 は、合計の発電設備容量が 630 MW であるため、容量限度の発電はできない。Nam Ou 1-7 の合計の発電設備容量は、1,272 MW であり、ビエンチャンから 300 km -600 km の範囲に分布しているため、230 kV 2 回線では、容量限度の発電はできない。

### 4.1.4. 中央１地域の電力系統

#### 1. 中央1地域の発電設備

中央 1 地域では、1971 年の Nam Ngum1 発電所建設以降、近年ナムグム川水系を中心として水力発電所の建設が続いている。またベトナムとの国境に面している Huapanh 県でも Nam Xam 3 発電所や Nam Peun 1 発電所の建設が進んでいる。

中央 1 地域における既設及び建設中の発電設備を表 4.1-5 に示す。

**表 4.1-5 中央 1 地域における既設及び建設中の発電設備**

| No. | Name | Province | Capacity (MW) | Type | COD | Status |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Nam Ngum 1 | Vientiane Pro | 155.00 | Reservoir | 1971 | Existing |
| 2 | Nam Luek | Saysomboun | 60.00 | Reservoir | 2000 | Existing |
| 3 | Nam Mang 3 | Vientiane Pro | 40.00 | Reservoir | 2004 | Existing |
| 4 | Nam lik 1/2 | Vientiane Pro | 100.00 | Reservoir | 2010 | Existing |
| 5 | Nam Ngum 2* | Saysomboun | 615.00 | Reservoir | 2010 | Existing |
| 6 | Nam Song | Vientiane Pro | 6.00 | Reservoir | 2011 | Existing |
| 7 | Nam Ngum 5 | Vientiane Pro | 120.00 | Reservoir | 2012 | Existing |
| 8 | Nam Sana | Vientiane Pro | 14.00 | Run off river | 2014 | Existing |
| 9 | Nam Sien Tad Lang | Xieng Khuang | 5.00 | Run off river | 2014 | Existing |
| 10 | Nam Ngiep 3A | Xieng Khuang | 44.00 | Reservoir | 2015 | Existing |
| 11 | Nam Ngiep 2 | Xieng khuang | 180.00 | Reservoir | 2015 | Existing |
| 12 | Nam San 3B | Saysomboun | 45.00 | Reservoir | 2015 | Existing |
| 13 | Nam San 3A | Saysomboun | 69.00 | Reservoir | 2016 | Existing |
| 14 | Nam Sor | Saysomboun | 4.20 | Renewable | 2016 | Existing |
| 15 | Nam Ngiep 2C | Xieng Khuang | 14.55 | Run off river | 2017 | Existing |
| 16 | Nam Phai | Saysomboun | 86.00 | Reservoir | 2017 | Existing |
| 17 | Nam Peun 2 | Houaphanh | 12.00 | Run off river | 2017 | Existing |
| 18 | Nam Sim | Houaphanh | 9.00 | Run off river | 2017 | Under Construction |
| 19 | Nam Chiene | Saysomboun | 104.00 | Reservoir | 2017 | Under Construction |
| 20 | Naxaythong Solar Farm (S) | Vientiane Capital | | Renewable | 2017 | Existing |
| 21 | Nam Hao | Houaphanh | 15.00 | Run off river | 2018 | Under Construction |
| 22 | NN 1 (Extension Phase 1) | Vientiane Pro | 80.00 | Reservoir | 2018 | Under Construction |
| 23 | Nam Peun 1 | Houaphanh | 25.00 | Run off river | 2018 | Under Construction |
| 24 | Nam PhaGnai | Saysomboun | 19.00 | Reservoir | 2018 | Under Construction |
| 25 | Nam Aow (Nam Pot) | Xieng Khuang | 15.00 | Reservoir | 2018 | Under Construction |
| 26 | Nam Lik 1 | Vientiane Pro | 64.00 | Run off river | 2019 | Under Construction |
| 27 | Nam Ngipe 2A | Xieng Khuang | 12.55 | Run off river | 2019 | Under Construction |
| 28 | Nam Ngipe 2B | Xieng Khuang | 8.94 | Run off river | 2019 | Under Construction |
| 29 | Nam The | Xieng khuang | 15.00 | Run off river | 2019 | Under Construction |
| 30 | Nam Dick 1 | Houaphanh | 15.00 | Run off river | 2020 | Under Construction |
| 31 | Nam Ngum 3* | Saysomboun | 480.00 | Reservoir | 2020 | Under Construction |
| 32 | Nam Samuay | Vientiane Pro | 5.00 | Run off river | 2020 | Under Construction |
| 33 | Nam Xam 3 | Houaphanh | 156.00 | Reservoir | 2020 | Under Construction |
| 34 | NN 1 (Extension Phase 1) | Vientiane Pro | 40.00 | Reservoir | 2020 | Under Construction |
| 合　計 | | | 1095.0 MW（輸出用 IPP） | | 1,538 MW（国内供給用電源） | |

*輸出用 IPP　**輸出用 IPP 内の国内用電源　***独立電源

出典：EDL, MEM

表 4.1-5 に示すように、中央 1 地域のおける輸出用 IPP は Nam Ngum 2 発電所（615.0 MW）のみであり、その他の発電所は全て EDL のグリッドに接続されている。なお現在 Nam Ngum 3 発電所（480 MW）が建設中であり、2018 年 5 月時点では輸出用電源とした。その他、Na Bong 変電所の近くに太陽光発電所（15 MW）が建設中である。

**2. 中央1地域の送変電設備**

中央 1 地域と中央 2 地域は、Na Bong 変電所～Thabok 変電所～Pakxan 変電所間の 230 kV 及び 115 kV 送電線で連系されている。

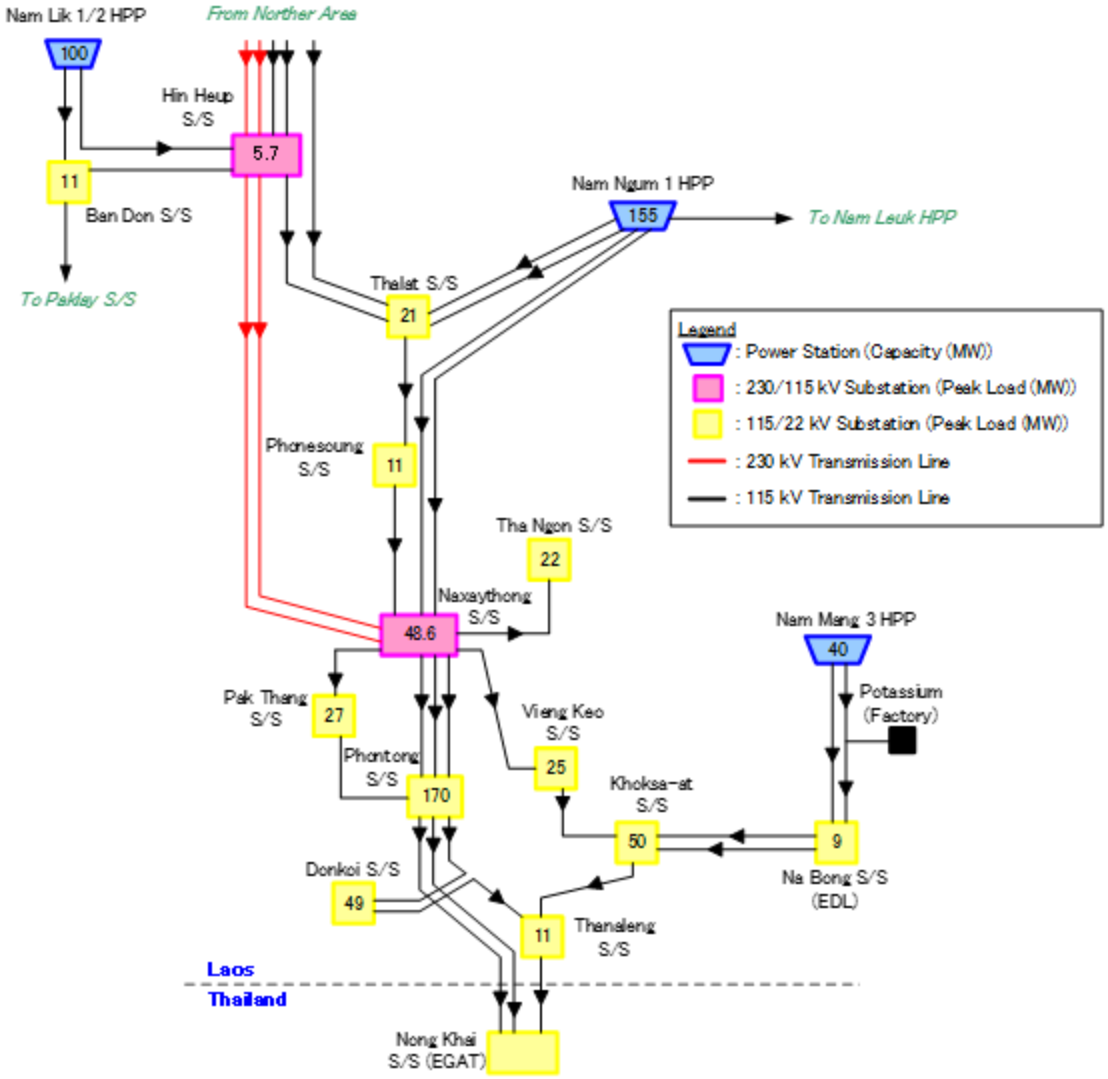
中央 1 地域では、輸出用 IPP を除いて北側に位置する水力発電所からの発電電力をビエンチャン首都圏やタイへの輸出のため、230 kV または 115 kV 送電線で接続されているが、建設中の水力発電所からの発電電力が追加された場合、北側から首都圏への 115 kV 送電線の潮流が過負荷になることが想定されるため、下記のような対策が施されている。

**a） ビエンチャン首都圏における 115 kV 送電線の負荷低減**

従来より、Nam Ngum 1 発電所及び北部地域からの発電電力は、Hin Heuph 変電所～Naxaythong 変電所間の 230 kV 送電線や 115 kV 送電線によりビエンチャン首都圏に供給されてきたが、Nam Ngum 1 の拡張計画（Phase 1：80 MW＋Phase 2：40 MW）や Nam Lik 1 発電所の建設により既存の送電線が過負荷になる。

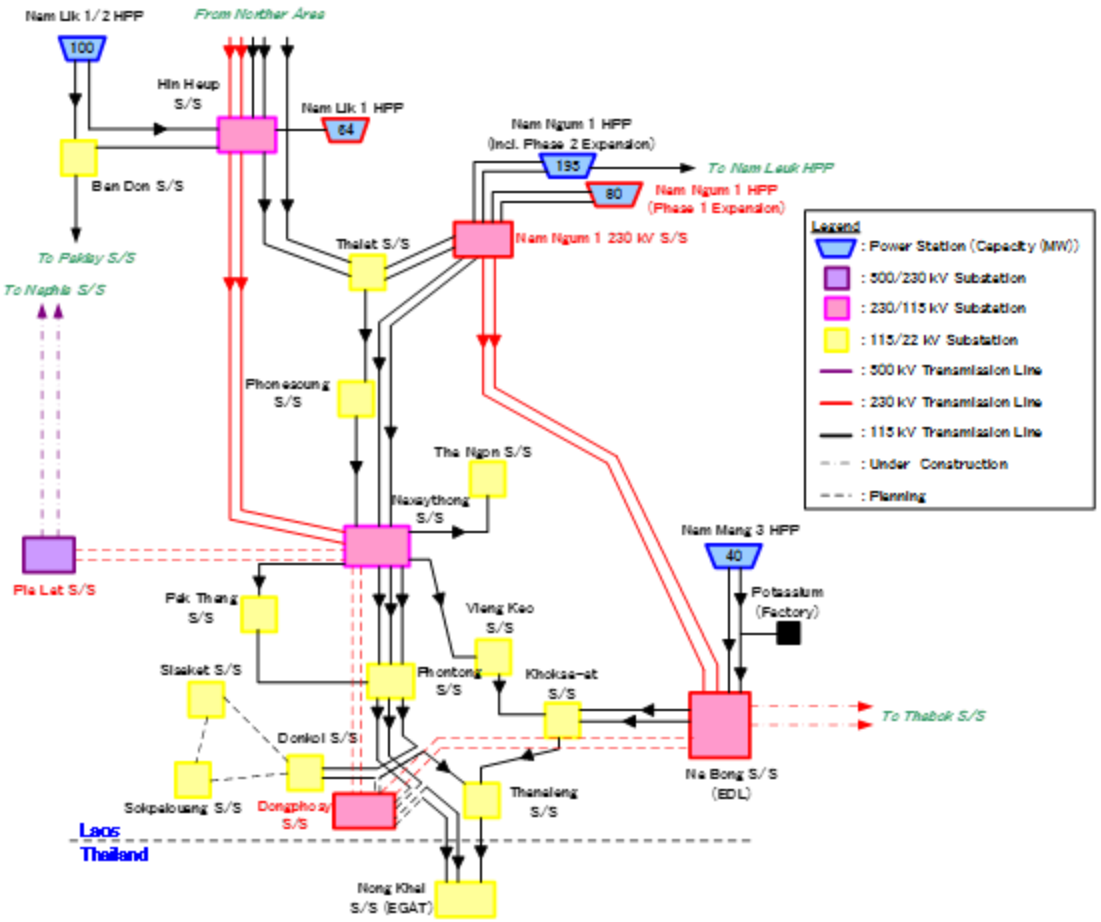
そのため、図 4.1-6 に示すように Nam Ngum 1 水力発電所の約 2 km 下流側に 230 kV 変電所が建設された。本変電所と Na Bong 変電所（EDL 側）間の 230 kV 送電線が建設されると、230 kV 送電線で直接ビエンチャン首都圏に送電可能なため、Nam Ngum 1 発電所～Naxaythong 変電所間の 115 kV 送電線の負荷は軽減される。

また、現在建設中の Pia Lat 変電所から Naxaithong 変電所を経由して Dongphosy 変電所までを 230 kV 送電線で繋ぐ計画があるが、Naxaithong 変電所の 230 kV 母線、及び周辺の 115 kV 送電線が過負荷になる懸念があり、現在計画を見直している。




出典： JICA 調査団

**図 4.1-5 ビエンチャン首都圏周辺の 230/115 kV 送電線（2016 年時点）**




出典：JICA 調査団

**図 4.1-6 ビエンチャン首都圏周辺の 230/115 kV 送電線（建設中と計画含む）**

出典：JICA 調査団

**図 4.1-7 Nam Ngum 1 230 kV 変電所（2017 年 9 月時点）**

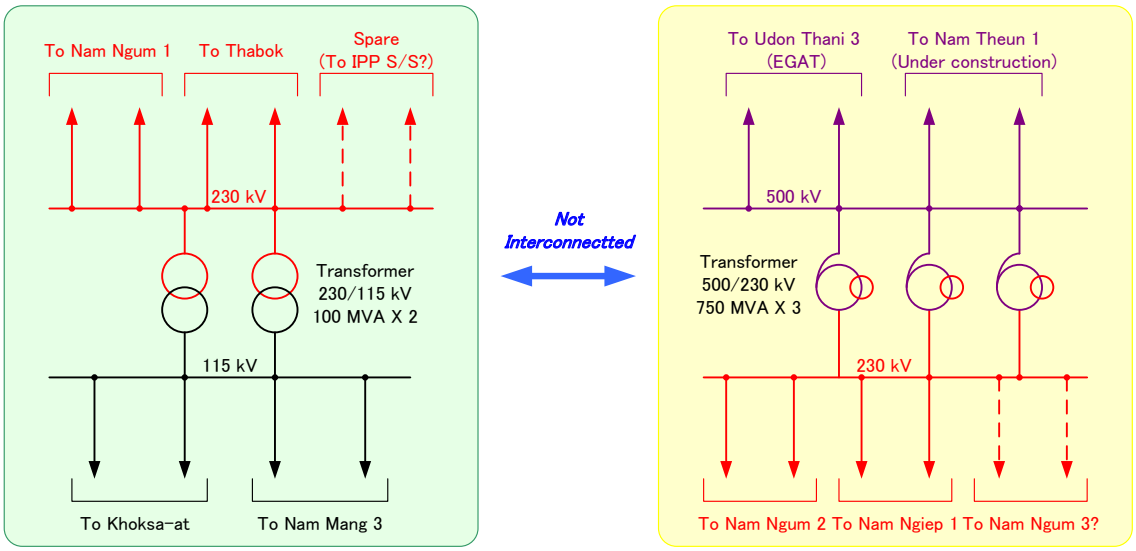
### b） Na Bong 変電所（IPP 及び EDL）の運用

輸出用 IPP である Nam Ngum 2 発電所の電力をタイ側（EGAT）に送電するため、国境付近に Na Bong 変電所が建設され、EGAT の Udon Thani 3 変電所間を 230 kV で運用している。一方、2019 年に運用開始される Nam Ngiep 1 発電所が 230 kV 送電線 2 回線で Na Bong 変電所に接続された後、Na Bong 変電所では 500 kV に昇圧され、EGAT に送電される計画であ

る。

他方、図 4.1-8 に示すように IPP 用の Na Bong 変電所の隣に EDL グリッド用の Na Bong 変電所が建設されており、現状 115 kV 送電線で Khoksa-at 変電所及び Nam Mang 3 発電所と接続されている。この EDL 用の Na Bong 変電所と IPP 用の Na Bong 変電所は隣接しているものの、お互いに連系することなく、独立した形で運用されている。

下図に Na Bong 変電所の相互関係を示す。




出典：JICA 調査団

**図 4.1-8 EDL 及び IPP 輸出用 Na Bong 変電所相関図**

EDL グリッド用変電所

IPP 輸出用変電所

出典：JICA 調査団

**図 4.1-9 Na Bong 変電所（2017 年 11 月時点）**

### 4.1.5. 中央 2 地域の電力系統

#### 1. 中央2地域の発電設備

中央 2 地域における既設及び建設中の発電設備を表 4.1-6 に示す。

**表 4.1-6 中央 2 地域における既設及び建設中の発電設備**

| No. | Name | Province | Capacity (MW) | Type | COD | Status |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Theun-Hinboun* | Khammouan | 440.00 | Reservoir | 1998 | Existing |
| 2 | Nam Theun 2* | Khammouan | 1,000.0/80.0** | Reservoir | 2009 | Existing |
| 3 | Nam Gnoug 8 | Borikhamxai | 60.00 | Reservoir | 2012 | Existing |
| 4 | Nam Phao*** | Borikhamxai | 1.60 | Run off river | 2012 | Existing |
| 5 | Sugar Mitlao Factory (T) | Savannakhet | 3.00 | Biomus | 2012 | Existing |
| 6 | Tadsalen*** | Savannakhet | 3.20 | Run off river | 2013 | Existing |
| 7 | Nam Hinboun | Khammouan | 30.00 | Reservoir | 2017 | Under Construction |
| 8 | Nam Ngeip 1 (Off take)* | Borikhamxai | 272.0/18.0** | Reservoir | 2019 | Under Construction |
| 9 | Nam Hinboun (Down) | Khammouan | 15.00 | Run off river | 2020 | Under Construction |
| 10 | Xelanong 1 | Savannakhet | 70.00 | Reservoir | 2021 | Under Construction |
| 11 | Nam Theun 1* | Borikhamxai | 650.0/130.0** | Reservoir | 2020 | Under Construction |
| 合　計 | | | 2,362.0 MW（輸出用 IPP） | | 437.8 MW（国内供給用電源） | |

*輸出用 IPP　**輸出用 IPP 内の国内用電源　***独立電源

出典：EDL, MEM

中央 2 地域には、Theun-Hinboun 発電所や Nam Theun 2 発電所など比較的大容量の水力発電所が存在、または建設中であるが、いずれも輸出用 IPP であり、国内供給用電源としては、435 MW 程である。

また、他の地域と同様に EDL の 115 kV 以上の送電線グリッドに接続されていない独立した電源があり、上表の Nam Phao 発電所及び Tadsalen 発電所がこれに該当する。

#### 2. 中央2地域の送変電設備

前述のように、中央 1 地域と Thabok 変電所及び Pakxan 変電所で連系されており、さらに Pakxan 変電所から中央 2 地域を 115 kV 送電線が縦断しており、南部地域の Taothan 変電所まで連系されている。

また、現在中央 1 地域の Thavieng 変電所と中央 2 地域の B.Pompik 変電所間で 230 kV 送電線建設が進められている。

輸出用 IPP については、500 kV または 230 kV の専用送電線で直接タイ（EGAT）のグリッドに接続され、電力融通を行っている。なお、図 4.1-8 に示したように Nam Ngiep 1 発電所（230 kV2 回線）と Nam Theum 1 発電所（230 kV2 回線）の発電電力はいずれも IPP 輸出用の Na Bong 変電所に接続されており、Na Bong 変電所からは、Nam Ngum 2 プロジェクトで建設される 500 kV 送電線を使用して EGAT に輸出される。

### 4.1.6. 南部地域の電力系統

#### 1. 南部地域の発電設備

南部地域は、Xekong 県や Attapeu 県を中心に山岳地帯が多く分布していること、また、Mekong 川支流や Xekong 川水系など水源が豊富であることより、水力発電所が多く建設されている。南部地域における既設及び建設中の発電設備を表 4.1-7 に示す。

表 4.1-7 南部地域における既設及び建設中の発電設備

| No. | Name | Province | Capacity (MW) | Type | COD | Status |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Xelabam | Champasak | 5.00 | Run off river | 1970 | Existing |
| 2 | Xeset 1 | Saravan | 45.00 | Run off river | 1990 | Existing |
| 3 | Houay Ho* | Attapeu | 150.0/2.0** | Reservoir | 1999 | Existing |
| 4 | Xeset 2 | Saravan | 76.00 | Run off river | 2009 | Existing |
| 5 | Xekaman 3* | Sekong | 225.0/25.0** | Reservoir | 2013 | Existing |
| 6 | Sugar Factory Attapeu | Attapeu | 20.00 | Biomus | 2013 | Existing |
| 7 | Xenamnoy 1 | Sekong | 15.00 | Run off river | 2014 | Existing |
| 8 | Houaylamphanh Gnai | Sekong | 88.00 | Reservoir | 2015 | Existing |
| 9 | Xenamnoy 6 | Champasak | 5.00 | Run off river | 2016 | Existing |
| 10 | Xeset 3 | Champasak | 23.00 | Reservoir | 2016 | Existing |
| 11 | Houay por | Saravan | 15.00 | | 2018 | Existing |
| 12 | Xekaman 1* | Attapeu | 258.0/32.0** | Reservoir | 2017 | Existing |
| 13 | Xenamnoy 2 - Xekatam 1 | Champasak | 10.00 | Run off river | 2017 | Existing |
| 14 | Nam Kong 2 | Attapeu | 66.00 | Reservoir | 2017 | Existing |
| 15 | Houykapheu 1 | Saravan | 5.00 | Run off river | 2022 | Under Construction |
| 16 | MK. Donsahong | Champasak | 260.00 | Run off river | 2019 | Under Construction |
| 17 | Xepien – Xenamnoy* | Champasak | 370.0/40.0** | Reservoir | 2019 | Under Construction |
| 18 | Houay Chiae | Champasak | 8.00 | Run off river | 2020 | Under Construction |
| 19 | Houay Yoi - Houaykod | Champasak | 11.20 | Run off river | 2019 | Under Construction |
| 20 | Xekaman - Xanxai | Attapeu | 32.00 | Reservoir | 2017 | Under Construction |
| 合　計 | | | 1,003.0 MW（輸出用 IPP） | | 783.2 MW（国内供給用電源） | |

*輸出用 IPP　**輸出用 IPP 内の国内用電源　***独立電源

出典：EDL, MEM

南部地域の発電所の内、Xekong 県の Xekaman 3 発電所（IPP.E: 250 MW）及び Attapeu 県の Xekaman 1 発電所（IPP.E: 290.0 MW）はベトナム（EVN）輸出向け IPP として運転稼働している。また、現在建設中の Xepian-Xenamnoy 発電所はタイ（EGAT）輸出向け IPP としての運転を予定している。

### a） Dongsahong 発電所

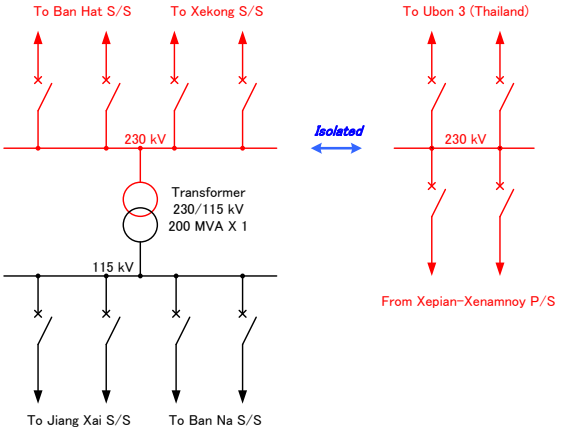
カンボジア輸出用 IPP である Donsahong 発電所は現在建設中であり（2018 年 2 月）65 MW×4 基（計 260 MW）の出力を有する。1 台目は 2019 年 5 月、以降 2 ヶ月毎に各号機を運転開始するため、2019 年 11 月には全号機運転が可能となる。発電電力は Ban Hat 変電所に 230 kV で送電する計画であり、Ban Hat 変電所への 230 kV 送電線（2 回線）は、基礎工事が 2018 年 6 月時点で 45%完了している。

出典：JICA 調査団

図 4.1-10 Donsahong 発電所（2018 年 6 月時点）

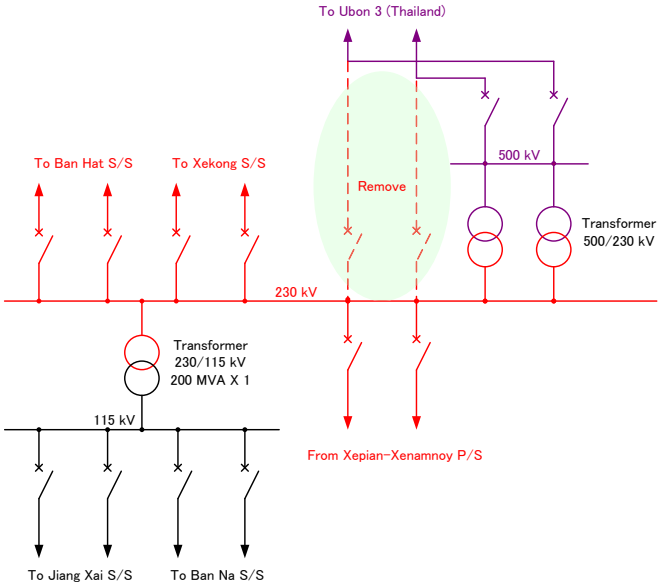
## 2. 南部地域の送変電設備

南部地域の電力系統は輸出用 IPP の専用送電線を除いて、115 kV 送電線のみで構成されている。前述のように、Xekaman 3 発電所及び Xekaman 1 発電所は、輸出用 IPP であるため、それぞれの発電所から 230 kV 送電線 2 回線で EVN のグリッド（Thank My 変電所及び Plei Ku 変電所）に接続されている。また、現在建設中の Xepian-Xenamnoy 発電所建設プロジェクトで、Ban Lak 25 変電所、Xepian-Xenamnoy 発電所～Ban Lak 25 変電所間（230 kV 2 回線）が建設中である。一方、Ban Hat 変電所～Ban Lak 25 変電所～Xekong 変電所間に 230 kV 送電線（2 回線）が建設中であり、将来的に 500 kV で運用を行う計画がある。そのため、Ban Lak25 変電所が 500 kV に昇圧された後、Ban Lak 25 変電所～EGAT の Ubon Ratchathani 3 変電所間（500 kV 2 回線）が建設され、EGAT へ電力輸出を行う計画である。




出典：JICA 調査団

**図 4.1-11 Ban Lak 25 変電所　接続概要図（建設中）**




出典：JICA 調査団

**図 4.1-12 Ban Lak 25 変電所　接続概要図（500 kV 昇圧後）**

さらに Ban Hat 変電所からカンボジア（EDC）の Khampongsalao 間に電力融通のため 115 kV 送電線が建設されているが、2017 年 12 月時点は EDC 側との電力融通量が少ないため、22 kV で運用されている。

### a） Ban Lak 25 変電所

Xepian-Xenamnoi 発電所と EGAT の Ubon3 変電所を接続するための 230 kV 開閉所（1+1/2CB 方式：Pakse 変電所と呼称）が建設中であり、Ban Lak 25 変電所から Ubon 3 変電所までの送電線は 500 kV 設計である。ただし、Ban Lak 25 変電所が 500 kV 化するまでは 220kV 運用するため、230 kV 仮設鉄塔（2 基）を建設中である。他方、Ban Hat 変電所から Ban Lak 25 変電所までの 230 kV 送電線（EDL）については、2019 年末に運用開始を予定しており、それに合わせ Ban Lak 25 変電所も 2019 年末までに運用を開始する予定である。

なお、当面は Ban Lak 25 変電所（EDL）と Pakse 変電所は別々で運用するが、Ban Lak 25 変電所が 500 kV に昇圧する際に、両変電所を 230 kV で連系する計画である。

出典：JICA 調査団

**図 4.1-13 Ban Lak 25 変電所（2018 年 6 月時点）**

### b） Ban Hat 変電所

上述のように Ban Hat 変電所からカンボジアへは 115 kV 送電線 1 回線（66.6 km：2017 年 12 年運用開始）及び 22 kV1 回線で電力輸出を行っている。ただし、2018 年 6 月時点では 22 kV 配電線には潮流は殆ど流れておらず、115 kV 送電線による最大輸出量は 2018 年 5 月の約 12 MW であった。Donsahong 発電電力を受電するため、230 kV 変電所（230/115 kV 変圧器：90 MVA1 台）が増設中であり、Donsahong 発電所の 1 号機の運開に合わせ 2019 年 5 月に運用開始を予定している。

出典：JICA 調査団

**図 4.1-14 Ban Hat 変電所（2018 年 6 月時点）**

### c） Xekong 変電所

Ban Lak 25 変電所から Xekong 変電所までの 230 kV 送電線 2 回線（500 kV 設計）が現在建設中であり、Xekong 変電所と合わせて 2020 年 3 月の運用開始を目指している。

## 4.2. 送変電設備

### 4.2.1. 送変電技術基準

ラオスでは、水力土木･発電設備・変電･送電･配電設備及び需要家･一般家庭電気設備の保安確保に係る技術的条項を定めた、ラオス国電力技術基準（Lao Electric Power Technical Standard: LEPTS）が、「JICA ラオス国電力技術基準整備プロジェクト」（2000 年 5 月～2003 年 4 月）で整備され、2004 年 2 月に同国省令として法制化されており、同基準に準拠して設備敷設が図られることとなっている。

このうち、送電･変電設備に関する基準として、以下の 68 条項がある。

- 電気設備一般：24 条項
- 架空送電設備（電線、がいし、絶縁耐力、支持物、施設制限、他物件との併架･接近･交差、雷･倒木に対する損傷防止）：26 条項
- 変電設備（絶縁、熱･機械的強度、機器特性、保護･監視制御システム、接地システム）：18 条項

**1. 当直体制**

5 名/チーム　×　4 チーム　＝20 名

出典：JICA 調査団

**図 4.2-1 中央給電指令所（NCC）指令室全景**

### 4.2.2. 既設送電設備の概要

架空送電線の支持物は、想定荷重や安全率が LEPTS に定められており、既設送電線の多くは 2 回線または 1 回線鉄塔で構成されている。がいしは、支持物と同様に具備すべき機械的強度が LEPTS に定められており、既設送電線では主に磁器懸垂がいしが採用されている。電線については、ラオスではほぼ全ての架空送電線に ACSR（鋼心アルミより線（一部耐熱仕様あり）が使用されているが、2016 年に Thakhek – Nakhon Phanom 間の連系線が ACCC に更新されている。

### 4.2.3. 国内系統

2017 年現在、ラオス国内系統の主要送電線の電圧は 230 kV 及び 115 kV である。また、500 kV 送電線が一部の輸出向け IPP 専用線として存在する。前に 2030 年までの電力系統計画を策定した JICA ラオス国電力系統計画調査が実施された 2010 年時点においては、ラオス国内では北部、中央部 1、中央部 2 及び南部の 4 つの 115 kV 地域系統が独立していたが、現在、これらの 4 系統は連系され、一つの国内系統が構成されている。

付録 4-1 に、2017 年 12 月時点における 115 kV 以上の国内系統の送電線（一部の輸出用 IPP 専用線を含む）を地域別に示す。

### 4.2.4. 国際連系線

国際連系線は、国内系統と接続されている連系線と、国内にある輸出用 IPP の専用送電に分類される。

国内系統と接続されている国際連系線として、タイとの間に Phontong – Nong Khai 間及び Thakhek – Nakhon Phanom 間に 2 回線、Thanaleng – Nong Khai 間、Pakxan – Bungkan 間、Pakbo – Mukdahan 2 間及び Bang Yo – Sirindhorn 間に 1 回線の 115 kV 送電線があり、タイとの間で電力輸出入を行っている。

さらに、35 kV もしくは 22 kV の中圧配電線による連系もあり、中国から Luangnamtha・Phongsaly 県に 3 箇所、タイから Xayabuly・Bokeo 県に 7 箇所、ベトナムから Phongsaly・Savannakhet・Sekong・Saravan・Attapeu 県に 6 箇所あり、国境付近にある需要向けに電力輸入を行っている。また、Luangnamtha 県からミャンマーに 1 箇所、Champasak 県からカンボジアに 2 箇所の中圧配電線の連系があり、こちらは電力輸出を行っている。

輸出用 IPP の専用線については、現在ラオスにはタイ向けの Nam Ngum 2、Nam Theun 2、Theun Hinboun、Houay Ho、Xayaboury の 5 水力発電所と Hongsa Lignite 火力発電所と、ベトナム向けの Xekaman 1、Xekaman 3 の 2 水力発電所の計 7 つの輸出用 IPP があり、500 kV または 230 kV 送電線でタイまたはベトナムへ直接送電されている。

付録 4-2 に、2017 年 12 月時点における国際連系線を示す。

### 4.2.5. 建設中送電線

ラオスでは、国内系統及び輸出用 IPP 専用線を含めて、2017 年 12 月時点で付録 4-3 に示す送電線の建設が進められている。中央部 1 の Naphia – Pia Lat 間 500 kV 送電線は、現在 Pia Lat 側で鉄塔工事が進んでおり、送電線自体は 2019 年 10 月に完成予定とのことであった。これは、Naphia から M. Mok Mai を経由して Nam Mo 2 などの水力発電所と、Pia Lat から Ban May (Ban Ang) - Naxaythong - Dongphosy と 230 kV で接続し、ビエンチャン首都圏へ送電する計画である。将来的に北部地域の電源を M. Houn 及び M. Nan を通じてビエンチャン首都圏へ送電し、既存北部～中央 1 地域の 230 kV 及び 115 kV 送電線の負荷軽減に寄与するものと考えられる。また、南部の Ban Lak 25 – Ban Hat 間 500 kV 送電線も建設中で、Ban Hat - BanLak25 - Xekong 送変電プロジェクト FS 報告書（2015 年 12 月）に拠ると、当該送電線は当初 230 kV で運用され、南部地域における需要増への対応、とりわけ Attapeu 県で計画されている SLACO アルミ製錬事業への電力供給の他、中央部～南部地域の 230 kV 系統接続の実現、隣国への電力融通のためのアクセス整備のために必要とされている。現在、500 kV 送電線は一部の輸出用 IPP 専用線のみで使われているが、国内の基幹系統として構築が始まっている。

### 4.2.6. 既設変電設備の概要

変電所の母線方式は、LEPTS に定められたものは無いが既設変電所の多くでは、230 kV 母線には 1 1/2 遮断器方式、115 kV 母線には二重母線（Main & Transfer）方式が採用されている。ただし一部では、230 kV 母線に二重母線（Main & Transfer）方式、115 kV 母線に単一母線方式が採用されている変電所もある。

付録 4-4 に、ラオスの国内系統に接続されている EDL 所管の既設 230 kV 及び 115 kV 変電所・開閉所を示す。なお、地域ごとの変電所設備容量は、表 4.2-1 の通りである。

**表 4.2-1 地域ごとの変電所設備容量**

| No. | Name Substation | Province | Substation type | | | Power Transformer Capacity (MVA) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 115 kV | 230 kV | 500 kV | 115 kV | 230 kV | 500 kV | Total Capacity (MVA) |
| | Northern | | 13 | 3 | - | 441.0 | 440.0 | - | 881.0 |
| | Central 1 | | 24 | 3 | - | 939.5 | 800 | - | 1,739.5 |
| | Central 2 | | 13 | - | - | 432.0 | 300.0 | - | 732.0 |
| | Southern | | 10 | - | - | 413.0 | 0.0 | - | 413.0 |
| | Whole Country | | 60 | 6 | - | 2225.5 | 1540.0 | | 3765.5 |

出典：JICA 調査団

### 4.2.7. 建設中変電所

ラオスでは、2017 年 12 月時点で付録 4-5 に示す EDL 所管の変電所の建設が進められている。500 kV 変電所では、中央部 1 の Naphia 変電所、Pia Lat 変電所、Houa Muang 変電所の工事が進められている。Pia Lat 変電所では、一部の変電所建屋の工事が完了している。この他、115 kV 変電所及び 230 kV 変電所についても北部、中央部 1 及び南部で建設工事が行われている。中央部 2 では、いずれの電圧階級の変電所においても建設工事がない。

## 4.3. 給電設備

### 4.3.1. 中央給電指令所（NCC）の業務運営

**1. 系統操作**

将来的に、すべて（90 カ所）の変電所・水力発電所の 230 kV、115 kV 側 CB を NCC から遠隔操作できるようシステムメンテを実施中であった。

(緑：遠隔操作可能、赤：システムメンテ中　無印：未着手)

出典：JICA 調査団

**図 4.3-1 遠隔操作可能電気所一覧画面**

230 kV 母線：1+1/2 母線 115 kV 母線：単母線（主）＋Transfer 母線（従）

出典：JICA 調査団

**図 4.3-2 変電所・発電所のモニター画面**

変電所は、すべて有人であり、変電所規模に応じて 3-4 名が 3 直交替制で常駐し、NCC からの指令に基づいて操作を実施している。

**2. 監視**

発電機は少なくとも EDL 系統の発電機のモニタリングは出来ているとのこと。需要・周波数・基幹潮流は下記の画面で一覧できるが、一部データ集配信システムの不具合により、正確なリアルタイム需要を表示していない。

出典：JICA 調査団

**図 4.3-3 需要・基幹系潮流・周波数計画面**

**3. RCC (Regional Control Center)の設立動向**

RCC は、2018 年に 4 カ所（Northern、Central 1、Central 2、Southern）設立される予定。体制としては、4 名/チームとなる予定であり、中給からも直員が各直 1 名ずつ程度出向する。RCC ができると、NCC は発電機の操作と系統の指令箇所となり、RCC は中給の指令に基づいて系統操作を行う体制となる。

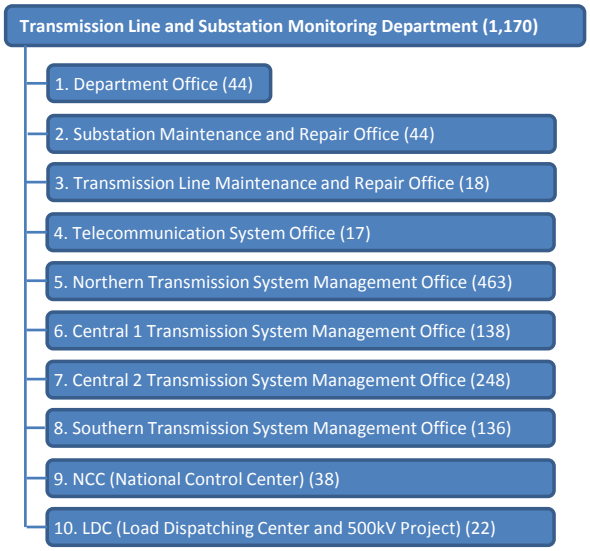
## 4.4. 設備維持管理

### 4.4.1. 組織体制

EDL では、Transmission Line and Substation Monitoring Department が送電線及び変電設備の運転・保守管理業務を担っており、8 つの Office と 2 つの Center から構成されている。

北部、中央-1、中央-2 及び南部の Transmission System Management Office はそれぞれ、北部：10 県（Phongsaly、Luang Namtha、Bokeo、Oudomxai、Xayabuly、Luangprabang、Huaphanh、Xiengkhuang、Xaysomboun、Vientiane）、中央-1：首都（Vientiane Capital）、中央-2：3 県（Bolikhamxai、Khammuan、Savannakhet）、南部：4 県（Saravan、Champasak、Sekong、Attapeu）を担当し、各 Office の下、各県（中央-1 は首都）にはそれぞれ Transmission System Division がある。

Transmission Line and Substation Monitoring Department の組織図を図 4.4-1 に示す。図中括弧内の数値は、2018 年 3 月現在のスタッフ数である。




出典：Tranmission Line and Substation Monitoring Dept., EDL

**図 4.4-1 EDL 設備維持管理部門の組織図**

各組織は主に下記のような業務を担当している。

**1. Transmission Line and Substation Monitoring Department**

ラオス全土の送電線・変電所をモニタリングし、国内供給及び隣国との電力融通を高い信頼度で保つ重要な役割を担い、LDC フェーズ 2 プロジェクトと RCC（Regional Control Center）を含む送電システム業務の取り纏め・管理、送電システムの維持と停電の回避、部門の業務・予算の取り纏め、新設送電線・変電所の調査・設計に関する関係部門との調整、各 Office の計画・フォローなどを行う。

**2. Substation Maintenance and Repair Office**

Phontong SS にあり、変電設備に係るデータ収集、変電機器の不具合調査、変電機器の年間保守計画・緊急対策の作成と予備部品の予算作成、保守運転報告書の作成及び変電システムに係る新技術の調査、技術基準に基づく変電機器の確認などを行う。

様々なメーカーの中国製品があって対応が難しい SCADA や保護リレー以外は、直営で補修作業を実施している。

**3. Transmission Line Maintenance and Repair Office**

Phontong SS にあり、230 kV 及び 115 kV 送電線の運転・保守への参画、送電線に係るデータ収集、送変電建設計画を踏まえた配電検討、既設送電線の容量調査、送電設備点検計画の立案などを行う。

また、EDL トレーニングセンター（EDLTC）が主催する送電線の設備保守トレーニングにトレーナーを派遣することもある。

**4. Telecommunication System Office**

通信・変電制御のモニタリング、PLC（Power Line Communication）や SCADA（Supervisory

Control And Data Acquisition）などの通信・変電制御システムに係る保守・不具合対応、拡張・敷設の計画作成、水力発電所・変電所への通信機器導入に係る調整・試験立会などを行う。

**5. National Control Center (NCC)**

送電システム不具合の発見・解消、NCC 及び RCC スタッフのキャパビル、RCC 及び HPCC（Hydro Power Control Center）新設検討、制御システムの標準化などを行う。

### 4.4.2. 保守項目と実施状況

EDL では、前述した北部、中央-1、中央-2 及び南部 4 つの Transmission System Management Office が現場の中心となって、表 4.4-1 に示す項目の維持管理業務を行っている。

送電線の鉄塔点検は基本的に地上目視によるが、上部確認が難しい場合は昇塔して確認を行う。なお、IPP 専用線である Nam Ngum 2 送電線では既にドローンによる設備点検を実施しており、EDL でも山間部でアクセスが困難な送電線の巡視・点検業務効率化のため、ドローンの導入を進めている。また、樹木伐採については、EDL にて線下近接樹木の状況を確認し、一部直営で伐採作業を行うが、9 割は近隣住民などに外注して実施している。

変電所の運転は各シフト 2～3 名の 2 交替制で、人事部が運転熟練者と新人の組合せを調整する。なお、EDL の変電所は全て有人変電所である。各変電所では、目視による設備外観、計器類確認などの巡視が日常的に行われている。また、装置に応じて週次・月次・半年毎に表示灯テストや状態表示器の点検、年次点検では装置の操作試験を行っている。

これら送変電設備の維持管理スタッフは、EDL トレーニングセンター（EDLTC）の実施するトレーニングを受講し、また現場で OJT を受けて業務に従事するが、現在 EDL では O&M マニュアルは整備されていない。

設備維持管理状況の報告は、Maintenance and Repair Office または各 Transmission System Management Office から Transmission Line and Substation Monitoring Department Office へ電子メールで週次、月次及び年次で報告している。

**表 4.4-1 EDL の主な送変電設備保守項目**

| No. | 実施項目 | 方法 | 時期/頻度 | 担当箇所 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 送電線巡視 | 車両・徒歩 | 年次(乾季)・非常時 | Transmission System Management Office |
| 2 | 鉄塔点検 | 地上目視(必要により昇塔) | 年次(乾季)・非常時 | Transmission System Management Office |
| 3 | がいし取替 | 地上目視 | 破損がいし発見時 | Transmission System Management Office |
| 4 | 樹木伐採 | 車両・徒歩 | 年次(乾季) | Transmission System Management Office |
| 5 | 変電所巡視 | 徒歩 | 日次 | Transmission System Management Office |
| 6 | 変電所点検 | 目視 | 週次・月次・半年毎 | Transmission System Management Office |
| 7 | 定期検査 | 目視点検、抵抗試験など | 年次 | Transmission System Management Office、Substation Maintenance and Repair Office 及び Transmission Line Maintenace and Repair Office |

出典：EDL ヒヤリング結果を元に JICA 調査団作成

### 4.4.3. スペアパーツ

EDL では 2016 年以前はスペアパーツを所有していなかったが、現在は計画的に購入し、自社倉庫で保管している。スペアパーツの調達・補充は、現場スタッフが Transmission Line and Substation Monitoring Department に報告し、MD の承認を得たうえで、通常は調達オフィスが入札に掛ける。緊急時は調達オフィスが入札を経ずに購入する。

### 4.4.4. EDL スタッフのトレーニング

EDL では EDLTC が、水力発電、送電、変電、配電、屋内配線に係るトレーニングを実施している。EDLTC は EDL 本社敷地内にあり、スタッフ数は講師を含めて 51 名で、大学の工学部から講師を招くこともある。

現在、表 4.4-2 に示す 56 のトレーニングコースがあり、EDL スタッフのみならず IPP も対象にトレーニングを実施している。IPP 向けにはプロジェクト規模に応じてトレーニング費用を課金し、IPP 側のリクエストに応じたトレーニングコースを提供している。古くは Xeset HPP（1989 年）や Theun Hinboun HPP（1995 年）から、至近では Nam Ou HPP（2014 年）、Xe-Pian Xe-Namnoy HPP（2017）の O&M トレーニングを実施している。

また、以前 JICA の技術協力プロジェクトで建設されたトレーニング用 115 kV 送電設備や、2017 年に韓国の支援で導入された変電シミュレータ、その他発電・配電の各種シミュレータ・モデルがあり、これらを活用してトレーニングが行われている。

**表 4.4-2 EDLTC のトレーニングコース**

| ລຳດັບ | ລະຫັດ | ລາຍຊື່ວິຊາຝຶກອົບຮົມ | ໝາຍເຫດ |
|---|---|---|---|
| I. ພາກວິຊາໄຟຟ້າຜະລິດ | | | |
| 1 | EL01 | Electricity Direct Current | |
| 2 | EL02 | Electricity Alternative current | |
| 3 | EL03 | Transformer, Alternator and Excitation | |
| 4 | EL04 | Auto Voltage Requlator (AVR) and Speed Governor | |
| 5 | EL05 | Electrical Protection System | |
| 6 | EL06 | Electrical Diagram Motor Control | |
| 7 | EL07 | Electrical Equipments | |
| 8 | EX01 | Electrical Auxiliaries | |
| II. ພາກວິຊາ SCADA ແລະ Computer | | | |
| 1 | I01 | Electronics | |
| 2 | I02 | PLC and SCADA for Hydropower Plant | |
| 3 | I31 | Microsoft Office 2016 | |
| 4 | I32 | Auto CAD 2D | |
| 5 | I33 | ການແຕ້ມແບບໄຟຟ້າດ້ວຍໂປຣແກຣມ Google Sketch Up | |
| III. ພາກວິຊາກົນຈັກເຂື່ອນ | | | |
| 1 | MX01 | Mechanical Auxiliaries | |
| 2 | OC01 | Oil Circuit | |
| 3 | ME01 | Mechanical Drawings | |
| 4 | ME02 | Basics in Mechanical | |
| 5 | ME03 | Assembly Disassembling | |
| 6 | ME04 | Controlled Tightening | |
| 7 | ME05 | Valves and Gates | |
| 8 | ME06 | Hydropower plant – Efficiency Test | |
| 9 | HT01 | Theory and Technology - Hydro-mechanical Equipments | |
| 10 | AW 01 | ARC WELDING | |
| IV. ພາກວິຊາຊົນລະສາດ ແລະ ກໍ່ສ້າງ | | | |
| 1 | HY01 | Hydraulic - Basic and Practice | |
| 2 | HY02 | Hydrology and water management | |
| 3 | CW01 | Civil work - dams monitoring and process | |
| 4 | CW02 | Civil work - dams and water ways | |

| ລຳດັບ | ລະຫັດ | ລາຍຊື່ວິຊາຝຶກອົບຮົມ | ໝາຍເຫດ |
|---|---|---|---|
| V. ພາກວິຊາສະຖານີ ແລະ ສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ | | | |
| 1 | 1006 | ພະນັກງານຍາມໄຟສະຖານີໄຟຟ້າແຮງສູງ | |
| 2 | 1022 | ການບຳລຸງຮັກສາສາຍສົ່ງໄຟຟ້າ 115 kV | |
| 3 | Io3 | PLC and SCADA for Substation | |
| VI. ພາກວິຊາຕາຂ່າຍ ແລະ ຜູ້ຊົມໃຊ້ໄຟຟ້າ | | | |
| 1 | 1002 | ການບຳລຸງຮັກສາປ້ອມໝໍ້ແປງໄຟຟ້າ 22/0,4 kV | |
| 2 | 1004 | ຊ່າງໄຟຟ້າທົ່ວໄປຂອງລະບົບຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ 22/0,4 kV | |
| 3 | 1021 | ການປັບປຸງຕົວປະກອບກຳລັງໄຟຟ້າ (Power Factor) ຂອງລູກຄ້າ | |
| 4 | 1011 | ການບຳລຸງຮັກສາຕາຂ່າຍໄຟຟ້າ 22/0,4 kV | |
| 5 | 1017 | ລະບົບປ້ອງກັນຕາຂ່າຍສາຍໄຟຟ້າ 22 kV | |
| 6 | 1014 | ການຄິດໄລ່ຂະຫຍາຍຕາຂ່າຍຂະໜາດນ້ອຍ 22/0,4 kV | |
| 7 | 1016 | ການຕິດຕັ້ງ ແລະ ກວດກາໝໍ້ເຕີໄຟຟ້າ | |
| 8 | GPS01 | ການນຳໃຊ້ GPS Garmin map 62s | |
| 9 | 1023 | ການສູນເສຍກຳລັງໄຟຟ້າໃນລະບົບຈຳໜ່າຍ | |
| 10 | 1018 | ການບໍລິການລູກຄ້າຂອງພະນັກງານລັດວິສາຫະກິດໄຟຟ້າລາວ | |
| 11 | 1020 | ການຄາດຄະເນສາຍດຶງເຂົ້າເຮືອນ ແລະ ການຕິດຕັ້ງໝໍ້ນັບໄຟ | |
| 12 | 1019 | ວິທີການອ່ານຄ່າພະລັງງານຈາກໝໍ້ນັບໄຟເອເລັກໂຕຼນິກ ແລະ ການທົດສອບໝໍ້ນັບໄຟ | |
| 13 | 1026 | ຊ່າງໄຟຟ້າໃນລະບົບຕາຂ່າຍ | |
| 14 | 1001 | ຊ່າງຕິດຕັ້ງໄຟຟ້າໃນອາຄານ | |
| VII. ພາກວິຊາວິໄຈ ແລະ ທົດສອບອຸປະກອນໄຟຟ້າ | | | |
| | | | |
| Lao Electric Power Technical Standard (LEPTS) | | | |
| 1 | CE01 | Civil Engineering on Hydropower plant (Basic course) | |
| 2 | CE02 | Civil Engineering on Hydropower plant (Intermediate course) | |
| 3 | HPP01 | Hydropower plant (Basic course) | |
| 4 | HPP02 | Hydropower plant (Intermediate course) | |
| 5 | TL01 | Transmission Line (Basic course) | |
| 6 | TL02 | Transmission Line (Intermediate course) | |
| 7 | SS01 | Substation (Basic course) | |
| 8 | SS02 | Substation (Intermediate course) | |
| 9 | DL01 | Distribution Line (Basic course) | |
| 10 | DL02 | Distribution Line (Intermediate course) | |
| 11 | US01 | User's site (Basic course) | |
| 12 | US02 | User's site (Intermediate course) | |

出典：EDL Training Center

出典：EDL Training Center

**図 4.4-2 EDLTC 訓練設備（左：115 kV 送電設備、右：配電線）**

送変電については、Phontong SS にある Transmission Line/Substation Maintenance and Repair Office から個別に講師を招き、実設備を使って設備保守の OJT も実施している。

このように、EDLTC では電力設備に関するスタッフの技術・技能向上に重要な役割を果たしている。

### 4.4.5. 送変電設備の維持管理に係る課題

調査団の EDL 設備維持管理部門への面談から、下記事項が既存の課題として考えられる。

2010 年に実施された JICA ラオス国電力系統計画調査においても指摘されているが、EDL として共通の送変電設備 O&M マニュアルが未だ整備されていない。EDL の送変電設備は、2000 年以降に建設された比較的新しいものが多いが、古くは 1960 年代に建設されたものもあり、徐々に経年劣化に対する配慮が必要な状況となっている。また近年、多数の送電線・変電所の建設が計画されており、今後大幅な設備量増が見込まれることから、当該マニュアルを整備し、保守計画の最適化や業務の標準化を行い、維持管理機能の強化を図ることが望ましい。

既存設備情報が部門横断的に共有されていない状況が見受けられる。適切な設備計画・更新や維持管理業務の効率化、アセットマネージメントの観点から、共通のデータベースで設備情報を管理・運用することが必要と思われる。

国内基幹系統の電圧が 115 kV から 230 kV に上がり、さらに 500 kV へと変わろうとする一方、例えば、訓練用送電設備は 115 kV 仕様のままである。適切な設備の維持管理のため、訓練設備を実際に保守する設備実態に合わせて更新・拡充することが望まれる。

### 4.4.6. 送変電設備の維持管理に係る提言

EDL では 4.4.2 で述べたように、定期的に設備の巡視や点検が行われ、結果も適宜本部へ報告されており、決められたルールに基づいて設備保守が行われている。今後、設備量が増

えていく中で、新たに導入するドローン点検なども加え、さらに地域毎の環境特性などを踏まえて全社的に一定の設備管理品質を実現し、保守業務を効率化できるような O&M マニュアルの整備を引き続き推奨したい。

また、現在本社脇にある訓練用送電設備は Nathaythong 変電所への移設が検討されているが、当該移設に合わせて将来的に導入計画のある 500 kV 仕様の訓練設備に更新し、実送電線を使った OJT と合わせて各スタッフの技術レベルに応じたトレーニングをできるようにすることを推奨する。

## 4.5. ラオス国内の電力需給状況

### 4.5.1. 電力需要の状況

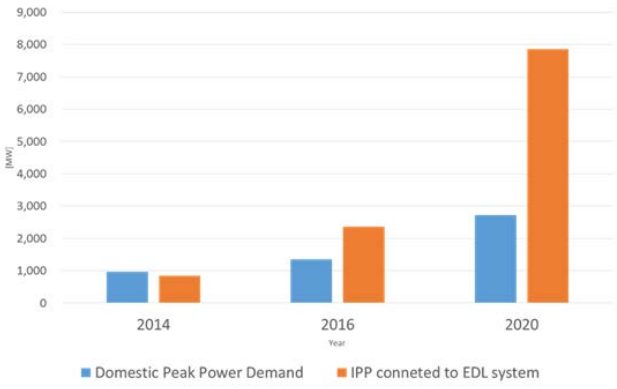
ラオスの 2016 年のピーク需要（5 月）は 904.76MW であった。そのうち EDL グリッドから供給されている需要は 865.93 MW、近隣国から配電連系線で供給されている需要は 38.83 MW である。国境付近の需要は、拠点となる変電所からの距離的問題や、地形的制約から、国内の配電線を施設することが困難なためであるが、徐々に EDL からの供給に切り替えている。

ラオス国内の電化率は 2016 年現在で 92.39%に達しているため、将来的な電力需要の動向は、大口の電力需要の創出に大きく左右されると考えられる。

現状の大口需要は鉱山需要であり、将来的には、南部でボーキサイト工場計画がある他、中国資本による鉄道建設がすでに始まっている。したがって、国内需要は今後も増加するポテンシャルはあるものの、電源余剰の問題が解消できるかは不透明である。

### 4.5.2. 供給力の状況

電源は、Hongsa 火力発電所（燃料：Lignite－粗悪炭、定格容量 1,800 MW、うち 100 MW は国内分、残りはタイへ輸出）や、小容量の再生可能エネルギー発電（バイオマス発電：サトウキビ、太陽光・風力など）以外のほぼ 99%が水力発電である。そのうち、EDL 負荷供給用として EDL 電力系統に接続している発電機の設備容量は、図 4.5-1 の通りとなる。




出典：JICA 調査団

**図 4.5-1 EDL 電力系統に接続される発電機の設備容量**

2016 年時点で 2,000 MW 以上あり、さらに 2020 年には、8,000 MW 弱と想定需要の 3 倍弱までにのぼり過剰な電源開発が継続している状況である。（さらに輸出専用発電機として専用送電線で隣国に直送する電源もあり、これらの開発も先行してしまっている。）

水力発電出力は河川流量と調整池容量に大きく左右される。表 4.5-1 は、2016 年の雨季(8 月)、乾季（2 月）、年間平均の出力の実績を示したものである。

**表 4.5-1 2016 年の雨季(8 月)、乾季（2 月）、年間平均の出力の実績**

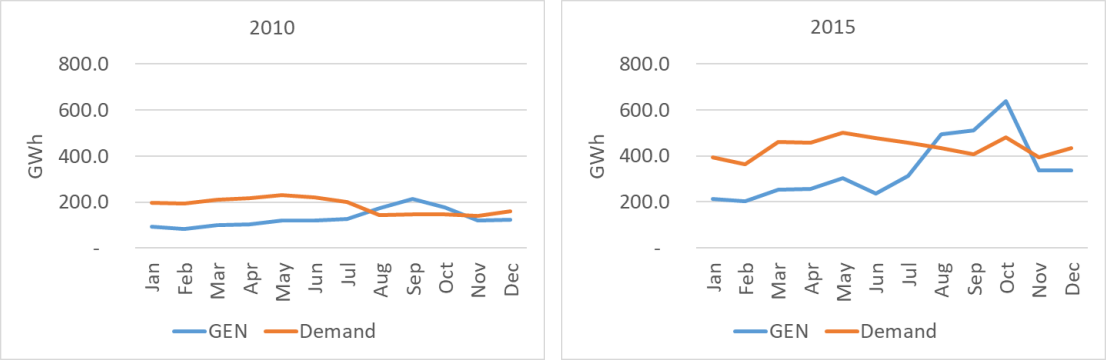
| | | Wet Season (August) | | | Dry Season (April) | | | Yearly | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Name of project | Install capacity (MW) | GWh | Average (MW) | Ratio of Average MW to Install MW | GWh | Average (MW) | Ratio of Average MW to Install MW | GWh | Average (MW) | Ratio of Average MW to Install MW |
| Nam Ou 5 | 240 | 131.2 | 179.7 | 74.9% | 56.14 | 76.9 | 32.0% | 1048.98 | 119.7 | 49.9% |
| Nam Ou 6 | 180 | 78 | 106.8 | 59.4% | 49.85 | 68.3 | 37.9% | 738.95 | 84.4 | 46.9% |
| Nam Ou 2 | 120 | 67.8 | 92.9 | 77.4% | 29.57 | 40.5 | 33.8% | 545.99 | 62.3 | 51.9% |
| Nam Khan 3 | 60 | 41.6 | 57.0 | 95.0% | 10.21 | 14.0 | 23.3% | 247.01 | 28.2 | 47.0% |
| Nam Ou 3 | 210 | 75.8 | 103.8 | 49.4% | 43.7 | 59.9 | 28.5% | 684.9 | 78.2 | 37.2% |
| Nam Ou7 | 210 | 77.2 | 105.8 | 50.4% | 60.7 | 83.2 | 39.6% | 810.9 | 92.6 | 44.1% |
| Nam Ou 1 | 180 | 90 | 123.3 | 68.5% | 37.1 | 50.8 | 28.2% | 709.7 | 81.0 | 45.0% |
| Nam Ou 4 | 132 | 57.6 | 78.9 | 59.8% | 33.7 | 46.2 | 35.0% | 523.9 | 59.8 | 45.3% |
| total | 1,332 | 619.2 | 848.2 | 63.7% | 320.97 | 439.7 | 33.0% | 619.2 | 606.2 | 45.5% |

出典：JICA 調査団

とくに乾季は、定格出力の約 33%程度の平均出力であったが、上記の発電設備の制約のほかに、電力系統の容量不足問題もあり、とくに Northern エリアの水力発電は常に出力を落として運転している。そのような状況のため、2016 年 4 月から 5 月にかけて、タイとの 115 kV 国際連系線（交流による同期連系）を介して電力が流入している。一方、雨季は、タイに電力が流出しており、EGAT によると潮流制御が不十分なためにタイ国内系統の送電混雑を発生させている状況である。

### 4.5.3. 電力需給バランスの状況

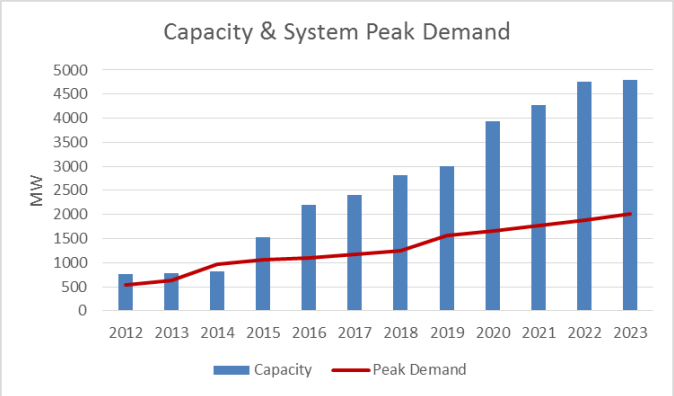
2015 年以前は、乾季の国内の発電電力量は国内電力量需要より少なく、不足分は 115 kV 連系線を通してタイから輸入していた。また、雨季には余剰電力をタイに輸出していた。2010 年と 2015 年の各月の国内電力需要と国内の発電所の発電電力量を示す。橙色の線が各月の国内電力量需要、青色の線が発電電力量であり、それらの差は、タイからの輸入、あるいはタイへの輸出によってバランスされる。ただし、タイとラオス間の国際連系線の潮流は適切に制御されていないため、タイの中央給電指令所がラオスの発電所への出力調整指令を実施し、残りのインバランスを自国の発電機の出力調整よってしわ取りを実施している。この状況は、本調査時点においても変わっておらず、両国間の適性な電力取引の阻害要因となっている。




出典：MEM、EDL 資料に基づき JICA 調査団作成

**図 4.5-2 2010 年と 2015 年の各月の国内需要と国内の発電所の発電電力量**

国内系統の発電設備容量と国内系統の最大電力は、2010 年から 2023 年までの間、下図のように推移する。

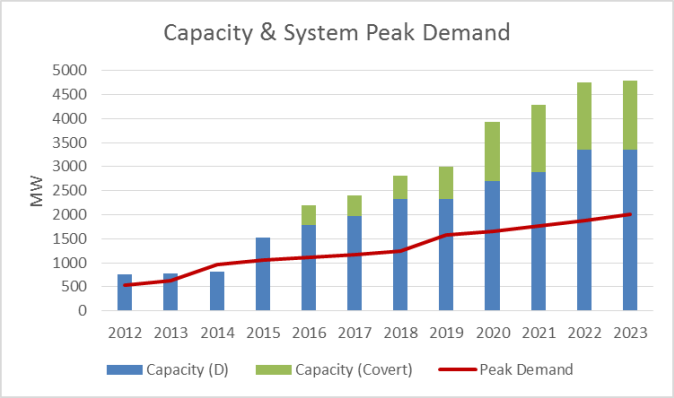



出典：MEM、EDL 資料に基づき JICA 調査団作成

**図 4.5-3 2015 年の時点で、国内系統用であった既設・建設中(2018 年)の発電容量**

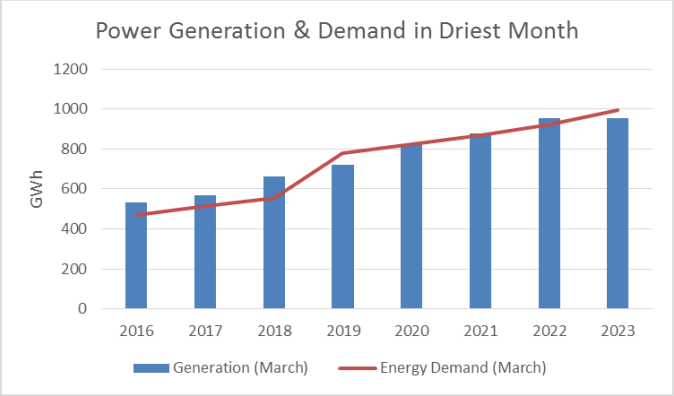
赤色の線は、国内系統全体の最大電力需要であり、2015 年までは実績、2016 年以降は想定値[1]である。グラフからわかるように、2022 年、2023 年の発電設備容量は、最大電力需要の 4 倍程度であり、過剰となることが想定される。後述するように、国内系統用に運転、建設中であった発電所の一部を、輸出用に転換することで、国内電力需要と国内電力系統の発電電力量とのバランスが取れる。 一部を輸出に転換した場合の、国内系統の発電設備容量と国内系統の最大電力を下図に示す。また、国内系統に残した発電設備の乾季 3 月の発電電力量を電力量需要のバランスを示す。最乾季でも、若干の輸入を見込むことで、国内需要に供給可能である。

[1] 本需要想定は、当 MP 実施後、見直されたものである。2018 年の国内系統全体の最大電力需要は、想定値 1,020 MW、実績は 2018 年 4 月 24 日 20 時に記録された 959.54 MW であり、実績はやや低かった。また、2019 年からルアンプラバンのデータセンター需要 240MW を見込んでいる。




出典：MEM、EDL 資料に基づき JICA 調査団作成

**図 4.5-4 一部を輸出に転換した場合の、国内系統の発電設備容量と国内系統の最大電力**

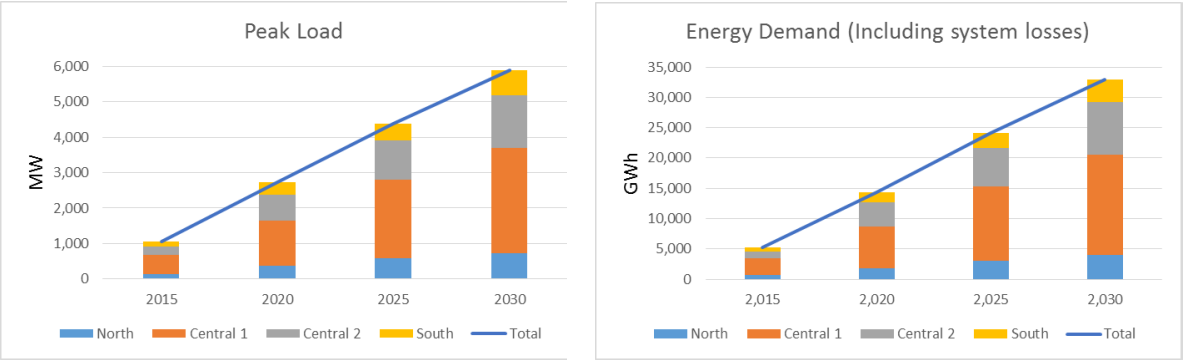



出典：MEM、EDL 資料に基づき JICA 調査団作成

**図 4.5-5 国内系統に残した発電設備の乾季 3 月の発電電力量と電力量需要のバランス**

### 4.5.4. 2016 年時点のラオスの公式に作成している電力需給予測

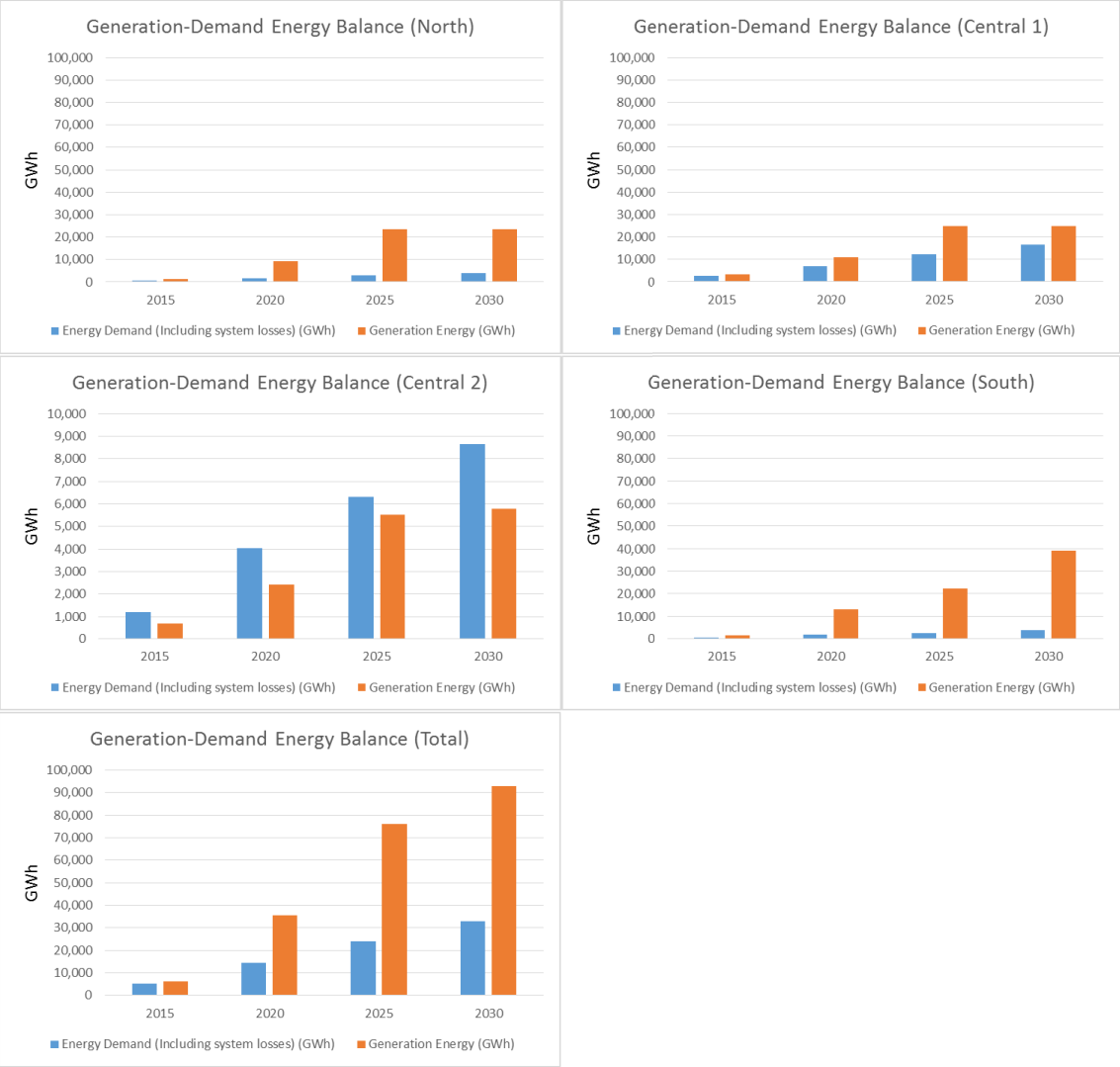
ラオスが公式に発表している需要想定、及び発電所計画に関する報告書は、2016 年 2 月に MEM と EDL が公開した「需要予測及び供給計画」（ラオス語）である。本報告書に記載されているラオスの最大需要想定を図 4.5-6 に示す。2015 年で 1,055 MW、2020 年 2,723 MW、2030 年で 5,893 MW に達する予想であった。




出典：MEM，EDL 資料に基づき JICA 調査団作成

**図 4.5-6 2016 年時点の MEM による需要想定**

国内供給用系統の発電電力量と電力量需要のバランスを図 4.5-7 に示す。




出典：MEM，EDL 資料に基づき JICA 調査団作成

**図 4.5-7 2016 年時点の MEM による需要想定と計画発電設備容量及び発電電力量**

本需要想定では、2018 年には、2,000 MW 程度となるはずであったが、2018 年現在の最大需要の実績約 1,000 MW であり、実績と比較して、2 倍程度ずれている。また、当時の電源計画をそのまま実施すると、需要に対する供給量には大幅に余剰が発生している。

従って、需要想定及び電源計画ともに見直す必要がある。

# 第 5 章 国内需要想定のレビュー

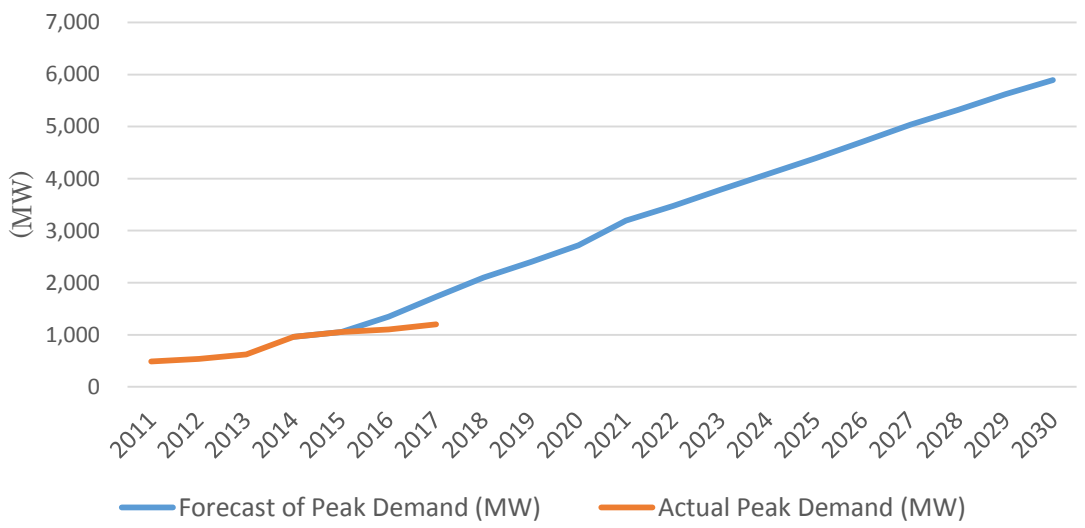
## 5.1. 既存の電力需要想定のレビュー

ラオス国の電力需要予測は毎年更新されており、公表されている中で最新のものは 2016 年に実施され 2030 年までの需要を想定している。本節では、2016 年実施の電力需要想定と 2018 年 2 月段階で EDL から受領した実績値を比較し、電力需要想定と実績の乖離を検証する。

なお、本章で用いる「ピーク需要の合計」とは、「年間を通じた変電所・大型需要家ごとのピーク需要の合計値」のことを指す。2016 年に発表されている電力需要想定でも、MEM、EDL はこの数値を予想し発表しており、現在の EDL の需要予測においてもこの数値を予測しているため、本章の内容もその定義を踏襲している。

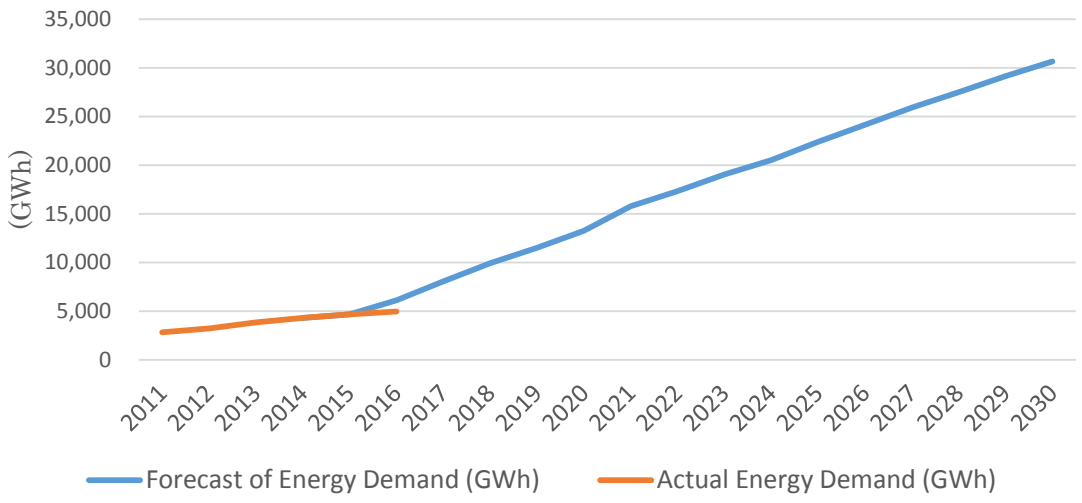
### 5.1.1. 2016-2030 の電力需要想定と実績の乖離

図 5.1-1 及びに図 5.1-2 に、需要想定結果と需要実績を示す。2016 年の電力量の実績と比較すると、想定電力量 6,131 GWh に対し、実績は 4,964 GWh で 1,167 GWh 少なかった。ピーク需要の合計については、想定 1,349 MW に対して、1,103 MW と 246 MW の差があった。




出典：Demand Forecast 2016 及び EDL 提供の実績データをもとに JICA 調査団作成

**図 5.1-1 2016-2030 需要想定と実績の比較（ピーク需要の合計）**




出典：Demand Forecast 2016 及び EDL 提供の実績データをもとに JICA 調査団作成

**図 5.1-2 2016-2030 年需要想定と実績の比較（想定電力量）**

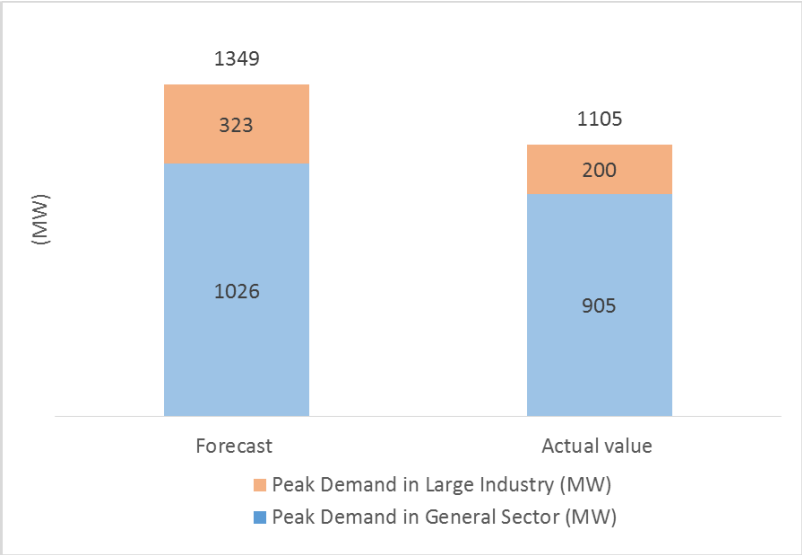
### 5.1.2. 想定と実績の乖離の原因分析

EDL では、115 kV で受電している需要家を Large Industry とし、115 kV 未満の需要家を General Sector として、分けて需要想定を行っている。

図 5.1-3 は 2016 年及び 2017 年の General Sector 及び Large Industry のピーク需要の合計の想定値と実績値を示している。Large Industry が全体の需要に占める割合は 20%に満たないにもかかわらず、2016 年の想定と実績の差 246 MW のうち、半分の 123 MW が Large Industry の過剰想定によるものだと分かる。

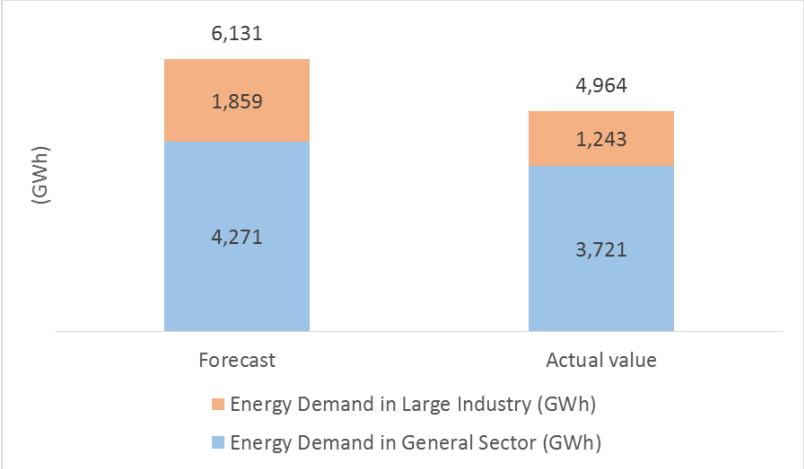
図 5.1-4 は General Sector と Large Industry の想定電力量と 2016 年の実績を比較している。General Sector は 12%、Large Industry は 38%、想定より実績が少なく Large Industry の過剰想定が比較的大きな課題であると考えられる。

EDL の担当者も Large Industry の想定が過剰であることが、需要想定全体の乖離を招いているとの認識を持っており、MEM への報告書にも課題として書かれている。




出典：Demand Forecast 2016 及び EDL 提供の実績データをもとに JICA 調査団作成

**図 5.1-3 Large Industry と General Sector のピーク需要の合計想定と実績**




出典：Demand Forecast 2016 及び EDL 提供の実績データをもとに JICA 調査団作成

**図 5.1-4 Large Industry と General Sector の 2016 年想定電力量と実績**

### 5.1.3. Large Industry の想定と実績

EDL の担当者への聞き取り調査によると、EDL では顧客との買電契約書（Power Purchase Agreement: PPA）に書かれている想定電力等を用いて Large Industry の電力想定を行っている。合意書を確認したところ、2014 年に締結した契約書には 2015 年から 2018 年の 3 年分の需要予測が書かれていた。それ以降の需要予測については、EDL が 3 年間の増加率を元に算出している。既に送電を開始しているプロジェクトについては、過去の増加率をもとに、将来の需要を予測している。PPA 締結前のプロジェクトについては、PPA 締結を所管している財務部門（Financial Department）から交渉している値を受領して、使用しているとのことだった。しかし、計画がなくなったり、延期されたりして、申請した電力ほど多く消費しなかったり、あるいは全く消費しないケースが多く見られる。

Large Industry には、特別経済特区、鉱山、工場、鉄道建設、鉄道運転、水力発電所建設の 6 つの分類がある。現在、Large Industry のプロジェクトは全部で 77 あるが、うち 31 のプロジェクトが 2016 年に電力を消費すると予想されていたにもかかわらず、25 のプロジェクトで電力が全く消費されない、あるいは想定されていた電力に達しなかった。表 5.1-1 は、Large Industry のプロジェクトのうち 2016 年に電力を消費すると想定されていたプロジェクトの抜粋である。2030 年までの長期的な需要のずれのみならず、1 年先のプロジェクトの想定も大きく乖離していることがわかる。

**表 5.1-1 2016 年の Large Industry の想定と実績**

| | 県 | 業種 | 想定 | 実績 | 差 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 最大電力（MW） | 最大電力（MW） | 最大電力（MW） |
| 北部 | Luangnamtha | 鉄道建設 | 3 | 0 | -3 |
| | Oudomxai | 鉄道建設 | 9 | 0 | -9 |
| | Luangprabang | 経済特区 | 0 | 1 | 1 |
| | | 鉄道建設 | 7 | 0 | -7 |
| | Sayabouly | 水力発電所建設 | 10 | 6 | -4 |
| 中部 1 | Xiengkhuang | 鉱山 | 15 | 0 | -15 |
| | Saysomboun | 鉱山 | 70 | 57 | -13 |
| | Vientiane Province | 鉱山 | 20 | 18 | -2 |
| | | 工場 | 6 | 7 | 0 |
| | | 鉄道建設 | 5 | 0 | -5 |
| | Vientiane Capital | 工場 | 5 | 0 | -5 |
| | | 鉱山 | 3 | 2 | -1 |
| | | 経済特区 | 5 | 2 | -3 |
| | | 経済特区 | 2 | 0 | -2 |
| | | 経済特区 | 5 | 0 | -5 |
| | | 経済特区 | 15 | 0 | -15 |
| | | 鉄道建設 | 3 | 0 | -3 |
| 中部 2 | Borikhamxai | 鉱山 | 13 | 45 | +32 |
| | | 工場 | 10 | 0 | -10 |
| | Khammouan | 工場 | 17 | 17 | 0 |
| | | 鉱山 | 7 | 7 | 0 |
| | | 鉱山 | 10 | 0 | -10 |
| | | 鉱山 | 5 | 0 | -5 |
| | | 工場 | 5 | 0 | -5 |
| | | 経済特区 | 5 | 0 | -5 |
| | Savannakhet | 鉱山 | 45 | 35 | -10 |
| | | 経済特区 | 2 | 0 | -2 |
| | | 経済特区 | 3 | 0 | -3 |
| | | 経済特区 | 3 | 0 | -3 |
| 南部 | Champasack | 経済特区 | 3 | 0 | -3 |
| | Attapue | 工場 | 12 | 3 | -10 |

出典：EDL 提供の実績データをもとに JICA 調査団作成

## 5.2. ラオス国の電力需要想定（電力量、ピーク、日負荷曲線）

### 5.2.1. 最新の EDL の需要想定の内容の紹介

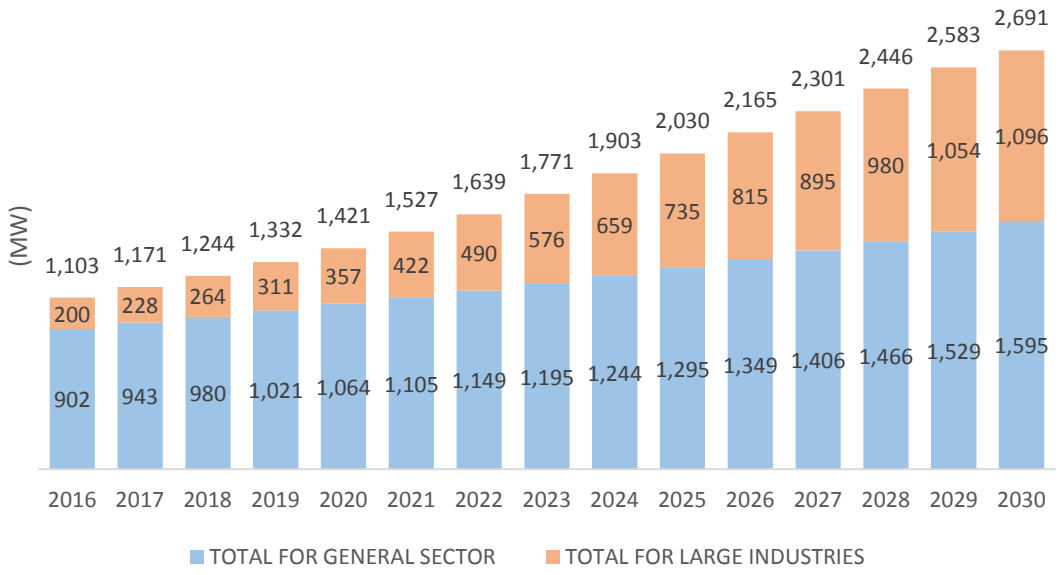
**1. 2018年2月現在における、ラオス国の最新の需要予測の結果**

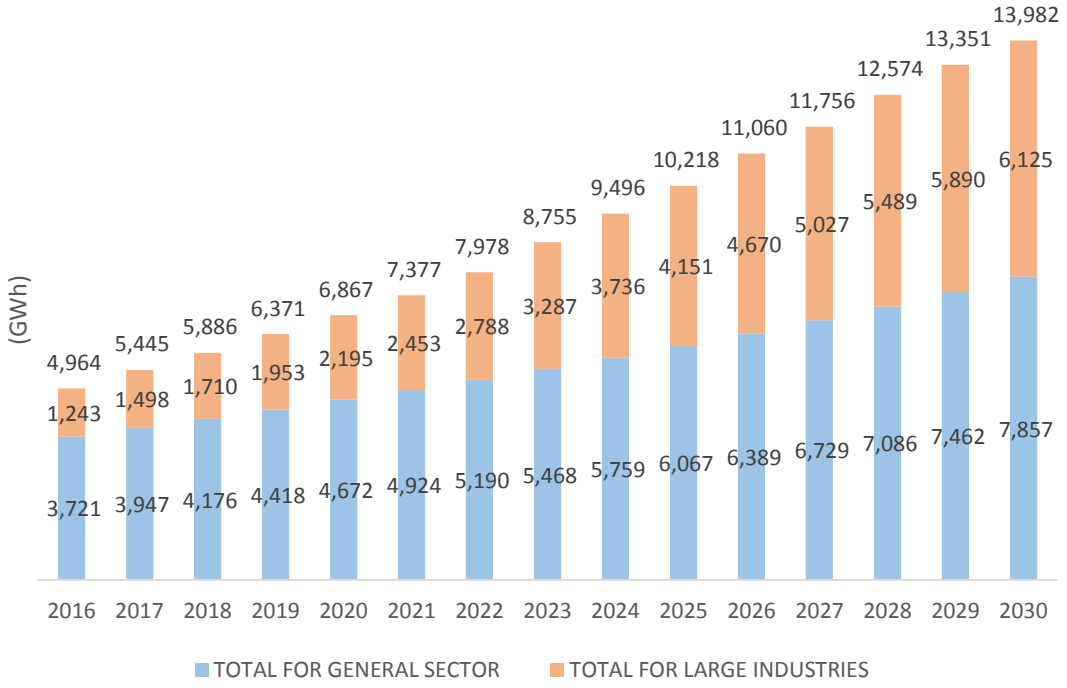
本節では、EDL の最新の需要予測による、2030 年までのラオス国内電力需要予想の内容を紹介する。

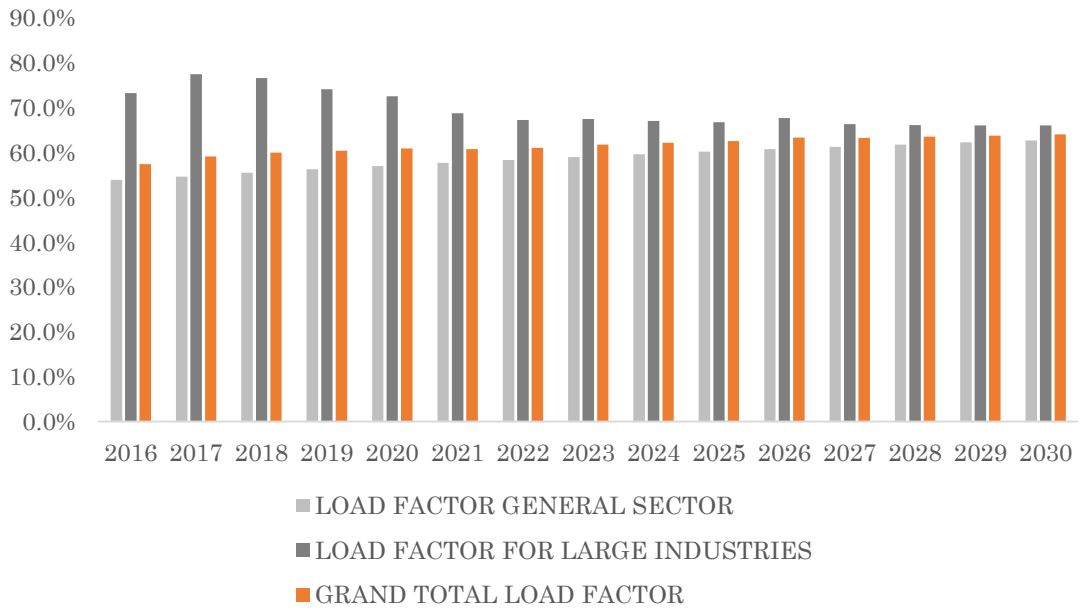
なお、2016 年の需要予測においては、Low, Base, High ケースに分けて需要を想定しているが、今回受領した需要予測結果は Base ケース（GDP 成長率 7%を想定）のみのため、その紹介を行う。

EDL では、住宅用需要と 115 kV 未満で受電している非住宅用需要を合わせて General Sector と呼び、115 kV で受電している産業用需要を Large Industries と呼び、分けて需要想定している。また、負荷率の"Grand Total"とは電圧に関係なく、全体の負荷率のことを指している。これらの前提は前年の需要想定と変更はない。

図 5.2-1 に、ピーク需要の合計、電力量、負荷率の 2030 年までの予想結果を示す。2016 年の値は実績である。





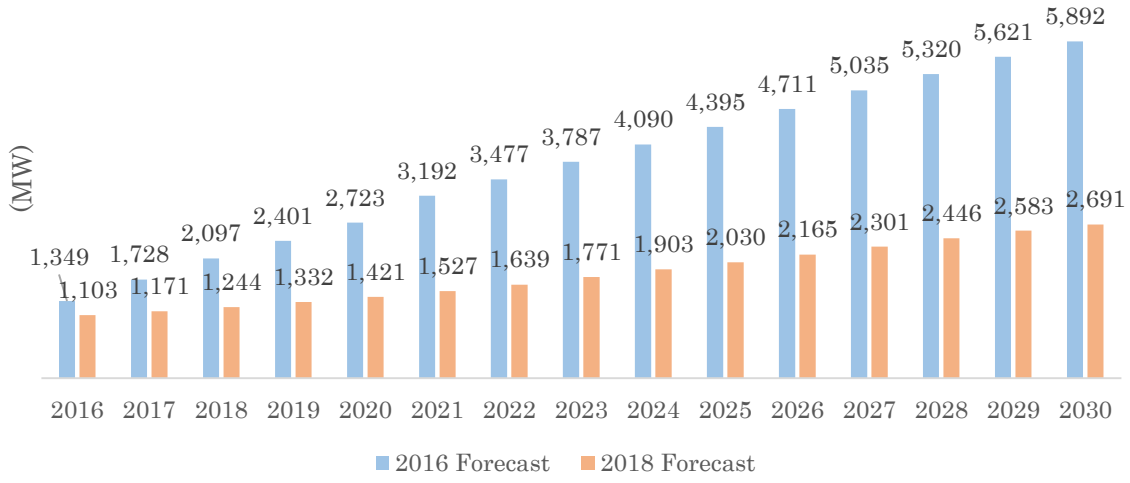




（上：ピーク需要の合計、中：電力量、下：負荷率）

出典：EDL 提供の需要想定計算エクセルを基に JICA 調査団作成

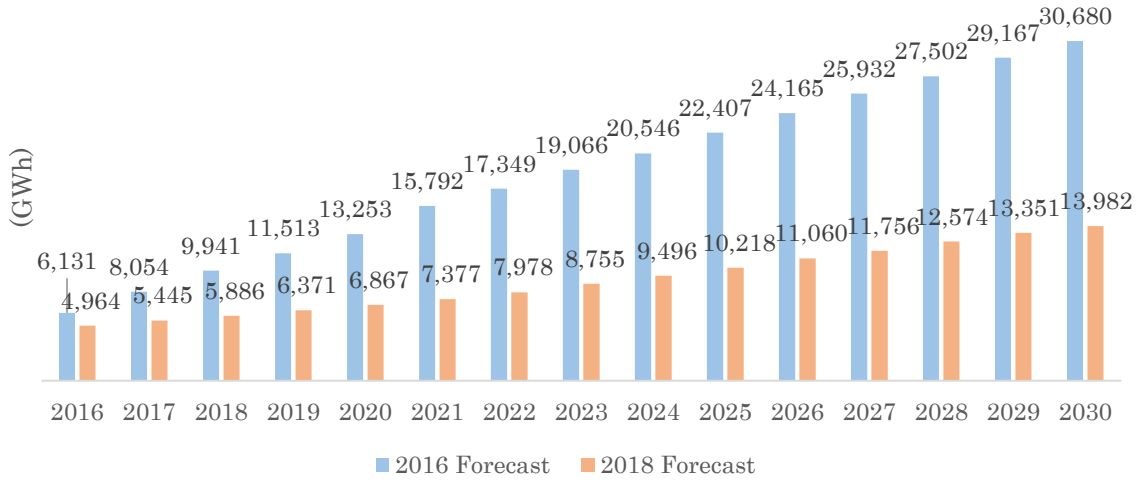
**図 5.2-1 2030 年までの電力需要予測**

また、前節で述べた通り、2016 年における需要予測の結果と、2017 年における実績値には大きな乖離があるため、2030 年までの需要予測（ピーク需要の合計・電力量）に関してもここで 2016 年、2018 年の結果の比較を行う。




出典：EDL 提供の需要想定計算エクセルを基に JICA 調査団作成

**図 5.2-2 ラオス国全体の将来ピーク需要の合計の 2016 年と 2018 年の予想の乖離**




出典：EDL 提供の需要想定計算エクセルを基に JICA 調査団作成

**図 5.2-3 ラオス国全体の将来電力量需要の、2016 年と 2018 年の予想の乖離**

図 5.2-2、図 5.2-3 に見られるように、2016 年発表の需要予測における 2030 年のピーク需要の合計は 5,892 MW であったのに対して、2018 年の需要予測においては、2,691 MW と半分以下の予測となっており、電力量も 30,680 GWh に対して 13,982 GWh と半分以下に減少している。Large Industry のみならず、一般需要家を含めた需要全体の想定も大幅に減少させていることがわかる。

### 2. EDL想定のMethodologyの紹介

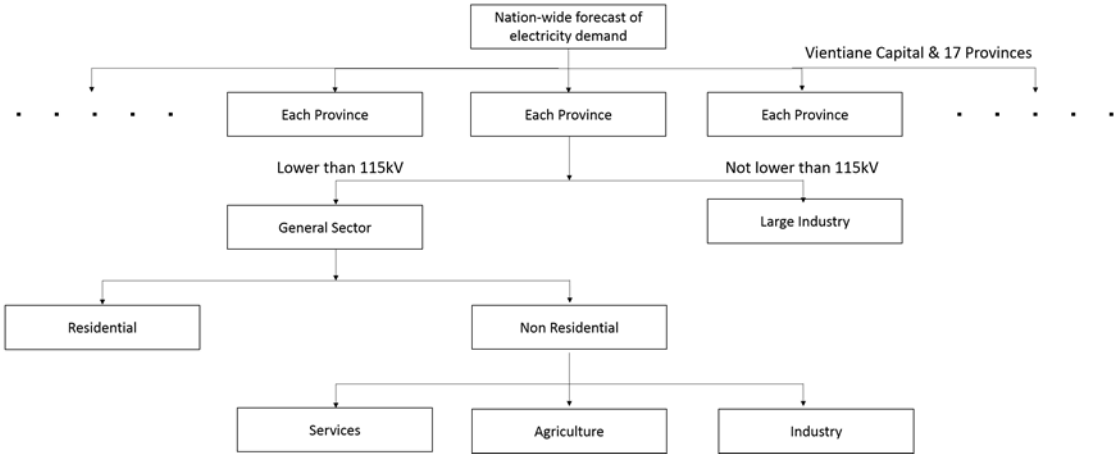
2013 年の JICA の「ラオス国電力セクターガバナンス機能向上に向けた技術支援プロジェクト」において、計量経済モデルを用いた需要予測手法が提案された。計量経済モデルのソフトウェアは日本製のソフトを活用し、2013 年 4 月に 1 週間の研修を EDL に実施したと報

告されている。しかしながら、今回の聞き取り調査によると、実質的な運用の仕方を習得できておらず、従前の手法に戻っていた。つまり、2016 年に実施された 2030 年までの予測も、最新の予測も同一の手法を用いて電力需要想定している。

2016 年の需要想定より 2018 年の需要想定は過去の実績をより鑑みているという点において改善していると言える。結果として、2018 年の需要想定は 2016 年の需要想定の値より大幅に下方修正されている。例えば、Large Industry については、プロジェクトの進捗を鑑み、需要の予測に入れるプロジェクトを削減している。これにより、2016 年の需要想定よりも 2018 年の需要想定はより実態に近づいたものと考えられる。以下に、EDL の需要想定の手順を詳細に記載する。

### a） 需要想定の手順

図 5.2-4 に示されている通り、ビエンチャン特別市と 17 県の各地域の電力需要想定を行い、積み上げで全国の需要想定を行っている。General Sector の最大電力は電力量に負荷率の逆数を掛けて求めている一方、Large Industry は顧客の申請した最大需要電力に負荷率を掛けて、電力量を求めている。

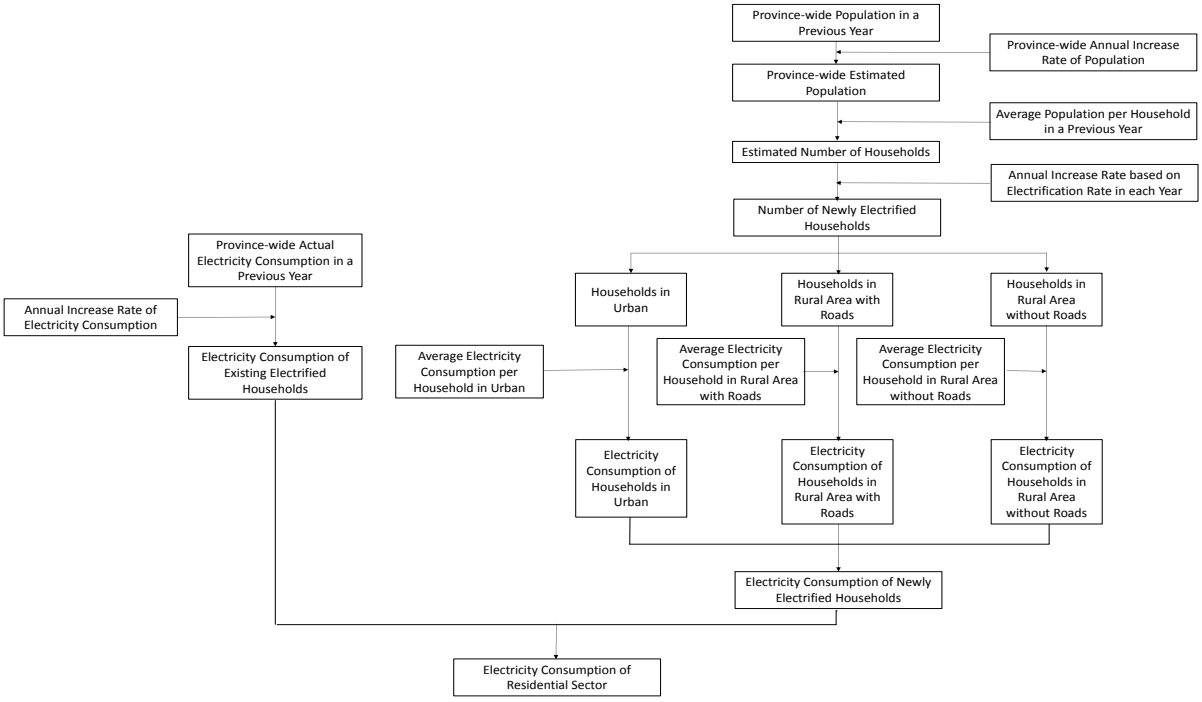



出典：EDL 提供の需要想定計算エクセルを基に JICA 調査団作成

**図 5.2-4 需要想定のフローチャート（全体）**

### b） 住宅用需要の想定方法

図 5.2-5 の通り、住宅用需要の電力量は、既に電化している住宅と今後新たに電化する住宅に分けて電力量を想定している。既に電化している家庭の需要については、2016 年各県の住宅用電力使用量が毎年 5%増えていく計算となっている。一方、今後、電化する住宅については、まず人口を基に世帯数の増加を予想し、the 8th National Socio Economic Development Plan 2016-2020 の目標値を参考に、電化世帯数を予想する。電化は都市部、道路アクセスのある地方、道路アクセスのない地方の順に進捗すると想定し、電化世帯数をそれぞれに割り振り、2012 から 2016 年までの前述の三分類の住宅一戸当たりの平均電力使用量の実績を掛けて電力量を算定している。

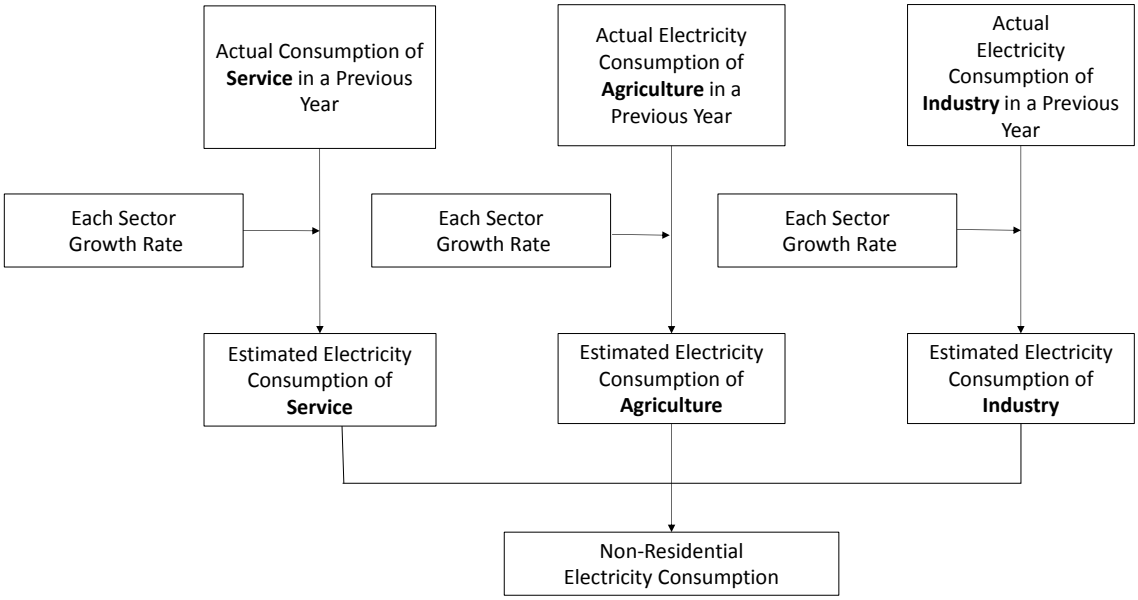



出典：EDL 提供の需要想定計算エクセルを基に JICA 調査団作成

**図 5.2-5 住宅用需要想定のフローチャート（全体）**

### c） 非住宅用の 115 kV 未満の需要想定の手法

非住宅用の 115 kV 未満の需要については、2016 年の実績に地域別・業種別の年成長率をかけている。成長率は表 5.2-2 の通りで、8th Five-year National Socio-economic Development Plan 2016-2020 の Industry, Agriculture, Service の各 GDP 目標成長率から各地域の電力需要の伸び率を決定している。




出典：EDL 提供の需要想定計算エクセルを基に JICA 調査団作成

**図 5.2-6 非住宅用電力需要想定フロー**

**表 5.2-1 2018 年の予測に用いられた非住宅用 115 kV 未満の電力需要伸び率(%)**

| | 2016-2020 | | | 2020-2030 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Industry | Agriculture | Service | Industry | Agriculture | Service |
| North | 7.0 | 5.9 | 6.3 | 6.3 | 5.3 | 5.6 |
| Central 1 | 6.8 | 5.9 | 6.3 | 6.6 | 6.4 | 6.1 |
| Central 2 | 6.9 | 6.0 | 5.7 | 7.1 | 6.2 | 5.9 |
| South | 7.1 | 7.3 | 7.4 | 6.1 | 6.5 | 6.3 |

出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

**表 5.2-2 2016 年の予測に用いられた非住宅用 115 kV 未満の電力需要伸び率(%)**

| | 2016-2020 | | | 2020-2030 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Industry | Agriculture | Service | Industry | Agriculture | Service |
| Nrth | 12.4 | 5.9 | 11.4 | 11.2 | 5.3 | 10.3 |
| Central 1 | 12.6 | 6.0 | 10.4 | 11.3 | 5.4 | 9.3 |
| Central 2 | 12.6 | 6.0 | 10.4 | 11.3 | 5.4 | 9.3 |
| South | 13.7 | 7.3 | 13.9 | 12.4 | 6.5 | 12.5 |

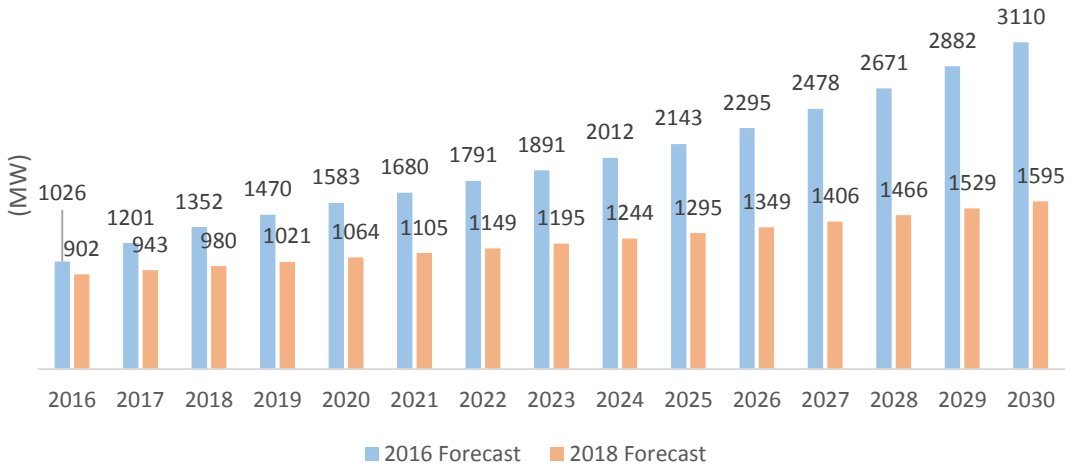
出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

### d） General Sector の需要想定の手法

前節で述べた通り、2018 年の需要想定が 2016 年の需要想定の値より大幅に小さくなっているのは Large Industry が削減されただけではなく、General Sector の需要も減少しているためである。図 5.2-7 は General Sector の最大電力について、2016 年と 2018 年の需要想定を比較したものである。2030 年の予測値で見ると、2018 年の General Sector の最大電力の予測値は 2016 年の約 50%まで減少している。

その理由は、この GDP 目標成長率に基づいて算定された電力需要の伸び率が低下しているためである。 この伸び率は過去の実績を鑑みて毎年調整している。

非住宅用の需要も単独では最大電力を算出していない。住宅用需要と合わせた電力量に負荷率の逆数を掛けて算出している。2037 年の負荷率を 65%と決め、2016 年の負荷率との差を 21 年間で割り、毎年、同率で負荷率が向上するとしている。ただし、北部のポンサリー県のように電力が不足している地域では、2016 年の負荷率が 65%より高いため、逆に年々負荷率が下がっていくと想定している。



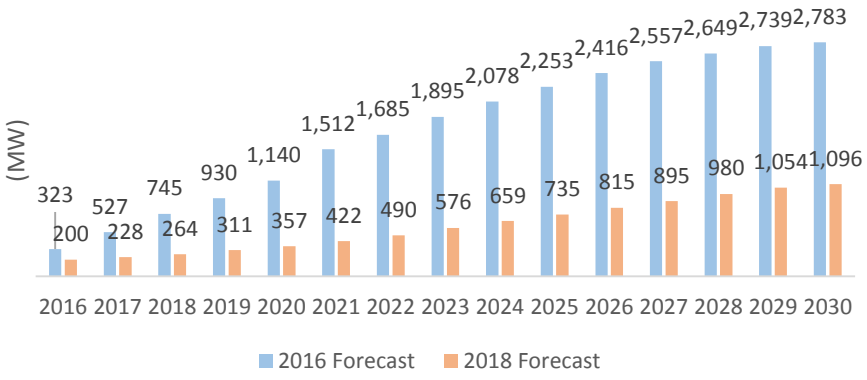

出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

**図 5.2-7 General Sector･Large Industry の最大電力の、2016 年と 2018 年の予想の乖離**

### e） 115 kV 以上で受電する Large Industry の需要想定の手法

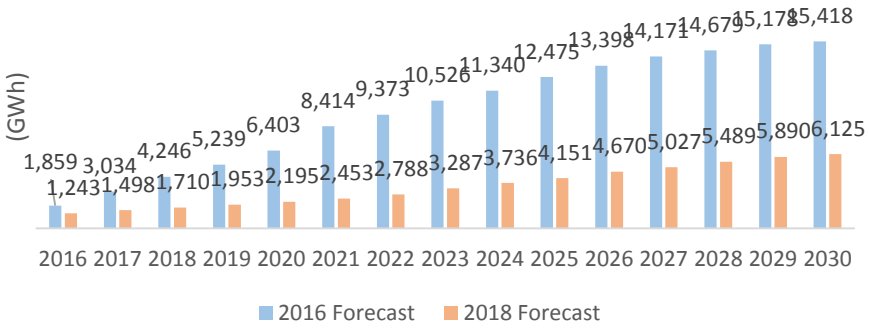
Large Industry については、顧客から申請された電力等の情報をもとに、77 のプロジェクトについて個別に需要を想定している。電力量は想定した最大電力に負荷率 60~70%を掛けて算定している。図 5.2-8 及び図 5.2-9 は、2016 年の需要想定と 2018 年の最新の需要想定の最大電力と電力量を比較している。2020 年以降は前回の想定の半分以下に需要想定の値を低下させている。

2016 年の需要想定にあった 77 のプロジェクトのうち、23 のプロジェクトの需要想定がゼロになっており、52 のプロジェクトが縮小されている。EDL の担当者に精査の方法を聞いたところ、まず、鉄道の建設工事は 115 kV ではなく 22 kV を使用することになったため、Large Industry に含まれず個別に需要想定していないとのことだった。また、経済特区や鉱山、工場については、プロジェクトの進捗を鑑みて、需要の予測に入れる優先順位をつけている。ここで進捗の遅いものは予測から外したと言う。また、予測に組み入れたプロジェクトについても、過去のプロジェクトをもとに毎年の最大需要電力の成長率を予測している。需要家にも確認をとっているようで、2~3 年先の需要は 2016 年の需要想定よりも実態に近づいたものとなっていると考えられる。ただし、中長期の需要は投資家の確保や政府の承認など様々な要因により変化してしまうため、需要家への確認を強化することだけでは不十分であると EDL 担当者も認識している。




出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

**図 5.2-8 2016 年、2018 年の需要想定における Large Industry の比較（最大電力）**




出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

**図 5.2-9 2016 年、2018 年の需要想定における Large Industry の比較（電力量）**

### 5.2.2. 主要な課題点の説明

**1. 115 kV線利用の大口需要家の申し込み時と実際の使用電力量の乖離**

前節で述べた通り、Large Industry の需要想定が今まで過剰であったが、最新の需要想定においては、需要家にプロジェクトの進捗度合いを確認したり、実績を勘案したりして、大幅に低減されている。需要家とのコミュニケーションにより、数年先の短期の想定は改善していると考えられる。しかしながら、中長期の想定は不確定要素が多く、需要家への確認を密にすることでは改善できないため、次項で解説するトップダウンアプローチを導入し併用することが望ましい。

**2. トップダウンアプローチの需要想定が不在**

政府による電力の需要見通しを作成する手法は、表 5.2-3 に示すように主に二つの手法に分類可能である。多くの政府では双方の手法を実施し、両者をベンチマークしたうえでエネルギー需給計画を検討する。

**表 5.2-3 需要予想のアプローチの概要**

| | 概要 | 特徴 |
|---|---|---|
| ボトムアップアプローチ | 個別の需要家（地域・産業単位）で想定を行い合計を求めるほか、主要電力会社などへのインタビューなども併用しながら国全体の需要を推定する。 | 電力を非常に多く使用する、鉄鋼や非鉄金属業のような短期的に大規模な生産調整を行う大口需要家の動向を反映しやすいため、短期的な予想に適している。 |
| トップダウンアプローチ | 人口動態、資源価格、為替レートといった実体経済の影響を考慮し、個別の需要家の動向を捨象して、経済理論・モデルに基づき GDP、雇用などと同時に電力需要量や価格を推定する。手法としては、①20~30 年程度のデータを統計的に解析して予想するマクロ計量経済学モデル、②ある一時点における経済状態をモデル化してシミュレーションを行う応用一般均衡モデルといったものが存在する。 | 長期的な産業構造の変化などを想定しながら、エネルギー需要や価格を予想可能で、特定の仮定（パラメーター）への依存が比較的少なく、想定における恣意性を取り除きやすく、長期の予想に適している。 |

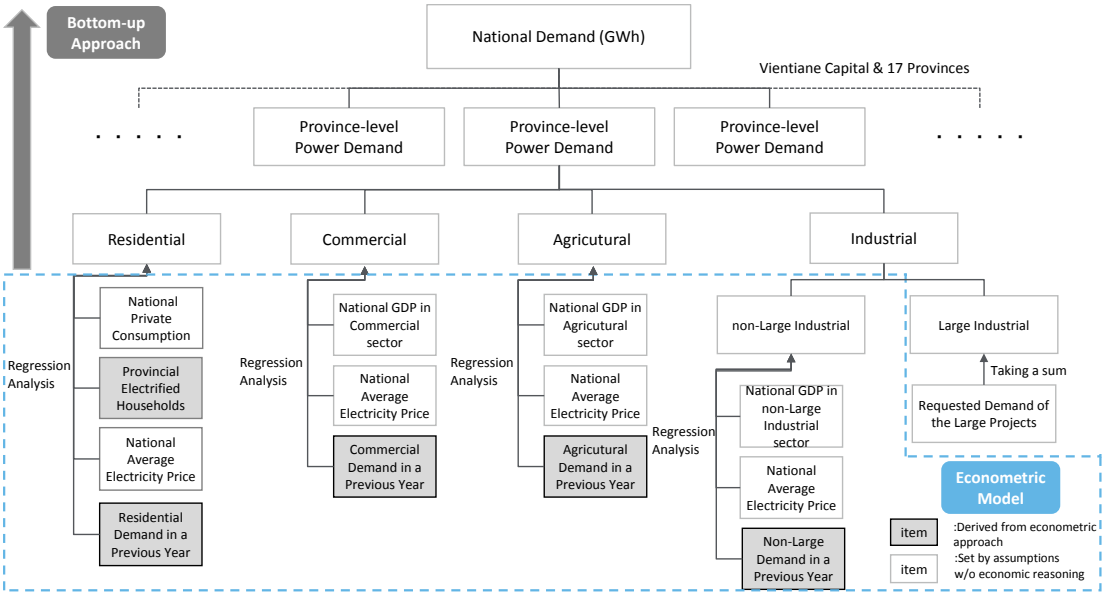
出典：JICA 調査団

本章で紹介した EDL の需要想定の手法は、住宅用や大規模産業等に分けて集計を行うために、ボトムアップアプローチに分類される。

前述のとおり 2013 年に日本製の専用ソフトによる電力需要予測モデル（以下、2013 年モデルと述べる）が導入されたと述べたが、このモデルは実際には純粋なトップダウンアプローチではなく、現在の EDL の推定法の問題点を共有してしまっており、結果として同じように過大推定となっている。

また、2013 年モデルは、MPI が公表する産業分野別の経済成長率や、電力の平均価格（年間を通じた EDL 全体の kWh 当たりの単価）に関して、毎年 2%上昇するなど、実体経済の裏付けを伴わない特定の仮定・想定に強く依存しており、これらの仮定の信頼性に電力需要の結果が大きく左右されてしまう。

図 5.2-10 では、2013 年モデルの概要を示している。このモデルでは全国の需要を求めるために、各県の住宅・商業・農業・産業用電力まで需要を細分化し、それぞれの電力量を 2001 年から 2011 年までのデータにより、回帰分析によってモデルを構築し、他の将来予想から数値を引用し電力量予想を行う。また、各県単位でのピーク需要のデータが 2009 年以前存在しないため、ピーク需要の予想はできない。この予想では、各県・用途ごとで限定的な変数（電化率・前年度需要量等）が計量経済学的手法（主に回帰分析）で予想に用いられるのみであり、多くの実体経済の変数（GDP、国内家計消費額、電力価格）などは、MPI や EDL の想定に依存している。




出典：EDL 提供資料を基に調査団作成（ただし、実際のモデルにはより様々な設定が施されており、あくまで概要である点に注意）

**図 5.2-10 2013 年に導入された需要予測モデルの将来需要予想法の概要**

さらに、実際にトップダウン的なアプローチは各県の住宅用・商業用・農業用・非大規模産業用需要を決定するために用いられるのみで、すでに課題と述べた Large Industry は EDL 自身の予想のままとなっており、事実上積み上げ式のボトムアップアプローチで行われている。そのため、このモデルは純粋なトップダウンアプローチモデルではなく、現行の EDL の需要想定の手法にある程度計量経済学的な要素を盛り込んだものと言える。さらに、下記の理由によりボトムアップアプローチの現行 EDL の需要モデルと併用するうえの課題が存在すると推察される。

- 将来 GDP のデータはラオス国の MPI (Ministry of Planning and Investment)の 5 か年計画のものを利用しており、実際の各産業（農業・産業・サービス）等の想定も政府計画であり、需要予想の基礎データとなる経済成長率に恣意性が入り込みやすい。前述のとおり、MPI の計画には実現性のないものがあり、電力需要の過剰想定の一因となっている可能性がある。EDL の現行の需要予測も基本的に MPI の経済成長の仮定に依存しているが、この需要予測モデルにおいても同じ仮定に依存しており、MPI の想定が過剰であれば、両者とも電力需要を過剰に想定してしまう。

- 表 5.2-4 は、2016 年のセクター毎電力消費量と、2013 年モデルによる 2016 年の各セクターの予測値を比較したものである。住宅用需要などは、実態に近い値となっているものの、特に Large Industry については、前述の指摘の通り、かなりの過大推計となっており、EDL による現行需要予測の問題点をある程度踏襲してしまっていることがうかがえる。

**表 5.2-4 2016 年のセクター毎電力消費量と、2013 年モデルによる予測の乖離**

| | Residential | Agriculture | Service | non-Large Industry | Large Industry | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Actual（GWh） | 1,735 | 36 | 991 | 960 | 1,342 | 5,064 |
| Forecast by the model (GWh) | 1,653 | 61 | 1,327 | 1,175 | 2,285 | 6,501 |
| Ratio of forecast to actual (%) | 95% | 169% | 134% | 122% | 170% | 128% |

出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

- EDL 担当者に対してのインタビューによれば、2013 年モデルを導入する際に、引き続き県単位での電力需要予想を行いたいという要望を伝えてモデルの導入を依頼したとのことである。だがそのために、県単位で利用可能な経済データの少ないラオス国の現在の統計整備状況のため、経済変数の数（労働力人口、固定資本など）が少ない。実際には実体経済の影響を反映する変数が、国全体の産業別経済成長率、最終消費支出、インフレ率予想のみであり、トップダウンアプローチとしては、実体経済が電力需要に与える影響の経路の検討が限定的である。

- 2018 年 2 月現在の EDL 需要想定では、115 kV で受電する大口需要家の消費量は 2016 年現在で 26.5%を占めており、2030 年には 40%程度まで成長すると予想されているが、これらの鉱業・経済特区などの実際の稼働・電力需要量は近隣諸国との貿易、資源価格などのマクロ経済環境に大きく左右されるが、これらを考慮できない。

### 5.2.3. 改善提案

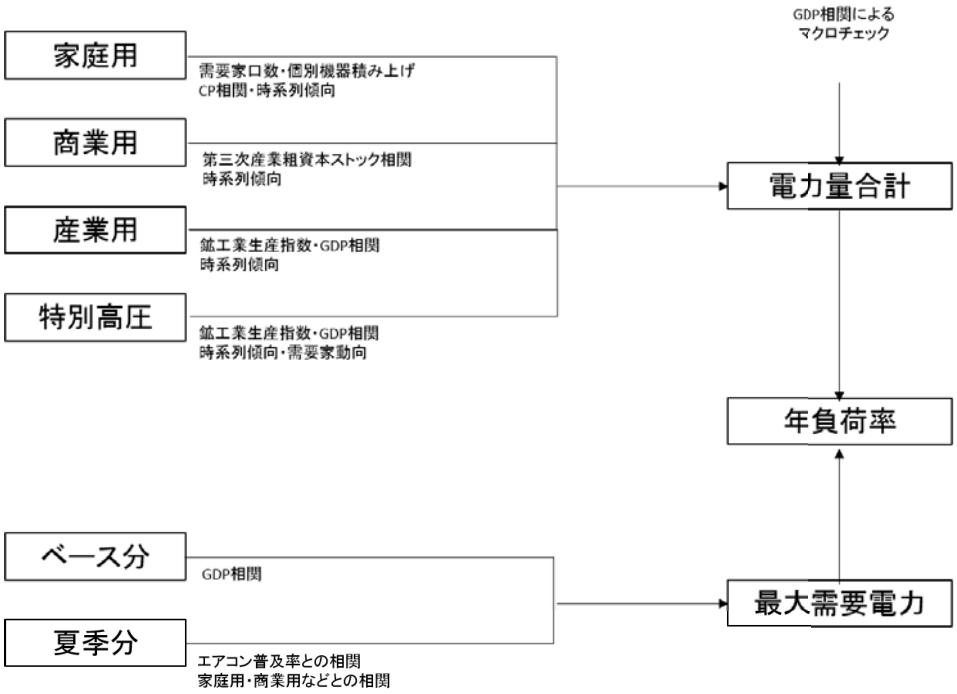
以下では、上記で説明・指摘された現在の需要想定手法に対する改善策を述べる。

**1. ボトムアップ手法の改善について**

図 5.2-11 は日本の電力会社における積み上げ方式の手法である。契約種別毎の積み上げ方式を採り、マクロ的には GDP など経済指標との相関によるチェックを行っている。現在、EDL では、GDP などによるマクロチェックが行われていないので、その点も改善の余地がある。

また、EDL では電力量に負荷率の逆数を掛けて、最大需要電力を求めているが、最大需要電力を想定して、電力量合計と最大需要電力を利用して負荷率を求めるのが一般的である。年負荷率の想定よりも、最大需要電力の想定方法の方が確立しているので、最大需要電力をまず想定することで精度がより向上する可能性がある。

以下、各業種についての日本のやり方と改善点を提案するが、全体として、時系列傾向線及び経済指数を利用することで改善できると考えられる。正確な想定は行えないが、過去の関連指数の記録とロジックをきちんと組み立てることで、乖離が生じたときの原因分析を行いやすくなり、それらが蓄積することで精度が上がっていくと考えられる。




出典：日本電力調査会「日本電力調査報告書における電力需要想定及び電力需給計画算定方式の解説」をもとに調査団作成

**図 5.2-11 日本の電力会社で利用されている電力需要の想定方法（概要）**

**表 5.2-5 業種別の改善点**

| 契約種別 | 日本の電力会社の一般的な積み上げ方式の想定手法 | 改善点 |
|---|---|---|
| 家庭用 | 需要家口数と一口当たり使用量から想定する。口数は人口、一口当たり使用量は家庭用電気機器普及動向などにより想定する。 | EDL では電化した住宅の使用量が年 5%で増加していくと仮定している。家庭用電気機器の普及動向を考慮することで年増加率の精度が向上すると考えられる。また、電化世帯数については、National Socio Economic Development Plan の目標値を参考に予想しており、実績を勘案していない。過去の実績の推移を考慮することで予測精度が向上する。 |
| 商業用 | 需要数と kW 当たり使用量(原単位)から想定する。需要数は第三次産業粗資本ストック相関または実績傾向等により、原単位は実績傾向等により想定する。 | EDL は需要想定を実施する年の前年の実績しか用いていない。時系列傾向線は、過去の趨勢がそのまま持続するという意味合いをもつため、将来の経済・社会構造が大きく変化すると予想される場合は配慮が必要だが、有効な方法の一つである。まだ EDL には正確な最大需要電力、電力量のデータが十分に蓄積されていないが、今後データの蓄積が進むにつれて、時系列傾向線も有効な想定手法の一つになる。 |
| 産業用 | IIP(Indices of Industrial Production: 鉱工業指数)相関、GDP 相関、時系列傾向等から想定する。 | 産業用の需要は IIP と比例するので、IIP 相関を使用すると良い。<br>また、商業用と同じく時系列傾向を活用することも有効である。 |
| 特別高圧 | IIP 相関、GDP 相関、時系列傾向、需要家動向等により想定する。<br>EDL 同様に、日本の電力会社でも 500kW 以上の需要家の需要については将来 3 年間の想定需要について聞き取り調査し、それをもとに積み上げで想定を行っている。需要家は新規事業開発や増産についての情報は提供するが、撤退や中止なのネガティブな情報は提供しないことが多いため過大想定になる可能性は高い。 | EDL では現在、聞き取り調査のみで 115 kV の需要家の電力を想定している。聞き取り調査は外れることも多いので、IIP 相関、GDP 相関、時系列傾向も考慮することで改善が図れる。 |

出典：日本電力調査会「日本電力調査報告書における電力需要想定及び電力需給計画算定方式の解説」をもとに調査団作成

## 2. 2013年モデルの運用改善

上述のとおり、現行の EDL の想定法は時系列傾向を考慮していない欠点がある一方で、2013 年モデルは 2001 年からの社会経済データと県別・セクター別電力量実績に基づきトレンドを考慮して予想を行っており、その点から、現在の EDL の予想法をある程度補完できる可能性もある。

ラオスの Statistical Yearbook では、Agricultural, Industry, Service ごとに GDP を掲載しており、この分類に応じて各県の電力量を集計し 2013 年モデルでは予想に用いている。

ただし、2013 年モデルでは Industry の GDP データは、non-Large Industry の予想にのみ使われているが、実際にはこの GDP データには Large Industry の GDP への貢献分も含まれていると考えられる。そのうえ、Large Industry を EDL の全く別の積み上げ式の予想でさらに加えれば、GDP の影響を二重に考慮し、過剰推定に繋がっている可能性が考えられる。

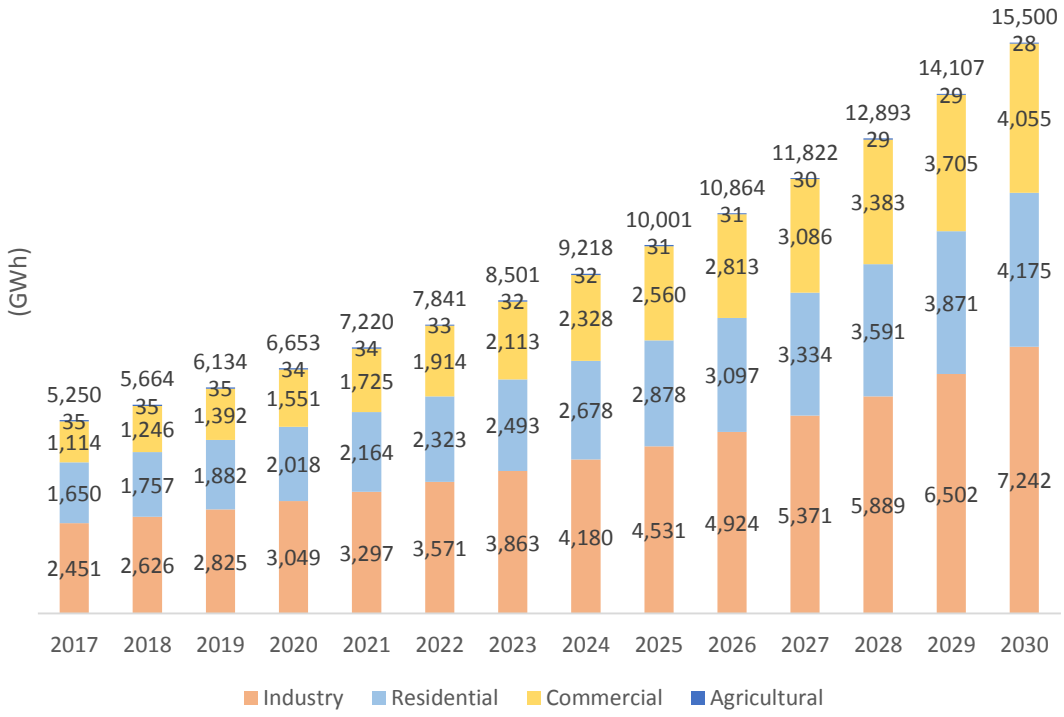
そこで、Large Industry と non-Large Industry の二つを統合し、単純に Industry すべての電力量予想を Industry GDP の予測値を用いて行うほうが、整合性が取れ、過剰推定を改善で

きる可能性があると考えられる。

そこで、本調査では、2013 年モデルに使用されていた 2001~2011 年のデータ期間にくわえて各種データを収集し 2016 年まで延長し、Industry セクターの電力量を統合したモデルに変更を行い、改善版モデルのプロトタイプを構築した（以下プロトタイプモデルと述べる）。また、各種データに不整合が見られたため、過去のデータの更新も行い、若干の変数の組み換えも行った。

このプロトタイプモデル自体は、県別電力データの各種不整合（農業部門電力量が期間通じてゼロと記録されている県が存在する、電化世帯当たりの電力消費量が減っている期間が存在する、等）の影響を除外しきれておらず、改善の余地をのこすが、予測結果の全体的な結果は概ね最新の EDL 予想と整合的となっている。

このプロトタイプモデルの予測結果は図 5.2-12 のとおりである。




出典：EDL 提供資料、”Statistical Yearbook Lao PDR”、”IMF Economic Outlook”を基に調査団作成

**図 5.2-12 プロトタイプモデルによる 2030 年までの電力量予測**

前掲の EDL の 2030 年における電力量予想は 13,982 GWh となっており、プロトタイプモデルの予想値の方が大きくなっている。また、EDL 予想の Large Industry の 2030 年予想は 6,125 GWh となっており、プロトタイプモデルの結果（7,242 GWh）はそれを上回っているため、ある程度整合的な結果ということが出来る。

本プロトタイプモデルはまだ修正事項を多く残すが、利点として Large Industry の負荷率について一切仮定を設けることなく、総電力量の予想が可能な点である。前出 P5-11「115 kV

以上で受電する Large Industry の需要想定の手法」で述べた通り、EDL の担当者自身も中長期の需要予想について困難を感じているが、プロトタイプモデルでは EDL が予測の根拠に用いている顧客からの申請や負荷率の想定を一切用いることなく、Industry 全体の需要予想が可能である。

電圧の違いによる送配電のロスを考慮できない問題などはあるが、プロトタイプモデルのデータの蓄積、改善を続けることにより、Large Industry の長期的な負荷率予想に使うことのできるノウハウが集積できる可能性が示唆されている。

ただし、これはあくまでプロトタイプであること、さらに、今回の調査では様々なデータの不整合の検証がまだ終了していないこと、また、EDL 自身が人的リソースに不足している点から、当面の間は外部専門家の関与が必要なものと考えられる。

**3. トップダウンアプローチによる予測を可能にするキャパシティ構築**

しかしながら、本プロトタイプモデルも、2013 年モデルと同様 GDP、電力価格、インフレーションの影響などについて、かなり粗い仮定に基づいている。例を取れば、2030 年まで GDP が 7%成長するという想定に基づいており、長期の需要想定としては検討が限定的になっている。また、国内系統ピーク需要予測が、経済実態に基づいて出来ないことも需要想定としては大きな問題点であり、より本格的なトップダウンアプローチの自主運用が長期的には望まれる。

ただし、純粋なトップダウンアプローチの運用にはかなり高い専門性が要求されるため、専門家育成プログラムを設け、数年間の期間を通じてキャパシティ構築を試みることが必要と考えられる。

EDL の最新の需要想定に改善の余地はあるものの 2016 年の需要想定より過去の実績を多く考慮したことにより、過剰想定がだいぶ改善していると言える。また、計量経済モデルを用いて需要想定したところ、全体的な予測結果は概ね最新の EDL 予想と整合的となった。以上のことより、2030 年時点の最大需要電力を 2,691 MW、電力量を 13,982 GWh と予測している EDL の最新の需要想定を妥当と考え、以降の検討には EDL の最新の需要想定の値を用いることとする。

## 5.3. 変電所毎のピーク需要想定

### 5.3.1. 想定の方法

EDL 所管の変電所より供給する電力のピーク需要想定を行い、2030 年までの将来的に必要な変電所規模を検討する。検討は、以下の手順で行った。

**1. 対象負荷**

基本的に変電所毎のピーク需要想定には、EDL 所管の 115 kV 変電所が供給すべき General Sector 負荷のみを考慮する。115 kV 以上の受電となる Large Industry の負荷に関しては、変電所の変圧器容量に影響を与えないため含めない。

**2. ピーク電力実績値と成長率**

EDL の最新の需要想定には、2030 年までの県毎のピーク需要電力想定が示されている。変電所毎のピーク電力需要の想定は、変電所毎のピーク需要電力実績値に各県のピーク需要電力の成長率を乗じて算出する。変電所毎のピーク需要電力実績値は、基準年とする 2017 年のデータを用いる。2017 年の EDL の需要想定値と乖離がある場合は、県毎の需要想定値合計及び実績値の割合を算出し、各変電所の実績値に乗じることで需要想定値との整合を取る。

**3. 総変圧器容量**

想定される需要が変電所の既設変圧器容量を超過する場合、その超過分を分担する変圧器の増設または新設変電所を計画する。計画する変圧器の容量は、検討最終年である 2030 年の時点で過負荷とならない容量にする。なお、変圧器は、最大で 3 バンク構成を基本として計画する。

**4. 負荷の分割**

新設変電所に需要を分割する割合は、新設変電所運開時は近隣にそれほど需要が無いと想定して直近の既設変電所の 3 割程度として計画した。

**5. 臨時的な変電所の扱い**

臨時的に設置されている変電所の多くは、発電所建設などの工事用電力供給のために設置されているが、工事終了後の運用については決まっていない。その為、本検討の対象外とした。

**6. 不明負荷の仮定**

Nam Lik1/2 の 2017 年ピーク需要電力は、実績値が不明なため 5 MW と想定した。

### 5.3.2. 変電所毎のピーク需要の想定結果

前節に従って算出した変電所毎の需要想定結果を表 5.3-2～表 5.3-6 に示す。検討の結果、次の変電所において変圧器が過負荷となった。

**表 5.3-1 過負荷となる変電所**

| No. | 変電所 | 過負荷年 | 増設/新設<br>変圧器容量 | 備考 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Viengkeo (Xayabuly) | 2020 | 20 MVA x 1 | 増設 |
| 2 | Nam Mang 3 | 2017 | 5 MVA x 1 | 増設 |
| 3 | Pakthang | 2017 | 50 MVA x 2 | 増設（計画前倒し） |
| 4 | Phontong | 2026 | 50 MVA x 2 | 変電所新設 |
| 5 | Tha Ngon | 2027 | 30 MVA x 1 | 増設 |
| 6 | Viengkeo（Nongviengkham） | 2023 | 50 MVA x 2 | 増設（計画前倒し） |
| 7 | Thakhek | 2017<br>2030 | 30 MVA x 1<br>30 MVA x 1 | 増設<br>変電所新設 |
| 8 | Song Hong | 2022 | 30 MVA x 1 | 増設 |
| 9 | Pakbo | 2023 | 配電線振替 | Nongdeun へ接続 |
| 10 | Nongdeun | 2025 | 50 MVA x 1 | 増設 |
| 11 | Bang yo | 2030 | 30 MVA x 1 | 変電所新設 |
| 12 | Ban Hat | 2029 | 20 MVA x 1 | 増設 |

出典：JICA 調査団作成

**1. Viengkeo変電所（Xayabuly）**

2020 年に既設変圧器（20 MVA x 1）が過負荷となる結果になった。その為、変圧器（20 MVA x 1）を増設する計画とした。

**2. Nam Mang 3水力発電所**

基準年である 2017 年の時点で既設変圧器（5 MVA x 1）が過負荷となる結果になった。その為、変圧器（5 MVA x 1）を増設する計画とした。増設する変圧器は、早急に調達する必要がある。2019 年に調達開始して調達に最短で 2 年要すると想定し 2021 年に増設する計画とした。

**3. Pakthang変電所**

基準年である 2017 年の時点で既設変圧器（30 MVA x 1）が過負荷となる結果になった。本変電所では、2025 年に拡張の計画があるが早急に変圧器を増設すべきであるため、計画の前倒しが推奨される。2019 年に調達開始して調達に最短で 2 年要すると想定し 2021 年に拡張される計画とした。

**4. Phontong変電所**

2026 年に既設変圧器（50 MVA x 4）が過負荷となる結果になった。その為、需要を分割する新設変電所（50 MVA x 2）を計画した。

**5. Tha Ngon変電所**

2027 年に既設変圧器（30 MVA x 1）が過負荷となる結果になった。その為、変圧器（30 MVA x 1）を増設する計画とした。

**6. Viengkeo（Nongviengkham）変電所**

本変電所は、2025 年に拡張される計画となっている。しかし、拡張前の 2023 年の時点で既設変圧器（30 MVA x 1）が過負荷となるため、計画の前倒しが推奨される。変圧器の過負荷を避けるため、2023 年に拡張される計画とした。

**7. Thakhek変電所**

基準年である 2017 年の時点で既設変圧器（30 MVA x 2）が過負荷となる結果になった。その為、変圧器（30 MVA x 1）を増設する計画とした。増設する変圧器は、早急に調達する必要がある。2019 年に調達開始して調達に最短で 2 年要すると想定し 2021 年に増設する計画とした。また、上記の変圧器を増設した場合においても、2030 年に本変電所の総変圧器容量（30 MVA x 3）を需要が超過する結果となった。その為、需要を分割する新設変電所（30 MVA x 1）を計画した。

**8. Song Hong変電所**

2020 年運開で計画されている本変電所は、2022 年に変圧器（30 MVA x 1）が過負荷となる結果になった、その為、変圧器（30 MVA x 1）を増設する計画とした。

**9. Pakbo変電所**

2023 年に既設変圧器（20 MVA x 2）が過負荷となる結果となった。本変電所の近隣には Nongdeun 変電所（50 MVA x 1）がある。Dongdeun 変電所の変圧器容量には余裕があるため、Pakbo 変電所の負荷を振り替える計画とした。今後、本変電所の周辺で配電線を開発する場

合、Nongdeun 変電所から供給する計画が推奨される。

**10. Nongdeun変電所**

2025 年に既設変圧器（50 MVA x 1）が過負荷となる結果となった。その為、変圧器（50 MVA x 1）を増設する計画とした。

**11. Bang yo変電所**

2030 年に既設変圧器（25 MVA x 2）が過負荷となる結果となった。本変電所には変圧器を増設する遊休地がない。その為、負荷を分割する新設変電所（30 MVA x 1）を計画した。

**12. Ban Hat変電所**

2029 年に既設変圧器（20 MVA x 2）が過負荷となる結果となった。その為、変圧器（20 MVA x 1）を増設する計画とした。

## 表 5.3-2 県毎のピーク電力成長率

**General Sector Provincial Peak Power Demand**

| | | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **WHOLE COUNTRY** | Peak Power (MW) | **987.06** | **1,028.22** | **1,071.57** | **1,116.36** | **1,159.74** | **1,204.96** | **1,251.82** | **1,300.72** | **1,351.82** | **1,405.09** | **1,460.70** | **1,518.88** | **1,579.68** | **1,643.26** |
| **NORTHERN** | Peak Power (MW) | **136.77** | **143.48** | **150.61** | **157.84** | **164.72** | **171.91** | **179.43** | **187.28** | **195.55** | **204.22** | **213.34** | **222.89** | **232.94** | **243.53** |
| PHONGSALY | Peak Power (MW) | 3.10 | 3.50 | 3.93 | 4.41 | 4.91 | 5.46 | 6.13 | 6.80 | 7.54 | 8.34 | 9.22 | 10.17 | 11.22 | 12.37 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 12.8% | 12.5% | 12.0% | 11.5% | 11.2% | 12.3% | 10.9% | 10.8% | 10.7% | 10.6% | 10.3% | 10.3% | 10.3% |
| OUDOMXAY | Peak Power (MW) | 18.08 | 19.07 | 20.19 | 21.27 | 22.19 | 23.16 | 24.13 | 25.14 | 26.19 | 27.27 | 28.41 | 29.57 | 30.77 | 32.03 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 5.5% | 5.9% | 5.3% | 4.3% | 4.4% | 4.2% | 4.2% | 4.2% | 4.2% | 4.1% | 4.1% | 4.1% | 4.1% |
| LUANGNAMTHA | Peak Power (MW) | 17.03 | 17.77 | 18.50 | 19.17 | 19.78 | 20.37 | 20.97 | 21.59 | 22.24 | 22.92 | 23.64 | 24.37 | 25.15 | 25.95 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 4.4% | 4.1% | 3.6% | 3.2% | 3.0% | 2.9% | 3.0% | 3.0% | 3.1% | 3.1% | 3.1% | 3.2% | 3.2% |
| BOKEO | Peak Power (MW) | 20.59 | 21.80 | 23.07 | 24.42 | 25.74 | 27.12 | 28.55 | 30.06 | 31.64 | 33.29 | 35.03 | 36.84 | 38.74 | 40.73 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 5.9% | 5.9% | 5.9% | 5.4% | 5.4% | 5.3% | 5.3% | 5.3% | 5.2% | 5.2% | 5.2% | 5.2% | 5.2% |
| XAYABULY | Peak Power (MW) | 38.44 | 39.59 | 40.78 | 41.94 | 43.03 | 44.18 | 45.40 | 46.68 | 48.02 | 49.43 | 50.91 | 52.46 | 54.08 | 55.79 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 3.0% | 3.0% | 2.9% | 2.6% | 2.7% | 2.7% | 2.8% | 2.9% | 2.9% | 3.0% | 3.0% | 3.1% | 3.2% |
| LUANGPRABANG | Peak Power (MW) | 39.54 | 41.76 | 44.13 | 46.63 | 49.07 | 51.60 | 54.25 | 57.02 | 59.93 | 62.96 | 66.14 | 69.48 | 72.98 | 76.66 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 5.6% | 5.7% | 5.7% | 5.2% | 5.2% | 5.1% | 5.1% | 5.1% | 5.1% | 5.1% | 5.1% | 5.0% | 5.0% |
| **CENTRAL 1** | Peak Power (MW) | **520.22** | **537.15** | **554.76** | **573.16** | **591.19** | **609.87** | **629.11** | **649.12** | **669.93** | **691.52** | **713.90** | **737.29** | **761.60** | **786.90** |
| HUAPHANH | Peak Power (MW) | 10.62 | 11.19 | 11.78 | 12.42 | 13.09 | 13.78 | 14.54 | 15.33 | 16.15 | 17.01 | 17.91 | 18.95 | 20.04 | 21.17 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 5.4% | 5.3% | 5.4% | 5.4% | 5.3% | 5.5% | 5.4% | 5.3% | 5.3% | 5.3% | 5.8% | 5.7% | 5.7% |
| XIENGKHUANG | Peak Power (MW) | 19.52 | 20.05 | 20.58 | 21.18 | 21.75 | 22.35 | 22.77 | 23.21 | 23.67 | 24.16 | 24.67 | 25.22 | 25.80 | 26.40 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 2.7% | 2.6% | 2.9% | 2.7% | 2.8% | 1.9% | 1.9% | 2.0% | 2.1% | 2.1% | 2.2% | 2.3% | 2.3% |
| XAYSOMBOUN | Peak Power (MW) | 5.45 | 5.89 | 6.35 | 6.86 | 7.33 | 7.84 | 8.38 | 8.97 | 9.59 | 10.27 | 10.99 | 11.78 | 12.62 | 13.54 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 7.9% | 8.0% | 8.0% | 6.9% | 6.9% | 6.9% | 6.9% | 7.0% | 7.0% | 7.1% | 7.1% | 7.2% | 7.2% |
| VIETIANE PROVINCE | Peak Power (MW) | 65.79 | 68.47 | 71.26 | 74.18 | 76.75 | 79.42 | 82.19 | 85.07 | 88.06 | 91.17 | 94.40 | 97.75 | 101.23 | 104.85 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 4.1% | 4.1% | 4.1% | 3.5% | 3.5% | 3.5% | 3.5% | 3.5% | 3.5% | 3.5% | 3.5% | 3.6% | 3.6% |
| VIENTIANE CAPITAL | Peak Power (MW) | 418.83 | 431.56 | 444.78 | 458.51 | 472.27 | 486.48 | 501.23 | 516.55 | 532.45 | 548.92 | 565.93 | 583.59 | 601.91 | 620.94 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 3.0% | 3.1% | 3.1% | 3.0% | 3.0% | 3.0% | 3.1% | 3.1% | 3.1% | 3.1% | 3.1% | 3.1% | 3.2% |
| **CENTRAL 2** | Peak Power (MW) | **183.18** | **192.92** | **203.20** | **213.91** | **224.37** | **235.36** | **246.73** | **258.64** | **271.11** | **284.14** | **297.79** | **312.07** | **327.03** | **342.71** |
| BOLIKHAMXAY | Peak Power (MW) | 41.27 | 43.04 | 44.92 | 46.87 | 48.72 | 50.65 | 52.64 | 54.70 | 56.86 | 59.09 | 61.41 | 63.80 | 66.30 | 68.90 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 4.3% | 4.4% | 4.3% | 4.0% | 4.0% | 3.9% | 3.9% | 3.9% | 3.9% | 3.9% | 3.9% | 3.9% | 3.9% |
| KHAMMOUAN | Peak Power (MW) | 56.84 | 60.34 | 64.07 | 68.03 | 71.90 | 75.98 | 80.25 | 84.76 | 89.50 | 94.50 | 99.77 | 105.31 | 111.16 | 117.32 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 6.2% | 6.2% | 6.2% | 5.7% | 5.7% | 5.6% | 5.6% | 5.6% | 5.6% | 5.6% | 5.6% | 5.6% | 5.5% |
| SAVANNAKHET | Peak Power (MW) | 85.08 | 89.53 | 94.21 | 99.02 | 103.75 | 108.73 | 113.84 | 119.18 | 124.75 | 130.55 | 136.61 | 142.95 | 149.57 | 156.49 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 5.2% | 5.2% | 5.1% | 4.8% | 4.8% | 4.7% | 4.7% | 4.7% | 4.7% | 4.6% | 4.6% | 4.6% | 4.6% |
| **SOUTHERN** | Peak Power (MW) | **146.89** | **154.67** | **163.00** | **171.45** | **179.46** | **187.82** | **196.55** | **205.67** | **215.23** | **225.21** | **235.67** | **246.64** | **258.11** | **270.12** |
| CHAMPASAK | Peak Power (MW) | 88.31 | 93.14 | 98.27 | 103.68 | 108.77 | 114.10 | 119.67 | 125.52 | 131.64 | 138.04 | 144.75 | 151.78 | 159.15 | 166.87 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 5.5% | 5.5% | 5.5% | 4.9% | 4.9% | 4.9% | 4.9% | 4.9% | 4.9% | 4.9% | 4.9% | 4.9% | 4.9% |
| SARAVAN | Peak Power (MW) | 31.70 | 33.31 | 34.86 | 36.50 | 38.03 | 39.64 | 41.29 | 43.00 | 44.78 | 46.64 | 48.59 | 50.66 | 52.83 | 55.09 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 5.1% | 4.7% | 4.7% | 4.2% | 4.2% | 4.2% | 4.1% | 4.2% | 4.2% | 4.2% | 4.3% | 4.3% | 4.3% |
| ATTAPEU | Peak Power (MW) | 20.45 | 21.31 | 22.34 | 23.20 | 24.08 | 24.98 | 25.91 | 26.87 | 27.87 | 28.92 | 30.02 | 31.15 | 32.33 | 33.56 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 4.2% | 4.8% | 3.8% | 3.8% | 3.7% | 3.7% | 3.7% | 3.7% | 3.8% | 3.8% | 3.7% | 3.8% | 3.8% |
| XEKONG | Peak Power (MW) | 6.43 | 6.91 | 7.53 | 8.08 | 8.58 | 9.11 | 9.68 | 10.29 | 10.93 | 11.60 | 12.31 | 13.05 | 13.80 | 14.60 |
| | Annual Growth Rate (%) | | 7.4% | 9.0% | 7.2% | 6.2% | 6.2% | 6.3% | 6.3% | 6.2% | 6.2% | 6.1% | 6.0% | 5.8% | 5.8% |

出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

## 表 5.3-3 変電所毎のピーク需要電力予想（Northern）

Unit: MW

| Province | District | Station | year | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **NORTHERN** | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PHONGSALY | | | | **3.09** | **3.49** | **3.92** | **4.39** | **4.90** | **5.45** | **6.12** | **6.79** | **7.52** | **8.32** | **9.21** | **10.16** | **11.20** | **12.35** |
| | | | | | 12.8% | 12.5% | 12.0% | 11.5% | 11.2% | 12.3% | 10.9% | 10.8% | 10.7% | 10.6% | 10.3% | 10.3% | 10.3% |
| 1 | | Bountai (SwS) | | **0.00** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| U/C | | Boun Neua SS | | **0.00** | 0.00 | 3.92 | 3.07 | 3.43 | 3.81 | 4.28 | 4.75 | 5.26 | 5.82 | 6.45 | 7.12 | 7.85 | 8.66 |
| U/C | | M. Khoua SS | | **0.00** | 0.00 | 0.00 | 1.32 | 1.47 | 1.64 | 1.84 | 2.04 | 2.26 | 2.50 | 2.76 | 3.04 | 3.35 | 3.69 |
| OUDOMXAY | | | | **13.57** | **14.54** | **15.64** | **16.74** | **17.73** | **18.79** | **19.87** | **21.01** | **22.20** | **23.46** | **24.79** | **26.17** | **27.63** | **29.16** |
| | | | | | 7.2% | 7.6% | 7.0% | 6.0% | 5.9% | 5.8% | 5.7% | 5.7% | 5.7% | 5.7% | 5.6% | 5.6% | 5.5% |
| 1 | | Na Mo 1 SS | | **6.40** | 6.86 | 7.38 | 7.90 | 8.36 | 8.86 | 9.37 | 9.90 | 10.46 | 11.06 | 11.68 | 12.33 | 13.02 | 13.74 |
| 2 | | Oudomxai SS | | **3.61** | 3.87 | 4.16 | 4.45 | 4.71 | 5.00 | 5.29 | 5.59 | 4.14 | 4.38 | 4.63 | 4.89 | 5.16 | 5.44 |
| 3 | | Na Mo 2 SS | | **3.56** | 3.82 | 4.11 | 4.40 | 4.65 | 4.93 | 5.22 | 5.52 | 5.83 | 6.16 | 6.50 | 6.86 | 7.24 | 7.65 |
| 4 | | Pak Beng SS | | **0.00** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 5 | | Meuang Nga SS | | **0.00** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| MOU | | M. Houn SS | | | | | | | | | | 1.77 | 1.87 | 1.98 | 2.09 | 2.21 | 2.33 |
| LUANGNAMTHA | | | | **13.22** | **14.04** | **14.87** | **15.66** | **16.41** | **17.17** | **17.93** | **18.72** | **19.54** | **20.40** | **21.30** | **22.23** | **23.20** | **24.22** |
| | | | | | 6.2% | 5.9% | 5.3% | 4.8% | 4.6% | 4.4% | 4.4% | 4.4% | 4.4% | 4.4% | 4.4% | 4.4% | 4.4% |
| 1 | | Luangnamtha 1 SS | | **13.22** | 14.04 | 14.87 | 15.66 | 16.41 | 17.17 | 17.93 | 18.72 | 13.68 | 14.28 | 14.91 | 15.56 | 16.24 | 16.95 |
| MOU | | M. Long SS | | | | | | | | | | 5.86 | 6.12 | 6.39 | 6.67 | 6.96 | 7.27 |
| BOKEO | | | | **21.53** | **22.74** | **24.02** | **25.37** | **26.67** | **28.04** | **29.45** | **30.93** | **32.48** | **34.10** | **35.80** | **37.56** | **39.41** | **41.36** |
| | | | | | 5.6% | 5.6% | 5.6% | 5.1% | 5.1% | 5.0% | 5.0% | 5.0% | 5.0% | 5.0% | 4.9% | 4.9% | 4.9% |
| 1 | | Thafar (Nam Thoung) SS | | **5.25** | 5.55 | 5.86 | 4.33 | 4.55 | 4.79 | 5.03 | 5.28 | 5.54 | 5.82 | 6.11 | 6.41 | 6.72 | 7.05 |
| 2 | | Houayxay SS | | **16.28** | 17.19 | 18.16 | 13.43 | 14.11 | 14.84 | 15.58 | 16.37 | 17.19 | 18.05 | 18.95 | 19.88 | 20.85 | 21.88 |
| U/C | | Tonfeung SS | | | | | 5.75 | 6.05 | 6.36 | 6.68 | 7.01 | 7.36 | 7.73 | 8.12 | 8.52 | 8.94 | 9.39 |
| U/C | | Pha Oudom SS | | | | | 1.86 | 1.96 | 2.06 | 2.16 | 2.27 | 2.38 | 2.50 | 2.63 | 2.75 | 2.89 | 3.03 |

出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

Unit: MW

| | year | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| XAYABULY | | **42.16** | **43.17** | **44.23** | **45.26** | **46.21** | **47.24** | **48.33** | **49.49** | **50.72** | **52.01** | **53.39** | **54.83** | **56.36** | **57.96** |
| | | | **2.4%** | **2.4%** | **2.3%** | **2.1%** | **2.2%** | **2.3%** | **2.4%** | **2.5%** | **2.6%** | **2.6%** | **2.7%** | **2.8%** | **2.8%** |
| 1 | Xayabuly SS | **13.09** | 13.40 | 13.73 | 14.05 | 14.35 | 14.67 | 15.01 | 15.37 | 11.02 | 11.31 | 11.61 | 11.92 | 12.25 | 12.59 |
| 2 | Viengkeo SS | **16.15** | 16.54 | 16.95 | 8.67 | 8.85 | 9.04 | 9.25 | 9.47 | 9.71 | 9.96 | 10.22 | 10.50 | 10.80 | 11.10 |
| 3 | Paklay SS | **12.92** | 13.23 | 13.56 | 9.71 | 9.91 | 10.13 | 10.36 | 10.61 | 10.88 | 11.16 | 11.45 | 11.77 | 12.10 | 12.44 |
| U/C | M. Kenthao SS | | | | 4.16 | 4.25 | 4.35 | 4.45 | 4.56 | 4.67 | 4.78 | 4.91 | 5.04 | 5.18 | 5.32 |
| MOU | 230 kV Xayabuly SS | | | | | | | | | 4.73 | 4.84 | 4.98 | 5.11 | 5.25 | 5.40 |
| Add | Viengkeo Extension | | | | 8.67 | 8.85 | 9.04 | 9.25 | 9.47 | 9.71 | 9.96 | 10.22 | 10.50 | 10.80 | 11.10 |
| LUANGPRABANG | | **36.59** | **38.81** | **41.19** | **43.70** | **46.18** | **48.76** | **51.47** | **54.32** | **57.31** | **60.45** | **63.75** | **67.23** | **70.89** | **74.74** |
| | | | **6.1%** | **6.1%** | **6.1%** | **5.7%** | **5.6%** | **5.6%** | **5.5%** | **5.5%** | **5.5%** | **5.5%** | **5.5%** | **5.4%** | **5.4%** |
| 1 | Luang Prabang 1 SS | **10.59** | 11.23 | 11.92 | 8.85 | 9.35 | 9.87 | 10.41 | 10.98 | 11.59 | 12.22 | 12.89 | 13.60 | 14.33 | 15.10 |
| 2 | T-off Xieng Ngeun (SwS) | **0.00** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 3 | Luang Prabang 2 SS | **12.91** | 13.70 | 14.54 | 15.43 | 16.30 | 17.21 | 18.17 | 19.17 | 14.16 | 14.93 | 15.75 | 16.61 | 17.52 | 18.47 |
| 4 | Pakmong 1 SS | **6.18** | 6.55 | 6.95 | 7.37 | 7.79 | 8.23 | 8.68 | 9.16 | 9.67 | 10.19 | 10.75 | 11.34 | 11.95 | 12.60 |
| 5 | Sensouk (Siensouk) SS | **6.92** | 7.34 | 7.79 | 8.27 | 8.74 | 9.23 | 9.74 | 10.28 | 10.86 | 11.45 | 12.08 | 12.74 | 13.43 | 14.16 |
| 6 | Pak Mong 2 SS | **0.00** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| MOU | M. Nan | | | | | | | | | 6.07 | 6.40 | 6.74 | 7.11 | 7.50 | 7.91 |
| MOU | M. Chomphet | | | | 3.79 | 4.01 | 4.23 | 4.47 | 4.72 | 4.98 | 5.25 | 5.54 | 5.83 | 6.16 | 6.49 |
| Province Total | | **130.16** | **136.79** | **143.87** | **151.12** | **158.10** | **165.45** | **173.17** | **181.26** | **189.77** | **198.74** | **208.24** | **218.18** | **228.69** | **239.79** |

出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

## 表 5.3-4 変電所毎のピーク需要電力予想（Central 1）

Unit: MW

| Province | District | Station | year 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **CENTRAL 1** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| HUAPHANH | | | **7.57** | **8.13** | **8.73** | **9.38** | **10.06** | **10.79** | **11.59** | **12.44** | **13.33** | **14.28** | **15.29** | **16.45** | **17.69** | **18.99** |
| | | | | 7.4% | 7.3% | 7.4% | 7.3% | 7.2% | 7.4% | 7.3% | 7.2% | 7.1% | 7.1% | 7.6% | 7.5% | 7.4% |
| 1 | | Xamneua SS | **7.57** | 8.13 | 8.73 | 3.75 | 4.02 | 4.31 | 4.63 | 4.97 | 3.73 | 3.99 | 4.28 | 4.60 | 4.94 | 5.30 |
| U/C | | Xam Tai SS | | | | 2.81 | 3.02 | 3.24 | 3.48 | 3.73 | 4.00 | 4.28 | 4.59 | 4.94 | 5.31 | 5.70 |
| U/C | | Houa Muang SS | | | | 2.81 | 3.02 | 3.24 | 3.48 | 3.73 | 2.80 | 3.00 | 3.21 | 3.46 | 3.72 | 3.99 |
| MOU | | Xieng Khor SS | | | | | | | | | 1.60 | 1.71 | 1.83 | 1.97 | 2.12 | 2.28 |
| MOU | | Kor Hing SS | | | | | | | | | 1.20 | 1.29 | 1.38 | 1.48 | 1.59 | 1.71 |
| XIENGKHUANG | | | **11.19** | **11.91** | **12.66** | **13.48** | **14.30** | **15.17** | **15.94** | **16.74** | **17.58** | **18.45** | **19.37** | **20.34** | **21.36** | **22.43** |
| | | | | 6.5% | 6.3% | 6.5% | 6.1% | 6.1% | 5.0% | 5.0% | 5.0% | 5.0% | 5.0% | 5.0% | 5.0% | 5.0% |
| 1 | | Phonsavan SS | **8.69** | 9.25 | 9.83 | 4.19 | 4.45 | 4.72 | 4.96 | 5.21 | 5.47 | 5.73 | 6.02 | 6.32 | 6.63 | 6.97 |
| 2 | | Nam Ngum 5 | **2.50** | 2.66 | 2.83 | 3.01 | 3.19 | 3.38 | 3.55 | 3.73 | 3.92 | 4.12 | 4.32 | 4.54 | 4.77 | 5.01 |
| 3 | | T-off Na hor (SwS) | **0.00** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| U/C | | Naphia SS | | | | 3.14 | 3.33 | 3.53 | 3.71 | 3.90 | 4.10 | 4.31 | 4.52 | 4.75 | 4.99 | 5.24 |
| U/C | | Nong Het SS | | | | | | | | | 1.23 | 1.29 | 1.35 | 1.42 | 1.49 | 1.56 |
| MOU | | M. Kham | | | | 3.14 | 3.33 | 3.53 | 3.71 | 3.90 | 2.87 | 3.01 | 3.16 | 3.31 | 3.48 | 3.65 |
| XAYSOMBOUN | | | **0.93** | **1.03** | **1.14** | **1.27** | **1.40** | **1.55** | **1.73** | **1.92** | **2.15** | **2.42** | **2.74** | **3.12** | **3.58** | **4.14** |
| | | | | 10.8% | 11.1% | 11.3% | 10.4% | 10.8% | 11.0% | 11.5% | 11.9% | 12.5% | 13.1% | 13.8% | 14.7% | 15.8% |
| 1 | | Tongkoun 2 SS | **0.77** | 0.86 | 0.95 | 1.06 | 1.17 | 1.30 | 1.45 | 1.61 | 1.80 | 2.03 | 2.30 | 2.62 | 3.01 | 3.48 |
| 2 | | Thavieng SS | **0.16** | 0.17 | 0.19 | 0.21 | 0.23 | 0.25 | 0.28 | 0.31 | 0.35 | 0.39 | 0.44 | 0.50 | 0.57 | 0.66 |
| 3 | | T-off Tongkong 1 (SwS) | **0.00** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

Unit: MW

| | year | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| VIENTIANE PROVINCE | | **122.16** | **120.89** | **120.08** | **119.65** | **118.82** | **118.30** | **118.05** | **118.06** | **118.29** | **118.73** | **119.36** | **120.17** | **121.15** | **122.30** |
| | | | -1.0% | -0.7% | -0.4% | -0.7% | -0.4% | -0.2% | 0.0% | 0.2% | 0.4% | 0.5% | 0.7% | 0.8% | 0.9% |
| 1 | Nam Ngum 1 | **1.25** | 1.24 | 1.23 | 1.23 | 1.22 | 1.22 | 1.22 | 1.22 | 1.22 | 1.22 | 1.23 | 1.24 | 1.25 | 1.26 |
| 2 | Thalat SS | **25.20** | 24.94 | 24.77 | 24.68 | 24.51 | 24.40 | 24.35 | 24.35 | 24.39 | 24.49 | 24.62 | 24.78 | 24.99 | 25.23 |
| 3 | Phonsoung SS | **16.43** | 16.25 | 16.15 | 16.09 | 15.98 | 15.91 | 15.88 | 15.88 | 15.91 | 15.97 | 16.05 | 16.16 | 16.29 | 16.45 |
| 4 | Ban Don SS | **3.23** | 3.19 | 3.17 | 3.16 | 3.14 | 3.13 | 3.12 | 3.12 | 3.13 | 3.14 | 3.16 | 3.18 | 3.21 | 3.24 |
| 5 | Non hai SS | **8.65** | 8.56 | 8.50 | 8.47 | 8.41 | 8.38 | 8.36 | 8.36 | 8.37 | 8.40 | 8.45 | 8.50 | 8.58 | 8.66 |
| 6 | Nam Mang 3 SS | **5.81** | 5.75 | 5.71 | 5.69 | 2.83 | 2.82 | 2.81 | 2.81 | 2.82 | 2.83 | 2.84 | 2.86 | 2.88 | 2.91 |
| 7 | Nam Leuk | **5.68** | 5.62 | 5.58 | 5.56 | 5.52 | 5.50 | 5.49 | 5.49 | 5.50 | 5.52 | 5.55 | 5.59 | 5.63 | 5.68 |
| 8 | Vang Vieng SS | **20.78** | 20.56 | 20.42 | 20.35 | 20.21 | 20.12 | 20.08 | 20.08 | 20.12 | 20.19 | 20.30 | 20.43 | 20.60 | 20.80 |
| 9 | Nam Lik 1/2 | **9.29** | 9.20 | 9.14 | 9.10 | 9.04 | 8.99 | 8.97 | 8.98 | 8.99 | 9.03 | 9.08 | 9.14 | 9.22 | 9.30 |
| 10 | Hinheup SS | **15.67** | 15.50 | 15.40 | 15.34 | 15.23 | 15.16 | 15.13 | 15.13 | 15.16 | 15.22 | 15.30 | 15.41 | 15.53 | 15.68 |
| 11 | Kasi SS | **10.19** | 10.09 | 10.02 | 9.98 | 9.91 | 9.86 | 9.84 | 9.84 | 9.86 | 9.90 | 9.95 | 10.02 | 10.10 | 10.20 |
| Add | Nam Mang 3 Extension | | | | | 2.83 | 2.82 | 2.81 | 2.81 | 2.82 | 2.83 | 2.84 | 2.86 | 2.88 | 2.91 |
| VIENTIANE CAPITAL | | **361.69** | **375.96** | **390.82** | **406.29** | **421.94** | **438.16** | **455.04** | **472.60** | **490.88** | **509.85** | **529.52** | **549.99** | **571.29** | **593.45** |
| | | | 3.9% | 4.0% | 4.0% | 3.9% | 3.8% | 3.9% | 3.9% | 3.9% | 3.9% | 3.9% | 3.9% | 3.9% | 3.9% |
| 1 | Phontong SS | **123.39** | 128.26 | 133.33 | 138.61 | 143.95 | 149.48 | 155.24 | 161.23 | 169.32 | 123.10 | 127.84 | 132.78 | 137.93 | 143.28 |
| 2 | Tha Ngon SS | **18.04** | 18.76 | 19.50 | 20.27 | 21.05 | 21.86 | 22.70 | 23.58 | 24.76 | 25.72 | 13.35 | 13.87 | 14.41 | 14.98 |
| 3 | Thanaleng SS | **67.60** | 70.26 | 73.04 | 53.15 | 55.19 | 57.32 | 59.53 | 61.82 | 64.92 | 67.43 | 70.03 | 72.74 | 75.55 | 78.48 |
| 4 | Khoksa ad SS | **34.42** | 35.79 | 37.20 | 38.67 | 40.17 | 41.71 | 43.32 | 44.99 | 23.62 | 24.53 | 25.48 | 26.47 | 27.49 | 28.55 |
| 5 | Naxaythong SS | **25.78** | 26.79 | 27.85 | 20.26 | 21.04 | 21.85 | 22.69 | 23.57 | 24.75 | 25.71 | 26.70 | 27.73 | 28.80 | 29.91 |
| 6 | Donkoi SS | **40.24** | 41.83 | 43.48 | 31.64 | 32.85 | 34.12 | 35.43 | 36.79 | 11.59 | 12.04 | 12.51 | 12.99 | 13.49 | 14.01 |
| 7 | Pakthang SS | **26.44** | 27.48 | 28.57 | 29.70 | 15.42 | 16.01 | 16.63 | 17.27 | 5.44 | 5.65 | 5.87 | 6.10 | 6.34 | 6.59 |
| 8 | Viengkeo (Nongviengkham) SS | **20.54** | 21.35 | 22.19 | 23.07 | 23.96 | 24.88 | 12.92 | 13.41 | 14.08 | 14.62 | 15.19 | 15.78 | 16.39 | 17.02 |
| 9 | Nabong SS | **5.24** | 5.44 | 5.66 | 5.89 | 6.11 | 6.35 | 6.59 | 6.85 | 7.20 | 7.48 | 7.77 | 8.07 | 8.38 | 8.70 |
| U/C | 230kV Dongphosy SS | | | | 22.78 | 23.66 | 24.57 | 25.52 | 26.51 | 27.84 | 28.92 | 30.04 | 31.20 | 32.41 | 33.66 |
| U/C | Na Hai SS | | | | 13.56 | 14.09 | 14.63 | 15.20 | 15.78 | 16.58 | 17.22 | 17.88 | 18.57 | 19.29 | 20.05 |
| U/C | Pia Lat SS | | | | 8.69 | 9.02 | 9.37 | 9.73 | 10.11 | 10.61 | 11.02 | 11.45 | 11.89 | 12.35 | 12.83 |
| MOU | Donkoi Extension | | | | | | | | | 11.59 | 12.04 | 12.51 | 12.99 | 13.49 | 14.01 |
| MOU | Sokpaluang Extension | | | | | | | | | 15.45 | 16.05 | 16.67 | 17.31 | 17.98 | 18.69 |
| MOU | Sissaket Extension | | | | | | | | | 7.26 | 7.54 | 7.83 | 8.13 | 8.44 | 8.77 |
| MOU | Khoksa ad Extension | | | | | | | | | 23.62 | 24.53 | 25.48 | 26.47 | 27.49 | 28.55 |
| MOU | Pakthang Extension | | | | | 15.42 | 16.01 | 16.63 | 17.27 | 18.13 | 18.83 | 19.56 | 20.32 | 21.11 | 21.93 |
| MOU | Viengkeo Extension | | | | | | | 12.92 | 13.41 | 14.08 | 14.62 | 15.19 | 15.78 | 16.39 | 17.02 |
| Add | New 1 SS (From Phontong) | | | | | | | | | | 52.76 | 54.79 | 56.91 | 59.11 | 61.41 |
| Add | Tha Ngon Extension | | | | | | | | | | | 13.35 | 13.87 | 14.41 | 14.98 |
| Province Total | | **503.54** | **517.92** | **533.43** | **550.07** | **566.52** | **583.97** | **602.35** | **621.76** | **642.23** | **663.73** | **686.28** | **710.07** | **735.07** | **761.31** |

出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

## 表 5.3-5 変電所毎のピーク需要電力予想（Central 2）

Unit: MW

| | | year | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **CENTRAL 2** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Province** | **District** | **Station** | | | | | | | | | | | | | | |
| Deviation | | | **0.00** | **0.02** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **-0.03** | **-0.04** | **-0.06** | **-0.06** | **-0.08** | **-0.08** | **-0.09** | **-0.12** | **-0.13** |
| | | | | **5.8%** | **5.9%** | **5.8%** | **5.4%** | **5.4%** | **5.3%** | **5.3%** | **5.2%** | **5.2%** | **5.2%** | **5.1%** | **5.1%** | **5.1%** |
| 1 | | Pakxan SS | **14.82** | 15.69 | 16.61 | 17.57 | 18.52 | 19.51 | 20.53 | 21.61 | 15.92 | 16.74 | 17.61 | 18.51 | 19.45 | 20.44 |
| 2 | | Thasala SS | **2.44** | 2.58 | 2.73 | 2.02 | 2.13 | 2.25 | 2.37 | 2.50 | 2.63 | 2.77 | 2.91 | 3.06 | 3.21 | 3.37 |
| 3 | | Konsong SS | **3.80** | 4.02 | 4.26 | 4.51 | 4.75 | 5.01 | 5.28 | 5.55 | 5.84 | 6.14 | 6.46 | 6.79 | 7.14 | 7.49 |
| 4 | | Thabok SS | **2.38** | 2.51 | 2.66 | 2.81 | 2.96 | 3.12 | 3.29 | 3.46 | 3.64 | 3.82 | 4.02 | 4.23 | 4.45 | 4.68 |
| 5 | | Luk 20 (Pompik) SS | **9.09** | 9.63 | 10.19 | 10.78 | 11.36 | 11.96 | 12.59 | 13.25 | 13.94 | 14.67 | 15.43 | 16.21 | 17.04 | 17.90 |
| 6 | | Phone Ngam SS | **0.00** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| MOU | | Thasi SS | | | | | | | | | 6.82 | 7.18 | 7.55 | 7.94 | 8.34 | 8.77 |
| Plan | | B. Aor SS | | | | 0.87 | 0.92 | 0.97 | 1.02 | 1.07 | 1.13 | 1.19 | 1.25 | 1.31 | 1.38 | 1.45 |
| KHAMMOUAN | | | **91.22** | **94.09** | **97.11** | **100.30** | **103.19** | **106.22** | **109.35** | **112.62** | **116.04** | **119.60** | **123.33** | **127.22** | **131.28** | **135.52** |
| | | | | **3.1%** | **3.2%** | **3.3%** | **2.9%** | **2.9%** | **2.9%** | **3.0%** | **3.0%** | **3.1%** | **3.1%** | **3.2%** | **3.2%** | **3.2%** |
| 1 | | Thakhek SS | **75.36** | 77.73 | 80.23 | 58.01 | 41.77 | 43.00 | 44.27 | 45.59 | 46.97 | 48.40 | 49.91 | 51.49 | 53.13 | 38.39 |
| 2 | | Mahaxai SS | **7.84** | 8.09 | 8.35 | 8.63 | 8.88 | 9.14 | 9.42 | 9.70 | 7.00 | 7.21 | 7.43 | 7.67 | 7.92 | 8.17 |
| 3 | | Nam Theun 2 | **8.01** | 8.26 | 8.52 | 8.80 | 9.06 | 9.32 | 9.60 | 9.89 | 10.19 | 10.51 | 10.84 | 11.18 | 11.54 | 11.91 |
| MOU | | Song Hong SS | | | | 24.86 | 25.57 | 13.16 | 13.55 | 13.96 | 14.38 | 14.83 | 15.29 | 15.77 | 16.27 | 16.80 |
| MOU | | 500 kV Mahaxai SS | | | | | | | | | 2.99 | 3.08 | 3.18 | 3.28 | 3.38 | 3.49 |
| Add | | Thakhek Extension | | | | | 17.90 | 18.43 | 18.97 | 19.53 | 20.13 | 20.74 | 21.38 | 22.05 | 22.76 | 16.45 |
| Add | | Song Hong Extension | | | | | | 13.16 | 13.55 | 13.96 | 14.38 | 14.83 | 15.29 | 15.77 | 16.27 | 16.80 |
| Add | | New 2 SS (from Thakhek) | | | | | | | | | | | | | | 23.51 |
| SAVANNAKHET | | | **67.12** | **71.51** | **76.16** | **81.03** | **85.93** | **91.15** | **96.59** | **102.33** | **108.40** | **114.80** | **121.56** | **128.71** | **136.27** | **144.26** |
| | | | | **6.5%** | **6.5%** | **6.4%** | **6.1%** | **6.1%** | **6.0%** | **5.9%** | **5.9%** | **5.9%** | **5.9%** | **5.9%** | **5.9%** | **5.9%** |
| 1 | | Pakbo SS | **23.14** | 24.66 | 26.26 | 27.94 | 29.63 | 31.43 | 16.65 | 17.63 | 18.68 | 19.78 | 20.94 | 22.18 | 23.48 | 24.86 |
| 2 | | Kengkok SS | **11.83** | 12.61 | 13.43 | 14.29 | 15.15 | 16.06 | 17.02 | 18.02 | 7.64 | 8.09 | 8.57 | 9.08 | 9.61 | 10.18 |
| 3 | | Nongdeun SS | **15.45** | 16.46 | 17.53 | 18.65 | 19.78 | 20.98 | 38.89 | 41.20 | 21.82 | 23.11 | 24.46 | 25.90 | 27.42 | 29.03 |
| 4 | | Muang Phin SS | **6.47** | 6.89 | 7.34 | 7.81 | 8.29 | 6.16 | 6.53 | 6.92 | 7.33 | 7.76 | 8.22 | 8.70 | 9.20 | 9.74 |
| 5 | | Banmat (Seno) SS | **10.23** | 10.89 | 11.60 | 12.34 | 13.09 | 13.88 | 14.71 | 15.59 | 16.51 | 17.48 | 18.51 | 19.59 | 20.75 | 21.96 |
| MOU | | Nong District SS | | | | | | 2.64 | 2.80 | 2.97 | 3.15 | 3.34 | 3.54 | 3.75 | 3.97 | 4.20 |
| MOU | | 500 kV Banmat (Seno) SS | | | | | | | | | 5.73 | 6.07 | 6.43 | 6.81 | 7.21 | 7.63 |
| MOU | | Songkhon SS | | | | | | | | | 5.73 | 6.07 | 6.43 | 6.81 | 7.21 | 7.63 |
| Add | | Nongdeun Extension | | | | | | | | | 21.82 | 23.11 | 24.46 | 25.90 | 27.42 | 29.03 |
| Province Total | | | **190.87** | **200.03** | **209.72** | **219.89** | **229.76** | **240.18** | **251.01** | **262.39** | **274.36** | **286.91** | **300.12** | **313.98** | **328.56** | **343.89** |

出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

## 表 5.3-6 変電所毎のピーク需要電力予想(Southern)

Unit: MW

| Province | District | Station | year | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **SOUTHERN** | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Deviation | | | | **0.00** | **-0.01** | **0.00** | **0.01** | **0.00** | **-0.03** | **-0.08** | **-0.03** | **0.02** | **0.02** | **0.02** | **0.00** | **-0.03** | **-0.06** |
| | | | | | **6.2%** | **6.2%** | **6.2%** | **5.6%** | **5.6%** | **5.6%** | **5.5%** | **5.5%** | **5.5%** | **5.5%** | **5.5%** | **5.5%** | **5.5%** |
| 1 | | Bang yo SS | | **30.59** | 32.48 | 34.49 | 25.64 | 27.08 | 28.59 | 30.18 | 31.85 | 33.62 | 35.47 | 37.42 | 39.47 | 41.63 | 30.74 |
| 2 | | Jiengxai SS | | **12.45** | 13.23 | 14.05 | 14.92 | 11.03 | 11.65 | 12.29 | 12.98 | 13.69 | 14.44 | 15.23 | 16.07 | 16.95 | 17.87 |
| 3 | | Ban Na SS | | **9.19** | 9.76 | 7.26 | 7.71 | 8.14 | 8.60 | 9.07 | 9.58 | 7.07 | 7.46 | 7.87 | 8.30 | 8.76 | 9.24 |
| 4 | | Ban Hat SS | | **17.95** | 19.06 | 20.24 | 21.49 | 22.69 | 23.95 | 25.28 | 26.68 | 28.16 | 29.71 | 31.34 | 33.06 | 24.41 | 25.74 |
| 5 | | Pak Xong SS | | **8.01** | 8.51 | 9.04 | 9.60 | 5.07 | 5.35 | 5.65 | 5.96 | 6.29 | 6.64 | 7.01 | 7.40 | 7.81 | 8.24 |
| U/C | | Ban Lak 25 SS | | | | 3.11 | 3.30 | 3.48 | 3.67 | 3.88 | 4.09 | 4.31 | 4.55 | 4.80 | 5.06 | 5.34 | 5.63 |
| MOU | | Vang Tao SS | | | | | 10.99 | 11.61 | 12.26 | 12.94 | 13.66 | 14.41 | 15.20 | 16.04 | 16.92 | 17.85 | 18.82 |
| MOU | | Pak Xong Extension | | | | | | 5.07 | 5.35 | 5.65 | 5.96 | 6.29 | 6.64 | 7.01 | 7.40 | 7.81 | 8.24 |
| MOU | | Ba Jiang District SS | | | | | | 4.73 | 4.99 | 5.27 | 5.56 | 5.87 | 6.19 | 6.53 | 6.89 | 7.27 | 7.67 |
| MOU | | Don Talad SS | | | | | | | | | | 3.03 | 3.20 | 3.38 | 3.57 | 3.77 | 3.98 |
| Add | | New 3 (From Bang yo) | | | | | | | | | | | | | | | 13.18 |
| Add | | Ban Hat Extension | | | | | | | | | | | | | | 10.46 | 11.04 |
| SARAVAN | | | | **16.68** | **18.11** | **19.60** | **21.21** | **22.83** | **24.58** | **26.44** | **28.44** | **30.59** | **32.89** | **35.37** | **38.07** | **40.97** | **44.10** |
| | | | | | **8.6%** | **8.2%** | **8.2%** | **7.7%** | **7.7%** | **7.6%** | **7.5%** | **7.5%** | **7.5%** | **7.5%** | **7.6%** | **7.6%** | **7.6%** |
| 1 | | Xeset 1 | | **3.58** | 3.89 | 4.21 | 4.56 | 4.91 | 5.29 | 5.68 | 6.12 | 6.58 | 7.07 | 7.60 | 8.18 | 8.80 | 9.48 |
| 2 | | Nathone (Saravan) SS | | **8.91** | 9.67 | 10.47 | 11.33 | 12.19 | 13.13 | 14.12 | 15.19 | 16.33 | 17.56 | 18.89 | 20.34 | 21.89 | 23.56 |
| 3 | | Taothan SS | | **4.19** | 4.55 | 4.92 | 5.32 | 5.73 | 6.16 | 6.63 | 7.13 | 7.68 | 8.26 | 8.88 | 9.55 | 10.28 | 11.07 |
| ATTAPEU | | | | **18.10** | **19.03** | **20.13** | **21.08** | **22.05** | **23.05** | **24.08** | **25.14** | **26.26** | **27.42** | **28.63** | **29.87** | **31.17** | **32.53** |
| | | | | | **5.2%** | **5.7%** | **4.7%** | **4.6%** | **4.5%** | **4.5%** | **4.4%** | **4.4%** | **4.4%** | **4.4%** | **4.3%** | **4.4%** | **4.4%** |
| 1 | | Saphaothong SS | | **18.10** | 19.03 | 20.13 | 14.76 | 15.44 | 16.13 | 16.86 | 17.60 | 12.86 | 13.43 | 14.03 | 14.63 | 15.27 | 15.93 |
| MOU | | Phuvong District SS | | | | | 6.32 | 6.61 | 6.92 | 7.22 | 7.54 | 7.88 | 8.23 | 8.59 | 8.96 | 9.35 | 9.76 |
| MOU | | B. Hat Xan SS | | | | | | | | | | 5.52 | 5.76 | 6.01 | 6.27 | 6.55 | 6.84 |
| XEKONG | | | | **5.09** | **5.52** | **6.09** | **6.60** | **7.08** | **7.60** | **8.17** | **8.79** | **9.44** | **10.13** | **10.88** | **11.66** | **12.49** | **13.37** |
| | | | | | **8.5%** | **10.2%** | **8.4%** | **7.4%** | **7.4%** | **7.5%** | **7.5%** | **7.4%** | **7.4%** | **7.3%** | **7.2%** | **7.0%** | **7.0%** |
| 1 | | Nongbong SS | | **5.09** | 5.52 | 6.09 | 4.62 | 4.95 | 5.31 | 5.71 | 6.14 | 6.60 | 7.08 | 7.60 | 8.14 | 8.73 | 9.34 |
| MOU | | Ban Dakmong Gnai SS | | | | | | | 0.69 | 0.74 | 0.80 | 0.86 | 0.92 | 0.99 | 1.06 | 1.13 | 1.21 |
| MOU | | Dak Choung District SS | | | | | 1.98 | 2.13 | 1.60 | 1.72 | 1.85 | 1.99 | 2.13 | 2.29 | 2.46 | 2.64 | 2.82 |
| Province Total | | | | **118.07** | **125.69** | **134.01** | **142.55** | **150.86** | **159.63** | **168.89** | **178.68** | **189.04** | **199.95** | **211.52** | **223.74** | **236.67** | **250.37** |
| **TOTAL of Whole Country** | | | | **942.6** | **980.4** | **1,021.0** | **1,063.6** | **1,105.2** | **1,149.2** | **1,195.4** | **1,244.1** | **1,295.4** | **1,349.3** | **1,406.2** | **1,466.0** | **1,529.0** | **1,595.4** |

出典：EDL 提供資料を基に調査団作成

### 5.3.3. 大規模な需要家

- EDL による大規模な需要家(115 kV で受電)の最大電力需要の予測を表 5.3-7 と表 5.3-8 に示す。本表は 2018 年 6 月の予想であるが、この予想の後、Luangprabang 県にデータセンター 240 MW が、2019 年から稼働することになり、電源計画、系統計画の検討には、本表の需要に加え、このデータセンターの需要を見込む。

**表 5.3-7 大規模な需要家の最大電力需要予測（北部、中央部 1）**

| | | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Phongsaly | Copper Mining 2 at Yot Ou District | (MW) | | | | | 2.0 | 3.0 | 3.1 | 5.0 | 5.1 | 5.3 | 5.4 | 6.0 | 6.2 | 6.3 | 6.5 | 8.0 | 8.2 |
| Bokeo | Dokngiewkham | (MW) | | | | | | 2.0 | 3.0 | 5.0 | 5.1 | 5.3 | 7.0 | 7.2 | 7.4 | 15.0 | 15.4 | 15.8 | 16.2 |
| Luangnamtha | Economic Spicial Zone (Boten) | (MW) | | | | | | 2.0 | 2.1 | 2.1 | 2.2 | 5.0 | 5.1 | 5.3 | 5.4 | 7.0 | 7.2 | 7.4 | 7.5 |
| Luangnamtha | Railway station | (MW) | | | | | | | | 2.4 | 2.6 | 3.0 | 3.6 | 4.2 | 5.4 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 |
| Oudomxai | Railway station | (MW) | | | | | | | | 2.4 | 3.8 | 5.8 | 7.2 | 8.2 | 9.6 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 |
| Oudomxai | Na Mo Industry Zone | (MW) | | | | | | - | 3.0 | 3.1 | 3.2 | 3.2 | 5.0 | 5.1 | 7.0 | 7.2 | 7.4 | 7.5 | 7.7 |
| Luangprabang | Chomphet town development plan | (MW) | 1.2 | 1.3 | 1.3 | 1.4 | 1.5 | 1.5 | 1.6 | 1.7 | 1.8 | 1.9 | 2.0 | 2.5 | 3.0 | 3.5 | 4.0 | 4.0 | 4.0 |
| Luangprabang | Railway station | (MW) | | | | | | | | 2.4 | 3.8 | 5.8 | 7.2 | 8.2 | 9.6 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 |
| Luangprabang | Gold Mining at Phapon Village, Pak Ou District | (MW) | | | | 2.0 | 3.0 | 4.0 | 4.1 | 4.2 | 5.0 | 5.1 | 5.3 | 5.4 | 7.0 | 7.2 | 7.4 | 7.5 | 7.7 |
| Luangprabang | Total Load during Construction of Hydro Power Plants | (MW) | | | 10.0 | 12.0 | 12.3 | 12.6 | 12.9 | 13.2 | 15.0 | 15.4 | 15.4 | 17.0 | 20.0 | 25.0 | 25.0 | 25.0 | 25.0 |
| Sayabouly | Copper Mining at Pang Kham Village, Paklay District | (MW) | | | | | 2.0 | 3.0 | 3.1 | 4.5 | 5.0 | 5.1 | 5.3 | 5.4 | 8.0 | 8.2 | 8.4 | 8.6 | 8.8 |
| Sayabouly | Total Load during Construction of Hydro Power Plants | (MW) | 6.1 | 6.7 | 6.9 | 6.8 | | | | | | | | | | | | | |
| Houaphan | Gold Mining at Phiangum District | (MW) | | | | | 3.0 | 4.0 | 6.0 | 8.0 | 10.0 | 12.0 | 14.0 | 16.0 | 18.0 | 20.0 | 22.0 | 24.0 | 26.0 |
| XiengKhuang | Silicon factory. At Xai village. Pukuad District (Max Green lao company) | (MW) | | | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 12.0 | 15.0 | 20.0 | 25.0 | 30.0 | 35.0 | 40.0 | 45.0 | 50.0 | 55.0 | 55.0 |
| XiengKhuang | Silicon factory. At Nahor village. Khouan District (Phongsapthavy company) | (MW) | | | | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 12.0 | 15.0 | 20.0 | 25.0 | 30.0 | 35.0 | 40.0 | 45.0 | 50.0 | 50.0 |
| Saysomboun | Phubia Gold/copper Mining, PouKham Village, AnouVong District, Sayxomboun Provice, (Existing 115KV at Thongkhuan Substation) | (MW) | 56.9 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 | 60.3 |
| Viengtiane Province | Houaysai Gold/copper Mining, Na Mon Village, Vangvieng District (Existing, 115KV at Vangvieng Substation) | (MW) | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 | 18.2 |
| Viengtiane Province | Cement Factory No.3 at PhonSu Village, Vangvieng Dist (Existing, 115 KV at Vangvieng Substation) | (MW) | 6.6 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.3 | 13.7 |
| Viengtiane Province | Cement Factory at Hinheup Village | (MW) | | | 10.0 | 15.0 | 20.0 | 25.0 | 27.0 | 30.0 | 35.0 | 40.0 | 40.0 | 40.0 | 40.0 | 40.0 | 40.0 | 40.0 | 40.0 |
| Viengtiane Province | NongKhon Specific Economic Zone ( Industries Zone) at Phonehong District, (Plan, 115KV at F1, 49 Substation) | (MW) | | | | | | | | 3.0 | 5.0 | 6.0 | 7.0 | 8.0 | 8.2 | 8.4 | 8.6 | 8.8 | 10.0 |
| Viengtiane Province | Gold/Copper Mining at Maipakphoun Village, Sanakham District, (F2 Nonhai Substation) | (MW) | | | | | | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 10.0 | 15.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 |
| Viengtiane Province | Railway station | (MW) | | | | | | | | 6.0 | 9.6 | 12.0 | 14.4 | 16.8 | 19.2 | 21.6 | 21.6 | 21.6 | 21.6 |
| Vientiane Capital | Kea Potash Factory at Thongmang Village, Saythany District, (Existing 115KV, NamMang 3-Khoksaat Substation) | (MW) | 2.2 | 2.4 | 2.6 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.1 | 3.2 |
| Vientiane Capital | Vientian Industrial and Trad Area (VITA PARK), NolThong village , Xaythany District, (22KV, KhokSaat Substation) | (MW) | 1.6 | 1.9 | 2.0 | 3.5 | 5.0 | 6.5 | 8.0 | 9.5 | 11.0 | 12.5 | 14.0 | 15.5 | 17.0 | 18.5 | 20.0 | 65.0 | 70.0 |
| Vientiane Capital | EZC Vientiane Nelamit at DongPhoXee Village, Hatxaifong District | (MW) | | | | 2.0 | 4.0 | 6.0 | 8.0 | 10.0 | 10.3 | 10.5 | 10.8 | 11.0 | 11.3 | 11.6 | 11.9 | 12.2 | 12.5 |
| Vientiane Capital | Thatluang Lake Natural and Cultural Tourism Specific Economic Zone at ThatLuang Village, Sayshettha District, (Plan) | (MW) | | | 1.0 | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 9.2 | 9.5 | 9.7 | 15.0 | 20.0 | 30.0 | 30.8 | 31.5 | 32.3 | 33.1 |
| Vientiane Capital | Saysettha Development Zone at Nano village, Saythany District | (MW) | | | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 8.0 | 9.0 | 10.0 | 15.0 | 20.0 | 25.0 | 30.0 | 50.0 | 50.0 | 50.0 | 70.0 | 70.0 |
| Vientiane Capital | Nongchan World Trad Center at Ban Fai, Chanthabuly District | (MW) | | | | 2.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 9.2 | 9.5 | 9.7 | 9.9 | 10.2 | 10.4 | 10.7 | 11.0 | 11.2 | 11.5 |
| Vientiane Capital | Long- Thanh Vientiane EZC at Dongphosy, Hatxaifont District, (Existing 22KV, MSS 6.2 at Thanaleng Substation) | (MW) | | | | 2.0 | 4.0 | 8.0 | 10.0 | 15.0 | 20.0 | 25.0 | 30.0 | 35.0 | 40.0 | 60.0 | 60.0 | 70.0 | 70.0 |
| Vientiane Capital | DoneChan development Zone at , Chanthabuly District | (MW) | | | | 2.0 | 2.1 | 2.1 | 3.0 | 3.1 | 3.2 | 3.2 | 5.0 | 5.1 | 5.3 | 5.4 | 5.5 | 5.7 | 5.8 |
| Vientiane Capital | Railway station | (MW) | | | | | | | | 2.4 | 2.9 | 4.8 | 7.2 | 8.4 | 9.6 | 10.8 | 10.8 | 10.8 | 10.8 |

出典：EDL

## 表 5.3-8 大規模な需要家の最大電力需要予測（中央部 2、南部）

| Province | Name | Unit | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Bolikhamxai | Nagadok gold mining, at Lak 20 | (MW) | 44.9 | 50.7 | 53.2 | 55.9 | 58.7 | 61.6 | 64.7 | 67.9 | 71.3 | 74.9 | 78.7 | 82.6 | 86.7 | 91.1 | 98.6 | 110.0 | 120.0 |
| Bolikhamxai | Cement Factory, Lanchang Conpany at KhounNguen Village, Khounkham district | (MW) | 7.3 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.4 | 15.8 |
| Bolikhamxai | No.1 Iron melting factory, at Phonsi Village PakXan District (sinhouang) will construct 115KV, TR (63MVAx3+40MVAX1) | (MW) | | | | | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 12.0 | 15.0 | 20.0 | 25.0 | 25.6 | 26.3 | 26.9 | 27.6 | 28.3 |
| Khammouane | Lao Kai Yuan Potassium at Nam Ma LatVillage, Thakhek District, (Exisiting, 22KV at FD 9&FD 10 Thakek Substation) | (MW) | | | | | | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 12.0 | 15.0 | 20.0 | 20.5 | 21.0 | 21.5 | 22.1 | 22.6 |
| Khammouane | Cement Factory at Nakham Village, Mahaxay District, (Existing 115KV, at Mahaxay-Thakek Line ) | (MW) | 17.4 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 20.0 | 20.0 |
| Khammouane | Phonesack Cement Company Linited (PSCC) at Ban Tham Village in Gnommalath district | (MW) | | | | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 12.0 | 16.0 | 18.0 | 20.0 | 20.5 | 21.0 | 21.5 | 22.1 | 22.6 | 23.2 |
| Khammouane | Cement Factory, Lao Pattana Xangkham Conpany at PhonKham-Namdik Village, Hinboun district | (MW) | | | | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 10.0 | 15.0 | 20.0 | 25.0 | 25.6 | 26.3 | 26.9 | 27.6 | 28.3 | 29.0 |
| Khammouane | Khammuan Cement Lao (KCL) at Ban Phova, Mahaxai distict | (MW) | | | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 15.0 | 17.0 | 20.0 | 20.5 | 21.0 | 21.5 | 22.1 | 22.6 | 23.2 | 23.8 | 24.4 |
| Khammouane | Economic Spacial Zone Phoukyo | (MW) | | | | | | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 12.0 | 12.3 | 12.6 | 12.9 | 13.2 | 13.6 | 13.9 | 14.3 |
| Khammouane | Thakhek Specific Economic Zone | (MW) | | | | | 3.0 | 5.0 | 8.0 | 10.0 | 10.3 | 10.5 | 10.8 | 15.0 | 15.4 | 15.8 | 16.2 | 16.6 | 17.0 |
| Savannakhet | Xepon Gold/Copper Mining at NaLum, Vilabury District, (Existing 115KV, at Mahaxay Substation) | (MW) | 35.0 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 | 39.3 |
| Savannakhet | Savan-Seno Economic Spacial Zone (Zone A) | (MW) | | | | | 2.0 | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 9.2 | 9.5 | 9.7 | 9.9 | 10.2 | 10.4 | 10.7 | 11.0 |
| Savannakhet | Savan-Seno Economic Spacial Zone (Zone B) | (MW) | | | | 2.0 | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 12.0 | 12.3 | 12.6 | 12.9 | 13.2 | 13.6 | 13.9 | 14.3 | 14.6 |
| Savannakhet | Savan-Seno Economic Spacial Zone (Zone C) | (MW) | | | 2.0 | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 12.0 | 15.0 | 15.4 | 15.8 | 16.2 | 16.6 | 17.0 | 17.4 | 17.8 | 18.3 |
| Savannakhet | Savan-Seno Economic Spacial Zone (Zone D) | (MW) | | | | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 |
| Savannakhet | Savan-Seno Economic Spacial Zone (Zone E) | (MW) | | | | 2.0 | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 9.2 | 9.5 | 9.7 | 9.9 | 10.2 | 10.4 | 10.7 | 11.0 | 11.2 |
| Champasak | Specific Economic Zone Vang Tao, Ban Vang Tao, PholThong Dist | (MW) | | | | 3.0 | 3.1 | 3.2 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 10.0 | 13.0 | 15.0 | 17.0 | 20.0 | 20.5 | 25.0 | 25.6 |
| Champasak | Mahanaty Siphandon Special Economic Zone | (MW) | | | | | 2.0 | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 12.0 | 12.3 | 12.6 | 12.9 | 13.2 | 13.6 | 13.9 | 14.3 |
| Saravanh | Phonesack Ligmite at Tongxa village Ta-oi District | (MW) | | | | | | | 2.0 | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 10.0 | 14.0 | 15.0 | 15.4 | 15.8 | 16.2 | 16.6 |
| Sekong | | (MW) | | | | | | | 3.0 | 5.0 | 7.0 | 9.0 | 12.0 | 15.0 | 15.4 | 15.8 | 16.2 | 22.0 | 22.6 |
| Attapeu | Industries Zone at Km18 | (MW) | | | | | | 3.0 | 5.0 | 10.0 | 12.0 | 15.0 | 15.5 | 20.0 | 25.0 | 25.6 | 26.3 | 26.9 | 27.6 |
| Attapeu | Hong Ang Ya lai Sugar factory at Palai village, PhouVong District, (Existng 115KV, at SaphaoThong Substation) | (MW) | 2.8 | 1.8 | 1.9 | 2.0 | 2.1 | 2.2 | 2.3 | 2.4 | 2.5 | 2.7 | 2.8 | 2.9 | 3.1 | 3.2 | 3.4 | 3.4 | 3.4 |

出典：EDL

# 第 6 章 近隣国の電力開発計画、需要想定、及び電力融通

## 6.1. タイの電力開発計画

### 6.1.1. 電力開発計画の策定状況

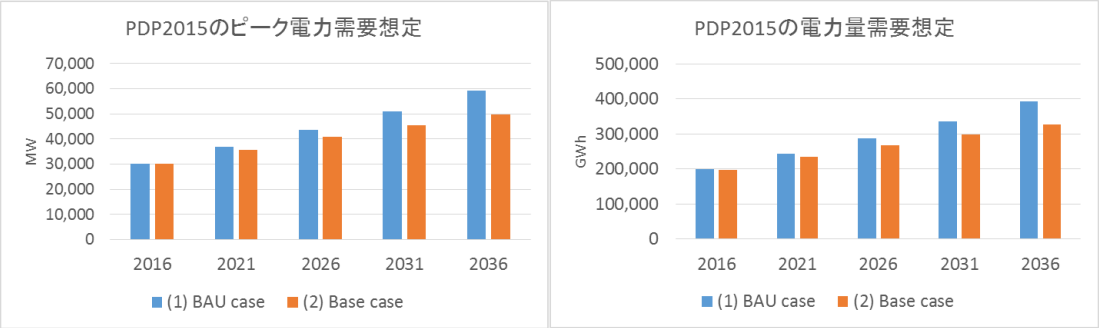
タイの電力開発計画(Power Development Plan(PDP))は、Ministry of Energy(MOE), Energy Policy and Planning Office(EPPO)によって策定され、内閣によって承認される。2015 年 6 月に PDP2015 が制定された。2016 年、2017 年には策定されておらず、タイ首相が委員長を務めるタイ国会エネルギー政策委員会（NESDB）で、2018 年 2 月に新しい PDP が承認された。2018 年 5 月に、正式に内閣によって新しい PDP が承認された。以下、主に PDP2015 に示された計画について記載し、最終節にて、PDP2018 の概要を記載する。

### 6.1.2. タイの需要想定

PDP2015 における需要想定は、通常の需要想定(Business as Usual)と、エネルギー効率化計画(EEDP)が織り込まれたケース(Base Case)の 2 つのケースを想定しており、後者は、前者より 9,645 MW、67,216 GWh 少ない。

エネルギー効率化計画(EEDP)では、エネルギー価格の調整、省エネのインセンティブ付与、省エネ目標の義務化、省エネ基準の設定などによって、削減される電力使用量を想定している。PDP2015 では、エネルギー効率化計画(EEDP)が織り込まれたベースケースを、需要想定としている。

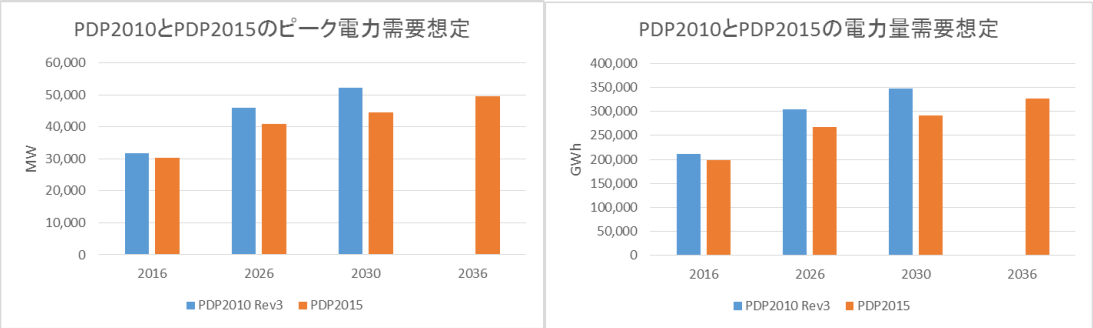
ベースケースでは、ピーク需要を 2016 年で 30,218 MW、2036 年で 49,655 MW と想定している。電力量需要は、2016 年で 197,891 GWh、2036 年で 326,119 GWh と想定している。




出典：PDP2015, Thailand

**図 6.1-1 通常の需要想定(Business as Usual)と、エネルギー効率化計画(EEDP)が織り込まれたケース(Base Case)の需要想定の比較**

PDP2010、及び PDP2015 における需要想定を図 6.1-2 に示す。PDP2015 の需要想定では、2014 年から 2036 年までの年平均の伸び率は、2.67%であった。PDP2010 では、2030 年のピーク需要を 52,256 MW と想定していたが、PDP2015 では、7,832 MW 低く、44,424 MW であった。




出典：PDP2010, 2015, Thailand

**図 6.1-2 タイのピーク需要想定の比較**

2017 年 11 月の EGAT からの情報によれば、改定中の PDP における需要想定値は、さらに低下する見込みとのことである。

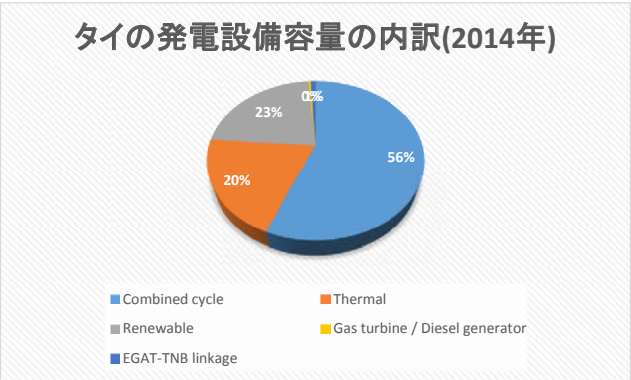
### 6.1.3. タイの電源計画

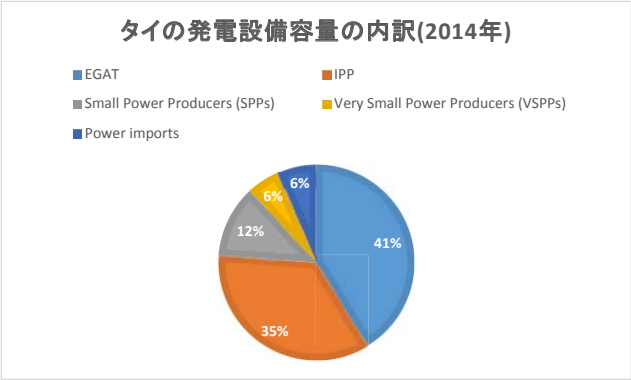
2014 年 12 月の発電設備容量は、37,612 MW である。EGAT と IPP がそれぞれ 41%、35%を占め、残りは、Small Power Producer、Very Small Power Producer と呼ばれる小口の発電事業者、及び電力輸入である。発電種類別では、コンバインドサイクルが、56%と多く、以下、蒸気タービンを使用する通常の火力が 20%、水力、太陽光などの再生可能エネルギーが、23%を占める。

**表 6.1-1 タイの発電設備容量（2014 年 12 月）**

| 形態別 | | 発電種類別 | |
|---|---|---|---|
| 形態 | 発電設備容量 | 種類 | 発電設備容量 |
| EGAT | 15,482 MW | Combined cycle | 21,145 MW |
| IPP | 13,167 MW | Thermal | 7,538 MW |
| Small Power Producers (SPPs) | 4,530 MW | Renewable | 8,476 MW |
| Very Small Power Producers (VSPPs) | 2,029 MW | Gas turbine / Diesel generator | 153 MW |
| Power imports | 2,404 MW | EGAT-TNB linkage | 300 MW |
| 合計 | 37,612 MW | 合計 | 37,612 MW |

出典:PDP2015, Thailand




出典：PDP2015, Thailand

**図 6.1-3 タイの発電設備容量の内訳（2014 年 12 月）**

2015 年、2016 年の発電設備容量の燃料種別の内訳を表 6.1-2 に示す。2016 年では天然ガ

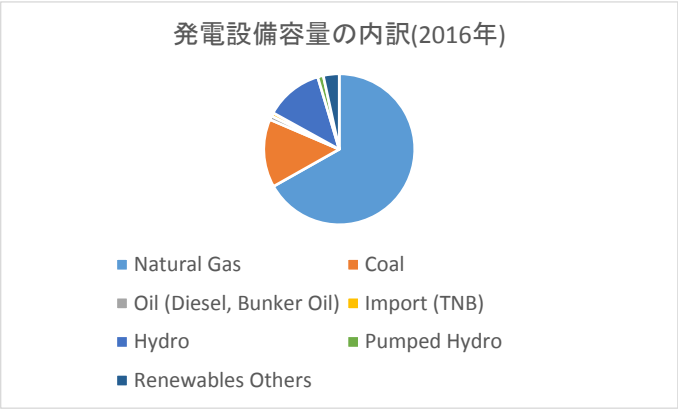
ス火力が 67%、石炭が 15%、水力、揚水が 14%であった。ラオスからタイへの IPP による発電は、発電所から EGAT 系統に直結した専用送電線によって送電するため、石炭、及び水力にカウントされている。

**表 6.1-2 2015 年、2016 年の発電設備容量**

（単位:MW）

| | 2015 | | 2016 | |
|---|---|---|---|---|
| Natural Gas | 25,921.20 | 66.4% | 27,581.00 | 66.8% |
| Coal | 5,546.00 | 14.2% | 6,037.00 | 14.6% |
| Oil (Diesel, Bunker Oil) | 349.90 | 0.9% | 349.90 | 0.8% |
| Import (TNB) | 300.00 | 0.8% | 300.00 | 0.7% |
| Hydro | 5,100.98 | 13.1% | 5,104.98 | 12.4% |
| Pumped Hydro | 500.00 | 1.3% | 500.00 | 1.2% |
| Renewables Others | 1,305.37 | 3.3% | 1,403.37 | 3.4% |
| Total | 39,023.45 | 100.0% | 41,276.25 | 100.0% |

出典:RPTCC23 カントリーレポート，2017 年 12 月




出典:RPTCC23 カントリーレポート，2017 年 12 月

**図 6.1-4 2016 年の発電設備容量の構成**

PDP2015 の電源計画は以下の方針により策定されている。

● 地域ごとの供給信頼度の向上

● 燃料の多様化
- 天然ガス火力発電の減少
- クリーン石炭技術を使用した石炭火力の開発
- 再生可能エネルギーの奨励
- 原子力発電（最終年度に置く）

● 電源予備率は、ピーク需要の 15%を下回らないこと

● IPP、SPP は、既存の契約（PPA）を維持。契約期限がくる SPP は、需要の大きな工業団地などに、供給しているものについては、契約を更新する。

タイでは、発電電力量に占める再生可能エネルギー発電の割合を現状の 8%から、2036 年

に、20%まで増やすことを目標にしている。再生可能エネルギーの計画設備容量を表 6.1-3 に示す。太陽光、バイオマスの比率が比較的大きい。

**表 6.1-3 再生可能エネルギーの計画設備容量**

（単位：MW）

| Year | Solar | Wind | Hydro | Waste | Biomass | Biogas | Energy Crops | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2016 | 3,390 | 66 | 70 | 100 | 337 | 1,842 | - | 5,805 |
| 2021 | 3,816 | 118 | 80 | 141 | 411 | 2,956 | 24 | 7,547 |
| 2026 | 4,237 | 224 | 115 | 264 | 491 | 3,687 | 259 | 9,279 |
| 2031 | 4,741 | 401 | 137 | 311 | 552 | 4,347 | 363 | 10,852 |
| 2036 | 5,262 | 1,069 | 168 | 321 | 600 | 5,050 | 630 | 13,100 |

出典：PDP2015, Thailand

主な電源の計画を以下に示す。火力発電所の計画は、建設中、既契約、及び既存火力のリプレースの分しかなく、新規の計画は織り込まれていない。ラオスからは、EGAT と PPA を結んでいる Hong Sa Lignite、Xayaburi、Xepian、Nam Ngiep1 が計画されている。新規の VSPP の再生可能エネルギーは、ホームソーラーが大部分を占める。

- 南部の石炭火力：Krabi Coal (800 MW), Thepa Coal (2,000 MW)
- South Bangkok 火力発電所、Bangkok 火力発電所、Wan Noi コンバインドサイクル発電所のリプレース
  - South Bangkok(1,300 MW + 1,300 MW)
  - Bangkok(1,300 MW)
  - Wan Noi(1,300 MW +1,300 MW)
- EGAT と契約済（PPA）の 7 つの新規 IPP(8,070 MW)
- 既に EGAT と契約している新規に設置される SPP
  - コジェネ：41 か所 3,660 MW
  - コジェネ増設：25 か所 424 MW
  - 再生可能エネルギー：1,828 MW
- AEDP の計画による新規の VSPP
  - 再生可能エネルギー（大部分ホームソーラー）： 9,735.6 MW
  - コジェネ：34.6 MW
- EGAT と契約済（PPA）の近隣諸国からの電力購入（すべてラオスから）
  - Hong Sa Lignite 3 x491 MW
  - Xayaburi 1,220 MW
  - Xepian 354 MW
  - Nam Ngiep1 269 MW

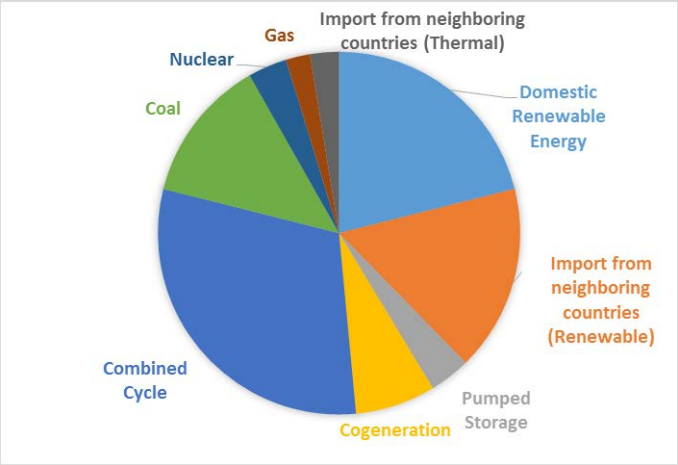
2015 年から 2036 年の新設電源の合計設備容量は、57,459 MW である。燃料別の内訳では、表 6.1-4 に示すように、コンバインドサイクル発電が、17,478 MW で、全体の 25%を占める。国内の再生可能エネルギーは 17%である。なお、近隣諸国からの水力発電の電力の輸入は、再生可能エネルギーに分類され、全体の 14%を占める。近隣諸国からの輸入の火力

分 1,473 MW は、ラオスの Hong Sa Lignite である。揚水発電所は、一般的には、負荷平準化、再生可能エネルギーの出力変動への対応のために設置される。原資としては、通常、軽負荷時などでも、出力を変化させにくい石炭火力などの電源が考えられる。

**表 6.1-4 2015 年から 2036 年の新設電源の燃料別内訳**

| | | | |
|---|---|---|---|
| 再生可能エネルギー | 21,648 MW | | |
| --国内の再生可能エネルギー | 12,105 MW | | 17% |
| --近隣諸国からの輸入 | 9,543 MW | | 14% |
| 揚水発電 | 2,101 MW | | 3% |
| コジェネ | 4,119 MW | | 6% |
| コンバインドサイクル | 17,478 MW | | 25% |
| 火力発電 | 12,113 MW | | 17% |
| 石炭 | 7,390 MW | | 11% |
| 原子力 | 2,000 MW | | 3% |
| ガス | 1,250 MW | | 2% |
| 近隣諸国からの輸入(火力) | 1,473 MW | | 2% |
| 合計 | 57,459 MW | | 17% |

出典：PDP2015, Thailand




出典：PDP2015, Thailand

**図 6.1-5 2015 年から 2036 年の新設電源の燃料別内訳**

また、2015 年から 2036 年にかけて、24,736 MW の電源を廃止する計画がある。この結果、表 6.1-5 に示すように 2036 年の発電設備容量は、70,335 MW となる。

**表 6.1-5 2036 年の発電設備容量**

| | |
|---|---|
| 2014 年の電源 | 37,612 MW |
| 2015 年から 2036 年の新設電源 | 57,459 MW |
| 2015 年から 2036 年の廃止電源 | -24,736 MW |
| 2036 年の発電設備容量 | 70,335 MW |

出典：PDP2015, Thailand

現在、改定中の PDP では、再生可能エネルギー、ミニグリッドの開発による電力供給に重点が置かれる見込みである。したがって、基幹電力系統を通じて供給を行う大規模な電源の計画は、減る見通しである。

## 表 6.1-6 PDP2015 の電源計画(2015-2020)

| Year | Projects | | | | Fuel Types | Contract Capacity (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2014 | Total Contract Capacity as of December 2014 | | | | | 37,612 |
| 2015 | VSPP | | | 2,377 | - | |
| | SPP | | | 988 | - | |
| | Gulf JP UT CC #1-2 (Jun, Dec) | 2 | x | 800 | Gas | |
| | Kwae Noi Dam #1-2 | 2 | x | 15 | Hydro | |
| | Thap Sakae Solar Cell | | | 5 | Solar | |
| | Khun Dan Prakarnchon Dam | | | 10 | Hydro | |
| | Pasak Jolasid Dam | | | 6.7 | Hydro | |
| | Mae Klong Dam #1-2 | 2 | x | 6 | Hydro | |
| | Lao PDR (Hong Sa) TH #1-2 (Jun, Nov) | 2 | x | 491 | Lignite | 43,623 |
| 2016 | Retirement of Khanom TH #2 (Jun) | | | -70.2 | Gas/Oil | |
| | Retirement of Khanom CC #1 (Jul) | | | -678 | Gas | |
| | VSPP | | | 271 | - | |
| | SPP | | | 1,240 | - | |
| | North Bangkok CC #2 (Jan) | | | 848.3 | Gas | |
| | Khanom Replacement CC #1 (Jul) | | | 930 | Gas | |
| | National Power Supply TH #1-2 (Nov) | | | 270 | Coal | |
| | Bang Lang Dam (Refurbish) | | | 12 | Hydro | |
| | Sirindhorn Dam Solar Cell | | | 0.3 | Solar | |
| | EGAT Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | Lao PDR (Hong Sa) TH #3 (Mar) | | | 491 | Lignite | 46,947 |
| 2017 | Retirement of Bang Pakong CC #3 (Jan) | | | -314 | Gas | |
| | Retirement of SPP | | | -180 | - | |
| | VSPP | | | 283 | - | |
| | SPP | | | 1,929 | - | |
| | National Power Supply TH #3-4 (Mar) | | | 270 | Coal | |
| | Kiew Kormah Dam | | | 5.5 | Hydro | |
| | Lam Ta Khong Wind Turbine Phase2 | | | 24 | Wind | 48,965 |
| 2018 | Retirement of Bang Pakong CC #4 (Jan) | | | -314 | Gas | |
| | Retirement of Mae Moh TH #4-7 (Nov) | | | -560 | Lignite | |
| | Retirement of SPP | | | -42 | - | |
| | VSPP | | | 288 | - | |
| | SPP | | | 733 | - | |
| | Lam Ta Khong Pumped Storage #3-4 (Feb) | 2 | x | 250 | Hydro | |
| | Replacement of Mae Moh TH #4-7 (Nov) | | | 600 | Lignite | |
| | Klong Tron Dam | | | 2.5 | Hydro | |
| | Chulabhorn Dam Hydropower | | | 1.3 | Hydro | |
| | EGAT Biomass | | | 4 | Biomass | |
| | EGAT Biogas | | | 5 | Energy Crop | |
| | EGAT Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | Mae Moh Solar Cell | | | 1 | Solar | |
| | Krabi Power Plant Solar Cell | | | 2 | Solar | 50,196 |
| 2019 | Retirement of Wang Noi CC #1 2 (Jan) | | | -1,224 | Gas | |
| | Retirement of SPP | | | -185 | - | |
| | VSPP | | | 330 | - | |
| | SPP | | | 532 | - | |
| | Replacement of Bang Pakong TH #1 2 (Apr) | | | 1,300 | Gas | |
| | Replacement of South Bangkok TH #1-5 (Apr) | | | 1,300 | Gas | |
| | Krabi Coal-Fired TH #1 (Dec) | | | 800 | Coal | |
| | Huai Ped Solar Cell | | | 2 | Solar | |
| | Ban Chan Day Hydropower | | | 18 | Hydro | |
| | Napier Grass (Prachuabkirikhan) | | | 4 | Energy Crop | |
| | Phuket Wind Turbine | | | 4 | Wind | |
| | Lao PDR (Xe-Pian) (Feb) | | | 354 | Hydro | |
| | Lao PDR (Nam Nguep 1) (Jul) | | | 269 | Hydro | |
| | Lao PDR (Xaiaburi) (Oct) | | | 1,220 | Hydro | 54,921 |
| 2020 | Retirement of South Bangkok CC #1 (Jan) | | | -316 | Gas | |
| | Retirement of Tri Energy Power Plant (Jun) | | | -700 | Gas | |
| | Retirement of SPP | | | -242 | - | |
| | VSPP | | | *358* | - | |
| | SPP | | | 72 | - | |
| | Pha Chuk Dam | | | 14 | Hydro | |
| | Nam Phung Dam Solar Cell | | | 2 | Solar | |
| | EGAT Blogas | | | 5 | Energy Crop | |
| | EGAT Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | Huai Sai Solar Cell | | | 2 | Solar | |
| | Mukdahan2 Substation Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | EGAT Wind Turbine | | | 5 | Wind | 54,141 |

| Year | Projects | | | | Fuel Types | Contract Capacity (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2021 | Retirement of SPP | | | -213 | - | |
| | VSPP | | | 280 | - | |
| | SPP | | | 228 | - | |
| | Gulf SRC CC #1-2 (Mar, Oct) | | | 1250 | Gas | |
| | Thepa Coal-Fired TH #1 | | | 1000 | Coal | |
| | Lam Ta Khong Hydropower | | | 1.5 | Hydro | |
| | Chaiyaphum2 Substation Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | Surindhom Dam Solar Cell | | | 2 | Solar | |
| | EGAT Wind Turbine | | | 2 | Wind | 56,701 |
| 2022 | Retirement of Mae Moh TH #8-9 (Jan) | | | -540 | Lignite | |
| | Retirement of South Bangkok CC #2 (Jan) | | | -562 | Gas | |
| | Retirement of SPP | | | -150 | - | |
| | VAPP | | | 277 | - | |
| | SPP | | | 30 | - | |
| | Gulf SRC CC #3-4 (Mar, Oct) | | | 1,250 | Gas | |
| | Replacement of Mae Moh TH #8-9 | | | 450 | Lignite | |
| | Replace,emy of South Bangkok CC #1-2 | | | 1,300 | Gas | |
| | Lam Pao Dam | | | 1 | Hydro | |
| | Yaso Thom - Phanom Prai Hydropower | | | 4 | Hydro | |
| | EGAT Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | Nam Pong Power Plant Solar Cell | | | 2 | Solar | |
| | Sirindhom Dam Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | EGAT Wind Turbine | | | 5 | Wind | 58,788 |
| 2023 | Retirement of Wang Noi CC #3 (Jan) | | | -686 | Gas | |
| | Retirement of EPEC (Mar) | | | -350 | Gas | |
| | Retirement of SPP | | | -41 | - | |
| | VSPP | | | 208 | - | |
| | SPP | | | 8 | - | |
| | Gulf PD CC #1-2 (Mar, Oct) | | | 1,250 | Gas | |
| | Replacement of Wang Noi CC #1-2 | | | 1,300 | Gas | |
| | Pranburi Dam | | | 1.5 | Hydro | |
| | Mahasarakam Hydropower | | | 3 | Hydor | |
| | Buriram Substation Solar Cell | | | 2 | Solar | |
| | South Khao Yai Thiang Wind Turbine | | | 50 | Wind | 60,533 |
| 2024 | Retirement of SPP | | | -680 | - | |
| | VSPP | | | 420 | - | |
| | SPP | | | 126 | - | |
| | Gulf PD CC #3-4 (Mar, Oct) | | | 1,250 | Gas | |
| | Thepa Coal-Fired TH #2 | | | 1,000 | Coal | |
| | Praya Man Hydropower | | | 2 | Hydro | |
| | Thart Noi Hydropower | | | 2 | Hydro | |
| | EGAT Biogas | | | 5 | Energy Crop | |
| | Lam Ta Plern Dam | | | 1.2 | Hydro | |
| | Thatako Solar Cell | | | 2 | Solar | 62,261 |
| 2025 | Retirement of Mae Moh TH #10-13 (Jan) | | | -1,080 | Lignite | |
| | Retirement of Nam Pong CC #1-2 (Jan) | | | -650 | Gas | |
| | Retirement of Global Power Energy (Aug) | | | -700 | Gas | |
| | Retirement of Ratchaburi TH #1-2 (Oct) | | | -1,440 | Gas/Oil | |
| | Retirement of SPP | | | -236 | - | |
| | VSPP | | | 490 | - | |
| | SPP | | | 36 | - | |
| | Replacement of Wang Noi CC #3 | | | 1,300 | Gas | |
| | Chonnabot Hydropower | | | 1.5 | Hydro | |
| | Ubonrat Dam Solar Cell | | | 2 | Solar | |
| | Bangpakong Hydropower | | | 2 | Hydro | |
| | EGAT Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | Nam Phung Dam Solar Cell | | | 2 | Solar | |
| | EGAT Wind Turbine | | | 5 | Wind | 60,403 |

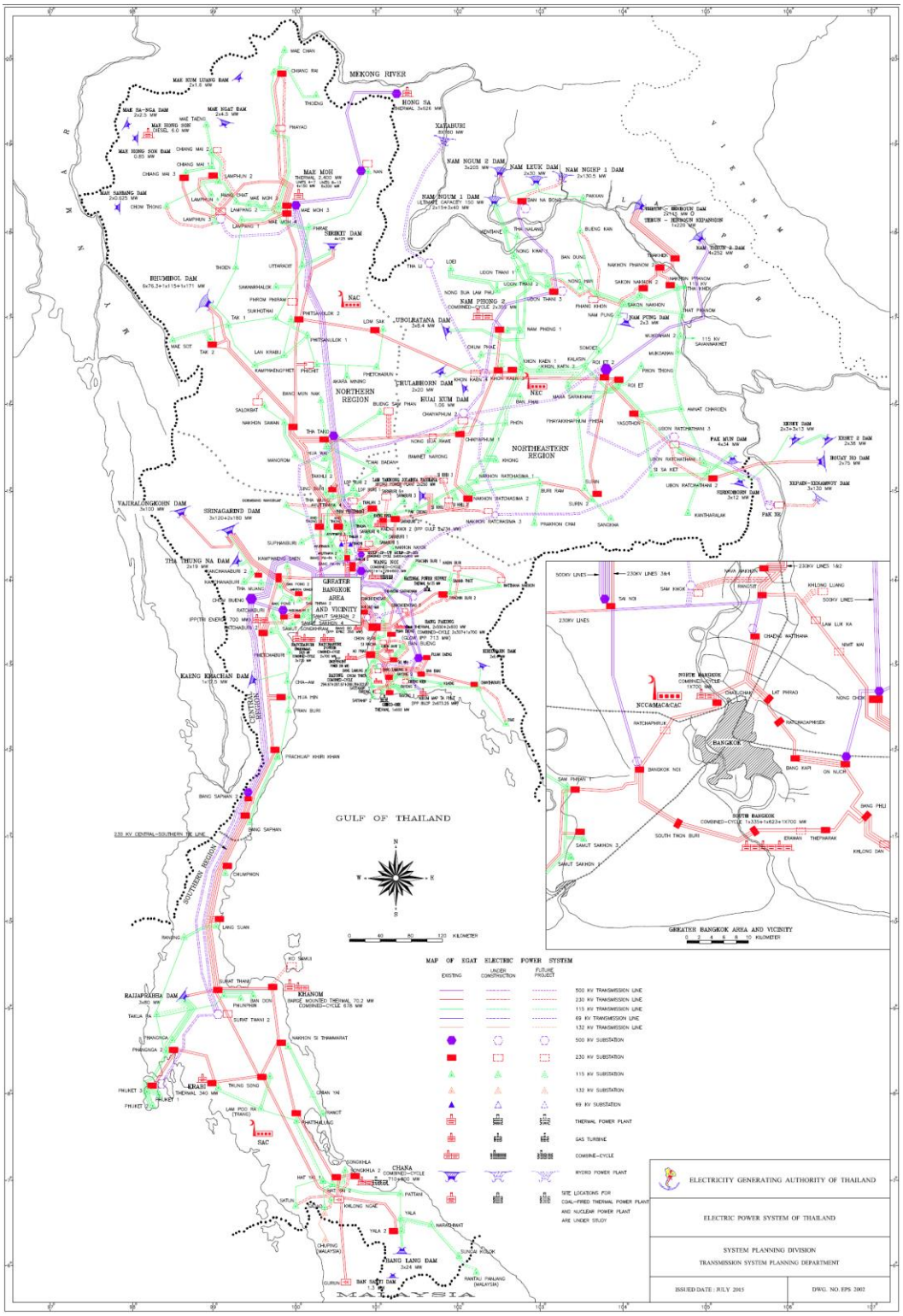
出典：PDP2015, Thailand

## 表 6.1-7 PDP2015 の電源計画(2026-2036)

| Year | Projects | | | | Fuel Types | Contract Capacity (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2026 | Retirement of SPP | | | -5 | - | |
| | VSPP | | | 333 | - | |
| | Chulabhorn Pumped Storage #1-2 | 2 | x | 400 | Hydro | |
| | Tabsalao Dam | | | 1.5 | Hydro | |
| | EGAT Biogas | | | 5 | Energy Crop | |
| | Klong See Yud Dam | | | 1.5 | Hydro | |
| | EGAT Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | Ao Phai Wind Turbine | | | 10 | Wind | |
| | Power Purchase from Neighbouring Countries | | | 700 | Hydro | 62,260 |
| 2027 | Retirement of Bang Pakong CC #3 (Jan) | | | -576 | Gas/Heavy | |
| | Retirement of Ratchaburi CC #1-2 (Apr) | | | -1,360 | Gas | |
| | Retirement of Ratchaburi CC #3 (Oct) | | | -681 | Gas | |
| | Retirement of SPP | | | -7 | - | |
| | VSPP | | | 303 | - | |
| | Hua Na Hydropower | | | 1 | Hydro | |
| | EGAT Wind Turbine | | | 5 | Wind | |
| | Power Purchase from Neighbouring Countries | | | 700 | Hydro | 60,645 |
| 2028 | Retirement of Bang Pakong TH #4 (Jan) | | | -576 | Gas/Heavy | |
| | Retirement of Glow IPP (Feb) | | | -713 | Gas | |
| | Retirement of SPP | | | -103 | - | |
| | VSPP | | | 295 | - | |
| | Srinagarind Pumped Storage #1-3 | 3 | x | 267 | Hydro | |
| | Lam Dome Yai Hydropower | | | 2 | Hydro | |
| | EGAT Biogas | | | 5 | Energy Crop | |
| | Kamalasai Hydropower | | | 1 | Hydro | |
| | EGAT Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | Samutsakhon Wind Turbine | | | 30 | Wind | |
| | Power Purchase from Neighbouring Countries | | | 700 | Hydro | 61,097 |
| 2029 | Retirement of Lao PDR (Huay Ho) (Sep) | | | -126 | Hydro | |
| | VSPP | | | 313 | - | |
| | Huai Samong Dam | | | 1 | Hydro | |
| | Kamphaeng Phet Substation Solar Cell | | | 3 | Solar | |
| | EGAT Wind Turbine | | | 5 | Wind | |
| | Power Purchase from Neighbouring Countries | | | 700 | Hydro | 61,993 |
| 2030 | VSPP | | | 313 | - | |
| | Mae Khan Dam | | | 16 | Hydro | |
| | EGAT Biogass | | | 5 | Energy Crop | |
| | EGAT Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | Power Purchase from Neighbouring Countries | | | 700 | Hydro | 63,037 |

| Year | Projects | | | | Fuel Types | Contract Capacity (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2031 | Retirement of SPP | | | -40 | - | |
| | VSPP | | | 349 | - | |
| | Klong Luang Dam | | | 1 | Hydro | |
| | EGAT Wind Turbine | | | 5 | Wind | |
| | Power Purchase from Neighbouring Countries | | | 700 | Hydro | 64,052 |
| 2032 | Retirement of BLCP TH #1 (Jan) | | | -673 | Coal | |
| | Retirement of BLCP TH #2 (Feb) | | | -673 | Coal | |
| | Retirement of GPG CC #1 (May) | | | -734 | Gas | |
| | Retirement of SPP | | | -9 | - | |
| | VSPP | | | 356 | - | |
| | Replacement of Bang Pakong CC #3-4 | | | 1,300 | Gas | |
| | Mae Wong Dam | | | 12 | Hydro | |
| | EGAT Biogas | | | 5 | Energy Crop | |
| | EGAT Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | Power Purchase from Neighbouring Countries | | | 700 | Hydro | 64,345 |
| 2033 | Retirement of GPG CC #2 (Feb) | | | -734 | Gas | |
| | Retirement of Ratchaburi Power CC #1 (Feb) | | | -700 | Gas | |
| | Retirement of Ratchaburi Power CC #2 (May) | | | -700 | Gas | |
| | VSPP | | | 371 | - | |
| | Replacement of Ban Pakon TH #3-4 | | | 1,300 | Gas | |
| | Coal Fired Power Plant #4 | | | 1,000 | Coal | |
| | EGAT Wind Turbine | | | 5 | Wind | |
| | EGAT Wind Turbine | | | 5 | Wind | |
| | Power Purchase from Neighbouring Countries | | | 700 | Hydro | 65,592 |
| 2034 | Retirement of Krabi TH #1 (Jan) | | | -315 | Heavy Oil | |
| | Retirement of Chana CC #I (Jan) | | | -710 | Gas | |
| | Retirement of SPP | | | -21 | - | |
| | VSPP | | | 453 | - | |
| | Gas Turbine #I | | | 250 | Diesel | |
| | Coal-Fired Power Plant #5 (South) | | | 1,000 | Coal | |
| | EGAT Biogas | | | 5 | Ener Crop | |
| | EGAT Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | Power Purchase from Neighbouring Countries | | | 700 | Hydro | 66,965 |
| 2035 | Reitrement of South Bangkok CC #3 (Jan) | | | -710 | Gas | |
| | Retriement of Bang Pakong CC #5 (Jan) | | | -710 | Gas | |
| | Reitrement of Lao PDR (Nam Theun2) (Mar) | | | -948 | Hydro | |
| | Retirement of SPP | | | -90 | - | |
| | VSPP | | | 489 | - | |
| | Gas Turbine #2-4 | | | 750 | Diesel | |
| | Coal Fired Power Plant #6 | | | 1,000 | Coal | |
| | Nuclear Power Plant #I | | | 1,000 | Uranium | |
| | EGAT Wind Turbine | | | 10 | Wind | |
| | Power Purchase from Neighbouring Countries | | | 700 | Hydro | 68,456 |
| 2036 | Reitrement of North Bangkok CC #1 (Jan) | | | -670 | Gas | |
| | VSPP | | | 580 | - | |
| | Gas Turbine #5 | | | 250 | Diesel | |
| | Nuclear Power Plant #2 | | | 1,000 | Uranium | |
| | EGAT Biogas | | | 10 | Ener Crop | |
| | EGAT Solar Cell | | | 10 | Solar | |
| | Power Purchase from Neighbouring Countries | | | 700 | Hydro | 70,335 |

出典：PDP201 ilan




出典: PDP2015, Thailand

**図 6.1-6 タイの系統計画（PDP2015）**

### 6.1.4. タイの電力輸入計画

タイはラオスから、①輸出専用 IPP からの電力輸入、及び②115 kV 連系線による電力融通の二つの形態によって、電力の融通を行っている。表 6.1-8 にラオスの輸出専用 IPP からの電力輸入の一覧を示す。容量は、契約に記載されている値である。

**表 6.1-8 輸出専用 IPP からの電力輸入**

| List of Projects Capacity | | | |
|---|---|---|---|
| List of Projects | | Capacity (MW) | COD |
| Completed Projects (COD) | Theun-Hinboun | 214 | March 1998 |
| | Theun-Hinboun Expansion | 220 | December 2012 |
| | Houay Ho | 126 | Setember 1999 |
| | Nam Thuan 2 | 948 | April 2010 |
| | Nam Ngum 2 | 597 | March 2011 |
| | Hong Sa Unit 1 | 491 | June 2015 |
| | Hong Sa | 491 | November 2015 |
| | Hong Sa | 491 | March 2016 |
| | Sub Total | 3,578 | |
| PPA Signed Projects and under Construction | Xe-Pian Xe-Namnoy | 354 | February 2019 |
| | Nam Ngiap 1 | 269 | September 2019 |
| | Xayaburi | 1,220 | October 2019 |
| | Sub Total | 1,843 | |
| Tariff MOU Signed | Nam Thuan 1 | 514 | January 2022 |
| | Sub Total | 514 | |
| Total | | 5,935 | |

出典：EPPO, MOE

ラオス MEM から入手したデータによると、タイへの輸出専用 IPP の年間の利用率は以下である。Nam Theun 2、Hongsa Lignite、Xayaboury は利用率が高く、ほぼベース電源として運転される。

| | |
|---|---|
| Theu-Hinboun | 32% |
| Houay Ho | 34% |
| Nam Theun 2 | 64% |
| Nam Ngum 2 | 41% |
| Hongsa Lignite (T) | 76% |
| Xayaboury | 67% |
| Nam Ngeip 1 | 59% |
| Nam Theun 1 | 44% |

タイとラオスの両政府間において、電力開発の MOU が、1993 年、1996 年、2006 年 12 月、2007 年 12 月に締結されている。2016 年 9 月の MOU では、タイにラオスから合計で 9,000 MW を輸出することが合意されている。従って、残り約 3,000 MW が、新規に輸入する量として期待される。

2017 年 6 月に、EPPO が行ったプレゼンテーション資料によれば、タイへの近隣諸国からの輸入計画は、表 6.1-9 の通りである。

**表 6.1-9 タイへの近隣諸国からの輸入計画**

| | |
|---|---|
| 2015 | Hong Sa Lignite: Unit #1 (491 MW), #2 (491 MW) |
| 2016 | Hong Sa Lingnite: Unit #3 (491 MW) |
| 2019 | Xepian-Xenamnoi 354 MW, Nam Ngiep 1 (269 MW), Xayaburi (1,220 MW) |
| 2022 | Nam Thuen 1 514 MW |
| 2026 | Power Purchase from Neighboring Countries: 700 MW |
| 2027 | Power Purchase from Neighboring Countries: 700 MW |
| 2028 | Power Purchase from Neighboring Countries: 700 MW |
| 2029 | Power Purchase from Neighboring Countries: 700 MW, Decommision Hou Ho:-126 MW |
| 2030 | Power Purchase from Neighboring Countries: 700 MW |

出典 2017 年 6 月に、EPPO が行ったプレゼンテーションの資料

このうち、2026 年から毎年 700 MW を近隣国から輸入する計画は、ラオスからのみとは限らず、ミャンマーや、カンボジアからの輸入も含まれるが、内訳は決まっていない。しかし、ラオスの水力発電の価格が安いと想定され、タイは、ラオスから優先的に輸入する意向である。

タイは、中国、ミャンマー、ラオス、カンボジアとの間で MOU を締結し、将来の輸入量を定めている。しかし、中国との MOU は 2017 年末までの期限があり、継続はされていない模様である。また、ミャンマー、カンボジアと取り交わした量は不明である。

**表 6.1-10 タイの他国からの輸入**

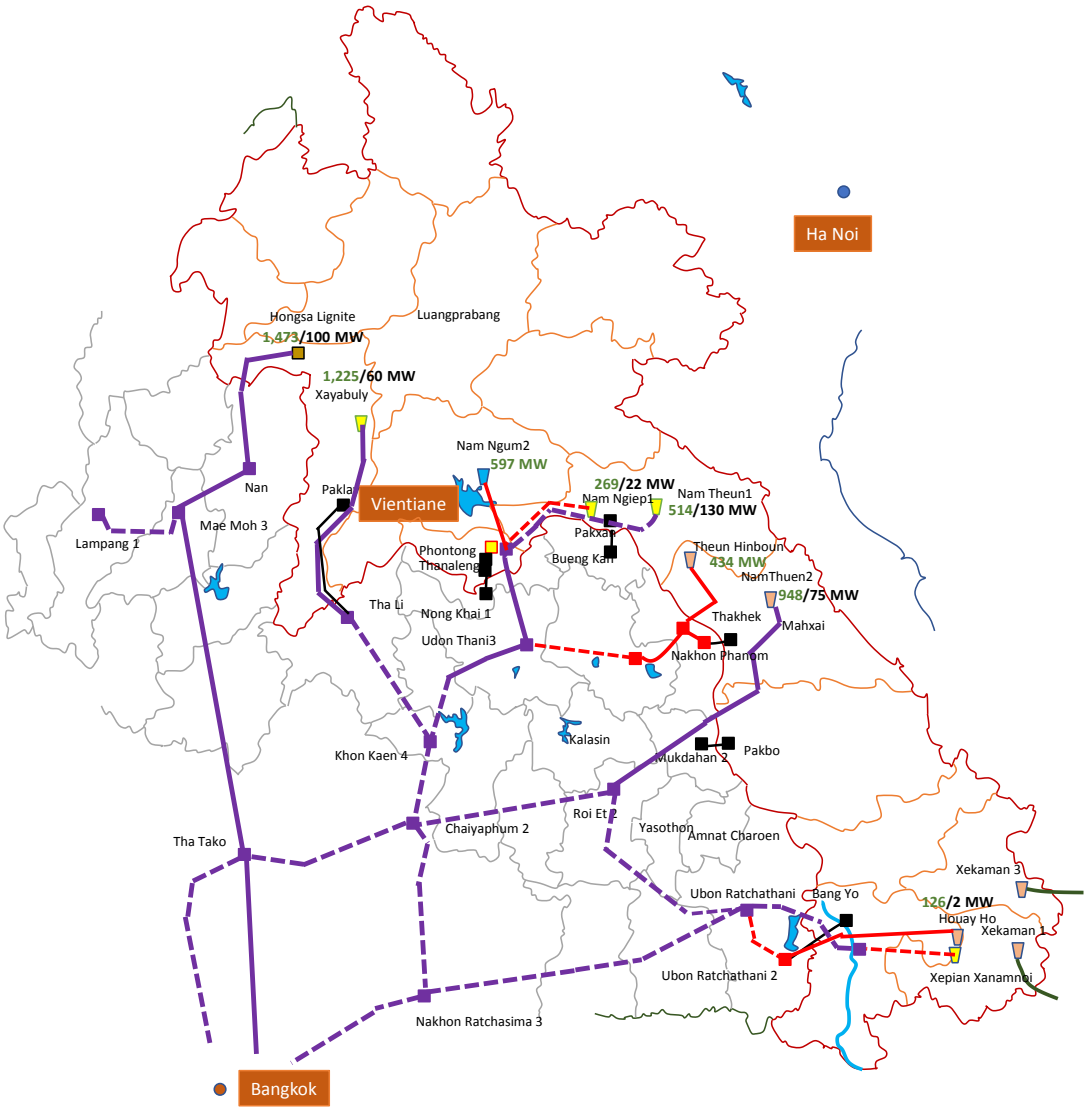
| 国名 | Status | 輸入量 | |
|---|---|---|---|
| タイ-中国 | MOU | 3,000 MW | 2017 年末まで |
| タイ - ミャンマー | MOU | 不明 | 2020 年末まで |
| タイ-ラオス | MOU | 9,000 MW | 2016 年 9 月調印 |
| | 契約済 | 3,578 MW | |
| | 建設中 | 1,848 MW | |
| タイ-カンボジア | MOU | 不明 | 期限なし |

出典 RPTCC 23 カントリーレポート, 2017 年 12 月

### 6.1.5. ラオス-タイ間の電力融通

115 kV の連系線により、現在、ラオス-タイ間で電力融通が行われている。図 6.1-7 の緑色の送電線が、ラオス-タイ間の連系線である。紫色は 500 kV の系統を示す。

EDL との 115 kV の連系線を通した電力融通は、ラオス側の需給バランスによって、輸入、輸出の量が決まる。タイにとっては、この電力融通によってラオスから輸入する電力は安価であり、輸出の電力の価格は高いため、経済上のメリットがある。




出典：RPTCC 23　カントリーレポートより調査団作成

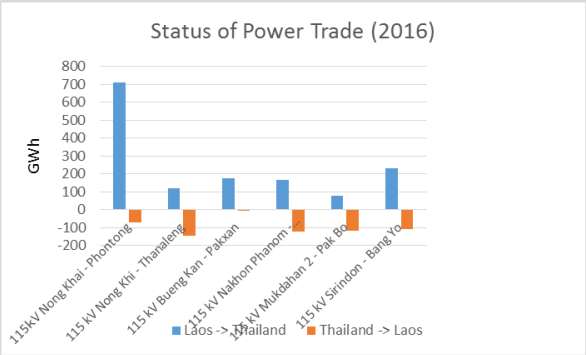
**図 6.1-7 ラオスとタイ間の国際連系線**

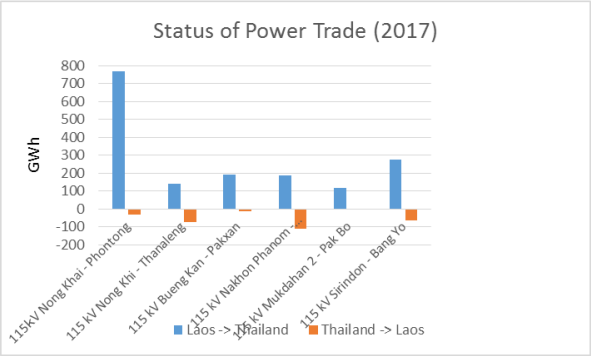
2016 年と 2017 年の EDL と EGAT 系統間の 115 kV 連系線の融通量を示す。ラオスからタイへの輸出量が多いが、タイから輸入している場合もある。特に、ラオス中央部 1 の Phontong, Thanaleng から Nong Khai の区間は、ラオスからの輸出が非常に多い。

**表 6.1-11 ラオス-タイ間の電力融通の実績**

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2016 | Interconnection (Thailand – Laos) | Laos -> Thailand | | Thailand -> Laos | | Ne Value | |
| | 115 kV Nong Khai - Phontong | 708.73 | GWh | -70.56 | GWh | 638.17 | GWh |
| | 115 kV Nong Khi - Thanaleng | 119.71 | GWh | -145.34 | GWh | -25.62 | GWh |
| | 115 kV Bueng Kan - Pakxan | 177.38 | GWh | -4.36 | GWh | 173.01 | GWh |
| | 115 kV Nakhon Phanom - Thakhek | 164.8 | GWh | -120.84 | GWh | 43.96 | GWh |
| | 115 kV Mukdahan 2 - Pak Bo | 76.24 | GWh | -115.67 | GWh | -39.42 | GWh |
| | 115 kV Sirindon - Bang Yo | 229.2 | GWh | -109.43 | GWh | 119.76 | GWh |
| | | 1476.09 | GWh | -556.22 | GWh | 909.87 | GWh |
| 2017 | Interconnection | Laos -> Thailand | | Thailand -> Laos | | Ne Value | |
| | 115 kV Nong Khai - Phontong | 769.58 | GWh | -28.99 | GWh | 740.59 | GWh |
| | 115 kV Nong Khi - Thanaleng | 142.46 | GWh | -74.28 | GWh | 68.18 | GWh |
| | 115 kV Bueng Kan - Pakxan | 190.1 | GWh | -12.54 | GWh | 177.55 | GWh |
| | 115 kV Nakhon Phanom - Thakhek | 186.29 | GWh | -111.48 | GWh | 74.8 | GWh |
| | 115 kV Mukdahan 2 - Pak Bo | 115.38 | GWh | -2.32 | GWh | 113.05 | GWh |
| | 115 kV Sirindon - Bang Yo | 274.8 | GWh | -62.74 | GWh | 212.06 | GWh |
| | | 1678.44 | GWh | -292.37 | GWh | 1386.27 | GWh |

出典：RPTCC 23　カントリーレポート




出典：RPTCC 23　カントリーレポートより作成

**図 6.1-8 ラオス-タイ間の電力融通の実績**

115 kV 連系線を通したラオス-タイ間の電力の融通について、2016 年 12 月から 2017 年にかけて、タイとラオスが共同し電力融通の検討を行っている。しかし、2017 年 11 月の検討は、2015 年時点の需要想定、電源計画を基に実施されており、今後、2017 年時点の需要想定、電源計画を基にして、最終的な検討結果が出る見通しである。また、送電線の建設、電力需要、電源計画などに変更があった場合は、再度検討を行うこととなっている。

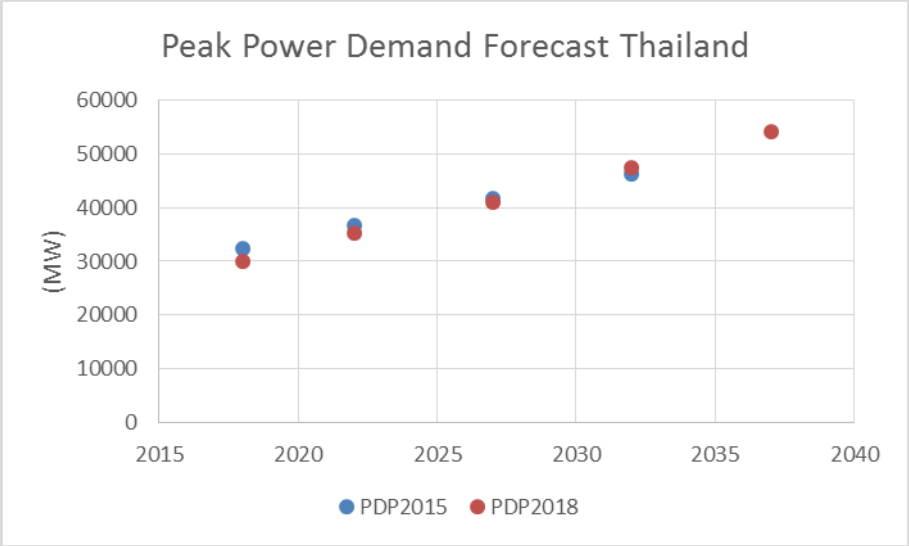
中間報告では、以下を提言している。

- Concession Agreement (CA), Power Development Agreement (PDA) 及び Feasibility Study (FS) の段階にある水力発電所プロジェクトを再検討し、タイとの融通、及びラオスの需給バランスに合うように、計画時期を見直すべきである。
- ラオスとタイの電力系統の信頼度、安定度を確保するために、ラオスとタイの連系点において、EDL 系統の有効電力、無効電力の両方をコントロールすることが極めて重要である。
- ラオス北部、中央 1、中央 2、南部において、適切に発電所に給電指令を行うことを、EDL 給電所及び EGAT 給電所のガイドラインとして定めるべきである。
- 2019 年以降のラオスの輸出用 IPP のさらなる開発は、EGAT 系統の送電線利用容量の制約があるため、控える。
- 2019 年以降のラオス系統のさらなる IPP の開発による、ラオス系統からの電力融通は、EGAT 系統の送電線利用容量の制約があるため、控える。

2019 年も EGAT と EDL の間で、電力融通の協議が進められている。EGAT によれば、ラオス北部とタイ北部の系統間に BTB 変換所を介した連系線を建設し、ラオスからの電力融通を行う案が最優先とのことである。

### 6.1.6. 2018 年の PDP の概要

PDP2015 と PDP2018 の需要想定値を図 6.1-9 に示す。PDP2018 では、2030 年以前の需要がやや下方修正されているが、2030 年以降はやや上方修正されている。




出典：PDP2015, PDP2018, Thailand

**図 6.1-9 PDP2015 と PDP2018 の需要想定値の比較**

PDP2018 の輸入の計画が、ラオスからタイへの輸出に影響を与えるため、以下、PDP2015 と PDP2018 の計画の差について記載する。

| | |
|---|---|
| 2014 年の電源 | 37,612 MW |
| 2015 年から 2036 年の新設電源 | 57,459 MW |
| 2015 年から 2036 年の廃止電源 | -24,736 MW |
| 2036 年の発電設備容量 | 70,335 MW |

この中の、2015 年から 2036 年の新設電源57,459 MW の内訳は以下のとおりである。

- 国内再エネ　12,105MW
- 隣国からの輸入（水力）　9,543　MW
- 揚水発電所　　2,101　MW
- コジェネレーション　4,119　MW
- コンバインドサイクル火力　17,478MW
- 石炭火力　7,390　MW
- 原子力　2,000　MW
- ガスタービン火力　1,250　MW
- 隣国からの輸入（火力）　1,473　MW
- Total57,459MW

上記の、隣国からの輸入（水力）の内訳は以下のとりであり、2026 年からは、700 MW ずつ、毎年 2036 年まで隣国からの輸入を見込んでいた。

- 2019 年　Xe -Pian　354 MW
- 2019 年　Nam-Ngiep 1　269 MW
- 2019 年　Xaiyaburi　　1,220　MW
- 2026 年-2036 年
- 隣国からの輸入（水力）　7,700　MW
- 合計　　9,543　MW

しかし、PDP2018 では、この隣国からの輸入（水力）7,700 MW が、3,500 MW に縮小している。すなわち、PDP2018 では、2026 年から 2035 年にかけて、2 年ごと 700 MW を隣国からの輸入（水力）として見込んでいる。

PDP2018 では、輸入の相手国を特定していないが、輸入の相手国としては、ラオス、ミャンマー、カンボジアが考えられる。しかし、EGAT では、これまでと同様、3,500 MW のうち、相当な割合の輸入をラオスに期待している。

ミャンマーでは、Hutgy Hydropower 1,360 MW、Upper Thanlwin Hydropower 3,000 MW などのミャンマー北東部の水力発電所をタイへ輸出する計画の動向があるが、2019 年 5 月の EGAT からの情報によれば、またミャンマー側の意思決定の過程が不透明で、時間がかかるということで、確定した計画はないようである。むしろ、タイには、タイからヤンゴンの東部に輸出する構想をもっている。

また、上記のラオスとタイの電力融通は、PDP の輸入の計画とは別である。

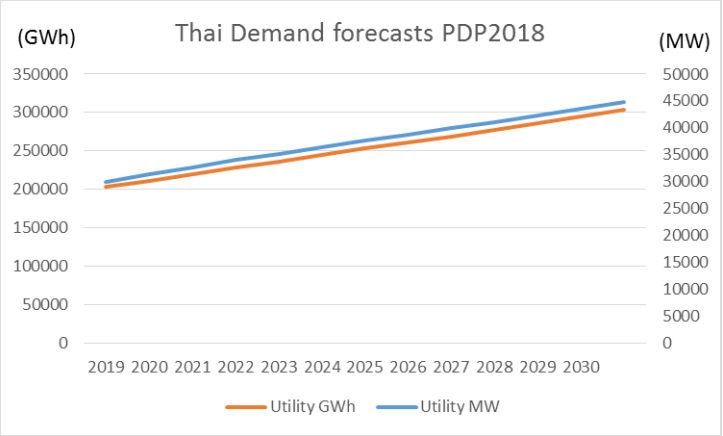
**7.2** 節で記載するラオスからタイを経由し、マレーシアにタイが託送を行う LTMS プロジェクト計画が進められている。現在、100 MW をパイロット的に実施中であり、さらに融通

量を増加する計画であるが、ラオスからマレーシアへの買電価格が折り合っておらず、検討中の段階である。

### 6.1.7. PDP2018 の内容

**1. タイの需要想定**

最新のタイ PDP2018 によると、産業分野での自家発自家消費の増加に伴い IPS（Indipendent Power Supply）の割合が大きくなって来ており、エネルギーベースで 17%を占めるに至っている。このため、PDP2018 では従来の PDP の電力需要想定とは異なり、IPS を含めた全体の電力需要は、従来どおり GDP との相関を用いた需要想定を行い、全体から IPS を控除した電力会社需要を想定し、これに見あう供給力の確保計画を策定することに変更されている。

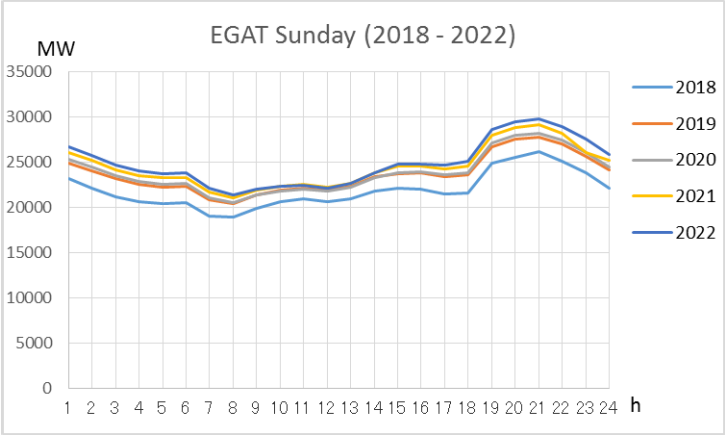



出典：EPPO 資料

**図 6.1-10 電力会社用需要想定（PDP2018）**

NESDB による GDP 成長率想定は、2027 年迄は 3.8%/年、2028 年から 2032 年迄は 3.6%/年、以降 2037 年までは 3.6%の伸びに鈍化すると想定されている。これに従い、電力需要（GWh）の想定も 2027 年までは 3.76%/年、2018 年から 2037 年迄は 2.83%の伸びと想定されている。負荷率は、77%と想定されており、大きな変化はないと想定されている。このため、最大電力（MW）も電力需要（GWh）と同じ伸び率となっている。

2030 年で、電力需要は 303,138 GWh、最大電力は 44,781 MW と想定されている。2030 年までに、最大電力で、15 GW の伸びが想定されている。一方、IPS での PV の導入が増加したため、日負荷曲線に影響が生じている。特に、週末の日中に影響が大きい。実績に基づく、週末の日負荷曲線の想定を下図に示す。

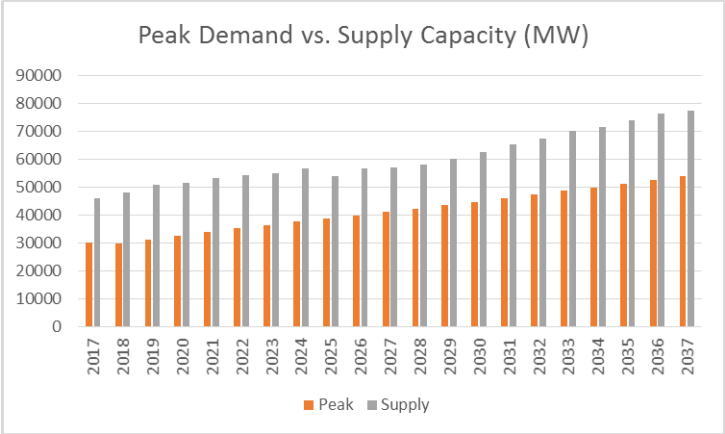



出典：EGAT 資料より調査団作成

図 6.1-11 EGAT 日負荷曲線の想定（PDP2018）

**2. 電源開発計画**

最新のタイ PDP2018 によると、再生可能エネルギーの積極的な導入と EMS、マイクログリットの最新技術を活用して、電源の開発投資を最小限に抑え電力供給システムの効率向上を図り、電気料金の低減を図ることとしている。2037 年までに電力分野において、再生可能エネルギーを 20%導入することを目標としている。また、バイオマス発電を中心とした、コミュニティー発電所を促進し、マイクログリット技術を活用して電力の地産地消を図ることとしている。2030 年末の契約供給設備量（MW）は 62,554 MW、2037 年末で 77,211 MW である。最大電力と設備量比率は、2030 年は 1.40、2037 年で 1.42 であり、供給設備量に 4 割の余力がある。




出典：PDP2018,EPPO 資料等より調査団集計

**図 6.1-12 タイ需給バランス（PDP2018）**

**a） 2017 年末での電力供給設備量内訳**

2017 年末で既に、設備量で 7500 MW、最大電力に対して 16%程度の PV を中心とした出力制御の難しい再生可能エネルギーが導入されている。

● 電源種別毎発電設備量
- コンバインドサイクル 20,398 MW 44.3%
- 気力発電 8,567 MW 18.6%

- コジェネレーション 5,816 MW 12.6%
- 再生可能エネルギー 10,949 MW 23.8%
- ディーゼル 60 MW 0.1%
- TNB 連系 300 MW 0.6%
- Total 46,090 MW

● 事業者別発電設備量

- EGAT 16,071 MW 34.9%
- IPP 14,949 MW 32.4%
- SPP 7,536 MW 16.4%
- VSPP 3,656 MW 7.9%
- Imported power 3,878 MW 8.4%
- Total 46,090 MW

**b） 電源開発計画 2018-2037**

PDP2018 によると、2018 年から 2037 年迄に、56,431 MW の新規電源が開発され、25,310 MW の設備が経年により廃止される。これにより、2017 年末に比べ 31,121 MW の電源設備が増加し、2037 年末には電力供給設備は 77,211 MW となる。

タイ政府の代替エネルギー開発計画（AEDP）に基づき、2037 年迄に 18,176 MW の再生可能エネルギーが新規に導入される。EGAT 開発の Floarting ソーラや SPP、VSPP による PV や風力の導入が一層図られる計画となっている。新規に PV が 12,725 MW、風力は 1,485 MW 開発される計画である。

**i) EGAT 開発分**

EGAT が内閣承認を受けている 2018-2023 年の間に開発する電源量は 2,867.2 MW である。内訳は以下のとおり。

| Project | Capacity | COD |
|---|---|---|
| Mae Moh Replacement Units 4-7 | 600 MW | 2018 |
| Lam Takong (PSPP) Units 3-4 | 500 MW | 2018 |
| Lam Takong Wind | 24 MW | 2018 |
| South Bangkok Replacement | 1,220 MW | 2019 |
| Bang Pakong Replacement Units 1-2 | 1,386 MW | 2020 |
| Down Stream Hydro | 67.95 MW | 2018-2023 |
| Siribdhorn Floating Solar | 0.25 MW | 2018 |
| Floating Solar pilot projects | 69 MW | 2020-2023 |
| Total | 3,867.2 MW | |

**ii) IPP 開発**

EGAT と PPA が結ばれているプロジェクトは４つ有り、2021-2024 年の間に合計 5,000 MW が運転開始予定である。

| Project | Capacity | COD |
|---|---|---|
| Gulf SRC Unit1 | 1,250 MW | 2021 |
| Gulf SRC Unit2 | 1,250 MW | 2022 |
| Gulf PD Unit1 | 1,250 MW | 2023 |
| Gulf PD Unit2 | 1,250 MW | 2024 |
| Total | 5,000 MW | |

**iii) SPP**

2018-2025 年の間に 85 プロジェクト、3,665.46 MW の PPA が締結され開発される予定である。この内、26 プロジェクト 1,269.96 MW 分は、政府補助を受けた再生可能エネルギープロジェクトである。

**iv) VSPP**

2018-2022 年の間に 944.26 MW 分が合意され開発される予定。この内、927.47 MW が再生可能エネルギーである。

**v) 隣国からの電力輸入**

PPA が結ばれているものは、以下の 4 プロジェクト 2,357.3 MW である。2026 年以降は、隔年 700 MW、2037 年までに合計 3,500 MW を輸入する計画である。2026 年以降の電力に輸入分については、PPA は合意されておらず、具体的なプロジェクトは明確となっていない。

| Project | Capacity | COD |
|---|---|---|
| Xayaburi | 1,220 MW | 2019 |
| Xe Pian – Xe Nam Noi | 354 MW | 2019 |
| Nam Ngeip1 | 269 MW | 2019 |
| Nam Theun1 | 514.3 MW | 2022 |
| Total | 2,357.3 MW | |

**vi) f)2014 年末電源設備**

PDP2015 に基づき、2014 年末のタイの電源設備を以下に示す。

表 6.1-12 タイ個別電源状況（2014 年末）

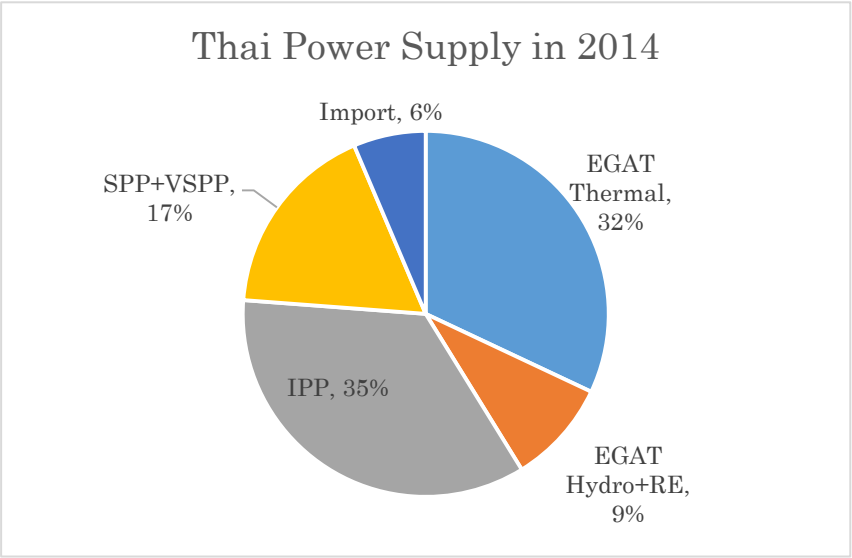
出典：PDP2015,EPPO 資料等より調査団集計

| No | Power Plants | | MW | Type | COD | Province |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | South Bangkok | Block1 | 316.00 | CCGT | 1994 | Samut Prakan |
| 2 | South Bangkok | Block2 | 562.00 | CCGT | 2007 | Samut Prakan |
| 3 | South Bangkok | Block3 | 710.00 | CCGT | 2009 | Sumut Prakan |
| 4 | Bang Pakong | Unit3 | 576.00 | Gas/HOil | 1992 | Chachoengsao |
| 5 | Bang Pakong | Unit4 | 576.00 | Gas/HOil | 1992 | Chachoengsao |
| 6 | Bang Pakong | Block3 | 314.00 | CCGT | 1992 | Chachoengsao |
| 7 | Bang Pakong | Block4 | 314.00 | CCGT | 1992 | Chachoengsao |
| 8 | Bang Pakong | Block5 | 710.00 | CCGT | 1992 | Chachoengsao |
| 9 | Mae Moh | Unit4 | 140.00 | Lignite | 1984 | Lampang |
| 10 | Mae Moh | Unit5 | 140.00 | Lignite | 1984 | Lampang |
| 11 | Mae Moh | Unit6 | 140.00 | Lignite | 1985 | Lampang |
| 12 | Mae Moh | Unit7 | 140.00 | Lignite | 1985 | Lampang |
| 13 | Mae Moh | Unit8 | 270.00 | Lignite | 1989 | Lampang |
| 14 | Mae Moh | Unit9 | 270.00 | Lignite | 1990 | Lampang |
| 15 | Mae Moh | Unit10 | 270.00 | Lignite | 1991 | Lampang |
| 16 | Mae Moh | Unit11 | 270.00 | Lignite | 1991 | Lampang |
| 17 | Mae Moh | Unit12 | 270.00 | Lignite | 1995 | Lampang |
| 18 | Mae Moh | Unit13 | 270.00 | Lignite | 1995 | Lampang |
| 19 | Krabi | Unit1 | 315.00 | HOil | 2003 | Krabi |
| 20 | Nam Pong | Block1 | 325.00 | CCGT | 1992 | Khon Kaen |
| 21 | Nam Pong | Block2 | 325.00 | CCGT | 1994 | Khon Kaen |
| 22 | Wang Noi | Block1 | 612.00 | CCGT | 1997 | Ayutthaya |
| 23 | Wang Noi | Block2 | 612.00 | CCGT | 1997 | Ayutthaya |
| 24 | Wang Noi | Block3 | 686.00 | CCGT | 1998 | Ayutthaya |
| 25 | Wang Noi | Block4 | 750.00 | CCGT | 2014 | Ayutthaya |
| 26 | Chana | Block1 | 710.00 | CCGT | 2008 | Songkhla |
| 27 | Chana | Block2 | 766.00 | CCGT | 2014 | Songkhla |
| 28 | North Bangkok | Block1 | 670.00 | CCGT | 2010 | Nonthaburi |
| 29 | Mae Hong Son | | 4.40 | Diesel | 1993 | Mae Hong Son |
| **EGAT-Thermal** | | | **12033.40** | | | |
| 30 | Bhumibol | | 779.20 | Reservoir | 1964 | Tak |
| 31 | Sirikit | | 500.00 | Reservoir | 1977 | Uttaradit |
| 32 | Sirindhorn | | 36.00 | Reservoir | 1972 | Ubon Ratchathani |
| 33 | Chulaphorn | | 40.00 | Reservoir | 1973 | Chaiyaphum |
| 34 | Ubol Ratana | | 25.20 | Reservoir | 1966 | Khon Kaen |
| 35 | Srinagarind | | 720.00 | Reservoir | 1981 | Kanchanaburi |
| 36 | Vajiralongkorn | | 300.00 | Reservoir | 1986 | Kanchanaburi |
| 37 | Tha Thung Na | | 39.00 | Reservoir | 1978 | Kanchanaburi |
| 38 | Kaeng Krachan | | 19.00 | Reservoir | 1974 | Phetchaburi |
| 39 | Bang Lang | | 72.00 | Reservoir | 1981 | Yala |
| 40 | Rajjaprabha | | 240.00 | Reservoir | 1987 | Surat Thani |
| 41 | Pak Mun | | 136.00 | Reservoir | 1979 | Ubon Ratchathani |
| 42 | Lam Ta Khong | | 500.00 | PSPP | 2013 | Nakhon Ratchasima |
| 43 | Small Hydro | | 37.8 | Run-of-river | | |
| **EGAT-Hydro** | | | **3444.20** | | | |
| 44 | Fang | | 0.30 | Geothermal | 1989 | Chiang Mai |
| 45 | Solar | | 1.60 | Solar | | |
| 46 | Wind | | 2.69 | Wind | | |
| **EGAT-Total** | | | **15482.19** | | | |

| Purchased Power | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **No** | Power Plants | | MW | Type | COD | Owner |
| **47** | Khanom | Unit2 | 70.20 | Gas/HOil | 1989 | EGCO |
| **48** | Khanom | Block1 | 678.00 | CCGT | 1995 | EGCO |
| **49** | Ratchaburi | Unit1 | 720.00 | Gas/HOil | 2000 | Ratchaburi Power |
| **50** | Ratchaburi | Unit2 | 720.00 | Gas/HOil | 2000 | Ratchaburi Power |
| **51** | Ratchaburi | Block1 | 685.00 | CCGT | 2002 | Ratchaburi Power |
| **52** | Ratchaburi | Block2 | 675.00 | CCGT | 2002 | Ratchaburi Power |
| **53** | Ratchaburi | Block3 | 681.00 | CCGT | 2003 | Ratchaburi Power |
| **54** | BLCP Power | Unit1 | 673.30 | Coal | 2006 | BLCP Power Co., Ltd. |
| **55** | BLCP Power | Unit2 | 673.30 | Coal | 2007 | BLCP Power Co., Ltd. |
| **56** | Gheco-One | Block1 | 660.00 | Coal | 2012 | Gheco-One Co., Ltd. |
| **57** | Tri Energy | Block1 | 700.00 | CCGT | 2000 | Tri Energy Co., Ltd. |
| **58** | GlobalPowerSyn. | Block1 | 700.00 | CCGT | 2000 | Global Power Synegy |
| **59** | Glow IPP | Block1 | 356.50 | CCGT | 2003 | Glow IPP Co., Ltd. |
| **60** | Glow IPP | Block2 | 356.50 | CCGT | 2003 | Glow IPP Co., Ltd. |
| **61** | Eastern P&E | Block1 | 350.00 | CCGT | 2003 | EasternPower&Energy |
| **62** | Gulf Power Gen. | Block1 | 734.00 | CCGT | 2006 | Gulf Power Generation |
| **63** | Gulf Power Gen. | Block2 | 734.00 | CCGT | 2008 | Gulf Power Generation |
| **64** | RatchaburiPower | Block1 | 700.00 | CCGT | 2008 | Ratchaburi Power |
| **65** | RatchaburiPower | Block2 | 700.00 | CCGT | 2008 | Ratchaburi Power |
| **66** | Gulf JP NS | Block1 | 800.00 | CCGT | 2015 | Gulf JP NS Co., Ltd. |
| **67** | Gulf JP NS | Block2 | 800.00 | CCGT | 2015 | Gulf JP NS Co., Ltd. |
| **68** | SPP | | 369.50 | Coal | | |
| **69** | SPP | | 4.50 | HOil | | |
| **70** | SPP | | 2807.00 | Gas | | |
| **71** | SPP | | 120.00 | GT | | |
| **72** | SPP | | 313.60 | Biomass | | |
| **73** | SPP non-firm | | 914.923 | | | |
| **74** | VSPP | | 2029.00 | | | |
| | Theun Hinboun | | 434.00 | Reservoir | 1999 | Laos |
| **75** | Houay Ho | | 126.00 | Reservoir | 2000 | Laos |
| **76** | Nam Theun 2 | | 948.00 | Reservoir | 2006 | Laos |
| **77** | Nam Ngum 2 | | 596.60 | Reservoir | 2009 | Laos |
| **78** | TNB Link | | 300.00 | | | |
| **Purchased Power-Total** | | | **22129.92** | | | |
| **Total** | | | **37612.11** | | | |

2018 年の電力会社系統の最大電力は 29,969 MW であったから、2014 年末の供給設備量で既に 25.5%の余力がある。

また、IPP 等の購入電力は Take or pay 契約であるから、原則調整が利かない。したがって、ラオスからの水力電力の輸入による焚き減らしは、EGAT 電源を調整して行う事となる。EGAT 所有の火力発電設備は 2014 年末で 12,033.4 MW であり、2018 年実績の最大電力の 40%となっており、調整能力は十分にあると考えられる。




出典：JICA 調査団

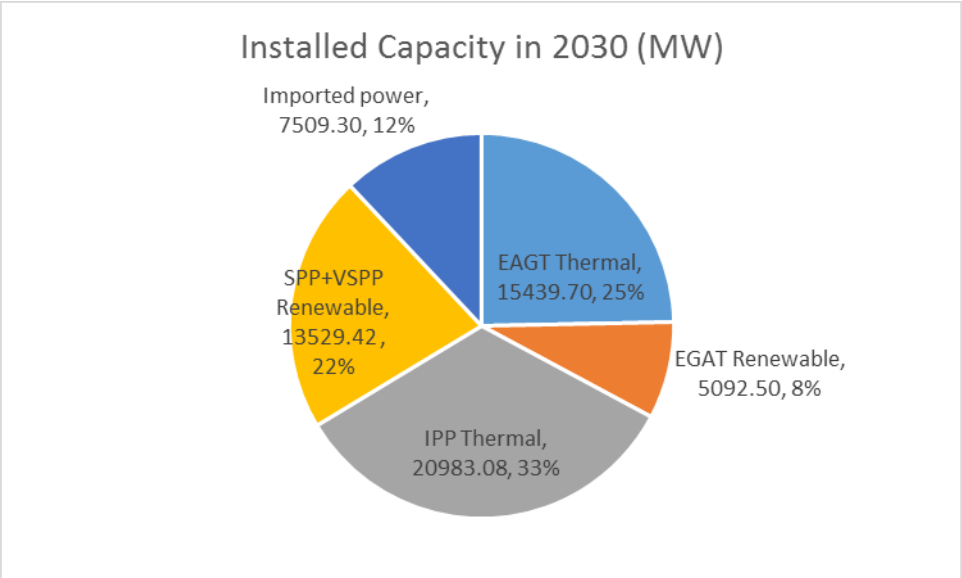
**図 6.1-13 2014 年末のタイ電力供給設備状況**

**vii) 2030 年末設備**

PDP2015 に基づく 2014 年末電源設備に、PDP2018 記載の開発電源を加えて、2030 年末の設備構成を推定した。

EGAT が所有する火力発電の設備構成比率は、25%に低下するものの 15 GW あり、十分にラオスの余剰水力を吸収する事が出来る。

一方で、SPP や VSPP による再生可能エネルギーの構成比率は、30%まで増加している。これら、SPP や VSPP による再生可能エネルギーの半数以上は、PV であり瞬動予備力の確保が課題となる恐れがある。




出典：JICA 調査団

**図 6.1-14 2030 年末のタイ電力供給設備構成**

**表 6.1-13 2030 年までのタイ系統への輸入計画(PDP2018)**

| t | Capacity (MW) | COD | Remarks |
|---|---|---|---|
| Back to back with TNB | 300 | 1990 | Thermal |
| Theun Hinboun | 434 | 1999 | Reservoir, PPA extended |
| Nam Theun 2 | 948 | 2006 | Reservoir, PPA 2031 |
| Nam Ngum 2 | 597 | 2009 | Reservoir |
| Hongsa Lignite | 1473 | 2012 | Thermal |
| Xayaburi | 1220 | 2019 | Run of river |
| Xe Pian – Xe Nam Noi | 354 | 2019 | Reservoir |
| Nam Ngiep 1 | 269 | 2019 | Reservoir |
| Nam Theun 1 | 514.3 | 2022 | Reservoir |
| Power Purchase | 700 x 2 | 2026, 2028 | |

## 6.2. ベトナムの電力開発計画

### 6.2.1. 電力開発計画の策定状況

ベトナムの国家電力開発計画は、従来 5 年毎に策定され、最新の PDP は、第 7 次国家電力開発計画(PDP7)である。2011 年から 2030 年までの電力開発計画として、PDP7 が 2011 年 7 月に策定され、2016 年 3 月 18 日に改定された。改定版では、再生可能エネルギーの開発に重点が置かれている。

2018 年末から、IE は次の PDP(PDP8)を策定する準備を開始した。以下、PDP7 改訂版の情報に基づき記載する。

### 6.2.2. 地域区分

ベトナムは、南北に長い国土を持ち、南北に 8 つの地域、すなわち、北部の北西部、北東部、紅河デルタ、中部の中北部、中南部、中部高原、南部の東南部、メコンデルタの各地域に分割することができる。北部と中部は、8 分割の地域区分をベースに、それぞれさらに 2 つの地域に分けることができる。北部は、水力の比率が多く、需要の大きい北方の北部 1、及び石炭火力発電などの発電設備量が多いが、需要が小さい南方の北部 2 に分かれる。また、中部もさらに北中部海岸部の中部 1 と南中部海岸部の中部 2 に分けることができる。[2]

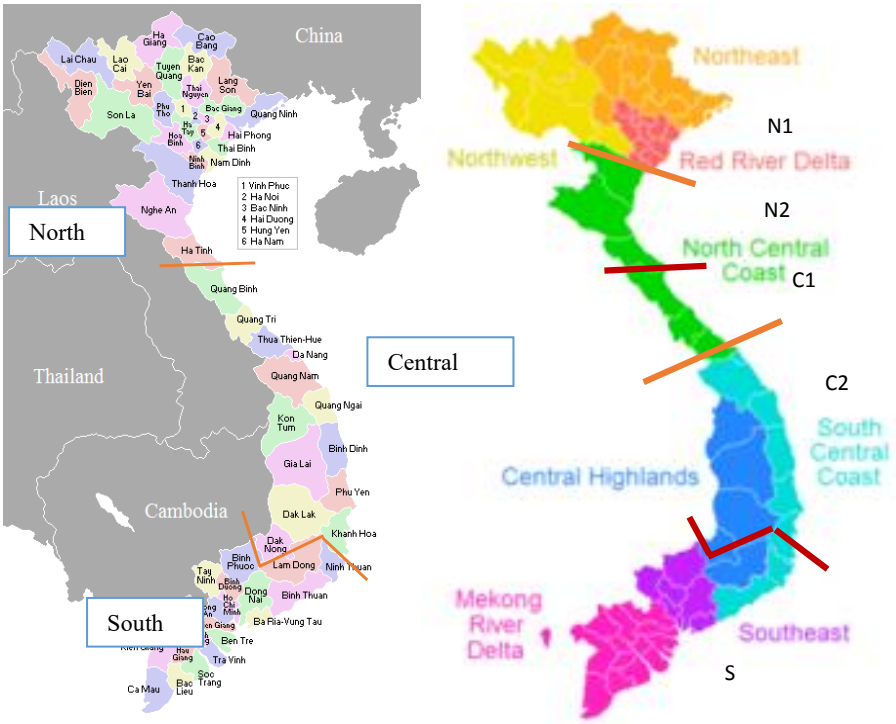



図 6.2-1 ベトナムの系統開発計画での地域区分

[2]本章内に限った分割方法

### 6.2.3. ベトナムの電力需要想定

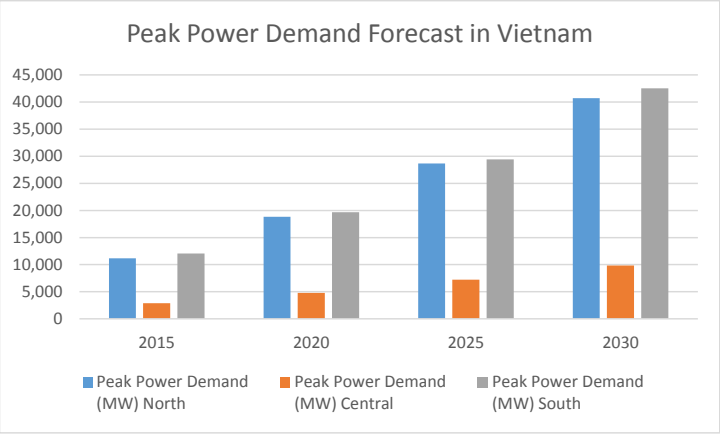
PDP7 改定版で想定された電力需要の地域別の内訳を 2017 年 11 月にベトナム MOIT の IE より入手した。表 6.2-1 にベトナムの電力需要想定を示す。

年率約 9%の電力需要の伸びを想定しており、2015 年の北部のピーク電力需要は 11,150 MW、南部は 12,070 MW に対し、2030 年のピーク電力需要の想定値は、北部 40,704 MW、南部 42,521 MW である。

**表 6.2-1 ベトナムの電力需要想定**

| | | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|
| Peak Power Demand (MW) | North | 11,150 | 18,812 | 28,663 | 40,704 |
| | Central | 2,883 | 4,790 | 7,236 | 9,858 |
| | South | 12,070 | 19,666 | 29,415 | 42,521 |
| Energy Demand (GWh) | North | 63,623 | 107,753 | 165,719 | 237,472 |
| | Central | 15,579 | 26,057 | 39,837 | 54,919 |
| | South | 82,048 | 131,596 | 194,771 | 279,361 |
| Load Factor | North | 65% | 65% | 66% | 67% |
| | Central | 62% | 62% | 63% | 64% |
| | South | 78% | 76% | 76% | 75% |

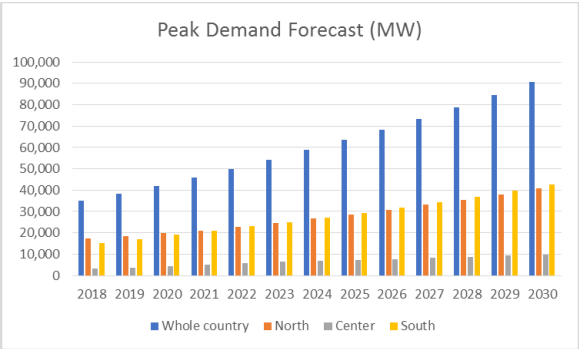
出典：IE から入手した資料, 2017 年 11 月




出典：IE から入手した資料, 2017 年 11 月

**図 6.2-2 ベトナムの電力需要想定**

最大電力、及び電力量需要の予測を、地域ごとに示す。北部、及び南部に需要が集中している。2025 年ごろまでの想定が 2018 年に入手した値からやや上方修正されている。最大電力は現在 35,000 ～40,000 MW 程度であるが、2030 年には、約 90,000 MW になる予想である。



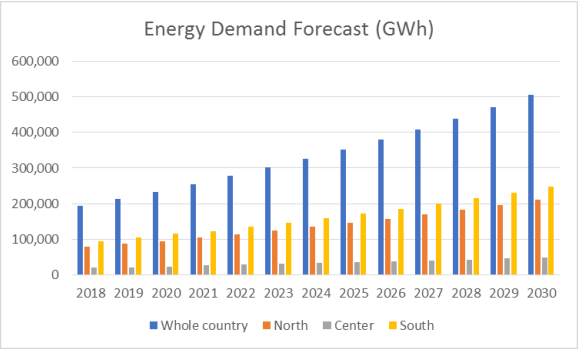




**図 6.2-3 ベトナムの電力需要想定**

地域別の発電設備容量の推移を示す。N1、C2、S に集中している。しかし、N1、S は電力需要も大きいため、需給バランスを地域別にみる必要がある。

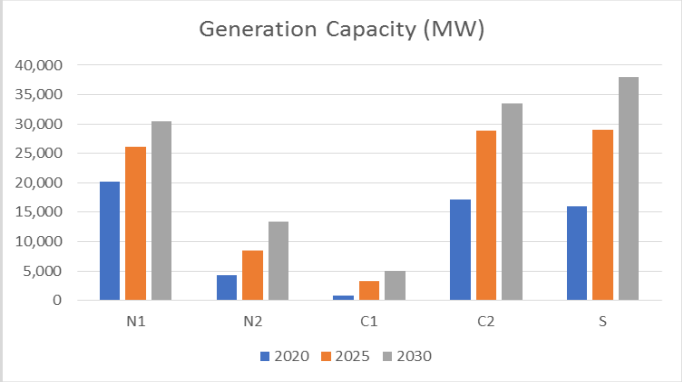



**図 6.2-4 地域別の発電設備容量の推移**

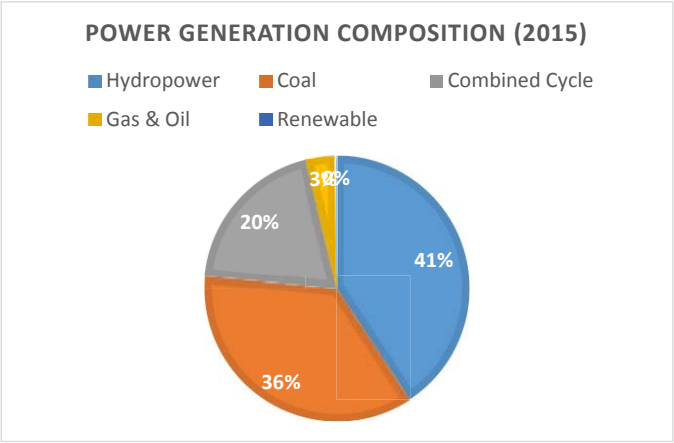
### 6.2.4. ベトナムの電源計画

2015 年のベトナムの既存電源を表 6.2-6 に示す。発電設備容量は合計で 38,537 MW、発電可能容量[3]は、37,216 MW である。電源構成は、水力が 41%。石炭火力が 36%、コンバインドサイクルが 20%であり、水力、石炭火力、コンバインドサイクルで合計 97%を占める。

なお、EVN 以外の事業者の発電設備容量は、12,595 MW であり、全体の 33%を占める。水力は北部、及び中部に多く、とくに北西部には、合計で 5,971 MW の水力発電設備がある。石炭火力は北部に多く、南部はコンバインドサイクルが多い。

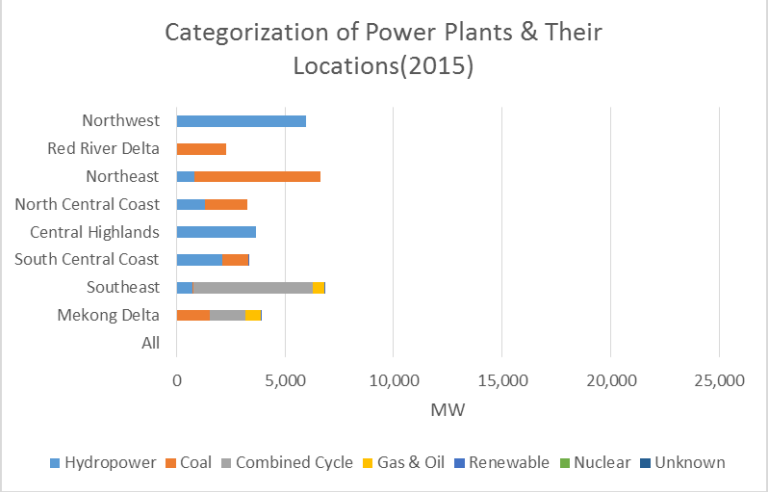
ベトナムの現在の電源計画には、輸入分としては、既契約のラオスの IPP が反映されているが、その他の中国、ラオスからの輸入分が織り込まれていない。

[3] Available Capacity, 主に火力の経年劣化による出力低下を見込んだ利用可能な出力




出典：IE から入手した資料, 2017 年 11 月

**図 6.2-5 ベトナムの 2015 年の電源構成**




出典：IE から入手した資料, 2017 年 11 月

**図 6.2-6 ベトナムの 2015 年の電源の立地点と構成**

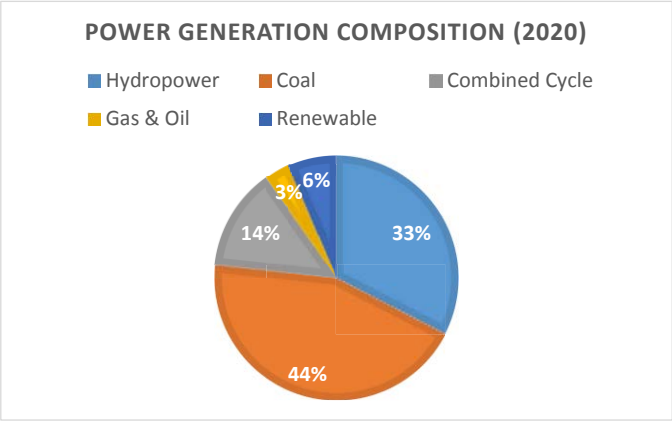
**表 6.2-2 ベトナムの 2015 年の電源の立地点と構成**

| 2015 | All | Mekong Delta | Southeast | South Central Coast | Central Highlands | North Central Coast | Northeast | Red River Delta | Northwest | Unknown | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hydropower | 1,320 | 0 | 721 | 2,110 | 3,670 | 1,306 | 849 | 0 | 5,971 | 0 | 15,947 |
| Coal | 0 | 1,544 | 72 | 1,200 | 0 | 1,950 | 5,785 | 2,280 | 0 | 0 | 12,831 |
| Combined Cycle | 0 | 1,632 | 5,471 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7,103 |
| Gas & Oil | 0 | 693 | 549 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,242 |
| Renewable | 0 | 45 | 24 | 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 93 |
| Nuclear | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unknown | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 1,320 | 3,914 | 6,837 | 3,334 | 3,670 | 3,256 | 6,634 | 2,280 | 5,971 | 0 | 37,216 |

出典：IE から入手した資料を基に調査団作成

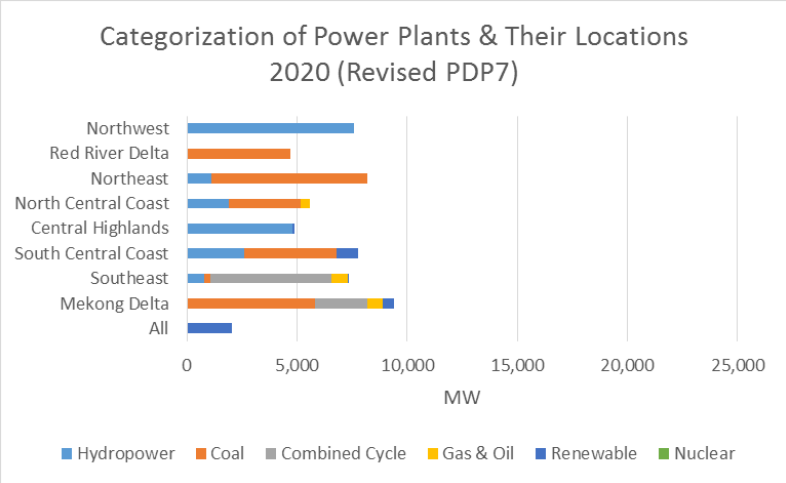
2020 年の発電可能設備容量は合計で 58,866 MW である。電源構成は、水力が 34%。石炭火力が 43%、コンバインドサイクルが 14%、再生可能エネルギーが 6%である。

2016 年から 2020 年までに、中部、南部を中心に再生可能エネルギーが、3,600 MW 程度開発される。石炭火力は、北部に 3,700 MW、中部に 4,350 MW、南部に 4,470 MW とほぼ均等に開発される。




出典：IE から入手した資料を基に調査団作成

**図 6.2-7 ベトナムの 2020 年の電源構成**




出典：IE から入手した資料を基に調査団作成

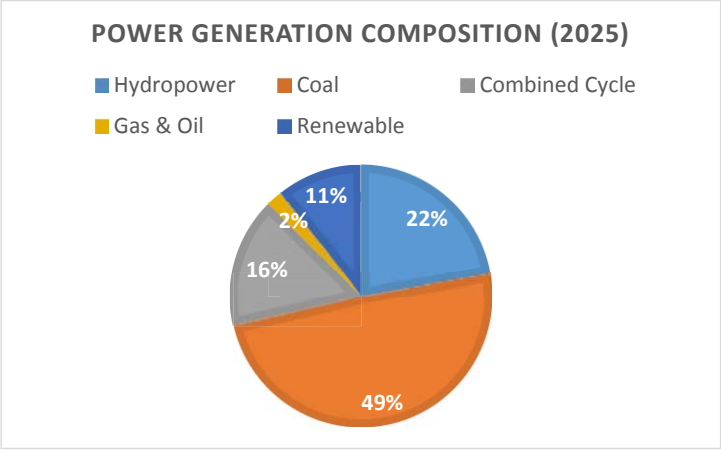
**図 6.2-8 ベトナムの 2020 年の電源の立地点と構成**

**表 6.2-3 ベトナムの 2020 年の電源の立地点と構成**

| 2020 | All | Northwest | Red River Delta | Northeast | North Central Coast | Central Highlands | South Central Coast | Southeast | Mekong Delta | Unknown | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hydropower | 1,320 | 7,580 | 0 | 1,126 | 1,890 | 4,798 | 2,589 | 796 | 0 | 0 | 20,099 |
| Coal | 0 | 0 | 4,680 | 7,085 | 3,300 | 0 | 4,200 | 282 | 5,804 | 0 | 25,351 |
| Combined Cycle | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5,471 | 2,382 | 0 | 7,853 |
| Gas & Oil | 0 | 0 | 0 | 0 | 400 | 0 | 0 | 774 | 693 | 0 | 1,867 |
| Renewable | 2,060 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110 | 991 | 24 | 511 | 0 | 3,696 |
| Nuclear | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unknown | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 3,380 | 7,580 | 4,680 | 8,211 | 5,590 | 4,908 | 7,780 | 7,347 | 9,390 | 0 | 58,866 |

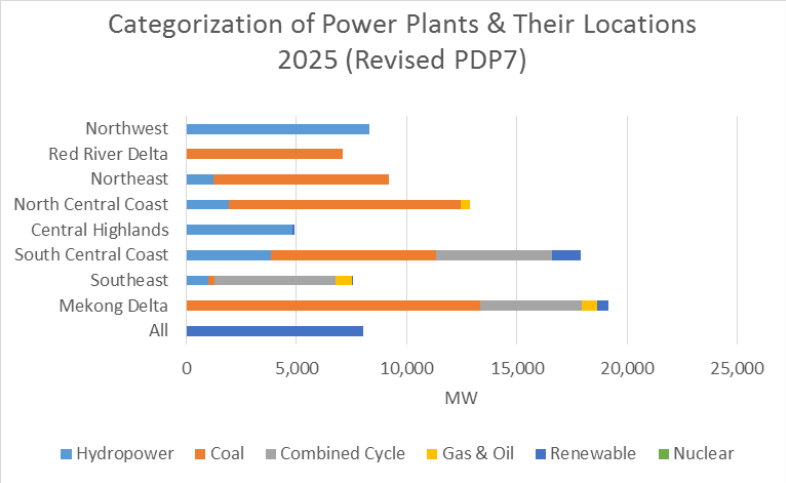
出典：IE から入手した資料を基に調査団作成

2025 年の発電可能設備容量は合計で 96,426 MW である。電源構成は、水力が 23%。石炭火力が 49%、コンバインドサイクルが 16%、再生可能エネルギーが 10%である。




出典：IE から入手した資料を基に調査団作成

**図 6.2-9 ベトナムの 2025 年の電源構成**




出典：IE から入手した資料を基に調査団作成

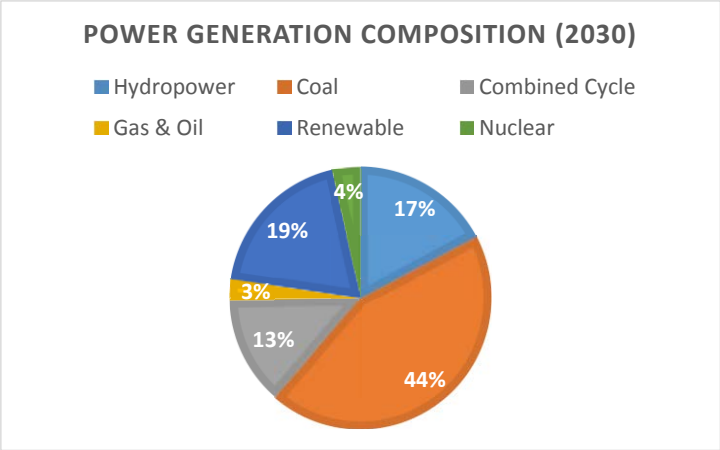
**図 6.2-10 ベトナムの 2025 年の電源の立地点と構成**

**表 6.2-4 ベトナムの 2025 年の電源の立地点と構成**

| 2025 | All | Mekong Delta | Southeast | South Central Coast | Central Highlands | North Central Coast | Northeast | Red River Delta | Northwest | Unknown | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hydropower | 1,320 | 0 | 996 | 3,849 | 4,798 | 1,950 | 1,231 | 0 | 8,310 | 0 | 22,454 |
| Coal | 0 | 13,324 | 282 | 7,500 | 0 | 10,500 | 7,980 | 7,080 | 0 | 0 | 46,666 |
| Combined Cycle | 0 | 4,632 | 5,471 | 5,250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15,353 |
| Gas & Oil | 0 | 693 | 774 | 0 | 0 | 400 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,867 |
| Renewable | 8,050 | 511 | 24 | 1,291 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9,986 |
| Nuclear | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Unknown | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 |
| Total | 9,370 | 19,160 | 7,547 | 17,890 | 4,908 | 12,850 | 9,211 | 7,080 | 8,310 | 100 | 96,426 |

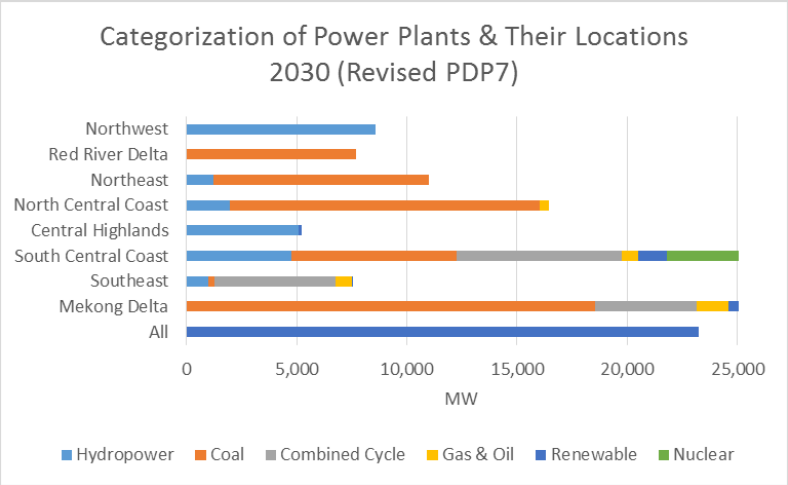
出典：IE から入手した資料を基に調査団作成

2030 年の発電可能設備容量は合計で 132,618 MW である。電源構成は、水力 18%。石炭火力が 44%、コンバインドサイクルが 13%、再生可能エネルギーが 19%である。




出典：IE から入手した資料を基に調査団作成

**図 6.2-11 ベトナムの 2030 年の電源構成**




出典：IE から入手した資料を基に調査団作成

**図 6.2-12 ベトナムの 2030 年の電源の立地点と構成**

**表 6.2-5 ベトナムの 2030 年の電源の立地点と構成**

| 2030 | All | Mekong Delta | Southeast | South Central Coast | Central Highlands | North Central Coast | Northeast | Red River Delta | Northwest | Unknown | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hydropower | 1,320 | 0 | 996 | 4,749 | 5,098 | 1,950 | 1,231 | 0 | 8,562 | 0 | 23,906 |
| Coal | 0 | 18,524 | 282 | 7,500 | 0 | 14,100 | 9,780 | 7,680 | 0 | 0 | 57,866 |
| Combined Cycle | 0 | 4,632 | 5,471 | 7,500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 17,603 |
| Gas & Oil | 0 | 1,443 | 774 | 750 | 0 | 400 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3,367 |
| Renewable | 23,240 | 511 | 24 | 1,291 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25,176 |
| Nuclear | 0 | 0 | 0 | 4,600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4,600 |
| Unknown | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 |
| Total | 24,560 | 25,110 | 7,547 | 26,390 | 5,208 | 16,450 | 11,011 | 7,680 | 8,562 | 100 | 132,618 |

出典：IE から入手した資料を基に調査団作成

## 表 6.2-6 ベトナムの既存電源(2015 年)

| | | | | Unit | Install | Available | Owner |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | **EVN Hydropower Plant** | **11424** | **11364** | |
| Northwest | Son La | Son La | Hydropower | 6 | 2400 | 2400 | EVN |
| Northwest | Hoa Binh | Hoa Binh | Hydropower | 8 | 1960 | 1960 | EVN |
| Northeast | Yen Bai | Thac Ba | Hydropower | 3 | 120 | 120 | GENCO 3 |
| Northeast | Tuyen Quang | Tuyen Quang | Hydropower | 3 | 342 | 342 | EVN |
| North Central Coast | Nghe An | Ban Ve | Hydropower | 2 | 320 | 320 | GENCO 1 |
| Northwest | Lai Chau | Ban Chat | Hydropower | 2 | 220 | 220 | GENCO 3 |
| Northwest | Lai Chau | Huoi Quang | Hydropower | 1 | 260 | 260 | EVN |
| Northwest | Lai Chau | Lai Chau | Hydropower | 1 | 400 | 400 | EVN |
| North Central Coast | Thua Thien Hue | A Luoi | Hydropower | 2 | 170 | 170 | GENCO 1 |
| North Central Coast | Quang Tri | Quang Tri | Hydropower | 2 | 64 | 64 | GENCO 2 |
| South Central Coast | Quang Nam | A Vuong | Hydropower | 2 | 210 | 210 | GENCO 2 |
| North Central Coast | Thanh Hoa | Vinh Son | Hydropower | 2 | 66 | 66 | GENCO 3 |
| North Central Coast | Thanh Hoa | Song Hinh | Hydropower | 2 | 70 | 70 | GENCO 3 |
| Central Highlands | Kon Tum | Plei Krong | Hydropower | 2 | 100 | 100 | EVN |
| Central Highlands | Gia Lai | Ialy | Hydropower | 4 | 720 | 720 | EVN |
| Central Highlands | Gia Lai | Se San 3 | Hydropower | 2 | 260 | 260 | EVN |
| Central Highlands | Gia Lai | Se San 4 | Hydropower | 3 | 360 | 360 | EVN |
| Central Highlands | Gia Lai | Se San 3A | Hydropower | 2 | 108 | 108 | EVN |
| Central Highlands | Dak Lak | Buon Tua Srah | Hydropower | 2 | 86 | 86 | GENCO 3 |
| South Central Coast | Quang Nam | Song Tranh 2 | Hydropower | 2 | 190 | 190 | GENCO 1 |
| Central Highlands | Dak Lak | Srepok 3 | Hydropower | 2 | 220 | 220 | GENCO 3 |
| Central Highlands | Gia Lai | An Khe - Kanak | Hydropower | 2+2 | 173 | 173 | GENCO 2 |
| Central Highlands | Dak Lak | Buon Kuop | Hydropower | 2 | 280 | 280 | GENCO 3 |
| South Central Coast | Phu Yen | Song Ba Ha | Hydropower | 2 | 220 | 220 | GENCO 2 |
| Central Highlands | Dak Nong | Dong Nai 3 | Hydropower | 2 | 180 | 180 | GENCO 1 |
| Central Highlands | Dak Nong | Dong Nai 4 | Hydropower | 2 | 340 | 340 | GENCO 1 |
| Southeast | Dong Nai | Tri An | Hydropower | 4 | 400 | 440 | EVN |
| Central Highlands | Lam Dong | Da Nhim | Hydropower | 4 | 160 | 160 | GENCO 1 |
| Southeast | Binh Phuoc | Thac Mo | Hydropower | 2 | 150 | 150 | GENCO 2 |
| South Central Coast | Binh Thuan | Ham Thuan | Hydropower | 2 | 300 | 300 | GENCO 1 |
| South Central Coast | Binh Thuan | Da Mi | Hydropower | 2 | 175 | 175 | GENCO 1 |
| South Central Coast | Binh Thuan | Dai Ninh | Hydropower | 2 | 300 | 300 | GENCO 1 |
| North Central Coast | Nghe An | Khe Bo | Hydropower | 2 | 100 | 100 | GENCO 1 |
| | | | | **EVN Coal Thermal Power Plant** | **8459** | **8324** | |
| Red River Delta | Hai Duong | Pha Lai 1 | Coal | 4 | 440 | 400 | GENCO 2 |
| Red River Delta | Hai Duong | Pha Lai 2 | Coal | 2 | 600 | 580 | GENCO 2 |
| Northeast | Quang Ninh | Uong Bi | Coal | 2 | 630 | 600 | GENCO 1 |
| Red River Delta | Ninh Binh | Ninh Binh | Coal | 4 | 100 | 100 | GENCO 3 |
| Red River Delta | Hai Phong | Hai Phong | Coal | 4 | 1200 | 1200 | GENCO 2 |
| Northeastern | Quang Ninh | Quang Ninh | Coal | 4 | 1200 | 1200 | GENCO 1 |
| North Central Coast | Thanh Hoa | Nghi Son | Coal | 2 | 600 | 600 | GENCO 1 |
| South Central Coast | Binh Thuan | Vinh Tan | Coal | 2 | 1245 | 1200 | GENCO 3 |
| Mekong Delta | Tra Vinh | Duyen Hai 1 | Coal | 2 | 1244 | 1244 | GENCO 1 |
| Northeast | Quang Ninh | Mon Duong 1 | Coal | 2 | 1200 | 1200 | GENCO 3 |
| | | | | **Oil Thermal Power Plant** | **867** | **846** | |
| Southeast | HCM | Thu Duc | Oil | 3 | 169.5 | 153 | GENCO 2 |
| Mekong Delta | Can Tho | Can Tho | Oil | 1 | 37 | 33 | GENCO 2 |
| Mekong Delta | Can Tho | O Mon | Oil | 2 | 660 | 660 | GENCO 2 |
| | | | | **Gas Turbine & Combined Cycle Thermal Power Plant** | **3209** | **2945** | |
| Southeast | Ba Ria- Vung Tau | Ba Ria | Combined Cycle | 8GT +S9 +S1( | 388 | 334 | GENCO 3 |
| Southeast | Ba Ria- Vung Tau | Phu My 2 | Combined Cycle | 4GT +ST23,2 | 949 | 860 | GENCO 3 |
| Southeast | Ba Ria- Vung Tau | Phu My 1 | Combined Cycle | 3GT +ST4 | 1140 | 1090 | GENCO 3 |
| Southeast | Ba Ria- Vung Tau | Phu My 4 | Combined Cycle | 2GT+ST3 | 468 | 440 | GENCO 3 |
| Southeast | HCM | Thu Duc | Combined Cycle | 4GT | 114 | 89 | GENCO 2 |
| Mekong Delta | Can Tho | Can Tho | Combined Cycle | 4GT | 150 | 132 | GENCO 2 |
| | | | | **Small Hydropower Plants** | **1984** | **1320** | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | **Other than EVN** | **12595** | **12317** |
| Northwest | Son La | Nam Chien 2 | Hydropower | 2 | 32 | 32 |
| Northwest | Lao Cai | Bac Ha | Hydropower | 2 | 90 | 90 |
| Northeast | Ha Giang | Nho Que | Hydropower | 2 | 110 | 110 |
| North Central Coast | Thanh Hoa | Cua Dat | Hydropower | 2 | 97 | 97 |
| Northeast | Tuyen Quang | Chiem Hoa | Hydropower | 3 | 48 | 48 |
| Northwest | Lao Cai | Su Pan | Hydropower | 3 | 34.5 | 35 |
| Northwest | Lao Cai | Nam Phang | Hydropower | 2 | 36 | 36 |
| Northwest | Lao Cai | Muong Hum | Hydropower | 2 | 32 | 32 |
| North Central Coast | Thanh Hoa | Ba Thuoc | Hydropower | 4 | 80 | 80 |
| North Central Coast | Nghe An | Hua Na | Hydropower | 2 | 180 | 180 |
| Northwest | Son La | Nam Chien 1 | Hydropower | 2 | 200 | 200 |
| Northeast | Yen Bai | Van Chan | Hydropower | 3 | 57 | 57 |
| Northwest | Lao Cai | Ta Thang | Hydropower | 2 | 60 | 60 |
| Northeast | Ha Giang | Song Bac | Hydropower | 2 | 42 | 42 |
| Northwest | Lao Cai | Ngoi Phat | Hydropower | 3 | 72 | 72 |
| Northeast | Yen Bai | Ngoi Hut | Hydropower | 2 | 48 | 48 |
| Northwest | Lai Chau | Nam Na | Hydropower | 3 | 66 | 66 |
| Northwest | Dien Bien | Nam Muc 2 | Hydropower | 2 | 44 | 44 |
| Northeast | Lang Son | Na Duong | Coal | 2 | 110 | 110 |
| Northeast | Thai Nguyen | Cao Ngan | Coal | 2 | 115 | 115 |
| Northeast | Quang Ninh | Cam Pha | Coal | 2 | 660 | 600 |
| Northeast | Bac Giang | Son Dong | Coal | 2 | 220 | 200 |
| Northeast | Quang Ninh | Mao Khe | Coal | 2 | 440 | 440 |
| Northeast | Quang Ninh | Mon Duong 2 | Coal | 2 | 1245 | 1200 |
| North Central Coast | Ha Tinh | Vung Ang | Coal | 2 | 1245 | 1200 |
| North Central Coast | Ha Tinh | Formosa Ha Tinh | Coal | 1 | 150 | 150 |
| Northeast | Thai Nguyen | An Khanh | Coal | 2 | 120 | 120 |
| North Central Coast | Ha Tinh | Huong Son | Hydropower | 2 | 34 | 34 |
| Northeast | Ha Giang | Thai An | Hydropower | 2 | 82 | 82 |
| North Central Coast | Thua Thien Hue | Binh Dien | Hydropower | 2 | 44 | 44 |
| South Central Coast | Quang Nam | Song Con | Hydropower | 3 | 63 | 63 |
| South Central Coast | Quang Nam | Song Bung 5 | Hydropower | 2 | 57 | 57 |
| South Central Coast | Quang Nam | Song Bung 4A | Hydropower | 2 | 49 | 49 |
| Central Highlands | Gia Lai | Se San 4A | Hydropower | 3 | 63 | 63 |
| Northwest | Lai Chau | Krong H'nang | Hydropower | 2 | 64 | 64 |
| Central Highlands | Dak Lak | Srepok 4 | Hydropower | 2 | 80 | 80 |
| Central Highlands | Dak Lak | Srepok 4A | Hydropower | 2 | 64 | 64 |
| Central Highlands | Lam Dong | Dam Bri | Hydropower | 2 | 75 | 75 |
| North Central Coast | Thua Thien Hue | Huong Dien | Hydropower | 3 | 81 | 81 |
| Central Highlands | Dak Lak | Dak R'tih | Hydropower | 4 | 144 | 144 |
| South Central Coast | Quang Nam | Dak Mi 4 | Hydropower | 5 | 195 | 195 |
| South Central Coast | Quang Nam | Song Bung 4A | Hydropower | 2 | 156 | 156 |
| South Central Coast | Khan Hoa | Song Giang 2 | Hydropower | 2 | 37 | 37 |
| South Central Coast | Quang Ngai | Dak Drinh | Hydropower | 2 | 125 | 125 |
| Central Highlands | Dak Nong | Dong Nai 2 | Hydropower | 2 | 73 | 73 |
| South Central Coast | Binh Thuan | Bac Binh | Hydropower | 2 | 33 | 33 |
| Central Highlands | Dak Nong | Dong Nai 5 | Hydropower | 2 | 150 | 150 |
| Central Highlands | Lam Dong | Da Dang 2 | Hydropower | 2 | 34 | 34 |
| Southeast | Binh Phuoc | Can Don | Hydropower | 2 | 78 | 80 |
| Southeast | Binh Phuoc | Srok Phu Mieng | Hydropower | 2 | 51 | 51 |
| Southeast | HCM | Hiep Phuoc | Oil | 3 | 375 | 375 |
| Mekong Delta | Long An | Formosa | Coal | 2 | 310 | 300 |
| Southeast | Ba Ria- Vung Tau | Phu My 3 | Combined Cycle | 2GT+ST3 | 740 | 743 |
| Southeast | Ba Ria- Vung Tau | Phu My 22 | Combined Cycle | 2GT+ST3 | 740 | 715 |
| Southeast | HCM | Nhon Trach 1 | Combined Cycle | 2GT+ST3 | 465 | 450 |
| Southeast | HCM | Nhon Trach 2 | Combined Cycle | 2GT+ST3 | 750 | 750 |
| Mekong Delta | Ca Mau | Ca Mau 1 | Combined Cycle | 2GT+ST1 | 771 | 750 |
| Mekong Delta | Ca Mau | Ca Mau 2 | Combined Cycle | 2GT+ST4 | 771 | 750 |
| Southeast | Dong Nai | Ve Dan | Coal | 2 | 72 | 72 |
| Southeast | Tay Ninh | Bourbon | Biomass | 2 | 24 | 24 |
| South Central Coast | Binh Thuan | Tuy Phong (Wind) | Wind | | 30 | 24 |
| Mekong Delta | Bac Lieu | Bac Lieu (Wind) | Wind | | 60 | 45 |
| Southeast | Ba Ria- Vung Tau | Dam Phu My | Gas | 1 | 21 | 21 |
| | | | | **Total** | **38537** | **37116** |

出典：IE から入手した資料, 2017 年 11 月

表 6.2-7 ベトナムの電源計画

| Year | Region | Province | Name | | Install | Available(2015) /Install(2016-) | Owner |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2016 | Northeast | Ha Giang | Nho Que 2 | Hydropower | 48 | 48 | IPP |
| 2016 | Northeast | Ha Giang | Nho Que 1 | Hydropower | 32 | 32 | IPP |
| 2016 | Northwest | Lai Chau | Nam Na 3 | Hydropower | 84 | 84 | IPP |
| 2016 | Northwest | Lao Cai | Nam Toong | Hydropower | 34 | 34 | IPP |
| 2016 | Northeast | Ha Giang | Bac Me | Hydropower | 45 | 45 | IPP |
| 2016 | North Central Coast | Thanh Hoa | Ba Thuoc 1 | Hydropower | 60 | 60 | IPP |
| 2016 | South Central Coast | Quang Nam | Song Tranh 3 | Hydropower | 62 | 62 | IPP |
| 2016 | Northwest | Lai Chau | Huoi Quang Unit2 | Hydropower | 260 | 260 | EVN |
| 2016 | Northwest | Lai Chau | Lai Chau Unit 2&3 | Hydropower | 2x400 | 800 | EVN |
| 2016 | North Central Coast | Thanh Hoa | Trung Son Unit1&2 | Hydropower | 2x65 | 130 | EVN |
| 2016 | North Central Coast | Nghe An | Nhan Hac | Hydropower | 59 | 59 | IPP |
| 2016 | South Central Coast | Quang Nam | Song Bung 2 | Hydropower | 100 | 100 | EVN |
| 2016 | Central Highlands | Laos | Xekaman 1 (Laos) | Hydropower | 290 | 290 | Viet Lao Power Joint-stock Company |
| 2016 | South Central Coast | Quang Nam | Song Tranh 4 | Hydropower | 48 | 48 | IPP |
| 2016 | South Central Coast | Quang Nam | Dak Mi 2 | Hydropower | 98 | 98 | IPP |
| 2016 | North Central Coast | Ha Tinh | Formosa Ha Tinh Unit 2 | Coal | 150 | 150 | IPP - coal based power |
| 2016 | North Central Coast | Ha Tinh | Formosa Ha Tinh Unit 3&4 | Gas | 2x100 | 200 | IPP - blast furnace gas |
| 2016 | North Central Coast | Ha Tinh | Formosa Ha Tinh Unit 5 | Coal | 150 | 150 | IPP - coal based power |
| 2016 | South Central Coast | Quang Nam | Dak Mi 3 | Hydropower | 45 | 45 | IPP |
| 2016 | Southeast | Dong Nai | Formosa Dong Nai Unit 3 | Coal | 150 | 150 | IPP |
| 2016 | Southeast | Dong Nai | Ve Dan | Coal | 60 | 60 | IPP (cogeneration) |
| 2016 | Mekong Delta | Tra Vinh | Duyen Hai III Unit 1 | Coal | 600 | 600 | EVN |
| 2016 | South Central Coast | Phu Yen | KCP Unit 1 | Biomass | 30 | 30 | IPP (Phu Yen) |
| 2016 | All | All | Renewable energy | Renewable | 260 | 260 | |
| 2017 | North Central Coast | Nghe An | Chi Khe | Hydropower | 41 | 41 | IPP |

| Year | Region | Province | Name | | Install | Available(2015) /Install(2016-) | Owner |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2017 | Northwest | Dien Bien | Long Tao | Hydropower | 42 | 42 | IPP |
| 2017 | North Central Coast | Thanh Hoa | Trung Son Unit 3&4 | Hydropower | 2x65 | 130 | EVN |
| 2017 | Northeast | Tuyen Quang | Yen Son | Hydropower | 70 | 70 | Binh Minh Construction & Travel Group Joint-stock Company |
| 2017 | South Central Coast | Quang Ngai | Tra Khuc 1 | Hydropower | 36 | 36 | IPP |
| 2017 | Central Highlands | Laos | Xekaman Xanxay 1(Laos) | Hydropower | 32 | 32 | Viet Lao Power Joint-stock Company |
| 2017 | Southeast | Binh Phuoc | Thac Mo Expansion | Hydropower | 75 | 75 | EVN |
| 2017 | Red River Delta | Thai Binh | Thai Binh I Unit 1&2 | Coal | 2x300 | 600 | EVN |
| 2017 | Red River Delta | Thai Binh | Thai Binh II Unit1 | Coal | 600 | 600 | PVN |
| 2017 | Mekong Delta | Tra Vinh | Duyen Hai III Unit 2 | Coal | 600 | 600 | EVN |
| 2017 | Southeast | Ba Ria- Vung Tau | Long Son Unit 1 | Oil | 75 | 75 | IPP (cogeneration) |
| 2017 | Central Highlands | Gia Lai | An Khe Unit 1 | Biomass | 55 | 55 | Quang Ngai Sugar Joint-stock Company |
| 2017 | All | All | Renewable energy | Renewable | 360 | 360 | |
| 2018 | Northeast | Ha Giang | Song Lo 6 | Hydropower | 44 | 44 | Xuan Thien Ha Giang Co., Ltd |
| 2018 | North Central Coast | Thanh Hoa | Hoi Xuan | Hydropower | 102 | 102 | IPP |
| 2018 | Northeast | Ha Giang | Song Mien 4 | Hydropower | 38 | 38 | IPP |
| 2018 | South Central Coast | Binh Thuan | La Ngau | Hydropower | 36 | 36 | La Ngau Hydropower Joint-stock Company |
| 2018 | South Central Coast | Quang Nam | Dak Mi 1 | Hydropower | 54 | 54 | IPP |
| 2018 | Central Highlands | Lam Dong | Da Nhim Expansion | Hydropower | 100 | 100 | EVN |
| 2018 | Central Highlands | Laos | Xekaman 4 (Laos) | Hydropower | 80 | 80 | Viet Lao Power Joint-stock Company |
| 2018 | North Central Coast | Thua Thien Hue | A Lin | Hydropower | 62 | 62 | IPP |
| 2018 | Northeast | Quang Ninh | Thang Long Unit 1 | Coal | 300 | 300 | Thang Long Thermal Power Joint-stock Company |
| 2018 | Red River Delta | Thai Binh | Thai Binh II Unit 2 | Coal | 600 | 600 | PVN |

| Year | Region | Province | Name | | Install | Available(2015) /Install(2016-) | Owner |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2018 | South Central Coast | Binh Thuan | Vinh Tan IV Unit 1&2 | Coal | 2x600 | 1200 | EVN |
| 2018 | Mekong Delta | Soc Trang | Long Phu I Unit 1 | Coal | 600 | 600 | PVN |
| 2018 | Southeast | Ba Ria- Vung Tau | Long Son Unit 2&3 | Oil | 2x75 | 150 | IPP (cogeneration) |
| 2018 | South Central Coast | Phu Yen | KCP Unit 2 | Biomass | 30 | 30 | IPP (Phu Yen) |
| 2018 | Central Highlands | Gia Lai | An Khe Unit 2 | Biomass | 55 | 55 | Quang Ngai Sugar Joint-stock Company |
| 2018 | Mekong Delta | Hau Giang | Lee&Man | Biomass | 125 | 125 | Lee & Man Paper Vietnam Co., Ltd (cogeneration) |
| 2018 | Mekong Delta | Ca Mau | Khai Long Wind (Ca Mau) | Wind | 100 | 100 | Cong Ly Construction - Trading - Tourism Co., Ltd |
| 2018 | Mekong Delta | Bac Lieu | Bac Lieu Wind Unit 3 | Wind | 142 | 142 | Cong Ly Construction - Trading - Tourism Co., Ltd |
| 2018 | All | All | Renewable energy | Renewable | 520 | 520 | |
| 2019 | Central Highlands | Lam Dong | Bao Lam 3 | Hydropower | 46 | 46 | IPP |
| 2019 | Northwest | Lai Chau | Pac Ma | Hydropower | 140 | 140 | Pac Ma Hydropower Joint-stock Company |
| 2019 | Central Highlands | Kon Tum | Upper Kon Unit 1&2 | Hydropower | 2x110 | 220 | EVN |
| 2019 | Northeast | Quang Ninh | Thang Long Unit 2 | Coal | 300 | 300 | Thang Long Thermal Power Joint-stock Company |
| 2019 | Northeast | Quang Ninh | Hai Ha 1 cogeneration plant | Coal | 3x50 | 150 | IPP (inside the industrial zone) |
| 2019 | Northeast | Lang Son | Na Duong II | Coal | 110 | 110 | Vinacomin |
| 2019 | Mekong Delta | Soc Trang | Long Phu I Unit 2 | Coal | 600 | 600 | PVN |
| 2019 | Mekong Delta | Hau Giang | Song Hau I Unit 1&2 | Coal | 2x600 | 1200 | PVN |
| 2019 | Mekong Delta | Tra Vinh | Duyen Hai III Expansion | Coal | 660 | 660 | EVN |
| 2019 | South Central Coast | Binh Thuan | Vinh Tan I Unit 1&2 | Coal | 2x600 | 1200 | CSG - CPIH - Vinacomin (BOT) |
| 2019 | South Central Coast | Binh Thuan | Vinh Tan IV Expansion | Coal | 600 | 600 | EVN |
| 2019 | Northwest | Dien Bien | Nam Cum 1, 4, 5 | Hydropower | 65 | 65 | IPP |
| 2019 | South Central Coast | Ninh Thuan | Trung - Nam wind | Wind | 90 | 90 | IPP (Ninh Thuan) |

| Year | Region | Province | Name | | Install | Available(2015) /Install(2016-) | Owner |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2019 | Mekong Delta | Soc Trang | Soc Trang wind | Wind | 99 | 99 | Cong Ly Construction - Trading - Tourism Co., Ltd |
| 2019 | South Central Coast | Ninh Thuan | Thien Tan 1 solar | Solar | 300 | 300 | IPP (Ninh Thuan) |
| 2019 | All | All | Renewable energy | Renewable | 450 | 450 | |
| 2020 | Northwest | Son La | Nam Pan 5 | Hydropower | 35 | 35 | IPP |
| 2020 | Northwest | Lai Chau | Nam Mo (Vietnam) | Hydropower | 95 | 95 | IPP |
| 2020 | Central Highlands | Gia Lai | Ialy Expansion | Hydropower | 360 | 360 | EVN |
| 2020 | North Central Coast | Ha Tinh | Formosa Ha Tinh Unit 6&7 | Coal | 2x150 | 300 | IPP - coal based power |
| 2020 | North Central Coast | Ha Tinh | Formosa Ha Tinh Unit 8&9 | Gas | 2x100 | 200 | IPP - blast furnace gas |
| 2020 | North Central Coast | Ha Tinh | Formosa Ha Tinh Unit 10 | Coal | 150 | 150 | IPP - coal based power |
| 2020 | Red River Delta | Hai Duong | Hai Duong Unit 1 | Coal | 600 | 600 | Jaks Resources Berhad (BOT) |
| 2020 | Northeast | Quang Ninh | Cam Pha III Unit 1&2 | Coal | 2x220 | 440 | Vinacomin |
| 2020 | North Central Coast | Thanh Hoa | Cong Thanh | Coal | 600 | 600 | Cong Thanh Thermal Power Joint-stock Company |
| 2020 | Mekong Delta | Can Tho | O Mon III | Combined Cycle | 750 | 750 | EVN |
| 2020 | Northwest | Dien Bien | Nam Cum 2, 3, 6 | Hydropower | 54 | 54 | IPP |
| 2020 | South Central Coast | Ninh Thuan | Hanbaram Wind | Wind | 117 | 117 | IPP |
| 2020 | South Central Coast | Ninh Thuan | Thien Tan 2 solar | Solar | 400 | 400 | IPP (Ninh Thuan) |
| 2020 | All | All | Renewable energy | Renewable | 470 | 470 | |
| 2021 | Northwest | Lai Chau | My Ly | Hydropower | 250 | 250 | IPP |
| 2021 | Northwest | Hoa Binh | Hoa Binh Expansion Unit 1 | Hydropower | 240 | 240 | EVN |
| 2021 | North Central Coast | Thanh Hoa | Nghi Son II Unit 1 | Coal | 600 | 600 | Marubeni - Kepco (BOT) |
| 2021 | North Central Coast | Ha Tinh | Vung Ang II Unit 1 | Coal | 600 | 600 | VAPCO (BOT) |
| 2021 | Red River Delta | Hai Duong | Hai Duong Unit 2 | Coal | 600 | 600 | Jaks Resources Berhad (BOT) |
| 2021 | Red River Delta | Nam Dinh | Nam Dinh I Unit 1 | Coal | 600 | 600 | Taekwang Power Holdings - ACWA Power (BOT) |
| 2021 | North Central Coast | Thanh Hoa | Quang Trach I Unit 1 | Coal | 600 | 600 | PVN |

| Year | Region | Province | Name | | Install | Available(2015) /Install(2016-) | Owner |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2021 | Mekong Delta | Kien Giang | Kien Giang 1 | Combined Cycle | 750 | 750 | PVN |
| 2021 | Mekong Delta | Can Tho | O Mon IV | Combined Cycle | 750 | 750 | EVN |
| 2021 | Mekong Delta | Tra Vinh | Duyen Hai II Unit 1&2 | Coal | 2x600 | 1200 | Janakuasa Sdn. Bhd (BOT) |
| 2021 | Mekong Delta | Hau Giang | Song Hau II Unit 1 | Coal | 1000 | 1000 | Toyo Ink (BOT) |
| 2021 | Mekong Delta | Soc Trang | Long Phu II Unit 1 | Coal | 660 | 660 | TATA Power (BOT) |
| 2021 | Mekong Delta | Soc Trang | Long Phu III Unit 1 | Coal | 600 | 600 | PVN |
| 2021 | Northeast | Quang Ninh | Uong Bi (Ceasing) | Coal | -105 | -105 | EVN |
| 2021 | South Central Coast | Ninh Thuan | Thien Tan 3 solar | Solar | 300 | 300 | IPP (Ninh Thuan) |
| 2021 | All | All | Renewable energy | Renewable | 790 | 790 | |
| 2022 | North Central Coast | Quang Tri | Ban Mong (Song Hieu) | Hydropower | 60 | 60 | IPP |
| 2022 | Northwest | Hoa Binh | Hoa Binh Expansion Unit 2 | Hydropower | 240 | 240 | EVN |
| 2022 | South Central Coast | Quang Ngai | Dak Re | Hydropower | 60 | 60 | IPP |
| 2022 | Northeast | Quang Ninh | Hai Ha 2 cogeneration | Coal | 5x150 | 300 | IPP |
| 2022 | Northeast | Bac Giang | Luc Nam Unit 1 | Coal | 50 | 50 | IPP |
| 2022 | North Central Coast | Nghe An | Quynh Lap I Unit 1 | Coal | 600 | 600 | Vinacomin |
| 2022 | North Central Coast | Ha Tinh | Vung Ang II Unit 2 | Coal | 600 | 600 | VAPCO (BOT) |
| 2022 | North Central Coast | Thanh Hoa | Nghi Son II Unit 2 | Coal | 600 | 600 | Marubeni - Kepco (BOT) |
| 2022 | Red River Delta | Nam Dinh | Nam Dinh I Unit 2 | Coal | 600 | 600 | Taekwang Power Holdings - ACWA Power (BOT) |
| 2022 | North Central Coast | Thanh Hoa | Quang Trach I Unit 2 | Coal | 600 | 600 | PVN |
| 2022 | South Central Coast | Binh Thuan | Vinh Tan III Unit 1 | Coal | 660 | 660 | VTEC (BOT) |
| 2022 | Mekong Delta | Hau Giang | Song Hau II Unit 2 | Coal | 1000 | 1000 | Toyo Ink (BOT) |
| 2022 | Mekong Delta | Soc Trang | Long Phu II Unit 2 | Coal | 660 | 660 | TATA Power (BOT) |
| 2022 | Mekong Delta | Soc Trang | Long Phu III Unit 2&3 | Coal | 2x600 | 1200 | PVN |
| 2022 | South Central Coast | Khanh Hoa | Van Phong I Unit 1 | Coal | 660 | 660 | Sumitomo (BOT) |
| 2022 | Mekong Delta | Kien Giang | Kien Giang II | Combined Cycle | 750 | 750 | PVN |

| Year | Region | Province | Name | | Install | Available(2015) /Install(2016-) | Owner |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2022 | All | All | Renewable energy | Renewable | 1200 | 1200 | |
| 2023 | Northeast | Phu Tho | Phu Tho low head | Hydropower | 105 | 105 | Binh Minh Construction & Travel Group Joint-stock Company |
| 2023 | North Central Coast | Nghe An | Quynh Lap I Unit 2 | Coal | 600 | 600 | Vinacomin |
| 2023 | Northeast | Bac Giang | Luc Nam Unit 2 | Coal | 50 | 50 | IPP |
| 2023 | North Central Coast | Quang Tri | Quang Tri Unit 1 | Coal | 600 | 600 | EGATi (BOT) |
| 2023 | South Central Coast | Khanh Hoa | Mien Trung I | Combined Cycle | 750 | 750 | PVN |
| 2023 | South Central Coast | Quang Ngai | Dung Quat I | Combined Cycle | 750 | 750 | Sembcorp (BOT) |
| 2023 | South Central Coast | Binh Thuan | Vinh Tan III Unit 2&3 | Coal | 2x660 | 1320 | VTEC (BOT) |
| 2023 | South Central Coast | Khanh Hoa | Van Phong I Unit 2 | Coal | 660 | 660 | Sumitomo (BOT) |
| 2023 | South Central Coast | Binh Thuan | Son My II Unit 1 | Combined Cycle | 750 | 750 | PVN |
| 2023 | South Central Coast | Ninh Thuan | Bac Ai pumped-storage Unit 1&2 | Hydropower | 2x300 | 600 | EVN |
| 2023 | All | All | Renewable energy | Renewable | 1000 | 1000 | |
| 2024 | North Central Coast | Ha Tinh | Vung Ang III Unit 1 | Coal | 600 | 600 | Samsung C&T (BOT) |
| 2024 | North Central Coast | Quang Tri | Quang Tri Unit 2 | Coal | 600 | 600 | EGATi (BOT) |
| 2024 | South Central Coast | Khanh Hoa | Mien Trung II | Combined Cycle | 750 | 750 | PVN |
| 2024 | South Central Coast | Quang Ngai | Dung Quat II | Combined Cycle | 750 | 750 | Sembcorp (BOT) |
| 2024 | Mekong Delta | Long An | Long An I Unit 1 | Coal | 600 | 600 | |
| 2024 | South Central Coast | Binh Thuan | Son My II Unit 2 | Combined Cycle | 750 | 750 | PVN |
| 2024 | All | All | Renewable energy | Renewable | 1200 | 1200 | |
| 2025 | Southeast | Dong Nai | Tri An Expansion | Hydropower | 200 | 200 | EVN |
| 2025 | Red River Delta | Hai Phong | Hai Phong III Unit 1 | Coal | 600 | 600 | Vinacomin |
| 2025 | Northeast | Quang Ninh | Hai Ha 3 cogeneration plant | Coal | 2x300 | 600 | IPP |
| 2025 | Unknown | Unknown | Rang Dong cogeneration plant | Unknown | 100 | 100 | IPP |

| Year | Region | Province | Name | | Install | Available(2015) /Install(2016-) | Owner |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2025 | North Central Coast | Ha Tinh | Vung Ang III Unit 2 | Coal | 600 | 600 | Samsung C&T (BOT) |
| 2025 | Mekong Delta | Long An | Long An I Unit 2 | Coal | 600 | 600 | |
| 2025 | South Central Coast | Binh Thuan | Son My II Unit 3 | Combined Cycle | 750 | 750 | PVN |
| 2025 | South Central Coast | Ninh Thuan | Bac Ai pumped-storage Unit 3&4 | Hydropower | 2x300 | 600 | EVN |
| 2025 | All | All | Renewable energy | Renewable | 1800 | 1800 | |
| 2026 | Northwest | Laos | Nam Mo 1 (Laos) | Hydropower | 72 | 72 | IPP |
| 2026 | Red River Delta | Hai Phong | Hai Phong III Unit 2 | Coal | 600 | 600 | Vinacomin |
| 2026 | North Central Coast | Nghe An | Quynh Lap II Unit 1 | Coal | 600 | 600 | BOT |
| 2026 | South Central Coast | Khanh Hoa | Mien Trung III | Combined Cycle | 750 | 750 | PVN |
| 2026 | Mekong Delta | Long An | Long An II Unit 1 | Coal | 800 | 800 | |
| 2026 | Mekong Delta | Can Tho | O Mon II | Gas | 750 | 750 | |
| 2026 | South Central Coast | Binh Thuan | Son My I Unit 1 | Gas | 750 | 750 | GDF SUEZ/Sojitz-Pacific (BOT) |
| 2026 | All | All | Renewable energy | Renewable | 2160 | 2160 | |
| 2027 | North Central Coast | Nghe An | Quynh Lap II Unit 2 | Coal | 600 | 600 | BOT |
| 2027 | South Central Coast | Binh Thuan | Son My I Unit 2 | Combined Cycle | 750 | 750 | GDF SUEZ/Sojitz-Pacific (BOT) |
| 2027 | Mekong Delta | Long An | Long An II Unit 2 | Coal | 800 | 800 | |
| 2027 | Mekong Delta | Tien Giang | Tan Phuoc I Unit 1 | Coal | 600 | 600 | |
| 2027 | All | All | Renewable energy | Renewable | 2910 | 2910 | |
| 2028 | South Central Coast | Phu Yen | Dong Phu Yen pumped-storage Unit 1 | Hydropower | 300 | 300 | Xuan Thien Company |
| 2028 | Northeast | Quang Ninh | Hai Ha 4 cogeneration plant | Coal | 2x300 | 600 | IPP |
| 2028 | North Central Coast | Thanh Hoa | Quang Trach II Unit 1 | Coal | 600 | 600 | |
| 2028 | South Central Coast | Binh Thuan | Ninh Thuan I Unit 1 | Nuclear | 1200 | 1200 | EVN |
| 2028 | Mekong Delta | Tien Giang | Tan Phuoc I Unit 2 | Coal | 600 | 600 | |
| 2028 | Mekong Delta | Tien Giang | Tan Phuoc II Unit 1 | Coal | 600 | 600 | |

| Year | Region | Province | Name | | Install | Available(2015) /Install(2016-) | Owner |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2028 | South Central Coast | Binh Thuan | Son My I Unit 3 | Combined Cycle | 750 | 750 | GDF SUEZ/Sojitz-Pacific (BOT) |
| 2028 | All | All | Renewable energy | Renewable | 3240 | 3240 | |
| 2029 | South Central Coast | Phu Yen | Dong Phu Yen pumped-storage Unit 2 | Hydropower | 300 | 300 | Xuan Thien Company |
| 2029 | Northeast | Quang Ninh | Quang Ninh III Unit 1 | Coal | 600 | 600 | |
| 2029 | North Central Coast | Ha Tinh | Vung Ang III Unit 3 | Coal | 600 | 600 | |
| 2029 | North Central Coast | Thanh Hoa | Quang Trach II Unit 2 | Coal | 600 | 600 | |
| 2029 | Mekong Delta | Tien Giang | Tan Phuoc II Unit 2 | Coal | 600 | 600 | |
| 2029 | Mekong Delta | Bac Lieu | Bac Lieu I Unit 1 | Coal | 600 | 600 | |
| 2029 | South Central Coast | Binh Thuan | Ninh Thuan I Unit 2 | Nuclear | 1200 | 1200 | EVN |
| 2029 | South Central Coast | Binh Thuan | Ninh Thuan II Unit 1 | Nuclear | 1100 | 1100 | EVN |
| 2029 | All | All | Renewable energy | Renewable | 3350 | 3350 | |
| 2030 | Northwest | Son La | Huoi Tao | Hydropower | 180 | 180 | |
| 2030 | South Central Coast | Phu Yen | Dong Phu Yen pumped-storage Unit 3 | Hydropower | 300 | 300 | Xuan Thien Company |
| 2030 | Central Highlands | Lam Dong | Don Duong pumped-storage Unit 1 | Hydropower | 300 | 300 | EVN |
| 2030 | Northeast | Quang Ninh | Quang Ninh III Unit 2 | Coal | 600 | 600 | |
| 2030 | North Central Coast | Ha Tinh | Vung Ang III Unit 4 | Coal | 600 | 600 | |
| 2030 | Mekong Delta | Bac Lieu | Bac Lieu I Unit 2 | Coal | 600 | 600 | |
| 2030 | South Central Coast | Binh Thuan | Ninh Thuan II Unit 2 | Nuclear | 1100 | 1100 | EVN |
| 2030 | All | All | Renewable energy | Renewable | 3530 | 3530 | |

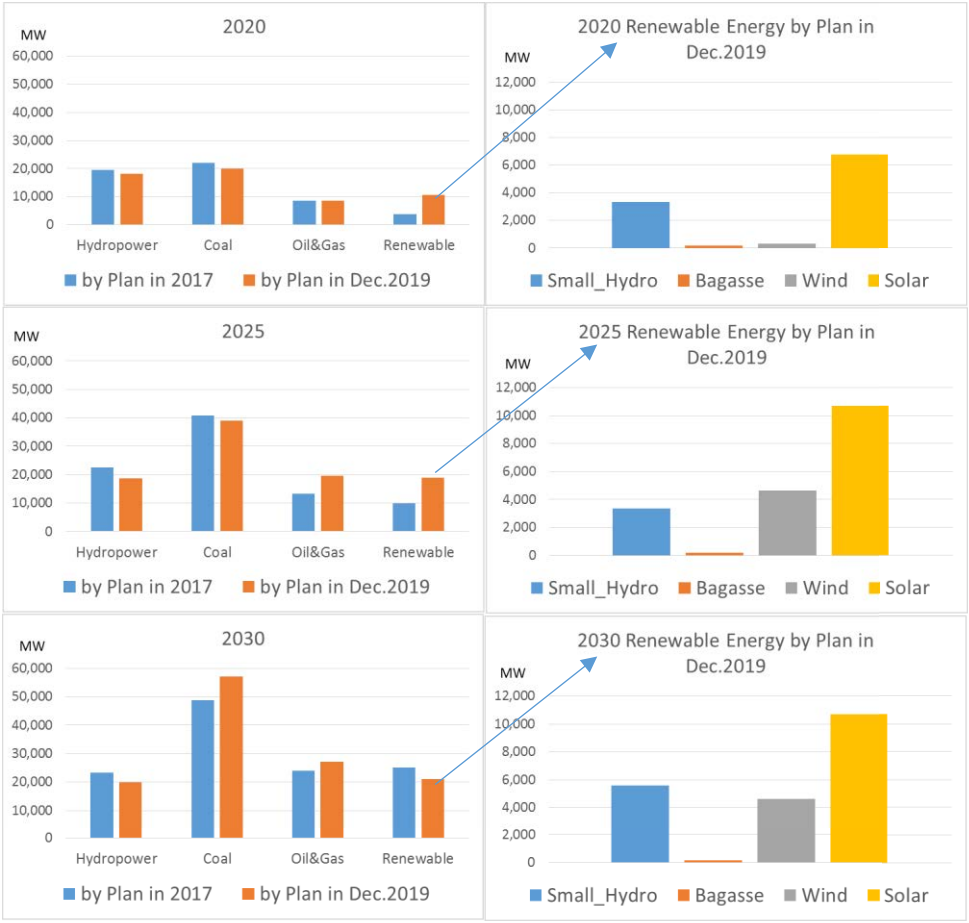
出典：PDP7 及び IE から入手した資料に調査団にて立地点追記

### 6.2.5. 新しい電源計画

2018 年末から、IE は次の PDP(PDP8)を策定する準備を開始した。以下、2019 年 12 月に IE から入手した情報を含め記載する。

PDP7 改定版に基づいた 2017 年の電源計画と、2019 年 12 月に IE から入手した新電源計画を比較した。

再生可能エネルギーには、太陽光発電、風力発電、バイオ発電、小水力発電を含んでいる。2018 年にはほとんど設置されていなかった太陽光発電は、2019 年 6 月までの FIT 適用により、設備容量が大きく増加し、2019 年の設置容量は約 4.5 GW に達した。新電源計画の再生可能エネルギーの設備容量は、旧電源計画と比べ 2020 年で約 3 倍、2025 年で約 2 倍に達する。一方、新電源計画における水力発電所、石炭火力発電所の設備容量は、旧電源計画と比べ 2025 年まで若干減少している。しかし、2030 年までの石炭火力の計画は、旧計画よりも多くなっている。




再生可能エネルギーは、小水力、バイオマス、風力、太陽光を含む

**図 6.2-13 旧電源計画と 2019 年 12 月新電源計画の比較**

ベトナムの電源の特徴としては以下があげられる。

- 水力発電所の開発量の減少
- 火力発電所の設備量のシェアの増加
- 近年の急激な太陽光発電所の増加と太陽光の偏在

将来の発電設備容量の推移を示す。今後、水力発電の設備容量は、大きく増加しない。石炭火力、ガス火力は、2030 年にかけて 3 倍近い量になる。

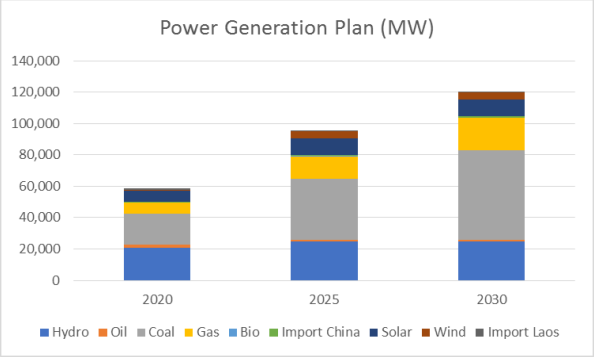



**図 6.2-14 発電設備容量の推移**

今後、発電設備に占める火力発電所の割合が増加する。

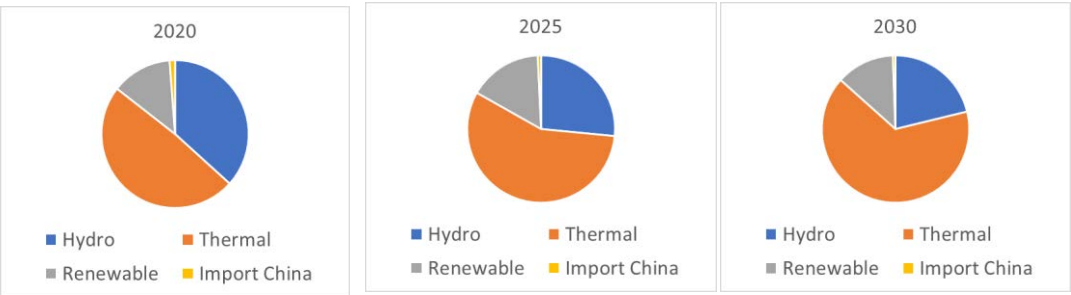



**図 6.2-15 発電設備の構成の推移**

太陽光と風力の地域ごとの計画設備容量を示す。C2、S に集中している。

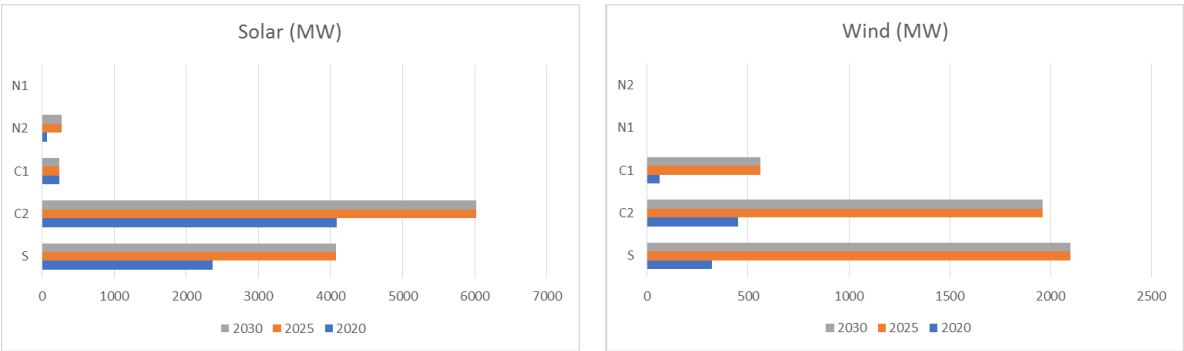



**図 6.2-16 太陽光と風力発電所の地域ごとの計画設備容量**

太陽光は、図に示すように、2019 年から 2021 年に急激に増加し、10,000 MW を超える想定であるが、それ以降は、増加しない計画である。

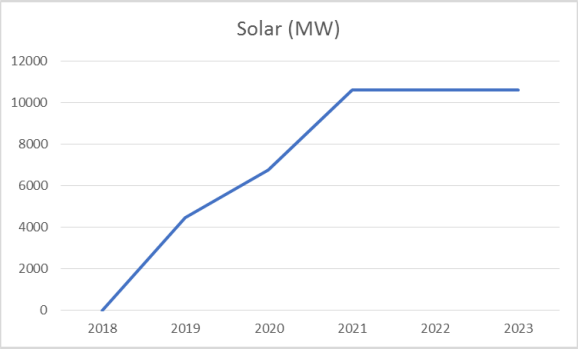



**図 6.2-17 ベトナムの太陽光の開発量の推移**

水力発電所は、N1 及び C2 に偏在している。図 6.2-18 に示すように、水力発電所の設備容量は、今後、大きな増加は見込めず、2020 年で 21,000 MW、2030 年で 25,000 MW 程度となる。

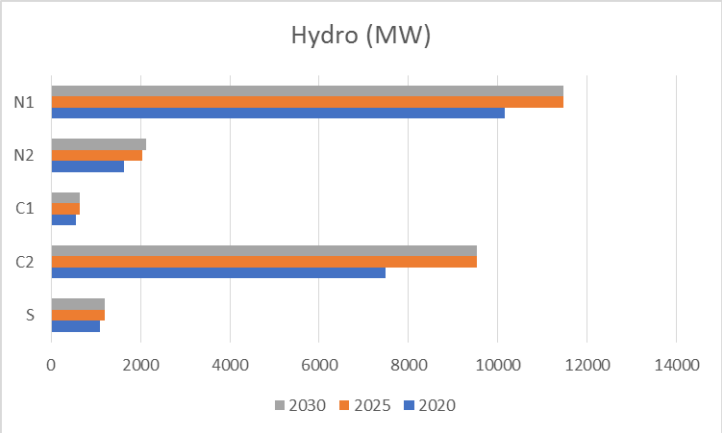



**図 6.2-18 水力発電所の地域ごとの計画設備容量**

ベトナムの水力発電所は、雨季と乾季の出力差が大きい。図 6.2-19 に、ベトナムで運転中の水力発電所の設備容量と各月の平均の出力の比を示す。最乾季には、平均出力が容量の25%程度にまで低下する。

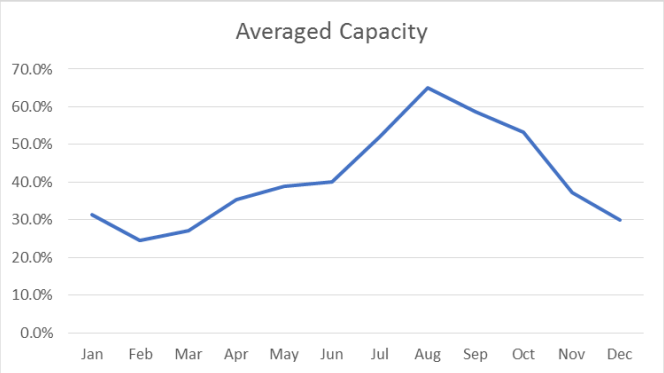
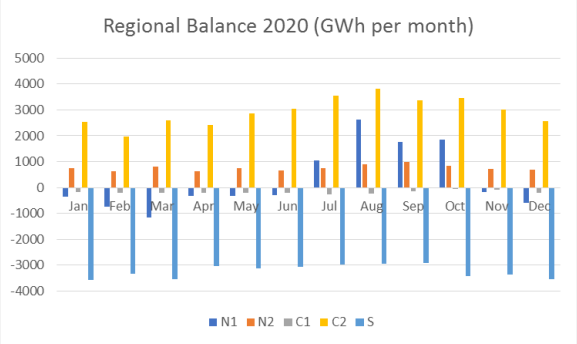
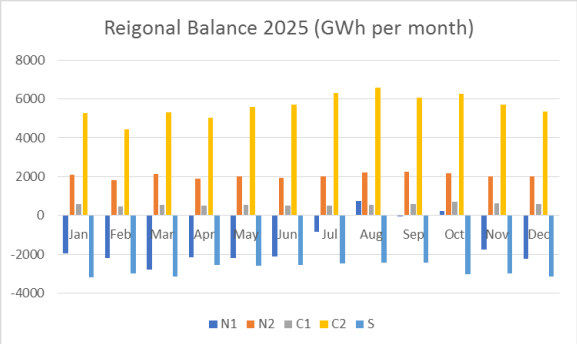



**図 6.2-19 ベトナムで運転中の水力発電所の設備容量と各月の平均の出力の比**

地域別、月別の需給バランスを図 6.2-20 に示す。N2、C2 地域は、需要が少なく、発電設

備量が多いため、通年プラスのバランスである。S 地域は、需要が大きいため、通年マイナスのバランスである。N1 地域は水力が多いため、雨季、乾季で需給バランスが大きく変化する。2020 年では、雨季は供給量が多くプラス、乾季は少なくなり、マイナスのバランスになる。2025 年以降は、N1 地域は雨季でも需要が供給を上回り、マイナスのバランスになる。



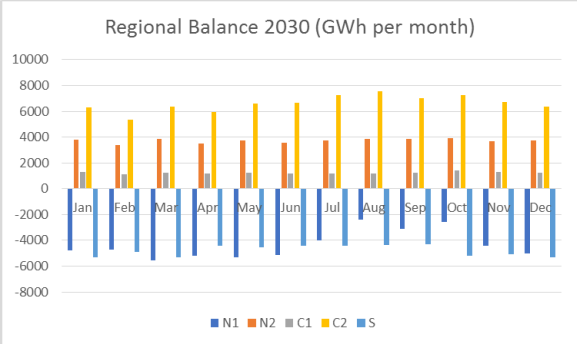
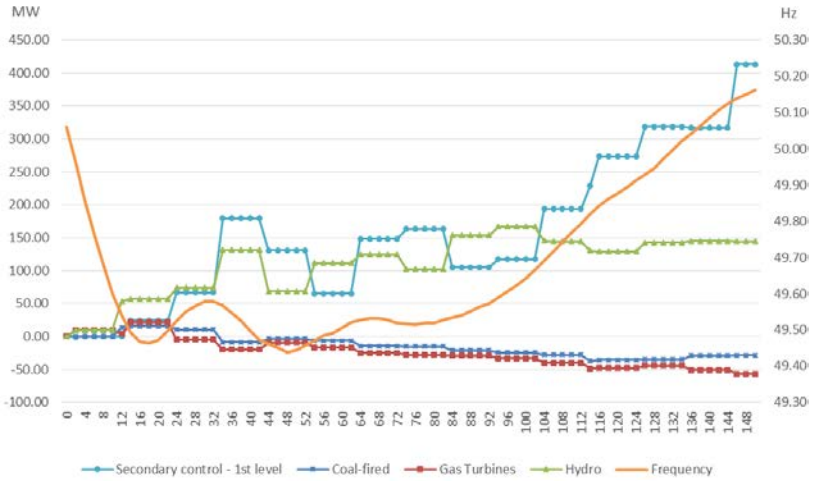




**図 6.2-20 地域別・月別の需給バランス**

### 6.2.6. 太陽光の調整力として必要な貯水池式水力の容量

図 6.2-21 に示すように、現在、数秒オーダーの周波数調整は水力発電所で実施されているため、今後、水力の割合が少なくなると調整力の不足が懸念される。このため、周波数調整力の確保が今後の課題となり、現在は実施されていない火力発電所による一次周波数調整の実施や、揚水発電所、蓄電池の設置による調整力の確保策が検討されている。また、ラオスにベトナム系統専用の水力発電所を開発し、調整力を確保する方策も考えられる。




横軸：秒

**図 6.2-21 ベトナムの周波数調整の状況**

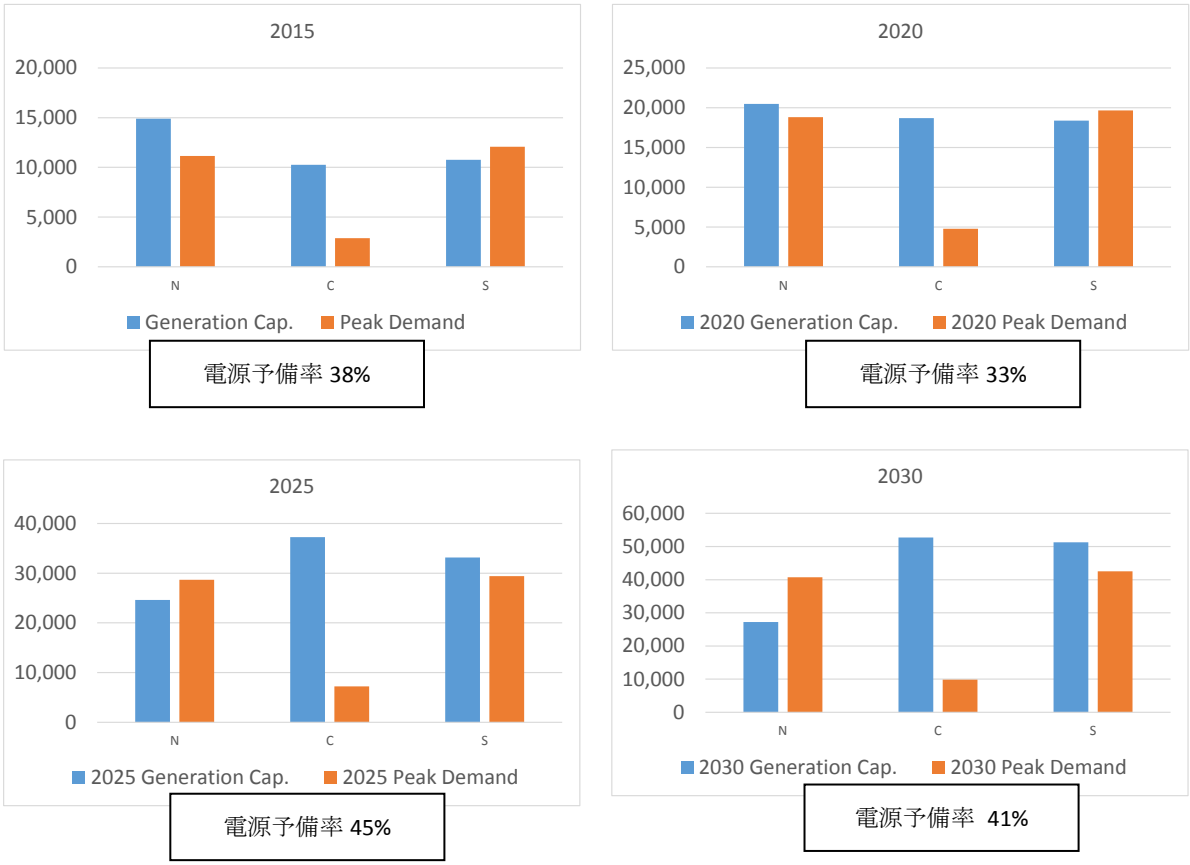
ベトナムの水力は、9 割程度貯水池式であり、昼夜間の出力調整は可能である。下記枠内に示すように、太陽光の設備容量に対し、ベトナムでは約 3 倍の設備容量の貯水池式水力があれば、通年にわたり、貯水池式水力のみで調整可能となる。したがって、2030 年の水力の設備容量から推定すると 8,000 MW 程度までの太陽光であれば、十分に貯水池式水力で昼夜間の出力を均平化できると考えられる。(8,000 MW は最大出力であり、パネル容量では 10,000 MW 程度まで、十分対応可能である。)

＜太陽光の昼夜間の出力調整に必要な貯水池式水力の容量＞

太陽光の設置容量に対し、どの程度の容量の貯水池式水力があれば、貯水池式水力のみで昼夜間の調整が可能であるかを概算する。太陽光の設置容量を 1MW とし、晴天で一日 10 時間発電すると、太陽の高度変化を考慮し、一日の発電電力量は、約 6.4MWh となる。1MW の負荷の 24 時間の電力量は、24 MWh であり、太陽光で供給された約 6.4 MWh の残りの負荷、約 17.6MWh に貯水池式水力で供給すれば、常時 1MW を 24 時間一定の負荷、24MWh に供給できる。このとき、太陽光の 1 日平均出力は、0.28 MW であり、貯水池式水力の平均出力は、0.73 MW になる。ベトナムの標準的な貯水池式水力によって、乾季にこの量の平均出力を得るためには、ベトナムの貯水池式水力の乾季の平均出力の減少を考慮して、その約 4 倍の発電設備容量が必要となり、約 2.9MW の貯水池式水力の容量が必要になる。結果的に、この容量は、太陽光の発電設備容量の約 3 倍になる。

### 6.2.7. ベトナムの電力需給予測

PDP7 改定版による 2015 年、2020 年、2025 年、2030 年における地域毎の、ピーク電力需要と発電設備容量を図 6.2-22 に示す。なお、再生可能エネルギーは、開発箇所を特定せずに計画されているものが多いため、8 割を南部、2 割を中部に仮定した。系統全体では、ピーク電力需要に対し、発電設備容量の予備率は、30%～40%程度確保されている。中部は各年、発電設備容量が、ピーク電力需要を大きく上回る。南部は、2025 年頃から、発電設備容量がピーク需要を上回る。このため、ベトナムの電力潮流は、中部から南部に流れる傾向がある。北部は、2025 年頃から、発電設備容量が、ピーク電力需要を下回る。このため、後年度は、中部から北部への電力潮流も増加すると想定される。




（単位:MW）

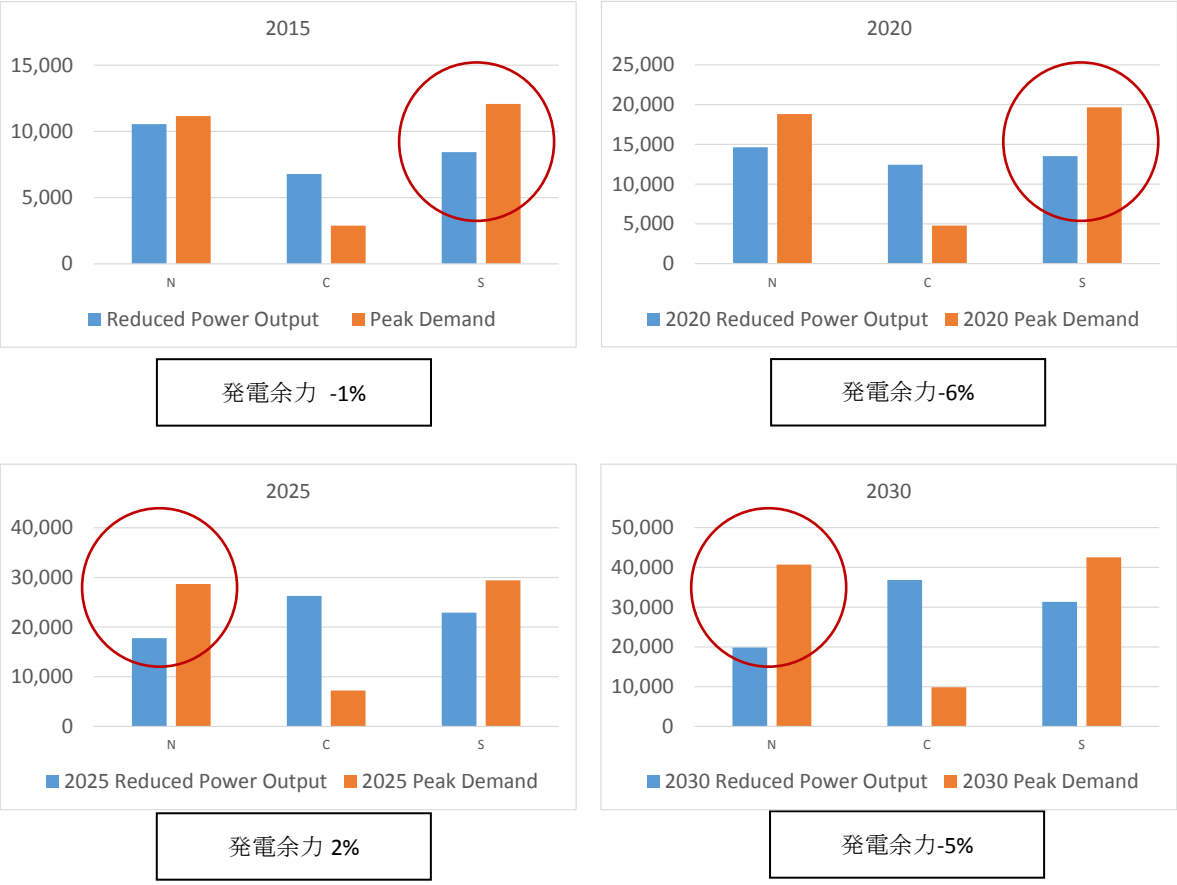
出典：PDP7 及び IE から入手した資料を基に調査団作成

**図 6.2-22 ベトナムの地域毎のピーク電力需要と発電設備容量**

一方、乾季の水力発電所の出力の減少など需給の厳しい状況を考慮し、設備容量に対し、水力 60%、火力・原子力 80%、再生可能エネルギー30%の出力を設定すると、系統全体で、ピーク需要に対し、発電供給力がやや不足する。

2015 年では、系統全体で 350 MW、北部で 600 MW 程度、南部で、3,600 MW 程度が不足、2020 年では、系統全体で 2,700 MW 不足、北部で 4,200 MW 程度、南部で、6,100 MW 程度が不足する。2025 年以降、北部、南部での発電供給力の不足が顕著になる。特に、北部での

不足量が増大する。不足分は、中部からの送電、及び中国、ラオスからの輸入により供給されることになる。




（単位:MW）

赤い丸は発電設備容量が大幅に不足する地域を示す。

出典：PDP7 及び IE から入手した資料を基に調査団作成

**図 6.2-23 ベトナムの地域毎のピーク電力需要と需給上厳しい状況での発電設備出力**

**表 6.2-8 ベトナムの地域毎のピーク電力需要と需給上厳しい状況での発電設備出力**

（単位：MW）

| | | N | C | S | Total | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2015 | Peak Demand | 11,150 | 2,883 | 12,070 | 26,103 | 0% |
| | Reduced Power Output | 10,544 | 6,779 | 8,434 | 25,757 | -1% |
| | Affordability | -606 | 3,896 | -3,636 | -346 | |
| 2020 | Peak Demand | 18,812 | 4,790 | 19,666 | 43,268 | 0% |
| | Reduced Power Output | 14,636 | 12,425 | 13,532 | 40,593 | -6% |
| | Affordability | -4,176 | 7,635 | -6,134 | -2,676 | |
| 2025 | Peak Demand | 28,663 | 7,236 | 29,415 | 65,314 | 0% |
| | Reduced Power Output | 17,773 | 26,267 | 22,905 | 66,945 | 2% |
| | Affordability | -10,890 | 19,031 | -6,510 | 1,631 | |
| 2030 | Peak Demand | 40,704 | 9,858 | 42,521 | 93,083 | 0% |
| | Reduced Power Output | 19,844 | 36,858 | 31,311 | 88,013 | -5% |
| | Affordability | -20,860 | 27,000 | -11,210 | -5,070 | |

出典：PDP7 及び IE から入手した資料を基に調査団作成

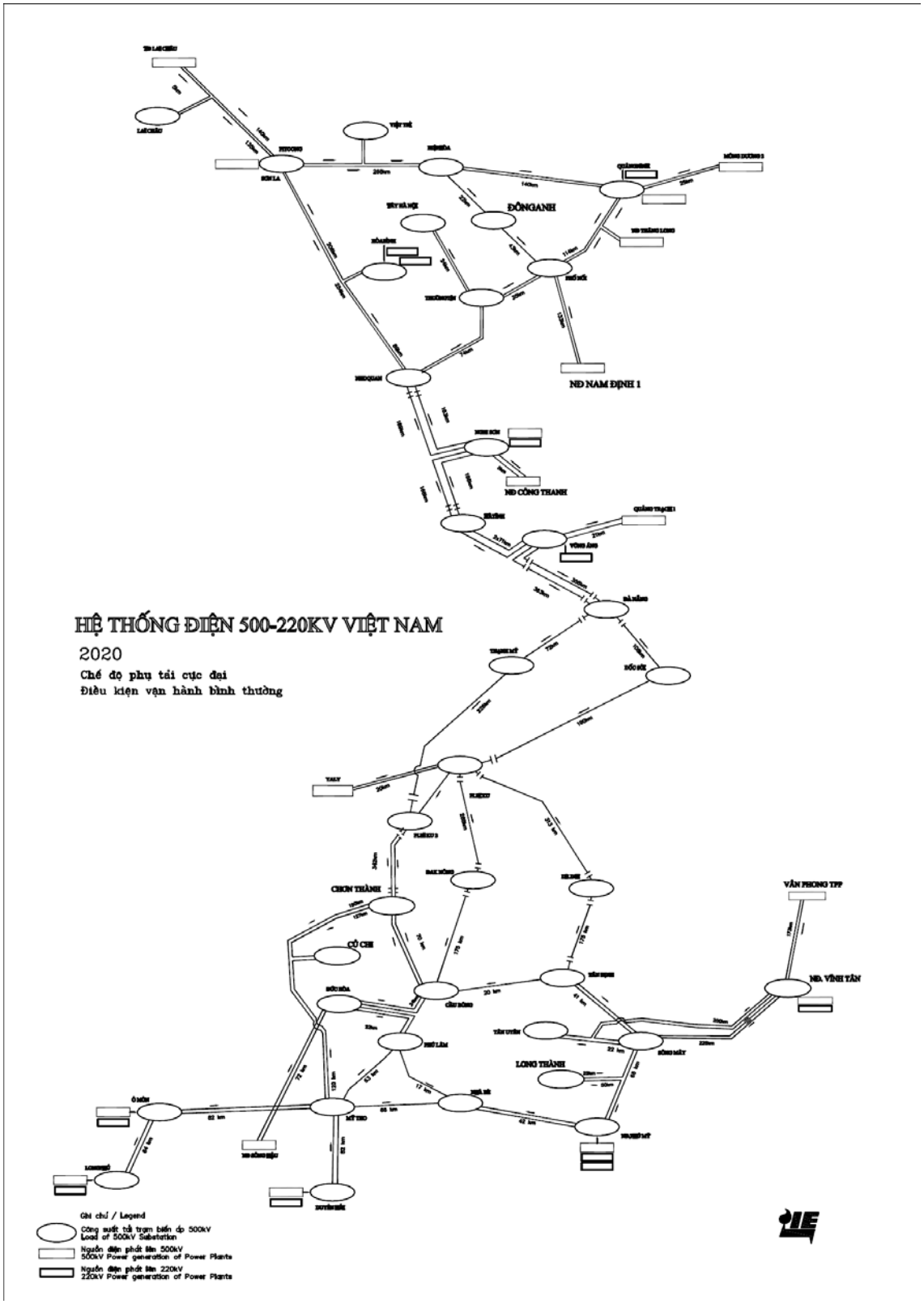
### 6.2.8. ベトナムの系統

ベトナムの基幹系統は、500 kV、220 kV の電圧で運転されており、500 kV 送電系統が南北に構築されている。北部の一部の地域は、中国から 220 kV 3 回線、及び 110 kV 4 回線で電力供給を受け、南部からは、カンボジアに 220 kV 送電線で電力輸出を行っている。ラオス南部の Xekaman 1 水力発電所からベトナム中部の 500 kV Thanh My 変電所、及び Xekman3 水力発電所からベトナム中部の 500 kV Pleiku2 変電所にそれぞれ 220 kV 電源線が接続され、ラオスから電力輸入を行っている。

| GWh | 2015 | 2016 |
|---|---|---|
| **Cambodia (220kV)** | **1194** | **1141** |
| **<110kV** | 388 | 401 |
| **220kV** | 806 | 740 |
| **Laos (220kV)** | **-493** | **-1193** |
| **<110kV** | 48 | 51 |
| **220kV** | -540 | -1244 |
| **China** | **-1689** | **-1492** |
| **110kV** | -255 | 0 |
| **220kV** | -1434 | -1492 |

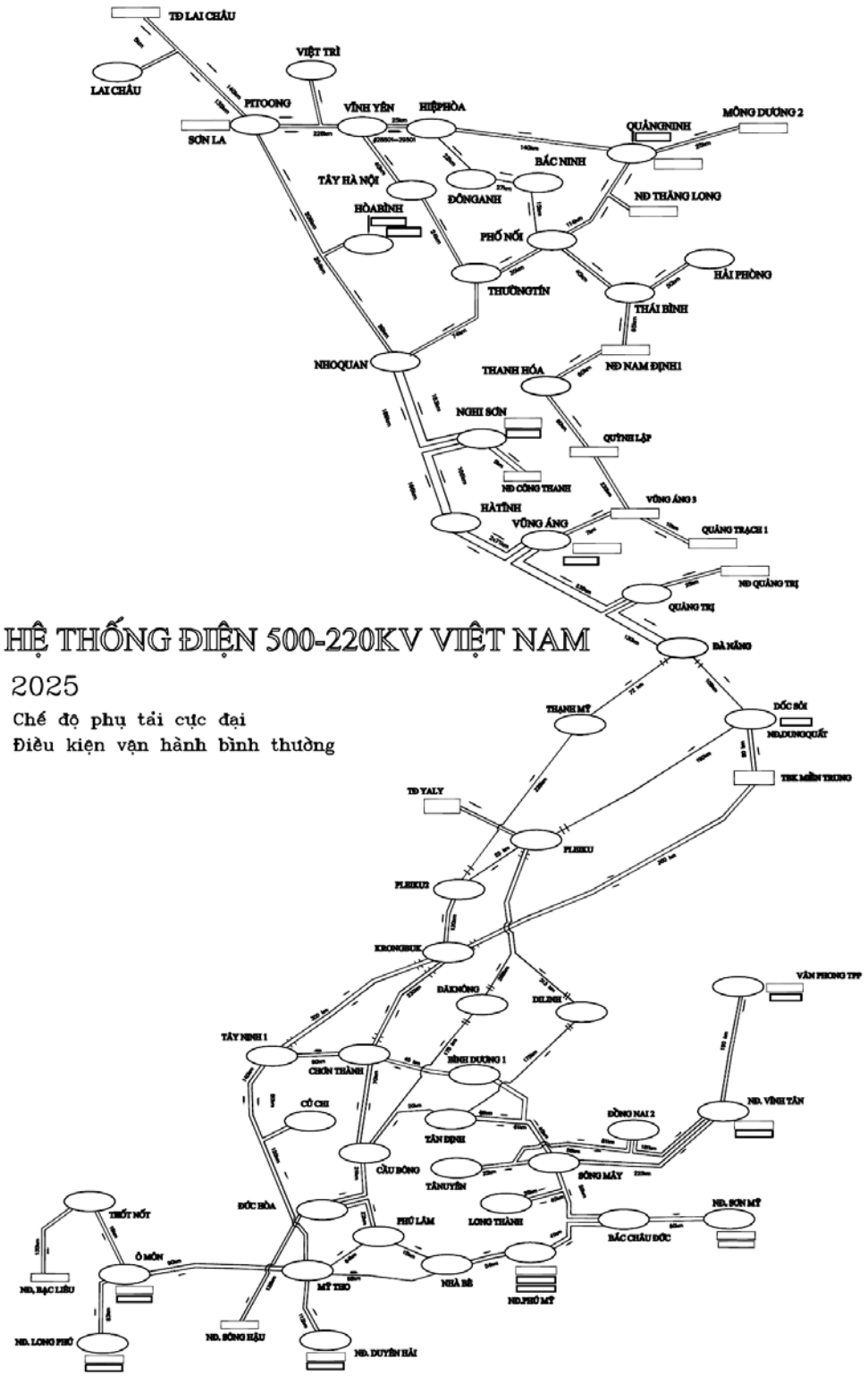
出典：RPTCC23 カントリーレポート

**図 6.2-24 ベトナムの電力系統と近隣国との電力融通量**



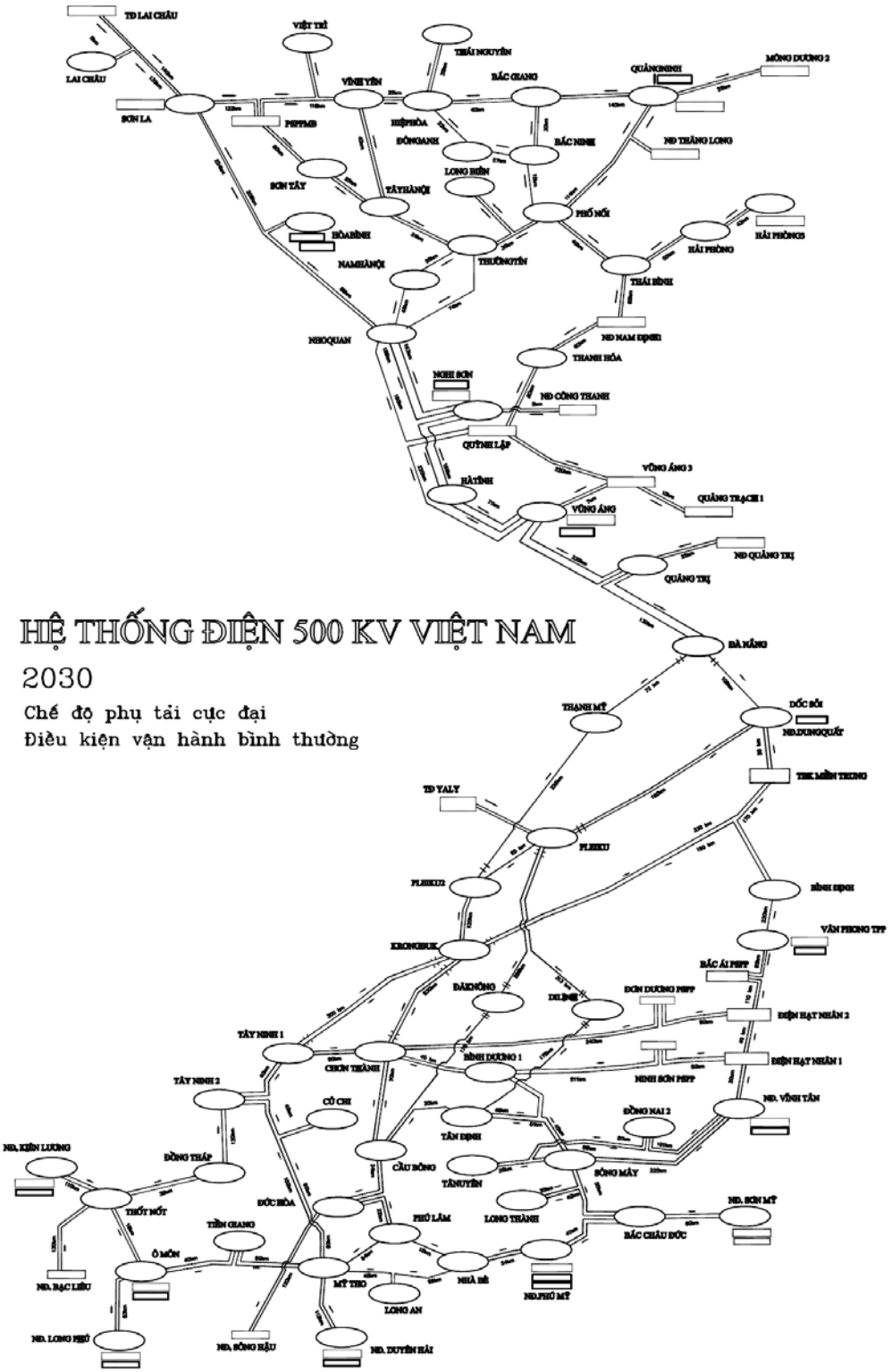

出典：IE から入手した資料,2017 年 11 月

**図 6.2-25 ベトナムの 500 kV 系統(2020 年)**




出典：IE から入手した資料,2017 年 11 月

**図 6.2-26 ベトナムの 500 kV 系統(2025 年)**




出典：IE から入手した資料,2017 年 11 月

**図 6.2-27 ベトナムの 500 kV 系統(2030 年)**

**表 6.2-9 2015 年、2016 年のベトナムの電力系統と隣国との 220kV 送電線での電力融通の実績**

既設の中国-ベトナム連系線

| Projects | Voltage level | Pmax (in contract) | Pmax (2016) |
|---|---|---|---|
| Guman – Lao Cai | 220kV | 450 MW | 300 MW |
| Malutang – Ha Giang | 220kV | 350 MW | 230 MW |

既設のラオス-ベトナム連系線

| Projects | Voltage level | Pmax |
|---|---|---|
| Xekaman 3 – Thanh My | 220kV | 248 MW |
| Xekaman 1 – Pleiku 2 | 220kV | 290 MW |

既設のベトナム-カンボジア連系線

| Projects | Voltage level | Pmax (in contract) | Pmax (2015) |
|---|---|---|---|
| Chau Doc – Takeo | 220kV | 200 MW | 200 MW |

出典：RPTCC23 カントリーレポート

### 6.2.9. ラオスとベトナムの電力輸出入計画

ラオス政府とベトナム政府との間で、2016 年 10 月に、MOU が取り交わされた。以下に示すラオスの発電容量を、ベトナムに売電することが可能であることが確認されている。

- 2020 年まで、合計の最低容量約 1,000 MW
- 2021 年から 2025 年まで、合計の最低容量約 3,000 MW
- 2026 年から 2030 年まで、合計の最低容量約 5,000 MW

両者は、ラオスの電力系統とベトナムの電力系との間の連系線について、以下の通り合意した。

- Xekaman 3 と Xekaman 1 水力発電所を連系する 220 kV 送電線を新設し、Xekaman 3-Thanh My 220 kV 送電線及び Xekaman 1-Pleiku 2 220 kV 送電線の容量を 1,000 MW まで増加させる検討を継続する。
- 長期的には、ベトナムの系統とラオスの系統を結ぶ、500 kV 及び 230 kV 送電線、及び交直変換所の建設に、ラオスが投資し、ラオス-ベトナムの連系線を通じた買電を行う。
- ベトナムが、中国からラオスの北部、及びラオスの北部から南部を縦断する送電線を通じて中国から電力を購入する場合は、ラオス側は雲南から約 3,000 MW の送電容量を確保する。

現在、世銀では、ラオスの Xekaman 1 及び Xekaman 3 の輸出専用 IPP の電源線の空き容量を活用したラオスの南部の水力の輸出計画調査を実施している。2017 年 10 月の検討段階における Xekaman 1, 3 に接続される計画の発電所を表 6.1-10 に示す。合計で約 1,000 MW となる。しかし、計画のステータスが、CA、PDA、FS のプロジェクトが多く、予定通りの年に、運転を開始するのは困難であると考えられる。

**表 6.2-10 2017 年 10 月の検討段階における Xekaman 3 及び Xekaman 1 送電線で輸出する計画の発電所**

| | Xekaman 3 Connecting Power Plants | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| No. | Power Plants | Type | Provinces | (MW) | (GWh) | Plant Factor | COD | Status |
| 1 | Xekaman 3 (IPPe) | Reservoir | Sekong | 250 | 982.9 | 45% | 2013 | Existing |
| 2 | Houay Lamphanyai (EDL-GEN) | Reservoir | Sekong | 88 | 500 | 65% | 2015 | Existing |
| 3 | Xenammoy 1 (IPPd) | Run Off River | Sekong | 14.8 | 80 | 62% | 2015 | Existing |
| 4 | Xenamnoy 6 (IPPd) | Run Off River | Sekong | 5 | 27 | 62% | 2017 | Existing |
| 5 | Xenammoy 2-Xekatam 1 (IPPd) | Run Off River | Sekong | 10 | 58 | 66% | 2017 | Existing |
| 6 | Dakcha Liew 1 (IPPd) | Run Off River | Sekong | 11 | 54 | 43% | 2020 | CA |
| 7 | Dakcha Liew 2 (IPPd) | Run Off River | Sekong | 13 | 51 | 40% | 2020 | CA |
| 8 | Houaylamphan Gnai (Down) (EDL-GEN) | Run Off River | Sekong | 15 | 80 | 61% | 2020 | PDA |
| 9 | Nam PaGnoun (IPPd) | Run Off River | Sekong | 15 | 60 | 46% | 2020 | PDA |
| 10 | Houay La Ngea (IPPd) | Reservoir | Sekong | 60 | 293.8 | 42% | 2020 | FS |
| Total Potential Generation upto 2020 | | | | 481.8 | 2,186.70 | | | |
| | Xekaman 1 Connecting Power Plants | | | | | | | |
| No. | Power Plant | Type | Provinces | (MW) | (GWh) | Plant Factor | COD | Status |
| 1 | Sugar Factory (IPPd) | Bio-Thermal | Attapeu | 20 | 123 | 70% | 2013 | Existing |
| 2 | Xekaman 1 (IPPe) | Reservoir | Attapeu | 290 | 1,096.00 | 43% | 2017 | Existing |
| 3 | Xekaman - Xanxai (IPPe) | Run Off River | Attapeu | 32 | 121 | 43% | 2017 | Existing |
| 4 | Nam Kong 2 (IPPd) | Reservoir | Attapeu | 66 | 263.11 | 46% | 2017 | Under Construction |
| 5 | Nam Kong 3 (IPPd) | Reservoir | Attapeu | 55 | 170.24 | 43% | 2019 | Under Construction |
| 6 | Xepian - Xenamnoy (IPPd) | Run Off River | Attapeu | 40 | 229 | 56% | 2019 | Under Construction |
| 7 | Houay Ka Ouy (IPPd) | Run Off River | Attapeu | 15 | 85 | 65% | 2020 | Under Construction |
| 8 | Nam Kong 1 (IPPd) | Run Off River | Attapeu | 160 | 649 | 46% | 2020 | Under Construction |
| 9 | Xekong Down A (IPPd) | Run Off River | Attapeu | 76 | 387.8 | 58% | 2020 | CA Negotiation |
| Total Potential Generation upto 2020 | | | | 744 | 3,124.20 | | | |

出典:ラオス-ベトナム連系線についてのベトナム、ラオス、世銀の会合、EDL 発表資料,2017 年 10 月

一方、2017 年 12 月の ADB、RPTCC23 のベトナムのカントリーレポートでは、ラオスからの電力輸入計画として、表 6.2-11 のプロジェクトを挙げている。前記のリストと比較すると、Xekaman 3 送電線を使用する計画は記載されておらず、Xekaman1 送電線を使用する計画は、Xekaman 4、及び Xekaman Xansay である。

**表 6.2-11 将来のラオスからの電力輸入計画**

| Projects | Voltage level | COD |
|---|---|---|
| Xekaman Xansay – Xekaman 1 (32 MW) | 110kV | 2018 |
| Xekaman 4 – Xekaman 1 (80 MW) | 220kV | 2022 |
| Xe Kong 1&2 (1800 MW) | 500 kV | 2021-2022 |
| Nam Xam 1&3 (220 MW) | 220kV | 2021-2022 |

出典：RPTCC23 カントリーレポート, 2017 年 12 月

前記、Xekaman1、3 を活用した合計 1,000 MW の輸出、及び、上記、Xe Kong 1&2 (1800 MW)、Nam Xam 1&3 (220 MW)と合わせると、2025 年までの 3,000 MW の輸出が達成されることになる。

後述するように、ラオスとベトナムの間で 2018 年から、ラオスの Nam Ou 水力発電所(1～7)の輸出計画を検討中である。

2019 年 12 月に IE から入手した PDP に関する資料、及びラオス側の意見を考慮し、ベトナムへの輸出の可能性がある発電プロジェクトをとりまとめた。リストには、ほぼ輸出が決まったものから可能性があるものまで記載する。

- なお、2020 年 1 月に、IE から以下の追加情報があった。

● ラオスからの輸入の計画について
- サバナケット水力発電プロジェクトの開発者/投資家（合計 300～500 MW）は、ベトナム（Quang Tri 県）に電力を販売したかったが、計画はまだ完成していない。投資家は 6.95 US セント/ kWh（ベトナムに販売する他の水力発電プロジェクトと同じ）の販売価格に同意しているようだが、ラオス政府はより多くの料金を徴収したかったと言われている。 この計画がいつ実現できるかは明確ではない。

● 中国からベトナムの輸入計画
- ベトナムは中国からの電力輸入を増やすことを計画しているが、まだ交渉中である。技術的には、送電計画は検討され準備されているが、計画を実現する前に上位レベルの承認を必要とする政治的及び政府の政策問題がある。現在、ベトナムは約 400 MW を中国（雲南省）からベトナム北部の省（Ha Giang, Lao Cai）に輸入している。220kV の変電所を追加することで、輸入容量を 1,500 MW～2,000 MW まで増やすことが技術的に可能である。しかし、政府の承認を待っており、タイミングが明確ではない。

2019 年 12 月の情報をもとに、地域ごとのラオスからの輸入計画を以下に記載する。

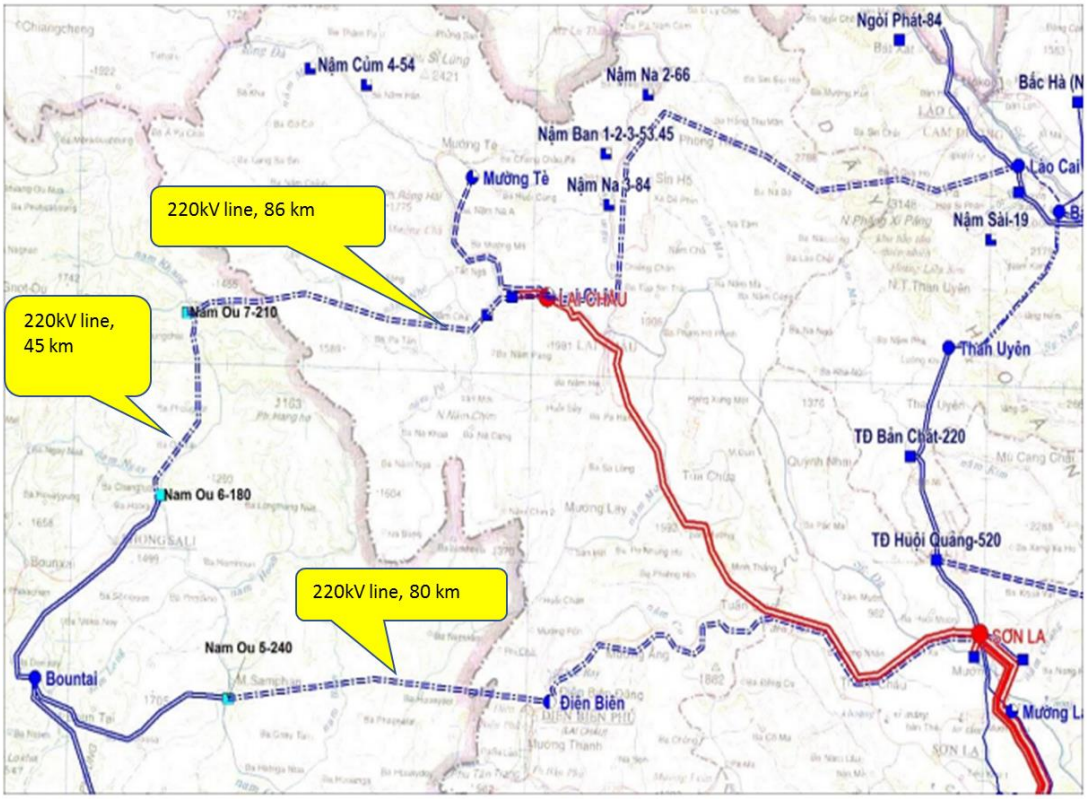
**1.ラオス北部からベトナム北部への輸出**

入手した IE のリストには、Nam Ou1,2 が記載されていたが、ラオスでは、現在、Nam Ou 1,2 は国内用としているため、リストから除外した。なお、Nam Ou の送電方法として、図 6.2-28 に示された方法以外に、Xam Neua からベトナムの Nho Quan へ 500 kV で送電する案もある。MK.Prabang も、IE のリストには記載されていたが、2020 年 1 月のラオス側の情報によるとタイ向けに考えているとのことで、除外した。

Houaphan coal は、ベトナムからのリストには輸出の可能性ありとして記載されているが、本マスタープランでは、ラオス国内向けに考えている。

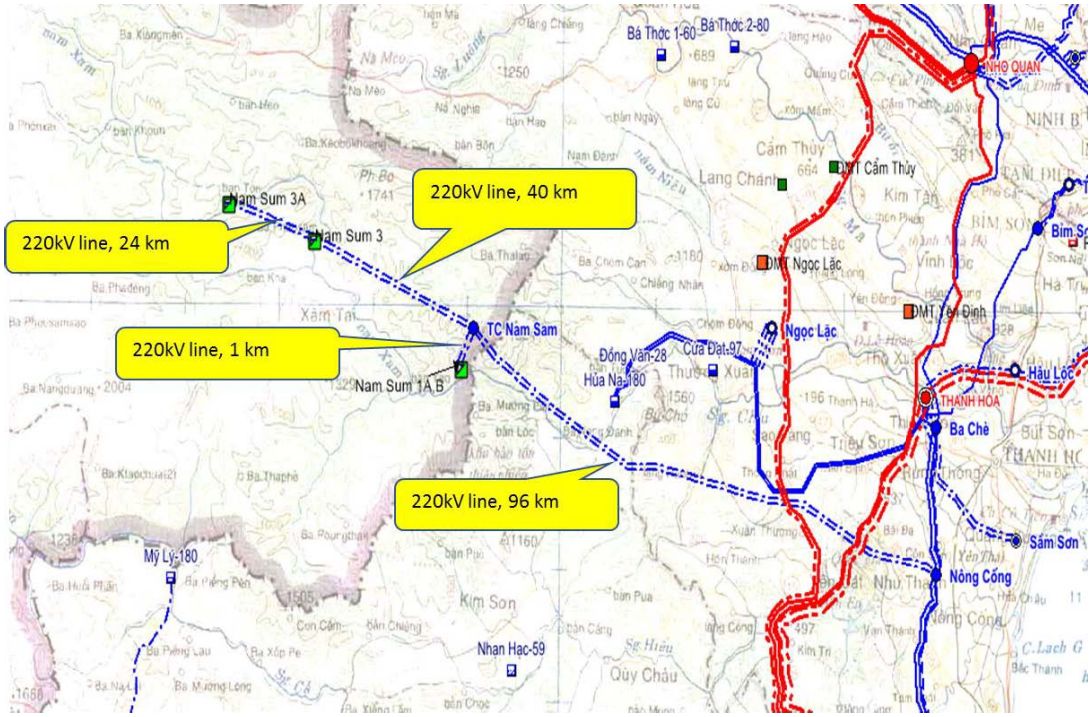
表 6.2-12 ラオス北部からベトナムへの輸出計画（ベトナム IE の情報）

| No | Name of projects | Capacity (MW) | Energy generation (GWh) | Type of source | Progress of project | Planning year to purchase to Vietnam |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **I** | **Connect to the North** | **822** | | | | |
| | HPP Nam Ou 7 | 210 | 811 | Hydro | Constructing | 2021-2025 |
| | HPP Nam Ou 6 | 180 | 738 | Hydro | Operating | 2021-2025 |
| | HPP Nam Ou 5 | 240 | 1048 | Hydro | Operating | 2021-2025 |
| | HPP Nam Leng | 60 | 232.2 | Hydro | Studying for development | 2021-2025 |
| | HPP Nam Ou 4 | 132 | 523 | Hydro | Constructing | 2021-2025 |
| | HPP Nam Ou 3 | 210 | 684 | Hydro | Constructing | 2021-2025 |
| | Houaphan coal thermal | 600 | | Coal thermal | | |
| **II** | **Connect to the North Center** | **970** | | | | |
| | Nam Sum 3 | 156 | 626 | Hydro | Studying for development | 2021-2025 |
| | Nam Sum 1AB | 64 | 229 | Hydro | Studying for development | 2021-2025 |
| | Nam Sum 3A | 45 | 169 | Hydro | MOU | 2021-2025 |
| | Sam Neua | 200 | | Hydro | Potential | Potential |
| | Nam Mo 1 | 60 | 356 | Hydro | Studying for development | 2021-2025 |
| | Nam Mo 2 | 120 | 498 | Hydro | Constructing | 2021-2025 |
| | Nam San 3A | 69 | | Hydro | Operating | 2022 |
| | Nam San 3B | 45 | | Hydro | Operating | 2022 |
| | Nam Tai | 21 | | Hydro | Constructing | 2022 |
| | Nam Sannoi - Nam Xao 1 | 45 | | Hydro | MOU | 2023-2025 |
| | Nam Xao 2,3 | 17 | | Hydro | MOU | 2023-2025 |
| | Nam Sak, Nam Chao | 28 | | Hydro | MOU | 2023-2025 |
| | Nam Mouan | 100 | | Hydro | MOU | 2024-2025 |
| | Xieng Khoang coal thermal | | | Coal thermal | MOU | Potential |




(出典:IE から入手した資料)

**図 6.2-28 Nam Ou 水力の接続 (ベトナム北部へ接続)（ベトナム IE の情報）**




(出典:IE から入手した資料)

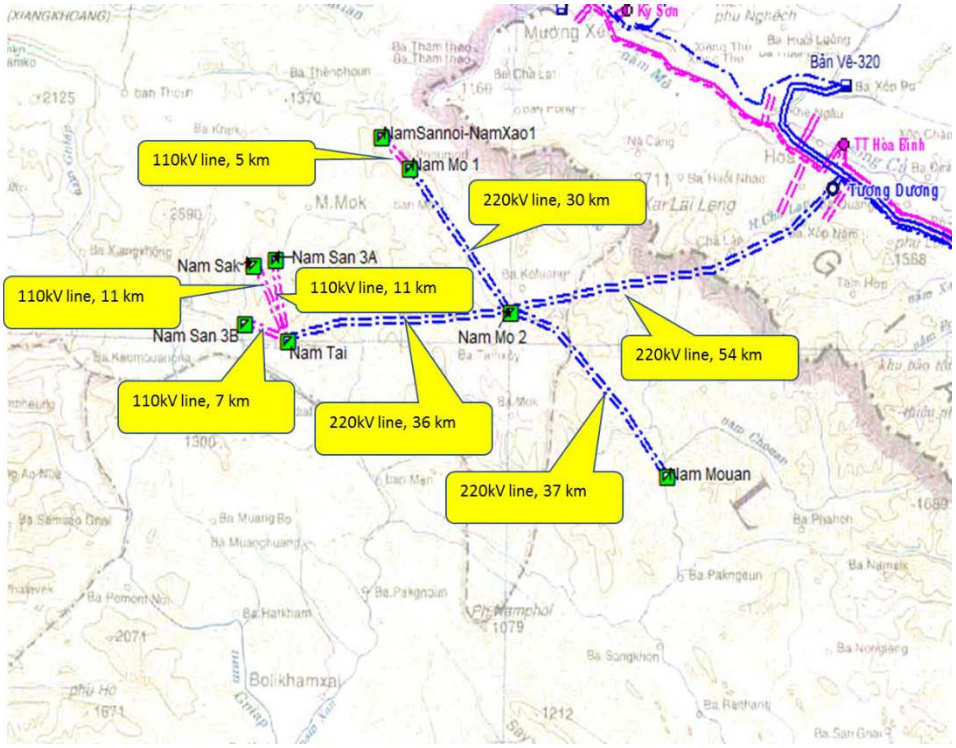
**図 6.2-29 Nam Xam 水力の接続 (ベトナム北部へ接続)（ベトナム IE の情報）**

## 2.ラオス南部からベトナム中南部への輸出

IE からのリストには、Nam Kong1,2,3 が記載されていたが、カンボジアへの輸出向けに決まったため、リストから除外した。Xekong 火力、Lamam 火力もカンボジアへの輸出用に決まったため除外した。

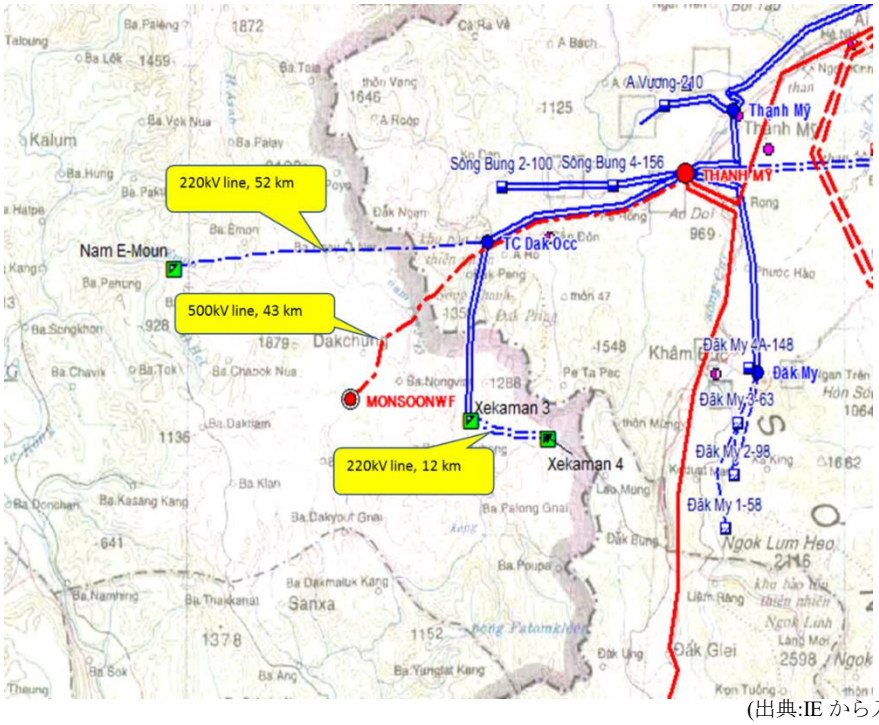
**表 6.2-13 ラオス南部からベトナム中部への輸出計画（ベトナム IE の情報）**

| No | Name of projects | Capacity (MW) | Energy generation (GWh) | Type of source | Progress of project | Planning year to purchase to Vietnam |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **III** | **Connect to the Center Central** | **869** | | | | |
| | Xekaman 3 | 250 | 980 | Hydro | Operating | Purchased |
| | Xekaman 4 | 70 | 287 | Hydro | Studying for development | 2020 |
| | Cum Xavanakhet | 360 | 1048 | Hydro | Studying for development | 2021-2025 |
| | Nam Emeun | 129 | 427 | Hydro | Studying for development | 2021-2025 |
| | Houay La Ngea | 60 | 289 | Hydro | Studying for development | 2021-2025 |
| | Wind Sekong (Moonsun) | 600 | | Wind | Studying for development | 2021-2025 |
| | Baulapha coal thermal | 1800 | | Coal thermal | MOU | Potential |
| **IV** | **Connect to the Highland** | **735** | | | | |
| | Xekaman sanxay | 32 | 131 | Hydro | Operating | Purchased |
| | Xekaman1 | 290 | 1050 | Hydro | Operating | Purchased |
| | Sekong3A | 129 | 428 | Hydro | Studying for development | 2021-2025 |
| | Sekong3B | 146 | 434 | Hydro | Studying for development | 2021-2025 |
| | Nam Ang | 41 | 183 | Hydro | Studying for development | 2021-2025 |
| | Nam Ngone 1 | 45 | 273 | Hydro | MOU | 2021-2025 |
| | Nam Ngone 2 | 35 | 152 | Hydro | MOU | 2021-2025 |
| | Houay Ka Ouy | 17 | | Hydro | MOU | 2021-2025 |
| | **Total** | **4396** | | | | |



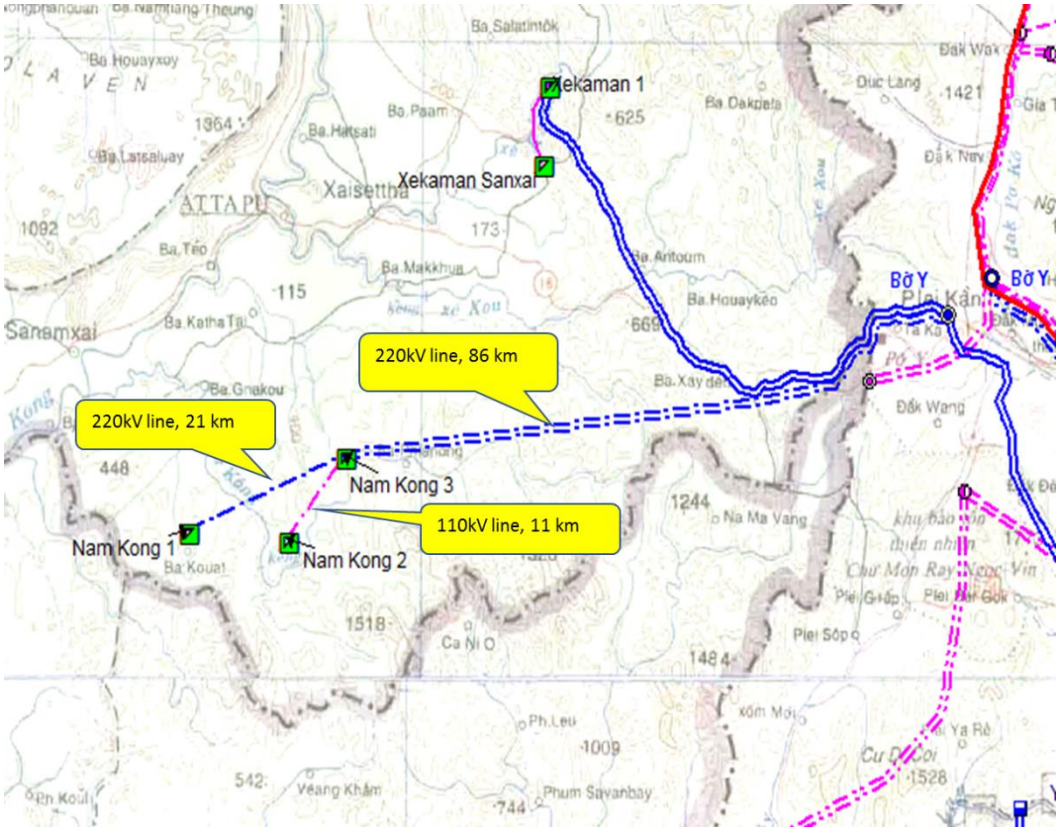

(出典:IE から入手した資料)

**図 6.2-30 Nam Mo 水力の接続 (ベトナム北部へ接続)（ベトナム IE の情報）**




(出典:IE から入手した資料)

**図 6.2-31 Nam Emoun 水力とモンスーン風力の接続 (ベトナム中部へ接続)(ベトナム IE の情報)**




(出典:IE から入手した資料)

**図 6.2-32 Nam Kong 水力の接続 (ベトナム高原地域への接続)(ベトナム IE の情報)**

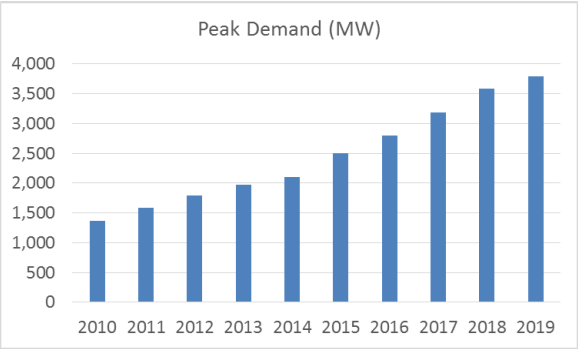
## 6.3. ミャンマー

### 6.3.1. ミャンマーの電力セクター

ミャンマーの電力セクターは、電力エネルギー省(MOEE、Ministry of Electricity and Energy）により管轄される。発送電事業は、MOEE の部局である発電公社（EPGE、Electirc Power Generation Enterprise）、及び送電系統運用局(DPTSC, Department of Power Transmission and System Control)が担う。配電事業は、やはり MOEE の部局として位置づけられる Yangon Electircity Supply Corporation (YESC)、Mandalay Electricity Supply Corporation (MESC)、及び Electric Supply Enterprise により実施されている。電力セクターの長期計画は、MOEE の DEPP(Department of Electric Power Planning )により策定される。電力エネルギー省の電力関連の組織としては、他に、水力建設を担う Department of Hydropower Implementation(DHPI)がある。

### 6.3.2. 需要実績

ミャンマーの最大需要の実績を示す。最大需要は、年間約 10%から 20%の割合で増加している。2019 年の最大需要は、3,798 MW であり、2015 年と比較し、およそ 5 割程度増加した。この割合で増加すると 2020 年のミャンマーの最大需要は、4,000 MW を超過すると予想される。



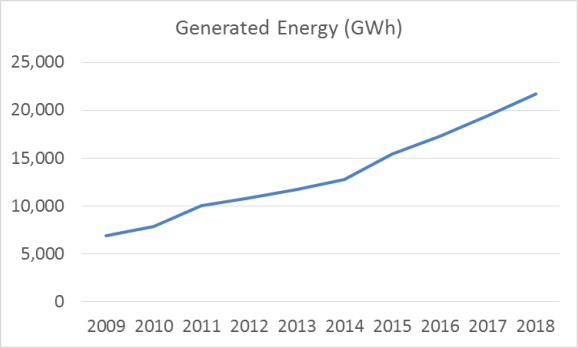

出典：RPTCC26　カントリーレポート

**図 6.3-1 ミャンマーの最大需要の実績**

**表 6.3-1 ミャンマーの最大需要の実績**

| Year | Peak Demand (MW) | Growth Ratio |
|---|---|---|
| 2010 | 1,371 | 21.4% |
| 2011 | 1,588 | 15.8% |
| 2012 | 1,790 | 12.7% |
| 2013 | 1,969 | 10.0% |
| 2014 | 2,102 | 6.8% |
| 2015 | 2,497 | 18.8% |
| 2016 | 2,802 | 12.2% |
| 2017 | 3,189 | 13.8% |
| 2018 | 3,586 | 12.4% |
| 2019 | 3,798 | 5.9% |

出典：RPTCC26　カントリーレポート




出典：RPTCC26　カントリーレポート

**図 6.3-2 ミャンマーの電力量需要の実績**

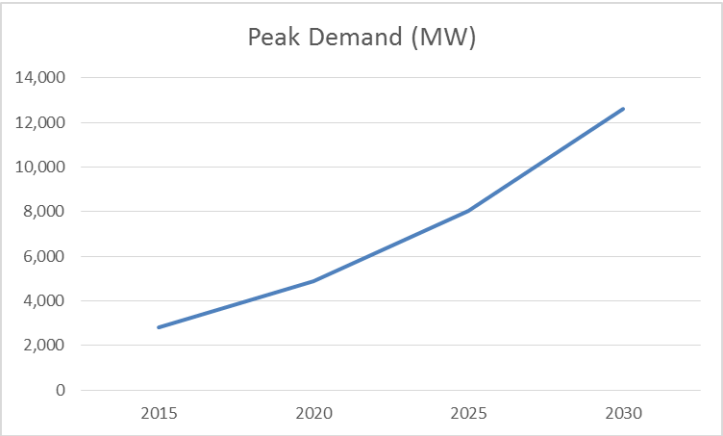
**表 6.3-2 ミャンマーの電力量需要の実績**

| Year | Generated Energy (GWh) | Growth Ratio |
|---|---|---|
| 2009 | 6,830 | |
| 2010 | 7,811 | 14.4% |
| 2011 | 10,036 | 28.5% |
| 2012 | 10,837 | 8.0% |
| 2013 | 11,682 | 7.8% |
| 2014 | 12,727 | 8.9% |
| 2015 | 15,392 | 20.9% |
| 2016 | 17,285 | 12.3% |
| 2017 | 19,416 | 12.3% |
| 2018 | 21,717 | 11.9% |

出典：RPTCC26　カントリーレポート

### 6.3.3. 電力需要想定

電力開発計画能力向上プロジェクト(2017 年 12 月)では、GDP 成長率を基にしたマクロ分析から最大需要想定をシナリオごとに想定している。ベースケースの最大電力需要予測を示す。2020 年で 4,876 MW、2030 年で 12,611 MW と想定されていた。




（出典：電力開発計画能力向上プロジェクト(2017 年 12 月)

**図 6.3-3 最大電力需要想定**

**表 6.3-3 最大電力需要想定**

| FY | Peak Demand (MW) |
|---|---|
| 2015 | 2,800 |
| 2020 | 4,876 |
| 2025 | 8,051 |
| 2030 | 12,611 |

（出典：電力開発計画能力向上プロジェクト(2017 年 12 月)

### 6.3.4. 電源計画

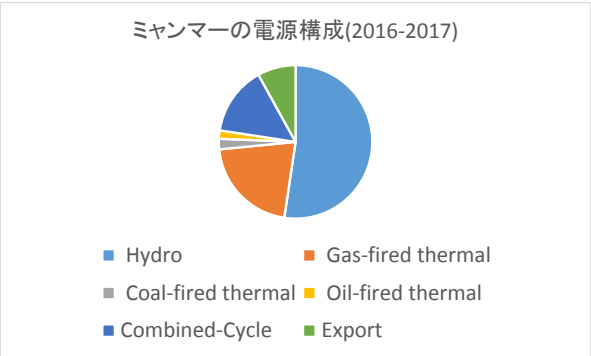
2015-2016 及び 2016-2017 年のミャンマーの電源構成を表 6.3-4 に示す。輸出は、中国に向けたものである。この 1 年間の発電設備容量の伸び率は 5.2%であった。2016-2017 年の輸出用を除いた発電設備容量の合計は 4,957 MW であり、ピーク需要に対して余力があるように見えるが、水力発電の比率が、半分以上を占め、水力の多くが、国土の北に集中しており、乾季や送電線容量の制約による供給力不足が懸念される。

**表 6.3-4 ミャンマーの電源構成**

単位: MW

| Sources | 2015-2016 | 2016-2017 |
|---|---|---|
| Hydro | 2782 | 2822 |
| Gas-fired thermal | 1140.2 | 1136.2 |
| Coal-fired thermal | 120 | 120 |
| Oil-fired thermal | 95 | 94 |
| Combined-Cycle | 554.8 | 784.8 |
| Export | 433 | 433 |
| **Total** | **5125** | **5390** |
| | | 5.2% |

出典：RPTCC23　カントリーレポート




出典：RPTCC23　カントリーレポート

**図 6.3-4 ミャンマーの電源構成**

ミャンマーの既設発電所を表 6.3-5 に示す。

表 6.3-5 ミャンマーの既設発電所

| No. | Power Station Name | Capacity (MW) | No. | Power Station Name | Capacity (MW) |
|---|---|---|---|---|---|
| **Installation power of hydropower plants** | | | | | **3,225** |
| State-owned power station | | | | | |
| 1 | Baluchaung (1) | 28 | 13 | Keng Taung | 54 |
| 2 | Baluchaung (2) | 168 | 14 | Yeywa | 790 |
| 3 | Kinda | 56 | 15 | Shwegyin | 75 |
| 4 | Sedawgyi | 25 | 16 | Kun | 60 |
| 5 | Zawgyi(1) | 18 | 17 | Kyeeon Kyeewa | 74 |
| 6 | Zawgyi(2) | 12 | 18 | Nancho | 40 |
| 7 | Zaungtu | 20 | 19 | Hpyauuhkyaungg | 40 |
| 8 | Thapanzeik | 30 | 20 | Upper Paunglaung | 140 |
| 9 | Mone | 75 | 21 | Myogyi | 30 |
| 10 | Paunglaung | 280 | 22 | Myittha | 40 |
| 11 | Yenwe | 25 | 23 | Rarj gyaoh | 4 |
| 12 | Kabaung | 30 | | | |
| **JV/ BOT Power Station** | | | **IPP/ BOT Power Station** | | |
| 24 | Shweli (1) | 600 | 27 | Thauk-ye-khat (2) | 120 |
| 25 | Dapein (1) | 240 | 28 | Baluchaung (3) | 52 |
| 26 | Chpwinge | 99 | | | |
| **Installation power of gas-fired power plants** | | | | | **2,283** |
| State | | | STG | | |
| 1 | Kyawannhkyaungg | 54.3 | 1 | Hlawga | 54.3 |
| 2 | Mann | 36.9 | 2 | Ywama nedo | 9.4 |
| 3 | Shwedaung | 55.35 | 3 | Ahlone | 54.3 |
| 4 | Myanaaung | 34.7 | 4 | Tharkheta | 35 |
| 5 | Sahtone | 50.95 | Rental | | |
| 6 | Hlawga | 99.9 | 1 | Kyawwathpyauu(V Power) | 90 |
| 7 | Ywama | 36.9 | 2 | Myinnhkyaan(V Power) | 133 |
| | Ywama (NEDO) | 24 | 3 | Myinnhkyaan(V Power) | 90 |
| | Ywama (240) | 240 | 4 | Kyawwatsai(Powergen) | 145.49 |
| 8 | Ahlone | 99.9 | | | |
| 9 | Tharkheta | 57 | IPP | | |
| 10 | Selawar | 50 | 1 | Ahlone (Toyo Thai) | 94 |
| Private | | | 2 | Hlawga (MCP) | 50 |
| 1 | Toyo Thai | 27 | 3 | Ywama (UPP) | 50 |
| 2 | Myanmar Lighting | 78 | 4 | Tharkheta(Max Power) | 50 |
| 3 | UREC | 36 | 5 | Myanmar Lighting | 152 |
| 4 | Sembcorp | 82 | 6 | Sembcorp | 143 |
| | | | 7 | UREC | 70 |
| **Charging power of coal-fired power plant** | | | | | **120** |
| 1 | Te kyit | 120 | | | |
| **Installation Power of Solar Power Plant** | | | | | **40** |
| 1 | Mainnbhuu | 40 | | | |

（出典：DPTSC の情報）

ミャンマーの輸出用の発電所は、Shweli(1)水力発電所及び Dapain(1) 水力発電所であり、ともに中国に向けた輸出を行っている。

- Shweli (1)水力発電所は、JV/BOT による事業で、2009 年に運転を開始した。発電設備容量は 600 MW であり、国内供給用 300 MW、中国への輸出用 300 MW である。
- Dapain(1) 水力発電所は、JV/BOT による事業で、2011 年に運転を開始した。発電設備容量は 240 MW であり、国内供給用 7 MW、中国への輸出用 233 MW である。

下表に輸出の実績を示す。

**表 6.3-6 ミャンマーの輸出用発電所の輸出実績**

| No | Name of export | Voltage (kV) | 2015 | | 2016 | | Export to |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | GWh | MW | GWh | MW | |
| 1 | Shweli (1) | 220 | 517.089 | 200 | 377.354 | 200 | china |
| 2 | Dapain (1) | 500 | 888.442 | 233 | 934.062 | 233 | China |

出典：RPTCC23　カントリーレポート

ラオスの MEM、ミャンマーの MOEE の間で、2018 年 1 月に、電力に関する MOU が締結された。輸出入の量は未記載である。この MOU に基づき、現在、ラオスとミャンマーにおいて、共同のワーキンググループが設立され、ラオスからの電力の輸出を検討している。

ラオスの情報では、将来 300-500 MW を見込むということであるが、2019 年現在、Bokeo 県から 100 MW の輸出についてほぼ合意されたようである。

ミャンマーで建設中の発電所を下表に示す。ミャンマー北部を中心に合計 1,355.4 MW の水力発電所を建設中である。実施中の 500 kV 昇圧工事の完成後には、500 kV 送電線を通して、ヤンゴン市への送電が期待される。Thahton ガス火力発電所は、ヤンゴンの東、モーラミャイン地区の北に位置する。Minbu 太陽光はマグウェ地区、ネピドーの西 120km ほどの地点にあり、Phase I 40 MW がすでに完成した。

**表 6.3-7 ミャンマーの建設中の発電所**

| No. | Project | MW |
|---|---|---|
| Hydro | | |
| 1 | Shweli(3) | 671 |
| 2 | Upper Yeywa | 280 |
| 3 | Middle Paunglaung | 152 |
| 4 | Upper Kyaingtaung | 51 |
| 5 | Upper Beluchaung | 30.4 |
| 6 | Thahtay | 111 |
| 7 | Deedoke | 60 |
| Gas | | |
| 8 | Thahton | 118.9 |
| Renewable Energy | | |
| 9 | Minbu | 170 |

Note: Minbu Solar Project (40 MW, Phase 1) has been already accomplished.

（出典：DPTSC の情報）

2019 年に以下の緊急電源が募集された。ヤンゴン市の 230 kV 変電所では、Ahlone、Thanlyin、

Tharketa に設置される。すべて、発電電力を全量買取とする Take or Pay 契約を前提としている。

**表 6.3-8 2019 年に募集された緊急電源**

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Kyun Chaung | 20 MW | (Gas)inland gas field (Magway 地区) | 5 years | |
| Ahlone | 120 MW | (Gas)Tanada Gas Field | 5 years | |
| Kyauk Phyu | 150 MW | (LNG)（Steel Mill IPP） | 5 Years | |
| Thanlyin | 350 MW | (LNG, land base gas, burge, or others) | 5 years | Connected to Thilawa |
| Tharketa | 400 MW | (LNG) | 5 years | |

電源開発は今後、発電原価の安い水力発電所の開発を進めていき、水力、火力を適度な割合で構成していくことを目指しているが、開発が想定どおりに進んでおらず、前述のように、2019 年に緊急電源を募集している。

ミャンマーには明確な電源開発計画はないが、輸出用の水力発電所として以下のリストがある。

**表 6.3-9 プロジェクトリスト上の輸出用水力発電所**

| | Plant Name | Status | Installed |
|---|---|---|---|
| 2009 | Shweli(1) | Existing | 600 |
| 2011 | Dapein(1) | Existing | 240 |
| 2013 | Chipwinge | Existing | 99 |
| *Subtotal* | | | *939* |
| 2021 | Shweli(2) | MOA | 520 |
| 2022 | Dapein (2) | MOU | 140 |
| 2023 | Upper ThanLwin (Kunlong) | MOA | 1,400.00 |
| 2024 | Mantong | MOA | 225 |
| 2026 | Gawlan | JVA | 120 |
| 2026 | Hkan Kawn | MOA | 140 |
| 2026 | Lawngdin | MOA | 600 |
| 2026 | Naopha | MOA | 1,200.00 |
| 2026 | Tongxingiao | JVA | 340 |
| 2029 | He Kou | MOU | 138 |
| 2029 | Keng Tong | MOU | 170 |
| 2029 | Keng Yang | MOU | 70 |
| 2029 | Nam Kha | MOU | 210 |
| 2029 | So Lue | MOU | 240 |

しかし、いずれも開発の進捗は不透明である。

### 6.3.5. 発電コストの実績

2018 年の発電コストの実績によれば、ガス火力発電所は kWh あたり約 140 チャット（10 セント）以上のコストが生じており、非常に高くなっている。

### 6.3.6. 輸出入

現在、北部水力から中国に輸出している。

国内の水力開発が不透明であり、経済性の高い大規模火力開発の適地が少ないことから、

中国からの輸入やタイ経由での安価で安定した電力の輸入の効果が高いことが期待される。特にタイからの輸入地点は比較的ヤンゴンに近いため、送電線整備がしやすく、ラオスからの安価な電力と組み合わせれば、経済性も高いと考えられる。

2020 年 1 月のミャンマーでの聞き取りによると、近隣国からの輸入について、以下が考えられている。

- 中国からは 500 kV での送電を考えている。受け入れ変電所は、現在建設中のヤンゴン北部のパヤジー変電所である。
- タイから直接の送電を考えている。
- ラオスから直接ミャンマーへ送電する計画をラオスと協議中
- 3 か国からの輸入は、合計で 1,500 -2,000 MW

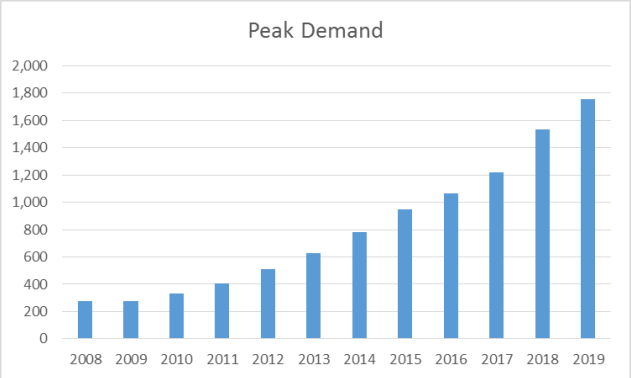
## 6.4. カンボジア

### 6.4.1. 現状

カンボジアの電気事業においては、政府側では MME（鉱業エネルギー省）が政策面、EAC（カンボジア電力庁）が規制面、事業者側が EDC（カンボジア電力公社）、IPP、地方電気事業者等、から構成される。EAC は電気料金制定、事業ライセンス付与等を分掌する。

以下、EDC より入手した資料、及び RPTCC-26 会議での EDC によるプレゼンテーション資料に基づき記載する。

カンボジアの最大需要の実績を示す。




(出典:ADB RPTCC-26 におけるカンボジア発表資料のデータより、2019 年 11 月)

**図 6.4-1 最大需要実績**

最大需要は非常に大きな割合で増加しており、2008 年から 2009 年にかけて最大需要は減少したものの、2010 年から 2015 年までは 20%以上の割合で増加した。

2016 年、2017 年には伸び率が 12-14%であったが、2017 年から 2018 年は、26%と非常に高い伸び率を示した。2019 年の最大需要は、1,755 MW である。

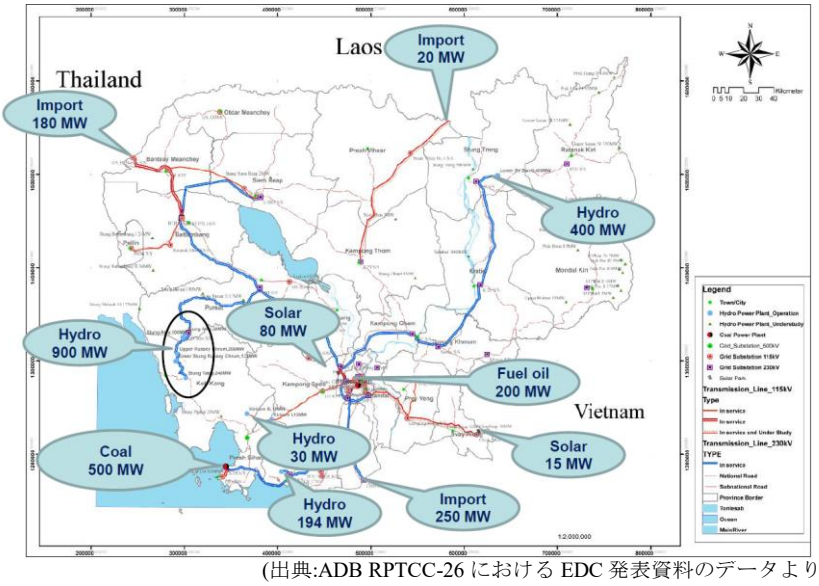
既設発電設備の概算容量を表 6.4-1 に示す。約 50%を水力が占める。石炭と輸入はそれぞれ約 20%を占める

**表 6.4-1 既設発電設備**

| ] | MW | Share | |
|---|---|---|---|
| Fuel Oil | 200 | 8% | Approximate |
| Hydro | 1,330 | 52% | Approximate |
| Coal | 505 | 20% | Approximate |
| Solar Farm | 85 | 3% | |
| Import via High Voltage | 450 | 18% | Approximate |
| Total | 2,570 | | Approximate |

(出典:ADB RPTCC-26 における EDC 発表資料のデータより、2019 年 11 月)

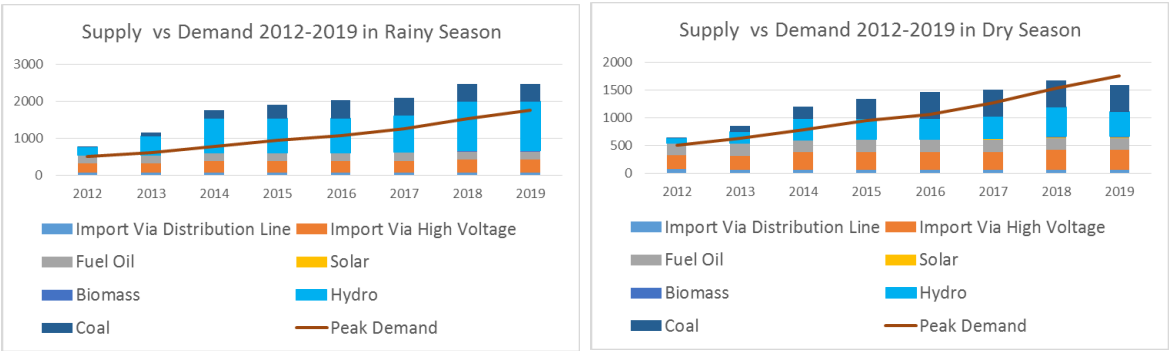
カンボジアの現状の発電設備と送電線の概略の位置を示す。




(出典:ADB RPTCC-26 における EDC 発表資料のデータより、2019 年 11 月)

**図 6.4-2 現状の発電設備と送電線**

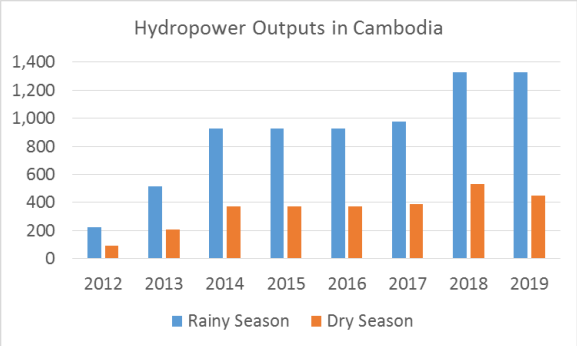
現在、カンボジアでは水力のシェアが、50%を超えているが、水力は、乾季になると、出力が減少するために、乾季の最大需要発生時の供給力が懸念される。下図は、雨季、及び乾季の最大需要と供給力を比較したグラフである。2019 年の乾季の最大需要時には供給量が不足した。




(出典:ADB RPTCC-26 における EDC 発表資料のデータより、2019 年 11 月)

**図 6.4-3 カンボジアの雨季・乾季の需給バランス実績**

水力発電所の乾季の出力は雨季の 30-40%程度にまで減少している。



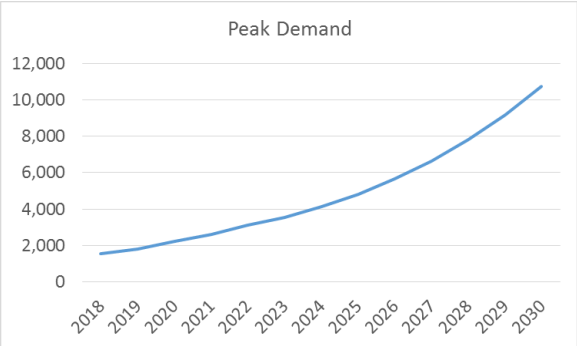

(出典:ADB RPTCC-26 における EDC 発表資料のデータより、2019 年 11 月)

**図 6.4-4 カンボジアの水力発電所の出力の季節変化**

このため、カンボジアでは、水力の開発計画があるものの、火力や、輸入電源の計画を多く見込み、乾季の供給力不足を解消することが課題となっている。

### 6.4.2. 電力需要予測

EDC による 2030 年までの最大需要の予測を示す。




(出典:ADB RPTCC-26 における EDC 発表資料のデータより、2019 年 11 月)

**図 6.4-5 最大電力需要予測**

**表 6.4-2 最大電力需要予測**

| Year | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Peak Demand Rainy | 1,537 | 1,818 | 2,215 | 2,627 | 3,097 | 3,538 | 4,122 |
| Growth Ratio | | 18.3% | 21.8% | 18.6% | 17.9% | 14.2% | 16.5% |
| Year | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | |
| Peak Demand Rainy | 4,828 | 5,664 | 6,647 | 7,802 | 9,157 | 10,749 | |
| Growth Ratio | 17.1% | 17.3% | 17.4% | 17.4% | 17.4% | 17.4% | |

(出典:ADB RPTCC-26 における EDC 発表資料のデータより、2019 年 11 月)

需要は高い伸び率を基に想定されており、2019 年 1,818 MW のところ、2026 年 5,664 MW と約 3 倍、2030 年には、10,749 MW と約 6 倍になる想定である。

### 6.4.3. 現状のカンボジアの隣国との国際連系線

カンボジアの隣国との国際連系線の現状を示す。タイ、ベトナム、ラオスから配電線にて、輸入を受けている。それぞれの国に、さらに配電線による輸入量の増加を要請している。また、2009 年から 230 kV 送電線によりベトナムから供給を受けている。

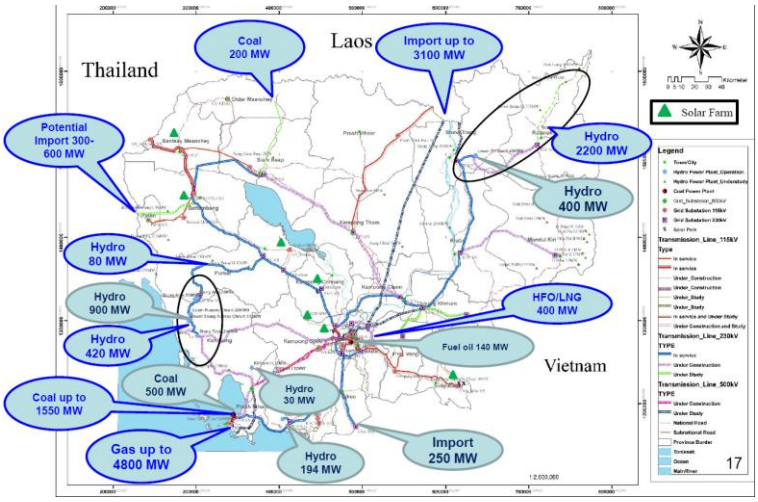
**表 6.4-3 現状の国際連系線**

| 国 | タイ | ベトナム | ラオス |
|---|---|---|---|
| 現状 | 22 kV 配電線 7 ヶ所<br>115 kV 2007 年 | 22 kV、35 kV 配電線 19 ヶ所<br>230 kV 2009 年 | 22 kV 配電線 2 ヶ所<br>115 kV |
| 要請 | 22 kV、35 kV 配電線 7 ヶ所 | 22 kV、35 kV 配電線 3 ヶ所 | いくつか要請あり |
| 建設中 | | | 500 kV（1st stage 230 kV） 2020-2021 建設中 |

(出典:ADB RPTCC-26 における EDC 発表資料のデータより、2019 年 11 月)

### 6.4.4. 計画

2030 年までの発電所、送電線の計画を下図に示す。




(出典:ADB RPTCC-26 における EDC 発表資料のデータより、2019 年 11 月)

**図 6.4-6 2030 年までの発電所、送電線の計画**

**表 6.4-4 発電計画**

| | | |
|---|---|---|
| CEL II coal | 135 | end of 2019 |
| EDC's HFO/LNG | 400 | 2020 |
| Import from Hydro in Lao Don Sahong and Attapeu | 700 | 2020-2023 |
| Coal at Oddor Meanchey | 200 | 2021-2022 |
| Solar Park | 340 | 2020-2022 |
| New Coal Power Pant | 1400 | 2022-2025 |
| Renewable, Solar Park, Wind, Biomass | 580 | 2022-2030 |
| Domestic Hydropower Plant | 2600 | 2023-2030 |
| New NG/CCGT Power Plant | 4800 | 2027-2030 |
| Imort from Laos Coal Mine at Sekong | 2,400 | 2024-2027 |
| Potential Import from Thailand via 230 kV Line | 300-600 | 2022-2027 |

(出典:ADB RPTCC-26 における EDC 発表資料のデータより、2019 年 11 月)

### 6.4.5. 輸入計画

ラオス南部の Ban Hat 変電所とカンボジアの Preah Vihear を結ぶ 115 kV 連系線があり、115 kV での輸出は、2018 年に 20 MW で開始された。2019 年 10 月に、70 MW、2020 年 10 月には 120 MW となる予定である。(2019 年 3 月 16 日　EDL/EDC MOD)この供給源は、国境付近に建設中の Donsahong 水力（260 MW）からではなく、Xeset1～3 等の 115 kV 系統に接続されている既存の電源から供給される予定である。

ラオスからの輸入として、以下を見込んでいる。

- Don Sahong 水力と Attapeu 県の水力
- セコン方面の石炭火力

ラオスとは、Agreement on Energy Cooperation between the RGC and Lao PDR が、2019 年 9 月 12 に両国大臣にて調印された。

以下の PPA が同日に調印されている。

PPA 500 MW EDC と EDL　2019 年 9 月 12 日

PPA 600 MW EDC と TSBP Sekong Power and Mineral Company Limmited 2019 年 9 月 12 日

PPA 1,800 MW EDC と Xekong Thermal Power Pant Company Limited 2019 年 9 月 12 日

Donsahong 水力は、4 ユニットのうち、3 ユニットが、輸出用であり、195 MW が Donsahong から、Ban Hat 変電所を経由して、カンボジアに輸出される。EDL-EDC で PPA 締結済である。(2019 年 8 月の MEM からの情報では、4 ユニットすべてカンボジアに輸出される、ということである。)

また、ラオス Attapeu 県の電源 300 MW の輸出を今年 4 月から EDL/EDC で検討を開始した。2019 年 5 月に、Xekong 火力 1,800 MW の輸出について開発事業者と EDC が合意した模様である。

- EDL 国内供給用の電力系統へ接続される予定であった Nam Kong1、2、3 は、カンボジアへの輸出用に転換される。送電ルートは、Nam Kong1、2、3 - Ban Na - Ban Hat - Cambodia である。
- 将来タイからの輸入を 300-600 MW 程度見込んでいる。

### 6.4.6. 需給バランス

次表に将来の需給バランスの見通しを示す。隣国からの輸入を 2030 年で 4,315 MW と見込んでいる。内訳は明らかではないが、上記のラオスからの輸入、タイからの輸入拡大を見込んでいると考えられる。

## 表 6.4-5 2019 年～2030 年のカンボジアの電力供給とピーク需要の概要

Dry Season

| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Fuel Oil | 218 | 218 | 649 | 649 | 629 | 629 | 581 | 536 | 536 | 536 | 536 | 536 | 536 |
| Import Via Distribution Line | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 |
| Solar | 10 | 75 | 235 | 555 | 615 | 615 | 615 | 615 | 715 | 815 | 1,015 | 1,415 | 1,615 |
| Import via High Voltage | 340 | 340 | 895 | 895 | 1,165 | 1,165 | 1,715 | 2,315 | 3,115 | 3,715 | 4,015 | 4,315 | 4,315 |
| Hydro | 531 | 399 | 531 | 531 | 531 | 563 | 563 | 563 | 691 | 691 | 839 | 1,034 | 1,613 |
| Coal | 485 | 477 | 640 | 740 | 1,190 | 1,540 | 1,890 | 2,240 | 2,240 | 2,240 | 2,240 | 2,240 | 2,240 |
| Gas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 600 | 1,200 | 1,800 | 3,600 |
| Biomass | 14 | 14 | 30 | 30 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 |
| Wind | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 |
| Peak Demand Rainy | 1,537 | 1,818 | 2,215 | 2,627 | 3,097 | 3,538 | 4,122 | 4,828 | 5,664 | 6,647 | 7,802 | 9,157 | 10,749 |

Rainy Season

| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Fuel Oil | 250 | 249 | 649 | 649 | 629 | 629 | 581 | 536 | 536 | 536 | 536 | 536 | 536 |
| Import Via Distribution Line | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 |
| Solar | 10 | 75 | 235 | 555 | 615 | 615 | 615 | 615 | 715 | 815 | 1,015 | 1,415 | 1,615 |
| Import via High Voltage | 340 | 500 | 895 | 895 | 1,165 | 1,165 | 1,715 | 2,315 | 3,115 | 3,715 | 4,015 | 4,315 | 4,315 |
| Hydro | 531 | 531 | 531 | 531 | 531 | 563 | 563 | 563 | 691 | 691 | 839 | 1,034 | 1,613 |
| Coal | 485 | 640 | 640 | 740 | 1,190 | 1,540 | 1,890 | 2,240 | 2,240 | 2,240 | 2,240 | 2,240 | 2,240 |
| Gas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 600 | 1,200 | 1,800 | 3,600 |
| Biomass | 30 | 30 | 30 | 30 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 |
| Wind | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 |
| Peak Demand Rainy | 1,537 | 1,818 | 2,215 | 2,627 | 3,097 | 3,538 | 4,122 | 4,828 | 5,664 | 6,647 | 7,802 | 9,157 | 10,749 |

(出典:ADB RPTCC-26 における EDC 発表資料のデータより、2019 年 11 月)

## 6.5. 中国（南部）の電力事情

中国では、中国南方電網公司が、GMS 諸国との電力融通を担う電力会社であり、全国の約 1 割に相当する南部 4 省・1 自治区（広東省、貴州省、雲南省、広西チワン自治区、海南省）を管轄する送配電会社である。2016 年の販売電力量、及び発電設備容量を表 6.5-1 及び図 6.5-1 に示す。

以下の国際連系線がある。

- ミャンマー　500 kV 1 回線 ＋220 kV 2 回線
- ラオス　115 kV 1 回線
- ベトナム　220 kV 3 回線 ＋110 kV 4 回線

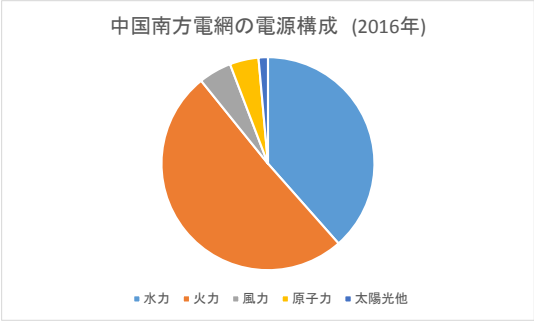
なお、南方電網公司と、中国国家電網公司の間には、500 kV 直流連系線がある。

**表 6.5-1 中国南方電網公司の販売電力量及び発電設備容量(2016 年)**

| 2016 年 | 販売電力量 |
|---|---|
| 広東省 | 3,516 億 kWh |
| 広西自治区 | 976 億 kWh |
| 雲南省 | 1,097 億 kWh |
| 貴州省 | 890 億 kWh |
| 海南省 | 221 億 kWh |

| 2016 年 | 発電設備容量 |
|---|---|
| 火力 | 1.49 億 kW |
| 水力 | 1.13 億 kW |
| 風力 | 1,468 万 kW |
| 原子力 | 1,285 万 kW |
| 太陽光他 | 418 万 kW |
| 計 | 2.95 億 |

出典：南方電網 CSR ﾚﾎﾟｰﾄ、他




出典：南方電網 CSR ﾚﾎﾟｰﾄ、他

**図 6.5-1 中国南電網公司の電源構成**

## 6.6. タイ、ベトナム、カンボジア、ミャンマーの状況

GMS におけるラオスの近隣国の電力の状況、位置づけを下表にまとめる。ミャンマー、カンボジアは、需要の急増により、緊急の電源のニーズがあり、将来も、新規の電源が引き続き必要になる。タイは、需要が飽和してきており、伸び率は 3%と低く、新規の電源による供給力はそれほど多くはない。

**表 6.6-1 ラオスの近隣国の電力の状況と GMS での位置づけ**

| 項目 | タイ | ベトナム | ミャンマー | カンボジア | ラオス |
|---|---|---|---|---|---|
| 需要規模 | 40 GW | 30 GW | 4 GW | 2 GW | 1 GW |
| 国内の現状の電源構成 | 火力主 | 水力 40%/火力 50% | 北部—水力<br>南部—火力 | 水力 50%<br>火力 | 水力 |
| 広域連系の枠組みの中の位置づけ | 需要地 | 需要地 | 南部-需要地<br>北部-電源 | 需要地 | 電源 |
| | 需要の増加率 3%と低い | 需要増加 | 需要急増により緊急電源のニーズあり | 需要急増により緊急電源のニーズあり | 雨季水力の余剰 |
| 電力系統の整備状況 | 500 kV グリッド | 500 kV グリッド | 500 kV グリッド建設中 | 230 kV | 230 kV |
| 今後の整備 | 国内 500 kV 整備 | 国内 500 kV 整備<br>急激に増加した太陽光への対応（地域系統増強） | 国内 500 kV 整備<br>国内系統整備要 | 国内系統整備要 | 北部 500 kV 整備<br>国内系統整備要 |
| 系統運用 | 周波数調整実施 | 周波数調整実施 | 周波数調整（変動が大きく不十分） | 周波数調整なし（ベトナムと同期） | 周波数調整なし（タイと同期） |
| グリッドコード | あり<br>遵守されている | あり<br>遵守されている | なし | なし | EDL にあり<br>遵守されていない |
| 太陽光の設置状況 | 地域供給用の太陽光の増加 | ここ 1～2 年で太陽光 10 GW 設置 | 0.2 GW の計画 | 小 | |

したがって、タイに送電するラオスの余剰電力の活用方法としては、タイの火力の焚き減らし、もしくはタイから、ミャンマー、カンボジアへ送電されることとなる。

カンボジアは、乾季の電力不足の経験から、水力に頼る電源構成から火力主体の構成に以降し、ラオスの石炭火力に期待している。

ミャンマーは、需要の急増により現在ガスタービン、LNG などの緊急電源を募集している。また。大規模火力の計画がいくつかあるが、港湾の整備のコスト、燃料費などにより、ミャンマーの火力は発電原価が高いと考えられ、将来は、経済的な水力の電力を北部から送電する計画である。