

レバノン国
水・エネルギー省（MoEW）
レバノン電力公社（EDL）

レバノン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

2023 年 11 月

独立行政法人
国際協力機構(JICA)

株式会社ニュージェック
関西電力送配電株式会社

中欧

JR

23-022

レバノン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

目 次

第1章 序 章

1.1	調査の背景	1-1
1.2	調査の目的・概要	1-2
1.3	調査の実施体制	1-3
1.3.1	レバノン側のカウンターパート	1-3
1.3.2	JICA 調査団	1-4

第2章 レバノンにおける電力セクター概況

2.1	エネルギー・電力分野におけるレバノン政府及び他ドナー支援の主要政策及び計画 ..	2-1
2.1.1	電力セクターの政策・上位計画	2-1
2.2	電力需給状況、電化率、電力損失、停電時間・頻度、日負荷曲線、電力需要予測等 ..	2-3
2.2.1	電力需要予測と電力需給状況	2-3
2.2.2	電化率	2-4
2.2.3	電力損失	2-5
2.2.4	停電時間・頻度	2-6
2.2.5	日負荷曲線	2-6
2.2.6	電気料金	2-7
2.3	電気事業者の組織・運営情報	2-8
2.3.1	電力セクターの関連法	2-9
2.3.2	EDL 電気料金制度と財務状況	2-9
2.4	他ドナー等	2-11
2.4.1	世界銀行（WB）	2-11
2.4.2	アメリカ合衆国国際開発庁（USAID）	2-11
2.4.3	国連開発計画（UNDP）	2-12
2.4.4	欧州復興開発銀行（EBRD）	2-12
2.4.5	イスラム開発銀行（IsDB）	2-12
2.4.6	国際再生可能エネルギー機関（IRENA）	2-12
2.4.7	民間企業	2-13
2.5	一次エネルギーの調達計画	2-14
2.5.1	一次エネルギーの調達の現状	2-14
2.5.2	一次エネルギーの調達計画	2-21

2.5.3	ガス・石油の安定確保・技術開発等の推進のための組織	2-28
2.6	レバノンにおける電力需給状況、民間事業者の参入状況、再エネへの投資促進策の実施状況、自家発電の状況等.....	2-30
2.6.1	電力需給状況.....	2-30
2.6.2	民間事業者の参入状況.....	2-30
2.6.3	再エネへの投資促進策の実施状況	2-31
2.6.4	自家発電の状況等	2-32
第3章	発電分野に係る情報	
3.1	電源に係る基礎情報.....	3-1
3.1.1	既設発電所の設備出力.....	3-1
3.1.2	発電電力量.....	3-4
3.1.3	発電コスト.....	3-6
3.2	電源開発計画.....	3-8
3.2.1	最小コスト電源計画	3-8
3.2.2	レバノン電力セクター持続的成長戦略	3-16
3.2.3	Renewable Energy Outlook Lebanon (2020), LCEC	3-22
3.3	発電分野に係る今後の見通し.....	3-24
第4章	送変電分野に係る情報	
4.1	送変電設備の現状と課題.....	4-1
4.2	送変電分野の基礎情報.....	4-6
4.2.1	系統運用状況（NCCの代替機能）	4-6
4.2.2	国際連系線運用状況	4-7
4.2.3	基幹系統の潮流状況	4-8
4.2.4	系統安定化技術.....	4-9
4.2.5	通信機器の導入状況	4-9
4.3	既設の送変電設備に係る情報.....	4-10
4.4	計画中の送変電設備に係る情報.....	4-17
第5章	配電分野に係る情報	
5.1	配電分野の基礎情報.....	5-1
5.1.1	事業体制.....	5-1
5.1.2	民間配電事業者 (Private Concession).....	5-2
5.1.3	民間発電事業者 (Private Generator)	5-3
5.1.4	配電設備に起因する電力ロス	5-6
5.1.5	AMIプログラムの概要	5-7
5.1.6	スマートメータ	5-8

5.2	配電業者(Distribution Service Provider : DSP)に係る情報	5-11
5.2.1	DSP プロジェクト	5-11
5.2.2	所管地域	5-12
5.2.3	資材管理	5-13
5.2.4	KVA 社.....	5-14
5.2.5	BUS 社.....	5-15
5.2.6	NEUC 社	5-16
5.2.7	MRAD 社	5-16
5.3	既存の配電設備に係る情報	5-18
5.3.1	設備概要	5-18
5.3.2	電圧階級	5-18
5.3.3	電線仕様	5-19
5.3.4	配電用変電所(中圧/低圧).....	5-21
5.3.5	中圧配電設備	5-28
5.3.6	低圧配線設備	5-31
5.3.7	計量装置	5-33
5.4	建設中及び計画中の配電設備に係る情報	5-35
5.4.1	ANTELIAS エリアの投資計画概要	5-36
5.4.2	BAYROUTH エリアの投資計画概要	5-37
5.4.3	CHIAH エリアの投資計画概要	5-38
5.5	最終消費者からの電気料金徴収に係る情報	5-39
5.5.1	料金徴収に係る概況	5-39
5.5.2	調停・請求	5-39
5.5.3	徴収	5-41
第6章	電力セクターにおける開発計画策定・実施体制に係る情報	
6.1	電力セクターにおける開発計画策定・実施体制のレビュー.....	6-1
6.1.1	開発計画策定に係る法制度と実施体制.....	6-1
6.1.2	開発計画策定・実施体制のレビュー.....	6-4
6.2	電力セクターにおける開発計画策定能力向上に係る提言	6-6
第7章	今後の支援についての提言	
7.1	協力の背景.....	7-1
7.2	技術協力支援の枠組み（案）	7-3

添付資料

- 添付資料 1 面談者リスト
- 添付資料 2 収集資料リスト
- 添付資料 3 Kick-off Meeting for October Mission

図リスト

図 2.1-1	レバノンにおける電気事業関連組織	2-1
図 2.2-1	レバノンの電力需要予測	2-3
図 2.2-2	レバノンの電源開発計画	2-4
図 2.2-3	電化率の推移	2-5
図 2.2-4	日負荷曲線 (2019 年)	2-7
図 2.2-5	EDL の電気料金 (現状と提案)	2-7
図 2.3-1	MoEW 組織図	2-8
図 2.3-2	EDL 組織図	2-8
図 2.5-1	一次エネルギーの内訳 (2010 年, 単位 toe)	2-14
図 2.5-2	エネルギー別の供給量 [TJ]	2-15
図 2.5-3	電源別の発生電力量 [GWh]	2-16
図 2.5-4	The IPC pipeline route	2-17
図 2.5-5	The TAPLINE route	2-18
図 2.5-6	Arab Gas Pipeline and GASYLE	2-19
図 2.5-7	Litani 川 Quaraoun Dam への年間河川流入量、年降水量、Litani-Awali 川 Markabi/Awali/Joun 水力発電所の合計年間発生電力量の経年変化	2-20
図 2.5-8	太陽光発電所容量の経年変化	2-21
図 2.5-9	太陽光ポテンシャル	2-25
図 2.5-10	太陽光発電事業への関心表明提出状況	2-26
図 2.5-11	風力ポテンシャル	2-27
図 2.5-12	風力発電事業への関心表明提出状況	2-28
図 3.1-1	年間発電電力量 (2015 年～2021 年)	3-4
図 3.1-2	各電源の設備稼働率 (2015 年～2021 年)	3-5
図 3.1-3	各発電所の発電コスト (2015 年～2020 年)	3-6
図 3.1-4	発電コストと原油価格における相関	3-7
図 3.2-1	2030 年までの設備出力の推移	3-11
図 3.2-2	2030 年までの年間発電電力量の推移	3-13
図 3.2-3	日負荷曲線 (右:ピーク、左:オフピーク)	3-14
図 3.2-4	年間発電電力量の推移 2030 年までの燃料消費量と熱効率	3-14
図 3.3-1	新規および既設電源の位置図	3-24
図 4.1-1	レバノンの送電系統	4-2
図 4.1-2	レバノン全系の単線結線図1	4-3
図 4.1-3	レバノン全系の単線結線図2	4-4

図 4.1-4	2030 年までの主要火力発電所と基幹系統の増強概要	4-5
図 4.2-1	系統運用状況(周波数調整)	4-6
図 4.2-2	Jamhour 変電所運転記録(計画停電の状況)	4-7
図 4.2-3	国際連系統線の運用状況	4-8
図 4.2-4	基幹系統の潮流状況(イメージ)	4-9
図 4.4-1	計画中の送電系統図(220kV 系統)	4-18
図 4.4-2	計画中の送電系統図(66kV 系統)	4-19
図 4.4-3	レバノン国 220kV 基幹系統	4-22
図 4.4-4	大規模火力発電所に対応した基幹系統の検討例(潮流)	4-23
図 4.4-5	大規模火力発電所に対応した基幹系統の検討例(安定度)	4-23
図 5.1-1	配電事業の体制	5-1
図 5.1-2	電気事業の体制	5-1
図 5.1-3	民間配電事業者の設備	5-2
図 5.1-4	ディーゼル発電機(左:駐車場内、右:集合住宅敷地内)	5-4
図 5.1-5	民間発電事業者の設備	5-4
図 5.1-6	ベイルート市内の低圧柱	5-5
図 5.1-7	民間発電事業者の設備	5-5
図 5.1-8	民間発電事業者のブレーカと計量装置	5-6
図 5.1-9	AMI プログラムのイメージ	5-7
図 5.1-10	M4-スマートメータ1(左:M4-1 KVA、右:M4-2 BUS)	5-8
図 5.1-11	M5 スマートメータ(左:KVA、右:BUS)	5-9
図 5.1-12	レバノン国で導入されるスマートメータ(カタログ抜粋)	5-9
図 5.1-13	スマートメータと通信方式	5-10
図 5.2-1	DSP 各社の所管地域	5-12
図 5.2-2	左:NEUC 資材倉庫、右:電柱在庫	5-13
図 5.2-3	左:地中ケーブルのドラム、右:仮設プレハブ変電所	5-13
図 5.2-4	KVA 本社	5-14
図 5.2-5	KVA 営業窓口(左:旧、右:仮設)	5-15
図 5.2-6	BUS 本社	5-15
図 5.2-7	NEUC 本社	5-16
図 5.2-8	MRAD(左:本社入居ビル、右:本社窓口)	5-16
図 5.3-1	配電系統の単線結線図例	5-18
図 5.3-2	左:柱上変圧器(全体)、右:断路器の操作レバー	5-21
図 5.3-3	柱上変圧器上部(左:家屋側、右:道路側)	5-21
図 5.3-4	低圧分電盤内部	5-22
図 5.3-5	柱上変圧器の単相結線図	5-22
図 5.3-6	屋内配電用変電所の概要	5-23

図 5.3-7	屋内配電用変電所の入口	5-23
図 5.3-8	屋内変電所の単相結線図	5-24
図 5.3-9	左:中圧開閉装置、右:中圧ケーブル	5-24
図 5.3-10	三相変圧器(左:全体、右:上部).....	5-25
図 5.3-11	左:低圧分電盤、右:地中ケーブルの入線状況	5-25
図 5.3-12	大型変電所(左:変圧器、右:中圧開閉装置).....	5-26
図 5.3-13	プレハブ式変電所(全体)	5-26
図 5.3-14	プレハブ式変電所(左:分電盤、右:変圧器).....	5-26
図 5.3-15	Source-to-Source 方式.....	5-28
図 5.3-16	Spindle 方式.....	5-28
図 5.3-17	左:引き通し装柱(全体)、右:引き留め装柱(全体).....	5-29
図 5.3-18	左:引き通し装柱(支持箇所)、右:引き留め装柱(支持箇所).....	5-29
図 5.3-19	中圧の地中ケーブルの埋設状況	5-30
図 5.3-20	左:地中ケーブルの接続工事、右:エポキシリジン	5-30
図 5.3-21	中圧配電線の断路器	5-31
図 5.3-22	低圧幹線(右:絶縁電線、左:裸線).....	5-32
図 5.3-23	低圧絶縁電線.....	5-32
図 5.3-24	低圧引き込み線.....	5-33
図 5.3-25	機械式計量装置	5-33
図 5.3-26	機械式計量装置の軸受部	5-34
図 5.3-27	左:計量装置試験室図、右:撤去計量装置の精度検証試験	5-34
図 5.4-1	ANTELIAS エリア 配電系統計画図(2030 年)	5-36
図 5.4-2	BAYROUTH エリア 配電系統計画図(2030 年).....	5-37
図 5.4-3	CHIAH エリア 配電系統計画図(2030 年)	5-38
図 5.5-1	データサーバ(左:新、右:旧).....	5-40
図 5.5-2	請求書プリンター(左:新、右:旧).....	5-40
図 5.5-3	検針員および集金人 証明書(左) 警告通知例(右).....	5-41
図 6.1-1	キャパシティアセスメントの対象.....	6-1
図 6.1-2	MoEW の組織図	6-2
図 6.1-3	EDL 組織図	6-3
図 6.1-4	近年の電力セクターを取り巻く外部条件と影響	6-4
図 6.2-1	短中期の事業実施計画策定における留意事項.....	6-6

表リスト

表 1.3-1	レバノン側カウンターパート	1-3
表 1.3-2	JICA 調査団	1-4
表 2.1-1	エネルギー・電力分野におけるレバノン政府及び他ドナー支援の主要政策及び計画	2-1
表 2.2-1	レバノンの電力需要予測と供給力の開発計画	2-4
表 2.2-2	EDL ロス低減計画 (EDL 承認指標)	2-5
表 2.2-3	レバノン 非技術的ロス削減に向けた課題と主な取組み一覧	2-6
表 2.3-1	レバノンの電力セクターの法制度	2-9
表 2.4-1	世界銀行(WB)の支援一覧	2-11
表 2.4-2	アメリカ合衆国国際開発庁(USAID)の支援一覧	2-11
表 2.4-3	国連開発計画(UNDP)の支援一覧	2-12
表 2.4-4	欧州復興開発銀行(EBRD)の支援一覧	2-12
表 2.4-5	イスラム開発銀行(IsDB)の支援一覧	2-12
表 2.4-6	国際再生可能エネルギー機関(IRENA)の支援一覧	2-12
表 2.5-1	新規水力開発に係る関心表明対象プロジェクトリスト	2-23
表 2.5-2	マイクロ水力発電所ポテンシャル地点一覧	2-24
表 2.5-3	主な燃料の輸入主体と消費分野	2-29
表 3.1-1	レバノン国の既設火力発電所	3-1
表 3.1-2	レバノン国の既設水力発電所	3-2
表 3.1-3	再生可能エネルギーの既設発電所	3-3
表 3.2-1	2030 年までの開発地点	3-12
表 3.2-2	ベースケースと HRE シナリオの比較	3-15
表 3.2-3	電源開発に係る将来のアクションプラン	3-19
表 3.2-4	再生可能エネルギー開発ロードマップ	3-23
表 3.3-1	電源開発に係る将来のアクションプラン	3-25
表 4.1-1	レバノンの送変電設備の概要	4-1
表 4.3-1	既設の送電設備リスト1	4-10
表 4.3-2	既設の送電設備リスト2	4-11
表 4.3-3	既設の送電設備リスト3	4-12
表 4.3-4	既設の変電設備リスト1	4-13
表 4.3-5	既設の変電設備リスト1	4-14
表 4.3-6	既設の変電設備リスト2	4-15
表 4.3-7	メンテナンス記録用紙の例(目視点検)	4-16
表 4.4-1	計画中の送電設備リスト	4-20
表 4.4-2	計画中の変電設備リスト	4-21

表 5.1-1	Zahle 地域での EDL および EDZ のパフォーマンス比較	5-3
表 5.1-2	レバノン 非技術的ロス削減に向けた課題と主な取組み一覧	5-6
表 5.1-3	スマートメータと通信方式	5-10
表 5.2-1	DSP 各社の所管地域	5-12
表 5.3-1	中低圧配電線の標準電圧	5-18
表 5.3-2	配電線路に関する統計情報	5-19
表 5.3-3	中圧架空線仕様	5-19
表 5.3-4	中圧地中線仕様	5-20
表 5.3-5	低圧架空線仕様	5-20
表 5.3-6	低圧地中線仕様	5-20
表 5.3-7	配電用変電所に関する統計情報	5-27
表 5.3-8	配電用変電所(中圧/低圧)管理表 一部抜粋	5-27
表 5.5-1	電気料金徴収の業務フロー	5-39
表 5.5-2	集金人 初回訪問時と2回目訪問時の対応比較	5-41
表 6.1-1	開発計画策定・実施体制に係る課題認識	6-5
表 7.2-1	技術協力支援の枠組み(案)	7-3

略語表

略語	日本語	英語
AGP	アラブガスパイプライン	Arab Gas Pipeline
AMI	高度計測インフラストラクチャー	Advanced Metering Infrastructure
BDL	レバノン銀行	Banque du Liban
BNSS	Beirut River Solar Snake Project	Beirut River Solar Snake Project
BUS	BUTEC Utility Services 社	BUTEC Utility Services
CB	遮断器	Circuit Breaker
CCGT	ガスタービンコンバインドサイクル	Combined Cycle Gas Turbine
CCPP	コンバインドサイクル発電プラント	Combined Cycle Power Plant
CoM	内閣	Council of Ministers
CSP	集光型太陽熱発電	Concentrating Solar Power
CT	変流器	Current Transformer
DGO	石油総局	Directorate General of Oil
DRE	分散型再生エネルギー促進法	Distributed Renewable Energy
DSP	配電業者	Distribution Service Providers
EBRD	欧州復興開発銀行	European Bank for Reconstruction and Development
EDF	フランス電力公社	Électricité de France
EDL	レバノン電力公社	Électricité du Liban
EDZ	Electricite de Zahle 社	Electricite de Zahle
EIB	欧州投資銀行	European Investment Bank
EOI	関心表明書	Expression of Interest
FSRU	浮体式 LNG 貯蔵再ガス化設備	Floating Storage Regasification Unit
GDP	国内総生産	Gross Domestic Product
GIS	地理情報システム	Geographic Information System
GMS	移動通信システム	Global System for Mobile communications
GoL	レバノン政府	Government of Lebanon
HFO	重油	Heavy Fuel Oil
HRE	再生可能エネルギーシナリオ	High Renewable Energy scenario
HSFO	高硫黄燃料油	High Sulfur Fuel Oil
HV	高圧	High Voltage
IEA	国際エネルギー機関	International Energy Agency
IMF	国際通貨基金	International Monetary Fund
IPP	独立系発電事業者	Independent Power Producer

略語	日本語	英語
IRENA	国際再生可能エネルギー機関	The International Renewable Energy Agency
JICA	国際協力機構	Japan International Cooperation Agency
KPI	重要業績評価指標	Key Performance Indicator
KVA	KVA SAL 社	KVA SAL
LCEC	レバノン省エネセンター	Lebanese Center for Energy Conservation
LNG	液化天然ガス	Liquefied Natural Gas
LOI	レバノン石油開発局	Lebanese Oil Installations
LPA	レバノン石油監督庁	Lebanese Petroleum Administration
LV	低圧	Low Voltage
MoEW	水・エネルギー省	Ministry of Energy and Water
MRAD	MRAD Utility Services 社	MRAD Utility Services
MV	中圧	Medium Voltage
NCC	中央給電指令所	National Control Center
NEEREA	National Energy Efficiency and Renewable Energy Action	National Energy Efficiency and Renewable Energy Action
NEUC	The National Electrical Utility 社	The National Electrical Utility Company
NREAP	National Renewable Energy Action Plan	National Renewable Energy Action Plan
OCGT	ガスタービン複合サイクル	Open Cycle Gas Turbine
OH	架空	Overhead
OJT	職場内訓練	On the Job Training
OPGW	光ファイバ複合架空地線	Optical Ground Wire
OQ	オマーン国営石油・ガス会社	OQ
PG	民間発電事業者	Private Generator
PLC	電力線通信	Power Line Communication
PPA	電力販売契約	Power Purchase Agreement
PPP	官民連携	Public Private Partnership
PSS	系統安定化装置	Power System Stabilizer
PV	太陽光発電	Photovoltaic
RE	再生可能エネルギー	Renewable Energy
REmap	再生可能エネルギー開発ロードマップ	Renewable Energy Road Map
RFP	提案依頼書	Request for Proposals
RoR	流れ込み式	Run of River
SAIDI	一需要家当たり年間停電時間 (分)	System Average Interruption Duration Index

略語	日本語	英語
SAIFI	一需要家当たり年間停電回数 (回)	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	監視制御システム	Supervisory Control And Data Acquisition
SOMO	イラク国営石油販売会社	State Oil Marketing Organization
ST	蒸気タービン	Steam Turbine
TES	総エネルギー供給量	Total energy Supply
UG	地中	Underground
UNDP	国際連合開発計画	United Nations Development Programme
USAID	アメリカ合衆国国際開発庁	The United States Agency for International Development
VRE	変動性再生可能エネルギー	Variable Renewable Energy
VT	計器用変圧器	Voltage Transformer
WB	世界銀行	World Bank

第 1 章 序 章

第1章 序 章

1.1 調査の背景

レバノンにおいて電力セクターは長年にわたり財政赤字の主要因の一つである。電気事業は主にレバノン電力公社（EDL：Électricité du Liban）によって発電・送電・配電事業が担われているが、政策的に低く抑えられた電気料金により、燃料調達をはじめとする電気事業運営費を賄えず、毎年多額の政府補助金（過去10年（2010-2019年）の平均はGDP¹の約3.8%（世銀2020））がEDLへと投入されている。さらに、かかる補助金だけでは、電力供給に必要な設備投資を十分に実施できておらず、現在のEDLの最大電力供給能力2,300MWに対し、恒常的に1,000MWを超える需給ギャップを抱えており、こうしたギャップはディーゼル発電あるいは家庭用の太陽光・蓄電池システム等により、民間事業者が顧客に対して直接電力供給サービスを行っているのが実情である。

こうした状況下、2019年10月には経済危機と非効率な政府体制に対する反政府抗議デモが発生し、以降、長期化するデモの影響で資本が国外に流出。2020年3月返済期限ユーロ債の返済が困難となり、レバノンは債務不履行に陥った。続く同年8月4日のベイルート港爆発事故（被害総額約46億ドル）、新型コロナウイルスの影響、加えて長期にわたる政治的膠着が経済危機に拍車をかけ、政府財政は悪化を続けている（公的債務残高（対GDP比）は約180.6%（予測／IMF²2021））。かかる財政難に加え、ウクライナ危機の影響を受けたエネルギー需給のひっ迫（価格の高騰）による燃料輸入の減少により、電力供給には深刻な影響が生じており、現在、EDLが顧客に供給している時間は、1日3-4時間程度となっている。

レバノン政府はこうした状況を改善すべく、2022年3月には、電力セクターの改革に向けた政策文章“Setting Lebanon's Electricity Sector on a Sustainable Growth Path”を公表した。こうした状況の下、国際協力機構（JICA：Japan International Cooperation Agency）に対し統合電力マスタープランに係る技術協力の要請が提出された。

¹ 国内総生産（GDP：Gross Domestic Product）

² 国際通貨基金（IMF：International Monetary Fund）

1.2 調査の目的・概要

項目	内 容	特記／留意点など
目的	レバノン政府の政策文書 ¹⁾ に対応した電力セクター改革（主として、マスタープラン策定能力強化）にかかる、現状や課題に関する基礎情報の収集、確認を行うとともに、技術協力案件の具体的なスコープを策定するために必要な情報を整理し、今後の協力の方向性についてレバノン電力セクター関係者と JICA の間の協議・合意形成を促進することを目的とする。また、水・エネルギー省が所管する小規模な水力発電のリハビリ ²⁾ に必要な情報と、水処理施設への専用線 ³⁾ の整備に係る調査を行う。	1) レバノン政府の政策文書：Setting Lebanon's Electricity Sector on a Sustainable Growth Path” や世界銀行の“Lebanon Power Sector Emergency Action Plan(2020)” 2) 水力発電のリハビリの調査対象は以下の5カ所（水系） Litani、Nahr Ibrahim、Bared、Kadisha、Richmaya-Safa 3) 具体的な対象施設は、業務開始後調査団が EDL に確認
対象地域・範囲	レバノン国内	JICA のレバノン国内における移動制限、また、外務省の海外安全ホームページを注視する。国境付近は、レベル3（渡航中止勧告）である。
関係機関、調査対象など	水・エネルギー省（MoEW：Ministry of Energy and Water） レバノン電力公社（EDL：Électricité du Liban） レバノン石油開発局（LOI：Lebanese Oil Installations） レバノン省エネセンター（LCEC：Lebanese Center for Energy Conservation） レバノン石油監督庁（LPA：Lebanese Petroleum Administration） ドナー関係は以下。世界銀行（WB：World Bank）、アメリカ合衆国国際開発庁（USAID：The United States Agency for International Development）、国際連合開発計画（UNDP：United Nations Development Programme）、欧州復興開発銀行（EBRD：European Bank for Reconstruction and Development）	
業務の範囲	(1) レバノン電力セクターに係る基礎情報の収集・分析 (2) 統合電力マスタープラン策定・実施体制に係る情報の確認 (3) 水力発電施設改修に係る情報の確認 (4) 水処理施設専用線の整備に係る情報の確認	レバノンに対する電力セクターにおける中長期的な支援の方向性を検討するために必要な情報を包括的に収集する(1)とともに、すでに JICA がレバノン政府の要望を確認済みである具体的な支援内容(2)～(4)を検討し、関連する情報の収集を行う。

1.3 調査の実施体制

1.3.1 レバノン側のカウンターパート

レバノン側は、調査実施のため、以下のメンバーをカウンターパートとして任命した。

表 1.3-1 レバノン側カウンターパート

Areas of expertise	MoEW	EDL
Chief Consultant / Power Development Plan	Dr. Khaled Nakhle	Mr. Jihad Ghadieh Transmission Department Rabih Daw: Ramzie Dbaisy Rabih Daou Study Directorate Ghada Shartounieh Rima Assaf Raja El-Ali Ghada Charfouni Gladys Daru Eclectic Department Nabim elabus Transmission Network Department Ramzi El Dobeissy
Deputy Chief Consultant / Power Development Plan		
Power Grid System (Transmission)		
Power Grid System (Distribution)		Beirut division (Distribution) Tarek Mausow Regional Distribution Ghassam Darwich Distribution (Beirut and ML) Ibrahim Moussa
Renewable Energy	Renewable energy project planning is being developed in MOEW	Generation department Bshara Etieh Fadi Abo Khouzam
Economic and Financial Analysis		
Hydroelectric Power Generation (Rehabilitation Planning)		Production Department Bshara Etieh Fadi Abo Khozam Hydropower Department Faoli Bon Khsam
Power Transmission and Substation (Planning and Design)	Suzy Howayek	
Environmental and Social Considerations / Coordinator		

1.3.2 JICA 調査団

本調査は、下記調査団メンバー（JICA 調査団）により実施された。

表 1.3-2 JICA 調査団

氏名	担当業務	所属先
業務主任者／電力開発計画	八木 建一郎	ニュージェック
副業務主任者／電力開発計画	柴田 翔	ニュージェック
系統計画（送電）	上野 清隆	ニュージェック
系統計画（配電）1	大津 啓	関西電力送配電株式会社
系統計画（配電）2	坂東 宏紀	関西電力送配電株式会社
系統計画（配電）3	森田 啓介	関西電力送配電株式会社
再生可能エネルギー	猿橋 崇央	ニュージェック
経済財務分析	玖村 深	ニュージェック
水力発電（改修計画策定）	宮田 逸郎	ニュージェック
送変電（計画、設計）	村井 一夫	ニュージェック
環境社会配慮/業務調整 1	齋藤 郁弥	ニュージェック
環境社会配慮/業務調整 2	山口 洋樹	ニュージェック

第2章 レバノンにおける電力セクター概況

第2章 レバノンにおける電力セクター概況

2.1 エネルギー・電力分野におけるレバノン政府及び他ドナー支援の主要政策及び計画

2.1.1 電力セクターの政策・上位計画

レバノンでは、水・エネルギー省（MoEW：Ministry of Energy and Water）が電気事業を管轄している。国内最大の電気事業者は、1964年に設立されたレバノン電力公社（EDL：Électricité du Liban）で、同社は国内の主要発電所と基幹送電網を所有し、国内の消費電力量の90%以上¹を供給している。レバノンでは、送電事業を除いて民間事業者の参入も認められており、EDL以外の発電事業者として、リタニ電力庁(Office National Du Litani)、Nahr Ibrahim 社、Al Bared 社などがあり、また配電事業については、都市ごとに Electricite de Zahle 社（EDZ：Electricite de Zahle）、Jbeil 社、Aley 社などが参入している（図 2.1-1）。

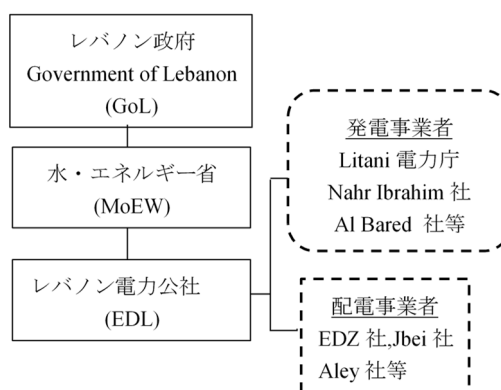


図 2.1-1 レバノンにおける電気事業関連組織

表 2.1-1 エネルギー・電力分野におけるレバノン政府及び他ドナー支援の主要政策及び計画

	名称	作成者	発行年月	概要
1	レバノン電力セクター 持続的成長戦略	水・エネルギー省	2022年3月	24時間供給や財政再建等の改革 目標を掲げた政策文書
2	最小コスト電源計画	世界銀行・ フランス電力公社	2021年9月	2030年までの最新の需要予測・ 電源開発計画・電力需給
3	レバノン電力セクター 緊急行動計画	世界銀行	2020年	部門間の連携強化や計画部門設 立等の緊急対策の提案
4	電力セクターの 政策文書更新版	水・エネルギー省	2019年3月	送配電ロス軽減や天然ガス利用 の効率的な電源増強の提案
5	送電マスタープラン 更新版	フランス電力公社	2017年5月	電源開発や再エネ導入に伴う送 電網増強のプロジェクトの提案
6	再生可能エネルギー 行動計画	レバノン 省エネセンター	2016年11月	再生可能エネルギーセクターに おける戦略的計画

¹ 海外諸国の電気事業 第2編 レバノン共和国 (海外電力調査会, 2020)

表 2.1-1 に示す上位計画の中で、電力セクターの改革に向けた政策文書「レバノン電力セクター持続成長戦略」が重要であり、1 日の電力供給が 3-4 時間程度に制限される現在の状況が続く危機感を持っている。その改革骨子は、フランス電力公社（EDF : Électricité de France）の「最小コスト発電計画」ならびに、WB の「レバノン電力セクター緊急行動計画」に基づいており、4 年以内に 1 日 24 時間の電力供給を達成するとしている。そのために、5 本柱、すなわち、1) ～ 4) 発送配電設備の整備とそれに基づく財政再建、5) ガバナンス改革が提示された。5 点目のガバナンス改革のひとつとして、統合マスタープラン策定能力の強化が挙げられ、バリューチェーンによるエネルギーセクター組織の連携強化や計画部門の設立が提案されている。あわせて、レバノン国技術者自身によるマスタープランの更新も必要となる。

2.2 電力需給状況、電化率、電力損失、停電時間・頻度、日負荷曲線、電力需要予測等

2.2.1 電力需要予測と電力需給状況

最小コスト電源計画では、図 2.2-1 に示すように、レバノンの電力需要は年平均 2.8% で増加し、2022 年の 3,393MW から 2030 年には 4,232MW まで増加すると想定されている。

電力供給側の現状を見ると、発電容量は、現状(2020 年)で 2,670MW(内、火力：2,381MW、水力：282MW、再エネ：7MW) であるのに対して、需要はそれを上回り、国内の発電容量はピーク需要の約 7 割程度にとどまっており、長時間の計画停電 (Load Shedding) も実施されている。レバノン政府は、こうした深刻な需給ギャップの改善のため複数の火力を中心とした電源開発に関する国家戦略や開発計画の策定を実施してきたが、改善されていない。こうした状況を改善するためには、段階的かつ迅速な発電設備の新設・改修の実施や天然ガスなどの燃料の確保・輸送、発電設備の増強に合わせたタイムリーな送配電設備の整備が、喫緊の課題である。

図 2.2-1 に電力需要予測、図 2.2-2 に電源開発計画、表 2.2-1 に電力需要想定と供給力の開発計画を示すが、最小コスト電源計画では大型コンバインドサイクル火力発電を中心とした着実な電源開発が計画されている。

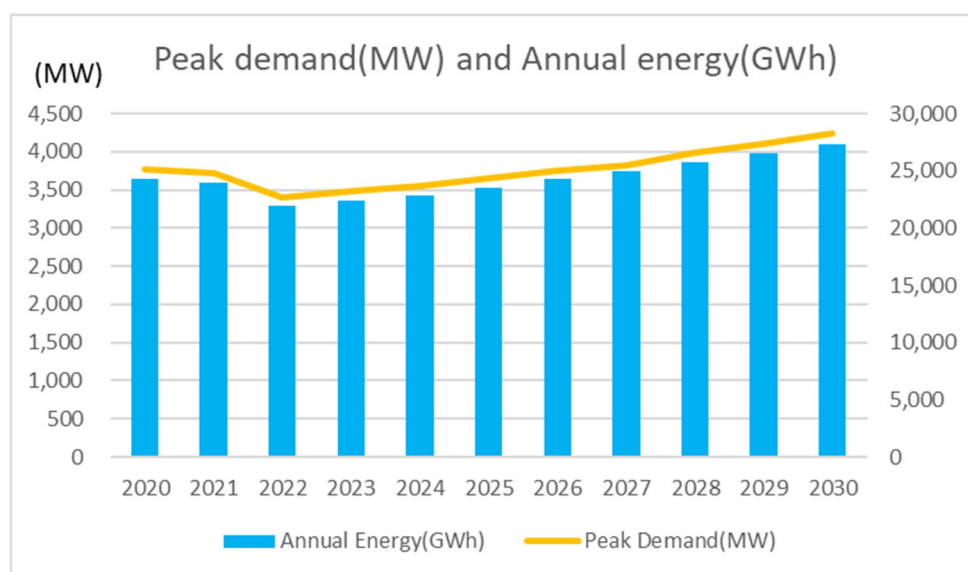


図 2.2-1 レバノンの電力需要予測

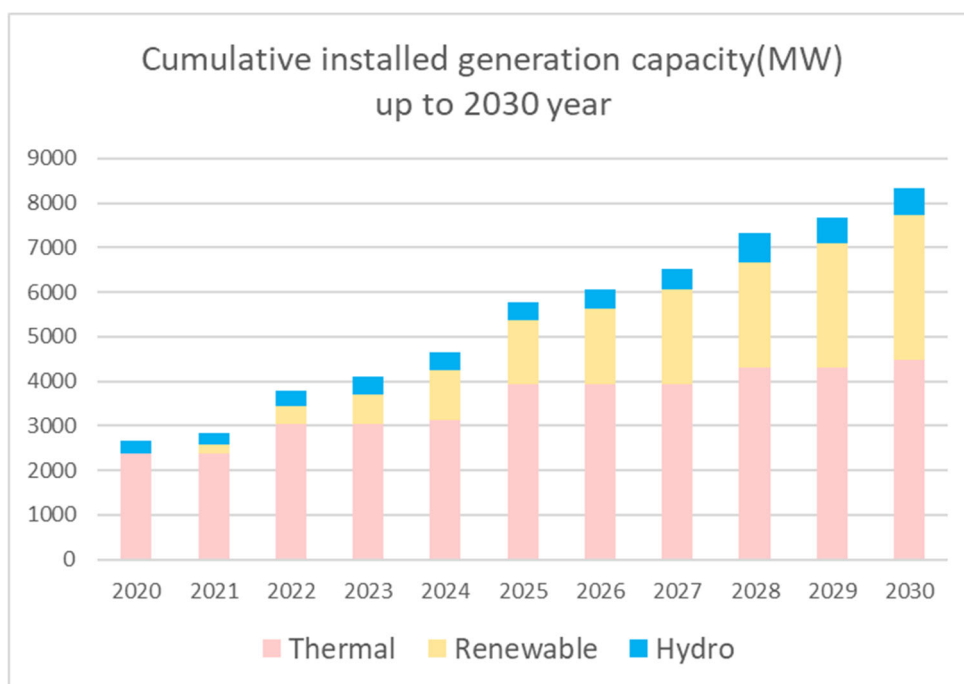


図 2.2-2 レバノンの電源開発計画

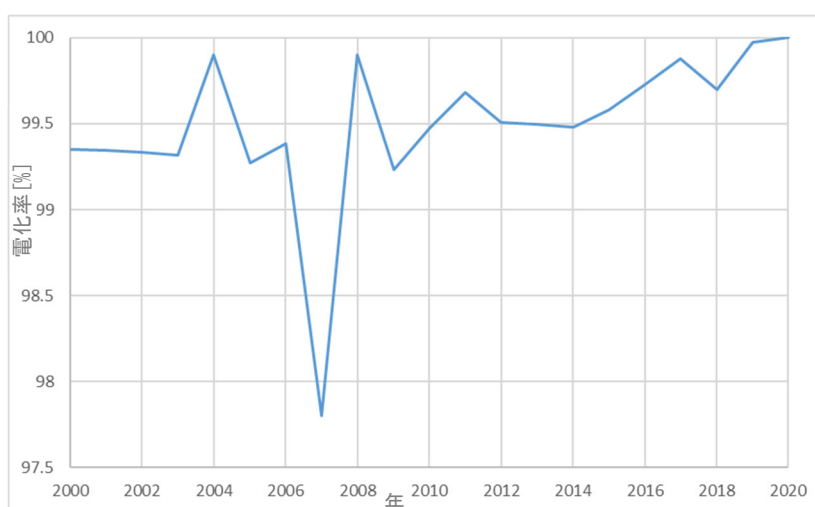
表 2.2-1 レバノンの電力需要予測と供給力の開発計画²

Item		FY											
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Available capacity(MW)	Thermal	2,015	2,015	2,725	2,725	2,880	3,722	3,722	3,722	4,096	4,096	4,272	
	Hydro	28	28	34	39	39	39	43	47	51	55	59	
	Renewable	3	19	35	58	94	118	141	177	199	234	270	
	Storage	0	0	0	4	4	4	53	53	53	53	53	
	Total	2,046	2,062	2,794	2,826	3,017	3,883	3,959	3,999	4,399	4,438	4,654	
Peak Demand(MW)		3,773	3,717	3,393	3,477	3,544	3,650	3,760	3,872	3,989	4,108	4,232	
Supply capacity shortage(MW)		-1,727	-1,655	-599	-651	-527	233	199	127	410	330	422	
Capacity Margin(%)		-46	-45	-18	-19	-15	6	5	3	10	8	10	

2.2.2 電化率

図 2.2-3 に電化率の推移を示す。EDL の送電部門によれば、現状の電化率は 99%であり、残り、1%については、シリアとの国境に近い、中東部に位置する「Toufail」村が非電化地域である。

² 最小コスト電源計画 (EDF,2021 年 9 月)



出典：世界銀行データ

図 2.2-3 電化率の推移

2.2.3 電力損失

レバノンの送配電分野においては、大きな電力ロスが問題点として上げられる。2021 年の電力系統総合ロス率は 40.2%と近隣諸国と比較しても高い。この大きな電力ロスは、EDL 財政の悪化や設備投資の停滞、そして配電サービスの更なる悪化を引き起こしている。電力ロスが 1%減少すると、EDL の収益が約 200 億 LBP（約 18,000 千円）改善することが電力セクターの政策文書で述べられており、電力ロスの低減は EDL の財政赤字の早期縮減に大きく寄与する。近年、盗電対策等により改善傾向は見られるものの、逼迫した需給状況を鑑みると更なる改善が必要である。

表 2.2-2 EDL ロス低減計画（EDL 承認指標）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Transmission Losses	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.5%	4.8%	4.0%
Distribution Losses	26.8%	32.9%	36.6%	32.2%	29.6%	27.0%	24.3%	22.6%
Technical Losses	13.2%	13.2%	13.2%	13.2%	12.8%	12.4%	12.0%	11.6%
Non-Technical Losses	15.7%	22.7%	26.9%	21.9%	19.3%	16.6%	14.0%	12.4%
Total Network Losses	31.0%	36.7%	40.2%	36.1%	33.6%	31.0%	27.9%	25.7%

出典：レバノン電力セクター持続的成長戦略（MoEW, 2022 年 3 月）

電力ロスの内、送電ロスについては、現時点で 5.5%であり、将来目標としては、220kV 系統の拡充による送電電圧の向上等により、4.0%としていることを EDL の送電部門に確認した。

他方、配電ロス³は 2021 年時点で 36.6%と国際的に高い水準にあり、削減が重要な課題となっている。配電ロスを詳しく見ると、技術的ロスは 13.2%、非技術的ロスは 26.9%を占めている。そのため、配電ロスの中でも大きい非技術的ロスの低減を目的に、レバノンではこれまでも表 2.2-3 に例示するような取組みを長年進めているが、未だ大きな成果には繋がっていない。

表 2.2-3 レバノン 非技術的ロス削減に向けた課題と主な取組み一覧

課題	取組み	責任箇所	実施期間
(1) 不法接続の撲滅	不法接続撤去キャンペーン（治安部隊による警護、法的バックアップ含む）	MoI - MoJ - MoD - MoEW - EDL - DSPs	2022-2023
(2) 電気料金回収の適正化	AMI プログラムの実施（スマートメーターの導入、AMI センターの展開等）	MoI - MoJ - MoD - MoEW - EDL - DSPs	2022-2024

2.2.4 停電時間・頻度

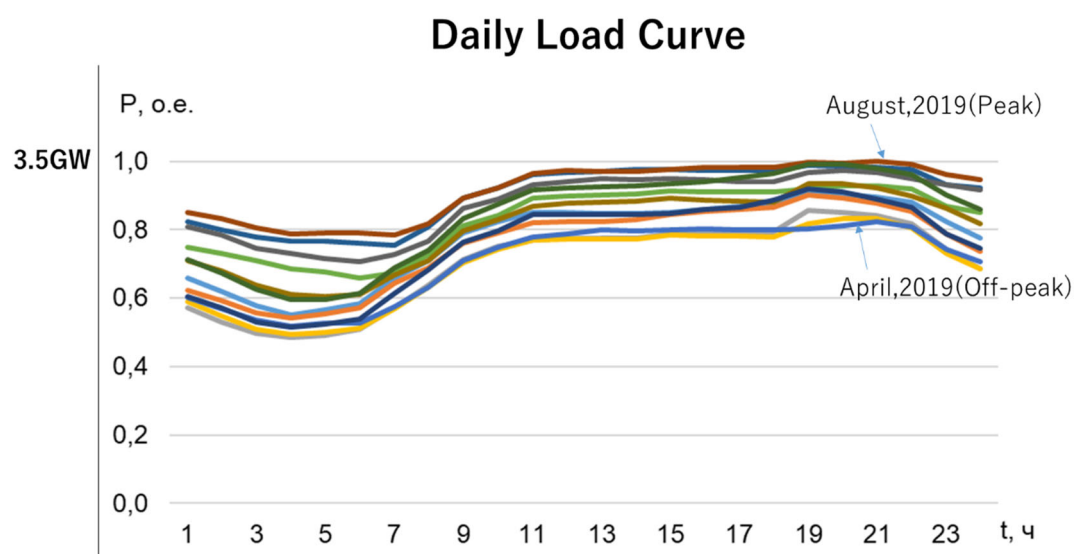
平均停電時間³と停電回数⁴については、現状は、供給力不足による計画停電を実施しているため、これらのデータは取得していないことを EDL の送電部門に確認した。なお、計画停電の実施状況については、4.2 節の系統運用状況で述べる。

2.2.5 日負荷曲線

毎時のピーク電力推移のデータ（日負荷曲線）について、2019 年の日負荷曲線を図 2.2-4 に示す。ピーク時期は、夏季 8 月、冬季 2 月であり、オフピーク時期は、4-5 月、10-11 月である。また、一日では、18 時～21 時の点灯時間帯にピークが発生している。なお、2019 年のピーク需要は、3.5GW であった。この年以降に発生した経済破綻の影響で、供給力は大幅に減少し、EDL の送電部門によれば、現状では、24 時間を通して一定の日負荷曲線であり、供給力は 400MW 程度である。

³ 一需要家当たり年間停電時間（分）（SAIDI：System Average Interruption Duration Index）

⁴ 一需要家当たり年間停電回数（回）（SAIFI：System Average Interruption Frequency Index）

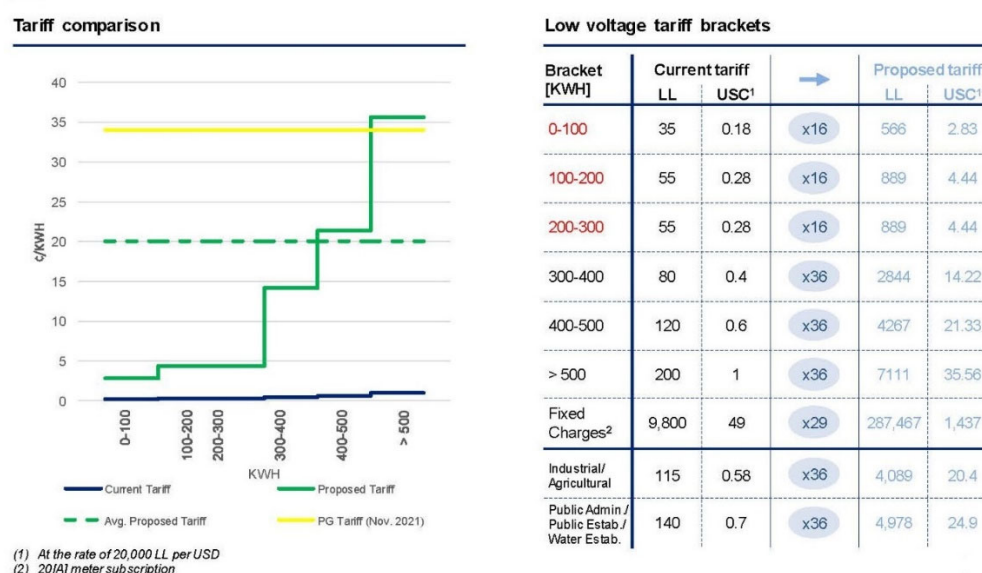


出典：EDL

図 2.2-4 日負荷曲線(2019 年)

2.2.6 電気料金

電気料金のテーブルを図 2.2-5 に示す。現状の電気料金（1994 年制定）に対して、新料金が提案されている。この提案により、民間発電機 (Privat Generator) の電気料金 34cents/kWh と比較して、EDL の平均電気料金は、20cents/kWh が達成でき、家庭への負担が軽減されるとしている。



出典：EDL

図 2.2-5 EDL の電気料金(現状と提案)

2.3 電気事業者の組織・運営情報

2.1.1 節にて先述のように、MoEW が電気事業を管轄しており、垂直統合型の電気事業者である EDL が発電・送電・配電事業を担っている。MoEW は Law No. 20 に基づき 1966 年に設立され、Law No. 247 に基づき 2000 年に改編された。MoEW の組織図を図 2.3-1 に示す。電力関係の業務は、合計 11 の部門で構成される開発総局 (General Directorate of Exploitation) が管轄している。

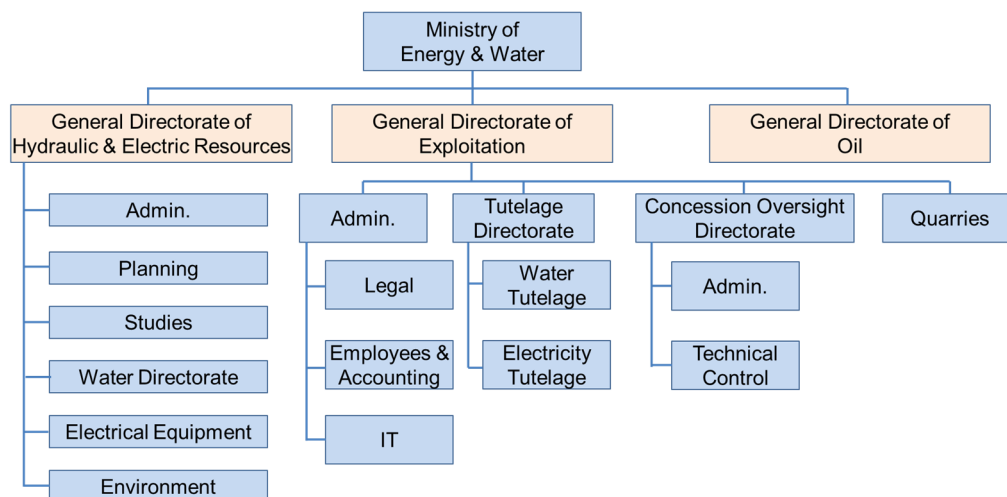
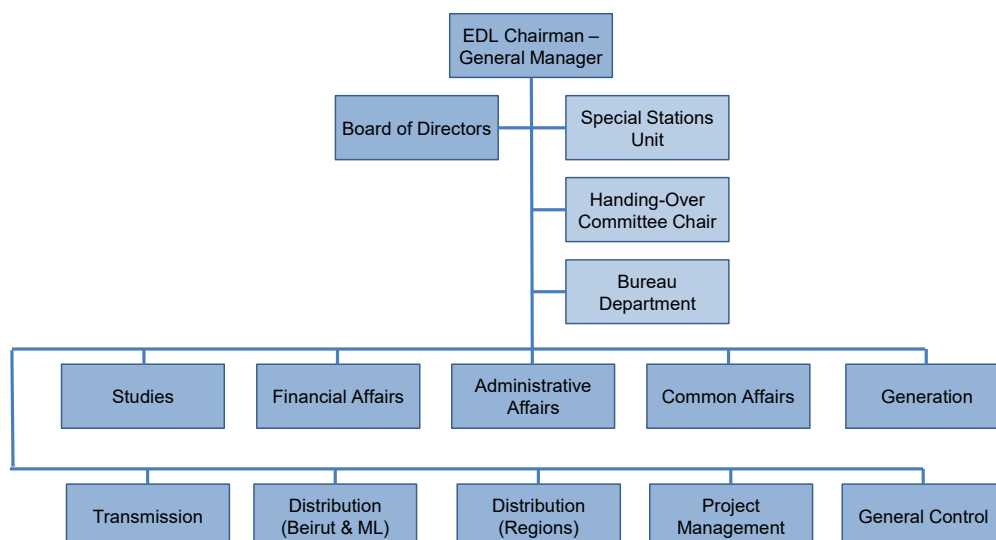


図 2.3-1 MoEW 組織図

EDL は Decree No. 16878 に基づき、1964 年に設立された。EDL の組織図を図 2.3-2 に示す。EDL は調査局をはじめとする 10 の局により構成される。



出典：UNBUNDLING LEBANON'S ELECTRICITY SECTOR, American University of Beirut, September 2021 を編集

図 2.3-2 EDL 組織図

2.3.1 電力セクターの関連法

レバノンの電力セクターの主な法制度を表 2.3-1 に整理する。

表 2.3-1 レバノンの電力セクターの法制度

Document Number	Document Type	Date of Issuance	Subject
16878	Decree	1964	The establishment of the Electricity Authority of Lebanon (Électricité du Liban, EDL).
20	Law	1966	The establishment of the Ministry of Water and Electricity Resources.
5469	Decree	1966	The organization of the Ministry of Water and Electricity Resources, and the designation of its staff.
7580	Decree	1974	The Investment Law of Electricity for Lebanon.
247	Law	2000	Amendment of Law No. 20 from 1966, replacing the Ministry of Water and Electricity Resources with Ministry of Energy and Water.
462	Law	2002	Regulation of the Electricity Sector.
107	Law	2018	Allowing EDL to enter into an agreement with EDZ as an electricity operator for a period of two years (2018-20).

これらのうち、重要な役割を果たすべきものが Law No. 462 「Regulation of the electricity sector」である。同法は電力セクターの改革を進めるための全般的な枠組みを定める包括的な法であり、i) 独立した電力規制庁の設立、ii) 電力セクターの構造改革、および iii) 電気事業の水平分離ならびに発電・配電事業の民間への開放、の3点を主な内容とする。同法は2002年に国会承認を得て公布された。しかしながら、主に政治的な理由から、その後20年超に渡り、実施されないままとなっている。電力セクター改革は国際開発銀行による金融面での支援実行の条件と見られており、同法の実行が強く求められている。

MoEW は2022年12月に「Setting Up Lebanon Electricity Regulatory Authority」を公表し、長らく停滞していた Law No. 462 の部分的な実施に向けて動き出した。MoEW は電力規制庁の設立に向けた準備を進めることを表明するとともに、主要な職位のリクルート活動を始めている。

2.3.2 EDL 電気料金制度と財務状況

EDL の電気料金は、1994年に定められて以来、政策的に低い価格に据え置かれてきた。当時、ブレント原油価格が USD 20 ドル/バレル以下であったときに、平均価格で 142 LBP/kWh (1,500 LBP/USD の公定レートで USD 9.5 ¢ 相当) として設定された。EDL は慢性的に高い発電コスト、高い送配電ロス（技術的および非技術的ロスとも）に苦しんできた。EDL は料金収入だけでは事業運営費用を賄うことができず、その財務は政府からの補助金に依存してきた。EDL は1992年に赤字に陥って以来補助金を注入されており、2020年までの約30年間は累計430億米ドルにのぼり、これは公的債務の46%を占めるともいわれている。LBP

建ての固定料金であることから、2020 年経済危機以降のレバノン通貨下落に伴い、その影響は甚大となった。2022 年 10 月ごろの実勢レート（39,000 LBP/USD）では、電気料金は約 USD 0.4 ¢ 相当という水準であった。

このような不健全な財務状況は問題であると長年にわたり指摘されており、電気料金制度改革は重要な懸案事項であった。また、国際開発銀行による金融面での支援実行の条件ともされてきた。

レバノン政府は 2022 年 8 月に EDL 電気料金の値上げを決定、同年 11 月 1 日に具体的な料金体系を発表し、約 30 年ぶりに新制度に移行した。その概要は以下のようなものである。

- 電気料金は Sayrafa レート（レバノン中央銀行が定める、対米ドルの決済レートであり、実勢レートに近い）を用いて算定され、また、原油価格に連動する。

- はじめの 100kWh までは、USD 10 ¢ 相当

- 100kWh を超える場合は従量制で、USD 27 ¢ 相当

なお、電気料金は状況に応じて 1～2 か月ごとに見直すこととされている。料金算定の前提条件として、i) 政府が発電事業用の輸入燃料に対する支払いを履行すること、ii) 電気料金の不払いを続けてきた公的機関が支払いに応じること、があげられている。これらの条件が満たされない場合には、USD 10 ¢ 程度のさらなる値上げもありうる、とされている。

今回の電気料金制度改革により、EDL の財務状況が改善することが期待される。

2.4 他ドナー等

電力セクター等における、最近の主な支援は以下の通りである。

2.4.1 世界銀行（WB）

世界銀行は長年にわたる主要ドナーの1つである。世界銀行による支援一覧を表 2.4-1 に示す。

表 2.4-1 世界銀行(WB)の支援一覧

No.	Component	Status
1	The Least Cost Generation Plan ⁵	Completed (2022)
2	Lebanon Power Sector Emergency Action Plan	Completed (2020)
3	PCB Management in the Power Sector Project	Completed (2014)
4	Multi-Donor TF Facility for Conflict-Affected Areas of North Lebanon	Completed (2013)
5	EMERGENCY POWER SECTOR REFORM CAPACITY REINFORCEMENT	Completed (2012)
6	Power Sector Restructuring & Transmission Expansion Project	Completed (2003)
7	Emergency Reconstruction & Rehabilitation Project	Completed (2002)
8	Litani Power and Irrigation Project	Completed (1966)

2.4.2 アメリカ合衆国国際開発庁（USAID）

アメリカ合衆国国際開発庁による支援一覧を表 2.4-2 に示す。

表 2.4-2 アメリカ合衆国国際開発庁(USAID)の支援一覧

No.	Component	Status
Expanding Grid Supply of Clean Energy		
1	Utility Cybersecurity and Grid Digitization	2021 - Ongoing
2	Powering Agriculture	Completed (2019)

⁵ 最小コスト電源計画

2.4.3 国連開発計画（UNDP）

国連開発計画（UNDP）による支援一覧を表 2.4-3 に示す。

表 2.4-3 国連開発計画(UNDP)の支援一覧

No.	Component	Status
1	Sustainable Energy for Security – Se4s	2019 - Ongoing
2	Energy and Waste Solutions	2014 - Ongoing

2.4.4 欧州復興開発銀行（EBRD）

欧州復興開発銀行（EBRD）による支援一覧を表 2.4-4 に示す。

表 2.4-4 欧州復興開発銀行(EBRD)の支援一覧

No.	Component	Status
1	BUS Distribution	Completed (2018)
2	Photovoltaic Project at Tufail area (300～500MW)	Feasibility Study

2.4.5 イスラム開発銀行（IsDB）

イスラム開発銀行（IsDB）による支援一覧を表 2.4-5 に示す。

表 2.4-5 イスラム開発銀行(IsDB)の支援一覧

No.	Component	Status
1	Construction and rehabilitation of damaged public utilities, including power plants and electricity distribution systems ⁶	Completed

2.4.6 国際再生可能エネルギー機関（IRENA）

国際再生可能エネルギー機関（IRENA：The International Renewable Energy Agency）による支援一覧を表 2.4-6 に示す。

表 2.4-6 国際再生可能エネルギー機関(IRENA)の支援一覧

No.	Component	Status
1	Renewable energy outlook: Lebanon	Completed (2020)

⁶ <https://www.isdb.org/news/the-islamic-development-bank-allocates-us-250-million-for-construction-in-lebanon>

2.4.7 民間企業

USAID から委託された DT Global (Washington USA)がレバノンでのプロジェクト INARA (Innovation For Affordable And Renewable Energy For All)を実施している。プロジェクト総額は約 USD 30 Million、スコープに Richamaya-Safa 水力発電所の改修工事が含まれている。

Richamaya-Safa 水力発電所改修工事の概要を以下に示す。

- ✓ 土砂崩れにより鉄管が破損し発電できない状態だったので、破損した鉄管の改修を実施。
- ✓ 既設の発電機器は3台構成 (1 x 6.8MW, 2 x 3.2MW : 既設は Alstom 製)である。鉄管の改修完了後、運転可能な2台 (1 x 6.8MW, 1 x 3.2MW)は運転を再開し近辺の住民 30,000 人 (17communities) に電力を直接供給している。
- ✓ 発電設備の改修範囲は以下
 - a) 壊れて運転できなかった1台の3.2MW 水車・発電機の更新。3.2MW から3.4MW に出力アップ (機器の効率改善) メーカーは ZECO, Italy。
 - b) その他3台の関連設備(Governor, SCADA⁷, 補機設備)も一式更新する。
 - c) 改修工程は2023年7月に工場試験を実施し、8月から現地で改修工事開始予定。
 - d) 現在発電を継続している既設の2台(1 x 6.8MW, 2 x 3.2MW)の改修予定は無い。

⁷ 監視制御システム (SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition)

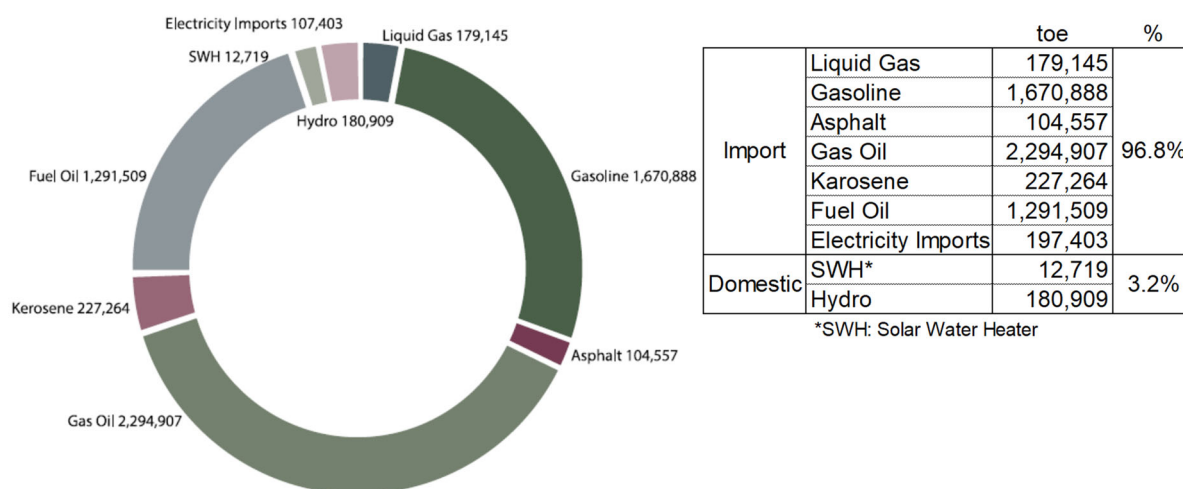
2.5 一次エネルギーの調達計画

レバノンの電力供給は、2020年時点では90%以上を化石燃料（石油）に依存している。天然ガスは2010年に一時的に供給があったものの地政学的な要因等により2010年の1年間のみであり、ほぼ原油のみに依存している状況である。政治危機及び通貨危機等により原油の輸入が滞っていることから近年水力発電所の重要度は増している。以下に、原油・天然ガスを始めとする一次エネルギーの調達の現状及び調達計画について示す。

2.5.1 一次エネルギーの調達の現状⁸

(1) 一次エネルギー調達の内訳

レバノンでは一次エネルギーは基本的に原油の輸入に頼っている。2010年の一次エネルギーの内訳は図2.5-1に示す通りで、液化ガス・ガソリン・軽油・重油・灯油・アスファルトなど、総燃料輸入量は、約5,768 ktoe（5,768,269.94 toe）であり、シリアとエジプトからの電力輸入量は約1,248,871 MWh（197,403 toeに相当）と合わせてエネルギー消費量のうち96.8%が輸入されていることが示されている。ガソリンは自動車に、重油・軽油はEDLの火力発電所に供給されている。国内供給は、水力発電所による発電量の約836,537 MWh（180,909 toeに相当）と太陽熱温水器約12,719 toeの3.2%のみである。



出典：NREAP⁹2016-2020

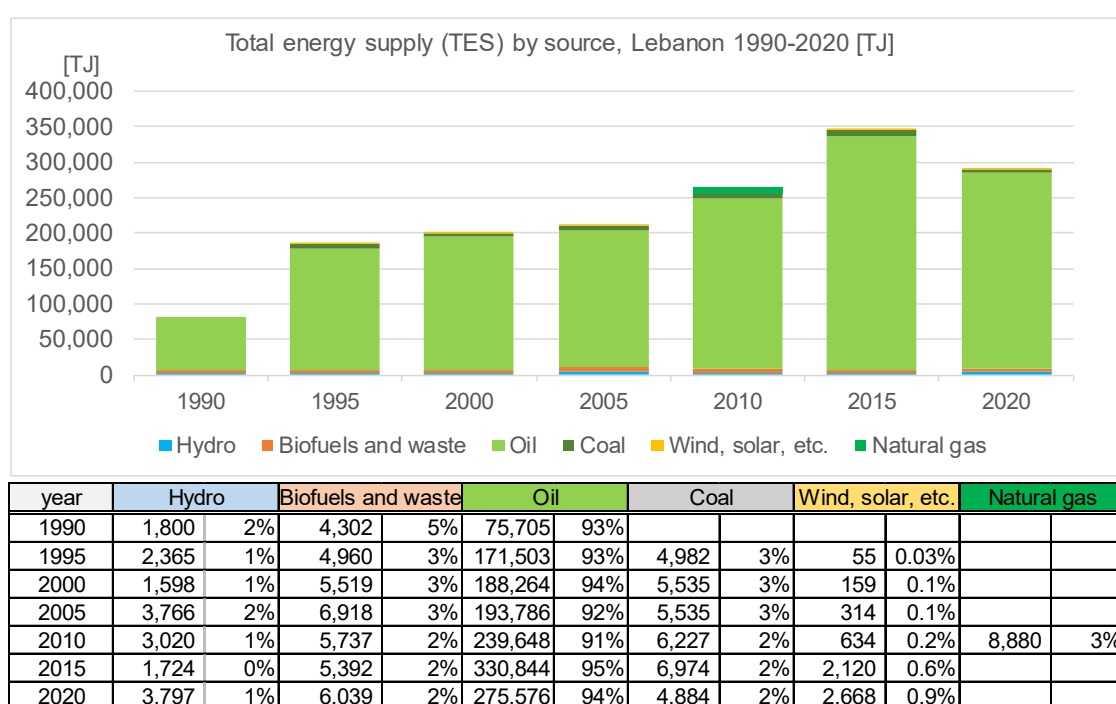
図 2.5-1 一次エネルギーの内訳 (2010 年, 単位 toe)

⁸ MoEW/LCEC2016, NREAP2016-2020, The National Renewable Energy Action Plan for the Republic of Lebanon 2016-2020

⁹ National Renewable Energy Action Plan (NREAP)

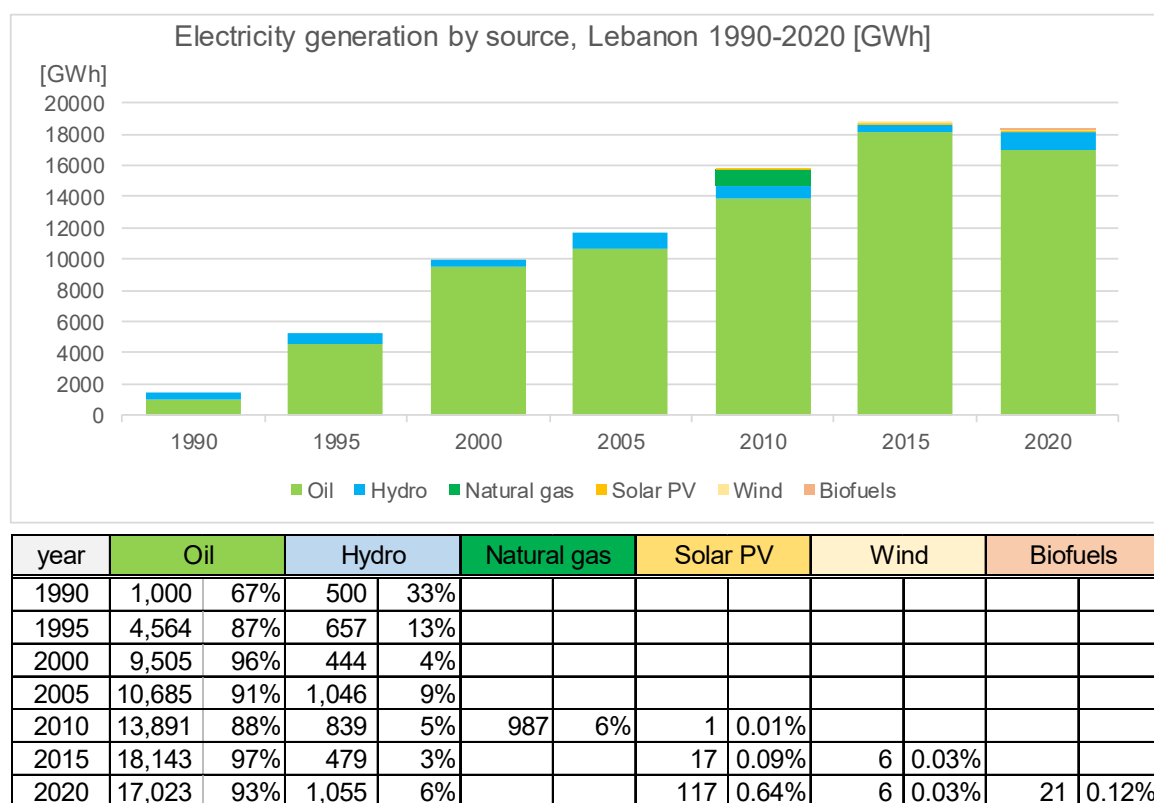
レバノンでは、上記 2010 年のみならず現在に至るまで、主要なエネルギー供給源は輸入化石燃料に依存している。特に、発電セクターにおいて発電される電力の大部分は、燃料油（Fuel Oil）や軽油（Gas Oil）によるディーゼル発電所で供給されている。図 2.5-2 は、国際エネルギー機関（IEA：International Energy Agency）によるエネルギー源別のエネルギー供給量、図 2.5-3 は電源別の発生電力量の経年変化であるが、一貫して輸入原油による供給が大半を占めていることが示されている。なお、2020 年は国の統計データが利用できず IEA が推計したものである。

一次エネルギーの主な消費者はガソリン・軽油を消費する運輸部門と軽油・燃料油を消費する EDL の火力発電所であるが、既設火力発電所の一覧については、第 3 章 3.1.1 節に示す。



出典：IEA Key energy statistics, <https://www.iea.org/countries/lebanon>

図 2.5-2 エネルギー別の供給量 [TJ]



出典：IEA Key energy statistics, <https://www.iea.org/countries/lebanon>

図 2.5-3 電源別の発生電力量 [GWh]

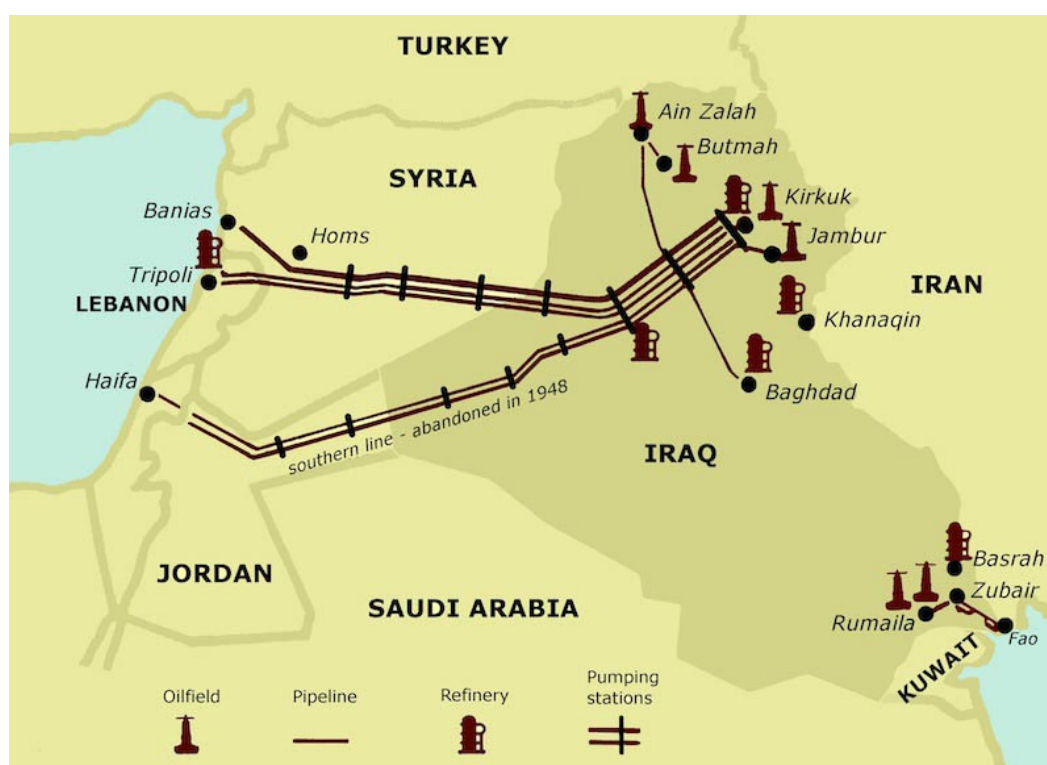
(2) 原油¹⁰

レバノンでは原油を輸入に依存している。シリアや周辺国との原油輸送施設は以下の2つのパイプラインがあるが、いずれも現在運用していない。以下にそれぞれの概要を示す。

1) IPC (Iraq Petroleum Company) Pipeline

IPC パイプラインは1930年代に建設された全長833kmの原油パイプラインで、イラクのクルクーク（Kirkuk）で生産された原油を3本のパイプラインでシリアを横断し、トリポリ（Tripoli）でターミナルと精製所に輸送していた（図2.5-4）。しかし、イラクがシリアの主要輸出ターミナルであるバニヤス（Banias）への原油送出を停止したため、レバノンへの直接供給が停止し、1976年以降稼働していない。

¹⁰ Source: UNDP2016-SODEL, Sustainable Oil and Gas Development in Lebanon, “SODEL”, Cost Benefit Analysis for the use of Natural Gas and Low Carbon Fuels

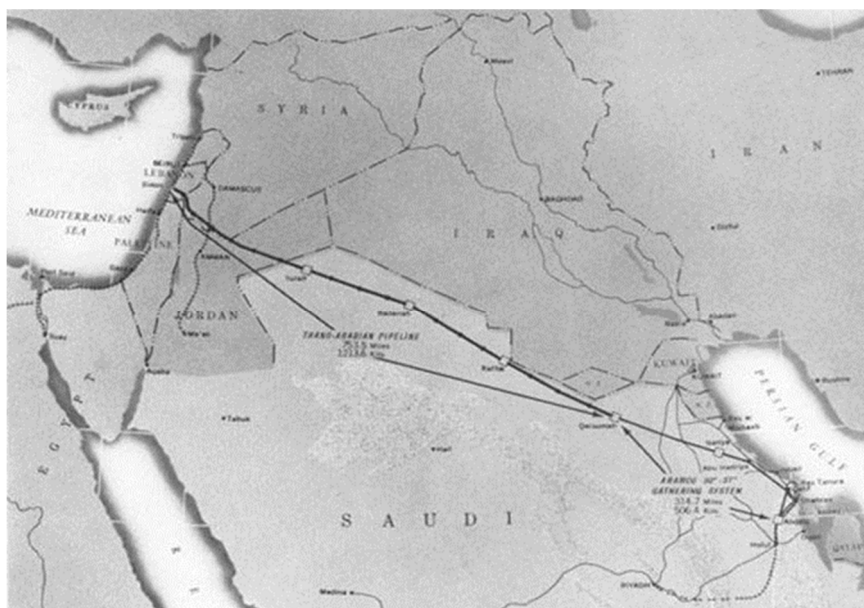


出典：GeoExpro Web page, <https://geoexpro.com/>

図 2.5-4 The IPC pipeline route

2) TAPLINE (Trans-Arabian Pipeline)

TAPLINE は 1940 年代後半に Bechtel 社によって建設された全長 1,213km の原油パイプラインで、サウジアラビアの Abqaiq 油田からヨルダン、シリア南部を通ってザハラニ (Zahrani) の輸出ターミナルと製油所に軽油を輸送した (図 2.5-5)。そして、輸出ターミナルから欧米東部の市場へ出荷された。当時、TAPLINE は世界最大の石油パイプラインシステムであった。しかし、サウジアラビア、シリア、レバノン間の輸送料の不一致、パイプラインの継続的な破壊行為、スーパertanker による海上輸送との競争激化などにより、1976 年にシリア、レバノン部分の輸送はすべて停止した。1990 年には、第一次湾岸戦争でヨルダンがイラクを支援したことを受け、サウジアラビアがヨルダンへの石油輸送を停止した。現在では、全線が石油輸送に適さないものと理解されている。



出典：UNDP2016-SODEL

図 2.5-5 The TAPLINE route

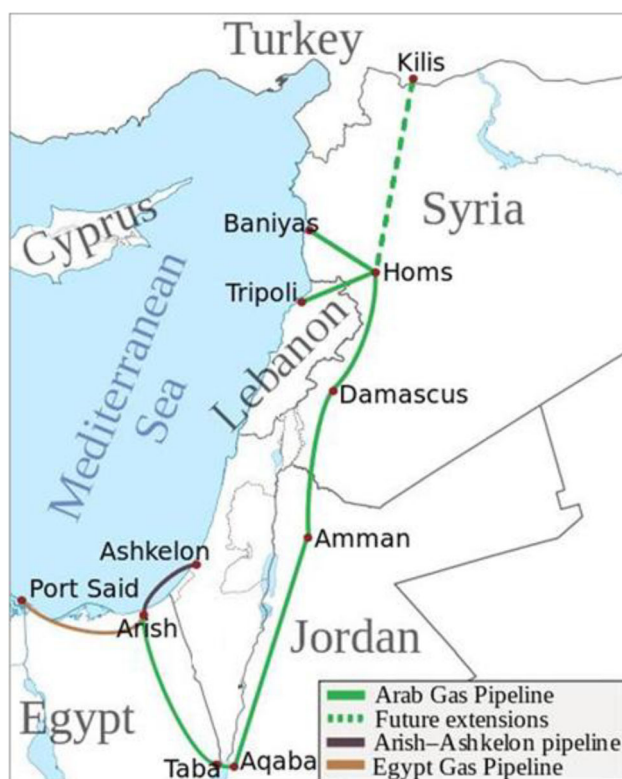
(3) 天然ガス¹⁰

1) The Lebanese Gas Pipeline (GASYLE) / Arab Gas Pipeline (AGP)

The Lebanese Gas Pipeline (GASYLE)はレバノンで唯一のガスパイプラインであり、2003 年から 2007 年にかけて、シリアとのスワップ協定により、エジプトからの Deir Ammar CCGT¹¹ 発電所へのガス供給を目的に建設された。このパイプラインは、Arab Gas Pipeline (AGP) の支線であり、シリアとトリポリの間を、エジプトの al-Aris を起点にし、ヨルダンとシリアを経由する。

2009 年 11 月 11 日に GASYLE パイプラインが商業運転を開始した。受入量は 26.3MMCM/月 (0.32BCM/年) で、デイルアマル発電所のガスタービン 2 台のうち 1 台を天然ガスで駆動するのに十分であった。しかし、エジプトで発生した暴動やエジプト、シリア、ヨルダン、イスラエルにまたがる地政学的な問題により、2010 年 11 月初旬にエジプトからの天然ガスの供給を停止した。AGP に天然ガスを供給するラインやステーションは何度も爆撃を受け、エジプト危機はレバノンへの天然ガスの供給と近隣諸国への輸出に大きな影響を与えました。現在、Deir Ammar 発電所は、GASYLE を通じて天然ガスの供給を受けていない。

¹¹ ガスタービンコンバインドサイクル (CCGT : Combined Cycle Gas Turbine)



出典：UNDP2016-SODEL

図 2.5-6 Arab Gas Pipeline and GASYLE

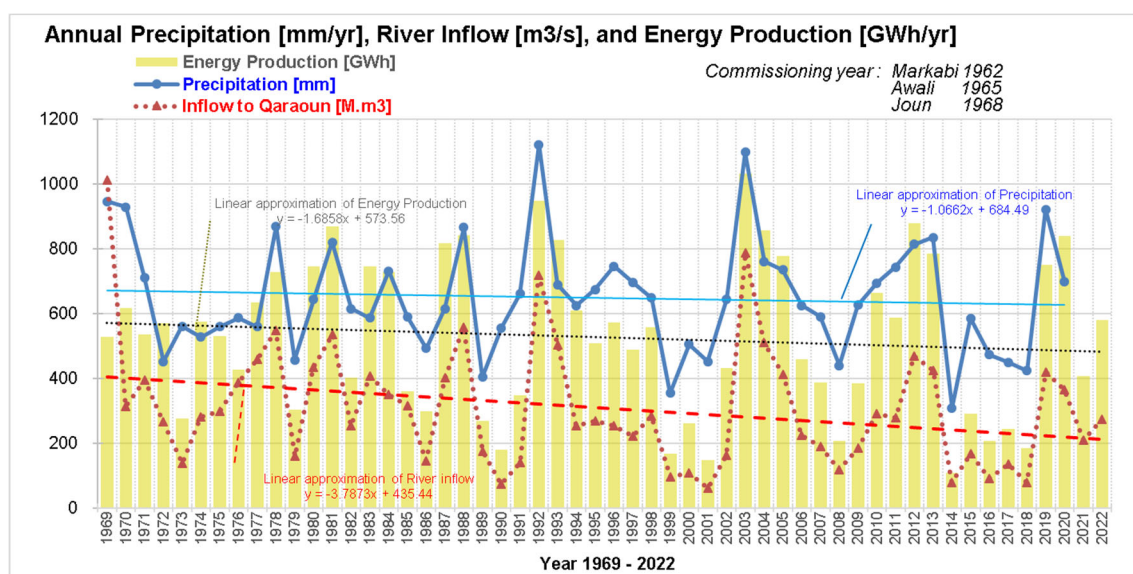
(4) 再生可能エネルギー

1) 水力

既設の水力発電施設は、第3章 3.1.1 節（表 3.1-2）に示す。

NREAP2016-2020 では、現在稼働可能であるとされる 190MW の容量を改修及び一部新規発電機の導入により 282MW に増強することが可能であるとしている。発生電力量の面では改修と増強により、2010 年の 836.5GWh から約 1,047GWh へと約 25%の増加につながっている。2023 年 6 月の調査団による Litani-Awali 川及び Kadisha 川の水力発電所における現地確認とその際のヒアリングにより、資金不足による部品等の不足や一部改修が必要な発電所もあるものの定格の設備出力 282MW は可能であると考えられる。

一方で、近年の発電出力の低下は、降水量・河川流量の低下の影響があるものと考えられる。図 2.5-7 に示すように、Litani-Awali 川の Markabi/Awali/Joun 水力発電所の合計年間発生電力量と、年間雨量及び Litani 川の Quaraoun ダムへの年間河川流入量の経年変化を示す。同図より、発電出力は年により大きなばらつきがあること、それは降雨量及び河川流入量の変動と連動していることが示されている。近年の発電出力の減少は降水量そしてそれによる河川流入量の減少によると考えられる。



出典：LRA データを基に JICA 調査団作成

図 2.5-7 Litani 川 Quaraoun Dam への年間河川流入量、年降水量、Litani-Awali 川 Markabi/Awali/Joun 水力発電所の合計年間発生電力量の経年変化

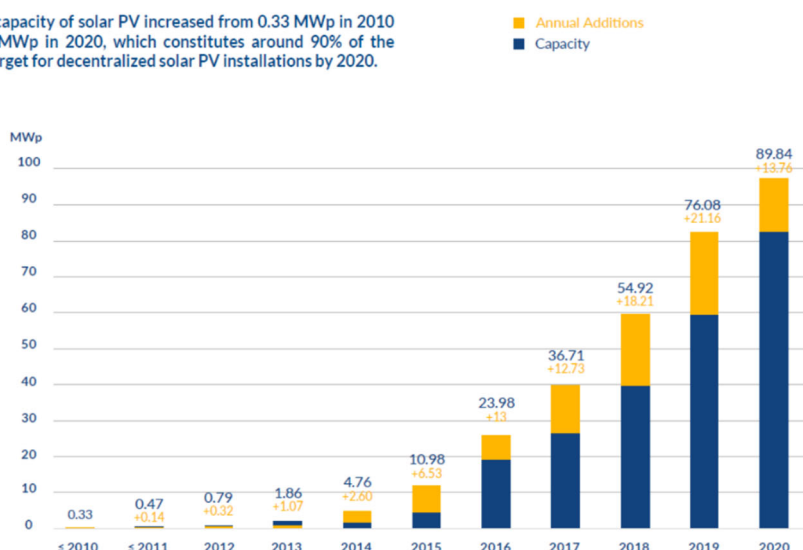
2) 太陽光

系統連係型の大規模太陽光発電施設は、第3章 3.1.1 節（表 3.1-3）に示すように、Beirut River Solar Snake Project（BNSS）（1MW）のみである。

オフグリッド／ハイブリッドを含む太陽光発電施設は、National Energy Efficiency and Renewable Energy Action（NEEREA）によるレバノン銀行（BDL：Banque du Liban）の管理のもとで商業銀行から民間企業への再生可能エネルギー投資への低金利での融資メカニズムを活用して開発が推進され、2020 年 6 月までに 1,000 件以上のプロジェクトが承認され開発が促進された。その結果、図 2.5-8 のように 2020 年時点で 89.9MW である。

SOLAR PV CAPACITY AND ANNUAL ADDITIONS

Installed capacity of solar PV increased from 0.33 MWp in 2010 to 89.84 MWp in 2020, which constitutes around 90% of the NREAP target for decentralized solar PV installations by 2020.



出典：LCEC2022, Solar PV Status Report

図 2.5-8 太陽光発電所容量の経年変化

3) 風力

系統に接続された既設の風力発電施設はない。

4) バイオマス

Naameh 廃棄物処理場に併設された廃棄物発電(7MW)が、2016 年に運転開始している。

2.5.2 一次エネルギーの調達計画

一次エネルギーの調達は、MoEW の石油総局（DGO : Directorate General of Oil）が行っており、以下のような調達の計画及び実施をしているが、現状と共に整理する。

(1) ガスパイプライン（AGP : Arab Gas Pipeline）

ガスパイプラインは、エジプトからヨルダン、シリアを経由してレバノンへ流入しているものであるが、米国のシリアへの制裁のため、経由地のシリア国内のパイプラインが遮断されており、ガス供給が途絶えている状況である。なお、同ガスパイプラインは、シリアを経由したのちトルコを通過してヨーロッパ方面へのパイプライン建設計画もあるが、欧州各国は建設を望んでいるものの、やはり米国のシリア制裁のため計画は頓挫している。

(2) FRSU (Floating Storage Regasification Unit)

DGO は、浮体式 LNG 貯蔵再ガス化設備 (FSRU : Floating Storage Regasification Unit) 事業も推進している。これは、北部の Deir Ammar 火力発電所と南部の Zahrani 火力発電所への天然ガスの供給を計画していたものである。本事業は 2011 年から計画されているが、レバノン政府の政治問題により内閣 (CoM : Council of Ministers) 承認ができず、計画は頓挫している。2016 年～2019 年の政権時に入札図書作成まで進んだが、政権交代以降は進展がない。

(3) 新規ガス田

レバノンの新規ガス田はフランスの Total、イタリアの Eni、ロシアの Novatek が開発に参画していた。ウクライナ事変により現在はロシアの Novatek の代わりにカタールが参画している。ガス田開発は有望と想定されていた 4、9 の工区の開発が先行している。これまでレバノン政府はガス田開発に楽観的であったが、工区 4 の試掘が不調で、政府としての見通しは確たる調査結果を待って判断する方針である。現在は開発が先行 (成功) しているイスラエル側に近い工区 9 の試掘および環境調査を 2023 年 9 月に予定している。

(4) 燃料調達

レバノンはイラク国営石油販売会社 (SOMO : State Oil Marketing Organization) が生産する高硫黄燃料油 (HSFO : High Sulfur Fuel Oil) 調達に係る契約を締結している。さらにオマーン国営石油・ガス会社 (OQ) に対して、HSFO を発電用に利用可能な重油 (HFO : Heavy Fuel Oil) (グレード A と B) や Gas Oil に交換する Swap 契約を締結している。SOMO (State Oil Marketing Organization) と OQ 間は製油などのプロセスはなく、単純な燃料の交換だけである。

DGO は SOMO および OQ との契約主であり、契約に基づいて市場価格で燃料を調達し、EDL に供給する。しかし、EDL の支払い能力がなくイラクへの支払いが滞っている状況である。

現在の状態はイラク側の厚意により現在 EDL の支払いを 1 年間猶予されている状況である。DGO としては、電気料金改正によって EDL の収入が増え支払いが出来るようになれば、燃料調達量も増え、電力供給量も増えると考えており、このサイクルを拡大させていくことが重要と考えている。

(5) 再生可能エネルギー

1) 水力

a) 新規水力開発

MoEW は、2012 年に Sogrea-Artelia らコンサルタントとともに、主要河川の水力発電ポテンシャル調査を実施した。この結果、流れ込み式 (RoR : Run of River) で 263MW (1,271GW/year)、ダム貯水池を伴うピーク式で 368MW (1,363GWh/year) の候補地点を選定した。

新規水力開発に関し、2018 年 3 月に MoEW は表 2.5-1 に示す水力発電開発に係る関心表明 (EOI : Expression of Interest) を公示したところ、15 カ国 59 社から 25 件の EOI が提出され、合計出力は 300MW 以上に達した。しかし、農業・灌漑のための開発権が多く、発電のためのものではないため、開発権に関する交渉は MoEW に委ねられている。

表 2.5-1 新規水力開発に係る関心表明対象プロジェクトリスト

Item	Water Stream	Power Plant	Establishment in Charge	Type
1	Abou Moussa	Mechmech	AL BARED	Run of River (RoR)
2	Jhannam + Abou Moussa	Qarn	AL BARED	RoR with STORAGE
3	Abou Moussa	Ei Mara	AL BARED	RoR with STORAGE
4	Sukkar	Sir	AL BARED	RoR
5	Bared Upper	Sir	AL BARED	RoR with STORAGE
6	Nahr Sir	Qattine	AL BARED	RoR
7	Nahr Sir	Ei Ouatie	AL BARED	RoR
8	Bared	Bared (Run of River)	AL BARED	RoR
9	Abou Ali	Kannoubin	LA KADISHA - SOCIETE ANONYME 'ELECTRECITE DU LIBAN NORD S.A.L.	RoR with STORAGE
10	Abou Ali	Bcharine	LA KADISHA - SOCIETE ANONYME D'ELECTRECITE DU LIBAN NORD S.A.L.	RoR
11	Ei Jouz	Beit Chlala		RoR
12	Ei Jouz	Boustane (Kfar Helda)		RoR
13	Ei Jouz	Mseilha (Dam)		RoR
14	Ibrahim	Hdaïne	SOCIETE PHOENICIENE DES FORCES DE NAHR IBRAHIM DES EAUX ET ELECTRECITE	RoR
15	Ibrahim	Janneh (Run of the River)	SOCIETE PHOENICIENE DES FORCES DE NAHR IBRAHIM DES EAUX ET ELECTRECITE	RoR
16	Ibrahim	Ibrahim 4	SOCIETE PHOENICIENE DES FORCES DE NAHR IBRAHIM DES EAUX ET ELECTRECITE	RoR with STORAGE
17	Ei Kelb	Chabrouh (Run of the River)		RoR
18	Ei Kelb	Mayrouba		RoR
19	Ei Kelb	Boqaata (Run of the River)		RoR
20	Ei Kelb	Daraya (Run of the River)		RoR
21	Ei Kelb	Chamra (Run of the River)		RoR
22	Beirut	Dachouniye		RoR
23	Damour	Rechmaya		RoR
24	Damour	Mtaile		RoR
25	Damour	Ei Boum		RoR
26	Damour	Damour (Dam)		RoR
27	Awali	Jezzine		PEAK
28	Awali	Upstream Joun		RoR
29	Litani	Blat	LITANI WATER AUTHORITY	RoR
30	Litani	Khardaleh (Dam)	LITANI WATER AUTHORITY	RoR
31	Litani	Kfar Sir (Dam)	LITANI WATER AUTHORITY	PEAK
32	Yammouneh	Yammouneh		RoR with STORAGE
15a	Ibrahim	Janneh (Peak)	SOCIETE PHOENICIENE DES FORCES DE NAHR IBRAHIM DES EAUX ET ELECTRECITE	RoR
19a	Ei Kelb	Boqaata (Peak)		RoR with STORAGE
20a	Ei Kelb	Daraya (Peak)		PEAK
21a	Ei Kelb	Chamra (Peak)		PEAK

出典 : MoEW/LCEC (2018), Call for Expression of Interest (EOI) to Participate in Proposal Submissions to Build and Operate Hydroelectric Plants in Lebanon

b) マイクロ水力開発

上記以外のマイクロ水力開発のポテンシャルとしては、UNDP-CEDRO (2014), “Hydropower from non-River sources : The potential in Lebanon”により、火力発電所の冷却システム、灌漑水路、水道網、下水道網からの水力発電ポテンシャル調査の結果、13 のパイロットサイトで合計 5MW の可能性が示された(表 2.5-2)。NREAP2016-2020 では、これに加えてさらにポテンシャルがあるとしている。

表 2.5-2 マイクロ水力発電所ポテンシャル地点一覧

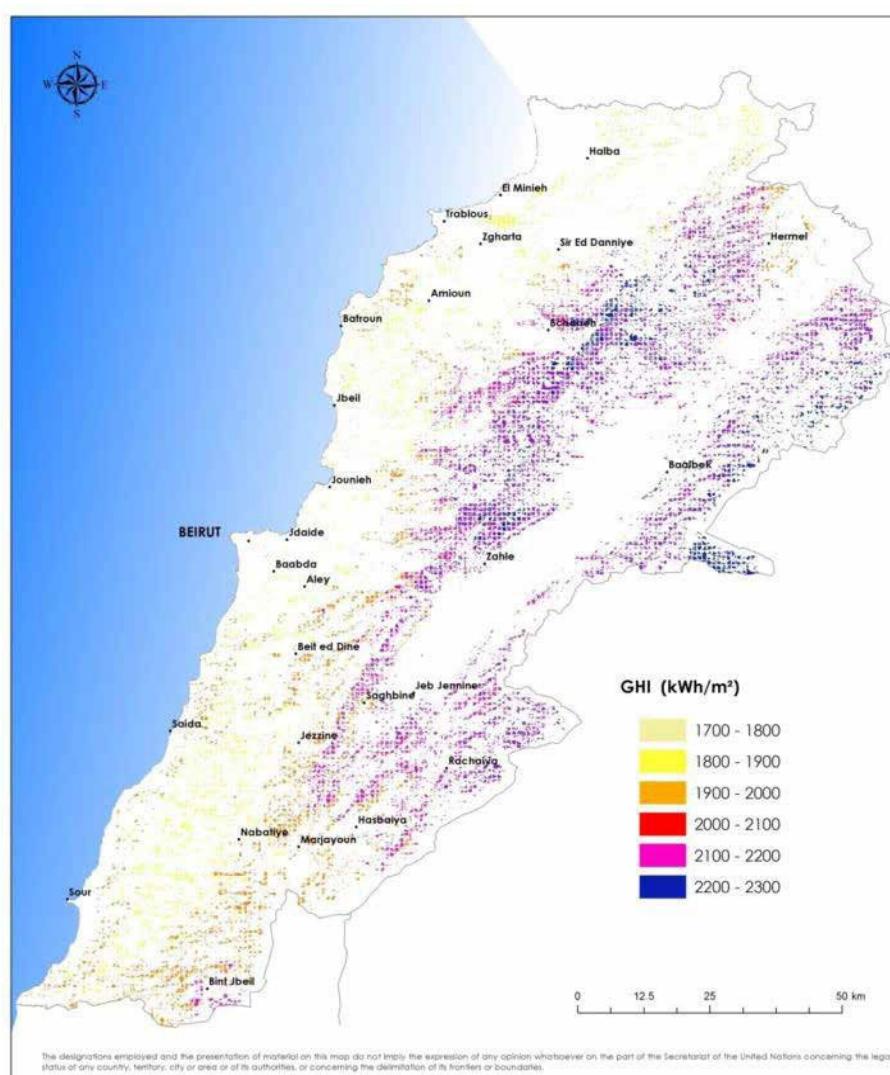
Micro-hydro Stream	Public Institution	Number of Studied sites	Potential capacity (MW)
Irrigation channels and conveyors	All water establishments, Ministry of Agriculture (MOA)	4	1.270
Wastewater treatment plant intakes and outfalls	All eater establishments, CDR	1	0.123
Electric power plant outfall channels	EDL electric power plants	5	3.421
Municipal water distribution networks	All water establishments, municipalities	4	0.144
Total capacity			4.958

出典：NREAP2016-2020

2) 太陽光

a) 太陽光発電ポテンシャル

太陽光発電ポテンシャルは、図 2.5-9 に示されるように、Bakaar 地方の平坦な土地が多く日射量の多い地域が大きい。NREAP2016-2020 では 87GW のポテンシャルがあるとする一方、その後の IRENA/LCEC(2020)の”Renewable Energy Outlook Lebanon – Based on Renewables Readiness Assessment and REmap analysis”によると、日射データと地形・土地被覆・保護区域・人口密度・送電線への距離等の条件から 5,558km² の土地が適しており、単位面積当たり最大可能容量を 33MW/km² とすると、約 182GW の太陽光発電ポテンシャルがあるとしている。

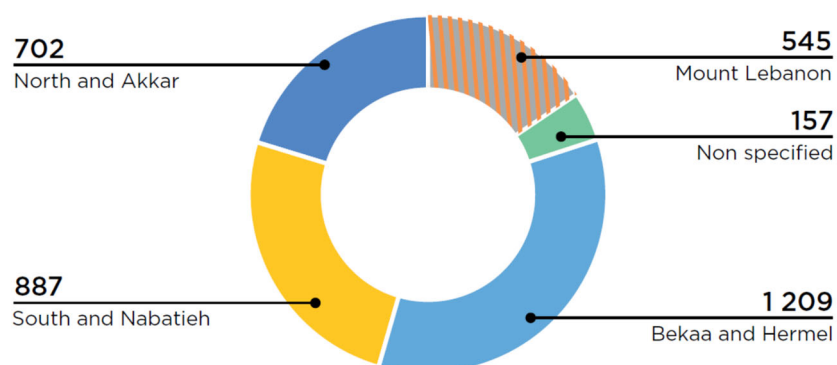


出典：NREAP2016-2020

図 2.5-9 太陽光ポテンシャル

b) 太陽光発電開発計画

2018年に、MoEWとLCECは、100MWp太陽光発電+70MWh蓄電池の関心表明を公示し、33カ国148社からの提案を受けた。この提案状況は図2.5-10に示す通りで、Bekaa/Hermel地方にポテンシャルが大きいことが示されている。また、それに引き続く第2段として、合計容量240~260MWpの関心表明を準備中である。さらに、欧州復興開発銀行（EBRD：European Bank for Reconstruction and Development）はTufail地域における300~500MWの太陽光事業の実現可能性調査を実施中である。



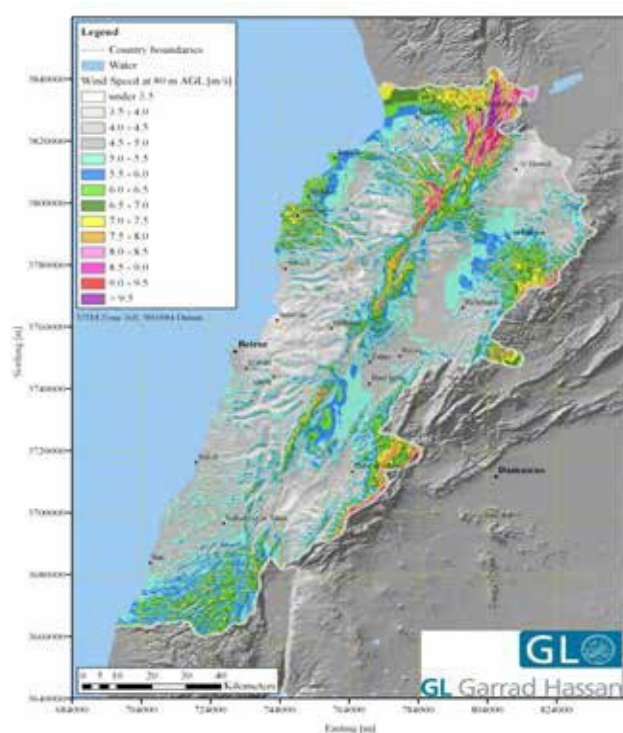
出典：IRENA/LCEC(2020)

図 2.5-10 太陽光発電事業への関心表明提出状況

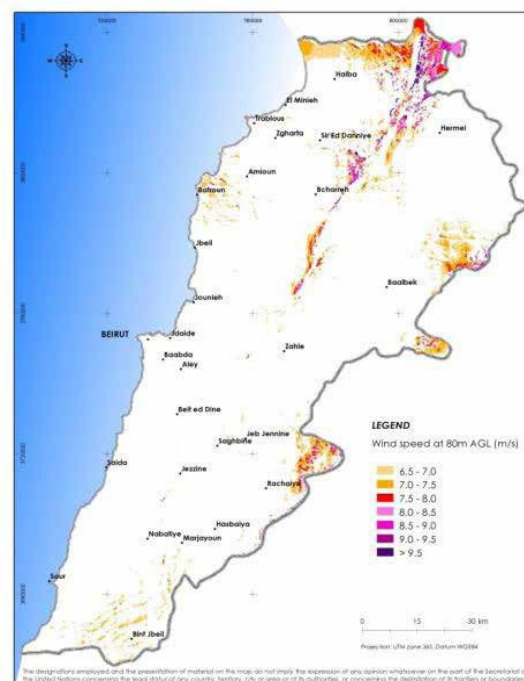
3) 風力

a) 風力発電ポテンシャル

風力発電ポテンシャルとしては、図 2.5-11 に高さ 80m における風速と技術的・経済的に有望な地域を示している。LCEC は、国内ポテンシャル 1,500MW のうち、実現可能な容量は最大 500MW であると見積もっている。一方で、UNDP-CEDRO (2011) ”The National Wind Atlas of Lebanon”によれば 6,100MW、IRENA では 6,233MW のポテンシャルがあるとしている。



Average wind speeds at 80 m height – All areas



Areas technically and financially viable for wind farm development (assuming more conservative 8 degree slope limit)

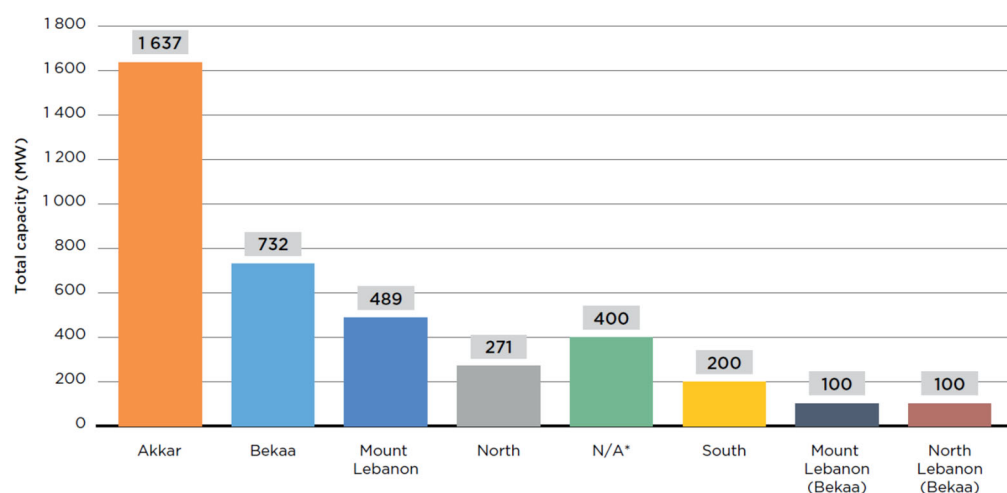
出典：NREAP2016-2020

図 2.5-11 風力ポテンシャル

b) 風力発電開発計画

2018年にMoEWはAkkar地方に風力発電所3施設合計226MWの開発に係る電力販売契約（PPA：Power Purchase Agreement）を締結し、開発が進行中である。契約締結したNaseem Akkarとして知られるプロジェクト会社は、PPA契約に基づきEDLへ売電する計画であるが、当初計画の2022年末完工より遅れている。

その後、2019年にMoEWは最大520MWの風力発電所開発のための提案依頼書（RFP：Request for Proposals）を公示したが、COVID-19の影響等により調達が遅れている。IRENA/LCEC(2020)によると、このRFPに対する応募は図2.5-12のような状況であり、Akkar地方にポテンシャルが大きいことが示されている。



Based on IRENA's work on auctions, a number of factors relevant to auction design have been identified – including country-specific conditions – that influence the price resulting from auctions, as summarised in Box 2.

* N/A: No specific land attributed.

出典：IRENA/LCEC(2020)

図 2.5-12 風力発電事業への関心表明提出状況

4) バイオマス

Naameh 廃棄物処理場に併設された廃棄物発電(7MW)が、2016 年に運転開始している。

LCEC/IRENA2020 の再生可能エネルギー開発ロードマップ（REmap：Renewable Energy Road Map）では、下水処理場において新たに 5MW の開発の可能性がある。

2.5.3 ガス・石油の安定確保・技術開発等の推進のための組織

ガス・石油の安定確保・技術開発等の推進は、DGO が行っている。その役割は以下の通り。

- 1) 原油の輸入、レバノン領域を通過させ、現地での精製
- 2) ガスおよび液体燃料の配布、保管、価格設定
- 3) 石油製品の製造および石油化学製品の輸入および輸出
- 4) レバノン領域および地域の水域での石油探査
- 5) 石油探査、原油のくみ出しと輸送、精製、または石油製品を扱う民間機関の監督、会計監査、液体燃料やその他の石油製品の生産コストの監視
- 6) 需要に応じた液体燃料の確保
- 7) 石油関連の民間機関との法律、規制、合意に関する調査、及び必要な修正や取消、新たな規則の策定の準備
- 8) 石油探査および石油化学産業の分野での研究や技術的な調査を実施や、それらを監督し、関連するライセンスの付与
- 9) 石油製品の生産、輸入、輸出、消費に関連する統計情報の収集、石油関連の国家政策の

策定、石油産業の長期計画の策定、国に液体燃料を供給するための必要な経済的研究の準備、石油およびその派生製品および石油化学製品の輸入または輸出のライセンスの付与

10) Tripoli 及び Al-Zahrani の石油施設の管理

その他、各燃料の輸入主体は、以下の通り。

表 2.5-3 主な燃料の輸入主体と消費分野

No.	Fuel type	Importer	Consumer Sectors	Usage
1	HFO	MoEW	Energy, Industry	Electricity production in the thermal power plants, and energy production in some manufacturing industries
2	Gasoil	MoEW	Energy, local market	Electricity production in the thermal power plants Space heating in residential, commercial and institutional sectors
3	Diesel oil	Private Companies	Local Market	Road transport, electricity generation (private generators)
4	Gasoline	Private Companies	Transportation	Road transport, air transport
5	Kerosene Jet A1	Private Companies	International Bunkers	Air transportation
6	Pet Coke / Coal	Industry	Industry (cement only)	Energy production
7	Liquefied Petroleum Gas	Private Companies	Residential, Commercial, Institutional, Industrial	Mainly cooking and heating, and energy production in some manufacturing industries
8	Natural Gas	MoEW	Energy	Electricity production in the thermal power plants ¹²

出典：UNDP2016-SODEL

¹² Natural gas was only delivered for 1 year through the GASYLE pipeline through the GASYLE pipeline to the Deir Ammar CCGT power plant, Source: UNDP2016-SODEL

2.6 レバノンにおける電力需給状況、民間事業者の参入状況、再エネへの投資促進策の実施状況、自家発電の状況等

2.6.1 電力需給状況

「最小コスト電源計画」で示された、電力需要想定と供給力の開発計画は 2.2.1 節で先述のとおりである。しかしながら、未曾有の経済危機はレバノンの電力需給状況にも甚大なる影響を及ぼした。

供給側では、発電事業用燃料を確保することが困難であることを主な要因として、2.2.5 節で先述のとおり、1 日を通して系統からの供給力は 400MW 程度に限られている。他方、発電所の新設計画に目途が立っているとは言い難い。

需要側では、経済活動の停滞、貧困層の拡大、私営発電事業者からの買電価格の高騰などにより、実際の需要は相当程度減少していると考えられる。また、2.6.4 節で後述するように、家庭用太陽光発電システムが合計 1GW 規模で導入されており、昼間帯の需要を押し下げることに貢献している。

このような複雑な状況下において、正確な統計データは得られないものの、電力需給状況は大幅に変化していると考えられる。この点において、2021 年に発行された「最小コスト電源計画」は既に陳腐化していると言わざるを得ない。状況変化をふまえて、電力マスタープランを合理的に見直すことが求められている。

2.6.2 民間事業者の参入状況

上述のように、EDL は独占的な事業権を有しているものの、一部の発電事業と配電事業では公社や民間事業者が参入している。

水力発電事業には、Litani 水系の Qaraoun 多目的ダムおよび発電所群を運用するリタニ水力庁（Litani River Authority）、Kadisha 水系の発電所群を運用する北レバノン発電事業会社（Societe anonyme d'electricite du liban nord s.a.l.、EDL が所有）、コンセッション方式により Ibrahim 川発電所を運用する事業会社（Societe phoenicienne des forces de Nahr Ibrahim des eaux et electricite）が参入している。電力セクターの改革を推進する Law No. 462 がさらに実施され、発電事業への民間参入が認められれば、発電事業は電力規制庁による許認可制となる。

配電事業では、所管エリア内の配電事業を EDL に代わって実施する 4 つの配電業者（DSP : Distribution Service Providers）が存在する。また、一部の地域（Zahle, Jbeil, Aley および Bhamdoun）では、コンセッション方式により配電事業が運営されている。

2012 年以前は、配電事業は EDL により独占的に営まれていた。MoEW は 2012 年に、配電ロスの削減、配電網および検針制度の近代化、料金回収率および顧客サービスの改善等をね

らいに、DSP プロジェクトを導入した。当初、BUS (Butec)、KVA (Arabian Construction Company [ACC] and Khatib & Alami の合弁会社)および NEUC (Debbas)の3社が選定され、後に南部を所管エリアとする MRAD Utility Services 社 (MRAD : MRAD Utility Services) が加わった。DSP については、第5章で詳述する。

2.6.3 再エネへの投資促進策の実施状況

レバノンにおいても再生可能エネルギーの導入促進は進められている。MoEW は2010年に政策文書「Policy Paper for the Electricity Sector」を公表したが、その中で再エネ導入拡大を戦略のひとつとして位置づけている。MoEW は2016年には、LCEC が立案した行動計画「The National Renewable Energy Action Plan for the Republic of Lebanon (NREAP 2016-2020)」を承認、発行した。本計画では、2020年までにレバノン国内の電気および熱需要の12%を再生可能エネルギーで賄うとしていた。LCEC は現在、NREAP 2016-2020 に続く行動計画の策定を進めている。

(1) 風力プロジェクトの状況

MoEW は2013年、国内初の風力発電所を開発するべく、50MW～100MW 規模の風力事業を募集する入札を実施した。その後、2018年2月には、応募企業3社と総発電設備容量226MW にのぼる売電契約書を締結した。また MoEW は2018年3月には、合計で200MW から400MW 規模の風力発電所の開発をねらいに、第2ラウンドの入札を実施した。しかしながら、これらの事業は昨今の国内状況から停滞している。

(2) 太陽光プロジェクトの状況

系統連系型の大規模太陽光発電所の成功事例としては、Beirut River Solar Snake プロジェクトがあげられる。同プロジェクトはベイルート川の上に設備容量1MW の太陽光発電設備を施設したものであり、大都市であり太陽光発電向け用地の確保が難しいベイルートにおいて未利用空間を有効活用した事例である。

MoEW は太陽光発電所の開発のために積極的に入札を実施してきた。2022年5月には、11の事業者が発電・売電ライセンスを付与し、合計165MW の売電契約を結ぶことが CoM にて承認された。これらのプロジェクトでの売電価格は、ベカー高原での事業では USD 5.7¢、それ以外の地域では USD 6.3¢ とされている。なお、EDL の火力発電所の発電単価は USD 10～15¢ とされている。

(3) 分散型再生エネルギー促進法

現在、分散型再生エネルギーの導入拡大をねらいとした「分散型再生エネルギー促進法（DRE : Distributed Renewable Energy）」が審議されている。同法は 2019 年より EBRD の支援を受け制定準備が進められてきた。同法は、多様な形態のネットメータリング制度を活用したプロジェクトや、ピアツーピア方式を用いた電力取引を実現するための原則を定めるものである。同法の施行により、太陽光発電システムの保有者は、余剰電力を他の需要家に系統を介して売電することが可能になる。こうした法整備により、プライベートセクターによるより一層の再生可能エネルギーの導入拡大が期待される。同法のドラフトは 2022 年 3 月に CoM の承認を獲得し、国会へ付議されたが、その後の審議は停滞しているようである。

他方、EDL は同法が施工された場合に EDL 配電系統に技術的な課題が生じるのではないかと懸念を持っている。DRE 法の制度面は上述のように EBRD の支援を受け整備されているが、技術面の潜在的な課題に対する支援を EDL は JICA に期待している。

2.6.4 自家発電の状況等

2020 年の経済危機以来の厳しい国内事情は、家庭用太陽光発電設備の導入を飛躍的に促進することとなった。系統からの受電が 1 日数時間に限られ、また私営発電事業者からの買電価格が高騰する中、多くの市民が屋根置き型太陽光発電設備を導入することとなった。LCEC の推計では、2022 年だけで 663MW の、2022 年末までの累計では 870MW の屋根置き型太陽光設備が設置された。そして、2023 年 6 月には 1GW に達するとされている。2020 年時点では、分散型太陽光発電は導入目標（100MW）を下回る 89.8MW しか導入されていなかったことを考えると、至近での導入量の大幅な増加が見て取れる。

第 3 章

発電分野に係る情報

第3章 発電分野に係る情報

3.1 電源に係る基礎情報

3.1.1 既設発電所の設備出力

(1) 火力発電所

レバノン国の既設火力発電所を表 3.1-1 に示す。2022 年時点で稼働している発電所は 10 地点、合計設備出力は 2,691MW となっている。2017 年以降、新規発電所は運開していない。

表 3.1-1 レバノン国の既設火力発電所

Plant Name	Commissioning	Unit Type	Fuel	Owner	Unit Capacity (MW)	Installed Capacity (MW)	Effective Capacity in 2019 (MW)
Deir Ammar I	1998	Gas Turbine	Natural Gas/Diesel Oil	EDL	160	465	430
	1998	Gas Turbine	Natural Gas/Diesel Oil	EDL	160		
	2002	Steam Turbine	-	EDL	145		
Zouk Thermal Power Plant	1984	Steam Turbine	HFO	EDL	145	607	440
	1985	Steam Turbine	HFO	EDL	145		
	1986	Steam Turbine	HFO	EDL	145		
	1987	Steam Turbine	HFO	EDL	172		
Zouk 2 ICE Power Plant	2017	Internal Combustion Engine	HFO/Natural Gas	EDL	198	198	157
Zouk Power Barge	2012	Power Barge	HFO/Natural Gas	IPP	198	198	198
Jieh Thermal Power Plant	1970	Steam Turbine	HFO	EDL	65	346	180
	1970	Steam Turbine	HFO	EDL	65		
	1980	Steam Turbine	HFO	EDL	72		
	1980	Steam Turbine	HFO	EDL	72		
	1981	Steam Turbine	HFO	EDL	72		
Jieh 2 ICE Power Plant	2017	Internal Combustion Engine	HFO/Natural Gas	EDL	72	72	63
Jieh Power Barge	2012	Power Barge	HFO/Natural Gas	IPP	198	198	198
Zahrani I CCGP	1998	Gas Turbine	Natural Gas/Diesel Oil	EDL	160	465	420
	1998	Gas Turbine	Natural Gas/Diesel Oil	EDL	160		
	2001	Steam Turbine	-	EDL	145		
Baalbeck Open Cycle GT	1996	Gas Turbine	Diesel Oil	EDL	35	70	57
	1996	Gas Turbine	Diesel Oil	EDL	35		
Tyr Open Cycle GT	-	Gas Turbine	Diesel Oil	EDL	72	72	56

国内の発電所を主に 1) 1970－1980 年代に運開した重油炊き汽力発電所 (Zouk、Jieh)、2) 1990 年代後半から 2000 年代前半にかけて運開したガスタービンコンバインドサイクル (CCGT : Combined Cycle Gas Turbine) (Deir Anmmar、Zahrani)、3) 2010 年代に導入された重油／天然ガス炊き発電所 (Zouk、Jieh)、4) 1990 年代運開の内陸部のガスタービン (Baalbeck、Tyr) に大別される。

2019 年時点の発電可能出力は 2199MW と定格出力の 80%に留まっており、特に 1)の発電所は設備の老朽化が著しく 65%まで低下している。また、近年の課題として燃料不足および高

騰の影響で天然ガスの供給が不足しており、2)の Deir Ammar、Zahrani の CCGT がディーゼル燃料を利用せざるをえずコンバインドサイクルとしての利点を生かせていない。現状の発電は主に 2)の発電所に依存しており、燃料供給が喫緊の課題と言える。

3)については EDL が所有する発電機（ICE：Internal Combustion Engine）があり、近年主力となっている CCGT と比較して熱効率は劣るものの、開発までもリードタイムが短く急な需要増に対応する一時的な電力供給の手段として用いられている。レバノンにおいては 1)の Zouk、Jieh の老朽化した火力より効率に優れるが、財政難により重油の調達が上手くいっておらず稼働時間は限定的である。

また、2021 年までは独立系発電事業者（IPP：Independent Power Producer）による重油炊き発電機を搭載したトルコ製の Power Barge が Zouk（198MW）、Jieh（198MW）が稼働していたが契約完了によって撤収されている。

(2) 水力発電所

表 3.1-2 に示す通り、レバノン国には Litani、Kadisha、Bared、Nahr Ibrahim、Richmaya-Safa の 5 水系 13 地点の既設水力発電所があり、合計の設備出力は 282MW となっている。

表 3.1-2 レバノン国の既設水力発電所

	Basin	Developer	Power Plant	Commissioning	Installed Capacity (MW)	Unit	Basin Wise Capacity (MW)	Actual Capacity in 2019 (MW)
1	Litani	Litani Water Authority	Markabi (Abdel Aal)	1961	36.9	1x17.9 MW + 1x19 MW	199.0	87.0
			Al Awwali	1964	113.3	3x37.76 MW		
			Joun	1967	49.3	2x24.65 MW		
2	Kadisha	Kadisha owned by EDL	Becare	1924	1.6	2 x 0.82 MW	21.0	5.0
			Mar Licha	1957	3.1	3 x 1.04 MW		
			Blaouza II	1961	8.4	3x2.8 MW		
			Abu-Ali	1932	5.4	2x2.72 MW + 1x2.04 MW		
3	Bared	Al Bared owned by EDL	Al Bared 1 (Bared 1)	1936	13.5	3 x 4.5 MW	17.0	6.0
			Al Bared 2 (Bared 2)	1936	3.7	1x1.2 MW + 1x2.5 MW		
4	Nahr Ibrahim	Nahr Ibrahim	Chouane (Nahr Ibrahim 1)	1961	15.0	2x7.5 MW	32.0	12.0
			Yahchouchi (Nahr Ibrahim 2)	1955	12.4	2x4.984 MW +1x2.464 MW		
			Fitri (Nahr Ibrahim 3)	1951	5.0	3x1.664 MW		
5	Richmaya-Safa	EDL	Richmaya-Safa (Safa)	1931	13.0	2x3.1 MW + 1x6.8 MW	13.0	0.0
Total			13				282.0	110.0

出典：EDL HP および各種資料を基に JICA 調査団作成

(3) 再生可能エネルギー

上述の水力発電所以外の主な発電所を表 3.1-3 に示す。太陽光および風力発電所の計画が挙げられているが現時点では 2016 年に運開した Naameh 廃棄物処理場に併設された廃棄物発電と MoEW 庁舎前に位置する Beirut River Solar Snake Project (BNSS) のみとなっている。

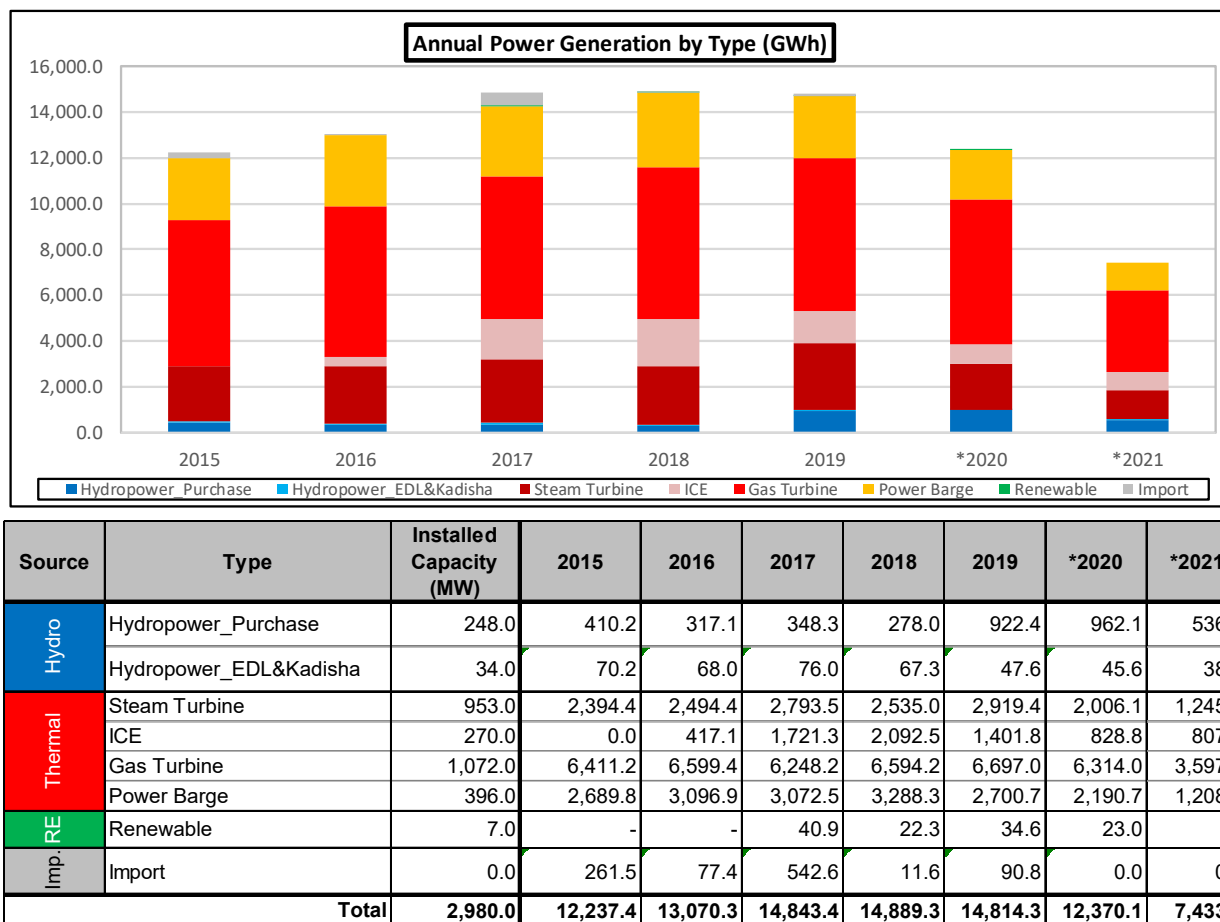
表 3.1-3 再生可能エネルギーの既設発電所

Plant Name	Commissioning	Unit Type	Fuel	Owner	Installed Capacity (MW)
Naameh (Landfill Gas)	2016	Internal Combustion Engine	Garbage	EDL	7
The Beirut River Solar Snake Project	2020	PV	Solar	EDL&ASACO	1.08

注記：太陽光発電 (PV : Photovoltaic)

3.1.2 発電電力量

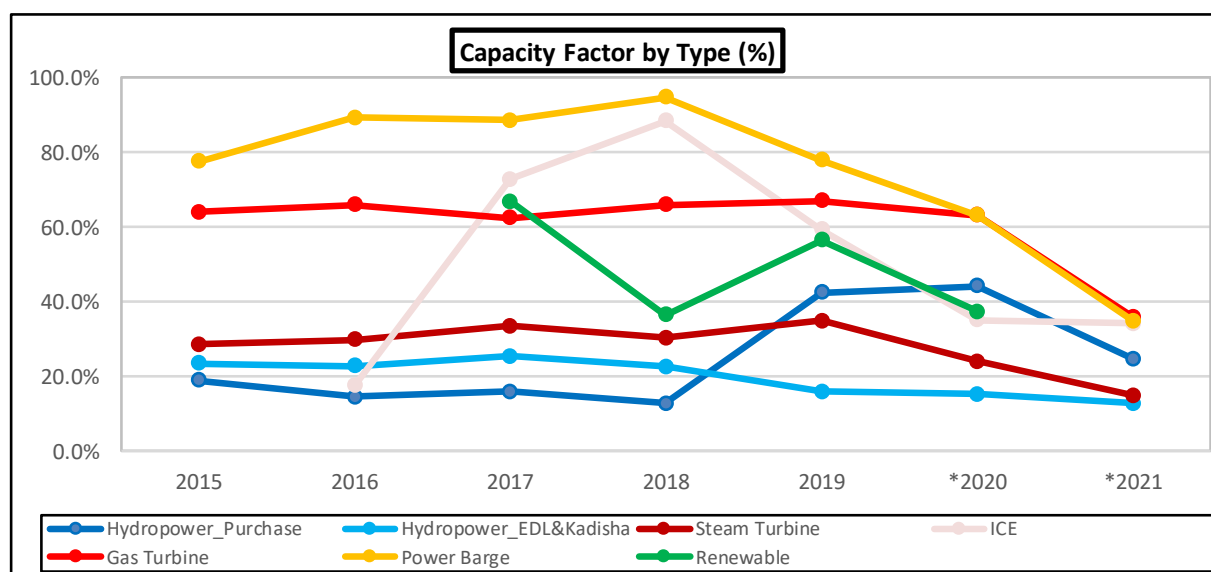
2015年から2021年までの電源別の年間発電電力量を図 3.1-1 に、設備稼働率を図 3.1-2 に示す。



出典：EDL 提供情報を基に JICA 調査団作成

図 3.1-1 年間発電電力量(2015 年～2021 年)

2015～2021 年の年間発電電力量について、2017 年に Zouk (198MW)、Jieh (72MW) の ICEs を導入したことで発電電力量が増加している。しかし、2020 年以降は火力発電所の発電量が顕著に低下しており、2019 年の年間発電電力量 14,984GWh に対して、2020 年が 12,370GWh、2021 年が 7,433GWh と半分まで落ち込んでいる。2022 年以降の発電量データは入手出来ないが、ウクライナショックによる燃料高騰とレバノンポンド安の影響で基幹系統からは 1 日 2～4 時間程度の供給に低下しており、発電電力量は著しく減少していると想定される。



Source	Type	2015	2016	2017	2018	2019	*2020	*2021
Hydro	Hydropower_Purchase	18.9%	14.6%	16.0%	12.8%	42.5%	44.3%	24.7%
	Hydropower_EDL&Kadisha	23.6%	22.8%	25.5%	22.6%	16.0%	15.3%	12.9%
Thermal	Steam Turbine	28.7%	29.9%	33.5%	30.4%	35.0%	24.0%	14.9%
	ICE		17.6%	72.8%	88.5%	59.3%	35.0%	34.2%
	Gas Turbine	64.1%	66.0%	62.5%	65.9%	66.9%	63.1%	36.0%
	Power Barge	77.5%	89.3%	88.6%	94.8%	77.9%	63.2%	34.8%
RE	Renewable			66.8%	36.4%	56.4%	37.5%	

出典：EDL 提供情報を基に JICA 調査団作成

図 3.1-2 各電源の設備稼働率(2015 年～2021 年)

各電源の設備稼働率について、水力は添付資料で詳細を記述しているためここでは割愛する。火力電源について、年間発電電力量と同様に 2019 年の財政危機以降は全般的に稼働率が低下し、2021 年は一段と低くなっている。

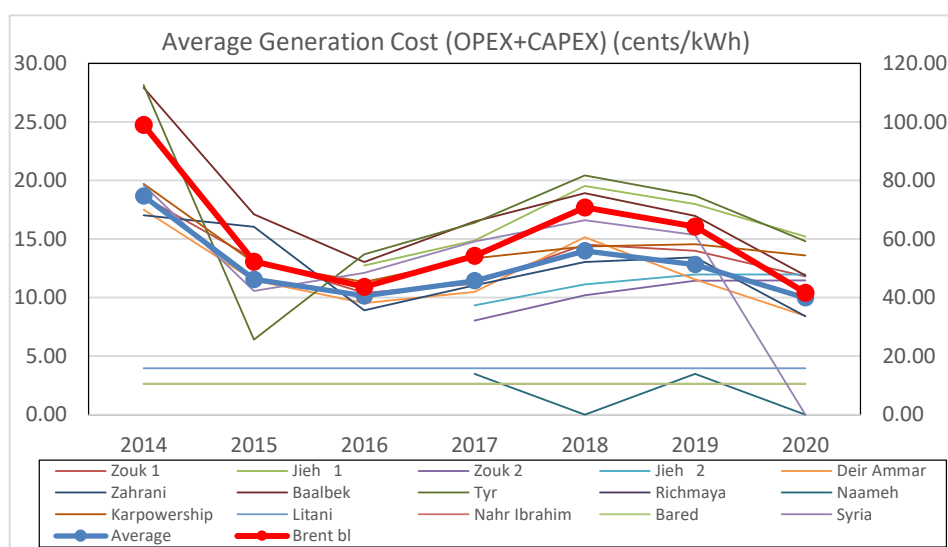
石油火力は 2018 年までは概ね 30%前後を推移する。ICE については 2017 年の商業運転を運開した後は特に 2018 年に 88.5%とほぼベース電源の役割を果たしている。CCGT は 2020 年まで概ね 65%を推移しており、ベースまたはミドル電源として運転していると想定される。Power Barge は特に 2016～2018 年は 90%近い稼働率でベース電源として利用されていたが、経済危機による EDL 財務状況悪化で 2020 年以降は低下している。再生可能エネルギーについては Naameh の Landfill 発電のみだが稼働率は安定していない。

レバノンでは 2019 年以降、財政危機、新型コロナ、ベイルート港爆発、通貨安など様々な困難

に直面しており、発電所の本来の供給能力を発揮できていない。系統からの電力供給における不足分は各施設または地域毎に設置された小型ディーゼル発電によって賄われていると想定される。今後、国内の電力供給増強に当たって、新規開発は費用および時間が掛かるため、既設発電所の供給量を2018年以前の水準まで回復させることが重要である。

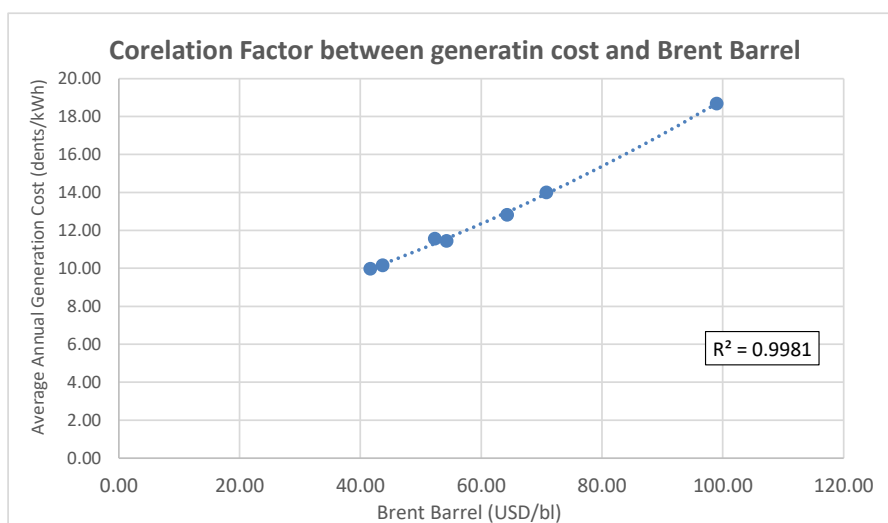
3.1.3 発電コスト

2014年～2020年における火力発電所およびEDLが買取している水力発電所（Litani水系、Nahr Ibrahim水系、Bared水系）の年平均発電コスト（cents/kWh）と年平均ブレント原油（USD/Barrel）を図3.1-3に、国全体の平均発電コストと平均ブレント原油の相関を図3.1-4に示す。



出典：EDL 提供情報を基に JICA 調査団作成

図 3.1-3 各発電所の発電コスト(2015 年～2020 年)



出典：EDL 提供情報を基に JICA 調査団作成

図 3.1-4 発電コストと原油価格における相関

火力電源の発電原価について、ICE（Zouk2、Jieh2）と CCGT（Deir Ammar）が最も安価であり、次いで Power Barge（Karpower）、石油火力（Zouk1、Jieh1）、OCGT（Baalbek、Tyr）となっている。比較が可能な 2018 年～2020 年の平均価格では ICE が 11.36cents/kWh、CCGT が 11.68cents/kWh、石油火力が 15.52cents/kWh、OCGT が 16.96cents/kWh となっている。

またレバノンでは火力が発電量に占める割合が大きく、EDL の化石燃料のうち原油と軽油は DGO を介したスポット入札で調達しており市場価格に連動する。このため、発電コストとブレント原油価格は非常に強い相関（ $R^2=0.9981$ ）を有している。年間平均発電コストも 10～20cents/kWh と変動が大きく、安定した燃料調達は今後の電源開発において重要となる。

3.2 電源開発計画

本項では近年レバノンで策定された電源に係る以下の開発計画を整理し、将来の電源開発計画の方向性について検討する。

- (1) 最小コスト電源計画 / Least Cost Generation Plan (2021), World Bank
- (2) レバノン電力セクター持続的成長戦略/Policy Statement “Setting Lebanon’s Electricity Sector on a Sustainable Growth Path” (2022), MoEW
- (3) Renewable Energy Outlook Lebanon (2020), LCEC

3.2.1 最小コスト電源計画

(1) 概要

現在、レバノンは電力供給と需要の間に深刻なギャップが生じており、環境負荷が低く費用対効果が最も高い方法で需要家に十分な供給を確保するために可能な限り早急に発電量を増強することが重要である。本計画では太陽光と風力の導入が電源構成に与える影響を評価し、現在の電力供給不足を改善するために緊急に必要な発電所への設備投資の選定に係る検討を目的としている。ここでは、2030年までの最小費用による電源開発計画のシナリオ分析としてベースケースに加えて、再生可能エネルギーの導入を増加した再生可能エネルギーシナリオ（HRE：High Renewable Energy scenario）を策定し、複数の仮定に基づく感度分析シナリオを実施している。

ベースケースのシナリオ検討の結果は、重油（HFO）およびディーゼルから天然ガスへの燃料転換と再生可能エネルギーの導入を想定している。短期においては太陽光、風力の再生可能エネルギー、中長期には Deir Ammar と Zahrani の CCGT への設備投資の必要性を明示している。また、再生可能エネルギーの変動性解消として揚水水力の開発可能性を示唆している。

1) シナリオ分析の結果

2025年から導入が始まるガス火力は年間約 3.5 BCM の燃料を必要とするベースロード電源として運用され、再生可能エネルギーと共に供給力増に貢献する。ベースケースでは2028年までに供給予備力が10%に達し、以降もこの基準を上回る。また、2025年以降は瞬動予備力も十分に確保される見込みである。これにより、CO₂排出量と発電コストは大幅に改善され、ベースケースシナリオでは、2019年の 665kg/MWh と 130.52US\$/MWh から、2030年には 263 kg/MWh と 74.26US\$/MWh に、HRE では 249kg/MWh と 73.85US\$/MWh に低下する見込みである。発電電力量における再生可能エネルギーの占める導入割合は2020年の4%から、ベースケースでは2030年に32%、HREでは35%に増加する。長期的にはHREが国にとってより費用対効果が高いことを

示しているが、HRE における再生可能エネルギーの普及拡大による潜在的な環境や健康上の利益は考慮されていない。

2) ガス火力の導入

ベースケースと HRE シナリオの両方では、Deir Ammar、Zouk、Jieh および Zahrani における火力発電所増強と Selaata における新規開発を比較検討している。Zouk および Jieh における既設火力から CCGT への改修事業は、ガスパイプラインの新設含む発電コストの観点から、再生可能エネルギーや他のガス火力地点候補と比較して費用対効果は劣っていた。ガス火力候補地点としては既に既設ガスパイプラインおよび送電系統が活用できる Deir Ammar、Zahrani が挙げられる。

3) 再生可能エネルギーの導入

ベースケースと HRE シナリオの両方では計画対象期間における再生可能エネルギーの開発に係る制約を仮定している。ベースケースでは年間の再生可能エネルギー開発容量に上限を設定している。一方、現在の制度上および財務上の制約では短期間の大規模な再生可能エネルギー開発が妨げられる可能性がある。特にレバノンではこれまでの電源開発におけるファイナンスの実績不足および再生可能エネルギーへの投資促進に当たって買取制度の信頼水準の低さが懸念されている。現在の需給ギャップを解消するためには新規の再生可能エネルギー開発容量はガス火力を大きく上回るため、計画上はより慎重な条件を前提とした。

4) 短期における緊急電源の導入

資金調達、競争入札の実施、燃料供給の確保、建設工事には時間が掛かるため、2024 年までに恒久的な新規電源の投入は困難である。このため 2024 年以前に発電量を増強するためには一時的な緊急電源投入が必要であり、新規電源の開発が遅れる場合この運転も継続する可能性がある。2012年にZoukおよびJiehで導入されたKarpowerのPowerbargeがこれに相当する。EDLからの供給不足への対応としては既存の小規模の分散型ディーゼル発電を利用することで緊急電源導入を回避することは可能かもしれない。しかし、都市部のディーゼル発電の環境負荷は大きく、更に緊急電源よりも大幅に高額な発電コストになる。

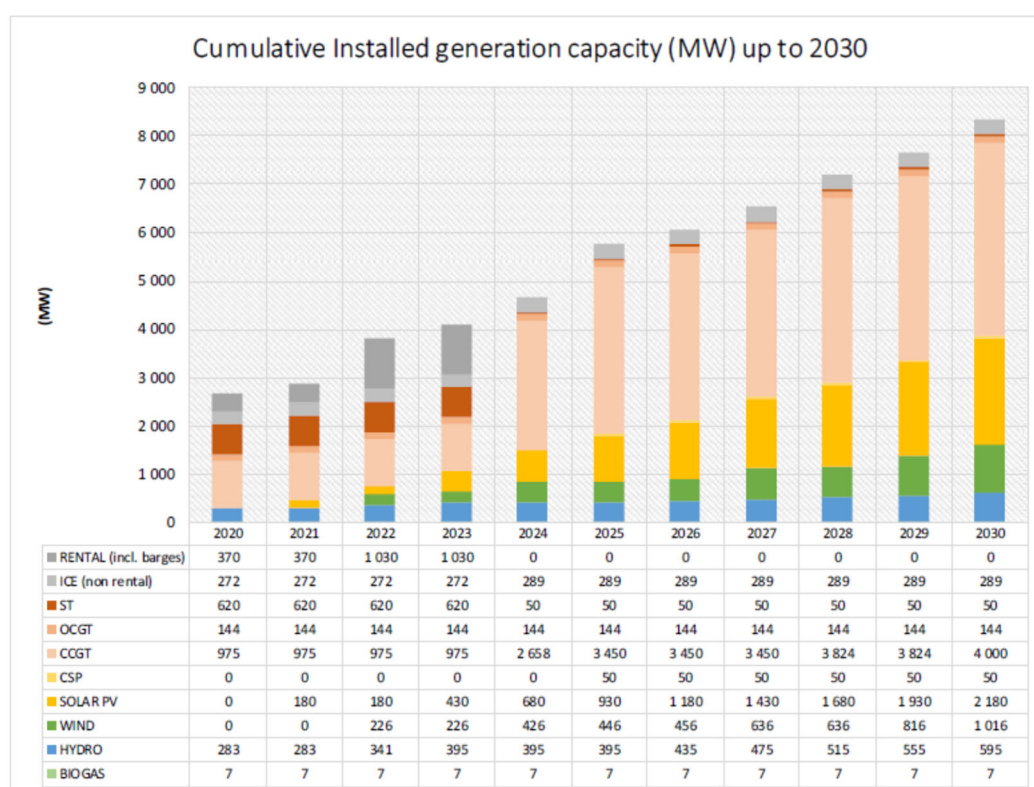
5) 近隣国との協力

レバノンの電源開発計画に重要な影響を及ぼす可能性として、周辺国の協力が挙げられる。レバノンでは現在、シリアを通じたエジプトのガス供給およびヨルダンからの電力融通に係る議論を進めている。これらの取引は既存の送電線（ただし、シリア区間は内戦で損傷し現在修復中）とアラブガスパイプライン（AGP : Arab Gas Pipeline）の利用を想定している。これにより、大規模な資本投資を行わずにレバノンの発電容量を増加し、エネルギー供給の多様化が可能となる。例えば、AGP を通じたエジプトからのガス供給が Deir Ammar で可能になると、FSRU 導入が必要ではなくなる。ただし、Deir Ammar－Zahrani 間の国内ガスパイプラインの運開までは、Zahrani の FSRU は必要となる。

現時点でこれらの供給増の選択肢については取引条件が明確ではないため、分析では考慮していない。ただし、AGP 経由のエジプトからのガス供給は FSRU による液化天然ガス（LNG : Liquefied Natural Gas）よりも安価になると想定され、全体の発電コスト低減につながる可能性がある旨は留意する。また、ヨルダンからの電力融通についても調達コストと送電系統増強に必要なコスト次第で導入が検討される。

(2) ベースケースの分析結果

図 3.2-1 に 2030 年までの各電源における設備出力 (MW) を示す。レバノンにおける 2019 年の総設備出力は 2,670MW で、内訳は火力 : 2,018MW、水力 : 282MW、レンタルバージ : 370MW となっている。本計画では 2030 年までに総設備出力を 8,331MW まで増強するものとして、火力 : 4,483MW、水力 : 発電 595MW、CSP : 50MW、太陽光 : 2,180MW、風力 : 1,016MW を想定している。



出典：最小コスト電源計画（WB）

図 3.2-1 2030 年までの設備出力の推移

表 3.2-1 に 2030 年までの各発電所の運開／撤去のリストを示す。ガス火力については下記の燃料調達を担保する必要がある点、留意する。

- 2023 年までに Deir Ammar での天然ガス供給
- 2023 年までに Zahrani での天然ガス供給
- 2024 年までに Selaata での天然ガス供給

これらの天然ガス供給開始の遅延は発電計画における供給量に大きく影響するが、Deir Ammar、Zahrani については 1 年の遅延であれば軽油からガスへの切替を遅らすことで対応が可能である。

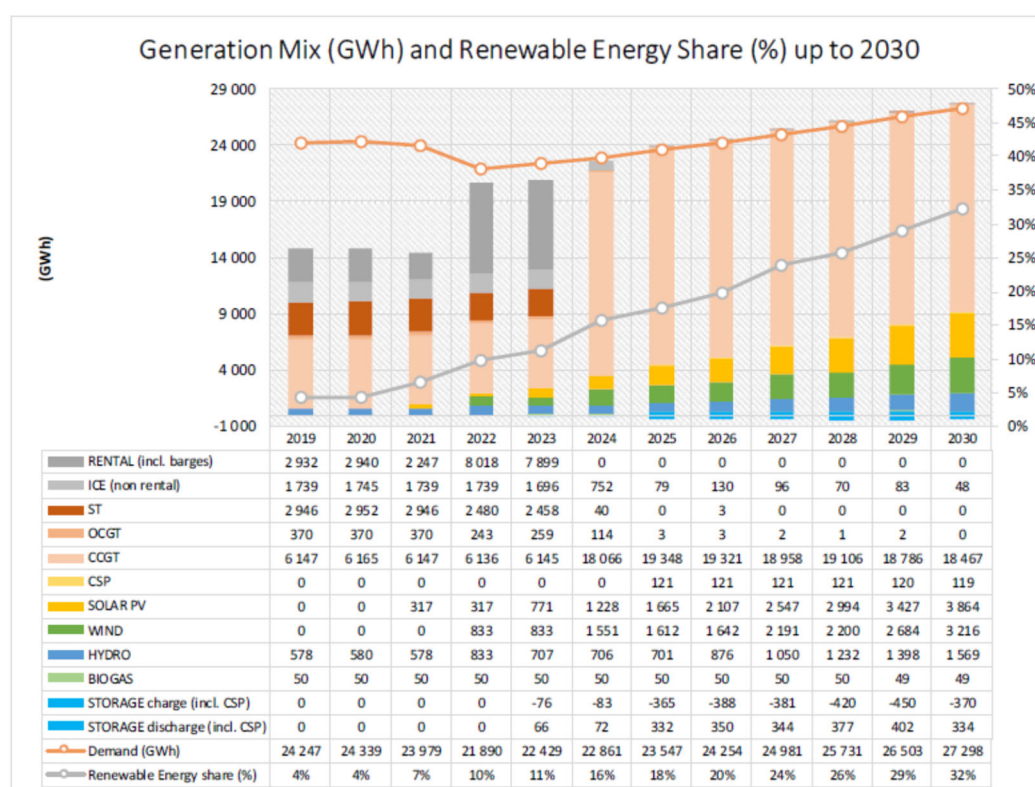
表 3.2-1 2030 年までの開発地点

Location/technologie	Power plant available capacity (MW) Number of FSRU or pipeline	Base Case										
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BINT JBEIL	N ICE FO			83	83							
JIB JANNINE	N ICE FO			83	83							
DEIR AMMAR	E CCGT RUNNING ON GO	490	490	490								
	E CCGT RUNNING ON NG				490	490	490	490	490	490	490	490
	N RENTAL ICE			504	504							
	N FSRU				1	1	1	1	1	1	1	1
	N CCGT 2x1 - E									374	374	550
	N CCGT 3x1 - E					561	825	825	825	825	825	825
	Total	490	490	994	994	1 051	1 315	1 315	1 315	1 689	1 689	1 865
HRAYCHE	E ST	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
SELAATA	N PIPELINE DEIR AMMAR TO SELAATA					1	1	1	1	1	1	1
	N CCGT 3x1 - E					561	825	825	825	825	825	825
	Total					561	825	825	825	825	825	825
ZOUK	E ICE BARGE	185	185									
	E ICE FO	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194
	E ST	380	380	380	380							
	Total	759	759	574	574	194	194	194	194	194	194	194
ZAHIRANI	E CCGT RUNNING ON GO	485	485	485								
	E CCGT RUNNING ON NG				485	485	485	485	485	485	485	485
	N RENTAL ICE			252	252							
	N FSRU				1	1	1	1	1	1	1	1
	N ICE OF NG					17	17	17	17	17	17	17
	N CCGT 3x1 - E					561	825	825	825	825	825	825
	Total	485	485	737	737	1 063	1 327	1 327	1 327	1 327	1 327	1 327
BAALBACK	E OCGT	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
JIEH	E ICE BARGE	185	185									
	E ICE FO	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
	E ST	190	190	190	190							
	N RENTAL ICE			108	108							
	Total	453	453	376	376	78	78	78	78	78	78	78
SOUR	E OCGT	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
HYDRO	KADKSHA	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
	LITANI	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199
	NAHR BARED	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
	NAHR IBRAHIM	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	SAFA	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	DARAYA, CHAMRA, YAMOUNEH & BLAT			58	58	58	58	58	58	58	58	58
	JANNEH				54	54	54	54	54	54	54	54
	REMAP BALANCE						40	80	120	160	200	
	Total	283	283	341	395	395	395	435	475	515	555	595
SOLAR PV			180	180	430	680	930	1 180	1 430	1 680	1 930	2 180
CSP	N_CSP_STORAGE_7.5H_CF_27_MAX_1187						50	50	50	50	50	50
WIND				226	226	426	446	456	636	636	816	1 016
BIOGAS	E_BIOGAS_NAAMEH	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Storage	BESS (MW/MWh)				201/213	201/213	201/213	201/213	201/213	201/213	201/213	201/213
	N_JOUN_PHS_UPGRADE_49.3MW_4H							49	49	49	49	49
	Total (MW/MWh)				201/213	201/213	201/213	250/410	250/410	250/410	250/410	250/410

出典：最小コスト電源計画（WB）

図 3.2-2 に 2030 年までの各電源の年間発電電力量を示す。レバノンにおける 2019 年の発電電力量の構成は、主にガス火力（軽油炊き）、石油火力、ICE、緊急電源に依存している。電源開発が進むにつれて、既存のガス火力の燃料は軽油からガスに切り替わり、石油火力と ICE の占める割合が減る一方、再生可能エネルギーの割合が増加する。短期の電力供給増としては緊急電源も含まれている。

2024 年までの発電量は主に新規に導入される CCGT ガス火力が大きく、再生可能エネルギーも一定の割合を占めている。再生可能エネルギーのうち、太陽光は分析期間中、堅調に増加する。一方で風力と水力も同様に増えていくが、増加率は緩やかである。本計画によって総発電量に占める再生可能エネルギーの割合は 2020 年の 4%から 2030 年の 32%まで増加する見込みである。



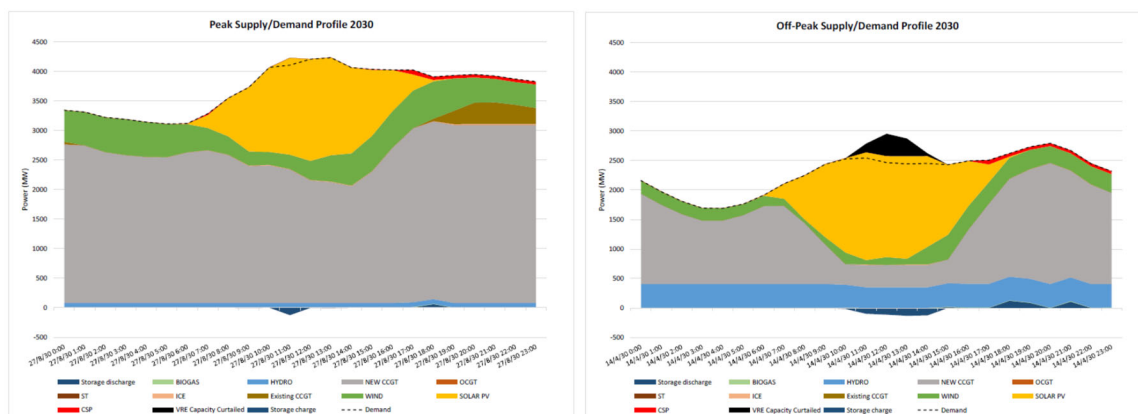
出典：最小コスト電源計画（WB）

図 3.2-2 2030 年までの年間発電電力量の推移

図 3.2-3 に 2030 年におけるピーク需要、オフピーク需要の日負荷曲線を示す。

ピーク需要について新たに導入される CCGT は一日を通じてベースロード電源として稼働する。水力もベースロード電源となるが割合は低い。既設 CCGT は太陽光発電の発電量減少とピーク時間の対応として稼働する。日中は太陽光と風力の占める割合が大きくなるため、その他の火力電源の発電は抑制される。

オフピーク時も同様の傾向を示すが、日中は太陽光および風力の変動性再生可能エネルギー（VRE：Variable Renewable Energy）の占める割合が大きくなるため、系統の安定性を維持するのに必要な慣性力確保のため、これらの電源は出力抑制が必要になる。また、火力電源も最小出力帯での発電となる。なお、VRE の出力抑制は、系統安定性を保つための保守的な条件設定において、年間を通じて 1%未満（太陽光 0.5%、風力 0.5%）であり供給信頼度確保における懸念にはならない旨、留意する。



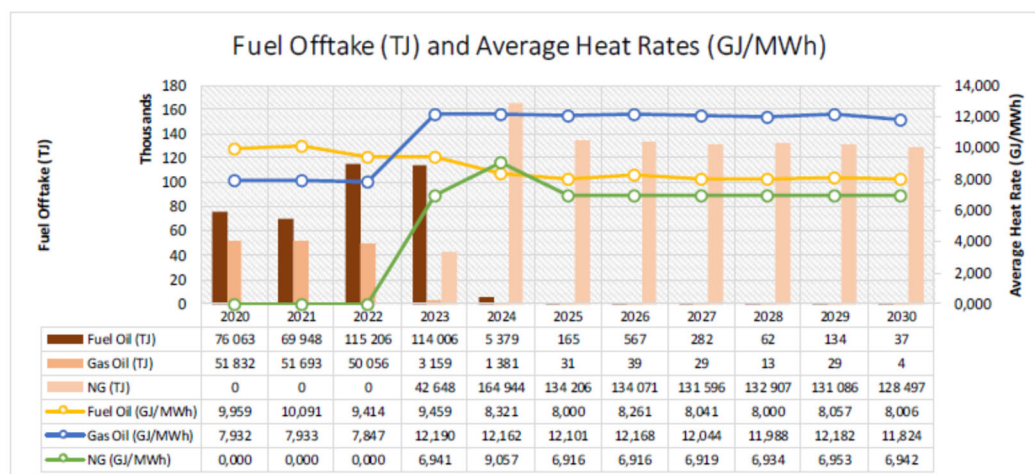
出典：最小コスト電源計画（WB）

図 3.2-3 日負荷曲線(右:ピーク、左:オフピーク)

図 3.2-4 に 2020 年から 2030 年の間の各燃料の燃料消費量 (TJ) と平均熱効率 (%) を示す。

2024 年以前は Fuel Oil の占める割合が大きいですが、新たに天然ガスの供給が始まり、CCGT の燃料の切替が進むにつれて天然ガスの占める割合が増加していく。熱効率については効率の低い Zouk と Jieh の石油火力が 2022 年から 2024 年に掛けて撤去されるため、Fuel Oil から天然ガスへの代替が進んでいく。また、Deir Ammar と Zahrani については天然ガスへの切替に伴いコンバインドサイクルが稼働するため、ガス火力全体の熱効率も上昇する。

2024 年以降は新たな CCGT 導入が進み、コンバインドサイクルが稼働する 2025 年以降は高い熱効率が実現する見込みである。



出典：最小コスト電源計画（WB）

図 3.2-4 年間発電電力量の推移 2030 年までの燃料消費量と熱効率

表 3.2-2 にベースケースと HRE の比較を整理する。

ベースケースおよび HRE は求められる供給信頼度とシステムの動的安定性を確保している。再生可能エネルギーが年間発電電力量に占める割合はベースケースで 32%、HRE は 35% に達する。総合的な発電費用（\$/MWh）はほぼ同水準だが、2030 年においては HRE に若干の優位性がある。2020 年から 2030 年までの総発電費用は両シナリオ共に約 20 B\$ となっている。

表 3.2-2 ベースケースと HRE シナリオの比較

Scenario	Key Performance Indicators								
	2030 planting	Retirements	Renewable energy share	Dispatch	Operability and renewable penetration	Fuel and emissions for 2030	Total system cost 2030	Generation cost 2030	Total Cost 2020 - 2030
Base Case	ICES: 289 MW ST: 50 MW OCGT: 144 MW CCGT: 4 000 MW Hydro: 595 MW Solar PV: 2 180 MW CSP: 50 MW Wind: 1 016 MW BioGas: 7 MW BESS: 201 MW/213 MWh PHS: 49 MW/197 MWh	Zouk and Jieh ST in 2024	32%	Fulfills minimum kinetic energy requirements for dynamic stability	Negligible renewable energy curtailment (<1%)	Fuel Oil: 37 TJ Gas Oil: 4 TJ NG: 128 497 TJ CO2 emission: 7.18 Mt CO2 intensity: 263 g/kWh	74.26 \$/MWh	40.11 \$/MWh	2020: 1 314 M\$ 2021: 1 402 M\$ 2022: 2 135 M\$ 2023: 2 074 M\$ 2024: 1 817 M\$ 2025: 1 621 M\$ 2026: 1 696 M\$ 2027: 1 764 M\$ 2028: 1 873 M\$ 2029: 1 949 M\$ 2030: 2 027 M\$ Total: 19 672 M\$
High Renewable Expansion	ICES: 709 MW ST: 50 MW OCGT: 144 MW CCGT: 3 450 MW Hydro: 595 MW Solar PV: 3 230 MW CSP: 50 MW Wind: 656 MW BioGas: 7 MW BESS: 246 MW/246 MWh PHS: 49 MW/197 MWh	Zouk and Jieh ST in 2024	35%	Fulfills minimum kinetic energy requirements for dynamic stability	Acceptable renewable energy curtailment (~2%)	Fuel Oil: 99 TJ Gas Oil: 16 TJ NG: 125 003 TJ CO2 emission: 6.99 Mt CO2 intensity: 256 g/kWh	73.87 \$/MWh	38.89 \$/MWh	2020: 1 314 M\$ 2021: 1 402 M\$ 2022: 2 135 M\$ 2023: 2 079 M\$ 2024: 1 821 M\$ 2025: 1 642 M\$ 2026: 1 719 M\$ 2027: 1 783 M\$ 2028: 1 849 M\$ 2029: 1 926 M\$ 2030: 2 016 M\$ Total: 19 687 M\$

出典：最小コスト電源計画（WB）

(3) 追加シナリオによる感度分析

本分析ではベースケースの感度分析として以下の 4 つの追加シナリオの検討を実施している。

- ①ワールドバンクと欧州投資銀行（EIB：European Investment Bank）の予測に基づく炭素価格導入シナリオ
- ②需要予測（主に年間 3%）の下方修正シナリオ
- ③再生可能エネルギー導入の制約条件撤廃シナリオ
- ④火力発電新規開発の 1GW 制約シナリオ

これらの感度分析は下記の興味深い考察を導き出した。

- 再生可能エネルギー導入について年間成長率の制約を取り除くと、HRE（35%）と同じ

レベルの RE¹普及が実現する。これはベースケースよりわずか3%高いが、経済的かつ技術的な最適解を達成している。

- 炭素価格政策を採用すると、より大きな再生可能エネルギー導入拡大が実現され導入量は41%に増加する。これらの政策を制約のない開発と組み合わせると、より大きな拡大が実現され World Bank の炭素価格予測の場合の導入量は54%、EIB の場合は68%まで増加する。ただし、ベースケースと比較して導入量を2倍とするような大幅な増加は送電システムの開発費用を考慮する必要がある。
- ガス火力の発電投資を1GWに制約しても再生可能エネルギーの導入容量はベースケースから変更はないが緊急電源の期間延長や未供給時間の増加が想定される。
- Selaata における CCGT については②のシナリオを除いて導入が必要という結果になった。これは主に、(a) 新たな発電所に対して Deir Ammar と Zahrani の敷地の利用可能な面積が限られている、(b) 短期間でのベースロード電源の必要性、および (c) コンバインドサイクルの機器構成の過程に依るものである。今後の検討では送電システムを含めた最小費用の計画によって変更される可能性がある。

3.2.2 レバノン電力セクター持続的成長戦略

(1) 概要

本政策文書は政治的な見解を含めない純粋な技術的アプローチを基に検討したレバノン電力セクターを持続可能な成長に導く工程である。これらは電力セクター改革に必要な実践的で透明性のある明確な取り組みであり、毎日の電力供給が3時間に制限される深刻な状況改善に必要不可欠である。こうした対策がなければ、レバノンにとって月額約7,000万ドル、または年間8億ドル以上の損失をもたらすことになる。

本政策文書の骨子は2020年に世界銀行が発表した「レバノン電力部門緊急対策計画」と2021年9月にフランスのEDFが策定した「最小コスト電源計画」に基づいている。本資料で示されている工程では4年以内の1日24時間の電力供給実現のため、段階的かつ迅速な供給増、2年以内のEDLの財務健全性の確保、Electricity Regulatory Authority (ERA) 設立、そして発電および配電部門におけるPPP導入を目指している。本計画の5つの柱は以下の通り。

1. 電力供給時間の延長と送電容量の増強
2. 民間企業の参画による3つのCCGT発電所の開発
3. 電力系統の性能向上、ロス低減、電気料金徴収の強化
4. 米ドル為替レートに連動した新規料金体系の導入

¹ 再生可能エネルギー (RE : Renewable Energy)

5. 迅速な法規制枠組みの構築

これらの柱を実現するための条件を以下に示す。

- アラブ各国のパートナーとの協力により、国際パートナーの最終承認を経て、エジプトからのガスとヨルダンからの電力をシリア経由で確保する。
- 関係する省庁、機関、軍など全ての関係者が、それぞれの役割の下で計画を支援するよう取り組む。
- 盗電の撤去キャンペーンに対する関係当局に対して、継続的かつ厳重な護衛を確保する。
- EDL および DSP の各施設と人員および AGP のレバノン管轄区間の安全を確保する。
- 公共部門が電気料金を支払う。
- シリアおよびパレスチナ難民の電気使用量を計測し、料金を回収する。
- EDL が外貨で財務債務を精算できる SAYRAFA と連動した為替レートの料金設定を確保する。
- 各事業への投資に対する公的・民間のファイナンスと関連立法を成立させる。

以下では特に電源開発に係る計画を整理する。

(2) 安価で持続可能な電力供給の増加

電力供給における政策目標はレバノン全土で信頼性が高く、受容可能な価格、24時間365日で持続可能な電力供給を、効率的かつ財政的にバランスの取れた環境に優しい方法で確保することである。この目標は、安価な再生可能エネルギーの導入に優先順位を付け、液体燃料からより安価でクリーンな天然ガスによるベースロード発電への移行によって達成される。

この目標の一環として、短期的に電力供給を改善し、高価で環境負荷の大きい私設の分散型ディーゼル発電の依存度低下を促す即時の対策を示す。本計画は数年間を掛けて電力セクターが広範な構造改革に取り組むことで移行することを目指しており、具体的な目標は以下の通りである。

- 安価な再生可能エネルギーによる電源構成の多様化
- ベースロード発電における液体燃料からより安価でクリーンな天然ガスへの切り替え
- 最小費用による電力供給増の為に国内電力システムの増強

ヨルダンからの電力輸入も短期的な供給増加に寄与する可能性がある。レバノンとヨルダンはシリアを経由して系統連系されており、ヨルダンの余剰電力を購入することでレバノンの電力供給増が可能である。

しかし、中長期的には EDL は自社の所有電源を増強する必要がある。EDF の最小コスト電源計画では、国内でのガス火力発電と再生可能エネルギーの大規模開発の必要性を明示して

いる。再生可能エネルギーについて 2019 年、レバノンではパリ協定を批准し、2030 年までに再生可能エネルギー発電の割合を 20%増やすことを約束している。IRENA と最小コスト電源計画によると、投資を含む海外からのコミットメントの下で、再生可能エネルギー導入量は 30%まで増やせると示している。既存の水力発電の平均発電出力は 100MW あるため、パリ協定の目標を達成する鍵は集中型および分散型再生可能エネルギーを拡大して、電源構成における再生可能エネルギーの割合を増やすことである。

この拡大を実現し、電力システムの信頼性と安定性を確保するためには、ガス火力発電も増やす必要がある。現在の深刻な発電容量不足に対応するため、初期のガス火力発電所を緊急に開発し、稼働させて需要に対応するため、堅固なベースロード電源の容量を確保すると共に電力システムを整備し、変動性再生可能エネルギーと電力貯蔵を統合した供給網を構築する必要がある。

(3) アクションプラン

本政策文書の主な目標は、費用効果が高く財政的に健全で持続可能な方法での電力供給の増加と最小コスト電源計画に基づく 2030 年までの再生可能エネルギー導入 30%実現を目指している。MoEW の計画では 2026 年までに国内の全ての需要家に 24 時間の電力供給を目指している。

このためには既設および新設の発電所でより安価でクリーンなガスを組み合わせた電源構成への移行を並行して行うための短期・中期・長期の多面的なアクションが必要である。

地域間協調は戦略的な選択肢であり、現在軽油で稼働している Deir Ammar に対して既設 AGP を通じたガス供給や、ヨルダンからの電力融通が挙げられる。また一時的な電力供給増としてレバノン北部沿岸部への緊急電源導入も想定される。同時に競争と透明性を確保した上で国内に集中型再生可能エネルギー開発を拡大し、民間セクターによる投資を迅速かつ効率的に促進する。

2018 年に政府は IPP による発電分野への民間投資拡大を打ち出しており、政権方針となっている。ただし、これらの投資に必要な民間資本の動員には、商業金融を可能にし、投資家が必要な大規模な投資に取り組むために必要な信頼を提供するためのマクロ・財政の安定化プログラムが必要である。

直近の民間投資による電源開発に当たっては大体的な資金調達手法を検討する必要があるが、現在の財政危機による制約を認識する必要がある。これには短期的に必要な資本を確保する必要がある、公的な開発金融や他の調達先の検討が含まれる可能性もある。

レバノン国の電源開発計画におけるアクションプランを表 3.2-3 に示す。

表 3.2-3 電源開発に係る将来のアクションプラン

	Action	Responsibility	Milestones	
Generation				
	Electricity imports from Jordan	EDL	2022	
	Fuel switching to gas for Deir Amar Power Plant (AGP)	MoEW - EDL	2022	
	Temporary generation capacity (at Deir Amar III – 520 MW), as a transition before permanent solutions are deployed	MoEW - EDL	2023	
	RE additional capacity : • Wind: 226 MW • Solar: 180 MW • Solar: 200 MW • Wind: 520 MW • Hydro: 282 MW (rehab.) • Hydro: 112 MW (greenfield) • Solar: 300 MW (+ 210 MW storage)	MoEW - EDL	Procurement 2022	Commissioning 2024
			2022	2023
			2023	2026
			2022	2028
			2023	2025
			2023	2025
			2023	2026
	Adopt a faster timetable for the development of the new power plants and associated transmission upgrades by preparing the tendering documentation as per approved practices	MoEW - EDL	2022	
	Permanent power plant (CCGT1): 825 MW	MoEW - EDL	2022	2025
	Permanent power plant (CCGT2): 825 MW	MoEW - EDL	2023	2026
	Permanent power plant (CCGT3): 825 MW	MoEW - EDL	2024	2027

出典：Setting Lebanon's Electricity Sector on a Sustainable Growth Path

至近年の供給力増強の計画としてはヨルダンからの電力輸入、Deir Amar CCGT の軽油からガスへの燃料切り替えによる蒸気タービン稼働、短期電源の導入が挙げられている。再生可能根エネルギーについては 2023 年～2026 年にかけて太陽光を 680MW (+210MW Storage)、2024 年～2028 年で風力を 746MW、新規水力を 112MW の増強を計画している。また、既設水力改修による定格出力の回復も挙げられている。火力発電所については 2025 年、2026 年、2027 年にそれぞれ 825MW の CCGT 導入を計画している。

(4) 短期的な目標（1 年未満）

1) ヨルダンからの電力輸入を確保

近隣のアラブ諸国から迅速かつ安価な電力確保の取り組みに加えて、MoEW と EDL はヨルダンとの間で平均 200MW の余剰電力の輸入を決定した。これにより、EDL の電力網における 1 日あたり約 2 時間の追加電力供給が実現する。ヨルダンからの電力はシリ

アを介して融通される予定でベッカー地域の Ksara 変電所の 400kV 送電線が連系点となる。この合意は1年ごとに更新可能な形で締結されている。

2) AGP を通じてエジプトからのガス輸入を確保

世界銀行とエジプト政府の支援を受けて、エジプトからのガス輸入に係る合意（期間は10年間で、5年間の延長が可能な条項を含む）が最終段階であり、AGP を通じて Deir Ammar への天然ガス供給が計画されている。ガスはパイプラインを通じて年間約 650MCM のペースで供給され、Deir Ammar で平均約 400MW の発電が可能になる。これにより、Deir Ammar の供給容量が増加し、1日あたり約4時間の電力供給時間が増える。更に、同地点で使用していた軽油を Zahrani に転用することで電力供給の増加が期待される。

(5) 短期から中期（1～2年）

1) 既設発電所に天然ガスを供給し、Zahrani に新たな CCGT を建設

MoEW は Zahrani の既設 CCGT の天然ガス需要を補うため、FSRU を通じた競争入札による LNG 調達を予定している。これにより、2023 年に Zahrani 1 の既設 CCGT の燃料切替を実現する。ただし、Zahrani 1 の発電費用は本政策文書で改善される平均発電コストを上回らないよう配慮する。

また、最小コスト電源計画の提言に基づき、825MW の容量を持つ Zahrani 2 CCGT の開発計画について、MoEW は PPP を適用した設計、建設、運用の競争入札を準備している。CoM が承認した計画地点と入札書類の検証の後、対象地点の面積と系統連系の実現性を確認した後、再度、CoM による土地割り当ての承認が必要となる。これらの事業費について、一部の初期費用は公的資金（IMF の追加 SDR）の割当による調達も検討される可能性があり、運開後の民間セクターへの売却の可能性もある。

2) Deir Ammar で緊急電源を導入

Deir Ammar で計画されている AGP を通じた天然ガス（またはヨルダンからの LNG 融通）を活用し、2023 年から 2024 年にかけて EDL 系統での受入れが可能な容量として最大 520MW のガスによる緊急電源の導入を予定している。Deir Ammar の土地は MoEW の所有であり、トリポリ石油施設が管理している。市場調査の結果、2022 年後半から 2023 年初めにかけてエジプトやアメリカなどの事業者が緊急電源の導入に関心を示している。

3) 太陽光発電 IPP の導入を促進

MoEW は LCEC を通じてレバノン全土に系統連系型の集中型太陽光発電所の導入プロジェクトを実施中である。2023 年にそれぞれ 15MW 規模の太陽光発電所 12 地点 (計 180 MW) の導入を目指している。この公募に対し 11 社²が既に IPP が入札に応募しているが、実施に当たっては買取保証の契約書での明文化を待っている。本プログラムは設計と地理的な配置が容易で、送電系統の大幅な増強を必要としない中規模の開発容量を優先している。11 社が申請している地域はそれぞれ以下の通り。

(A) In the Bekaa implementation region (governorates of Bekaa and Baalbek-Hermel):

- 1) ECOSYS-KACO
- 2) DAWTEC-LOOOP-STAUNCH
- 3) LABWE SOLAR FARM

(B) In the Mount Lebanon implementation region (governorate of Mount Lebanon):

- 4) JOUN PV
- 5) SIBLINE SOLAR FARM
- 6) E/ONE

(C) In the South implementation region (governorates of South Lebanon and Nabatiyeh):

- 7) SOUTH POWER
- 8) RIMAT 15
- 9) GDS-ET-NABATIYEH

(D) In the North implementation region (governorates of North Lebanon and Akkar)

- 10) KFIFANE-PHOENIX POWER PLANT
- 11) ELECT - STC - SOLISTIS

4) Akkar 地域に風力発電所を開発

MoEW は再生可能エネルギープログラムの実施を決定しており、2024 年に Akkar 地域に位置する合計容量 226 MW の 3 つの風力発電所の PPA を締結済だが太陽光と同様、買取保証の制度化を待っている。

(6) 中長期 (3～5 年)

1) 再生可能エネルギー導入を拡大

MoEW は最小コスト電源計画に基づき、発電電力量を少なくとも 30%、再生可能エネルギーのものとする目標に向けて、大規模なプロジェクト (太陽光、風力、水力) を実施

² <https://lcec.org.lb/our-work/MEW/solar-Farm-180>

していく予定である。これらのプロジェクトは、完全に体系化した競争プロセスを通じて開発し、認証拡張メカニズムによって支援する。具体的には、次のような内容を含む：

2) バッテリー併設太陽光発電所の契約の最終化

MoEW の監督下で LCEC が推進するプロジェクトで、バッテリー併設太陽光発電所の増強を予定している。既に IPP から入札に応募があったが、買取保証の制度化を待っている。

3) 大規模な風力発電所プロジェクト

MoEW はポテンシャルの高い地点における大規模な風力開発と調達を計画している。これらのプロジェクトは、再生可能エネルギーの供給増に貢献する。

4) 水力発電所のプロジェクト

既設水力発電所から得られる平均 100MW に加えて、MoEW は新規水力の開発を検討し、再生可能エネルギーの容量を増強する予定である。

5) ガス火力発電所

最小コスト電源計画に基づき、公平な入札競争プロセスの下で追加の CCGT を開発する。

3.2.3 Renewable Energy Outlook Lebanon (2020), LCEC³

(1) 概要

同調査レポートは、MoEW 及びレバノン省エネセンター（LCEC : Lebanese Center for Energy Conservation）との連携のもと国際再生可能エネルギー機関（IRENA : The International Renewable Energy Agency）により 2020 年に取りまとめられた。再生可能エネルギー開発の現状と制度的な課題、及び 2030 年までに電源構成で再生可能エネルギー30%を達成させるための政策（レファレンスシナリオ）と再生可能エネルギー開発ロードマップ（REmap : Renewable Energy Road Map）を示している。

(2) 再生可能エネルギー開発ロードマップ

ここでは、NREAP2016-2020、NEEAPなどを基に現在計画及び実施中の開発を積み上げた基準ケースと、それを基に 2030 年の電力需要予測による電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合が 30%に達するように設定した REmap の 2 ケース設定されている。

³ MoEW/LCEC/IRENA(2020), RENEWABLE ENERGY OUTLOOK LEBANON – BASED ON RENEWABLES READINESS ASSESSMENT AND REMAP ANALYSIS

【基準ケース】

- 水力発電は、既設 285MW に加えて、新規開発として MoEW が関心表明を公示し応募のあった 315MW の計画を加えて合計 601MW。
- 風力発電は、現在実施中の 226MW に加えて、RFP を公示し調達を予定している 400MW を加えた 626MW。
- 太陽光発電は、現在実施中・計画中の事業の容量として 1,030MW。
- バイオマス発電は、現在導入済みの施設から 8MW。

【REmap ケース】

- 基準ケースと同じく既設と新設で合計 601MW
- 風力発電は、基準ケースの 626MW に加えて、さらに開発が進められることを想定し合計 1,000MW
- 太陽光発電は、基準ケースの 1,030MW に加えて、NEEEREA 等の促進政策による 150MW 及び蓄電付き CSP150MW を加えて 1,280MW
- バイオマス発電は、基準ケースに加え、下水処理場における新たな 5MW を加え、合計 13MW

表 3.2-4 再生可能エネルギー開発ロードマップ

基準ケース REF 2030	Capacity (MW)	Average LCOE (USD ¢/KWh)	Generation (GWh)	Cost (M.USD)
Natural Gas	4,909	10.76	27,432	2,951
Wind	626	8.27	1,817	150
Hydropower	601	5.33	1,749	93
Solar PV*	1,030	4.47	1,789	80
Biogas	8	4.55	59	3
Total energy cost (Million USD)				3,277

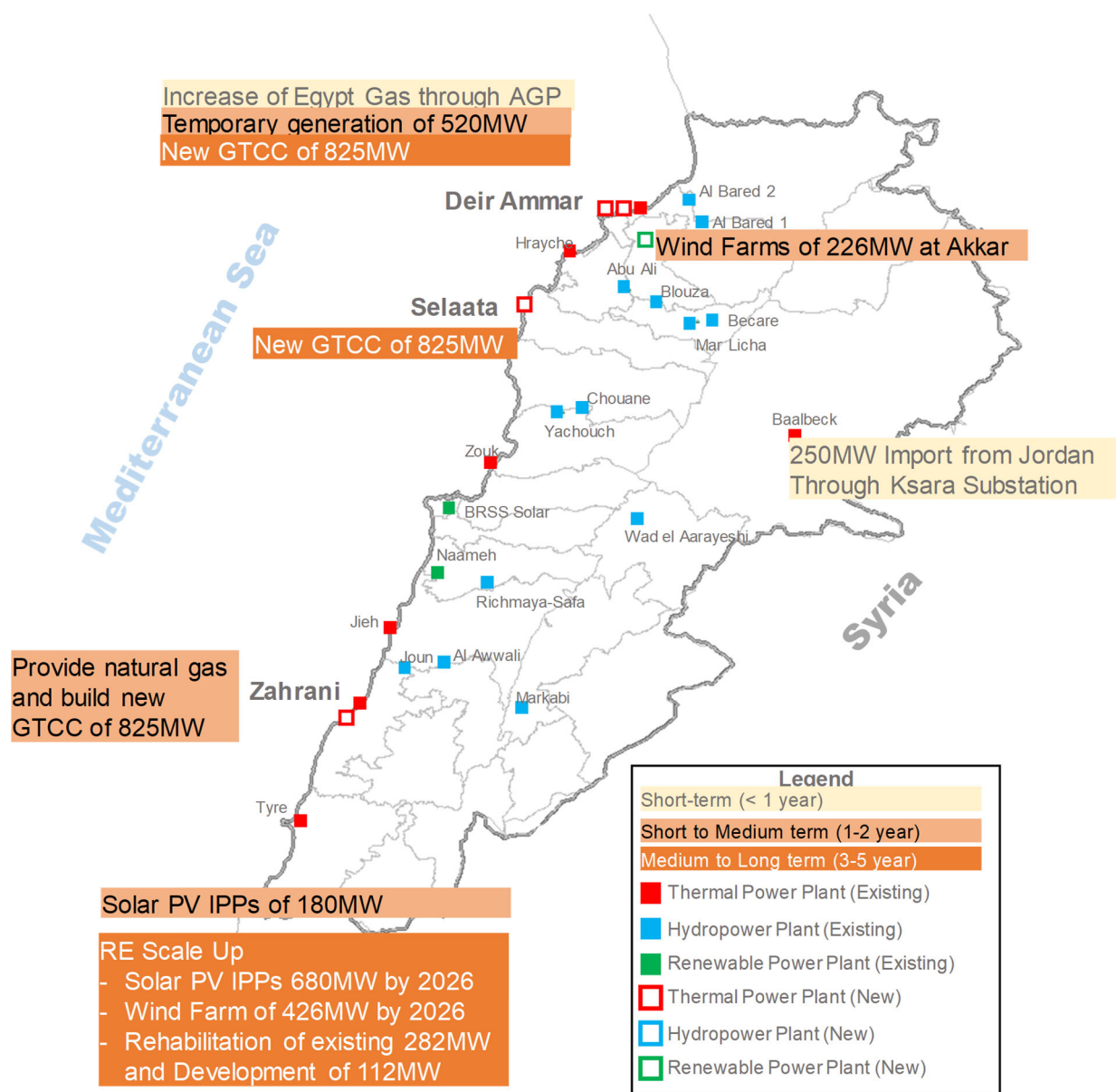
*: includes centralised solar PV only

再エネ開発ロードマップ REmap 2030	Capacity (MW)	Average LCOE (USD ¢/KWh)	Generation (GWh)	Cost (M.USD)
Natural Gas	4,909	10.76	23,393	2,517
Wind	1,000	8.27	2,655	219
Hydropower	601	5.33	1,749	93
Solar PV*	2,500	4.47	4,342	194
Biogas	13	4.55	99	5
Total energy cost (Million USD)				3,028

*: includes centralised solar PV only

出典：IRENA(2020), Renewable Energy Outlook Lebanon – Based on Renewables Readiness Assessment and REmap analysis

3.3 発電分野に係る今後の見通し



出典：Setting Lebanon's Electricity Sector on a Sustainable Growth Pathを基に JICA 調査団作成

図 3.3-1 新規および既設電源の位置図

新規および既設電源の位置図を図 3.3-1 に、現地のヒアリングで入手した情報を基に整理した新規電源開発の見通しを表 3.3-1 に示す。

表 3.3-1 電源開発に係る将来のアクションプラン

項目	容量	進捗状況
短期的な目標（1年未満）		
ヨルダンからの電力輸入	250MW	アメリカ政府によるシリア制裁により中断
AGP からの天然ガス供給によるスチームタービン稼働（Deir Ammar）	145MW	アメリカ政府によるシリア制裁により中断
短期から中期（1～2年）		
Deir Ammar の緊急電源	520MW	進展なし
太陽光 IPP	195MW	15MW×11 地点の入札は完了しているが、EDL による PPA への政府保証が付与できず中断。
風力 IPP（Akkar 地域）	220MW	EDL による PPA への政府保証が付与できず中断。
CCGT の導入（Zahrani）	825MW	FSRU による LNG 輸入は 2011 年から検討されているが CoM の承認が進まず計画は頓挫している。2016 年～2019 年の政権時に入札図書作成が進んだが、政権失脚以降の進展はない。
中期（3～5年）		
CCGT の導入（Deir Ammar、Selaata）	1650MW	同上
再エネ容量の拡大	1218MW	同上

2023 年 6 月の現地調査時点では新規電源の具体的な開発見通しは立っておらず、依然として電源開発は厳しい状況置かれている。また、アメリカによるシリア制裁や LNG 輸入に係る政府の計画停滞は MoEW や EDL 単独では解決が困難と想定される。

電力供給状況の改善に当たって、開発援助機関による融資や銀行からの資金調達が困難な現状における EDL が対応可能な方策は以下に限定される。

- ① 新たな電気料金を基にした料金徴収による財務健全化
- ② 燃料調達量と既設火力発電量の増加と電力販売量の増加

この他にも DRE 導入による電力供給量増も想定されるが、EDL の再建という観点からは①②のサイクルを回し、財務健全化と供給量増を着実に実現させることが重要となる。こうした状況下においては、得られた電気料金収入を燃料調達に使用するか、新規設備に投資するか、要員補充に費やすかといった資金配分計画も検討する必要がある。

第 4 章

送変電分野に係る情報

第4章 送変電分野に係る情報

4.1 送変電設備の現状と課題

レバノンの送電網の計画、開発、運用等は、EDL の送電部門が担っている。レバノンの送電システムを図 4.1-1 示す。レバノンの主要な電力需要地は、首都ベイルートを含むレバノン中西部に位置し、主要な送電線は地中海と平行し、南部の Sour から北部の Behsas へと南北に設置されている 220kV 送電線である。この基幹送電線は、海岸部に位置する電源地帯から中西部に位置する首都ベイルートに電力を供給している。また、中部からシリアに並行して北部へもう一つの 220kV 送電線が設置されて、リング系統が形成されているとともに、首都ベイルートを囲む形でも 220kV 送電線のリング系統が形成されていて、送電線事故時でも供給ルートが確保できるように信頼度の向上が図られている。この EDL の送電グリッドは、3 箇所の国際連系線でシリア送電グリッドと相互接続されている。送変電設備の概要は、表 4.1-1 の通りである。また、レバノンの全系の単線結線図を図 4.1-2、図 4.1-3 に示す。

表 4.1-1 レバノンの送変電設備の概要

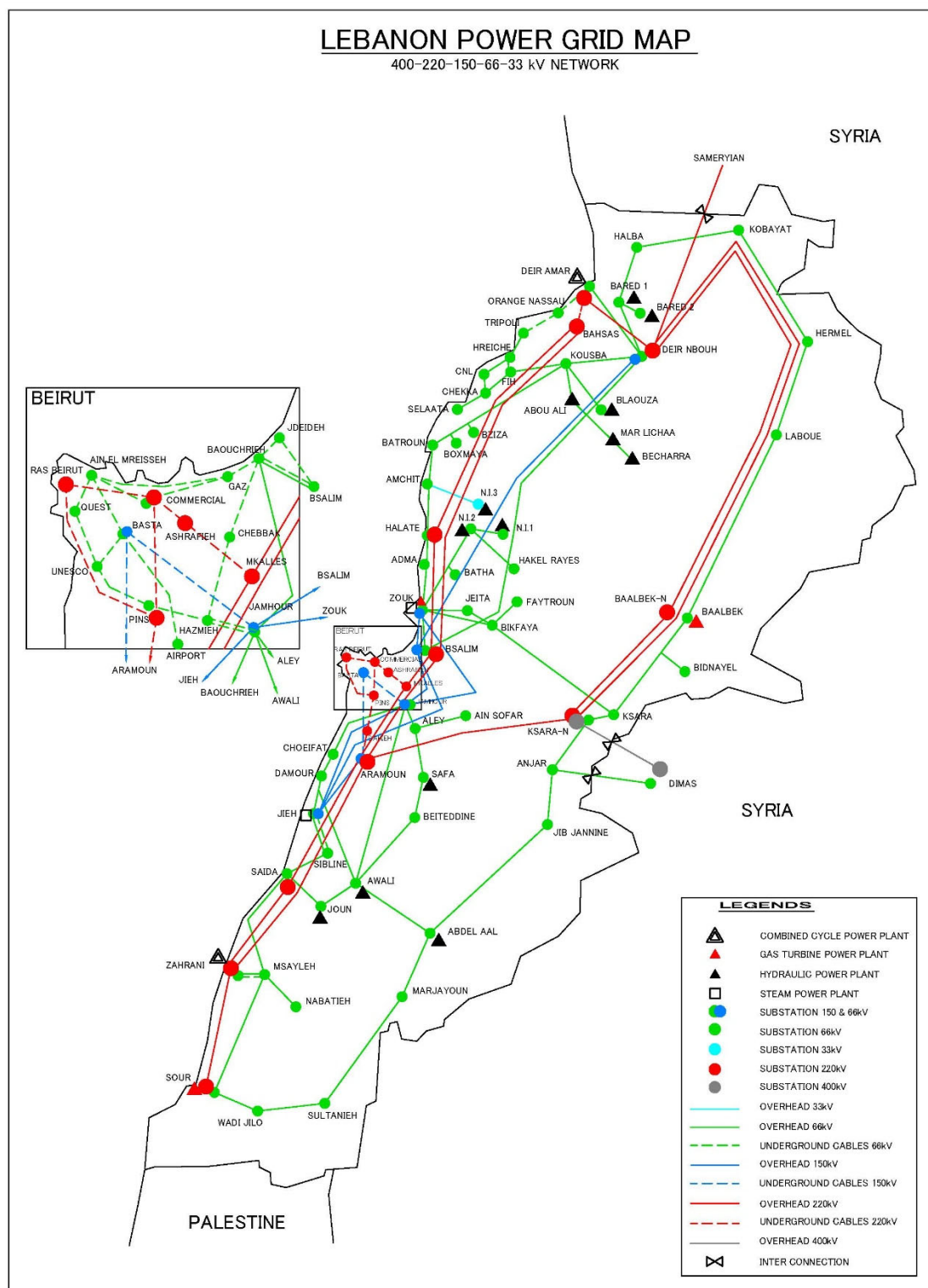
(上：送電設備・中：変電設備（電圧別）下：変電設備（地域別）)

Voltage		400kV	220kV	150kV	66kV	Total
Transmission Line Length (km)	Over Head	21	677	164	754	1,616
	Under Ground	0	71	26	102	199

Voltage	400kV	220kV	150kV	66kV	Total
Number of Substation	1	17	4	46	68
Capacity (MVA)	300	4,030	1,360	2,387	8,377

Area	Beirut	Mount Lebanon	Bekaa	South	North	Total
Number of Substation	20	16	11	10	11	68
Capacity (MVA)	3,470	1,432	1,375	1,050	1,050	8,377

出典：EDL(JUNE, 2023)



出典：送電マスタープラン更新版（EDF,2017年5月）に基づき JICA 調査団編集

図 4.1-1 レバノンの送電系統

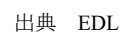
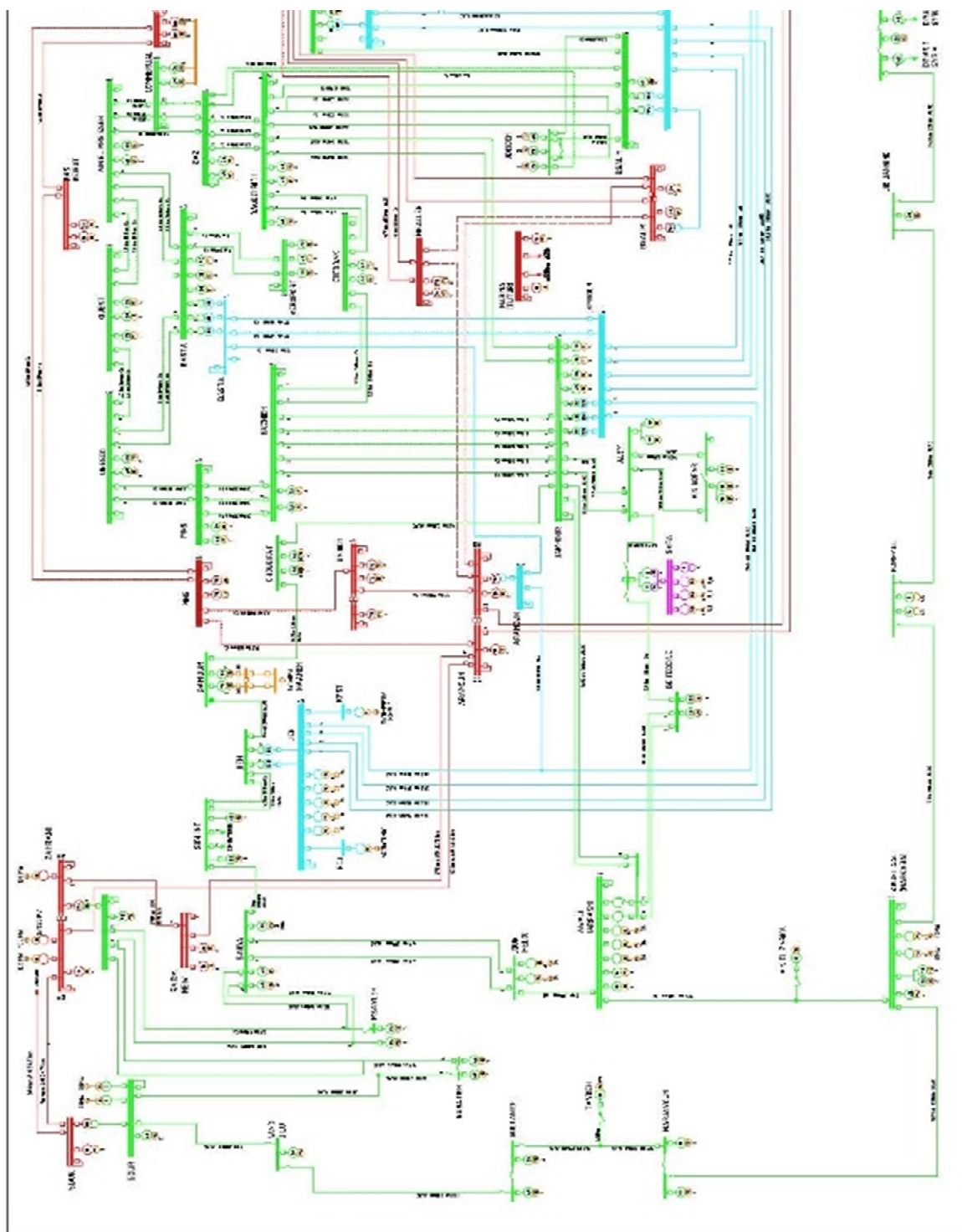


図 4.1-2 レバノン全系の単線結線図1



出典 EDL

図 4.1-3 レバノン全系の単線結線図2

レバノン政府が掲げる電力セクターの改革を実現するためには、国内需要に向けた送配電網の整備が不可欠である。そのため、送電グリッドの開発計画では、既存の整備計画を更新し、2030 年で想定されている国内需要 4,200MW に対応した送電網を整備することにより、今後開発される火力・水力発電による電力をタイムリーに国内需要に供給する事が重要な目的となる。主要なプロジェクトとして、地中海沿岸部の火力発電所の増強に伴う 220kV 基幹送電線の増強 (図 4.1-4) があげられる。ここで 2030 年の定格発電容量は Deir Anmar 火力、Zahrani 火力、Selaata 火力の 3 か所で 4,017MW が計画されており、2030 年の合計定格発電容量 8,331MW の約半分を占め、この発電電力を需要地に送電するための基幹系統の増強整備は喫緊の課題である。

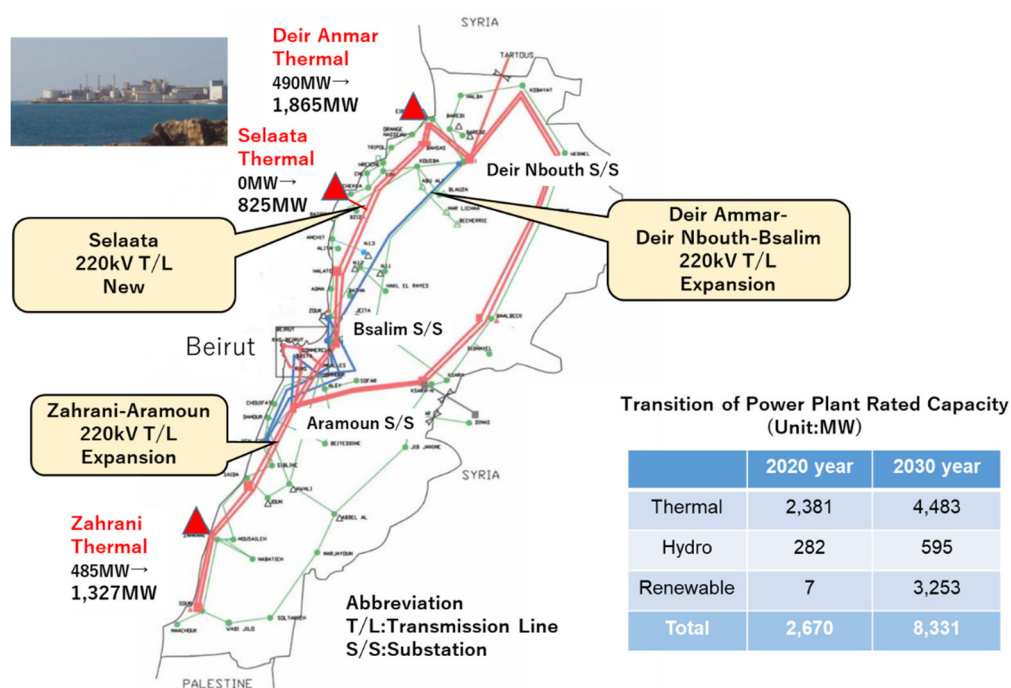
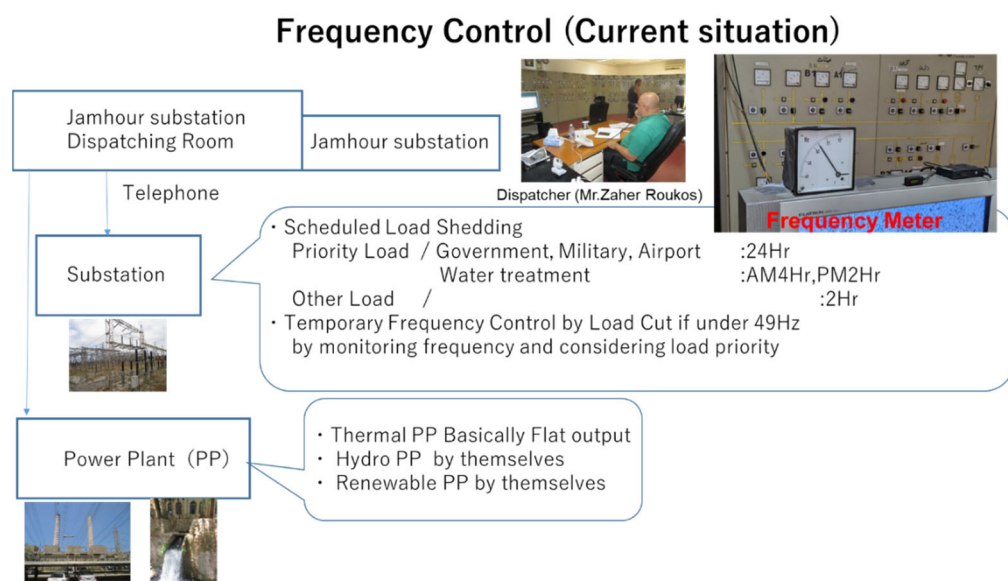


図 4.1-4 2030 年までの主要火力発電所と基幹系統の増強概要

4.2 送変電分野の基礎情報

4.2.1 系統運用状況（NCC の代替機能）

2020 年 8 月に発生したベイルート湾での爆発事故の影響で、EDL 本社ならびにそこに位置した中央給電指令所（NCC : National Control Center）は崩壊し、機能を消失した。その後、NCC の代替機能としては、ベイルート市内の東部に位置する、132kV Jamhour 基幹変電所の指令室がその機能を果たしている。そこでは、指令者 1 名と操作員 1 名が配置され、指令者は周波数メータを監視しながら、電話連絡により、他の変電所や発電所へ指令を行っている（図 4.2-1）。周波数を基準値の 50Hz に維持するために、変電所のフィーダーを手動で遮断することで、負荷遮断を行い、周波数調整を実施している。負荷遮断は、負荷の優先順位に従って、計画的に遮断する方法と、周波数が 49Hz を下回った時に優先順位を考慮して、一時的に遮断する方法の 2 つの方法によっている。優先順位の高い、政府系、軍用、空港では、24 時間の送電を、次に優先順位の高い、水処理施設では、午前 4 時間、午後 2 時間の送電を、最後に一般負荷では 2 時間のみの送電のスケジュールが組まれている（図 4.2-2）。



出典：Jamhour 変電所現地調査に基づき JICA 調査団作成

図 4.2-1 系統運用状況(周波数調整)

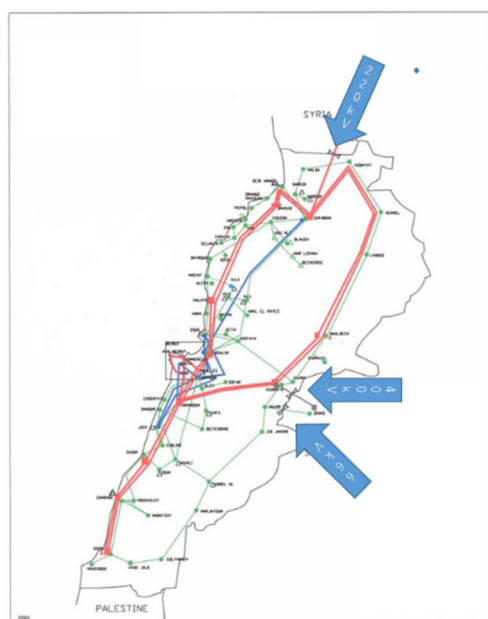
Operation Record of Jamhour substation (12th June 2023)

出典：Jamhour 変電所現地調査に基づき JICA 調査団作成

図 4.2-2 Jamhour 変電所運転記録(計画停電の状況)

4.2.2 国際連系統運用状況

レバノンには、隣国のシリアとの間に、3 か所の国際連系統線を有している（図 4.2-3 参照）。以前は、ヨルダンから、シリア経由で、200MWの電力を 400kV 国際連系統線を運用して、電力輸入していた。しかし、アメリカのシリア制裁以降は、ヨルダンからシリアへの電力輸送が停止されてことに伴い、国際連系統線はいずれも停止状態であり、電力輸入されていない。EDL の送電部門によれば、将来的に、制裁措置が解除された場合でも、レバノン国内の発電所のみで国内負荷を賄えることを目指しており、基本的に電力輸入には依存しない姿勢である。



➤ Concerning to Interconnection Line

	400kV	220kV	66kV
Capacity (MW)	2 5 0 MW	2 0 0 MW	4 0 MW
Current Situation(MW)	0 MW	0 MW	0 MW
If not used, the reason	USA sanction for Syria by Ceaser Law		
Future Plan (MW)	Basically depending on internal power source		
Remark	Previously Import from Jordan via Syria, 200MW		

出典：EDL 聴取に基づき JICA 調査団作成

図 4.2-3 国際連系統線の運用状況

4.2.3 基幹系統の潮流状況

レバノンの基幹変電所である Jamhour 変電所や Bsalim 変電所を現地調査した際の送電線の潮流状況、EDL から聴取した発電機の運転状況ならびに需要の分布から推定した、基幹系統の潮流状況を図 4.2-4 に示す。現在稼働している火力発電所は、北部の Dier Ammar 発電所と南部の Zahrani 発電所の 2 箇所であり、この発電所から負荷中心であるベイルートへ向かった潮流である。また、水力発電所では、特に中南部の Litani 水系の Awali 発電所の規模が大きく、その方面からベイルート市内向けの潮流が想定される。需要の分布は、全体需要の内、ベイルート市内 40%、郊外 60%であり、経済破綻以降の全体需要は、一日を通して、400MW¹程度である。

¹ EDL へのヒヤリング値。また、一部主要変電所の負荷も参考にした。

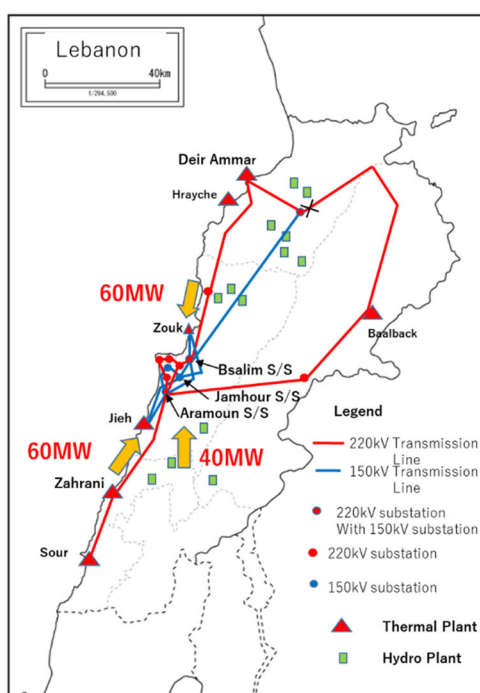
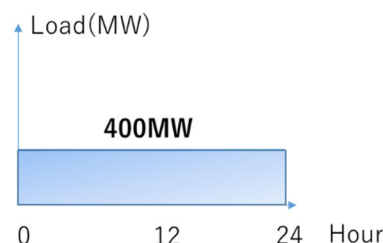


Image of Power Flow

In the case of

✓ Urban Load 160MW

✓ Suburban Load 240MW



出典：EDL 聴取に基づき JICA 調査団作成

図 4.2-4 基幹系統の潮流状況(イメージ)

4.2.4 系統安定化技術

周波数維持のための自動負荷遮断装置、すなわち、49Hz 以下の周波数で変電所のフィーダー毎に自動的に遮断する装置は導入しているが、現在は、前述の通り手動操作によって実施されており、使用されていない。

発電機の系統安定化装置（PSS：Power System Stabilizer）は、大規模発電所の Deir Ammar 火力発電所と Zaharani 火力発電所の 2 発電所に導入されている。

4.2.5 通信機器の導入状況

SCADA システムについては、NCC 崩壊以前は、SCADA システムを有していたが、現在はなく、Jamhour 変電所からの電話連絡での指令となっている。

OPGW については、220kV 送電線ならびに最近増強された 66kV 送電線は、光ファイバ複合架空地線（OPGW：Optical Ground Wire）を採用している。（220kV は 12 芯、66KV は 24 芯）その他の 150kV、66kV 送電線は、マイクロウェーブ無線方式を採用している。

また、地中送電線については、パイロット方式を採用している。これらの通信は、NCC 崩壊以前には、監視制御用にも使用されていたが、それ以降は、保護リレーのみに使われている。

4.3 既設の送変電設備に係る情報

レバノンの送電系統は、66kV 系統は 1960 年代頃から運用を開始し、その後 150kV 系統は 1970 年代から、そして、220kV 系統は 1990 年代後半から運用を開始している。送電線の総延長は、1,815km（内、架空送電線 1,616km、地中送電線 199km）であり、変電所は、68 箇所、総容量 8,377MVA である。既設の送電設備リストを表 4.3-1 から表 4.3-3、既設の変電設備リストを表 4.3-4 から表 4.3-6 に示す。150kV 系統は、ベイルート市内ならびに北部からベイルート市内向けに整備されたが、EDL の送電部門によれば、2040 年を目標に、150kV は、220kV にアップグレードされ、220kV と 66kV の 2 電圧のみのシンプルな系統を目指している。

表 4.3-1 既設の送電設備リスト1

NO	NAME OF LINE		PROPERTY	Year put	No. of Circuits	BASE K.V	LENGTH K.M	TYP COND	SEC MM2	I MAX A per phase	MVA TOTAL
	FROM	TO		in service							
1	Ksara	Syria (Dimas)	EDL	2005	2	400	20.75	ALM	2x570	1760	2438.7
2	Deir Amar	Deir Nbouh	EDL	1995	2	220	11.1	ALAC	366	550	419.1
3	Deir Nbouh	Syria (Tartous)	EDL	1979	1	220	30.6	ALAC	366	550	209.6
4	Deir Nbouh	Baalbak	EDL	2001	1	220	115.6	ALM	570	880	335.3
5	Ksara	Baalbak	EDL	2001	1	220	35.55	ALM	570	880	335.3
6	Deir Nbouh	Ksara	EDL	2001	1	220	151.16	ALM	570	880	335.3
					operating under 66k.v						
7	Ksara	Aramoun	EDL	2005	2	220	40.1	ALM	570	880	670.6
8	ARAMOUN	MKALLES	EDL	2019	1	220	18.83	ALM	2x570	1760	670.6
9	MKALLES	BSALIM	EDL	2019	1	220	7	ALM	2x570	1760	670.6
10	ARAMOUN	BSALIM	EDL	2019	1	220	24	ALM	2x570	1760	670.6
11	Bahsas	Halate	EDL	2006	1	220	44.7	ALM	2x570	1760	670.6
12	Bahsas	Bsalim	EDL	2008	1	220	68.07	ALM	2x570	1760	670.6
13	Halate	Bsalim	EDL	2008	1	220	26.6	ALM	2x570	1760	670.6
14	Sour	Zahrani	EDL	2002	2	220	28.7	ALM	366	670	510.6
15	Zahrani	Saida	EDL	2002	1	220	10.88	ALM	2x570	1760	670.6
16	Saida	Aramoun	EDL	2002	1	220	26.84	ALM	2x570	1760	670.6
17	Zahrani	Aramoun	EDL	2002	1	220	37.72	ALM	2x570	1760	670.6
18	Mkalles	Commercial	EDL	2000	UGC	220	9	CU,XLPE	630	630	240.1
19	Commercial	Pins	EDL	2000	UGC	220	4.6	CU,XLPE	630	630	240.1
20	Commercial	Ras Beirut	EDL	2000	UGC	220	4.6	CU,XLPE	630	630	240.1
21	Ras Beirut	Pins	EDL	2000	UGC	220	5.1	CU,XLPE	630	630	240.1
22	Pins	Aramoun	EDL	2000	UGC	220	14.5	CU,XLPE	630	630	240.1
23	Aramoun	Daheih	EDL	2017	UGC	220	11	AI,XLPE	2000	1800	685.9
24	Daheih	Pins	EDL	2017	UGC	220	2.57	AI,XLPE	2000	1800	685.9
25	Commercial	Achrafeih	EDL	2017	UGC	220	2	AI,XLPE	2000	1800	685.9
26	Achrafeih	Mkaless	EDL	2018	UGC	220	6	AI,XLPE	2000	1800	685.9
27	Bahsas	Deir Amar	EDL	2001	2UGC	220	12	CU,XLPE	1200	1000	762.1
28	Jieh	Jamhour	EDL	1971	2	150	26.34	ALAC	366	550	285.8
29	Jieh	Bsalim	EDL	1971	2	150	36.2	ALAC	366	550	285.8
30	Zouk	Jamhour	EDL	1984	2	150	17.18	ALAC	2x366	1100	571.6
31	Zouk	Bsalim	EDL	1984	2	150	8.5	ALAC	2x366	1100	571.6
32	Bsalim	Jamhour	EDL	1981	2	150	11.8	ALAC	366	550	285.8
33	Bsalim	Deir Nbouh	EDL	1983	2	150	63.73	ALAC	366	550	285.8

表 4.3-2 既設の送電設備リスト 2

NO	NAME OF LINE		PROPERTY	Year put	No. of Circuits	BASE K.V	LENGTH K.M	TYP COND	SEC MM2	I MAX A per phase	MVA TOTAL
	FROM	TO		in service							
34	Pole #19 of Jieh - Jamhour	Aramoun	EDL	1995	UGC	150	1.8	AI,XLPE	500	450	116.9
35	Jamhour	Basta	EDL	1984	2UGC	150	4.14	CU,OIL	500	450	116.9
				2015	2UGC	150	7	CU,XLPE	500	500	129.9
36	Aramoun	Basta	EDL	1991	UGC	150	13	AL,XLPE	500	450	116.9
37	Sour	Wadi Jilo	EDL	under const.	2	66	8.44	ALM	366	660	150.9
38	Wadi Jilo	Sultanieh	EDL	1965	1	66	11.64	ALAC	228	343	39.2
39	Sultanieh	Marjayoun	EDL	1965	1	66	24.6	ALAC	228	343	39.2
40	Marjayoun	Abdel Aal	EDL	1965	1	66	18.76	ALAC	228	343	39.2
41	Abdel Aal	Awali	LITTANI	1965	1	66	17.5	ALAC	366	550	62.9
42	Abdel Aal	Pompage	EDL	1965	1	66	7.7	ALAC	228	343	39.2
43	Pompage	Jib Janine	EDL	1965	1	66	11.9	ALAC	228	343	39.2
44	Jib Janine	Anjar	EDL	1965	1	66	14.4	ALAC	228	343	39.2
45	Anjar	Dimas 1	EDL	1972	1	66	7.7(till the boarder	ALAC	228	343	39.2
46	Anjar	Dimas 2	EDL	1972	1	66		ALAC	228	343	39.2
47	Anjar	Ksara-N	EDL	1967	1	66	11.5	ALAC	228	343	39.2
48	Ksara-N	Ksara	EDL	1967	1	66	1.3	ALAC	228	343	39.2
49	Ksara	Bikfaya	EDL	1967	1	66	20.89	ALAC	228	343	39.2
50	Ksara	Bidnayel	EDL	under const.	2	66	14.5	ALM	366	660	150.9
51	Bidnayel	Baalbak	EDL	under const.	2	66	21.1	ALM	366	660	150.9
52	Baalbak	Laboue	EDL	2019	2	66	22.85	ALM	366	660	150.9
53	Laboue	Hermel	EDL	2019	2	66	24.42	ALM	366	660	150.9
54	Hermel	Kobayat	EDL	2019	2	66	25	ALM	366	660	150.9
55	Kobayat	Halba	EDL	2019	2	66	19.18	ALM	366	660	150.9
56	Beit mallat	Deir Jenine	EDL	2012	2	66	3.54	ALM	366	660	150.9
57	Bared	Assoun	EDL	2018	2	66	6.9	ALM	366	660	150.9
58	Halba	Bared 1	EDL	2019	2	66	11.9	ALM	366	660	150.9
59	Deir Nbouh	Bared	EDL	2019	2	66	10.9	ALM	366	660	150.9
60	Bared 1	Bared 2	BARED (EDL exploitation) - derivations are EDL - property	1955	1	66	5	ALAC	80	120	13.7
61	Bared 1	Deir Nbouh		1955	1	66	10.9	ALAC	248	372	42.5
62	Deir Nbouh	Kousba		1955	1	66	10.6	ALAC	248	372	42.5
63	Kousba	Batroun		1955	1	66	23.85	ALAC	248	372	42.5
	(T to Bziza)			1955	1	66	0.1	ALAC	248	372	42.5
64	Batroun	Amchit		1955	1	66	20.7	ALAC	248	372	42.5
65	Amchit	Halate		1955	1	66	9	ALAC	248	372	42.5
66	Halate	Adma		1955	1	66	6	ALAC	248	372	42.5
67	Adma	Zouk		1955	1	66	12.69	ALAC	248	372	42.5
68	Zouk	NI2	Naher Ibrahim		1	66	20	ALAC	181	272	31.1
69	Zouk	Jeita	EDL	1966	1	66	3.14	ALAC	228	343	39.2
70	Zouk	Bikfaya	EDL	1966	1	66	9.4	ALAC	228	343	39.2
71	Zouk	Bsalim	BARED EDL exploitation		1	66	13.27	ALAC	248	372	42.5
72	Jeita	Bikfaya	EDL	1966	1	66	6.26	ALAC	228	343	39.2
73	Bikfaya	Halate	EDL	2019	1	66	22	ALM	366	660	75.4
74	Bikfaya	Faytroun	EDL	2012	1	66	10.5	ALM	366	660	75.4
75	Faytroun	Halate	EDL	2019	1	66	11.5	ALM	366	660	75.4
76	NI2	Haki-Rayess	EDL	1972	1	66	3.8	ALAC	147	221	25.3
77	NI2	NI1	Naher Ibrahim		1	66	3.7	ALAC	181	272	31.1
78	Zahrani	Nabatieh	EDL	1995	2	66	19.3	ALAC	288	433	99.0

表 4.3-3 既設の送電設備リスト 3

NO	NAME OF LINE		PROPERTY	Year put in service	No. of Circuits	BASE K.V	LENGTH K.M	TYP COND	SEC MM2	I MAX A per phase	MVA TOTAL
	FROM	TO									
79	Sour (T from Zahrani - Nabateih)	Mousaileh	EDL	1969	1	66	26.3	ALAC	228	343	39.2
80	Zahrani	Mousaileh	EDL(spare line)	1995	1	66	3	ALAC	228	343	39.2
81	Mousaileh	Saida 1	EDL	1994	1	66	11.3	ALAC	228	343	39.2
82	Mousaileh (T from Zahrani - Nabateih)	Saida 2	EDL	1965	1	66	11.3	ALAC	228	343	39.2
83	Saida	Joun	EDL	1979	2	66	4.55	ALAC	288	433	99.0
84	Saida	Sibline	EDL	1978	1	66	8.17	ALAC	288	433	49.5
85	Joun	Awali	LITTANI		1	66	7	ALAC	366	550	62.9
86	Sibline	Jieh	EDL	1978	1	66	6.25	ALAC	288	433	49.5
87	Awali	Jamhour	LITTANI		2	66	32.5	ALAC	366	550	125.7
88	Jieh	Damour	EDL	1978	1	66	9.37	ALAC	288	433	49.5
89	Damour	Choueifat	EDL	1974	1	66	14.8	ALAC	288	433	49.5
90	Awali	Kfarhim	LITTANI		2	66	13	ALAC	366	550	125.7
91	Kfarhim	Beiteddine	EDL	1986	2	66	6.16	ALAC	366	550	125.7
92	Beiteddine	Safa	EDL	1967	1	66	7.64	CU	35	75	8.6
93	Safa	Aley	EDL	2018	2	66	8.3	ALM	366	660	150.9
94	Aley	Sofar	EDL	1970	2	66	10.26	ALAC	228	343	78.4
95	Aley	Jamhour	EDL	1967	2	66	5.29	ALAC	288	433	99.0
96	Choueifat	Jamhour	EDL	1973	1	66	4.6	ALAC	288	433	49.5
97	Bouchrieh	Jdeideh	BARED EDL exploitation		1	66	2.23	ALAC	248	372	42.5
98	Bouchrieh	Bsalim			2	66	5.4	CU	228	343	78.4
99	Bouchrieh	Jamhour	EDL	1980	2	66	6.9	ALAC	366	550	125.7
100	Jdeideh	Bsalim	BARED / EDL exploitation	1955	1	66	3.4	ALAC	248	372	42.5
101	Sibline	Jieh	EDL	1999	UGC	66	4.7	CU,XLPE	300	450	51.4
102	Zahrani	Mousaileh	EDL	2000	UGC	66	3.9	CU,XLPE	630	945	108.0
103	Ouest	Mreisseh	EDL	1982	2UGC	66	1.88	CU,OIL	300	300	68.6
104	Pins	Hazmieh	EDL	1964	3UGC	66	3.84	CU,XLPE	300	450	154.3
105	Commercial	Gas	EDL	1996	2UGC	66	3	CU,XLPE	300	450	102.9
106	Unesco	Pins	EDL	2013	2UGC	66	2.6	CU,XLPE	630	945	216.0
107	Unesco	Basta	EDL	1982	2UGC	66	2	CU,OIL	300	300	68.6
108	Unesco	Ouest	EDL	1982	2UGC	66	2.7	CU,OIL	300	300	68.6
109	Mreisseh	Commercial	EDL	1996	2UGC	66	1.52	CU,XLPE	300	450	102.9
110	Basta	Mreisseh	EDL	1984	2UGC	66	2.86	CU,OIL	300	300	68.6
111	Gas	Baouchrieh	EDL	1965	3UGC	66	3.7	CU,OIL	300	300	102.9
112	Hazmieh	Jamhour	EDL	1964	5UGC	66	6.1	CU,XLPE	300	450	257.2
113	Hazmieh	Chebbak	EDL	1965	2UGC	66	3.23	CU,OIL	300	300	68.6
114	Airoport	Khaldeh	EDL	1991	2UGC	66	3.1	CU,XLPE	300	450	102.9
115	Bouchreih	Chebbak	EDL	1994	2UGC	66	4.9	CU,XLPE	300	450	102.9
116	Basta	Airoport	EDL	1991	2UGC	66	7	CU,XLPE	300	450	102.9
117	Bsalim	Bouchreih	EDL	2004	UGC	66	7.5	CU,XLPE	630	945	108.0
118	Bsalim	Gaz	EDL	2004	UGC	66	11.5	CU,XLPE	630	945	108.0
119	Bsalim	Jdeideh	EDL	2004	UGC	66	5.5	CU,XLPE	630	945	108.0
120	Jdeideh	Gaz	EDL	2004	UGC	66	6	CU,XLPE	630	945	108.0
121	Gaz	Mreisseh	EDL	1996	UGC	66	4.5	CU,XLPE	300	450	51.4
122	Baddawi	Orange nassu	KADISHA		2UGC	66	5.8	CU,XLPE	300	450	102.9
123	Orange nassu	Tripoly	KADISHA		UGC	66	3.9	CU,XLPE	300	450	51.4

注記：ALM(Aluminium):アルミより線、ALAC(ACSR):銅心アルミより線、CU(Copper):銅より線、AL,XLPE(Cross-Linked Polyethylene): アルミ架

橋ポリエチレンケーブル、CU,XLPE: 銅架橋ポリエチレンケーブル CU,OIL:銅油入ケーブル、UGC:地中ケーブル（前の数字は回線数を示す）

表 4.3-4 既設の変電設備リスト1

Substations List and Transforming Capacity							
Substation	Area	SS Type	Voltage Level (KV)	Transformer s	Transformer Capacity (MVA)	Total Transforming Capacity (MVA)	Remark
AASSOUN	North	Mobile	66/20/15	66/20	20	20	Not Operational Currently
ABED EL AL	Bekaa	AIS	66/15	66/15	20	30	
				66/15	10		
ACHRAFIEH	Beirut	GIS	220/20/11	220/11	70	140	Not Operational Currently
				220/11	70		
ADMA	Mount Lebanon	AIS	66/15	66/15	40	80	
				66/15	40		
AEROPORT	Beirut	AIS	66/20/11	66/11	20	60	
				66/11	20		
AIN EL MREISSEH	Beirut	AIS	66/11	66/11	40	80	
				66/11	40		
AIN SOFAR	Mount Lebanon	AIS	66/20/15	66/15	10	40	
				66/15	20		
ALEY	Mount Lebanon	AIS	66/15	66/15	20	40	
				66/15	20		
AMCHIT	Mount Lebanon	AIS	66/33/15	66/66	40	100	
				66/33	20		
				66/15	20		
				66/15	20		
ANJAR	Bekaa	AIS	66/15	66/15	20	100	
				66/66	40		
				66/66	40		
ARAMOUN	Beirut	GIS	220/150/20/11	220/150	100	240	
				220/15	70		
				220/11	70		
BAALBECK	Bekaa	AIS	220/66/20/15	220/66	170	310	
				220/15	70		
				220/15	70		
BAOUCHRIEH	Beirut	AIS	66/20/11	66/11	40	120	
				66/11	40		
				66/11	40		
BARED	North	AIS	66/20/15	66/15	20	20	
BASTA	Beirut	GIS	150/66/11	150/66	80	320	
				150/66	80		
				150/66	80		
				66/11	20		
				66/11	20		
BATHA	Mount Lebanon	Mobile	66/20/15	66/20	20	20	
BATROUN	North	AIS	66/20/15	66/15	20	20	
BEIT EDDINE	Mount Lebanon	AIS	66/20/15	66/20	20	40	
				66/20	20		
BEIT MALAT	North	AIS	66/15	66/15	40	40	
BEDNAYEL	Bekaa	Mobile	66/15	66/15	20	40	
		Mobile	66/15	66/15	20		
BIKFAYA	Mount Lebanon	AIS	66/15	66/15	40	80	
			66/15	66/15	40		
BOKSMAYA	North	Mobile	66/20/15	66/15	20	20	Not Operational Currently
BOULOS ARKACH	Bekaa	AIS	66/15	66/15	20	125	
				66/15	20		
				66/66	85		
BSALIM	Beirut	GIS/AIS	220/150/20/15	220/150	100	520	
				150/66	120		
				150/66	120		
				66/15	40		
				220/15	70		

表 4.3-5 既設の変電設備リスト 1

Substations List and Transforming Capacity							
Substation	Area	SS Type	Voltage Level (KV)	Transformers	Transformer Capacity (MVA)	Total Transforming Capacity (MVA)	Remark
BZIZA	North	Mobile	66/15	66/15	10	10	
CHEBBAK	Beirut	AIS	66/11	66/11	40	80	
CHOUEIFAT	Beirut	AIS	66/11	66/11	40	60	
COMMERCIALE	Beirut	GIS	220/66/20	220/20	80	320	
				220/20	80		
				220/20	80		
				66/20	40		
				66/20	40		
DAHIYEH	Beirut	GIS	220/20/11	220/11	70	210	
				220/11	70		
				220/11	70		
DAMOUR	Mount Lebanon	AIS	66/15	66/15	20	40	
				66/15	20		
DEIR NBOUH	North	AIS	220/150/66/15	220/150	100	460	
				220/150	100		
				220/66	170		
				220/15	70		
				66/15	20		
DEIR AMMAR	North	GIS/AIS	220/66/20	220/66	170	240	
				220/20	70		
BAHSAS	North	GIS	220/20/15	220/20	70	140	
				220/20	70		
FEYTROUN	Mount Lebanon	AIS	66/20/15	66/15	20	40	
				66/15	20		
GAZ	Beirut	AIS	66/20/11	66/11	40	60	
				66/11	20		
HAKL EL RAYES	Mount Lebanon	AIS	66/15	66/15	20	20	
HALATE	Mount Lebanon	AIS	220/66/20/15	220/66	170	240	
				220/15	70		
HALBA	North	AIS	66/20/15	66/15	40	60	
				66/15	20		
HAZMIEH	Beirut	AIS	66/20/11	66/11	40	80	
				66/11	40		
HERMEL	Bekaa	AIS	66/20/15	66/15	20	40	
				66/15	20		
JAMHOUR	Beirut	AIS	150/66/15/11	150/66	120	460	
				150/66	120		
				150/66	120		
				66/15	40		
				66/15	20		
				66/11	20		
				66/11	20		
JDEIDEH	Beirut	AIS	66/15/11	66/15	40	100	
				66/15	20		
				66/11	40		
JEITA	Mount Lebanon	AIS	66/20/15	66/15	20	40	
				66/15	20		
JIB JANINE	Bekaa	AIS	66/20/15	66/15	40	40	
JIEH	Mount Lebanon	AIS	150/66	150/66	120	200	
				150/66	80		
KOBAYAT	North	AIS	66/20/15	66/15	20	20	
KSARA 400	Bekaa	AIS	400/220	400/220	300	300	
KSARA 220	Bekaa	AIS	220/66/20/15	220/66	170	310	
				220/15	70		
				220/15	70		

表 4.3-6 既設の変電設備リスト 2

Substations List and Transforming Capacity							
Substation	Area	SS Type	Voltage Level (KV)	Transformers	Transformer Capacity (MVA)	Total Transforming Capacity (MVA)	Remark
KSARA 66	Bekaa	AIS	66/15	66/15	20	40	
				66/15	20		
LABOUE	Bekaa	AIS	66/20/15	66/15	40	40	
MARJEYOUN	South	AIS	66/20/15	66/15	20	40	
				66/15	20		
MKALLES	Beirut	GIS	220/20/11	220/11	70	140	
				220/11	70		
MESSAYLEH	South	AIS	66/15	66/15	20	40	
				66/15	20		
NABATIEH	South	AIS	66/20/15	66/15	40	90	
				66/15	40		
				66/15	10		
OUEST	Beirut	AIS	66/11	66/11	20	60	
				66/11	20		
				66/11	20		
PINS	Beirut	GIS/AIS	220/66/20/11	220/11	70	200	Partially Damaged , Not Fully Operational
				220/11	70		
				66/11	40		
				66/11	20		
RAS BEIRUT	Beirut	GIS	220/20/11	220/11	70	140	
				220/11	70		
SAFA	MountLebanon	AIS	66/33/5.5	66/33	6	12	
				66/33	6		
SAIDA 66	South	AIS	66/15	66/15	40	100	
				66/15	40		
				66/15	20		
SAIDA 220	South	AIS	220/20/15	220/15	70	140	
				220/15	70		
SIBLINE	MountLebanon	AIS	66/20/15	66/15	40	60	
				66/15	20		
SULTANIEH	South	AIS	66/15	66/15	40	60	
				66/15	20		
TAYBEH	South	Mobile	66/15	66/15	20	20	
TYR	South	AIS	220/66/15	220/66	170	280	
				220/15	70		
				66/15	40		
UNESCO	Beirut	AIS	66/11	66/11	40	80	
				66/11	40		
WADI JILO	South	Mobile	66/15	66/15	20	20	
ZAHRANI	South	GIS/AIS	220/66/15	220/66	170	260	
				220/15	70		
				66/15	20		
ZOUK	MountLebanon	GIS/AIS	150/66/20/15	150/66	80	380	
				150/66	120		
				150/20	70		
				150/20	70		
				66/15	40		

注記 : GIS(Gas Insulated Switch-gear):ガス絶縁開閉設備、AIS(Air Insulated Switch-gear):気中絶縁開閉設備

送変電設備のメンテナンス体制については、レバノンの 12 のエリアに、それぞれメンテナンスチーム（1-3 名）が配置され、5-7 か所の変電所（全土で 68 変電所）のメンテナンスを行っている。

1 変電所では、1 回／週の目視点検、1-2 回／年の変圧器の絶縁油等試験・バッテリー試験、ならびに必要な応じたりレー・通信設備の点検を実施している。また、送電線は、2 回／月の巡視点検を実施している。なお、メンテナンスは民間企業に委託されている。メンテナンス記録用紙の例（目視点検）を表 4.3-7 に示す。

表 4.3-7 メンテナンス記録用紙の例(目視点検)

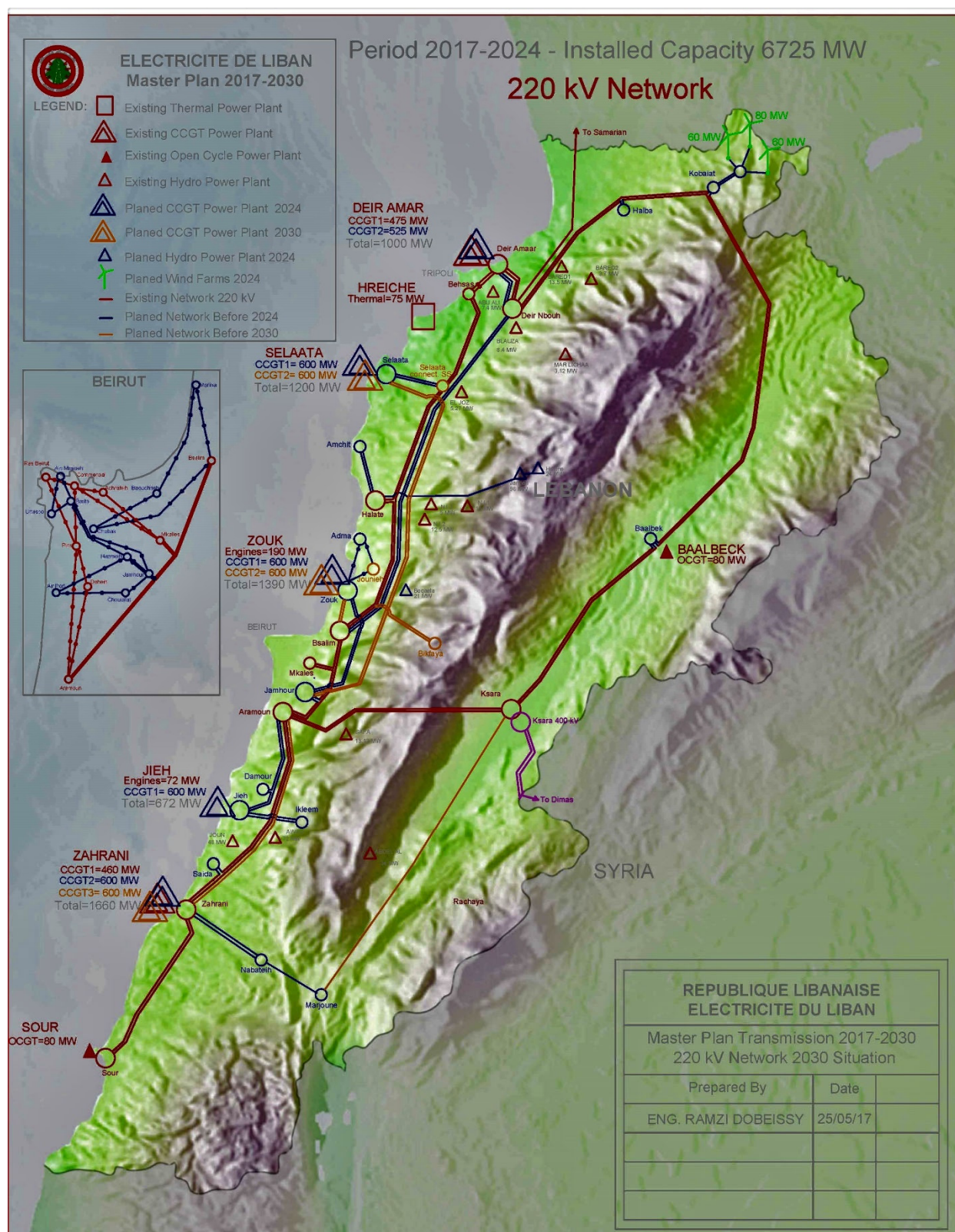
Stock	Result	Hour	Date	Name	Signature
Record the charger voltage of the batteries					
Record charger current from batteries					
Lamp test					
Horn test					
Check operation measuring devices					
Operation of MV cubicle protection relays					
Battery electrolyte level					
Operation of air coolers of the power transformers					
Operation of compressors					
Auditory control of MT cells					
Generator fuel level					
External cleaning of desks and control panels					

4.4 計画中の送変電設備に係る情報

計画中の送電系統図（220kV 系統、66kV 系統）を図 4.4-1、図 4.4-2 に示す。本情報は、EDL の送電部門が 2015 年～2017 年に、将来の 2025 年～2030 年をターゲットにして計画したものであり、現時点の 2023 年においても状況は同じである一方で、運用開始年については、少なくとも 5 年以上は後ろ倒しになることを確認している。これらの情報ならびに EDF の送電マスタープランを参考にして編集した、計画中の送電設備リスト、変電設備リストを表 4.4-1、表 4.4-2 に示す。なお、計画中のプロジェクトについて、ファイナンスが確保されているという情報はなかった。

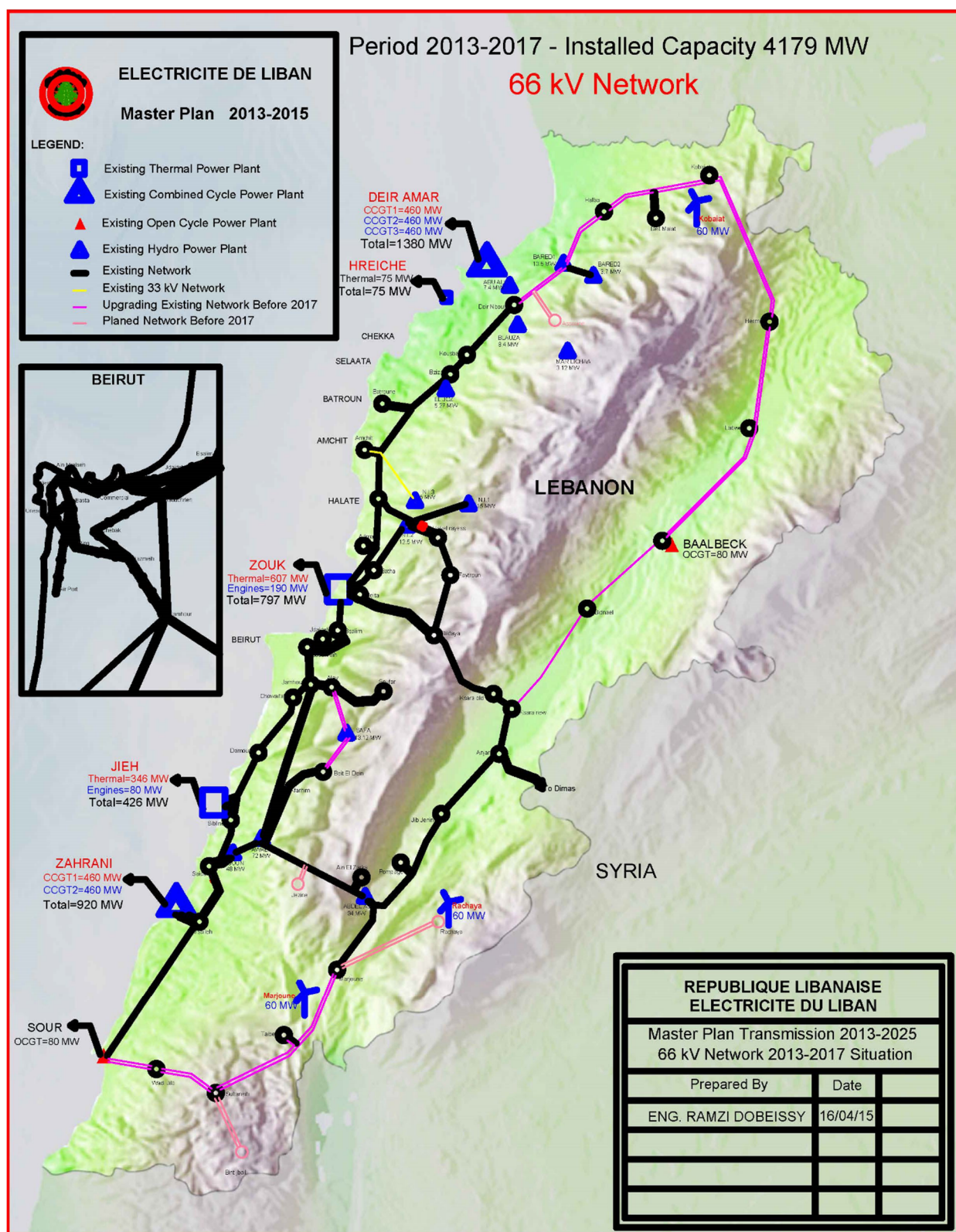
EDL によると、前述の通り、2040 年を目標に、既設の 150kV 系統はアップグレードして、220kV 系統とし、その結果、220kV 系統と 66kV 系統の 2 電圧のシンプルな構成を目指している。220kV 系統の将来系統を図 4.4-3 に示す。ここでは、4.1 節の課題で述べた、将来の大規模火力発電所の開発、すなわち、Deir Ammar 火力発電所、Zahrani 火力発電所、Selaata 火力発電所の 3 つの火力発電所の開発に対応した、220kV 系統の増強（Deir Ammar-Deir Nbouth-Bsalim 送電線、Selaata-Jamhour 送電線等、Zahrani-Aramoun 送電線）が反映されている。また、これらの 220kV 系統の増強については、WB,EDF,MoEW による「送電系統計画についての分析報告書（暫定版）」（2022 年 3 月）においても重要性が強調されている。

一方、ベイルート市内の既存の 150kV 系統についても、220kV 系統への増強が計画されており、このアップグレードにより、送電ロスの軽減や電圧品質の向上が期待される。



出典：EDL

図 4.4-1 計画中の送電系統図(220kV 系統)



出典：EDL

図 4.4-2 計画中の送電系統図(66kV 系統)

表 4.4-1 計画中の送電設備リスト

NO	NAME OF LINE		PROPERTY	Year put in service	No. of Circuits	BASE K.V	LENGTH K.M	TYP COND	SEC MM2	I MAX A per phase	MVA TOTAL
	FROM	TO									
1	Deir Ammar	Deir Nbouth	EDL	2030	2	220	11.1	ALM	2x570	1760	1341.3
2	Deir Nbouth	Bsalim	EDL	2030	2	220	63.73	ALM	2x570	1760	1341.3
3	Selaata	Behsas-Bsalim	EDL	2030	2	220	14	ALM	2x570	1760	1341.3
4	Amchit	Halate	EDL	2030	2	220	10	ALM	2x366	1340	1021.2
5	Halate	Janneh	EDL	2030	1	220	13	ALM	2x366	1340	510.6
6	Janneh	Hdaine	EDL	2030	1	220	1	ALM	2x366	1340	510.6
7	Halba	Deir Nbouth-Baalbeck	EDL	2030	2	220	0.4	ALM	2x570	1760	1341.3
8	Kobaiat	Deir Nbouth-Baalbeck	EDL	2030	2	220	0.4	ALM	2x570	1760	1341.3
9	Adma	Zouk	EDL	2030	2	220	9	Al,XLPE	2000	1800	685.9
10	Zouk	Jamhour	EDL	2030	2	220	17.18	ALM	2x570	1760	1341.3
11	Jamhour	Bsalim-Aramoun	EDL	2030	2	220	1	ALM	2x570	1760	1341.3
12	Aramoun	Jieh	EDL	2030	2	220	19	ALM	2x570	1760	1341.3
13	Damour	Aramoun-Jieh	EDL	2030	1	220	1	ALM	2x570	1760	670.6
14	Jieh	Ikleem(Sibline)	EDL	2030	2	220	4	ALM	2x366	1340	1021.2
15	Zahrani	Nabatieh	EDL	2030	2	220	14	ALM	2x570	1760	1341.3
16	Nabatieh	Marjoun	EDL	2030	1	220	12	ALM	2x570	1760	670.6
17	Jamhour	Hazmieh	EDL	2030	2	220	9	Al,XLPE	2000	1800	685.9
18	Hazmieh	Airport	EDL	2030	1	220	5.5	Al,XLPE	2000	1800	685.9
19	Airoport	Coueffat	EDL	2030	1	220	3	Al,XLPE	2000	1800	685.9
20	Coueffiat	Jamhour	EDL	2030	1	220	5.5	Al,XLPE	2000	1800	685.9
21	Jamhour	Basta	EDL	2030	1	220	11	Al,XLPE	2000	1800	685.9
22	Hazmieh	Basta	EDL	2030	1	220	5.5	Al,XLPE	2000	1800	685.9
23	Basta	Ain Araiseh	EDL	2030	1	220	2.9	Al,XLPE	2000	1800	685.9
24	Unesco	Basta	EDL	2030	1	220	2	Al,XLPE	2000	1800	685.9
25	Bsalim	Marina	EDL	2030	1	220	5	Al,XLPE	2000	1800	685.9
26	Marina	Baouchrieh	EDL	2030	1	220	7	Al,XLPE	2000	1800	685.9
27	Baouchrieh	Chebak	EDL	2030	1	220	5	Al,XLPE	2000	1800	685.9
26	Chebak	Bsalim	EDL	2030	1	220	12	Al,XLPE	2000	1800	685.9
27	Selaata	Jamhour	EDL	2035	2	220	66	ALM	2x570	1760	1341.3
28	Zouk	Bsalim	EDL	2035	2	220	8.5	ALM	2x366	1340	1021.2
29	Bikfaya	Behsas-Bsalim	EDL	2035	2	220	5.5	ALM	2x570	1760	1341.3
30	Ksara	Marjoun	EDL	2035	1	220	62	ALM	2x366	1340	510.6
31	Aramoun	Zahrani	EDL	2035	1	220	38	ALM	2x570	1760	670.6
32	Zouk	Bikfaya	EDL	2030	2	66	9.4	ALAC	2x366	660	150.9
33	Wadi Jilo	Sultanieh	EDL	2030	2	66	11.64	ALAC	366	330	75.4
34	Sultanieh	Marjayoun	EDL	2030	2	66	24.6	ALAC	366	330	75.4
35	Anjar	Ksara-N	EDL	2030	2	66	11.5	ALAC	366	330	75.4
36	Selaata	Batroune	EDL	2030	2	66	5	ALAC	366	330	75.4
37	Bint jball	Sultanieh	EDL	2030	2	66	12	ALM	366	330	75.4
38	Rachaya	Marjayoun	EDL	2030	2	66	16	ALAC	366	330	75.4

注記：ALM(Aluminium):アルミより線、ALAC(ACSR):鋼心アルミより線、AL,XLPE(Cross-Linked Polyethylene):アルミ架橋ポリエチレンケーブル

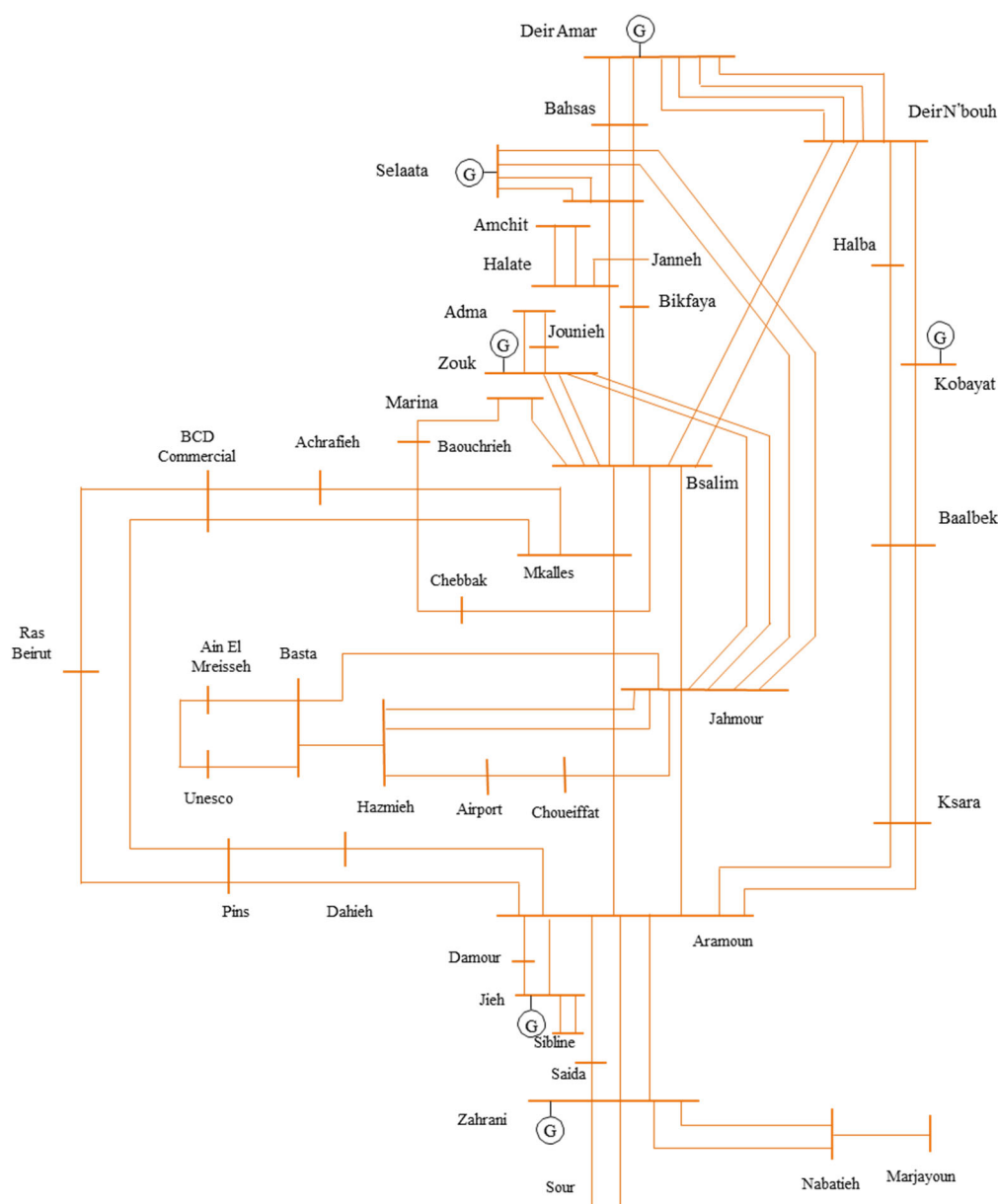
出典：EDL データ、EDF 送電マスタープランに基づき JICA 調査団編集

表 4.4-2 計画中的変電設備リスト

NO	NAME OF SUBSTATION	PROPERTY	Year put in service	Voltage K.V	Voltage K.V	Capacity MVA	Number TR	MVA TOTAL	REMARK
1	Amchit	EDL	2030	220	MV	70	2	140	
2	Halba	EDL	2030	220	66	170	2	340	
3	Kobaiat	EDL	2030	220	66	170	1	170	
4	Baalbek	EDL	2030	220				0	SW/S
5	Adma	EDL	2030	220	MV	70	1	70	
6	Zouk	EDL	2030	220				0	TPP
7	Jamhour	EDL	2030	220	MV	70	2	140	
8	Jieh	EDL	2030	220				0	TPP
9	Damour	EDL	2030	220	66	100	1	100	
10	Ikleem(Sibline)	EDL	2030	220	MV	70	2	140	
11	Nabatieh	EDL	2030	220				0	SW/S
12	Marjouné	EDL	2030	220	66	170	1	170	
			2035	220	MV	70	1	70	
13	Hazmieh	EDL	2030	220	MV	70	2	140	
14	Airport	EDL	2030	220	MV	70	3	210	
15	Coueiffat	EDL	2030	220	MV	70	2	140	
16	Basta	EDL	2030	220	MV	70	3	210	
17	Ain Araiseh	EDL	2030	220	MV	70	2	140	
18	Unesco	EDL	2030	220	MV	70	3	210	
19	Marina	EDL	2030	220				0	SW/S
20	Baouchrieh	EDL	2030	220	MV	70	3	210	
21	Chebak	EDL	2030	220	MV	70	3	210	
22	Selaata	EDL	2030	220	60	100	2	200	
23	Bikfaya	EDL	2030	220	66	100	1	100	
					MV	70	1	70	
24	Jounieh	EDL	2035	220	MV	70	2	140	
25	Aramoun	EDL	2035	220	MV	70	1	70	TR Expansion
26	Deir Ammar	EDL	2035	220	MV	70	1	70	TR Expansion
27	Bahsas	EDL	2035	220	MV	70	1	70	TR Expansion
28	Sour	EDL	2030	220	MV	70	2	140	TR Expansion
29	Jezine	EDL	2030	66	MV	20	2	40	
30	Ain Sofar	EDL	2030	66	MV	40	1	40	TR Expansion
31	Baskinta	EDL	2030	66	MV	20	2	40	
32	Baabdat	EDL	2030	66	MV	40	2	80	
33	Ras Baalbek	EDL	2030	66	MV	20	2	40	
34	Yamouni	EDL	2030	66	MV	20	2	40	
35	Koussaya	EDL	2030	66	MV	40	2	80	
36	Rachaya	EDL	2030	66	MV	20	2	40	
37	Tebna	EDL	2030	66	MV	20	2	40	

注記：MV(Middle Voltage):中圧(11,15,20kV)、SW/S(Switch Station):開閉所、TPP(Thermal Power Plant):火力発電所併設開閉所、TR:変圧器

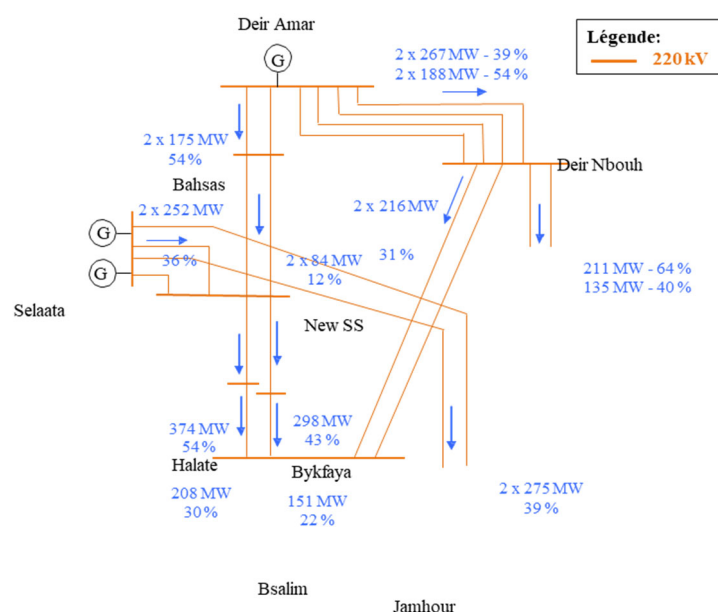
出典：EDL データ、EDF 送電マスタープランに基づき JICA 調査団編集



出典：送電マスタープラン更新版（EDF,2017 年 5 月）

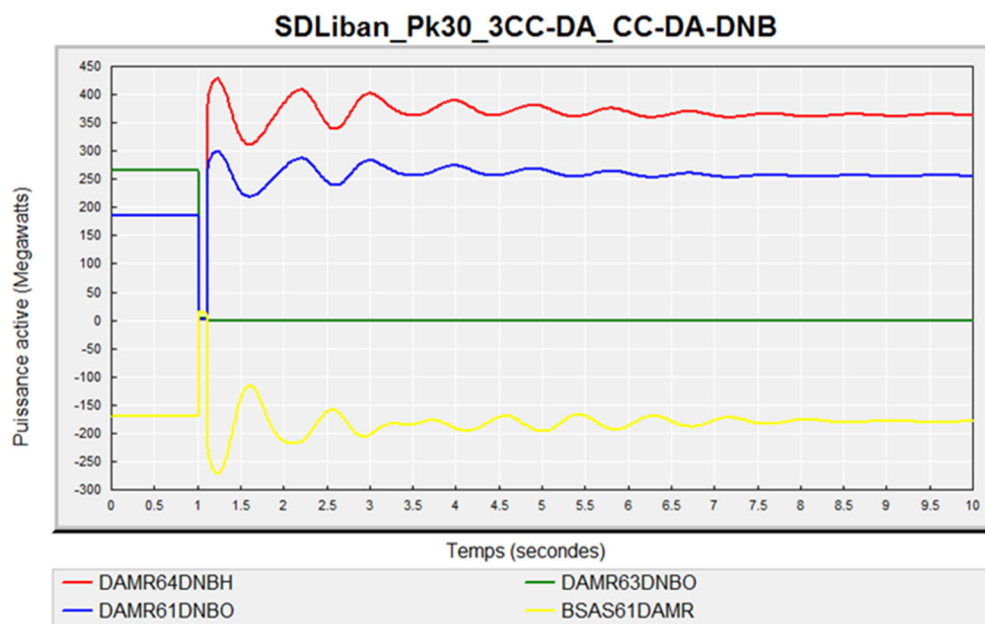
図 4.4-3 レバノン国 220kV 基幹系統

EDF の送電マスタープランでは、大規模火力発電所の開発に伴う 220kV 基幹系統についての系統解析が実施されており、Deir Ammar 火力発電所、Selaata 火力発電所の検討例（抜粋）を図 4.4-4、図 4.4-5 に示す。これらの検討例は、大規模火力発電所が開発された場合に、220kV 基幹系統の増強により、送電事故が発生したケースでも、安定的に送電が可能であることを示している。



出典：送電マスタープラン更新版（EDF,2017 年 5 月）

図 4.4-4 大規模火力発電所に対応した基幹系統の検討例(潮流)



出典：送電マスタープラン更新版（EDF,2017 年 5 月）

図 4.4-5 大規模火力発電所に対応した基幹系統の検討例(安定度)

