

チュニジア国
産業・エネルギー・鉱山省
チュニジア電力・ガス公社

チュニジア国
電力セクターに係る情報収集・確認調査

ファイナル・レポート

2022年3月

独立行政法人
国際協力機構(JICA)

東電設計株式会社
有限責任 あずさ監査法人

社基
JR
22-056

本報告書は、独立行政法人国際協力機構の委託により東電設計株式会社及び有限責任 あずさ監査法人が実施した検討結果を取りまとめたものです。私たちは、検討時点で入手した情報に基づき本報告書を適時に取りまとめるよう努めておりますが、本報告書の内容は、本検討の対象に含まれない特定の個人や組織が置かれている状況に対応するものとは限らず、また、情報を受け取った時点及びそれ以降において、その情報の正確性や完全性を保証するものではありません。また、本報告書は委託者である独立行政法人国際協力機構に対してのみ提出したものであり、本報告書を閲覧あるいは本報告書のコピーを入手閲覧した第三者の本報告書の利用に対して、東電設計株式会社及び有限責任 あずさ監査法人は直接ないしは間接の責任を負うものではありません。

目 次

第 1 章	目的と背景	1-1
1.1	調査の背景及び目的	1-1
1.2	調査の内容と実施方法	1-2
1.3	調査スケジュール	1-3
1.4	要員配置	1-4
第 2 章	電力セクターの現状	2-1
2.1	制度・組織体制	2-1
2.1.1	関連機関・セクター構造	2-1
2.1.2	電力分野における関連政策・法規制	2-2
2.1.3	電力料金	2-3
2.2	電力関連設備の現状	2-7
2.2.1	電力需要	2-7
2.2.2	発電設備	2-10
2.2.3	送電設備	2-13
2.2.4	配電設備	2-15
2.2.5	近隣諸国との系統連系	2-16
2.3	電力システム計画	2-17
2.3.1	需要予測	2-17
2.3.2	発電計画	2-18
2.3.3	再エネ開発計画	2-19
2.3.4	送電設備	2-21
2.3.5	配電設備	2-22
第 3 章	IPP による再エネ導入推進のために必要な方策	3-1
3.1	IPP に関する政策・制度の現状	3-1
3.2	IPP の現状	3-7
3.3	IPP による再エネ導入にあたってボトルネックとなっている事象	3-8
3.4	これらボトルネックに対する解決策と他ドナーによる支援状況	3-10
第 4 章	STEG の経営改善に向けた方策	4-1
4.1	チュニジア政府におけるエネルギー関連補助金のおよび STEG の現状	4-1
4.1.1	チュニジアにおける STEG の状況	4-1
4.1.2	電力セクターに対する補助金の状況	4-1
4.2	STEG の経営改善のために必要な事項及び他ドナーによる支援状況	4-2
4.2.1	STEG の電力設備・事業運営の状況を把握	4-2
第 5 章	電力系統安定化の課題及び基本的な方向性	5-1
5.1	変動型再生可能エネルギー導入時の周波数や電圧の変動見通しと課題	5-1
5.1.1	変動型再生可能エネルギーの大量導入の問題	5-1
5.1.2	複数の系統安定化策の特性評価	5-3
5.1.3	需給調整・系統安定化のための検討方針（BESS の必要性）	5-6
5.1.4	変動型再生可能エネルギーの大量導入に向けての系統安定化方策の検討項目	5-6
5.2	系統計画のレビュー	5-8

5.2.1	系統制約（送電容量不足）	5-8
5.2.2	系統過渡安定度	5-11
5.3	短周期変動検討	5-17
5.3.1	短周期変動の電力需給・周波数シミュレーション解析の実施	5-17
5.3.2	火力発電機の必要運転台数	5-17
5.3.3	短周期変動シミュレーションの計算条件	5-19
5.3.4	需要負荷データ	5-21
5.3.5	供給バランス	5-21
5.3.6	変動型再エネの出力曲線	5-23
5.3.7	周波数変動計算結果	5-24
5.3.8	BESS の充電容量状況（充電率 SOC: State of Charge）	5-27
5.3.9	短周期変動検討結果	5-29
5.4	需給バランスシミュレーションによる経済的運用の検討	5-30
5.4.1	中長期的な電源開発計画のレビュー、分析および提案	5-30
5.4.2	需給シミュレーションの条件（電源開発計画のレビュー）	5-32
5.4.3	需給シミュレーションを行うシナリオの設定	5-41
5.4.4	需給シミュレーションの実施	5-41
5.4.5	2030 年の需給バランスの感度分析	5-47
5.4.6	需給シミュレーション検討結果	5-48
5.5	系統電圧制御の必要性検討	5-50
5.5.1	検討目的	5-50
5.5.2	検討方法	5-50
5.5.3	三相短絡検討からの潜在的候補	5-51
5.5.4	BESS の無効電力必要量	5-54
5.5.5	系統電圧の観点からの BESS 設置候補推奨地点	5-54
5.5.6	系統過渡安定度に関して（参考）	5-54
5.6	系統安定化方策の経済性検討	5-55
5.6.1	計算条件	5-55
5.6.2	経済費用	5-56
5.6.3	経済便益	5-56
5.6.4	EIRR	5-57
5.6.5	感度分析	5-58
5.6.6	経済分析結果	5-60
5.7	変動型再エネ大量導入に向けた系統安定化方策の検討結果	5-62
5.7.1	系統計画のレビュー結果	5-62
5.7.2	短周期変動の電力需給周波数シミュレーション解析結果	5-62
5.7.3	需給バランスシミュレーションによる経済運用分析結果	5-63
5.7.4	系統電圧制御の必要性	5-63
5.7.5	系統安定化方策の経済性	5-63
5.7.6	公示されたグリットコード（GC）の影響	5-64
第 6 章	優先的な協力の枠組み	6-1
6.1	VRE 大量導入に係る課題	6-1
6.2	協力プログラム（支援候補プロジェクトや技術支援項目リスト、実施時期を含む）	6-2
6.3	技術協力プロジェクトの準備(チュニジア政府の要請)	6-5
6.4	電力セクターへの中長期的な協力へのガイドラインと技術協力プロジェクト	6-8
6.5	本調査における技術支援	6-9

略語集

AFD	:	Agence Française de Développement
AfDB	:	African Development Bank
ASPSPP	:	Ajustable Speed Pumped Storage Power Plant
ASPSS	:	Ajustable Speed Pumped Storage System
BESS	:	Battery Energy Storage System
B/S	:	Balance Sheet
C/P	:	Counter Part
DPF	:	Investment, Competitiveness and Inclusion Development Policy Financing
EBRD	:	European Bank for Reconstruction and Development
EFF	:	Extended Fund Facility
EMS	:	Energy Management System
ESMAP	:	Energy Sector Management Assistance Program
FIT	:	Feed-In-Tariff
GDP	:	Gross Domestic Product
GF	:	Governor-Free
GIZ	:	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
IBRD	:	International Bank for Reconstruction and Development
IFC	:	International Finance Corporation
IFRS	:	International Financial Reporting Standards
IMF	:	International Monetary Fund
IPP	:	Independent Power Producer
JICA	:	Japan International Cooperation Agency
METI	:	Ministry of Economy, Trade and Industry
MEIM	:	Ministère de l'Énergie des Mines et des Énergies renouvelables
PDM	:	Project Design Matrix
PIP	:	Performance Improvement Plan
PPA	:	Power Purchase Agreement
P/S	:	Profit and Loss Statement
PSPP	:	Pumped Storage Power Plant
PSS/E	:	Power System Simulator for Engineering
PV	:	Photovoltaic
RE	:	Renewable Energy
SAIDI	:	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	:	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	:	Supervisory Control And Data Acquisition
SCR	:	Short Circuit Ratio
SM	:	Smart Meter
STEG	:	Société tunisienne de l'électricité et du gaz
TD	:	Tunisia Dinar
UFR	:	Under Frequency Relay
UTICA	:	Tunisian Confederation of Industry, Trade and Handcrafts
VPP	:	Virtual Power Plant
VRE	:	Variable Renewable Energy
WB	:	World Bank
WS	:	Work Shop
WT	:	Wind Turbine

図表番号表

図 1-1 一次エネルギー構成 (2019 年).....	1-1
図 1-2 電源構成 (2019 年).....	1-1
図 1-3 調査の背景と目的.....	1-2
図 1-4 調査団メンバー構成.....	1-4
図 2-1 チュニジアの電力供給体制.....	2-2
図 2-2 STEG の販売電力量.....	2-7
図 2-3 高圧需要家(HV/MV)の電力販売量.....	2-8
図 2-4 高圧需要家(HV/MV)の電力販売量(2019 年産業別).....	2-8
図 2-5 最大需要日の日負荷曲線.....	2-9
図 2-6 至近年の発電設備の構成.....	2-10
図 2-7 至近年の発電設備毎の発電量の構成.....	2-11
図 2-8 送電線亘長.....	2-13
図 2-9 送電系統図.....	2-14
図 2-10 配電線亘長.....	2-15
図 2-11 北アフリカの国際系統連系.....	2-16
図 2-12 STEG による電力需要予測.....	2-17
図 2-13 ポテンシャルマップ(左:風力、右:太陽光).....	2-19
図 2-14 風力および太陽光発電の設置容量.....	2-20
図 2-15 送電網 ELMED 計画.....	2-21
図 3-1 再生可能エネルギー発電における用途とスキーム.....	3-1
図 3-2 Self-consumption プロジェクトの開発手順.....	3-2
図 3-3 Self-consumption スキームの手順.....	3-3
図 3-4 Self-consumption スキームにおけるステークホルダーとの関係図.....	3-4
図 3-5 Authorisation スキームの手順.....	3-5
図 3-6 Authorisation スキームにおけるステークホルダーとの関係図.....	3-5
図 3-7 Concession スキームの手順.....	3-6
図 3-8 Concession スキームにおけるステークホルダーとの関係図.....	3-7
図 4-1 プレント価格推移.....	4-7
図 4-2 電力事業に係るコスト構成.....	4-15
図 4-3 電力事業(発電・送電・配電)にかかるコスト割合.....	4-15
図 4-4 天然ガス事業に係るコスト構成.....	4-16
図 4-5 LPG 事業に係るコスト構成.....	4-16
図 4-6 チュニジアの SOE、公務員、チュニジア全体の平均給与.....	4-17
図 4-7 STEG の収益性、効率性、レバレッジ.....	4-18
図 5-1 需要・供給曲線.....	5-2
図 5-2 日本における系統連系の現状.....	5-4
図 5-3 東京電力における系統連系の変遷.....	5-4
図 5-4 系統連系による電力取引の変遷.....	5-5
図 5-5 潮流図(2030 年 PSPP 無).....	5-9
図 5-6 潮流図(2030 年 PSPP 有).....	5-10
図 5-7 過渡安定度シミュレーション(2026 年 400 kV 送電線).....	5-12
図 5-8 過渡安定度シミュレーション(2026 年 225 kV 送電線).....	5-12
図 5-9 過渡安定度シミュレーション(2026 年 150 kV 送電線).....	5-13
図 5-10 過渡安定度シミュレーション(2030 年 PSPP 無 400 kV 送電線).....	5-13
図 5-11 過渡安定度シミュレーション(2030 年 PSPP 無 225 kV 送電線).....	5-14
図 5-12 過渡安定度シミュレーション(2030 年 PSPP 無 150 kV 送電線).....	5-14

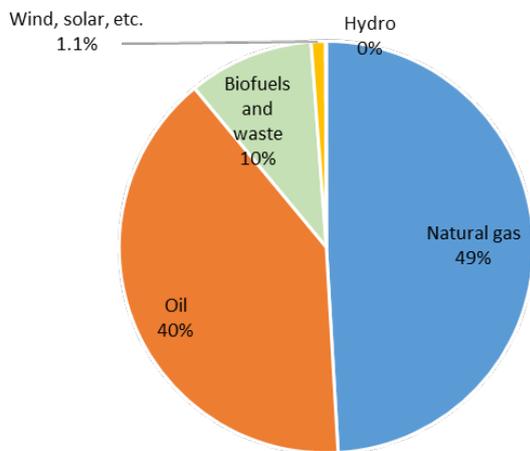
図 5-13 過渡安定度シミュレーション(2030 年 PSPP 有 400 kV 送電線)	5-15
図 5-14 過渡安定度シミュレーション(2030 年 PSPP 有 225 kV 送電線)	5-15
図 5-15 過渡安定度シミュレーション(2030 年 PSPP 有 150 kV 送電線)	5-16
図 5-16 電力需給・周波数シミュレーション解析(例)	5-17
図 5-17 需給変動・周波数解析概念計算モデル	5-17
図 5-18 電力供給曲線	5-18
図 5-19 2030 年の年間風力発電出力曲線	5-20
図 5-20 2026 年の「需要 — 太陽光発電 — 風力発電」曲線	5-20
図 5-21 風力発電出力曲線 (10~13 時:2030 年)	5-23
図 5-22 風力発電出力曲線 (10~13 時:2026 年)	5-23
図 5-23 ケース 0 周波数偏差計算結果 (BESS=50MW、ASPSPP=0MW)	5-24
図 5-24 ケース 1 周波数偏差計算結果 (BESS=100MW、ASPSPP=0MW)	5-24
図 5-25 ケース 2 周波数偏差計算結果 (BESS=150MW、ASPSPP=0MW)	5-25
図 5-26 ケース 3 周波数偏差計算結果 (BESS=50MW、ASPSPP=400MW)	5-25
図 5-27 ケース 4 周波数偏差計算結果 (BESS=100MW、ASPSPP=400MW)	5-25
図 5-28 ケース 5 周波数偏差計算結果 (BESS=50MW、ASPSPP=0MW)	5-26
図 5-29 ケース 6 周波数偏差計算結果 (BESS=100MW、ASPSPP=0MW)	5-26
図 5-30 ケース 2 BESS の充電状況(SOC)計算結果 (BESS=150MW、ASPSPP=0MW)	5-27
図 5-31 ケース 4 BESS の充電状況(SOC)計算結果 (BESS=100MW、ASPSPP=400MW)	5-28
図 5-32 ケース 5 BESS の充電状況(SOC)計算結果 (BESS=50MW、ASPSPP=0MW)	5-29
図 5-34 PDPAT III 計算結果の例	5-30
図 5-35 揚水発電の経済性検討の例	5-31
図 5-36 LOLE の定義	5-31
図 5-37 供給信頼度 LOLE と供給予備力の関係の例	5-32
図 5-38 STEG の需要想定	5-33
図 5-39 2030 年の日負荷曲線の想定	5-34
図 5-40 風力と PV の設備量	5-39
図 5-41 風力発電の日出力曲線予測	5-40
図 5-42 風力の月ごとの発電電力量予測	5-40
図 5-43 PV の日出力曲線予想	5-41
図 5-44 2026 年 7 月の需給バランス (ベースシナリオ)	5-42
図 5-45 2026 年 1 月の需給バランス (ベースシナリオ)	5-42
図 5-46 2026 年 4 月の需給バランス (ベースシナリオ)	5-43
図 5-47 2030 年 7 月の最大電力時需給バランス (ベースシナリオ)	5-43
図 5-48 2030 年 2 月の最小電力時需給バランス (ベースシナリオ)	5-44
図 5-49 2030 年 4 月の需給バランス (ベースシナリオ)	5-44
図 5-50 2026 年 4 月の需給バランス (BESS 50MW/50MWh)	5-45
図 5-51 2030 年 4 月の需給バランス (BESS(100MW/100MWh)	5-46
図 5-52 2026 年と 2030 年の LOLE と供給予備力(RMR)の関係 (ベースシナリオ)	5-47
図 5-53 2030 年 4 月需給バランス (BESS、ASPSPP 追加)	5-48
図 5-54 VRE の電流変動と電圧変動の関係	5-50
図 5-55 選定(スクリーニング)基準 SCR の説明	5-51
図 5-56 三相短絡電流と VRE 定格電流	5-53
図 5-57 BESS 建設コストの感度分析	5-59
図 5-58 ガスタービン火力発電建設コストの感度分析	5-59
図 5-59 ガスタービン火力発電コストの感度分析	5-60
図 6-1 需給シミュレーション研修	6-9

表 1-1	業務スケジュール	1-3
表 2-1	産業・エネルギー・鉱山省管轄の機関等	2-1
表 2-2	家庭用 Low Overall Voltage (2019 年 6 月 1 日)	2-4
表 2-3	家庭用 Special Low Voltage (2019 年 6 月 1 日)	2-4
表 2-4	産業用電圧レベル: MV(2019 年 6 月 1 日)	2-4
表 2-5	産業用電圧レベル: MV、INTERRUPTIBLE RATE(2019 年 6 月 1 日)	2-5
表 2-6	産業用電圧レベル: HV(2019 年 6 月 1 日)	2-5
表 2-7	産業用電圧レベル: HV、INTERRUPTIBLE RATE(2019 年 6 月 1 日)	2-5
表 2-8	発電設備	2-12
表 2-9	電力輸出入量	2-16
表 2-10	発電所開発候補地	2-18
表 2-11	水力発電計画	2-19
表 2-12	風力発電と太陽光発電の開発計画	2-20
表 3-1	再生可能エネルギーの開発スキーム	3-1
表 3-2	コンセッション方式による太陽光発電事業の暫定落札者	3-7
表 3-3	各方式における再生可能エネルギー導入に係る課題	3-9
表 3-4	EBRD による支援プロジェクト	3-10
表 3-5	世界銀行による支援プロジェクト	3-11
表 3-6	GIZ による支援プロジェクト	3-11
表 4-1	電力事業にかかる補助金の影響	4-2
表 4-2	ガス事業にかかる補助金の影響	4-3
表 4-3	財務報告に係る体制	4-5
表 4-4	STEG の収益構造(2019 年)	4-6
表 4-5	STEG の収益構造(2020 年)	4-6
表 4-6	STEG の貸借対照表イメージ図(2020 年)	4-8
表 4-7	STEG 事業活動の効率性	4-10
表 4-8	STEG 財務状況の健全性	4-12
表 5-1	過渡安定度シミュレーション結果(まとめ)	5-11
表 5-2	ピーク負荷と PV および WT の設置容量	5-19
表 5-3	2030 年の需給バランス	5-21
表 5-4	2026 年の需給バランス	5-22
表 5-5	周波数変動検討結果	5-26
表 5-6	発電設備リスト(火力発電)	5-35
表 5-7	水力発電所リスト	5-38
表 5-8	風力と PV 設備の開発計画	5-39
表 5-9	SCR 計算結果	5-52
表 5-10	計算条件	5-55
表 5-11	STEG による GHG 排出権取引価格の想定値	5-55
表 5-12	EIRR 計算結果(GHG 排出削減効果無し)	5-57
表 5-13	EIRR 計算結果(GHG 排出削減効果有り(STEG 排出権取引価格シナリオ 1))	5-57
表 5-14	EIRR 計算結果(GHG 排出削減効果有り(STEG 排出権取引価格シナリオ 2))	5-58
表 5-15	感度分析におけるベースケースの計算条件	5-58
表 5-16	周波数変動検討結果	5-62
表 6-1	再生可能エネルギー大量導入に係る課題	6-1
表 6-2	研修日程	6-9

第 1 章 目的と背景

1.1 調査の背景及び目的

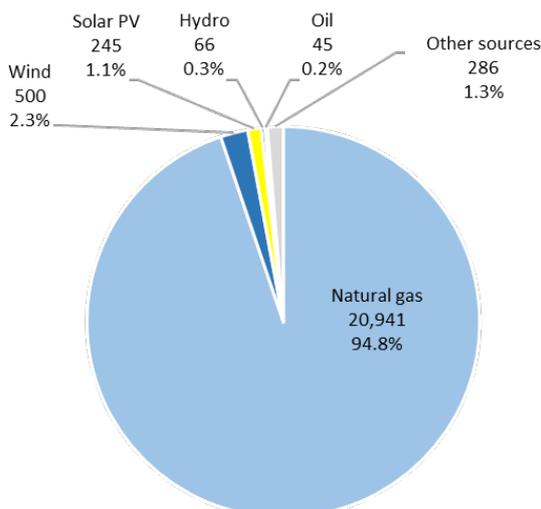
チュニジアは、国内で利用する一次エネルギーを石油、天然ガスに大きく依存している。2000年以降の石油・天然ガスの国内生産減少と需要増加によって輸入量が増加し、現状では全エネルギー過半を輸入に依存している。電力部門でも、従来からの課題である電力価格の逆ザヤ補填に加えてエネルギー輸入増加に伴う負担増、さらにはノンテクニカルロスによる回収不能コストが増加し、エネルギー関係支出は政府の財政赤字の半分以上を占める。電力セクターの改革・効率化は、大きな課題となっている。



Source	Energy[TJ]	Rate [%]
Natural gas	229,757	49.09
Oil	186,911	39.94
Biofuels and waste	45,864	9.80
Wind, solar, etc.	5,259	1.12
Hydro	237	0.05

(出所: IEA, Total energy supply by Source (2019))

図 1-1 一次エネルギー構成 (2019 年)



Source	Energy[kWh]	Rate[%]
Natural gas	20,941	94.83
Wind	500	2.26
Solar PV	245	1.11
Hydro	66	0.30
Oil	45	0.20
Other sources	286	1.30

(出所: IEA, Electricity generation by source (2019))

図 1-2 電源構成 (2019 年)

かかる状況を改善するため、チュニジア政府は、エネルギー国家戦略において 2030 年には電力の 30%を風力(WT)や太陽光(PV)等の再生可能エネルギー（再エネ）で賄うことを決定した。再エネ導入の 2/3 以上は独立発電事業者（IPP）を活用する方針を掲げている。IPP の導入には再エネ投資に係るプロジェクトファイナンス等金融サービスの能力強化が必要である。チュニジア電力・ガス公社（STEG : Société tunisienne de l'électricité et du gaz）の財政赤字による財務リスクは IPP 業者の支払いリスクに直結することから、経営改善が重要な課題となっている。

2019 年度に実施した「再生可能エネルギー大量導入時代の途上国支援の在り方に係る調査研究」（再エネプロ研）により、再エネ導入拡大に伴う電力系統上の課題が明らかになり、短期・長期の周波数変動、電圧変動等への対応が必要である

本調査では、上記の課題を解決することによる開発効果や他ドナー動向等を改めて分析するとともに、優先的に取り組む課題及びスキーム、アプローチの特定、協力プログラムや事業計画、個別案件の具体化に向けた検討を行うための基礎情報を収集・分析する。また、電力ロス低減等伝統的な課題への対応に加えて、分散型電源、エネルギーマネジメントシステム（EMS）等次世代配電システムの協力可能性についても併せて調査する。これらを通して、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についてチュニジア政府関係者と貴機構との間の協議・合意形成を促進するために必要となる情報の収集・分析を行う。

1.2 調査の内容と実施方法

本業務では、2020 年度中においては国内作業と現地コンサルタント運営の遠隔 Web 会議等を活用しながら現地調査を実施した。2021 年 4 月以降は、COVID-19 の影響を勘案しながら、2 回の現地調査および国内作業を遂行した。

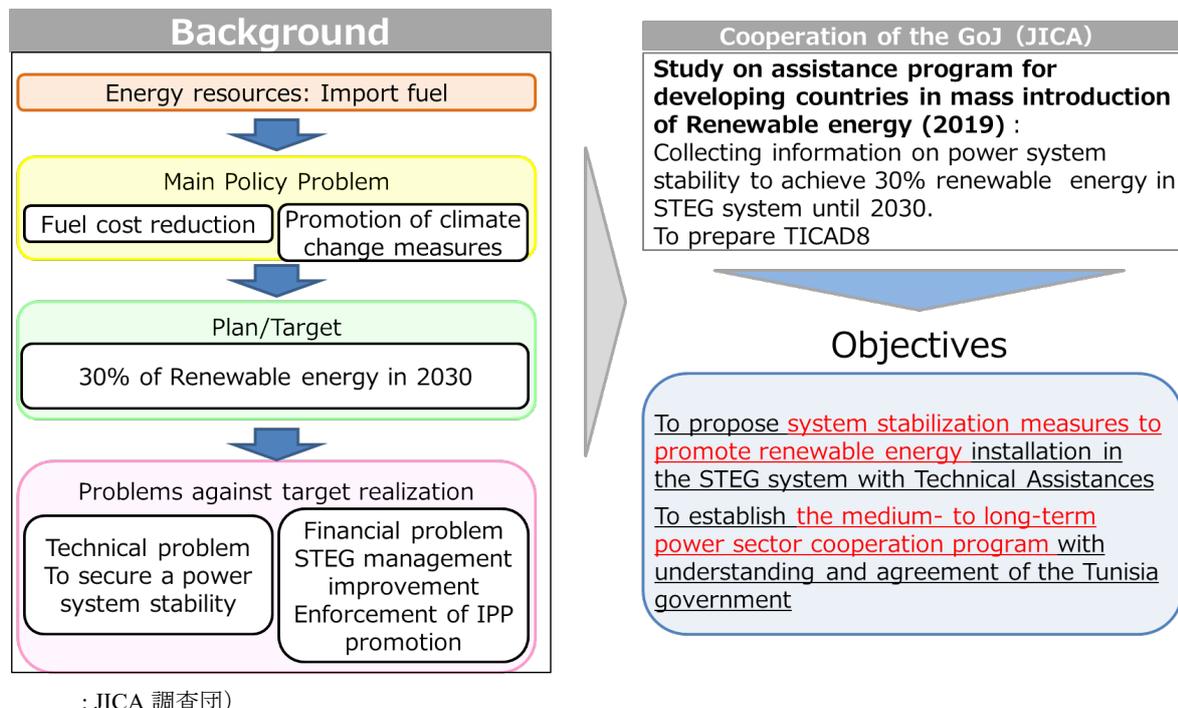


図 1-3 調査の背景と目的

1.3 調査スケジュール

調査スケジュールを表 1-1 に示す。

表 1-1 業務スケジュール

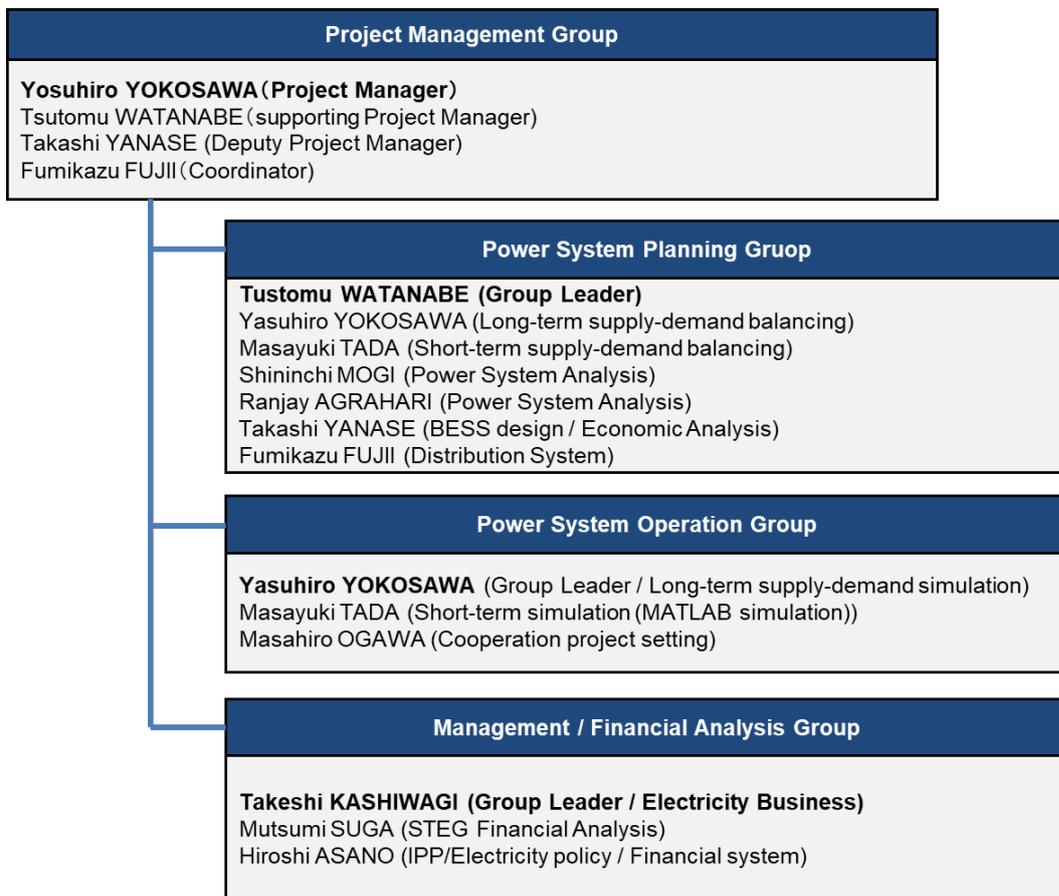
Year	2020		2021												2022		
Month	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
Remote Kick-off meeting	▲																
Preparation of ItR1		←→															
Preparation of ItR2						←→											
Preparation on System Stability Analysis	←→																
Examination on System Stabilization Measures						←→											
Examination Power Sector Cooperation Project												←→					
1 st Field survey - Explanation of ItR2													←→				
Preparation of DfR1														←→			
2 nd field survey - Training of PDPAT2 - Demonstration of AGC30 model - Explanation of DfR1															←→		
Submission of DfR2 (Mid-Feb, 2022)																	▲
Finalizing Report																	←→
Submission of FR (Mid-March, 2022)																	▲

(出所: JICA 調査団)

1.4 要員配置

業務フローに基づき調査を効率的に実施するため、業務管理、系統計画、系統運用、経営改善の4グループに分け要員を配置した。調査遂行にあたっては、4グループが相互に連携しながら効率的に業務を推進する体制を構築した。

本調査では、情報収集分析を踏まえて電力システム全般に対する幅広い評価検討を行った。業務を効率的に進めるため、先に実施したMETI調査経験者をコアポストに任用する調査体制を組むと共に、円滑な遠隔調査実施のため、経験豊富なローカルコンサルタントを配置し現地調査を支援する体制を取った。



(出所: JICA 調査団)

図 1-4 調査団メンバー構成

第 2 章 電力セクターの現状

2.1 制度・組織体制

2.1.1 関連機関・セクター構造

(1) 関連機関・セクター構造

チュニジア国における電力セクターは、産業・エネルギー・鉱山省(MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES MINES)にて管轄される。電力セクターにおいて、同省は表 2-1 に示す機関・企業を管轄に置いている。

表 2-1 産業・エネルギー・鉱山省管轄の機関等

Entity	Acronym
国立石油流通公社 (Société Nationale de Distribution des Pétroles)	SNDP
チュニジア掘削公社 (Compagnie Tunisienne de Forage)	CTF
チュニジアガスパイプライン公社 (Société Tunisienne du Gazoduc Trans-Tunisien)	SOTUGAT
サハラパイプライン輸送公社 (Compagnie des Transports par Pipelines au Sahara)	TRAPSA
パイプライン炭化水素輸送公社 (Société de Transport Des Hydrocarbures Par Pipelines)	SOTRAPIL
チュニジア石油公社 (Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières)	ETAP
チュニジア電力ガス公社 (Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz)	STEG
チュニジア精製産業公社 (Société Tunisienne des Industries de Raffinage)	STIR
国立エネルギー管理庁 (Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie)	ANME

(出所: <https://www.energiemines.gov.tn/fr/ministere/entreprises-et-etablissements-sous-tutelle/>)

(a) STEG

1962年に設立された国有のチュニジア電力ガス公社(STEG)が、垂直統合型事業者として発送配電事業と天然ガス供給を行っている。チュニジア政府は、従来 STEG が独占していた発電事業を国内外の独立系発電事業者(IPP)も行うことができるよう、1996年に発電事業の自由化を実施した。また、再生可能エネルギー分野については STEG ER(Energies Renouvelables)が担っている。STEG ERの主な役割は太陽光発電計画の推進、プロジェクト開発に向けたFS(Feasibility Study)、プロジェクトの実現、保守である。

(b) ANME

エネルギー省の管轄の基で 1985 年に設立され、省エネ、再エネ政策の策定を行っている。2 つのセクションで構成されており、一方は再生可能エネルギープロジェクト、他方はエネルギー効率を主眼に置いている。ANME の下には、自家消費向けの再エネ設備に対する補助を所管するエネルギー転換ファンド (FTE) が設置されている。

(2) 電力供給体制

チュニジアの電力は、以下のような供給体制になっている。発電全体の 86%を担うのが STEG であり、STEG-ER は再生可能エネルギーに係る政府方針（太陽エネルギー計画）を実施している機関である。IPP および自家発電は電力の約 14%を占めており、それらによる発電の場合はバイヤーを介在させて送電や配電を行うことになる。他方、STEG が送電および配電を担うことに変わりはない。

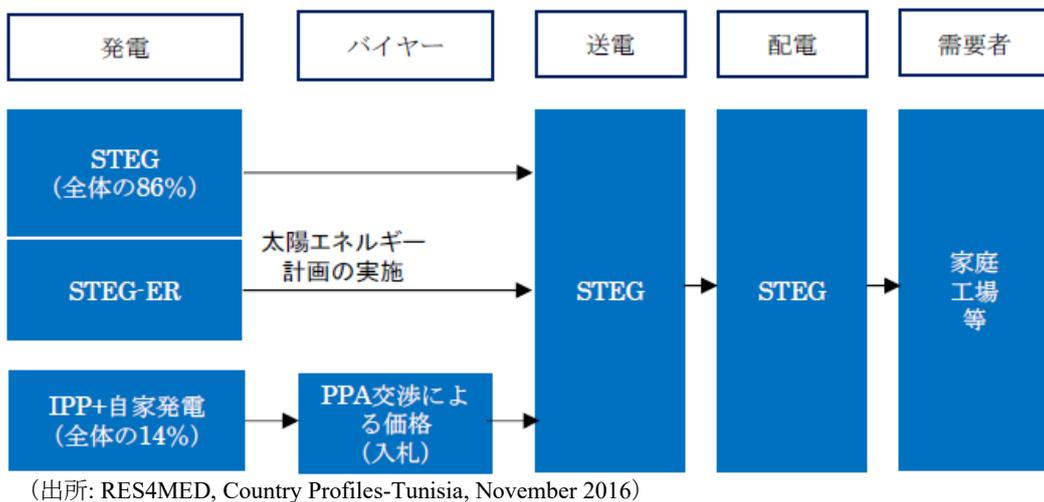


図 2-1 チュニジアの電力供給体制

2.1.2 電力分野における関連政策・法規制

(1) 環境政策

チュニジアは 2015 年 9 月に、気候変動枠組条約 (UNFCCC) 事務局に対して約束草案 (INDC) を提出した。INDC には、2030 年までに 2010 年比で CO2 排出原単位を 41%減少させる目標が提示されている。また再エネ導入と省エネを柱とするエネルギー転換を推進し、エネルギー部門の CO2 排出原単位を 2030 年までに 2010 年比で 46%減少させるとしている。気候変動対策の実現には総額 200 億ドルの投資が必要とされているが、チュニジアは国際的な支援の枠組みにより資金を調達し、排出削減目標を達成するとしている。同国は 2016 年 4 月にパリ協定に調印し、2017 年 2 月に批准している。

(2) 再生可能エネルギー

チュニジア政府は今後再エネ利用を促進することにより、増大するエネルギー需要を賄い、エネルギーセキュリティの向上を目指す方針である。

2012年にANMEが発表した「チュニジアソーラー計画」では、2030年までに電力供給量に占める再エネの割合を30%に高めるという目標が示されている。ANMEはその内訳を風力：15%、太陽光：10%、太陽熱：5%と予想しており、設備容量としては2030年までに再エネを372万5,000kW導入する必要があるとしている。

電力生産のための再生可能エネルギー法が2015年4月に施工されている。この法は、再エネへの投資を促進し、上記再エネ比率目標を達成する計画である。また、電力部門への投資を拡大し、1万人の雇用を創出し、STEGの負債を削減し、環境改善（大気汚染物質の削減）につながる狙いでもある。

(3) 資源エネルギー安全保障

リビアやアルジェリアなど隣国からの天然ガスの輸入ルートの開発や、アルジェリアからイタリアのSicily島への大規模輸出ガスパイプラインの通過国としての実績および役割を通じてエネルギー安全保障の役に立っている。またAMU（アラブ・マグレブ連合）諸国間の電力融通計画などを通して、地域相互依存を強めることで安全保障の一助にする方針である。

(4) 電力市場改革・自由化政策

チュニジアは経済改革をBen Ali大統領（当時）のもとで市場改革や自由化を積極的に推進してきた。1990年代以降の国営企業の実質的な民営化促進、新規の民間企業の誘致、海外民間資本の導入やJVの設立などもその動きに沿ったものである。2006年度の民営化度は72%であった。これら民営化や自由化政策を推し進める原動力となる世界的な枠組みであるGATT(General Agreement on Tariffs and Trade)に加盟し、かつWTO(World Trade Organization)のメンバー入りも果たしている。

チュニジア政府は、従来STEGが独占していた発電事業を国内外のIPPも行うことができるよう1996年に発電事業の自由化を実施した。小売りの自由化に関する議論はされていない。また、再エネの導入拡大を目的として、送電網へのアクセス条件の整備、電力会社に対する買い取り義務の付加、独立規制機関の設置を検討している。

2.1.3 電力料金

チュニジアにおける電気料金およびその区分は、以下の通りである。

表 2-2 家庭用 Low Overall Voltage (2019 年 6 月 1 日)

Price	Sector	Power Charge (mill/kVA /month)	Energy price for each monthly consumption band (mill/kWh)					
			1-50	51-100	101-200	201-300	301-500	501 and +
Economic slice (1 and 2 kVA and C°≤ 100kWh/ month)	Residential	700	62					
	Residential		96					
	Non Residential		104					
Economic slice (1 and 2 kVA and C°≤ 100kWh/ month)	Residential	700		176		218	341	414
Normal section (> 2kVA)	Non Residential	700		195		240	333	391

(出所: STEG home page (https://www.steg.com.tn/fr/clients_res/tarif_electricite.html))

表 2-3 家庭用 Special Low Voltage (2019 年 6 月 1 日)

Prices	Fee		Energy price (mill/kWh)				
	Subscription (mill/Ab /month)	Power (mill/kVA /month)	Day	Morning	Evening	Night	
Public lighting	-	900	234				
Water heater	500	-	341	Erasing	Erasing	341	
Heating and air conditioning	-	700	414				
Imigation	Uniform	300	700	164			
	Three Hourly Positions	1,000	-	121	NA	391	106

(出所: STEG home page (https://www.steg.com.tn/fr/clients_res/tarif_electricite.html))

表 2-4 産業用電圧レベル: MV(2019 年 6 月 1 日)

Average Voltage Rates	Power Charge (mill/kW/month)	Energy price (mill/kWh)			
		Day	Morning	Evening tip	Night
Uniform	5,000	251			
Hourly positions	11,000	240	366	329	188
Pumping for irrigation	-	279	NA	Erasure	225
Agricultural irrigation	-	189	Erasure	195	138
help	6,000	264	407	365	200

(出所: STEG home page (https://www.steg.com.tn/fr/clients_res/tarif_electricite.html))

表 2-5 産業用電圧レベル: MV、INTERRUPTIBLE RATE(2019 年 6 月 1 日)

Rate Level	Price	Power subscribed interruption	Variable compensation (mill/kWh not consumed)	Fixed compensation (mill/interruptible kW/month)
Medium voltage	Hourly positions	< 400 kW	212	1,050
		≥ 400kW	416	
	Uniform	< 400kW	212	500
		≥ 400kW	465	

(出所: STEG home page (https://www.steg.com.tn/fr/clients_ind/tarifs_mt.html?tknfv=678B2868DEFGHIJKMNOPQRSTU018411))

表 2-6 産業用電圧レベル: HV(2019 年 6 月 1 日)

Price	Power Charge (mill/kW/month)	Energy price (mill/kWh)			
		Day	Morning	Evening tip	Night
Four hourly positions	10,000	207	309	279	160
help	5,200	225	350	315	168

(出所: STEG home page (https://www.steg.com.tn/fr/clients_res/tarif_electricite.html))

表 2-7 産業用電圧レベル: HV、INTERRUPTIBLE RATE(2019 年 6 月 1 日)

Rate Level	Price	Power subscribed interruption	Variable compensation (mill/kWh not consumed)	Fixed compensation (mill/interruptible kW/month)
High tension	Hourly positions	< 3 MW	204	900
		≥ 3 MW	410	

(出所: STEG home page (https://www.steg.com.tn/fr/clients_res/tarif_electricite.html))

低圧向けの電気料金は主に月間消費電力料別に区別されており、湯沸かし器、エアコンといった用途別の特別料金も提供されている。中圧需要家向けの電気料金は主に標準型、4 時間帯別、農業用灌漑、非常用の 4 メニュー、高圧需要家向けの電気料金は 4 時間帯別、非常用の 2 メニューが提供されている。

チュニジアでは、石油生産品、LPG、天然ガス、電力などのすべてのエネルギー生産品が補助金の対象になっている。補助金の分配の割合は、電力 (34%)、LPG (25%)、ディーゼル (19%)、天然ガス (12%) である。2017 年の補助金の金額は GDP の 2.3% と見積もられ、財政赤字の 1/3 以上を占めている。STEG は 2010 年以降、赤字が続いており、2008 年から 2017 年にかけて合計で 158 億 TND の補助金が投入されたが、2017 年では補助金投入後も 12 億 TD の赤字で、債務超過に陥っている。また累積債務も 64 億 TD (ほとんどが外貨建て) であることから、2016 年時点で STEG は国営企業の中で最も大きな赤字を計上する企業となった。

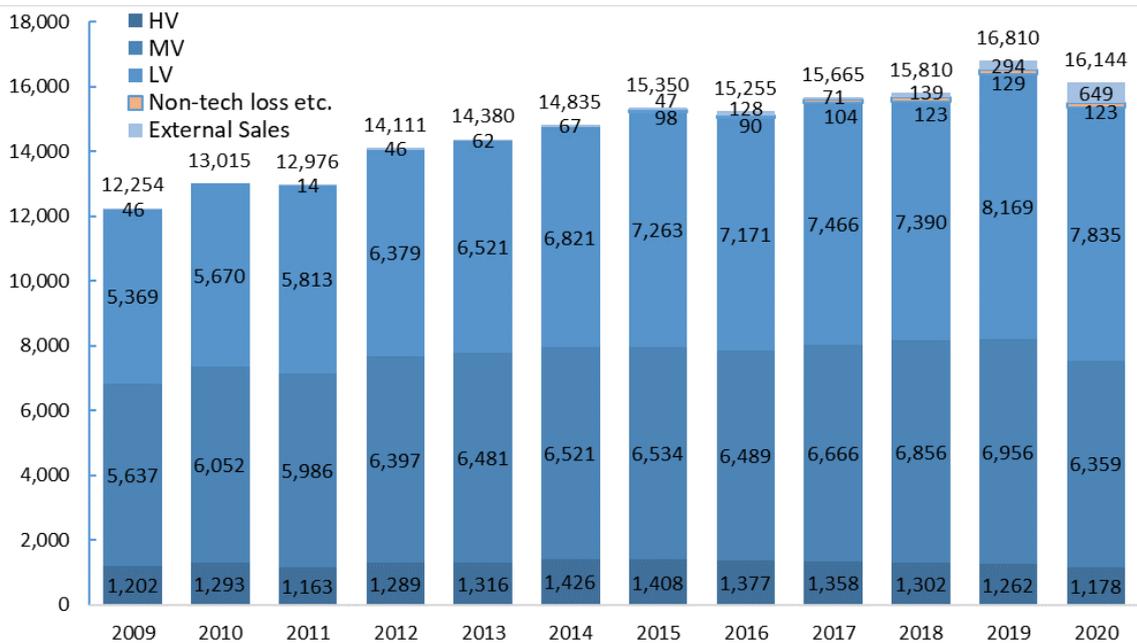
チュニジア政府は 2012 年以降、補助金改革に手を付けており、例えば、2014 年に産業用の電力料金の補助金は 50% 減額され、2015 年に撤廃された。また、精製および発電に使用される石油及びガスへの間接補助は 2016 年に撤廃された。

チュニジア政府は 2026 年までには補助金を廃止することを最終的な目的として、電力とガス料金を徐々に上げつつある。段階的に補助金を廃止し、エネルギー効率化により需要を抑制するためのロードマップが、チュニジア政府より 2018 年に承認されている。しかしながら、電力料金の調整は、国際的な燃料価格の上昇や自国通貨の下落に追いついていないのが現状である。

2.2 電力関連設備の現状

2.2.1 電力需要

チュニジアでは電力需要が年々増加しており、図 2-2 に示すように、2010 年から 2020 年までの最近の 10 年間で約 28%増加している。しかし、2020 年の電力販売は 2019 年と比較して 4%減少し、2019 年の 16,810GWh から 2020 年には 16,144GWh となり 4%減少した。この減少は COVID-19 の影響によるものである。¹

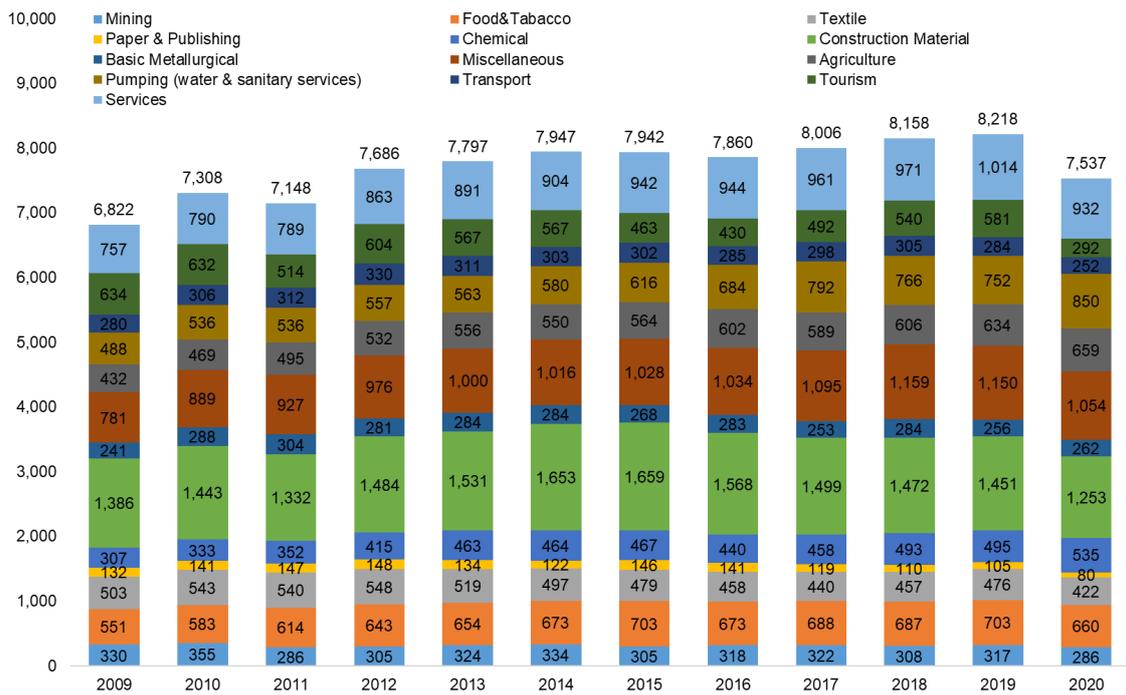


(出所: STEG Annual Report 2009-2020)

図 2-2 STEG の販売電力量

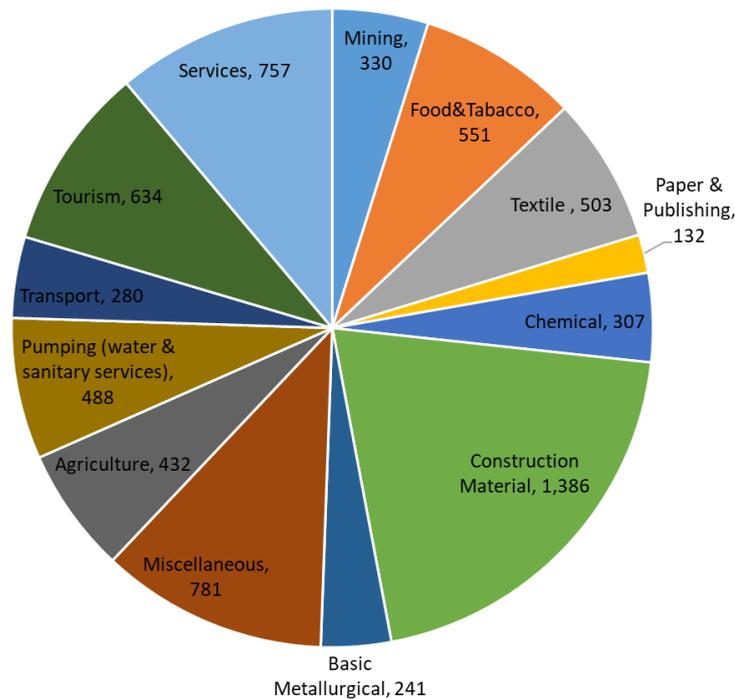
図 2-3 経済部門別の HV-MV 電力販売を示す。2019 年から 2020 年にかけて、総量は減少しているが、水道事業のポンプ用需要は 13%増加しており、化学産業も 8%増加している。一方、他のすべてのセクターは減少している。特に観光業 (-50%)、製紙および出版産業 (-24%)、建築材料 (-14%)、繊維産業および運輸 (-11%) の減少が大きい。これは COVID-19 の影響が大きいと STEG は考えている。

¹ STEG Annual Report 2020



(出所: STEG Annual Report 2009-2020)

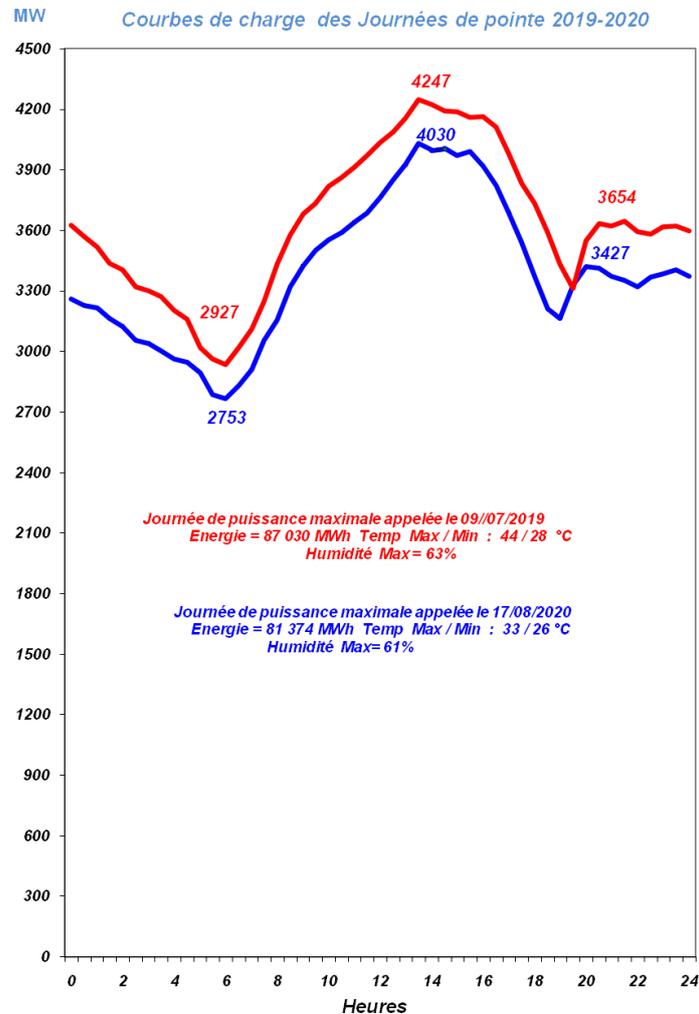
図 2-3 高圧需要家(HV/MV)の電力販売量



(出所: STEG Annual Report 2020)

図 2-4 高圧需要家(HV/MV)の電力販売量(2019 年産業別)

2019年（赤線）と2020年（青線）の最大需要日の日負荷曲線を以下に示す。2019年、2020年ともに最大需要は午後2時に発生しており、最小需要は午前6時頃に発生している。2019年の最大電力は2019年8月17日（月曜日）の午後1時40分に4,030 MWを記録した。2020年は7月9日（火曜日）午後1時41分に4,247MWが記録された。



(出所: STEG Annual Report 2020)

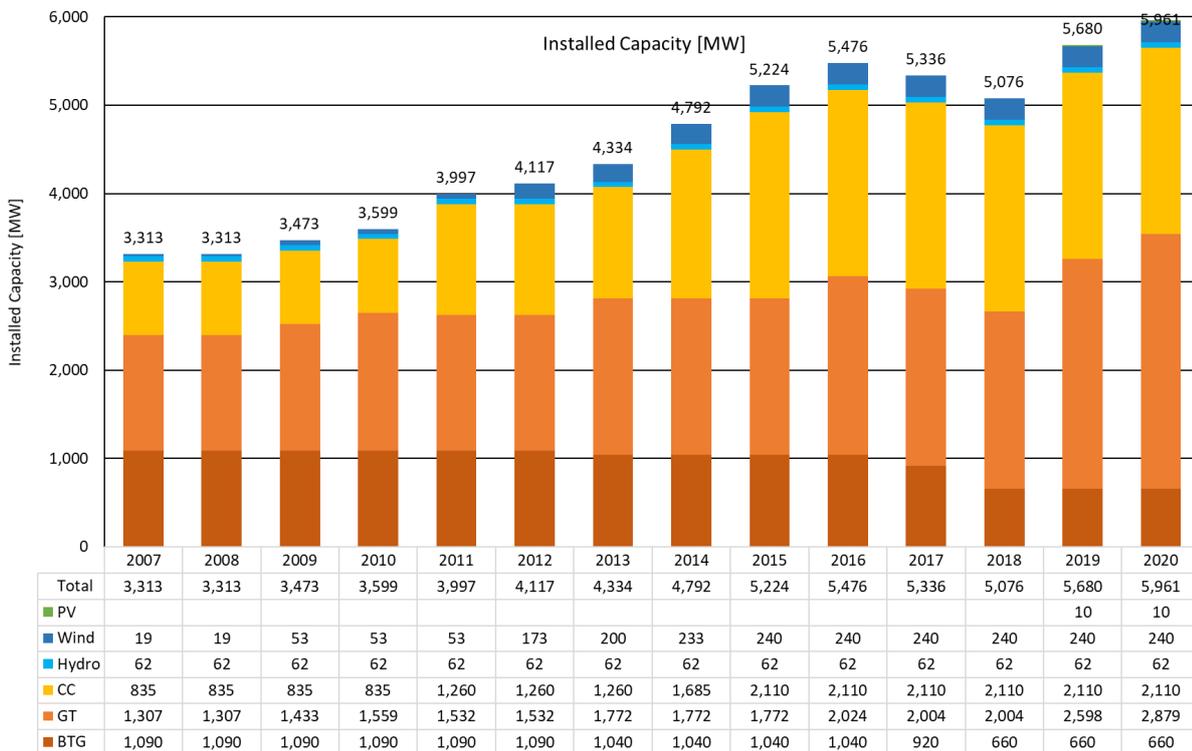
図 2-5 最大需要日の日負荷曲線

2.2.2 発電設備

チュニジアの発電設備の構成を図 2-6 に示す。2020 年時点では、発電設備の 94%が火力発電設備となっており、風力発電・水力発電が残りの 6%を締めている。火力設備のうち従来型の汽力発電 (BTG) は徐々に減少し、ガスタービン (GT) およびコンバインドサイクル発電 (CC) が増加している。また、水力発電の至近の開発は無いが、風力発電設備は僅かならが増加している。

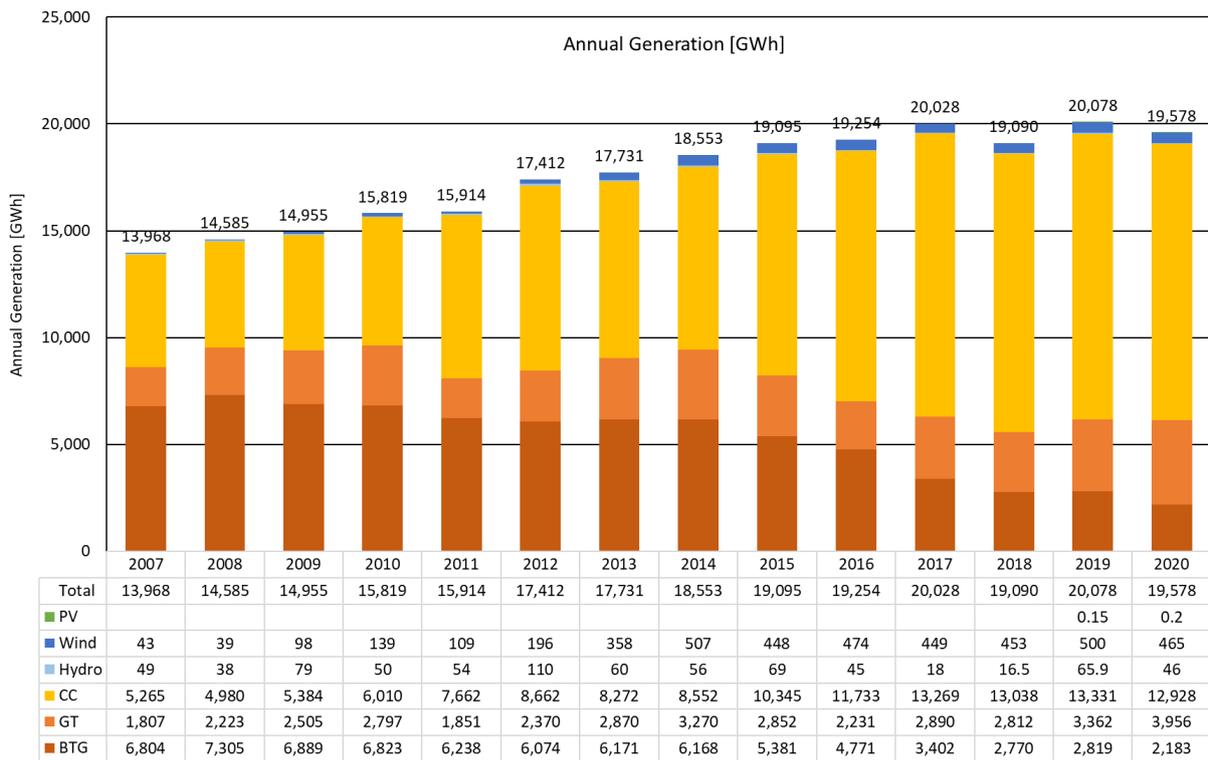
発電種別毎の発電量実績を図 2-7 に示す。コンバインドサイクル (CC) による発電量が年々増加しており、2020 年には発電量全体の 66%を締めている。

発電設備の一覧を表 2-8 に示す。



(出所: STEG Annual Report)

図 2-6 至近年の発電設備の構成



(出所: STEG Annual Report)

図 2-7 至近年の発電設備毎の発電量の構成

表 2-8 発電設備

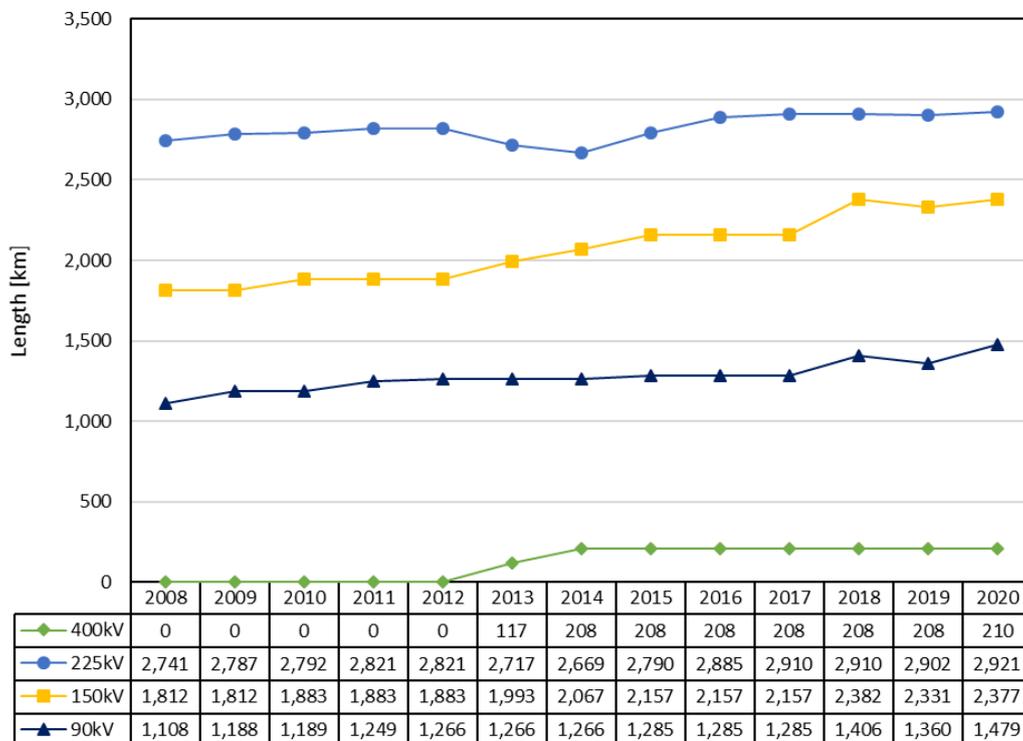
Type	Plant name	Unit	Commissioning year	Retirement year	Type of Facility	Installed capacity	Available capacity (MW)		Notes		
							Winter	Summer			
Hydropower	SIDI SALEM		1983		hydro	36.0					
	FERNANA		1958/1962		hydro	9.7					
	NEBER		1956		hydro	13.0					
	AROUSSA		1956		hydro	4.80					
	KASSEB		1969		hydro	0.66					
	SEJANA		2003		hydro	0.6					
	BOUHERTMA		2003		hydro	1.2					
					65.96						
Thermal Power	RADES A	1	1985	2025	BTG		145	125			
		2			BTG		145	125			
	RADES B	3		2033	BTG		150	135			
		4			BTG		150	135			
	SOUSSE B	-	1995	2030	CC	684	350	309			
	GHAN-NOUCH	-	2011	2041	CC	425	412				
	SOUSSE C	-	2014	2044	CC	425	424	358			
	SOUSSE D	-		2045	CC	425	424	360			
	RADES C	-	2019-20	2050	CC	427	450				
	BOUCHEMMA	3	1977/1999		2029	GT	178	120	97		
		4			2046	GT		120	97		
		5			2046	GT		120	97		
	GOLLETTE	1	2005	2035	GT	120	120	97			
	THYNA	1			2034	GT	358	120	97		
		2			2037	GT		120	97		
		3			2040	GT		120	97		
	FERIANA	1			2035	GT	240	120	97		
		2			2039	GT		120	97		
	BIR MICHERGUA	1			2028	GT	476	120	97		
		2			2028	GT		120	97		
		3			2013	2043	GT		120	97	
		4			2013	2043	GT		120	97	
	BOUCHEMMA	1&2		2021	GT		30				
	KASSERINE	1&2	1984	2021	GT	68	30				
	SFAX	1&2	1977	2021	GT	44	20				
	TUNIS SUD	1,2&3	1975/1978	2021	GT	66	20				
	KORBA	1&2	1978/1984	2021	GT	56	20,30				
MENZEL BOURGUBA	1&2	1978	2021	GT	44	20					
ZARZIS	1	1983/1999	2021	GT	34	30					
ROBBANA	1	1984	2021	GT	34	30					
RADES 2 (IPP)	1	2002	2032	CC	471	471	409				
ZARZIS (IPP)	1	2003		GT	30						
GHANOUC	1	1973	2041	CC	412						
					5,017	4,891.0	3,217.0				
Solar											
						0.00	0.00	0.00			
Wind	SIDIDAOU		2000/2007			54.0					
	KACHBTA		2012			94.0					
	METLINE		2012			95.0					
						243.00	0.00	0.00			
Biomass											
						0.00	0.00	0.00			
Others											
						0.00	0.00	0.00			

(出所: STEG)

2.2.3 送電設備

チュニジアの電力送電系統は、400kV、225kV、150kV、90kV の電圧階級で構成されている。需要の中心は北部に位置する首都チュニスで、東海岸沿いに火力発電所が配置されている。西隣のアルジェリアとは、400kV 送電線が 1 回線、225kV 送電線が 1 回線、150kV 送電線が 1 回線、90kV 送電線が 2 回線で連系され、主に国内系統の信頼性向上と緊急時のバックアップとして使用されている。これらの連系線にはワットメトリック保護が装備されており、電流が固定閾値を超えると、過負荷になる前に連系線を開放する。南東部で隣接しているリビアとも 225kV 送電線で連系されているが、電力のやり取りは殆どない。

各送電線巨長[km]を以下に示す。なお、2019 年の送電損失は 2.4%である。



(出所: STEG Annual Report 2008-2020)

図 2-8 送電線巨長

図 2-9 にチュニジアの電力系統図を示す。これは STEG のホームページ上で公開されているもので最新版とされているが、隣国との連系線については一部系統が増強されているとのことである。

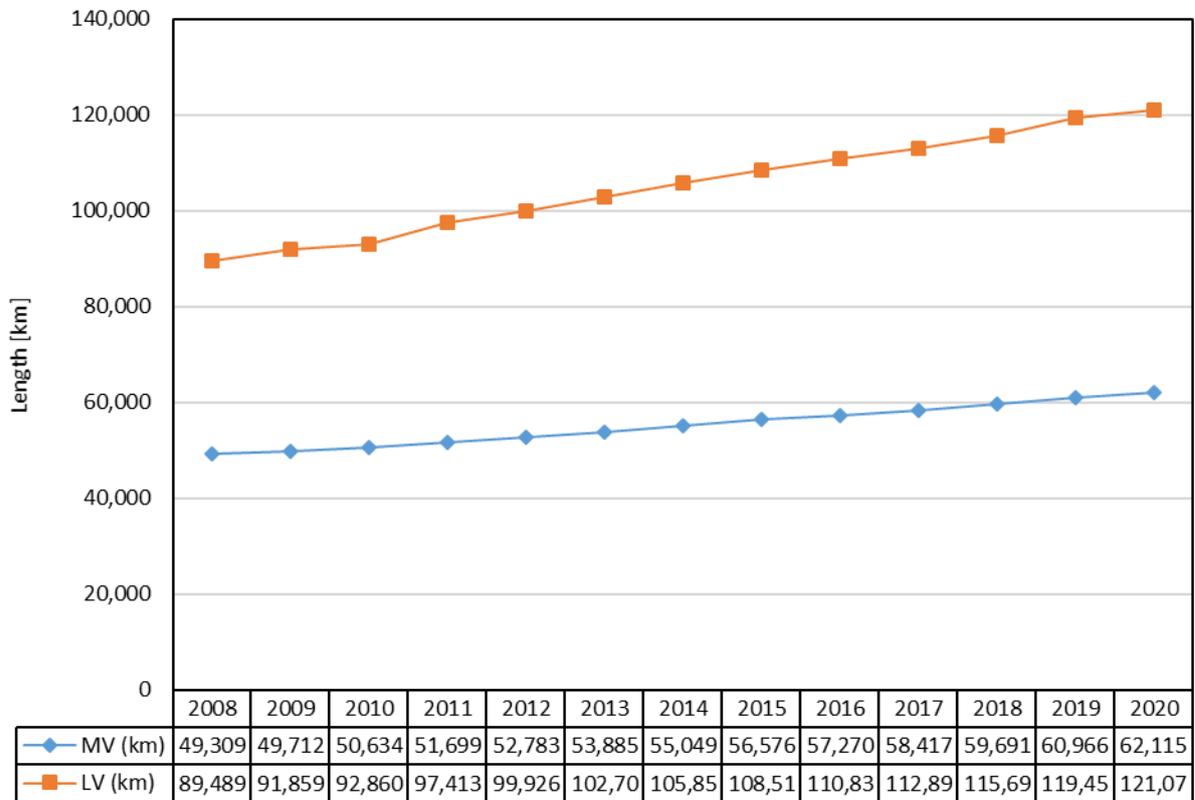


(出所: STEG)

図 2-9 送電系統図

2.2.4 配電設備

配電線は中圧の 30kV、15kV、10kV および低圧の 220/380V から構成されている。2018 年におけるチュニジアの電化率は 99.8%で、国内配電網の整備はほぼ完了している。



(出所: STEG Annual Report 2008-2020)

図 2-10 配電線巨長

2.2.5 近隣諸国との系統連系

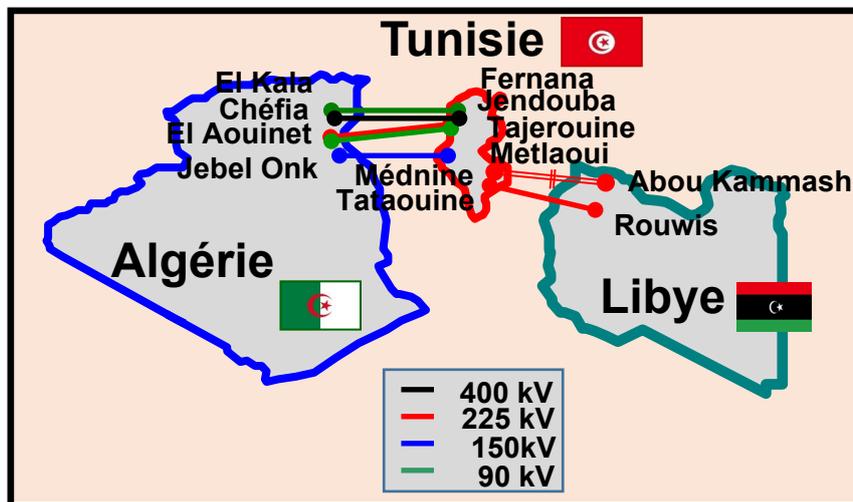
送電網は現在、アルジェリアとの間で 400 kV1 回線、225 kV1 回線、150 kV 線 1 回線、および 90kV2 回線で連系されている。国連の UN Electricity Profiles 2018 によると、チュニジアの電力輸出入は表 2-9 に示すとおりである。国外との電力取引は、国の消費量の 1%未満であり、系統連系は主に信頼性の向上と緊急時のバックアップとして使用されている。²

表 2-9 電力輸出入量

	2015	2016	2017	2018
Imports	403	134	450	382
Exports	500	255	483	484

[unit: GWh]

(出所: UN Electricity Profiles 2018 (<https://unstats.un.org/unsd/energystats/pubs/eprofiles/>))



(出所: STEG)

図 2-11 北アフリカの国際系統連系

² STEG (Tunisian Company of Electricity and Gas), Annual Report 2018, Tunisian Company of Electricity and Gas, Tunis, www.steg.com.tn/fr/institutionnel/publication/rapport_act2018/Rapport_Annuel_steg_2018_fr.pdf.

2.3 電力システム計画

2.3.1 需要予測

図 2-12 に STEG が見積もった 2040 年までの電力需要予測を示す。これは現在のトレンドに基づく需要予測であり、需要の上振れあるいは下振れ予測は実施されていない。予測される電力需要は、2026 年には 24,565GWh、2030 年には 28,362GWh である。2019 年の実際の記録と比較すると、年間成長率は 3.2% である。ピーク需要は、2026 年に 5,180 MW、2030 年に 6,000 MW と予測されており、2026 年まで毎年 3%、2030 年には 3.3% の成長が見込まれている。

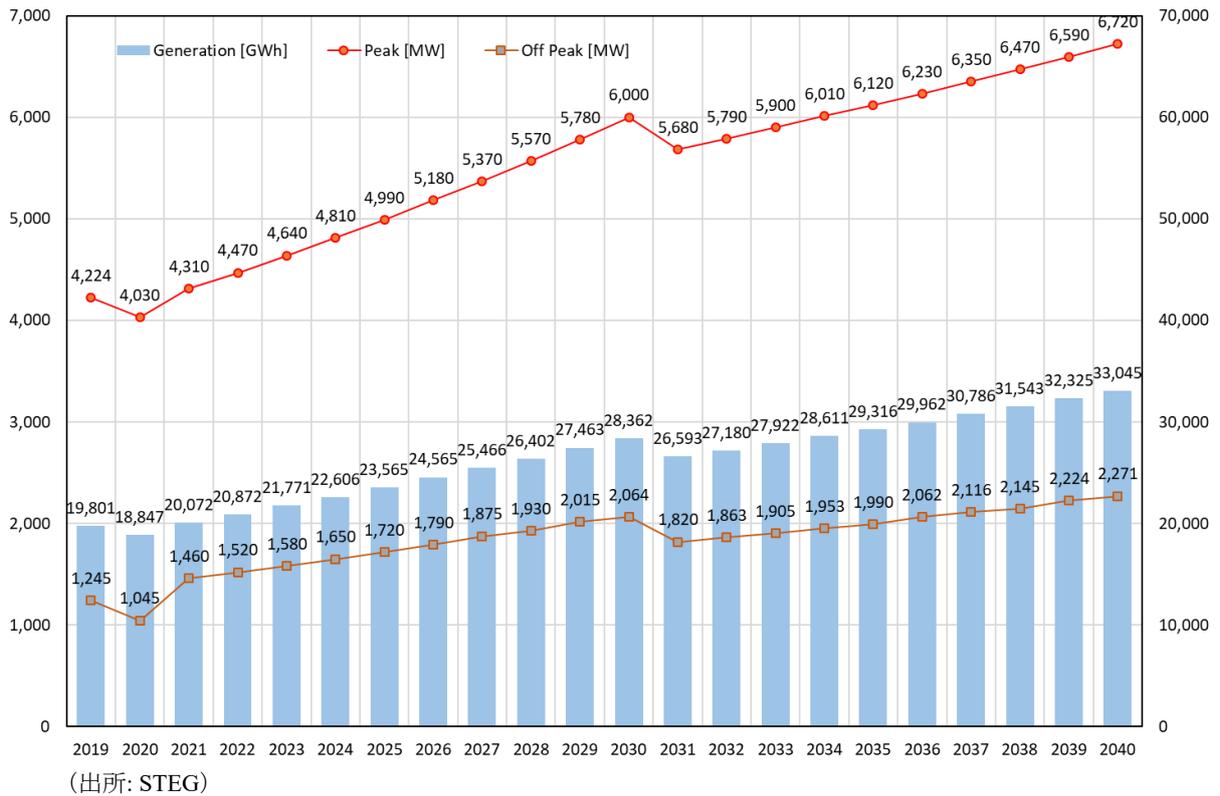


図 2-12 STEG による電力需要予測

2.3.2 発電計画

表 2-10 に発電所の開発候補地を示す。STEG はコンバインドサイクル発電所の建設を進めており、2030 年までに最大出力 450MW の発電所を 4 基新設することを計画している。ガスタービン発電所についても、2030 年に最大出力 60MW の発電所を 1 基新設する計画を進めている。

表 2-11 に水力発電所の開発計画を示す。これらの水力発電所の運転は農業省の管轄となる。また、表 2-11 とは別に、2029 年に 200MW の揚水発電所 (PSPP) を 2 基新設する計画を進めている。

表 2-10 発電所開発候補地

Technology	Power Plant Name	Unit	Pmax: Maximum Power/Unit (MW)	Decommissioning	Fuel	
Gas Turbine	Mornaguia	TG1	300	2049	Gas	
		TG2		2050		
	Bouchemma	TG3	120	2029		
		TG4		2046		
		TG5		2046		
	Bir_Mcherga	TG1	120	2028		
		TG2		2028		
		TG3		2043		
	Feriana	TG4	120	2043		
		TG1		2035		
	Thyna	TG2	120	2039		
		TG1		2034		
		TG3		2037		
	Goulette	TG1	120	2040		
	2021	Kasserine	TG1	30		2021
			TG2			
		Sfax	TG1	20		
			TG2			
		Tunis_Sud	TG1	20		
			TG2			
TG3						
Korba		TG1	20			
		TG2		30		
Bouchemma		TG1	30			
	TG2					
Robbana	TG1	30				
Zarzis	TG1	30				
Menzel_Bouguiba	TG1	20				
	TG2					
Steam Turbine	RadesA	TV1	145	2025	Gas	
	RadesA	TV2				
	RadesB	TV1	150			
	RadesB	TV2				
Combined Cycle	SousseB	CC1	350	2030	Gas	
	IPPrades	CC1	471	2032		
	Ghannouch	CC1	412	2041		
	SousseC	CC1	424	2044		
	SousseD	CC1	424	2045		
	RadesC	CC1	450	2050		

(出所:STEG)

表 2-11 水力発電計画

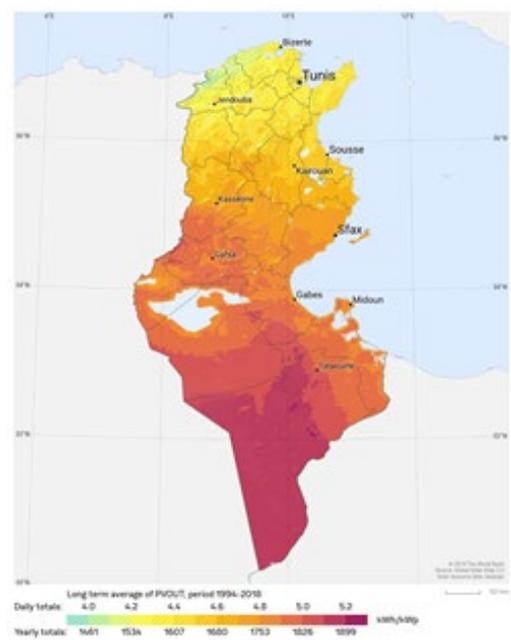
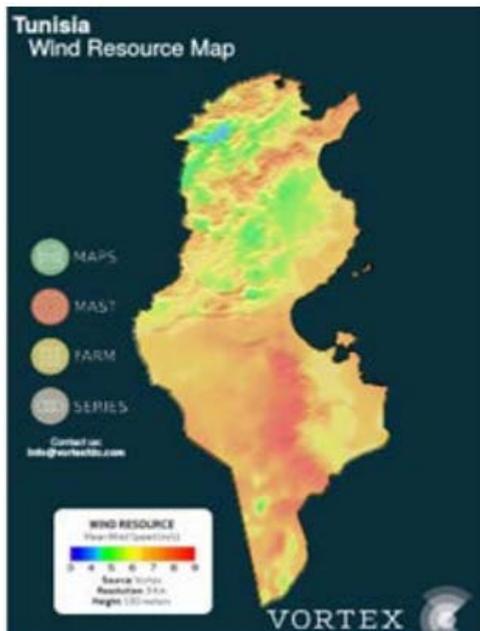
No.	Plant name	Unit	Installed Capacity (MW)	Type	COD	Annual Generation (GWh)
1	Sidi Salem	NA	33	Reservoir	NA	
2	Nebeur	NA	13.2	Reservoir	NA	
3	Aroussia	NA	4.8	Reservoir	NA	
4	Fernana	NA	9.7	Reservoir	NA	
5	Kasseb	NA	0.825	Reservoir	NA	
6	Bouherthma	NA	1.2	Reservoir	NA	
7	Sejnane	NA	0.6	Reservoir	NA	
		Total	63.325MW			55

(出所: STEG)

2.3.3 再エネ開発計画

エネルギー国家戦略（National Stratégie Energétique Horizon 2030）において、エネルギーセキュリティの観点から第一次エネルギーとのエネルギーミックスとして 2030 年に再生可能エネルギー比率を 30%とするとされ、主要な政策として位置付けられている³。

チュニジアは風力・太陽光発電の高いポテンシャルを持つ。風況に恵まれているのは北部の海岸沿いや中部・南部地域で、太陽光に関しては南部地域を中心に年間 2,000～2,300kWh/m² 程度の日射が得られる。



(出所:Tunisia: Derisking Renewable Energy Investment 2018,)

(出所: 2020 The World Bank, Global Solar Atlas 2.0, Solar resource data: Solargis)

図 2-13 ポテンシャルマップ(左:風力、右:太陽光)

³ Le secteur des énergies renouvelables en Tunisie (<https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/11e2817f-27c4-430e-9126-1fa256e729e0/files/aa18f0c7-4bde-4de4-8aef-4e54fb2c83a6>)

表 2-12 に、2020 年時点における既存の風力発電および太陽光発電の設置容量、2021 年から 2026 年までの開発計画および 2027 年から 2030 年までの開発計画を示す。Auto production とは逆潮流ありの自家消費分を意味する。

風力発電の設備利用率は既存の設備は 21%であるが、新たに開発される設備は風力発電技術の向上と効率的なメンテナンス実施により設備利用率の向上を織り込んで、設備利用率は 35%となることを見込んでいる。

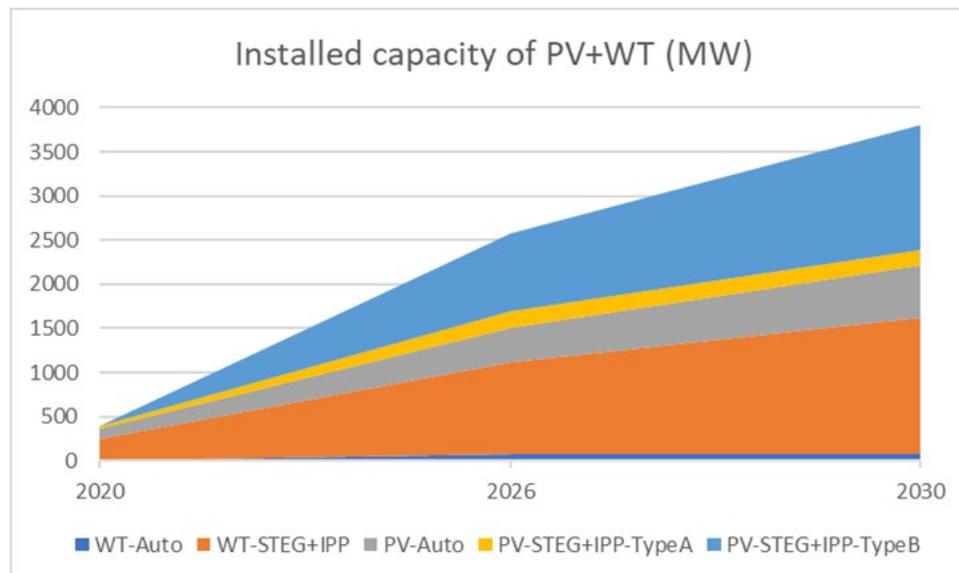
また、太陽光発電の設備利用率については、既存型技術であるタイプ A は 19%、新技術であるタイプ B では 26%である。タイプ A とは従来の単結晶 PV モジュールを使用した既存技術である。タイプ B とは、パネル背面にも PV モジュールを備え地面周囲からの反射光による発電も加えて可能であり、かつ太陽の位置を追尾する機構を搭載しているものである。

風力発電と太陽光発電の設置容量は 2026 年で計 2,568MW、2030 年で計 3,808MW となる見込みである。

表 2-12 風力発電と太陽光発電の開発計画

Additional Development (MW)	2020	2026	2030
WT-Auto production	0	80	0
WT-STEG+IPP	242	800	500
PV-Auto production	125	265	200
PV-STEG+IPP-TypeA	31	144	0
PV-STEG+IPP-TypeB	0	881	540
Total	398	2,170	1,240

(出所: STEG)



(出所: STEG)

図 2-14 風力および太陽光発電の設置容量

2.3.4 送電設備

「チュニジア太陽エネルギー計画」プロジェクトの一環として、2009年9月に STEG とイタリアのテルナ（Terna）の間で、チュニジアーイタリア間改定送電線敷設を含めた総額 40 億ユーロの「ELMED」計画が発表された。同計画は、チュニジアのボン岬とイタリアのシチリア島を結ぶ 200 キロの海底高圧直流送電（HVDC）線の施設とチュニジア側に 1,200MW の発電所建設の 2 つのプロジェクトから構成されていたが、2011 年に計画実施の難しさから、1,200MW の発電所建設を断念し、チュニジア・イタリアの共同出資による 600MW の HVDC 線を維持する、よりシンプルな計画に修正された。

2016 年に、本プロジェクトは Terna' sNational Electricity Transmission Grid Development Plan に加えられるとともに、European Network of Transmission Operators（ENTSO-E）の 10 年計画にも採択された。本プロジェクトへの資金提供を行う予定の世界銀行は、2018 年から FS 調査と支援を開始しており、2021 年末までに調査を終了する見込みである。このプロジェクトの構成は、(a) 陸・海の FS 調査、(b)環境社会影響調査・移転アクションプラン、(c)フィナンシャルモデル、(d) トランザクション・アドバイザー・アクティビティとなっており、資金総額は 13.4 百万ドルであり、Global Infrastructure Facility（GIF）、Energy Sector Management Assistance Program（ESMAP）、European Investment Bank（EIB）、STEG にて負担している。

Développement des énergies renouvelables: Interconnection Tunisia - Italy

- Voltage : 400 kV HVDC
- Capacity: 600 MW (2 * 600 MW)
- Length : 200 km
- CAPEX : 600 M€

- ✓ Exchanges between 600 and (1,200 MW).
- ✓ Alternative to the import of gas.
- ✓ Improve network reliability
- ✓ Strengthen the integration of RE.
- ✓ Exporting solar energy to Europe.



(出所: Development of Renewable Energy In Tunisia Challenges and Prospects, STEG(2017))

図 2-15 送電網 ELMED 計画

2.3.5 配電設備

1) ノンテクニカルロスの削減状況

STEG の電力損失は、ノンテクニカルロス（不払い、盗電）が約 9%、テクニカルロス（送配電システムの技術的な損失）が約 9%の計 18%である。テクニカルロスの水準は極端に悪い状況ではない。一方で、料金回収率は 92%まで改善されてはいるものの、財務体質の改善のためにも、ノンテクニカルロスの削減を通じ、料金回収率をより一層上げていくことが求められている。

フランス開発庁（AFD）が支援するスマートグリッド（メーター）プログラムは、中高圧の需要家にスマートメーターを設置することで料金回収率を改善し、また、盗電を防止することを目的としている。第二回現地調査における STEG へのインタビューにより、彼らはスマートメーター設置によりノンテクニカルロスを削減することに期待していることが確認された。

2) 送配電ロス（ノンテクニカルロス）低減方策

一般的なノンテクニカルロス低減対策としては、(i) 電力量計の「封印」が適正に実施されているか、(ii) 裸電線から被覆電線に替えることで盗電しにくい状況を作る、(iii) スマートメーター（SM）を設置・導入、等が行われる。

ノンテクニカルロスを削減するための対策として、STEG はスマートメーターの導入を進めている。スマートメーターを設置することにより、盗電や誤針を削減していくことが期待されている。

(a) ノンテクニカルロスの最新データと算出方法

STEG から提供されたデータによると、2020 年における送配電ロスは約 18%（発電電力量 19,623,653MWh に対してロスが 3,602,000MWh）である。送配電ロスの内訳は、高圧で 12.2%(440,212MWh)、中圧で 26.0%(937,213MWh)、低圧で 61.8%(2,224,575MWh)である。ノンテクニカルロスは 9%と考えられている。ノンテクニカルロスは総合ロスからテクニカルロスを引くことで算出される。

(b) ノンテクニカルロス要因

電気の盗難、メーターの誤読、あるいは電気料金の未回収がノンテクニカルロスの要因となる。9%のノンテクニカルロスのうち 5~6%は盗電とメーターの誤読と考えられており、スマートメーターの設置を進めていくなかで、これらが改善されていくことが期待されている。

(c) 現在実施しているノンテクニカルロス低減対策と今後の計画

前述のように、STEG はノンテクニカルロスを低減するために 40 万台のスマートメーターを設置する計画を進めている。

(d) スマートメーターの導入状況とその機能

第二回現地調査における STEG へのインタビューの結果、フランス開発庁をドナーとするプロジェクトが進行中であるとの情報を得た。

フランス開発庁は、スマートグリッドプロジェクトとして、合計 40 万台のスマートメーター（1 億 2,000 万ユーロ、返済期間 20 年、7 年間の猶予期間）を中高圧需要家向けに 2 万台、38 万台を低圧需要家に設置するプロジェクトを進めている。このプロジェクトでは、スマートメーターは主に SFAX 県に設置されるが、他にも SIDI BOUZID 県、BEJA 県、LED RAM 県に設置が予定されている。

現在、STEG は請負会社の入札結果を評価しており、2022 年の第一四半期の終わり、あるいは第二四半期の頭からプロジェクトが始動するとされている。

一方、STEG にはフランス原子力・代替エネルギー庁（CEA）をドナーとするスマートメーター導入プロジェクトがあるが、これはパイロットプロジェクトであり小規模プロジェクトとして進められている。

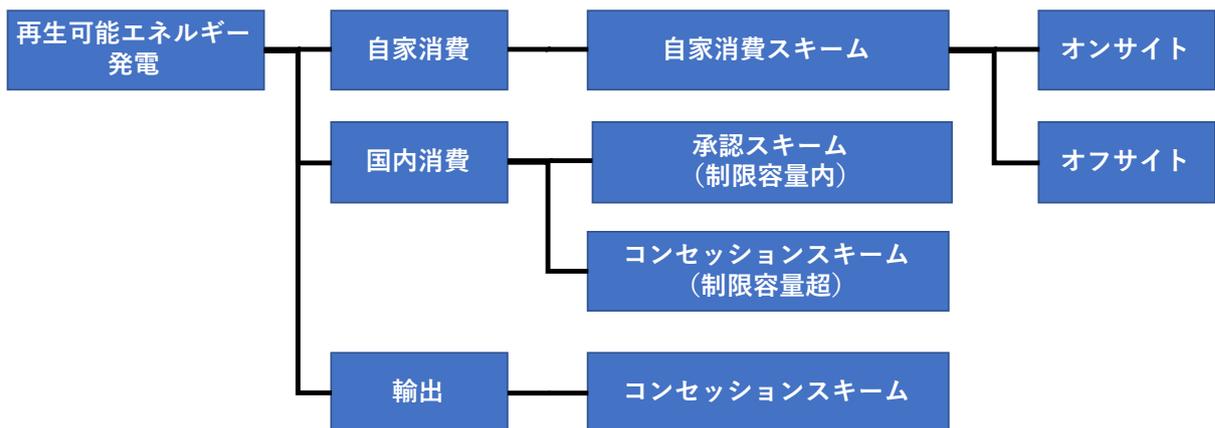
スマートメーターシステムを設置・導入すると、盗電のためにメーターを細工した場合、アラームが上位システム・モニタにあがり、これを STEG 担当者が認識でき、作業員を現地に行かせて確認させることができる。また、配電用変圧器 2 次側にスマートメーターを設置すればスマートメーター計測値とその変圧器から供給されている重要家のスマートメーター計測値の合計値を比較して差異があればどこかで盗電が行われていることとなり、やはり作業員に現地確認をさせるトリガーとすることができる。また、スマートメーターの設置並びに実負荷想定手法を活用して、盗電が発生している地域を絞り込むという手法（負荷パターンごとの負荷想定と実際の電気使用量を突き合わせて齟齬があればそこで盗電が発生していると判定）も考えられる。

第 3 章 IPP による再エネ導入推進のために必要な方策

3.1 IPP に関する政策・制度の現状

産業・エネルギー・鉱山省のホームページよれば、チュニジアの再生可能エネルギーに関する主要な法律として Law n°2015-12 がある。この法律は 2015 年 5 月 11 日に制定され、再生可能エネルギープロジェクトの開発を管理する法的枠組みを確立したものである。これによると、発電した電力の用途は、自家消費、国内消費、輸出のいずれかとなる。また、同法に基づく民間参画による再生可能エネルギーの開発スキームは次の 3 つである。

1. 自家消費 (Self-consumption)
2. オーソライゼーションスキーム (Authorisation scheme)
3. コンセSSIONスキーム (Concession scheme)



出所：GIZ, “PROJETS D’ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE” (2019)

図 3-1 再生可能エネルギー発電における用途とスキーム

表 3-1 再生可能エネルギーの開発スキーム

方式	対象規模	選定方法
Self-consumption	自家発電用太陽光発電、風力発電	-
Authorisation	10MW 以下の太陽光発電、30MW 以下の風力発電	事業者は競争入札を通じて選定
Concession	上記 Authorisation 対象を超える規模の太陽光発電、風力発電	事業者は競争入札を通じて選定

出所：調査団作成

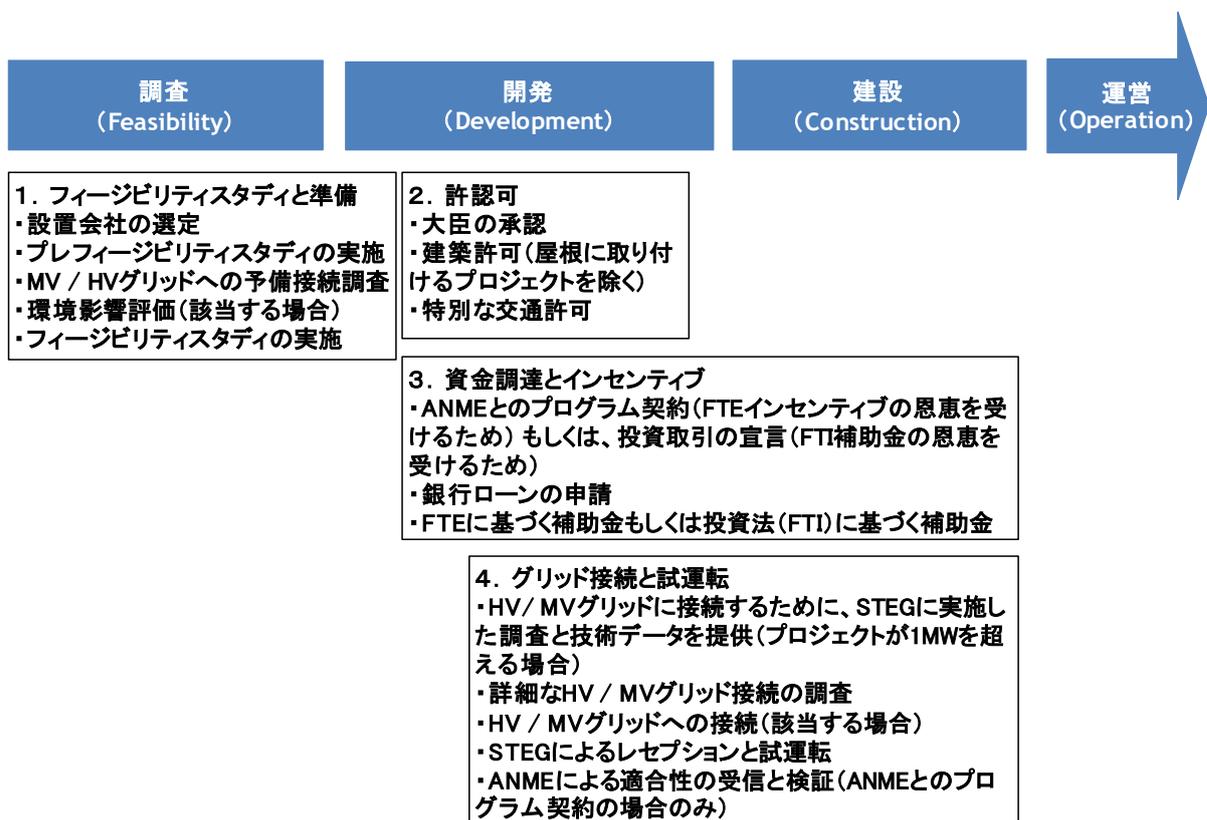
(1) 自家消費 (Self-consumption)

MV / HV グリッドに接続した Self-consumption プロジェクトの実施には、エネルギー大臣の認可が必要である。大臣承認の有効期間は、太陽光発電プロジェクトの場合は 2 年間、風力プロジェクトの場合は 3 年間となっており、それぞれ 1 年間の延長が可能である。

Self-consumption プロジェクトは、自家発電を瞬時に消費することで電気料金を節約し、余剰電力を STEG に売却することが可能となる。STEG は、両者間の契約に基づき、余剰電力を購入する。なお、余剰電力購入契約は 20 年間有効であり、いずれかの当事者によって終了されない限り、1 年ごとに自動的に更新される。

また、Self-consumption プロジェクトとしては、STEG 送電網を通じた送電を伴わないプロジェクトもあるが、この場合は発電地点と消費地点が一致することとなる。

発電地点と消費地点が同一となるオンサイトの Self-consumption プロジェクトの開発手順の概要は次のとおりである。

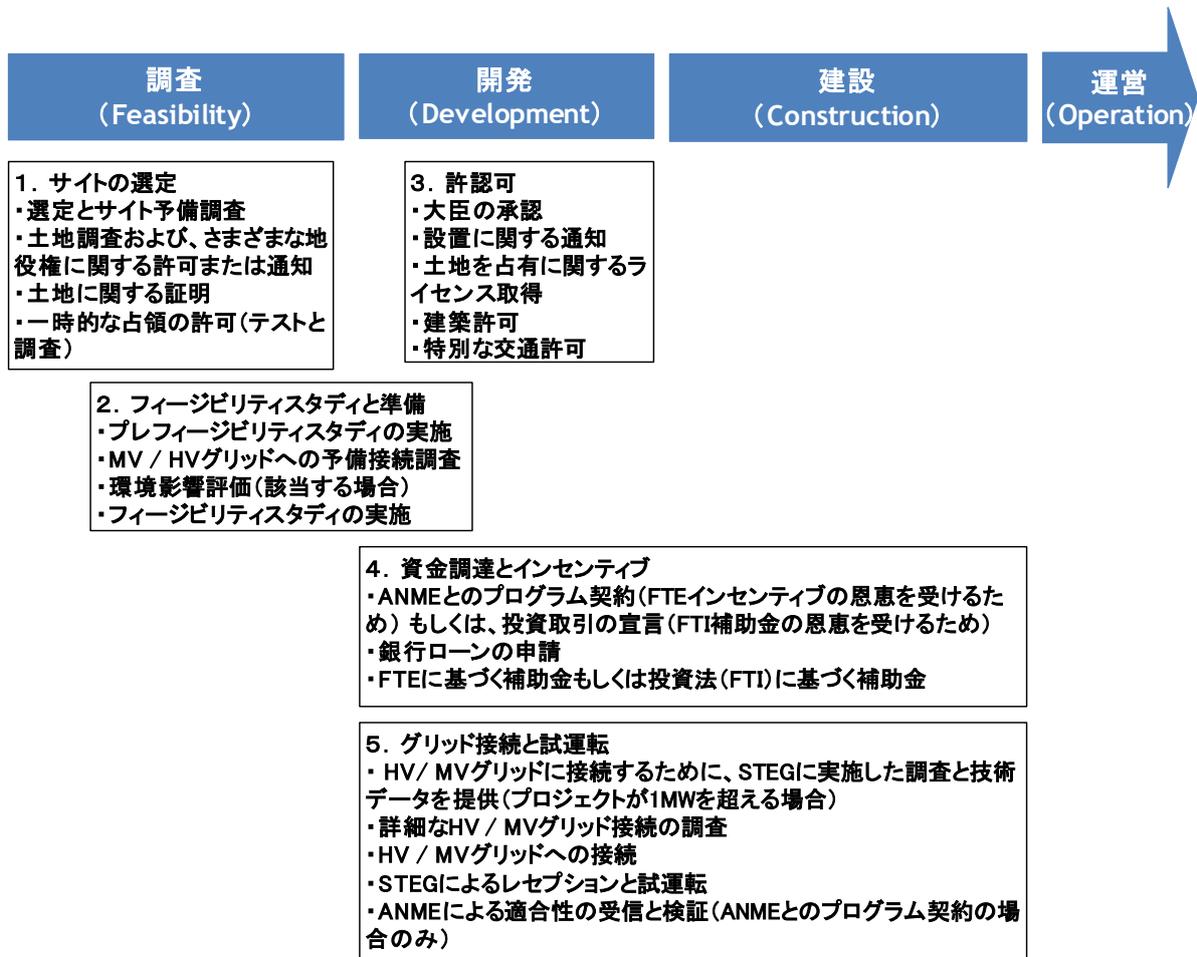


出所：GIZ, “PROJETS D’ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE” (2019)

図 3-2 Self-consumption プロジェクトの開発手順

また、Self-consumption スキームで開発される再生可能エネルギープロジェクトのうち、発電地点と消費地点が異なるオフサイトプロジェクトについても、オンサイトプロジェクトと同様の余剰電力の売電価格や売買契約の条件が適用されることになる。ただし、STEG 送電網を通じた送電を伴うプロジェクトの場合は、STEG よりグリッド使用料が請求される。

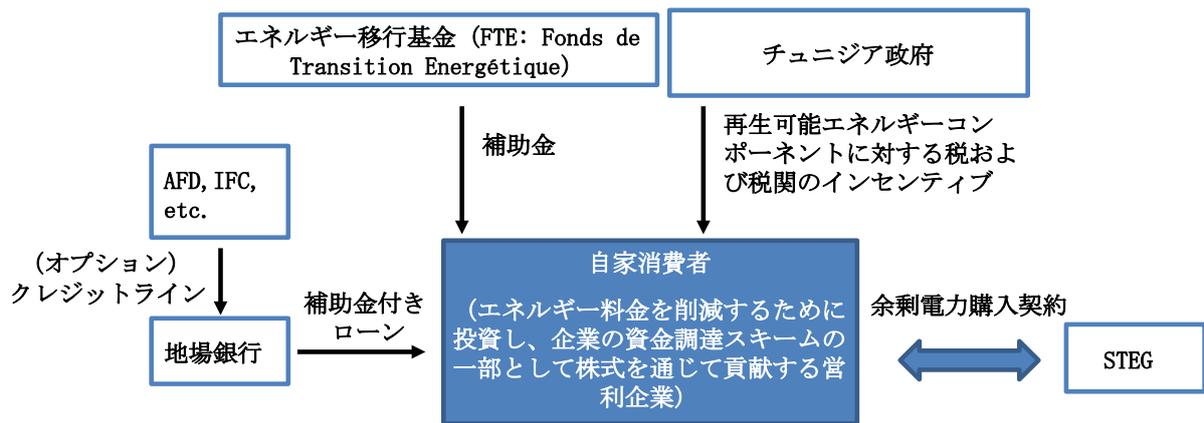
オフサイトの Self-consumption プロジェクトの開発手順の概略は次のとおりである。



出所：GIZ, “PROJETS D’ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE” (2019)

図 3-3 Self-consumption スキームの手順

なお、Self-consumptionスキームに適用される一般的な事業形態は次のとおりである。



出所：GIZ, “PROJETS D’ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE” (2019)

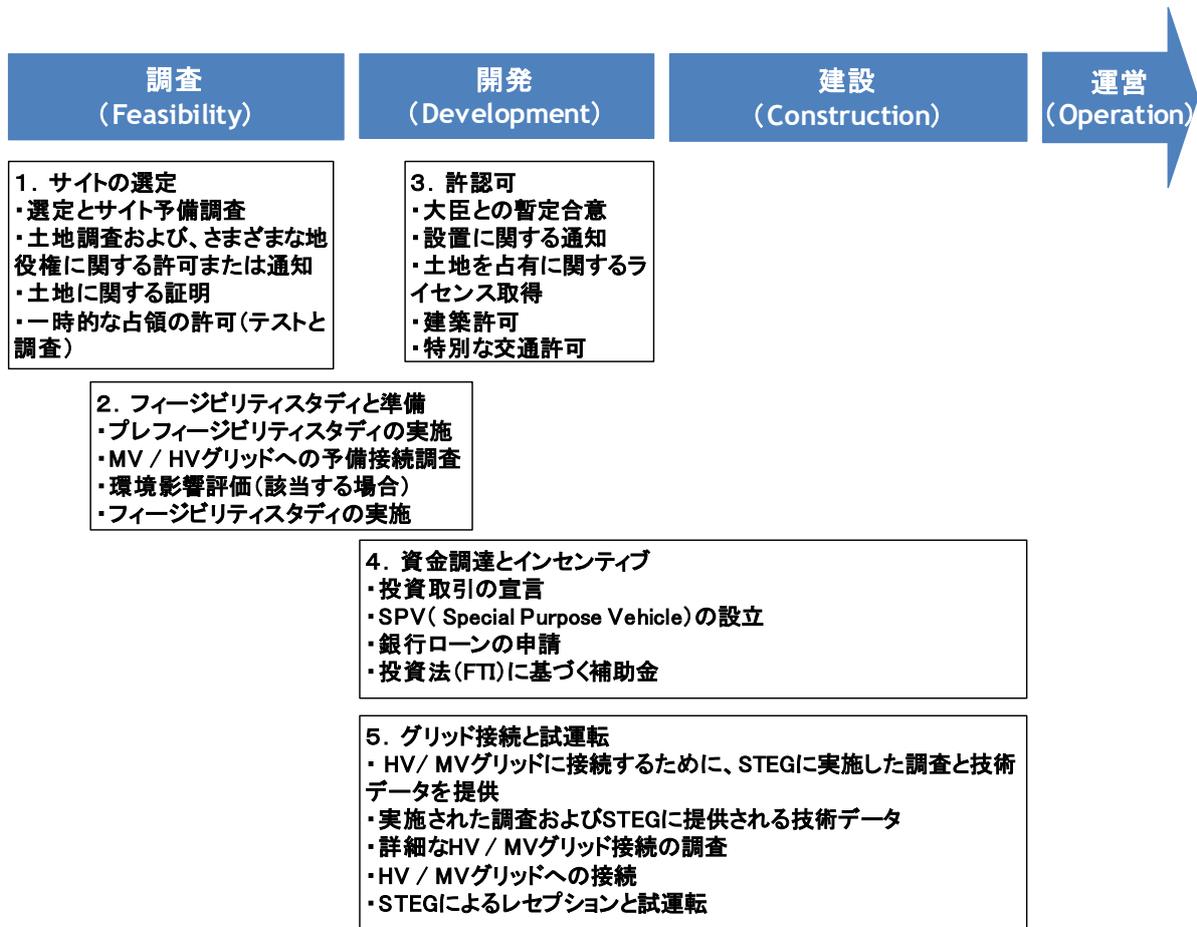
図 3-4 Self-consumption スキームにおけるステークホルダーとの関係図

(2) オーソライゼーションスキーム (Authorisation scheme)

Authorisation スキームは、法令で設定された値を下回る電力、つまり太陽光発電の場合 10MW、風力発電の場合 30MW、バイオマスの場合 15MW、その他の再生可能電源の場合 5MW を下回る規模のプロジェクトを実施するためのスキームである。

プロジェクト実施に際し、産業・エネルギー・鉱山省による認可が必要となる。事業開発者は、産業・エネルギー・鉱山省による事前合意を受けて、有限責任会社 (SARL) または有限会社 (SA) の形でプロジェクト会社を設立することができる。合意の有効期間は、太陽光発電プロジェクトの場合は 2 年間、風力プロジェクトの場合は 3 年間であり、それぞれ 1 年間の延長が可能となっている。

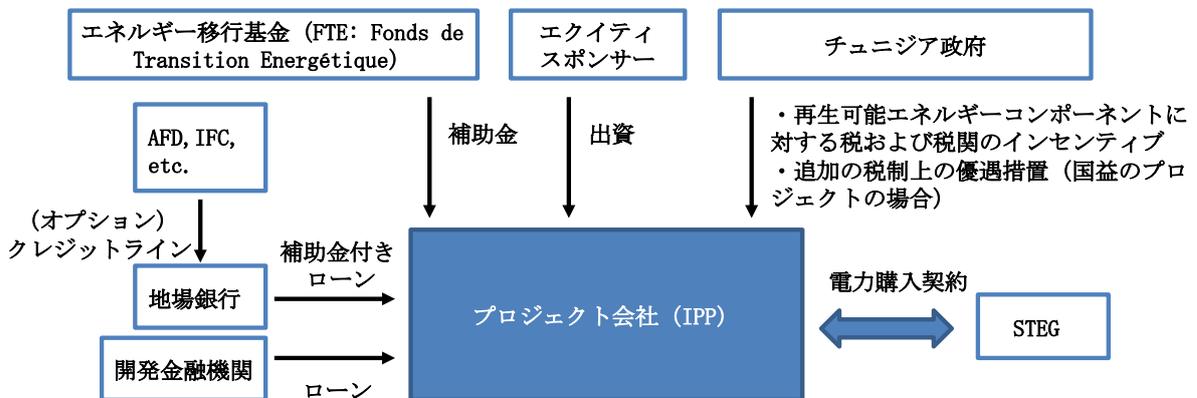
Authorisation スキームプロジェクトの開発手順の概略は次のとおりである。



出所：GIZ, “PROJETS D’ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE” (2019)

図 3-5 Authorisation スキームの手順

なお、Authorisationスキームプロジェクトに適用される一般的な事業スキームは次のとおりである。



出所：GIZ, “PROJETS D’ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE” (2019)

図 3-6 Authorisation スキームにおけるステークホルダーとの関係図

(3) コンセSSIONスキーム (Concession scheme)

Authorisation スキームの法令で設定された最大容量の上限 (PV の場合は 10 MW、風力の場合は 30 MW) を超えるプロジェクトは、Concession スキームで開発される。

この場合、プロジェクトがチュニジア政府による公開入札手続きの対象となり、助成金に関連するさまざまな契約が議会 (the People’s Assembly) の特別委員会によって承認される必要がある。

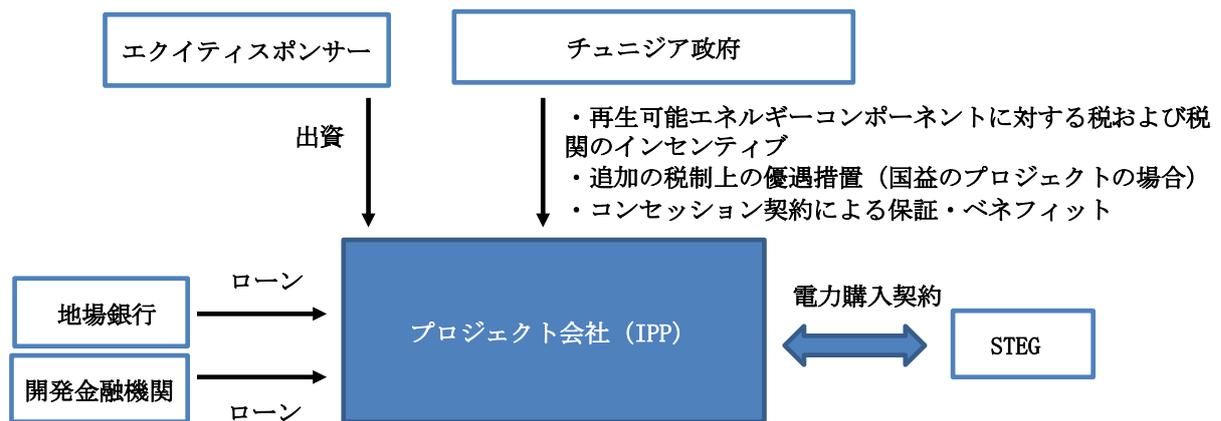
Concession プロジェクトの開発手順の概略は次のとおりである。

スポンサーの選定	<ul style="list-style-type: none"> ・技術的および財政的参照に基づく入札の事前資格審査 ・事前資格のある候補者による入札の制限付きコールの実施、および各候補者による各サイトの提案の提出 ・提案された価格と技術的および財政的要件に基づく最良のオファーの評価と選択
プロジェクト契約の締結	<ul style="list-style-type: none"> ・選択されたコンセッション契約スポンサーによる最終決定と署名、電力購入契約、土地利用契約(サイトが州のドメインにある場合)、プロジェクトの完了と運営に必要なその他の契約(レンダーとの直接契約など) ・人民代表会議(the Assembly of People’s Representatives)承認後における様々な契約の執行と、JORT (Journal Officiel de la République Tunisienne)承認法の公布
「プロジェクト会社」の設立と決算	<ul style="list-style-type: none"> ・チュニジアの法律に基づく発電を目的とする会社のスポンサーによる作成 ・プロジェクト会社の利益に資するさまざまなプロジェクト契約のノベーション(譲渡) ・プロジェクトスポンサーによる資金調達の実施、および決算
プロジェクトの実現と運用	<ul style="list-style-type: none"> ・各プロジェクトに固有のスケジュールに従って、プロジェクト会社とその下請け業者によるプロジェクトの調査、建設、試運転の完了 ・コンセッション期間中のプラントの運転(20年、当事者の合意後5年更新可能) ・コンセッション期間中のSTEGへのエネルギーの販売

出所：GIZ, “PROJETS D’ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE” (2019)

図 3-7 Concession スキームの手順

また、コンセSSIONスキームプロジェクトに適用される一般的な事業スキームは次のとおりである。



出所：GIZ, “PROJETS D’ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE” (2019)

図 3-8 Concession スキームにおけるステークホルダーとの関係図

3.2 IPP の現状

チュニジアにおける再生可能エネルギーの開発スキームは、大規模プロジェクトであるコンセッションスキーム (Concession scheme)、中規模プロジェクトであるオーソライゼーションスキーム (Authorisation scheme)、自家消費 (Self-consumption)、のいずれかとなっている。産業・エネルギー・鉱山省のホームページによれば、プロジェクトの進捗状況は次のとおりである。

➤ コンセッション (Concession scheme)

産業・エネルギー・鉱山省は、2018 年 5 月、500MW の太陽光発電に関する事前資格審査の公募を実施し、38 件の応募があったとしている。2019 年 12 月には以下の暫定落札者を決定している。

表 3-2 コンセッション方式による太陽光発電事業の暫定落札者

プロジェクト	暫定落札者	容量 (MW)	料金 (チュニジアディナール/MWh)
Tozeur (A)	SCATEC SOLAR	50	79.379
Sidi Bouzid (B)	SCATEC SOLAR	50	79.379
Kairouan (C)	TBEA/AMEA	100	97.920
Gafsa (D)	ENGIE/NAREVA	100	79.950
Tataouine (E)	SCATEC SOLAR	200	71,783

出所：産業・エネルギー・鉱山省ホームページ

なお、産業・エネルギー・鉱山省は同様に 2018 年 5 月に風力発電に関する事前資格審査の公募も実施しているが、こちらは募集期限が 2021 年末まで延長されている。

▶ オーソライゼーション (Authorisation scheme)

オーソライゼーションスキームは、これまで、2017 年 5 月、2018 年 5 月、2019 年 7 月、2020 年 9 月に、産業・エネルギー・鉱山省からプロジェクト公募が実施されている。

2017 年 5 月の募集に対して太陽光発電で 70MW、風力発電で 140MW、2018 年 5 月の募集に対して太陽光発電で 70MW、風力発電で 130MW、2019 年の募集に対して太陽光発電で 70MW のプロジェクトが決定されている。

▶ 自家消費 (Self-consumption)

低電圧に接続される設備に関して、2020 年から新しく 2 つのプロジェクトを立ち上げる準備が進んでいる。1 つは 1,200~1,800 kWh /年の消費者向けの「Prosol Economique」プロジェクト、もう 1 つは 1200 kWh /年未満の消費者向けの「Prosol Social」プロジェクトである。また、中高圧に接続に関しては、2020 年 9 月までに、累積電力 32MW (172 案件) の太陽光発電の設置について承認がなされている。

なお、以前からチュニジアにおいて供用を開始している IPP 事業者として Carthage Power Company が挙げられる。Carthage Power Company は、Nebras Power 社 (60%) と丸紅 (40%) が出資しており、所有する Rades II 発電所は、471 MW の発電能力を持つチュニジア最大の発電所 (2019 年のチュニジアの設備容量の 8%以上に相当) である。このプラントは、2 基のガスタービンと 1 基の蒸気タービンで構成されており、2002 年に商業運転を開始している。発電した電力は、2022 年までの電力購入契約 (PPA) に基づいて STEG に販売されている¹。

3.3 IPP による再エネ導入にあたってボトルネックとなっている事象

IPP による再生可能エネルギー導入の課題として、Concession スキームの承認に時間がかかることが挙げられる。実際に承認までには 1 年半程度期間を要している²。昨今においては、COVID-19 の影響により、国会承認が遅延した事例も生じている。

Authorisation スキームについては、地元投資家から高い関心が寄せられているものの、実際の資金調達上の課題として、地場銀行にとってはプロジェクト規模が大きく、国際的な金融機関にとってはプロジェクト規模が小さいという点が挙げられる。また、電力購入契約 (PPA) の内容が国際的な基準に適合していない点が課題である。³

Self-consumption スキームでの課題は、主に系統への余剰電力販売 (逆潮流) が発電量の最大 30% に制限されている点である。当該制限は電力システムの技術的な問題というよりも、電力を買い取る STEG のコスト負担面での問題である。⁴

¹ https://nebras-power.com/assets/listing/rades-ii?language_content_entity=en

² 世界銀行インタビューより

³ EBRD インタビューより

⁴ 世界銀行インタビューより

それぞれのスキームにおける課題を整理すると以下のとおりである。

表 3-3 各方式における再生可能エネルギー導入に係る課題

方式	課題
Concession	<ul style="list-style-type: none"> ・プロジェクトの承認に時間を要する。 ・調達条件面では特になし。(PPA に政府保証はつかないものの、政府から comfort letter が発出されることや、産業・エネルギー・鉱山省が契約当事者となっているため政府のコミットメントが得られることなどにより、オフテイカーリスクが緩和されている)⁵ ・既存の系統容量が十分でない。
Authorisation	<ul style="list-style-type: none"> ・PPA が国際標準に則ったものとなっていない。(政府保証が付かない点、系統制約時にも特段の補てんがなされず系統接続に関するリスクが事業者負担となっている点等) ・地場銀行によるファイナンスが困難である。(中央銀行が一定量のデポジットを要求していることなどによる流動性不足、案件のリスク評価能力の不足など) ・輸入関税・VAT の減免がない⁶。 ・既存の系統容量が十分でない。
Self-consumption	<ul style="list-style-type: none"> ・STEG 系統への余剰電力販売(逆潮流)が発電量の最大 30%に制限されている。 ・系統を介した第三者への電力販売が可能であるが、グリッド接続にあたっての手順やルールなどが不明確である。 ・輸入関税・VAT の減免がない⁷。

出所：調査団作成

Concession スキームに関しては、PPA における政府保証等の課題も緩和されたことで 2019 年に実施された入札では競争的な結果がもたらされており、残存するリスクは為替・兌換リスクが中心である。⁸

⁵ https://openjicareport.jica.go.jp/670/670/670_000_12356184.html

⁶ https://openjicareport.jica.go.jp/670/670/670_000_12356184.html

⁷ https://openjicareport.jica.go.jp/670/670/670_000_12356184.html

⁸ https://openjicareport.jica.go.jp/670/670/670_000_12356184.html

3.4 これらボトルネックに対する解決策と他ドナーによる支援状況

直近では、EBRD はチュニジアの電力セクターの改革と発展を支援するために STEG に対して最大 3 億ユーロのソブリン保証ローンを提供している。主な目的は、長期的な持続可能性を達成するための STEG とチュニジアのエネルギー部門の改革と再構築である。本プロジェクトには、コーポレートガバナンス、財務管理、戦略とリスク、再生可能エネルギーの統合と調達を改善するための対策を含む、包括的な企業改革ロードマップが含まれている。プロジェクトの概要は次のとおりである⁹。

表 3-4 EBRD による支援プロジェクト

プロジェクト名	承認日付	プロジェクト概要	プロジェクトコスト
STEG Transmission	2016 年 9 月 21 日	チュニジア北東部の送電網の強化に融資するため、STEG への最大 8,500 万ユーロのシニアローンを実施。	最大 170 百万ユーロ
STEG Liquidity and Restructuring Facility	2020 年 12 月 16 日	チュニジアの電力セクターの改革と発展を支援するために、STEG にソブリン保証ローンを提供する。 このプロジェクトは、長期的な改革目標と COVID-19 危機への迅速な対応を組み合わせたものである。	300 百万ユーロ プロジェクトの一部は、現在の COVID-19 危機への即時対応の流動性支援として提供され、別の部分は短期債務の借り換えに適用される。

出所：EBRD ホームページ

EBRD はチュニジア政府に対して、主にコンセッション方式を対象にした技術的・法的枠組みをサポートしている。過去 2 年間において、EBRD は 500MW の太陽光プログラムのうち 400MW についてマニフェストを与えられ、スポンサーやチュニジア政府と協力して契約の交渉を行ってきており、最終的に政府に承認されている。¹⁰

世界銀行は、STEG の送電システムの強化や商業的パフォーマンスの向上を目的とした 151 百万 US ドルの支援を予定している。同プロジェクトの概要は次のとおりである。¹¹

⁹ <https://www.ebrd.com/work-with-us/project-finance/project-summary-documents.html?l=1&filterCountry=Tunisia>

¹⁰ EBRD インタビューより

¹¹ https://projects.worldbank.org/en/projects-operations/projects-list?countrycode_exact=TN&os=0

表 3-5 世界銀行による支援プロジェクト

プロジェクト名	承認日付	プロジェクト概要	プロジェクトコスト
Tunisia Energy Sector Improvement Project	2019年 6月24日	チュニジアのエネルギーセクター改善プロジェクトの開発目標は、(i) チュニジアの送電システムを強化すること、(ii) チュニジア電力ガス会社 (STEG) の商業的パフォーマンスを改善することである。 プロジェクトは2つのコンポーネントで構成されており、送電網の強化は、チュニジアの送電システムの拡張と強化を支援し、商業的パフォーマンスの改善は、STEGの商業的パフォーマンスの強化をサポートするために、適格支出プログラムに基づく支払いのための資金提供を行うものである。	151 百万 US ドル

出所：世界銀行ホームページ

また、世界銀行は、IPPによる再エネ導入に向けた課題に対して、申請手続きのマニュアルの簡素化及び合理化と、地場銀行のプロジェクト評価能力のトレーニングに関する技術支援を行う予定である。¹²

また、ドイツ GIZ は、産業・エネルギー・鉱山省に対して、太陽光市場開発のための教育と訓練、太陽エネルギー市場の開拓、太陽光発電計画の実施の支援などを行っている¹³。

表 3-6 GIZ による支援プロジェクト

プロジェクト名	実施期間	プロジェクト概要
Capacity and human resource building for solar market development in Tunisia	2015年 ～2018年	PV システムの設置と保守における高度なトレーニングカリキュラムに関する支援を行っている。
Strengthening of the market for small and medium-sized PV systems	2017年 ～2019年	分散型太陽光発電システムの市場を拡大するためのチュニジア政府の取り組みを支援している。
Support the implementation of the Tunisian Solar Plan	2015年 ～2021年	国内および国際的な技術、金融、法律の専門家の支援を受けて政策アドバイスを提供している。

出所：GIZ ホームページ

¹² 世界銀行インタビューより

¹³ <https://www.giz.de/en/worldwide/326.html>

第 4 章 STEG の経営改善に向けた方策

4.1 チュニジア政府におけるエネルギー関連補助金のおよび STEG の現状

4.1.1 チュニジアにおける STEG の状況

IMF が 2021 年 2 月 26 日に公表したカントリーレポート“2021 ARTICLE IV CONSULTATION—PRESS RELEASE; STAFF REPORT; AND STATEMENT BY THE EXECUTIVE DIRECTOR FOR TUNISIA”¹（以下、「IMF カントリーレポート」と言う。）において、COVID-19 パンデミックによるチュニジア経済の脆弱性が悪化しているとして、エネルギー補助金改革の他、国有企業（State Owned Enterprise；以下 SOE と言う。）改革の必要性が大きく取り上げられており、特に STEG は最大規模の国有企業として改革を迫られている。同レポートにおける SOE 改革のポイントは以下のとおりである。

- 監査、モニタリング体制の確立
- ガバナンスの強化
- 財務情報の透明性の確保、財務分析による経営改善

なお、SOE の監督官庁の創設、取締役会の専門家の参加について盛り込まれた改正 SOE 法が当局によって精査されているところである。

4.1.2 電力セクターに対する補助金の状況

チュニジア国としてのエネルギー補助金改革の進捗状況については、2018 年・2019 年に進展があったものの、2019 年の選挙前にすべてストップしている²。政権交代が頻繁に起きていることや COVID-19 パンデミックによる経済悪化など、スムーズに改革が進まない状況ではあったが、最近また補助金改革についての政府と世銀等との対話が再開された。政府は 2026 年までの補助金撤廃及び電気料金値上げを目標としており、貧困層・低所得層に対する補助プログラムを導入しようとしている³。補助金改革については道半ばであるが、EBRD もモニタリングを行っているところである。

直近の値上げ状況は以下のとおり⁴。

- 2018 年 9 月の燃料価格引き上げ
- 2018 年 10 月、11 月については社会的緊張の高まりにより値上げを断念。
- 2019 年 3 月、燃料価格および石油関連製品の約 6%の値上げ
- 2019 年 5 月、低圧ガス及び低電圧の値上げを実施。

¹ 2021 ARTICLE IV CONSULTATION—PRESS RELEASE; STAFF REPORT; AND STATEMENT BY THE EXECUTIVE DIRECTOR FOR TUNISIA

² 世銀インタビューより

³ EBRD インタビューより

⁴ EBRD“COUNTRY ASSESSMENT”(2019 - 2020) <https://2019.tr-ebrd.com/countries/#>

4.2 STEG の経営改善のために必要な事項及び他ドナーによる支援状況

4.2.1 STEG の電力設備・事業運営の状況を把握

(1) STEG 経営改善

1) STEG 及びチュニジア政府支出における電力セクター補助金の構造・現況のレビュー

STEG の 2018 年アニュアルレポートによれば、2018 年は STEG に対して 1,200MTD の事業活動にかかる政府補助金 (Operating Subsidy) が割り当てられており、そのうち電力事業には 717.3MTD が充てられている。

電力事業、ガス事業、それぞれ単位あたりの売価、コスト、補助金は以下のとおりである。いずれの事業も補助金を加味しても赤字となっている。

政府は 2026 年までの補助金撤廃及び電気料金値上げを目標としている。また、既存の電気、ガスそれぞれの配分に関する決定方法については情報が得られていないが、EBRD がガス、電力事業それぞれのセグメントでの収支を把握できるよう支援を行っているところであり、世銀も電力価格・コストについて精査を行っているところである。。

表 4-1 電力事業にかかる補助金の影響

	2017 年	2018 年
Average unit selling price per kWh distributed	189.6	206.3
Average unit cost per kWh distributed	235.4	286.7
Result excluding operating subsidies	-45.9	-80.3
Impact of operating subsidy	22.8	45.7
Result Taking into account operating subsidies	-23.1	-34.6
補助金がない場合の粗利率 (1kwh 配送当たり)	-24%	-39%
補助金がある場合の粗利率 (1kwh 配送当たり)	-12%	-17%

単位：millimes / kWh

出所：Annual Report 2018

表 4-2 ガス事業にかかる補助金の影響

	2017 年	2018 年
Average unit selling price	460.4	508
Average unit cost	638.1	864.9
Result excluding operating subsidies	-177.7	-356.9
Impact of operating subsidy	110.2	214.5
Result Taking into account operating subsidies	-67.5	-142.4
補助金がない場合の粗利率	-39%	-70%
補助金がある場合の粗利率	-3%	-7%

単位：MDT

出所：STEG Annual Report 2018

2) STEG の課題、解決策、現在の取り組み状況（チュニジア政府、STEG、他ドナーによる取り組み）の整理と追加改善策の検討

a) 世界銀行・ESMAP による支援

世界銀行は Energy Sector Improvement Project を実施中であり、ノンテクニカルロス削減のためのスマートメーター導入等の支援を行っている。その他、STEG の経営改善について行っている支援・提言は以下のとおりである。

- 電力料金の改定について、コストを反映した料金設計となるよう提言を行っている。現在、電気料金収入及び電力事業コスト（発電、送電、配電別）について詳細に調査を行っている。
- 特に天然ガスの調達コストは、STEG の営業費用の大きな部分を占めており、その価格変動が電気料金に適切にパススルーされるような料金設計スキームの導入を提言している。
- 財務省に対しては、為替変動リスク管理（リスクヘッジ戦略）についての提言を行った。
- STEG の投資にかかる規制機関の設立をエネルギー省に兼ねてより提言しており、支援も行っている。現在は初期段階であり、当該機関の権限の特定を行っているところ。
- 様々な提言を行っているものの、政権交代が頻繁に起きており、このために改善には非常に時間がかかっている。

また、ESPMAP による PIP（Performance Improvement Plan）については技術的・商業的観点にフォーカスしたものであり、2019 年に完了している。続いて財務面にフォーカスした Financial Restucturing Plan を作成しているが、現在、エネルギー省及び財務省でそれらの内容を検証中であり、正式な承認が得られていないため、現時点で公表されていない。

b) EBRD による支援

EBRD はチュニジアのエネルギーセクターに関し、産業・エネルギー・鉱山省に対して再エネ導入にかかるアドバイザーを提供している⁵。また、STEG に対しては、2020 年、COVID-19 パンデミック下において、流動性確保及び短期借入の借り換えのための 300 百万ユーロのローンプログラムを提供している⁶。このプログラムは、STEG の改革ロードマップが含まれており、同ロードマップは STEG の気候ガバナンス及びコーポレートガバナンス改革、財務管理強化、環境及び社会基準への対応、女性や若年者のエネルギーセクターにおける雇用の向上を図ることを目的としている。STEG の財務管理能力向上に関する支援内容は以下のとおりである。国際的な大手会計事務所をコンサルタントとして、包括的に STEG の財務管理改善支援を行っている。

- セグメント会計の導入支援
- IFRS 導入（公正価値評価等）支援
- 収支予測・モデリングのキャパシティビルディング
- ERP 導入支援（仕様書作成、調達支援）
- 債務のリストラクチャリング

c) AfDB による支援

STEG の財務改善に関しては、主に EBRD が支援に取り組んでいるため、AfDB としては STEG 財務改善に対する支援を行っていない。

3) 財務健全性の観点からの電力料金に関する検討とチュニジア産業界への影響

財務健全性の観点からは、後述のとおり電力料金を適切に設計することが望ましい。一方でチュニジアは国全体として COVID-19 パンデミックによる経済への打撃が大きく、電気料金を値上げできる状況ではないことも予測される。電力料金値上げについては、IMF、世銀が既に政府と対話を行っている。

4) STEG の収支構造と財務的課題の抽出及び財務健全性の観点からの検討における深堀調査

a) 財務報告に係る体制

世銀による Energy Sector Improvement Project の“PROJECT APPRAISAL DOCUMENT⁷”(2019.6.3)によれば、STEG の財務報告に係る体制は以下のとおりである。

⁵ IMF カントリーレポートより

⁶ <https://www.ebrd.com/news/2021/ebrd-providing-300-million-loan-to-tunisia-utility-company-steg.html>

⁷ <http://documents1.worldbank.org/curated/en/296941561687292260/pdf/Tunisia-Energy-Sector-Improvement-Project.pdf>

表 4-3 財務報告に係る体制

機能	体制
会計・経理	<ul style="list-style-type: none"> ➤ コンピュータソフトウェアを使用して記帳、財務報告を行っている。EBRDの支援により ERP を導入予定である。仕様書の準備はできており、今後2～3年で調達を行う。 ➤ 会計基準は、チュニジアの民間企業が用いている現地の会計基準（national accounting standard）に準拠しているが、国際財務報告基準（IFRS）の適用も進めている。2017年時点で、資産の貸借対照表計上額につき、公正価値評価⁸がなされていない⁹。 ➤ ドナーから資金提供を受けたプロジェクトには専用チームが置かれるという慣行がある。
内部統制	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 内部監査部門も設置されており、内部統制の仕組みは整備・運用されている。 （※世銀のプロジェクト実施に当たっての重要なリスクはないとされている）
財務報告	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 外部監査報告書によれば、チュニジア現地の会計基準と IFRS が混在した財務報告となっていると報告されている。
外部監査	<ul style="list-style-type: none"> ➤ STEG は外部監査を受けている。 （※世銀のプロジェクトを運用する上でこの外部監査は許容できるとされている。なお、STEG Annual Report には監査報告書の添付はない。）

出所：世銀 Energy Sector Improvement Project (P168273) の“PROJECT APPRAISAL DOCUMENT”、EBRD へのインタビューより調査団作成

b) 収支構造

以下、STEG の財務状況についての分析は 2020 年、2019 年、2018 年のアニュアルレポートに開示されている財務情報を用いている。STEG の 2019 年の収支構造は表 4-4 「STEG の収益構造（2019 年）」、2020 年の収支構造は表 4-5 「STEG の収益構造（2020 年）」のとおりである。

“Net financial charge”（為替差損益、利息等に該当）は正味値であり、2019 年は利益側に出ていることもあって STEG 全体として利益を計上できているが、2018 年は△1,543MDT であったため、STEG 全体としては損失を計上している。2020 年においては売上原価が大幅に低減しているが、後述のとおり売上原価の大部分が燃料費（天然ガス）であり、2020 年前半の天然ガス価格（ブレント価格とリンクしている）の下落（図 4-1）の恩恵を受けていると考えられる。2020 年は売上原価の低減もあり、補助金（Operating Grant）も大幅に圧縮されている。

⁸ 時価のようなものであり「測定日時点で、市場参加者間の秩序ある取引において、資産を売却するために受け取るであろう価格または負債を移転するために支払うであろう価格」である。IFRS13 では一定の金融資産は、公正価値で事後測定することが求められ、また、一定の資産について減損の兆候が存在する場合、回収可能価額として処分コスト控除後の公正価値を算定することが求められる。

⁹ EBRD インタビューより

表 4-4 STEG の収益構造(2019 年)

Income Statement FY2019		in MDT	
Cost		Revenue	
Cost of sales	7,014	REVENUES	5,474
Administration fees	62	Operating grant	1,242
Other operating expenses	261	Other exploitation products	77
Other ordinary losses	11	Net financial charges	646
Income tax	6	Investment income	7
		Other ordinary earnings	14
		NET PROFIT FOR THE YEAR	106

出所：STEG Annual Report 2019 より調査団作成

表 4-5 STEG の収益構造(2020 年)

Income Statement FY2020		in MDT	
Cost		Revenue	
Cost of sales	5,225	REVENUES	5,282
Administration fees	65	Operating grant	100
Other operating expenses	239	Other exploitation products	281
Net financial charges	171	Investment income	1
Other ordinary losses	34	Other ordinary earnings	15
Income tax	6		
NET LOSS FOR THE YEAR	60		

出所：STEG Annual Report 2020 より調査団作成

発電の燃料としている天然ガスの価格はブレント価格に連動したものとなっている¹⁰。2020年前半に COVID-19 パンデミックによるロックダウン等の影響でブレント価格が大幅に下落している。これにより 2020 年は燃料代が低減され、売上原価の低減につながったと見られる。しかしながら、2021 年はブレント価格が上昇していることから、再び売上原価が増加し、損失が拡大している可能性がある。

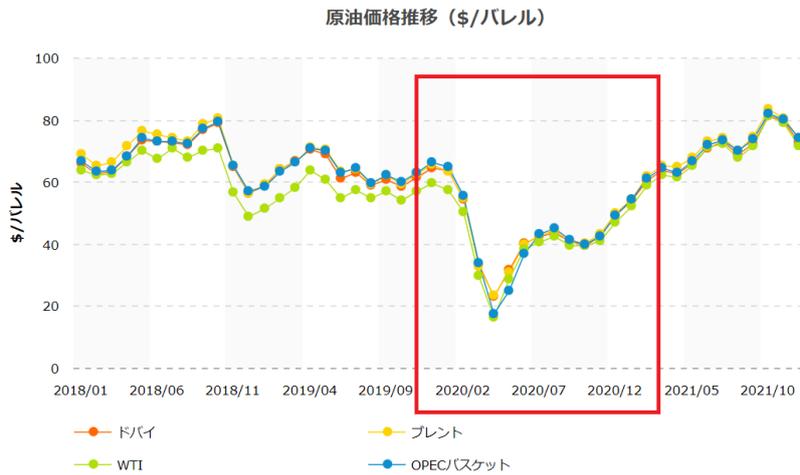


図 4-1 ブレント価格推移

出所：新電力ネット¹¹

以下は、STEG のバランスシートの概要である。STEG は債務超過の状態にある。

¹⁰ 世銀インタビューより

¹¹ <https://pps-net.org/statistics/crude-oil>

表 4-6 STEG の貸借対照表イメージ図(2020 年)

ASSETS		EQUITY AND LIABILITIES	
Intangible assets:	1	Loans	6,996
Tangible fixed assets completed	6,605	Guarantee deposits	432
investments in progress	1,173	Provisions for risks and charges	598
Financial fixed assets	111	Other non-current liabilities	1
Non-Current Assets total	7,889	Non-Current Liabilities total	8,027
Stocks	326	Accounts payable	2,600
Customers and related accounts	2,031	Other current liabilities	821
Other current assets	186	Bank overdrafts and other financial liabilities	1,727
Other financial assets	16	Current Liabilities total	5,147
Cash and cash equivalents	447	Total Liabilities	13,174
Current Assets total	3,006	Dotation funds	75
Total Assets	10,895	Legal reservations	0
		Other equity	1,590
		Results reported	-3,884
		Total equity before profit some expenses	-2,219
		The result of the exercise	-60
		Total equity before allocation	-2,279

出所：STEG Annual Report 2020 より調査団作成

c) 区分経理について

EBRD は「会計上のアンバンドリング」として、STEG のセグメントごとの管理会計の導入を進めている。セグメントはガス、電力の区分の他、電力は発電・送電・配電事業ごとの区分で収支の把握を行うことを目指している。2022 年末までには導入が完了する見込みである¹²。また、世銀も電気料金収入及び電力事業コスト（発電、送電、配電別）について詳細に調査を行っているところである。

d) 財務分析

表 4-7「STEG 事業活動の効率性」及び表 4-8「STEG 財務状況の健全性」は、STEG の Annual Report 2019 に付属していた財務諸表を用いた財務指標の分析である。

財務指標の比較対象としては、本来であれば、チュニジアと同じ MENA 地域の電力公社の指標を用いることができれば好都合であったが、それらの財務データ入手が困難であるため、電力・

¹² EBRD へのインタビュー結果より

ガス事業を行っており民間企業である Engie（仏）¹³、Enel（伊）¹⁴、中東地域の電力関連会社である Saudi Electricity Co（サウジアラビア）¹⁵、Jordan Electric Power Co（ヨルダン）¹⁶、同じくイスラム圏であり、かつ公営企業である Tenaga Nasional Bhd（マレーシア）¹⁷の財務指標を並置している。これらの企業は STEG と事業ポートフォリオが異なる（電気、ガス以外に通信事業も行っている、ガス事業を行っていない、など）企業もあり、電力市場の状況も異なるため、単純に比較できるものではないことに留意する必要がある、あくまで参考である。

¹³ 世界最大級のフランスの電力・ガス事業者。ユーロネクスト・パリに上場している。

¹⁴ 世界最大級のイタリアの電力・ガス事業者。かつては国営企業であったが、現在はイタリア証券市場に上場している。

¹⁵ サウジアラビアの電力会社。発電、配送電を独占している。

¹⁶ ヨルダンの配電会社。

¹⁷ マレーシアの電力公社。発電、配送電を行っている。公営企業である。

表 4-7 STEG 事業活動の効率性

分析項目	STEG						Engie	Enel	Saudi Electricity Co	Jordan Electric Power Co	Tenaga Nasional Bhd	所見	
	FY2018		FY2019		FY2020		FY2020						
	金額	変動率	金額	変動率	金額	変動率	金額	変動率	金額	変動率			
総資本経常利益率(ROA)	経常利益	-2,088,257,817	-21.8%	112,721,336	1.1%	-54,067,416	-0.5%	(1.10)	1.56	0.43	0.99	1.99	総資本に対する収益性を見る指標である。2019年は本業ではないFinancial charge(内訳資料は入手できていないが、恐らく為替差損益や利息等)で利益が出ているため、経常利益がプラスに転じている。しかしながら、2020年は再び赤字に転じている。当該指標は会社全体の収益を見る指標であるため、継続してプラスとなることが望ましい。また、2020年の他国の電力会社の実績と比較すると、ROAがプラスである4社の平均は1.24であることから、STEGの収益力が十分でないことを示している。売上原価の大部分を構成するガス価格変動や為替変動の影響を大きく受けていると考えられ、本来であれば為替ヘッジについて何等かの措置を講じるべきであるが、STEGにはリスクマネジメント権限がなく、STEGのみでは対応できない状況となっている。
	資産合計	9,563,753,285		10,333,347,343		10,895,133,784							
自己資本利益率(ROE)	当期純利益	-2,093,505,085	NA	106,409,910	NA	-60,170,126	NA	(5.56)	8.89	1.31	7.84	6.31	自己資本に対する収益性である。すでに債務超過に陥っており、自己資本がマイナスである。なお、債務超過は負債の金額が資産の金額を上回っている状態であり、STEGの財政状態は厳しい状況を示している。
	自己資本(純資産)	-2,341,811,915		-2,219,765,868		-2,279,099,383							
売上高総利益率	売上総利益	-380,701,779	-8.4%	-298,418,282	-5.5%	156,352,457	3.0%	37.28	34.32	11.78	12.73	27.03	売上高に対する売上総利益の割合である。STEGは売上原価が売上を超えており、マイナスとなっている。売上高と売上原価を適正な水準にすることが必要である(例えば売上の単価を上げる、売上原価の削減努力を行うなど)。2020年は天然ガス価格の低下により改善が見られるものの、3%に留まっており、他国と比較すると、5社の平均の24%と比較すると依然として低い水準となっている。本来であれば売上原価の大部分を構成するガス価格ヘッジについて何等かの措置を講じるべきであるが、STEGにはリスクマネジメント権限がなく、STEGのみでは対応できない状況となっている。
	売上高	4,534,263,470		5,473,687,548		5,281,721,967							
売上高営業利益率	営業利益	-552,802,401	-12.2%	-544,079,699	-9.9%	133,604,611	2.5%	6.66	18.36	11.94	3.83	16.55	本業の収益性を見る指標である。STEGは本業で利益が出ている。他国と比較すると、2020年の5社の平均は11%であるが、STEGは過去3年で唯一プラスであった2020年であっても2.5%に留まっているため、依然として低い水準となっている。
	売上高	4,534,263,470		5,473,687,548		5,281,721,967							
売上高経常利益率	経常利益	-2,088,257,817	-46.1%	112,721,336	2.1%	-54,067,416	-1.0%	-	-	-	-	-	経常利益(営業外損益含む)の収益性である。2019年は本業でないFinancial chargeで利益が出ているため、プラスに転じている。経常利益は、営業外の収益や費用(本業以外の収益、費用である利息や為替差損益など)を加えた利益であり、マイナスの場合は会社として利益が出ていないことを示している。2019年は一時的にプラスとなっているものの、2018年と2020年はマイナスであり、会社として利益の確保ができていない状況が続いている。
	売上高	4,534,263,470		5,473,687,548		5,281,721,967							

分析項目		STEG						Engie	Enel	Saudi Electricity Co	Jordan Electric Power Co	Tenaga Nasional Bhd	所見
		FY2018		FY2019		FY2020		FY2020					
売上高当期純利益率	当期純利益	-2,093,505,085	-46.2%	106,409,910	1.9%	-60,170,126	-1.1%	(4.25)	4.19	3.05	1.08	8.17	2018年は最終赤字であるが、2019年はFinancial chargeで利益が多くなったため、黒字に転じている。2020年は天然ガス価格の低下により売上原価が改善したものの、最終的に損失となっている。電力価格見直しや売り上げ原価以外のコストの見直しなどが必要と考えられる。
	売上高	4,534,263,470		5,473,687,548		5,281,721,967							
総資産回転率	売上高	4,534,263,470	0.5	5,473,687,548	0.5	5,281,721,967	0.5	0.36	0.37	0.14	0.92	0.24	総資産回転率は、数値が高いほど資産を有効に活用しているとみることができる。STEGは他国の電力会社等と比較すると若干効率的となっている。ただし、チュニジアではSTEGの独占市場となっているため、積極的な新規投資を行っていないという可能性もある。
	資産の部合計	9,563,753,285		10,333,347,343		10,895,133,784							
売上債権回転率	売上高	4,534,263,470	2.8	5,473,687,548	3.2	5,281,721,967	2.6	3.78	4.96	1.89	1.64	13.08	売上債権回転率は、数値が高いほど売上から売上債権回収までの期間が短いことを示す。STEGは中東の電力会社(Saudi Electricity Co、Jordan Electric Power Co)よりは高い数値となっているが、民間企業であるEngieやEnelと比較するとまだ改善余地はあると見られる。なお、債権明細が入手できないため、詳細な分析は困難である。
	売上債権	1,602,728,575		1,713,114,106		2,031,426,826							
固定資産回転期間(カ月)	固定資産合計	7,376,526,418	4.6	7,855,564,594	4.6	7,889,407,969	3.9	-	-	-	-	-	固定資産回転期間とは投資した固定資産を有効に扱えているか(固定資産投資をどのくらいの期間で回収できる)をみる指標である。STEGは5か月弱という結果になっており比較的効率的ともいえるが、ほぼSTEGが独占している市場であり、新規投資を行わなくても売上が挙げられることから、固定資産投資がそもそも少ないということも考えられる。
	売上高(1か月平均)	1,602,728,575		1,713,114,106		2,031,426,826							

※同業他社の純利益数値は非支配株主に帰属する損益控除前の数値を利用している。

出所：STEG Annual Report 2019,2020 より調査団作成。Enerl 等の類似企業の財務指標数値は SPEEDA より取得（取得年月日：2022年2月18日）

表 4-8 STEG 財務状況の健全性

分析項目		STEG						Engie	Enel	Saudi Electricity Co	Jordan Electric Power Co	Tenaga Nasional Bhd	所見
		2018		2019		2020		FY2020					
流動比率	流動資産	2,187,226,867	47.6%	2,477,782,749	46.1%	3,005,725,815	111.20	82.69	64.37	109.34	96.53	<p>企業の安全性をみる指標であり、100%を超えているのが望ましい。STEGは流動負債（主に支払債務）が流動資産（現預金、売上債権など）の倍近くあり、支払いのタイミングによっては資金ショートする可能性があるなど、短期の資金繰りにも不安がある。このため、商業銀行に短期の借入れを行って手当するというを行っており、短期債務が増加していた。この点についてEBRDが債務のリストラチャリング支援を行っている。</p> <p>当座資産＝現預金＋売上債権としている。流動資産の多くが現預金、売上債権であるため、流動比率と同様の傾向を示している。短期的な資金の安全性を見る指標のひとつであるが、STEGは過去3年平均で42%であり、他社と比較しても流動負債に対する当座資産の割合が低いことがわかる。</p> <p>STEGは債務超過に陥っているため、マイナスの数値となっている。なお、債務超過は負債の金額が資産の金額を上回っている状態であり、STEGの財政状態は厳しい状況を示している。</p> <p>望ましいとされる水準（100%以下）を超えている。固定負債は主にLoanであり、負債総額の半分近くを占めている。自己資本がマイナスであることを勘案すると、特に固定負債が大きく膨らんでいることがわかる。一般には固定負債の圧縮に向けた取り組みが必要となってくる。</p>	
	流動負債	4,598,626,073		5,372,740,460		5,147,486,794							
当座比率	当座資産	1,860,874,817	40.5%	2,056,021,886	38.3%	2,478,517,948	51.48	44.07	50.85	107.11	58.08		
	流動負債	4,598,626,073		5,372,740,460		5,147,486,794							
固定比率	固定資産	7,376,526,418	NA	7,855,564,594	NA	7,889,407,969	321.63	455.08	177.44	338.02	275.16		
	自己資本	-2,341,811,915		-2,219,765,868		-2,279,099,383							
固定長期適合率	固定資産	7,376,526,418	148.6%	7,855,564,594	158.4%	7,889,407,969	-	-	-	-	-		
	自己資本＋固定負債	4,965,127,211		4,960,606,882		5,747,646,990							

分析項目		STEG						Engie	Enel	Saudi Electricity Co	Jordan Electric Power Co	Tenaga Nasional Bhd	所見
		2018		2019		2020		FY2020					
負債比率	総負債	11,905,565,199	NA	12,553,113,210	NA	13,174,233,167	NA	131.07	207.10	45.94	354.07	140.03	STEGは債務超過に陥っているため、マイナスの数値となっている。なお、債務超過は負債の金額が資産の金額を上回っている状態であり、STEGの財政状態は厳しい状況を示している。
	自己資本	-2,341,811,915		-2,219,765,868		-2,279,099,383							
借入金依存度	有利子負債	6,533,247,267	68.3%	6,345,901,310	61.4%	6,995,835,634	64.2%	-	-	-	-	-	IMFの2021年カントリーレポートにおいても、諸外国のSOEと比較してSTEGのレバレッジが高いと指摘されている。EBRDが債務のリストラチャリング支援を行っている。
	総資産	9,563,753,285		10,333,347,343		10,895,133,784							
自己資本比率	自己資本	-2,341,811,915	NA	-2,219,765,868	NA	-2,279,099,383	NA	18.90	17.33	51.04	12.48	30.77	STEGは債務超過に陥っている。この状態を解消するには利益を上げられる体質としなければならない。なお、債務超過は負債の金額が資産の金額を上回っている状態であり、STEGの財政状態は厳しい状況を示している。電力価格等の値上げ(売上増加)、コストのセグメントごとの管理、及びガス価格・為替ヘッジ(コスト低減)などが肝要であるが、いずれも世銀やEBRDが支援・政府への低減を行っているところである。
	総資産	9,563,753,285		10,333,347,343		10,895,133,784							

STEG Annual Report 2019,2020 より調査団作成。Enel等の類似企業の財務指標数値はSPEEDAより取得（取得年月日：2022年2月18日）

◇ 売上

補助金改革とも関連するが、2019年まで売上原価が売上を上回る形となっており、さらには補助金を加味しても売上原価の方が高い形となっているため、電気・ガス料金の適正化について検討する必要がある。電力料金はSTEGに決定権がない。政府はIMFと共同で電力料金の目標を設定し、電力料金値上げについて取り組んでいる¹⁸。また、世銀も同様に提言を行っている¹⁹。

なお、ノンテクニカルロスについては引き続き世銀が支援を行っており、少しずつ進捗している。

◇ コスト構造

① 電力事業

STEGのAnnual Report 2018²⁰によれば、電力事業のコスト構成は下図のとおりであり、2017年及び2018年では燃料費が5割～6割を占めている。発電用燃料（天然ガス）のは大きく輸入に依存している。天然ガスの大部分がアルジェリアからの輸入であり、通貨はドル建てである²¹。

最近の状況としては、少なくとも電気事業のコストの3分の2は燃料代（ガス）が占めており、状況は変わっていない²²。ガス燃料契約については、ブレント価格と為替に影響を受けることから、燃料費は国際石油価格の変動及び為替変動に左右される。このため、世銀ではガス価格及び為替のリスク管理を推奨している²³。なお、後述のとおり、STEG自身にはリスク管理方針・手段の決定権はなく、エネルギー省の所管となっている。

¹⁸ EBRD インタビューより

¹⁹ 世銀インタビューより

²⁰ Annual Report 2018 は電力、ガス事業別のコスト分析がなされているが、全社ベース、事業ベースの財務諸表は添付されていない。一方、Annual Report 2019、2020 は全社ベースの貸借対照表、損益計算書、キャッシュフロー計算書が添付されているが、事業別のコスト分析は行われていない。

²¹ 世銀 “PROJECT APPRAISAL DOCUMENT” P.2

<http://documents1.worldbank.org/curated/en/296941561687292260/pdf/Tunisia-Energy-Sector-Improvement-Project.pdf>

²² 世銀インタビューより

²³ 石油精製各社のヘッジ戦略は財務省が策定しているとのこと。

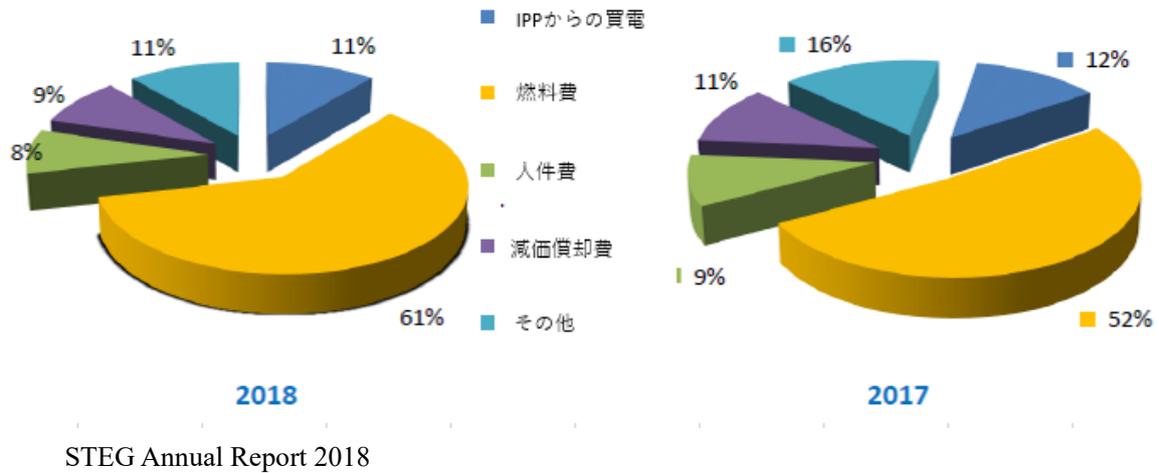


図 4-2 電力事業に係るコスト構成

また、発電、配電、送電別のコストでは、発電が占めるコストが最も大きく、平均して全体の84.2%を占めている。



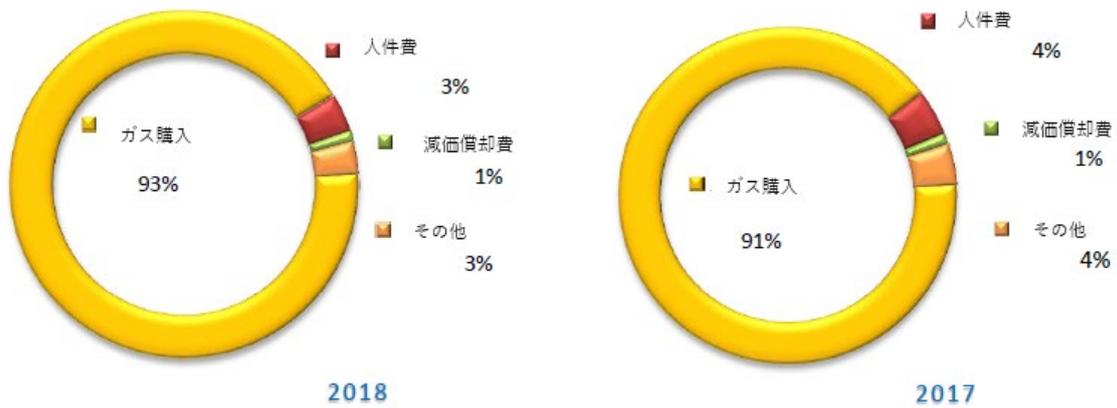
STEG Annual Report 2018 を基に調査団作成

図 4-3 電力事業(発電・送電・配電)にかかるコスト割合

② ガス事業

ガス事業に係るコスト構造は以下のとおりであり、ガスの調達コストがコストの大部分を占めている。

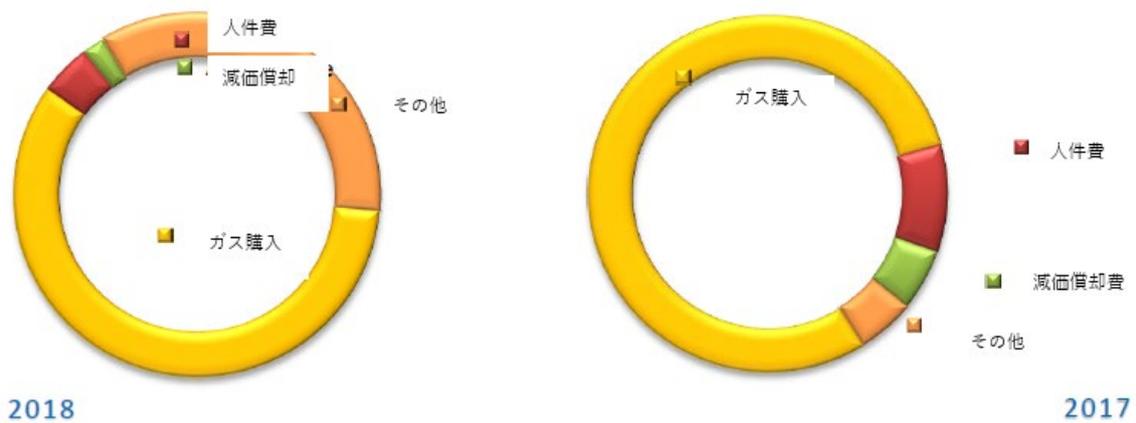
【天然ガス】



STEG Annual Report 2018

図 4-4 天然ガス事業に係るコスト構成

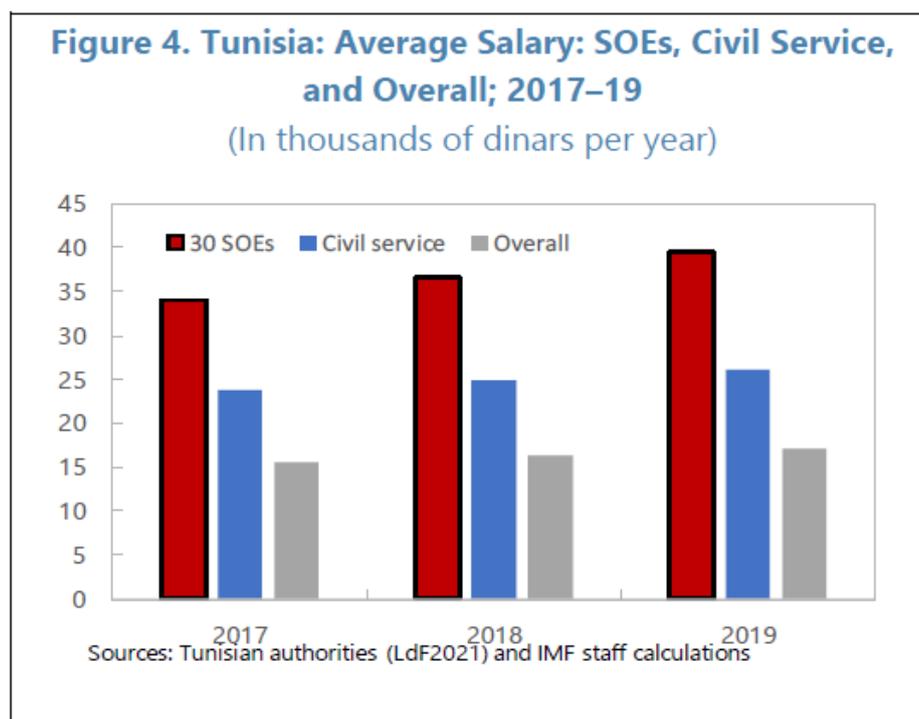
【LPG】



STEG Annual Report 2018

図 4-5 LPG 事業に係るコスト構成

なお、電力事業、ガス事業のいずれも人件費は大きな割合を占めてはいないが、IMF カントリーレポートによれば、SOE の給与は公務員よりも高く、かつ年々上昇しているとされており、2019 年にはチュニジア全体の平均給与の 2 倍に上っている。このことから、STEG の人件費も高い水準にあると推測される。



IMF カントリーレポート

図 4-6 チュニジアの SOE、公務員、チュニジア全体の平均給与

➤ Financial Charges

STEG からの明細などの情報提供はないが、為替差損益と借入利息等の財務費用で構成されており、年度による正味の数字が利益側（FY2019）、損失側（FY2018）に大きくぶれていることから、為替差損益が大部分を占めていると推測される。

売上債権がチュニジアディナール建てである一方で、燃料の支払債務が上記のとおりドル建てであること、借入の 99%が外貨建て²⁴であることから、ナチュラル・ヘッジができていない状態となっていると考えられる。一方、為替リスクのヘッジ方針・及び手段を含むリスクマネジメント方針・リスク管理手段の選択について STEG には決定権がなく、政府の方針に従うことしかできない状況となっている。この点に関し、EBRD は STEG に自律性を与えるべきであると政府に進言している。

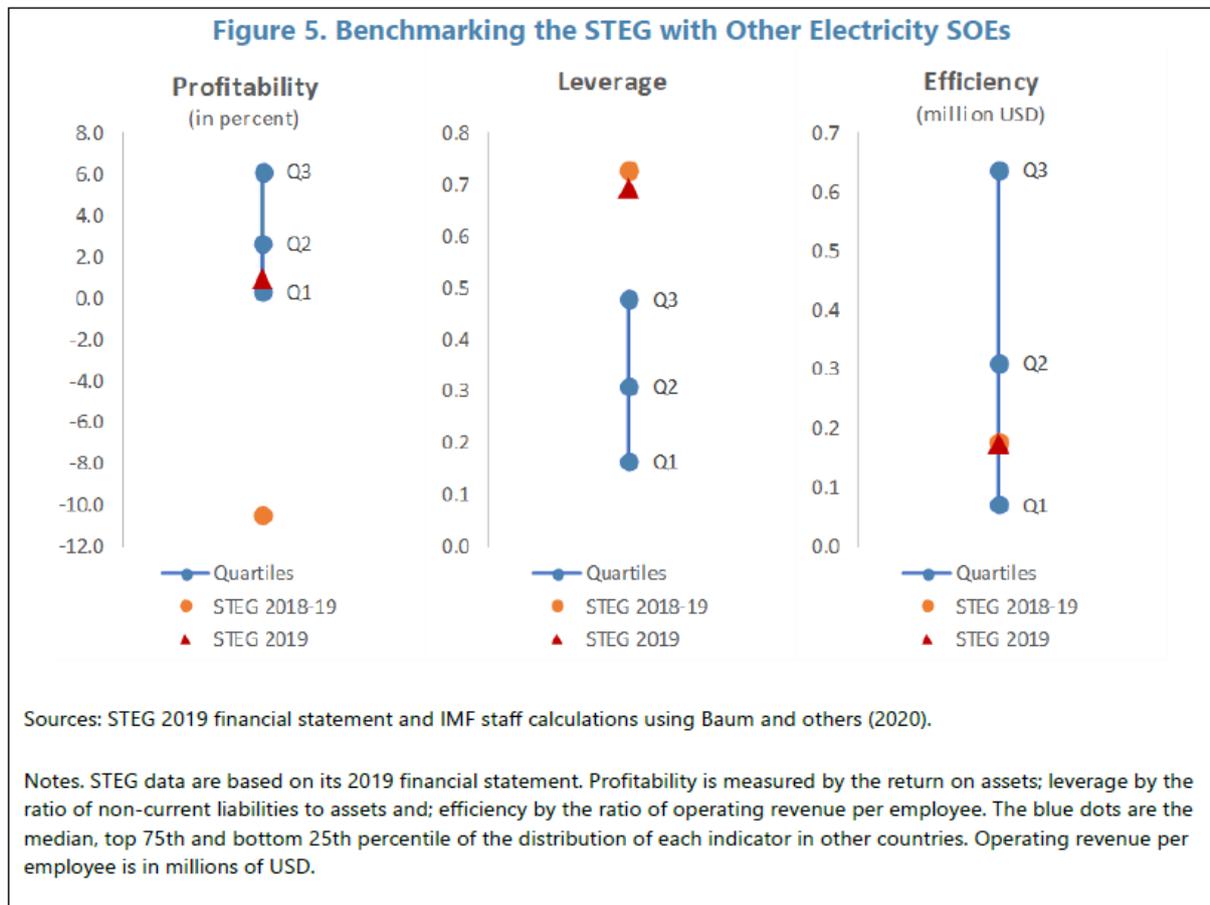
²⁴ The World Bank, “PROJECT APPRAISAL DOCUMENT” (Energy Sector Improvement Project)
<http://documents1.worldbank.org/curated/en/296941561687292260/pdf/Tunisia-Energy-Sector-Improvement-Project.pdf>

➤ 債務

基本的に STEG の借入れは世銀や EBRD などの開発金融機関から行っているが、電気料金によるコスト回収率の低さから短期流動性が悪化し、商業銀行に短期の借入れを行わざるを得ない状況となった。この商業銀行の短期借入れの割合が増大したことから、EBRD が債務のリストラクチャリングを支援している。

e) IMF カントリーレポートにおける他国エネルギーセクター国有企業との比較

IMF カントリーレポートにおいて、STEG と 58 か国の同セクターの SOE の収益性 (ROA)、レバレッジ (負債の比率)、効率性 (従業員一人当たり売上) の比較が行われている。他国 SOE に比して収益性、効率性はかなり低く、レバレッジは著しく高い。なお、STEG の負債はチュニジア GDP の 10.6% に上るとされている。



※レバレッジに関しては、本分析は固定負債／総資本で算出しているが、表 4-8 「STEG 財務状況の健全性」における「借入金依存度は借入金 (Loan) / 総資本で算出しているため、数値が異なる。

出所：IMF カントリーレポート

図 4-7 STEG の収益性、効率性、レバレッジ

(2) STEG の経営改善に向けた取組

以上より、財務改善においては、①売電価格、ガス料金の適切な設定、②コスト削減（燃料調達改善等）、③適切な為替ヘッジ手段の採用、④負債の適切な管理が対応として必要と考えられる。今後、例えば、為替リスクを含むリスク管理方針の策定、手段の選択などで STEG に権限が付与されることとなる場合には、キャパシティビルディングのニーズなども出てくる可能性もある。

- ① 売電、ガス料金の適切な設定 ⇒最も大きなコストとなっているガス価格の価格変動が電気料金に適切にパススルーされるような料金設計スキームの導入が望まれる。

（他ドナー支援）チュニジア政府・IMF により取り組みが行われている。世銀も上記と同様の電力料金の改定について進言しており、電力価格・コストについて精査中である。

- ② コスト削減⇒ 事業ごとの収支を把握できるよう、区分経理を行う必要があると考えられる。また、ガス価格変動に対するヘッジ方針の策定・実施が必要である。

（他ドナー支援）EBRD 支援のもとでセグメントごとの収支管理を導入中である。またガス・石油価格変動ヘッジについても世銀が提言中である。

- ③ 適切な為替ヘッジ手段の採用⇒ 為替変動に対するヘッジ方針の策定・実施が必要である。

（他ドナー支援）：STEG は為替マネジメントを含むリスクマネジメントの権限を持たない。この点に関し、EBRD は STEG の自律性を持たせるよう、政府に進言している。

- ④ 借入金等の負債の管理 ⇒既存の借入について借入期間、通貨などの借入条件を整理し、ドナーと連携して借り換え等の検討を行う。

（他ドナー支援）EBRD により債務のリストラクチャリング支援が行われている。

ただし、上にも示した通り、いずれも世銀・EBRD により関連する支援・提言が行われている。また、世銀・ESMAP による財務改善のための Financial Restucturing Plan も策定はされているものの、チュニジア政府側からの承認が下りていない状況である。したがって、より詳細な支援内容の特定には、世銀、EBRD との協調が必要である。

第 5 章 電力系統安定化の課題及び基本的な方向性

5.1 変動型再生可能エネルギー導入時の周波数や電圧の変動見通しと課題

5.1.1 変動型再生可能エネルギーの大量導入の問題

近年、太陽光発電（PV）や風力発電（WT）のように発電量が大きく変動する変動型再生可能エネルギー（以下「VRE（Variable Renewable Energy）」）が世界的に導入されている。チュニジアの電力系統においては特に周波数変動が過大となり当面の課題となっている。周波数変動は下記の 2 点が原因である。

(1) 系統周波数の変動

太陽光発電（PV）や風力発電（WT）のような VRE が電力系統に大量に接続されると、VRE の発電出力変動が系統負荷変動と重なり、周波数変動が大きくなる。

VRE 大量導入等による、周波数変動を確認するにあたり、平常時の短周期周波数変動の計算をするには、次の条件が重要なポイントである。

- ・電力負荷変動の大きさ
- ・VRE の出力変動の大きさ

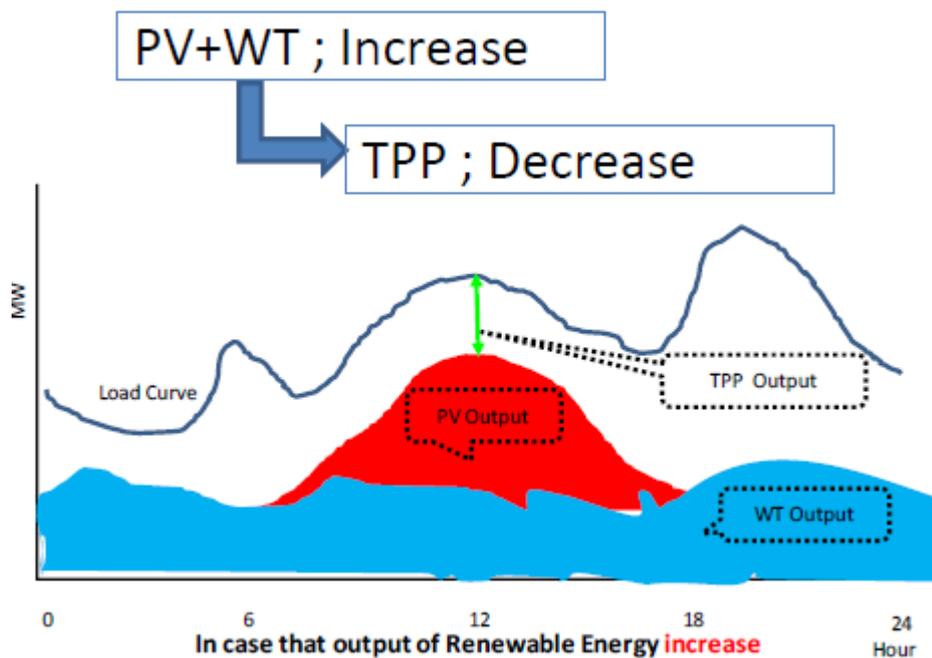
合理的な計算結果を得るためには、上記の変動の大きさが合理的であることが必要となる。大きな変動を与えれば、周波数変動の計算結果は大きくなる。ただし、VRE の導入が始まったばかりの状態では、将来の VRE の導入量やその変動量を正確に予測することは、非常に困難である。また、このような時期に、周波数変動増大のリスクを過小に見積もることにより、対策が後手になることは避けるべきと考えられる。したがって、周波数変動増大のリスクを過小に見積もることを回避する目的で、電力負荷変動と VRE の出力変動をある程度大きめに設定することは、合理的な選択と考える。

上記を踏まえ、この検討が事前の実現可能性検討であることを考慮し、負荷変動と出力変動を過小とならないように設定する。

(2) 火力発電の発電量の減少

VRE が大量接続されると、需要と供給のバランスをとるため周波数調整機能を有する火力発電（Thermal Power Plant, TPP）の出力（MW）を押さえる必要があり、火力発電出力の系統容量の比（%）が低下する。これにより周波数調整量（瞬動予備力、ガバナフリー（Governor Free, GF）量、LFC(Load-Frequency Control)量等）が不足し、その結果、周波数変動が大きくなる。下記の式と図に示す通り、PV と WT の出力が大きくなると、火力発電（TPP）の出力が減少する。

$$\text{電力負荷(需要)} = \text{TPP} + \text{PV} + \text{WT} + \text{その他 (揚水発電 (PSPP), 蓄電池システム (BESS))}$$



(出所：JICA 調査団作成)

図 5-1 需要・供給曲線

日中は電力需要負荷が小さく、PV (+WT) の出力が大きいため、TPP の出力比が低下し、周波数調整能力が低下する。そのため、休日の日中は周波数変動が大きくなるリスクが高くなると考えられ、チュニジア国では一般的に年間では 4 月、週間では休日の日中が周波数変動の最も厳しい時間帯であると考えられる。

5.1.2 複数の系統安定化策の特性評価

(1) エネルギー貯蔵システム（揚水発電（PSPP）、蓄電池システム（BESS））の導入

チュニジア政府が掲げる 2030 年までに電力供給量に占める再生可能エネルギーの割合を 30% とする目標を達成するためには、火力発電の運転量の減少による周波数調整電力の削減策として、揚水発電（PSPP）または可変速揚水発電システム（ASPSPP）、及び BESS を追加することが現実的であると考えられる。チュニジアでは、VRE の大量導入に伴う周波数変動対策として有効な、発電・揚水時の周波数調整機能を備えた ASPSPP の導入を計画している。ただし、運用開始までに約 10 年を要し、当面の問題に対応することはできない。

一方、BESS は約 1 年で導入でき、最新の状況を反映して計画内容や仕様などの対策を設定することができる。また、設置場所の制限が少ないため、周波数制御だけでなく、電圧制御や潮流制御が必要な場所に設置することで、電力系統の信頼性向上に貢献できるというメリットがある。また、大容量には適していないが、小容量での設置や移動が可能というメリットがある。加えて、BESS の周波数調整効果は電源システムの設置場所に依存しない。したがって、BESS の多機能を最大限に活用するために、BESS の電圧調整機能を最大限に引き出す設置箇所などを検討・提案する。後述する通り、チュニジア中央部に位置するジェリド湖の北側にある MDHILLA 変電所は有望な候補地のひとつである。

BESS による周波数制御の実用化例は世界的に多くあるが、VRE の導入状況や各地域の特性を考慮して周波数制御を実施する必要がある。そのため、汎用品を導入するだけでは不十分であり、特に制御方法については微調整が必要となる。したがって、電力需要変動値や PV / WT 出力変動値の短期間の測定値が蓄積されていないチュニジアでは、このようなデータを蓄積することが重要である。つまり、電力貯蔵装置の導入後も、さまざまなデータを測定し、その結果をフィードバックすることで、BESS や ASPSPP を活用した効率的な周波数制御手法の確立を目指すことが望ましい。

(2) 国際系統連系の増強

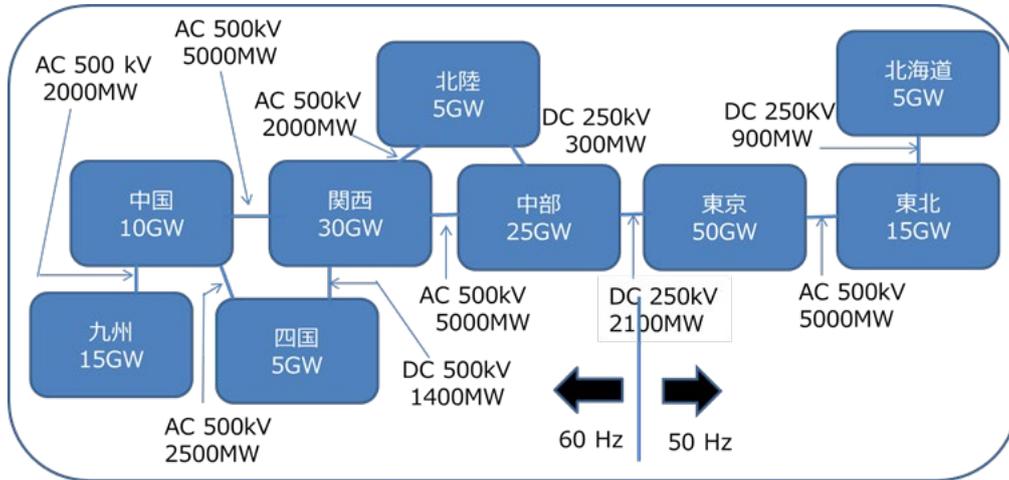
国際的な相互連系線の強化は、VRE の大量導入に伴う周波数変動問題に対処するための効果的な手段であるが、政治的リスクを考慮する必要がある。まず、エネルギー安全保障の観点から、自国の周波数調整能力を確保することが重要である。

アルジェリアとリビアの間には 2 つの系統連系があるが、リビアとの系統連系は機能を停止しており、アルジェリア間の相互接続の使用は比較的低レベルになっている。日本の場合、系統連系の増強と市場メカニズムの導入（電力セクター改革）とともに、電力システム運用の改革が加速している。

ここでは、日本における系統連系の歴史を説明するとともに、チュニジアにおける示唆を示す。

図 5-2 に日本における系統連系の現状を示す。周波数の制御に責任を持つそれぞれの一般送配電事業者の系統容量は、ENTSO (European Network of Transmission System Operators: 欧州送電系統運用者ネットワーク)の系統とほぼ同じであり、一般送配電事業者間の相互接続は、国際連系接続とほぼ同じ役割を担っている。ループフローの問題を回避するために、交流によるループ接続は

行っていない。日本における系統連系は段階的に強化されてきた。東京電力の系統連系の進展を図 5-3 に示す。



(出所：JICA 調査団作成)

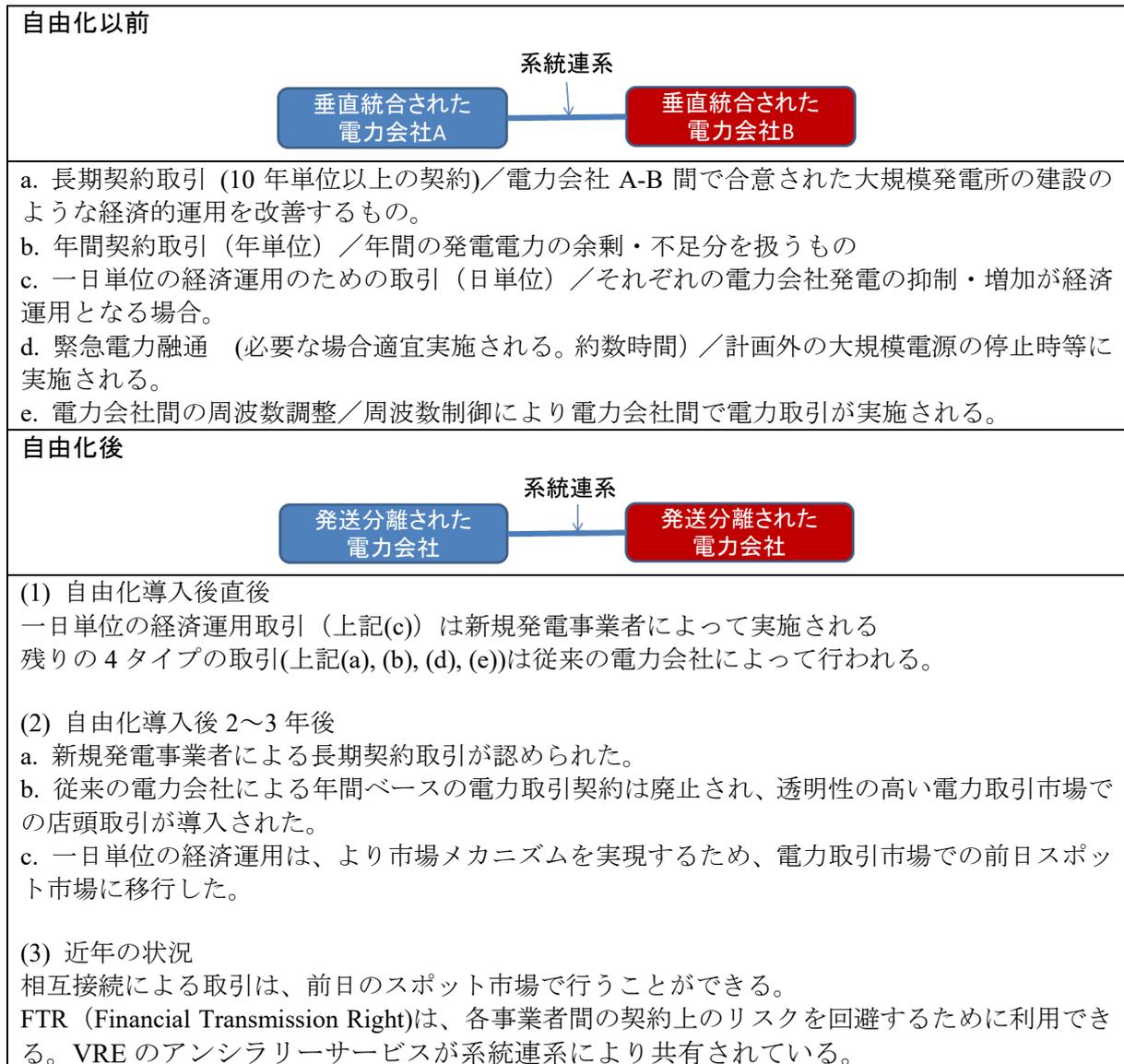
図 5-2 日本における系統連系の現状

<p>Stage-1 1960 年頃、主に水力発電の電力の輸送のため、東北電力と東京電力間において小容量の 275kV の系統連系(約 200MW)が建設された。 1960 年代中頃、系統信頼性確保の目的で 300MW の周波数変換所が建設された。それ以前は、154kV で水力発電の接続が行われていた。</p>	
<p>Stage-2 1970 年頃、東北の火力発電所で発電された電力を東京に輸送するために、東北と東京の間に 1GW の 275kV2 回線が建設された。 1970 年代に設置された周波数変換設備(以下、FC)と別に容量 600MW の FC が運用を開始した。</p>	
<p>Stage-3 1990 年代半ば頃、東北の火力と原子力の電力を東京に輸送するために容量 5GW の 500kV が二回線建設された。 2000 年代には、非常時の電力融通の 300MW の別の FC が稼働していた。(総 FC 容量：1200MW) 2021 年、4 つ目の東京中部間連系である 900MW の FC が稼働を開始した。(合計: 2100MW)</p>	

(出所：JICA 調査団作成)

図 5-3 東京電力における系統連系の変遷

東京電力パワーグリッドと東北電力パワーグリッドは同一周波数で構成されており、ループ潮流は避けつつ、交流で連系されている。東京電力パワーグリッドと中部電力パワーグリッドは歴史的な理由からそれぞれ系統周波数が 50Hz と 60Hz で構成されており、周波数変換所を介して直流で系統連系されている。系統連系の運用方法は電力セクター改革とともに図 5-4 のように変化している。



（出所：JICA 調査団作成）

図 5-4 系統連系による電力取引の変遷

上記のように、VREの大量導入時代における電力取引を有効に活用するため、連系線の強化だけでなく、市場メカニズムを導入などの電力セクター改革が実施されてきた。したがって、チュニジアにおいても、国際連系線の増強はもとより、国内および他国間の市場メカニズムを導入するなどの電力セクター改革により改変されるべきである。そのため、電力システムオペレーターと計画者は、想定される悪影響を未然に防ぐために適切な電力システム利用規則を設定しつつ、電力取引の持つ不確実性に備える必要がある。

電力システムのセキュリティの観点から、ある系統事故が発生したとき、その事故波及を防止し、共倒れを防ぐ観点から、他系統が連系点を開くことができるという基本原則がある。したがって、各電力システムの相互強化として連系している各系統においても、連系解除後のそれぞれのセキュリティレベルを強化する必要がある。特に AC 系統連系の場合には、電力システムオペレーターは

最悪のシナリオとして、系統事故波及防止目的による他系統との連系解除後の、単独系統運用に備える必要がある。DC 系統連系の場合、従来の DC 制御システムを備えたいわゆる「電力変調制御」システムを活用して、電力システムのセキュリティレベルを強化することができる。例えば、日本の一部の DC システムでは、非常用電源システムが数百ミリ秒以内に作動して、系統周波数の急激な低下に対応している。別の例として、自動周波数制御システムが DC 制御システムに取り付けられており、これにより他系統を補助することができる。

チュニジアの電力システム計画者は、オペレーターとともに、上記のような日本での経験を活用し、系統連系によって引き起こされるであろう影響を回避しながら、最も適切な系統連系機能を構築していくものと考えられる。

5.1.3 需給調整・系統安定化のための検討方針（BESS の必要性）

PV / WT の大量導入による周波数変動の増加の問題は、出力変動源の増加と、周波数変動を抑制および制御できる火力発電機および水力発電機の運転量の減少によるものである。国際的な相互連系線の強化は、VRE の大量導入に伴う周波数変動問題に対処するための効果的な手段であるが、政治的リスクを考慮する必要がある。まず、エネルギー安全保障の観点から、自国の周波数調整能力を確保することが重要である。揚水発電（PSPP）または可変速揚水発電システム（ASPSPP）、及び BESS を追加することが現実的であると考えられる。ただし、揚水発電（PSPP）または可変速揚水発電システム（ASPSPP）は建設に非常に時間がかかる。

一方、BESS は約 1 年で導入でき、最新の状況を反映して計画内容や仕様などの対策を設定することができる。また、設置場所の制限が少ないため、周波数制御だけでなく、電圧制御や潮流制御が必要な場所に設置することで、電力システムの信頼性向上に貢献できるというメリットがある。このことから、本調査では、既存系統計画及び電源開発計画のレビューの実施、既存計画に基づく VRE 大量導入に向けた系統安定化方策、BESS 分散設置の可能性の検討を行った。

5.1.4 変動型再生可能エネルギーの大量導入に向けての系統安定化方策の検討項目

本調査における系統安定化方策の検討項目を以下の通り整理した。

(1) 系統計画／電源計画のレビュー（5.2 節）

既存の系統計画を STEG に確認し、その妥当性、課題を評価する。

STEG より、2026 年、2030 年の電源計画データを受領し、計画の状況を確認する。需給バランス検討を行えるように情報を追加加工した。このデータに基づき、需給シミュレーションを実施。各年度の供給信頼度を計算し、評価を行った。

(2) 短周期変動の検討（5.3 節）

天候の変化に伴って出力が急激に変動する PV や WT の導入量が増えると、稼働中の火力・水力発電機の数や火力・水力発電機の比率が低下し、周波数調整能力が低下する。そのため、周波数が大きく変動し、電力品質の低下や発電設備の損傷につながる可能性がある。

周波数を適切に維持するためには、電力需要と PV / WT 出力変動の大きさと周期に応じて周波数制御を行うことが必要である。このような現象を評価するためには、主にガバナフリー（GF）と負荷周波数制御（LFC）の制御域をカバーする周波数変動シミュレーションが必要となる。

周波数変動シミュレーションツールとして、電気学会の「電力需給/周波数シミュレーションの標準モデル」を必要に応じて使用する。また、BESS の寿命に大きな影響を与えるデューティサイクルを考慮することが重要であるため、制御周波数と制御感度を適切に設定する必要がある。

(3) 長周期変動の検討（5.4 節）

PV/WT の大量導入を前提とした長期電源開発計画を策定するに当たり、その時間出力特性や季節出力特性を考慮する必要があり、年間 8,760 時間毎の経済的な電源計画策定が重要性である。

1) 電力需要予測のレビュー・分析

関係資料を整理して既往の電力需要予測をレビューする。

- 電力需要（1 時間毎、1 年間）を評価分析し、将来の需要形状（ピーク発生時間、負荷率等）を評価した。
- 需要想定伸び率、負荷率をレビュー・分析した。

2) 中長期開発計画（電源）のレビュー・分析・提言

最新の電源、送変電、配電の中長期開発計画を入手し、相互の整合性に留意しながら新規開発・改修それぞれの計画内容を整理する。

電源開発計画のレビュー・分析では、経年劣化等による供給力低下などの実状を踏まえた上で、PV/WT を含む実質的な供給力を評価し、必要に応じて修正(案)を提言する。

さらに、需要予測と電源開発計画に基づいて需給運用解析を行い、計画目標年度の供給信頼度目標値（例えば年間 24 時間の停電を許容）確保に必要な供給力の過不足を評価した。なお解析には、年間 8,760 時間毎の最経済的な電源運転を解析出来る需給運用シミュレーションプログラム PDPATIII を使用する。

(4) 系統電圧制御・潮流制御の必要性評価(BESS 分散配置の検討)（5.5 節）

BESS の分散設置の可能性を系統電圧制御・潮流制御の必要性から評価する。

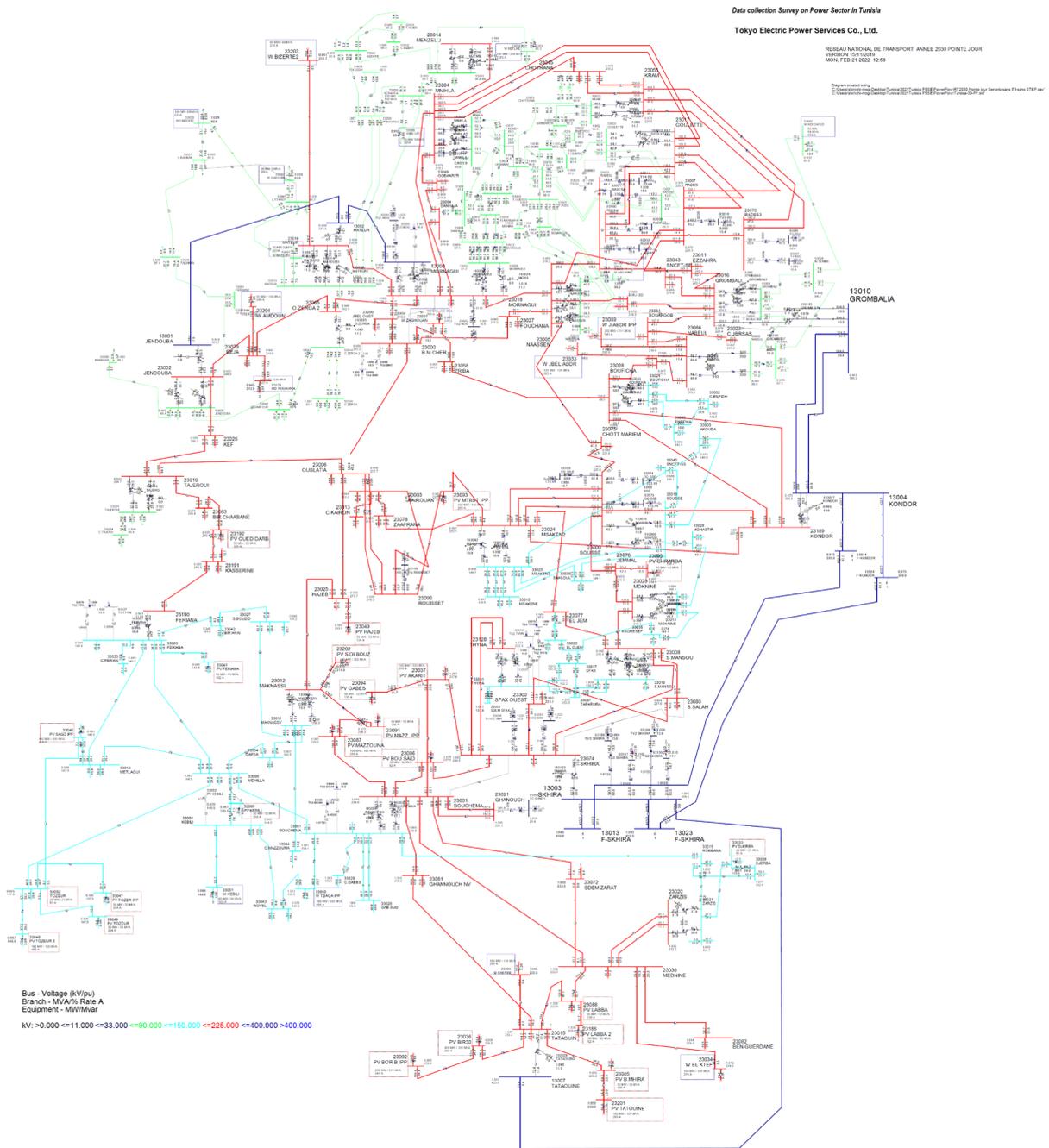
(5) 系統安定化方策の経済性評価（5.6 節）

適切な VRE 大量導入に向けた系統安定化方策に対し、簡易な経済分析を行う。

5.2 系統計画のレビュー

5.2.1 系統制約（送電容量不足）

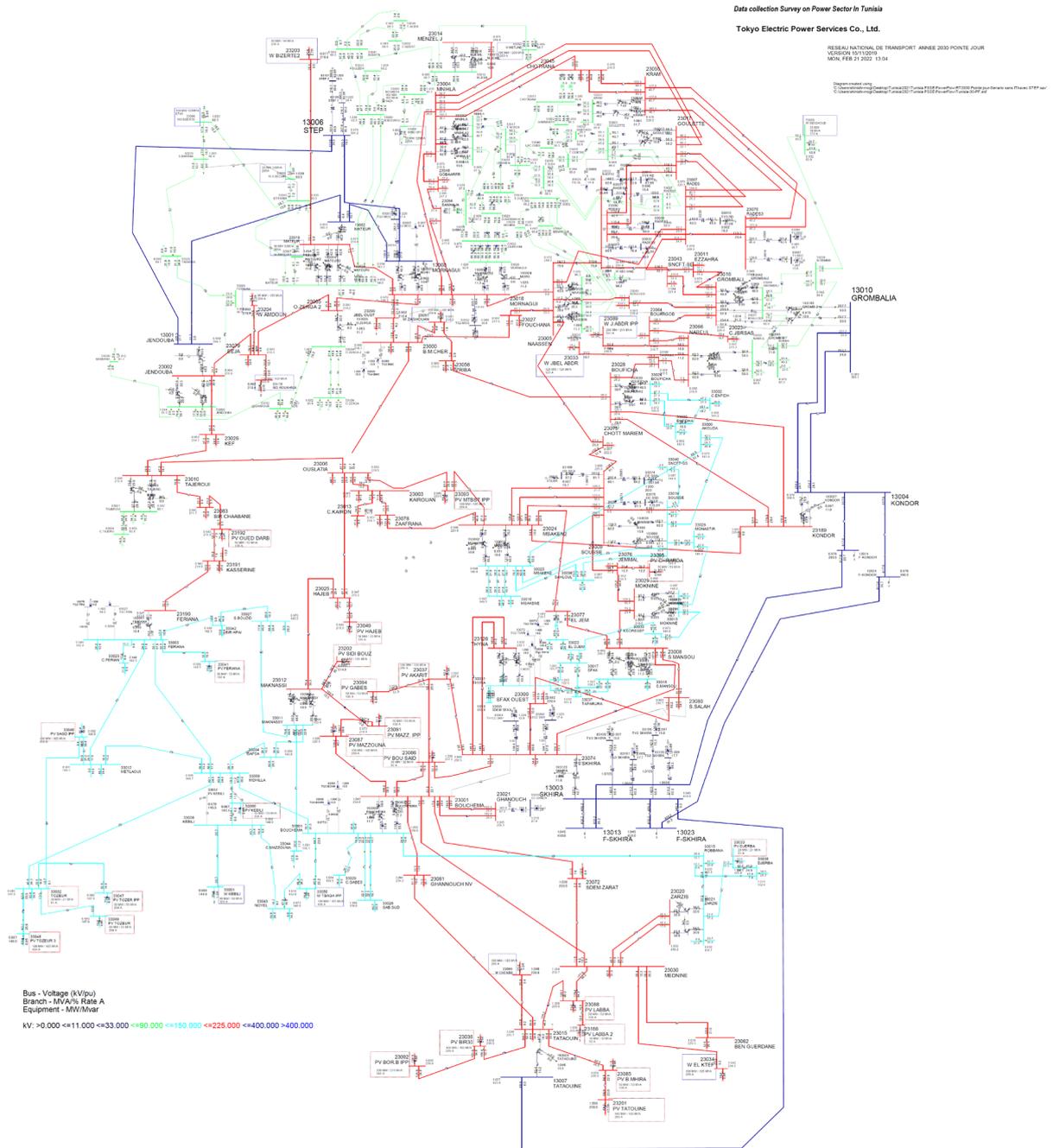
2026年および2030年（PSPP有／無）の変動型再生可能エネルギー（VRE, Variable Renewable Energy）や揚水発電所（PSPP, Pumped Storage Power Plant）の開発地点を織り込んだ系統解析データ（ピーク負荷時）を2021年8月にSTEGから受領した。これをもとに潮流計算を行った結果、N-1単一設備事故時においても過負荷（送電容量不足）となる設備はなかった。このことから適切に電源増強に対応した送電計画ができていると考えられる。2030年ピーク負荷時の設備健全時の潮流計算結果の潮流図を図 5-5 および図 5-6 に示す。（詳細は ANNEX 5-1 および 5-2 参照）



(出所：JICA 調査団)

詳細 ANNEX 5-1 参照

図 5-5 潮流図(2030年 PSPP 無)



(出所：JICA 調査団)
 詳細 ANNEX 5-2 参照

図 5-6 潮流図(2030年 PSPP 有)

5.2.2 系統過渡安定度

2021年8月にSTEGから受領したネットワークデータを使用して、2026年、2030年の送電線三相短絡事故時における同期発電機の同期安定性について検討を行った。同期発電機モデルのダイナミックデータについては2019年のMETI検討時のデータに新規発電機分のデータを想定して追加した。VREのモデルは負の定電流負荷モデルとして扱った。一般の負荷の有効電力分は定電流モデル、無効電力分は定アドミタンスモデルとして扱った。

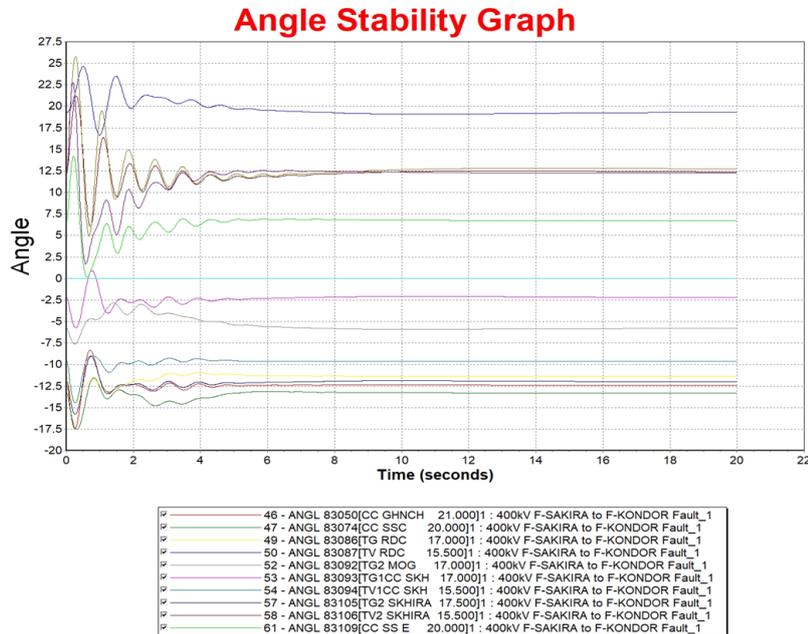
送電線の位相差が最も大きい送電線を事故対象とした。400kV,225kV および 150kV 系統それぞれに対して検討した。これらのシミュレーションは図 5-7 から図 5-15 に示すように発電機アングルの動揺は収束し、表 5-1 に示すように過渡安定度に問題はない結果となった。

表 5-1 過渡安定度シミュレーション結果(まとめ)

年	PSPP	事故対象送電線 (1回線)						事故 様相	事故除 去時間 (秒)	シミュレーション 結果
		電圧	起点 (事故側)	-		終点				
2026		400 kV	13013	F-SKHIRA	-	13014	F-KONDOR	三相 短絡	0.07	安定
		225 kV	23008	S. MANSOU	-	23074	SKHIRA	三相 短絡	0.07	安定
		150 kV	33001	BOUCHEMA	-	33009	MDHILLA	三相 短絡	0.14	安定
2030	無	400 kV	13013	F-SKHIRA	-	13014	F-KONDOR	三相 短絡	0.07	安定
		225 kV	23008	S. MANSOU	-	23074	SKHIRA	三相 短絡	0.07	安定
		150 kV	33001	BOUCHEMA	-	33009	MDHILLA	三相 短絡	0.14	安定
2030	有	400 kV	13013	F-SKHIRA	-	13014	F-KONDOR	三相 短絡	0.07	安定
		225 kV	23008	S. MANSOU	-	23074	SKHIRA	三相 短絡	0.07	安定
		150 kV	33001	BOUCHEMA	-	33009	MDHILLA	三相 短絡	0.14	安定

(出所：JICA 調査団)

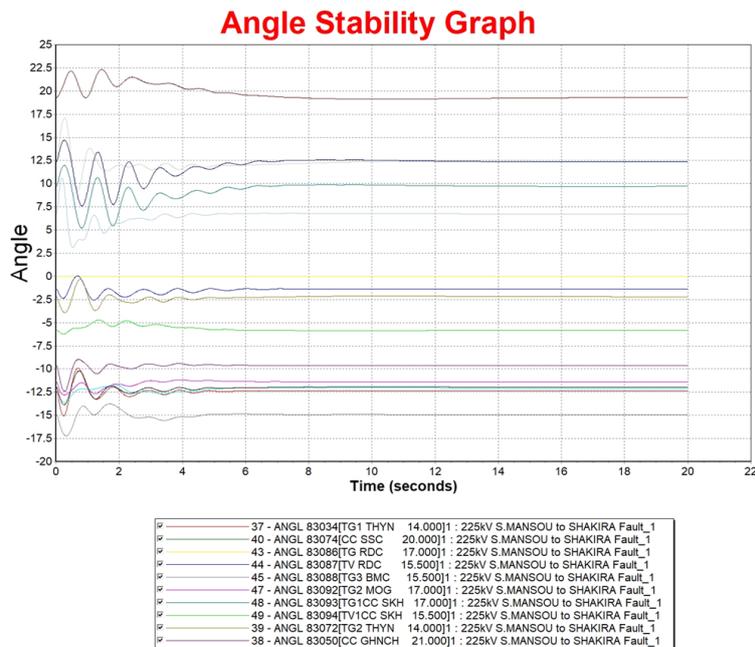
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
13013	F-SKHIRA 400.00	13014	F-KONDOR 400.00	1	3 Phase Short Circuit	0.07 second



(出所：JICA 調査団)

図 5-7 過渡安定度シミュレーション(2026 年 400 kV 送電線)

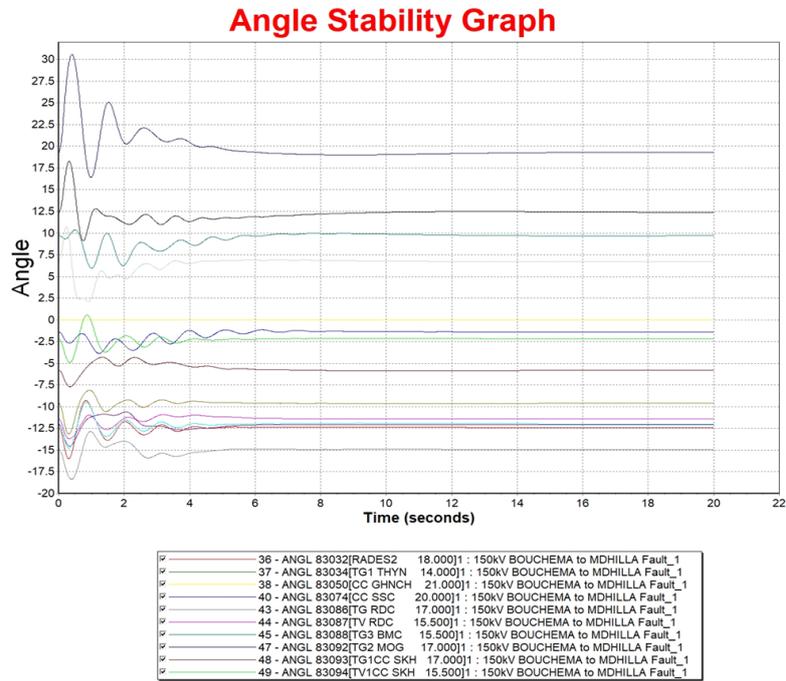
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
23008	S.MANSOU 225.00	23074	SKHIRA 225.00	2	3 Phase Short Circuit	0.07 second



(出所：JICA 調査団)

図 5-8 過渡安定度シミュレーション(2026 年 225 kV 送電線)

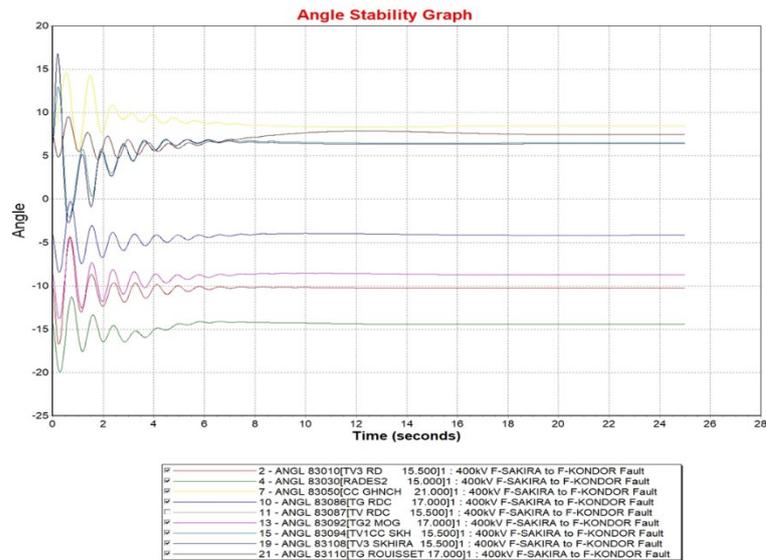
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
33001	BOUCHEMA 150.00	33009	MDHILLA 150.00	1	3 Phase Short Circuit	0.14 second



(出所：JICA 調査団)

図 5-9 過渡安定度シミュレーション(2026 年 150 kV 送電線)

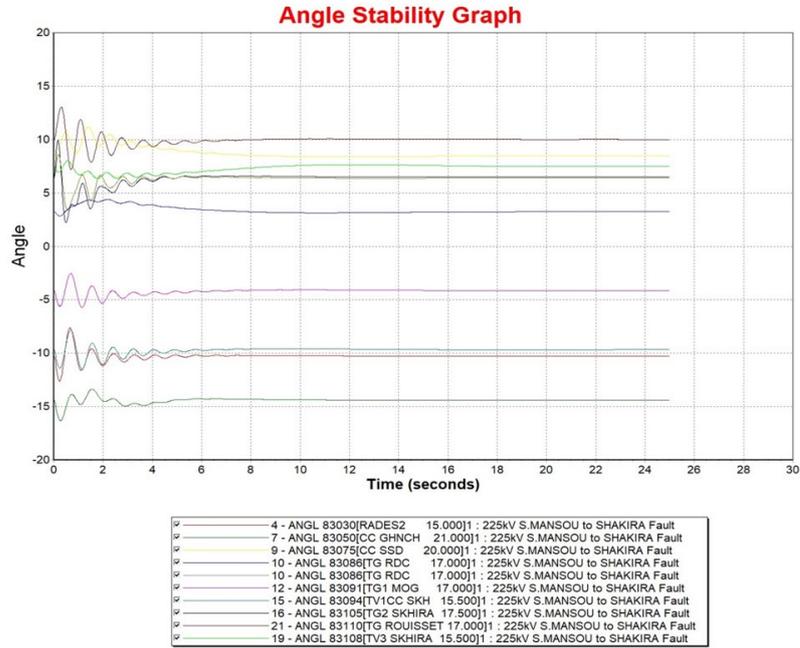
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
13013	F-SKHIRA 400.00	13014	F-KONDOR 400.00	1	3 Phase Short Circuit	0.07 second



(出所：JICA 調査団)

図 5-10 過渡安定度シミュレーション(2030 年 PSPP 無 400 kV 送電線)

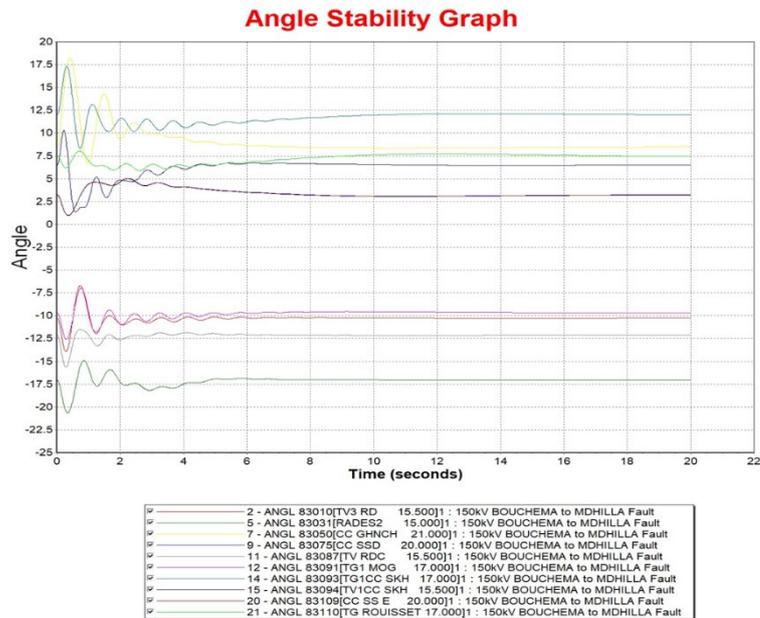
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
23008	S.MANSOU 225.00	23074	SKHIRA 225.00	2	3 Phase Short Circuit	0.07 second



(出所：JICA 調査団)

図 5-11 過渡安定度シミュレーション(2030年 PSPP 無 225 kV 送電線)

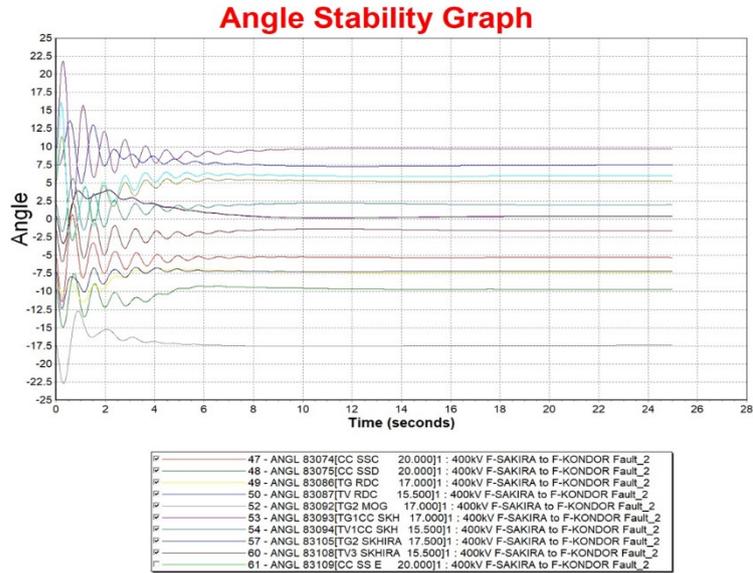
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
33001	BOUCHEMA 150.00	33009	MDHILLA 150.00	1	3 Phase Short Circuit	0.14 second



(出所：JICA 調査団)

図 5-12 過渡安定度シミュレーション(2030年 PSPP 無 150 kV 送電線)

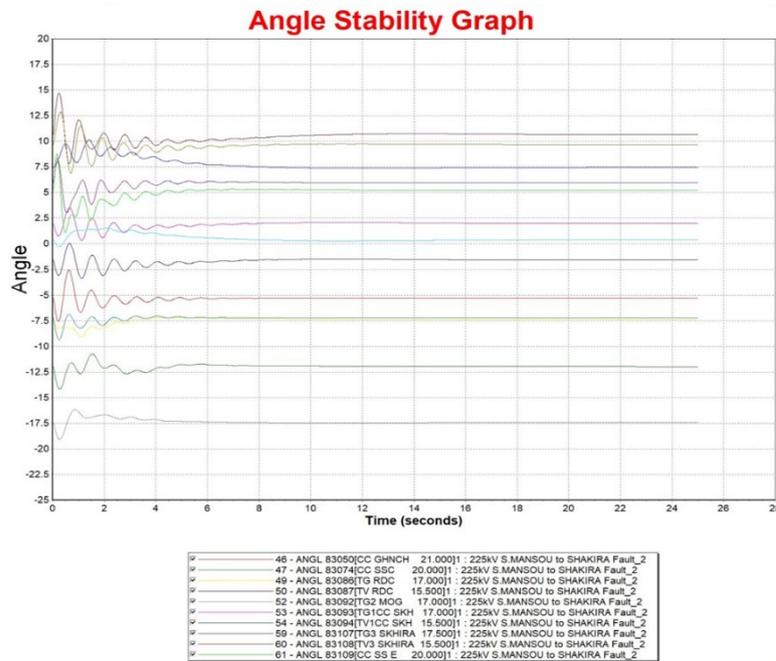
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
13013	F-SKHIRA 400.00	13014	F-KONDOR 400.00	1	3 Phase Short Circuit	0.07 second



(出所：JICA 調査団)

図 5-13 過渡安定度シミュレーション(2030 年 PSPP 有 400 kV 送電線)

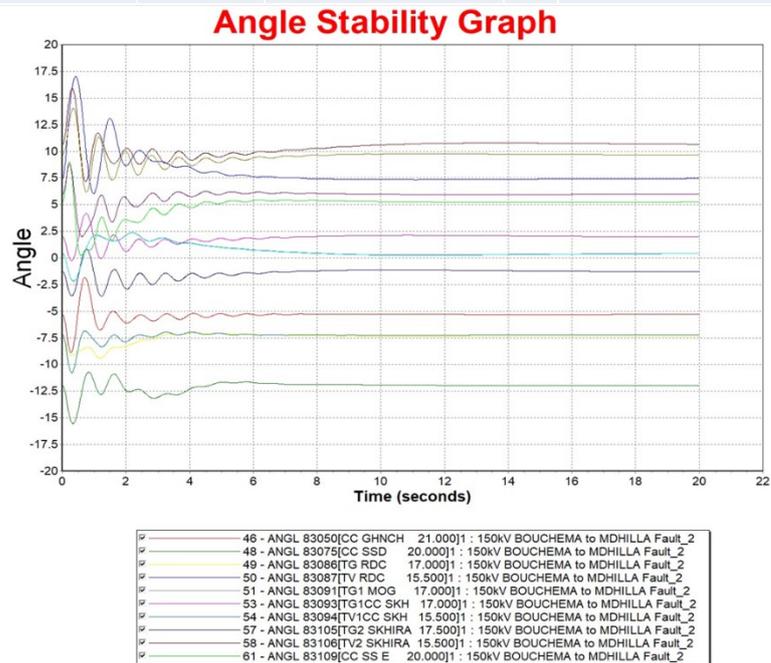
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
23008	S.MANSOU 225.00	23074	SKHIRA 225.00	2	3 Phase Short Circuit	0.07 second



(出所：JICA 調査団)

図 5-14 過渡安定度シミュレーション(2030 年 PSPP 有 225 kV 送電線)

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
33001	BOUCHEMA 150.00	33009	MDHILLA 150.00	1	3 Phase Short Circuit	0.14 second



(出所：JICA 調査団)

図 5-15 過渡安定度シミュレーション(2030 年 PSPP 有 150 kV 送電線)

5.3 短周期変動検討

5.3.1 短周期変動の電力需給・周波数シミュレーション解析の実施

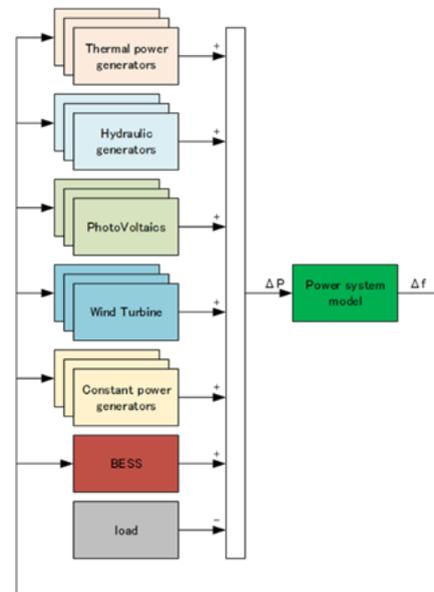
電気学会「電力需給解析モデル標準化調査専門委員会」採用の周波数変動シミュレーションツールは MATLAB 上で動作するツールである。需給・周波数制御システムの各要素（各種発電機、BESS、各制御システム等）を標準モデルとしており、電力需要や自然変動電源データは実績に基づき標準データとしている。



(出所：JICA 調査団)

図 5-16 電力需給・周波数シミュレーション解析(例)

電力システムの周波数変動の計算には、MATLAB / Simulink を使用した周波数変動計算モデルを使用する。負荷消費と発電のバランスによって系統周波数が変化する点に注目し、これらの負荷消費の有効電力と、太陽光発電や風力発電などの VRE を含むすべての発電機を使用して周波数変動を計算する。右図は、MATLAB / Simulink による概念計算モデルを示している。



(出所：電気学会技術報告 第 1386 号

「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」)

図 5-17 需給変動・周波数解析概念計算モデル

5.3.2 火力発電機の必要運転台数

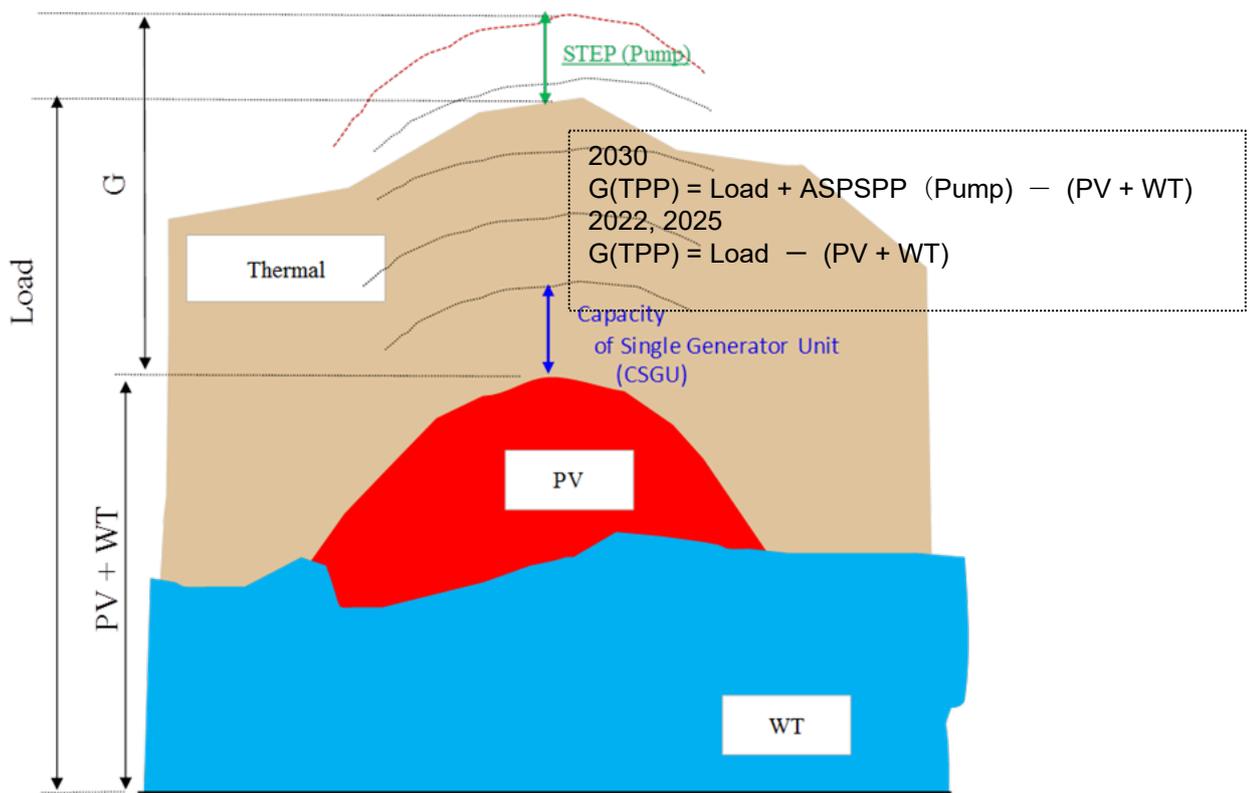
上述のように、PV および風力発電 (WT, Wind Turbine) などの変動型再生可能エネルギー (VRE, Variable Renewable Energy) を大量に導入した場合には、特に、電力需要が小さい休日の日中において、火力発電機を運転するための負荷を確保するために、PV および WT の出力を抑制したり、揚水発電機を揚水運転したりするなどの対策が必要となる。

今回のシミュレーションを実施するに当たっては、確保すべき負荷量を次のように仮定する。

「火力発電機が1台脱落した場合の電力系統への影響を少なくするために、常に5台以上の火力発電機を運転することと仮定する。5台の火力発電機を運転するためには、1,100MW程度以上の負荷を確保することが必要である。さらに、PVおよびWTの出力を抑制と揚水発電機の揚水運転を対策として実施し、1,200MW以上の負荷を確保することとする。」

火力発電機が5基以上必要であるということは以下のように説明することができる。

STEGから提供された資料によると、チュニジアにおける出力-周波数特性定数は13%MW/Hzである。もし、運転中の5基の中で1基が脱落したとすると、脱落比は20%となる。13%MW/Hzという出力-周波数特性定数の場合、20%の発電機が脱落すると周波数は約1.5Hz減少する(1.5Hz=20/13)。周波数負荷制限が48.5Hzで動作すると想定すると、周波数が1.5Hz減少するとUFRにより周波数低下を防ぐために負荷制限がかかる。これより、1基の発電機が脱落しても負荷制限が不要となる条件として5基の火力発電が動作している必要があることが分かる。すなわち、信頼性の高いシステム運用を実現するためには、5基以上の火力発電機の運転を維持する必要がある。



(出所：JICA 調査団)

図 5-18 電力供給曲線

5.3.3 短周期変動シミュレーションの計算条件

(1) 主な電力系統の条件

主な電力系統の条件は下記の通りである。

- ・ 負荷周波数特性定数：2%MW/Hz
- ・ 国際連系線による周波数調整はないと仮定
(チュニジア国内での周波数変動はチュニジア自国で対策すべきとする)
- ・ 各年の最大需要と PV と WT の導入設備量

表 5-2 ピーク負荷と PV および WT の設置容量

Year	2026	2030
Peak Power Load (MW)	5,180	6,000
PV Installed capacity (MW)	1,446	2,186
WT Installed capacity (MW)	1,122	1,622

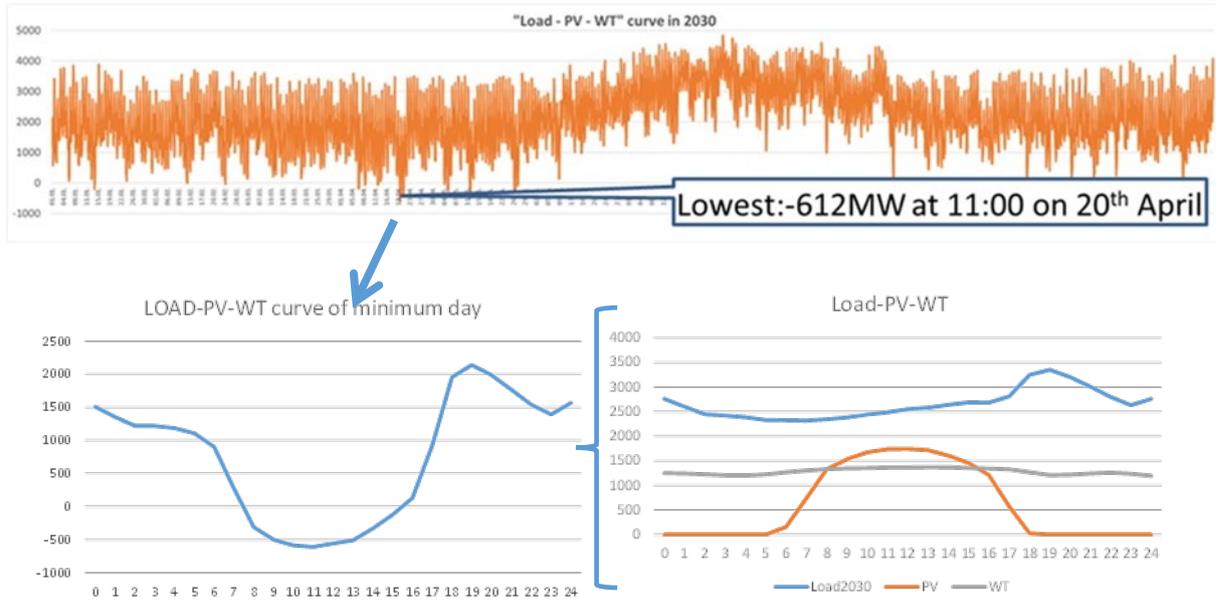
(出所：STEG)

(2) 需要曲線と PV および WT の出力曲線

1) 2030 年の需要曲線と PV および WT の出力曲線

電力需要負荷から PV と WT の出力を差し引き、火力発電機が供給すべき負荷需要として、2030 年の 1 年間の「Load-PV-WT」曲線を以下に示す。火力発電が供給すべき負荷需要「Load-PV-WT」がマイナスになるケースもあるうえに、1,200MW を下回るケースが多いことが確認できる。「Load-PV-WT」の値が小さい場合は、PV/WT の出力を制限し、可変速揚水発電機 (ASPSPP, Adjustable Speed Pumped Storage Power Plant) が運転できる場合には ASPSP のポンプ運転も行い、火力発電機を運転するための負荷を確保する必要がある。基本的には、火力発電機が短周期周波数変動の抑制制御を実施するので、火力発電機の運転台数が少なくなるケースが、短周期周波数変動を抑制する条件としては厳しくなる。したがって、火力発電機が供給すべき負荷需要「Load-PV-WT」の値は 11 時が最も小さいため、この時間帯を短周期周波数変動における最過酷時間帯となる。

以上より、BESS の必要 MW 容量を検討する時間帯とし 10~13 時を設定する。なお、PV と WT の出力と需要負荷の比率が大きいため、日本などでよく見られるような日に二重ピーク曲線は見られない。

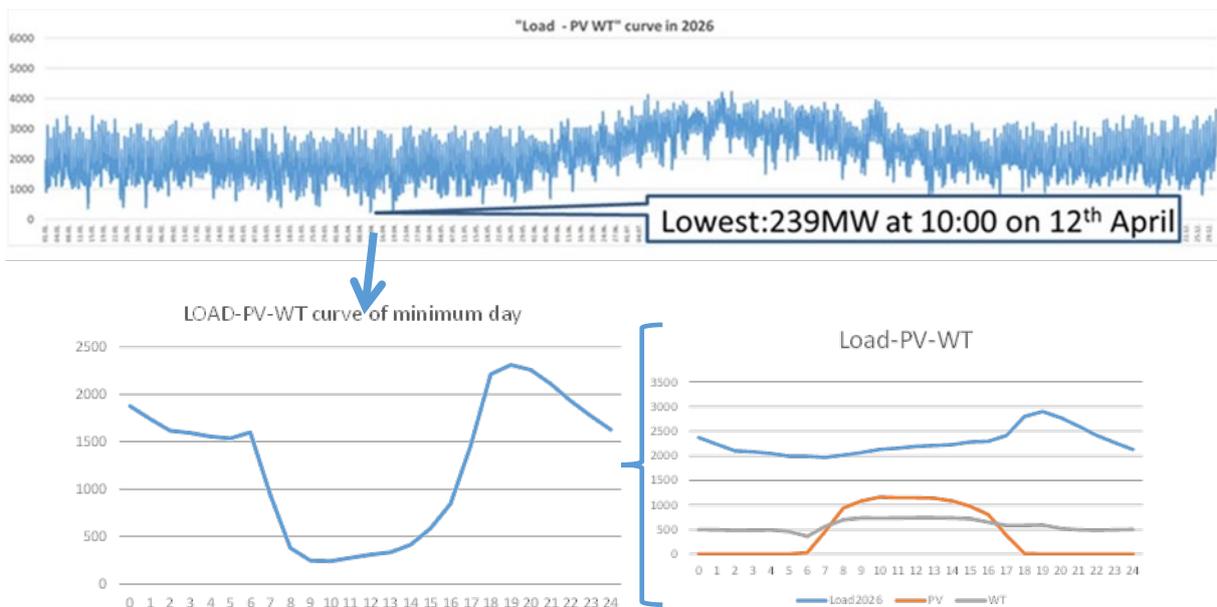


(出所：JICA 調査団)

図 5-19 2030 年の年間風力発電出力曲線

2) 2026 年の「需要－PV－WT」の負荷曲線

電力需要負荷から PV と WT の出力を差し引き、火力発電が供給すべき負荷需要として、2026 年の 1 年間の「Load-PV-WT」曲線を以下に示す。



(出所：JICA 調査団)

図 5-20 2026 年の「需要 — 太陽光発電 — 風力発電」曲線

1,200MW を下回るケースが多いことが確認できる。

「Load-PV-WT」の値が小さい場合は、PV/WT の出力を制限し、火力発電機を運転するための負荷を確保する必要がある。基本的には、火力発電機が短周期周波数変動の抑制制御を実施するので、火力発電機の運転台数が少なくなるケースが、短周期周波数変動を抑制する条件としては厳しくなる。したがって、2026 年においても、火力発電機が供給すべき負荷需要「Load-PV-WT」の値は 11 時が最も小さいため、この時間帯を短周期周波数変動における最過酷時間帯となる。

以上より、BESS の必要 MW 容量を検討する時間帯とし 10～13 時を設定する。なお、PV と WT の出力と需要負荷の比率が大きいため、日本などでよく見られるような日に二重ピーク曲線は見られない。

5.3.4 需要負荷データ

(1) 計算用の需要負荷データの作成

MATLAB/Simulink での周波数計算には 1 秒毎のデータが必要となるため、STEG から提供された 3 カ年分の 30 分毎の需要データのうち、「需要-PV-WT」の負荷が最小となる日のデータを直線で繋ぐことで 1 秒毎の値を求めたうえで、日本の実測値から求めた短周期の変動分を加算して計算用の 1 秒毎の需要データを作成した。

5.3.5 供給バランス

(1) 2030 年の供給バランス

2030 年のシミュレーション（オフピーク休日日中パターン）では、5 台の火力発電機（CCGT）の発電量を確保するために、下表のように PV と WT の出力を抑制することを想定している。

このシミュレーションでは、比較的予測が容易な PV を優先的に抑制することを想定した結果、PV の出力は 0 となる。シミュレーションに用いた 2030 年の供給バランスを以下に示す。

2030 年では、2029 年運開予定の可変速揚水機 ASPSP(200MW*2 台)を揚水運転した場合についても、シミュレーションする。

表 5-3 2030 年の需給バランス

Year: 2030	Capacity	Operation amount (Amount of sopped equipment)	Balance (No ASPSP case)	Balance (400MW ASPSP case)
TPP	CCGT: 5 units	-	1,200-1,500MW	1,500-1,800MW
PV	2,186MW	0 MW (Δ 2,186MW)	0 MW	0 MW
WT	1,622MW	1,322MW (Δ 300MW)	900-1,350MW	900-1,350MW
Generation total			2,400-2,600MW	2,750-2,950MW
ASPSP	400MW	-	0 MW	350MW (\pm 50MW)
Load			2,400-2,600MW	2,400-2,600MW

(出所：STEG)

(2) 可変速揚水発電機

シミュレーションするにあたり、可変速揚水発電機を下記のようにモデル化した。

- ASPSPP は二重給電型の発電電動機であり、揚水運転時の電氣的応答は調整可能な速度範囲内で需給/周波数制御の入出力指令に追従できる。
- 揚水運転での変動負荷範囲は通常 75～100%である。（水が逆流するため極端な低負荷運転はできない）
- したがって、本シミュレーションでは、ASPSPP の揚水運転時（ASPSPP：200 MW×2 台）の運転指令値は 350 MW（175 MW×2：87.5%）であり、周波数変動に対応した負荷変動幅は ±50 MW（±12.5%）である。

(3) 2026 年の供給バランス

2026 年のシミュレーション（オフピーク休日日中パターン）においても、5 台の火力発電機（CCGT）の発電量を確保するために、下表のように PV と WT の出力を抑制することを想定している。このシミュレーションでは、比較的予測が容易な PV を優先的に抑制することを想定した結果、PV の出力は 0 となる。シミュレーションに用いた 2026 年の供給バランスを以下に示す。

表 5-4 2026 年の需給バランス

Year: 2026	Capacity	Operation amount (Amount of sopped equipment)	Balance
TPP	CCGT: 5 units	-	1,200-1,500MW
PV	1,446MW	0 MW (Δ 1,446MW)	0 MW
WT	1,122MW	922MW (Δ 200MW)	550-850MW
Generation total			2,000-2,200MW
ASPSPP	0MW	-	0 MW
Load			2,000-2,200MW

(出所：STEG)

5.3.6 変動型再エネの出力曲線

(1) PV の出力曲線

今回のシミュレーションでは、再過酷時間帯におけるシミュレーションであるため、PV は全量抑制されていると仮定している。(PV の出力はゼロ)

(2) WT 出力曲線

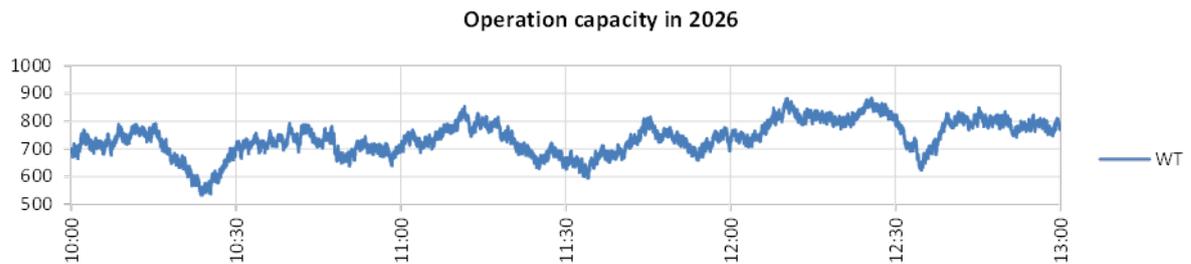
最大出力は稼動している設備量の約 95%と仮定し、出力の変動は日本での実測値を基にした出力変動値を用いている。

シミュレーション対象時間帯の 2030 年、2026 年の WT 出力曲線を以下に示す。横軸は時間、縦軸は WT 出力 [MW]である。



(出所：JICA 調査団)

図 5-21 風力発電出力曲線 (10~13 時:2030 年)



(出所：JICA 調査団)

図 5-22 風力発電出力曲線 (10~13 時:2026 年)

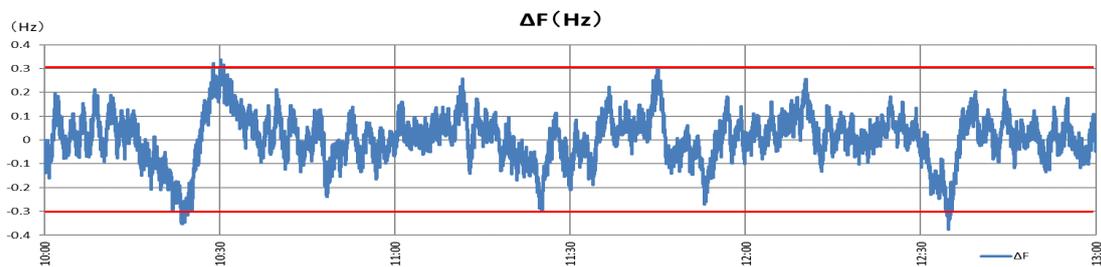
5.3.7 周波数変動計算結果

最過酷時間における周波数変動量を確認し、最適な BESS の容量(MW)を決定した。

調査チームは、BESS の設置容量をパラメーターとして使用して、2030 年と 2026 年のオフピーク期間中の周波数変動をシミュレーションした。2030 年については、調査チームは可変速揚水発電機（200 MW * 2 ユニット）のポンプ運転の場合もシミュレーションを行った。

2030 年、2026 年における各ケースの周波数変動のシミュレーション結果を下記に示す。縦軸は、50Hz からの偏差を示しており、±0.3Hz 以内が目標となる。

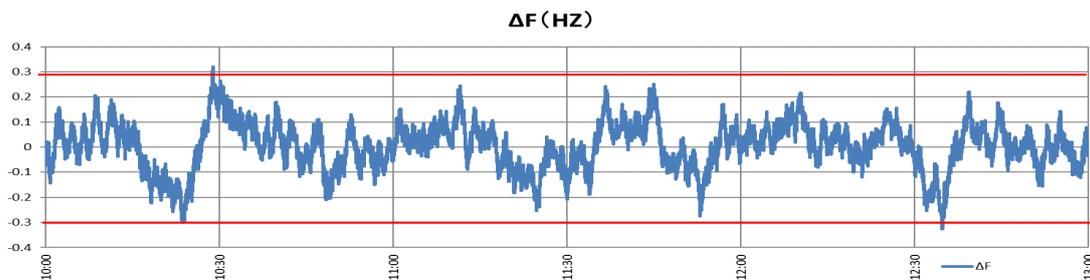
(1) 2030 年の周波数変動計算結果（BESS=50MW、ASPSPP=0MW）



(出所：JICA 調査団)

図 5-23 ケース 0 周波数偏差計算結果（BESS=50MW、ASPSPP=0MW）

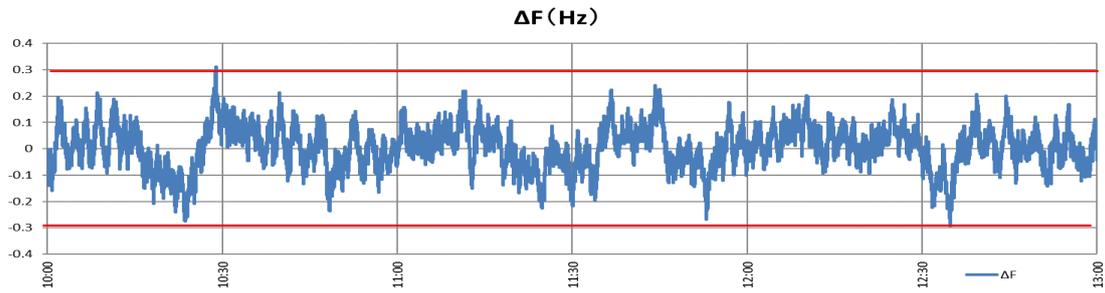
(2) 2030 年の周波数変動計算結果（BESS=100MW、ASPSPP=0MW）



(出所：JICA 調査団)

図 5-24 ケース 1 周波数偏差計算結果（BESS=100MW、ASPSPP=0MW）

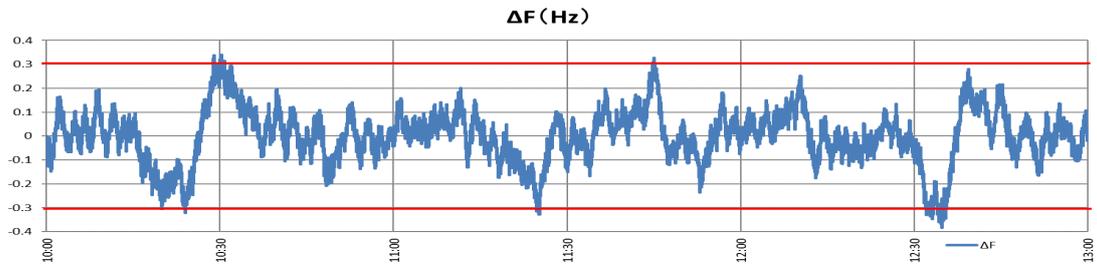
(3) 2030年の周波数変動計算結果 (BESS=150MW、ASPSPP=0MW)



(出所：JICA 調査団)

図 5-25 ケース 2 周波数偏差計算結果 (BESS=150MW、ASPSPP=0MW)

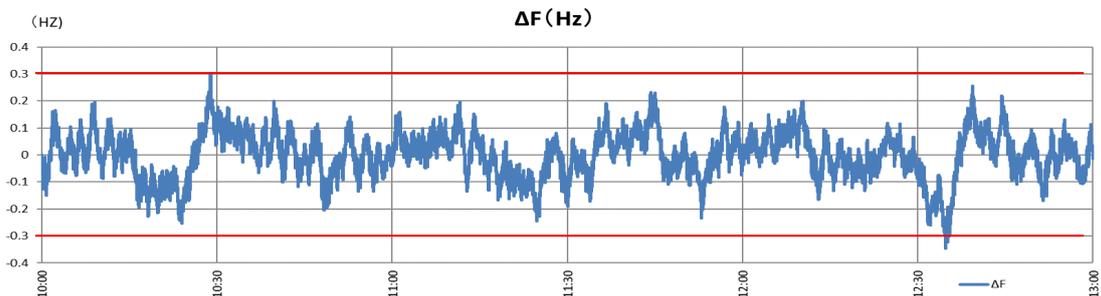
(4) 2030年の周波数変動計算結果 (BESS=50MW、ASPSPP=400MW)



(出所：JICA 調査団)

図 5-26 ケース 3 周波数偏差計算結果 (BESS=50MW、ASPSPP=400MW)

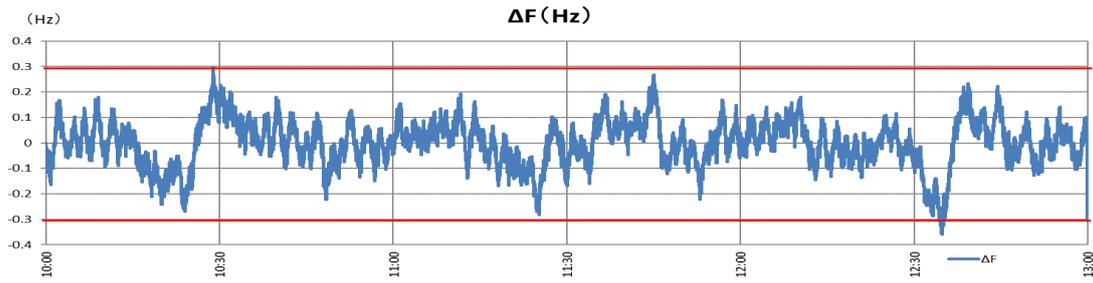
(5) 2030年の周波数変動計算結果 (BESS=100MW、ASPSPP=400MW)



(出所：JICA 調査団)

図 5-27 ケース 4 周波数偏差計算結果 (BESS=100MW、ASPSPP=400MW)

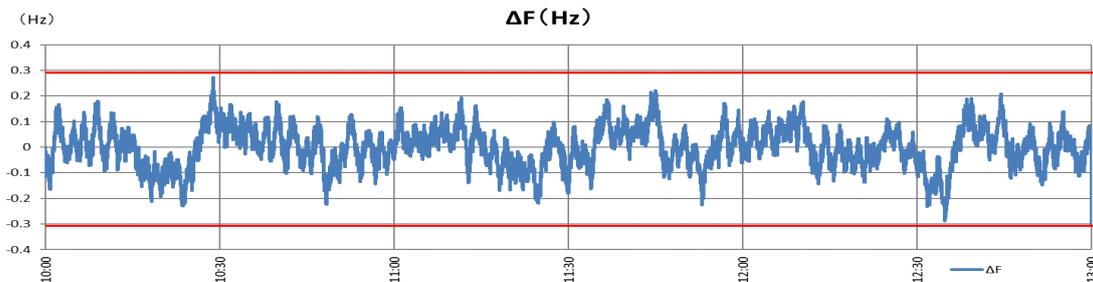
(6) 2026年の周波数変動計算結果 (BESS=50MW、ASPSP=0MW)



(出所：JICA 調査団)

図 5-28 ケース 5 周波数偏差計算結果 (BESS=50MW、ASPSP=0MW)

(7) 2026年の周波数変動計算結果 (BESS=100MW、ASPSP=0MW)



(出所：JICA 調査団)

図 5-29 ケース 6 周波数偏差計算結果 (BESS=100MW、ASPSP=0MW)

上記の計算結果を下記にまとめて示す。チュニジアの周波数変動の目標範囲は $50 \pm 0.3\text{Hz}$ である。

表 5-5 周波数変動検討結果

CASE	0	1	2	3	4	5	6
Year	2030				2026		
ASPSP(MW)	0	0	0	400	400	0	0
BESS(MW)	50	100	150	50	100	50	100
99.7 Percentile Value(Hz)	0.3213	0.2778	0.2495	0.3343	0.2750	0.2976	0.2472

(出所：JICA 調査団)

注) 99.7 パーセンタイル：小さいものから数え、99.7%目となる値

短周期周波数変動において、上記の最過酷ケースにおけるシミュレーションで、99.7% (3σ相当) が目標範囲の $50 \pm 0.3\text{Hz}$ に収まることを目標とし、評価することとした。

上記の結果から、BESS と ASPSP により短周期周波数変動を効果的に抑制していることが確認できる。2026 年では、BESS の必要 MW 容量は 50MW 以上で、2030 年では、100MW 以上であると評価できる。なお、2030 年に、ASPSP が運開していても、BESS の必要 MW 容量は、100MW 以上である。

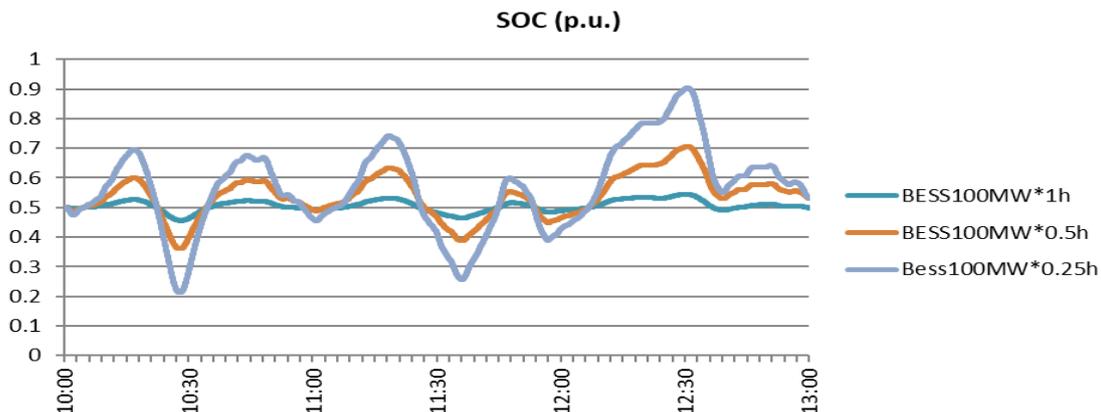
5.3.8 BESS の充電容量状況 (充電率 SOC: State of Charge)

5.3.7 節で BESS の容量 [MW] を決定したケース 1、ケース 4、ケース 5 において充電容量 (SOC) を確認し、最適な BESS の容量 (MWh) を決定した。

(1) 2030 年の BESS の充電容量状況 (ケース 1)

ケース 1 (BESS=100MW、ASPSP=0MW) の場合、下記の BESS の 3 種類の「MWh 容量」で計算を実行した。SOC の推移を以下に示す。満充電状態が $\text{SOC}=1\text{p.u.}$ 、完全放電状態が $\text{SOC}=0\text{p.u.}$ と定義している。短周期周波数変動対応の BESS においては、満充電状態 $\text{SOC}=1\text{p.u.}$ 、完全放電状態 $\text{SOC}=0\text{p.u.}$ では、周波数調整機能を発揮できないので、 $\text{SOC}=0.5\text{p.u.}$ の状態が最も効果的に機能を発揮できる状態である。

- 100MW, 25MWh (=100MW×15min/60min)
- 100MW, 50MWh (=100MW×30min/60min)
- 100MW, 100MWh (=100MW×60min/60min)



(出所：JICA 調査団)

図 5-30 ケース 2 BESS の充電状況 (SOC) 計算結果 (BESS=150MW, ASPSP=0MW)

「MWh 容量」が 25MWh の場合、SOC は 90% を超過し 20% に達している。

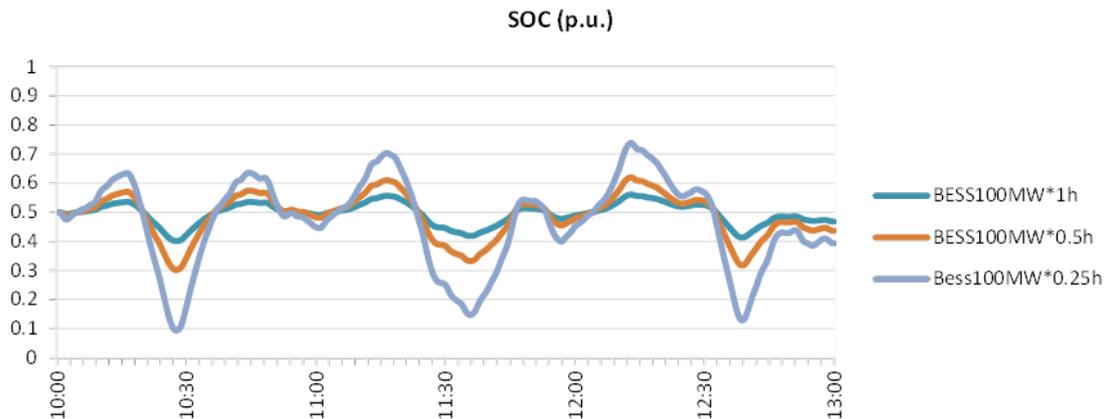
「MWh 容量」が 50MWh の場合、SOC は 35~70% 程度で推移している。

以上より、「MWh 容量」は 50MWh (100MWh×30分/60分) 以上であることが推奨される。

(2) 2030 年の BESS の充電容量状況（ケース 4）

ケース 4（BESS=100MW、ASPSPP=400MW）の場合、下記の BESS の 3 種類の「MWh 容量」で計算を実行した。SOC の推移を以下に示す。

- ・ 100MW, 25MWh (=100MW×15min/60min)
- ・ 100MW, 50MWh (=100MW×30min/60min)
- ・ 100MW, 100MWh (=100MW×60min/60min)



(出所：JICA 調査団)

図 5-31 ケース 4 BESS の充電状況(SOC)計算結果 (BESS=100MW, ASPSP=400MW)

「MWh 容量」が 25MWh の場合、SOC は 10%を下回っている。

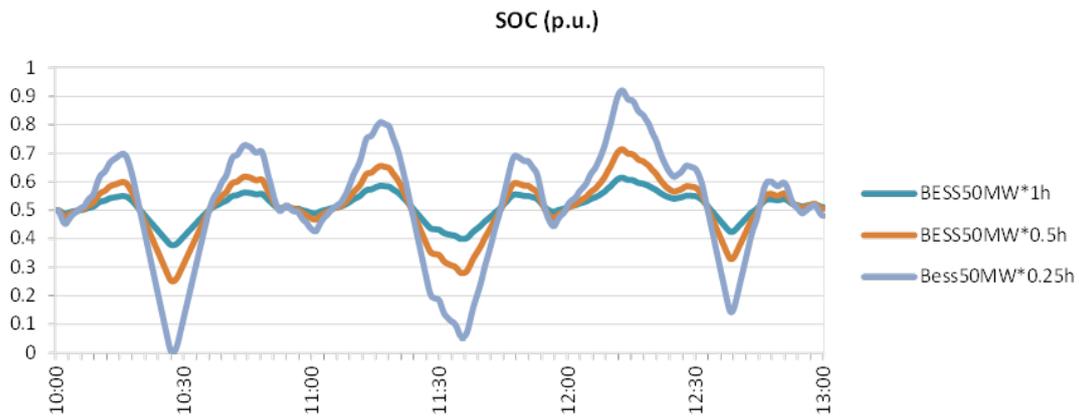
「MWh 容量」が 50MWh の場合、SOC は 30～65%程度で推移している。

以上より、「MWh 容量」は、50MWh (100MWh×30分/60分) 以上であることが推奨される。

(3) 2026 年の BESS の充電容量状況（ケース 5）

ケース 5（ASPSPP=0MW）の場合、下記の BESS の 3 種類の「MWh 容量」で計算を実行した。SOC の推移を以下に示す。

- ・ 50MW, 12.5MWh (=50MW×15min/60min)
- ・ 50MW, 25MWh (=50MW×30min/60min)
- ・ 50MW, 50MWh (=50MW×60min/60min)



(出所：JICA 調査団)

図 5-32 ケース 5 BESS の充電状況(SOC)計算結果 (BESS=50MW, ASPSP=0MW)

「MWh 容量」が 25MWh の場合、SOC は 90%を上回り、10%を下回っている。

「MWh 容量」が 50MWh の場合、SOC は 25～75%程度で推移している。

以上より、「MWh 容量」は、50MWh (100MWh×30 分/60 分) 以上であることが推奨される。

5.3.9 短周期変動検討結果

本節の検討結果より BESS の設置容量を下記の通り推奨する。

・ 2030 年

「MW 容量」：100MW (=50MW×2 台)

「MWh 容量」：50MWh (=50MW×30 分/60 分×2 台) 以上

・ 2026 年

「MW 容量」：50MW (=50MW×1 台)

「MWh 容量」：25MWh (=50MW×30 分/60 分×1 台) 以上

・ ASPSP (200 MW * 2) が利用可能であっても、2030 年には 50MWBESS を追加設置する必要がある。

・ 上記に基づき、2026 年以降の BESS 導入については、50MW×2 台の BESS 設置効果、太陽光・風力発電の導入状況および ASPSP の設置計画を詳細に検討した後、決定していくことが望ましい。

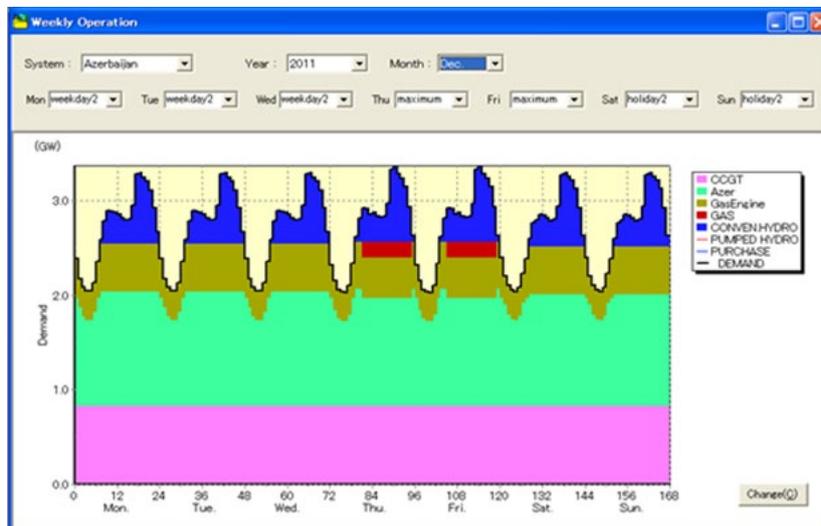
5.4 需給バランスシミュレーションによる経済的運用の検討

5.4.1 中長期的な電源開発計画のレビュー、分析および提案

発電、送電・変電所、配電の最新の中長期開発計画を入手し、相互の整合性を考慮しながら、それぞれの新規開発・改修計画の内容を確認する。

電力開発計画のレビュー・分析では、PVやWTなどの変動型再生可能エネルギー（VRE, Variable Renewable Energy）を含む実際の供給能力を、評価対象年度における経年劣化による供給能力の低下などの実情に基づいて評価し、必要に応じて修正計画を提案する。

さらに、需要予測と電力開発計画に基づいて需給バランスシミュレーションを実施し、計画目標年度の供給信頼性目標値（例えば、LOLE 48 時間）を確保するために必要な供給能力の過不足を調整する提案を行う。分析には、年間 8,760 時間毎に最も経済的な電力供給運転を分析できる需給バランスシミュレーションプログラム PDPATIII を使用する。

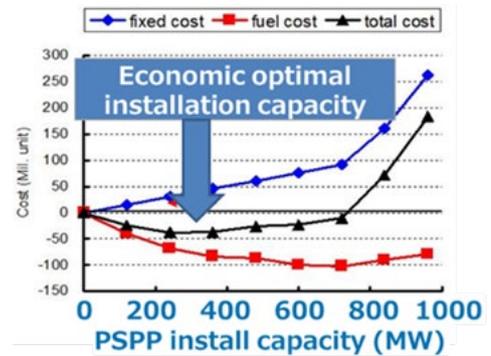


(出所：JICA 調査団)

図 5-33 PDPAT III 計算結果の例

(1) 需給シミュレーションによる経済運用の検討

長期的な需要想定に基づき、各想定電力開発シナリオの経済性を、需給シミュレーションにより供給の信頼性を同じレベルに保つことによって評価する。



(出所：JICA 調査団)

図 5-34 揚水発電の経済性検討の例

(2) 供給信頼度

供給信頼度基準として、年間供給能力不足時間の期待値である LOLE (Loss of Load Expectation) を使用して検討する。

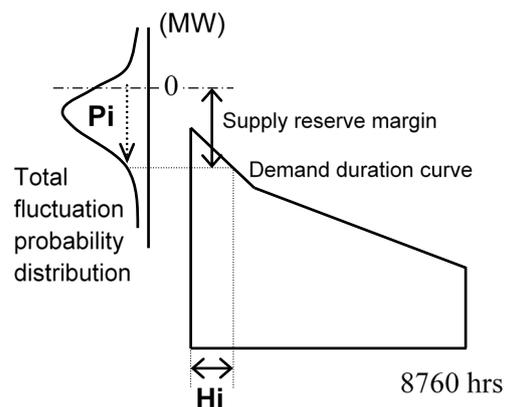
STEG が使用する電源計画の供給信頼度基準を確認し、LOLE に変換し評価に使用する。

供給信頼性基準 (LOLE) は、電源の偶発的なシャットダウン、水力発電、PV や WT などの VRE の出力変動、および需要想定誤差の影響を受ける。さらに、系統の連系は、系統連系している系統間の需給バランスの影響を受ける。

電源設備事故、VRE 出力変動、需要想定誤差は確率分布の形で定義される。供給信頼度 (LOLE) は、これらの確率分布を統合する出力変動確率分布と需要の間の次式によって定義される。

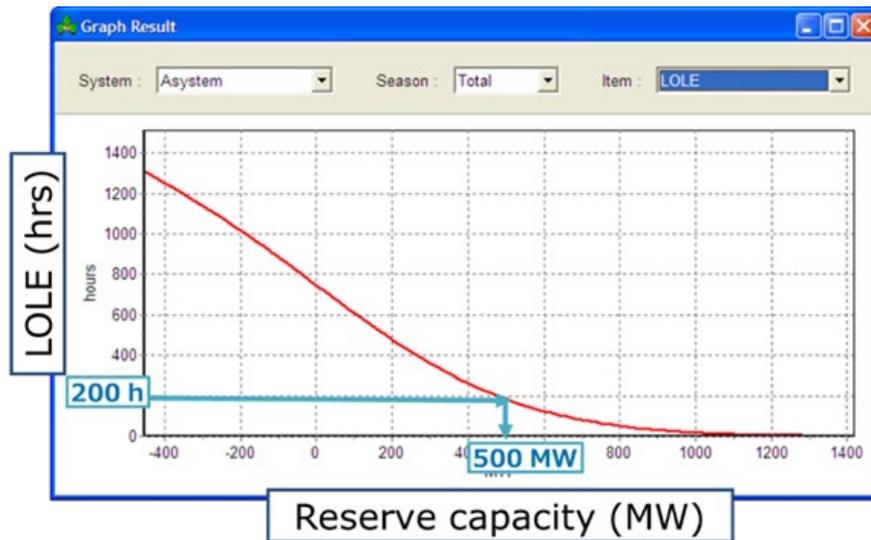
$$LOLE = \sum (P_i \times H_i)$$

この図からわかるように、供給予備力と供給信頼度 (LOLE) は、システムごとに一意に決定される (下図参照)。したがって、各システムの需給状況により、供給予備力と供給信頼度の関係は異なる。つまり、同じ供給予備容量での供給信頼性は、導入された VRE の量によって異なる。



(出所：JICA 調査団)

図 5-35 LOLE の定義



(出所：JICA 調査団)

図 5-36 供給信頼度 LOLE と供給予備力の関係の例

(3) 需給シミュレーション

需給シミュレーションには、毎日の運用と毎週の運用を計算できる PDPATIII¹を使用する。シミュレーションは、揚水発電所の池の運転と、毎日の運転と毎週の運転での BESS の充放電をシミュレートすることによって実行する。各系統安定化対策を比較して導入シナリオを策定し、需給シミュレーションによりそれぞれの経済性を検討する。

5.4.2 需給シミュレーションの条件（電源開発計画のレビュー）

需給シミュレーションは、系統安定化装置が最短期間で導入できると考えられる 2026 年と、VRE 導入計画が策定されている 2030 年で検討する。

(1) 供給信頼度基準

STEG が採用している供給信頼度基準は以下のとおりである。

LOLE ≤ 48hours

LOLP ≤ 0.548

供給予備力: 各年度の最大需要の 10-15%

¹ このツールは東京電力により揚水発電の経済性検討のために開発された。このツールは、東京電力、ラオス、ベトナム、タイ、カンボジア、ミャンマー、バングラディッシュ等での電源開発計画（PDP）策定に使用された実績を持っている。

(2) 電力需要想定

現在の STEG における需要想定は、基本ケースのみである。

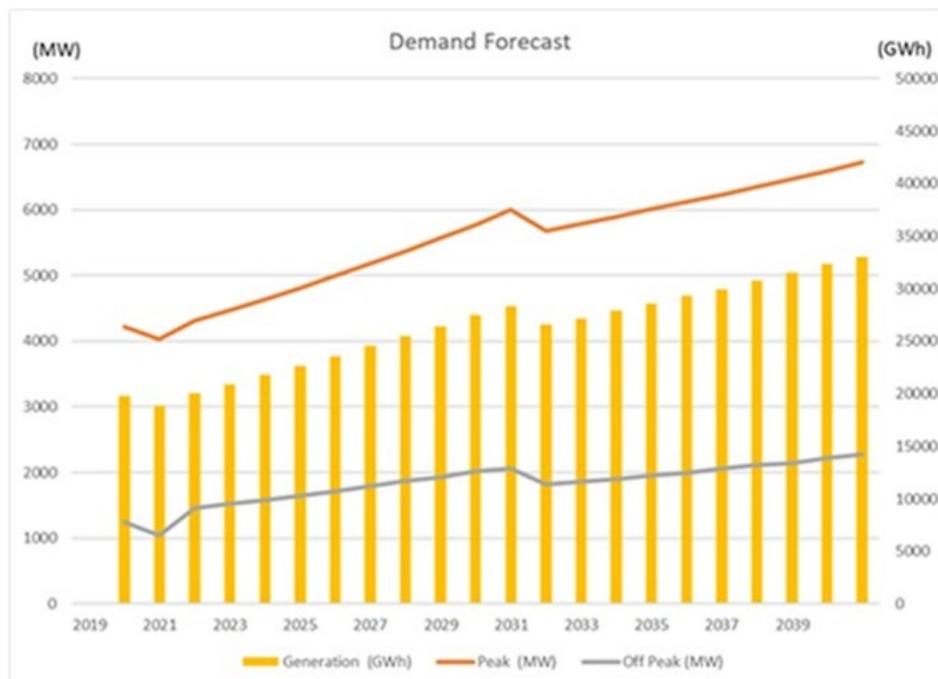
電力量需要想定は、2026 年で 24,565GWh、2030 年で 28,362GWh である。2019 年実績との比較で年率 3.2%の伸びである。最大電力は、2026 年で 5180MW、2030 年で 6000MW の想定である。2026 年で年率 3%の伸び、2030 年で年率 3.3%の伸びと想定されている。

2030 年の需要想定を見ると負荷率が 54%となっており、ピーク需要を年間平均電力需要の倍近く程に大きく想定していることが分かる。このことから、ピーク需要に対応する DSM (Demand Side Management) 等の対策の余地がある。ピーク電源開発として揚水発電 (PSPP) を 2029 年に 400MW 開発する計画であるため、需給バランスの評価を行い PSPP の効果を確認する。

一方で、スマートメータの導入等による計測精度向上の対策が、各国ドナーの支援により行われていることから、今後この傾向が変化していく可能性もある。

電源計画における需要想定は、投資計画策定の基準となる指標である。電源計画は、規模設定、燃料確保可能性、設計、環境影響評価、用地確保に多くの時間がかかり、新規地点を確保するには 10 年以上、規模によっては 30 年以上の時間がかかる。一方で、電力需要は、人口動静、経済動向に影響を受けるため、10 年、20 年先を見通すのは困難である。

このため、基本ケースに加えて、投資リスクの分析として、高需要ケース（供給力不足対応）、低需要ケース（過剰投資対応）の 2 ケースを用意し、リスクである供給力不足、過剰投資に対応できる電源原開発計画とすることが、米国並びに日本では一般的である。STEG では、需要想定は基本ケースのみとなっているが、供給力不足、過剰投資に対応できるよう、高需要、低需要を設定し投資リスクに対応することを推奨する。



(出所：STEG)

図 5-37 STEG の需要想定

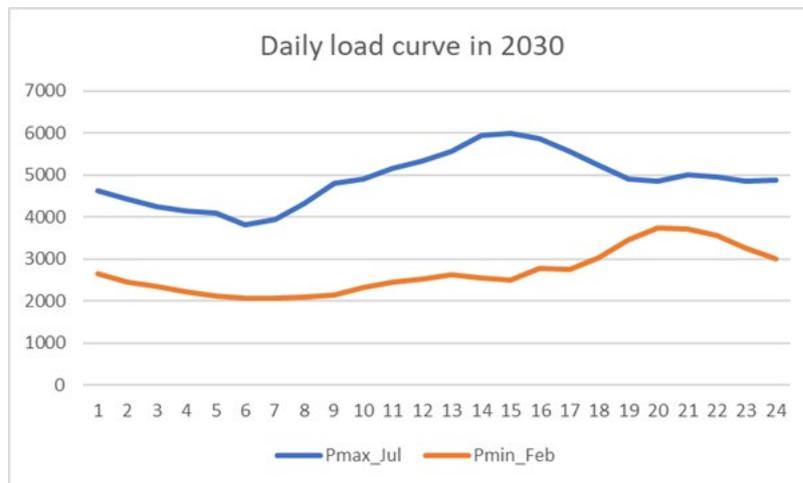
(3) 日負荷曲線の想定

STEG による 2026 年と 2030 年の需要予測に基づき、各月の日負荷曲線の分析を行った。

日負荷曲線の分析には、2026 年と 2030 年の日付と休日とデータの紐づけが必要となる。

2030 年には、7 月の昼間 15 時頃に 6,000MW の最大電力需要が見込まれている。2030 年の最小電力は 2 月の午前 7 時頃に 2,064MW になると予測されている。最大電力に対する最小電力の比率は 34% である。

最低発電日の日負荷曲線を見ると、日中の需要の増加は緩やかであり、PV 出力によるダックカーブの影響が予想される。



(出所：STEG)

図 5-38 2030 年の日負荷曲線の想定

(4) 電源開発計画

(a) 発電設備計画

火力発電所一覧は下表のとおり。

揚水発電プロジェクトは 2029 年に運転を開始する予定である。2 つの 200MW ユニットで合計 400MW が計画されており、総合効率は 75% である。年間最大発電量は 920GWh を予定している。設備利用率は最大 26.3% となる予定である。年間経費計算の割引率を 8% と想定し、減価償却は定額減価償却とする。

火力発電所は 2026 年迄に 6,551MW を開発し、2026 年までに 660MW を廃止する。総設備容量は 2026 年に 5,891MW である。2027 年から 2030 年の間に 960MW が開発され、360MW が廃止される。2030 年の設備量は、6,491MW である。

既設 Mornaguia 発電所は、次の 2 つのガスタービン出力がある。

冬季の最大容量は 1 台あたり 300MW

夏季の最大容量は 1 台あたり 260MW

最小容量はユニットあたり 60MW。

表 5-6 発電設備リスト (火力発電)

No.	Plant name	Unit	Boiler Terbine	Fuel Type	COD	Retirement	Minimum output (%)	Primary reserve per unit (MW)	Daily Start and Stop (DSS)	Weekly Start & Stop (WSS)	Monthly Start & Stop (MSS)	Heat rete 100% output (%)	Heat rete 75% output (%)	F.O.R (%)	Scheduled outage (days)
1	Mornaguia 1	300 (260)	GT	Gas	NA	2049	20.0% (11.5%)	21	Yes	Yes	Yes	35.9%	34.1%	7	18
2	Mornaguia 2	300 (260)	GT	Gas	NA	2050	20.0% (11.5%)	21	Yes	Yes	Yes	35.9%	34.1%	7	18
3	Bouchemma1	120 (97)	GT	Gas	NA	2029	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15
4	Bouchemma2	120 (97)	GT	Gas	NA	2046	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15
5	Bouchemma3	120 (97)	GT	Gas	NA	2046	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15
6	Bir_Mcherga1	120 (97)	GT	Gas	NA	2028	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15
7	Bir_Mcherga2	120 (97)	GT	Gas	NA	2028	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15
8	Bir_Mcherga3	120 (97)	GT	Gas	NA	2043	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15
9	Bir_Mcherga4	120 (97)	GT	Gas	NA	2043	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15
10	Feriana1	120 (97)	GT	Gas	NA	2035	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15
11.	Feriana2	120 (97)	GT	Gas	NA	2039	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15
12	Thyna1	120 (97)	GT	Gas	NA	2034	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15
13	Thyna2	120 (97)	GT	Gas	NA	2037	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15
14	Thyna3	120 (97)	GT	Gas	NA	2040	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15
15	Goulette	120 (97)	GT	Gas	NA	2035	33.0%	12	Yes	Yes	Yes	28.7%	26.9%	7	15

No.	Plant name	Unit	Boiler Turbine	Fuel Type	COD	Retirement	Minimum output (%)	Primary reserve per unit (MW)	Daily Start and Stop (DSS)	Weekly Start & Stop (WSS)	Monthly Start & Stop (MSS)	Heat rete 100% output (%)	Heat rete 75% output (%)	F.O.R (%)	Scheduled outage (days)
16	Kasserine1	30	GT	Gas	NA	2021	17.0%	0	Yes	Yes	Yes	21.5%	21.5%	10	21
17	Kasserine2	30	GT	Gas	NA	2021	17.0%	0	Yes	Yes	Yes	21.5%	21.5%	10	21
18	Sfax1	20	GT	Gas	NA	2021	25.0%	0	Yes	Yes	Yes	21.5%	21.5%	10	21
19	Sfax2	20	GT	Gas	NA	2021	25.0%	0	Yes	Yes	Yes	21.5%	21.5%	10	21
20	Tunis_Sud1	20	GT	Gas	NA	2021	25.0%	0	Yes	Yes	Yes	21.5%	21.5%	10	21
21	Tunis_Sud2	20	GT	Gas	NA	2021	25.0%	0	Yes	Yes	Yes	21.5%	21.5%	10	21
22	Tunis_Sud3	20	GT	Gas	NA	2021	25.0%	0	Yes	Yes	Yes	21.5%	21.5%	10	21
23	Korba 1	20	GT	Gas	NA	2021	25.0%	0	Yes	Yes	Yes	21.5%	21.5%	10	21
24	Korba 2	30	GT	Gas	NA	2021	17.0%	0	Yes	Yes	Yes	21.5%	21.5%	10	21
25	Bouchemma1	30	GT	Gas	NA	2021	17.0%	0	Yes	Yes	Yes	21.5%	21.5%	10	21
26	Bouchemma2	30	GT	Gas	NA	2021	17.0%	0	Yes	Yes	Yes	21.5%	21.5%	10	21
27	Robbana	30	GT	Gas oil	NA	2021	17.0%	0	Yes	Yes	Yes	20.5%	20.5%	10	21
28	Zarzis	30	GT	Gas oil	NA	2021	17.0%	0	Yes	Yes	Yes	20.5%	20.5%	10	21
29	Menzel_Bour guiba1	20	GT	Gas oil	NA	2021	25.0%	0	Yes	Yes	Yes	20.5%	20.5%	10	21
30	Menzel_Bour guiba2	20	GT	Gas oil	NA	2021	25.0%	0	Yes	Yes	Yes	20.5%	20.5%	10	21

No.	Plant name	Unit	Boiler Turbine	Fuel Type	COD	Retirement	Minimum output (%)	Primary reserve per unit (MW)	Daily Start and Stop (DSS)	Weekly Start & Stop (WSS)	Monthly Start & Stop (MSS)	Heat rate 100% output (%)	Heat rate 75% output (%)	F.O.R (%)	Scheduled outage (days)
31	RadesA1	145 (125)	ST	Gas	NA	2025	48.0%	7.25	No	No	Yes	34.4%	33.7%	11	30
32	RadesA2	145 (125)	ST	Gas	NA	2025	48.0%	7.25	No	No	Yes	34.4%	33.7%	11	30
33	RadesB1	150 (135)	ST	Gas	NA	2033	47.0%	7.5	No	No	Yes	34.4%	33.7%	11	30
34	RadesB2	150 (135)	ST	Gas	NA	2033	47.0%	7.5	No	No	Yes	34.4%	33.7%	11	30
35	SousseB	350 (309)	CCGT	Gas	NA	2030	51.0%	30.43	No	No	Yes	44.8%	42.8%	10	30
36	IPPrades	471 (409)	CCGT	Gas	NA	2032	55.0%	47	No	No	Yes	45.0%	42.6%	7	25
37	Ghannouch	412	CCGT	Gas	NA	2041	51.0%	0	No	No	Yes	51.5%	50.9%	9	25
38	SousseC	424 (358)	CCGT	Gas	NA	2044	59.0%	10.6	No	No	Yes	52.8%	51.8%	9	25
39	SousseD	424 (360)	CCGT	Gas	NA	2045	57.0%	10.6	No	No	Yes	52.8%	50.9%	9	25
40	Radès C	450 (392)	CCGT	Gas	NA	2050	50.0%	31.5	No	No	Yes	53.8%	52.1%	9	25
41	Skhira1	450 (427)	CCGT	Gas	2023	2053	44.0%	32	No	No	Yes	53.8%	52.1%	9	25
42	Skhira2	450 (427)	CCGT	Gas	2025	2055	44.0%	32	No	No	Yes	53.8%	52.1%	9	25
43	GT 1	300 (270)	GT	Gas	2027	2058	44.0%	32	No	No	Yes	53.8%	52.1%	9	25
43	CCGT 1	450 (427)	CCGT	Gas	2028	2058	44.0%	32	No	No	Yes	53.8%	52.1%	9	25
44	GT 2	300 (270)	GT	Gas	2029	2059	44.0%	32	No	No	Yes	53.8%	52.1%	9	25
44	CCGT 2	450 (427)	CCGT	Gas	2028	2029	44.0%	32	No	No	Yes	53.8%	52.1%	9	25
45	New GT	300 (270)	GT	Gas	2030	2060	20.0%	21	Yes	Yes	Yes	34.7%	33%	9	18

(出所：STEG)

水力発電は灌漑計画に従って運営されており、年毎に大きく異なるため電源側からの制御はできない。2010年から2019年までの実際の発電量の平均を含めて55GWhの年間発電量となっている。2030年までに揚水発電所の開発計画があるが、その他の水力開発計画はない。これらの水力ダムは、灌漑および治水に用いられるため、電力の需給調整に使用できない。

表 5-7 水力発電所リスト

No.	Plant name	Unit	Installed Capacity (MW)	Type	COD
1	Sidi_Salem	NA	33	Reservoir	NA
2	Nebeur	NA	13.2	Reservoir	NA
3	Aroussia	NA	4.8	Reservoir	NA
4	Fernana	NA	9.7	Reservoir	NA
5	Kasseb	NA	0.825	Reservoir	NA
6	Bouherthma	NA	1.2	Reservoir	NA
7	Sejnane	NA	0.6	Reservoir	NA

(出所：STEG)

(b) 燃料計画

燃料費、カロリー、熱量は、発電所と発電機ごとにまとめられている。

ガス価格については、2026年に329米ドル/TOE、2030年に386米ドル/TOEのSTEG予測ガス価格（HHV）をシミュレーションに使用した。

(c) 建設費

発電費の固定費は以下の前提で検討している。詳細な調査のためには、これらの投資コストデータを評価する必要がある。割引率は8%/年である。

- HPP: 1300USD/kW, 耐用年: 40年
- GT: 600USD/kW-year, 耐用年: 30年
- CCGT: 920 USD/kW-year, 耐用年: 30年
- WT: 1400USD/kW, 耐用年: 25年
- PV: 800USD/kW, 耐用年: 25年
- BESS: 700 耐用年: 15年

(5) 変動型再エネ開発計画

下の表は、2020年の既設風力および太陽光発電の設備容量、2021年から2026年までの開発計画、および2027年から2030年までの開発計画を示している。風力は、既設施設で21%、新規開発施設で35%の設備利用率で計画している。PVに関しては、既設PVとタイプAの設備利用率

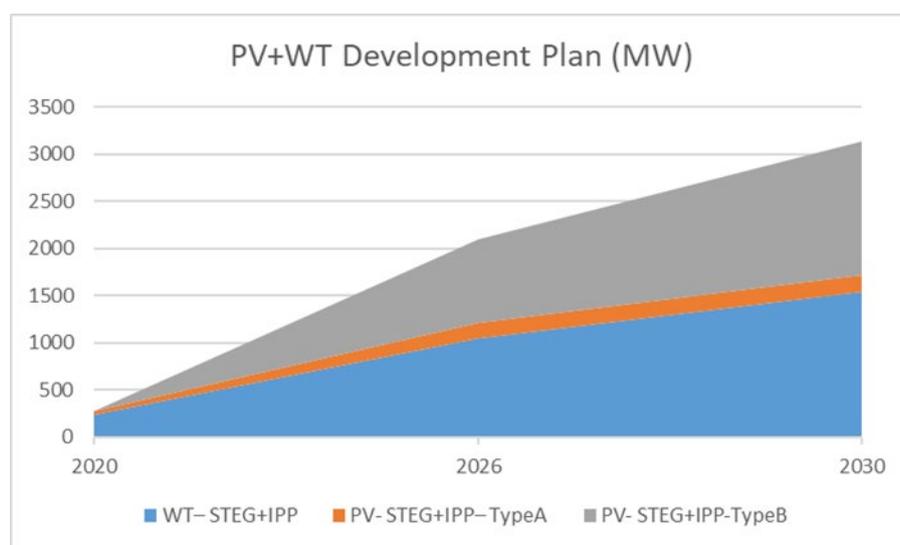
は 19%であるのに対し、タイプ B の設備利用率は 26%である。タイプ A は既設 PV と分類される。タイプ B は計画されている PV 設備である。

表 5-8 風力と PV 設備の開発計画

Additional Development (MW)	2020	2026	2030
WT- STEG+IPP	242	800	500
PV- STEG+IPP- TypeA	31	144	0
PV- STEG+IPP-TypeB	0	881	540
	273	1,825	1,040

(出所：STEG)

風力と PV を合わせた設備量は 2026 年で 2,568MW、2030 年で 3,808MW である。

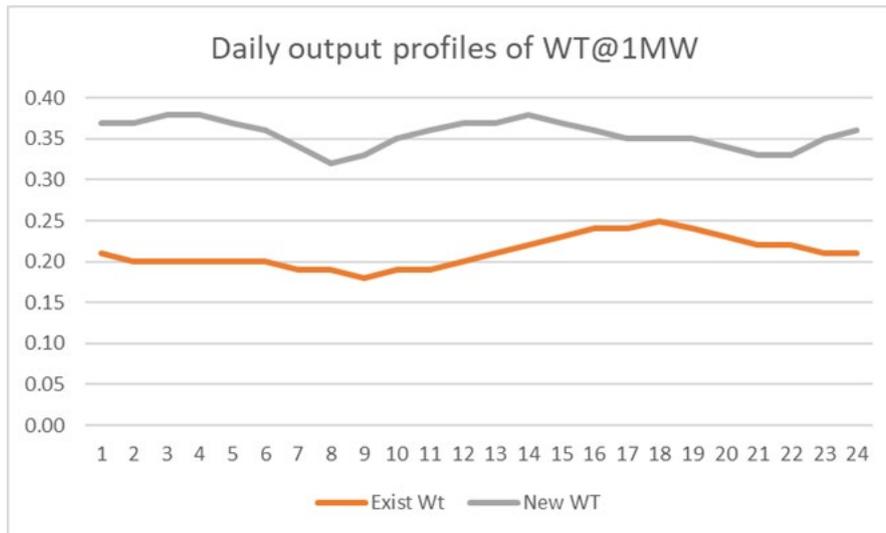


(出所：STEG より受領したデータにて JICA 調査団作成)

図 5-39 風力と PV の設備量

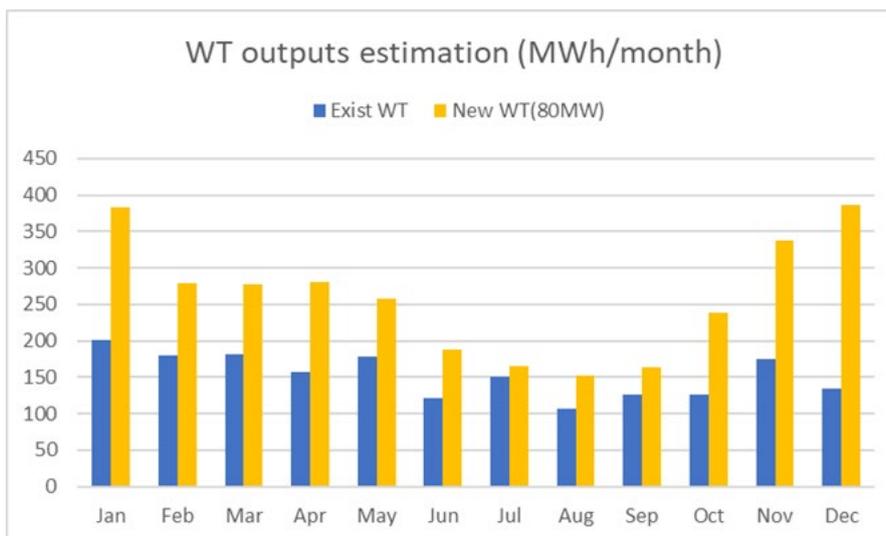
(a) 風力発電の条件

STEG が提供する風力発電の出力予測を使用して実施した。STEG 想定 of 風力発電データの概要を以下に示す。STEG によると、新たに建設されるウインドファームは風況および機材性能の面で既設より 70%以上高い出力を持つとされている。7月、8月、9月の発電量は少なく、最大発電量の約半分と想定している。



(出所：STEG より受領したデータにて JICA 調査団作成)

図 5-40 風力発電の日出力曲線予測

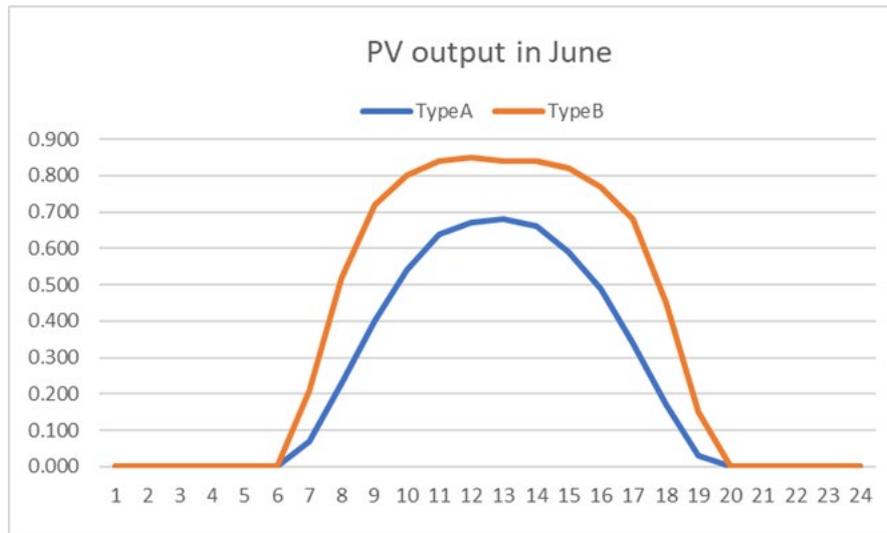


(出所：STEG より受領したデータにて JICA 調査団作成)

図 5-41 風力の月ごとの発電電力量予測

(b) PV 発電条件

STEG から提供された PV 出力予測データを使用して実施した。今後建設されていくタイプ B の PV 出力は、既存のタイプ A の発電出力 (GWh) より 50%高いとされている。



(出所：STEG より受領したデータにて JICA 調査団作成)

図 5-42 PV の日出力曲線予想

(6) 電力系統制約

北部地域システムと南部地域システムの間には送電制限がある場合は、システムを 2 つのシステムに分割して需給バランスを検討する必要がある。

この調査では、需給シミュレーションは単一の系統と見なして計算した。

5.4.3 需給シミュレーションを行うシナリオの設定

前節の条件に従って、2026 年と 2030 年の需給バランスを検討した。前節の開発計画をベースシナリオとして、需給バランスを検討した。

システムの制限がないと仮定して、単一のシステムで需給バランスを検討した。さらに感度分析として揚水の有無と電池を導入した場合および 2027 年以降の VRE 開発が PV 中心か WT 中心かの違いによる需給バランスを検討した。

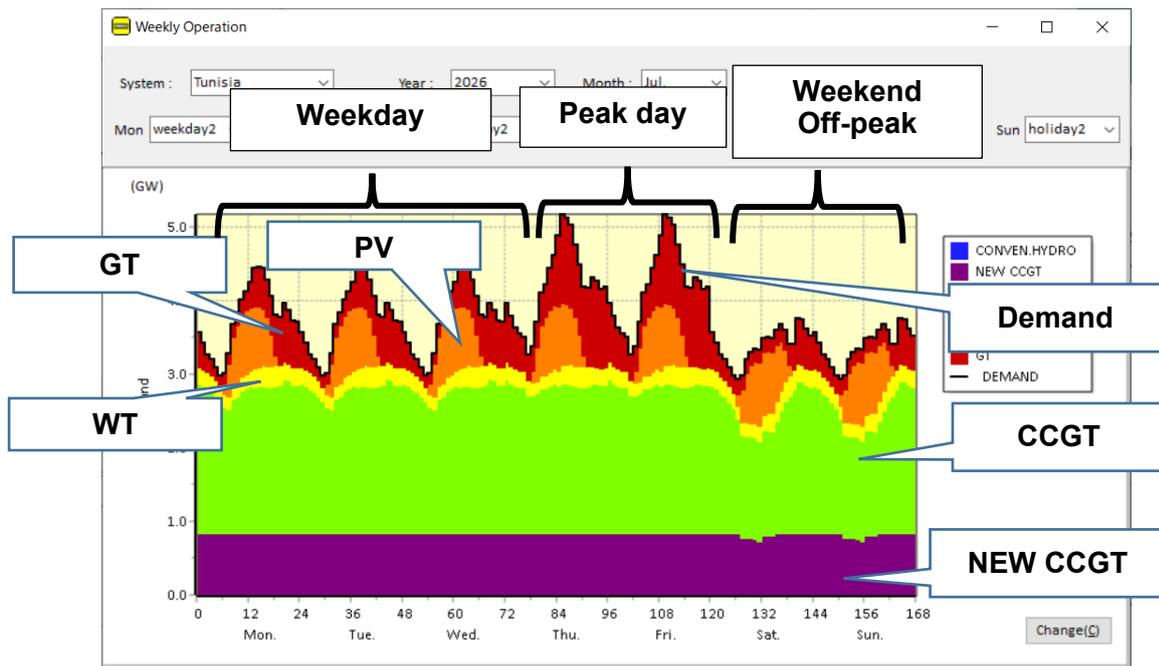
5.4.4 需給シミュレーションの実施

(1) ベースシナリオ

(a) 2026 年の需給バランス (ベースシナリオ)

2026 年の需要予測によると、最大電力は 7 月の 5,180 MW、最小電力は 1 月朝の 1,790MW となっている。

下図は最大電力発生時の 7 月の需給状況を示している。図の黒い線は需要、黄色は WT、オレンジは PV、緑は CCGT、紫は Skhira CCGT などの新しい CCGT、赤は GT です。風の状態が悪いため、7 月の WT 出力は低くなっている。

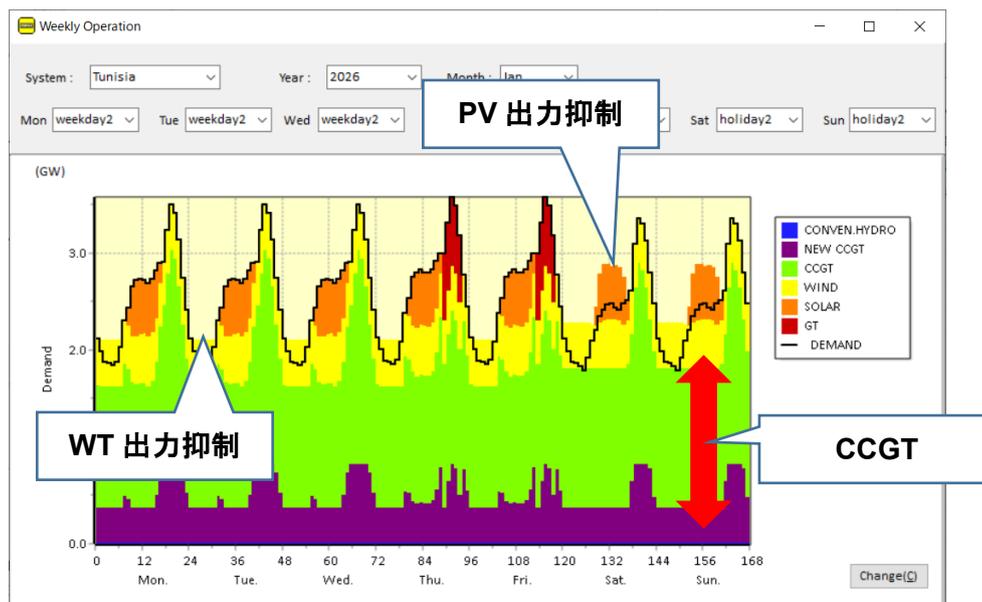


(出所： JICA 調査団)

図 5-43 2026 年 7 月の需給バランス (ベースシナリオ)

下図は最小負荷時の 1 月の需給を示している。最も低い負荷でも、5 台の同期発電機が運転できる 1.2 GW 以上の需要の余地がある。

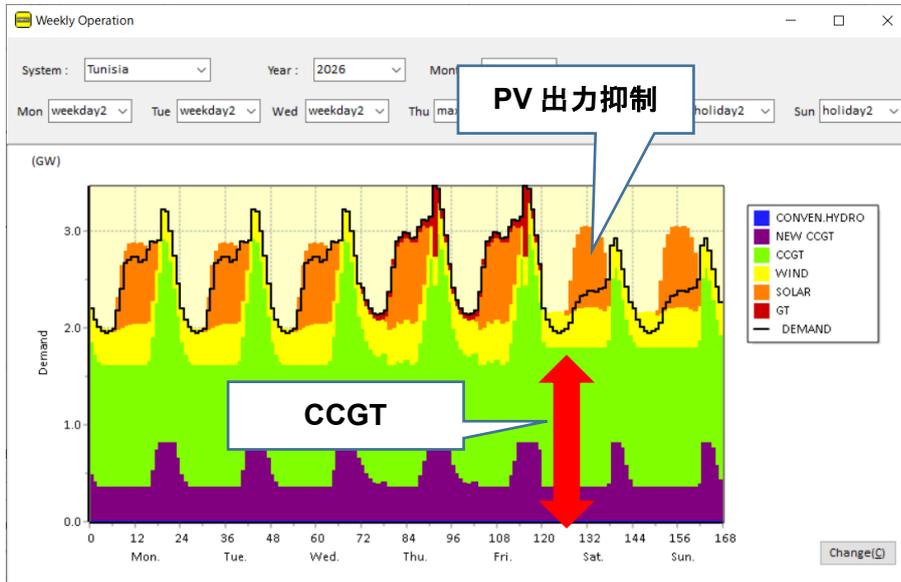
一方で、需要が少ない早朝には、同期発電機の出力を完全に絞っても、風力発電の出力抑制が発生する。



(出所： JICA 調査団)

図 5-44 2026 年 1 月の需給バランス (ベースシナリオ)

VRE 出力が大きい 4 月の需給状況を確認した。オフピーク時には、火力発電設備の出力を最小にしても、VRE からの出力を利用できない場合が生じる。

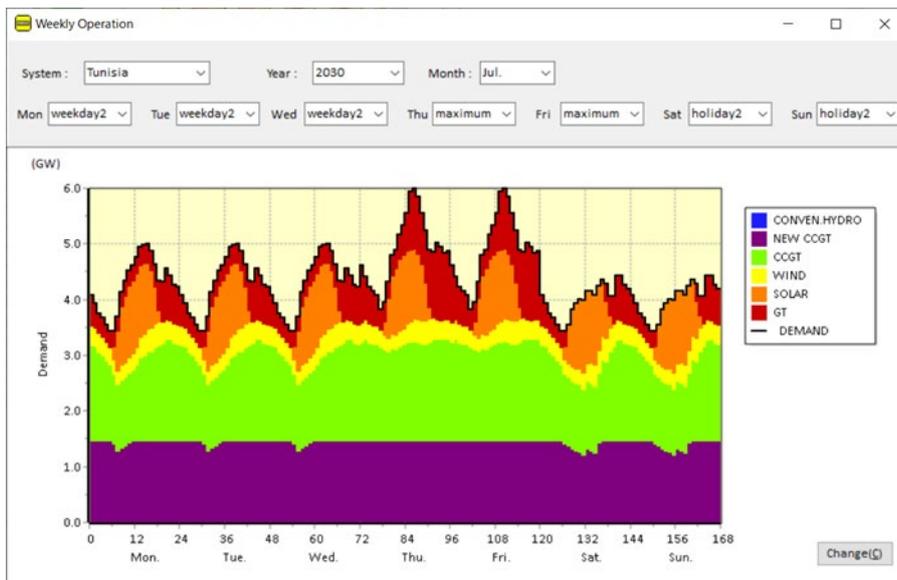


(出所： JICA 調査団)

図 5-45 2026 年 4 月の需給バランス (ベースシナリオ)

(b) 2030 年の需給バランス (ベースシナリオ)

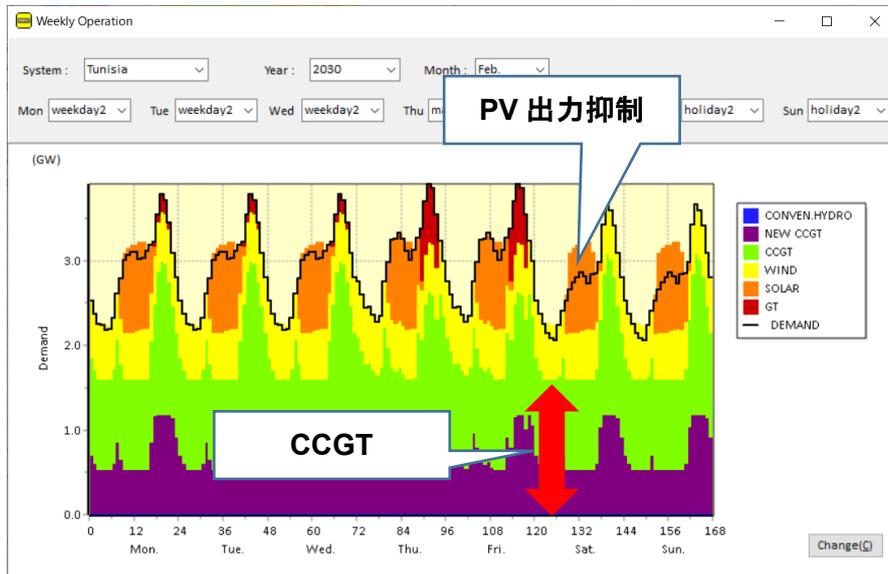
2030 年の需要予測によると、最大電力は 7 月に 6,000 MW、最小電力は 2 月の朝に 2,064MW となる。ベースシナリオには、可変速揚水発電 (ASPSPP) の開発計画は含まれない。



(出所： JICA 調査団)

図 5-46 2030 年 7 月の最大電力時需給バランス (ベースシナリオ)

最小負荷時の2月の需給状況を以下に示す。最も低い負荷時にも、1.2GWの同期発電機の運転の余地がある。

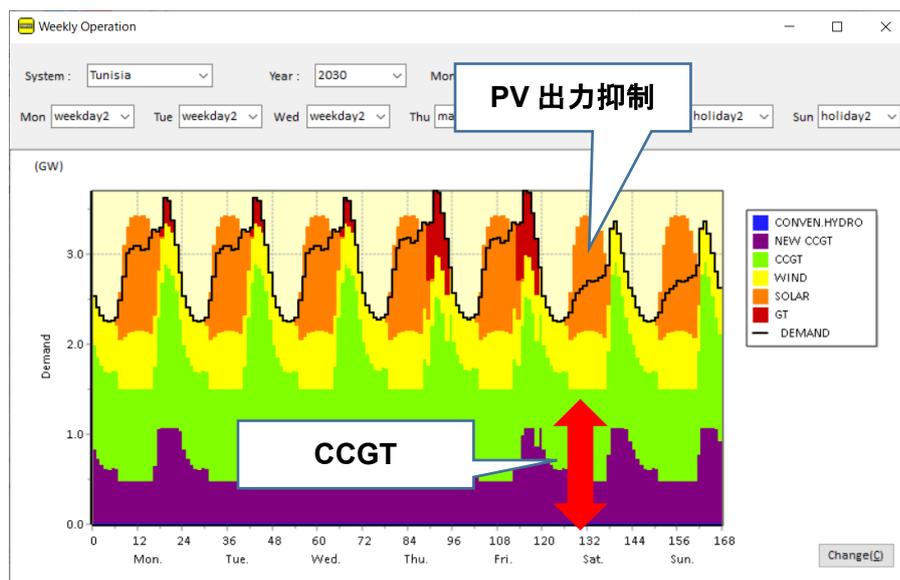


(出所：JICA 調査団)

図 5-47 2030 年 2 月の最小電力時需給バランス (ベースシナリオ)

4 月は PV 出力が大きいいため、VRE 出力を最大限に活用するためには、PV 発電時とオフピーク時の同期発電機の出力を下げる必要がある。現在の STEG 開発計画によれば、運用停止できない同期発電機 6 台を最低出力で運転したとしても、すべての VRE 出力を利用することは困難である。

すべての VRE 出力を活用するためには、新たに開発する CCGT の年間最大起動回数を 26 回から 200 回以上に増やし、デイリースタートアンドストップ (DSS) を実施できるようにする必要がある。または、PSPP や BESS などのエネルギー貯蔵装置を設置する必要がある。



(出所：JICA 調査団)

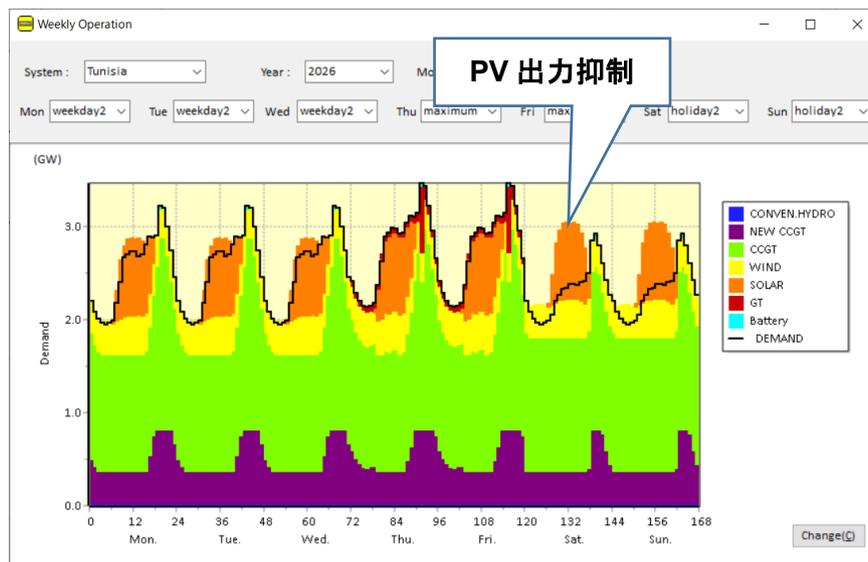
図 5-48 2030 年 4 月の需給バランス (ベースシナリオ)

(2) BESS 導入シナリオ

短周期変動解析の結果、2026年にはBESSを50MW、25MWh以上導入する必要がある。蓄電池の充放電性能を表す指標であるCレートで経済性を比較すると、1C(50MWh)蓄電池は2C(25MWh)電池よりも経済性で有利である。このため、本調査では、1CのBESSを検討することとした。短周期変動解析検討に基づき、BESSは、2026年に50MW/50MWh、2030年に100MW/100MWhを導入することとする。BESSの導入効果は、需給シミュレーションにより示される。

(a) BESS 50MW/50MWh(2026)

2026年にBESS(50MW / 50MWh)を導入すると、VRE出力抑制が14GWh/年削減される。火力発電の発電電力量は、11GWh/年削減される。STEGの燃料費想定データを用いた需給シミュレーションによると、火力発電の燃料費は6.1c/kWhである。これによると、化石燃料の燃料費削減効果は年間0.671MUSD/年である。



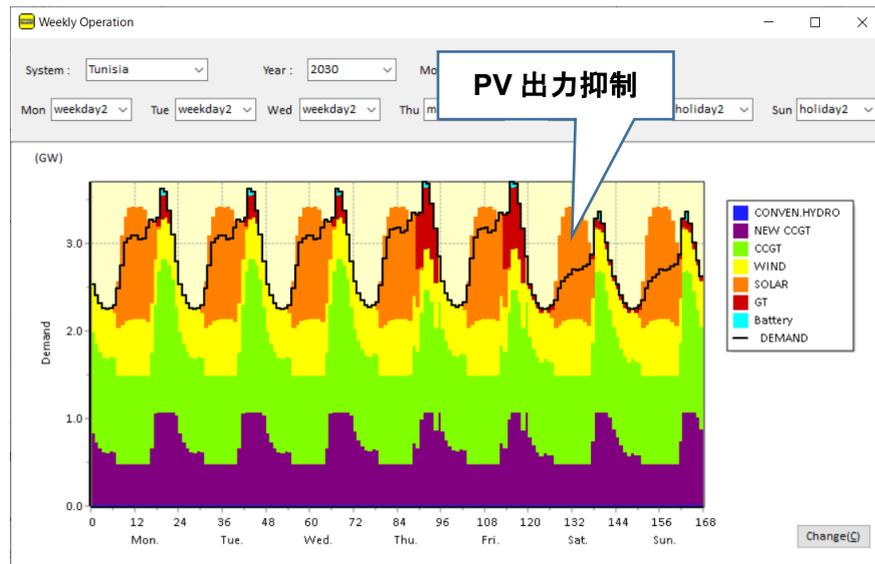
(出所： JICA 調査団)

図 5-49 2026 年 4 月の需給バランス (BESS 50MW/50MWh)

(b) BESS 100MW/100MWh (2030)

BESS 100MW / 100MWh を 2030 年に導入すると、短周期変動分析結果から分かるように、系統の周波数及び電圧の変動が許容値内に抑制されることが期待される。

2030年にBESS(100MW/100MWh)を導入すると、VREの出力抑制の削減効果が年間27GWh/年期待される。火力発電の発電電力量は、年間22GWh/年削減される。火力発電の燃料費は、STEGの燃料費想定データを用いた需給シミュレーションによると7.0c/kWhである。これに従い、化石燃料の燃料費削減効果は、年間1.54MUSD/年となる。



(出所： JICA 調査団)

図 5-50 2030 年 4 月の需給バランス (BESS(100MW/100MWh))

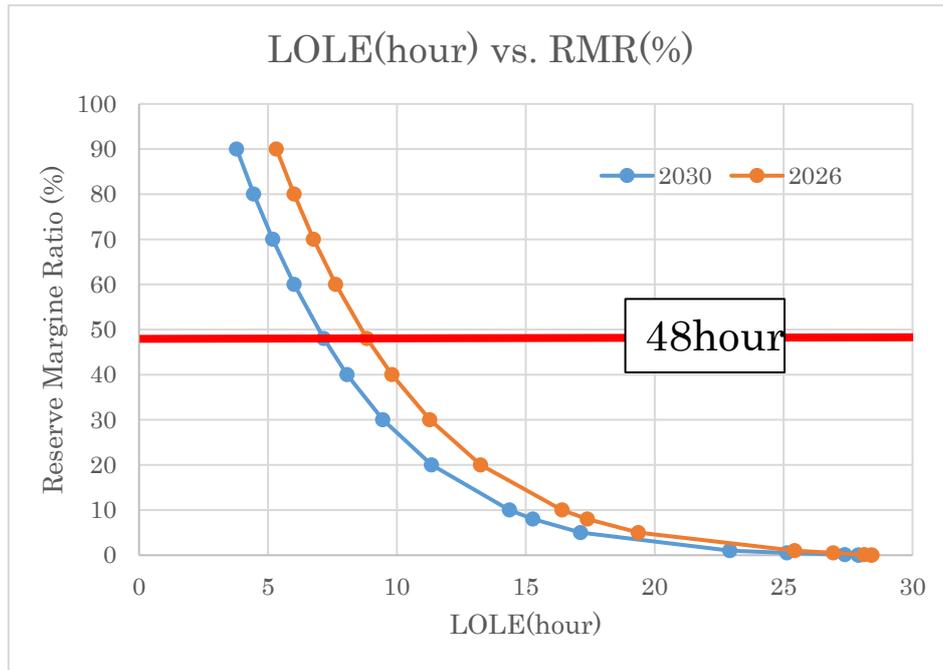
(3) ベースシナリオにおける供給信頼度の計算

ベースシナリオの 2026 年と 2030 年の系統の供給信頼度を計算した。
VRE を供給力として、LOLE を計算した。

2026 年の供給信頼度は、LOLE = 2.4hour であり、運転予備力は 22.2%である。
2030 年の供給信頼度は、LOLE = 2.3hour であり、運転予備力は 20.6%である。

ベースシナリオにおける LOLE と供給予備力の関係は、需要、VRE、供給力の状況に基づいて下図に示す。LOLE = 48 時間の電源信頼度目標を達成するために必要な予備率は、2026 年には 8.8%、2030 年には 7.6%あると計算された。

PV と WT も十分に離散配置すれば、ある程度の供給能力が期待できる。STEG の基準では、WT は供給力として見込まないが、PV は 50%を供給力に見込むこととなっている。



(出所： JICA 調査団)

図 5-51 2026 年と 2030 年の LOLE と供給予備力(RMR)の関係 (ベースシナリオ)

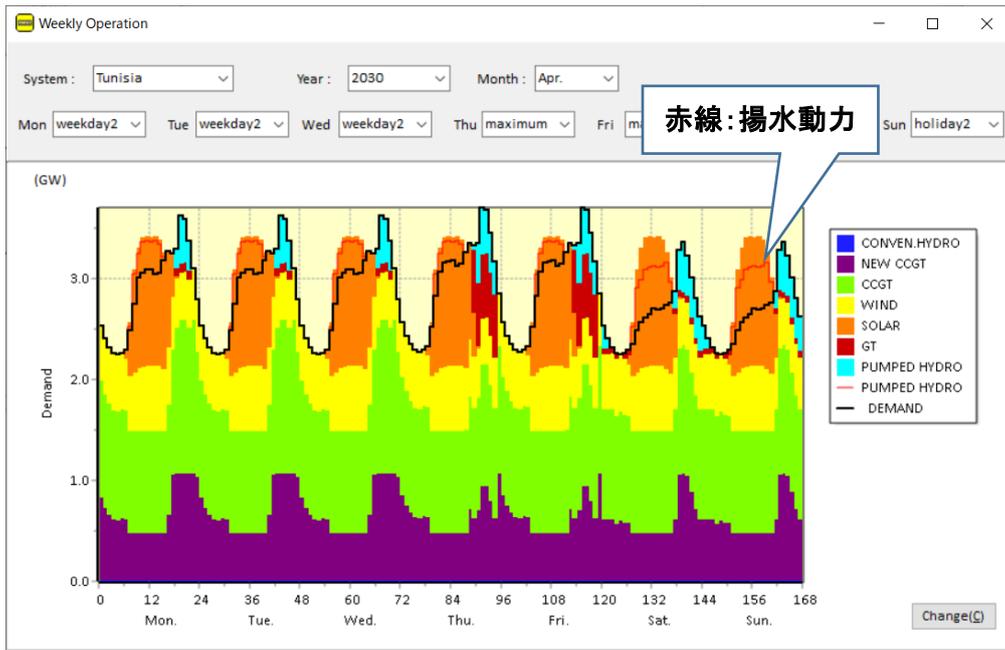
5.4.5 2030 年の需給バランスの感度分析

2030 年には、VRE の短周期変動を抑制するために、ASPSPP の有無にかかわらず 100 MW / 100MWh の BESS が必要となる。ベースシナリオには無いが、2030 年までに 400MW (200 MW 2 ユニット) の ASPSPP を開発する計画がある。ASPSPP と BESS を導入するケースの需給バランスを調査する。

(1) BESS 100MW/100MWh、揚水 (ASPSPP) 200MW 2 ユニット追加ケース

2030 年に、2 台の BESS 50MW / 50MWh と 2 台の ASPSPP200MW を導入する。STEG 計画に基づき、GT300MW の開発を中止した場合の需給バランスをシミュレーションした。

その結果、VRE の出力抑制は 528GWh 減少する。92GWh の VRE 削減は、残っている。火力発電の発電量の削減は 399GWh /年である。火力発電所の燃料費は 7.0c / kWh である。したがって、燃料費は 27.93 MUSD /年削減される。



(出所： JICA 調査団)

図 5-52 2030 年 4 月需給バランス (BESS、ASPSP 追加)

5.4.6 需給シミュレーション検討結果

(1) 需要想定

投資計画のリスク分析の観点から、供給能力の不足と過剰投資が発生するように、投資リスクに対処するために高い需要と低い需要を設定し、開発計画を検討することを推奨する。

(2) 需給シミュレーションによる系統安定化方策

投資コストを考慮して、BESS は 1C の性能のものを選定し需給シミュレーションを行った。需給シミュレーションによる経済運用検討の結果、系統安定化に必要な BESS の容量は以下のとおり。

- 1) 2026 年までに、BESS が 50MW/50MWh 必要である。
- 2) 2030 年までに、BESS が 100MW/100MWh 必要である。

この場合の、VRE 出力抑制削減量、及び焚き減らしの効果は、以下のとおり。

- 1) 2026 年までに、BESS を 50MW/50MWh 導入した時の効果
 - VRE 出力抑制の削減量：14GWh /年
 - 焚き減らしによる燃料費削減：年間 0.671MUSD /年
- 2) 2030 年までに、BESS が 100MW/100MWh 導入した時の効果
 - VRE 出力抑制の削減量：27GWh /年
 - 焚き減らしによる燃料費削減：年間 1.541MUSD /年

(3) VRE 出力抑制の削減

Base case の感度分析検討で、ASPSPP400MW だけでは、計画している VRE の発電電力量を有効活用しきれていない。このため、更なる蓄電装置（ASPSPP, BESS）の追加検討が必要である。加えて、コンバインドサイクルガスタービン(CCGT, Combined Cycle Gas Trubine)の運用の見直し（DSS（Daily Start-Stop）運用の採用等）の検討が必要である。

5.5 系統電圧制御の必要性検討

5.5.1 検討目的

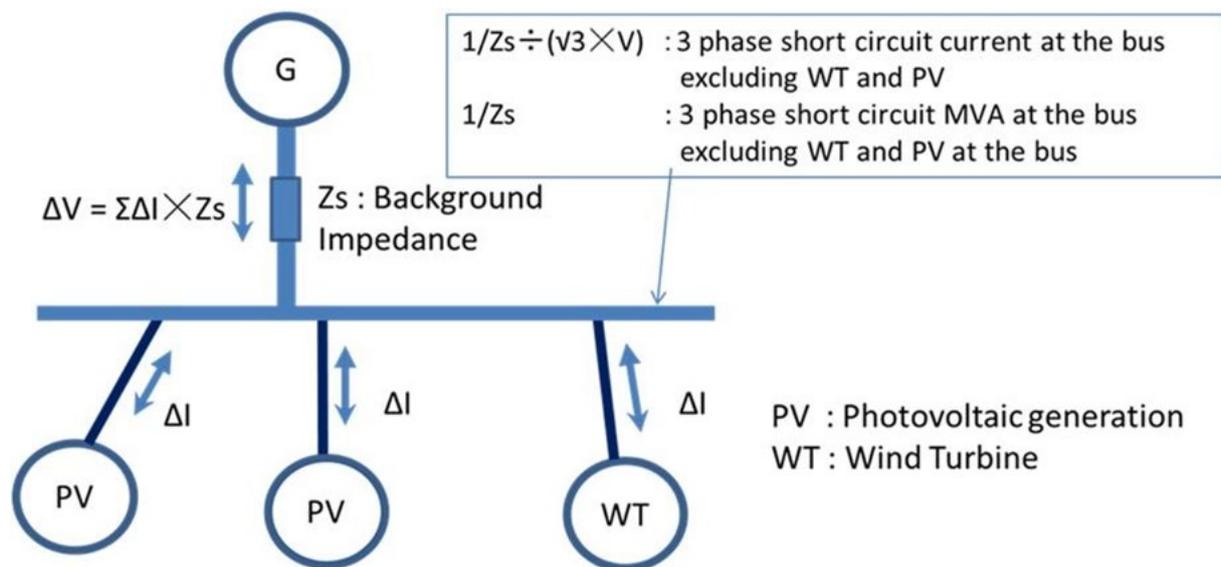
BESS をどこに設置しても、周波数改善効果は変わらない。しかしながら、電圧面については設置場所により系統に与える影響が異なることから、変動型再生可能エネルギー（VRE, Variable Renewable Energy）による電圧変動を抑制する効果がある箇所を選出する検討を行う。また、系統電圧の安定化は周囲の VRE の安定運転にとっても有益である。

5.5.2 検討方法

系統電圧の変動の大きい箇所に BESS を設置すれば、電圧変動を抑制することが期待できるのでそのような箇所を検討する。系統電圧の変動の大きい箇所は三相短絡電流が VRE 設置量と比較して小さい場所である。このような場所は VRE の出力変動による電圧変動を BESS により改善できると考えられる。

一般に、図 5-54 に示すように、同じ電流変動が発生した場合、その時点での三相短絡電流または容量(MVA)の大きさはシステム電圧の変動に反比例する。三相短絡時の電流または容量(MVA)は交流システムの強さを表すとも言える。したがって、短絡電流または MVA が小さいポイントを選択することがスクリーニング方法になる。

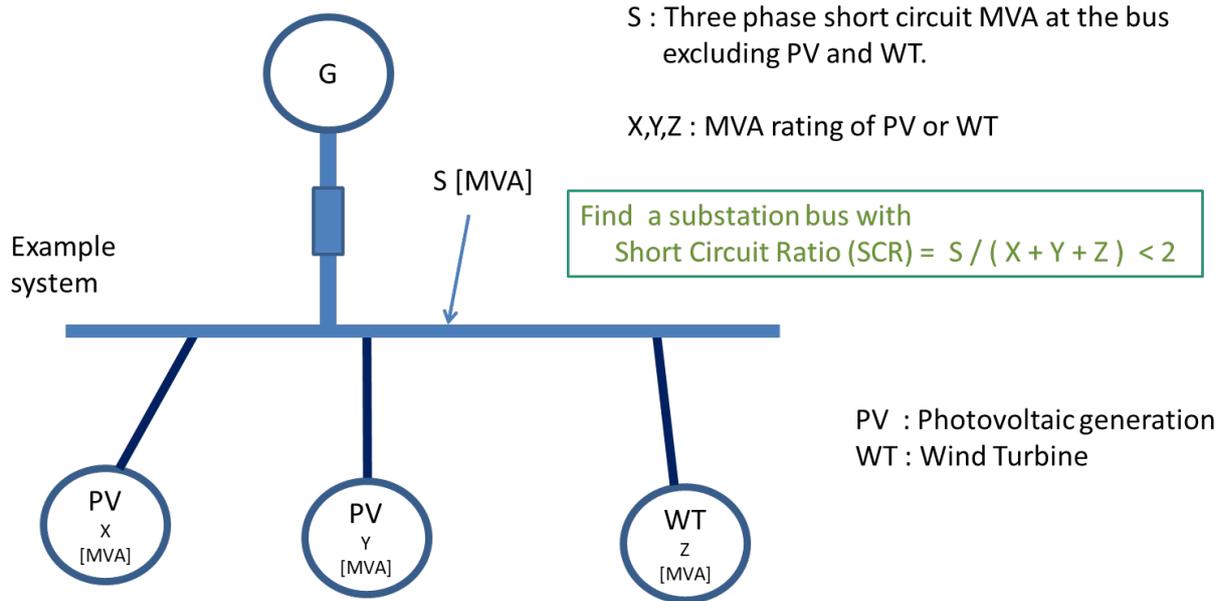
バッテリーを設置することで VRE の出力変動を想定し、通常時の電圧変動を効果的に抑えることができる。



(出所：JICA 調査団)

図 5-53 VRE の電流変動と電圧変動の関係

次の図 5-55 に示すように選定（スクリーニング）基準を定義する。



(出所： JICA 調査団)

図 5-54 選定(スクリーニング)基準 SCR の説明

なお、SCR は三相短絡容量 MVA の代わりに、一般的に計算結果に用いられている電流値(A:アンペア) を用いても同じ結果となる。

さらに、BESS の設置スペース、セキュリティ、メンテナンス、および運用面についても検討を行う。

5.5.3 三相短絡検討からの潜在的候補

設置箇所は図 5-55 の選定 (スクリーニング) 基準 SCR に基づいて評価した。

SCR の計算においては、厳しめに考えて以下の条件とした。

- ✓ 火力機の運転条件は最低出力合計がオフピーク需要(約 2000MW)になるようにメリットオーダーに基づいて決めた。
- ✓ PSPP (揚水) は停止とした。
- ✓ VRE からの短絡電流は期待しない。(SCR の比較をするため)

PSS/E での計算方法設定は以下のとおりである。

- ✓ IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS
 - OPTIONS USED:
 - MAXIMUM FAULT CURRENT CALCULATIONS, IMPEDANCE CORRECTION FACTORS CALCULATED AND APPLIED
 - VOLTAGE FACTOR C=1.05 WHEN BUS BASE kV<=1.0 kV and C=1.1 WHEN BUS BASE kV>1.0 kV
 - SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
 - SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO TRANSIENT

- SET TRANSFORMER TAP RATIOS=1.0 PU AND PHASE SHIFT ANGLES=0.0
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LOAD=0.0 IN +/- SEQUENCES

2019年 METI 報告書では南部の MEDHILLA 変電所を潜在的候補としてあげている。

2021年8月に STEG から受領したネットワークデータに基づく SCR の再計算結果を表 5-9 に示す。SCR 計算には電流値(A)を用いた。

SCR が 2 未満の MEDHILLA 変電所は、BESS の設置の有効な候補であり、2019年の METI レポートと同じ結果となった。

次いで、MEDNINE 変電所や TATAOIN 変電所の SCR はそれぞれ 2 を超えるものの、3 程度であり、これは弱い系統と言える。他の変電所の SCR は 5 以上であるため強い系統と言える。

三相短絡電流と VRE の定格電流のマップを図 5-56 に示す。(詳細は ANNEX 5-3 を参照)

表 5-9 SCR 計算結果

ノード番号	変電所名	母線電圧 [kV]	3相短絡電流 [A] (a)	VRE の定格電流和 [A] (b)	SCR (a / b)
33009	MEDHILLA	150	4182	2228	1.9
23030	MEDNINE	225	5922	1971	3.0
23015	TATAOIN	225	6304	1971	3.2
53010	M.JEMIL (MENZEL J)	90	9512	1488	6.4
23001	BOUCHEMA	225	10583	1297	8.2
53011	MATEUR	90	10816	1084	10.0
23066	NABEUL	225	8918	864	10.3
53028	M.TEMIME	90	4494	372	12.1
23018	MORNAGUI	225	12460	861	14.5
33003	FERIANA	150	3906	192	20.3
23192	PV OUED DARB	225	2845	136	20.9
23019	MATEUR	225	6448	216	29.9
23024	MASAKEN2	225	16048	269	59.7
23076	JEMMAL	225	8237	136	60.6
33021	ZARZIS	150	4933	81	60.9
53012	NAASSEN	90	18028	205	87.9

(出所：JICA 調査団)

5.5.4 BESS の無効電力必要量

最大無効電力は定格力率 90%程度での無効電力(最大有効電力の 44%) で十分と考えられる。

5.5.5 系統電圧の観点からの BESS 設置候補推奨地点

BESS は系統電圧面で弱く、三相短絡電流と VRE の定格電流の比率が比較的小さい場所に設置する。

検討の結果、第一に MEDHILLA 変電所に BESS を設置することを推奨する。また、VRE の開発計画の変更や BESS の故障による停止ということを考慮し、次いで SCR が低い MEDNINE 変電所や TATAOIN 変電所にも BESS を設置することを推奨する。

候補が確定したら、設置スペース、セキュリティ、維持管理、運用を総合的に検討するための現地調査が必要である。

5.5.6 系統過渡安定度に関して (参考)

5.2.2 に述べたように、系統過渡安定度については課題がない結果となっていることから、この観点での BESS 候補地点の検討は不要である。

5.6 系統安定化方策の経済性検討

本検討では2026年に50MW/50MWhのBESSを建設するプロジェクトを想定し経済分析を行った。また、本検討においては、ロードシフトによる変動型再生可能エネルギー（VRE, Variable Renewable Energy）の出力抑制の低減、調整力、GHG排出削減効果をBESSの経済便益とした。なお、蓄電池のCレートとコストについて調査したところ、2Cより1Cの蓄電池にコスト優位性があるため、1Cのリチウムイオン蓄電池を想定して経済便益を計算した。

5.6.1 計算条件

評価の前提条件を表5-10に示す。プロジェクト期間はBESSの期待寿命に合わせて15年とした。なお、BESSは建設期間が短いため、建設年度から便益を計上している。火力発電の単位発電コストはPDPATIIIによる2026年断面の需給シミュレーションの結果(6.21 cent/kWh)を使用した。チュニジア国の電力系統におけるCO₂の排出係数はSTEGから提供された数値(2.8Mt-CO₂/Mtoe)を採用した。

表 5-10 計算条件

No.	Symbol	Item	Value	Remark
1		Project Period	15 years	BESS life time
2	C_{BESS}	Capacity of BESS	50MWh	According to the study
3	$CAPEX_{BESS}$	Unit CAPEX of BESS	700 USD/kWh	C rate = 1C Assumption by the Consultant
4	$CAPEX_{GT}$	Unit CAPEX of GT	600 USD/kW	Assumption by STEG
5	$OPEX_{BESS}$	OPEX of BESS	1% of CAPEX	Assumption by the Consultant
6	$OPEX_{GT}$	OPEX of GT	1% of CAPEX	Assumption by the Consultant
7	UGC	TPP Unit Generation Cost	6.21 Cent/kWh =0.0621 USD/kWh	Average Thermal Power Plant kWh unit cost as of 2026 calculated by PDPATIII
8	EF_{CO_2}	CO ₂ emission factor	2.8 t-CO ₂ /toe =0.24kg/kWh	Assumption by STEG Converted with 1toe=11.63MWh

(出所：JICA 調査団)

GHG排出削減効果の貨幣価値への換算については表5-11に示すSTEGのGHG排出権取引価格の想定値を使用した。なお、STEGは2つのシナリオを想定しており、一つは表5-11のNo.1とNo.2のシナリオ1、もう一つは同表のNo.3,4,5のシナリオ2である。

表 5-11 STEGによるGHG排出権取引価格の想定値

No.	Scenario	Symbol	Item	Value	Remark
1	Scenario 1	$CF_{CO}(S1_1)$	Sinario 1 (2021-2022)	2.8 DT/t-CO ₂ =0.979 USD/t-CO ₂	Assumption by STEG Converted with 1USD=2.86DT as of 07-02-2022
2		$CF_{CO}(S1_2)$	Sinario 1 (2023-2030)	3.66 DT/t-CO ₂ =1.280 USD/t-CO ₂	ditto
3	Scenario 2	$CF_{CO}(S2_1)$	Sinario 2 (2021-2022)	1.25 DT/t-CO ₂ =0.437 USD/t-CO ₂	ditto
4		$CF_{CO}(S2_2)$	Sinario 2 (2023-2025)	2.25 DT/t-CO ₂ =0.787 USD/t-CO ₂	ditto
5		$CF_{CO}(S2_3)$	Sinario 2 (2026-2030)	3.29 DT/t-CO ₂ =1.150 USD/t-CO ₂	ditto

(出所：JICA 調査団)

5.6.2 経済費用

(1) BESS 建設費・OM 費用

2026 年に BESS の建設費として 35 MUSD (700 USD x 50MWh)を計上した。また、年間 OM 費用として建設費の 1%を見込んだ。

5.6.3 経済便益

経済便益についてはロードシフトによる燃料費削減効果、ガスタービン代替効果、GHG 排出量削減効果を経済便益として分析した。

(1) ロードシフトによる燃料費削減効果

BESS のロードシフトによる火力発電の焚き減らし分を燃料費削減効果とみなす。5.5 節において 2026 年におけるピークシフトによる燃料削減は年間 11 GWh/year と計算された。また、火力発電による発電コストは 6.1 cent/kWh と計算された。よって、年間のロードシフトによる燃料費削減効果は 671,000 USD/year とした。

(2) ガスタービン代替効果

BESS 建設により短周期変動に対応するための調整力としてのガスタービン火力の CAPEX および OPEX が回避される。ガスタービン火力の単位建設コストを 600 USD/kW、OM 費用を建設費の 1%を回避可能コストとして便益に計上した。経済計算において、2026 年に回避可能 CAPEX を 30 MUSD、それ以降の年間回避可能 OPEX を毎年 0.3 MUSD を見込んでいる。

(3) GHG 排出削減効果

GHG 排出削減量は需給シミュレーションで得られた火力発電の焚き減らし量にチュニジア国の排出係数をかけて計算した。GHG 排出削減量から貨幣価値への変換は STEG から提示された GHG 排出権取引価格の想定値を使用した。2030 年以降の GHG 排出権取引価格については 2030 年の値を使用した。

5.6.4 EIRR

前節までの計算条件・計算方法により、プロジェクト期間である15年間の経済的キャッシュフロー、EIRRを計算した。表5-12～表5-14にプロジェクトのEIRR計算結果を示す。

GHG排出削減効果を見込まないEIRRで11.03%（表5-12）、STEG排出権取引価格シナリオ1でGHG排出削減効果を見込んだEIRRで11.14%（表5-13）、STEG排出権取引価格シナリオ2でGHG排出削減効果を見込んだEIRRで11.15%（表5-14）となった。いずれのケースにおいても十分な経済性があることが示された。

表5-12 EIRR計算結果(GHG排出削減効果無し)

		IRR=					11.03%
Year	Investment [kWh]	Cost [USD]	Benefit [USD]			CF	
	BESS	BESS	Reduced Fuel	Avoided CAPEX and OPEX of GT	Reduced GHG emission		
1	2,026	50,000	35,000,000	671,000	30,000,000	0	-4,329,000
2	2,027		350,000	671,000	300,000	0	621,000
3	2,028		350,000	671,000	300,000	0	621,000
4	2,029		350,000	671,000	300,000	0	621,000
5	2,030		350,000	671,000	300,000	0	621,000
6	2,031		350,000	671,000	300,000	0	621,000
7	2,032		350,000	671,000	300,000	0	621,000
8	2,033		350,000	671,000	300,000	0	621,000
9	2,034		350,000	671,000	300,000	0	621,000
10	2,035		350,000	671,000	300,000	0	621,000
11	2,036		350,000	671,000	300,000	0	621,000
12	2,037		350,000	671,000	300,000	0	621,000
13	2,038		350,000	671,000	300,000	0	621,000
14	2,039		350,000	671,000	300,000	0	621,000
15	2,040		350,000	671,000	300,000	0	621,000

(出所：JICA 調査団)

表5-13 EIRR計算結果(GHG排出削減効果有り(STEG排出権取引価格シナリオ1))

		IRR=					11.15%
Year	Investment [kWh]	Cost [USD]	Benefit [USD]			CF	
	BESS	BESS	Reduced Fuel	Avoided CAPEX and OPEX of GT	Reduced GHG emission		
1	2,026	50,000	35,000,000	671,000	30,000,000	3,389	-4,325,611
2	2,027		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
3	2,028		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
4	2,029		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
5	2,030		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
6	2,031		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
7	2,032		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
8	2,033		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
9	2,034		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
10	2,035		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
11	2,036		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
12	2,037		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
13	2,038		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
14	2,039		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
15	2,040		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389

(出所：JICA 調査団)

表 5-14 EIRR 計算結果(GHG 排出削減効果有り(STEG 排出権取引価格シナリオ 2))

		Investment [kWh]	Cost [USD]	Benefit [USD]			IRR=
Year		BESS	BESS	Reduced Fuel	Avoided CAPEX and OPEX of GT	Reduced GHG emission	CF
1	2,026	50,000	35,000,000	671,000	30,000,000	3,046	-4,325,954
2	2,027		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
3	2,028		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
4	2,029		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
5	2,030		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
6	2,031		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
7	2,032		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
8	2,033		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
9	2,034		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
10	2,035		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
11	2,036		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
12	2,037		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
13	2,038		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
14	2,039		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
15	2,040		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046

(出所：JICA 調査団)

5.6.5 感度分析

将来の設備コストおよびガスタービン火力発電の発電コストおよび建設コストは技術革新、外部環境の変化による変動する。ベースケース表 5-15 の条件 (GHG 排出削減効果については見込まないパターン) で、BESS の建設単価 [USD/kWh]、ガスタービン火力発電の建設単価 [USD/kW]、ガスタービン火力の単位発電コスト[USD/kWh]について感度分析を行った。

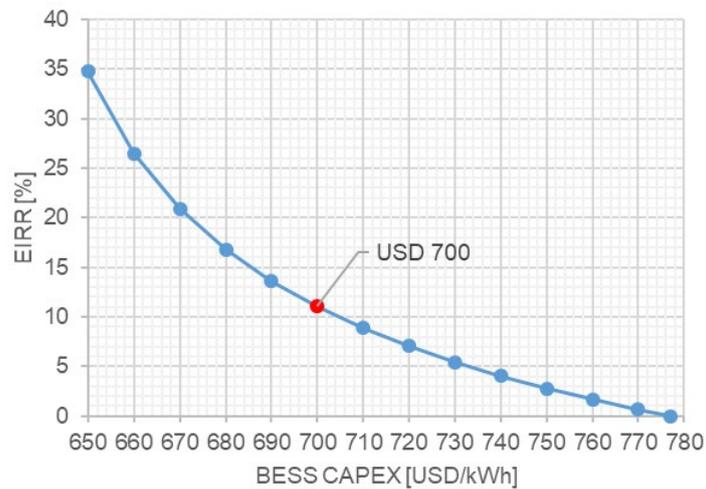
表 5-15 感度分析におけるベースケースの計算条件

No.	Symbol	Item	Value	Remark
1		Project Period	15 years	BESS life time
2	C_{BESS}	Capacity of BESS	50MWh	According to the study
3	$CAPEX_{BESS}$	Unit CAPEX of BESS	700 USD/kWh	C rate = 1C Assumption by the Consultant
4	$CAPEX_{GT}$	Unit CAPEX of GT	600 USD/kW	Assumption by STEG
5	$OPEX_{BESS}$	OPEX of BESS	1% of CAPEX	Assumption by the Consultant
6	$OPEX_{GT}$	OPEX of GT	1% of CAPEX	Assumption by the Consultant
7	UGC	TPP Unit Generation Cost	6.21 Cent/kWh =0.0621 USD/kWh	Average Thermal Power Plant kWh unit cost as of 2026 calculated by PDPATIII

(出所：JICA 調査団)

(1) BESS コスト感度分析

図 5-57 に BESS 建設コストの感度分析結果を示す。BESS の建設コストはメーカーヒアリングの結果等からベースケースで 700 [USD/kWh]とした。。(図中の赤マーカー) BESS の建設コストが 777 [USD/kWh]となると、EIRR は 0%となる。

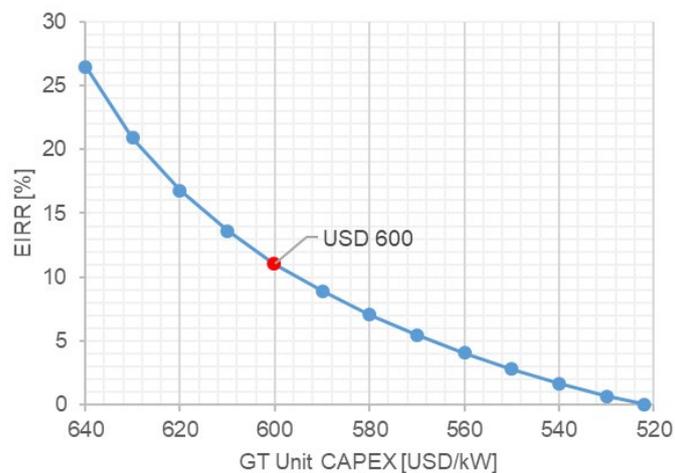


(出所： JICA 調査団)

図 5-56 BESS 建設コストの感度分析

(2) ガスタービン火力発電建設コスト

図 5-58 にガスタービン火力発電建設コストの感度分析の感度分析結果を示す。ガスタービンの建設コストは STEG から提供されたデータに基づきベースケースで 600 [USD/kWh]とした。(図中の赤マーカー) ガスタービンの建設コストが 522 [USD/kWh]となると、EIRR は 0%となる。

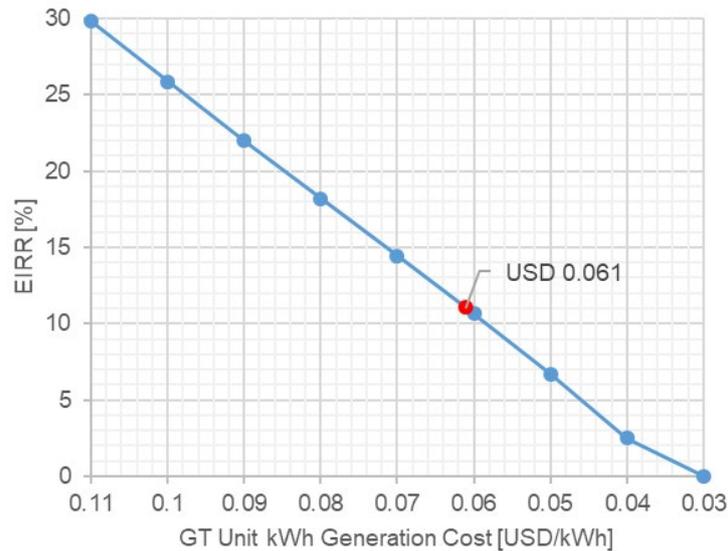


(出所： JICA 調査団)

図 5-57 ガスタービン火力発電建設コストの感度分析

(3) ガスタービン火力発電単価

図 5-59 にガスタービン火力発電コストの感度分析結果を示す。ガスタービンの発電コストはベースケースで 6.1 [USD/kWh]であった。ガスタービンの発電コストが 3.4 [USD/kWh]となると、EIRR は 0%となる。



(出所： JICA 調査団)

図 5-58 ガスタービン火力発電コストの感度分析

5.6.6 経済分析結果

本節では 2026 年に 50MW/50MWh の BESS を建設するプロジェクトを想定し経済分析を行った。検討においては、ロードシフトによる VRE の出力抑制の低減、調整力（ガスタービン代替による便益）、GHG 排出削減効果を BESS の経済便益とした。

分析の結果、GHG 排出削減効果を見込まないパターンにおいても EIRR は 11.03%となり、プロジェクトの経済的な妥当性が示された（なお、20MW/20MWh においても費用と便益がほぼ 2/5 となるので、50MW/50MWh とほぼ同じ EIRR となる）。しかし、感度分析においては BESS の建設費が 11%上昇で EIRR は 0%に低下することも分かった。

需給調整市場が整備されていないこと、また、感度分析でも明らかになったようにプロジェクトの収支の予見が困難であることから、BESS プロジェクトの民間資金での導入は困難である。しかし、BESS 導入は輸入燃料の削減により国民経済に寄与するとともに、環境改善に寄与するプロジェクトである。

現状、政府は VRE を 30%導入することを政策決定しており、系統安定化方策として、STEG にて ASPSP、BESS の導入を検討しているが、財政負担も大きいため、計画策定に至っていない。5 章での検討により、系統安定化のためには、BESS を 2026 年までに 50MW/50MWh、2030 年までに 100MW/100MWh 導入が必要であることが分かった。また、

BESS は分散配置をすることができ、系統電圧安定性の観点から 1 地点の有力地点と 2 地点の候補地点が挙げられている。

よって、これら地点に VRE の導入状況に応じて段階的に導入することで、STEG の財政負担を軽減することが推奨される。STEG によると 2022 年時点で、VRE の導入は COVID-19 による物流棟の制限等の影響で計画より 2 年程度の遅延が予想されている。よって、VRE の導入の進捗に合わせて、例えば、2026 年から 2030 年の 5 年間で、毎年 BESS 20MW/20MWh を開発し、2030 年までに全体で BESS100MW/100MWh 開発するという導入方法も可能である。2026 年に BESS20MW/20MWh を導入すると、268,400 USD/年の燃料燃焼減らし効果が期待できる。今後 BESS プロジェクトを検討する上で、BESS の分割、段階的な導入について検討することが、資金調達面での対応策となり得る。初期の BESS を小規模な容量（例えば、20MW/20MWh）の BESS を無償資金協力で導入し、BESS の計画、要求仕様設定、設計、入札、建設、OM のノウハウを習得した後、VRE の導入の進捗状況に応じてスケールを拡大させた BESS を有償資金協力で導入することも考えられる。

5.7 変動型再エネ大量導入に向けた系統安定化方策の検討結果

5.7.1 系統計画のレビュー結果

計算の結果、過負荷（送電容量不足）となる設備はなかった。このことから適切に電源増強に対応した送電計画ができていると考えられる。また、送電線事故による過渡（同期）安定度についても計算した結果、課題となる箇所は無いと考えられる。

5.7.2 短周期変動の電力需給周波数シミュレーション解析結果

(1) 短周期周波数変動の電力需給周波数シミュレーション解析

系統需要、発電機の短周期変動モデルにおける、周波数変動解析の結果を以下に示す。チュニジアの周波数変動の目標範囲は $50 \pm 0.3\text{Hz}$ であり、この範囲に周波数変動を収めるには、2026年に BESS が 50MW 必要である。2030 年には ASPSP の有無に関わらず、BESS が 100MW 必要である。

表 5-16 周波数変動検討結果

CASE	0	1	2	3	4	5	6
Year	2030					2026	
PSPP(MW)	0	0	0	400	400	0	0
BESS(MW)	50	100	150	50	100	50	100
99.7 Percentile Value(Hz)	0.3213	0.2778	0.2495	0.3343	0.2750	0.2976	0.2472

（出所： JICA 調査団）

注） 99.7 パーセンタイル：小さいものから数え、99.7%目となる値

(2) BESS 充電・放電状況計算の結果

BESS の短周期変動を抑制するための充放電状況を計算し、必要容量を求めた。その結果は、以下のとおり。

- 2026 年までに、BESS50MW/25MWh 以上が必要である。
- 2030 年までに、BESS50MW/25MWh 2 ユニット以上が必要である。

5.7.3 需給バランスシミュレーションによる経済運用分析結果

(1) 需給バランスシミュレーション結果

需給シミュレーションによる経済運用検討の結果、系統安定化に必要な BESS の容量は以下のとおり。

- 1) 2026 年までに、BESS が 50MW/50MWh 必要である。
- 2) 2030 年までに、BESS が 1000MW/100MWh 必要である。

この場合の、変動型再生可能エネルギー（VRE, Variable Renewable Energy）出力抑制削減量、及び焚き減らしの効果は、以下のとおり。

- 3) 2026 年までに、BESS を 50MW/50MWh 導入した時の効果
 - VRE 出力抑制の削減量：14GWh/年
 - 焚き減らしによる燃料費削減：年間 0.671MUSD/年
- 4) 2030 年までに、BESS が 100MW/100MWh 導入した時の効果
 - VRE 出力抑制の削減量：27GWh/年
 - 焚き減らしによる燃料費削減：年間 1.541MUSD/年

(2) VRE 出力抑制の削減

Base case の感度分析検討で、ASPSPP400MW だけでは、計画している VRE の発電電力量を有効活用しきれていない。このため、更なる蓄電装置（ASPSPP, BESS）の追加検討が必要である。

加えて、CCGT の運用の見直し（DSS 採用）検討が必要である。

5.7.4 系統電圧制御の必要性

BESS は系統電圧面で弱く、三相短絡電流と VRE の定格電流の比率が比較的小さい場所に設置する。検討の結果、第一に MEDHILLA 変電所に BESS を設置することを推奨する。また、VRE の開発計画の変更や BESS の故障による停止ということを考慮し、SCR が低い MEDNINE 変電所や TATAOIN 変電所にも BESS を設置することを推奨する。

5.7.5 系統安定化方策の経済性

2026 年に 50MW/50MWh の BESS を建設するプロジェクトを想定し経済分析を行った。検討においては、ロードシフトによる VRE の出力抑制の低減、調整力（ガスタービン代替による便益）、GHG 排出削減効果を BESS の経済便益とした。

分析の結果、GHG 排出削減効果を見込まないパターンにおいても EIRR は 11.03% となり、プロジェクトの経済的な妥当性が示された。しかし、感度分析においては BESS の建設費が 11% 上昇で EIRR は 0% に低下することも分かった。

需給調整市場が整備されていないこと、また、感度分析でも明らかになったようにプロジェクトの収支の予見が困難であることから、BESS プロジェクトの民間資金での導入は困難である。しかし、BESS 導入は輸入燃料の削減により国民経済に寄与するとともに、環境改善に寄与するプロジェクトである。

5.7.6 公示されたグリッドコード (GC) の影響

公表されている MV・HV 用 GC の II.4) および III の周波数制御によると、VRE を利用した発電設備を送電網に接続する場合、既存の発電所と同様に周波数調整設備を設置する必要がある。III.1) によれば、10 MW 以上の WT は設置容量の 5% の ΔP を少なくとも 10 秒間増減できる、ディスパッチングセンターからの指令によってアクティブ化できる、デバイスを装備する必要がある。また、III.2) によれば、10 MW を超える VRE 発電設備を送電網に接続する場合、派遣センターが必要な場合の指令から 15 秒以内に使用できる周波数調整装置の制御パターンが示されている。III.2) によると、50Hz で出力を 80% に抑制し、49Hz で 100% 出力に上げ、システム周波数が 51.6Hz に上がると出力を 60% に下げる制御パターンが示されている。

2030 年の基本シナリオでは、PV は 1,596 MW、WT は 1,542 MW であるため、これらの発電設備がすべて 10 MW 以上の場合、WT からの慣性力は 77 MW、周波数調整力は 627 MW になる。ただし、VRE の出力は天候により急激に変化するため、規定されている調整出力が確保できるかどうかは不明である。

この GC が厳密に構築され、運用されるかどうかには注意を払う必要がある。

第 6 章 優先的な協力の枠組み

6.1 VRE 大量導入に係る課題

表 6-1 に VRE 大量導入に係る課題を整理する。技術的に主に VRE による周波数変動を吸収するための調整力の確保と電源から需要地までの送電を行うための送電容量不足による系統制約が課題となる。また、近年では小規模な VRE 分散電源による地域分散型電力システムの普及も進んできており、地域分散型電力システムの技術的・制度的な取り扱いについても課題となっている。

制度的にはグリッドコードの整備、普及を促進するための市場メカニズムの導入も課題となる。また、公平で透明性のある市場環境を維持するための独立規制機関も必要となると想定される。

一方、VRE 導入を促進するためには市場メカニズムの導入とともにビジネス環境の整備も必要である。現在 STEG の収支は赤字であり、補助金に大きく依存しているため、資金不足により VRE 導入の系統整備のための投資ができなくなる可能性がある。また、民間参入を促進するインセンティブ、金融機関の VRE プロジェクトの審査能力の向上等も必要となる。

本調査における関係機関へのヒアリングでは、制度設計やビジネス環境の整備については要望が出されることはなく、下表<技術>①の系統安定化方策についての支援のうち特に、短周期周波数変動解析技術、需給シミュレーション、BESS 技術に関する技術協力の関心が表明された。

表 6-1 再生可能エネルギー大量導入に係る課題

課題	対応策
<技術>	
① 系統安定化方策 周波数の変動の増大 慣性力不足	BESS 建設
	ASPSS 建設
	デマンドレスポンス
	国際系統連系の増強
	系統運用技術の向上
	VRE 出力予測手法の確立
② 送変電設備の容量不足	送配電網整備
③ 地域分散型電力システムの開発 (マイクログリッド、ミニグリッド等)	地域分散型電力システムの拡大
<制度設計>	
① 調整容量市場未整備	調整市場の設立
② 独立規制機関の不在	独立規制機関の設立
③ VRE 系統連系ルール未整備	グリッドコードの整備
④ 地域分散型電力システムの制度未整備	地域分散型電力システム制度・法整備
<ビジネス環境>	
① 電気事業者の赤字、補助金への依存度の高さ	経営改善、補助金改革
② 金融機関の VRE プロジェクトへの経験不足	金融機関 VRE プロジェクト審査能力向上
③ 民間参入促すインセンティブ	民間資金活用の制度・法整備

(出所：JICA 調査団作成)

6.2 協力プログラム (支援候補プロジェクトや技術支援項目リスト、実施時期を含む)

(1) チュニジア政府からの要望

チュニジア政府は、変動型再生エネルギー (VRE) を大量に系統に導入し、輸入している化石燃料の消費量を削減することを政策として掲げている。このため、産業・エネルギー・鉱山省 (MIEM) は STEG に対し、VRE を大量に導入するための系統安定化方策について検討するように指示している。

先にレビューした STEG の計画では、2030 年の VRE 導入量は電力量あたりで 30%程度となっている。VRE の導入量から、系統の周波数、電圧を維持するために、VRE の出力抑制は不可避であると考えられる。

JICA 調査「再生可能エネルギー大量導入時代の途上国支援のあり方にかかる調査研究 (プロジェクト研究)」において、2019 年 7 月に、チュニジア側と JICA 調査団で変動型再生エネルギー (VRE) 大量導入のための課題を整理している。(同報告書 p.108 (修正後) 課題・解決策 (Annex 6-1 参照)) 課題・解決案及びロードマップ案の大枠の理解は得られたものの、合意までは至らず、後日、MIEM から支援の要望をまとめた Conceptual Note (Annex 6-2) が提出されることとなった。STEG からは Conceptual note の内容にある系統安定化方策を検討・実施するために、日本の技術支援実施に期待が表明されている。この Conceptual note 要望項目は系統安定化方策の検討に絞られており、今回調査の範囲と相いれない項目が少なからずあった。このため、これら要請項目を STEG と協議を行い、本調査の計画レビューの中で実施するものと、技術協力プロジェクトおよび個別プロジェクトの準備調査の中で実施するものに整理を行った。

一方、2021 年 8 月に技術協力への要請書が出されている。技術協力プロジェクトの実施内容は、この要請書をベースに Conceptual note の内容も考慮して、2021 年 11 月の現地調査時に協議を行った。

(2) 再生可能エネルギー大量導入に向けた系統安定化方策策定・実施への支援方針

第 5 章での検討結果に基づき、VRE 大量導入に向けた系統安定化方策の検討、実施に向けた支援方策を整理する。

STEG の開発計画によれば、2026 年までに約 2GW の PV および WT の VRE が系統に導入される。2030 年までに約 3GW の VRE が系統に導入される計画である。

これに対して、単独系統での周波数及び電圧安定に向けた、短周期変動の解析、長周期変動も含めた経済運用を需給シミュレーションで検討、系統電圧制御の可能性の検討を行った。

この結果、2026 年までに、BESS を 50MW/50MWh の導入を推奨、2030 年までに BESS100MW/100MWh 導入することを提案している。

また、系統電圧制御の必要性から、2 か所の変電所への BESS 分散配置を提案している。

これら提案した系統安定化方策実現のため、以下のステップで支援を行う事を提案する。

1) 短中期的な支援 (2023-2026 年)

2026 年までに VRE が約 2GW 導入される計画であり、これを実現するために、BESS50MW/50MWh の導入を実現する。このためには、以下の項目の能力向上が必要と考えられる。特に、BESS 設計能力に関しては、BESS の納期を発注から 1 年間とすると 2024 年には購入仕様書 (Bid Document) が完成していないと 2026 年中の BESS 運転開始に間に合わない。

- 系統・電源計画策定能力向上
 - 電力設備開発計画シナリオ設定の基本方針
 - 瞬動予備力提供可能設備 (ASPSPP, BESS) の計画手法
 - 供給信頼度 (LOLE) の計算手法
 - 需給シミュレーション手法
 - 系統安定度検討 (ROCOF 等)
- 系統運用能力向上
 - 供給予備力 (ASPSPP, BESS、VRE 出力抑制) の管理運用手法
 - 系統電圧・潮流制御解析手法
- BESS 設計・運用能力向上
 - BESS 導入方法の策定 (分散配置、段階的導入)
 - BESS 基本仕様の設定 (電池容量、SOC、制御方法、等)
- BESS 建設プロジェクトへの支援
 - BESS FS 実施
 - BESS 詳細設計、入札図書作成
 - 資金調達支援
 - エンジニアリング支援 (入札、建設、試験、O&M)

2) 中長期的な支援 (2026-2030 年)

2030 年までに VRE が約 3GW 導入される計画であり、これを実現するために、BESS100MW/100MWh の導入を実現する。このためには、引き続き以下の項目の能力向上が必要と考えられる。

- 系統・電源計画策定能力向上
 - 瞬動予備力提供可能設備 (ASPSPP, BESS) の計画手法
 - 系統安定度検討 (ROCOF 等)
- 系統運用能力向上
 - 供給予備力 (ASPSPP, BESS、VRE 出力抑制) の管理運用手法
 - 系統電圧・潮流制御解析手法
- BESS 建設プロジェクトへの支援
 - 資金調達支援

3) 長期的な支援（2030年以降）

現時点で2030年以降の開発計画は未策定のため、設備的な要求事項は明確ではないが、発電電力量の30%を超えて更にVREを導入していくためには、中長期的な計画運用の支援項目に加えて、以下の項目も考えていく必要があると思われる。

- 市場からのVREおよび予備力の調達
瞬動予備力市場創設
VRE市場創設

4) BESSの段階的な導入

現状、政府はVREを30%導入することを政策決定しており、系統安定化方策として、STEGにてASPSPP、BESSの導入を検討しているが、財政負担も大きいため、計画策定に至っていない。5章での検討により、系統安定化のためには、BESSを2026年までに50MW/50MWh、2030年までに100MW/100MWh導入が必要であることが分かった。また、BESSは分散配置をすることができ、系統電圧安定性の観点から1地点の有力地点と2地点の候補地点が挙げられている。

よって、これら地点にVREの導入状況に応じて段階的に導入することで、STEGの財政負担を軽減することが推奨される。STEGによると2022年時点で、VREの導入はCOVID-19による物流棟の制限等の影響で計画より2年程度の遅延が予想されている。よって、VREの導入の進捗に合わせて、例えば、2026年から2030年の5年間で、毎年BESS20MW/20MWhを開発し、2030年までに全体でBESS100MW/100MWh開発するという導入方法も可能である。2026年にBESS20MW/20MWhを導入すると、268,400USD/年の燃料焼き減らし効果が期待できる。今後BESSプロジェクトを検討する上で、BESSの分割、段階的な導入について検討することが、資金調達面での対応策となり得る。初期のBESSを小規模な容量（例えば、20MW/20MWh）のBESSを無償資金協力で導入し、BESSの計画、要求仕様設定、設計、入札、建設、OMのノウハウを習得した後、VREの導入の進捗状況に応じてスケールを拡大させたBESSを有償資金協力で導入することも考えられる。

6.3 技術協力プロジェクトの準備(チュニジア政府の要請)

チュニジア政府から、系統安定化に資する技術協力プロジェクトへの支援要請が、2021年8月に正式に要請されている。この要請内容と前節 6.1 で整理された STEG への必要な技術支援項目を踏まえて、技術協力内容の整理を行った。

2021年11月の現地調査時に共同で、現状の課題分析および技術協力内容について、以下のとおり整理を行った（Annex6-3 課題分析、Annex6-4 PDM 案 参照）。

プロジェクトの実施機関は、MIEM 及び STEG を予定している。

1. 上位目標

チュニジアの低炭素および脱炭素社会の持続可能な開発を促進すること。

To promote sustainable development for low-carbon and decarbonized society in Tunisia.

2. プロジェクト目標

チュニジアの電力システムの低炭素と安定供給に関係する部門の能力を強化すること。

To strengthen the capability of departments concerned for low carbon and stable supply of the power system in Tunisia.

3. プロジェクト成果

プロジェクトの成果としては、以下の6つを要請された。スコープの範囲が、一つのプロジェクトで扱うには広いので、今回の技プロのスコープとしては、成果 2)、3)、4)、5)を扱うことでチュニジア側と合意した。成果 1) 及び 6) は、国別課題別研修で対応する事で、チュニジア側と合意した。

1) 日本の知識と経験を共有することにより、電力会社事業の運営能力と独立規制機関の監視能力を強化する。

1) To enhance the ability to operate the power utilities business and the monitoring ability of the independent regulatory body by sharing the knowledge and experience in Japan.

2) 可変速揚水発電所、蓄電池など、さまざまな種類の供給予備力を提供する設備に関する計画策定能力を確保する。

2) To make estimation ability concerning the facilities providing various types of the margin supply facilities such as adjustable speed pump storage, storage batteries

3) 様々なタイプの供給予備力を最適化するための計画と運用能力を高めること

3) To make planning and operation capability to optimize various types of the margin supply facilities

4) 高度な需給バランス分析能力を強化する

4) To improve sophisticated power balance analysis

- 5) VRE 比率が 20%を超える状況に備えて、高度な電力系統分析により系統計画と運用の STEG の能力を確立する（グリッド運用・管理の能力開発）。
- 5) To establish ability of STEG of grid planning and operation with the sophisticated grid analysis in preparation for the situation where VRE ratio is more than 20%. (Capacity Building of Grid Operation and Management)
- 6) エネルギー管理システム（EMS）と需要側管理（DSM）を活用したグリッドの柔軟性を高めるための対策と、政策、制度（取引市場と規制）、技術を含むその実現環境についての理解を深める。
- 6) To deepen understanding on measures for enhancing grid flexibility utilizing energy management system (EMS) and demand side management(DSM) and its enabling environment including policy, institutions (transaction market and regulations), and technologies.

4. 活動

成果 2) から 5) に係わる活動を以下で整理した。詳細は、案件採択後に再度協議を行い決定する。STEG からは、短周期変動解析に必要なプログラムの提供を要望された。

- 1) 「成果 2) 可変速揚水発電所、蓄電池など、さまざまな種類の供給予備力を提供する設備に関する計画策定能力を確保する。」に対応する活動として 2-1 から 2-4 を提案している。

2-1 Overview/ Benchmark of the technologies / solutions to ensures power system flexibility taking into consideration costs and benefits in order to choose the most suitable solution for the Tunisian context.

2-2 "Analysis of the dynamic frequency stability to identify the eventual constraints related to:

- ✓ The share of primary reserve that will be activated in minimum frequency.
- ✓ The value of Rate of Change of Frequency (ROCOF).
- ✓ Propose adaptive load shedding scheme based on the Rate of Change of Frequency (DF/DT) to enhance the stability of the power system.
- ✓ Other constraints to be defined"

2-3 "To define an approach to identify the potential sites of BESS.

Selection of the potential candidate sites of BESS, considering the following items:

- ✓ The voltage stability criterion since BESS can improve the voltage fluctuation,
- ✓ The reduction of electrical losses in the transmission system,
- ✓ The reactive power capability amount of BESS. Using the BESS to control the flow of power in the interconnection lines to avoid their tripping."

2-4 "BESS function on the energy

Relation between BESS function and its specifications

Issues for determination of the specifications

Possible approach of BESS installation for Tunisian system

BESS Control system for realizing the coordination
Approaches on the Phase 2 step"

- 2) 「成果 3) 様々なタイプの供給予備力を最適化するための計画と運用能力を高めること」に対応する活動として 3-1 から 3-3 を提案している。
- 3-1 Estimation of operational reserve (primary and secondary) for daily operation that takes into account the variability of RES
- 3-2 Training of the operational engineer in the national control center to supervise and control the electrical power system with high integration of ENRs and with new storage technologies such as BESS and others.
- 3-3 "Performing the flexibility study for a whole year instead of only one point in time “Day off peak” in order to estimate:
- ✓ The operation system cost
 - ✓ The amount of renewable curtailment.
- 3) 「成果 4) 高度な需給バランス分析能力を強化する」に対応する活動として 4 を提案している。
- 4 Knowledge sharing by the transfer of know-how to STEG engineers. (MATLAB simulation program, the methodology...)
- 4) 「成果 5) VRE 比率が 20%を超える状況に備えて、高度な電力系統分析により系統計画と運用の STEG の能力を確立する（グリッド運用・管理の能力開発）。」に対応する活動として 5-1 から 5-2 を提案している。
- 5-1 Estimation of operational reserve (primary and secondary) for 2022-2030 that takes into account the variability of RES
- 5-2 Analysis of the dynamic stability, in particular frequency and voltage stability, in order to identify the minimum number of must run unit (combined cycles) during the year of the study and to precise also their localization to ensure the stability of the electrical system (transient, frequency and voltage stability)

6.4 電力セクターへの中長期的な協力へのガイドラインと技術協力プロジェクト

STEG の現在の開発計画を 2026 年と 2030 年でレビューした。2030 年の計画は、VRE 導入量 (3,138MW) に対して、電力貯蔵装置の導入計画はなかった。2030 年での需給シミュレーションを実施すると、VRE の出力抑制が発生しており、今後更なる VRE の導入には、電力貯蔵設備の導入計画の策定が必要である。また、ASPSPP も WT が多く入るケースでは、発電時間と揚水時間との調整が必要と考えられ、運用面での更なる検討が望まれる。このことから、ASPSPP 及び BESS の運用の検討が必要である。

ASPSPP の地点制約からこれ以上の増強が難しいのであれば、更なる BESS の導入検討を進めていく必要がある。

VRE の大量導入のためのシステム安定化対策の検討に基づき、ASPSPP と BESS を中長期的には導入する必要がある。これらのうち、BESS は分散して配置ができることから、ASPSPP のように地点を一括で開発する必要はない。このため、調達可能な資金量に合わせた段階的な導入計画の策定が可能である。中長期的にこれら導入計画策定のための能力向上支援が必要と思われる。

一方、BESS の導入は VRE の導入に不可欠な手段であるが、経済的な効果は少ないため、民間投資に適合しない。したがって、適切な資金支援が必要である。このことから、資金面も含めた、BESS の基本仕様及び設計について、中長期的な支援を検討することを提案する。

更に、将来的に欧州電力市場へ VRE 等での参加を考える場合には、VRE 調達及び瞬動予備力調達の市場化やそれに伴う系統連系の基準整備が必要となる。長期的には市場化に向けた制度、規制、組織体制整備への支援が必要と考える。

6.5 本調査における技術支援

本調査においてはSTEGからの要望でVREが大量に系統に導入された際の需給シミュレーションに関する研修を実施した（図 6-1）。

表 6-2 に研修内容および日程を示す。シミュレーションソフトウェアは東京電力 PG が開発した PDPATIII を使用した。

表 6-2 研修日程

	研修内容
1 日目	PDPATIII の概要説明 PDPATIII のインストール データ入力方法 需要データ入力 発電機データ入力 蓄電池データ入力 データ出力方法 日負荷曲線、週負荷曲線の出力 LOLE の出力 出力データの読み方
2 日目	2026 年断面のデータを使用したシミュレーション演習 2030 年断面のデータを使用したシミュレーション演習 質疑応答

（出所：JICA 調査団作成）



図 6-1 需給シミュレーション研修

ANNEX

Power flow diagram in 2030 without PSPP (STEP)

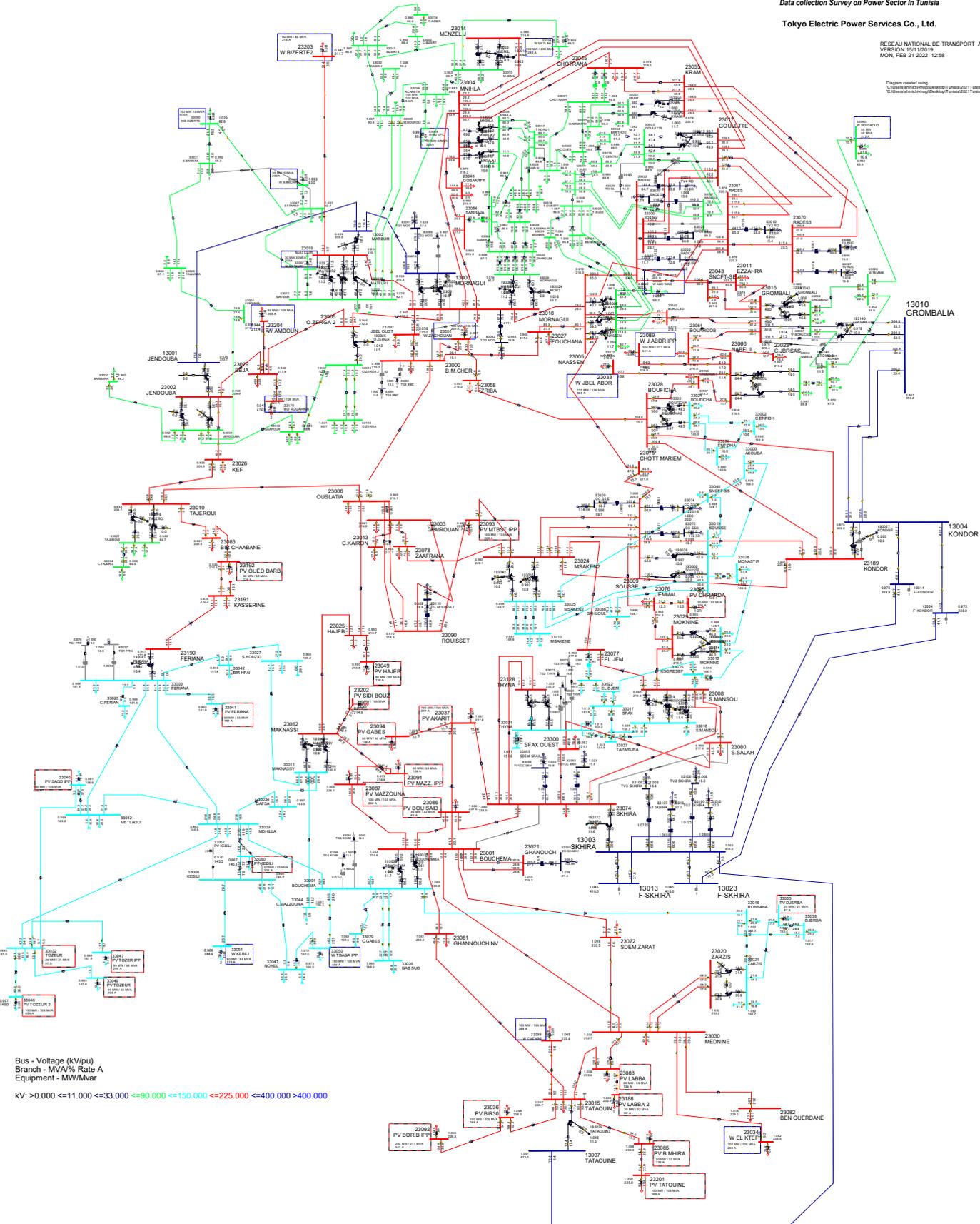
ANNEX 5-1

Data collection Survey on Power Sector In Tunisia

Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.

RESEAU NATIONAL DE TRANSPORT ANNÉE 2030 PONTE JOUR
VERSION 15/11/2019
MON, FEB 21 2022 12:58

Diagram created using
C:\Users\mshimizu\Desktop\Tunisia\PSSE\PowerFlow\T2030_Ponte jour_Servico_sans PSPP STEP.pdf
C:\Users\mshimizu\Desktop\Tunisia\PSSE\PowerFlow\Tunisia-30-PP.pdf



Bus - Voltage (kV/pu)
Branch - MVA/% Rate A
Equipment - MW/Mvar
kV: >0.000 <=11.000 <=33.000 <=90.000 <=150.000 <=225.000 <=400.000 >400.000

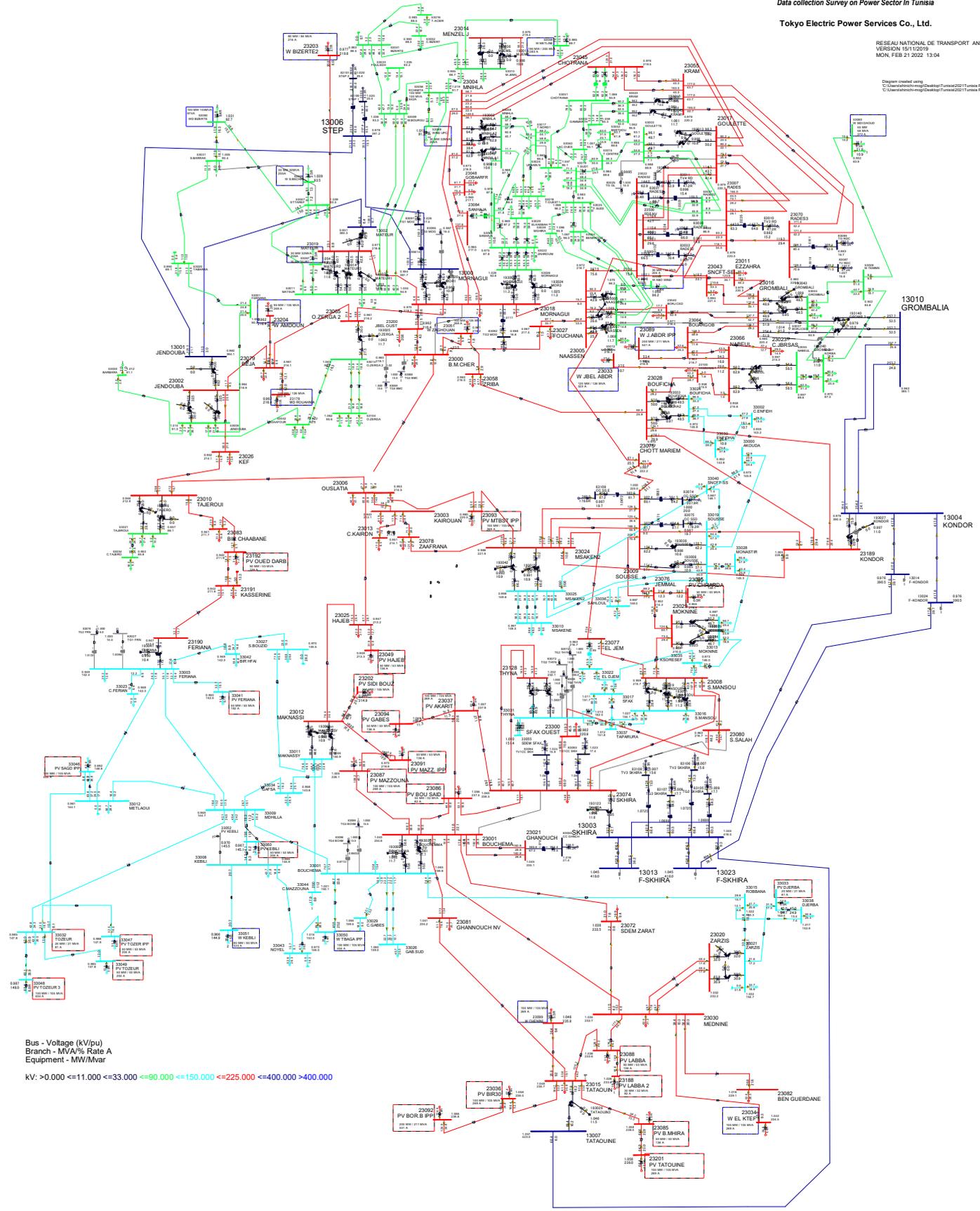
(Source : JICA survey team)

Data collection Survey on Power Sector in Tunisia

Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.

RESEAU NATIONAL DE TRANSPORT ANNÉE 2030 PONTE JOUR
VERSION 15/11/2019
MON, FEB 21 2022 13:04

Diagram created using
C:\Users\aboucheng\Desktop\Tunisia 2021\Tunisia PSSE\PowerFlow\RT2030\Pointe jour-Scenario sans PV avec STEP.vpf
C:\Users\aboucheng\Desktop\Tunisia 2021\Tunisia PSSE\PowerFlow\Tunisia-3D-PF.pdf



Bus - Voltage (kV/pu)
Branch - MVA/% Rate A
Equipment - MW/Mvar
kV: >0.000 <=11.000 <=33.000 <=90.000 <=150.000 <=225.000 <=400.000 >400.000

(Source : JICA survey team)

Short circuit current and VRE's rated current

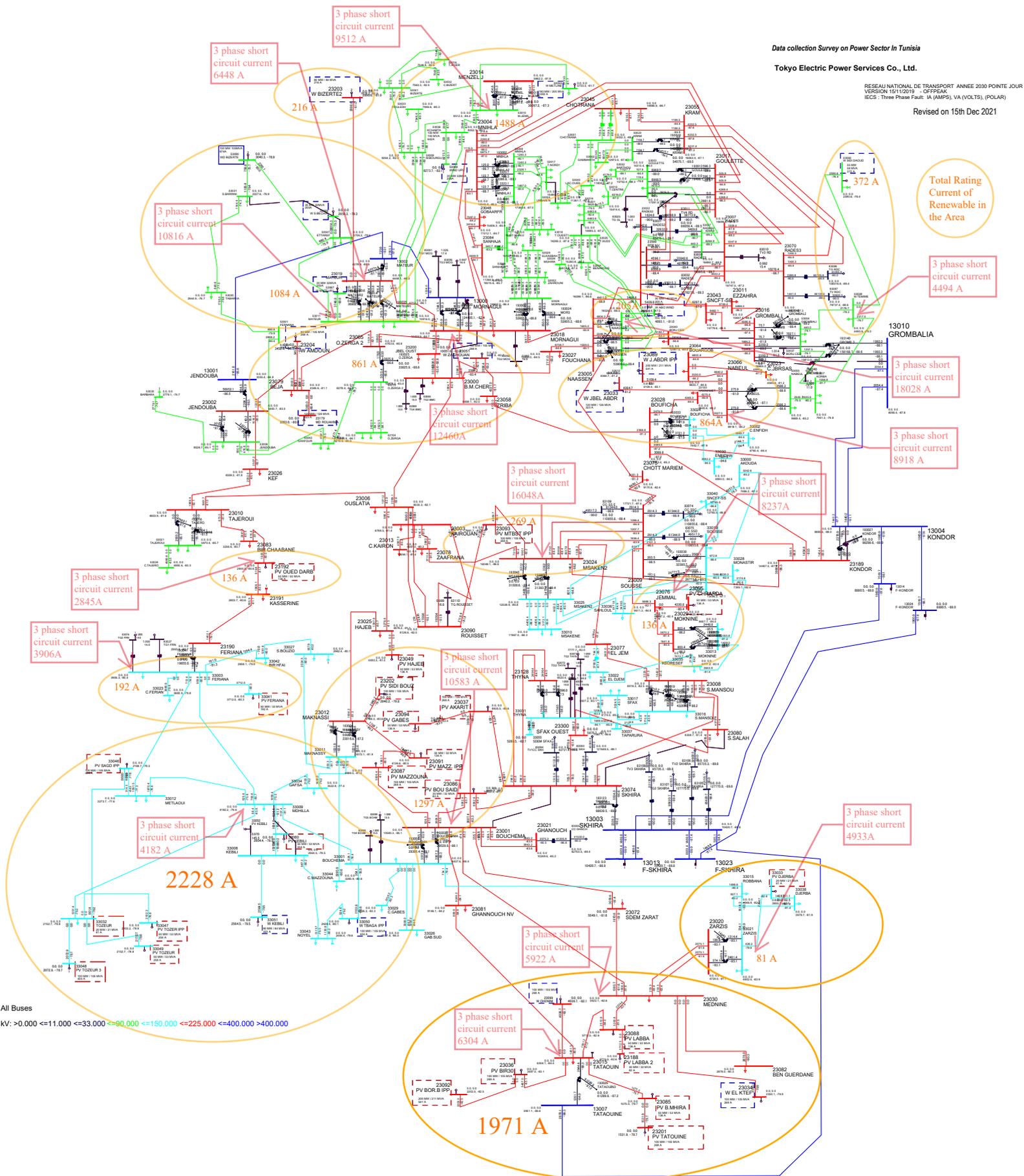
ANNEX 5-3

Data collection Survey on Power Sector In Tunisia

Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.

RESEAU NATIONAL DE TRANSPORT ANNEE 2030 PENTE JOUR
VERSION 15/11/2019 - OFFSEAK
IECS : Three Phase Fault: IA (AMPS), VA (VOLTS), (POLAR)

Revised on 15th Dec 2021



All Buses

kV: >0.000 <=1.1000 <=33.000 <=90.000 <=150.000 <=225.000 <=400.000 >400.000

(Source : JICA survey team)

Attachment I; Potential Issues and Solutions toward Renewable Energy 30% in 2030

Potential Challenges → Proposed Solutions

<<Technical>>

- The significant duck curve will occur due to the massive PV introduction. **(A)**
- Increase in primary and secondary control, peak cut/peak shift
- VREs will cause larger fluctuation of system frequency from around 2022. **(B)**
- Reinforcement of frequency control capability (STEP, Battery Energy Storage System (BESS), small storage batteries and EVs)
- The capacity of transmission lines and substations will become insufficient to transfer electricity from the southern areas (more suitable for VRE) to the northern areas where the load center exists. **(C)** → Reinforcement of the transmission facilities
- The development of regional distributed power systems which ensure the diversity of energy resources and the independent operation of regional grids is still insufficient. **(D)**
- Expansion of regional distributed power systems (Smart city development, etc.)
- Some system operation techniques such as weather and VRE output forecasting methodologies would be improved for optimal operation. **(E)**
- Accumulation of data, refinement of forecasting methods and grid operating systems
- The existing interconnectors is inadequate. In addition, it is important to secure adequate primary frequency control capability (so called, inertia). **(F)**
- Expansion of interconnectors, Optimal operational management of thermal power plants
- Rules and procedures for the dispatch of regulation reserves, the priority dispatch and the curtailment of VRE outputs are unclear. **(G)**
- Clarification of dispatching code
- Any mechanism for secure necessary balancing capacity does not exist. **(O)** → Procurement of balancing capacity

<<Institutional>>

- Incentives to attract private participation in the self-production are insufficient. **(H)**
- Improvement of incentive mechanisms
- Electricity tariffs and the associated cost burden of industries are being increased. **(I)**
- Incentivize Energy efficiency actions for the Industries
- Electricity business management of STEG might not be self-reliant because of the financial deficit due to electricity pilferage, etc. **(J)**
- Self-reliant management system, performance improvement, subsidy reform and installation of smart meter
- An independent regulator for the electricity industry with clear roles and functions does not exist. **(L)**
- Formulation of an independent regulator
- Rules concerned with smart city operation has not yet been established. **(M)** → Pilot project of smart city
- Network access rules applicable to self-production has not yet been established **(N)** → Establishment of the rules

<<Business>> (except for those mentioned above)

- The price determination for PPA *of the Authorization regime* are not so clear. **(K)** → Clarification of the process
- Permission procedures are complicated and time-consuming. **(Q)** → Faster process
- Limited access to RE-related information makes it difficult to ensure the foreseeability of new VRE projects. **(R)**
- Disclosure of weather data and curtailment plan
- Lack of experience of local financial institutions in VRE projects might delay VRE development **(S)** → Capacity building
- So far, local businesses are not so active in the electricity. **(T)** → Capacity building, Expansion of Public-Private Finance
- Some of the project risks including the off-taker risks and the foreign exchange risk cannot be mitigated easily. **(U)**
- Development of proprietary insurance/guarantee products
- The number of electricity retailers (*self-production*) is quite limited. **(V)** → Business model development, Capacity building

Add 'of the
Authorization regime'

add 'self-production'

Add 'Expansion of Public-
Private Finance'

MAIN TASKS RELATED TO THE FLEXIBILITY/STABILITY STUDY OF THE TUNISIAN POWER SYSTEM

We define by the following tasks, the different aspects that we want to deal with during this study, in order to meet our needs as well as our expectations.

1. Overview/ Benchmark of the technologies / solutions to ensures power system flexibility taking into consideration costs and benefits in order to choose the most suitable solution for the Tunisian context.
For instance, a comparison between BESS and synchronous compensators in terms of voltage and frequency stability improvement and costs would be appreciated.
2. Estimation of operational reserve (primary and secondary) for 2022-2030 that takes into account the variability of RES.
3. Analysis of the dynamic frequency stability to identify the eventual constraints related to:
 - ✓ the share of primary reserve that will be activated in minimum frequency.
 - ✓ the value of Rate of Change of Frequency (ROCOF).
 - ✓ Propose adaptive load shedding scheme based on the Rate of Change of Frequency (DF/DT) to enhance the stability of the power system.
 - ✓ other constraints to be defined
4. Analysis of the dynamic stability, in particular frequency and voltage stability, in order to identify the minimum number of must run unit (combined cycles) during the year of the study and to precise also their localization to ensure the stability of the electrical system (transient, frequency and voltage stability)
5. Performing the flexibility study for a whole year instead of only one point in time "Day off peak".
6. To establish the flexibility study, taking into account the constraints identified by the frequency and voltage stability, in order to estimate:
 - ✓ The operation system cost.
 - ✓ the amount of renewable curtailment

7. To define an approach to identify the potential sites of BESS.
8. To consider in the transmission analysis both scenarios: isolated case and interconnected case (with Algeria and future interconnection)
9. Selection of the potential candidate sites of BESS, considering the following items:
 - The voltage stability criterion since BESS can improve the voltage fluctuation,
 - The reduction of electrical losses in the transmission system,
 - The reactive power capability amount of BESS. Using the BESS to control the flow of power in the interconnection lines to avoid their tripping.
10. Knowledge sharing by the transfer of know-how to STEG engineers. (MATLAB simulation program, the methodology...).
11. Training of the operational engineer in the national control center to supervise and control the electrical power system with high integration of ENRs and with new storage technologies such as BESS and others.
12. A detailed report of the study would be appreciated.

Project for Low carbon and stable supply at Power - Issues composition analysis

Japan International Cooperation Agency (JICA)

December 2021

1

Background

- Tunisia relies heavily on oil and natural gas for its domestic primary energy. Imports have increased due to a decrease in domestic production of oil and natural gas and an increase in demand since 2000, and at present, the majority of all energy is dependent on imports.
- In the electric power sector as well, in addition to the conventional-issue of compensating for a loss margin of electricity prices, the burden will increase due to the increase in energy imports, and energy-related spending will be occupied more than half of the government's budget deficit. Reform and efficiency improvement of the electric power sector has become a major issue.
- To remedy this situation, the Tunisian government has decided to cover 30% of its electricity with renewable energy (RE) such as wind power (WT) and solar power (PV) in 2030 under its national energy strategy. This strategy has a policy of utilizing independent power generation companies (IPPs) for more than two-thirds of the introduction of renewable energy.

2



Requested Technical Cooperation Structure

Overall Goal

(Long-term objective)

To promote sustainable development for low-carbon and decarbonized society in Tunisia.

T/C Purpose

(Objective expected to be achieved by the end of the project period. Elaborate with quantitative indicators if possible)

- To strengthen the capability of Ministry of Energy, National Dispatching Center and related organizations for low carbon and stable supply at power system in Tunisia.

Outputs(1)

To enhance the ability to operate the power utilities business and the monitoring ability of the independent regulatory body by sharing the knowledge and experience in Japan.

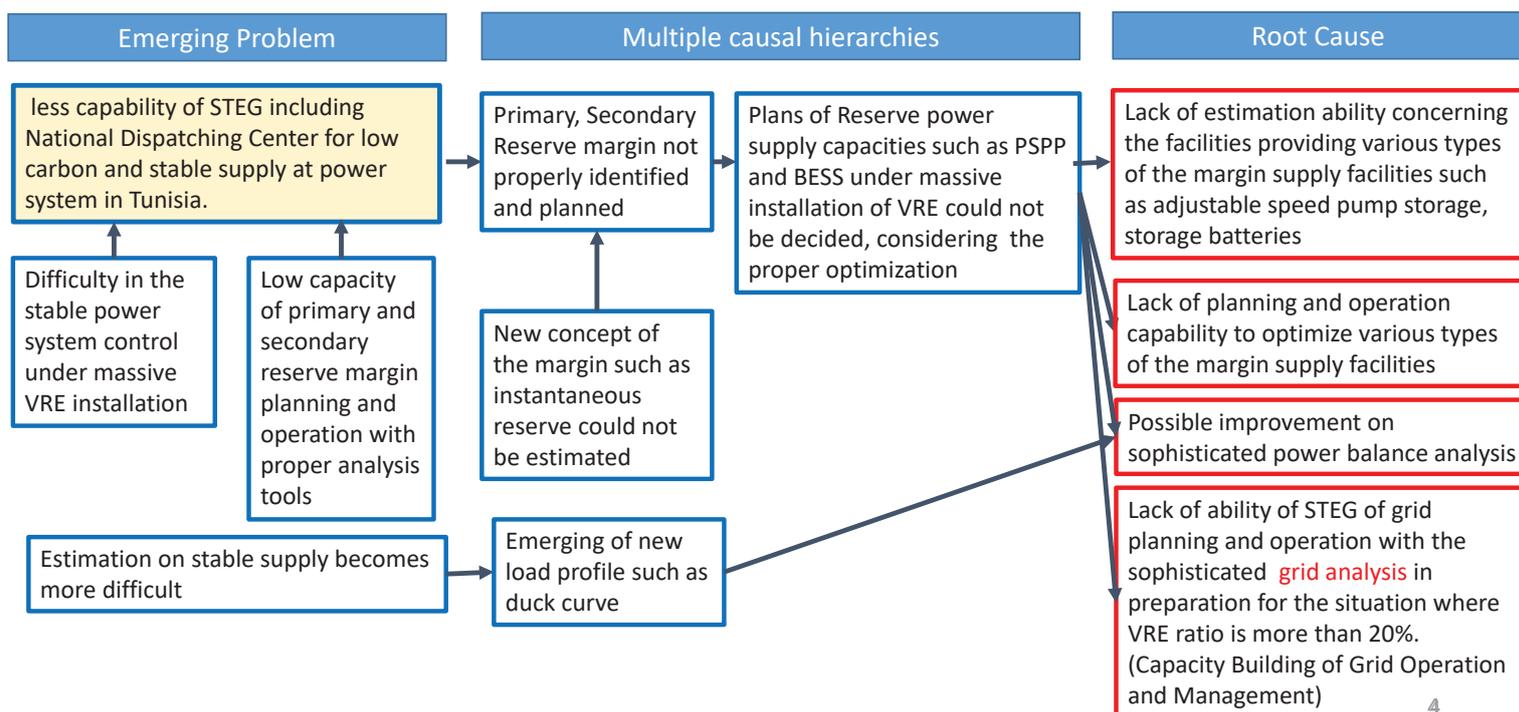
Outputs(2),(3)

(2) To make grid operation sophisticated by sharing the knowledge of grid operation in preparation for the situation where VRE ratio is more than 20%. (Capacity Building of Grid Operation and Management)
 (3) On the premise of introducing adjustable speed pumper storage and storage batteries, to optimize storage battery system and their characteristics by sharing Japan experience and knowledge in this domain.

Output(4)(5)(6)

“To deepen understanding on measures for enhancing grid flexibility utilizing energy management system (EMS) and demand side management(DSM) and its enabling environment including policy, institutions (transaction market and regulations), and technologies.”

Issue Analysis (Including Future Issues)





Issue Analysis (Framework)

- (2) To make grid operation sophisticated by sharing the knowledge of grid operation in preparation for the situation where VRE ratio is more than 20%. (Capacity Building of Grid Operation and Management)
- (3) On the premise of introducing adjustable speed pumper storage and storage batteries, to optimize storage battery system and their characteristics by sharing Japan experience and knowledge in this domain.

Issues	Policies, Institutions and Organizations	Operation /Technology	Facilities /Financing
Primary, Secondary Reserve margin not properly identified and planned	○	○	○
Plans of Reserve power supply capacities such as PSPP and BESS under massive installation of VRE could not be decided, considering the proper optimization	○	○	○
New concept of the margin such as instantaneous reserve could not be estimated	○	○	
Emerging of new load profile such as duck curve	○		

Outputs and activities of full-scale cooperation are needed.

Lack of estimation ability concerning the facilities providing various types of the margin supply facilities such as adjustable speed pump storage, storage batteries

Lack of planning and operation capability to optimize various types of the margin supply facilities

Possible improvement on sophisticated power balance analysis

Lack of ability of STEG of grid planning and operation with the sophisticated **grid analysis** in preparation for the situation where VRE ratio is more than 20%. (Capacity Building of Grid Operation and Management)

Issue Analysis (Utility management and regulation)



Power utility's operation and business management ability, and government's monitoring and regulatory ability under de-regulated circumstances are not adequately developed

Power Utility			Power Utility	
Strategy/Leadership	Finance	HRD	Law/Institution	Regulatory Practice
Power utility's overall strategy for competitive circumstances is not formulated / effectively implemented	Power utility's financial status is not in favorable condition	human resources are not adjusted to competitive environment	Legal/regulatory regime is in place but not effectively enforced	New institutions for regulatory works are not established
Power utility's management's leadership / awareness may be insufficient	Power utility's financial analyses and investment plan is not feasible taking into consideration drastic change caused by enormous RE integration and unbundling	HRD development plan and personnel policies are not adequately address the emerging needs	Detailed laws and by-laws, regulatory rules are not prepared	Detailed institutions, rules and guidelines for regulatory works are not prepared
Power utility's organizational Management system may need to be adjusted to competitive environment		HRD development system and resources are not in place for the emerging needs	Platforms for formulating those references and communication with stakeholders are not well functioning	Officers do not have practical skills and experiences in regulatory administration works

Issue Analysis (Grid flexibility and Demand Side Management)

To deepen understanding on measures for enhancing grid flexibility utilizing energy management system (EMS) and demand side management(DSM) and its enabling environment including policy, institutions (transaction market and regulations), and technologies.

Policy

Deregulation on power distribution /demand side is underway

Promotion / incentive policy frameworks and risk mitigation measures for DSM is not in place

Benefit /cost sharing of investment for stabilizing power grid is not well coordinated

Institution/utility

Entities which can organize and carry out DSM business do not exist

Transaction mechanisms including direct trades and markets on supply demand transaction is not designed and enforced

Grid codes for DSM including access, metering, arbitration are not well prepared

Coordinating mechanism for stakeholders are not functioning well

Incentive, benefit and necessity of DSM is not practically shared among policy makers and utilities

Infrastructure/Technologies

Infrastructure available for DSM is not developed

Technologies used for DSM is not available for practical business

Investment and R&D on DSM is not made for business expansion

Infrastructure for DSM is not systematically planned

Project Name	The Project for low carbon and stable supply at power system in Tunisia	Version: 0
Implementing Agent	Ministry of Energy, Mines and Energy Transition (MEMET) and Tunisian Company of Electricity and Gas (STEG)	Dated: December 2021
Target Group	MEMET staff on power management and planning and STEG staff on power system planning and operation	Those items need further technical discussion with concerned parties
Period of Project	April 2022 - March 2025 (3 years)	
Project Site	Tunis	

Narrative Summary	Objectively Verifiable Indicators	Means of Verification	Important Assumptions
Overall Goal			
To promote sustainable development for low-carbon and decarbonized society in Tunisia.	Contribute to advancement of CO2 reduction and RE integration into electric power system in Tunisia		
Project Purpose			
<ul style="list-style-type: none"> To strengthen the capability of departments concerned for low carbon and stable supply of the power system in Tunisia. 	<p>Institutional actions taken to implement the procedures and plans, studies and action plans developed by each working group</p> <p>Share output achievements and proposals among department concerned and establish solid ground for decision makers</p>		
Outputs			
<p>1) To enhance the ability to operate the power utilities business and the monitoring ability of the independent regulatory body by sharing the knowledge and experience in Japan.</p> <p>2) To make estimation ability concerning the facilities providing various types of the margin supply facilities such as adjustable speed pump storage, storage batteries</p> <p>3) To make planning and operation capability to optimize various types of the margin supply facilities</p> <p>4) To improve sophisticated power balance analysis</p> <p>5) To establish ability of STEG of grid planning and operation with the sophisticated grid analysis in preparation for the situation where VRE ratio is more than 20%. (Capacity Building of Grid Operation and Management)</p> <p>6) To deepen understanding on measures for enhancing grid flexibility utilizing energy management system (EMS) and demand side management (DSM) and its enabling environment including policy, institutions (transaction market and regulations), and technologies.</p>	<p>Number of trainees participated in the training Action plans created and implemented</p> <p>Planning Manual for providing various types of the margin supply facilities Capable engineers for performing studies Daily VRE outputs estimation</p> <p>Yearly supply operation plan Capable engineers for performing analyses</p> <p>Guideline for long-term PDP and mid-term System Plan Capable engineers for performing development of those plans Number of trainees participated in the training Action plans created and implemented</p>		

Activity	Inputs	
	Japanese side	Tunisian side
1 Participation to Knowledge Co-Creation Program "Management of Power Utilities."	"Expert members" Team leader	Counterpart personnels Office space with furniture Local expenses for project implementation
2-1 Overview/ Benchmark of the technologies / solutions to ensures power system flexibility taking into consideration costs and benefits in order to choose the most suitable solution for the Tunisian context.	System planning Short-priod fluctuation analyis Supply /demand nanalysis VRE operation	
2-2 Analysis of the dynamic frequency stability to identify the eventual constraints related to: <input type="checkbox"/> the share of primary reserve that will be activated in minimum frequency. <input type="checkbox"/> the value of Rate of Change of Frequency (ROCOF).	Dispatching of Supply/demand balance Dynamic analysis BESS design BESS Controlle system	
2-3 To define an approach to identify the potential sites of BESS. Selection of the potential candidate sites of BESS, considering the following items: o The voltage stability criterion since BESS can improve the voltage fluctuation, o The reduction of electrical losses in the transmission system, o The reactive power capability amount of BESS. Using the BESS to control the flow of power in the interconnection lines to avoid their tripping.	Analysis Tools such as MATLAB, AGC30 and so on,	
2-4 BESS function on the energy Relation between BESS function and its specifications Issues for determination of the specifications Possible approach of BESS installation for Tunisian system BESS Control system for realiazing the coordination Approaches on the Phase 2 step	* Input s will be discussed later.	
3-1 Estimation of operational reserve (primary and secondary) for daily operation that takes into account the variability of RES		
3-2 Training of the operational engineer in the national control center to supervise and control the electrical power system with high integration of ENRs and with new storage technologies such as BESS and others.		
3-3 Performing the flexibility study for a whole year instead of only one point in time "Day off peak" in order to estimate: • The operation system cost		
4 Knowledge sharing by the transfer of know-how to STEG engineers. (MATLAB simulation program, the methodology...)		
5-1 Estimation of operational reserve (primary and secondary) for 2022-2030 that takes into account the variability of RES		
5-2 Analysis of the dynamic stability, in particular frequency and voltage stability, in order to identify the minimum number of must run unit (combined cycles) during the year of the study and to precise also their localization to ensure the stability of the electrical system (transient, frequency and voltage stability)		
6 Participation to Knowledge Co-Creation Program "Mass Integration of Variable Renewable Energy and Demand Side Energy Management."		