

インドシナ地域 電力セクター域内協力に係る プロジェクト研究 ファイナルレポート

平成 20 年 2 月
(2008 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東京電力株式会社
日本工営株式会社

本プロジェクト研究は、独立行政法人国際協力機構により実施した調査団の見解を取りまとめたもので、必ずしも独立行政法人国際協力機構の統一的な公式見解ではありません。なお、本報告書に記載されている内容は、独立行政法人国際協力機構の許可なく転載できません。

インドシナ地域 電力セクター域内協力に係るプロジェクト研究 ファイナルレポート

【目次】

第1章 序 文.....	1
1.1 調査の背景と目的等.....	1
1.1.1 本調査の背景.....	1
1.1.2 本調査の目的.....	1
1.1.3 調査対象地域.....	2
1.1.4 調査業務の範囲.....	2
1.1.5 調査の方法.....	2
1.2 調査実施方針	2
1.2.1 調査対象国の現状レビュー	2
1.2.2 各国電力エネルギーセクターの違いの把握	2
1.2.3 各国電力セクターにおける課題の分析と協力プログラム案の検討	3
1.2.4 国際連系運用の現状調査.....	4
1.2.5 インドシナ域内協力の課題を分析.....	4
1.2.6 需給運用シミュレーションの実施.....	4
1.2.7 インドシナ電力セクター域内協力プログラム（案）の策定	4
1.3 業務実施の方法.....	7
1.3.1 調査団の構成.....	7
1.3.2 調査工程	7
1.3.3 面談者リスト.....	8
1.4 報告書の構成	8
第2章 電力セクターの現状と計画.....	9
2.1 政治経済情勢の現状.....	9
2.1.1 社会情勢の現状.....	9
2.1.2 経済の現状.....	12
2.1.3 エネルギー資源のポテンシャル.....	15
2.2 電力需要の現状と想定.....	16
2.2.1 カンボジア.....	16
2.2.2 ラオス	19
2.2.3 ミャンマー.....	22

2.2.4 タイ	24
2.2.5 ベトナム	27
2.3 域内協力の枠組み.....	30
2.3.1 域内協力の現状.....	30
2.3.2 域外国との協力（政治経済、ODA、民間投資など）	33
2.3.3 各ドナーの取り組みと課題.....	36
2.4 電力セクターの現状.....	49
2.4.1 カンボジア.....	49
2.4.2 ラオス	65
2.4.3 ミャンマー.....	75
2.4.4 タイ	86
2.4.5 ベトナム	92
2.5 インドシナ地域電力セクターの現状と課題.....	96
2.5.1 電力エネルギー政策の課題.....	96
2.5.2 一次エネルギーの偏在と開発協調.....	98
2.5.3 域内連系設備形成と運用上の課題.....	99
第3章 インドシナ地域電力セクター域内協力の方向性検討	101
3.1 他地域の域内協力の事例.....	101
3.1.1 米国	101
3.1.2 欧州	107
3.1.3 日本	113
3.1.4 まとめおよび制度面での提言.....	117
3.2 各国の電力セクター開発計画の現状.....	118
3.2.1 カンボジア.....	118
3.2.2 ラオス	121
3.2.3 ミャンマー.....	128
3.2.4 タイ	132
3.2.5 ベトナム	136
3.2.6 インドシナ域内電力基幹系統増強計画.....	144
3.3 域内電力需給状況の評価(2020年断面).....	145
3.3.1 需給バランスの調査検討手法.....	145
3.3.2 域内連系効果の検討条件.....	151
3.3.3 供給信頼度面からの検討結果.....	155
3.3.4 燃料費面からの検討結果.....	159
3.3.5 電力融通量の検討結果.....	160
3.3.6 需給運用の検討結果.....	166
3.3.7 効果的なインドシナ域内電力連系シナリオ	181
第4章 インドシナ地域電力セクター域内協力プログラム案の検討	182
4.1 効果的な域内連系プランの提言.....	182

4.1.1 タイ - ラオス - ベトナム連系線.....	182
4.1.2 タイ - ミャンマー連系線.....	182
4.1.3 タイ - 中国雲南省 - ベトナム連系線.....	182
4.2 電力セクター域内協力の方向性.....	183
4.2.1 インドシナ地域電力セクターの課題.....	183
4.2.2 電力セクター域内協力の方向性の確認.....	183
4.3 インドシナ域内電力セクター協力プログラム案の提案.....	185
4.3.1 目 標	185
4.3.2 成 果	185
4.4 具体的な電力セクター域内協力プロジェクトの提案.....	185
4.4.1 各国開発計画の実施への支援.....	185
4.4.2 既存の枠組みを活用したインドシナ電力セクター域内協力への支援	193
4.4.3 インドシナ電力セクター域内協力へのコメント.....	194

略語表

ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced ; 鋼心アルミより線
ADB	Asian Development Bank ; アジア開発銀行
AH	Asian Highway ; アジアハイウエー
AIMS	ASEAN Interconnection Master plan Study ; アセアン連系線基本計画
AMB,AMBDC	ASEAN Mekong Basin Development Cooperation ; アセアンメコン川流域開発協力構想
AMEICC	AEM-MITI Economic and Industrial Cooperation Committee ; 日本・アセアン経済産業協力委員会
ASEAN	Association of South East Asian Countries ; 東南アジア諸国連合
ATSOI	the Association of Transmission System Operators in Ireland ; アイルランド系統運用者連盟
BOO	Build, Own and Operate
BOOT	Build, Own, Operate and Transfer
BOT	Build, Operate and Transfer
BTL	Build, Transfer and Lease
CA	Concession Agreement ; 開発許可、採掘許可
CB	Circuit Breaker ; 遮断器
CIF	Cost, Insurance, and Freight ; 運賃保険料込み条件
CNPA	Cambodia National Petroleum Authority ; カンボジア石油公社
CPI	Consumer Price Index ; 消費者物価指数
CSG	China Southern Grid ; 中国南方電網公社
CT	Current Transformer ; 変成器
DC	Domestic Currency ; 内貨
DOE	Department of Electricity in MEM ; ラオス国鉱業エネルギー省電力局
DOE	Department of Energy ; 米国連邦エネルギー省
DS	Disconnecting Switch ; 断路器
EC	European Commission ; 欧州委員会
EDC	Electricité du Cambodia ; カンボジア電力公社
EDL, EdL	Electricité du Laos ; ラオス電力公社
EIA	Environment Impact Assessment ; 環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return ; 内部収益率
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand ; タイ発送電公社
EPPO	Energy Policy and Planning Office;タイ国エネルギー企画庁
ERGEG	European Regulators' Group fro Electricity and Gas ; 欧州電力・ガス規制機関団体
ERO	Electric Reliability Organization ; 電力信頼度機関

ESCJ	Electric power System Council of Japan ; 日本電力系統利用協議会
ETSO	European Transmission System Operators ; 欧州系統運用者協会
EU	European Union ; 欧州連合
EVN	Electricity of Vietnam ; ベトナム電力公社
FC	Foreign Currency ; 外貨
FCDI	Forum for Comprehensive Development in Indochina
FIMC	Foreign Investment Management Committee ; ラオス外国投資管理委員会
FIRR	Financial Internal Rate of Return ; 財務的内部収益率
FOB	Free on Board ; 本船渡し条件
FOR	Forced Outage Rate ; 事故率
F/S	Feasibility Study ; 実現可能性調査
FERC	Federal Energy Regulatory Commission ; 米国連邦エネルギー規制委員会
GDP	Gross Domestic Product ; 国内総生産
GMS	Greater Mekong Sub-Region ; 大メコン圏
GNP	Gross National Product ; 国民総生産
GoL	Government of Lao PDR ; ラオス政府
GSA	General Social Assessment ; 総合社会評価
HAPUA	Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities
HI-FI	HI-FI Plan for Private Sector Development in the Greater Mekong Subregion
HV	High Voltage ; 高電圧
IAI	Initiative for ASEAN Integration ; アセアン統合イニシアティブ
ICB	International Competitive Bidding ; 国際競争入札
ICD	International Cooperation Department ; 国際協力部
IE	Institute of Energy ; ベトナム電力公社エネルギー研究所
IPP	Independent Power Producer ; 独立発電事業者
IRR	Internal Rate of Return ; 内部収益率
ISO	Independent System Operator ; 独立送電運用者
Lao PDR	Lao People's Democratic Republic ; ラオス人民民主共和国
LNGC	Laos National Grid Company
LHSE	Lao Holding State Enterprise
LOLE	Loss-of- Load Expectation ; 供給力見込み不足時間
LOLP	Loss-of-Load Probability ; 供給力見込み不足確率
LRMC	Long Run Marginal Cost ; 長期限界費用
MIH	Ministry of Industry and Handicraft (Lao PDR) ; ラオス鉱業手工芸省
MEM	Ministry of Energy and Mines (Lao PDR) ; ラオス鉱業エネルギー省
MEP	Ministry of Electric Power ; ミャンマー電力省
MEPE	Myanmar Electric Power Enterprise ; ミャンマー電力公社
MOU	Memorandum of Understanding ; 覚書
M/P	Master Plan ; マスタープラン

MIME	Ministry of Industry, Mines and Energy ; カンボジア国鉱山エネルギー省
NBCA	National Bio-diversity and Conservation Area ; 生態系保護区
NEAP	National Environmental Action Plan ; 環境行動計画
NERC	North American Electricity Reliability Corporation ; 北米信頼度協会
NESDB	National Economic and Social Development Board ; タイ国経済開発委員会
NPV	Net Present Value ; 現在価値
O & M	Operation & Maintenance ; 運転維持管理
OPGW	Optical fiber Ground-wire ; 光ファイバ複合架空地線
PDPAT	Power Development Planning Assist Tool
PPA	Power Purchase Agreement ; 購入契約
RETICS	Reliability Evaluation Tool for Inter-Connected System
RPTCC	Regional Power Trade Coordinating Committee
PDP	Power Development Plan ; 電力開発計画
PPS	Power Producer and Supplier ; 特定規模電気事業者
RPTCC	Regional Power Trader Coordination Committee
RRC	Regional Reliability Council ; 米国地域信頼度協議会
RTO	Regional Transmission Organization ; 米国地域送電機関
SAF	System Adequacy Forecast ; アデカシー予測
SPP	Small Power Plant ; タイ小規模発電事業者
S/S	Sub Station ; 変電所
TEN-E	Trans-European Energy Network ; 欧州横断エネルギーネットワーク
TA	Technical Assistance ; 技術協力プロジェクト
TEPCO	Tokyo Electric Power Company ; 東京電力
TL	Transmission Line ; 送電線
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity ; 欧州送電協調連盟
UKTSOA	United Kingdom Transmission System Operators Association ; 英国系統運用者連盟
UNDP	United Nations Development Program ; 国連開発計画
UXO	Unexploded Ordnance ; 不発弾
WACC	Weighted Average Cost of Capital ; 資本コスト
WB	World Bank ; 世界銀行

単 位

距 離

mm	: Millimeters
cm	: Centimeters (10.0 mm)
m	: Meters (100.0 cm)
km	: Kilometers (1,000.0 m)

面 積

mm ²	: Square-millimeters (1.0 mm x 1.0 mm)
cm ²	: Square-centimeters (1.0 cm x 1.0 cm)
m ²	: Square-meters (1.0 m x 1.0 m)
km ²	: Square-kilometers (1.0 km x 1.0 km)
ha	: Hectares (10,000 m ²)

体 積

cm ³	: Cubic-centimeters (1.0 cm x 1.0 cm x 1.0 cm)
m ³	: Cubic-meters (1.0 m x 1.0 m x 1.0 m)
cf	: Cubic-feet (0.3048 m x 0.3048 m x 0.3048 m)

重 量

g	: grams
kg	: kilograms (1,000 g)
t	: Metric ton (1,000 kg)

時 間

sec.	: Seconds
min.	: Minutes (60 sec.)
hr.	: Hours (60 min.)

通 貨

USD	: United State Dollars
¥	: Japanese Yen
ECU	: Euro Currency Unit

電 気

V	: Volts (Joule/coulomb)
kV	: Kilo volts (1,000 V)
A	: Amperes (Coulomb/second)
kA	: Kilo amperes (1,000 A)
W	: Watts (active power) (J/s: Joule/second)
kW	: Kilo watts (10 ³ W)
MW	: Mega watts (10 ⁶ W)
GW	: Giga watts (10 ⁹ W)
Wh	: Watt-hours (watt x hour)
kWh	: Kilo watt-hours (10 ³ Wh)
MWh	: Mega watt-hours (10 ⁶ Wh)
GWh	: Giga watt-hours (10 ⁹ Wh)
TWh	: Tera watt-hours (10 ¹² Wh)
VA	: Volt-amperes (apparent power)
kVA	: Kilo volt-amperes (10 ³ VA)
MVA	: Mega volt-amperes (10 ⁶ Wh)
var	: Volt-ampere reactive (reactive power)
kvar	: Kilo volt-ampere reactive (10 ³ var)
Mvar	: Mega volt-ampere reactive (10 ⁶ var)

第1章 序 文

1.1 調査の背景と目的等

1.1.1 本調査の背景

電力開発を進める上で、国内の水力エネルギー、国内外の石油、石炭、天然ガス等の一次エネルギーを活用した国単位の電源開発と、系統開発を進める視点に加え、発電に利用する一次エネルギーが豊富に賦存する近隣国からの電力輸入や、豊富な自国資源を活用した電力輸出といった地域内電力融通の視点も重要である。経済発展が著しく、日本とも結びつきの強いインドシナ地域においても、隣接する国の間で電力融通が増加しており、他の分野同様、将来の域内の協力構想、プロジェクトが議論されている。

タイ、ベトナム、カンボジア、ラオス、ミャンマーは、人口、経済発展状況も大きく異なり、電力セクターについても電化率が10%から90%に亘るなど、電力設備規模、設備運用維持管理を含めた設備信頼度レベルは各国様々であるが、電力需要が増大する中、自国内の電源開発に加え、域内の電力融通も増加している。タイにおいては、自国の天然ガス、石炭資源を活用した電源開発を進めると共に、環境問題等で開発が困難となっている国内水力資源に代えてラオス等から電力輸入を進めている。また、国内の電源開発の進まないカンボジアにおいても、ベトナム、ラオス、タイからの電力輸入が計画されている。一方で、ラオス、ミャンマーにおいては、豊富な水力資源を活用した輸出を目的とした水力資源の開発が進められている。

電力融通の増加と共に、タイ、ラオス間の連系送電線等個別の2国間送電線計画と共にインドシナ地域4カ国(カンボジア、ラオス、ベトナム、タイ)の電力系統を接続する国際連系線(メコン連系)等についても関係者間で議論が進められている。

これまでJICAの電力セクターへの協力は、対象国の課題を中心に実施されており、電力開発計画策定への協力の中で、電力融通の視点を考慮するなど、域内協力にも配慮しているが、連系送電線、電力融通等域内協力を直接の対象とした協力はなされていない。また、域内協力を前提とした、JICAとしての協力の可能性や、方向性、個別の協力案件の検討もほとんどなされていなかった。

本調査では、上記を背景に、今後インドシナ地域各国の電力セクターへの協力をより効果的に実施していくために、域内協力の観点を踏まえた地域及び各国の課題を検討し、地域及び各国への今後の協力のあり方について検討する。

1.1.2 本調査の目的

- (1) インドシナ地域(タイ、ベトナム、カンボジア、ラオス、ミャンマー)における電力セクターの現状を把握し、その課題を明らかにする。
- (2) 電源開発、電力系統開発等の域内協力案件(案)を具体的に提案し、域内協力を進める上で必要な組織・体制・制度・技術基準等についても課題と協力の可能性を検討する。
- (3) 域内協力を踏まえた対象各国電力セクターへの協力のあり方について検討する。

1.1.3 調査対象地域

インドシナ地域 5 カ国(タイ、ベトナム、カンボジア、ラオス、ミャンマー)を調査対象とする。

1.1.4 調査業務の範囲

本調査は、インドシナ地域 5 カ国(タイ、ベトナム、カンボジア、ラオス、ミャンマー)電力セクター全般を調査対象とし、域内協力の観点から調査を行うこととする。

調査業務の実施、調査報告書の作成に当たっては JICA 経済開発部と協議し、かつ、調査における留意事項に配慮しつつ、取り進めた。

1.1.5 調査の方法

本調査は、各国の電力・エネルギーセクターの現状を調査し、1) 域内協力を資する各々の特徴を明らかにし、2) 現在実施中の域内協力案件に関して課題を明確にし、更に、3) 域内の需給バランスを既存の需要想定、電源計画から解析し、これらの要素を勘案して、効果的なインドシナ電力セクター域内協力プログラム案を策定しようとするものである。

1.2 調査実施方針

1.2.1 調査対象国の現状レビュー

基本的には、国内準備作業時に既に入手している報告書やデータに基づき、以下の項目について整理・分析を行う。これに基づき、調査項目を絞り込み、インセプションレポートに反映する。

- ❖ 政治経済情勢
- ❖ 域内協力の枠組み、分野（電力セクター以外）
- ❖ 日本・中国を含む域外国との関係（政治経済、民間投資など）
- ❖ 社会経済構造と電力消費構造

1.2.2 各国電力エネルギーセクターの違いの把握

国内準備時に既に入手している報告書やデータに基づき、以下の項目について整理・分析を行った。各国の電力エネルギー政策に関して既存の報告書および政府刊行物などから事前に一般的状況を把握した上で、以下の点について現地調査にてエネルギー政策、計画および運用のキーパーソンにインタビューを行い各国電力セクターおよび域内協力の現状と計画を確認した。

(1) 電力エネルギー政策

- ❖ 域内協力に関わる電力エネルギーおよび関連政策のポイントを以下に記す。
- ❖ 外国投資に関する政策（関税、事業税、投資規制）
- ❖ 電力セクター改革（発電、送配電、配電会社の分離・民営化、電力市場設置）
- ❖ 電気料金政策（ライフラインタリフ、内部補助）

- ❖ エネルギー開発方針（政治的開発優先順位、ロイヤリティー、省エネ・DSM 目標）
- ❖ 共同開発プロジェクトの実施主体（プロジェクト主体で実施可能か？）
- ❖ 社会環境保護政策（グリーン電力導入、開発規制）

（2）域内におけるエネルギーの偏在

インドシナ 5 カ国の 1 次エネルギーは、北に山岳地帯、南側は海に囲まれている地理的特性から資源の埋蔵量・賦存量が偏在している。また、長期的にはエネルギー需要が供給量を上回り、エネルギー不足となることが懸念されている。従って、これらの情勢を的確に把握分析して長期エネルギー需給計画の妥当性を確認する。

電力需要想定現状

各国の需要想定現状を調査すると共に、需要想定方法について需要想定実施の責任者へインタビューを行い、電力量、ピーク需要、負荷曲線の想定手法について調査・評価する。

電源開発計画

本調査では、各国の現状の電源計画について、適正な予備力確保、発電原価の現状と予想、域内融通実績と計画、について調査・評価を行う。

電力系統計画

現状の国内電力系統および各国間連系統の設備、運用・保守状況を調査する。系統図、現状設備の仕様を確認し、現状の電力系統をとりまとめる。現地調査で収集したデータ・情報をレビューし、評価・分析する。

設備形成の現状

各国の設備計画の進捗状況を調査整理し、計画に遅延が見られる場合にはその問題点を調査整理する。

国内準備作業で域内協力のポイントとなる系統形成を行う各国の電力供給責任を持つ機関のキーパーソンにインタビューを行う。

設備運転維持管理の現状

域内連系統への系統連系を考える場合に、最低限必要な設備信頼度レベルがある。連系統に参加する系統運用者はこれを維持できる体制、設備、要員の能力を保有する必要がある。この観点から、各国の運用レベルを設備面、体制面、技術面から調査を行う。

文献調査、過去の案件実施経験から、補足調査の必要な項目について、設備運用責任者へのインタビューを行う。

1.2.3 各国電力セクターにおける課題の分析と協力プログラム案の検討

現地調査で収集したデータ・情報をレビューし、評価・分析する。電力設備、電力系統運用および電力需要実績などの現状把握の結果を取りまとめる。取りまとめた結果から改善点を抽出し、改善のための方向性の検討を行う。改善策に基づく各国の電力セクター協力プログラムを域内協力の観点から検討し取りまとめる。

1.2.4 国際連系運用の現状調査

国際連系系統の運用上の現状を欧州や北米の先例を調査することで、インドシナ域内連系系統の運用・技術的に充足しなければならないポイントを整理し、協力プログラム案に反映する。

国際連系の例として欧州の系統運用者の連合組織である ETSO やこれに所属する UCTE, TSOI, UKTSOA, NORDEL、また、北米信頼度協会が定める連系に必要な技術ガイドラインや連系運用時に厳守すべき周波数、電圧維持範囲などをインターネットおよび SIGRE、IEEE の論文を調査し整理する。

1.2.5 インドシナ域内協力の課題を分析

既存報告書などから情報を得たインドシナ域内協力プロジェクトの内重要と考えられるものに関して、当該国カウンターパート、民間投資パートナー、世界銀行および ADB のドナーへのインタビューにより現状の進捗状況ならびに課題を把握する。ベトナムのダナンで 2007 年 11 月に実施された、GMS 会議に参加し対象 5 カ国と世界銀行、ADB、他のドナーへのインタビューを実施し、現状を把握した。

1.2.6 需給運用シミュレーションの実施

現状の需要想定と電源開発計画に基づき、5 カ国の需給状況をシミュレートする。その際に、各国単独で需給運用した場合と、他国と連系を行った場合を比較し、連系時における効果を確認する。その上で、域内協力プログラム案を作成する基礎情報として、各国の既存計画における域内融通計画を調査集計する。また、域内での調整の必要性や各国の方針について確認し整理する。

各国の需要想定および電源開発計画と電源開発潜在量を基に、2020 年を対象に需給バランスを確認するための需給運用シミュレーションを実施する。また、信頼度向上の観点から必要連系容量を検討する。この結果を現状の協力プロジェクトと比較することでインドシナ電力セクター域内協力プログラム案に反映する。

1.2.7 インドシナ電力セクター域内協力プログラム（案）の策定

これまでに調査した、各国の電力セクターの域内協力に向けた課題、実行中域内プロジェクトの現状と課題、需給運用シミュレーションにより明らかになった最適系統連系構成、を各国の現状を勘案した実現可能性を考慮したインドシナ電力セクター域内協力プログラム案に取りまとめる。

インドシナ電力セクター域内協力プログラム策定の業務フローを以下に示す。各国の電力セクターの課題と域内協力プロジェクトの現状と課題を、将来のインドシナ域内連系系統における最適な系統構成を勘案して、域内の電力設備開発を最適化する方策を検討する。

検討に当たっての着眼点は以下の 3 つである。

- ❖ 効率的な電力系統の構築
- ❖ 連系実施体制の整備（給電設備、ルール、要員の養成）
- ❖ 各国系統の技術的なレベル合わせ

この観点に基づき、既存計画、他ドナーの動向を勘案して、JICA としてのインドシナ電力セクター域内協力プログラム案を具体的な案件を提案する。

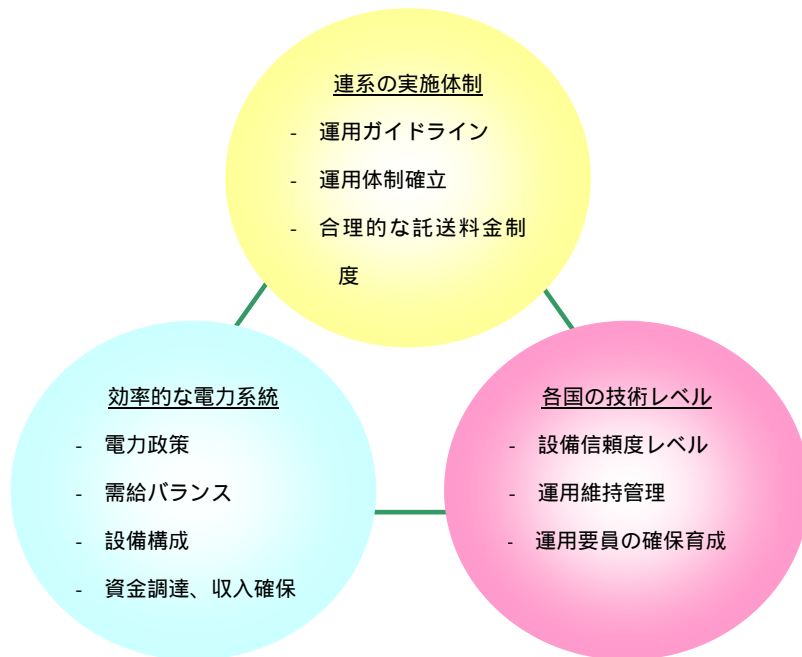


図 1.2.7-1 協力プログラム案の3つの要素

インドシナ電力セクター域内協力プログラム案の検討フローを以下に示す。これまでの調査結果に基づき、各国の電力セクターの現状と課題および域内協力の現状と課題に基づき、上述の3つの観点からインドシナ電力セクター域内協力（案）を検討する。

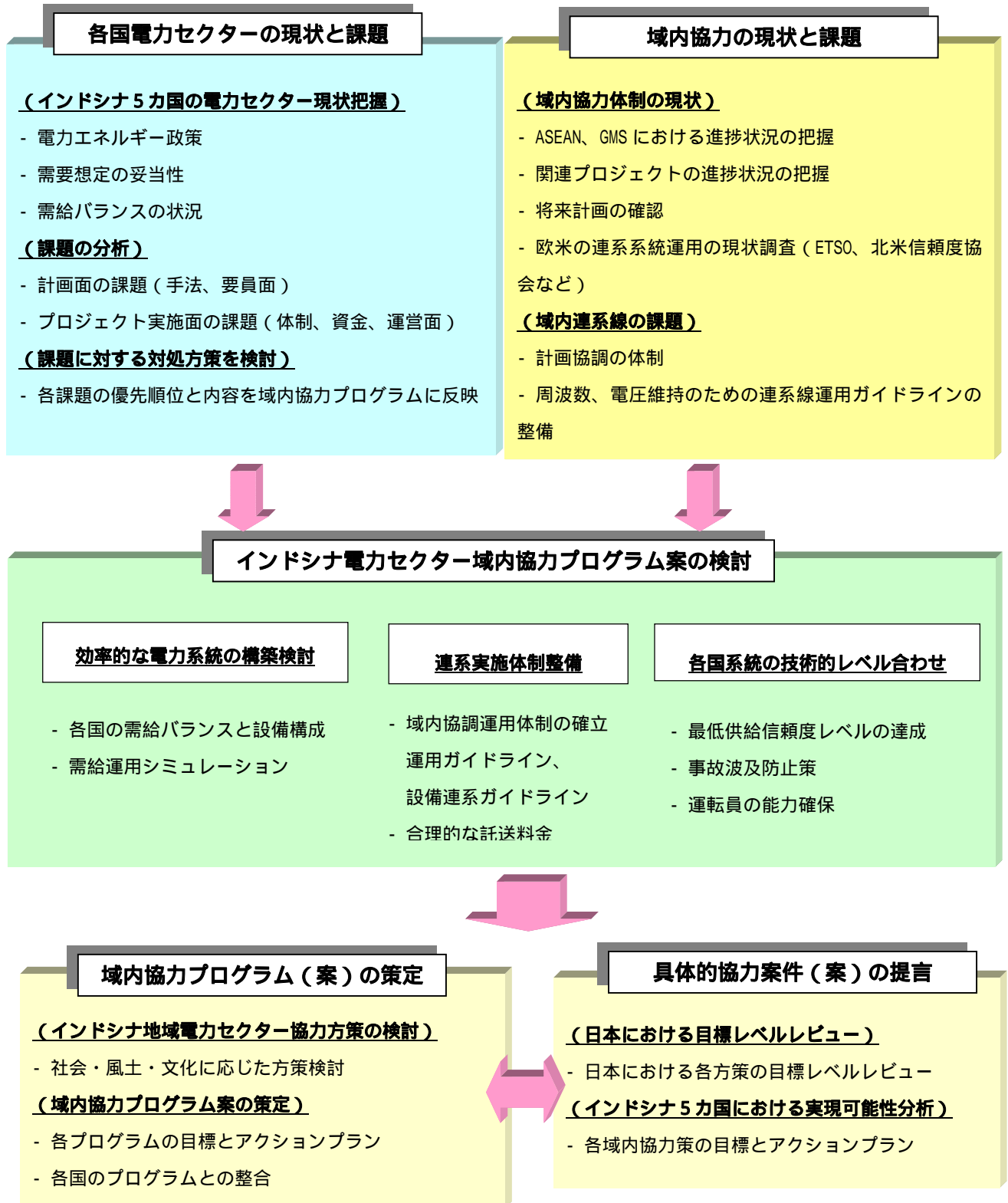


図 1.2.7-2 インドシナ電力セクター域内協力プログラム(案)検討フロー

1.3 業務実施の方法

1.3.1 調査団の構成

調査団の構成を Annex1 に示す。

1.3.2 調査工程

本調査実施に係る調査内容と作業工程を以下に示す。

表 1.3.2-1 調査業務内容

調査ステップ	調査業務内容
国内準備作業 [2007 年 10 月 5 日_10 月 12 日]	<ul style="list-style-type: none"> ❖ 調査対象国の現状レビュー ❖ 他地域の協力状況の文献調査 ❖ インセプションレポート作成・協議
第 1 回現地調査 [2007 年 10 月 29 日_11 月 10 日] [2007 年 11 月 19 日_11 月 23 日]	<ul style="list-style-type: none"> ❖ 各分野のコンタクトパーソン確認とデータ供与協力依頼 ❖ 現地の最新文献・資料収集 ❖ 他ドナー等の動向調査 その 1 ❖ ローカルコンサルタント契約
第 1 回国内作業 [2007 年 11 月中旬]	<ul style="list-style-type: none"> ❖ インドシナ地域の需給シミュレーション準備 ❖ インテリムレポートの作成
第 2 回現地調査 [2007 年 11 月 25 日_12 月 22 日]	<ul style="list-style-type: none"> ❖ 電力政策および社会経済情勢の情報収集 ❖ 電力セクター改革の進捗状況と電力事業経営の現状把握 ❖ 電源設備・送変電設備に関する情報把握 ❖ 電源開発計画、系統計画の現状と実施中エネルギー関連プロジェクトの推進状況の把握 ❖ 他ドナー等の動向調査 その 2 ❖ 需給運用シミュレーション準備
第 2 回国内調査 [2008 年 1 月 3 日~1 月 21 日]	<ul style="list-style-type: none"> ❖ 既存計画および既存プログラムのレビューおよび各国協力プログラムの検討 ❖ 需給シミュレーションの実施 ❖ インドシナ電力セクター域内協力プログラムの原案検討 ❖ ドラフトファイナルレポートの作成
第 3 回現地調査 [2008 年 2 月 3 日~2 月 13 日]	<ul style="list-style-type: none"> ❖ インドシナ電力セクター域内協力プログラム（案）の協議
第 3 回国内作業 [2008 年 2 月 14 日~2 月 26 日]	<ul style="list-style-type: none"> ❖ ファイナルレポートの仕上げ

1.3.3 面談者リスト

本調査のカウンターパートは、カンボジア MIME、EDC、ラオス MEM、EDL、ミャンマーMOE、タイ MOE、EGAT、ベトナム MOI、EVN である。これらカウンターパートに加えて、世界銀行、ADB、SIDA のドナー関係者とも GMS 会議の席上、意見交換を実施した。現地調査時にインタビューを実施した電力関係者リストを Annex2 に示す。

1.4 報告書の構成

本調査は以下の四章構成となっている。第 2 章にて現状の把握、第 3 章で現状の開発計画に基づき 2020 年断面での需給運用シミュレーションを実施し、課題を取りまとめ、第 4 章でインドシナ域内協力プログラム案を提案する。

第 1 章 序章

第 2 章 電力セクターの現状と計画（対象 5 カ国の電力セクターの現状と計画の把握と課題の整理）

第 3 章 インドシナ地域電力セクター域内協力の方向性検討（他域の域内協力の現状、対象 5 カ国の開発計画および需給運用シミュレーションによる域内連系プロジェクトの現状と課題の把握、最経済連系シナリオの提案）

第 4 章 インドシナ地域電力セクター域内協力プログラム案の検討（効果的な域内連系シナリオの提案、電力セクター域内協力プログラムの提案）

第2章 電力セクターの現状と計画

2.1 政治経済情勢の現状

2.1.1 社会情勢の現状

(1) 概要

インドシナ半島は中国の南、インド亜大陸の西に位置する東南アジアの半島であり、インドと中国に挟まれた地理的特徴からインドシナと名づけられ、カンボジア、ラオス、ミャンマー、タイ、ベトナムの5カ国からなる。

インドシナ5カ国のうちタイを除くカンボジア、ラオス、ミャンマー、ベトナムの4カ国は、1980年代後半までに社会主義体制から市場経済体制に移行し、1991年のカンボジア和平を経て1990年代後半にASEAN加盟を果たした。

これら後発ASEAN加盟国はその頭文字を取ってCLMV諸国と呼ばれており、各国の政治体制に違いはあるものの、軍事政権のミャンマーを除けば現在は政治的に安定していると言えることができる。

インドシナ5カ国のうち唯一植民地とならず、大戦後に西側諸国からの援助により経済発展を果たしたタイを追うように、CLMV諸国は1990年代以降に経済発展を加速させており、1997年のアジア通貨危機を克服した今後は、潜在的な成長キャパシティを基礎に引き続き堅調な成長が見込まれている。

このような状況のもと、経済発展に伴う急速な工業化の進展や産業構造の変化、貧困緩和に伴う生活水準向上等の社会構造の変化により、経済成長を上回る電力需要の伸びも予想されている。

他方、インドシナ地域の電力セクターでは上述の経済発展に伴い、中進国の仲間入りをしたタイに加えて成長著しいベトナムでの電力消費量が増加することが見込まれている。しかしながら一方で、未開発の水力資源の多くはラオスの山岳地帯に偏在しているという現状がある。

これら域内の豊富な水力資源を活用することによって、エネルギー利用効率を向上することができるが、特に国際連系送電線の建設は、電力システムの安定度・信頼度向上やそれに伴う設備投資削減効果が期待される。

このため、1990年代以降のインドシナ安定化を受け、ADBのGMSプログラムをはじめとした域内協力案件が多数形成されており、国境を越えた広域案件はインドシナ全体の経済発展及び社会的安定に寄与するという認識が形成されつつある。

急速に成長する中国のインドシナ進出やこれに呼応する他国の対応など地政学的な不安定要素は依然として残るものの、日本もCLV諸国を中心に域内協力の可能性を探っており¹、従来のスキーム（円借款、無償、技協）や二国間協力といった制約を超えた広域

¹ 日本政府は、ASEANの域内格差是正や一体性強化の観点から、メコン地域開発、特にカンボジア、ラオス、ベトナム（CLV）との関係を重視してきた。東西回廊の整備、初等教育の支援、鳥インフルエンザ対策のための研究および医療機関の能力強化、ならびに民間による投資貿易促進の支援が行われてきた。最近では、2007年11月に開催された第3回東アジア首脳会議に合せて開催された日CLV首脳会談において、福田首相からCLVの国境地帯である「開発の三角地帯」の開発に対して、日本政府として、「CLV各国及びメコン地域全体に対するODAを今年度から3年間拡充していく（次頁に続く）」

案件プログラムの策定は今後さらに重要性を増すと同時に、日本のプレゼンスを向上する大きな契機になるものと考えられる。

(2) 政治体制及び沿革

タイを除くメコン流域国のカンボジア、ラオス、ミャンマー、ベトナムの4カ国（CLMV諸国）は、独立を果たした大戦後に社会主義政権のもとで運営がなされた。この間、インドシナ諸国の共産化に対する米国の介入や民族問題に起因する内戦が続き、発展の契機を見出せないまま冷戦時代を送った。

1980年代に入り、計画経済体制の破綻と旧ソ連を中心とする共産主義・コメコン体制の解体とともに経済支援を打ち切られた CLMV 諸国は、独立主権国家としての舵取りを迫られ、市場経済体制への移行がその選択肢として位置づけられた。以下はその契機となった CLMV 諸国の新政策である。

1986年 ベトナム「ドイモイ（刷新）政策」導入

1986年 ラオス「チンタナカーン・マイ（新経済）政策」導入

1989年 ビルマ軍事政権が「ミャンマー連邦」に改称、社会主義から市場経済化へ

1992年 カンボジアが UNTAC 監視下で民主選挙実施

1980年代以降、これら CLMV 諸国が社会主義（計画経済）体制から市場経済化への移行をした現在も貧困問題に直面しているのに比べて、タイなど旧来の ASEAN 諸国が大戦後に市場経済体制を選択し、開発型の政治的リーダーシップにより米国や日本から多額の援助と直接投資を引き寄せることにより経済発展を果たしたことは対照的である。

先発 ASEAN 諸国と CLMV 諸国とのこのような経済格差は ASEAN デバイドと呼ばれ、CLMV 諸国の市場経済体制定着に向けた構造問題を抱えつつも、4カ国とも 1990年代後半までに ASEAN 入りを果たしている（カンボジア：1999年、ラオス：1997年、ミャンマー：1997年、ベトナム：1995年）。

これら ASEAN 新規加盟4カ国がカンボジア、ラオス、ミャンマー、ベトナムの頭文字をとって CLMV 諸国と呼ばれたのはこの頃からである。1990年代初頭の東西冷戦の終結およびカンボジア和平を経て政治的安定が訪れた CLMV 諸国は、人権や民主化問題で欧米と対立しているミャンマーを除いて現在は比較的安定していると言え、経済発展の波がようやく及び準備が整いつつある。²

く」こと、「メコン地域が一つの経済圏として発展していくため、東西回廊及び第2東西回廊の整備を重視。日 ASEAN 統合基金のうち2千万ドルを活用して、両回廊が実際にビジネスに利用されるよう物流効率化のための支援を行う」こと、「2007年度は25件25億円以上の協力案件を実施する」こと、また、「日 ASEAN 統合基金を通じた23件2千万ドルの支援を日メコン外相会議で採択する」こと、さらに「日本と CLV の相互理解を深めるため、今後5年間で4千人を超える CLV 各国の青少年を日本に招聘する」ことが表明されている。

² タイでは2005年には第2次タクシン政権が成立したものの、翌2006年2月に首相批判の高まりを受け下院が解散した。同年9月にクーデターが発生しタクシン政権は崩壊、スラユット枢密院顧問官が首相に任命され暫定政権が発足した。同政権は「開かれたタイの経済政策は不変である」としており、今後もタイ経済に対する特段の影響は少ないものと思われる。

表 2.1.1-1 インドシナ 5 カ国の沿革

	カンボジア王国	ラオス 人民民主共和国	ミャンマー連邦	タイ王国	ベトナム 社会主義共和国
国土・人口	-面積: 18.1 万 k m ² -人口: 1,380 万人('05)	-面積: 23.7 万 k m ² -人口: 560.9 万人('05)	-面積: 67.7 万 k m ² -人口: 5,322 万人('04)	-面積: 51.4 万 k m ² -人口: 6,242 万人('05)	-面積: 32.9 万 k m ² -人口: 8,411 万人('06)
略史	-1953 独立(シアヌーク国王) -1970 ロン・ノル將軍クーデター -1975 ポル・ポト政権(共産主義) -1978 ベトナム軍進行、内戦 -1991 パリ和平協定(UNTAC) -1993 民主選挙(カンボジア王国)	-1953 ラオス王国独立(パテト・ラーオ) -1975 内戦後王制廃止、社会主義体制に移行(カイソン首相) -1986 チンタナカーン・マイ新経済政策導入、市場経済移行 1989 直接選挙(国民議会)	-1948 ビルマ連邦共和国独立 -1962 ネ・ウィン社会主義革命 -1974 ビルマ連邦社会主義共和国(ネ・ウィン大統領) -1988 反政府民主化運動、国軍政権掌握 -1989 ミャンマー連邦(軍政) -1990 総選挙(スー・チー-NLD 勝利) -1992 タン・シュエ議長 -2003 スー・チー女史拘束	-1932 立憲革命、軍部主導の政治 -1992 軍と民主化勢力衝突(5 月事件)、以降民主的な政権交代手続きが定着 -1997 新憲法成立 -2001 タクシン政権(タイ愛国党) -2005 第 2 期タクシン政権(タイ愛国党) -2006 クーデター、暫定政府(スラユット首相)	-1945 ベトナム民主共和国独立宣言(ハノイ) -1955~75 ベトナム戦争 -1973 パリ和平協定 -1975 サイゴン歓楽 -1976 ベトナム社会主義共和国 -1978~79 カンボジア侵攻 -1986 ドイモイ(刷新)政策、市場経済移行
政治体制	-立憲君主制(シハモニ国王) -フン・セン首相(人民党)、人民党・フンシンベック党連立内閣	-人民民主共和制 -人民革命党一党支配(チュンマリ-書記長・大統領、プアソン首相)	-国輪平和発展協議会(SPDC)の軍政 -タン・シュエ議長 -少数民族融和政策	-立憲君主制(プミポン国王) -スラユット首相(暫定政府)	-1978 共産党コメコン加盟 -共産党一党支配の社会主義体制(マイン書記長、チエット国家主席、ズン首相)
市場経済化	-1990 頃まで計画経済 -1993 民主化により市場経済体制へ移行 -1994 投資法発令による国際化 -1999 ASEAN 加盟	-1986 チンタナカーン・マイ新経済政策導入、市場経済移行 -1989IMF・世銀指導により構造調整融資 -1994 改正・ラオス外国投資奨励管理法 -1997 ASEAN 加盟	-1989 社会主義放棄、市場経済 -軍政による統制経済 -二重為替の闇経済 -1988 外国投資法 -1997 ASEAN 加盟	-1967 ASEAN 原加盟国 -1980 年代に外資の導入で急速な工業化 -1997 アジア通貨危機	-1986 ドイモイ(刷新)政策、市場経済化 -1995 ASEAN 加盟 -1996 外国投資法
日本の援助と主な電力案件	-最大のドナー(援助重点国) -ブノンペン市電力供給施設改善(無償) -モンドルキリ州小水力地方電化(無償) -電力セクター支援(技協)	-最大のドナー(援助重点国) -ナムグム水力発電所(円借款・無償) -ナムルック水力発電所(円借款) -メコン地域電力ネットワーク整備(円借款) -電力技術基準整備(技協)	-1976~86 年までは年 300~500 億円規模の資金協力 -2003 年以降緊急人道支援、BHN -バルーチャン第 1 発電所(円借款) -バルーチャン第 2 発電所改修(無償) -天然ガス発電機(円借款) -ラングーン配電網改善(円借款) -ガスタービン発電所(円借款)	-タイの「中進国化」に伴い ODA 供与額は減少傾向、一般無償はほぼ「卒業」 -南バンコク火力(円借款) -メーモ火力発電所建設(円借款) -クヤイ・ヤイ上流水力発電(円借款) -シリキット水力発電所(円借款) -プミボン水力発電所 8 号機建設(円借款) -送電網・変電所拡充事業(円借款) -PEA 送電網拡充事業(円借款) -バンコク 230kV 地中送電線(円借款)	-対越支援 78 年以降凍結、92 年再開 -最大のドナー(援助重点国) -ファーライ火力発電所増設(円借) -ニンビン火力発電所増設(円借) -フーミー火力発電所(円借) -オモン火力発電所(円借) -カントー火力発電所(円借) -ダニム水力発電所(円借・無) -ダイニン水力発電所(円借) -タクモ水力発電所増設(円借) -ハムトアン・ダーミー水力発電所(円借) -ダラト・カムラン間送電計画(円借) -メコンデルタ送電線網建設(円借) -電力技術基準(技協) -電力マスタープラン策定(技協)
国際機関の援助	-UNDP, ADB, 世銀 -仏・独・豪	-UNDP, ADB, 世銀 -スウェ・仏・中・越	-軍政による二国間援助停止 -中・印・タイ	-UNDP, USAID 等がタイを拠点に周辺国への地域協力実施	-ADB, 世銀 -仏・独

出典：ADB Key Indicators, 外務省「政府開発援助 (ODA) 白書」「国別援助計画」

2.1.2 経済の現状

(1) 経済概況

インドシナ 5 カ国の過去 10 年の経済動向を見ると、1997 年に発生したアジア通貨危機を克服して、各国とも年率 5% 以上の実質成長率を維持している。市場経済化が外国資本の参入を促進し、民間資本が流入して投資や消費面で成長を牽引したことが背景と考えられる。

また、軍事政権による民主化抑圧・人権弾圧問題のため先進諸国による外国援助の再開のめどが立たず、経済制裁も受けているミャンマーを除いて、CLV 諸国に公的な援助資金が各国ドナーや国際機関からインフラ整備プロジェクト等に安定供給されたことも経済成長の下支えや民間投資受け入れの促進につながっている。

表 2.1.2-1 インドシナ 5 カ国の主要経済指標 (2005 年)

	カンボジア	ラオス	ミャンマー	タイ	ベトナム
GDP	54.2 億ドル	27.4 億ドル	53.8 億ドル	1,688 億ドル	509 億ドル
GDP/人	454 ドル	606 ドル	219 ドル	2,577 ドル	636 ドル
物価上昇率	5.8%	7.2%	9.4%	4.5%	8.4%
経常収支	-2.7 億ドル	-1.9 億ドル	6.0 億ドル	-78.5 億ドル	-5.2 億ドル
外貨準備	9.4 億ドル	2.2 億ドル	6.7 億ドル	486.6 億ドル	70.4 億ドル
対外債務/GDP	59.2%	103.3%	0.5% * (2004 年)	30.3%	37.7%

出典：ADB Key Indicators 2007, 日本 ASEAN センター

表 2.1.2-2 インドシナ 5 カ国の実質 GDP 成長トレンド (単位：%)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
カンボジア	3.5	14.4	2.1	6.9	7.7	5.5	6.9	8.5	10.0	13.5
ラオス	6.9	6.9	4.0	7.3	5.8	5.8	5.9	5.8	6.9	7.3
ミャンマー	6.4	5.7	5.8	10.9	13.6	11.3	12.0	13.8	13.6	13.2
タイ	5.9	-1.4	-10.5	4.4	4.6	2.2	5.3	7.1	6.3	4.5
ベトナム	9.3	8.2	5.8	4.8	6.8	6.9	7.1	7.3	7.8	8.4

出典：ADB Key Indicators 2007

表 2.1.2-3 外国直接投資と ODA のフロートレンド (単位：100 万ドル)

		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
カンボジア	FDI	294	204	243	230	149	148	54	84	131	379
	ODA	419	333	346	252	375	407	462	520	494	552
ラオス	FDI	160	0	0	0	34	24	25	20	17	28
	ODA	284	315	266	280	268	249	258	279	245	277
ミャンマー	FDI	313	391	318	256	258	210	129	252	214	300
	ODA	132	77	154	82	107	122	101	68	64	81
タイ	FDI	2,336	3,895	7,315	6,103	3,366	3,892	953	1,949	1,718	4,527
	ODA	751	6,235	1,377	2,521	726	33	-3,959	-3,888	-2,435	-1,399
ベトナム	FDI	2,395	2,220	1,671	1,412	1,298	1,300	1,400	1,450	1,610	1,954
	ODA	614	842	1,484	1,290	1,519	1,501	1,169	2,022	2,006	2,009

出典：ADB Key Indicators 2007

(2) 経済見通し

5カ国の人口は2.2億人に達し市場の潜在力は大きい。1人当たりGDPはタイを除いて貧困国に属するものの、ADBはインドシナ5カ国の経済成長を当面の間実質5～7%と見込んでおり、現在の水準を15年継続すれば所得が倍増し貧困を克服することも可能になる。

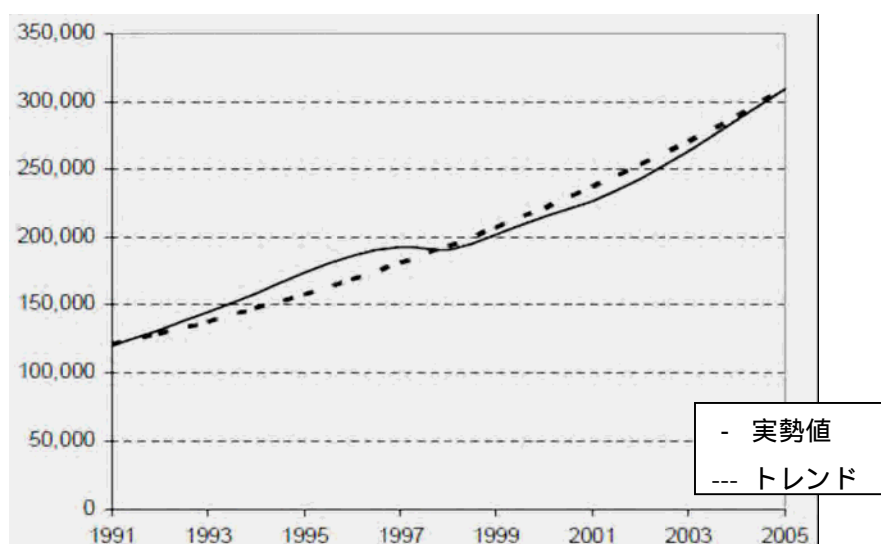


図 2.1.2-1 インドシナ5カ国計のGDP実勢値とトレンド

(単位：100万ドル(2000年) 複合成長率：年6.75%)

出典：ADB Developing the Greater Mekong Sub-region Energy Strategy (Interim Report) 2007

表 2.1.2-4 インドシナ5カ国の短期経済見通しとGDP成長率(見込み)

	短期経済見通し	'06	'07	'08
カンボジア	経済規模は小さいものの近年は2桁台の経済成長率を維持している。主要産業の農業・建設・衣料・観光が引き続き国内経済を牽引すると見られるも、衣料分野は世界的な競争激化による影響を受ける可能性がある。	10.8%	9.2%	8.0%
ラオス	経済規模が極めて小さく、日本との貿易取引も発展途上にある。発電事業(電力輸出)及び鉱業(金・銅)が国内経済を牽引する見込み。WTO加盟の交渉中であり、実現すれば貿易障壁の緩和や投資環境の改善が期待される。	7.3%	6.8%	6.5%
ミャンマー	05年は2桁の経済成長を記録したものの、信頼できる統計がないため実態はそれ以下と見られる。主に農業・ガス輸出・水力開発に依存するものの、首都移転による物価高騰や米国主導の経済制裁等の影響から2桁成長は困難な見込み。	-	-	-
タイ	カンボジア・ラオスと比較して人口・経済規模ともに遥かに大きく、歴史的にも日本との繋がりが強い。軍事政権の影響等による国内経済への先行き不安のため、2007年のタイ経済は減速する見通し。2008年は総選挙後の政権体制の安定化が図られれば回復する見込み。	5.0%	4.0%	5.0%
ベトナム	インドネシア5か国中最も人口が多く、近年は日本との結びつきが急速に強まっている。WTO加盟に象徴される世界経済との連携により高成長を維持するものと思われる。製造業やサービス業が大きく進展し農業の弱含みをカバーするも、依然としてインフレの懸念がある。	8.2%	8.3%	8.5%

出典：ADB Asian Development Outlook 2007 Update

(3) 電力消費構造への影響

今後は、インドシナ諸国の市場経済化および経済発展に伴う電化率向上や、社会構造の変化や貧困緩和による生活水準の向上が一人当たりの電力消費量増加に寄与することにより、経済成長率を上回る電力需要の伸びも見込まれる。

また、インドシナ諸国の今後の発展を考える場合、メコン流域全体を俯瞰してラオスやミャンマーに偏在する豊かな水力資源等の社会共通資本を、電力消費センターのタイ（や将来的にはベトナム）で活用する視点が重要になる。国際連系送電線の建設は物流を活性化させ、新たな雇用を生み出し経済発展が更に加速されることも期待できる。

表 2.1.2-5 インドシナ 5 カ国の GDP 産業別構成（単位：％）

	農業			鉱工業			サービス業		
	1990	2000	2006	1990	2000	2006	1990	2000	2006
カンボジア	55.6	35.9	20.1	11.2	21.8	26.2	33.2	37.1	38.6
ラオス	61.2	52.6	44.8	14.5	22.9	29.5	24.3	24.6	25.7
ミャンマー	57.3	57.2	48.4	10.5	9.7	16.2	32.2	33.1	35.4
タイ	12.5	9.0	10.7	37.2	42.0	44.6	50.3	49.0	44.7
ベトナム	38.7	24.5	20.4	22.7	36.7	41.6	38.6	38.7	38.1

出典：ADB Key Indicators 2007

表 2.1.2-6 インドシナ 5 カ国の社会開発指標

	カンボジア	ラオス	ミャンマー	タイ	ベトナム
社会開発計画	国家戦略開発計画（NSDP, 2006年）	国家成長・貧困削減戦略(NGPES, 2004年）	第4次経済5カ年計画(2006年）	第9次経済社会開発5カ年計画(2002年)で廃止	社会経済開発10カ年戦略(2001年)
人口増加率（'01-06）	2.0%	2.1%	2.0%	0.8%	1.4%
HDI ランク（'04）	129 位	133 位	130 位	74 位	109 位
平均寿命（'05）	54 歳	54 歳	58 歳	68 歳	68 歳
貧困人口（'04）	36.0%	32.7%	22.9%	9.8%	28.9%
ジニ係数（'04）	0.45	0.37	N.A.	0.5	0.2

出典：ADB Key Indicators 2007, UNDP 人間開発報告, 外務省 国別データブック, 世銀地域戦略(電力)

表 2.1.2-7 インドシナ 5 カ国の主要電力セクター指標

	カンボジア	ラオス	ミャンマー	タイ	ベトナム
最大電力	169MW	318MW	1,140MW	20,538MW	9,255MW
販売電力量	753GWh	1,011GWh	4,353GWh	120,032GWh	44,921GWh
年一人あたり電力消費量	55kWh/人	180kWh/人	82kWh/人	1,923kWh	534kWh/人
電化率	17%	48.3%	10%	84.7%	90.0%

出展：海外電力調査会 アジア諸国の電力統計 2005

2.1.3 エネルギー資源のポテンシャル

インドシナ 5 カ国ではベトナムが石油、ガス、水力と全てのエネルギー資源に恵まれておりその開発も進んでいる。一方、カンボジア、ラオス、ミャンマーは水力資源に恵まれているもののその開発は遅れている。

また、前述のように経済発展の度合いは各国で大きく異なっており、タイやベトナムの電力消費量が大幅に増加することが予想される一方で、未開発の水力資源の多くはラオスの山岳地帯に偏在していることから、これらの水力資源を消費電力国へ輸出することで域内のエネルギー利用効率は向上するものと考えられる。

なお近年、カンボジアのシハヌークビル沖における石油・天然ガス資源の開発も期待を集めている。

表 2.1.3-1 インドシナ 5 カ国のエネルギー推定資源量

	カンボジア	ラオス	ミャンマー	タイ	ベトナム
水力（開発可能包蔵）	8,600MW	18,000MW	39,600MW	(15,606MW)*	17,700MW
石炭（推定埋蔵量）	0.1 億ト	6 億ト	2.6 億ト	21.6 億ト	40 億ト
石油（確認埋蔵量）	0.5～1 億バレル	0	846 億バレル	7 億バレル	31 億バレル
ガス（確認埋蔵量）	1.5～3.5 兆 cf	0	120 兆 cf	34 兆 cf	8.3 兆 cf

出典：海外電力調査会 海外諸国の電気事業，*タイの水力資源は環境規制により開発不能

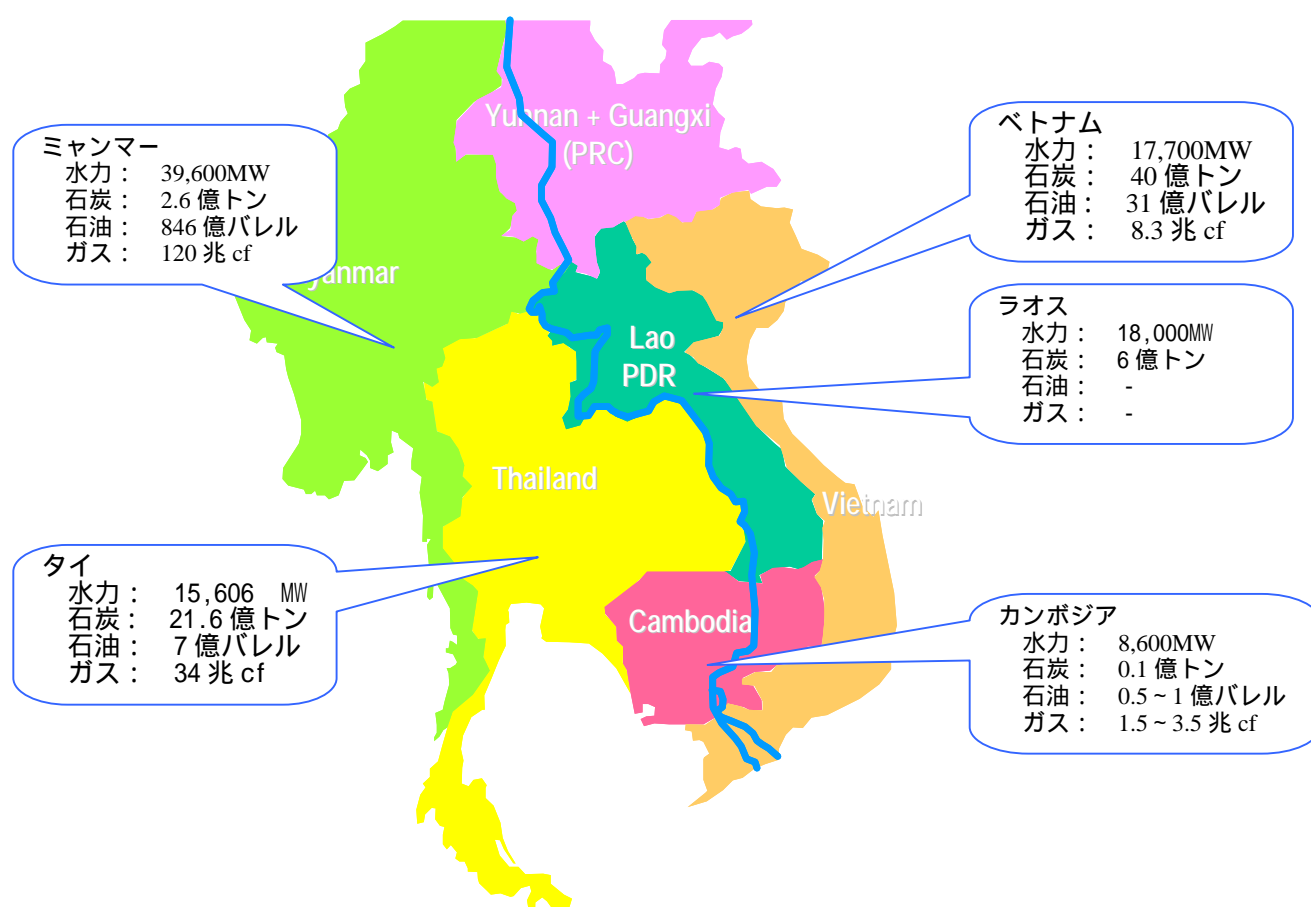


図 2.1.3-1 インドシナ諸国の資源量分布図

2.2 電力需要の現状と想定

本調査の対象となっている5カ国の電力需要の想定状況を以下に示す。

2.2.1 カンボジア

カンボジアの需要想定については、世界銀行のプロジェクトで2006年に韓国電力がコンサルタントとしてマスタープラン³の作成をしている。このマスタープランの需要想定が、現在のカンボジア国の電力需要想定として採用されている。

同マスタープランにおけるカンボジアの想定需要を図2.2.4-1、図2.2.4-2および表2.2.4-1、表2.2.1-2に示す。ベースケースで年率10%程度の堅調な伸びとなっている。特に最初の5年については、ベトナムとの連系送電線およびシアヌークビルでの石炭火力(200MW)の運転開始により待機需要が顕在化すると考えられるため、年12%と大きめの需要増加を想定している。

電力需要想定の基本となっているGDPの想定を図2.2.4-3に示す。過去3年(2003～2006年)が10～14%の大幅な伸び率を示しているが、今後は6～8%程度となる見通しとなっている。

電力需要想定は、GDP弾性値をHighケースで1.6、Baseケースで1.3、Lowケースで0.9と仮定している。(図2.2.4-4)GDPの成長率が変動する2010年頃までは電力需要想定に合わせて変動するが、その後は一定に推移する想定となっている。

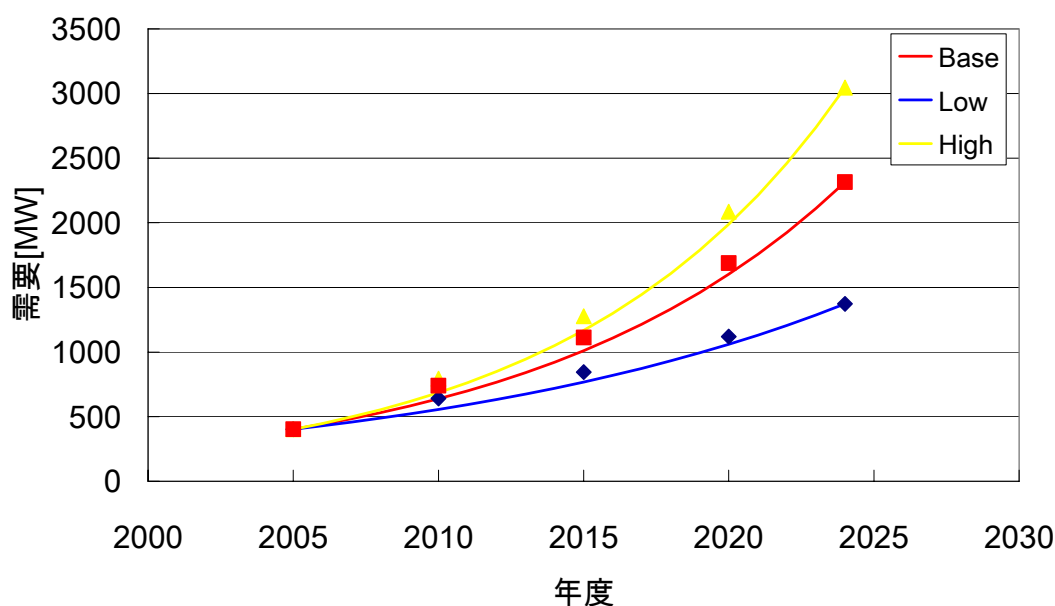


図 2.2.1-1 カンボジアのピーク需要想定グラフ

³ Rural Electrification and Transmission Project & Great Mekong Sub-region Power Project, Dec 2006, Korea Electric Power Corporation

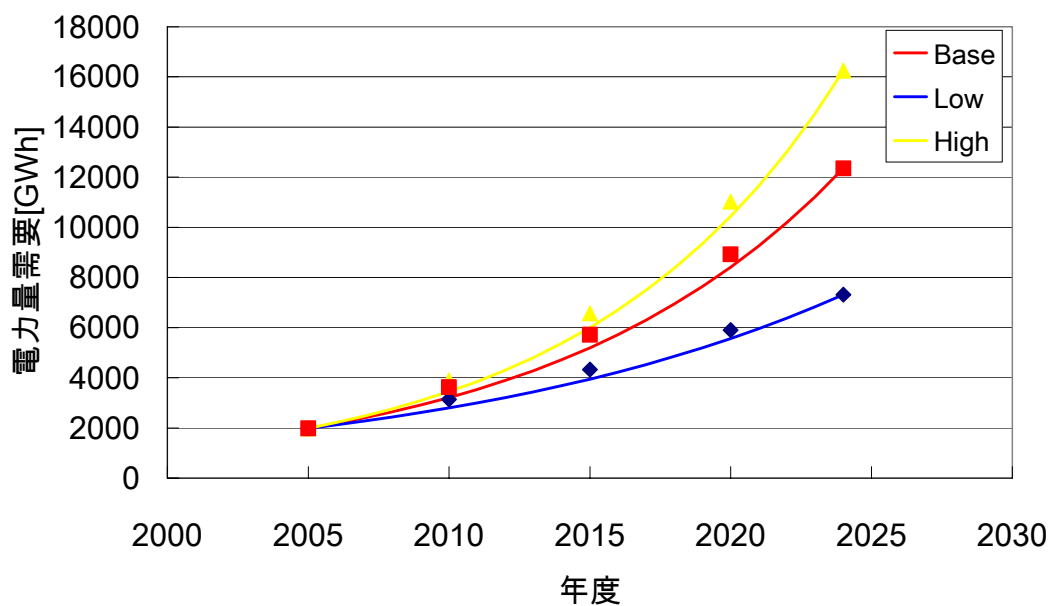


図 2.2.1-2 カンボジアの電力量需要想定グラフ

表 2.2.1-1 カンボジアの電力需要予測

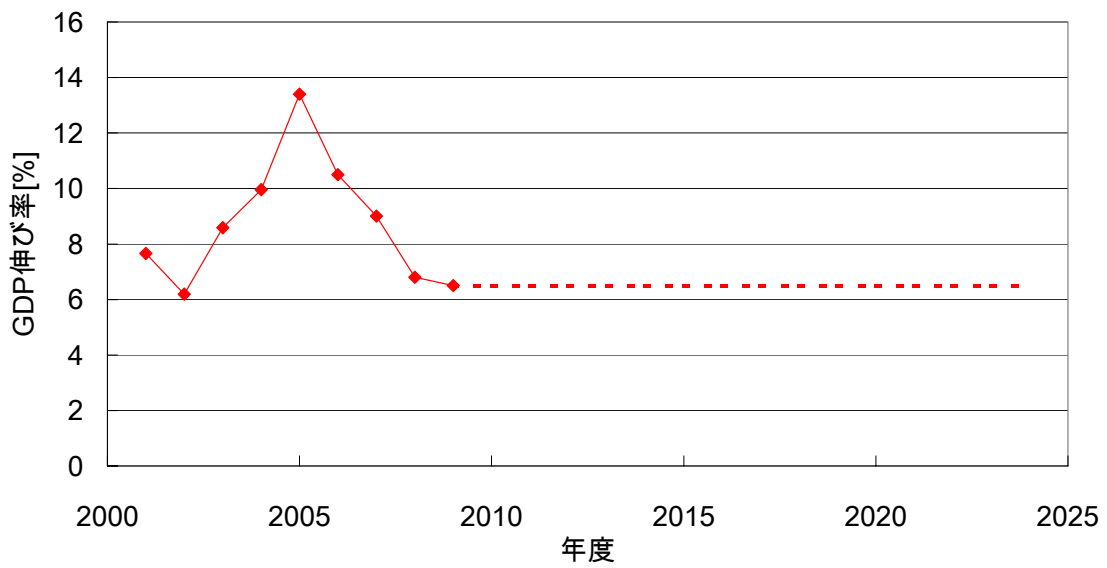
単位 MW

年度	Low	Base	High
2005	402.6	402.6	402.6
2015	845.3	1,112.9	1,277.0
2020	1,119.9	1,688.6	2,084.8
2025	1,372.4	2,314.9	3,045.4

表 2.2.1-2 カンボジアの電力量需要予測

単位 GWh

年度	Low	Base	High
2005	1,984.6	1,984.6	1,984.6
2015	4,330.9	5,719.0	6,570.3
2020	5,904.8	8,924.8	11,024.9
2025	7,319.3	12,356.1	16,244.9



出典：世界銀行ホームページ

図 2.2.1-3 カンボジアの GDP 伸び率の推移

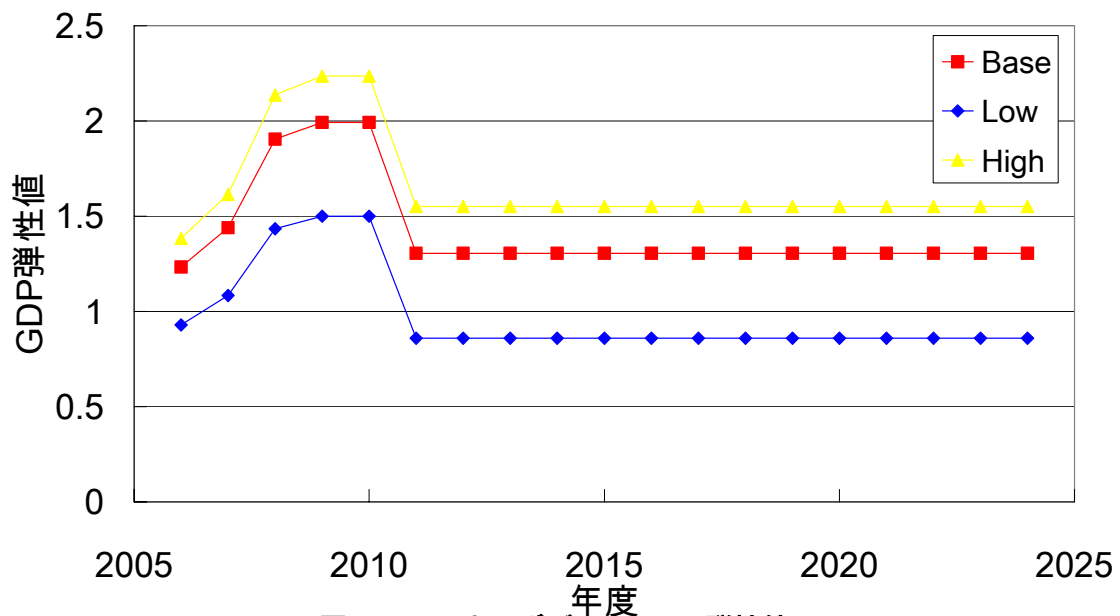


図 2.2.1-4 カンボジアの GDP 弾性値

2.2.2 ラオス

ラオスの最新の電力開発計画は PDP2007-2016 となっている。ラオスにおける電力需要想定の手法は、JICA の協力による「送変電設備マスタープラン調査」(2002 年)に基づいて行われ、EDL により更新されている。人口の伸びによるマクロ推定と大型開発動静の積み上げにより想定している。図 2.2.3-1、図 2.2.3-2 および 表 2.2.3-1、表 2.2.3-2 に、ラオスにおける将来の電力需要予測のグラフを示す。

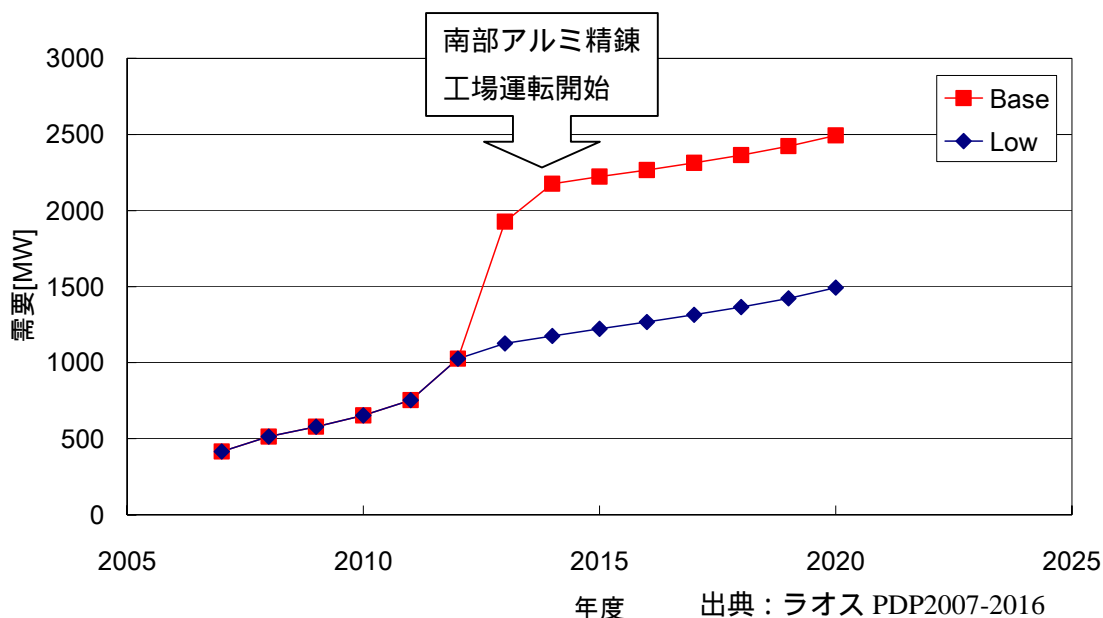


図 2.2.2-1 ラオスの需要予測グラフ

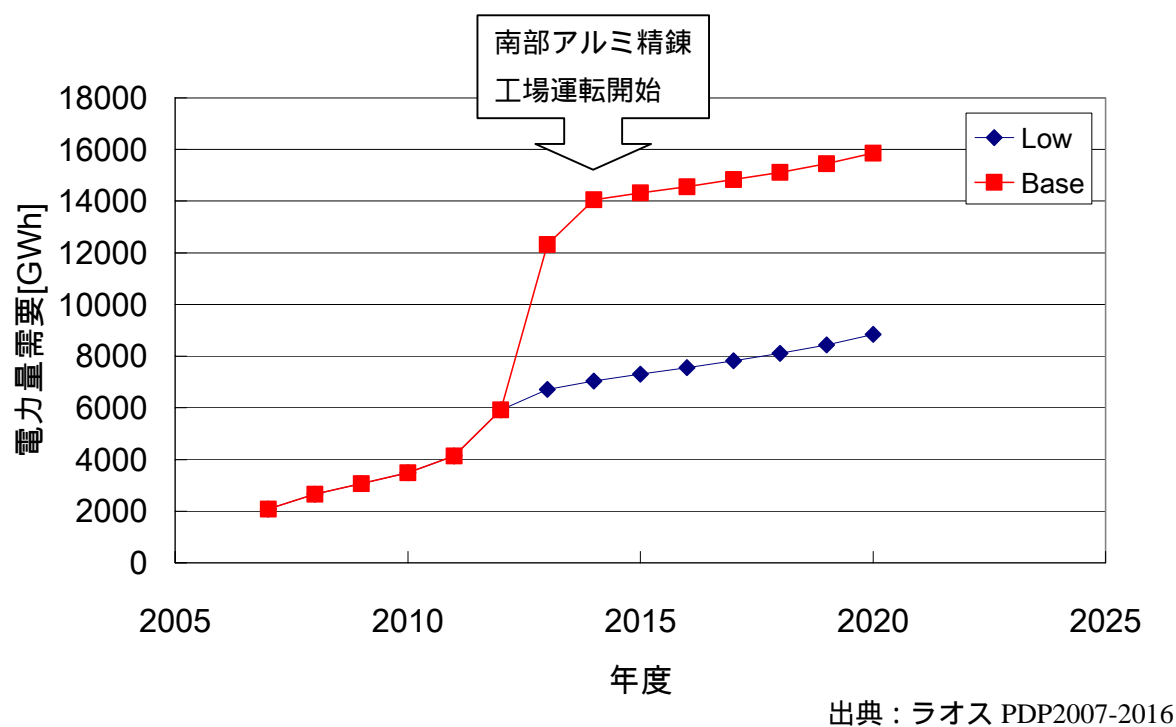


図 2.2.2-2 ラオスの電力量需要グラフ

表 2.2.2-1 ラオスの電力需要予測

単位 MW

年度	Low	Base
2007	415.6	415.6
2015	1,223.2	2,223.2
2021	1,493.8	2,493.8

表 2.2.2-2 ラオスの電力量需要予測

単位 GWh

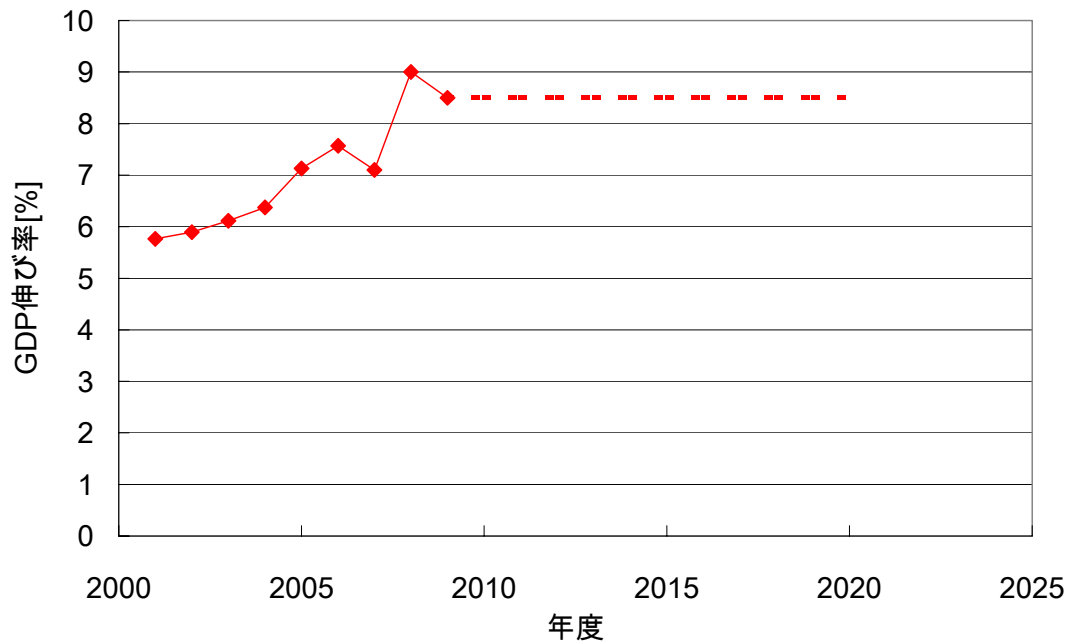
年度	Low	Base
2007	2,076.4	2,076.4
2015	7,307.4	14,315.4
2021	8,846.9	15,854.9

需要の伸び率としては、2012 年までで年率 10～15%程度、2012 年以降は年 2～3%程度で推移している(Base ケース)。

2012 年～2014 年の間で需要が急増しているが、これはラオス南部セコン地区のベトナム国境付近にアルミ鉱山および精錬工場が運転開始する予定となっており、1000MW の負荷接続の申し込みがあったためとのことである。ただし、DOE へのヒアリングではアルミ精錬工場側が要求する価格レベルと、既存計画の工場予定地近傍の IPP との売電価格との間で折り合いがついておらず、工場が自家発電で運転する可能性がある。この場合は負荷が大幅に減少する(Low ケース)こととなるが、その場合においても年率 4%程度の伸びが想定されている。

ラオスの GDP については、2000 年より伸び率も増加傾向にあり、2007 年より向こう 3 年間については 7～9%程度の伸び率が予想されている(図 2.2.3-3)。

GDP 弾性値(図 2.2.3-4)については、2009 年以降の GDP を 2009 年予想値で一定とした場合 1 を下回ることとなるが、概ね 1.5～2 付近で推移するものと考えられる。2012 年～2013 年にかけて弾性値が大きく上昇するのは、前述したとおり、アルミ鉱山および精錬工場が運転開始し電力需要が急増することと、北部およびビエンチャン地区での工場および鉱山開発が集中するためである。さらに、ビエンチャン北西部に中国人が相当数入植するとの情報もあり、この動静によっては需要に大きく影響があるものと考えられる。



出典：世界銀行ホームページ

図 2.2.2-3 ラオスの GDP 伸び率の推移

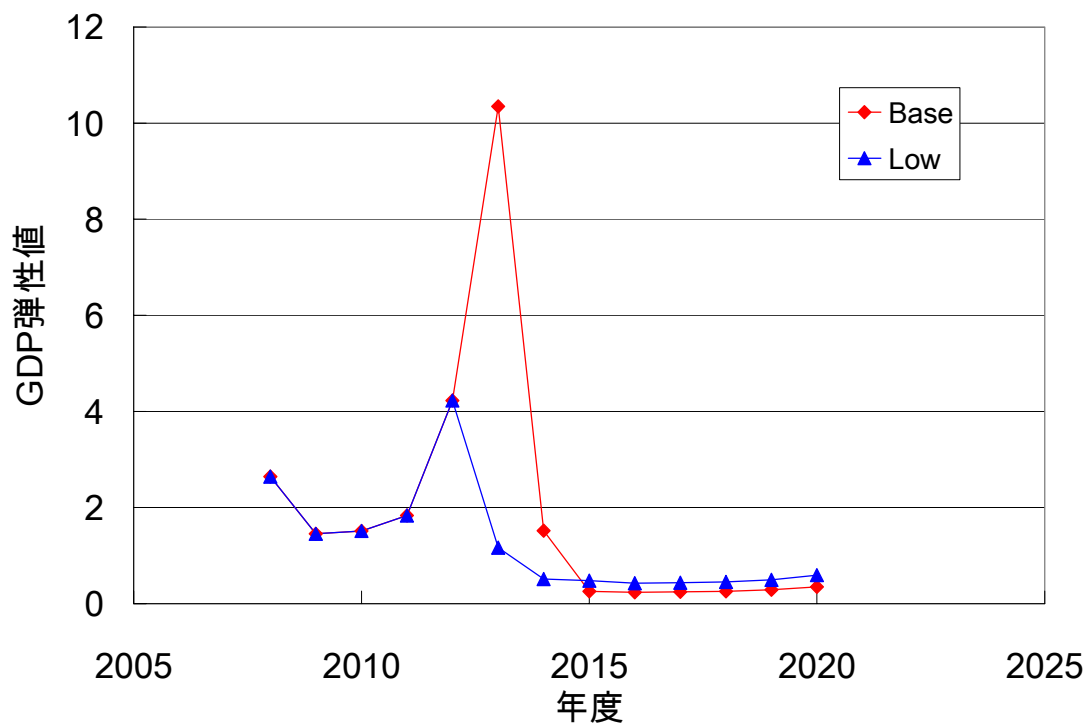


図 2.2.2-4 ラオスの GDP 弾性値

2.2.3 ミャンマー

ミャンマーの需要想定については、最近のデータが入手できなかった。需給運用シミュレーション用の Base ケースとして、過去の需要実績の伸び率(年率 7.7%)を使用し、2020 年までを外挿したものを使用することとした。また、世界銀行が Yeywa 発電所の F/S の一環で需要想定を実施している。同レポートでの伸び率(9.2%)を使用した際の想定需要についても合わせて記載した(High ケース)。以上のデータを 図 2.2.5-1、図 2.2.5-2 および 表 2.2.5-1、表 2.2.5-2 に示す。

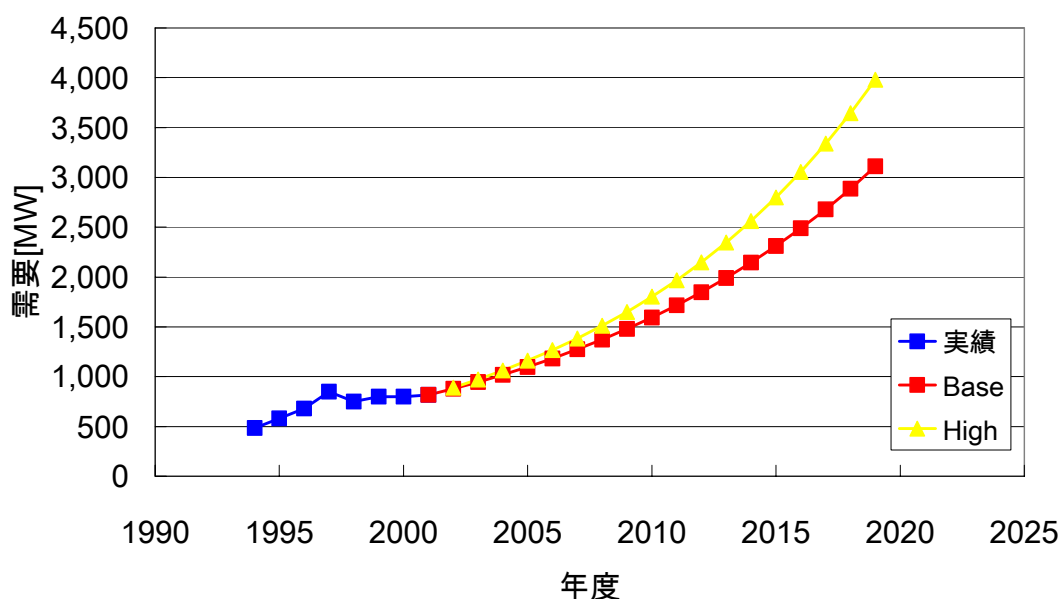


図 2.2.3-1 ミャンマーのピーク需要想定グラフ

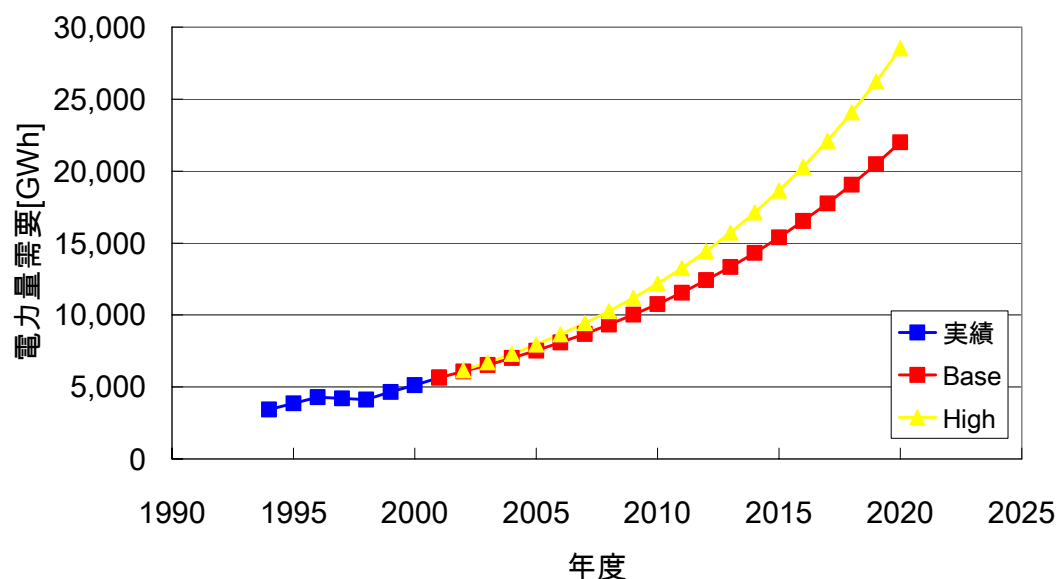


図 2.2.3-2 ミャンマーの電力量需要想定グラフ

表 2.2.3-1 ミャンマーの電力需要予測

単位 MW

年度	Base	High
2007	1,183	1,267
2015	2,144	2,563
2020	3,110	3,980

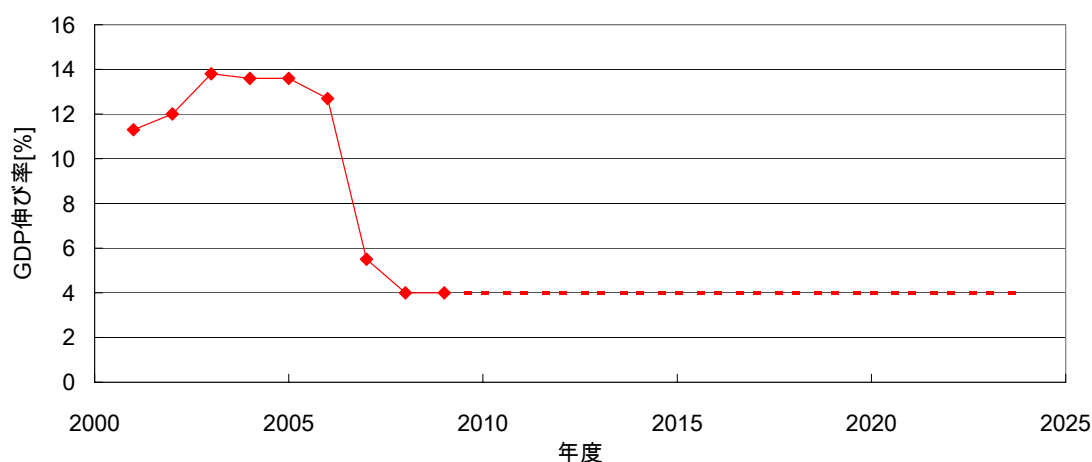
表 2.2.3-2 ミャンマーの電力量需要予測

単位 GWh

年度	Base	High
2007	8,686	9,431
2015	15,388	18,644
2020	21,998	28,555

ミャンマーの GDP 伸び率の推移を図 2.2.5-3 に示す。IMF の 2007 年のレポートには 2008 年想定データが記載されているため、2009 年以降については 2008 年の想定値で推移すると仮定している。

2000 年～2006 年までは 11～14% の大きな伸びを示している。一方で、2007 年については、4～5% 程度と大きく低迷している。これは 2007 年の僧侶によるデモ活動等が影響しているものと考えられる。



(出典: IMF World Economic Outlook 2007)

図 2.2.3-3 ミャンマーの GDP 伸び率の推移

ミャンマーの GDP 弾性率を図 2.2.5-4 に示す。2006 年までは GDP 弾性率が 1 を下回っているが、これは GDP の想定値が正しいとすればミャンマー国内の電源開発が進まなかったためと推察される。2007 年以降については 1.5～2 程度で推移している。

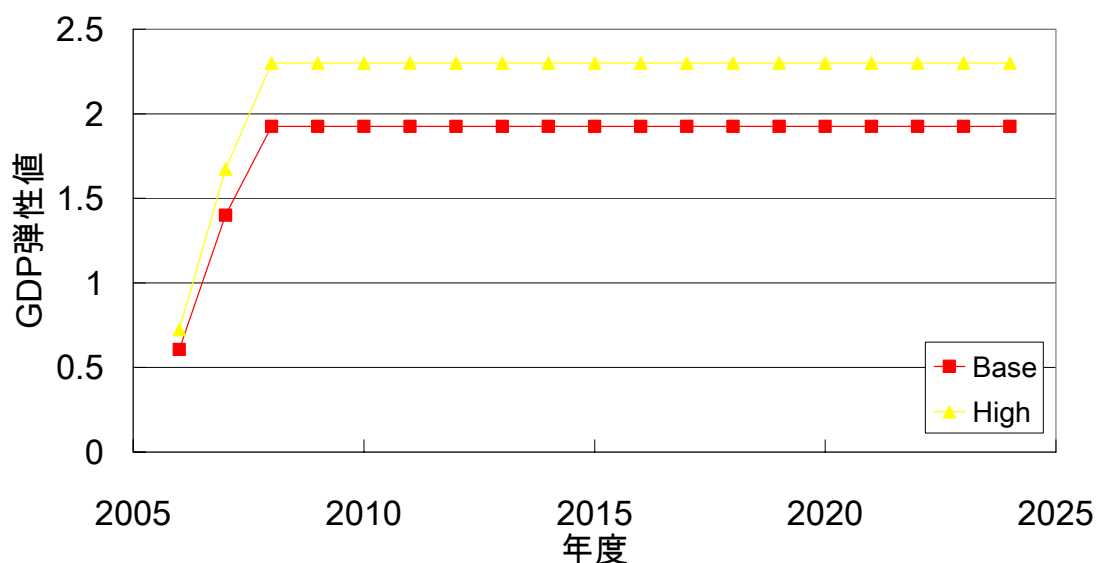


図 2.2.3-4 ミャンマーの GDP 弾性値

2.2.4 タイ

タイでは最新の電力開発計画が 2007 年 6 月に改訂されている。タイの想定需要を図 2.2.1-1、図 2.2.1-1、および表 2.2.1-1、表 2.2.1-2 に示す。GDP 成長率の想定シナリオに合わせて、Low、Base、High の 3 つの電力需要シナリオが想定されている。概ね年率 5～6% の伸びを想定している。前回の 2004 年版 PDP と比較すると、2016 年時点の需要が 43,558MW(2004 年版)に対し、37,382MW(2007 年版)と約 15% の大幅な下方修正となっている。

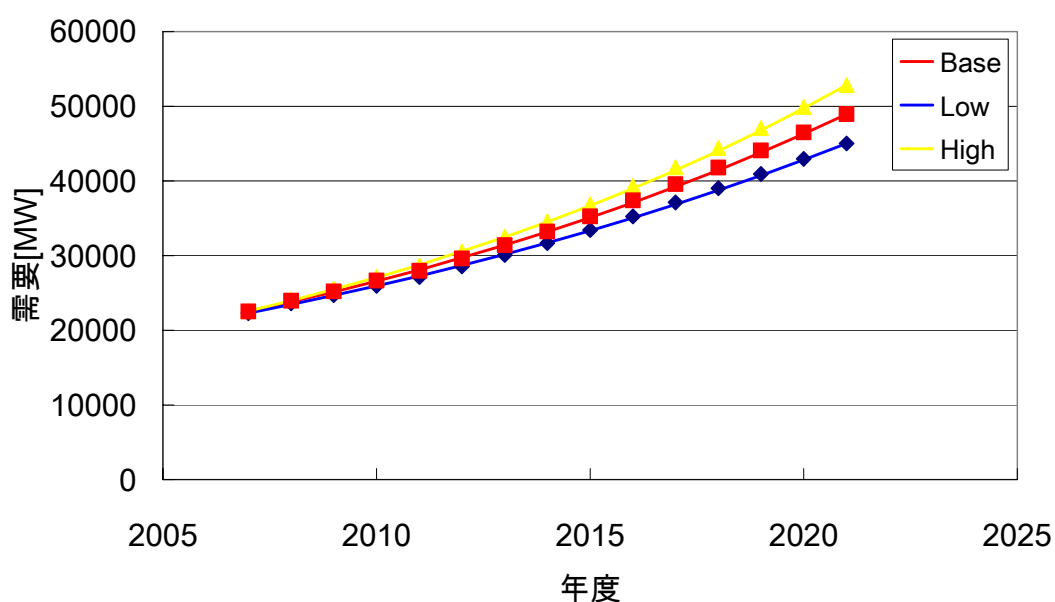
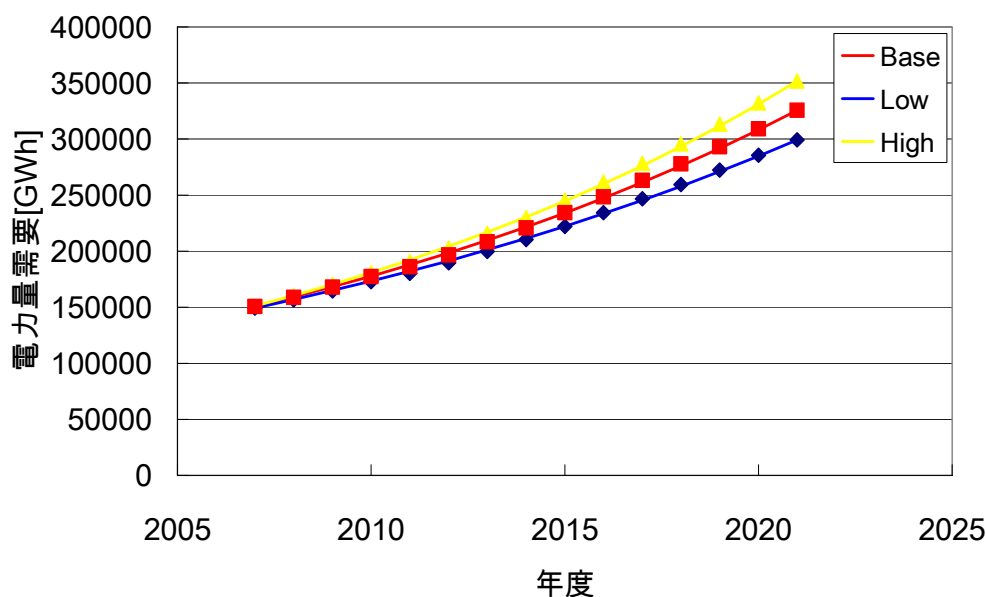


図 2.2.4-1 タイの需要予測グラフ



出典：タイ PDP2007

図 2.2.4-2 タイの電力量需要予測グラフ

表 2.2.4-1 タイの電力需要予測

単位 MW

年度	Low	Base	High
2007	22,311	22,513	22,562
2015	33,430	35,251	36,904
2021	45,031	48,958	52,823

表 2.2.4-2 タイの電力量需要予測

単位 GWh

年度	Low	Base	High
2007	149,301	150,665	150,998
2015	222,146	234,375	245,476
2021	299,320	325,697	351,682

タイにおける将来の GDP の成長率については、NESDB が想定しており、図 2.2.1-3 に示されるとおりとなっている。

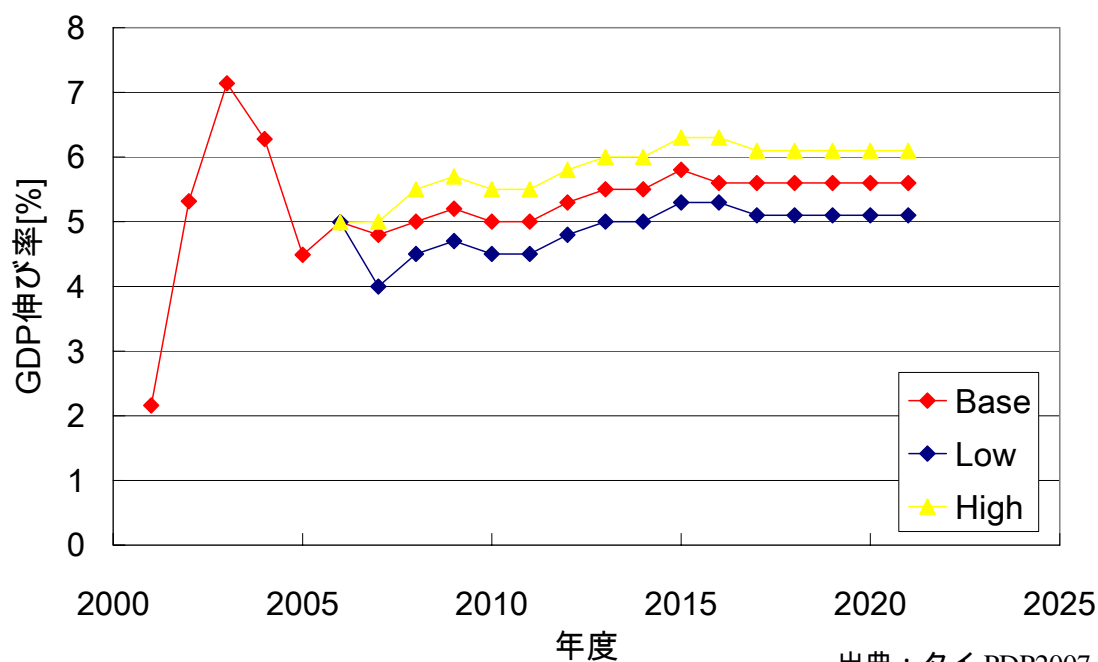


図 2.2.4-3 タイの GDP 伸び率の推移

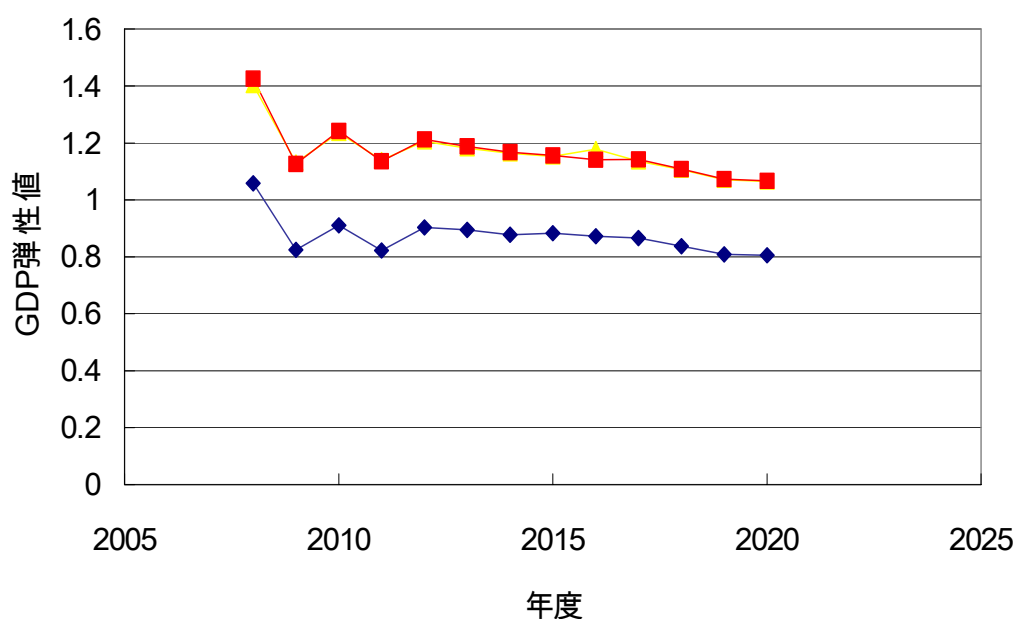


図 2.2.4-4 タイの GDP 弾性値

タイの需要予測に対する GDP 弾性値を図 2.2.1-4に示す。⁴当初 1.2 程度で推移しているが、省エネルギー政策を進めることにより 2020 年頃に GDP 弾性値を 1.0 程度とすることと

⁴ タイ政府による GDP 成長率の予想として、2009 年は 5.2%の伸び、2010 年には 5.0%の伸び、2011 年には 5.0%の伸びを想定している。この間、電力需要の想定は概ね 5%の伸びで安定している。このため、2009 年から 2011 にかけて GDP 弾性値が 0.1 程度変動している。

している。このように、タイの GDP は引き続き 5%程度で安定的な伸びを示すが、省エネルギー政策の推進により、電力需要の伸びは現在よりも鈍化することが予想される。

2.2.5 ベトナム

ベトナムでは国家エネルギーマスタープラン調査が JICA により実施中である。同レポートにおけるベトナムの想定電力需要および電力量需要を 図 2.2.2-1、図 2.2.2-2 および 表 2.2.2-1、表 2.2.2-2 に示す。電力需要想定は Base ケースと High ケースの 2 つのシナリオが想定されている。政府承認に過程のベトナム政府内の議論において、Base ケースは過去数年のトレンドに基づくシナリオであり、High ケースは過去の数年間の待機電力需要を含めた場合を仮定したシナリオに整理されたと推察される。

Base ケースでは 2007～2015 まで年率平均 17%、2015 年以降で 10%程度と大きな伸び率となっている。High ケースにおいては、2007～2015 まで年率平均 21%、2015～2020 で 13%、2020 以降で 10%と非常に大きな伸びを想定しており、2025 年における電力需要は Base ケースで 2007 年予想値比 9 倍、High ケースでは 13.4 倍となっている。

計画部門へのヒアリングにおいては、現実的には High ケースほどの伸びとはならないという見方のようにあり、Base ケースにおける想定需要を使用して検討するのが妥当と考えているようである。

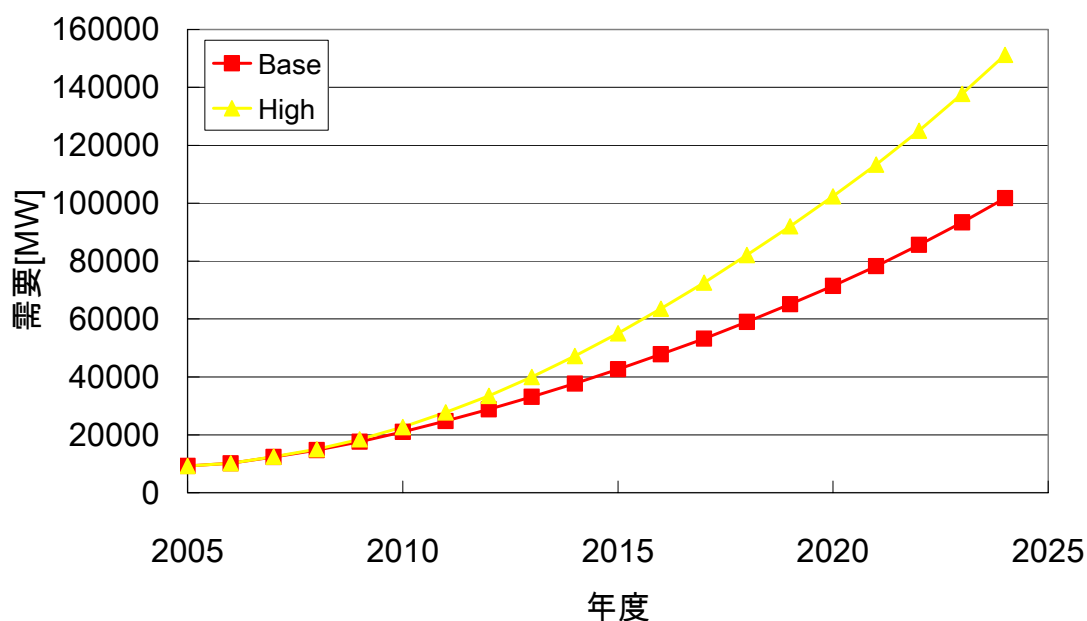


図 2.2.5-1 ベトナムの電力需要予測

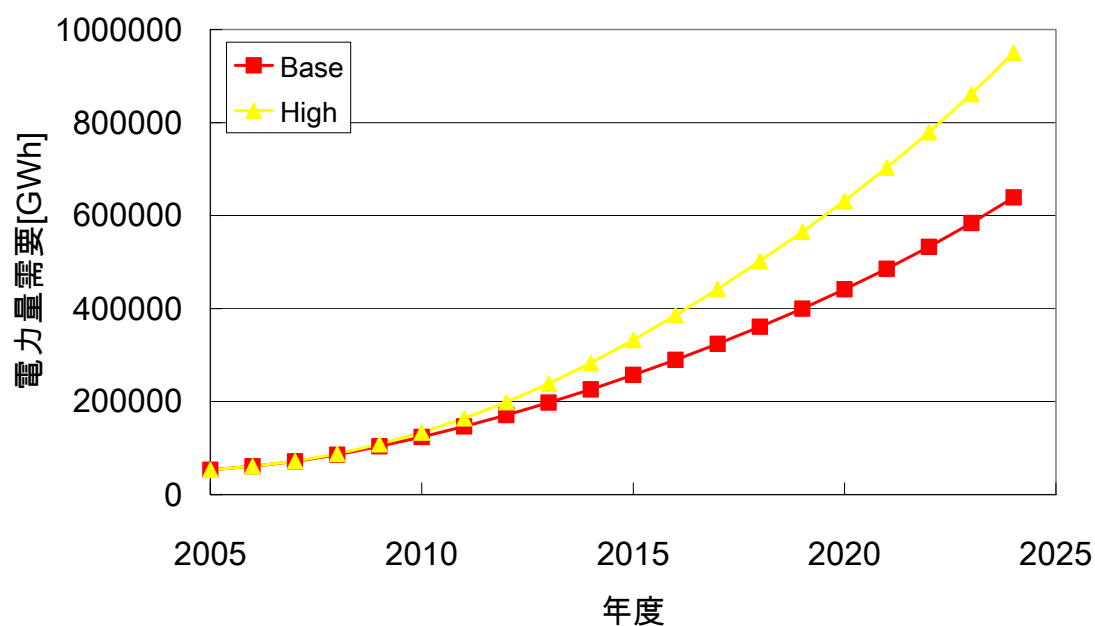


図 2.2.5-2 ベトナムの電力量需要予測

表 2.2.5-1 ベトナムの電力需要予測

単位 MW

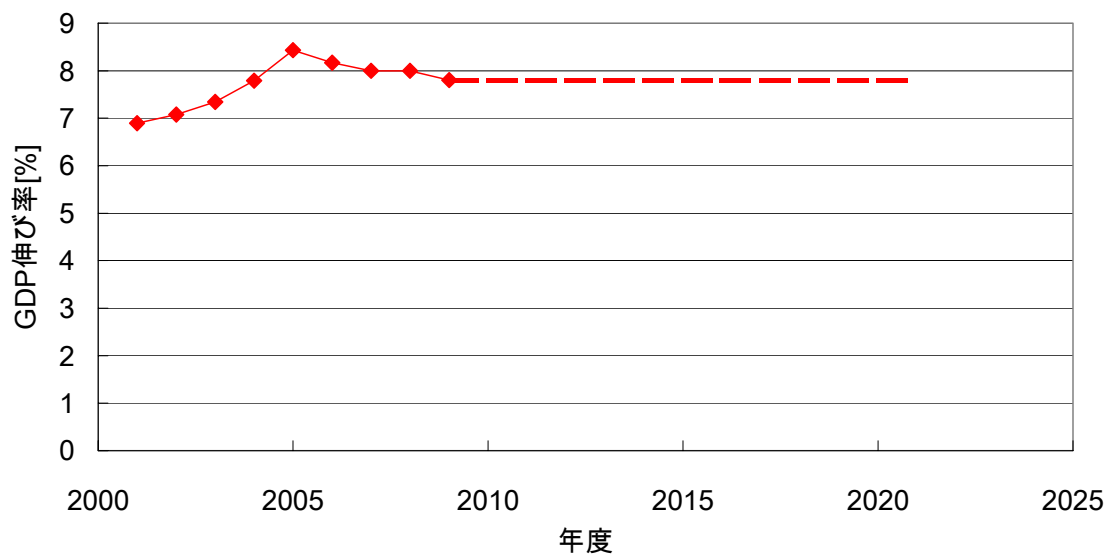
年度	Base	High
2007	12,322	12,374
2015	42,590	55,060
2020	71,450	102,349
2025	110,741	165,834

表 2.2.5-2 ベトナムの電力量需要予測

単位 GWh

年度	Base	High
2007	71,574	71,875
2015	256,995	332,242
2020	441,262	632,087
2025	698,466	1,045,947

ベトナムの GDP の推移を 図 2.2.2-3 に示す。ベトナムの GDP は 2001 年より年 7～8% 程度で推移しており、今後も 8% 程度で推移する予想となっている。



(出典 世界銀行 ホームページ)

図 2.2.5-3 ベトナムの GDP 伸び率の推移

ベトナムの需要予測に対する GDP 弾性値を図 2.2.2-4 に示す。ただし、2010 年以降については GDP 伸び率が 2009 年の値で一定と仮定している。当初 4 以上で推移し徐々に低下し、最終断面である 2025 年では 2.0 程度となっている。ベトナムの電力需要想定を同国のマクロ経済の想定と比較をすると強めの想定となっている。GDP 弾性値が高いということは、電力エネルギー効率が悪いことを意味する。将来的には、電気使用機器の効率向上（省エネルギーの進展）が見込まれるため、タイ国と同様な 1.0 付近に収斂していくものと考えられる。

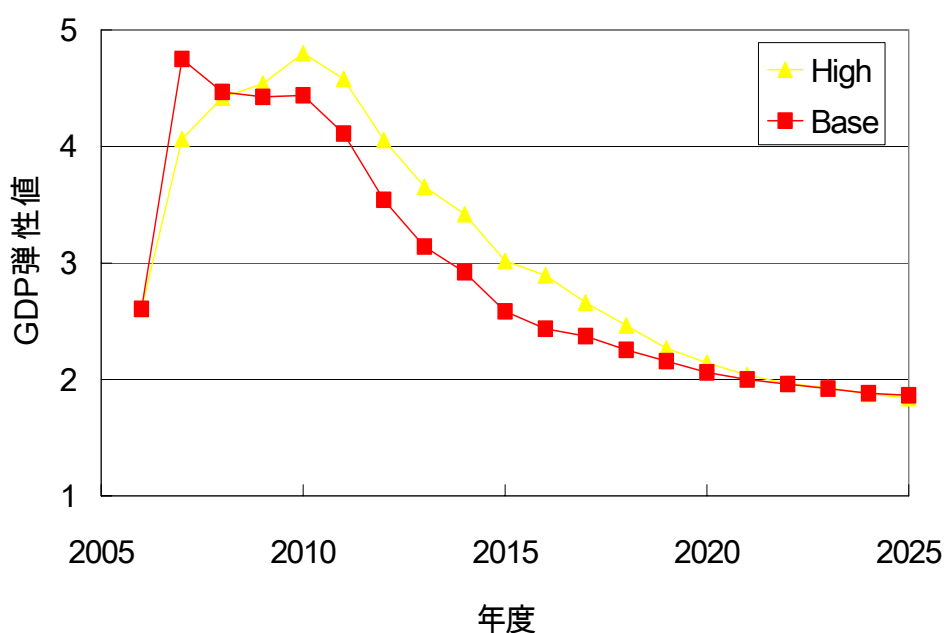


図 2.2.5-4 ベトナムの GDP 弾性値

2.3 域内協力の枠組み

戦後賠償を起点とする日本のインドシナ地域に対する支援は、東西冷戦の終結及びその後のインドシナ和平を経た 1990 年代より本格化し、以降トップドナーの地位を維持している。特に近年はカンボジア、ラオス、ベトナムの 3 カ国を重点支援国として位置づけ、日本が CLV を重視する姿勢を明確に打ち出している。

他方、アジア経済危機以降インドシナ地域における影響力に陰りの出たタイに加えて、中国が急速に経済成長による経済力を背景に、市場や資源を求めてインドシナ地域（特にカンボジア、ミャンマー、ラオス）に進出してプレゼンスを高めている。さらに省レベルでは、雲南省の水力発電をベトナムやタイに輸出する計画も検討されている。各国およびドナーのインドシナ地域協力・活動の姿勢には以下のものがある。

- ❖ 日本の経済協力： 戦後賠償、東西冷戦で援助停止、CLV を援助重点国化、「CLV 開発の三角地帯」支援
- ❖ 中国： 東南アジアへの影響力拡大（政治・経済）経済協力を輸出・投資の先兵に
- ❖ ADB の GMS 支援： GMS プログラム（1992～）6 分野へ経済協力
- ❖ 域内協力： メコン川委員会（1995）AMBDC（マレーシア主導）ASEAN 統合イニシアティブ（日本も支援）
- ❖ タイ： パーツ経済圏構想（ミャンマー、ラオス、カンボジア）アジア通貨危機で後退したが、近年の経済の持ち直しによりラオス、カンボジアでのプロジェクトを再開
- ❖ ベトナム： ラオスに対する指導的立場、和平以前はカンボジアへ軍事支援

インドシナ 5 カ国の概況を総合的に把握するために、近年影響を無視できなくなっている中国の投資・援助動向を把握するとともに、メコン地域でイニシアティブをとる ADB による GMS 支援プログラム等の域内協力の枠組みも勘案して域内協力の現状を検証する。

2.3.1 域内協力の現状

(1) 域内共同開発実績

域内共同開発電源の現状

1) Nam Theun Hinboun 発電所

Theun – Hinboun 発電所はラオス中央部に位置し、Nam – Theun 川を水源とする。発電容量が 210(MW)の流れ込み式の水力発電所で、1998 年に運転開始した。開発費用は約 240 百万 US\$であり、EdL（ラオス）が 60%、MDX Lao Company（タイ）が 20%、Hydropower AB（ノルウェー）が 20%出資している。Theun – Hinboun 発電所で発電した一部の電力はラオス国内でも使用されるが、そのほとんどは 230(kV) 2 回線送電線でタイへ輸出される。

2) Houay - Ho 発電所

Houay - Ho 発電所は 1999 年に運転開始したラオス南部に位置する貯水式の水力発電所で、152(MW)の発電容量を持つ。開発費用は約 243 百万 US\$であり、開発当

初は Daewoo などが出資していたが、これらは 2002 年に譲渡され、現在の出資比率は EdL (ラオス) が 20%、Suez Energy International (ベルギー) が 60%、Houay Ho Thai (タイ) が 20% となっている。発電された電力の 98% は 230(kV) 送電線でタイへ輸出され、残りの 2% はラオス国内で消費される。

3) Nam Theun 2 発電所

ラオス国内の電源をタイに輸出するプロジェクト。世界銀行、ADB の資金協力および民間資本 JV (EDF、EGCO、イタルタイおよび LHSE) で IPP プロジェクトとして 2009 年後半の運転開始を目途に建設中。

域内連系線の現状

1) ベトナム-中国間

現在、ベトナム-中国間に 110 kV および 230 kV の連系線があり、中国からベトナムへ電力を供給している。220kV の連系線により、ベトナムの本系統から切り離されたベトナム北部の 200MW 程度の負荷へ中国から電力を供給している。110 kV の連系線を表 2.3.1-1 に示す。いずれも 2004 年～2005 年にかけて運転を開始している。

表 2.3.1-1 既存のベトナム-中国間の 110 kV 連系線

区間 (ベトナム-中国)	容量
Lao Cai – Hekou	40MW
Lai Chau – Hekou	不明
Mon Cai – Donghung	40 MW
Ha Giang – Bang Tuong	70 MW

2) ベトナム - ラオス

現在、ベトナム-ラオス間の連系点は 3 ヶ所あり、ベトナムから 35kV もしくは 22kV で電力を供給している。いずれも、中圧配電線のため、容量は数 MW 程度である。売電価格はベトナムの小売価格と同じである。

表 2.3.1-2 ベトナム-ラオス間の中圧連系線

電圧	区間 (ベトナム-ラオス)
35 kV	Moc Chou – Xam Neua
35/22kV	Vietnam- Saravan 県
35/22kV	Vietnam - Savanhaket 県 (Dansavan)

3) ベトナム - カンボジア

現在、ベトナム - カンボジア間の連系点は 7 ヶ所あり、ベトナムから 35kV で電力を供給している。電力供給価格は 7 セント/kWh 程度である。

プノンペンに 220kV で電力供給を行う計画は、ADB と WB の協調融資により進められており、すでにベトナム側の送電線は完成している。送電量は、運転開始当初は 80MW であるが、最終的には 200MW まで増加させる予定である。

4) タイ-ラオス

現在、タイ - ラオス間の連系線として、ラオスの Houay Ho 発電所からの電力と、Theun Hin Beun 発電所からの電力を輸出する 2 つの 230kV 送電線、タイとラオス系統を連系する 115kV 送電線、およびタイからラオス北部へ配電する 22 kV 配電線がある。230kV 送電線は、IPP の所有である。下表に電圧別に、タイ-ラオス間の連系線を示す。

表 2.3.1-3 タイ - ラオス間の 230kV 連系線

	区間 (ラオス-タイ)	回線数 / ルート数
230 kV	Theun Hin Beun 発電所 - Nakhom Phanom	2
	Houay Ho 発電所 - Ubon2	2
110 kV	Phontong - Nhonkhai	2
	Thanakeng - Nhonkhai	1
	Pakxan - Bungkan	1
	Thakek - Nhonkhanphanom	2
	Pakbo - Mukdahan	1
中圧配電線	タイ - Bokeo 県	1
	タイ - Xayabuly 県	4

連系線の保守・運用は国境を境とし、それぞれの国で行われている。しかし、連系線の潮流制御は、タイからの指令により、ラオス側の発電力(Nam Ngum1, Nam Leuk, Nan Mang3) を調整する形で行われている。

5) タイ - カンボジア

タイの Watthana Nakhon からカンボジアの Battambang 変電所まで電力を供給する 115 kV 送電線が運転を開始した。

6) ラオス - カンボジア

世銀の資金により、ラオスから、カンボジアの Strung Treng まで電力を供給する 115kV 送電線を建設することが決まり、FS が世銀資金にて実施された。現在、工事着工に向けて準備を進めている。

2.3.2 域外国との協力（政治経済、ODA、民間投資など）

(1) メコン地域開発

メコン川は東南アジア最大の国際河川で、中国奥地の源流からカンボジア、ラオス、ベトナム、タイ、中国雲南省、ミャンマーの6カ国を流下して南シナ海に注いでいる。

メコン川流域開発は、1954年のジュネーブ協定を経て南ベトナム、ラオス、カンボジアに一時的な平和が訪れた1957年に、国連アジア極東経済委員会 ECAFE（現 ESCAP）のもと、カンボジア、ラオス、タイ、ベトナムの4カ国で構成されたメコン委員会が発足し、援助国と流域国との協調・連携により始まった。

ラオスのナムグム水力発電所事業はそのモデル的プロジェクトの一つであり、ダム建設によりメコン川の豊富な水力資源を活用してラオス国内の電力需要を満たし、余剰電力を隣国タイに輸出することで貴重な外貨収入源となっている。

戦後半世紀、メコン地域の中核に位置するタイとこれを囲むミャンマー、ラオス、カンボジア、ベトナムの社会主義国は、東西冷戦構造のもと経済構造と政治体制で敵対する関係であったが、このような閉鎖的状況のなかで国境を越えてインフラ網の整備が例外的に行われた事例が1972年に完成した当該プロジェクトであった。

しかしながら、メコン地域開発が本格的に始まるのは1990年代以降まで待たなければならなかった。1980年代までのメコン地域は、1949年の中国革命、1960年代に本格化したベトナム戦争、1970年代以降のカンボジア紛争によって引き裂かれていた。

その後1975年には、カンボジアのクメール・ルージュの台頭、南ベトナムのサイゴンが陥落、ラオスの社会主義化と、タイとの政治的な溝が深まりメコン地域開発を続けることは事実上できなくなっていた。

なかでも中国とベトナムの抗争、中ソ対立、東西冷戦などが絡んだカンボジア紛争は複雑を極め、カンボジアに占領軍を送ったベトナムに対し、反政府派を支援した中国とタイを米国が支持したため、カンボジアは戦場となりベトナムとラオスもソ連圏を除く世界から隔絶された。

こうした状況のもと、ソ連圏（東側陣営）の世界的な退潮により1980年代後半に変化が訪れた。ベトナムはラオスとともに市場経済化をめざしてカンボジア占領軍を引き揚げた。また、その頃までに経済発展を遂げていたタイは、インドシナ情勢の変化を契機に周辺諸国との経済関係発展に国益を見出すようになった。さらに、改革開放から10年を経た中国も近隣の東南アジアに関心を向け始めていた。

1991年のカンボジア和平協定は、このような情勢変化の終着点であったとともに、新たな出発点でもあった。国連開発計画（UNDP）はこのような状況を受け4カ国に呼びかけ、更に中国とミャンマーをオブザーバーに迎え、1995年に新たなメコン川委員会（MRC）が設立された。

(2) 域内協力プログラム

メコン地域開発に関する国際的枠組みは多岐にわたっているが、公的機関が主催する主要な枠組みは下表のとおりである。これらの枠組みの中で最も包括的かつ大規模なものが ADB による GMS プログラムである。

また、最近では 2001 年に中国が ASEAN 諸国との FTA 加盟を宣言し、この動きが GMS の優先プロジェクトの執行順位にも影響を与えている。このような積極姿勢は、中国に対する近隣諸国の警戒心を刺激する可能性も排除できない。

表 2.3.2-1 メコン開発域内協力プログラム（下線は提唱者）

1. 新・旧メコン川委員会（MRC） - 1957 年設立（1995 年再発足） 1957 年にカンボジア、ラオス、南ベトナム、タイによって「メコン川下流域調査調整委員会」が設立。1995 年に「メコン川委員会」として再編されたメコン川流域の水資源管理と流域開発を目的とする政府間機関。委員会事務局はバンコクに置かれたが、1998 年にプノンペンへ移転し、2004 年にはビエンチャンに移転した。メコン川流域開発に特化した戦後初の国際機関。3-1. 参照。
2. アジア・ハイウェイ構想（AH） - 1959 年開始、 <u>ESCAP</u> の枠組み 1959 年、国連アジア極東委員会（ECAFE、現 ESCAP）がアジア諸国 15 カ国を連携する道路ネットワークとしてアジア・ハイウェイ計画の実施を決定した（計 6,5 万 km、40 路線）。その後、1960-70 年代のインドシナ紛争の激化などで進展しなかったが、冷戦の終焉と各国の市場経済化の新手員により状況が好転し、同計画推進への機運が再び高まった。2005 年に見直された最新計画では総延長 14 万 km、55 路線に拡大された。
3. HAPUA (Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities) - 1997 年開始 1986 年 6 月にマニラにおいて ASEAN 加盟国内の電力系統（ASEAN Power Grid (APG)）を整備し電力融通の枠組みを創設することに合資した。APG の計画、建設、運転管理を検討するために、加盟国の電力担当省庁および電力会社の責任者からなる委員会が設置された。事務局は ASEAN Center for Energy (ACE) でジャカルタに常設。
4. GMS 経済協力プログラム - 1992 年開始、 <u>ADB</u> インドシナ地域 6 カ国（カンボジア、ラオス、ミャンマー、ベトナム、タイ、中国雲南省）を拡大メコン圏（GMS）として、ADB が事務局となり 1992 年にマニラで設立合意。2.3.3 参照。
5. 日・ASEAN 経済産業協力委員会（AMEICC） - 1994 年設置（1998 年改組）、 <u>日本</u> 日・ASEAN 経済大臣会合（AEM-METI）で、ASEAN 加盟を控えたインドシナ諸国を支援するためにインドシナ産業協力作業部会（IC-WG）を設置。1998 年に日・ASEAN 経済産業協力委員会（AMEICC）に発展的改組。ASEAN 全域に対する経済協力を対象としつつ、CLMV 諸国への支援を主要目標としている。
6. インドシナ総合開発フォーラム - 1995 年設置（FDCI）、 <u>日本</u> 日本が宮沢元首相の提唱で主催した閣僚会議。1995 年に東京で第 1 回閣僚会議が開催され、日本が議長国を勤めた。ミャンマーを除くメコン川流域諸国等 24 カ国と国際機関が参加した。しかしながらその後は開催されておらず、HI-FI プラン（HI-FI plan for Private Sector Development in the GMS）が FDCI の枠組みを一部利用しているに過ぎない。
7. ASEAN メコン流域開発協力（AMBDC） - 1996 年設置、 <u>ASEAN（マレーシア）</u> インドシナ諸国の ASEAN 加盟に際し、既往 ASEAN 加盟国との格差是正と経済協力促進のため 1996 年に発足。アジア経済危機による停滞を経て 2000 年から再開されている。
8. ASEAN 統合イニシアティブ（IAI） - 2000 年設立、 <u>ASEAN（シンガポール）</u> 2000 年にシンガポールで開催された ASEAN 非公式首脳会議で、新旧加盟国間の経済格差を是正し CLMV 諸国の ASEAN への統合を主目的として設立された。
9. イラワジ - チャオプラヤ - メコン経済協力（ACMECS） - 2003 年設立、 <u>タイ</u> 2003 年、タイのタクシン首相はカンボジア、ラオス、ミャンマー、タイ間の経済格差是正と所得向上を目指して経済協力（ECS）構想を提唱し、当該地域を流れる河川の頭文字を取り「イラワジ - チャオプラヤ - メコン経済戦略（ACMECS）」をバガン宣言として発表した。後にベトナムも参加して加盟国は 5 カ国となった。貿易・投資、農工業、輸送、観光、人材開発など 5 分野におけるプロジェクトを立案し、日独仏豪や ADB 等にも協力を求めている。

(3) インドシナ諸国と国際政治

前述したようにメコン川流域諸国であるインドシナ 5 カ国においては、第二次大戦直後とは異なり、冷戦構造の終結及びカンボジア和平以降は複数の地域的な開発枠組みが設立されている。

1957 年の設立当初は、インドシナ地域において唯一の国際機関であり、また援助調整窓口として機能していたメコン委員会（現メコン川委員会）も、現在では GMS プログラムに取って代わられた形となっており、地域的な枠組みの一つに過ぎなくなっている。

さらには、これらの地域的な枠組みのいくつかに中国が重要なプレーヤーとして組み込まれているから、インドシナ地域における国際政治においては、GMS プログラムを中心に中国の動向を注視しつつ、他の枠組みへ配慮する視点が欠かせなくなっている。

表 2.3.2-2 メコン川流域における地域的な枠組みと中国の参加

	セクター												参加国						
	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	T	V	L	C	M	PRC	その他
MRC						○	○	○	○			○	○	○	○	○	△	△	
GMS	○	○	○	○	○	●	●	●	●	○	○	○	○	○	○	○	○	○	ADB
AMB	○	○	○								○		○	○	○	○	○	○	ASEAN
IAI	○	○	○								○		○	○	○	○		○	ASEAN
AH	○											○	○	○	○	○	○	○	ESCAP
HI-FI				○	○								○	○	○	○		○	ESCAP
FCDI	○	○	○	○	○					○		○	○	○	○	○		○	JAPAN
AME			○	○						○		○	○	○	○	○		○	JAP&ASE

a=運輸、b=エネルギー、c=通信、d=貿易、e=投資、f=灌漑・農業、g=漁業・水産、h=河川航行、i=水資源管理、j=環境、k=人事育成、l=観光

T=タイ、V=ベトナム、L=ラオス、C=カンボジア、M=ミャンマー、PRC=中国、（ ）はオブザーバー

出典：開発金融研究所報（2002.9）

(4) HAPUA ASEANにおける電力域内協力

ASEAN における国際連系線整備計画として、2003 年に ASEAN 域内電力連系系統計画（ASEAN Interconnection Master Plan Study; AIMS）を取りまとめた。これによると、2015 年までに ASEAN 各国は電力需要の増加が想定されている。特に、ベトナムおよびインドネシアのスマトラ島で著しい電力需要の増加が想定されている。この需要増加を賄うために多くの電源を開発する必要がある。現状の需要規模が小さい国にとって、将来分の電源開発の投資資金を電気料金収入だけで賄うことは困難である。このため、需要規模の大きな国と共同開発が促進され、そのためには国際連系線が必要となる。

HAPUA ではこの域内連系系統計画の見直しを開始し、AIMS2 として 2007 年 11 月にダナンにおいて最初のワーキンググループを開催した。

2.3.3 各ドナーの取り組みと課題

(1) 日本の経済協力方針

東南アジアの現在の発展は日本の ODA が寄与したところが多い。本調査対象のインドシナ 5 カ国に対する日本の支援も戦後賠償にその起源を遡ることができ、5 カ国の賠償・準賠償の総計は 1,800 億円以上にのぼる。

他方、タイを除く 4 カ国は大戦後に社会主義陣営に与したため、東西冷戦構造のもと西側諸国の援助が途絶することとなり、これが経済発展の遅れる一因となったのは前述のとおりである。

その後、東西冷戦の終結にともない 1990 年にラオスへ青年海外協力隊の派遣を再開され、また 1991 年と 1992 年にそれぞれカンボジア、ベトナムへの援助を再開して以降、日本は CLV 諸国におけるトップドナーの地位を維持している。(表 2.3.3-1)

また、2004 年には CLV の国境地帯に位置し開発の遅れた「CLV 開発の三角地帯」をはじめとするメコン地域開発に対し、3 年間で 15 億ドルの支援を行うことを表明し、CLV を援助重点国に位置づけた。さらに、2007 年には「日本・メコン地域パートナーシップ・プログラム」として CLV 各国に対して今後 3 年間の ODA 拡充を約束するなど、インドシナ 5 カ国との関係強化をめざしている。(図 2.3.3-1)

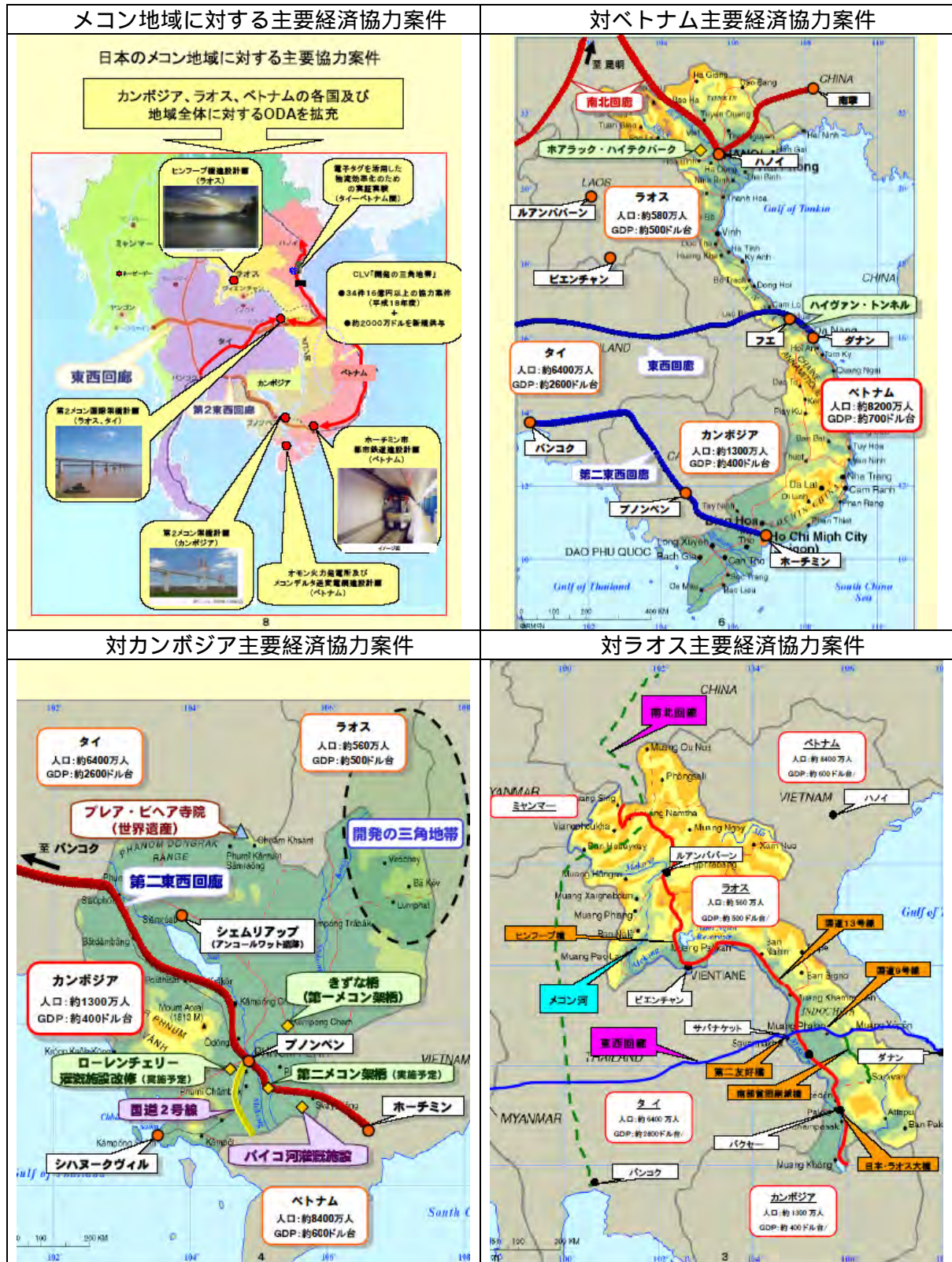
特に近年、ベトナムに対する日本の援助は円借款、無償資金協力、技術協力の各スキームがバランスよく投入されており、日本が外交的にもベトナムを重要視する姿勢が鮮明になっている。

しかしながら他方で、日本が最大のドナーとなっているにもかかわらずカンボジアやラオス、ミャンマーに対する日本の外国直接投資は中国よりも低く、経済協力が投資の呼び水効果になっているとはいえない。今後は、日本のこれまでの経験を生かしながらも、これらの国の経済開発ニーズを把握しながら援助をしていく視点も求められる。

表 2.3.3-1 インโดシナ 5 カ国に対する経済協力

		カンボジア	ラオス	ミャンマー	タイ	ベトナム
各ドナー経済協力実績(2004 年, 百万ドル)	1 位 2 位 3 位	日本: 86.4 ADB: 78.8 米国: 48.1	日本: 71.7 ADB: 39.1 世銀: 29.2	日本: 26.8 英国: 12.0 CEC: 11.1	CEC: 18.3 デンマーク: 11.1 米国: 10.1	日本: 615.3 世銀: 435.7 ADB: 179.3
日本の二国間経済協力実績(2005 年, 億円)	順位 円借款 無償 技協	8 位 3.18 69.09 45.93	19 位 - 42.35 25.76	- - 17.17 16.41	- 354.53 2.36 35.53	3 位 908.20 44.65 56.61
日本の二国間経済協力累計(~2005 年, 億円)	円借款 無償 技協	133.19 1,090.67 392.48	164.30 1,061.77 410.97	4,092.72 1,772.55 326.29	20,447.53 1,589.86 2,002.45	10,982.13 1,186.10 671.26
外国直接投資累計('95~'04, 百万ドル)	総計 日本 中国(+香港)	1,764.1 3.5 119.4	519.3 19.0 34.4	3,792.5 119.3 347.4	33,420.6 8,785.0 2,549.6	16,203.9 2,474.0 1,447.0

出典：OECD/DAC, 外務省 国別データブック, JETRO 投資統計, 日本 ASEAN センター



出典：外務省ホームページ

図 2.3.3-1日本のインドシナ地域に対する経済協力

(2) GMSプログラム

東西冷戦構造が崩壊するとともに 1970 年代からの不安定要素であったカンボジア内戦が 1991 年に終結すると、インドシナ地域では民主主義と市場経済化を志向する価値観が支配するようになり、これが GMS プログラムの起点となった。

この機会をいち早く捉えたアジア開発銀行（ADB）には、その設立憲章にも「アジア域内協力」が規定されているように、専門的知識（各分野の専門巢短不）と資金及び長年にわたって培ってきた調整能力を有していた。

メコン地域開発に対する ADB の関与は、1987 年に支援を決定し 1991 年に完成したラオスのセセット水力発電所建設を起源とする。発電量の大部分をタイに輸出する同発電所は、ラオス国内の電力需要を満たすと同時に、ナムグム発電所とともに同国にとって貴重な外貨獲得源となっている。

このように独自の支援戦略を持っていた ADB は、インドシナ開発を重点分野と位置づけ、1992 年にインドシナ 5 カ国と中国雲南省代表をマニラに集め、6 カ国からなる地域を「大メコン圏：Greater Mekong Subregion（GMS）」と称する GMS プログラムを開始した。GMS プログラムは ADB の支援の下、メコン川流域国、カンボジア、ラオス人民民主共和国、ミャンマー、タイ、ベトナム、および中華人民共和国雲南省の 6 カ国から構成されている地域協力プログラムである。融資による資金を Energy、Transport、Environment、Tourism、Trade Facilitation と関係があるプロジェクトに供給している。プログラムは各国が資源の開発と共有を可能にするためのインフラを開発するのを助け、GMS 経済の発展に寄与しようとするものである。2012 年までには、域内の商品と人々の、より自由な流れを促進し、より公正な状態を設立することを目指している。

GMS のビジョンは以下の通り；

接続性： 輸送、電力、および電気通信のネットワークを開発して物理的に統合する。

競争力： 域内の電力取引を活発にして、発電コストの低減と設備投資の抑制を目指す。

共同体： 健康や文化遺産や環境などを考慮して統合市場を設立することを目指す。

1993～1997 年までの間に 5 件の地域技術支援、総額約 800 万ドル（約 10 億円）が供与され、主にインフラ（交通・電力・通信）調査や地域協力フォーラム実施などに用いられた。

メコン川委員会との違いは、ADB が事務局としてメンバー間の仲介機能を果たすことで計画から建設資金までを自らのイニシアティブで調整できるため、決定・実施が早い点である。開発の対象分野は表 2.3.3-2 のとおりインフラ整備のほか人材育成や法整備などのソフト分野の支援にも及んでおり、国境を跨ぐ開発事業を重視していることが最大の特徴である。

なお、かつて日本も ADB の日本特別基金（Japan Special Fund）を通じてメコン地域開発に協力を行っており、1993 年から 2000 年までの間に計 24 回にわたり総額 2,350.5 万ドルを拠出している。

表 2.3.3-2 GMS 経済協力プログラム概要

協定国：カンボジア、ラオス、ミャンマー、ベトナム、タイ、中国（雲南省）
 プログラムの目的
 域内 6 カ国の貿易・投資の促進による開発促進
 域内の持続可能な経済成長
 域内の生活水準の向上と貧困削減
 域内総人口：約 2.5 億人（要確認）
 域内総面積：約 233 万 k m²
 投資総額：約 20～30 億ドル
 開発分野：
 運輸交通 環境
 エネルギー 人材開発
 通信 貿易・投資
 観光 農業
 主な計画
 経済回廊（南北経済回廊、東西経済回廊、南部経済回廊）
 発電所の建設、通信網の確立、洪水対策のダム建設、水運ルートの建設等

出典：石田正美編「メコン地域開発」（2005）

(3) 各ドナーの電力セクターへの取り組みと課題

GMS プログラムにおける電力セクターの取り組みとして、インドシナ 5 カ国に中国を加えた GMS 諸国（6 カ国）は ADB 主導のもと、1) 電力供給信頼度の向上、2) 発送電設備の建設・運転の協調、3) 設備投資及び運転コストの削減、4) 送電線連系により生じる便益の共有を基本理念に、1995 年に電力フォーラム（EPF: GMS Electric Power Forum）を開設、1998 年には専門家グループ（EGP: Experts' Group on Power Interconnection and Trade）を設置した。

これらの会合での議論を踏まえ、2000 年の第 9 回 GMS 閣僚会議において政策方針（Policy Statement on Regional Power Trade in Greater Mekong Sub-region）が締結され、この政策方針を実現するために政府間協定（IGA: Inter-Governmental Agreement on Power Trade in the GMS）が 2002 年に締結された。

同協定には域内電力取引調整委員会（RPTCC: Regional Power Trade Coordination Committee）の開催が規定されており、これを契機に ADB 主導のもと世銀や日本をはじめ仏・豪州・スウェーデン等の二国間ドナーが協調して域内電力取引市場の創設をめざす場が設けられた。

- 1995 年 電力フォーラム（EPF: GMS Electric Power Forum）開設
- 1998 年 専門家グループ（EGP: Experts' Group on Power Interconnection and Trade）設置
- 2000 年 第 9 回 GMS 閣僚会議にて政策方針（Policy Statement on Regional Power Trade in Greater Mekong Sub-region）締結
- 2002 年 政府間協定（IGA: Inter-Governmental Agreement on Power Trade in the GMS）を締結し、域内電力取引調整委員会（RPTCC: Regional Power Trade Coordination Committee）の開催を規定
- 2004 年 第 1 回 RPTCC（中国）以降 2007 年までに 6 回開催

2004 年以降、これまでに計 6 回の RPTCC が開催されるとともに、2 つのサブ・グループ（FG: Focal Group、PWG: Planning Working Group）が設けられ、下記の優先課題を設定し実務者レベルでの協議が行われている。

表 2.3.3-3 GMS プログラム（電力セクター）の優先課題と目標年次

- GMS マスタープラン（GMS indicative Master Plan） 2008 年
- 業績基準（GMS Performance Standard） 2010 年
- 系統連系規定（Transmission Regulations） 2010 年
- 計量・電力取引ルール（Metering arrangements and power trade rules） 2010 年
- 電力取引に対する規制障壁の特定（Identifying regulatory barriers）
- グリッド・コード / 運用手順（GMS Grid Code/Operational Procedure） 2012 年
- 第三者の送電線利用規定、紛争解決ルール（Payment agreements/tariffs for third party use, Dispute resolution mechanism） 2012 年

出典：ADB “Draft Road Map for Implementing the GMS Cross Border Power Trading” 2007

GMS プログラムによる電気市場の設立は次のステップに基づいて整備しようと計画されている。

ステージ 1: 2 国間取引のみの状態。

ステージ 2: 連系設備の開発によって、ほとんどの GMS 国間で PPA に基づいて取引が行われる状態。しかし、連系線容量の制約により電力取引は制限される。

ステージ 3: 連系容量の増大により域内取引が増加できる状態。

ステージ 4: 競争力に基づく、複数の参加者によるエネルギー地域市場が設立されている状態。現在の進捗はステージ 1。

GMS プログラムは同地域の電気市場の設立および促進に関する問題に取り組んでいる。2005 年に GMS 各国間での電力開発に関する域内協力の覚書を政府間で合意し、世界銀行の TA 支援を受け IGA（Inter Governmental Agreement）にまとめた。IGA に基づき、域内電力開発協力の検討委員会として、RPTCC が組織された。RPTCC は政府電力規制担当者と電力事業代表から構成されている。この下部組織にて、域内の電力開発計画の協調、国際連系線の運用管理に関わる取り決め（運用基準、技術基準、情報共有）について検討ならびに運営される。この下部組織の構成は、ADB の TA により 2005 年に提案がなされ、規制運営に関わる Focal Group、計画協調に関わる Planning Working Group が発足している。また、国際連系線設備の運用、連系技術基準として、Performance Standard の取りまとめが、ADB の TA により現在進行中である。

GMS 域内連系設備開発の状況としては、2003 年に最初の GMS 域内連系による電力開発計画の協調が ADB の TA 支援により図られ、“Indicative master plan on Power interconnection”としてまとめられた。これに基づく形で、Nam Theun 2 水力発電所、Nam

Ngum2,3 水力発電所の建設ならびに送電線建設が行われている。

マスタープランに効果が高いとされた最初の多国間連系送電線として、タイ、ラオス、ベトナム連系送電線 FS が ADB により実施された。

しかし、当初の連系計画であるベトナム Ha Thin と Nam Thuen2 - タイ Roi Et 間の連系は、IPP プロジェクト実施主体である Nam Thuen2 Power Company に接続を拒否されたことから頓挫した。接続拒否の主な理由は次の 2 である。1) 電力量およびロスの計算方法が PPA に基づき既に決まっていること。2) 事故時の責任が不明確になること。

民間との協調投資プロジェクトとの連携においては、上記の点を計画段階から考慮する必要がある。

図 2.3.3-2 に ADB のマスタープランで検討された基幹系連系送電線計画を示す。赤丸で囲まれたものは、現在建設中または近く建設されるもの (500kV Na bong Udon3 送電線、 500kV Nam Theun2 Savannakhet 送電線)、緑丸で囲まれているものは、FS が行われたもの (500kV HVDC Yunnan Laos Thailand 送電線、 500kV Hong Sa Mae Moh 送電線、 500kV Ubon3 Ban Sock Pleiku 送電線) である。進捗しているものは、大規模電源開発関連が多い。

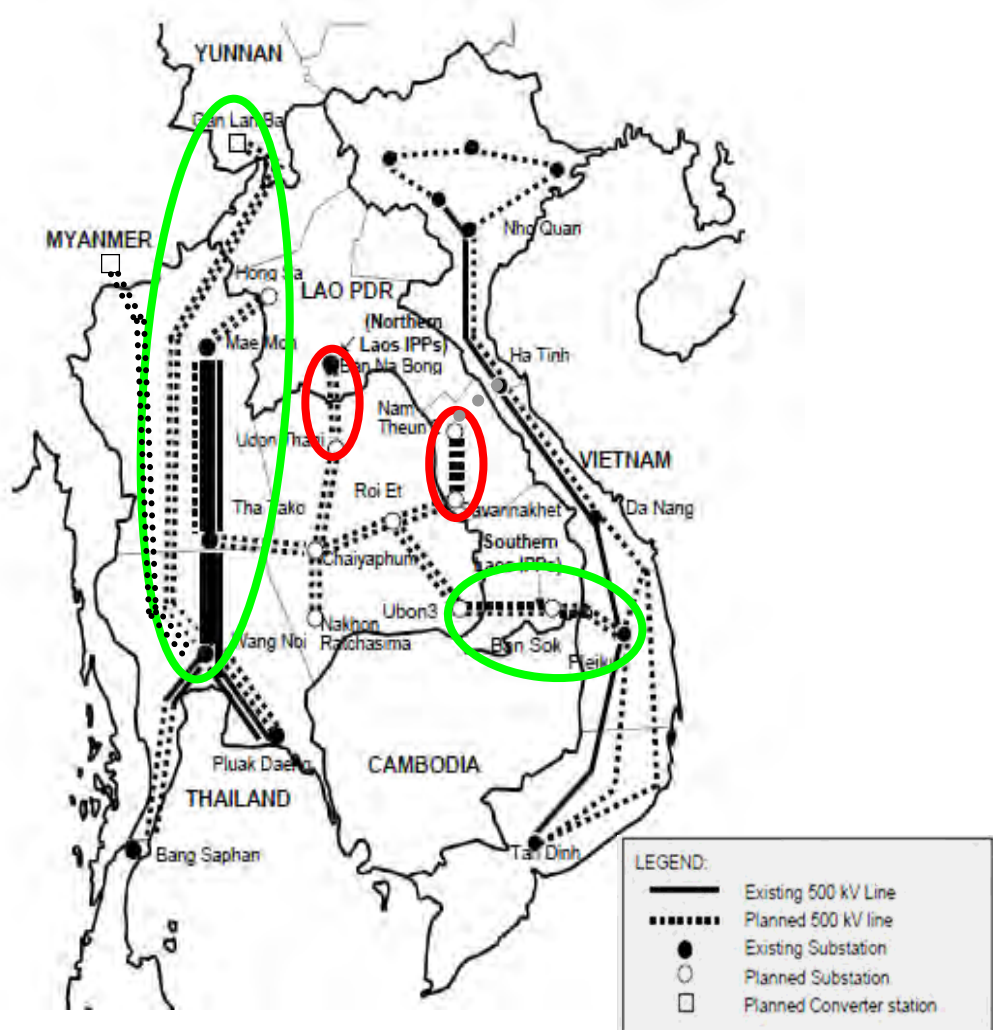


図 2.3.3-2 ADB GMS MP による 500kV 連系構想
(出典：JBIC マレースマトラ連系線セミナー資料)

図 2.3.3-3 電力セクターにおける各ドナー資金協力案件（GMS プログラム以降）



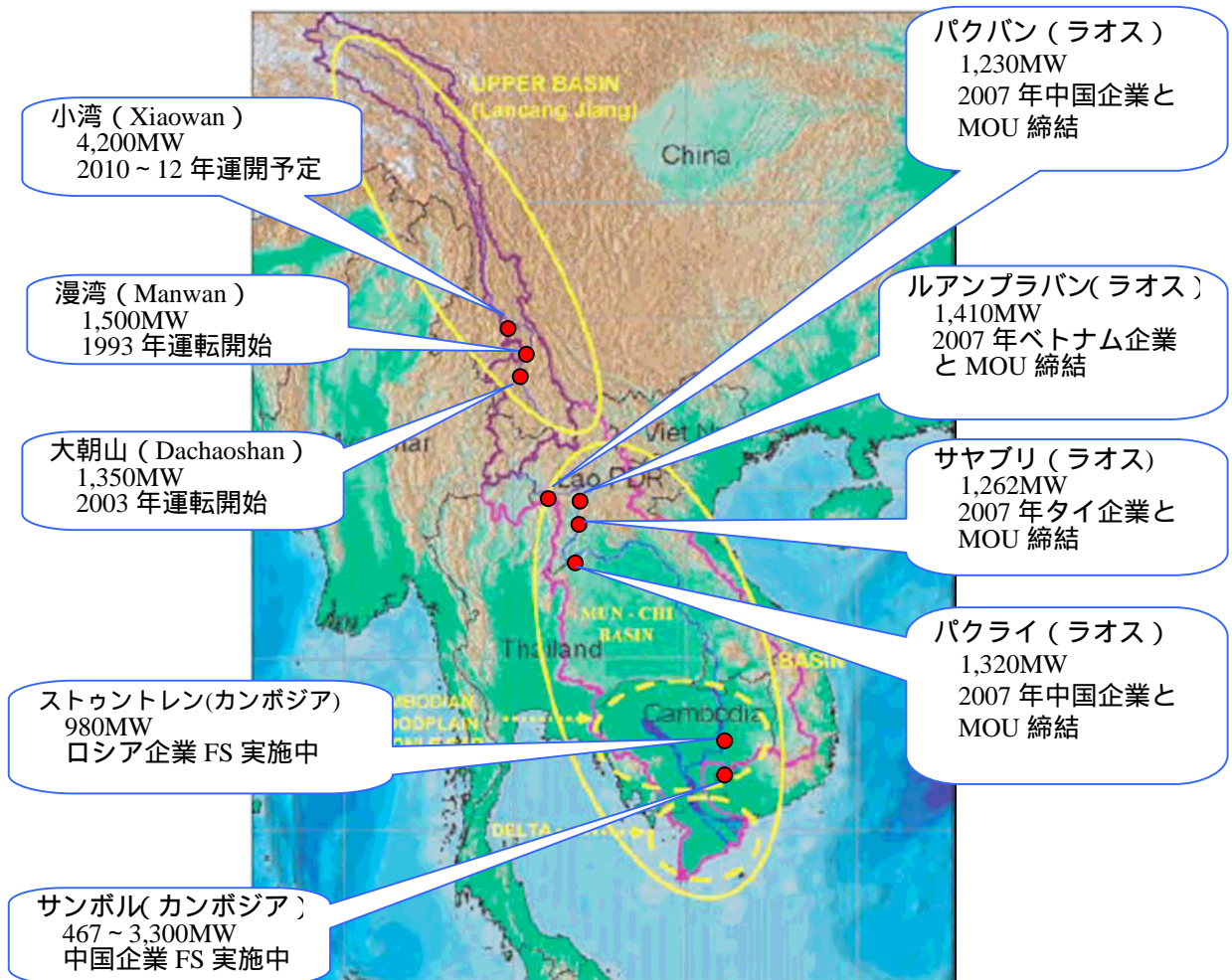
表 2.3.3-4 各ドナーの支援方針と電力セクターにおける最近の技術支援

	ADB	世銀	日本
支援方針	<ul style="list-style-type: none"> - GMS プログラムを提唱 - 6 カ国間の利害調整役 - RPTCC (域内電力取引調整委員会) を運営 	<ul style="list-style-type: none"> - ADB との協調路線 - 電力取引市場の創設 - 政策・組織支援、投資支援 	<ul style="list-style-type: none"> - 二国間協力中心 - 日本・メコン地域パートナーシップ・プログラム (CLV 開発の三角地帯等)
技術支援	<ul style="list-style-type: none"> - GMS Power Transmission Line (PRC-LAO-THA, 予定) - GMS Power Interconnection Phase II (PRC-VIE, 予定) - GMS Energy Sector Strategy (06～) - GMS Northern Power Transmission Project (LAO-THA, 06～) - GMS Regional Power Trade Coordination and Development (06～) - GMS Power Interconnection Project phase I (THA-LAO-VIE, 03～ 06) 	<ul style="list-style-type: none"> - Lao Power Import and Export Study (05～ 06) - Cambodia Power Sector Development Plan(05～ 06) - Laos Southern Provinces Rural Electrification Project (98～ 04) 	<ul style="list-style-type: none"> - カンボジア 水力開発マスタープラン (07～) - カンボジア 電力セクター育成技プロ (04～ 07) - ベトナム 第 6 次電力セクターMP (05～ 06) - ベトナム 電力技術者養成技プロ (00～ 06) - ラオス 電力技術基準促進支援技プロ (05～)

出典：上記 2 図とともに ADB GMS Projects, WB GMS Projects, 海電調 平成 18 年度インドシナ 3 カ国電力事情調査

(4) メコン川本流開発

1999年に結成されたMRCの加盟国であるカンボジア、ラオス、ベトナム、タイでは、メコン川本流でのダム開発については流域の社会、環境および生態系に与える影響とその対処策を調査・検討したEIAを開発者が実施し、MRC加盟国全員の賛成が開発条件となっている。一方で、メコン川流域の上流域に位置する中国は、MRCの加盟国でない(オブザーバー)ことから、着々とメコン川本流における水力発電ダム建設を進めてきている。このような状況のもと、近年の原油価格の高騰やタイやベトナムの電源不足を背景に、2007年に入るとメコン川下流域国においても本流の水力ダム開発計画が検討されている。現在、中国やロシア、地元企業によるタイやベトナムへの電力輸出を目的とした水力IPP建設のFS調査が2008年末終了目途で実施中である。2008年末にはEIAレポートがMRCに提出されることから、MRCも2008年から日本政府ほかの支援を得て要員を増強(水力、環境の専門家2名)し、協議体制の整備を図っている。



出典：Mekong River Committee, 野本啓介(2002), Power Development Plan 2007 (Lao PDR), Ministry of Mines, Industry and Energy (Cambodia), Ministry of Industry and Trade (Vietnam)

図 2.3.3-4 メコン川本流(上・下流域)における水力発電ダム開発

(5) 中国のインドシナ地域への進出

1997 年のアジア通貨危機以前は、先発 ASEAN 加盟国であるタイが他のインドシナ諸国（CLMV 諸国）に対して影響力を保持していた。実際に現在でもラオスやミャンマー東部では、タイ・バーツが現地通貨より信頼を持った通貨として使用されている。しかしながら、アジア通貨危機以降はタイの影響が弱まり、代りに中国や投資や援助の面で急速に存在感を増している。

中国にとっては、インドシナ 5 カ国を含む ASEAN との経済交流を雲南省など内陸部の開発の梃子にしたいとの思惑がある。加えて、ASEAN との間で予定されている FTA 締結によって貿易・投資の促進にも大きな期待を寄せている。

中国において雲南省は西部開発の重点地域として位置づけられているが、中国全体の 4 分の 1 の発電量を担う能力がある同省は、現在は主に大消費地の沿岸部（東部）に送電するとともに、将来的には国外への電力輸出も検討しており、メコン川沿いで建設中のダムからベトナムやタイに売電する計画である。

また、中国の経済協力は、資源獲得や政治的影響力を高めることを目的に年間 15～20 億ドルに達していると言われ、透明性が低く実態を正確に把握することは困難であるものの、近年は周辺国との関係に大きく依存するラオスやカンボジア、軍政による人権問題のため国際社会から孤立しているミャンマーへの投資を含む経済援助を以下のように加速させている。

- ラオスは旧来からのベトナムとの「特別な関係」に配慮しつつも、中国の政治・経済的影響は急速に増大してきており、ナムグム第 5 発電所、ナムリク発電所、ナムオウ第 8 発電所、セボン第 3 発電所、ナムデン発電所、ナムタ第 1 発電所、ナムカン第 2、第 3 発電所、ナムバク第 1、第 2 発電所等の IPP 建設及びこれらに付随する送電線や変電所建設への中国による支援や投資によって実施される予定となっている。
- カンボジアにおいても中国のプレゼンスは急速に高まっており、カムチャイ水力発電所、キリロム第 3 水力発電所、ストウン・アタイ水力発電所、ルセイ・チュルム水力発電所、ストウン・チャイ・アレン水力発電所の IPP 建設やブノンベン～バタンバン送電線建設を中国が計画している。
- ミャンマーにとって国内の人権問題に口を出さない中国の援助は貴重であり、タサン水力発電計画（7,000MW）の先鞭をつける形でハッジー水力発電所（600MW）に対するタイとの合併事業が実施されているほか、パウンラン水力発電所、イエイワ水力発電所、イラワジ川沿いの複数の水力発電所に加えて、天然ガス・パイプライン建設事業を中国の支援及び投資により計画している。

表 2.3.3-5 中国からインドシナ 5 カ国への外国直接投資（単位：100 万ドル）

	1995	2002	2003	2004	'95 - '04
カンボジア	NA	49	26	33	111
ラオス	1	1	2	0	33
ミャンマー	3	5	0	5	18
タイ	2	20	21	1	51
ベトナム	7	9	1	86	189

出典：ASEAN Statistical Pocketbook 2006

(7) 外国からの投資に関する規制

カンボジア

1) 投資関連法

- ❖ カンボジア王国投資法（1994 年）改正（1997 年）
- ❖ カンボジア開発評議会の組織および機能に関する副行政令（1995 年）
- ❖ カンボジア王国投資法の遂行に関する大臣会議令（1997 年）

2) 所管官庁

カンボジア開発評議会（CDC）・投資委員会（CIB）

3) 税制

利益税、最低税、源泉徴収税、付加価値税、取引高税、輸入関税、給与税

4) 土地所有

外国投資家と内国投資家にはカンボジア憲法に規定されている土地所有権の問題を除いては同様な待遇が提供されている。その土地所有権の分野の規制に関しても外国投資家は最長 70 年まで土地を賃借することができるほか、その後も更新が可能。

5) 外国直接投資

カンボジアの投資法は、先行 ASEAN 諸国の投資法を参考に作成され、さらに他の ASEAN 諸国の投資法よりもメリットのあるインセンティブを提示することにより、外国直接投資を呼び込む基礎となっている。

「2000 年～2005 年第 2 次経済開発計画」においてカンボジア政府は、外国直接投資を経済開発への主要な原動力として規定しており、近年は韓国や中国が急速に外国直接投資によってプレゼンスを高めている。ODA 実施額に比して、日本の直接投資額は極めて小さい。

表 2.3.3-7 外国直接投資と ODA のフロートレンド（単位：100 万ドル）

		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
カンボジア	FDI	294	204	243	230	149	148	54	84	131	379
	ODA	419	333	346	252	375	407	462	520	494	552

出典：ADB Key Indicators 2007

ラオス

1) 投資関連法

- ❖ 外国投資法（1988 年）大幅に改正（1994 年）施行細則（2001 年）
- ❖ 事業法（1994 年）関税法（1994 年）改正・ラオス労働法（1994 年）
- ❖ 優遇措置に関する大統領令（2003 年）
- ❖ 中央及び地方レベルでの投資管理・外国協力・国内投資委員会の役割・責任・権利に関する首相令（2003 年）

2) 所管官庁

外国投資管理委員会（FIMC）

3) 税制

利潤税（10～20％）個人所得税（10％）輸入関税等

4) 土地所有

ラオスでは全ての土地が国家に所属することから、外国投資家・外国投資企業・外国人が土地を保有することは禁じられており土地の利用は賃借となる。土地法により土地の外国人に対するリース要件が規定されている。

5) 外国直接投資

ラオス政府は後発開発途上国（LDC）から脱却するためには、ODA に頼るだけでは不十分で外国直接投資が必要との認識のもと、投資の誘致に積極的な姿勢を打ち出してきているものの、投資や貿易の分野での「法の支配」の確立や透明性の確保など、海外からの投資誘致には未だ課題が多い。

カンボジアと同様に ODA 実施額に比して日本企業からの直接投資は少ない一方で、近年の急速な経済発展を繁栄して中国が投資額を急増させている。従来に続き水力発電への投資が最大でこの傾向が今後も続くとみられるが、最近では鉱業への投資も急激に伸びている。

表 2.3.3-8 外国直接投資と ODA のフロートレンド（単位：100 万ドル）

		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ラオス	FDI	160	0	0	0	34	24	25	20	17	28
	ODA	284	315	266	280	268	249	258	279	245	277

出典：ADB Key Indicators 2007

ミャンマー

1) 投資関連法

- ❖ 外国投資法（1988 年） 同法ガイドライン（1999 年）
- ❖ 外貨送金規制（1997 年） 外資系企業による貿易業務禁止（2002 年）

2) 所管官庁

投資委員会（MIC）

3) 税制

法人税（30％） 所得税、源泉徴収税等

4) 土地所有

外国人・外国法人は土地所有ができず、不動産移転規制法によるリース（10～30 年間、ただし 50 年まで延長可能）契約により土地使用权を得る。原則として全ての土地は国有地であり 10～30 年のリース形態で取引される（再延長可能）。外国人は土地使用权を取得し工場・事務所を建設することができる。

5) 外国直接投資

1998 年の外国投資法制定により解禁されたミャンマーへの外国直接投資だが、1998 年以降はアジア経済危機や欧米諸国による経済制裁強化を背景に大幅に落ち込んでいる。

その一方で、統計上は明示的にあらわれていないものの、中国雲南省との国境地帯からマングレーにかけて中国資本による投資活動が活発化していると言われている。この背景として、インドに対する牽制とインド洋へのルート確保を意識した中国政府の支援姿勢があるとみられる。

表 2.3.3-9 外国直接投資と ODA のフロートレンド (単位 : 100 万ドル)

		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ミャンマ ー	FDI	313	391	318	256	258	210	129	252	214	300
	ODA	132	77	154	82	107	122	101	68	64	81

出典 : ADB Key Indicators 2007

タイ

1) 投資関連法

- ❖ 投資促進法 (2001 年改定)
- ❖ 外国人事業法 (1999 年)
- ❖ 投資委員会布告
- ❖ 民商法典 (非公開株式会社編)
- ❖ 工場法 (1992 年)

2) 所管官庁

投資委員会 (BOI)

3) 税制

法人所得税 (30%)、付加価値税 (輸入 7%、輸出 0%)、個人所得税 (5 ~ 37%)
等

4) 土地所有

土地法により外国人は土地所有が認められていない。しかしながら、投資委員会の被奨励企業に認定された場合は所有することができる。また、工業団地開発公社 (IEAT) が開発した工業団地に入居することによっても土地を所有できる。

表 2.3.3-10 外国直接投資と ODA のフロートレンド (単位 : 100 万ドル)

		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
タイ	FDI	2,336	3,895	7,315	6,103	3,366	3,892	953	1,949	1,718	4,527
	ODA	751	6,235	1,377	2,521	726	33	-3,959	-3,888	-2,435	-1,399

出典 : ADB Key Indicators 2007

ベトナム

1) 投資関連法

- ❖ 外国投資法 (1996 年) 及び施行細則 (1997 年)
- ❖ 外国投資プロジェクトの実施の展開手続きを指導する通知 (1997 年)
- ❖ 工業区、輸出加工区及び高度技術区の規制 (1997 年)
- ❖ 改正外国投資法及び施行細則 (2000 年)
- ❖ 外国投資法施行細則 (2003 年)

2) 所管官庁

計画投資省 (MPI) 外国投資局 (FIA)

3) 税制

法人税 (28%)、個人所得税 (~ 50%)、付加価値税 (0 ~ 10%)、輸出入税等

4) 土地所有

ベトナムではすべての土地が国家に所属し、土地の利用は使用权を取得して行われる。使用权の取得ができるのはベトナム人/企業のみで、外国人/企業（合併企業を含む）は、この使用权を賃借して事業を行うこととなる。

5) 外国直接投資

2007 年の WTO 加盟、現在交渉中の日・ベトナム経済連携協定（EPA）交渉や、中国に対する投資の一極集中リスクを回避する観点から、ここ 1～2 年は特に日本からの直接投資が増えている。

表 2.3.3-11 外国直接投資と ODA のフロートレンド（単位：100 万ドル）

		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ベトナム	FDI	2,395	2,220	1,671	1,412	1,298	1,300	1,400	1,450	1,610	1,954
	ODA	614	842	1,484	1,290	1,519	1,501	1,169	2,022	2,006	2,009

出典：ADB Key Indicators 2007

2.4 電力セクターの現状

本調査の対象となっている 5 カ国の電力セクターの現状について、組織・制度面、設備面、運用面から既存の報告書ならびに関係者へのインタビューにより調査を行った。電力セクターの現状を各国毎に以下に示す。

2.4.1 カンボジア

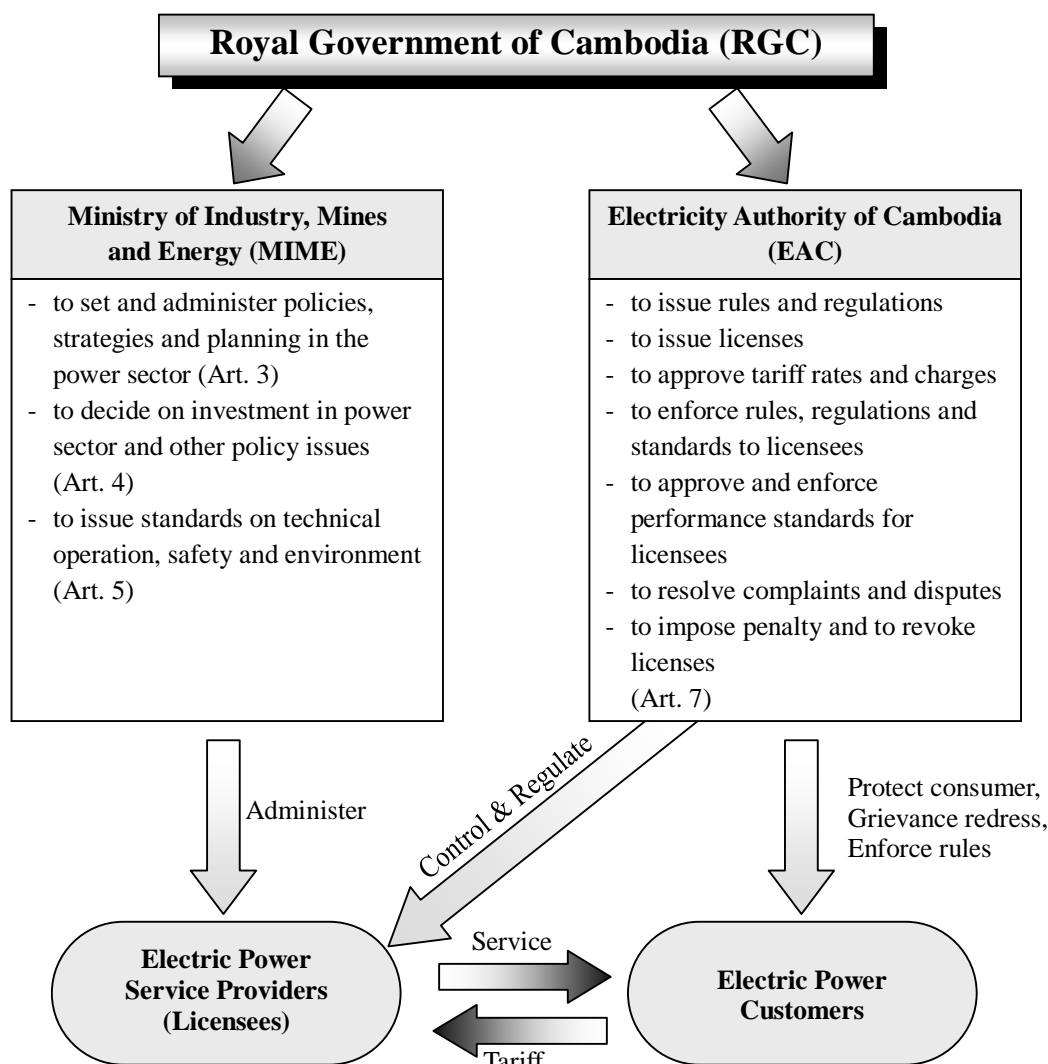
(1) 電力セクターの状況

電力事業体制・組織

カンボジアの電力セクターは 2001 年 2 月に公布された電力法により、その開発と運営の枠組みが定められている。

電力法の下、行政府の所轄官庁は鉱業エネルギー省（MIME: Ministry of Industry, Mines and Energy）で、電力セクターにかかわる政策立案、開発計画策定、技術基準制定を行っている。また、電力法によって、カンボジア政府より自治組織としての権限を与えられた公的組織であるカンボジア電力庁（EAC: Electricity Authority of Cambodia）が設立された。EACは電気事業に係わる免許交付、電気料金認可、電気事業者の監督の役割を担っている。

図 2.4.1-1にMIMEとEACの責任分担を示す。



出所：JICA 水力開発マスタープラン調査 プロGRESSレポート(案)

図 2.4.1-1 電力事業における MIME と EAC の責任分担（電気法の規定）

実際の電気事業はEACより免許を受けた電気事業者により実施されており、現状、最大の事業者は国営会社であるカンボジア電力公社（EdC: Electricite du Cambodia）となっている。EdCは最大需要地であるプノンペンへの電力供給の他、地方主要都市の電力供給を行っている。EdCの他の電気事業者では、発電事業に多くのIPP（Independent Power Producer：独立電気事業者）が参入しており、その多くを外国資本が占めている。また、地方では小型のディーゼル発電機と小さな配電ネットワークによる地方電気事業者が電力供給をおこなっている。

セクター改革

カンボジアの電力政策は、1994年に策定されたEnergy Sector Development Policyが基本政策となり、その後、1999年に世界銀行の支援でCPSS (Cambodia Power Sector Strategy)が策定された。このCPSSの基本方針の下、電力法の制定、EACの設立が実施されている。

電力セクターの改革は、この電力法の制定とそれによるEACの設立によって具体的

に進められている。その方針の主要な点は民間投資の電力セクターへの導入促進であり、この点では、現状および将来計画を見ても、セクター改革は順調に進んでいると言える。今後の課題としては、周辺諸国と比較して高い電力料金を低下させることと、経済合理性が低く民間資本がはいりづらい地方電化をいかに進めるかという点が挙げられる。

1999 年以降、電力需要の急速な増加、GMS (Greater Mekong Sub-region) 計画の進展などから、政策の見直しが必要となり、電力セクターのみならずエネルギー全体を対象とする CESS (Cambodia Energy Sector Strategy) 策定が、世界銀行の支援で進められている。

CESS では下記の基本理念を示している。

- ❖ 既存の地方電化計画、貧困削減計画および地方電化計画との協調
- ❖ 電力サービス運営の地方組織 (地方電気事業者、地方政府) への分権化

上記の基本理念に基づき、電化目標として以下を掲げている。

- ❖ 2020 年までに、あらゆる電化手法により 100% の村落を電化する。
- ❖ 2030 年までに、グリッド品質の電気を農村世帯の 70% に供給する。

上記電化目標達成のための具体的施策として以下を提言している。

- ❖ EdC によるグリッドの延伸
- ❖ 再生可能エネルギーによるオフグリッド地域の電化促進

(2) 設備開発実績 (既存設備実績、系統図)

カンボジアの電力供給は、地域毎の小規模系統により行われており、全国をカバーする電力系統は 2007 年末現時点では存在しない。送電線を有するのはプノンペン系統だけであったが、2007 年 11 月 25 日、タイからの電力輸入が始まり Banteay Meanchaey、Siem Reap、Battambang 間は送電線で結ばれた。

プノンペンの電力系統を図 2.4.1-2 に示す。

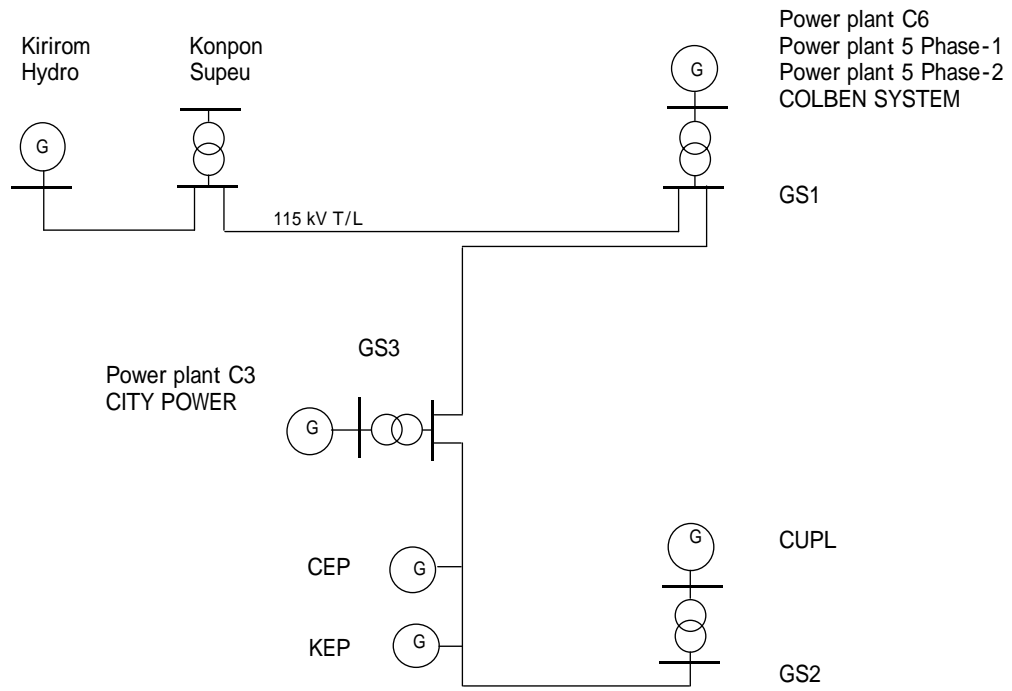
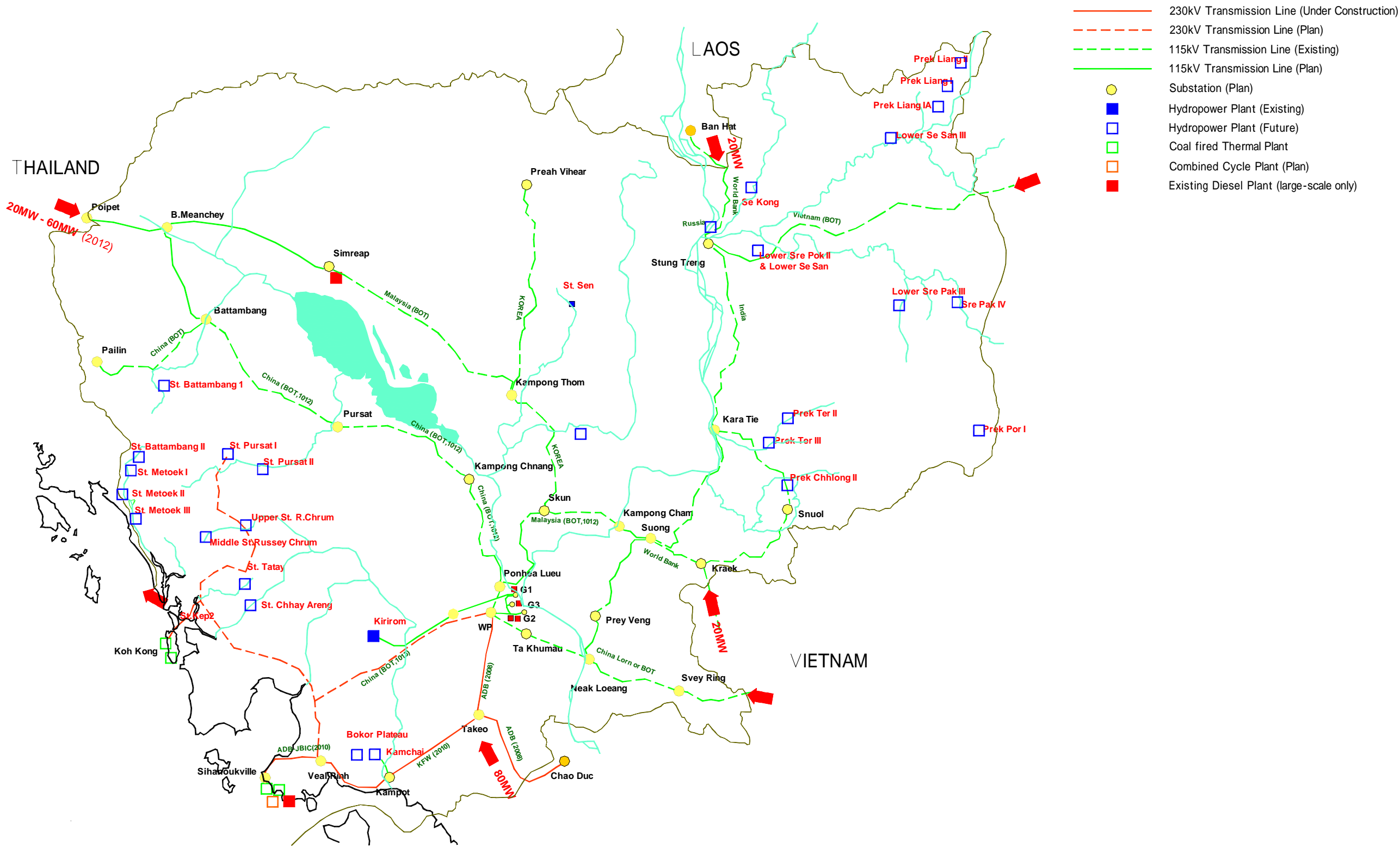


図 2.4.1-2 フノンベン地区の電力系統

今後のカンボジア全国を送電線拡張計画を図 2.4.1-3に示す。

図 2.4.1-3 カンボジア全国を送電線拡張計画



発電設備

2006 年末現在のプノンペン地区と地方主要都市の発電設備の合計は、約 220 MWである。内訳はプノンペン地区が 184.5 MW、地方主要都市が 35.5 MWである。

表 2.4.1-1にプノンペン地区の発電設備を示す。

表 2.4.1-1 プノンペン地区既設発電設備 (2006 年末現在)

No	Plant Name	Plant Type	Year in Service	Investment Type	Project Scale (MW)	Remarks
1	Power plant C3	DG	1996	WB loan	10.0	4 x 2.8 MW
2	Power plant C6	DG	1996	ADB loan	10.0	3 x 6.2 MW
3	CUPL	DG	1997	IPP	35.0	7 x 5.3 MW
4	Power plant 5 Phase-1	DG	1998	Japan grant	5.0	1 x 5 MW C V
5	Power plant 5 Phase-2	DG	1998	Japan grant	5.0	1 x 5 MW C V
6	Kirirom 1	HP	2001	IPP	12.0	2 x 6 MW
7	KEP phase 1	DG	2005	IPP	30.0	4 x 8.2 MW
8	CITY POWER phase 1	DG	2005	IPP	5.0	2 x 2.56 MW
9	CITY POWER phase 2	DG	2006	IPP	2.5	
10	CEP	DG	2006	IPP	45.0	
11	KEP phase 2	DG	2006	IPP	15.0	
12	COLBEN SYSTEM	DG	2006	IPP	10.0	
合計					184.5	

Notes:

DG: ディーゼル発電所

HP: 水力発電所

出所:

- 1) Report on Power Sector of the Kingdom of Cambodia for the Year 2006, EAC, July 2007
- 2) Statistical Handbook 1995 - 2005, EdC, February 2007

上表に示すとおり、水力発電所はKirirom 1 発電所 12MWがあるのみで、その他は全てディーゼル発電設備となっている。全体発電設備容量に対し、水力の割合は7%に満たない。

表 2.4.1-2に地方主要都市の発電設備を示す。

表 2.4.1-2 地方主要都市の既設発電設備 (2006 年末現在)

No	Plant Name	Plant Type	Year in Service	Investment Type	Project Scale (MW)
1	Siem Reap	DG	1998	Japan grant	10.0
2	Shihanouk Ville	DG	1999	ADB loan	5.0
3	Takeo	DG	2006	ADB loan	1.5
4	Kampot	DG	2006	ADB loan	3.0
5	Banteay Meanchay	DG	2006	ADB loan	3.0
6	Preyveng	DG	2006	ADB loan	1.5
7	Steung Treng	DG	2006	ADB loan	1.5
8	Colben in Shihanouk	DG	2006	IPP	5.0
9	GTS in Kampongcham	DG	2006	IPP	5.0
合計					35.5

Notes:

DG: ディーゼル発電所

出所:

Report on Power Sector of the Kingdom of Cambodia for the Year 2006,
EAC, July 2007

発電設備のタイプは、全てディーゼル発電所となっている。

送変電設備

先に述べたとおり、カンボジアの送電線はプノンペン地区の送電線とカンボジア西部にあるタイからの電力輸入用送電線のみで、変電所はこれらの送電線につながる変電所となる。

プノンペン地区の送電線はプノンペン市内の3つの変電所GS1、GS2 およびGS3 を結ぶ送電線と、Kirirom 1 水力発電所からKompong Speu変電所を経てGS1 変電所に至る送電線である。両送電線とも電圧は115 kV、1 回線で、こう長は市内の変電所連系送電線が23 km、Kirirom 1 水力発電所からGS1 変電所への送電線が120 kmで、合計約143 kmである。プノンペン地区の変電所の概要を表 2.4.1-3に示す。

表 2.4.1-3 プノンペン地区既設変電所の概要

変電所名	電圧	容量
GS1	115/22/15 kV	2 x 50 MVA
GS2	115/22/15 kV	1 x 50 MVA
GS3	115/22 kV	1 x 50 MVA
Kompong Speu	115/22 kV	1 x 6.3 MVA

出所: Power Development Master Plan, WB/KEPCO, Dec. 2006

タイからの電力輸入用送電線は、国境のPoipetを経てBanteay Meanchaeyへ、Banteay

Meanchaeyから2方向に分かれSiem ReapとBattambangへ延びている。送電線はマレーシアとカンボジアの民間会社JVが建設したもので、電圧 115 kV、1 回線の送電線である。Poipet、Banteay Meanchaey、Siem Reap、Battambangの4カ所に 115/22 kV変電所が建設され、この送電線につながれている。

配電設備

カンボジアの配電電圧は中圧配電線が 6.3 kV、10 kV、15 kVと 22 kVで、低圧配電線が 400 Vとなっている。プノンペンの中圧配電線については、22 kVに集約しつつある。カンボジアの配電設備の特徴としては、他の途上国に比較し地中線の比率が大きいことである。

EdCの所有する 2005 年現在の全国配電線を表 2.4.1-4に示す。また、地中線と架空線の比率を図 2.4.1-4に示す

表 2.4.1-4 EdC の所有する全国配電線のこう長

	(km)		
	架空線	地中線	合計
中圧配電線	593.1	399.1	992.2
低圧配電線	-	-	1,447.7

出所: Stastical Handbook 1995-2005, EdC, Feb. 2007

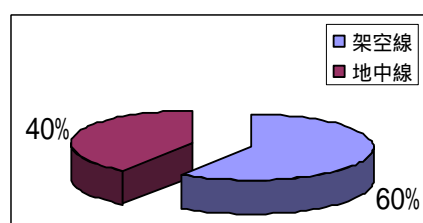


図 2.4.1-4 地中線と架空線の比率

中圧配電線は全国で約 1000 km、低圧配電線は約 1400 kmとなっている。中圧配電線で地中線の占める割合は 40%である。この地中線の割合はプノンペンおよびSiem Reapではさらに高くなっており、プノンペンでは中圧配電線約 550 kmの内 56%が地中線、さらにSiem Reapでは約 53 kmの中圧配電線の内 82%が地中線となっている。このことは配電線の設備コストを大幅に押し上げる結果となっているが、都市景観との調和、特にカンボジア最大の観光資源であるアンコールワットを持つSiem Reapでは、観光資源の価値を高めるために必要な投資と考えられる。

設備運用体制

1) 給電指令所体制

全国系統の存在しないカンボジアでは、給電指令の行われているのはプノンペン地区の電力系統に限定されている。プノンペンの電力供給を行う EdC の本店に給電指令所が置かれ、EdC 計画技術局送電部が給電指令を担当している。

この給電指令所から3つのグリッド変電所をリアルタイムで監視・制御し、6つの発電所を監視し、また、部分的に中圧配電網の監視・制御も行っている。監視・制御を行っている変電所と発電所は以下のとおりである。

- ❖ 変電所： GS1、GS2 および GS3 変電所
- ❖ 発電所： C3、C5、C6、CUPL、KEP および City Power 発電所

給電指令はほとんど口頭にて行われている。給電指令所と KEP、CUPL、Kirirom 発電所および 3 つのグリッド変電所 UHF 無線通信のリンクで結ばれており、さらに、3 つのグリッド変電所、Kompong Speu 変電所および Kirirom 発電所と給電指令所とは直通電話で結ばれている。

現在、新たな給電指令所建設が世銀のローンで実施されており、新設される West Phnom Penh 変電所内に設置される計画で 2008 年内の完成予定である。

2) 設備状況

既存の給電指令関連設備は以下の 2 つに分類できる。

- ❖ EdC 本店に設置された給電指令設備
- ❖ 3 つのグリッド変電所に設置された変電所制御システム

(i) 給電指令設備

上記の給電指令設備は、115 kV送電線SCADA、配電ネットワークSCADA、KEP 発電所SCADAの 3 つの要素から構成されている。

115 kV送電線SCADAは、サーバーコンピュータ 1 台、CRTモニター 2 台と無停電電源装置からなる。1 つのモニターはグリッド変電所の設備状態、例えば変圧器のタップ位置などをリアルタイムでグラフィック表示し、また、各種数値の表示も行う。もう一方のモニターは警報や状態変更記録などを表示する。3 つのグリッド変電所間は UHF無線通信で結ばれており、給電指令所との通信はGS1 を通して行われる。変電所の設備の変更を反映したモニター表示の更新は行われていない。

配電ネットワークSCADAは、サーバーコンピュータ 1 台、CRTモニター 1 台と無停電電源装置からなる。モニターで中圧配電線の遮断器の状態やアナログ数値の監視を行うことができる。中圧配電線に接続された発電所（C3、C5、C6、CUPL、City Power）はこのシステムから監視することができる。配電変電所との通信はUHF無線通信で行っている。配電設備の変更を反映したモニター表示の更新は行われていない。

KEP発電所SCADAはKEP発電所の監視用に給電指令所に設置されたシステムで、SCADA アプリケーションソフト一式、CRTモニター 1 台と無停電電源装置からなる。モニターより、同発電所の 115 kV送電線への接続状態や各種の数値を監視することができる。

(ii) グリッド変電所制御システム

GS1、GS2、GS3 グリッド変電所は同じプロジェクトで建設され、同じSCADAシステムが導入されている。それぞれの変電所にPC（Personal Computer）、PCベースのSCADA アプリケーションソフト、CRTモニター 1 台と無停電電源装置が設置されている。変電所間のデータ通信は 115 kV送電線のOPGWにより行え、GS1 変電所からGS2 およびGS3 変電所を制御できる設計となっている。GS1 からEdC本店の給電指令所間はUHF無線通

信となる。スペアパーツの入手ができず、GS3 変電所のSCADAは故障した状態となっている。

3) 運用実績

(i) 発電実績

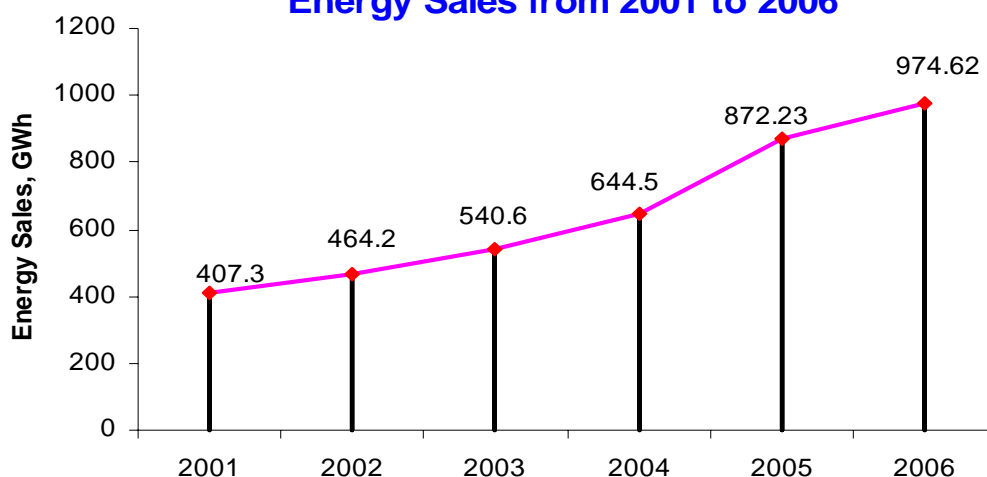
EdCが電力供給を行っている全地域の 2006 年におけるIPPの発電量も含めた年間発電電力量は 1,106 GWhである。地域別に発電電力量の割合を比較すると 82%がプノンペン地区、Siem Reapが 7%、Sihanoukevilleが 3%、その他の地区で残る 8%となり、発電実績の 8 割以上をプノンペン地区が占めている。

発電電力量を EdC 自身による発電と IPP からの購入電力で比較すると、79%が購入電力となっている。

(ii) 需要および電力損失

2001 年から 2006 年までのEdCの販売電力量の伸びを図 2.4.1-5に示す。

Energy Sales from 2001 to 2006



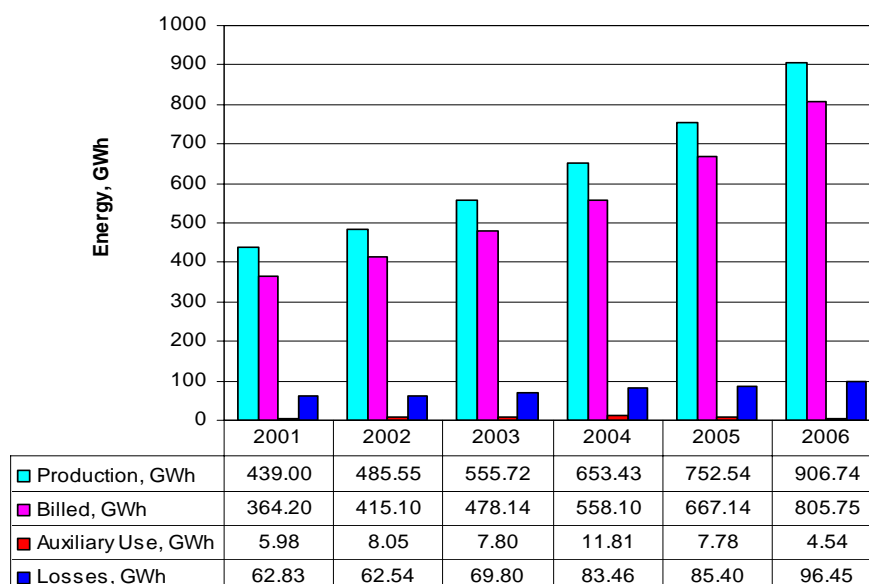
出所: EdC

図 2.4.1-5 EdC の販売電力量の伸び

2001 年から 2006 年までの 5 年間で 407.3 GWh から 974.62GWhまで約 2.4 倍の伸びで、伸び率に換算すると年間平均 19%の高い伸び率となっている。

プノンペンにおける 2001 年から 2006 年までの発電電力量、販売電力量、電力損失、所内消費を図 2.4.1-6に示す。

Break Down of PHN Generation, Energy Billed & System Losses

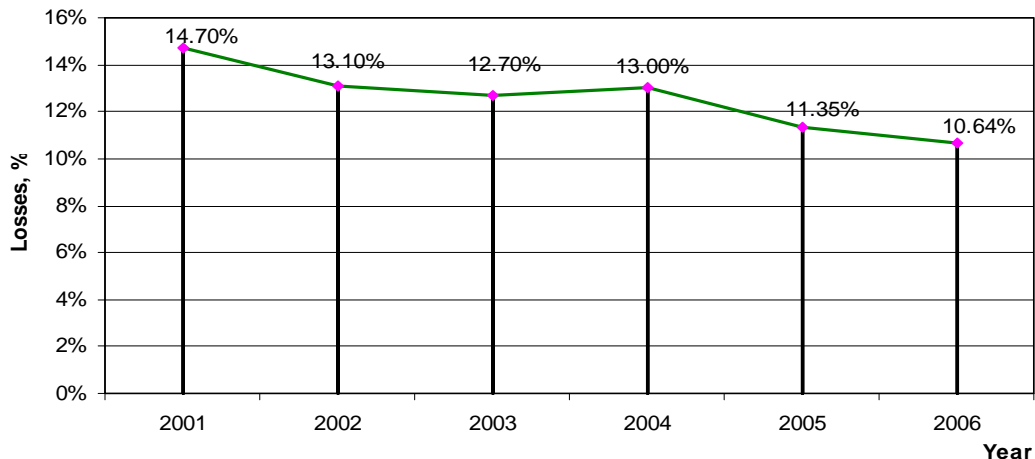


出所: EdC

図 2.4.1-6 プノンペンにおける発電電力量、販売電力量、電力損失、所内消費

上記から、電力損失率の変化をグラフ化すると下記の図 2.4.1-7のとおりである。

System Losses in PHN from 2001-2006 (%)



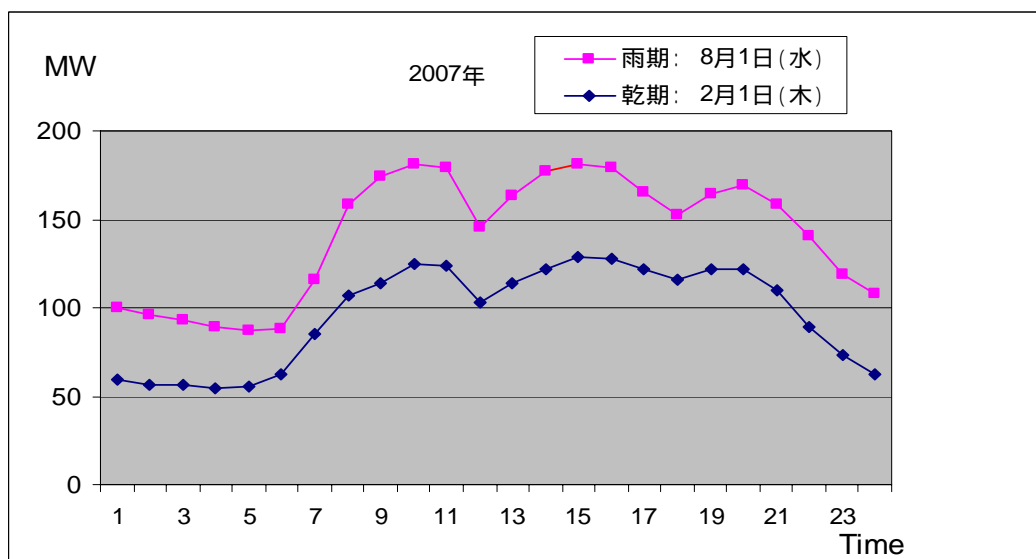
出所: EdC

図 2.4.1-7 プノンペンにおける電力損失率の変化

2001年の14.7%から電力損失は低下してきており2006年には10.64%となっている。途上国としては低い値で、優秀な実績と言える。電力損失の低い理由として、盗電の非常に少ないことが推測される。先述したように、プノンペンでは配電線のうち地中線の比率が約56%と高く、また、架空線においても架空ケーブルを多く採用していることが盗電を難しくしている。さらに、電力量計を集合ボックスに集めて公共スペースに設置していることも盗電防止に役立っていると考えられる。

(iii) 日負荷特性

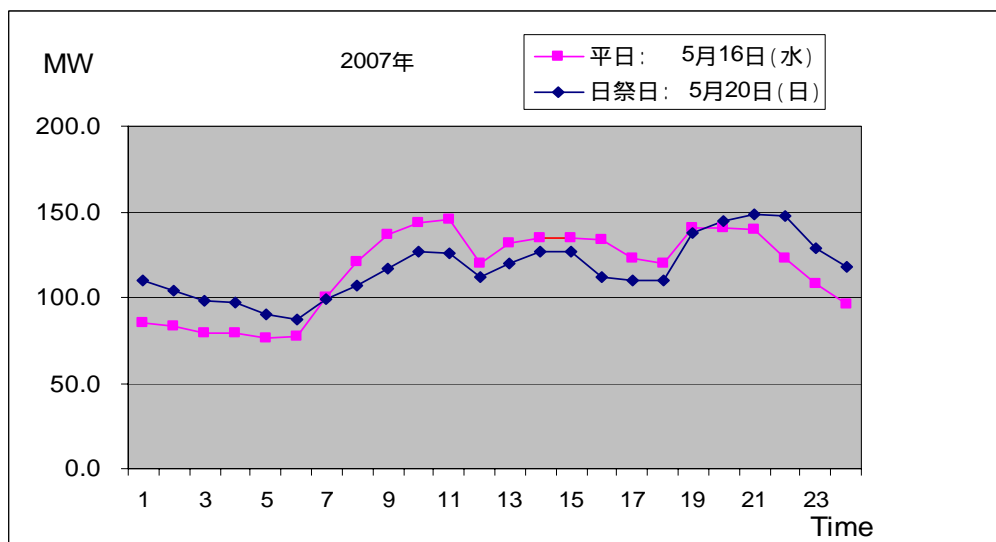
乾期および雨期の典型的な日負荷変動を示すため、乾期の例として2007年2月1日(木)、雨期の例として2007年8月1日(水)のプノンペン系統につながれた発電所の合計出力変動を図2.4.1-8に示す。



出所: EdC

図 2.4.1-8 プノンペンの乾期と雨期の日負荷特性 (発電出力変動)

また、平日と日祭日の負荷変動の特性を比較するため、2007年5月16日（水）と同年5月20日（日）におけるプノンペン系統の発電所出力合計の変動を図 2.4.1-9 に示す。



出所: EdC

図 2.4.1-9 プノンペンの平日と日祭日の日負荷特性（発電出力変動）

2月と8月の発電出力では明らかに8月の出力が大きくなっている。これは雨期と乾期の違いより、8月の冷房負荷が大きく需要を伸ばしているものと推測される。平日と日曜の違いでは、5月16日の平日が昼間ピークであるのに対し、5月20日の日曜日では夜ピークとなっており、典型的な特性の違いを示している。

電力設備計画基準

日本の支援による「カンボジア国電力技術基準及びガイドライン整備計画調査」が2002年から2004年にかけて実施された。この調査の一環として作成された電力技術基準（General Requirements of Electric Power Technical Standards）は2004年4月にMIMEの省令として法制化された。

この電力技術基準の中では電力供給の質を規定するものとして、電圧と周波数の規定は示されているが、LOLPなどの供給信頼度基準やN-1などの系統信頼度基準は定められていない。

世銀の支援でKEPCOが実施し2006年12月に完成したPower Development Master Plan and Institutional Strengthening（以下、世銀マスタープラン）では、電源開発計画の計画基準としてLOLP（Loss of Load Probability）と供給予備力が採用されている。LOLPとして年間1日の供給不足に相当する0.0027を、供給予備力の最低値として15%を適用している。

また、同世銀マスタープランの送電線拡張計画では、N-1基準、つまりひとつの電力設備が故障しても系統全体としての供給支障を起こさないことを、計画基準として採用している。他に、系統の母線電圧を正常時に $\pm 5\%$ 以内、異常時に $\pm 10\%$ 以内に抑

えることを計画基準としている。

電力設備計画

電力設備計画の各案件については、第3章3.3.1節で記述する。ここでは、世銀マスタープランで策定された需要予測と電源開発および電力輸入計画をベースに、MINEとの面談から得られた情報を加え、2024年までの需給計画を示す。

表2.4.1-5に既存電力設備、電源開発計画、国際連系送電線（電力輸入）計画を予測需要値と共に示す。

表 2.4.1-5 電源開発・電力輸入計画と需給バランス

No	Plant Name	Plant Type	Year in Service FY	Investment Type	Project Scale (MW)
2006年末現在の既設発電設備					
ブノンベン地区					
1	Power plant C3	DG	1996	WB loan	10.0
2	Power plant C6	DG	1996	ADB loan	10.0
3	CUPPL	DG	1997	IPP	35.0
4	Power plant 5 Phase-1	DG	1998	Japan grant	5.0
5	Power plant 5 Phase-2	DG	1998	Japan grant	5.0
6	Kirirom 1	HP	2001	IPP	12.0
7	KEP phase 1	DG	2005	IPP	30.0
8	CITY POWER phase 1	DG	2005	IPP	5.0
9	CITY POWER phase 2	DG	2006	IPP	2.5
10	CEP	DG	2006	IPP	45.0
11	KEP phase 2	DG	2006	IPP	15.0
12	COLBEN SYSTEM	DG	2006	IPP	10.0
地方都市					
13	Siem Reap	DG	1998	Japan grant	10.0
14	Shihanouk Ville	DG	1999	ADB loan	5.0
15	Takeo	DG	2006	ADB loan	1.5
16	Kamptot	DG	2006	ADB loan	3.0
17	Banteay Meanchay	DG	2006	ADB loan	3.0
18	Preyveng	DG	2006	ADB loan	1.5
19	Steung Treng	DG	2006	ADB loan	1.5
20	Colben in Shihanouk	DG	2006	IPP	5.0
21	GTS in Kampongcham	DG	2006	IPP	5.0
電源開発計画					
1	Kirirom 3	HP	2010	IPP	15.0
2	Kamchay	HP	2010	IPP	193.0
3	Coastal Steam 1	TH	2010	IPP	200.0
4	Stung Atay	HP	2012	IPP	120.0
5	Coastal Steam 2	TH	2013	IPP	400.0
6	Lower Russei Chrum	HP	2014		204.0
7	Lower Sre Prok 2	HP	2015		222.0
8	Sambor	HP	2016		467.0
9	Lower Se San 2	HP	2016		207.0
10	Battambang 1	HP	2017		24.0
11	Upper Russei Chrum	HP	2017		32.0
12	CCGT 1	GC	2018		200.0
13	Middle Russei Chrum	HP	2018		125.0
14	Stung Tatay	HP	2018		80.0
15	Battanmbang 2	HP	2019		36.0
16	CCGT 2	GC	2020		450.0
17	CCGT 3	GC	2022		450.0
国際連系送電線計画(電力輸入)					
1	Banteay Meanchay - Thai		2007		20.0
2	Phnom Penh - Vietnam		2008		80.0
3	Kampong Cham - Vietnam		2009		20.0
4	Stung Treng - Laos		2009		10.0
5	Phnom Penh - Vietnam (増量)		2010		120.0
6	Banteay Meanchay - Thai(増量)		2012		60.0
(a) Total Peaking Capacity (MW)					
(b) Forecasted Peak Load (MW)					
(c) Reserve Margin (a) - (b) (MW)					
(d) Ratio of Reserve Margin (c) / (b) (%)					

Notes:

発電プラントのタイプにより、その耐用年数を以下のように仮定した。

DG: ディーゼル発電所 15年

HP: 水力発電所 30年

また、図 2.4.1-10に電力供給能力とピーク需要を示す。

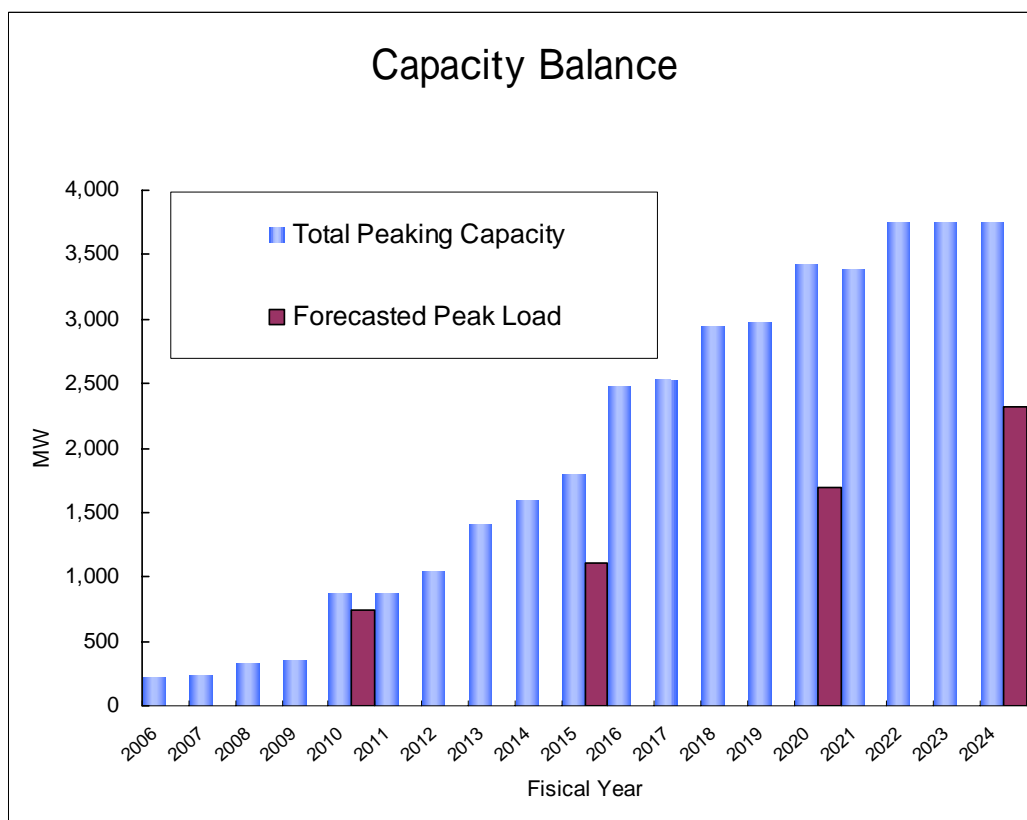


図 2.4.1-10 電力供給能力とピーク需要

2010年に運転開始を予定しているKamchay水力発電所 193 MW、Sihanoukeville石炭火力 200 MWなどにより 2010年での発電設備容量は 873 MWと、現在の発電能力 220 MWの約 4 倍に増加する。予備力としてはこの時点で約 19%となる。電源開発はこの後も大幅に拡充していく計画となっており、計画どおり開発が進めば、発電設備容量は 2020 年で約 3,400 MW、2024 年で約 3,700 MWとなり、国内需要を大きく上回ることになる。

このような計画で開発が進めば、電力輸入用に現在建設を進めている国際連系線を使って、ベトナムやタイへの電力輸出も可能となろう。

2.4.2 ラオス

(1) 電力セクターの状況

電力事業体制・組織

ラオス電力セクターの監督官庁は、エネルギー鉱業省（MEM）の電力局（DOE）である。電気事業者は、国営のラオス電力公社（Electricité du Laos（EDL））、独立発電事業者のIPP、およびEDLの供給範囲外へのオフグリッドによる小規模な電気事業を担う、公営の配電事業者がある。

EDLは、エネルギー鉱業省（MEM）電力局（DOE）を監督官庁とし、ラオス国の主な発電所、ほぼ全ての送配電設備を所有・運転し、電力の輸出入を管理している発電・送電・配電一貫の国営電気事業者である。2005年に、Nam Thuen2 プロジェクトへの出資を目的として、国営企業であるラオス投資持株公社（Lao Holding State Enterprise）が設立された。

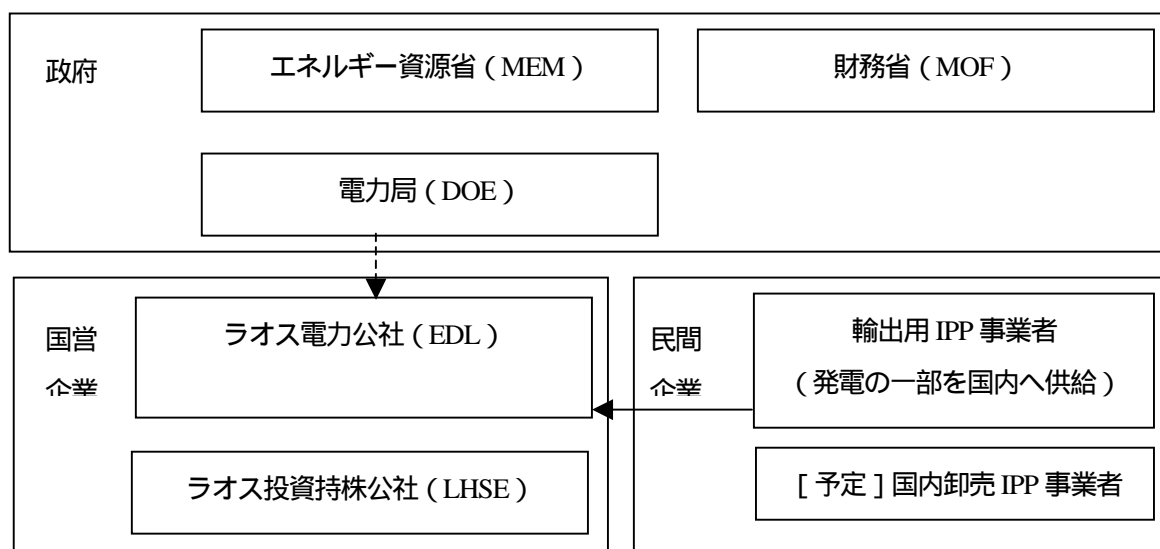


図 2.4.2-1 ラオスの電力セクター組織図

ラオスの電気事業者はMEM内にある電力局（DOE）が監督している。DOEは、1994年に当時の官庁であるMIH内の組織として設立され、電力政策の策定、電源計画の作成、および関連法規の整備を行っている。

ラオスの電気事業者は、以下の四つである。

- ❖ 国営のラオス電力公社（Electricité du Laos（EDL））
- ❖ 独立発電事業者のIPP
- ❖ ラオス投資持株公社（LHSE）
- ❖ オフグリッドによる小規模な電気事業を担う公営の配電事業者

1) EDL

EDL は、1959 年に設立された発電・送電・配電一貫の国営電気事業者であり、ラオス国内の電力供給を担っている。EDL の電力系統は、115kV でタイの EGAT と連系され、また、ベトナム、タイから一部の地域へ中圧線で配電しているため、電力の輸出入の管理も行っている。

設立当時の EDL は、フランス国が持ち込んだ小水力発電所を運用し、ピエンチャン中心部へ送電を行う電気事業者であった。1960 年代後半から 1970 年代前半にかけて、Nam Ngum1 発電所が建設され、タイとの連系送電線を含む現在の系統の前身が構築された。Nam Ngum1 発電所は、段階的に容量を増やし、1990 年には 150MW、2000 年には、155MW に達している。2000 年代には、60MW の Nam Leuk HPP(2000)、40MW の Nam Mang3 が運転を開始している。

2) IPP

ラオス国の IPP は、主にタイへの電力輸出を担う組織として外国資本と合併で設立された。現在、表 2.4.2-1 に示す 2 箇所の発電所がある。1990 年代後半にタイへの輸出用 IPP として、210MW の Theun Hinboun (1998)、150MW の Houay Ho HPP (1999) が運転を開始。EDL はそれぞれの発電力の 60%、20% の所有分を持つ。IPP はラオスの国内系統とは独立しており、EDL とは独立に運用されている。

表 2.4.2-1 ラオス国の電力輸出用 IPP

発電所	出力	構成	EDL 所有分
Theun Hinboun	210 MW	ノルウェー、スウェーデンの企業および EDL	60%
Houay Ho	150 MW	韓国 Daiwoo、タイの企業および EDL (現在韓国は手を引く)	20%

3) LHSE

2005 年に、Nam Thuen2 プロジェクトへの出資を目的として、国営企業であるラオス投資持株公社 (Lao Holding State Enterprise) が設立された。

Nam Thuen2 の出力は、1088MW (ラオス国内用 75MW を含む) であり、2009 年に運転開始予定である。500kV の専用送電線で、EGAT へ売電する予定である。

セクター改革

将来、EDL の発電部門などを分離する議論は、DOE、EDL 内でなされている。しかし、まだ具体的なスケジュール、プランはない。

電力輸出入のMOU

ラオス国の電源は、EDL へ供給する電源と、Theun Hin Beun、Houay Ho、Nam Thuen2 などのようにラオス国内系統を通さずに専用線で輸出を行う大規模 IPP に分かれている。このうち、

輸出用の大規模電源は、ラオスとタイ、およびベトナムとの間に結ばれるMOUの枠組みの中で開発されていく。表 2.4.2-2に電力輸出入の2国間MOUの主な状況を示す。

表 2.4.2-2 電力輸出入の2国間 MOU

2 カ国	MOU の内容
ラオス-タイ	2006 年の 12 月 18 日に締結され、従来の 2015 年 3000MW から、2015 年 5000MW と増加。さらに、2007 年に締結された内容は 7000MW
ラオス-ベトナム	1998 年の MOU で 2010 年 1500MW、2020 年 3000MW

(2) 設備開発実績

発電設備

2007 年 11 月時点での国内の既設発電所は表 2.4.2-3のとおりであり、すべて水力である。ただし、同表は、国内供給用の発電所と輸出用の両方を含んでおり、Theun Hinboun と、Houay Ho は、輸出用である。このうち、Theun Hinboun は、8MW、Houay Ho は 2.1MW の国内供給用の発電力を持つ。

表 2.4.2-3 ラオス国の既設発電所

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

ラオス国内供給用の発電所計画を表 2.4.2-4にまとめる。

2007 年 11 月に、一部の発電所の運転開始時期、出力に若干の変更が行われており、これを受け EDL は電力開発計画を現在改定中である。

表 2.4.2-4 ラオス電源開発計画 (2007.12 現在)

PDP 2007 (Sep 2007)

	Inst. Cap (MW)	Energy, GWh p.a.	Plant Factor	COD	Category
Northern	346.1	1,543.1			
Nam Ko	1.5	7.9	0.6	1996	EDL
Nam Ngay	1.2	2.0	0.2	2006	EDL
Nam Nhon	2.4	11.6	0.6	2010	IPP Domestic
Nam Tha1	152.0	736.0	0.6	2012	IPP Domestic
Nam Sim	8.0	29.9	0.4	2012	IPP Domestic
Nam Long	40.0	135.0	0.4	2013	EDL
Nam Ou8 (local)	90.0	410.0	0.5	2014	IPP Domestic
Nam Boun	8.0	42.0	0.6	2015	IPP Domestic
Nam Beng	33.0	125.0	0.4	2017	IPP Domestic
Nam Hao	10.0	43.8	0.5	2019	IPP Domestic
Central 1	1,005.0	4,803.7			
Nam Dong	1.0	4.7	0.5	1961	EDL
Nam Ngum1	155.0	1,002.0	0.7	1971	EDL
Nam Leuk	60.0	218.0	0.4	2000	EDL
Nam Mang3	40.0	150.0	0.4	2005	EDL
Nam Ham	5.0	15.4	0.4	2010	IPP Domestic
Nam Lik 1/2	100.0	435.0	0.5	2010	IPP Domestic
Nam Ngum5	120.0	500.0	0.5	2011	IPP Domestic
Nam Lik1	60.0	262.8	0.5	2011	IPP Domestic
Nam Cha (local)	112.0	389.0	0.4	2011	IPP Export
Hongsa Lignite TPP (Local)	100.0	700.8	0.8	2013	IPP Export
Nam Theun1 (Local)	10.0	70.0	0.8	2013	IPP Export
Nam Khan2	126.2	500.0	0.5	2014	EDL
Nam Ngiep down stream	19.6	115.0	0.7	2014	IPP Export
Nam Khan3	46.2	222.0	0.5	2015	EDL
Nam Mang1	50.0	219.0	0.5	2015	IPP Domestic
Central 2	348.0	1,842.5			
Theun HinBoun (Local)	8.0	24.5	0.3	1998	IPP Export
Nam Theun2	75.0	300.0	0.5	2009	IPP Export
Xepon3 (Up stream)	70.0	390.0	0.6	2012	EDL
Nam Mo	105.0	602.0	0.7	2012	IPP Domestic
Theun Hinboun (extension)	60.0	316.0	0.6	2012	IPP Export
Xepon 3 (Down stream)	30.0	210.0	0.8	2013	EDL
Southern	1471.8	9462.298			
Xelabam	5.0	21.5	0.5	1961	EDL
Xeset1	45.0	133.9	0.3	1991	EDL
Houay Ho (local)	2.1	8.3	0.5	1999	IPP Export
Xeset 2	76.0	309.0	0.5	2009	EDL
Xekaman3	25.0	76.0	0.3	2010	IPP Export
Xelabam ext.	7.7	37.1	0.5	2012	EDL
Xekatam	61.0	296.8	0.6	2012	IPP Domestic
Xekaman1	30.0	131.4	0.5	2012	IPP Export
Power supply to Aluminum factories	1,000.0	7,446.0	0.9	2013	IPP Domestic
Xepian/Xenamnoy (Local)	20.0	102.0	0.6	2013	IPP Export
Houaylamphan	68.0	315.0	0.5	2014	EDL
Xeset3-4	32.0	135.0	0.5	2016	IPP Domestic
Nam Kong3	25.0	142.0	0.6	2017	IPP Domestic
Xebangnuan	45.0	177.0	0.4	2018	IPP Domestic
Xelanong	30.0	131.4	0.5	2019	IPP Domestic

大規模 IPP を含んだラオス全体の電源の開発計画は、第3章で述べる。

送変電設備

ラオスの国内供給用の送電電圧は 115kV であり、配電線は 22kV、400V である。一部、ベトナムからの配電線などで、35kV が使用されている。

ラオスの 115kV 送電線巨長の推移を表 2.4.2-5に示す。

表 2.4.2-5 ラオス 115kV 送電線巨長の推移

	115kV (km)
2003	1,111.22
2004	1,167.96
2005	1,510.42
2006	1,861.62

Power Development Plan (Draft, Dev 2007, EDL)

EDLの国内供給用の送電系統は、中央 1(C1)、中央 2(C2)、南部(S)の 3 つに別れている。

北部(N)は、現在、小水力などの独立電源や、タイからの配電線により供給しているが、近いうちにADBの資金により中央 1(C1)系統から、系統が拡張される予定である。

中央 1(C1)系統は、首都ビエンチャンを含みNam Ngum1、Nam Leuk、Nam Mang 3 から電力を供給している。また、タイのNongkhai変電所とPhontong変電所間を 115 kV 2 回線、Thanaleng変電所間を 115kV1 回線、およびタイのBungkan変電所とPakxan変電所間を 115kV1 回線で連系している。

中央 2(C2)系統は、Thakhek変電所、セメント工場、セポン鉱山などへ、タイのNakhon Panom から 115 kV 2 回線で供給している系統と、Pakbo変電所、およびKengkhek変電所へ、タイのMukdahan変電所から供給している系統からなる。

中央 1 系統と中央 2 内の二つの系統は、現在、国内では連系されていないが、2008 年頃 115 kV Paksan-Thakhek-Pakbo送電線により、国内で連系される予定である。しかし、建設手続きが遅延しており、運転開始もやや遅れる見通しである。

南部 (S) 系統は、Bang Yo変電所、Ban Na変電所、Ban Hat変電所、Saphaothong変電所を含み、Xeset1、およびSekatam水力発電所から供給している。タイへのSirindhom発電所とBangyo変電所で連系されている。

他に、タイへの輸出用のHouay Ho発電所、およびTheun Hin Beun発電所とタイ系統を接続する 230kV送電線があり、それぞれIPPが所有している。ラオス国内の系統計画は、DOEが取りまとめた開発計画、各ドナーなどの資金による調査結果などを受けて、EDLが毎年策定する。計画策定箇所は、EDL System Planning Officeである。

至近に予定されている主な 115kV送電線の建設を以下に示す。

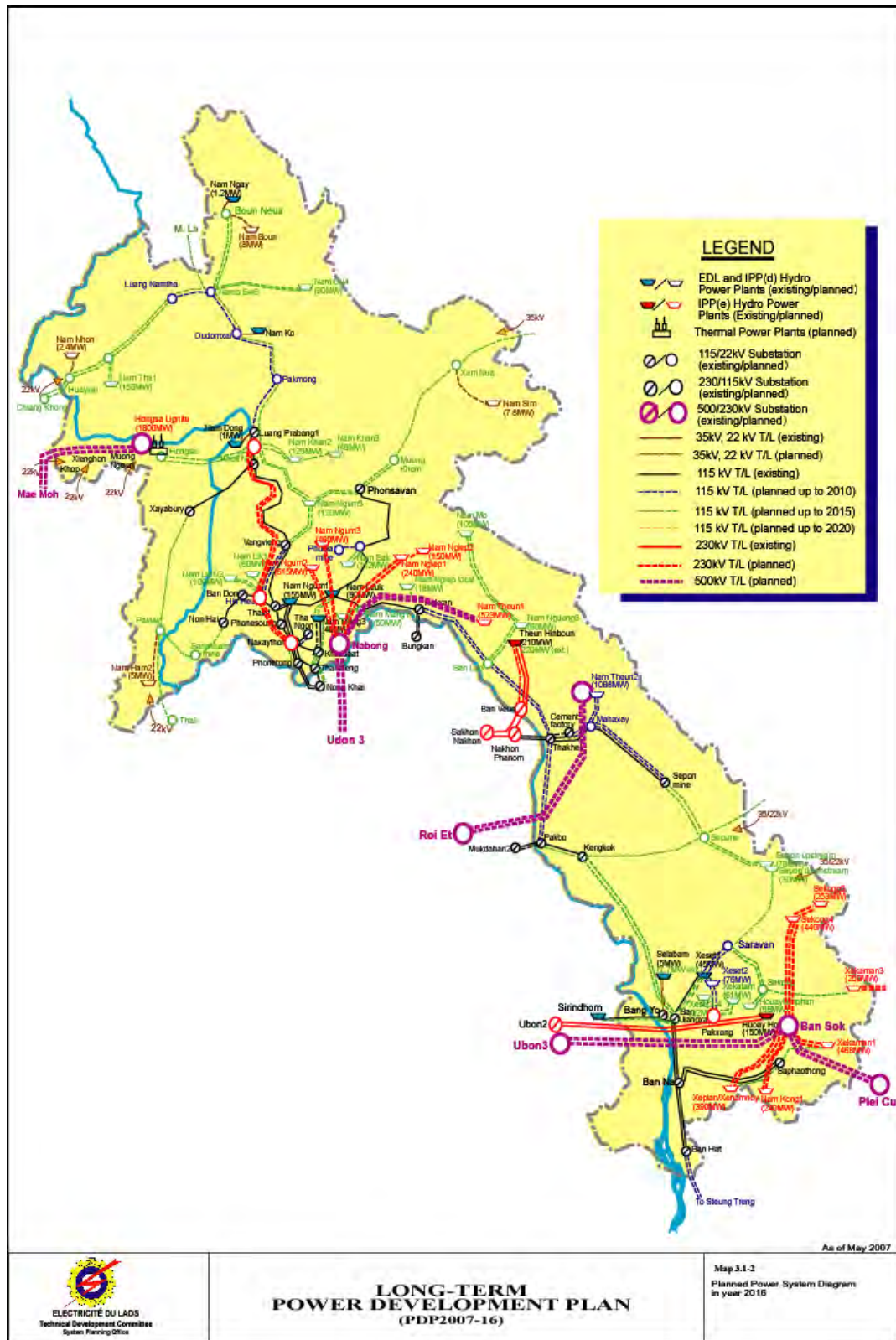
- ❖ JBIC 資金により、2008 年頃に 115 kV Paksan-Thakhek-Pakbo 送電線が建設され、中央 1(C1)、中央 2(C2)が連系される予定である。

- ❖ 世銀のGMS 電力取引プロジェクト (GMS Power Trade Project) により、南部(S)系統の Xeset-Saravan 間の 115kV 送電線が建設される予定である。また、Ban Hat 変電所から、カンボジアの Strung Tren 変電所へ 115kV 送電線が建設される予定である。
- ❖ 2011 年頃に、ラオス国内系統としては、初めて C1 系統内に 230kV 送電線が導入される予定である。中国の資金がつく可能性が高い。
- ❖ ADB の資金により中央 1(C1)系統から、北部(N)系統への 115KV 送電線拡張計画の FS 実施され、近いうちに C1 から N 系統へ送電線が拡張される予定である。
- ❖ 世銀の REPI (地方電化プロジェクトフェーズ I)により、中部南部を中心に配電線の延伸による地方電化を実施中である。近々フェーズ II が開始される。
- ❖ 旺盛な需要増加が予想されるビエンチャン市内周辺に 115KV 系統の増強、115/22 kV 変電所の新設が提案されている。

また、至近に予定されている主な輸出用 IPP の送電線建設は以下のとおり。

- ❖ Nam Theun2-Roi Et (EGAT)間の 500kV 送電線
- ❖ Nam Ngum2-Na Bon、Nam Ngum3-Na Bon、Nam Ngiep2-Na Bon 間の 230kV 送電線および Na Bon Udon3(EGAT)間の 500kV 送電線
- ❖ Hong Sa-Mae Mo(EGAT)間の 500KV 送電線

ラオス国の電力系統を図 2.4.2-2に示す。また、隣国との連系状況を図 2.4.2-3に示す。



出典：EDL System Planning Office

図 2.4.2-2 EDL2015 年系統

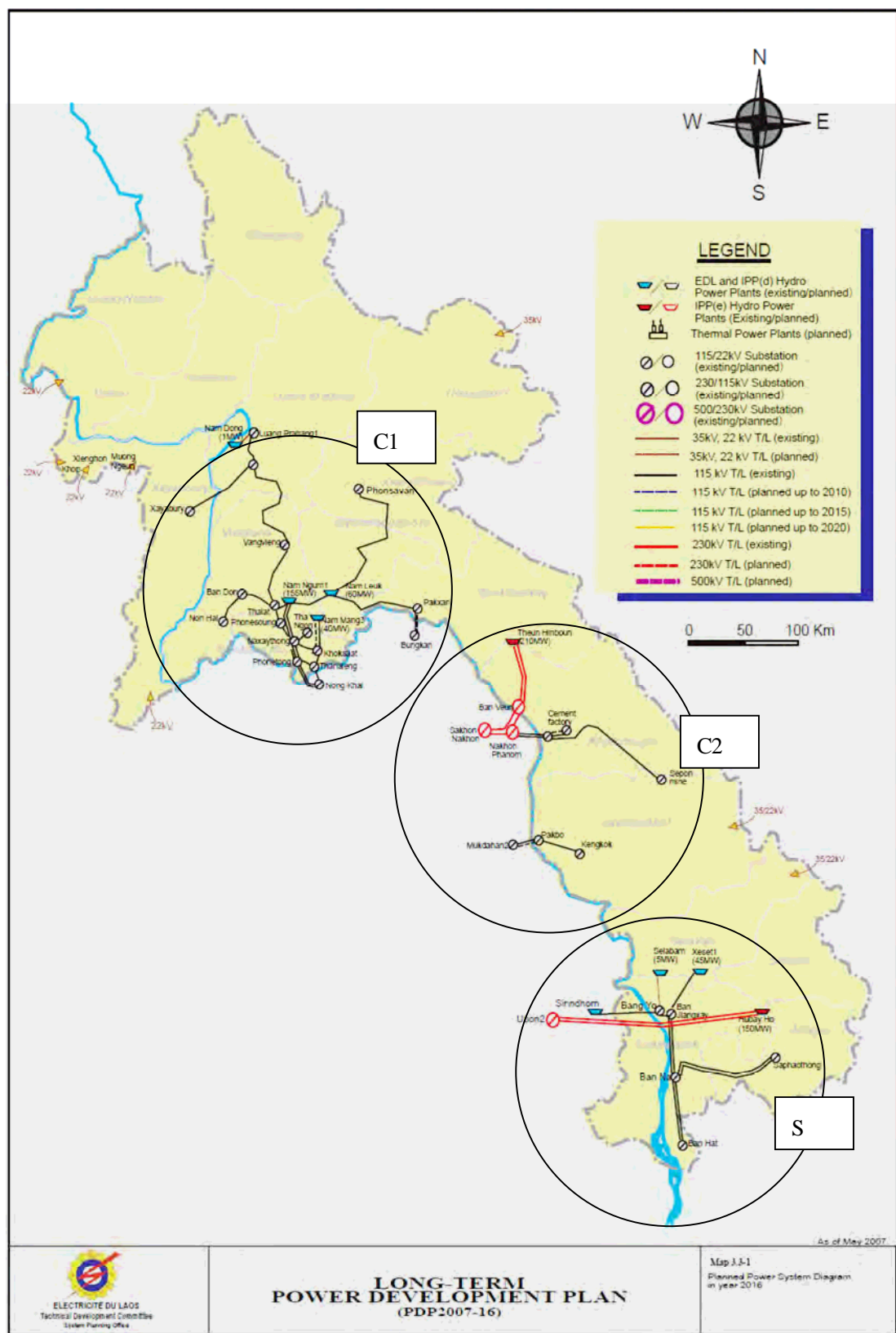


図 2.4.2-3 隣国との連系送電線

(3) 設備運用体制

設備運用状況

C1 系統のNam Ngum1、Nam LeukおよびNan Mang3 の各発電所は、EGATからの給電指令により運転されている。各発電所の運転員はEDLの職員である。

115 kVの変電所・送電線の開閉操作、事故対応、設備保守は、EDLが行っている。

ピエンチャン市内には、市内の拠点変電所、および 22KV中間開閉所の開閉操作状況や、潮流を監視できる給電所（シサケット給電所）があるが、全国大の系統の監視、制御が可能な給電所は国内にはない。

Houay Ho, Theun Hin bounの各IPPIは、EGATとIPPとの契約に基づいて運用され、日々の運用は、IPPとEGATが連絡を取り合って実施されている。

将来の給電機能

現在のラオス国内系統は、タイからラオスの国内へ、放射状に連系されている系統構成をとっているために、EGATからの給電指令によって運用することができる。しかし、近い将来、N、C1、C2、Sの送電系統が、国内で連系されると、国内の連系線の潮流を制御する必要が生じ、ラオス国内に給電機能が必要になる。このため、世銀の支援により、ラオス国内に中央給電指令所が設置される予定である。また、ラオス国内の系統運用についての研修がJBIC資金により予定されている。

2) IPP共用 500kV変電所の運用

現在、建設・計画中の輸出用IPPである Nam Ngum2、Nam Ngum3、Nam Ngiep2 は、一旦 500kV Na Bon変電所へ送電され、Na Bon変電所からまとめてEGATへ送電される。このため、Na Bong変電所の運用・保守は、各IPPではなく、EDLが主体となって実施することになっている。しかし、500kV変電所の運用の経験は、EDLにはないため、この運用をEDLがEGATと協力して行うことになっている。現在、EDLは、これらの運用に携わるべき組織を準備中である。

(4) 設備運用実績

C1 系統のNam Ngum, Nam Leuk, Nam Mang3, Nam dong および南部の Xeset1, Selabam 発電所の 2007 年の季節別運転実績を図 2.4.2-3に示す。雨季(6 月～9 月)と乾季の発電電力量の差は、大規模な貯水池を持つ Nam Ngum1 では小さいが、Nam Leuk、Xeset1 などでは大きく、雨季と乾季の発電電力量の差は数倍である。

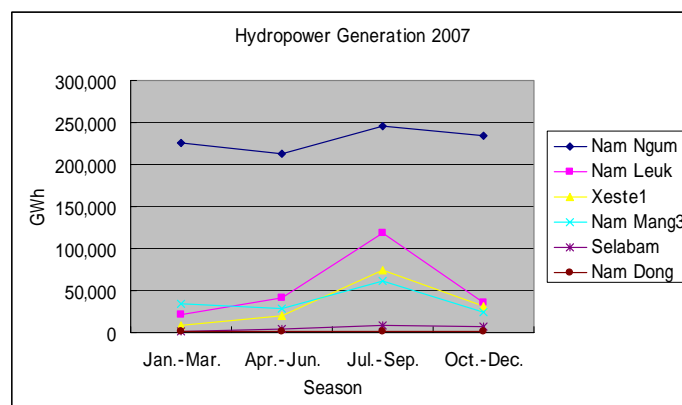


図 2.4.2-4 乾期と雨期の水力発電所からの出力の違い

なお、2009 年、2010 年には、Nam Ngum 水系の上流に建設されるダム溜水のため、Nam Ngum1 の出力が減少する一方で、タイからの輸入を期待しても、タイ - ラオス間の送電線容量に限界があるため、ラオス国内の電力量、ピーク供給力ともに不足する可能性が指摘されている。2011 年以降は、Nam Lik12、Nam Lik1 および Nam Ngum5 の完成により、ピーク需要時にも、タイへ輸出可能な程度に十分な電力が確保される見通しである。

(5) 電力設備計画基準

電力開発計画を策定する際の前提として、以下のような信頼度基準を設定している。

- ❖ 発電設備予備率：15%
- ❖ LOLP：24 時間
- ❖ 最大期待供給不足電力量：0.1%

しかし、現状はLOLPをシミュレーションなどで確認することは行われていない。

系統信頼度基準としては、N-1 基準（送電線 1 回線などの単一設備事故時にも供給可能）を採用している。電圧は、通常時 95-105 %、事故時 90-110 % の範囲である。

系統解析ツールは PSS/E を使用している。

2.4.3 ミャンマー

(1) 電力セクターの状況

1997年11月に国家法秩序回復評議会が解散され、国家平和開発協議会（SPDC-State Peace and Development Council）が設立されると行政改革の一環として、同時に電力部門を管轄する電力省（MOEP-Ministry of Electric Power）が設立された。電力開発の策定の役割が、ミャンマー電力公社（MEPE-Myanmar Electric Power Enterprise）から MOEP に移管され、MEPE は発送配電設備の運用と保守を担い、電源開発計画の策定は電力省と共同で行うものの、電力政策に関しては電力省が行うこととなった。

MOEP の設立5年後の2002年1月、短・長期の水力発電開発計画に基づいた水力発電計画達成すべく、水力発電局（DHP-Department of Hydroelectric Power）が設置された。

2003年3月末において、電力局、水力発電局およびミャンマー電力公社には、それぞれ4,279名、4,279名、16,526名の職員が配置された。ミャンマー電力公社における人員内訳は、本社1,807名、支店・営業所10,040名、発電所2,893名、変電所780名、送電関係者1,006名であった。

さらに4年後の2006年5月に、国家事業やマルチセクター事業等多様な電力需要形態への効率的な対応を果たすべく、電力省はさらに電力省1及び電力省2（Ministry of Electric Power(1)及びMinistry of Electric Power(2)）の2つに分割された。

電力省1は、主として電源開発及び水力発電計画の実施を担当し、電力省2は主として全国の送配電設備を担当する。電力省1及び電力省2の組織図を図2.4.3-1及び図2.4.3-2に示す。

ミャンマー政府のエネルギー政策は以下の5項目である。次の通りである。

エネルギー独立性の維持

ミャンマー石油・ガス公社（MOGE-Myanmar Oil and Gas Enterprise）は現在14の陸上油田及びガス田から10,000バレルの原油と1億5,000立方フィートの天然ガスを生産している。また、Yadanaガス油田は1998年に665kmに及ぶ導管でタイへ天然ガス供給を開始し、さらに2000年よりYetagunガス油田も供給を開始した。天然ガスは陸・海上を合わせて12.068兆フィートの埋蔵量が確認されている。

ミャンマーにはエーヤワディ川やチンドウィン川の流域に石炭と褐炭の埋蔵量が、16箇所、2億5,811万トン確認されているが、石炭の質と遠隔地であることを理由に開発は進んでいないが、中国の協力により2004年にティジット石炭火力発電所120MWが完成した。

ミャンマーには5箇所のウラン鉱も発見されている。

エネルギー供給の重要な資源のひとつとして水力を利用。

ミャンマーの包蔵水力は1億kW以上と想定されており、ミャンマー電力公社はAnnex3に示すように、200箇所以上、総容量約3,700万kWの地点を挙げている。

経済開発に対応した電力供給。

ミャンマー政府は増大するエネルギー需要に対し、短期的には陸上天然ガスを利用したコンバインドサイクルガス発電所やガス発電所の開発を検討し、長期的には国内需要及び電力輸出を考慮した水力発電開発を検討している。

新エネルギー及び再生可能エネルギーの利用。

電力需要の増大に供給が追いつかず、老朽化した旧設備の更新による高効率機器への取替えを計画しているが、国際援助を得る事が難しい環境にあり実現が難しい。また、モン州、ザガイン管区などに 90 箇所及び地熱資源が存在し、地熱発電の可能性も調査されている。

薪炭の過剰利用による森林破壊の禁止と代替燃料の促進。

木材燃料は主として料理等で利用され、木材の消費が拡大している。木屑や籾殻からの代替エネルギーも開発されている。

ミャンマーでは電力設備の計画、設計、建設工事、保守工事のほぼ全てを電力省内あるいは MEPE の直営班が行っており、拡大していく設備に熟練技術者の数が追いつかないのが実情である。また、設計、建設、保守工事を電力省内で行うことから、民間の設計会社や工事が育成されず、2003 年度に JICA の無償資金協力で行われたバルーチャン発電所の改修工事やバルーチャン発電所 - カロー変電所間 132kV 送電線の 2 回線化工事も、すべて MEPE の直営班によって行われた。

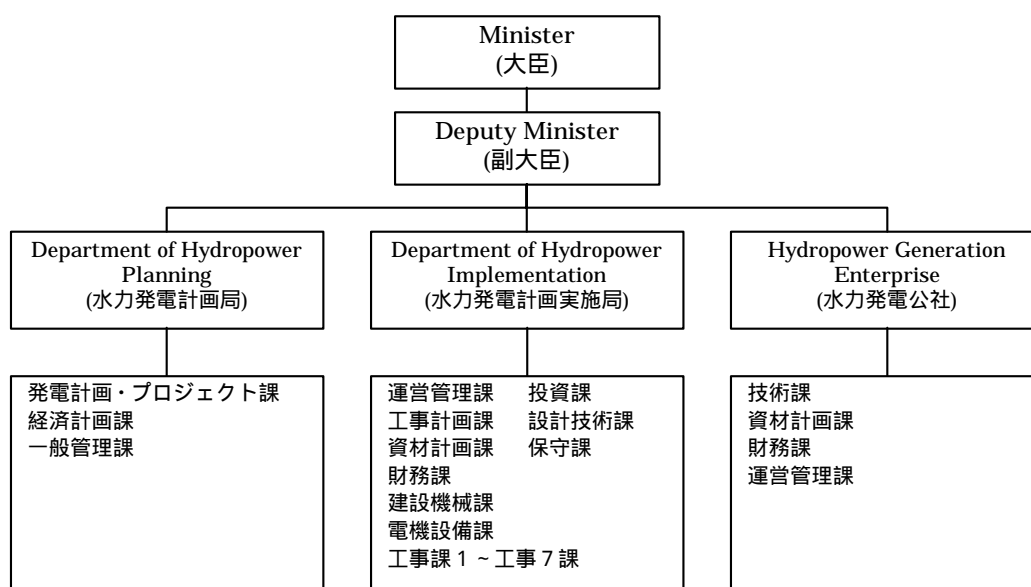
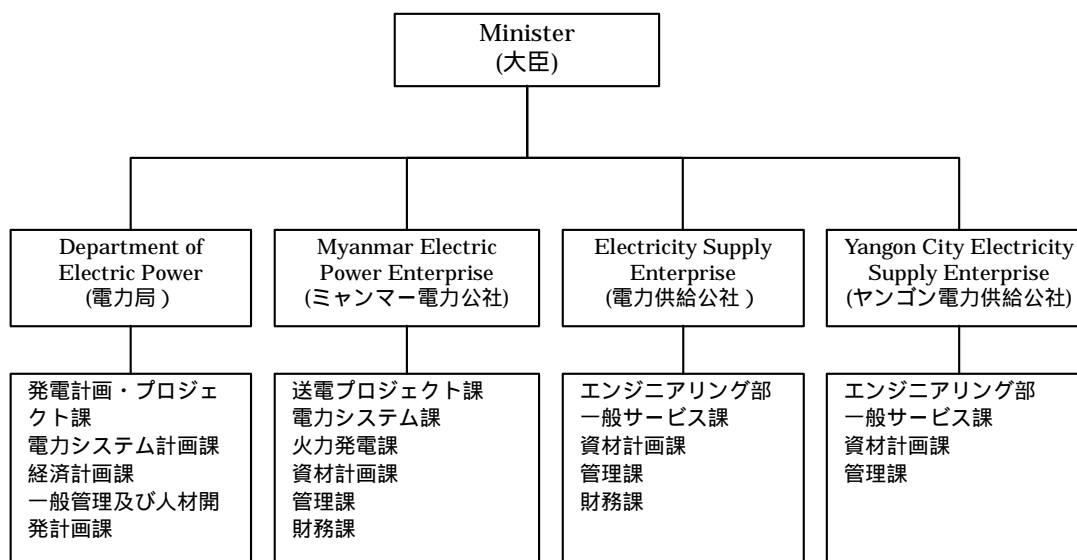


図 2.4.3-1 電力省 1 の組織図



出所：MEPE 資料(2007/9 IED Franco-ASEAM)

図 2.4.3-2 電力省2の組織図

(2) 設備開発実績

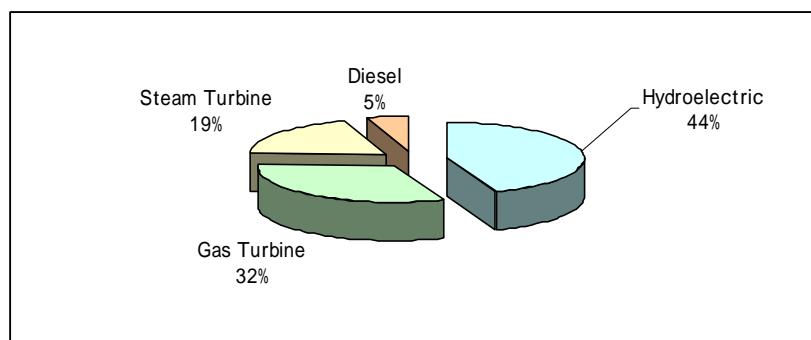
ミャンマーの主な都市は送電線により電力が供給されているが、北部や南部には未だ送電線が伸展されていない地域が多い。よって電源開発も送電線網によって供給される Grid System と送電網から独立して電力供給を行う Isolated System とに分かれる。全設備容量の約 6 % はディーゼル、小水力などの分散電源である。表 2.4.3-1 及び図 2.4.3-3 に Grid System また Isolated System それぞれの既設発電設備量を示す。

表 2.4.3-1 既設発電設備量

(as of May 2007)

Power Source	Grid System	Isolated System	Total	
	(MW)	(MW)	(MW)	(%)
Hydroelectric	737.00	33.68	770.68	44.03
Gas Turbine	550.10	10.90	561.00	32.05
Steam Turbine	332.90	-	332.90	19.02
Diesel	24.97	60.65	85.62	4.90
Total	1644.97	105.23	1750.20	100.00
	93.99%	6.01%		

MEPE 資料(2007/9 IED Franco-ASEAM)



MEPE 資料(2007/9 IED Franco-ASEAM)

図 2.4.3-3 既設発電設備量 (as of May 2007)

Grid System の既設発電設備を表 2.4.3-2に示す。

表 2.4.3-2 Grid System における既設発電設備 (as of May 2007)

	発電所名	形式	運転開始年	資金	容量
					(MW)
1	Baluchaun No.2	水力	1960 1973	Japan	84.0 84.0
2	Baluchaun No.1	水力	1990	Japan	25.0
3	Kinda	水力	1985		56.0
4	Sedawgyi	水力	1985		25.0
5	Zawgyi(1)	水力	1995		18.0
6	Zawgyi(2)	水力	1998		12.0
7	Zaungtu	水力	2000		20.0
8	Thaphanseik	水力	2002		30.0
9	Paunglaung	水力	2003	YMEC, China	280.0
10	Mone	水力	2003	CITIC, China	75.0
11	Yenwe	水力	2006		25.0
12	Kyundhaung	ガス	1974		54.3
13	Mann	ガス	1980		36.9
14	Myanaung	ガス	1975/1984		34.7
15	Shwedaung	ガス	1984		55.35
16	Ywama	ガス	1980 1980		36.9 24.0
17	Thaketa	ガス	1990/1997		57.0
18	Ahlone	ガス	1995/1997		99.9
19	Hlawga	ガス	1996/1999		99.9
20	Thaton	ガス	1984		50.95
21	Mawlamyaing	汽力			12.0
22	Tigyit	汽力	2004	CHMC, China	120.0
23	Hlawga C.C	汽力	1999		54.3
24	Yam C.C	汽力	2006		9.4
25	Alone C.C	汽力	1999		54.3
26	Thicket C.C	汽力	1997		35.0
	合計				1568.9

Isolated System の詳細の資料は無いが、MEPE が 2003 年に作成したミャンマーの包蔵水力図には表 2.4.3-3の小水力発電所が挙げられている。

表 2.4.3-3 Isolated System における既設水力発電設備 (as of May 2003)

	発電所名	形式	容量 (MW)
1	Nam Macias	水力	8.2
2	Is Par Haw	水力	4.0
3	Mean	水力	2.0
4	Tacky	水力	1.2
5	Yukon	水力	0.32
6	Nam Hun Mum	水力	0.32

"Map Showing Potential Hydropower Resources" by MEPE2002

現在ミャンマーの電力網は、26 の発電所と 52 の変電所が電圧階級 66kV、132kV、230kV の送電線（それぞれの巨長 2185km、1699m、1360km）で結ばれている。電力網はヤンゴン市を中心とする南部とマンダレー市を中心とする北部の 2 極で発展した為、南北の送電網がタジ変電所 1 箇所接続されている状況にあり、南北の電力融通がほぼこの変電所の信頼性に掛かっている。よって将来的にはメティラ、モンヤワ両変電所を拡張し、電力網の信頼性と電力融通の増容量を計画している。

また現在建設中の発電所および送電線を表 2.4.3-4、表 2.4.3-5に示す。

表 2.4.3-4 建設中の発電所

	発電所名	形式	実施機関	発電開始 予定年	容量 (MW)
1	Shelia (1)	水力	YNPG, China + DHPI	2007/12	600
2	King Twang	水力	DHPI	2007/12	54
3	Shebang	水力	ID + DHPI	2007/12	30
4	Kun	水力	DHPI	2008/12	60
5	Phylum	水力	ID + DHPI	2008/12	40
6	Swaying	水力	DHPI	2008/12	75
7	Keen Keyway	水力	ID	2008	60
8	Theta	水力	DHPI	2009/12	102
9	Upper King Twang	水力	-	-	60
10	Buy Yaw	水力	ID	2009	41
11	Yogi	水力	ID	2009	30
12	Yew	水力	DHPI	2009/12	790
13	Upper Pang Lang	水力	DHPI	2009/12	140
14	Nacho	水力	DHPI	2009	40

DHPI: Department of Hydropower Implementation, MOEP

ID: Department of Irrigation, MOAI

YNPG: Yunnan Power Grid Corporation

MEPE 資料(2007/11 GMS Conference) (2007/9 IED Franco-ASEAM)

表 2.4.3-5 建設中の送電線

	線路名	電圧 (KV)	回線数 (cct)	亘長 (km)
1	Shweli - Mansan - Shwesaryan	230	2	289.6
2	Shwesaryan - Belin	230	2	27.4
3	Belin - Meikhtila	230	2	87.4
4	Belin - Ohntaw - Monywa	230	2	139
5	Yeywa - Belin	230	2	38.6
6	Yeywa - Meikhtila	230	2	111.4
7	Thazi - Meikhtila - Myingyan	230	2	110.6
8	Meikhtila - Taungdwingyan	230	1	153.4
9	Theebyu SS, In-Out	230	2	4.0
10	Taungoo - Tharyargone	230	2	92.3
11	Tharyargone - Kamamat(Bago)	230	2	89.6
12	Kamamat(Bago) - Myaungtagar	230	1	77.6
13	Kamamat(Bago) - Thanlyin	230	2	96.0
14	Thaketa - Thanlyin	230	2	11.7
15	Shwedaung - Oakshitpin	230	2	38.4
16	(Mandalay - PyinOoLwin) - Yadanapone	132		1.0
17	Shwesaryan - (Mandalay - PyinOoLwin)	132		3.6
18	Belin - (Thazi - Mandalay)	132		9.2
19	Belin - (Inngone - Aungpinle)	132		9.2
20	Kengtawng - Namsan	132	1	117.1
21	Namsan - Pinpet	132		86.4
22	Kyeon Kyeewa - Mann	132	1	148.8
				289.6

MEPE 資料(2007/11 GMS Conference) (2007/9 IED Franco-ASEAM)

シュウェリ水力発電所（600MW）は水力発電計画実施局(Department of Hydropower Implementation)と中国の YNPG (Yunnan Power Grid Cooperation)とのジョイントベンチャーで現在建設中である。

(3) 設備運用体制

2006 年 5 月より発電所の運用保守は、電力省 1 (MOEP1)の水力発電公社(Hydropower Generation Enterprise)が担当し、ヤンゴン周辺送電線、変電所、配電線の運用保守は電力省 2 (MOEP2)のヤンゴン電力供給会社(Yangon City Electricity Supply Enterprise)が、またヤンゴン周辺以外に関しては電力省 2 の電力供給公社(Electricity Supply Enterprise)が担当している。詳細に関しては不明である。

(4) 運用実績

2002/2003 年度における基幹系統内の発電端電力量は 50 億 6,790 万 kWh で、発電所内消費の 1 億 600 万 kWh を差し引いた 49 億 6,190 万 kWh が基幹系統内に供給された。さらに送配電損失の 15 億 1,050kWh を差し引いた 34 億 5,140 万 kWh が販売電力量である。販売電力量の内訳は、家庭用 32.8%、公共照明等を含む業務・商業用 26.9%、工業用 40.3%であった。

また、同年の系統内最大電力は 97.1 万 kW と想定され設備容量は 119.4 万 kW であったが、実際に対応出来たのは 85.5 万 kW であった。差分 11.6 万 kW については計画停電が実施された。

これに対して、2005/2006 年度における発電電力量は、60 億 150 万 kWh で、発電所内消費、また送電損失を差し引いた 43 億 5,349 万 kWh が販売電力量となり、3 年間で 26.1%、年率約 8.7%

の供給増加となった。2005/2006 年度の販売電力の内訳は家庭用 42%、大口需要 16%、工業用 40% と 2002/2003 のカテゴリーと同一ではないものの、家庭用の需要が伸びている事が分かる。また、2007 年 5 月における基幹系統内設備容量は 164.5 万 kW であり、ほぼ需要の伸びと同じ年率 9% であることから、現在もピーク時において電力不足であることが想定される。

ヤンゴン市内および基幹系統内の 2003 年 7 月 22 日における日負荷曲線を図 2.4.3-4 に示す。尚、最大電力は乾季の 3～5 月に発生しており、当日は年間の最大電力が発生した日ではない。

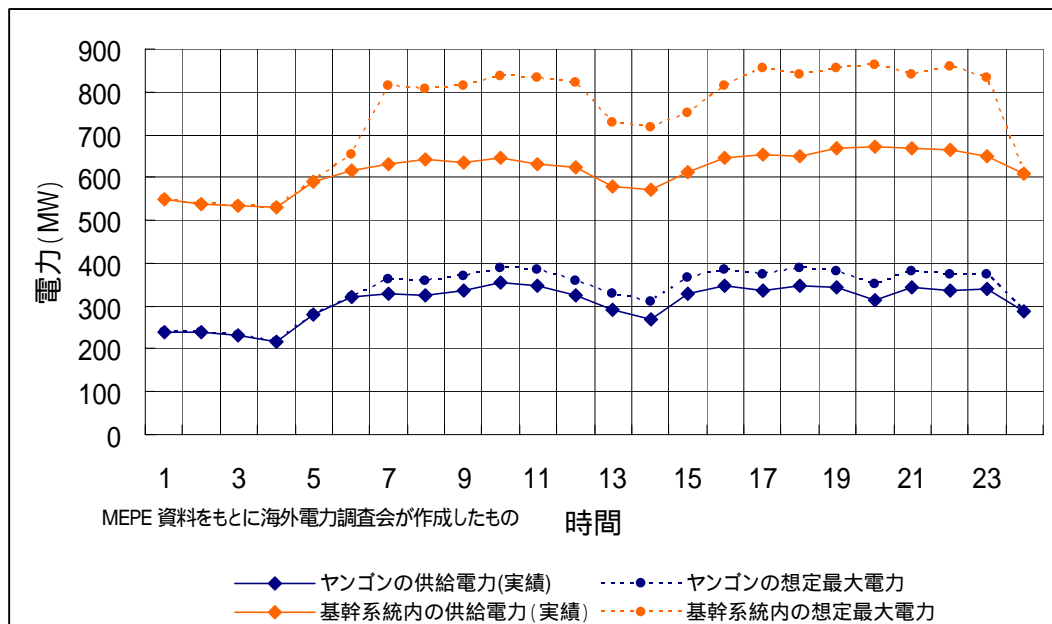


図 2.4.3-4 2003 年 7 月 22 日における日負荷曲線

基幹系統の需要は朝 6 時から上昇し、12 時から 14 時まで一旦低下し、その後再び上昇し、23 時頃迄一定のレベルを保って 23 時に下降するとの予想で、最大電力は 20 時に 84.6 万 KW が予想されていたが、実際の供給力は上昇に追いつかず、6 時から 23 時迄計画停電が実施され、最大電力で 66.2 万 kW しか供給されなかった。

一方ヤンゴン市周辺に於いては、コンバインドサイクルが発電量を増加させるため、予想値との差が少ない。

1993/1994 から 2002/2003 の電力需給バランス及び発電電力量の推移を表 2.4.3-6 及び表 2.4.3-7 に示す。

電力損失は、1993/94 年度の 37.5% から 2001/02 の 23.0% に減少しているが、2002/2003 に再び 29.8% に増加している。送配電損失にはテクニカル・ロスに加え、盗電などのノンテクニカル・ロスも含んでいる。

表 2.4.3-6 電力需給バランスの推移

年度	発電 電力量 (発電端)	所内 用	発電 電力量 (発電端)	購入 電力量	国内 供給 電力量	送配電 損失量	送配電 損失量 (発電端)	販売 電力量	供給可 能電力 (発電 端)	電力 不足量
	100 万 kWh						%	100 万 kWh	MW	
93/94	3,387	56	3,331	10	3,341	1,272	37.5	2,069	435	-75
98/99	4,140	140	4,000	14	4,014	1,283	31.0	2,731	633	-117
99/00	4,639	101	4,538	16	4,554	1,628	35.1	2,926	698	-102
00/01	5,118	102	5,016	17	5,033	1,748	34.2	3,285	705	-95
01/02	5,674	106	5,568	23	5,591	1,306	23.0	4,285	750	-66
02/03	5,068	106	4,962	-	4,962	1,511	29.8	3,451	855	-116
05/06*	6,014							4,353		

海外諸国の諸国の電気事業 2006 年、社団法人海外電力調査会

* MEPE 資料(2007/9 IED Franco-ASEAM)

表 2.4.3-7 MEPE の発電電力の推移

年度	水力	火力					合計
		汽力	CC	ガスタービン	ディーゼル	小計	
93/94	1,705.2	34.1		1,594.7	52.8	1,681.6	3,386.8
98/99	948.5	39.7	6.2.3	2,505.3	43.6	3,190.9	4,139.4
99/00	1,038.4	74.8	2,233.3	1,237.6	55.0	3,600.7	4,639.1
00/01	1,891.9	56.7	2,056.8	1,076.0	36.2	3,225.7	5,117.6
01/02	1,822.0	38.7	1,739.4	2,031.9	42.0	3,852.0	5,674.0
02/03	2,111.0	9.8	2,040.0	865.1	42.0	2,956.9	5,067.9
05/06*	2,996.8	588.8		2,395.7	33.7	3,018.2	6,015.0

海外諸国の諸国の電気事業 2006 年、社団法人海外電力調査会

* MEPE 資料(2007/9 IED Franco-ASEAM)

(5) 電力設備計画基準

ミャンマーには電力設備の基準が無いため、無償資金供与あるいは借款供与国の基準で電力設備が設計される可能性が否めない。早急な基準整備が必要である。

また国際社会から資金協力を得る事が難しい環境の中、急激な需要の伸びに対応する為、量的な対処に追われ供給信頼度を犠牲にしている事は否めず、MEPE が発表している建設中あるいは計画中的送電線には、2 導体、4 導体等の多導体であっても 1 回線で設計されているものも多い。

(6) 電力設備計画

現在計画中的の水力発電プロジェクト及び、送電プロジェクトを表 2.4.3-8、表 2.4.3-9に示す。

表 2.4.3-8 計画中の水力発電所

	発電所名	形式	実施機関	発電開始 予定年	容量 (MW)
1	Manipur	水力			340
2	Tasang	水力	DHPI+MDX	2020	7,110
3	Tamanthi	水力	DHPI	-	1,200
4	Thaukyegat	水力	DHPI	2011	139
5	Ann	水力	DHPI	2009	20
6	Upper Sedawgyi	水力			60
7	Baluchaung (3)	水力			48
8	Bawgata	水力			160
9	Bilin	水力			280
10	Hutgyi	水力			1,360
11	Maykha river basin	水力			13,600
12	Tanintharyi	水力			600

MEPE 資料(2007/11 GMS Conference) (2007/9 IED Franco-ASEAM)

表 2.4.3-9 計画中の送電線

	線路名	電圧 (kV)	回線数 (cct)	導対数 (nos.)	亘長 (km)
1	Mekhtila - Taungoo - Bago	500	1	4	412.8
2	Monywa - Mann - Oakshitpin - Hinthata	500	1	4	552
3	Upper Paunglaung - Nancho - Paunglaung	230	1	-	40
4	Taungoo - Shwedaung	230	1	-	96
5	Phyu	230	1	-	9.6
6	Kun	230	1	-	7.2
7	Shwekyin - Kyauktaga	230	1	1	64
8	Belin - Myingyan	230	-		80
9	Pinpet - Kalaw	132	1	1	46.4

MEPE 資料(2007/11 GMS Conference) (2007/9 IED Franco-ASEAM)

シャン州タンルウィン川(Thanlwin)流域のタサン(Tasang)水力発電所(7,110MW)は水力発電計画実施局(DHI-Department of Hydropower Implementation)とタイ国 MDX Group Co., Ltd.(ゲートウェイ工業団地)との合併で開発されることが決定し、2006年10月に契約が交わされている。このプロジェクトはメコン川流域諸国に電力を輸出する事を目的としている。

また、水力発電計画実施局(DHI)とタイ王国電力庁は、同じくタンルウィン川のフッジ(Hutgyi)水力発電プロジェクト(1,360MW)、及びタニンタリ川のタニンタリ(Tanintharyi)水力発電プロジェクト(600MW)を合併で開発すべく合意書を交わした。

フッジ(Hutgyi)水力発電プロジェクトによる発生電力はタイに輸出され、一部は地域で使用される予定である。また、タニンタリ川には5つの有望なサイトがある。

さらに、水力発電計画実施局(DHI)と中国国家計画投資委員会(Committee for Planning and Investment)が、メカ(Mekha)側流域の開発(13,600MW)に関する覚書が交わされている。

よって、これらの発電電力はほぼ輸出されるものと考えられる。

また、計画中のリストには挙げられていないが、ザガイン管区の北、チンドウィン川にフタマンティ(Htamanthi)水力発電所の候補地がある。想定出力は1,200MWで、1999年11月にインディアンパワー代表団とミャンマー電力公社が協同で予備/実施調査を実施した。開発後は地域及び

インドへの輸出となるであろう。

このように、既に電力の輸出が具体化されつつあり、水力資源開発も輸出が幾分優先されているため、国内の需要の伸びに国内向けの電力設備開発が追いつかない状況になることが予測される。

表 2.4.3-10および図 2.4.3-5に最大電力と設備量の関係と設備計画を示す。火力発電所、汽力発電所の寿命をそれぞれ 25 年、15 年とし、現在稼働中の 11 の水力発電所は全て補修され 2025 年迄稼働するものとした。但し新設後 30 年を経た発電所の最大供給容量は定格の 75%とした。

計画中の発電所の内、Tasang(7,110MW)、Hutgyi(1360MW)、Tanintharyi(600MW)はタイ向け、Shweli-1(600MW)、Maykha river basin(13,600MW)は中国向け、Htamanthi(1200MW)はインド向け輸出と考え、国内供給には含めない。

現在稼働しているガスタービン発電所、コンバインドサイクル発電所が老朽化していることから、1200MW の代替コンバインドサイクル発電所を追加した。

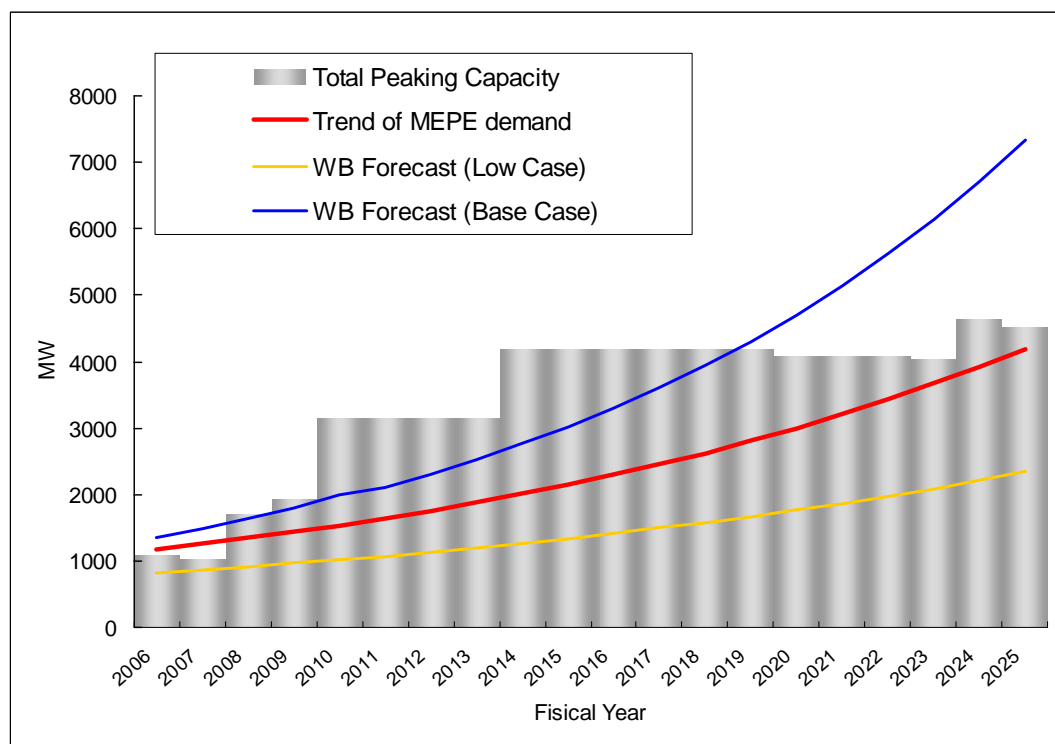


図 2.4.3-5 最大電力と設備量の関係

表 2.4.3-10 設備計画

No	Plant Name	Plant Type	Year in Service FY	Investment Type	Project Scale (MW)
2006 年末現在の既設発電設備					
1	Baluchaun(2)	HP	1960/1973	Japan	168
2	Baluchaun(1)	HP	1990	Japan	25
3	Kinda	HP	1985		56
4	Sedawgyi	HP	1985		25
5	Zawgyi(1)	HP	1995		18
6	Zawgyi(2)	HP	1998		12
7	Zaungtu	HP	2000		20
8	Thaphanseik	HP	2002		30
9	Paunglaung	HP	2003	YMEC, China	280
10	Mone	HP	2003	CITIC, China	75
11	Yenwe	HP	2006		25
12	Kyundhaung	GT	1974		54.3
13	Mann	GT	1980		36.9
14	Myanaung	GT	1975/1984		34.7
15	Shwedaung	GT	1984		55.35
16	Ywama	GT	1980		36.9
		GT	1980		24
17	Thaketa	GT	1990/1997		57
18	Ahlone	GT	1995/1997		99.9
19	Hlawga	GT	1996/1999		99.9
20	Thaton	GT	1984		50.95
21	Mawlamyaing	ST			12
22	Tigyit	ST	2004	CHMC, China	120
23	Hlawga C.C	CC	1999		54.3
24	Ywama C.C	CC	2006		9.4
25	Ahlone C.C	CC	1999		54.3
26	Thaketa C.C	CC	1997		35
建設中					
27	Shweli (1)	HP	2007/12	YNPG, China +DHP	600
28	Keng Tawng	HP	2007/12		54
29	Khapaung	HP	2007/12		30
30	Kun	HP	2008/12		60
31	Phyu	HP	2008/12		40
32	Shwekyin	HP	2008/12		75
33	Kyeon Kyeewa	HP	2008		60
34	Thahtay	HP	2009/12		102
35	Upper Keng Tawng	HP			60
36	Buu Ywa		2009		41
37	Myogyi		2009		30
38	Yeywa	HP	2009/12	COLENCO, Swiss	790
39	Upper Paung Laung	HP	2009/12		140
40	Nancho	HP	2009		40
41	CC1	CC			
42	CC2	CC			
計画中					
41	Manipur	HP			340
42	Tasang	HP		Thailand	7110
43	Htamanthi	HP		India	1200
44	Thaukyegat	HP			139
45	Ann	HP			20
46	Upper sedawgyi	HP			60
47	Baluchaung (3)	HP			48
48	Bawgata	HP			160
49	Bilin	HP			280
50	Hutgyi	HP		DHPI+EGAT	1360
51	Maykha	HP		DHPI+CPI, China	13600
52	Tanintharyi	HP		DHPI+EGAT	600

ミャンマー政府のエネルギー政策は、短期的には天然ガスを用い、長期的には輸出を踏まえた水力開発を行い、資源の温存を図る事にあるが、輸出優先の政策により暫くはコンバインドサイクルに頼らざるを得ないとする。

2.4.4 タイ

(1) 電力セクターの状況

タイの電気事業はエネルギー省（Ministry of Energy）の管轄の下、1990年代の電気事業改革により自由化が促進され、現在は下図に示すとおり6つの事業者到大別される。6つの事業者は発送電を担当するタイ電力公社（EGAT：Electricity Generating Authority of Thailand）、首都圏（バンコクおよび隣接する2県）で配電事業を運営する首都圏配電公社（MEA：Metropolitan Electricity Authority）、その他の県で配電事業を行う地方配電公社（PEA：Provincial Electricity Authority）、発電事業を運営するIPP（Independent Power Producer）、10MW-90MW以下の発電事業を行う小規模発電事業者 SPP（Small Power Producer）、10MW以下の発電事業を行う超小規模発電事業者 VSPP（Very Small Power Producer）で構成される。IPPはタイ国の発電用容量の約40%を占め、主な事業者として EGCO、REGCO、KEGCO、およびEGATの子会社である Ratchaburi 発電会社があり、EGATは現在7つのIPPと電力購入協定（PPA）を締結している。

将来的には、電力事業を規制・監理するエネルギー規制委員会（Energy Regulatory Board）を創設し、送電系統を一元管理する系統運用者を持つシングルバイヤーモデルを導入する計画となっている。

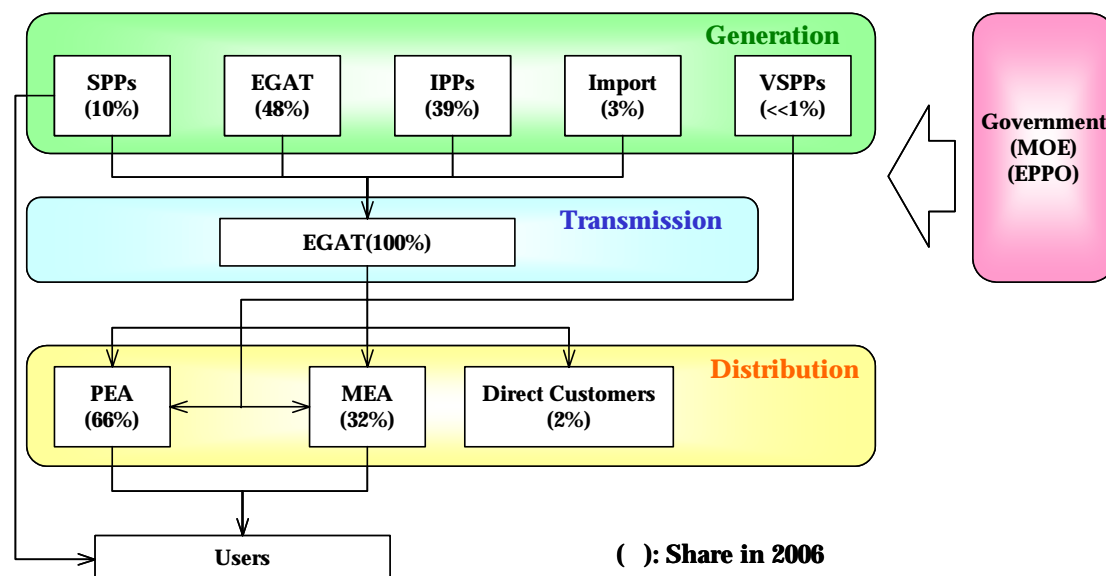


図 2.4.4-1 タイの電力セクター構造

タイ国は大規模な油田や天然ガス田を持つものの、経済発展とともにエネルギー使用量が増大しており、その輸入量が増加している。特に石油は自国での産出量が減る一方で、エネルギー使用量が増加しているため、結果的に輸入量が急増している。石油価格急騰による影響の軽減、非効率なエネルギー利用の改善、自国／近隣諸国資源の有効活用をするための政策・計画を立案するための機関として国家エネルギー政策計画局（EPPO：Energy Policy and Planning Office）が設立

された。EPPO は、中長期的な電力事業計画・価格規制・省エネ促進等を行う機関であり、電力だけでなく天然ガスや石油などの国家エネルギー計画全般を扱う。EPPO の主な電力政策として、燃料の多様化、近隣諸国からの電力輸入、省エネなどが挙げられる。電力需要の増加、エネルギーセキュリティに対応するため、タイ国では原子力発電の導入を検討している。2020 年までに 1000MW 級の原子力発電所を商業運転する計画である。電力自由化によりタイ国にはいくつかの IPP が存在するが、2005 年に内閣により制定された法律では、EGAT が 50% の新規発電所開発の責任を負うことになっている。

また、タイ国政府はガス・石油・石炭などの化石燃料使用量の 5% 以上を小水力・太陽光・風力・バイオマスなどの再生可能エネルギーに置き換えるとする RPS 制度 (Renewable Portfolio Standard) の導入を 2003 年に決定したが、その後この制度を廃止することを決定し、2011 年からは代替として再生可能エネルギー開発促進のために SPP や VSPP から再生可能エネルギーを購入することとした。2008 年から 2010 年までに合計 140.7(MW) の RPS 制度に基づく電源が開発される予定である。以下にその内訳を示す。

表 2.4.4-1 タイで開発予定の再生可能エネルギー電源

EGAT	Power Purchase from Private Company
Small hydro power plants: 78.8(MW)	Solar energy: 1 (MW)
Solar energy: 1 (MW)	Wind energy: 2(MW)
Wind energy: 2(MW)	Biomass power plants: 36(MW)
	Municipal waste power plants: 20(MW)

(2) 設備開発実績

PDP2007 によると、2007 年 4 月現在の設備容量は 27,789(MW) であり、その内の約 57% の設備を EGAT が所有し、それ以外は国内の IPP や近隣諸国から電力を購入している。

図 2.4.4-2、図 2.4.4-3 および表 2.4.4-2 に現在の電源構成と燃料別利用割合と各発電所とその容量を示す。

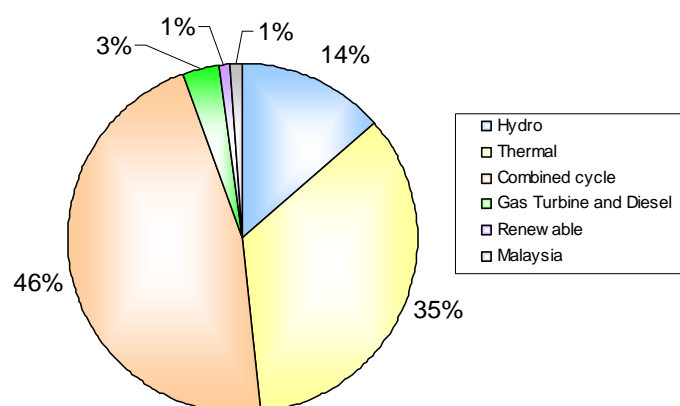


図 2.4.4-2 タイ国電源設備構成

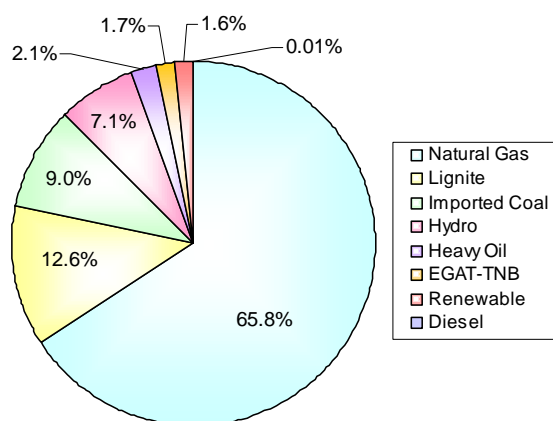


図 2.4.4-3 タイ国燃料別発電電力量構成

表 2.4.4-2 電源設備

EGAT (MW)				Others (MW)			
Hydro Power Plant				Hydro Power Plant			
Bhumibol			779.2	Theun Himboun (Laos)			214.0
Sirikit			500.0	Houay Ho (Laos)			126.0
Ubolratana			25.2				
Sirindhorn			36.0				
Nam Pung			40.0				
Srinagarind			6.0				
vajiralongkorn			720.0				
Tha Thung Na			300.0				
Kaeng Krachan			39.0				
Bang Lang			19.0				
Ban Santi			72.0				
Mae Ngat			1.3				
Huai Kum			9.0				
Rajjaprabha			1.1				
Pak Mun			240.0				
Lam Takhong			136.0				
Miscellaneous			0.5				
Thermal Power Plant				Thermal Power Plant			
South Bangkok	Oil/Gas		1330.0	Khanom Thermal			140.1
Bang Pakong	Oil/Gas		2300.0	Ratchaburi Thermal			1440.0
Mae Moh	Lignite		2400.0	BLCP Power Co. Ltd			1346.5
Krabi	Oil		340.0	SPP			370.0
Combined Cycle Power Plant				Combined Cycle Power Plant			
Bang Pakong	Block 1-2 Gas		772.6	Khanom CC			678.0
	Block 3-4 Gas		657.1	Rayong CC	Block 1		294.7
South Bangkok	Block 1 Gas		335.0		Block 2		287.7
	Block 2 Gas		618.0		Block 3		289.8
Nam Phong	Block 1-2 Gas		737.2		Block 4		302.9
Wang Noi	Block 1-2 Gas		1304.4	Ratchaburi CC	Block 1		685.0
	Block 3 Gas		722.8		Block 2		675.0
					Block 3		681.0
				Tri Energy Co. Ltd			700.0
				Independent Power Co. Ltd			700.0
				Grow IPP Co. Ltd			713.0
				Eastern Power Co. Ltd			350.0
				SPP	Gas		1293.0
					Oil		9.0
Gas Turbine Power Plant				Gas Turbine Power Plant			
Lan Krab	Gas		237.0	SPP			278.3
Nong Chok	Diesel		366.0				
Surat Thani	Diesel		244.0				
Diesel Power Plant				Diesel Power Plant			
Mae Hong Son	Diesel		5.4				
Renewable Energy				Renewable Energy			
			1				120
Miscellaneous				Miscellaneous			
				EGAT-TNB			300

同図からわかるように、タイの発電源は火力が中心の構成となっている。エネルギー供給源の約 66% を自国内や近隣諸国で産出される天然ガスを利用した火力発電に依存している。今後の電源開発計画ではエネルギー源を多様化し、供給リスクを分散させる方針である。化石燃料以外の主な電源は水力発電であり、国際河川であるメコン川やタイの中央部を流れるチャオプラヤ川流域で開発されている。包蔵水力は数多く残されているようであるが、環境問題の観点から国内に開発可能な水力地点はほとんどない。

タイ国の送電系統を図 2.4.4-5 に示す。基幹送電系統は 500kV および 230kV であり、それ以下の電圧階級は地域供給として利用されている。基幹系統は基本的に 1 ルート 2 回線以上の設計となっている。

多くの電源は大消費地であるバンコクを取り囲むように点在し、500kV / 230kV 系統で市内へ送電されている。また、北部の大電源である Mae Moh 石炭火力発電所は、500kV 系統でバンコクに向かって電力を供給している。Mae Moh 発電所とバンコクのおおよそ中間に Tha Tako 変電所があり、ラオス北部で開発される予定である合計 1,000(MW) 以上の水力電源 (Nam Ngum 2-3、Nam Ngiep 1) が 500kV 系統で接続される予定となっている。

2007 年 4 月現在、高圧送電線の総延長は 30,098(km) で、電圧階級別に 500(kV) は 3,433(km)、230(kV) は 12,795(km)、132(kV) は 9(km)、115(kV) は 13,792(km)、69(kV) は 46(km) である。高圧変電所の数は 205、変圧器容量は 66,316(MVA) であり、基幹系統である 500kV 変電所は 9 (変圧器容量 12,450MVA)、230kV 変電所は 64 (変圧器容量 38,460MVA) ある。

最大負荷を発生した 2007 年 4 月 24 日の日負荷曲線を図 2.4.4-4 に示す。

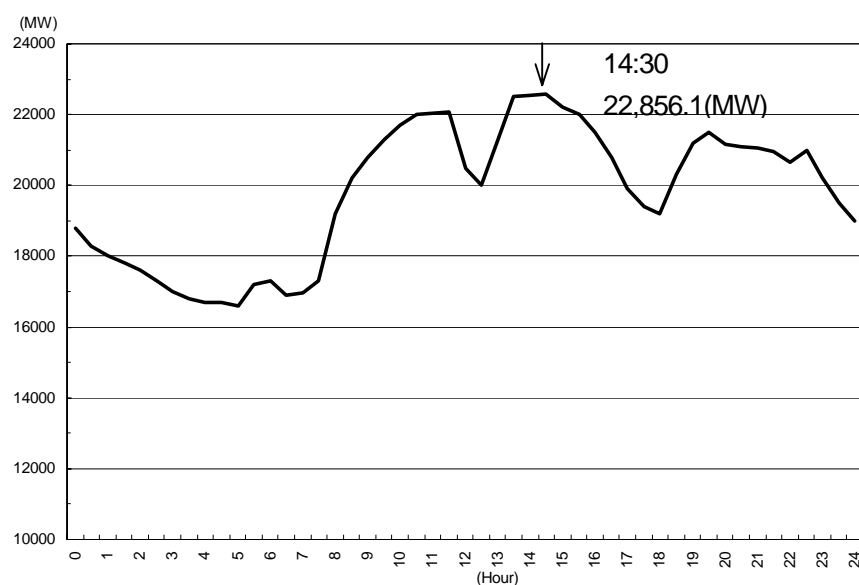
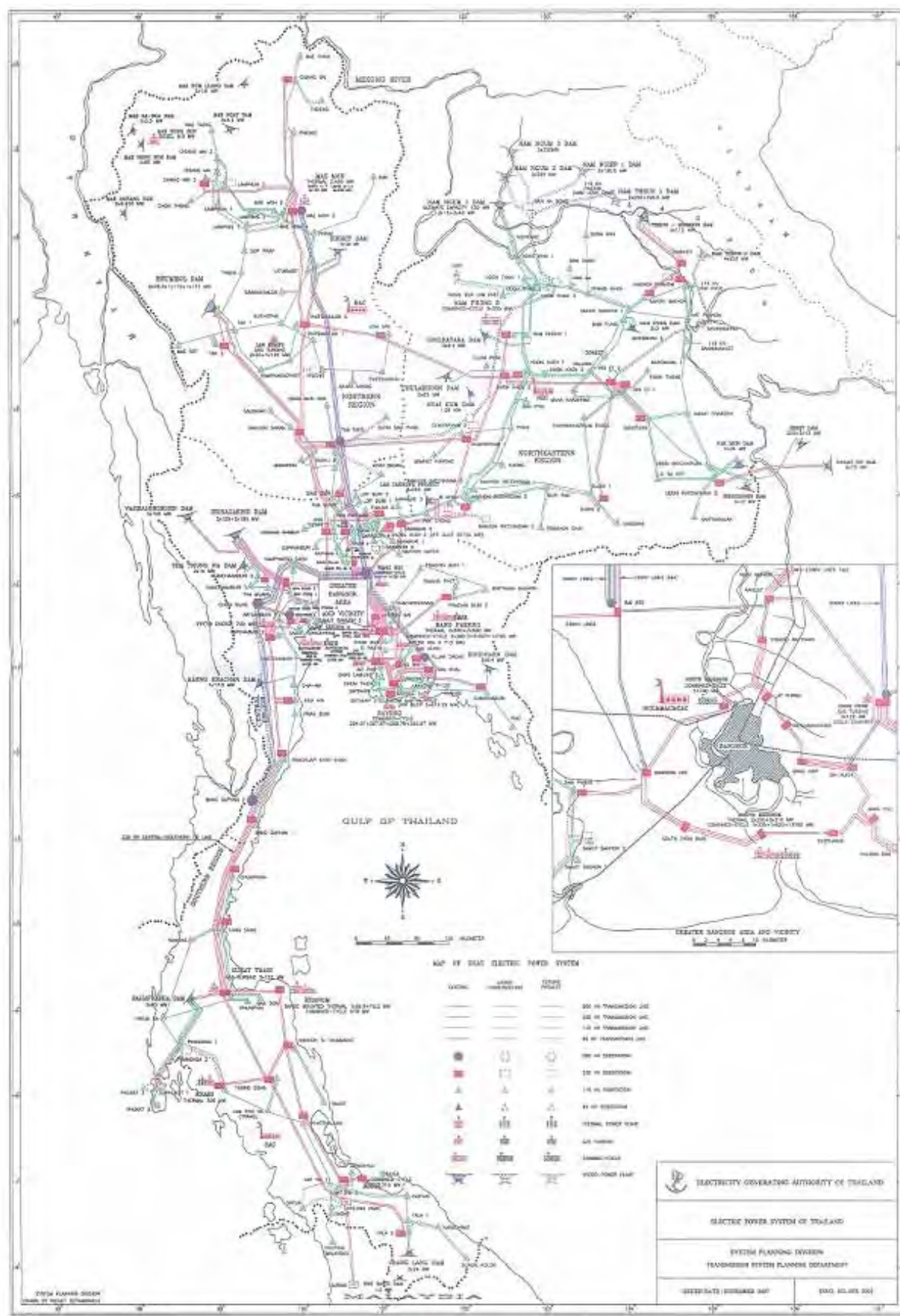


図 2.4.4-4 最大電力発生時の日負荷曲線 (2007 年 4 月 24 日)



(3) 電力開発基準

タイ国の PDP2007 における電力開発計画は以下の基準で実施されている。

- ❖ リザーブマージン：15%以上
- ❖ LOLP：24 時間 / 年
- ❖ N-1 基準 (1 設備事故時に送電線は定格容量の 100%、変圧器は定格容量の 120% を許容)
- ❖ 2007 年 3 月に需要予測委員会に承認された需要予測に基づく
- ❖ Low、Base、High の需要予測からそれぞれ 3 シナリオで合計 9 シナリオの電源開発計画を策定
- ❖ 電圧運用範囲：通常運転時 98% - 105%、事故時 92 - 108%
- ❖ 発電設備保守および事故停止率

Type	設備保守 (週 / 年)	事故停止率 (%)
石炭火力発電	6	7
褐炭 (Lignite) 火力発電 100MW 以上	5	8
褐炭 (Lignite) 火力発電 100MW 未満	6	8
石油火力発電 100MW 以上	5	6
石油火力発電 100MW 未満	6	6
コンバインドサイクル発電	4	6
ガスタービン発電	2	10

2.4.5 ベトナム

(1) 電力セクターの状況

ベトナムの電力セクターの管轄官庁は、工業省（MOI）である。1994 年までは、エネルギー省（MOE）が電力ならびに石炭分野の経営管理組織を管轄していた。ただし、石油・ガス分野は政府直轄管理となっていた。その後、1995 年 1 月 27 日付けの政令により「ベトナム電力公社（EVN）」が国営企業として設立された。また、同様に「ベトナム石炭公社（Vinacoal）」が国営企業として設立された。エネルギー省は、重工業省および軽工業省と統合され工業省（MOI）となり、以降工業省が電力（EVN）、石炭（Vinacoal）を含め管轄することとなった。石油・ガス（Petrovietnam）についても、長年に及ぶ首相府直轄管理を経て、2003 年 5 月 28 日付けの首相決定により MOI 傘下となることが決定された。

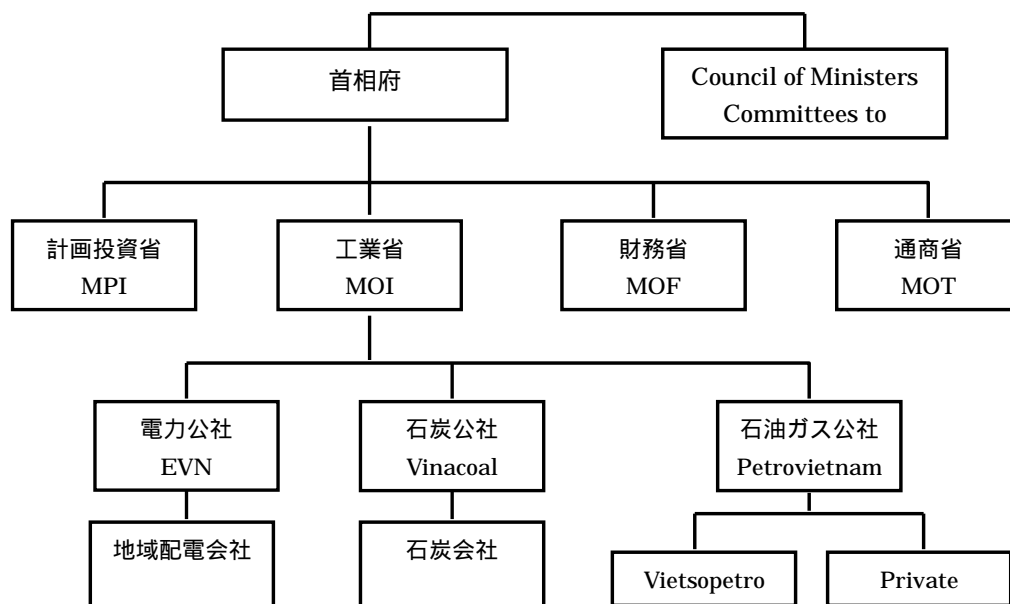


図 2.4.5-1 エネルギーセクター組織図

電気事業者は、国営の EVN、独立発電事業者の IPP、地方部の小規模な電気事業を担う事業者がある。さらに、2005 年に MOI の管轄下に ERAV が設立され、電気事業者の監督などの業務を行っている。

EVN は、工業省(MOI)を監督官庁とし、直轄企業として 16 の発電会社（9 箇所の火力発電所、5 箇所の水力発電所および 2 つの水力発電所群）、500kV、220kV、110 k V 送電設備を運用管理し

ている 4 つの送電会社(地域別に PTC1,PTC2,PTC3,PTC4)、およびエネルギー研究所 (IE) などを
持ち、傘下に 9 つの配電会社がある。

EVN 直轄の 16 の発電会社は以下のとおり。

- 水力 : Hoa Binh、Thac Ba、Yaly、Tri An、Thac Mo、Da Nhim-Ham Thuan-Da Me、
Vinh Son-Song Dinh
- 火力 : Pha Lai、Uong Bi、Ninh Binh、Thu Duc、Can Tho、Hai Phong、Quang Ninh、Ba Ria、Phu My
- 配電会社は以下のとおり。
 - P C 1 : 北部 (ハノイ市、ハイフォン市を除く)
 - P C 2 : 南部 (ホーチミン市、ドンナイ省を除く)
 - P C 3 : 中部
 - Hanoi Power Company (HPC) : ハノイ市
 - Ho Chi Minh city Power Company (HCMPC) : ホーチミン市
 - Hai Phong Power Company (HPPC) : ハイフォン市
 - Dong Nai Power Company (DNPC) : ドンナイ省
 - Hai Duong Power Company (HDPC) : ハイドン省
 - Ninh Binh Power Company (NBPC) : ニンビン省
- 送電会社は以下のとおり。

PTC 1 (北部) PTC 2 (中北部) PTC 3 (中南部) PTC 4 (南部) の送電会社 4 社は、
500kV、220kV、110 k V 送電設備を運用管理している。

(2) 設備開発実績

発電設備の開発実績

ベトナムにおける 2005 年末の発電設備容量は 1,134 万 kW (自家発電除く) であり、全設備容
量の 77.8% に相当する 882.2 万 kW を EVN とその子会社が所有し、残りの 22.2% (251.8 万 kW)
を IPP など他の事業者が所有している。

EVN が所有する発電所は、2006 年 11 月時点で、主要水力 13 箇所 (451.6 万 kW)、石炭火力
4 箇所 (154.5 万 kW)、石油 2 箇所 (19.8 万 kW)、ガス・タービン 7 箇所 (310.7 万 kW) である。
その他小水力 13.8 万 kW (可能出力)、ディーゼル 46.7 万 kW が存在する。

ベトナムでは、一次エネルギー資源の分布が偏在しているため、電源構成は北部と南部で
大きく異なる。北部は、水力や石炭を中心に、南部は石油や天然ガスにより電源開発が進め
られた。水力は各地で建設されているが、石炭火力は北部のみ、ガス火力は南部のみと偏っ
て開発されている。

表 2.4.5-1 既設電源設備一覧

as of end of 2004

	Type	Name	Unit Capacity (MW)	Unit No.	Total Capacity (MW)	Available Capacity (MW)	Year of Commissioning
North	Hydro	Hoa Binh	240	8	1,920	1,920	1989-1994
		Thac Ba	40	3	108	120	1970-1973
		Hydro Total			2,028	2,040	
	Coal Thermal	Pha Lai 1(coal)	110	4	440	400	1983-1986
		Pha Lai 2(coal)	300	2	600	600	2002
		Uong Bi(coal)	55	2	105	105	1975-1977
		Ninh Binh(coal)	25	4	100	100	1974-1976
		Coal Total			1,245	1,205	
Sub Total				3,273	3,245		
Central	Hydro	Vinh Son	33	2	66	66	1994
		Song Hinh	35	2	70	70	2000
		Ialy	180	4	720	720	2001-2002
	Hydro Total				856	856	
Sub Total				856	856		
South	Hydro	Tri Ah	100	4	400	440	1988-1989
		Da Nhim	40 x 4		160	160	1963-1964
		Thac Mo	75	2	150	150	1995
		Ham Thuan	150	2	300	300	2001
		Da Mi	88	2	175	175	2001
		Hydro Total			1,185	1,225	
	Oil Thermal	Thu Duc(DO)	33, 66 x 2		165	153	1966-1973
		Can Tho(FO)	35	1	35	33	1975
	Oil Total				200	186	
	Gas Thermal	Can Tho(GT)	38	4	150	136	1996-1999
		Thu Duc(GT)	23.4, 14.7, 37.5 x 2		126	89	1968-1992
		Baria(C/C)	23.4 x 2, 37.5 x 6, 58 x 2		399	322	1991-2001
		Phu My 1(C/C)	240 x 3, 370		1,138	1,110	2000-2001
		Phu My 2-1(C/C)	145 x 2, 140 x 2, 162		804	730	1997-1999, 2003
Phu My 4(C/C)				468	448	2004	
Gas Total				3,085	2,835		
Sub Total				4,470	4,246		
Diesel and small hydropower plants					454	140	
IPP/BOT	South	Phu-My 3(C/C)	230 x 2, 260		733	690	2003
	South	Phu-My 2-2(C/C)	231 x 2, 260		733	0	2005
	South	Can Don(Hydro)	39	2	78	78	2003
	South	Hiep Phuc(FO)	125	3	375	375	
	North	Bourbon(DO)			24	24	
		Nomura(DO)			58	0	
		Amata(DO)			13	13	
		Vedan(FO)			72	72	
		Na Loi	3	3	9	9	
	North	Nam Mu	4	3	12	12	
	North	Na Duong	55	2	110	0	
	South	Formosa	160	1	160	155	
		Mua TQ	42	1	42	42	
	IPP Total				2,419	1,470	
	Total					11,472	9,957

Source: NLDC statistical report

送電設備の開発実績

500kV送電線は、Hoa Binh-Phulam間が1994年に建設され、2003年まで、Yaly発電所の分岐線を除き、総延長は変わっていない。220 kV送電線および110kV送電線の総延長は、着実に増

加してきている。

ベトナムの最初の 500kV送電系統は、1994 年に完成した。この第一次の 500 kV送電線の概要は表 2-3-8 のとおりである。北部のHoa Binh発電所から南部のPhu Lam変電所まで、1 回線で約 1,500 km建設され、送電容量は 900MA、約 800MW程度である。

表 2.4.5-2 第 1 次 500 kV 送電系統

Interval	Distance	Number of Circuits	Conductor	Commissioning MM YY
Hoa Binh – Ha Tinh	341 km	1	ACSR 330 mm *4	April 1994
Ha Tinh -Da Nang	390 km	1	ACSR 330 mm *4	April 1994
Da Nang – Plei Ku	259 km	1	ACSR 330 mm *4	April 1994
Pleiku – Phu Lam	496 km	1	ACSR 330 mm *4	April 1994
Total	1,486 km			
Yaly - Plei Ku	20.2 km	2	ACSR 330 mm *4	1999

Source: Vietnam Single Line Diagram 2003, EVN

その後、2003 年に、Plei Ku-Phu Lam に 2 回線目、Phu My Nha Be 、Nha Be Phu Lam の 500kV送電線が完成、2005 年の 5 月末に、Da Nang-Ha Tinh 間が完成し、これにより、南部のPhu Lamから、北部のHa Tinhまで 500 kV 2 回線で接続されることとなった。

現在、世界銀行や、ADBのプロジェクトにより、ホーチミンおよびハノイ周辺の 500kV系統の拡張が行われている。

(3) 設備運用体制

ベトナムでは、中央給電指令所 (AO) のほか、北部、中部、南部の各地域にある地域給電指令所 (A 1、A 2、A 3) が運用されている。中央給電指令所の主要業務は、500kV、220kV 及び 110kV 系統の運用や発電会社への運転指令である。一方、地域給電指令所は、中央給電指令所と調整を取りつつ、担当する地域において 220kV 及び 110kV 系統の運用を実施している。

現在、後述する世界銀行のプロジェクトなどにより、電力取引制度の進展にあわせる形で、SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) システムの導入が進められている。

2.5 インドシナ地域電力セクターの現状と課題

電力開発を進める上で、国内の水力エネルギー、国内外の石油、石炭、天然ガス等の一次エネルギーを活用した国単位の電源開発と、系統開発を進める視点に加え、発電に利用する一次エネルギーが豊富に賦存する近隣国からの電力輸入や、豊富な自国資源を活用した電力輸出といった地域内電力融通の視点も重要である。経済発展が著しく、日本とも結びつきの強いインドシナ地域においても、隣接する国の間で電力融通が増加しており、他の分野同様、将来の域内の協力構想、プロジェクトが議論されている。

2.5.1 電力エネルギー政策の課題

インドシナ地域内の各国では、セクター改革が進められている。送電部門や系統運用部門は国営（国の支配下）であるが、発電部分については、基本的に民間の資本参入が認められ、IPP が活発に参入し、発電部門における重要な役割を占めている。一方、電力需要は堅調に増加し、常に供給力が不足気味であり、発電設備の増強が求められている。このような状況の中では、以下のような課題の発生が懸念される。

(1) 需給バランスの責任箇所の不明確化

セクター改革以前は、国営企業である EGAT（タイ）や EVN（ベトナム）が需給バランスに責任を持って対応し、需要の増加に伴って必要となる発電設備をすべて開発していた。現在は、一部の発電設備の開発を実施しつつ、不足量を IPP の開発に委ねている。

しかし、IPP は独自の判断基準に基づいて開発を行っていくため、世界の経済情勢や燃料情勢などにより IPP の意思は変化する。このため、IPP だけの自由な開発のみに任せていると、IPP の開発意欲が減退したときには需給の逼迫を招く恐れがある。

(2) 輸出用発電設備の開発と自国内電力の不足

需要規模の小さいラオス、カンボジア、ミャンマー国内における大規模な電源開発は、基本的には、近隣のタイ、ベトナム、中国などへの輸出用に開発される。これらの電力は、国内の系統に接続せずに、売電対象となる国の需要に直接供給することになる。国内向けの小規模 IPP の可能性もあるが、小規模な開発は大規模開発に比較して一般的には経済性が劣るため、なかなか進まない傾向にある。このような状況においては、せっかく国内に大きな資源（及び発電設備）があるにもかかわらず、国内供給用の電力が不足しているという事態の発生が懸念される。

このような状況を回避するためには、開発権利を与えときにロイヤリティだけの議論をするのではなく、開発量の一定割合分について、国内系統への電力供給という条件を付加することも検討することが必要と考えられる。（ただし、この場合には、発電所からの国内系統の整備も必要となるが、その分まで IPP に負担させることは不可能であろう。）

(3) 水系の一貫開発の欠如

水力開発の目的は、単に発電利用だけでなく、治水（洪水調節）、利水（工業用水、水道用水、灌漑用水などの確保）などがある。しかし、現在は、地点ごとに発電目的の開発希望者の開発権利を与え、水力地点毎の開発は、異なる開発者が各地点の発電最適化を図る形で行っている。

このような方式では、各開発者はその地点における最大便益のみを考慮して開発することに専念するため、水系を一貫した全体最適を求めることは不可能である。

水力発電のためのダム運用は、発電を最優先に考えた場合には、高い水位での運用を望む傾向にある。これは、高水位の場合には、高落差が得られ同一の水量でもより多くの発電電力量が得られるためである。一方、洪水調節用に利用する場合には、洪水発生時の水量を受け止めるだけの大きな池容量を確保する観点から、なるべく低い水位での運用を行う必要がある。雨期に発電最適化としての高水位運用を行っていると、上流で想定を超えた降雨があった場合、急激な流入量を貯水池で調整できずそのまま下流に放流するしかなくなる。このような状況が生じた場合には、下流域に洪水が生じる恐れがある。特に、メコン川本流支流開発が進行している、ラオス国内では発電および灌漑、治水を総合的に管理する河川管理者が不明確である。

(4) 供給信頼度レベルの違い

現在の開発状況を鑑みると、タイ EGAT の系統における供給信頼度レベルは計画基準を満たすレベルにあると考えられる。しかし、他の4カ国の現状を見ると、計画基準を満たしているとは言い難い状況である。特に、急速な経済の発展による高い需要の伸びが記録されているベトナムにおいては、電源および系統の開発が十分とはいえない状況にある。2020年には信頼度基準を満たす設備開発が実施されている計画である。しかし、計画どおりの電力設備開発を行うためには、開発資金調達、発電燃料の調達、電源・基幹系統・地方系統の計画および開発実施能力の拡充および運転維持管理要員の確保育成を滞ること無く着実に実施することが前提となる。一般的に、供給信頼度が一様でない場合には、連系線による便益は供給信頼度の低い系統に偏ることが分かっている。このことから、EGAT は今後10年以内のベトナム系統とタイ系統の連系には積極的でない。

(5) カンボジア系統内でのタイ系統とベトナム系統との予測しない接続の可能性

カンボジアのシムリアップへの電力供給は115kV送電線による供給が2007年12月に開始されている。また、プノンペン系統へはベトナムより2008年に連系送電線が完成し供給が開始される。シムリアップ系統とプノンペン系統との間には、中国企業により230kV送電線が2012年に開発される予定である。また、北部ストウンテンへの電力供給として、ラオスから115kV連系線が2010年目途で建設されることとなっている。ストウンテンとプノンペン系統はインドの支援により、115kV送電線により連系される計画である。これら、カンボジア系統の増強により、タイ系統と

ベトナム系統が連系できる系統が構成される。しかし、これらはタイ系統とベトナム系統間を同期させるために必要な容量が確保できていない。このため、万が一両系統がカンボジア系統内で接続された場合、タイ系統またはベトナム系統でカンボジア系統を遮断することとなる。タイ系統とベトナム系統の需給バランスとカンボジア系統への潮流状況によっては、カンボジア系統だけでなく、タイ系統とベトナム系統へ影響が及ぶことが懸念される。

2.5.2 一次エネルギーの偏在と開発協調

インドシナ地域は、豊富なエネルギー資源（特に水力とガス）を有しているが、既開発分はわずかであり、今後の開発が期待される。これらの資源開発は、その資源をどのように需要地へ輸送するかが課題となる。

(1) 水力資源

水力資源は、資源の賦存地点において電力エネルギーに変換し、送電線を介して需要地に輸送するのが一般的である。インドシナ地域には豊富な水力ポテンシャルを有しているが、需要が極端に少ないラオスやミャンマーに多く存在している。このため、水力開発と送電線の建設はセットで論じられることが多い。しかし、小規模の開発では、需要地までのkWあたりの送電線建設コストが高くなってしまいうため、採算がとれずに開発を断念しているケースがある。

水力資源は、自然循環エネルギーなので、枯渇の心配はほとんどないが、そのエネルギー量が天候や季節に左右される。特に渇水期と豊水期で大きな違いがある。このため、水力エネルギーのみで一年を通して安定的に電力を供給しようとする、渇水期においても需要に見合った電力供給が可能となるだけの発電設備を用意する必要がある。（ラオス、ミャンマーは水力ばかり開発していると渇水期は電力の輸入が必要となる。）

(2) ガス

インドシナ地域では、沖合部も含めれば、すべての国でガスの賦存が確認されている。しかしガスは、電力用以外にも用途があり、また、いずれは枯渇する運命にあり、供給力の安定を図る観点からガスに極度に依存することは避けるべきである。

新たなガス井またはガス田開発プロジェクトへの参加を常時探し続ける必要がある。

このうち、タイとベトナムが消費地であり、タイはミャンマーからガスパイプラインを経由して輸入している。また、タイはLNGの開発に参加することも計画している。

(3) 電源構成、資源の枯渇に対するリスクへの対応

エネルギーの安全保障の観点から、電源の多様化を図ると共に、隣国からの輸入を含めて過度一つのリソースに依存することは避けるべきである。それぞれのリソースに対して、供給支障が

生じた場合の対応を含めてリスク評価を行うべきである。

2.5.3 域内連系設備形成と運用上の課題

(1) 系統間連系に伴うメリットとデメリット

系統間を連系すると、連系系統間で供給予備力を需要の不等時性を活用して相互利用が可能となるために各系統での必要予備力が少なくて済む、また、連系系統内で高効率の発電機も相互活用できるために燃料費が削減できる、というメリットが生じる。しかし、系統を連系することにより、事故波及の影響が拡大する懸念も生じる。したがって、連系にメリットが多く生じるタイ系統とベトナム系統との連系を計画する場合には、それぞれの系統信頼度レベルを合わせる必要がある。また、直流連系や発電機のみを各系統に接続替えることで共有するなどのデメリットを相殺する工夫が必要となる。

(2) 中国との協調

中国の雲南省南部は、豊富な水力資源を有している。これらの電源開発に伴って発生する電力は、基本的には広東省などの中国南部の需要地に供給することになるが、発電所から需要地までの距離が長く、これらの電力の供給方法を模索している。

このため、中国は、中国以外の供給先を探しており、中国の南部に位置する需要地として、タイおよびベトナムへの電力輸出も協議を進めている。現状では、ベトナム向けの電力輸出が行われている。この地域に隣接する中国雲南省の電力を活用することも検討していくことが望まれる。本研究に含まれていないため詳細なデータを有していないため具体的な課題は提示できないが、中国雲南省系統はベトナム系統、タイ系統と比べても大きいことが想定されるため、中国雲南省系統との連系を検討する際には、周波数維持、電圧維持のための運用上の影響を検討する必要がある。

(3) 連系系統の安定運用

インドシナ地域での連系系統の安定運用の検討は、計画面、運用面から GMS の枠組みで進められている。連系系統に向けた域内の技術ガイドラインの検討が 2006 年から進められているが、合意は得られていない。この検討は、使用電圧上限、周波数変動範囲のような基準を定めるもので、運用に関する内容は含まれていない。また、連系系統における潮流および安定度の検討は、2007 年のタイ - ラオス - ベトナム連系線検討の中で実施された。この検討によると、この連系計画に基づく連系系統の途中に電源と負荷が配置されているため、特別な対策を取らなくても安定度を保てるとの結果が出ている。しかし、連系系統が増加し、網の目上の系統構成が可能となる場合には、ループ潮流による連系容量の減少、米国および欧州で見られるような事故時の過電流にカスケード遮断による広域停電の可能性が生じるため、計画面、運用面から詳細な検討が必要となる。

網の目上の系統構成が生じるのは、3 カ国以上が連系する送電線プロジェクトが複数実現する

時点である。特に、連系系統における周波数維持に関わる運用の方法と役割分担に関する検討は重要である。周波数維持に関しては、日本は多くの経験を有しており、インドシナ地域の運用にも貢献できるものと考えられる。

(4) インドシナ地域電力セクターの諸外国との比較

インドシナ地域の電力セクターの現状を設備面（電化率、最高電圧、設備率、SAIDI）および効率面（送配電ロス率、一人当たり販売電力量、一人当たり最大電力、火力効率）を2005年実績から指数化⁵して、周辺諸外国（インド、マレーシア、中国、日本、米国）と比較を行った。（図 2.5.3-1）タイ、ベトナムのグループとカンボジア、ラオス、ミャンマーのグループとに分類された。タイおよびベトナムは設備面では、先進国に近づいているが、効率面でやや劣る面がある。カンボジア、ラオス、ミャンマーについては、設備面、効率面共に向上させるべき点が多いと言える。

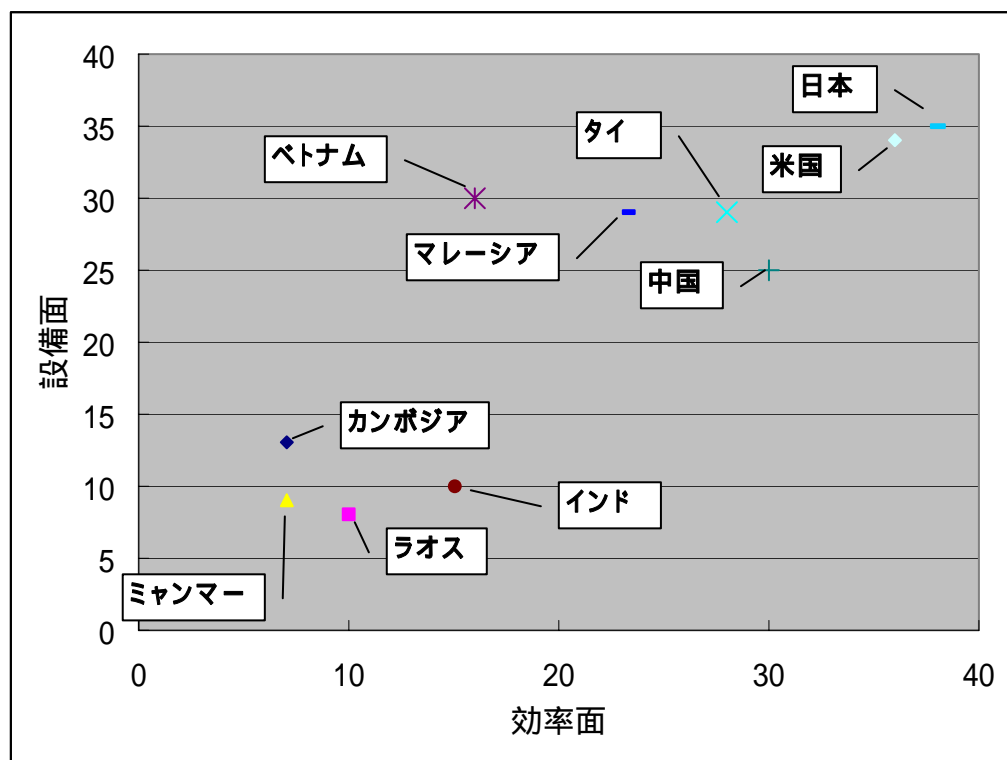


図 2.5.3-1 インドシナ5カ国と諸外国との比較

⁵ 2005年実績値等に基づき、設備面（電化率、最高電圧、設備率、SAIDI）および効率面（送配電ロス率、一人当たり販売電力量、一人当たり最大電力、火力効率）毎に順位を付け、それぞれの項目毎に1-10点を順位に応じて配分。

第3章 インドシナ地域電力セクター域内協力の方向性検討

本章では、インドシナ地域域内協力の現状と課題を他地域の協力状況、現状の各国の開発計画、および需給運用状況のシミュレーションを行うことで明らかにする。

3.1 他地域の域内協力の事例

3.1.1 米国

(1) 米国の電力セクターの構造

米国では2003年に発生したニューヨークの大停電事故以降、供給信頼度維持と適正な送電網への投資確保を目的とした電力セクターにおける規制の見直しが行われ、2005年にエネルギー政策法が発効となった。

連邦エネルギー省(Department of Energy: DOE)は主に政策面を担当し、規制機関としては連邦エネルギー規制委員会(Federal Energy Regulatory Commission: FERC)が規制による管理を行っている。

FERCは電力信頼度機関(Electric Reliability Organization: ERO)を認証し、EROは送電網の開発計画を策定する機関の認証を行う。現在は自主規制機関である北米信頼度評議会(Northern America Electricity Reliability Corporation)がEROとして認証されている。地域の運用は独立系統運用者(Independent System Operator: ISO)が実施しているが、広域的な安定運用のためにいくつかのISOが集合となった地域送電機関(Regional Transmission Organization: RTO)が設置されている。さらに、各地域のRTOやISOが集まり、地域信頼度協議会(Regional Reliability Council)が形成され、NERCと協調して信頼度基準の遵守状況の確認、および各地域の事情に即したルール作成などを行っている。

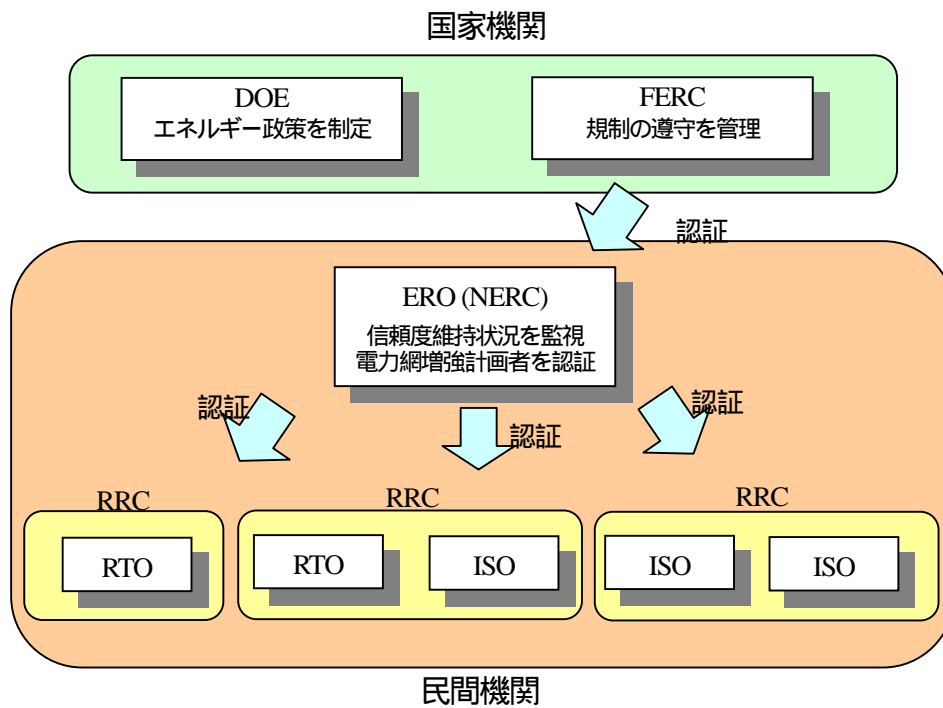
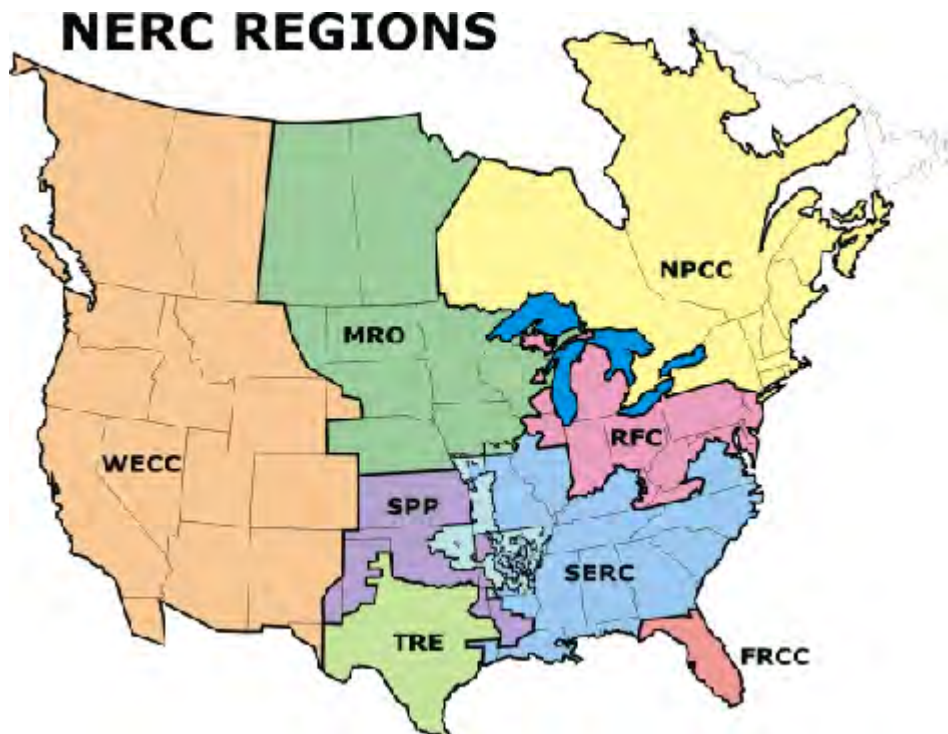


図 3.1.1-1 米国の電力セクターの構造図



(出典: NERC ホームページ)

図 3.1.1-2 北米の地域信頼度協議会(RRC)

(2) 米国における系統整備および運用のルール

米国の系統整備ルールの大枠については、NERC が制定している Reliability Standard に記載されている。Reliability Standard の記載事項は非常に多岐に亘っており、これは2003年のニューヨーク大停電が発生した際に、当時の計画・運用基準(Planning Standard, Operating Standard)が概略のみ記載され、具体的なルールについては個々の RTO や ISO に期待していたことを反省したためである。

表 3.1.1-1 米国の信頼度基準 (Reliability Standard)

需給調整	原子力
重要インフラ設備の保護	組織の認証
通信設備	人材育成および資格認定
緊急時への対応とその準備	系統保護と制御
設備設計・連系およびメンテナンス	送電網の運用
電力融通の計画および協調	送電網の開発計画
系統連系時の信頼度維持のための運用・協調	系統電圧と無効電力
系統解析のためのモデリング・データ作成	

(3) 米国における系統のアデカシー(十分さ)確認

NERC では米国における系統のアデカシーの調査として、信頼度基準遵守状況の確認を毎年行うこととしている。このため、毎年各地域信頼度協議会へ基準遵守状況監視および強化プログラム(Compliance Monitoring and Enforcement Program)の実施を依頼し、報告を受けることとしている。ただし、現行制度自体が開始して間もないため、実際の報告書については入手できていない。

図 3.1.1-2に地域信頼度協議会の基準遵守状況の確認スケジュール例を示す。前述の信頼度基準の各項目について、それぞれ遵守状況を確認することとなっている。

表 3.1.1-2 地域信頼度協議会 Reliability First Corporation の基準遵守状況確認スケジュール

2007 RELIABILITYFIRST IMPLEMENTATION PLAN REVISION 10, NOVEMBER 1, 2007						
ABBREVIATIONS						
BA - Balancing Authority	RC - Reliability				A/S - Subject to Audit/Spot Check	
DP - Distribution Provider	RP - Resource				AT- Assessment	
GO - Generation Owner	RE - Regional				D/S- Data Submittals	
GOP - Generation Operator	RSG - Reserve				E/R- Exception Reporting	
LSE - Load-Serving Entity	TO - Transmission				I - Investigation	
PA - Planning Authority	TOP - Transmission				REF- Reference NERC Compliance Templates	
PRSG - Planning Reserve Sharing Group	TP - Transmission				REQ- NERC Reliability Standard Requirement	
PSE - Purchasing-Selling Entities	TSP - Transmission				R/S- Region Submittal to NERC	
					S/C- Self-Certification	
* Non-Regulatory Approved Standards						
X Changes since last Revision						
The highlighted Standards are subject to 48-Hour Reporting to NERC upon ReliabilityFirst being notified.						
Monitored for compliance by ReliabilityFirst in 2007						
Withdrawn by NERC						
					TBD- To be Determined	
Reliability Standard	Title	Requirements	Monitoring Responsibility	Functions Monitored	Type of Monitoring	Date Due
RESOURCE AND DEMAND BALANCING						
BAL-001-0	Real Power Balancing Control Performance (CPS 1)	All	RE	BA	D/S	Due to ReliabilityFirst on the 15th of each month
BAL-002-0	Real Power Balancing Control Performance (CPS 2)	All	NERC, RE	BA, RE, RSG	D/S	Due to ReliabilityFirst quarterly, on the 15th of the
BAL-003-0	Disturbance Control Performance (DCS)	All	RE	BA	E/R	Upon Discovery
BAL-004-0	Frequency Response and Bias	-	RE	BA, RC	A/S	A/S
BAL-005-0	Time Error Correction	-	RE	BA, GOP, LSE	A/S	A/S

(出典: Reliability First, 2007 Compliance Implementation Plan)

(4) 米国における連系線増強プロセス

米国では、地域送電網増強計画(Regional Transmission Expansion Plan: RTEP)において、連系線を含めた送電網の増強が検討される。

RTO は将来に亘り系統の信頼度が基準で定められるレベルとなるよう、RTEP を策定する。例として PJM ISO では、送電事業者が図 3.1.1-3に示すような待行列(Queue)に計画を登録し、地域送電網増強計画プロセス(RTEPP)において、ステークホルダーは各計画が市場へもたらす便益について協議し、必要とされる計画を取捨選択し、RTEP を策定する。

Transmission Queues: Active

○ = In Progress
 ● = Document Posted
 ● = Interim Study Agreement
 ○ = Not Required

● = Under Study
 ● = Under Construction
 ● = Partially In-Service
 ● = In-Service

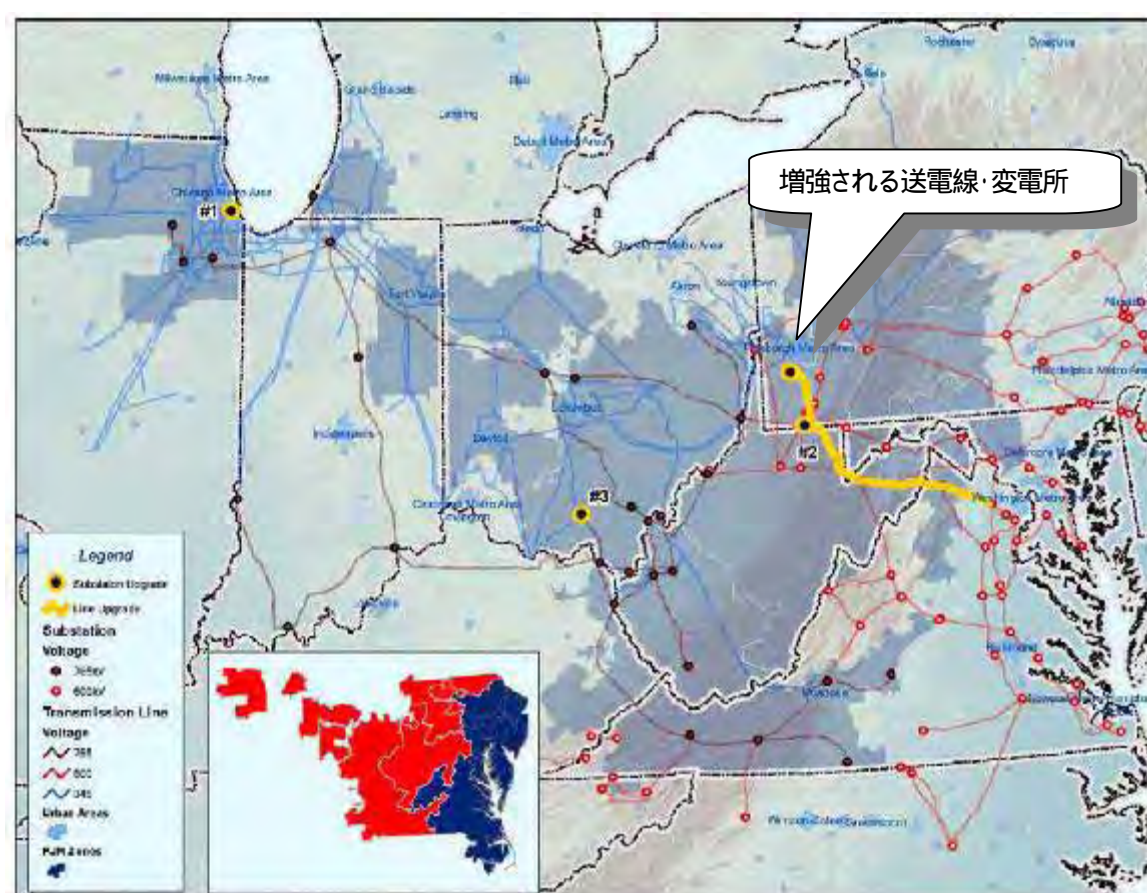
MW - Total Energy output of facility
 MWVC - Capacity component of total energy output of facility

To access the studies please click on the circle icons below

Queue	Queue Date	Terminals	MW	Proj	If DC Rights	If AC Rights	Status
G07_M1	03/08/2001	Sayreville 230kV	790	DC	F/TWR/685 E/TW		●
G22_M1	04/20/2001	Lincoln 230kV	300	VFT			●
G22_M1	04/20/2001	Lincoln 230kV	300	VFT			●
302_M1	09/16/2002	Koeney XPMR	0	AC			●
267_M1	11/01/2002	Cincinnati XPMR	0	AC			●
...

(出典: PJM ホームページ)

図 3.1.1-3 送電開発計画の一覧



(出典: PJM 2006 Regional Transmission Expansion Plan)

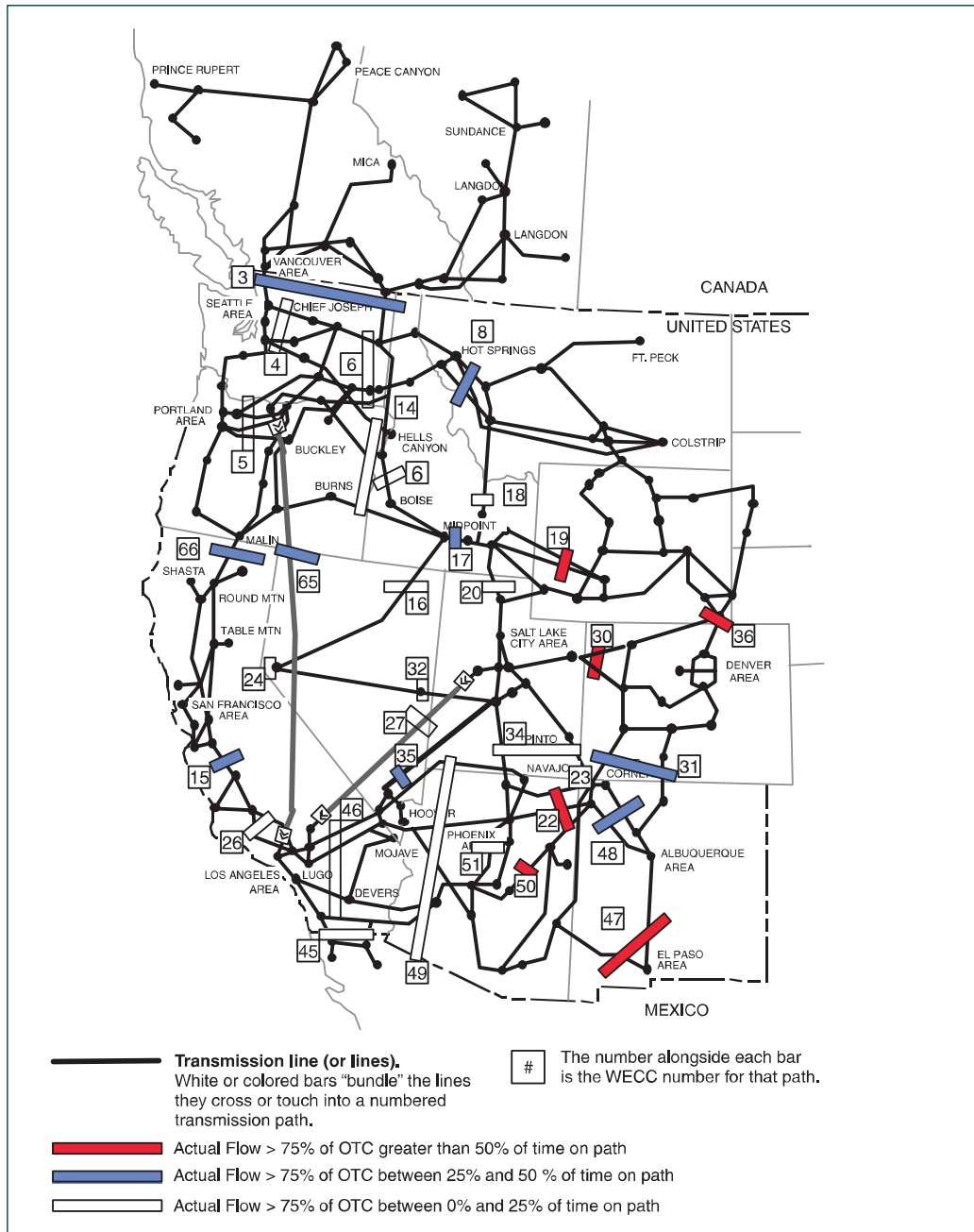
図 3.1.1-4 PJM ISO の地域送電網増強計画の例

また、DOE は 3 年に 1 度、国家送電網混雑調査(National Electric Transmission Congestion Study)を実施し、混雑送電線およびそれを解消するための国益送電線を指定する(図 3.1.1-5、図 3.1.1-6)。この際、FERC は料金制度改革による送電網投資促進(Order 679)に基づき、国益送電線の建設に対してインセンティブを提供することとなっている。

送電会社または電気事業者に与えられるインセンティブは下記の通り。

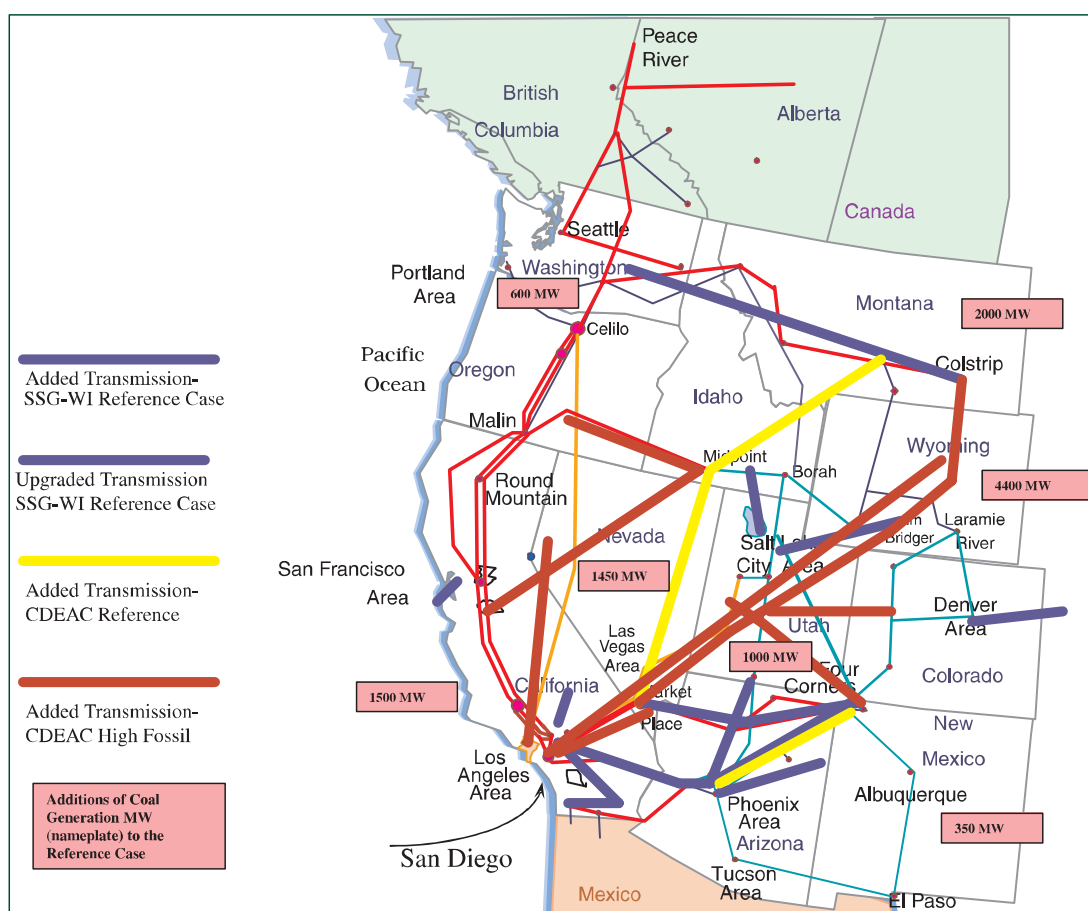
- ROE(資本収益率)の優遇
- 建設仮勘定の完全回収
- 間接費用の完全回収
- 廃止となった施設の原価完全回収
- 仮説的資本構成に基づく利益率の申請
- 送電線会社への所得税課税の繰り延べ
- 送電会社の売上げ・購入に関する帳簿価格の調整

- 減価償却期間の短縮
- 小売価格を凍結する配電会社に対する原価回収の繰延べ
- 送電機関(RTO, ISO)に加盟する事業者の高いROEを認める。



(出典: DOE NATIONAL ELECTRIC TRANSMISSION CONGESTION STUDY)

図 3.1.1-5 国家送電網混雑調査における混雑送電線の例



(出典: DOE NATIONAL ELECTRIC TRANSMISSION CONGESTION STUDY)

図 3.1.1-6 DOE の指定による国益送電線の例

3.1.2 欧州

(1) 欧州の電力セクターの構造

欧州では欧州委員会(European Commission: EC)の元に設置された欧州電力・ガス規制機関団体(European Regulators' Group for Electricity and Gas: ERGEG)が各種法規制を行っている。また、事業者団体としては、主に EC および ERGEG と政策面における交渉を行う団体として欧州電気事業者連盟(eurelectric)、および電源・電力系統の計画および運用について検討している欧州系統運用者協会(European Transmission System Operators: ETSO)とが存在する。

eurelectric は、各国の電気事業者(発電・送電・配電)が加盟している。ETSO は、北欧の系統運用者が加盟する Nordel、英国系統運用者連盟(the United Kingdom Transmission System Operators Association: UKTSOA)、アイルランド系統運用者連盟(the Association of transmission system operators in Ireland: ATSOI)、およびその他の各国の系統運用者の連盟である欧州・送電協調連盟 (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity: UCTE)からなり、それぞれの電力の融通について検討および協議が行われる(図 3.1.2-1)。

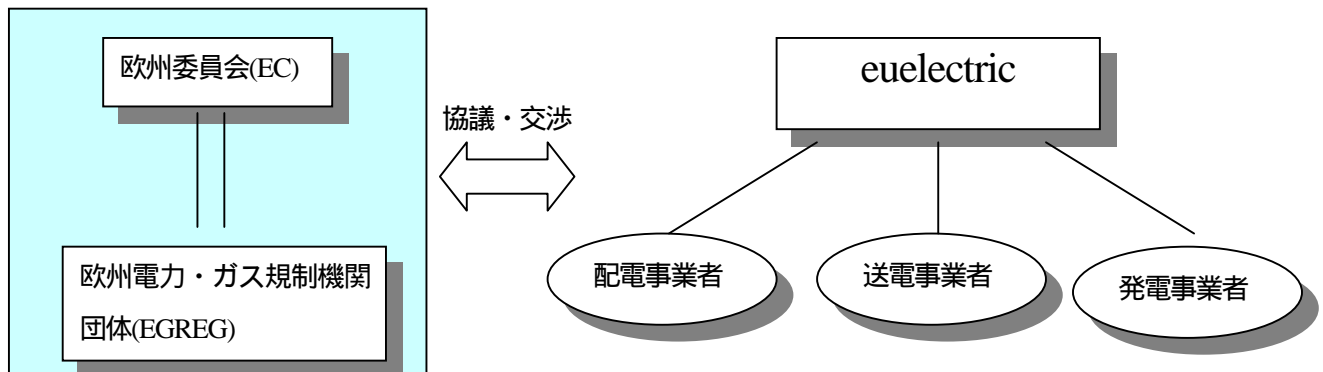


図 3.1.2-1 欧州の規制機関と欧州電気事業者連盟

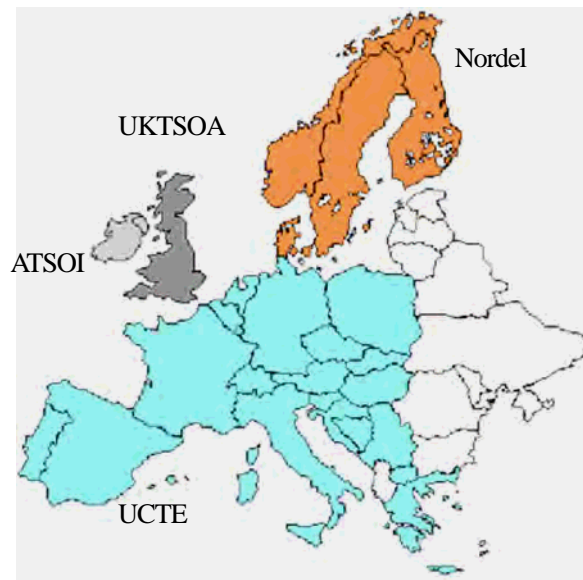


図 3.1.2-2 欧州の系統運用者連盟

(2) 欧州における系統整備および運用のルール

UCTE では、系統を連系した際の安定運用を目的としたルールを記載した Operation Handbook を作成し、各国の系統を連系した際の運用に関するルールおよび設備形成に関するルールの大枠を定めている。

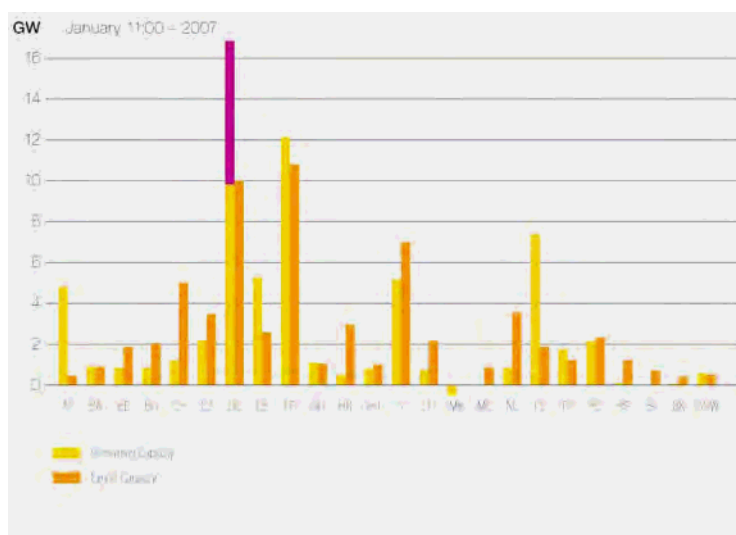
図 3.1.2-3 UCTE Operation Handbook のルール

- P1 Load-Frequency-Control and Performance
連系後の系統運用の周波数維持に関するルール
- P2 Scheduling and Accounting
電力融通計画の策定、運用状況のモニタリングおよび精算に関するルール
- P3 Operational Security
系統信頼度維持に必要な設備形成に関するルール (N-1, 電圧、系統安定度等)
- P4 Co-ordinated Operational Planning
停止計画の策定、混雑処理、事故対応能力(N-1)の確認、適正予備率の確認
- P5 Emergency Procedures(緊急時の運用方法および系統崩壊後の復旧)
- P6 Communication Infrastructure (データ交換に必要なインフラの整備)
- P7 Data Exchanges (データの取り扱いに関するルール)
- P8 Operational Training (運転員の研修カリキュラム・研修用設備の要件)

(3) 欧州における系統のアデカシー(十分さ)確認

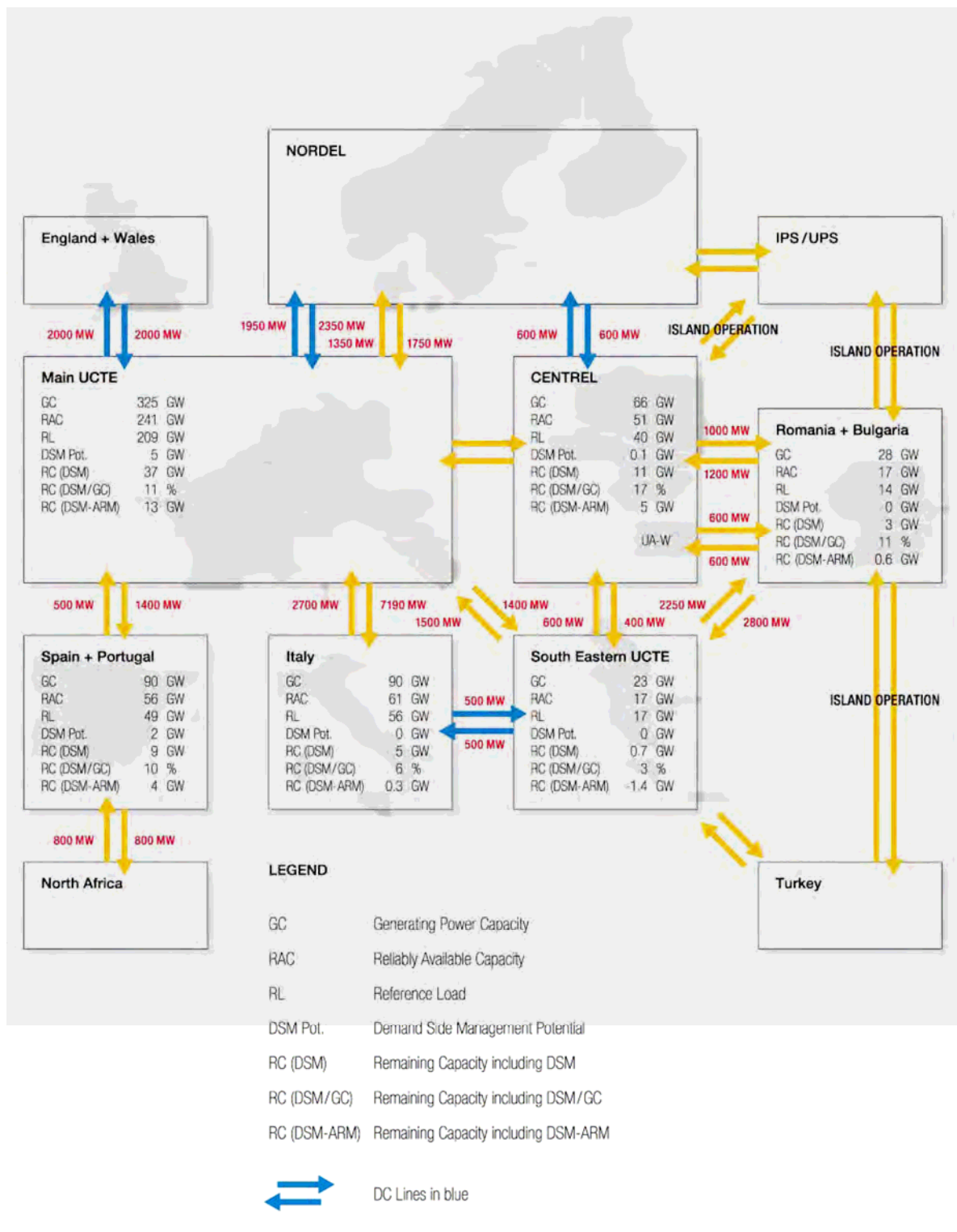
UCTE では、各国の需要予測および電源開発計画を元に、将来 10 年程度の系統のアデカシー(十分さ)を検討し、System Adequacy Forecast(SAF)レポートを作成している。本レポートには、地域毎の需給バランスおよび、連系線の予想潮流・空容量が計算され、電力開発計画のアデカシーが確認される。図 3.1.2-4は、各国の連系線の予想潮流および連系線の空容量を示している。このように向こう 10 年にわたり、連系線による電力の融通が可能であることを確認している。

連系線の空容量が不足する際には、各国で連系線の増強が検討される。



(出典) UCTE System Adequacy Forecast 2007 – 2020

図 3.1.2-4 UCTE 系統内の連系線潮流および空容量



(出典: UCTE System Adequacy Report 2007-2020)

図 3.1.2-5 UCTE 系統の需給バランス

図 3.1.2-5はUCTE系統における需給バランスを示している。UCTEでは、全供給力の内、リスク対応のマージンとして供給力の5%+ピーク需要対応分をARM(Adequacy Reference Margin)を

として設定しており、余剰供給力がこのARMを下回る場合に電源増強が検討される。

(4) 欧州における連系線増強プロセス

欧州における連系線増強には2つのプロセスがある。

電力供給セキュリティの確保およびインフラ投資に関する指令(2005/89/EC)

ECによる、電力供給セキュリティの確保およびインフラ投資に関する指令の第6条には、ネットワークの投資に関する条文が書かれている。条文の内容は以下の通り。

- ・ 将来の需要に見合った送配電システムの増強に関する投資シグナルを提供すること
- ・ ネットワークのメンテナンス(必要に応じて更新)を促進すること
- ・ 商業的送電事業(マーチャント送電線)への投資を認めること

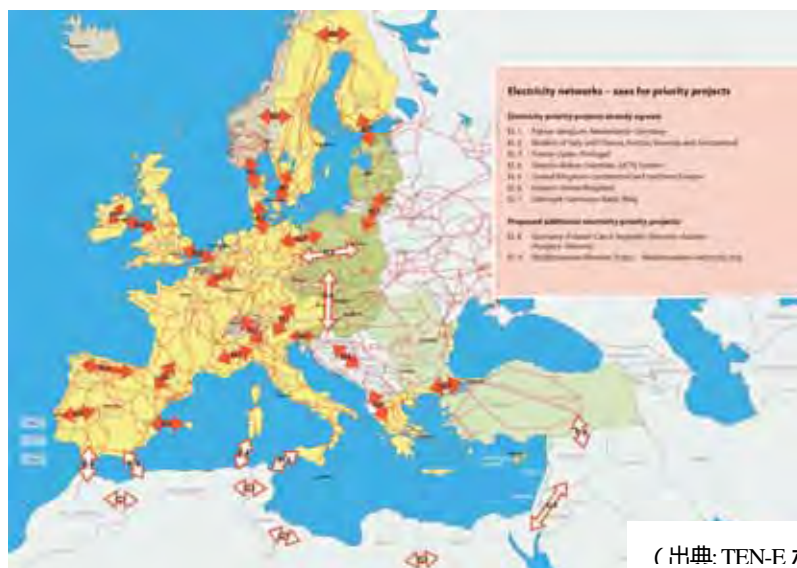
加盟国は前述の将来のアデカシー予測(SAF)に基づき、必要に応じてネットワークの増強を行うことが求められている。(なお、供給力についても同様の条項が存在する)

欧州横断エネルギーネットワーク(Trans-European Energy Networks: TEN-E)

EUでは、加盟国全体の経済成長・雇用促進のためにインフラ(電力・ガス・通信・交通)の整備を支援するため、欧州横断ネットワーク(Trans-European Network)を設置している。

そのエネルギー部門であるTEN-Eでは、電力・ガスネットワークの増強の内、系統の信頼度維持・系統連系による便益供与に大きく寄与するもののプロジェクト単体では経済的な実現可能性に問題があるようなプロジェクトを抽出し、優先プロジェクトを設定している。

このように、建設のインセンティブの働きにくいプロジェクトでかつ信頼度維持のために重要な送電線についてはEUが建設を促進する構造となっている。しかしながら、TEN-Eの枠組みで全ての送電線を建設することは難しく、送電線の混雑解消に必要な送電線増強を各国が実施するためのインセンティブ付与の枠組み(評価方法・付与方法)を構築することが急務となっている。



(出典: TEN-E ホームページ)

図 3.1.2-6 TEN-E における優先開発プロジェクト

表 3.1.2-1 2006 年度に実施のTEN-E プロジェクト

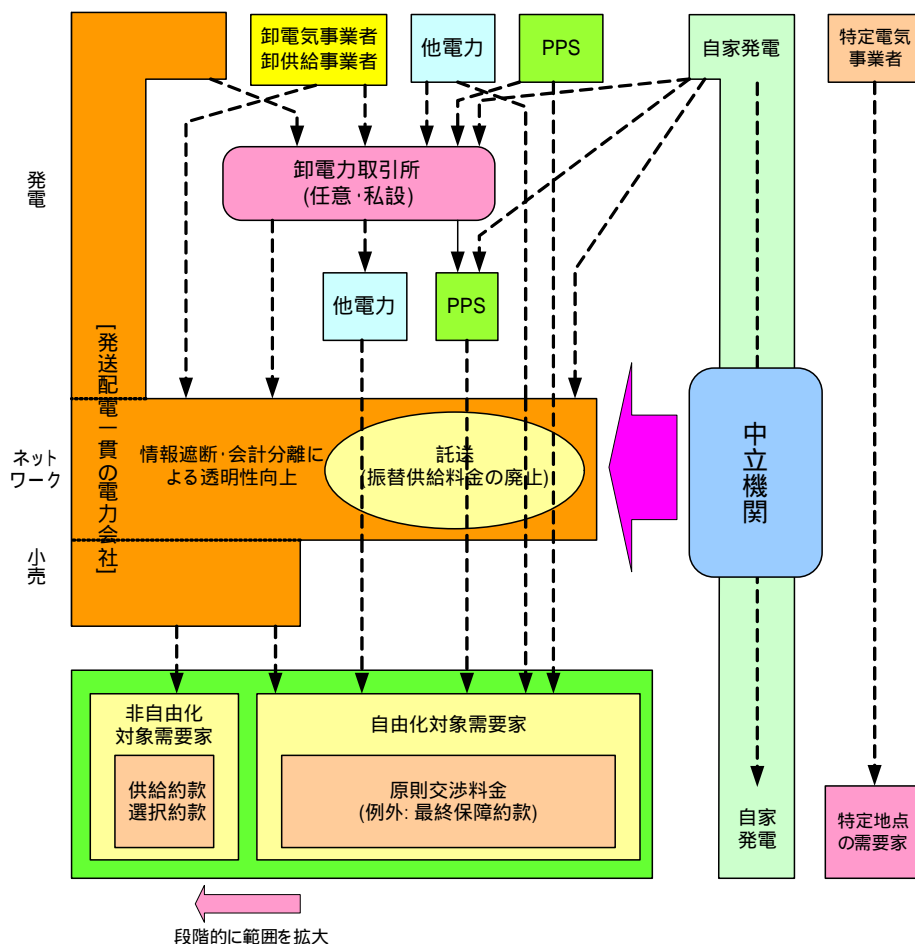
Code	Contract n°	Project n° (2003 guidelines)	Project n° (old guidelines)	Priority	Country	Company	Description	Financing by TEN
E208/06	06-E208	4.10		EL.4	Hungary	MAVIR ZRT.	Completion of implementation and authorisation plans for the Szombathely - Hévíz 400 kV interconnection	691.250 €
E209/06	06-E209	4.16	d14	EL.7	Finland, Sweden	Fingrid Oyj, Svenska Kraftnät	Seabed survey for the extension of the Fenno - Skan HVDC link between Sweden and Finland	475.000 €
E210/06	06-E210	2.16	b13	EL.6	Ireland	EirGrid plc	Kingscourt - Woodland 400 kV development	2.006.517 €
E211/06	06-E211	2.16	b13	EL.6	Ireland	EirGrid plc	Kingscourt - Drumkee 400 kV development	1.450.000 €
E212/06	06-E212	2.18	b15	EL.5	United Kingdom, The Netherlands	NGIL, Nlink	Netherlands - United Kingdom interconnector development study	2.669.000 €
E214/06	06-E214	4.25	d16	EL.4	Italy	TERNA S.p.A.	Feasibility study for the interconnection of the Italian power system to the Balkan peninsula.	385.000 €
E215/06	06-E215	1.11			Spain	Endesa Distribucion Eléctrica	Study and validation of the optimal technologies for Majorca - Ibiza - Formentera power systems submarine interconnection. Feasibility study.	285.974 €
E216/06	06-E216	2.16	b13	EL.6	United Kingdom	Northern Ireland Electricity plc	400 kV additional interconnection between UK (NI) and Ireland. Final routing and tender based costing study and arrangements.	600.000 €
E217/06	06-E217	3.54		EL.2	Austria	Verbund-Austrian Power Grid AG	Projekt 380 kV - Salzburgleitung Tauern - Salzach neu	2.660.400 €
G129/06	06-G129	8.25	g07		France	Gaz de France (GDF)	Development of underground storage capacities for natural gas in the "Centre region" (France)	2.802.000 €
G130/06	06-G130	9.4		NG.5	Latvia	Republic of Latvia	Geological and economic study on possible underground natural gas storage development in Latvia, Dobeles district.	1.131.900 €
G131/06	06-G131	9.23	h13		Austria	TIGAS - Erdgas Tirol GmbH	Interconnectirol (A)	1.720.000 €
G132/06	06-G132	8.34	f08		Austria	Salzburg AG	Durchführbarkeitsstudie - Tauerngasleitung. HD-Leitung DN 800 PN Puchkirchen/Haidach - Finkenstein.	3.155.000 €

3.1.3 日本

(1) 日本の電力セクターの構造

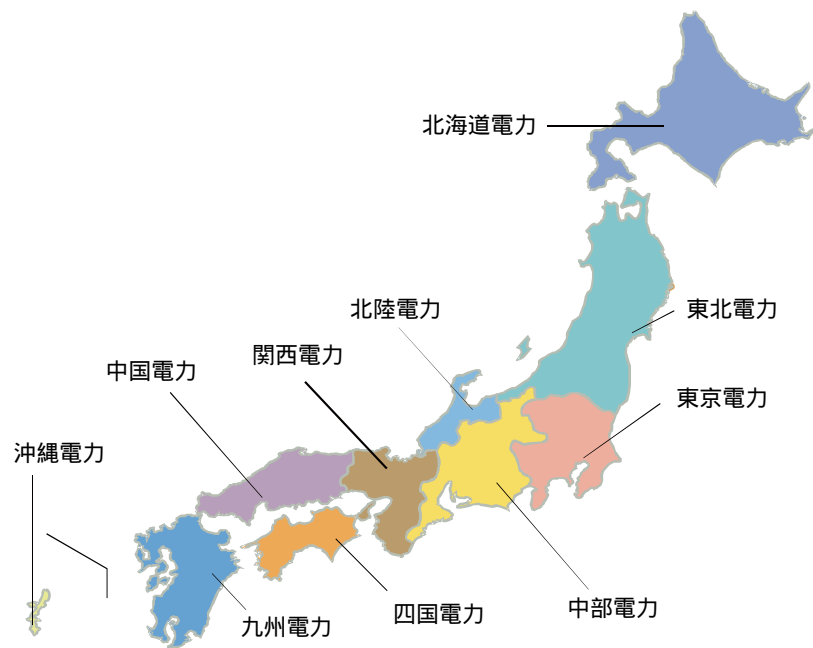
日本の電力セクターの構造図を図 3.1.3-1に示す。日本では、図 3.1.3-2に示されるように、10 の地域にそれぞれ一つの電力会社が存在し、それぞれの地域において発電・送電・配電を一貫して行っている。また、卸電気事業者や特定規模電気事業者(PPS)は電力会社のネットワークを利用し、それぞれの顧客へ電力を販売することができる。また、電力会社は発電部門と送配電部門とで、他電気事業者に関する情報の遮断および部門間の会計を分離することで透明性を確保している。このように、電力会社の発電部門およびその他の発電事業者との間で公平性が確保されていることを監視するために学識者、電力会社および発電事業者等の代表者からなる電力系統利用協議会(ESCJ: 通称中立機関)が2004年に設置され、各種系統利用に関するルールを定めている。

また、ESCJ には、公平性を監視する役割の他に、各電力会社の系統運用部門間の調整を行う機能も有している(米国の RTO, 欧州の UCTE 等の機能に相当)。



(出典: 電気事業連合会ホームページ)

図 3.1.3-1 日本の電力セクター構造



(出典: 電気事業連合会ホームページ)

図 3.1.3-2 日本の電力会社

(2) 日本における系統整備および運用のルール

日本において、電力の系統整備および運用のルールについては電力系統利用協議会が電力系統利用協議会ルールを公開している。下表に電力利用協議会ルールの概要を示す。

表 3.1.3-1 電力利用協議会ルールの概要

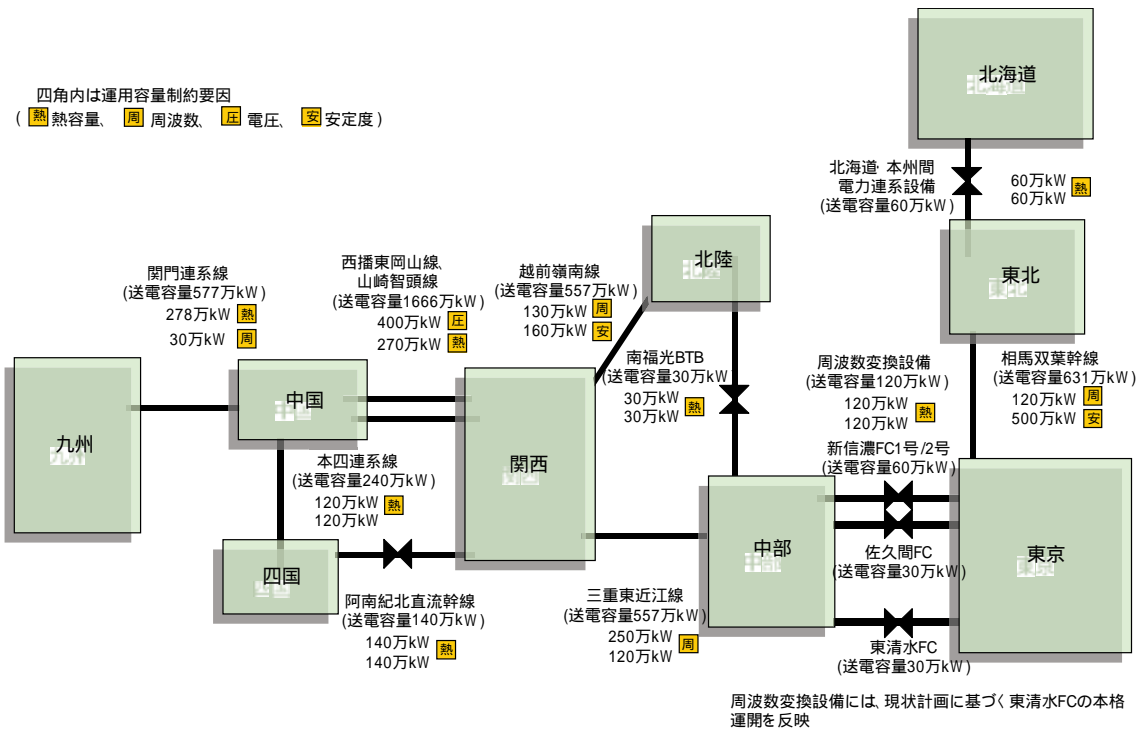
第1章: 総則
第2章: 設備形成ルール(特別高圧) 設備増強の考え方、信頼度基準、連系線増強のプロセス
第3章: 系統アクセスルール(特別高圧) 発電事業者および需要家の系統接続に関するプロセス
第4章: 系統運用ルール(特別高圧) 配電系統を除く送電系統の運用および系統利用に関するルール
第5章: 設備形成ルール(高圧) 設備増強の考え方、信頼度基準
第6章: 系統アクセスルール(高圧) 発電事業者および需要家の系統接続に関するプロセス
第7章: 系統運用ルール(高圧) 配電系統の運用および系統利用に関するルール
第8章: 情報公開ルール 公平性・透明性を確保するために必要な情報公開に関するルール
第9章: 供給信頼度評価ルール 信頼度評価に必要なデータ提出および検討・報告に関するルール

(3) 日本における系統のアデカシー(十分さ)の確認

長期的な連系線のアデカシーを確認するために、一般電気事業者(電力会社)および発電事業者は長期的な発電計画を提出し、その計画を基に各連系線に接続している電力会社(例えば相馬双葉幹線であれば東北電力と東京電力)が連系線の運用容量並びに空容量を算定する。

図 3.1.3-3に、電力会社間連系線の整備の現状およびその運用容量を示す。50Hz 地域(東京電力以北)では、平成 7(1995)年に相馬双葉幹線が運転を開始し、それ以降増強は行われていない。また、60Hz 地域(中部電力以西)については、平成 12(2000)年、13(2001)年に関西・中国・四国のループ系統が増強されて以来増強は行われていない。

また、表 3.1.3-2に 2007 年～2016 年の連系線の空容量の状況を示す。系統の信頼度向上を目的として建設された直流連系設備(北海道-東北、東京-中部、北陸-中部、関西-四国)を除けば概ね空容量は確保されており、喫緊で連系線の増強が必要な事態になってはいないことが分かる。



(出典：電力利用協議会ホームページ資料)

図 3.1.3-3 会社間連系線の整備状況および運用容量

表 3.1.3-2 2007 年～2016 年の連系線の空容量の見通し

系統間連系設備名称	潮流方向	空容量(万kW)
北海道・本州間連系設備	北海道 東北	2
	東北 北海道	0
東北東京間連系線	東北 東京	22
	東京 東北	268
東京中部間連系設備	東京 中部	7
	中部 東京	7
中部関西間連系線	中部 関西	142
	関西 中部	57
中部北陸間連系設備	中部 北陸	57
	北陸 中部	0
北陸関西間連系線	北陸 関西	80
	関西 北陸	124
関西中国間連系線 ^{注3}	関西 中国	290
	中国 関西	120
関西四国間連系線	関西 四国	20
	四国 関西	0
中国四国間連系線	中国 四国	33
	四国 中国	41
中国九州間連系線	中国 九州	214
	九州 中国	77
中部・関西北陸間 ^{注3}	中部・関西 北陸	82
	北陸 中部・関西	51

(注)

- データは2007年3月末のものを使用。
- 2007年度～2016年度の間の空容量の最低値を示す。
但し、・2007年度～2008年度のデータは、8月・平日・昼間帯・平常時の断面である。
・2009年度～2016年度のデータは、平常系統における需要ピーク時の断面である。
なお、この断面以外で空容量が小さくなることもある。
- 複数ルートの連系線の内、1ルートが遮断されたときの健全ルートの送電容量から計算

(出典：電力系統利用協議会ホームページ)

(4) 日本における連系線増強プロセス

日本において、連系線を増強するための検討を開始するための条件は以下の2通りである。

- (1) 特定の電源が開発されたときに、連系線にその電源を送電するための空容量がない場合
- (2) 過去1年で運用容量に対する空容量が5%以下の時間数比率が、過去1年間で20%以上となった場合または地域間連系線の長期計画において、運用容量に対する空容量が10%以下の年度が3年以上となった場合

(1)の場合は、ESCJ内に検討会が設置され、下記が検討される。

- ・ 地域間連系線増強等の必要性の有無
- ・ 必要量とその効果
- ・ 地域間連系線増強等の方策（工事概要、概略コスト、概略工期等）
- ・ 地域間連系線増強等に関する費用負担に関する基本的な考え方

(2)の場合は、(1)の場合の検討に入る前に、検討の必要性が検討される。必要と判断された場合は、(1)の項目が検討される。

日本では従来から系統信頼度向上並びに長期電源開発計画に基づく将来の大型電源の電力送電のために会社間連系線の整備が進められており、現在のところ欧米のように送電線が不足している状況にはなっていないため、連系線増強のためのインセンティブ制度は存在しない。これは、各電力会社が自社で需給バランスを確保することを基本とし、連系線による他社からの電力融通を補完的に考慮していたこともその一因となっている。

しかしながら、日本においては送電線の建設のリードタイムが長いこと(ルート選定から運転開始まで 10 年程度)等を考慮すると、空容量が確保されている現在においても連系線の増強は慎重に検討しなければならない。

3.1.4 まとめおよび制度面での提言

日・米・欧の 3 地域での系統信頼度の考え方・設備形成のルールは概ね同じといえる。しかしながら欧米では、信頼度維持上重要であっても財務上リターンの少ない送電線の建設が進まなかったため、大規模停電を繰り返す結果となってしまった。その反省から、現在欧米では公的機関が重要送電線建設のサポート(インセンティブ付与を含む)を行う制度を整備している段階である。

本節で述べた 3 地域の制度の現状をふまえ、インドシナ地域で各国を連系するに辺り、制度面で必要となる項目は以下の通りである。

- ・ インドシナ地域全体の設備形成・信頼度基準(Grid Code)については、欧州(UCTE)は大枠のみが記載されている(詳細は各国に委ねられている)ため、北欧(Nordel)、米国(NERC)、および日本(ESCI)を参考に作成する。また、各国が Grid Code を遵守しているかを監視する機関を設ける。
- ・ 各国間の連系線の不足を未然に防ぐために、米国 DOE または欧州 TEN-E での重要送電線の指定を実施するようなスキームを設け(RPTCC または HAPUA 等に機能を持たせる)、必要に応じて連系線の建設にインセンティブを持たせる(ROE の設定、建設の許認可の迅速化等)
- ・ 各国の系統運用者を集めた団体を作りインドシナ地域各国の系統状況を監視し、有事には各国の状況をとりまとめ、必要に応じて指令を出せるような仕組みを作る(米 RTO, 欧 UCTE, 日 ESCI に相当する機能)。
- ・ 各国が系統を連系するようになると、1 個所のトラブルが広域に波及するリスクがあり、系統運用者にはこれまで以上に迅速かつ的確な対応が必要となる。そのための人材育成制度・運用者の認定制度等を構築する。

3.2 各国の電力セクター開発計画の現状

3.2.1 カンボジア

カンボジアの電力セクターにおける開発計画を表 3.2.1-1に示す。

表 3.2.1-1 カンボジア電力セクターの開発計画 (1/3)

(2007年未現在)

No	案件名	分野	計画完成年	計画規模・概要	実施主体/ 資金源	現状
1	Upgrading Capacity of 115 kV system in Phnom Penh	送変電	2008	115 kV送電線の2回線化、2x50 MVA変圧器増設	EDC/WB	実施中
2	230 kV T/L: Phnom Penh - Takeo - Vietnam with S/Ss	送変電	2008	ベトナムから電力輸入用送電線、West Phnom Penh (WPP) S/SおよびTakeoに変電所	EDC/ADB	実施中
3	National Dispatching Center	給電	2008	プノンペンに給電指令所の建設	EDC/WB	実施中
4	115 kV T/L: Kampong Cham - Suong - Kraek - Taininh (in Vietnam)	送変電	2009	ベトナムから電力輸入用送電線および3変電所	EDC/WB grant	実施中
5	115 kV T/L: Steung Treng - Lao power system with S/S in Steung Treng	送変電	2009	ラオスから電力輸入用送電線および1変電所	EDC/WB	実施中
6	230 kV T/L: Takeo - Kampot with S/S in Kampot	送変電	2009	Kamchay HPの電力送電用送電線と1変電所	EDC/KfW grant	実施中
7	230 kV T/L: Kampot - Sihanoukville with S/S in Sihanoukville	送変電	2010	Sihanoukvilleに建設される石炭火力発電用送電線と1変電所	EDC/ADB and JBIC	実施中 (コンサル選定前)
8	Kirirom 3	発電/HP	2010	水力発電18 MW, 115 kV T/L to Kirirom 1 S/S	IPP, CETICI(China) /ditto	PPA調印済み
9	Kamchay	発電/HP	2010	水力発電193 MW, 230 kV T/L to Kampot S/S	IPP, Sinohydro (China) /ditto	PPA調印済み 実施中
10	Coal fired power plant in Sihanoukville	発電/TH	2010	Sihanoukvilleで石炭火力200 MWとSihanoukville S/SまでのT/L	IPP, Leader Universal (Malaysia) /ditto	PPA交渉中
11	Upgrading Phnom Penh transmission system	送変電	2011	115 kV T/L: GS1 - GS2 and GS2 - WPP	EDC(未定)/未定	FS実施前
12	Two new grid substation in Phnom Penh with 115 kV T/L	送変電	2012	115 kV S/S in northern (N) and eastern (E) area of Phnom Penh, 115 kV T/L : GS1 - NPP and NPP - EPP	EDC(未定)/未定	FS実施前
13	230 kV T/L: Phnom Penh - Kampong Chhnang - Pursat - Battambang with two S/Ss	送変電	2012	Stung Atay水力発電とセットで、230 kV T/L、さらにS/SをPursatとBattambangに建設	IPP, Private of China/ditto	FS調査および詳細技術調査終了、実施協定、送電協定の協議中。
14	Stung Atay	発電/HP	2012	水力発電120 MW, 230 kV T/L to Pursat	IPP, Private of China/ditto	FS調査および詳細技術調査終了、実施協定、送電協定の協議中。

カンボジア電力セクターの開発計画 (2/3)

(2007年未現在)						
No	案件名	分野	計画完成年	計画規模・概要	実施主体/ 資金源	現状
15	230 kV T/L: Phnom Penh - Kampong Cham with one S/S	送变电	2012	230 kV T/LとKampong Chamでの230 kV S/S建設	EDC(未定)/未定	FS実施前
16	115 kV T/L: Phnom Penh - Neak Loeung - Prey Veng - Svay Rieng - Vietnam with two S/Ss	送变电	2013	Eastern Phnom Penh (EPP) S/Sから南の2県とベトナムを結ぶ送電線、115 kV S/SをNeak LoeungとSvay Riengに建設	EDC(未定)/未定	FS実施前
17	230 kV T/L: Phnom Penh - Sihanoukville	送变电	2013	Sihanoukvilleに建設予定の400 MW石炭火力の電力輸送用送電線で、プノンペンではEPPに接続予定	EDC(未定)/未定	FS実施前
18	Coal fired power plant in Sihanoukville	発電/TH	2013	Sihanoukvilleで石炭火力400 MWとSihanoukville S/SまでのT/L	IPP、未定/未定	FS実施前、BOOベースでの実施を前提に実施者の入札中
19	Stung Russey Chrum Kroam	発電/HP	2014	水力発電235 MWと系統への接続T/L	未定/未定	FSをTEPSCOが実施済み
20	Upgrade capacity of Phnom Penh power supply system	送变电	2015	EPP S/Sを230 kV S/Sに、230 kV GS4 S/Sの新設、230 kV T/L: WPP S/S - GS4およびGS4 - EPPの建設	EDC(未定)/未定	FS実施前
21	Stung Chhay Areng	発電/HP	2015	水力発電260 MWと系統への接続T/L	未定/未定 中国の民間企業となる可能性が高い	中国の民間企業China Southern Power GridがFSを実施中
22	230 kV T/L: Kampong Cham - Sambo and Sambo S/S	送变电	2015	Sambo S/Sと230 kV T/Lの新設、Sambo HP用	EDC(未定)/未定	FS実施前
23	Sre Pok Kroam 2	発電/HP	2015	水力発電222 MWとSambo S/Sへの接続230 kV T/L	未定/未定	日本の中国電力(株)がPre-FSを実施。 一方、EVNがSesan 2水力発電計画(420 MW)を提案していて、これはSesan川とSre Pok川の合流直下に位置し、Sre Pokのポテンシャルも含んでいる。EVNの提案が経済的に勝ることが確認できれば、Sre Pok計画はEVNの提案に置き換えられる。
24	Sambo	発電/HP	2016	水力発電467 MWとSambo S/Sへの接続230 kV T/L	未定/未定 中国の民間企業となる可能性が高い	中国の民間企業China Southern Power GridがFSを実施中
25	Sesan Kroam 2	発電/HP	2017	水力発電207 MWとSambo S/Sへの接続230 kV T/L	未定/未定	EVNがFS実施中
26	115 kV T/L: Stung Treng S/S - Sumbo S/S	送变电	2017	Stung Treng S/SとSumbo S/S間の115 kV送電線	EDC(未定)/未定	FS実施前
27	Battambang 1	発電/HP	2017	水力発電24 MWとBattambang S/Sへの接続用115 kV T/L	未定/未定	韓国企業KTCによりPre-FS実施中
28	Stung Russei Chrum Leu	発電/HP	2017	水力発電32 MWと系統への接続用T/L	未定/未定	韓国企業KTCによりPre-FS実施中

カンボジア電力セクターの開発計画 (3/3)

(2007年未現在)						
No	案件名	分野	計画完成年	計画規模・概要	実施主体/ 資金源	現状
29	Stung Russei Chrum Kandal	発電/HP	2017	水力発電125 MWと系統への接続用T/L	未定/未定	韓国企業KTCによりPre-FS実施中
30	Stung Tatay	発電/HP	2018	水力発電80 MWと系統への接続用T/L	未定/未定	中国企業China National Heavy Machinery CorporationによりFS実施中
31	Battanmbang 2	発電/HP	2019	水力発電36 MWとBattanmbang 1 HPへの接続用115 kV T/L	未定/未定	韓国企業KTCによりPre-FS実施中
32	New S/S in Phnom Penh and strengthening T/L capacity	送变电	2020	プノンペン南部に230 kV S/S (SPP)の新設 230 kV T/L: SPP - Takeo S/S & SPP - NPP 115 kV T/L: SPP - G4 & SPP - Svay Rieng S/S	EDC(未定)/未定	FS実施前
33	Gas Power Plant 1 in Sihanoukville	発電/GC	2020	ガスコンバインドサイクル発電450 MWとSihanoukville S/Sへの接続用送電線	未定/未定	FS実施前
34	230 kV T/L: Kampong Cham - Kampong Thom - Siem Reap and Kampong Thom S/S	送变电	2020	230 kV 送電線とKampong Thom 230 kV S/S	未定/未定	FS実施前
35	Gas Power Plant 1 in Sihanoukville	発電/GC	2022	ガスコンバインドサイクル発電450 MWとSihanoukville S/Sへの接続用送電線	未定/未定	FS実施前

Notes:

DG: ディーゼル発電所
 HP: 水力発電所
 TH: 汽力発電所
 GC: ガスコンバインドサイクル発電所
 T/L: Transmission Line
 S/S: Substation

WB: World Bank
 KfW: ドイツ復興金融公庫
 EVN: ベトナム電力公社

出所:

- 1) Report on Power Sector of the kingdom of Cambodia for the Year 2006, EAC, July 2007
- 2) 水力発電マスタープラン調査プログレスレポート(案), JICA, 2007年9月
- 3) カンボジアの電力セクターの現況, No.332 電力土木, 2007年11月

案件番号7番の Kampot – Sihanoukville 230 kV 送電線までは実施中のプロジェクトといえる。これら実施中のプロジェクトは送变电と給電指令所の案件で、資金源は世銀、ADB、JBIC、KfW など公的資金となっている。2010年には3つの発電案件、Kirirom 3 水力発電、Kamchay 水力発電、Sihanoukville 石炭火力が予定されており、これらも実施確定のプロジェクトで、資金源は全て民間資金である。2011年以降は、発電案件では大型水力、石炭火力、ガスコンバインド火力などのプロジェクトが計画されており、実施主体・資金源は民間資本が中心になると考えられ、現在、中国や韓国の民間企業が活発に活動している。

電源開発に伴い、2011年以降も全国送電網の拡張を急速に進める計画となっている。これらについては、民間資本の動きも少なく、公的資金の投入が期待される。

3.2.2 ラオス

(1) 電源開発計画

開発者・出資者などが決まっているプロジェクト

ラオスの電源開発計画の中で、開発者、出資者などが決まっている発電所は表 3.2.2-1のとおりである。開発者の欄の右側から、MOU、PDA(開発合意)、CA(建設合意)、PPA(電力購入契約)の段階が記載されている。

EDL単独での開発案件はほとんどなく、民間資本が予定されている。

表 3.2.2-1 開発進捗中のプロジェクト

		Name of Project	Capacity (MW)	Annual Generation (GWh)	Com. Year	Province	Developer	MOU	PDA	CA	PPA	Expire	Remarks
Under-Construction	12	Nam Theun 2	1,080.0	5,936.0	2009	Khammouane	NT2 Power Co. Ltd.				10-Mar-04		
	13	Nam Ngum 2	615.0	2,310.0	2010	Vientiane	NN2 Power Co. Ltd.				14-Mar-06		
	14	Xekaman 3	250.0	970.0	2010	Attapeu	VietLao Power Investment and Development				25-Jun-03		
	15	Xeset 2	76.0	227.0	2010	Saravan	Electricité du Laos	-	-	-	-		
	16	Nam Nhone	2.4		2010	Bokeo	NamNhone Hydropower Co. Ltd.				01-Mar-06		
	17	Nam Lik 1/2	100.0	353.0	2011	Vientiane	China Water & Electric Corp. (CWE)	16-Mar-04		31-Oct-06			F/S report submitted
			2,123.4										
PPA Negotiation	18	Nam Sim	8.0		2010	Houaphanh	Energy Development (Norway)	12-Feb-03				2021	PDA negotiation delayed
	19	Nam Ngum 5	100.0	400.8	2011	Luangprabang	Sino Hydro (China)	31-Mar-05	24-Feb-06	10-Apr-07		14-Mar-31	F/S report submitted
	20	Nam Ham	2.5		2011	Xayabuly	KOBI Company (Laos)	06-Aug-05					
	21	Nam Mo	105.0	602.0	2012	Xiangkhuang	Mahavong Group		18-Nov-99				PPA negotiation with EVN
	22	Xekatom	61.0	296.8	2012	Champasak	Kansai Electric Power Company (Japan)	15-Oct-04					MOU extended to 05/Dec/07
	23	Theun Hinboun	280.0	518.3	2012	Bolikhamxay	Theun Hinboun Power Company		15-Nov-97	03-Mar-04			
	24	Nam Ngum 3	460.0	1,919.0	2013	Vientiane	GMS Power+Marubeni+Ratchaburi		15-Nov-97	05-Feb-04		12-May-05	PDA extended to 31/Dec/07
	25	Nam Theun 1	424.0	1,944.0	2013	Bolikhamxay	Gamuda, EGCO		28-Nov-04				
	26	Hongsa Lignite	1,600.0		2013	Xayabuly	Banpu						
	27	Nam Ngiep 1	252.0	1,274.0	2014	Bolikhamxay	Kansai Electric Power Company (Japan)		27-Apr-06				
			3,292.5										

なお、Hong Sa Lignite 1,600 MW は、タイへの輸出用であり、上記リストには記載されているものの、2007 年 6 月の EGAT の PDP には織り込まれていない。しかし、現地調査中の 2007 年 12 月初旬に、政府決定され、EGAT の PDP は現在、2008 年の 1 月を目処に改定中である。

開発MOUのみが締結されているプロジェクト

現在、開発MOUのみが締結されているプロジェクトを表 3.2.2-3に示す。

中国、タイ、ロシア、日本などの企業がMOUを締結している。

表 3.2.2-2 開発 MOU のみを締結しているプロジェクト

	Name of Project	Capacity (MW)	Annual Generation (GWh)	Com. Year	Province	Developer	MOU	Expire	Remarks
MOU F/S	28 Nam Hao	5.1			Houaphanh	Nice Engineering (Thailand)	18-Aug-04		
	29 Xepon 3	75.0	338.9		Saravan	CMIC (China)	10-Nov-04	09-May-06	MOU expired
	30 Nam Ou 8	680.0	3,311.0		Phongsali	Sino Hydro Corp.	30-May-05	02-Nov-06	PDA negotiation
	31 Tadsaland	3.2			Savannakhet	SCI Manufacturer (Thailand)	22-Jul-05		
	32 Xelanong 2	40.0	103.5		Saravan		22-Sep-05		
	33 Xebangnoun	18.0	791.1		Saravan	Sithat B. & Road Construction Co.	26-Sep-05	25-Mar-07	no F/S report
	34 Houay jumpi	2.0			Saravan	Champpasack Construction Co.	29-Sep-05		
	35 Nam Kong 1	150.0	621.0	2020	Attapeu	Region Oil (Russia)	22-Dec-05		IEE report submitted by 11/Jul/07
	36 Nam Kong 3	25.0	113.0		Attapeu	Region Oil (Russia)	22-Dec-05		
	37 Xekong 5	405.0	1,795.0	2015	Sekong	Region Oil (Russia)	22-Dec-05		
	38 Houay jain	2.0			Champasak	Souphachi	01-Feb-06	01-Aug-07	
	39 Xepian-Xenamnoi	390.0	1,979.0	2014	Champasak	SK Engineering & Construction+GOL(35%)	08-Mar-06		Progress report FY06_iv submitted
	40 Xekong 4	485.0	2,192.0	2015	Sekong	Region Oil (Russia)	09-Mar-06		
	41 Xekaman 1	468.0	2,073.0	2015	Attapeu	VietLao Power Investment and Development	19-Mar-06		
	42 DonsaHong	240.0	1,520.0		Champasak	Mega First	23-Mar-06		F/S quarterly report #2 submitted
	43 Houay Katam	33.0			Champasak	ITEL Co. INC. (Japan)	04-May-06		
	44 Xeneun	40.0			Khammouane	Phonsak B & Road Construction Co.	16-May-06	15-Nov-07	
	45 Houayyen	2.0			Saravan	Electronic Lao Co. Ltd.	26-May-06		
	46 Nam Bang	33.0	125.0	2015	Oudomxai	China Electrical Equipment Corp.	19-Jun-06	18-Jan-08	
	47 Nam San 3	30.0	286.0	2014		Rohas Euco Industries Berhad (REI)	30-Jun-06		IEE report submitted by Aug/07
	48 Nam Lik 1	50.0			Vientiane	Hydro Engineering (Thailand)	07-Jul-06		
	49 Nam Thal	272.0	1,346.0		Bokeo	China Southern Power Grid	28-Aug-06	27-Feb-08	F/S field survey by Jan/07
	50 Nam Khan 2	130.0	595.0		Luangprabang	Sino Hydro Corp.	13-Oct-06	12-Apr-08	
	51 Nam Khan 3	95.0	285.0		Luangprabang	Sino Hydro Corp.	13-Oct-06	12-Apr-08	
	52 Nam Ngeun 2	269.0			Bolikhamxay	EDF	16-Nov-06	16-May-08	
	53 Xekaman 4	155.0			Sekong	VietLao Power Investment and Development	19-Dec-06		
	54 Nam Mang 1	60.0	235.3		Bolikhamxay	Far East Industrial Co. Ltd.	08-Feb-07		
	55 Nam Feung	60.0			Vientiane	Yunnan Provincial Power Investment	04-Mar-07		
	56 Nam Fa	70.0	334.0		Luangprabang	AP Bizlink Group (Malaysia)	02-Apr-07		
	57 Nam Bak 2	80.0	246.0	2015	Vientiane	SEAN	11-Apr-07		Previous MOU expired
	58 Nam Bak 1	155.0	365.0	2015	Vientiane	SEAN	11-Apr-07		
	59 Nam Seung 1	41.0	157.0		Luangprabang	Bru Thai Int. Ltd.	04-May-07		
	60 Nam Seung 2	134.0	624.0		Luangprabang	Bru Thai Int. Ltd.	04-May-07		
	61 Nam Kong (Xayabuly)	1,260.0			Xayabuly	SEAN	04-May-07		
	62 Nam Phak	40.0			Champasak	Kobe Green Power Co. Ltd. (Japan)	31-May-07	30-Nov-08	
	63 Nam Kong (Phakla)	1,320.0			Xayabuly	Sino Hydro+China National Electronics I & E	11-Jun-07	11-Nov-09	MOU period 30 months
	64 Nam Long	2.7	15.0	2015	Luangnamtha				No progress
		7,320.0							

開発MOUが締結されていないプロジェクト

まだMOUが締結されていないプロジェクトを表 3.2.2-4に示す。

HouayLamphanは、EDLが開発する予定であり、世銀の資金によりFSが予定されている。

なお、メコン川本流の発電プロジェクトの一つである、Nam Kong (Luangpraban) 発電所(1410MW)は、ベトナムとの間で最近MOUが取り交わされ、ベトナムのPECC1 により調査が行われる見通しである。

表 3.2.2-3 開発未定の発電所プロジェクト

	Name of Project	Capacity (MW)	Annual Generation (GWh)	Com. Year	Province	Developer	Remarks
No Mandate	66 Nam Ngum 4 B	54.0	267.7				
	67 Houay Lamphan	60.0	269.0	2014	Sekong	Electricité du Laos	F/S will done by WB
	68 Xeset 3	16.0	68.0	2015	Saravan		F/S exists
	69 Tadsomphamit	56.0	357.0	2021	Champasak		No progress
	70 Nam Hinboun 2	13.0	58.5		Khammouane		
	71 Thakho	30.0	217.0		Champasak		
	72 Nam Jeng 1 A	62.0	288.5		Vientiane		
	73 Nam San 2	60.0	290.7		Bolikhamxay		
	74 Nam Kong 2	80.0	315.0		Attapeu		
	75						
	76 Nam Ming	8.0	48.0		Luangprabang		
	77 Xebang Heng	16.0	73.5		Savannakhet		
	78 Xelanong 1	30.0	153.5		Savannakhet		
	79 Xenamnoy 5	10.0	62.1		Champasak		
	80 Xesou	65.0	285.5		Attapeu		
	81 Nam Kong (Pakbang)	1,238.0			Oudomxai		
	82 Nam Kong (Laungpabang)	1,410.0			Luangprabang		
	83 Dak E Meu	115.0			Sekong		
	84 Nam Kanh	40.0					For VietLao Power Investment & Stock
	85 Xekaman 2	94.0			Attapeu		
	86 Xekong 3	150.0			Sekong		
	87 Xedon 2	54.0			Champasak		
	88 Nam Theun 4	80.0			Bolikhamxai		
	89 Nam Moun	137.0			Bolikhamxai		
	90 Nam Khan 1	115.0			Luangprabang		
		3,993.0					

(2) ラオス国内系統の送変電計画

開発者・出資者が決まっている送変電プロジェクト

FS が終了しているなど、ほぼ開発者・出資者が決まっている送変電プロジェクトを表 3.2.2-4に示す。

1 番の案件は、JBIC 資金による C1 および C2 系統を結ぶ 115kV 連系線である。2 番の案件は、ADB 資金で昨年 FS が実施された北部送変電拡張プロジェクトである。3 番の案件は、世銀資金により東京電力により既に FS が実施された 115kV ラオス - カンボジア連系線およびラオス南部の 115kV Xeset-Saravan 送電線プロジェクトである。

4,5 番の案件は、大規模輸出用 IPP から EDL の系統に電力を供給するための IPP と EDL によるプロジェクトである。

6 番の案件は、ラオス国内系統初の 230kV 送電線プロジェクトであり、EDL 資金による FS が既に終了している。資金は中国が予定されている。

表 3.2.2-4 開発者・出資者が決まっている送変電プロジェクト

	案件	送変電	運転開始 予定	内容	Fund	段階
1	Greater Mekong Power Network Development Project	送変電	2008	115kV Paksan - Thakhek - Pakbo 送電線	JBIC	FS 終了 建設業者選定段階
2	GMS Northern Power Transmisson	送変電	2008	C1 系統 ~ 北部の送変電設備拡張	ADB, NDF, EDL	FS 終了
3	GMS Power Trade Projects Component L1	送変電	2009	115 kV Ban Hat - カンボジア国境送電線、115 kV Saravan - Xeset1 送電線、115 kV Saravan 変電所	世界銀行、EDL	FS 終了 設計・建設コンサル選定
4	Nam Thuen2 国内用引出し	送変電	2009	115kV Nam Thuen2 - Mahaxai 送電線 115 kV Mahaxai 変電所	Nam Thuen2 Co.	FS 終了 設計・建設コンサル選定
5	230kV Pakson 変電所	送変電	2009	Houay Ho IPP 電源線に 230kV Pakson 変電所 新設、Pakson-Xeset 間送電線新設	NORINCO, EDL	不明
6	230 kV Hin Heup-Naxaythong 送電線	送変電	2011	- 115kV Nam Lik 1/2 - Hin Heup 送電線 - 230kV Hin Heup - Naxaythong 送電線 - 230 kV Hin Heup 変電所、Naxaythong 変電所	China?	FS 終了
7	115 kV Xam Neua 変電所、 Boun Neua 変電所	送変電	2011 2012	北部の変電所 2 箇所新設	CERIECO, EDL	不明

国内供給用の送変電プロジェクト

2007 年 9 月時点の国内供給用の変電所計画を表 3.2.2-7に、送電線計画を表 3.2.2-6に示す。

表 3.2.2-5 変電所計画

Name	Voltage	Commissioning Year	Donor	
Oudomxai	115/22kV	2008	ADB, NDF, EDL	EDL
Luang Namtha	115/22kV	2008	ADB, NDF, EDL	EDL
Xam Neua	115/22kV	2011	CERIECO, China	EDL
Huayxai	115/22kV	2012	ADB, NDF, EDL	EDL
Nam Mo	115/22kV	2012	ADB, NDF, EDL	EDL
Boun Neua	115/22kV	2012	CERIECO, EDL	EDL
Hin Heup	115/115 kV	2008	ADB, NDF, EDL	EDL
Hin Heup	230 kV/115 kV	2010	China ?	EDL
Pakmong	115/22 kV	2008	ADB, NDF, EDL	EDL
Naxaythong	230/115 kV	2010	China ?	EDL
Ban Lao	115/22 kV	2012	THPC	THPC
Paklay	115/22 kV	2013	ADB, NDF, EDL ?	EDL
Hong Sa	115/22 kV	2012	ADB, NDF, EDL ?	Ban Pu
Mouan Kham	115/22 kV	2012	China ?	EDL
Thabo	115/115 kV	2016	Silicon Co.	Silicon Co.
Shanakham	115/22 kV	2012	Copper&Gold Mine	EDL
Luangpraban2	115/22 kV	2011	China	EDL
Luangpraban2	230/115 kV	2014	China ?	EDL
Mahaxay	115/22 kV	2009	NTEC	EDL
Xepon	115/22 kV	2012	China	EDL
Pakson	230/115 kV	2009	NORINCO, EDL	EDL
Saravan	115/22 kV	2009	World Bank	EDL
Xekong	115/22 kV	2014	Vietnam ?	EDL

表 3.2.2-6 送電線計画

Interval	Voltage	Length	No. of cct	Conductor	Commissioning year	Fund	
Xeset1, Xeset2-Pakson	115kV	45.5	2	ACSR 477	2009	NORINCO, EDL	EDL
Nam Ngiep - Thalat	115kV	5	1	ACSR 477	2008	ADB, NDF, EDL	EDL
Hin Heup - Vang Vieng	115kV	41	2	ACSR 477	2008	ADB, NDF, EDL	EDL
Luangpraban - Pakmong - Oudomxai	115kV	143	2	ACSR 477	2008	ADB, NDF, EDL	EDL
Oudomxai - Nam Mo	115kV	40	2	ACSR 477	2008	ADB, NDF, EDL	EDL
Nam Mo - Luang Nam Tha	115kV	39	1	ACSR 477	2008	ADB, NDF, EDL	EDL
Paksan - Thakhek - Pakbo	115kV	285	2	ACSR 477	2008	JBIC	EDL
Ban Hat - Cambodia Border	115kV	28	1	ACSR 477	2009	World Bank	EDL
Saravan - Xeset1	115kV	32	2	ACSR 477	2009	?	EDL
Nam Thuen2 - Mahaxay	115kV	18	2	ACSR 477	2009	Nam Thuen2	NTEC
Mahaxai-Cement Factory	115kV	20	2	ACSR 477	2009	?	LCI?
Hin Heup - Naxaythong	230kV	83.2	2	ACSR1272	2010	China?	EDL
Phonesouan-Phontong							
Naxaythong-Phontong							
(Adding Circuit)	115kV	12	2	ACSR795	2010	China?	EDL
Mahaxai-Xepon Gold Mine	230kV	117	2	ACSR 1272	2010	Xepon Gold Mine	Xepon Gold Mine
Nam Ngum5 - Phonsavan	115kV	80	2	ACSR477	2011	China	EDL
Nam Ngum5 - Luangpraban2	115kV	98	2	ACSR477	2011	China	EDL
Luanpraban1 - Luangpraban2	115kV	22	2	ACSR477	2011	China	EDL
Nam Lik 1/2 - Hin Heup	115kV	33	2	ACSR795	2011	China?	China?
Nam Lik 1 - Hin Heup	115kV	10	1	ACSR477	2011	?	IPP
Hin Heup - Vang Vieng (Extra 1cct)	115kV	46	2	ACSR477	2011	ADB?	EDL
Luampraban2 - Nam Mo (Extra 1cct)	115kV	201	2	ACSR477	2011	ADB?	EDL
Nam Leuk - Nam Mang3	115kV	56	2	ACSR477	2011	?	EDL
Nam Mang3 - Khoksaad (Extra 1cct)	115kV	35	2	ACSR477	2011	?	EDL
Khoksaad - Thanaleng (Extra 1cct)	115kV	17	2	ACSR477	2011	?	EDL
Thanaleng - Nhongkhai (Extra 1cct)	115kV	10.9	2	ACSR477	2011	?	?
Nam Cha - S/S	115kV	11	2	ACSR795	2011	?	?
Phonsavan- Muong Kham	115kV	56.2	2	ACSR477	2011	?	EDL
Muong Kham - Xam Neua	115kV	146	1	ACSR477	2011	?	EDL
Luang Nam Tha - Houay Xai	115kV	149	2	ACSR477	2012	ADB?	EDL
Houay Xai - Chiang Khong (EGAT)	115kV	20	2	ACSR477	2012	ADB?	?
Thuen Hin Boun - Ban La	115kV	60	2	ACSR477	2012	THPC?	THPC
Hong Sa - Luangpraban2	115kV	100	1	ACSR795	2012	?	Ban Pu
Xepon3 - Xepon Gold Mine	115kV	136.4	2	ACSR477	2012	China?	EDL
Xepon3 - Saravan	115kV	135.6	1	ACSR477	2012	China?	EDL
Xekaman1 - Saphaonthong	115kV	51	1	ACSR477	2012	?	?
Namo - Nam Ou	115kV	104	2	ACSR477	2012	?	?
Ban Jiangxai-Xeset1	115kV	76	2	ACSR477	2012	?	EDL
Ban Jiangxai-Bangyo	115kV	8	2	ACSR477	2012	?	EDL
Bangyo - Shrindon	115kV	8	2	ACSR477	2012	?	?
Xekatom - Pakson	115kV	35	2	ACSR477	2013	?	?
Namo - Bon Neua	115kV	96	2	ACSR477	2013	ADB?	EDL
Xepian - Saphaonthon	115kV	6	1	ACSR477	2013	?	?
Xayabuly - Paklay	115kV	124	1	ACSR477	2013	ADB?	EDL
Paklay - Nonghai	115kV	99	1	ACSR477	2013	?	EDL
Paklay - Thali(EGAT)	115kV	86	1	ACSR477	2013	?	?
Nam Ngiep Down - Paksan	115kV	40	1	ACSR477	2014	?	IPP
Kengkhek - Ban Jiangxai	115kV	180	2	ACSR477	2014	?	EDL
Xekong	115kV	18	2	ACSR477	2014	?	EDL
Luangpraban2 - Hin Heup	230kV	210	2	ACSR1272	2014	?	EDL
Saravan - Xekong	115kV	58	2	ACSR477	2014	?	EDL
Saravan - Xekaman3	115kV	100	1	ACSR477	2014	?	?
Luangpraban2 - Nam Khan3	115kV	35	3	ACSR477	2014	?	EDL
Nam Khan2- Nam Khan3	115kV	50	1	ACSR477	2015	?	EDL
Nam Mang1 - Tha Bo	115kV	6	1	ACSR477	2015	?	IPP
Xeset3&4 - Pakson	115kV	23	1	ACSR477	2016	?	IPP

輸出用大規模IPPの 500kV送電線

Nam Thuen2 水力発電所、Hong Sa 火力発電所、あるいは南部のXekaman1 水力発電所など、2015 年までに、予定されている輸出用大規模IPPは、出力が数百MW以上となるため、500kV送電線によって輸出される。表 3.2.2-7に、開発者・出資者がほぼ決まっている輸出用大規模IPPの 500kV送電線プロジェクトを示す。

表 3.2.2-7 500kV 送電線

案件	開発者・出資者
Hong Sa 発電所 - Mae Mo 変電所 (EGAT)	Hong Sa IPP
Nam Theun1 発電所 Na Bong 変電所 - Udon3 変電所 (EGAT)	IPP, ADB
Nam Theun2 発電所 Roi Et 変電所 (EGAT)	Nam Theun2 IPP
Ban Sok 変電所 Pleicu 変電所 (EVN)	VietLao JSC, EVN, ADB

(3) 世界銀行の電力プロジェクト

世界銀行は、現在、ラオスで、REPI(地方電化プロジェクトフェーズ I)を実施中であり、近々フェーズ II が実施される。また、GMS 電力取引プロジェクト (GMS Power Trade Project) が開始されつつあり、ラオス - カンボジア連系線建設、サラワン県への 115kV 送電線拡張、ラオス中央給電指令所の設置、電気料金の改定調査などが内容となっている。

これら以外に、Nam Thuen2 プロジェクトへの貸付を行っている。

世界銀行のインドシナ域内の電力セクターへの投資・支援は、ADB と協調をとりながら実施することになっている。

表 3.2.2-8 世界銀行のラオス電力セクタープロジェクト

PROJECT NAME		Approval date	Closing Date	Lending Project Cost
ラオス				
LA-Nam Theun Power 2 (pending reassignment)	Nam Theun 2 発電所	N/A	N/A	1200
Lao Nam Theun 2 Power Project (former was under PE-P004206-LEN)	Nam Theun 2 発電所	31-Mar-05	N/A	1450
Nam Theun 2 Social and Environment Project	Nam Theun 2 発電所	31-Mar-05	N/A	20
LA-GEF RURAL ELECTRIFICATION		9-Feb-98	N/A	35.4
GMS Power Trade (Laos) Project	115kV ラオス - カンボジア国境、セセットーサラワン送電線、給電所 FS ホイランバンニャ水力発電所 IPP シェア 500kV 変電所調査TA 電気料金調査 TA	5-Jun-07	31-Dec-13	18.8
Rural Electrification Phase I Project of the Rural Electrification (APL) Program	中央部および南部の地方電化 ロス低減の MP・実施、DSM 既存の Billing Accounting System の活用 オフグリッドによる地方電化など	27-Apr-06	31-Mar-10	36.27

(4) ADBの電力プロジェクト

ラオスの国内供給用系統に対して、ADB は、北部 115kV 系統の計画を実施し、その結果に基づき、北部 115 k V 系統が新設・拡張される予定である。また、C1 系統の 500kVNabon 変電所計画 FS や、南部の 500kV タイ-Bansok-ベトナム間連系送電線の調査を実施している。

表 3.2.2-9 GMS 地域の最近の ADB プロジェクト

Project Name	Type of Assistance	Status/Approval Number
Laos		
Nabong-Udon Thani Power Transmission	Loan	Proposed
Nabong-Udon Thani Power Transmission Project	TA	Approved
Northern Area Rural Power Distribution	Loan	Approved
GMS Nam Theun 2 Hydroelectric Project	Loan	Approved
LAO: PREPARING THE CUMULATIVE IMPACT ASSESSMENT FOR THE NAM NGUM 3 HYDROPOWER PROJECT	TA	Approved
GMS Northern Power Transmission	TA	Approved
GMS Nam Theun 2 Hydropower Development Project - Phase II	TA	Closed
GMS Nam Theun 2 Hydropower Development Project	TA	Closed
Power Sector Strategy Study	TA	Closed

(5) JBICの電力プロジェクト

ラオス国内の C1、C2 を連系する Paksan-Thakhek-Pakbo 送電線プロジェクトに対して円借款を行うことが決定している。

(6) 将来のラオス国内500kV系統の構想

ラオス国内に、大規模発電所からの電力を集める 500kV 変電所を数箇所建設し、500 kV 送電線網を構築して、輸出用発電所の電力をベトナム、タイへ送電する構想がある。ただし、この構想は、ラオス国内でのみオーソライズされているものである。

例えば、ラオス北部 - ベトナム間は 500kV2 回線では不十分である可能性があるものの、図では 2 回線で記載されている。タイは、メコン川本流の開発による電力輸入をするかどうか、決めていないが、系統図には当該発電所が書かれている。

この構想は、ラオスが青写真を示すことで、当該地域への投資環境の整備を図る目的で作ったものと考えられ、DOE のインタビューでも、このラオス国内 500kV 系統の検討が挙げられていた。

(7) 電化率目標

ラオス全体の電化率の目標を表 3.2.2-11に示す。

表 3.2.2-10 ラオスの電化率

	2005	2006	2010
電化村落数	4,510	4,629	5,584
全体に対する割合%	43.1%	44.2%	50%
電化世帯数	483,133	491,699	733,926
全体に対する割合%	48.3%	49.2%	76%

出展：電力局 2006-2020 年電力戦略案

3.2.3 ミャンマー

1988年9月に国軍が全権を掌握したことにより、米国は人道的な援助を除く二国間援助を停止した。2001年には国連でミャンマーの人権状況に関する決議がなされ、2003年5月のスー・チー女史拘束を受けて、米国が対ミャンマー制裁法を新たに制定し、2004年10月には、EUも民主化に進展が見られないとして、ミャンマー国営企業への借款の禁止等を含む制裁措置の強化を決定した。さらに2007年8月には、米・EUは経済制裁措置の強化を行い、豪州も金融制裁措置を取った。

こうした状況下、日本は2001年にシャン州北部コーカン地区電化計画、2002年に年バルーチャン第二水力発電所補修計画等を行ったものの、2003年のスー・チー女史の拘束を受け、予定されていたバルーチャン第二発電所補修計画の第2期を中断すると共に、新規の経済協力案件については見合わせてきた。

よって現在、老朽化する電力設備の補修や新規設備の建設は、自国資金に拠る以外、隣国の中国、タイおよびインドからの援助や投資に頼らざるを得ない状況にある。また、2007年には、隣国バングラデシュともアラカン州の水力資源開発に関して協議をおこなった。(Bangladesh Eyes Hydro-Electric Investments in Burma, 2007年1月)

現在 MEPE が発表しているプロジェクトの資金については、他国の投資に拠るもの意外は確認されていない。

ミャンマーの電力セクターにおける開発計画を表 3.2.3-1 に示す。

表 3.2.3-1 ミャンマー電力セクターの開発計画

(2007年末現在)

No	案件名	分野	計画完成年	計画規模・概要	実施主体/ 資金源	現状
1	Shweli No.1 Hydropower Project	発電	2007/12	シャン州、Shweli川上流の水力発電所、600MW	YNPG(China)+ DHPI	実施中
2	KenTawng Hydropower Project	発電	2007/12	シャン州、Salween川の水力発電計画、54MW	DHPI/	実施中
3	Khabaung Hydropower Project	発電	2007/12	ベグ州、Salween川の水力発電計画、30MW	ID+ DHPI/	実施中
4	Kun Hydropower Project	発電	2008/12	ベグ州、Kun川の水力発電計画、60MW	DHPI/	実施中
5	Phyu Hydropower Project	発電	2008/12	Phyu区、Phyu川の水力発電計画、40MW	ID + DHPI/	実施中
6	Shwekyin Hydropower Project	発電	2008/12	バゴ州、Shwekyin川の水力発電計画、75MW	DHPI/	実施中

No	案件名	分野	計画完成年	計画規模・概要	実施主体/ 資金源	現状
7	Kyeon Kyeewa Hydropower Project	発電	2008	マグウェイ州、モン発電所下流の水力発電計画、60MW	ID/	実施中
8	Thahtay Hydropower Porject	発電	2009/12	ラカイン州の水力発電計画、102MW	DHPI/	実施中
9	Upper Keng Tawng Hydropower Project	発電		水力発電計画、3x18MW		実施中
10	Buu Ywa Hydropower Priject	発電	2009	マグウェイ州の水力発電計画、41MW	ID	実施中
11	Myogyi Hydropower Priject	発電	2009	シャン州Zawgyi川の水力発電計画、30MW	ID	実施中
12	Yeywa Hydropower Priject	発電	2009/12	マンダレー州Myitnge川の水力発電計画、60MW	DHPI/ MNCs, China	実施中
13	Upper Paung Laung Hydropower Project	発電	2009/12	マンダレー州の水力発電所、2x70MW。最終的には4x70MW	DHPI/ YMEC	実施中
14	Nancho Hydropower Project	発電	2009	マンダレー州の水力発電所、40MW	DHPI/ MNCs	実施中
15	Shweli - Mansan - Shwesaryan	送電		230kV, 2cct, 289.6km	MOEP2 /	実施中
16	Shwesaryan - Belin	送電		230kV, 2cct, 27.4km	MOEP2 /	実施中
17	Belin - Meikhtila	送電		230kV, 2cct, 87.4km	MOEP2 /	実施中
18	Belin - Ohntaw - Monywa	送電		230kV, 2cct, 139km	MOEP2 /	実施中
19	Yeywa - Belin	送電		230kV, 2cct, 38.6km	MOEP2 /	実施中
20	Yeywa - Meikhtila	送電		230kV, 2cct, 111.4km	MOEP2 /	実施中
21	Thazi - Meikhtila - Myingyan	送電		230kV, 2cct, 110.6km	MOEP2 /	実施中
22	Meikhtila - Taungdwingyan	送電		230kV, 1cct, 153.4km	MOEP2 /	実施中
23	Theebyu SS, In-Out	送電		230kV, 2cct, 4km	MOEP2 /	実施中
24	Taungoo - Tharyargone	送電		230kV, 2cct, 92.3km	MOEP2 /	実施中

25	Tharyargone - Kamarnat(Bago)	送電		230kV, 2cct, 89.6km	MOEP2 /	実施中
----	------------------------------	----	--	---------------------	---------	-----



No	案件名	分野	計画完成年	計画規模・概要	実施主体/ 資金源	現状
25	Tharyargone - Kamarnat(Bago)	送電		230kV, 2cct, 89.6km	MOEP2 /	実施中
26	Kamarnat(Bago) - Myaungtagar	送電		230kV, 1cct, 77.6km	MOEP2 /	実施中
27	Kamarnat(Bago) - Thanlyin	送電		230kV, 2cct, 96km	MOEP2 /	実施中
28	Thaketa - Thanlyin	送電		230kV, 2cct, 11.7km	MOEP2 /	実施中
29	Shwedaung - Oakshitpin	送電		230kV, 2cct, 38.4km	MOEP2 /	実施中
30	(Mandalay - PyinOoLwin) - Yadanapone	送電		132kV, 1km	MOEP2 /	実施中
31	Shwesaryan - (Mandalay - PyinOoLwin)	送電		132kV, 3.6km	MOEP2 /	実施中
32	Belin - (Thazi - Mandalay)	送電		132kV, 9.2km	MOEP2 /	実施中
33	Belin - (Inngone - Aungpinle)	送電		132kV, 9.2km	MOEP2 /	実施中
34	Kengtawng - Namsan	送電		132kV, 1cct, 117.1km	MOEP2 /	実施中
35	Namsan - Pinpet	送電		132kV, 86.4km	MOEP2 /	実施中
36	Kyeon Kyeewa - Mann	送電		132kV, 1cct, 148.8km	MOEP2 /	実施中
37	Manipur	発電	2010	マニプールの水力発電計画 340MW。バングラデシュへ電力輸出検討中	ID+DHPI /	
38	Tasang	発電	2020	シャン州の水力発電計画 7,110MW。主としてタイへ電力輸出	DHPI / MDX	MDXとの合弁契約が 2006/3に交わされた。
39	Tamanthi	発電	-	サガイン州の水力発電計画 1,200MW。主としてインドへ電力輸出	DHPI	
40	Thaukyegat	発電	2011	カイン州の水力発電計画 国内グリッドに接続	DHPI	
41	Ann	発電	2009		DHPI	
42	Upper Sedawgyi	発電	未定	マンドレー州の水力発電計画 国内グリッドに接続	不明	
43	Baluchaung (3)	発電	未定	カヤ州の水力発電計画 国内グリッドに接続	不明	

No	案件名	分野	計画完成年	計画規模・概要	実施主体/ 資金源	現状
44	Bawgata	発電	未定	バゴ州の水力発電計画、国内グリッドに接続。	不明	
45	Bilin	発電	未定	モン州の水力発電計画、国内グリッドに接続。	不明	
46	Hutgyi	発電	未定	カイン州の水力発電計画、タイへの電力輸出	DHPI/EGAT	DHPI/EGATの開発計画がMOAと調印された
47	Mekha river basin	発電	未定	Mekha流域開発、総出力13,600MW	DHPI/CPI(China)	DHPI+CPIのMekha流域開発計画がMOUと調印された
48	Tanintharyi	発電	未定	タニントリ州の水力発電計画、タイへの電力輸出	DHPI/EGAT	F/SがDHPI/EGATで行われ、開発計画がMOAと調印された。
49	Mekhtila - Taungoo - Bago	送電	不明	500kV, 1cct. 4-bundled conductors.412.8km	不明	
50	Monywa - Mann - Oakshitpin - Hinthata	送電	不明	500kV, 1cct. 4-bundled conductors.552km	不明	
51	Upper Paunglaung - Nancho - Paunglaung	送電	不明	230kV, 1cct. .40km	不明	
52	Taungoo - Shwedaung	送電	不明	230kV, 1cct. .96km	不明	
53	Phyu	送電	不明	230kV, 1cct. .9.6km	不明	
54	Kun	送電	不明	230kV, 1cct. .7.2km	不明	
55	Shwekyin - Kyauktaga	送電	不明	230kV, 1cct. .64km	不明	
56	Belin - Myingyan	送電	不明	230kV, -cct. .80km	不明	
57	Pinpet - Kalaw	送電	不明	132kV, 1cct. .46.4km	不明	

MEPE資料(2007/11 GMS Conference) (2007/9 IED Franco-ASEAM)

3.2.4 タイ

(1) 電力設備開発計画

タイ国における最新の電源開発計画は PDP2007 に要約されている。PDP2007 では 2004 年に発行された PDP2004 における需要予測と、2006 年までの需要実績から、需要予測を修正し、これを考慮した電源開発計画として、2007 年 6 月 19 日に内閣により承認された。PDP2007 では、需要予測委員会により 2007 年 3 月に承認された需要予測をベースケースとし、検討を行っている。PDP2007 では、推奨計画と代替計画の 2 案を作成している。代替計画では LNG ガスの輸入量が制限され、その削減量を近隣諸国からの電力輸入で補う計画となっており、2015 年までに約 8,500(MW)の輸入電力を確保する必要があり、推奨計画に対し不確実性が高い。

PDP2007 で策定されたタイ国の電源開発計画の概略を表 3.2.4-1、表 3.2.4-2に示す。これまでの開発実績と同様に火力中心の開発計画となっているが、国家エネルギー政策の考え方に基づく 2020 年以降の原子力発電の導入および近隣諸国からの電力輸入の増加が特徴的である。原子力発電所については、EGAT が立地場所を選定している段階であり、詳細な検討は行われていない。調査団による EGAT および EPPO へのヒアリング調査によると、技術的にはバンコクに近い地域が望ましいが、立地場所の確保が難しく、さらに 2007 年 12 月に実施された選挙の結果によっては、原子力発電計画自体が変更される可能性もあるとのことである。また、最新である PDP2007 には近隣諸国から多くの電力輸入を予定しているが、相手国の開発プロジェクト自体に不確定な部分が多く、計画は流動的である。現在建設中の電源リストを表 3.2.4-3に示す。いくつかの廃止ユニットがあるものの、合計で約 6,400(MW)の容量を増加させる計画となっている。

表 3.2.4-1 2021 年までの電源開発計画概要

Year						Unit (MVA/MW)			
	Gas	Coal	Nuclear	SPP	Power Import	Increasing Capacity	Total Capacity	Peak Demand	Reserve Margin (%)
2011		-	-	-	597	597	34,037	27,996	18.0
2012	1,400	-	-	200	220	1,820	35,857	29,625	17.4
2013	1,400	-	-	200	963	2,563	37,800	31,384	16.5
2014	1,400	700	-	200	261	2,561	40,361	33,216	17.7
2015	1,400	1,400	-	200	-	3,000	42,186	35,251	16.1
2016	1,400	700	-	200	390	2,690	44,127	37,382	16.4
2017	2,800		-	200	500	3,500	47,119	39,560	15.6
2018	2,800		-	200	510	3,510	49,888	41,795	15.6
2019	3,500		-	200	530	4,230	52,829	44,082	16.5
2020	1,400		2,000	100	550	4,050	55,251	46,481	16.7
2021	700		2,000	100	570	3,270	58,321	48,958	15.4

表 3.2.4-2 2021 年までの個別電源開発プロジェクト（推奨計画）

Year	EGAT			IPP			SPP	Import	
	Name	Fuel	MW	Name	Fuel	MW	MW	Name	MW
2011								Nam Ngum 2	597
2012	Wang Noi CC #4	Gas	700	New	Gas/Coal	700	200	Theun Hin Bun	220
2013	Bang Pakong CC #6	Coal	700	New	Gas/Coal	700	200	Nam Ngum 3	440
								Nam Theun 1	523
2014	Thermal #1	Coal	700	New	Gas/Coal	1400	200	Nam Ngiap	261
2015	Thermal #2-3	Coal	1400	New	Gas/Coal	1400	200	Import	390
2016	Thermal #4	Coal	700	New	Gas/Coal	1400	200	Import	500
2017	South Bangkok CC #4-5	Gas	1400	New	Gas/Coal	1400	200	Import	510
2018	Southern CC	Gas	700	New	Gas/Coal	1400	200	Import	530
	North Bangkok CC #2	Gas	700						
2019	Bang Pakong CC #7	Gas	700	New	Gas/Coal	2100	200	Import	550
	Nam Pong CC#3	Gas	700						
2020	Nuclear #1-2	Nuclear	2000	New	Gas/Coal	1400	100	Import	570
2021	Nuclear #3-4	Nuclear	2000	New	Gas/Coal	700		Import	
Total			8900			8400	900		3050

2021 年における燃料別利用割合を図 3.2.4-1 に示す。原子力発電所の導入と近隣諸国で開発される水力発電電力の輸入により、2007 年の計画と比較すると、低品位石炭（Lignite）、オイル、ガスの割合がそれぞれ約 6.5%、約 5%、約 3% 減少している。

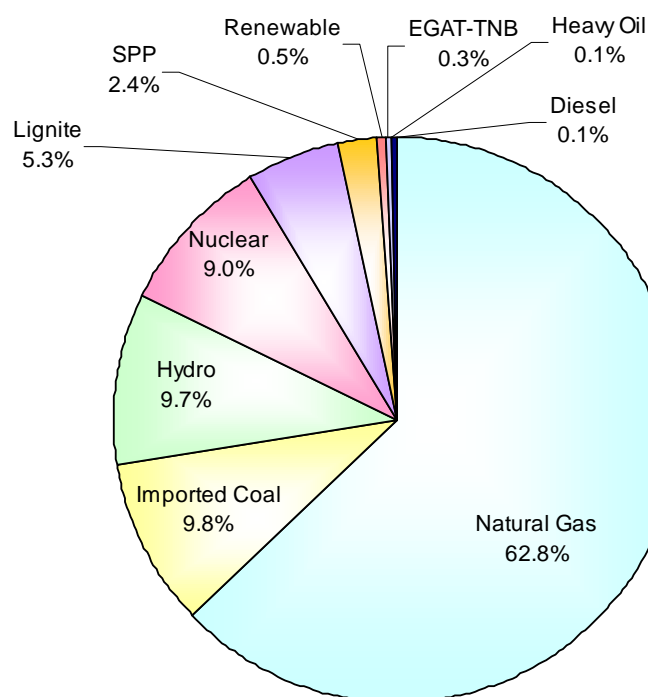


図 3.2.4-1 2021 年における燃料使用量

表 3.2.4-3 現在建設中の電源設備

Year	Power Plant	Capacity (MW)
2007	SPPs	20.3
	BLCP Power Co.Ltd. #2	673.3
	Gulf Power Generation Co.Ltd. #1	734
2008	CHP of South Bangkok combined cycle power plant #1	38
	Solar cell (RPS)	1
	Wind power (RPS)	2
	SPPs	39
	Cha Na combined cycle power plant	710
	Gulf Power Generation Co., Ltd. #2	734
	Ratchaburi Power Co., Ltd. #2	2 X 700
2009	CHP of South Bangkok combined cycle power plant #1	74
	Retirement of South Bangkok thermal power plant #1-3	-710
	Small hydro power plant (RPS)	45.7
	SPPs	88
	South Bangkok combined cycle power plant #3	715
	Bang Pakong combined cycle power plant #5	715
	Retirement of Bang Pakong combined cycle power plant #1-2	-772.6
	Power purchased from Lao PDR (Nam Theun 2)	920
2010	CHP of Wang Noi combined cycle power plant #1-3	243
	North Bangkok combined cycle power plant #1	700
	Small hydro power plant (RPS)	33

(2) 送電系統開発計画

タイ国では 2021 年までに電力需要が倍以上になると予測されており、電源開発と同時にこれを送電する送電系統の増強が必要となる。表 3.2.4-4に主な送電系統の拡張プロジェクトを示す。PDP2007では、2021 年までに送電線延長 4,575km、変電所 12 箇所を設置する計画である。ラオス国で開発される水力大電源を 500kV 送電線を使って首都圏に向けて送電する予定となっており、北東部地方でタイ - ラオス間を接続する 2 つのルートで 500(kV)送電線の建設工事が実施されている。また、その他の主な送電線拡張計画として、電力需要が拡大している北部地方 (Lamphun、Chiang Mai) への 500kV 送電線の建設、およびバンコク周辺地域の信頼性向上のための 500kV 拡充計画がある。

表 3.2.4-4 主な送電系統拡張計画

Major Transmission Line Expansion Plan	Length (km)	No of circuits	Voltage (kV)	Conductor size (MCM)	Year
Ongoing Projects					
Power from Combined Cycle Power Plant					
Songkhala 2 - Hat Yai 2	28	2	230	2 X 1272	2007
500kV Transmission System Project for IPPs					
Pluak Daeng - Nong Chok T junction #3,4	159	2	500	2 X 1272	2010
Power Purchase from IPPs					
Thalan 3 - Kaeng Khoi 2	23	2	230	2 X 1272	2007
Transmission System Expansion Project - Phase 10					
Ban Pong 2 - Nakhon Chaisi	38.2	2	230	2 X 1272	2007
Thung Song - Lam Poo Ra	49.5	2	115	795	2007
Upgrading of 115kV Central - Southern Tie Line to 230kV					
Bang Shpan 1 - Chumpphon - Surat Thani	293	2	230	2 X 1272	2007
Power Purchase from Nam Theun 2 (Laos)					
Mukdahan - Poi Et 2	166	2	500	4 X 1272	2008
Roi Et 2 - Roei Et 1	20	2	500	4 X 1272	2008
Greater Bangkok Area and Vicinity Phase 2					
Nong Chok - On Nuch	18	2	500	2 X 1272	2010
Power Purchase from Nam Theun 2 (Laos)					
Nong Khai - Udon Thani 3	80	2	500	4 X 1272	2010
Future Projects					
Transmission System Expansion Project Phase II - Central Region					
230kV/115kV Saraburi 5 (new substation)	5	4	230	2 X 1272	2010
115kV Tha Wung - Lop Buri 1	13	2	115	2 X 795	2010
115kV Tha Tako - Chai Badan	90	2	115	795	2010
115kV Rayong 3 - Rayong 1	15.4	2	115	2 X 795	2009
230kV Ratchaburi 3 - Samut Sakhon 4 - Samut Sakohon 3 - Sam Phran 1	80	2/4	230	4/2 X 1272	2010
115kV Samut Sakhon 1 - Samut sakhon 3 - Sam Phran 1	22.6		115	2 X 795	2011
Kanchanaburi 1 - Kanchanaburi 2	14	2	115	2 X 795	2009
Transmission System Expansion Project Phase II - North-eastern Region					
500kV Nam Phong 2 - Udon Thani 3	85	2	500	4 X 1272	2010
230kV /115kV Sikhiu (new substation) - Nakhon Ratchashima 3	50	4/2	230	2 X 1272	2010
230kV Surin 2 - Buri Ram	48	2	230	1272	2011
115kV Roi Et 1 - Maha Sarakham	38	2	115	2 X 795	2011
115kV Udon Thani 2 - Nong Bua Lam Phu	55.2	1	115	795	2010
115kV Nong Bua Lam Phu - Loei	80	2	115	795	2010
Transmission System Expansion Project Phase II - Southern Region					
23kV Krabi - Phangnga 2 Phuket 3	174.9	2	230	2/1 X 1272	2011
Transmission System Expansion Project Phase II - Northern Region					
230kV Mae Moh 3 - Mae Moh 4 - Lamphun 2	105	2/4	230	4/2 X 1272	2010
115kV Mae Moh 3 - Lampang 1 and Lamphun 1 - Lamphun 2	42.8		115	2/1 X 795	2011
230/115V Payao	1	4	230	1272	2010
230/115V Phichit	23	2	230	1272	2010
Power Purchase from Nam Ngum 3 and Nam Theun 1					
500kV Nong Khai - Udon Thani 3 - Nam Phong 2 - Chaiyaphum 2	297	2	500	4 X 1272	2012
500kV Chaiyaphum 2 - Tha Tako	222	2	500	4 X 1272	2012
500kV Transmission System Expansion in Upper Northern Area					
Mae Moh - Chiang Mai	145	2	500	4 X 1272	2018

3.2.5 ベトナム

(1) 発電計画

ベトナムの電力開発計画は 2021 年までの第 6 次マスタープラン(MP)が政府承認されている。(詳細は Annex4 参照) 2020 年の設備量は全体で約 92GW、水力 25GW (27%)、石炭 46GW (50%)、ガス 17GW (19%)、原子力 1GW (1%)、石油・その他 3GW (3%) である。

北部系統は 37GW、水力 11GW (30%)、石炭 24GW (65%)、その他 2GW (5%) で水力、石炭の燃料費の安い電源で構成されている。一方、南部系統は、44GW、水力 6GW (14%)、石炭 21GW (47%)、ガス 16GW (36%)、原子力 1GW (2%)、石油・その他 0GW (1%) で、石炭、ガス中心の構成となっている。電源構成を図 3.2.5-1 に示す。

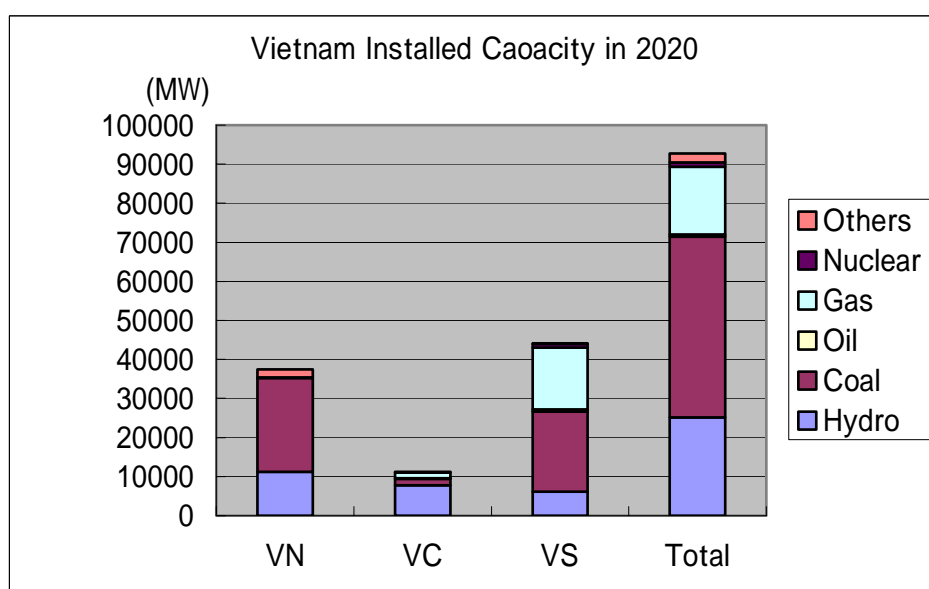


図 3.2.5-1 2020 年でのベトナム系統電源構成

(2) 送変電計画

第 6 次 MP 以降、新規の電源計画が加わり、これに対応して送変電計画は見直し作業中である。EVN や関係者の情報によれば、来年早々に見直されるということである。

2006 年 5 月の JICA ベトナム国マスタープラン支援調査時の 500kV 系統の計画図を図 3.2.5-1 に示す。

また、2006 年時点での、南部の原子力発電所や石炭候補地点から、Ho Chi Min までの送電線構想図を示す。南部の原子力発電および石炭発電は合せて 12GW 程度計画されており、500kV 送電では 8 回線を予定している。しかし、ROW 確保に困難が予想され、また、送電ロスなどを考えると、適正な電圧を選定する必要があると考えられている。

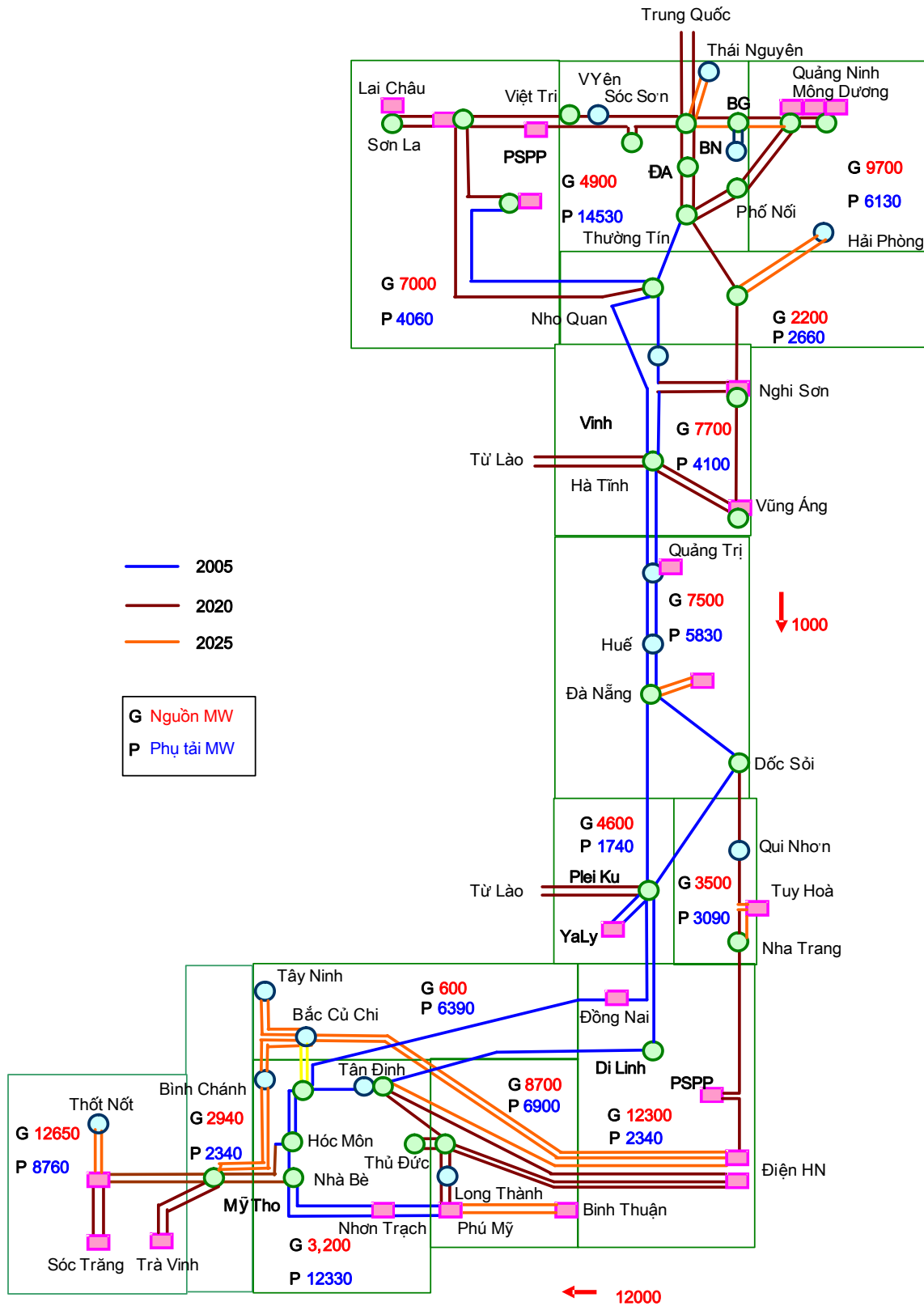


図 3.2.5-2 2006 年 5 月の JICA ベトナム国マスタープラン支援調査時の 500kV 系統の計画図

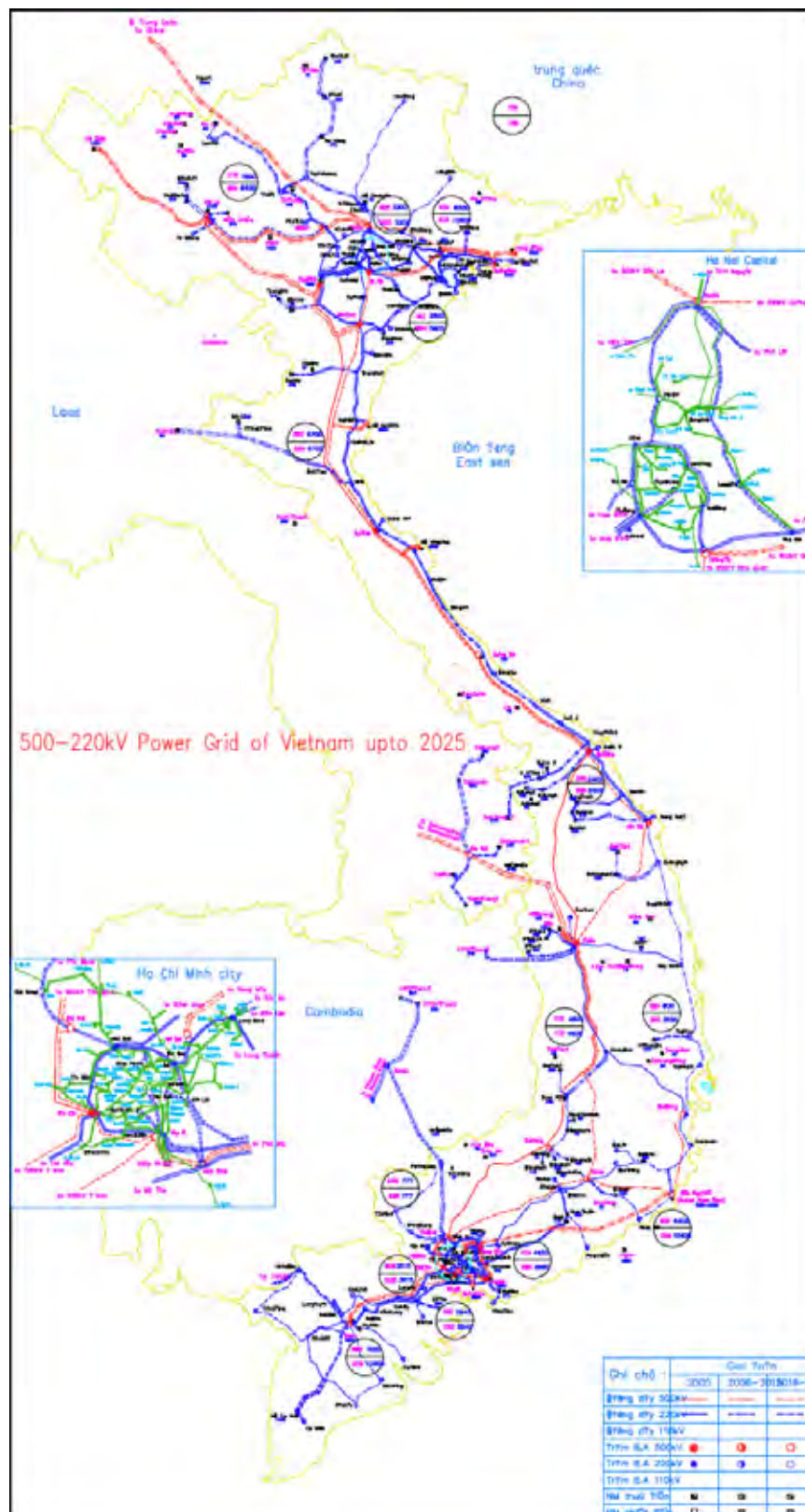


図 3.2.5-3 第 6 次 M P 策定中 (2005 年末時点) の系統計画図

2006 年時点での、ベトナム北部の 2025 年までの系統と主なプロジェクトを図 3.2.5-4に示す。

北部では、世界銀行の 500 kV Qung Ninh-Soc Son 送電線建設や、250 MW Trung Son 水力発電所の建設が進められている。

2006 年時点での、ベトナム南部の 2025 年までの系統と主なプロジェクトを図 3.2.5-5に示す。

南部の原子力発電および石炭発電は合せて 12GW 程度計画されており、この発電力をホーチミンに送電するため、第 6 次 MP 策定段階では、500kV 送電線が予定されていた。しかし、500kV 送電では、8 回線程度になり、用地確保に困難や、大きな送電ロスが予想され、765 kV や 1100kV などの高い電圧階級の導入が考えられる。現在、FS は実施されていない。

ベトナム中部には、地域内の水力の他、ラオスの水力発電電力を輸入する計画が進んでおり、この発電力をホーチミンに送電するため、第 6 次 MP 策定段階では、ベトナム中部・南部間の 500kV 3 回線目が予定されていた。現在、FS はないが、EVN で、本送電線も含め、ベトナム北部-中部-南部間送電線のマスタープランレベルの検討を実施しているという情報がある。

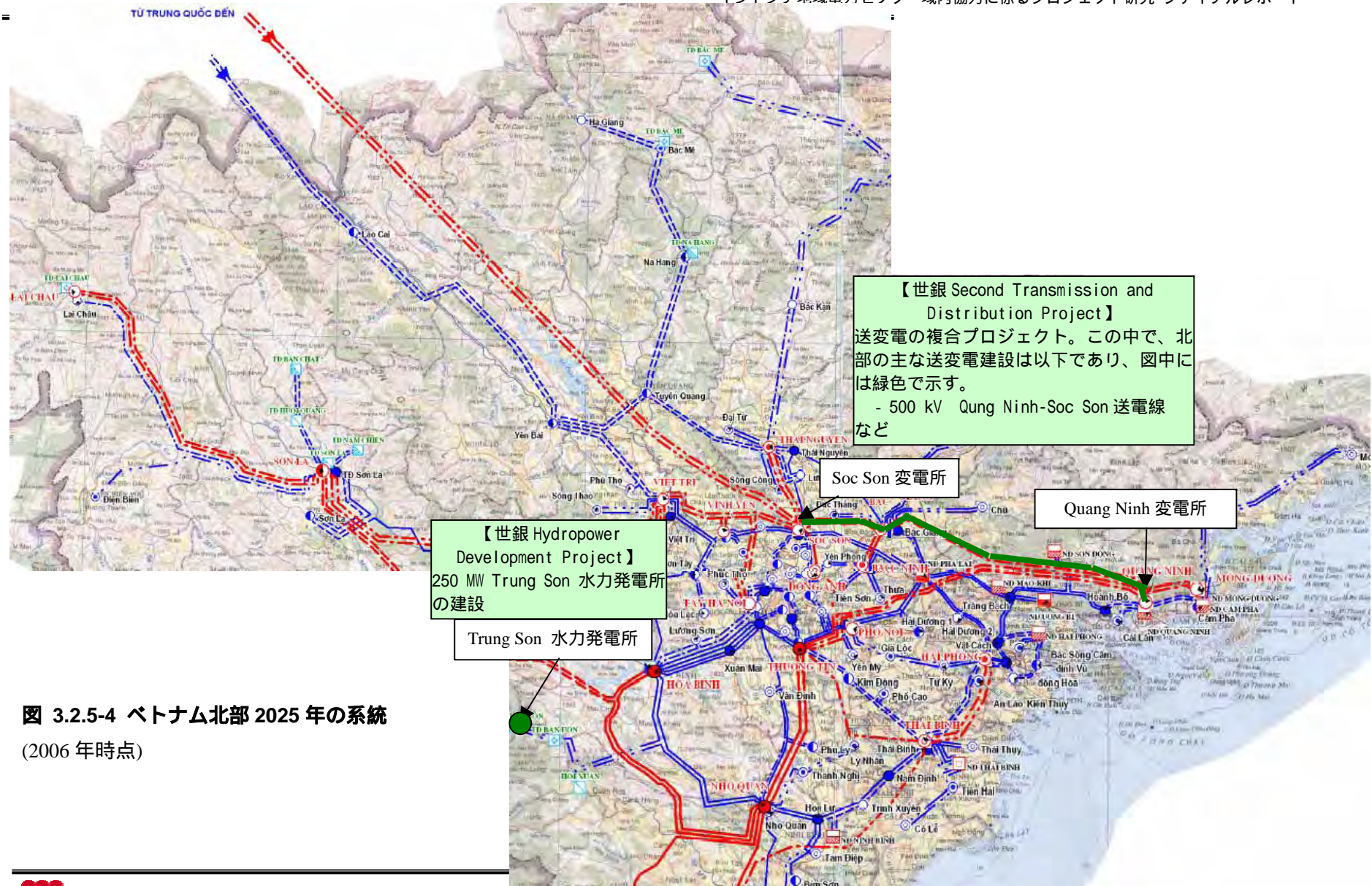
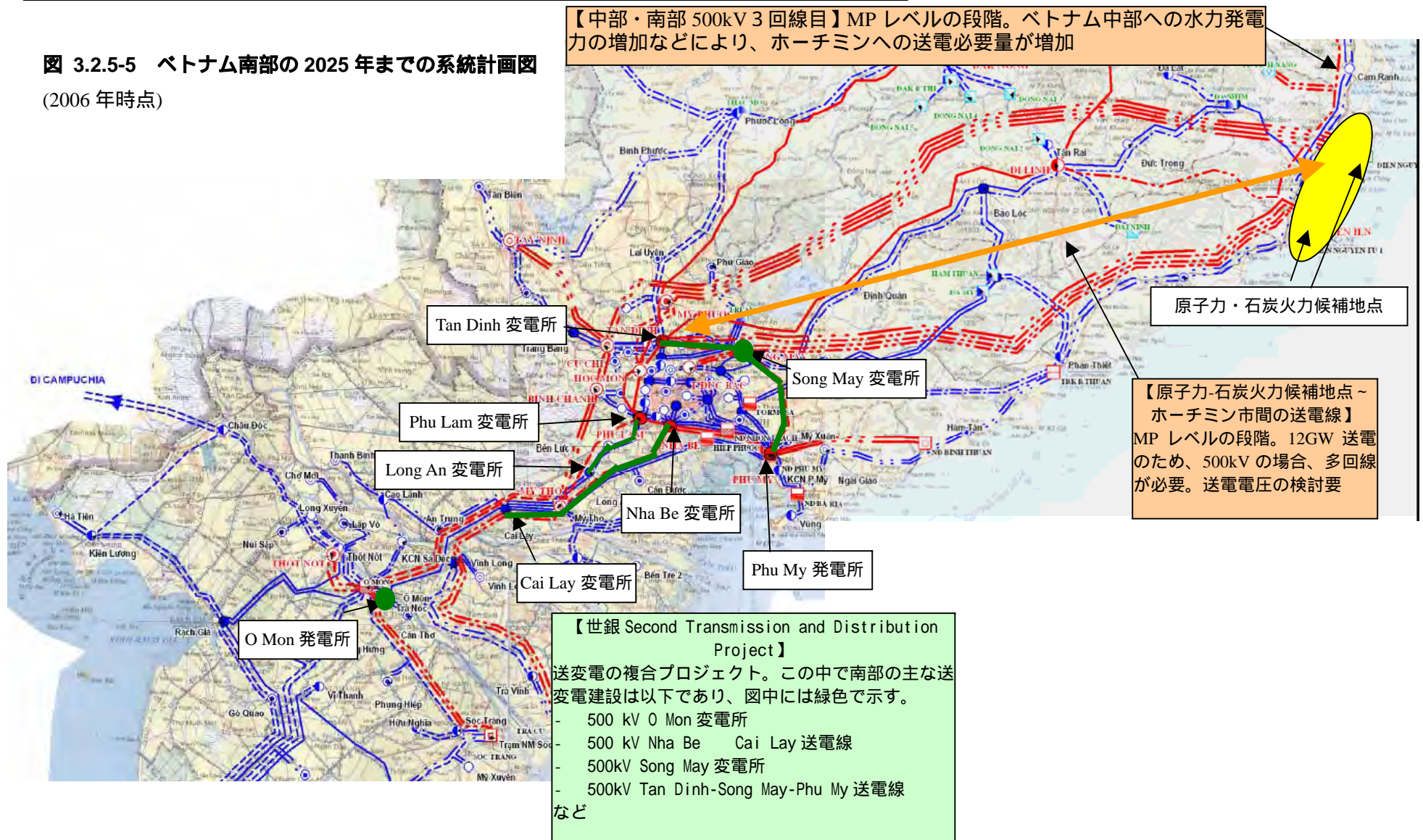


図 3.2.5-4 ベトナム北部 2025 年の系統
(2006 年時点)

図 3.2.5-5 ベトナム南部の 2025 年までの系統計画図
(2006 年時点)



ベトナム電力セクターでの最近の世界銀行のプロジェクトを表 3.2.5-2に示す。

1 の Rural Distribution Project は、2008 年に承認予定の案件であり、北部、南部の配電会社が管轄する 22kV および 35kV 中圧線の改修など 7 つのコンポーネントに別れている。オーストラリアの AusAID が世銀と協調し、本プロジェクトに 17.5 million USD の無償資金を供与することを表明している。（Project Information Document、2007/12/20）

2 の Hydropower Development Project は、2008 年-2009 年承認予定で、Thanh Hoa 県の Ma 川に位置する 250 MW Trung Son 水力発電所プロジェクト案件である。ダムは発電と、洪水調整の役割を持つ。もともとは、北欧により多年にわたり調査され 2005 年に完了した、National Hydropower Plan Study の結果に基づくプロジェクトである。プロジェクトコストは約 \$310 million、うち環境関連が、約 \$17 million であり、世界銀行は、最大 \$264million を拠出する。（Project Information Document、2007/04/14）

3 の Renewable Energy Investment Component は、2008 年-2009 年承認予定であり、小水力を中心とする再生可能エネルギーの投資支援案件である。財務状況や、意欲などの面から選定された最大 5 つの民間銀行が、小水力、風力、バイオマスに全リスクを負う形で投資を行い、世界銀行がそのうちの最大 80%を貸し付ける。民間銀行のプロジェクト選定支援の TA と、MOI へのキャパビルなどが含まれている。（Project Information Document、2006/06/14）

5 . Second Rural Energy Project は、現在実施中であり、プロジェクトコスト総額は約 330millionUSD、1200 村への低圧配電線の延伸、改修、北部、中部、南部の中圧配電線の改修、および TA から成っている。

6 . Second Transmission and Distribution Project は、南部 O Mon およびホーチミン周辺の 500kV 系統の整備を中心とするプロジェクトである。また、中央給電指令所と三箇所の給電所に対する、SCADA/EMS システムの更新、既存の VietPool 取引システムの更新、通信システムの改修、および電力取引市場移行への TA が含まれている。現在、進められているコンポーネントは、500kV O Mon 変電所、500kV Nha BeCai Lay 送電線、220kV GIS 変電所およびコンサルティングサービス、Long Anh-Phulam 送電線、500kV Song May 変電所、500kV Phu My-Song May-Tan Dinh 送電線、Doc Soi 変電所増設、Quang Ninh-Soc Son 送電線、SCADA アップグレード、110 kV 変電所、コンサルティングサービスなどである。（Project Appraisal Document、2005/07/01、および Procurement Plan 2007/10/01）

7 . Demand-Side Management & Energy Efficiency Project は、2000 年からの UNDP の DSM プロジェクトを、引継ぎ、協調する形で行われ、EVN による DSM プログラム（Time-of-Use の電力量計の設置、負荷調整のパイロットプロジェクト、TA など）と、MOI のパイロット EE プログラムなどから構成されている。

表 3.2.5-1 最近の世界銀行のベトナム電力セクタープロジェクト

ベトナム					
PROJECT NAME		Approval date	Closing Date	Lending Cost	Project
1 Rural Distribution Project	110, 35 および 22kV 配電線・変電所の改良、新設など	N/A	N/A		201.5
2 VN-Hydropower Development Project	250 MW Trung Son 水力発電所	N/A	N/A		310
3 Renewable Energy Development Project	再生可能エネルギーへの投資、組織へのキャパビル	N/A	N/A		182
4 VN-GEF-RURAL ENERGY 2		18-Nov-04	31-Dec-11		5.25
5 Second Rural Energy Project	中圧、低圧配電線	18-Nov-04	31-Dec-11		324.25
6 Second Transmission and Distribution Project	南部 O Mon および北部 Quan Ninh 周辺の 500kV 系統、110 kV 変電所、22 kV 配電網、6kV、給電システムのアップグレード、キャパビル	28-Jul-05	31-Dec-10		324.02
7 Demand-Side Management & Energy Efficiency Project	EVN の DSM の活動および MOI の EE パイロットプロジェクト	24-Jun-03	30-Jun-09		18.56
8 Transmission, Distribution, and Disaster Reconstruction Project		20-Jan-98	30-Jun-07		262
9 Rural Energy Project	北部、中部、南部の地方電化	30-May-00	31-Dec-06		204.8

ベトナム電力セクターでの最近の ADB のプロジェクトを表 3.2.5-3に示す。

Song Bung4 水力発電所、Vinh Tan2 火力発電所、Mong Duong 火力発電所などの発電所の他、北部送電線プロジェクトの中で、500 kV Quang Ninh - Thuong Tin 間送電線、200 kV 変電所および、SCADA や通信システムの改良などに貸付を行っている。他に、上記プロジェクトに関連した TA(技術支援)がある。表中最下段にある Road Map for Power Sector Reform は、2001 年に実施された TA であり、ベトナム電力セクター改革の方向性を示したものである。

表 3.2.5-2 最近の ADB のベトナム電力セクタープロジェクト

Vietnam		
Song Bung 4 Hydropower Project	Loan	Proposed
Preparing Vinh Tan 2 Thermal Power Generation Project	TA	Proposed
Northern Power Transmission (Sector) Project	Loan	Approved
Multitranchise Financing Facility Mong Duong Thermal Power Generation Project	Loan	Proposed
Strengthening Institutional Capacity of Local Stakeholders for Implementation of Son La Livelihood and Resettlement Plan	TA	Approved
Mong Duong Thermal Power Generation Project - Project 1	Loan	Proposed
Mong Duong Thermal Power Generation Project 2	Loan	Proposed
Vinh Tan 2 Thermal Power Project	Loan	Proposed
Power Market Design TA	TA	Approved
Benefit Sharing Mechanisms for People Affected by Power Projects in Viet Nam	TA	Approved
Supporting Implementation of the National Energy Efficiency Program	TA	Proposed
Phase II of PPTA: Song Bung 4 Hydropower Project	TA	Approved
Preparing the Support for the Public-Private Development of the O Mon Gas Pipeline Project	TA	Approved
O Mon Gas Pipeline Project	Loan	Proposed
Northern Power Transmission Expansion (Sector) Project	Loan	Approved
Phase I of the PPPTA: Song Bung 4 Hydropower Project	TA	Closed
O Mon II and IV Combine Cycle Power Project	TA	Proposed
Capacity Building in Strategic Environmental Assessment of Hydropower Sector	TA	Approved
Environmental Management Plan Improvement and Implementation and Downstream Impacts Management for Son La Hydro Power Project	TA	Approved
Mong Duong Thermal Power Generation Project	TA	Approved
Northern Power Transmission Expansion Project	TA	Closed
Northern Power Transmission Project	TA	Closed
Road Map for Power Sector Reform	TA	Closed

3.2.6 インドシナ域内電力基幹系統増強計画

各国の計画に基づく、域内基幹送電系統の計画を図 3.2.6-1に示す。

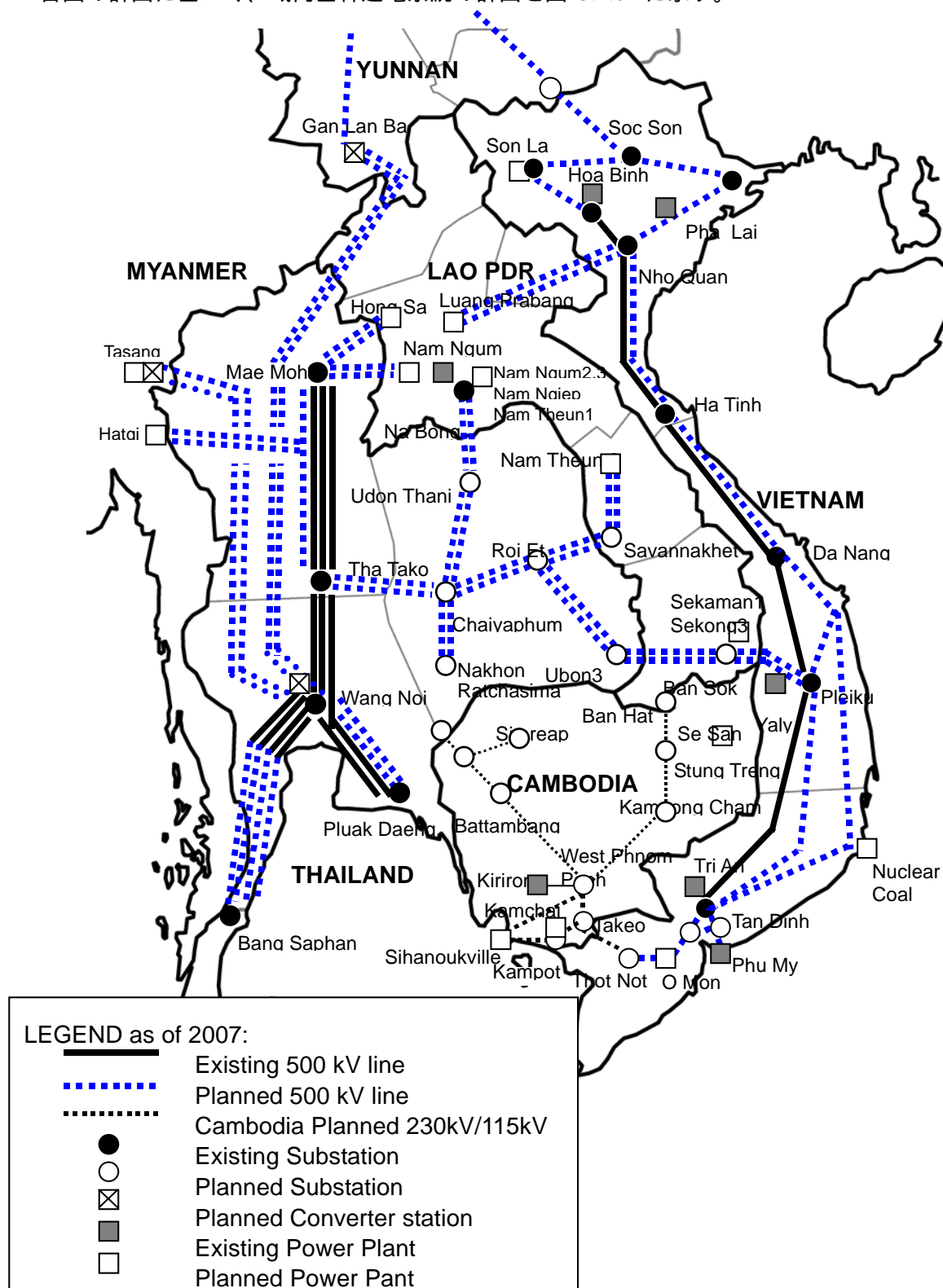


図 3.2.6-1 インドシナ域内基幹系統の計画

3.3 域内電力需給状況の評価(2020 年断面)

3.3.1 需給バランスの調査検討手法

各国の需要想定および電源開発計画と送電増強計画に基づく、2020 年における域内連系系統をベースシナリオとし、各国系統の信頼度および需給バランスを確認する。これまでに域内で検討された報告も参考にしつつ、連系効果の高いと思われるシナリオを設定し、信頼度向上の観点から供給予備力の削減量をシミュレーションする。設定したシナリオに対し、需給運用シミュレーションを実施し需給バランスを計算すると共に、年間の燃料費を算出する。ベースシナリオと他の連系シナリオとの間で、年間の燃料費を比較することで各シナリオの経済性を確認する。

(1) 域内系統連系最適化計画の策定方法

インドシナ地域に系統連系を考える場合、地理的に広く、電力系統の需要中心はバンコクを中心とするタイ中南部系統、ハノイを中心とするベトナム北部系統とホーチミンを中心とする南部系統に大きく分けられる。また、電源は水力および石炭は北部山岳地帯近辺、ガス・石油は南部海外地帯に賦存する。このような、需給規模および電源構成の相違から系統を連系するメリットが生じ、一般に主に以下の 2 点の便益がある。

連系された系統間で需要の不等時性⁴によるピーク設備の相互利用の可能量が増加するため、供給信頼度基準を満たすために必要な設備量を削減できる

需給構造の差異を活用した電源設備の合理的な運用（経済融通）により燃料費を節減できる

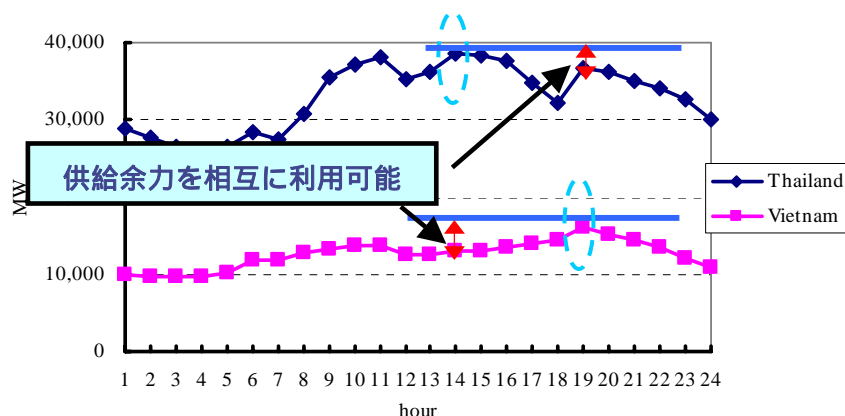


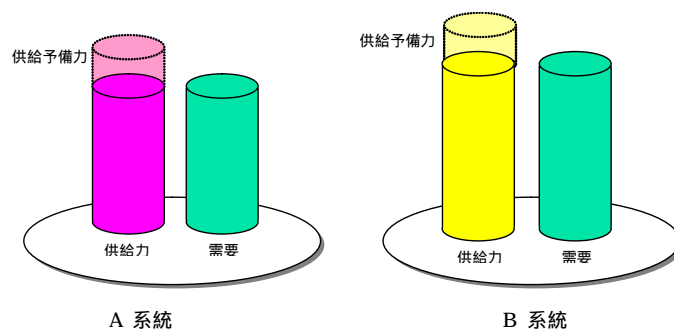
図 3.3.1-1 需要の不等時性のイメージ

(出典：ADB GMS Interconnection Phase1)

⁴ 異なる電力系統において、地理的な相違、天候の違い、需要構成の相違などにより、最大電力発生が同時に起こる確率は低い。これを不等時性と呼ぶ。需要の不等時性のために、片方でピーク需要が発生した時に他の系統がピーク対応設備を余力として保有する頻度が高い。系統連系によりこの余力を活用することで、各系統の供給信頼度確保するために必要な設備予備力を減少できる。

需要の不等時性を活用した連系線による信頼度向上効果を図 3.3.1-2に説明する。

系統連系のない場合：自系統内で需要を全て賄うだけの供給力を開発する必要がある。



系統連系のある場合：一般的に各系統間で最大電力を記録する時間は異なる（不等時性）。連系線により供給予備力を相互に活用できるため、必要予備力を削減できる。

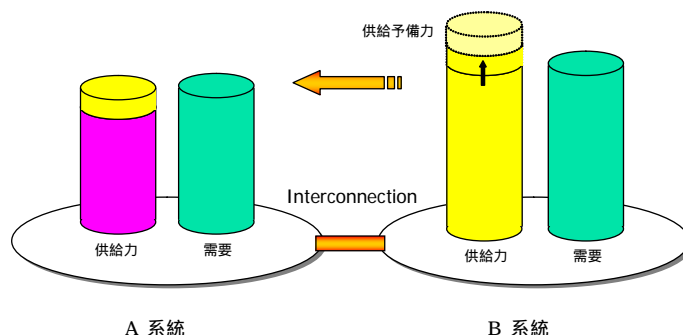


図 3.3.1-2 不等時性の活用による供給予備力の削減効果イメージ

(2) 供給信頼度面からの検討手法

連系された系統において供給信頼度基準を満たすために必要な予備力は、連系系統がない場合より少なくても良い。この予備力削減量と系統線の連系容量との関係を求めると、一般的に、ある容量で予備力の削減効果は飽和する。これは、相互に利用可能な電源の余力に限りがあるためである。この飽和する送電線の連系容量と削減できる予備力用電源の年経費を比較し最経済的な連系容量を求めることで、系統連系の最適化検討できる。連系系統における供給信頼度基準を満たす必要予備力の検討は、東京電力が開発しカンボジア、ラオス、ミャンマー、タイ、ベトナム、マレーシア、インドネシア、スリランカ、フィリピンで実績のある RETICS をツールとして使用した。

(3) 供給信頼度の定義と供給信頼度に影響を与える要因

電力系統における供給信頼度は、一般的には、供給支障を起こすことなく電力を供給する能力と定義される。供給信頼度のレベルは需要と供給力の量的な関係に左右されるが、同じ需要と供給力の関係にある電力系統であっても、以下の6つの要因に違いがあれば、異なった供給信頼度となる。

- 1) 需要の形状（特にピーク時間帯の長さ）
- 2) 需要の想定誤差

- 3) 設備の事故停止率
- 4) 単機容量と系統規模の関係
- 5) 出水変動確率と一般水力構成比率
- 6) 他系統との連系

これらの要因のうち、供給信頼度を悪化させるものとしては、需要の予測外の急増や発電設備の事故による供給力の減少が考えられる。系統規模に比較して大きな単機容量を持つ系統では、単一の事故事象で大幅な供給力減少となり、また水力の構成比率が大きければ渇水による水力供給力の減少も懸念される。ただしこれらの事象がオフピーク時間帯に発生した場合には大きな問題とはならないし、たとえピーク時間帯に発生したとしても、他系統との連系を活用して、応援融通が期待できれば供給信頼度の悪化を回避することが可能となる。

(4) 供給信頼度の指標

供給信頼度レベルを測る指標として、LOLE(Loss-of-Load Expectation)、LOLP(Loss-of-Load Probability)、供給予備率、EUE (Expected Undelivered Energy) などが使用されている。本調査では、世界的に広く使用されている LOLE および供給予備率を使用する。

LOLE の特徴は、以下の通りである。

- 世界的に広く使用されているために、他の系統と比較検討がし易い。
- 供給支障発生時間を直接指標としているので、具体的な信頼度レベルが把握しやすい。
- 計算データ数が多く、計算が若干複雑である。

一方、供給予備率は供給予備力（供給力合計 - 最大需要）を最大需要で除したもので、以下のような特徴がある。

- 非常に容易に計算することが可能である。
- 供給支障の頻度は示さないの、具体的な信頼度レベルが把握できない。

LOLE と供給予備率は上記に示すように、全く特徴が異なるが、双方に非常に優れた特長を持っており、あらかじめ LOLE と供給予備率の関係を把握しておけば、供給予備率を、具体的な供給支障発生時間をイメージできる簡易的な供給信頼度指標として使用することが可能となる。

(5) 供給信頼度レベル（LOLE）と供給予備率の関係

LOLE は、供給支障発生時間の期待値として定義される。

$$LOLE = \sum (P_i \times H_i)$$

ここで P_i は、発電設備の事故や、水力設備の出水変動など供給力側変動要因の確率分布と、需要側変動の確率分布を合成した総合変動確率分布上の点で、ある変動量における確率を表す。一方、 H_i はその変動量となるときに発生する供給支障時間を表す。（図 3.3.1-3）

供給予備力の値を逐次変化させて計算することにより、その系統単独時における供給予備率と LOLE の関係が求まる。（図 3-2）連系時の検討も同様の方法により計算する。総合変動確率分布上で P_i の確率となる変動量（需要に対する不足量）が発生したときに、他系統からの応援融通を考慮するとその分不足量が減少する。このため、結果として供給支障時間

H_i が減少し、同じ予備力を保有していても LOLE 値が減少することになる。

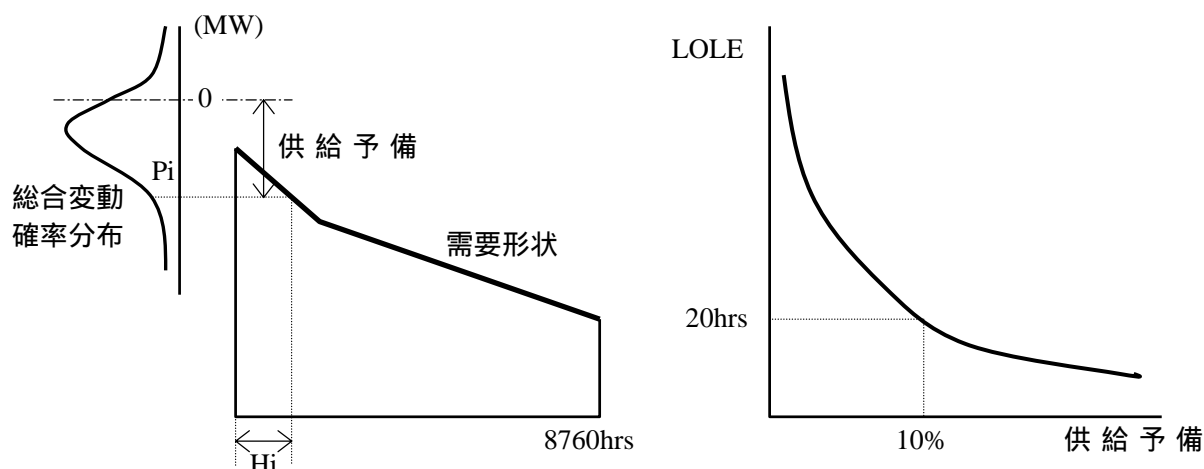


図 3.3.1-3 LOLE と供給予備率

(6) 系統間連系の信頼度向上効果算定手法

当然のことながら供給信頼度のレベルを向上させれば、それだけ供給支障が発生する確率が低くなるが、設備量が多く必要となり、全体の経費が高くなる。つまり、供給支障の発生量を抑制することと、設備形成に必要な経費を抑制することは、全く相反する命題である。この二つの命題を両立させる一つの案として、系統間を相互に連系する方策が考えられる。

供給信頼度のレベルを向上する方策としては、単純に発電設備量を増加させるというのが、最も効果のある手段であるが、他の系統との間に連系線を建設し、供給予備力の共有化を図れば、比較的少ない投資で両方の系統の供給信頼度レベルを向上させることが可能であり、経済性の面も考慮に入ると非常に有効な手段となる。

このような用途に対応して開発されたのが、「RETICS」（連系系統の信頼度評価ツール）である。供給信頼度のレベルと供給予備率の関係を把握して換算しておくことはもとより、連系系統において、系統間連系の経済的効果を定量的に評価するツールとして利用可能である。

具体的な手法は以下の通りである。

各系統の総合変動確率分布に乱数を当てはめ、各系統の需給状況を模擬する。その状況において、電力不足を極力解消するように、連系線を活用した電力融通を実施した後、それでも電力不足が解消しない系統について、不足する時間（LOLE）を累計する。指定した計算回数分、同様の計算を実施し、最後に不足時間の累計値を計算回数で除して年間LOLE値を求める。

各系統の供給予備力を微小変化させながら、各系統の年間LOLE値が目標値に達するまで収束計算を行う。

連系線を変化させたいいくつかのケースにおいて、各系統の供給信頼度（年間LOLE値）が目標値となる供給予備力を算定することにより、連系線の効果を必要供給予備力の減少という形で表現し、金銭換算が可能となる。

かに把握することも可能である。

(9) 各系統内での需給運用シミュレーションによる詳細検討

与えられた設備構成ならびに負荷形状の下で、概略的に最経済的な電源運用を模擬するには、燃料費の安いものから順に高い利用率になるように、負荷持続曲線にあてはめればよい。ただし、水力発電設備については、自然流量の制限、池容量による調整能力の制約、また灌漑用、洪水調整用などの発電以外の用途との調整も考慮して運用を決定する必要がある。また、火力発電設備についても、深夜停止の有無や最低出力の制限などへの配慮も必要である。

本検討では、時間単位の日負荷曲線を用いて様々な運用上の制約条件をチェックする需給運用検討を日単位で行い、最経済的な電源設備運用を模擬して燃料費を算出する。

(10) 連系系統における燃料費削減効果の算定手法

需給運用シミュレーションに基づき各系統の最経済的な発電機運用が計算される。これに基づき連系系統での経済運用をシミュレーションする。連系系統における最経済電源設備運用の検討手法は以下の通りである。

各系統について、他系統との連系がない状態で、供給信頼度レベルが目標値を満足するような設備量を求め、その設備で各系統単独での需給運用をシミュレートし、年間の経費（固定費＋燃料費）を計算する。

次に、他系統との連系がある状態で、供給信頼度レベルが目標値を満足するように設備量を修正し、その設備で系統間の融通も考慮して需給運用をシミュレートし、年間の経費を計算する。その際にどの程度発電設備量を減少すればよいのかは、供給信頼度面からの検討で求めた削減量を使用する。

系統間の融通については、自系統の供給力のみでは需要を満足できない場合には、供給余力のある系統から連系容量の範囲内で応援融通を実施する。次に、各系統の燃料費を相互に比較し、連系送電線の使用コストも含めて融通を実施した方が経済的と判断すれば、経済融通を実施する。その際、送電側、受電側双方に融通のメリットが生じる。

連系線がない場合とある場合の経費を比較することにより、系統間連系の年経費削減効果を算定する。

(11) 具体的な年経費比較法

全く白紙の状態から電源構成を構築するのであれば、スクリーニングによる理想的なバランスを組むことができる。しかし、実際はこれまでに建設した既設電源の建設費（固定費）は所与の条件であり、過去に翻って変更することはできない。また、今後開発が可能な地点についても、開発可能年度や燃料種別などがある程度限られている。したがって、電源設備計画における経済性検討においては、建設対象である電源設備と連系送電線に関して、与えられた条件の中からいくつかの設備増強パターンを作成し、各案について既設・新設を含めた設備により需給運用をシミュレートし、各検討年における総年経費（固定費と燃料費の合計値）を求めて比較する。この検討において優位となった設備増強案に基づいて、最経済的

な設備整備案を策定し提案する。なお、この年経費を用いて、各案の卸コストの概算も算出する。

3.3.2 域内連系効果の検討条件

(1) 域内電力系統

検討にあたって、インドシナ地域を 2020 年における系統状況や地域状況を踏まえて、以下に示す 10 系統に分割した。

- ◆ ベトナム（3 系統）：北部、中部、南部
- ◆ ラオス（3 系統）：北部 + 中部 1、中部 2、南部
- ◆ カンボジア（1 系統）
- ◆ タイ（2 系統）：北東部、中部 + 南部
- ◆ ミャンマー（1 系統）

(2) 電力需要

各系統の需要を表 3.3.2-1 に示す。系統毎の需要は、カウンターパート機関より提供を受けた電力量実績値（2005 年、2006 年データ）に基づき、各国の需要想定電力量を系統毎に比例配分を行った。その配分された電力量を提供された系統毎の年負荷率の想定値または実績値により最大電力を計算した⁸。

表 3.3.2-1 検討に使用した需要データ

系統名	最大電力（GW）	電力量（TWh）	年負荷率（％）
ベトナム北部	31.0	180.4	66%
ベトナム中部	8.1	50.5	71%
ベトナム南部	36.1	230.5	73%
ラオス北部 + 中部 1	1.1	5.3	55%
ラオス中部 2	0.3	1.4	53%
ラオス南部	0.1	0.4	46%
カンボジア	1.6	8.9	63%
タイ北東部	3.7	19.3	60%
タイ中部 + 南部	43.7	285.9	75%
ミャンマー	3.0	17.3	66%

⁸需要想定は各国の需要想定をそのまま使用している。GDP 弾性値を計算しエネルギー利用効率上許容し得る範囲である 2 以下となるケースを需給シミュレーションに使用した。需要想定は各国の想定のベースケースを使用。ラオスについては、ベースケースにはアルミ精錬工場の需要が入っており、事実上ラオス系統からの供給は困難であり専用の電源を用意する必要があるため、このアルミ精錬工場供給分を除いた蓋然性の高いローケースを使用した。

また、需要の増減は供給信頼度および燃料使用量に影響を与える。検討の対象としている 2020 年は、想定および電源計画の現状の最終年度を想定している。各国の想定に因れば、需要ハイケースでは、ベースケースの 2020 年の状況が 2 年から 3 年早まることになる。電力設備の開発には 10 年の期間があれば、需要が増加した場合には開発電源も前倒して開発され则认为差し支えない。したがって、電源開発地点の優先順位が大きく変わらない限り、供給信頼度および燃料費面（最経済的運用）の傾向は変わらない。

(3) 発電設備

各系統における発電設備量を表 3.3.2-2に示す。

表 3.3.2-2 各系統における発電設備量

系統名	水力 (MW)	火力 (MW)	その他 (MW)
ベトナム北部	11185	24131	2063
ベトナム中部	7791	3284	150
ベトナム南部	6110	36911	1150
ラオス北部 + 中部 1	1191	200	0
ラオス中部 2	348	0	0
ラオス南部	472	0	0
カンボジア	1678	1196	0
タイ北東部	4028	1416	0
タイ中部 + 南部	4275	44642	2000
ミャンマー	3560	2060	0

各系統の電源の燃料種別々の設備比率を図 3.3.2-1に示す。タイ中南部系統およびベトナム南部系統以外は、水力発電の比率が高い。

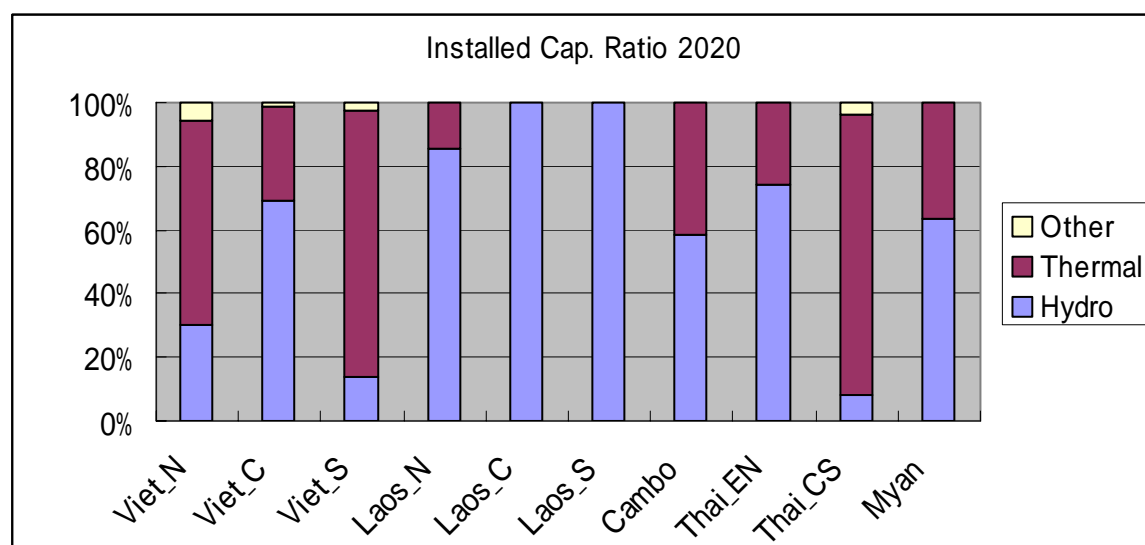


図 3.3.2-1 系統毎の電源の燃料種別々の設備比率 (2020 年)

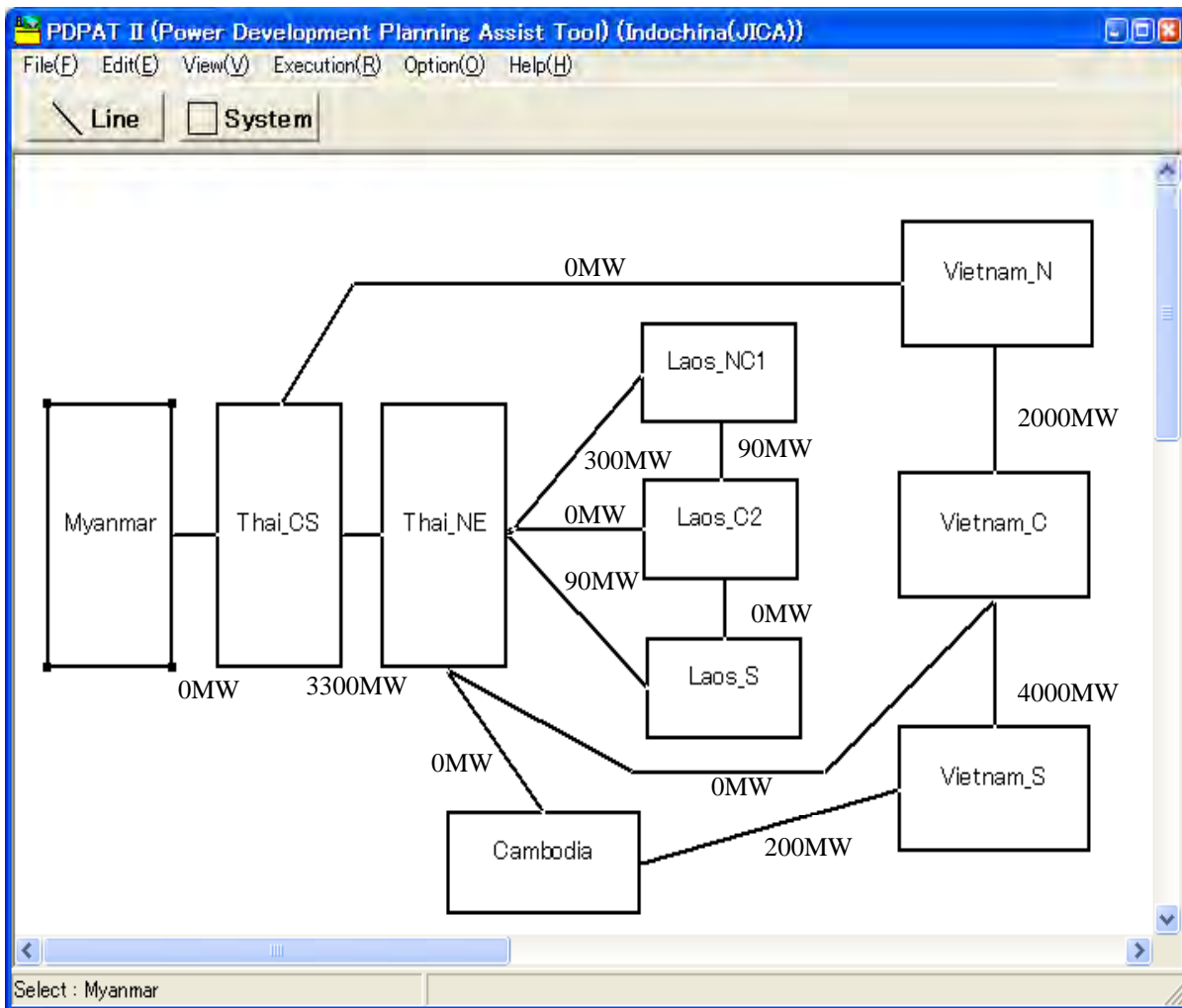
(4) 系統間連系線 (ベースシナリオ)

連系系統の検討は、現状の各国の電力開発計画に基づく 2020 年断面での連系系統をベースシナリオとして検討する。ベースシナリオは各国の開発計画に基づく国内系統増強が主な現状設備からの変更点であり、国際連系線としては既設または計画中の送電線の運用を変更するものである。ラオス北部および中央部 (C1) とタイ系統間の連系容量は、ADBの支援でIPP連系線運用の検討が行われている。

ベースシナリオにおける系統間連系線の送電容量を表 3.3.2-3に示す。なお、系統間連系線の送電容量は、以下の検討の中で変化させて、感度解析を実施する。

表 3.3.2-3 連系送電容量

系統名	連系送電容量 (MW)
ベトナム北部 - ベトナム中部	2,000
ベトナム中部 - ベトナム南部	4,000
ベトナム南部 - カンボジア	200
ラオス北部 + 中部 1 - ラオス中部 2	90
ラオス中部 2 - ラオス南部	0
ラオス北部 + 中部 1 - タイ北東部	300
ラオス中部 2 - タイ北東部	0
ラオス南部 - タイ北東部	90
カンボジア - タイ北東部	0
タイ北東部 - ベトナム中部	0
タイ北東部 - タイ中部 + 南部	3,300
ベトナム北部 - タイ中部 + 南部	0
タイ中部 + 南部 - ミャンマー	0



(5) 供給信頼度検討および需給シミュレーションでの検討シナリオ

これまでインドシナ地域で実施された連系システムの便益検討⁹では、系統規模が大きいタイ系統とベトナム系統との連系シナリオに便益が大きい。系統規模が小さい系統の連系で得られる経済便益は、経済的内部収益率（EIRR）が計算できないほど少ない場合が多い。また、信頼度の異なる系統を連系すると信頼度の低い系統に便益が集中する傾向があることが分かっている。このため、2020年断面で供給予備力および高効率発電機を開発する計画であるタイ系統とベトナム系統とを連系するシナリオを本検討での検討対象シナリオとして採用することとした。

このような背景から、現状の各国の開発計画に基づくベースシナリオに加えて次の4シナリオを検討シナリオとして採用した。シナリオ2として、ラオス南部地域での水力開発により開発される可能性のあるベトナム中部系統およびタイ東北部系統を接続するシナリオを採用した。また、ラオス北部でのタイ向けのホンサ火力などの開発とベトナムによるラオス国のルアンプラバン近傍の水力開発により開発される可能性のあるタイ中南部系統とベトナム北部系統とを連系する案をシナリオ3とした。また、現在域内で系統的に孤立しているミャンマー系統をミャンマー国内の輸出用水力開発に関連して開発される可能性のあるタイ中南部系統との連系案をシナリオ4とした。また、ラオス国内の系統整備として計画されているラオス中部系統と南部系統との連系による連系便益の調査についてもベースシナリオの一環として検討する。ラオス国内の連系増強として、ラオス中部系統と南部系統間の連系効果について確認するシナリオをシナリオ1-1とした。供給信頼度検討ならびに需給シミュレーション実施にあたっては、開発計画および需要想定は対象国のカウンターパートより提出を受けたデータを使用した。

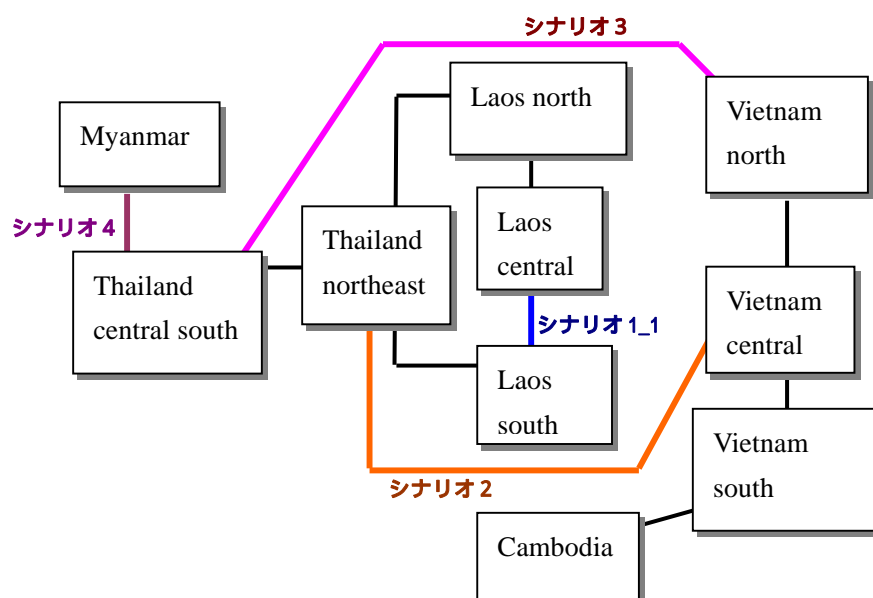


図 3.3.2-2 供給信頼度・需給シミュレーション検討実施シナリオ

⁶ “The Interconnected systems among GMS countries – Reliability aspect”, JETRO, 2001.3, “Regional Cooperation Strategy on Interconnected Power Networks in Indochina”, JBIC, 2002.8, “Power Interconnection Project Phase1”, ADB, 2007.6

(6) 燃料費

需給運用シミュレーションに使用する燃料費は、基本的に IEA の想定に基づき 2020 年における燃料費を調査団にて想定した¹⁰。各国とも 2020 年頃に開発する電源には輸入燃料を使用する計画であることから、需給シミュレーションでは各国とも国際価格として同一の燃料単価とした。

表 3.3.2-4 2020 年における燃料費単価

石油	ガス	石炭
USD/bbl	USD/MMBtu	USD/ton
97	12	106

3.3.3 供給信頼度面からの検討結果

2020 年において、供給信頼度レベルとして、すべての地域の LOLE 値を年間 24 時間とするために、必要となる供給予備力の計算を実施した。

地域間の連系を実施すると、供給力不足時において、供給力に余力がある他地域から電力を応援してもらうことが可能となるメリットが生じる。このため、同一の供給信頼度レベルを目指す時、地域間が連系されていると地域間が連系されていない場合に比較して、供給力を削減することが可能となる。地域間を連系することにより削減できる供給予備力の量を、地域間連系線建設の効果として、次の連系システムシナリオでの便益を計算する。

- ❖ ラオス中部と南部系統の連系シナリオ：シナリオ 1_1
- ❖ タイ系統とベトナム系統の連系シナリオ：シナリオ 2 , 3
- ❖ タイ系統とミャンマー系統の連系シナリオ：シナリオ 4

ラオス中部地域とラオス南部地域間

図 3.3.2-2にラオス中部地域とラオス南部地域間の連系容量を変化させた場合の、各地域の供給予備力の削減量を示す。

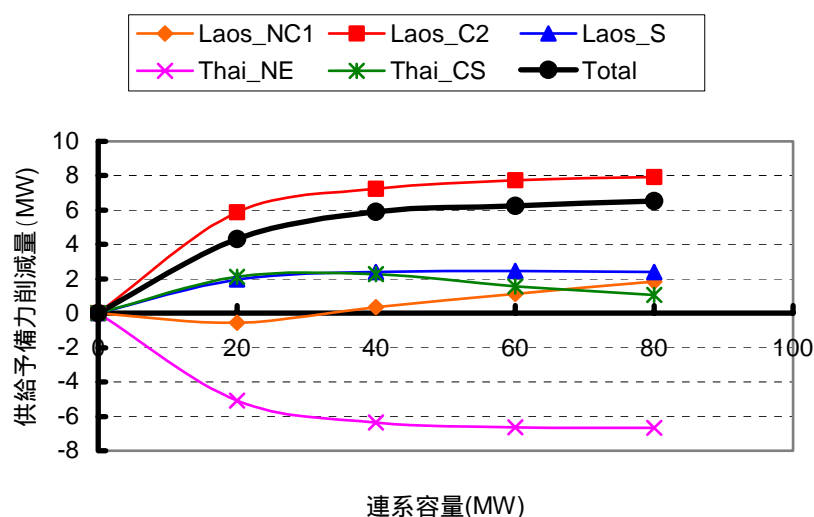


図 3.3.3-1 ラオス中部系統とラオス南部系統の連系

¹⁰ IEA World Energy Outlook 2006 の想定では、2015 年：石油 60.16USD/bbl、ガス 7.62USD/MMBtu、石炭 70.19USD/t、2030 年：石油 97.3USD/bbl、ガス 12.24USD/MMBtu、石炭 106.14USD/t である。本研究では、2007 年末での石油市場価格が 90-100USD/bbl であることを考慮し、IEA の 2030 年想定を 2020 年価格として採用した。

連系容量を増加させても、供給予備力の削減効果は非常に少ない。これは、ラオス中部地域およびラオス南部地域とも、既に規模の大きな他地域と連系しており、それぞれの地域での供給力不足時には他の地域から応援してもらう体制が既に整っているためであり、新たな連系を実施しても供給信頼度面の改善は見られない。

地域毎に見てみると、ラオス中部地域の供給予備力の削減効果は若干あるが、その分を補償するために、タイ東北部地域で供給予備力を若干多めに持つ必要が生じる。

ベトナム中部地域とタイ東北部地域間

ベトナム中部地域とタイ東北部地域間の連系容量を変化させた場合の、各地域の供給予備力の削減量を図 3.3.2-3示す。

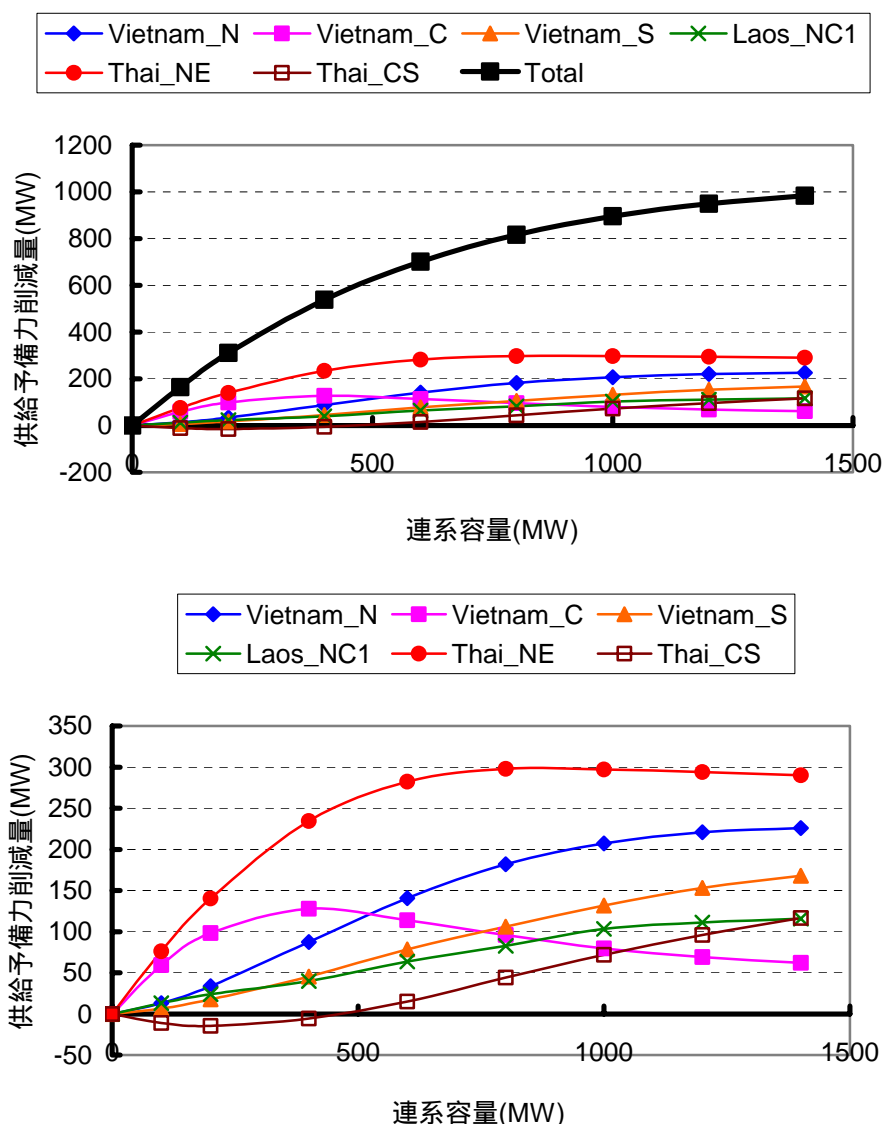


図 3.3.3-2 ベトナム中部地域とタイ東北部地域間連系

連系容量を増加させていくと、連系容量が 800MW程度までは連系容量以上の供給予備力の削減効果がある。しかし、連系容量が 1000MWを越えると、供給予備力の削減効果は飽

和し、あまり効果が見られなくなる。

現状では、ベトナム・カンボジア地域とタイ・ラオス地域の連系が全くない。ベトナム中部地域とタイ東北部地域間を連系することにより、大きな 2 地域間が連系され、相互に供給力の余力を活用して他の地域に電力を応援融通することが可能となる。このため、連系容量が 800MW 程度までは大きな供給予備力の削減効果がある。

地域毎に見てみると、連系容量が小さいうちは直接連系するベトナム中部地域とタイ東北部地域における供給予備力の削減効果が顕著である。連系容量が大きくなるとベトナム中部地域の効果が減少し、代わってベトナム北部地域およびベトナム南部地域の削減効果が大きくなっていく。

ベトナム北部地域とタイ中南部地域間

ベトナム北部地域とタイ中南部地域間の連系容量を変化させた場合の、各地域の供給予備力の削減量を図 3.3.2-4 示す。

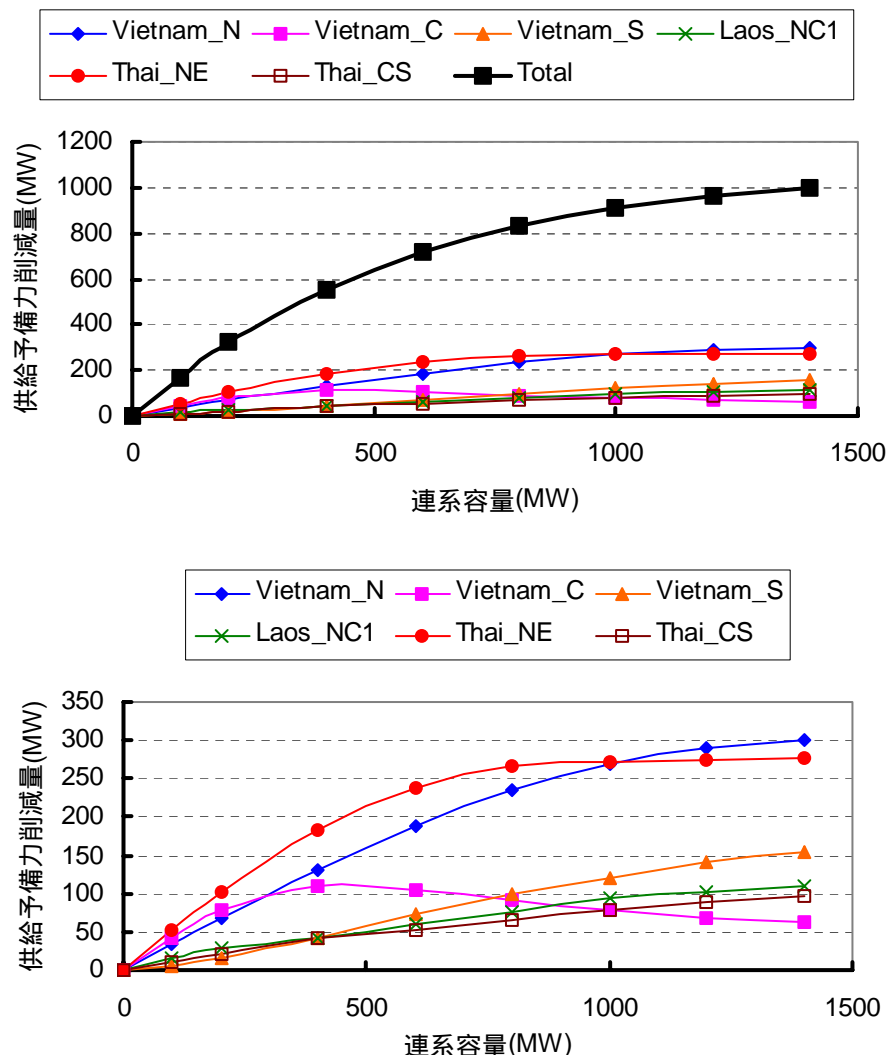


図 3.3.3-3 ベトナム北部地域とタイ中南部地域間連系

連系容量を増加させていくと、連系容量が 800MW 程度までは連系容量以上の供給予備力の削減効果がある。しかし、連系容量が 1000MW を越えると、供給予備力の削減効果は飽

和し、あまり効果が見られなくなる。

本連系は、前節で述べた連系と同様に、ベトナム・カンボジア地域とタイ・ラオス地域の大きな2地域間を連系するものである。このため、連系容量が800MW程度までは大きな供給予備力の削減効果がある。

地域毎に見てみると、ベトナム北部地域とタイ東北部地域における供給予備力の削減効果が顕著である。

タイ中南部地域とミャンマー地域間

タイ中南部地域とミャンマー地域間の連系容量を変化させた場合の、各地域の供給予備力の削減量を図 3.3.2-5示す。

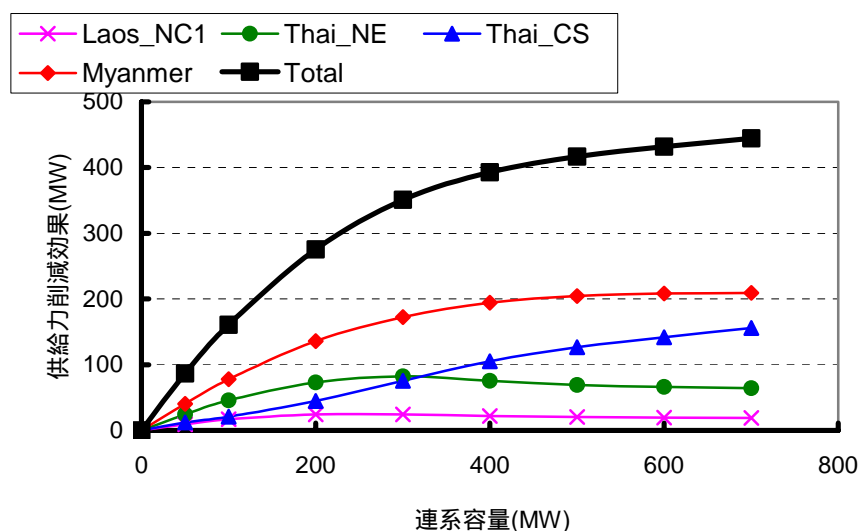


図 3.3.3-4 タイ中南部地域とミャンマー地域間

連系容量を増加させていくと、連系容量が300MW程度までは連系容量以上の供給予備力の削減効果がある。しかし、連系容量が400MWを越えると、供給予備力の削減効果は飽和し、あまり効果が見られなくなる。

現状では、タイ中南部地域とミャンマー地域間の連系がないため、ミャンマー地域は完全な独立地域になっている。タイ中南部地域とミャンマー地域間を連系することにより、ミャンマー地域は他の地域と連系することになり、供給力不足時にタイ中南部地域から電力を応援融通してもらうことが可能となる。このため、連系容量が800MW程度までは大きな供給予備力の削減効果がある。

地域毎に見てみると、ミャンマー地域における供給予備力の削減効果が顕著である。

3.3.4 燃料費面からの検討結果

需給運用シミュレーションは、2020 年断面について各国の開発計画に基づき実施した。実施した連系系統シナリオは、これまで実施された同地域での JBIC および ADB の検討を踏まえて効果があると考えられる 4 つのシナリオについて実施した。更に、シナリオ 2 とシナリオ 3 を合わせて実施したシナリオ 2_3 についても需給運用シミュレーションを行った。連系系統の燃料費削減による経済性比較は、ベースシナリオと他のシナリオとの年間の燃料費を比較することにより評価を行った。

(1) 燃料費削減量

シナリオ毎に最経済運用を計算し、ベースシナリオからの燃料費の削減量を分析した。検討した全てのシナリオにおいて燃料費削減効果が見られた(図 3.3.3-2)。

特に、タイ系統とベトナム系統を連系するシナリオ 2 およびシナリオ 3 の燃料費削減効果が高い。ベトナム北部とタイ中南部系統およびベトナム中部系統とタイ東北部系統を連系したシナリオ 2_3 の燃料費削減効果が最も高かった。

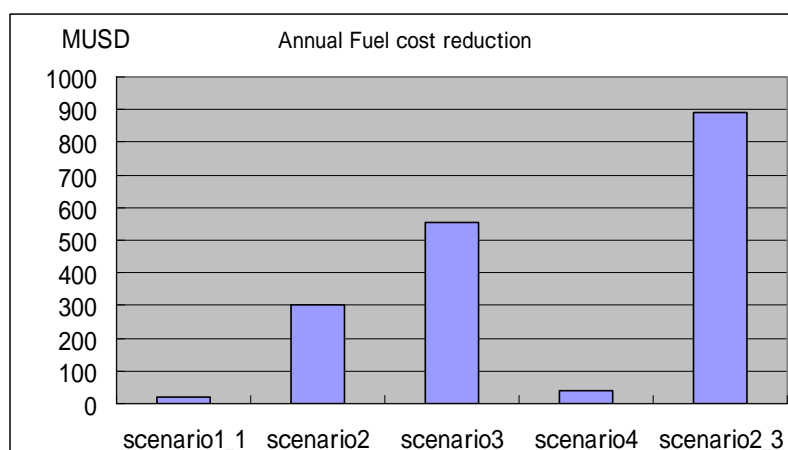


図 3.3.4-1 連系シナリオ毎の燃料費削減効果

シナリオ毎の燃料費増減の内訳を見ると、ベトナム南部系統の燃料費が増えているが、他の系統特にタイ中南部系統での燃料費削減効果が大きいことが分かる。

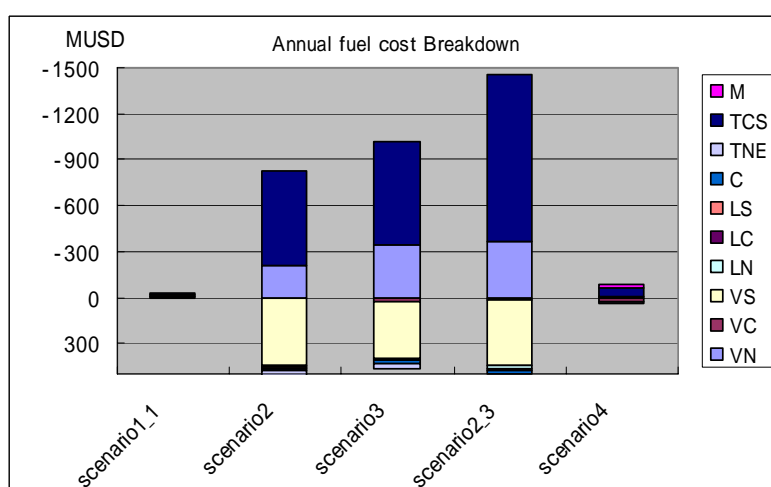


図 3.3.4-2 連系シナリオ毎の燃料費削減効果の内訳

3.3.5 電力融通量の検討結果

需給運用シミュレーションの結果に基づき、シナリオ毎に電力融通の状況と年平均の燃料費を以下に説明する。

(1) ベースシナリオ

ベースシナリオに基づく連系系統における電力融通の状況と系統毎の年平均燃料費を図 3.3.4-1 に示す。

水力発電の構成比率の大きいラオス系統、ベトナム北部系統、タイ東北部系統および電力開発計画に基づく 2020 年には水力発電比率が大きくなるカンボジア系統から、火力電源の構成比率の高い、タイ中南部系統、ベトナム南部系統に融通電力が流れる。現状の各国の電力開発計画に基づくベースシナリオにおいて、水力電源からの雨期の余力を活用できている状況が分かる。

年平均の燃料費単価は、タイ中南部系統が最も高く 7.7 円/kWh。燃料費の低い系統は、ラオス系統の燃料費はほぼ 0 円/kWh、ベトナム北部系統は 1.4 円/kWh、中部系統は 2 円/kWh である。これら燃料費の低い系統は、水力発電の比率の高い系統である。このことから、水力発電の多い系統と火力発電比率の高い系統とを連系すると経済的効果が高いことが分かる。

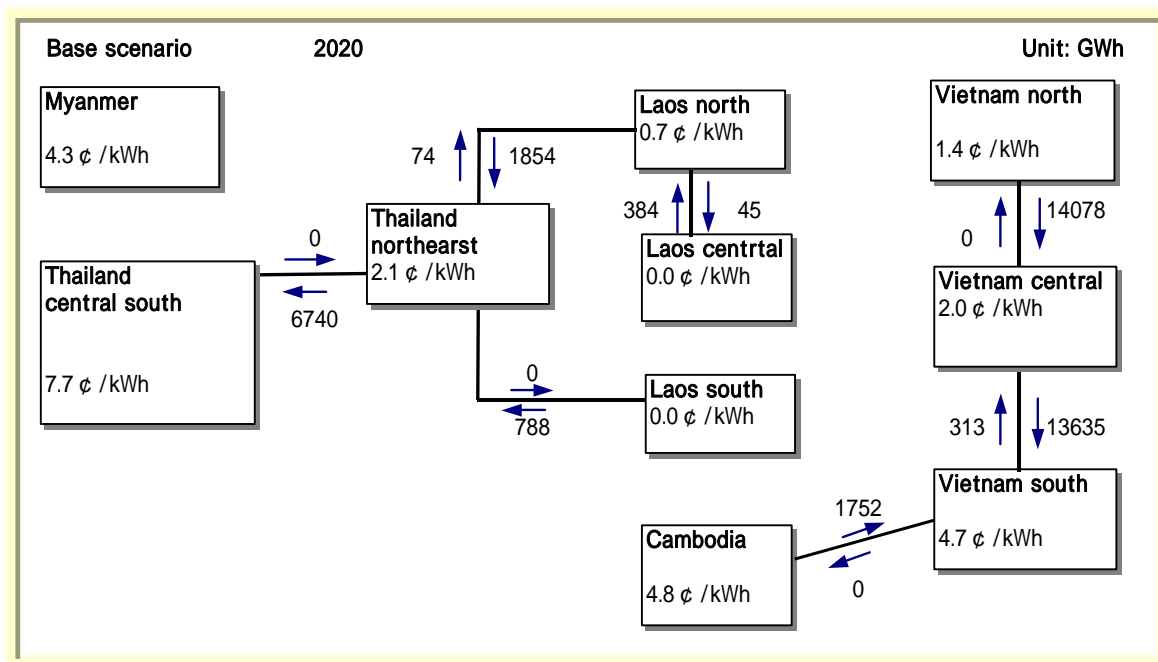


図 3.3.5-1 2020 年におけるベースシナリオの融通電力量と年平均燃料費

(2) シナリオ1_1

ラオス系統の国内基幹系統整備として中部系統と南部系統との連系効果を確認したのがこのシナリオである(図 3.3.4-2)。ラオス南部系統と中部系統を連系することにより、乾期においても南部系統の電力を中部系統および北部系統に活用することができ、タイ系統からの輸入を 37GWh 減らすと共に、輸出量を 288GWh 増やすことが可能となる。

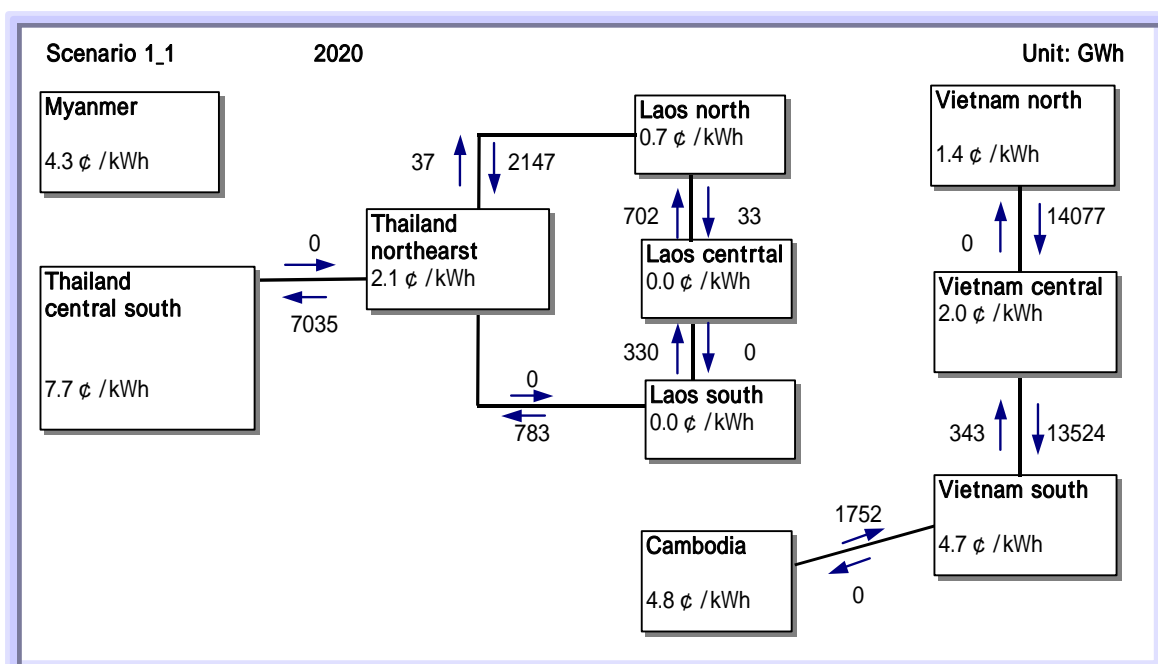


図 3.3.5-2 2020 年におけるシナリオ 1_1 の融通電力量と年平均燃料費

(3) シナリオ 2

ベトナム中部系統とタイ東北部とを連系したシナリオである(図 3.3.4-3)。ベトナム北部系統およびベトナム中部系統からの水力発電電力をタイ東北部からタイ中南部系統に融通することにより、燃料費削減効果が得られている。

このシナリオでは、ベトナム中部系統および南部系統で活用していたベトナム北部系統からの安価な水力発電電力を、より燃料費単価の高いタイ中南部系統に活用することで、連系系統全体として効率が高まる。この融通によりタイ中南部系統では燃料費単価が低下する一方、ベトナム中南部系統では、ベトナム北部および中部系統からの水力発電の代替として石炭火力の炊き増しが行われるため燃料費単価が増加する。

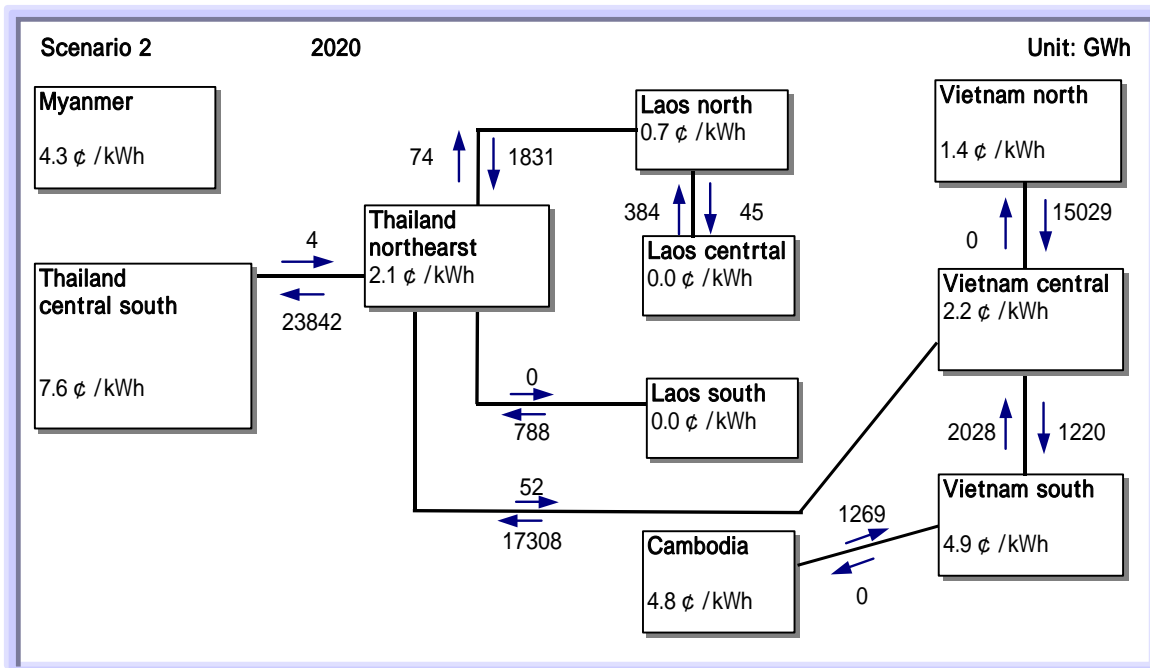


図 3.3.5-3 2020 年におけるシナリオ 2 の融通電力量と年平均燃料費

(4) シナリオ 3

このシナリオは、ベトナム北部系統とタイ中南部系統を連系するものである(図 3.3.4-4)。このシナリオの場合もシナリオ 2 と同様に、ベトナム北部系統およびベトナム中部系統からの水力発電電力をタイ東北部からタイ中南部系統に融通することにより、燃料費削減効果が得られている。

このシナリオにおいても、ベトナム中部系統および南部系統で活用していたベトナム北部系統からの安価な水力発電電力を、より燃料費単価の高いタイ中南部系統に活用することで、連系系統全体として効率が高まっている。この融通によりタイ中南部系統では燃料費単価が低下する一方、ベトナム中南部系統では、ベトナム北部および中部系統からの水力発電の代替として石炭火力の炊き増しが行われるため燃料費単価が増加する。

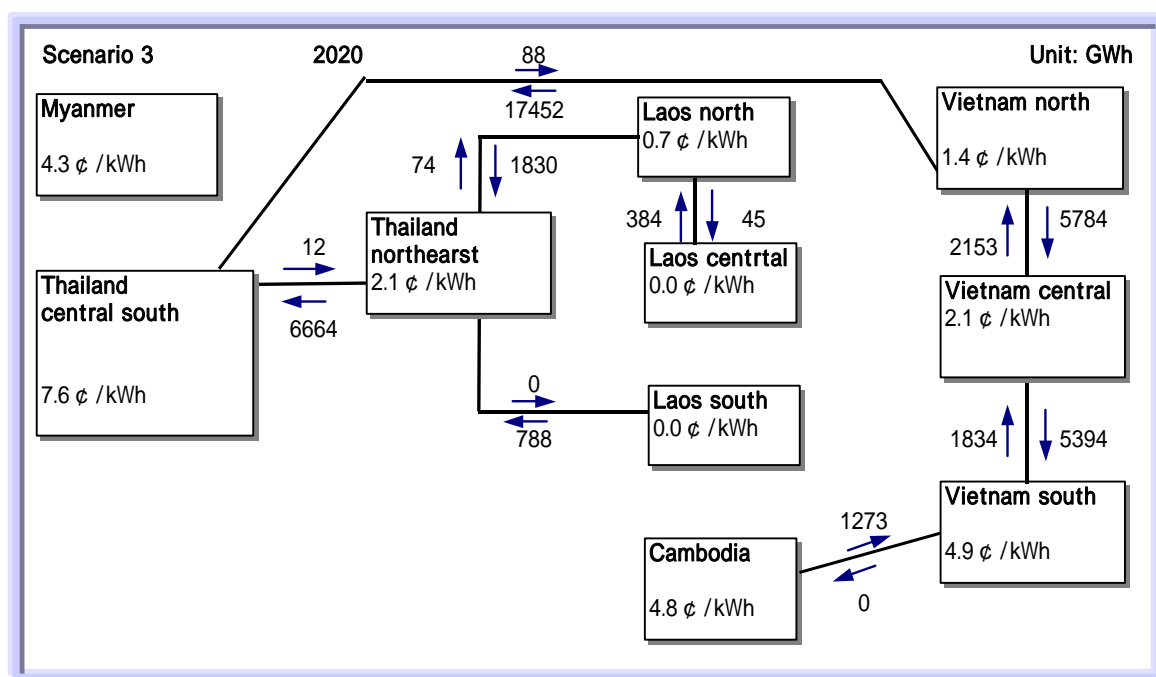


図 3.3.5-4 2020 年におけるシナリオ 3 の融通電力量と年平均燃料費

(5) シナリオ 4

ミャンマー系統とタイ中南部系統とを連系するシナリオである(図 3.3.4-5)。現在のところミャンマー系統とタイ中南部系統との連系は計画されていない。ミャンマー系統の雨期における水力余剰電力をタイ系統で活用することができる。また、ミャンマー系統で乾期に不足する最大電力発生時の供給力をタイ系統から融通することで賄うことができる。

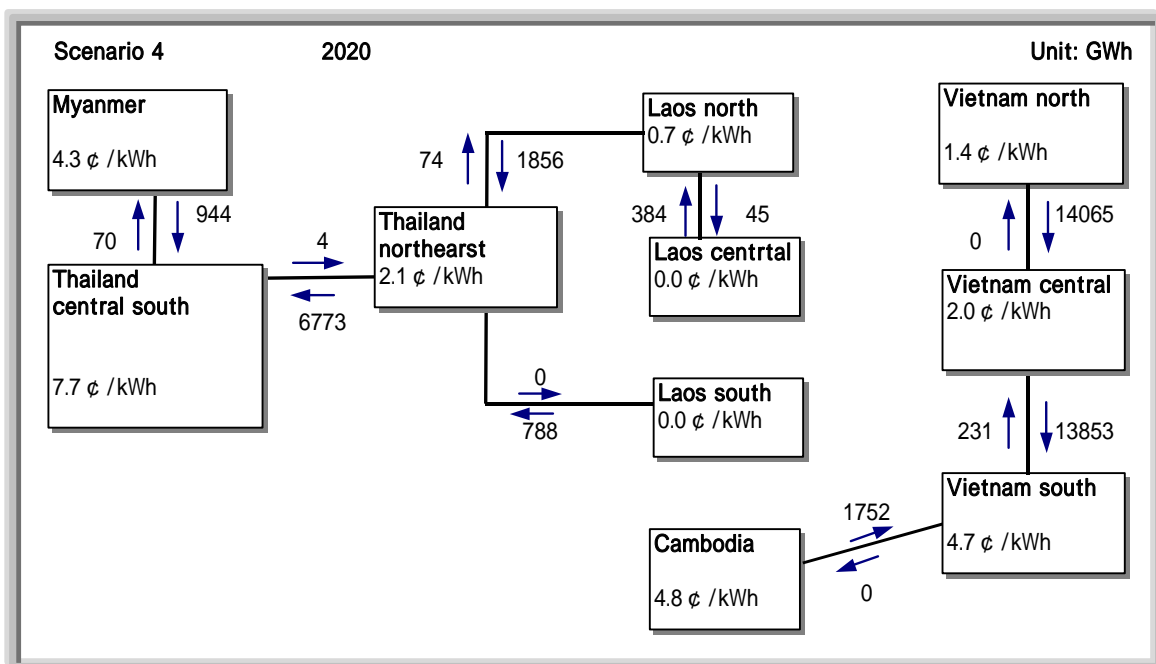


図 3.3.5-5 2020 年におけるシナリオ 4 の融通電力量と年平均燃料費

(6) シナリオ2_3

このシナリオは、ベトナム中部系統とタイ東北部およびベトナム北部系統とタイ中南部系統を連系するものである(図 3.3.4-6)。このシナリオの場合もシナリオ 2、3 と同様に、ベトナム北部系統およびベトナム中部系統からの水力発電電力をタイ東北部からタイ中南部系統に融通することにより、燃料費削減効果が得られている。ベトナム中部系統および南部系統で活用していたベトナム北部系統からの安価な水力発電電力を、より燃料費単価の高いタイ中南部系統に活用することで、連系系統全体として効率が高まっている。この融通によりタイ中南部系統では燃料費単価が低下する一方、ベトナム中南部系統では、ベトナム北部および中部系統からの水力発電の代替として石炭火力の炊き増しが行われるため燃料費単価が

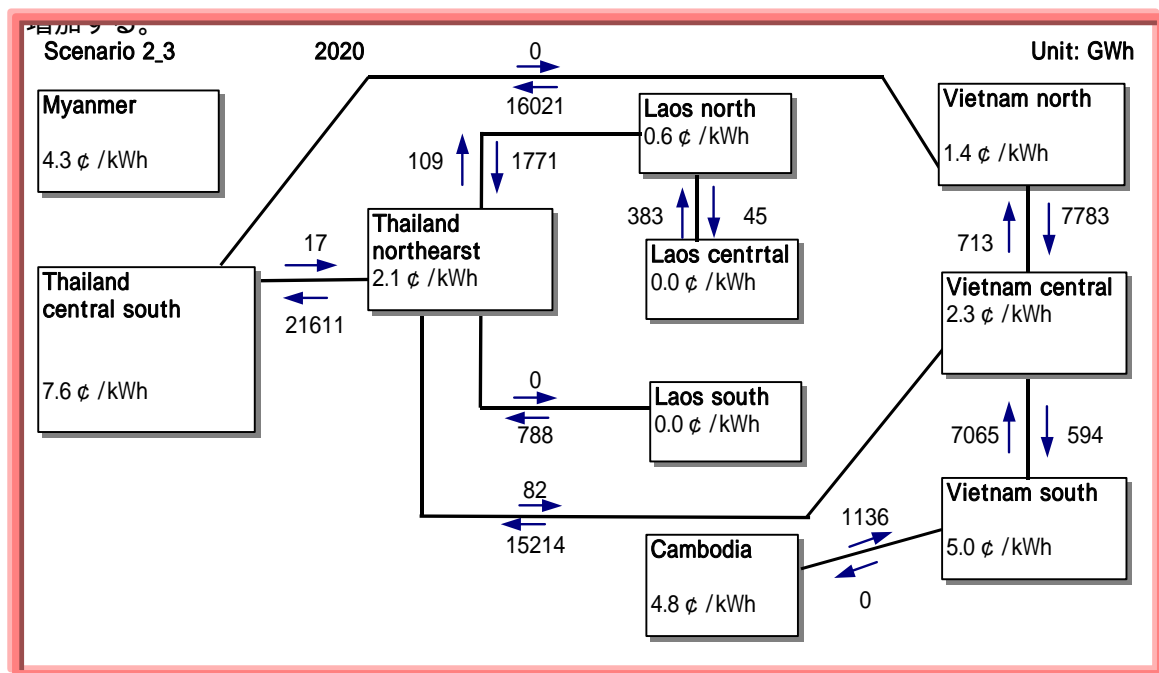


図 3.3.5-6 2020 年におけるシナリオ 2_3 の融通電力量と年平均燃料費

(7) 燃料費半減が域内融通へ及ぼす影響：シナリオ2の場合

シナリオ 2 はタイとベトナムを連系するシナリオの中で実現可能性が現在のところ最も高いものである。シナリオ 2 において、燃料費が半額となった場合の域内融通への影響について検討した。

全ての燃料価格が等しく増減する場合、各系統内での最経済運用に変化はない。融通電力量の検討の際には、系統間の燃料価格の差が送電ロス以上であれば融通を実施することになっている。このため、各系統における同時刻での燃料費の差が送電ロス以上あれば融通電力量に大きな変化はない。2020 年における年平均の燃料費は、採用した想定価格に基づく需給シミュレーションに結果によると、単位熱量当り石油 7 円/Mcal、ガス 5 円/Mcal、石炭 2 円/Mcal

であり、融通は水力発電と火力発電間および石炭とガス間で行われており、それぞれの価格差は送電ロス（3-7%；0.06-0.14 ¢ /Mcal）を大きく超えている。しかし、燃料費削減量は、燃料単価の変化に伴う燃料間の価格差の変化に伴い増減する。対象の連系系統の2020年における設備構成比率は、ガス火力発電設備37%、石炭火力発電設備43%、石油発電設備は極僅か（0%）である。単位熱量あたりのガス価格は石炭価格の3倍弱のため、ガス価格のみが3分の1となった場合にはガスと石炭の価格が逆転するため、石炭発電を焚き減らしてガス発電から経済融通を行うことになり、最経済運用における設備運転状況は変化する。

燃料費を半額とした場合での需給シミュレーションに基づく域内融通の状況は図 3.3.5-7 のとおり。タイとベトナム間の融通量で約750GWh減少する。これは、タイ中南部系統の融通量の3%に相当する。

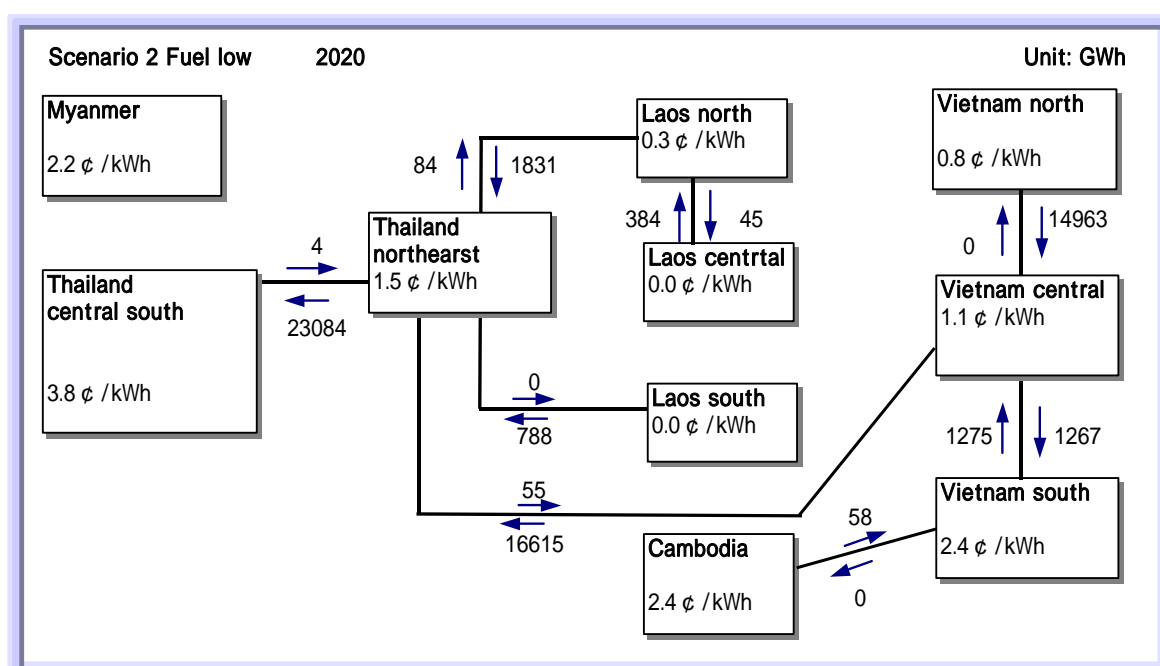


図 3.3.5-7 2020 年シナリオ 2 での燃料費半減の融通電力量への影響

3.3.6 需給運用の検討結果

2020 年における需給運用の状況をシミュレーション結果から考察する。

(1) ベースシナリオ

2020 年におけるベースシナリオの需給状況を以下に示す。連系系統全体の発電電力量は 815TWh であり、発電電力量の構成比率は水力 17%、ガス 37%、石炭 43%である。

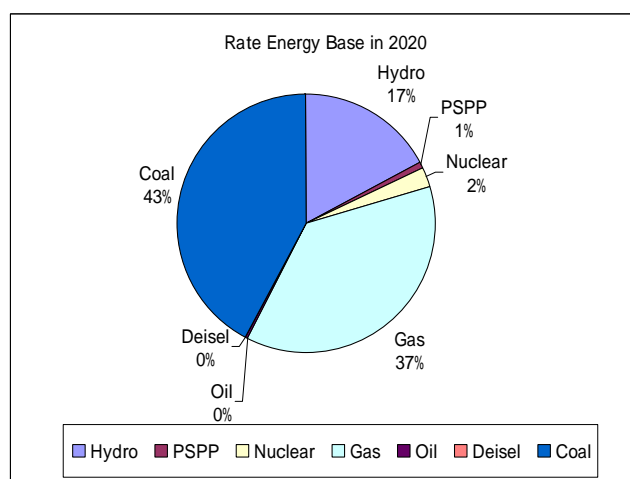


図 3.3.6-1 ベースシナリオにおける発電電力量構成比率 (2020 年)

需給シミュレーションによる最経済的運用結果を図 3.3.5-2から図 3.3.5-9に示す。図では月曜日から水曜日にあたる部分に平日の運用状況、木曜日および金曜日の部分に最大電力日の運用を土曜日と日曜日にあたる部分に終日の運用を示す。また、黒い太線が需要（日負荷曲線）を示す。発電電力量は燃料種別に色によって区別されている。融通電力は朱色で現されている。

ベトナム系統での需給状況を見る(図 3.3.5-2, 図 3.3.5-3)。曲線乾期におけるベトナム北部系統では石炭火力がベース供給力およびミドル供給力を担当し、ピーク電力への供給を水力が分担している。ベトナム南部系統では、原子力および石炭がベース供給力、ガスがミドル供給力およびピーク供給力の一部を分担、水力がピーク供給力を分担している。ベトナム系統の供給力は水力および石炭の割合が大きい。

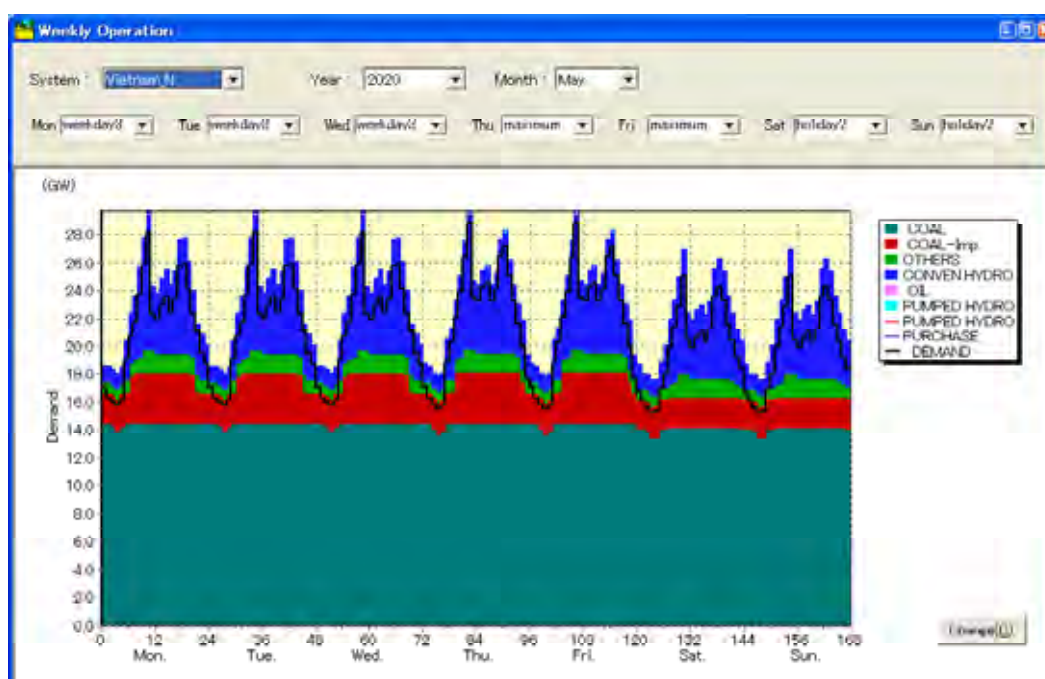


図 3.3.6-2 ベースシナリオ ベトナム北部系統乾期の需給状況（2020 年 5 月）

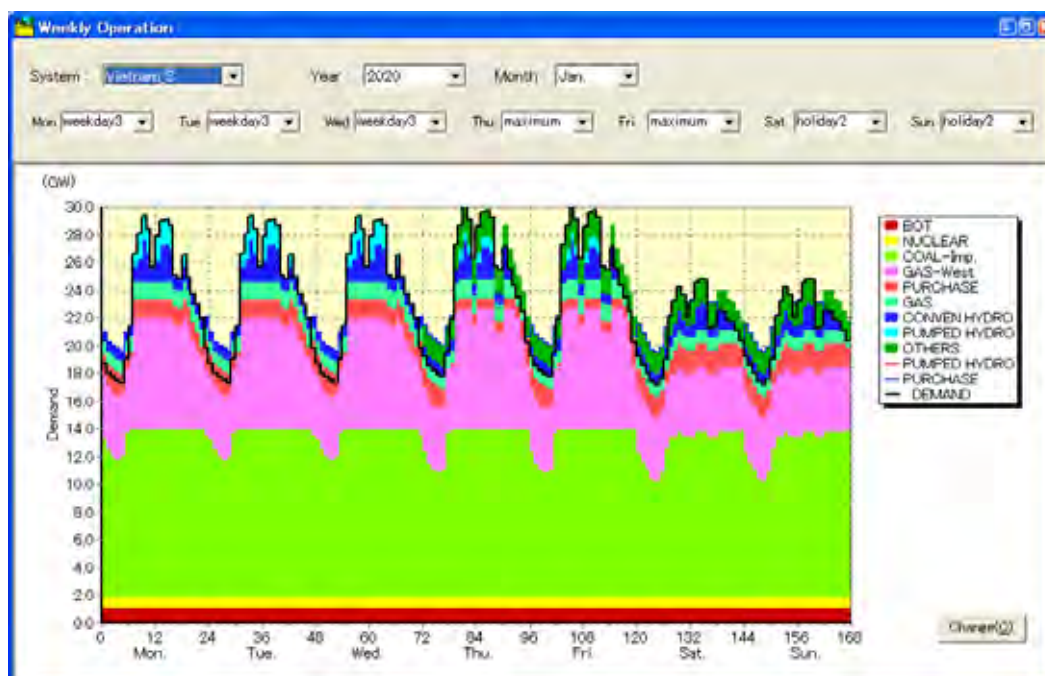


図 3.3.6-3 ベースシナリオ ベトナム南部系統乾期の需給状況（2020 年 5 月）

タイ系統の最大電力は乾期である 5 月に生じる。タイ中南部系統では、ベース供給力として原子力、石炭に加えてガス火力発電が分担している。タイ東北部は水力がベースとピーク供給力を分担し、ミドルをガスが分担している。タイ中南部系統は、ガスの発電電力量が 70% を超えている。発電原価はガス価格に左右される。IEA の燃料価格想定では、石油に次いでガスの価格が高い。このため、年間の燃料費は連系している系統の中で一番高くなっている。

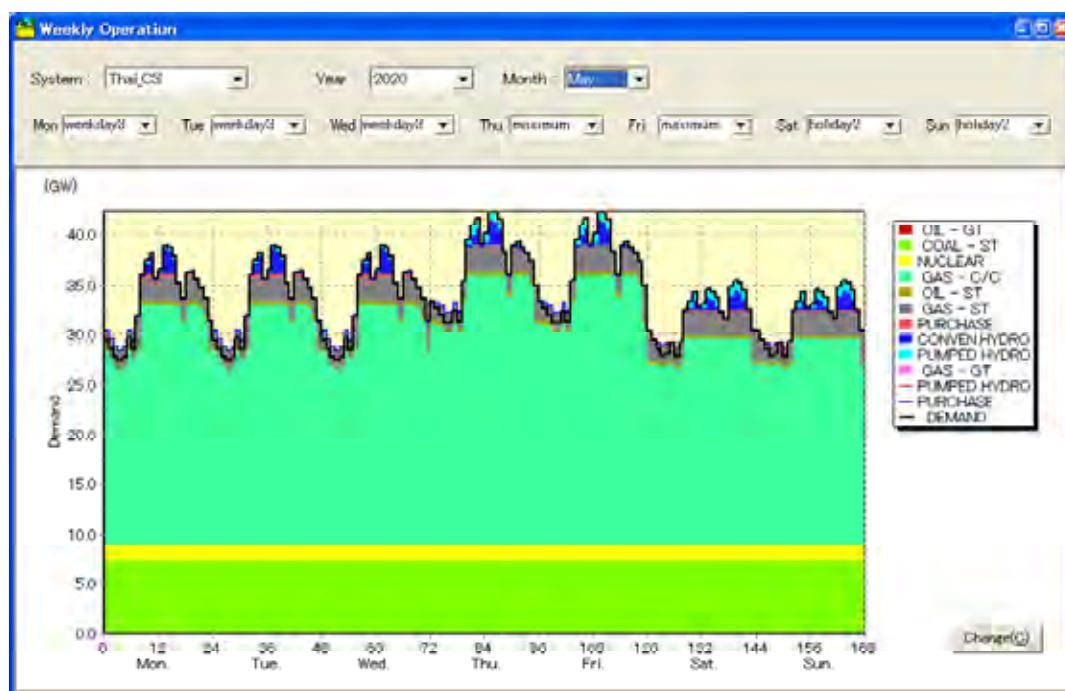


図 3.3.6-4 ベースシナリオ タイ中南部系統乾期の需給状況（2020 年 5 月）

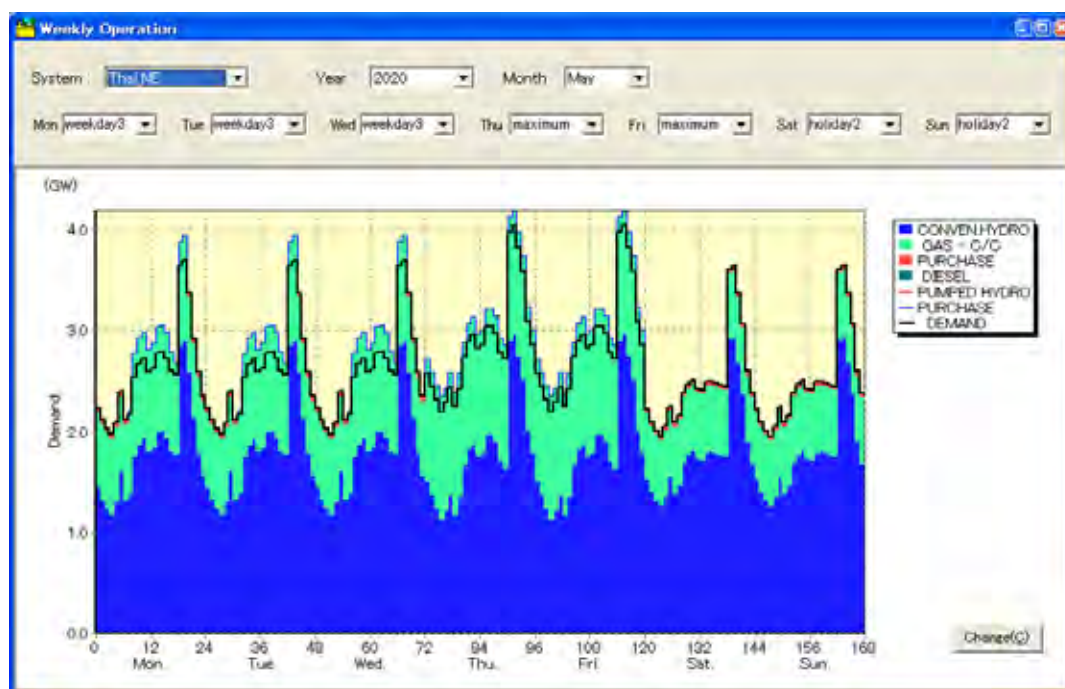


図 3.3.6-5 ベースシナリオ タイ東北部系統乾期の需給状況（2020 年 5 月）

ラオス系統では、ビエンチャンを含む北部系統において、ピーク供給力が不足する(X図 3.3.5-6)。一方、南部系統では、乾期においても水力電源からの余剰分が存在する(図 3.3.5-7)。

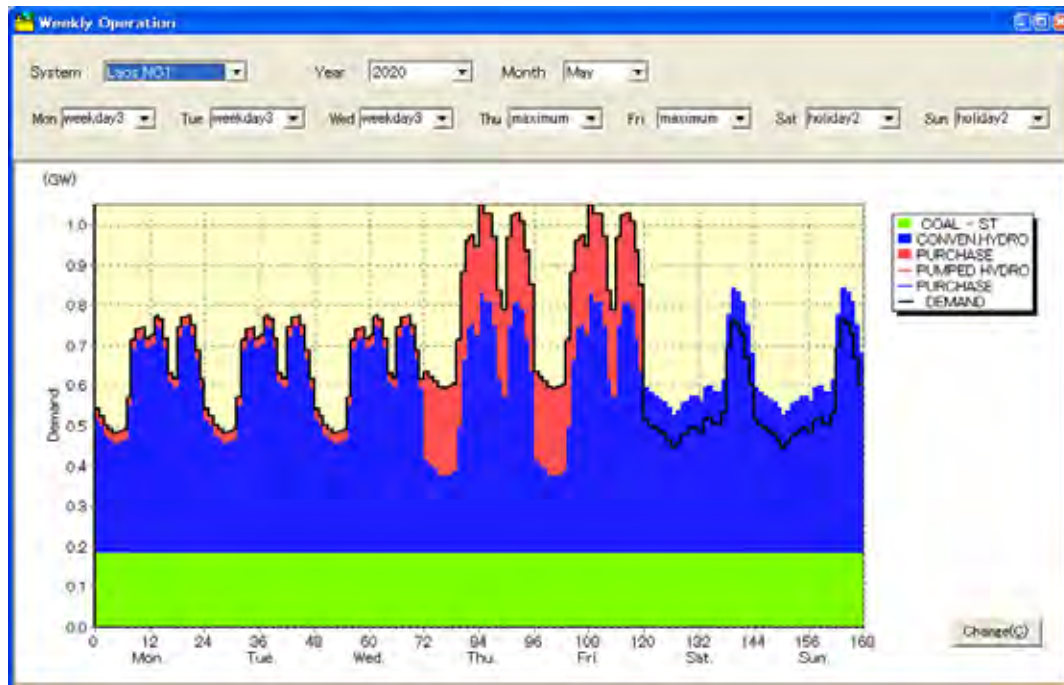


図 3.3.6-6 ベースシナリオ ラオス東北部系統乾期の需給状況 (2020 年 5 月)

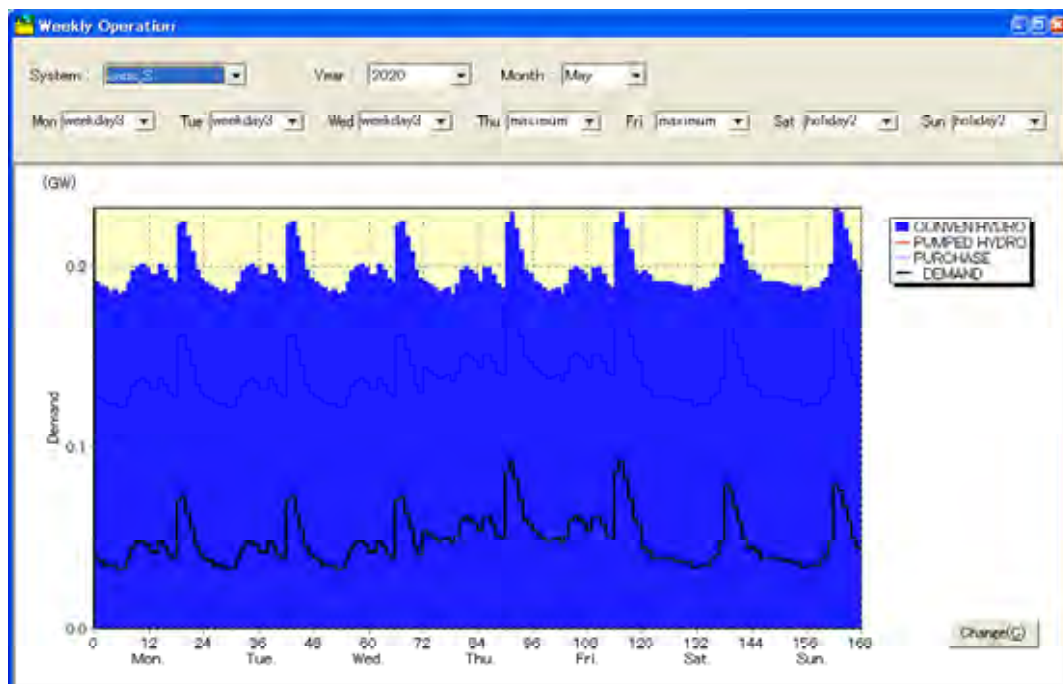


図 3.3.6-7 ベースシナリオ ラオス南部系統乾期の需給状況 (2020 年 5 月)

カンボジア系統では、隣国からの電力輸入に加えて 2020 年までに水力電源および石炭電源の開発が進むこととなっている。ガスによる電源開発は現在のところ正式に実現可能な電源は開発計画の中には含まれていない。しかし、2007 年にシアヌークビル沖合のカンボジア領内の海底鉱区から商業化可能な微量のガスを含む石油資源が確認された。今後商業化に向けた FS が行われ、その調査の中で、ガスの電力への活用可能性についても調査が実施される予定である。この状況を受けて、2020 年頃の新規電源分としてガス火力発電を調査団の仮定として導入している。

需給運用状況を見ると、水力電源がピークおよびミドル供給力を分担し、隣国からの輸入を含む他の電源がベース供給力として運用される(図 3.3.5-8)。連系系統の経済運用への寄与として、カンボジア系統の石炭火力を活用することで、水力電源の余力をベトナム南部系統のガスの焚き減らしに活用できる。

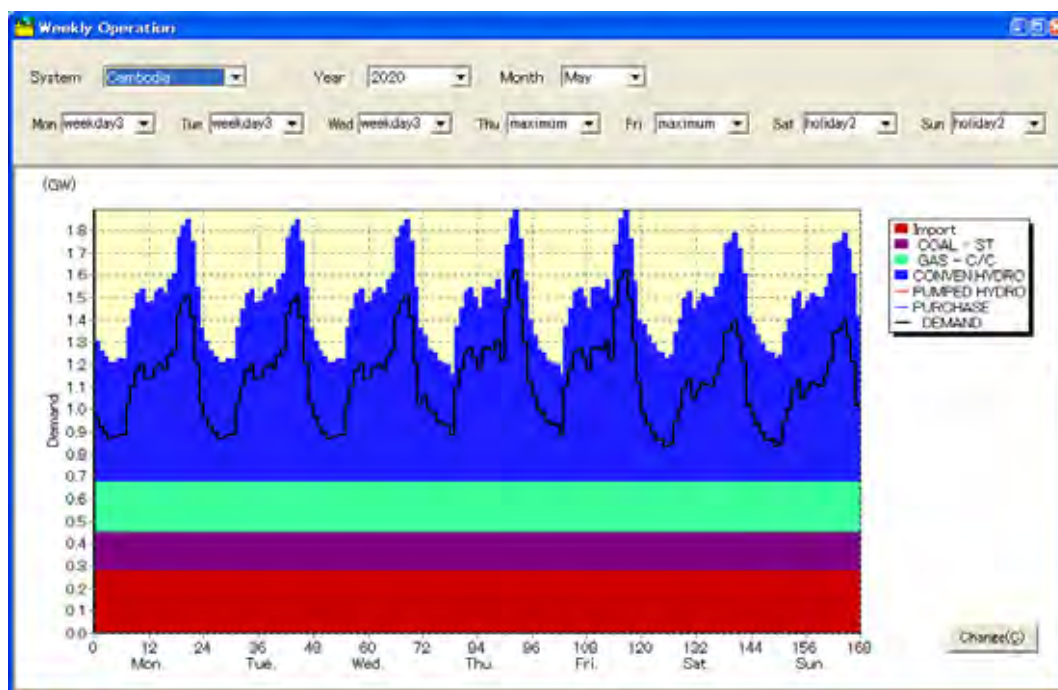


図 3.3.6-8 ベースシナリオ カンボジア系統乾期の需給状況 (2020 年 5 月)

ミャンマー系統に関しては、開発計画の詳細が入手できなかった。このため、GMS 会議にミャンマーが提供した電源開発構想に基づき、後年度の供給力不足分はガス火力の導入で対応することを仮定した。これら調査団の仮定に基づく運用状況を図 3.3.5-9に示す。2020 年断面の乾期では、現計画に記載のある水力発電による電力だけでは供給力が不足する。追加の供給力が乾期には必要である事が推測できる。

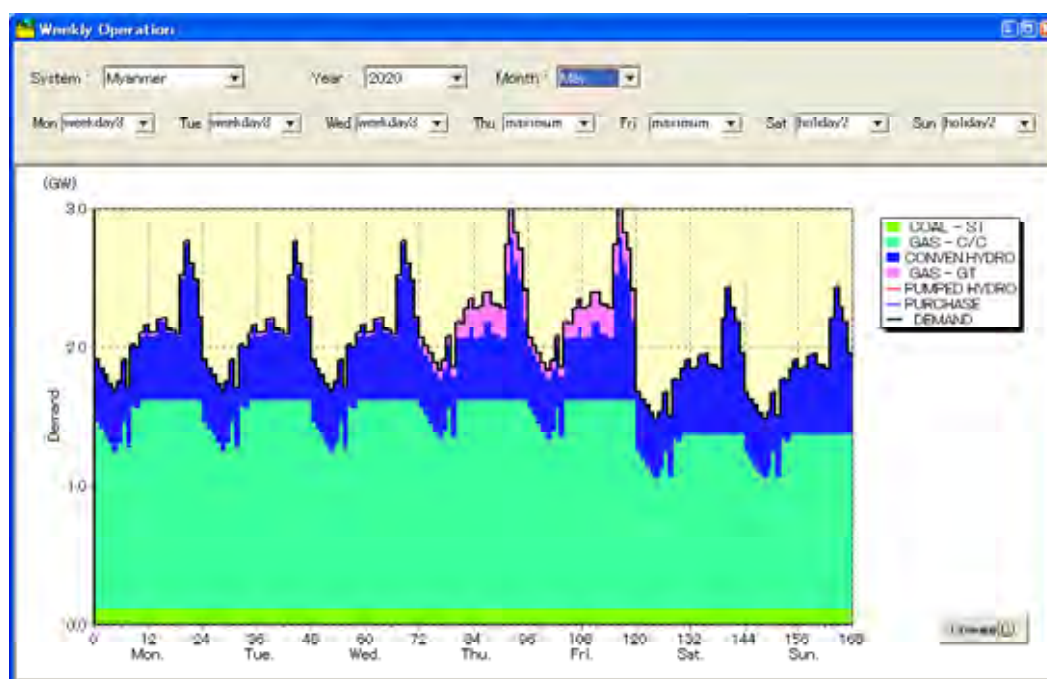


図 3.3.6-9 ベースシナリオ ミャンマー系統乾期の需給状況 (2020 年 5 月)

(2) シナリオ1_1

ベースシナリオにラオス中部系統およびラオス南部系統間90MWの連系を加えたシナリオ1_1の需給状況を以下に示す。発電電力量の構成と運用状況に関しては、ベースシナリオと変わりはない。しかし、ラオス南部系統では水力電源の溢水分を連系線を活用して送電することができるようになる。

ベースシナリオで示したように、ラオス北部系統では乾期にピーク供給力が不足する。ベースシナリオでは、ラオス北部系統はタイ東北部系統から74GWhの電力を輸入している。ラオス南部系統をラオス中部系統と連系することで、ラオス中部系統はラオス南部系統の供給力余剰分を得ることができるため、ラオス北部系統にピーク供給力を提供することが可能となる。この結果、ラオス北部系統のタイ東北部からの輸入量は37GWhに減少する。

(3) シナリオ2

ベースシナリオにベトナム中部系統とタイ東北部系統の連系を加えたシナリオ2の需給状況を以下に示す。発電電力量はベースシナリオに比べて逸水の減少および揚水動力の減少により814TWh、ガスの比率が37%から36%に低下し石炭の比率が44%に微増する。ベトナム南部系統で活用していたベトナム北部系統の水力電源を新たに加えた連系線を通じて、燃料費の高いタイ中南部系統に活用することによって、連系系統全体の経済効率が向上する。このため、ベトナム中部系統ならびにベトナム南部系統では火力電源の焚き増しが見られるが、それ以上にタイ中南部系統での焚き減らし効果大きい。

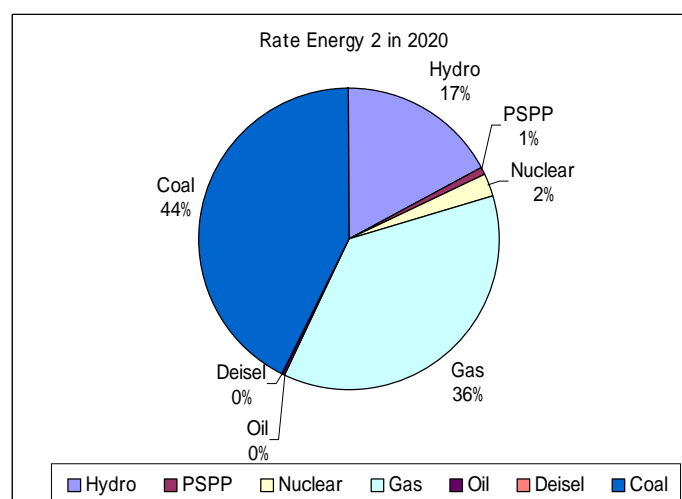


図 3.3.6-10 シナリオ 2 における発電電力量構成比率 (2020 年)

表 3.3.6-1 シナリオ 2 のベースシナリオからの発電電力量の変化

	2020	2											GWh	
	Purchase	Others	Hydro	PSPP	Nuclear	Gas	Oil	Deisel	Coal	Total	Pumping			
VN	-951	0	0	-1	0	0	0	0	0	951	950	-2		
VC	-2172	0	0	0	0	2203	-84	0	433	2552	0			
VS	-14613	0	0	-196	0	11210	70	0	3237	14322	-291			
LN	23	0	0	0	0	0	0	0	-22	-22	0			
LC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
LS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
C	483	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
TNE	135	0	0	0	0	-135	0	0	0	-134	0			
TCS	17098	0	0	-823	0	-17524	-10	0	0	-18356	-1259			
M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Total	3	0	0	-1020	0	-4246	-24	0	4599	-688	-1552			

シナリオ 2 における需給運用状況を図 3.3.5-11から図 3.3.5-13に示す。

ベトナム北部系統では、輸入炭を使用した石炭火力発電の焼き増しが見られる。ベトナム南部系統では、ガス火力の焼き増しが見られる。タイ中南部系統では、電力融通分が増加しガス火力の焼き減らしが見られる。

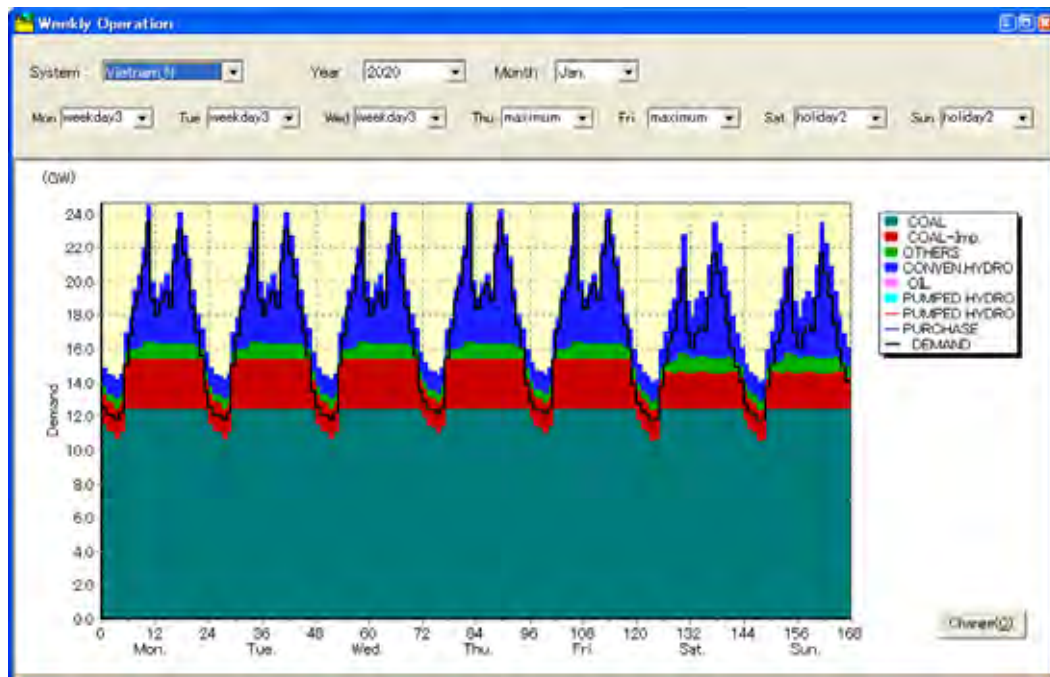


図 3.3.6-11 シナリオ 2 ベトナム北部系統乾期の需給状況（2020 年 5 月）

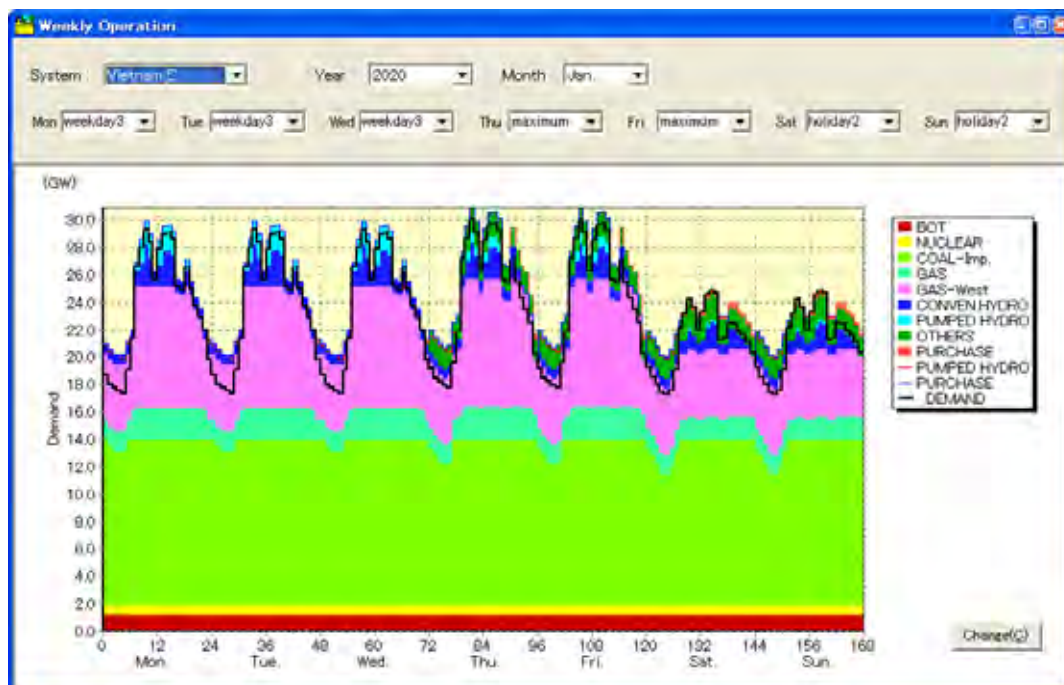


図 3.3.6-12 シナリオ 2 ベトナム南部系統乾期の需給状況（2020 年 5 月）

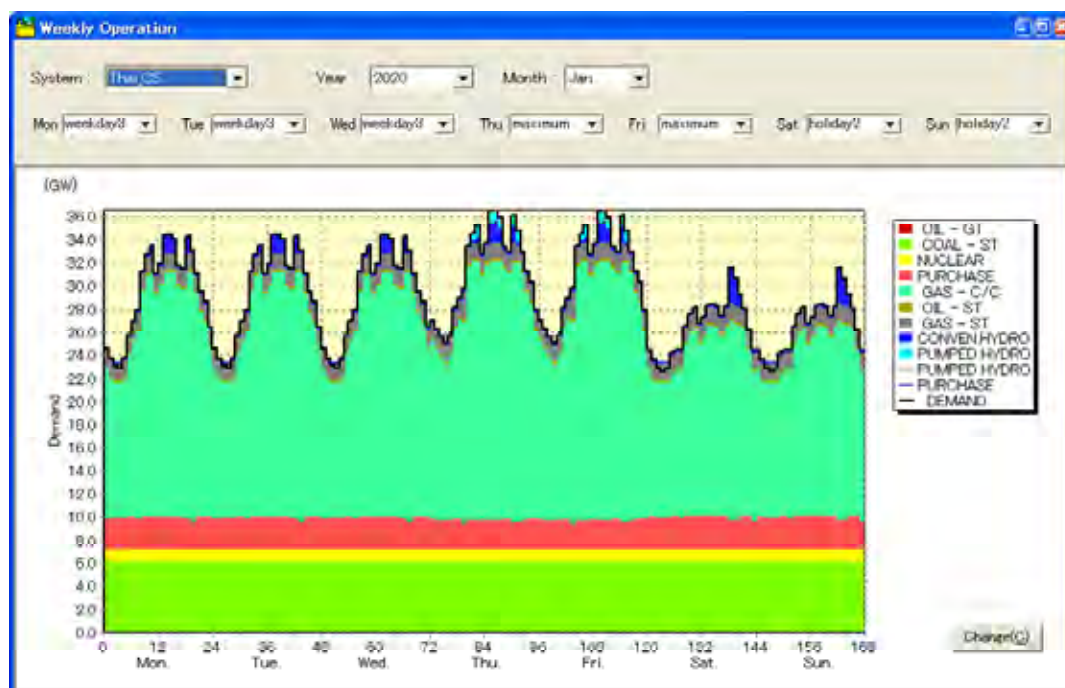


図 3.3.6-13 シナリオ 2 タイ中南部系統乾期の需給状況（2020 年 5 月）

(4) シナリオ 3

ベースシナリオにベトナム北部系統とタイ中南部系統の連系を加えたシナリオ 3 の需給状況を以下に示す。シナリオ 2 と同様に、発電電力量はベースシナリオに比べて逸水の減少および揚水動力の減少により 814TWh、ガスの比率が 37% から 36% に低下し石炭の比率が 44% に微増する。ベトナム南部系統で活用していたベトナム北部系統の水力電源を新たに加えた連系線を通じて、燃料費の高いタイ中南部系統に活用することによって、連系系統全体の経済効率が向上する。このため、ベトナム中部系統ならびにベトナム南部系統では火力電源の焚き増しが見られるが、それ以上にタイ中南部系統での焚き減らし効果大きい。

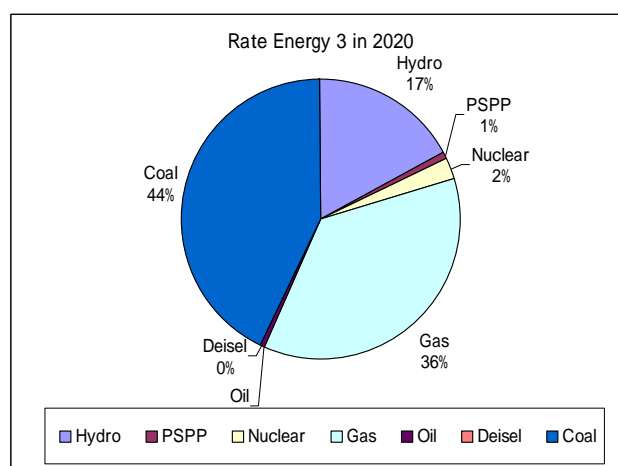


図 3.3.6-14 シナリオ 3 における発電電力量構成比率（2020 年）

表 3.3.6-2 シナリオ 3 のベースシナリオからの発電電力量の変化

2020	3	GWh									
	Purchase	Others	Hydro	PSPP	Nuclear	Gas	Oil	Deisel	Coal	Total	Pumping
VN	-6916	0	0	-222	0	0	0	0	6805	6584	-332
VC	-685	0	0	0	0	1210	-96	0	-51	1063	0
VS	-10241	0	0	-52	0	9490	70	0	664	10172	-68
LN	24	0	0	0	0	0	0	0	-24	-24	0
LC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C	479	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TNE	64	0	0	0	0	-87	0	0	0	-87	0
TCS	17276	0	0	-799	0	-17689	-9	0	0	-18497	-1222
M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1	0	0	-1073	0	-7076	-35	0	7394	-789	-1622

シナリオ 3 における需給運用状況を図 3.3.5-15から図 3.3.5-17に示す。

シナリオ 2 と同様に、ベトナム北部系統では、輸入炭を使用した石炭火力発電の焼き増しが見られる。ベトナム南部系統では、ガス火力の焼き増しが見られる。タイ中南部系統では、電力融通分が増加しガス火力の焼き減らしが見られる。

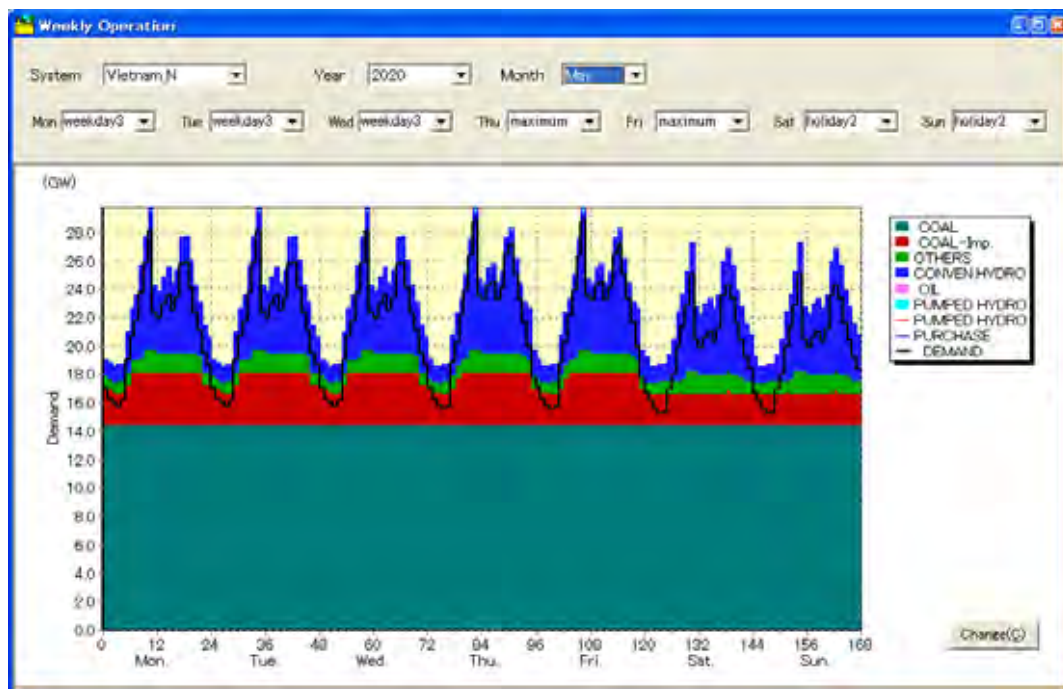


図 3.3.6-15 シナリオ 3 ベトナム北部系統乾期の需給状況（2020 年 5 月）

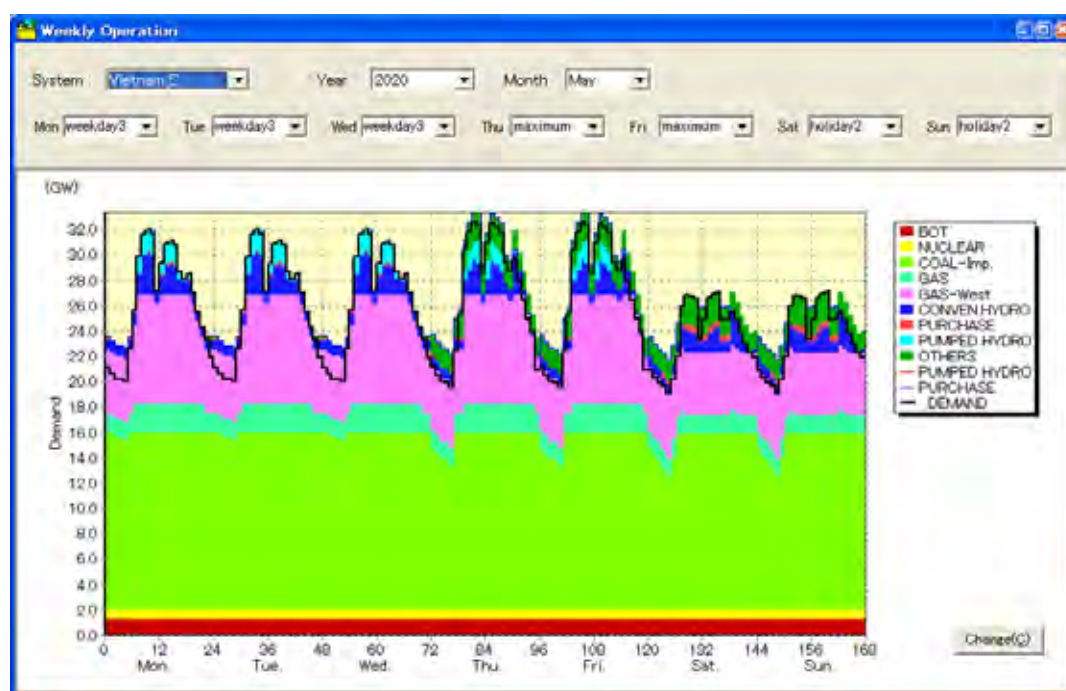


図 3.3.6-16 シナリオ 3 ベトナム南部系統乾期の需給状況（2020 年 5 月）

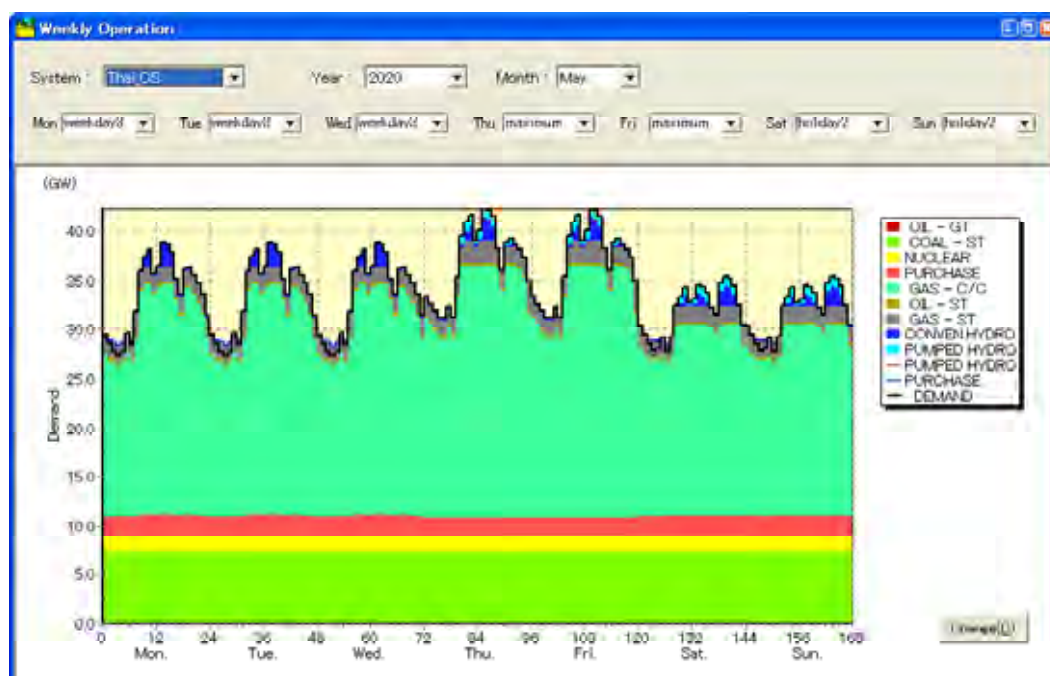


図 3.3.6-17 シナリオ 3 タイ中南部系統乾期の需給状況（2020 年 5 月）

(5) シナリオ 4

ミャンマー系統とタイ中南部系統を連系したシナリオの需給状況を図 3.3.5-18に示す。

ピーク供給力をタイ中南部系統から輸入し、乾期の供給力不足を補填している。タイ中南部系統は燃料費が高いため、経済融通は行われない。

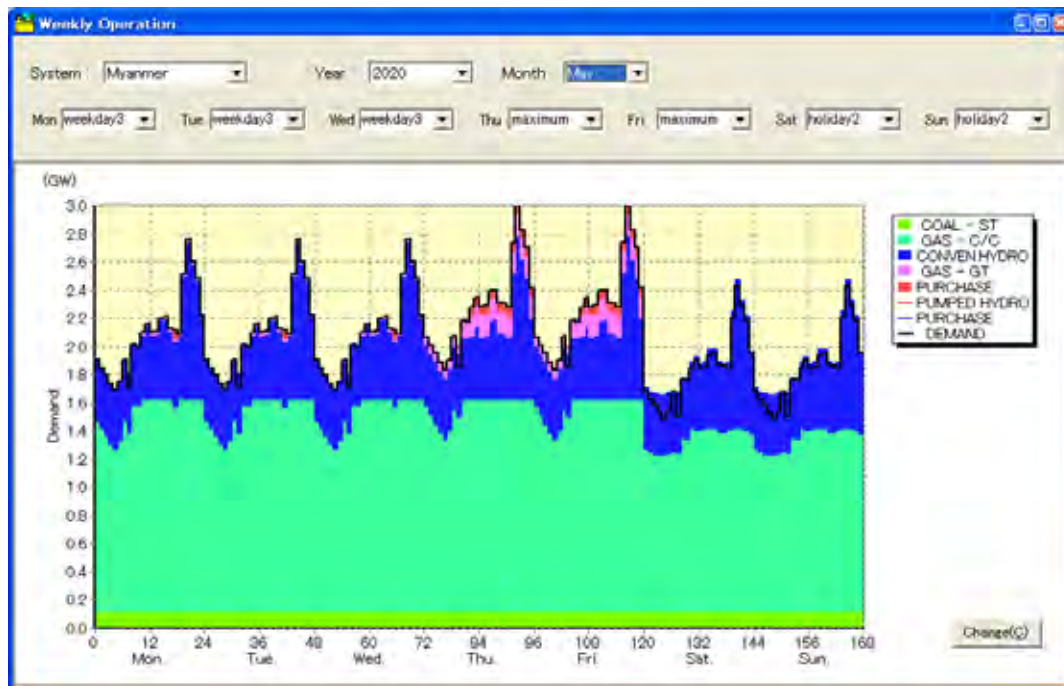


図 3.3.6-18 シナリオ 4 ミャンマー系統乾期の需給状況 (2020 年 5 月)

(6) シナリオ 2_3

ベトナム中部系統とタイ東北部を連系するシナリオ 2 およびベトナム北部系統とタイ中南部系統を連系するシナリオ 3 を合わせたものがシナリオ 2_3 である。

シナリオ 2_3 での需給状況はシナリオ 2 およびシナリオ 3 と同様に、発電電力量はベースシナリオに比べて逸水の減少および揚水動力の減少により 813TWh、ガスの比率が 37% から 35% に低下し石炭の比率が 45% に微増する。ベトナム南部系統で活用していたベトナム北部系統の水力電源を新たに加えた連系線を通じて、燃料費の高いタイ中南部系統に活用することによって、連系系統全体の経済効率が向上する。このため、ベトナム中部系統ならびにベトナム南部系統では火力電源の焼き増しが見られるが、それ以上にタイ中南部系統での焼き減らし効果が大きい。連系線が二重となることで、この焼き減らし効果もほぼ二重になる。

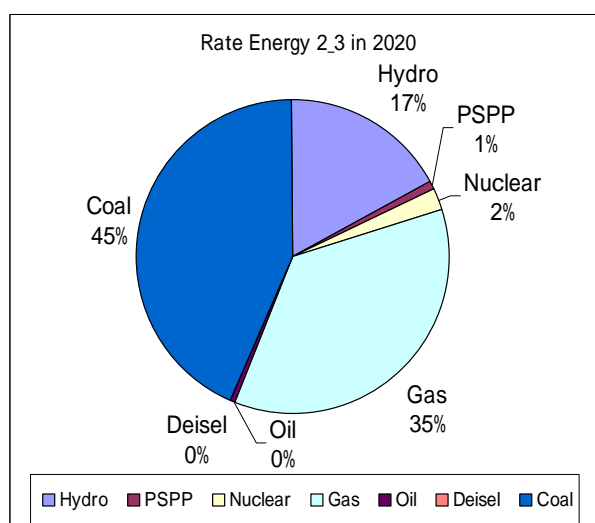


図 3.3.6-19 シナリオ 2_3 における発電電力量構成比率 (2020 年)

表 3.3.6-3 シナリオ 2_3 のベースシナリオからの発電電力量の変化

2020 2 3										GWh		
	Purchase	Others	Hydro	PSPP	Nuclear	Gas	Oil	Deisel	Coal	Total	Pumping	
VN	-9013	0	0	-210	0	0	0	2	0	8904	8699	-314
VC	-2344	0	0	0	0	2424	-68	0	0	367	2723	0
VS	-20409	0	0	-492	0	16770	295	0	0	3120	19694	-715
LN	118	0	0	0	0	0	0	0	0	-149	-149	0
LC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C	616	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TNE	157	0	0	0	0	-158	0	0	0	-157	-157	0
TCS	30876	0	0	-1173	0	-31468	-6	0	0	-32645	-1768	-1768
M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0
Total	1	0	0	-1875	0	-12432	223	0	12242	-1836	-2797	

シナリオ 2_3 の需給状況を図 3.3.5-20から図 3.3.5-23に示す。

ベトナム北部系統では、輸入炭を使用した石炭火力発電の焼き増しが見られる。ベトナム南部系統では、ガス火力の焼き増しが見られる。タイ中南部系統では、電力融通分が増加しガス火力の焼き減らしが見られる。乾期においても、タイ東北系統でのオフピーク時の水力余剰の活用によるガス火力の焼き減らしが見られる。

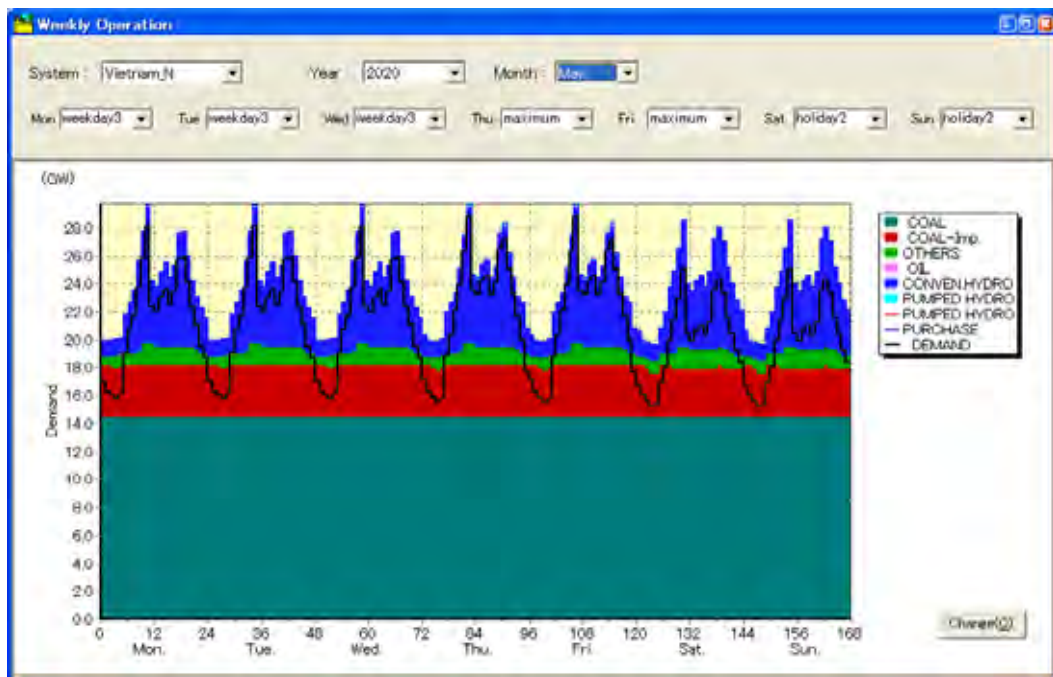


図 3.3.6-20 シナリオ 2_3 ベトナム北部系統乾期の需給状況（2020 年 5 月）

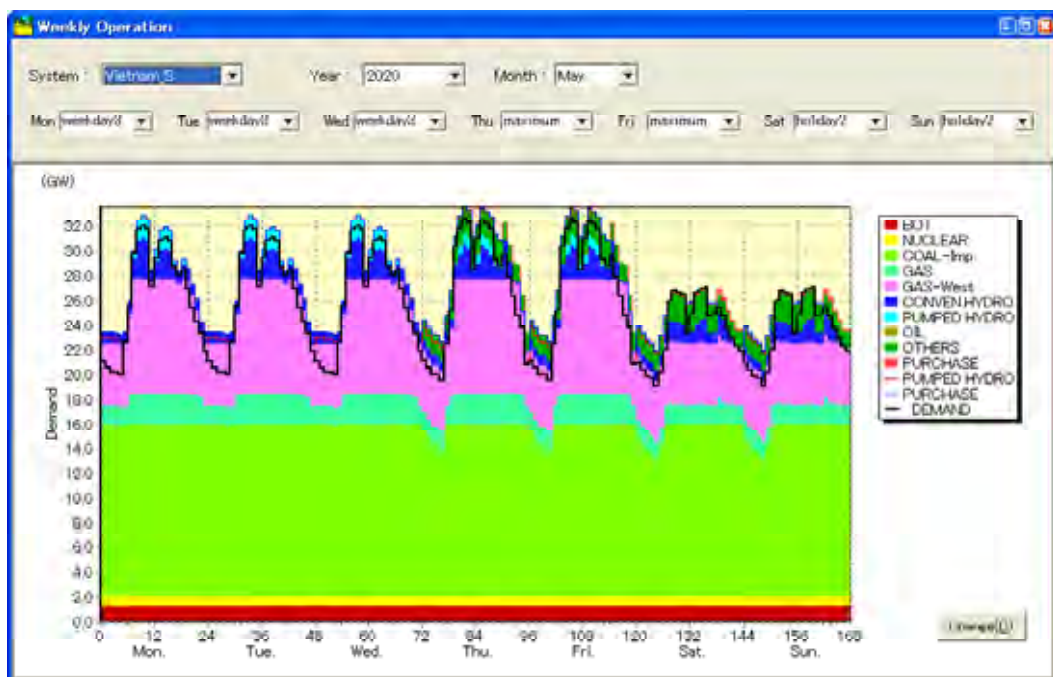


図 3.3.6-21 シナリオ 2_3 ベトナム南部系統乾期の需給状況（2020 年 5 月）

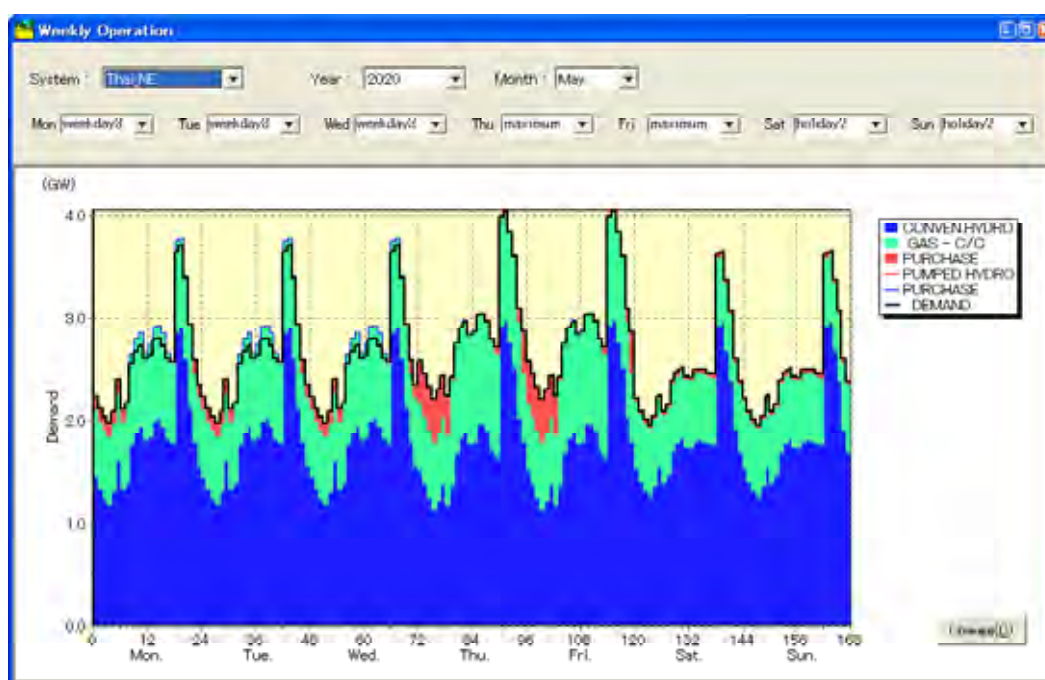


図 3.3.6-22 シナリオ 2_3 タイ東北部系統乾期の需給状況 (2020 年 5 月)

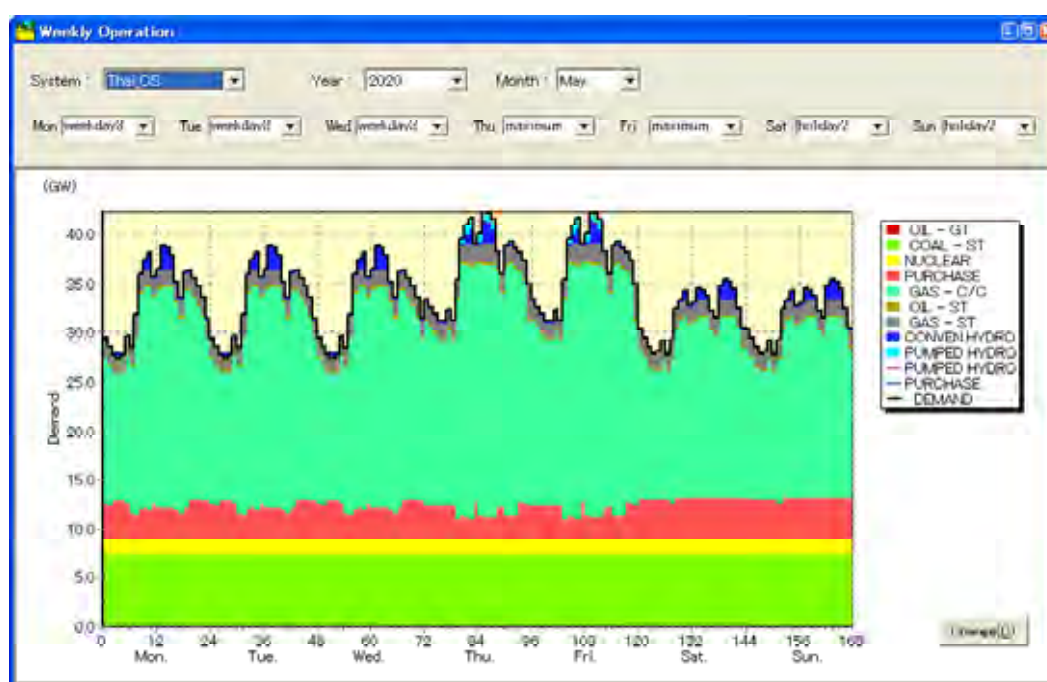


図 3.3.6-23 シナリオ 2_3 タイ中南部系統乾期の需給状況 (2020 年 5 月)

3.3.7 効果的なインドシナ域内電力連系シナリオ

各国の電力開発計画に基づくベースシナリオと実現の可能性の比較的大きい4つのシナリオについて、2020年断面で需給運用シミュレーションを実施し、年間の燃料費の比較を行った。

その結果、検討した全てのシナリオに連系による年間の燃料費削減効果が認められた。そして、ベトナム中部系統とタイ東北部系統を連系するシナリオ2、およびベトナム北部系統とタイ中南部系統を連系するシナリオ3の連系効果が最も高いことが分かった。これは、ベトナム北部系統および中部系統における豊富な水力電源による燃料費削減効果が、ガス火力電源中心でかつ需要規模の大きいタイ中南部系統で活用されることで、連系系統全体の経済効率が向上するためである。このようにガス火力電源の割合の高いタイ系統は水力電源および石炭電源を導入することで経済効果が高いことが分かる。

これらを考慮して効果的なインドシナ域内電力連系シナリオとして以下を選択する。

- ❖ シナリオ2：ベトナム中部系統とタイ東北部系統を連系する
- ❖ シナリオ3：ベトナム北部系統とタイ中南部系統を連系する

参考として、水力および石炭電源の潜在開発量の大きいと考えられる中国雲南省と隣接するタイ中南部系統の連系とベトナム北部系統との連系をシナリオ5とした。シナリオ5については中国雲南省のデータは南方電網の年次報告書ならびに既存の世銀、ADBの報告書から類推したものを使用した。

シナリオ2、3と同様に、雲南省にある水力および石炭電源の余力をタイ系統ならびにベトナム系統で活用することで、連系系統の経済効率が向上する。

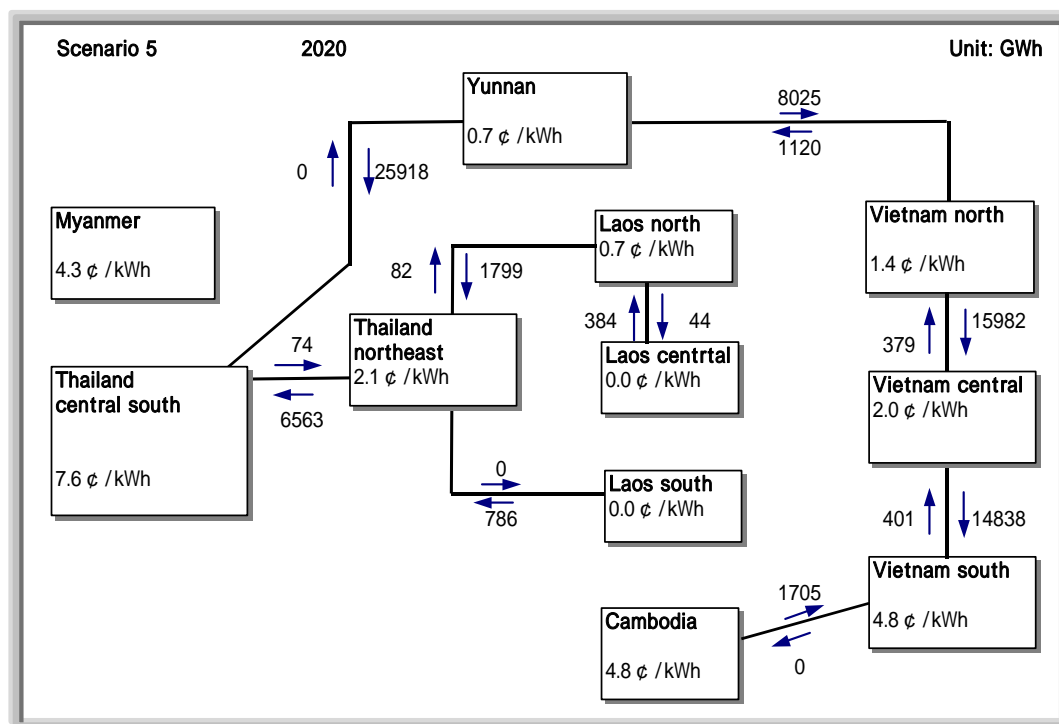


図 3.3.7-1 2020年 タイ、雲南省、ベトナム連系シナリオの融通電力量と年平均燃料費

第4章 インドシナ地域電力セクター域内協力プログラム案の検討

4.1 効果的な域内連系プランの提言

インドシナ地域 5 カ国の系統連系による効果を供給信頼度面および燃料費削減面から定量的に評価した。各国の開発計画に基づき 2020 年断面での効果を供給予備力の削減量と年間の燃料費削減量として、需給シミュレーションなどにより算出した。その結果、総ての連系プロジェクトに効果が確認され、特にタイ系統とベトナム系統を連系するプロジェクトに連系効果が大きいことが確認された。効果の大きいと思われる連系プロジェクトは以下のとおり。

4.1.1 タイ - ラオス - ベトナム連系線

本検討の対象地域の中で系統規模の大きなタイ系統とベトナム系統の連系について、現状の開発計画ならびにラオス国内での輸出用電源開発計画の動向より、2つの連系シナリオについて検討を行った。一つは、ベトナム北部系統とタイ中南部系統を連系する計画、もう一つは、ベトナム南部系統とタイ東北部とを連系する計画である。

現状では、ベトナム・カンボジア地域とタイ・ラオス地域との連系が全くない。ベトナム中部地域とタイ東北部地域間を連系することにより、大きな2地域間が連系され、相互に供給力の余力を活用して他の地域に電力を応援融通することが可能となる。このため、連系容量が 800MW 程度までは大きな供給予備力の削減効果がある。

また、2020 年断面での連系系統全体での燃料費削減効果としては、ベトナム北部系統とタイ中南部系統を連系する計画で年間 553MUSD の削減、ベトナム中部系統を経由して南部系統とタイ東北部を連系する計画では年間 303MUSD の削減が見込まれる。

電氣的に常時連系し、同期した状況で運用を実施すると、各系統の事故時に相互に影響を受ける。このため、系統間の供給信頼度に大きな差がある場合には、大きなメリットが期待できても、なかなか合意に達しないことが考えられる。その対策として、直流を介した連系や一部の発電機を両方の系統に接続可能な系統構成を構築するなどが考えられる。

4.1.2 タイ - ミャンマー連系線

現状では、タイ中南部地域とミャンマー地域間の連系がないため、ミャンマー地域は完全な独立地域になっている。タイ中南部地域とミャンマー地域間を連系することにより、ミャンマー地域は他の地域と連系することになり、供給力不足時にタイ中南部地域から電力を応援融通してもらうことが可能となる。このため、連系容量が 800MW 程度までは大きな供給予備力の削減効果がある。また、燃料費削減面からもミャンマーの雨期に於ける水力発電の余力をタイ系統で活用できるため、2020 年断面の連系系統全体で 41MUSD の年間燃料費の削減効果がある。地域毎に見てみると、ミャンマー地域における供給予備力の削減効果が顕著である。

4.1.3 タイ - 中国雲南省 - ベトナム連系線

大規模需要のあるタイ中南部とベトナム北部系統を、潜在開発量は不明であるが水力発電余力があると考えられる中国雲南省系統とを連系すると燃料費削減の効果は大きいと考えられる。中国雲南省のデータを収集・整理して詳細に検討する価値はあると考えられる。

4.2 電力セクター域内協力の方向性

4.2.1 インドシナ地域電力セクターの課題

前述の第2章、第3章において、インドシナ地域各国の電力セクターの現状と課題について、各国電力関係者からのインタビューによる各国の開発状況、地域協力の状況および既存報告書やGMS会議での情報により考察した。各国電力セクターの状況の考察および域内協力の円滑かつ効率的な実施の観点から、インドシナ地域の電力セクター協力の課題として以下が挙げられる。

- ❖ 北部山間部の包蔵水力の開発と有効活用
- ❖ 域内協力プロジェクト便益の適正配分
- ❖ 供給信頼度および系統信頼度の向上
- ❖ 各電源プロジェクト共通送電線としての連系線開発
- ❖ ドナー間協調による共同開発プロジェクトの促進と監視

これらの視点を考慮し、インドシナ地域電力セクター域内協力の方向性を確認していくこととする。

4.2.2 電力セクター域内協力の方向性の確認

インドシナ地域5カ国の電力セクターを対象とした域内協力案件は、各国の政治・経済・社会状況、電力需要及び日負荷曲線、未開発の水力資源を含む一次エネルギーの賦存状況および電力設備開発の進捗を勘案して策定されなければならない。日本の援助方針や関与を強める中国、ロシアの動向およびADBが主導するGMS支援の現状を考慮する必要もある。本節では、これらの視点から、インドシナ地域電力セクターの課題について更に考察を行い、電力セクター域内協力の方向性を確認する。

北部山間部の包蔵水力の開発と有効活用により、域内の燃料費が削減され発電コストの削減が可能となる。この水力開発を行うに当たっては、留意すべき課題もある。

水力開発地域と需要地との距離が離れているため、送電費を含めた建設費が需要地系統の回避可能原価を上回るものが多い。近年の原油の高騰により、これら水力潜在地点の経済的優位性が向上し開発が促進されている。

多くの水力プロジェクトはタイやベトナムが自国の需要へ供給するために、隣国へ投資するものであるが、最近では中国およびロシアが急速に発展する経済力を背景にインドシナ地域の水力開発に進出するケースが増加している。国際河川であるメコン川の開発のような大規模開発に進出する例が見られ、これら大規模電源のFSが開始されている。これら開発プロジェクトに対し、河川流域、特に下流への影響を考慮した開発となるように指導監視する必要がある。ラオスにおいては、河川の管理体制が確立されていない。管理体制の整備と共に大規模水力開発プロジェクトへ発電からの視点だけでなく、治水、灌漑などの視点から最適な開発、運用となるように調整する能力を早急に創設する必要がある。具体的には、環境

社会影響への配慮がされていない電源を連系系統に接続させないようなルールと国際的な合意をドナーおよび関係国間で形成することが考えられる。世界銀行および ADB 主導による IPP を集めて送電する連系設備の構想が進められており、この議論に参加し技術協力分野で貢献していくことが現実的であると思われる。

各国の開発計画に基づく需給シミュレーション結果に示されているように、2020 年断面では水力電源からの雨期の余剰電力は、ベトナムおよびタイの需要に吸収される形で有効に活用される。開発計画に基づく水力開発が遅延する場合には代替電源として、石炭およびガスの使用量が増加するため燃料費負担が増加する。また、中国雲南省、ミャンマーにおける水力発電の潜在的な開発可能量は不明だが、これらをタイ中央部およびベトナム南部の需要に活用できると更に経済性が高まる。水力電源の開発が燃料費抑制の効果を生む一方、水力電源の比率の高いベトナム北部、ラオス北部およびタイ北東部においては乾期に供給力が不足する傾向が見られる。乾期の供給力確保策として火力電源の導入または連系線による電力融通を検討する必要がある。この水力電源の活用ならびに乾期の供給力不足対応にも連系送電線の建設が必要であり、その有効な連系プロジェクトの多くがラオス国内を通過する。

電力セクターの域内協力プロジェクトを効果的に進めるために、プロジェクトの便益が参加する各国に適正に配分される必要がある。このためには、各国の系統での供給信頼度および系統信頼度の向上を進めることが有効である。各国の電源開発を着実に実施すると共に、輸出用の電源からも適正に権利分を使用するための施設を整備する必要がある。また、電源を効率的に送電するための系統整備も着実に進めていく必要がある。系統整備を進める場合には、大規模な電源開発や大規模な地域開発や鉱山開発への供給に対応できるフレキシビリティのある系統計画を策定することが重要である。そのためには、電源の開発計画および需要の動静を考慮した長期的な供給計画の策定と毎年の見直し（ローリングプラン）が欠かせない。ローリングプランの策定には、最新の需要および運転実績データの反映、需給運用の見通しと系統の潮流状況を解析する能力が要求される。そのためには、膨大な情報（データ）を効率的に処理する給電システム（SCADA）の導入や解析技術の向上と継続的なローリングプラン策定のための体制整備を行う必要がある。

また、連系送電線プロジェクトを輸出用電源の共通の送電線プロジェクトとして捉えれば、電源のコストが削減され開発促進の一助となりうる。この連系送電線プロジェクトをドナー間協調により実施することで、この送電線に接続する IPP 電源に対する環境社会影響への対象国政府および MRC による監視への支援を効果的に行える可能性がある。

したがって、インドシナ電力セクター域内協力としては以下の方針で臨むことが効果的であると考えられる。

- ❖ 各国の開発計画の円滑な実施を資金面、および体制整備および能力向上のための技術協力面から個別に支援
- ❖ GMS などの既存の枠組みを活用したドナー間の協調による域内協力プロジェクトへ参画、特に技術協力面からの貢献

4.3 インドシナ域内電力セクター協力プログラム案の提案

これまでに明らかになった、インドシナ域内電力セクターの課題と協力の方向性に基づき、インドシナ域内電力セクター協力プログラム案を提案する。

4.3.1 目 標

(1) 目 標

インドシナ域内電力セクターにおいて、電力開発が着実に実施され、設備が連系系統内で各国の協調に基づき経済運用される。

(2) 外部条件

インドシナ域内において、域内協力への各国の政策スタンスが維持される。

4.3.2 成 果

目標達成のために必要な、成果を以下に示す。

- (1) 技術基準・ガイドラインに基づく設備運用・維持管理が行える。
- (2) 域内での連系設備の開発・運転・維持管理のための技術基準・ガイドラインが設定される。
- (3) 各国が自立的に計画基準を満たす設備形成が行える。
- (4) 各国が適切な開発計画の立案能力を持つ。
- (5) 各国が電力開発による環境社会への影響を最小化する能力を備える
- (6) 外部条件：各国政府の主導により、国民の立場に立った電源開発、送变电設備整備に関する政策策定および実施の基本ルールが堅持される。

4.4 具体的な電力セクター域内協力プロジェクトの提案

調査団が提案したインドシナ電力セクター域内協力のプログラム案の目標、成果の達成のために、各国の電力セクターの現状、課題に応じて、各国において優先的に実施すべき具体的なプロジェクトについて提案を行う。

4.4.1 各国開発計画の実施への支援

インドシナ電力セクター域内協力のプログラム案成果の(3)から(5)実現のための具体的な協力プロジェクトを国別に提案する。プログラム案成果の(1)から(2)に関しては、現在 GMS の RPTCC 内で検討中である。提案順序は、調査時に先方より協力依頼のあったもの、および緊急性があると調査団が判断したものから提案した。提案するプロジェクトは、案件仮称(スキーム、カウンターパートに想定される機関)の順に示す。名称に続いて案件概要の説明を記載した。個別プロジェクトの具体的な TOR は、今後日本側の実施可能性(予算、支援団体の確保など)を勘案しつつ、先方機関と協議調整の上確定していく必要がある。

(1) カンボジア

開発計画に記載のある電源および基幹送電線に関しては、既に資金調達およびBOTによる開発が決定している。今後は、建設された設備の維持管理をEDCが行って行く。しかし、EDCは現状では配電設備の建設維持管理を行った経験は有しているが高圧の送変電設備を維持管理するのは初めての経験である。また、送電設備の整備によって整備された地域の電力供給状況も変化する。そこで、電力セクターでの協力案件として、以下を提案する。

送配電の運用・保守能力向上（技プロ・研修、EDC）

今年2008年中にプノンペンの送電線増強およびベトナムからの電力輸入送電線が完成する。その後も送電線の建設が急速に実施される予定である。今まで送電線をほとんど持たなかったカンボジアでは、送電線の保守・運用能力を高めることが喫緊の課題である。人材育成と保守用機材の必要性から、技術協力プロジェクトとして保守用機材の供与も含めた人材育成案件として、「送電線の運用・保守にかかわる技術協力プロジェクト」を提案する。プロジェクトには2008年に完成する給電指令所での系統運用に関する人材育成も含むものとし、2008年度中の実施決定、2009年度前半からの実施案件とする。実施にあたっては、実施拠点としてEDCの訓練施設の活用、また、ベトナムおよびラオスの訓練センターを活用した第3国研修も提案する。

電力技術基準促進支援(技プロ・専門家派遣・研修、EAC)

電力設備開発が外国資本により行われる現状に鑑み、特に、建設中および運転開始後に設備設計および環境社会影響評価に基づく取り決め、およびカンボジア国の基準に照らして問題が無いか監視していく必要がある。特に、メコン川本流の大型水力開発、シアヌークビルの石炭火力発電所における環境対策が技術的に適切に実施されることを確認していく必要がある。

系統延長による地方中核都市および周辺地域の地方電化計画（開発調査、EDC）

送電線の延伸により、地方都市およびその周辺地域の電力供給の状況が一変する。安い電力料金での電力供給が可能となることから、その地域への電力供給を加速させることができる。送電線により連系される地方都市とその周辺地域の地方電化を組み合わせ「系統延長による地方中核都市および周辺地域の地方電化計画」を提案する。ここでは、地方電化も系統延長による電化に焦点を絞り、再生可能エネルギーなどによる分散型電化は対象としない。再生可能エネルギー分野の案件を行う場合は、別案件として、世銀など他ドナーとの協調案件として実施する。対象とする地方都市は送電線より受電を開始した、または、近々開始する地方中核都市を狙い撃ちで決めればよく、特に日本との関係の深いTakeoやSiem Reapなどが日本の貢献を示すのに効果的と考える。スケジュールとしては2008年度の実施決定、2009年度後半から調査開始、2011年度前半に調査終了で、平行して円借款をプロモートし、2012年度前半に実施のためのLA調印が最も早いケースとして考えられる。

広域ブノンペン電力供給マスタープラン調査（開発調査、EDC）

カンボジア最大の電力消費地はやはりブノンペンであり、開発計画プログラムの中でもブノンペン地区の送変電増強計画が含まれている。1993年に日本の支援で行われたブノンペン市電力復興計画調査の後継案件として、「広域ブノンペン市電力供給マスタープラン調査」を提案する。今後20年先までの需要増加に耐えられる送配電網のマスタープランとする。スケジュールは、2009年度中に調査実施の決定、2010年度後半に調査開始、2012年度中ごろ調査終了、調査と平行して円借款をアレンジし、2013年度頃にLAが最速のスケジュールである。

(2) ラオス

インドシナ電力セクターの域内協力を考える場合に、重要な位置を占めるのはラオスである。豊富な水力資源を持ち、タイとベトナムの大規模需要地の中間に位置する。ラオス国内のメコン川本流の隣国による開発も計画されている。また、ラオスの北に位置する中国雲南省の水力電源をタイの需要に送電する場合に、ラオス国内を通過することも計画されている。一方、国内の鉱山開発、ガゼンメントを中心とした工場進出などにより国内需要も大きく伸びることが想定されている。国内系統の整備による開発電源の効果的な供給も必要である。南部地域に開発される水力電源を中部へ供給することにより、乾期においてタイから輸入する電力量の削減も期待されている。このような状況を勘案して、ラオス国の電力セクターへの協力案件として以下を提案する。

中南部送電線MP/FSおよび実施（開発調査・有償・無償資金協力、DOE）

ビエンチャン市供給系統FSおよび実施（開発調査・有償・無償資金協力、EdL）

ラオス国内向けの開発計画として、北部地域はナンマン3、ナムリク水力電源が中国の支援により開発または開発中である。中部南部に関しては石炭の埋蔵量調査がタイ、ベトナムおよび中国の支援で開始されており、この石炭の電力への活用が期待されている。また、ラオス国内の鉱山資源に関しても中国、オーストラリアの開発資本が調査を行っており、これら鉱山開発に伴う電力供給の要請もラオス政府になされている。しかし、これら他国による開発計画は、ラオス国の開発計画の優先順位に従うものばかりではない。鉱山開発に関しては規模の大きなものが多く、また、調査途中の計画がほとんどであるため希望する供給電力の変動が大きい。鉱山開発への電力供給用として、現在のラオス系統の数倍に相当するような莫大な供給申し込みもある。ラオスの自国需要に対して、あまりに規模の大きな供給の要請に関しては、電源および系統の整備に自国系統からの電気料金収入規模を大きく超える初期投資費用が必要であり、EdLの信用能力を大きく超えている。このような大規模な需要に対しては、開発者に電力開発費用を含めて予め負担させるよう規制をかけることも必要である。

このような大規模な計画でないものに対しては、電源開発および需要への供給能力の確保の観点から、フレキシブルな系統整備が必要である。このためには、鉱山資源賦存可能性を含めた将来の大規模需要および電源開発可能性を織り込んだシナリオを用意し、

長期電力開発構想を策定する必要がある。この長期構想シナリオとして、「ラオス中南部送電線MP/FS」(ケンコック - バンジャンサイ間送電線、サバナケット、サラバン、チャンパサックおよびアタプー地域の需給バランスと系統構成の検討、サバナケット - パクセ間連系線FS、セポン - ベトナム中部間連系FS) および「ビエンチャン市供給系統FS」(首都およびビエンチャン地域供給長期構想)の検討が有効である。

水力開発における河川管理と環境社会影響の最小化能力向上(短期専門家派遣、DOE)

昨年からの石油高騰および新興国での経済発展を背景に、中国、ロシアのインドシナ地域への進出が促進されている。特に、ラオスにおいてはタイ向けの輸出電源としてナムテン 2、ナムグム 2,3、ナムニエップ、ベトナム向けの輸出電源としてセカマン 1,3 の水力電源開発が行われている。更に、メコン川本流の開発に向けて3つのプロジェクトのFSが、昨年末タイ、ベトナム、中国の資本により開始されている。これらはIPPの形でEGATおよびEVNとPPAを締結し運用される。民間資本による大規模開発に対しては、適正な便益をラオス国民に裨益するため制度設計の課題もあるが、ラオス政府による開発条件規制の整備、特に社会環境影響への補償責任の明確化が行われる必要がある。これら、水力発電所は大規模なものが多く、特に雨期に運用を河川一体で行わないと最悪の場合下流域への洪水被害が生じる可能性がある。しかし、IPPは当然のことながら、自らが所有する発電所における発電電力量の最大化を目指して運用を実施するため、洪水調節が可能な池容量は保持しないことが考えられる。現在のところ、ラオス政府内で輸出用IPP水力発電の管理を含む河川運用の管轄は定まっていない。しかし、現在メコン本流の開発が進行していることを考慮すると早急に(Concession Agreement締結前に)ラオス政府内に河川運用の管理組織を設立し、洪水調節などの河川管理に関するルールを確定する必要がある。電力開発を管轄している鉱山エネルギー省も河川一括運用の必要性は認識しており、日本政府による本分野の協力への期待が示されている。これに対して、現在派遣中の長期専門家に関連した短期専門家派遣および調査団として河川管理の専門家を派遣し、問題点と規制当局として整備すべき点の整理を行うことを提案する。

日本政府(国土交通省、自治体、電力のダム管理者)の河川管理、特に治水の経験が役立てる分野である。

石炭火力発電所運営管理および環境社会影響最小化能力向上(短期専門家派遣・研修、DOE)

2015年に、ラオス国内としては、初めての大型火力発電所、Hong Sa Lignite(1800MW)が建設される。MEM、DOEはラオスの電力設備を最終的に監督する立場にあるものの、ラオス国内の大型発電所は現在すべて水力であるため、火力発電所を監督するスキルは皆無であり、また、ラオス政府として具備すべき火力発電所の規定・基準類は存在しない。このため、MEM、DOEに対して、火力発電所の管轄方法や、特に大型石炭火力運営管理、設備安全管理および環境社会影響の最小化に資する規定・基準類の整備に関する研修・技術支援への協力がDOEより喫緊の課題として表明された。これに対して、現在派遣中の長期専門家に関連した短期専門家派遣および調査団として石炭火力専門家を派遣し、問題点と規制当局として整備すべき点の整理を行うことを提案する。

日本におけるクリーンコールテクノロジーおよび脱硫脱硝技術が活用可能な分野である。

ラオス 500kV系統基本構想の検討：IPP開発促進のためのコレクター変電所（インドシナ電力ハイウエー構想）（開発調査、DOE・EdL）

ラオス国内向け系統運用技術支援（研修、EdL）

電源の輸出のためには大容量の送電設備が不可欠であり、単体のプロジェクトで負担するには規模距離の面から経済的に現実的でないことが多い。輸出用電源はタイ系統およびベトナム系統への輸出を行うことが目的であり、連系送電線を経済的に建設することが開発者および電力輸入者の利益にも適う。IPPの開発が想定される地域に輸出用の連系送電線を一括で開発し、送電線の建設費負担をIPP開発者から軽減すると共に、輸出先系統運営者のEGAT、EVNとの協力関係を築くことができる。ラオス国内の輸出用IPP電源の開発による便益をラオス国民に裨益させ適切に分配する観点から、ラオス政府による規制ならびに監視として、税制やロイヤリティーの制度化、および政府のプロジェクトへの関与方法と信用保証方針の明確化などを行う必要性がある。輸出先であるタイ系統ならびベトナム系統に接続するための大容量送電線を周辺の電源開発可能量に照らして規模を設定し、建設および運転管理をラオス政府が主体的に行うことでIPP開発への関与（水力発電の運用管理、PPA交渉）ができる。連系送電線の建設IPP開発促進のためのコレクター変電所の建設をインドシナ電力ハイウエー構想として整備することを提案する。

また、このインドシナ電力ハイウエー構想に関連するIPPを集めて需要系統に送電する500kV変電所としては、ラオス北部ではナボン変電所がEGATの設計協力で、ADBの資金協力により建設される。また、南部ではバンソク変電所がWBおよびADBの資金協力での建設が予定されている。しかし、資金の総てがWBおよびADBにより提供される訳ではない。このため、EdLまたはラオス政府による資金調達が必要となり、信用力確保とプロジェクトの効率的な実施を行うための、制度・体制・能力の向上が欠かせない。

これら変電所は、当初はラオス系統に接続しないが、運用はEdLが行うことが想定される。EdLは500kV変電所を運転した経験がない。また、輸出水力電源のPPAによる運用と水系運用の整合を取りつつ、託送のリスク（託送電力の補償問題）を低減させた運用を行うために、運用の能力をEdLに構築することが必要である。また、バンハット変電所からカンボジアのストウンテン変電所に供給する送電線も世銀の支援を受けて進行中であり、この送電線がタイの系統とも連系することから、EdLにおける送電線の運用能力向上は急務である。

日本における電力の広域運営の経験が、連系設備の適正な便益配分と費用負担および適切な設備運用のあり方を検討する際に有効に活用できる。

ナムグム1改修ならびに増設FS・実施（開発調査、EdL）

ナムグム1発電所の上流に、ナムグム2、3、および5など数百MW級の貯水池式発電所の開発が具体化してきている。下流にあるナムグム1発電所が、既存の貯水量に加え、これら開発予定の発電所が持つ上流の貯水量を十分に活用することができれば、ナムグム1の最大出力を増加できる可能性が高い。また、ナムグム1の制御装置は老朽化のため、出力が思うように出せないという情報があり、ナムグム1発電所の改修ならびに増

設のFS調査・実施を提案する。

(3) ミャンマー

中国、タイ国の投資による電力輸出の計画が具体化する中、ミャンマーは自国の技術基準を持ち合わせておらず、国際連系線の技術的な基準規格も開発者毎に異なる将来的に拡張性乏しい設備構成となる危険性がある。また、既設設備の老朽化も進行している。このような背景から、ミャンマー国への電力セクターでの協力案件として、以下を提案する。

電力技術基準促進支援(技プロ・専門家派遣・研修、MEPE)

隣接諸国が相次いでミャンマー電源開発に投資し、ミャンマーの電力網が拡大されていく中、ミャンマーは自国の電気設備基準を持っていない。設備の主要な性能はIEC等の国際規格に拠るとしても、ミャンマーの気候・風土等の特異性や既に定着している慣習を尊重した設計条件がドナーによって多様に解釈されたり、ドナー国の基準が持ち込まれたりすると、国内の電気設備の統一性を失い将来の拡張性が損なわれる。よって、既にラオス、カンボジアで実施された電力技術基準促進支援を実施することを提案する。また、ラオス、カンボジアおよびベトナムでの技プロ・カウンターパート機関における第3国研修も効果があると思われる。

老朽化した水力発電所のリハビリ(無償資金協力、MEPE)

ガスコンバインドサイクル発電所建設支援(開発調査・有償資金協力、MEPE)

タイとの連系線による乾期の電力輸入(開発調査・有償資金協力、MEPE)

既設の水力・火力発電所の老朽化が進み、国内の電力供給が需要の増加に追いつかない状態にある。2章にあげた電力省の方針は、陸上天然ガスを利用したコンバインドサイクルを短期的な手段として、長期的には国内需要向け、および電力輸出を水力に求めている。輸出用電源は、中国およびタイの資金により開発が進められているが、自国需要向けの発電設備への資金の目途は付いていない。また、長期的には、自国需要への供給の多くを水力に頼っているため、乾期の供給力は不足する事が想定される。これを解消するために、タイへの輸出用送電線を活用した乾期の電力輸入を検討することは効果がある。この場合に課題となるのは、ミャンマー系統の信頼度をタイEGATが系統連系を許容できるレベルまで向上させることと、輸入電力価格の設定である。

また、自国設備の発電所を改修して長期運用することは安価な電力を得るために欠かせない手段である。既設発電所の整備を関連系統の増強と共に行えば、系統信頼度の向上にも寄与する。

以下に既に老朽化して、リハビリを要する水力発電所を示す。

Baluchaun No.2 水力発電所	28MW x 3 (1960)
	28MW x 3 (1973)
Kinda水力発電所	28MW x 2 (1986)
Sedawgyi水力発電所	25MW (1985)

Baluchaun No.2 水力発電所は、第二次世界大戦の賠償で建設され、発電開始後、1, 2, 3号機は47年、4, 5, 6号機は34年経過している。Baluchaun発電所の改修は2002年度より2003年度にかけて、Baluchaun発電所の屋外機器およびBaluchaun-Kalaw間の送電線160kmの2回線化およびKalaw変電所の増設がJICA無償資金協力で行われた。引き続き2004年度に水車及び発電機の改修が行われる予定であったが2003年5月のスー・チー女史拘束により、無償資金協力は中断され、水車及び発電機の改修には至らなかった。よって協力が再開されれば、Baluchaun発電所の改修継続が最優先となるであろう。

Kinda 水力発電所は、1981年に世界銀行、ドイツ、ノルウェーの協調融資で建設され1986年に完成し、日本(JBIC)はダム周辺の灌漑設備建設の融資を行った。同年代に建設されたSedawgyi水力発電所と共に約20年を経ているものの、改修には製作された水車・発電機のメーカーの協力が欠かせないことから、他国製の水車や発電機の改修は幾分困難を伴うものと思われる。

再生可能エネルギーによるOFF-GRID地域の農村電化（開発調査・無償資金協力、）

再生可能エネルギーに関して2001～2003年にJICAによって開発調査プロジェクト「農村地域における再生可能エネルギー導入調査」が実施され、2004年にはNEDOによる「ミャンマーにおける再生可能エネルギーの利用及び関連政策等の現状と今後の展望に関する調査」が実施された。こうした過去の調査結果を元にCDMの可能性を踏まえたOFF-GRID地域の農村電化を提案する。

(4) タイ

EGAT による電力計画および開発の能力により、自国の計画基準を満たす設備開発および運営・維持管理が自立的に行えている。敢えて指摘するとすると、将来の発電コストの上昇リスク要因として、ガス発電への過度の依存が挙げられる。

電源のベストミックス検討（開発調査、EGAT）

石炭火力導入のための環境対策支援（EPおよび脱硫脱硝装置設計）（開発調査、EGAT）

堅調な経済成長に支えられて電力需要は5-6%で堅調に推移すると考えられている。国内の水力電源は環境影響の問題の無い地点は既に開発されており、新規に開発される国内電源はガスを中心とした火力発電となっている。石炭火力、原子力発電の導入および隣国での水力開発の推進による電源の多様化を指向している。EGATの計画によると、ガス火力の発電設備容量比率、発電電力量比率共に60%である。需給シミュレーションの結果でも、2020年断面でガス火力発電への依存度は、全発電電力量の70%を占める。この高いガス依存により、発電電力量の燃料費分は7.7¢/kWhとなり、石炭火力とガス火力で半量ずつを分担しているベトナム南部系統では4.7¢/kWhである。石油価格の影響の大きいガスを使用することが、燃料費の相違を生じさせていると考えられる。この背景として、石炭火力の立地が一向に進展しないということが挙げられる。これを踏まえて、石炭火力の立地送苦心方策および環境対策の支援を実施

し、ガス火力への過度の依存を減少させることが必要である。

日本における、石炭火力の立地を円滑に進めてきた住民への説明や設備保安管理、環境対策の経験と技術が有効に活用できる。

(5) ベトナム

経済発展に伴う旺盛な電力需要を賄うために、2020年までに既設設備の5倍程度の電源および送電設備を開発する必要がある。このため、電力設備の運転監視を集中化し省力化を図ると共に、電力設備建設、運転維持管理のための技術者の確保育成も課題である。

これを踏まえて、以下をベトナム国の電力セクターへの協力案件として以下を提案する。

南部原子力、石炭電源集中箇所からのホーチミン市への送電方法（上位電圧の導入）検討（開発調査、EVN）

ダナン - ニャチャン（原子力）間の送電方法検討（開発調査、EVN）

電源のベストミックスを考慮し、石炭火力、原子力の導入を計画している。大規模な電源は堅牢な地盤、大型船の入れる港などが必要であることから、立地地点が限られる。このため結果として、1地点に多くの発電ユニットが集中することが多い。これらの集中した電源からの電力を需要地であるハノイやホーチミンに供給するための供給系統は大規模なものとなる。このため、電源のコストも含め、上位電圧の導入や送電ルートの検討を行い、経済的な供給計画を策定する必要がある。

IPPアクセス送電系統計画と整備実施（開発調査・有償資金協力、EVN）

電力技術者の育成（研修・専門家派遣、EVN）

政府承認を受けた電源開発計画を実現するために、IPPIによる民間資本による開発も進められている。この民間開発電源の系統へのアクセスはEVNが周辺の系統状況および発電計画を検討した上で保障し、送電線の建設はIPP開発者が行うが運転開始時に設備はEVNの所有とし、費用を補償することとなっている。この送電線の費用補填方法はケース毎に異なり、補填方法によってはIPP開発者の資金負担状況が異なってくる。JICAの支援による第6次電力MP調査では、地球環境面から小水力発電計画の推進を推奨しており、政府承認を受けた現在の電力開発計画にも盛り込まれている。

現状では、IPP電源送電線計画はIPP開発事業者が系統への連系計画案をそれぞれ作成しEVNの当該地域送電会社に提出し、EVNが周辺のIPPおよびEVNの電源、変電所の開発計画と見比べて接続計画を決定している。このため、周辺に計画されている発電所の計画が出揃わないと決定されない恐れがある。早期に開発権を入手しても計画が定まらないため、初期に用意する建設費用の総額が決定せず、また、運転開始時期も送電計画の決定時期如何では遅延する可能性があり、開発者のリスクは大きい。

水力開発計画の多い北部系統、中部系統での220kVおよび110kV送電系統計画策定および整備の支援（開発調査と人材育成）を行うことは、民間資本による開発への調査負担の低減とプロジェクトリスクの低減に資する。

集中運転監視システムの導入整備（開発調査・有償資金協力、EVN）

今後 10 年間で 5 倍以上の設備を開発し、運転維持管理を行うためには、設備の運転要員の確保も必要である。しかし、急激な設備増加に対応して、運転要員を育成することは困難を伴う。現状の育成能力でも、小水力や変電所を遠方制御し運転監視を行うことで、対応は可能となる。日本の電力会社も高度成長期、バブル経済の時期に増大する設備の運転維持を効率化する目的で、遠方制御化、集中化を行ってきた。この経験を活用することは、ベトナム国の電力系統の効率化に寄与できる。

500kV 中国ベトナム連系線便益評価（開発調査・短期専門家・研修、EVN）

中国の支援による 500kV 送電線連系も進められようとしており、適正な設備整備ならびに便益の評価配分に関して EVN への技術支援を行うことも有効であろう。

4.4.2 既存の枠組みを活用したインドシナ電力セクター域内協力への支援

(1) GMS での支援

ラオスにおける輸出用水力 IPP を集めて送電するプロジェクトは、GMS の枠組みの中で検討されている。このプロジェクトの必要資金は、ADB、WB の資金供給能力を超えているため、ドナー間および民間資金の活用も視野に入れる必要がある。SIDA、AFD など GMS での活動に環境対策面の TA 資金の提供など協力を行っている。JBIC もベトナム - カンボジア間の連系送電線に WB との共同出資、ラオス給電指令所創設には、WB が資金協力をを行い設置する給電指令所の要員への訓練に 115kV 送電線プロジェクトから TA の資金を提供している。

今後電力設備形成が活発に行われ、これにドナーが資金を提供していくことが、適正な開発を指導する点から当面必要である。これらドナーによる資金提供は、建設期間に単発的に供与されるものであり、カウンターパート機関の能力向上支援ならびにサステナビリティの点で課題がある。JICA はこれまでに、ラオス、カンボジアでの電力技術基準整備プロジェクト、ベトナムでの電力技術者訓練プロジェクトによって、EdL および EVN に電力の設計、保守運転技術のトレーニング拠点を創設し自立運営の支援を行ってきている。これらの組織施設を援助資金に組み合わせることを提案し、GMS のプログラムに取り入れることは、GMS プログラムの自律的運営への提案となるばかりでなく、設立したカウンターパート機関の自立運営の一助ともなる。運転保守技術のトレーニングを域内協力として行う場合には、連系先のタイ、ベトナムとの協力合意も重要な要素となる。

資金協力プロジェクトでの電力設備建設プロジェクト設計、運転保守トレーニングへの JICA 技プロ・カウンターパート機関の活用を他ドナーに提案

(2) HAPUA への支援

HAPUA では AIMS2 として ASEAN 域内の電力連系 MP の見直しが行われている。HAPUA の事務局はインドネシアに設置されている、ASEAN エネルギーセンターが事務局となり、

EGAT が議長で進められている。前回の AIMS では連系系統での需給バランスの解析、潮流解析、安定度解析は必要十分な検討が可能なツールを所有していないこと、ならびに解析ノウハウの欠如で行われなかった。現在の検討でも状況は大きく変わっていないことから、ツールの提供ならびに解析技術の指導は必要であると思われる。また、域内連系系統運用の実際を電力系統利用協議会（ESCJ）へ運用ルールの設定方法、運用状況について、本邦研修として提供することも連系系統計画の策定の一助となるとと思われる。

連系系統での需給バランスの解析、潮流解析、安定度解析の支援
連系系統の運用実態に関する本邦研修

4.4.3 インドシナ電力セクター域内協力へのコメント

本プロジェクト研究の報告会の中で述べられたコメントに関して記載する。

インドシナ地域の開発を考えると、中国の影響について排除して考えることはできない。中国との関連に関しても今後調査検討すべきである。

Annex 1 調査団の構成

総括 / 域内電力開発計画	横澤康浩
電力エネルギー政策	関昇
電力需要	木畑英記
社会経済分析	上野徹
電源開発計画 A / タイ・ベトナム・ラオス	由井原篤
電源開発計画 B / カンボジア・ミャンマー	福地智恭
電力系統計画 A / タイ・ベトナム・ラオス	餘語正晴
電源系統計画 B / カンボジア・ミャンマー	清水明

Annex 2 面談者リスト

カンボジア

MIME	Mr.Tun Lean	MIME DOE局長
	Mr.Victor Jona	MIME DOE副局長
	Mr.Cheap Sour	MIME DOE 副局長
	Mr.Heng Kunleang	MIME DOE 副局長代理（計画担当）
	鷲沢 毅	MIME JICA 専門家
EAC	Mr.Ty NoLean	EAC 議長
EDC	Mr.Yim Nolson	EDC 総裁
	Mr.Chan Sodabat	EDC 常務（計画・プロジェクト担当）
	Mr.Ing Pror Seth	EDC 送電局局長代理(給電担当)
	Mr.Kong Puthy	EDC Corporate Planning and Projects Dept.
CNPA	Mr.Te Duong Tara	CNPA 総裁
JICA カンボジア事務所		
	三宅 繁輝	職員

ラオス

MEM	Mr.Houmphone Bulyaphol	MEM DOE 局長(～2007.11)
	Mr.Viraphong Viravong	MEM DOE 局長(2007.12～)
	Dr.Daovong Phonekeo	MEM DOE 局長代理
	佐藤 恵一	MEM DOE JICA 専門家
	Dr.Simon	MEM 鉦山局副局長
EDL	Mr.Bungnyong Bouttavong	EDL 計画局局長
	小川 正浩	STEP プロジェクト専門家
JICA ラオス事務所		
	関根 創太	職員

ミャンマー

MEPE	Dr. Tun Naing	DOE 局長
MEPE	Mr. Maung Maung Kyaw	Executive Engineer

タイ

MOE	Mr.Chavalit Picharai	副総裁 EPP0
EGAT	Mr.Prutichai Chonglertvanichkul	副総裁（企画・開発計画担当）
	Mr.Varavoot Siripol	計画局副局長（系統計画担当）
EGCO	Mr.Komgrich Tantravanich	副部長 Project Managing Dept.
Ratchaburi Electricity Generating Holding PCL.		
	Mr. Narong Sitasuwan	常務

JICA タイ事務所

奥山 明	次長
井上 和俊	広域企画調査員
丸尾 和也	職員

ベトナム

MIT	Mr.Voovan Thai	ICD 副局長
	Dr.Tran Hoan Nguen	専門家 Energy and Petroleum Dept.
ERAV	Mr.Tang The Hung	課長 Planning & Licensing Dept.
	Mr.Vo Thai Hau	Planning & Licensing Dept.
EVN	Mr.Tran Tuan Dzung	Deputy Director, ICD
EVN-IE	Mr.Nguen Ahn Tuan	EVN エネルギー研究所 計画部長
JICA ベトナム事務所		
	長縄 真吾	次長
	林 将幸	職員

世界銀行

Ms. Beatriz Arizu Jablonski	Senior Energy Specialist, Transport, Energy and Mining Sector Unit, East Asia and Pacific Region
Mr. Richard Spencer	Senior Energy Specialist, Energy and Mining Sector Unit, East Asia and Pacific Region

A D B

Mr. Anthony J Jude	Principal Project Specialist (Energy), Infrastructure Div., Southeast Asia Dept.
--------------------	--

S I D A

Mr. Goran Haag	Senior Advisor Energy, Infrastructure and Financing Div., Infrastructure and Cooperation Dept.
----------------	--

Annex 3 ミャンマーの包蔵水力

	発電所名または発電所候補地名	容量		発電所名または発電所候補地名	容量
		(MW)			(MW)
			56	Mali *	0.192
			57	Putao *	0.16
既設発電所			58	Panwa *	0.16
1	Paunglaung	280	59	Lampaiti *	0.15
2	Baluchaun(2)	168	60	Kunhing *	0.15
3	Mone	75	61	Kattalu *	0.15
4	Kinda	56	62	Hpassaung *	0.108
5	Thaphanseik	30	63	Pan Hsam *	0.08
6	Baluchaun(1)	25	64	Papun *	0.064
7	Sedawgyi	25	65	Dhobi *	0.06
8	Yenwe	25	66	Labe *	0.05
9	Zaungtu	20	67	Paletuwa *	0.05
10	Zawgyi(1)	18			
11	Zawgyi(2)	12			
12	Nam Macsai	8.2	MEPE が将来計画に入れた発電所		
13	Si Par Haw	4	68	Maykha	13600
14	Mepan	2	69	Tasang	3600
15	Tatkyi	1.2	70	Hutgyi	1360
16	Kyukok	0.32	71	Htamanthi	1200
17	Nam Hu Mun	0.32	72	Tanintharyi	600
			73	Manipur	504
開発中発電所			74	Bilin	280
(*印は完成済の可能性有り)			75	Bawgata	160
18	Yeywa	790	76	Thaukyegat	139
19	Shweli (1)	600	77	Upper Sedawgyi	60
20	Upper Paung Laung	140	78	Baluchaun-3	48
21	Thahtay	102	79	Ann (Mindon)	20
22	Shwekyin	75			
23	Kun	60	その他の発電所候補地		
24	Kyeeon Kyeewa	60	80	Thanlwin (Mekaung)	6000
25	Upper Keng Tawng	60	81	Yawathit	3500
26	Keng Tawng	54	82	Thabeikkyin	1800
27	Phyu	40	83	Lamro	800
28	Nancho	40	84	Shwezave	600
29	Khapaung	30	85	Mawlaik	400
30	Buu Ywa *	41	86	Moei-3	250
31	Myogyi *	30	87	Mi ch	200
32	Kong Nyaung-1 *	6.8	88	Tarung Hka	150
33	Namhkam Hka *	5	89	Nantabet-1	150
34	Hoangdaw *	5	90	Lomalin	150
35	Mogok *	4	91	Lwegyi	140
36	Mam Myao *	4	92	Nam Pawn	130
37	Nam Saung Ngau *	4	93	Ayeyawady (2nd defile)	125
38	Nam Wop *	3	94	Moei-2	94
39	Chinghkan Hka *	2.52	95	Nam Tamhpak	95
40	Chaungmagyi Fall *	2.25	96	Thande	96
41	Hopin *	1.26	97	Paunglaung	97
42	Zichaung *	1.26	98	Saingdin	98
43	Ngalsip Va *	1	99	Moei-1	99
44	Lai Va *	0.6	100	Nam Lang	100
45	Kunlong *	0.5	101	Pyangsho	101
46	Nam Lat *	0.48	102	Nam Kok	102
47	Wetwun *	0.45	103	Tawang Hka	103
48	Zalui *	0.4	104	Khlongkra	104
49	Daung Va *	0.4	105	Namtu	105
50	Mindat *	0.4	106	Namtu	106
51	Namkhan *	0.3	107	Thandewe	107
52	Wanlong *	0.3	108	Kyeintali	108
53	Tuisaung *	0.2	109	Thein kun ch	109
54	Matupi *	0.2	110	Tanaing Hka	110
55	Muse *	0.192			

	発電所名または発電所候補地名	容量 (MW)		発電所名または発電所候補地名	容量 (MW)
111	Mauomzaua	15	155	North Nawin	0.89
112	Lampha	14.5	156	Thande ch	0.8
113	Uru	12	157	Namhsawnkho	0.75
114	Hsenwi-1/2	12	158	Kyain ch	0.7
115	Heho	12	159	Lagar Hka	0.69
116	Sarawa	11	160	Namhsam	0.64
117	Myittha	10	161	Hwe Pa Lem	0.6
118	Myettaw ch	10	155	North Nawin	0.89
119	Bwetgyi ch	9	156	Thande ch	0.8
120	Anyabya	9	157	Namhsawnkho	0.75
121	Hta Hka	6	158	Kyain ch	0.7
122	Tun Pang	6	159	Lagar Hka	0.69
123	Nantabet-2	4	160	Namhsam	0.64
124	Nam Wi	4	161	Hwe Pa Lem	0.6
125	Nam Paw	4	155	North Nawin	0.89
126	Nam Mawng	4	156	Thande ch	0.8
127	Namphat Hka	3	157	Namhsawnkho	0.75
111	Mauomzaua	15	158	Kyain ch	0.7
112	Lampha	14.5	159	Lagar Hka	0.69
113	Uru	12	160	Namhsam	0.64
114	Hsenwi-1/2	12	161	Hwe Pa Lem	0.6
115	Heho	12	162	Nam Na Nin	0.6
116	Sarawa	11	163	Nam Mun	0.5
117	Myittha	10	164	Nam Khai	0.5
118	Myettaw ch	10	165	Char Haw	0.5
119	Bwetgyi ch	9	166	Nam La	0.5
120	Anyabya	9	167	Yo Chaung	0.45
121	Hta Hka	6	168	Maliwun	0.45
122	Tun Pang	6	169	Nam Hkam	0.4
123	Nantabet-2	4	170	Ahtan Chaung	0.4
124	Nam Wi	4	171	Sihten Hka	0.4
125	Nam Paw	4	172	Kaba ch	0.4
126	Nam Mawng	4	173	Khwe Lon	0.4
127	Namphat Hka	3	174	Nam Kone	0.4
128	Nam Hok	3	175	Nam Hpeung	0.4
129	Dontami	3	176	Hwe Hkanmong	0.4
130	Metan	3	177	Kanbeuk	0.4
131	Umungya Hka	2	178	Chirihka	0.36
132	Namhsam Hka	2	179	Azin	0.32
133	Nam Je Hka	2	180	Paung Mahka	0.315
134	Nam Hkun	2	181	Rwen Kyu	0.3
135	South Nawin	2	182	Namlin	0.3
136	Kyeik	2	183	Mong Hsat	0.3
137	Buk Va	1.8	184	Mon ch	0.3
138	Buntala	1.8	185	Kyonhhtaw	0.26
139	Nam Hka	1.8	186	Sannhka Chaung	0.25
140	Yan ch	1.5	187	Nam Mele	0.225
141	Abit	1.5	188	Nam Sake	0.2
142	Mong Mit	1.3	189	Waugjar Chaung	0.2
143	Par he ch	1.26	190	Sarhmaw	0.2
144	Ledan Chaung	1.2	191	Saw ch	0.2
145	Zarhaw ch	1.2	192	Hotant	0.2
146	Any Katin	1.2	193	Htu ch	0.2
147	Par Shwe Haw	1.2	194	Kinmun	0.2
148	Kyaing Hkong	1.2	195	Koka ch	0.2
149	Nam Ywon	1.2	196	Run Hka	0.15
150	Nam Het	1	197	Chaungdaung	0.15
151	Langhko	1	198	Long Ngol	0.15
152	Daungyu	0.95	199	Nam Hsai	0.15
153	Mulaung	0.9	200	Nam Ya	0.15
154	Nam Ton	0.89			

	発電所名または発電所候補地名	容量 (MW)		発電所名または発電所候補地名	容量 (MW)
200	Nam Ya	0.15	216	Nam Kaung Hsak	0.1
201	Pachaklo	0.15	217	Sitha ch	0.1
202	Buyo ch	0.15	218	Nam Oun	0.1
203	Kyauk Kyi	0.15	219	Hokan	0.1
204	Yunzalin	0.15	220	Ngape	0.1
205	Daung ch	0.15	221	Pathi-1	0.1
206	Lokpyin	0.15	222	Mok ch	0.1
207	Washaung	0.14	223	Mobaw ch	0.1
208	Panwe Ch	0.13	224	Tadanku	0.1
209	Kyaukkatin ch	0.125	225	Kapa ch	0.08
210	Amlaung	0.12	226	Kaan ch	0.08
211	Dattaw ch	0.12	227	Hsataw	0.05
212	Mong Hkak	0.11	228	Manipur	0.05
213	Matugi	0.1	229	Thayet	0.05
214	Mangin	0.1	216	Nam Kaung Hsak	0.1
215	Zou Lui	0.1	217	Sitha ch	0.1
200	Nam Ya	0.15	218	Nam Oun	0.1
201	Pachaklo	0.15	219	Hokan	0.1
202	Buyo ch	0.15	220	Ngape	0.1
203	Kyauk Kyi	0.15	221	Pathi-1	0.1
204	Yunzalin	0.15	222	Mok ch	0.1
205	Daung ch	0.15	223	Mobaw ch	0.1
206	Lokpyin	0.15	224	Tadanku	0.1
207	Washaung	0.14	225	Kapa ch	0.08
208	Panwe Ch	0.13	226	Kaan ch	0.08
209	Kyaukkatin ch	0.125	227	Hsataw	0.05
210	Amlaung	0.12	228	Manipur	0.05
211	Dattaw ch	0.12	229	Thayet	0.05
212	Mong Hkak	0.11			
213	Matugi	0.1			
214	Mangin	0.1			
215	Zou Lui	0.1			

"Map Showing Potential Hydropower Resources" by MEPE2002

Annex 4 ベトナム第6次マスタープラン

	Commission	Name	Fuel Type	Type	Owner	Region	MW
1	2006	Phu My 2.1 ST, Extension	Gas	ST	EVN	South	150
2	2006	Se San 3 HP	Hydro		EVN	Center	260
3	2006	Se San 3A HP	Hydro		IPP	Center	54
4	2006	Srok Phu Mieng HP	Hydro		IPP	South	51
5	2006	110kV import from China	Import	China	EVN	North	60
6	2006	220kV import from China (Lao Cai)	Import	China	EVN	North	250
7	2006	Small HPs	RE		IPP		36
8	2007	Se San 3A HP	Hydro		IPP	Center	54
9	2007	Cao Ngan coal-fired TP	Coal-dom		IPP	North	100
10	2007	Ca Mau I CC GT	Gas	CC GT	IPP	South	750
11	2007	Quang Tri HP	Hydro		EVN	Center	64
12	2007	220kV import from China (Ha Giang)	Import	China	EVN	North	200
13	2007	Tuyen Quang HP #1	Hydro		EVN	North	114
14	2007	Dai Ninh HP	Hydro		EVN	South	300
15	2007	Uong Bi Extension #1	Coal-dom		EVN	North	300
16	2007	Small HPs	RE		IPP		214
17	2008	Tuyen Quang HP #2&3	Hydro		EVN	North	228
18	2008	Plei Krong HP #1,2	Hydro		EVN	Center	100
19	2008	A Vuong HP	Hydro		EVN	Center	210
20	2008	Ca Mau II CC GT	Gas	CC GT	IPP	South	750
21	2008	Song Ba Ha HP	Hydro		EVN	Center	220
22	2008	Buon Kuop HP	Hydro		EVN	Center	280
23	2008	Ban Ve HP #1	Hydro		EVN	North	150
24	2008	Nhon Trach I CC GT	Gas	CC GT	IPP	South	450
25	2008	Son Dong coal-fired TP	Coal-dom		IPP	North	220
26	2008	Hai Phong I TP #1	Coal-dom		JSC	North	300
27	2008	Small HPs	RE		IPP		363
28	2009	Ban Ve HP #2	Hydro		EVN	North	150
29	2009	Buon Tua Srah HP	Hydro		EVN	Center	86
30	2009	Cua Dat HP	Hydro		JSC	North	97
31	2009	Cam Pha I TP	Coal-dom		IPP	North	300
32	2009	Hai Phong I TP #2	Coal-dom		JSC	North	300
33	2009	Dong Nai 3 HP #1&2	Hydro		EVN	South	180
34	2009	Song Con 2 HP	Hydro		JSC	Center	63
35	2009	Se San 4 HP #1	Hydro		EVN	Center	120
36	2009	Quang Ninh I TP #1,2	Coal-dom		JSC	North	600
37	2009	O Mon I TP #1	Gas	ST	EVN	South	300
38	2009	An Khe Kanak HP	Hydro		EVN	Center	173
39	2009	Hai Phong II TP #1	Coal-dom		JSC	North	300
40	2009	Mao Khe TP #1	Coal-dom		IPP	North	220
41	2009	Nong Son TP	Coal-dom		IPP	Center	30
42	2009	Dung Quat Refinery TP	FO		IPP	Center	104
43	2009	Small HPs	RE		IPP		370
44	2010	Serepok 3 HP	Hydro		EVN	Center	220
45	2010	Se San 4 HP #2&3	Hydro		EVN	Center	240
46	2010	Song Tranh 2 HP	Hydro		EVN	Center	160
47	2010	Na Le HP (Bac Ha)	Hydro		IPP	North	90
48	2010	DakR tih	Hydro		IPP	South	141
49	2010	Thac Mo Extension HP	Hydro		EVN	South	75
50	2010	Se San 4a	Hydro		JSC	Center	63
51	2010	Quang Ninh II TP #1	Coal-dom		JSC	North	300
52	2010	Hai Phong II TP#2	Coal-dom		JSC	North	300
53	2010	Dong Nai 4 HP	Hydro		EVN	South	340
54	2010	Cam Pha II TP	Coal-dom		IPP	North	300
55	2010	O Mon I TP #2	Gas	ST	EVN	South	300
56	2010	Son La HP	Hydro		EVN	North	400
57	2010	Vung Ang I TP #1	Coal-dom		IPP	North	600
58	2010	Sekaman 3 HP (Laos)	Import	Lao PDR	BOT	Center	248
59	2010	Mao Khe TP #2	Coal-dom		IPP	North	220
60	2010	Nhon Trach II CC GT	Gas	CC GT	IPP	South	750
61	2010	Small HPs (IPP)	RE		IPP		213

	Commission	Name	Fuel Type	Type	Owner	Region	MW
62	2011	Uong Bi Extension #2	Coal-dom		EVN	North	300
63	2011	Ban Chat HP #1,2	Hydro		EVN	North	220
64	2011	Son La HP #2,3	Hydro		EVN	North	800
65	2011	Nam Chien 1 HP	Hydro		IPP	North	196
66	2011	Dak Mi 4 HP	Hydro		IPP	Center	210
67	2011	Khe Bo HP	Hydro		JSC	North	100
68	2011	Dak Ninh HP	Hydro		IPP	South	125
69	2011	A Luoi HP	Hydro		JSC	Center	150
70	2011	Mong Duong I TP #1	Coal-dom		EVN	North	500
71	2011	Mong Duong I TP #2	Coal-dom		BOT	North	600
72	2011	Quang Ninh II TP #2	Coal-dom		JSC	North	300
73	2011	Vung Ang I TP #2	Coal-dom		IPP	North	600
74	2011	Thang Long coal-fired TP	Coal-dom		JSC	North	300
75	2011	Nghi Son I TP #1	Coal-dom		EVN	North	300
76	2011	Vinh Tan I coal-fired TP #1	Coal-dom		BOT	North	600
77	2011	Small HPs + renewable energy	RE		IPP		100
78	2012	Huoi Quang HP #1,2	Hydro		EVN	North	560
79	2012	Son La HP #4,5,6	Hydro		EVN	North	1200
80	2012	Song Boung 4 HP	Hydro		EVN	Center	156
81	2012	Hua Na HP	Hydro		IPP	North	180
82	2012	Trung Son HP	Hydro		EVN	North	260
83	2012	Dong Nai 2 HP	Hydro		JSC	South	78
84	2012	Sre Pok 4 HP	Hydro		JSC	Center	70
85	2012	Nam Mo HP (Laos)	Import	Lao PDR	IPP	Center	100
86	2012	Nghi Son I TP #2	Coal-dom		EVN	North	300
87	2012	Mong Duong I TP #2	Coal-dom		EVN	North	500
88	2012	Mong Duong II TP #2	Coal-dom		BOT	North	600
89	2012	Vinh Tan I coal-fired TP #2	Coal-dom		BOT	North	600
90	2012	Son My coal-fired TP #1	Coal-dom		BOT	North	600
91	2012	Tra Vinh I coal-fired TP #1	Coal-imp		EVN	South	600
92	2012	Nghi Son II TP #1	Coal-dom		BOT	North	600
93	2012	Small HPs + renewable energy	RE		IPP		150
94	2013	Upper Kon Tum HP	Hydro		JSC	Center	220
95	2013	Dong Nai 5	Hydro		IPP	South	140
96	2013	Sekaman 1 HP (Laos)	Import		IPP	Center	488
97	2013	Bao Lac HP	Hydro		IPP	North	190
98	2013	Vinh Son 2 HP	Hydro		JSC	Center	110
99	2013	Song Boung 2 HP	Hydro		EVN	Center	100
100	2013	Nho Que 3 HP	Hydro		JSC	North	110
101	2013	Hoi Xuan HP	Hydro		JSC	North	96
102	2013	O Mon II CC GT	Gas	CC GT	BOT	South	750
103	2013	Nghi Son II TP #2	Coal-dom		BOT	North	600
104	2013	Vung Ang II TP #1,2	Coal-dom		JSC	North	1200
105	2013	Son My coal-fired TP #2	Coal-dom		BOT	North	600
106	2013	Tra Vinh I coal-fired TP #2	Coal-imp		EVN	South	600
107	2013	Vinh Tan II coal-fired TP #1	Coal-dom		EVN	North	600
108	2013	Soc Trang I coal-fired TP #1	Coal-imp		EVN	South	600
109	2013	Kien Giang I coal-fired TP #1	Coal-imp		BOT	South	600
110	2013	Small HPs + renewable energy	RE		IPP		305
111	2014	Lai Chau HP #1,2	Hydro		EVN	North	600
112	2014	Lower Se San 2 HP (Cambodia)	Import	Cambodia	EVN	South	207
113	2014	Song Boung 5 HP	Hydro		IPP	Center	85
114	2014	Nho Que 1,2 HP	Hydro		IPP	North	80
115	2014	Bac Me HP	Hydro		IPP	North	70
116	2014	Dak Mi 1 HP	Hydro		IPP	Center	210
117	2014	CC GT in the south # 1	Gas	CC GT	BOT	South	750
118	2014	Vinh Tan II coal-fired TP #2	Coal-dom		EVN	North	600
119	2014	Son My coal-fired TP #3	Coal-dom		BOT	North	600
120	2014	Soc Trang I coal-fired TP #2	Coal-imp		EVN	South	600
121	2014	Tra Vinh II coal-fired TP #1	Coal-imp		EVN	South	600
122	2014	Kien Giang I coal-fired TP #2	Coal-imp		BOT	South	600
123	2014	Hai Phong III coal-fired TP #1,2	Coal-dom		EVN	North	1200
124	2014	Import from Se Kong 4 HP (Laos)	Import	Lao PDR	BOT	Center	475
125	2014	Small HPs + renewable energy	RE		IPP		500

	Commission	Name	Fuel Type	Type	Owner	Region	MW
126	2015	Lai Chau HP #3,4	Hydro		EVN	North	600
127	2015	Lower Serepok 2 HP (Cambodia)	Import	Cambodia	EVN	South	222
128	2015	CC GT in the south # 2,3	Gas	CC GT	BOT	South	1500
129	2015	Vinh Tan III coal-fired TP #1	Coal-dom		EVN	North	1000
130	2015	Tra Vinh II coal-fired TP #2	Coal-imp		EVN	South	600
131	2015	Kien Giang II coal-fired TP #1	Coal-imp		BOT	South	600
132	2015	Soc Trang II coal-fired TP #1,2	Coal-imp		EVN	South	1200
133	2015	Son My coal-fired TP #4	Coal-dom		BOT	North	600
134	2015	Hai Phong III coal-fired TP #3,4	Coal-dom		EVN	North	1200
135	2015	Small HPs + renewable energy	RE		IPP		200
136	2016	Se Kong 5 HP (Laos)	Import	Lao PDR		Center	388
137	2016	Nam Kong 1 HP (Laos)	Import	Lao PDR		Center	229
138	2016	CC GT in the south # 4	Gas	CC GT		South	750
139	2016	Vinh Tan III coal-fired TP #2	Coal-dom			North	1000
140	2016	Kien Giang II coal-fired TP #2	Coal-imp			South	600
141	2016	Tra Vinh III coal-fired TP #1	Coal-imp			South	1000
142	2016	Soc Trang III coal-fired TP #1	Coal-imp			South	1000
143	2016	Coal-fired TP in the north	Coal-dom			North	3000
144	2016	Coal-fired TP in the center	Coal-imp			Center	1200
145	2016	Small HPs + renewable energy	RE				150
146	2017	Lower Sesan HP (Cambodia)	Import	Cambodia		South	375
147	2017	CC GT in the south # 5,6	Gas	CC GT		South	1500
148	2017	Kien Giang III coal-fired #1	Coal-imp			South	1000
149	2017	Tra Vinh III coal-fired TP #2	Coal-imp			South	1000
150	2017	Soc Trang III coal-fired TP #2	Coal-imp			South	1000
151	2017	Coal-fired TP in the north	Coal-dom			North	3000
152	2017	Coal-fired TP in the center	Coal-imp			Center	1200
153	2017	Import from China (500kV)	Import	China		North	700
154	2017	Small HPs + renewable energy	RE				250
155	2018	CC GT in the center # 1	FO	CC GT		Center	750
156	2018	CC GT in the south # 7,8	Gas	CC GT		South	1500
157	2018	Kien Giang III coal-fired #2	Coal-imp			South	1000
158	2018	Coal-fired TP in the north	Coal-dom			North	3000
159	2018	Coal-fired TP in the south	Coal-imp			South	2000
160	2018	Coal-fired TP in the center	Coal-imp			Center	1200
161	2018	Import from China (500kV)	Import	China		North	700
162	2019	PSPP in the North #1,2	PSPP	PSPP		North	600
163	2019	PSPP in the South #1,2	PSPP	PSPP		South	600
164	2019	Nam Thuen 1 or Nam U HP (Laos)	Import	Lao PDR		Center	382
165	2019	CC GT in the center #2,3	FO	CC GT		Center	1500
166	2019	Coal-fired TP in the north	Coal-dom			North	3000
167	2019	Coal-fired TP in the south	Coal-imp			South	3000
168	2019	Coal-fired TP in the center	Coal-imp			Center	1200
169	2019	Import from China (500kV)	Import	China		North	700
170	2020	PSPP in the North #3,4	PSPP	PSPP		North	600
171	2020	PSPP in the South #3,4	PSPP	PSPP		South	600
172	2020	CC GT in the center # 4	FO	CC GT		Center	750
173	2020	Coal-fired TP in the north	Coal-dom			North	4000
174	2020	Coal-fired TP in the south	Coal-imp			South	3000
175	2020	Coal-fired TP in the center	Coal-imp			Center	1200
176	2020	Nuclear power I (Ninh Thuan) #1	Nuclear			South	1000
177	2020	Small HPs + renewable energy	RE				100

	Commission	Name	Fuel Type	Type	Owner	Region	MW
178	2021	Nam Na HP	Hydro			North	200
179	2021	PSPP in the North #5,6	PSPP	PSPP		North	600
180	2021	PSPP in the South #7,8	PSPP	PSPP		South	600
181	2021	Coal-fired TP in the north	Coal-dom			North	4000
182	2021	Coal-fired TP in the south	Coal-imp			South	4000
183	2021	Coal-fired TP in the center	Coal-imp			Center	1200
184	2021	Nuclear power I (Ninh Thuan) #2	Nuclear			South	1000
185	2021	Small HPs + renewable energy	RE				100
186	2022	PSPP in the North #7,8	PSPP	PSPP		North	600
187	2022	PSPP in the South #7,8	PSPP	PSPP		South	600
188	2022	Nuclear power I (Ninh Thuan) #3	Nuclear			South	1000
189	2022	Nuclear power II #1	Nuclear			South	1000
190	2022	Coal-fired TP in the north	Coal-dom			North	4000
191	2022	Coal-fired TP in the south	Coal-imp			South	4000
192	2022	Coal-fired TP in the center	Coal-imp			Center	1200
193	2022	Small HPs + renewable energy	RE				250
194	2023	Nuclear power I (Ninh Thuan) #4	Nuclear			South	1000
195	2023	Nuclear power II #1	Nuclear			South	1000
196	2023	Coal-fired TP in the north	Coal-dom			North	5000
197	2023	Coal-fired TP in the south	Coal-imp			South	4000
198	2023	Coal-fired TP in the center	Coal-imp			Center	2000
199	2023	PSPP in the South #9,10	PSPP	PSPP		South	600
200	2023	Small HPs + renewable energy	RE				250
201	2024	Nuclear power II #3,4	Nuclear			South	2000
202	2024	Nuclear power III #1	Nuclear			South	1000
203	2024	PSPP in the North #9,10	PSPP	PSPP		North	600
204	2024	PSPP in the South #11,12	PSPP	PSPP		South	600
205	2024	Coal-fired TP in the north	Coal-dom			North	5000
206	2024	Coal-fired TP in the south	Coal-imp			South	5000
207	2024	Coal-fired TP in the center	Coal-imp			Center	1000
208	2024	New and renewable energy	RE				250
209	2025	Nuclear power III #2,3	Nuclear			South	2000
210	2025	PSPP in the North #11,12	PSPP	PSPP		North	600
211	2025	PSPP in the South #13	PSPP	PSPP		South	300
212	2025	Coal-fired TP in the north	Coal-dom			North	6000
213	2025	Coal-fired TP in the south	Coal-imp			South	6000
214	2025	Coal-fired TP in the center	Coal-imp			Center	1000
215	2025	New and renewable energy	RE				250

(EVNからのデータ, Nov 2007)

