

モンゴル国  
エネルギー省 (MOE)  
エネルギー規制委員会 (ERC)  
中央給電指令所 (NDC)  
国家送電会社 (NPTG)  
ウランバートル配電会社 (UBEDN)

モンゴル国  
電力系統の低・脱炭素化と安定化の  
ための情報収集・確認調査  
ファイナル・レポート

2022年2月

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社  
東京電力ホールディングス株式会社

社基
JR
22-025



**モンゴル国**  
**電力系統の低・脱炭素化と安定化の**  
**ための情報収集・確認調査**  
**ファイナル・レポート**

2022年2月

独立行政法人  
国際協力機構（JICA）

東電設計株式会社  
東京電力ホールディングス株式会社



# 目 次

<b>第 1 章 はじめに</b> .....	1
1.1 調査の背景.....	1
1.2 調査の目的と対象範囲.....	1
1.2.1 目的.....	1
1.2.2 対象範囲.....	2
1.2.3 情報収集・協議先.....	2
1.2.4 調査概要.....	2
1.3 実施体制とスケジュール.....	3
1.3.1 実施体制.....	3
1.3.2 実施スケジュール.....	4
<b>第 2 章 電力セクター概況</b> .....	6
2.1 国の基本情報.....	6
2.1.1 一般情報.....	6
2.1.2 国家開発政策.....	8
2.2 電力セクターの体制と法・規則.....	12
2.2.1 電力セクター実施体制.....	12
2.2.2 電気事業に関する法・規則の概要.....	15
2.2.3 エネルギー事業.....	17
2.2.4 認可事業者.....	20
2.2.5 料金体系.....	22
2.2.6 再エネ普及促進のための施策.....	24
2.3 電力需給状況.....	25
2.3.1 過去の需給実績.....	25
2.3.2 送電系統.....	32
2.4 エネルギー開発計画.....	34
2.4.1 電力.....	34
2.4.2 熱供給.....	40
2.5 他ドナーのエネルギーセクター支援動向.....	41
<b>第 3 章 実施機関の概要</b> .....	43
3.1 中央給電指令所.....	43
3.1.1 組織概要.....	43
3.1.2 設備概要.....	43
3.1.3 主な業務内容.....	44
3.1.4 系統運用基準.....	45

3.1.5 系統運用方法.....	60
3.2 国家送電会社.....	61
3.2.1 組織概要.....	61
3.2.2 送電設備概要.....	63
3.2.3 変電設備概要.....	65
3.2.4 財務関連.....	67
3.3 ウランバートル配電会社.....	67
3.3.1 組織概要.....	67
3.3.2 設備計画基準.....	71
3.3.3 各配電設備.....	72
3.3.4 配電事業指標.....	74
3.3.5 財務関連.....	75
3.4 ウランバートル第4火力発電所.....	76
3.4.1 設備概要.....	76
3.4.2 運転実績.....	77
3.4.3 効率化への取り組み.....	79
3.5 熱供給事業.....	80
3.5.1 熱供給概論.....	80
3.5.2 ウランバートルにおける熱供給実施体制.....	81
3.5.3 HOB 熱供給システムの事例.....	82
3.5.4 熱供給ロスの削減.....	83
3.6 ヒートポンプ利用の熱供給設備.....	84
3.6.1 ヒートポンプのしくみ.....	84
3.6.2 地中熱ヒートポンプシステム導入事例.....	87
3.6.3 今後の普及見込み.....	88
<b>第4章 再エネ導入における課題分析.....</b>	<b>89</b>
4.1 再エネ導入における課題認識.....	89
4.1.1 系統における課題.....	89
4.1.2 配電における課題.....	94
<b>第5章 系統安定化技術の適用可能性検討.....</b>	<b>98</b>
5.1 需給バランスにおける再エネ導入の課題と対策.....	98
5.1.1 想定される課題.....	98
5.1.2 需給バランスに起因する課題への対策例.....	99
5.2 送電系統における再エネ導入の課題と対策案.....	102
5.2.1 想定される課題.....	102
5.2.2 送電系統の課題への対策例.....	103

5.3 配電レベルにおける再エネ導入の課題と対策案.....	107
5.3.1 想定される課題 .....	107
5.3.2 配電レベルでの課題への対策例.....	107
5.4 「モ」国における系統安定化対策の適用可能性.....	111
5.4.1 需給バランス調整.....	111
5.4.2 系統の安定化.....	119
5.4.3 系統安定化策の有効性に関する考察 .....	124
5.4.4 系統計画・運用に関する分析・提案 .....	125
5.4.5 配電における課題.....	127
<b>第 6 章 スマートシティとその形成を視野にいれた中低圧配電線の提案.....</b>	<b>130</b>
6.1 スマートシティ構想の現状とギャップ .....	130
6.1.1 概論 .....	130
6.1.2 政策の進捗.....	130
6.1.3 ウランバートル新空港周辺の都市計画.....	130
6.2 中低圧電線におけるスマート化 .....	132
6.2.1 ロス低減.....	132
6.2.2 配電自動化.....	134
<b>第 7 章 JICA の協力プログラムの提案.....</b>	<b>137</b>
7.1 ドナー支援マッピング .....	137
7.2 JICA の協力プログラムの提案.....	138
7.2.1 技術協力プロジェクト .....	138
7.2.2 インフラ支援プロジェクト案 .....	139

## 略 語

略語	英語名	日本語名
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
ARCS	Auto Reclosing Functional System	自動再閉路装置
AUES	Altay Uliastay Energy System	アルタイ ウリアスタイエネルギーシステム
BAU	Business As Usual	ビジネスアズユージュアル
BESS	Battery Energy Storage System	電力貯蔵装置
CAIDI	Consumer Average Interruption Duration Index	需要家平均停電時間指数
CB	Circuit Breaker	遮断器
CES	Central Energy System	中央エネルギーシステム
CHP	Combined Heat and Power	熱電併給
CHP 4	Combined Heat and Power 4 (Ulaanbaatar No. 4 Thermal Power Plant)	ウランバートル第4火力発電所
COP	Coefficient of Performance	成績係数
DAS	Distribution Automation System	配電自動化システム
DGR	Direction Ground Fault Relay	地絡方向継電器
DMS	Distribution Management System	配電管理システム
DSEDN	Darkhan Selenge Electricity Distribution Network Company	ダルハン セレンゲ配電網会社
DSM	Demand Side Management	デマンドサイドマネジメント
DR	Demand Response	デマンドレスポンス
DX	Digital Transformation	デジタルトランスフォーメーション
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development	欧州復興開発銀行
EEF	Extended Fund Facility	拡大信用供与
EES	Eastern Energy System	東部エネルギーシステム
EI	Entity & Industry	会社&産業
ERC	Energy Regulatory Commission	エネルギー規制委員会
EV	Electric Vehicle	電気自動車
FACTS	Flexible AC Transmission System	フレキシブル AC 伝送システム
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度
FS	Feasibility Study	フィージビリティスタディ
GDP	Gross Domestic Products	国内総生産
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
GIT	Gas Insulated Transformer	ガス絶縁変圧器
GOST	Gosudarstvenny Standart	GOST 規格
HOB	Heat Only Boiler	熱専用ボイラ
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IGCC	Integrated coal Gasification Combined Cycle	石炭ガス化複合発電
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
ISO	International Organization for Standardization	国際標準化機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
LRT	Load Ratio Control Transformer	負荷時タップ切替変圧器
MCUD	Ministry of Construction and Urban Development	建設都市開発省
MNT	Mongolian Togrog	モンゴル トウグルグ
MOE	Ministry of Energy	エネルギー省
NDC	National Dispatch Center	中央給電指令所



NDC	Nationally Determined Contribution	国が決定する貢献
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NPTG	National Power Transmission Grid State Own Stock Company	国家送電会社
OCR	Over Current Relay	過電流継電器
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
PCS	Power Conditioning System	パワーコンディショナー
PDM	Project Design Matrix	プロジェクトデザインマトリックス
PST	Phase Shifting Transformer	位相変圧器
PV	Photovoltaic	太陽光発電
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
RTDS	Real Time Digital Simulator	リアルタイムデジタルシミュレータ
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	平均停電継続時間指標
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	平均停電回数指標
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	監視制御システム
SM	Smart Meter	スマートメータ
S/S	Substation	変電所
STATCOM	Static Synchronous Compensator	無効電力補償装置
SVC	Static Var Compensator	静止型無効電力補償装置
SVR	Step Voltage Regulator	自動電圧調整器
TA	Technical Assistance	技術支援
TEPCO	Tokyo Electric Power Company	東京電力
TEPCO	Tokyo Electric Power Services Company	東電設計
T/L	Transmission Line	送電線
TOU	Time of Use	時間帯別料金
TPP	Thermal Power Plant	火力発電所
UB	Ulaanbaatar	ウランバートル
UBDH	Ulaanbaatar District Heating Company	ウランバートル地域配熱供給会社
UBEDN	Ulaanbaatar Electricity Distribution Network Company	ウランバートル配電会社
VRE	Variable Renewable Energy	変動性再生可能エネルギー
WAMS	Wide Area Monitoring System	広域監視システム
WB	World Bank	世界銀行
WFB	World Fact book	ワールドファクトブック
WS	Workshop	ワークショップ

**為替レート (2021/10/8)**

1 JPY = 25.40 MNT (1 MNT = 0.0394 JPY)

1 US\$ = 2,850.69 MNT

## 第1章 はじめに

### 1.1 調査の背景

モンゴル政府は2015年に、2030年までのエネルギーセクター中長期目標を定めたエネルギー国家政策を採択し、発電設備容量ベースで再生可能エネルギー（以下「再エネ」という）比率を2023年までに20%、2030年までに30%とする目標を掲げている。同政策では、第1期（2015～2023年）に再エネの導入や法規制の整備を進め、第2期（2024～2030年）には各地域を大容量の送電線で連系するとともに、双方向性のエネルギー管理システム（以下、「EMS」という）を組み込んだ系統システムを確立することとしている。

配電部門では設備の老朽化や容量不足、電力ロス等が課題となっており、将来的なスマートシティの具体化を見据え、再エネ接続ルールの明確化や需要側エネルギー管理システム（以下、「DSM」という）の活用等を通して、次世代スマートグリッドへ円滑に移行することが期待されている。また、電力セクターの体制については、公営発電事業者の上場や配電サービスの民営化によって、より競争力のある市場の形成を目指している。今後は同政策に基づき、電力の小売自由化を進めることになる。

上記政策に従い、太陽光発電等変動性再生可能エネルギー（以下、「VRE」という）の導入が進んでいる。昼夜及び気候条件による出力変動と需要ピークのずれから生じる「ダックカーブ」の問題への対処を含め、今後は安定供給のための高度な系統運用能力が求められている。技術的な運用能力に加えて出力シミュレーションや通信設備、調相設備等、設備投資も含めた包括的な系統計画・運用並びに系統安定化対策が必要となっている。

モンゴル国（以下、「モ」国という）の電源構成は石炭火力発電が中心であり、需要変化及びVREの出力変動による急激な負荷変動に対応するための調整電源が少ない。このため、需給調整機能の大部分は国際連系線を通じてロシアに依存している。今後、再エネ増大により負荷変動対策を強化する必要があるため、国際連系線に加えて、蓄電システムや揚水発電システム等の活用も検討し、「モ」国にとって最適な需給調整システムを構築していくことが求められている。

### 1.2 調査の目的と対象範囲

#### 1.2.1 目的

本調査は、上記に示した課題の解決による開発効果や他ドナー動向等を分析し、優先的に取り組む課題の特定並びに中長期的な協力事業（以下、「協力プログラム」という）や協カスキーム、事業計画を検討する。電力ロス低減や分散型電源の導入拡大、EMS機能の具備などといった次世代配電システムの在り方についても併せて検討し、電力セクターにおける今後の協力の方向性や事業計画案を検討する一助となる基礎情報を収集・分析する。

## 1.2.2 対象範囲

対象地域は、「モ」国全土とする。

## 1.2.3 情報収集・協議先

本調査の、主な「モ」国側の情報収集・協議先としては以下の機関とする。

- エネルギー省 (Ministry of Energy: MOE)
- エネルギー規制委員会 (Energy Regulatory Commission: ERC)
- 中央給電指令所 (National Dispatching Center: NDC)
- 国家送電会社 (National Power Transmission Grid State Own Stock Company: NPTG)
- ウランバートル配電会社 (Ulaanbaatar Electricity Distribution Network Joint Stock Company: UBEDN)

## 1.2.4 調査概要

以下の内容から本調査は構成される。

### (1) 現況の確認及びインセプション・レポートの作成

- ✓ モンゴル電力セクターの基礎情報の収集・分析
  - ◇ 「モ」国における電力セクター概況
  - ◇ 「モ」国における電力事情
- ✓ インセプション・レポートの作成
- ✓ インセプション・レポートの関係者への説明
- ✓ インテリム・レポートに向けた準備作業

### (2) インテリム・レポート1の作成

- ✓ 電力システムの運用能力強化のための調査、検討
  - ◇ 現状の発電（熱電供給）計画・系統計画・運用状況をレビュー
  - ◇ 電力・熱需要予測に基づく、短期・中期の計画策定に向けた課題整理
  - ◇ 給電や接続など、系統計画・運用に関する制度の分析、改善策を提言
  - ◇ 気象予測や再エネ発電予測技術の導入可能性を検討
- ✓ 再エネによる系統への影響と系統安定化策の検討
  - ◇ 過去の調査（EBRD、WB など）をレビューし、系統安定化に向けた課題を分析
  - ◇ 複数の系統安定化策の特性を評価
  - ◇ 系統安定化策の有効性、費用対効果の観点から望ましい策を検討
  - ◇ 系統安定化策を導入するための系統計画や運用制度、技術や施設整備の開発・投資計画を検討

- ✓ スマートシティを視野に入れた中低圧系統システムの改善、需要側エネルギー管理システム等活用可能性の分析、提案
  - ◇ 将来的なスマートグリッド、スマートシティの構想について、現状とのギャップを分析
  - ◇ 中低圧系統の現状と課題を分析
  - ◇ 電力ロス、配電やメータの自動化、再エネ系統連系、DSM の改善策
  - ◇ 熱供給体制について現状を分析
  - ◇ ロス低減等低炭素化に資する改善策を検討
- ✓ 他ドナーの動向の確認
- ✓ 将来の JICA の協力方針の検討
- ✓ 新規技術協カプロジェクトの準備
- ✓ インテリム・レポート1の作成
- ✓ インテリム・レポート1の関係者への説明
- ✓ ドラフト・ファイナル・レポートに向けた準備作業

### (3) ドラフト・ファイナル・レポートの作成

- ✓ ドラフト・ファイナル・レポートの作成
- ✓ ドラフト・ファイナル・レポートの関係者への説明
- ✓ ファイナル・レポートに向けた準備作業

### (4) ファイナル・レポートの作成

- ✓ ファイナル・レポートの作成

## 1.3 実施体制とスケジュール

### 1.3.1 実施体制

東電設計株式会社（TEPSCO）、東京電力ホールディングス株式会社（TEPCO）の2社にて以下に示す専門家チームを構成する（以下、「調査団」という）。

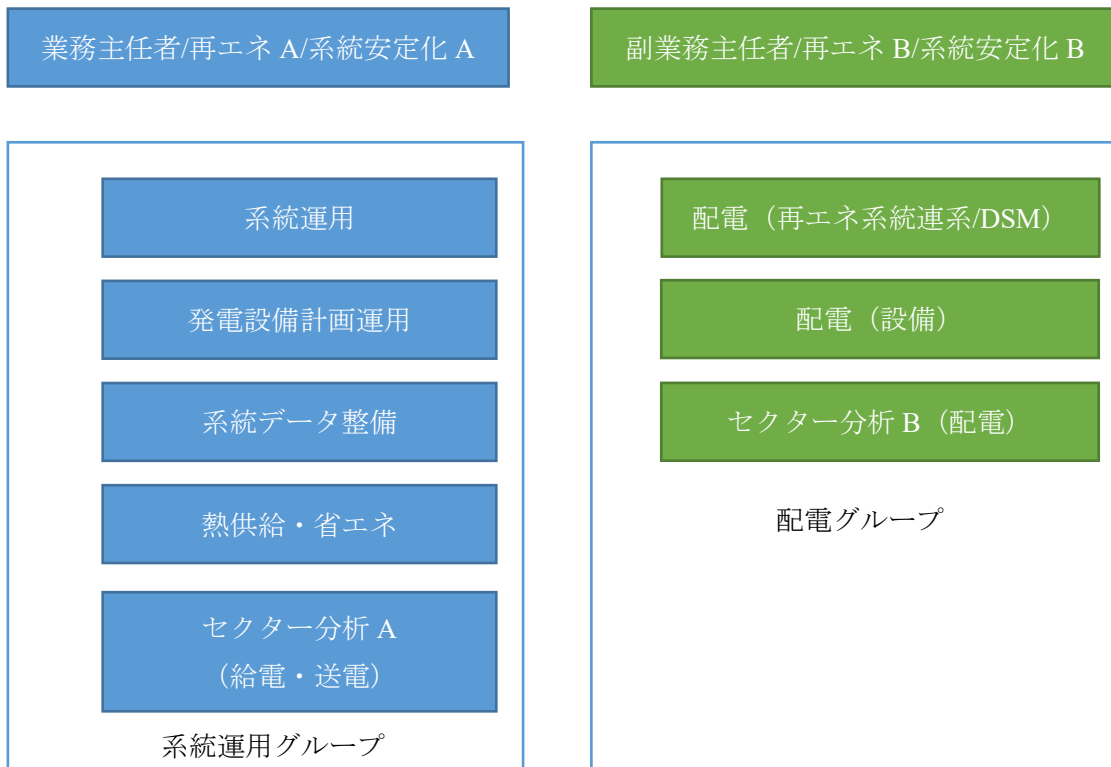


図 1-1 調査団を構成するメンバー

### 1.3.2 実施スケジュール

現地調査は、コロナ禍で現地渡航のできない状況が続き、リモート会議もしくはローカルメンバーによる現地情報収集活動を中心に実施した。

最終的な実施スケジュールは以下の通りとなっている。

表 1-1 実施スケジュール

業務内容	2020			2021												2022					
	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
国内作業 現地作業(ローカルメンバー)	[Gantt chart bars for domestic and on-site work]																				
(1) 現況の確認及びインセプション・レポートの作成	[Gantt chart bars for status confirmation and inception report]																				
① モンゴル電力セクターの基礎情報の収集・分析 モンゴル国における電力セクター概況 モンゴル国における電力事情	[Gantt chart bars for Mongolia electricity sector info]																				
② インセプション・レポートの作成	[Gantt chart bars for inception report creation]																				
③ インセプション・レポートの関係者への説明	[Gantt chart bars for inception report explanation]																				
④ インタリム・レポートに向けた準備作業	[Gantt chart bars for interim report preparation]																				
(2) インタリム・レポートの作成	[Gantt chart bars for interim report creation]																				
① 電力システムの運用能力強化のための調査、検討 現状の発電(熱電供給)計画・系統計画・運用状況をレビュー 電力・熱需要予測に基づく、短期・中期の計画策定に向けた課題整理 給電や接続など、系統計画・運用に関する制度の分析、改善策を提言 気象予測や再エネ発電予測技術の導入可能性を検討	[Gantt chart bars for electricity system capacity enhancement]																				
② 再エネによる系統への影響と系統安定化策の検討 EBRDやWBの調査をレビューし、系統安定化に向けた課題を分析 複数の系統安定化策(蓄電システム、揚水発電システム等のエネルギー貯蔵システム、DSM、ロシアとの国際系統連系の増強など)の特性を評価 系統安定化策の有効性、費用対効果の観点から望ましい策を検討 系統安定化策を導入するための系統計画や運用制度、技術や施設整備の開発・投資計画を検討	[Gantt chart bars for renewable energy system impact and stability]																				
③ スマートシティを視野に入れた中低圧系統システムの改善、需要側エネルギー管理システム等活用可能性の分析、提案 将来的なスマートグリッド、スマートシティの構想について、現状とのギャップを分析 中低圧系統の現状と課題を分析 電力ロス、配電やメーターの自動化、再エネ系統連系、DSMの改善策 熱供給体制について現状を分析 ロス低減等低炭素化に資する改善策を検討	[Gantt chart bars for smart city and energy management]																				
④ 他ドナーの動向の確認	[Gantt chart bars for donor status confirmation]																				
⑤ 将来のJICAの協力方針の検討	[Gantt chart bars for JICA cooperation strategy]																				
⑥ 2021年度より開始することが見込まれる新規技術協力力の準備	[Gantt chart bars for new technology cooperation preparation]																				
⑦ インタリム・レポートの作成	[Gantt chart bars for interim report creation]																				
⑧ インタリム・レポートの関係者への説明	[Gantt chart bars for interim report explanation]																				
⑨ ドラフト・ファイナル・レポートに向けた準備作業	[Gantt chart bars for draft final report preparation]																				
(3) ドラフト・ファイナル・レポートの作成	[Gantt chart bars for draft final report creation]																				
① ドラフト・ファイナル・レポートの作成	[Gantt chart bars for draft final report creation]																				
② ドラフト・ファイナル・レポートの関係者への説明	[Gantt chart bars for draft final report explanation]																				
③ ファイナル・レポートに向けた準備作業	[Gantt chart bars for final report preparation]																				
(4) ファイナル・レポートの作成	[Gantt chart bars for final report creation]																				
① ファイナル・レポートの作成	[Gantt chart bars for final report creation]																				
報告書提出	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <span>△ Inception Report</span> <span>△ Interim Report 1 △ Final Report</span> </div> <div style="display: flex; justify-content: center; margin-top: 5px;"> <span>△ Draft Final Report</span> </div>																				

## 第2章 電力セクター概況

### 2.1 国の基本情報

#### 2.1.1 一般情報

##### (1) 一般情報

「モ」国の一般情報を以下に示す。

表 2-1 「モ」国の一般情報

(1) 面積	1,564,100 km <sup>2</sup>
(2) 人口	335 万 7,542 人 (2020 年、モンゴル国家統計局 (以下「NSO」))
(3) 首都	ウランバートル (人口 159 万 7,290 人) (2020 年、NSO)
(4) 民族	モンゴル民族 (全体の約 95%)、カザフ民族等
(5) 言語	モンゴル語 (国家公用語)、カザフ語
(6) 宗教	チベット仏教、伝統信仰等 (1992 年 2 月新憲法は信教の自由を保障)
(7) 政体	共和制 (大統領制と議院内閣制の併用)
(8) 国家元首	大統領 (任期 6 年 : 前回選挙 2021 年) オフナー・フレルスフ大統領 (2021 年 6 月 25 日就任)
(9) 行政区分	21 県
(10) 通貨	トゥグルク

(出典 : 外務省ホームページ)

##### (2) 地理

「モ」国は、北東アジアのモンゴル高原に位置する大陸国家で、北をロシア、東西及び南を中国と接している。

面積は 1,564,100 km<sup>2</sup> で、日本のほぼ 4 倍の広さである。国土は、万年雪に覆われた高山を多く有する西部アルタイ山地、河川に恵まれた中央部ハンガイ・ヘンティー山地、平原が連なる東部ドルノド平原、砂礫性の土地の広がる南部ゴビと 4 つの地帯に分けられ、自然条件は多彩である。平均海拔は 1,580 m、首都ウランバートル (UB) は 1,351 m の高原にある。

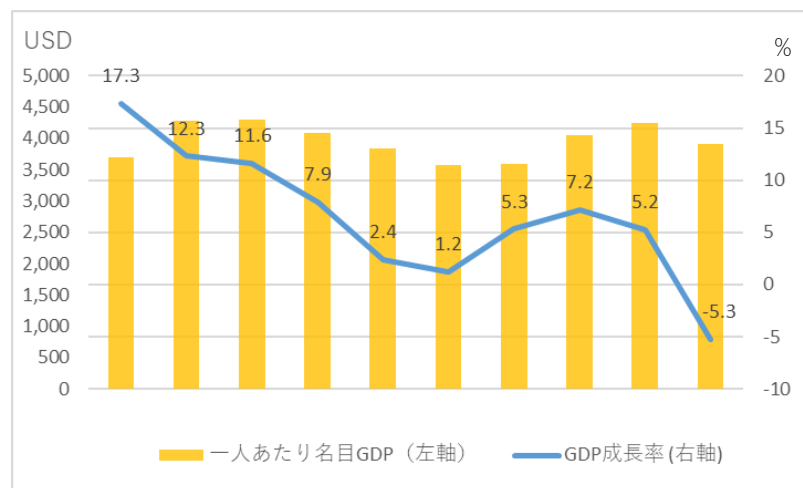


図 2-1 「モ」国の位置図



### (3) 経済状況

2011年以降の一人あたりの名目GDPとGDPの推移を以下の図に示す。2010年代半ばの中国の景気減速や世界的な資源安の影響を受け、主力産業の鉱業が不振となり大きく減速した。その後、モンゴル政府は国際通貨基金（IMF）との拡大信用供与（EFF）の受入れを実施、石炭等の鉱物資源価格に上昇を受け、2017年以降は順調に経済成長を続けてきた。しかしながら、近年は新型コロナウイルス感染症の感染予防のための国境封鎖などの影響を受け、GDPがマイナス成長となっている。



(出典：IMF)

図 2-2 一人あたり名目GDPとGDP成長率の推移

「モ」国の主な産業は鉱業、牧畜業、流通業、軽工業などである。GDPの産業別分野別比率はサービス業等50.7%、鉱工業・建設業36.1%、農業等13.2%となっている（WFB, 2017年）。なかでも鉱業はGDPの3割、鉱工業生産の7割、輸出の8割を占めており、国内経済は鉱物資源価格に左右されやすい。

### (4) 気候

#### (a) 気候区分

「モ」国全体はほぼ同じ気候区分に属し、典型的な大陸性であり、ケッペンの気候区分でいう乾燥帯のステップ気候である。年平均降水量は東京の1/4以下であり、乾燥している。

#### (b) ウランバートルの年間気温、降水量

ウランバートルの気候（気温、降水量）を下記の表に示す。標高が高いこともあり、年平均気温は $-0.14^{\circ}\text{C}$ と非常に低く、1月の平均気温は $-21.7^{\circ}\text{C}$ と世界の首都の中では最も低いため世界一寒い首都と言われる。一方、夏の平均気温は比較的高く西欧並みである。このように年較差の大きい気候である。年間降水量はわずか281.7mmでほとんどが夏季に集中する。

表 2-2 ウランバートルの気候

ウランバートルの気候													
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年
平均最高気温 °C	-15.6	-11.4	-2	8.3	16.8	21.6	22.7	21.5	15.6	6.8	-4.4	-13.7	5.52
日平均気温 °C	-21.7	-16.1	-7.0	1.8	10.0	16.0	18.5	16.0	9.5	0.9	-10.6	-19.0	-0.14
平均最低気温 °C	-26.5	-24.1	-15.4	-5.8	2.7	8.3	11.2	9.3	2.2	-6	-16.2	-23.8	-7.01
降水量 mm	1.1	1.7	2.7	8.3	13.4	41.7	57.6	51.6	26.2	6.4	3.2	2.5	216.4
平均月間日照時間	176.7	206.2	266.6	264	300.7	270.0	248.0	257.3	246.0	226.3	177.0	155.0	2,793.80

(出典 : Hong Kong Observatory)

## 2.1.2 国家開発政策

### (1) エネルギー政策

2015年に国会で承認された、「State Policy on Energy 2015-2030」が現在承認されているエネルギー政策である。同政策には、現状分析がなされているが要約すると内容は以下の通りである。

- 「モ」国は、石炭、石油、ウラニウム、再エネ、シェール・天然ガスなどの一次エネルギーが豊富。
- 電力は、西部、中央部、東部、南部、アルタイウリアスタイの5つのネットワークから構成される。
- 全国の発電設備容量の85%は石炭炊き熱電併給プラントである。5%が風力、7%がディーゼル発電、2%が水力、0.62%が小規模再エネ発電である。発電量の80%は自国で賄っているが、ロシアからの融通（契約容量：245 MW、注：2021年末に345 MWに拡大）でおよそ20%を輸入に依存している。
- 数年の間、タイムリーに大容量発電事業が実施されなかったことで、全国の設定容量は十分なレベルにない。特に、ピーク負荷向けに電力供給したりシステムを安定化する運転をするための国内ソースが限定されている。
- 電気や熱の販売価格が実際のコストより低く設定されており、エネルギー各社の設備投資、オーバーホール、適切なレベルの技術革新が難しくなっている。
- エネルギーの低価格が、新規の大規模事業や民間事業の参画のための資金設立を阻害している。
- 既存のウランバートル、ダルハン、エルデネット、ドモドの火力発電所、送配電ネットワークは、1960年から1980年代に建設され、老朽化した設備の割合が多くなってきている。
- 全国レベルで送配電ネットワークのロス率は13.7%で途上国全般より比較的高い数値にある。

## (2) エネルギー政策における目標値

上記エネルギー政策では以下に示す目標値が設定されている。

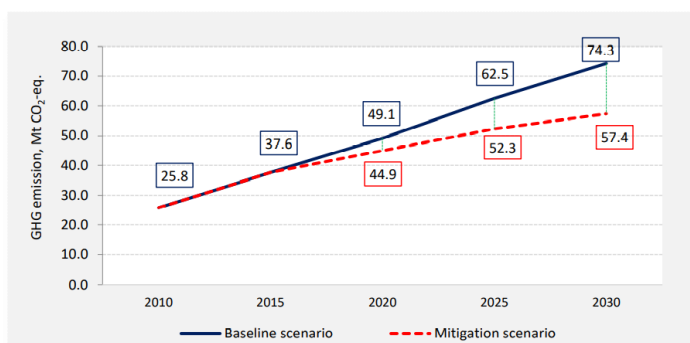
**表 2-3 エネルギー政策上の目標値**

	2014 (ベースライン)	2023 (目標値)	2030 (目標値)
発電設備の予備率	- 10 %	+ 10 %以上	+ 20 %以上
大都市の熱供給の予備率	3 %	+10 %以上	+ 15 %以上
電気料金構造上の利益率 (中央部)	-16.22 %	0 %	5 %
火力発電所の所内率	14.4 %	11.2 %	9.14 %
送配電ロス	13.7 %	10.8 %	7.8 %
発電設備容量に対する再 エネ導入率	7.62 %	20 %	30 %
二酸化炭素排出量 (1 Gcal のエネルギー産出に対し て)	0.52 t-Co2	0.49 t-Co2	0.47 t-CO2
建物における熱ロス削減 量	0 %	20 %	40 %
エネルギー産出における 適用技術	高压技術 (火力)	亜臨界技術 (火力) 天然ガス利用 大容量ストレージシステ ム 水力発電所	臨界、超臨界技術 (火 力) 水素利用 太陽熱利用

## (3) 地球温暖化にかかる国の決定する貢献 (NDC: Nationally Determined Contributions)

## (a) NDC 概要

「モ」国政府は、Government Decree No.407 of November 2019 に基づき、2030 年までの GHG 排出削減目標を掲げた。



(出典：MONGOLIA'S NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION TO THE UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE)

**図 2-3 「モ」国の GHG 排出削減目標**

具体的には、2030 年の BAU における GHG 排出量の 74.3 Mt CO<sub>2</sub>-eq. を 57.4 Mt CO<sub>2</sub>-eq. に削減し、22.7 % (2030 年 BAU 比) の目標を掲げた。

表 2-4 「モ」国の NDC 概要

Item		Number
Base Year		2010
Base Year Emission (MT CO <sub>2</sub> -eq.)		25.8
Target Year		2030
Emission Target by 2030 (Mt CO <sub>2</sub> -eq)		57.4
BAU Emission in 2030 (Mt CO <sub>2</sub> -eq.)		74.3
Emission	GHG Emission Reduction Target (Mt CO <sub>2</sub> -eq.)	16.9
Reduction Target	GHG Emission Reduction Target (%)	22.7
Sectors		Energy Sector - Energy Production - Energy Consumption Non-Energy Sector - Agriculture - Industry - Waste

(出典：MONGOLIA'S NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION TO THE UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE)

#### (b) COP26 における大統領発言

「モ」国のフレルスフ大統領はグラスゴーで行われた COP26 に参加し、以下の表明をしている。

- モンゴル政府としては気候変動の主な原因となる温室効果ガスの排出量を 2030 年までに BAU 比 22.7%削減する予定。
- 「モ」国政府は、北東アジアの再生可能エネルギー源を増やし、エネルギー供給をさらに改善するためのアジアスーパーグリッドイニシアチブを支援する。ゴビ砂漠の豊富な太陽光および風力資源による大規模なエネルギー複合施設の建設計画を着実に実施していく。
- 「モ」国政府は、2030 年までに 10 億本の植樹キャンペーンを実施している。キャンペーンの一環として、毎年 GDP の 1%までを気候変動対策支援に費やす。
- 全ての国に適用される枠組みへの強い意思を示し、資金面での貢献等の重要性和、今こそ新たな枠組みへの合意を成し遂げるべき。

#### (4) スマートシティの開発政策

##### (a) 長期開発政策

「モ」国政府の長期開発政策である「長期ビジョン 2050 (Vision 2050) (草案、仮訳)」では、UB 市及び衛星都市に関して、

「暮らしに快適で、環境にやさしい、市民を重要視した都市開発を目指す」

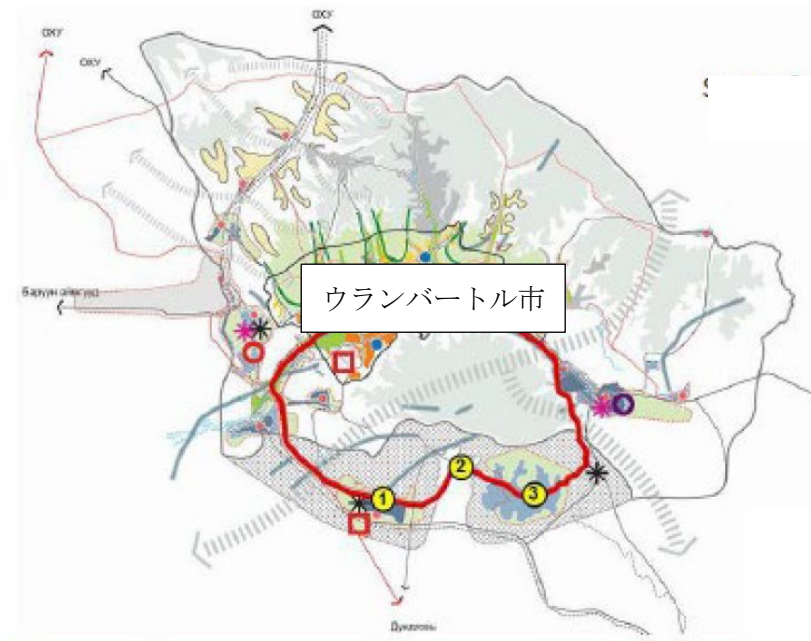
との目標を掲げ、以下の開発方針を提示している。

- 人間中心の開発政策を実施し、エチケット・知識の高い、倫理的で責任感の強い市民を育成し、市民の均等な関与を確保する、ビジネスマンを政策的に支援し雇用創出を図る。
- 統一した市の規格を制定し、市民が教育を受ける、働く、生活・移動するための安全安心な環境を整備する。
- 環境に優しい、最先端技術・機械を導入し、大気汚染、土壌汚染、環境汚染をなくす。
- 市の将来を適切に設計する、正しい都市計画策を実施することが市の発展の基盤になるため科学的根拠に基づいた近代的な政策・ソリューションを反映させた、予算・投資の算定が正しい計画書を策定し実施する。
- 衛星都市、周辺都市、小規模町を商業、サービス業、文化・教育、農牧業、食糧・軽工業、運輸ロジスティックス、観光分野別に区部し発展させる、雇用創出を図る形でウランバートル市の一極集中を分散する。
- 多種多様でスマート公共交通システムを構築し、ウランバートル市と衛星都市を結ぶ交通、地域と結ぶ高速道路を整備し渋滞をなくす。
- ウランバートル市内の一極集中を分散するために文化・教育施設、商業サービス施設、住宅、社会インフラが整備された新都市、サブセンター、機能別センター、コミュニティーセンターを新しく建設し、多極分散都市構造を構築する。

##### (b) ウランバートル周辺の都市開発プロジェクト

モンゴル建設・都市開発省 (Ministry of Construction and Urban Development: MCUD)によれば、UB 市の南部に以下の都市開発プロジェクトを計画している。

- (1) Aero city  
34000 residents
  - Free zone
  - Air port
  - High Technology
  - Logistic Center
- (2) Zuun Mod city  
70000 residents
  - Industrial zone
  - Trade & Service
- (3) Maidar city  
300000 residents
  - Eco City
  - Tourism center



(出典：MCUD ホームページ)

図 2-4 UB 市周辺のスマートシティ計画

## 2.2 電力セクターの体制と法・規則

### 2.2.1 電力セクター実施体制

#### (1) 実施体制概要

以下に示す、実施体制で電力セクターは運営されている。

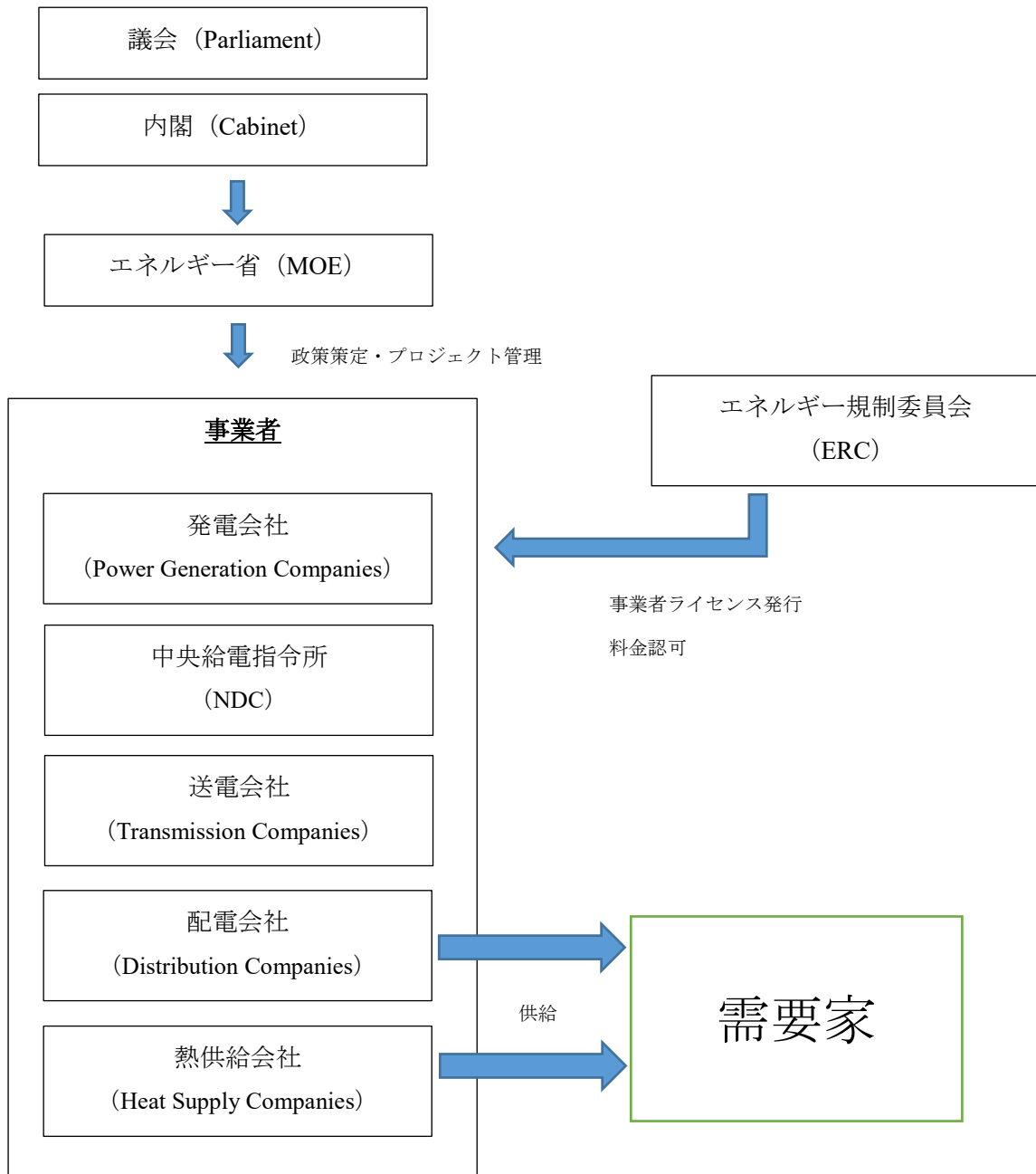
- **エネルギー省** (Ministry of Energy: MOE)  
「モ」国のエネルギー分野の基本方針、計画策定を行うほか、個別のプロジェクトの調達管理および優先度の決定をする。
- **エネルギー規制委員会** (Energy Regulatory Commission: ERC)  
発電や配電等の監督・規制、事業者へのライセンス発行等を行う。
- **中央給電指令所** (National Dispatching Center: NDC)  
発電指令や電力融通を行うほか、運用基準等の規定策定を担っている。また系統計画に対しても MOE に対して助言を行っている。
- **国家送電会社** (National Power Transmission Grid State Own Stock Company: NPTG)  
UB 市及び 16 の県を含む国土の 66% を管轄している。本社及び 5 つの支社があり、送電事業に加え、電力輸出入、35 kV~220 kV 送変電設備の建設・据付、保守、各種試験及び機器校正等を行っている。また系統計画に対しても MOE に助言を行っている。
- **ウランバートル配電会社** (Ulaanbaatar Electricity Distribution Network Joint Stock Company: UBEDN)  
UB 市内の 35 kV 以下の配電設備・変電設備の計画・建設・保守・管理および電力販売を実施している。

■ その他地方の送配電会社

その他に2つの送電会社（Western Region Power System、Altai-Uliastai Power System）と多数の配電会社が存在する。

(2) 実施スキーム

上記の実施体制をフローチャートに示すと以下のとおりとなる。

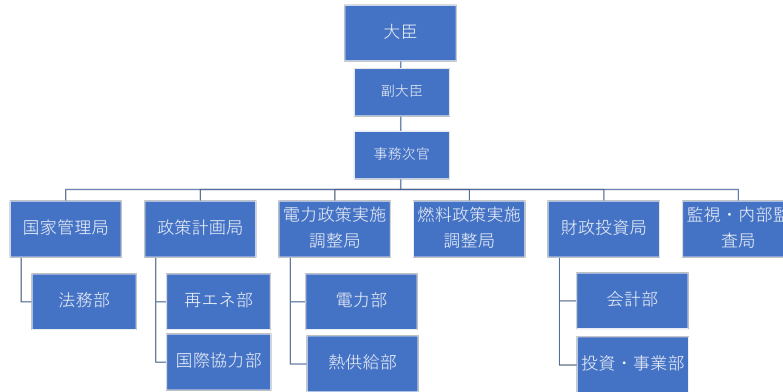


(出典: 調査団調べ)

図 2-5 電気事業等スキーム図

(3) エネルギー省 (MOE)

MOEは6つの部門から構成され、電力を含むエネルギー政策の立案、マスタープラン策定、国家予算によるエネルギー事業の調達などを行っている。重要な政策や予算取りなどは内閣および議会の承認が必要となる。



(出典：MOE ホームページ)

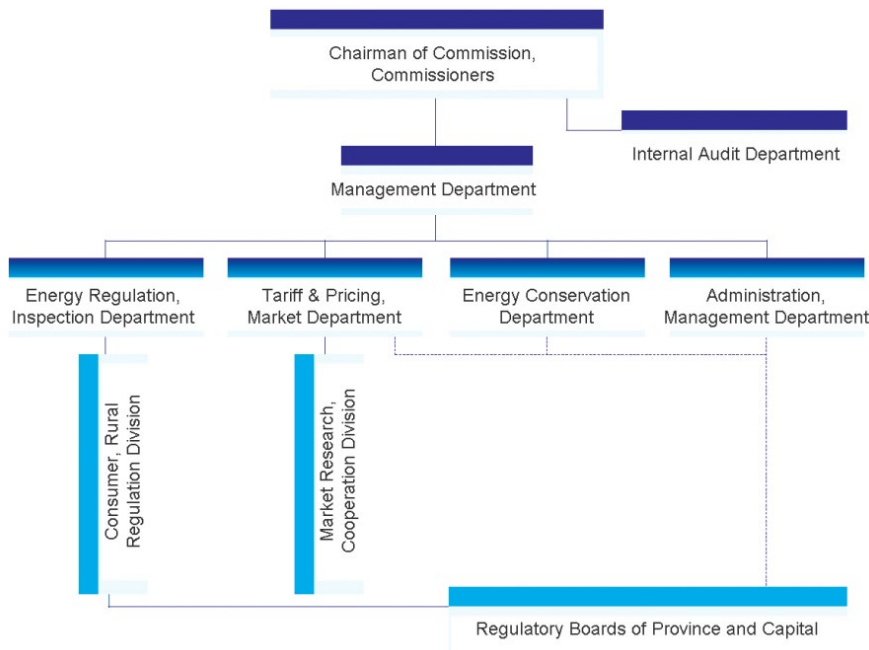
図 2-6 MOE 組織図

(4) エネルギー規制委員会 (ERC)

ERCは2001年のエネルギー法に基づき設立された組織で、発電、送電、配電、給電事業を規制している。

具体的には、事業者のライセンスの発行、事業者の料金のレビュー・承認、消費者・事業者の両者の公平な権利の保護、適正な競争条件の構築などがその役割として与えられている。

ERCの組織図は以下のとおりである。



(出典：ERC ホームページ)

図 2-7 ERC の組織図



## 2.2.2 電気事業に関する法・規則の概要

### (1) 概要

電気事業に関する基本法はエネルギー法であり、関連する法律として、事業認可法、再生可能エネルギー法、コンセッション事業法、省エネルギー法などが制定されている。その他には統合電力系統規則、系統連系手続規則（送電・配電）、再生可能エネルギー電源連系手続規則（配電）、熱供給・配給手続規則、熱供給設備規則等があり、以下にそれらの概要を示す。

### (2) エネルギー法

エネルギー法は2001年2月に制定され、最新の改定は2017年1月である。国家議会がエネルギー政策を決定し、政府が実施することおよび、政府機関、地方政府、規制機関、中央給電指令所の役割、事業ライセンスの種類と事業認可、価格設定、エネルギー受給契約と供給者・需給者の権利・義務、送電線離隔、などを規定している。

なお、エネルギー法と関連する規則は改正される予定である（2021年末時点）。

### (3) 事業認可法

事業認可法は2001年2月に制定され、最新の改定は2020年8月である。事業ライセンスの申請、認可、期限、失効などに関する事項、国、地方政府による認可対象業種などを規定している。なお、エネルギー事業に関する認可プロセスなどはエネルギー法で規定されている。

### (4) 再生可能エネルギー法

再生可能エネルギー法は2007年1月に制定され、最新の改定は2019年6月である。太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスなどのエネルギー源で自家消費以外に電力、熱を供給するものが対象。国家議会が再生可能エネルギー政策を決定し政府が実施することおよび、政府機関、地方政府、規制機関の役割、事業ライセンス、価格設定などを規定している。

事業ライセンス申請にあたっては、エネルギー法に規定の必要書類に加えて以下の書類が必要となる。

- ◇ 再生可能エネルギー源としての土地所有証明
- ◇ 使用済み電池の再利用／廃棄計画
- ◇ 水資源を使用する場合、土壌、植生、地質、水文、気象などの調査
- ◇ 設備が国内／国際基準に合致していることの証明

売電価格は2019年6月の改定で以下のように規定された。

- ◇ 風力発電： 0.085 US\$/kWh 以下
- ◇ 5,000 kW 以下の水力発電： 0.045-0.06 US\$/kWh
- ◇ 太陽光発電： 0.12 US\$/kWh 以下

また、発電原価が上記の売電価格より高価な場合は補償されること、配電系統に連系される再エネ電源については ERC、地方政府が当該地域の経済社会状況等を考慮すること、地熱、バイオマス等上記以外の再エネ電源については ERC が検討、決定することなども規定されている。

#### (5) コンセッション事業法

コンセッション事業法は 2010 年 1 月に制定され、最新の改定は 2017 年 4 月である。コンセッション事業の種類、政府機関、地方政府の役割、政府機関または地方政府によるコンセッション事業リストの作成と政府または地方議会による採択、入札の実施と事業者の選定、入札を行わない場合の直接契約、提案形式によるコンセッション事業、コンセッション事業契約書の記載事項、事業者の遵守事項などを規定している。

#### (6) 省エネルギー法

省エネルギー法は 2015 年 11 月に制定され、最新の改定は 2017 年 5 月である。国家議会在省エネルギー政策を決定すること、政府、政府機関、地方政府の役割、政策の実施機関として省エネルギー評議会の役割、省エネルギーに関する需要家の義務と権利、エネルギー監査団体による監査活動などを規定している。

#### (7) 統合電力系統規則 (Integrated Grid Code)

統合電力系統規則は、電力送配電系統の運用管理を規定するものとして 2010 年 5 月に制定された。送電系統の地域区分、周波数・電圧基準、中央給電指令所の役割、新設設備の系統接続、系統監視・制御、全停時の対応、負荷制限、需給計画、ロシア連系線の運用、系統操作、非常時の対応、系統事故の分類などを規定している。本規則の内容については 4.1 節に概説する。また、本規則は、再生可能エネルギーに関する規定の追加などを含めて、改定が進められている。

#### (8) 系統連系手続規則 (送電・配電)

ライセンスを持つ事業者が設備を送電／配電系統に接続する際の手順、仕様の内容等申請時に提出を要するもの、などを規定している。連系する設備の技術要件については、送電／配電事業者が設備の容量、送配電設備の負荷状況と当該地域の需要想定を考慮し、送電系統の正常な運用が確保できるように決定することとしている。

#### (9) 再生可能エネルギー電源連系手続規則 (配電)

小規模発電設備を配電系統に連系する場合、余剰電力を系統に供給するものを対象とし、その際の要件、政府機関、配電事業者、連系を行う個人または法人の権利と義務、契約に記載すべき事項などを規定している。対象となる小規模発電設備は以下のとおり。

- ◇ 個人の場合：20 kW 以下、法人の場合：指定された連系容量の 50% 以下
- ◇ 連系点の電圧が 0.4 kV

連系にあたっての技術要件は当該配電事業者が提示することとしている。本規則で規定している要件は以下のとおり。

- ◇ 連系点の配電系統側において無電圧になった場合、連系側から電圧を印加しないようにする。
- ◇ 太陽光発電設備は IEC61730-1 および IEC61730-2 を、インバータ設備は IEEE1547/IEC61000-3-15/ IEC62116 を満たす。
- ◇ 配電系統は国家標準 MNS1778:2007 を満たす。

#### (10) 熱供給・配給手続規則

個人または法人の建物や設備を熱供給／配給設備に接続する際の規則で、申請手続き、認可条件、接続時期等を規定している。

### 2.2.3 エネルギー事業

#### (1) 事業ライセンスの種類

エネルギー法第 12 条により、以下のライセンスが定められている（2021 年 6 月時点）。

- |   |
|---|
| <ol style="list-style-type: none"><li>1. 発電事業</li><li>2. 発熱事業</li><li>3. 送電事業</li><li>4. 熱供給事業</li><li>5. 給電・給熱事業</li><li>6. 配電事業</li><li>7. 熱配給事業</li><li>8. 規制下のエネルギー供給事業</li><li>9. 非規制下のエネルギー供給事業</li><li>10. 電力輸出入事業</li><li>11. エネルギー設備の建設事業</li><li>12. ガス供給事業</li></ol> |
|---|

国境をまたぐ送電線と 5 MW を超える設備の建設、および国境をまたぐ送電線、国家送電系統、中央熱供給、ガス供給を用いる事業の運用については国の認可、それ以外は地方政府の認可で事業ライセンスを得る。各事業についてはエネルギー法で以下のように規定されている。

#### (2) 各事業の規定

##### (a) 発電・発熱事業

発電・発熱事業者は送配電系統・熱供給系統を通して電力・熱を供給する権利を持ち、以下の場合を除いて、認可された価格・条件で供給するものとする。

- ◇ 電力・熱を自家用のみで使用する場合
- ◇ 電力系統に連系しない場合
- ◇ 電力・熱を契約額で供給する場合

#### (b) 送電・熱供給事業

送電・熱供給事業者は送電系統・熱供給系統を運用するもので、以下の義務を負う。

- ◇ 発電・発熱事業者、配電・熱配給事業者が正常に運用でき、需要家に確実に電力・熱を供給できるよう、管轄する設備を適切に維持管理、増強する。
- ◇ 他の事業者等との系統接続について、規定を策定、実施する。
- ◇ 事業者、利用者が公平に送電系統・熱供給系統を利用できるようにする。
- ◇ 送電・熱供給事業者は発電・発熱事業を行うことはできない。

#### (c) 給電・給熱事業

給電・給熱事業者として中央給電指令所は以下の権利、義務を有し、電力・熱供給を制御する。

- ◇ 電力・熱供給の基準に沿い、低コスト、高信頼度の供給を行う。
- ◇ 事故・災害時において、電力・熱供給を停止、制限、再開する。
- ◇ 規定された手順に従い、電力・熱供給契約を締結する。
- ◇ 電力系統、熱供給系統が統合的に運用できるよう、発電・熱供給容量、発電・発熱計画を管理する。
- ◇ 統合的な電力系統運用のための、保護・通信・管理システムを運用する。
- ◇ 電力・熱需要予測を毎年行う。
- ◇ 系統運用ルールを策定し、実施する。
- ◇ 電力輸出入を計画、実施する。
- ◇ 給電・給熱事業者は発電・発熱・エネルギー供給事業を行うことはできない。

他の事業者は、電力系統運用ルール、熱供給ルールの範疇において給電・給熱事業者の決定に従う。

#### (d) 配電・熱供給事業

配電・熱供給事業者は、規定された地域において全ての需要家に供給できることとし、以下の義務を負う。

- ◇ 規定地域内の需要家の、法の基準に沿う受給線路・設備に配電・熱配給設備を接続する。
- ◇ 他の事業者等との系統接続について、規定を策定、実施する。
- ◇ 受給点に認定された電力・熱計量器を設置する。
- ◇ 規制下／非規制下のエネルギー供給事業者に機会を公平に与える。

- ◇ 発電・発熱事業者、送電・熱供給事業者、規制下／非規制下のエネルギー供給事業者が通常の運用ができるよう、需要家が電力・熱を確実に受給できるようにする。
- ◇ 配電・熱供給設備を運用、維持、増強する。
- ◇ 規制下のエネルギー供給事業者との契約により、直接の需要家ではない受給者への系統接続を行う。
- ◇ 発電・発熱事業者、送電・熱供給事業者との合意に従い、事前支払いにて電力・熱を購入する。
- ◇ 配電・熱配給事業者は、規制下／非規制下のエネルギー供給事業のライセンスを持つこともできる。

#### (e) 規制下のエネルギー供給事業

規制下のエネルギー供給事業者は発電・発熱事業者、送電・熱供給事業者、配電・熱配給事業者と電力・熱を売買する権利を有し、以下の義務を負う。

- ◇ 規定された地域内の需要家に電力・熱を供給する。
- ◇ 必要な電力・熱供給量の確保について、発電・発熱事業者、送電・熱供給事業者、配電・熱配給事業者、給電・給熱事業者と調整、合意する。
- ◇ 送電・熱供給事業、配電・熱配給事業、給電・給熱事業にかかる費用を支払う。
- ◇ 事業実施の規定を策定、順守する。
- ◇ 規制下のエネルギー供給事業者は規定された地域内への電力・熱供給を行うこともできる。売電・売熱価格は、受給者との合意のもと、ERC が規定した価格とする。

#### (f) 非規制下のエネルギー供給事業

非規制下のエネルギー供給事業者は、認可に基づき発電・発熱事業者から電力・熱を購入し需要家に販売する権利を有し、以下の義務を負う。

- ◇ 必要な電力・熱供給量の確保について、発電・発熱事業者、送電・熱供給事業者、配電・熱配給事業者、給電・給熱事業者と調整、合意する。
- ◇ 事業実施の規定を策定、順守する。
- ◇ 契約に従い、メタンガス供給を行う。

#### (g) 電力輸出入事業

電力輸出入事業者は規制下の供給条件における電力供給を受け、非規制下の供給条件で電力供給を行う権利を有し、地域送電系統を通して電力取引を行う電力輸出入事業ライセンスは、送電事業者に与えられる。また、電力輸出入量は政府機関により決められた量とし、実施にあたっての条件については給電事業者と合意することとされている。

#### (h) エネルギー設備の建設事業

エネルギー設備の建設事業者は、エネルギー設備の設計、建設を行うもので、事業認可に必要な条件を満たした上で、申請により認可される。建設されるエネルギー設備は政府機関の検査ならびに関係機関の環境影響評価を受けることとされている。

#### (3) 事業認可プロセス

事業を申請する者は、申請にあたって関係する事業に関して以下の書類を提出する。

- ◇ フィージビリティスタディ
- ◇ エネルギー供給に用いるエネルギー源の検討
- ◇ 生産、伝送、供給するエネルギーの種類、量、質
- ◇ 運転設備の基本的な仕様
- ◇ 事業範囲、所有範囲、エネルギー需給バランス
- ◇ 環境影響評価
- ◇ 環境保護行動計画
- ◇ 事業者の財務状況、資金源
- ◇ 運用開始日、投資額および資金源
- ◇ 技術者の経験

審査の結果は申請から 60 日以内に通知される。この際、事業を認可する機関は必要に応じて独立した専門家の助言を得ることもある。また、一つの事業ライセンスに複数の申請があった場合、入札による選定となる。

#### (4) 事業ライセンスの期間

発電・発熱、送電・熱供給事業ライセンスの期間は 5～25 年、エネルギー設備建設事業ライセンスの期間は 5 年以内、他の事業ライセンスの期間は 10 年以内とし、必要な条件を満たせば 25 年まで延長が可能である。

#### 2.2.4 認可事業者

現在認可されている事業者は、ERC ホームページで閲覧可能である。以下に、発電・発熱事業者、送電・電力輸出入事業者の認可リストを示す（2021 年 6 月時点）。

## (1) 発電・発熱事業者

表 2-5 発電・発熱事業者

No	Special Licensees (SL)	Type of license
	Name	
<b>Traditional Source</b>		
1	"Thermal Power Plant 4" State-Owned Joint Stock Company (SOJSC)	Power generation
2	"Thermal Power Plant 3" SOJSC	Power generation
3	"Thermal Power Plant 2" SOJSC	Power generation
4	"Darkhan Thermal Power Plant" SOJSC	Power generation
5	"Erdenet Thermal Power Plant" SOJSC	Power generation
6	"Energy system of Dornod region" SOJSC	Power generation
7	"Dalanzadgad Thermal Power Plant" SOJSC	Power generation
8	"MCS International" LLC	Power generation
9	"Altai-Uliastai" power system	Power generation
10	"Mon Cement Building Materials" LLC	Power generation
11	"Erdenet Mining Corporation" LLC	Power generation
<b>Renewable Source</b>		
12	"Tosontsengel HPP" LLC	Power generation
13	"Taishir Guulin HPP" LLC	Power generation
14	"Bogd river HPP" LLC	Power generation
15	"Clean Energy" LLC	Power generation
16	"Durgun HPP" LLC	Power generation
17	"Solarpower International" LLC	Power generation
18	"Clean Energy Asia" LLC	Power generation
19	"Everyday Farm" LLC	Power generation
20	"Naranteeg" LLC	Power generation
21	"Sainshand Wind Park" LLC	Power generation
22	"ESB Solar Energy" LLC	Power generation
<b>Heat Generation</b>		
1	"Thermal Power Plant 4" SOJSC	Heat generation
2	"Thermal Power Plant 3" SOJSC	Heat generation
3	"Thermal Power Plant 2" SOJSC	Heat generation
4	"Darkhan Thermal Power Plant" SOJSC	Heat generation
5	"Erdenet Thermal Power Plant" SOJSC	Heat generation
6	"Energy system of Dornod region" SOJSC	Heat generation
7	"Dalanzadgad Thermal Power Plant" SOJSC	Heat generation
8	"Baganuur Thermal Power Plant" SOJSC	Heat generation
9	"Nalaikh Thermal Power Plant" SOJSC	Heat generation
10	"Amgalan Thermal Power Plant" LLC	Heat generation
11	"Erdenet Mining Corporation" LLC	Heat generation
12	"Dulaan Sharyn Gol" SOJSC	Heat generation
13	"Selenge-Energo" (LSFE)	Heat generation
14	"Durvulj" (LSFE)	Heat generation
15	"Mandal Golomt" LLC	Heat generation
16	"Tuvchandmani DEHG" (LSFE)	Heat generation
17	"Ekh Golomtyn Ilch" LLC	Heat generation
18	"Khutul Energy Heat" LLC	Heat generation
19	"Khentii-Uls" LLC	Heat generation

## (2) 送電・電力輸出入事業者

表 2-6 送電・電力輸出入事業者

No	Special Licensees (SL)	Type of License
	Name	
1	"National Power Transmission Network" State-Owned Joint Stock Company (SOJSC)	Power transmission
2	"Western Region Power System" SOJSC	Power transmission
3	"Altai-Uliastai Power System" SOJSC	Power transmission
1	"National Power Transmission Network" SOJSC	Power import and export
2	"Western Region Power System" SOJSC	Power import and export
3	"Dornod Region Power System" SOJSC	Power import and export
4	"Khuvs gul-Energy" Limited Liability Company (LLC)	Power import and export
5	"Ulaanbaatar Railway" Mongolian-Russian Joint Stock Company (JSC)	Power import and export
6	"Tsinghua MAK Nariin Sukhait" LLC	Power import and export
7	Gashuunsukhait Customs Office, under the Mongolian Customs	Power import and export
8	Customs Office in Bichigt, Sukhbaatar aimag, under the Mongolian Customs	Power import and export
9	"National Dispatch Center" LLC	Power import and export

## 2.2.5 料金体系

## (1) 電気料金概論

電気料金は、4つの地域（CES & SES、WES、EES、AUES）に分けて、それぞれ産業（Industrial）と住宅（Residential）のカテゴリーで設定されている。いずれも、従量料金単価が一定の Single Rate と、時間帯別に従量料金単価が変わる TOU（Time of Use）Rate が設定されており、TOU メーターを負担した消費者のみ選択できる。

これらの従量料金単価には、再エネ賦課金が含まれる（CES & SES で 23.79 MNT/kWh、WES、AUES で 11.88 MNT/kWh、EES は賦課金なし）。

産業用の料金には、従量料金のほかに容量料金（Capacity Tariff）も課金される（鉱山消費者で、25,000 MNT/kW/month、それ以外の産業消費者で 9,000 MNT/kW/month）。住宅用の料金には基本料金という名目で 2,000 MNT/month が徴収される。

## (2) CES における電気料金一例

例として、CES における電気料金表を以下に示す。



表 2-7 CES における電気料金

Single rate tariff /VAT excluded/		MNT/kWh
CONSUMER CATEGORY		TARIFFS
<b>INDUSTRIAL</b>		
Mining, processing industry		179.69
Other industries, business entities and organizations		164.38
<b>RESIDENTIAL</b>		
Monthly consumption below 150 kWh		134.28
Monthly consumption above 150 kWh		154.08

Included the renewable energy levy (23.79 MNT/kWh)  
 Capacity tariff of other industries 9,000 MNT/kW/month  
 Capacity tariff for mining industry 25,000 MNT/kW/month  
 Basic fee for residential consumer 2,000 MNT/month

Time of use electricity tariffs /VAT excluded/			MNT/kWh
CONSUMER CATEGORY		TARIFFS	
INDUSTRIAL	Mining industry	Others	
Shoulder from 6 am until 5 pm	179.69	164.38	
Peak from 5 pm until 10 pm	299.79	245.68	
Off peak from 10 pm until 6 am	100.89	112.98	
<b>RESIDENTIAL</b>			
Shoulder from 6 am until 9 pm	140.18		
Off peak from 9pm until 6 am	112.98		

Included the renewable energy levy (23.79 MNT/kWh)

(出典: ERC)

## (3) 熱供給料金

熱供給料金は、各地域ごとに異なる。住宅 (Residential) は、床面積に応じた課金がなされるが、メーターが設置されている場合は、従量によって課金される。EI は Entity & Industry の略。

表 2-8 各地域の熱供給料金

Area	Residential (MNT/m <sup>2</sup> )		EI (MNT/m <sup>3</sup> )	Tap hot water (MNT person/month)	By meter (MNT/GJ)	
	Residential	EI			Residential	EI
Ulaanbaatar	506	472	472	1,870/2,806*	3,421	7,277
Darkhan	506	470	470	1,870/2,806*	3,421	6,419
Erdenet	506	504	504	1,870/2,806*	3,421	7,854
Dornod	506	769	769	1,870/2,806*	3,421	6,698
Dalanzadgad	506	961	961	1,870/2,806*	-	20,843
Nalaikh	600	860-1,290	860-1,290	2,875/4,025*	-	25,813
Baganuur	660	1,145-1,239	1,145-1,239	3,163/4,428*	8,711	18,310-19,795

NOTE: \*- Non heating season

(出典: ERC)

## 2.2.6 再エネ普及促進のための施策

### (1) 再エネ事業者向けの買取料金

2012年に政府より発行された、「Law of Mongolia on Renewable Energy（仮訳）」では、再エネ事業者の権利と義務について以下の通り規定されている。

- To deliver its electricity to the nearest connection point of a transmission licensee,
- To be responsible for transmission cost till the connection point, and
- To implement dispatching regulations requested by the dispatching licensee.

一方、再エネ発電を引き取る送電事業者は以下の権利と義務が規定されている。

- To purchase electricity sold by a generator at a price approved by the Energy Regulatory Authority specified in Article 11 of the law
- To connect a generator to distribution board of a transmission network complying with technical requirements, to finance cost of required capacity expansion

2012年に発行された同法 Article 11 には、各再エネに対して以下の通り価格帯が指定されたが、2019年6月の法律改定でも価格は変更されている。

表 2-9 再エネ事業者向け買取料金価格帯

		2012年に制定された価格 (US\$/kWh)	2019年に制定された価格 (US\$/kWh)
太陽光	グリッド接続	0.150~0.180	~0.120
	独立型	0.200~0.300	ERC、地方都市等で別途規定
風力	グリッド接続	0.080~0.095	~0.085
	独立型	0.100~0.150	ERC、地方都市等で別途規定
水力	グリッド接続 (~5,000 kW)	0.045~0.060	0.045~0.060
	独立型 (~500 kW)	0.080~0.100	ERC、地方都市等で別途規定
	独立型 (501~2,000 kW)	0.050~0.060	ERC、地方都市等で別途規定
	独立型 (2,001~5,000 kW)	0.045~0.050	ERC、地方都市等で別途規定

(出典：Law of Mongolia on Renewable Energy (2012), Amendment of Law of Mongolia on Renewable Energy (2019))

### (2) 配電線接続における再エネの固定買取料金

2021年6月にERCより、配電線接続される小規模再エネの固定買取料金表が発行された。以下の表のとおり、6時から17時までの買取金額は、配電会社が住宅消費者向けに販売する電気料金（前述のCESの住宅用TOU料金（6時から21時まで））と同額である。ERCによれば、配電会社が買い取った再エネ由来の電気は、翌月の販売電力による消費者への請求額から差し引く形

で料金が徴収されるシステムとしていることから、スマートメータの普及によりこれらの売買システムが効率化されることが期待される。

表 2-10 配電線接続における再エネ買取料金

	分類	単位	単価
1	During a day / from 06:00 to 17:00/	MNT/kWh	140.18
2	During peak hours or in the evening / from 17:00 to 22:00 /	MNT/kWh	221.89

(出典：ERC)

## 2.3 電力需給状況

### 2.3.1 過去の需給実績

#### (1) 電力発電実績

地域別の年間発電量（輸入含む）を以下に示す。輸入はロシアから CES 向けに融通する電力がメインとなっており、「モ」国全体で見ても、CES における発電量が突出して多い。2011 年から 2020 年までの年間平均伸び率は 7.0% という高い率を記録している。

表 2-11 地域別年間発電量実績（単位: GWh）

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CES	4,347	4,565	4,809	5,134	5,378	5,494	5,763	6,300	6,561	6,721
EES	113	119	123	178	185	214	231	232	242	210
WES	95	109	119	127	143	146	155	163	172	183
AUES	38	39	45	53	63	69	70	76	81	84
Net import	307	434	1,181	1,397	1,394	1,419	1,523	1,684	1,716	1,706
Total	4,900	5,266	6,277	6,888	7,163	7,342	7,741	8,455	8,773	8,903
Increase (%/year)		7%	19%	10%	4%	2%	5%	9%	4%	1%

(出典：MOE)

#### (2) 最大電力

地域別の年間最大電力（輸入を含む）を以下に示す。「モ」国全体では、最大電力が前年比を割ることもあるが、概ね順調に伸びており、2011 年から 2020 年までの年間平均伸び率は 7.2% という高い率を記録している。

表 2-12 地域別年間最大電力（単位: MW）

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CES	782	863	910	969	965	975	1,016	1,117	1,153	1,303
EES	21	26	26	27	27	31	34	32	39	42
WES	23	27	30	32	28	29	31	39	34	41
AUES	12	14	15	15	15	14	17	18	19	20
Net import CES	120	108	157	144	92	52	45	178	184	228
Import Oyu Tolgoi	0	0	100	125	125	127	140	158	160	160
Total	958	1,038	1,238	1,312	1,252	1,229	1,282	1,542	1,588	1,795
Increase (%/year)		8%	19%	6%	-5%	-2%	4%	20%	3%	13%

(出典：MOE)

## (3) 電力供給力

## (a) 発電設備

「モ」国の主な発電設備一覧と設備稼働率を示す。2020年時点で、再エネ発電設備容量は増加しつつあるものの、全体としてほかの設備容量も増加しているため、再エネ導入率（設備容量ベース）としては18%と、State Policy on Energy 2015-2030における2023年の目標である20%には達していない。

表 2-13 「モ」国の主な発電所の設備容量と再エネ導入率

No	Power Station	2018	2019	2020	2021	
1	Combined heat and power	CHP-2	24	24	24	24
2		CHP-3	186	186	186	198
3		CHP-4	703	726	749	772
4		Darkhan CHP	48	59	83	83
5		Erdenet CHP	28.8	28.8	28.8	71
6		ErdenetMC CHP	53	53	53	53
7		Ukhaakhudag CHP	18	18	18	18
8		Dalanzadgad CHP	9	9	9	9
9	Wind PS	Salkhit Wind farm	50	50	50	50
10		Tsetsii Wind farm	50	50	50	50
11		Sainshand Wind farm	55	55	55	55
12	Solar PS	Darkhan nar solar farm	10	10	10	10
13		Monnaran solar farm	10	10	10	10
14		Gegeen solar farm	15	15	15	15
15		Bukhug solar farm	0	15	15	15
16		Sumber solar farm	0	10	10	10
17		DSP solar farm			30	30
		Total (MW)	1,260	1,319	1,396	1,473
		RE Installed Capacity (MW)	190	215	245	245
		RE Rate	15%	16%	18%	17%

(出典：MOE)

表 2-14 「モ」国の主な発電所の設備稼働率

No	Power station	2018	2019	2020	2021 /January-September/	
1	Combined heat and power	CHP-2	77%	76%	74%	76%
2		CHP-3	67%	65%	64%	63%
3		CHP-4	62%	62%	63%	65%
4		Darkhan CHP	63%	60%	48%	44%
5		Erdenet CHP	65%	65%	63%	41%
6		ErdenetMC CHP	68%	69%	65%	69%
7		Ukhaakhudag CHP	22%	16%	18%	23%
8		Dalanzadgad CHP	10%	16%	41%	39%
9	Wind PS	Salkhit Wind farm	36%	33%	32%	40%
10		Tsetsii Wind farm	34%	37%	35%	43%
11		Sainshand Wind farm	6%	32%	34%	39%
12	Solar PS	Darkhan nar solar farm	19%	20%	18%	17%
13		Monnaran solar farm	21%	22%	18%	20%
14		Gegeen solar farm	11%	20%	19%	19%
15		Bukhug solar farm		21%	19%	20%
16		Sumber solar farm		21%	20%	20%
17		DSP solar farm			4%	19%
18	Total (MWh)	56%	57%	55%	57%	

(出典：MOE)

## (b) 電力融通

ロシアとの電力融通契約は、送電容量、送電電力量および計画融通量からの差異の3つのファクターから構成されている。送電容量については245 MWが上限となっていたが、2021年末から345 MWに引き上げられた。

「モ」国内の電力がひっ迫する場合には、ロシアからの電力を輸入することになる。一方、再エネの想定外の発電増加で電力に余剰が発生する場合は、瞬時の潮流については引き取り可能であるが、常時潮流が流れる想定は含まれておらず、そのようなことにならないようNDCが配慮して系統運用を行っている。

ロシアとの電力融通に関わる実績と、平均輸入単価は以下の通りである。

表 2-15 ロシアとの電力融通実績

Indicators	2016	2017	2018	2019	2020
Imported electricity (GWh)	201.4	270.6	304.1	250.8	186.99
Exported electricity (GWh)	33.9	34.1	26.9	26.5	39.85
Guaranteed capacity (MW)	-	-	-	-	-
Average price of import (thou.USD)	0.08	0.08	0.08	0.10	0.09
Payment (thou.USD)	16,441.7	21,352.2	22,695.8	21,541.9	16,741.07

(出典：Statistics on Energy Performance, 2020)

## (4) 電力供給コスト

公表されている、CESにおける電気料金の設備別コストは以下の通りである。発電にかかる原価が最も高く、全体の6割強を占める。以下の表によれば、電力の供給コストは、消費者からの回収料金を上回っており損失が発生していることがわかる。

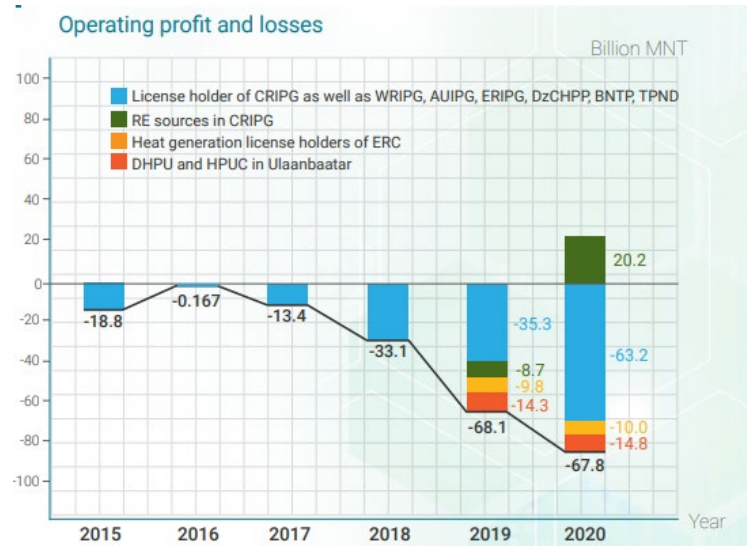
表 2-16 CESにおける電力供給コスト内訳 (2020)

	Generation expenses	Import expenses	Transmission losses	Transmission expenses	Distribution losses	Distribution expenses	Unit cost	Average price for consumer
MNT/kWh	113.10	8.24	3.45	10.22	14.00	34.64	= 183.65	176.91
Percentage	61.6%	4.5%	1.9%	5.6%	7.6%	18.9%	= 100.0%	95.9%

(出典：Statistics on Energy Performance, 2020)

## (5) 電力全体の財務構造

「モ」国全体における年間の損益計算状況が以下のグラフに示されている。2020年は、CESにおける再エネ事業者はプラスに転換しているものの、CES、WES、AUES、WESの電気事業者（図中の青で表示）は損失が拡大した。



(出典：Statistics on Energy Performance, 2020)

図 2-8 「モ」国全体の電気事業者の損益計算

「モ」国政府からは損失を埋めるため補助金が拠出されており、主に WES の送電事業者が補助金を受給している。

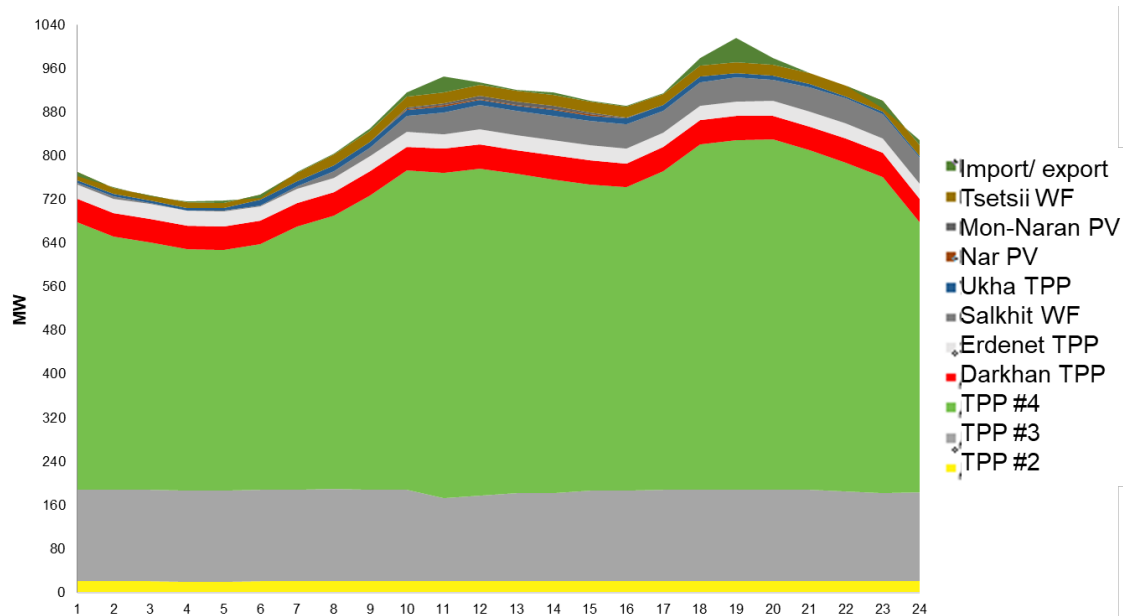
表 2-17 政府からの補助金受給状況

Name of LHs	2015	2016	2017	2018	2019	2020
*WRES* SOJSC	8,600.0	8,600.0	8,600.0	8,600.0	8,600.0	16,700.0
*ERIPG* SOJSC	2,200.0	-	-	-	-	-
*DzCHPP* SOJSC	1,600.0	1,600.0	1,600.0	1,600.0	1,600.0	1,447.1
*AUIPG* SOJSC	4,150.0	3,150.0	3,150.0	3,150.0	3,150.0	3,150.0
*BNTP* SOJSC	1,100.0	1,100.0	1,100.0	1,100.0	1,100.0	1,010.0
*TPND* SOJSC	1,400.0	1,400.0	1,400.0	1,400.0	1,400.0	1,238.0
*DSHG* SOJSC	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	482.0
*Selenge Energo* ME	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	428.0
*Khentii-US* Ltd	-	-	300.0	300.0	300.0	269.6
<b>TOTAL</b>	<b>20,050.0</b>	<b>16,850.0</b>	<b>7,150.0</b>	<b>17,150.0</b>	<b>17,150.0</b>	<b>24,724.7</b>

(出典：Statistics on Energy Performance, 2020)

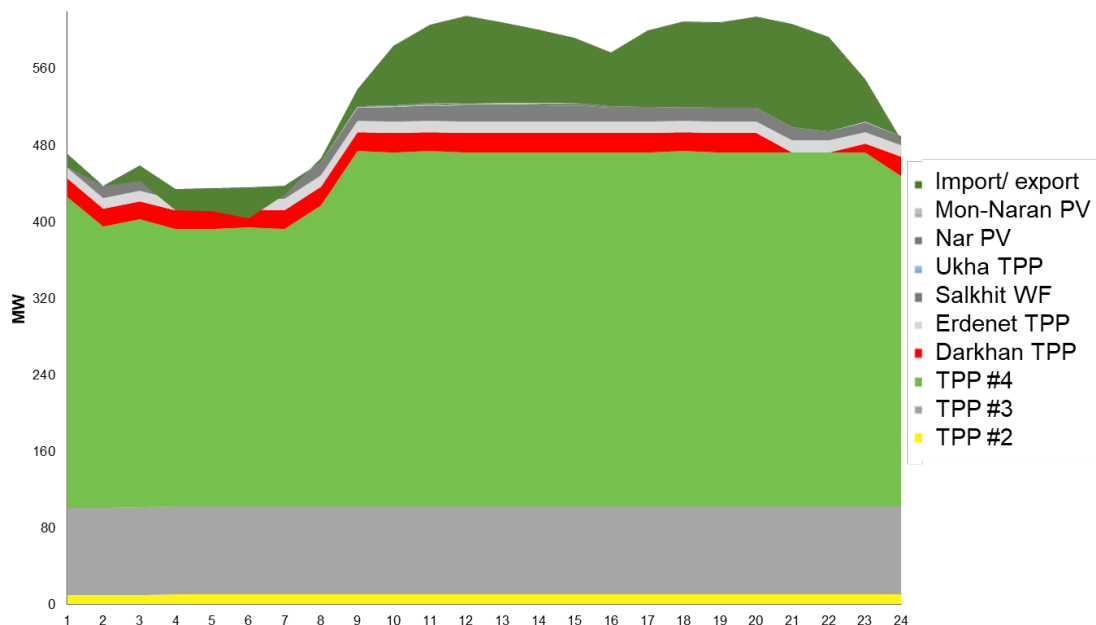
## (6) 日負荷状況

CES の冬季と夏季の日負荷曲線と発電スケジュールの例を以下に示す。電力需要の低下する夏季は国内発電所の定期検査を行うため一部ユニットが停止となり、需給の調整力（主にウランバートル第4火力（CHP4）：図では TPP4 と表示）が低下し、ロシアからの電力輸入が増加する。



(出典：NDC)

図 2-9 CES の冬の日負荷曲線と発電スケジュールの例 (2020)

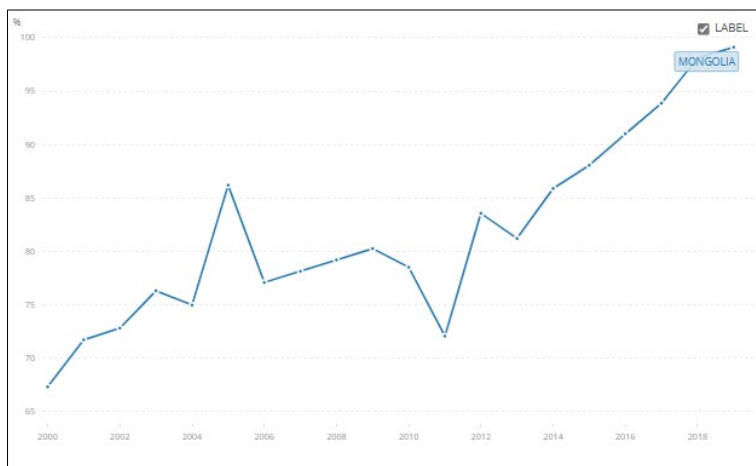


(出典：NDC)

図 2-10 CES の夏の日負荷曲線と発電スケジュールの例 (2020)

## (7) 電化率

「モ」国の人口電化率を以下に示す。2019年には、99.125%の電化が達成されている。



(出典：WB Global Electrification Database)

図 2-11 「モ」国の人口電化率

## (8) 送配電ロス

各地域別の送配電ロス率は以下の通りである。2020年時点では、State Policy on Energy 2015-2030にあるロス率の2023年の目標値である10.8%には、CESでは達していない。

表 2-18 地域別の送配電ロス率

	AUES	EES	WES	CES
2015	23.51	7.4	25.35	15.07
2016	23.52	4.97	26.73	15.02
2017	23.4	4.1	25.94	14.73
2018	22.53	4.2	24.77	13.97
2019	21.47	3.85	24.27	13.75
2020	19.9	4.4	23.37	13.60

(出典：Statistics on Energy Performance, 2020)



さらに事業者別のロス率を以下に示す。UBEDN は、改善傾向にはあるが、2020 年で 14.72% と依然高いロス率を記録している。UBEDN によれば、このうちノンテクニカルロスが 6% と試算している（2020 年）。

表 2-19 事業者別のロス率

Grid Companies	Percentage					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
*NPTG* SOJSC	3.15	3.32	3.35	3.15	3.17	3.45
*UBEDN* SOJSC	16.08	15.91	15.79	15.11	14.9	14.72
*DSEDN* Ltd	13.41	14.20	13.65	13.11	10.1	9.09
*EBEDN* SOJSC	3.64	3.43	3.16	2.93	3.35	3.56
*BSEREDN* SOJSC	9.48	9.93	8.15	6.84	7.78	5.10
*Khuvtsul-Energy* Ltd	18.58	18.83	17.97	17.26	16.7	18.71
*Bayankhongor-Energy distribution* Ltd	13.68	13.17	15.77	12.95	13.1	13.35
*SRPDG* SOJSC	17.04	14.77	12.77	11.89	9.74	6.99
<b>Total losses</b>	<b>15.07</b>	<b>15.02</b>	<b>14.73</b>	<b>13.97</b>	<b>13.75</b>	<b>13.6</b>

（出典：Statistics on Energy Performance, 2020）

### (9) 停電時間・頻度

「モ」国の停電指標を以下に示す。1 軒あたり年間停電時間（System Average Interruption Duration Index: SAIDI）、1 軒あたり年間停電回数（System Average Interruption Frequency Index: SAIFI）、1 回あたり平均停電時間（Consumer Average Interruption Duration Index: CAIDI）を指標にしている。

CES の停電時間は改善しつつあるが、1 回の停電事象における停電時間は数時間となっており、復旧に時間がかかっている。

表 2-20 停電に関する指標値

（単位は SAIDI：時間/軒、SAIFI：回/軒、CAIDI：時間/回）

Region	2017 oH			2018 oH			2019 oH			2020		
	SAIDI	SAIFI	CAIDI	SAIDI	SAIFI	CAIDI	SAIDI	SAIFI	CAIDI	SAIDI	SAIFI	CAIDI
Central region	81	10	8	61	16	4	54	9	6	39	7	6
Western region	11	5	2	126	15	9	103	12	8	119	30	4
AUIPG	54	5	10	26	7	4	22	3	9	19	5	4
Eastern region	4	1	5	3	1	5	10	2	6	11	3	4
<b>Total</b>	<b>73</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>62</b>	<b>15</b>	<b>4</b>	<b>54</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>42</b>	<b>8</b>	<b>5</b>

（出典：Statistics on Energy Performance, 2020）

## (10) CO2 排出量実績

「モ」国全体の CO2 排出量実績を以下に示す（1990 年～2018 年）。石炭由来の CO2 排出量が増加しつつある。

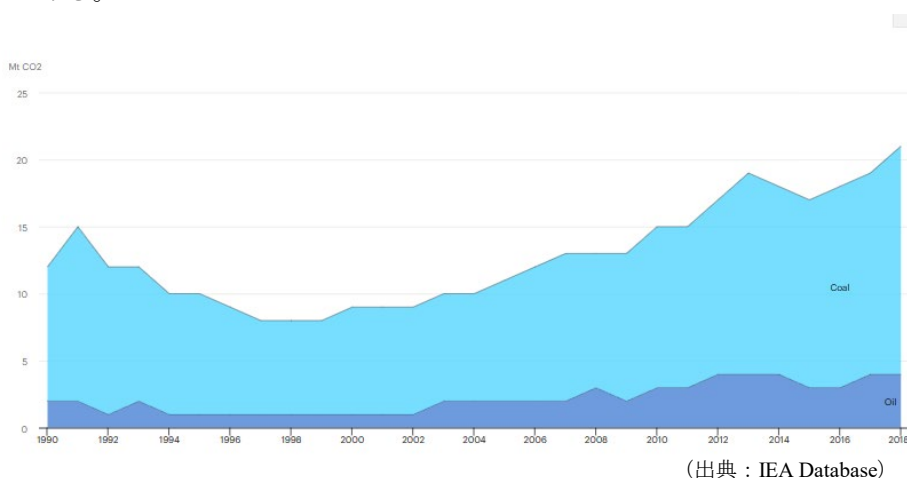


図 2-12 「モ」国の燃料別 CO2 排出量

## 2.3.2 送電系統

## (1) 全国送電網

「モ」国の送電系統は 220 kV、110 kV および 35 kV から構成される。220 kV 送電線はロシア連系線からモンゴル中央部を経て南部へ至るルートと、モンゴル南部から中国への連系線であり、それ以外はほぼ 110 kV 送電線である。

中央部系統 (CES)、アルタイウリアスタイ系統 (AUES)、西部系統 (WES)、南部系統 (SES)、東部系統 (EES) の 5 地域に区分されており、このうち CES と SES は 220 kV 送電線で、CES と EES、AUES は 110 kV 送電線で連系され、WES は分離されている。

国際連系は、CES～ロシア間 (220 kV)、SES～中国間 (220 kV)、WES～ロシア間 (110 kV) の 3 か所である。このうち中国からの連系線は SES の一部地域に供給されており、CES からの系統とは分離されている。下表は、全国の送配電線の線路亘長と変電所の総数を示す。

表 2-21 全国の送電線および配電線の線路亘長 (単位：km)

	Voltage level	Central region	Western region	AUIPG	Eastern region	South region	Total
1	220 kV	1,956.9	-	-	-	-	1,956.9
2	110 kV	3,675.9	797.4	393.3	1,475.5	-	6,342.1
3	35 kV	6,284.8	1,013.8	919.2	1,817.7	450.0	10,485.6
4	15-20 kV	2,002.0	923.7	1,016.0	922.3	173.4	5,037.4
5	6-10kV	12,953.5	1,468.8	344.0	907.1	427.1	16,100.5
6	0.22-0.4kV	8,677.0	1,490.8	273.0	567.6	9,295.1	20,303.5
	<b>TOTAL</b>	<b>29,931.3</b>	<b>3,883.3</b>	<b>2,945.3</b>	<b>5,690.2</b>	<b>10,345.6</b>	<b>52,795.6</b>

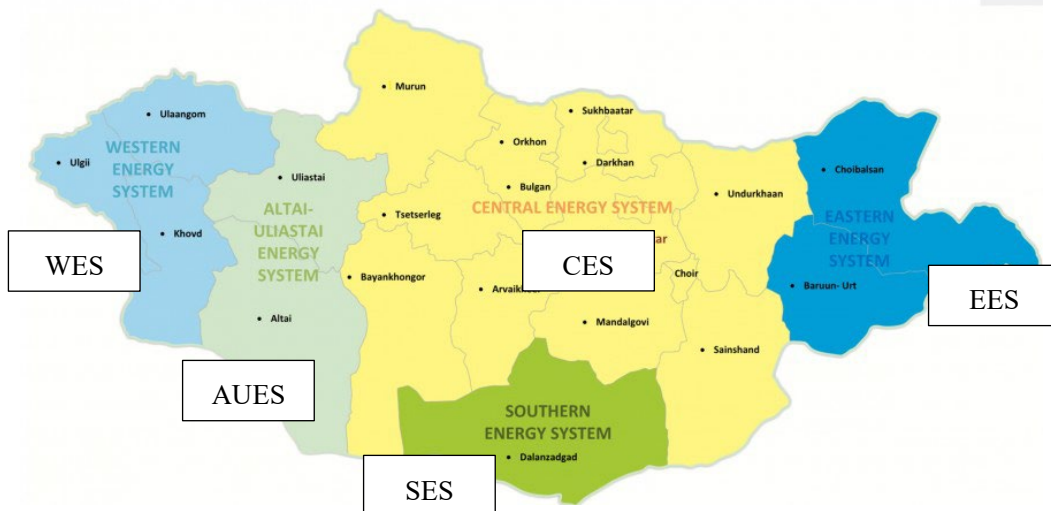
(出典：Statistics on Energy Performance, 2020)

表 2-22 全国の変電所の総数

Voltage level	Central region	Western region	AUIPG	Eastern region	South region	Total
1 220 kV	10	-	-	-	-	10
2 110 kV	72	9	4	10	-	95
3 35 kV	418	22	18	20	35	513
4 15-20 kV	124	74	43	78	28	347
5 6-10kV	9,928	710	187	369	240	11,434
<b>TOTAL</b>	<b>10,552</b>	<b>784</b>	<b>252</b>	<b>477</b>	<b>303</b>	<b>12,368</b>

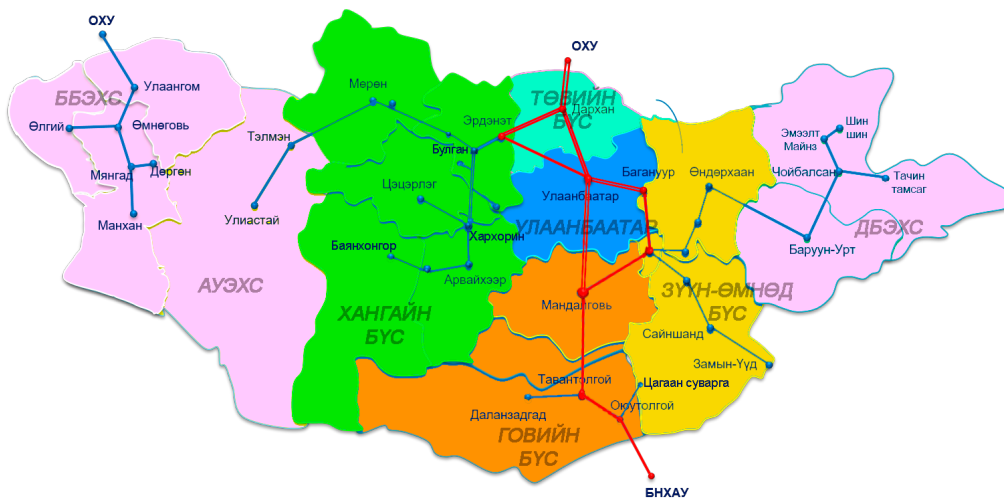
(出典：Statistics on Energy Performance, 2020)

「モ」国の系統区分図と送電系統図を以下に示す。NPTGは下図のCESとSESの地域の送電を担当している。赤線は220 kV、青線は110 kVを表す。



(出典：ERC ホームページ)

図 2-13 「モ」国の系統区分図



(出典：ERC ホームページ)

図 2-14 「モ」国の送電系統図

## 2.4 エネルギー開発計画

### 2.4.1 電力

#### (1) WB によるエネルギーマスタープラン

##### (a) シナリオ想定

最新のエネルギー需要と設備計画は、WB が策定中の「Energy Sector Master Plan, February, 2020」(以下、エネルギーマスタープランと呼ぶ)から、2020年2月時点の中間報告(Consultation for ENERGY SECTOR MASTER PLAN, February, 2020 パワーポイント版)をもとに調査団としての考察を加え以下のとおり詳述する。

同マスタープランは、将来の需要想定と設備計画を以下の6つのシナリオで行っている。

- ✓ シナリオ1 (Business As Usual) : 経済性、実現性で最もありえそうな石炭発電での電源開発をメインに行うもので、需要想定値=ファームキャパシティ(石炭発電)となっており、VREは焚き減らし相当の期待となっている。
- ✓ シナリオ2 (Mid Term Plan) : 需要想定値を超えて余裕をもってファームキャパシティ(石炭発電)を建設するケース。このケースの場合、国際連系による融通分を減らすことができる。
- ✓ シナリオ3 (Balance, VRE, Hydro & Coal) : 水力と太陽光をバランスして開発するケース。
- ✓ シナリオ4 (Balance, VRE, Hydro, Coal & Gas) : 石炭発電からガス発電に抜本的に置き換えるケース。
- ✓ シナリオ5 (Power Trade) : 再エネを導入しつつ、ロシアのほかにも中国からの電力融通を増加させるケース。
- ✓ シナリオ6 (Ambitious VRE & BESS) : 太陽光発電や風力発電とともに蓄電池を大幅に導入することでファームキャパシティとしての機能を持たせるケース。

##### (b) 推奨シナリオ

WB は上記6つのシナリオに対してA~Gの6つの評価軸で、評価を行った結果、シナリオ5を推奨し、シナリオ5のバックアッププランとしてシナリオ3を次点に上げている。

Objective	1. BAU	2. MTP	3. BALANCE	4. GAS	5. TRADE	6. HIGH VRE
A: Cost Effective Energy Supply (lifetime Costs compared to BAU)		G	G	B	E	M
B: Reliable and Resilient Supply of Heat and Electricity	M	M	E	E	E	M
C: Energy Self-Sufficiency	M	G	G	M	G	G
D: Connection of Extractive Industries	B	G	E	E	E	M
E: Scaling Up of Renewable Energy	B	B	G	G	E	E
F: NAPS Compatibility	B	B	B	B	E	B
G: Emission Intensity	B	B	G	E	E	E

E = Excellent; G = Good; M = Medium; B = Bad

(出典 : Energy Sector Master Plan, February, 2020, WB)

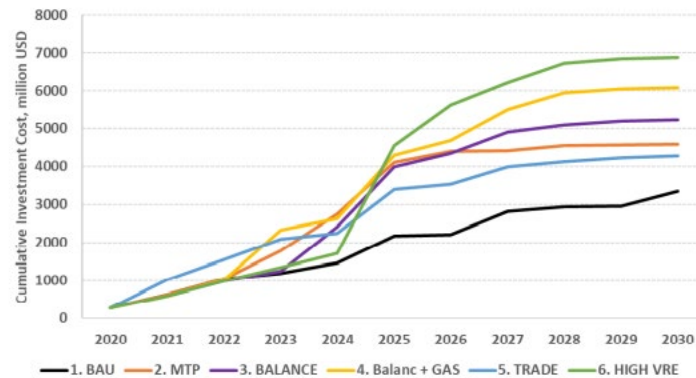
図 2-15 WB によるシナリオ評価結果

シナリオ5の主な内容は以下の通りである。

- Back to Back is used to augment power supplies to the CES to allow Oyu Tolgoi mines to be connected to the national grid from 2026.

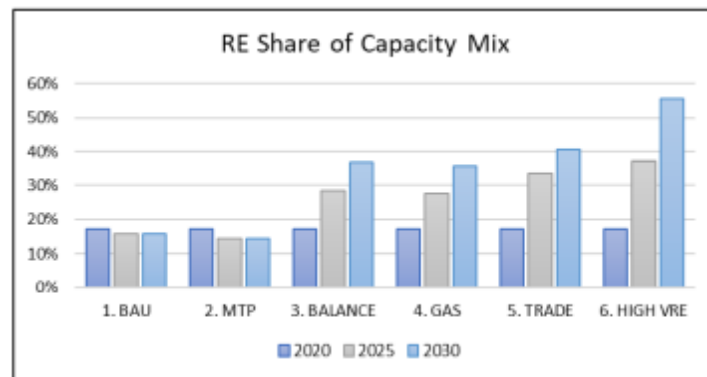
- 250 MW solar + 250 MW wind connect near Oyu Tolgoi within 2023.
- Oyu Tolgoi mining load is operated in Island mode with help of these VREs and supply from China until Back to Back connecting to CES in 2026.
- National RE targets are satisfied.
- Tavan Tolgoi PP is not developed.

シナリオ 5 は、2030 年における再エネ導入目標（設備容量比 30 %）を達成し、2030 年までの累積投資額がシナリオ 1 に次いで小さくなる。シナリオ 1 は再エネ目標が達成できていない。



(出典：Energy Sector Master Plan, February, 2020, WB)

図 2-16 各シナリオの累積投資額



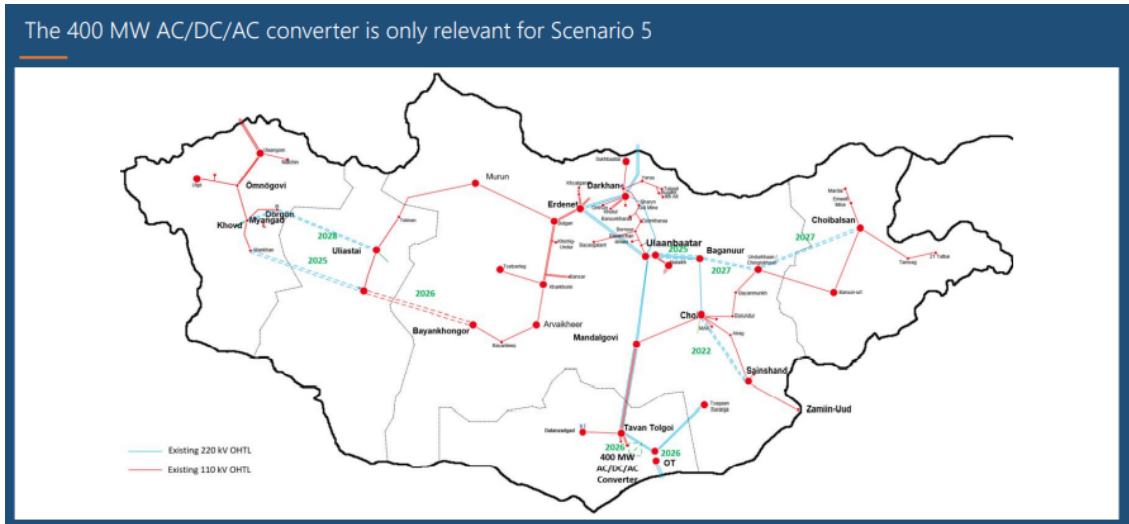
(出典：Energy Sector Master Plan, February, 2020, WB)

図 2-17 各シナリオにおける再エネ導入率達成度（設備容量比）

中国との連系を強化する 400 MW 相当の Back to Back（交直変換設備）が建設できない場合の次善策として提案されているシナリオ 3 は以下の内容となっている。

- Meets national RE target by optimized VRE and complements VRE with hydro mix.
- Oyu Toolgoi assumed to be connected to CES and Tavan Tolgoi PP constructed.
- 1 x 100 MW large hydro (with storage) + smaller hydro plants allowed to enter to provide flexible generation complementing inflexible CHP / coal plant & VRE generation.
- Baganuur entry occurs later and with a reduced capacity (2 x 100 MW).

シナリオ5もしくはシナリオ3を選択する場合の送電系統計画は、以下の通りである。ウランバートルから東部のチョイバルサンまでの220 kV系統増強、チョイルからサインシャンドまでの220 kV系統増強、WESとAUESの220 kV系統連系などが共通の設備増強として提案されているが、中国とのBack to Backを通じた電力融通はシナリオ5の場合のみ考慮されている。Back to Backは、「モ」国内の事故が、中国まで波及し大規模停電のリスクを回避するため自励式変換器を適用するものと想定される。



(出典：Energy Sector Master Plan, February, 2020, WB)

図 2-18 シナリオ5とシナリオ3における送電系統計画構想

## (2) 電力需要

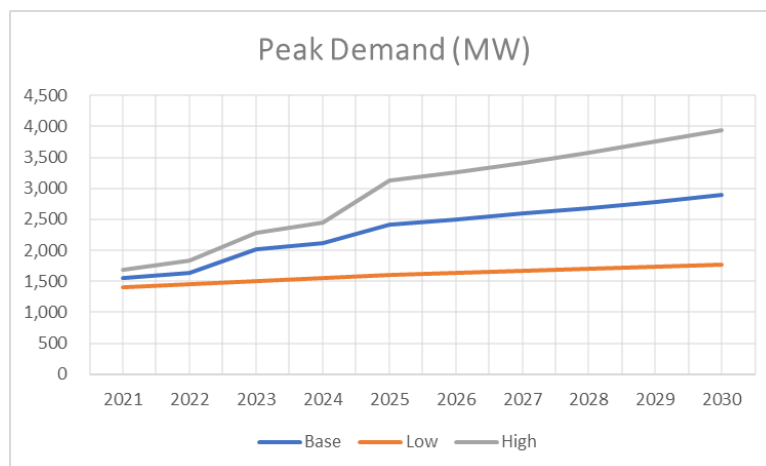
MOEから受領した電力需要想定(「モ」国全体の合算値)を以下に示す。Base Case、Low Case、High Caseのシナリオを想定しているが、南ゴビ地域にある大規模鉱山の需要を折り込むか否かで大きく需要想定が変わるのが特徴と言える。

NDCによれば、需要想定のは原案はNDCにて作成し、MOEが最終的に調整して作成される。ヒートポンプの普及など個別技術による電化率上昇は需要想定には見込んでいない。

表 2-23 「モ」国の電力需要想定(単位：MW)

	Base	Low	High
2021	1,548	1,408	1,686
2022	1,642	1,455	1,834
2023	2,016	1,504	2,287
2024	2,118	1,551	2,452
2025	2,410	1,598	3,123
2026	2,498	1,633	3,264
2027	2,590	1,668	3,416
2028	2,686	1,703	3,580
2029	2,788	1,738	3,756
2030	2,895	1,773	3,947

(出典：MOE)



(出典：MOE)

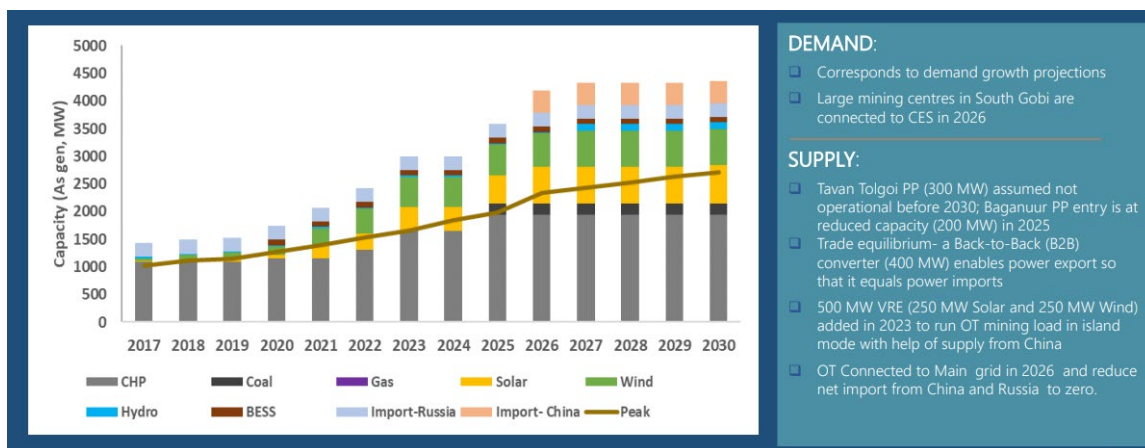
図 2-19 「モ」国の電力需要想定（グラフ）

(3) 電源開発計画

(a) シナリオ 5 の電源開発計画

WB によるエネルギーマスタープランの推奨シナリオ（シナリオ 5）の電源開発計画を以下に示す。特徴は、風力・太陽光などの VRE を導入しながら、中国からの電力融通を拡張する点で、2026 年の南ゴビ地域の鉱山需要の拡大とともに連系が強化される計画となっている。

2030 年断面でも、ファームキャパシティ（CHP、Coal、ロシア+中国からの融通）で最大電力需要をカバーできている。

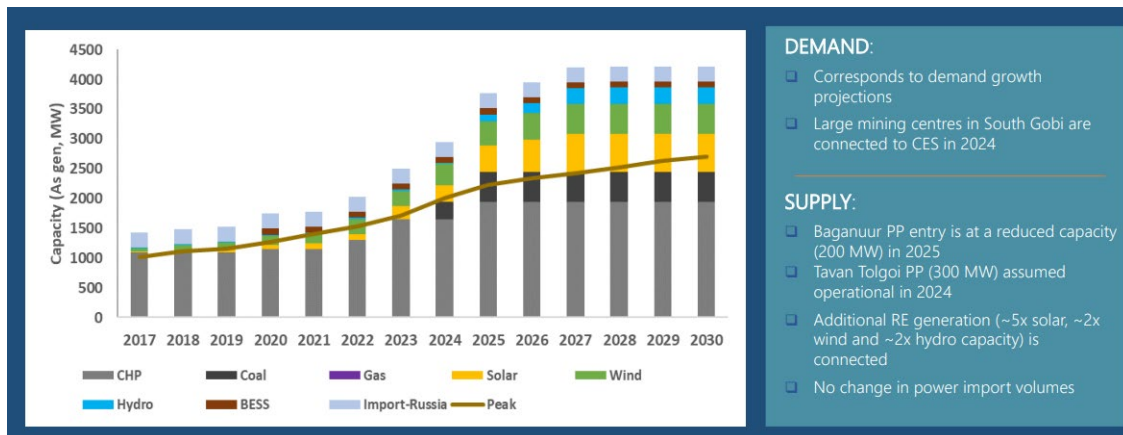


(出典：Energy Sector Master Plan, February, 2020, WB)

図 2-20 シナリオ 5 における電源開発計画

(b) シナリオ 3 の電源開発計画

同じくエネルギーマスタープランの次善策として提案されているシナリオ 3 の電源開発計画を以下に示す。中国との融通は含まれないが、シナリオ 5 と同じく 2030 年断面でファームキャパシティ（CHP、Coal、ロシアからの融通）で最大電力需要をカバーできている。



(出典：Energy Sector Master Plan, February, 2020, WB)

図 2-21 シナリオ 3 における電源開発計画

(c) 個別の電源投資計画

各シナリオ共通の電源投資計画は以下の通り。各シナリオ共通投資計画のほか、シナリオ 3 およびシナリオ 5 に個別の計画がある。シナリオ 3 は、水力発電の投入により系統の安定化を図るもので、シナリオ 5 は中国からの融通（Back to Back による）で系統の安定化を図るものである。

表 2-24 各シナリオ共通電源投資計画

Year & Type	Project Name	Cost (US\$ million)	Size (MW)	Region
[2019] CHP	Darkhan CHP Expansion	25	35	CES
[2020] CHP	CHP4 Expansion	87	89	CES
[2021] CHP	Erdenet CHP Expansion	47	35	CES
[2021] CHP	Dornod CHP Expansion	59	50	EES
[2022] CHP	CHP3 Expansion	86	75	CES
[2025] CHP	CHP3 Expansion	380	250	CES
[2025] CHP	CHP2 Expansion	270	300	CES

} US\$954 million

(出典：Energy Sector Master Plan, February, 2020, WB)

表 2-25 シナリオ 3 とシナリオ 5 個別の電源投資計画  
(火力および水力、蓄電池など VRE 以外)

Scenario 3 - Thermal Plant (including CHPs) + Hydro Plant + BESS					Scenario 5 - Thermal Plant (including CHPs) + Hydro Plant + BESS				
Year & Type	Name of Project and Location	Cost (US\$ million)	Size (MW)	Region	Year & Type	Name of Project and Location	Cost (US\$ million)	Size (MW)	Region
[2020] BESS	UB BESS	110	100 MW/ 250 MWh	CES	[2020] BESS	UB BESS	110	100 MW/ 250 MWh	CES
[2022] CHP	Uliastai PP	60	50	AUES	[2022] CHP	Uliastai PP	60	50	AUES
[2022] CHP	Amgalan 2 (CHP)	45	50	CES	[2022] CHP	Amgalan 2 (CHP)	45	50	CES
[2023] Coal	Tavan Tolgoi PP	937	300	SES	[2025] Coal	Baganuur PP-1	236	200	CES
[2025] Coal	Baganuur PP-1	236	200	CES	[2027] Hydro	Erdeneburen HPP	262	97	WES
[2025] Hydro	Orkhon HPP	297	100	CES					
[2026] Hydro	Orkhon gobi HPP	53	18	CES					
[2026] Hydro	Khashaat HPP	53	18	CES					
[2027] Hydro	Erdeneburen HPP	262	97	WES					

} US\$713 million

} US\$2,114 million

Scenario 3 leverages hydro to system flexibility, whereas in Scenario 5 flexibility is provided by the B2B connection with China

(出典：Energy Sector Master Pan, February, 2020, WB)



表 2-26 シナリオ 3 個別の電源投資計画（VRE：太陽光発電、風力）

Year & Type	Name of Project and Location	Cost (Million USD)	Size (MW)	Region
[2023] Solar	AUES Solar 1	12	10	AUES
[2025] Solar	AUES Solar 2	34	30	AUES
[2021] Solar	CES Solar 1	39	30	CES
[2022] Wind	CES Wind 1	76	50	CES
[2022] Wind	CES Wind 2	76	50	CES
[2023] Solar	CES Solar 2	61	50	CES
[2023] Solar	CES Solar 3	36	30	CES
[2024] Solar	CES Solar 4	58	50	CES
[2024] Wind	CES Wind 3	72	50	CES
[2025] Solar	CES Solar 5	56	50	CES
[2025] Solar	CES Solar 6	34	30	CES
[2026] Solar	CES Solar 7	54	50	CES
[2026] Wind	CES Wind 4	68	50	CES
[2027] Solar	CES Solar 8	51	50	CES
[2027] Wind	CES Wind 5	66	50	CES
[2026] Solar	EES Solar 1	54	50	EES
[2023] Solar	SES Solar 1	61	50	SES
[2024] Wind	SES Wind 1	72	50	SES
[2025] Solar	SES Solar 2	56	50	SES
[2025] Wind	SES Wind 2	70	50	SES
[2027] Solar	SES Solar 3	51	50	SES

A total of 930 MW VRE with 580 MW Solar + 350 MW Wind installed

US\$1,157 million

(出典：Energy Sector Master Plan, February, 2020, WB)

表 2-27 シナリオ 5 個別の電源投資計画（VRE：太陽光発電、風力）

Year & Type	Name of Project and Location	Cost (Million USD)	Size (MW)	Region
[2023] Solar	AUES Solar 1	12	10	AUES
[2025] Solar	AUES Solar 2	34	30	AUES
[2021] Solar	CES Solar 1	39	30	CES
[2022] Wind	CES Wind 1	152	100	CES
[2023] Wind	CES Wind 2	74	50	CES
[2023] Solar	CES Solar 2	61	50	CES
[2023] Solar	CES Solar 3	36	30	CES
[2025] Solar	CES Solar 4	56	50	CES
[2026] Solar	CES Solar 5	54	50	CES
[2027] Wind	CES Wind 3	66	50	CES
[2030] Solar	CES Solar 6	26	30	CES
[2026] Solar	EES Solar 1	54	50	EES
[2021] Wind	OT Wind 1	78	50	SES
[2021] Wind	OT Wind 2	78	50	SES
[2021] Wind	OT Wind 3	78	50	SES
[2021] Solar	OT Solar 1	66	50	SES
[2021] Solar	OT Solar 2	66	50	SES
[2021] Solar	OT Solar 3	66	50	SES
[2021] Wind	OT Wind 4	76	50	SES
[2022] Solar	OT Solar 4	63	50	SES
[2023] Wind	OT Wind 5	74	50	SES
[2023] Solar	OT Solar 5	61	50	SES
[2026] Wind	SES Wind 1	68	50	SES
[2026] Solar	SES Solar 1	54	50	SES

A total of 1,130 MW VRE with 630 MW Solar + 500 MW Wind installed

US\$1,490 million

(出典：Energy Sector Master Plan, February, 2020, WB)

(4) 個別の系統増強計画

シナリオ 3 およびシナリオ 5 の個別の系統増強計画は以下の通り。

表 2-28 シナリオ 3 とシナリオ 5 個別の系統増強計画

Scenario 3 – Transmission			Cost (US\$ million)
Year & Type	Name of Project and Location		
[2022] Transmission	220 kV Choir - Sainshand		48
[2024] Transmission	220 kV Oyu Tolgoi – Oyu Tolgoi New		6
[2025] Transmission	220 kV Baganuur – Songino		57
[2025] Transmission	110/220 kV Taishir - Mankhan		43
[2026] Transmission	110 kV Taishir - Bayanhongor		36
[2027] Transmission	220kV OHL Baganuur – Choibalsan		114
[2029] Transmission	220kV OHL Uliastai – Dorqon – Myanqad		89

**Scenario 5 – Transmission**

Year & Type	Name of Project and Location	Cost (US\$ million)
[2022] Transmission	220 kV Choir - Sainshand	48
[2025] Transmission	220 kV Baganuur – Songino	57
[2025] Transmission	110/220 kV Tashir - Mankhan	43
[2026] Transmission	400 MW AC/DC/AC converter station*	200
[2026] Transmission	110 kV Tashir – Bayanhongor	36
[2026] Transmission	220 kV Oyu Tolgoi – Oyu Tolgoi New	6
[2027] Transmission	220 kV OHL Baganuur – Choibalsan	114
[2028] Transmission	220 kV OHL Uliastai – Dorqon – Myanqad	89

US\$393 million

US\$593 million

\* US\$150 million for converter station + US\$50 million in supporting upgrades

(出典：Energy Sector Master Plan, February, 2020, WB)

## (5) 2030年に再エネ導入率30%を達成するための必要な再エネ導入量試算

2030年の最大電力需要に対して設備容量における再エネ導入率30%をMOEのBase Caseシナリオから計算した結果は以下の通りである。

$$2030 \text{ 年の再エネ導入目標値} : 2,895 \text{ MW} \times 30 \% = \mathbf{868 \text{ MW}}$$

## 2.4.2 熱供給

## (1) 既存の熱供給設備

既存の熱供給設備（主なもの）を以下に示す。CHPは電熱併給設備であるが、ウランバートル第2、第3、第4火力からの熱供給量で全体の6割近くを占める。

表 2-29 既存の熱供給設備

Plant	Area	Source	Heat Supply Capacity (GJ/h)			Annual Heat Generation (000 GJ)		
			2018	2019	2020	2018	2019	2020
UB №2	CES	CHP	272	272	272	883	1,019	1,026
UB №3	CES	CHP	2,449	2,449	2,449	9,337	9,430	10,074
UB №4	CES	CHP	6,820	6,820	6,820	15,544	16,353	16,871
UB Amgalan HOB	CES	heat Only	1,256	1,256	1,256	2,682	3,054	3,190
Darkhan	CES	CHP	1,675	1,675	1,675	2,258	2,333	2,440
Erdenet	CES	CHP	816	816	816	2,479	2,531	2,597
Erdenet mining Plant	CES	CHP	0	435	435	0	1,933	1,902
Nalaikh HOB	CES	heat Only	335	335	335	453	403	397
Baganuur HOB	CES	heat Only	712	712	712	686	648	688
Dulaan Shariin Gol	CES	heat Only	70	70	70	158	160	149
Selenge Energo	CES	heat Only	209	209	209	382	386	342
Khutul Energy Dulaan	CES	heat Only	251	251	251	286	312	164
Tuv Chandmani	CES	heat Only	131	131	131	384	403	376
Chandmani Ilch	CES	heat Only	219	219	219	224	233	233
Dalanzadgad	CES	CHP	158	158	158	163	213	291
Ekh Golomtijn ILCH	CES	heat Only	164	164	164	265	270	280
Khuvsdul Thermal Plant	CES	heat Only	126	126	126	307	310	333
Hentii Us	CES	heat Only	36	36	36	206	219	215
Energy Plus	CES	heat Only	0	100	100	0	67	118
Gan Ilch	CES	heat Only	62	62	62	284	293	306
Choibalsan	EES	CHP	384	384	384	1,297	1,393	1,460
Durvuj	EES	heat Only	98	98	98	288	288	289
Mandal golomt	AUES	heat Only	156	156	156	256	280	282
US DU	WES	heat Only	65	65	65	46	46	143
Erchimbyan Ulgii	WES	heat Only	188	188	188	252	229	260
Ulaangom Thermal Plant-2	WES	heat Only	126	126	126	157	173	188
Hovd Thermal Plant	WES	heat Only	146	146	146	184	189	206
Total						39,461	43,170	44,820

(出典：MOE)

## (2) 熱供給設備の開発計画

## (a) 開発計画

WBが策定しているエネルギーマスタープランには、熱供給設備の計画についても記載がある。電力におけるシナリオ3およびシナリオ5を前提にしたHOB（熱専用ボイラー）の開発計画を以下に示す。

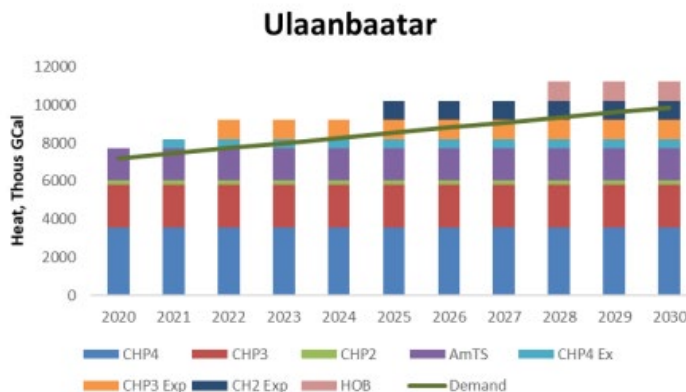
表 2-30 シナリオ3とシナリオ5を前提にしたHOBの開発計画

Scenario 3 & 5 - Other Heat Sector Investments			Scenario 3 & 5 - HOB				
Year & Type	Name of Project and Location	Cost (US\$ million)	Year & Type	Name of Project and Location	Cost (US\$ million)	Size (Gcal/hr)	Region
[2020] Heat Network	Heat Network Investments	18.9	[2021] HOB	HOB (9 Aimag Centres)*	130	200	CES
[2021] Heat Network	Heat Network Investments	17.8	[2028] HOB	Ulaanbaatar HOB	100		
[2022] Heat Network	Heat Network Investments	17.8			US\$230 million		
[2023] Heat Network	Heat Network Investments	17.8			US\$190 million		
[2024] Heat Network	Heat Network Investments	17.8					
[2025] Heat Network	Heat Network Investments	16.8					
[2026] Heat Network	Heat Network Investments	16.8					
[2027] Heat Network	Heat Network Investments	16.8					
[2028] Heat Network	Heat Network Investments	16.8					
[2029] Heat Network	Heat Network Investments	16.8					
[2030] Heat Network	Heat Network Investments	15.7					

(出典：Energy Sector Master Plan, February, 2020, WB)

## (b) UB市の熱供給開発計画

UB市の熱供給開発計画の見通しを以下に示す。至近は、ウランバートル第3、第4火力からの熱供給増設が想定されている。



(出典：Energy Sector Master Plan, February, 2020, WB)

図 2-22 シナリオ3およびシナリオ5における熱供給開発計画

## 2.5 他ドナーのエネルギーセクター支援動向

ADB、WB、EBRD等の他ドナーの動向を確認する。至近の各ドナーの支援動向（公開されている範囲では）以下のとおりであるが、特にADBは、2019.12.2付でNDC向けの技術支援（TA）、2020.4.22付で蓄電池導入の支援（Grant & Loan）を承認しているなど、再エネ導入に向けた支援に積極的である。

表 2-31 他ドナーのエネルギーセクター支援動向

ドナー	プロジェクト名	承諾日
アジア開発銀行 (ADB)	Fostering Expanded Regional Electricity and Gas Interconnection and Trade under the CAREC Energy Strategy 2030 (TA, Regional)	2020.7.22
	First Utility-Scale Energy Storage Project (Grant & Loan)	2020.4.22
	Supporting Renewable Energy Development (TA)	2020.1.16
	Smart Energy System for Mongolia (TA)	2019.12.2
	Upscaling Renewable Energy Sector Project (Grant & Loan)	2018.9.20
世界銀行 (WB)	Ulaanbaatar Heating Sector Improvement Project (Loan)	2020.4.24
	Second Energy Sector Project (Loan)	2017.6.15
欧州復興開発銀行 (EBRD)	Choir - Sainshand Transmission Line (Loan)	2021.6.29
	Ulaanbaatar District Heating Project (Loan)	2019.9.10
	Sainshand Wind Project (Loan, Private)	2017.6.20
	Support for the Implementation of Renewable Energy Auctions in Mongolia (TA)	N.A.

(出典：各ドナーホームページ)

## 第3章 実施機関の概要

### 3.1 中央給電指令所

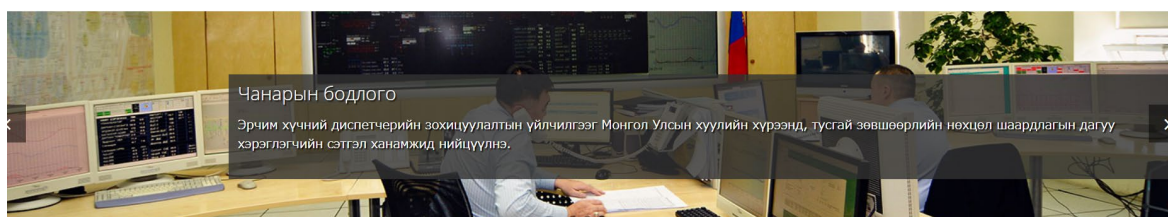
#### 3.1.1 組織概要

NDCは「モ」国の電力供給、熱供給を管理、制御しており、電力供給においては発電所、送電システムを管理し、系統計画ならびに需給調整・送電システム運用を行っている。1964年に設立、2001年から国有企業となり、2021年時点において10セクション、124名のスタッフにて運営されている。エネルギー法においてNDCには以下の役割が規定されている。

- ◇ 電力と熱の供給、伝送、配給管理
- ◇ 電力輸出入の管理
- ◇ 送電システム管理
- ◇ 発電・熱供給事業者の系統連系管理
- ◇ 災害時、緊急時における電力、熱供給の制限と復旧
- ◇ 送電システム解析、保護リレー運用、系統制御、関連する情報通信の実施
- ◇ 送電システム管理に関するルールの設定と実施

#### 3.1.2 設備概要

NDCは中央給電設備(発電所・変電所の運転情報を収集するWAMS(Wide Area Monitoring System)や送電線・変電所の状況を監視するSCADA(Supervisory Control And Data Acquisition)、およびサーバーなど)を所有しており、「モ」国政府が所有する建物(2フロア相当)内で業務を行っている。



NDC ホームページ)

図 3-1 NDC の中央給電設備 (イメージ)

### 3.1.3 主な業務内容

#### (1) 需給調整

NDC は現状、AGC (Automatic Generation Control) 機能による周波数調整力を持っていないこと、電力需要ピーク時には国内供給力が不足することから、需給調整を国際連系線に依存している。最大の連系系統である CES は北部ロシア系統から、WES は北東部ロシアからの調整力により需給を維持している。また、SES の一部は CES とは分離され、南部で中国系統と連系している。

通常、昼間から夕方のピーク時間帯に電力輸入を計画・運用している。太陽光や風力などの再エネ発電事業者からは、発電電力の予測値を1年、1か月、1日の単位で受領しており、前日11時までに24時間分、1時間ごとの発電予測値が提出され、計画時点では再エネ発電電力が使えるよう計画する。これら再エネ電源の出力が変動した場合、IPPからの電力供給量が未達だった場合などは、計画外の輸出入電力が増えることとなる。供給力が過剰になった場合、特に夜間などは風力発電所の抑制・停止、およびロシア系統への送電などで対応している。また、供給不足時の電力輸入、低負荷時の再エネ電源買取による財政的負担が大きくなっており、再エネ電源の買取制限も行われている状況である。

ロシア系統との電力融通は kW と kWh にて計画され、ロシア側に送電する前提はない。供給余力になった際には送電する場合があるものの、ロシア側に受け入れ制限があり、ほぼ無料で送電しているため長時間送電することはできない。また、電力輸入計画と実績の差異が支払いに反映されることから、電力輸入時間帯に再エネ発電設備の出力が予測を超えた場合、電力輸入減より再エネ発電出力抑制（予測値に合わせるよう）が優先される。

従来、ロシアとの連系線容量が 245 MW であったことから、「モ」国は再エネ電源の導入可能量を 245 MW としていた。近年の電力需要増加（供給量増加が 6~7% に対し電力消費量増加 7~8%）、エネルギー国家政策において再エネ電源導入を拡大する方針（発電設備容量で再エネ比率を 2023 年に 20%、2030 年に 30%）であることから、調整力の確保が重要である。

現在、「モ」国内の主な調整力であるウランバートル第4火力発電所（CHP4、753 MW）は、出力調整を 150~300 MW の範囲、およびガバナ制御による短時間制御が出力の約±10%の範囲で可能である。また 2021 年 12 月にロシアからの輸入電力が最大 345 MW とすることが合意された。併せて、国内調整力の確保（火力発電所改修、水力発電所・揚水発電所・蓄電池導入）、IPP との発電計画・運用に関する取り決め、再エネ電源出力変動への対応などが検討されている。

#### (2) 系統運用

「モ」国は広大な国土に 220 kV、110 kV からなる送電設備を有する。前章に記載のとおり、220 kV 送電線はロシア連系線から CES・SES、中国連系線に至る南北に敷設、CES から SES、EES、AUES へ向かう送電線と WES は 110 kV 送電線にて構成されている。系統運用上は CES と EES 間、AUES と WES 間は開放されており、EES、WES はそれぞれロシア系統と連系している。SES は CES からの系統（電源として 18 MW、16 MW の CHP を含む）と中国からの系統（鉦山開発需

要（240 MW 程度）を含む）に分かれている。需要はウランバートル地域に集中し、比較的大規模な火力発電所は CES にある一方、再エネ電源は南部に集中している。

このような系統構成において、系統運用上は電圧維持が困難、および短絡電流遮断容量不足などが指摘されている。電圧については発電機端電圧・変圧器タップ調整、コンデンサ使用、送電線停止などで調整しているが、地方系統の再エネ発電設備連系地点における電圧維持が難しいことが顕在化している。

NDC の現 SCADA システムでは 38 か所の発変電所（18 発電所と 20 変電所、変電所中、AUES 1 か所、WES 3 か所、EES 1 か所）からオンライン情報を収集し系統監視を行っている。近年、「モ」国送電系統全体に亘る停電が複数回発生しており、上記背景による系統運用の困難さも顕在化していることから、SCADA システム更新と WAMS による系統監視機能の強化、WAMS と組み合わせた RTDS（Real Time Digital Simulator）導入による解析能力強化、SVC（Static Var Compensator）/STATCOM（Static Synchronous Compensator）など FACTS（Flexible AC Transmission System）機器導入による電圧維持などを含め、系統運用にかかる対策強化が検討、一部実施されている。

### 3.1.4 系統運用基準

#### (1) 概論

統合電力系統規則（Integrated Grid Code）が系統運用の基準となるもので、その概要は以下のとおりである。前述のとおり同規則は改定が進められており、改定案（2020 年 12 月公開版、現在も承認手続き中）を併せて示す（※にて注記）。

## (2) 電力系統の構成

## (a) 中央部系統 (CES)

CESには、Ulaanbaatar, Tuv, Darkhan-Uul, Orkhon, Selenge, Bulgan, Khuvsgul, Arkhangai, Uvurkhangai, Bayankhongor, Dundgovi, Dornogovi, Gobi-Sumber 各県の発送配電設備が含まれる。同系統の事業者は以下（※改定案時点）のとおり。

表 3-1 CES の事業者

略称	名称
TPP-2 Co.	Thermal Power Plant II, Shareholding Company
TPP-3 Co.	Thermal Power Plant III, Shareholding Company
TPP-4 Co.	Thermal Power Plant IV, Shareholding Company
Darkhan TPP Co.	Darkhan Thermal Power Plant, Shareholding Company
Erdenet TPP Co.	Erdenet Thermal Power Plant, Shareholding Company
CRET Co.	Central Region Electricity Transmission Company
UBHDN Co.	Ulaanbaatar Heat Distribution Network Co.
UBEDN Co.	Ulaanbaatar Electricity Distribution Network, Shareholding Company
DSEDN Co.	Darkhan Selenge Electricity Distribution Network, Shareholding Company
EBEDN Co.	Erdenet Bulgan Electricity Distribution Network, Shareholding Company
BSEREDN Co.	Baganuur South Eastern Region Electricity
SEWF	Clean Energy LLC
DSPP	Solar Power International LLC
MNEWF	Everyday Farm LLC
NTPP Co.	Nalaikh Thermal Power Plant, Shareholding Company
ATPP Co.	Amgalan Thermal Power Plant, Shareholding Company

## (b) 西部系統 (WES)

WESには、Uvs, Bayan-Ulgii, Khovd 各県の発送配電設備が含まれる。同系統の事業者は以下（※改定案時点）のとおり。



表 3-2 WES の事業者

略称	名称
WRPS Co.	Western Region Power System Shareholding Co.
Bayan-Ulgii ETLC Co.	Bayan-Ulgii Electric Transmission Line Center Province-owned Co.
Uvs-EDN LLC	UVS Electricity Distrubution Network LLC
Khov-EDN LLC	Khovd Electricity Distrubution Network LLC
Durgun-HPP LLC	Durgun Hydro Power plant LLC

## (c) 東部系統 (EES)

EES には、Dornod, Sukhbaatar, Khentii 各県の発送配電設備が含まれる。同系統の事業者は以下 (※改定案時点) のとおり。

表 3-3 EES の事業者

略称	名称
ERPS	Eastern Region Power System Shareholding Co.
Sukhbaatar Province Branch of ERPS	Eastern Region Power Systems Sukhbaatar Province Branch

## (d) アルタイウリアスタイ (Altai-Uliastai) 系統 (AUES)

AUES 系統には、Gobi-Altai, Zavkhan 各県の発送配電設備が含まれる。同系統の事業者は以下 (※改定案時点) のとおり。

表 3-4 AUES の事業者

略称	名称
Altai-Uliastai PS Co.	Altai Uliastai Power System Shareholding Co.
Uliastai Erchim	Uliastai Erchim LLC
Esunbulag Energy	Esunbulag Energy LLC
Taishir Guulin HPP LLC	Taishir Guulin Hydro Power Plant LLC
Tosontsengel HPP LLC	Tosontsengel Hydro Power Plant LLC
Galuutai-Khungui HPP LLC	Galuutai-Khungui Hydro Power Plant LLC
Bogd Gol HPP LLC	Bogd Gol Hydro Power Plant LLC

## (e) 南部系統 (SES)

SES には、South Gobi, Dornogovi 各県の発送配電設備が含まれる。同系統の事業者は以下 (※改定案時点) のとおり。

表 3-5 SES の事業者

略称	名称
Tsetsii EWF	Clean Energy Asia LLC
Ukhaa Khudag PP	Ukhaa Khudag Power Plant
Dalanzadgad TPP	Dalanzadgad Thermal Power Plant
South Region PTDN	South Region Power Transmission and Distribution Network

## (3) 供給品質基準

## (a) 周波数

- 通常時の周波数は  $50 \pm 0.1$  Hz に維持する (※改定案に規定)
- 10 分間の周波数逸脱は  $50 \pm 0.2$  Hz 以内
- 一時的な周波数逸脱は  $50 \pm 0.4$  Hz 以内

## (b) 電圧

- モンゴル基準 MNS (IEC)38:2001 により、各系統の最高電圧は以下のとおり。

表 3-6 各系統の最高電圧

基準電圧 (kV)	最高電圧 (kV)
6	7.2
10	12
15	17.5
20 or 22	24 or 25
35	40.5
110	123 or 126
220	245 or 252

- 電圧制御箇所の電圧は以下を維持する。

表 3-7 各系統の最高電圧

最低電圧 (kV)	中間電圧 (kV)	最高電圧 (kV)
5.8	6.3	6.6
9.5	10.5	11
33.3	37	38.5
104.5	115	123
209	230	245

- 電圧制御箇所は以下（※改定案時点）のとおり。

表 3-8 電圧制御箇所

CES	35/110 kV of Power Plant-3 110/220 kV of Power Plant-4 110 kV of Darkhan Power Plant 110/220 kV of Darkhan, Erdenet, Baganuur and Ulaanbaatar Substations 110 kV of Tuul Substation 110kV of Dornod 2 Substation 220/110kV of Songino, Choir, Oyutolgoi, Mandalgobi, Tavantolgoi Substations 110/35/10 kV of Zaisan, Bayanchandmani, Zest, Nalaikh, Bulgan, Moron, Undurkhaan Substations
WES	110/35/10 kV of Ulaangom Substation 110/35/10 kV of Umnugovi Substation 110/35/10 kV of Malchin Substation 110/35/6 kV of Myangad Substation 110/35/10 kV of Bayan-Ulgii Substation 110/35/10 kV of Mankhan Substation 110 kV of Durgun Hydropower Plant HV/MV/LV of the Ulaangom Substation and Durgun Hydropower Plants
EES	110 kV of Choibalsan Thermal Power Plant 110/35/6 kV of Choibalsan Substation 110/35/10 kV of Baruun-Urt Substation 110/6 kV of Tumurtei Substation 110/35/6 kV of Undurkhaan Substation 110/35/10 kV of Emeelt Substation 110/35/10 kV of Ulaan Deposit Substation
AUES	110/35/6 kV Taishir Hydropower Plant 110/35/6 kV of Uliastai Substation 110/35/10 kV of Telmen Substation 110/35/6 kV of Mogoin Gol Thermal Power Plant

- 送配電系統が通常運用時において、供給電圧は基準電圧の+10 %（※改定案においては±10 %）を超過しないよう維持する。

---

(c) 供給停止等

- 計画停電を行う場合は3日前（※改定案においては24時間前）までに需要家に通知する。

(4) 需給計画

(a) 需給計画

- 長期需給計画の策定にあたって、各事業者は毎年11月1日までに必要な情報をNDCに提出し、NDCは長期輸出入、新規電源の容量を検討する。
- NDCは10月10日までに翌年の需給予測を作成、11月10日までに翌年の需給計画を作成し、関係機関の承認を得る。
- 各事業者は翌年の需給予測に必要な情報を9月1日までにNDCに提出、10月20日までにその改訂版を提出する。

(b) 予備力確保

- NDCは電力系統運用ならびに熱供給に必要な予備力を確保する。そのため各事業者は、毎月20日までに翌月の予備供給力をNDCに報告する。

(c) 電力量バランス

- 年、四半期、月、日、時間毎の電力量需給バランスはNDCが計画、各事業者は実施結果を毎月NDCに報告する。

(d) 電力輸出入

- NDCは国内の需給計画を基に年、四半期、月、日、時間毎の電力輸出入計画を作成し、実施する。

(e) 事業者による運用計画提出

- 事業者は、年、四半期、月の運用計画と関連する技術的条件などの情報をNDCに提出する。NDCは必要な変更を加え、ERCの承認を得る。各事業者は承認された運用計画に従う。

(f) 系統安定性確保

- CESとWESはロシア系統との適切な連系運用のため、連系点の技術条件等について合意し、順守する。
- 系統安定化のために自動制御装置を具備し、的確に動作できるようにする。

## (5) 系統連系要件

### (a) 新設設備の連系

- 新規発送電、発送熱、需要家設備の系統接続にあたっては、政府承認の電力利用規則、熱エネルギー利用規則、および ERC 承認の連系ガイドラインに従う。
- 新規設備設置者は当該設備接続の 15 日前までに、以下を含む設計書類を NDC に提出する。
  - ◇ 切り替え手順、一時的および最終的な接続図面
  - ◇ 切り替え予定日
  - ◇ 設備の新設／変更による保護制御設備等の設定変更
- NDC は上記書類を確認し、必要に応じて関係する変電所において切り替え準備を行う。
- 切り替えについて NDC の合意後、切り替え 3 日前までに送配電事業者は切り替え指令を発出する。

### (b) 運用条件・安定度（※改定案に規定）

- 事業者は、設備の新設／増強に伴って NDC が求める要件に沿った検討を、事前段階および合意段階に行う。
- 検討の基となるデータ、前提条件、シミュレーションモデルなどの情報は NDC に提出する。
- 10 MW を超える発電・発熱設備ならびに 35 kV 以上の送変電設備については、冬季最大需要時と夏季最低需要時における検討を行い、連系前の状況と比較する。
- 火力発電設備の連系にあたっては、通常運転時の潮流、調相設備等の選定、短絡電流、定態安定度、過渡安定度、過電圧、中性点の運用条件について検討し、NDC の承認を得る。
- 再生可能エネルギー発電設備の連系にあたっては、通常運転時の潮流、損失および電圧低下、短絡電流、定態安定度、過渡安定度、高調波、電圧変動、出力変動、過電圧、中性点の運用条件について検討し、NDC の承認を得る。
- 35 kV 以上の送変電設備の連系にあたっては、通常運転時の潮流、損失および電圧低下、短絡電流、定態安定度、過渡安定度、過電圧、中性点の運用条件について検討し、NDC の承認を得る。
- 5 MW 以上の負荷設備の連系にあたっては、通常運転時の潮流、損失および電圧低下、定態安定度、過渡安定度について検討し、NDC が確認する。
- 安定度の解析にあたっては各種保護設備の設定、動作状況について NDC の承認を得る。
- 大容量の発電設備を連系する際は全系統の安定度解析を行い、必要に応じて安定度対策を準備、NDC の承認を得る。

## (6) 監視制御システム

## (a) 給電用監視通信設備の確保

- 各事業者は NDC と協調し、給電指令に必要となる SCADA 等の監視設備、通信設備が常に高い信頼度にて運用できる状態を確保する。

## (b) 統合計量システム（※改定案に規定）

- 統合計量システムは NDC が管理するもので、送配電事業者が変電所に設置する取引メーターと制御メーターで計量し、データを統合計量システムに送信する。

## (c) 保護制御設備

- NDC は系統全体の状況を監視し、必要に応じて緊急処置を行う。その一つとして保護制御設備の正常な動作を確保する。
- NDC は次の設備の整定を行う。冬季・夏季における自動負荷制限（ACR）、発電設備、110-220 kV 送電設備、変圧器、6-220 kV 接続設備の DZA、APV、BZA、ABR、非同期自動遮断（APAH）、自動系統分離（DA）、自動発電調整（ARV）、非常時記録通報設備（AURA）、110-220 kV 送電線保護、母線保護、発電機／変圧器保護
- 電源事業者は次の設備の整定を行い、NDC が確認する。自動予備切替（AVR）、0.4-6 kV 所内系統の自動電圧維持、所内 10/6 kV 変圧器保護、所内 6-0.4 kV 系統保護
- 送電事業者は次の設備の整定を行う。変電所内設備保護
- 配電事業者は次の設備の整定を行う。当該装置が他事業者の設備に適用される場合、NDC の確認と承認を得る。自動再開路（APV）、自動切替（AVR）、35/6-10 kV 変圧器自動電圧調整、6 kV 需要家の自動電圧維持、6-35 kV 供給線路保護

## (d) 過電圧・雷保護

- 発電、送変電、配電設備は雷による過電圧を保護する装置を備え、雷発生時期前に動作を検証する。各事業者は自設備の過電圧・雷対策に責任を負う。

## (7) 非常時の系統運用

## (a) 電圧・無効電力調整

- NDC は各電圧制御箇所における緊急時最低電圧を設定する。設定がない箇所については、母線基準電圧の 90 % を緊急時最低電圧とする。
- 電圧が下限値を下回った場合、当該箇所は NDC の指令を待たずにリアクトルなどの無効電力消費量を減少させる、もしくは同設備を系統から切り離す。
- 電圧降下により発電機が系統から切り離された場合、直ちに連系し、定格内において最大負荷、最大無効電力にて運転する。
- 電圧制御箇所において母線電圧が上限値を超過した場合、当該箇所は発電所において調相設備接続等の処置を行うとともに、NDC は軽負荷線路の遮断等の処置を行う。
- 電圧制御箇所以外において電圧が許容範囲を超過した場合、変電所において電圧調整を

行う。

- NDCは電圧制御箇所の電圧を監視し、変圧器タップの変更など適切な電圧維持対策をとる。

#### (b) 負荷制限

- 以下のような全系統非常時に、需要家の負荷制限を実施する。配電事業者は負荷制限実施にあたっての対象選定、手順策定などの事前準備を冬季、夏季に行い、NDCに提出する。
  - ◇ 燃料、水供給不足による電力量 (kWh) 不足
  - ◇ 設備容量超過を含む供給能力 (MW) 不足
  - ◇ 発電機脱落による供給力低下
  - ◇ 周波数降下による保護装置 (ACR) 動作
  - ◇ 系統分離による需給アンバランス
- 供給契約に反し電気料金を支払わない需要家に対しては、配電事業者が48時間前までに通知の上、供給を制限する。NDCは系統の安定運用に必要な場合は供給制限を延期または復旧できる。

#### (8) 電力損失

- NDCが電力損失(テクニカルロス)の基準を、ERCがノンテクニカルロスの基準を設定する。
- 送配電事業者は、年ベース、月ベースの電力損失を算定し、NDCに報告する。

#### (9) 日次の需給運用

##### (a) 日次需給計画

- NDCは日次の需要想定、発電計画の策定を行い、日次の需給計画を決定する。
- NDCは電力需給状況を監視し、状況に応じて発電者または需要家に事前指令を発出する。

##### (b) 日次需給計画策定手法

- 地域熱供給システムによる熱供給/消費予測と協調し、NDCは毎日14時までに翌日の需給計画を決定し、発電事業者、送配電事業者に送付する。
- 各事業者はNDCの需給計画策定、需給運用実施の条件となる以下の情報をNDCに月2回報告する。

発電事業者：発送電電力量 (MWh)、運転設備数、供給可能出力 (MW)、夜間最低出力 (MW)

送配電事業者：送電電力量 (MWh)、最大および夜間送電電力 (MW)、送配電損失率 (%、MWh)

## (10) 隣国系統との連系

### (a) CES とロシア系統の連系

- CES の周波数維持と電力不足を補うため、ロシア系統と同期連系運用を行う。ここに記載以外の技術・取引面については別に定める両者間合意による。
- 国際連系線は Selendum – Darkhan 間 220 kV 送電線 2 回線であり、NDC とロシア Buriat RDU は協調して同期連系運用を行う。
- 連系線に関係する設備の点検等による計画停止は双方の合意による。
- NDC は取引電力および電力量を計画する。日次の最大送電電力は Selendum 変電所から NDC に毎日送信され、計量は月毎に集計される。

### (b) WES とロシア系統の連系

- WES はロシア側との連系運用に関する合意に基づき、同期連系運用を行う。
- 国際連系線は WES とロシア Chadan 間 110 kV 送電線であり、関係する設備は両社の合意に基づき運用する。
- 取引電力および電力量は NDC の様式により毎月報告する。（※改定案に規定）

### (c) 中国系統との協力（※改定案に規定）

- 大容量の電力を輸入する事業者は、輸入量を毎週 NDC に報告する。
- 輸出用として大容量の電源を連系する際は、本規則に記載の規定に沿った上で国内供給分を含めて供給する。

## (11) 系統操作

### (a) 設備の課電／停電操作

- 設備の課電／停電操作にあたって、発電所・変電所は各所の設備操作手順を設定し、順守する。
- 設備の課電状況に応じて、次の状態を定義する。
  - 運用中：電源側の開閉器が投入されており、需要家との間に電気回路が構成されている状態
  - 保守：他とつながる開閉器が全て開放されており、安全作業規則に沿った作業環境ができていない状態
  - 待機中：当該設備が停電中あるいは他とつながる開閉器が全て開放されており、すぐに投入可能な状態
  - 自動待機中：他とつながる開閉器の全てあるいは一部が、自動操作による開閉設備で開放されており、自動操作により投入可能な状態

### (b) 操作時の規定

- ピーク時間帯は午前ピークの前後各 1 時間と午後ピークの 2 時間前から 1 時間後までとし、それらの時間帯は NDC による操作時間と重ならないようにする。



- 外気温が-30℃以下においては、開閉器故障あるいは操作渋滞が発生する可能性が高くなることから、外気温-25℃以下における操作は可能な限り避ける。
- -30℃以下における開閉器操作、-40℃以下における分路器操作を行う場合は技術責任者の承認を得る。

### (c) 設備保守

- 設備保守の状態は、計画保守、緊急保守の2ケースに分類する。
- 事業者は計画保守の予定を前月15日までに政府機関に提出する。政府機関は検討の上日程を決定し、事業者に通知する。
- 主要系統の一部を停止する場合は、6か月前に予定をNDCに提出する。NDCは需給状況を検討の上日程を決定する。
- 設備の緊急保守が必要な状況になった際は緊急保守要請を提出する。NDCは通常の設定運用が妨げられる状況になった際には緊急保守指令を発出する。
- 緊急時においても可能であれば、緊急保守指令発出後に設備停止を行う。緊急停止が必要な場合あるいは設備が停止した場合は停止後に報告を行う。

## (12) 関係組織の役割

### (a) 政府機関の役割

- エネルギー政策策定と、実施に係る検討
- エネルギーセクターに関係する国家予算、国内外からの借入または供与資金、国家開発基金等によるプロジェクト、活動などのための研究、FSなどの実施
- 国家予算案に対応する電力系統開発コンポーネントの提案
- 電源開発計画の策定、新規電源のFS
- NDCが策定する送電損失目標と低減実施の認可
- 再生可能エネルギー設備運転における安全、保守、サービスの基準の策定、認可、実施監督、評価
- 電力系統設備の運転に係る安全確保、技術基準の策定、実施監督
- 電力系統における事故原因調査、紛争処理、防止策の策定
- 事業者の生産性向上の検討、実施支援
- エネルギーセクターの信頼性確保とエネルギー政策実施のための、地方政府、関係機関、事業者への技術支援
- 電力系統の安定運用と事業者の課題解決のための、必要に応じた他事業者からの人員または機材の配置
- エネルギーセクターにおける人材育成

### (b) NDCの役割

- 規制下と非規制下を含む発電・発熱事業者、送配電事業者、熱供給・熱配給事業者により、技術基準に沿った上で最低コストの電力と熱エネルギーを供給するための計画立案

ならびに実施

- 電力需給を常にバランスさせるよう、発電、送配電の迅速な調整
- 系統事故の解消
- 主系統の周波数、電圧、水圧、水温の規定値の設定と監視、定態および動的安定度の監視と維持
- 通信・保護設備、制御設備の監視と設備故障時の復旧、制限値設定、他事業者による設備更新、新設の調整
- 緊急時における、非差別的負荷制限の計画策定と実施
- 電力・熱系統運用のため、他事業者および国外からの供給力受け入れ調整
- 必要に応じた緊急対応策の検討と実施
- 電力輸出入の計画と実施
- 電力需給をバランスさせるための各事業者、需要家との適正な契約と ERC への報告
- 関係機関の認可に基づく、需給調整に係る他の事業者の情報、データ、契約の機密保持
- 関係個所の危機対応人員を含めた、年2回以上の危機対応訓練の実施
- 運用指示、切替記録の保管
- 国外系統との連系ガイドラインの策定と関係個所技術管理者による順守
- 事故調査における他の事業者との協力
- NDC の制御責任範囲は主系統における機器、保護設備、制御・通信設備、計測・情報処理機器、計量メーターであり、操作は発電、送配電事業者による  
(※以下は改定案に規定)
- 110-220 kV 系統における中性点運用の規定と送配電事業者への通知
- 主系統における電力取引

#### (c) 統合電力系統における他事業者の役割

- 事業者は電力・熱の安定供給を確保するために主系統の一部である発電、発熱、送配電、熱供給、熱配給設備を運転する。
- NDC の許可の下に、最も経済的で損失の少なく系統安定度を保てる設備運用手法を策定し実施する。
- NDC による規定、手順、指示・指令、決定を順守する。
- 他の事業者との紛争は ERC に調停を求める。
- 他の事業者とは適切に契約を締結する。  
(※以下は改定案に規定)
- 発電事業者は NDC による運転カーブと認可された運転条件に従って運用し、8 時間ごとに偏差を確認する。
- 送電事業者は需要家の電力消費量の偏差を推定する。
- 規制下の熱供給事業者は熱供給計画と運用条件を策定し NDC に提出するとともに、NDC との供給契約に従い運用する。
- 事業者は計画値と消費量の差を $\pm 2\%$ 以内とする。

## (13) 系統事故の分類と記録

## (a) 緊急事態

- 35 kV 以上の電力・熱設備が 25 日以上停止した場合
- 315 kW 以上のボイラ、タービン、発電機、変圧器が停止し修理できない場合
- 自動遮断または復旧過程のものを除き、100 MW 以上の負荷制限が行われた場合
- 発電設備の停止により周波数が 49.0 Hz より低下する時間が 1 時間継続、または 1 日合計 3 時間以上になった場合
- 発電所が全停になった場合
- 電力系統が分離し、40 %以上の需要家が負荷制限された場合
- 6 kV 以上の送電設備事故により配電系統の 20 %以上が遮断された場合
- 暖房季において熱源、熱供給設備が 5 時間以上停止した場合
- 都市部の第 1 種／第 2 種需要家が設備被害または関連規定違反により 12 時間以上停電した場合
- 第 3 種需要家の停電が以下に達した場合：供給地点から 20 km 以内において 12 時間以上、20-40 km において 16 時間以上、40-80 km において 22 時間以上、80-150 km において 28 時間以上、150-250 km において 44 時間以上、250 km 以上において 56 時間以上
- 灰処理系統の故障により環境汚染が発生した場合

## (b) 第 1 種事故

- 35 kV 以上の電力・熱設備が 3 日～25 日停止した場合
- 発電設備の停止により周波数が 49.5 Hz より低下した場合
- 発電機出力が 50 %以上低下した場合
- 電力系統が分離し、負荷制限が発生した場合
- 6 kV 以上の送電設備事故により 20 %以内の配電系統が遮断された場合
- 暖房季において熱源、熱供給設備が 2～5 時間停止した場合
- 都市部の第 1 種／第 2 種需要家が設備被害または関連規定違反により 4～12 時間停電した場合
- 第 3 種需要家の停電が以下に達した場合：供給地点から 20 km 以内において 4～12 時間、20-40 km において 8～16 時間、40-80 km において 14～22 時間、80-150 km において 20～28 時間、150-250 km において 36～44 時間、250 km 以上において 48～56 時間
- 液体または気体の有害物質が流出し環境に悪影響を及ぼした場合

## (c) 第 2 種事故

- 保護装置、自動制御装置以外による、需要家の一時的な停電
- 発電設備、熱供給設備の一時的または過失による分離
- 暖房季において熱源、熱供給設備が 2 時間以内停止した場合
- 都市部の第 1 種／第 2 種需要家が設備被害または関連規定違反により 4 時間以内停電した場合

- 第3種需要家の停電が以下に達した場合:供給地点から20km以内において4時間以内、20-40 km において8時間以内、40-80 km において14時間以内、80-150 km において20時間以内、150-250 km において36時間以内、250 km 以上において48時間以内
- 保護装置、自動制御装置以外による、需要家の停電

(d) 事故報告

- 緊急事態および第1種事故が発生した場合、事業者は直ちに政府機関ならびにNDCに通知する。
- 事故報告記録には以下を含むものとする:時刻、事故概要、内容、被害状況、需要家停電状況、取られた対応、検討委員会の状況

(14) 再エネ電源 (※改定案に規定)

(a) 目的

- 電力系統に連系する再エネ電源について、要件、運転条件について規定する。
- 対象とする再エネ電源は、水力発電、太陽光発電、風力発電、バイオマス発電、地熱発電とする。

(b) 電力系統との同期連系運転

- 再エネ電源の運転においては電力系統の状況に応じて発出されるNDCの運転指令に従う。
- 再エネ電源の負荷調整速度は5MW/分以下としない。
- 指定された運転条件に変更が生じた場合は、直ちにNDCに連絡する。
- 運転周波数は $50 \pm 0.1$  Hzを維持し、緊急時においては47-52 Hzにおいて運転可能とする。
- 運転電圧は以下の範囲とする。

表 3-9 再エネ電力の運転電圧

基準電圧 (kV)	最低電圧 (kV)	最高電圧 (kV)
6	5.8	6.6
10	9.5	11
35	33.3	38.5
110	104.5	123
220	209	245

(c) 監視制御項目

- 監視制御設備 (SCADA) には以下の情報を含めて伝送し、NDCの監視制御下に置く。  
風力:出力、風速、発電機並解列状態、風向、電圧、外気温、気圧、空気密度、出力可能容量、抑制出力

太陽光：PV/インバータ出力、連系点電圧、PV（インバータ）状態、表面照射、外気温、拡散反射、直接反射、日没時刻、雲状況、降水量、湿度、発電効率

(d) 再エネ電源の要件

- 5 MW 以上の太陽光発電設備、および全設備容量の 20 %以上の蓄電システムを持つ風力発電設備は、最大出力で1日3時間運転可能とする。
- 同期連系装置を備え、系統連系時の条件として電圧差 $\pm 5\%$ 以内、周波数差 $\pm 0.2$  Hz 以内、アングル差  $10^\circ$ 以内を満たす。
- 容量の 10 %以上の出力で単独運転が可能とする。

(e) 運転計画

- 再エネ発電事業者は、翌日から7日間の時間毎の発電予測値を、12時までにNDCに提出する。
- 翌年の供給計画を策定しNDCに提出する際、事前調査（FS）にて認定された出力を超過してはならない。

(f) 最低出力・出力制限要件

- 風力発電設備の通常運転時の最低出力は、風速 12 m/s 以上の場合容量の 20 %まで、風速 7~12 m/s の場合容量の 14 %まで、風速 12 m/s 未満の場合容量の 4 %までとする。
- 風力発電設備は緊急時においては風速にかかわらず出力を制限できるものとする。
- 他の再生可能エネルギー電源は通常時および緊急時において、天候にかかわらず出力を制限できるものとする。
- 再エネ電源は制限発出から5分以内に規定出力で運転できることとする。

(g) 周波数／電圧制御

- 系統周波数の変動に対応し、以下の調整を行う。
  - ◇ 周波数が 49.5 Hz より低下した場合、予備容量の使用および所内不要負荷の削減を行う。
  - ◇ 周波数の急速な低下時においては、火力発電所の負荷分離装置の動作後に自動負荷分離を行う。
  - ◇ 周波数上昇時は出力低下等の対策をとる。
- 電圧の変動に対応し、以下の調整を行う。
  - ◇ 系統側電圧が低下した場合、リアクトル設備の開放、無効電力出力の増加、の処置をとる。
  - ◇ 急速な電圧降下により緊急事態となった場合、可能な範囲で発電機過負荷を許容する。過負荷許容範囲は試験もしくは適切な規定による。
  - ◇ 電圧上昇時は、無効電力出力の減少、リアクトル設備の接続、の処置をとる。

## (h) 周波数／電圧許容範囲

- 通常時において電圧許容範囲は、発電機タイプ (A,B,C) と規定電圧に応じて以下の範囲とする。

タイプ A (220 kV、110 kV) : 0.92pu～1.098pu

タイプ A (35 kV、10 kV、6.3 kV) : 0.92pu～1.08pu

タイプ B (220 kV、110 kV) : 0.92pu～1.095pu

タイプ B (35 kV、10 kV、6.3 kV) : 0.92pu～1.08pu

タイプ C (220 kV、110 kV) : 0.92pu～1.09pu

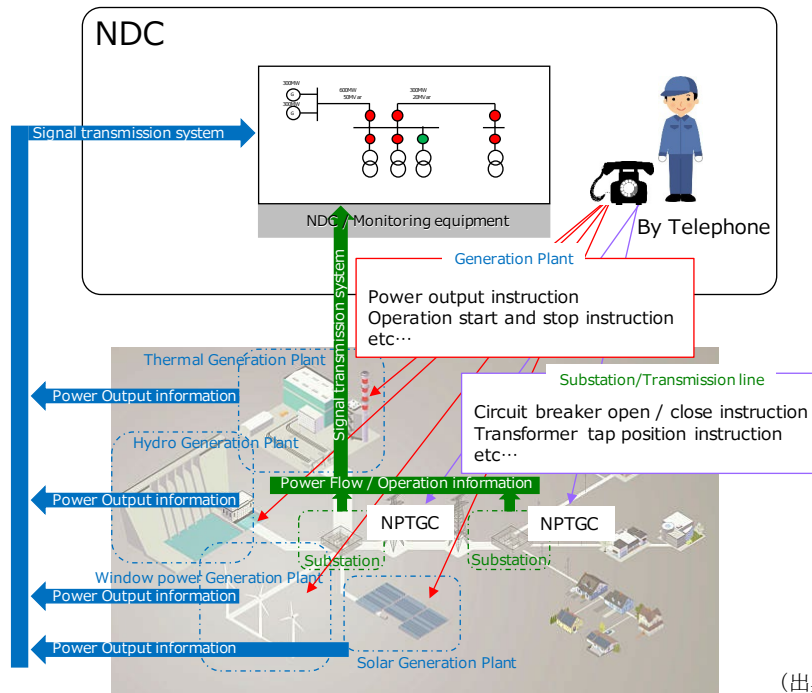
タイプ C (35 kV、10 kV、6.3 kV) : 0.92pu～1.078pu

- 運転周波数は 50 Hz を基準とし、51.5 Hz 超を 4 秒以上または 47.0 Hz 未満を 0.2 秒以上継続した場合に解列させることができる。

## 3.1.5 系統運用方法

NDC は需給運用と監視している主要系統 (24 変電所の主系統部分を含む) の系統運用を担当、NPTG の中央指令者は NDC 管轄以外の補機類、下位系統の運用を行う。NPTG は NDC からの指示の下、変電機器や送電線の操作を行っている。具体的には NDC と NPTG の間で以下に示す分担で「モ」国の電力供給を行っている。

- NDC は主要送電系統を監視し、系統状況に応じて発電所や変電所に対し発電所の出力変更や、変電所の機器操作の指令を出し、それに従い発電所や変電所は機器操作を行う。
- NDC の監視および機器操作を行う変電所は NPTG の 24 箇所が含まれる。
- NPTG が直接管理している設備は、NPTG が直接運用を任されているが、系統事故等が発生した場合、系統の安定性を確保するために、NDC は NPTG が直接管理している設備に対し、機器運用について指令を下すことがある。
- NPTG の 5 つの支社は、それぞれの支社の配下にある各変電所の機器操作などの報告を整理し、NPTG の中央指令者に報告する。
- NPTG の中央指令者は、5 つの支社から報告のあった変電所の機器操作について集約し、NDC に報告する。また、当日の作業や系統変更なども NDC に報告し、実際の系統操作は NDC からの許可を得て操作作業を行う必要がある。



(出典：調査団作成)

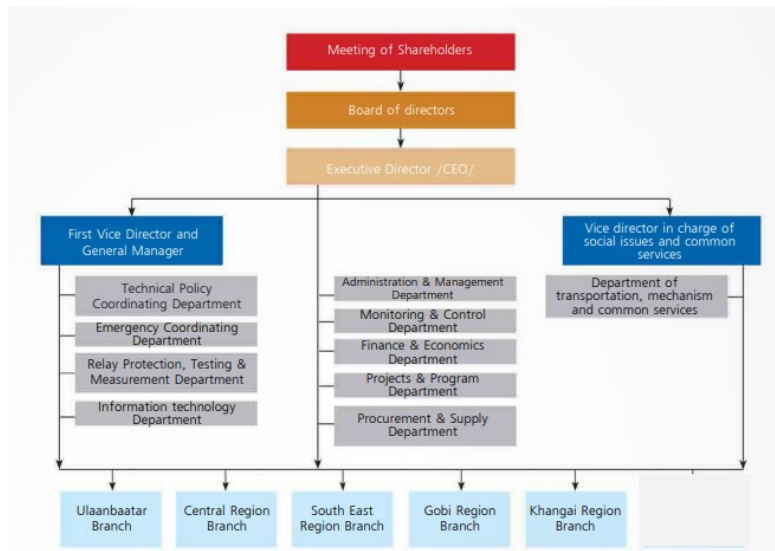
図 3-2 NDC と NPTGC の連携 (イメージ)

### 3.2 国家送電会社

#### 3.2.1 組織概要

##### (1) 組織概要

NPTG は 220 kV 1,956.9 km 架空送電線、110 kV 3,608.8 km 架空送電線、35 kV 18.5 km 架空送電線を運営しており、「モ」国全土で 16 県 (アイマグ) と 300 を超える村落ソムをカバーしている。以下に組織図を示す。



(出典：NPTG)

図 3-3 NPTG の組織図

本社管理職員は 150 人、ウランバートル支店 409 人、ハンガイ地域支店 190 人、中央地域支店 210 人、南東地域支店 212 人、ゴビ地域支店 121 人、合計で 1,292 人の従業員が勤めている（2021 年 9 月時点）。

## (2) 設備概要

NPTG の主要な設備保有量は以下の通りである。

表 3-10 送変電設備概要

電圧	架空送電線ルート長	変電所数
220kV	1,956.9 km	10
110kV	3,608.8 km	69
35kV	18.5 km	1
合計	5,584.1 km	80

(出典：NPTG ホームページ)

表 3-11 支社別設備内訳

支社	220kV 送電線	110kV 送電線	35kV 送電線	変電所数
ウランバートル支社	285.8 km	473.5 km	7.5 km	29
ハンガイ地域支社	208.6 km	1,308.3 km	0 km	12
中央地域支社	310.5 km	677.4 km	0 km	18
南東地域支社	229.7 km	802.2 km	0 km	11
Gobi 地域支社	0 km	564.3 km	0 km	4

(出典：NPTG ホームページ)

## (3) 系統運用に関わる職員

NPTG は 80 の変電所を所有しており、運用管理は、直轄方式を採用し、NPTCG の中央指令オフィスから各支社に指示を行う。NPTG の中央指令オフィスに調整課を配置し、社内の系統運用業務全体を管理する。調整課は、各支社の運用管理者に対し 24 時間体制の運用管理の指示し、NPTG 全体の 80 の変電所と送電線の運用を行っている。

各支社には、給電指令者が 4 交代で勤務にあたり、1 班 2 名体制となっている。また、各シフトには、給電指令者の他に、2~3 名で構成される機器操作者が構成され、変電所設備の操作を行う。

中央指令オフィスの給電指令者と支社の給電指令者は専用回線で結ばれた通信線を使用しており、この通信は、運用マニュアルが定められ、緊急時の対応や、日常業務、中央の給電指令者と支社の給電指令者の関係、この他、運用する機器などについても整理されている。

この運用マニュアルによると、中央指令オフィスからの給電指令は、220/110 kV 送電線、主要変電所設備、およびそれらの保護リレー装置に対して行われている。ただし、35/10/6 kV 回線は、支社の給電指令の運用管理下に置かれている。



表 3-12 NPTG の系統運用職員内訳

No.	構成部署	全職員数	給電調整本部 (Rapid Coordination Division) の 職員数			
			給電指令者 (技術者)	シフト業務 (技術者)	シフト業務 (技術員)	シフト業務 (作業員)
1	本社 (ボロアキャンプ含む)	150	10			
2	ウランバートル支社	409	9	109	28	131
3	ハンガイ地域支店	190	5	10	30	40
4	中央地域支店	210	5	20	29	60
5	南東地域支店	212	5	10	48	39
6	ゴビ地域支店	121	5	20	11	24
合計		1,292	39	169	146	294
648 / 全体社員数の 50 %						

(出典：NPTG)

### 3.2.2 送電設備概要

#### (1) 送電設備概況

2014年にJICAにより実施された「モンゴル国ウランバートル市 送配電整備事業準備調査（以下、送配電準備調査と呼ぶ）」では、送電設備における過去構造物に対して以下も記載がされている。

- NPTGの送電設備の支持物は鉄塔とコンクリート柱から構成されている。
- 既設電線の種類は一般的な鋼心アルミより線で、電線サイズは主に220kV系統で240~400mm<sup>2</sup>、110kV系統で70~150mm<sup>2</sup>が用いられている。
- がいしはロシア製と中国製のガラス製がいしが使われているが、石炭の煤煙による汚損が顕著で、絶縁劣化の問題が生じているとのことである。



図 3-4 ウランバートル第4火力発電所近傍の架空送電線



図 3-5 ガラス製がいし（左：ロシア製、右：中国製）

## (2) 設備標準

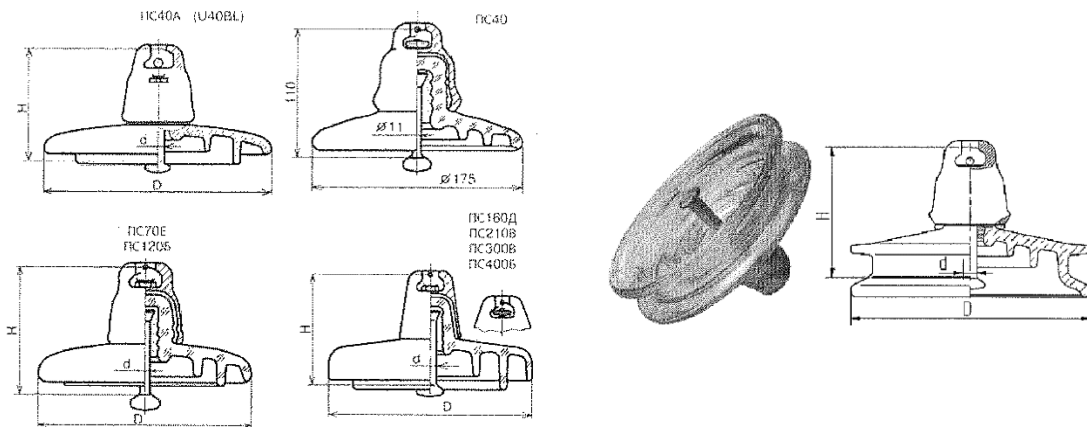
送配電準備調査によれば、「モ」国の多くの既設送変電設備はロシア標準に沿って設計されている。左記によらない設備は、国際電気標準会議（International Electrotechnical Commission: IEC）および国際標準化機構（International Organization for Standardization: ISO）に準拠して設計されている。既設電線及びがいしの仕様を次に示す。

表 3-13 主な電線の技術仕様

線種	素線数/径 [mm]		計算断面積 [mm <sup>2</sup> ]			外径 [mm]	電気抵抗 [ohm/km]	許容電流 [A]	単位重量 [kg/km]
	アルミ	鋼芯	アルミ	鋼	合計				
ACSR70	6/3.8	1/3.8	68.0	11.3	79.3	11.4	0.46	265	175
ACSR120	28/2.3	7/2.0	115.0	22.0	137.0	15.2	0.27	380	492
ACSR150	28/2.6	7/2.2	148.0	26.6	174.6	17.0	0.21	445	617
ACSR240	28/3.0	7/2.8	238.0	43.1	281.1	21.6	0.132	610	997
ACSR300	28/3.7	7/3.2	295.0	56.3	315.3	24.2	0.107	690	1257
ACSR400	28/4.2	19/2.2	395.0	72.2	467.2	28.0	0.080	835	1660

表 3-14 主な高圧送電線用がいしの技術仕様と形状

種類	課電破壊荷重	表面漏れ距離	D [mm]	H [mm]	d [mm]	質量 [kg]
ΠC40	40 kN	185 mm	175	100	11	1.7
ΠC40A	40 kN	190 mm	175	110	11	1.7
ΠC70E	70 kN	303 mm	255	127; 146	16	3.4
ΠC120B	120 kN	320 mm	255	127; 146; 170	16	4.9
ΠC160Д	160 kN	370 mm	280	146; 170	20	6.0
ΠC210B	210 kN	370 mm	300	170; 195	20	7.1



### 3.2.3 変電設備概要

#### (1) 変電設備概況

2014年の送配電準備調査によれば、NPTG 所有の変電設備に関し、以下の記載がなされている。

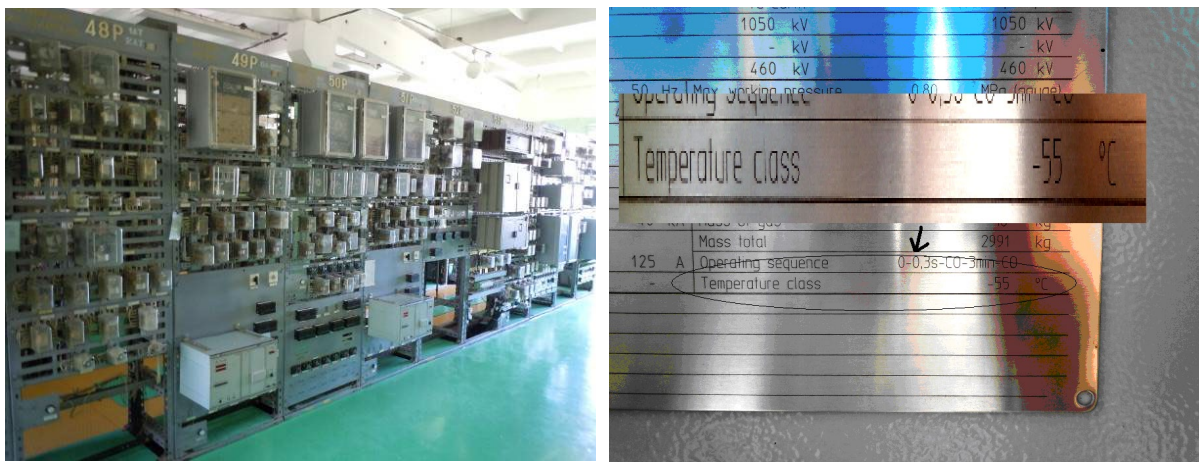
- ウランバートル市内に 14 箇所あり 220 kV および 110 kV ネットワークから 35 kV および 10 kV 配電網への供給を行っている。110 kV/35 kV もしくは 110 kV/10kV といた変圧器は冬季 100% 近い負荷率で運転しているケースがある。
- 変電所機器については老朽化が顕著であり、特に保護リレーについては電磁式保護装置を継続して使用している状況。
- 変電所運転については、現地当直による直接運転が基本であり、変電所 SCADA 導入についても将来計画はあるもののウムナト変電所など限定的であり、老朽化した保護継電装置の高機能汎用型リレータイプへの更新(SEL 社、ABB 社製がメイン)についても開始したばかりであった。
- ほとんどの変電所内には設備更新・増設用の用地が確保されているが、調相設備設置については当初計画では考慮されていない。



既存変電所の変圧器と母線



キュービクル（ロシア製）



機械式保護リレーとパネル

屋外機器の適応仕様温度

図 3-6 変電設備の状況

## (2) 設備標準

NPTG が管理運用する変電設備の一次側電圧は 220 kV、110 kV および 35 kV であり、35 kV または 10 kV 配電線にて配電公社へ供給を行っている。送配電準備調査によれば、系統計画上の変圧器等の設備容量標準については明文化されたものを入手できなかったものの、インタビューにより以下の内容を確認している。

- 110 kV/10 kV 変圧器の容量は 40 MVA、25 MVA の 2 標準に加え、より大容量の 60 MVA を追加していきたい希望があること。
- 短絡遮断容量については 110 kV 系統で 40 kA を基本としているが、系統構成の変更による短絡容量の変化については系統将来計画に基づいた確認が必要であるとの認識があったこと。
- 220 kV 変電所の設備容量についてはバガヌール変電所においては 63 MVA x 2 バンク構成となっていたこと。

また変電設備の仕様において、現在は IEC をベースとした国際標準に基づいた国際競争入札による調達を目指しているが、機器仕様面で他国と異なる点として、まず極低温条件下および高標高での使用を前提としていることが挙げられる。

「モ」国では、一般に高圧変電設備で屋外仕様のもは  $-55^{\circ}\text{C}$  から  $+40^{\circ}\text{C}$  までの温度範囲での動作保証を求められ、屋内または配電設備に近い設備では  $-40^{\circ}\text{C}$  から  $+40^{\circ}\text{C}$  までの動作保証を前提としており、使用高度も 1,000 m 超を前提としているため、ガス絶縁機器の極低温下での絶縁性能確認など、機器選定の際には注意を要する。

## (3) 保護リレー整定における課題

NPTG によれば、保護リレーの整定に関し社内のガイドラインはあるものの、全体の 7% 程度は誤作動している状態と見積もっている。NPTG としては、保護リレーについてマイクロプロセッサリレーの更新を進めているものの、メーカーが混在しており、詳細な整定手法に関し研修が必要と認識している。

## 3.2.4 財務関連

NPTG の損益計算書を以下に示す。2019 年実績は、収益がコストを若干上回ったが、計画では、収益とコストはほぼイコールになるように設定されている。2020 年実績は、収益とコストがほぼイコールとなっている。

表 3-15 NPTG の損益計算書

	Unit	2019 actual	2020		compared to planned		compared to the previous year	
			plan	actual	number	%	number	%
1 Transmitted electricity	mln kWh	5951.1	5,915.5	6,027.9	112	102	77	101.3
2 Transmission losses	%	3.20	3.43	3.45	0	101	0	107.8
	amount	mln kWh	188.6	202.8	207.8	5	102	19
3 Transmitted electricity	mln kWh	5,762.6	5,712.7	5,820.1	107	102	58	101.0
4 Total income	mln MNT	379,166.0	426,016.1	411,918.8	-14,097	97	32,753	108.6
Operation income	mln MNT	53,811.3	52,749.3	52,749.3	0	100	-1,062	98.0
Income from Oyutolgoi PPA	mln MNT	319,042.2	358,267.1	349,016.1	-9,251	97	29,974	109.4
Other income	mln MNT	6,301.5	14,399.8	10,053.4	-4,346	70	3,752	159.5
5 Total cost	mln MNT	373,712.0	425,916.1	411,790.7	-14,125	97	38,079	110.2
Administration cost	mln MNT	345.3	349.0	341.1	-8	98	-4	98.8
Cost for Oyutolgoi PPA	mln MNT	319,042.2	358,267.1	349,016.1	-9,251	97	29,974	109.4
6 Income before tax	mln MNT	5,443.0	0	28	28	0	-5,415	0.5
Tax costs	mln MNT	429.7	0	207.1	207	0	-223	48.2
Net profit	mln MNT	5,013.3	0	-179.1	-179	0	-5,192	(3.6)
8 Total recievabls	mln MNT	5,532.3	11,297.7	3,928.0	-7,370	35	-1,604	71.0
Short term recievables	mln MNT	4,411.7	10,433.7	3,090.2	-7,344	30	-1,322	70.0
Long term recievebles	mln MNT	1,120.8	864.3	837.8	-27	97	-283	74.8
9 Total loan	mln MNT	113,264.7	193,960.5	194,242.4	282	100	80,978	171.5
Short term loan	mln MNT	3,711.6	1,593.9	4,808.6	3,215	302	1,097	129.6
Long term loan	mln MNT	109,573.0	192,366.6	189,433.8	-2,933	98	79,861	172.9
10 Mentance, investment	mln MNT	19,342.7	11,514.6	17,575.4	6,061	153	-1,767	90.9
11 Employer number	people	1,223	1,258	1,257	-1	100	34	102.8

(出典：NPTG アニュアルレポート 2020)

## 3.3 ウランバートル配電会社

## 3.3.1 組織概要

## (1) 事業概要

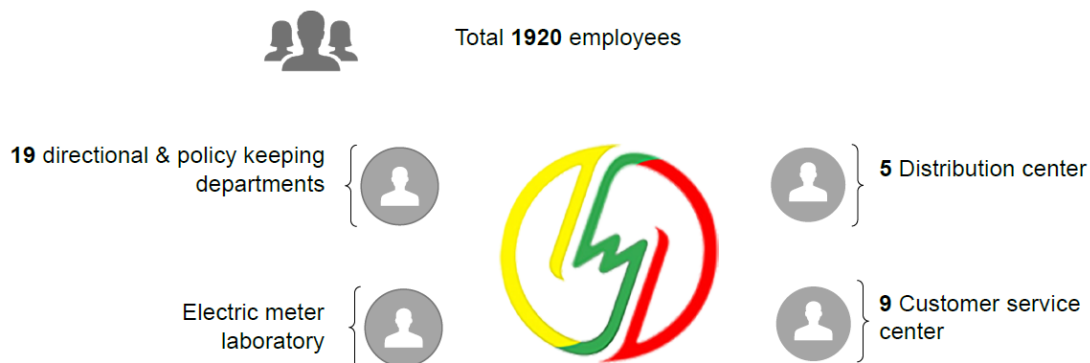
UBEDN は、NPTG の変電所から電力を購入し、ウランバートル市内の 35kV 以下の配電設備・変電設備の計画・建設・保守・管理および電力販売を実施している。事業範囲は、ウランバートル市内 8 つの区とトゥブ県 16 の郡（東西約 230 km、南北約 163 km の範囲）である。



(出典：UBEDN)

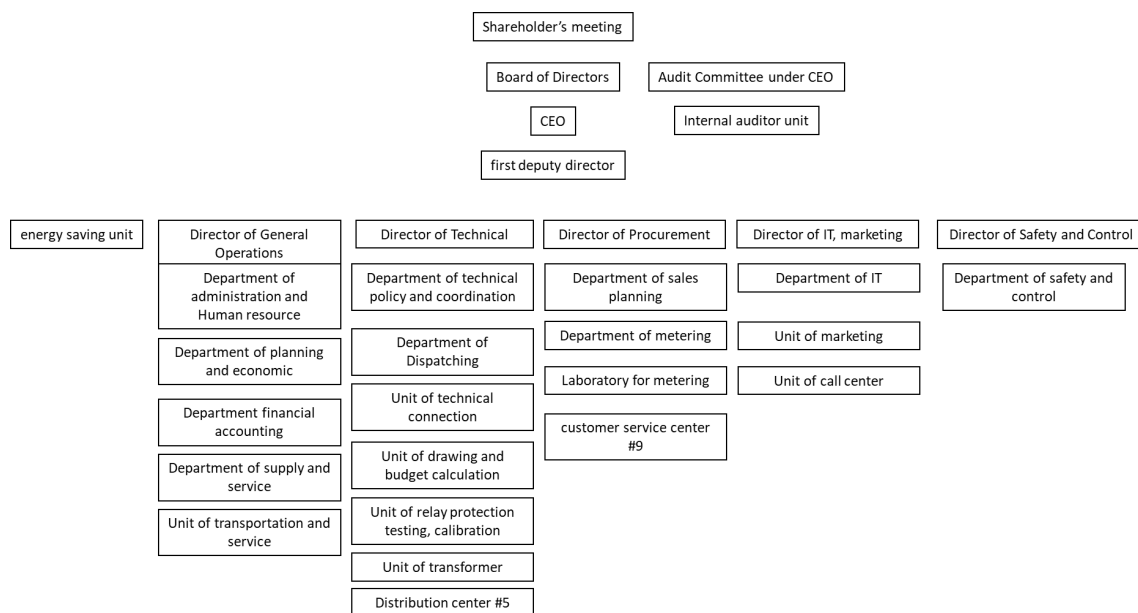
図 3-7 UBEDN の事業範囲

UBEDN の従業員数は、1,920 名（2021 年）で、19 部門から成り、5 つの配電制御センター、9 つのカスタマーサービスセンター、電子メータ研究所を有する。



(出典：UBEDN)

図 3-8 UBEDN の組織概要

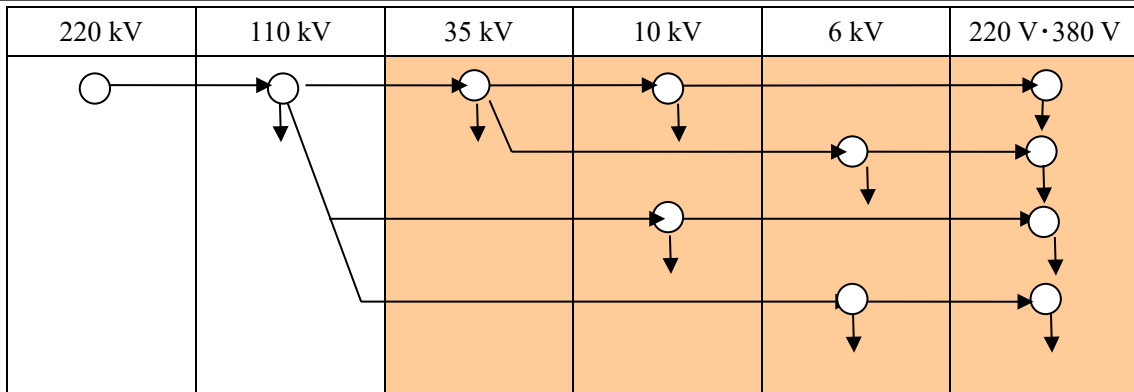


(出典：UBEDN アニュアルレポート)

図 3-9 UBEDN の組織図

## (2) 電圧階級

UBEDN の電圧階級は、中圧が 35 kV、10 kV、6 kV、低圧が 220 V、380 V である。ウランバートル市内の系統はほとんどが地中系統、郊外のゲル地区等では架空系統で構成されている。地中系統は事故時に他系統から電力融通ができるよう、系統連系がとれている一方、郊外の架空配電線や地中系統の末端では系統連系のないものもある。なお、6 kV～35 kV の配電系統は全て非接地系統である。

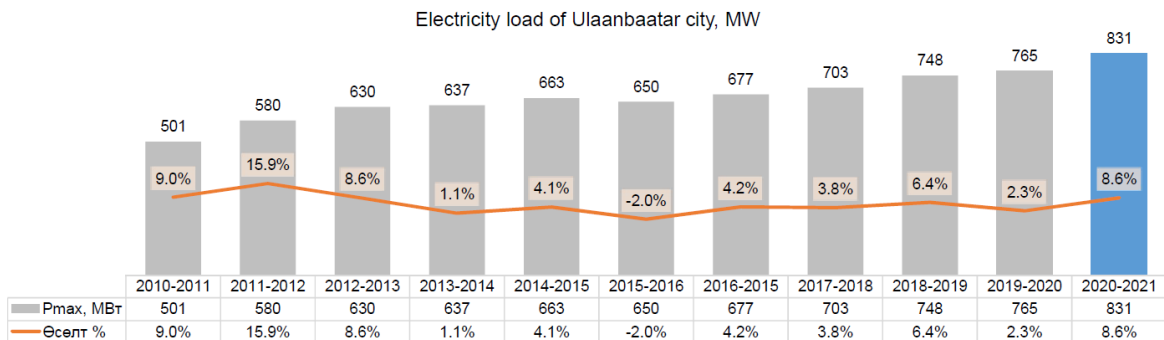


(出典：JICA 送配電準備調査 (2014))

図 3-10 UBEDN の電圧階級 (35 kV 以下)

## (3) 電力需要

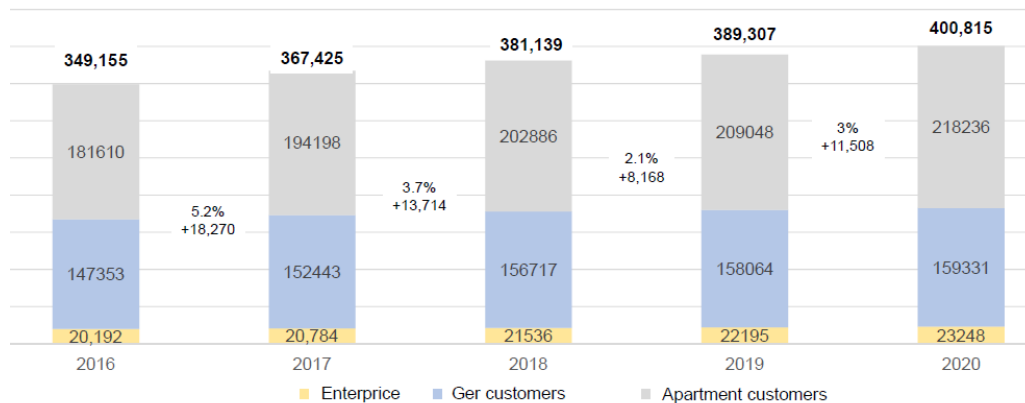
UBEDN 管内の最大電力の推移を以下に示す。2020 年の最大電力は 831 MW となっており、今後も堅調なペースで需要が伸びることが想定される。



(UBEDN)

図 3-11 過去 10 年間の UBEDN 管内の電力需要推移

需要家軒数の推移を以下に示す。年平均 3.5% で堅調に増加しており、2020 年に 40 万軒を超えた。

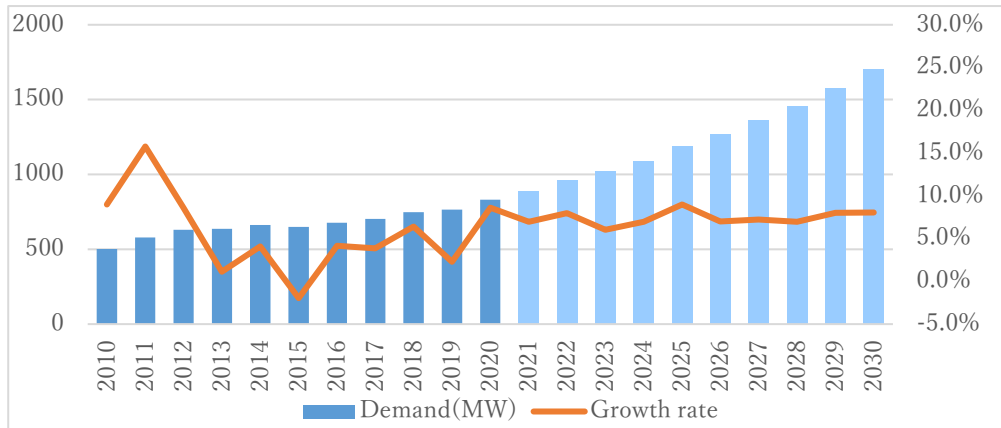


(出典：UBEDN)

図 3-12 過去 5 年間の需要家数の推移

## (4) 需要想定

UBEDN 社管内の最大電力の 2010 年～2020 年の実績と、2030 年までの想定値を示す。2020 年度の最大電力は 831 MW であり、今後 7%前後の高い電力需要の増加を見込んでいる。2030 年には最大需要が 1,600 MW を超えると予想している。

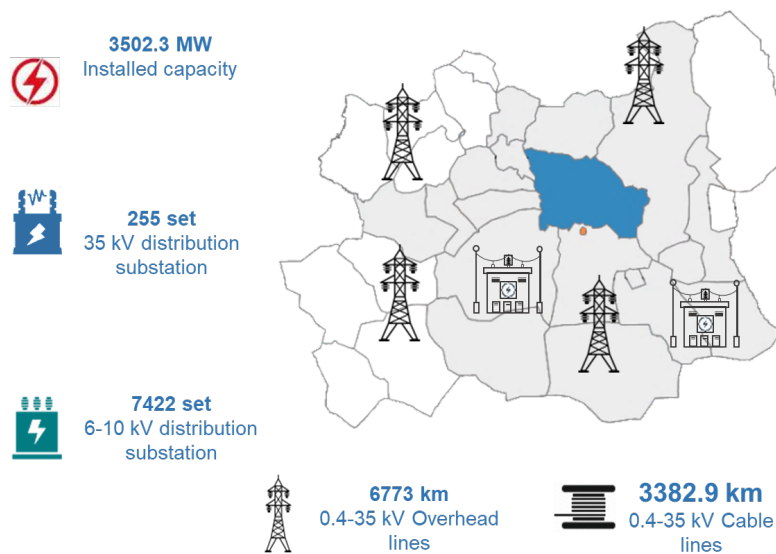


(出典：UBEDN)

図 3-13 UBEDN 管内の電力需要想定

## (5) 設備概要

UBEDN の管轄エリアにおける設備の概要、設備容量の推移を以下に示す。設備の約 3 割が 30 年、約 5 割が 10 年を超えて使用されていることから、老朽化した設備の更新が遅れていることがうかがえる。また、前述のように需要増が堅調であることから設備裕度が減少している可能性が高い。



(出典：UBEDN)

図 3-14 UBEDN の設備概要 (2020 年)



### 3.3.2 設備計画基準

#### (1) 配電系統の構成

UB市内の系統はほとんどが地中系統、郊外のゲル地区は架空系統で構成されている。地中系統は事故時に他系統から電力融通ができるよう、系統連系がとれているが、郊外の架空配電線や地中系統の末端では系統連系のないものもある。

#### (2) 供給信頼度

需要家は重要度に応じて3つのカテゴリーに分類されており、事故復旧時間の順位付けがされている。極寒の冬季における長時間停電により暖を失うことは、人命へ深刻な影響を及ぼすことから、以下のとおり供給信頼度の優先付けがされている。

- カテゴリー1：病院等の超重要需要家
- カテゴリー2：暖房を電熱から供給しているビルやマンションなどの需要家
- カテゴリー3：暖房に薪を利用している需要家

カテゴリー1と2については停電後速やかな復旧が可能なよう本・予備系統（A系B系）による受電が義務づけられている。一方、カテゴリー3については、1系統による受電となっている。

重要需要家はA系統が事故停電となった場合、速やかにB系統に切り替えることができる。この場合系統の稼働率上限は理論上50%である。しかし、実際には50%を超える負荷運用されている配電線も多く、特に需要が増加する冬期については切り替えに苦慮している。

下図は地中系統における需要家の受電方式である。A系統・B系統の2回線受電方式では相互の切り替えが可能となるよう、はしご状に系統が構成される。

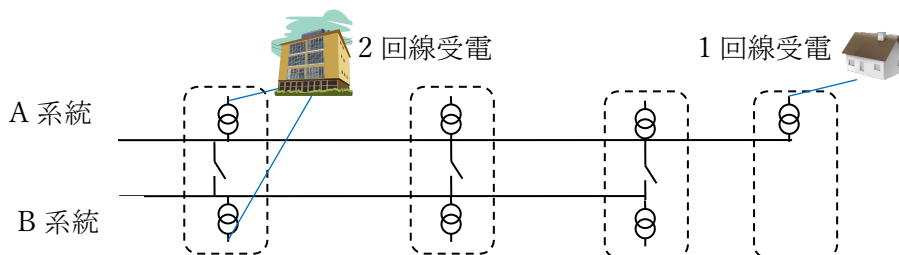


図 3-15 地中系統における需要家の受電方式

#### (3) 各設備の技術基準および標準仕様

設備の規格としては、過去にはロシア国家標準規格に準拠していたが、近年はIECが標準となっている。

仕様上の留意点としては、UB市は標高が約1,300mであり、厳冬期には外気温が $-40^{\circ}\text{C}$ にも達する。電源を喪失した場合、変電所、開閉所および配電塔内も外気温と同等になる恐れがあるため、変圧器、開閉器、リレーやマイクロプロセッサなどの設備は全て標高1,300mおよび $-40^{\circ}\text{C}$ の環境下での動作保証が必要である。

### 3.3.3 各配電設備

#### (1) 配電用変電所

変圧器 1 次側が 110 kV の配電用変電所の例を示す。変電設備は送電会社の所有となっており、送り出しの配電ケーブルの先端からが配電会社の設備となる。ただし、遮断器が送電会社の変電所内に設置されているため、管理は送電会社が行っている。また、運用についても送電会社の職員が、配電会社からの連絡を受けて操作を実施している。



図 3-16 110/10/6 kV 変電所の例

#### (2) 開閉所

開閉所とは、変電所から出た配電用ケーブルを複数の配電線（フィーダ）に分岐する設備である。各フィーダの先頭には遮断器が設置されている。架空配電線路では自動再投入を可、地中配電線路では自動再投入を不可と設定している。



開閉所の外観



開閉所内部の遮断器

図 3-17 開閉所の例

### (3) 配電塔

配電塔は以下の3つのスペースにより構成される。

- ・ 高圧部：断路器もしくは負荷開閉器、高圧ヒューズ
- ・ 変圧器部：10 kV（もしくは6 kV）/380 Vの変圧器
- ・ 低圧部：低圧配電盤、メータ

高圧部のヒューズは変圧器保護用に設置されている。UBEDN で使用している変圧器容量は、400 kVA、630 kVA、800 kVA、1 MVA の4種で、630 kVA が一般的である。配電塔の大半は配電会社ではなく需要家所有であり、更新が難しいなど設備管理上の問題がある。



配電塔の外観



配電等内部の遮断器

図 3-18 配電塔の例

UBEDN では2011年頃より老朽化の著しい配電塔の更新時に、実証試験的に開閉装置にリングメインユニットを適用している。リングメインユニットとは特に欧米で多く採用されている地中系統の開閉装置で、一般的には開閉器、遮断器、変圧器保護用のヒューズ、接地装置などで構成される。機器は回路単位でパッケージ化されており、回路数の増に応じて機器も増設可能な構造になっている。



図 3-19 リングメインユニットが設置された配電塔の例

#### (4) 配電線

古い架空配電設備は木柱を使用しているが、新設時はコンクリート柱が適用されている（下図左）。中圧の地中ケーブルは、道路横断箇所には下図右に示すような管路内に敷設されるが、その他の箇所には直接埋設方式が一般的である。新設ケーブルは架橋ポリエチレン絶縁ケーブル（CVケーブル）が推奨されるが、古い設備の中には油入ケーブル（OFケーブル）が多い。

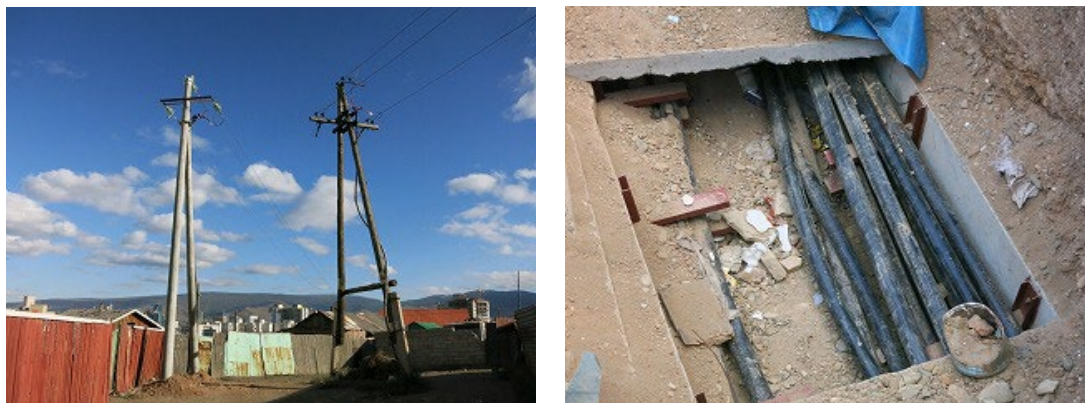
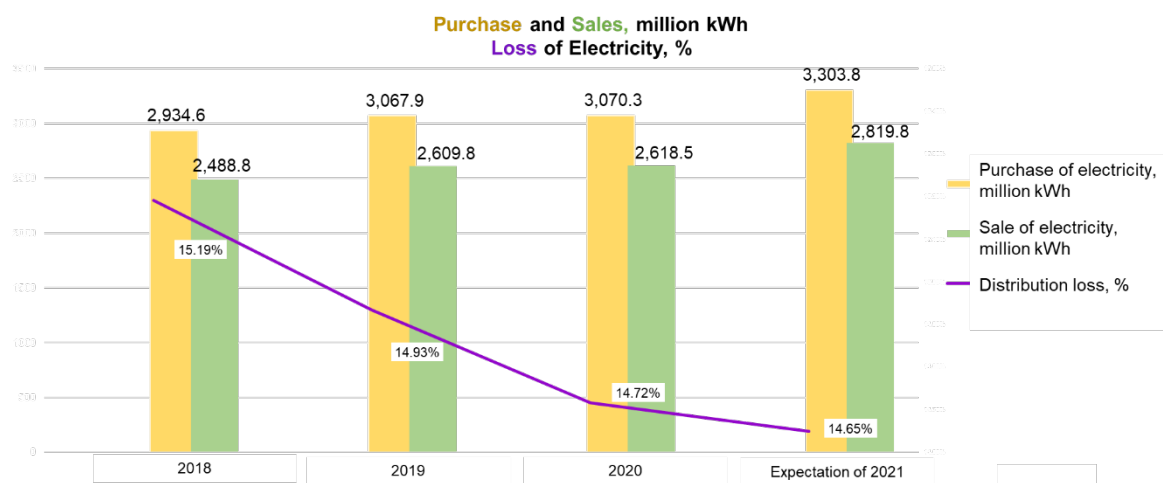


図 3-20 架空配電設備・地中配電線設備の例

#### 3.3.4 配電事業指標

##### (1) 配電ロス

UBEDN の配電ロス率は減少傾向にあるものの、2021 年時点で 14%を超えており、高い水準にある。ウランバートル市内では急増する負荷に対して適切な負荷運用ができていないこと、郊外では需要家が散在し、配電線が長距離延伸されていること等が要因として考えられる。また、UBEDN によると、ノンテクニカルロスが 6%近くあると推定されている。

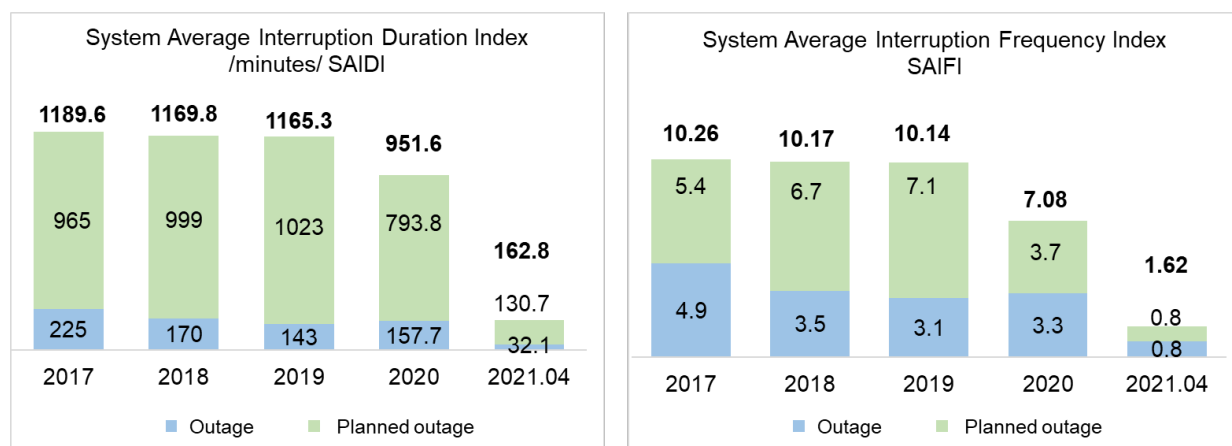


(出典：UBEDN)

図 3-21 UBEDN における配電ロスの推移

## (2) 供給信頼度（停電指標）

2020年の実績値はSAIFI 7.1回、SAIDI 952分である（工事等の計画停電を含む）。2021年のSAIDIが急激に改善しているように見えるが、これは年度途中のデータのためである。UBEDNでは年末に停電が多いので、年間を通すと例年と同程度になるものと予想されている。



(出典：UBEDN)

図 3-22 UBEDN の供給信頼度（停電指標）の推移

## 3.3.5 財務関連

UBEDNの損益計算書を以下に示す。2019年実績、2020年計画とも、収益とコストはほぼイコールになるように設定されている。2020年実績は、販売電力量・収益が微増したが、コストが増加したため最終損益はマイナスに転じた。

表 3-16 UBEDN の損益計算書

№	Specifications	Units	2019	2020(Plan)	2020 performance	Change / physical, personal /	
						Plan to complete by 2020	
						difference	percent
1	Purchased electricity	GWh	3,067.90	3,033.10	3,070.30	37.3	101.20%
2	Electricity for sale	GWh	2,609.80	2,606.90	2,618.50	11.6	100.40%
3	<b>Total income</b>	<b>million</b>	<b>478,583.20</b>	<b>497,791.60</b>	<b>502,953.10</b>	5,161.50	101.00%
	Of which: Sales revenue	million	401,988.30	423,387.00	422,765.30	-621.7	99.90%
	Distribution service fee	million	64,016.70	66,499.50	66,499.50	0	100.00%
	Non-operating income	million	12,578.20	7,905.10	13,688.30	5,783.30	173.20%
4	<b>Total cost</b>	<b>million</b>	<b>478,561.40</b>	<b>497,091.80</b>	<b>513,765.90</b>	16,674.10	103.40%
	Of which: cost	million	394,070.70	416,075.10	422,090.20	6,015.10	101.40%
	Operating expenses	million	74,570.90	73,888.40	77,934.10	4,045.70	105.50%
	Non-operating expenses	million	9,919.80	7,128.30	13,741.60	6,613.30	192.80%
	Of which: Management costs	million	319.90	472.00	460.50	-11.5	97.60%
5	Profit before tax / loss /	million	21.80	699.80	(10,812.80)	-11,512.60	-1545.10%
	Income tax expense	million	641.10	699.80	528.90	-170.9	75.60%
	<b>Net profit / loss /</b>	<b>million</b>	<b>(619.30)</b>		<b>(11,341.70)</b>	-11,341.70	
6	<b>Total receivables</b>	<b>million</b>	<b>35,904.50</b>	<b>41,281.80</b>	<b>59,717.90</b>	18,436.10	144.70%
	Of which: Electricity receivables	million	30,855.30	28,160.00	38,089.40	9,929.40	135.30%
7	<b>Total liabilities</b>	<b>million</b>	<b>87,461.60</b>	<b>92,610.30</b>	<b>118,672.60</b>	26,062.30	128.10%
	Of which: Short-term payables	million	33,909.40	30,000.00	58,383.00	28,383.00	194.60%
	Long-term liabilities	million	53,552.10	62,610.30	60,289.50	-2,320.80	96.30%
8	Investment, overhaul, etc.	million	10,933.60	11,163.10	8,921.60	-2,241.50	79.90%
9	Total number of employees	people	1,920.00	1,920.00	1,920.00	0	100.00%

(出典：UBEDN アニュアルレポートより)

### 3.4 ウランバートル第4火力発電所

#### 3.4.1 設備概要

ウランバートル第4火力発電所（CHP4）は、1983年に運用開始した発電所で「モ」国の中で最大の出力（合計753 MW）を保有する。



（出典：JICA ホームページ）

図 3-23 発電所外観

CHP4は、8機のボイラ、7機の蒸気タービン設備および発電機を有している。また、それぞれの設備概要は、ボイラ1機の蒸発量は420 t/hで、蒸気条件は蒸気圧力140 kgf/cm<sup>2</sup>、蒸気温度560℃である。

蒸気タービン1機当たりの発電量は、80 MW、100 MW、123 MWから構成され、蒸気条件は蒸気圧力130 kgf/cm<sup>2</sup>、蒸気温度535℃。また、発電機による発電量は80 MWと100 MW構成されている。

CHP4は、2020年にボイラを1ユニット追加、発電容量、熱生成能力とも向上した。8機あるボイラから発生した蒸気は共通母管を介して7機ある蒸気タービン・発電機に送られる。

表 3-17 発電所年間運転実績

Specifications	units	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Boiler	number	7	7	7	7	7	7	7	7	7	8	8
Turbine	number	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7
Electrical maximum load	MW	582	568	580	588	600	670	640	640	670	640	753
Boiler load	tn / h	393	382	410	414	405	441	440	440	440	400	445
Thermal load	Gcal / h	518	662	593	679	580	573	623	650	694	727	790

（出典：Energy Production, CHP 4 Presentation）



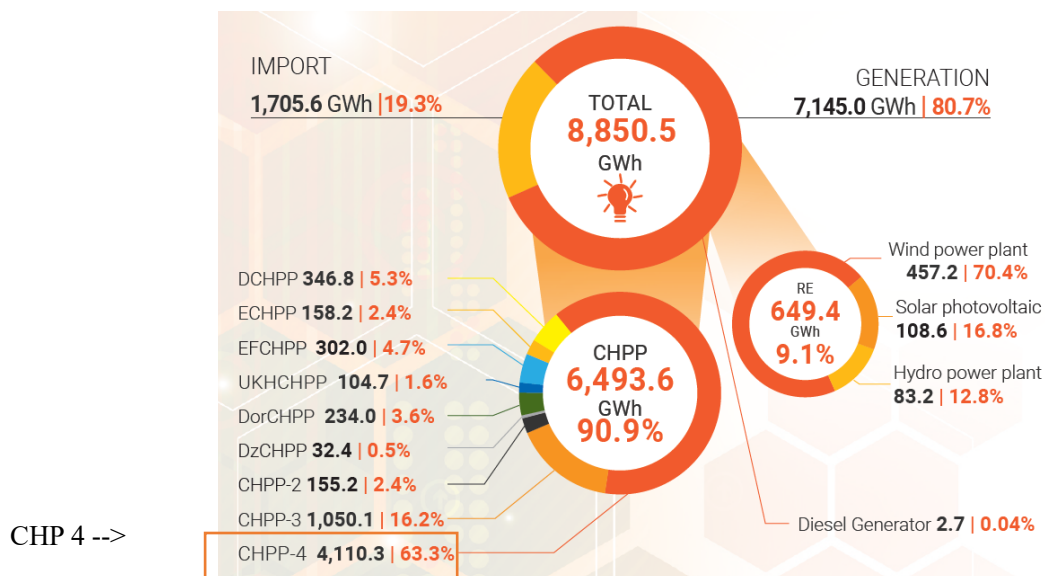
(出典: 調査団)

図 3-24 増容量プロジェクトの運転開始状況 (2021 年 12 月 4 日)

### 3.4.2 運転実績

#### (1) 発電実績

CHP4 は「モ」国最大の発電所で、以下に示すとおり、2020 年の発電量実績で国内需要の 63.3% を供給している。



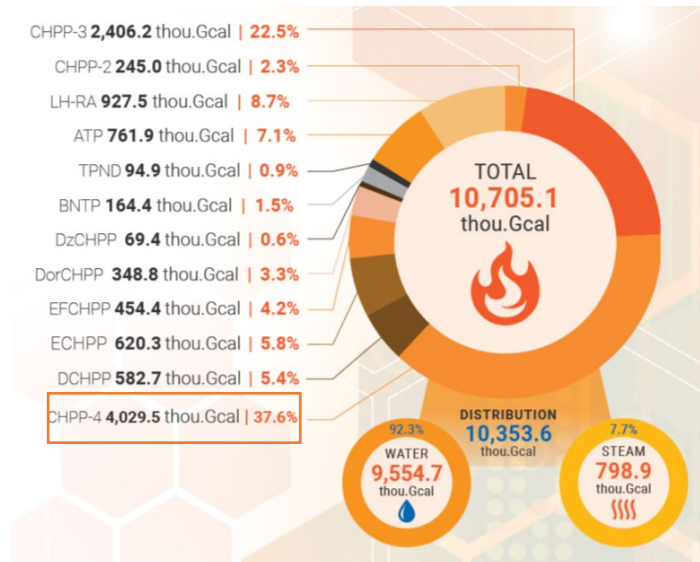
(出典: Statistics on Energy Performance, 2020)

図 3-25 2020 年の発電量実績

## (2) 熱供給実績

以下に示す通り、「モ」国の全熱供給量 10,705.1 thou.Gcal のうち 37.6 % を CHP 4 が供給している。

CHP 4 -->

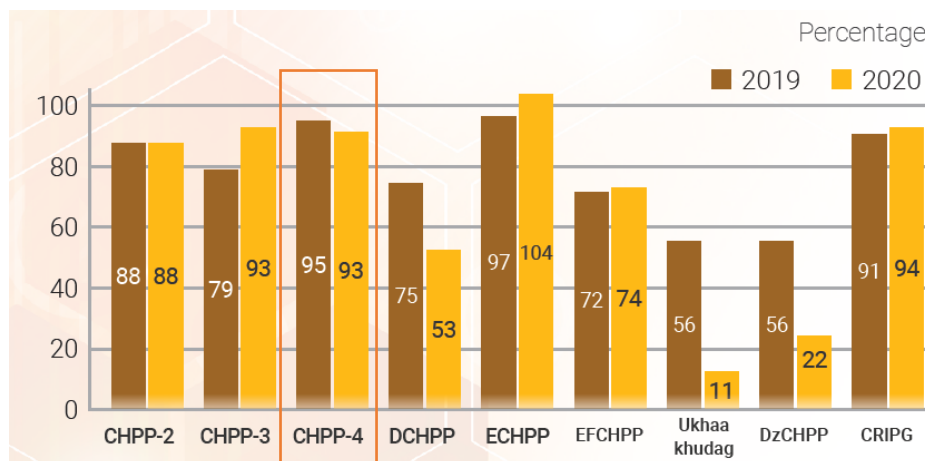


(出典：Statistics on Energy Performance, 2020)

図 3-26 2020 年の熱供給実績

## (3) 年間利用率

「モ」国内の主な CHP の年間利用率の比較を 2019 年と 2020 年で比較を示す。CHP 4 は、2019 年 95 %、2020 年 93 % とほぼ年間を通して稼働している。



(出典：Statistics on Energy Performance, 2020)

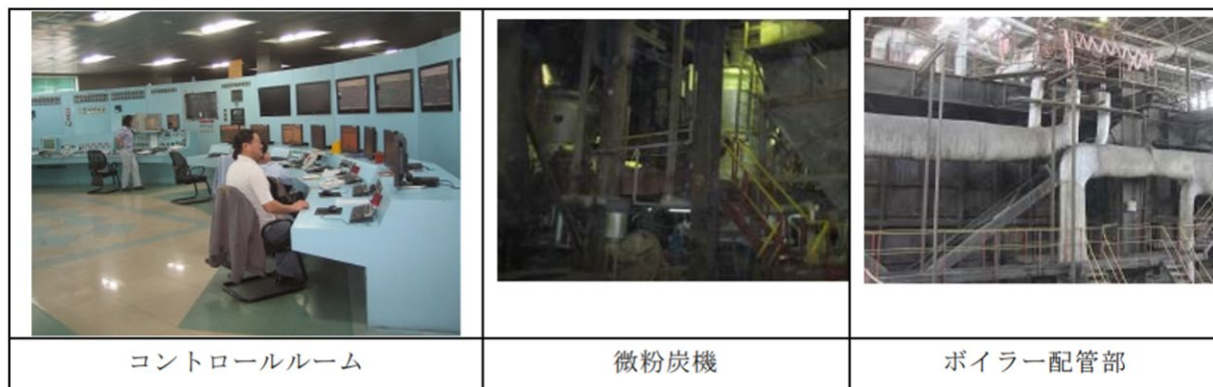
図 3-27 主な CHP の年間利用率比較



### 3.4.3 効率化への取り組み

#### (1) 円借款による支援

CHP4については、1995年、2001年に円借款契約を結んで改修事業を支援してきた。自動制御システム、直接燃焼方式の導入など、設備信頼性ならびに燃焼効率向上、および、スーツプロアの追設など、大気汚染物質排出削減による環境負荷軽減を図った。



(出典：ウランバートル第4火力発電所改修事業 事後評価報告書 2010)

図 3-28 円借款事業の状況

#### (2) 至近の円借款事業

2013年に円借款契約が結ばれた、「ウランバートル第4火力発電所効率化事業」は2020年6月に完了している（事業結果は公開されていない）。当事業では、1) タービン調速機・制御システムの更新、2) 煤吹機（スーツプロア）設置、3) 微粉炭機ローラの更新などを実施した。



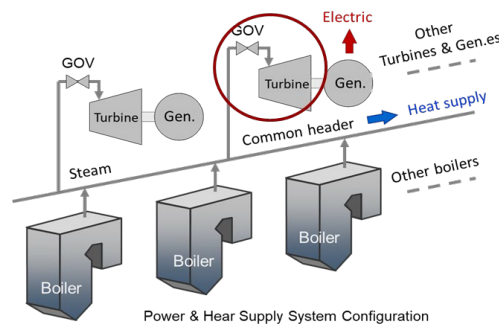
(出典：調査団)

図 3-29 ボイラ制御システムの更新状況

### (3) その他更新・改修事業

CHP 4 によれば、至近の更新・改修工事は以下の3つに取り組んできている

- ・ 123 MW new installation project of turbine Unit No. 7 in 2016
- ・ Turbine upgrading for No. 1 and No. 4 in 2019
- ・ Renovation of turbine No. 2 and No. 3 in 2020



(出典：調査団)

図 3-30 タービンの改修事業（イメージ）

## 3.5 熱供給事業

### 3.5.1 熱供給概論

#### (1) 熱供給システムの概要

「モ」国におけるの熱供給システムは、以下の3つのシステムに大別される。

- 発電所から熱供給を受けて広域に熱供給を行う広域セントラルヒーティングシステム
- HOB から熱を比較的小さな地域や集合住宅、学校等に供給する HOB 熱供給システム
- 戸建て住宅用の個別住宅熱供給システム

#### (2) 広域セントラルヒーティングシステム

広域セントラルヒーティングシステムは UB 市、そのほか火力発電所のあるダルハンやエルデネット等で採用されている。本システムは、発電所と熱交換所、需要家から構成され、おおむね以下の流れで運営されている。

- 発電所と熱交換所の間は、一次系統と呼び、一次系統は、発電所で高温水を作り、市内に設置されている複数の熱交換所へ供給され、熱交換器で熱を失ってから発電所に戻ってくる。
- 熱交換所から需要家までは、暖房用二次系統と給湯用二次系統に大別される。

- 暖房用二次系統は、暖房用の温水が熱交換所で発生し、需要家へ供給され需要家の熱交換器で熱を失って戻ってくる。
- 給湯用二次系統は、給湯用の温水を熱交換所で生成し、需要家へ供給する。
- 供給される温水は、炊事や浴用シャワー等でほとんど消費されてしまうため、上水道の配管が接続されて水が補給される仕組みとなっている。

### (3) HOB 熱供給システム

HOB 熱供給システムは広域セントラルヒーティングシステムがある都市部でも、そのシステムが届いていない地域や火力発電所がない地方で多く採用されている。HOB 熱供給システムは広域セントラルヒーティングシステムの小規模なもので、ボイラ及びポンプを収納した建屋内で温水を作り、周辺の集合住宅や学校等に送水するもので、主な燃料は石炭となっている。

燃料として石炭が使用されているが、2018年大気法第16.1.5条に基づき2019年5月以降からは原則、生炭使用が制限されることとなっており、今後は石炭のブリケット化やガス化等への代替が進むと想定される。

### (4) 戸建て住宅用の個別住宅熱供給システム

広域セントラルヒーティングシステムや HOB 熱供給システムが届いていない都市周辺や発電所のない地方で採用される。主に住宅向けに、燃料を燃やすストーブ暖房や電熱ヒーターで賄われている。

集合住宅の場合、小型の HOB を利用して温水を作り建物全体に供給する場合もある。

## 3.5.2 ウランバートルにおける熱供給実施体制

### (1) 熱供給システム形成に関する基本的な考え方

UB 市内においては、地域ごとに以下のとおり、熱生成・供給がなされている。

- 大規模な熱を生成している、第2、第3、第4の各火力発電所とアムガラン熱供給設備からパイプラインが届く範囲は広域セントラルヒーティングが主な熱供給主体となる。UB 市全体の熱供給構成では、第4火力発電所が全体の6割以上を占めており、非常に重要な熱源となっている。
- 市内中心部やアパート居住区など熱需要が高密度に存在し、広域セントラルヒーティングで供給できない地域は、地域ごとに熱供給を行う HOB 熱供給システムで供給を行う。
- 市内中心部から離れたゲル地域については、小型 HOB やストーブにより暖房を取っている。

大規模な熱供給事業者は、熱の発生、熱の伝達、配熱等の役割毎に公的企業が設立されている。以下、広域セントラルヒーティングシステムにおける実施体制について記載する。

## (2) 発電・熱生成会社

UB 市には主要な設備としては、4 つの熱電併給火力発電所（第2、第3、第4火力、アムガラン）等があり、敷地境界内で排熱を回収するほか、温水生成設備を所有し、その設備の管理、運転を行っている。アムガラン熱供給設備は2015年9月に運開した熱供給設備でUB市内バヤンザルク地区に位置し、温水供給のみを行っている。

これらの設備で生成された温水は、外部に送水されて熱交換所で熱交換され、再度、熱交換器により温められて再び市内へ送り出され循環する。

## (3) ウランバートル地域配熱供給会社（Ulaanbaatar District Heating Company : UBDH）

UB 市の広域セントラルヒーティングシステムの温水は4つの発電所等から熱搬送ネットワークを通じて市内に供給される。熱搬送管は保温された架空配管と埋設配管で構成される。

UB 市の熱搬送ネットワーク会社は、UBDH の1社だけある。同社は、発電所等の敷地境界外の配管から熱交換所までの配管を所有し、その管理、運転を行う。熱交換所内の設備は、UBDH が所有する場合と、そのままバルクで購入する会社に販売し、同社が管理しているケースもある。住宅用の場合は通常 UBDH が熱交換所を含めた末端供給までを行う。

## (4) バルク購入会社

集合住宅や集合ビルに熱供給するサービス会社があり、UBDH の熱交換所から先の最終需要家の建物入口までの配管を所有しているケースもある。管理、運転は傘下の会社が設備の管理、運転の委託を受け、需要家に温水の供給を行う。

## (5) 需要家への熱供給

熱搬送ネットワーク上に熱交換所があり、熱交換した二次側温水が各建物に供給される。なお、秋から冬、冬から春への季節の移行期には、発電所等からの温水を熱交換所にある熱交換器を通さずに直接需要家へ供給することで、二次側システムのポンプのエネルギー削減を行っている。

二次側温水は分岐管となって各建物の地下にある流量調整器で建物内の各住戸へ供給される。最近では、ここにメータを設置し、消費したエネルギー量に応じた課金をすることで、省エネを促すシステムも導入されている。メータによる課金を選択する場合は、メータの取り付けを需要家側が負担する。

### 3.5.3 HOB 熱供給システムの事例

#### (1) HOB の概要

UB 市内に約200か所の中型HOB（500kW程度）、1,000か所の小型HOBが設置されており、ゲル地域で使用されているのは、家庭用ボイラと個別住宅熱供給システムとなっている。

#### (2) HOB 導入事例

UB 市内にある、HOB 熱供給サイトを訪問した。第65学校と第81保育園（合計面積：29,000

m2) に熱供給をしているボイラで、過去に JICA が支援するプロジェクトの対象地となったこともある。サイト訪問での聞き取りでは、以下の回答があった。

- ボイラから流れる熱量を測るメーターがあるが、毎日の記録はとっていない。
- 日本企業の機器を導入したことで、改良前はピーク時に 1 日に 5.6 トンの石炭を消費していたが、3.2 トンにまで抑えることができた。
- 冬季にはボイラは需要にかかわらず終日稼働させている。いったん止めると配管が凍結して稼働できなくなるためである。



熱供給施設



貯炭場



流量計



ボイラー

(出典：調査団)

図 3-31 設備概要写真

### 3.5.4 熱供給ロスの削減

#### (1) 配管の断熱補強

「モ」国のような地域暖房用に温水を市内に配管を通じて供給している場合、一定程度の「送熱ロス」が避けられない。特に冬季には、気温が $-30^{\circ}\text{C}$ 程度まで冷えるため、配管内の温水と外気温の差が大きくなると送熱ロスも大きくなる。また温水配管については、熱によるストレスで耐用年数も短いものとなりやすい。

熱搬送ネットワークに使用される架空配管については、保温材が巻かれているが、経年劣化により、多くの箇所では剥離しており、この露出部分がロスの原因となっている。また埋設配管についても保温材が巻かれているが、点検用マンホール内では保温材のない箇所がいくつかあり、同様に露出した地中埋設配管がロスの原因となっている。配管の経年劣化も進んでいる。配管の断熱補強を行うことは熱供給ロスの低減につながる。



保温劣化が進んだ温水配管



保温補修中の架空配管

(出典：調査団)

**図 3-32 熱搬送システムにおける保温材の状況**

## (2) 需要家におけるメータ課金

公共設備による熱料金の支払い料金は、前述のとおり ERC で料金が規定されている。料金体系は、主要都市毎に異なり、需要家の3つの選択制による。住居用 (MNT/m<sup>2</sup>)、産業用 (MNT/m<sup>3</sup>) と使用する面積や空間による料金、居住する人数/月、メータによる料金 (住居用、産業用) となっている。

メータを取り付けない場合は、スペースに応じた固定料金で課金されるため、省エネ意識が働かなくなる可能性があるため、メータにより課金を拡大していくことはエネルギー効率化に寄与する可能性がある。

## 3.6 ヒートポンプ利用の熱供給設備

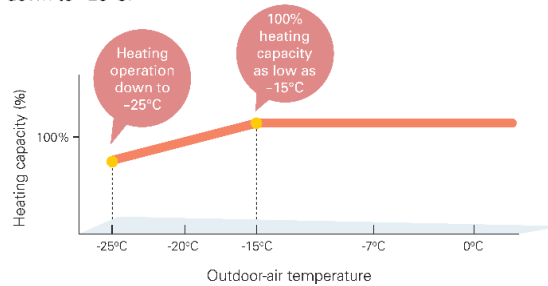
### 3.6.1 ヒートポンプのしくみ

#### (1) 概論

ヒートポンプは、主に温熱、冷熱を生成するための機器として古くから開発、利用されてきている。しかしながら、暖房もしくは温水生成のための熱生成におけるヒートポンプは、外気温が低くなるほど室外機の熱交換効率が低下するため、システムとしての効率が低下する。

日本メーカーが海外で販売している暖房もしくは温水生成用のヒートポンプの効率は、右記のとおり、-15℃から効率が低下し、-25℃までしか表示がない。

Mitsubishi Electric's powerful compressor and highly cold-resistant parts enable the heat pump to provide 100% or more heating capacity even at  $-15^{\circ}\text{C}$ , and also the heating operation is guaranteed down to  $-25^{\circ}\text{C}$ .



(出典：Mitsubishi Electric)

図 3-33 ヒートポンプの寒冷地での効率低下

日本国内では北海道が最も寒い地域にあたるが、空調や給湯器メーカーは概ね $-20^{\circ}\text{C}$ ～ $-25^{\circ}\text{C}$ しかその利用範囲を表示していない。一般に寒冷地に適用するには内部に電気ヒータを設置して予熱して活用することになるが、 $-25^{\circ}\text{C}$ 以下でも活用できるヒートポンプは開発可能であっても、その販売ポテンシャルが大きくない限りは生産・販売するメーカーは少ないとみられる。

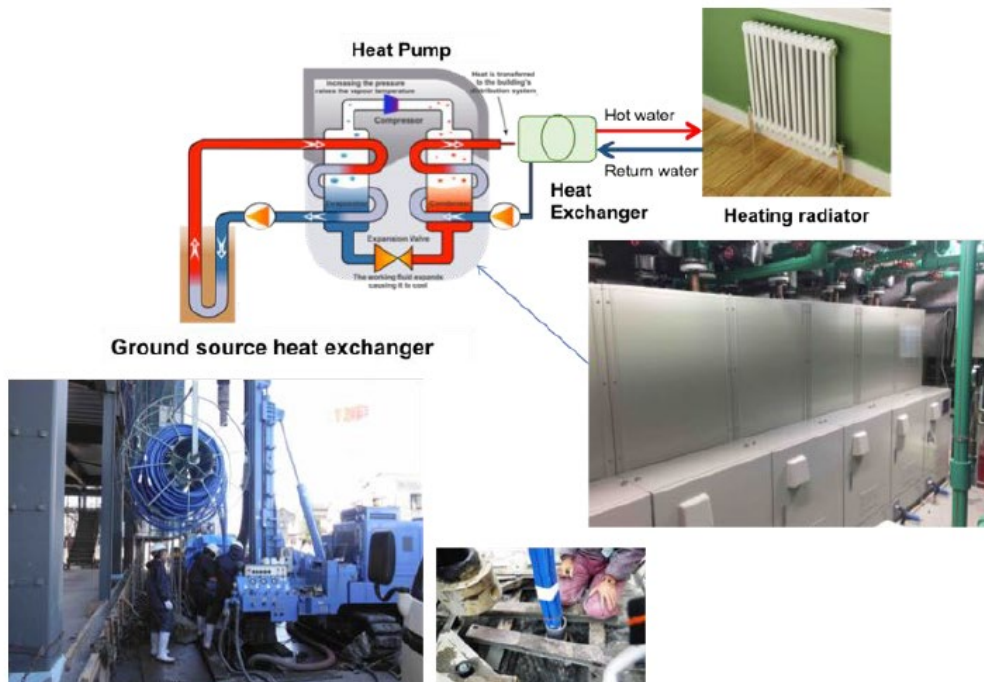
## (2) 「モ」国におけるヒートポンプ利用

一部オフィスでは、冷房用をメインとしたヒートポンプ空調が導入されているが、極寒期での暖房には使用できないため、最終的には外部からの温水供給システムを使用している。

一年中ヒートポンプを活用できるよう「モ」国では地中熱ヒートポンプを適用した事例がある。地中熱ヒートポンプは、冷媒の熱交換を外気ではなく地中熱に求めるシステムで、室外機が存在しないかわりに、地中熱交換器を地中に設置することになる。この地中熱ヒートポンプは、中国、アメリカ、スウェーデン、ドイツ、スイス、フィンランド等で多く設置されている。

## (3) 地中熱ヒートポンプの基本構成

一次側システム（地中熱源側）、熱源機器（ヒートポンプと周辺機器）、二次側システム（建物暖冷房等）の三つの部位から構成される。



(出典：JICA モンゴル国地中熱ヒートポンプ導入調査報告書 2018年)

図 3-34 地中熱ヒートポンプシステム図

○ 一次側システム（地中熱交換器）

ボアホール方式とエネルギーパイプ（基礎杭）方式があり、前者は直径 125～137mm 程度、深さ数十～百数十 m 程度の掘削孔（ボアホール）に同軸パイプや U 字状チューブを挿入して熱交換器とする。後者は、建物の基礎杭構築時にチューブを設置して基礎杭そのものを地中熱交換器とする方法である。

○ 熱源機器

一次側、二次側それぞれに循環ポンプと膨張タンクで構成される。循環ポンプは熱交換器の中を満たす水（不凍液）を循環させヒートポンプに送るためのポンプである。膨張タンクは循環する水（不凍液）が高温になった場合、膨張し体積が増えた水（不凍液）が配管システムに圧力による影響を取り除くために設置する。

○ 二次側システム

システム全体の高い効率を望む場合は、建物側の基本的な熱性能を高めて熱負荷を小さくすることが必要となるが、一般的に暖房用としてラジエーターユニットが採用されている。

(4) 地中熱ヒートポンプの長所と短所

地中熱ヒートポンプの長所と短所を以下に示す。システムの信頼性は高いが、地中配管を含む土木工事を含むためコストが高い。



表 3-18 地中熱ヒートポンプの長所

	項目	説明
(1)	建設サイトの自由度	基本的に地面を有していればどこでも利用可能である。但し、地下水位以下（または岩盤）での利用が原則。また、ボアホールとボアホールの間隔は4m以上確保するのが望ましい。
(2)	高効率なヒートポンプの利用	年間を通して一定温度の地盤の熱源を利用するため空気方式に比べ高効率が期待できる。格子状埋設ボアホールシステムでは大きな熱容量で夏期の冷房排熱を冬期の暖房に、暖房採熱時の冷熱を夏期にと、季節間の蓄熱効果による効率増大が期待できる。また、地下水流れがあれば、熱源としてより大きな採放熱量を期待できる。
(3)	コンパクト性	水熱源ヒートポンプであるので小型・高性能化に向いている。運転音も小さい。空気熱源のようなデフロスト運転が不要である。
(4)	環境親和性	外部への騒音がない。冷房排熱を空气中に排出せず、地中に放熱するためヒートアイランド現象緩和効果に貢献する。空気熱源機の室外機のように風雨にさらされるものがないため長寿命である。
(5)	長寿命、高信頼度	地中熱交換器は水循環方式でU字状チューブの場合には、高密度ポリエチレン管を使用するため、60年以上の耐用年数がある。また、機械的接合がないため、地震にも強い。ヒートポンプ自体は密閉サイクルであるため一般的に燃焼機器よりかなり寿命が長く、故障も少ない。

表 3-19 地中熱ヒートポンプの短所

	項目	説明
(1)	地中熱交換器の設置・建設コスト	一般的には寒冷地では小規模建物には、暖房用で100m前後の長さが必要であり、ボアホール設置コストが高額になりやすい。水平型の場合、建物延べ床面積に相当する土地面積を確保する必要がある。
(2)	ヒートポンプ機種限定	ヒートポンプユニットのメーカー供給に関して、メーカー規模が小さく、適切なメンテナンスを受けられるメーカーは限られている。
(3)	適切な不凍液等の利用	安全性の高い不凍液としてプロピレングリコール系不凍液の使用が望ましい。しかし、プロピレングリコールは低温で粘性が大きくなり、循環量の減少や熱伝導率の低下によりヒートポンプの効率が低下する問題がある。スウェーデンでは主にエタノール水溶液が不凍液に用いられている。配管には耐腐食に対して信頼性の高い樹脂管の使用と埋設部分は融着による接続が望ましい。
(4)	高度な計画・設計スキルが必要	自然の地中温度は一定であるが、地中の熱移動は主に熱伝導によるため、採熱、放熱により熱交換器周辺地中温度は採放熱量に応じて低下・上昇し、これに応じてヒートポンプの熱源側温度も大幅に変化する。したがって、これらの温度変化を予測してコストバランスのとれた高効率な計画、設計をするには高い技術と知識が必要となる。

### 3.6.2 地中熱ヒートポンプシステム導入事例

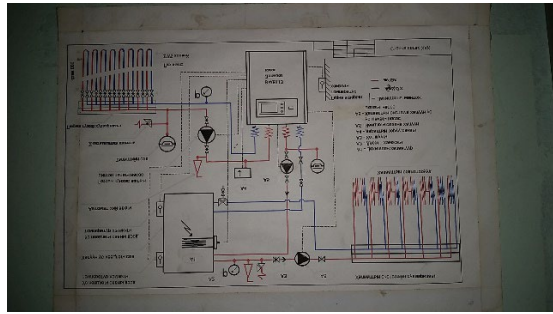
#### (1) 設備概要

地域暖房ネットワークに接続していない地域において、比較的小規模な幼稚園、学校等では、欧州からの技術導入で地中熱ヒートポンプシステムを採用している個所もある。以下に示す地中熱ヒートポンプシステムの設置サイトを訪問した。

(設備概要)	延べ床面積	149 m <sup>2</sup>
	地中熱ヒートポンプシステム	クローズドループヘッダー方式
	ボアホール	100m U字状チューブ 8本
	ヒートポンプシステム	17.5 kW
	VIESMANN 社製 (ドイツ)	2009年導入



第81保育園の支部保育園



地中熱ヒートポンプシステム図

(出典：調査団)

**図 3-35 地中熱ヒートポンプを導入した保育園**

## (2) 運転概況

第81保育園の支部保育園の関係者から以下の通り運転概況をヒアリングした。

- 保育園の暖房はヒートポンプのみでまかなっている。ストーブなどは使っていない。
- ヒートポンプは2009年に導入、今年で12年目。ドイツのウィスマンというメーカーのもの。
- 室内に設置されている熱交換機から排出される空気は40℃程度。
- タンクは約60℃に設定されており、容量は750リットル。
- 温度は自動調整されるようになっており、部屋の温度が下がったらヒートポンプが動く。従って、暖かくなってくると止まっている時間帯が多くなる。
- これまで一度も故障などで止まったことはない。
- 地中熱を活用したヒートポンプ温水器で、地中100mまで地中熱を吸収するためのパイプを8本設置。熱供給のアウトプットは17kW相当。COPはおよそ3倍。

### 3.6.3 今後の普及見込み

「モ」国では地中熱ヒートポンプシステムについては、地盤情報データベースの整備が遅れているため、欧米や中国に比してまだ導入例が少ない。このため、データの蓄積が必要である。

こうした技術的な問題以外に「モ」国で地中熱利用の普及が進んでいない理由に、すでに都市部についてはセントラルヒーティングシステムがあり、あえて地中熱を利用する必要がなかったことがあげられる。

地中熱ヒートポンプシステムのCOPが3だとしても、石炭火力発電から送電されてくる場合には、CO<sub>2</sub>削減という観点ではあまり貢献できない。タンクに温水を貯蔵できるため、再エネによる発電力が余剰となる夜間にプログラム運転して温水を生成することができれば、石炭由来の熱利用を削減することは可能であるが、「モ」国の環境に適した蓄熱システムを開発する必要があることから、コストを考慮すると至近で普及拡大する見込みは低いと推察される。

まずは「モ」国に適した再エネを最大限活用可能なシステムの開発が望まれる。

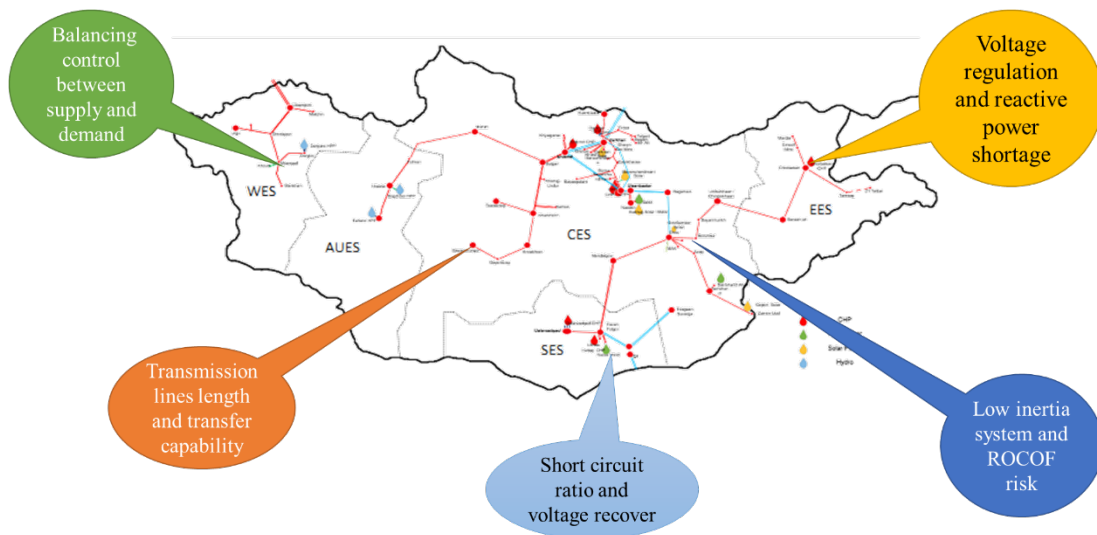
## 第 4 章 再エネ導入における課題分析

### 4.1 再エネ導入における課題認識

#### 4.1.1 系統における課題

##### (1) NDC による課題認識

NDC によれば、「モ」国の送電系統における再エネ導入における課題は 5 点（慣性力が小さい、電圧調整が困難、送電容量が不足、短絡電流比が小さい、需給のバランスが取れていない箇所がある）あり、特に太陽光電源が 220 kV 長距離送電線の末端である南部地域に集中し、系統運用が難しい状況となっている。



(出典：NDC)

図 4-1 「モ」国全国系統と再エネ導入における課題の発生箇所

##### (2) 調査団による課題認識の整理

上記の NDC が認識する課題に対して、調査団がヒアリングを行った結果も踏まえ、想定する課題と技術支援案の連関図を作成した。



(出典：調査団)

図 4-2 「モ」国の送電系統における再エネに関する課題想定と顕在化する問題事象の連関図

表 4-1 再エネ導入課題に対する対策案と実施状況（系統）

主な課題	主な実施機関	対策案	実施状況	技術支援案
①拡大する系統に対応したNDCのSCADA/EMS機能が不足	NDC	NDCのSCADA/EMSを更新または増強する。	NDCは新しい給電所を建設する計画を保有しているが、それを実装するにはサポートが必要。SCADA/EMSのアップグレードに関する調査は、ADBの技術支援を受けて進行中。	検討するには、ADBの技術支援の成果を踏まえる必要があるが、同調査は完了していない。
②発電所からのオンラインデータ収集が不足	NDC, NPTG, Power Plants	現在主要個所に設置されているWAMSを他の必要箇所に設置する。	ADBの技術支援を受けて、光ファイバーインフラストラクチャを改善および拡張し、WAMSシステムを拡張するための調査が進行中。拡張は、調査の結果に基づいて行われる予定。	検討するには、ADBの技術支援の成果を踏まえる必要があるが、同調査は完了していない。
③設備の予防保全計画が不十分	NPTG	予防保全計画能力を向上させる。	指標等を活用した革新的な予防保全計画を期待。	指標等を活用した革新的な予防保全計画の策定・実施能力向上支援。
④予防保全計画のための技術者・ツールが不足	NPTG	必要な診断設備の整備を支援する。	変圧器分析器の購入の検討と、適切な診断ツールの使用方法を検討中。	必要な各種診断ツールの吟味、価格調査および診断能力向上支援。
⑤NDCから周波数調整を行う機能がない	NDC, Power Plants	NDCのSCADA/EMSにLFC機能を具備するとともに、主要発電所にNDCから自動制御できる機能を具備する。	NDCは周波数調整ができるような手続きを開発したいと考えている。	周波数調整を行うための手続きの必要性検討を含む、給電指令能力の向上。
⑥系統安定度・電圧安定性などを考慮した電源・送電系統開発計画が不十分	NDC, NPTG	NDCが系統解析ツールを活用し系統開発計画を担える技術者を育成する。	RTDSには、制御およびリレー保護を含む幅広いシミュレーション機能があり、再エネによって引き起こされるシステムの不安定性を予測することでリスクが軽減される。	「モ」国の系統を模擬できるRTDSの機材購入およびその使用に関する研修。
⑦保護リレー計画・整定の技術者が不足	NPTG	設備更新に基づきリレーを適切に設定できる能力を向上させる。	リレーのファインチューニング、計算、データプロセス技術、ネットワークセキュリティ技術を検討中。	リレーのファインチューニング、計算、データプロセス技術、ネットワークセキュリティ技術の能力向上支援。
⑧設備新設・更新が追い付かない、送電容量の不足の地点がある	NDC, NPTG	国際連系線も含めた設備容量の向上、長距離送電線の建設など。	統合システムの信頼性の高い運用を確保しつつ、再エネを増やすために、SCADAをアップグレードし、光ファイバー網を拡張する必要がある。そのための調査が実施されている。	RTDSによる系統運用のためのシミュレーション、系統計画支援ツールを活用した中長期の系統計画能力の向上。
⑨自国で周波数調整できる能力が乏しい	NDC, Power Plants	調整力の高い水力発電所、主要な発電設備に周波数調整能力を具備する。	統合システムの周波数調整と容量を改善するためのエルデネブレ水力発電所建設事業が進行中（90 MW）。ロシアと中国との送電容量を増やすことも想定。	系統計画支援ツールを活用して周波数能力を具備できた場合の再エネ導入効果を検証。
⑩VREによる発電電力の変動が大きい	NDC	VRE発電量の変動による影響を予測する機能を導入する。	システムの安定性を向上させるために、RTDSを使用してモデルを開発し、電圧変動予測と取るべき系統運用手法の研究を行う。	RTDSの活用により電圧の変動予測と対策の検討能力の向上。
⑪電圧調整設備・能力が不十分	NDC, NPTG	適切な計画に基づいて電圧調整設備を設置する。	長距離送電線末端部にSVC/STATCOM設置を進めている。さらなる設置に関する調査が進行中。	系統計画支援ツールの活用により設置の是非を検討する能力を向上させる。
⑫既存のグリッドコード・技術要件に合わない運用制約が発生する可能性	NDC	実態に応じた適切な連系線運用ルール・技術要件を確立し、給電指令能力を向上させる。	VREの発電量が急激に増えるとUB第4火力で調整しきれず、電話でVRE事業者に出力抑制を依頼。さもなければロシアに無料で引き取ってもらうことになる。	再エネ発電予測を精緻に行い、火力発電所の調整能力確保（最低負荷の低減、負荷変化率の高速化など）。

### (3) 新中央給電所の更新ニーズ

NDC には、再エネ導入の管理にあたって、その中心的な役割を担ってきた中央給電所の更新について計画を有している。

「モ」国の増大する電力需要に対応し電力系統は拡大する一方、中央給電指令所の SCADA（シーメンス社製、2005 年導入）は 38 発電所の監視機能しか有せず、AGC による発電制御機能も有していない。そのため、制御機能を含めた SCADA/EMS（Energy Management System）の導入を計画している。一方で現在の中央給電指令所には、十分な物理的スペースがなく、系統の増強に伴う最新の系統情報がシステム内に収まらず、今後再エネが各地に導入される場合の制御・管理が難しくなる可能性をはらむ。また、建物自体の老朽化により地震等のアクシデントが起きた場合に被害が生じる可能性が、現地建物診断コンサルタントから指摘されている。

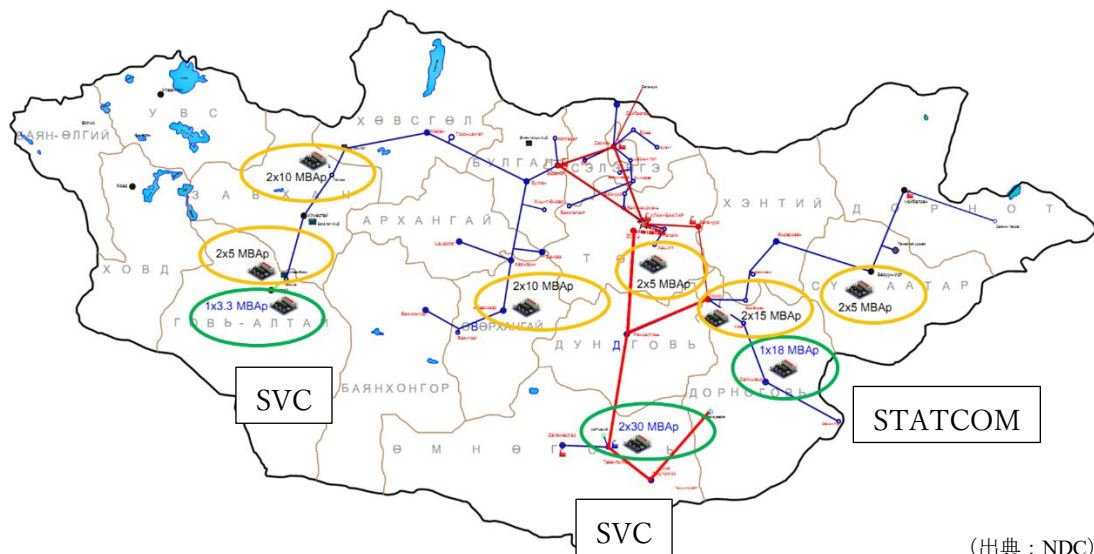
### (4) 系統安定化技術のニーズ

NDC は、再エネ導入拡大に備え、FACTS（Flexible AC Transmission System、パワーエレクトロニクス技術を用いて、交流送電系統の系統安定化と送電容量の増大、潮流制御を図る装置の総称）の導入を急いでおり、電圧調相設備や同期調相機などを検討している。

NDC の想定する FACTS は以下の設備が含まれる。

- SVC
- STATCOM
- Series Compensator
- Power flow Controller
- Thyristor Controlled Series Compensation
- Short Circuit Current Limiter

以下に示す通り、すでに SVC を 2 台、STATCOM を 1 台導入済み（下図緑枠）。黄色枠の位置に 6 台の STATCOM を検討中。



(出典：NDC)

図 4-3 系統安定化設備の設置状況と計画

FACTS 導入にあたって、NDC は、現在、他国に委託している RTDS (Real Time Digital Simulator) による系統解析・事象分析と WAMS (Wide Area Monitoring System) による実データの収集・分析を、自前で実施すべく職員の能力向上を必要としている。WAMS は 2019 年から導入され、SCADA システムより精細なデータが得られるため系統現象の解析に利するとされており、今後再エネ地点を含め導入拡大を計画している。WAMS の拡張計画については ADB の支援にて調査中 (2021 年 10 月時点)。

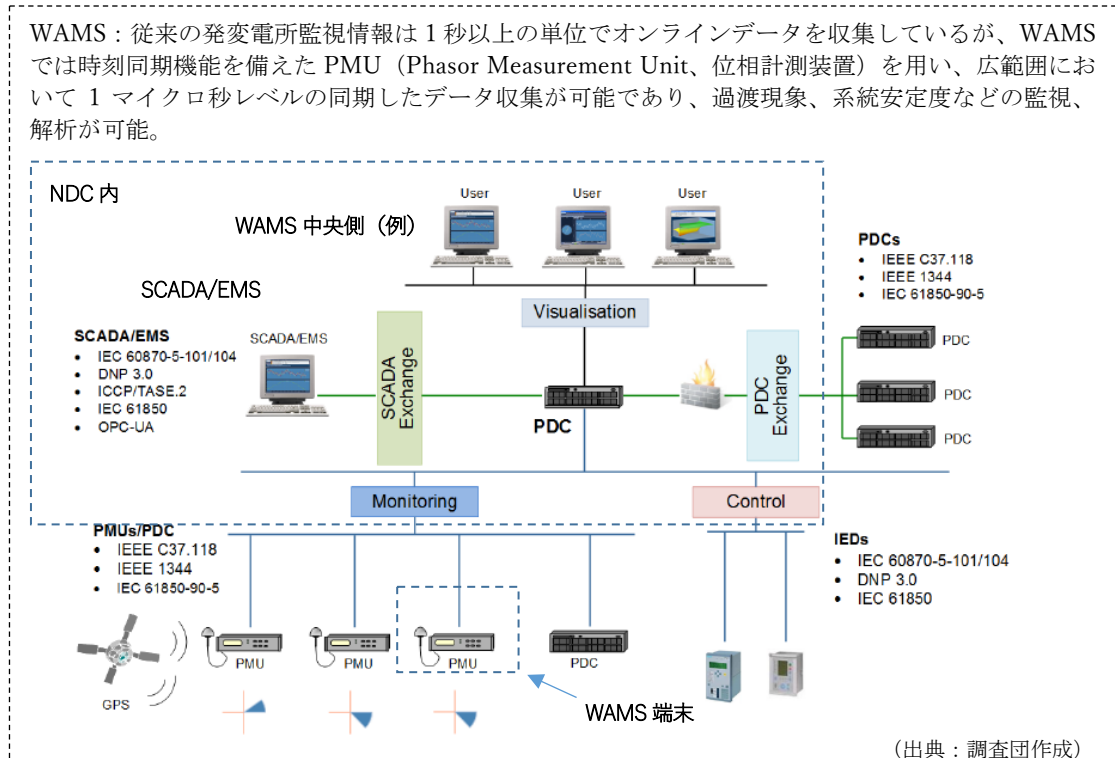


図 4-4 WAMS の構成

表 4-2 WAMS 設置計画

年	端末数 (合計)
2019	24
2020	24
2021	41
2022 (計画)	68
2023 (計画)	68
2024 (計画)	68
2025 (計画)	137

(出典：NDC)

## (5) 送電設備

CES の送電設備においては、その運営・保守業務を NPTG が担っているが、同社では、NDC 同様に、220 kV および 110 kV 系統の給電指令を行うとともに、送変電設備の更新ニーズがあり、これから新しく導入される技術においては、再エネ導入に適したデジタル化技術や変電所のスマート化を目指し、その標準化を進めているところである。

NPTG は系統の設備保有者であるため、基本的に NDC と同様の事象が課題となるが、NDC がより系統運用に近い範囲での調整能力向上を目指しているのに対し、NPTG は設備保有者として、送電容量の確保、系統異常時の影響範囲の限定化（適切なリレーの整定）、送電設備・変電設備の適切な保全など、中長期にわたる設備の増強や保全設備にも責務を有する。

### 4.1.2 配電における課題

UB 市および周辺地域に配電を行っている UBEDN においては、屋根置き太陽光発電設備の系統接続基準が国家大で承認され（再エネ電源システムによる発電電力を配電系統に供給する規則（2020））、需要家規模での再エネ導入拡大を目指す。

しかしながら、UBEDN 内ではこれから系統接続検討の手続き方法を策定する段階にあり、日本の系統接続検討方法を学びながら「モ」国での検討手続きを標準化したいとの要望があった。

また、UBEDN は電気料金徴収の効率化のために、パイロット的にスマートメータの導入を進めてきた。しかしながら、他国規格の製品を混在して導入してきた結果として、これらスマートメータが適切に稼働しておらず、「モ」国向けに最適な規格の設定、その規格を遵守させるための監理業務が必要との結論に至った。そのためには、職員の技術能力向上を図ることが重要であると UBEDN から要望があった。

UBEDN としては、スマートメータに対し盗電対策・超過電流対策としての機能も期待している。一方、ERC が 2021 年に導入した再エネ買取制度は、ネットメータリングを前提としたもので、顧客と UBEDN との間の電気の売買量を容易に計量できるスマートメータは再エネ導入促進に資するツールとしても期待されている。

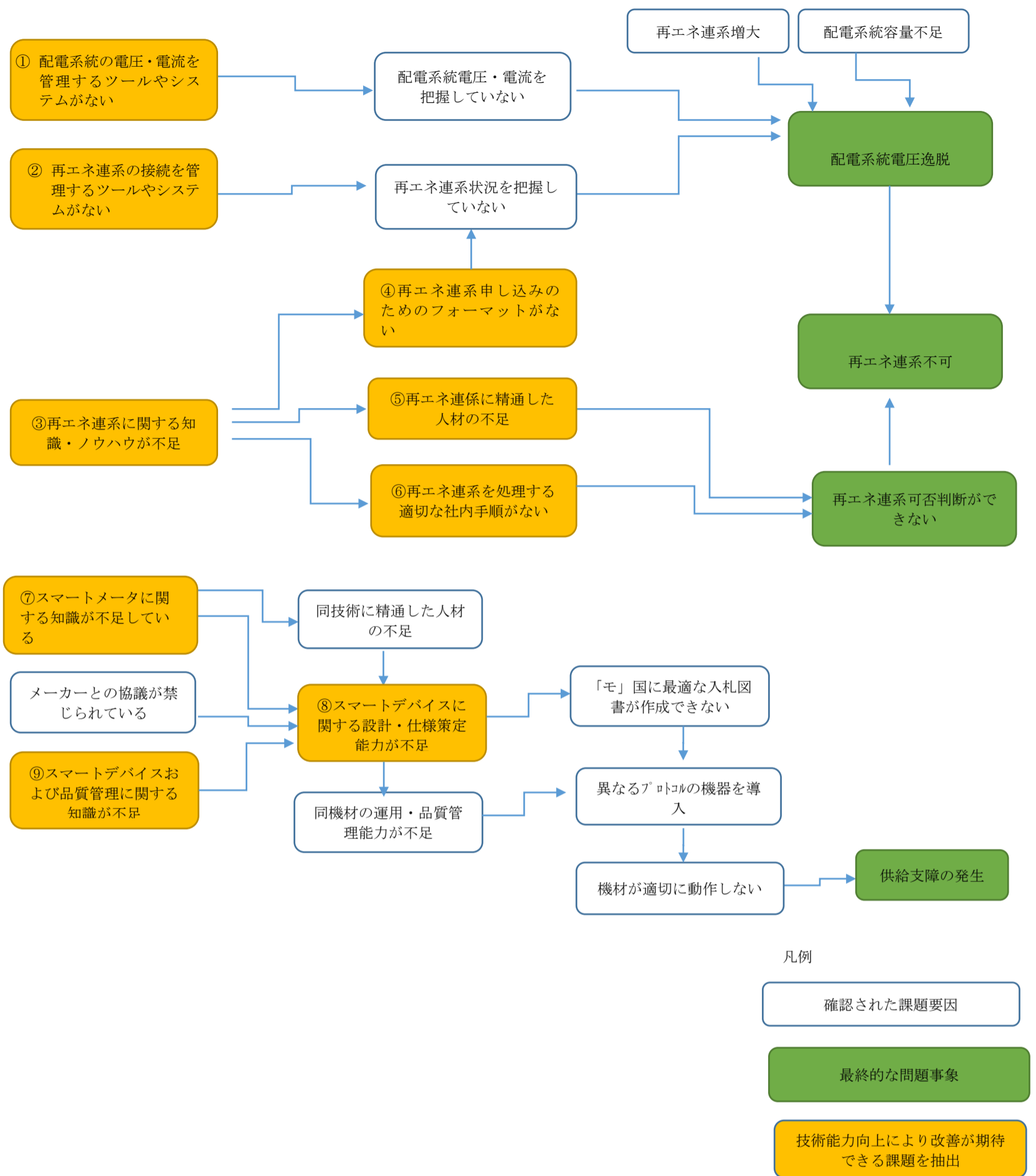
UBEDN はスマートメータと同様に配電自動化のパイロットプロジェクトを実施してきたが、「モ」国向けの規格にうまくマッチしなかったという教訓を得ており、配電自動化も職員の技術能力向上を図りたいとしている。

配電自動化は、配電事故時に、事故点探索を早め早期隔離による復旧時間の短縮を目指す目的で開発された機器であるが、現在は配電線各フィーダーの稼働ステータス（電圧、電流など）もモニタリングできる機能を有し、総合的な意味で、配電管理システム（DMS: Distribution Management System）という名称でパッケージ化されるケースが増えている。需要側での再エネ接続が増加すると末端配電線の電圧上昇などの問題が発生する可能性もあり、日本では電圧調整のための機器（SVR や STATCOM など）の導入を余儀なくされるケースもある。「モ」国の将来の屋根置き太陽光発電の普及において、配電自動化に限らない電圧や電流をモニタリングできる機能を有する DMS の規格を検討しておく意義は高い。



---

以下に、UBEDNにおける再エネ導入の想定課題と対策案を連関図として整理した。一部、調査団による想定も含まれる。



(出典：調査団作成)

図 4-5 「モ」国の配電系統における再エネの課題想定と顕在化する問題事象の連関図

表 4-3 再エネ導入課題に対する対策案と実施状況（配電）

主な課題	主な実施機関	対策案	実施状況	技術支援案
①配電システムの電圧・電流を管理するツールやシステムがない	UBDEN	電圧や電流を管理するツール／システムについての基礎学習。	配電システムの電圧・電流を管理するツールやシステムがない。	配電自動化、モニタリングシステムを含む配電管理システムに関する基礎知識の学習。
②再エネ連系の接続を管理するツールやシステムがない	UBDEN	再エネ連系の接続を管理するツール／システムの基礎学習。	再エネ連系の接続を管理するツール／システムがない	同上
③再エネ連系に関する知識・ノウハウが不足	UBDEN	再エネに関する知識や技術に関する技術研修の実施。	再エネ連系に関する知識および経験値が不足している。	再エネ連系に関する技術研修の実施。
④再エネ連系申し込みのためのフォーマットがない	UBDEN	必要なフォーマットの整備支援。	再エネ連系申し込みのためのフォーマットがない。	再エネ連系申し込みのためのフォーマットの作成支援。
⑤再エネ連系に精通した人材の不足	UBDEN	再エネ連系に関する能力向上のための技術研修の実施。	再エネ連系に関する知識および経験値を有した人材が不足している。	再エネ接続マニュアルを共同で策定/改訂
⑥再エネ連系を処理する適切な社内手順がない	UBDEN	必要なマニュアルや手引き書の整備の支援。	再エネ連系を処理する適切な社内手順がない。	同上
⑦スマートメータに関する知識や経験が不足している	UBDEN	スマートメータ、配電自動化技術を含むDMSなどに関する基礎学習。	異なるシステムからのデータの集約・管理・分析ができていない。	スマートメータ、DMS、通信設備に関する基礎知識の学習。
⑧スマートデバイスの設計・仕様策定能力が不足	UBDEN	設計・仕様の制定に関するワークショップの実施。	スマートデバイスに関する設計・仕様の制定に関する能力が不足。	スマートデバイスに関するワークショップの実施。
⑨スマートデバイスや品質管理に関する知識が不足	UBDEN	スマートデバイスの活用や品質管理に関する技術研修の実施。	スマートデバイスや機材の品質管理についての研修がない。	同上

## 第5章 系統安定化技術の適用可能性検討

再エネ導入にかかる課題とそれに応じた対策を日本の事例を踏まえ紹介し、「モ」国への適用可能性について検討した。日本においては、再エネ導入拡大に対して、以下の課題が想定されている。

表 5-1 再エネ導入拡大において想定される課題（日本の例）

	項目	想定される課題
需給バランスの課題	長周期バランス	出力不足による周波数の変動 余剰電力による周波数の変動
	短周期バランス	負荷追従能力の不足による周波数の変動 慣性力不足による瞬時の周波数変動
系統設備における地域的な課題	送配電容量不足	送電容量の不足による再エネ接続回避
	電圧変動	再エネの出力変動に起因する電圧変動

### 5.1 需給バランスにおける再エネ導入の課題と対策

#### 5.1.1 想定される課題

一般的に、再エネによる急激な出力変動に対応するため、大規模火力発電所にて負荷追従能力を残した運転をしておく必要がある。つまり、これら発電所が大きな負荷追従能力に対応するには、変動に対応できる余力を残した運転をする必要がある。

需要が少ない時期には、この火力発電所等のベース供給力（最低出力運転）に太陽光発電の電力が加算されると、需要を超える余剰電力を有してしまい需給バランスが崩れることがある（下図のとおり）。

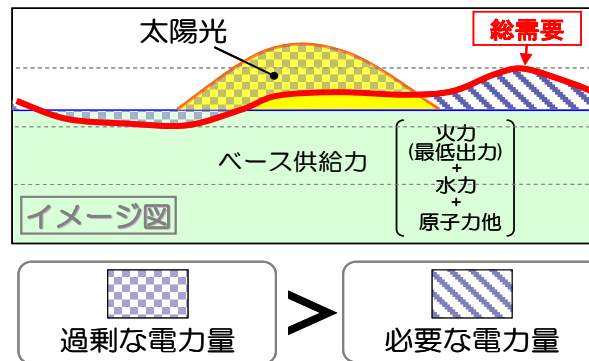


図 5-1 太陽光発電が需給バランス上余剰となるイメージ

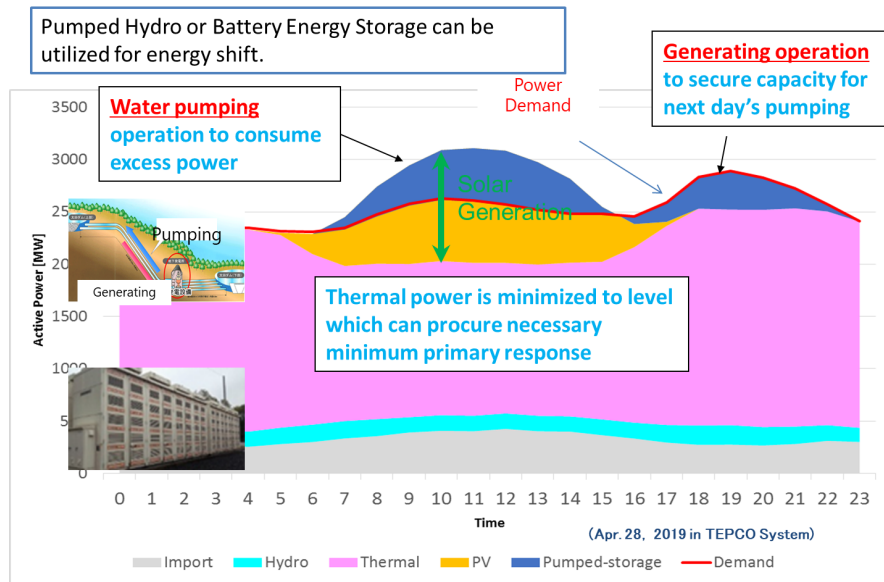
## 5.1.2 需給バランスに起因する課題への対策例

## (1) 揚水発電もしくは大規模長周期蓄電池

昼間の余剰電力を吸収し、夜間ピークに電力を供給できるようなエネルギーシフトを行えるシステムとして揚水発電もしくは大規模長周期蓄電池などがある。

これらエネルギーシフト技術は、発電単価の安い余剰電力を揚水動力もしくは蓄電に利用し、発電価値の高い需給ひっ迫時に発電もしくは放電を行うことで、電力会社としての系統運用の全体コストを削減する効果が期待できる。

揚水発電所は長期の建設計画を見込む必要がある。大規模長周期蓄電池は建設単価が揚水発電所に比べ一般には高いものの、比較的短期に建設が完了するというメリットがある。



(出典: TEPCO)

図 5-2 東京電力における揚水発電所（もしくは長周期大型蓄電池）の活用事例  
 （春の再エネ余剰発生期の負荷曲線）

## (2) 負荷調整力の高い発電設備の形成

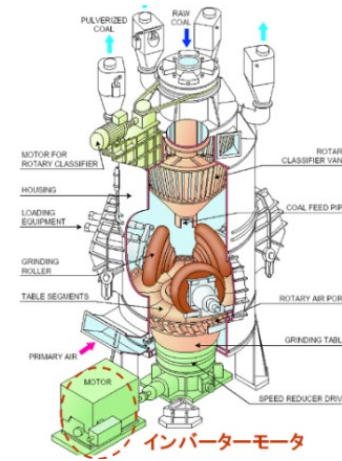
## (a) 調整力を保有する設備事例

調整池式水力発電所や揚水発電所は、従来の火力発電設備に比して負荷調整力を有する。VRE大量導入に伴う電力供給変動に対応するため従来型火力発電所（ベースロード石炭火力）の燃料粉砕ミルにインバータを設置して一層の負荷追従能力をもたせる。これにより最低負荷を下げ、運転できる効果もある。



(出典：TEPCO)

図 5-3 調整池式水力の例



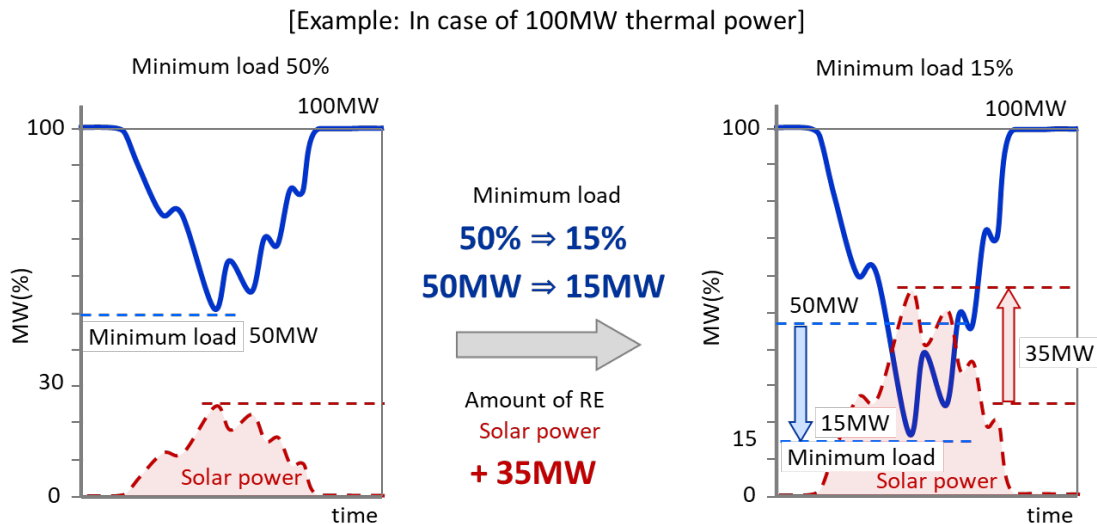
(出典：調査団)

図 5-4 インバーターミルによる  
負荷調整力の向上例

(b) 従来型火力発電所の負荷追従能力向上の効果事例

VRE の大量導入に伴う電力変動を低減するために、従来の火力発電所の最低負荷を低減することは有効である。従来の石炭火力発電に適用されているミル（石炭の粉砕機）の運用幅を広げることで石炭火力発電の最低負荷を引き下げることができる。

以下に石炭火力発電の最低負荷の低減と太陽光発電の発電量を示す。図は 100 MW の石炭火力発電設備の一日の負荷変化を示している。従来の石炭火力発電の最低負荷 50 MW から 15 MW に低減することで、太陽光発電を 35 MW (= 50 MW-15 MW) 増やすことができる。

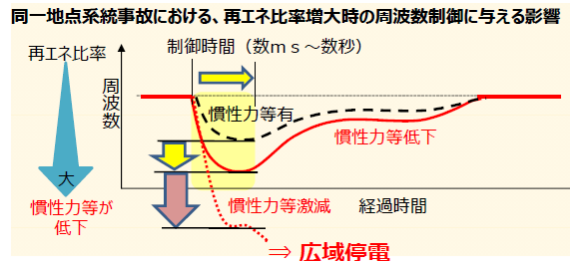


(出典：調査団)

図 5-5 石炭火力発電の最低負荷と太陽光発電の発電量 (100 MW の発電ユニットのケース)

### (3) 周波数の維持

周波数の適正維持も課題のひとつである。太陽光発電等の再エネの導入が進むと、瞬時の変動幅が大きくなり、電力系統は系統事故時などの瞬間的な大きな変動に耐えられないリスクがあがる。また、太陽光発電が増加していくと、周波数を維持しようとする能力（慣性力）も低下する。

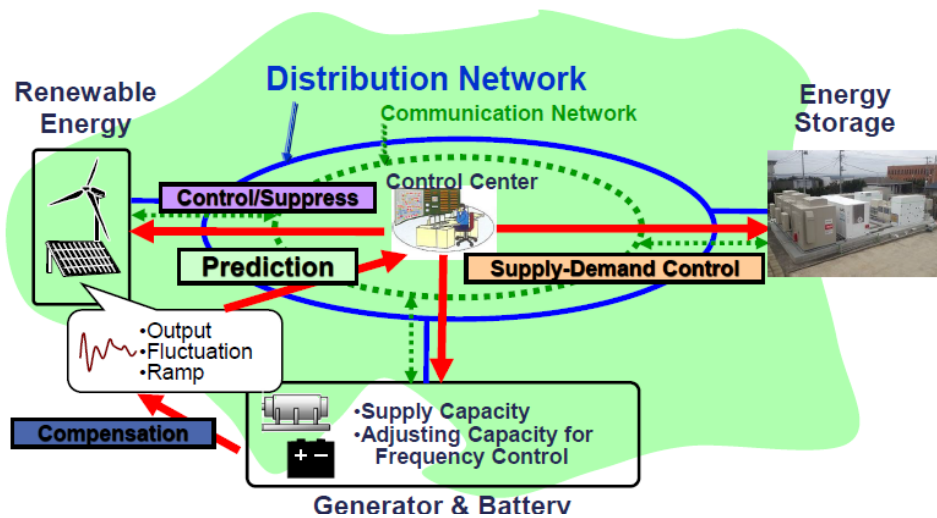


(出典：NEDO)

図 5-6 再エネ出力変動による周波数変動の例

### (4) 再エネとセットの短周期蓄電池導入（制御含む）

瞬時の出力変動に対応するため、系統側の短周期蓄電池を導入する。再エネ設備、蓄電池を制御するための EMS もセットで導入検討対象となる。



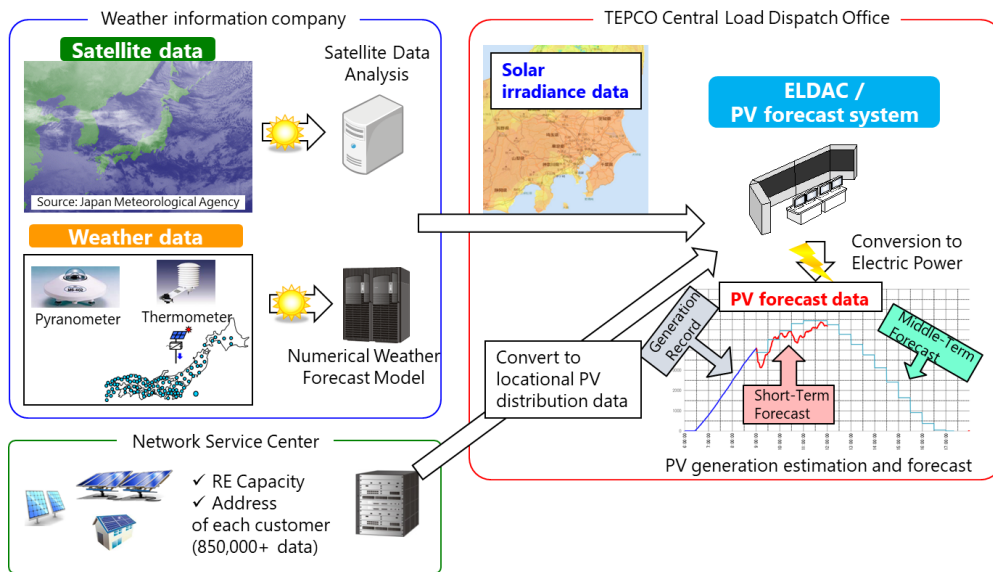
(出典：TEPCO)

図 5-7 再エネ・蓄電池のグリッド連系イメージ

### (5) 再エネ発電予測を踏まえた発電運用

気象衛星データや実測データをもとに数時間から 1 日先の再エネ発電量を予測し、効率的な発電運用に反映する。日本の電力会社の発電運用に活用されている。予測システムだけでなくそれを運用に反映させる発電運用計画策定スキルも必要である。

再エネの発電予測を精緻にできるほど再エネ IPP 事業への系統運用制約が緩和できるという効果も期待できる。



(出典：日本気象協会、TEPCO)

図 5-8 衛星データ等を活用した再エネ予測システム (イメージ)

### (6) 再エネ発電出力の抑制

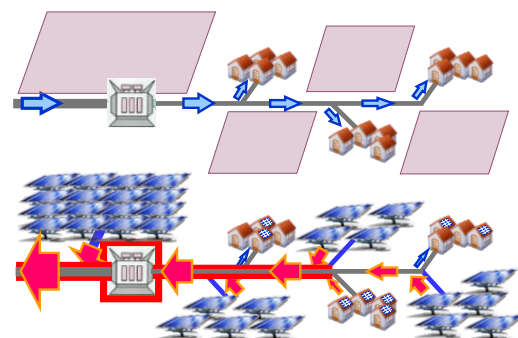
揚水発電や蓄電池など、負荷調整力の高い発電設備の形成を行っても設置費用や系統運用の問題からこれらの方策にも限界があるため、再エネの導入が進めば再エネ発電出力を抑制する必要がある。日本では FIT 制度導入後、再エネ発電設備の導入が進み、大規模火力発電所の負荷追従能力を残した運用ができない日が発生するようになってきた。このため、FIT 制度を改正し、送電システム運用者は補償なしで太陽光は年間 360 時間、風力は年間 720 時間出力抑制ができようになった。また、FIT 制度の改正では、送電システム運用者が出力抑制を行えるように、リアルタイム制御指示器や制御機能付き PCS の機器導入を発電事業者に義務付けた。

## 5.2 送電系統における再エネ導入の課題と対策案

### 5.2.1 想定される課題

#### (1) 送電・配電容量の不足

電力会社は従来、大規模発電所から送電線、配電線を通じて需要家に電気が流れていく前提で電力需要に応じた設備形成を行ってきた。送電線に接続される中規模再エネ発電や需要家側に設置される太陽光発電群による電力が想定を超えて一時期に流れることになると、送電容量・配電容量の不足が生じる可能性がある。



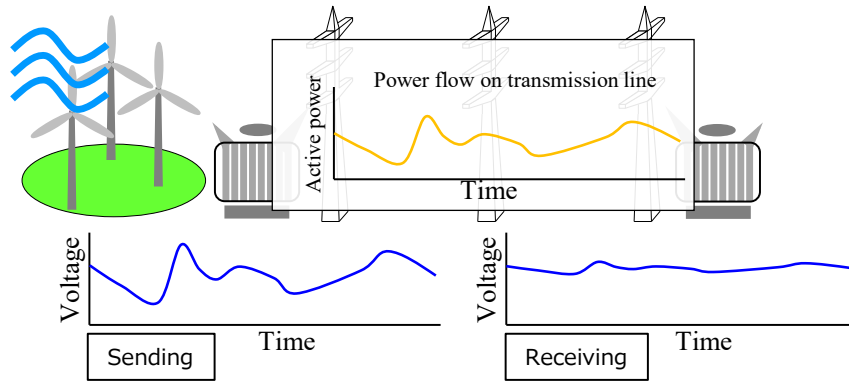
(出典：TEPCO)

図 5-9 再エネ発電導入による送配電設備の容量不足



## (2) 電圧の維持

送電線に連系された再エネ発電装置の出力変動分の電流が送電線を通過し、無効電力を消費することによって、再エネ発電装置の出力変動幅に応じて電圧も変動し、適正電圧を維持できなくなる可能性がある。特に長距離送電線ではその影響が顕在化する。



(出典：調査団)

図 5-10 再エネ出力変動による電圧変動 (イメージ)

## 5.2.2 送電系統の課題への対策例

## (1) 送変配電設備の容量増強

再エネだけの問題ではないが、送電量が增大すれば、それにあわせて送電線・配電線の容量を増やす必要がある。ここでは、比較的低コストでできる送変電増強事例を紹介する。



(出典：住友電工)

(出典：東芝)

**低損失増容量電線**

(送電断面の大きい電線を活用し、低ロスおよび増容量が可能な電線)

**相間潮流調整型変圧器**

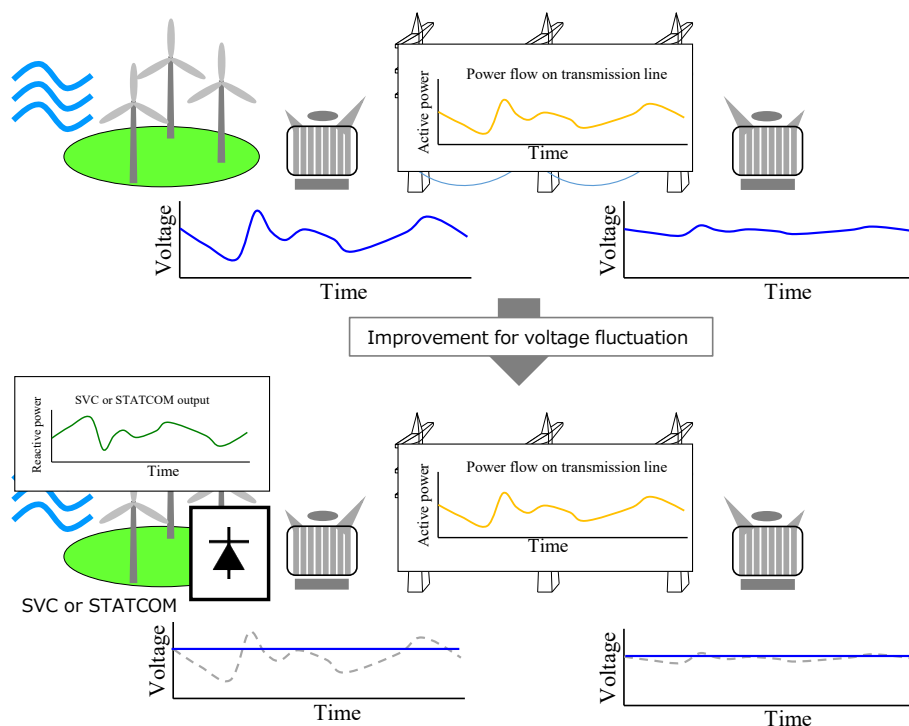
(送電線間の潮流バランスを制御する変電機器で、新たな送電線の敷設なしに送電線群の空き容量を増やし、再エネ電源接続量を増やすことが可能)

図 5-11 送電線・変圧器の送電容量増強策

## (2) 電圧低下対策

送電線系統における電圧変動の主な原因は、無効電力が消費されることに起因し、送電線のインダクタンスで無効電力が消費されることで電圧が変動する。このため、電圧変動を改善する方法として、SVCやSTATCOMで無効電力を電力系統に供給することで無効電力の消費と供給のバランスがとれ、電圧変動抑制につながる。具体的には、下図に示すように出力変動と対称的に電力系統へ無効電力を供給することになる。

無効電力を供給する装置としては、SVCやSTATCOMの他に、同期調相機（シンクロナスコンデンサ）やコンデンサがある。同期調相機はSVCやSTATCOMに比べ一般に制御速度が遅く有効電力の損失が大きく、コンデンサはステップ状の制御しかできなく、細かい制御ができないといった特徴がある。

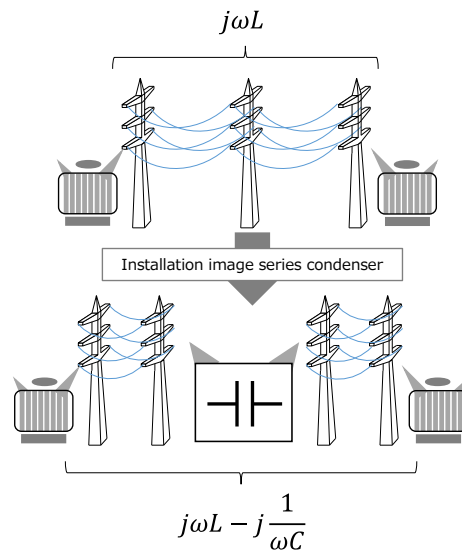


(出典：調査団)

図 5-12 SVC または STATCOM 設置時の電圧改善 (イメージ)

電圧低下対策として SVC や STATCOM 以外に直列コンデンサやシンクロナスコンデンサによる対策が考えられる。

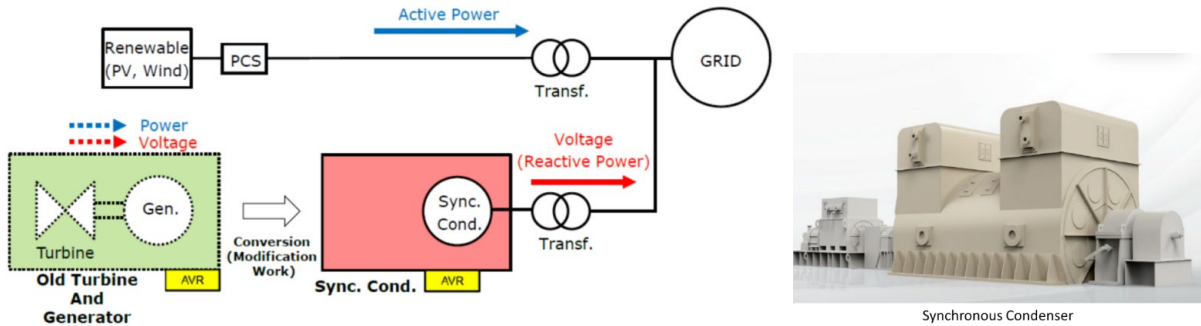
直列コンデンサは、送電線と直列に設置し、送電線のインピーダンスを設置前よりも電氣的に小さくすることができる。このため、直列コンデンサを設置することで、物理的には長距離送電線だが、電氣的には送電線の距離を縮めることができる。しかし、直列コンデンサの設置によって、共振現象による過電圧や発電機の回転軸がねじれる現象が発生する可能性があるため、設置には十分な検討が必要である。



(出典：調査団)

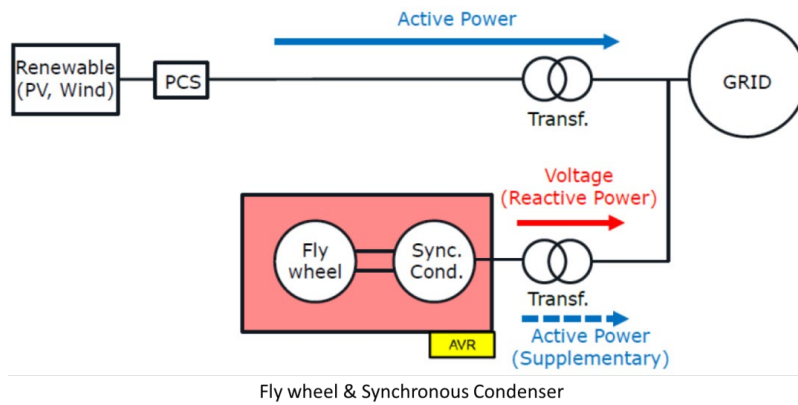
**図 5-13 直列コンデンサ設置 (イメージ)**

シンクロナスコンデンサは、次の図のように発電所を改造することで運用することが可能であり、ボイラの老朽化などで発電を停止した設備を利用することができる。また、火力発電機のタービンをフライホイールに置き換えた設備に改造することで、短い時間ではあるが有効電力を電力系統に供給または消費することができ電力系統の周波数変動の緩和に貢献できる。既設火力発電所の発電設備からシンクロナスコンデンサ設備への改造は、既設火力発電所が電力系統と連系する変電機器が流用できるため設置コストを抑えることができ、STATCOM の設置コストよりも低く抑えられる可能性がある。



Replace way to Synchronous Condenser from old turbine & Generator

a) 既設火力発電所の発電設備からシンクロナスコンデンサへの改造



b) 既設火力発電所の発電設備からシンクロナスコンデンサとフライホイールへの改造

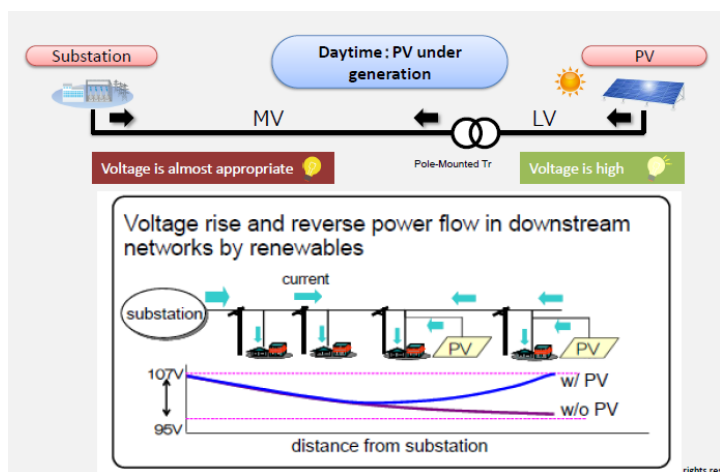
(出典：三菱重工)

図 5-14 シンクロナスコンデンサの設置（既設火力発電所の発電設備の改造）

### 5.3 配電レベルにおける再エネ導入の課題と対策案

#### 5.3.1 想定される課題

需要家に近い配電線レベルでは、分散型太陽光が多く接続されるほど配電線末端での電圧変動の影響が大きくなり、所定の電圧幅で供給を行うことが難しくなるという課題が生じる。



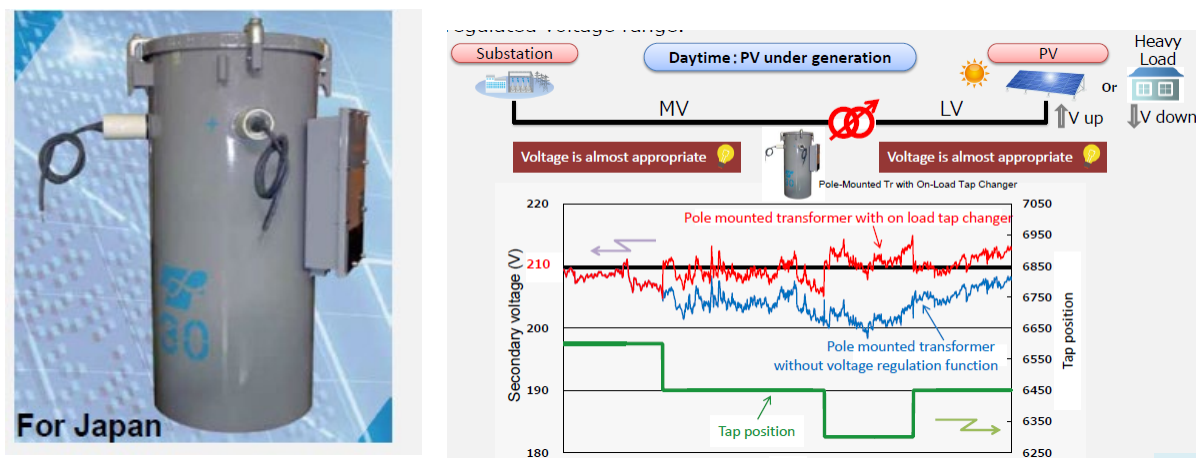
(出典：東光高岳)

図 5-15 分散型太陽光からの逆潮流により配電線末端での電圧が変動するイメージ図

#### 5.3.2 配電レベルでの課題への対策例

##### (1) 逆潮流対応型電圧調整器

配電用変電所に設けられる逆潮流対応型負荷時タップ切替変圧器（LRT）、線路の途中に設置される逆潮流対応型電圧調整器（SVR）により電圧調整を行う。



(出典：東光高岳)

図 5-16 逆潮流対応型負荷時タップ切り替え変圧器とその効果事例

(2) 需要家側の負荷管理による出力調整

以下の図に示すように、アグリゲータ（事業者）と需要家の供給力と需要を制御する EMS が日本にて実証されている。これはアグリゲータが、複数の需要家側の電力負荷設備を EMS を活用することで出力調整するもので、もともと電力供給が足りなくなるケースのデマンドレスポンスとして発展してきたシステムである。

アグリゲーションによって再エネによる逆潮流を制御でき、電圧変動対策となり得る。また、このシステムを使って、複数の需要家を結んで余剰電力を容量市場に販売することもできるが、各需要家が余剰電力を持つためには、重負荷遮断設備や太陽光発電・蓄電池（電気自動車含む）などの発電設備を有していることが前提となるため、実業として成立させるには超えるべき課題はまだ多い。



(出典：住友電気)

図 5-17 需要家側のエネルギー管理システム (例)

(3) スマートメータによる太陽光発電導入支援

住宅の屋根に太陽光発電設備を設置して配電線を通じて売電する場合、スマートメータ導入前は、電力購入用メータのほか、もう一つ売電用メータを取り付ける必要があったが、スマートメータ導入後は一つのメータで購入分と売電分の電力量が計測でき、双方向の通信設備により購入・売電の両者の自動検針が可能となっている。

スマートメータはそのほかにも従来手動で行っていた検針業務の省略、上記 EMS による需要モニタリングへの活用などさまざまな用途がある。

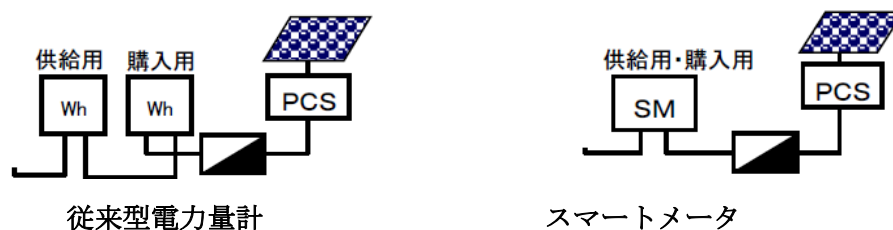


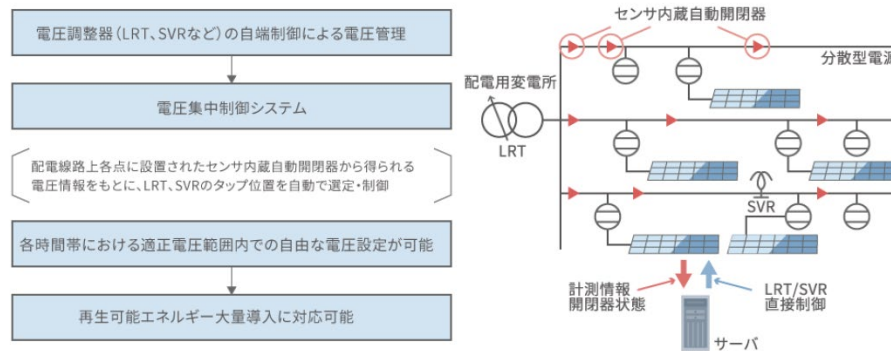
図 5-18 スマートメータを活用した太陽光導入支援 (例)

(4) 電圧集中制御システムによる電圧変動対策

これまでの配電システムの電圧制御は、配電線に設置された電圧調整器（LRT、SVR 等）の直近の計測情報をもとに行われてきた。これに対して、配電線路内の各点に設置したセンサ内蔵自動開閉器において得られる電圧・電流情報から配電線全体の系統電圧をリアルタイムに把握できるの

で、系統全体が最適な電圧分布となるように電圧調整器を制御することが可能となる。また、スマートメータを導入している場合は、それらの情報を取り込むことにより、一層精度の高い電圧制御が可能となる。

この電圧集中制御システムは、季節や気象などで発電出力が変動する太陽光発電などに対する電圧対策のひとつであり、今後の再生可能エネルギーの導入拡大に向けた有効な対応策となる。



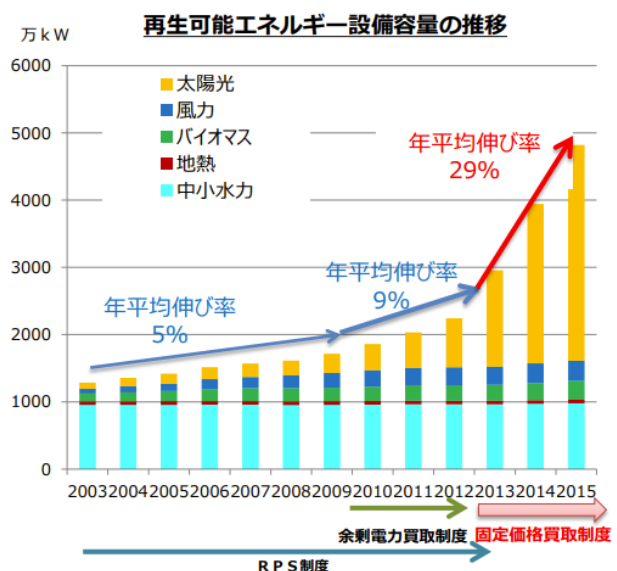
(出典：TEPCO)

図 5-19 電圧集中制御システムによる電圧変動対策

#### (5) DSM (Demand Side Management)

日本では、電力会社が TOU 料金プランを設定し、余剰電力が生じやすい夜間の電力料金を安価に設定することで夜間の電力消費を促し、電力の平準化を図っている。電力会社により夜間時間帯の設定、および割引率は異なるが、一例をあげると、夜 10 時から朝 8 時までを夜間と設定し、夜間は昼間と比較して 1 kWh あたりの電力量料金を 65 %程に設定することで昼間のピーク削減を促している。

法的環境としては、再生可能エネルギーを系統連系するインセンティブについて、2012 年に再生可能エネルギーの固定価格買取制度 (FIT 制度) が制定され、再生可能エネルギー導入促進を図っている。この FIT 制度は再生可能エネルギーで発電した電気を、電力会社が一定価格で一定期間買い取ることを国が約束する制度である。電力会社が再生可能エネルギーを買い取る費用の一部は電気の利用者から使用量に応じて賦課金として徴収される。この FIT 制度により日本の再エネの設備容量は急激に増加した。



(出典：資源エネルギー庁「改正 FIT 法に関する直前説明会」)

図 5-20 再生可能エネルギー設備容量の推移

再エネの調達価格、調達期間は、年度毎に見直されるため、そのインセンティブも変化する。また、この制度は電力系統の需給バランス調整、および送電線容量の上限を理由に、電力会社が需要家（発電事業者）に、年間 360 時間（太陽光発電）、年間 720 時間（風力発電）を上限として無補償で出力制御を要請することを認めている。

一方、技術面から見た再エネの有効活用策としては蓄電池の導入が挙げられる。蓄電池にはリチウムイオン電池、レドックスフロー電池、鉛蓄電池、NAS 電池（Sodium-sulfer）等の種類がある。リチウムイオン電池は体積エネルギー密度が高く、小型化が可能であり、充放電特性の高さやメモリー効果がない等の優れた特性を持つことからスマートフォンや電気自動車（EV）に広く用いられている。再エネ等の静止用途のリチウムイオン電池の実装コストは、電気自動車に使われるもの比べて高くつくものの、今後の技術の継続的改良が期待されている。

レドックスフロー電池はリチウムイオン電池よりもエネルギー密度は低いが、発火性の材料を用いず、常温運転が可能なことから安全性が高いなど、電力系統用蓄電池に適した特性を持つ。

鉛蓄電池は低コストではあるが、エネルギー密度が低いことが課題であったものの、近年では次世代型蓄電池としてバイポーラ型鉛蓄電池の開発も行われている。

表 5-2 蓄電池の電気的特徴

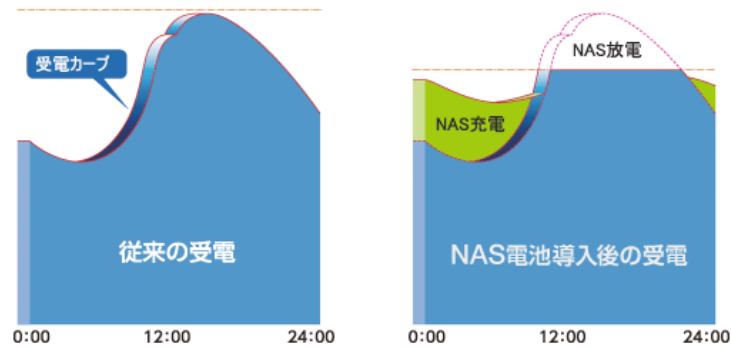
エネルギー貯蔵技術		エネルギー/電力密度		標準定格電力 (MW)	備考
		Wh/kg	W/kg		
電気的特徴	鉛蓄電池	30 - 50	75 - 300	<100	低コスト、メンテナンス容易、リサイクル可
	リチウムイオン電池	75 - 250	150 - 315	<100	高エネルギー密度、高放電率、長寿命
	バナジウムレドックスフロー電池	40 - 130	50 - 140	<100	長寿命、高い安全性、充放電回数に制限なし
	NAS電池	150 - 240	90 - 230	0.1 - 100	高エネルギー密度、長寿命、自己放電なし

（出典：調査団）

NAS 電池はリチウムイオン電池と比べるとエネルギー密度は低いものの、レドックスフロー電池や鉛蓄電池より高い。NAS 電池はメガワット級の電力貯蔵が可能となっており、大容量、高エネルギー密度、長寿命を特徴とし、鉛蓄電池の約 1/3 のコンパクトサイズで、長期に渡り安定した電力供給が可能である。電力負荷平準によるピークカットや、再エネの安定化に役立つ。長周期、短周期の変動に対する対策、節電対策やエネルギーコスト削減につながることから、低炭素化・脱炭素化への貢献が期待される。

以下、NAS 電池を例に、その活用事例を示す。





(出典：日本ガイシ HP)

図 5-21 NAS 電池による電力需要のピークカット



(出典：日本ガイシ HP)

図 5-22 NAS 電池を活用した再エネの安定化

#### 5.4 「モ」国における系統安定化対策の適用可能性

第 4 章で整理した「モ」国における系統安定化の課題に対して、本邦で使用されている技術をベースに適用可能な設備を検討した。

##### 5.4.1 需給バランス調整

###### (1) 需給バランスの課題

###### (a) 出力抑制

出力抑制は主に供給力の余剰発生を回避するために実施されている。NDC からの聞き取りによれば、再エネ事業者の需要予測の精度がよくないため、夜間の需要が低い時期に CHP 4 に依存した調整能力範囲を超える可能性がある場合に、出力抑制を依頼することが多い。

出力抑制を回避するための需給バランス上の手段としては、以下の手法があげられる。

- 貯水池式水力、揚水式水力、蓄電池などの調整力を有する設備の導入。

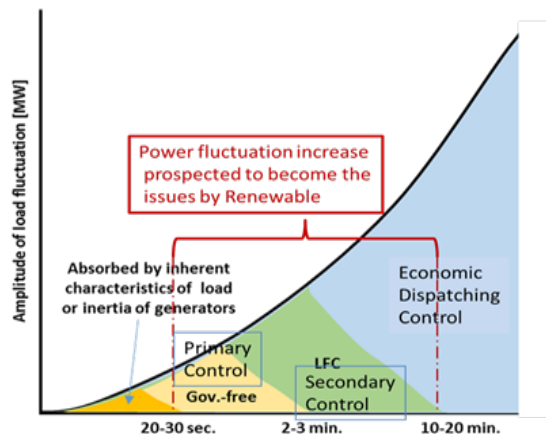
- CHP 4 による負荷追従能力の向上。
- ロシア側への潮流の受入キャパシティ拡大。

(b) 供給力

2020 年末の中央システムの設備容量は、1,396 MW（再エネ含む）で、再エネ分の 245 MW はロシアとの融通電力上限値まで導入されている。一方、2020 年 12 月 14 日の中央システムの最大電力需要は 1,309 MW で、7%程度のリザーブマージンであった。2021 年に CHP 4 の出力増強、2021 年末のロシア融通電力上限の引き上げ（100 MW）により、短期的に需給バランス上の余裕は確保できたが、今後需要の伸びとともに、適正なりザーブマージン（State Policy on Energy 2015-2030 によれば 2023 年時の目標は 10%）を維持して電源を確保していかなくてはならない状況にある。

(2) 各調整力の比較分析

需給バランスは、周波数に大きく関与する。需給バランスの変化に対する周波数調整は、そのスピードによって、Primary Control（数十秒～3 分程度）、Secondary Control（2 分～30 分程度）の範囲で調整する機能を必要とする。Primary Control より早い調整能力は一般には、回転機系発電による慣性力を必要とする。



（出典：調査団）

図 5-23 周波数調整のコンセプト

以下に、揚水発電、貯水池式発電、蓄電池、火力負荷調整力（Pulverizer with Invertor）の 4 つのタイプについて、比較しやすいよう仮の数値を入れて調査団独自で分析した表を示す。

表 5-3 各技術の調整能力の比較分析

	揚水発電		貯水池式水力発電		BESS		火力負荷調整力向上 (Pulverizer with Inverter)	
設備容量 (仮定)	200	MW	200	MW	200	MW	0	MW
最大出力持続時間 (仮定)	6	hrs	4	hrs	3	hrs	24	hrs
最大発電量	1,200	MWh/day	800	MWh/day	600	MWh/day	0	MWh/day
建設コスト	High		Medium-High		Extra High		Low	
年間発電増加量 (ネット)	Negative		292	GWh/year	Negative		Nuetral	
負荷調整能力	±200	MW	±100	MW	±200	MW	±10 %	ユニット 容量比
負荷対応能力	Inertia, Primary- Secondary		Inertia, Primary- Secondary		Primary-Secondary		Secondary	
環境社会へのインパクト	Large		Large		Small		Small	
建設期間	Long		Long		Medium		Short	
発電増加量 (ネット)	×		◎		×		△	
再エネ変動の調整力	◎		◎		○		△	

◎: Very Good, ○: Good, △: Fair, ×: No Good  
(出典: 調査団)

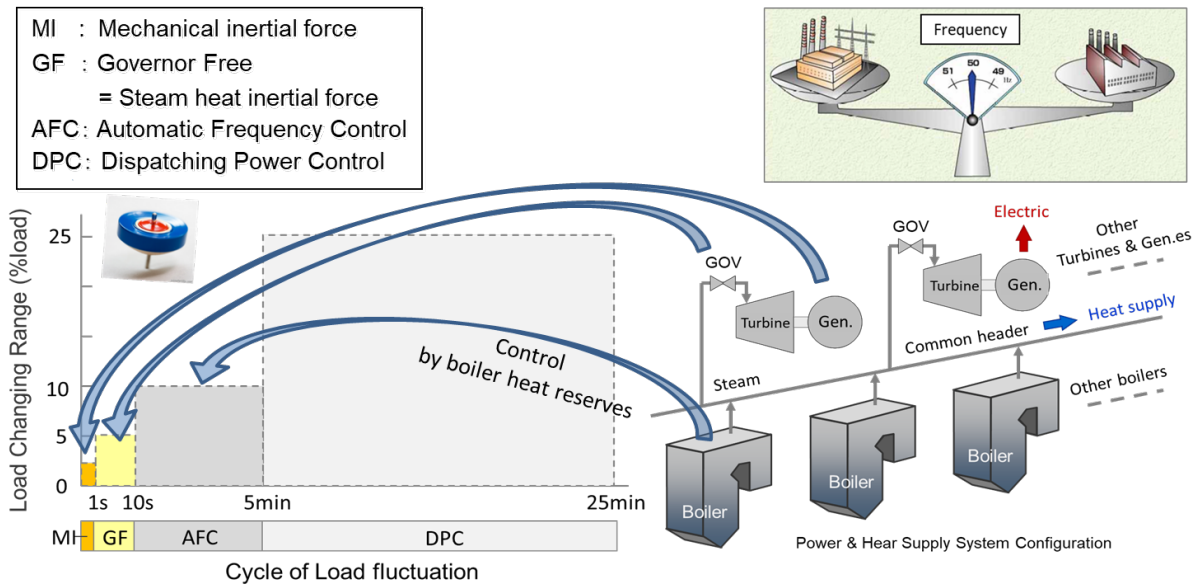
揚水発電、蓄電池は、規模に応じた負荷調整能力が期待できるため再エネの変動を吸収する能力は高いが、揚水（または充電）と発電（または放電）との間で電力ロスが生じる（ネットでの発電増加はない）ため、CO2削減に貢献するには、再エネを原資とした充電（揚水）が必要となり、これら再エネとの組み合わせの中で検討が必要となる。

一方、貯水池式水力発電は、それ自体、再エネとして発電を行う能力があり、運用方法によっては他の再エネ発電の調整能力も有することになる。貯水池式水力発電は再エネ導入という観点では揚水+再エネの組み合わせに比べて発電コストは小さくなる可能性があるが、揚水発電、貯水池式水力発電とも建設コストはサイトの条件に大きく依存するため、個別案件としては優位性を述べることはできない。ただ、揚水発電は、河川からの取水を最小限化できるため、貯水池式水力発電に比べ環境社会上のインパクトは小さくなる可能性はある。

火力負荷調整力の向上については、CHP 4 での適用は発電運用に柔軟性を持たせる効果は期待できるが、熱供給を同時に行っている「モ」国の発電所では、季節によっては運用幅に制約が生じる可能性がある。発電の柔軟性確保には、他の熱供給専用の設備との組み合わせで総合的に考慮する必要があると考えられる。

### (3) 慣性力の維持

火力発電に代表される回転機系発電設備は、瞬時の周波数の変動を抑止する慣性力の維持に貢献している。以下に、火力発電におけるボイラ保有熱と慣性力の関係を示す。



(出典：調査団)

図 5-24 火力発電設備各パートの周波数安定化への貢献

火力発電プラントでは変動サイクルの大きさに応じて変動を吸収する制御が行われている。

- 高速の回転体である発電機は機械的慣性力(MI)を有しており、1 秒周期の短周期の変動を吸収している。
- 蒸気タービンに供給する蒸気量を制御するタービンガバナ弁(GOV)は 10 秒レベルの変動を吸収している。
- ボイラが保有する蒸気で 5 分レベルの変動を吸収している。また、25 分レベルの大きな変動についてはボイラに供給される給水量、燃料量、空気量を変化させることで制御している。

一方、太陽光発電、風力発電などの再エネによる発電は非連続電源である上に慣性力がない。従い、発電機が持つ機械的慣性力による制御、タービンガバナ弁 (GOV) は 10 秒レベルの制御、また、ボイラ保有蒸気による 5 分レベルの制御が再エネ導入拡大時代の電力系統安定化を維持するために重要な役割を果たすことになる。

回転機系の発電機としては、水力発電所 (揚水発電含む) も同様の機能を有するが、系統全体の周波数安定化のためには、これらの回転機系発電機は不可欠である。

### (3) 計画中のプロジェクト状況

2021 年 11 月 17 日に「モ」国国内セミナーで MOE から報告があった「Energy Sector Development Policy, Future」より、2020-2024 年期のプロジェクトで、実施中のプロジェクトとファイナンスを検討しているプロジェクトリストを紹介する (電源、熱供給、送電プロジェクトを含む)。

表 5-4 実施中のプロジェクト

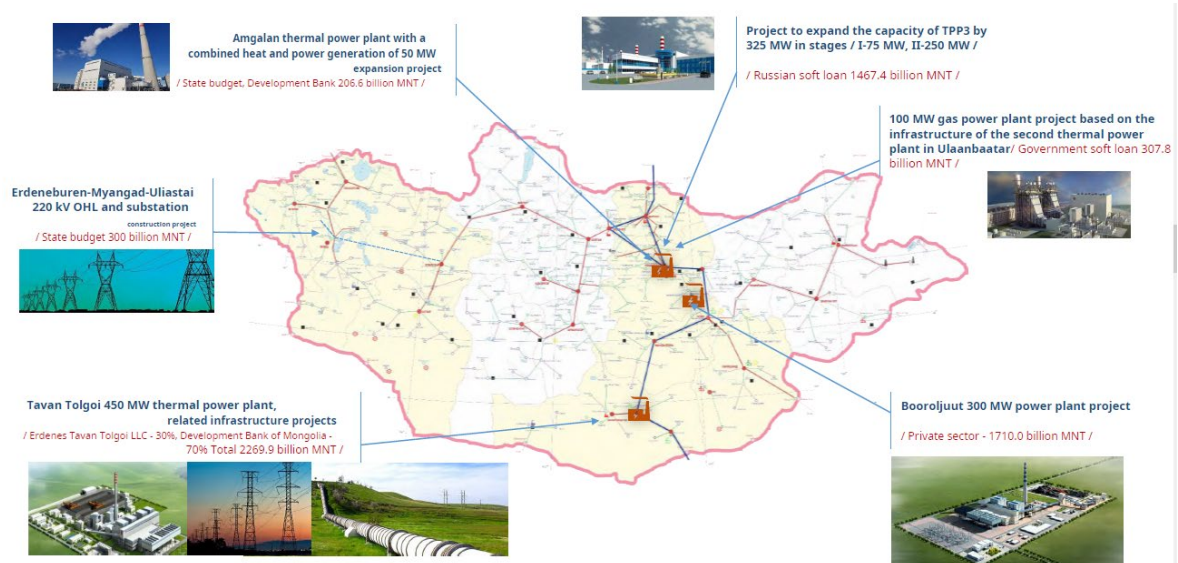
	プロジェクト名	主な資金ソース	予算額 (Billion MNT)
1	Ulaanbaatar Heating Sector Improvement Project	Concessional Loan from the World Bank	116.8
2	Ulaanbaatar District Heating Project	EBRD Soft Loan	47.3
3	First Utility-Scale Energy Storage Project	ADB Soft Loan	327.6
4	Choir-Sainshand 220 kV Transmission Line Project	EBRD Soft Loan	180.0
5	Erdeneburen 90 MW Hydropower Project	Concessional loan from China 95%, State Budget of Mongolia 5%	818.0

(出典：Energy Sector Development Policy, Future, MOE, 2021)

表 5-5 ファイナンスを検討しているプロジェクト

	プロジェクト名	主な資金ソース	予算額 (Billion MNT)
1	Tavan Tolgoi 450 MW TPP and Related Infrastructure Development project	Erdenes Tavan Tolgoi LLC - 30%, Development Bank of Mongolia - 70%	2,296.9
2	Amgalan TPP Expansion Project with 50 MW of Combined Heat and Power Generation	Development Bank Loan / State Budget	206.6
3	Erdeneburen-Myangad-Uliastai 220 kV OHTL and Substation Construction Project	State Budget	300.0
4	Project to Expand and Renovate the Third TPP in Stages by 325 MW	Russian Soft Loan	1,467.4
5	Infrastructure of the Second TPP in Ulaanbaatar Project to Build a 100 MW Gas Power Plant	Foreign Soft Loan	307.8
6	Baganuur Power Plant Construction Project	Concession Loan	1,808.0
7	Raspberry Power Plant Construction Project	Private Sector	1,710.0

(出典：Energy Sector Development Policy, Future, MOE, 2021)



(出典：Energy Sector Development Policy, Future, MOE, 2021)

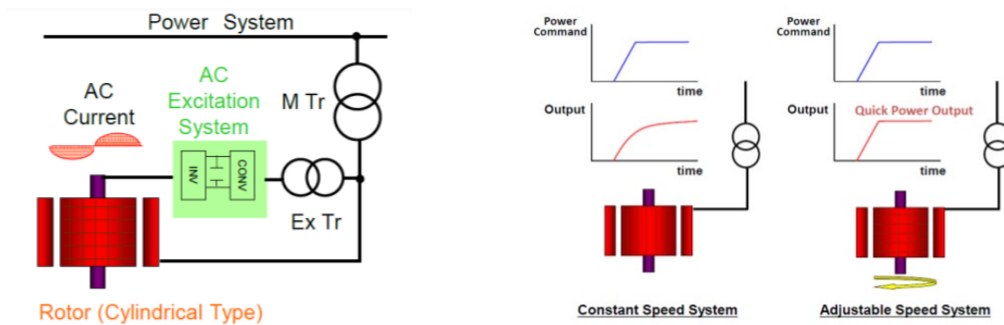
図 5-25 主な電源・送電計画 (2020-2024)

## (4) 「モ」国への適用可能性

## (a) 揚水発電

基本的には候補地サイトと発電コスト次第であるが、一般論としては、

- 新規に建設するダムはなるべく少ない状況（上池もしくは下池が利用可能な状況）が、コスト的にも環境的にも望ましい。
- 再エネの余剰分を吸収し、供給力の不足時に発電する特性を考えれば、再エネ接続地域と需要地に近いサイトが送電ロス低減の観点から望ましい。
- 送電容量に余裕のある地域での接続が望ましい。
- 「モ」国では、再エネ余剰が発生して吸収しきれないケースがあるので、揚水時のスピードを調整できる可変速揚水システムを適用できる可能性がある（以下の図参照）。可変速揚水システムでは、ロータに供給する電流を調整することで回転数を制御するため、揚水運転時に入力を可変に調整できるほか、発電、揚水のどちらの運転においても従来の揚水発電所と比較し高速に電力を調整できる機能を有する。



可変速揚水のシステム図

従来型と可変速揚水発電の調整能力比較（イメージ）

**図 5-26 可変速揚水システムの概要**

系統安定化に貢献する発電設備は、公的意味合いが強いため、国による開発を期待する分野である。NDC からのヒアリングによれば、揚水発電と蓄電池の有効性について以下の通り言及があった。

- 昼夜間の需要の差が、300 MW ほどあるので、このギャップを埋めるための技術があるとよい。
- 揚水発電はダムを造る必要がありコストが増大する可能性はあるが、サイトによってはそれを小さくできる可能性もある。実績から言えば、揚水発電の方が蓄電池より発電単価が安価になる。
- 蓄電池は、その寿命が 10 年程度しか期待できず、その後の廃棄も考慮しなくてはならない。

NDC からの聞き取りでは、具体的なプロジェクトの計画は把握していないとの回答があったが、ADB が 2020 年から始めた TA（Supporting Renewable Energy Development）には、揚水のパイロットプロジェクトとして、Kherlen-Choi（50 MW）のスタディが含まれている。

その他、インターネットで検索すると、下記のプロジェクトがヒットした。

表 5-6 揚水発電計画（インターネット検索）

名称	設備概要	情報源
Orkhon Pumped Hydro Power Plant (ウランバートルの西およそ 320 km)	出力：100 MW (25 MW x 4 Units) 年間発電量：219 GWh 事業費：400 million US\$	ニュース記事：Power Technology, Market Data (2021.12.21) <a href="https://www.power-technology.com/marketdata/orkhon-hydro-power-plant-mongolia/">https://www.power-technology.com/marketdata/orkhon-hydro-power-plant-mongolia/</a>

### (b) 蓄電池

ADB の支援により、80 MW の蓄電池導入が進められている（2022 年 1 月時点で調達中）。同プロジェクトは、当初 125 MW / 160 MWh であった容量が、80 MW / 200 MWh に変更されている（2021 年 1 月）。

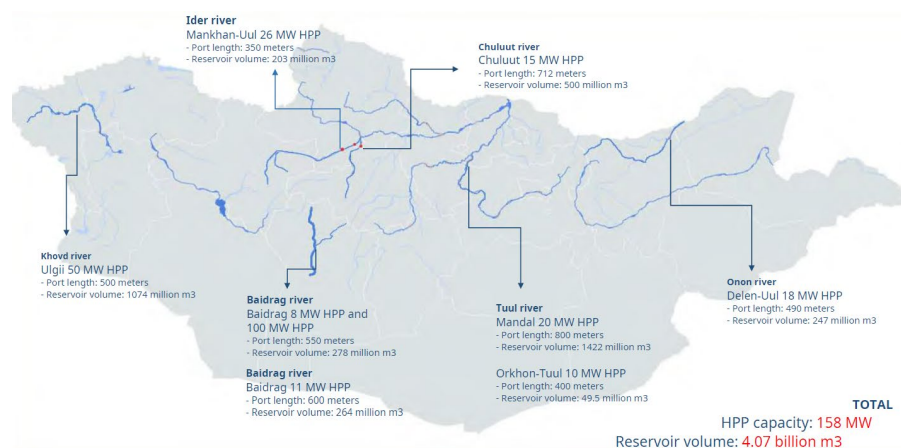
今後再エネ導入拡大による需給バランスの不確実性が拡大する場合には、揚水発電同様に蓄電池の増設も対策となりうるが、今後の再エネ IPP の導入要件次第では、再エネ事業者側で自社電源の供給力平準化のため設置する可能性もある。

蓄電池は揚水発電と異なり、サイトの条件に制約は少なく、また蓄電・放電の容量もある程度自由に計画がしやすいという利点がある。

### (c) 貯水池式水力発電

貯水池式水力発電所の計画は、前述の「Energy Sector Development Policy, Future」に提示されている。中央グリッドに接続可能なセレンゲ川系の発電所としては、Mankhan Uul (26 MW)、Chunluut (15 MW)、Mandal (20 MW)、Orkhon-Tuul (10 MW) の 4 つのプロジェクトがある。

貯水池式水力発電は、河川の水を堰き止めて発電に利用するため、下流の地域・国への環境・社会上の影響も大きく、具体的に進めようとする場合、困難が伴うことが多い。



(出典：Energy Sector Development Policy, Future, MOE, 2021)

図 5-27 貯水池水力発電所計画位置図

#### (d) 再エネ発電量予測

NDC が出力抑制を要請するひとつの原因として、再エネ事業者（特に風力発電）からの発電予測が不正確であることがあげられる。

日本における風力発電予測サービスとして、前述の通り、気象モデルの出力結果を利用した発電予測システムがある。この気象モデルは、サイトの風速と発電出力の実測値と比較することで、予測結果の精度向上につながる。

この予測は、地形によっても影響を受けるため、サイト固有の補正を必要とする場合もあるが、類似地形のサイトであれば、ほぼ同様な精度で予測できるようになる。

この再エネ（風力）発電量予測を「モ」国の民間の風力発電サイトと協力してパイロット的に実施して、成果が高いと判断できる場合には、横展開をする可能性も視野にいれる。

##### 第1ステップ：発電予測モデルの構築

- 実績データの分析
- 予測モデルの検討（実測データを用いた予測精度の向上を含む）
- 予測配信システムの設定

##### 第2ステップ：予測モデルの運用

- 予測モデルの運用（配信期間：12 ヶ月間、予測時間：72 時間先まで、予測粒度：1 時間、発表回数：1 日 2 回）
- NDC との情報共有と精度の確認
- 出力制御回避にかかわる可能性検討

##### 第3ステップ：効果の検証と展開可能性検討

- 予測結果の検証及び改良
- 他の発電所への展開可能性の検討
- 効果の推定

#### (e) 火力負荷調整能力

調整力に優れた火力発電などの回転系発電機は非連続電源である再エネの導入拡大時代にはその変動を吸収することができるという長所がある。

日本では、太陽光発電による電力が大量に発生する昼間の時間帯は、火力発電の出力を低下させて、再エネ（風力発電や太陽光発電）変動時に調整能力を持たせた運転をすることで、できる限り多くの再エネを利用している。またバックアップとしての揚水発電も存在する。

しかしながら、前述の通り「モ」国の火力発電は熱電併給を行っているケースが多いため、季節によっては、柔軟な運用に制約がでる可能性がある。



## 5.4.2 系統の安定化

## (1) 送電系統の課題

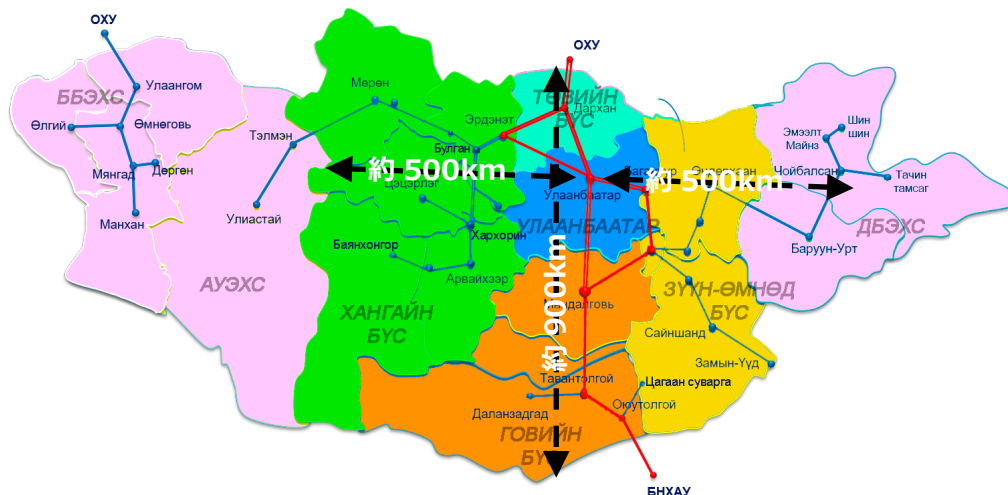
## (a) 電力の長距離輸送

「モ」国の首都を含む CES は、以下に示すように南北方向に約 900 km、UB 市を中心として約 1,000 km の供給エリアに 220 kV および 110 kV の送電線で構成されている。220kV 送電線の線種は、これまで他ドナーが実施してきた実施報告書によると、AC-300 という線種の 2 導体送電線が使用されている（出典：ADB Technical Assistance Consultant's Report/Mongolia: Strategy for Northeast Asia Power System, February 2020）。

同資料によるとこの送電線の許容電流は約 750 A であり、送電容量は 286 MVA となる。ロシアとの国際連系線は 220 kV 送電線でダルハン変電所と連系されている。ダルハン変電所とエルデネト変電所は 220 kV 送電線 2 回線送電線で連系されている。また、ダルハン変電所とウランバートル変電所は 220 kV の 1 回線送電線で連系されている。

ロシアから輸入された電力は、この送電ルートを利用して大消費地である UB 市へ輸送されている。110 kV 送電線の線種は、220 kV 送電線同様、他ドナーが実施した報告書によると、AC-240 が主に使用されている（出典：NEDO「モ」国における省エネ送電システムによる電力低損失化実証, 平成 31 年 2 月）。

AC-240 の許容電流は、同資料には送電導体数および送電容量が記載されていないが、220 kV 送電線に適用されている送電線から類推すると、送電線の許容電流は 300 A 程度（現地の写真情報に基づき、1 導体と仮定）で、送電容量は 57 MVA となる。



(出典:ERC ホームページ資料に TEPCO が加筆)

図 5-28 「モ」国の送電系統図（再掲）

送電線は、許容電流から電力潮流を管理するのが一般的であり、許容電流は一般に送電線の耐熱温度から決められている。送電線の送電容量は、許容電流の他に、送電線のインダクタンスに

よって決まる送電線の輸送限界が存在する。一般的には送電線亘長が数百 km 程度であれば、送電線のインダクタンスで決まる輸送限界よりも許容電流による送電線容量が大きくなる。

しかし、「モ」国の送電線は電源変電所から需要変電所までの送電線亘長が長くなり、送電線の輸送限界に達する可能性がある。送電線に流れる電力は次式によって算出することができる。輸送限界は、この式の  $\delta$  が 90 度の時の受電端電力となる。

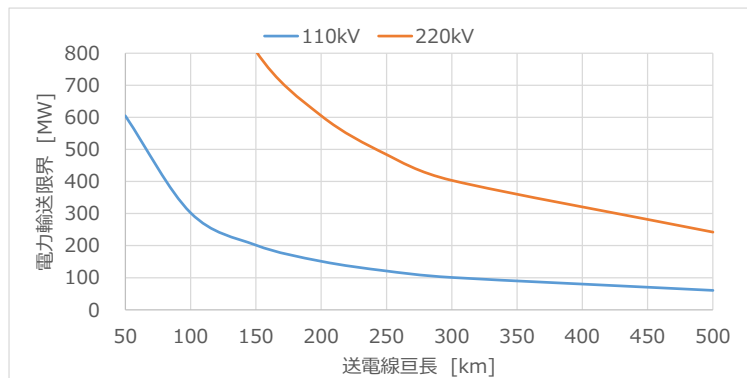
$$P_r = \frac{V_s V_r \sin \delta}{X}$$

$P_r$ : 受電端電力  $V_s$ : 送電端電圧  $V_r$ : 受電端電圧

$X$ : 送電線インダクタンス  $\delta$ : 送電端と受電端の電圧位相差

参考に、送電線のインダクタンスが  $0.4 \Omega/\text{km}$  ( $1.3 \text{ mH}/50 \text{ Hz}$ 、NEDO: 「モ」国における省エネ送電システムによる電力低損失化実証/平成 31 年 2 月で使用されていた送電線定数に基づいた) とした場合の 220 kV 送電線と 110 kV 送電線の送電線亘長と輸送限界の関係を下図に示す。

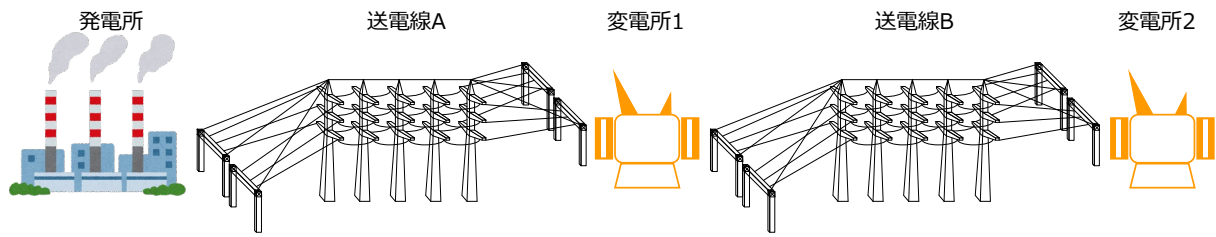
「モ」国で使用されている 220 kV 送電線の AC-240 の許容電流から求まる送電容量は 286 MVA であり、286 MVA の電力を送電できる輸送限界は約 400 km になる。同様に 110 kV 送電線では輸送限界は 500 km になる。「モ」国のように国土が広大で発電所と需要地が離れている場合には、送電線の許容電流ではなく輸送限界がボトルネックとなる場合がある。



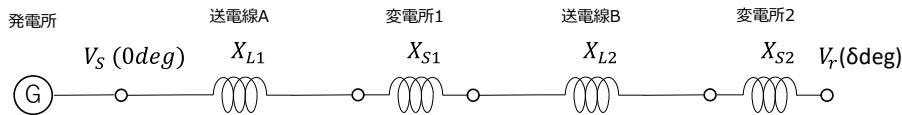
(出典: 調査団)

図 5-29 送電線インダクタンスを  $0.4 \Omega/\text{km}(1.3 \text{ mH}/50 \text{ Hz})$  とした場合の輸送限界

輸送限界は送電線のインダクタンスで決定するが、電力ネットワーク全体で見ると、下図 a) に示すように電源から需要地までは、送電線や変電所が存在し、下図 b) のインダクタンスや変圧器のインダクタンスなど直列に接続されている。電源から需要地までの送電限界は下図 c) の式に示すようにインダクタンスの合計値で輸送できる電力が決定されることになる。電源から需要地が遠隔地になる場合には、送電経路のインダクタンスにも注意を払う必要がある。



a) 送電ネットワークのイメージ



b) 送電ネットワークの電気回路イメージ

$$P_r = \frac{V_s V_r \sin \delta}{X_{L1} + X_{S1} + X_{L2} + X_{S2}}$$

c) 輸送できる電力を求める簡易式

(出典: 調査団)

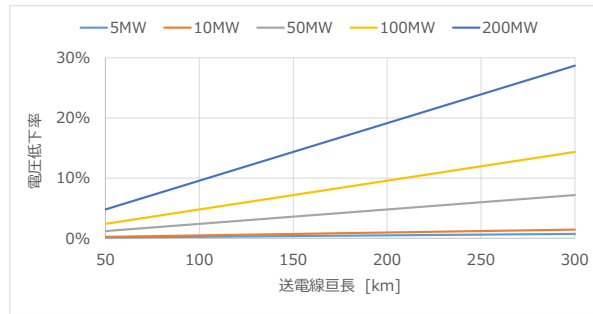
図 5-30 電源から需要地までの電力輸送

## (b) 電圧変動

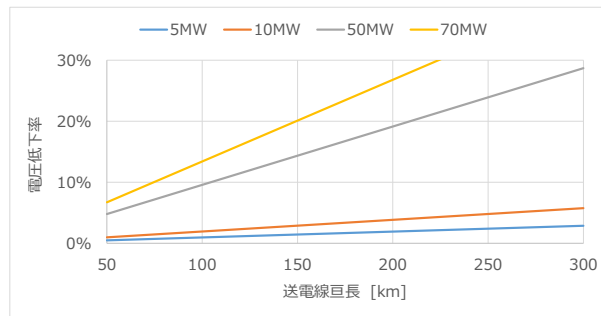
送電線は亘長が長くなることで電圧変動も大きくなる。送電線の電圧変動は次式で求めることができる。送電線亘長と送電線の有効電力に基づいた電圧低下率を試算し、以下の通り整理した。送電線のインピーダンスは  $0.1 \Omega/\text{km}$ 、インダクタンスは  $0.4 \Omega$  ( $1.3 \text{ mH}/50 \text{ Hz}$ ) とした (NEDO: 「モ」国における省エネ送電システムによる電力低損失化実証/平成 31 年 2 月で使用されていた送電線定数に基づいた)。試算の結果、潮流が多く、送電線亘長が長くなると電圧低下率は大きくなる。これは、風力発電機など発電機出力が変化すると、電圧変動が大きくなり、送電線が長くなるような地点での風力発電機の開発は注意が必要になる。

$$\Delta V \cong \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{X}$$

$\Delta V$ : 電圧変化    $V$ : 系統電圧    $P$ : 有効電力    $Q$ : 無効電力  
 $R$ : 送電線のインピーダンス    $X$ : 送電線のリアクタンス



a) 220 kV 送電線の送電線亘長と電圧低下率



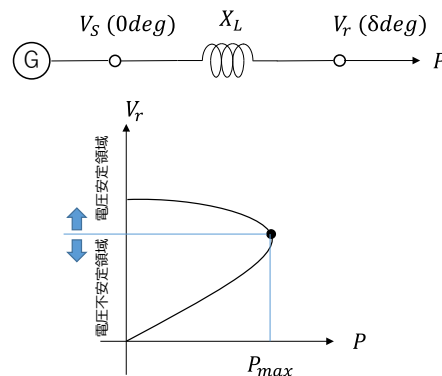
b) 110 kV 送電線の送電線亘長と電圧低下率

(出典：調査団)

図 5-31 送電線の有効電力潮流（力率 0.98）と電圧低下率

電圧変動の大きな要因は、式に示すように送電線に無効電力が流れ無効電力が送電線のインダクタンスで消費されることである。このため、送電線で消費される無効電力を補償するように送電線に無効電力を供給できれば電圧変動を抑えることができる。

送電線で運ばれる有効電力と電圧の関係は以下に示すような P-V カーブとして知られている。有効電力と電圧の関係は二次関数となっており、最大電力の電圧より大きい場合には電圧は安定していると言い、送電線を通る有効電力を減少させることで電圧を回復することができる。他方、最大電力の電圧より小さい場合には電圧は不安定となっており、送電線を通る有効電力を減少させても電圧を回復することができない。この最大電力時の電圧は定格電圧の 70%程度となる。



(出典：調査団)

図 5-32 1 送電線 1 負荷モデル系統の P-V カーブ

## (c) 過負荷送電線

「モ」国の送電線容量は前述したように 220 kV 送電線で 286 MVA、110 kV 送電線で 57 MVA と想定される。ロシアからの国際連系線による契約電力は 245 MVA から 345 MVA に拡大されている。ロシアから輸入される電力は、220 kV 送電線を利用して電力の大消費地であるウランバートルまで輸送されている。ロシアからの契約電力 245 MVA は 220 kV 送電線の許容電流の 286 MVA 以下であったが、新たな契約電力 345 MVA を上限まで使用すると 220 kV 送電線の許容電流を超過する可能性がある。

通常の電力系統運用において、国際連系線の電力はすべて UB 市内に供給されることはないと考えられるが、電力系統での単一設備故障 (n-1 故障) などは過負荷となる送電線が発生する可能性がある。

## (2) 対策案

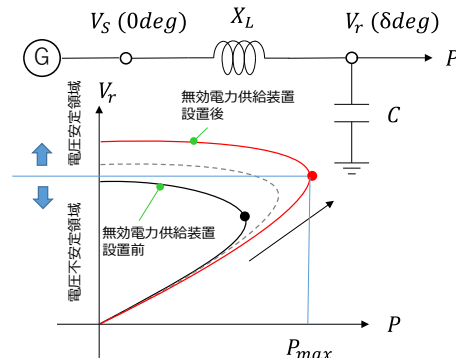
## (a) 電力の長距離輸送

電力の長距離輸送の輸送能力を向上する方法は、送電線および電力輸送ルートインダクタンスを下げる必要があるため、新たな送電線ルートの建設や、変圧器の増設などの対策が必要となる。また、電源と需要地が遠隔とならないように新しい電源を開発することも考えられる。この問題を根本的に解決するには、系統マスタープランなどの検討によって綿密な電力設備増強計画が必要となる。

## (b) 電圧変動対策

電圧変動は送電線が無効電力を消費することに起因することから、電圧変動対策は無効電力を供給する設備を設置することが挙げられる。無効電力を供給する設備として、火力発電所や水力発電所の発電機も供給源の一つとなるが、発電機から遠隔にある変電所での無効電力の供給は、STATCOM やシンクロナスコンデンサなどの機器が候補として挙げられる。

電圧変動対策として無効電力供給装置が設置されると以下に示す P-V カーブのように最大電力を伸ばすことが可能となり、最大電力の電圧も上昇することになる。無効電力供給装置が適用されることで、最大電力の電圧が上昇し、不安定領域に電圧が移行した場合は、電圧低下が急激に現れるため系統運用には注意が必要である。参考に P-V カーブを相似形のまま最大電力を増やす方法としては、送電線回線数を増やすことになる。



(出典：調査団)

図 5-33 1 送電線 1 負荷モデル系統と無効電力供給装置を設置した場合の P-V カーブ

### (c) 過負荷送電線対策

過負荷送電線の対策は、送電線の許容電流を上げることや、新たな送電線を建設することが挙げられる。送電線の許容電流を上げる具体的な方法は、送電線の電線サイズを大きくするか、大電流に耐えられる耐熱電線にすることが考えられる。送電線の電線サイズを大きくする方法は、送電線の重量が重くなるため既設の送電鉄塔の補強や建て替えが必要になる可能性がある。

この他の過負荷送電線の対策は、送電ルートを増やすことや、送電電圧の格上げ、需要を分散するような新たな変電所の建設が候補として挙げられる。これらの対策の実施は、系統マスタープランなどの検討によって綿密な電力設備増強計画が必要となる。

### (3) 「モ」国への本邦技術の適用可能性検討

「モ」国の送電システムの課題に対し、ソフトウェア支援とハードウェア支援に分けて以下のとおり整理した。このうち本邦技術の適用可能性が見込めるのは、低損失電線、増容量送電線、狭隘なスペースでの変電所新設・増設（GIT や GIS 活用）、蓄電池などである。

表 5-7 「モ」国への本邦技術の適用可能性

送電システムの課題	ソフトウェア支援	ハードウェア支援
電力の長距離輸送 (短絡電流容量の減少含む)	系統マスタープラン作成の支援	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新設送電線の建設</li> <li>・新設送電線建設時に低損失送電線および増容量送電線の適用</li> <li>・変電所の建設</li> <li>・変圧器の増設</li> <li>・変圧器の増容量</li> <li>・シンクロナスコンデンサの設置</li> </ul>
電圧変動対策	電力系統運用支援	<ul style="list-style-type: none"> <li>・STATCOM の設置</li> <li>・シンクロナスコンデンサの設置</li> <li>・蓄電池の設置</li> </ul>
過負荷送電線対策	系統マスタープラン作成の支援 送電鉄塔の補強技術の支援 送電鉄塔建て替え技術の支援	<ul style="list-style-type: none"> <li>・増容量送電線の適用</li> </ul>

#### 5.4.3 系統安定化策の有効性に関する考察

##### (1) 需給のアンバランスを緩和する系統安定化策

「モ」国が再エネ導入を進める中、電力品質を確保するための系統安定化策を講じる必要性が顕在化している。再エネの開発地点は需要地から遠隔地であることが多く、長距離送電が必要で電圧変動が問題となっている。また、再エネ発電装置は PCS 装置を介して電力系統に連系されているため、再エネ発電装置が電力系統に数多く連系されると、電力系統の慣性力が低下し、既設水力発電所や火力発電所の運転に支障をきたす恐れがある。

電圧変動を引き起こす原因の一つは、再エネ発電の出力変動である。この出力変動を緩和する方策として、蓄電池の設置や揚水発電所の建設、水力発電所または火力発電所のガバナーフリー機能を利用することが考えられる。

蓄電池や揚水発電所は電力の充放電が可能であるが、再エネの短い時間の出力変動に対しては蓄電池が有効である。揚水発電所は蓄電池のように充電と放電をすぐに切り替えることができないが、発電時にはガバナーフリー機能を使用して再エネの変動を緩和させ電圧変動を改善することができる。蓄電池は再エネ IPP 側で導入する可能性もあり、公的機関（送電側）との蓄電池設置の分担も検討分野の一つといえる。

## (2) 長距離送電に起因する不安定化緩和対策

電圧変動を引き起こすもう一つの原因は、送電線のインダクタンスが原因となる。送電線に電力が流れることで送電線のインダクタンスが無効電力を消費し電圧変動を引き起こすことになる。このため、送電線によって消費される無効電力を外部から供給することで電圧変動を改善できる。無効電力を供給する装置として以下に示すように、調相用コンデンサ、SVC、STATCOM、シンクロナスコンデンサが挙げられる。

無効電力制御の応答性は STATCOM が高い。シンクロナスコンデンサは、STATCOM よりも制御の応答性は劣るが、電力系統の過渡安定度に貢献する慣性力を持つことができる。再エネ発電装置が電力系統に連系された時の慣性力低下時の対策として、シンクロナスコンデンサを適用することで電圧変動と慣性力の改善に貢献できる。

表 5-8 無効電力供給装置とその制御スピードと機能

機能	Sh.Cap	SVC	STATCOM	SC
系統制御機能				
無効電力の吸収	N/A	Medium	High	Medium
無効電力の供給	Medium	Medium	High	Medium
電圧制御	Medium	Medium	High	Medium
電力品質の改善				
電圧安定性の改善	Medium	Medium	High	Medium
電圧変動の緩和	N/A	Medium	High	Medium
電力系統へのインパクト				
短絡電流の供給	N/A	N/A	N/A	Applicable
慣性力	N/A	N/A	N/A	Applicable

Sh.Cap: Shunt Capacitor (調相用コンデンサ)

SVC: Static VAR Compensator (静的無効電力補償装置)

STATCOM: Static Synchronous Condenser (静的同期コンデンサ)

SC: Synchronous Condenser (同期調相機)

## 5.4.4 系統計画・運用に関する分析・提案

### (1) 系統計画

系統計画に関しては、5 MW 以上の発電・送変電設備は NDC または各事業者が計画したものを

NDC が検討評価し、MOE が決定する。NPTG は送電事業者として送変電設備を所有・管理しており、関係する系統計画・設備計画を行っている。小規模設備で単一事業者によるものは当該事業者が実施できる。系統全体の計画は NDC、設備計画を含めた送変電系統の計画は NPTG がそれぞれ実施しており、各々が適切なツールを用いた系統解析を行い、系統安定度、電圧安定性などの状況を把握したうえで計画を立案することが重要である。

## (2) 系統運用

系統運用においては、グリッドコードに周波数・電圧などの規定範囲、調整手法が規定されている。周波数維持に関しては、需要と供給のバランス維持、短時間の需要変化に対応するための予備力確保が必要であるが、現在はロシア系統に依存するところが大きく、今後さらなる再エネ電源導入を計画するにあたっては調整可能な供給力を増強することが必要である。

2021 年 12 月にロシア系統からの電力融通の拡大が決定されたが、電力輸出はしない前提であり、例えば（アンシラリーサービスへの負担はするものの）一定の条件でロシアへの随時の電力輸出もできるようなスキームの構築が望ましい。

国内の調整力としては CHP 4 のみが活用されているが、NDC からオンラインで自動発電調整（AGC）を行うことはできない。現在 ADB の支援により NDC の SCADA/EMS 更新、蓄電池の設置、それらを活用した AGC 機能の実装が計画されている。今後、同機能が多くの比較的大規模な発電所の実装されれば、国内の調整力確保に資するところが大きい。

電圧に関しては長距離送電線、地方に散在する再エネ電源などにより規定範囲逸脱が顕在化している。系統計画においては電圧対策も考慮したうえで系統解析を基に必要な箇所に送電線、変圧器、調相設備、FACTS などの適切な設備設置を立案することが重要である。現在は対策として SVC/STATCOM などの設備導入を推進しており、ADB からの支援も計画されている。これらの設備が適切な箇所に設置され、自動制御が行われれば電圧状況の改善が見込まれる。系統運用面では、発電機電圧・変圧器タップ調整、調相設備操作、送電線停止などがルールに従い行われているが、この部分も一部操作の自動化が実現されれば調整精度の向上が見込まれる。

## (3) リアルタイムデジタルシミュレータ（RTDS）の利用

「モ」国の電力系統は送電線亘長が長く、発電所から需要地が遠い特徴があるため、系統状況の的確な把握と問題点の迅速な把握、対策検討が重要になる。現在、「モ」国の電力系統の運用状況として、リアルタイムですべての再エネの発電状況がわからず、オンラインによる情報収集機能が十分に配置されていないため、系統事象が把握できないでいる。運用計画を行う際には、再エネの発電状況をパラメータにした多数のシミュレーションケースを実施し、系統の隅々まで状況を分析する必要があり、



Hardware Specifications and Features	
Processor	POWER8 RISC processor; 10 cores operating at 3.5 GHz
Connectivity	24 x GT ports for connection to GTIO cards and interconnection of small timestep subnetworks on different NovaCar chassis 6 x IBC ports 1 x IBC port 1 x GTSYNC port 1 x Ethernet port
Built-in I/O	12 x 12-bit DMA channels operating over a range of +/- 10 V pk
Compatibility	Racks based on GTWIP, PBS, and GPC cards GTAD, GTAL, GTDD, GTDI, GTFPI, GTNET, GTNET2, GTSYNC, GTFPGA Unit
Scalability	Up to 60 fully-connected chassis
User Interface	RSCAD Software, Version 5+ 7" touchscreen on each chassis
Power	450 W max., 100-240 V, 50/60 Hz
Individual Chassis Dimensions	48.3 x 52.2 x 17.8 cm (WxDxH)
Individual Chassis Weight	~15 kg
Cubicle Dimensions (optional)	68.3 x 79.4 x 189.5 cm (WxDxH)

（出典：RTDS Technologies 社）

図 5-34 RTDS のハードウェア（例）



「モ」国系統の特徴を考慮すると RTDS の活用が有効である。

また数十秒の計算時間で系統事象を表現できるため、原因分析・対応を考えて即座の系統運用にも反映できる可能性がある。

#### 5.4.5 配電における課題

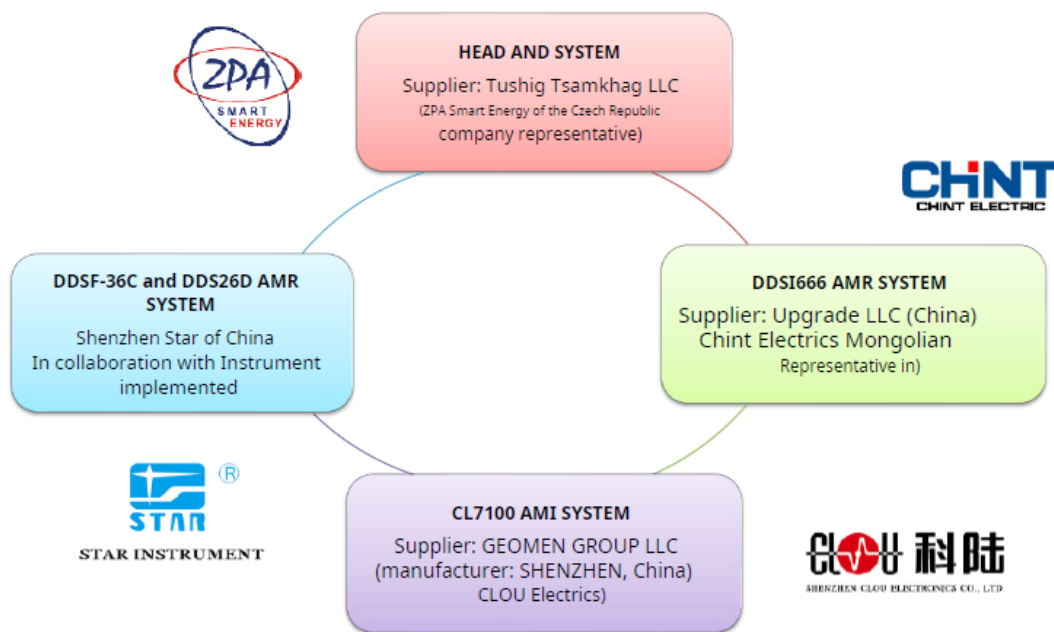
##### (1) 配電レベルでの課題

###### (a) 概論

中低圧系統の課題は経年設備が多いことである。約 40% が経年設備であり、既設変圧器はロシア製が多く、その効率は高くない。最近では、安価であるがあまり効率が低い変圧器が中国市場から導入されている。ポイントは入札制度であり、低コスト品を求めると低品質品が導入されてしまう点が課題となっている。この点については現在、政府がコストだけでなく変圧器の効率も考慮した仕様を取り入れるなど、入札制度の改革を試みようとしている。

UBEDN においては配電系統の負荷を的確に管理できていないことが課題として挙げられる。一般家庭は、政府によるコロナ禍の経済対策で 2020 年 12 月から 2022 年 5 月まで 250 kWh 以下の電気料金の支払いが不要となったことから、これによる電力需要の増加のために変圧器過負荷、配電線過負荷が発生している。政府には電気料金を上げて、グリッドの配電設備のメンテナンス・修理のための費用を捻出したい意向があるが、中低系統の改善のためには、まず基本情報である負荷や電圧の監視・制御を可能にする技術が必要であり、SCADA/配電自動化やスマートメータがそのソリューションと考えられる。現在「モ」国の配電自動化やスマートメータの規格は、「モ」国向けに統一されたものではないため、仕様やインターフェイスの不整合により不具合が生じている。

例えば、スマートメータで取得した情報を管理・制御するセンターシステムは、様々なメーカーの製品を試験的に導入してきた結果、現在以下の 4 つのシステムがあり、システム間の連携が十分とれていない状況にある。



(出典：UBEDN 資料より抜粋)

図 5-35 UBEDN に導入されている 4 種類のスマートメータシステム

(b) 再エネ接続における課題

UBEDN によれば、実際に工事が行われ、配電系統に接続されている再エネ電源の数は、現段階（2021 年 12 月時点）で 5 件であり、電圧、周波数、高調波などの問題は顕在化していない。屋根置き太陽光発電設備は「モ」国ではまだ一般的ではなく、電圧変動への対策として日本の電力会社で使用されている SVR 等の機器の必要性は顕在化していない。

しかしながら、今後配電線レベルで太陽光発電が接続申請される事例が多く出てくることを想定し、社内の接続確認手続きの標準化を進めたいとの要望が UBEDN からあった。

(2) 配電レベルでの再エネ拡大に向けたプロジェクト/プログラム

(a) スマートメータ

再エネ接続拡大に貢献するプロジェクトとしてスマートメータがある。再エネ関連では、再生可能エネルギー法が改正され、一戸建や企業もグリッドに連系が可能になった。

UBEDN は課金の効率化、盗電防止、過電流防止などをスマートメータ導入の主目的に挙げているが、ERC からは再エネの売買を容易にするためスマートメータシステムが導入されることが望ましいとのコメントがあった。

(b) 住宅用太陽光発電

UBEDN では太陽光発電を主とした 5 件程度の再エネ接続承認を出したが、既に FIT も導入されており、今後配電レベルでの系統連系はさらに増える見通しである。配電レベルでの再エネ系統連系の代表例である屋根置き太陽光発電設備は、「モ」国ではまだ一般的ではない。

また UB 市の 60～80 %はゲル地域となっており、特に山岳地帯では 30 %は電化されていないことから、再エネ電源の接続が難しい状況にある。このため、地方のゲル地域の家屋は、太陽光と電池機能を備えた住宅用オフグリッド機器が設置されており、当該消費者の電力需要によっては、新たにグリッドに接続するよりも（インフラ配線が不要なので）低コストで有利になることもある。

#### (c) DSM

DSM に資するプロジェクトとして、EV や産業用/住宅用蓄電池など DSM や DR に寄与するコンテンツがあるが、「モ」国での本格的な導入計画は、現時点で明確なものはない。

現時点において DSM としては TOU 以外に目立ったアプローチは確認されなかったが、「モ」国では電力需給がタイトである状況を鑑みると、電源開発と並行して DSM や分散型エネルギーの導入を一層進めることがエネルギー消費量の低減、ひいては低炭素化に寄与するものと考えられる。

特に、スマートメータはその機能が電力消費の見える化に貢献するとともに、瞬時の DR にも活用可能なツールであるため、消費者サイドの電力消費機器との組み合わせで、ピークカットに活用可能である。

## 第6章 スマートシティとその形成を視野にいたした中低圧配電線の提案

### 6.1 スマートシティ構想の現状とギャップ

#### 6.1.1 概論

「モ」国におけるスマートシティへの取組みは始まったばかりという状況で、配電自動化、スマートメータ等をコンポーネントとしてスマートシティの開発計画に含めるとしているが、2022年1月時点で、その他の施策であるEMS、ミニグリッド、需給調整を行うデマンドコントロールセンター等はUBEDNでは具体的になっていない。

#### 6.1.2 政策の進捗

「モ」国では、都市の新規計画は建設・都市開発省（MCUD）が主導している。電力供給や通信ネットワークに関してもMCUDが主導して全体計画を立て、各省が対応している。ウランバートル市全体でも活用できる提案であればウランバートル計画庁も関係する可能性がある。

日本とは事情が異なり、乾燥・寒冷な自然環境にある「モ」国における都市計画は、水資源や熱供給の確保を重視し、その上で5Gなど高度な通信技術の導入を志向している。現時点では各都市計画のコンセプトが明確になっていない部分もあるが、開発エリアに水資源があるか、また、そのリサイクルでより多く活用できないかといった点に注目されている。

スマートシティに関して2021年、2040年までのコンセプトが「モ」国政府から出された。しかしながら、現時点はアイデア段階なので具体的な計画まで決まっておらず、公開もされていない。

2040年の計画コンセプトは「暮らしやすい土地使用」である。土地計画の中には再エネ、ガス発電や変電所等に関する計画が含まれるが、細かな設計まではまだ実施されていない。

UB市周辺のゲル地区は環境汚染（特に大気汚染）が酷く、水道・電力インフラ整備も遅れている。2020年までは都市開発可能なエリアと不可エリアに分けて設定されていたが、2040年までではゲル地区まで拡大、開発する計画となっている。UB市に人口が集中しているため、ゲル地区を開発し、再エネやクリーンエネルギーが活用できる都市計画を目指している。各都市で役所や公共設備、輸送システムを発達させるコンセプトである。

#### 6.1.3 ウランバートル新空港周辺の都市計画

JICAが支援してきたウランバートル新空港もしくはその周辺に、新都市計画として新ゾーンモド市（従前は「アエロシティ」と表記されていた）がある。これは「モ」国の重点政策の1つであり、ボグドハン鉄道整備に合わせた物流拠点として、2050年を目標としてプロジェクトを4期に分けて、都市を整備する計画である。第1期として空港北側の商業、観光、住宅地開発と、南側の航空貨物センターを計画しており、第2期として物流センターをはじめ、農業関連産業施設

国の重点政策を核とする産業団地の整備を行う予定である。「モ」国内には新規需要の受け皿としての機能も果たせる物流センターの必要性は高く、数多くの物流センター構想及び計画がある。

新ズーンモド市は住宅、商業、産業団地等を併せ持つ職住近接型開発都市として、UB市の過密状況に対する受け皿となるための質の高い住環境（商業や国際水準に合った学校や病院、移動手段や電力・水・廃棄物等のスマートインフラなど）が推進されている。2021年に首都のステータスに関する法が改定され、衛星都市をUB市に取り込んだり、衛星都市に特区を設けることができることが規定され、新ズーンモド市は2040年に向けた都市開発マスタープランではUB市の衛星都市と位置付けられている。

なお新ズーンモド市は、2019年に「新国際空港衛星都市マスタープラン (The City Master Plan for the New International Airport)」を策定したが、高層ビルが空港周辺における高さ制限を満足していなかったため、現在マスタープランの修正作業が行われている。現地コンサルティング会社のMON ENERGY社もこのマスタープラン修正作業に携わっている。

日本におけるスマートシティを鑑みると、基本インフラである電力には高信頼度が要求されると思われるが、現段階で配電会社としてUBEDNの特別な参画、対応方針はなく、現在得られている情報は、電力需要のみとのことであった。

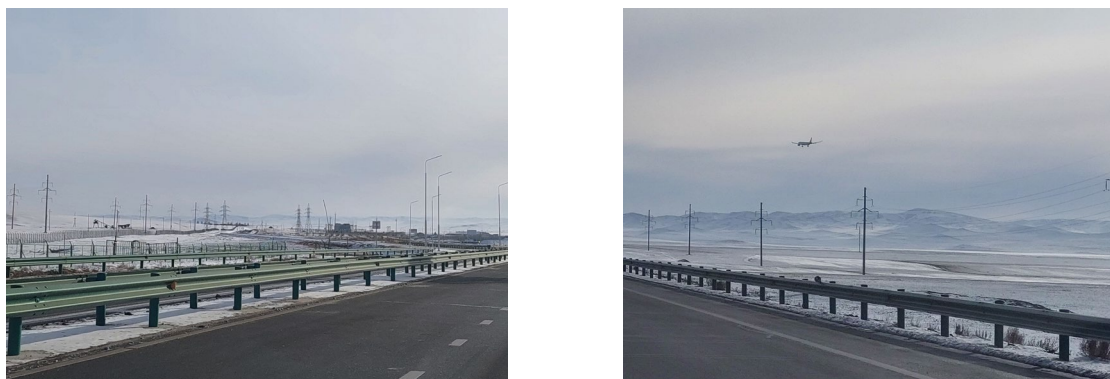
新空港周辺の都市には、220kV送電線で供給する計画であること、供給設備として125MVAの変電所が必要であることなど、概略の供給計画は想定されているものの、NPTG、UBEDNからの聞き取りでは、電力においてはそれ以上の情報はなかった。

新ズーンモド市のイメージ図と現況を以下に示す。新ズーンモド市は新空港の物流の拠点とすべく都市計画を進めているが、現状としては空港建物以外の建築物はほとんどない。



(出典：成田空港ニュースリリース)

図 6-1 新ズーンモド市の位置とイメージ図



(出典：調査団)

図 6-2 新スーンモド市周辺の現状

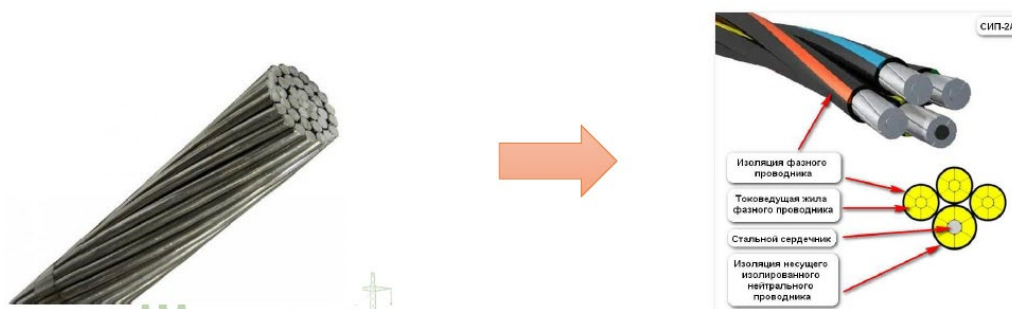
## 6.2 中低圧電線におけるスマート化

### 6.2.1 ロス低減

#### (1) 現状

前述のとおり、UBEDN の電力ロス低減への取組みは徐々に進んでいる状況である。テクニカルロスの低減策として、例えばアモルファス変圧器等の低ロス変圧器が有効であるが、まだ導入はされていない。現在、設備更新しながら効率改善を図っているが、電力ロス低減の改善にはそれほど貢献はしていない。また 2015 年に定められた省エネルギー法は、配電会社や送電会社に 2 年に 1 度、ロスの実績報告を義務付けており、目標と比較されるので、電力ロス低減を実施する動機付けになっている。しかしながら前述のように、UBEDN の配電ロス率は 2021 年時点でまだ 14 %を超えていることから、低炭素化に寄与するロス低減のためには更なる施策の推進が必要と言える。

一方、UBEDN の低ロス機材の適用例としては、既設の裸電線を絶縁電線に取替中である。裸電線から絶縁電線に取替ることで、短絡事故件数が減少するとともに、絶縁被覆化により盗電がしにくくなるので、ノンテクニカルロスが低減する効果が期待されている（裸電線では人が容易に引込線を接続して盗電できる）。

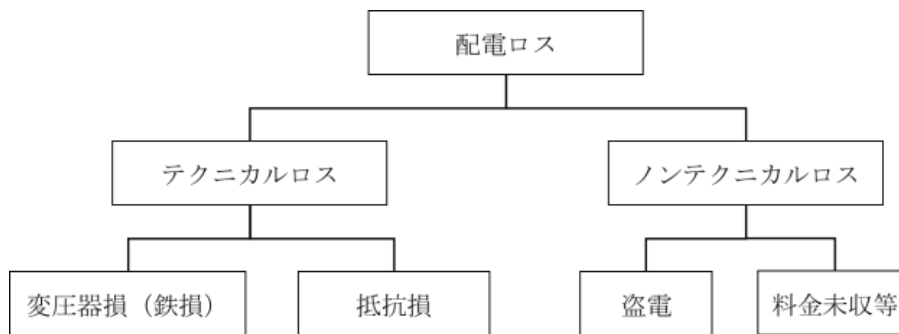


(出典：DSEDN)

図 6-3 裸電線の被覆化（絶縁電線への取替）

## (2) ロス低減等低炭素化に資する改善策

配電ロスの種類について整理すると、以下のように分類される。

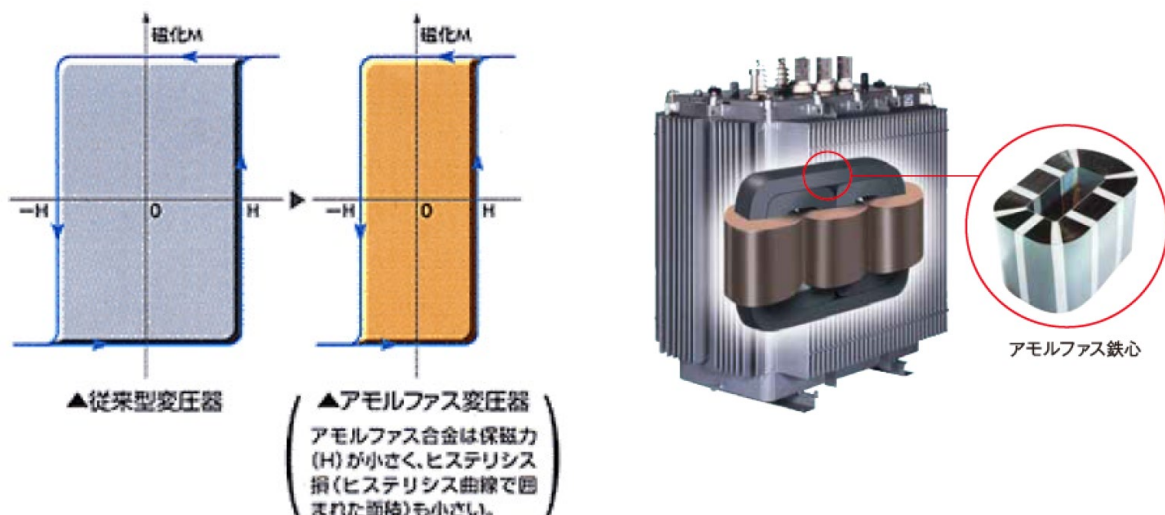


(出典：調査団)

図 6-4 配電ロスの分類

テクニカルロスの内、抵抗損は電線の電気抵抗により生じるロスで、電流の2乗に比例する。一般に、途上国においては電力需要が増加しても送配電線の増強を行えず、やむなく高稼働あるいは過負荷状態で電力供給を行うことや、配電ロス抑制を考慮しない暫定的な配電線の延伸等に対応することが多いため、結果として多くの抵抗損が生じていることが想定される。

また、変圧器における鉄損は変圧器の鉄心で生じるロスであり、負荷の大小に関係なくその変圧器を充電すると24時間発生し続ける。以前の製品と比較すると最近のケイ素鋼板変圧器も鉄損がかなり減少してきているが、アモルファス金属を鉄心に使った変圧器は更なる鉄損の低減が期待できる。通常の金属は、原子が規則的に配列した結晶構造を持っているのに対して、アモルファス合金はランダムな原子配列の構造を持っている。これを変圧器の鉄心に使った場合は、ヒステリシス損と渦電流損が極めて少なくなり、電力ロスを低減することができる。

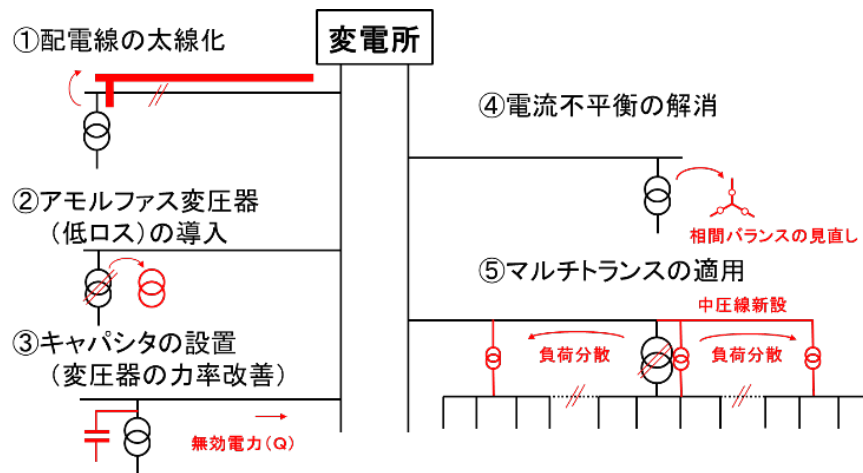


(出典：日立産機システム HP)

図 6-5 アモルファス変圧器の特性と外観

一方、ノンテクニカルロスには主に、盗電、料金未収、料金免除等がその要因である。盗電は、需要家がメータを経由させずに違法に電気を使用するものであり、メータで計測する販売電力量には表れてこない。また料金未収にはメータで計量した使用電力に対して電気事業者が料金を回収できないもの（料金未払）や、メータの不良による誤計量に起因するもの等がある。

配電ロスのうちテクニカルロスについて大きな削減効果を期待する場合は、そのエリア全体の昇圧等の削減策を面的に実施する必要がある。また、配電線の太線化、アモルファス変圧器等低ロス変圧器の導入、キャパシタ設置による力率改善、電流不平衡の解消、小容量変圧器の分散配置（マルチトランス方式）等が考えられる。なお2021年現在、UBEDNの系統においては力率改善のための具体的施策は行われておらず、また顧客にも力率改善を求めている。



(出典：調査団)

図 6-6 テクニカルロス削減方策の例

## 6.2.2 配電自動化

### (1) 現状

現在 UBEDN では、管内の一部に DAS とリクローザシステムが導入されている。2020 年から 7 箇所の 6 kV 配電用変電所（配電線は地中系ループ構成）に RM6（シュナイダー製リングメインユニット）を用いた DAS を導入しており、試験的に使用している。





(出典：UBEDN)

図 6-7 UBEDN の配電自動化用現地機器 (シュナイダー製リングメインユニット)

システムによる遠方操作が可能で、電圧・電流の監視が可能であるとともに、事故時の開閉器操作はプログラムにより全自動で事故区間を隔離する機能を有する。通信にはモデム式の携帯電話通信回線方式を採用している。UBEDN は DAS の導入により、これまでの停電事故復旧時間の実績平均である 90 分を、DAS 導入後は 6 分にできるとのシミュレーション結果を得ており、将来的には 10 kV 系統へも拡張予定である。

一方、リクローザ方式は架空線に適用されており、事故点の切り離しは自動で行われるが、現地機器の復帰操作は手動で行っており、言わば半自動のシステムである。リクローザは 2021 年時点で約 80 台導入されており、10 kV 用が 60 台、6 kV 用が 4 台、35 kV 用が 15 台となっている。



(出典：UBEDN)

図 6-8 UBEDN の架空系統に導入されているリクローザの例

## (2) 配電自動化の導入について

UBEDN では日本の電力会社のように統一されたシステムを使っていないので、新たに機器を導入しても系統に接続できない等の問題も発生している。例えば、UBEDN では配電設備全般にロシア製、中国製、米国製、ドイツ製などが混在している。技術面のポリシーを明確化すること、仕様の統一が必要であり、これが低コストでメンテナンスが容易な配電自動化につながると考えられる。

今回の調査では具体的な配電自動化の事業計画は明確になっていないことが判明したが、今後の配電自動化等のシステムを「モ」国に展開するにあたっては、インターフェイスの相違、異なるシステムの乱立を回避し、低コストかつメンテナンスが容易な共通のプラットフォームを作り上げることが望まれる。

UBEDN においては、経年設備が多いことが配電ロスの大きな要因であり、併せて負荷を適切に管理できていないことが効率的な配電システムを構築できない要因でもある。導入されつつあるスマートメータや配電自動化システムを活用して負荷や電圧を効率的に管理するとともに、配電設備のデータベース構築やアセットマネジメントに取り組むことが、電力ロスの低減や効率的な設備運用に資するものとする。

## 第7章 JICAの協力プログラムの提案

### 7.1 ドナー支援マッピング

他ドナーの支援状況をマッピングした。現在進行中もしくはファイナンスを予定していることが資料で確認されているものを記載している。

表 7-1 ドナーが実施中もしくは支援予定のプロジェクト

	ADB	WB	EBRD	中国系
電源	揚水のパイロットプロジェクト可能性調査 (TA) *1	電源・熱供給マスタープラン (TA) *6		エルデネブレン水力発電建設 (Loan)
再エネ事業	再エネを利用した地方の分散型電源 (Grant & Loan) *2		再エネオークションの制度支援 (TA) *9 民間の風力発電に関わる建設支援 (Loan) *10 関連した送電プロジェクト (Loan) *11	
系統運用	SCADA、WAMS等の系統状態監視システムの導入検討支援 (TA) *3			
送電	アルタイウリアスタイと西部システムの連系 (TA) *1			
系統安定化	蓄電池の導入支援 (Grant & Loan) *4			
配電		地方配電会社の設備増強/修繕支援 (Loan) *7		
熱供給	ヒートポンプ利用の可能性調査 (TA) *1	ウランバートル熱供給改善プロジェクト (Loan) *8	ウランバートル広域ヒーティングプロジェクト (Loan) *12	
地域連携	地域の電力とガスの融通戦略にかかる策定支援 (TA) *5			

#### ADB

- Supporting Renewable Energy Development (TA) \*1
- Upscaling Renewable Energy Sector Project (Grant & Loan) \*2
- Smart Energy System for Mongolia (TA) \*3
- First Utility-Scale Energy Storage Project (Grant & Loan) \*4
- Fostering Expanded Regional Electricity and Gas Interconnection and Trade under the CAREC Energy Strategy 2030 (TA, Regional) \*5

#### WB

- Energy Master Plan (TA) \*6
- Second Energy Sector Project (Loan) \*7
- Ulaanbaatar Heating Sector Improvement Project (Loan) \*8

#### EBRD

- Support for the Implementation of Renewable Energy Auctions in Mongolia (TA) \*9
- Sainshand Wind Project (Loan, Private) \*10

- Choir-Sainshand 220 kV Transmission Line Project (Loan) \*11
- Ulaanbaatar Central Heating Supply Project (Loan) \*12

総じて、ADB の支援が最も活発で、SCADA/WAMS や蓄電池に代表される系統安定化を重点的に支援している。電源計画については WB がイニシアティブをとってマスタープラン策定を支援している。

EBRD は再エネに関する個別事業、それに関連する送電線事業にも支援を行っている。また民間セクターの再エネ事業への参画を活発化させるためオークション制度の導入支援も行っている。

## 7.2 JICA の協力プログラムの提案

### 7.2.1 技術協力プロジェクト

#### (1) 期待されるアウトプット

第4章の表4-1 および表4-3 に再エネ導入拡大に向けた課題を整理した。当該課題に対応する技術協力プロジェクトの想定アウトプットとして、とりまとめた。

表4-1 に示した課題の①と②については、本調査の期間内では、ADB が支援中のプロジェクトと重複する可能性が否定できないため技術協力プロジェクトの支援対象から外れた。

表 7-2 技術協力プロジェクトの支援案 (アウトプット)

	Goal	Category	Issue Number
Output 1	To deepen the understanding on system events caused by greater integration of renewable energy	T/N	⑥、⑧、⑩、⑪
Output 2	To improve skills to adjust supply and demand and refine the system operation rules to cope with the power system expansion and increased integration of renewable energy	T/N	⑤、⑫
Output 3	To improve the ability to carry out appropriate medium- and long-term system planning with a view to expanding renewable energy installation	T/N	⑧、⑨、⑪
Output 4	To develop the ability to make appropriate relay arrangements in response to the expansion of transmission and substation facilities	T/N	⑦
Output 5	To enhance the ability to diagnose and carry out appropriate preventive maintenance for transmission and substation facilities	T/N	③、④
Output 6	To standardize the practical procedures for applications for renewable energy connection to the distribution network	D/N	③、④、⑤、⑥
Output 7	To gain a deeper understanding for introducing appropriate smart technologies to facilitate the expansion of renewable energy connection at the distribution level	D/N	①、②、⑦、⑧、⑨

T/N: Transmission Network (系統)  
D/N: Distribution Network (配電)

#### (2) 協力内容案

技術協力プロジェクトの概要は以下の通りである。

カウンターパート：MOE、ERC、NDC、NPTG、UBEDN

主な支援対象：NDC、NPTG、UBEDN

支援期間：3年間

支援場所：主に「モ」国国内、日本招聘研修も含まれる

## 7.2.2 インフラ支援プロジェクト案

### (1) 無償資金協力

#### (a) 選定条件

本調査を通じてニーズが存在した事業のうち、下記の条件にあてはまるものを提案する。

- 10億円程度の事業規模
- 再エネ導入拡大に寄与することで、低炭素化、環境改善に資する事業
- 収益的ビジネス性が低い事業、もしくは実証的要素の高い事業
- 本邦技術を活用可能な事業
- ショーウィンドウ的な目的を有する事業
- デジタルトランスフォーメーション（DX）の要素を含む事業

#### (b) 事業候補の提案

以下の事業を候補として提案する。「モ」国にとって、新中央給電所建設事業の優先度は高いが、他ドナーとの支援と重複する可能性がある。

表 7-3 無償資金協力としての提案プロジェクト

事業名（仮称）	主なコンポーネント	提案理由と期待される効果	留意点	優先度
セミオフグリッド系EMS事業	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 太陽光発電</li> <li>・ 蓄電池</li> <li>・ 配電線接続</li> <li>・ 制御装置（EMS）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 再エネ由来電力の地産地消</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 他ドナーの支援と重複がないよう蓄電池やEMS導入時には目的の差別化を図る必要あり</li> </ul>	高
		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 石炭発電の焚き減らし</li> <li>・ 送電ロス低減</li> </ul>		
スマート技術実証事業	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ スマートメータ、通信設備</li> <li>・ 屋根置き太陽光発電</li> <li>・ 急速充電器と電気自動車</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ スマートシティへの適用を念頭にしたスマートメータと屋根置き太陽光の普及促進</li> <li>・ 再エネ由来のエネルギー源による運輸の効率化促進</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 「モ」国に適した寒冷地仕様を開発する実証事業であるため、当該技術を提供しうるメーカーの責任範囲を低減する必要あり</li> </ul>	高
		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 石炭発電の焚き減らし</li> <li>・ 課金の効率化、盗電の削減</li> <li>・ 電気自動車の普及</li> </ul>		
新中央給電所建設事業	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ EMS、SCADA、サーバー等</li> <li>・ 耐震性のある建物</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 既存の給電所の容量拡大により再エネ導入に向けた制御を効率化</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ADB が NDC 向け EMS、SCADA の調査を実施中、重複の有無を確認する必要あり</li> </ul>	中
		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 系統運用の安定・効率化</li> <li>・ 再エネ導入拡大</li> </ul>		

セミオフグリッド系 EMS は、デモンストレーションを想定して都市近郊にサイトを選定するか、発電所からの距離が遠い地方グリッドを想定する。スマート技術実証事業は、スマートシティでの適用を念頭にいれるため新空港近郊が望ましい。電気自動車を導入する場合は、安全性を考慮し、移動範囲を限定できる都市圏での商用車としての使用を推奨する。

### (c) デジタル化への貢献

上記の候補案件は、日本政府が推進する DX が、以下の観点から含まれる。

表 7-4 DX の要素と展開可能な付加価値

	DX の要素	DX の付加価値
セミオフグリッド系 EMS 事業	太陽光、蓄電池を最適制御するため EMS にてデジタル情報を活用	電気自動車と組み合わせれば、モビリティと再エネの融合に寄与
スマート技術実証事業	スマートメータを活用した課金のみならず、データの活用で盗電防止、省エネ意識向上などに寄与	温水流量計と組み合わせたメータのスマート化、ビッグデータとしての他ビジネスへの活用(見守りサービスなど)
新中央給電所建設事業	EMS、SCADA にてデジタル情報を活用	情報セキュリティの強化に貢献

## (2) 有償資金協力

### (a) 選定条件

本調査を通じてニーズが存在した事業のうち、下記の条件にあてはまるものを提案する。

- 数十億円以上の事業規模
- 電力の安定供給、エネルギーの効率化に大きく寄与すること
- 再エネ導入拡大に大きく寄与すること
- 本邦技術を活用可能な事業

### (b) 事業の構想

以下の事業構想を提案する。再エネ導入拡大にむけていずれも優先度は高いが、長距離送電線に起因する系統の課題を緩和する全国送電網系統安定化事業は中長期的に、直接的に再エネ導入枠拡大に資する大型蓄電池は短期的に優先度は高い。いずれも他ドナーも支援している分野であるため、次期技術協力プロジェクトの系統計画にかかわる研修の一環でその妥当性を検討することが望まれる。

大型蓄電池、可変速揚水発電システムとも再エネが多く開発されるとみられる CES への接続を想定する。ただし揚水発電所サイトは、貯水池を要するため河川に近いという条件も必要となる。

表 7-5 有償資金協力としての事業構想

事業名（仮称）	主なコンポーネント	提案理由と期待される効果	留意点	優先度
全国送電網系統安定化事業	<ul style="list-style-type: none"> <li>STATCOM、SVC、シンクロナスコンデンサー等の電圧調整機器</li> <li>送電線の増強</li> <li>増容量電線による張替</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネ導入拡大による電圧の不安定化を回避</li> <li>再エネ導入拡大による送電容量不足の回避</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ADB の支援している NDC 向け EMS、SCADA との重複がないことを要確認</li> </ul>	高
		<ul style="list-style-type: none"> <li>電圧変動の緩和</li> <li>送電容量の確保</li> </ul>		
系統接続大型蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>長周期蓄電池</li> <li>交直変換機</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネ出力抑制の主要因であるロシアへの逆潮流回避</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄電池のコストの回収方法の明確化</li> <li>他ドナーとの重複回避</li> </ul>	高
		<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネのファームキャパシティ化</li> <li>再エネ導入の拡大</li> <li>出力抑制の低減</li> <li>瞬時の出力調整</li> </ul>		
可変速揚水発電システム	<ul style="list-style-type: none"> <li>ダム・貯水池</li> <li>可変速揚水発電機</li> <li>変電所・送電線</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>需給バランスの過不足の双方に調整機能を有する</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>揚水発電計画については、他ドナーが支援を予定している</li> </ul>	中
		<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネのファームキャパシティ化</li> <li>再エネ導入の拡大</li> <li>出力抑制の低減</li> </ul>		

### (3) 民間連携事業の可能性

上記の無償・有償資金協力の事業構想の中で、民間と公的機関が連携できる可能性のある事業案を以下の通りピックアップした。いずれもビジネスの基盤となる制度を構築すれば、民間の参入・利用促進が望める事業として提示するものである。

表 7-6 民間連携事業の可能性

事業名（仮称）	民間パート	公的機関パート	必要な制度
民間投資による大型蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄電池設置・運営</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>用地・送電線提供</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ピークシフトもしくはアンシラリーサービスを経営するための料金制度が必要</li> </ul>
再エネ活用電気自動車	<ul style="list-style-type: none"> <li>電気自動車の利用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネを活用した充電設備の提供</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>現状では、電気自動車が高価なため普及のための補助金等インセンティブが必要</li> </ul>
スマートメータを利用したビッグデータ活用事業	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力消費データの見える化に関する商品化</li> <li>ビッグデータの商用利用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>スマートメータのデータの提供</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>セキュリティや個人情報の保護を担保した公開範囲のルール</li> </ul>

**モンゴル国**  
**電力系統の低・脱炭素化と安定化の**  
**ための情報収集・確認調査**  
**ファイナル・レポート**

**別冊**

2022年2月

**独立行政法人**  
**国際協力機構（JICA）**

**東電設計株式会社**  
**東京電力ホールディングス株式会社**





## 目 次

第 1 部	面談メモ一覧	1
第 2 部	面談メモ	4
第 3 部	収集資料一覧表	55
第 4 部	技術協力プロジェクト検討用資料	56



## 第1部 面談メモ一覧

### 1. 本邦企業からの聞き取り

日時	相手先	主な内容
-	複数民間会社	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 再エネ電源接続容量に対し、系統の容量が不足しているのではないか。</li> <li>● 「モ」国内で電力が足りなくなる夕方の時間帯の買い取りもしくは、発電出力に対する一定の比率の蓄電池の搭載を求められるケースもある。</li> <li>● 再エネ電源の接続には今後蓄電池設置を義務化とするという動きもある。</li> <li>● 送電容量不足や送電ロスが課題となっている可能性がある。</li> <li>● モンゴル国内では中国製のEVのバスや乗用車は一部で走行している。</li> <li>● 日本のようなエアコンはオフィスビルなどでは導入されているケースもある。主に冷房用。暖房用に使うこともあるが、暖房は、基本的にバックアップがあるというのが前提。</li> </ul>

### 2. ドナーからの聞き取り

日時	相手先	主な内容
2021年6月29日	ADB	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ADBでは融資案件を2件実施中。世銀との協調でモンゴル西部にRE電源を設置するものと、予備力としてBESSを設置するもの。</li> <li>● ADBが実施しているキャパビルは、Smart Energy SystemとClean Energyの2件。</li> <li>● Smart Energy Systemは、SCADA 拡充、MDMS、系統安定の3テーマにて支援。</li> <li>● Clean Energyは、国産メタンガスについて調査するもので、石炭由来のメタンガスをパイプラインを活用して流通させ、ガスの輸入依存度を減らそうとするもの。</li> </ul>
2022年1月11日	WB	<ul style="list-style-type: none"> <li>● MPは、コロナの流行により延期されたが、2021年の前半に改定され、現在も策定中である。</li> <li>● 複数のシナリオとその影響を検討するシナリオ・アプローチで作成。</li> <li>● シナリオ5はBack to Backの導入を通じて再エネの比率を増やす方法を提示している。</li> <li>● 石炭ベースから一部再エネに移行してもコスト的に有利となりうる。</li> <li>● モンゴルではメタンガスがたくさんとれるが、サイトがかなり中心地から離れているためガスの運搬を取り巻く課題に対処する必要がある。</li> </ul>
2022年2月10日	EBRD	<ul style="list-style-type: none"> <li>● EBRDでは2019年にモンゴルのグリッドに関する調査を行った。本調査は、再エネ接続を増やす方法についての提言がメインで、送電系統の強化、SCADAシステム、キャパシティ・ビルディングなどが含まれる。</li> <li>● 再エネプロジェクトを推進するための入札制度導入事業を実施している。この事業の主な内容には、現地に最適な入札制度のデザイン、グリッドコードの変更、PPA</li> </ul>

		<p>にかかる支援、及び現地スタッフのキャパシティ・ビルディングが含まれる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● モンゴルで今後再エネをさらに拡大していくにあたっての一番の課題はFIT 価格の高さであると考えており、そのためにも、入札事業がカギとなると考えている。</li> </ul>
--	--	--

### 3. 現地企業等からの聞き取り（面談メモは別冊に添付）

日時	相手先	主な内容
2020年11月11日	Urban Planning & Research Institute (モンゴル都市計画系コンサルタント)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ウランバートルでは2040年までのスマートシティのコンセプトに基づいて計画が進められており、クリーンエネルギーの促進、熱供給や市民サービスの充実を目指している。</li> <li>● 一方、電源計画については詳細に検討されていない。住宅からの太陽光発電についても部分的な計画はあるものの、全体的に広げる計画とはなっていない。</li> </ul>
2022年1月11日	第81保育園支部 (地中熱ヒートポンプ視察)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2009年よりドイツ製の地中熱ヒートポンプを導入。故障や大きなメンテナンスもなく安定的に稼働。</li> <li>● 地中熱を利用するため地中100mまで8本のパイプを設置。</li> </ul>
2022年1月11日	第65学校と第81保育園(HOB視察)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● JICAの支援でボイラーを更新、石炭を消費する量が削減できた。</li> <li>● ボイラーは、熱需要とは関係なく、終日運転している。これは凍結防止の観点で実施。</li> <li>● 今後ガスを利用した熱供給を進める計画がある。</li> </ul>

### 4. 関係機関からの聞き取り（面談メモは別冊に添付）

日時	相手先	主な内容
2021年1月27日	MOE（キックオフ会議）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2015年にモンゴル政府は再エネ導入（設備容量）を2023年に20%、2030年に30%との目標を掲げた。この目標に対して、2018年10月に実施計画が発表され、系統安定化、送電能力向上、エネルギー効率化等幅広い範囲カバーされている。</li> <li>● 調査内容、実施計画について理解できた。多人数を集めた会議は、新型コロナウイルスのため難しい。重要な参加者のオンライン会議であれば問題なく開催できるのではないかと考えている。</li> </ul>
2021年9月14日	ERC	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2030年には再エネ設備容量30%以上を目標としている。現在の状況からは十分到達可能。送電網に関しては再エネ（風力、太陽光など）が大規模に入ってくるため、増強が課題。</li> <li>● 配電系統に接続する再生可能エネルギーのタリフが決まった。これはネットメータリングの考えで、余剰分を電力会社が下記の値段（これは売電料金と同じ価格）で買い取る代わりに、翌月の電気料金から相殺する。</li> <li>● そのためにはスマートメータは必要となるので、ERCとしても導入を進めてもらいたいと思う。</li> </ul>
2021年12月6日	MOE（技術協力プロジェクトに関する会議）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 今までの調査結果と次期技術協力プロジェクトの計画を日本側から説明。</li> <li>● MOEより実施機関各社の了解が得られていることを確認し、了承するとの回答あり。</li> <li>● 技術協力プロジェクトの実施においては、JCCを開催</li> </ul>

		しながら実施管理を行うとともに、MOE のリーダーシップを期待したいと JICA から要望。
2021年12月6日	NDC（技術協力プロジェクトに関する会議）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 給電所の見学を実施。</li> <li>● 技術協力プロジェクトについて説明。①RE 電源増強に対応した系統事象の的確な把握、②系統拡大・RE 電源増強に対応できる需給運用・系統運用ルールの見直しと対応力の強化、③RE 電源増強に対応した適切な中長期系統計画の策定で NDC の支援予定。</li> </ul>
2021年12月7日	NPTG（技術協力プロジェクトに関する会議）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 技術協力プロジェクトについて説明。</li> <li>● 後に残るような深い内容の研修にしてほしい。</li> <li>● 研修参加者の細かい条件は別途相談させてほしい。</li> </ul>
2021年12月7日	UBEDN（技術協力プロジェクトに関する会議）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 技術協力プロジェクトについて説明。</li> <li>● UBEDN としてラボの更新をお願いしたいと考えている。そういう要望があったことをミニッツに残してほしい。</li> </ul>
2021年12月8日	ERC（技術協力プロジェクトに関する会議）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 技術協力プロジェクトを予定。再エネ導入促進を JICA として支援したい。</li> <li>● 小規模な再エネ接続の法律もできたが、詳しい基準はできていないので、技術協力プロジェクトの中の研修に含まれるか。</li> </ul>
2021年12月9日	UBEDN（フォロー会議）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 再エネ接続、スマートメータ、配電自動化に関する情報を収集するためのフォロー会議を行った。</li> </ul>
2021年12月10日	NDC（フォロー会議）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● RTDS、再エネ予測、熱供給、送電系統・系統監視の状況、需給調整・電圧制御に関する情報を収集するためのフォロー会議を行った。</li> </ul>
2021年12月10日	NPTG（フォロー会議）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● リレー、給電運用、送変電予防保全に関する情報を収集するためのフォロー会議を行った。</li> </ul>

#### 5. 実施機関（NDC、NPTG、UBEDN）とのセミナー（面談メモは別冊に添付）

日時	相手先	主な内容
2021年10月8日	NDC	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 日本における再エネを含めた系統運用、再エネ接続における電力ロス低減のプレゼンを行い、意見交換を行ったもの。</li> <li>● 再エネ予測の精度、日本における出力抑制の有無、電圧調整、蓄電池の導入基準の有無などに質問があった。</li> </ul>
2021年10月13日	UBEDN	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 日本のスマートメータ、配電自動化に関するプレゼンを行い、意見効果を行ったもの。</li> <li>● スマートメータ、配電自動化それぞれの通信方式、スマートメータの寒冷地での適用可能性などについて質問があった。</li> </ul>
2021年10月29日	NPTG	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 日本側より送電の予防保全とリレーの整定について紹介、意見交換を行ったもの。</li> <li>● 雪害対策、ドローンを活用した送電線の AI 診断、リレーの通信方式などに質問があった。</li> </ul>

## 第2部 面談メモ

### 1. UPRI (Urban Planning & Research Institute)との面談メモ

1. 2020年11月11日(水) 15:00~16:50
2. 場所: Web会議 (Google Meet)
3. 参加者: Urban Planning & Research Institute (UPRI)、調査団
4. 打合せ事項: モンゴルにおけるスマートシティに関する意見交換
5. 主な内容

#### ■ UPRIからの説明

- 2007年まで設計のみの部署だったが、以降は都市計画も行うようになった。
- ウランバートルでは2020年までの計画が完了し、去年2040年までのコンセプトがモンゴル政府から出された。コンセプトに基づき10月から計画が進められている。
- 2040年の計画コンセプトは暮らしやすい土地使用である。
- 土地計画の中には再エネ、ガス発電や変電所等に関して計画たてられているが、細かな設計まではなされていない。
- ウランバートル周辺のゲル地区は環境(空気)汚染が酷く、どう解決するか大きな問題になっている。
- 2020年までは都市開発可能なエリアと不可エリア分けて設定されていたが、2040年までではゲル地区まで拡大し、開発する計画となっている。
- ウランバートルに人口が集中しているため、ゲル地区を開発し、再エネやクリーンエネルギーが活用できる都市計画を目指している。各都市で役所や公共設備、輸送システムを発達させる計画である。
- 都市計画としては、新空港周辺のアエロシティ、マイドシティがある。マイドシティは水資源の調査が進められており、見つかり次第次のステップに進む予定である。
- ウランバートルの面積は35万ヘクタールだったのが、拡張して46万ヘクタールとなる予定。

#### ■ 質疑応答・意見交換

- モンゴル側のニーズを確認することが重要。都市の新規計画はどこが主導するのか教えてほしい。我々が現地ヒアリングしたいと考えた場合、ヒアリング先はどこになるのか。  
→建設省が主導している。
- ガスを使って熱供給するとの話があったが、パイプラインなどは存在するの

か。

→ゲル地区の暖房をガスで供給する計画である。石炭生産しているところから、石炭をガス化しウランバートルまでパイプライン運ぶ予定である。

- 太陽光を住宅に取り付ける発電するような計画はあるのか。  
→部分的にはあるものの、全体的に広げる計画はない。既存の配電グリッドを伸ばすのがメイン。  
エネルギーの使用は暖房が大部分を占めている。ゲル地区は高度が高く発電所からの供給難しい、できるだけガスを活用したい。ガスは天然ガスではなく石炭をガス化することを考えている。
- モンゴルのスマートシティで、日本として支援できる最新鋭の技術はなにかあるか。  
→今のところ、各都市計画のコンセプトが明確になっていないため分からない。開発エリアに水資源があるか、リサイクルしより多く活用できるかといった点に注目している。
- JICA は支援してきた新空港の近くの開発に注目している。その辺にスマートシティの計画はあるか。  
→アエロシティとマイドシティである。アエロシティはインフラ輸送メイン都市、マイドシティはスマートシティに適している都市であると思う。後者については、水資源が見つかっておらず、調査が進められている。スマートというより、水と熱資源の確保が最優先。マイドシティは民間企業がアイデアを出しコンセプトに反映される予定。
- 2040 までの計画にはスマートシティ等の導入が入っている。今はアイデアの段階でコンセプトは決まっていない。
- スマートシティや都市開発は建設省が主導して行うとの話があった。電力供給や通信ネットワークに関しても建設省が主導し、電力会社や通信会社等に呼びかけが行われ検討がなされるのか。  
→基本的には建設省が全体的に計画を立て、各省が対応している。これまで連携がうまくいっていなかった。今後は建設省がより主導となり、連携し進めていくことになる。

以上



## 2. 地中熱ヒートポンプ視察（サイト訪問）

1. 日時           2022年1月11日（火） 14:00～14:45、15:30～16:00（日本時間）
2. 場所           Google Meet
3. 参加者  
                  現地説明者（保育園園長）  
                  調査団目的

### 4. 内容

<ソト保育園支部への訪問>

- 園長からの説明
  - 当園は第81保育園の支部であり、21人の園児を受け入れている。現在は冬休み中。
  - 保育園の暖房はヒートポンプのみでまかなっている。ストーブなどは使っていない。
- 何でヒートポンプを導入しているのか。政府の支援などがあったのか。  
→当園には今年移ってきたので分からない。
- 設備概要について
  - ヒートポンプは2009年に導入、今年で12年目。
  - ドイツのウィスマンというメーカーのもの。
  - 室内に設置されている電気ヒーターは40℃以上の暑さになっている
  - ヒートポンプの電子表示によると・・・
    - ・ Outside temperature: -13.9℃
    - ・ Hot water storage: 51℃
    - ・ Total operating time: 約2万6千時間
    - ・ Average operating time: 1.1時間
  - タンクは約60℃に設定されており、容量は750リットル
- 質疑応答
  - 暖房は1日何時間程度動かしているのか。  
→1日中消さずに動かしている。昨年9月末に設置され、温度は自動調整されるようになっている（部屋の温度が下がったらヒートポンプが動く）。春ごろの暖かい季節になると、動かなくなる。  
→とにかく年中園長自身が設備をいじることはなく、これまで一度も故障などで止まったことはない。
  - このヒートポンプで何部屋温めているのか。  
→保育園は1階建てなので、100㎡くらいの広い部屋1室。
  - ヒートポンプの熱源は何か。  
→地中熱を活用したヒートポンプ温水器で、地中100mまで地中熱を吸収するた

めのパイプを 8 本設置。熱供給のアウトプットは 17 kW 相当。COP はおよそ 3 倍  
(インプットに対する熱供給)。

→ドイツの会社ウィットマンはこの分野に名高く、本件は成功例として捉えられている。

以上

### 3. HOB 視察（サイト訪問）

1. 日時 2022年1月11日（火） 14:00～14:45、15:30～16:00（日本時間）
2. 場所 Google Meet
3. 参加者

現地説明者（HOB 運転員）  
調査団

#### 4. ボイラー見学

- 設備概要について
  - 第65学校と第81保育園（合計面積：29,000 m<sup>2</sup>）に熱供給をしているボイラー
  - 石炭火力の改善に関する JICA プロジェクトの対象地となったこともある
  - ボイラーのなかでも日本のメーカーと一緒に改良したものはあまり使用されていない（同ボイラーを使用するために必要な細かい石炭がないため）。
  - ボイラーから流れる熱量を測るメーターがあるが、毎日の記録はとっていない。
  - 6名の従業員が2人ずつに分かれてシフト制で働いている。
  - 日本のメーカーにより改良した設備について、改良前はピーク時に1日に5.6トンの石炭を消費していたが、3.2トンにまで抑えることができた。
- 今後の方針について
  - ガスを利用したボイラーを設置していきたい（CO<sub>2</sub> 排出量削減のため）。
  - 民間企業の財源のみでは厳しく、政府からの援助がないと苦しい状況。
- 質疑応答
  - ボイラーは一日のうち何時間燃やしているのか。学校の開いている昼間だけではないのか。  
→熱を昼夜問わず、常に同じ温度で供給するため、ボイラーはずっと燃やし続けている。
  - 1回止めてからまた稼働するまでにどのくらいかかるか。  
→止めることはない。熱を溜めるという考え方が全くない。
  - パイプは全てむき出しなのか。  
→一部地下にも埋めているが、凍ってしまう恐れがあるので、設備を常に動かしていないと管が壊れてしまう可能性がある。
  - 天然ガスは誰が供給しているのか。  
→モンゴル国内の関連企業

以上

#### 4. MOE との面談メモ（キックオフ会議）

1. 日時：2021年1月27日（水）11:00～12:40
2. 場所：WEB 会議
3. 出席者：  
MOE 再生可能エネルギー部  
JICA 本部、モンゴル事務所  
調査団
4. 説明資料  
JICA からの説明（別添資料1 参照）  
調査団からの説明（別添資料2 参照）
5. 議事

##### ■ JICA からの説明

- JICA としての、モンゴル電力セクターでの最終目標は、安定的かつ低炭素で持続可能なエネルギー供給が可能になることである。
- 実現のためには、電力系統の運用・計画能力の向上や、設備の効率化が必要と考えている。
- 当調査の目的は、再エネを導入に際して系統計画・運用について優先的な課題を特定すること、有効な改善策を提案するために必要な情報を集めることである。
- 背景として、パリ協定以降、国際的に温室効果ガスの排出量削減取り組みが加速している。
- モンゴルでも 2030 年までに設備ベースで再エネ 30%導入を掲げているが、再エネの導入は需給バランス調整や系統容量の問題等技術的に改善しなければならず、簡単なことではない。
- モンゴル政府が国連に提出した資料によると、今後温室効果ガス削減策として、水力・風力・太陽光・ヒートポンプの導入や電力・熱ロスについて改善すると記載されている。モンゴル政府が認識している課題についても今回の調査でどんな対策が可能か調査していきたい。
- 気象予測システムや系統安定化の仕組み、送配ロス、発電所の効率化等モンゴルに適した対策を検討していきたいと考えている。
- 今回、系統の上流から下流まで幅広い範囲を調査し、優先的な課題を特定していきたい。
- 2021 年から 3 年程度技術協力プロジェクトとして優先課題に取り組む、また可能であれば融資（円借款）等を検討していきたい。
- 2021 年から 2024 年の技術協力プロジェクトについては、昨年夏にモンゴルの

エネルギー省から JICA へ要請があった。この要請と当調査を踏まえ、具体的な協力案を固めていきたい。

- 技術協力プロジェクトは 2021 年後半以降開始の見込みである。当調査後スムーズに移行できるよう 3 月頃に日本とモンゴル政府間で国際合意を得たうえで RD の手続きを行う予定である。
- 現地訪問まで、しばらく時間がかかることが想定されるため、オンライン会議などでコミュニケーションが取れたらと考えている。
- 調査対象、関係者が多いため幅広い協力が必要となることから、関連する政策や計画については可能な限り情報いただきたい。また、世銀や ADB 等支援機構の活動についても、支援内容の重複を防ぐため、共有してほしい。
- 調査を円滑に進めるために、各組織に適切な担当者を配置していただき、担当者の連絡先を教えていただければ幸いである。

#### 【MOE からのコメント・意見】

- 調査に必要な情報や、世銀や ADB 等支援機構の活動内容についても提供したい。
- 2015 年にモンゴル政府は再エネ導入を 2020 年に 23 %、2030 年に 30 %との目標を掲げた。この目標に対して、2018 年 10 月に実施計画が発表され、系統安定化、送電能力向上、エネルギー効率化等幅広い範囲カバーされている。リーガルインフォというホームページに記載されているため、参照してほしい。
- エネルギー省が独自で行っている事業やプログラムなどもあるため、担当専門家から情報を提供したいと考えている。

#### ■ 調査団からの説明

- 調査期間は昨年 10 月～今年 9 月の予定であったが、新型コロナウイルスの影響により延期される可能性がある。
- 再エネを 2023 年に 20 %、2030 年に 30 %導入するための支援と、系統運用に関する課題についても調査していきたいと考えている。
- 今回の調査目的は、再エネ導入に関わる課題を確認した上で、技術的な支援・インフラ支援を視野に入れながら検討していくことである。
- 対象は再エネがメインだが、省エネや配電システムも含めて検討していく。
- ウランバートルを中心に再エネの建設が複数計画されている。ウランバートル北部の送電線はロシアからの融通のためしっかりしているものの、南部の送電線は再エネ建設計画のわりに、容量が小さい箇所があり懸念を持っている。なお、世銀のマスタープランによると、南部の送電線強化も再エネ導入に向けた一つの案となっている。
- このような現状の中、どこに課題があるか幾つかの切り口で各事業者質問

していきたいと考えている。

- 送変電システムの課題については、局所的に送電線の容量が少ない等の課題があり、送電線の増容量化や変圧器で容量を増やす技術の紹介ができればと考えている。電圧が課題になる場合はシンクロナスコンデンサやスタットコム等で制御できるアイデアも紹介したい。
- 配電に関しては、モンゴルで小容量の太陽光（住宅用）を導入した際の対策や中圧/低圧の配電線に関する信頼度向上やロス、停電率の改善など調査したい。
- 新型コロナウイルスにより現地渡航できないため、当面はリモートで調査を進めたい。リモートといっても意思疎通が難しいため、関係各所ごとにワークショップを開催したいと考えている。

**【MOE からのコメント・意見】**

- 調査内容、実施計画について理解できた。多人数を集めた会議は、新型コロナウイルスのため難しい。重要な参加者のオンライン会議であれば問題なく開催できるのではないかと考えている。

以上


別添資料 1



## The Kick-off Meeting of “Data collection survey for low carbonization/de-carbonization and stabilization of power system”

Japan International Cooperation Agency (JICA)  
January, 2021


Japan International Cooperation Agency



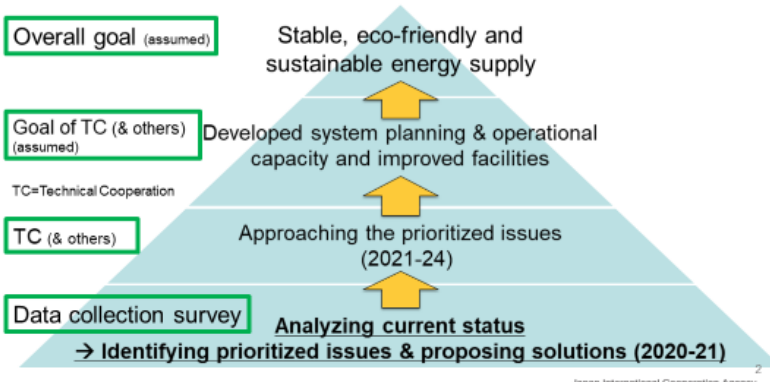
### Today's Agenda

- I. The outline of future cooperation on the energy sector in Mongolia (JICA)
- II. The implementation plan of the survey (The survey mission)
- III. Current status of the energy sector (Mongolian Side)
- IV. Discussions & comments

Japan International Cooperation Agency



### Structure of JICA's cooperation on the energy sector



**Overall goal (assumed)** Stable, eco-friendly and sustainable energy supply

**Goal of TC (& others) (assumed)** Developed system planning & operational capacity and improved facilities

TC=Technical Cooperation

**TC (& others)** Approaching the prioritized issues (2021-24)

**Data collection survey** Analyzing current status  
→ Identifying prioritized issues & proposing solutions (2020-21)

Japan International Cooperation Agency



## Background

- Global Trend
  - ✓ Low carbonization & de-carbonization aligned with Paris Agreement
- Mongolia
  - ✓ Set the goal of 30% renewables on installed capacity basis by 2030
  - ✓ But, lack of enough capacity of power system planning and operation & aging or fragile generation facilities and T&D network etc...
    - Unable to survive massive integration of renewables  
(found through JICA's study in 2019)
  - ✓ Submitted the first Nationally Determined Contribution (NDC) in 2019: indicating actions planned on the energy sector (→ the next page)

3  
 Japan International Cooperation Agency



## Mongolia's NDC (Nov, 2019)

### Mitigation Actions and Measures on the Energy Sector

- ✓ Use of renewable energy sources  
 Hydro, Wind, Solar and Heat pumps for heating utilities
- ✓ Improved efficiency of energy production
  - Electricity & heat T&D grid losses
  - Internal use of CHPP
  - Power plants
  - Heat supply

etc.

Source: UNFCCC

<https://www4.unfccc.int/sites/indcstaging/PublishedDocuments/Mongolia%2019/Mongolia%20INDC%202019%20Final%20Version%2020190923.pdf>

C.1. Mitigation Actions and Measures	
Actions planned	GHG emissions reduction, Gp CO <sub>2</sub> -eq.
<b>One ENERGY SECTOR</b>	
<b>1.1 Energy sector (production)</b>	
Use of renewable energy sources	8,340.5
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hydro Power Plants</li> <li>• Wind Power Plants</li> <li>• Solar Power Plants</li> <li>• Heat pumps for heating utilities</li> </ul> Improved efficiency of energy production <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduce electricity and heat transmission and distribution grid losses</li> <li>• Reduce the internal use of combined heat and power plants (CHPP)</li> <li>• Improve the efficiency of power plants</li> <li>• Improve the heat supply in cities and towns (improving the efficiency of heat only boilers)</li> </ul>	
<b>1.2 Energy sector (consumption)</b>	
<b>Transportation:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Switch to Euro-5 standard fuel</li> <li>• Switch the coal export transportation to rail transport from auto transportation</li> <li>• Switch the heating of passenger train to electric heating</li> </ul>	1,048.8
<b>Construction:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Insulate old precast panel buildings in Ulaanbaatar city</li> <li>• Limit the use of raw coal in Ulaanbaatar city and switch to the use of improved fuel</li> </ul>	880.1
<b>Industry:</b> Energy saving measures	1,045.2
<b>Total GHG emission reduction from the energy sector</b>	<b>11,264.6</b>

Japan International Cooperation Agency



## Main Contents of the Survey

(To be explained in detail later by the survey mission)

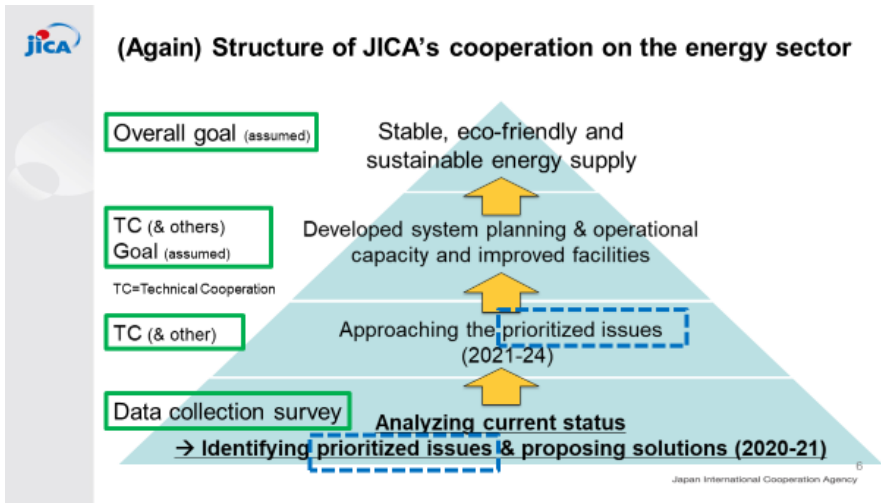
We will cover...

- ✓ RE generation forecasting system
- ✓ Suitable measures to stabilize power system against RE integration into grid
- ✓ Transmission & Distribution loss
- ✓ Efficient distribution network
- ✓ Efficient heat supply (CHP) & power plants
- ✓ Mitigation of unbalance between supply & demand etc.

⇒ Wide range of field covered (from dispatch to distribution, and heat supply (CHP))

5  
 Japan International Cooperation Agency





## Technical Cooperation

### Goal (tentative):

To strengthen the capability of energy-related organizations for low-carbon and stable supply

### Outputs (tentative):

- i. Suitable measures against the massive RE integration into power system are developed
- ii. The capacity of system operation & transmission is strengthened.
- iii. The improvement plan of LV/MV & DSM system is developed for the future development of a smart city

## Official Request from Mongolia

APPLICATION FORM FOR JAPAN'S TECHNICAL COOPERATION

1. Date of Entry: Day 31 Month August Year 2020
2. Applicant: The Government of Mongolia, Ministry of Energy
3. Technical Cooperation (TC) Title: "Project for ensuring and improving the power system stability"
4. Type of the TC:  Select only one scheme.  
 Technical Cooperation Project /  Technical Cooperation for Development Planning /  Science and Technology Research Partnership for Sustainable Development (SATREPS)  
 Individual Expert  Individual Training
5. Contact Point (Implementing Agency): Ministry of Energy  
 Address: Government Building-16, Chinggis Avenue, Khan-Uul District, Ulaanbaatar-10960, Mongolia  
 Contact Person: (Representative) Head of Renewable energy division of Ministry of Energy of Mongolia  
 Tel. No.: +976-99100324 Fax No.: +976-70054729  
 E-Mail: hvassatorj@energy.gov.mn, ulnarbold@energy.gov.mn
6. Background of the TC

The State Policy on Energy (Parliament resolution No 63, 2015) stated that GOM sets target to increase the share of renewable energy in Mongolia's installed energy capacity to 20 percent by 2020 and 30 percent by 2030. According to this goal, 6 solar power plants with an installed capacity of 90 MW will be commissioned in Mongolia in 2017-2020, and 3 wind power plants with an installed capacity of 155 MW will be commissioned in 2018-2019. Share of RE sources in the energy balance will reach 316 MW or 20 percent by 2020.

Furthermore, the Renewable Energy Law amended on June 6, 2019 to allow the Government of

## Cooperation Timeline

#	2019 (Summer)	2020	2021	2022	2023	2024
1	Needs Study					
	On-site Interviews					
2	Data Collection Survey (Low Carbonization/De-carbonization and Stabilization of Power System)					
		Survey (1 yr) - On-line interviews - On-site survey (3 times) - Invitation Program etc.				
3	Technical Cooperation (TC) Project (Power System Stability etc.) (Tentative)					
				Implementation of the TC Project (3 yrs) - Technical Transfer - Training - Equipment etc.		
	Official request from GoM in Aug.	Preparation for the TC Project - Approval of Jpn. Govt. Int'l Agrmt - Detailed Planning Survey - Signing on "Record of Discussions" - Procurement of Consultant etc.				

Japan International Cooperation Agency



## Our requests for the survey

For better output, we need information/arrangement such as...

- ✓ Relevant policies & plans (power and heat development, facility investment, smart city, energy master plan etc.)
- ✓ Other donors' activities
- ✓ Right person assigned for each organization

9  
Japan International Cooperation Agency

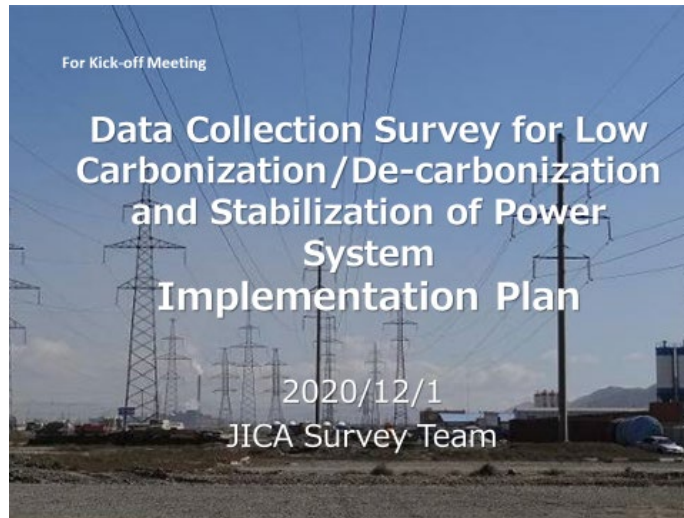


# Thank you.

Next: The Implementation Plan by the Survey Mission

Japan International Cooperation Agency

別添資料 2



## Table of Contents

1. Overview of the Survey
2. Current Situation of Mongol Power Sector
3. Supposed Issues in Further RE Enhancement and Survey Points
4. Implementation Plan

2

## 1. Overview of the Survey

3

## Background of the Survey

- **RE Target in the First Period (2015-2023)**: Government aims at increasing the ratio of renewable energy (hereinafter, RE) to 20 % by 2023 on the facility's power generation capacity basis.
- **RE Target in the Second Period (2024-2030)**: Government aims at RE ratio to 30 % by 2030 by interconnecting regions with large-capacity transmission lines and establishing a system incorporating an interactive Energy Management System.
- **Issues in Power Distribution**: Aging, capacity shortage, electric power loss, and other issues have become problems. A smooth shift to the next generation smart grid is expected by clarifying the RE connection rule, utilizing the Demand-side Management System.
- **High Level System Operation Capability**: It is required for a stable supply of electricity in the future so that introduction of RE sources enhances. The improvement of technical operation capacity and system adjustment capacity of power generation facilities are also required.
- **Consideration of Countermeasures**: Mongolia<sup>1</sup> government considers the use of power storage systems and pumped storage power generation systems and the use of international interconnection lines.

4

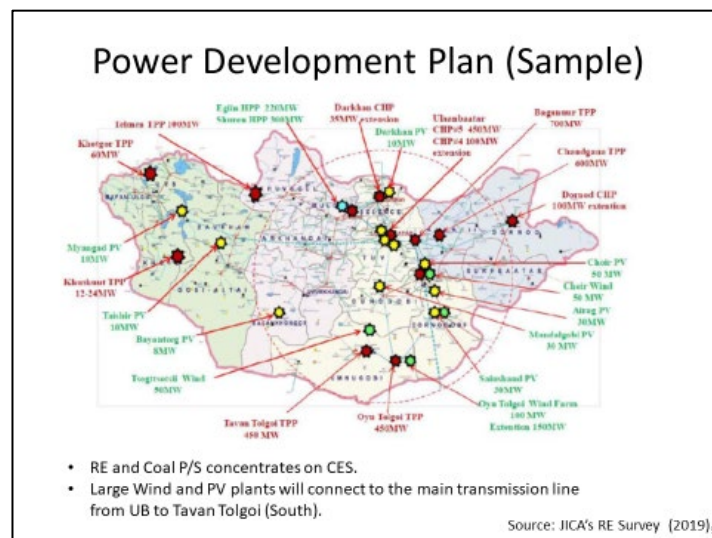
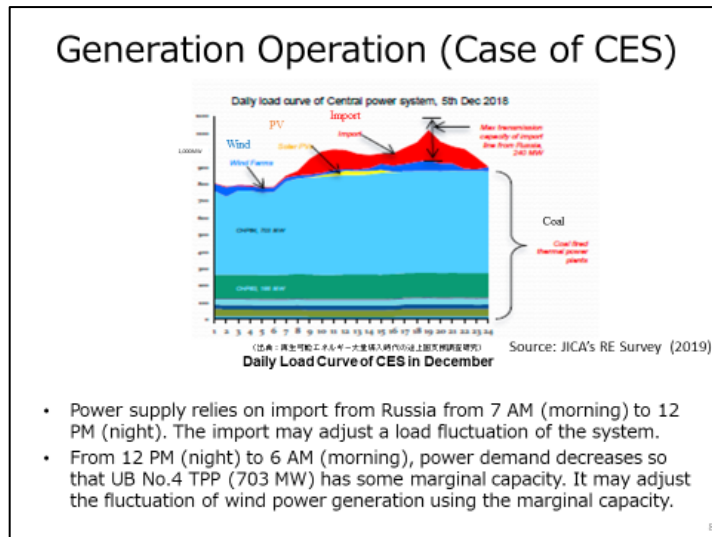
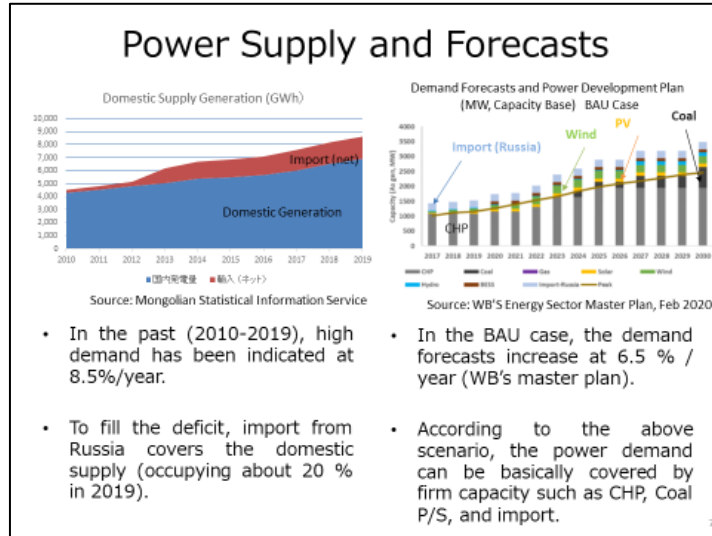
## Outline of the Survey

1. **Survey Name**: Data Collection Survey for Low Carbon / Decarbonization and Stabilization of Power System in Mongolia
2. **Client**: JICA (Japan International Cooperation Agency)
3. **Duration**: 2020/10-2021/9
4. **Survey Team**: TEPCO and TEPCO in association with MON Energy
5. **Objective of the Survey**:
  - Grasping current situation on RE introduction and identification of technical and institutional issues to enhance low/decarbon technology in the power sector.
  - Proposing middle and long term cooperation program for enhancement of RE and energy efficiency keeping/improving stabilization of power system.
  - Considering countermeasures to tackle issues such as loss reduction technology, distributed power sources, next generation distribution system with EMS, etc.

5

## 2. Current Situation of Mongolia Power Sector

6



### Transmission System Map (including Future Plan)



\* This map is the case for enhancement of power trade with China.

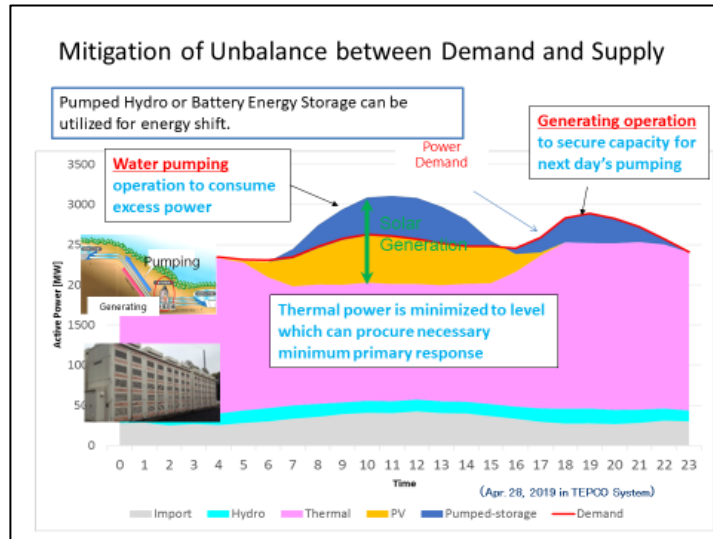
Source: WB's Master Plan (2020) 10

## 3. Supposed Issues in Further RE Enhancement

11

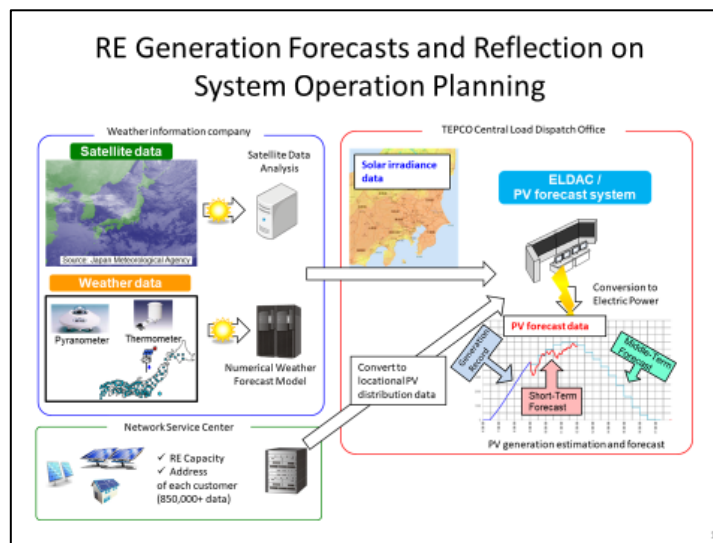
### 3.1 Balance between Demand and Supply

12



### Adjustment of Speed of Generation

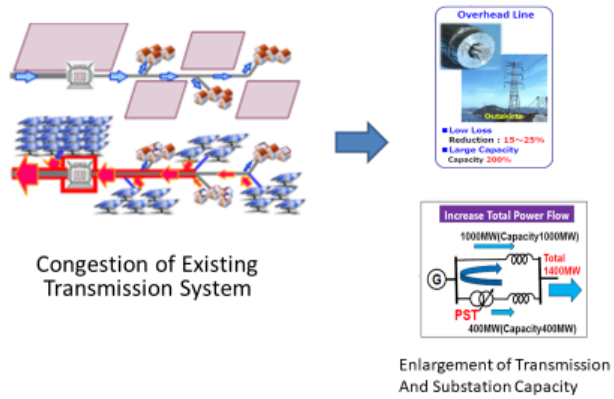
- Inverter motor is installed for improvement of adjustment capacity of existing coal power station.
- It can also lower the minimum operation level of the coal power generation.



## 3.2 Transmission System

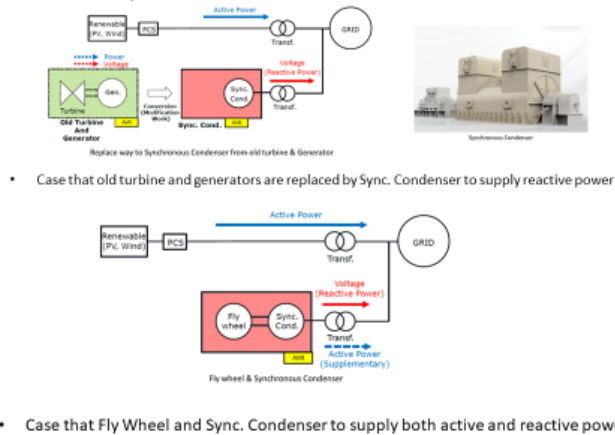
16

### Issues on Transmission System



17

### Synchronous Condenser

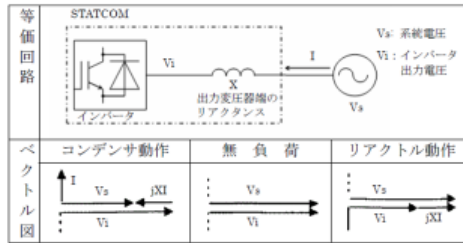


Source: MHPS

18



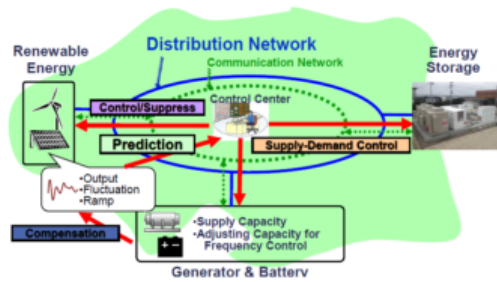
## STATCOM (Static Synchronous Compensator)



Source: IEEI

19

## Control System with RE and Battery for Isolated Area



Diesel generation will be reduced by PV, Wind with short-term battery  
 Controlled by EMS.

20

## 3.3 Distribution System

21

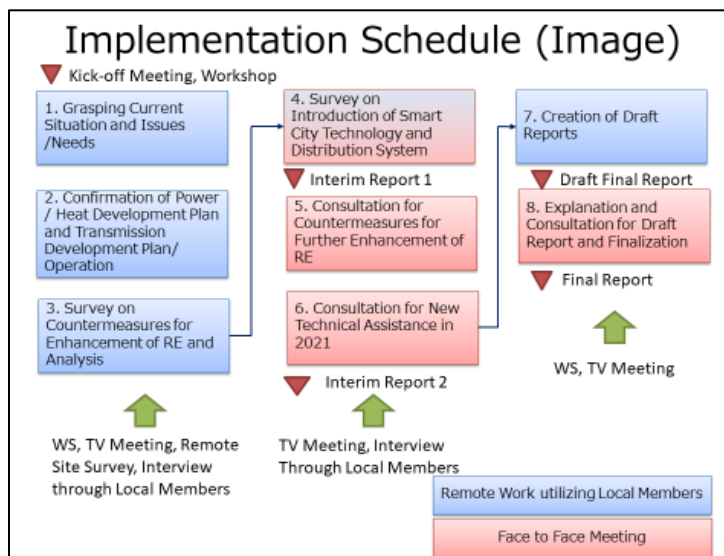
### Voltage Control in Distribution

**Voltage Rise by Connection of RE**

**Automatic Voltage Regulator**

Source: Toko Takaoka

## 4. Implementation Plan



## 5. ERC との面談メモ

1. 日時：2021年9月14日（火） 11:00-12:10
2. 場所：モンゴル側（会議室）、日本側各自リモート参加
3. 参加者：

ERC  
JICA 本部  
調査団

### 4. 内容

#### (1) 冒頭説明

- ✓ 昨年10月より、モンゴルの再エネ導入検討のための基礎調査を実施中。この基礎調査の中で、次期技プロのスコープ検討を行っており、MOE、ERC、UBEDN、NPTDC、NDC 各社に対しヒアリングを行っている。本日は ERC に対しても意見を伺いたい。
- ✓ 再エネ導入目標を2023年までに20%という目標を持っていると認識している。今後、再エネ導入を高めるため、再エネ接続に向けた技術的な課題や意見を伺いたい。
- ✓ この調査の目的は、モンゴルの電力系統の低・脱炭素化と安定化のための情報収集・調査することと、2つめが中期的な技術支援プログラムを提案することである。

#### (2) ERC の意見・コメント

- ✓ モンゴルの再生可能エネルギーの導入目標は2023年に20%だが、現状出力ベースで19%である。2030年には30%以上を目標としている。現在の状況からは十分に到達可能。送電網に関しては再エネ（風力、太陽光など）が大規模に入ってくるため、増強が課題。
- ✓ 配電に関しては、ネットメタリングで屋根置きソーラーを促進することが課題。そのためにレギュレーターの役割が重要。
- ✓ 中央部では、大規模な再エネ導入のために調整電源としてより多くの水力発電も必要だろう。
- ✓ 西部は状況が違う。送電網からかなり離れているので異なる対応が必要となる。西部は水力ポテンシャルがある。
- ✓ モンゴルの西、東、中央のグリッドをつないでモンゴル全体のグリッドとするためには送電線を長径間敷設するなど等技術的な問題を解決する必要がある。
- ✓ 配電系統に接続する再生可能エネルギーのタリフが決まった。これはネットメタリングの考えで、余剰分を電力会社が下記の値段（これは売電料金と同じ価格）で買い取る代わりに、翌月の電気料金から相殺するもの。

- ✓ そのためにはスマートメータは必要となるので、ERC としてもスマートメータの導入を進めてもらいたいと思う。

以上

## 6. MOE との面談メモ（技術協力プロジェクトに関する会議）


1. 日時 2021年12月6日（月） 16:30～17:50（日本時間）
2. 場所 NDC 会議室およびオンライン（Zoom 会議）
3. 参加者 MOE、NDC、NPTG、UBEDN  
JICA 本部、モンゴル事務所  
調査団
4. 議事
  - 1) 日本側関係者の挨拶
    - モンゴル側関係者からは、これまで数か月にわたり調査により意見を収集してきた。これらの意見を反映した協力方針を JICA から報告する。
    - モンゴル側関係者と半年以上意見交換を実施してきており、概ね事業の方向性が固まってきた。モンゴルの電力セクターは今大きな変革時期にあり、産業や医療などセクターを越えて良い影響を与えうる同セクターに向けた協力を実施できることを光栄に思っている。
  - 2) 次期技プロの事業計画についての説明
    - 各関係機関が目標を達成できるよう、MOE にはリーダーシップを発揮していただき、取りまとめをお願いしたい。
    - 様々な意見の合意文書である Minutes of Meetings の最終版を水曜日に確定し、その日に署名することとしたい。そのために、今後議論をしながら、中身を埋めていくこととする。
    - 系統の課題と技プロで期待する成果を説明（別添資料1）
  - 3) 質疑（※主に MOE からの質問に日本側が回答）
    - これらの事業計画は、関係機関からの要望に基づいたものであるという認識で良いか。  
→よい。
    - RE を導入するにあたって、法律整備の観点からの支援も入れてほしい。また、プロジェクトには再エネ専門家（MOE 専門家、アルタイウリアスタイ電力会社、再エネセンター）などの参加も検討していただきたい。  
→関係機関3社の要望は取り入れている。法律に関しては、先ほどのパワポで紹介した通り、RE を含めたグリッドコードのルールや体制について検討する予定。また、経営に関する人材育成を通じて RE に対応できる電力会社の運営マネジメントも支援していく予定である。様々な問題が絡んでいて解決は難しいと思うが、これからの規制の在り方や需給のバランスのとり方について包括的に支援したいと考

えている。さらに、電力会社の経営や規制にかかる研修を開催予定なので、ぜひ参加していただきたい。

- 3社の要望が全部反映されていることを承知した。署名の準備を進める。
- 4) 技プロの実施体制に関する JICA からの説明
- プロジェクト期間中に様々な意思決定を行うために JCC といった会議を開催予定。会議の目的は、進捗の確認、計画変更の検討、新たに生じた問題の特定、関係者間の情報共有で、半年に1回のペースで実施予定。
  - プロジェクトチームをさらに分割し、Working Group (WG) を作る予定。
  - WG の Project Manager は各機関の方をお願いしたい。場合によっては MOE から適任者を選出していただく。
  - 関係機関やプロジェクトのスコープが多岐にわたるので、JICA としては MOE にリーダーシップをとっていただきたい。

以上

別添資料 1


Discussion Only

## Summary

### JICA's Data Collection Survey

2021/12/6  
JICA Survey Team

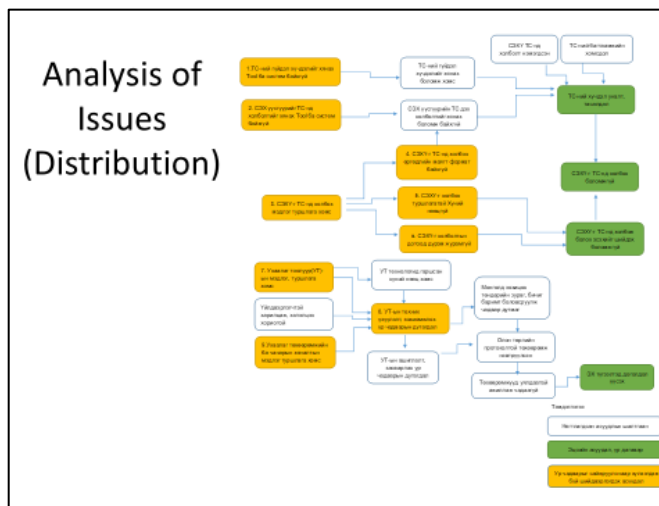
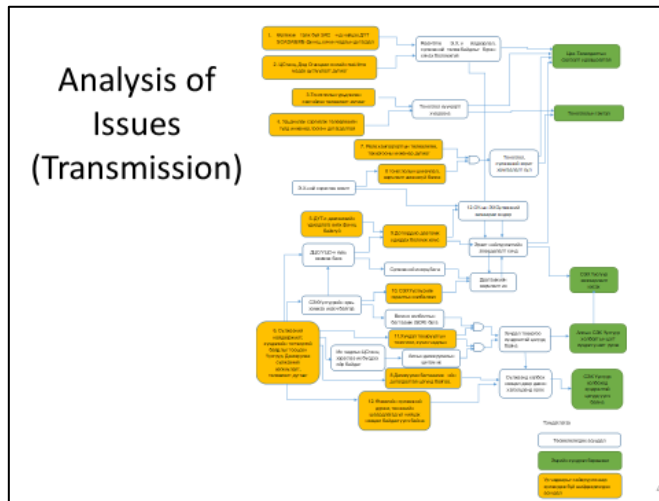
1

## Outline of the Survey

1. **Survey Name:** Data Collection Survey for Low Carbon / Decarbonization and Stabilization of Power System in Mongolia
2. **Client:** JICA (Japan International Cooperation Agency)
3. **Duration:** 2020/10-2022/2
4. **Survey Team:** TEPCO and TEPCO in association with MON Energy
5. **Objective of the Survey:**
  - Grasping current situation on RE introduction and identification of technical and institutional issues to enhance low/decarbon technology in the power sector.
  - Proposing middle and long term cooperation program for enhancement of RE and energy efficiency keeping/improving stabilization of power system.
  - Considering countermeasures to tackle issues such as loss reduction technology, distributed power sources, next generation distribution system with EMS, etc.

2

Expected Outputs for the TC Project		T/N: Transmission Network D/N: Distribution Network
	Goal	Category
Output 1	To deepen the understanding on system events caused by greater integration of renewable energy	T/N
Output 2	To improve skills to adjust supply and demand and refine the system operation rules to cope with the power system expansion and increased integration of renewable energy	T/N
Output 3	To improve the ability to carry out appropriate medium- and long-term system planning with a view to expanding renewable energy installation	T/N
Output 4	To develop the ability to make appropriate relay arrangements in response to the expansion of transmission and substation facilities	T/N
Output 5	To enhance the ability to diagnose and carry out appropriate preventive maintenance for transmission and substation facilities	T/N
Output 6	To standardize the practical procedures for applications for renewable energy connection to the distribution network	D/N
Output 7	To gain a deeper understanding for introducing appropriate smart technologies to facilitate the expansion of renewable energy connection at the distribution level	D/N



### Technical Issues in Transmission Network (1)

Issue	Executing Agency	Supposed Measures	Current Situation	Scope (Tentative)
① Insufficiency of function of monitoring by SCADA and EMS to correspond to enhance RE	NDC	SCADA/EMS of NDC is to be updated and reinforced.	NDC has a wish to enhance their functions. To realize this, an assistance is necessary. Upgrade of SCADA / EMS is now under surveying by ADB.	Assistance for enhancement of functions of NDC after reviewing the results of ADB's survey. (Task allocation is to be clarified).
② Insufficiency of collection on-line data from P/S and S/S	NDC, NPTGC, Power Plants	WAMS is to be expanded to the other necessary sites	Optical fiber infrastructure and WAMS are surveying for expansion supported by ADB	Assistance for enhancement of functions of NDC after reviewing the results of ADB's survey. (Task allocation is to be clarified).
③ Insufficiency of preventive maintenance plan and actions in transmission system	NPTGC	Capacity of preventive maintenance plan and implementation is to be improved.	It is requested that NPTGC wishes to know how to plan renovations based on certain indicators and requirements.	Assistance for creation of proper preventive maintenance and implementation based on indicators.
④ Insufficiency of preventive maintenance tools (diagnosis tools) for maintenance staff	NPTGC	Necessary diagnosis tools are to be identified for support of preventive maintenance.	Research is underway to gain support for the purchase of measuring transformer analyzer equipment and to gain experience in the training of diagnostic techniques for live equipment.	Review of necessary diagnosis tools and prices and assistance for training of diagnosis.



### Technical Issues in Transmission Network (2)

Issue	Executing Agency	Supposed Measures	Current Situation	Scope (Tentative)
⑤ Insufficiency of frequency regulation functions from NDC	NDC, Power Plants	SCADA/EMS of NDC is to install LFC function so that NDC can automatically control main P/SS.	NDC is now planning to develop frequency control facilities and procedure.	Assistance for improvement of frequency control and procedure for proper dispatching.
⑥ Insufficiency of skills on power development and system planning including system stability	NDC, NPTGC	Capacity of NDC staff for system analysis tool is to be improved and training program is conducted by NDC itself for the future.	RTDS has functions for wide area simulation including control and relay. It also expects to forecast unstable situation caused by VRE fluctuation. To simulate such situation, dispatching risk will be reduced.	Preparation of RTDS and training program for various scenario.
⑦ Insufficiency of skills on plan and setting of protection relay	NPTGC	Capacity improvement for proper relay setting according to facilities updates.	Training in fine-tuning, computation, data processing techniques, and network security training is being explored.	Assistance for skill up for relay setting on fine-tuning, computation, data processing techniques and network security, etc.
⑧ Insufficiency of facility reinforcement and existent of lack of transmission capacity	NDC, NPTGC	Enhancement of transmission capacity including the import, and construction of long distance transmission line.	To secure stable system and increase RE introduction, SCADA is to be upgraded. Optical fiber is also to be expanded.	Assistance for capability for simulation by RTDS for proper dispatching and simulation by system planning assistance tool for middle term system planning.

7

### Technical Issues in Transmission Network (3)

Issue	Executing Agency	Supposed Measures	Current Situation	Scope (Tentative)
⑨ Insufficiency of capacity of frequency control in the country	NDC, Power Plants	Preparation of power stations which can adjust the frequency.	Hydro project (90 MW) is now under construction to enhance capacity and frequency control ability. Increase of interconnection capacity to Russia is also one of measures to adjust the frequency.	Identification of RE generation effects for frequency using system planning assistance tool.
⑩ Large fluctuation of power generation of VREs	NDC	Introduction of fluctuation effects of VRE generation properly.	Using RTDS, fluctuation scenarios and countermeasures are to be studied for system stability.	Improvement of forecast and countermeasures on system operation using RTDS simulation.
⑪ Insufficiency of voltage adjustment capacity and planning skills	NDC, NPTGC	Installation of proper facilities for voltage adjustment.	SVC/STATCOM is being surveyed to install for the end of long distance transmission lines.	Improvement of planning ability of voltage adjustment facilities using RTDS and system planning assistance tool.
⑫ Possibility of constraints which do not match to grid side and technical requirement	NDC	Proper grid operation rule and technical requirements for RE are to be established for skill up of dispatching ability.	When VRE generation suddenly increases, UB No.4 plant cannot be adjusted within self operation's ability. NDC sometimes request to reduce generation to VRE operators.	Assistance for RE generation forecast method and feedback to thermal generation operation plan.

8

### Technical Issues in Distribution Network (1)

Issue	Executing Agency	Supposed Measures	Current Situation	Scope (Tentative)
① There are no tools or systems to monitor the voltage and current of the distribution network	UBDEN	Improvement of basic skills in voltage and current management tools / systems	There are no tools or systems to monitor the voltage and current of the distribution network.	Learning basic skill about distribution management system including DMS, monitoring system
② There are no tools or systems to control the renewable power connection to the network	UBDEN	Improvement of basic skills in system to control the VRE connection	There are no tools or systems to control the connection of the VRE generator to the network	Learning basic skill about distribution management system including DAS, monitoring system
③ Lack of knowledge and experience for renewable power connection to the network	UBDEN	Organization for technological training on knowledge and experience in VRE connection	There is a lack of knowledge and experience for VRE connecting to the network	Organize technological training on knowledge and experience in VRE connection
④ There is no application form for renewable power connection to the network	UBDEN	Support to create the necessary template form	No application form has been developed for VRE connection to the network	Assistance for creation of application form for VRE connection
⑤ Lack of knowledgeable and experienced staff for renewable power connection to the network	UBDEN	Provision of technology training to improve knowledge and skills on VRE connection	There is a shortage of knowledgeable and experienced staff for VRE connection.	Creation/Revise useful guidance for VRE connection
⑥ There are no internal rules or procedures in the company for renewable power connection	UBDEN	Support to provide useful guidance and advice	There are no internal rules or procedures in the company for VRE connection	Creation/Revise useful guidance for VRE connection

9

### Technical Issues in Distribution Network (2)

Issue	Executing Agency	Supposed Measures	Current Situation	Scope (Tentative)
㉔ Lack of knowledge and experience in smart meter technology	UBDEN	Improvement of basic knowledge and skills such as smart meters, DAS, DMS	It is difficult to process, report, partially and fully analyze the collected data due to collected in particular formats obtained from different systems.	Learning basic skill about smart meters, DMS, telecommunication way.
㉕ Lack of skills to determine the technical characteristics of smart devices	UBDEN	Organization of a workshop to determine the technical specifications of smart devices	The ability to determine the technical characteristics of smart devices needs to be improved.	Organize a workshop related to smart device.
㉖ Lack of skills to use smart devices and ensure quality assurance	UBDEN	Organization of training seminars on the use of smart devices and quality assurance	No training seminars on the use of smart devices and quality assurance have been organized	Organize a workshop related to smart device.

10

## 7. NDC との面談メモ（技術協力プロジェクトに関する会議）

1. 日時 2021年12月6日（月） 13:00～15:00（モンゴル時間）

2. 場所 NDC 会議室 & オンライン（Zoom 会議）

3. 参加者 NDC  
JICA 本部  
調査団

### 4. 議事

#### <設備見学>

- ・ 現 SCADA システムは 2005 年に運転開始、スクリーンモニタはバックライト式で、スペアパーツがない状況。
- ・ 現時点（13 時頃）の需要は 1,140 MW、うちウランバートルが 810 MW、エルデネット／ダルハンが 156 MW、供給力は CP4 が 688 MW、CP3 が 154 MW、風力は 3 か所合計で 48 MW、PV は 7 MW～20 MW で数か所。設備容量は風力 155MW、PV90MW。
- ・ 系統はモンゴル全体（面積）の 7 割、電力需要の 8 割の範囲を表示できる。電圧階級別に色分け表示（赤：220 kV、緑：130 kV、灰色：35 kV、青：6 kV）。
- ・ オペレータの勤務は 12 時間交替の 2 交替制。NDC は MOE 建屋の 4、5 階にあり人員は現在 160 名程度。
- ・ WAMS は 2019 年に導入し、周波数、電圧、電流などの短時間のデータを収集し系統解析に利用している。SCADA データはオンライン監視用。
- ・ 建屋外にバックアップサーバ、予備電源（1997 年）を設置。NDC は現状で建屋を所有していないが、新 NDC 建設のための土地を隣接して確保済み。設計などの認可を得ている。

#### <次期技プロ内容協議>

##### (NDC)

- ・ この 6 か月ほど、NDC は調査に関し、オンラインで情報交換、協議を進め、我々は関係情報の提供、資料作成など協力してきた。
- ・ モンゴルでは 1990 年代のロシア撤退後の厳しい時期に電力分野における日本・JICA の支援に感謝しており、今回の発電力不足、COVID による難しい状況における協力に感謝する。

##### (JICA)

- ・ モンゴルの国家目標として 2030 年に RE 電源 30% が打ち出され、関係機関の協力の下、関連する制度、施策が進められるものとする。次期技術協力プロジェクトは JICA の協力スキームのうち技術協力プロジェクトであり、これは能力強化などを通して目標を達成するもの。

- ・ プロジェクト終了後数年を見通した最終目標として RE 電源の拡大、プロジェクトの目標として、RE 電源増強に対応できるよう系統計画、系統運用が的確に行われることとした。
- ・ プロジェクト目標達成のためのアウトプットとして 7 項目設定した。NDC に関するものとして、①RE 電源増強に対応した系統事象の的確な把握、②系統拡大・RE 電源増強に対応できる需給運用・系統運用ルールの見直しと対応力の強化、③RE 電源増強に対応した適切な中長期系統計画の策定、が想定される。

<質疑: 日本側から NDC への質問>

- ・ 系統計画において、NDC と NPTG の役割分担はどのようになっているか。Grid Code では NDC が FS を審査する旨の記載があるが、計画は NDC、NPTG 双方が作成するのか。  
→各社の予測情報を NDC が集めた上で、5MW 以上の発電設備、送電系統設備は NDC が計画する。どの会社が MOE に計画を提出しても 5 MW 以上であれば NDC の評価、承認が必要。NDC の評価結果を MOE に提出し、MOE が予算配分する。小規模設備で 1MW 以内かつ 1 事業者の場合は当該会社にて実施でき、5 MW 以下または複数事業者がいる場合は MOE が決定する。
- ・ 蓄電池、キャパシタ、STATCOM などの設備計画も NDC か。  
→蓄電池、電圧制御設備はすべて NDC で検討する。

以上

## 8. NPTG との面談メモ（技術協力プロジェクトに関する会議）

1. 日時 2021年12月7日（火） 14:20～15:30（日本時間）

2. 場所 NPTG 会議室 & オンライン（Zoom 会議）

3. 参加者 NPTG  
JICA  
調査団

### 4. 議事

1) 次期技プロの説明（JICA）

2) 実施体制の説明（JICA）

3) 質疑応答

（NPTG）

- JICA の支援内容については承知した。NPTG も Working Group に積極的に参加させていただきたい。
- 系統計画能力の向上などといった後に残るような深い内容の研修をしていただけるとありがたい。

（JICA）

- 承知した。最終的に組織のパフォーマンスを上げるのが目的、基礎、応用まで時間をかけて取り組む。人が変わっても同じように実行できるよう、マニュアルなどの参照文書も整備する。組織の長、各部門の長、実務者が目線を合わせて取り組むのが大事。今回理解してもらえてよかった。

（調査団）

- NDC と NPTG はどちらも系統計画の策定を担当しているのか。NDC からは、5 MW 以上もしくは2つ以上の発電設備に関する送電計画は NDC、それ以外は NPTG と聞いた。

（NPTG）

- NPTG は 81 の変電所を持っていて、そのうちの 17 は NDC からの指令で動いているが、設備所有者は NPTG である。このような事情から、系統計画は NDC と NPTG 両方で実施している。
- 資料に女性の参加を期待すると書いてあるが、どの程度想定しているのか。セクターとして女性の割合が少ないので難しいかもしれない。

（JICA）

- 女性の参加は可能な限りで問題ない。

（NPTG）

- 研修参加者の細かい条件（経験数、研修期間、人数制限など）についても今後相談したい。

(JICA)

- 今後の流れとしては、プロジェクトの開始までに RD へのサインと日本側コンサルとの契約手続きを完了させる必要がある。その後、プロジェクトを開始し、初めの3か月間は現地で専門家と具体的な計画を詰める予定。

(NPTG)

- JCC のメンバーはだれが決めるのか。

(JICA)

- 基本的には各機関から選出してもらおう。今後専門家と内容を詰めながら人選を検討していただきたい。

以上

## 9. UBEDN との面談メモ（技術協力プロジェクトに関する会議）

1. 日時 2021年12月7日 11:30～12:30（日本時間）
2. 場所 UBEDN 会議室 & オンライン（Zoom 会議）
3. 参加者 UBEDN  
JICA 本部  
調査団

### 4. 議事

（JICA）

- ・ 技プロの内容および今後の手続きについて説明。このプロジェクトは全ての電力に関わる事項であり、NDC, NPTGC, MOE, UBEDN の他 ERC にも参画してもらう予定。上位目標としては再エネ導入の拡大で、プロジェクト目標としては系統の計画・運用技術の向上を目指している。
- ・ 配電に関しては再エネ電源接続の際の手続きが柱となっている。また効率的なメータリングや、自動化システム導入の適応性、事故復旧の改善方法など顧客サービスの向上に繋がる技術をと考えている。
- ・ 実施体制について説明。意志決定機関である JCC を立ち上げ、2回/年の周期で PJ の進捗確認、計画承認、問題の共有を図る。構成員はカウンタパート、専門家、JICA（事務所含む）、モンゴル政府各省庁である。Director はエネルギー省の計画部長にお願いする予定。

<質疑：UBEDN からの質問>

（技プロの実施期間）

- ・ 実施はいつからか？期間は？  
⇒ミニッツを結んでから正式手続きとなり、その後 JICA モンゴル事務所と Record of discussion に署名し、それから3～4ヶ月で専門家が決定する。

（技プロの内容）

- ・ どのような研修となるのか？日本での研修や自動化などの内容はあるのか？  
⇒専門家がこちらへ訪問し、研修を行う。日本における研修もある。より沢山の方を日本に呼びたいが人選と人数については専門家がこちらで研修を実施してから決定される。こちらでの研修では実務スペースの提供をお願いしたい。
- ・ 新たに Lab の設備についての内容を追加したい。今は建物内にある Lab と移動式の Lab があるが機材は古く、また作業員のスキルをあげたいと考えている。ケーブル診断や変圧器の機能試験など、事前に機材の劣化を判断するツールの研修を希望する。できればミニッツの中にその内容を意見として入れて欲しい。  
⇒ミニッツに残すことは承知した。実際にどうするかは、内部で相談させて欲しい。ニ

ーズとしては理解できるが、要員を増加する必要がある。JICA の課題別研修という方法もあるので、別途お知らせしたい

以上



## 10. ERC との面談メモ（技術協力プロジェクトに関する会議）

1. 日 時 2021 年 12 月 8 日（水） 10:00～11:30（日本時間）

2. 場 所 ERC 会議室 & オンライン（Zoom 会議）

3. 参加者 ERC  
JICA 本部、モンゴル事務所  
調査団

### 4. 議 事

#### 1) 日本側関係者の説明

- 再エネが大量導入されてくると、これまで以上に規制機関の役割は重要になってくる。次期技術協力プロジェクトがそのお役に立てると考えている。
- 日本政府としては従前同様、再エネ関連についてもぜひ協力させていただきたいと考えている。
- 技プロ事業を形成するにあたり、この PDM では 3～5 年後の将来像を目指して目標設定を行い、成果、具体的な活動等を記載している。再エネの大量導入を踏まえた電力系統の柔軟性を向上させるためのコンポーネントとしては 7 つある。
- JICA としては、GC 改定の提案、モニタリングの仕組みについて ERC と連携していきたい。系統全体の柔軟性を向上させる必要があるので、Activities にあるように配電部門の支援も行いたい。
- 再エネ接続管理のためのインフラも必要であり EMS 等が重要であるが、配電系統の信頼度向上も大事なので、DMS の在り方、効果を検証することに合わせ、スマートメータを導入している事例があると聞くので、これらを総合的に運用するための仕様の在り方等について検討、提案していきたい。
- JICA では本事業とは別に、電力部門の規制機関向けの理論・実務能力向上に向けた研修も実施しているので、ぜひ参加いただきたい。

#### 2) 質疑（主に ERC からの質問に日本側が回答）

- モンゴルでは 2030 年に再エネ導入率 30 %という高い目標を掲げており、現在設備容量の 18 %は再エネになっている。また、電力需要のピーク差が大きいという特徴があるが、例えば風力はピーク時の 5 %のみという厳しい状況である。再エネをピーク時に効率的に役立たせる工夫や技術があるか。  
→ 電力需要が低い時間帯の再エネ制御は難しい問題である。日本でも同じ問題が起きている。対策としては蓄電池、揚水発電の導入等が考えられるが投資と時間が必要となる。実際には、一定の状況下では再エネの出力抑制をすることを日本の法律は許容している。年間の数日間は出力抑制がかかる前提での料金設定、契約締結が重要と考える。

- 再エネ小型発電機が系統接続できる（家庭用は 20kW まで接続可能）法律ができてはいるが、詳しい基準はない状況である。今後こういった対策をすべきか、方向性はどうすべきか、に関する研修は本事業に含まれるか。  
→ UBEDN 向けサポートに含まれると考える。
- UBEDN の管轄面積は 1 % であるが、人口の 6 割が需要家である。その UBEDN の設備は古くなっており、スマートマネジメントシステム (SMS) も導入されていない。また、電力不足時に DSM を導入して需要家の使用量を制限する技術等も有していない現状であるが、彼らの育成についてはどう考えるか。  
→ 確かに UBEDN には経年設備が多く、再エネ関連の設備・業務運営でも改善が必要と考える。本事業では、まず再エネ接続時の技術的検討の効率化に加え、導入済の配電自動化、スマートメータシステムの更なる改善を検討する。  
→ DSM については、1990 年代に日本でも TOU タリフを一般家庭に導入したり、大口需要家と需給調整契約を個別に締結して、需給逼迫時の出力制限を行うことを前提とした料金設定を行ってきた。事前に需要家としっかりとした契約締結を行うことがポイントになると考える。

### 3) その他

- JICA では規制機関向けの課題別研修も日本で実施しているので、ぜひ参加を検討いただきたい。次回は 2022 年 12 月か 2023 年 1 月のタイミングとなるが、毎年実施しているので検討されたい。

以上

## 11. UBEDN との面談メモ（フォロー会議）

1. 日 時           2021 年 12 月 9 日 11:20～17:20（日本時間）
2. 場 所           オンライン（Zoom 会議）
3. 参加者  
      UBEDN  
      調査団

### 4. 議 事

#### 4.1 再エネ接続（11:20～12:00）

##### 再エネ接続マニュアル等の有無

- 2020 年にエネルギー大臣より出された低圧系統連系に関するルールがある。また、MOE 下のエネルギー規制委員会（ERC）による売電価格のルールがあり、法的環境は整備されつつある。上記センターの接続承認を受け、UBEDN として 5 件の接続承認を出したところである。

##### 再エネ接続に関する業務手順

- 申請者から UBEDN へ再エネの接続依頼
  - ◇ 現在の UBEDN には再エネ接続に関するスキルを持つ職員がいないため、再生可能エネルギーナショナルセンター（NREC）に、規格への準拠、単独運転防止等の機能についてチェックを委託している。センターのチェック合格後に UBEDN として承認を出している。
- UBEDN と NREC による再エネ接続可否の協議
  - ◇ NREC へ接続確認依頼を行うためのフォーマットは現状では特になし。協議結果は議事録に残し、それを根拠として手続きを進めている。申請者は協議に同席しない。
- 電圧、容量による手順の違い：現状はなし
  - ◇ 三相 380V、単相 220V の低圧レベルの系統連系事例はあるが、6kV、10kV レベルの接続事例はまだない。
  - ◇ 35kV 以上の系統連系については MOE、NDC、ERC の承認が必要となるため UBEDN は関わらない。
- 接続可能容量（2020 年エネルギー大臣）
  - ◇ 個人：20 kW まで
  - ◇ 法人：契約容量の 50% まで
- 再エネ接続時の既存グリッドへの影響の検討
  - ◇ UBEDN では、新電源の低圧連系を安全に行うこと、安定稼働の確認にとどまっております。系統へのインパクト検討までは対応できていない。

- センターへの委託費用
  - ◇ UBEDN から NREC への委託費用の支払いはないが、申請者から NREC への支払いはある。
- UBEDN による再生可能エネルギー導入予定
  - ◇ 電力需要が年々増加しているため、計画策定時は変電所の新設を主に検討している。再生可能エネルギー設備に配電会社として投資して稼働させることはまだ聞いたことがない。

## 4.2 スマートメータ (SM) (14:00~15:20)

### 既に導入されている SM システムの問題点、課題

- システムに関する技術仕様の情報が少なかったことから、色々使ってみよう、ということで 4 種類のシステムを導入した。いずれも大なり小なり通信不具合が発生した。
  - ◇ RS485 方式：
    - 単相 220V 住宅用で試みたが、ケーブルが切れたり、短絡したりすることで通信に障害が生じた。
      - 短絡原因：施設方法の不良（隣接ケーブル、建物との接触等）に加え、需要家が意図的にケーブルを外す等の事例もあった。
  - ◇ RF 方式：
    - 単相 220V 住宅用で試みたが、許可が必要であったり、警察通信等の周波数領域に入りやすく扱いにくかった。
  - ◇ PLC+RS485 方式：
    - 信頼度が高い自前の電力線を使用したせいか RS485 より良かったが、モデムで不具合が生じた。
  - ◇ 35kV 送電会社から受電するための SM
    - チェコのスマートコムカンパニー（リーデム）を導入した。携帯電話 3G、4G 回線、RS485 を使用し、接続は悪くない状況であった。
  - ◇ ほかに PLC 単独型がある。
  - ◇ 導入した SM メーカー
    - 中国 3 社、チェコ 1 社の計 4 社の SM を導入したが、その中ではチェコの GPA（送電会社からの受電 SM）、低圧用では中国の Chint が良い。
- SM にて受信している情報、データ送信頻度
  - ◇ 取得可能情報としては、電圧、電流、位相、有効電力、無効電力、イベント情報（SM カバー開放、接続変更等）等があるが、サーバ容量の問題からすべてのデータを保存し、使えるわけではない状況である。現在は、電圧、電流、タリフのための kWh のみを扱っている。

- データ記録頻度は 15 分/1 回であるが、回収頻度はサーバ容量節約のために、1 時間/1 回、1 日/1 回などに変更して使用している。

#### SM の将来計画

- 将来的には全世帯に導入予定であるが時期は未定
  - ◇ 現在決まっているのは 1 万軒の SM 導入で、予算措置済みである。ウランバートルのゲル地区がその対象で、4 つのフィーダーを中心に導入する（ウランバートル・ゲル地区には 15 万世帯、ウランバートル全体では 40 万世帯あり）。
  - ◇ 通信は PLC 方式で、MDMS を導入する。システムキャパシティは 8 万軒分であるが、予算上 1 万軒としている。
- SM に求める機能（料金未払いに伴う遠隔停止、過負荷対策の他に）
  - ◇ 遠隔操作による停止機能を重視しているが、他の機能については情報不足のため、アドバイスを頂きたい。
  - ◇ データ回収システムに AMR を導入しているが、新しく MDMS を導入したい。MDMS の仕様は世銀が使用しているものをそのまま使っているだけなので、これについてもアドバイスを頂きたい。

#### SM をパイロットで導入する場合のエリア候補地や期待すること

- これまでも勉強しながらやってきたが、自分たちで仕様を検討・制定できるレベルまでスキルアップしたい。
  - ◇ システム全体の最適化を図りたい。
    - 40 万軒の SM 導入に向け、将来的にも支障が生じないようなサーバサイズ、MDMS 規模等の検討
  - ◇ 国際規格を理解し、いずれがモンゴルにマッチするか、また、最終的には国内規格を決める検討ができるようにしたい。

#### UBEDN 内でのスマートグリッド構想

- 統一された構想ではないが、SM の導入により様々な展開があり得ると思う。例えば、家庭内情報（暖房、ガス等の使用状況等）を収集し、他の事業者に必要なデータを合わせて採取、分析できると良いかもしれない。また、再エネ導入時には、SM によって再エネ運転状況の把握、各種データの採取が可能になると思う。

#### SM 通信方法の確認

- SM からコンセントレータまでは自前の回線（PLC 方式）、コンセントレータから上流は、通信事業者サービスを利用する（光ファイバーインターネットサービス、携帯電話サービス等）。

### 4.3 配電自動化（16:00～17:20）

#### 現在の DAS のシステム構成・運用方法

- 昨年から今年にかけて、7 箇所の 6kV S/S に RM6（シュナイダー製 RMU）方式の

- DAS を導入しているところである。系統は地中線で、ループ構成となっている。
- 現在は、プログラムのインストール、各機器の調整、マニュアル整備、等を行っており、実験的に使っている状況である。メーカー研修はまだ実施されていない。
  - 遠方操作が可能で、電圧・電流の監視可能、事故時の開閉器操作はプログラムにより全自動で事故区間を隔離する機能を有する。
  - 架空線に採用しているリクローザ方式は、事故点の切り離しは自動であるが、復帰は指令を出して手動で行っているため、いわば半自動であり、完全な DAS とは言えない。
  - DAS と SCADA の違い・棲み分け
    - ◇ DAS は事故復旧等がプログラム化されており、完全自動化システムである。現在は 6kV のみ導入済であるが、将来的には 10kV も導入予定である。
    - ◇ SCADA は遠隔監視、モニタリングを行い、必要に応じて指令を出し、手動切替を実施する。主に 35kV 向けである（監視は 6kV,10kV も実施）。
  - DAS の通信方式
    - ◇ モデム式の携帯電話通信回線方式を採用している。

#### DAS の今後の展開計画

- 導入直後であり、現時点ではない。経験を積む必要があると考えている。

#### DAS 導入により期待する効果

- メリットは安定供給の実現、停電時の復旧時間短縮、ディスパッチの効率向上、データのリアルタイムモニタリングなどである。

#### 事故区間特定後の事故点発見方法

- 事故点隔離後、我々が発見することまではまだできていない。ケーブル故障点を探查するラボチームが対応している。

#### 現在配電線に使用されている保護リレー

- 50、50N、81 である。

#### 需要家側へのリレー設置

- 個人所有の S/S（離れた別荘地）にはリレーはなく、ヒューズと切替装置程度である。UBEDN 所有の S/S にはリレーがあり、事故検出を行っている。

#### リクローザを設置する際の課題

- 通信で 3G、4G を用いているが、通信が届かず指令が届かない等の課題がある。

#### 重要需要家への対応（供給信頼度向上のための特別な機材等の導入有無）

- 第一種供給カテゴリ（病院等の重要施設）というものがあり、1 回線ではなく、2 回線で供給をしている。また、ディーゼル発電機等の予備電源を設ける条件となっている。緊急的な負荷遮断の際は、一番最後に落とすようにしている。

## 5. UBEDN 出席者からの質問事項

Q: 先程架空線のリクローザを半自動で使っていることについて質問があったが、日本では完全自動化して運用している事例があるのか。

A: 日本では、架空も地中も事故点を自動で切り離し、完全自動化で健全区間に送電するようなシステムになっており、リクローザとは異なる時限式という方式を採用している。

リクローザ（ロシア製、オーストラリア製）は約 80 台導入されている。切り離しは自動であるが、復帰は dispatch で行っているので、これも自動化できればよいと考えている。80 台のうち、10kV 用が 60 台、6kV 用が 4 台、35kV 用が 15 台ほどとなる。

以上

## 12. NDC との面談メモ（フォロー会議）

1. 日 時                                    2021年12月10日 11:00～12:50（日本時間）
2. 場 所                                    オンライン（Zoom 会議）
3. 参加者  
      NDC  
      調査団

### 4. 議 事（N：NDC、J：調査団）

#### <RTDS>

- RTDS の研修については未だ内容は決まっていないが、NTPG からも参加要望があり、  
合同で研修を行うよう計画するのでご協力をお願いしたい。
- RTDS の設置スペースは確保しているか。  
⇒未確認だが問題ないと思う。

#### <再エネ予測関連>

- 再エネ出力と需要変動を吸収する調整力として、BESS、TPP4 の調整力、貯水池式水力  
などが活用できると考えられるか。  
⇒まさにそれらである。ADB で 80 MW（200 MWh=80 MWx2.5 hrs）の BESS を設置し、  
夜間の調整に活用する計画。

#### <熱供給>

- 熱供給も NDC が管理しているか。  
⇒NDC が計画、管理している。
- 管理範囲は全国か、特定地域・発電所か。  
⇒ウランバートル、ダルハン、エルデネットの 3 都市。熱と電力は同時に計画・供給さ  
れており、NDC は熱と電力の供給計画、システム全体の安定性維持を管理し、熱供給  
会社が水供給管理、インフラなど関連設備の管理をしている。

#### <送電系統・系統監視の状況>

- 現 SCADA/EMS ではどの範囲のオンライン情報を収集しているか。  
⇒計 38 か所、18 発電所と 20 変電所。変電所中、AU 系統 1 か所、西部 3 か所、東部 1  
か所が含まれる。
- 全国 5 系統の連系状況、地方系統のロシアとの連系は。  
⇒中央と南部は 220 kV、中央と AU 系統は 110 kV で連系、AU 系統と西部は 35 kV 連  
系線があるが開放、中央と東部も 110 kV 送電線を開放している。



⇒西部系統は 12 MW の発電所があるのみで 30 %を供給、残り 70 %はロシアから受電、東部系統も 35kV 送電線でロシアと連系している。

<需給調整・電圧制御>

- モンゴル側で需給調整できる範囲、ガバナ制御による周波数調整ができる範囲は。  
⇒調整できるのは TPP4 のみで、150～300 MW の範囲。ガバナ制御は±10%。
- 電圧監視・電圧制御の方法は。  
⇒小さい電圧変動は発電機制御、中くらいの変動は変圧器タップ、コンデンサなど、大きな変動は長距離送電線の停止などによる。現在電圧調整のため 20 MVar の同期調相機 (Synchronous Condenser) を計画している。

以上

### 13. NPTG との面談メモ（フォロー会議）

1. 日時 2021年12月10日（金） 15:00～18:00（日本時間）

2. 場所 NPTG 会議室 & オンライン（Zoom 会議）

3. 参加者 NPTG  
調査団

#### 4. 議事

##### 1) リレーに関する意見交換

- ・ 前回リレーに関するセミナーを実施したが、モンゴル側の所有しているリレーの種類、課題、どのような技術を向上したいのか伺いたい。

（設備について）

- リレーは全て輸入品であり、機械式はロシア製、マイクロチップ式は米国製やロシア製を使用している。機械式の古いものは内部の磁石が劣化してきているので、マイクロ式に取り換えをしている（現在6割くらい）。ただマイクロ式のプログラムのアップデートが追いついておらず（メーカーからはアップデートを推奨されるものの）、プログラム上の問題が生じている。

（基準について）

- リレーに特化した基準はなく、一般的な基準を用いている。現在社内で基準を作成するよう準備している。
- 新しくリレーを導入するとそれぞれのメーカーの設計で基準が決まるので、統一性がない。

（機能について）

- マイクロリレーは機能が沢山あるが、現在2割程度しか活用できていない。電流に変化応じて動作する微分方式を用いた保護や電流の差分を検知する方式などを学びたい。

##### 2) 給電運用に関する意見交換

（組織について）

- ・ NPTG の組織には本店と支社があるが、変電所は支社で監視しているのか？本店の機能はどのようなものか？  
⇒本店の機能は給電である。2名ずつ交代で業務に当たっている。支社は5つあり800名程作業員がいて、日常的な監視業務を実施している。

（給電方式他について）

- ・ 設備の監視はオンラインか電話連絡か？  
⇒NDC と NPTG の本社システムは繋がっており、主要な変電所の情報や火力発電所の情報が双方の指令室で確認できる。支社はそれぞれ各変電所の情報を監視し

ている。NDC からの計画的な指令は NPTG のシステムを通じているが、緊急時には NDC から直接変電所へ送信される場合もある。

- ・ 中国と連系しているウムヌゴビ地域における系統はどこが監視・制御しているのか？中国か？モンゴルか？  
⇒NPTG が担当している。近くには 220kV の変電所があるが、鉱山の変電所は管轄外であり、中国が管理している。

### 3) 予防保全に関わる意見交換

(保全方法等)

- ・ 保全の方式、点検方法、周期は？  
⇒6 年に 1 回オーバーホールを実施している。点検は 3 年に 1 回である。巡視は月 2～3 回している。アース点検としては 1 年に 1 回抵抗値などを測定している。特に春季は雷が多いので、その前に全てのリレーをチェックし、異常があれば改修する。UB 付近では 17 名が 1120 km（全長）を管理している。なお 220 kV は 2 回線でないものもある。ロシアのマニュアルをモンゴル語に訳して使用している。

(原因調査について)

- ・ 不具合原因は？  
⇒アースの劣化が多く、人的に切断されているものもある。碍子の金具が削れること、ダンパーが緩むことは時々ある。パトロールではダンパーやカバーの落下、ボルトの緩み、鳥の巣、プレートの落下などである。あと人が安全区域内にゲルをつくったりすることもある（人の立ち入りを発見した場合は注意する）。町中では重機による接触がある。なおスペーサが緩むやストランドが落ちること、風でナットが緩む、部材が曲がるなどはない。木の成長は遅いので付近に生えている木の生長管理まではしていない。
- ・ 東京電力では送電線で事故が発生すると事故原因を調査しているが、モンゴルでは同じようなことをしているか？  
⇒異常が発生すると指令室に情報が届き、自動で系統を切り替える。リレー情報を基に停電の原因を判断し、記録する。古いリレーが多いのでリレーの原因による事故ものが多いため、まずはリレーをチェックしていから送電線の状況を確認する。事故を調査する専用の調査チームがあるが、原因を追及するような Lab はない。
- ・ 原因が分からない事故は発生するか？昔の間違った設計による設備不良を改修することはあるか？  
⇒不明事故として風で鉄塔が歪んだり、木などが接触する場合がある。設計については送電線の設計会社が調査する場合はある。

以上

## 14. NDC とのセミナー質疑応答メモ

1. 日時 2021年10月8日 16:00～19:00（日本時間）

2. 場所 オンライン（Zoom 会議）

3. 参加者 NDC  
調査団

4. 目的

日本の再エネ対応についてプレゼンを行い意見交換するもの。

5. NDC

- ・モンゴル国では再生可能エネルギーの導入にあたり様々な課題を抱えている。
- ・日本の電力系統の再生可能エネルギーの活用法、課題に興味がある。
- ・日本の先進国としての経験を聞く機会であり、このセミナーはNDCのさまざまな部署が参加している

6. 調査団プレゼン（資料はモンゴル語に翻訳したものを使用、添付は割愛する）

6-1 再生可能エネルギーの状況と系統運用について

○質疑

Q：再生可能エネルギーの予測と実測の整合率はどの程度か。

A：近年のスマートメータの測定値から5%～10%程度の誤差と聞いたが正式なものではない。

Q：誤差が5%～10%生じても運用に問題はないか。

A：時々刻々と出力調整を行っている。

Q：再生可能エネルギーにより余剰電力が生じたときに電力会社は再エネ事業者に対して責任を負うのか。

A：発電事業者はTSO（Transmission System Operator）に計画を出して、TSOがルールに従って制御を行う。発電業者に計画外の出力抑制を行うこともありうる。日本では再エネ事業者は年間最大360時間分の出力抑制をお願いすることが可能となっている。東京電力では揚水発電所を所有しているため出力抑制をお願いしないが、一部地域では太陽光連系が多く出力抑制をお願いする事例がある。

Q：屋根に太陽光を設置しているユーザーに出力抑制しているか。

A：出力抑制ができるのはある程度の大きさの出力事業者にのみである。屋根に設置される太陽光の出力は大きくないため出力抑制の対象にならない。

Q：2030年に再生可能エネルギーを22-24%に上げる計画を立てているが、どのように調整を行う予定か。(現在 Hydro+Renewable 14.5% → 2030年 22%-24%)

A：調整余力については各電力会社が決めており、変動に備えたりザーブを持つようにしている。今後再生可能エネルギーが増加するとリザーブ量を増やすことが考えられる。数年前に他社で再生可能エネルギーにより影響が大きくなった系統事故が発生したことがあり、リザーブについて検討中とのことであった。

## 6-2 再エネ接続におけるロス削減

### ○質疑

Q：風況の予測システムはあるか。

A：風況・発電予測サービスを提供している。

Q：亘長の長い送電線の場合はどのような電圧調整を行うか。

A：風力発電箇所だけでの電圧調整が困難なことが予想される。そのような場合は直列コンデンサを用いた電圧調整が考えられる。

Q：再生可能エネルギーが増える中でアイランディング現象については対応しているか

A：アイランディング現象を防ぐ単独運転防止機能がPV系統連繋型のインバーターに標準的に装備されている。系統側からの対応が難しい。風力発電が大量に連系されたときについて現在検討中である。

蓄電池付のPVシステムなどは自立運転モードに切り替えて、停電時も使用可能である。

Q：再生可能エネルギーの変動対策に蓄電池が使われるが、蓄電池の基準はあるか。

A：直接蓄電池を導入する基準を設けているものではない。グリッドコードの遵守が必要で、地方系の系統で風力を接続する場合には、事実上蓄電池を導入しないと遵守できない状況にある。蓄電池の容量等を決める場合には、グリッドコードを守るように事業者が決める。

以上

## 15. UBEDN とのセミナー質疑応答メモ

1. 日時 2021年10月13日(水) 15:00～18:30(日本時間)

2. 場所 オンライン (Zoom 会議)

3. 参加者 UBEDN  
JICA 本部  
調査団

### 4. 目的

- ・ JICA「モンゴル国電力系統の低・脱炭素化と安定化のための情報収集・確認調査」の一環として、配電分野のセミナーを実施し、UBEDN と効果的な情報交換を行う。
- ・ 日本側よりスマートメータ、配電自動化に関する技術を紹介し、その後の質疑応答で有用な情報を得る。

### 5. 調査団プレゼン (資料はモンゴル語に翻訳したものを使用、添付は割愛する)

#### 4.1 スマートメータ

Q: 高層ビルなど通信環境が悪い場所ではコンセントレータを追加設置するとのことだが、コンセントレータとは何か。

A: 約 700 軒に 1 台設置して、スマートメータからの情報収集を行う。初期の段階で接続率を上げたかったのでコンセントレータを追加設置していた。

Q: RF Mesh 方式の場合、コンセントレータからの通信距離はどれくらいか。

A: 一概に言うことは難しい。見通しではかなり届くが、通常でも約 100 mは届く。運用上は安全策をとり、より狭い範囲の設計で運用している。

Q: RF Mesh 方式の場合、外部からのノイズはどの程度生じるか。

A: ノイズが生じる事象はほぼない。920 MHz は専用周波数ではないものの、当社では複数チャネル使用して運用している。

Q: スマートメーターは外気温何度まで耐えられる設計か。

A: 別途スペックを確認して連絡する。日本の寒冷地である北海道でも同じメーターを使用している。

#### 4.2 配電自動化

Q: DAS システム一括でシステム更新しているのか、それとも順番に行っているか。

A: 設備更新は各機材の経年基準を超えたものを順次交換している。

Q: モンゴルでは変電設備を UBEDN が所有する場合とユーザーが所有する場合がある。ユーザーに自動化設備を要求することがあるか。

A: TEPCO ではユーザーが変電設備を持つことは基本的にない。仮にそうなった際は

TEPCO ではその設備に関与しない。

Q：DAS システムは事故時に中央サーバーに全ての情報が集まり、指令を行っているのか、それとも個々の機器でやり取りを行っているのか。

A：個々の機器のやり取りではなく、DAS システムですべて制御している。ただし、SVR など現地で自動動作するものもある。

Q：光ファイバーをメインに整備しているとのことだが、DAS で携帯 3G、4G を使った通信形態はあるか。

A：TEPCO では現在用いていないが、可能性としてはあると考える。

Q：中央監視システムのサーバーが安定的に稼働するために、信頼度はどのように担保しているか。

A：導入時に試験を行い、性能確認をしてから導入している。

以上

## 16. NPTG とのセミナー質疑応答メモ

1. 日時 2021年10月29日 15:00～18:00（日本時間）

2. 場所 オンライン（Zoom 会議）

3. 参加者

NPTGC

調査団

### 4. 目的

JICA「モンゴル国電力系統の低・脱炭素化と安定化のための情報収集・確認調査」の一環として、送電分野のセミナーを実施し、NPTG と効果的な情報交換を行う。

日本側より送電の予防保全とリレーの整定について紹介するとともに、その後の質疑応答で有用な情報を得る。

### 5. 調査団プレゼン（資料はモンゴル語に翻訳したものを使用、添付は割愛する）

#### 5.1 送電の予防保全

<設備について>

Q: 送電線への鳥害はあるか。

A: ある。後ほど説明する。

Q: 雪害について説明が欲しい。

A: 雪により電線が捻じれる現象が発生する。これを防ぐためにカウンターウェイトを使用する。スパンに応じて取り付け個数を変える。

Q: リングは何のためについているのか。

A: 雪がリングにぶつかり、落ちることを期待している。素材はプラスチックであり、EHV ではコロナの発生防止のため導電性プラスチックを使用している。

Q: 異常電圧の発生はどう対応しているか。

A: 雷およびスイッチングサージにより事故にならないように設計している。雷については IEC で定める絶縁距離と同程度を確保して防護を行っている。実際には雷耐電圧以上の異常電圧が発生することはあり、雷による事故を 100 %防ぐことができるわけではない。アーキングホーン、アーマロッドを巻いて設備の損傷対策している。また、電力線に直接、雷が落ちないように EHV では地線を 0 度の雷遮蔽角で設置している。

<予防保全について>

Q: メンテナンスに AI を用いてドローン撮影した動画を分析するとのことだが、どのようなプログラムか。

A: 東京電力自社開発のプログラムであり、素線切れ、アークの痕を見つけられる。



- Q: 実際に見ることはできるか。  
A: 動画があるため、後ほどリンクを送付する。  
Q: 電線の設備の診断で腐食検出器はどのような装置か。  
A: リレーに関する説明後に提示する。

## 5.2 リレーの整定

- Q: 送電線系統が既に構築されている箇所に新たな負荷が新設された場合の 87 リレーはどのようにするか。  
A: 87 リレーは 2 端子だけではなく、より多数の端子に対応する。日本には、10 端子程度に対応する 87 リレーもある。ただ、負荷端子に 87 リレーを取り付けることはほとんどなく、送電線の両端に取り付けることが一般的である。途中に発生した負荷については 87 リレーの動作値より小さくなる範囲で運用している。  
Q: 87 リレーはオプティックファイバーなので 80 km をこえると適用が困難だと思うが、モンゴルでは長距離区間が多く、PLC 方式を使う。TEPCO ではいかがか。  
A: 長距離区間についてはマイクロウェーブ（無線）を使用している。

## 6. 日本側からの質問

- Q: 予防保全と診断について、困っていることは何か。  
A: 設備診断を定期的に行っている。日本の経験を学びたい。  
Q: 定期的に診断を行うマニュアルがあると思うが、その改善を期待しているということでしょうか。  
A: 定期的な診断のためのマニュアルの改善よりも、設備更新の必要性を検討するための診断を目指している。TEPCO 設備の更新がどのように行われているかを知りたい。  
Q: 設備更新時期を見極めたいということか。  
A: そのとおりである。  
Q: リレー制定に関する社内マニュアルはあるか。  
A: 社内のガイドラインはある。MP リレーについては多数の機能があるが、設備が古いこともあり、実際の値を測定して入力する必要がある。詳細設定に研修が必要である。  
Q: ドローンを使用せず、設備に昇っての検査を行っているか。  
A: 行っている。  
Q: ドローンを導入することによる効率化は望めると考えてよいか。  
A: 各支社にドローンは導入しているが、ドローン映像の AI による自動診断は行っておらず、その点に興味がある。

以上

### 第3部 収集資料一覧表

#### 参考資料/収集資料リスト

調査名：モンゴル国 電力系統の低・脱炭素化と安定化のための情報収集・確認調査

番号	名称	形態	オリジナル・コピー	発行機関	発行年
1	GOVERNMENT POLICY ON ENERGY 2015-2030	電子	コピー	MOE	2015
2	MONGOLIA'S NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION TO THE UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE	電子	コピー	Government of Mongolia	2019
3	"VISION-2050" LONG-TERM DEVELOPMENT POLICY OF MONGOLIA	電子	コピー	Government of Mongolia	2020
4	Statics on Energy Performance	電子	コピー	ERC	2021
5	ENERGY SECTOR DEVELOPMENT POLICY, FUTURE (英語仮訳)	電子	コピー	MOE	2021
6	Law on Energy	電子	コピー	Ulaanbaatar city	2001
7	Law on Business Licensing	電子	コピー	Ulaanbaatar city	2007
8	Law on Renewable Energy	電子	コピー	Government House	2001
9	Law on Energy Conservation	電子	コピー	Ulaanbaatar city	2015
10	Law on Concession	電子	コピー	Ulaanbaatar city	2010
11	Integrated Power Network Rules	電子	コピー	Ministry of Mineral Resources and Energy	2010
12	Connection Procedure for Electricity Transmission and Distribution Network	電子	コピー	ERC	2018
13	From Customer Renewable Energy Generation Distribution of Produced Energy Procedure for Supply to the Network	電子	コピー	MOE	2020
14	Heat Transmission and Distribution Network Holbol's Procedure	電子	コピー	ERC	2018
15	Consultation for ENERGY SECTOR MASTER PLAN	電子	コピー	WB	2020
16	NDC Annual Report 2020 (モンゴル語)	電子	コピー	NDC	2021
17	NPTG Annual Report 2020 (モンゴル語)	電子	コピー	NPTG	2021
18	ENERGY PRODUCTIONREGULATION EFFECTS (英語仮訳)	電子	コピー	"TPP-4" State Joint Stock Company	2021
19	Integrated Grid Cord	電子	コピー	MOE	2018
20	Connection rule of Ulaanbaatar Electricity Distribution Network	電子	コピー	Energy Regulatory Authority	不明
21	Connection rule of Central Electricity Transmission Network	電子	コピー	Energy Regulatory Authority	不明
22	Business rule between Licenseers	電子	コピー	Energy Regulatory Authority	2003
23	Grid Integration requirements for variable renewable energy	電子	コピー	WB	2019
24	UBEDN Annual Report 2020 (モンゴル語)	電子	コピー	UBEDN	2021
25	Regulatory Results, Progress and Achievements in Electricity Distribution Network	電子	コピー	DSEDN	2021

## 第4部 技術協力プロジェクト検討用資料

※ 本資料は、2021年10月にJICAの執務上の参考資料として調査団が提出したもので、2022年2月提出の最終報告書と必ずしも整合がとれているものではない。

### 1. 再エネの導入状況

「モ」国は、2015年に、2030年までのエネルギーセクター中長期目標を定めたエネルギー国家政策を採択し、発電設備容量ベースで再生可能エネルギー（以下「再エネ」という）比率を2023年までに20%、2030年までに30%とする目標を掲げている。

以下に、「モ」国の主な発電設備一覧を示す。2020年時点で、再エネ発電設備容量は増加しつつあるものの、全体としてほかの設備容量も増加しているため、再エネ導入率（設備容量ベース）としては18%と、2023年の目標である20%には達していない。

「モ」国の発電設備容量と再エネ導入率

No	Power Station	2018	2019	2020	2021	
1	Combined heat and power	CHP-2	24	24	24	24
2		CHP-3	186	186	186	198
3		CHP-4	703	726	749	772
4		Darkhan CHP	48	59	83	83
5		Erdenet CHP	28.8	28.8	28.8	71
6		ErdenetMC CHP	53	53	53	53
7		Ukhaakhudag CHP	18	18	18	18
8		Dalanzadgad CHP	9	9	9	9
9	Wind PS	Salkhit Wind farm	50	50	50	50
10		Tsetsii Wind farm	50	50	50	50
11		Sainshand Wind farm	55	55	55	55
12	Solar PS	Darkhan nar solar farm	10	10	10	10
13		Monnaran solar farm	10	10	10	10
14		Gegeen solar farm	15	15	15	15
15		Bukhug solar farm	0	15	15	15
16		Sumber solar farm	0	10	10	10
17		DSP solar farm			30	30
		Total (MW)	1,260	1,319	1,396	1,473
		RE Installed Capacity (MW)	190	215	245	245
		RE Rate	15%	16%	18%	17%

(Source: NDC)

上記発電所の、年間の設備稼働率（＝実際の発電量を、設備が 100 %稼働（24 時間 x365 日）したと仮定した場合の数値で除した値）示したのが以下の図である。太陽光発電では 22 %を記録している発電所もあり、日本の平均的な設備稼働率 15 %よりも高い。「太陽光発電総合情報ホームページ」によれば、日本における太陽光発電の最大設備稼働率は、静岡県磐田市で 21.1 %を記録したとの報告もある。

風力発電においても、概ね 30 %以上の設備稼働率を記録しており、概ね高い稼働となっている。ちなみに日本では 2011 年以降に新設した 20 kW 以上の風力発電所の設備稼働率は平均 24.2 %としている（出典：資源エネルギー庁、電源種別（太陽光・風力）のコスト動向等について、2016）。

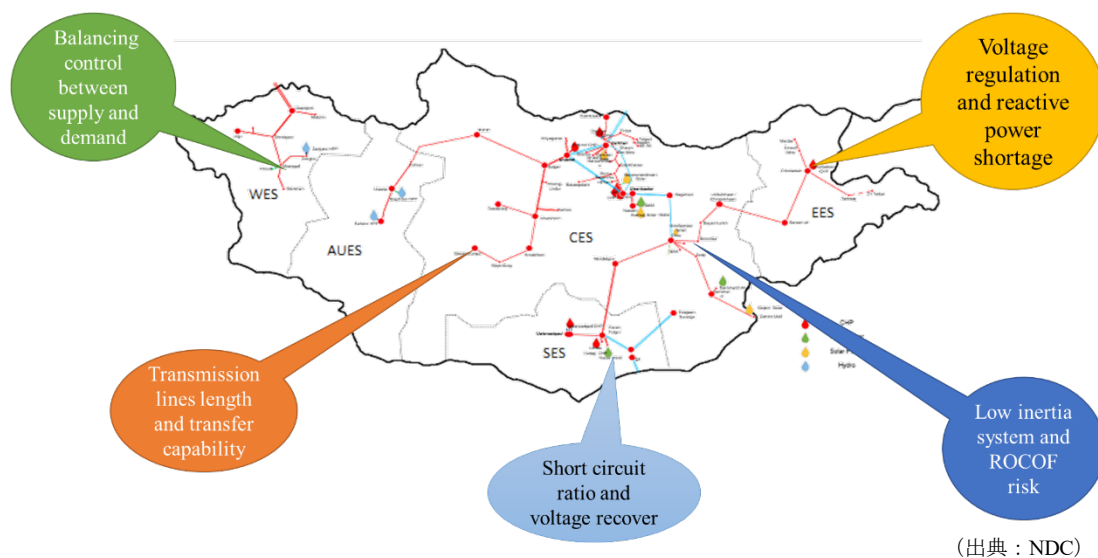
「モ」国の主な発電設備の年間設備稼働率

№	Power station		2018	2019	2020	2021
						/January-September/
1	Combined heat and power	CHP-2	77%	76%	74%	76%
2		CHP-3	67%	65%	64%	63%
3		CHP-4	62%	62%	63%	65%
4		Darkhan CHP	63%	60%	48%	44%
5		Erdenet CHP	65%	65%	63%	41%
6		ErdenetMC CHP	68%	69%	65%	69%
7		Ukhaakhudag CHP	22%	16%	18%	23%
8		Dalanzadgad CHP	10%	16%	41%	39%
9	Wind PS	Salkhit Wind farm	36%	33%	32%	40%
10		Tsetsii Wind farm	34%	37%	35%	43%
11		Sainshand Wind farm	6%	32%	34%	39%
12	Solar PS	Darkhan nar solar farm	19%	20%	18%	17%
13		Monnaran solar farm	21%	22%	18%	20%
14		Gegeen solar farm	11%	20%	19%	19%
15		Bukhug solar farm		21%	19%	20%
16		Sumber solar farm		21%	20%	20%
17		DSP solar farm			4%	19%
18		Total (MWh)	56%	57%	55%	57%

(Source: NDC)

## 2. 再エネ導入における課題認識

「モ」国の中央給電所（National Dispatching Center、以下、「NDC」）によれば、「モ」国の送電系統における再エネ導入における課題は以下の通り 5 点（慣性力が小さい、電圧調整が困難、送電容量が不足、短絡電流比が小さい、需給のバランスが取れていない箇所がある）あり、特に 220 kV 長距離送電線の末端、南部地域に PV 電源が集中し、調整が難しい状況としている。



### 「モ」国全国系統と再エネ導入における課題の発生箇所

上記のNDCが認識する課題に対して、調査団がヒアリングを行った結果も踏まえ、想定する課題と対策案の連関図を作成した。



(出典：調査団作成)

「モ」国の送電系統における再エネに関する課題想定と顕在化する問題事象の連関図

課題に対する対策案と実施状況

主な課題	主な実施機関	対策案	実施状況	技術支援案
①拡大する系統に対応したNDCのSCADA/EMS機能が不足	NDC	NDCのSCADA/EMSを更新または増強する。	NDCは新しい給電所を建設する計画を保有しているが、それを実装するにはサポートが必要。SCADA/EMSのアップグレードに関する調査は、ADBの技術支援を受けて進行中。	ADBの技術支援の成果を踏まえ、新中央給電所の計画を支援。
②発電所からのオンラインデータ収集が不足	NDC, NPTGC, Power Plants	現在主要個所に設置されているWAMSを他の必要箇所に設置する。	ADBの技術支援を受けて、光ファイバーインフラストラクチャを改善および拡張し、WAMSシステムを拡張するための調査が進行中。拡張は、調査の結果に基づいて行われる予定。	ADBの技術支援の成果を踏まえ、新中央給電所の計画を支援。
③設備の予防保全計画が不十分	NPTGC	予防保全計画能力を向上させる。	指標等を活用した革新的な予防保全計画を期待。	指標等を活用した革新的な予防保全計画の策定・実施能力向上支援。
④予防保全計画のための技術者・ツールが不足	NPTGC	必要な診断設備の整備を支援する。	変圧器分析器の購入の検討と、適切な診断ツールの使用方法を検討中。	必要な各種診断ツールの吟味、価格調査および診断能力向上支援。
⑤NDCから周波数調整を行う機能がない	NDC, Power Plants	NDCのSCADA/EMSにLFC機能を具備するとともに、主要発電所にNDCから自動制御できる機能を具備する。	NDCは周波数調整ができるような手続きを開発したいと考えている。	周波数調整を行うための手続きの必要性検討を含む、給電指令能力の向上。
⑥系統安定度・電圧安定性などを考慮した電源・送電系統開発計画が不十分	NDC, NPTGC	NDCが系統解析ツールを活用し系統開発計画を担える技術者を育成する。	RTDSには、制御およびリレー保護を含む幅広いシミュレーション機能があり、再エネによって引き起こされるシステムの不安定性を予測することでリスクが軽減される。	「モ」国の系統を模擬できるRTDSの機材購入およびその使用に関する研修。
⑦保護リレー計画・整定の技術者が不足	NPTGC	設備更新に基づきリレーを適切に設定できる能力を向上させる。	リレーのファインチューニング、計算、データプロセス技術、ネットワークセキュリティ技術を検討中。	リレーのファインチューニング、計算、データプロセス技術、ネットワークセキュリティ技術の能力向上支援
⑧設備新設・更新が追い付かない、送電容量の不足の地点がある	NDC, NPTGC	国際連系線も含めた設備容量の向上、長距離送電線の建設など。	統合システムの信頼性の高い運用を確保しつつ、再エネを増やすために、SCADAをアップグレードし、光ファイバー網を拡張する必要がある。そのための調査が実施されている。	RTDSによる系統運用のためのシミュレーション、系統計画支援ツールを活用した中長期の系統計画能力の向上。
⑨自国で周波数調整できる能力が乏しい	NDC, Power Plants	調整力の高い水力発電所、主要な発電設備に周波数調整能力を具備する。	統合システムの周波数調整と容量を改善するためのエルデネブレン水力発電所建設事業が進行中(90MW)。ロシアと中国との送電容量を増やすことも想定。	系統計画支援ツールを活用して周波数能力を具備できた場合の再エネ導入効果を検証。
⑩VREによる発電電力の変動が大きい	NDC	VRE発電量の変動による影響を予測する機能を導入する。	システムの安定性を向上させるために、RTDSを使用してモデルを開発し、変動予測と取るべき系統運用手法の研究を行う。	RTDSの活用による変動予測と対策の検討能力の向上。
⑪電圧調整設備・能力が不十分	NDC, NPTGC	適切な計画に基づいて電圧調整設備を設置する	長距離送電線末端部にSVC/STATCOM設置を進めている。さらなる設置に関する調査が進行中。	系統計画支援ツールの活用により設置の是非を検討する能力を向上させる。
⑫既存のグリッドコード・技術要件に合わない運用制約が発生する可能性	NDC	実態に応じた適切な連系線運用ルール・技術要件を確立し、給電指令能力を向上させる	VREの発電量が急激に増えるとUB第4火力で調整しきれず、電話でVRE事業者に出力抑制を依頼。さもないとロシアに無料で引き取ってもらうことになる。	再エネ発電予測を精緻に行い、火力発電所の調整能力確保。

### 3. NDC からの研修ニーズ

#### 3.1 新中央給電所の更新ニーズ

NDC には、再エネ導入の管理にあたって、その中心的な役割を担ってきた中央給電所の更新について計画を有している。この新中央給電所の建設にかかわる技術者の支援の要望があった。

従来の中央給電所は、十分なスペースがなく、系統の増強に伴う最新の系統情報がシステム内に収まらず、今後再エネが各地に導入される場合の制御・管理が難しくなる可能性をほらむ。また、建物自体の老朽化により地震等のアクシデントが起きた場合に被害が生じる可能性が、現地建物診断コンサルタントから指摘されている。

#### 3.2 系統安定化技術のニーズ

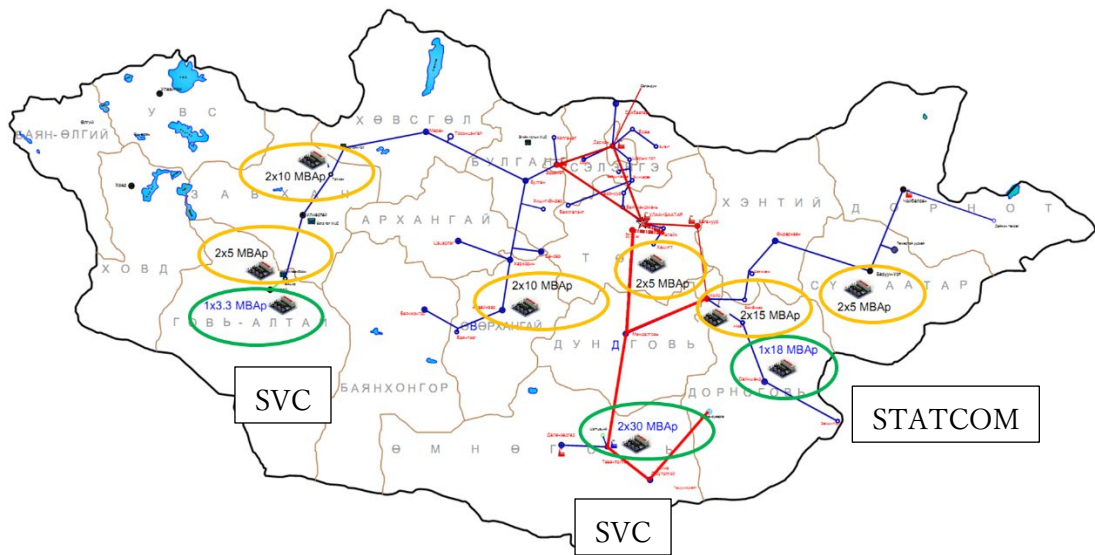
NDC は、再エネ導入拡大に備え、FACTS (Flexible AC Transmission System、パワーエレクトロニクス技術を用いて、交流送電系統の系統安定化と送電容量の増大、潮流制御を図る装置の総称) の導入を急いでおり、電圧調相設備や同期調相機などを検討している。

NDC の想定する FACTS は以下の設備が含まれる。

- SVC
- STATCOM
- Series Compensator
- Power flow Controller
- Thyristor Controlled Series Compensation
- Short Circuit Current Limiter

以下に示す通り、すでに SVC を 2 台、STATCOM を 1 台導入済み (下図緑枠)。黄色枠の位置に 6 台の STATCOM を検討中。

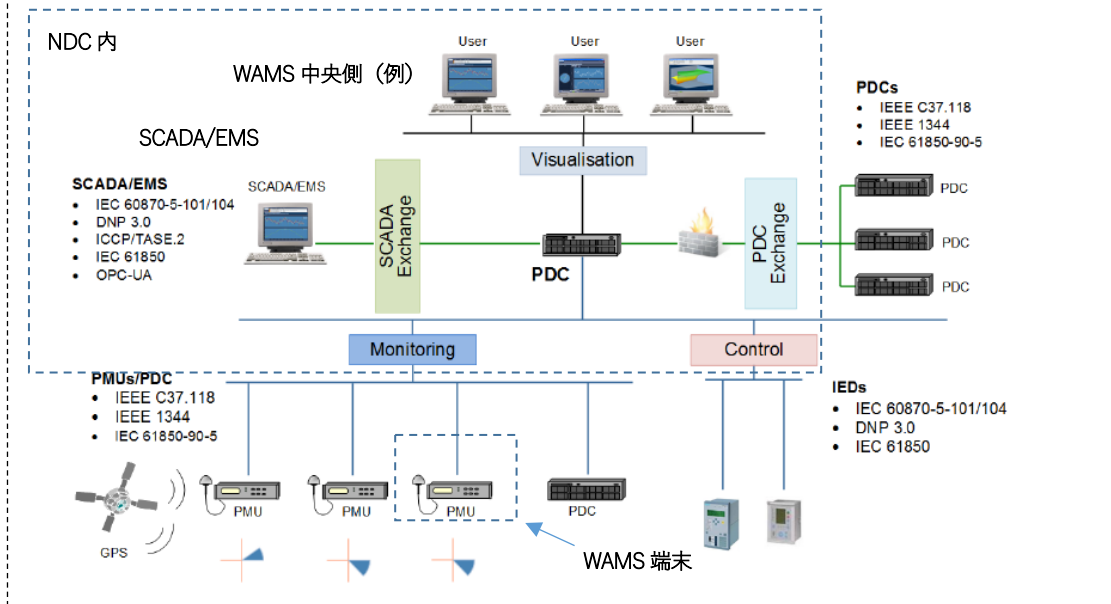




系統安定化設備の設置状況と計画

FACTS 導入にあたって、NDC は、現在、他国に委託している RTDS (Real Time Digital Simulator) による系統解析・事象分析と WAMS (Wide Area Monitoring System) による実データの収集・分析を、自前で実施すべく職員の能力向上を必要としている。

WAMS：従来の発電所監視情報は 1 秒以上の単位でオンラインデータを収集しているが、WAMS では時刻同期機能を備えた PMU (Phasor Measurement Unit、位相計測装置) を用い、広範囲において 1 マイクロ秒レベルの同期したデータ収集が可能であり、過渡現象、系統安定度などの監視、解析が可能。



WAMS の構成

## 4. NPTG からの要望

### 4.1 概論

中央系統の送電設備においては、その運営・保守業務を国家送電会社（National Power Transmission Grid State Own Stock Company、以下、「NPTG」）が担っているが、同社では、NDC 同様に、220 kV および 110 kV 系統の給電指令を行うとともに、送変電設備の更新ニーズがあり、これから新しく導入される技術においては、再エネ導入に適したデジタル化技術や変電所のスマート化を目指し、その標準化を進めているところである。

NPTG は系統の設備保有者であるため、基本的に NDC と同様の事象が課題となるが、NDC がより系統運用に近い範囲での調整能力向上を目指しているのに対し、NPTG は設備保有者として、送電容量の確保、系統異常時の影響範囲の限定化（適切なリレーの整定）、送電設備・変電設備の適切な保全など、中長期にわたる設備の増強や保全設備にも責務を有する。

### 4.2 送電

NPTG から送電線保守に関する研修について以下の要望があった。

- 最新の架空送電線で使用されている絶縁体と継手の紹介、製造、価格情報など。
- 他国の 110 kV および 220 kV 送電線の修理作業の概要（修理作業の期間、修理の種類）。
- 他国で 110 kV および 220 kV の架空送電線の保守に使用される機械、メカニズム、およびツールについて。

### 4.3 変電所の保守

NPTG から変電所保守に関する研修について以下の要望があった。

#### 4.3.1 保守について

NPTG の変電所は、ガス遮断器、真空遮断器、SVC などは更新されつつあるが、古い油遮断器や絶縁体がいまだに使用されている。油機器は、高価で信頼性が低く、環境に悪影響を及ぼす。回路ブレーカーのミスアライメントや燃焼など、老朽化に伴う損傷がある。

#### 4.3.2 診断機器について

110 kV/220 kV 変電所で活用する診断機器の研修ニーズは以下の通り。

- 最新の包括的な診断ツールのトレーニング、紹介、メーカー、価格調査。
- 変圧器分析ツールについて

NPTG では変圧器誤差の測定と負荷の測定の2種類の測定のみを行っているが、他に10種類以上の測定器が不足しており、この変圧器分析ツールは、最先端の軽量でコンパクトですが、以下の20種類以上の適切な測定を実行できる。2022年の調達計画に含まれる。

Function	
I. Current Transformer (CT)	II. Voltage Transformer (PT)
1. Magnetization curve	1. Excitation characteristic test
2. Transformation ratio test	2. Transformation ratio test
3. Polarity	3. Polarity
4. 5% and 10% error curve	4. Ratio error, phase error
5. Accuracy limiting factor (ALF)	5. Degauss
6. Degauss	6. Calculation of knee point value
7. Ratio error, phase error	7. Actual secondary load test (burden test)
8. Automatic calculation of excitation knee point value	8. Resistance test
9. Actual secondary load test (burden test)	
10. Resistance test	
11. Secondary time constant (Ts)	
12. Remanence coefficient (Kr)	
13. Transient dimensioning factor (Ktd)	
14. Peak instantaneous error (Er)	
15. Magnetizing inductance (LU)	
16. Instruments security factor(FS)	
17. Composite error	

- 高電圧試験について（オイルおよび固体断熱材の水分測定）  
 目的は、使用中の変圧器油と固体絶縁体の含水率を決定し、定期的な測定によって変圧器の経年劣化の程度を決定すること。
- 高周波低電圧機器による診断など。

#### 4.3.3 保護リレーに関する研修ニーズ

保護リレーに関する研修ニーズの聞き取り結果を以下に示す。

- (ABB 製) 距離保護リレーの機能と整定方法 (相)
- 地絡方向リレーの機能と整定方法
- (SEL 製) 自端保護機能、データ処理方法、レイアウト考慮事項および電流差動保護
- 不平衡負荷の保護機能、計算方法、レイアウト考慮事項
- 送電線パラメータ (インピーダンス等) を正確に計算するための (一連の) 方法における仮のパラメーターを入力する方法
- 脱調保護、電力動揺の抑止
- 送電線の電流差動保護の試験方法

## 5. 配電における課題

### 5.1 課題認識

ウランバートル市および周辺地域に配電を行っているウランバートル配電会社（Ulaanbaatar Electricity Distribution Network Joint Stock Company、以下、「UBEDN」）においては、屋根置き太陽光発電設備の系統接続基準が国家大で承認され（再エネ電源システムによる発電電力を配電系統に供給する規則(2020)）、需要家規模での再エネ導入拡大を目指す。

しかしながら、UBEDN 内ではこれから系統接続検討の手続き方法を策定する段階にあり、日本の系統接続検討方法を学びながら「モ」国での検討手続きを標準化したいとの要望があった。

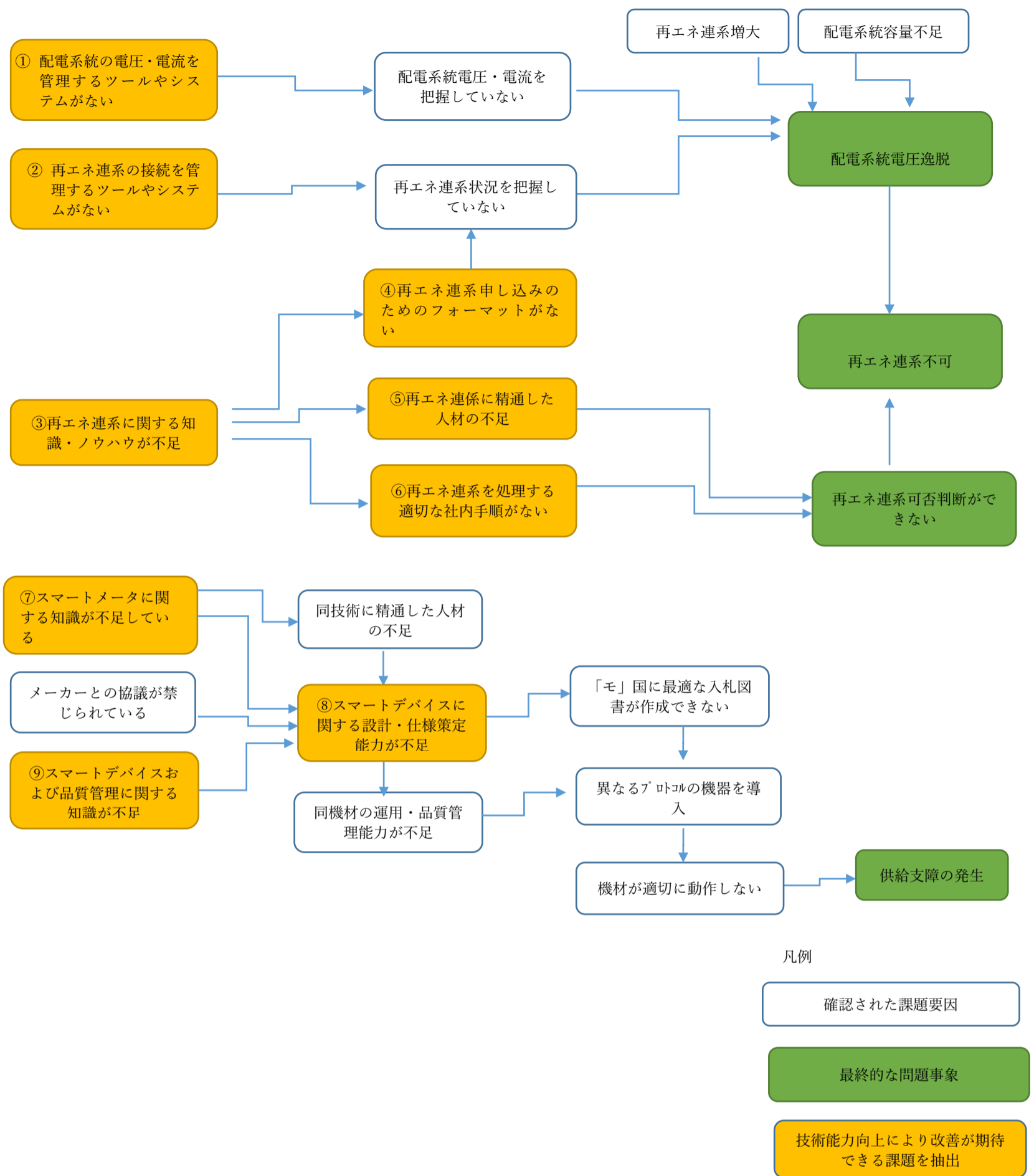
また、UBEDN は電気料金徴収の効率化のために、パイロット的にスマートメータの導入を進めてきた。しかしながら、他国規格の製品を混在して導入してきた結果として、これらスマートメータが適切に稼働しておらず、「モ」国向けに最適な規格の設定、その規格を遵守させるための監理業務が必要との結論に至った。そのためには、職員の技術能力向上を図ることが重要であると UBEDN から要望があった。

UBEDN としては、スマートメータに対し盗電対策・超過電流対策としての機能も期待している。一方、ERC が 2021 年に導入した再エネ買取制度は、ネットメタリングを前提としたもので、顧客と UBEDN との間の電気の売買量を容易に計量できるスマートメータは再エネ導入促進に資するツールとしても期待されている。

UBEDN はスマートメータと同様に配電自動化のパイロットプロジェクトを実施してきたが、「モ」国向けの規格にうまくマッチしなかったという教訓を得ており、配電自動化も職員の技術能力向上を図りたいとしている。

配電自動化は、配電事故時に、事故点探索を早め早期隔離による復旧時間の短縮を目指す目的で開発された機器であるが、現在は配電線各フィーダーの稼働ステータス（電圧、電流など）もモニタリングできる機能を有し、総合的な意味で、配電管理システム（DMS: Distribution Management System）という名称でパッケージ化されるケースが増えている。需要側での再エネ接続が増加すると末端配電線の電圧上昇などの問題が発生する可能性もあり、日本では電圧調整のための機器（SVR や STATCOM など）の導入を余儀なくされるケースもある。「モ」国の将来の屋根置き太陽光発電の普及において、配電自動化に限らない電圧や電流をモニタリングできる機能を有する DMS の規格を検討しておく意義は高い。

以下に、UBEDN における再エネ導入の想定課題と対策案を連関図として整理した。



(出典：調査団作成)

「モ」国の配電系統における再エネの課題想定と顕在化する問題事象の連関図

課題に対する対策案と実施状況

主な課題	主な実施機関	対策案	実施状況	技術支援案
①配電系統の電圧・電流を管理するツールやシステムがない	UBDEN	電圧や電流を管理するツール／システムについての基礎学習。	配電系統の電圧・電流を管理するツールやシステムがない	配電自動化、モニタリングシステムを含む配電管理システムに関する基礎知識の学習
②再エネ連系の接続を管理するツールやシステムがない	UBDEN	再エネ連系の接続を管理するツール／システムの基礎学習。	再エネ連系の接続を管理するツール／システムがない	同上
③再エネ連系に関する知識・ノウハウが不足	UBDEN	再エネに関する知識や技術に関する技術研修の実施。	再エネ連系に関する知識および経験値が不足している。	再エネ連系に関する技術研修の実施
④再エネ連系申し込みのためのフォーマットがない	UBDEN	必要なフォーマットの整備支援。	再エネ連系申し込みのためのフォーマットがない	再エネ連系申し込みのためのフォーマットの作成支援
⑤再エネ連系に精通した人材の不足	UBDEN	再エネ連系に関する能力向上のための技術研修の実施。	再エネ連系に関する知識および経験値を有した人材が不足している。	再エネ接続マニュアルを共同で策定/改訂
⑥再エネ連系を処理する適切な社内手順がない	UBDEN	必要なマニュアルや手引き書の整備の支援。	再エネ連系を処理する適切な社内手順がない	同上
⑦スマートメータに関する知識や経験が不足している	UBDEN	スマートメータ、配電自動化技術を含むDMSなどに関する基礎学習。	異なるシステムからのデータの集約・管理・分析ができていない。	スマートメータ、DMS、通信設備に関する基礎知識の学習
⑧スマートデバイス設計・仕様策定能力が不足	UBDEN	設計・仕様の制定に関するワークショップの実施。	スマートデバイスに関する設計・仕様の制定に関する能力が不足	スマートデバイスに関するワークショップの実施。
⑨スマートデバイスや品質管理に関する知識が不足	UBDEN	スマートデバイスの活用や品質管理に関する技術研修の実施	スマートデバイスや機材の品質管理についての研修がない	同上

5.2 UBEDN からの要望

UBEDN から、再エネ接続に関する技術支援に対して以下の要望があった。

- UBEDN によると 2020 年度に申し込みのあった再エネ接続は 5,606 件（総設備容量 455 MW）、2019 年度は 5,808 件（総設備容量 446 MW）、2018 年度は 4,332 件（総設備容量 411 MW）となっている。ただし、実際の接続数は管理されておらず、申し込みの 1 割程度が実際に接続されているとのこと。なお設備容量が 1,000 kW を超える事業者は MOE の許可が必要となり、こちらは年間で 20 件程度あるとのこと。
- しかしながら、UBEDN 社内では再エネ接続申し込みに対する手続き（連系の可否を確認する手順等）が定められておらず、また事業者が申し込みをする際のフォーマットや社内マニュアルも存在していない。
- 今後増大する再エネ接続に対応するため、以下の要望を UBEDN より受領している。
  - 再エネ接続時の設備の選定を含めた接続要件、設計図面等の作成／審査手順の整備
  - 作業員が必要とされるスキル、責任の範囲、監査に必要なスキルの明確化（マニュアル化）
  - 再エネ接続についての管理・保守運営の整備
  - 人材育成・スキルアップ研修

## 6. 技術協力プロジェクトの構想案

### 6.1 上位目標

「モ」国において再エネの導入拡大が促進される。具体的には 2030 年までに再エネ導入比率（設備容量比）で 30% を達成に寄与すること。

### 6.2 プロジェクト目標

「モ」国の再エネ導入における障害が緩和され、電力系統が安定的に計画・運用される。

### 6.3 相手国実施機関

#### 6.3.1 研修対象機関

- NDC
- NPTG
- UBEDN

#### 6.3.2 協力機関

同プロジェクトを遂行する上で、協力が必要となる、MOE およびエネルギー規制委員会（Energy Regulatory Commission 以下、「ERC」）は、JCC メンバーとして問題意識を共有し、課題解決に向けた円滑な意志疎通を図る。

そのため、JCC のみならず、MOE、ERC も含めた再エネ導入拡大啓発のためのセミナーを実施し、日本側の活動に対して理解を深めてもらう努力をする。

### 6.4 期待される成果と活動

#### 6.4.1 期待される成果

成果 1：再エネ導入拡大による系統事象を理解する能力の向上を図る。

成果 2：系統の拡充・再エネ導入拡大に対応できるよう、中央給電機能を向上させる。

成果 3：中長期的な系統計画を適切に行う能力を向上させる。

成果 4：再エネを含めた設備増強に応じた適切なリレー整定能力を高める。

成果 5：送変電の設備診断能力を高めるとともに、適切な予防保全により設備の信頼度を向上させる

成果 6：配電系統に接続される再エネ連系の申し込みに関する社内手続きを標準化する。

成果 7：配電設備における再エネ接続の拡大を円滑に実施するためのスマート技術導入計画能力を向上させる。

○ 参考情報（RTDS）

RTDS はリアルタイム（実時間）でシミュレーション計算する全デジタルの電力系統解析用シミュレータであり、実際の電力系統が動作している状況を作り出すことができる。

瞬時値でのシミュレーションが可能であり、系統運用上の過渡的な事象もより精緻に表現できるため、実践的な系統指令オペレーションの手法を検討することにも有用である。

RTDS は東電を含む世界各国の多くのユーザに活用され、他の実績あるシミュレーションソフトウェアや実系統との等価性が検証されている。以下の通り、制御装置、保護リレー装置など外部機器を接続して実系統での使用状態を模擬した試験（閉ループテスト）、制御保護装置等の回路を RTDS でモデル化し、シミュレーションすることも可能である。

- 保護リレーシステムの設計、開発試験、工場受入試験
- HVDC、SVC などの制御装置、系統安定化制御装置などの設計、開発試験、工場受入試験
- パワーエレクトロニクス機器を含む電力系統のシミュレーション
- 調査、研究、教育、研修

「モ」国の電力システムに RTDS を導入することで、新しい電源、変電所、およびさまざまな新しい機器の設置と構成を緊急モードでテストしてから運用することが可能になり、新しい機器に加えて、既存の機器がシステムに与える影響と、事故が発生した場合の動作能力をリアルタイムでテストできるという利点がある。

このような機能を活用して、再エネ導入もしくは変動・離脱による影響度をシミュレーションし、緊急時の給電指令にフィードバックする。



Hardware Specifications and Features	
Processor	POWER8 RISC processor; 10 cores operating at 3.5 GHz
Connectivity	24 x GT ports for connection to GTIO cards and interconnection of small timestep subnetworks on different NovaCar chassis 6 x IFC ports 1 x IFC port 1 x GTSYNC port 1 x Ethernet port
Built-in I/O	12 x 12-bit D/A channels operating over a range of +/- 10 V pk
Compatibility	Racks based on GTWIF, PBS, and GPC cards GTA0, GTAU, GTD0, GTDI, GTFPL, GTNET, GTNETx2, GTSYNC, GTPFSA Unit
Scalability	Up to 60 fully-connected chassis
User Interface	RSCAD Software, Version 5+ 7" touchscreen on each chassis
Power	450 W max., 100-240 V, 50/60 Hz
Individual Chassis Dimensions	48.3 x 52.2 x 17.8 cm (WxDxH)
Individual Chassis Weight	~15 kg
Cabinet Dimensions (optional)	68.3 x 71.4 x 189.5 cm (WxDxH)

（出典：RTDS Technologies 社）

RTDS の仕様（例）