

ラオス国
エネルギー鉱業省
ラオス電力公社

ラオス国
送配電系統運用改善に係る
情報収集・確認調査
ファイナル・レポート

2024年2月

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社
東京電力パワーグリッド株式会社

東大
JR
24-003

目 次

第 1 章	調査概要.....	1-1
1.1	調査の背景.....	1-1
1.2	調査方針.....	1-2
1.2.1	調査の目的.....	1-2
1.2.2	調査実施方針.....	1-2
1.2.3	留意事項.....	1-3
1.3	JICA および他ドナーの支援状況.....	1-4
1.3.1	JICA.....	1-4
1.3.2	ニュージーランド外務貿易省.....	1-5
1.3.3	世界銀行.....	1-6
第 2 章	ラオス国国内供給系統運用の現状・課題.....	2-1
2.1	発電所・電力系統の現状.....	2-1
2.1.1	発電所の現状.....	2-1
2.1.2	国内系統の現状.....	2-1
2.1.3	電力輸出系統の状況.....	2-4
2.1.4	電力供給系統の整備計画近況.....	2-4
2.2	系統運用業務・給電システムの現状と課題.....	2-6
2.2.1	系統運用の組織とレギュレーション.....	2-6
2.2.2	給電システムの現状と課題.....	2-9
2.2.3	系統運用業務の現状と課題.....	2-17
2.2.4	隣国との広域運用の現状と課題.....	2-21
第 3 章	給電システム及び系統運用改善ロードマップの検討.....	3-1
3.1	給電運用改善ロードマップ.....	3-1
3.1.1	総論.....	3-1
3.1.2	ラオス電力系統の需給バランス制御の段階的実現.....	3-1
3.1.3	負荷周波数制御を実現するために必要な NCC 給電システムの機能整備.....	3-3
3.2	給電システム構成の改善提案.....	3-7
3.2.1	給電システム構成案.....	3-7
3.2.2	情報セキュリティに関する改善提案.....	3-10
3.2.3	デジタル技術活用可能性の検討.....	3-12
3.3	NCC システム更新の実現が難しい場合の代替案.....	3-14
第 4 章	優先実施案件の提案.....	4-1
4.1	優先実施 NCC 機器更新案件案の概要.....	4-1
4.1.1	無償資金協力案.....	4-1
4.1.2	NCC 給電システム更新の機材仕様案.....	4-1
4.1.3	既設 RTU 活用時のセキュリティ対策.....	4-3
4.1.4	環境社会配慮の評価.....	4-3
4.1.5	優先的に接続する変電所、発電所接続確認の優先順位.....	4-3
4.2	NCC システム更新実施工程.....	4-5
4.2.1	NCC 給電システム更新の工程.....	4-5
4.3	プロジェクト概略予算の積算.....	4-6
4.3.1	積算方針.....	4-6

4.3.2	機材費予算の積算.....	4-6
4.4	プロジェクト実施による効果の検討.....	4-8
4.4.1	プロジェクト効果確認指標.....	4-8
4.4.2	定性的効果.....	4-8
第5章	ラオス電力系統運用改善への方策案.....	5-1
5.1	ラオス系統運用能力向上のためのロードマップの策定.....	5-1
5.1.1	ラオス電力系統運用改善ロードマップの概要.....	5-1
5.2	ラオス系統運用改善に向けた支援策の提案.....	5-2
5.2.1	最優先プロジェクトの提案.....	5-2
5.2.2	EDL 系統運用能力向上技術支援.....	5-2

略語集

aFRR	automatic frequency restoration reserve
AGC	Automatic Generation Control
ASEAN	Association of South-East Asian Nations
BOT	Build-Operate-Transfer
BNCC	Backup National Control Center
DEM	Department of Energy Management
DERM	Department of Enterprise Registration and Management
DX	Digital Transformation
EDC	Economic Dispatch Control
EDL	ELECTRICITE DU LAOS
EDL-Gen	EDL-Generation Public Company
EDL-T	Electricite du Laos Transmission Company Ltd.
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand
EMS	Energy Management System
ERAL	Electricity Regulatory Authority of Laos
EGAT	Electricity Generation Authority of Thailand
FM	Financial Management
FMS	Financial Management System
FTC	flat tie line control
GCRP	Grid Code Review Panel
GMC	Grid Code Management Committee
ICT	Information and Communication Technology
IEC	International Electrotechnical Commission
IP	Internet Protocol
IPP	Independent Power Producer
ISO	the International Organization for Standardization
ITU	International Telecommunication Union
JICA	Japan International Corporation Agency
LCU	Local Control Unit
LFC	Load Frequency Control
MEM	Ministry of Energy and Mines
NCC	National Control Center
PAS	high-level application software
PPA	Power Purchase Agreement
RCC	Regional Control Center
RTU	Remote Terminal Unit
SAP	Structural adjustment programs
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
TBC	Tie line load frequency Bias Control
TCP	Transmission Control Protocol
TM	Telemetry

図表番号表

図 1-1 JICA ラオス電力セクター協力プログラム	1-4
図 1-2 ニュージーランド外務貿易省の実施する系統運用計画支援の概要	1-5
図 2-1 ラオスの送電設備概要	2-2
図 2-2 ラオス国内系統計画に関する最新動向	2-5
図 2-3 ラオス国の電力系統関連業務の規制・監督の現状課題と対策検討	2-7
図 2-4 ラオス国の電力セクター組織図	2-8
図 2-5 NCC システムの機能一覧	2-9
図 2-6 NCC システムの構成図	2-10
図 2-7 NCC、BNCC、RCC のシステム概略構成	2-11
図 2-8 発・変電所の標準的なシステム	2-12
図 2-9 NCC システムと発・変電所間の通信設備	2-13
図 2-10 発・変電所の標準的な通信設備	2-14
図 2-11 入退室管理	2-15
図 2-12 NCC システムの機能の利用状況	2-18
図 2-13 NCC における需給計画策定業務の現状	2-21
図 2-14 NCC におけるリアルタイム需給運用業務の現状	2-22
図 3-1 ラオス電力系統の需給バランス制御実現ロードマップ	3-3
図 3-2 更新後の NCC システムの構成案	3-7
図 3-3 現状 NCC システムと一般的な製品の機能の比較	3-8
図 3-4 監視可能箇所数・割合の想定値	3-9
図 4-1 給電システム構成図（調査団作成）	4-2
図 4-2 優先接続候補の発電所	4-4
図 4-3 NCC 給電システム更新事業工程案（調査団作成）	4-5
表 1-1 The Lao PDR Power Grid Improvement Project(P149599)のコンポーネント	1-6
表 1-2 Power Distribution Improvement Project (P178477)のコンポーネント	1-6
表 2-1 2021 年のラオス国内で運転されている発電所の発電設備容量と発電電力量	2-1
表 2-2 送電系統停電時間の実績	2-3
表 2-3 ラオスのサイバーセキュリティ関連法規	2-14
表 2-4 NCC システムの現在の情報取得状況	2-16
表 2-5 現状 NCC システムの故障に関する情報	2-16
表 3-1 NCC 給電システムの機能整備ロードマップ	3-5
表 3-2 監視可能箇所数・割合の想定値	3-9
表 3-3 現状 NCC システムの故障に関する実績記録	3-10
表 4-1 給電システム機能一覧（調査団作成）	4-2

第1章 調査概要

1.1 調査の背景

ラオス国は、低炭素化への貢献が可能な豊富な水力資源に恵まれており、国内電源の大半を水力機が占めているが、近年、水力発電所の開発がさらに促進され、特に雨季における余剰電力が急増する状況となっている。これらの有効活用のため、現在行っている輸出専用の電源線で他国へ融通を実施することに加え、国際連系線を通じた隣国との電力融通のため、国際連系線で電力系統同士を交流連系することで同期連系系統を拡大することを政策的に目指している。

しかし、現状としては、タイ国のみと同期連系を行っているものの、ラオス国内電力系統で、需要と供給を時々刻々一致させる需給調整が確実に実行されておらず、需給運用（周波数調整）について、タイ国側に頼っている実態があることを始めとし、系統運用上の諸課題がある。国内電力系統の需給調整が現状レベルのままでは、同期連系系統の拡大ができず、電力融通量増加の目標が達成できない。よって、将来的に、隣国との交流同期連系系統の拡大、水力電源の融通量拡大を実現していくため、その前提となる自律的・安定的な系統運用、特にその要となる需給運用（周波数調整）の品質向上が大きな課題である。そして、その課題解決のため、NCCシステムの整備を含めた系統運用能力向上が非常に重要となる。

2013年に導入されたEDLのNCCシステムは、近年、系統の拡充に伴い、新設発電所や変電所の情報を取り込むことができなくなっており、適切な状況判断のベースとなるオンラインでの系統状態の監視ができず、系統運用業務に支障をきたしている。

なお、通信設備は整備されている箇所が多いと聞いているが、NCCの中央のシステムと発電所サイト内の情報交換システム同士のデータ接続の設定に課題があることが推定される。

1.2 調査方針

1.2.1 調査の目的

本調査では、ラオスにおける系統運用業務及び給電システムの現状、課題を分析し、特に NCC に求められる運用業務及び給電システムの要件を整理した上で、将来の給電システム構成、NCC に関する系統運用改善のロードマップ等を検討する。これらにより、今後形成が想定される個別事業の内容、効果、必要性及び妥当性を分析の上、最適な事業内容・規模を算出することを目的とする。

1.2.2 調査実施方針

(1) 調査期間

本調査は、2023 年 11 月から 2024 年 2 月末の期間で実施した。

(2) 現地調査

本調査においては、計 2 回の現地調査の実施を予定している。第一次現地調査では当国における国内供給系統運用の現状・課題の把握から、NCC に求められる運用業務の将来像及び給電システムの要件整理、各サイトにおける既設 RTU の活用可能性の検討、当国の系統運用改善に向けた政策・計画の把握、NCC に関する給電システム構成及び系統運用能力強化のロードマップの検討を行う。第二次現地調査ではロードマップ及びファイナル・レポート（案）に係る先方関係機関との協議を主要な活動と想定している。

(3) 形成が想定される個別事業（案）

無償資金協力事業候補案件は、当国の国内供給系統の運用改善に向けて、NCC 等の給電システムの整備を実施するものを想定する。本調査において検討した NCC 等の給電システム構成及び系統運用能力強化のロードマップの内容、または代替案の内容を踏まえ、その具体的な内容（コンポーネント概要、概算費用、スケジュール、運用効果指標の設定含む）を検討する。

なお、想定する候補案件について、国際協力機構環境社会配慮ガイドライン（2022 年 1 月公布、以下、「JICA 環境ガイドライン」）に掲げる送変電・配電セクターのうち大規模なものには該当せず、環境への望ましくない影響は小さいことを確認する。

(4) 既存資料の活用、既存案件のレビュー

当国においては、これまで JICA の他、他ドナーが電力セクターにおける調査や事業を実施している。従って、国内供給系統の運用の現状・課題、当国の系統運用改善に向けた政策、計画の情報収集、確認にあたっては、JICA が過去に実施した関連案件の調査報告書や、他ドナーが発行しているセクター分析レポート等の既存資料を可能な限り活用し、効率性と迅速性に留意すると同時に調査の重複を避ける。既存資料だけで十分な情報を取得できない場合には、ラオス電力公社、エネルギー鉱業省等を含むラオス政府関係機関への聞き取りや現地調査により情報収集を行う。

(5) 運用中の NCC 及び変電所・発電所における調査の実施

運用中の NCC 及び変電所・発電所において現状調査等を行うため、EDL と密接な連携を図り、通常業務を妨げることなく円滑な調査を行うよう十分に調整する。

(6) 運営・維持管理能力

候補事業実施後の施設や機材等の運営・維持管理、人員体制の整備等は、ラオス電力公社が実施するが、本調査では系統運用業務に係る組織体制、職員の訓練体制等を確認する。その結果、系統運用業務の改善に係る技術支援が必要かつ妥当と判断された場合は、技術協力やソフトウェア等による支援案の検討を行う。

(7) 気候変動対策への貢献

昨今、国際的に気候変動対策として再生可能エネルギーへの転換や省エネ／低炭素化が求められている。本調査で検討するすべての候補案件において、気候変動対策の要素を検討する。

(8) デジタル技術活用可能性の検討

電力セクターに対する協力ニーズの確認にあたって、我が国の DX 技術の活用の可能性とその意義について確認する。

(9) 事業実施の意義の確認

本調査で想定される候補案件の実施による開発効果について定量的及び定性的に検討する。

1.2.3 留意事項

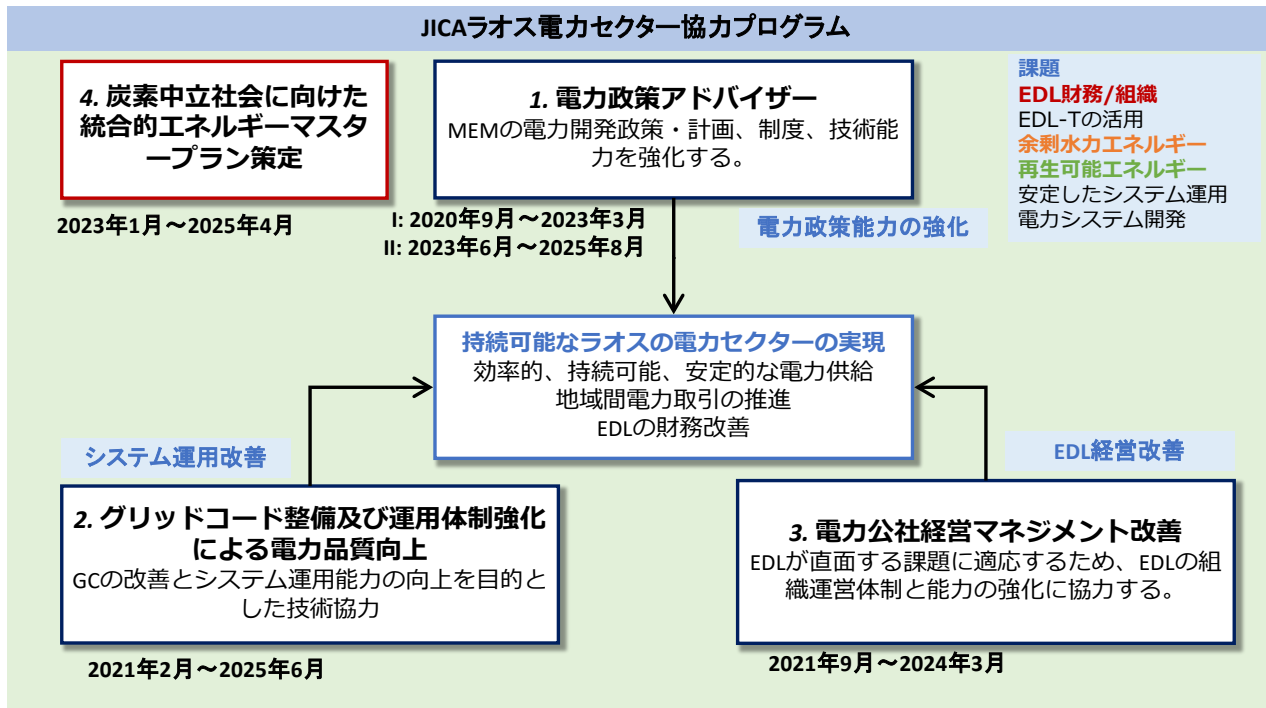
変電所設備、通信設備の準拠する規格、プロトコルとして、国際標準を利用しているものが多いことも聞いている。しかし、装置の詳細設定、仕様の細かいつくりについて、明確な確認ができておらず、NCC システムを更新した際、通信設備、RTU がそのまま利用できるかは、わかっていない。一例としては、国際標準準拠といっても、RTU データの全ての作り方の決まりがある訳ではないので、納入メーカー独自で仕様を作っている可能性や、それらがどの部分でどのような決まりとなっているか、EDL からの情報（取扱説明書などの納入メーカーからの提供資料など）で解明できない可能性が想定される。結果的に、新設設備と接続することにより、利用できない RTU 設備がでてくる可能性が高いと思われる。

このため、EDL では、NCC システムを新しいメーカーの製品にアップグレードすることを計画している。予算制約がある場合に考えられるアップグレードの方法としては、①NCC の中央のシステムから、確実にデータを接続できる発電所サイトを選定し接続する方法、②NCC の中央のシステムと発電所サイトとの情報交換システム同士のデータ接続は、メーカーから研修を受けた EDL が受け持つ方法、などが考えられる。

1.3 JICA および他ドナーの支援状況

1.3.1 JICA

2024年2月時点で、ラオス電力セクターにおけるJICA ラオス電力セクター協力プログラムを図1-1に示す。電力政策アドバイザーはMEMの電力政策能力の強化、グリッドコード整備および運用体制強化による電力品質向上についてはシステム運用改善、電力公社経営マネジメント改善はEDLの組織運営体制と能力強化による経営改善を目的としている。また炭素中立社会に向けた統合的エネルギーマスタープラン策定は炭素中立社会を実現するための長期のエネルギー移行マスタープランを策定することを目的としている。



(出所: 調査団作成)

図 1-1 JICA ラオス電力セクター協力プログラム

1.3.2 ニュージーランド外務貿易省

ニュージーランド外務貿易省（Ministry of Foreign Affairs and Trade）は 2021 年から EDL の系統運用と計画の支援を行っている。プロジェクトは 3 つフェーズで構成されており、Phase1 は 2021～2022 年で、現状の把握と支援計画の策定、Phase2 は 2023 年～2024 年で、PyPSA¹と PowerFactory² のトレーニングと EDL 系統のモデリングのためのデータ収集を行っている。Phase3 は 2025～2026 年で、NCC 運転員と系統計画担当者に Phase2 のさらに進んだトレーニングを実施する計画となっている。

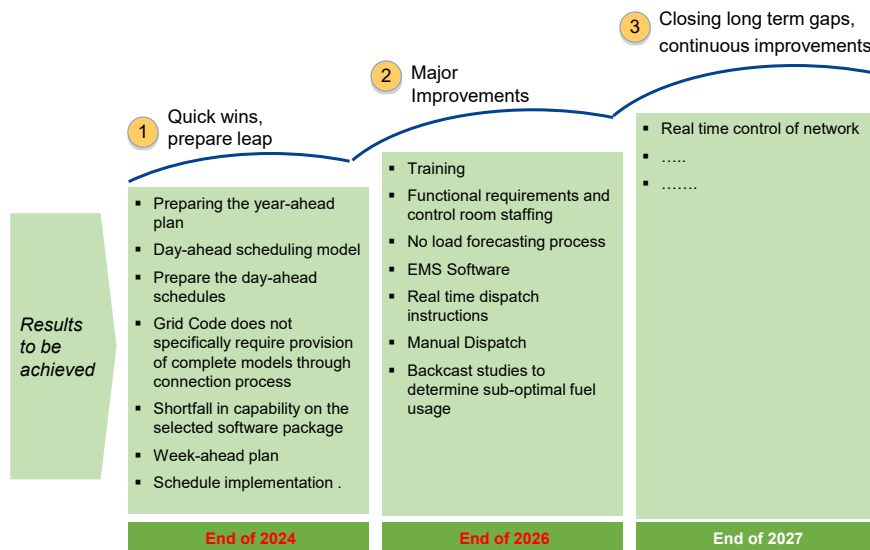


図 1-2 ニュージーランド外務貿易省の実施する系統運用計画支援の概要

¹ 電力系統解析 Python ライブラリ。 <https://pypsa.org/>

² <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>

1.3.3 世界銀行

世界銀行は配電系統の信頼性と効率性を上げるための 2015 年 9 月～2020 年 3 月まで、ラオス電力系統改善プロジェクト（The Lao PDR Power Grid Improvement Project(P149599)³）を実施した。

（表 1-1 参照）パイロットプロジェクトはビエンチャン郡 Xaythany で行われ、スマートメータ、配電自動化システム等が設置された。

表 1-1 The Lao PDR Power Grid Improvement Project(P149599)のコンポーネント⁴

コンポーネント 協力資金	内容
コンポーネント 1 計画 19 M USD 実績 21.43 MUSD	スマートメータ、配電改善、配電ロス削減。このコンポーネントは、プロジェクト領域に高度な計量インフラストラクチャ技術とデジタルメーターを導入することにより、配電自動化、インフラの改善により配電損失削減され、信頼性の向上に寄与する。
コンポーネント 2 計画 6.00M USD 実績 6.64M USD	電力会社情報システム。 3 つのサブコンポーネンから構成される。 ・ 高度な計測と配電自動化のための光ファイバー通信システムの構築 ・ 配電の運用と保守をサポートするための地理情報システムの増強 ・ 最新の企業財務管理情報システムの構築
コンポーネント 3 計画 5.00M USD 実績 1.32M USD	EDL のための組織的能力開発、コンサルティング、トレーニング、およびプロジェクト実施のサポート。
コンポーネント 4 緊急時対応 計画 0M USD 実績 0M USD	プロジェクト資金の迅速な再配分のためのコンポーネント。自然災害が発生した場合に緊急復旧および再建支援を提供するためのコンポーネント。

現在、Power Distribution Improvement Project(P178477)⁵が実施中であり（表 1-2 参照、2023 年開始）、2028 年 8 月まで実施予定である。このプロジェクトでは、配電系統のテクニカルロスの削減、EDL の財務システムの導入および関連する技術支援が行われている。

表 1-2 Power Distribution Improvement Project (P178477)のコンポーネント⁶

コンポーネント 協力資金	内容
コンポーネント 1 変電所への投資と系 統監視システム 計画 46M USD	対象の変電所における変圧器の交換または設置を支援する。老朽化や適切ではない容量の変圧器、不適切な設計により、性能が低下し、テクニカルロスが増大する。新しい変圧器への更新により、EDL は配電システムの効率と容量を向上させることができる。なお、システム監視および保護リレーの設置、設計および計画ソフトウェアおよびポータブルアナライザの調達も含まれる。技術プロジェクト実施、計画ソフトウェア、ポータブルアナライザに関する EDL スタッフのトレーニングも提供される。
コンポーネント 2 財務管理システム (FMS) と SAP の導 入 計画 5.00M USD	EDL 企業レベルでの FMS(Financial Management System) の強化、および SAP(Structural adjustment programs) の効果的な機能、統合、導入を完了するための技術支援および能力開発を支援。また、プロジェクトと企業体としての EDL の両方で年次財務報告書の監査を技術支援する。
コンポーネント 3 緊急時対応 計画 0M USD	必要に応じて、対象となる危機または緊急事態に即時対応を提供する。

³ <https://projects.worldbank.org/en/projects-operations/project-detail/P149599>

⁴ <https://documents1.worldbank.org/curated/en/726761635537794917/pdf/Lao-Peoples-Democratic-Republic-Power-Grid-Improvement-Project.pdf>

⁵ <https://projects.worldbank.org/en/projects-operations/project-detail/P178477>

⁶ <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099095503162319718/pdf/P178477020d41807087b204ff78e5bd5eb.pdf>

第 2 章 ラオス国国内供給系統運用の現状・課題

2.1 発電所・電力系統の現状

2.1.1 発電所の現状

ラオス国内の発電所は、輸出専用と国内供給用に分かれている。輸出専用発電所は BOT (build-operate-transfer) 契約によって、IPP (Independent Power Producer) が隣国へ売電しており、ラオスの国内供給のための電力系統を通さずに、タイ、ベトナムの電力系統に専用送電線により直結され、当該電力会社の給電指令により運用されている。契約上は、概ね 25 年～30 年間の操業後に、ラオス政府に返還されることになっている。また、この際、オーバーホールして、返還される。国内供給用の発電所は、EDL (Electricite Du Laos)、EDL-Gen (EDL-Generation Public Company)、もしくは IPP による事業で、ラオス国内の送配電事業者である EDL に売電、EDL の給電指令により運用されている。2021 年のラオス国内で運転されている発電所の発電設備容量と発電電力量を表 2-1 に示す。

表 2-1 2021 年のラオス国内で運転されている発電所の発電設備容量と発電電力量

種類	輸出専用 (2021 年)			国内供給用(2021 年)		
	設備容量 (MW)	発電電力量 (GWh)	稼働率 (平均出力/設備容量)	設備容量 (MW)	発電電力量 (GWh)	稼働率 (平均出力/設備容量)
水力	4,933	24,192	56%	3,992	8,848	25%
火力	1,803	11,222	71%	75	660	100%
太陽光・バイオ	-	-	-	168	116	8%
合計	6,736	35,414	60%	4,235	9,624	26%

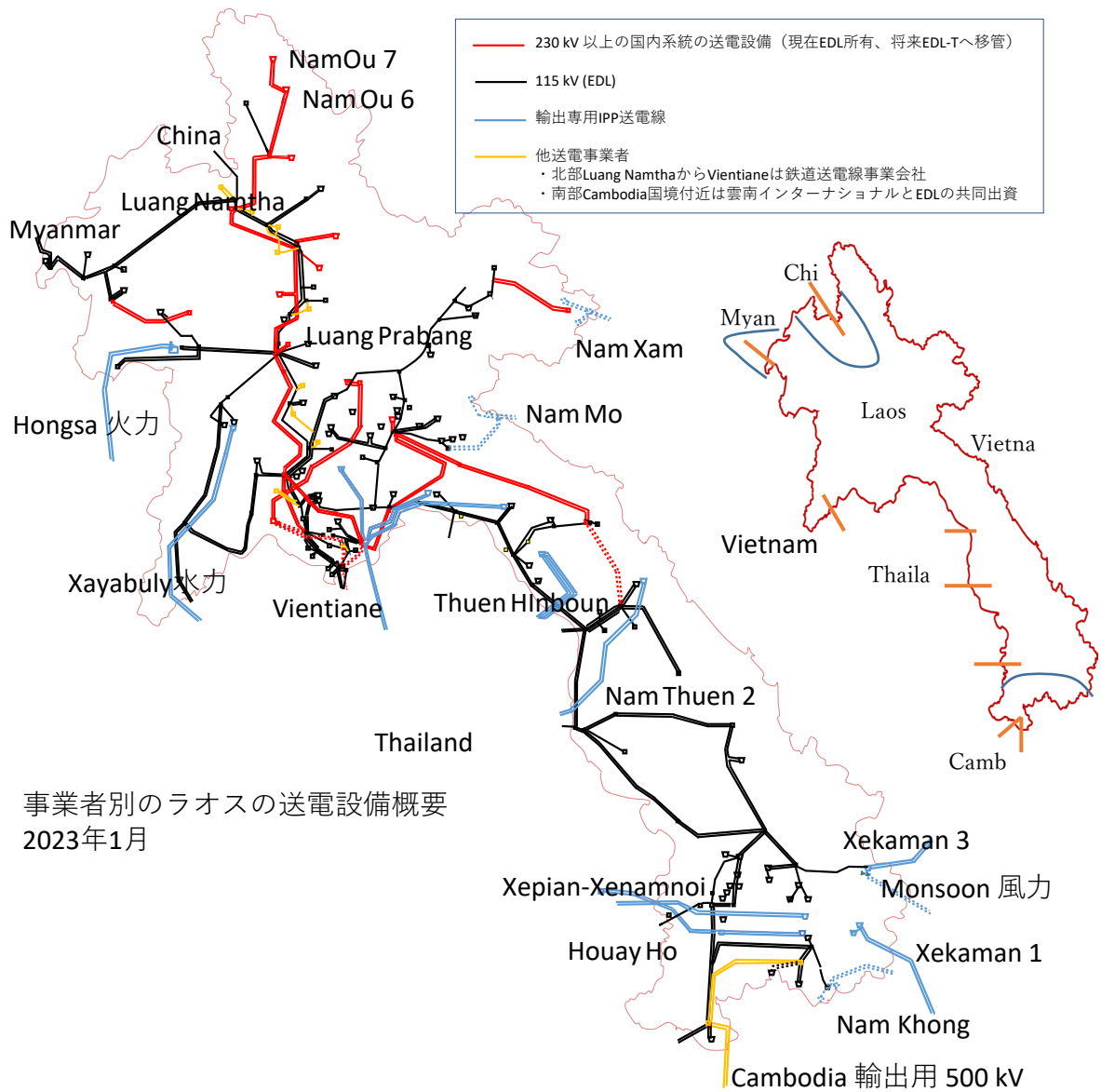
(出典: Electricity Statistics, 2021, DEPP)

2.1.2 国内系統の現状

ラオスの国内供給用の電力系統は、230kV、115kV の送電系統、33、22、11kV の配電系統で構成されている。230kV 送電線、230kV 変電所の計画・維持管理は EDL-T (Electricite du Laos Transmission Company Ltd.)に移管され、115kV 以下の送配電系統は、一部例外を除き、EDL が所有・維持管理されている。ただし、系統運用については、EDL NCC (National Control Center)が一貫して担っている。

なお、隣国との国境付近の国内送配電系統については、地理的制約等の理由から隣接国の送配電系統に接続され、電力を隣接国から越境受電している箇所がある。また、逆にラオス系統から隣接国に越境送電している場合もある。その際、同期連系していない中国、カンボジア、ミャンマーとの間で越境送受電している地域の送配電系統は、主系統から分割して運用されている。

図 2-1 にラオスの送電系統の概要と系統分割のイメージを示す。



(出所：EDL 提供情報を基に調査団作成)

図 2-1 ラオスの送電設備概要

表 2-2 は、送電系統停電時間の実績である。Black-out は全系統の停電を示し、Partial Outage とは一部地域以上の停電、Tripped with partial outage は、一部地域以上の停電を伴うトリップ（事故等による遮断器開放）、Tripped with forced outage とは、Partial Outage に達しない規模の停電を伴うトリップのことである。

この表に記載される復旧時間は、故障設備の原状回復時間を示している。（日本では通常、事故時に停電をおこした全ての需要家を、送電レベルにて停電を回復させた時間が復旧時間とされる。）送電系統全体の平均値での復旧時間が、2022 年の実績で 39.8 分、2023 年の実績で 39.0 分であり、設備復旧の時間として短いため、保護リレー整定上の問題等により適切にトリップしていない事象を含んでいる可能性が考えられる。今後、NCC システム更新により、監視箇所数が増えた場合に、この数値が短縮されると想定されるが、設備故障の影響を強く受けるため、導入効果を表す有効な指標とはならない。

表 2-2 送電系統停電時間の実績

Transmission line / transformer / feeder		Year 2022			Year 2023		
		Number (times)	Outage time (minutes)	Average Outage time (minutes)	Number (times)	Outage time (minutes)	Average Outage time (minutes)
Tripped without outage	230kV	60	1,207	20.1	43	504	11.7
	115kV	218	7,478	34.3	130	4,805	37.0
	Tr230kV	19	1,754	92.3	5	3,451	690.2
	Tr115kV	35	3,983	113.8	10	764	76.4
	Total	332	14,422	43.4	188	9,524	50.7
Tripped with forced outage	230kV	67	1,140	17.0	66	2,330	35.3
	115kV	19	444	23.4	1	5	5.0
	Tr230kV	0	0	-	5	625	125.0
	Tr115kV	97	5,321	54.9	121	3,494	28.9
	Total	183	6,905	37.7	193	6,454	33.4
Tripped with partial outage	115kV	29	510	17.6	38	440	11.6
	230kV	11	203	18.5	2	22	11.6
	Total	40	713	17.8	40	462	27.7
Tripped with black-out		0	0	-	3	83	27.7
outage transmission system		556	22,122	39.8	424	16,523	39.0
outage on distribution system	22kV	9,019	231,254	25.6	8,789	190,558	21.7
	34.5 kV	4,563	150,532	33.0	521	7,834	15.0
	Total	13,582	381,786	28.1	9,310	198,392	21.3

(出所：EDL 提供資料を基に調査団作成)

2.1.3 電力輸出系統の状況

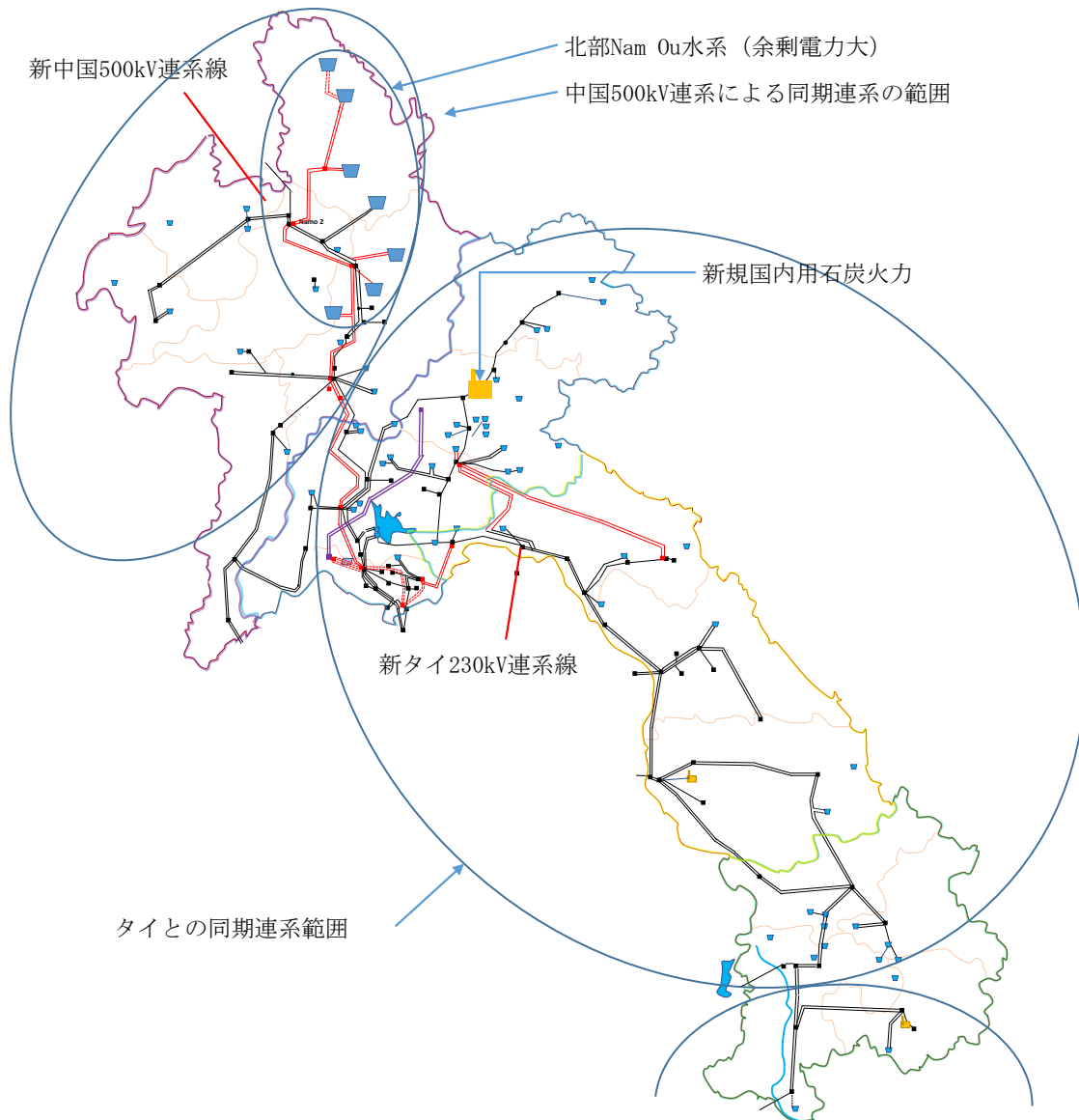
ラオス国内供給用の電力系統は、EDL 系統から、タイ、中国、ミャンマー、カンボジアに連系されている。タイとは 115 kV で 6 か所の連系点があり、合計で 9 回線が敷設されている。中国とは、115 kV の 1 回線で連系され、当初は中国から受電していたが、近年は雨季の余剰を中国へ輸出している。カンボジアへは、Dongsahong 発電所から、カンボジアに直結された 230 kV 送電線を通しての輸出、及び Khampongsalao に 115 kV で輸出されている。2022 年 12 月には、Champasak 県の Ban Hat から、M. Phuvong まで 500 kV 設計の送電線が完工し、Nam Kong¹ 及び Xepian-Xenamnoy の国内分などが、ともにカンボジアに輸出される。ミャンマーとは、2022 年に完成した 115 kV の 2 回線により、輸出を開始した。近年、少量ではあるが、タイ経由でマレーシアへの輸出が開始され、2021 年には、タイ、マレーシア経由でシンガポールへの輸出も開始された。

2.1.4 電力供給系統の整備計画近況

2023 年 2 月～3 月にかけて、ラオス国内系統の計画について、「国内用石炭火力発電所の着工¹」、「中国ーラオス 500 kV 連系線の建設決定（PPA は協議中、EDL-T による建設）」、及び「ラオス-タイ 230 kV 連系線の新設の EGAT との大筋合意」など、いくつか国内系統の増強に関わる動きがある。（図 2-2 参照）

中国ーラオス 500 kV 連系線は、季節間の需給のアンバランスを中国との融通で調整する一方、Nam Ou を中心とする特に北部で著しい余剰電力を中国に輸出すること、ラオス-タイ 230 kV 連系線の新設は、ビエンチャン周辺の季節間の需給のアンバランス是正や、余剰電力のタイへの輸出を行うことが主要な目的である。いずれも、水力発電可能電力量を活用することができ、EDL の財務改善への効果が期待される。国内用石炭火力発電所は、今後予想されるシリコン鉱業やアンモニア製造工場などの大規模需要、及びその他のラオス国内需要の増加へ対応するためのベース供給力として建設される。

¹ Namphan coal fired thermal, Xiengkhuang Province:
Developer: Phongsupthavy Group; Vietnam Electricity
Capacity: 300MW (Phase1 COD 2026), 300MW, (Phase2 COD 2027)



(出典：MEM, EDL からの情報提供により調査団にて作成)

図 2-2 ラオス国内系統計画に関する最新動向

2.2 系統運用業務・給電システムの現状と課題

2.2.1 系統運用の組織とレギュレーション

(1) 規制

近年、ラオスの電力系統には、EDL, IPP に加え、EDL-T、EDL-GEN など多くのステークホルダーが参入してきていることから、これらの事業者の系統接続・系統利用に関わる中立・公平性の確保、NCC (National Control Center) の系統運用業務における電力の安定供給と品質の確保などの観点から、MEM (Ministry of Energy and Mine) による適切な規制・監督が必要である。

ラオス電力法の 2012 年版以前は、電力事業に関する規制・監督の主体について明確な規定がなかったが、現行の 2017 年版においては、概ね以下のとおり規定されている。

- 一般電気事業者のライセンス要件に関する条文 (37 条～41 条) が追加され、許認可権限は MEM であること。
- 電気事業全般に関わる命令・監督の責任と権限を持つのは以下の 3 階層の組織 (103 条、104 条 4 項)
 - ・ MEM 本省
 - ・ MEM の首都圏・県域局 (Provincial, Capital City Divisions)
 - ・ MEM の地方事務所 (District, Municipality and city Offices)

しかしながら、MEM における系統接続・系統利用・系統運用などの規制・監督を行うための機能は、現在、複数の部局に分散、重複しているため、一元的な規制・監督組織を再構成することが望まれる。

また、規制・監督を行うためには、電力系統技術に関する専門的知識を要する場合が多いことから、系統接続・系統利用・系統運用に関わる中立・公平な業務運営や、利害関係者の調整、規制・監督当局への助言を行うための専門的な中立組織を、電力関係有識者・系統運用者・系統利用者・消費者等で構成し、以下のような間接的な規制・監督を行う仕組みを構築することが考えられる。

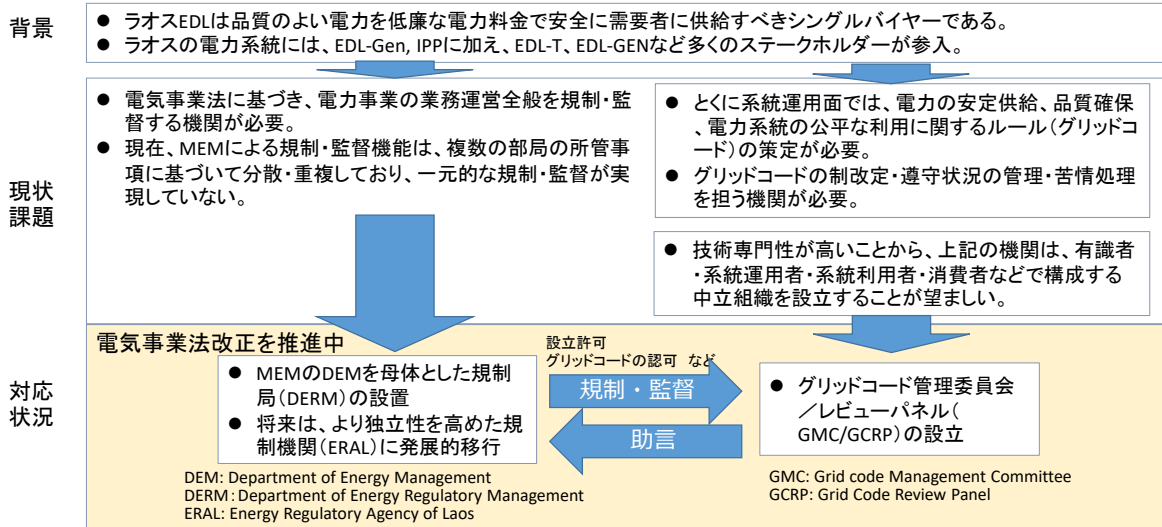
- 上記の中立組織の設立に関わる許認可権を規制・監督当局に持たせること。
- 同中立組織に、業務運営にかかわる共通ルール (定款やグリッドコード) の制定と提出を義務付け、それらの文書の許認可権を規制・監督当局に持たせること。
- 必要により、同中立組織への業務改善命令を発する権限を同規制・監督当局に持たせること。

現在、上記の方針を織り込んだ電気事業法の改正を推進中であり、

- 一元的規制・監督当局として、現行の MEM の DEM (Department of Energy Management) を母体とする新組織 DERM (Department of Enterprise Registration and Management) を設立すること。
- 将来的には、より独立性を高めた規制機関 (ERAL, Electricity Regulatory Authority of Laos)

を設立し、規制・監督機能を発展的に移行すること。

- 中立組織として、グリッドコード管理委員会／グリッドコードレビューパネル(GMC (Grid Code Management Committee)／GCRP (Grid Code Review Panel)) を設立すること。
などが検討されている。



(出所:「ラオス国グリッドコード整備及び運用体制強化による電力品質向上プロジェクト」での調査内容をもとに本件調査団にて作成)

図 2-3 ラオス国の電力系統関連業務の規制・監督の現状課題と対策検討

(2) 系統運用の組織体制

EDL の送電系統の監視体制は、本社の Power System Planning & Control Department のもとに、NCC (National Control Center)と RCC (Regional Control Center)が組織されている。概略の業務分担は以下のとおり。

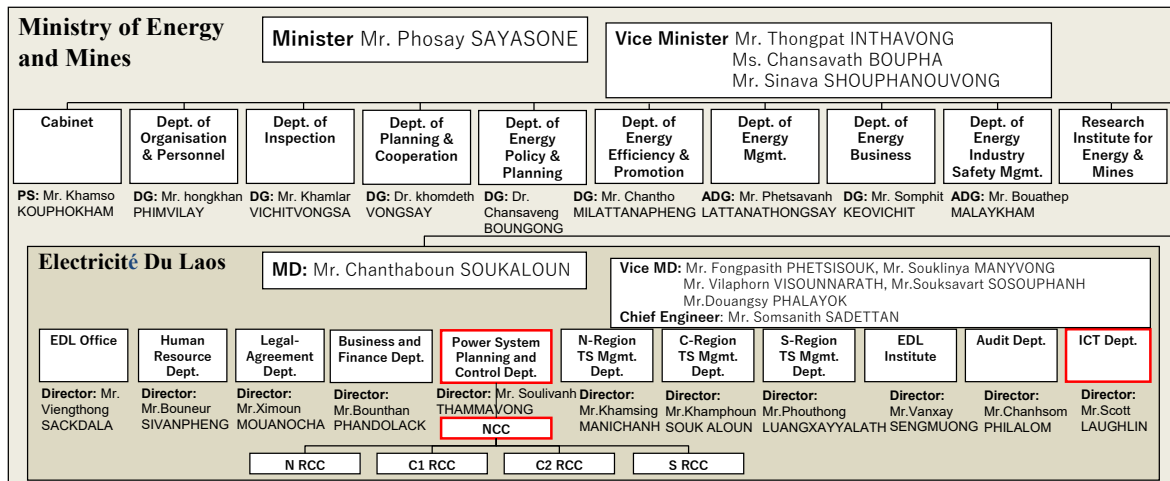
- NCC : 需給監視、発電機並列・解列操作、電源送電線操作、国際連系線操作、230kV および 115kV 送電系統の操作
- RCC : NCC の指令に基づく 115kV 送電系統の操作支援
- RCC は以下の 3 つの組織²⁾に分かれて地域別に系統を監視している。
 - North RCC (@Luang Prabang): ラオス北部県域 (Phongsaly, Luang Namtha, Bokeo, Oudomxai, Luang Prabang, Huaphanh, Xayabuly, Xieng Khuang,)
 - Central RCC (@Vientiane Capital): ビエンチャン首都圏を含むラオス中央部県域 (Vientiane Capital, Vientiane, Xaysomboun, Bolikhamxai)
 - South RCC (@Champasak): ラオス中南部県域 (Khammouan, Savannakhet, Saravan, Sekong,

²⁾ RCC の設立当初は、以下の 4 か所で主に各責任エリアの系統監視を行っていたが、C2 RCC の責任エリアを C1 および S に振り分け、現在は、本文記載のとおり 3 か所体制に統合された。

- North RCC (N RCC): ラオス北部県域
- Central 1 RCC (C1 RCC): ビエンチャン市街と周辺地域を含む中央部県域
- Central 2 RCC (C2 RCC): C1 エリア以外のラオス中央部県域
- South RCC (S RCC): ラオス南部県域

Champasak, Attapeu)

- NCC の被災に備えた Backup NCC (BNCC) も Hin Heup に整備されている。
- NCC、BNCC、RCC の監視制御システムの維持・管理は EDL ICT Department が行っている。



PS: Permanent Secretary, DG: Director General, ADG: Acting Director General, AHI: Acting Head of Institute, MD: Managing Director,

(出所: 調査団にて作成)

図 2-4 ラオス国の電力セクター組織図

NCC 要員構成 (合計 24 名)

- Managers 2
- 4 operators/team * 4 teams 16
- System Analysis 3
- System Maintenance 3

RCC 要員構成 (オペレータ構成のみの情報)

- N RCC: 2 operators/team * 3 teams 6
- C RCC: 2 operators/team * 4 teams 8
- S RCC: 2 operators/team * 4 teams 8

2.2.2 給電システムの現状と課題

(1) 給電システムの現状

(a) NCC システムの機能

現在の NCC システムの機能一覧を、以下に示す。

SCADA	AGC	Network Applications	System
- Electric Quantity	- Schedule	- State Estimation	- Editor Maintenance
- Station List	- Parameter	- Dispatcher Power Flow	- Data Examining
- Total Load	- Alarm	- SA – Security Analysis	- System Configuration
- Load Balance	- Statistic	- SCD – Security Constrain Dispatch	- System Supervision
- Transformer Status	- Measure	- Load and Gen Forecast	- Retrieving and Counting
- CB Bus-Bar Status	- Record		- Database Maintenance
- National Power Grid			- Communication Supervision
- State Grid Data			- System Application
- Whole Network Diagram			
- Historian			

(出所: 調査団にて作成)

図 2-5 NCC システムの機能一覧

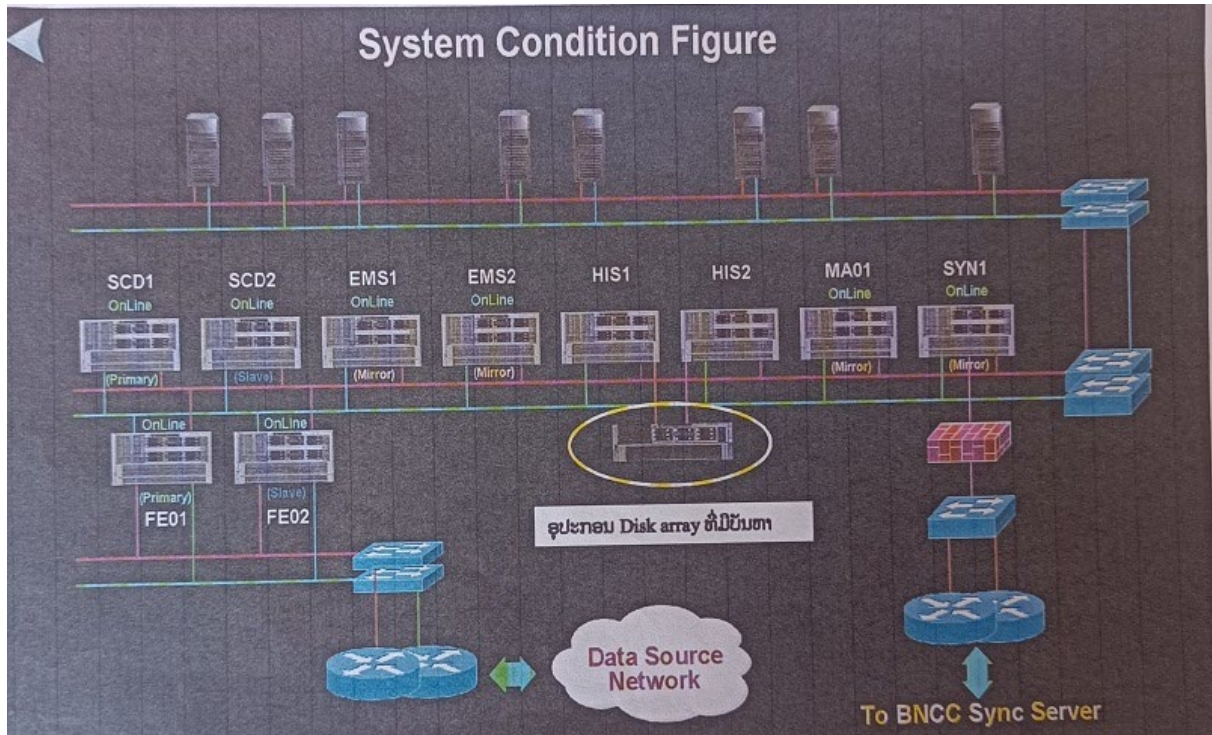
大別して 3 種類の機能を有している。

- ① 送変電設備のオペレーション (いわゆる SCADA に相当する部分)
- ② 発電所のオペレーション (いわゆる EMS に相当する部分)
- ③ 給電システムのメンテナンス

高度な機能を備えているということはないものの、当直運用者が通常業務を実施するにあたり、EMS、AGC (Automatic Generation Control) 等の必要な機能を有している。ただし、発電所・変電所からのデータ収集が不完全であるため、これらの機能を活用することはできない。

(b) NCC システムの構成

NCC システムのシステム構成図を下図に示す。既設の NCC システムは 2010 年に設置され、運転開始から 13 年以上経過している。SCADA サーバー (SCDx)、EMS (EMSx)、ヒストリアンサーバー³ (HISx)、フロントエンドサーバー (FEx) は 2 系列構成、メンテナンスサーバー、同期サーバーは 1 系列構成となっている。

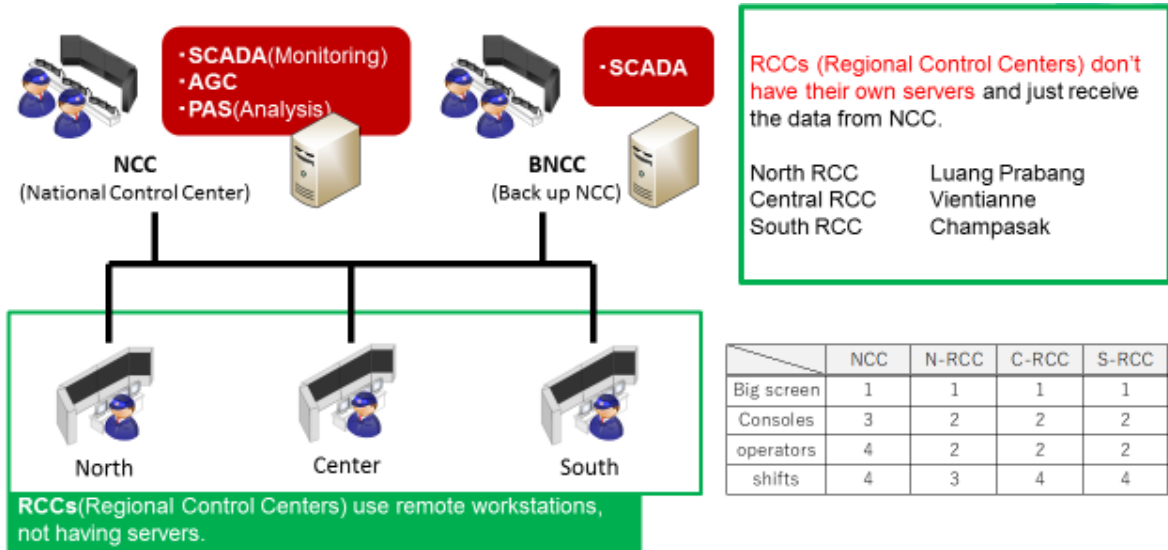


(出所: EDL より受領)

図 2-6 NCC システムの構成図

NCC、BNCC、RCC の概略構成を以下に示す。BNCC には SCADA サーバーが設置されており、NCC に設置されているシステムがシステムダウンした際にも NCC システムは SCADA 機能を維持することができる。(AGC、PAS (high-level application software)機能は失われる。) RCC はワークステーションのみ設置され、NCC および BNCC のデータを取得することにより、発電所・変電所の情報を監視することができる。以下に NCC システム、BNCC システム、RCC システム概略構成図を示す。

³ 監視情報、アラーム、イベントに関連するデータを収集、保存、取得するサーバ

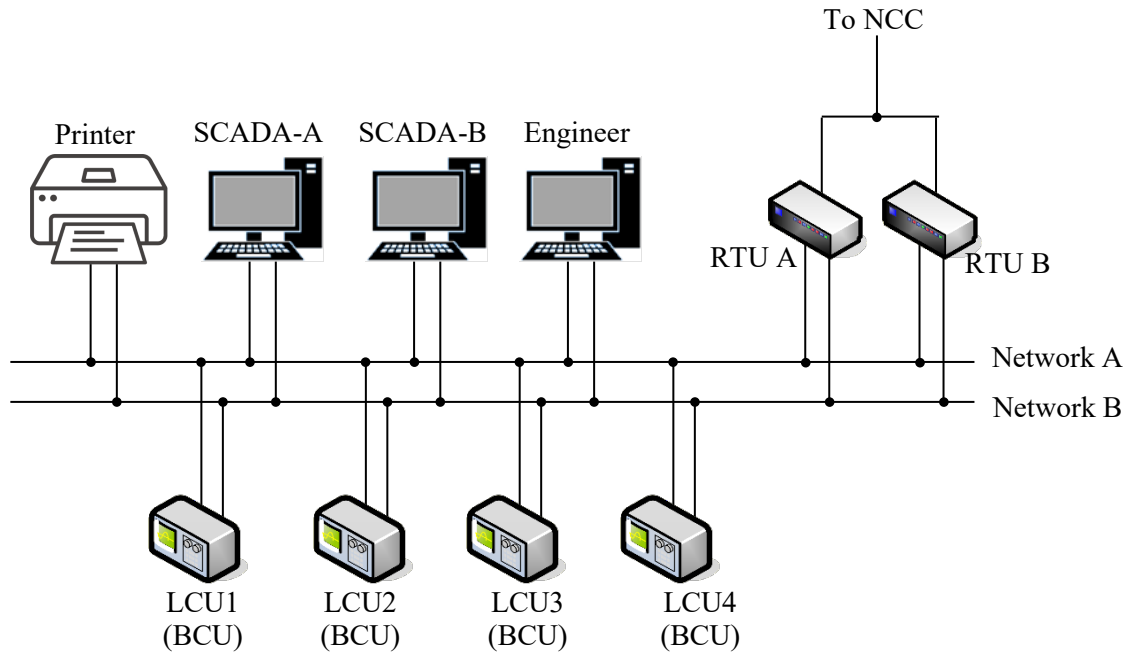


(出所: 調査団にて作成)

図 2-7 NCC、BNCC、RCC のシステム概略構成

(c) 発電所のシステム

発電所の標準的なシステム構成を図 2-8 に示す。システムは発電所の計測情報を集約、NCC からの制御信号を LCU (Local Control Unit) に伝達する RTU (Remote Terminal Unit)、ローカルの制御装置である LCU、発電所内の電力設備の監視制御する端末 SCADA、プリンター等で構成されており、RTU や SCADA、構内のネットワークは 2 系列化されている。変電所の場合は LCU が送電線や変圧器のベイの計測情報を取得、開閉器制御を行う BCU (Bay Control Unit) となる。

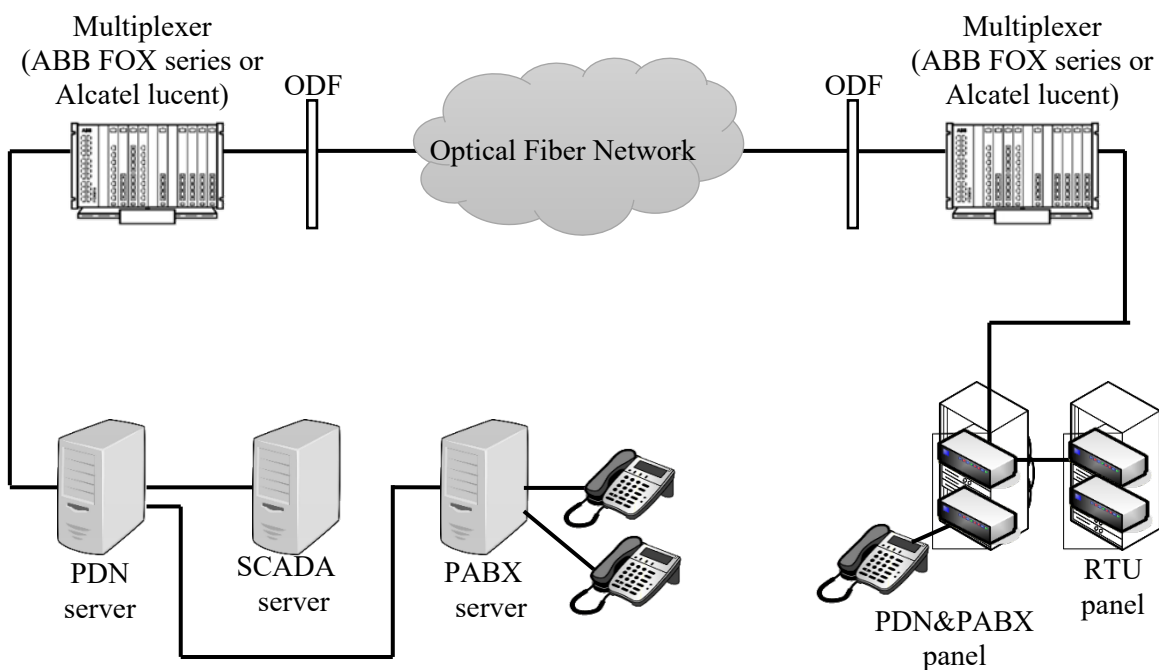


(出所: EDL 資料より調査団作成)

図 2-8 発・変電所の標準的なシステム

(d) 通信設備

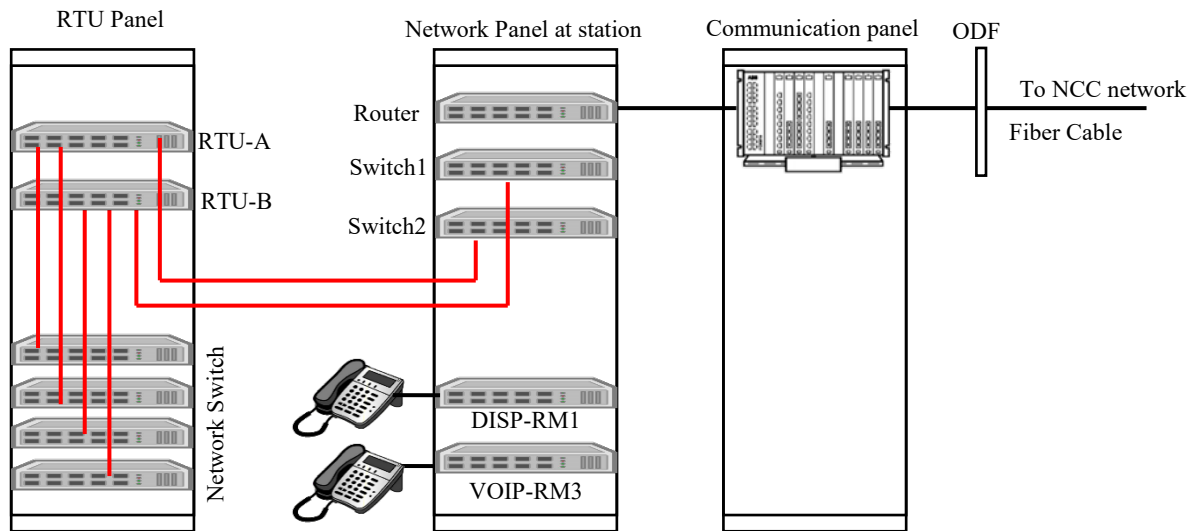
EDL の NCC、発電所、変電所間に光ファイバーが敷設されている。通常、電力用通信の光ファイバーは 2 ルート化されるが、現在の EDL の光ファイバー網は完全な 2 ルート構成にはなっていない。光伝送装置は Alcatel Communication Network 製 1660 シリーズと Hitachi Energy 製 FOX シリーズが混在している。これらの光ファイバー通信システムに電話回線（EDL 専用回線）、保護回線（リレー等）、制御回線が収容されている。なお、NCC と発・変電所間の通信プロトコルは（IEC60870-5-104）が使用されている。IEC104 は IEC101（IEC60870-5-101）で規定されていない OSI 参照モデルにおいてトランスポート、ネットワーク、データリンク、物理層を規定し、TCP/IP ネットワーク上で動作するものとした規格である。なお、IEC104 のアプリケーション層は IEC101 と同一である。添付資料-1 に 2023 年 12 月時点の EDL の通信設備を示す。



(出所: EDL 資料より調査団作成)

図 2-9 NCC システムと発・変電所間の通信設備

発・変電所の標準的な通信設備について、以下に示す。



(出所: EDL 資料より調査団作成)

図 2-10 発・変電所の標準的な通信設備

(e) セキュリティ対策

ラオスは、ASEAN 諸国のなかでもサイバーセキュリティ関連の対応が立ち遅れていたが、ASEAN 近隣諸国や国際電気通信連合 (ITU) の支援のもと、2016 年、郵政電気通信省 (the Ministry of Posts, Telecommunications and Communications) のもとに、ラオス・コンピュータ緊急事態対応センター (the Computer Emergency Response Center 通称 LaoCERT) を設置した。

LaoCERT は、郵政電気通信省内の部局に相当する地位を有する技術ユニットであり、同省において、コンピュータシステムの緊急事態を予防・解決するための主要部局の役割を担っている。ラオス国のサイバーセキュリティ関連の法規を表 2-3 に示す。すべてサイバーセキュリティ局 (Department of Cyber Security, Ministry of Technology and Communications 傘下) 管轄の法律である。

表 2-3 ラオスのサイバーセキュリティ関連法規

法律	概要
Law on Prevention and Combating Cyber Crime サイバー犯罪の予防、対策に関する法律	安全保障、平和維持、社会秩序維持等のため、サイバー犯罪の予防、減少・消滅のための効果的な対策をとるための原理、規則、手段を定めた法律。主に、国の責務・役割を中心とする内容。Lao CERT と呼ばれる緊急対策組織を国が設立する内容を含む。
Law on Electronic Data Protection」電子データの保護に関する法律	国、法人、個人等の権利および利益の保護、経済的・社会的な国の発展等を目的に、電子データ保護の運営、監視、活動に関する原理、規則、方法を定めた法律。主に、国の責務・役割、方針、管轄に関する内容。

EDL はセキュリティに関するポリシーを規定している。（内容については提供されなかった）EDL 社内では国際的な基準（ISO/IEC 27000 シリーズ：情報セキュリティ規格群など）に沿って、監査を実施している。NCC システムが使用するネットワークは外部ネットワークとの接続がないプライベートなネットワークである。NCC 指令室および NCC システムサーバー室の入退室管理は、指紋、暗証番号およびカード認証により実施している。



(a) NCC 指令室



(b) NCC システムサーバー室

図 2-11 入退室管理

(2) 給電システムの課題

(a) 新增設発電所・変電所の NCC システムへの接続不能

現在の NCC システムは、ネットワークの情報の設定変更ができないことが課題となっている。つまり、新たな発電所が増設されても新たな監視・制御情報の追加ができない。EDL は現在の NCC システムの製造者である NARI Technology Co.Ltd にコンタクトをとり対応を依頼したが、保守期限が切れており、メーカーでもメンテナンスができない状態となっている。表 2-4 に、現状での監視可能箇所数および割合を示す。

表 2-4 NCC システムの現在の情報取得状況

	稼働中	待機中含む
監視箇所の総合計	102	145
現状での監視可能箇所	80	80
監視箇所の割合[%]	78.4 %	55.2%

(出所: 調査団にて作成)

NCC システムの現在の情報取得不可能箇所の原因として、NCC 側とサイト側の問題があり、約半数が NCC 側の問題に起因している。今回、NCC システムを更新した場合は、NCC 側の新規情報取得ができない問題が解決することになり、NCC 側の問題に起因している箇所は監視可能となる。EDL によるとサイト側の問題については、EDL の予算で対応可能とのことである。また、NCC システムに問題があるため、今後新增設される発・変電所は、情報接続が進められず、接続待機箇所となる見込みである。

(b) NCC システム故障の現状

近年の NCC システムの故障に関する情報を表 2-5 に示す。

表 2-5 現状 NCC システムの故障に関する情報

年度	回数	故障期間	故障箇所
2020 年	1 回	17,520 h (2 年間)	記録 HD ダウン
2021 年	2 回	48h、4h	NCC システムダウン (バックアップ含む) サーバー 1 と 2 ダウン
2022 年	3 回	1h、3h、48h	GPS ダウン HD ダウン サーバー 1 と 2 ダウン
2023 年	3 回	0.5h、0.33h、0.17h	サーバーダウン HD ダウン システムエラー (エラー誤検出)

2.2.3 系統運用業務の現状と課題

(1) 需給運用計画

需要予測は①昨日の需要データ、②1週間前の需要データ、③2週間前の需要データをもとに線形予測により実施されている。天気や気温、湿度等のデータは記録されておらず、需要予測に利用されていない。なお、過去2年分の24地点の時間単位の需要データを保存しているが、2年以上前のデータは保存していない。

需給運用計画については、水位、需要想定の情報をもとに計画を立てている。年間、月間、週間、前日の計画の作成までは、日勤者にて担当している。当日の対応は、NCCの運転員が担当している。雨季は7～10月の4か月、乾季は11月から7月の8か月である。6月末に水位が最低となるように調整をしている。

年間発電計画は発電所が10月25日までに翌年の月単位の発電計画をNCCに提出する。NCCが発電計画を確認し、12月末に発電所に計画の承認を回答する。月間発電計画は、毎月25日までに発電所が時間単位の発電計画をNCCに提出し、毎月30日までに発電所に承認を回答する。週間発電計画は、発電所が毎週木曜日正午までに時間単位の発電計画を提出し、NCCがその日の16時までに発電所に回答をする。前日計画は、毎月正午までに発電所が時間単位の計画を提出し、その日の16時までに発電所に回答する。需要予測が外れた場合、また、調整池への流入量の予測が外れた場合、前日までの予測をもとにした発電計画が当日変更となる。

国際連系線は100MWが10回線存在し、基本的に年間を通じて輸出入が0MWhとなるように計画している。

メリットオーダーとしては、Take or PayのIPPを優先している。次にEDL-Genの調整ができない小水力、流れ込み式水力、その次にIPPの調整ができない小水力、流れ込み式水力を優先している。

(2) NCC システムの機能とその利用状況

現状の NCC システムの機能とその機能の利用状況を図 2-12 に示す。現在、当直員が使う機能は、SCADA 機能に限定されている。一部の箇所（例えば HinHeup 変電所）は制御機能が実行可能であり、変電所の遮断器の開閉操作は試験（実際の開閉器の操作）を実施済みであるが、現場作業による操作を実施しており、誤操作の懸念等の安全上の理由により、NCC システムによる遠隔操作（遮断機の on,off など）は実施していない。

AGC は、契約上（PPA）上に NCC からの制御に関する取り決めがないため、適用可能な発電機がない。

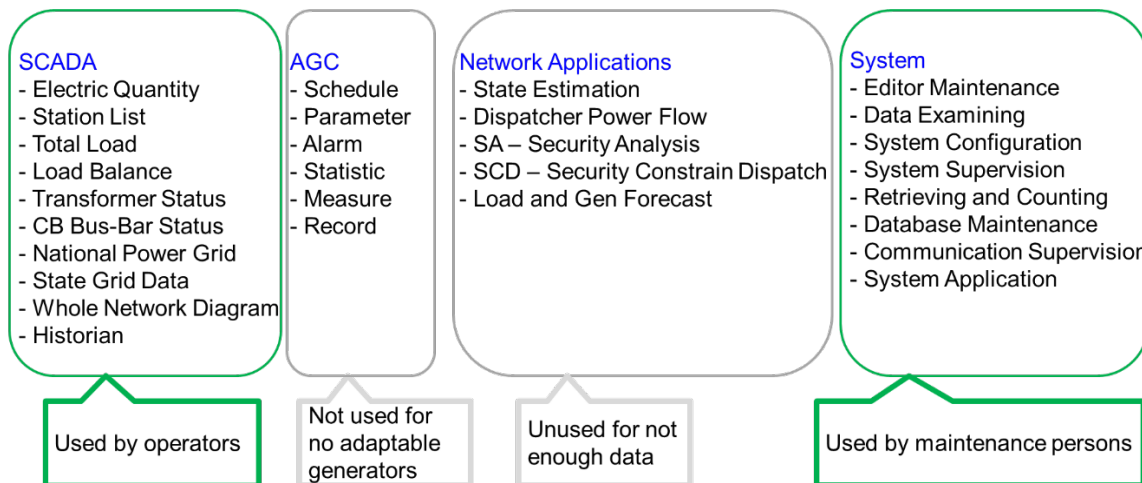
Network Applications については、情報取得状況が不十分であるため、使用できない。

メンテナンス機能は、日勤の保守担当が利用をしている。一般的なシステムでは、メンテナンスモードに移行した操作卓で実行する場合が多い機能と思われる。新增設設備との情報の連系は全くできないが、システム上に、新設変電所を描画することはできる状態である。

なお、選択するシステム上のモード（Environment、常時は Normal モード）として、訓練系・試験系はなく、システムでの訓練はできない。分析機能（PAS）が使えれば、系統シミュレーションは可能であるが、NCC システムの不具合により現状の系統情報が入力できないため、系統運用の解析業務として、PAS の代替として以下のツールを使用している。

- 潮流計算 Power World
- 安定度計算 Digsilent Power Factory

※安定度計算に利用する発電機データは、実際のデータが入力されておらず、標準的なパラメータを使用している。



(出所: 調査団が作成)

図 2-12 NCC システムの機能の利用状況

(3) 系統運用業務の課題

系統運用業務の中で、特に需給運用計画業務に関する課題を中心に以下に記載する。

- 需給運用計画の計画値と実績値に乖離がある。これを最大の課題と捉えている。
業務の流れとしては、日勤者が年間、月間、週間、前日計画のそれぞれの需給運用計画

を作成し、当直者が当日の運用を担当するというのは、一般的な手法であるが、それぞれの業務の数値の精度を、特に計画段階の際に、高めることが求められる。実績データの蓄積、および分析に基づき、計画値の精度を高めることの双方で課題があると思料する。発電事業者はじめ系統運用に携わる全ての関係者を含めての業務品質向上が必要となる。

- 調整力確保を全く行っていないことが、続いての課題である。具体的には、必要な調整力確保量の確認が行われていないこと、主にコストの観点から優先順位を踏まえてどの発電機を調整力として利用するかの判断が適切にできていないこと、調整力に対する対価が適切に支払われていないこと等の課題がある。実際には、水力発電機を当直者の経験に基づく判断で、必要な際は、調整力として利用する操作を行っていることから、調整力として利用できる（水力）発電機はあるものの、当日、必要な調整力を確保し、優先順位を踏まえた判断を行っていき、それに見あう対価支払いとコスト負担をすることが必要と考える。
- 電力需要想定や出水量想定に、詳細な気象データ（天候・気温・湿度など）を用いていない。情報欠落によりリアルタイムの電力需要の把握も精度が悪い。
- 供給力のほとんどは水力発電であり、小容量の流込み式水力や、Take-or-Pay 契約の IPP の占める割合が多く、出力調整の融通性が乏しい。
- 上記の状況があり、隣国タイとの連系線潮流の管理が適切にできていない課題がある。雨期や乾期で潮流を流したいときは特にであるが、計画値を上回る潮流が流れ、結果的に、送電線の熱容量近辺となる状況が生じやすく、場当たりのとも言える当直者による対応に頼った運用となっている。

(4) IPP の運転の現状

本調査において、IPP である Nam Theun 2 発電所および Theun Hinboun 発電所にヒアリングした。ヒアリング結果を下記に記載する。

(a) Nam Theun 2

2010 年に運転開始。EDF⁴40%、EGCO⁵35%、Lao Holding State Enterprise⁶ (LHSE) 25%所有している。輸出用に 4 x 251.3MW、国内供給用に 2 x 37.5MW の発電機がある。輸出用の電力は 500kV の送電線でタイに送られる。国内用は 115kV 送電線で送られている。EGAT への契約発電量は 5,636GWh、EDL への契約発電量は 500GWh である。（ただし、発電実績は EGAT 向け 95%、EDL 向け 5%）Net Head は公式数値で 348m である。輸出用、国内用ともに Take of Pay 契約となっており、EGAT からの収入が全体の 97%を占める。貯水池は輸出と国内向けで共用、それぞれの水の使用量については PPA で決められた発電量で按分される。

EGAT 向けの発電計画については、Nam Theun 2 がユニットの稼働率を EGAT に提出し、EGAT が発電計画を立てる。輸出用の発電機ユニットには AGC が装備されており、EGAT からコントロールされている。国内用についても技術的には NCC から制御可能であり、AGC は可能である

⁴ Electricite de France (EDF)。国有企業のフランス電力公社を前身とする民間電力会社。

⁵ Electricity Generating Public Company Limited (EGCO)。タイ発電公社 (EGAT) を最大株主とする発電会社。

⁶ ラオス国営持株会社。大型輸出水力 IPP の出資を目的に 2005 年 2 月に設立された。

が、現在は NCC からの制御を行っていない。ただし、詳細検討が別途必要であり、追加の設備が必要となる可能性もある。現在の EDL との PPA には AGC に関する記載はない。AGC をするためには、PPA の見直しが必要である。

国内向の発電機はペルトン水車で、調整幅は 1MW～37.5MW（最大）である。

(b) Theun Hinboun

THPC (Theun-Hinboun Power Company) は EDL-Gen が 60%、GMS Power⁷および Scatec⁸がそれぞれ 20%出資している。国内供給用発電ユニットはフランス水車で発電機は 30MW で、2 ユニットで合計 60MW である。ダムは輸出用とは別に建設されている。NamThuen2 のダムが上流にできたため、乾期に水量が足りなくなり、国内用の貯水池は雨期には放水せず、乾期に放水して発電し下流に位置する輸出用の発電機に水力を供給している。2036 年に BOT 期間が終了する。

⁷ タイの IPP。以前は MDX Power。

⁸ 再生可能エネルギーの IPP。本社はノルウェーのオスロ。

2.2.4 隣国との広域運用の現状と課題

(1) 需給運用計画策定フェーズ

NCC スタッフへの聞き取り調査によると、タイ EGAT との電力輸出入を含む需給運用計画は、図 2-13 のとおり、年間計画、月間計画、週間計画、前日計画を策定しており、実需給に近づくにつれて、需要想定や発電計画を最新の情報で見直して、需給バランス計画をブラッシュアップする通常の手順が用いられている。

しかし、電力需要の想定値と実績値との差異が生じた場合の原因分析を行っていないため、国内の電力需要想定精度があまり高くないと想定される。

そのため、計画策定段階では、ラオス国内の想定需要を満たすための供給力確保が可能かを大まかに確認するのみで、タイ EGAT との輸出入電力を計画的に見積もることは難しい状況と考えられる。

現状のやり方は、各計画策定時に想定した 1 時間ごとの電力需要に対して、期限までに集約した 1 時間ごとの発電計画を積み上げ、その差し引き量を電力輸出入量として誤差項のように当てはめているのみ。実績としては、図 2-14 のグラフのように、雨季および乾季には、それぞれ、国際連系線の運用限界まで輸出および輸入方向に潮流が流れているが、何か目標となる計画に沿って制御しているわけではない。

したがって、経済負荷配分 (Economic Dispatch Control, EDC) や負荷周波数制御 (Load Frequency Control, LFC) の観点からは、現状は国際連系線の計画潮流 (制御目標値) は ±0MW として扱われているに等しい。

【需給計画策定業務の課題】

- 国際連系線を介したタイ向け輸出入量は ±0MW を目標としており、計画的な電力輸出が実現していない。
- 電力需要は、過去の履歴値を用いて想定しているが、実績との比較分析を行っていない。

業務の現状 (年間、月間、週間、前日計画)

		年間	月間	週間	前日
需要想定(*)		実施	実施	実施	実施
発電計画(**)	受領	1 0 月	2 5 日	木曜日午前	
	回答	1 1 月 遅くとも年内	月末	木曜日夕方	1 6 時 遅くとも 2 4 時
	計画刻み	1 時間毎	1 時間毎	1 時間毎	1 時間毎
電力輸出入(***)	調整目標値	±0MW	±0MW	±0MW	±0MW

(*) 需要想定は、上記それぞれの計画タイミングで実施する。前日計画では、1, 2, 7, 14 日前の需要実績を入力とする想定値を算出する方程式を利用し、エクセルにて計算している。

(**) 発電計画の回答にあたっては、①take or payの発電所などのPPA契約の制約、②連系線容量などの潮流上の制約、③池の水位の制約なども考慮した出力指令となっているか、確認を行っている。発電機の計画停止についても、上記回答に、織り込んだもので回答する。

(***) 国際連系線を介したタイとの電力輸出入のみ数値

(出所: 調査団にて作成)

図 2-13 NCC における需給計画策定業務の現状

(2) リアルタイム需給運用フェーズ

NCC スタッフへの聞き取り調査によると、リアルタイムにおける国際連系線潮流は以下の事象により大きく変動しやすい。

- 国内用発電所の出力が計画と乖離している。（とくに雨季に発電計画の変更が多発）
- 国内電力需要が想定から大きく乖離する。

現在、ラオスとタイとの間の国際連系線の電力潮流を調整するための発電機出力の自動調整機能（AGC: Automatic Generation Control）が整備されていないため、時々刻々の電力需要と発電電力との差分をそのまま国際連系線を介した電力の出し入れでしわ取りする運用になっている。

また、国際連系線の1回線あたりの熱容量が100MW程度と少なく、EGAT系統と多点連系のため潮流調整が複雑であり、電力潮流が熱容量限界に達すると発電遮断・負荷遮断で対応している。

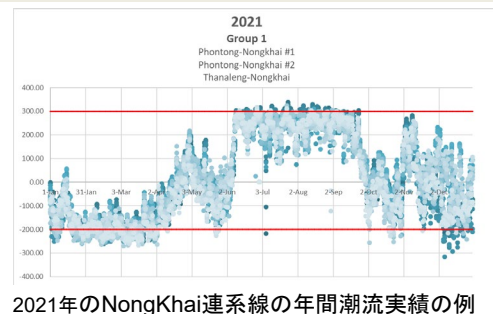
以上のように、タイEGATへの電力輸出入量を計画したとしても、その通りの電力潮流に調整することができないため、タイEGATにとっては、ラオスの電力は供給力(kW 価値)としては期待できず、新規の電源開発量の削減につながらない。現状は、毎月末、毎年末ごとに、計量された正味の輸出入電力量(kWh)に応じて事後的な金銭決済を実施するに留まっている。

【リアルタイム運用業務の課題】

- 国際連系線潮流は以下の事象により大きく変動しやすい。
 - 国内用発電所が計画どおりの出力を出さない。（とくに雨季に発電計画の変更が多発）
 - 国内電力需要が想定から大きく乖離する。
- 国際連系線の1回線あたりの熱容量が100MW程度と少なく、EGAT系統と多点連系のため潮流制御が複雑。
- 国際連系線の潮流が熱容量限界に達すると発電遮断・負荷遮断で対応している。

業務の現状

- 系統周波数（一次調整・二次調整）・・・タイEGATによって維持されている。
- 需給バランス（三次調整）・・・
 - 「①国際連系線容量制約」、「②池水位制約」、「③電力需要の想定誤差対応」の優先順位で、都度、発電機に出力調整の指令を発令している。
- 年間で輸入超過とならないよう、乾季の電力輸入を雨季の電力輸出で補償する。そのため、雨季と乾季の最盛期は、国際連系線の潮流が運用容量限界に達しやすい。



(出所: 調査団にて作成)

図 2-14 NCC におけるリアルタイム需給運用業務の現状

第3章 給電システム及び系統運用改善ロードマップの検討

3.1 給電運用改善ロードマップ

3.1.1 総論

2.2.4(2)でも述べたとおり、今後のインドシナ地域の電力ハブになると期待されるタイ EGAT が、ラオスから輸入した電力を供給力(kW 価値)として期待していないことは、ラオス国内に豊富に存在する水力(再生可能エネルギー)の活用による、インドシナ地域全体としての化石燃料電源の減容につながらず、また、EDL の収益増などラオスの国益にもつながらない。

タイーラオス間のような交流送電線(HVAC)によって同期連系している場合の、国際連系線の電力潮流の制御は、NCC システム(SCADA/EMS)による発電制御(AGC: Automatic Generation Control)の整備が不可欠であるが、現状の SCADA/EMS には、機能は実装されているものの、データ設定は未実施であるうえ、システム製造業者による対応も期待できない状況である。加えて、各発電機が AGC に応じられるか、発電所側と連携した確認も必要である。

そこで、NCC システムのリプレースを実施し、最終的に AGC 機能を整備することにより、国際連系線の電力輸出入量の制御を含む、ラオス国内の自立した需給バランス制御(LFC: 負荷周波数制御) 実現を支援することを提案する。

3.1.2 ラオス電力システムの需給バランス制御の段階的実現

将来、ラオスがタイから自立した需給バランス制御(LFC: 負荷周波数制御) 実現するためには、NCC システムの整備以外にも様々な条件整備が必要なことから、以下の3ステージに分けて実現していくことを提案する。

ステージ1: オフライン指令による電力輸出入電力量一定制御 (manual-FTC, Flat Tie line Control)

本ステージは、給電システムのリプレースが完了するまでの期間を利用して、まずは、NCC が現状実施している需給調整の精度を、少しずつ改善していくものである。

現在、タイとの関係では、電力の輸出入計画がなく、国内需給バランスの差分を、国際連系送電線を介して無計画に出し入れしているに過ぎない。このような状態ではタイとしてはラオスの電源は供給力(とくに MW 価値)として期待できず、また、インドシナ地域全体で水力資源を有効活用し低炭素化につなげることも難しい状況であることは 2.2.4(2)や 3.1.1 でも述べたとおりである。

ラオスからの電力輸出が供給力として認知されるためには、需給運用計画の段階から、需要と供給力を想定し、その上振れ下振れリスクも含めて、どの時期にどれほどの電力輸出が可能か、あるいは、電力輸入が必要なのかを見積り、タイに対して電力輸出入計画として提示する必要がある、さらに、実際に実受給においてもそれが実行されなければならない。

そこで、本ステージでは、その電力輸出入計画を立案し、さらにその精度を高めるため実需給との誤差の原因を検証する時期として位置付ける。そのことにより、これまでタイから「変動」

として扱われていた電力を、少しずつでも「計画」として認知されるよう需給計画業務の質をあげるステージとする。

すなわち、タイとの電力輸出入計画に基づき、一定期間の正味の輸出入電力量が、計画電力量と一致するように発電機出力をマニュアル(電話指令などによるオフライン指令)にて調整する。電力量の積算期間は、年間→季節間→月間→週間と、マニュアルでの指令業務のスピードが追いつく限度で、順次、短縮し、計画としての精度を高めていく。

ステージ2：NCC システムを用いた自動での電力輸出入量一定制御 (automatic-FTC)

本ステージは、給電システムのリプレースと AGC 機能の整備が進んだ時期からの開始を想定している。

すなわち、ステージ1と同様の考え方で、より短いスパンでのタイとの輸出入電力量の需給バランス調整を、給電システムによる自動制御で実現する。電力量の積算期間は、日間→1時間→30分と順次短縮する。

ステージ3：NCC システムを用いたラオス国内の電力需給誤差ゼロ制御 (TBC)

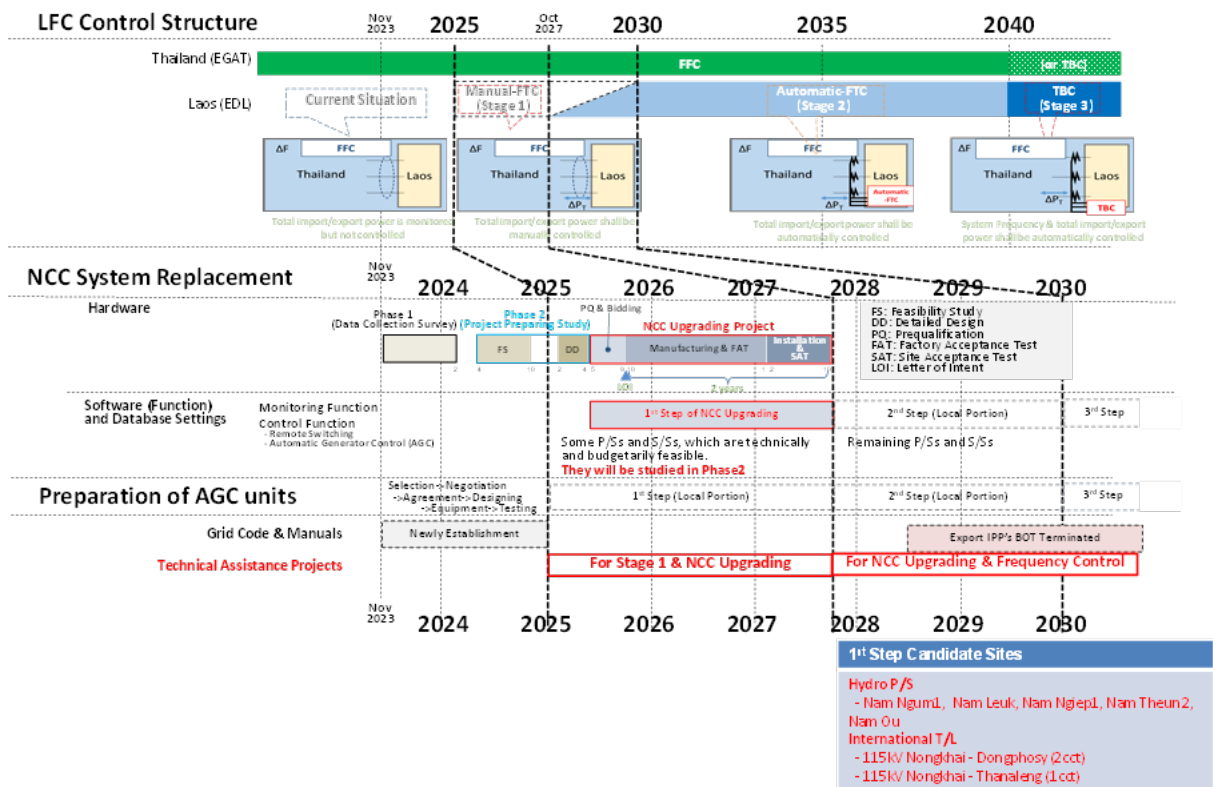
本ステージは、ステージ2の automatic-FTC がある程度定着したのちの開始を想定した LFC (負荷周波数制御) の最終形である。

すなわち、日本の多くの一般送配電事業者も採用している、いわゆる周波数バイアス連系線電力制御 (TBC: Tie-line power flow frequency Biased Control) をラオスに適用するもので、周波数の基準値からの偏差と、国際連系線の正味の輸出入電力の計画値からの偏差を検出して、2つの偏差を同時に解消するよう、給電システムにて発電機出力を自動制御する。

現在、JICA で実施中の「ラオス国グリッドコード整備及び運用体制強化による電力品質向上プロジェクト (Project for Power Quality Improvement through Upgrading Grid Code and Strengthening Its Enforcement System)」にて、グリッドコードや業務マニュアルを整備しているが、需給運用計画の策定や周波数調整・制御に関わる、上記ステージの内容も織り込むことを計画している。

グリッドコードや業務マニュアルの整備にあたっては、EDL の Power System Planning and Control Dept. や NCC 職員の需給運用計画・周波数調整業務に関するリテラシーを高めるため、密にコミュニケーションを図りながら対応している。

併せて、各ステージの実務に入る前には、必要により、グリッドコードや業務マニュアルの改定や講義、訓練などの技術能力向上プロジェクトを通じた支援を提案したい。



(出所: 調査団にて作成)

図 3-1 ラオス電力系統の需給バランス制御実現ロードマップ

3.1.3 負荷周波数制御を実現するために必要な NCC 給電システムの機能整備

(1) 必要な機能

NCC システムの主要な機能のうち、負荷周波数制御（ロードマップにおける最終目標である TBC）を実現するために最低限整備が必要な機能は以下のとおりである。

機能 1：需給・系統監視機能の整備

SCADA による系統情報（2 値情報、TM (Telemetry) 情報）の集配信機能。

なお、LFC（負荷周波数制御）を実現するためには、最小限、以下の設備の監視機能が必要となるため、優先して整備する。

- 将来の AGC の対象となる発電機の有効電力出力（現状は AGC を実施していないため、対象機を確定する必要がある。候補の発電所としては Nam Ngum1, Nam Ngiep1, Nam Theun2(d), Nam Leuk, Nam Ou を想定しており、現状システムでは、Nam Ou 2, 5, 6 G、Nam Ngum1 6, 7, 8G、Nam Ngiep1 の有効電力の情報が取得できていない。）
- タイ EGAT との国際連系線の有効電力潮流(kW, kWh)（現状の NCC システムでも情報取得できている。）

- AGC 対象発電機の当日の運転可否(Availability)情報と調整力(aFRR)の確保総量（現状の NCC システムでは整備されていない。）
- 系統周波数（現状の NCC システムでも情報取得できている。）

機能 2：需給制御機能の整備

NCC システムから、おもに発電機の出力を遠隔制御する機能。

なお、LFC（負荷周波数制御）を実現するためには、最小限、以下の制御機能の整備が必要となるため、優先して整備する。

- 機能 1 で取得した国際連系線の有効電力潮流と系統周波数から制御誤差（ACE）と、その誤差を解消するために必要な発電機出力の制御総量を演算する機能
- 上記の発電機出力制御の必要総量を各 AGC 対象の発電機ユニットに配分し、制御信号を発信する機能

（現状の NCC システムには、AGC 機能のプログラムは実装されているが、データが入力されていないため制御は実施できない状態）

機能 3：系統制御機能の整備

NCC システムから、発電所の遮断器の遠隔開閉操作を実現する機能。

なお、この機能は、平常時の LFC（負荷周波数制御）の実現にあたっては、直接的には必要はないが、周波数の大幅な変動によって負荷周波数制御による安定化では追いつかない場合の緊急時に、電力系統の崩壊を回避するために、以下の機能を整備することが望ましい。

ただし、以下の機能のうち、自動制御機能は、周波数保護リレー、その他の安定化装置で実現する。

- 自動・手動発電機遮断（AGS/MGS：Automatic/Manual Generator Shedding）
- 自動・手動負荷遮断（ALS/MLS：Automatic/Manual Load Shedding）
- 自動・手動国際連系線遮断

（現状の NCC システムには、遮断器の遠隔制御の機能を備えているが、人身・設備保安の観点から使用されていない。）

(2) 機能整備スケジュール

スケジュールの策定にあたっては、新しい NCC システムの設置完了時期、本格的な automatic-FTC（Stage2）を実施するための AGC 対応発電機の数量がある程度確保できる時期を考慮して、以下の 3 つの時期に分けることを提案したい。

1stStep: from 2025 to 1st half of 2027

- この時期は、新しい NCC システムの設置工事期間に該当する。

- 基本的には、本設置工事に併せて、給電システムに装備する監視・制御機能は、予算の制約の範囲内においてできる限り整備する方針とする。

2ndStep: from 2nd half of 2027 to 2030

- この時期は、1stStep 完了後から、AGC の情報通信接続が実現した発電機から順次 2 次制御を開始するが、本格的な automatic-FTC (Stage2) を開始するには、まだ、AGC 対応機 (2 次制御用の調整力) が不足している期間に該当する。
- 基本的には、1stStep で実現していない監視・制御機能の残りの部分をローカルポジションとして実現する時期を想定している。

3rdStep: from 2030

- この時期は、automatic-FTC (Stage2) の本格的な開始以降の時期に該当する。
- 基本的には、automatic-FTC (Stage2) や TBC (Stage3) の実現を盤石にするために、新たに確保した AGC 対象発電機の監視・制御機能をローカルポジションとして整備する時期を想定している。

以上のような基本的な時期の設定と考え方のもと、表 3-1 に、LFC (負荷周波数制御) を実現するために最低限必要な整備箇所の現時点の案を示す。

	1 st Step (2025 – 2027.10)	2 nd Step (2027.10 – 2030)	3 rd Step (2030 -)
Monitoring Function	Hydro P/Ss (at least one of following P/Ss) - Nam Ngum1 (1G-6G) - Nam Leuk, Nam Ngiep1 - Nam Theun2 (d), Nam Ou International T/Ls - 115kV Nongkhai – Dongphosy (2cct) - 115kV Nongkhai – Thanaleng (1cct)	Hydro P/Ss (BOT Retire P/Ss) - Houay Ho (see below) International T/Ls - remaining lines (see below) Availability of Secondary Control Reserves (aFRR)	Hydro P/Ss (BOT Retire P/Ss) - Nam Theun2 (e) - Theun Himbon - Nam Ngum2 (see below) Grid Frequency
Control Function (AGC)	Hydro P/Ss (at least one of following P/Ss) - Nam Ngum1(1G-6G) - Nam Leuk, Nam Ngiep1 - Nam Theun2 (d), Nam Ou	Hydro P/Ss (BOT Retire P/Ss) - Houay Ho (see below)	Hydro P/Ss (BOT Retire P/Ss) - Nam Theun2 (e) - Theun Himbon - Nam Ngum2 (see below)

International T/Ls

115kV Nongkhai – Dongphosy (2cct)
115kV Nongkhai – Thanaleng (1cct)
115kV Nakhonphanom – Thakhek (2cct)
115kV Mukdahan – Pakbo (1cct)
115kV Beungkhan – Paksan (1cct)
115kV Sirindhorn – Bangyo (2cct)
115kV Thali – Keanthao (1cct)

BOT Retire P/Ss

Name of P/S	Year of Retire	Rated Capacity	Location	Voltage Level of Transmission Line
Houay Ho	2029	150MW	Attapeu, Southern Area	230kV
Nam Theun2 (e)	2035	1000MW	Khammouan, Central2 Area	500kV
Theun Himbon	2039	440MW	Khammouan, Central2 Area	230kV
Nam Ngum2	2040	615MW	Xaysomboun, Northern Area	230kV

- These units are used for not only LFC (secondary control) but also GF (primary control).
- Convert 500kV and 230kV export-only transmission lines to int'l connection lines.
- The connection point during normal operation will be consolidated into one as much as possible.
- The existing 115kV int'l connection lines are used as reserves and are normally kept open.

(出所: 調査団にて作成)

表 3-1 NCG 給電システムの機能整備ロードマップ

- **AGC 候補となる発電機の監視・制御機能**は、1stStep では、日本の資金協力で建設した発電所(Nam Ngum1, Nam Leuk, Nam Ngiep1)、過去に AGC への協力についての交渉したことがある発電所(Nam Theun2(d))、および第 2 回の現地調査において EDL から追加候補として要請された Nam Ou から整備を開始すること、2ndStep 以降は、すでにタイのグリッドコードに従い AGC

を実施中であるタイへの輸出専用 IPP の BOT 契約期間が満了する発電所の監視・制御機能の整備を進めるスケジュールとすることを提案する。

- 国際連系線の監視機能は、遅くとも本格的な Automatic-FTC を開始する 2ndStep 完了までに整備する。
- 周波数監視機能の整備は、表では 3rdStep までに実現する事にしている。これは、遅くとも TBC (Stage3) を開始するまでに周波数調整機能は必要だからである。この機能は、できる限り早期に実現すべき基本的な監視項目である。
- なお、BOT 契約が満了する発電機をラオス系統の AGC 候補とするに併せて、タイへの輸出専用送電線であった電源線をタイとの国際連系線として継続活用することが有効と考える。

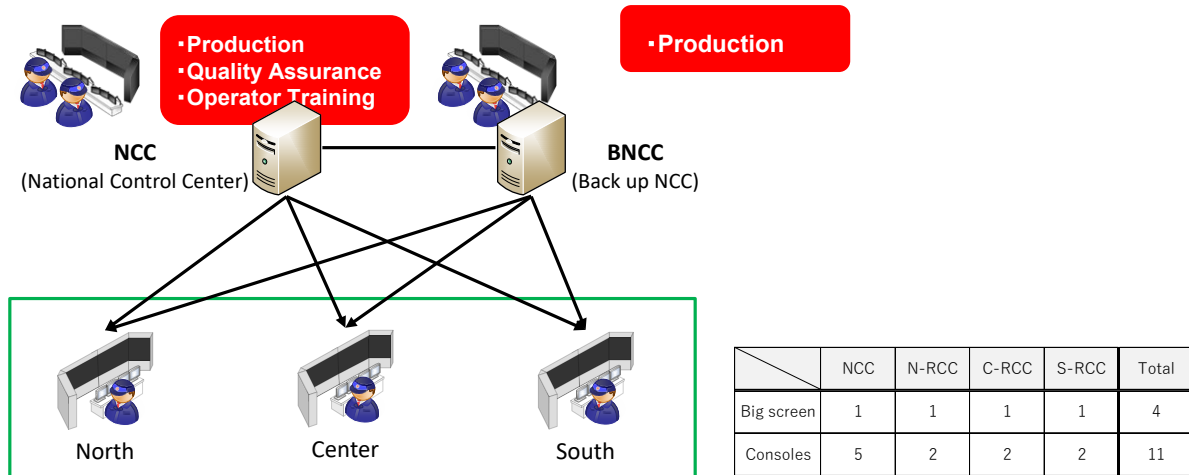
3.2 給電システム構成の改善提案

3.2.1 給電システム構成案

現状の設備・運用実態、ロードマップを踏まえ、NCC システムの更新案を以下に記載する。

(1) 構成

更新後の NCC システムの構成案を以下に示す。



(出所: 調査団にて作成)

図 3-2 更新後の NCC システムの構成案

現状は、情報取得箇所が限定的であるため、監視機能も不十分な状態である。したがって更新後は、まずは、情報取得ができない箇所を確実に減らして監視機能の健全化を最優先に実施することが求められる。

つぎに、監視機能の整備につづいて、EMS（Energy Management System 発電機運用に関する機能、自動制御を含む）や状態推定計算等の系統運用の支援機能を利用可能にすることが必要と考えている。

新しい NCC システムの構成は、現状のシステム構成を参考に、以下のように考えている。

- NCC、BNCC は、それぞれサーバーを保有する一方、3 箇所の RCC は、サーバーを持たず、ワークステーションを介して NCC、BNCC のサーバーにリンクする構成とする。
- システムは、1 装置が故障しても機能を維持できるよう二重構成とする。
- NCC は、Normal、Test/Maintenance、Training の 3 つのモード（environment）を切り替えられる構成とする。BNCC は、Normal モードのみとする。
- スクリーン（総合監視盤）、コンソール（オペレータ卓）の数は、図内の表に示す通り。NCC のコンソールは、現状 3 台であるが、業務量が増加傾向にあるとのことから、5 台とする。

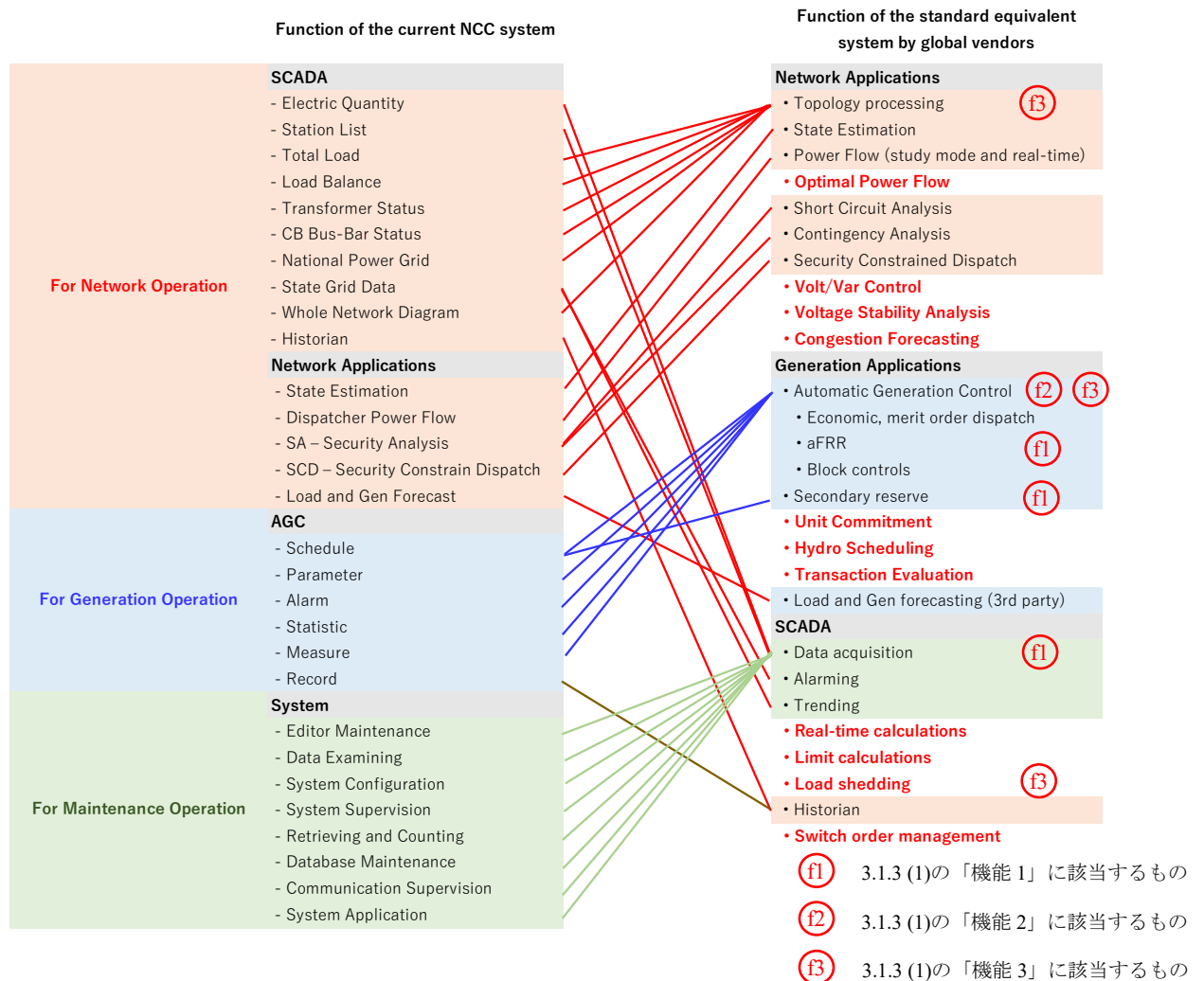
(2) 機能

(a) 現状 NCC システムと一般的な製品の機能の比較

現状の NCC システムと、海外ベンダー製の一般的な機能の比較結果を以下に示す。
大別して、以下 3 種類の色分けを行った。

- SCADA (状態推定計算等を含む) 機能 赤色
- EMS 機能 青色
- メンテナンス機能 緑色

海外製の給電システムは、現状の NCC システムの機能を標準的に含んでおり、加えて、赤色の太字で示す多くの追加的な機能も保有していることがわかる。



(注意) f1~f3 は、負荷周波数制御の実現に最低限必要な機能。

NCC システムの導入に最低限必要な機能ではない。

(出所: 調査団にて作成)

図 3-3 現状 NCC システムと一般的な製品の機能の比較

(b) NCC システムに必要な機能

更新後の NCC システムの機能は、以下の方向で検討中である。

- SCADA (状態推定等含む) , EMS など、現状の NCC システムの保有機能は維持。
- 追加的機能もいくつか選定して実装するが、具体的な選定にあたっては、予算の制約等も踏まえて、EDL と協議して決定する。

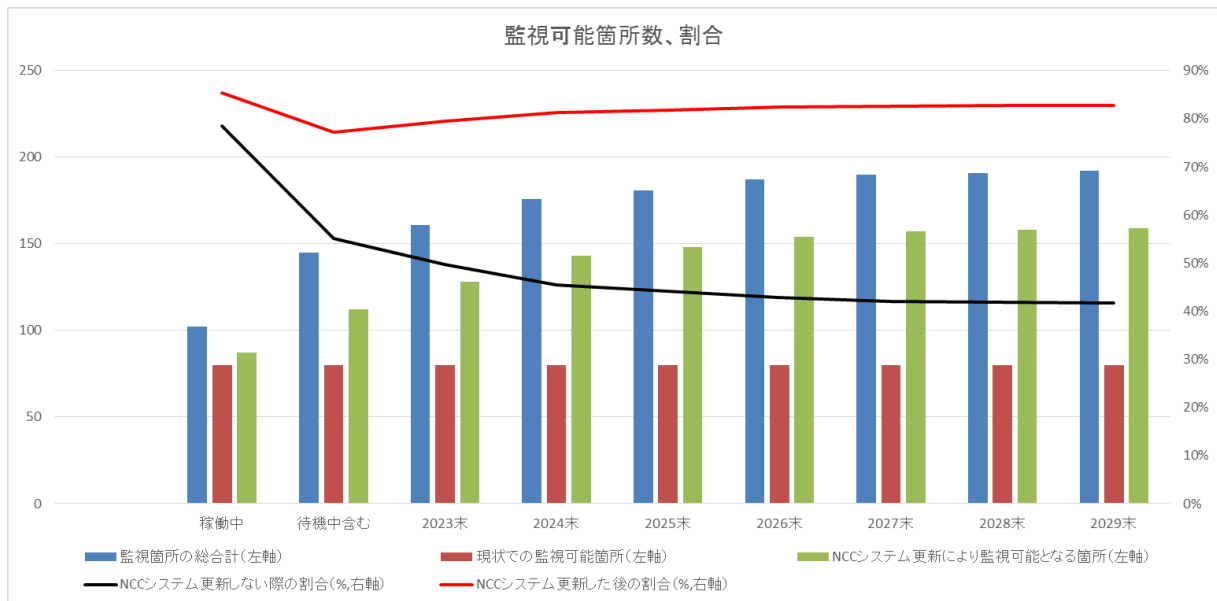
(c) 監視可能箇所数・割合の想定値

今回の NCC システム更新により、監視可能となる箇所数、割合の想定値を以下に示す。

表 3-2 監視可能箇所数・割合の想定値

	現在		将来						
	稼働中	待機中含む	2023末	2024末	2025末	2026末	2027末	2028末	2029末
監視箇所の総合計(左軸)	102	145	161	176	181	187	190	191	192
現状での監視可能箇所(左軸)	80	80	80	80	80	80	80	80	80
NCCシステム更新により監視可能となる箇所(左軸)	87	112	128	143	148	154	157	158	159
NCCシステム更新しない際の割合(%右軸)	78.4%	55.2%	49.7%	45.5%	44.2%	42.8%	42.1%	41.9%	41.7%
NCCシステム更新した後の割合(%右軸)	85.3%	77.2%	79.5%	81.3%	81.8%	82.4%	82.6%	82.7%	82.8%

(出所: 調査団にて作成)



(出所: 調査団にて作成)

図 3-4 監視可能箇所数・割合の想定値

図 3-4 は、NCC システムの更新により問題が解消し、監視可能となる箇所数を示している。更新により監視可能となる箇所には、以下 3 種類が含まれている。

- ① 現状の NCC システムで、過去に一度は監視可能な状態に整備したものの、NCC システム側の問題で監視ができなくなった箇所

② 既に運用開始した新增設の発・変電所で、NCC システム側のポジション数制限などの問題で情報取得できず、待機している箇所

③ 現在から NCC システム更新までの間に運用開始する発・変電所

ここでは、上記の①から③の箇所は、IEC60870-5-104 準拠しており、NCC システム更新によりすべて接続、監視が可能となると考えている。実際に、すべて接続、監視が可能となるかについては、これまでの現場経験豊富なメーカー見解等から、現時点では、すべて監視可能となるものと考えている。

なお、現状、サイト側の問題で監視ができない箇所については、NCC システム更新では改善されないものと考えている。更新後も監視可能箇所の割合が 100%に至っていないのは、この仮定に因る。サイト側の問題は、EDL が対処するものである。

(d) 現状 NCC システムの故障に関する情報

現状の NCC システムの故障に関する実績記録以下に示す。

表 3-3 現状 NCC システムの故障に関する実績記録

年度	回数	故障期間	故障箇所
2020 年	1 回	17,520 (2 年間)	記録 HD ダウン
2021 年	2 回	48h、4h	NCC システムダウン (バックアップ含む) サーバー 1 と 2 ダウン
2022 年	3 回	1h、3h、48h	GPS ダウン HD ダウン サーバー 1 と 2 ダウン
2023 年	3 回	0.5h、0.33h、0.17h	サーバーダウン HD ダウン システムエラー (エラー誤検出)

3.2.2 情報セキュリティに関する改善提案

NCC システム導入に関連する情報セキュリティの現状は、2 章 (2.2.2 (1) (e)) に記載の通りであるが、今後の取り組みにより、整備していくべき多くの事項がある。EDL にて改善・整備が必要となる事項について以下に記載する。

なお、EDL 社は、事務処理系と制御系の 2 つのネットワークを保有しているが、NCC システムは、より高いセキュリティが求められる制御系ネットワークに接続されたシステムのひとつである。以下に記載する「EDL 社の全般的な内容」は、事務処理系と制御系ネットワークの両方に関わるものであり、「NCC システム導入に関する内容」は、制御系ネットワークに関する内容である。

また、本項目のタイトルにも用いた情報セキュリティや情報システムという用語は、事務処理系、制御系ネットワークの両者を対象とする用語として用いている。NCC システムは、EDL 所有の専用設備による制御系ネットワークに接続されており、その管理・運用状態から一定のサイバーセキュリティ上のリスク低減対策は図られているとの認識である。一方、会社大としてのセキュリティ方針、ガイドライン、体制等の整備については、今後の整備が必要と考えられる。

■ EDL 社の全般的な内容

● EDL 社の対応方針の整備

- 情報システム戦略の策定
- 情報セキュリティマネジメントシステムの確立
- 情報・システムセキュリティ、情報取扱に関する管理方針、ルール・マニュアル類の整備
- BCP 計画（事業継続計画）の自主的整備
- 緊急時対応計画（Contingency Plan）の自主的整備

● EDL 社の組織体制の整備

- 経営層の関与、責任分担の明確化
- 関連組織・要員の確保
- 24 時間体制で対応可能な緊急時対応チームの新設
- IT ガバナンスの確立
- インシデント対応組織の設置
- サイバーセキュリティ対策本部の設置

■ NCC システム導入に関する内容

● 国際規格に準拠したセキュリティ対策製品の導入。規格の例を以下に示す。

- ISO/IEC27000 シリーズ（特に、ISO/IEC27001）：情報セキュリティ規格群
- IEC62443：産業用オートメーション及び制御機器及び開発プロセスを対象とした規格
- IEC62351：TC 57 シリーズのプロトコルのセキュリティを処理するために開発された規格であり、デジタル署名によるデータ転送の認証、盗聴防止、侵入検出などの機能を持つ。

● メーカーとの適切な保守契約

リプレース時にあわせて、保証および保守契約を実施することとなるが、メーカーの保守体制、トラブル時の対応想定時間および対応内容、ソフトウェアアップデート、ウイルス対策の内容およびアップデート、サイバーセキュリティ対策内容などを仕様書に記載し、かつ、詳細確認を進めることが重要となる。具体的には、上記の品質レベルを含む内容を記載した SLA（Service Level Agreement）の締結が推奨される。

● インシデント対応計画の整備

BCP 計画、緊急時対応計画の一要素ではあるが、NCC システムにかかわるインシデントについても、対応計画を用意する必要がある。具体的には、NCC の機能喪失の発生に伴う BNCC への制御権の切替えに関わる基準や、定期的な訓練の実施計画が含まれる。

● 維持・保守等

NCC システムの品質維持の観点から、更新・追加機能の確認や、可用性、運用・保守性の確認を定期的に行うことも必要な対応と考える。

● 訓練

インシデント対応に最前線に関わる NCC の当直員、EDL 社内のサイバーセキュリティ緊急時対応チームや関係職員が、事前計画、対策書に則り、有効的かつ迅速な対応が可

能となるよう、定期的な（場合によっては、事前予告無しの突発的な）訓練を継続的に実施する。

- 研修

入退室管理やマルウェア検知時の対応などの社員教育を、新たな情報、対策を適宜追加しつつ、継続的に行っていく。

- 将来的に、外部ネットワーク接続となる場合への対応

現在は、外部ネットワークと完全に遮断された専用ネットワークにて設備が構築されているが、今後、多様な情報を基に高度な機能の利用を志向した場合（例えば、再エネ出力予測のための詳細な気象情報の入手、または、系統事故・停電情報の迅速な関連省庁への報告業務や一般公衆への広報業務の自動化、など）、外部ネットワークとファイヤーウォールを介しての接続が必要な段階がくると想定される。

そのような段階では、利便性が向上する反面、サイバーセキュリティのリスクが高まることとなるため、将来、そのような観点に配慮した設備の規格・基準や仕様の策定が必要になると考える。

3.2.3 デジタル技術活用可能性の検討

NCC システムの導入は、将来のデジタル技術活用にもつながる契機になると考えられるが、いわゆる DX と呼ばれる業務レベルに達するまでには、現状との乖離が大きい状況にあり、着実なステップを踏んでいく必要がある。ここでは、その順序や方法を示し、将来的な導入候補となる活用事例も含めて記載する。

- ステップ 1 EDL NCC 日勤者の需給運用計画業務へのソフトウェア導入による業務品質向上

- 想定年 2024-2027 年

- 実施内容

NCC における系統運用業務のなかで、とりわけ重要な任務は、電力の需給バランスの維持・周波数品質の維持である。そこで、最初に取り組むこととして、需給運用計画業務の改善を想定して記載する。

現在、需要想定や発電計画などのデータ管理・分析は表計算ソフトを利用しており、NCC 担当者が発電所・変電所所員から聞き取った情報・数値を手入力して、単純な加減算による対応がベースになっている。そのため、需給運用計画の質を向上させるためには、需給分析に関わるソフトウェアを導入することが望ましい。また、このソフトウェアに入力する情報・数値データは、信頼性が高いものを使うことが望ましいので、データベースを一元化し、関係者がアクセスして情報・データの入力・修正を行う環境を整えることも有効ではないかと考える。

さらに、この情報・データベースの様式や、需給分析ソフトウェアは、ステップ 2 で導入する NCC システムに実装されるソフトウェア、その他の機能との互換性も見据えて整備することが望ましい。

- ステップ 2 発電所、変電所から取得するオンライン情報の整備

- 想定年 2027-2030 年
- 実施内容

現時点で 2027 年後半に想定する NCC システム導入により、発電所、変電所の情報が大幅に取得可能になる。現在の想定では、表 3-2 に記載の通り、42%から 83%となる見込みであり、EDL 社の自前で取り組みを継続させ、100%達成を目指す。この比率が高まることで、状態推定が可能となり、それぞれの時間（例えば、1 分毎）における系統運用状況の正確な把握が可能となる。それにより、発生している系統課題に対して、適切かつ迅速なシミュレーション（系統解析）が可能となり、合理的な対策を検討しやすくなる。たとえば、過負荷、電圧低下、安定度などの系統課題に対して、正確なデータを用いてシミュレーションし対策検討することで、これまで、安全サイドになるよう過剰に運用制限を設定していたケース（例えば、安定度維持のために、必要量以上の発電機のトリップや出力制限実施していたケース）について、その制限を緩和することも可能となる。

さらに、現在 EDL や NCC が収集している需要・発電データは、SCADA 等による自動で集積されたデータである割合は低く、電話による聞き取りによるものがほとんどを占めており、信頼性に欠ける可能性が高い。NCC システムが更新され自動でデータが集積されることで、高精度の需要予測が可能となる。また、予備力・調整力を適切に確保し、需給変動に対応できるよう条件整備をはかることで、国際連系線潮流の計画誤差を含む、ラオス国内の電力需給のインバランスを粗々でも想定以内に調整することが可能となる。

今後、ラオスの電力の安定供給のためには、NCC システムへの需要予測や太陽光出力予測などの機能装備が有効と考えられるものの、リアルタイムの需要データや気象データ等の取得と蓄積、電力需要との相関関係などの統計分析など、まずは足元のデータ取得と整備を実施することが先決と考えられる。

■ ステップ 3 オンライン制御する発電所、変電所設備の整備

- 想定年 2030-2035 年
- 実施内容

ステップ 2 において、NCC システム側で情報を十分に取得できるようになり、適切な判断が可能となった次の段階として、NCC からの制御・指令に対応できる設備を整えていく必要がある。例えば、AGC 対応発電機を 2027 年から徐々に増やしていくこともその対応の一つであるが、さらに経済負荷配分制御（EDC）への対応が可能な発電機を増やしていくことや、電力系統の電圧調整のための、変電所への電力用コンデンサ、分路リアクトル、SVC などの調相設備の設置や、それらを遠隔制御するために必要な制御信号の受信端末設備の整備等も有効である。電力系統全体の特性を踏まえたうえで、合理的に整備していく必要があるため、ステップ 2 の電力系統の情報取得の適正化は、電力系統の変化に応じて 2030 年以降も継続的に取り組む必要がある。

■ ステップ 4 デジタルデータ活用の初期段階

- 想定年 2035-2037 年
- 実施内容

ステップ2, 3の整備が進むことで、多くの業務で系統解析（シミュレーション）による検討を元にした有効的な制御が可能になる。現時点の案として、以下のデジタルデータ活用事例の導入が考えられる。

- NCCシステムへの追加機能として、電圧・無効電力のオンライン最適制御
- 再エネ出力予測の高精度化およびその結果を利用した自動需給制御
- AIを活用した事故時、電力系統の自動復旧（もしくは支援機能）
- 事故時の情報発信業務（広報対応、官庁報告対応）の高度化

■ ステップ5 DXによる大幅な業務品質向上

- 想定年 2037-2040年
- 実施内容

上記のデジタルデータ活用事例導入の効果を検証した上で、さらなる改善策導入も踏まえ、既存の組織・要員、業務の仕方を変革させる大幅な省人化、高効率化の推進を全社的に取り組んでいく。

3.3 NCCシステム更新の実現が難しい場合の代替案

NCCシステム更新の実現が難しい場合の代替的な支援策としては、以下のような候補が考えられる。

① 電力系統の電圧調整能力の向上を目的とした調相設備の導入
(概要)

ラオスEDLの電力系統は、基本的に電圧下げ方向の調相設備が不足しており、電圧が基準電圧+5%以上の高めの状態が継続しやすい。そのため、雨季の重潮流時期であっても、電力系統の無効電力余剰を解消するため、発電機がゼロ0力率か進相運転になっている箇所が散見される状況である。

現在、電圧上昇対策、発電機の進相運転回避対策として、雨季（重潮流時期）でも2回線送電線のうちの1回線を停止することにより無効電力消費を増大させ電圧を下げる措置が施されているが、電力供給の信頼度を低下させる懸念がある。

そこで、変電所の母線に、分路リアクトル、SVC、同期調相機などの電圧・無効電力調整を目的とした機器を設置し、系統電圧の調整能力の向上を図ることが適切である。

(運用効果指標案)

- 115kV電力系統の電圧基準（基準電圧±5%）年間超過時間または回数の減少
- 発電機の進相運転の年間継続時間の減少

② 115kV送電線保護リレー装置の距離リレー方式から電流差動リレー方式へのリプレース
(概要)

ラオス EDL の送電線の主保護リレーの方式は、230kV 以上の送電線は電流差動方式を採用しているものの、主流を占める 115kV 送電線は、多くが距離リレー方式を採用している。(現行の Lao Grid Code にも、距離リレー方式の採用を標準として定めている)

距離リレー方式は、リレー装置が故障位置を検出する範囲(リーチ)と故障送電線を遮断するタイミング(タイマー)の設定値について、リレー装置間の協調について細心の注意を払う必要がある。この設定値の協調が適切でないと、本来、動作すべきでないリレーが動作して遮断器を開放してしまい、停電範囲を不要に拡大させてしまう。

近年、ビエンチャン首都圏を中心として、需要の増加に伴って、既設の送電線の間に変電所を新設するケースが出てきており、その場合には、距離リレーのリーチやタイマーの設定値を見直す必要があるが、失念されがちとなっている。

また、変電所間の距離が近接化し、送電線互長も短距離になる傾向があり、そのような場合、一般的に保護リレー間の設定値の協調が難しくなる。

そのため、早期にビエンチャン首都圏の 115kV 送電線の距離リレー方式の保護リレー装置を電流差動リレー方式にリプレースすることを提案する。

(運用効果指標)

年間停電回数の低減

第4章 優先実施案件の提案

4.1 優先実施 NCC 機器更新案件の概要

これまでの調査結果を踏まえて、次節以降優先実施案件を提案する。なお、本優先実施案件は、調査団として技術的見地から行うものであり、日本政府や JICA による協力の提案や実施の約束を意味するものではない。

4.1.1 無償資金協力案

これまでの調査の結果、EDL の NCC システムは、機材の老朽化並びに性能不足が顕著であり、なるべく早い時期での NCC システムの更新が必要である。EDL の ICT 局は、通信サーバーの老朽化が激しく、いつ故障して止まってもおかしくない状況との見解である。

このような状況から、なるべく早い時期での NCC システムの更新を検討する。発電所および変電所への接続は箇所数が多く、また発電所・変電所側に問題のある箇所もあるため、優先順位を付けて対処していく事とする。

既設 RTU の内、現在データ接続不能となっている箇所については NCC の更新および EDL による RTU の補修でデータ接続が可能と考えている。将来分については需要の伸びによる変電所、発電所の増加を見込んだシステム容量を持たせた NCC システムを設計する。将来新增設される発電所、変電所側の接続設定作業については、EDL が追加設定作業を行う。EDL 要員により接続作業ができるように、メーカートレーニング（新設発電所の追加設定作業）の可否を合わせて検討する必要がある。

4.1.2 NCC 給電システム更新の機材仕様案

NCC 給電システム更新事業の規模を把握するために、NCC 機材の基本仕様を設定する。現状の NCC 機材の仕様、及びロードマップ実現に必要な機能を考慮して、機材仕様を検討する。また、2040 年までの将来計画も見込んで、接続可能容量を決定する。

(a) 給電システムの機能

既設 NCC 給電システムの機能は、以下のとおりである。現在は、SCADA 機能のみを使用している。一方で、給電システムとして LFC 運用も可能な機能を有しているが、データ設定が未実施のため使用されていない。新たに導入する NCC 給電システムも、SCADA および LFC 運用の機能を有する給電システムとする。

なお、これらの機能を EDL 職員が運転・保守を行えるようにするため、メーカートレーニングをスコープに入れる。

EDL システム計画運用局より、2025 年以降多くの PV が系統に接続される計画のため、VRE 出力予測のアプリケーションを追加して欲しい旨、依頼があった。

表 4-1 給電システム機能一覧（調査団作成）

Item	SCADA	AGC	Network Application	System
Function	- Electric Quantity - Station List - Total Load - Load Balance - Transformer Status - CB Bus-Bar Status - National Power Grid - State Grid Data - Whole Network Diagram - Historian	- Schedule - Parameter - Alarm - Statistic - Measure - Record	- State Estimation - Dispatcher Power Flow - SA: Security Analysis -SCD: Security Constrain Dispatch - Load and Gen Forecast - Variable Renewable Energy Outputs Forecast	-Editor Maintenance - Data Examining -System Configuration -System Supervision -Retrieving and Counting -Database Maintenance -Communication Supervision -System Application

(b) レイヤー及び環境

NCC 給電システムの仕様は以下のとおりとする、メインシステムは、Normal、Test/Maintenance、Training の3つのレイヤーを持つ。バックアップ給電所は Normal レイヤーを持つ。

各給電所には大型モニターを1台ずつ設置する。NCC にワークステーションを5台、各 RCC はワークステーションを2台ずつ設置する。

EDL システム計画運用局からは、BNCC 設置の優先順位は低いとのコメントがあったが、BNCC は NCC システムの冗長性を確保し信頼性を保つ上で必要であると考えている。

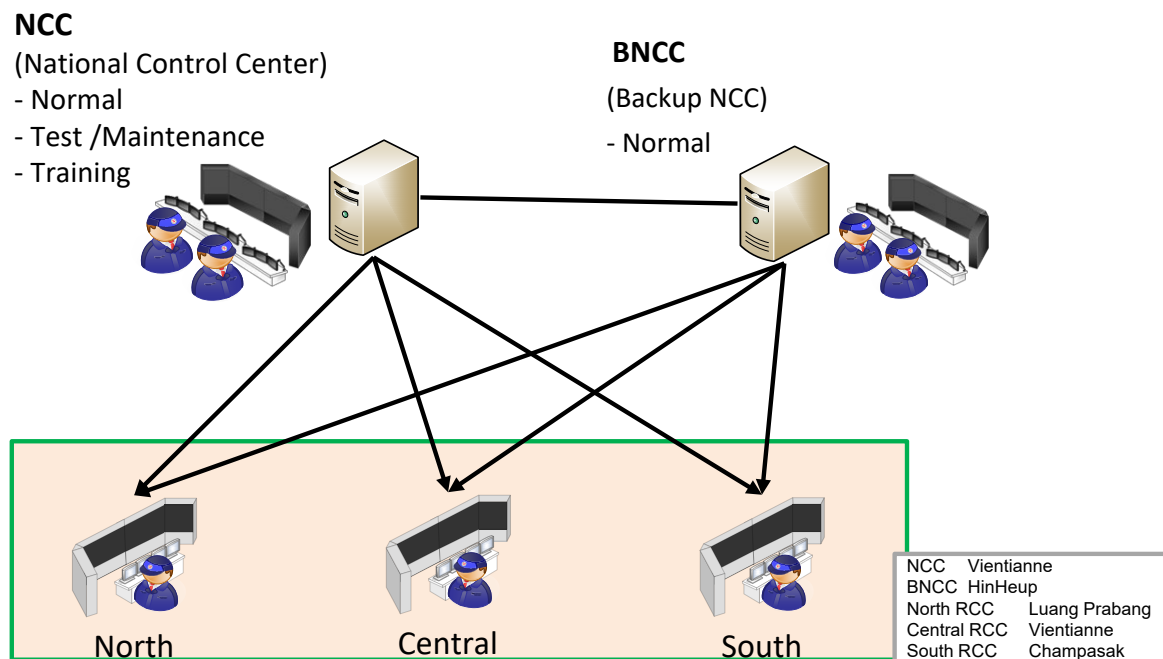


図 4-1 給電システム構成図（調査団作成）

(c) 保証期間とメンテナンス契約

EDL が技術的寿命までの間、継続的にシステムを使用できるように、十分な保証期間とメンテナンス契約を含める。

(d) NCC システムサーバーの設置場所

NCC メインシステムサーバーは、EDL 本社の 9 階のサーバールームに設置する。

(e) その他付帯設備

NCC システムの機能維持に必要な以下のコンポーネントをスコープに含める。

- ・ UPS (バッテリーも含む)
- ・ 空調設備
- ・ NCC システム更新に必要な通信インターフェースの増設

※EDL 建物内の電源線の敷設については EDL が実施する。

4.1.3 既設 RTU 活用時のセキュリティ対策

既設 RTU については、国際規格(ISO, IEC)に準拠したものを使用することとし、通信回線は専用線を使用する。RTU の購入仕様書に記載される準拠すべき基準 (IEC、ISO 等) を明確にし、基準に合わせた設備に更新していくことを推奨する。特に、既設 RTU については導入から時間がたっているため、最新のセキュリティに関する国際規格に準拠していない可能性がある。最新の国際基準に準拠していない RTU については、EDL に早期の交換を推奨する。

4.1.4 環境社会配慮の評価

無償資金協力の候補案件である NCC 給電システム更新事業は、JICA 環境社会配慮ガイドライン (2022 年 1 月版) に掲げる送変電・配電セクターにかかわる事業である。NCC 給電システム更新事業は、施工範囲は EDL 本社内に限られているため、「環境や社会への望ましくない影響が最小限かあるいはほとんどないと考えられる協力事業」に相当する事業と考えられる。JICA 環境社会配慮ガイドライン (2022 年 1 月版) における「カテゴリー C」の事業に相当する。

4.1.5 優先的に接続する変電所、発電所接続確認の優先順位

接続および制御機能の確認の優先順位としては、Road Map のゴールに位置付けられている TBC 制御に必要な箇所、例えば LFC 運用に必要な国内系統接続の発電所や EGAT との国際連系線に接続している変電所を優先する。次に、接続する発電所・変電所側通信設備に問題がなく、NCC 側の準備ができれば接続できる箇所を順次接続していく。

具体的には、EDL システム計画運用局の意向も踏まえて、以下の発電所を優先的に接続することを考える。これら優先接続候補のサイトは、RTU 等に NARI Technology Co.Ltd 社製の機器が使用されているものが多いため、今後、接続可能か試験を行い、接続不能の箇所は RTU 交換を行うことも含めて接続方法を検討する必要がある。

(1) 優先接続候補の発電所

- ✓ Nam Ngum 1 (1-6 号機) (115kV 155MW)
- ✓ Nam Leuk (115kV 60MW)
- ✓ Nam Ngiep 1 国内分(115kV 17.8MW)
- ✓ Nam Thuen 2 国内分(230kV 70MW)
- ✓ Nam Ou 1-7 (230kV, 115kV 1272MW)

(2) 優先接続候補の変電所

- ✓ Dongphosy 変電所(115kV)
- ✓ Thanaleng 変電所(115kV)

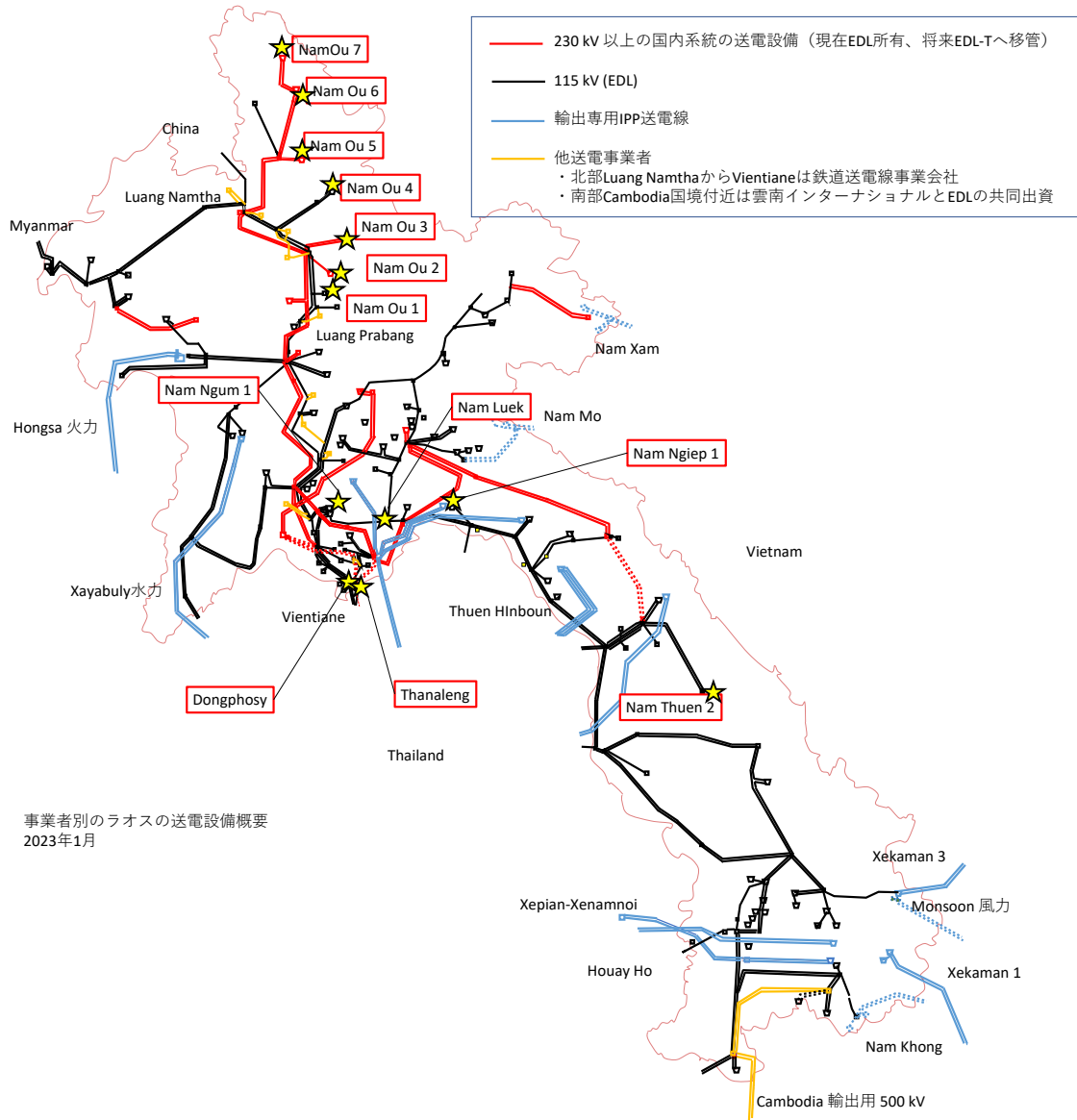


図 4-2 優先接続候補の発電電所

4.2 NCC システム更新実施工程

4.2.1 NCC 給電システム更新の工程

標準的な無償案件手続き期間とメーカー標準製造／据付調整スケジュールに基づき工程を作成した。これによると、モニタリングの開始は 2027 年 4 月、更新給電システムの運転開始は 2027 年 8 月となる。

ICT 局は調査団が示した 2027 年 8 月の運転開始まで設備が持たない可能性を想定し、2023 年 1 月から 6 月にかけて、通信サーバーの老朽化対策の応急措置として一時的なバックアップシステムの構築を行うこととしている。

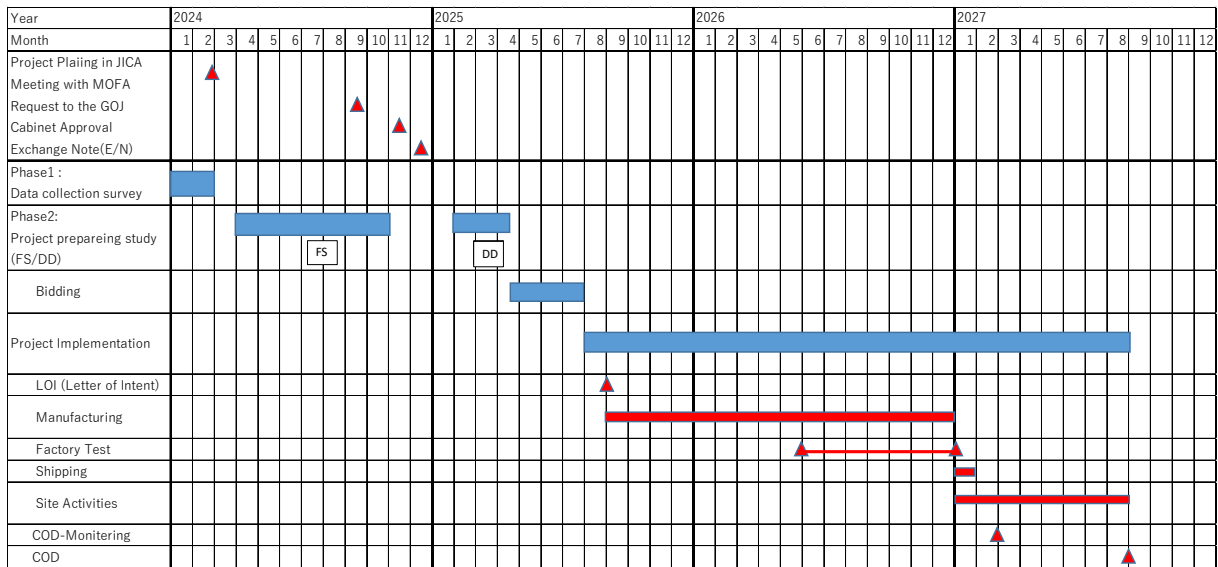


図 4-3 NCC 給電システム更新事業工程案（調査団作成）

4.3 プロジェクト概略予算の積算

4.3.1 積算方針

(1) 積算条件・方法

- ・ JICA 無償設計積算マニュアルに従い積算を行う。
- ・ 案件形式：機材（単独）案件とする。

(2) 免責事項

下記分担事業の実施は本件実施機関の EDL が全体を取り纏めるものとする。

● 案件に関する税金：原則として免税

下記の項目に関しての担当する政府機関、担当する部署、責任のある担当役職などを確認する。

各種申請に必要な書面・資料などを確認し、申請する期限や申請などが許認可されるまでのプロセスと必要とされる時間を確認する

- 事業税：案件に従事するコンサルタントおよびコントラクターの案件での事業収入はラオス国の課税は免責
- 所得税：案件に従事するコンサルタントおよびコントラクターの邦人及び第 3 国人従業員の所得に対するラオス国の課税は免責
- 物品税（消費税）：案件に関係してラオス国内で購買した物品（工事資機材・燃料など）へのラオス国の消費税（物品税）は免責（領収書および必要書類提出により還付）。但し、案件で購入した物品をラオス国内で売却した場合、遡って消費税を課し、売却金額にも課税される。
- 関税（他）：案件に関係してラオス国外からラオス国内に輸入する物品への関税は免責。保税倉庫保管料等経費およびそれらに係る公的料金は免責とする。但し、案件で輸入した物品をラオス国内で売却した場合、遡って関税等を課し、売却金額にも課税される。

4.3.2 機材費予算の積算

(1) プロジェクト概算予算の積算

前節の仕様に基づく NCC 給電システム更新事業の予算は、メーカーからの聞き取りによる概算の見積もりによると、機材費（機材代、運搬費、据付調整費、購入管理費、OM 費）及び設計管理費を含めて、40 億円前後になる見込み。なお、この金額には、NCC メインシステム、バックアップシステム、3 か所の RCC ワークステーション費用を含む。子局側の RTU 交換費用は含まれていない。

LFC 制御に重要な発電所、変電所の RTU の状況については、精査をし、これらの RTU の状態によっては、RTU の交換を行うことも検討する必要がある。

なお、EDL より、UPS、バッテリー、通信インターフェースカードの更新について要請があったが、上記概算費用には含まれておらず、今後検討が必要である。

(2) 先方負担部分の協議

通信設備の発電所及び変電所 RTU への接続、並びに EDL の仕様に合致していない RTU の交換、EDL 構内の通信線の配線、RTU と発電所・変電所の制御システムへの接続並びに制御システムの補修費用が、先方負担部分となることが想定される。

4.4 プロジェクト実施による効果の検討

4.4.1 プロジェクト効果確認指標

これまでの調査で明らかになったように EDL では現状の運用データおよび事故実績データの取得が適切に行われていない。このため、系統信頼度の向上による定性的な効果を測る指標の選定が難しい。

電力系統品質を表す数値データが存在する以下を効果指標として検討する。実績値は以下のとおり。

- 監視可能発電・変電所の割合(%)：監視可能箇所 80 箇所／監視対象合計 145 箇所≒55.2%
(実績値詳細は 2 章参照)
- 230kV 以上の系統の年間停電時間：2022 年 1,140 分／年、2023 年 2,955 分／年
(実績値詳細は 2 章参照)
- 周波数時間滞在率：実績値確認中

$$\text{時間滞在率(\%)} = \frac{\sum \text{標準周波数から一定の変動幅に維持された時間}}{\text{総時間}} \times 100$$

4.4.2 定性的効果

(1) 系統運用状況のモニタリング可能サイトの増加

現状の NCC システムでは、系統に接続している発電所及び変電所の約 45%がモニタリングできていない。NCC システムを更新しこれら機能を使えるようにすることで、接続できていない発電所や変電所の状況が把握できるようになり、系統状況が的確に把握できるようになることが期待される。

(2) 230kV 送電線事故発見までの時間（時間/年）の短縮

現状では、事故発生時のリレー動作の記録が残されていないため、事故発見までの時間は確認できない。このため、現状を定量的には確認できないが、モニタリング地点が増える事で事故発見までの時間は短縮されることが期待される。

(3) AGC 機能の有効化

現状の NCC システムでは、系統に接続している発電機の負荷周波数制御（LFC）も行われていない。一部の視察した発電所ではガバナーコントローラー、PSS の存在は確認したが、周波数調整や同期安定度維持のためには使われていない。

NCC システムを更新し、さらに発電所側でこれら機能を使えるようにすることで、これまで出来ていなかった系統品質（周波数・同期安定度）維持の運用が開始できるようになることが期待される。

(4) NCC システム故障頻度の減少による大規模停電復旧時間の短縮

大規模停電が起こった場合に、NCC システムが使えない場合は、現状の把握に時間がかかるため、復旧に時間を要する。

2章に述べられている EDL のシステムの稼働状況をみると、データサーバーが2年程度の長期間に亘って停止するなど、年に数回の故障による停止が生じている。NCC システムを更新することで、NCC システムの信頼性が向上し大規模停電復旧時間の短縮が期待される。

(5) ラオス国内電力品質向上・電力供給安定化

NCC システム更新により、システムの信頼性が向上すると、需給運用計画立案のための基礎的なデータを集積することが可能となり、引いてはこれらデータを分析することで精度の高い電力予測が可能となる。高精度の電力予測に基づき、需給運用計画が立案され実行されることにより、ラオス国内の電力品質の向上・電力供給の安定化が期待できる。

(6) 周辺国への電力融通促進及びクリーンエネルギー輸出拡大と余剰電力の有効活用

高精度の需給運用計画が策定されることにより需給バランスの予測が向上する。併せて、NCC システムに組み込むことを検討している、水力や PV、風力発電の出力予測機能を活用すれば、これらクリーンエネルギーによる余剰電力発生 of 正確な把握が可能となる。余剰出力の予測に基づき、周辺国への電力輸出計画が立案できるようになる。この計画に基づく需給運用が実施され、周辺国へのクリーンエネルギー輸出が拡大することが期待できる。

第5章 ラオス電力系統運用改善への方策案

5.1 ラオス系統運用能力向上のためのロードマップの策定

ラオス国の豊富な水力発電能力が、インドシナ地域で有効に活用され、ラオス国に適切に裨益するための方策をロードマップとして取りまとめた。併せて、ロードマップ実現のための方策案も取りまとめた。

5.1.1 ラオス電力系統運用改善ロードマップの概要

(1) 系統運用改善の目標と目標までの段階

ラオス系統の周波数調整を3段階の能力向上により、2040年頃までにタイ EGAT との連系線潮流を EDL が制御できるようになることを目標として掲げている。

目標達成までに達成すべき段階として、次の3つのステージを設定している。

ステージ1：給電指令による電力輸出力一定制御（～2027年）

ステージ2：NCCシステムを用いた自動での電力輸出入量一定制御（～2040年）

ステージ3：NCCシステムを用いたラオス国内の電力需給誤差ゼロ制御（2040年～）

(2) LFC 制御実現のために必要な要件

LFC 制御を実施し、EGAT との連系線において TBC 制御を実現させるためには、設備面と運用能力面の2つの要件が必要である。

・設備面：系統に接続する発電機と国際連系線及び基幹系統の変電所の監視制御が行える給電システムと LFC 制御信号に従って運転可能な AGC 機能を有した発電機が、必要な運用予備力を賄える程度自系統内で確保できる事

・運用能力面：現状実施されている需給運用業務をマニュアル化する。これにより、需給計画が相応の根拠を持って策定され、計画が給電指令により実施され記録される事を実現する。NCC システム更新により、LFC 制御が可能となるまでに、需給調整業務マニュアルを整備する。これと並行して、AGC 機能試験要綱を取りまとめ、対象となる IPP 事業者にも周知する必要がある。

5.2 ラオス系統運用改善に向けた支援策の提案

5.2.1 最優先プロジェクトの提案

現状の NCC システムは、系統に接続する 45%程の発電機及び主要変電所の監視が不能であり、かつ老朽化が激しくいつ停止してもおかしくない状態である。したがって、NCC システムの更新は緊急性が高く最も優先順位の高いプロジェクトである。

5.2.2 EDL 系統運用能力向上技術支援

更新する新しい NCC システムの使用方法及び系統設備の新增設に伴う画面変更を含む保守方法については、NCC システム更新プロジェクトの範囲に含め、メーカー研修を行う。

一方で、先に述べた NCC 業務能力向上に関しては、NCC システムの機能を使用する以前の準備として行う必要のある、データ管理、計画検討に関わる項目が多いと考えられる。また、LFC 制御実施に関しては、制御を実行する AGC 機能を持った発電機の機能確認試験や運用方法、契約上の対応の要否など、NCC システムとは関わりのない項目も含まれる。このため、これら業務能力向上に関わる技術支援については、NCC システム機材調達とは別のプロジェクトで実施することが適切であると考えられる。

【設備面】

NCC システム更新	2025	—	2027
LFC 制御実施			2027 —

【運用業務能力面】

需給運用業務能力向上	2025	—	2027
LFC 制御実施業務能力向上		2026	— 2030

3.1.3(2)に示した機能装備スケジュールの 2nd Step、3rd Step において、1st Step で実現していない監視・制御機能の残りの部分をローカルポーションとして実現するにあたって、以下のような技術支援が考えられる。

- 1) 発電機ガバナフリー運転・AGC 試験に関する技術支援
- 2) NCC 所員・オペレータ向け系統運用業務能力向上技術支援
- 3) RTU・NCC システム管理者向け業務能力向上のための技術支援

技術支援の成果として以下が考えられる。

- 1) 成果 1：発電所・変電所の新設に伴い、事前に NCC システムのデータベースを更新し、監視・制御機能を常に最新の状態に維持できる
- 2) 成果 2：需給バランス計画の策定、リアルタイムでの国際連系線潮流の制御目標値への制御の実現が達成される
- 3) 成果 3：AGC の実装に向けた試験が行える