第 7 章 中国のラオスにおける系統計画

7.1. 中国のラオスにおける系統計画の検討

2017 年 5 月に北京で開催された「一帯一路」構想の国際協力フォーラムにおいて、「一帯一路」を、相互の利益が得られるように共同で建設することが、中国両首脳間で、合意された。

2017 年 3 月、中国能源局とラオス MEM は、ラオスを域内のバッテリーとすべく共同で系統計画の調査を実施することに合意している。この合意を受け、中国能源局の下で、中国 EPPEI(Electric Power Planning & Engineering Institute) と南方電網公司(China Southern Power Grid Co., Ltd (CSG))が、計画検討を実施している。

2017 年 9 月に、中国 EPPEI が報告した内容によると、ラオスの発電設備容量の余剰分と、中国からラオスに輸入する電力を合わせて、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。

以下に 2017 年 9 月の検討結果の概要を示すが、ラオスの需要想定が、最新の需要想定（2015 年想定の半分以下）に基づいていないことや、ラオス、ベトナム間で決定した 2025 年までのベトナムへの輸出方法が織り込まれていないことから、再検討が必要な内容である。

1. 中国 EPPEIの調査報告内容(2017年9月)

以下は、当時の報告書の抜粋であり、現状及び現在のラオスの計画とかい離がある。特に需要想定、ラオスの電源から隣国への輸出量の見込みについて相違がある。また、ベトナムについては、MOU に記載された輸出量に基づき、記載されているが、実施の輸出の事業は、発電事業者と EVN との契約交渉の過程で、合意がなされないケースもある。

a） 以下の前提を置いている。

- ラオスのピーク需要を 2030 年 5,892 MW に設定している。
- ラオスの電源を、輸出用と、国内供給用にまず分ける。ラオスを経由した、中国からタイ、ベトナムへの輸出は、ラオスの国内供給用とは別にカウントする。
- 出力バランスは乾季において検討し、電力量バランスを通年において検討する。
- タイへは、2030 年までの 9,000 MW の輸出に向け、既契約の輸出専用 IPP の他に、2025 年、Pakbeng 820 MW, Small Hydropower 9 MW、2030 年 Phoungoy 686 MW, Small Hydropower 119 MW を想定しており、中国-タイ-ラオス連系線を使用する計画である。中国からタイへの輸出：ラオスからタイへの輸出=6:4 を想定している。
- タイへは、2025-2026 年からの輸出開始を想定し、合計で約 400 MW である、不足する分は中国から輸入する構想である。
- ベトナムへは、2020 年までに 1,000 MW を達成するために、Xekaman1, 3 送電線を使用した 1,000 MW の輸出を想定している。2025 年までの 3,000 MW, 2030 年までの 5,000

MW の輸出は、既設 483 MW、建設中 32 MW, 計画 4,485 MW により達成することを想定している。

- ベトナムへは、2023 年からの輸出 4,000 MW を想定しているが、ラオスの発電所の候補は、合計で約 400 MW である、不足する分は中国から輸入する構想である。ミャンマー向けは、300 MW、カンボジア向けは、300 MW を想定している。（後述するように、実際には、ベトナム、ミャンマー及びカンボジアへの輸出の目標値は、ラオスの電源によって達成可能である。）

- ラオス北部-ベトナム北部間で 1,500 MW、ラオス南部-ベトナム中部間で 3,500 MW を輸出することを想定している。

b） 以下の結果が得られている。

- 2020 年乾季
  - 乾季であってもラオスの電力に余剰があり、ラオス北部から中国へ約 1,000 MW を輸出、ラオス中央部 1 から南部へ、約 600 MW を送電。

- 2025 年乾季
  - 乾季になるとラオスの電力が不足し、中国からラオス北部へ約 2,700 MW の輸入、ラオス北部から直流連系線により、直接ベトナムへ 2,500 MW の輸出、ラオス北部からベトナム北部へ約 1,500 MW の輸出、ラオス北部から、ラオス中央部 1 へ約 1,000 MW、ラオス南部からラオス中央部 2 に約 1,300 MW を送電。

- もし、ラオスが中国から輸入しない場合には、追加の水力の建設で、この場合、2030 年までに、北部に Luangpabang1,200 MW、南部に Ban Koum 1,872 MW、あるいは、中央部 2 に、Coal Fire(Boulapha) 1,800 MW Central 2、南部に Coal Fire(Laman) 700 MW が必要。

c） 以下が推奨されている。

- ラオス国内に 500 kV 交流送電線、ラオス-中国連系線を適用し、中国と交流で同期連系する。

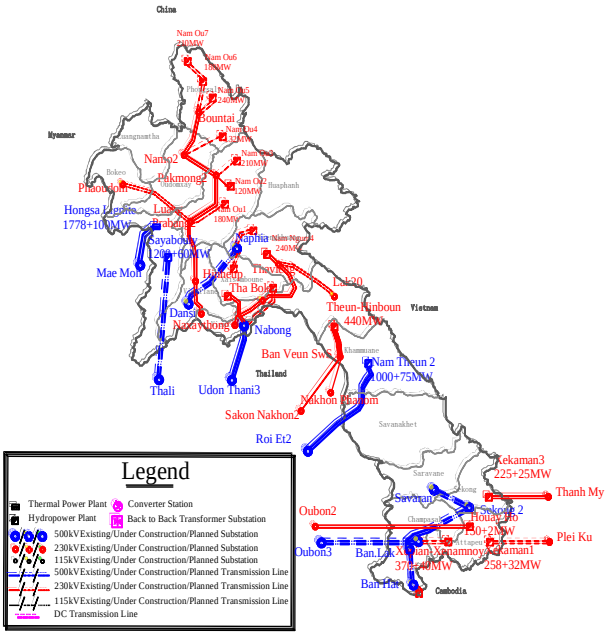
- 一方、ラオスとタイ、ラオスとベトナムは非同期連系を行う。

- ラオス北部-ベトナム北部の連系線が 2023 年に運転を開始する場合、ラオスとベトナムの連系は、北部、南部両方に B to B を設置し、連系することを推奨する。（図 7.1-1 ラオス北部—ベトナム北部連系案）

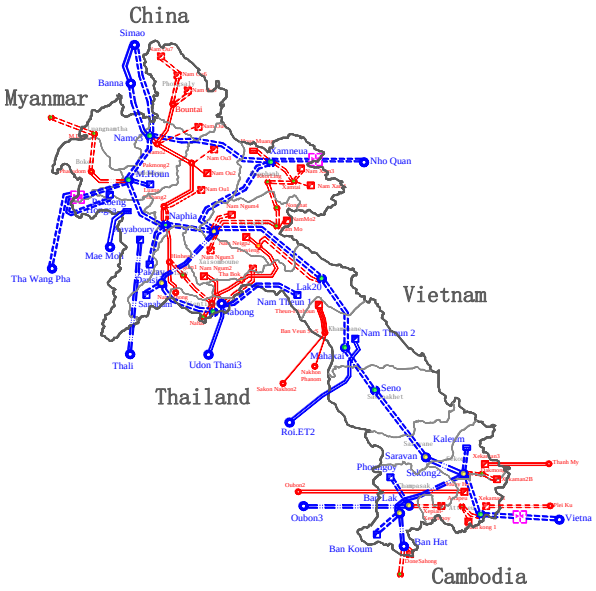
- ラオス北部-ベトナム北部の連系線が遅延、もしくは不確定の場合、ラオスとベトナムの間に、直流送電線を使用した連系を行う。（ラオス北部-ベトナム南部直流連系案、ラオス北部—ベトナム北部連系なし）

- ラオスの輸出用の発電所は、連系線のプロジェクトの工程に基づき、適切に調整する。

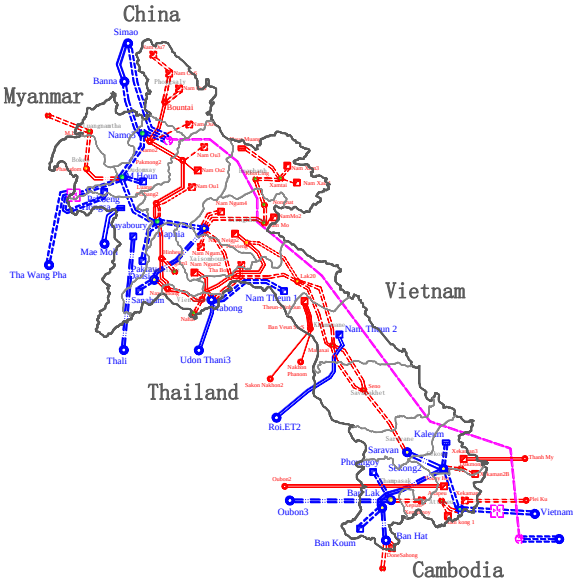
- 推奨されるラオスの基幹系統計画を図 7.1-1 に示す。



既設・建設中



ラオス北部―ベトナム北部連系案



ラオス北部-ベトナム南部直流連系案、ラオス北部―ベトナム北部連系なし

出典：中国 EPPEI 報告資料、2017 年 9 月

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

なお、ラオス北部-ベトナム中南部直流連系線（図 7.1-1 の桃色の線）は、Phongsaptari(ラオスの会社) と EDL により提案され、この会社は、ハノイ-ビエンチャンと MOU を結んだ。しかし、EVN とのサインはない。MOU は、2020-2025 の輸出 3,000 MW、2025-2030 の輸出 6,000 MW を内容としている。両政府の副大臣は認めており、ラオスの MEM、EDL は、承認したい意向である。この直流送電線は、中国からの電力を、中国 - ラオス北部直流変換所

－ 直流送電線 － ベトナム中部の直流変換所の経路で輸出することを目的とするが、ラオス北部の直流変換所に、ラオスの電力も接続できるようにすることで、ラオスの電力をベトナムに輸出でき、Namo などをつなぐ可能性があるとのことである。

7.2. EDL－T の検討

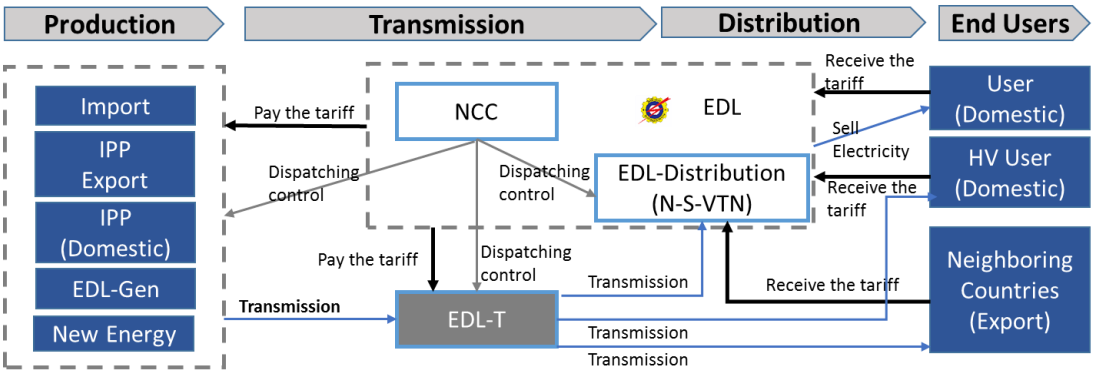
中国南方電網と EDL が、EDL-T 設立の FS を実施している。ラオスの国内の基幹系統の会社。EDL100%子会社とする案と、EDL と南方電網がシェアする２つの案がある。また、EDL-T が、ラオスの基幹系統のみを建設、運転、所有する案と、ラオスの送電線をすべて建設、運転、所有する案がある。

しかし、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、ベトナムの参加等も検討すべきである。

1. 2018年11月のFS

2018 年 11 月に EDL-T の FS 報告書(EDL, CSG, accenture の共著)がラオス政府に提出された。本報告書では、系統計画、EDL-T のビジネスモデル、EDL-T の設立形態等が検討されている。本報告書における系統計画は、次節の中国 EPPEI によるラオスの系統計画検討の最終報告書を踏襲している。

- EDL-T は、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。前者は託送料金、後者は、輸出による売電収入と、発電事業者への支払いの差額により、投資した送電線のコストを回収し、収入を得る。
- 国内電力供給への送電事業の託送料金収入は、国内電力料金の調整により、回収可能であるが、隣国への輸出事業については、輸出価格が、輸出用に建設した送電線のコストを回収できる金額で交渉できるかどうか不透明である。少なくとも、送電線のコストに見合う輸出価格で契約した後に、輸出に必要な送電線の建設に着手すべきである。
- FS 報告書で提案されたスキームでは、以下のように、送電線の建設主体は EDL-T であり、EDL－T はそのコストを EDL からの支払いにより回収する。EDL は、国内送電、隣国への輸出事業の主体となる。ここで、問題となるのは、EDL-T の送電線建設の計画を EDL-T 自身が行うことになっている点である。つまり、事業のマネジメントの組織である EDL とは別に、設備の計画・建設を一手に担う組織として、EDL-T がある。事業のマネジメント計画とは、独立した独自の設備建設を進めてしまう結果、送電事業と設備建設のコストを回収できなくなる恐れがある。



	Domestic Business	International Business
Tariff Payment	End users → EDL	Neighboring countries → EDL
	EDL → EDL-T & Gen.	EDL → EDL-T & Gen.
Tariff Setting	Domestic	EDL-T negotiates with foreign countries
Planning	EDL-T makes a project list of EDL-T's Project	
Construction	EDL-T makes investment for 500kV, 230 kV	

出典：EDL-T の FS 報告書(EDL, CSG, accenture の共著)、及びそれを基に JICA 調査団作成

図 7.2-1 EDL-T の FS における EDL-T の事業形態

改善案としては、

- EDL-T の設備建設の計画は、EDL-T が策定するのではなく、事業マネジメント主体である EDL が策定する。EDL-T は、EDL が策定した計画・指示に従い、必要な送電線を建設する。

あるいは、

- 送電線の計画・建設を行う EDL-T は、輸出事業も自ら行い、建設した設備のコストを自ら回収する。

のいずれかが挙げられる。

2. 2019年12月のFS

2019 年末に CSG は EDL-T の FS の報告書をとりまとめた。EDL の現状を分析し、EDL-T の必要性を、2035 年までのレンジで検討している。次の 3 点を課題としている。

- ラオスの需要想定と、近隣国との電力輸出の MOU の輸出量をベースに検討すると、乾季の電力不足、雨季の電力余剰が見込まれ、後年度には雨季でも電力が不足する。このため、早急に、近隣国、特に中国との電力融通が必要となる。
- ラオスの電力系統のロスは大きく、電力供給支障が頻発し、系統信頼度は低い。このため、バックボーン送電線による系統強化により、信頼度の高い系統の運用と管理を行う。
- 統制のとれていない系統計画は、高い投資コストと、不必要で時期のずれた EPC プロジェクトをもたらす。

上記を改善するために、EDL-T の設立が提案されている。

- 雨季・乾季の電力余剰・不足を、CSG との電力融通によりバランスさせることによっ

て、電力のコストを低減できる。

- CSG は EDL-T の事業から 6%と低いリターンしか求めず、EDL-T が CSG の安価な電力を仕入れれば、ラオスの電力原価を低減でき、競争力が上がる
- EDL の資産の評価額が、簿価に比べ大幅に低下しており、CSG は、中国の電力をラオス系統に流通させ、その託送料金による収入によって、赤字幅を縮小することができる

販売先である隣国の電力の購入の意思が、PPA によって確認された後にスタートするか、確認された電力の流通に必要な範囲に限った形からスタートすべきである事業であると考えられる。

7.3. 中国のラオスにおける系統計画の検討(2018 年 3 月)

2018 年 3 月に 中国 EPPEI によるラオスの系統計画検討の最終報告書が提出された。この報告書における検討条件と本 MP を、主に電源計画量と輸出量の面で比較すると、以下のような特徴がある。両者とも MOU をベースに、ミャンマー、カンボジア、及びベトナムへの余剰電力の輸出を加え、隣国への輸出量を見積もっている。

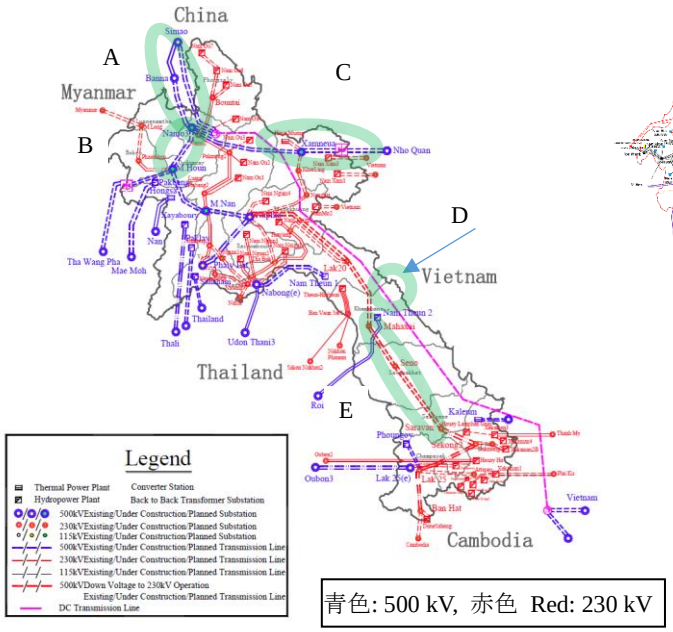
- 中国報告書では、MOU 輸出量、国内需要をベースに、ミャンマー、カンボジア、及びベトナムへの余剰電力の輸出を加え確保するように、電源計画を積み上げている。JICA シナリオ案では、開発計画の進捗度合い、大規模貯水池式等の条件を設け、開発する電源を選定している。結果的に輸出量を確保している。
- タイへの輸出は、中国報告書 10.163 MW、JICA シナリオ案 8,348 MW、JICA シナリオ案は少ない。ベトナムへの輸出は、中国報告書 7,927 MW、JICA シナリオ案 9,897 MW、JICA シナリオ案は多い。
- 中国報告書は、中国からラオスを経由し、タイへ送電する分 600 MW を見込んでいる。中国報告書は、さらに中国からラオスへの輸出 214 MW を見込んでいる。
- 中国報告書では直流送電線にラオスの電源を 3,000 MW 載せてベトナムに輸出する。JICA シナリオ案では、直流送電線は見込んでいない。
- ラオスの送電網から供給する最大電力を、中国報告書は発電設備容量の 60%、JICA は 50%で見ている。
- ラオスの電源の量は JICA の方が多い。

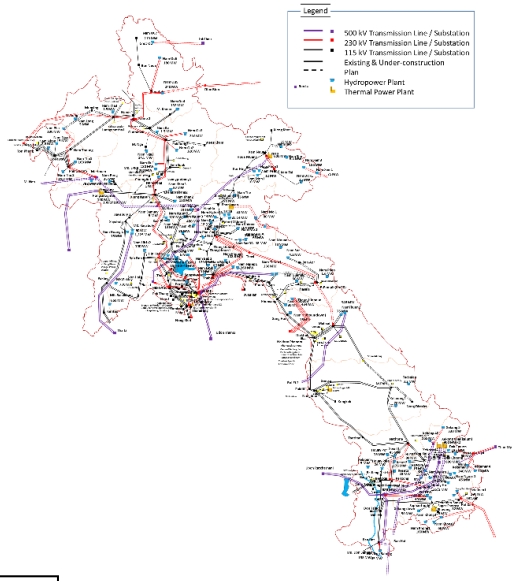
2017 年 7 月の報告書では、ラオスの最大需要を 2030 年 5,892 MW と見込んでいたが、2018 年 3 月の報告書では、ラオスの 2030 年の最大電力需要は、2,921 MW とほぼ半減している。これに合わせ、中国からラオスに必要となる輸入量は、大幅に減少し、2030 年の乾季で、200-300 MW 程度となっている。

また、ラオス国内を北部から南部へ縦断する 500 kV バックボーン送電線を建設することが提案されていたが、2018 年 3 月の報告書では、ラオス国内の需要の見直しと、ラオス南部からベトナムへの輸出量の見直しによって、ラオス北部から南部へ必要な送電量が減少し、500 kV バックボーン送電線は提案されていない。ただし、ラオス中部の国内電力需要への供給の必要性から、ラオス北部から中部、及びラオス南部から中部へ 230 kV 送電線の建設が提案されている。

表 7.3-1 中国報告書(3 月)と本 MP との比較(2030 年断面)

	中国報告書(3 月)				本 MP 案(5 月)			
	発電		需要		発電		需要	
送電網	中国から輸入	214	国内需要	2,921	中国から輸入	0	国内需要	2,691
	ラオス電源	8,910	輸出	2,523	ラオス電源	13,457	輸出	4,070
	小計	9,124	小計	5,444	小計	13,457	小計	6,761
直結	ラオス電源	16,170	輸出	16,170	ラオス電源	15,175	輸出	15,175
合計		25,294		21,614		28,632		21,936
	輸出計			18,693	輸出計			19,245
	中国からタイへの輸出のラオスによる託送分			600	中国からタイへの輸出のラオスによる託送分			0





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 7.3-1 中国 EPPI の系統計画と本 MP の主な相違点

以下の輸出内訳には、輸出専用 IPP からの輸出が含まれている。

表 7.3-2 輸出内訳(2030 年断面)

国	中国報告書(3 月)	本 MP 案(5 月)
タイ	10,163	8,348
ベトナム	7,927	9,897
ミャンマー	302	500
カンボジア	301	500
合計	18,693	19,245

参考：20280426_中国 JICA 比較.xls

第 8 章 GMS 広域連系計画の各種調査

本章では、GMS 広域連系計画について、ADB、WB 等が実施したこれまでの検討の概要を記載する。優先される連系線は検討毎の条件により変化している。基本的には、水力開発地点から、火力発電所が中心の系統へ送電を行った場合の、燃料費の削減分を経済便益として検討が実施されている。

8.1. ADB 等での調査における GMS 計画の概要

GMS の経済協力の一環として、GMS のエネルギー協力が 1992 年に開始された。GMS は、カンボジア、ラオス、ミャンマー、タイ、ベトナム及び中国（雲南及び広西チワン族自治区）より構成される。ADB では、GMS の広域電力融通の実現を指向した各種調査が実施されている。以下、”ADB GMS Power Trade and Interconnection, 2 Decades of Cooperation (Sep. 2012)” に基づき、2012 年までの GMS の広域電力融通に関する調査概要を記載する。

8.1.1. Subregional Energy Sector Study for the GMS, RETA5535 (Norconsult, 1993)

本調査は、エネルギーの域内協力を促進することを目的とし実施された。1993 年の域内の最大電力需要は 14.5 GW であったが、2000 年には 92 GW に達すると想定されていた。水力発電所のポテンシャルは、偏った地域に分布しており、域内の天然ガスの開発と合わせて、域内連系を強化していくプランを提案していた。域内の最大の需要地帯であるタイに向けたラオス、中国、ミャンマーの水力からの輸出、及びミャンマーの天然ガスの輸出（可能であれば、カンボジア、ベトナムからも）が想定され、エネルギーを自給自足するよりも、域内を統合したエネルギーの開発計画としたほうが、より多い便益が得られるとの考えにより、広域連系の送電線、及びガスパイプラインのマスタープランが策定された。

また、急増したインフラ投資への要求を満たすために、民間の投資の促進が提案され、域内の各国は、エネルギー分野における域内協力を促進するような政策の導入が求められた。

8.1.2. Power Trade Strategy Study (WB, 1999)

GMS の競争的な域内電力市場の開発のために障害となっている政策、技術、制度、事業、及び財務的な障壁の特定を行っている。広域連系に統合されることはない付け焼刃的な開発方式の是正や、将来の連系系統の計画、開発、運用、及び規制を調整する域内協調のための公式な合意、及び恒久的な組織の設立が提案された。また、各国の国内の送電設備は、各国の組織が所有、運転を行うこと、競争的な電力市場のための送電線への公正・公平な接続などが提唱された。技術面では、以下が提案されている。

- 最小コストをもたらす発電所・送電線の場所を特定するマスタープランの実施の必要性
- 建設への各国政府のコミットの必要性
- 複数の送電系統運用者が、信頼度が維持された域内電力取引を実施できるような共通

の系統運用のルール、手順を設定すべきであること

● 各国が独立した規制機関を設置すべきであること

事業・財務面からは、発電の料金は、固定費と可変費に分けるべきであり、託送料は、固定費に設定すべきであること、また政府、電気事業者は連系線の計画・建設に伴うリスクを低減させるような対策を講じることなどが提言されている。

8.1.3. Regional Indicative Master Plan on Power Interconnection (ADB RETA 5920, Norconsult, 2002)

GMS 域内連系の最初のマスタープランである。コストの高い電源を排除し、域内の電力融通を拡大するケースが、最も経済的である結論となっている。主な電源として、ラオス、雲南省、ミャンマーの水力が想定され、これらをタイ、ベトナムに輸出することで最小コストを実現する。提案された計画を実施することで、燃料多様性、火力発電所による大気汚染の低減、電力供給の冗長性の確保を実現できる。

この調査において、カンボジアへの二つの連系線、ベトナム-カンボジア 230 kV、タイ-ベトナム 115 kV が、早急に実施すべきプロジェクトとして提案された。これらは、2004 年に予定された。

また、以下の送電線が推奨されていた。

- 500 kV 2 回線 Tha Tako – Chaiyaphum 2006
- 500 kV 2 回線 Chaiyaphum – Udon Thani 2007
- 500 kV 2 回線 Chaiyaphum – Roi Et 2007
- 500 kV 2 回線 Roi Et – Savannakhet – Nam Theun 2 – Ha Tinh 2008
- 500 kv 1 回線 Saavannakhet – Ban Sok Pleiku 2010 もしくは、500 kV 2 回線 Roi Et – Savannakhet
- 500 kV 1 回線 Savannakhet – Nam Theun 2 – Ha Tinh 2008
- 500 kv 1 回線 Saavannakhet – Ban Sok Pleiku 2010

これらの送電線は、域内のメッシュ状のグリッドの一部になる。このメッシュに放射状に接続されるプロジェクトとして以下がある。

- ラオス Nam Mo 水力の接続 2008
- ラオス　ヴィエンチャンにおける接続 2009
- ラオス　Hongsa 火力の接続 2009
- ミャンマー　Tasang 水力の接続 2012
- 雲南省　Jinghong 水力のタイへの 500 kV での接続
- 雲南省　Malutang 水力の接続
- カンボジア Sambor 水力のベトナム Tan Dinh への接続

8.1.4. Buiding a Sustainable Energy Future: the GMS (ADB 2009)

エネルギーセクターの協力を強化するための域内戦略の策定。域内のエネルギー需要の増加に対し、将来の持続可能なエネルギーを満たすために、域内で協力し、各国のエネルギーを統合することによって、今後 20 年間で 20%のエネルギーのコストが削減できると見積

もられ、域内のエネルギー保障の確保が期待された。

8.1.5. Update of the Regional Indicative Mastrer Plan on Power Interconnection (RTE International, etc ADB TA 6440)

上記 Regional Indicative Mastrer Plan のアップデートの調査。以下の pole ごとの系統計画が提案されている。

1. ミャンマー-中国-タイを接続するNorth – West pole

- 28 GW のミャンマーの水力により、より高価な中国の石炭火力とタイのガス火力を代替する。ミャンマー-中国間、及びミャンマー-タイ間に大容量の送電線を開発
- タイ、ラオス（北部）、ベトナム（北部）、可能であれば中国を接続する East – West Northern Link
- ラオス(北部)の 10 GW の水力により、タイ、ベトナム（北部）、可能であれば中国の火力を代替する。この連系はさらに、タイとベトナムの間で、一方に電力の余剰が発生したときの融通にも使用できる。また、ラオスが最乾季のときの。タイ、もしくはベトナムからの電力融通にも使用できる。

2. ラオス（南部）、ベトナム（中部）、カンボジアを接続するSouthern pole

- カンボジアとラオス（南部）の 5 GW 水力の活用

最終的に次の連系線が計画された。

- PRC –Myanmar
- Thailand – Myanmar
- Thailand – Lao PDR (north)
- Thailand – Cambodia
- Vietnam (North) – Lao PDR(north)
- Vietnam (central) – Lao PDR (south)
- Vietnam (south) – Cambodia
- Lao PDR (south) – Cambodia

8.1.6. Regional Power Master Plan, Harmonizing the Greater Mekong Sub region (GMSS) Power Systems to Facilitate Regional Power Trade

2022 年から 2035 年程度にかけて GMS 域内系統の需給シミュレーションを実施し、優先度合の高い連系送電線を検討している。

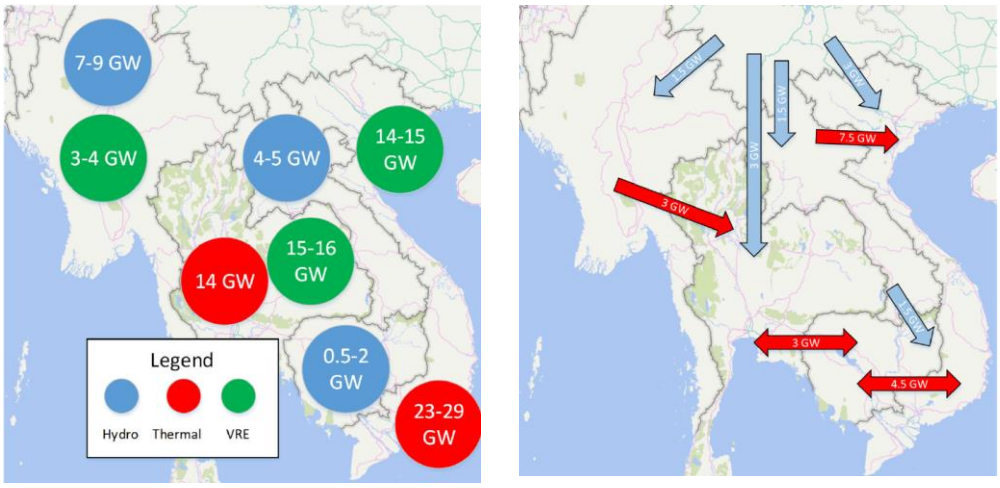
ベースケースに加え、再生可能エネルギーのコストが低下したケース、化石燃料のコストが増加したケース、及びガスの価格が下がったケースの、経済状況が変化した各ケースと、太陽光蓄電池システムあり、原子力あり、国際連系拡大の、技術的な要素が変化した各ケースを組み合わせたシナリオを設定している。それぞれのシナリオについて、費用便益を計算し、評価している。

経済状況が変化したいずれのケースにおいても、国際連系を拡大するケースが最も便益が大きい。

結果として、以下が最適な電源開発とされている。

- ミャンマー北部の 7-9 GW、ラオス北部の 4-5 GW の水力発電所
- タイ 14 GW、ベトナムは 23-29 GW の大型火力もしくは再生可能エネルギーの開発

なお、中国については、ある価格を固定しておき、メリットがでれば、余剰がある範囲で GMS に輸出される状況を設定していると想定される。



(Source: Presentation of Regional Power Master Plan, Manitoba at RPTCC-26, Nov. 2019)

図 8.1-1ADB 域内電力マスタープランの中間結果

8.2. HAPUA

Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities (HAPUA)は、2004 年に調印、設立された ASEAN に加盟する東南アジア各国の電力事業者をメンバーとした組織である。2012 年から、HAPUA には、5 つのワーキンググループが設置されている。

- WG1 - Generation & Renewable Energy
- WG2 – Transmission / ASEAN Power Grid
- WG3 – Distribution and Power Reliablility & Quality
- WG4 – Policy Studies & Commercial Development
- WG 5 – Hhuma Resources

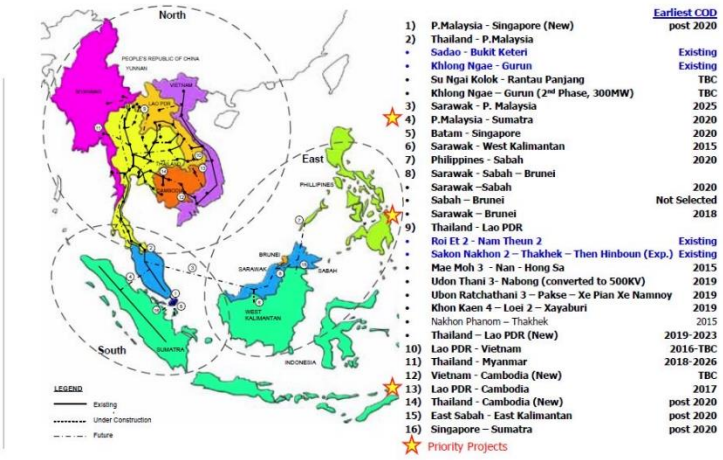


図 8.2-1 HAPUA の域内連系統線計画案

ASEAN Power Grid を実現し、電力市場を統合することで、ASEAN をサポートすることを目的の一つとしている。現在、ラオス-タイ-マレーシア-シンガポールの電力融通のプロジェクトが最優先とされている。

8.3. 世銀 GMS Power Market Development における GMS 連系線調査

世銀がコンサルタント傭上して調査を行っている「GMS Power Market Development」プロジェクトでは、GMS 諸国での連系線候補を、それぞれがもたらす経済便益を基に、比較検討している。RPTCC において、中間結果が発表されており、調査の方法が、RPTCC21 で、カンボジア、ラオス、ベトナムに焦点を当てた内容が 2017 年 10 月に RPTCC22 で、ミャンマー、タイ、中国、ラオスに焦点を当てた結果は 2017 年 12 月の RPTCC 23 で説明されている。現状の GMS の超高圧連系線は表 8.3-1 のようにまとめられている。また、表 8.3-2 に示す 14 の国際連系線の計画候補がある。このうち、表 8.3-3 に示す 10 ヶ所の連系線を検討対象としている。なお、後述する中国の調査検討で考慮されている中国-ラオス北部連系線は見込んでいない。

表 8.3-1 現状の GMS の超高圧連系線

No.	From	To	Connection Points	Type
5	Lao PDR	Thailand	Nam Theun 2 - Roi Et 2	500 kV
6	Lao PDR	Thailand	Houay Ho – Ubon 2	230 kV
7	Lao PDR	Thailand	Theun Hinboun - Nakhon 2	230 kV
8	Lao PDR	Thailand	Na Bong – Udon 3	230 kV(500 kV)
9	Lao PDR	Thailand	Hongsa - Nan - Mae Moh 3	500 kV
10	Viet Nam	Cambodia	Chau Doc - Takeo - Phnom Penh	220/ 230 kV
11	Lao PDR	Viet Nam	Xekaman 3– Thanh My	220 kV
12	Lao PDR	Viet Nam	Xekaman 1 – Pleiku	220 kV
13	Lao PDR	Thailand	Xayaburi – Thali – Kon Kaen 4	500 kV Double
14	Lao PDR	Thailand	Pakse – Ubon3 Committed Project	500 kV Double
15	Lao PDR	Viet Nam	Xekaman 4 HPP – Ban Soc - Pleiku Planned Project	500 kV
16	Lao PDR	Viet Nam	Nam Mo HPP – Ban Ve Planned Project	220 kV Double

出典：世銀 GMS Power Market Development RPTCC21 資料

表 8.3-2 GMS 国際連系線計画候補

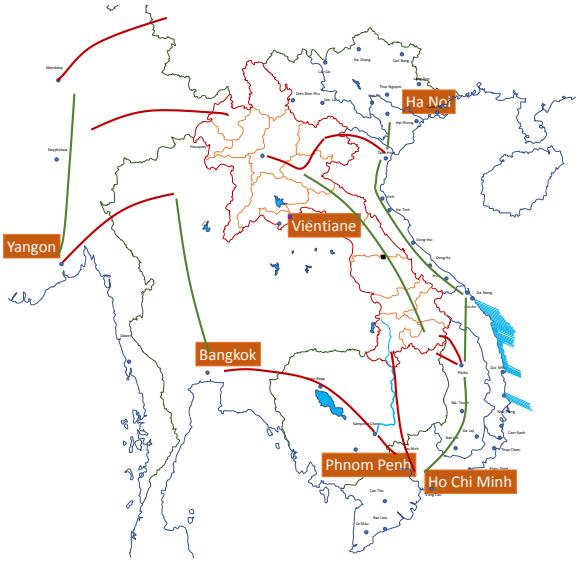
No.	From	To	Connection Points (From – To)	Type	Length (km)	Capacity (MW)	Source(s)
1	Lao PDR - South	Viet Nam - Central	Ban Soc/Ban Hatxan – Pleiku	500 kV double circuit	190	1,000	ADB RIF, APERC
2	PRC (Yunnan)	Thailand - Central	Gan Lan Ba – Tha Wung via Lao-N	600 kV HVDC	1,300	3,000	ADB RIF, APERC
3	Myanmar - Central	Thailand - North	Yangon area – Mae Moh	500 kV	350	1,500	ADB, APERC, IEA
4	Myanmar - Central	Thailand - Central	Mawlamyine – Tha Tako	500 kV	300	1,500	ADB RIF, IEA
5	Lao - North	Viet Nam - North	Luang Prabang HPP - Xam Nau (Lao-N) – Nho Quan	500 kV double circuit	400	2,500	ADB, APERC
6	Thailand - Central	Cambodia	Wangnoi – Banteay Mean Chey – Siem Reap – Kampong Cham	500 kV double circuit	500	300	ADB, APERC
7	Cambodia	Viet Nam - South	Kampong Cham – Tay Ninh	500 kV double circuit	100	300	ADB
8	Cambodia	Viet Nam - Central	Lower Se San 2 HPP – Pleiku	230 kV double circuit	230 km	200	ADB
9	PRC	Viet Nam - North	Yunnan – Hiep Hoa	500 kV DC	1,200 km	3,000	ADB
10	Myanmar - North	Thailand - North	Mae Khot TPP – Mae Chan	230 kV	115 km	370	ADB
11	Lao PDR - South	Viet Nam - South	Ban Soc/ Ban Hatxan – Tay Ninh via Stung Treng	500 kV	320 km	1,000	ADB, World Bank
12	Lao - North	PRC	Luang Prabang - Yunnan	500 kV	350 km	650	ADB
13	Lao PDR - South	Viet Nam - Central	Savannaket – Ha Tihn	500 kV	200 km	600	ADB
14	Myanmar - North	PRC	Mandalay - Yunnan	500 kV	350 km	600	ADB

出典：世銀 GMS Power Market Development RPTCC22 資料

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

Business Case No.	Region (From)	Region (to)	Connection Points (From – To)	Length (km)
1	Lao PDR (South)	Viet Nam (Central)	Ban Soc / Ban Hatxan ⇔ Pleiku	190
2	Myanmar	Thailand (North)	Yangoon area ⇔ Mae Moh	350
3	Lao PDR (South)	Viet Nam (South)	Ban Soc / Ban Hatxan ⇔ Tay Ninh via Stung Treng	320
4	Thailand (Central)	Cambodia	Wangnoi ⇔Banteay Mean Chey ⇔ Siem Reap ⇔ Kampong Cham	500
5	Cambodia	Viet Nam (South)	Kampong Cham ⇔ Tay Ninh	100
6	Cambodia	Viet Nam (Central)	Lower Se San 2 HPP ⇔ Pleiku	230
7	Lao PDR (North)	Myanmar	To be defined	TBD
8	Myanmar	PRC	Mandalay ⇔ Yunnan	350
9	Lao PDR (North)	Viet Nam (North)	Luang Prabang HPP ⇔ Xam Nau (Lao-N) ⇔ Nho Quan	400
10	Considering a jointly optimised transmission + generation plan for GMS			

出典：世銀 GMS Power Market Development RPTCC22 資料



出典：世銀 GMS Power Market Development RPTCC22 資料

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

この調査では、各連系線の容量を変えた複数のケースを設定し、ベトナムの火力発電所の燃料費の削減、及び火力発電所の投資削減による便益、予備率の確保、ラオス、ベトナムの水力発電所の出力変動、連系線の電力潮流の変動を検討している。ラオスの水力発電所の特徴として、北部、中部は、比較的貯水量が大きいが、ラオス南部は、貯水量が小さいことがあげられている。

● ＜ラオス北部-ラオス南部連系あり、ラオス南部-ベトナム中部連系のケース＞及び＜ラオス北部-ラオス南部連系あり、ラオス南部-カンボジア-ベトナム南部連系のケース＞

- 両ケースともに、連系線を流れる潮流は、2025 年以前は、1,000 MW 以下であるが、2029 年には、2,000 MW 程度になる。雨季、乾季の季節変化による連系線潮流の変動は大きくはない。
- ラオス国内の電力潮流は、北部から中部 1 へ最大 800 MW、中央部 1 から中央部 2 へ、1,000 MW、中央部 2 から南部へ 600 MW 程度である。ただし、平均では、ラオス中央部から南部の潮流は 90～130 MW 程度と低い。
- 設定している送電のコストの数値が不明確であるが、ラオス南部－ベトナム中部のケースで、国内送電線も含めた送電線のコストは、300 million USD 程度、ラオス南部－カンボジア—ベトナム南部のケースで、500 million USD 程度に設定している。

● <ラオス北部-ベトナム北部連系線のケース＞

- 連系線を流れる潮流は、2020 年から 2027 年は、1,000 MW 以下であるが、2027 年から、潮流は増加する。節間の潮流の変動があり、3,500 MW のケースでは、乾季には 3,500 MW であるが、雨季には、2,500 MW 程度にまで減少する。これは、ベトナム北部は水力が多いため、雨季にラオスから購入する量が減るためである。

- ラオス国内の電力潮流は、北部から中央部 1 へ最大 800 MW、中央部 1 から中央部 2 には、1,000 MW、南部から中央部 2 は 600 MW 程度である。平均では、ラオス南部から中央部への潮流は 240 MW 程度である。
- 設定している送電のコストの数値が不明確であるが、3,500 MW のケースで、送電線のコストは 500 million USD 程度である。

結果として、ラオス北部-ベトナム北部の合計の現在価値換算の便益が最も高くなっている。この理由として、北部の水力発電所の設備容量が多く、新規に必要となるラオス側の水力電源の開発量が少ないことがあげられている。なお、ベトナム側では、ラオス南部からベトナム中部への連系線を、北部-北部連系線よりも優先させたい意向である、ということで、ラオス北部-ベトナム北部連系の優先度は、ラオス南部-ベトナム中部に次ぐものとなっている。（しかし、2017 年 11 月に EVN、IE からは、ラオス北部-ベトナム北部も有力な方法であるという、意見があった。）

結論として、ラオス北部-ベトナム北部連系が最も大きな経済便益をもたらすものの、

- 第一優先：ラオス中部-ラオス南部及びラオス南部-ベトナム中部
- 第二優先：ラオス中部-ラオス北部、及びラオス北部-ベトナム北部

となっている。

RPTCC 23 では、ミャンマーに焦点を当てた検討を報告している。ラオス北部-ミャンマー連系線は 500 MW から 1000 MW 程度の範囲が有利であり、500～1,000 MW を 2020～2025 年、追加で、500～1000 MW を 2030～2035 年に運転することが推奨されている。ただし、ミャンマーの国内では、マンダレーからヤンゴンへの系統増強が必要になる。ラオス国内の必要な系統増強は多くはない。

8.4. CSG の近隣諸国との電力融通の構想

CSG では、第 7 章に記載のとおり、ラオスの系統計画を策定している。2019 年 11 月の RPTCC で CSG が発表した中国と諸国との電力融通の経路の構想を下図に示す。

（出典: CSG 発表資料, RPTCC-26, 2019 年 11 月）

図 8.4-1 中国と諸国との電力融通の経路の構想

第 9 章 GMS 電力取引構想･欧州の送電事業

9.1. GMS の域内電力取引構想

9.1.1. ラオス国における現状の電力取引

ラオス国内系統は EDL により所有･管理されており、各発電事業者は EDL-GEN、IPP(d)、IPP(e)の 3 種があることは前項にて述べた。現状では、具体的に下記 3 パターンにて接続されている。詳細については既に述べられていることより本項では割愛する。

(1) IPP(d)と EDL 系統の接続

(2) IPP(e)と他国系統の接続

(3) EDL 系統と他国系統の接続

発電設備業者は系統・設備の品質を保つために必要な技術要求としてグリッドコードを遵守することが求められ、この遵守を前提として上述 3 パターン間で PPA（Power Purchase Agreement）や CA(Concession Agreement)を結ぶこととなる。この(1)と(2)の開発に必要な運用フローを図 9.1-1、及び図 9.1-2 に示す。

IPP(d)開発承認手続きは、15 MW 以上の出力の発電所を対象としており、15 MW 以下は DEB の替わりに各プロビンスにて承認行為を行う。国内用承認手続きにおける電力単価は IPP 事業者とオフテイカーの EDL が協議により決定することとされているが、具体的な手順は下記となる。

(1) EDL と IPP 事業者協議、仮価格決定

(2) EDL から Minister 宛てに協議結果を通知(tariff letter)

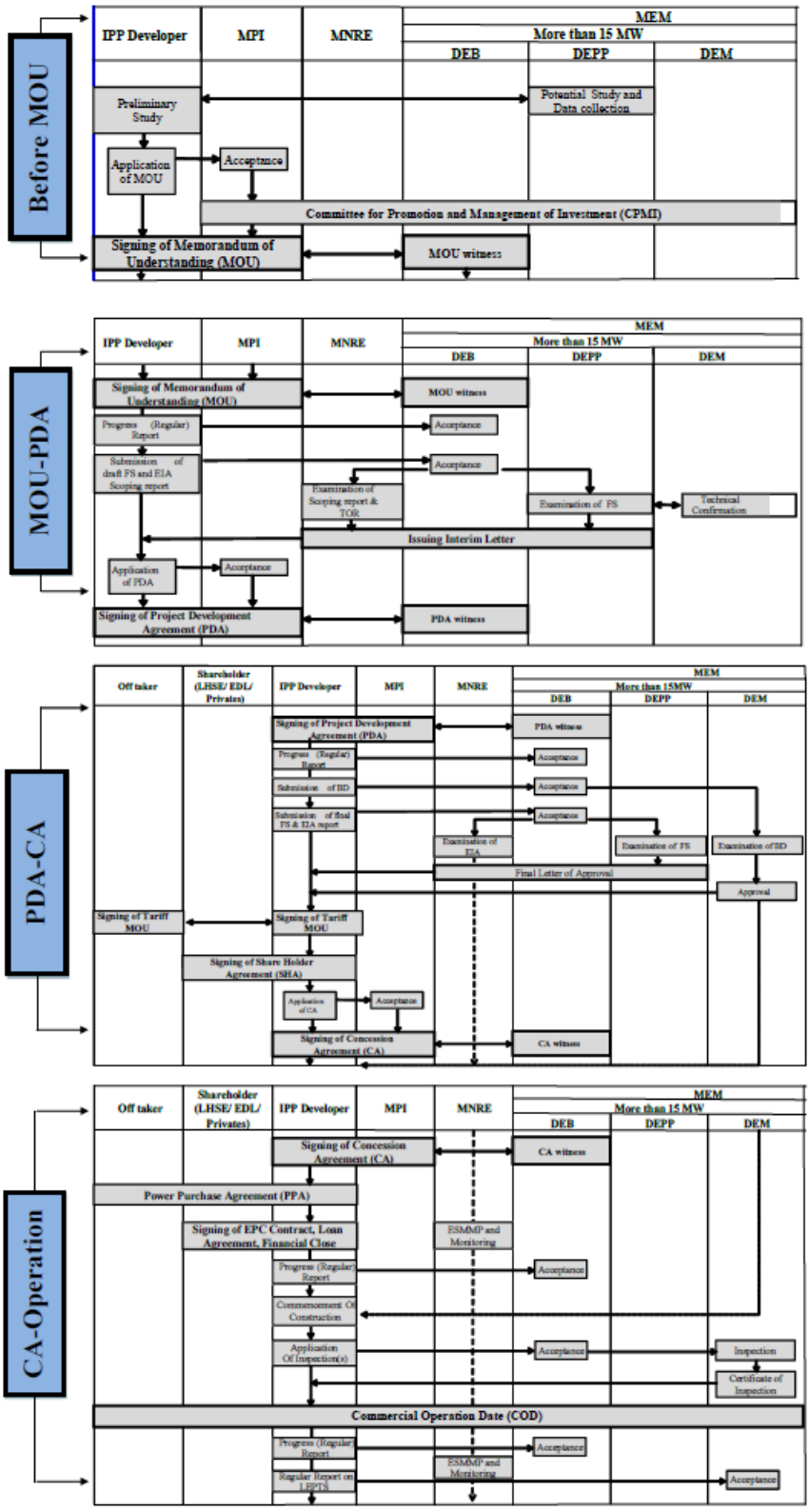
(3) Minister より DEPP に仮決定金額についてコメントを要求

(4) DEPP コメント送付

(5) コメントに基づいて Minister から Government Office に決定金額を通知

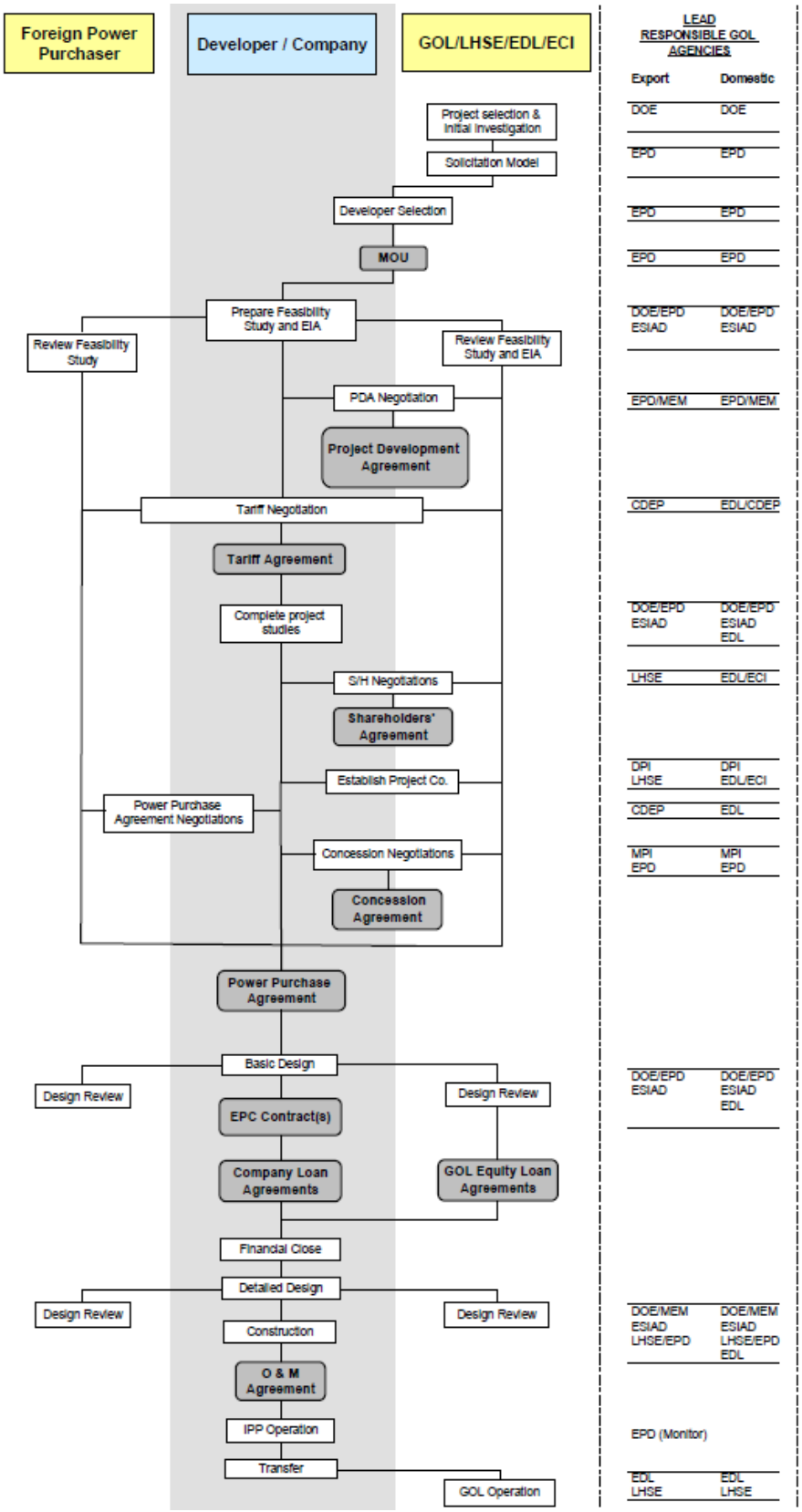
(6) Government Office が承認した後に、EDL&IPP に通知

EDL 系統と他国系統の連系における確たる手続きは存在せず、各国間との電力融通に係る MOU を基に、系統接続箇所やその送電線仕様、責任分界点など個別に協議されたうえで推進される。



出典 MEM

図 9.1-1 IPP(d)開発承認手続き



出典: MEM

図 9.1-2 IPP(e)開発承認手続き

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

ASEAN 諸国間の電力取引を拡大させ、将来は市場を介した自由取引に発展させることを目的に、電力取引に係わるケース想定ならびにルール策定を ADB や WB の協力の下、ASEAN 諸国にて進めている。ただし、市場を介した自由取引は将来の目標とされており、現実的なステップとして GMS 域内では表 9.1-1 のとおり 4 ステージが想定されている。

表 9.1-1 GMS 域内にて想定される電力取引スキーム

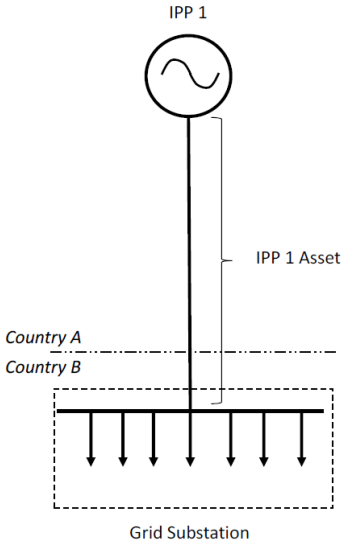
Stage	Overview	PPA Contract	Wheeling Scheme
Stage 1	Bilateral cross-border connections through power purchase agreements	Applicable	Not Applicable
Stage 2	Grid-to-grid power trading between any pair of GMS countries, eventually using transmission facilities of a third regional country	Applicable	Applicable
Stage 3	Development of transmission links dedicated to cross-border trading	Applicable	To be decided
Stage 4	Most GMS countries with multiple seller-buyer regulatory frameworks, towards the implementation of a wholly competitive regional market	Not Applicable	Applicable

出典: MEM インタビューを基に調査団作成

以下、各 Stage の概要説明と現状のラオスにおける想定されている託送の想定ケース具体例を述べる。

1. Stage-1概要

Stage-1 は現状にて多数存在している、①IPP(e)と他国系統を接続する直接輸出の形態、ならびに②Grid-to-Grid で接続されている国際連系線を介した電力取引がそれに当たる。①IPP(e)による直接輸出の具体的なイメージを図 9.1-3 に示す。



（Source: Technical Assistance for Harmonizing Greeter Mekong Sub-region (GMS) Power Systems to Facilitate Regional Power Trade, TA-8830 REG by RICARDO）

図 9.1-3 Stage-1 における電力取引イメージ

このステージにおいて、IPP(e)と他国系統を結ぶ送電線は IPP(e)自体によって建設・所有・運営されるため、EDL の関与が無く託送制度は存在しない。IPP(e)事業者は接続される他国系統事業者と PPA を結び、その電力単価設定に発電費用の他、送電設備建設・運営に係る費用、利益など含めて協議することとなる。電力単価は IPP(e)と他国系統事業者との 2 者間協議によって決定され、合意の後に MEM ならびに EDL に通知されることとなる。

この場合、MEM のメインの役割は事業者による開発計画をレビュー・承認する立場となる。また IPP(e)はラオス国内の開発となるため、その資源開発に係る許認可の対価として、ロイヤリティを課すことも可能としている。その金額は協議によって決定され、少なくとも開発の 5%が目安とされる。

仮に IPP(e)事業者のステークホルダーとして EDL が含まれる場合、EDL は PPA を通じて受益を得るほか、その発電力を一部国内系統に接続するケースも存在する。

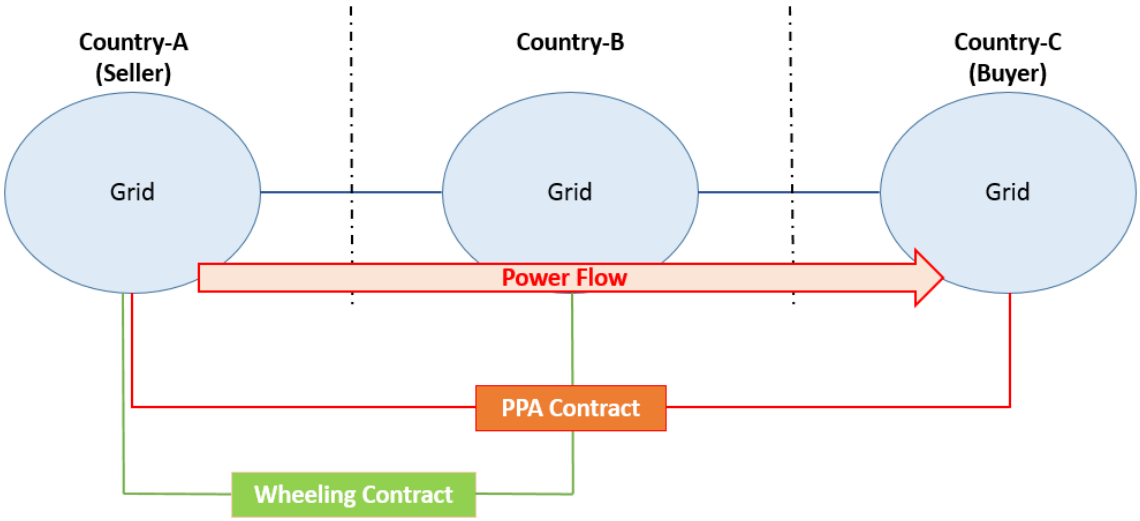
②Grid-to-Grid で接続されている国際連系線を介した電力取引は前項までに述べられているため、本項では割愛する。

2. Stage-1の具体例

これは現状の発電設備一覧でも記載されていることより、本項では割愛する。

3. Stage-2概要

現状、Stage-1 にて国際連系線を介した電力融通が行われていることは既に述べた。Stage2 ではこれを発展させ、第 3 国の系統を介したうえの電力融通を達成したものを想定している。図 9.1-4 に具体的なイメージを示す。



出典: 調査団作成

図 9.1-4 Stage-2 における電力取引イメージ

この場合、電力輸出国と電力輸入国で PPA を結び、電力の託送者となる第 3 国系統事業者に対し、託送料金を支払うことで成立する。託送料金は輸出電力量実績ならびに既定の算出方法に基づき、輸出国が払う。輸出国はこの費用を考慮したうえで、PPA に記載される電力単価を輸入国と協議することとなる。

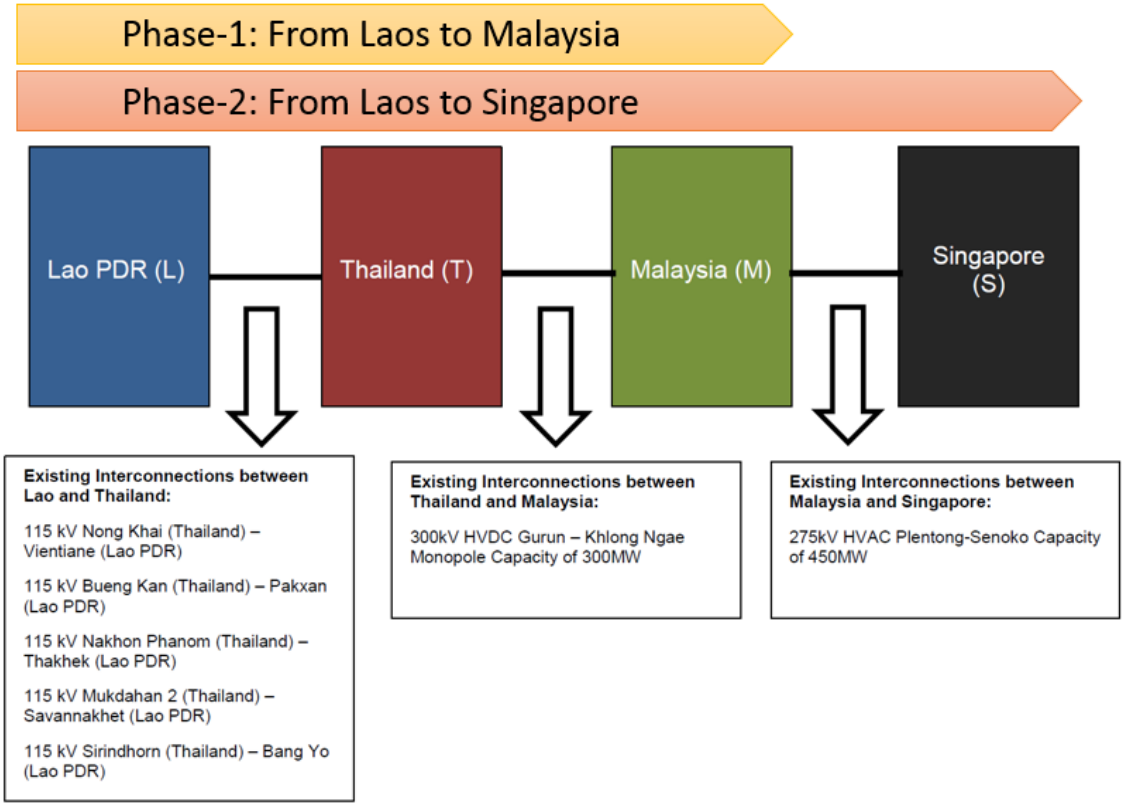
4. Stage-2の具体例

ステージ 2 における具体的な案件として、ラオスからタイを経由してマレーシア、シンガポールに最大 100 MW を送電するパイロットプロジェクト（LTMS プロジェクト）が予定されている。このプロジェクトは下記のとおり 2 フェーズに分かれており、既設の送電系統を用いることを前提としている。

Phase 1: ラオスータイーマレーシア連系(2018-2019)

Phase 2: ラオスータイーマレーシアーシンガポール連系(2020-)

下記に各フェーズにおける送電計画を示す。

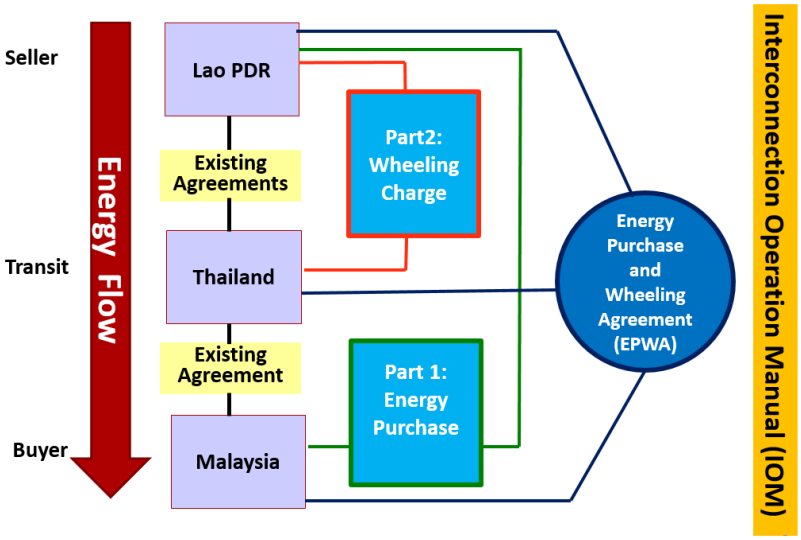


出典:LAO PDR,THAILAND,MALAYSIA,SINGAPORE POWER INTEGRATION PROJECT(LTMS-PIP) TECHNICAL TASK FORCE (TTF)

図 9.1-5 LTMS プロジェクト計画に用いられる系統計画

Phase1 においては EGAT 側が自国系統に与える影響を考慮し、2 年間（2018 年 1 月 1 日～2019 年 12 月 31 日）の最大輸出電力量は 100 GWh としたい意向を有しており、EDL もそれに準じた電力輸出を行うことを想定している。

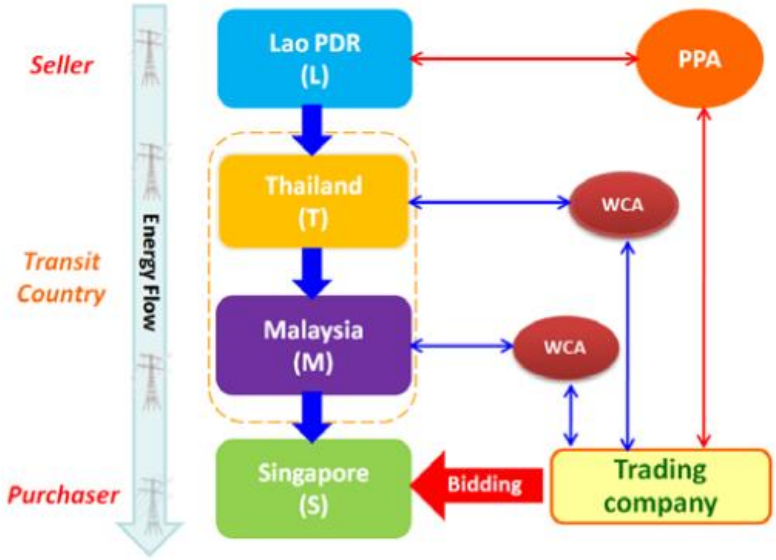
本プロジェクト実施に当たっては、ラオスータイーマレーシアの 3 国間で Energy Purchase and Wheeling Agreement(EPWA)を締結することとされている。その枠組みにて、ラオスーマレーシア間で PPA、経由するタイには託送料金を払うことにて検討が進められている。下記に合意している Phase1 の枠組みを示す。



（Source: LAO PDR,THAILAND,MALAYSIA,SINGAPORE POWER INTEGRATION PROJECT(LTMS-PIP) TECHNICAL TASK FORCE (TTF)）

図 9.1-6 LTMS プロジェクト Phase I スキーム

Phase I から Phase II に移行する際、ラオスーマレーシア間からラオスーシンガポール間の PPA と変更されるのみならず、スキームが変化する予定である。具体的には Phase I では電力購入者であったマレーシアがタイと同様に託送国となること、Phase II で結ぶラオスとの PPA の契約者はシンガポール電力公社ではなく新たにシンガポールに設置される電力販売会社となることである。後者の理由としてシンガポールは Energy Market を介して電力を購入することとなっており、その市場へのアクセスライセンスのため、会社を設立する必要があるためである。下記に検討中の PhaseII スキームを示す。



（Source: LAO PDR,THAILAND,MALAYSIA,SINGAPORE POWER INTEGRATION PROJECT(LTMS-PIP) TECHNICAL TASK FORCE (TTF)）

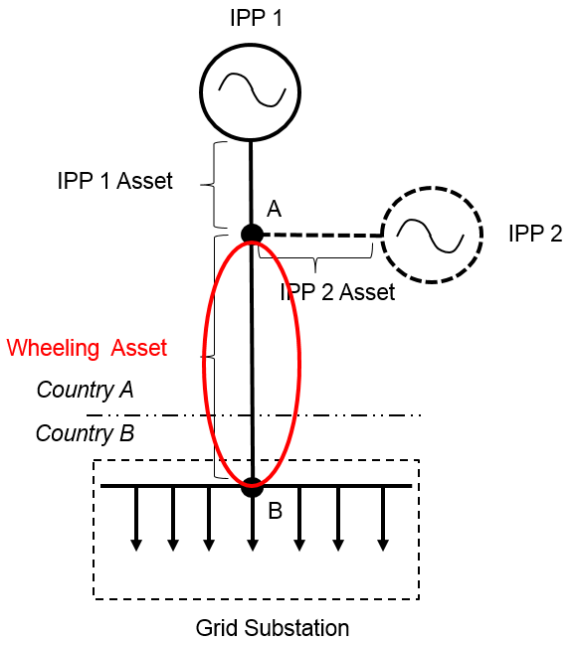
（Source: Technical Assistance for Harmonizing Greeter Mekong Sub-region (GMS) Power Systems to Facilitate Regional Power Trade, TA-8830 REG by RICARDO）

図 9.1-7 LTMS プロジェクト Phase II スキーム

5. Stage-3概要

Stage-1 にて IPP(e) と他国系統を接続する直接輸出の形態は既に述べた。また、各 IPP(e)の送電線は IPP(e)事業者自身による開発であることも前述したが、その送電容量にまだ余裕がある場合が多い。Stage-3 はこの空き容量を活用することで、Stage-1 の電力輸出のスキームを発展させたものを想定している。

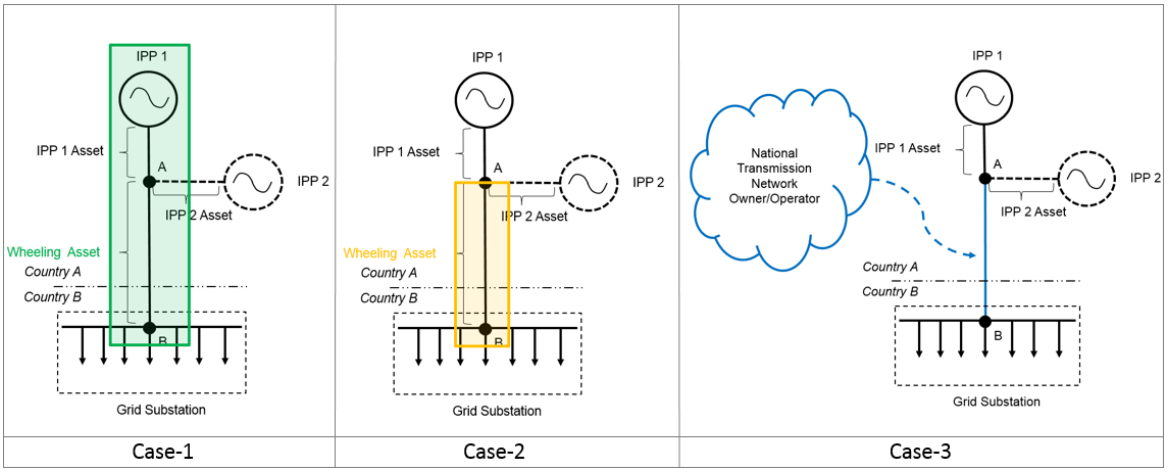
具体的には新 IPP(e)の送電線を新規建設する代わりに、空き容量のある既設 IPP(e)送電線に発電所を追加接続し、一つの送電線で複数の発電所電力を送電する形を取る。下記に具体的なイメージを示す。



（Source: Technical Assistance for Harmonizing Greeter Mekong Sub-region (GMS) Power Systems to Facilitate Regional Power Trade, TA-8830 REG by RICARDO）

図 9.1-8 IPP-1 の送電線を共有する IPP-2 のイメージ

上記は IPP-1 が Country-B への輸出用である所有送電線に、新たに IPP-2 を接続したものをイメージしている。上図では IPP-1 と IPP-2 が共有する箇所を Wheeling Asset としているが、この考えは 3 パターン用意されていて、確定したものは無い。下記に想定されている 3 パターンを示す。



（Source: Technical Assistance for Harmonizing Greeter Mekong Sub-region (GMS) Power Systems to Facilitate Regional Power Trade, TA-8830 REG by RICARDO）

図 9.1-9 Stage-3 で想定される輸出形態

Case-1 は IPP-1 が緑色の部分を所有しており、IPP-2 がこれに相乗りして自身の電力を Country-B に輸出するケースである。この場合、IPP-2 は IPP-1 送電線までの接続線を建設す

る必要があるほか、専用線の所有者である IPP-1 に対して託送料金を支払う必要がある。

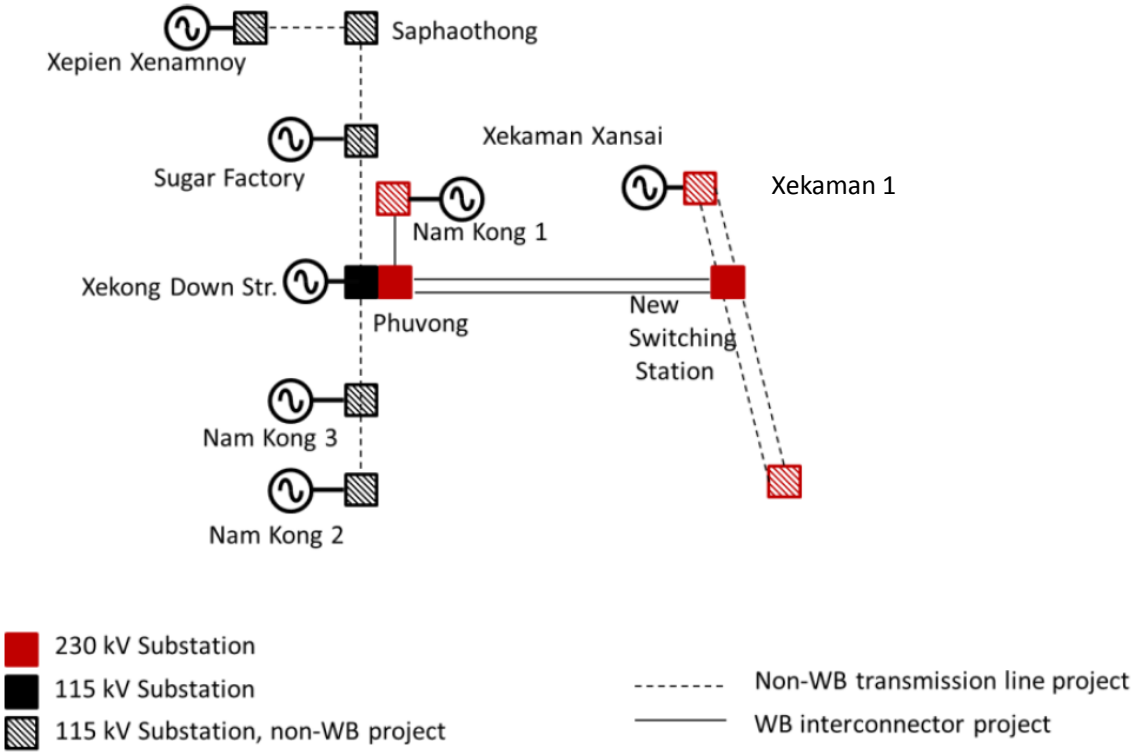
Case-2 は IPP-1,2 の共通使用となる黄色部分について、所有権をオリジナルの IPP-1 から独立した新会社に譲渡し､使用者である IPP-1,2 が新会社に託送料金を支払うケースである。黄色部分の所有者となる新会社の形態は、IPP-1 と IPP-2 の合弁会社となるか国営会社になるなどの選択肢がある。

Case-3 は IPP-1,2 の共通部分である箇所を Country-A の系統事業者に譲渡し、使用者である IPP-1,2 は託送料金を系統事業者に支払うスキームである。

これらのうち､唯一の正解とされている選択肢は述べられておらず､ステークホルダー間の合意に従って選択される。

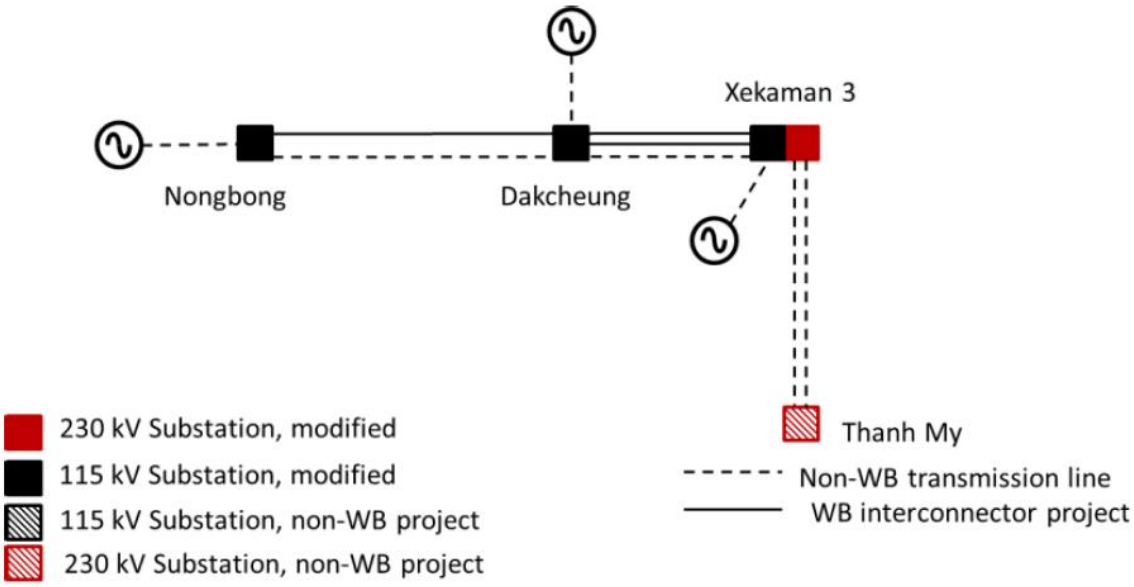
6. Stage-3の具体例

具体例として、Stage-1 の実例 IPP(e)でもあるラオス国内の Xekaman-1 と Xekaman-3 からベトナム国系統に接続される専用送電線にラオス国内の他水力発電所の電力を載せて送電する構想がそれに当たる。下記にその系統図と検討されている発電所グループについて記載する。



Source: LAOS-VIETNAM INTERCONNECTOR TECHNICAL ASSISTANCE by Intelligent Energy Systems Pty Ltd

図 9.1-10 EVN-Xekaman-1 送電プロジェクト計画



Source: LAOS-VIETNAM INTERCONNECTOR TECHNICAL ASSISTANCE by Intelligent Energy Systems Pty Ltd

図 9.1-11 EVN-Xekaman-3 送電プロジェクト計画

どちらの検討においても、現在 Xekaman-1 ならびに 3 が有する専用送電線を他 IPP(e)が使用する前提のもとで可能となるが､その送電線の所有者を誰とするかは前述のとおり 3 パターンがあり、まだ決定に至っていない。

7. Stage-4概要

Stage-4 は市場を介した電力取引を想定しており、2 者間からなる PPA は存在しない。発電事業者は市場に電力を供給､顧客は市場から電力を調達することとなり､託送料金などは規定された算出方法のもと電気料金に反映される。市場に関与するためには､発電規定を始めとする各種ライセンスを取得した事業者のみがアクセス出来るよう設計される予定である。

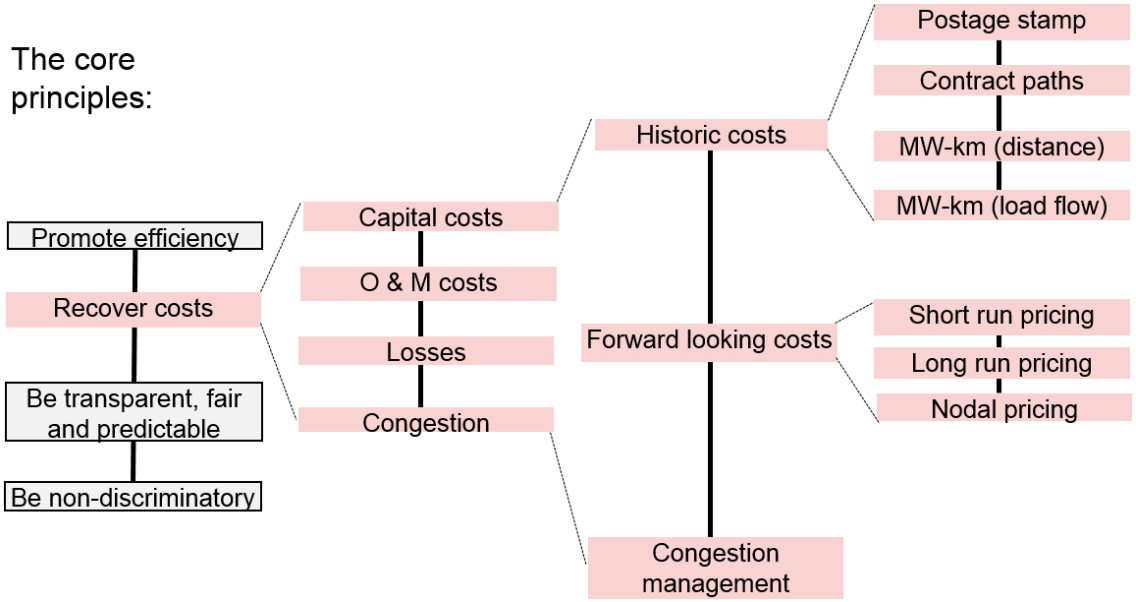
なお、他 Stage から Stage-4 への移行スケジュールは全くの未定である。

9.1.3. 将来の託送料金算出手順

前項にて述べた電力取引の拡大シナリオを実現するにあたり、その状況に適する託送制度は不可欠である。その託送制度設計の大前提として、下記具備すべき要件を述べる。

- すべてのステークホルダーにとって公平かつ透明性が担保されている
- 送電系統の持続性を担保するために必要な費用を所有者が確実に回収できること
- 過大な設備投資コストとならないよう混雑問題など適切に対応できること

が肝要である。これら大原則のもと、ADB が主導する Working Group on Regulatory Issue (WGRI)にて託送料金算出に係る検討を行っている。WGRI にて検討されている費用項目ならびに算出方法として、下記が想定されている。



（Source: Technical Assistance for Harmonizing Greeter Mekong Sub-region (GMS) Power Systems to Facilitate Regional Power Trade, TA-8830 REG by RICARDO）

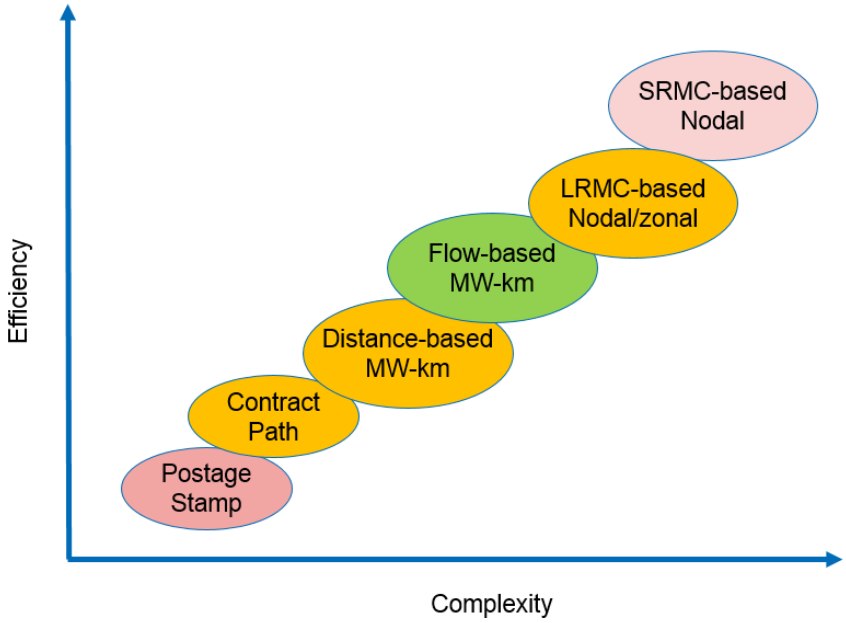
図 9.1-12 託送料金設定の原則

上記の図のとおり、主要項目として投資コスト・保守メンテナンスコスト・送電損失・送電混雑解決コストを託送料金設定に反映すべきとされている。特に投資コストの算出方法については何パターンか存在しており、その特徴が述べられている。下記にその概要を記す。

表 9.1-2 託送料金算出

Postage Stamp	特徴	託送の距離によらず、一定の託送料金を設定するもの。その算出はある地域内の電力需要と要した送電設備費用から単位Wあたりの託送費用単価を設定する。
	長所	・料金算出が容易 ・確実な料金回収が可能
	短所	・託送距離の長短に係らず託送料金が一定となり、不公平な面もある。
Contract Path	特徴	託送契約時にあらかじめ託送経路を設定し、その区間を流れる実際の潮流量と経路の送電容量の割合から単位Wあたりの託送費用単価を設定する。
	長所	・料金算出が容易 ・潮流や託送距離を考慮可能 ・確実な料金回収が可能
	短所	・契約経路と実際託送経路の不一致の可能性あり。 ・本方式が適用されない経路において、費用回収が困難
MW-km (distance)	特徴	PostageStamp方式とContractPath方式の延長のイメージとなる方式で、経路は最短の託送距離あるいは契約によって定める経路(ContractPathと同じ考え)を採用する。別途系統内の総費用ならびに送電容量と線路亘長の積により、単位kW-kmあたりの単価を設定し、契約経路・契約容量をもとに託送費用を決定する。
	長所	・料金算出が容易 ・確実な料金回収が可能
	短所	・契約経路と実際託送経路の不一致の可能性あり。
MW-km (load flow based)	特徴	潮流計算によって実際の経路を特定し、MW-km(distance)と同様の方法により、単位kW-kmあたりの単価を設定する。これに潮流計算で求めた実際の容量・経路をもとに算出する。
	長所	・実際の経路・実潮流をもとに算出するため、公平な手段となる
	短所	・潮流計算が必要 ・すべての投資コストが回収できない恐れあり ・2者間の契約でのみ実施可能

どの算出方法も長短があり、効率と複雑さは下記のイメージにてトレードオフとなるとされている。



（Source: Technical Assistance for Harmonizing Greeter Mekong Sub-region (GMS) Power Systems to Facilitate Regional Power Trade, TA-8830 REG by RICARDO）

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

WGRI のレポートでは、MW-km 方式へ段階的に進むことが望ましいと結論付けている。先に述べた電力取引形態の Stage-3 具体例にて述べた Xekaman-1&3 のプロジェクトにおいて、WB が主導して最適な算出方法を模索しており、2 者間取引においてシンプルな方法である MW-km(load flow base)が推奨されている。

また過去発生した費用のみでなく、将来発生が見込まれる適正な費用を推定する原価算定方式も必要となる。これをフォワード・ルッキング・コストとして、将来計画等をもとに設定した将来期間（原価算定期間）における原価も確実に回収すべきコストとなる。

9.2. 欧州の送電事業の紹介

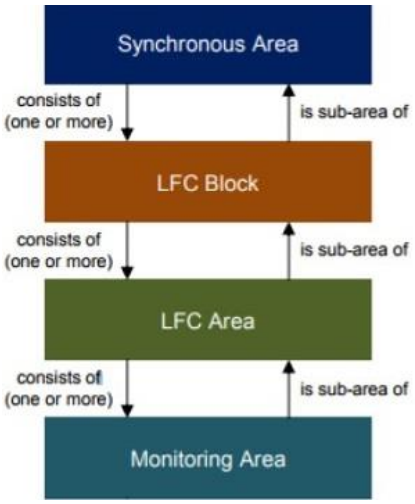
9.2.1. 序論

ラオスでの電力融通拡大シナリオ作成に当たり、多国間で送電系統連系を進めてきた欧州での送電事業の歴史的な経緯や合意形成の枠組み等を考察することで、本事業への示唆を検討する。

9.2.2. 概要

欧州は世界最大の単一電力網（”Internal Electricity Market”）であり、667 GW の接続発電容量を有している。この単一電力網は幾つかの負荷周波数制御ブロック（”Load-Frequency Control Block”）から成っており、欧州大陸のものはかつて UCTE（the Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity）あるいは欧州同期エリア（Continental Synchronous Area）と呼ばれていたものである。これらは 50 Hz の同一周波数で相互に接続されており、全体で 80 GW の予備容量を有し、24 か国 4 億人以上の顧客に電力を供給している。

単一電力網の構築は現在でも継続中の取り組みである。例えば欧州全体での負荷周波数制御構造についても 2017 年の EU 規制により、再構築する取り組みが進行中である。具体的には図 9.2-1 に示す通り、それぞれの負荷周波数制御ブロックの下部構造として LFC Area を、更にその下部構造として Monitoring Area を配し、一つの Monitoring Area が単一の LFC Area、LFC Block、Synchronous Area の傘下に入り、他の上部構造が同時に下部構造を重複して含むことがないよう負荷周波数制御構造を調整中である。



出典： ENTSO-E

図 9.2-1 負荷周波数制御構造

9.2.3. 主要参加者

欧州市場における送電事業への主要参加者と、それに対応するラオス及び日本の参加者を図 9.2-2 に示す。制度面では、欧州連合（EU）によるガバナンスが大きな特徴として挙げられる。単一国家である日本や、比較的緩やかな地域連合である GMS での取り組みに比べ、国家を超越した政策執行機関としての EC、監視機関である ACER の等存在がラオスを始めとした GMS や日本との大きな違いであるといえる。

欧州市場では、自由化を経て発送電は規制により分離されており、大容量高圧の送電事業は Transmission System Operator と呼ばれる独立した系統運用者が担っている。TSO は市場参加者に対し、無差別かつ透明なルールに基づく送電網へのアクセスを保証し、安全で確実な送電を提供する。また、多くの国では送電網の整備を行う役割も担っている。他国・地域と同様、欧州においても自由化以前は発送電を一括して行う垂直統合型の電力会社が各国に存在しており、1990 年代までは若干の例外はあるが概ね一か国一社の電力会社が送電事業を担っていた。1996 年の第一次 EU 電力指令から始まる一連の自由化を経て、これらの電力会社から送電事業は分離された。

欧州全域 36 か国 43 の TSO 全社が参加する ENTSO-E（欧州送電系統運用者ネットワーク European Network of Transmission System Operators for Electricity）が EU の指令に基づきネットワークコードの標準化や 10 年計画の立案等で単一市場全体の計画・整備を行ってい

る。また、欧州は地理的に単一市場として広大であり、地域単位で複数の TSO から成る送電運用調整機関（Regional Security Coordinators）が、各地域での TSO 間での送電網の運用や停電計画の調整を行っている。

			EU	Laos	Japan
Regulation	Regional	policy execution	EC	GMS RPTCC	
		monitoring	ACER		
	National	planing, exectuion, monitoring	OFGEM (UK), BNetzA (Germany), CRE (France) etc.	MEM	METI
Transmission	Entire Area	planning	ENTSO-e		OCCTO
	Broad Area	capacity allocation	JAO *1	proposed RPCC	
		coordination service	CORESO, TSCNET Services, SCC, proposed Nordic RSC, proposed Baltic RSC		
	Local Area	planning	43 TSOs	EDL	10 power companies, J-POWER
		operation			
Other players					
Generation			power generation companeis	EDL-Gen, IPPs	power generation companeis *2
Distribution			LDCs (more than 1,000)	EDL	10 power companies
Trading *3			EPEX Spot, N2EX, APX, Nord Pool,		JEPX

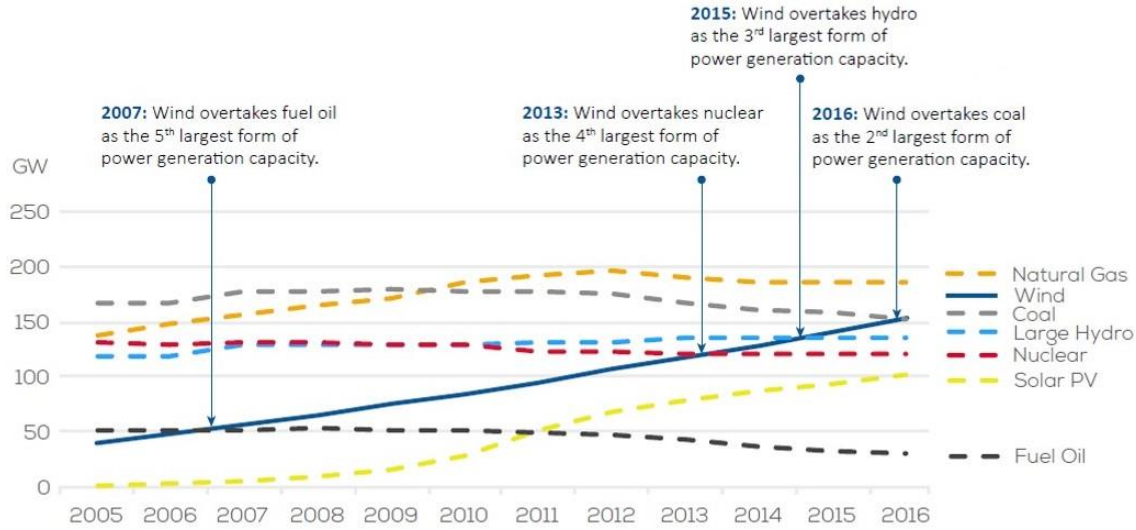
出典： JICA 調査団

図 9.2-2 送電事業への主要参加者図

9.2.4. 単一市場創出の背景

EU はその設立以来強力に政治的主導権を発揮し、各国の利害を乗り越えて様々な分野での市場統合を推進してきた。とりわけ電力や天然ガスにおいては、持続可能で競争力があり、安定的なエネルギー源として、送電線網やパイプラインといったインフラの整備、それらの運用のための制度や規制を含めた市場統合が強力に推進された。

また、エネルギー安全保障や二酸化炭素排出削減の観点から、EU は再生可能エネルギーを強化してきている。図 9.2-3 に示す通り、現在風力発電は発電容量において天然ガス火力に次ぐ第二の電力源になっている。こうした風力発電や太陽光発電の急増により、地理的に分散したこれらの再生可能電源を電力網に接続する必要性が高まったことも電力網整備と単一市場創出の後押しとなった。



出典： WindEurope

図 9.2-3 欧州における電源別発電容量の推移

更にこれらに加え、2000 年代初めの比較的堅調な経済、資本市場の自由化による資本の動員が容易になってきたこと、EU 主導の下、電力事業についての制度的・法的予見性を市場に与えたことによる大規模 M&A の活性化等も要因として指摘されている。

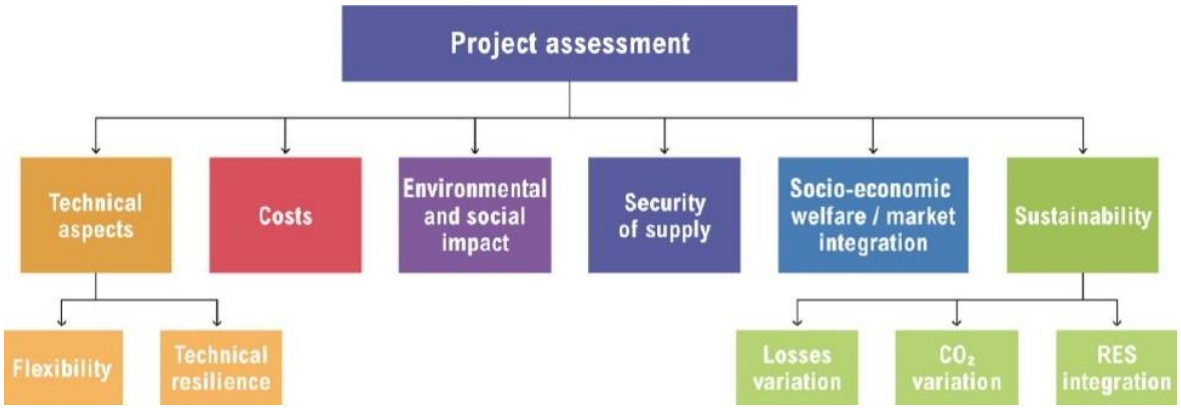
9.2.5. 合意形成の枠組み

多数の国や地域が参加し、複数の利害が複雑に絡み合うことが想定されるため、広域的運用の観点から送電網や変電所等の必要な設備を特定・順位付けする仕組みについては透明性を非常に重視した制度になっている。

送電網の整備の実施主体は TSO であるが、社会的便益で汎欧州的重要性を持つ案件については EU が PCI（Projects of Common Interest）として位置付け、計画や許認可、政策支援や補助金（Connecting Europe Facility）等の優遇策を設けて支援している。TSO 等により提案される各送電網整備案件は、ENTSO-E が二年毎に策定する系統開発 10 ヵ年計画（Ten-Year Network Development Plan, TYNDP）の中で費用便益分析手法を用いて評価され、EU の地域グループが各地域内での順位付けを行って PCI リストを作成し、EC が欧州議会に提出して承認される。

TYNDP は幾つかのシナリオ（Vision）をベースに作成され、各 TSO から約 200 名の専門家が集まり、各シナリオに基づいた共通計画調査を行う。各案件評価の核となる費用便益分析手法は全欧州共通の手法であり、その内容については公開され、公聴会等で広く意見を集められ、継続的に改善される極めて透明性の高い仕組みになっている。また、TYNDP の内容自体も費用便益分析手法による評価点を含め一般に公開されている。

図 9.2-4 に費用便益分析における 9 つの評価属性を挙げる。案件を実施した場合の発電コストの削減金額や、送電の際の熱損失の電力量、送電線を敷設することにより影響を受ける社会的・自然環境距離等、定量化し易い属性がある一方で、系統の技術的弾力性の強化や柔軟性の強化等の定量化が困難な属性については、0、＋、＋＋ 等のスコアで評価している。



出典： ENTSO-E

図 9.2-4 ENTSO-E の費用便益分析の評価属性

9.2.6. 個別の経済性評価

欧州の TSO には国際民間企業もあれば北欧のような国営企業もあり、それらを取り巻く事業環境は様々である。天然ガス事業と並んで、EU は明確に電力事業について発電等の競合的な分野とインフラの維持管理と言った非競合的な分野を区別しており、TSO は後者に分類されている。つまり、TSO は規制産業と位置付けられる。

TSO は送電網等のインフラへの第三者のアクセスを義務付けられており、独立した規制機関（ACER）により監督されている。また。TSO は基本的に地域独占企業であることから、通常の民間企業同様市場に委ねた利益の極大化は社会的に好ましくなく、その利益は適切に規制される必要がある。また、TSO は送電網や受変電設備の整備主体でもあり、その利益は規制により保護される必要もある。

国際連系線は往々にして各国の TSO 間に共同で整備されることから、これらの TSO 間の合弁会社により整備されることになる。経済性の評価や費用負担についてはこれらの TSO 間で協議され、決定される。

9.2.7. 料金回収メカニズム

TSO は継続事業体として託送料金から収入を得なければならないが、欧州の個々の TSO が課す託送料金は、その思想や仕組みは様々である。例として、託送料金の負担について、発電側・負荷側どちらがどの程度負担するか等、各国で様々なパターンがある。また、季節や時間での価格シグナルを内包する料金体系であるか否かといった点や損失費用やアンシラリーサービス費用の取り扱いも様々である。尚、再生可能エネルギー発電事業者の負担軽減の観点から、発電側に課すことが出来る託送料金の上限が定められている。EU の規制機関である ACER は、託送料金についての考え方・算出方法を統一すべきとしている。

自由化以前においては、多くの国で託送料金は総括原価方式が採られていた。現在では大半の国でインセンティブ制度の一種であるレベニューキャップ方式が取り入れられている。これは過去のある時点でのコストを評価し、将来の一定期間（4-5 年程度）について予め総収入上限額を決定することで、TSO が効率改善等を通じて利益増加を図るインセンティブ

とするものである。収入上限額算出の為のコスト評価の透明性の確保や、設備投資の遅延とそれに伴う送電インフラの品質低下の可能性等、問題も指摘されている。

新規系統接続費用の考え方も国より様々であり、新規電源線・変電所建設費・系統増強費も含め、新規接続者（発電事業者）が負担する「ディープ接続方式」からこれらの費用は全て託送料金を通じて回収され、発電事業者は接続にかかる実費のみを負担する「スーパーシャロー接続方式」まで多様である。

託送料金の設計にあたり、沿うべき原則は図 9.2-5 に挙げられる。9.1.3 章でも託送料金の原則やいくつかの典型的な託送料金パターンが提示されいてるが、いずれも一長一短があり、最適な形態は統合の段階や技術革新により異なってくるものと思われる。

Key principles	
Efficiency promotion	• appropriate price signals to generation and demand • giving incentives for appropriate investment and promoting competition
Cost recovery	• historical cost methodologies (tend to fully recover costs) vs. forward looking methodologies (incremental / marginal cost recovery - no cost recovery guarantee) • CAPEX, OPEX (typically 2%-5% of CAPEX per annum), network losses (typically 2-4%*, the same direction or the other way against base power flow: more loss or less loss?) and congestion • Impact on risk of investment (cost of capital)
Transparency, fairness, predictability	• a governance regime that inspires confidence in regulatory framework and encourages new market participants • Ideally the methodology should be easy to explain and should be stable in the long-term (no sudden change)
Indiscrimination	• equal treatment of network users • fair residual cost allocation - balance between user-specific and "socialised" costs

出典： JICA 調査団

図 9.2-5 託送料金設計における主要原則

9.2.8. 本事業への示唆

最も市場統合が進展している欧州においてすら、電力自由化の取り組み開始から四半世紀近くが経った現在でも状況は様々であり、最適な状態を目指して試行錯誤している。明確な最適解はないかもしれないが、常によりよい制度や枠組み、手法を探求すること自体が必要である。系統連系事業は利害を異にする複数の国際的な関係者を巻き込むものであり、また公共的事業であることから、政治的に強力な主導権を発揮して推進されることが前提となる。

GMS では、欧州のような単一の電力市場はなく、複数の国別の市場が存在すること、また、送電事業者共通の意思決定を行う単一の組織がないため、今後、単一市場、各送電事業者が参画する単一の組織の組成、連系系統相互間の系統運用方法の確立・合意を形成していくことも、GMS の域内連系の促進に寄与すると考えられる。

第 10 章発電設備・電源開発計画

10.1. 電源開発計画候補リスト

ラオスで電源開発プロジェクトにおいて、政策立案、電力需要想定を担当するのは MEM・DEPP、ライセンス付与・技術安全基準関連業務は DEM、国内向けの電源の PPA の締結は主に EDL、毎月の進捗、運用レポートの受領は MEM の DEB が行っている。ラオスの政府内において、5 MW 以下の発電所の許認可は、県計画投資局の提言と県エネルギー鉱業局の技術同意を受けて県知事が承認（2018 年以前は 15 MW 以下）、0.1 MW 以下に関しては、地区計画投資部の提言と地区エネルギー鉱業部の技術同意を受けて、地区の行政長が承認を行っている。

10.1.1. 電源開発計画候補リスト

2017 年 11 月時点での、既設発電所リストを表 10.1-2、2018 年以降の電源開発計画を表 10.1-3～表 10.1-10 に示す。

2030 年断面では、国内向けは約 17 GW、海外向けは約 14　GW を想定している。既設発電所における発電容量は約 7.0 GW であるため、2030 年には約 4.6 倍もの発電容量をもつこととなる。

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、ラオス国内の需要の伸び悩み、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。（表 10.1-12 参照）新たな計画では、2030 年ではラオス国内向け発電所は、当初の計画の 1/3 程度である約 6 GW を予定している。（表 10.1-16, 表 10.1-17 参照）海外向けの発電所に関してはまだ不透明であるものの、当初予定の 14 GW に対し、8 GW 程度を予定している。新規 5 発電所で最も大きい発電所は、Houphan 石炭火力発電所（600 MW）である。ラオス国内の需要が増える中、乾季と雨季の差をタイからの輸入だけで賄うことが厳しくなっているため、乾季にも十分な発電ができる火力発電所が優先された。その他の 4 発電所はいずれも、需要地近傍の発電所が選出された。ビエンチャン近郊発電所として、Nam Phuan（102 MW）、Nam Bak2（120 MW）、国内電力系統から輸出を予定しているミャンマー国境に近い北部の Nam

Pha（180 MW）、カンボジアに近い南部の Xekong(Downstream)B（50 MW）、Nam Phak（150 MW）が計画されている。2029 年に Houay Ho 発電所が、150 MW 分の EGAT への輸出契約が終了する。1999 年に運転を開始し、EGAT へ買電していたが、BOT スキームにより、EDL に譲渡されることになっている。

一方で、2030 年までの発電計画に含まれていないものの、既に PPA を締結している発電所は 45 発電所あり、約 3,700 GWh 分の電力契約を今後どう契約変更するかが課題として残っている。EDL によると PPA 締結後も、契約上は 60 ヶ月まで支払い開始を遅延させることは可能とのことであるが、2030 年以降の需給状況を踏まえても早急に対処する必要があると思われる。また、EDL と PPA を結んでいるが、今後海外水力へと変更となるプロジェクトは 10 案件ある。Nam Ou5～7 は、EDL との契約はそのまま継続となり、EDL がベトナムに向けて電力を販売する形態となるが、その他プロジェクトは、EDL との契約を解約し、新たに輸出契約を結ぶ（予定）である。（表 10.1-13 参照）

10.1.2. 水力発電所技術基準

ラオス国内での水力発電技術基準は JICA の支援により制定されており、PDA 取得後に、技術レポートの提出が義務付けられ、このレポートにより技術レベルが基準に満たないものは、再調査・再提出が求められる。レポートは、二段階に分けられており、まず PDA 取得の際に、提出した FS への DEPP からの提言を受けて修正を行った FS を DEPP へ提出、その後 DEM へ Basic Design を提出する。一方、地方政府が管轄する 15 MW 以下のダムにおいては、技術的なレポートの提出が義務付けられておらず、技術確認が的確に行われていなかった。これまでも問題視されていたものの、具体的な対応がなされていなかった。そんな中、2017 年 9 月大雨により、Phaxay 地区で当時建設中であった Nam Ao ダムが豪雨により、越流し一部決壊した。要因は精査中であるが、この事故を受け、地方政府が管轄している 15 MW 未満のダムに対して、工事を一時中断させ、改めて FS、建設中のダムの技術面の確認が行われている。15 MW 未満のプロジェクトは、これまで FS 承認後、技術基準・基本設計の提出が義務付けられておらず、PPA 締結前に建設することが可能であったことが、今回の事故の要因だと考えられる。15 MW 未満の発電所は 191 プロジェクトあり、建設中 38 プロジェクト、運転中 6 プロジェクト、計画段階 147 プロジェクトの順に、技術精査・確認を行い、政府へ報告することとなった。技術精査は、DEM が世界銀行と協力し、国際的なコンサルタントともに行っている。

この事故を受け、15 MW 未満のプロジェクトが地方政府に承認が委ねられていたが、今後は基準値を下げ、5 MW 以下へ変更となった。

10.1.3. 火力電源開発計画候補リスト

2030 年までの火力発電の計画を表 10.1-14 に示す。現在、Hongsa 石炭発電所のみが運転開始している。発電容量 1,878 MW のうち 1,778 MW は EGAT と契約しタイへ売電しており、契約上は最低 492 MW 以上売電することとなっている。これは 3 台のうち、1 台の運転で賄える発電量であるため、電力を供給しながら、点検を行える契約となっている。また、タイへの送電と国内への送電は瞬時に切り替えることができるため、国内への契約範囲内

で（0～100 MW）柔軟に出力調整ができる。

今後、水力発電が大半を占めるラオス国内系統において、雨季の電力量が余剰となることが予測される中で、新たな発電所では、火力発電所を増やし、乾季と雨季の差分を縮めることが重要となってくる。火力発電所は 6 案件予定されており、現在運転中の Hongsa 火力発電所の国内向けと合わせると、約 7 GW の発電容量となる。このうち、Huaphan Coal Power Plan（600 MW）は、2030 年までのラオス国内向け発電計画に織り込まれている。現在は 2026 年を運転開始と計画されているが、今後の需給状況によってはユニットを 300 MW x 2 に分け、1 ユニットずつ 2026 年及び 2027 年～2030 年に運転を開始する計画も考えられる。

Xieng Khuang 火力は EDL と既に PPA 契約を結んでいるものの、現在ベトナム輸出用に調整中であり、Xekong 火力（1,800 MW）はカンボジアへの輸出用として政府間で調整が進んでいる。ラオス国内では、火力発電所は乾季のみに競争力があるため、乾季の収入のみで十分な経済性が見いだせない限り、発電事業者は輸出向けを選択するため、今後乾季の重要な電力供給源として火力発電所を確保する必要がある。EDL は乾季の売電収入で十分な収益となるように、PPA を工夫する必要があると考えられる。PPA の内容によって輸出用に変更されてしまうリスクを考慮すると、EDL-GEN が自ら火力発電所の開発を行うことも解決策の一つとして考えられる。リスト中では、Lamam 火力のみが EDL-GEN によって開発予定である。

10.1.4. 再生可能エネルギー電源開発計画候補リスト

2030 年までの再生可能エネルギー発電の計画を

表 10.1-15 に示す。2019 年 6 月時点で運転している再生可能エネルギーは EDL-GEN 及び EDL が所有する、Naxaythong をはじめとする、ビエンチャンに位置する太陽光発電所（32 MW）のみである。現在運転状況を確認しているところであるが、2%程度計画発電効率よりも落ちるものの、概ね良好に運転している。今後の太陽光発電所の計画は、FS が承認された発電所の容量は、合計約 110 MW、MOU・MOC が締結された発電所は、約 1,860 MW にも上っている。さらに風力発電所では PDA を既に取得している 600 MW のプロジェクトの他、12 件ものプロジェクトが計画されている。これらの発電所はラオス国が計画的に、企業を誘致したのではなく、海外からの投資家の開発計画をそのまま反映しているため、膨大な計画となってしまっていた。

2019 年 3 月に首相府から経済性の低い再生可能エネルギーの開発に関しては、延期するよう指示されており、今後の開発は不透明である。

10.1.5. 雨季・乾季での発電量

2030 年までにおける新規計画において、2020 年、2025 年、2030 年に断面での、国内向け発電所の乾季と雨季の平均月間発電量を、地域別に比較した。（参照：図 10.1-3, 図 10.1-4）発電量が多い北部では、乾季と雨季では平均月間発電量は約 710 GWh もの差が発生する。輸出向けの発電所であるが、売り先が決定していない発電所もあり、今後雨季の余剰電力は今後の大きな課題となる。

10.1.6. 水力発電の発電原価

FS に掲載されているプロジェクト費用、及び既に完工しているプロジェクトに関しては実際にかかった費用を元に、簡易的にラオスにおける水力発電原価を試算した。正確には調査時期やコストに含まれる項目の精査が必要であるが、FS レベルのプロジェクトコストであるため、あくまで平均発電原価の試算とする。試算には、「ハイドロバレー計画ガイドブック」を参照し、事業期間を 27 年、割引率 10%とした。サンプル数は 81 プロジェクト、2000 年以降に運転開始となった発電所及び今後運転開始となる発電所である。その結果、発電原価は、平均約 5.7 UScent/kWh となった。容量別・水力発電形式別の内訳は表 8.1-17 に示す。今回の試算は様々な不確定要素も含んだ試算であるため、ラオスにおける水力発電の発電原価の平均を把握するためであり、個々のプロジェクトの経済性に関しては言及しない。

表 10.1-1 発電原価試算結果

（USc/kWh）

発電容量	平均	貯水池式	流込式
15 MW 未満	7.87	14.46	6.23
50 MW 未満	6.23	6.58	4.59
100 MW 未満	5.20	5.35	4.75
100 MW 以上	5.33	5.48	4.92
平均	5.65	5.86	5.07

事業者の FS を元に算定（サンプル数: 81）

出典：MEM,EDL 資料より作成

参照：「ハイドロバレー計画ガイドブック」2009 年 3 月 経済産業省資源エネルギー庁・財団法人新エネルギー財団著

表 10.1-2 既存発電設備の概要（2018 年 11 月時点）

発電所	系統	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Nam Dong	北部	Luangprabang	流込式	1	3	2	54%	1970
Nam Ko	北部	Oudomxay	流込式	2	5	3	60%	1996
Nam Luek	北部	Saysomboun	貯水池式	60	159	59	41%	2000
Nam Tha 3	北部	Luangnamtha	流込式	1	4	1	48%	2010
Nam Nhon	北部	Borkeo	流込式	2	7	5	57%	2011
Nam Ngum 2	北部	Saysomboun	貯水池式	615	994	1,224	41%	2012
Nam Long	北部	Luangnamtha	流込式	5	21	16	84%	2013
Nam Sien Tad Lang	北部	Xieng Khuang	流込式	5	14	11	57%	2014
Nam Ngiep 3A	北部	Xieng Khuang	貯水池式	44	111	42	40%	2014
Nam Khan 2	北部	Luangprabang	貯水池式	130	250	308	49%	2015
Nam San 3B	北部	Saysomboun	貯水池式	45	144	54	50%	2015
Hongsa Lignite	北部	Xayaboury	火力	100	348	482	76%	2015
Hongsa Lignite (タイ向け)	北部	Xayaboury	火力	1,778	4,926	6,826	76%	2015
Nam Ngiep 2	北部	Xieng khuang	貯水池式	180	370	368	46%	2015
Nam Ou 2	北部	Luangprabang	貯水池式	120	339	207	52%	2016
Nam Khan 3	北部	Luangprabang	貯水池式	60	161	86	47%	2016
Nam Beng	北部	Oudomxay	貯水池式	36	85	51	43%	2016
Nam Ou 5	北部	Phongsaly	貯水池式	240	656	393	50%	2016
Nam Ou 6	北部	Phongsaly	貯水池式	180	390	349	47%	2016
Nam Sor	北部	Saysomboun	流込式	3	4	3	27%	2016
Nam San 3A	北部	Xieng Khuang	貯水池式	69	252	95	57%	2016
Nam Peun 2	北部	Houaphanh	流込式	12	39	29	65%	2017
Nam Nga 2	北部	Oudomxay	流込式	15	36	27	49%	2017
Nam Phai	北部	Saysomboun	貯水池式	86	264	155	56%	2017
Nam Ngiep 2C	北部	Xieng Khuang	流込式	15	44	32	60%	2017
Nam Ngum 1	中部 1	Vientiane Pro	貯水池式	155	449	553	74%	1971
Nam Mang 3	中部 1	Vientiane Pro	貯水池式	40	109	41	43%	2004
Nam lik 1/2	中部 1	Vientiane Pro	貯水池式	100	195	240	50%	2010
Nam Song	中部 1	Vientiane Pro	貯水池式	6	16	9	48%	2011
Nam Ngum 5	中部 1	Vientiane Pro	貯水池式	120	227	280	48%	2012
Nam Sana	中部 1	Vientiane Pro	流込式	14	28	21	40%	2014
Ban Chengsavang	中部 1	Vientiane Cap	太陽光	5	3	4	18%	2017
Ban Nabong	中部 1	Vientiane Cap	太陽光	15	9	14	18%	2018
Ban Houakham	中部 1	Vientiane Cap	太陽光	2	1	2	18%	2018
Ban Tad Moun	中部 1	Vientiane Cap	太陽光	5	3	5	18%	2018
Nam Ngum 1 (Extensien Phase	中部 1	Vientiane Pro	貯水池式	80	261	98	51%	2018

発電所	系統	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
1)								
Theun-Hinboun	中部 2	Khammouan	貯水池式	22	27	36	32%	1998
Theun-Hinboun (タイ向け)	中部 2	Khammouan	貯水池式	418	509	680	32%	1998
Nam Theun 2	中部 2	Khammouan	貯水池式	75	215	265	64%	2010
Nam Theun 2 (タイ向け)	中部 2	Khammouan	貯水池式	1,000	2,474	3,046	64%	2010
Nam Gnoug 8	中部 2	Borikhamxai	貯水池式	60	225	85	59%	2012
Nam Phao	中部 2	Borikhamxai	流込式	2	5	3	57%	2012
Sugar Mitlao Factory	中部 2	Savannakhet	ﾊﾞｲｵﾏｽ	3	10	15	95%	2012
Tadsalen	中部 2	Savannakhet	流込式	3	10	7	61%	2013
Nam Mang 1	中部 2	Borikhamxai	貯水池式	64	323	121	79%	2016
Xelabam	南部	Champasak	流込式	5	12	9	49%	1970
Xeset 1	南部	Saravan	流込式	45	121	29	34%	1990
Houay Ho	南部	Attapeu	貯水池式	2	4	5	34%	1999
Houay Ho (タイ向け)	南部	Attapeu	貯水池式	150	198	244	34%	1999
Xeset 2	南部	Saravan	流込式	76	235	74	46%	2009
Sugar Factory Attapeu	南部	Attapeu	ﾊﾞｲｵﾏｽ	20	52	71	70%	2013
Xekaman 3	南部	Sekong	貯水池式	25	51	29	45%	2013
Xekaman 3 （ベトナム向け）	南部	Sekong	貯水池式	225	577	326	45%	2013
Xenamnoy 1	南部	Sekong	流込式	15	58	43	78%	2014
Houaylamphanh Gnai	南部	Sekong	貯水池式	88	170	310	65%	2015
Xeset 3	南部	Champasak	貯水池式	23	51	31	41%	2016
Xenamnoy 6	南部	Champasak	流込式	5	16	11	62%	2016
Xekaman 1	南部	Attapeu	貯水池式	32	58	62	43%	2017
Xekaman 1 (ベトナム向け)	南部	Attapeu	貯水池式	258	474	502	43%	2017
Nam Kong 2	南部	Attapeu	貯水池式	66	162	101	46%	2017
Xenamnoy 2 - Xekatam 1	南部	Champasak	流込式	13	45	34	67%	2017
Houay por	南部	Saravan	流込式	15	45	15	46%	2017
発電所	系統	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

表 10.1-3 2030 年当初発電計画 北部（2017 年時点 PDA 承認以上）

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Nam Tha 1	Borkeo	貯水池式	168	340	419	52%	2019
Nam Peun 1	Houaphanh	流込式	15	54	18	55%	2019
Nam Sim	Houaphanh	流込式	9	18	14	41%	2019
Nam Hao	Houaphanh	流込式	15	51	35	57%	2019
Nam Mon 1	Houaphanh	流込式	10	42	31	84%	2019
Nam Chiene	Saysomboun	貯水池式	104	201	247	49%	2019
Nam PhaGnai	Saysomboun	貯水池式	15	54	33	66%	2019
MK. Xayaboury	Xayaboury	流込式	60	128	113	53%	2019
MK. Xayaboury (タイ向け)	Xayaboury	流込式	1,225	3,015	2,663	53%	2019
Nam Houng Down	Xayaboury	流込式	13	29	21	45%	2019
Nam Aow (Nam Pot)	Xieng Khuang	貯水池式	15	52	32	64%	2019
Nam Ngiep 2A	Xieng Khuang	流込式	13	41	30	64%	2019
Nam Ngiep 2B	Xieng Khuang	流込式	9	18	14	38%	2019
Nam The	Xieng khuang	流込式	15	37	13	38%	2019
Nam Ngao	Borkeo	貯水池式	15	39	19	44%	2020
Nam Tha 2 (B. Hat Mouak)	Borkeo	流込式	15	43	32	58%	2020
Nam Dick 1	Houaphanh	流込式	15	58	20	60%	2020
Nam Ou 3	Luangprabang	流込式	210	630	190	45%	2020
Nam Ou 1	Luangprabang	流込式	180	450	260	45%	2020
Nam Ou 7	Phongsaly	貯水池式	210	386	425	46%	2020
Nam Ou 4	Phongsaly	貯水池式	132	288	236	45%	2020
Nam Ngum 3（輸出用）	Saysomboun	貯水池式	480	1,451	894	51%	2020
Nam Xam 3	Houaphanh	貯水池式	156	372	254	46%	2020
Nam Xam 1	Houaphanh	貯水池式	75	219	82	46%	2020
Nam Long New	Houaphanh	流込式	13	47	35	71%	2021
Nam Ta Lan 2	Luangnamtha	流込式	5	17	13	68%	2021
Nam Ngum 4	Xieng Khuang	貯水池式	240	646	226	49%	2021
Nam Seung 1	Luangprabang	流込式	30	85	29	43%	2021
Nam Chee 1	Saysomboun	流込式	5	10	7	39%	2021
Nam Chee 2	Saysomboun	流込式	8	15	11	37%	2021
Nam Mat (Xieng kuang)	Xieng khuang	流込式	15	41	14	42%	2021
Nam Mat 1	Xieng khuang	流込式	15	33	12	34%	2021
Nam Ngum Keng Kaun	Xieng khuang	流込式	1	3	2	66%	2022
Nam Mo 2（ベトナム向け）	Xieng khuang	貯水池式	120	296	202	47%	2022
Nam Pha	Luangnamtha	貯水池式	180	327	403	46%	2022
Nam Tep 1	Houaphanh	貯水池式	15	47	28	57%	2022

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Nam Tep 2	Houaphanh	貯水池式	15	47	28	57%	2022
Nam Phoun	Xayaboury	貯水池式	60	102	84	35%	2022
Xiengkhuang	Xieng khuang	火力	220	599	831	74%	2022
Nam Seung 2	Luangprabang	流込式	108	296	89	41%	2022
MK. Pakbeng	Oudomxay	流込式	114	296	299	60%	2022
MK. Pakbeng (輸出用)	Oudomxay	流込式	798	2,074	2,096	60%	2022
Nam Chat 2	Xieng khuang	流込式	8	14	11	36%	2022
Nam Young 2B	Houaphanh	流込式	15	43	15	45%	2023
Nam Xam 4	Houaphanh	貯水池式	150	154	189	26%	2023
Nam Phouan	Saysomboun	貯水池式	102	235	46	31%	2023
Nam Bak 1	Saysomboun	貯水池式	160	334	411	53%	2023
Nam Poui	Xayaboury	貯水池式	60	214	80	56%	2023
Nam Young 3A	Houaphanh	流込式	15	51	20	54%	2024
Nam Young 2A	Houaphanh	流込式	15	53	21	56%	2024
Nam Neun 2	Houaphanh	貯水池式	60	183	65	48%	2024
Nam Leng	Phongsaly	貯水池式	60	165	62	43%	2024
Nam Houay	Xieng khuang	流込式	7	17	13	49%	2024
Nam Mat 2	Xieng khuang	流込式	15	33	12	34%	2024
Nam Neun 1	Xieng khuang	貯水池式	124	329	246	53%	2024
Nam Young 1B	Houaphanh	流込式	10	29	11	45%	2025
Nam Young 3B	Houaphanh	流込式	14	40	15	47%	2025
Nam Young 1A	Houaphanh	流込式	15	48	19	51%	2025
Nam Nga 1	Luangprabang	貯水池式	62	194	73	49%	2025
Nam Phak 1	Oudomxay	流込式	28	35	79	44%	2025
Nam Phak 2	Oudomxay	流込式	28	27	68	43%	2025
Nam Phak 3	Oudomxay	流込式	40	50	102	44%	2025
Huaphan Coal Power Plan (Lignite)	Houaphanh	火力	600	1,509	2,091	68%	2026
Nam Khao 1	Xieng khuang	流込式	5				2026
Nam Khao 2	Xieng khuang	流込式	5				2026
Nam Khao 3	Xieng khuang	流込式	5				2026
Nam Khao 4	Xieng khuang	流込式	5				2026
Nam Khao 5	Xieng khuang	流込式	5				2026
Nam Hong (Xieng khuang)	Xieng khuang	流込式	5				2026

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

表 10.1-4 2030 年当初発電計画 北部（2017 年時点 MOU 承認以上）

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Nam May	Luangnamtha	流込式	5	14	11	57%	2021
Nam Mee	Luangnamtha	流込式	15	56	19	57%	2021
Nam Tha 2 (B. HatGnao)	Luangnamtha	流込式	25	111	38	68%	2021
Nam Bak (B. Phonesai)	Luangprabang	流込式	15	52	18	53%	2021
Nam Houng　Ton Neua	Xayaboury	流込式	5	13	10	53%	2021
Nam Ham 2	Xayaboury	貯水池式	5	10	6	37%	2021
Nam Meuk 1	Phongsaly	流込式	10	20	15	40%	2022
Nam Ban	Phongsaly	流込式	12	26	19	43%	2022
Nam Houn 1	Phongsaly	流込式	15	71	24	72%	2022
Nam Houn 2	Phongsaly	流込式	15	41	14	42%	2022
Nam Ngiep (Mengmai)	Saysomboun	貯水池式	25	37	23	27%	2022
Nam Mang (Upstream)	Saysomboun	流込式	50	124	82	47%	2022
Nam Dick 2	Houaphanh	流込式	15	58	20	59%	2022
Nam Xam 3A	Houaphanh	流込式	45	145	50	49%	2022
Nam Boun 2	Phongsaly	流込式	15	63	22	65%	2022
Nam Ngao 1	Oudomxay	流込式	12	30	22	50%	2023
Nam Pheir	Phongsaly	流込式	13	26	19	40%	2023
Nam Karp	Saysomboun	流込式	12	31	23	52%	2023
Nam Siem	Xieng khuang	貯水池式	5	40	25	148%	2023
Nam Khien	Xieng khuang	流込式	9	17	13	38%	2023
Nam Khao	Xieng khuang	流込式	12	23	17	38%	2023
Nam Vang	Xieng khuang	流込式	12	25	19	42%	2023
Nam Mo1 (Nam Kan)（ベトナム向け）	Xieng khuang	貯水池式	60	162	61	42%	2023
Nam Ma 1	Houaphanh	流込式	44	141	66	52%	2023
Nam Seng	Luangprabang	流込式	1	5	4	78%	2023
Nam Mat (Luangprabang)	Luangprabang	流込式	15	41	14	42%	2023
Nam Kan (B. Kon Ngoua)	Houaphanh	流込式	15	66	22	67%	2024
Nam Ma 2A	Houaphanh	流込式	18	55	19	47%	2024
Nam Ma 1A	Houaphanh	貯水池式	32	83	39	43%	2024
Nam Ta Lan	Luangnamtha	流込式	15	60	20	61%	2024
Nam Noua	Phongsaly	流込式	15	52	18	53%	2024
Nam Mouk 2	Phongsaly	貯水池式	44	145	55	52%	2024
Nam Seung 4	Luangprabang	流込式	47	116	40	38%	2024
Nam Ngum-Nam Ken	Xayaboury	貯水池式	44	129	48	46%	2024
Nam Ngum- Xayabouly	Xayaboury	流込式	44	132	46	46%	2024

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Nam Bak 2	Saysomboun	貯水池式	120	318	183	48%	2025
Nam Dick 3	Houaphanh	流込式	10	32	24	64%	2025
Nam Ma 2	Houaphanh	流込式	30	88	30	45%	2025
Nam Et 3	Houaphanh	貯水池式	107	200	247	48%	2025
Nam Hoi	Phongsaly	流込式	15	45	15	46%	2025
Nam Houn 3	Phongsaly	流込式	15	45	15	46%	2025
Nam Ma 3	Houaphanh	流込式	18	57	20	48%	2025
Nam Neun 3	Houaphanh	貯水池式	80	283	106	56%	2025
Nam khan 4	Luangprabang	流込式	60	198	60	49%	2025
Nam Seung 5	Luangprabang	流込式	72	186	56	38%	2025
MK. Luangprabang	Luangprabang	流込式	200	539	545	62%	2025
MK. Luangprabang (輸出用)	Luangprabang	流込式	1,000	2,694	2,723	62%	2025
Nam Ou 8	Phongsaly	流込式	15	45	15	46%	2025
MK. PakLay	Xayaboury	流込式	770	2,060	2,082	61%	2025

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

表 10.1-5 2030 年当初発電計画 南部（2017 年時点 PDA 承認以上）

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Xekaman – Xanxai（ﾍﾞﾄﾅﾑ向け）	Attapeu	貯水池式	32	50	82	43%	2019
Xepien - Xenamnoy	Champasak	貯水池式	40	103	126	56%	2019
Xepien - Xenamnoy (タイ向け)	Champasak	貯水池式	370	804	990	56%	2019
Xeset - Kengxan	Saravan	流込式	13	25	18	38%	2019
Xeset - Houaytapong	Saravan	流込式	13	25	18	38%	2019
Champasak Sugar Factory	Champasak	ﾊﾞｲｵﾏｽ	20	50	70	68%	2019
Houayka Ouy	Attapeu	貯水池式	15	53	32	65%	2019
Houay Chiae	Champasak	流込式	8	22	16	55%	2020
Dakcha Liew 2	Sekong	流込式	13	30	22	46%	2020
Dakcha Liew 1	Sekong	流込式	11	31	23	56%	2020
Xekong (Downstream)A	Attapeu	流込式	76	298	90	58%	2020
Xekatam	Champasak	流込式	81	294	89	54%	2020
Nam PaGnoun	Sekong	流込式	15	40	20	46%	2020
Houay Pa Gnoo Down	Sekong	流込式	15	70	24	71%	2020
Wind Power Sekong	Sekong/Attapeu	風力	600	627	878	29%	2020
MK. Donsahong	Champasak	流込式	65	227	289	88%	2021
MK. Donsahong(ｶﾝﾎﾞｼﾞｱ向け)	Champasak	流込式	195	680	866	88%	2021
Nam Kong 3（輸出用）	Attapeu	貯水池式	45	124	46	43%	2021
Nam Kong 1（輸出用）	Attapeu	貯水池式	160	291	358	46%	2021

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Houay palai	Champasak	貯水池式	26	64	32	43%	2021
Houay Yoi - Houaykod	Champasak	流込式	15	58	20	59%	2021
Houay Phok	Attapeu	流込式	12	37	28	62%	2021
Nam Phak	Champasak	貯水池式	150	247	304	42%	2021
Houaylay	Saravan	流込式	3	7	5	47%	2021
Houy palai down	Champasak	流込式	4	9	7	46%	2022
Houykapheu 1	Saravan	流込式	5	12	9	48%	2022
Xelanong 2	Saravan	貯水池式	35	95	48	47%	2022
Houay kaphuek Down	Saravan	流込式	7	16	12	45%	2022
Nam Bi 2	Sekong	流込式	68	145	44	32%	2022
Houay La Nge	Sekong	貯水池式	60	175	115	56%	2022
Nam Bi 1	Sekong	流込式	50	161	49	48%	2022
Nam Bi 3	Sekong	流込式	15	38	13	39%	2022
Xekaman 4	Attapeu	貯水池式	0	0	0	46%	2023
Xenamnoy 5	Champasak	流込式	5	13	10	53%	2023
Houay Champi	Champasak	流込式	5	16	12	63%	2023
Nam Angtabeng	Attapeu	貯水池式	41	100	84	51%	2024
Xepon 3 (Up)	Saravan	貯水池式	47	121	45	41%	2024
Dak Emuen	Sekong	貯水池式	135	305	122	36%	2024
Xekong 3A (Upstream)	Sekong	流込式	0	0	0	37%	2024
Houaylamphan Gai (Downstream)	Sekong	流込式	15	60	20	61%	2025
Houay Pa Gnoo Up	Sekong	流込式	6	15	11	50%	2025
Xekong 3B (Downst)	Sekong	貯水池式	0	0	0	33%	2025
Houaynamsay	Saravan	流込式	5	14	11	58%	2026

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

表 10.1-6 2030 年当初発電計画 南部（2017 年時点 FS 承認以上）

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Solar farm Attapeu	Attapeu	太陽光	45	26	41	17%	2019
Xekamphor (Up)	Champasak	貯水池式	18	56	34	57%	2019
Tadsomphamit	Champasak	流込式	5	10	8	41%	2019
Kalum Lignite, Unit 1	Sekong	火力	300	863	1,196	78%	2020
Kalum Lignite, Unit 2	Sekong	火力	300	863	1,196	78%	2020
Xeset 4	Champasak	流込式	10	23	17	46%	2020
Nam Ngorn 1	Sekong	貯水池式	45	172	65	60%	2021
Nam Ngorn 2	Sekong	貯水池式	35	84	51	44%	2021
Kalum Lignite, Unit 3	Sekong	火力	300	863	1,196	78%	2021

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Donsom	Champasak	流込式	5	10	8	41%	2021
Selabam Extensien	Champasak	流込式	8	21	16	55%	2022
Sekong 5	Sekong	貯水池式	330	723	890	56%	2022
Xepien-Huaysoi	Attapeu	貯水池式	45	131	40	43%	2022
Nam Phak (Down)	Champasak	流込式	12	56	42	93%	2022
Xekong 4A	Sekong	貯水池式	175	414	367	51%	2022
Xekong 4B	Sekong	貯水池式	165	387	362	52%	2022
Houay kalabai 4	Attapeu	流込式	10	23	17	46%	2023
Houay kalabai 5	Attapeu	流込式	5	11	9	46%	2023
Xekaman 2B	Sekong	貯水池式	185	429	299	45%	2023
Houay kalabai 1	Sekong	貯水池式	50	182	68	57%	2023
Xepien - Houay Chot	Champasak	流込式	21	74	26	54%	2023
Xekong (Down B)	Attapeu	貯水池式	50	134	73	47%	2024
Houaychampy Oudomsouk	Champasak	流込式	5	18	13	71%	2024
Xe don 2,3	Saravan	貯水池式	20	50	30	46%	2024
Xebang Nouane 2	Saravan	流込式	80	223	67	41%	2025
Xepon 3 (Down)	Saravan	貯水池式	30	93	57	57%	2025
Xekaman 2A	Sekong	貯水池式	35	100	60	52%	2025
Nam Ang	Attapeu	貯水池式	50	100	84	46%	2026
Houay paluad 1	Attapeu	流込式	12	29	21	48%	2026
Houay paluad 2	Attapeu	流込式	12	32	23	52%	2026
Houaychanpy Khamnor Zep	Champasak	流込式	5	13	10	53%	2026
Houaysalay	Saravan	流込式	10	23	17	46%	2026
Houay Avien	Saravan	流込式	5	14	11	58%	2026
Houaykantong	Saravan	流込式	5	14	11	58%	2026
Coal Fire Power Plant (Sekong)	Sekong	火力	900	0	0	78%	2026
Houay kalabai 2-3	Attapeu	流込式	20	60	20	46%	2027
Xelanong Point III	Saravan	流込式	12	31	23	51%	2027
MK. Phu Ngoy (Ladseua)	Champasak	流込式	686	1,650	1,782	46%	2028
MK. Ban Koum	Champasak	流込式	1,872	4,193	4,238	51%	2028
Lamam Lignite	Sekong	火力	700	1,907	2,643	74%	2030
Solar 5	Attapeu	太陽光	250	213	335	25%	
Solar 6	Sekong	太陽光	200	115	181	25%	

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

表 10.1-7 2030 年当初発電計画 中部 1（2017 年時点 PDA 承認以上）

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Ban Angnam Houm	Vientiane Cap	太陽光	5	3	5	18%	2019
Nam Lik 1	Vientiane Pro	流込式	64	168	81	47%	2019
Nam Mone	Vientiane	流込式	6	7	5	22%	2020
Nam Samoi	Vientiane	流込式	5	6	5	25%	2020
Nam Ngum 1 (Extensien Phase 2)	Vientiane Pro	貯水池式	40	43	16	17%	2020
Nam Samuay	Vientiane Pro	流込式	5	16	12	64%	2020
Pak Ngum	Vientiane Cap	流込式	84	133	218	48%	2022
Nam Ken	Vientiane Pro	流込式	5	14	11	57%	2022
MK. Sanakham（輸出用）	Vientiane Pro	流込式	660	1,926	1,771	64%	2025

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

表 10.1-8 2030 年当初発電計画 中部 1（2017 年時点 FS 承認以上）

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Nam Lik (B. Keng Luang)	Vientiane Pro	流込式	15	68	24	70%	2022
Nam Lik 1/2A	Vientiane Pro	流込式	15	73	25	75%	2022
Nam Feung 1	Vientiane Pro	貯水池式	45	164	61	57%	2022
Nam Them	Vientiane Pro	流込式	4	11	9	57%	2022
Nam Sana (Up)	Vientiane Pro	流込式	10	23	17	45%	2023
Nam Ngum - Nanin	Vientiane Pro	流込式	15	73	25	75%	2024
Nam Cha Gnai	Vientiane Pro	流込式	3	8	6	65%	2024
Nam Kay	Vientiane Pro	流込式	3	4	3	30%	2024
Nam Sa Nean	Vientiane Pro	流込式	7	11	8	32%	2024
Nam Sana (Down)	Vientiane Pro	流込式	3	9	6	68%	2025
Nam Feung (B. Nongsan)	Vientiane Pro	流込式	15	73	25	75%	2025
Solar Power Lak 36	Vientiane Cap	太陽光	20	11	18	17%	2026
Nam Mon	Vientiane Pro	流込式	6	7	5	22%	2026

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

表 10.1-9 2030 年当初発電計画 中部 2（2017 年時点 PDA 承認以上）

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	利用率	運開年
Nam Ngiep 1（タイ向け）	Borikhamxai	貯水池式	294.00	731.00	749.00	67%	2019
Nam Ngiep Regulation	Borikhamxai	流込式	18.00	50.00	56.00	59%	2019
Nam Hinboun	Khammouan	貯水池式	30.00	97.00	59.00	60%	2020
Nam Hinboun (Down)	Khammouan	流込式	15.00	59.00	20.00	55%	2020
Nam Sor (Borikhamxai)	Borikhamxai	流込式	5.00	13.00	10.00	42%	2021
Kengseuaten	Borikhamxai	貯水池式	54.00	145.00	55.00	48%	2021
Tadsakhoy	Savannakhet	貯水池式	30.00	61.00	65.00	52%	2021
Xebanghieng 2A　Tatsakhoy	Savannakhet	流込式	30.00	101.00	35.00	44%	2021
Xelanong 1	Savannakhet	貯水池式	70.00	148.00	121.00	44%	2022
Nam Theun 1 (タイ向け)	Borikhamxai	貯水池式	520.00	1,157.00	819.00	44%	2022
Nam Theun 1	Borikhamxai	貯水池式	130.00	322.00	227.00	44%	2022

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

表 10.1-10 2030 年当初発電計画 中部 2（2017 年時点 FS 承認以上）

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Nam Xan 1	Borikhamxai	流込式	7	17	13	49%	2020
Nam Theun 4	Borikhamxai	貯水池式	80	218	82	43%	2020
Nam Xan 2	Borikhamxai	流込式	15	47	16	48%	2021
Xelanong 3 (Ban. Tang Eun)	Savannakhet	流込式	60	110	133	46%	2022
Nam Mouan	Borikhamxai	貯水池式	100	189	233	48%	2023
Xetanouan	Savannakhet	貯水池式	35	89	54	47%	2023
Xebanghieng 1	Savannakhet	貯水池式	60	143	54	37%	2023
Xebanghieng 2	Savannakhet	貯水池式	90	218	82	38%	2023
Xe Neua	Khammouan	貯水池式	53	152	57	45%	2024
Nam Hong　(B. Phonedu)	Borikhamxai	流込式	14	34	26	49%	2025
Nam Sang	Borikhamxai	流込式	15	36	27	48%	2025
Nam Chard 1	Borikhamxai	流込式	15	56	19	57%	2025
Nam Chard 2	Borikhamxai	流込式	15	51	17	52%	2025
Bualapha Coal	Khammouan	火力	200	635	879	86%	2025
Bualapha Coal (輸出用)	Khammouan	火力	1800	5,711	7,913	86%	2025
Nam Ngom Up	Borikhamxai	流込式	15	52	18	53%	2025
Nam Houeng	Borikhamxai	流込式	13	29	21	46%	2026
Nam Teung	Borikhamxai	流込式	13	24	18	37%	2026
Houaysaynamkhong	Borikhamxai	流込式	14	27	20	40%	2026
Nam Muan - Ban Vangdeun	Borikhamxai	貯水池式	66	102	38	24%	2026
Nam Sun 1	Borikhamxai	貯水池式	70				2026

発電所	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Xenam Kok Point 2	Savannakhet	流込式	5	21	15	82%	2026
Xenam Kok Point 1	Savannakhet	流込式	6	25	18	82%	2026
Xebanghieng Up	Savannakhet	流込式	10	37	27	73%	2026
XeSaNge Point 3	Savannakhet	流込式	11	37	27	66%	2026
Nam Xan (Hat To)	Borikhamxai	流込式	15	67	23	68%	2027
Nam Hong	Borikhamxai	流込式	32			47%	
Solar 7	Savannakhet	太陽光	300	172	271	17%	
Solar 8	Borikhamxai	太陽光	50	29	45	17%	
Wind Power Khammouan	Khammouan	太陽光					
Wind Power Savannakheth	Savannakhet	太陽光					
Railway Coal Power	Savannakhet	火力					
Coal Fire Power Plant (Phin District)	Savannakhet	火力					

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

表 10.1-11 2030 年までの新規発電計画（建設中）

発電所	系統	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Xekaman – Xanxai（ベトナム向け）	北部	Attapeu	貯水池式	32	49.9	81.8	43%	2019
Nam Tha 1	北部	Borkeo	貯水池式	168	340	419	52%	2019
Xepien - Xenamnoy	北部	Champasak	貯水池式	40	103	126	56%	2019
Xepien - Xenamnoy (タイ向け)	北部	Champasak	貯水池式	370	804	990	56%	2019
Nam Peun 1	北部	Houaphanh	流込式	15	54	18	55%	2019
Nam Sim	北部	Houaphanh	流込式	9	18	14	41%	2019
Nam Hao	北部	Houaphanh	流込式	15	51	35	57%	2019
Nam Mon 1	北部	Houaphanh	流込式	10	42	31	84%	2019
Xeset – Kengxan	北部	Saravan	流込式	13	25	18	38%	2019
Nam Chiene	北部	Saysomboun	貯水池式	104	201	247	49%	2019
Nam Ngiep 2A	北部	Xieng Khuang	流込式	13	41	30	64%	2019
Nam Ngiep 2B	北部	Xieng Khuang	流込式	9	18	14	38%	2019
Nam The	北部	Xieng khuang	流込式	15	37	13	38%	2019
Nam PhaGnai	中部 1	Saysomboun	貯水池式	15	54	33	66%	2019
Ban Angnam Houm	中部 1	Vientiane Cap	太陽光	5	3	4.7	18%	2019
Nam Lik 1	中部 1	Vientiane Pro	流込式	64	168	81	47%	2019
MK. Xayaboury	中部 1	Xayaboury	流込式	60	128	113	53%	2019
Nam Ngiep 1 (タイ向け)	中部 2	Borikhamxai	貯水池式	294	731	749	57%	2019
Nam Ngiep Regulation	中部 2	Borikhamxai	流込式	18	50	56	67%	2019
Nam Hinboun	中部 2	Khammouan	貯水池式	30	97	59	59%	2019
MK. Xayaboury (タイ向け)	中部 2	Xayaboury	流込式	1,225	3,015	2,663	53%	2019

発電所	系統	県	発電方式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年
Nam Houng Down	中部 2	Xayaboury	流込式	13	29	21	45%	2019
Nam Aow (Nam Pot)	中部 2	Xieng Khuang	貯水池式	15	52	32	64%	2019
Nam Sor (Borikhamxai)	北部	Borikhamxai	流込式	4.8	13.2	9.8	55%	2020
Nam Ngao	北部	Borkeo	貯水池式	15	39	19	44%	2020
Nam Tha 2 (B. Hat Mouak)	北部	Borkeo	流込式	15	43	32	58%	2020
Houay Chiae	北部	Champasak	流込式	8	22	16	55%	2020
Nam Xam 3（ベトナム向け）	北部	Houaphanh	貯水池式	156	372	254	46%	2020
Nam Hinboun (Down)	北部	Khammouan	流込式	15	59	20	60%	2020
Nam Samoi	北部	Vientiane	流込式	5	6	5	25%	2020
Nam Ngum 1 (Extensien Phase 2)	北部	Vientiane Pro	貯水池式	40	43	16	17%	2020
Nam Kong 3	北部	Attapeu	貯水池式	45	124	46	43%	2021
Nam Kong 1	北部	Attapeu	貯水池式	160	291	358	46%	2021
Houay palai	北部	Champasak	貯水池式	26	64	32	43%	2021
Houay Yoi – Houaykod	北部	Champasak	流込式	15	58	20	59%	2021
Nam Long New	北部	Houaphanh	流込式	13	47	35	71%	2021
Xelanong 1	北部	Savannakhet	貯水池式	70	148	121	44%	2021
Nam Ngum 4	北部	Xieng Khuang	貯水池式	240	646	226	49%	2021
Nam Ou 4	中部 1	Phongsaly	貯水池式	132	288	236	45%	2020
Nam Ngum 3（輸出用）	中部 1	Saysomboun	貯水池式	480	1,451	894	51%	2020
Nam Dick 1	南部	Houaphanh	流込式	15	58	20	60%	2020
Nam Ou 3	南部	Luangprabang	流込式	210	630	190	45%	2020
Nam Ou 1	南部	Luangprabang	流込式	180	450	260	45%	2020
Nam Ou 7	南部	Phongsaly	貯水池式	210	386	425	46%	2020
MK. Donsahong	中部 2	Champasak	流込式	195	680	866	88%	2021
MK. Donsahong(カンボジア向け)	中部 2	Champasak	流込式	480	1,451	894	88%	2021
Nam Mo 2	中部 2	Xieng khuang	貯水池式	120	296	202	47%	2022
Nam Theun 1	南部	Borikhamxai	貯水池式	130	322	227	44%	2022
Nam Theun 1 (タイ向け)	南部	Borikhamxai	貯水池式	520	1,157	819	44%	2022
Nam Ngum Keng Kaun	南部	Xieng khuang	流込式	1	3	2	66%	2022
Houy palai down	北部	Champasak	流込式	4	9	7	46%	2022
Houykapheu 1	北部	Saravan	流込式	5	12	9	48%	2022
Nam Karp	北部	Saysomboun	流込式	12	31.4	23.2	52%	2023
Houaylamphan Gai (Downstream)	南部	Sekong	流込式	15	60	20	61%	2025
Huaphan Coal Power Plan (Lignite)	北部	Houaphanh	火力	600	150	2091	68%	2026

出典：MEM,EDL 資料より作成

表 10.1-12 2030 年までの新規発電計画（建設前・EDL 接続分）

発電所	系統	地域	型式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	運開年	備考
Nam Phouan	北部	Saysomboun	貯水池式	102	235	46	2023	ビエンチャン近郊発電所
Nam Pha	北部	Luangnamtha	貯水池式	180	327	403	2024	ミャンマー付近発電所
Nam Bak 2	北部	Saysomboun	貯水池式	120	318	183	2025	ビエンチャン近郊発電所
Xekong (Downstream)A	南部	Attapeu	流込式	76	298	90	2026	カンボジア付近発電所
Nam Phak	南部	Champasak	貯水池式	150	247	304	2023	カンボジア付近発電所

出典：MEM,EDL 資料より作成

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）

発電所	系統	地域	型式	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	運開年	備考
Xenamnoy 1	南部	Sekong	流込式	15	58	43	2014	輸出向けに変更済
Nam Ou 5	北部	Phongsaly	貯水池式	240	656	393	2016	送電線完工次第、EDL が売電
Nam Ou 6	北部	Phongsaly	貯水池式	180	390.0	349	2016	送電線完工次第、EDL が売電
Nam Kong 2	南部	Attapeu	貯水池式	66.0	162.3	100.9	2017	PPA 契約要変更
MK. Donsahong※	南部	Champasak	流込式	195	680	866	2020	2019 年運開予定から遅延
Nam Ou 7	北部	Phongsaly	貯水池式	210	386	425	2020	送電線完工次第、EDL が売電
Nam Xam 3	北部	Houaphanh	貯水池式	156	372	254	2020	ベトナム向け
Nam Kong 3	南部	Attapeu	貯水池式	45	124	46	2021	PPA 契約要変更
Nam Kong 1	南部	Attapeu	貯水池式	160	291	358	2021	PPA 契約要変更
Nam Mo 2	北部	Xieng khuang	貯水池式	120	296	202	2022	ベトナム向け
Houay Ho	南部	Attapeu	貯水池式	150	198	244	1999	2029 年に全て国内向けに

※4 ユニットのうち、3 ユニットを輸出用に変更

出典：MEM,EDL 資料より作成

表 10.1-14 2030 年までの火力発電計画（2017 年時点当初計画）

発電所	系統	地域	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年	進捗
Kalum Lignite	南部	Sekong	900	2,589	3,588	63%	2020～24	FS
Houa Muang (Lignite)	北部	Houaphanh	600	1,387	1,922	78%	2023	CA
Xiengkhuang	北部	Xieng kuang	250	463	642	80%	2023	PPA
Huaphan Coal Power Plan (Lignite)	北部	Houaphanh	600	1,509	2,091	68%	2026	建設中
Coal Fire Power Plant	南部	Sekong	900	2,589	3,588	78%	2026	MOU
Lamam Lignite	南部	Sekong	700	1,907	2,643	74%	2028	FS

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

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）

発電所	系統	地域	容量 (MW)	雨季 (GWh)	乾季 (GWh)	稼働率	運開年	進捗
Ban Angnam Houm	中部 1	Vientiane Cap	20	11	18	17%	2019	建設中
Solar Power Lak 36	中部 1	Vientiane Cap	0	0	0	17%	2020	FS
Solar 9	中部 1	Borikhamxai	50	29	45	17%	2020	MOC
Solar 8	中部 2	Khammouan					2026	MOU
Wind Power Khammouan	中部 2	Savannakhet						MOU
Wind Power Savannakheth	中部 2	Savannakhet	300	172	271	17%		MOU
Champasak Sugar Factor	南部	Champasak	20	50	70	68%	2019	CA
Solar 7	南部	Attapeu	45	26	41	17%		MOU
Solar farm Attapeu	南部	Sekong/Attapeu	600	627	878	29%		FS
Wind Power Sekong	南部	Attapeu	250	213	335	25%		PDA
Solar 5	南部	Sekong	200	115	181	25%		MOU
Solar 6	南部	Vientiane Cap	20	11	18	17%		FS

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

表 10.1-16 2030 年までの設備容量（2017 年時点当初計画）

Year	Area	Total Capacity (MW)	Domestic			Export		
			Capacity (MW)	Wet Season (GWh)	Dry Season (GWh)	Capacity (MW)	Wet Season (GWh)	Dry Season (GWh)
2017	Total	6,808	2,364	6,169	5,031	4,444	10,153	12,846
	North	3,717	1,324	3,441	2,623	2,393	5,920	8,050
	C1	462	462	1,040	1,168	0	0	0
	C2	1646.8	229	816	531	1,418	2,983	3,725
	South	982.3	349	872	708	633	1,250	1,071
2020	Total	12,801	4,459	11,555	8,505	8,342	19,311	21,931
	North	6,977	2,648	6,666	4,979	4,329	10,978	11,942
	C1	665	665	1,547	1,384	0	0	0
	C2	2,096	384	1,270	770	1,712	3,714	4,474
	South	3,064	763	2,073	1,372	2,301	4,619	5,514
2025	Total	26,944	13,247	34,519	26,722	13,697	34,074	38,648
	North	13,779	7,472	19,189	15,034	6,307	16,203	17,024
	C1	1,548	1,548	4,139	3,593	0	0	0
	C2	5,417	1,385	3,859	2,887	4,032	10,582	13,205
	South	6,200	2,842	7,332	5,208	3,358	7,289	8,419
2030	Total	32,578	17,561	43,014	36,213	15,017	38,313	43,582
	North	14,039	7,312	18,690	14,568	6,727	17,249	17,766
	C1	1,574	1,574	4,157	3,616	0	0	0
	C2	6,021	1,989	4,428	3,412	4,032	11,186	13,809
	South	10,944	6,686	15,740	14,616	4,258	9,878	12,007

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

※乾季：11 月～5 月　雨季：6 月～10 月として試算し、月ごとの発電量は基本的に FS から抜粋。

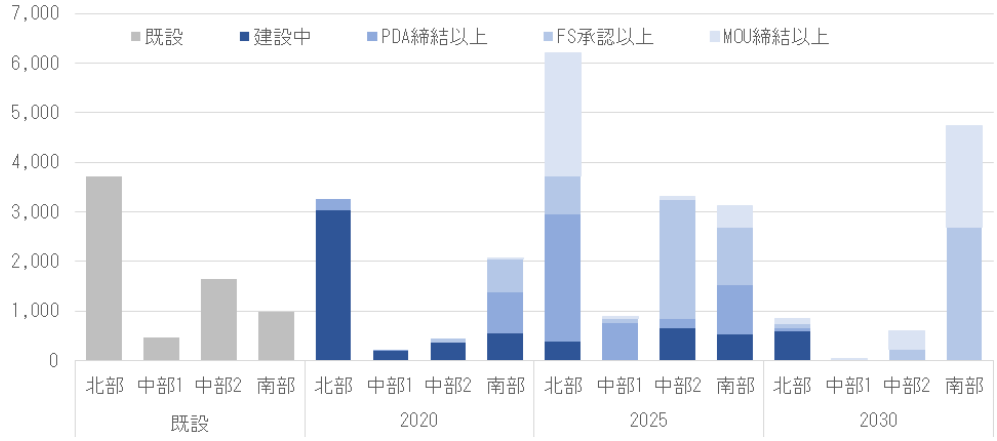
FS の値がないものに関しては、ダム型式より、推測した。

表 10.1-17 2030 年までの設備容量（新規計画）

出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

		Total	Domestic			Export		
			Capacity (MW)	Wet Season (GWh)	Dry Season (GWh)	Capacity (MW)	Wet Season (GWh)	Dry Season (GWh)
2017	Total	7,055	2,545	6,740	5,300	4,510	10,315	12,947
	North	3,803	1,410	3,706	2,778	2,393	5,920	8,050
	C1	542	542	1,302	1,266	0	0	0
	C2	1646.8	229	816	531	1,418	2,983	3,725
	South	1,063	364	917	724	699	1,412	1,172
2020	Total	11,163	4,096	10,583	7,996	7,067	16,739	18,579
	North	6,902	2,648	6,666	4,979	4,254	10,759	11,860
	C1	651	651	1,519	1,368	0	0	0
	C2	2,009	297	1,034	676	1,712	3,714	4,474
	South	1,602	501	1,364	975	1,101	2,266	2,244
2025	Total	13,952	5,845	14,847	12,034	8,107	19,287	20,869
	North	8,289.94	3,916	9,783	7,987	4,374	11,055	12,063
	C1	651	651	1,519	1,368	0	0	0
	C2	2,729	497	1,503	1,024	2,232	4,871	5,293
	South	2,282	781	2,041	1,656	1,501	3,361	3,514
2030	Total	13,952	5,575	13,999	11,536	8,377	20,135	21,368
	North	8,289.94	3,496	8,737	7,245	4,794	12,101	12,804
	C1	651	651	1,519	1,368	0	0	0
	C2	2,729	497	1,503	1,024	2,232	4,871	5,293
	South	2,282	931	2,240	1,899	1,351	3,163	3,270

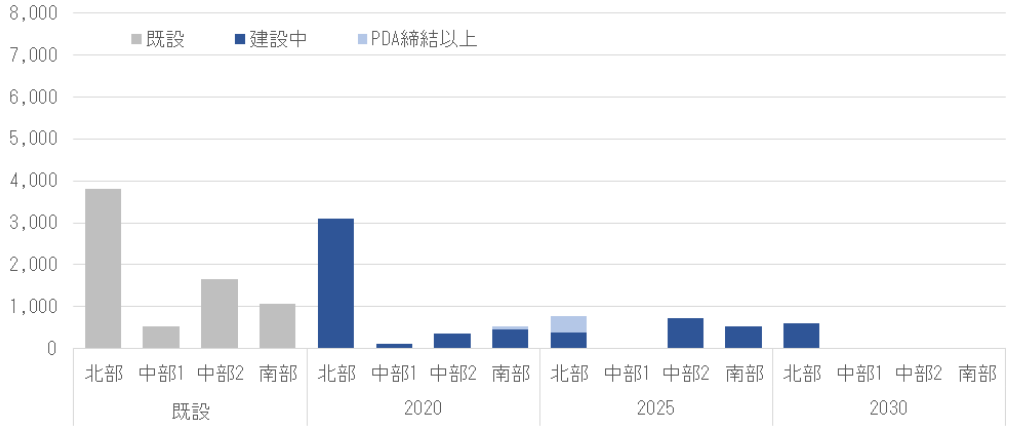
(MW)



出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

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）

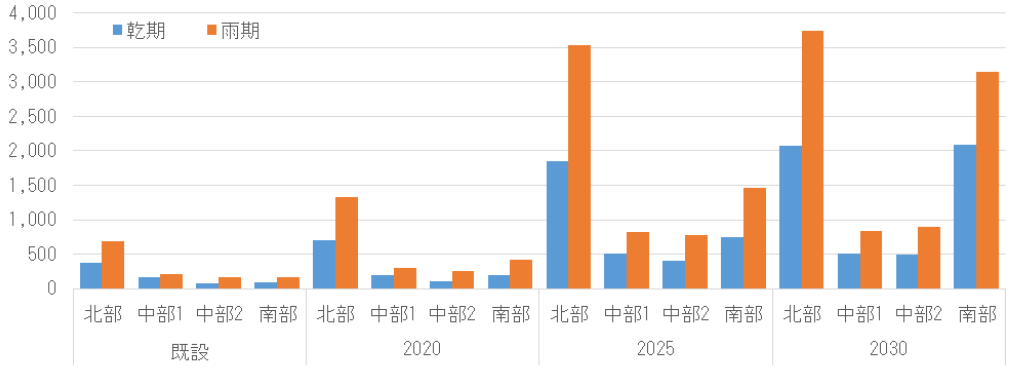
(MW)



出典：MEM,EDL,NCC 資料より作成

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）

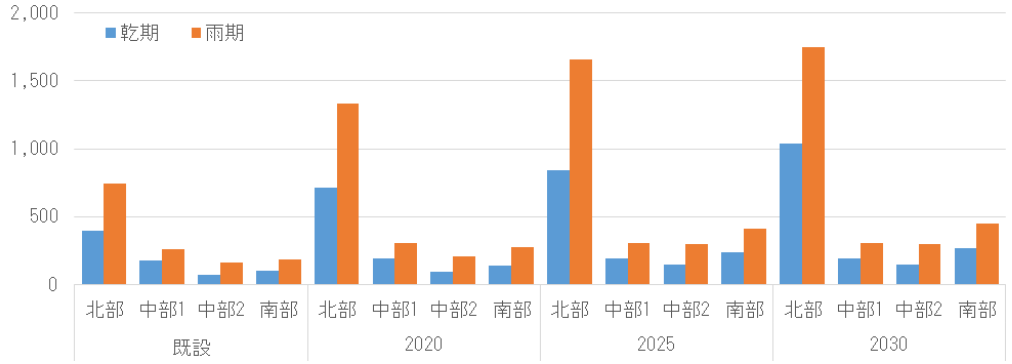
(GWh/月)



出典：MEM,EDL 資料より作成

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）

(GWh/月)

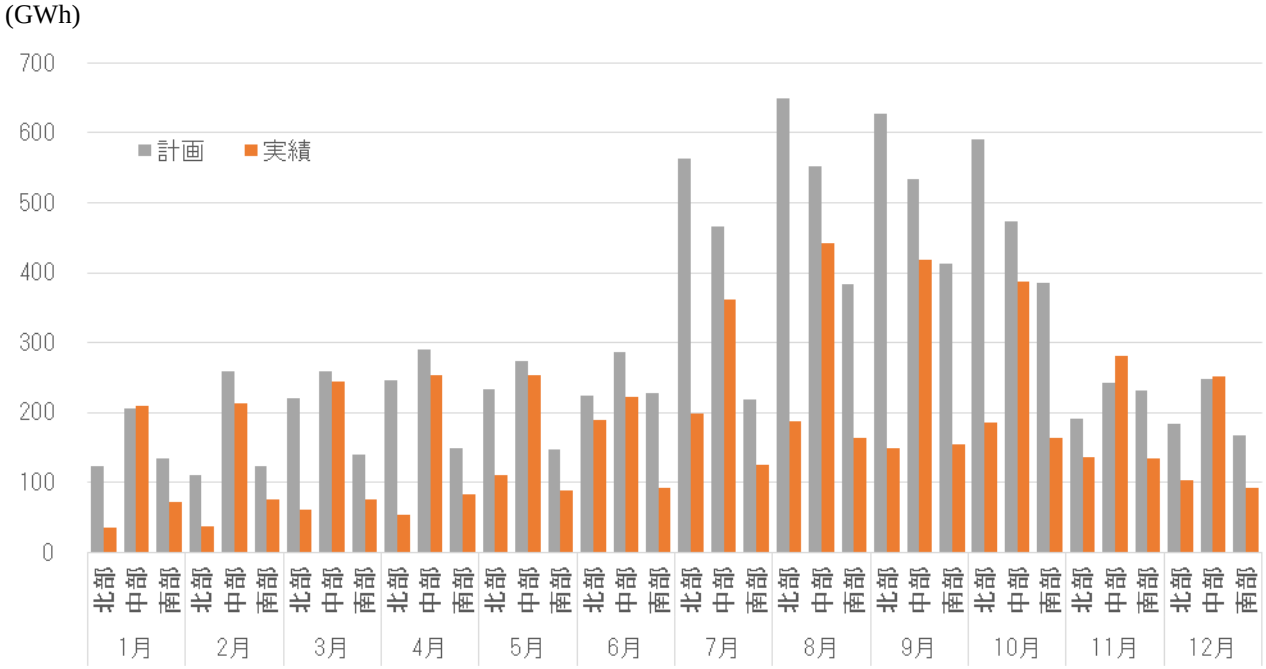


出典：MEM,EDL 資料より作成

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）

10.1.7. 実績との比較

2012 年から 2016 年の国内での発電実績と計画値を比較した。（参照：図 10.1-5）特に 7 月～10 月においては計画値と実績値の大きな乖離が見られ、計画値の半分程度しか発電できていないことが分かった。発電量の差には主な要因は 2 つあり、一つは発電所自体の問題、もう一つはは、送電線の容量不足である。北部では Hongsa Lignite 火力の点検や運転が不安定であったこと、南部においては、Xekaman 3 発電所の故障による停止、さらに北部・中部においては、送電線の容量不足により、発電できなかったことが大きく影響している。外的要因で計画と異なった発電量となった発電所を表 10.1-18 に示す。送電線の容量不足が原因で発電量が半分以下となっているプロジェクトも見受けられ、今後も発電所の開発が進んだとしても、送電線が増強されない限り、十分な発電ができない可能性がある。



出典：EDL 資料より作成

図 10.1-5 北部／南部 国内発電量実績値と計画値の比較

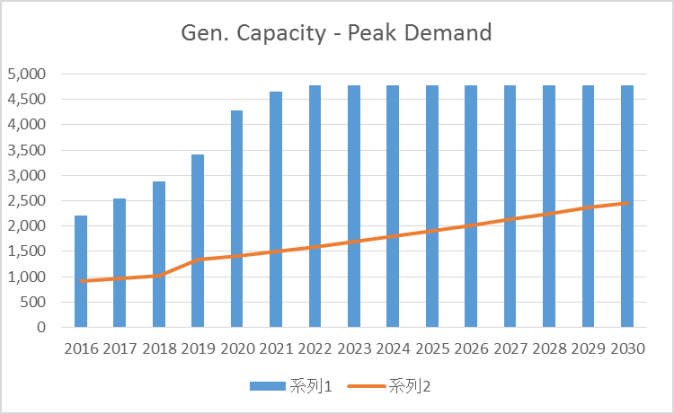
表 10.1-18 発電実績・計画比

プロジェクト名	地域	運開年	出力(MW)	計画差	差違理由
Nam Lik 1/2	中部	2010	100	123%	水量が多かったため
Nam Song	中部	2011	6	44%	上流 Nam Ngum1 の拡張工事のため
Nam Ngipe 3A	北部	2014	44	40%	2015～2016 年における水量が少なかった
Hongsa Lignite	北部	2015	100	8%	発電が不安定・メンテナンス時期を含むため
Nam Ou 2	北部	2016	120	44%	送電線の容量不足(2018 年までに改善予定)
Nam Khan 3	北部	2016	60	39%	送電線の容量不足(2018 年までに改善予定)
Nam Ou 5	北部	2016	240	48%	送電線の容量不足(2018 年までに改善予定)
Nam Ou 6	北部	2016	180	44%	送電線の容量不足(2018 年までに改善予定)
Nam Theun 2	南部	2009	75	138%	2016 年より年間発電量の増加が許可
Xekaman 3	南部	2013	250	51%	2015 年 3 月より故障のため、発電なし
Xenamnoy 1	南部	2014	15	55%	送電線の容量不足
Houay lamphanh Gnai	南部	2015	88	40%	送電線の容量不足
Nam Ngiep 2	南部	2015	180	55%	送電線の容量不足
Nam San 3B	南部	2016	45	129%	流量が想定より大きかったため

出典：NCC へのヒアリングにより作成

10.2. 国内電源の輸出転換

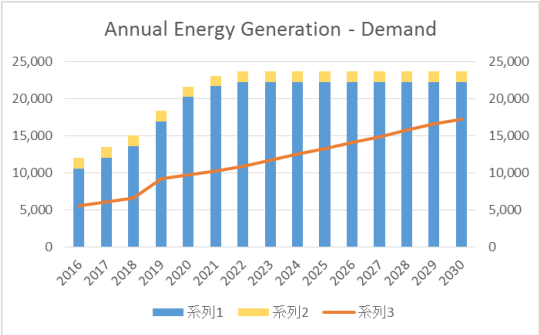
4.5 節で述べたように既設・建設中の国内向けの発電所の発電量は、国内需要を大きく上回り、将来にわたって余剰電力が発生する。乾季のピーク需要時においても、活用できない余剰となる発電電力量、発電設備容量が発生する。余剰電力の一部は、既存のタイとの 115 kV 連系線を通じて輸出可能であるが、送電容量、タイ側の受け入れの制約により、限界がある。このため、年間を通して使用されない発電設備容量、発電電力量が国内に存在し、国内向け水力 IPP とテイクオアペイ契約を結んでいる EDL の財務を圧迫している。

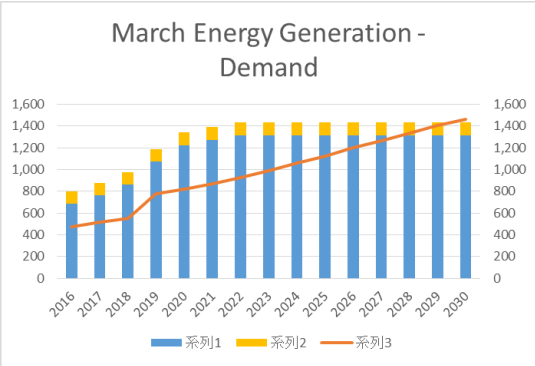


橙色の線：需要、青色：発電設備容量、横軸の単位：年、縦軸の単位 MW

出典：MEM, EDL, JICA 調査団

図 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



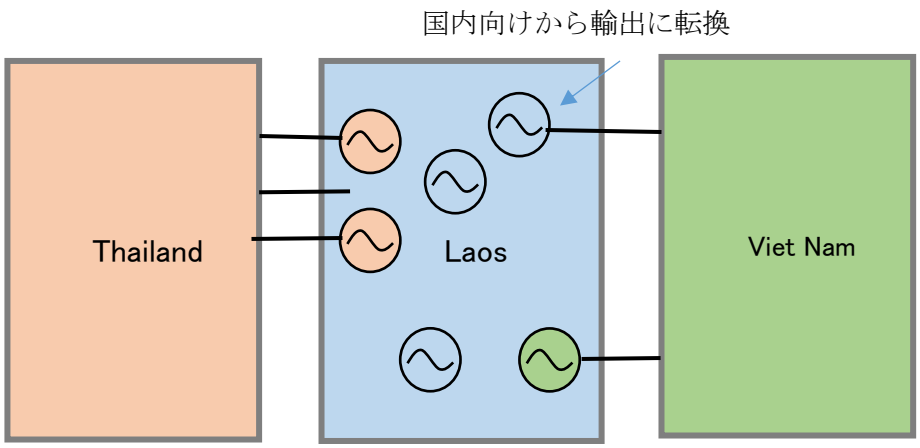


橙色の線：需要、青色：発電電力量、黄色：115 kV 連系線によるタイからの輸入可能量、横軸の単位：年、縦軸の単位 GWh

出典：MEM, EDL, JICA 調査団

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）

この状況を改善するために、ラオス国内系統で発生する余剰電力を、国際連系線を新設することによって輸出に転換する。



出典：JICA 調査団

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

現在、国内系統とタイとの間に 115 kV 連系線が複数回線あり、最大で 300 MW 程度、年間電力量で 2,000 GWh 程度タイへ輸出可能である。しかし、ラオス国内系統の余剰電力は、それを大きく上回り、現状のタイとの 115 kV 連系線を通しては、余剰電力のすべてを輸出できない。

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。

また、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が考えられる。

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

県	名称	発電設備容量 (MW)	種類	状態	COD	3月発電電力量 (GWh)	年間発電電力量(GWh)
ミャンマー							
Borkeo	Nam Tha 1	168	貯水池式	建設中	2018	57.31	759.4
Luangnamtha	Nam Long	5	流込式	既設	2013	0.75	37
Luangnamtha	Nam Long New	13.1	流込式	建設中	2021	1.65	81.1
ベトナム北部							
Phongsaly	Nam Ou 5	240	貯水池式	既設	2016	56.14	1048.98
Phongsaly	Nam Ou 6	180	貯水池式	既設	2016	49.85	738.95
Phongsaly	Nam Ou 7	210	貯水池式	建設中	2020	60.70	810.9
Phongsaly	Nam Ou 4	132	貯水池式	建設中	2020	33.70	523.9
Luangprabang	Nam Ou 3	210	流込式	建設中	2020	11.48	820
ベトナム南部							
Attapeu	Nam Kong 2	66	貯水池式	既設	2017	11.40	263.2
カンボジア							
Champasak	MK. Donsahong	260	流込式	建設中	2019	153.00	2061

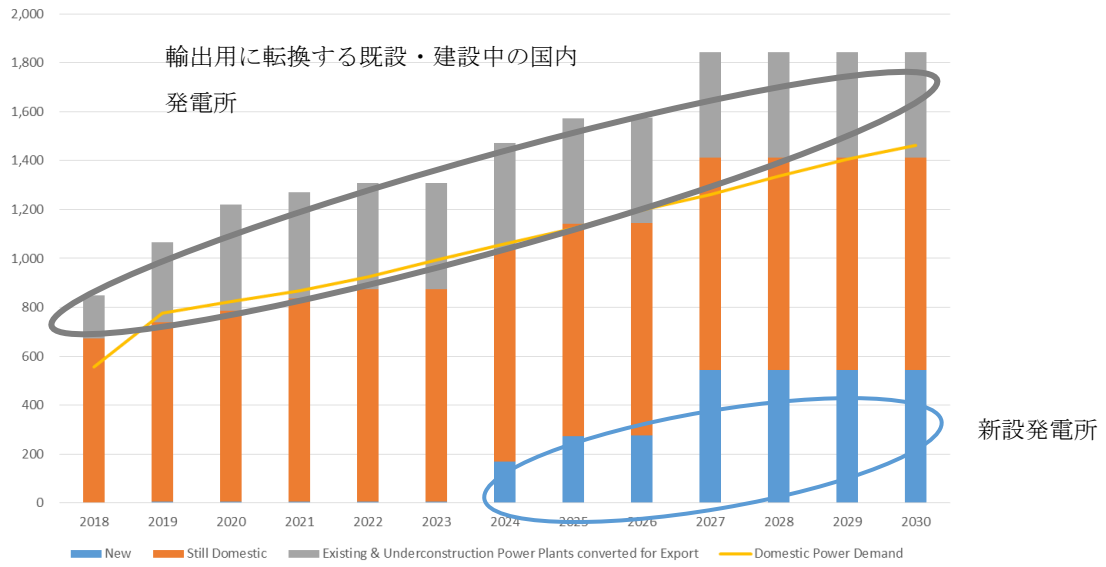
- ベトナム北部は、需給が逼迫することが想定されており、ベトナム北部への輸出のニーズは大きい。Nam Ou 水系の発電所 Nam Ou 3～7 は、北部ベトナムから 100km 以下と近い所にあるが、ラオス国内の需要中心のビエンチャン市から 400～500km と遠い位置にある。また、現状、Nam Ou 水系の発電所からビエンチャン方面の送電線の整備は不十分であり、Nam Ou 水系の発電所を将来のラオスの需要増加に対応させるためには、送電線の大幅な増強が必要になる。このため、Nam Ou 水系の発電所はベトナムへの輸出用に転換することが有効である。

- ベトナム南部の Nam Kong2 は、現在、ベトナムへの輸出を行っている Xekaman 1 に近く、Xekaman1 の送電線の容量にはまだ空きがあることから、世銀の支援を受け、Xekaman1 の送電線を活用して輸出用に転換することが検討されている。

- 現在建設中の MK. Donsahong は、2019 年に完成予定。EDL の Ban Hat 変電所まで送電線を建設する。すでに、EDL と PPA が結ばれており、先週には、EDL と EDC の間で PPA が結ばれた。Ban Hat からカンボジア Stung Treng まで中国が BOT を行うことにより 500 kV 設計送電線を建設し、カンボジアに輸出する。

2023 年以降、乾季に電力が不足するため、新規の電源が必要になる。この際、需要に応じた適切な量の発電設備を建設する必要がある。

輸出用に転換する既設・建設中の国内発電所は、ビエンチャンなどの電力需要中心地から遠く、隣国との国境付近にある発電所を選定している。



10.3. 国内供給用の既設及び建設中の発電所

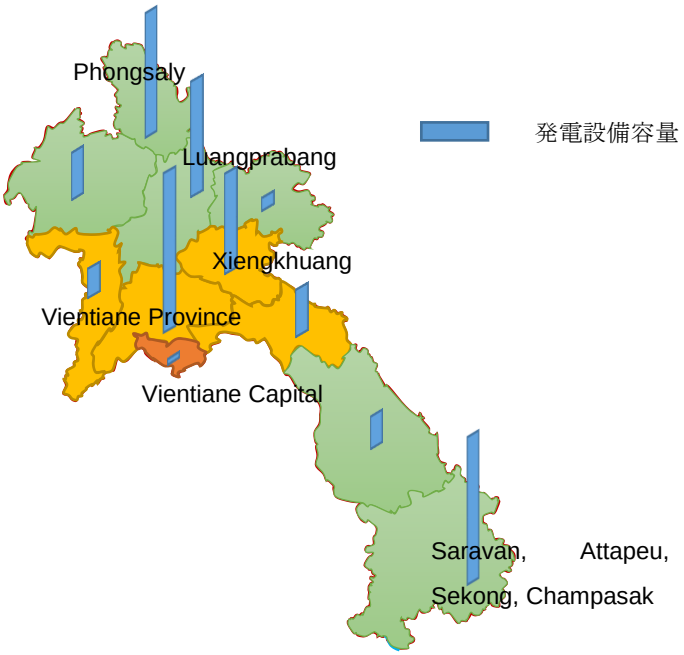
10.3.1. 既設及び建設中の発電所による需給バランス

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の 3 月においても 2027 年まで電力需要を上回る。年間を通して使用されない発電設備容量、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。

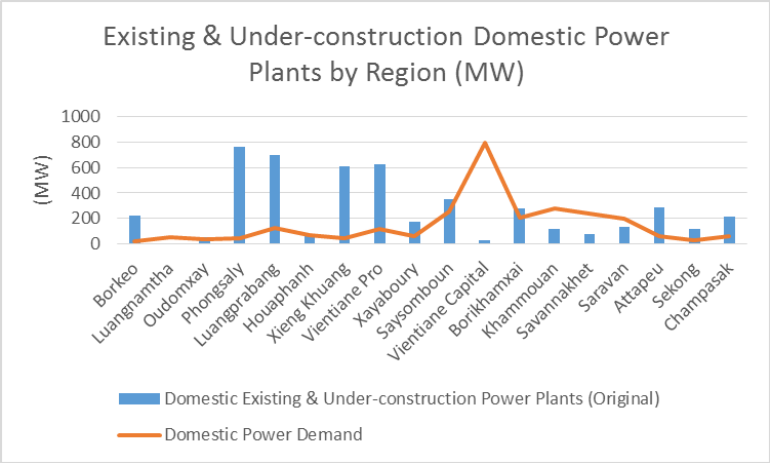
10.3.2. 既設及び建設中の発電所による地域ごとの需給バランス

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ている。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を図 10.3-1 に示す。北部の Phongsaly 県、及び Luangprabang 県は、近隣の需要に対して、発電設備容量が大きい。しかし、ヴィエンチャン市まで 400-500 km の距離にあり、230 kV 送電線 1 ルートしかなく、送電安定度の制約から発電電力を十分に需要中心に送電することができない。一方、Xieng Khuang、Vientiane Pro も需要に対して、発電設備容量が大きいが、ビエンチャンに近いため、送電は可能である。国内供給用の発電所は、需要中心の Vientiane Capital から遠方に設置されているものが多く、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。



出典：JICA 調査団

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



出典：JICA 調査団

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

10.3.3. 国境付近の電源の輸出転換

ラオス国内の需要中心から遠く、国境付近にある発電所は、隣国の電力輸入のニーズがあるため、ラオスの国内の電力供給に使用するよりも、送電線を建設し隣国へ輸出したほうが、有効に活用できる場合がある。具体的には、国内供給用の電力系統に接続される既設、建設中の発電所のうち、需要中心から遠く、隣国に近いに示した発電所を、隣国の電力輸入のニーズに応え、輸出向けに転換する。これらの発電所は、ラオス国内供給用系統から切り離し、輸出専用線で隣国へ送電する。

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

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

*MK DonSahong (H)は、4 ユニットのうち、3 ユニットを輸出向けに転換する。

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。

10.3.4. 国内供給用の電力系統からの電力輸出

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。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 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

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)	-	-

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。

10.3.5. 現状と将来の需給バランス

ラオスの水力発電所の出力は、季節間の変動があり、雨季の発電量は多く、乾季は少ない。

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を下図に示す。11 月から 5 月の乾季には発電電力量が小さく、6 月から 10 月の雨季は多い。

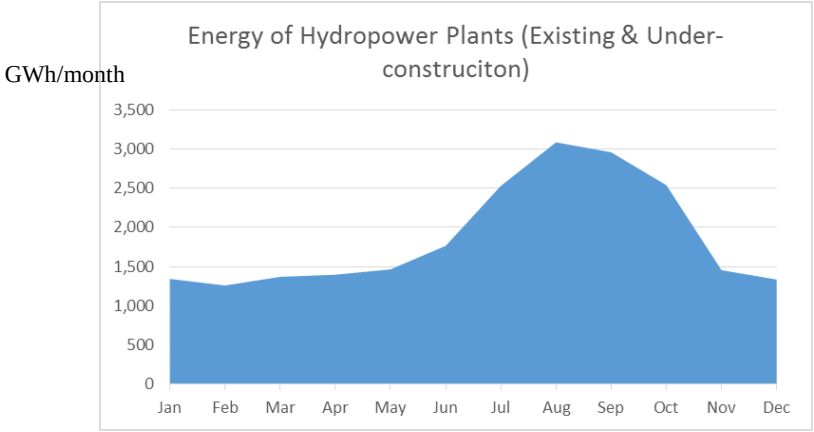
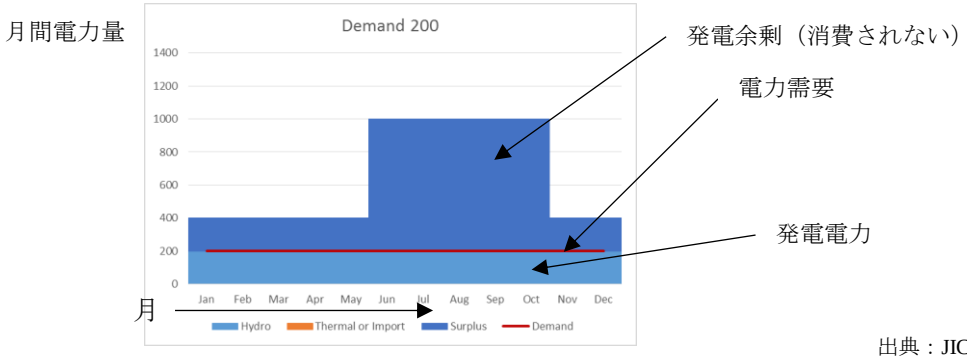


図 10.3-3 既設･建設中のラオス国内供給用の水力発電所の月間の発電電力量の合計

一方、ラオスの国内需要の季節間の変動は小さい。ラオスの現状の各月の需給バランスを模式的に示すと、下図のようになる。横軸は月であり、赤色の線は需要である。通年、需要に対して発電電力量が多く、特に雨季の余剰電力は大きい。需要増加を見込んでも、数年間は、新規の電源を建設せずに供給が可能である。



出典：JICA 調査団

図 10.3-4 ラオスの現状の各月の需給バランスの模式図

10.4. 国内供給用の電源計画

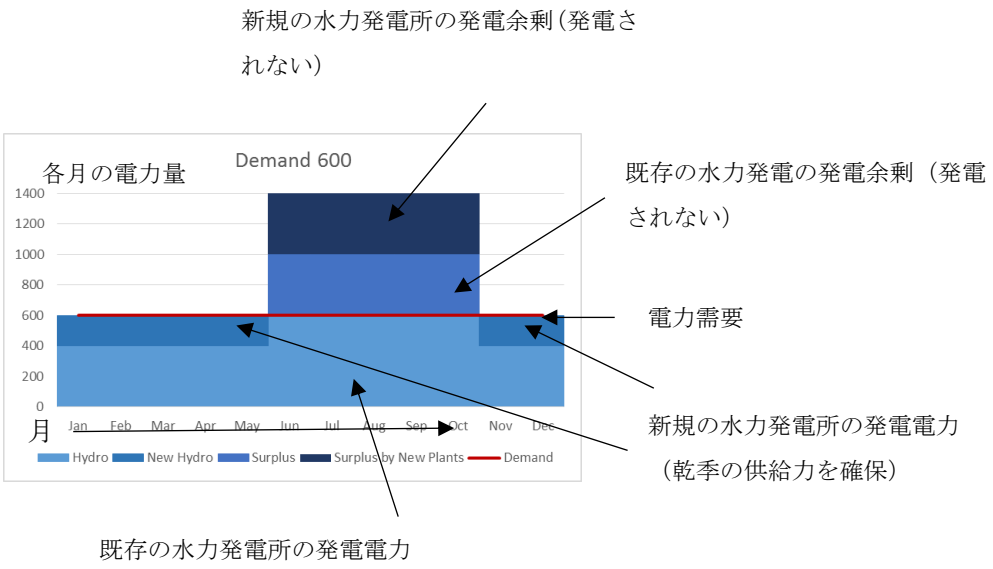
10.4.1. 新規の電源

将来は、乾季に供給力が不足するため、乾季の供給力を確保する必要がある。雨季には、引き続き余剰電力が発生しているため、しばらくの間、新規の電源は発電する必要はない。新規の電源は乾季にのみ発電される。

10.4.2. 水力による供給力の確保

水力は乾季の出力が小さいため、水力の新設によって、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。既設・建設中のラオス国内供給用の水力発電所の年間の発電電力量による設備利用率は、兵平均 51.3%である。もし、乾季の 1 月～5 月、11 月、12 月のみ発電し、他の月は停止する場合、設備利用率はわずか 22.1%である。このため、発電電力量あたりのコストが上昇することが懸念される。



出典：JICA 調査団

図 10.4-1 水力による供給力の確保

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る。十分な容量を持つ送電線により貯水池式水力と太陽光発電、負荷が接続されていれば、この運用は可能である。太陽光発電と貯水池式水力のシステムが直結している例として、水力発電所の貯水池に太陽光パネルを設置するフローティングソーラーが挙げられる。セカマン水力、ナムテン２等に、フローティングソーラーの構想がある。

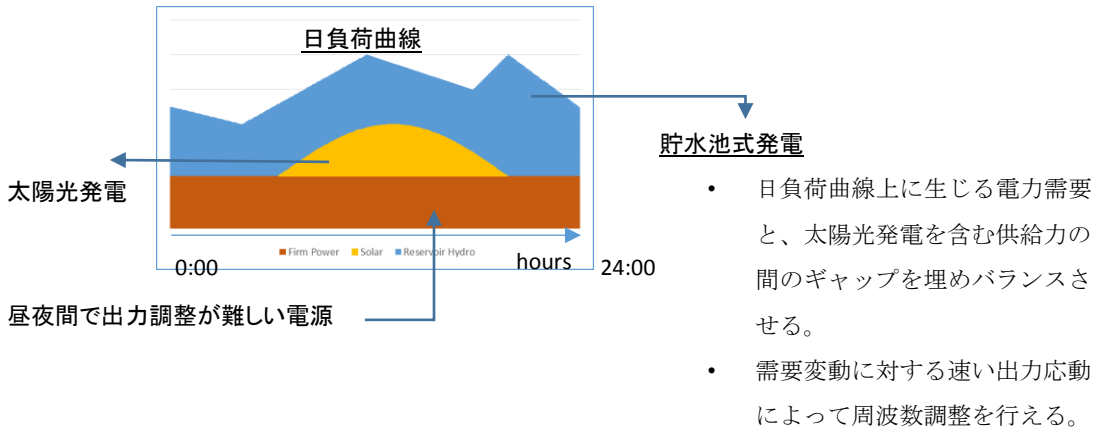
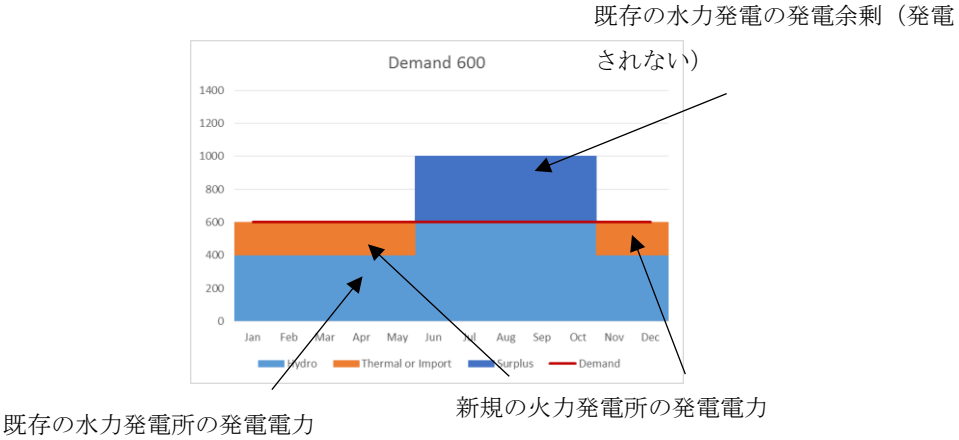


図 10.4-2 貯水池式水力による昼夜間の需給ギャップの調整

10.4.3. 火力によって供給力を確保する場合

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、火力の年間の設備利用率は、45%程度になる。



出典：JICA 調査団

図 10.4-3 火力による供給力の確保

10.4.4. 太陽光による供給力の確保

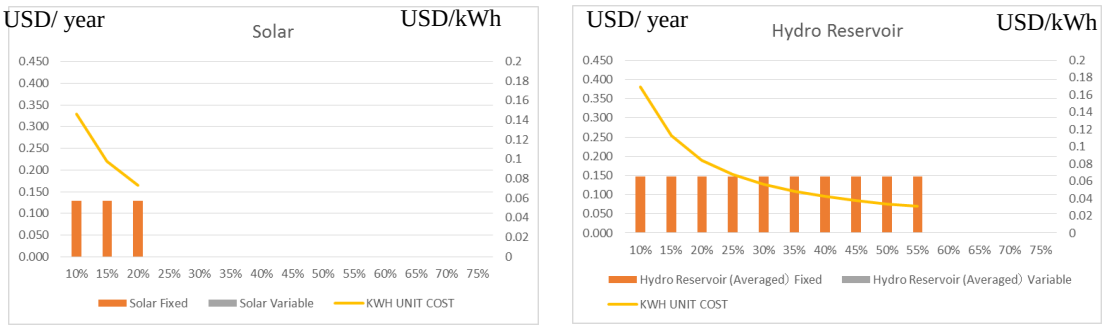
太陽光によって、乾季の供給力を確保する場合、年間の設備利用率は、10%程度になる。

既設の Naxaythong Solar Farm の利用率は年間 17%程度であり、この割合から推定すると乾季限定で発電する場合、ラオスの太陽光発電の利用率は 10%程度となる。

10.4.5. 各種電源のコスト比較

乾季の供給力を確保するために、新設される各電源のコストを比較した。

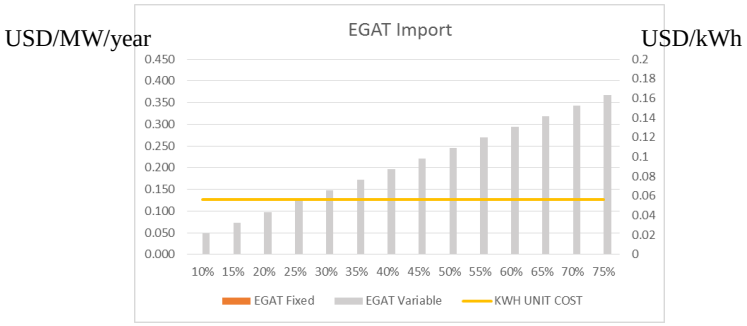
図は、横軸に設備利用率、縦軸に、年間の発電のコスト、及び発電単価をプロットしたものである。一般に、太陽光発電所や、水力発電所のコストは、燃料費がなく、発電設備の固定費だけなので、年間の発電設備利用率が大きくなると、発電単価は安くなる。



出典：JICA 調査団

図 10.4-4 太陽光及び水力のコスト(発電設備容量 1 MW)

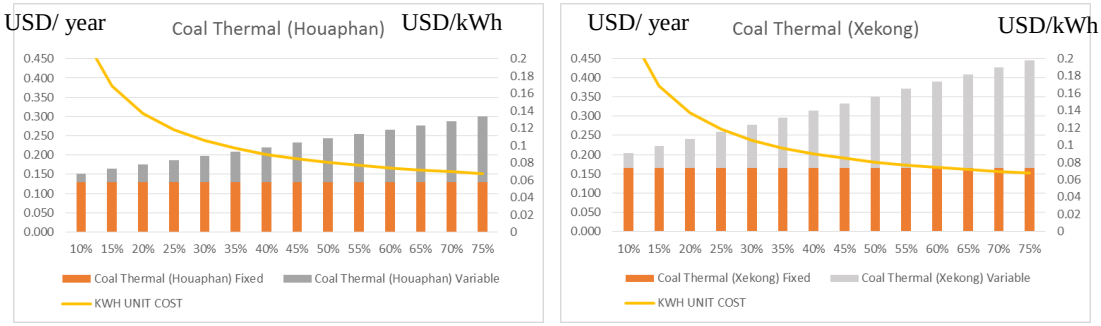
一方、EGAT からの輸入には、固定費がなく、可変費（KWH あたりの単価）のみであり、発電単価は、年間の利用率によらず。一定となる。



出典：JICA 調査団

図 10.4-5 EGAT からの輸入のコスト

火力発電所は、固定費と可変費（燃料費）があり、年間の発電電力量が増加すると、固定費の単価が減少するため、発電単価は減少する。



出典：JICA 調査団

図 10.4-6 火力発電所のコスト（発電設備容量 1 MW）

図 10.4-7 は、太陽光、貯水池式水力、石炭火力（Houaphan 県）500 kV 送電線 200 km、石炭火力（Xekong 県）500 kV 送電線 300 km、EGAT からの輸入のコストを、年間の設備利用率に対応させて比較したグラフである。横軸に年間の設備利用率をとり、縦軸に、発電電力量あたりのコストをとっている。

ラオスの乾季にのみ発電電力量を確保するための年間の発電設備利用率は、前記の分析から、水力：22%、火力：45%、太陽光 10%以下である。

このラオスの乾季にのみ発電電力量を確保するための発電設備利用率で運転をした場合、コストの高い方から、

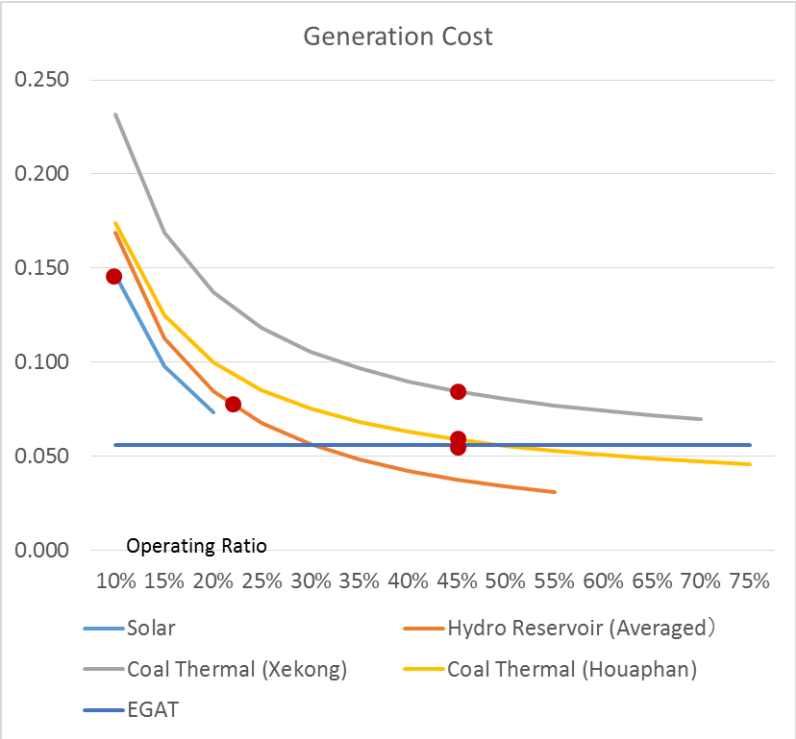
- 太陽光
- 石炭火力（Xekong 県）500 kV 送電線 200 km
- 貯水池式水力
- 石炭火力（Houaphan 県）500 kV 送電線 300 km
- EGAT からの輸入

の順となる。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。

しかし、EGAT からの輸入量には上限があるため、新規の電源として、Houaphan 火力発電所を計画する。EGAT が最も安くなった理由は、タイの発電原価は、ガス火力を含んでおり、設備利用率が 50%以下の低い場合について、水力、石炭火力のコストと比較すると、安くなるためと考えられる。

なお、タイとの連系線容量の拡大によって、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は、依然として有効であると考えられる。



出典：JICA 調査団

図 10.4-7 各種電源のコスト比較

10.4.6. 国内供給用の電源計画

国内供給用の電源計画を表 10.4-1 から表 10.4-5 に示す。

表 10.4-1 国内に残す電源（既設）

Provinces	Power Plant	MW	Type		Owner
Luangprabang	Nam Ou 2	120	Reservoir	2016	IPP.D
Luangnamtha	Nam Long	5	Run of river	2013	IPP.D
Luangprabang	Nam Khan 2	130	Reservoir	2015	EDL & EDL-G
Luangprabang	Nam Khan 3	60	Reservoir	2016	EDL & EDL-G
Luangprabang	Nam Dong	1	Run of river	1970	EDL
Oudomxay	Nam Ko	1.5	Run of river	1996	EDL
Luangnamtha	Nam Tha 3	1.3	Run of river	2010	IPP.D
Borkeo	Nam Nhon	2.4	Run of river	2011	IPP.D
Xayaboury	Hongsa Lignite (T) (d)	100	Thermal	2015	IPP.E
Oudomxay	Nam Beng	36	Reservoir	2016	IPP.D
Oudomxay	Nam Nga 2	14.5	Run of river	2017	IPP.D
Houaphanh	Nam Peun 2	12	Run of river	2017	IPP.D
Xieng Khuang	Nam Sien Tad Lang	5	Run of river	2014	IPP.D
Xieng Khuang	Nam Ngiep 2	180	Reservoir	2015	IPP.D
Xieng Khuang	Nam Ngiep 3A	44	Reservoir	2015	IPP.D
Xieng Khuang	Nam San 3A	69	Reservoir	2016	IPP.D
Xieng Khuang	Nam Ngiep 2C	15	Run of river	2017	IPP.D
Vientiane Pro	Nam Ngum 1	155	Reservoir	1971	EDL & EDL-G
Vientiane Pro	Nam Mang 3	40	Reservoir	2004	EDL & EDL-G
Vientiane Pro	Nam lik 1/2	100	Reservoir	2010	IPP.D
Vientiane Pro	Nam Song	6	Reservoir	2011	EDL & EDL-G
Vientiane Pro	Nam Ngum 5	120	Reservoir	2012	IPP.D
Vientiane Pro	Nam Sana	14	Run of river	2014	EDL & EDL-G
Vientiane Pro	Nam Ngum 1 (Extensien I	80	Reservoir	2018	EDL
Vientiane Pro	Nam Lik 1	64	Run of river	2019	IPP.D
Saysomboun	Nam Luek	60	Reservoir	2000	EDL & EDL-G
Saysomboun	Nam San 3B	45	Reservoir	2015	IPP.D
Saysomboun	Nam Sor	7.38	Run of river	2016	IPP.D
Saysomboun	Nam Phai	86	Reservoir	2017	IPP.D
Saysomboun	Nam Chiene	104	Reservoir	2017	EDL
Vientiane Capital	Naxaythong Solar Farm (	32	Renewable	2017	EDL & EDL-G
Borikhamxai	Nam Gnoug 8	60	Reservoir	2012	IPP.D
Borikhamxai	Nam Phao	1.6	Run of river	2012	IPP.D
Borikhamxai	Nam Mang 1	64	Reservoir	2016	IPP.D
Khammouan	Nam Theun 2 (d)	75	Reservoir	2009	IPP.E
Savannakhet	Sugar Mitlao Factory (T)	3	Biomus	2012	IPP.D
Savannakhet	Tadsalen	3.2	Run of river	2013	IPP.D
Attapeu	Houay Ho (d)	2.1	Reservoir	1999	IPP.E
Champasak	Xelabam	5	Run of river	1970	EDL & EDL-G
Champasak	Xeset 3	23	Reservoir	2016	EDL
Champasak	Xenamnoy 2 - Xekatam 1	20.1	Run of river	2017	IPP.D
Saravan	Xeset 1	45	Run of river	1990	EDL & EDL-G
Saravan	Xeset 2	76	Run of river	2009	EDL & EDL-G
Saravan	Houay por	15	Run of river	2019	IPP.D
Attapeu	Sugar Factory Attapeu (T	15	Biomus	2013	IPP.D
Sekong	Xenamnoy 1	15	Run of river	2014	IPP.D
Sekong	Houaylamphanh Gnai	88	Reservoir	2015	EDL
Champasak	Xenamnoy 6	5	Run of river	2016	IPP.D

出典：JICA 調査団

表 10.4-2 国内に残す電源（建設中）

Provinces	Power Plant	MW	Type		Owner
Luangprabang	Nam Ou 1	180	Run of river	2020	IPP.D
Borkeo	Nam Tha 1	168	Reservoir	2018	IPP.D
Houaphanh	Nam Peun 1	15	Run of river	2018	IPP.D
Houaphanh	Nam Sim	8.4	Run of river	2018	IPP.D
Houaphanh	Nam Hao	15	Run of river	2019	IPP.D
Houaphanh	Nam Mon 1	10	Run of river	2019	IPP.D
Borkeo	Nam Ngao	15	Reservoir	2020	EDL
Borkeo	Nam Tha 2 (B. Hat Mouak	37.5	Run of river	2020	IPP.D
Houaphanh	Nam Dick 1	15	Run of river	2020	IPP.D
Xieng Khuang	Nam Aow (Nam Pot)	15	Reservoir	2018	IPP.D
Xieng Khuang	Nam Ngiep 2A	12.55	Run of river	2019	IPP.D
Xieng Khuang	Nam Ngiep 2B	9.44	Run of river	2019	IPP.D
Xieng Khuang	Nam The	15	Run of river	2019	IPP.D
Xieng Khuang	Nam Ngum 4	240	Reservoir	2021	IPP.D
Xieng Khuang	Nam Ngum Keng Kaun	1	Run of river	2022	NA
Vientiane Pro	Nam Samoi	5	Run of river	2020	NA
Vientiane Pro	Nam Ngum 1 (Extensien I	40	Reservoir	2020	EDL
Xayaboury	MK. Xayaboury (d)	60	Run of river	2019	IPP.E
Xayaboury	Nam Houng Down	15	Run of river	2019	IPP.D
Saysomboun	Nam PhaGnai	19.2	Reservoir	2018	IPP.D
Saysomboun	Nam Chee 1	15	Run of river	2021	IPP.D
Borikhamxai	Nam Ngiep Regulation	20	Run of river	2019	IPP.D
Borikhamxai	Nam Theun 1 (d)	130	Reservoir	2022	IPP.E
Borikhamxai	Nam Sor (Borikhamxai)	4.2	Run of river	2022	IPP.D
Khammouan	Nam Hinboun	30	Reservoir	2018	EDL
Khammouan	Nam Hinboun (Down)	15	Run of river	2020	IPP.D
Savannakhet	Xelanong 1	70	Reservoir	2021	IPP.D
Champasak	Houay Chiae	8	Run of river	2020	IPP.D
Champasak	Houay palai	30	Reservoir	2021	EDL
Champasak	Houay Yoi - Houaykod	15	Run of river	2021	SPP.D
Champasak	MK. Donsahong(d)	65	Run of river	2019	IPP.D
Champasak	Xepien - Xenamnoy (d)	40	Reservoir	2019	IPP.E
Sekong	Houaylamphan Gai (Dowr	15	Run of river	2025	IPP.D
Saysomboun	Nam Karp	12	Run of river	2019	0

出典：JICA 調査団

表 10.4-3 国内に残す電源（新設）

Provinces	Power Plant	MW	Type		Owner
Houaphanh	Huaphan Coal Power Plan	600	Thermal		IPP.D
Luangnamtha	Nam Pha	180	Reservoir		IPP.D
Saysomboun	Nam Phouan	102.3	Reservoir		IPP.D
Champasak	Nam Phak	150	Reservoir		IPP.D
Attapeu	Xekong (Downstream)A	50	Run of river		IPP.D
Saysomboun	Nam Bak 2	120	Reservoir		

出典：JICA 調査団

表 10.4-4 輸出専用を国内に転換

Provinces	Power Plant	MW	Type		Owner
Attapeu	Houay Ho (e)	150	Reservoir	1999	IPP.E

出典：JICA 調査団

表 10.4-5 輸出用に転換

既設

Provinces	Power Plant	MW	Type		Owner
Phongsaly	Nam Ou 5	240	Reservoir	2016	IPP.D
Phongsaly	Nam Ou 6	180	Reservoir	2016	IPP.D
Attapeu	Nam Kong 2	66	Reservoir	2017	IPP.D

建設中

Provinces	Power Plant	MW	Type		Owner
Phongsaly	Nam Ou 7	210	Reservoir	2020	IPP.D
Phongsaly	Nam Ou 4	132	Reservoir	2020	IPP.D
Luangprabang	Nam Ou 3	210	Run of river	2020	IPP.D
Champasak	MK. Donsahong (e)	195	Run of river	2019	IPP.D
Attapeu	Nam Kong 3	45	Reservoir	2021	IPP.D
Attapeu	Nam Kong 1	160	Reservoir	2021	IPP.D

出典：JICA 調査団

なお、第 12 章に示す系統計画では、ラオス北部とタイとの 500 kV 連系線を想定しており、輸出専用の MK. Pakbeng 水力発電所とともに、国内系統から輸出する。

10.5. 輸出用電源

2030 年までの輸出用電源の一覧を下表に示す。

表 10.5-1 2030 年までの輸出用電源リスト

		Provinces	Power Plant	MW	Type	Base COD	Owner	Status
Myanmar	North	Borkeo	Nam Tha 1	168.0	Reservoir	2018	IPP.D	2. Under Construction
Myanmar	North	Luangnamtha	Nam Pha	180.0	Reservoir	2022	IPP.D	3. CA
Myanmar	North	Oudomxay	MK. Pakbeng (d)	114.0	Run of river	2022	IPP.D	5. PDA
Thailand	North	Xayaboury	Hongsa Lignite (T) (e)	1,778.0	Thermal	2015	IPP.E	1. Existing
Thailand	North	Xayaboury	MK. Xayaboury (e)	1,225.0	Run of river	2019	IPP.E	2. Under Construction
Thailand	North	Oudomxay	MK. Pakbeng (e)	798.0	Run of river	2022	IPP.D	5. PDA
Thailand	North	Xayaboury	MK. PakLay	770.0	Run of river	2025	IPP.E	7. MOU
Vietnam	North	Phongsaly	Nam Ou 5	240.0	Reservoir	2016	IPP.D	1. Existing
Vietnam	North	Phongsaly	Nam Ou 6	180.0	Reservoir	2016	IPP.D	1. Existing
Vietnam	North	Luangprabang	Nam Ou 3	210.0	Run of river	2020	IPP.D	2. Under Construction
Vietnam	North	Phongsaly	Nam Ou 4	132.0	Reservoir	2020	IPP.D	2. Under Construction
Vietnam	North	Phongsaly	Nam Ou 7	210.0	Reservoir	2020	IPP.D	2. Under Construction
Vietnam	North	Houaphanh	Nam Xam 3	156.0	Reservoir	2020	IPP.D	2. Under Construction
Vietnam	North	Houaphanh	Nam Xam 1	75.0	Reservoir	2020	IPP.D	5. PDA
Vietnam	North	Luangprabang	MK. Luangprabang (e)	1,000.0	Run of river	2025	IPP.E	7. MOU
Thailand	Central Nort	Saysomboun	Nam Ngum 2	615.0	Reservoir	2010	IPP.E	1. Existing
Thailand	Central Nort	Saysomboun	Nam Ngum 3	480.0	Reservoir	2020	EDL	2. Under Construction
Vietnam	Central Nort	Xieng Khuang	Nam Mo 2	120.0	Reservoir	2022	IPP.D	2. Under Construction
Vietnam	Central Nort	Xieng Khuang	Xiengkhuang (T)	220.0	Thermal	2022	IPP.D	4. PPA
Vietnam	Central Nort	Xieng Khuang	Nam Mo 1 (Nam Kan)	60.0	Reservoir	2023	IPP.D	6. FS
Thailand	Borikhamxai	Borikhamxai	Nam Ngiep 1 (Off take)	294.0	Reservoir	2019	IPP.E	2. Under Construction
Thailand	Borikhamxai	Borikhamxai	Nam Theun 1 (e)	520.0	Reservoir	2022	IPP.E	2. Under Construction
Thailand	Central	Khammouan	Theun-Hinboun (e)	440.0	Reservoir	1998	IPP.E	1. Existing
Thailand	Central	Khammouan	Nam Theun 2 (e)	1,000.0	Reservoir	2009	IPP.E	1. Existing
Cambodia	South	Champasak	MK. Donsahong （e）	195.0	Run of river	2019	IPP.D	2. Under Construction
Thailand	South	Attapeu	Houay Ho (e)	150.0	Reservoir	1999	IPP.E	1. Existing
Thailand	South	Champasak	Xepien - Xenamnoy (e)	370.0	Reservoir	2019	IPP.E	2. Under Construction
Thailand	South	Sekong	Sekong 5	330.0	Reservoir	2022	IPP.D	6. FS
Thailand	South	Sekong	Xekong 4A	175.0	Reservoir	2022	IPP.E	7. MOU
Thailand	South	Sekong	Xekong 4B	165.0	Reservoir	2022	IPP.E	7. MOU
Thailand	South	Champasak	MK. Phu Ngoy (Ladseua)	686.0	Run of river	2028	IPP.D	6. FS
Vietnam	South	Sekong	Xekaman 3 (d)	25.0	Reservoir	2013	IPP.E	1. Existing
Vietnam	South	Sekong	Xekaman 3 (e)	225.0	Reservoir	2013	IPP.E	1. Existing
Vietnam	South	Attapeu	Nam Kong 2	66.0	Reservoir	2017	IPP.D	1. Existing
Vietnam	South	Attapeu	Xekaman 1 (d)	32.0	Reservoir	2017	IPP.E	1. Existing
Vietnam	South	Attapeu	Xekaman 1 (e)	258.0	Reservoir	2017	IPP.E	1. Existing
Vietnam	South	Attapeu	Xekaman - Xanxai	32.0	Reservoir	2017	IPP.D	2. Under Construction
Vietnam	South	Sekong	Kalum Lignite, Unit 1 (T)	300.0	Thermal	2019	IPP.E	6. FS
Vietnam	South	Sekong	Kalum Lignite, Unit 2 (T)	300.0	Thermal	2020	IPP.E	6. FS
Vietnam	South	Sekong	Wind Power Sekong	600.0	Renewable	2020	NA	5. PDA
Vietnam	South	Sekong	Kalum Lignite, Unit 3 (T)	300.0	Thermal	2021	IPP.E	6. FS
Vietnam	South	Attapeu	Nam Kong 1	160.0	Reservoir	2021	IPP.D	2. Under Construction
Vietnam	South	Attapeu	Nam Kong 3	45.0	Reservoir	2021	IPP.D	2. Under Construction
Vietnam	South	Sekong	Nam Ngorn 1	45.0	Reservoir	2021		6. FS
Vietnam	South	Sekong	Nam Ngorn 2	35.0	Reservoir	2021		6. FS
Vietnam	South	Sekong	Houay La Nge	60.0	Reservoir	2022	IPP.D	5. PDA
Vietnam	South	Attapeu	Xekaman 4	70.0	Reservoir	2023	IPP	5. PDA
Vietnam	South	Sekong	Dak Emuen	135.0	Reservoir	2024	IPP.D	5. PDA
Vietnam	South	Sekong	Coal Fire Power Plant (Sekong)	900.0	Thermal	2026	NA	7. MOU
Vietnam	South	Attapeu	Nam Ang	50.0	Reservoir	2026		6. FS

出典：MEM 提供資料に基づき、JICA 調査団作成