

アフリカ地域における
再生可能エネルギーの民間投資促進に係る
情報収集・確認調査
ファイナルレポート

令和4年1月
(2022年)

独立行政法人国際協力機構 (JICA)

デロイト トーマツ ファイナンシャルアドバイザー合同会社

デロイト トーマツ コンサルティング合同会社

東電設計株式会社

社基
JR
22-005

目 次

要約

第 1 章 調査概要	1
1.1. 調査概要	1
1.2. 対象電源と用語の定義.....	3
1.3. 本報告書の構成および各章の関係	4
第 2 章 世界における再生可能エネルギー導入の現状および展望	7
2.1. 本章の目的と構成.....	7
2.2. 世界におけるエネルギー転換動向	7
2.3. 系統型電源としての再生可能エネルギーの最新動向と展望	10
2.4. オフグリッド電源としての再生可能エネルギーの最新動向と展望	26
2.5. まとめ：世界における再生可能エネルギー投資の加速と政策目標実現に向けた課題	32
第 3 章 アフリカにおける再生可能エネルギー導入の現状および課題	33
3.1. 本章の目的と構成.....	33
3.2. アフリカにおけるエネルギー転換動向	33
3.3. 系統型電源としての再生可能エネルギーの最新動向と展望	35
3.4. オフグリッド電源としての再生可能エネルギーの最新動向と展望	37
3.5. 他ドナーの取組み.....	39
3.6. まとめ：アフリカにおける再生可能エネルギー導入の更なる加速に向けた課題	56
第 4 章 他の国・地域における再生可能エネルギー導入促進事例の分析	58
4.1. 本章の目的と構成.....	58
4.2. 他の国・地域における再生可能エネルギー導入状況	58
4.3. ベトナム	59
4.4. フィリピン.....	61
4.5. インド.....	63
4.6. モロッコ	65
4.7. 日本.....	68
4.8. まとめ：他国事例から得られた教訓およびアフリカへの示唆.....	71
第 5 章 再生可能エネルギー関連ビジネスと本邦企業の取組み	73
5.1. 本章の目的と構成.....	73
5.2. 再生可能エネルギー関連資金トレンド	73
5.3. 再生可能エネルギー関連ビジネスのモデル.....	80
5.4. 世界における本邦企業の再生可能エネルギー投資実績・動向.....	88
5.5. アフリカにおける本邦企業の再生可能エネルギー投資実績・動向	91
5.6. まとめ：アフリカの再生可能エネルギー分野への投資を促進するための課題	95
第 6 章 詳細調査対象国の選定（スクリーニング）	96
6.1. 本章の目的と構成.....	96

6.2. スクリーニング方法	96
6.3. ステップ 1：総合評価分析	97
6.4. ステップ 2：関係機関ヒアリング	105
6.5. ステップ 3：JICA による支援可能性の検討	106
6.6. 総合スクリーニング結果	106
第 7 章 重点 5 カ国の詳細調査結果と協力プログラム案の検討	108
7.1. 本章の目的と構成	108
7.2. ウガンダ	109
7.3. ナイジェリア	130
7.4. アンゴラ	152
7.5. ナミビア	175
7.6. ボツワナ	198
第 8 章 再生可能エネルギーに係るインフラ輸出の可能性分析	217
8.1. 本章の目的と構成	217
8.2. 分析方法	217
8.3. ステップ 1：再生可能エネルギーに係るインフラ・技術評価性	217
8.4. ステップ 2：重点 5 カ国のニーズ	222
8.5. 最新技術の開発動向とその輸出可能性	224
第 9 章 本調査の成果と提言	226

別冊

APPENDIX 1. サブサハラアフリカ諸国のマッピング	
APPENDIX 2. 重点 12 カ国の概要調査結果	
APPENDIX 3. アフリカの電力系統の分類と再エネ導入のための優先プロジェクトの抽出	
APPENDIX 4. 重点 12 カ国のマスタープランにおける電力需要	
APPENDIX 5. 他セクターにおけるオフグリッド利活用事例	
APPENDIX 6. COVID-19 によるエネルギー業界への影響	
APPENDIX 7. 脱炭素技術（水素・アンモニア・CCS/CCUS・EV）の世界およびアフリカにおける最新動向	

略語集

略語	英名	和名
AFD	Agence française de développement	フランス開発庁
AfDB	African Development Bank	アフリカ開発銀行
AI	Artificial Intelligence	人工知能
AU	African Union	アフリカ連合
AiIB	Asian Infrastructure Investment Bank	アジアインフラ投資銀行
BOAD	West African Development Bank	西アフリカ開発銀行
CAPEX	Capital Expenditure	資本的支出
CO2	CO2	二酸化炭素
CPS	Current Policies Scenario	現行政策シナリオ
CSP	Concentrated Solar Power	太陽熱発電
DBSA	Development Bank of Southern Africa	南部アフリカ開発銀行
DFID	Department for International Development	英国国際開発省
DRC	Democratic Republic of the Congo	コンゴ民主共和国
ECOWAS	Economic Community of West African States	西アフリカ諸国経済共同体
EDC	Economic Load Dispatching Control	経済負荷配分制御
EIB	European Investment Bank	欧州投資銀行
EPZ	Export Processing Zone	輸出促進地区
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program	エネルギーセクター管理支援プログラム
EU	European Union	欧州連合
FDI	Foreign Direct Investment	海外直接投資
FIT	Feed-in Tariff	固定買取価格制度
FRT	Fault Ride Through	運転継続性能
FS	Feasibility Study	実行可能性調査
FMO	Netherlands Development Finance Company	オランダ開発銀行
FRT	Fault Ride Through	運転継続性能
FTZ	Free Trade Zone	自由貿易地区
GF	Governor-Free	ガバナフリー
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GIZ	German Corporation for International Cooperation	ドイツ国際協力公社
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GRDP	Gross regional domestic product	国内地域総生産
ICT	Information and Communication Technology	情報通信技術
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IoT	Internet of Things	モノのインターネット
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IRENA	International Renewable Energy Agency	国際再生可能エネルギー機関
IsDB	Islamic Development Bank	イスラム開発銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KfW	KfW	ドイツ復興金融公庫
LCEP	Least Cost Electricity Plan	最小コスト電力計画

LCOE	Levelized Cost of Electricity	均等化発電原価
LED	Light Emitting Diode	発光ダイオード
LFC	Load Frequency Control	負荷周波数制御
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
MTF	Multi-tier Framework	マルチティアフレームワーク
NDC	Nationally Determined Contributions	パリ協定国別貢献目標
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NEPAD	New Partnership for Africa's Development	アフリカ開発のための新パートナーシップ
OPEX	Operating expense	運用費
PCS	Power Conditioning System	パワーコンディショナー
PIDG	Private Infrastructure Development Group	民活インフラ開発グループ
PMU	Phasor Measurement Unit	フェーズ計測装置
PPA	Power Purchase Agreement	電力販売契約
PPP	Public Private Partnership	官民連携
RBF	Result Based Financing	成果連動型融資
RPS	Renewable Portfolio Standard	再生可能エネルギー利用割合基準
SADC	Southern African Development Community	南部アフリカ開発共同体
SAPP	Southern African Power Pool	南部アフリカ電力プール
SDGs	Sustainable Development Goals	持続可能な開発目標
SDS	Sustainable Development Scenario	持続可能な開発シナリオ
SEZ	Special Economic Zone	経済特区
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
SPUG	Small Power Utilities Groups	小規模発電事業者グループ
STEPS	Stated Policies Scenario	公表政策シナリオ
SVC	Static Var Compensator	静止型無効電力補償装置
TICAD	Tokyo International Conference on African Development	アフリカ開発会議
UNDP	United Nations Development Programme	国際連合開発計画
USAID	United States Agency for International Development	米国国際開発庁
VAT	Value Added Tax	付加価値税
VPP	Virtual Power Plant	仮想発電所

注：本報告書における「USD」とは、米ドル（United States Dollar）を意味する。



図X-1 アフリカ全土の地図

要約

1. 本調査の背景と目的

サブサハラアフリカ（以下、「アフリカ」という）では様々な電化への取組みが進んでいるものの、広大な国土や人口急増等により、現時点で約6億人が電力へアクセスできておらず、2030年時点においてもなお6億人が未電化状態にあると予測されている。アフリカ諸国の人口の大半を占める農民の生活水準は低く、電力アクセスを向上させることで、生活水準の向上や石油燃料（ケロシン）による健康被害を減らすことが可能と考えられている。また、発電設備の不足や送配電網の脆弱さのため、停電が頻発し、民間企業進出の阻害要因となっている。世界銀行によると未電化状態は、アフリカのGDP成長率を約3ポイント阻害している。このような状況の中、電力アクセス向上はアフリカ諸国の優先すべき開発課題の1つとなっている。

アフリカにおいて2030年までにSDGsゴール7「すべての人々に手ごろで信頼でき、持続可能かつ近代的なエネルギーへのアクセスを確保する」を達成するには、あらゆるアクターが協力するとともに、革新的な手法の開発が不可欠であり、政策やビジネスモデル、援助国ドナーによる支援方法等のイノベーションが求められている。

近年、太陽光や風力といった再生可能エネルギー（以下、「再エネ」という）は、各国政府にとって早くかつ安価に導入できる電源の1つとなっている。南アフリカ共和国では、民間発電事業（IPP）において再エネが主要な電源となり、6.3GW相当の政府調達が行われ、それに続き、多くの国で再エネの公共調達が準備・開始されている。世界的には最安値で2USセント/kWhを記録しており、世銀支援のスケールリング・ソーラー事業において4.5USセント（セネガル）を記録し、各国の関心も高まっている。

また、電力設備の拡大・増強において、民間資金の積極的な活用や、コストが低廉な分散型電力ビジネス（ミニグリッドやSolar Home System等に代表されるオフグリッド）の導入等が注目されている。オフグリッド分野は民間主導になりつつある一方で、ミニグリッド分野は安定的な電力負荷の必要性や系統電源と比較して高い電力料金のため、民間企業のみでの普及可能性は限定的と見込まれる。他方で、ESMAPの分析¹によると、2030年にはミニグリッドの部品、サービス、事業化調査（F/S）等のコスト減により、ミニグリッドは系統電源より安価かつ安定的な電力を提供できるとしている。現在のミニグリッドはPV+蓄電池+ディーゼル発電機のハイブリッド型が最も経済的であるが、2030年に普及拡大すると見込まれる「第三世代ミニグリッド」はPV+蓄電池のみで構成され、かつ系統電源との接続を前提とした設計が主流となると予測されている。

各国政府が電化率向上を進めるためには、これらの新たな電力供給手法に取り組むとともに、隣国との電力融通を図ること（国際連系）等によって、地域全体の電力供給の安定化や価格の低減が実現する。以上の背景から、JICAは2019年8月の第7回アフリカ開発会議（TICAD7）において世銀、アフリカ開発銀行、米国国際開発庁（USAID）とサイドイベントを共催し、電力セクターのアフリカ地域における協力方針として、従来の取組みを基盤としつつ、再エネ（地熱に加え太陽光や風力）、電力アクセス（電化率向上）、送配電網整備（地域パワープールの強化）を、民間投資促進や能力強化を通じこれまで以上に推進する重要性について確認した。今般、TICAD7の

¹ ESMAP (2019) “Mini grids for half a billion people”

フォローアップとして、太陽光発電および風力発電による、民間投資の促進・最大活用を念頭に置いた、アクセスの改善および信頼性の高い電力系統、並びにオフグリッド・ミニグリッドの構築に向け、JICAの今後の具体的な活動方針・貢献策を検討・明確化するため、本調査を実施することとした。

本調査の対象は、アフリカ49カ国であり、これら49カ国について基礎情報整理を行う。その中から、エチオピア、ケニア、ルワンダ、ウガンダ、タンザニア（東部アフリカ5カ国）、ナイジェリア、コートジボワール、セネガル（西部アフリカ3カ国）、モザンビーク、アンゴラ、ザンビア、南アフリカ（南部アフリカ4カ国）の計12カ国についてより具体的な調査を行う。さらに、第6章に示す通り、スクリーニングで選定した、特にJICAの支援意義が高いと考えられる3カ国（ウガンダ、ナイジェリア、およびアンゴラ）と、別途調査の過程で支援意義が高いと考えられたナミビア、ボツワナを加えた5カ国について、より詳細な調査とJICAによる協力プログラム案の提案を行った。

本報告書は本編と別冊（APPENDIX）からなり、全体としての次のような構成をとっている。本編は大きく6つのパートから構成されている。また、APPENDIXは、本編に関連する個別テーマ研究および参考情報を示している。



出所 JICA調査団作成

図S-1 報告書の構成および各章の関係

2. 第2部「再エネ導入の現状と展望」の要約

第2章および第3章では、全世界およびアフリカにおける再エネ導入の現状および展望について

て整理した。第2章「世界における再エネ導入の現状および展望」では、まず、将来エネルギーの需要シナリオをIEAの3つのシナリオに基づいて確認し、それぞれのシナリオ間で再エネ導入の予測値に大きな違いがあることを確認した²。特に系統型電源については、変動性再エネの導入が加速する要因として、コスト低下、技術革新、再エネ政策、投資家・企業動向の4点を指摘した。一方、オフグリッド電源³については、主としてミニグリッドおよびスタンドアローン型について着目し、普及状況や今後の見通しについて整理した。オフグリッド電源普及の課題として、以下の点を指摘した。

- メンテナンス等の運用面の改善
- エネルギーインフラコストの負担
- 補助金や電力料金などの優遇制度

最後に、全世界における再エネ導入の展望および課題として、以下の事項を整理した。

- 再エネは増加傾向だが、化石燃料と比較するとその供給量はまだ少ない。
- IEAの作成した将来シナリオの1つによれば、今後再エネ需要は増加し、エネルギーミックスにおける化石燃料の割合は低下するとされている。
- 導入済みの再エネ発電の90%を太陽光と風力発電所の新設が占めている。再エネ導入が進む大きな理由として、コスト低下、技術革新、再エネ政策、投資家・企業動向が挙げられる。
- 特に途上国では、系統に接続されないオフグリッドの電力についても需要が顕在化し、それに伴って民間投資も増加している。
- 世界的に、電力のユニバーサルアクセス達成の目標は大きく掲げられているものの、その実現に向けた道は険しく、現状のペースを維持しただけではそれが達成できないことも見えている。そのギャップを少しでも埋めるため、公的機関による追加的なアクション、更なる取り組みが必要とされている。

第3章「アフリカにおける再エネの現状および展望」では、アフリカに焦点を絞り、再エネ導入の現状および展望について整理した。2018年のアフリカ全土の発電量では870TWhだが、電源種としては約8割が化石燃料由来を占め、残りのうち16%は水力が占めている。すなわち、太陽光や風力といった変動性エネルギーによる発電の導入はまだ限定的な現状にあると言える。IEAによる将来予測を参照すると「必要な追加設備容量の約6割を占める水力発電と太陽光発電は、2040年までに電力供給の約50%を占める予測」とされるが、その道筋は必ずしも透明ではない。特に、系統型再エネの導入における課題として、以下の4点が指摘される。

- 投資環境・経済全般
- 政策・制度
- 収益性・ファイナンス
- 系統

² これに関連して、APPENDIX6「COVID-19によるエネルギー業界への影響」では、エネルギー業界におけるCOVID-19の影響に係る情報収集および分析を行った。

³ 他セクター（とりわけ、教育、医療、農業）におけるオフグリッド利活用事例については、APPENDIX5「他セクターにおけるオフグリッド利活用事例」を参照のこと。

同様に、オフグリッド電源（ミニグリッドおよびスタンドアローン型）の導入課題としても、以下の3点を指摘した。

- 資金調達
- 収益確保（電力需要、顧客の支払能力、補助金）
- その他不確実性（法・規制、為替、経済成長）

アフリカへの再エネ導入支援については、既に二国間および多国間の他ドナーも様々な支援を提供している。その状況は次表のように整理される。

表S-1 他ドナーによる取組みの概要

分類	プログラム	主要ドナー	対象地域/国	対象分野	資金援助	技術協力
包括的支援イニシアティブ	The New Deal on Energy for Africa	AfDB	アフリカ全土	・系統電源 ・分散型電源	・融資 ・出資 ・グラント ・保証	・政策対話 ・情報分析 ・プロジェクト支援 ・政策支援 ・能力強化
	Power Africa	USAID			・技術協力 ・グラント ・保証	
個別型支援プログラム	ESMAP	世界銀行	アフリカ全土		・無償	
	Scaling Solar	IFC / 世界銀行	ザンビア、セネガル、マダガスカル、エチオピア、トーゴ、コートジボワール	・系統電源（太陽光発電）	・融資 ・保証	・情報分析 ・プロジェクト支援 ・プロジェクト調達支援（Transaction Advisory）
	GET FIT	KfW / 世界銀行	東アフリカ（ザンビア、モザンビーク、ナミビア）	・系統電源	・グラント ・保証	・政策対話 ・情報分析 ・プロジェクト支援 ・政策支援 ・能力強化

出所 JICA 調査団作成

主なドナーの支援動向について、本調査で確認された事項は、次のとおりである。

- 前提として、アフリカ全体ではエネルギー需要は拡大の一途をたどることが確実視されており、各国が公表している政策に基づいた IEA の将来予測 STEPS によると 2040 年には電力需要は4倍になることが見込まれている。
- この電力需要に対応するために火力発電だけでなく、再エネの導入も大きく進むことが見込まれている。
- アフリカにおいては、現時点で約6億人が電力へアクセスできておらず、2030年時点においても同様の状況であると予測されている。SDGs ゴール7「すべての人々に手ごろで信頼でき、持続可能かつ近代的なエネルギーへのアクセスを確保する」を達成するためには、早急に電化を進めていくことが必要であり、長距離送電線を建設することなく素早く電化を行うことが可能なオフグリッド型電源のポテンシャルは高いといえる。
- このような再エネ導入の拡大のために、国内外の公的金融機関や開発金融機関による資金支援が活発に行われている。

- ・ 開発金融機関による資金支援方法としては、ソブリンまたはノンソブリンに対する融資や無償支援等の伝統的な手法によるものが多いが、各開発金融機関による再エネ導入推進プログラムの一環として提供されているケースが多い（例：IFCによるスケーリング・ソーラー）。
- ・ 伝統的な資金支援手法から一線を画す方法として、ドイツのKfWでは現地の再エネ固定買取価格（FIT）に対してさらに上乗せするプレミアム価格メカニズムを提供することで、個別事業に対する実質的な資金支援を提供している。

3. 第3部「他国・地域の事例」

第4章「他国・地域における再エネ導入促進事例の分析」では、他国（ベトナム、フィリピン、インド、モロッコ、および日本）における再エネ導入の制度や政策を分析し、アフリカに対する示唆を導くことを試みた。その結果、以下のような示唆を得ることができた。

- ・ 各国とも、エネルギー資源の海外依存度低減、電源多様化等のエネルギー安全保障の観点から、再エネ導入の重要性を認識しており、その導入目標を定めることが重要である。
- ・ 各国とも、再エネ導入に民間企業（民間投資）が果たす役割の重要性を認めており、FIT、RPS（再生可能エネルギー利用割合基準）、入札制度等の整備が民間事業者の動員に重要であると認識している。
- ・ 民間発電事業にとって、オフテイカーの信用力（支払能力）は事業の生命線であるため、信用力の比較的高い国営電力企業がオフテイカーとなる事業が多い。

4. 第4部「本邦企業の取組み」の要約

第5章「再エネ関連ビジネスと本邦企業の取組み」では、(i)アフリカにおける再エネ分野への投資が民間企業を中心に行われていること、(ii)投資金額や案件数は増加傾向にあるが、それほど急激に伸びているわけではないこと、(iii)ビジネスモデルとしては、系統型電源については、伝統的な公共事業モデルと、IPP事業モデルがあることが指摘された。他方、オフグリッド電源については、大きく、ミニグリッド事業およびスタンドアローン型事業があることを確認した。また、(iv)系統型、オフグリッド型とも、さらにいくつかのビジネスモデルが存在することについても確認した。進出している企業としては、欧米の企業が比較的多いことが確認された。

一方、本邦企業のアフリカ再エネ分野への進出状況としては、系統型電源（太陽光発電、陸上風力発電）の事業において、総合商社を中心に進められていることを確認した。ただし、国としては、南アフリカ、エジプト、モロッコなどアフリカの中でも比較的ビジネス環境が整っているとされる国に限られている。オフグリッド電源分野についても、総合商社が事業に参画するケースが増えている。ただし、欧米のベンチャーが設立した法人への共同出資やインド現地の企業への出資の形を取る形が多く、本邦企業単独での投資はほぼないことを確認した。

上記を踏まえて、アフリカの再エネ分野における投資を促進する上の課題として、次のような点を挙げるができる。これらは、第2部で確認された事項と共通する点も多い。

- ・ カントリーリスク・投資環境
- ・ 市場規模

- ・ 制度（電力買取、補助金等）
- ・ オフテイカーの信用力

5. 第5部「スクリーニングおよび詳細調査」の要約

第6章「詳細調査対象国の選定（スクリーニング）」では、調査対象国12カ国について基礎情報の収集・整理（マッピング）を行い、詳細調査を行う3カ国を選定した。選定は、(i)総合評価分析（再エネニーズ、再エネ政策、投資環境、JICA支援の意義／可能性）、(ii)ヒアリング結果、(iii)支援可能性検討の3段階を設定した⁴。上記のプロセスおよびJICA関係者との協議を踏まえ、最終的に、ウガンダ、ナイジェリア、アンゴラの3カ国を選定した。また、それに加えて、JICAの判断に基づいて、ボツワナおよびナミビアを加えることとし、最終的にこれら5カ国を詳細調査の対象国とした。

第7章「重点5カ国の詳細調査結果と協力プログラム案の検討」においては、上記5カ国について、以下の項目を整理した。

- ・ マクロ経済・電力セクター概況
- ・ 再エネ概況（系統再エネ・オフグリッド）
- ・ 民間投資環境等

その上で、各国の開発ニーズを把握するとともに、JICAによる支援策案について検討を行った。主要5カ国における現状、開発ニーズ、JICA協力策の検討にかかる基本方針、および具体的な支援策（案）を以下に示す。

表S-3 ウガンダにおける再エネ導入の現状、開発ニーズ・基本方針およびJICA支援策（案）

	現状	開発ニーズと基本方針
系統型	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力需要に対し、発電量がオーバーキャパシティの状況にある。 ・ 水力発電は、高いポテンシャルを有しているが、太陽光や風力発電のポテンシャルは小さい。既に計画以上の太陽光発電の設備が導入されている。 ・ 主要課題は、送配電部門の構造である。 ・ UMEME とのコンセッション契約は、2025年で失効することになっている。関係者間合意が至急取りまとめられることが望まれる。 ・ ERA 関連法規制は、よく機能しているものの、電力セクターを管轄するMEMDの能力が不十分である。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 系統電源への更なる再エネ電力の導入に係る支援期待は高くないことから、オフグリッド向け支援の優先順位が高い。 ・ 送配電部門を中心に、電力セクターにおける構造自体の課題が潜在しているが、EUを中心に既にセクターリフォームが行われているため、日本としての支援対象からは除外することとする。
オフグリッド型	<ul style="list-style-type: none"> ・ NES Final Report (2021/5) によると、DFIの資金協力は、ミニグリッドやスタンダードローン型電源の促進に必要不可欠 	<ul style="list-style-type: none"> REPの能力強化など、電化促進の実施において課題となっている機関の支援が考えられる。

⁴ サブサハラアフリカ諸国のマッピング結果については、APPENDIX1「サブサハラ諸国のマッピング」を参照のこと。また、対象12カ国の調査結果については、APPENDIX2「重点12カ国の概要調査結果」、APPENDIX3「アフリカの電力系統の分類と再エネ導入のための優先プロジェクト」、およびAPPENDIX4「重点12カ国のマスタープランにおける電力需要」を参照のこと。

	<ul style="list-style-type: none"> であり、民間投資促進にもつながると考えられている。 ・オフグリッドの促進に必要である REP (MEMD の地方電化プログラム) の機能や管理能力は不十分である。 ・SHS の品質保証制度が必要である。 ・電気料金設定にキャップがかかっている農村地域でのミニグリッドの法制度の導入や改善のニーズがある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・EU によって実施されているセクターリフォームへの何かしらの形での協力も考えられる。また、GIZ や他ドナーによって実施されている支援との連携も重要である。
JICA 支援策 (案)		
系統型	—	
オフグリッド型	<ul style="list-style-type: none"> ・オフグリッド整備のための REA の能力強化 ・オフグリッドシステムの整備を通じた電化 	

出所 JICA 調査団作成

表S-4 ナイジェリアにおける再エネ導入の現状、開発ニーズ・基本方針およびJICA支援策(案)

	現状	開発ニーズと基本方針
系統型	<ul style="list-style-type: none"> ・グリッドのキャパシティが足りておらず、その増強は喫緊の課題となっている。 ・適切でない料金設定、料金徴収漏れ、電力ロス (テクニカルとコマーシャルの両方) 等により、電力会社の財務が健全な状態にない。 ・2016 年に合計 1GW 相当の太陽光 IPP プロジェクトの PPA が締結されたが、売電化価格や政府保証に関する合意に達成することができず、いまだ未締結の状況にある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・電力セクター全体で見ると、送配電網の増強が最も重要な課題であるが、これらについては他ドナーによる支援が行われている状況にある。 ・特に再エネにフォーカスした場合、JICA の支援対象として優先度が高いのはオフグリッド分野と考えられる。 ・上記に加えて、再エネにかかる法規制の更なる充実や市場形成にかかる漠としたニーズが認められる。これらについては今後さらに詳細を確認していく必要がある。
オフグリッド型	<ul style="list-style-type: none"> ・REA は、2016 年に策定されたマスタープランに基づき、世界銀行、AfDB、USAID 等からの支援を受けた RBF を通じて民間主導のミニグリッド整備を進めている。 ・ただし上記では十分とはいえず、ミニグリッド整備をさらに進めるための資金ニーズがある。 ・また、上記マスタープランの改訂の必要性、または危険度の高い地域における情報収集の必要性を指摘する声が聞かれる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・JICA の支援策としては、新規プロジェクトに関する資金協力、既往のマスタープランの改訂、データ収集等が考えられるが、そのために、更なる情報収集と課題分析、および具体的な支援ニーズの確認作業が必要と考えられる。 ・オフグリッド分野では既に他ドナーによる支援が活発に行われているため、JICA としては、他ドナーと連携した支援を検討する価値も高いと考えられる。
JICA 支援策 (案)		
系統型	—	
オフグリッド型	<ul style="list-style-type: none"> ・オフグリッド市場の規模拡大および合理化 ・オフグリッドシステムの整備にかかる資金協力 	

出所 JICA 調査団作成

表S-2 アンゴラにおける再エネ導入の現状、開発ニーズ・基本方針およびJICA支援策(案)

	現状	開発ニーズと基本方針
系統型	<ul style="list-style-type: none"> ・電力の約 90%は北部系統で発電されており、南部や東部では系統が未整備である。 ・電力需要は、今後 10 年間で 2 倍に到達す 	<ul style="list-style-type: none"> ・現在開発中の IPP 制度の導入・運用にかかる能力強化にかかるニーズがある。 ・他ドナーも積極的に支援をしていること

	<p>ることが予見されており、系統の強化・拡張は、必要不可欠である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・国営配電会社である ENDE は、低い料金設定、政府からの間接的な補助金、脆弱な料金回収システムに直面しており、公営の発電会社や送電会社にも影響を与えている。 ・ドナー支援のもと、IPP にかかる法規制の検討が進んでいるが、運用に係る課題があり、支援ニーズが潜在している。 	<p>から、協調融資は検討の余地がある。</p>
オフグリッド型	<ul style="list-style-type: none"> ・8つのミニグリッドがあり、PRODELにより管理されており、RNTがオフテイカーである。 ・アンゴラ政府は、特に東部地域における電化のためのオフグリッドにかかる民間投資促進の必要性を認識している。 ・電力需要の低さや安い電力料金といった課題は、投資家にとってのROIへの期待値を減少させている。 ・電力供給に繋がるミニグリッドのフレームワークが、ADB/SEFA、UNDP、IFCの支援によって検討されている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・フレームワークの実運用にかかる技術協力とミニグリッドの導入にかかる資金協力を組み合わせたアプローチを検討する余地がある。具体例は以下のとおり。 <ul style="list-style-type: none"> ・IPP制度の運用にかかる技術協力 ・ミニグリッドプロジェクトのための資金支援やアドバイザー業務 ・ミニグリッドにおけるEPCプロジェクトへの資金支援 ・他ドナーも積極的に支援をしていることから、協調融資は検討の余地がある。
JICA 支援策 (案)		
系統型	<ul style="list-style-type: none"> ・IPP 事業開発のための制度強化支援 	
オフグリッド型	<ul style="list-style-type: none"> ・プロジェクトの技術面および資金面の支援 ・ミニグリッド導入にかかる助言の提供 ・ミニグリッドの整備にかかる資金協力 	

出所 JICA 調査団作成

表S-5 ナミビアにおける再エネ導入の現状、開発ニーズ・基本方針およびJICA支援策(案)

	現状	開発ニーズと基本方針
系統型	<ul style="list-style-type: none"> ・現在、1.6MWの変動性再エネ(太陽光)が整備されており、稼働中。変動性再エネの設備容量は2035年に630MW(太陽光、太陽熱、風力まで拡大する計画となっている。 ・FITおよび入札制度が導入されているものの、効率的な運営には課題も残っている。 ・再エネへの大規模な投資が計画されていることから民間セクターの関心も高い。 ・USAIDおよびその他の国際開発金融機関(DFI)は、USAS(Unlocking Southern Africa Solar)プログラムを通じて、今後20年間で2-5GWの太陽光および太陽熱の開発を支援している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・野心的な再エネ導入計画達成のための民間投資促進策は準備が進むものの、効率的な運用には課題が残る。 ・プロジェクトの調達(入札)支援を行うトランザクションアドバイザーサービス等の形式のドナー支援が効果的かと考えられる。 ・USASと緊密な協力の上、本調査の主眼は系統型に置く。具体的な協力ニーズについては関連機関へのインタビューを通じて特定される必要がある。
オフグリッド型	<ul style="list-style-type: none"> ・地方電化を目的としたオフグリッドのプログラム(SHSやミニグリッドを含む)は過去に複数回実施されており、現在はSHS導入のための融資プログラムSRF(Solar Resolving Fund)が利用可能である。 	<ul style="list-style-type: none"> ・幾つかの動きはあるものの、ナミビアにおけるオフグリッドの大規模導入には早期の段階にあるものと考えられる。 ・系統への再エネの導入が既に開始されていることから、本調査では系統分野への支援に重きを置く。

	<ul style="list-style-type: none"> ・2010年の「地方配電マスタープラン」では、地方部での電気を利用できる世帯を2010年の40,000世帯から2030年に100,000世帯まで増加させることが掲げられている。 ・ナミビア国内には、過去のEUやデンマークからのドナープログラムを通じて整備されたミニグリッドが数か所あり、現在は地元自治体によって運営されている。オフグリッドセクターへの民間企業の参加は確認されなかった。 	
JICA 支援策 (案)		
系統型	・再エネ導入にかかる政策立案および制度整備にかかる支援	
オフグリッド型	-	

出所 JICA 調査団作成

表S-6 ボツワナにおける再エネ導入の現状、開発ニーズ・基本方針およびJICA支援策(案)

	現状	開発ニーズと基本方針
系統型	<ul style="list-style-type: none"> ・現在、1.3MWの変動性再エネ(太陽光)が整備されており、2040年までに850MWまで拡大する計画となっている。 ・FITおよび入札制度の導入準備中で、部分的に運用が開始されているが、効率的な運営には課題が残る。 ・外国資本による再エネへの大規模な投資が計画されていることから民間セクターの関心は高い。 ・USAIDおよびその他の開発金融機関は、USAS (Unlocking Southern Africa Solar)プログラムを通じて、今後20年間で2-5GWの太陽光および太陽熱の開発を支援している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・野心的な再エネ導入計画達成のための民間投資促進策は準備が進むものの、効率的な運用には課題が残る。 ・プロジェクトの調達(入札)支援を行うトランザクションアドバイザリーサービス等の形式のドナー支援が効果的かと考えられる。 ・USASと緊密な協力の上、本調査の主眼は系統型に置く。具体的な協力ニーズについては関連機関へのインタビューを通じて特定される必要がある
オフグリッド型	<ul style="list-style-type: none"> ・地方電化を目的としたオフグリッドのプログラム(SHSやミニグリッドを含む)はJICAやUNDP等の支援を受けて過去に複数回実施されているものの、オフグリッドを主眼とした電化のためのマスタープランは存在せず、振興策自体も限定的である。 ・国内のミニグリッドはドナープログラムを通じて整備されたもので現在は地元自治体によって運営されている。オフグリッドセクターへの民間企業の参加は確認されなかった。 	<ul style="list-style-type: none"> ・現時点で、オフグリッド型開発に向けた基盤は整備されていない。 ・系統への再エネの導入が既に開始されていることから、本調査では系統分野への支援に重きを置く。
JICA 支援策 (案)		
系統型	・再エネ導入にかかる政策立案および制度整備にかかる支援	
オフグリッド型	-	

出所 JICA 調査団作成

各国における協力支援策（案）を抽出および要約したのが次表である。

表S-7 各国に対するJICA支援策(案)要約

国	分類	JICA 支援策（案）
ウガンダ	オフグリッド型	・オフグリッド整備のための REA の能力強化 ・オフグリッドシステムの整備を通じた電化
ナイジェリア	オフグリッド型	・オフグリッド市場の規模拡大および合理化 ・オフグリッドシステムの整備にかかる資金協力
アンゴラ	系統型	・IPP 事業開発のための制度強化支援
	オフグリッド型	・プロジェクトの技術面および資金面の支援 ・ミニグリッド導入にかかる助言の提供 ・ミニグリッドの整備に係る資金協力
ナミビア	オフグリッド型	・プロジェクトの技術面および資金面の支援 ・ミニグリッド導入にかかる助言の提供 ・ミニグリッドの整備に係る資金協力
ボツワナ	系統型	・再エネ導入にかかる政策立案および制度整備にかかる支援

出所 JICA 調査団作成

また、各国について再エネ展開のロードマップを検討した。これらについては、本要約の巻末に別紙として示した。

第 8 章「再エネインフラ輸出の可能性分析」では、日本政府が推進するインフラシステム輸出戦略の観点から、アフリカ、特に第 6～7 章で焦点を当てた 5 カ国の再エネ市場における本邦技術の活用可能性についての考察を行った⁵。具体的には、本邦企業がアフリカまたは対象 5 カ国において国際的な競争力を発揮すると考えられる以下の 3 つの技術に着目し、現地のニーズや輸出振興にかかる考察を行った。

- ・ 蓄電池、PCS／インバータ
- ・ 変電所、送電線
- ・ 需給調整・系統運用技術、電力 EPC

考察の結果、国および技術・製品によっては、本邦企業によるインフラ輸出の更なる加速の可能性が十分にあることが確認された。

6. 第 6 部「第 9 章 本調査の成果と提言」の要約

本調査は、2020 年 4 月から 2022 年 1 月にわたり実施された。本調査における主要な成果としては、以下の事項を挙げることができる。

- ・ 第 2 章において、世界における再エネ導入の現状と展望、および再エネ導入に向けた課題を整理した。
- ・ 第 3 章において、アフリカにおける再エネ導入状況の現状と展望を整理した。併せて、関連するドナー（AfDB、世銀／IFC、USAID、KfW 等）の動向や特徴的な取組みを確認した。その上で、各国における再エネ導入における課題の共通点や相違点を確認・整理した（再エネ

⁵ 再エネに関連して、水素などの脱炭素の新技术等の開発ニーズやポテンシャルについては、APPENDIX7「脱炭素技術・バリューチェーン導入に係る開発ニーズ・ポテンシャル」にて検討を行ったので、必要に応じてそちらを参照されたい。

に係る政策・制度、政府機関の能力等)。

- 第4章において、他国（ベトナム、フィリピン、インド、モロッコ、および日本）における再エネ導入の先行事例を調査し、その成功要因を抽出した（政策目標の設定、FIT/RPS/入札制度の整備、オフテイカーの信用力の強化等）。
- 第5章において、世界およびアフリカにおける再エネ投資に係る現状と課題を整理し、特にアフリカにおける課題（投資環境、資金調達、収益性、信用補完）等を整理した。
- 第6章～7章において、アフリカ諸国のマッピングおよびスクリーニングを行い、網羅的な情報収集・整理を行った。また、5カ国（ウガンダ、ナイジェリア、アンゴラ、ナミビア、ボツワナ）を選定し、再エネ導入の状況や開発ニーズについて確認を行うとともに、再エネ導入促進に向けたロードマップを作成した。
- 最後に、詳細調査対象国5カ国について、先方政府関係機関や他ドナーとのディスカッション等を通じて、再エネ投資促進のためのJICAの支援策（案）を取りまとめて提案を行った。

そのほか、APPENDIXとして、以下の個別テーマについて調査・研究し、とりまとめを行った。

- アフリカの電力系統の分類と再エネ導入のための優先プロジェクトの抽出
- 重点12カ国のマスタープランにおける電力需要
- 他セクターにおけるオフグリッド利活用事例
- COVID-19によるエネルギー業界への影響
- 脱炭素技術・バリューチェーン導入に係る開発ニーズ・ポテンシャル

また、個別の調査項目に整理されるものではないが、調査全般を通じて、以下の事項が確認された。今後、JICAが再エネ導入、およびそのための民間投資の促進支援を行っていく上で、これらの点に対して十分な配慮、手当てがなされることが期待される。

- (a) 民間企業（含む日本企業）によるアフリカ再エネ分野における投資の関心は高いが、一方で政治リスクや収益性の観点から、民間の自助努力による解決には限界があり、何らかの公的支援に対する期待が高い。
- (b) AfDB、世銀/IFC、USAID、KfWなどの他ドナーは、JICAに先立って複数のアフリカ諸国における再エネ導入支援を進めている。今後のJICAの支援策を検討する上では、他ドナーの存在や支援実績が前提条件となる。その上で、他ドナーとの連携或いは適切な役割分担・差別化を検討することが重要である。
- (c) JICAの支援分野としては、個別プロジェクトの支援に加えて、制度作りや能力強化など、いわゆる「アップストリーム」の分野における支援意義が認められる。これらは、特に詳細調査対象国の5カ国へのJICA支援策（案）に強く反映されている。
- (d) IFCによる「スケーリング・ソーラー」プログラムのように、ファイナンス、技術協力（制度強化、能力開発、トランザクションアドバイザー）のように、パッケージ化された支援を検討する価値が認められた。
- (e) 本調査におけるJICA支援策（案）に関しては、基本的にアップストリームに関する技術協力と、個別分野（特にミニグリ）におけるファイナンスを中心にまとめたが、そのほかにも以下のような可能性が、認められた（先方政府、他ドナー、民間企業とのディスカッション）。

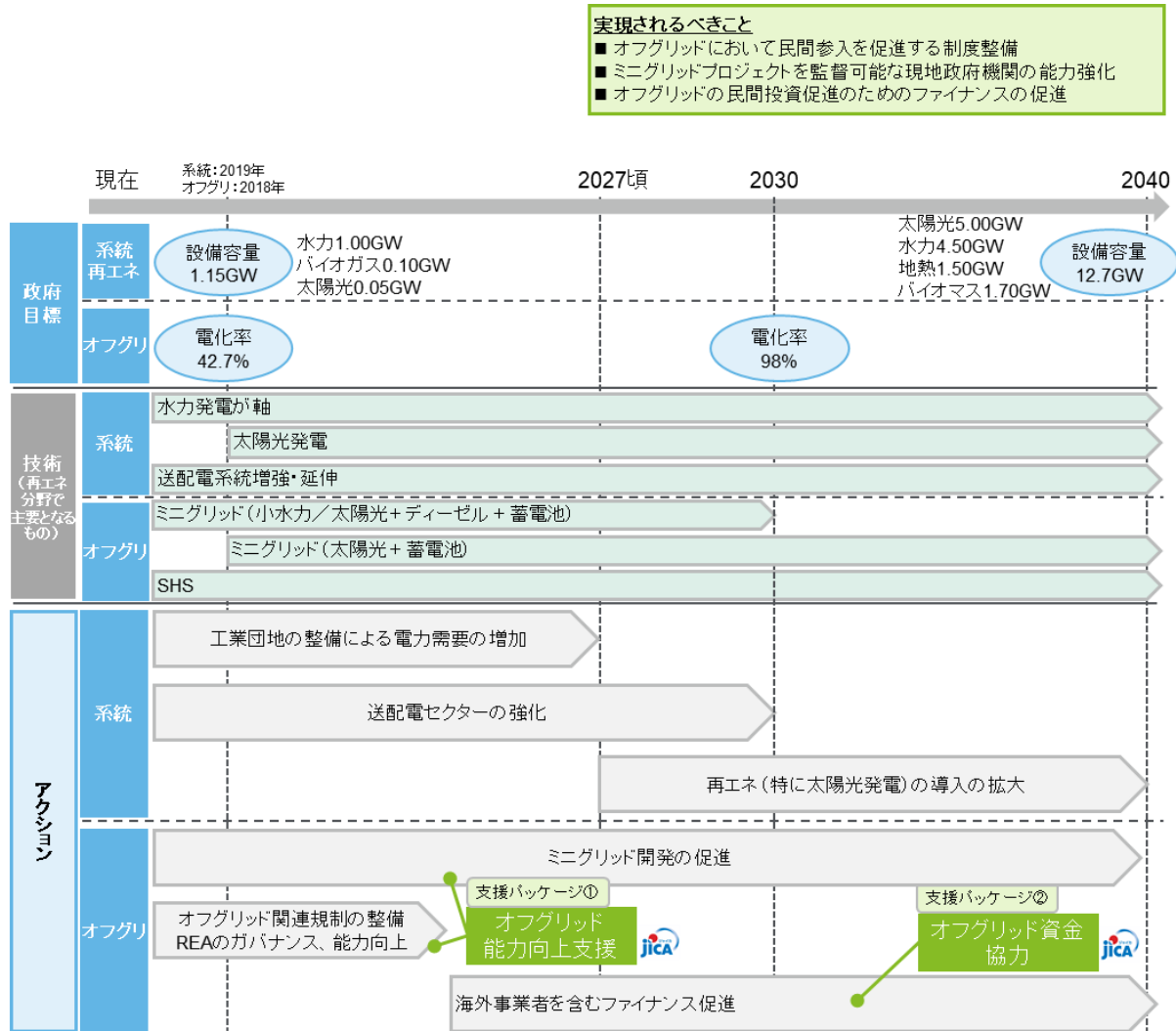
ョンに基づく)。

- 政策開発借款のようなプログラムローンの拠出
- 特にオフグリ分野における無償資金協力の拠出
- 海外投融資による民間企業に対するファイナンス等の支援
- オフテイカーの信用補完 (バックアップファイナンス等の支援)

- (f) 本調査の実施において、新型コロナウイルスの影響拡大に少なからぬ影響を受けたが、そうした中であっても現地政府或いは政府系機関との信頼関係・ネットワークの形成や、コミュニケーションの継続が重要であることが確認された。今後、JICA による支援として専門家派遣や技術協力が実施され、そうした面での更なる強化が図られることを期待する。
- (g) 今回の調査はアフリカ (特にサブサハラアフリカ) に焦点を当てたものであるが、再エネ導入および民間投資促進にかかる支援ニーズや JICA 支援の意義は、他の地域・国でも認められる。また、本調査で採用したアプローチ、フレームワーク、方法論は他の地域・国でも適用可能と考えられる。本調査の成果や教訓を踏まえつつ、JICA として同様の検討を他の地域や国で実施、展開していくことも意義深いものと考えられる。

別紙：再エネ導入のためのロードマップ

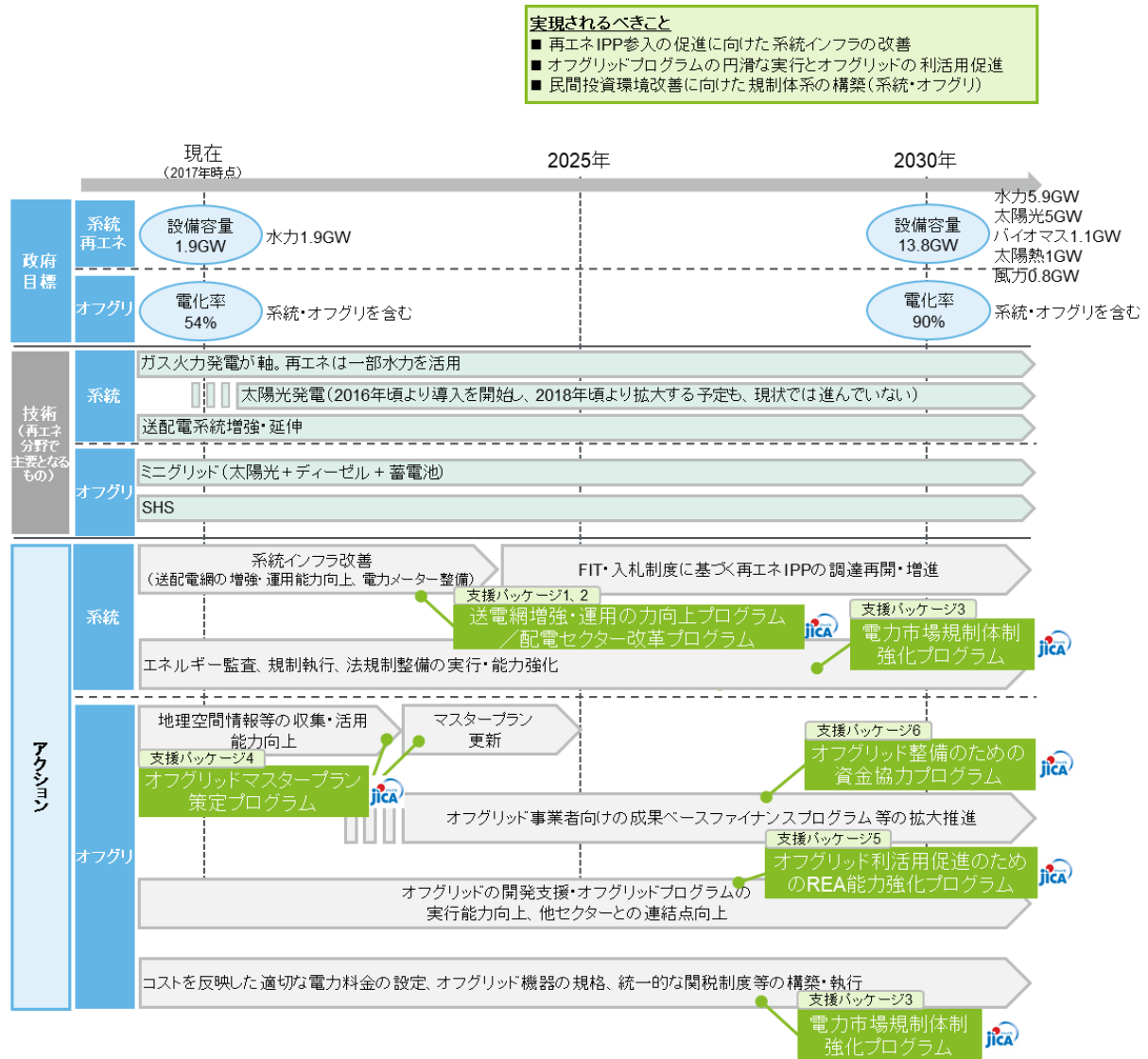
1. ウガンダ



出所 JICA 調査団作成

図 S-4 再エネ導入のためのロードマップ(ウガンダ)

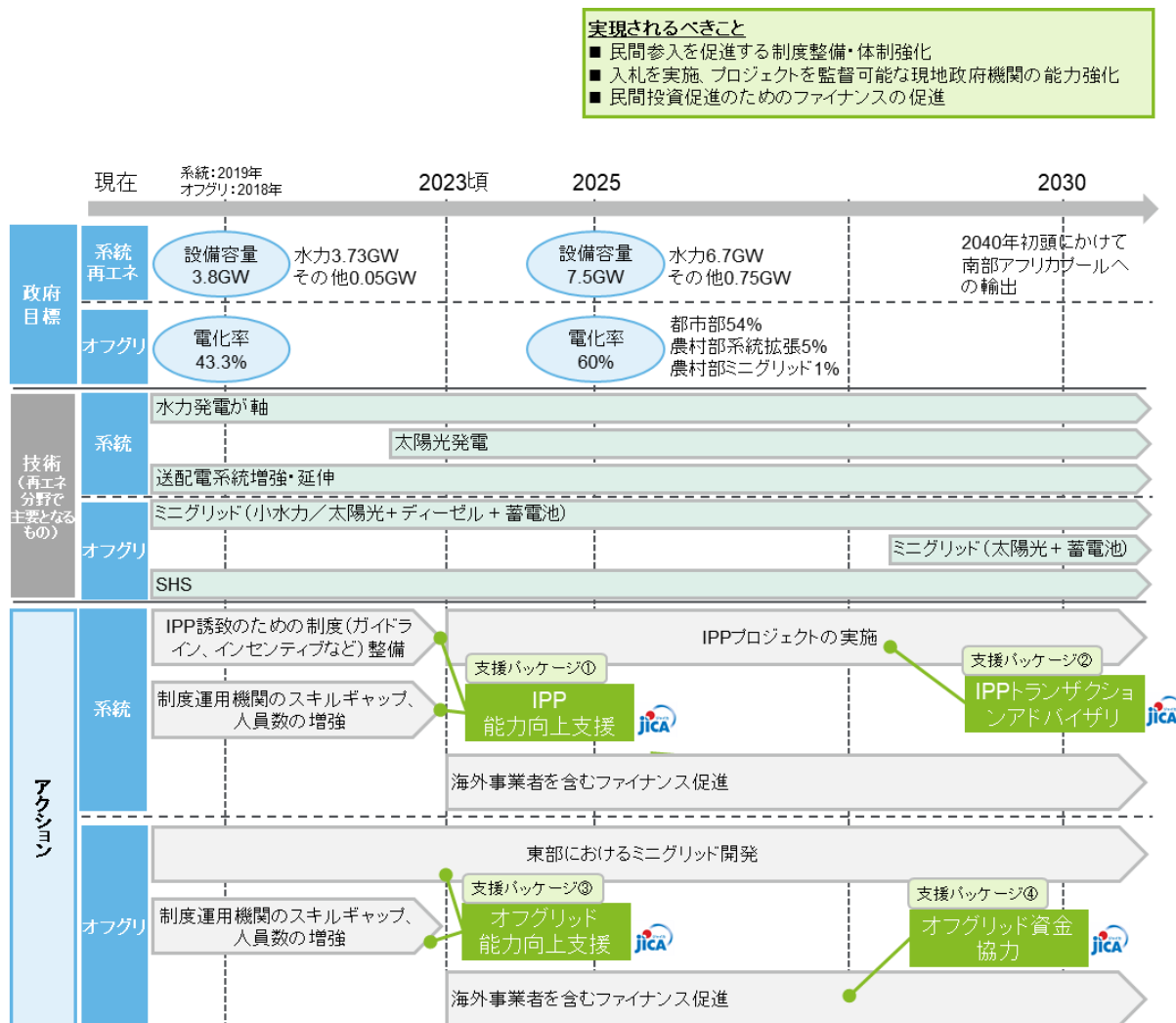
2. ナイジェリア



出所 JICA 調査団作成

図 S-5 再エネ導入のためのロードマップ(ナイジェリア)

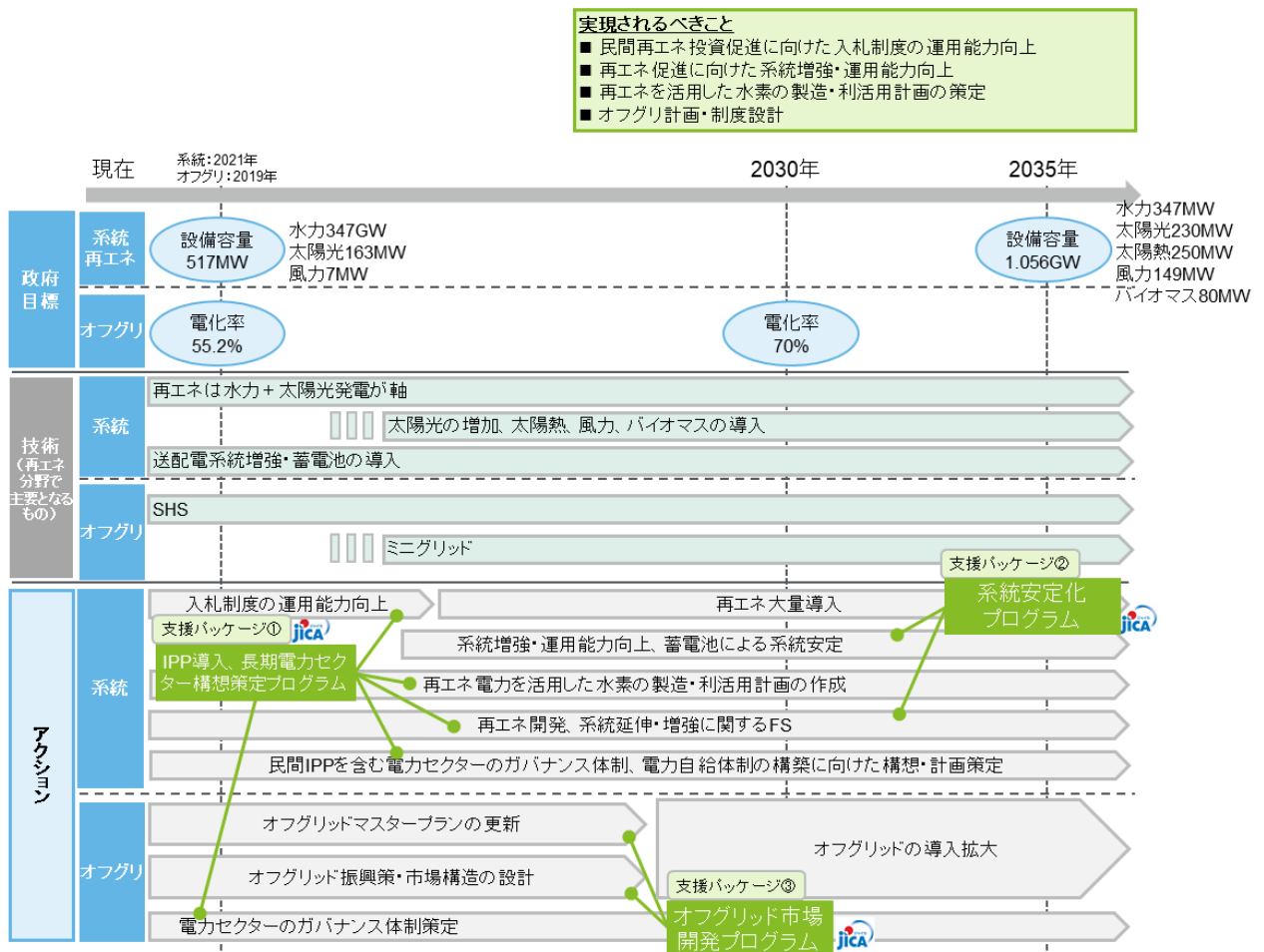
3. アンゴラ



出所 JICA 調査団作成

図S-3 再エネ導入のためのロードマップ(アンゴラ)

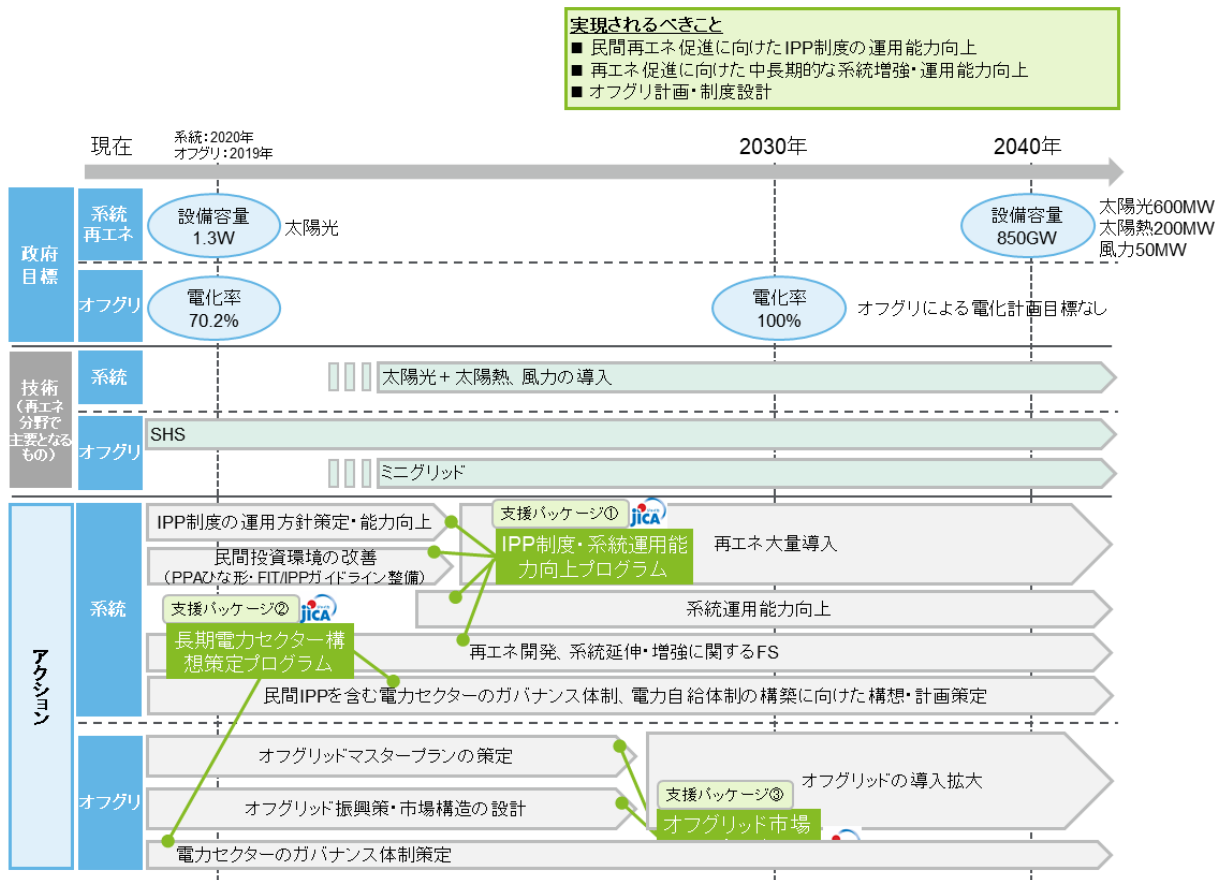
4. ナミビア



出所 JICA 調査団作成

図 S-6 再エネ導入のためのロードマップ(ナミビア)

5. ボツワナ



出所 JICA 調査団作成

図 S-7 再エネ導入のためのロードマップ(ボツワナ)

第1章 調査概要

1.1. 調査概要

1.1.1. 背景

サブサハラアフリカ（以下、「アフリカ」という）では様々な電化への取組みが進んでいるものの、広大な国土や人口急増等により、現時点で約6億人が電力へアクセスできておらず、2030年時点においてもなお6億人が未電化状態にあると予測されている。アフリカ諸国の人口の大半を占める農民の生活水準は低く、電力アクセスを向上させることで、生活水準の向上や石油燃料（ケロシン）による健康被害を減らすことが可能と考えられている。また、発電設備の不足や送配電網の脆弱さのため、停電が頻発し、民間企業進出の阻害要因となっている。世界銀行によると未電化状態は、アフリカのGDP成長率を約3ポイント阻害している。このような状況の中、電力アクセス向上はアフリカ諸国の優先すべき開発課題の1つとなっている。

アフリカにおいて2030年までにSDGsゴール7「すべての人々に手ごろで信頼でき、持続可能かつ近代的なエネルギーへのアクセスを確保する」を達成するには、あらゆるアクターが協力するとともに、革新的な手法の開発が不可欠であり、政策やビジネスモデル、援助国ドナーによる支援方法等のイノベーションが求められている。

近年、太陽光や風力といった再生可能エネルギー（以下、「再エネ」という）は、各国政府にとって早くかつ安価に導入できる電源の1つとなっている。南アフリカ共和国では、民間発電事業（IPP）において再エネが主要な電源となり、6.3GW相当の政府調達が行われ、それに続き、多くの国で再エネの公共調達が準備・開始されている。世界的には最安値で2USセント/kWhを記録しており、世銀支援のスケールリング・ソーラー事業において4.5USセント⁶（セネガル）を記録し、各国の関心も高まっている。

また、電力設備の拡大・増強において、民間資金の積極的な活用や、コストが低廉な分散型電力ビジネス（ミニグリッドやSolar Home System等に代表されるオフグリッド）の導入等が注目されている。オフグリッド分野は民間主導になりつつある一方で、ミニグリッド分野は安定的な電力負荷（Load）の必要性や大規模系統電源と比較して高い電力料金のため、民間企業のみでの普及の可能性は限定的と見込まれる。他方で、ESMAPの分析⁷によると、2030年にはミニグリッドの部品、サービス、事業化調査（Feasibility Study：F/S）等のコスト減により、ミニグリッドは系統電源より安価かつ安定的な電力を提供できるとしている。現在のミニグリッドはPV+蓄電池+ディーゼル発電機のハイブリッド型が最も経済的であるが、2030年に普及拡大すると見込まれる「第三世代ミニグリッド」はPV+蓄電池のみで構成され、かつ系統電源との接続を前提とした設計が主流となると予測されている。

各国政府が電化率向上を進めるためには、これらの新たな電力供給手法に取り組むとともに、隣国との電力の融通を図ること（国際連系）等によって、地域全体の電力供給の安定化や価格の低減が実現する。以上の背景から、JICAは2019年8月の第7回アフリカ開発会議（TICAD7）において世銀、アフリカ開発銀行、米国国際開発庁（USAID）とサイドイベントを共催し、電力セクターのアフリカ地域における協力方針として、従来の取組みを基盤としつつ、再エネ（地熱に加え太陽光や風力）、電力アクセス（電化率向上）、送配電網整備（地域パワープールの強化）を、民間投資促進や能力強化を通じこれまで以上に推進する重要性について確認した。今般、TICAD7のフォローアップとして、太陽光発電および風力発電による、民間投資の促進・最大活用を念頭

⁶ IFC プレスリリースより（<https://pressroom.ifc.org/all/pages/PressDetail.aspx?ID=24503>）

⁷ ESMAP (I2019) “Mini grids for half a billion people”

に置いた、アクセスの改善および信頼性の高い電力系統、およびオフグリッド・ミニグリッドの構築に向け、JICA の今後の具体的な活動方針・貢献策を検討・明確化するため、本調査を実施することとした。

1.1.2. 対象地域

本調査の対象は、アフリカ 49 カ国であり、これら 49 カ国について基礎情報整理を行う。その中から、特に、エチオピア、ケニア、ルワンダ、ウガンダ、タンザニア（東部アフリカ 5 カ国）、ナイジェリア、コートジボワール、セネガル（西部アフリカ 3 カ国）、モザンビーク、アンゴラ、ザンビア、南アフリカ（南部アフリカ 4 カ国）の計 12 カ国についてより具体的な調査を行う。さらに、第 6 章に示す通り、スクリーニングで選定した、特に JICA の支援意義が高いと考えられる 3 カ国（ウガンダ、ナイジェリア、およびアンゴラ）と、別途調査の過程で支援意義が高いと考えられたナミビア、ボツワナを加えた 5 カ国について、より詳細な調査と JICA による協力プログラム案の提案を行った。

1.1.3. 調査期間および調査方法

本調査は、2020 年 4 月より 2022 年 1 月にわたって実施した。また、採用した主な調査方法は、以下のとおりである。

- デスクトップリサーチ（文献調査および WEB 調査）
- 関係する機関および関係企業に対するオンライン会議を通じたインタビュー
- 現地のコンサルティング会社を通じた情報収集・分析
- JICA 職員（本部および現地事務所）とのディスカッション

1.1.4. 実施体制

本調査の実施体制を次表に示す。

表1 本調査の実施体制

氏名	所属・肩書	担当
佐々木 仁	デロイトトーマツファイナンシャルアドバイザー	業務主任者／再生可能エネルギー協力戦略検討
小川 滋	デロイトトーマツコンサルティング	政策・制度・投資環境分析（全般）
中井 俊介	デロイトトーマツファイナンシャルアドバイザー	政策・制度・投資環境分析（PPA／事業関連契約）1
岡田 航大	デロイトトーマツファイナンシャルアドバイザー	政策・制度・投資環境分析（PPA／事業関連契約）2
福本 真二	デロイトトーマツファイナンシャルアドバイザー	政策・制度・投資環境分析（ファイナンス／融資契約）
柳瀬 崇	東電設計	電力セクター・需給システム分析
アグラハリランザエ	東電設計	電力セクター分析（技術）
加藤 健太郎	デロイトトーマツコンサルティング	電力セクター分析（経済・市場）
山崎 あゆみ	デロイトトーマツコンサルティング	ミニグリッド・オフグリッド分析

1.2. 対象電源と用語の定義

本調査では、再エネの中でも変動性再エネの風力発電と太陽光発電を対象とする。また、電源は、その特性によって、大きく系統電源（電力会社が保有する配電線網から供給される電源）と分散型電源（比較的小規模な発電装置を消費地の近くに分散配置して供給される電源）に分かれるが、本調査ではその両方を対象としている。再エネの中でも、風力発電および太陽光を対象とする理由、および分散型電源の定義・区分は次のとおりである。

① 変動性再エネと非変動性再エネ

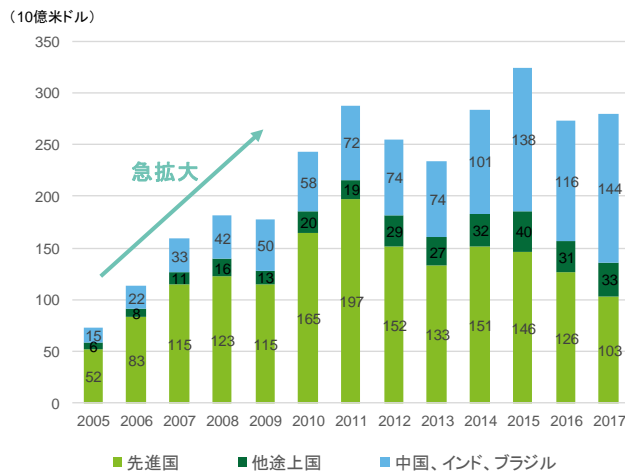
再エネには、気象条件等の状態によりその出力が変動する変動性再エネと、気象条件等に左右されず、ベースロード電源にもなりうる非変動性再エネがある。

表2 変動性と非変動性再エネ

変動性再エネ	非変動性再エネ
<ul style="list-style-type: none"> • 風力発電 • 太陽光発電 • 太陽熱発電 • 海洋発電（潮力発電、波力発電） 	<ul style="list-style-type: none"> • 水力発電 • 地熱発電 • バイオマス発電

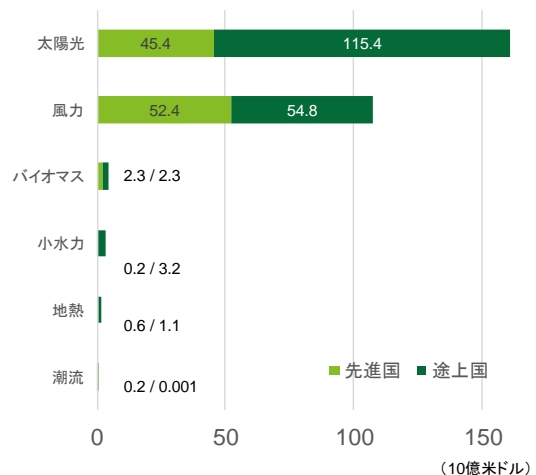
出所 JICA調査団作成

再エネの投資・開発は、2000年代から世界的に拡大し、最近では今後の市場ポテンシャルに鑑み、新興国でも投資・開発が急増している。電源種で見ると、(i)火力発電、地熱発電、水力発電等の大型発電所と比較し短期に開発可能であり、また(ii)小水力発電やバイオマス発電と比較しても電源規模・投資規模が手頃といった特徴から、風力発電と太陽光発電を中心とする変動性再エネの開発が主流となっている。



出所 UNEP等の公開資料を基にJICA調査団作成

図1 世界における再エネ投資動向



出所 UNEP等の公開資料を基にJICA調査団作成

図2 再エネ電源種別

かかる状況下、再エネ民間投資の促進を見据えた本調査では、太陽光発電、風力発電を対象電源種とし、「再エネ」および「変動性再エネ」という用語については、風力発電と太陽光発電の2つを示すものとする。

②系統電源とオフグリッド電源

本調査では、商業発電所規模での系統接続型の再エネ電源に加え、オフグリッド再エネ電源も対象にしている。オフグリッド電源は、世界的に統一された定義はないが、本調査では、「主幹系統から独立し、複数の世帯など向けに配電網を整備し供給されるミニグリッド」と、「単一世帯向けに提供されたソーラー照明やソーラーホームシステムによる電力供給を示しているスタンドアローン型電源」の2つからなるものとする。

ミニグリッドとオフグリッドの違いについて、世界銀行のエネルギーセクター管理支援プログラム (ESMAP) のマルチティアフレームワーク (MTF)⁸では、エネルギーアクセスの状況をサービスレベルによって分類しているが、ミニグリッドは主に Tier 3 以上、スタンドアローン型電源は Tier1~2 に該当している。

表3 分散型電源の種類

分散型電源の種類	概要	MTF 上の分類
ミニグリッド	<ul style="list-style-type: none"> 主系統から独立し、複数の世帯など向けに配電網を整備することによる電力供給 主系統に接続することも可能 	Tier 3 以上
オフグリッド	<ul style="list-style-type: none"> 単一世帯向けに提供されたピコソーラーやソーラーホームシステムによる電力供給 	Tier 1~2

出所 ESMAP (2015) “Beyond Connections Energy Access Redefined”を基に JICA 調査団作成

表4 マルチティアフレームワーク抜粋・仮訳

属性		Tier 0	Tier 1	Tier 2	Tier 3	Tier 4	Tier 5
1. 設備容量	発電量	電力アクセスなし	>3W	>50W	>200W		
	日次供給量		>12Wh	>200Wh	>1.0kWh	>3.4kWh	>8.2kWh
	主な技術		ソーラーランタン	自立型ソーラーシステム	発電機/ミニグリッド	発電機/系統	系統
2. 可用性 (日次継続供給時間)			>2時間	>4時間	稼働時間の50%以上	稼働時間の75%以上	稼働時間の95%以上
3. 信頼性					信頼性に係る問題による影響が多少あり	信頼性に係る問題がほとんどあるいは全くない	信頼性に係る問題がほとんどあるいは全くない
4. 品質					品質に係る問題による影響が多少あり	品質に係る問題がほとんどあるいは全くない	品質に係る問題がほとんどあるいは全くない
5. コスト	変動エネルギーコスト				系統電力料金の2倍以下	系統電力以下	
	経済的持続性				過去12カ月に渡り、電気代不払い或いは修繕費の予算不足による電力へのアクセスが中断されていない		
6. 合法性					電力料金が電力会社や合法的市場運営者に支払われている		
7. 利便性					電力アクセスに時間的・労力的負担が多少あり	電力アクセスに時間的・労力的負担がほとんどない	電力アクセスに時間的・労力的負担がほとんどない
8. 健康への影響	PM _{2.5} (µg/m ³)		WHOなどの機関により特定される予定		<35	<10	
	CO(mg/m ³)				<7		
9. 安全性					エネルギー供給時、専門的な医療支援を必要としない程度の事故が発生	エネルギー供給時、事故が発生しない	

出所 ESMAP (2015) “Beyond Connections Energy Access Redefined”を基にJICA調査団作成

1.3. 本報告書の構成および各章の関係

本報告書は本編と別冊 (APPENDIX) からなり、全体としての次のような構成をとっている。

⁸ ESMAP (2015) “Beyond connections energy access redefined”



出所 JICA調査団作成

図3 報告書の構成および各章の関係

本編は、大きく5つのパートより構成される。まず第1部「イントロダクション」を構成する本章では、調査の背景と概要および本報告書を通じて使用する用語の定義づけを行う。

第2部「再エネ導入の現状および展望」は、3つの章より構成される。第2章および第3章では、世界およびアフリカにおけるエネルギー転換のトレンド、系統再エネ、オフグリッドについて技術面、導入コスト面から見た最新動向と、今後の展望について整理する。なお、第3章では、これらに加えて、主要な国際開発金融機関や二国間ドナー等によるアフリカを中心とする地域での支援動向の整理とその分析も行う。また、第4章では、アジアを中心とする他の国で再エネ導入が進んだ背景について、主に政策面から整理・分析を行い、アフリカに適用可能な教訓の抽出を行う。

第3部「再エネ関連ビジネスと民間投資」は、第5章のみで構成され、系統・オフグリッドを含む、官民双方の再エネ分野への資金投資のトレンドや、民間企業としての再エネ関連ビジネスへの参画形態、および本邦企業の世界・アフリカ再エネ分野への投資動向の整理・分析を行う。

第4部「国別の分析とJICA政策協力プログラム案の検討」は、3つの章より構成される。第6章では、アフリカ49カ国のうち、JICAによる支援意義が高いと考えられる東部アフリカ5カ国、西部アフリカ3カ国、南部アフリカ4カ国の計12カ国から、再エネ導入ポテンシャル、再エネ政策、民間投資環境等の指標、および本邦再エネ関連企業等からの意見を踏まえた詳細調査対象国3カ国の絞り込みを行った。第7章では、これら3カ国に、別途、調査の過程でJICAにより支援意義が高いと評価されたナミビア、ボツワナを加えた5カ国の詳細調査を実施し、JICAによる政

策協力プログラム案の検討を行った。また、第 8 章では、前章および第 5 章の分析を踏まえつつ、日本の再エネインフラ輸出の可能性分析を行う。

最後に、第 4 部、第 9 章でまとめとして、本調査全体の成果とりまとめを行うとともに、短期および中長期的な観点での JICA 支援のあり方について提言を行った。

また、別冊では、APPENDIX 1 として、全調査対象国 49 カ国における再エネに関連するマクロ経済・エネルギー指標のマッピングを行っている。APPENDIX 2 では、重点 12 カ国のうち詳細調査の対象としなかった 9 カ国の概要調査結果を示している。APPENDIX 3 から 7 は、追加で実施した個別テーマ研究の結果であり、APPENDIX 3 は、アフリカ 49 カ国における電力系統の分類と再エネ導入のための優先プロジェクトの抽出調査、APPENDIX 4 では、重点 12 カ国のマスタープランにおける電力需要調査結果を示す。APPENDIX 5 は、アフリカを中心とした、教育・医療・農業等の他セクターにおけるオフグリッド利活用事例、APPENDIX 6 では、アフリカ、およびその他地域を含む、COVID-19 によるエネルギー業界への影響、APPENDIX 7 は、脱炭素技術・バリューチェーン導入に係る開発ニーズ・ポテンシャルについてそれぞれの調査結果を記しているが、これら個別テーマ研究の成果は、本編で JICA による政策協力プログラム案を提言する上での参考とした。

第2章 世界における再生可能エネルギー導入の現状および展望

2.1. 本章の目的と構成

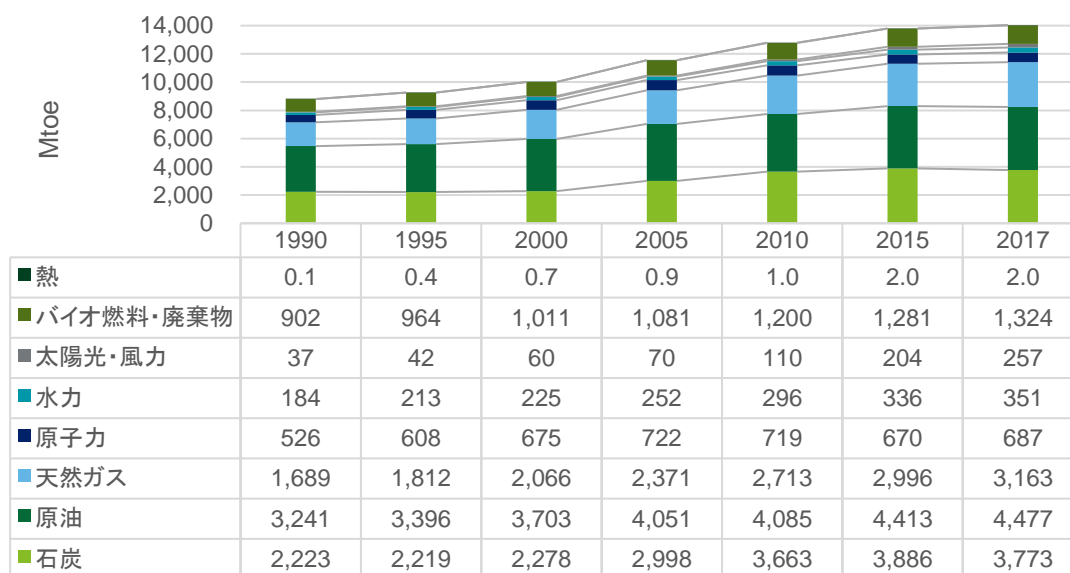
本章では、世界の再エネ導入の現状および展望を整理する。2.2 では、まず世界的なエネルギー転換の動向と将来展望、特に気候変動・CO2 排出削減の取組みにおける再エネの重要性、今後期待される役割を整理する。また、第1章で記載のとおり、本調査は系統再エネとオフグリッド再エネの両方を対象としていることから、それぞれについて、これまでの導入量と今後の見通し、および導入が進んでいる要因（技術・コスト面）等を2.3 および2.4 で整理する。

2.2. 世界におけるエネルギー転換動向

2.2.1. 1次エネルギー

(1) 動向

世界の1次エネルギー生産は、世界人口の増加と経済成長に伴って増加傾向にある。1次エネルギーとは、自然界に存在するままの形でエネルギー源として利用されているものであり、石油・石炭・天然ガス等の化石燃料、原子力の燃料であるウラン、水力、太陽、地熱等の自然エネルギー等自然から直接得られるエネルギーのことである⁹。その中でも石油、石炭、天然ガスといった化石燃料がその大半を占めるが、近年は石炭、原子力エネルギーの生産量が横ばいもしくは減少する傾向を見せている。一方、再エネは増加傾向だが、化石燃料と比較するとその生産量はまだまだ少ない。



出所 IEA (2019) “Data Tables” を基にJICA調査団作成

図4 世界における1次エネルギー生産の潮流

(2) 将来予測

エネルギー消費の将来予測については、1つの特定の予測があるわけではなく、様々な機関が予測を公表している。もっとも有名なシナリオで、かつ国や企業が、長期戦略を練る際に使われ

⁹ EIC ウェブサイトより (<https://www.eic.or.jp/eic/>)

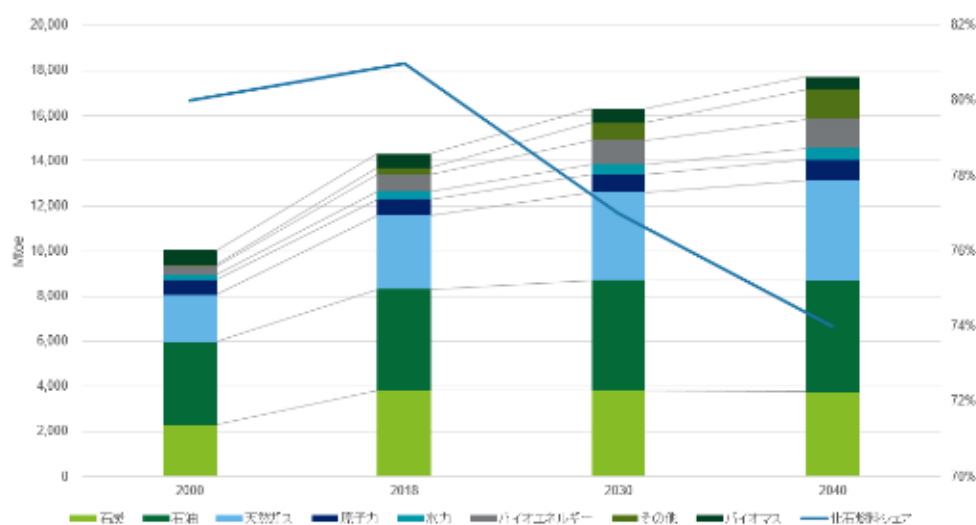
るシナリオは、国際エネルギー機関（IEA）が作成した予測・シナリオである。IEA は、2040 年までのエネルギー動向について、現行政策シナリオ（CPS）、公表政策シナリオ（STEPS）、持続可能な開発シナリオ（SDS）の3つを公表しており、それらの概要は次表のとおりである。

表5 IEAによる3つの将来のエネルギー需要シナリオ

シナリオ	仮定／前提	概要
現行政策シナリオ（CPS）	これまでの経路を辿ると仮定したシナリオ	<ul style="list-style-type: none"> 2040 年までのエネルギー需要は平均年間 1.3%の成長を達成するが、2018 年の成長を下回る すべてのエネルギー源で利用が大幅に拡大する傾向を示しており、排出量の継続的な増加やエネルギー安全保障に対する負担が増大
公表政策シナリオ（STEPS）	各国が現在公表されている政策や目標が実現されることを前提としたシナリオ	<ul style="list-style-type: none"> 1 次エネルギー需要は 2040 年までに 25%増加 世界経済とエネルギー需要は、エネルギー集約型出力、効率の向上、飽和効果への構造的変化により分岐傾向 石油需要の拡大は 2025 年にピークアウトし 2030 年代に横ばいになる 2040 年における石炭需要は、現在のレベルをわずかに下回り、産業用ガスが発電用ガスの 2 倍以上のペースで増加するため、2030 年頃にはガスに追い越される見込み
持続可能な開発シナリオ（SDS）	パリ協定が目指す目標が達成される仮定のシナリオ	<ul style="list-style-type: none"> 2017 年と比較した 2040 年時点のエネルギー事情は次のとおり <ul style="list-style-type: none"> 減少：石炭（27%→12%）、石油（32%→23%） 増加：ガス（22%→25%）、再エネ（14%→31%） ベースロード電源として、化石燃料も残る見込み 2°C 目標達成のため、2018 年から 40 年までの期間で、グリーン技術のみならず既存施設の効率化への投資も含め、世界累計で 16 兆 USD もの投資が必要と試算

出所 IEA (2019) “World Energy Outlook 2019” を基にJICA調査団作成

このうち、CPS と STEPS では、2018 年から 2040 年にかけてエネルギー需要が大幅に増加することが見込まれており、再エネの導入が進んだとしても、化石燃料によるエネルギー供給が 80%を超える状況が続くと推計されている。一方で SDS は、パリ協定¹⁰の目標でもある 2050 年時点の気温上昇を産業革命前比で 2°C以下に抑えること（以下、「2°C目標」）をベースにしたシナリオであるため、化石燃料の使用は減少している。現行の状態を最も反映していると言われる STEPS による予測は次のとおりである。



出所 IEA (2019) “World Energy Outlook 2019” を基に JICA 調査団作成

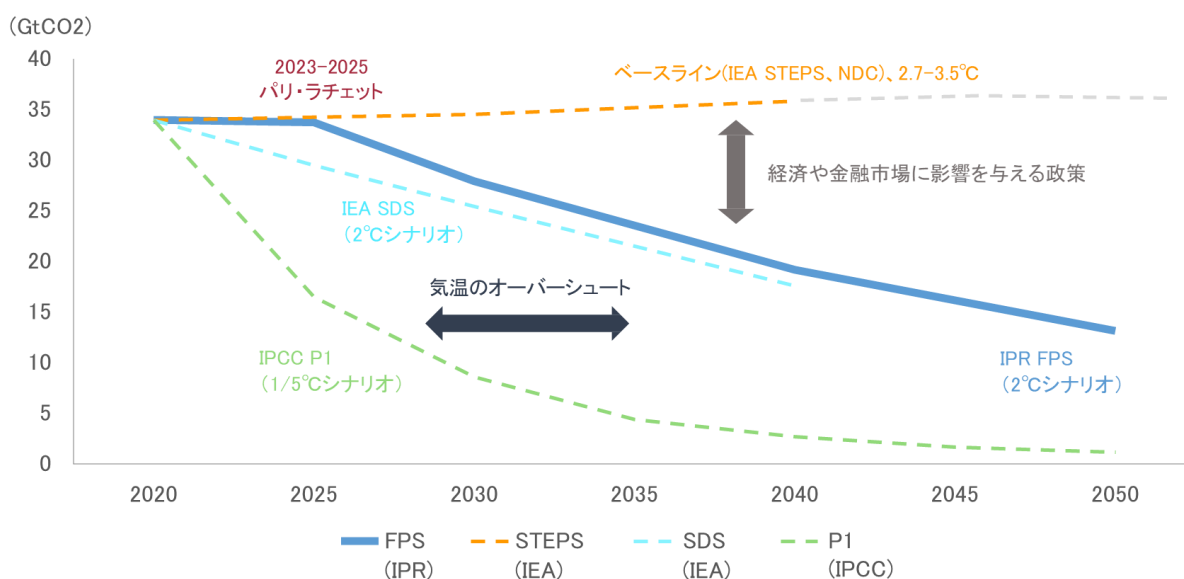
図5 1次エネルギー需要 (STEPSシナリオ)

¹⁰ 2015 年にパリで開催された「国連気候変動枠組条約締結国会議（COP）」で合意された協定をいう。

過去の1次エネルギーの動向と同様に、STEPS シナリオでも世界のエネルギー需要は世界人口の増加と経済成長に伴い増加傾向となる。2018年から2040年にかけて再エネ（水力、バイオエネルギー、その他、バイオマス）需要が増大する結果、エネルギーミックスにおける化石燃料の占める割合は減少する傾向を示している。

2.2.2. 気候変動と CO2 排出削減

エネルギー消費の増大および温室効果ガス（GHG）排出量の増大に伴い、地球温暖化は全世界共通の課題となっている。途上国によっては、気温上昇に伴う海面上昇、干ばつの増加といった自然災害にも帰結している。しかしながら、現行エネルギー政策の積み上げである STEPS や、2°C 目標達成に向けて各国が作成している気候変動戦略であるパリ協定国別貢献目標（NDC）に基づく GHG 削減目標量の積み上げだけでは、気温上昇は 2.7-3.5°C 程度にしか抑えられず、2°C 目標の達成には各国の更なる努力が必要ということが認識されはじめている。



出所 PRI (2019) 『将来政策シナリオ』を基にJICA調査団作成

図6 世界におけるエネルギー起源CO2の排出量

換言すると、世界規模で2°C目標を達成するためには、先進国・途上国を問わず各国が経済や金融市場に影響を与える政策と気候変動対策の双方を強化していくことが求められている。例えば、発電部門や運輸部門の革新的な脱炭素を筆頭に、化石燃料の消費削減からクリーンな資源への移行加速が必要不可欠であり、途上国でも再エネ導入促進がこれまで以上に進んでいくことが予測される。

2.2.3. 再生可能エネルギー

世界的な電力需要の高まりとともに再エネの普及が加速度的に進んでいるが、CO2 排出の削減のみならず、再エネ導入にはほかにも様々な便益が期待される。

表6 変動性再エネ利用による期待される便益

便益	概要
電力システムの柔軟性確保と信頼度向上	技術革新により、変動性再エネ技術がアンシラリーサービスを提供できるようになり、電力システムの柔軟性と信頼度に貢献
系統増強の必要性を低減	変動性再エネ電源は、オフグリッド電源にもなり得、電力損失、ピーク需要、特定状況下における系統増強投資の必要性が低減
電力システムに容量を提供	変動性再エネ電源は、電力システムに容量を提供することができ、ピーク需要への対応に貢献
外部影響耐性（レジリエンス）が向上	オフグリッドエネルギー電源により、極端な気象事象や計画外の技術的障害が起こった際の電力システムの影響耐性（レジリエンス）の向上
雇用創出	IRENA の推定によると、再エネ分野への投資の増加に伴い、2017 年では世界で過去最高となる 1030 万人の雇用を創出
電力アクセス改善	未電化地域にオフグリッド等のソリューションを提供し、農村部、開発途上地域や島しょ国の電力アクセス改善

出所 IRENA (2017) “Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy”およびIRENAウェブサイトを基にJICA調査団作成

2.3. 系統型電源としての再生可能エネルギーの最新動向と展望

2.3.1. 現状と将来予測

再エネの重要性が増し、その導入が加速している状況下、世界全体の再エネ発電設備容量は、2019 年末に 2,537GW に達している、前年から 7.4%増の 176GW が増加しており、その 90%を太陽光発電と風力発電の新設が占める¹¹。電源種により成長率は異なるが、世界の全ての地域で再エネ設備容量が拡大している。地域別に見ると、最も増加率が大きいオセアニア地域では前年度比 18.3%、次いでアジア地域が 9.3%となっており、欧州地域（6.6%）、アフリカ地域（4.3%）と続いている。とりわけ、新興国や発展途上国が容量拡大を牽引している状況である。

再エネ導入が加速の背景には、固定価格買取制度（FIT）、フィードインプレミアム（FiP）、再エネ利用割合基準制度（RPS）、税制優遇といった再エネ導入を促進するため、数多くの振興策が打ち出されていることに加え、コスト低下、技術革新、再エネ導入目標値が多くの国で設定されたこと、投資家・金融機関が気候変動対策に敏感になっていること等も挙げられる。

表7 変動性再エネの普及を促す主な要因(CO2削減以外)

要因	詳細
コスト低下	<ul style="list-style-type: none"> エネルギー貯蔵コストとともに、予測を上回るペースでコスト低下は急速に進んでおり、今日では補助金なしでもコスト面で従来型エネルギー技術に勝っている。 コストの大幅な低下は、今後 10 年間を通じて続くとみられている。 IRENA の予測では、2025 年までに世界の加重平均発電コスト（Weighed Averagae Generation Cost : WAGC）が、陸上風力で 26%、洋上風力で 35%、太陽光発電（PV）で 59%低下。 定置型バッテリー貯蔵システムのコストも、最大 60%低下する可能性があり。
技術革新	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電のモジュール変換効率向上や風力発電設備の規模など、従来型エネルギー分野よりも活発に技術革新が起こっているのは、特許取得件数の増加率にも表れている。 デジタル化とエネルギー貯蔵技術の革新も、これまで参入の難しかった領域を開拓しつつある。スマートグリッドや IoT、ビッグデータ、AI といった新しいデジタル技術もエネルギー産業に応用されており、それが効率向上に寄与するとともに、新たな分野で再エネ使用を加速させている。
再エネ政策	<ul style="list-style-type: none"> 脱炭素化の必要性から多くの政府が目標を掲げ、再エネ導入を加速させる施策を

¹¹ IRENA (2020) “Renewable Capacity Statistics”

	<p>打ち出している。現在までに 57 カ国が電力部門の脱炭素化計画を策定し、179 カ国が国家または州単位で再エネ導入目標値を設定。</p> <ul style="list-style-type: none"> 補助金や導入目標を通じた再エネ支援から、コスト低下に伴い、価格競争に基づく入札制度に移行し、更なる価格引き下げも生じている。 自国に石油やガスの資源がなく、エネルギーの輸入依存度を減らすために再エネにシフトする国も多い。 一部の主要産油国も、再エネ比率の引き上げ目標を設定しつつある。 中央政府が再エネ目標の設定に積極的でない国では、地方政府等が主導する場合もある。例えば、カリフォルニア州では 2030 年までに電力の 60% を再エネで賄う目標を設定している。
投資家・企業	<ul style="list-style-type: none"> 2018 年 12 月にポーランドで開催された COP24 では、総額 32 兆 USD の資産を運用する投資家団体がパリ協定を全面的に支持すること、気候変動に関する財務報告を改善することを確約。同団体は各国政府に対し、カーボンプライシングの導入、化石燃料事業への補助金廃止、石炭火力発電の段階的廃止を要求。 世界の主要企業の中にも、自社の電気をすべて再エネ電源から調達し、サプライチェーンにもこれを要請する動きが出てきている。

出所 各種資料に基づき JICA 調査団作成

しかしながら、国際再生可能エネルギー機関（IRENA）によると、2050 年までに 2℃目標を達成するためには、さらに再エネ導入を加速していく必要があるとされている。再エネ導入量にかかる現状と目標は、次表に示すとおりである。

表8 再エネ導入量の現状と目標

	実績		想定	目標 (Remap)	
	2010	2016	2018e	2030	2050
発電に占める再エネ割合(%)	20%	24%	26%	57%	86%
消費電力に対する再エネ割合(%)	10.1%	9.8%	10.5%	28%	66%
電力にかかる年間排出量(Gt CO2/year)	29.7	33.5	34.3	24.9	9.7

出所 IRENA (2019) “Global energy transformation: The REmap transition pathway 2019” を基に JICA 調査団作成

また、IEA の調査報告書「World Energy Outlook 2019」でも、2040 年までに世界で 8,500GW 近くの新規発電容量が追加され、そのうちの 3 分の 2 は再エネになると予測している。そのための設備投資には、2040 年までに累計約 10 兆 USD の投資が必要と試算されており、再エネ関連への投資は、今後も加速することが見込まれる。

個別電源種を見てみると、太陽光発電は、STEPS および SDS のどちらのシナリオでも 2020 年代後半から 2030 年代前半の間に他の電源を上回り、最も設備容量の大きい電源となる見込みである。STEPS よりも野心的な再エネ導入が見込まれている SDS の場合、太陽光発電は 2040 年までに毎年 300GW の新規導入が進み、合計で約 5,000GW 近くに達することが見込まれている。風力発電についても毎年 170GW の新規導入が、2040 年時点で約 2,000GW 近くに達することが見込まれている。STEPS では設備容量の多い順に太陽光発電、ガス発電、石炭火力発電、風力発電と水力発電が同程度、その他と予測されている。SDS では、太陽光発電、風力発電、ガス発電、その他、水力発電、石炭火力発電の順で予測がされている。

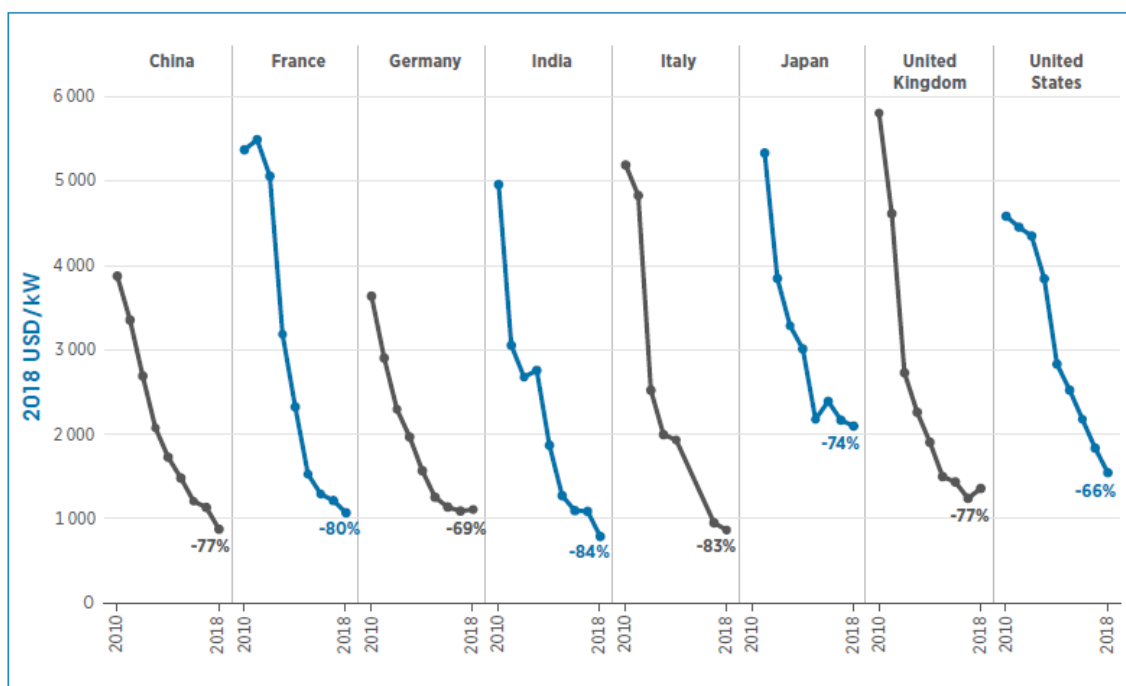
2.3.2. 太陽光発電のコストと技術の進捗

(1) コスト

IRENA の調査報告書「Renewable Power Generation Costs in 2018」によると、2010 年から 2018 年

にかけて、太陽光発電の世界的な均等化発電原価（LCOE）は 77%低下し 0.085USD/kWh となっている。これは、主として結晶シリコンモジュール価格の低下に起因するものと考えられる。太陽光発電モジュール価格の低下とシステムコストバランスの継続的な逓減は、太陽光発電によるコスト削減に寄与している。一方で、競争入札が再エネ市場の国際化に伴って台頭してきたことも価格低下のもう 1つの主要要素である。2016 年および 2017 年のドバイ、メキシコ、ペルー、チリ、アブダビ、サウジアラビアにおける太陽光発電入札価格の記録的な安値は、今後の LCOE を 0.03USD/kWh まで下げる可能性を持っている。

また、容量ベースでのコストについて 2018 年の世界的な加重平均総設置コストは 1,210USD/kW となっており、2017 年の 1,389USD/kW から 13%低下している。各主要市場での推移を図 3 に示す。最もコストが低いのがインドであり、2018 年に 793USD/kW、次いで中国（879USD/kW）、イタリア（870USD/kW）となっている。最もコストが高かったのは日本の 2,107USD/kW であった。しかしながら、大量の変動性再エネを導入するにあたっては、そのシステム管理に必要となる柔軟性等を考慮する必要があることも留意すべきである。現時点では、これらにかかるコストは低く抑えられているものの、変動性再エネの割合が高まるにつれて、特に発電部門全体で補完する対策がなければコストは上昇する可能性がある。



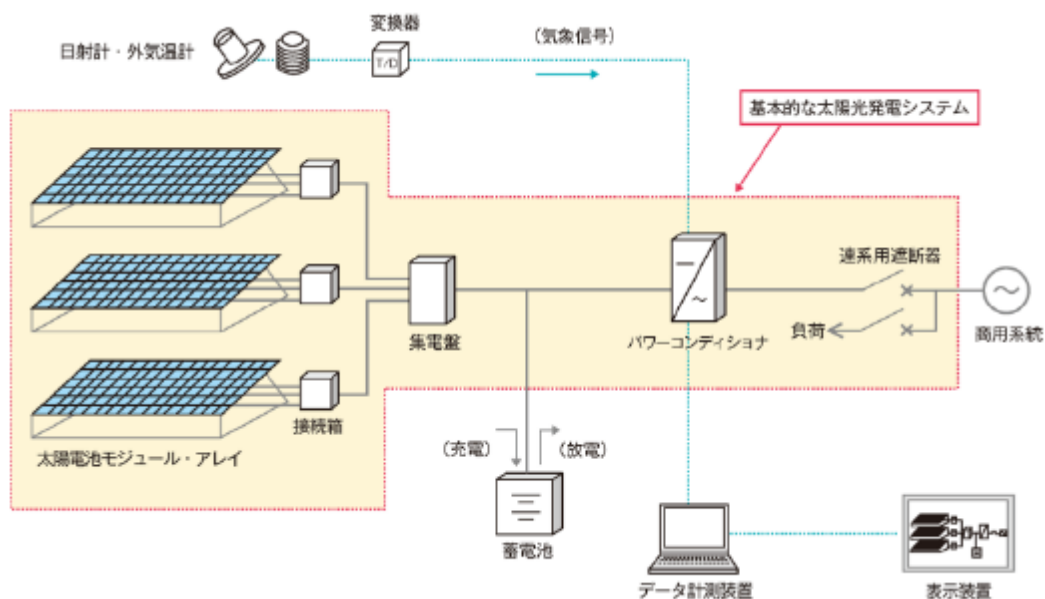
出所 IRENA (2019) “Renewable Power Generation Costs in 2018”

図7 太陽光発電(PV)の総設置コストの国別推移(2010年～2018年)

(2) 技術

①太陽光発電システム

太陽光発電システムの主要構成要素を次図に示す。



出所 NEDO 再生可能エネルギー技術白書第2版より抜粋

図8 太陽光発電システム構築例

太陽光発電システムは、太陽電池モジュール・アレイ、接続箱、集電盤、パワーコンディショナ（インバータ）などで構成される。ピークカットや防災用を目的とする際には、充放電用の蓄電池を設置する。発電管理を目的として発電電力量や日射量などを計測・記録する場合は、日射計・外気温計、データ計測装置、表示装置などを設置する。

太陽光発電システムは、複数の太陽電池モジュールから構成され、系統への接続有無により系統連系形太陽光発電システム、または独立形太陽光発電システムとなる¹²。系統連系形太陽光発電システムでは、インバータが太陽電池アレイによる直流出力を交流出力に変換して系統に電力を供給する。代表的なインバータの加重変換効率は 95～99%である。ほとんどのインバータは、最大出力追従制御機能を装備している。この機能は、太陽電池アレイの最大電力が供給できるよう、常にインバータ出力を調整する。インバータはアレイ全体に対して1基が設置されることもあり、太陽電池モジュールの「ストリング」毎に複数のインバータが設置されることもある。また、一般に「AC モジュール」と呼ばれるインバータを内蔵した太陽電池モジュールは、電力系統に直接接続でき（系統運用者が承認している場合）、特定の市場において重要な役割を果たしている。最大4枚の太陽電池モジュールに接続可能な「マイクロ・インバータ」も存在する。

一方で、独立形太陽光発電システムでは、日射量が低い時間帯におけるエネルギー供給のために蓄電池が必要である。チャージコントローラは、蓄電池を最適充電状態（SOC）に維持するために利用され、要求される電力量をユーザーに供給する他、過放電または過充電から蓄電池を保護する。チャージコントローラの中には、太陽光発電システムの発電電力を最大化するために最大出力追従制御機能を一体化したのものもある。交流電力が必要な場合には「独立形インバータ」を用いて通常の交流危機に電力供給することが可能である。

②太陽光電池の分類

太陽電池の種類は、材料や厚み、接合数（接合面の数）、動作原理などで分類される。次表に代表的な種類について示す。

¹² IEA (2019) “PVPS Trend in Photovoltaic Applications 2019”

表9 太陽光電池の分類

分類	区分	種類	特徴
シリコン系	結晶系	多結晶シリコン	<ul style="list-style-type: none"> 現在の太陽電池の主流 単結晶より安価であるが効率が低い
		単結晶シリコン	<ul style="list-style-type: none"> 160～200μm程度の薄い単結晶シリコン 多結晶より高価だが、性能や信頼性に優れる
	非晶質系	薄膜系シリコン	<ul style="list-style-type: none"> アモルファスシリコンを使用したもので、シリコン層の厚みを薄くできる 大面積で量産可能であるが効率は低い
その他	化合物系	CIGS系	<ul style="list-style-type: none"> 銅、インジウム、ガリウム、セレンの4つの元素の化合物による半導体 高効率が期待される
		CdTe系	<ul style="list-style-type: none"> カドミウムとテルルを原料とする薄膜型 省資源で量産可能であり低コスト
	有機物系	色素増感型	<ul style="list-style-type: none"> 酸化チタンに吸着した色素が光を吸収し発電 低コスト化の可能性
		有機半導体	<ul style="list-style-type: none"> 有機半導体を用いて、塗布のみで作成可能 低コスト化の可能性

出所 NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版を基に JICA 調査団作成

(3) 設置場所

太陽光発電システムは設置場所によっても分類される。太陽光発電システムの主な種類と特徴を次表に示す。

表10 太陽光発電システムの種類と特徴

設置分類	特徴	主に使用される太陽電池
地上設置型	<ul style="list-style-type: none"> 平地に設置されるタイプでありメガソーラーが代表例 架台に固定するため、モジュールにはガラス基板が用いられる 広い土地に設置されるため、発電効率が中程度であっても、トータルの発電コストが安くなる太陽電池が用いられる傾向にある 1軸式または2軸式の追尾式架台によりパネルを常に太陽の方向に向けることで収集エネルギーを高めることができる 	<ul style="list-style-type: none"> 結晶シリコン系 薄膜シリコン系 化合物系
屋根置き型	<ul style="list-style-type: none"> 住宅やビル等の屋根に設置されるタイプ 架台に固定するため、モジュールにはガラス基板が用いられる 設置面積が限られるため、発電効率の高い蓄電池を使用し、設置面積当たりの発電量を大きくすることが求められる 	<ul style="list-style-type: none"> 結晶シリコン系 化合物系
水上型	<ul style="list-style-type: none"> 地上設置型と異なり整地や造成が不要 周辺からの影の影響を受けにくい 水面からの冷却効果によりモジュールの温度上昇が抑制され、実発電量の増加が見込まれる フロート架台や水上作業に要するコストは高い 	<ul style="list-style-type: none"> 結晶シリコン系
建物一体型	<ul style="list-style-type: none"> 住宅やビル等の屋根材や外壁材等と太陽電池モジュールが一体化したタイプ デザイン性に優れていることや、屋根材とモジュール部材の共有による設備費の削減が見込まれる シースルータイプのガラス基板を用いることで、発電と採光・遮光が両立できるガラス建材としても活用が可能 フレキシブル基盤を用いることにより、建物の曲面に沿った設置も可能 	<ul style="list-style-type: none"> 薄膜シリコン系 化合物系

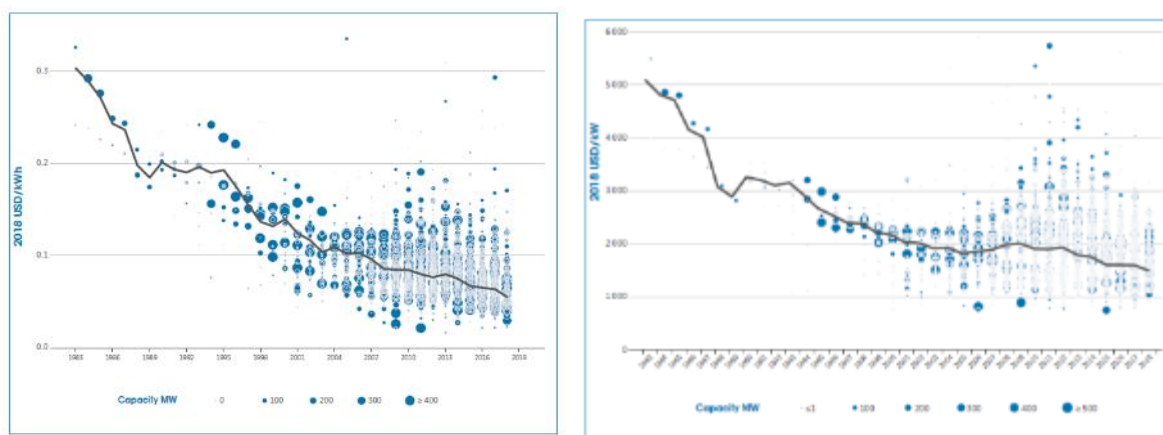
出所 NEDO『再生可能エネルギー技術白書第二版』を基に JICA 調査団作成

2.3.3. 風力発電のコストと技術の進捗

(1) コスト

① 陸上風力

IRENA の調査報告書「Renewable Power Generation Costs in 2018」によると、2018 年時点における陸上風力発電プロジェクトの LCOE は、0.056USD/kWh で、2017 年比で 13%低下している。また 2010 年の 0.085USD/kWh と比較すると 35%低下したことになる。陸上風力発電のコストの低下は、総設備コストの継続的な逡減と平均設備利用率の改善によるものである。一方、加重平均総設置コストは風力タービンの価格が下落していることを背景に、2018 年に前年比で 6%低下し 1,500USD/kW となっている。最も低いのが中国で約 1,170USD/kW、最も高いのがイギリスで 2,030USD/kW であった。



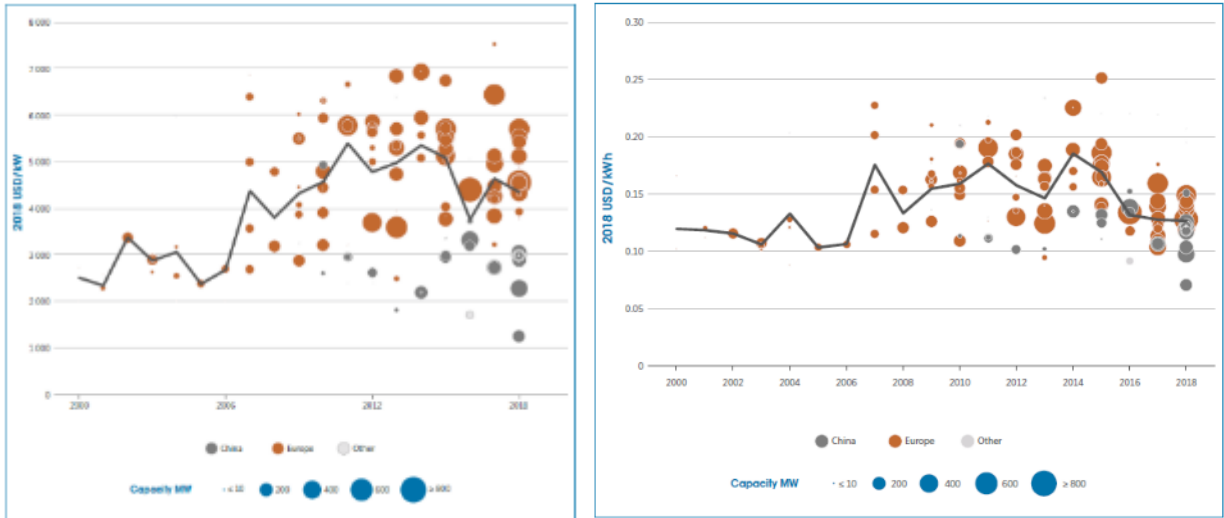
出所 IRENA (2019) “Renewable power generation costs in 2018”

図9 LCOEの推移(左)と加重平均総設置コストの推移(右)

② 洋上風力

欧州を中心に洋上風力発電の開発が進みはじめており、2018 年時点の世界の洋上風力発電設備は合計 4.5GW に達している。前出の IRENA 調査報告書によれば、2018 年の LCOE は 0.127USD/kWh で、2010 年と比較すると 20%低下している。コスト削減の背景には、風力タービン技術の向上、洋上風力の大規模化によるスケールメリットなどが挙げられる。洋上風力の展開が最大の欧州では 2010 年から 2018 年にかけて LCOE は 14%低下している。最も低下したのはベルギーで 28%低下 (0.195USD/kWh から 0.141USD/kWh) であった一方、同期間のアジアでは、40%低下 (0.178USD/kWh から 0.106USD/kWh) している。

一方、容量ベースで見ると、世界的な加重平均設置コストは、2010 年から 2018 年にかけて 5%低下し 4,572USD/kW から 4,353USD/kW となっている。この背景には、洋上風力の開発が深海域に移ったことにより、機器設置・基礎・系統接続のコストが増大したことが指摘できる。同時にコスト減の要因としては、タービン技術の革新、設備定格容量の増加、プロジェクトの大規模化があり、全体としてコストを押し下げる方向に働いた。



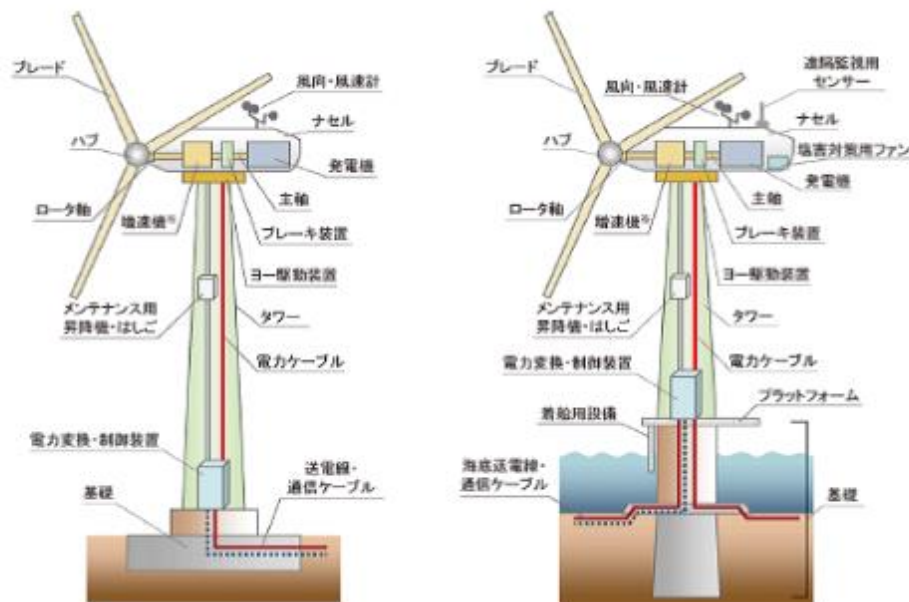
出所 IRENA (2019) “Renewable power generation costs in 2018”

図10 LCOEの推移(左)と加重平均総設置コストの推移(右)

(2) 技術

① 風力発電システム

代表的な陸上および洋上風力発電機の構成を以下に示す。風力発電は、風力エネルギーを電気エネルギーに変換するものであるが、変換過程としては、風の運動エネルギーを風車（風力タービン）の回転という動力エネルギーに変え、その回転を歯車等で増速した後、または直接発電機に伝送し電気エネルギーに変換する。風力発電システムは、風力エネルギーを機械的動力に変換するロータ系、ロータから発電機へ動力を伝える伝達系、発電機等の電気系、システムの運転・制御を司る運転・制御系および支持・構造系から構成される。



出所 NEDO(2008) 『風力発電導入ガイドブック』

図11 風力発電機の主要な構成要素(左:陸上風力 右:洋上風力)

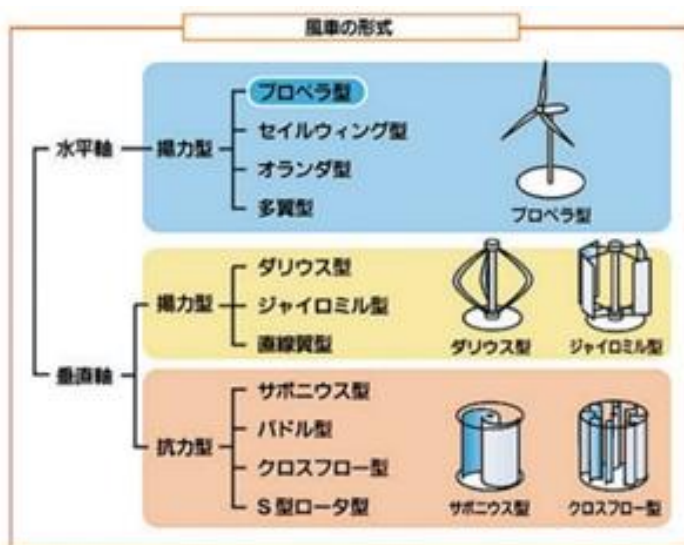
表11 プロペラ式風力発電システムの構成

構成要素		概要
ロータ系	ブレード	回転羽根、翼
	ロータ軸	ブレードの回転軸
	ハブ	ブレードの付け根をロータ軸に連結する部分
伝達系	動力伝達軸	ロータの回転を発電機に伝達する
	増速機	ロータの回転数を発電機に必要な回転数に増速する歯車装置
電気系	発電機	回転エネルギーを電気エネルギーに変換する
	送電ケーブル	発電機からの電力を送電する
	電力変換装置	直流、交流を変換する装置（インバーター、コンバータ）等
	変圧器	系統からの電気、系統への電気の電圧を変換する装置
	系統連系保護装置	風力発電システムの異常、系統事故時に設備を系統から切り離し、系統側の損傷を防ぐ保護装置
運転・制御系	出力制御	風車出力を制御するピッチ制御あるいはストール制御
	ヨー制御	ロータの向きを風向きに追従させる
	ブレーキ装置	台風時、点検時等にロータを停止させる
	風向・風速計	出力制御、ヨー制御に使用されるセル上に設置される
支持・構造系	ナセル	伝達軸、増速機、発電機等を収納する部分
	タワー	ロータ、ナセルを支える部分
	基礎	タワーを支える基礎部分

出所『NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版』を基に JICA 調査団作成

② 風車の分類

風車は、回転軸の方向によって「水平軸風車」と「垂直軸風車」に、作動原理によって「揚力形風車」と「抗力形風車」に大別することができる。水平軸風車は、風車の回転軸が風向きに対して平行（一般的には、回転軸が地面に対して水平）となるタイプで、プロペラ型、セイルウィング型、オランダ型、多翼型等がある。一方、垂直軸風車は、風車の回転軸が風向きに対して垂直（一般的には、回転軸が地面に対して垂直）となるタイプで、作動原理で見ると、ダリウス型、直線翼型（ジャイロミル）等は揚力形風車に、サボニウス型、パドル型、クロスフロー型、S型ロータ型等は抗力型風車に分類される。



出所『NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版』より抜粋

図12 風車の種類

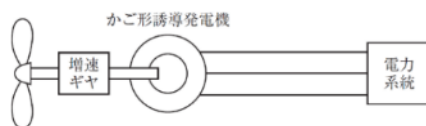
現在、売電事業を目的に設置される中型以上の風車は、水平軸型風車の1つであるプロペラ型が主流となっている。

③ 発電方式による分類

現在用いられる 100 kW 級以上の発電用風力発電機の方式は、以下に示す 4 つの方式に分類できる。

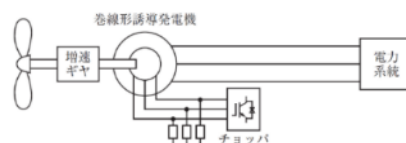
タイプ A :

誘導発電機直結方式



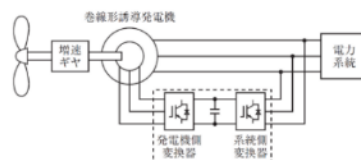
タイプ B :

誘導発電機の 2 次抵抗制御方式



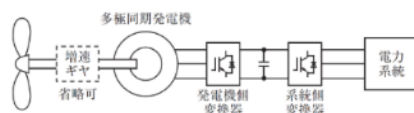
タイプ C :

誘導発電機の 2 次励磁制御方式



タイプ D :

同期発電機による直流リンク方式



出所 電気学会『電気工学ハンドブック第7版』を基に JICA 調査団作成

図13 風力発電における発電機の形式

同図から明らかなように、風力発電システムでは発電機として誘導発電機を用いることが多い。タイプ C とタイプ D は風車の回転数を変化させることができることから可変速機と呼ばれており、近年導入される風力発電システムはタイプ C およびタイプ D が採用されることが多い。タイプ C およびタイプ D は無効電力を制御することができ、慣性力を持たせることができるため、系統安定化に貢献することができる。なお、それぞれの方式の比較を次表に示す。

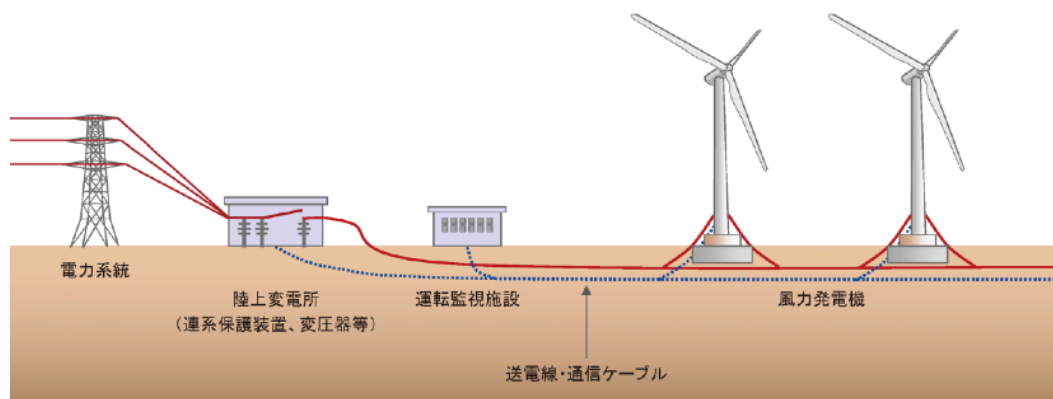
表12 風力発電における発電機の形式比較

	タイプ A	タイプ B	タイプ C	タイプ D
	誘導発電機直結 定速機	2 次抵抗制御 部分可変速機	2 次励磁制御 可変速機	DC リンク 可変速機
構造	単純	2 次抵抗の制御回路必要	パワエレ回路必要	パワエレ回路追加・増速機省略可
出力変動対応	秒オーダーの変動大	変動は一部抑制	秒オーダーの変動除去	秒オーダーの変動除去
無効電力対応	力率改善用キャパシタが必要	力率改善用キャパシタが必要	制御可能	制御可能
突入電流対応	ソフトスタータ必要	ソフトスタータ必要	—	—
出力制御対応	—	2 次抵抗制御装置が必要	発電機定格出力の部分容量のインバータが必要	発電機定格出力の容量のインバータが必要

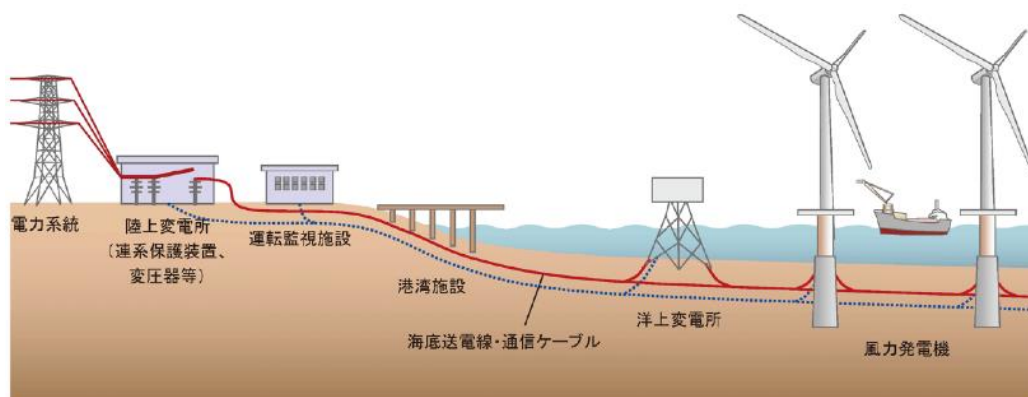
出所 電気学会『電気工学ハンドブック第7版』を基に JICA 調査団作成

④ 設置場所

風力発電所の設置場所は陸上と洋上に分類することができ、洋上風力に関しては、さらに着床式と浮体式に分類することができる。着床式は概ね 50m 以下の水深に用いられ、浮体式はそれより深い水域で用いられる。陸上と比較して洋上は風況が安定しているが、海底送電ケーブル、港湾施設、洋上変電所など追加的な設備が必要となることに加え、設備に浸水対策や塩害対策が必要となることから、陸上風力と比較して、設備コストが高くなることが免れない。



(a) 陸上ウインドファーム



(b) 洋上ウインドファーム

出所『NEDO エネルギー白書第 2 版』

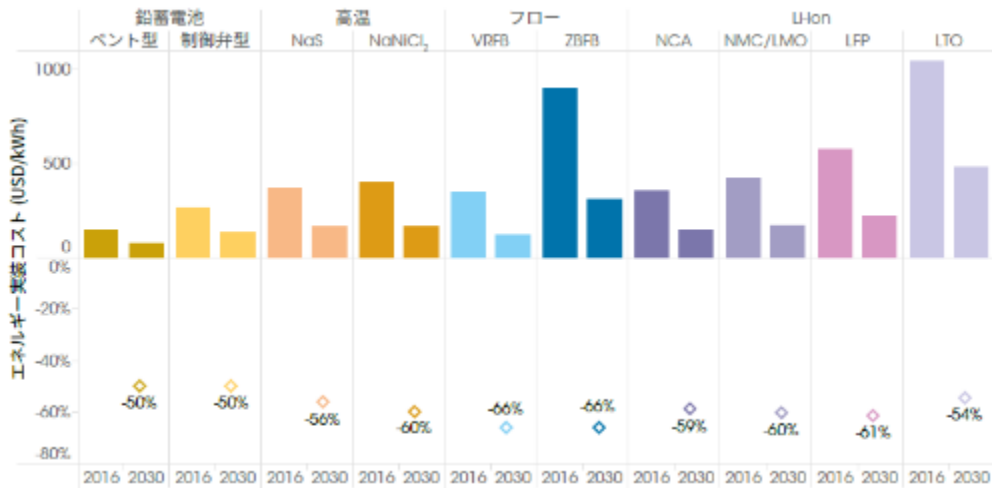
図14 陸上と洋上ウインドファームの構成

2.3.4. 蓄電システムのコストと技術の進捗

(1) コスト

電力貯蔵技術にはコスト削減の大きな可能性がある。例えば、IRENA の調査報告書「Electricity Storage Cost 2017 Summary」によると、据置形リチウムイオン電池の総実装コストは、2030 年までに 54%～61%下がる可能性がある¹³。ドイツでは、小規模のリチウムイオン電池システムの総実装コストは 2014 年第 4 四半期から 2017 年第 2 四半期にかけて 60%低下している。経済規模と技術の改善により資材の必要量が減少していることがコスト削減を推進している。IRENA の見解によると、リチウムイオン電池の寿命は 2030 年までに約 50%伸び、可能なフルサイクル数は 90%も伸びる可能性があるとしている。

¹³ その後予想より早い低下傾向が見られたため、2019 年 3 月の Bloomberg の予測では 2030 年に約 65%まで下がるとされている。



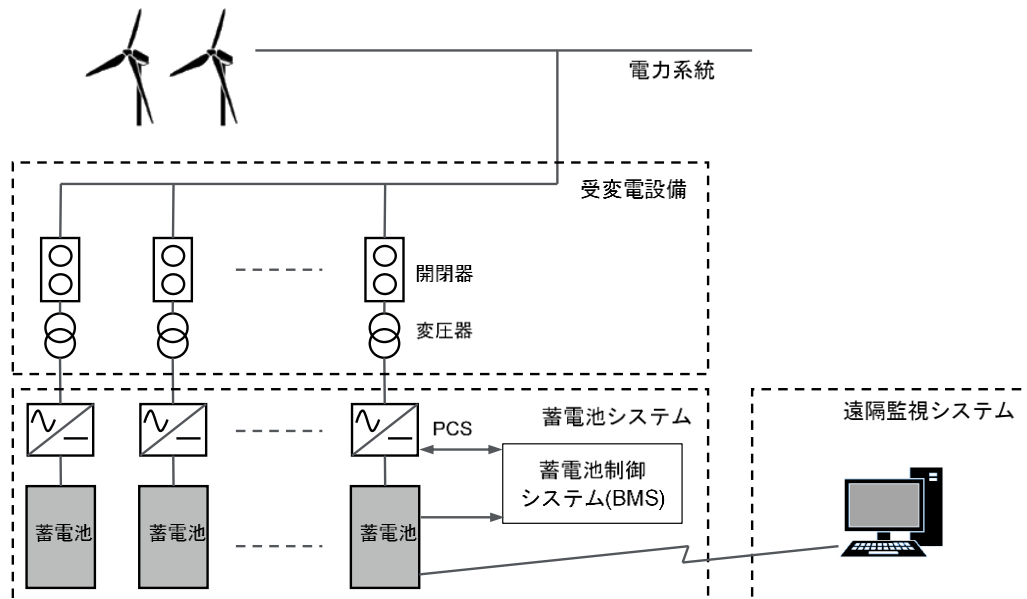
出所 IRENA (2018) “Electricity Storage Cost 2017 Summary”より抜粋

図15 バッテリー貯蔵システムの実装エネルギーコストの動向予測

(2) 技術

① 蓄電システム(バッテリー)

太陽光発電や風力発電などの割合が増大するにつれて、これらの変動性再エネを効率的かつ信頼性の高い方法で電力システムとして運用するためには、より柔軟なシステムが求められる。バッテリーによる電力貯蔵システムは、電力を迅速に貯蔵・保管・放出することにより、電力システムの柔軟性を向上させる大きく注目されている技術である。揚水型水力発電所などの従来の電力貯蔵システムとは異なり、バッテリーは地理的条件に制約されないことやサイズの柔軟性という利点があるため、必要な場所に設置でき、その拡張も容易である。ユーティリティ規模のバッテリー電力貯蔵システムの技術レベルは、数 MWh～数百 MWh の容量を実用化するレベルに達している。系統に設置される代表的な蓄電システムの構成と構成要素を次に示す。



出所 JICA 調査団作成

図16 蓄電システムの主要な構成要素

表13 蓄電システムの構成

構成要素		概要
蓄電池システム	セル	蓄電池の最小単位
	モジュール	セルを束ねてモジュールにしたもの
	蓄電池制御システム (BMS)	蓄電池の充放電管理・制御、異常監視、保護を行うシステム
	PCS	直流・交流を変換する装置
受変電設備	変圧器	系統からの電気、系統への電気の電圧を変換する装置
	系統連系保護装置	風力発電システムの異常、系統事故時に設備を系統から切り離し、系統側の損傷を防ぐ保護装置
運転・制御系	蓄電池遠隔監視システム	蓄電システムの監視・制御を行うシステム
支持・構造系	キュービクル	蓄電システム、受変電設備を格納する
	基礎	キュービクルを支える基礎

出所 JICA 調査団作成

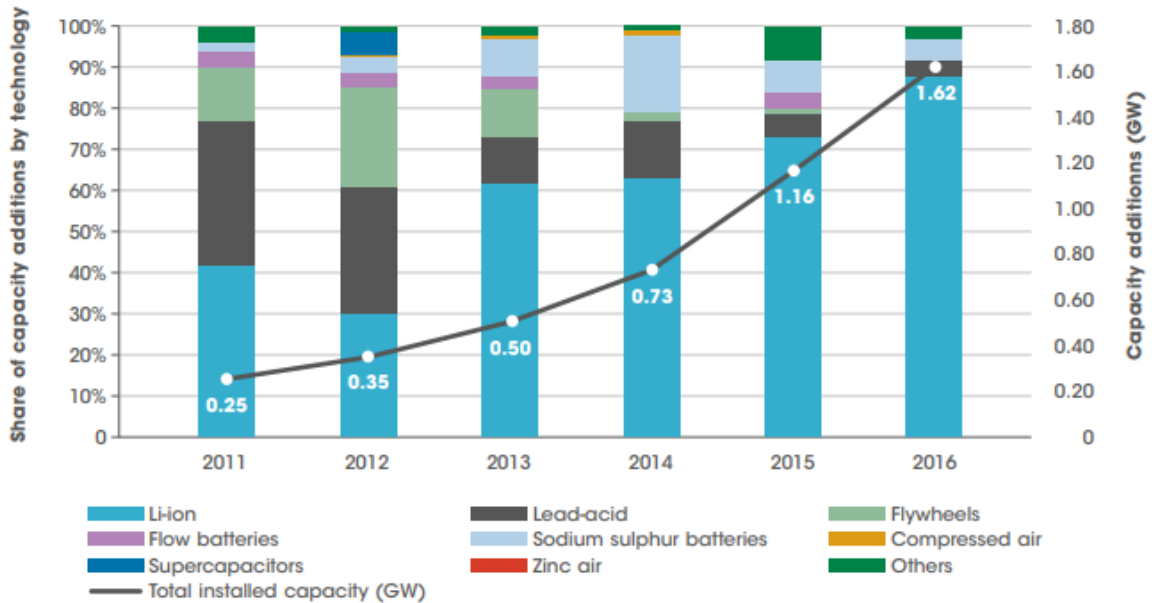
② 蓄電池の分類

以下に系統で使用される代表的な蓄電池を示す。現在は、リチウムイオン電池が最もコスト競争力に優れ、IRENA によると、系統に接続して用いられる蓄電池の 8 割以上をリチウムイオン電池が占めている。

表14 各種蓄電池の比較

蓄電技術	リチウムイオン電池	鉛蓄電池	NaS 電池	レドックスフロー
大容量化実績	数百～数千 kWh 級	1MWh 級	200MWh 級	1MWh 級
レート特性	最大 3C	最大 1C 程度	0.2C～最大 0.5C 程度	最大 1C 程度
充放電効率	94～96%程度	75～87%程度	90%程度	80～90%
寿命	3,500 サイクル程度 (カレンダー寿命で約 10 年)	4500 サイクル程度 (カレンダー寿命で約 15 年)	4500 サイクル程度 (カレンダー寿命で約 15 年)	3,000 サイクルともいわれるが、セパレータの寿命に依存して 5 年程度
体積エネルギー密度	約 140～210Wh/L	約 40～80Wh/L	約 140～170Wh/L	-
重量エネルギー密度 (実効)	約 120Wh/kg	約 35Wh/kg	約 110Wh/kg	約 6～20Wh/kg
技術レベル	実用	実用	実用	実用

出所 『NEDO エネルギー白書第二版』



Note: GW = gigawatt
Source: IEA (2018); Sandia Corporation (2018)

出所 IRENA (2018) “UTILITY – SCALE BATTERIES”

図17 リチウムイオンバッテリーの設置容量の推移

③ 設置場所および用途

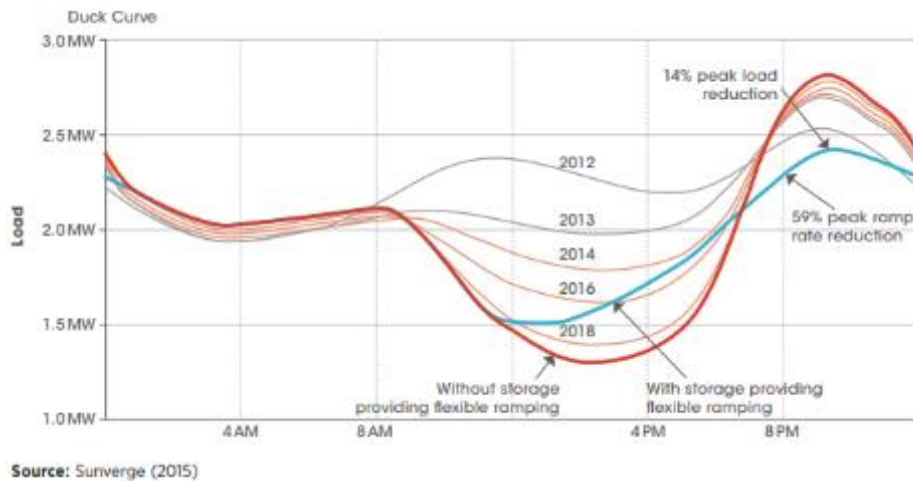
以下に系統で使用される代表的な蓄電池の設置場所とそれぞれの主な用途を示す。

表15 系統用大型蓄電池の設置場所と主な用途

設置場所	役割	パワー用途	エネルギー用途
系統への設置	系統運用サポート	アンシラリーサービス (周波数調整、電圧調整)	負荷平準化
	再エネ発電機への併設	出力変動の抑制	出力変動の抑制(長期: タイムシフト、出力平準化)
需要家への設置	産業用/家庭用	出力変動の抑制 (短期: 配電線の電圧調整等)	出力変動の抑制 (長期: タイムシフト、出力平準化)
電動車両の活用	系統との連系/住宅との連系	V2H(Vehicle to Home), V2G(Vehicle to Grid), G2V(Grid to Vehicle)	

出所 『NEDO エネルギー白書第二版』を基に JICA 調査団作成

特に、太陽光発電が大量に導入されると、電力負荷曲線の形状がいわゆるダック曲線となる。すなわち、太陽光パネルが発電する日中は電力系統への負荷需要が減少し、夜になると負荷需要が大きく増加する現象であり、これらの対策として蓄電システムの活用が期待される。



Source: Surverge (2015)
出所 IRENA “UTILITY – SCALE BATTERIES”

図18 バッテリー貯蔵システムによるダック曲線の緩和

2.3.5. オフグリッド電源・オフグリッドエネルギーシステム

いわゆる発電所規模の電源ではなく、より小型な再エネ電源などを活用したオフグリッド電源やオフグリッドエネルギーシステムは創エネ技術、省エネ技術、蓄エネ技術、系統技術を活用し、先進国では自家消費、災害対策、地方創生、省エネ・CO2 排出量削減、需給調整などを目的に利用されている。また都市部を中心に、異なる場所に点在する小規模再エネ発電をまとめて制御・管理することで、あたかも1つの発電所のように機能させる仮想発電所（VPP）を活用したエネルギーシステムなどの、オフグリッド電源・エネルギーシステムは徐々に普及が進んでいる。一方、島嶼地域では、オフグリッド電源を活用した再エネ電源100%化の動きもある。先進国で実用化されているオフグリッド電源・エネルギーシステム事業を、都市部と地方部で分類した場合のメリット、デメリット、成功要因および課題は、次表に示すとおりである。

表16 オフグリッドエネルギーシステム事業(主に先進国の場合)

	メリット例	デメリット例	成功要因	課題
都市部	近隣に大規模な需要家が多く、企業の本社等に対してはコスト面に加え、環境・エネルギー面での貢献を訴求しやすい	エネルギー供給設備の置き場所や自営線・熱導管等のインフラ整備のためのスペース面での制約が大きい	<ul style="list-style-type: none"> • 需要家の多様化 • 既存エネルギー事業者の巻き込み • 再開発事業などのエリア単位での開発との連動 • コージェネの活用 • 需要家の多様化 	設備設置スペースが少ないこと、新規の自営線や熱導管を敷設するためには既存のエネルギー事業者との調整事項が多くなるなどの課題が存在する
地方部	事業実施主体や自治体等の意思が反映されやすく、連携による事業の推進効果大きい	需要家の立地密度が低く、複数の需要家に供給する場合には広範囲なインフラ整備が必要となる	<ul style="list-style-type: none"> • 需要家に合わせた設備設計 • 自治体の意思、公共施設をコアとした需要家構成 • 多様なエネルギー源の検討 	需要家感の距離が離れている場合には、複数の需要家にエネルギーを供給するためのエネルギーインフラ設置コストが大きくなるなどの課題がある

出所 一般社団法人低炭素投資促進機構(2019)『地域の特性を活かした地産地消のオフグリッドエネルギーシステム構築ガイドブック』を基に JICA 調査団作成

2.3.6. 導入課題と対応策

太陽光発電や風力発電等の変動性再エネを電力システムに取り入れるには、様々な課題があるが、変動性再エネ比率を高めていくためには、これらの課題を解決せねばならない。以下に、優先課題となる5つの項目を整理する¹⁴。

① 安定容量

安定容量とは、たとえ悪条件下であっても需要を満たすことが保証される発電電力をいう。変動する発電出力と需要のミスマッチが発生すると、変動性再エネは必ずしも全容量を安定容量として供給できなくなってしまう。安定容量として信頼できる変動性再エネの部分は「容量クレジット」と呼ばれる。系統信頼度を保つためには十分な安定容量を有することが重要であるため、変動性再エネの容量クレジットの範囲を適切に捉え、供給パターンと負荷パターンを整合させることが重要な要素となる。例えば、過剰に変動性再エネが発電されて出力制限が掛かってしまうことや、発電が必要な時に行われずに、他の容量でカバーする必要性が生じるようなことは防がなければならない。地理的に広域分布した変動性再エネ構成は、季節や日ごとの変動を平滑化することができ、複合的な容量クレジットを増加することができる可能性がある。

② 柔軟性

電力システムの柔軟性を確保するためには、最もコストの低い方法で変動性再エネの変動性を緩和する設計が必要となる。この設計が不十分であると、変動性再エネ発電の過剰な出力制御につながり、コスト効率の悪いものとなってしまう。需要が急激に伸びつつある途上国では、柔軟性の低い既存の発電所が埋没費用となるリスクが小さいため、柔軟性のある電力システムの設計において優位な立場にある。これらの柔軟性を確保するためには、柔軟性のある電源の最適構成や変動性再エネ出力を補完する他の対策が必要となる。バッテリーシステムやデマンドサイドマネジメントも今後重要な対策となっていく。

③ 送電容量

変動性再エネ資源が既存の送電系統の近くに存在しない場合、変動性再エネ比率を高めるためには電力系統への追加投資が必要となる。発電への投資は、送電に比べて絶対的コストの関連性が高いことから、まず電源構成を決定し、その後で必要な最適送電容量を決定する手法が一般的である。送電容量投資と特定の場所における発電資源の質との間には、経済的トレードオフが存在することがある。新規の送電容量や既存容量における混雑の増加によるコストが、わずかに質の高い変動性再エネ資源の便益を上回る可能性がある。

④ 発電レベルでの周波数応答

偶発事故後に周波数が再び安定となるようにするためには、系統に十分な慣性力と緊急時予備力が備わることが必要である。変動性再エネには系統慣性を持たないが、その運用によって周波数応答を支援するよう適応させることが可能である（疑似慣性と呼ばれる）。欧米などではスマートインバータを用いて系統慣性を補完している例もある。バッテリー技術も周波数応答を支援することができ、高い変動性再エネの比率を有する小規模島嶼系統で実施されている。しかし、大規模連系系統で再生可能電源により需給調整されているものの例はまだない。

¹⁴ IRENA (2017) “Planning for the Renewable Future”

⑤ 電圧制御能力と電圧応答

変動性再エネの比率が高まると電圧制御により系統の安全な運用を維持する必要があるが出てくる。一般的に、電圧制御と安定度の問題に対処するために、無効電力補償装置に対する追加投資が検討される。必要となる投資の規模は、当該系統のグリッドコードに定められた基準にしたがって決定されるため、系統毎に異なる場合がある。系統のトポロジーが重要な役割を果たし、詳細な系統解析が必要となる。一般に電圧制御に必要な投資は、発電に必要なものと比べると少ないか無視できる程度である。したがって、変動性再エネ発電所が電圧制御に与える影響は、孤立系統である場合を除くと、課題としての優先順位は低くなる可能性がある。電圧制御に対する手段はすぐに利用可能かつ比較的lowコストで実施することができる。

上記のような課題に対し、運用技術の改善のみならず、人工知能（AI）、情報通信技術（ICT）、モノのインターネット（IoT）等の新たな技術も、変動性再エネの課題解決や導入促進に大きな役割を担っていくことが期待される。次表にその対応技術を例示する。

表17 変動性再エネ電源への対応技術

	対応技術	詳細
要素技術	従来型電源の出力調整	<ul style="list-style-type: none"> 変動性再エネ電源の変動する出力と需要とのギャップを、火力発電や水力発電などの従来型電源の出力調整により吸収 需要変動を微小変動分、短周期成分、長期成分の3つの成分に分け、それぞれガバナフリー（GF）、負荷周波数制御（LFC）、経済負荷配分制御（EDC）により出力調整 水力発電（流込式除く）は、起動時間が数分程度と短く、また出力変化速度も大きい 火力発電は、コンバインドサイクル発電が変動性再エネ電源の出力変動対策として世界的に活用
	変動電源の出力調整	<ul style="list-style-type: none"> 変動性再エネ電源自身に出力調整機能を持たせる 主に風力発電で重要となり、短周期変動対策としてピッチ制御と可変速制御が導入されている。 長周期変動に対し、常時風力発電の出力を最大出力以下に抑制・運転し、電力系統での発電量が不足する場合、風力発電の出力増加 蓄電地の活用
	FACTS	<ul style="list-style-type: none"> 交流系統の制御性を高め、送電容量の増加を図る SVCやTCSCなどのパワーエレクトロニクス技術により、無効電力を制御する電圧調整 潮流制御により電力流通の最適化を図り、低損失な電力システム運用 PMUの情報を活用し、広域の電力動揺を抑制
	蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> 電力系統へ設置する場合、発電レベルで周波数制御や供給予備力、需要の平滑化、送電レベルで電力品質の維持や潮流調整、変電・配電レベルではピークカットや電圧維持に関する役割を果たす 需要家へ設置する場合は、短期では配電線の電圧調整等、長期ではピークシフトや出力平準化として使われる EVを住宅や電力系統と連系させ、EVに搭載している蓄電池をオフグリッド電源として利用（V2HやG2V）
システム制御技術	PCS制御	<ul style="list-style-type: none"> 周波数上昇リレー（OFR）、周波数低下リレー（UFR）、逆電力リレー（RPR）といった保護機能をPCSに具備し、電力系統側の周波数や電圧の変化により単独運転を検出することで再エネ電源を系統から切り離す FRTにより電力系統側での事故除去後に速やかに発電出力を回復させ、系統の安定運転に寄与する 有効電力および無効電力制御

需給運用	<ul style="list-style-type: none"> 電力系統側におけるエネルギーマネジメントシステム 再エネ電源が大量に脱落する場合を想定し、予め脱落量に対応する方策を取り、影響を緩和する
広域運用	<ul style="list-style-type: none"> 電力会社間あるいは国間の関係を拡大し、電力系統をより広域運用することで、再エネ電源の出力および需要の変動を平滑化、あるいは正味の需要ピークを低減し、負荷率を改善させ必要な電源容量を減らす 相互融通や緊急時の応援融通により供給信頼度の向上も期待
発電出力予測	<ul style="list-style-type: none"> 変動性再エネ出力を事前に予測し、従来型電源の出力調整などで、出力変動補償（気象観測装置のデータで予想する方式と、気象専門機関から出される数値気象予報に基づいて予想する方式） AIにより機械学習アルゴリズムを組み込み、予測精度の向上が見られている
スマートグリッド	<ul style="list-style-type: none"> ICT技術を用いてエネルギー情報を見える化し、需要家サイドを巻き込んだエネルギー利用の合理化 卸市場価格の高騰時または系統信頼性低下時に、電気料金価格の設定またはインセンティブの支払いに応じて、需要家側が電力の使用を抑制し電力消費パターンを変化させるデマンドレスポンスの活用 デマンドレスポンスのツールとして期待されるスマートメーター HEMSやBEMSといったエネルギーマネジメントシステムの構築 各住宅や建物単位に設置された再エネ電源とバッテリーをIoTなどの情報技術で1つに束ねて、あたかも1つの発電所のように扱うVPP（仮想発電所）という技術導入も進んでいる

出所『NEDO 再生可能エネルギー技術白書第二版』を基に JICA 調査団作成

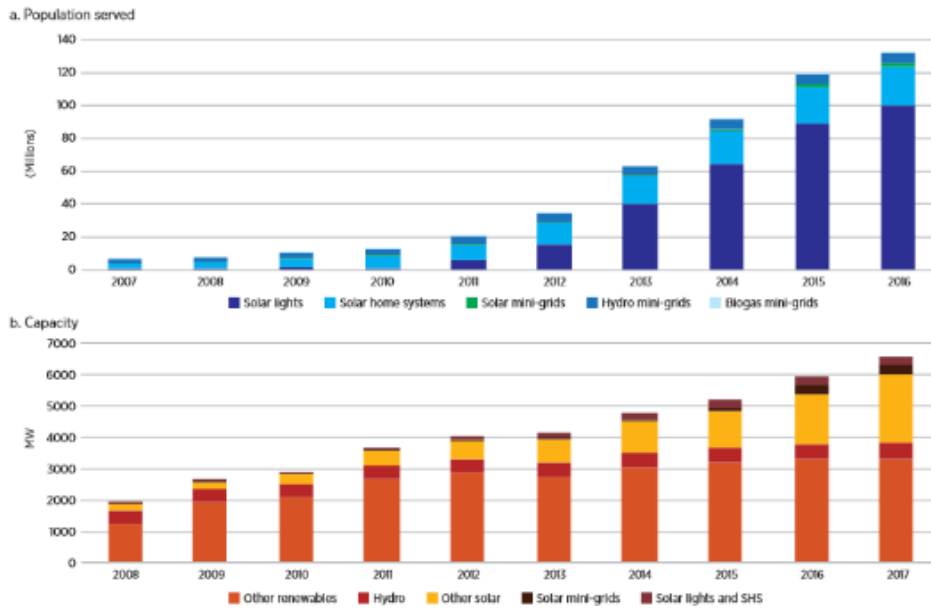
2.4. オフグリッド電源としての再生可能エネルギーの最新動向と展望

2.4.1. 現状と将来予測

コストが低廉なオフグリッド分散型電源による電力供給は、系統が未整備な無電化地域¹⁵を中心に、途上国でも急拡大している。IRENA¹⁶によると、分散型電源の利用者は、2011年の約2,000万人から、2016年には約1.3億人と6倍以上に増加している。また、同期間に設置されたオフグリッド再エネ設備容量は、2011年の3倍である。設置容量の83%は、産業、商業、公衆サービス向けであることから、分散型電源による再エネの各地域と条件への柔軟性が示されているといえる。

¹⁵ 世界銀行 World Bank (2020) “Off Grid Solar Market Trend Report 2020”によると、無電化地域には、現在 8.4 億人存在しており、2030 年に 12 億人に増える見込みである。

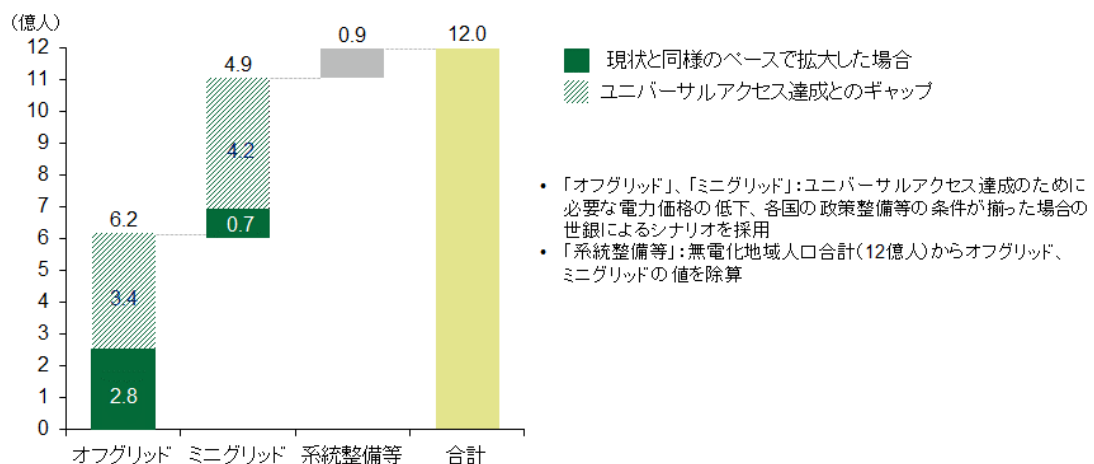
¹⁶ IRENA (2019) “Off-grid renewable energy solutions to expand electricity access”



出所 IRENA (2019) “Off-grid renewable energy solutions to expand electricity access: An opportunity not to be missed”

図19 オフグリッドにおける再エネ利用人口および設備容量の推移

世界銀行¹⁷によるとミニグリッドは、現在までに整備された 19,000 カ所¹⁸に加え、今後、さらに 7,500 カ所が計画されている。しかし、現在のペースで普及拡大した場合、2030 年までにミニグリッドの数は約 31,000 カ所まで増え、7,150 万人へ電力を供給できる見込みであるが、SDGs 7.1 で定められた目標「2030 年までに、安価かつ信頼できる現代的エネルギーサービスへの普遍的アクセスを確保する」（以下、「ユニバーサルアクセス」という）を達成するためには、ミニグリッドの数を 210,000 カ所までさらに増加させ、4.9 億人へ電力を供給する必要があり、今後さらに開発を進めていく必要がある。また、SHS に代表されるスタンドアロン型発電の普及については、これまでと同程度の普及を見込んだ場合、2030 年までに 2.8 億人への電力供給が見込まれるが、ユニバーサルアクセスを達成するためには、6.17 億人への供給を実現する必要があり、今後更なる資金の導入が求められている¹⁹。



出所 ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People : Market Outlook and Handbook for Decision Makers”

図20 ユニバーサルアクセス達成に向けた2030年までの電力供給手段別人口の見通し

¹⁷ ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers”

¹⁸ これまでに整備されたミニグリッドではディーゼル発電が大半を占め、水力発電、太陽光発電ハイブリッド型と続く。

¹⁹ World Bank (2020) “Off Grid Solar Market Trend Report 2020”

2.4.2. オフグリッド電源のコストおよび技術の推移

(1) ミニグリッド

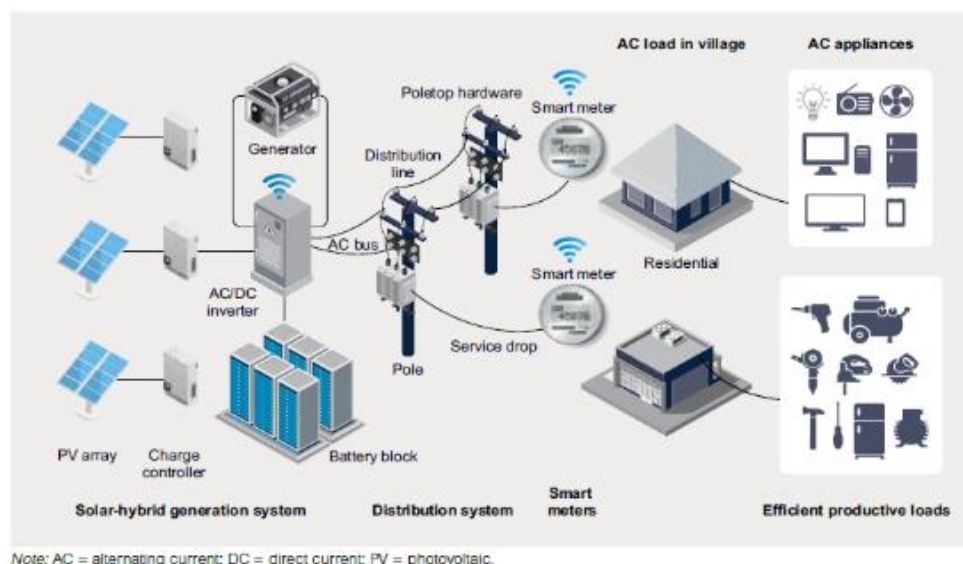
ミニグリッドの歴史は、欧米の先進諸国で大きな電力需要が発生しはじめた 130 年前に遡る。当初のミニグリッドは第一世代ミニグリッドと呼ばれるが、現在は、第三世代ミニグリッドと呼ばれるものが登場している。各世代のミニグリッドの定義と概要は次表のとおりである。

表18 各世代のミニグリッドの定義と概要

カテゴリ	内容
第1世代 ミニグリッド	<ul style="list-style-type: none"> 欧米にて電力需要が急増し始めた約 130 年前に登場し、各地域での規格や規制の異なるミニグリッド 技術革新や需要拡大により、規格・規制の標準化、各ミニグリッドの統合がなされ、国営/大手民間電力会社による主幹系統の管理・運営がはじまる
第2世代 ミニグリッド	<ul style="list-style-type: none"> 主に途上国などにおける人口密度が低く、主幹系統から離れた無電化地域に整備されたミニグリッド 一般的なもの、ディーゼル、小水力発電による発電システムと基本的なオンサイトメーターから構成され、単一の村落に電力を供給
第3世代 ミニグリッド	<ul style="list-style-type: none"> 一般的に、ハイブリッド型太陽光発電システム（ソーラーパネル、蓄電池、チャージコントローラ、インバータ、バックアップ用ディーゼル発電機）、配電システム、スマートメーター（エネルギー消費パターンやシステムパフォーマンスなどリアルタイム情報の表示）から構成 太陽光発電活用機器として、家庭用省エネ機器や農業・産業用の機器が併せて導入される場合も多い リモートモニタリングシステムの導入により、技術的問題発生時には、遠隔地のオペレーターにより即座に検知・対応がなされる 主幹系統に接続可能な設計がされる場合も多く、主幹系統接続後も、需給調整や災害時対策として継続的に使用され得る 途上国の中には主幹系統から得られる電気より信頼性が高い場合もある²⁰

出所 ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People : Market Outlook and Handbook for Decision Makers”

一般的な第三世代ミニグリッドの構成を次図に示す。

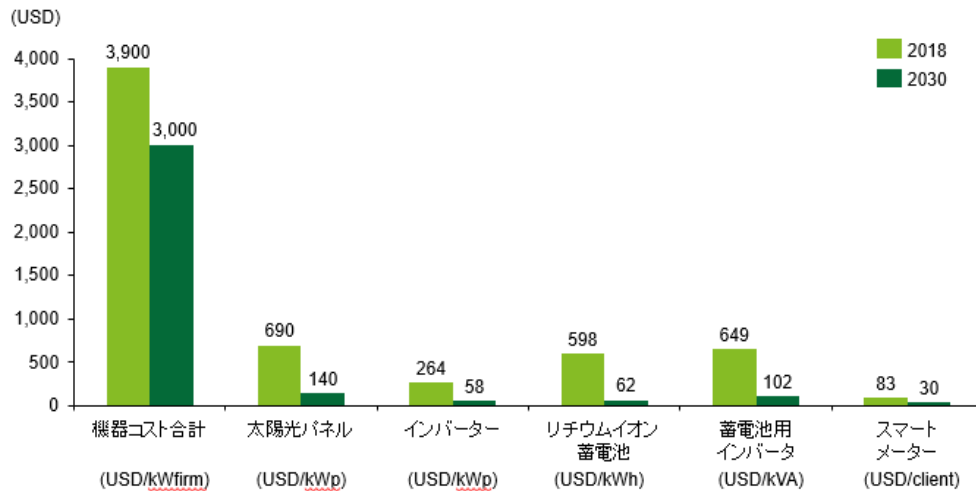


出所 ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People : Market Outlook and Handbook for Decision Makers”

図21 一般的な第三世代ミニグリッドの構成

²⁰ アフリカミニグリッドディベロッパー協会（AMDA）のメンバーで所有・運営されている第三世代ミニグリッドの平均連続稼働時間は、約 97%（年間計画停電は 2 週間以内）、電力供給先からの満足度は 84%である。これは、アフリカの一般的なユーティリティ企業による連続稼働時間 40-50%、顧客からの満足度 41%と比較しても高いことがわかる。

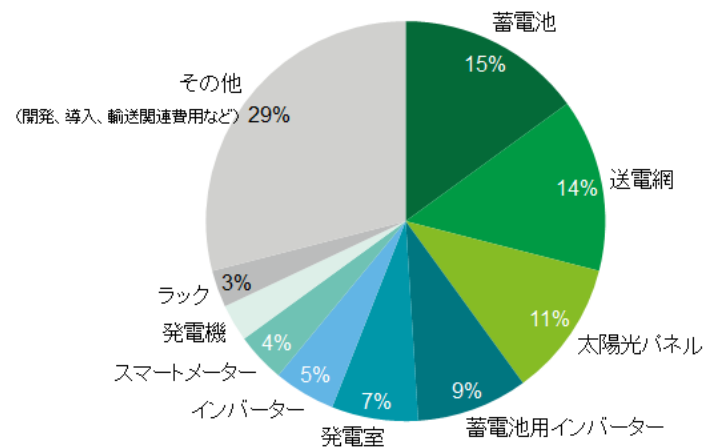
コストに関しては、ESMAP²¹のアフリカ、アジア地域の 53 カ所のミニグリッドを対象にした調査によると、第三世代ミニグリッドの初期投資額は、2010 年の 8,000-10,000USD/kWfirm から 2018 年には 3,900USD/kWfirm まで低下しており、2030 年には各機器の価格低下などにより 3,000USD/kWfirm 程度に低下する見込みである。ミニグリッドを構成するコンポーネントのうち、特に太陽光パネル、蓄電池、インバータ、スマートメーターは大幅な価格下落が予測されている。



出所 ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Maker”

図22 ミニグリッドの価格比較(2018年、2030年)

ミニグリッドを構成する機器が CAPEX に占めるそれぞれの割合は、次図に示すとおりである。



出所 World Bank (2019) “Mini grid costing and innovation”

図23 ミニグリッドを構成する機器のCAPEXに占める割合

上記図中「その他・開発」としてフィージビリティ・スタディにかかるコストが含まれるが、地理空間分析技術が発達し、過去 30,000USD/サイトを要していたが、近年の世界銀行によるナイジェリアの事業の例では 2,300USD/サイトに低下している。ミニグリッドに活用される主な地理空間分析技術には、以下のようなものがある。

²¹ ESMAP (2019) “Mini grid costing and innovation”

表19 ミニグリッドに活用される地理空間分析技術の例

活用可能な技術	想定活用方法
<ul style="list-style-type: none"> 高解像度の衛星画像 ドローン 	<ul style="list-style-type: none"> 地形・周辺の系統整備状況の把握、建設サイトのアセスメント
<ul style="list-style-type: none"> 高精度なソフトウェア 	<ul style="list-style-type: none"> ハイブリッド発電システム・配電システム的设计
<ul style="list-style-type: none"> ビッグデータ クラウドベースドコンピューティング データドリブン・ウェブベースプラットフォーム (ジオタグ²²、マーケットインテリジェンスデータ²³の活用) 	<ul style="list-style-type: none"> 電気設備の詳細なデマンドアセスメント 政府機関によるミニグリッド、系統設備の計画を含めたエネルギー政策策定、事業者による事業計画策定など

出所 ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People : Market Outlook and Handbook for Decision Makers”

維持管理コストには、ミニグリッドの種類や場所により異なるが、人件費、運営・管理費、メンテナンス費、修理費、セキュリティ費が含まれる。ESMAP²⁴によると、平均的に運営・管理費と人件費で OPEX の約 76% を占めるが、リモートモニタリングシステムの導入により、不具合・故障対応や料金徴収にかかる人件費は下落傾向にある。また、電子機器のライフサイクルの改善により、機器交換コストも下落している。これに LCOE も追従、低下する見通しである。ESMAP²⁴ のアフリカの複数のミニグリッドを対象にした分析によると、2018 年時点で 0.55USD/kWh (負荷率 22%) の LCOE は、2030 年 0.22 USD/kWh (負荷率 40%) になる予測である。

(2) スタンドアローン型

途上国での市場拡大が予測されるスタンドアローン型は太陽光発電を利用したものが主流であり、関連製品は主にピコソーラー、ソーラーホームシステム、太陽光発電活用機器の 3 種類に分類される。それぞれの概要を次表に示す。

表20 スタンドアローン型電源にかかる製品概要

製品	製品例	内容
ピコソーラー		<ul style="list-style-type: none"> 小型のソーラーパネル、照明機器 (家庭用ケロシンランプの代替となるランタン、小型・持ち運び式ランタン、懐中電灯など)、蓄電池がパッケージ化されているものが多い 携帯電話用の USB 入力端子が付いているものもある
ソーラーホームシステム		<ul style="list-style-type: none"> 一般的に小型のソーラーパネル、蓄電池、照明機器で構成される その他省エネ機器 (扇風機、テレビ、ラジオなど) が含まれる場合も多い
太陽光発電活用機器	 冷蔵設備  扇風機  農産物加工機器	<ul style="list-style-type: none"> 家庭、農業、商業用として製造やサービス提供のために太陽光発電を利用する機器を指す 省エネ化、効率化されたこれらの機器を活用することで、顧客の事業に収益をもたらすことを目的としている

出所 World Bank (2020) “Off Grid Solar Market Trend Report 2020”を基に JICA 調査団作成

²² 写真や動画、あるいは SNS の投稿といった様々なメディアに追加することができる、位置情報 (緯度・経度) を示すメタデータのこと。

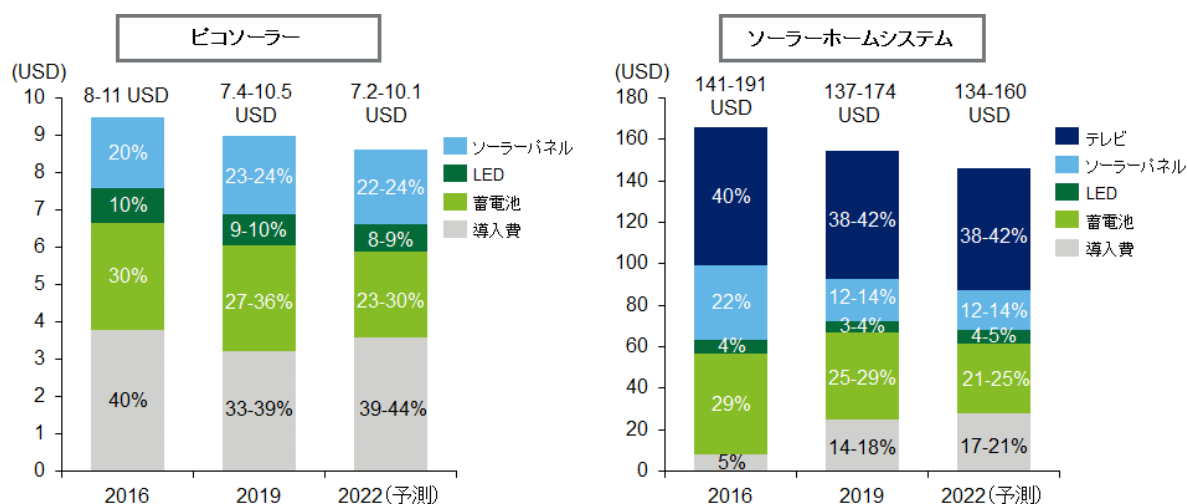
²³ 市場のニーズや嗜好の変化、動向を測定し、将来の市場規模やその特徴に影響をおよぼしそうなビジネス環境の変化を収集と分析し、体系化したプロセスのこと。

²⁴ ESMAP(2019) “Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers”

技術革新もありコストは、低下傾向にある。主な要因は次のとおりである。

- ピコソーラーとソーラーホームシステムの主要コンポーネントである太陽光パネル、蓄電池、照明機器（LED）の効率向上と価格低下
- 太陽光発電活用機器の効率向上と価格低下
- “Pay As You Go”という少額の割賦支払い方式の普及による顧客側の初期コストの低下²⁵
- IoT を活用した遠隔地からの機器制御やパフォーマンス監視による料金収集や修理にかかる負担やコストの低下²⁶

初期のスタンドアロン型の機器は、簡単な照明システムと太陽光発電活用機器としてエネルギー消費量の少ない携帯充電器やラジオという構成であったが、ここ10年間の技術革新、顧客からの需要や事業者による新規市場開拓の必要性により、太陽光発電活用機器は、省エネタイプのテレビ、扇風機、冷蔵庫、ソーラーウォーターポンプへと対象を拡大させてきた。製造コストは、機器の価格下落分が中国などの製造地における人件費の上昇を上回り、全体として下落傾向がみられる。



出所 World Bank (2020) “Off Grid Solar Market Trend Report 2020”を基に JICA 調査団作成

図24 ピコソーラーとソーラーホームシステムの価格の推移(2016年-2022年)

2.4.3. 導入課題と対応策

オフグリッド型電源の基本的な技術はほぼ確立されているといえる。しかしながら、設置される地域の特性上、メンテナンス等の運用面での留意が必要である。例えば、メンテナンス・保守部品供給の体制、リモート地域における設備監視、故障診断等の遠隔監視システムも必要と考えられる。また、すでに建設されたミニグリッドを中央系統に接続する場合は、すでに設置された蓄電システムの運用方法などの検討が必要になってくるものと考えられる。

その他、都市部における既存事業者との調整や、地方部における需要家間の距離が離れていることによるエネルギーインフラコストは、先進国、途上国を含めた共通課題であるといえ、対応策として、政府が主系統とオフグリッド型電源の役割や計画を明確に定義すること、またオフグリッド電源の導入のための補助金や電力料金の優遇制度を設けることが考えられる。

²⁵ 携帯電話の普及によりモバイルペイメントが可能となったことが背景にある。

²⁶ IEA (2019) “World Energy Outlook 2019”によると、Fenix という企業はこの仕組みにより企業の収益確保を実現し、アフリカ全土に約 500,000 のソーラーホームシステムを導入した。

例えば、USAID²⁷によると、インドでは、2016年に再エネ由来ミニグリッドの国家方針（案）を策定し、開発プロセスや運用にかかる規定やフレームワークを定めているほか、フィリピンでは1988年に国家電力公社（NPC）内に設けられた小諸島およびオフグリッド電源（SIIG）ユニット²⁸が、ミニグリッドから電力供給を受ける地域の電力料金制度を整備してきた。その結果、ESMAP²⁹の調査によると、インドでは2,800カ所のミニグリッドから600万人が、またフィリピンでは896カ所のミニグリッドを通じ700万人への電力供給が新たに実現した。

2.5. まとめ：世界における再生可能エネルギー投資の加速と政策目標実現に向けた課題

本章では、アフリカに焦点を当てた情報整理・分析を行うに先立ち、まず、世界における再エネ導入の現状および展望を整理した。そこで確認された主な事項を以下に示す。

- (a) 近年は石炭、原子力エネルギーのエネルギー供給量が横ばいもしくは減少する一方、再エネが増加傾向にある。ただし、化石燃料と比較するとその量はまだ少ない。
- (b) IEAは、2040年までのエネルギー動向について、現行政策シナリオ（CPS）、公表政策シナリオ（STEPS）、持続可能な開発シナリオ（SDS）の3つを発表している。STEPSシナリオでは、世界のエネルギー需要は世界人口の増加と経済成長に応じて増加しつつも、2018年から2040年にかけて再エネ需要は増加する一方で、エネルギーミックスに化石燃料が占める割合は低下するというシナリオを示している。
- (c) 再エネの導入は加速しており、世界全体の再エネ発電設備の容量は、2019年末に2,537GWに達し、前年から7.4%増の176GWが増加した。その90%を太陽光発電と風力発電の新設が占める。再エネ導入が進む大きな理由として、コスト低下、技術革新、再エネ政策、投資家・企業動向が挙げられる。
- (d) 特に途上国では、系統（大容量長距離送電線）に接続されないオフグリッドの電力の需要が顕在化し、それに伴って民間投資も増加している。系統整備には時間やコストがかかるため、オフグリッドの電源開発が途上国の電化率を高める上で1つの重要な課題となっている。
- (e) 世界的に、電力のユニバーサルアクセス達成の目標は大きく掲げられているものの、その実現に向けた道は険しく、現状のペースを維持しただけではそれが達成できないことも見えている。そのギャップを少しでも埋めるため、公的機関による追加的なアクション、更なる取組みが必要とされている。

次章では、これらの点を踏まえつつ、アフリカに特化した形で再エネ導入の現状および展望を整理する。

²⁷ USAID (2019) “How Should Governments Integrate Mini-Grids into National Electrification Planning?”

²⁸ 現在は後継の組織である小規模発電事業者グループ (SPUG) が担当している。

²⁹ ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers”

第3章 アフリカにおける再生可能エネルギー導入の現状および課題

3.1. 本章の目的と構成

本章では、アフリカに焦点をあてて、再エネ導入の現状および課題を整理する。構成は、第2章のそれに準じ、はじめに3.2において、アフリカ全体におけるエネルギー転換動向を概観する。それを踏まえ、3.3では系統型電源、3.4ではオフグリッド電源に焦点を当てて、再エネの最新動向と展望を整理する。さらに、3.5においては、アフリカの再エネ分野における他ドナーの主要な取組みを整理し考察を行う。

3.2. アフリカにおけるエネルギー転換動向

3.2.1. 1次エネルギー

マダガスカル地域も含むアフリカ大陸全域での発電量は、IEA³⁰によると、2010年の670TWhから、2018年には870TWhに成長している。2018年時点の電源種別では、天然ガス約40%、石炭約30%、石油8%と火力発電が全体の80%を占めている。再エネは、大型水力が16%を占めるが、その他の再エネ電源の導入量は、限定的である。2018年の発電量を地域別に見た場合、北アフリカの発電量は約380TWhで約8割を天然ガスが占めており、南アフリカを除くサブサハラアフリカの発電量は約230TWhであり水力が5割以上を占める。南アフリカの発電量は約260TWhであり、9割以上を石炭が占める。

IEAの将来予測で、各国が公表している政策に基づく将来予測であるSTEPSによると、2040年には世界の電力需要は4倍、アフリカだけの将来予測であるアフリカシナリオでは、電力需要は約8倍に増加する見込みである。シナリオに共通しているのは、石炭や石油による発電量が減少し、再エネと天然ガスによる発電量が急増する見通しとされている点である。

3.2.2. 気候変動対策とCO₂排出削減

IEAによると、アフリカのエネルギー起源CO₂排出量は、1890年から今日までの世界の累積排出量のわずか2%を占めるにすぎない。しかしこの割合は少しずつ増加しており、2010年には3.3%、2018年までに3.7%、約1.2Gt-CO₂に達している。北部アフリカは、アフリカ大陸のエネルギー関連CO₂排出量の最大の割合を占め、40%、約490Mt-CO₂を排出し、南部アフリカは35%、420Mt-CO₂を排出している。STEPSでは2040年までの期間に世界のエネルギー関連CO₂排出量に占める割合は4.3%、アフリカシナリオでは4.5%になると予測されている。

経済成長にも関わらず、CO₂排出量が爆発的に増加しない理由としては、技術の向上と資源の賦存により、アフリカは、世界の他の多くの地域よりはるかに炭素集約度の低い開発モデルを追求する機会を得ることができると予測されていることが挙げられる。具体的には、2040年までにエネルギーミックスにおける化石燃料由来のエネルギーの依存度を低下させ、再エネと天然ガスの割合を増加することが予測されており、STEPSではそれぞれ10%、20%の増加、アフリカシナリオでは20%、25%の増加する見込みとなっている。

上記のとおり、アフリカのエネルギー部門が世界のCO₂排出量に占める割合は非常に小さいが、同時にこの地域は気候変動の影響に最もさらされている地域のひとつである。過去数十年間にわたり、異常気象による被害を受け続けてきたこの地域では、温暖化の影響はより深刻度を増

³⁰ IEA (2019) “World Energy Outlook 2019” (3.2.2 および 3.2.3 の引用元も同様)

している。赤道から南北緯度 15 度以内の地域では、夜間の温暖化が進み、熱波の頻度が増加すると予測されており、気候変動に関する政府間パネル (IPCC) ³¹によれば、アフリカのほとんどの地域や国では、地球温暖化のレベルが農業、エネルギー、保健衛生など、地域や地域規模の不確実性が存在する。

気候変動対策としては、アフリカのすべての国がパリ協定に署名し、NDC を通じ、温室効果ガス排出削減に向けた世界的な努力に貢献することを約束している。また、UNEP³²は NDC の実施施策支援として、緩和・適用にかかる政策支援、投資誘致のための支援、組織・人材の能力強化に係る支援等を提供している。

3.2.3. 再生可能エネルギー

本調査の対象とするアフリカでも、世界的な潮流と同様に、再エネの大量導入が進むとみられている。IEA によると、既に南アフリカを除いて水力発電を中心とした再エネ由来の電力が大半を占めているが、今後は太陽光発電の拡大によりさらに再エネの利用が進むことが見込まれている。IEA による将来シナリオである STEPS やアフリカシナリオ³³においても、再エネ利用の促進は共通しており、今後の導入の必要性が高まっている。

表21 アフリカにおける主要な再エネ導入将来シナリオ

シナリオ	概要
公表政策シナリオ (STEPS)	<ul style="list-style-type: none"> 水力発電設備容量は 2040 年までに 3 倍以上の 900TWh に増加し、最大の電力源であるが、電力供給に占める割合は、現在の 51%から 35%まで減少 水力発電による電力供給割合の低下を埋めるべく、太陽光発電による電力供給は、現在の 1%から 17%に大幅に増加見込み 風力発電についても 1%から 5%、地熱発電についても 2%から 4%に拡大 いずれもコストの低下に伴う迅速な導入が予測 但し、石炭火力による電力供給も増加見込みであり、急成長するエネルギー需要を満たすための安価なベースロード電源としての期待がある
アフリカシナリオ	<ul style="list-style-type: none"> 南アフリカを除くサブサハラアフリカの電力消費は 2040 年までに 1,760 TWh に急上昇する見込み STEPS の約 2 倍であり、2018 年の約 8 倍にあたる 必要な追加設備容量の約 6 割を占める水力発電と太陽光発電は、2040 年までに電力供給の約 50%を占める予測 電力重要の大幅な増加に対応するため、ガス火力発電設備の増設も必要となり、電力供給に占める割合は、2040 年に約 30%に増加し、サブサハラアフリカにおける最大の発電源となる 風力発電については、約 6%に増加の見込み 石炭と石油の割合は減少見込み

出所 IEA (2019) “World Energy Outlook”

3.2.4. 電力アクセス

アフリカでは、人口が増加する一方で電力へのアクセスも増加しているが、2018 年時点でも 55%の人々が電力サービスを利用できておらず、内陸を中心とした 13 カ国では、人口の 4 分の 3 以上が電力へのアクセスがない状態である³⁴。地域別に見ると、2013 年以降、東アフリカでは電

³¹ IPCC (2018) “Global Warming of 1.5 °C”

³² UNEP ウェブサイト (<https://www.unep.org/>)

³³ アフリカケースシナリオとは、地域経済のブループリントに基づき、産業拡大および各国の経済成長に対する政府のビジョンを考慮したシナリオをいう。

³⁴ IEA (2019) “World Energy Outlook 2019”

カサービスを利用する人口割合が劇的に増加しており、2018年時点で40%を上回っている。ケニア、ルワンダ、エチオピアの3カ国では特に改善がみられる。ケニアでは、「Last Mile Connectivity プロジェクト」を通じて系統接続が改善したこと、太陽光製品に対する輸入・付加価値税と国際基準への準拠の免除等、政府による継続的な支援も奏功したことも、電力アクセス向上の要因と言える。2018年時点で西アフリカは電力アクセス率が比較的高く50%以上に達しており、トーゴやガーナで改善が見られる。南部アフリカがそれに続き、ナミビア、アンゴラでの改善が進みつつある。

3.3. 系統型電源としての再生可能エネルギーの最新動向と展望

3.3.1. 現状と将来予測

IEA³⁴によると、北アフリカを含むアフリカの再エネ発電容量は2010年の28 GWから2018年には約50 GWに増加した。水力発電が最大の供給源であり、その容量は2010年の26 GWから2018年には35 GWに増加したが、発電構成全体に占める割合は15%前後で推移している。他の再エネ源も開発され始めているが、現時点では発電量と容量に占める割合は小さい。

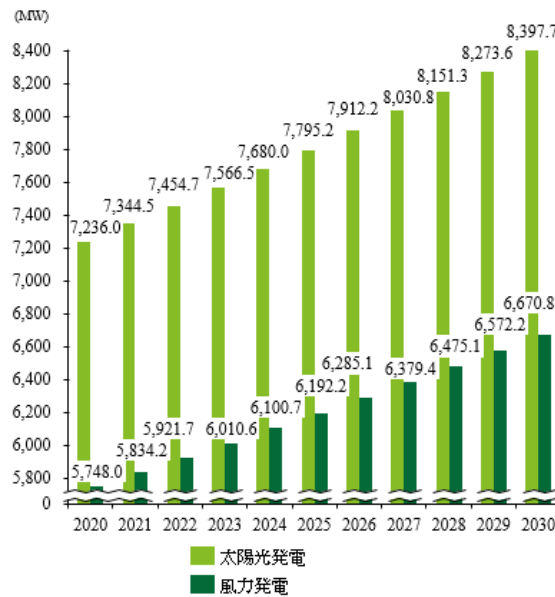
風力発電は2010年の約1 GWから2020年³⁵には5.5 GW以上が導入されており、このうち北アフリカが約2.6 GW以上、南アフリカが約2 GW以上を占めている。南アフリカの風力発電の成長は2011年に見られ、過去5年間で約3 GWの新規の発電容量を供給した再エネ発電事業者調達プログラムの成果の一部である。エチオピア、ガーナ、チュニジア、ケニア、モロッコなどの国ではIPPにより導入が拡大している。

太陽光発電の2020年の設備容量は約7.2 GWである。2019年に容量増加が見られたのは、アフリカ大陸で最大規模の太陽光発電プロジェクトであるBenban Solarプロジェクト（1.6 GW）がエジプトで運転開始したことが大きい。

地熱資源はアフリカの東部に集中しており、ケニアでは600 MW以上の設備が導入済みで、さらに三つの地熱プロジェクトで1,000 MWを開発する計画が進行中である。エチオピア、ジブチ、エリトリア、タンザニア、ウガンダなど東アフリカの国々も地熱資源の利用を検討している。

Africa Energy Chamber³⁵によると、再エネ価格の低下およびCO2排出への懸念により特に太陽光発電および風力発電が増加し、北アフリカを含むアフリカ全体で2030年までに毎年1.5%のペースで導入が進むと予測している。

³⁵ Africa Energy Chamber (2021) “Africa Energy Outlook 2021”

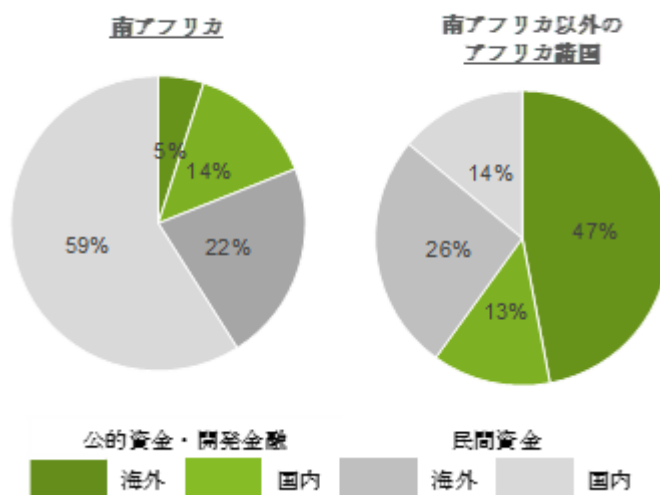


出所 Africa Energy Chamever (2020) “Africa Energy Outlook 2021”

図25 アフリカ³⁶における太陽光発電および風力発電の2030年までの設備導入量の成長予測

3.3.2. 資金源

ここでは、アフリカにおける IPP（化石電源と再エネ電源の双方を含む）の資金調達源について整理する。南アフリカでは民間による資金調達の割合が 80%と高いことがわかる。一方で、その他国での民間による資金調達は 40%程度と低い状況にある。ここから、南アフリカ以外では、まだ一般的に民間資金動員を促す関連政策・制度の整備水準が引く可能性があるとの示唆が得られる。この点は、今後アフリカでの電力需要を伸ばしていくにあたり、大きな障壁になりうるものである。



出所 IEA (2019) “World Energy Outlook”

図 26 アフリカにおけるIPP資金源(2014-2018)

³⁶ ここでいうアフリカには、北アフリカを含む。

3.3.3. 導入課題と対応策

第2章の2.3.6で整理した技術的な課題とその対応策は、アフリカにも共通する。加えて、民間事業者へのインタビューを通じて、アフリカでの系統型再エネの導入においては次のような課題が指摘された。

表 22 アフリカにおける系統型再エネ投資の課題(関係者インタビューより)

分類	課題
投資環境・経済全般	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外貨不足から兌換制限がかかっている国がある。 ・ 安全面を含めた投資環境全般に懐疑的。 ・ 仏語で再エネビジネスに精通した人材がおらず、仏語圏は難しい。 ・ 市場が小さく、電力需要の伸びが見込めない国も。既に供給過剰の問題に直面している国もある。
政策・制度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 制度が一貫していない国も多く、障壁である。 ・ 再エネ調達の計画はあるものの、中々調達が始まらない国がある。
収益性・ファイナンス	<ul style="list-style-type: none"> ・ 入札制度を取り入れている国では、太陽光発電を中心として価格競争が激化しており、収益性が低くなってきている。 ・ 現地通貨建てで調達が行われる国があり、現地金融機関から資金調達を行わなければならないが、難しい。 ・ 現地通貨建てで支払われる国があり、リスクヘッジを行うことは可能だが、ヘッジコストがかかり入札上不利になる。 ・ 政府保証が提供されない国もある。 ・ オフテイカーの信用力が低い国がある。COVID-19の影響も踏まえ、今後の見通しも不透明である。
系統	<ul style="list-style-type: none"> ・ アフリカでは系統が脆弱であるため、今後再エネを大量導入するには、更に系統の不安定性が深刻化する。 ・ 発電と送配電の容量差が大きく、新たな発電システムの導入に向けては系統への投資が不可欠である。

出所 関係者ヒアリングを基にJICA調査団作成

3.4. オフグリッド電源としての再生可能エネルギーの最新動向と展望

3.4.1. 現状と将来予測

2021年現在、世界の無電化地域に住む人口の3分の2以上がアフリカに居住しており、約6億人が電力にアクセスできない状況に置かれている。さらにその約6割は、農村部に住んでおり、人口密度の低さのため、系統整備が物理的・経済的に難しいケースが多い。このため、電力へのアクセスを向上するには、オフグリッド電源の導入が、電化率の向上および社会開発に有効である。IEA³⁷によると、アフリカでは現在、整備済の1,500カ所のミニグリッドに1,500万人が接続しており、計画中のミニグリッドも4,000カ所以上ある（その半数以上は、分散型電源関連制度が比較的整備されているセネガルとナイジェリアでの計画である。）また、スタンドアローン型については、約500万人がソーラーホームシステムを利活用し、電力供給を受けている。

アフリカでオフグリッド電源が普及してきた背景には、モバイルネットワークの普及により、関連設備の管理者／所有者と顧客間で支払いなどに必要なコミュニケーションが容易になったこと、主要産業である農業の強化（加工や冷蔵・冷凍貯蔵技術の向上）を併せて行ってきたことなどが特徴として挙げられる。なお、IEA³⁷によると、2030年までにアフリカでユニバーサルアクセ

³⁷ IEA (2019) “World Energy Outlook 2019”

ス達成のためには、無電化地域人口の内、合計 4.5 億人がオフグリッド電源を利用する必要があり、各国が地域別の人口や電力分布状況を把握し、電力供給の手段、必要な投資、関連者の役割を明確にした政策を策定することが重要である。ガーナ、セネガル、エチオピア、ナイジェリア、ルワンダでは長期的な総合戦略が策定されている。例えばエチオピアは 2025 年までにすべての家庭で電力へのアクセスを達成するという目標を立てており、既存系統からの距離に応じ、段階的に系統接続あるいはオフグリッド電源から電力供給することを施策としている。

3.4.2. コスト

IEA³⁸では、上記の地理空間分析技術である Open Source Spatial Electrification Tool (OnSSET) 等を用い、人口統計、インフラ、エネルギー資源や系統からの距離などのデータをインプットし、アフリカにおける系統電源、分散型電源の 2030 年の LCOE を予測している。その結果、分散型電源でも、都市部から離れた地域など立地によっては系統電源より安価になる可能性があるという結果が得られている。

3.4.3. 導入課題と対応策

第 2 章の 2.4.3 で整理した、メンテナンス・保守、設備監視、中央系統への接続時におけるシステム運用方法などの技術的な課題はアフリカにおいても同様である。また、特にアフリカ等の途上国でミニグリッドやスタンドアローン型関連事業者が設備導入時に直面すると考えられる課題は次のとおりであり、資金調達、収益確保、その他の不確実性に分類される。

表23 ミニグリッド、スタンドアローン型の導入課題

課題		ミニグリッド	スタンドアローン型
資金調達		<ul style="list-style-type: none"> 現地金融機関の経験・能力、資金不足により、長期融資を受け難い 	
収益確保	電力需要	<ul style="list-style-type: none"> 低い電力需要のため、初期投資コストの回収が困難 南アフリカを除くアフリカの年間平均電力需要は 190kW/人 	<ul style="list-style-type: none"> 低い電力需要のため、特に貧困層が多い地域では MTF の Tier 1 を中心とした低収益機器に需要が集まる
	顧客の支払能力	<ul style="list-style-type: none"> 顧客の低く、不安定な支払い能力より、安定した収益確保が困難 	
	補助金	<ul style="list-style-type: none"> 補助金の額が不明瞭主系統と比較し、電力料金が高くなる傾向にあるため補助が必要 	<ul style="list-style-type: none"> 補助金や免税などの額が不明瞭
その他の不確実性	法・規制	<ul style="list-style-type: none"> 事業ライセンス、電力料金規定、エリア内への主系統拡張時の規定が不明瞭 	<ul style="list-style-type: none"> 補助金や免税などの規定が不明瞭
	為替	<ul style="list-style-type: none"> 為替の変動が大きく、為替リスクがある 	
	経済成長	<ul style="list-style-type: none"> 将来的な経済成長見込みが不透明のため、投資リスクがある 	

出所 IEA (2019) “World Energy Outlook 2019”

上記課題への対応として、ドナーの技術協力により、法・規制整備、現地金融機関の能力強化などの支援を行い、導入環境を整備することが考えられる。資金調達に関し、ミニグリッド事業においては、電力接続数に応じ融資やグラントを拠出するドナーの成果報酬型ファイナンス (Results-Based Financing : RBF) プログラムも有効である。2019 年 6 月には、再エネとオフグリッド電源によりユニバーサルアクセスの実現を目指す官民組織である「Power for All」の投資家グ

³⁸ IEA (2019) “World Energy Outlook 2019”

ループからドナーや政府機関に対し、特にアフリカの都市部から離れた貧しい地域のミニグリッドへの投資に際し RBF が必要であるため、RBF プログラムの実施を要請する旨を記した声明文が発出されている³⁹。また、資金調達先の多様化として、①事業者がオンラインプラットフォームを通して複数の投資家から少額出資を受けることが可能なクラウドファンディング、②転換社債などのメザニンファイナンス、③社会的インパクトのある事業へ少ないリターンで出資する社会的投資家からの資金などを活用することも対応策となり得る。

そのほか、オフグリッド関係者へのインタビューを通じて指摘された、アフリカでのオフグリッドを推進する上での課題は下表の通りである。

表 24 アフリカにおけるオフグリッド電源としての再エネ投資の課題(関係者インタビューより)

分類	課題
投資環境・経済全般	<ul style="list-style-type: none"> 行政面から複数箇所で一事業者が事業展開をすることが難しい国がある。 投資規制や参入規制のハードルが高く、外資企業が事業を展開することが難しい国がある。 政府内での意識決定に、他地域と比較して 5～10 倍程度の時間がかかる場合もある。 政府が民間参入に友好的ではなく、規制を強化している国がある。 オフグリッドシステムに対する税制が課題。構成機器ごとに異なる関税が適応となるケースや、多額の課税が課せられるケースもある。
政策・制度	<ul style="list-style-type: none"> オフグリッドでの政府目標や、政府支援策の有無が投資基準となるが、このような目標・制度が整備されていない国も多い。 ライセンス制度も重要であるが、制度が不透明な国も多い。
収益性・ファイナンス	<ul style="list-style-type: none"> 地方部でオフグリッドを整備する場合は、電力料金が高くなりがちであり、コスト効果的な料金設定を行う必要があるが、規制等で難しい国もある。 オフグリッドは 1 件当たりの収益性が低くなるため、規模の拡大が期待できるか重要である。 電力需要が低く、また需要家の支払い能力がない人も多いことから、収益性の確保に向けては、灌漑施設を併設するなど、需要創出・収入のボトムアップ活動と合わせてと実施していく必要がある。 信用力のあるオフテイカーがない。 CAPEX 支援は政府・欧州系政府機関から多く提供されているが、OPEX に対する支援が限定的であり課題。 収益性に起因して融資を調達するのが困難である。

出所 関係者ヒアリングを基にJICA調査団作成

3.5. 他ドナーの取組み

3.5.1. 全体像

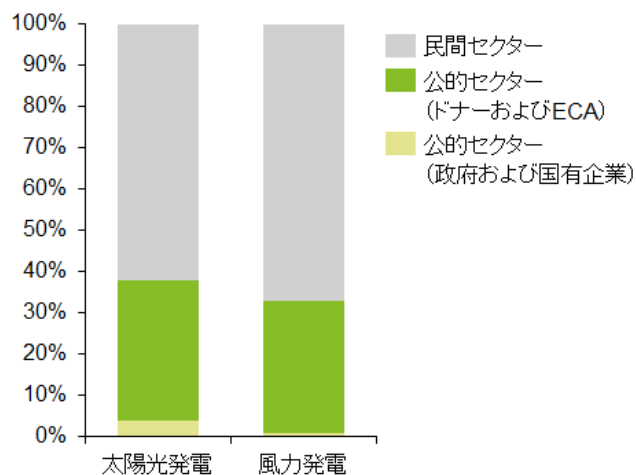
南アフリカ以外では、民間資金動員を促す関連政策・制度が未整備であるといえ、今後アフリカでの電力需要・再エネ電源開発を進めていくにあたり、大きな障壁になっている。制度構築支援のような技術協力や、事業におけるリスク軽減にもつながる公的資金融資など、アフリカにおける再エネ導入において、ドナーの果たす役割は大きい。IEA⁴⁰によると、2014 年から 2018 年のアフリカの太陽光発電、風力発電にかかる発電設備容量のおよそ 3 分の 1 程度が公的資金によるものであり、その大部分がドナーおよび輸出信用機関により拠出されている。また、IRENA⁴¹によ

³⁹ Power for all (2019) “Investor Position Paper: Unlocking Private Capital for Mini-Grids in Africa”

⁴⁰ IEA (2019) “World Energy Outlook 2019”

⁴¹ IRENA (2018) “Global Landscape of Renewable Energy Finance”

ると、2013年から2016年までにアフリカに対し全体の30%を占める5.52億USDのリスク緩和資金がドナーから拠出されており、プロジェクト実績に乏しい地域における再エネ導入に貢献してきたとされている。



出所 IEA (2019), World Energy Outlook 2019 を基に JICA 調査団作成

図27 アフリカにおける変動性再エネ事業への投資に対する官民の割合

本項では、2008年から2017年のアフリカ地域への公的資金の多い国／機関である⁴⁰世界銀行グループ(世界銀行、IFC)、アフリカ開発銀行、ドイツ復興金融公庫(KfW)、米国国際開発庁(USAID)の再エネ民間投資促進支援にかかる取組みについて調査・考察を行う。

3.5.2. 世界銀行

世界銀行は、2013年に資源・エネルギーセクターへの投資方針を発表し、化石燃料への新規資金提供を原則行なわず、再エネへの資金提供を増やす意向を表明し、途上国における再エネ導入支援を行ってきた。2017年12月には、2019年以降石油およびガス事業(上流)への資金提供を打ち切ることも発表している。

世界銀行は、電力へのユニバーサルアクセスを実現するための主要戦略の1つとしてミニグリッドの展開を積極的に進めている。2019年6月の時点で、オフグリッド展開の支援プロジェクトは全世界合計33カ国37プロジェクトにのぼる。例えばケニアでは、14郡の27万7000世帯、約130万人へのエネルギー供給を目的に、太陽光発電システムの導入を行うプロジェクトに1億5,000千万USDの融資を行っており、地域施設および事業者・家庭向けミニグリッド、家庭向け独立型ソーラーシステム、地域施設向け独立型ソーラーシステムおよびソーラーポンプおよび導入サポート・ガイダンスが含まれる。今後は、他の開発パートナーとも協力し、2019年以降5~7年間でミニグリッドの支援に6億6千万USD以上の投入を決定しており⁴²、2025年までに2,200か所のミニグリッドの整備、600万人弱の住民の電力アクセス実現を目標としている。また、世界銀行では、2030年までのユニバーサルエネルギーアクセスの達成と脱炭素社会の到達にむけた、エネルギーセクター管理支援プログラム(ESMAP)を立ち上げ、同プログラムの下、包括的な支援も実施している。ESMAPの概要を以降に示す。

⁴² ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers”

①事業概要

エネルギーセクター管理支援プログラム（ESMAP）は、持続可能なエネルギーソリューションを通じて、全世界の低中所得国が貧困を削減し成長できるよう支援する、世界銀行グループと各国政府等ドナーによるパートナーシップである。現行の2017-2020年計画における目標は、SDGsのゴール7の達成に向けた、低価格で信頼できる最新エネルギーサービスへのユニバーサルアクセス確保である。具体的な実施プログラムのテーマ領域は、エネルギーアクセス、再エネおよびエネルギー効率であり、また、分野横断的なクロスカッティングプログラムも実施している。また、2017年度から2019年度の各国政府やファンドによるESMAPに対する資金提供額（プレッジ済）は、約2億7,700万USDとなっている⁴³。またそれらの資金を基にESMAPが2019年度に支出した金額は、4,261万USDである。

表25 事業計画における実施プログラム

領域	プログラム	目的
クロスカッティング・ソリューション	包括補助金	・エネルギー部門のパフォーマンスが向上した国の増加
	SE4All ナレッジハブ	・SDG7の達成に向けた進捗状況をモニターするグローバルダッシュボードデータと指標の可用性の向上
	エネルギー補助金の改革と技術協力ファシリティの提供	・貧困及び脆弱層への影響を緩和しつつエネルギー補助金を改革する国の増加
エネルギーアクセス	効率的なクリーン調理および加熱プログラム	・よりクリーンで効率的な調理及び加熱へのアクセスを支援する国の増加
	SE4All 技術支援プログラム	・エネルギーアクセス指標を達成するために必要な規模でセクターレベルの資金調達できる低電化率国の増加
	ミニグリッドのグローバルファシリティ	・世界銀行グループによるミニグリッドのスケールアップ・最小コスト化事業の増加、必要な知識ベースの開発
	都市貧困層の電力アクセスプログラム	・都市貧困層への電力アクセスが世界銀行グループ事業の増加
	エスカレート	・エネルギーアクセス目標達成を促進するPPPへの大企業の関与
再生可能エネルギー	再エネのマッピング	・政策計画と商業開発支援に十分な規模と品質の再エネ資源の検証済みマップを有する国の増加
	グローバル地熱開発計画	・地熱資源確認のための投資パイプラインの増加
	変動性再エネ統合支援プログラム	・変動性再エネシェア拡大のためにグリッドを強化した国の増加
	太陽光発電の技術協力プログラム	・太陽光発電技術への民間資本投資の活用及び促進のために適切な環境を備えた国の増加
エネルギー効率	持続可能で効率的な建物	・エネルギー効率を考慮した建物の運用、政策、国の対話に統合された世界銀行グループ事業の増加
	高エネルギー効率都市プロジェクト準備施設	・都市プロジェクトにおいて統合的なエネルギー効率を考慮した世界銀行グループ事業の増加 ・他の開発パートナーからの資金動員の増加

出所 ESMAP “Business Plan FY2017-20”を基に JICA 調査団作成

⁴³ ESMAP (2019) “Annual Report 2019”

②実施プロジェクト

現行の計画の期間内である 2017 年～2019 年におけるアフリカでの再エネプロジェクトは次表に示すとおりである。主に太陽光発電にかかるプロジェクトを実施しており、技術協力、変動性再エネ統合支援および再エネのマッピングプログラムが実施されている。

表26 アフリカにおける再エネプロジェクト

国	プロジェクト名	プロジェクト番号	ESMAP プログラム	プロジェクト承認年	ステータス
ニジェール	Solar Electricity Access Project	P160170	• 太陽光発電の技術協力プログラム (スケールアッププログラム)	2017 年 6 月	実施中
ケニア	Off-Grid Solar Access Project for Underserved Countries	P160009	• 変動性再エネ統合支援プログラム • 太陽光発電の技術協力プログラム (スケールアッププログラム)	2017 年 7 月	実施中
ザンビア	Scaling Solar Energy Guarantee Project	P157943	• 再エネマッピング	2017 年 2 月	終了
ザンビア	Second Scaling Solar Guarantee	P163958	• 再エネマッピング	2017 年 12 月	終了
トーゴ	Energy Sector Support and Investment Project	P160377	• 変動性再エネ統合支援プログラム	2017 年 12 月	実施中
エチオピア	Ethiopia Electrification Program	P160395	• 変動性再エネ統合支援プログラム • 太陽光発電の技術協力プログラム (スケールアッププログラム)	2018 年 3 月	実施中
ガンビア	Electricity Restoration and Modernization Project	P163568	• 変動性再エネ統合支援プログラム	2018 年 5 月	実施中
モロッコ	Noor Solar Power Project Additional Financing	P164288	• 変動性再エネ統合支援プログラム	2018 年 6 月	実施中
(サブサハラ)	Solar Development in Sub-Saharan Africa - Phase 1	P162580	• 変動性再エネ統合支援プログラム • 太陽光発電の技術協力プログラム (スケールアッププログラム)	2018 年 7 月	実施中
中央アフリカ	Emergency Electricity Access Project	P164885	• 変動性再エネ統合支援プログラム • 太陽光発電の技術協力プログラム (スケールアッププログラム)	2019 年 2 月	実施中

出所 ESMAP “Annual Report 2019”および世界銀行ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

③成果と課題

これまでの世界銀行グループを通じた ESMAP の活動により、エネルギーアクセス改善、CO2削減、再エネ電源の増加および民間投資の拡大等の成果が見込まれている。

表27 ESMAPの想定成果

成果	概要
エネルギーアクセス改善	オフグリッド・ミニグリッド事業を通じて 2,420 万人のユニバーサルアクセスを改善
CO2 削減効果	再エネの拡大とエネルギー効率の促進により 5,600 万トンの CO2 を削減
再エネ電源の増加	再エネの大幅なスケールアップ等により、12.9GW の再エネ電源を導入
民間投資の拡大	環境政策の強化やリスク軽減等を通じて 37 億 USD の民間投資を拡大

出所 ESMAP (2019) “Annual Report 2019”

一方で、公共政策の評価・分析等を行う調査企業である ICF による外部評価⁴⁴によると、ESMAP のリソース分配について指摘があり、再エネプログラムについても、SDG7 達成に貢献し得る優先国を選定した上で集中的な事業展開を行うことが推奨されている。また、エネルギーアクセスについて、ESMAP の分析によるオフグリッドアクセスにおける価格が現地政府や開発パートナーの想定価格とギャップがあるため、この差を埋めることに重点を置く取組みの実施も推奨されている。

3.5.3. 国際金融公社（IFC）

①事業概要

スケーリング・ソーラー（Scaling Solar）とは、途上国において太陽光発電に対する民間投資を促進するためにパッケージ化された大規模なプログラムである。アフリカでは、2015 年より IFC が実施、世界銀行や多数国家間投資保証機関（MIGA）が支援している。英政府等が出資する民活インフラ開発グループ（PIDG）、英国国際開発省（DfID）、米国国際開発庁（USAID）による Power Africa（後述）、オランダ外務省、デンマーク外務省もパートナー機関として事業支援をしている。本事業は、入札者や投資家にとっての開発期間と不確実性を減らし、現地国においては、市場の競争力を高め、電気料金を引き下げることを目的としている。太陽光はクリーンな電源として高いポテンシャルがあり、コスト低減も進む成長市場であるが、多くの国にとってユーティリティ規模の導入には障壁も存在しているため、本事業ではそれら障壁の解消に対するソリューションが提供されることになる。

⁴⁴ ICF (2020) “External Evaluation Of the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) Final Evaluation Report”

ユーティリティ規模の太陽光発電設備導入に係る障壁

- **限られた制度的能力**
新興市場の多くの政府は、民間電力のコンセッションを管理、構築、交渉する能力が限定的
- **規模の欠如**
小規模の電力市場に対する投資家の関心は低い
- **競争力の欠如**
新興市場の発電プロジェクトは競争力のある入札ではないことが多数
- **高いトランザクションコスト**
個別に交渉される契約のため、取引コストが高額になる
- **ハイリスクの認識**
信用力の乏しい電力のオフテイクと政治的リスクは、資本コストを増大させ、料金の引き上げを生み出す

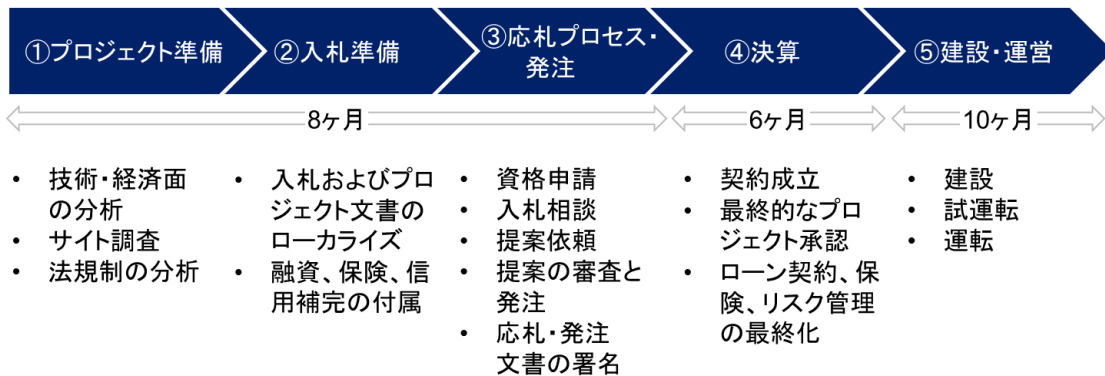
スケーリングソーラーのソリューション

- **アドバイス**
国の系統内において、太陽光発電所の適切な規模と場所を評価
- **簡易で迅速な入札プロセス**
民間事業者に対する参加インセンティブを与えると同時に、結果的に競争性を確保する
- **テンプレート化された文書**
銀行取引可能なプロジェクト文書のテンプレート化は、交渉プロセスが不要であり、資金調達をスピードアップ化
- **競争力のある資金調達と保険**
入札に保険が付帯しており全入札者が利用可能のため、競争力のある入札が可能になり迅速な決算が保証される
- **リスク管理と信用補完**
資金調達コストを削減し、より低料金での電力提供を可能にする

出所 IFC “Scaling Solar, Unlocking Private Investment in Emerging Market Solar Power” を基に JICA 調査団作成

図28 太陽光発電導入にかかる障壁とソリューション

本事業において提供されるアドバイス、入札、文書準備等は、世界銀行グループの一連のサービスとして1つの契約下でまとめられており、ワンストップサービスとして提供される。複数の関連業務を同一の事業者が行い効率化されるため、プロジェクト立ち上げ準備から設備運転開始まで2年以内に実現することが可能である。IFC はこれら事業を複数の国で実施することで、太陽光発電にかかる投資の地域市場の創出を狙っている。具体的な事業プロセスを次図に示す。



出所 IFC “Scaling Solar, Unlocking Private Investment in Emerging Market Solar Power” を基に JICA 調査団作成

図29 スケーリング・ソーラー事業プロセス

上図からわかるように、①プロジェクト準備から③応札プロセス・発注までの所要期間の目安は8カ月間、④ファイナンシャルクローズは6カ月間、⑤建設・運営は10カ月間となっており、プロジェクトの準備から運転開始まで最短2年が目安となっている。

②実施プロジェクト

スケーリング・ソーラーはアフリカ中心で実施されており⁴⁵、実施国・概要・進捗は次表のとおりである。アフリカでの事業のうち3つは、既に建設中または運転中である。建設、運転まで到達しているプロジェクトは、2年3か月から3年6か月の期間を経て運転開始に至っており、電力料金も2.5から6USセントと競争力のある価格で電力が提供されている。

表28 スケーリング・ソーラー事業のプロジェクト詳細(開始年順)⁴⁶

国	プロジェクト準備開始年	ステータス	太陽光容量 (MW)	電力料金 (/kWh)	PJ コスト	融資		関連機関	(参考) 対象国の電化率
						融資額	融資機関		
ザンビア	2015.7	運転中 (2019.3~)	75.7	6.02USC	56百万USD	39百万USD	・IFC ・OPIC ・IFC	・NEOEN S. A. ・First Solar Inc ・IDC	22.1%
セネガル	2016.2	建設中 (2019.7~)	60.0	4.18USC 4.38USC	41.8百万USD	N/A	・IFC ・Finland-IFC	・Engie ・Meridiam ・FONSIS	56.5%
マダガスカル	2016.3	運転中 (2018.6~)	25.0	N/A	27.5百万USD (設置のみ)	N/A	N/A	・Green Yellow	15.4%
エチオピア	2016.10	・PJ1: 決算中 (2019.9に発注先決定) ・PJ2: 応札プロセス中	PJ1: 250 PJ2: 750	PJ1: 2.526 USC PJ2: 未決定	PJ1: 798百万USD PJ2: 798百万USD	NA	N/A	・PPP-DG ・IACWA Power	41.0%
トーゴ	2019.7	応札プロセス中 (2020年1~3月が事前入札資格段階)	60.0~90.0	未決定	未決定	未決定	未決定	未決定	29.0%
コートジボワール	2019.10	プロジェクト・入札準備中	60.0	未決定	未決定	未決定	未決定	未決定	62.0%

出所 各種公開資料(2020年5月時点)に基づき JICA 調査団作成

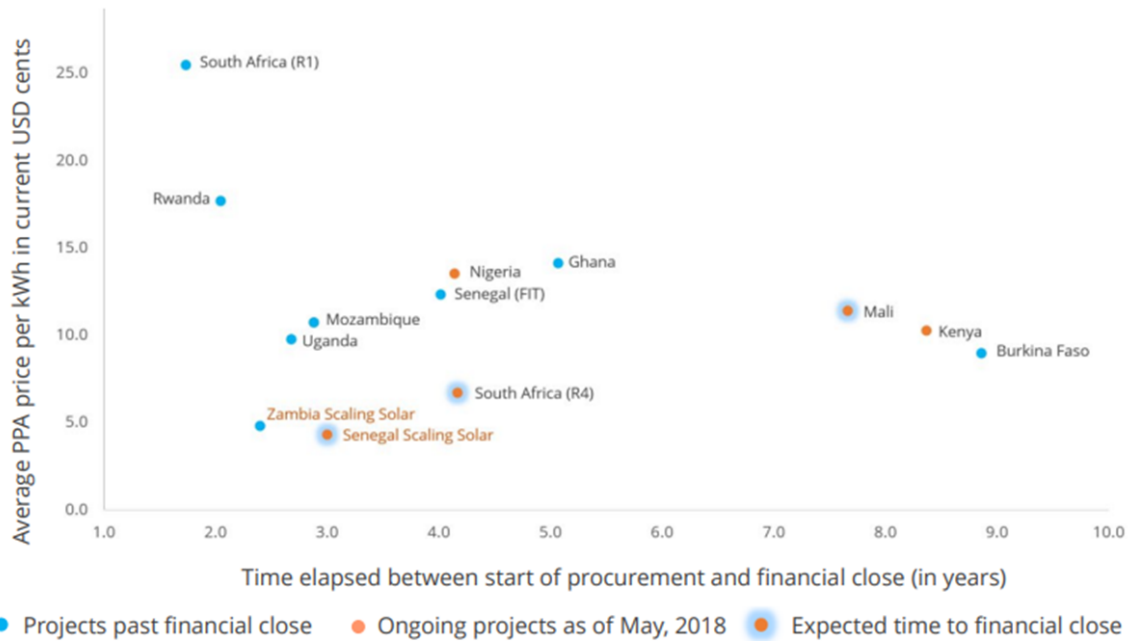
③成果と課題

本事業の成果として、迅速な太陽光発電設備の導入と太陽光発電電力料金の低減が指摘できる。以下の図30に示すように、ファイナンシャルクローズまで進むザンビアとセネガルのスケーリング事業では、アフリカ諸国の平均的所要開発期間(約2年から9年)と太陽光電力料金(約5USセント/kWhから25USセント/kWh)と比較しても、それぞれ所要期間は3年と4年、電力料金は5USセントに抑えられ、迅速な開発プロセスと低廉な太陽光電力料金が達成されていることがわかる⁴⁷。

⁴⁵ アフリカ以外では、アフガニスタン、ウズベキスタンで実施されている。

⁴⁶ セネガルとマダガスカルは1ユーロ=1.1USDから換算した。

⁴⁷ IFC プレスリリースより (<https://pressroom.ifc.org/all/pages/PressDetail.aspx?ID=24503>)



出所 World Bank Group (2018) “Scaling Solar: A World Bank Group solution to accelerate private investment in utility-scale solar PV”

図30 スケーリング・ソーラー事業の成果: 太陽光発電料金と事業所要時間の低減

アフリカでの進行中のものも含む 6 つのプロジェクトを通じて、IFC は次のような課題も認識している。

- 遅延防止のため、エネルギー省、財務省、ユーティリティ、規制機関等が調達を実施するため、政府は入札プロセスを主導しなくてはいけない（公共機関のコンセンサスが重要）。
- 世界銀行グループの集中的関与は国内の制度的能力の代替ではないため、事業の成功には制度的能力の構築が基本になる。
- コンセプト設計から実施まで複数のステップが存在しており、大量の人的投入を要する
- 複数の世界銀行グループ機関間で調整が必要なため、承認プロセスが複雑化しトランザクションコストが高くなる。
- 国固有の条件（法律や言語等）を反映するよう文書を調整、カスタマイズする必要性は予想より大きく、標準化には限界がある。
- 当事業では政府が無償でプロジェクトサイトを提供することを前提としていることに加え、土地は複雑でデリケートな問題なため、土地の利用可能性は予想以上の問題になり得る。
- 太陽光ポテンシャル、系統状況、法規等の実状ならびにプロジェクト成果は各国により異なるため、関連ステークホルダーは現実的な成果に対する期待を持つ必要がある。

IFC によると、これらの課題や教訓は、進行中ならびに新規プロジェクトに適宜反映されていくこととされている。

3.5.4. アフリカ開発銀行（AfDB）

①エネルギー政策概要

AfDB では、2015 年に The High 5s と呼ばれる 5 つの支援優先分野を定めており、エネルギー分野への支援はその中の 1 つである⁴⁸。エネルギー分野での取組みを加速するため、AfDB は、2025 年までにアフリカの人々によるエネルギーへのユニバーサルアクセス達成を目標とした「The New Deal on Energy for Africa」という政策を 2016 年に発表した。同政策では、目標達成のため、5 つの方針と 7 つの戦略を設定している。

目標	<ul style="list-style-type: none"> ■ 2025年までに、160GWの追加電源開発 ■ 2025年までに、送電量と系統接続を160%増加させ、1億3千万件の新規接続 ■ 2025年までに、7,500万件のオフグリッドネットワークへの接続 ■ クリーンな調理エネルギーの利用を1億3千万世帯分増加
方針:	<ol style="list-style-type: none"> 1. アフリカのエネルギー課題に対する解決意欲を高める 2. Transformative Partnership on Energy for Africa[*]を設立する 3. アフリカのエネルギーセクターへの革新的な資金調達のために国内外の資本を動員する 4. アフリカ各国政府のエネルギー政策・規制・ガバナンスの強化を支援する 5. アフリカ開発銀行によるエネルギーへの投資と気候変動資金を増やす
戦略:	<ol style="list-style-type: none"> 1. 目標達成に向けた政策環境を構築する 2. ユーティリティ企業のビジネス成功を支援する 3. バンカブルなエネルギープロジェクトの数を増加させる 4. 新たなプロジェクト実施のための資金プールを増やす 5. BOP層のためのエネルギーアクセスプログラムへの資金供与を行う 6. 主要な地域のプロジェクトの加速と統合を推進する 7. 国家規模でのエネルギー「転換」を推進する

*1:2016年にダボス会議にてThe New Deal on Energy for Africaと同時に発表されたものであり、政策におけるパートナーシップによる取組を促進するもの

出所 AfDB (2019) “Light up and power Africa”などを基に JICA 調査団作成

図31 The New Deal on Energy for Africaの目標、方針および戦略

The New Deal on Energy for Africa の設立の背景には、エネルギー分野の課題の解決と、豊富な再エネポテンシャルを活用した再エネ電源開発の必要性・緊急性から策定されたものである。

表29 The New Deal on Energy for Africa策定の背景

課題	機会
<ul style="list-style-type: none"> ● エネルギーアクセスの欠如や電力不足により、生活の基盤が損なわれている。 ● 電力不足から学校、救命施設、病院の運営が適切に行われていない。 ● 進行中のプロジェクトに問題が多くみられる。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネポテンシャルが高い（各再エネ資源のポテンシャルは以下のとおり）。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光発電： 10TW 以上 ・ 水力発電： 350GW ・ 風力発電： 110GW ・ 地熱発電： 15GW

出所 AfDB (2019) “Light up and power Africa”を基に JICA 調査団作成

②実施プロジェクト

The New Deal on Energy for Africa の傘の下、AfDB ではこれまでに、発電所建設から地域間の連係送電網整備、ノンソブリン／ソブリン対象、融資／無償といった金融支援策まで広範囲な支援を実施してきている。以下にその例を挙げる。

⁴⁸ 他 4 分野は、食糧増産、工業化、地域統合、生活の質向上である。

表30 AfDBによるプロジェクト例

分類	国	概要
発電所建設	モロッコ	800MW の Midelt 太陽光発電所の建設 (2017 年承認)
	カメルーン	400 MW の Nachtigal 水力発電所の建設 (2017 年承認)
地域間連係送電網整備	-	カメルーンーチャド間の送電網の整備 (2017 年承認)
		ギニアーマリ間の送電網の整備 (2017 年承認)
		ナイジェリアーニジェールーブルキナファソーマリ間送電網の整備 (2017 年承認)
資金調達支援	ナイジェリア	再エネ・省エネの与信限度額整備プロジェクト (2014 年承認) <ul style="list-style-type: none"> ナイジェリア国内の地場銀行に対し、中小再エネ・省エネプロジェクトへの融資能力向上を支援するためのプロジェクト クリーンテクノロジー基金 (CTF) ^{*1} との協調融資 (CTF:125 万 USD, AfDB : 4,875USD)
	ケニア	地熱発電への譲許的融資プログラム (2018 年承認) <ul style="list-style-type: none"> 35MW の地熱発電 IPP プロジェクトに対し、譲許的融資を提供 CTF との協調融資 (CTF:2,000 万 USD, AfDB : 2,950USD) AfDB は IPP 事業者の参入を促進するため、本プロジェクトおよび類似案件に対し、現状の PPA に基づく国営電力会社からの不払いリスク軽減のための保証も実施している

*1:途上国の気候変動対策を支援するために世界銀行に設立された多国間資金メカニズムであり、途上国における温室効果ガス排出削減に資するインフラ関連のプロジェクトを支援する

出所 JICA 調査団作成

③成果と課題

The New Deal on Energy for Africa の下、AfDB は、多数のイニシアティブを設立してきた。イニシアティブを介して、資金援助、政策支援、情報整備・提供など、エネルギー分野における多方面からの支援が行われきた。主なイニシアティブの概要は次のとおりである。

表31 The New Deal on Energy for Africa 下でのイニシアティブ

イニシアティブ	概要
エネルギーインクルージョンファシリティア (FEI)	<ul style="list-style-type: none"> 中小規模のプロジェクトのためのプライベートエクイティ・デッドファイナンスプラットフォームであり、オフグリッドエネルギーアクセス基金と FEI オングリッド基金の 2 つの基金から構成される。 官民資金の動員、バンカブルかつ再現可能なトランザクションの構築により、プロジェクトの促進を目指す。 2017 年 12 月に 1 億 USD のシードファイナンスが承認された。
電力規制指標 (ERI)	<ul style="list-style-type: none"> 各国の電力関連の規制枠組みの開発・取組状況を調査し、適切なアクションを提案するためのイニシアティブである。 調査結果はレポートとして纏められている。
アフリカエネルギー市場 (AEMP)	<ul style="list-style-type: none"> 政府、民間セクター、開発ドナー間の連携、政策／ハイレベル対話、関係者の能力強化に関する支援をとおり、民間投資の障壁を取り除き、プロジェクトを円滑に実施することを目的としたイニシアティブである。 その他、既存プロジェクトの情報や知見を集め、各国のエネルギーセクターの分析やアクションプラン立案、プロジェクト関係者間の合意形成、プロジェクトモニタリングスケジュール作成にかかる支援なども実施している。

出所 JICA 調査団作成

2016 年から 2018 年までの 3 年間における定量的な成果としては、アフリカにおける 240 万世

帯の 1,150 万人に対し、エネルギーへのアクセスを実現させたことである。その他の成果は次のとおりである⁴⁹。

- 45 億 USD の資金を供与（80%が公的セクター、20%が民間セクター対象）
- 公的・民間のパートナーから 75.6 億 USD の資金を動員
- 5.6 億 USD を他機関との協調融資の枠組みから動員
- 1,843MW の新規電源開発（その内 1,703MW が再エネ）
- 4 280 km の送電線の建設／改修（その内 2,580km が地域間連係送電網）
- 31,314km の配電線の整備

上記のような成果が見られるものの、2025 年までのエネルギーへのユニバーサルアクセス達成に向け、取組みをさらに促進する必要が求められている。

④パートナーシップ

AfDB は、当該地域に不足している技術力・資金力を域外から動員するために、他イニシアティブやファンドと複数のパートナーシップを締結している。パートナーシップによる取組み促進は、The New Deal on Energy for Africa の方針の 1 つでもある。AfDB の既存のエネルギーパートナーシップの事例は次のとおりである。

表32 AfDBの既存のエネルギーパートナーシップの事例

パートナーシップ名	概要
アフリカ再エネ・イニシアティブ (AREI)	<ul style="list-style-type: none"> • AU 主導のイニシアティブであり、AfDB は理事メンバーである。 • 設立背景として、G7 諸国はアフリカを対象に、2015 年から 2020 年までに再エネ 100 億 USD 以上の投資をすることを COP21 で約束 • アフリカの再エネ資源活用による経済成長と SDGs の目標達成を目標に、2020 年までに 10GW 以上の再エネ発電の新規開発あるいは増設を行い、2030 年までに 300GW 以上の発電能力の確保が目標
万人のための持続可能なエネルギー (SE4All)	<ul style="list-style-type: none"> • 藩基文国連事務総長（当時）が 2011 年に立ち上げた国際的な官民連携イニシアティブ • 2030 年までに全世界におけるユニバーサルアクセスの達成、エネルギー効率の改善ペース倍増、電源構成に占める再エネ比率倍増が目標 • AfDB は、SE4All アフリカ部会のホスト組織 • 部会の代表メンバーは、AU、アフリカ開発のための新たなパートナーシップ (NEPAD)⁵⁰、UNDP、南アフリカ開発委員会 (SADC)
アフリカ持続可能エネルギー (SEFA)	<ul style="list-style-type: none"> • 2012 年に設置された 9,500 万 USD のマルチドナー（デンマーク、アメリカ、イギリス、イタリア）の信託基金、管理機関は AfDB • 未開発のクリーンエネルギー資源の効率的な利用を通し、アフリカにおける民間セクター主導の経済成長を支える
Power Africa	<ul style="list-style-type: none"> • 2013 年に開始された、マルチステークホルダー（米国、タンザニア、ケニア、エチオピア、ガーナ、ナイジェリア、リビア政府、民間セクター）によるパートナーシップである • 2030 年までに電力への新規接続を 6,000 万件追加し、新たな発電能力を 30GW 追加することが目標 • AfDB は、イニシアティブの設計からプロジェクトの実行における役割を担い、当イニシアティブ参加国へのアフリカ側からの資金援助は AfDB が管理するアフリカ開発基金 (ADF) から拠出されている

出所 JICA 調査団作成

⁴⁹ AfDB (2019) “Light up and power Africa”

⁵⁰ アフリカの貧困削減、持続可能な経済開発、経済のグローバル化、女性のエンパワーメントを目的としたプログラム。

3.5.5. ドイツ復興金融公庫 (KfW)

① 事業概要

KfW が 2013 年より開始した「GET FiT」とは、東アフリカ諸国において再エネの民間投資を促進させる事業であり、EU⁵¹、ノルウェー政府、イギリス政府、ドイツ政府から支援を受けている。本事業は、東アフリカ諸国において、民間部門の関与を促進し再エネへの民間投資の枠組み条件を改善することで、成長、貧困削減、気候変動の緩和に寄与する、気候変動に強い低炭素開発を支援することを目的としている。ウガンダにおける展開をフェーズ 1 と位置づけ、同国にて 17 のプロジェクトを開発してきた。現在は、ウガンダの実績を基に、ザンビア、モザンビーク、ナミビアにおいても本事業の拡大が進みつつある。実施手法は、GET FiT プレミアム価格メカニズム (GET FiT Premium Payment Mechanism : GFPPM) を活用しており、プレミアム価格は、当該地域の再エネ固定買取価格に上乗せする形で、プロジェクトの民間開発者へ kWh あたりのプレミアム料金として支給される。これにより事業の経済実現可能性を高めている。

表33 ウガンダにおける再エネ技術毎のプレミアム価格

再エネ技術		再エネ固定価格買取価格 (RE FiT) (US\$/kWh)	GET FiT プレミアム価格 (US\$/kWh)	支払期間 (年)	上限設備利用率 (%)
水力	9~20MW	0.085	0.014	20	60
	1~9MW 未満	0.115~0.085	0.014		60
	500kW~1MW 未満	0.109	除外		N/A
バガス	0.081	0.01	40		
バイオマス	0.103	0.01	40		
バイオガス	0.115	任意決定	N/A		
埋立ガス	0.089	除外			
地熱	0.077	除外			
太陽光	0.362	任意決定			
風力	0.124	除外			

出所 GET FiT UGANDA (n.d) “GET FiT UGANDA ”, General Information on the GFPPM”を基に JICA 調査団作成

上表は、ウガンダにおける再エネ技術毎のプレミアム価格を示したものである。このプレミアム価格の支払いは、20 年間全体の想定発電量に基づき計算される。支払は 2 段階にわたって行われ、運転開始時に 50%、電力供給の 5 年間を通して残りの 50%が支払われる。これにより、事業成果に基づいたプレミアム価格の支払いを可能にしている。なお、プレミアム価格と上限設備利用率は、運営委員会により定期的に見直される。許可発行から試運転開始までの事業プロセスの流れを次図に示す。プロジェクトによっては、④ファイナンシャルクローズに先んじて⑤建設開始が先行された例もある。



出所 GET FiT UGANDA (n.d.), General Information on the GFPPM を基に JICA 調査団作成

図32 GET FiT事業プロセス

⁵¹ EU アフリカインフラ基金 (EU Africa Infrastructure Fund) を通して支援を行う。

③ 実施プロジェクト

(a) ウガンダ

KfW はウガンダ政府ならびに電力規制当局（Electricity Regulatory Authority : ERA）と共に、水力、太陽光、バガスを含める 17 の再エネプロジェクトを手掛けてきた。導入された再エネ設備容量は計 158MW にのぼり、ウガンダのエネルギーミックスに大きな変化をもたらしている。

表34 ウガンダにおけるGET FiT事業のプロジェクト(開始年順)⁵²

#	地域名	建設開始年	試運転開始年	ステータス	再エネ技術	設備容量 (MW)	PJ コスト (百万 USD)	GET FiT 助成額 (百万 USD)
1	Kakira Cogen	Q2 2012	Q2 2014	運転中	バガス	20.0	56.8	7.1
2	Siti I	Q1 2015	Q2 2017	運転中	水力	6.1	15.0	3.6
3	Waki	Q2 2015	Q4 2018	運転中	水力	4.8	17.3	3.6
4	Nkusi	Q2 2015	Q2 2018	運転中	水力	9.6	19.6	2.8
5	Rwimi	Q3 2015	Q4 2017	運転中	水力	5.5	19.9	3.9
6	Muvumbe	Q3 2015	Q2 2017	運転中	水力	6.5	12.5	4.5
7	Nyamwamba	Q4 2015	Q2 2018	運転中	水力	9.2	28.7	5.8
8	Lubilia	Q1 2016	Q2 2018	運転中	水力	5.4	16.0	3.2
9	Soroti Solar	Q1 2016	Q4 2016	運転中	太陽光	10.0	14.3	9.6
10	Siti II	Q3 2016	Q2 2019	建設中	水力	16.5	24.0	5.4
11	Sindila	Q1 2017	Q1 2019	建設中	水力	5.3	19.4	3.9
12	Tororo Solar	Q1 2017	Q3 2017	運転中	太陽光	10.0	19.6	8.0
13	Nyamagasani 1	Q1 2017	Q1 2020	建設中	水力	15.0	36.1	9.3
14	Nyamagasani 2	Q1 2017	Q3 2019	建設中	水力	5.0	19.4	3.7
15	Ndugutu	Q2 2017	Q3 2019	建設中	水力	5.9	17.1	3.2
16	Kyambura	Q3 2017	Q3 2019	建設中	水力	7.6	24.0	5.4
17	Kikagati	Q4 2017	Q2 2020	建設中	水力	16.0	86.0	12.3

出所 GET FiT UGANDA (n.d.) “General Information on the GFPPM”を基に JICA 調査団作成

(b) ザンビア

2018年2月から開始され、ザンビア政府のFIT戦略の施行を目的とする。向こう3年間で20MWの再エネ導入を目指しており、既にドイツ政府から3,100万EURの助成金を確保している。現地で当事業のオーナーシップを持つエネルギー省をはじめとして、エネルギー規制委員会（ERB）や国有電力ユーティリティ企業 Zesco Ltd. と共に事業を実施しており、太陽光2件、水力1件のプロジェクトが始動している。

- 太陽光（100 MW）：応札プロセス中（2018年11月に入札者から提案を受領）
- 水力（100 MW）：応札プロセス中（2019年1月に事前入札資格を開始）
- 太陽光（5MW）：プロジェクト準備中

⁵² Q1は1～3月、Q2は4～6月、Q3は7～9月、Q4は10～12月を示す。

(c) モザンビーク

FIT 制度は 2014 年に導入されたが、民間投資の呼び込みに苦戦していることから、モザンビーク政府は当事業の施行を目指して、KfW とイギリス政府に融資を受けながら 2018 年に事業設計と施行にかかる検討を行った。同国における GET FiT 事業は、140MW の再エネ導入を目指しており、2020 年の事業開始に向け現在準備段階にある。資金面については、ドイツ政府からの 2,500 万ユーロの助成金が決定しており、追加で資金調達が行われる予定である。

(d) ナミビア

ナミビアでは暫定的 FIT が 2015 年に導入され、70MW の再エネ導入を目指している。太陽光への投資が集中したことから、現地資源を活用した再エネ導入を目指すべく、同国政府はドイツ政府からの支援を受けながら 2019 年に叢林発電事業（bush-to-electricity）のコンセプト検討を実施したところである。

③成果と課題

本事業はウガンダを中心に複数のプロジェクトを支援してきた。それらを通して、環境・社会・経済面の成果が見込まれている。具体的には、CO2 削減効果、電力供給の向上、再エネ市場への投資呼び込みが想定されている。

表 35 GET FiT 事業の成果

成果	概要
CO2 削減効果	20 年の PPA を通して、約 1,000 万トンの CO2 削減効果が想定される
電力供給不足の軽減	2020 までに、ウガンダにおける電力供給量を 20%拡大
電力アクセスの向上	地方の地域系統の強化を通し、新たに 20 万世帯に電力へのアクセスを提供
再エネ市場への投資拡大	公共および民間投資の活用を通して 4 億 5,000 万 USD 以上の投資を呼び込み

出所 GET FiTUGANDA (2019) “Annual Report 2018”

一方、プロジェクトの導入・運営を通して次のような課題も確認されている。

- ディベロッパーの大多数が、環境・社会に関する国際標準に準じたプロジェクトサイクル（開発から運用まで）を未経験だったため、試運転や運用段階の際に周辺環境へのリスク、労働者の健康・安全リスク等の問題が発生し、GET FiT 事業のフォローアップを要した
- 建設段階から運用段階への移行の際、地域固有の知識の体系化やデリケートな問題の理解等、チーム間の適切な引き渡しに課題があった
- 電力系統の技術的障害から、発電電力量の一部が供給できていない事例がある。

これら課題に対し、KfW は電力規制当局と共に関連ガイドラインの開発を手掛けたり、電力系統の整備や系統の安定化を進めたりして課題対応を行っている。

3.5.6. 米国国際開発庁（USAID）

① 事業概要

USAID が 2013 年より開始した Power Africa とは、2030 年までにサブサハラアフリカにおいてクリーンで高効率な発電設備の導入と電力アクセスの向上を目指す事業である。パートナー企業・

機関は、170 以上の公的機関と民間機関から成り立つ。公的機関は、アフリカ開発銀行や世界銀行グループなどの国際開発金融機関、IRENA などの技術機関、各国政府が支援を行う。また民間機関は、140 を超える企業パートナーが存在する。これらパートナー企業・機関から、融資、投資、寄付を通じて 540 億 USD の援助を受けてきた。

アフリカにおいて、人口の 70% すなわち 6 億人が電力へのアクセスを持たないことを背景に、Power Africa は、2030 年までによりクリーンで効率的な 30,000MW の発電容量の導入と 6,000 万人の電力アクセスの追加を目標としている。具体的な取り組みみとして、技術支援、助成金、プログラム支援、リスク軽減策等を提供しており、次のアプローチを適用している。

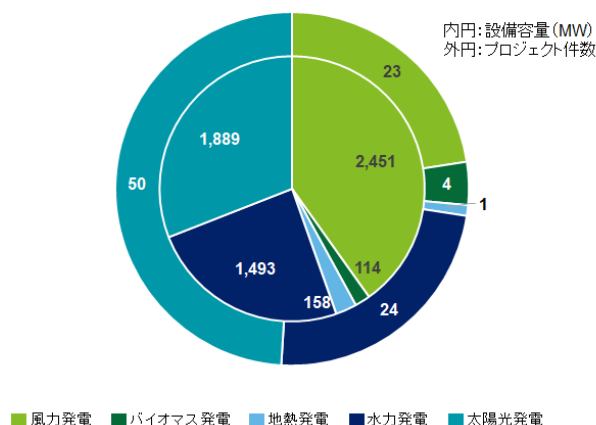
表 36 Power Africa のアプローチ

視点	概要
トランザクション障害への対処	電力プロジェクトの取引進行を妨げる障壁に焦点を置き対処することで、アフリカのエネルギー部門の改革を目指す
実用的サポート	電力へのより迅速なアクセスを促進するために必要な技術的、財政的、および政治的ソリューションを特定し、これらのソリューションの提供および実装を行う
資金ギャップの縮小	投資のリスクを排除し、公共および民間投資家が、体系的な改革を推進するプロジェクトに資金を提供することを促す
アフリカ主導の改革	アフリカの電力セクターの改善にとって、政策改革とガバナンス向上が不可欠。制度的および人的資源ネットワークを活用し、アフリカ諸国政府と協力しつつ、重要なスキルのギャップを埋め、改革を推進する外交対話に臨む
グリッドを超えた取組み	多数の投資家やパートナーが小規模でグリッド外の再エネソリューションの発見に取り組むことで、脆弱なリモートコミュニティの迅速な電化を促進する
女性のエンパワーメント	意図的にジェンダーの不平等を減らし、サブサハラアフリカの男女の効果的な関与を促進するプロジェクト、プログラム、ポリシーをサポート

出所 USAID (2020) “About Us”を基に JICA 調査団作成

② 実施プロジェクト

本事業は、アフリカにおいて再エネ発電の導入を支援してきた。2019 年 10 月時点の再エネ技術毎の累計設備容量とプロジェクト数は次図に示すとおりである⁵³。



出所 USAID (2019) “Power Africa generation and transmissions projects”を基に JICA 調査団作成

図33 Power Africaの実施プロジェクト

⁵³ 再エネ以外にも、高効率なガス発電 (4,051 MW、プロジェクト数 18 件) や重油燃料製造 (316 MW、プロジェクト数 6 件) へも支援を行う。

国ならびに再エネ技術毎のプロジェクト詳細を次表に示す。アフリカ諸国で40を超える再エネプロジェクトが既にファイナンスルーズまたは運転を開始している。

表37 Power Africa事業のプロジェクト⁵⁴

#	国	再エネ技術	設備容量 (MW)	合計設備容量 (MW)	ステータス		PJコスト ※M:Million, B: Billion	融資額	融資機関 (プログラム名/融資額)	
					決算時期	運転開始時期				
1	ブルキナファソ	太陽光発電	33	33	2017年4月	2017年9月	\$47.5M	NA	<ul style="list-style-type: none"> European Union France's development agency 	
2	カメルーン	水力発電	420	420	2018年12月	2023年	\$1.43B		<ul style="list-style-type: none"> EDF Stoa Africa50 IFC Government of Cameroon 	
3	ケニア	風力発電	100	410	2018年12月	2020年4月	\$320M	\$233M	<ul style="list-style-type: none"> Actis Craftskills Wind Energy International Overseas Private Investment Corporation, the US Government's development finance institution (\$233M) 	
4			310		2014年12月	2017年9月	\$1.095M		<ul style="list-style-type: none"> Nedbank Standard Bank of South Africa African Development Bank 	
5		地熱発電	158	158	2017年1月	2019年5月	\$490M	<ul style="list-style-type: none"> Japan International Cooperation Agency (JICA) 		
6		バイオマス発電	8.4	8.4	2014年3月	TBD	\$30M	NA	<ul style="list-style-type: none"> Overseas Private Investment Corporation (OPIC) U.S. Africa Clean Energy Finance Initiative (ACEFI) U.S. Trade and Development Agency アメリカ政府 	
7	太陽光発電	0.86	0.86	2016年6月	TBD	\$1.9M		<ul style="list-style-type: none"> アメリカ政府 (USAID's Global Development Alliance Investment Fund) 		
8	リベリア	水力発電	1	89	2016年2月	2018年2月	\$10.3M		NA	
9			88		2016年1月	2017年1月	\$356.7M	\$125 M	<ul style="list-style-type: none"> KfW European Investment Bank アメリカ政府 (Millennium Challenge Corporation (MCC)) (\$125 M) リベリア政府 ノルウェー政府 	
10	マラウィ	水力発電	12	12	2015年9月	2018年9月	\$45M	NA	<ul style="list-style-type: none"> Andritz Hydro Mota Engil アメリカ政府 (Millennium Challenge Corporation (MCC)) 	
11	モザンビーク	太陽光発電	40.5	40.5	2017年6月	2018年6月	\$80M		NA	
12	ナミビア	太陽光発電	102	102	NA					
13		風力発電	6	6	NA					
14	ナイジェリア	水力発電	96.4	636.4	2013年11月	2017年12月	NA	\$68 million	<ul style="list-style-type: none"> Africa Finance Corporation (AFC) Guarantee Trust Bank African Development Bank 	
15			540		2013年11月	2017年12月	\$456.5M		NA	
16	ルワンダ	バイオマス発電	80	80	2016年11月	Dec-19	\$350M	NA	<ul style="list-style-type: none"> Industrial Cooperation Ltd. Export-Import Bank of India (EXIM Bank) Development Bank of Rwanda African Export Import Bank 	
17		太陽光発電	8.52	8.52	2014年2月	2014年12月	\$23.7M		<ul style="list-style-type: none"> Norfund Scatec Solar Overseas Private Investment Corporation (OPIC) 	
18			2.2		2017年2月	2018年12月	\$3.1M		NA	
19		水力発電	2.6	4.8	2017年1月	2018年1月	\$15M		<ul style="list-style-type: none"> ResponsAbility Frontier Energy 	
20	セネガル	風力発電	158.7	158.7	2018年7月	2020年7月	\$377M	NA	<ul style="list-style-type: none"> Overseas Private Investment Corporation(OPIC) US Africa Clean Energy Financing Facility 	
21			29		2016年4月	2017年12月	\$47.9M		<ul style="list-style-type: none"> Proparco 	
22		太陽光発電	20	78.5	2016年5月	2016年10月	\$28M		<ul style="list-style-type: none"> Private Infrastructure Development Group (Green Africa Power) 民間投資向け多国籍投資機関 開発融資機関 イギリス政府 ノルウェー政府 オランダ政府 	
23		29.5		2016年12月	2017年6月	\$45.2M	\$2.96M	<ul style="list-style-type: none"> Meridiam Eiffage Overseas Private Investment Corporation (OPIC) (\$2.96M) 		
24	南アフリカ	風力発電*	21.53	1876.97	2013年6月	2015年9月	\$27M	NA	<ul style="list-style-type: none"> African Infrastructure Investment Managers (AIIM) Local Community Trust 	
25		138.6	2012年12月		2014年12月	\$190M	NA			
26		太陽光発電*	40		2018年6月	2019年6月			NA	
27		67.9	2018年7月		2020年11月		NA			
28	バイオマス発電	25	25	NA						
29	水力発電	4.7	4.7	NA						
30	太陽光発電	5	5	2016年9月	2017年5月	\$13M		NA		
31	タンザニア	水力発電*	2.9	90.4	2018年4月	2019年4月	\$5.9M	\$0.84M	<ul style="list-style-type: none"> スイス国際開発省、イギリス国際開発省 (Rural Energy Agency's (REA) Mini-grids to micro-grid Results Based Financing (RBF)) (\$0.84M) 	
32			7.5		2014年12月	2016年2月	\$24M		\$29.8 M	<ul style="list-style-type: none"> AF-iteco (\$28.3 M) タンザニア農村エネルギー省 (Green Performance Grant) (\$1.5 M)
33		バイオマス発電	0.86		0.86	2017年5月	2018年6月	\$4 million	NA	<ul style="list-style-type: none"> Norfund Overseas Private Investment Corporation financing (OPIC)
34	ウガンダ	水力発電*	42	115.75	2017年5月	2018年4月	\$110M	\$11 M	NA	
35			6.9		2018年7月	2021年	\$15.7M		<ul style="list-style-type: none"> East and Southern Africa Trade Bank (\$11 M) 	
36		太陽光発電	10		20	2016年1月	2016年12月		\$27M	<ul style="list-style-type: none"> Netherlands Development Bank Emerging Africa Infrastructure Fund (EAIF)
37			10			2016年9月	2017年9月		\$19.6M	NA
38	ザンビア	太陽光発電	34	75.7	2018年12月	2019年8月	\$49M	NA	<ul style="list-style-type: none"> ZESCO Limited (\$2 M) ZESCO Limited (\$2 M) 	
39			54		2018年5月	2019年4月	\$70M		<ul style="list-style-type: none"> Proparco of France African Development Bank Development Bank of South Africa Dutch Development Bank (FMO) 	
40	水力発電	120	120	2014年4月	2016年2月	\$120M		<ul style="list-style-type: none"> Proparco of France African Development Bank Development Bank of South Africa Dutch Development Bank (FMO) 		

出所 USAID (2019) "Power Africa generation and transmissions projects"

⁵⁴ 表内の*は発電施設数多数のため一部抜粋を意味する。

③ 成果

本事業の目的は電力アクセスの向上に置かれ、系統接続件数成果として挙げられる。本事業を通じて合計 686,062 件の系統接続と 13,893,236 件のオフグリッド接続が実現されてきた。系統連係については、現地の送配電事業者や電力関連団体と連携しながら電化が進められてきた。例えば、ウガンダでは、全国農村電力共同組合協会 (NRECA) ならびにウガンダ農村電化省と協力し、低コストの配線設計を開発し、家庭の系統接続コストを 40%まで低減させた。またエチオピアでは、エチオピア電力事業者 (EEU) と共に新規の地理空間計画ツールを用いた系統整備を推し進めてきた。オフグリッド接続においては、系統に接続されていない約 1,400 万の世帯や事業者に電力アクセスが提供されており、その大部分がソーラーランプやソーラーホームシステムとなっている。オフグリッド接続の内訳は次のとおりである⁵⁵。

- ソーラーランプ：9,290,174
- ソーラーホームシステム：4,254,176
- その他オフグリッドソリューション：332,433
- マイクログリッド：16,453

3.5.7. 考察

① 支援の傾向

本調査における他ドナーの取組みは、①主に SDGs のユニバーサルアクセスを目標とし、多面的支援を実施するイニシアティブと、②支援方法、地域、対象分野のいずれかに特化した特化型支援プログラムに分類される。本調査の 5 つのプログラムの概要を次表に示す。

表38 他ドナーによる取組みの概要

分類	プログラム名	実施機関	対象地域/国	対象分野	資金援助	技術協力
多面的支援イニシアティブ	The New Deal on Energy for Africa	AfDB	アフリカ全土	<ul style="list-style-type: none"> ・ 系統電源 ・ 分散型電源 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 融資 ・ 出資 ・ グラント ・ 保証 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 政策対話 ・ 情報分析 ・ プロジェクト支援 ・ 政策支援 ・ 能力強化
	Power Africa	USAID			<ul style="list-style-type: none"> ・ 技術協力 ・ グラント ・ 保証 	
特化型支援プログラム	ESMAP	世界銀行	アフリカ全土	<ul style="list-style-type: none"> ・ 系統電源 (太陽光発電) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 融資 ・ 保証 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 情報分析 ・ プロジェクト支援 ・ プロジェクト調達支援 (Transaction Advisory)
	Scaling Solar	IFC	ザンビア、セネガル、マダガスカル、エチオピア、トーゴ、コートジボワール		<ul style="list-style-type: none"> ・ 融資 ・ 保証 	
	GET FiT	KfW	東アフリカ (ザンビア、モザンビーク、ナミビア)		<ul style="list-style-type: none"> ・ グラント ・ 保証 	

出所 JICA 調査団作成

⁵⁵ USAID (2019/10) “Power Africa; Annual Report 2019”

⁵⁶ これは、主に技術協力を実施するための資金である。

上表の分類①の特徴として、対象地域や分野が広範にわたり、資金援助・技術協力の手段が多様であることが挙げられる。資金規模も大きく、IEA⁵⁷によると、The New Deal on Energy for Africa は 2020 年までにパートナー組織との協調により 450～500 億 USD を供出することをコミットしており、Power Africa はこれまでにパートナー組織より 540 億 USD を調達してきた。他方、②において、ESMAP は分野横断的な情報分析・発信と個別案件に対する戦略策定、プロジェクト実行支援などの技術協力に特化した支援を行っており、世界銀行やその他の機関が融資するプロジェクトと相乗効果を上げている。Scaling Solar はユーティリティ規模の太陽光発電に特化、GET FiT は東アフリカ地域に特化し、どちらも事業促進のための制度整備や資金提供を行うことで事業者の再エネ事業参画促進を図っている。また、①、②に共通して、各イニシアティブ、プログラム間で、協力パートナーが重複していることが特徴として挙げられる。例えば、Power Africa は Scaling Solar の支援をしており、AfDB は Power Africa を支援している。各国政府も複数のイニシアティブ、プログラムを支援しており、例えば英国は上記のすべてを、オランダ、デンマーク、ドイツ、ノルウェーなども複数の支援を実施している。

② 成果と課題

スケーリング・ソーラーの支援によりのザンビアやセネガルでは太陽光発電事業の入札制度の整備や保証機能の強化がなされ、入札の透明性や事業の予見性が向上した。結果として多くの入札参加事業者を集め、電力価格も低下した。また、GET FiT の支援により、ウガンダでは電力アクセス数や供給量が増加し、電力分野への投資も拡大した。また、支援の効果も課題として挙げられる。民間セクターからの資金の動員に関し、IEA⁵⁸によると、南アフリカでは 1USD のドナー資金に対し、約 4USD の民間資金を動員しており、ナミビア、ナイジェリア、モザンビーク、ガーナで同額以上、ザンビアでは 0.5USD であるが、その他の国に関しては 0.5USD 以下である。プロジェクトの初期リスク軽減、低金利・長期融資や制度構築支援が可能なドナー支援を民間セクターが活用することで、アフリカにおける再エネ系統電源や分散型電源事業へ多くの投資をすることが望まれる。

③ 支援に関する留意点

新規に支援を行う際には、以下を確認した上で、他ドナーと議論を重ね、支援戦略（支援形態や対象地域）を策定することが推奨される。

- 他ドナーの事業計画（特に、今後数年間にわたり多額の資金コミットをしているドナーに対する事業対象地域や内容）
- 各国の進捗状況（法・制度整備、資金、電力構造、民間事業者の参入実績など）

他ドナーとの役割分担を考慮し、支援の方向性としては、他ドナーの支援が薄い国に対し特に課題とされている事項（法・制度整備や資金不足等）に特化した支援を実施することを提案する。

3.6. まとめ：アフリカにおける再生可能エネルギー導入の更なる加速に向けた課題

本章では、アフリカ全体のエネルギー動向、系統型およびオフグリッド型電源としての再エネ導入の動向と、これら再エネ導入を支援する国際機関（含む開発金融機関）の取組みについて

⁵⁷ IEA (2019) “World Energy Outlook 2019”

⁵⁸ 同上

レビューを行った。以下に、その主な確認事項を示す。

- (a) アフリカ全体ではエネルギー需要は拡大の一途をたどることが確実視されており、各国が公表している政策に基づいた IEA の将来予測 STEPS によると 2040 年には電力需要は 4 倍になることが見込まれる。
- (b) この電力需要に対応するために火力発電だけでなく、再エネの導入も大きく進むことが見込まれている。特に、将来予測 STEPS において、太陽光発電は 2018 年では発電電力量が約 2TWh (アフリカ全体の電力量の約 1%) であったものが約 153TWh (同 17%) に増加すると見込まれている。これには、系統型電源としての IPP 事業の拡大だけでなく、オフグリッド型電源としてのソーラーホームシステムやミニグリッド事業の拡大が含まれている。
- (c) また、アフリカにおいては、現時点で約 6 億人が電力へアクセスできておらず、2030 年時点においても同様の状況であると予測されている。SDGs ゴール 7「すべての人々に手ごろで信頼でき、持続可能かつ近代的なエネルギーへのアクセスを確保する」を達成するためには、早急に電化を進めていくことが必要であり、長距離送電線を建設することなく素早く電化を行うことが可能なオフグリッド型電源のポテンシャルは高い。
- (d) 再エネ普及拡大のために、国内外の公的金融機関や開発金融機関による資金支援が活発に行われている。例えば南アフリカを除くアフリカ諸国における IPP 事業の資金の約 6 割は公的金融機関や開発金融機関によるものであり、これらの国々において発電事業を実施するためには公的、または国際開発金融機関による資金支援が欠かせない。一方で、南アフリカにおける IPP 事業の資金の 8 割以上は民間資金によるものとなっている。
- (e) 開発金融機関による資金支援方法としては、ソブリンまたはノンソブリンに対する融資や無償支援等の伝統的な手法によるものが多いが、各開発金融機関による再エネ導入推進プログラムの一環として提供されているケースが多い。例えば、IFC によるスケーリング・ソーラー事業では、入札プロセスの支援や文書のテンプレート化を進めるといったソリューションと並列して資金支援が掲げられている。
- (f) 伝統的な資金支援手法から一線を画す方法として、ドイツの KfW が現地の再エネ固定買取価格に対してさらに上乗せするプレミアム価格メカニズムを提供することで、個別事業に対する実質的な資金支援を提供している。

今後、アフリカにおける再エネ導入をさらに促進するためには、開発金融機関による審査や検討を通じて付与される数少ない資金支援に頼る現状から、企業による素早い投融資判断を通じて動員される多額の民間資金による事業が、系統型およびオフグリッドの両電源で拡大されていくこと必要と考えられる。このためには、民間資金を動員しやすい制度、政策、環境の実現がアフリカ各国の課題になる。

次の章では、再エネを大量に導入してきた、またしようとしている世界の国々で、民間資金導入を促すための制度や政策をどのように整備してきたかをレビューし、アフリカ各国における政策や制度検討の一助とする。

第4章 他の国・地域における再生可能エネルギー導入促進事例の分析

4.1. 本章の目的と構成

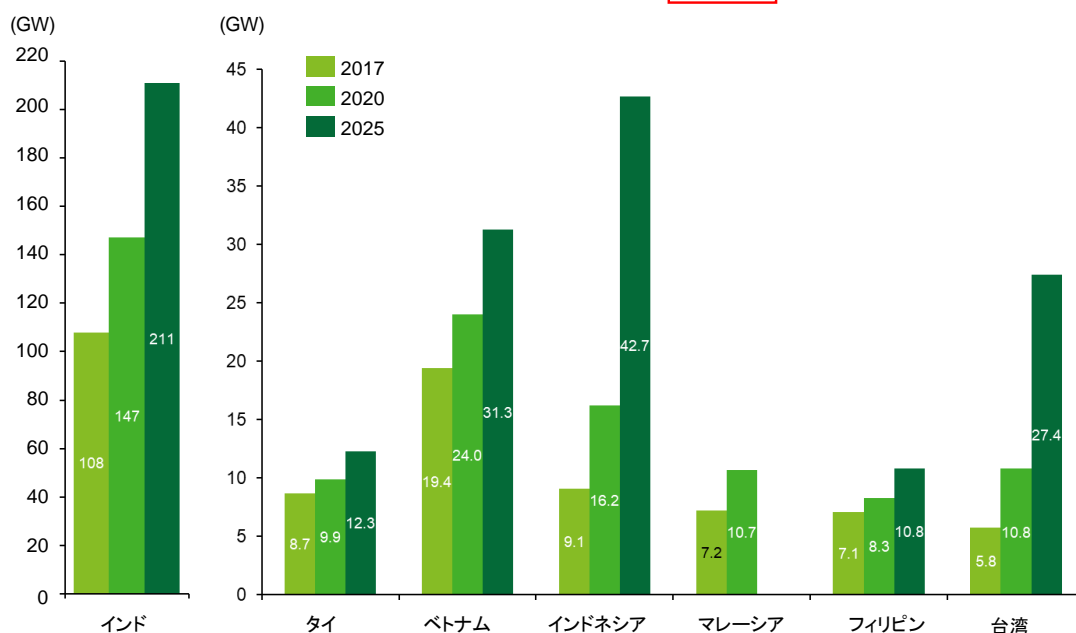
本章は、アフリカ以外の途上国や、先進国において、再エネ導入が促進されてきた背景・要因について分析を行い、これを通じて、アフリカでも適用可能な教訓を抽出することを目的としている。なお、本章における分析は系統型電源を主対象としており、オフグリッド電源については、先進国等では先に系統により電化が進展し、積極的にオフグリッド政策を導入していない国もあり、導入を進めている国でも、各国で政策が大きく異なることから、統一的な分析は行っていない。ただしインドについては、政府主導で電化計画、補助金等を立案・設置し、途上国の中でのオフグリッド政策を積極的に進めていることから、本章でも簡単に分析を行う。

本節に続く 4.2 では、アフリカを含む世界各地域・主要国における再エネ開発のポテンシャルを概観し、4.3 から 4.7 では、事例分析を行う対象国について、電力セクター概況、再エネ関連政策、民間参入の実態について分析を行う。対象国としては、ベトナム、フィリピン、インド、モロッコ、日本を選定した。最後に、4.7 で各国の再エネ導入状況と政策を横串で比較し、成功・失敗要因の分析と、アフリカで適用可能な教訓の抽出を行う。

4.2. 他の国・地域における再生可能エネルギー導入状況

東南アジアや中東等の新興国では、高い再エネ開発ポテンシャルに加え、再エネ導入促進のための政策、制度、ファイナンス環境も整備されており、昨今急速に再エネ導入を進めている。また、日本も FIT を活用し、再エネを急加速させている。しかしながら、再エネ振興策は同一ではなく、各国の事情によって、異なる制度・戦略をもってその開発を進めている。

地域別(参考)	北米(米国)	欧州	インド	中国	中東・北アフリカ	東南アジア	中南米	豪州	アフリカ
再エネの開発目標・ポテンシャル	14年比で30年に+318GW	14年比で30年に+267GW	14年比で30年に+264GW	14年比で30年に+197GW	13年比で30年に+105GW	14年比で30年に+103GW	15年比で30年に+54GW	17年比で20年に+33GW	市場形成前段階



出所 UNEP 等の資料を基に JICA 調査団作成

図34 東南アジアにおける再エネ開発ポテンシャル

本調査では、特に急進的に変動性再エネ電源の導入を進めているベトナム、フィリピン、インド、モロッコの事例や日本の事例を参照し、電源計画における再エネの位置づけ、再エネ導入振興策、ファイナンス支援策（リスク緩和策）などの整理を通じて、アフリカでの再エネ促進につながる示唆を抽出した。

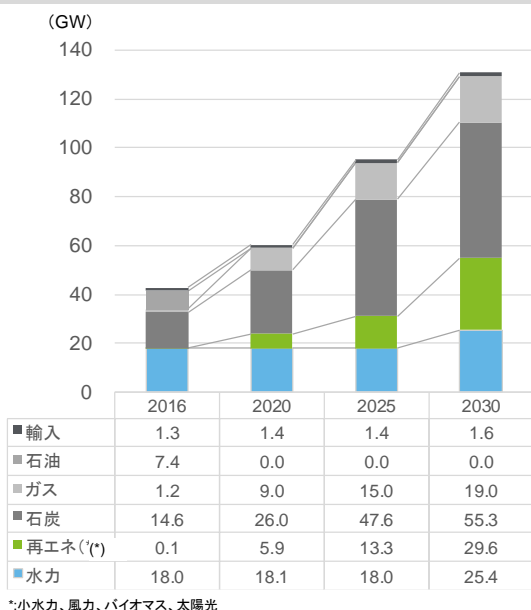
4.3. ベトナム

4.3.1. 電力セクター概況

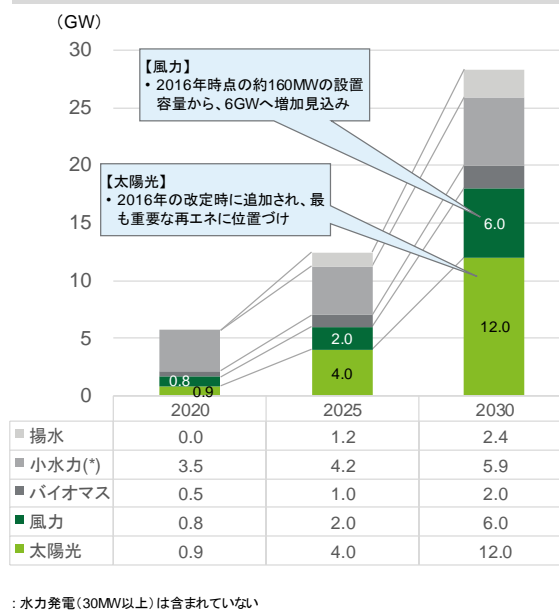
ベトナム社会主義共和国（ベトナム）において、電力需要は約 8%⁵⁹で伸びている。2016 年改定第 7 次国家電力マスタープラン（首相決定第 428/QD-TTg 号）では、エネルギーセキュリティの観点から電源多様化・国内資源活用を課題としており、石炭火力および再エネ導入の促進を目指している。具体的には、海外輸入炭の利用、再エネの導入促進、市場メカニズムによる電力価格決定、省エネルギー法の促進およびエネルギーの効率的使用の向上等を計画に盛り込んでいる。

再エネについては、2030 年に向けた再エネ開発戦略と 2050 年に向けた展望 (REDS) において、世界的な気候変動対策の潮流に鑑み、石炭火力の開発スピードを落として再エネ電源の積極導入を目指すものとしており、2020 年に再エネ比率 7%、2030 年に同 10%まで拡大することを目標としている。また、改定第 7 次国家電力マスタープランでは 2016 年の改定時に、太陽光が追加され、最も重要な再エネ電源に位置づけられている。

電源開発計画



再生可能エネルギー電源開発計画



出所 (左)改定第 7 次国家電力マスタープラン(2016)、(右)MOIT(2017)等を基に JICA 調査団作成

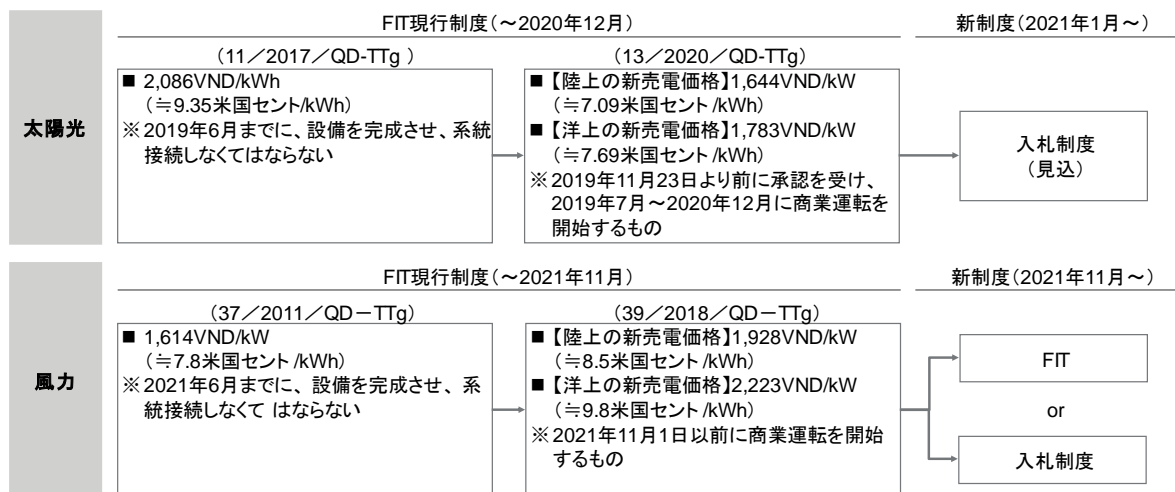
図35 電源開発計画(ベトナム)

4.3.2. 再エネ関連政策

市場メカニズムを機能させるため、系統接続する再エネ電源には、FIT が導入された。太陽光発電については、首相決定第 11/2017/QD-TTg 号 (2017 年 4 月 11 日付) および第 13/2020/QD-TTg

⁵⁹ ADB (2015) “Danish Energy Agency (2017)”および IMF ウェブサイト (<https://www.imf.org/>)

号(2020年4月6日付)にて整備されている。また、風力発電については、首相決定第37/2011/QD-TTg号(2011年6月29日付)および第39/2018/QD-TTg号にて価格が設定されている。今後はFITから入札制度への移行が検討されており、太陽光発電は2021年以降に入札制度の導入が想定されているが、風力発電についてはまだ見通しが立っていない状況である。



出所 ベトナム各種法令およびJETRO ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

図36 再エネにかかる政策(ベトナム)(2020年6月時点)

FIT 以外にも再エネ電源導入に向けた振興策が整備されている。税制面では、材料、資材、半資材の輸入税免除や、法人税率の10%減免(通常は20%)、当初4年間の免税に加え、その後9年間は50%の減免措置がある。土地の利用について、電力案件、電力系統接続と変電所工事のための土地使用料、土地リース料、水面リース料の減免政策を取っている。FIT制度の課題として、太陽光発電は2019年11月以降の承認、または2021年以降に商業運転を開始する場合など、条件を満たさない太陽光発電事業については、入札制が適用される見込みであるが、具体的な制度が未整備の状況である。風力発電について、FIT価格は2018年11月より引き上げられたものの、外資発電事業者等からは、依然として魅力的な価格とは受け止められていない⁶⁰。

また、FIT事業では唯一のオフテイカーであるベトナム電力公社(Vietnam Electricity: EVN)とPPAを結ぶことになるが、以下のような懸念事項がある。

- ・EVN 自体についての信用力の問題がある。例えば、EVN が破綻する可能性がある。また、EVN 都合により一方的に契約破棄されてしまう可能性も否定できない。
- ・よりマクロ的な観点から、ポリティカルリスクとして、政策転換が不可抗力項目に含まれておらず、政策転換による補償項目がない。また、国際仲裁は認められていない。

民間の投融資の観点については、電力は国内外の法人と個人より調達することが認められており、出資比率の上限に関するはない⁶¹。また、金融環境に関しては、太陽光の場合、総資本投資の70%まで投資信用および輸出信用について優遇を受けることができ、利子率はベトナム開発銀行(Vietnam Development Bank: VDB)発行の政府担保社債の利子における5年間の加重平均であり、貸付期間は最長12年である。ただし、海外投資家の間では、そもそものPPAの建付けに疑義が寄せられており、バンカブルなプロジェクトは決して多くないとされる。

⁶⁰ NNA の記事(2018/9/19)によるとFIT 価格以外のPPA等の要因も併せて、魅力的と受け止められていない。

⁶¹ JETRO (2020) 『世界貿易動向シリーズ ベトナム』

4.3.3. 民間参入の実態

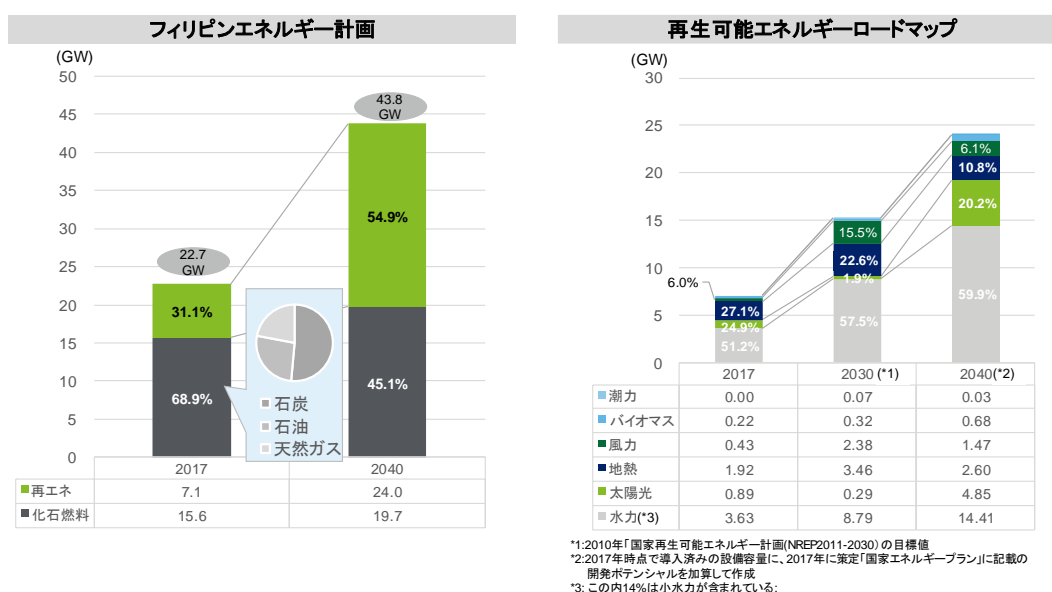
2018年1月の共産党主催経済フォーラムでは、再エネセクションが米国政府と共催され、米国からは国際開発庁（USAID）等が参加しており、同機関は積極的に民間連携・民間支援を実施している。また、ドイツ国際協力公社（GIZ）は早くからベトナム政府の再エネ開発・省エネ促進を支援しており、2011年の風力発電FIT制度構築を支援している。こうした背景から、ベトナムにおける風力発電登録プロジェクトの約半数を外資系企業が占めるうえ、ドイツ企業が過半数を占めている⁶²。

4.4. フィリピン

4.4.1. 電力セクター概況

フィリピン共和国（以下、「フィリピン」という）では、エネルギー政策の基軸としてエネルギー計画2017-2040が策定されている。本計画では、2020年までに送電系統開発事業の完成、2022年までに100%電化率達成、2040年までに電力の安定供給が目標とされ、その他に最適な電源構成達成のための技術的中立性アプローチの採用、LNGの受入・流通インフラの拡大、利用者にとって選択性および透明性のある配電体制、官僚主義的手続きの効率化、電力部門資産債務管理会社の完全民営化、および電力の効率利用促進等が掲げられている。

再エネについては、2017年時点の備容量が全体の31.1%であったが、再エネ電源を主要電源とすべく、2030年までに15GW、2040年までに20GWの設備容量を導入する計画があり、ロードマップでその取り組みを定めている。ロードマップでの重点項目として、実現性の高い再エネのポテンシャル発掘、国家重要プロジェクトに指定されたエネルギープロジェクト促進、地域技術開発会社の促進・啓蒙、再エネシステム・施設の強化、新規再エネ技術を利用したパイロットプロジェクトの実施・監督・評価、再エネ事業関連分野の技術・能力向上が挙げられている。2040年には再エネ電源の54.9%に到達する見込みになっている。



出所 (左)DoE (2017), NEDA (2017)、(右)DOE ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

図37 フィリピンにおける電源開発計画

⁶² UNEP (2015) “Supporting Program for Wind Power Development in Vietnam”

4.4.2. 再エネ関連政策

再生可能エネルギー法（Renewable Energy Act 9513）が2008年12月に制定し、FITやRPS等を含む再エネ発電事業を促進する政策を打ち出している。FITに関し、エネルギー規制委員会は同法に基づき、該当する事業者による電力のFITを20年間保証しており、太陽光、風力、小水力、およびバイオマスが対象となっている。ただし、現在ではその目標導入容量に達したため、割当が終了し、完全自由市場へ移行している。また、RPSに関して、対象となるセクターを地方配電事業者、最終保障を行う配電事業者、需要家に直接供給を行う発電事業者および経済特区で正規に認められた電力事業者とし、2017年公布の細則によると、オングリッドエリアでは、再エネの最低購入義務量の年間最低増加率が1%と設定されている。

再生可能エネルギー	買取価格 PhP/kWh	締結済		買取支払い可能		導入目標 (MW)
		プロジェクト数	容量(MW)	プロジェクト数	容量(MW)	
太陽光	FIT1: 9.68	7	109.38	6	67.60	500
	FIT2: 8.69	17	417.05	17	417.05	
	合計	24	526.43	23	484.65	
風力	FIT1: 8.53	3	249.90	3	249.90	400
	FIT2: 7.40	3	144.00	3	144.00	
	Bangui 1 & 2: 5.761	1	33.00	1	33.00	
	合計	7	426.90	7	426.90	
小水力	FIT1: 5.9	5	34.60	5	34.60	250
	価格調整:5.8705	6	60.04	2	54.44	
	合計	11	94.64	7	89.04	
バイオマス	FIT1: 6.63	14	121.56	12	117.06	250
	価格調整:6.5969	7	22.26	4	14.56	
	合計	21	143.83	16	131.63	



出所 TranscoCo (2019) “2020 Feed-in Tariff Allowance Rate Application”を基に JICA 調査団作成

図38 フィリピンにおけるFIT価格一覧

フィリピンでは、発電部門の自由化が年々進み、現在では民間事業者が約90%の資産を保有している。再エネ開発に関しても、民間主導で発展してきている。その振興策として、FITやRPSの他に、7年間の法人所得税免除をはじめ、輸入税、VAT、不動産税等の各種税の優遇など、再エネ分野の民間投資に向けた振興策も整備されている。ただし、民間が再エネ開発の中心ではあるものの、天然資源の採掘を伴う場合を除き、発電部門への外資参入は40%以下となっており、外資企業の参画には制限がある⁶³。

さらに課題として官僚的な組織体質に基づく行政手続き等の遅延が挙げられる。例えば中央および地方政府双方で許認可が必要な場合、行政手続きの長期化が想定され、また、環境関連許認可手続きそのものについても不明瞭である⁶⁴。外資企業に関しては、水使用許可、土地所有権など、外資特有の規制も存在している。また、電力供給面についても、計画停電の頻度が多く、また電化率の低い地域があるなど基本インフラに課題を残している。再エネの発電側の開発と送電計画との整合性が取れていないことから送電部門の容量が追い付いていない状況であり、発電事業者が自前で送電線を引くことも行われている。

⁶³ DoE 通達 No,DC2019-10-0013 によると、2019年10月にバイオマス発電のみ外資規制を撤廃され、外資企業100%の出資が認めることになった。

⁶⁴ ベーカー&マッケンジー法律事務所 (2016) 『アジア太平洋における主要電力市場スナップショット』

4.4.3. 民間参入の実態

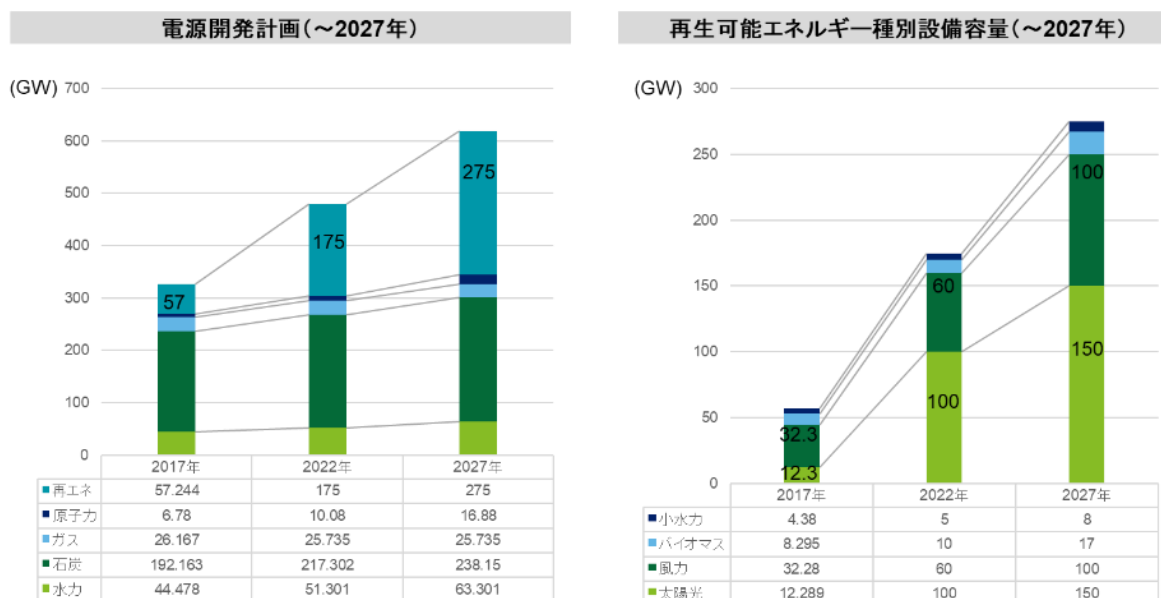
フィリピンでは、地場の大手財閥を中心に、太陽光・風力への投資が積極的になされている。一部の企業では積極的に海外の再エネビジネスの投資も行っている。また、慣習的に大手財閥等の現地企業が持ち金で事業実施し、投資目的で一部株式を他社に売却するケース（セカンダリーマーケット）も多くみられる。他方、海外投資家に関しては、発電部門への外資参入規制（いわゆるネガティブリスト）等の課題もあり、参入はあまり見受けられない。

4.5. インド

4.5.1. 電力セクター概要

インド共和国（以下、「インド」という）では、エネルギー政策の基軸として国家エネルギー政策「National Electricity Plan」が策定されている。国家エネルギー政策はインド政府が作成するエネルギー政策の5ヵ年計画であり、政府がエネルギー分野において設定した目標を達成するため道筋を中央電力庁（Central Electricity Authority : CEA）が描いている。本政策では、再エネの急増と、石炭火力発電開発の停滞に伴い、2030年以降は再エネ源が電力構成の中心となっており、2022年までに175GW相当の再エネの導入を目標としている。強力で効果的な政策の実施の証として、2000年から2018年まで約7億人⁶⁵が電力にアクセスしている。

再エネについては、風力発電と太陽光発電が中心とされている。特に太陽光発電では野心的な導入目標を掲げており、地域的および世界的にエネルギー転換をリードできる計画を策定している。太陽光発電100GW、風力60GW、バイオマス10GW、小水力5GWを含む、2022年までに175GWの再エネ容量の目標を2015年に公表している。また、長期目標としては、2050年までに455GWの再エネ容量を追加することを掲げており、約3分の2はインドの北部と西部の砂漠地帯に設置される予定である⁶⁶。2019年12月時点では85.9GWの再エネ容量を設置している⁶⁷。



出所 CEA (2018) “National Electricity Plan”を基に JICA 調査団作成

図39 インドにおける電源開発計画

⁶⁵ IEA (2020) "India 2020 Energy Policy Review"

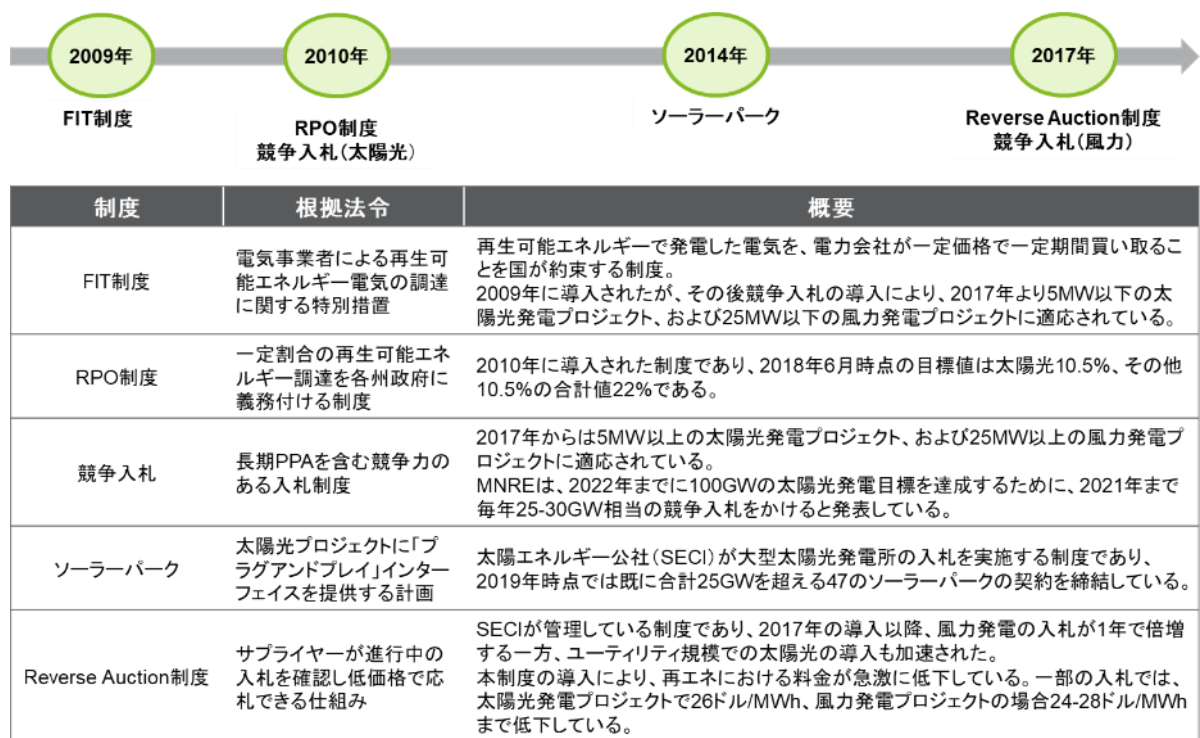
⁶⁶ IRENA (2017) "Remap Renewable Energy Prospects for India"

⁶⁷ IEEFA (2020) "India's Renewable Energy Policy Headwinds"

また、自国のNDC（Nationally Determined Contribution）において、2030年までに経済の排出原単位を2005年のレベルに比べて33%から35%削減、再エネ容量の割合を40%まで増加する目標を設定している。参考までに、インドは、再エネ発電容量において、中国、米国、ドイツ、スペイン、イタリアに次ぐ世界6位である⁶⁸。また、インドは1992年に再エネと新エネルギーに特化した省である新再生可能エネルギー省（Ministry of New and Renewable Energy：MNRE）をはじめて設立した国でもある。

4.5.2. 再エネ関連政策

インドの再エネ関連政策・制度では、FIT制度が2009年に開始されたが、2010年に太陽光、2017年に風力における競争入札制度を導入したことによって、2017年より小規模プロジェクト（太陽光の場合は5MW以下、風力の場合は12MW以下）にのみ適応されている。また、2010年に再エネ購入義務制度（Renewable Purchase Obligation：RPO）を導入することで早い段階から再エネの普及を促進している。2014年には大型太陽光発電の促進を目的としたソーラーパーク制度を導入しており、ディベロッパーに「プラグアンドプレイ」インターフェイスを提供している。2017年にはリバース・オークション制度（Reverse Auction）を導入することによって、ディベロッパーの入札への参加の増加につながった一方、再エネ由来の電気料金の急激な低下につながっている。



出所 IEA(2020) “India 2020 Energy Policy Review”を基に JICA 調査団作成

図40 インドにおける再エネ関連政策

また、電力法（Electricity Act）の改正、新しい電気料金政策、再エネの支払い保証基金を含む電力セクターにおける多くの改革が政府内で議論されているが、実行されるには時間がかかると推定されている⁶⁹。

⁶⁸ IRENA (2017) "Remap Renewable Energy Prospects for India"

⁶⁹ IEA (2020) "India 2020 Energy policy review"

4.5.3. オフグリッド関連政策

MNRE は、1992 年に系統に接続されていない、あるいは不安定である地域に太陽光発電を提供するプログラムとして「Off-grid and Decentralized Solar PV Application Programme」を設け 2,000MW の設置を目標としている。ソーラーホーム照明システム、ソーラー街路照明システム、太陽光発電所、ソーラーポンプ、ソーラーランタン、ソーラースタディランプなどのアプリケーションを対象としている。また、政府は 2019 年に新しい独立型ソーラーポンプを系統につながない地域に設置し、系統に接続されている既存の農業用ポンプに太陽光を活用することを目的とするスキーム (Pradhan Mantri Kisan Urja Suraksha evam Utthan Mahabhiyan) も立ち上げている。



制度	概要
DDUGJYスキーム (地方電化計画)	Deen Dayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojanaスキームは2015年に導入され、主にミニグリッド設備の導入を通してインドの農村部における分散型電力の採用を支援している。
分散型太陽光計画 (補助金制度)	2017年に設立された計画であり、実施機関に財政的手段を提供することにより、農村地域における照明および水ポンプ用を含む様々な太陽光アプリケーションの取組を補助金を提供することによって促進している。2020年度末で終了する予定である。
AJAY計画 (補助金制度)	分散型太陽光計画に含まれている計画であり、ソーラー街路灯の設置のためのホジキンを提供している。Phase IIは2016年9月から2018年3月まで実施された。2018年12月にフェーズIIが開始され、特定地域でソーラー街路灯300万個を設置する計画である。
KUSUMスキーム (ネットメタリング 制度)	2019年2月に導入され、農家が既存のディーゼルポンプを太陽光ポンプ(オングリッドとオフグリッドの両方)に置き換えるのをサポートすることを目的としている。本計画により、農家は所定の価格で配電会社に電力を販売できるようになった(net-metering)。本計画は2022年までに太陽光やその他の再生可能エネルギー容量を28GWに増やすことを目標としている。

出所 IEA(2020) “India 2020 Energy Policy Review”を基に JICA 調査団作成

図41 インドにおけるオフグリッド関連政策

4.5.4. 民間参入の実態

インドの国家電力計画 (National Electricity Plan) では計画されている追加容量の 56%が民間により設置されることを想定している。発電部門への外資参入規制等は存在しないが、外国投資家は、インド政府に政策の確実性とコミットメントを求めている。また、近年、配電会社からの支払い遅延が発生しており、民間参入の重大な障壁となりえる。しかし、仏企業の TOTAL が太陽光発電所プロジェクトを手掛けるなど、外資企業の参入も進んでいるほか、地元企業の TATA 等も再エネ事業に積極的に参入している⁷⁰。

4.6. モロッコ

4.6.1. 電力セクター概況

非産油国であるモロッコ王国 (以下、「モロッコ」という) の、電力需要は年率約 6%⁷¹で伸びているが、エネルギー資源の対外依存度が 2017 年時点で 93%⁷²と高く、高依存からの脱却を目指している。モロッコは、出力調整機能としても期待される大型 LNG 開発プロジェクト (Gas to Power プロジェクト) と再エネ導入促進の両輪で、輸入依存の改善を進めている。また気候変動への対

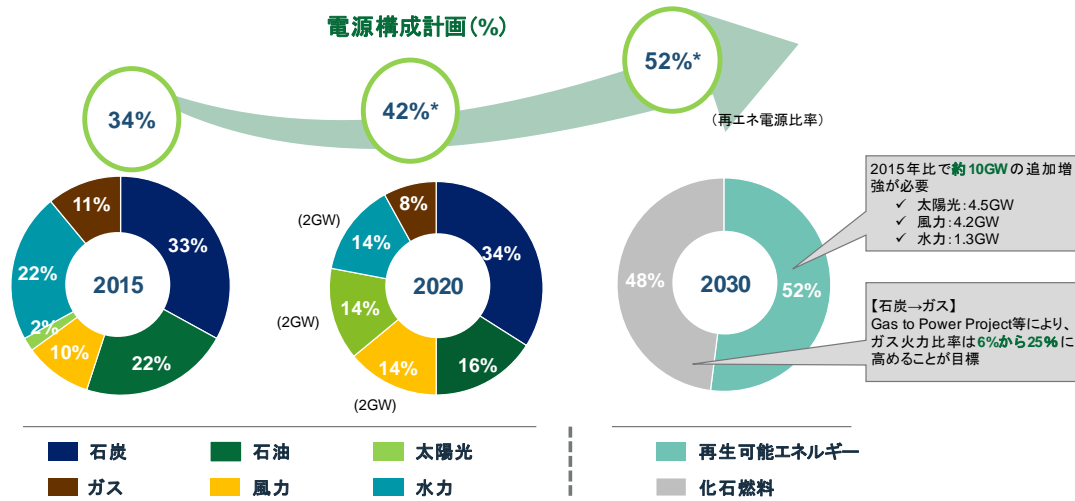
⁷⁰ IBEF ウェブサイト (<https://www.ibef.org/>)

⁷¹ UN (2017) "UN data Total Electricity"

⁷² Morocco World News (2019) "35% of Moroccan Electricity Came from Renewable Sources in 2018"

応のため、国内3大エネルギー消費部門の20%省エネ化の目標が掲げられている。

電源構成に占める再エネ比率は2015年に34%であったが、2020年に42%、2030年には52%に引き上げることを目標に掲げており、順調な導入を背景に52%の目標の引き上げも検討されている。特に、太陽光を中心とした豊富な再エネポテンシャルを活用し、石炭火力発電所閉鎖の影響を緩和したいスペインや、電力需要拡大が見込まれる近隣アフリカ諸国への輸出拡大を産業政策の一環に位置付けている。



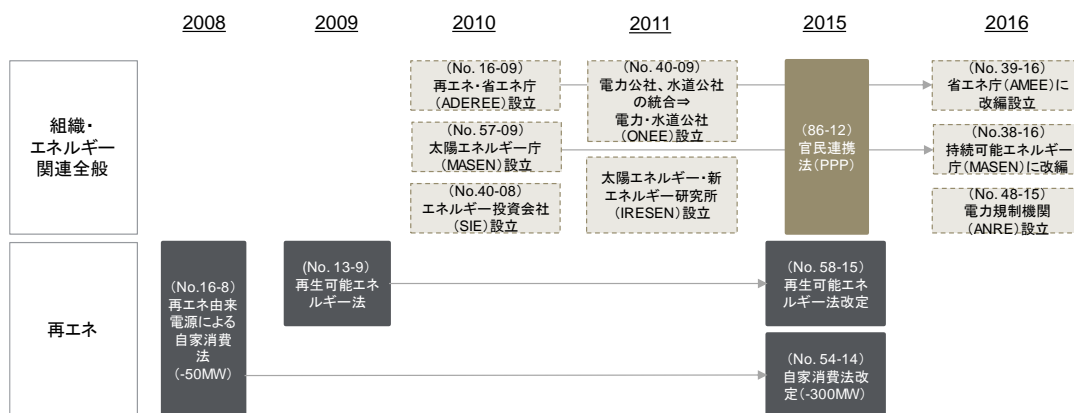
*: 公的書類は存在しない。52%の目標はCOP21にて発表された。

出所 IRENA (2019) “Power sector planning in Arab countries”を基に JICA 調査団作成

図42 電源構成計画(モロッコ)

4.6.2. 再エネ関連政策

再エネ促進を進めるため、2010年から省庁や関連組織の設立・整理が進み、再エネについてはモロッコ持続可能エネルギー庁 (Moroccan Agency for Sustainable Energy : MASEN) が主導組織となり、開発をリードしている。2009年に再エネ法 (No. 13-9) が制定され、2015年に改定 (No. 58-15) されている。また、再エネの自家消費にかかる規定について、2008年に再エネ由来電源による自家消費法 (No. 16-8) が制定され、2015年に改定 (No. 54-14) が行われている。

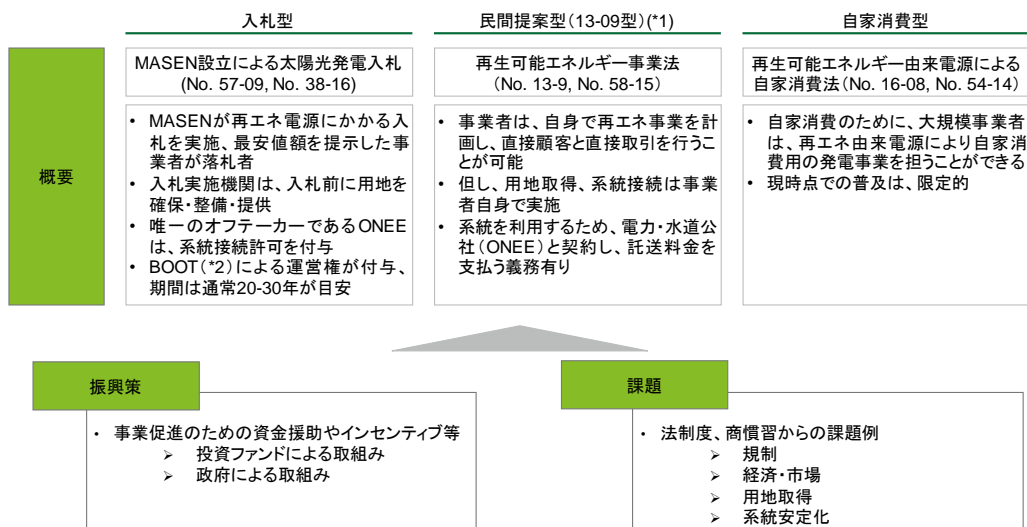


出所 モロッコの各法令を基に JICA 調査団作成

図43 再エネにかかわる政策

モロッコでは、入札型、民間提案型、自家消費型の3つの手法が可能であり、主流は入札型で

ある。

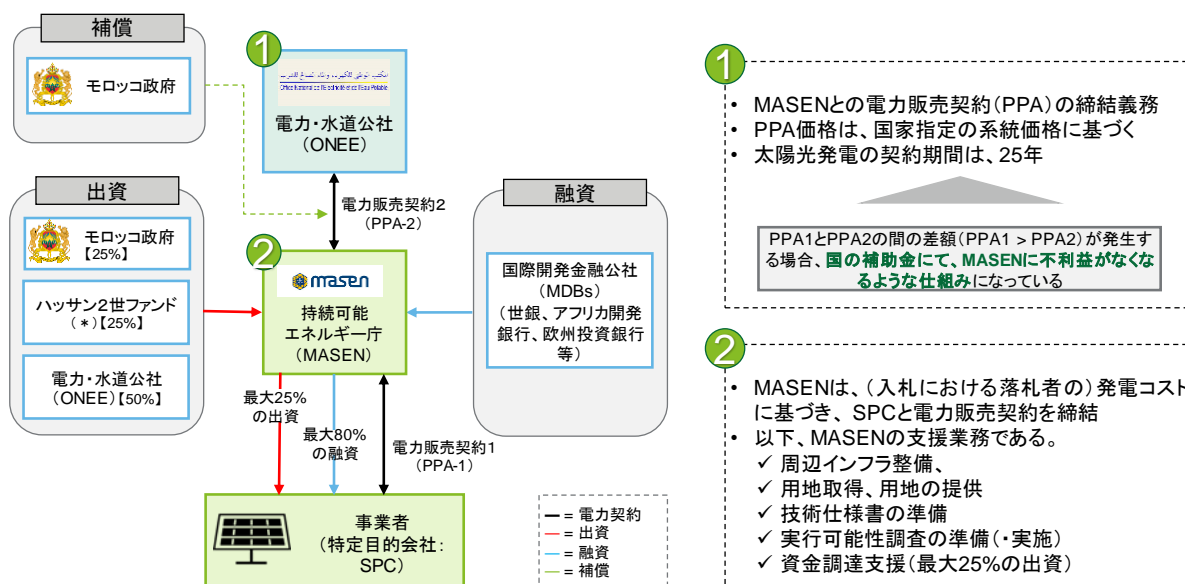


*1: 用地の提供や系統接続権などを含める電力会社主導の入札型と異なり、事業者自身が、用地取得し、系統接続契約も実施し、事業を政府・電力会社に持ち込むスキーム
*2: 企業が電力会社から土地のリースを受け、建設(Build)、運営(Operation)し、投資回収後に施設をモロッコ側に移管(Transfer)する開発方式。

出所 モロッコの各法令を基に JICA 調査団作成

図44 再生エネルギー事業の全体像

入札型は、MASEN が入札実施者となり、電力・水道公社 (Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable : ONEE) と応札者/SPC の中間に入ることによって、エネルギー価格の変動から事業者を保護している。また事業者支援のため、落札者に対し最大 25%まで出資、最大 80%までの融資も可能である。なお、太陽光発電関連の入札では、その大半が CSP 指定のものになっているが、これは、豊富な太陽光資源のポテンシャルを最大限活用することと系統安定化の維持のために CSP が注目されているためである。



*: 繊維、産業、電子産業、自動車部品産業、航空部品産業、環境・リサイクル産業、ナノテクノロジー・マイクロエレクトロニクス・バイオテクノロジー等への新規投資プロジェクトで、投資金額が1,000万DHを超え、その内設備投資額が500万DHを超える事業を対象補助を行っている

出所 MASEN 等公開資料を基に JICA 調査団作成

図45 再生エネルギー事業の全体像モロッコの再生エネルギーにかかる一般的な入札スキーム

なお、1995年に制定された投資憲章により、外資の再エネ分野への参入も可能となっており、出資比率規制も設けられておらず、外国人による100%出資も可能となっている⁷³。地場の金融環境は成熟しており、再エネ事業であれば金利5～10%、償還期間10～15年のものが多く、優良案件であれば金利2～3%もある。

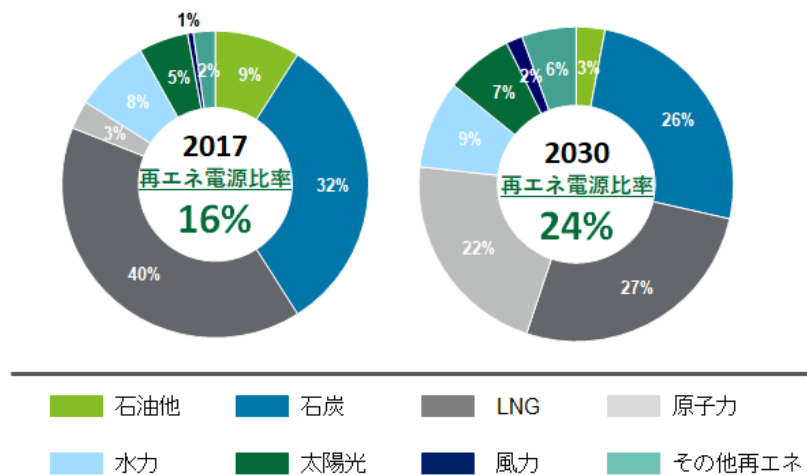
4.6.3. 民間参入の実態

入札参加事業者は、外資企業が多い。特にサウジアラビアのASWA Powerは、MASENのソーラー関連入札において連続して落札している。民間提案型に関しては、外資企業による事業開発も多数ある。しかしPPAのひな型がなく、既存の事業ケースでは、発電事業者に不利なリスク配分になっているなどの課題も挙げられている。

4.7. 日本

4.7.1. 電力セクター概況

日本の電力・エネルギー政策は、資源の海外依存による脆弱性、中長期的な需要構造の変化（人口減少等）、資源価格の不安定化、世界の温室効果ガス排出量の増大等の課題に対応するため、「3E+S」、すなわち、安全最優先（Safety）、資源自給率（Energy security）、環境適合（Environment）国民負担抑制（Economic efficiency）の観点から執り行われてきた⁷⁴。2015年に策定された長期エネルギー供給見通しでは、再エネ導入を拡大するとともに2030年のエネルギーミックスにおける再エネ比率を24%まで高める目標が掲げられた⁷⁵。同様に、2018年に策定された第5次エネルギー基本計画においても2050年に向けて再エネは経済的に自立し脱炭素化した主力電源化を目指すとしており、今後も政府として注力しているエネルギー源であるといえる。



出所 資源エネルギー庁(2019年)国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案を基に JICA 調査団作成

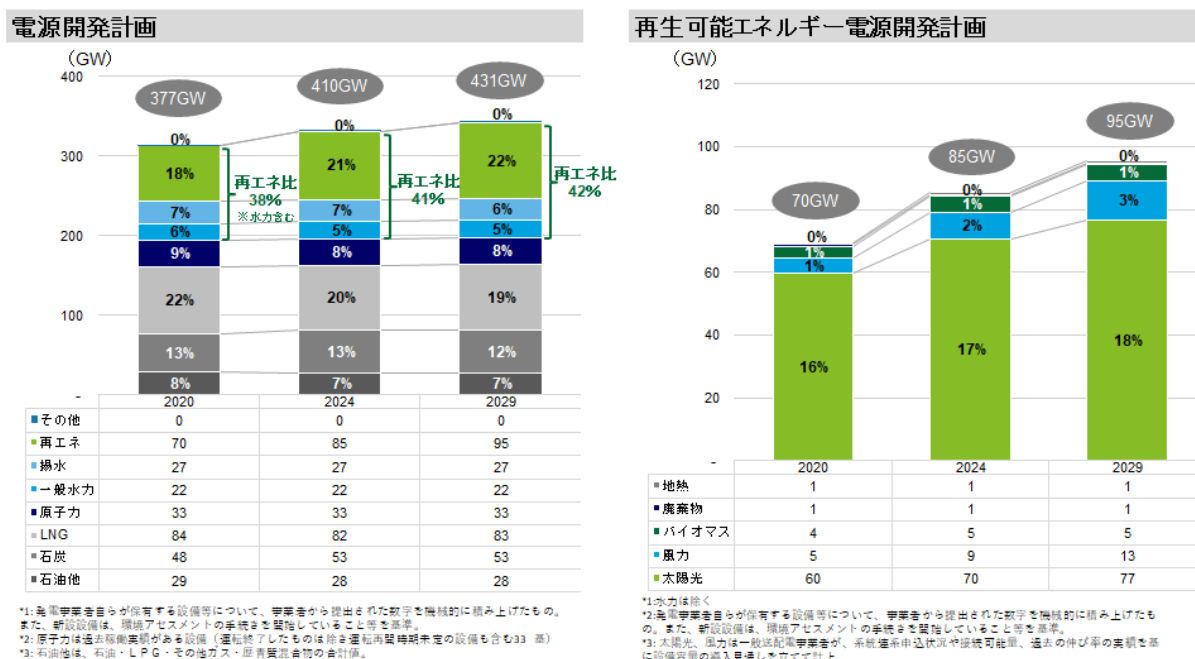
図46 電源構成計画(発電量)

⁷³ JETRO ウェブサイト (<https://www.jetro.go.jp/>)より

⁷⁴ 資源エネルギー庁(2018年)『エネルギー基本計画』より

⁷⁵ 資源エネルギー庁(2015年)『長期エネルギー供給見通し』より

設備容量ベースの電源構成では再エネは 38%⁷⁶を占め、そのうち太陽光発電が 19%と最多である。2029 年時点では、再エネ比率は 42%まで増加し、太陽光に加えて、風力の割合も微増する見通しとなっている。



出所 電力広域的運営推進機関(2020年)『2019年度供給計画の取りまとめ』を基に JICA 調査団作成

図47 電源構成見通し(設備容量)

4.7.2. 再エネ関連政策

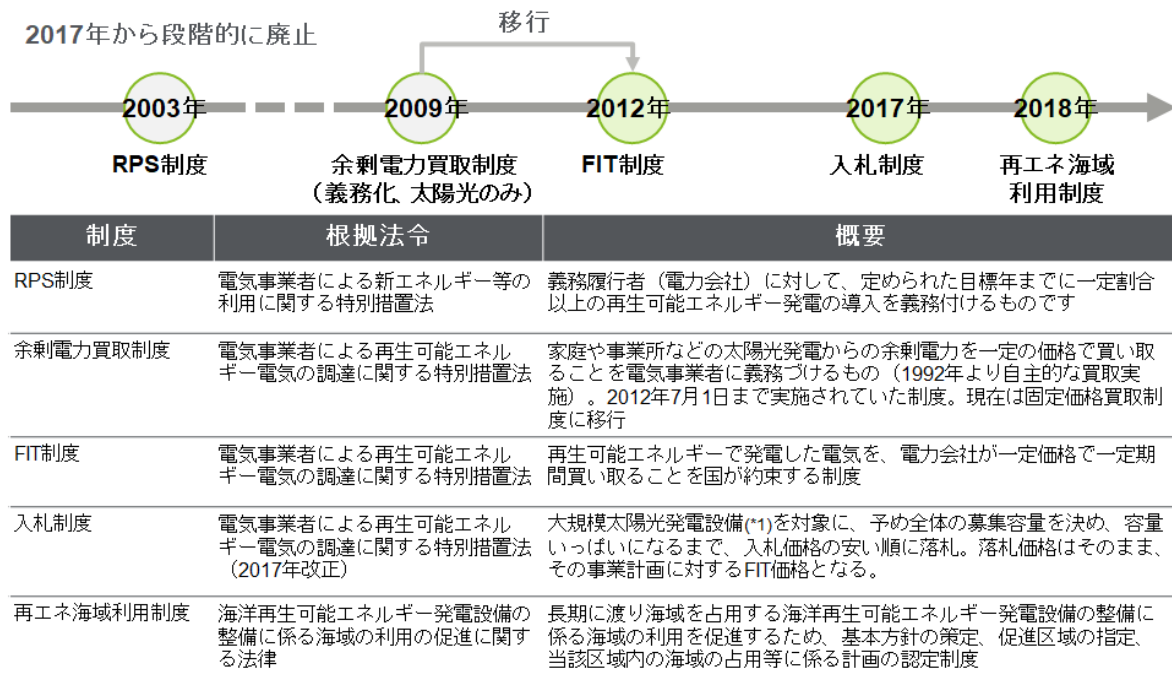
日本では RPS 制度が 2003 年に開始され、同制度の開始により再エネが増加した一方、導入目標量が控えめに設定された傾向があり、RPS 制度により普及した総発電量に占める再エネの割合は限定的であることや、競争力のある再エネ発電の開発が進まないこと、諸外国を事例とした FIT の高い再エネ発電普及効果などを背景に 2012 年から全量固定買取制度へと移行された⁷⁷。

FIT の開始を背景に、太陽光発電を中心とした再エネの導入が大幅に進み、2012 年以降の再エネ設備導入年平均成長は 26%と、2012 年以前(2003 年から 2009 年平均 5%、2009 年から 2012 年平均 9%)と比較して増加している。再エネの発電コストが低減してきたことや、再エネ賦課金の国民負担低減などを背景に 2017 年からは大規模な太陽光発電を対象に入札制度が開始され、同様に、2018 年からはバイオマス発電においても入札制度が導入されている。加えて、2018 年には洋上における再エネの推進を目的として海域利用促進にかかる法令・制度が施行されたが、洋上風力においても 2020 年度から入札制が開始される予定である⁷⁸。

⁷⁶ 電力広域的運営推進機関(2020年)『2019年度供給計画の取りまとめ』より

⁷⁷ 一般社団法人エネルギー情報センター(2016年)『日本の再エネ普及を左右した RPS 制度の歴史を見る、2017 年度から 5 年間で段階的に廃止』より

⁷⁸ 資源エネルギー庁(2020年)『2020年度の調達価格等・入札制度に関する残された論点』より



出所 資源エネルギー庁『なっとく！再生可能エネルギー』等を基に JICA 調査団作成

図48 日本における主な再エネ関連制度の概要

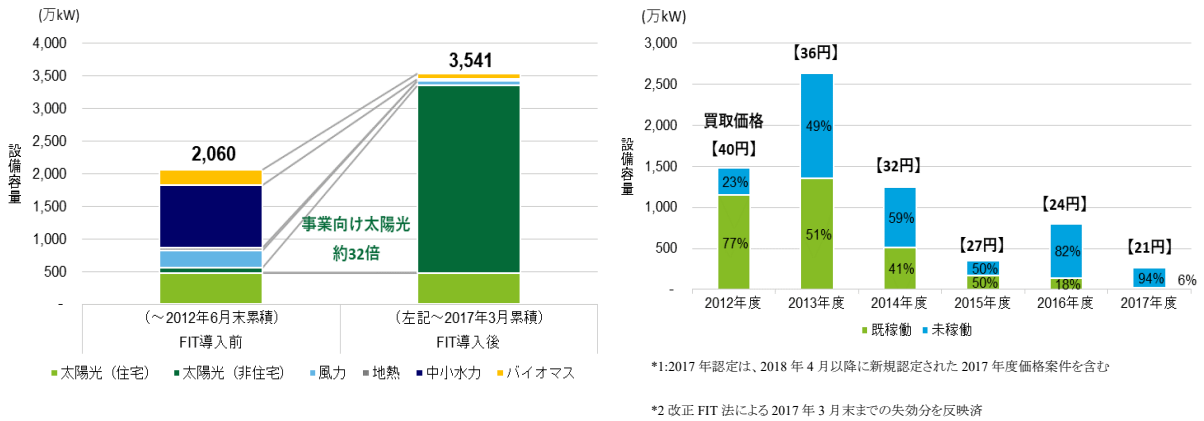
なお、第5回までの太陽光の入札において、累積で106件の事業計画が落札され、落札者には外資系企業も含まれる⁷⁹。

4.7.3. 民間参入の実態

既述のとおり、日本では固定価格買取制度の導入及び東日本大震災を契機にした分散型電源への関心の高まりから再エネへの民間投資、事業形成が促進された。一方で、固定価格買取制度の下で、高く設定された買取価格でFIT認定を取得した後、設備、工事など発電建設コストが低減するのを待って設備整備、運転開始させた事業者もあり、2012年以降認定を受けた容量のうち約50%程度が未稼働⁸⁰の状況となっていた。政府は未稼働事業に対して一定割合の減額や買取期間の短縮などのペナルティを設け、認定取得事業者の稼働を促している。事業の稼働促進により地方によっては再生可能エネルギー事業の立ち上がりが進みつつあるが、今後は、系統能力の強化など、再生可能エネルギー電源の十分な活用に向けたインフラ強化が求められている。民間事業者は、引き続き太陽光発電に参入する一方、今後は、洋上風力発電などの大型の再生可能エネルギー案件の開発が進められていく見通しである。

⁷⁹ 外資規制については、外為法においてエネルギーを含めた「国の安全」や「公の秩序」などの指定業種について、事前届出の基準となる外国人投資家による出資比率が規定されており、同法の改正（1%に厳格化）が2020年春に行われる予定である。

⁸⁰ 2018年12月時点



出所 経済産業省再生可能エネルギー政策の現状と課題を基に JICA 調査団作成

図49 FIT導入前後の再エネ設備容量の比較(左)とFIT導入後の設備稼働状況(右)

4.8. まとめ：他国事例から得られた教訓およびアフリカへの示唆

本章では、アフリカ以外の国々における再エネ導入目標や導入状況、導入促進政策についてレビューを行った。以下に、それらから得られた教訓およびアフリカへの示唆を整理した。

- (a) 事例調査を行った国々において、系統型電源としての再エネの導入は、各国政府にとって、エネルギー源の海外依存度低減や、電源の多様化等、エネルギー安全保障の観点から重要視されていることが共通してうかがえる。このような位置づけの下、各国政府は高い再エネ導入目標を掲げ、再エネ導入を進めつつある。
- (b) 再エネ導入促進に向けては、民間企業が参入を行いやすいように、FIT や RPS、入札制度等の制度が各国の再エネ導入促進施策として導入されている。具体的には、ベトナム、フィリピンおよび日本では、FIT 制度の導入を皮切りに、太陽光発電を中心とした再エネの導入が大幅に進んできた。また、これらの国々では、一定程度の再エネ導入が達せられて以降、より経済性の高い再エネ導入に向け、入札制度または市場取引を介した競争原理を活用した安価な再エネ調達を行うよう制度移行している。
- (c) インドも FIT 制度の構築を発端に再エネ導入が始まった点は同様であるが、入札制度やリバース・オークション制度等を導入し、競争原理に基づく調達を進めてきた点が特徴的である。モロッコも、競争原理に基づき再エネ調達を行ってきた点はインドと同じだが、政府系機関 (MASEN) が SPC とオフテイカーとの間に入り、SPC 側の価格変動リスクを保護していること、出融資を通じてファイナンスを支援していることに特徴がある。
- (d) その他、特に新興国では、PPA の締結交渉相手となる主なオフテイカーは、国営電力など、もともとその信用力が多くに民間企業に比べて高く、金融機関にとっても比較的与信を行いやすい相手となっていることが多い。これらのことは、民間企業が再エネ事業を行う上で、売電収益見通しの確実性を高めるとともに、ファイナンス組成を円滑化し、民間企業の参入促進に貢献したと考えられる。

これらのことから、アフリカ各国における再エネ導入促進に向けても、当該国のエネルギー安全保障の観点から再エネ導入が重要であることが認識され、導入促進を促す適切な政策が制定されることが民間企業の参入において重要になるものと考えられる。

各国事例の教訓から示唆されるように、特に FIT を通じた固定価格での電力買取は、再エネ導入に寄与する可能性が高い。しかし同時に、国庫への負担も大きく、インドやモロッコが早期から入札制度を活用し、その他国々も順次入札制度に移行していることから、長期的には競争原理に基づく調達を行うことが望ましい。その場合、買取価格の低下が進み、民間企業の収益性確保が困難となり、参入障壁となることも考えられる。すでにアフリカの再エネ導入でも、発電コストの低下によって FIT の下での普及促進から、入札制度に則った価格競争が進みつつあり、競争環境を阻害しない政策・制度の構築が必要と考えられる。

また、PPA の締結先は国営電力会社等となることが多いが、アフリカ各国では財務健全性が保たれていない電力会社も多く、懸念事項であると考えられる。この課題に対し、政府保証等の必要な対応策を整備・提供することも重要である。さらに、財務健全性の確保に向けては、小売りから送配電を含む、電力セクター全体で資金が循環している必要があり、発電のみならずセクター全体の観点から政策・制度・規制体系を検討していくことが必要である。

表39 他地域・他国における再エネ導入状況比較

#	国	エネルギーミックスにおける再エネの位置づけ	再エネ導入		主な再エネ政策	主なオフテイカー	民間企業参入状況
			太陽光	風力			
1	ベトナム	石炭・水力発電への依存から、電源多様化・国内資源活用に向けて重要	0.9GW(2020) ↓ 12GW(2030)	0.8GW(2020) ↓ 6GW(2030)	<ul style="list-style-type: none"> • FIT(2017~) • 入札制度(2021~) 	EVN	国内外より多数
2	フィリピン	輸入する化石燃料への依存から、自国内で安定的にエネルギー源を調達	0.9GW(2017) ↓ 0.3GW(2030)	0.4GW(2017) ↓ 2.4GW(2030)	<ul style="list-style-type: none"> • FIT • RPS 	配電会社等	地場中心
3	インド	大気汚染など気候変動問題への対策と共に、増大する電力需要に対応	12.3GW(2017) ↓ 150GW(2027)	32.3GW(2017) ↓ 100GW(2027)	<ul style="list-style-type: none"> • FIT(2009~) • RPO(2010~) • 入札制度(2010~) • ソーラーパーク(2014~) • リバースオークション(2017~) 	州電力 国営電力	国内外より多数
4	モロッコ	エネルギー資源の対外依存度から脱却	2GW(2020) ↓ 4.5GW(2030)	2GW(2020) ↓ 4.2GW(2030)	<ul style="list-style-type: none"> • 入札制度 	ONEE	海外より多数
5	日本	資源の海外依存による脆弱性、中長期的な需要構造の変化(人口減少等)、資源価格の不安定化、世界の温室効果ガス排出量の増大等の課題に対応	55.8GW(2019) ↓ 87.6GW(2030)	4.2GW(2019) ↓ 15GW(2030)	<ul style="list-style-type: none"> • RPS(2003~) • FIT(2012~) • 入札制度(2017~) 	電力会社	地場中心

出所 JICA 調査団作成

第5章 再生可能エネルギー関連ビジネスと本邦企業の取組み

5.1. 本章の目的と構成

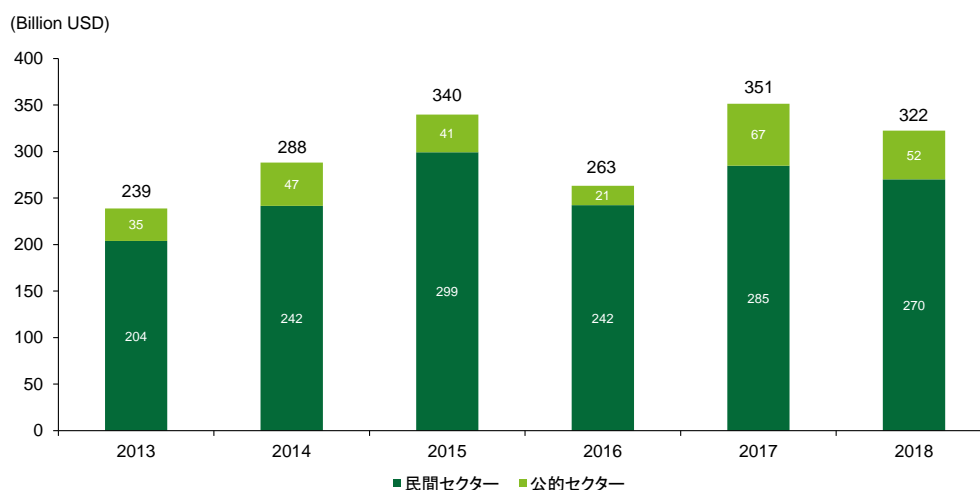
本章は、5.2 で再エネ関連ビジネスへの投資資金源とその用途について整理し、5.3 で民間企業が参入する際の参入形態を、系統型電源、オフグリッド電源別に改めて整理する。そのうえで、5.4 および 5.5 で、日系企業による世界、アフリカへの進出動向を整理する。以上の整理・分析を通じて、アフリカ再エネセクターへの民間投資を促進するための基礎情報とすることを目的としている。

5.2. 再生可能エネルギー関連資金トレンド

5.2.1. 資金の種類

世界の再エネ事業への資金は公的部門と民間部門の両方から拠出されている。2018 年においては、このうち公的資金は約 16% (約 520 億 USD)、民間資金が約 84% (約 2,700 億 USD) を占める。さらに資金拠出者の内訳をみると、約 46% (約 1,500 億 USD) がプロジェクトのトディベロッパー、次いで約 20% (650 億 USD) が民間金融機関となっており、各国の開発金融機関は約 9% (約 280 億 USD) 程度となっている。このことから、再エネ事業は主に民間の事業活動が中心となって推進され、特にディベロッパーと民間金融機関による活躍が大きいことが分かる。

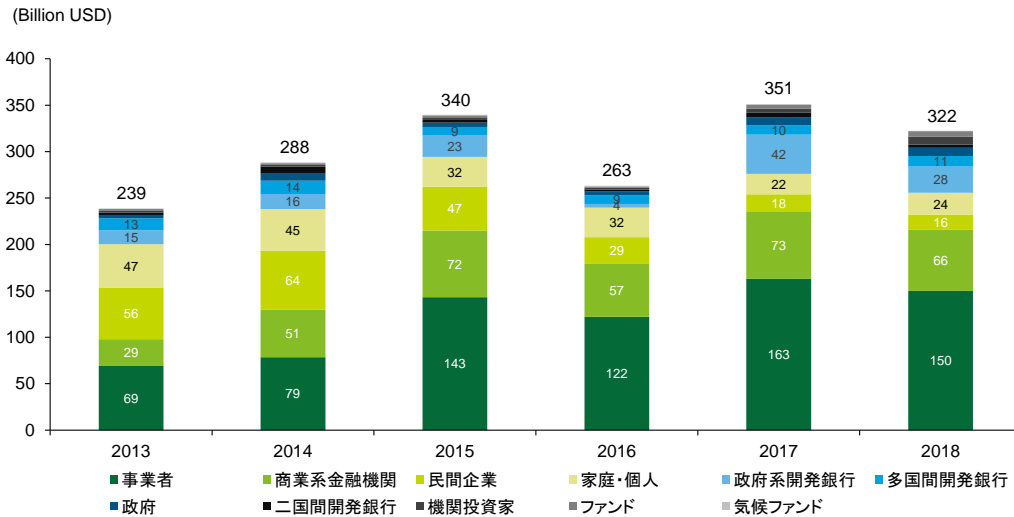
なお、公的部門による資金拠出は増加しており、2013 年から 2018 年にかけて 34%増加している。IRENA⁸¹によると公的資金は、より投資が難しく、十分に制度整備などが進んでいない環境で活用されており、オフグリッド家庭や小水力、地方の再エネを活用した街灯整備等に用いられることが多いとされている。



出所 IRENA and Climate Policy Initiative (2020) “Global Landscape of Renewable Energy Finance2020”を基に JICA 調査団作成

図50 再エネ事業への資金拠出者(公的部門、民間部門)

⁸¹ IRENA (2020) “Global Landscape of Renewable Energy Finance 2020”

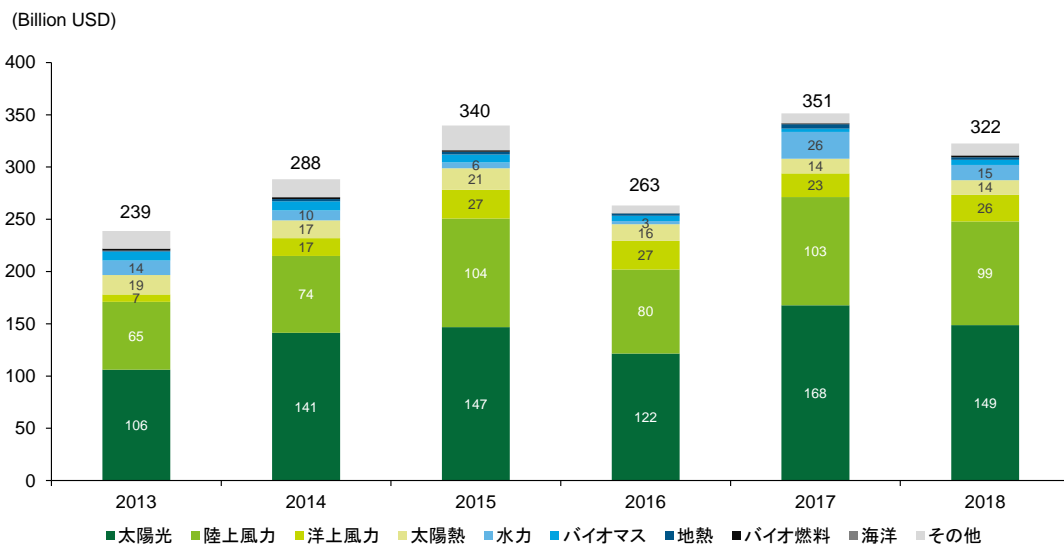


出所 IRENA and Climate Policy Initiative (2020) “Global Landscape of Renewable Energy Finance2020” を基にJICA調査団作成

図51 再エネ事業への資金拠出者(詳細)

5.2.2. 資金拠出先 (アセット別)

再エネ事業への資金の大部分は太陽光発電、風力発電に活用されている。太陽光発電には全体の約46% (1,490億USD)が、陸上風力発電には約31% (約990億USD)が、洋上風力発電には約8% (約260億USD)が活用されている。資金拠出の大部分が民間部門からであることから、太陽光、風力発電事業に向けて、民間資金が多く流入していることがわかる。



出所 IRENA and Climate Policy Initiative (2020) “Global Landscape of Renewable Energy Finance2020”を基にJICA調査団作成

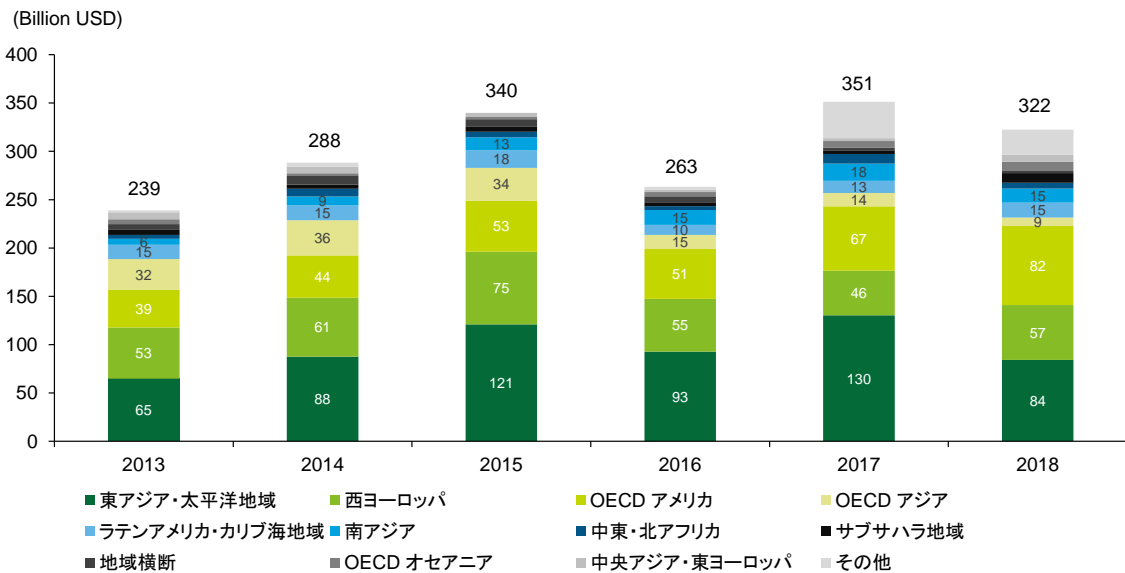
図52 再エネ事業への資金(アセット別)

5.2.3. 資金拠出先 (地域別)

再エネ事業で用いられる資金を地域別にみると、東アジア・大洋州で約26% (約840億USD)、

OECD アメリカで約 25% (約 820 億 USD)、西ヨーロッパで約 18% (約 570 億 USD) となっている。一方、アフリカへは約 3% (約 90 億 USD) となっている。これらのことから、資金の多くは先進国や中国等、事業環境の良い地域に向けられていることが分かる。

資金拠出の大部分が民間部門からであることと、その拠出先が先進国中心であることを踏まえると、アフリカにおいて再エネ事業を大規模に促進するためには民間部門からの資金がいかに動員できるかが重要になると考えられる。



出所 IRENA and Climate Policy Initiative (2020) “Global Landscape of Renewable Energy Finance2020”を基に JICA 調査団作成

図53 再エネ事業への資金(地域別)

5.2.4. オフグリッドにおける資金トレンド

①世界

ESMAP⁸²によると、ミニグリッドにおいて、2019年までに全世界で19,000カ所のミニグリッドの整備に対し合計280億USDの投資が行われてきたが、2030年までのユニバーサルアクセス達成には、今後2,200億USDの投資が必要である。しかしながら、同分析によると、2007年から2017年までと同程度の成長しか見込めない場合、2030年までの投資額は470億USDにしか到達できない見込みであり、更なる投資が必要不可欠な状況にある。民間投資に限定すると、エクイティを中心に投資が行われてきており、ESMAP⁸²によると、近年投資実績のある投資家の例として Acumen, Bamboo Capital Partners, Shell Foundation, Crossboundary Energy, InfraCo Africa が挙げられている。それぞれの投資家の概要を次表に示す。

⁸² ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers”

表40 ミニグリッドの投資家例

投資家	事業展開国	設立	概要
Acumen (米国)	タンザニア、ケニア、インド	2001	<ul style="list-style-type: none"> 世界の貧困問題の解決を目的とした社会的投資ファンド Rockefeller Foundation、Cisco Systems Foundation および3人の慈善事業家の出資により設立された Unilever、Facebook、三菱商事など大手民間企業をパートナーに有する シード、アーリーステージの社会起業家に長期資金を投資する 2019年、アフリカ最大のミニグリッド事業者である Power Gen (ケニア) に出資
Bamboo Capital Partners (ルクセンブルク)	タンザニア、インド	2007	<ul style="list-style-type: none"> プライベートエクイティ企業であり、高い成長が見込め、社会的インパクトのある分野(クリーンエネルギーへのアクセスなど⁸³) に対し投資する 投資家に対し、社会的、資金的リターンをもたらすことを目的としている 傘下に複数のファンドを設立し、その内 OASIS は途上国のミニグリッドを含むエネルギー関連分野を対象とする 2012年、ミニグリッドディベロッパーである Husk Power (インド) にシリーズ A ラウンドで 500 万 USD を出資
Shell Foundation (米国)	アフリカ	1997	<ul style="list-style-type: none"> ロイヤルダッチシェル社が社会的投資活動として設立した非営利のイニシアティブ DFID、USAID などと戦略的パートナーシップを締結 2019年、The Rockefeller Foundation、Ceniarth とともに、後述の Crossboundary Energy Access の第1次資金調達に対し 1,600 万 USD を出資 Absolute Energy、REDAVIA、Nayo further などのアフリカのミニグリッドグリッドディベロッパーに対し、戦略策定、ビジネス開発などの支援も提供
Crossboundary Energy Access (ケニア)	タンザニア	2019 ⁸⁴	<ul style="list-style-type: none"> アフリカ初のミニグリッドファイナンスファシリティ 上記の Shell Foundation、The Rockefeller Foundation、Ceniarth から出資を受けており、英国政府が支援する Renewable Energy Performance Platform (REP) と長期協力協定を締結 110 億 USD の投資を集め、1 億人に電力アクセスを供給することを目標とする ミニグリッドディベロッパーである PowerGen のタンザニアでの事業に対し、550 万 USD を出資
InfraCo Africa (米国)	ザンビア、シエラレオネ	2004	<ul style="list-style-type: none"> 民活インフラ開発グループ PIDG 傘下のアフリカファンド 資金源は DFID、オランダ外務省 (DGIS)、スイス連邦経済/教育/経済省経済事務局 (SECO) といった政府機関 案件組成に向けて知見の共有、必要な出資、融資等を提供 2017年、ザンビアの事業において Standard Microgrid (ザンビア) に 350 万 USD のリスクキャピタルを出資、2019年、シエラレオネのミニグリッドの事業において、Power Gen と株主間協定を締結し、690 万 USD を融資

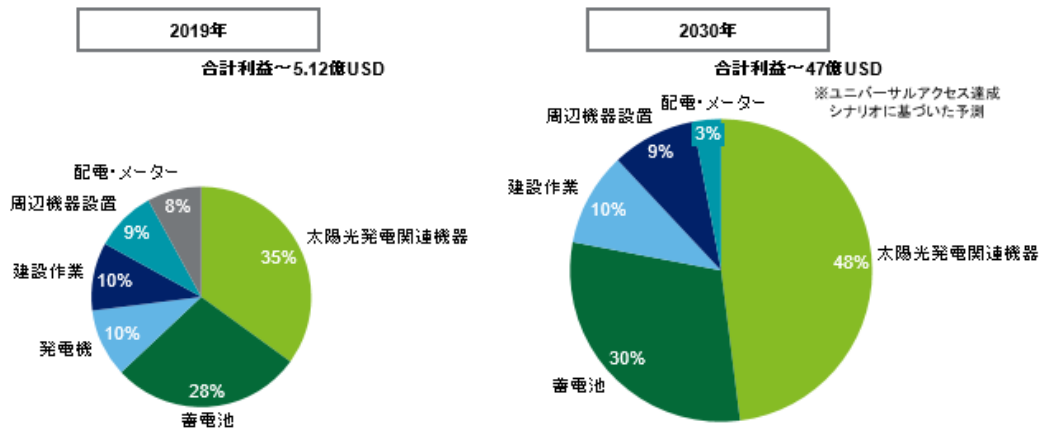
出所 各組織ウェブサイト、ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People : Market Outlook and Handbook for Decision Makers”を基に JICA 調査団作成

なお、ユニバーサルアクセス達成のシナリオに基づき予測をした場合、ESMAP⁸⁵によると、ミニグリッドのバリューチェーン全体で見込まれる利益 (Profit) は、今後 10 年間で約 250 億 USD であり、2019 年と 2030 年の利益を単年度で比較した場合、それぞれ 5.1 億 USD と 47.0 億 USD である。サプライチェーンを担う企業にとって市場のポテンシャルは大きい。

⁸³ その他ファイナンシャルインクルージョン、農業ビジネス、医療・保険へのアクセスも対象分野である。

⁸⁴ 本体組織である Corssboundary Group の設立は 2011 年である。

⁸⁵ ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers”



出所 ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People : Market Outlook and Handbook for Decision Makers”を基に JICA 調査団作成

図54 ミニグリッドのバリューチェーンによる利益

一方で、オフグリッドについては、世界銀行⁸⁶によると、2015年から2019年までの5年間と同じ成長を続けるためには、2020年から2024年までに17億～22億USDの民間投資が必要になり、2030年までにユニバーサルアクセスを達成するためには、今後10年間で66億～111億USDの投資が必要である。民間部門においては、後述のPay As You Go方式によるビジネスが今後も堅調に続くことが考えられるため、消費者向けを中心とした債権がその大部分を占め、40億～50億USD必要である。その他エクイティや企業のCSR活動などによるグラント⁸⁷も含め、民間部門からの投資への期待は大きく、公的部門からの補助金と比較し2倍以上の額を呼び込む必要がある。



出所 World Bank (2020) “Off Grid Solar Market Trend Report 2020”を基に JICA 調査団作成

図55 2030年のユニバーサルアクセス達成のためオフグリッド分野に必要な投資額と内訳

IFC、FMO、欧州大手ユーティリティやスタートアップ企業など官民180のメンバーで構成され、オフグリッド太陽光発電を促進するための非営利組織である国際オフグリッド照明協会(GOGLA)⁸⁸によると、2012年から2019年までの太陽光発電のオフグリッド分野に対する世界

⁸⁶ World Bank (2020) “Off Grid Solar Market Trend Report 2020”

⁸⁷ オフグリッド企業への直接寄付あるいはファンドを通じた拠出という方法がある。

⁸⁸ GOGLA “Investment Data”

の累積民間投資額は約 15 億 USD であり、4 分の 3 がアフリカに集中している。アフリカでは Pay As You Go 方式が普及しており、少額の頭金によりソーラーホームシステムなどを導入し、モバイルペイメントなどで前払いをし、支払った分だけサービスを利用することができる。これにより、事業者は長期的な収益を確保しやすく投資が集まりやすいという状況である。他方、南アジアの無電化地域では、現金払いやマイクロファイナンスによるモデルが主流であり、民間投資を集めにくい状況である。

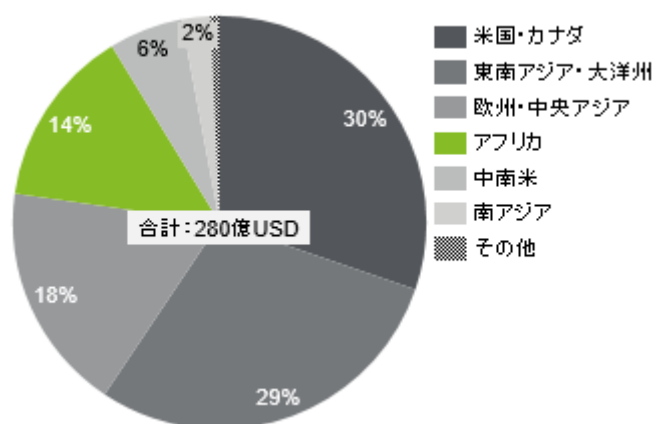


出所 GOGLA “Investment Data”を基に JICA 調査団作成

図56 オフグリッドへの累積民間投資 (2012~2019年)

②アフリカ

IEA⁸⁹によると、アフリカでは、2019 年までに約 1,500 カ所のミニグリッドが整備され、約 40 億 USD が投資されている。全世界で整備されたミニグリッドの内、金額では約 14%の額が投資されたということになる。また、現在計画中のミニグリッドも 4,000 カ所ある。



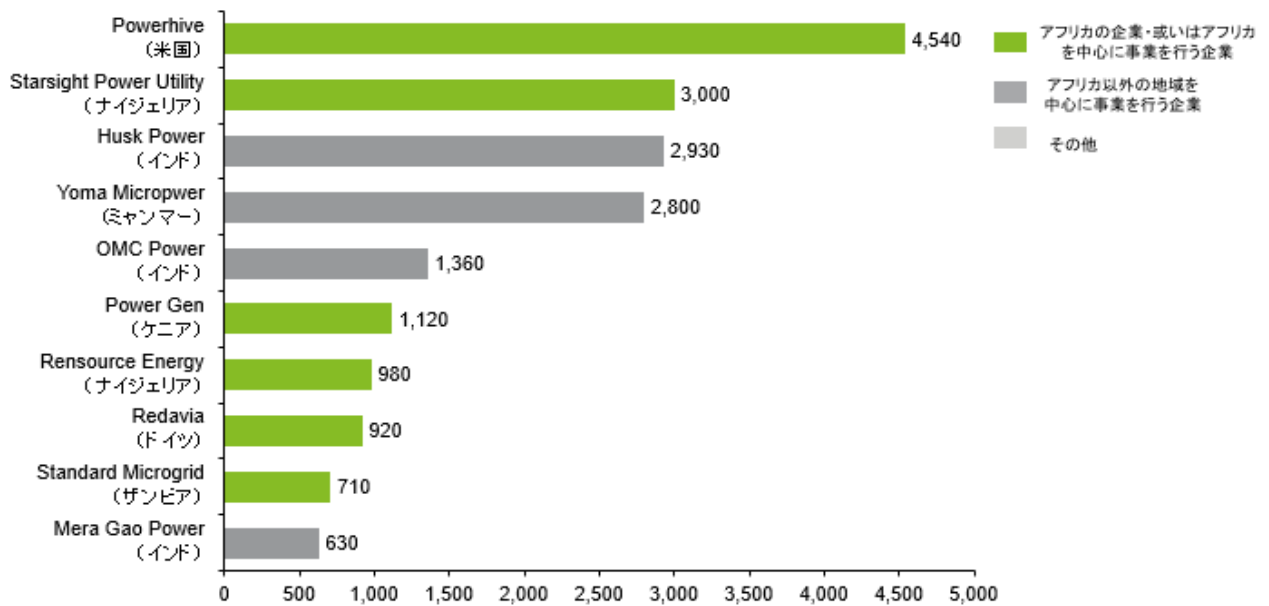
出所 ESMAP(2019) “Mini Grids for Half a Billion People”を基に JICA 調査団作成

図57 ミニグリッドの投資額に対する地域別割合

後述するオフグリッドと比較すると額は少ないものの、多くの投資を惹きつけている状況であ

⁸⁹ IEA (2019) “World Energy Outlook 2019”

る。Wood Mackenzie⁹⁰によると、2010年～2018年の累積資金調達額の多いミニグリッド事業者上位10社の内、6社がアフリカの企業、あるいはアフリカを中心として事業を行っている企業であり、資金調達額は6社で全体の約60%を占めている。



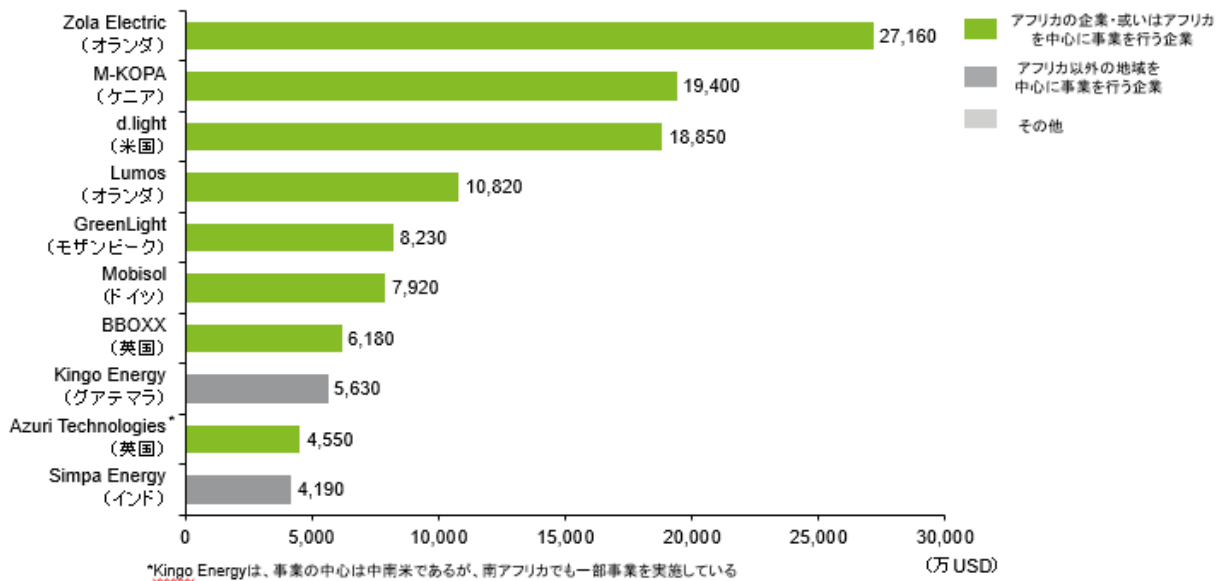
出所 Wood Mackenzie (2019) “Strategic investments in off-grid energy access”を基に JICA 調査団作成

図58 ミニグリッド事業における資金調達上位10社(2010年～2018年)

オフグリッドに対しては、2012年から2019年までに約11.2億USDの民間投資がアフリカに対しされてきている。前述の図56のとおりその内8.51億USDが東アフリカ諸国向けであり、当該地域のオフグリッドの市場規模はアフリカで最大である。Wood Mackenzie⁹⁰によると、2010年～2018年の累積資金調達額の多いソーラーホームシステム関連事業者上位10社の内、8社がアフリカの企業、あるいはアフリカを中心として事業を行っている企業であり、資金調達額は8社で全体の91%の10億3,100万USDに達している。また、ESMAP⁹¹によると、ケニア、タンザニア、ウガンダなど東アフリカからビジネスをはじめた企業が、近年のモバイルマネーの拡大に伴い西アフリカへの事業拡大を試みている状況である。

⁹⁰ Wood Mackenzie (2019) “Strategic investments in off-grid energy access”

⁹¹ ESMAP (2019) “Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers”



出所 Wood Mackenzie (2019) “Strategic investments in off-grid energy access”を基に JICA 調査団作成

図59 ソーラーホームシステム事業における資金調達上位10社(2010年～2018年)

5.3. 再生可能エネルギー関連ビジネスのモデル

5.3.1. 系統型電源

系統型電源は、国営電力会社等が自身の財源により公共事業として施設整備を行うケースと、民間 IPP 事業者が資金調達から設計・施工、運営維持管理まで一括で行うケースに大別され、各ケースにおいて資金調達、設備調達、設計・機器納入・施工、運営・維持管理を行う主体が官民で異なることから、これにしたがって民間事業者のビジネスモデルも異なる。

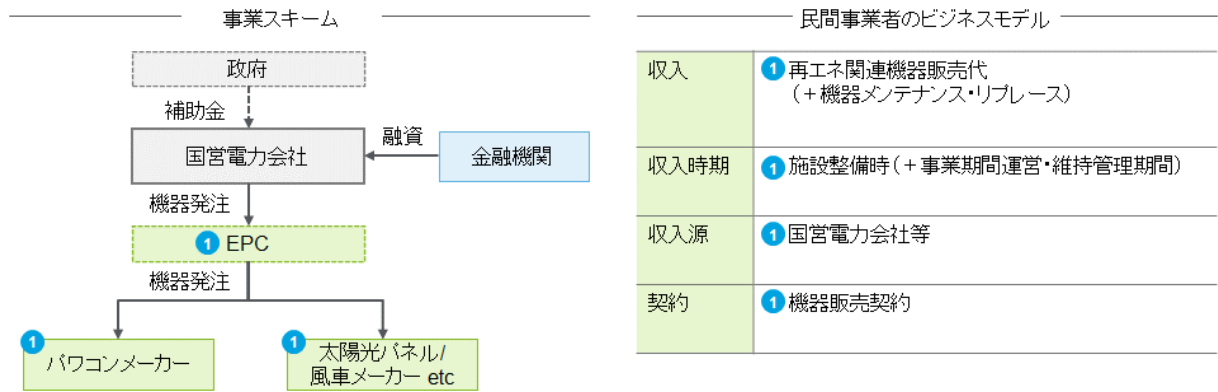
	資金調達	設備調達	設計・機器納入・施工	運営・維持管理
公共事業モデル	公共 (国営電力会社、政府)	公共 (国営電力会社等)	民間 (公共発注に基づく)	公共 (国営電力会社等)
IPP事業モデル	民間	民間	民間	民間

出所 JICA 調査団作成

図 60 公共・IPP事業モデルにおける官民の役割分担

① 公共事業モデル

公共事業モデルにおいては、国営電力会社などが所有する土地において自身で資金調達を行い、施設整備および完工後の運営・維持管理を行う。公共事業モデルにおける民間事業者のビジネス機会は、公共機関が定めた技術仕様に合わせて、パワコンや太陽光パネル、風車などの関連機器を納入するビジネスにある。機器納入は、EPC 事業者を介して一括発注される場合と、個別契約で発注される場合がある。基本的には、民間企業の関与は機器納入の一時点においてのみとなり、その他は運営・維持管理フェーズにおける機器のメンテナンスなどのフォローに限定される。



出所 JICA 調査団作成

図61 公共事業モデル

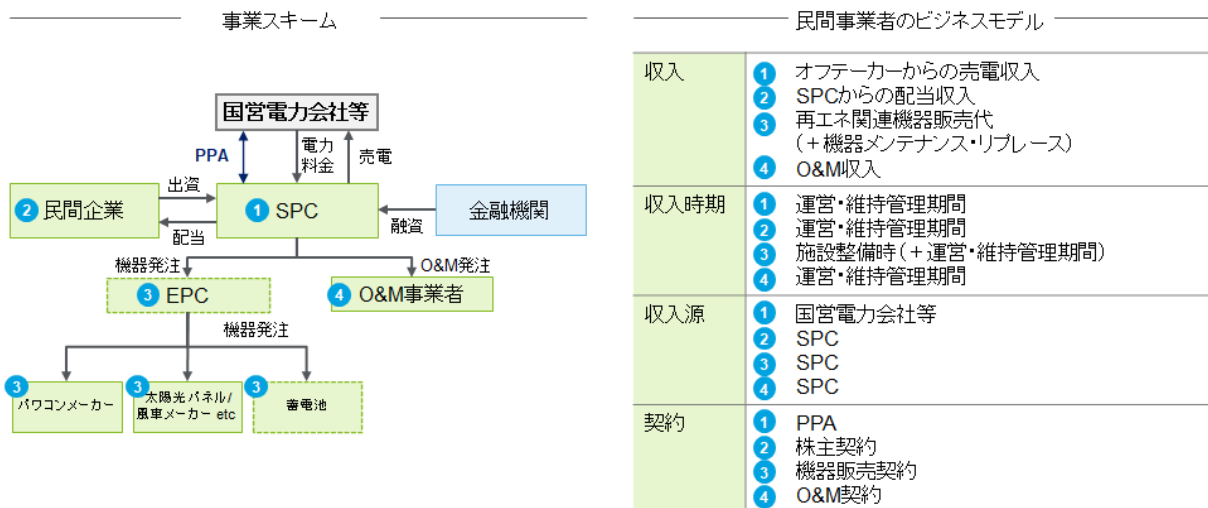
② IPP事業モデル

IPP 事業モデルは、民間事業者が資金調達から設計・施工、運営・維持管理までを一貫して行うモデルである。系統向けの IPP 事業では、以下の通り発電した電力の販売先によっていくつかのパターンに分類することができる。さらに、再エネ設備についても、近年では発電設備を単独で整備する場合に加えて、蓄電池を併設し適時に売電を行うというビジネスモデルも見られる。

(a) 国営電力会社

国営電力会社等をオフテイカーとして長期 PPA 契約を締結、売電を行うモデルである。FIT 制度に基づき全事業者統一の固定のタリフで契約を行う場合と、入札制度に基づき公共調達を経てタリフを決定・契約を行う場合、民間事業者側からの政府への提案・交渉に基づき契約が行われる場合がある。近年、再エネ発電設備単体ではなく、蓄電池を併設し安定的な電力供給が可能な設備に対して、タリフにプレミアム分が上乘せされる制度が設けられている国もある。民間事業者のビジネス機会は、プロジェクトの実施主体となる SPC の投資家として参画する方法、SPC から発注される再エネ機器に納入事業者として参画する方法、SPC との契約に基づき O&M 事業者として参画する方法⁹²が考えられる。

⁹² 投資家と O&M 事業者が同一となるケースもある。

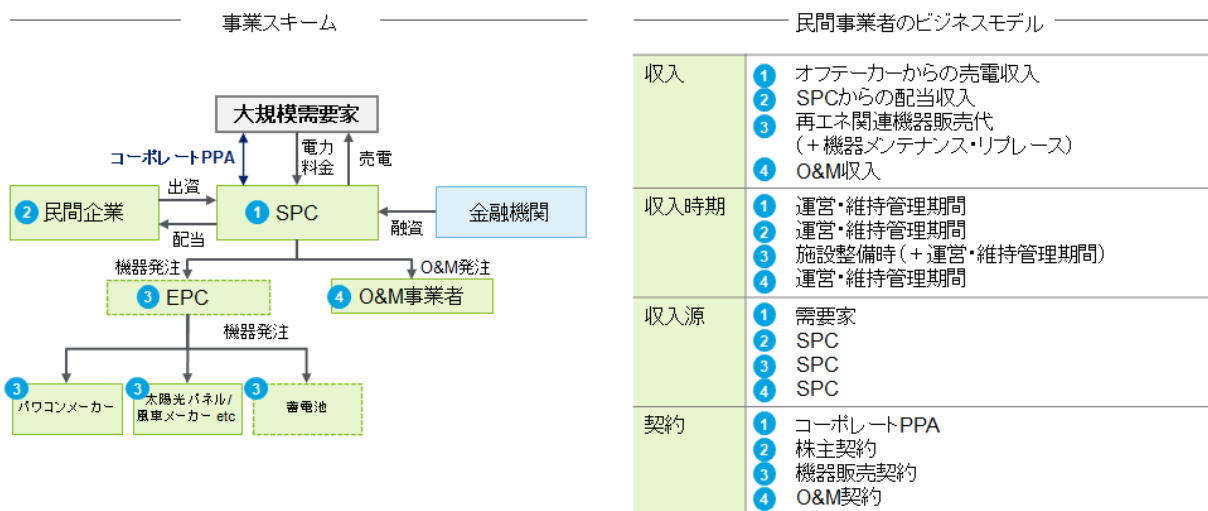


出所 JICA 調査団作成

図62 国営電力会社をオフテイクとするIPP事業ビジネス

(b) 大規模需要家 (コーポレート PPA 型)

多量の電力を需要する大口需要家等をオフテイクとして直接コーポレート PPA を締結のうえ売電を行うモデルである。特に近年においては、SDGs、ESG 投資等の観点から再エネ由来電力の使用を企業目標として掲げている企業も多く、例えば、データセンターの運営に膨大な電力を要する IT 企業は積極的に再エネ調達を進めており、Google は 2012 年に消費電力をすべて再エネ由来とすることを宣言し、2017 年にはこの目標を達成している⁹³。民間企業のビジネス機会は、オフテイクが需要家となることを除いて、概ね国営電力会社等へ売電を行うケースと同様である。



出所 JICA 調査団作成

図63 需要家をオフテイクとするIPP事業ビジネスモデル

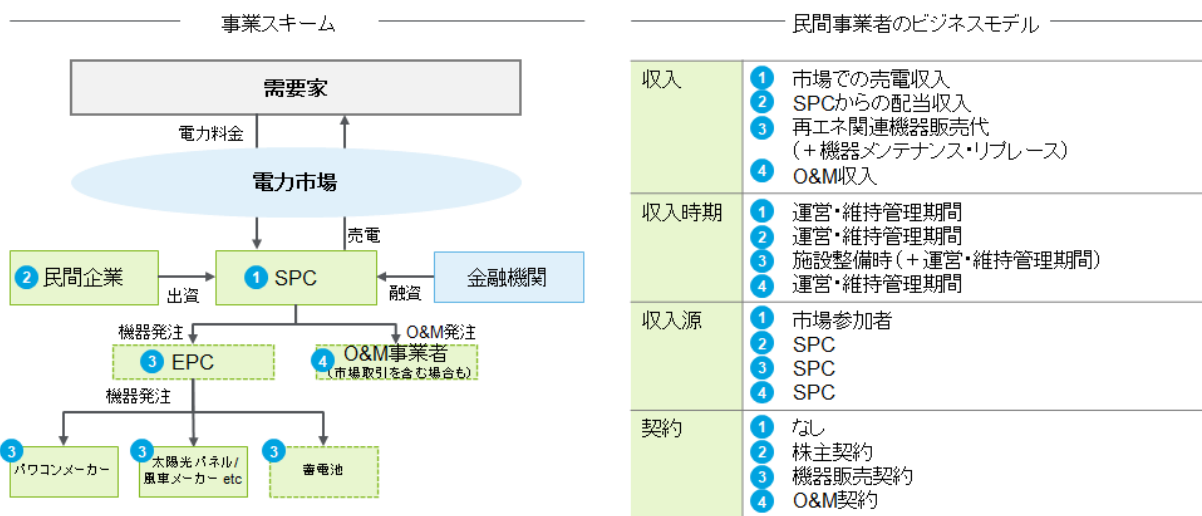
(c) 卸売市場 (マーチャント型)

電力市場が確立された先進国においては、国営電力会社や大口需要家等との長期 PPA を締結

⁹³ Google (2019) "Google Environmental Report 2019"

せず、電力市場にて市場参加者に売電を行うモデルが見られ、マーチャント型と呼ばれる。長期PPAに基づかないことから、タリフは市場価格に左右され、IPP事業者は市場リスクを負うことになる。なお、欧州等再エネ先進市場では、再エネ発電事業者が市場で売電を行う場合に、プレミアム価格を補助金として上乘せする制度も導入されており、Feed-in-Premiumと呼ばれる。また、市場におけるタリフは電力需要が高い時間帯に上昇し、需要が低い時間帯に低下する傾向にあると言えるが、近年では、発電設備に蓄電池を併設し、価格が低い時には蓄電池に蓄電し、価格が高い時に市場で売却するなど、蓄電池を活用した最適取引を行う事業者も存在する。

民間事業者のビジネス機会は、PPA型と概ね同様であるが、O&Mにおいては再エネ発電設備の運用に加えて、市場での最適取引にかかる運用等が含まれる場合もある。



出所 JICA 調査団作成

図64 マーチャント型IPP事業ビジネスモデル

5.3.2. オフグリッド電源

オフグリッドビジネスモデルは、国や地域の特性、目的、普及スキームにより、様々なものが存在する。特に、近年IoTやAIなどデジタル技術の台頭に伴い、新たなビジネスモデルが次々と生まれている。ここでは、主に先進国⁹⁴で見られる最新のデジタル技術を活用したモデルと途上国のミニグリッドおよびオフグリッドのモデルについて記載する。

① 先進国モデル

先進国における最新のデジタル技術を活用したモデルは、主に次の表の5つに分類される。

⁹⁴ デジタル技術の中には立地や経済的成熟度にかかわらず導入される可能性があるものもあるため、途上国における適用可能性も十分あるが、ここでは便宜上「先進国モデル」と定義する。

表41 最新のデジタル技術を活用した主なソリューション

ソリューション	ビジネスモデル
DR・VPP・DER アグリゲーター	<ul style="list-style-type: none"> 小規模発電事業者や需要家が持つオフグリッドエネルギーリソース(DER)をネットワークで結び集約、VPPとして、系統運用者、卸電力市場、電力会社に集約した電力を供給・販売 分散型電源やストレージからの逆潮流の電力(ポジワット)と、DRによる電力(ネガワット)を集約・管理
AI活用・SaaS ⁹⁵ ・PaaS ⁹⁶	<ul style="list-style-type: none"> ソフトウェアやIoTに特化した企業がエネルギー業界向けのソフトウェアやIoTを開発し、SaaSやPaaSとして提供 事業者はプラットフォームを活用して顧客である需要家向けにVPPサービスや省エネサービスを提供
ブロックチェーン・P2P ⁹⁷ プラットフォーム開発	<ul style="list-style-type: none"> 分散型電源を保有する需要家と消費する需要家同士が直接取引するP2Pを実現するプラットフォームをブロックチェーンなど活用し、開発 小売電気事業者などに提供するSaaSモデルを模索
エネルギーストレージサービス	<ul style="list-style-type: none"> ストレージハードウェア企業、ソリューション提供のインテグレーター、市場運用するオペレーターなどの事業者が登場 用途は系統レベルの「フロント・ザ・メーター」と需要家レベルの「ビハインド・ザ・メーター」の2種類
EV充電・DR・V2G	<ul style="list-style-type: none"> EVに搭載されているリチウムイオン蓄電池への充電を遅延させることによるDRや、蓄電池の余剰分を電力網に逆潮流することによって電力会社から対価を得るV2Gを実現するソリューションを提供

出所『日経BP世界エネルギー新ビジネス総覧』を基にJICA調査団作成

上記の5つのソリューションは、複数のソリューションを併せつつサービス提供していることも多い。例えば、AIやビッグデータ技術を活用したスタートアップ企業が、SaaSやPaaS事業者としてソフトウェアやプラットフォームをアグリゲーターに提供するなど動きがみられる。このようなトレンドは、民間企業のみならず、政府の注目も高く、欧州各国、米国、オーストラリアなどでは、環境政策、再エネ大量導入や災害対策として、これらのモデルを活用しており、補助金や支援策を打ち出している。

② 途上国モデル(ミニグリッド)

途上国のミニグリッドについては、外部からのファイナンスや技術面でのサポートの有無、政策整備状況などにより、多数のビジネスモデルが存在している。主要なビジネスモデルについて次表に整理した。

⁹⁵ Software as a Services ソフトウェアを利用者(クライアント)側に導入するのではなく、提供者(サーバー)側で稼働しているソフトウェアを、インターネット等のネットワーク経由で、利用者へサービスとして提供することを指す。

⁹⁶ Platform as a Services アプリケーションを実行するためのプラットフォームを、インターネットを介して提供するサービスのことを指す。

⁹⁷ Peer to Peer 従来は、電力会社が需要家に一方的に電気を供給していたのに対し、太陽光発電や蓄電池などDERを所有している個人・法人が別の需要家に電力を供給し、取引する方法を指す。

表42 途上国のミニグリッドにおけるモデル

モデル	オフテイカーの例	主な資金源	開発者	所有	維持管理	モデルの成立条件	例
コミュニティモデル	地域の電力共同組合	ドナーからのグラントや融資など	民間のディベロッパーなど	地域の電力共同組合など	地域の電力共同組合など	<ul style="list-style-type: none"> ドナーからの金銭的および技術的支援がある。 政府による政策整備がされる（電力/エネルギープランなど） コミュニティ内でウォーターポンプや農業加工用途へのエネルギー使用を奨励する 	<ul style="list-style-type: none"> インド：West Bengal Renewable Energy Development Agency (WBREDA)は、地域の共同組合を創設し、西ベンガル地区に23のミニグリッドを運営
民間セクターモデル	民間電力会社	民間企業からの出資や融資	民間のディベロッパーなど	民間の電力会社など	民間のミニグリッド運営事業者など	<ul style="list-style-type: none"> ドナーからの金銭的及び技術的支援がある 政府による政策整備がされる（民間企業優遇策など） 	<ul style="list-style-type: none"> タンザニア：政府が政策フレームワークを整備し、民間企業に対し法的・金銭的支援を実施
ユーティリティモデル	民間電力会社	国営プロジェクト予算、ドナーからのグラントや融資など	国営電力会社あるいは政府	国営電力会社	国営電力会社あるいは地域のエネルギー会社	<ul style="list-style-type: none"> 国営電力会社の運営能力がある（系統電力料金とミニグリッド料金を統一し、ミニグリッドのコスト高を吸収するなど） 政府による政策整備がされる（電力/エネルギープランなど） 	<ul style="list-style-type: none"> タンザニア：国営電力企業（TANESCO）は、系統とミニグリッドの料金を統一し、ミニグリッド運営事業者を補助 ケニア：政府（REA）が全国のミニグリッドを開発し、国営電力会社Kenya Powerが運営・維持・管理を実施
ハイブリッドモデル	コミュニティ・民間・ユーティリティによる複合	上記のいずれかまたは複数	上記のいずれかまたは複数	上記のいずれかまたは複数	上記のいずれかまたは複数	<ul style="list-style-type: none"> 各関与者の専門性や能力の欠如を他者が補充するメリットがある（民間企業が入ることによってコミュニティの運営・管理能力不足を補充するなど） 	<ul style="list-style-type: none"> タンザニアでは以下の二つのモデルが見られる <ul style="list-style-type: none"> 民間企業が国営企業とPPAを締結し売電 営電力会社が地域電力会社とPPAを締結し売電

出所 USAID (2018) “What Ownership Models Are Used for Mini-Grids”を基に JICA 調査団作成

近年の民間企業によるビジネス動向は次表のとおりである。途上国に対し、複数の企業が自社の資金やデジタル技術を活用することで参入している。

表43 途上国のミニグリッドにおける民間企業によるビジネス動向

動向	近年の事例
バリューチェーンの各領域における先進国企業の参入	<ul style="list-style-type: none"> ● アフリカに参入している先進国企業の役割例 ・ 投資、建設、運営：Engie（フランス） ・ EPC：Clarke Energy（英国） ・ インバータ製造：SMA（ドイツ）、Exide（米国） ・ コンテナ型蓄電池システムのシステムインテグレーター：Tiger Power（ベルギー）、Winch Energy（英国）
先進国企業とローカル企業の連携によるビジネス展開	<ul style="list-style-type: none"> ● パートナーシップ協定の締結例 ・ ABB（スイス）と Husk Power（インド）がインドにおけるミニグリッド構築事業を対象とした協定 ・ Schneider Electric（フランス）、EM-ONE（カナダ）、GVE（ナイジェリア）がナイジェリアのミニグリッド事業を対象とした協定
先進国のスタートアップの企業間連携によるビジネス展開	<ul style="list-style-type: none"> ● 数社で連携してミニグリッドのバリューチェーンを構築する例 ・ スマートメーター：Spark meter（米国） ・ データドリブン・ウェブベース・マーケット分析プラットフォーム：Odyssey Energy Solutions（米国） ・ ミニグリッドモニタリング用ソフトウェア：AMMP（オランダ）

出所 IRENA (2019) “Off-grid renewable energy solutions to expand electricity access”および World Bank (2019) “Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers”を基に JICA 調査団作成

IFC⁹⁸によって実施された、途上国にてミニグリッドビジネスを行う 20 の事業者を対象にした調査によると、初期投資の回収に平均 7 年以上、損益分岐点超過までに平均 5 年以上を要している⁹⁹。民間企業の途上国におけるミニグリッドビジネスでは、いかに収益をあげるかが鍵となっている。収益向上に向けて様々な取組みが行われており、次がその例である。

表44 途上国のミニグリッドにおける収益向上モデル

収益向上モデル	内容／例
最新のデジタル技術活用による新たなソリューションの提供	<ul style="list-style-type: none"> ハイチのプロジェクトでは、クラウドベースのモニタリング技術を導入し、通信ハードウェアとメーターを統合、電力消費データをセントラルゲートウェイに送るようにした結果、電力コストと信頼性の向上につながった ソーラーホームシステムが普及しているにもかかわらず、蓄電池の容量不足から多くの電気が無駄になっていたバングラデシュにおいて、スタートアップの SOL Share は、余剰電力を活用した P2P 取引を導入。SOL Share は P2P 取引の売買プラットフォームを提供し、取引手数料を徴収する。余剰電力は自営線をとおり太陽光発電機器を持たない世帯に流れ、自動的に売買されるモデル
アンカー・ビジネス・コミュニティモデル	<ul style="list-style-type: none"> アンカーとなる通信塔や工場など電力需要の大きい主要クライアントを設定することで、一定の需要を確保し、収益を確保した上で周辺地域の住民に電力を供給することを目的としたモデル 途上国の無電化地域にミニグリッドを構築する場合、家庭用電力の需要が小さいことが多いため、ミニグリッドの運営者が収益を継続的に上げるためにはこのようなモデルが必要
電力供給先の多様化	<ul style="list-style-type: none"> 家庭のみではなく、農業や産業分野への電力供給を行うビジネス 例えば、エネルギー事業者と農業ビジネス事業者が連携し、特別目的事業体（SPC）を立ち上げ、従来の農業生産工程では電力不足により不可能であった農作物の加工処理工程を追加したモデルを構築。加工された農作物をコミュニティ外の市場へ売ることによって、コミュニティの経済性が向上し、SPC は得られた収益のマージンを得ることが可能

出所 IRENA (2019) “Off-grid renewable energy solutions to expand electricity access”, RES4Africa Foundation (2019) “Re-thinking Access to Energy Business Model”などを基に JICA 調査団作成

上記の表でみる電力供給先の多様化として、公共施設も対象となり得る。例えばアフリカでは、高い乳幼児死亡率、低い就学率、地方部における不十分な教育・医療体制などの課題が根強くあり、分散型電源を活用した無電化地域における教育施設・病院施設への電力供給など議論・検討もなされてきている。

③ 途上国モデル（スタンドアローン型）

オフグリッドを構築するバリューチェーンは次図のとおりである。①、②のハードウェアにかかる工程は、アフリカでは中国企業から製品の提供を受け、ODM や OEM の形態を取り現地ブランドとして販売するケースが多い。③ソフトウェア開発は、Pay As You Go のシステム開発に留まらず、IoT や AI の技術を使用し、機器のパフォーマンスのリアルタイム情報を提供するなどの技術力を持つ企業もある。④、⑤、⑥についてもリモートモニタリングシステムやスマートメーターの導入により、低コストで高度なサービスを提供するようになってきている。また、最近では、近年①および③～⑥までを垂直統合したビジネスを行う企業も現れ始めており、例えば Zola Electric（オランダ）、Azuri（英国）、BBOXX（英国）、Mobisol（ドイツ）¹⁰⁰などの例がある。

⁹⁸ IFC (2018) “Benchmarking Mini-Grid DESCOS 2017 Update”

⁹⁹ オーストラリアの太陽光発電導入支援コンサル Solar Choice (2019)の調査によると、2018 年のオーストラリアの 100kW 以下の商業用太陽光発電システムの初期投資期間の平均が約 4 年である。

¹⁰⁰ 2019 年の破綻後に Engie が買収した。



出所 World Bank (2020) “Off Grid Solar Market Trend Report 2020”を基に JICA 調査団作成

図65 オフグリッドのバリューチェーン

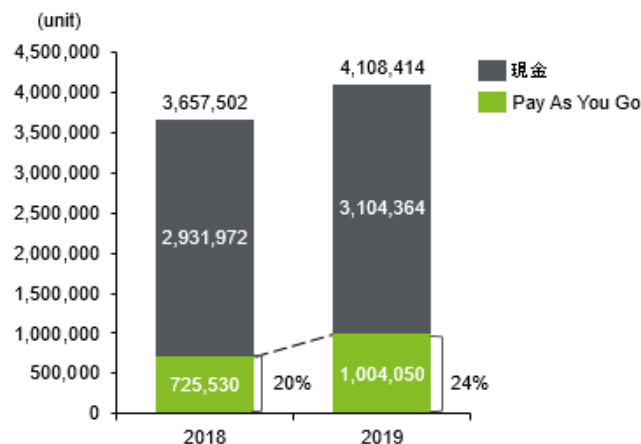
途上国における民間企業のオフグリッドビジネスでは、上記④マーケティング・販売、⑤料金徴収において、顧客側の機器や電力の購入しやすさと企業側の収益獲得を両立させることが重要である。例えば、途上国におけるソーラーホームシステムの販売には、次のようなモデルがある。

表45 オフグリッド(ソーラーホームシステム)の販売モデル

販売モデル	概要	主な支払方法	機器所有	ビジネス展開
機器の直接販売	<ul style="list-style-type: none"> 機器を顧客に対し、直接販売 マイクロファイナンスの利用や政府や国際開発機関からの補助金がある場合にビジネスが成立しやすい 	<ul style="list-style-type: none"> 現金 一括またはローン 	顧客	伝統的な機器売り
Pay As You Go	<ul style="list-style-type: none"> モバイルペイメントを利用し、顧客から機器導入時の頭金と日額の前払い金を徴収する 一定期間の支払い後に所有権が移転する 	<ul style="list-style-type: none"> モバイルペイメント 頭金+前払い 	支払い完了後顧客	顧客データを活用し、非エネルギーサービス(教育ローンや保険など)を提供
Fee For Service	<ul style="list-style-type: none"> 機器は販売せず、毎月使用した電力を徴収する 	<ul style="list-style-type: none"> モバイルペイメント/現金 月払い 	事業者	ソーラーウォーターポンプのヘクタール当りの使用に応じ使用料を払うサービスなどへの応用

出所 JICA 調査団作成

オフグリッドの太陽光発電機器の販売方法において、近年、Pay As You Go によるものが増えてきている。それに伴いピコソーラーとソーラーホームシステムの販売数における Pay As You Go の割合は、2018 年前期で 20%から 2019 年前期には 24%に達している。地域としては特に東アフリカで多く、REN21¹⁰¹によると、ケニア、ウガンダ、タンザニアがその中心を占める。他方、南アジアなどでは現金による需要が依然として強い状況である。



出所 GOGLA “Global Off-Grid Solar Market Report Semi-Annual Sales and Impact Data”を基に JICA 調査団作成

図66 オフグリッドの太陽光発電機器販売数におけるPay As You Goの推移

¹⁰¹ REN21 (2019) “Distributed renewables for energy access”

Pay As You Go のモデルでは、顧客は導入初期に少額の頭金を用意すればよいため、顧客側にとっては導入しやすいものの、供給側の企業は、割賦払いが完了して初めて機器代金が自社に入るため、割賦払いのための資金を十分に用意しておく必要がある。Pay As You Go モデルを採用し、市場を牽引してきたのは欧米のスタートアップであるが、これらの資金を用意することが可能であったのは、世界中から投資を呼び込むことができたことも要因の1つである。諸外国企業のアフリカにおける主な Pay As You Go ビジネスの例は次のとおりである。

表46 Pay As You Go企業の例

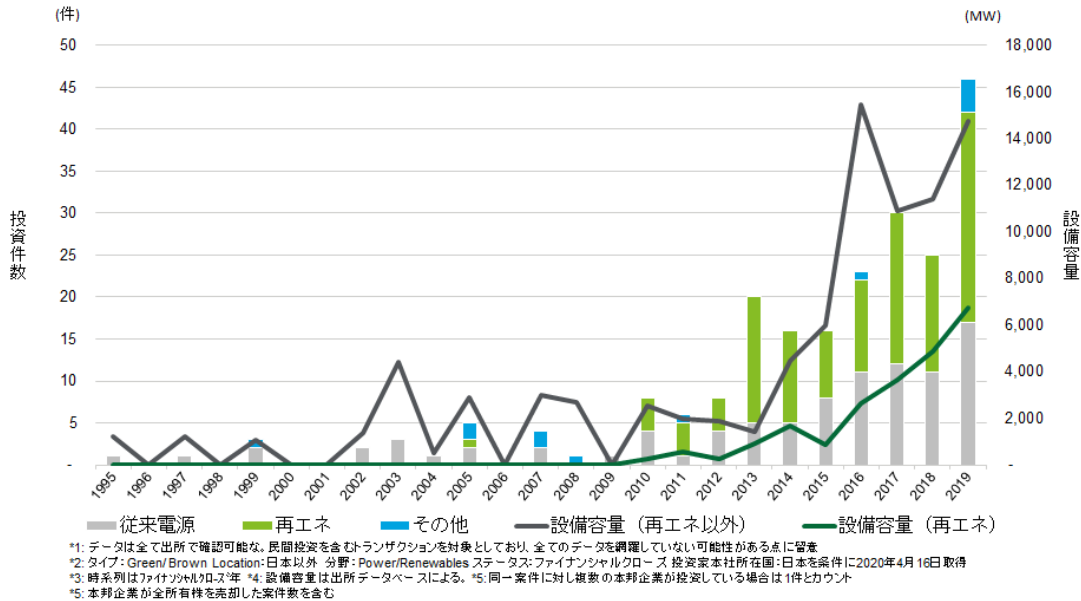
企業	本社所在地	設立年	事業の特徴	主な資金調達	パートナーシップ締結
Azuri Technologies	英国	2012	AI を活用し、電力使用パターンを学習。天候や蓄電残量に応じて自動でライトやテレビの輝度を調整可能なソーラーシステムを販売	<ul style="list-style-type: none"> • Energise Africa (英国のクラウドファンディングプラットフォーム) による 230 万 USD の融資 	<ul style="list-style-type: none"> • ケニア事業で Unilever と締結 • StarTimes (中国の TV チャンネルプロバイダー) と締結
BBOXX	英国	2010	IoT を活用したリアルタイム遠隔管理システムを導入したソーラーホームシステムを販売	<ul style="list-style-type: none"> • Africa Infrastructure Investment Manager による 3,100 万 USD の出資 • Union Togolaise des Banques による 400 万 USD の融資 	<ul style="list-style-type: none"> • トーゴ事業で EDF (フランス) と締結 • コンゴ民主主義共和国事業で GE (米国) と締結
Zola Electric	オランダ	2012	プラグアンドプレイ型およびディーゼルの代替や不安定な系統地域のユーザー向けにスマート蓄電システムを備えたハイブリッドソーラーホームシステムを販売	<ul style="list-style-type: none"> • FMO 筆頭の 3,250 万 USD の協調融資 • Helios (英国の民間投資会社), GE Ventures による 5,500 万 USD の協調出資 • Tesla, Total, EDF, GE など民間企業による出資 	<ul style="list-style-type: none"> • EDF と西アフリカでのビジネス拡大のためコートジボワールに子会社を設立

出所 各社ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

5.4. 世界における本邦企業の再生可能エネルギー投資実績・動向

5.4.1. 本邦企業の発電事業への投資件数

世界的なインフラに関するデータベース・サービスを提供する Inframation 社によると、本邦企業による世界の再エネ事業への投資実績は、1995 年以降で 200 件以上が確認され、特に近年増加傾向にある。アセット別では、1990 年代より 2000 年当初までは、石油・石炭などの化石燃料による発電事業への投資が中心であったが、2010 年以降は、気候変動対策、CO2 排出削減の潮流や、欧州諸国における FIT をはじめとする再エネ諸制度の整備を背景として、再エネへの投資が増加傾向にある。

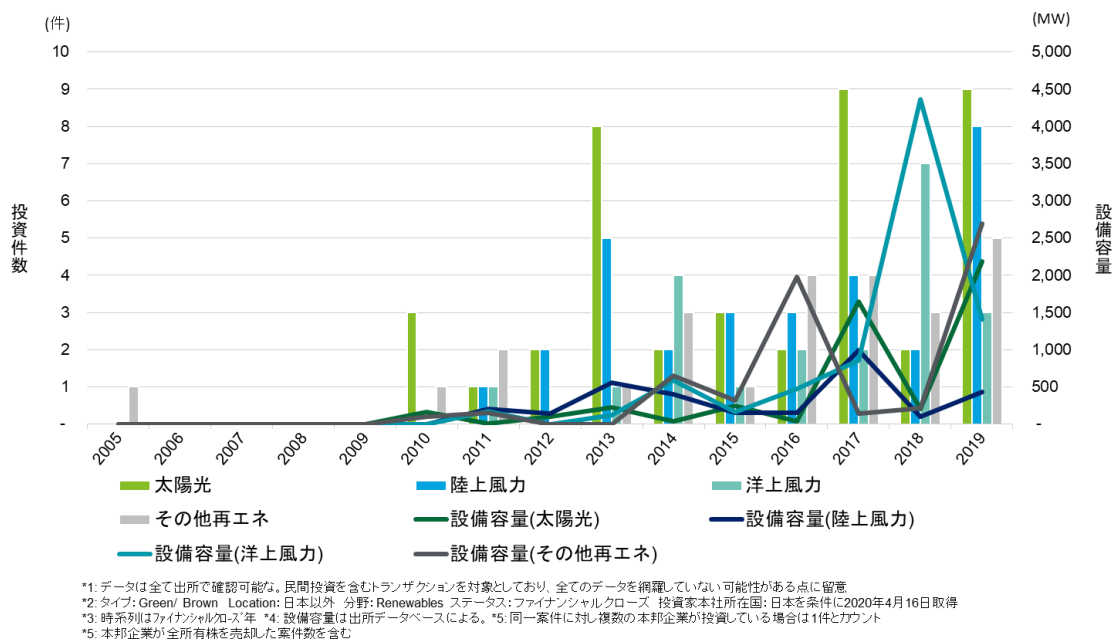


出所 Inframation のデータを基に JICA 調査団作成

図67 世界のエネルギーセクターにおける本邦企業の投資件数

5.4.2. 本邦企業の再エネ投資動向

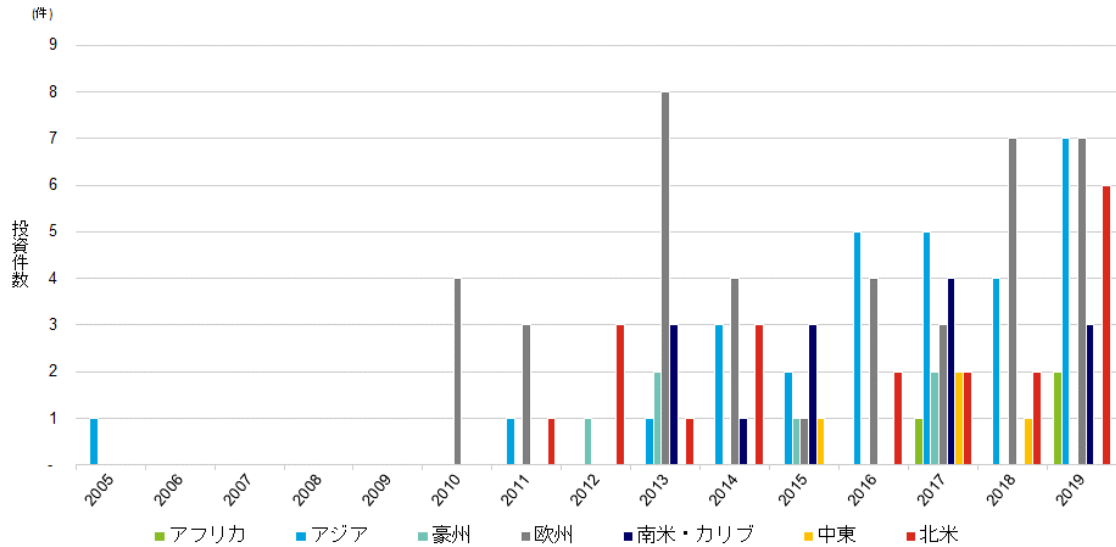
上述の Inframation によると、再エネのアセット別では、各年で増減変化はあるものの、太陽光が2010年当初より最も多く2019年までで42件、同じく、陸上風力に関しても、2011年頃より投資件数が31件と多く確認できる。陸上風力の投資件数は26件であり、特に2018年は英国、フランス、ベルギーなど欧州への投資のほか、台湾への投資も確認でき、また設備容量ベースでも1件当たり1,000MW前後の規模となっていることから、洋上風力は投資件数とともに、風車技術の発展により容量が大規模化傾向にあることが確認できる。



出所 Inframation を基に JICA 調査団作成

図68 世界の再エネセクターにおける本邦企業の再エネアセット別投資件数

地域別の推移では、2010年当初より英国（洋上風力最多）、オランダ（陸上風力最多）、フランス（太陽光最多）、ベルギー（洋上風力最多）を中心とした欧州への投資が活発に行われており、同地域では再エネ政策が先行的に進められたことを背景として、本邦企業の主な投資先であることが伺える、次いで、インド（太陽光最多）、インドネシア（地熱最多）台湾（洋上風力最多）を中心としたアジアが多く、特にアジアは投資件数が時系列で増加傾向にあり、これは特に近年各国において太陽光や風力に関する再エネ政策が進展していることを示唆している。また、北米では米国の太陽光や陸上風力も行われている状況にある。

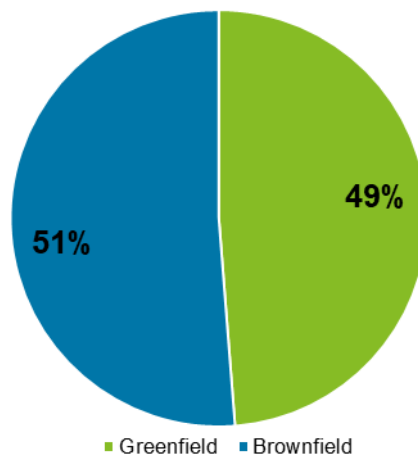


*1: データは全て出所で確認可能な、民間投資を含むトランザクションを対象としており、全てのデータを網羅していない可能性がある点に留意
 *2: タイプ: Green/Brown Location: 日本以外 分野: Renewables ステータス: ファイナンス/クローズ 投資家本社所在国: 日本を条件に2020年4月16日取得
 *3: 時系列はカイザルクロス等 *4: 設備容量は出所データベースによる。 *5: 同一案件に対し複数の本邦企業が投資している場合は1件とカウント
 *6: 本邦企業が全所有権を売却した案件数を含む

出所 Inframation のデータを基に JICA 調査団作成

図69 世界の再エネセクターにおける本邦企業の地域別投資件数

再エネ事業における本邦企業の投資は、件数ベースでグリーンフィールド事業とブラウンフィールド事業がそれぞれ概ね半々となっており、本邦企業は海外企業が開発した案件に対して開発途中から参画する傾向が見られる。



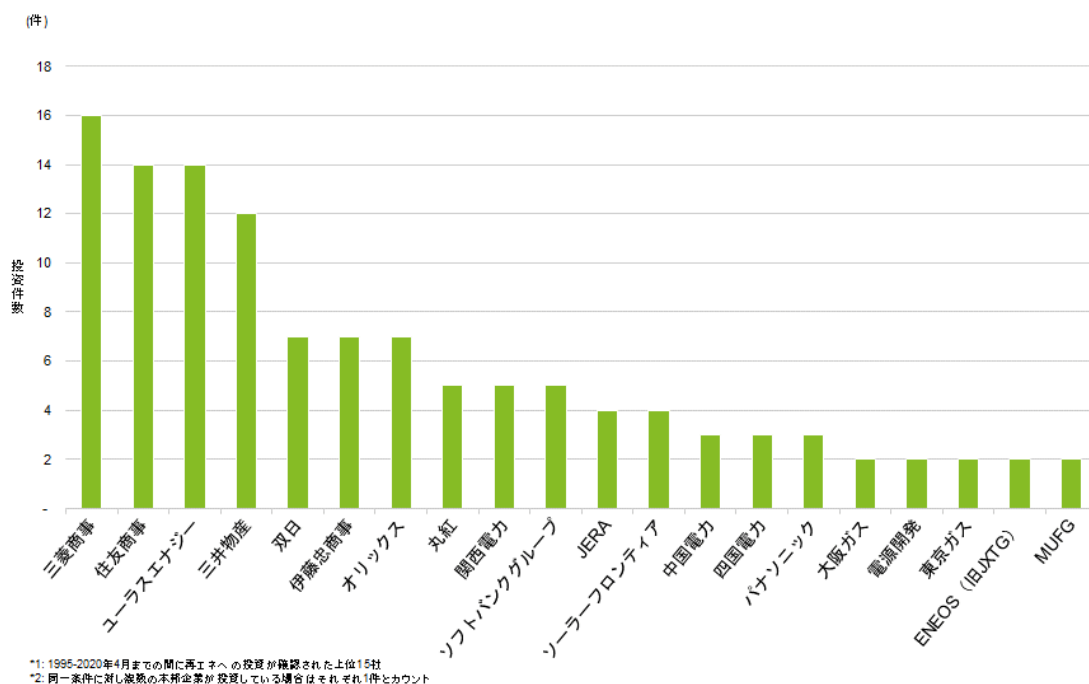
*1: タイプの定義は出所データベースに従ふ

出所 Inframation のデータを基に JICA 調査団作成

図70 本邦企業の海外再エネ投資におけるプロジェクトタイプ割合

5.4.3. 再エネ投資の多い本邦企業

企業別では、三菱商事、住友商事、三井物産、双日、伊藤忠など総合商社の投資件数が多いほか、ユーラスエナジー、関西電力、JERA などユーティリティの投資件数も進んでいる。



出所 Inframation のデータを基に JICA 調査団作成

図71 企業別の再エネ投資件数

5.5. アフリカにおける本邦企業の再生可能エネルギー投資実績・動向

5.5.1. 系統型電源への投資実績・動向

アフリカ地域における系統型電源の投資例としては、総合商社が南アフリカ、エジプト、モロッコなどにおいて系統向けの個別の太陽光、陸上風力事業への投資を行っているほか、ユーラスエナジーが 2019 年に豪州再エネディベロッパーの現地法人へのマイノリティ出資参画を行っている。

表47 アフリカ地域における本邦企業の系統型電源の投資動向

企業	国	F/C	プロジェクト名	電源	設備容量	概要
伊藤忠商事	南アフリカ	2012年	Scatec Kalkbuilt Solar Plant	太陽光	73 MW	ノルウェー Scatec Solar 社と共同出資のうち、37.5%拠出。現地電力公社をオフテイカーとして 20 年間の PPA 締結
住友商事	南アフリカ	2012年	Sumitomo Dorper Wind Farm	陸上風力	100 MW	現地 Rainmaker Energy と共同出資のうち、60%拠出。現地電力公社をオフテイカーとして 20 年間の PPA 締結
豊田通商	エジプト	2017年	Gulf of Suez	陸上風力	262.5 MW	AFC、オランダ FMO 等と共同出資のうち、28%拠出。現地

			262.5MW Wind IPP Project			電力公社をオフテイカーに 20 年間の PPA 締結
三井物産	モロッ コ	2019 年	Taza 87MW Wind Farm	陸上 風力	87.2 MW	仏 EDF と共同出資のうち、 40%拠出。現地電力公社をオ フテイカーとして 20 年間の PPA 締結
ユーラス エナジー	南アフ リカ	2019 年	Windlab	陸上 風力	1650 MW (開発 中を含 む)	豪州再エネディベロッパー Windlab の現地子会社のうち 25%株式取得。エチオピア、 ケニア、タンザニア、ザンビ ア、ウガンダ、ブルンジ、マ ラウイで案件開発計画

出所 Inframation、World Bank PPI、各社ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

5.5.2. オフグリッド電源への投資実績・動向

オフグリッド電源の投資では、豊田通商、丸紅、三井物産、三菱商事など総合商社各社が、アフリカ無電化地域で、ホームソーラーシステムを活用し Pay as you go 等において低価格で電力を販売するサービス会社への投資を積極的に行っている。特に、欧米のベンチャーが現地で設立した法人へ出資参画を行うケースや、インド現地の企業への出資を通じ、共同でアフリカ進出を計画しているケースが見られるなど、オフグリッド・ミニグリッド分野で実績・ノウハウがある海外企業と共同するケースが多くみられる。

表48 アフリカ地域における本邦企業のオフグリッド電源の投資動向

企業	国	出資年	出資先企業	電源	概要
伊藤忠	アフリ カ全般	2020 年	Winch Energy Limited	太陽光	太陽光パネル、蓄電池、配電線、スマートメーターを組み合わせた独立型小規模発電・配電システム（ミニグリッド）を独自に開発し、当該システムの販売・運営を行っている英国 Winch Energy 社に出資参画。同社は、アフリカの 5 カ国（ベニン、ウガンダ、トーゴ、シエラレオネ、モーリタニア）において既にミニグリッドの導入、運営を実施。
住友商事	ケニア	2018 年	M-KOPA	太陽光	アフリカで SHS 事業を展開する M-KOPA Solar 社への出資参画。住宅や小規模商店の屋根上にソーラーパネルを設置し、太陽光発電により照明、携帯充電器、家電などを稼働させる SHS を展開させ、ケニア、ウガンダで実績有。M-KOPA 社が販売する SHS は、IoT やモバイル決済の技術を組み合わせて割賦販売を可能とした Pay As You Go 型と呼ばれる革新的な商品。PAYG 型 SHS は未電化地域に暮らす各家庭に割賦販売され、ユーザーはフィーチャーフォン等のモバイル端末を通じて支払った分のみ使用。

	ケニア	2020 年	WindGen Power USA, Inc. (PowerGen)	太陽光	PowerGen 社は、太陽光パネル、蓄電池、配電系統、スマートメーターなどを組み合わせたミニグリッドを、数百程度の世帯が集まる未電化集落に構築し、質の高い安定的な電力を供給。2011 年の設立以降、ケニア、タンザニア、ナイジェリア、シエラレオネを中心に、現在ではサブサハラ 8 カ国で事業展開。設計は米国で実施。
豊田通商	ケニア	2019 年	Powerhive Inc.	太陽光	米国ベンチャー企業 Powerhive の第三者割当増資に参加。同社は、ケニアの無電化地域で太陽光発電システムと蓄電池を組み合わせたミニグリッドを構築・設置し、周辺地域の複数住宅および事業者へ電気を供給。ミニグリッドの設備資産は同社が保有するため、利用者は発電設備などの費用を負担することなく使用する分の電気代をモバイル決済で支払い、安定的に電気を利用可能。また同社は、開発候補地選定、配電網設計、建設、電力供給管理、顧客管理までの一連のシステムプラットフォームを自社で開発・保有し、地域ごとの電気需要に合ったミニグリッドを構築することが可能。
丸紅	タンザニア	2018 年	WASSHA	太陽光	2013 年に東京大学発ベンチャーとして設立された WASSHA に 21% 出資参画。未電化地域のキオスクに太陽光パネルを設置し、地域密着型日用品・雑貨店に対して、太陽光パネル・充電関連機器・充電式 LED ライト（ランタン）の無償貸出・充電権利を販売。
	アフリカ全般	2019 年	Azuri Technologies Ltd	太陽光	アフリカの未電化地域にて SHS 販売事業を手掛ける、英国 Azuri Technologies との間で、出資参画に関わる投資契約締結。丸紅は筆頭株主に。モバイルペイメントを活用した前払い方式による割賦販売を活用し、未電化地域の一般住宅に太陽光パネル、蓄電池、LED ライト、ラジオ、テレビおよび約 60 チャンネルの衛星放送視聴権一式を SHS キットとして提供。
三井物産	ケニア他	2011 年	M-KOPA	太陽光	アフリカで SHS 事業を展開する M-KOPA Solar 社への出資参画。詳細は上記参照。
	アフリカ全般	2017 年	OMC Power	太陽光	インドの分散型電源事業者である OMC Power 社への出資。インド国内の非電化地域で主に再エネを用いて電力の安定供給を行うミニグリッド事業のリーディングカンパニー。

					インドだけでなくアフリカやほかのアジア地域に多数存在する非電化地域の電化に貢献することを目指す計画。
三菱商事	コートジボワール	2018年	NEoT Offgrid Africa Ivory Coast Solar PV Portfolio	太陽光	NEoT Offgrid Afric(NOA)は同国地方、副都市部の無電化地域10万家庭に電力システムを供給するプラットフォーム。仏 EDF と共同出資
	アフリカ全般	2019年	BBOX Limited	太陽光	英国 BBOX 社への出資参画。同社は、太陽光発電、蓄電池、家電を組合せた SHS を用いて、Pay As You Go 方式にてアフリカを中心とするオフグリッド地域に電力を供給する事業を行っている。IoT を活用したリアルタイム遠隔管理システムを通じて、SHS の稼働状況や顧客の支払状況を管理・制御しており、既に12カ国に SHS を提供

出所 Inframation、World Bank PPI、各社ホームページを基に JICA 調査団作成

また、その他の事例として、2019年に三井物産が出資した Yellow Door Energy Limited は、C&I (Commercial and Industry) 分野と呼ばれる企業や工場の余剰敷地内に太陽光発電設備を設計・設置し、長期契約に基づき保有・保守・操業を行う事業会社で、出資を通じ、中東のみならずアフリカへの進出も行っていく計画である¹⁰²。

5.5.3. アフリカ地域における本邦企業の参入形態・特徴

このようにアフリカでは、総合商社を中心とした本邦企業による系統型電源、オフグリッド電源への投資は行われている状況であり、特に近年ではオフグリッド電源での投資実績が多くなっている。また、投資を行うにあたっては、欧米諸国のほかに、豪州や、インドなどの新興国企業と共同で行うケースも多くみられ、アフリカ現地で実績があり、ステークホルダーとの協議が可能な事業者や、オフグリッド電源においては技術・ノウハウを有している海外企業の連携が重要であるものと考えられる。

表49 アフリカ地域における本邦企業の投資動向まとめ

電源	業種	投資動向	投資形態・特徴
系統型電源	総合商社、ユーティリティ	<ul style="list-style-type: none"> 投資件数は限定的 投資先は南アフリカ、エジプト、モロッコなど、アフリカでも経済発展度が高く、オフテイカーリスクが比較的低い国が中心 	<ul style="list-style-type: none"> 個別プロジェクトに欧米などの海外企業と共同出資するケースが多く見られる 海外 IPP 事業者の現地投資プラットフォームへの出資も見られる
オフグリッド型電源	総合商社	<ul style="list-style-type: none"> 特に近年投資事例が多数見られる 	<ul style="list-style-type: none"> ミニグリッド・オフグリッドで実績・ノウハウを有する欧米、新興国（インド等）企業への出資を通じて、共同でアフリカにおいて事業展開を行うケースが多い
その他	総合商社	<ul style="list-style-type: none"> 産業向け太陽光発電事業への投資実績有 	<ul style="list-style-type: none"> 中東の企業で左記事業で実績がある企業への投資を行い、間接的にアフリカへの進出を

¹⁰² 三井物産（2019）『中東での商業・産業施設向け太陽光発電設備リース事業に参画』より

			計画
--	--	--	----

出所 JICA 調査団作成

5.6. まとめ：アフリカの再生可能エネルギー分野への投資を促進するための課題

アフリカにおける再エネ分野への投資は、民間企業を中心に行われている。本調査を実施した2020～2021年の時点では、投資の金額や案件数は増加傾向にあるが、それほど急激に伸びているわけではない。ビジネスモデルとしては、系統型電源については、伝統的な公共事業モデル（メーカー、ベンダーとして再エネ発電の製品や機器を公的機関に納入するモデル）と、IPP事業モデル（自らの資金により発電所を建設・運営し、公的機関等に対して売電するモデル）がある。また、オフグリッド電源については、大きく、ミニグリッド事業およびスタンドアローン型事業があることを確認した。また、双方ともさらにいくつかのビジネスモデルが存在することについても確認した。進出している企業としては、欧米の企業（米国、英国、フランス、ドイツ、カナダ、オランダ等）が比較的多いことが確認された。

本邦企業におけるアフリカ再エネ分野への進出状況としては、系統型電源（太陽光発電、陸上風力発電）の事業において、総合商社を中心に進められている。ただし、国としては、南アフリカ、エジプト、モロッコなどアフリカの中でも比較的ビジネス環境が整っているとされる国に限られている。オフグリッド電源の事業についても、総合商社がソーラーホームシステム事業に参画するケースが増えている。ただし、欧米のベンチャーが設立した法人への共同出資やインド現地の企業への出資の形を取る形が多く、本邦企業単独での投資はほぼない。

上記を踏まえて、アフリカの再エネ分野における投資を促進する上の課題としては、次のようなことを挙げることができる。

- (a) カントリーリスク・投資環境：単なる「機器売り」ではなく、事業への「投資」を行うという意味では、当該国のカントリーリスクが受容可能であり、かつ一定の投資環境が整っている必要がある。
- (b) 市場規模：ビジネスに規模の利益を持たせるには、当該市場が一定以上の規模を有する必要がある。これは、人口や企業の数、その集積の密度、および先方政府機関の支払い能力（アフォーダビリティ）等の複数の要素を含む。
- (c) 制度（電力買取、補助金等）：IPPに代表される発電・売電事業においては、それを支える法制度が整備されている必要がある。また、オフグリッド電源については、政府支援なしに収益を成立させることが難しいことが多く、政府による補助金等の支援の有無や充実も重要な投資判断の基準の1つとなりうる。
- (d) オフテイカーの信用力：上記と関連し、特に発電・売電事業の場合は、オフテイカーの信用力が非常に重要な判断基準となる。また、その信用力が十分でない場合は、当該国政府による保証等の取り付けやその有効性の確認が求められる。

第6章 詳細調査対象国の選定（スクリーニング）

6.1. 本章の目的と構成

スクリーニングの目的は、重点調査対象 12 カ国のうち、再エネ分野における投資促進という観点から、特に JICA による支援意義の高い 3 カ国を選定することにある。優先 12 カ国は、エチオピア、ケニア、ルワンダ、ウガンダ、タンザニア（東部アフリカ 5 カ国）、ナイジェリア、コートジボワール、セネガル（西部アフリカ 3 カ国）、モザンビーク、アンゴラ、ザンビア、南アフリカ（南部アフリカ 4 カ国）である。選定された 3 カ国および別途 JICA による支援意義が高いと判断された 2 カ国（ナミビア、ボツワナ）については、さらに詳細な調査を行う¹⁰³。

本章の構成は次のとおりである。6.2 では、スクリーニングの全体フローについて整理し、6.3 では、評価のステップ 1 である総合評価分析の項目について整理し、系統型、オフグリッドごとの評価結果も記載している。6.4 では、ステップ 2 の関係者ヒアリングの対象、ヒアリングから得られたコメントを整理し、6.5 では、ステップ 3 の JICA による支援可能性の検討結果を記載している。最後に、6.6 で全体の評価結果、すなわち 3 カ国の選定を行っている。

6.2. スクリーニング方法

スクリーニングは、優先 12 カ国から詳細調査を行う 3 カ国を選定することを目的として、次図のとおり 1.総合評価分析、2.ヒアリング結果、3.支援可能性の 3 つ段階を踏んで実施した。



出所 JICA 調査団作成

図 72 スクリーニング調査方針

¹⁰³ 調査結果については、第 7 章を参照されたい。

6.3. ステップ1：総合評価分析

総合評価分析は、①再エネニーズ、②再エネ政策、③投資環境、④JICA 支援の意義および可能性の4視点に分け、系統型、オフグリッドのそれぞれの評価項目に100点を配分し、定量評価を行った¹⁰⁴。ヒアリングは、アフリカ開発銀行、世界銀行等の国際機関や、経済産業省、国内民間企業（総合商社、メーカー等）を対象として行い、各国における再エネ分野での取組み内容や、再エネ開発ポテンシャル・開発課題に関する意見を聴取した。その結果を取りまとめたうえで、JICA 支援の意義、民間投資の観点等の観点から重要性の高いものを抽出し、定性的に評価を行った。また、支援可能性では、JICA の支援方針や、各国事務所での案件形成状況等を定性的に評価した。

6.3.1. 系統型電源

① 評価の枠組み

系統型について、4つの大項目に対して①再エネニーズ30点、②再エネ政策30点、③投資環境20点、④JICA 支援の意義および可能性20点と配点し、それぞれの項目に小項目を設定の上、評価を行った。各評価項目の内容、評価方法については次節以降を参照されたい。

表50 系統型の評価項目と枠組み

大項目	小項目(検討中)	配点	備考
①再エネニーズ(30)	電力需要規模	15	—
	変動再エネの必要性	15	—
	小計	30	—
②再エネ政策(30)	開発目標の大小	15	—
	FIT・入札・RPS制度	15	—
	小計	30	—
③投資環境(20)	民間事業者の参入可能性(外資参入、IPP制度)	8	オングリ/オフグリ共通
	国債格付	4	オングリ/オフグリ共通
	Doing Business	4	オングリ/オフグリ共通
	安全度(外務省危険度)	4	オングリ/オフグリ共通
	小計	20	—
④JICA支援の意義および可能性(20)	JICA支援実績・可能性	8	オングリ/オフグリ共通
	他ドナー動向	8	—
	日本企業の関心度	4	オングリ/オフグリ共通
	小計	20	—
合計		100	—

出所 JICA 調査団作成

② 総合評価結果

各評価項目と配点に基づく12ヶ国の総合評価結果は以下のとおりである。ナイジェリアが100点中89点となり、特に①再エネニーズ、②再エネ政策で評価が高い。次いで南アフリカが85点と評価が高く、ナイジェリアと同様に①再エネニーズ、②再エネ政策において評価が高い。3位は僅差でタンザニアとなり、③投資環境や④JICA 支援の意義および可能性で高評価となっている。

¹⁰⁴ 各評価項目において使用したデータは、スクリーニングを行った時点（2020年下期）において入手可能であったものを用いている。必ずしも最新のデータではないが、スクリーニングの結果に影響はないと考えられる。

表51 系統型の総合評価結果

地域	国	①再エネニーズ (30点)		②再エネ政策 (30点)		③投資環境 (20点)				④JICA支援の意義および可能性(20点)			合計 (100点)
		電力需要規模 (15点)	変動再エネの必要性 (15点)	開発目標の大小 (15点)	FIT・入札・RPS等の制度 (15点)	参入可能性 (8点)	国価格付 (4点)	Doing Business (4点)	安全度 (4点)	JICA支援実績 (8点)	他ドナー動向(8点)	日本企業の関心度 (4点)	得点
東部	エチオピア	15	5	15	7	4	2	1	4	4	2	4	63
	ケニア	10	5	15	7	8	3	3	2	8	4	4	69
	ルワンダ	5	15	0	7	8	3	4	4	4	4	2	56
	ウガンダ	10	5	15	7	8	2	2	4	4	2	2	61
	タンザニア	15	15	0	11	8	2	2	2	8	4	3	70
西部	ナイジェリア	15	15	15	15	8	1	2	4	8	2	4	89
	コートジボワール	5	15	15	3	8	4	2	4	2	4	3	65
	セネガル	5	15	0	7	8	3	2	4	4	4	1	53
南部	モザンビーク	10	10	15	7	4	0	2	4	8	2	3	65
	アンゴラ	10	10	0	3	6	1	1	4	8	4	2	49
	ザンビア	5	10	15	11	8	1	3	4	4	2	2	65
	南アフリカ	15	15	15	15	4	4	3	4	4	2	4	85

出所 JICA 調査団作成

④ 総合評価内訳

再エネニーズ (30点) の評価は、電力需要規模 (15点) と変動性再エネの必要性 (15点) の2つの視点から行った。電力需要規模については、現在のアフリカは全体的に電化率が低く、今後、国の発展に従い1人当たりの電力消費量が中進国から先進国の水準並みに増えると考えられる。また、対象国共通でデータ取得、定量的に評価が可能である点も考慮して、2030年時点の推定人口を潜在的な電力需要と仮定して、統一に評価した。変動性再エネの必要性は、12カ国を電源構成に基づいてA：化石燃料への依存度の高い国、B：国内で生産されるガスによる発電の多い国、C：未開発の水力資源が多い国の3つに分類した。Aは化石燃料への依存度が高いことから燃料コストが大きく、また、石炭依存度が高いため世界的な石炭火力への逆風や国際的な圧力を受ける可能性があると考えられる。このため、再エネによる経済裨益が高く、変動性再エネの必要性は高いと考えられる。Bでは石炭、石油よりガスのCO2排出量が低いことから、変動性再エネへのニーズがAと比較して若干低い国と考えられる。Cは、一般に水力は発電コストが最も低いことから、国として水力開発を優先的に進めることか想定され、変動性再エネは水力の補助的な位置づけとなり必要性は低い、水力開発が需要に追いつかない場合は、変動性再エネで補完する可能性がある。以上を考慮し、変動性再エネの必要性は、AからCの順でニーズが高い評価をした。これらに基づいて評価した結果、同率でナイジェリア、南アフリカ、タンザニアが高く評価された。

表52 系統型の総合評価内訳①再エネニーズ

地域	国	電力需要規模 (15点)			変動再エネの必要性 (15点)			小計 (30点)
		潜在的需要 (2030年人口 (千人))	順位	得点	主要電源	グループ	得点	得点
東部	エチオピア	109,225	2	15	水力	3	5	20
	ケニア	51,393	5	10	地熱	3	5	15
	ルワンダ	12,302	12	5	石油	1	15	20
	ウガンダ	42,723	6	10	水力	3	5	15
	タンザニア	56,318	4	15	ガス	1	15	30
西部	ナイジェリア	195,875	1	15	ガス	1	15	30
	コートジボワール	25,069	9	5	ガス	1	15	20
	セネガル	15,854	11	5	石油	1	15	20
南部	モザンビーク	29,496	8	10	水力	2	10	20
	アンゴラ	30,810	7	10	水力	2	10	20
	ザンビア	17,352	10	5	水力	2	10	15
	南アフリカ	57,780	3	15	石炭	1	15	30

【得点の付け方】

■ 電力需要規模

電力需要規模の大小に応じて以下の通り配点

- ✓ 15点: 電力需要上位4か国
- ✓ 10点: 電力需要中位4か国
- ✓ 5点: 電力需要下位4か国

■ 変動再エネの必要性

電源構成に応じて以下の通りグループ化・配点

- ✓ グループ1(15点): 化石燃料への依存度の高い国、石炭依存度の高い国
- ✓ グループ2(10点): 国内で生産されるガスによる発電の多い国
- ✓ グループ3(5点): 未開発の水力資源が多い国

出所 JICA 調査団作成

項目②再エネ政策 (30点) については、開発目標の大小 (15点)、FIT・入札・RPS等制度 (15点) の2つの視点から評価を行った。開発目標の大小は、各国で策定している系統型変動性再エネの長期開発目標 (2030年等) から、現状の導入済み設備容量を控除した、今後の当該目標値の大小に応じて評価した。民間企業が継続的・拡大的に投資対象市場として検討しうる点を考慮し、500MWを閾値としてそれ以上の国を同一点で評価、以下の国をゼロ点と評価した。FIT・入札・RPS等制度は、民間投資家の観点から各制度が構築されている国について投資環境が整っているとして高く評価し、構築されていない国は低く評価した。これらに基づいて評価した結果、開発目標値が高く、また制度も3つすべてが構築されているナイジェリアと南アフリカが同得点、次いでザンビアが高く評価された。

表53 系統型の総合評価内訳②再エネ政策

地域	国	開発目標の大小 (15点)		FIT・入札・RPS等制度 (15点)				小計 (30点)
		開発目標(GW)	得点	FIT	入札制度	RPS	得点	得点
東部	エチオピア	2.7	15	-	○	-	7	22
	ケニア	1.6	15	○	-	-	7	22
	ルワンダ	0	0	○	-	-	7	7
	ウガンダ	5.0	15	○	-	-	7	22
	タンザニア	0.3	0	○	○	-	11	11
西部	ナイジェリア	5.8	15	○	○	○	15	30
	コートジボワール	1.8	15	-	-	-	3	18
	セネガル	0.3	0	-	○	-	7	7
南部	モザンビーク	0.7	15	○	-	-	7	22
	アンゴラ	0.2	0	-	-	-	3	3
	ザンビア	0.7	15	○	○	-	11	26
	南アフリカ	23.0	15	○ ¹⁾	○	○	15	30

【得点の付け方】

■ 開発目標の大小

開発目標(目標値 - 現状値)に応じて以下の通り配点

- ✓ 15点: 0.5GW-
- ✓ 0点: -0.49GW

■ FIT・入札・RPS制度

FIT、入札、RPS制度の3つの整備有無に応じて以下の通り配点

- ✓ 15点: ○が3個
- ✓ 11点: ○が2個
- ✓ 7点: ○が1個
- ✓ 3点: ○が0個

出所 JICA 調査団作成

投資環境（20点）については、民間企業の参入（8点）、国債格付け（4点）、Doing Business（4位）、安全度（4点）で評価を行った。民間企業の参入は、再エネ分野への外資規制の適応有無、IPPへの参入可否という観点から評価し、外資規制なし・IPP参加可能な国を高評価とし、以降規制の有無、参入可否に応じて評価した。国債格付けは、原則として Standard & Poor's 社による国債の格付けに応じて評価した¹⁰⁵。Doing Business は、世界銀行が登記、雇用、事業所設立、資金調達、税務、輸送、契約、調停等の観点から、各国におけるビジネスの実行容易性を評価したレポートの順位に基づいて評価した。安全性は、外務省危険情報を基に危険度が低い国を高評価とした。これらに基づいて評価した結果、ルワンダ、コートジボワール、セネガルが高く評価された。

表54 系統型の総合評価内訳③投資環境

地域	国	民間企業の参入 (8点)			国債格付け (4点)		Doing Business (4点)		安全度 (4点)		小計 (20点)
		再エネ 外資規制	IPPへの 市場開放	得点	格付	得点	順位	得点	危険度 レベル ¹⁾	得点	得点
東部	エチオピア	あり	開放	4	B	2	159	1	1	4	11
	ケニア	なし	開放	8	B+	3	56	3	2	2	16
	ルワンダ	なし	開放	8	B+	3	38	4	1	4	19
	ウガンダ	なし	開放	8	B	2	116	2	1	4	16
	タンザニア	なし	開放	8	B	2	141	2	2	2	14
西部	ナイジェリア	なし	開放	8	B-	1	131	2	1	4	15
	コートジボワール	なし	開放	8	BB-	4	110	2	1	4	18
	セネガル	なし	開放	8	B+	3	123	2	1	4	17
南部	モザンビーク	あり	開放	4	CCC+	0	138	2	1	4	10
	アンゴラ	なし	限定的	6	B-	1	177	1	1	4	12
	ザンビア	なし	開放	8	B-	1	85	3	1	4	16
	南アフリカ	あり	開放	4	BB-	4	84	3	1	4	15

【得点の付け方】

■ 民間企業の参入

- 外資規制とIPP参入の観点から以下のとおり配点
- ✓ 8点: 外資規制なし・IPP参入可
- ✓ 6点: 外資規制なし・IPP参入不可/限定的
- ✓ 4点: 外資規制あり・IPP参入可
- ✓ 2点: 外資規制あり・IPP参入不可/限定的

■ 国債格付

- 格付に応じ以下のとおり配点
- ✓ 4点: BB-
- ✓ 3点: B+
- ✓ 2点: B
- ✓ 1点: B-
- ✓ 0点: CCC+, N/A

■ Doing Business

- ランキングに応じ以下のとおり配点
- ✓ 4点: -50位
- ✓ 3点: 50-100位
- ✓ 2点: 100-150位
- ✓ 1点: 150位-

■ 安全性

- 外務省危険情報を基に、各国首都の危険度レベルに応じ以下のとおり配点
- ✓ 4点: レベル1(十分注意)
- ✓ 2点: レベル2(不要不急の渡航中止)

出所 JICA 調査団作成

JICA 支援の意義および可能性（20点）は、JICA 支援実績（8点）、他ドナー動向（8点）、日本企業の関心度（4点）の視点から評価を行った。JICA 支援実績および他ドナー動向は、過去5年間における各国でのエネルギー分野での支援実績と、支援内容に応じて評価を行った。JICA 支援実績は変動性再エネを含むエネルギーマスタープラン等の包括的な支援実績がある場合は高評価とした。一方で、他ドナーにて先行的に包括的な支援を行っている場合は、新規の支援意義が低いものと仮定し、低評価とした。日本企業の関心度は、JETRO「2019年度アフリカ進出日系企業実態調査」の今後の注目国ランキングに応じて評価した。これらに基づいて評価した結果、ケニア、タンザニア、および同得点でナイジェリア、アンゴラが高く評価された。

¹⁰⁵ 格付評価の基準時点は国によって異なるが、2018年～2020年において Standard & Poor's 社が公表した値で利用可能なものを用いた。

表55 系統型の総合評価内訳④JICA支援の意義および可能性

地域	国	JICA支援実績 (8点)		他ドナー動向 (8点)		日本企業の関心度 (4点)		小計 (20点)
		グループ	得点	グループ	得点	注目国順位	得点	
東部	エチオピア	3	4	4	2	4位	4	10
	ケニア	1	8	3	4	1位	4	16
	ルワンダ	3	4	3	4	15位	2	10
	ウガンダ	3	4	4	2	11位	2	8
	タンザニア	1	8	3	4	8位	3	15
西部	ナイジェリア	1	8	4	2	2位	4	14
	コートジボワール	4	2	3	4	9位	3	9
	セネガル	3	4	3	4	20位以下	1	9
南部	モザンビーク	1	8	4	2	5位	3	13
	アンゴラ	1	8	3	4	12位	2	14
	ザンビア	3	4	4	2	13位	2	8
	南アフリカ	3	4	4	2	3位	4	10

【得点の付け方】

■ JICA支援実績

過去5年間の支援実績に応じて以下通りグループ化・配点

- ✓ グループ1(8点): 変動型再エネを含むマスタープラン等の長期計画・制度構築実績あり
- ✓ グループ2(6点): 個別変動型再エネ案件実績あり
- ✓ グループ3(4点): エネルギー分野実績あり
- ✓ グループ4(2点): 実績なし

■ 他ドナー動向

過去5年程度)の支援実績に応じて以下の通りグループ化・配点

- ✓ グループ1(8点): 実績なし
- ✓ グループ2(6点): エネルギー分野の支援実績あり
- ✓ グループ3(4点): 変動型再エネ個別案件支援実績あり
- ✓ グループ4(2点): 変動型再エネの包括的支援実績あり(Scaling Solar/GETFIT等)

※複数国を対象とし当該国への支援実績が不明な案件は除く

■ 日本企業の関心度

JETRO「2019年度アフリカ進出日系企業実態調査」の今後の注目国より以下の通り配点

- ✓ 4点: 1-4位
- ✓ 3点: 5-10位
- ✓ 2点: 11-15位
- ✓ 1点: 15位以下

出所 JICA 調査団作成

6.3.2. オフグリッド電源

①評価の枠組み

オフグリッドについては、4つの大項目に対して①再エネニーズ 30点、②再エネ政策 30点、③投資環境 20点、④JICA支援の意義および可能性 20点と配点し、それぞれの項目に小項目を設定の上評価を行った。各評価項目の内容、評価方法については次節以降を参照されたい。

表56 オフグリッドの評価項目と枠組み

大項目	小項目(検討中)	配点	備考
①再エネニーズ(30)	電力需要規模	30	定量
	小計	30	-
②再エネ政策(30)	開発目標の大小	15	定量
	ガイドライン/事業者への補助など	15	定性
	小計	30	-
③投資環境(20)	民間事業者の参入可能性(外資参入、民間事業者参入)	8	定性(オングリッド/オフグリッド共通)
	国価格付	4	定性(オングリッド/オフグリッド共通)
	Doing Business	4	定量/定性(オングリッド/オフグリッド共通)
	安全度(外務省危険度)	4	定量(オングリッド/オフグリッド共通)
	小計	20	-
④JICA支援の意義および可能性(20)	JICA支援実績・可能性	8	定量/定性(オングリッド/オフグリッド共通)
	他ドナー動向	8	定量/定性
	日本企業の関心度	4	(オングリッド/オフグリッド共通)
	小計	20	-
合計		100	-

出所 JICA 調査団作成

③ 総合評価結果

各評価項目と配点に基づく12カ国の総合評価結果は以下のとおりである。ナイジェリアが100点中85点となった。特に、①再エネニーズ、②再エネ政策において得点が最も高く評価された。次いでタンザニア82点となり、ナイジェリアと同様に①再エネニーズ、②再エネ政策において同率、④JICA支援の意義および可能性で高評価となった。次点はウガンダとなり、①再エネニーズで最高得点、④JICA支援の意義および可能性でも高評価となっている。

表57 オフグリッドの総合評価結果

地域	国	①再エネニーズ (30点)	②再エネ政策 (30点)		③投資環境 (20点)				④JICA支援の意義および可能性 (20点)			合計 (100点)
		電力需要規模 (30点)	開発目標の大小 (15点)	ガイドライン・ファイナンス支援・その他の振興策 (15点)	参入可能性 (8点)	国債格付 (4点)	Doing Business (4点)	安全度 (4点)	JICA支援実績 (8点)	他ドナー動向 (8点)	日本企業の関心度 (4点)	得点
東部	エチオピア	30	15	7	2	2	1	4	4	2	4	71
	ケニア	20	15	15	8	3	3	2	8	2	4	80
	ルワンダ	10	15	15	8	3	4	4	4	2	2	67
	ウガンダ	30	15	11	8	2	2	4	4	2	2	80
	タンザニア	30	15	15	8	2	2	1	6	2	3	84
西部	ナイジェリア	30	15	15	8	1	2	4	4	2	4	85
	コートジボワール	10	0	7	6	4	2	4	2	2	3	40
	セネガル	10	0	15	8	3	2	4	4	2	1	49
南部	モザンビーク	20	15	11	4	0	2	4	4	2	3	65
	アンゴラ	20	0	3	6	1	1	4	4	4	2	45
	ザンビア	20	0	7	8	1	3	4	4	2	2	51
	南アフリカ	10	0	7	8	4	3	4	4	2	4	46

出所 JICA 調査団作成

③ 総合評価内訳

総合評価結果のうち、①再エネニーズ(30点)の評価は、電力需要規模の視点から行った。系統型と同様に、各国共通して定量的にデータ取得・評価が可能である点を考慮して、2030年時点の人口を潜在的な電力需要と仮定し、地方部の未電化率と地方部人口により潜在的需要を試算して評価した。エチオピア、ウガンダ、タンザニア、ナイジェリアの上位4カ国を高評価した。

表58 オフグリッドの総合評価内訳①再エネニーズ

地域	国	電力需要規模 (30点)			小計 (30点)
		潜在的需要 (地方部未電化率X地方部人口(人))	順位	得点	得点
東部	エチオピア	60,920	2	30	30
	ケニア	16,007	6	20	20
	ルワンダ	1,935	12	10	10
	ウガンダ	29,801	4	30	30
	タンザニア	31,534	3	30	30
西部	ナイジェリア	75,580	1	30	30
	コートジボワール	7,899	9	10	10
	セネガル	5,544	11	10	10
南部	モザンビーク	18,888	5	20	20
	アンゴラ	10,764	7	20	20
	ザンビア	8,590	8	20	20
	南アフリカ	6,404	10	10	10

【得点の付け方】

■ 電力需要規模

電力需要規模の大小に応じて以下の通り配点

- ✓ 30点：電力需要上位4か国
- ✓ 20点：電力需要中位4か国
- ✓ 10点：電力需要下位4か国

出所 JICA 調査団作成

項目②再エネ政策（30点）については、系統型と同様に、開発目標の大小（15点）とガイドライン・ファイナンス支援・その他の振興策（15点）の2つの視点から評価を行った。開発目標が高く、また振興策も整備されているケニア、ルワンダ、タンザニア、ナイジェリアが同率の最高得点という結果となった。

表59 オフグリッドの総合評価内訳②再エネ政策

地域	国	開発目標の大小 (15点)		ガイドライン・ファイナンス支援・その他の振興策 (15点)				小計 (30点)
		開発目標 ¹⁾ (万世帯)	得点	ガイドライン	ファイナンス支援	その他の振興策	得点	得点
東部	エチオピア	314	15	-	○	-	7	22
	ケニア	200	15	○	○	○	15	30
	ルワンダ	135	15	○	○	○	15	30
	ウガンダ	332	15	-	○	○	11	26
	タンザニア	222	15	○	○	○	15	30
西部	ナイジェリア	963	15	○	○	○	15	30
	コートジボワール	2.9	0	-	○	-	7	7
	セネガル	32	0	○	○	○	15	15
南部	モザンビーク	370	0	-	○	○	11	26
	アンゴラ	4	0	-	-	-	3	3
	ザンビア	21	0	○	-	-	7	7
	南アフリカ	3.5	0	○	-	-	7	7

【得点の付け方】

■ 開発目標の大小

開発目標(目標値 - 現状値)に応じて以下の通り配点

- ✓ 15点：100万世帯 -
- ✓ 0点：-99万世帯

■ ガイドライン・ファイナンス支援(補助金・融資等)・その他の振興策

各制度の3つの整備有無に応じて以下の通りグループ化・配点

- ✓ 15点：○が3個
- ✓ 11点：○が2個
- ✓ 7点：○が1個
- ✓ 3点：○が0個

出所 JICA 調査団作成

項目③投資環境（20点）は、系統型と同様に民間企業の参入（8点）、国債格付け（4点）Doing Business（4点）、安全度（4点）から評価を行った。国債格付け、Doing Business、安全度は系統型

と同一の評価である。結果は、ルワンダと南アフリカが最高得点、続いてセネガルという順となった。

図73 オフグリッドの総合評価内訳③投資環境

地域	国	民間企業の参入 (8点)			国価格付け (4点)		Doing Business (4点)		安全度 (4点)		小計 (20点)
		再エネ 外資規制	民間ミニグリ事業者への市場開放	得点	格付	得点	順位	得点	危険度 レベル ¹	得点	得点
東部	エチオピア	あり	計画中	2	B	2	159	1	1	4	9
	ケニア	なし	開放	8	B+	3	56	3	2	2	16
	ルワンダ	なし	開放	8	B+	3	38	4	1	4	19
	ウガンダ	なし	開放	8	B	2	116	2	1	4	16
	タンザニア	なし	開放	8	B	2	141	2	2	2	14
西部	ナイジェリア	なし	開放	8	B-	1	131	2	1	4	15
	コートジボワール	なし	限定的	6	BB-	4	110	2	1	4	16
	セネガル	なし	開放	8	B+	3	123	2	1	4	17
南部	モザンビーク	あり	開放	4	CCC+	0	138	2	1	4	10
	アンゴラ	なし	限定的	6	B-	1	177	1	1	4	12
	ザンビア	なし	開放	8	B-	1	85	3	1	4	16
	南アフリカ	あり	開放	8	BB-	4	84	3	1	4	19

【得点の付け方】

■ 民間企業の参入

外資規制と民間事業者参入の観点から以下のとおり配点

- ✓ 8点: 外資規制なし・民間企業参入可
- ✓ 6点: 外資規制なし・民間企業参入不可/限定的
- ✓ 4点: 外資規制あり・民間企業参入可
- ✓ 2点: 外資規制あり・民間企業参入不可/限定的

■ 国価格付

格付に応じ以下のとおり配点

- ✓ 4点: BB-
- ✓ 3点: B+
- ✓ 2点: B
- ✓ 1点: B-
- ✓ 0点: CCC+, N/A

■ Doing Business

ランキングに応じ、以下のとおり配点

- ✓ 4点: -50位
- ✓ 3点: 50-100位
- ✓ 2点: 100-150位
- ✓ 1点: 150位-

■ 安全性

外務省危険情報を基に、各国首都の危険度レベルを以下の通り配点

- ✓ 4点: レベル1(十分注意)
- ✓ 2点: レベル2(不要不急の渡航中止)

出所 JICA 調査団作成

項目④JICA 支援の意義および可能性 (20 点) も、系統と同様に JICA 支援実績 (8 点)、他ドナー動向 (8 点)、日本企業の関心度 (4 点) で評価した。日本企業の関心度は系統型と同一の評価である。評価の結果、ケニア、タンザニア、ウガンダの順で高得点となった。

表60 オフグリッドの総合評価内訳④JICA支援の意義および可能性

地域	国	JICA支援実績・可能性 (8点)		他ドナー動向 (8点)		日本企業の関心度 (4点)		小計 (20点)
		グループ	得点	グループ	得点	注目国順位	得点	得点
東部	エチオピア	3	4	4	2	4位	4	8
	ケニア	1	8	4	2	1位	4	15
	ルワンダ	3	4	4	2	15位	2	9
	ウガンダ	3	4	4	2	11位	2	7
	タンザニア	2	6	4	2	8位	3	14
西部	ナイジェリア	3	4	4	2	2位	4	13
	コートジボワール	4	2	4	2	9位	3	8
	セネガル	3	4	4	2	20位以下	1	8
南部	モザンビーク	3	4	4	2	5位	3	12
	アンゴラ	3	4	3	4	12位	2	13
	ザンビア	3	4	4	2	13位	2	7
	南アフリカ	3	4	4	2	3位	4	9

【得点の付け方】

■ JICA支援実績

過去5年間の支援実績に応じて以下通りグループ化・配点

- ✓ グループ1(8点): 地方電化プラン等の長期計画・制度構築実績あり
- ✓ グループ2(6点): 個別オフグリッド案件実績あり
- ✓ グループ3(4点): エネルギー分野実績あり
- ✓ グループ4(2点): 実績なし

■ 他ドナー動向

過去5年程度)の支援実績に応じて以下の通りグループ化・配点

- ✓ グループ1(8点): 実績なし
- ✓ グループ2(6点): エネルギー分野の支援実績あり
- ✓ グループ3(4点): オフグリッド個別案件支援実績あり
- ✓ グループ4(2点): オフグリッドの包括的支援実績あり

■ 日本企業の関心度

JETRO「2019年度アフリカ進出日系企業実態調査」の今後の注目国より以下の通り配点

- ✓ 4点: 1-4位
- ✓ 3点: 5-10位
- ✓ 2点: 11-15位
- ✓ 1点: 15位以下

出所 JICA 調査団作成

表61 オフグリッドの総合評価内訳④JICA支援の意義および可能性(スコアリング根拠)

地域	国	JICA支援実績	他ドナー動向	日本企業の関心度
		主要支援実績 ^{*1}	主支援実績 ^{*2}	注目国順位
東部	エチオピア	<ul style="list-style-type: none"> 坑口地熱発電システム整備計画 地熱開発試験能力強化プロジェクト 送電開発アドバイザー 	<ul style="list-style-type: none"> WB : Ethiopia Electrification Project AfDB : Ethiopian Off Grid Electrification Program KfW/GIZ : Energising Development (EnDev) Ethiopia USAID : Power Africa Off-grid Project (PAOP) 	4位
	ケニア	<ul style="list-style-type: none"> オルカリアV1・2号地熱発電事業 GDCの地熱開発戦略更新支援プロジェクト 再生可能エネルギーによる地方電化推進のための人材育成プロジェクト 	<ul style="list-style-type: none"> WB : Off-grid Solar Access Project for Underserved Counties KfW/GIZ : Program for the Promotion of Solar-Hybrid Mini-grids (PROSOLAR) USAID : Power Africa Off-grid Project (PAOP) 	1位
	ルワンダ	<ul style="list-style-type: none"> 第三次変電及び配電網整備計画 	<ul style="list-style-type: none"> WB : Rwanda Renewable Energy Fund AfDB : Scaling Up Electricity Access Program Phase II (SEAP II) USAID : Beyond The Grid 	15位
	ウガンダ	<ul style="list-style-type: none"> ブジャガリ送電網整備事業 カンバラ首都圏送電網整備事業 	<ul style="list-style-type: none"> WB : Uganda Energy Access Scale-up Project (EASP) AfDB : Decentralized renewables Development Programme USAID : Electricity Expansion and Improvement program 	11位
	タンザニア	<ul style="list-style-type: none"> ケニア-タンザニア連系送電線事業 効率的な送配電系統のための能力開発プロジェクトフェーズ2 ダルエスサラーム電力システムマスタープラン策定及び全国電力システムマスタープラン(2012)更新 	<ul style="list-style-type: none"> WB : Rural Electrification Expansion Project for Tanzania AfDB : Renewable Energy Investment Facility (REIF) KfW/GIZ : Energising Development (EnDev) Tanzania USAID : Power Africa Off-grid Project (PAOP) 	8位
西部	ナイジェリア	<ul style="list-style-type: none"> ラゴス変電設備緊急復旧・増強計画 電力マスタープラン策定プロジェクト 	<ul style="list-style-type: none"> WB/AfDB : Nigeria Electrification Project USAID : Beyond the Grid 	2位
	コートジボワール	-	<ul style="list-style-type: none"> AfD : Africa Renewable Energy Scale-Up Facility – ARE Scale Up WB : Regional Off-Grid Electrification Project – ROGEP AfDB : Partial credit guarantee to Zola EDF CI USAID : Power Africa Off-grid Project (PAOP) 	9位
	セネガル	<ul style="list-style-type: none"> ダカール州配電網緊急改修・強化計画 	<ul style="list-style-type: none"> WB : Regional Off-Grid Electrification Project – ROGEP USAID : Power Africa Off-grid Project (PAOP) 	20位以下
南部	モザンビーク	<ul style="list-style-type: none"> 電力マスタープラン策定プロジェクト ナカラ回廊送電網強化計画 	<ul style="list-style-type: none"> WB : Sustainable Energy for All/ProEnergia AfDB : Facility for Energy Inclusion 	5位
	アンゴラ	<ul style="list-style-type: none"> 電力開発計画策定能力向上プロジェクト 電力セクター改革支援プログラム 	<ul style="list-style-type: none"> AfDB : Energy Project Implementation Support Unit (EPISU) USAID : SHS Pilot Program in Kwanza Sul province 	12位
	ザンビア	<ul style="list-style-type: none"> 電力アクセス向上事業 	<ul style="list-style-type: none"> WB : Electricity Service Access Project AfDB : The Zambia Renewable Energy Financing Framework USAID : The Development of Zambia's REFIT Mechanism 	13位
	南アフリカ	<ul style="list-style-type: none"> メデューピ火力発電所排煙脱硫装置建設事業準備調査 	<ul style="list-style-type: none"> KfW : 分散型屋上太陽光システムの導入を支援 	3位

*1 主要実績は過去5年間の実績より抽出。上記ではマスタープラン作成等包括的支援があるものはそれを記載し、ない場合は支援スキーム、支援額、内容等を鑑み主要なものに記載。*2 過去5年間の実績を中心に抽出。上記ではIFCの Scaling SolarやKfWの GET FIT等包括的支援がある場合はそれを記載し、ない場合は、WB、AfDB、KfW/GIZ、USAID(、AFD)の支援実績から内容を鑑み主要なものに記載

出所 JICA 調査団作成

6.4. ステップ2：関係機関ヒアリング

6.4.1. ヒアリング対象

第2ステップでは、以下の国際機関や民間企業に対しオンラインでのヒアリングを実施した。

表62 ヒアリング実施先

分類	ヒアリング先
国際機関	IRENA、AfDB、WB、USAID
政府系機関(国内)	経済産業省
民間企業(匿名)	総合商社、メーカー

出所 JICA 調査団作成

6.4.2. 国別ヒアリングコメント

ヒアリングにて得た国別の主なコメントは以下のとおりである。

表63 国内ヒアリングコメントのサマリー

地域	国	オングリ		オフグリ	
		Positive	Negative	Positive	Negative
全般		NA	<ul style="list-style-type: none"> 現時点でアフリカIPPに注力していない 系統が脆弱 	NA	NA
東部	エチオピア	<ul style="list-style-type: none"> 系統増強に向けた調査進行中 地熱EPC実績有 東部5か国は今後の市場として関心有 	<ul style="list-style-type: none"> 兌換問題 現在デフォルト状態 	<ul style="list-style-type: none"> 今後の注目市場として特に関心有 支援注力国 	<ul style="list-style-type: none"> 政治的問題あり
	ケニア	<ul style="list-style-type: none"> 現時点で関心もしくは取組み実施 系統増強に向けた調査進行中 東部5か国は今後の市場として関心有 	<ul style="list-style-type: none"> 現在政治混乱、財政逼迫の状況 供給過剰 	<ul style="list-style-type: none"> 現在の事業の軸足 支援注力国 SHS最大の市場 	NA
	ルワンダ	<ul style="list-style-type: none"> 東部5か国は今後の市場として関心有 	NA	<ul style="list-style-type: none"> 現在事業を実施中 	<ul style="list-style-type: none"> ポテンシャルは高くない
	ウガンダ	<ul style="list-style-type: none"> 系統増強に向けた調査進行中 東部5か国は今後の市場として関心有 機器(変圧器)の(間接)納入実績有 国営会社の財務状況が安定 	<ul style="list-style-type: none"> 競争激化 今後供給過剰となる可能性あり 	<ul style="list-style-type: none"> 現在の事業の軸足 今後の注目市場として特に関心有 	NA
	タンザニア	<ul style="list-style-type: none"> 現時点で関心もしくは取組み実施中 系統増強に向けた調査進行中 東部5か国は今後の市場として関心有 	<ul style="list-style-type: none"> オフテーカーの信用力 	<ul style="list-style-type: none"> 出資会社を通じて事業展開中 今後展開計画 市場の魅力は高い 	<ul style="list-style-type: none"> 最近政府のオフグリッド事業に対する姿勢が後退し、取り組みにくい状況
西部	ナイジェリア	<ul style="list-style-type: none"> 西部3か国は今後の市場として関心有 系統増強に向けた調査進行中 機器(変圧器)の(間接)納入実績有 	<ul style="list-style-type: none"> 安全面を含めた投資環境に懸念 財政難のため新規案件には慎重 今後数年間発電案件は増やさない計画 	<ul style="list-style-type: none"> 現在の事業の軸足 支援注力国 西部全体は関心有。中でも強い関心 	<ul style="list-style-type: none"> 行政面や投資・参入規制のハードル
	コートジボワール	<ul style="list-style-type: none"> 西部3か国は今後の市場として関心有 系統増強に向けた調査進行中 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ調達が進行せず 今後再エネ案件が多く出ることはない 仏語再エネ人材 	<ul style="list-style-type: none"> 西部全体は関心有。中でも強い関心 第三者を介した製品供給実施中 関連会社を通じ金融サービス実施中 	NA
	セネガル	<ul style="list-style-type: none"> 西部3か国は今後の市場として関心有 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ調達が進行せず 今後再エネ案件が多く出ることはない 仏語再エネ人材 	<ul style="list-style-type: none"> 西部全体は関心有 第三者を介した製品供給実施中 今後の注力国 	NA
南部	モザンビーク	<ul style="list-style-type: none"> 可能性は有 	<ul style="list-style-type: none"> 債務問題あり 	<ul style="list-style-type: none"> 今後の可能性あり 	NA
	アンゴラ	NA	NA	NA	NA
	ザンビア	NA	<ul style="list-style-type: none"> 電力会社の財務改善が課題 政権交代以降積極的ではない 	<ul style="list-style-type: none"> 出資会社の注力国の一つ 今後の可能性あり 	NA
	南アフリカ	<ul style="list-style-type: none"> 南部では特に関心 投資環境が整い注力国 再エネ拠点有 	<ul style="list-style-type: none"> 入札制度のため競争激化 通貨問題 国営会社の問題有 	NA	NA

出所 JICA 調査団作成

6.5. ステップ3 : JICA による支援可能性の検討

ステップ3では、12カ国のJICA現地事務所およびJICA本部の関連部署よりIPP・オフグリでの支援方針、その他アイデアについてコメントを聴取し、支援可能性検討時の参考とした。

6.6. 総合スクリーニング結果

以上のステップに基づく総合スクリーニング結果を次ページの図に示す。第1章に示したステップと方法に基づいて、総合評価分析、ヒアリング結果、支援可能性を加味し、貴機構と協議の結果、東部からウガンダ、西部からナイジェリア、南部からアンゴラを詳細調査の対象国として決定した。

ウガンダは、総合評価において系統型で中程度の得点、オフグリッドでは高得点となった。ヒアリング結果では、系統型、オフグリッド共に注目している本邦企業も多く、また現在JICAウガンダ事務所でオフグリッド案件形成に向けたFSを実施している段階にあり、支援可能性が高いと判断された。

ナイジェリアは、系統型、オフグリッド共に総合評価で最高得点となった。一方で、系統型での支援に関しては、ヒアリング結果によると投資環境や財政面での課題、配電網の課題などが懸念される。

アンゴラは、系統型、オフグリッドとも際立って高評価ではなかったが、2021年からのIPP導入に向けた制度整備が進行中であり、またJICAアンゴラ事務所でも制度運用能力の強化を支援する意向であるところ、主に系統型での支援可能性があると考えられ、詳細調査の対象とした。

その他、総合評価では高順位となったタンザニアやケニアや、南アフリカに関しては、既にIPPプログラムが進行しており競争性が高い、または支援意義が低いことや、ミニグリッドに関する政府の姿勢が消極的であること等を加味して対象外とした。

		東部(5か国)					西部(3か国)			南部(4か国)			
		エチオピア	ケニア	ルワンダ	ウガンダ	タンザニア	ナイジェリア	コートジボワール	セネガル	モザンビーク	アンゴラ	ザンビア	南アフリカ
1	定量 総合評価分析	系統	系統	系統	系統	系統	系統	系統	系統	系統	系統	系統	系統
		63	69	56	61	70	89	65	53	65	49	65	85
2	定性 ヒアリング結果	オフグリッド	オフグリッド	オフグリッド	オフグリッド	オフグリッド	オフグリッド	オフグリッド	オフグリッド	オフグリッド	オフグリッド	オフグリッド	オフグリッド
		71	80	67	80	84	85	40	49	65	45	51	46
3	定性 支援可能性	系統	系統	系統	系統	系統	系統	系統	系統	系統	系統	系統	系統
		-	・海沿いを通じて支援方針 ・PPPアドバイザーニーズ有	-	・配電網整備による支援を継続	-	・太陽光発電を中心に積極的に取組む方針	・送配電ネットワーク、電力分野で本邦企業参入促進	-	-	・マスタープラン策定支援済 ・2021年より開始予定のIPP支援を計画	・マスタープラン策定支援済 ・海沿案件の組成を検討方針	・麓山向け太陽光発電コーポレートIPP事業のアイデアあり
選定結果		-	-	○ 系統、オフグリッド期待	○ 系統、オフグリッド期待	○ 特にオフグリッド期待	-	-	-	○ 特に系統期待	-	-	-

出所 JICA 調査団作成

図74 総合スクリーニング結果

なお、上記の3カ国（ウガンダ、ナイジェリア、アンゴラ）に加えて、JICAと協議の結果、ナミビアおよびボツワナの2カ国についても詳細調査の対象とすることとした。その主たる理由は、両国においては系統型を中心として再エネ導入の動きが活発化しており、また、当該国政府および関連するドナーからの協力支援にかかる要請や相談もあり、JICAによる支援（含む他ドナーとの連携）を検討する意義が特に高いと考えられるためである。

第7章 重点5カ国の詳細調査結果と協力プログラム案の検討

7.1. 本章の目的と構成

本章では、第6章のスクリーニングで選定した3カ国に、ナミビアとボツワナとを加えた計5カ国それぞれについて、電力セクターの概況、再エネ導入状況や促進策、再エネプロジェクトの実施状況、民間投資環境、各ドナーの開発協力状況等をレビューし、民間資金を活用した再エネ導入促進にあたって想定される開発協力ニーズを明らかにする。その上で、長期的にどのタイミングでどのような開発協力が可能か各国の再エネ展開ロードマップを示す。詳細調査の項目は下表のとおりである。

表64 詳細調査項目の内訳

大項目	小項目	
マクロ経済・電力セクター概況	電力需要	
	電源構成	
	現在の電力系統の状況	
	電力事業者の財務状況	
	電力需要に影響する工業団地の建設計画等	
	再エネ機器の破棄、リサイクルに向けた法/規制等	
再エネ概況	系統再エネ	導入状況と開発目標
		振興策と課題
		投資動向
		PPA 締結状況・内容
	オフグリッド	導入状況と開発目標
		振興策と課題
		国営企業保有のミニグリッドの詳細
		ビジネスモデル
民間投資環境	外資規制	
	電力業界への民間参入可否	
	投資環境と課題	
その他	JICA のエネルギー分野の実績の有無、援助方針	
	経済産業省、環境省及びその他関連団体による政策、海外事業	
	ドナー動向・援助実績	
開発協力ニーズ	-	
再エネ展開のロードマップ	電力供給システムの将来像の考察	
	将来像を見据えた再エネ供給システムの構築、分散型電源開発のロードマップと課題	

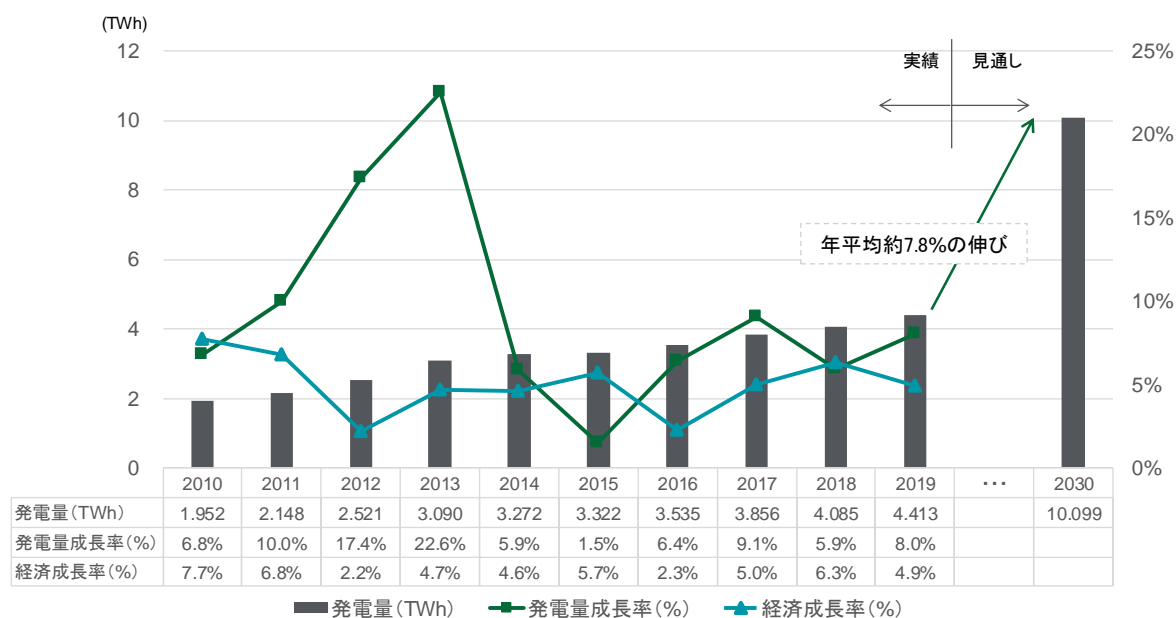
出所 JICA 調査団作成

7.2. ウガンダ

7.2.1. マクロ経済・電力セクター概況

(1) 電力需要

ウガンダは、2010年から2017年までの期間で約5%の経済成長率を維持している。これに伴い発電量も堅調に伸びており、2019年には2010年の2倍以上になっている。ウガンダ政府は、2030年には10TWhを超える需要を見込んでおり、今後も発電量を増加させていく方針である¹⁰⁶。2019年の総発電電力量は4,413GWhであり、そのうち水力が約90%を占めている。ウガンダ送電公社（UETCL）は、発電会社から電力を購入し、2018年ではそのうち92%を配電会社Umeme、2%を其他配電会社へ販売し、6%を国外に輸出している。2018年のピーク需要は、8月に発生した645MWであった（隣国への輸出を含む）。ピーク需要は、家庭部門での需要増加により、前年比3%増であった¹⁰⁷。また、2018年末時点の総需要家数は、約135万軒であり、2014年から2018年にかけて約52%増加した。販売電力量は、約65%を産業部門が占め、家庭部門は22%、商業部門は13%である。



出所 IMF World Economic Outlook, April 2020、ERA ウェブサイト、MoEAMD (2015) Uganda's SE4ALL Action Agenda
を基に JICA 調査団作成

図75 発電量見通し

(2) 電源構成

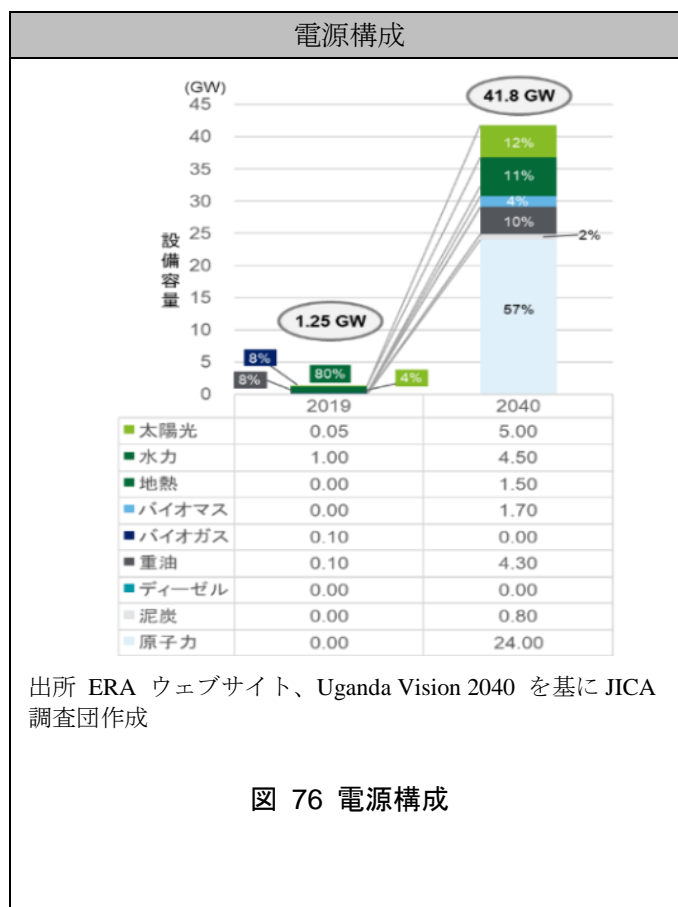
ウガンダの電源構成に関する主要な指標と計画を以下に示す。

¹⁰⁶ 発電量はERA、MoEAMDを基に作成、経済成長率はIMF World Economic Outlook（2020）を基に作成、また見通しについてはJICA調査団にて推計した。

¹⁰⁷ 海外電力調査会（2020）『海外諸国の電力事業』

表65 電源構成に関する主な指標と計画

項目	数値
電化率	42% (2018年)
電化率目標	100% (2040年)
現在の主幹電源	水力 (2019年) 80%
将来の主幹電源	原子力 (2040年) 57%
エネルギー需要 (Mtoe)	生産/輸入: N/A 最終消費: N/A (2017年)
LCOE (cents/kWh)	16 (2016年)
月間停電回数	6.3 (2013年)
平均停電時間 (h)	10.1 (2013年)
出所	Word Bank (2020) “World Development Indicator, Access to electricity”、MEMD (2018) “Rural Electrification Strategy and Plan 2013-2022”、IEA (2017) “Sankey Diagram”、World Bank (2016) “Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa”、World Bank (2020) “Enterprise Surveys” (全て 2020/7/7 アクセス) を基に JICA 調査団作成

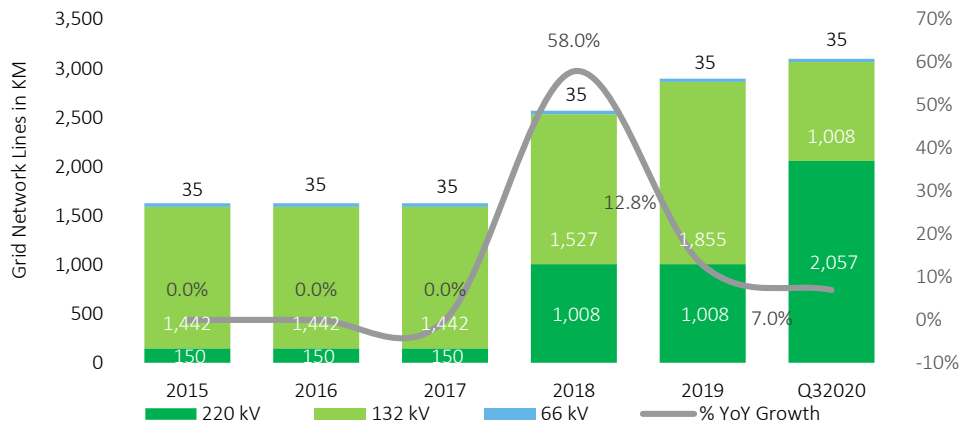


電源構成としては、水力発電が全体の約 80%を占めており、水力資源が豊富であるため、現在は水力を主体に電源開発が行われている。ウガンダ政府は、長期的には国家開発計画 II (NDP II) で発電設備容量を 2040 年までに 41,738MW へ増大させる目標を立てており、「Uganda Vision 2040」では原子力発電導入を掲げている。2017 年にロシアと原子力技術向上に向けた政府間協定を締結しており、2018 年には中国とも原子力にかかる覚書を取り交わしている。

(3) 現在の電力系統の状況

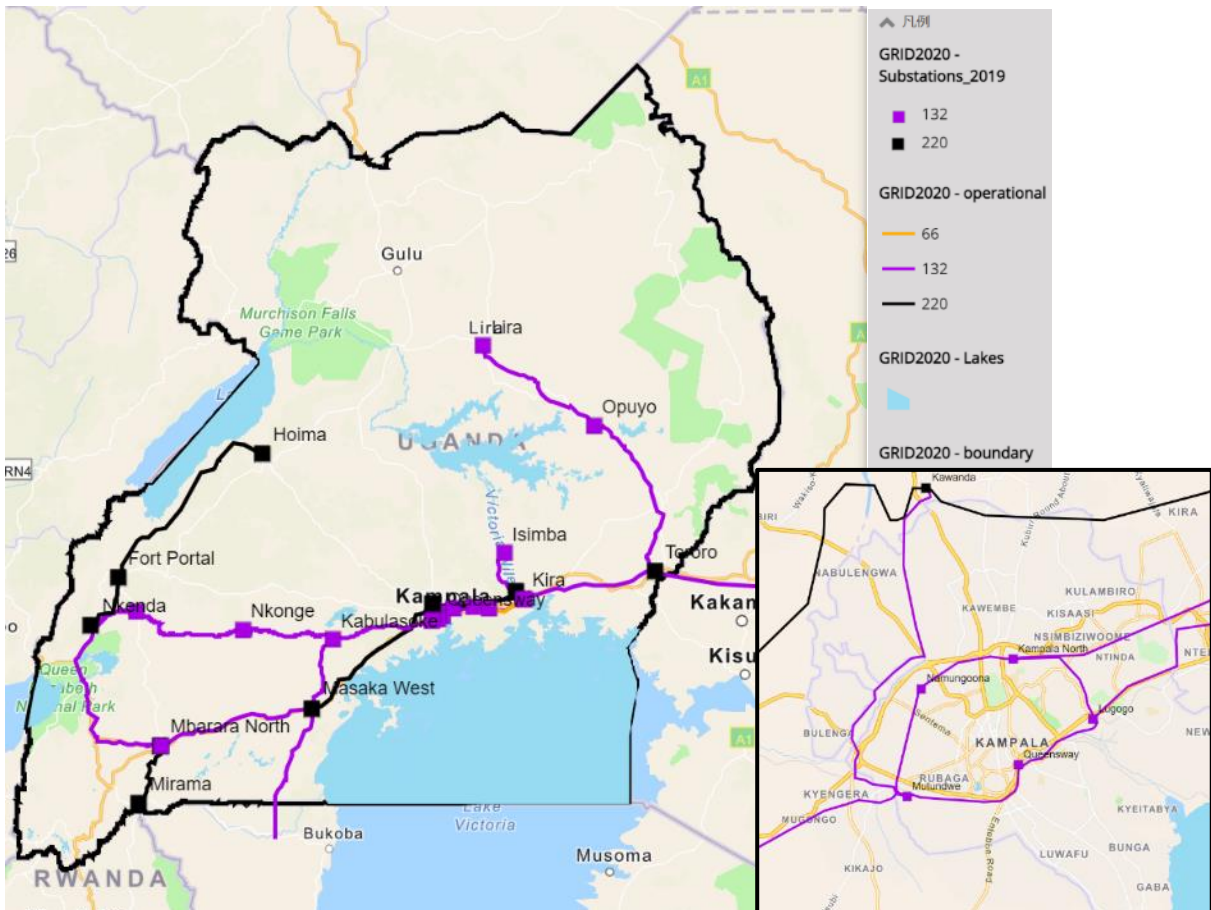
主要な水力発電所としては、Bujagari (25 MW)、Kiira (200 MW)、Nalubaale (180 MW)、Isimba (183 MW) がある。Karuma 水力発電所 (合計 600MW) が 2013 年から建設されており、2022 年 6 月に同水力発電所が運開すると、2022 年の供給力は大幅に増加する。送電線は 2019 年末時点で 220kV (亘長 1,008km)、132kV (同 1,855km)、66kV (同 35km) から構成されており、周波数は 50Hz である。送電能力の向上のため送電系統の高電圧化を図っており、2015 年には 9.2%であった 220kV 系統の割合が 2020 年第三四半期には 66.4%を占めている。以下に 2018 年時点の送電系統図を示す。隣国との連系は、ケニアとは Tororo 変電所を介して、タンザニアとは Masaka 変電所を介して連系されている。

Power Transmission



出所 Uganda Energy Regulatory Authority (2020) “Electricity Transmission Statistics”

図77 送電線構成の推移



出所 UETCL ウェブサイトより調査団作成

図 78 ウガンダ電力系統図

配電線の電圧階級は、33kV、11kV、415/240V から構成されている。2019 年末時点の総互長は 49,621km で、前年比で 3,923km 延伸された。地方電化によるマイクログリッドの整備が、延長分

の大部分を占める¹⁰⁸。発電設備の増大により供給力は需要を大きく上回ることが予想されているが、一方で、ウガンダの電化率は2017年時点で22%に留まる。今後は送配電システムの拡大が重点になってくると思われる。2018/2019年の送配電損失率は、送電システムで3.6%、配電システムで17.5%となっている。配電システムの損失率改善が顕著であり、2008年の34%から年々低減し続けている¹⁰⁹。

(4) 電力事業者の財務状況

国営発電公社 (UEGCL) の直近3カ年分 (2018年～2020年) の財務状況は、以下のとおりである。3年間を通じて、資産や負債は増加傾向にある一方で、利益については年によって大きな変動がみられる。UEGCLの2020年度の売上は161,822百万ウガンダシリング (約48億円¹¹⁰) で、営業利益は49,458百万ウガンダシリング (約14億円) である。後述のように、これまで発電事業は、コンセッション契約に基づき南アフリカの国営電力会社 Eskom に20年間運営権を譲渡しており、同社からのコンセッションフィーが売上の多くを占める。2019年度に稼働開始した Isimba 水力発電所は UEGCL が直営で運営しており、2019年度からは同発電所からの売上が計上されているおり、この影響で売上が増加傾向にある。

発電所の運営権は、Eskom に譲渡している一方、資産は UEGCL が所有していることから、資産のほぼ100%を固定資産が占めている。負債では、Isimba 水力発電所の建設に係る借入金、建設中の Karuma 水力発電所の借入金合計で90%程度を占めている。DE レシオは2020年8.6倍、2019年8.1倍と試算された¹¹¹。

表66 UEGCLの財務諸表

UEGCL				Statement of Financial Position (BS)			
Statement of Comprehensive Income (PL)							
	2018	2019	2020		2018	2019	2020
Concession fees	7,262	10,162	10,778	ASSETS			
Isimba income	-	49,431	126,425	Non-current assets			
Other operating income	965	7,035	24,680	Property, plant and equipment	811,692	2,750,563	2,689,904
Total income	8,227	66,628	161,882	Prepaid operating lease rentals	525	432	412
Staff costs and employee benefits	(4,124)	(6,413)	(16,229)	Land	1,974	1,974	1,977
Administration expenses	(2,701)	(19,806)	(34,190)	WIP-Projects	4,855,370	3,859,768	4,269,311
Depreciation and amortization charge	(12,806)	(16,486)	(62,006)	Due from Eskom	2,147	2,147	2,147
Total operating expenses	(19,632)	(37,711)	(112,425)		5,671,707	6,614,884	6,963,750
Operating profit/(loss)	(11,405)	23,923	49,458	Current assets			
Interest income	19	21	21	Trade and other receivables	5,794	46,984	32,276
Interest expense	-	(8,256)	(30,989)	Cash and bank balances	20,098	58,141	104,517
Foreign exchange gains/(losses)	530	9,096	(15,694)	Inventory	-	-	3,295
Profit/(loss) before tax	(10,856)	24,784	2,796		25,892	105,125	140,088
Income tax expense	-	-	-	TOTAL ASSETS	5,697,600	6,720,009	7,103,839
Profit/(loss) for the year	(10,856)	24,784	2,796	EQUITY AND LIABILITIES			
Other comprehensive income	-	-	-	Equity			
Total comprehensive income for the period	(10,856)	24,784	2,796	Issued capital	105,208	105,208	105,208
Notes: UGX1000000				Capital contributions	554,862	554,862	554,862
				Accumulated profits	(218,469)	(193,686)	(190,890)
				Revaluation	388,052	271,636	271,636
					829,652	738,020	740,816
				Non-current liabilities			
				Deferred income	91,546	487,635	487,685
				Karuma on lent Loan	3,018,718	3,618,502	3,919,765
				Isimba on lent loan	1,600,207	1,532,725	1,576,399
				Interest payable Karuma	100,892	141,733	-
				Interest payable Isimba	53,186	76,727	-
				Deferred Tax Liability	-	116,415	116,415
					4,864,549	5,973,737	6,100,264
				Current liabilities			
				Trade and other payables	3,398	8,252	8,144
				Interest payable Karuma	-	-	220,629
				Interest payable Isimba	-	-	33,985
					3,398	8,252	262,758
				TOTAL EQUITY & LIABILITIES	5,697,600	6,720,009	7,103,839
				Notes: UGX1000000			

出所 UEGCL Annual Report 2020 基に JICA 調査団作成

¹⁰⁸ ERA ウェブサイト (<https://www.era.go.ug/index.php/component/edocman/418-electricity-distribution-statistics-2018/download>)

¹⁰⁹ ERA “Annual report FY 2018-2019”

¹¹⁰ 1UGX=0.03JPY で試算した。

¹¹¹ 負債÷自己資本で試算した。

国営送電公社（UETCL）の直近3カ年分（2015年～2017年）の財務状況は、以下のとおりである¹¹²。UEGCLと同様に、3年間を通じて、資産や負債は増加傾向にある一方で、利益については年によって大きな変動がみられる。UETCLの2017年度（会計期間の変更のため6か月分）の売上は、599,037百万ウガンダシリング（約180億円）で、営業利益は88,065百万ウガンダシリング（約26億円）である。売上は、配電会社からの収入と、周辺国（ケニア、タンザニア、ルワンダ、コンゴ民主共和国）への電力輸出料金で構成され、費用はIPPを含む発電会社への電力買取料金である。米ドルでの取引、借入に伴う外国為替の影響により2017年度の利益は前年度から増加している。

総資産のうち固定資産が約70%を占め、残りを売掛債権、現預金などが占めている。過去2年間のDEレシオは4.3倍（一昨年）および4倍（昨年）と試算された。

表67 UETCLの財務諸表

UETCL			
Statement of Comprehensive Income (PL)			
	2015	2016	2017
	(12 months)	(12 months)	(6 months to)
Revenue	788,321	940,151	599,037
Cost of Sales	(772,743)	(814,569)	(445,367)
Third party collection (charges)/recoveries	(36,346)	14,045	(22,137)
Gross profit	(20,768)	139,627	131,533
Other operating income	40,761	48,256	12,244
Foreign exchange gains/(losses)	-	-	5,287
Total income	19,993	187,883	149,064
Expenses			
Grid maintenance expenses	(7,222)	(7,729)	(2,788)
Administrative expenses	(54,955)	(94,096)	(58,211)
Foreign exchange losses	(82,864)	(59,183)	-
Operating profit	(125,048)	26,875	88,065
Finance costs	(759)	(557)	(212)
Profit before tax	(125,807)	26,318	87,853
Income tax expense	29,191	(7,726)	(25,597)
Profit for the year	(96,616)	18,592	62,256

Notes: UGX'1000000 2017年度より会計期間を変更

Statement of Financial Position (BS)			
	2015	2016	2017
ASSETS			
Non-current assets			
Property, plants & equipment	1,056,456	1,440,583	1,541,424
Finance leasehold land	19,119	18,567	18,290
Intangible assets	1,348	918	703
	1,076,923	1,460,068	1,560,417
Current assets			
Current income tax recoverable	6,715	8,562	9,309
Inventories	17,489	18,619	19,031
Trade and other receivables	346,696	348,453	439,737
Cash and bank balances	178,287	253,642	226,150
	549,187	629,276	694,227
TOTAL ASSETS	1,626,110	2,089,344	2,254,644
EQUITY AND LIABILITIES			
Equity			
Issued capital	57,548	57,548	57,548
Capital pending allotment	331,059	331,059	331,059
Asset revaluation surplus	104,589	104,589	104,589
Accumulated losses	(119,301)	(100,709)	(38,453)
	373,895	392,487	454,743
Non-current liabilities			
Deferred income tax liabilities	14,149	21,833	48,420
Government of Uganda contributions	257,299	398,084	418,514
Capital grants	117,038	200,381	225,090
Borrowings	453,703	594,163	624,711
	842,189	1,234,461	1,315,735
Current liabilities			
Trade and other payables	408,145	460,449	482,279
Employee benefit obligations	1,881	1,947	1,887
	410,026	462,396	484,166
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES	1,626,110	2,089,344	2,254,644

Notes: UGX'1000000

出所 UETCL ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

（5）電力需要に影響する工業団地の建設計画等

ウガンダ投資庁 (Uganda Investment Authority: UIA) が設立した工業団地 (Industrial Business Park: IBP) で最大規模のものは、1997年に国会の承認を得て建設が進められた約2,200エーカーの広大な敷地を持つカンパラ IBPである。カンパラのビジネス街から東に約11km離れたWakiso地区のNamanveのKampala-Jinja高速道路沿いに位置し、農産物加工、鉱物加工、ICT、物流・貨物、製造業、観光業など、さまざまなサブセクターの320の投資家に割り当てられている。52の産業があり、約16,000人の雇用を創出している。UIAはさらに446エーカーの土地の取得を進めており、2,646エーカーの土地を有するウガンダ最大のビジネスハブとする計画が進行中であり、拡張されれば3.5兆USDの投資能力を持つ500社の企業を収容するのに十分な容量となり、これらの企業によって年間5億4,000万米USDの税金を生み出すと発表している。

国会の承認を受けて、UIAは2021年にUnited Kingdom Export Finance (UKEF) からカンパラ IBP内の重要なインフラ開発のために2億4600万米USDの資金を確保している。インフラには道路ネットワーク、15kmの水供給網、20kmの下水道網と水処理プラント、65kmの地下電力ケー

¹¹² UETCLは2017年度分がウェブ上で確認できる最新の情報である。

ブルおよび 88km の街路に設置されたソーラー街路灯が含まれている。インフラ整備は、英国の Lagan Group Limited 社と地場の建設会社 Dott Services 社が共同で実施し、42 ヶ月の工期で完成する予定である。インフラ開発によって建設段階で 25,484 人の直接雇用をもたらし、短期的には 39,800 人、工業団地が完全に稼働すると 200,000 人以上の雇用が見込まれている。また、工業団地の改修により、輸入品の代替が可能となり、ウガンダの輸出産業の活性化にもつながるとされている。UIA はさらにウガンダの 4 つの地域に 27 の工業団地を建設することを提案しており、雇用の創出、投資用の土地へのアクセスの容易化、新しい研究・技術・技能の導入、ウガンダの輸出を促進し、ウガンダの収入基盤を増やすことを計画している。計画されている工業団地は、下表のとおりである。

表68 ウガンダで計画中の工業団地

工業団地	規模 (ac)	産業
北部		
Moroto IBP	417	セメント製造、緑の大理石研磨、アロエベラとハーブ薬の加工、アラビカガムの加工、乳製品、果物加工（特にブドウ）、皮革産業
Gulu IBP	500	果実加工、糲摺り、油脂加工、砂糖加工
Lira	500	繊維製品、キャッサバ加工、大豆油を含むオイルシード加工、果物加工、魚加工
Arua IBP	500	蜂蜜、果物、コーヒー加工、繊維、水産加工（養魚が発展後）
Pakwach STIP	500	科学技術とイノベーション
西部		
Mbarara IBP	12	酪農業、牛肉業、皮革業、バナナ加工業、木材業（産業用林業）、果実加工業、シルク加工・農業、蜂蜜加工業
Kasese IBP	216	果物加工、セメント生産、コバルト、銅、乳業、観光、水産加工
Buliisa IBP	500	石油副産物の処理
Bushenyi IBP	500	酪農業、シルク加工・栽培、紅茶加工（Kyamuhunga、Buhweju）、木材業、バナナ加工（Nyaruzinga）、魚養殖・加工、牧畜業
Kabale IBP	500	魚養殖・加工、酪農・加工、花栽培・輸出、温帯果物の加工、除虫菊
Kabarole / Fort Portal IBP	500	乳製品加工、茶葉加工、果物加工、木材産業、ココア加工（Bundibugyo 部門）、バニラ加工、穀物製粉（Kamwenge 部門）
Hoima IBP	500	石油精製、たばこ工場、砂糖加工、水産加工、糲摺り
Rubirizi STIP	500	科学技術とイノベーション
東部		
Jinja IBP	186	繊維製品、鉄鋼圧延、穀物製粉、植物油産業、皮革加工
Soroti IBP	219	果実加工、乳製品加工、皮革加工、水産加工（養魚が発展後）
Tororo IBP	500	セメント製造、肥料製造、地域に埋蔵されている鉄鉱石からの鉄鋼製造、金の加工、魚加工、果物栽培など
Iganga IBP	500	果物加工、乳製品加工、魚加工、魚の養殖
Kamuli STIP	500	科学技術とイノベーション
Mbale IBP	619	穀物加工（特に小麦）、果物加工、乳製品、コーヒー加工
中央部		
Nakasongola IBP	500	繊維、軍需産業、水産業、酪農業
Luweero IBP	500	トマト加工、果物加工、乳製品用クーラー、魚養殖・加工、養鶏、乳製品の養殖・加工
Rakai IBP	500	砂糖、魚養殖・加工、果物栽培・加工、蜂蜜、シルク栽培・加工、酪農・加工
Mubende IBP	500	お茶栽培・加工、果物栽培・加工、蜂蜜、シルク栽培・加工、酪農・加工
Nakaseke IBP	500	果実加工、トマト加工、乳製品加工

Kyankwanzi STIP	500	科学技術とイノベーション
Masaka IBP	800	果実加工、魚の養殖・加工、豚肉加工、茶葉加工、牛肉産業
Kampala IBP	2200	一般ビジネス、物流・貨物、軽工業、アグロ加工、プラスチック、鉄鋼加工

出所 Uganda Investment Authority ホームページを基に JICA 調査団作成

(6) 再エネ機器の廃棄、リサイクルに向けた法／規制等の整備状況

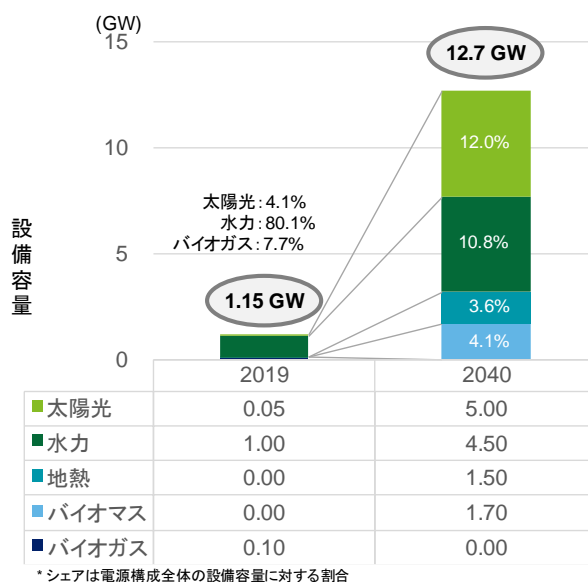
電気電子製品廃棄物管理のためのガイドラインが存在している。ガイドラインでは、効率的な廃棄物処理のための資源動員、国内の廃棄物管理施設への投資促進、ウガンダ政府による廃棄物の取得、利用、処理に関する規制策定などが定められている。さらに、ウガンダ政府は最近、太陽光電池製造会社と電池のリサイクルに係る覚書を結んだ。

7.2.2. 再エネ概況

(1) 系統再エネ

① 導入状況と開発目標

2040年の目標では、再エネ導入量を11GWまで引き上げ、電源構成の内、約31%にする計画である。電源種別では、バイオマスを0GWから1.7GW、地熱を0GWから1.5GW、水力を0.7GWから4.5GW、太陽光を0.01GWから5GWに増加させる目標であり、特に太陽光および水力の導入目標が高くなっている。なお、電力規制庁(ERA)¹¹³によると、2018年末時点で、再エネIPP事業者による33のプラント、881MWが導入されている。



出所 ERA ウェブサイト、“Uganda Vision 2040”を基に JICA 調査団作成

図 79 再エネ導入計画

¹¹³ ERA(2018) “ELECTRICITY SUPPLY INDUSTRY PERFORMANCE REPORT FOR THE YEAR 2018”

② 振興策と課題

民間 IPP 事業者の再エネ投資振興策は、FIT 制度を中心に整備されており、その他でも設備の輸入税や VAT の税制優遇や、PPA などのひな形も整備がなされている。

表69 ウガンダの系統型電源における再エネ振興策

振興策	有無	概要
FIT	○	・2007年 REFIT 制度を導入したが、2021年時点では主に太陽光発電関連製品のコスト低下を理由に停止している。
RPS	×	・なし
入札	×	・なし
税優遇	○	・東アフリカ共同体関税管理法第5次表(2004)に基づき、以下の再エネ関連製品の全税金の免除 ✓ 太陽光・風力発電の開発、発電のための特殊機器(ディープサイクルバッテリー、ソーラーパネル、コントローラ) ✓ バイオガス発酵槽 ✓ 水処理排水プラント ・水力発電プロジェクト用の水圧管の VAT 免除
PPA ひな型	○	・ERA の公式ホームページから取得可能
その他	○	・発電などのライセンス申請書、その他各種ひな形が整備 ・自由区域における各種インセンティブ(所得税・輸出入関税・固定資産処分益税などの免除)

出所 ERA ウェブサイトおよび URA (2019) “A Guide on Tax Incentives/Exemptions available to the Uganda Investors” を基に JICA 調査団作成

課題として、REFIT および GET FiT プログラムへの依存が高く、それ以外のインセンティブが不足していることが挙げられている¹¹⁴。また、PPA および発電ライセンスなどの手続きの標準化が一定レベルでなされている一方で、特に中小規模の再エネプロジェクトへの投資と運用を加速するためには、更なる手続きなどの合理化を行う必要がある。

③ 投資動向

外国企業によるウガンダ再エネセクターでの投資動向は、下表のとおりである。アフリカ、欧米のほか、中東、南アジアなど多くの地域からの投資が行われている。水力発電への投資が大半を占めているが、2016年には2件の太陽光発電への投資も実現している。開発ドナーや官民ファンドなどによるファイナンス案件が多く見られる。

表70 外国企業によるウガンダ再エネへの投資動向

プロジェクト	ファイナンシャルクローズ年	電源	設備容量	総投資額 (\$mil)	投資家	融資
Kikagati Hydro Power Plant	2019年	水力	14MW	\$87mil	Berkeley Energy Africa (英)	EAIF、FMO
Butama Hydroelectric plant	2017年	水力	5.25MW	\$19.3mil	Lereko Investments (南アフリカ) 他	OPIC
Lubilia Kawembe Hydropower Project	2016年	水力	5.4MW	\$15.7mil	Frontier Investment Management (米) 他	EAIF、FMO

¹¹⁴ MoEAMD (2015) “Uganda's SE4ALL Action Agenda15.4”

Soroti Solar Power Plant	2016年	太陽光	10MW	\$14.3mil	・ Eren Holding (トルコ) ・ Access Power MEA (UAE)	EAIF、FMO
Tororo Solar PV plant	2016年	太陽光	10MW	\$19.54mil	Building Energy (伊)	EAIF、KfW、FMO
Rwimi Hydroelectric Power Plant	2015年	水力	5.6MW	\$30mil	Eco Power (スリランカ)	Norfund、Belgian Investment Company for Developing Countries
Siti Small Hydro Power Plant	2012年	水力	5MW	\$15.4mil	Frontier Investment Management (米)	FMO
SAEMS Nyamwamba SHPP	2008年	水力	14MW	\$34mil	South Asia Energy Management Systems (米)	EAIF、KfW、FMO、FinnFund
Bugoye Hydro Electric Power Project	2008年	水力	13MW	\$35mil	Tronder Power (ノルウェー)	N/A
ECO Ishasha Mini Hydropower Plant	2008年	水力	6.5MW	\$14mil	Eco Power (スリランカ)	Commercial Bank of Ceylon、Hatton National Bank、NDB Bank
Mpanga Hydro Power Project	2008年	水力	18MW	\$23mil	South Asia Energy Management Systems (米)	N/A
Bujagali Hydro Project	2007年	水力	250MW	\$860mil	・ Sithe Global Power (米) ・ Aga Khan Fund (スイス)	EIB
Uganda Electricity Generation Company Limited	2003年	水力	300MW	\$6.8mil	Eskom (南アフリカ)	N/A

注 EAIF - The Emerging Africa Infrastructure Fund、FMO - Netherlands Development Finance Company、OPIC - The Overseas Private Investment Corporation

出所 World Bank Private Participation in Infrastructure (PPI)を基に JICA 調査団作成

④ PPA 締結状況・内容

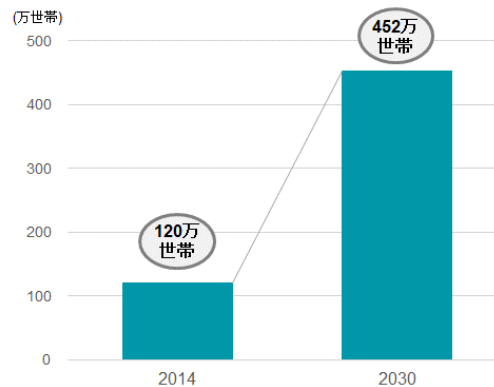
IPP 事業者は、UETCL と PPA を締結することになる。ウガンダでは契約期間 20 年間の PPA ひな型が整備されており、手続きの迅速化や、価格の上昇や為替変動リスクの緩和に寄与している。他方で、ミニグリッドに適用可能な PPA は存在していない¹¹⁵。

¹¹⁵ AfDB, SE4ALL (2018) “Mini-Grid Market Opportunity Assessment: Uganda”

(2) オフグリッド

① 導入状況と開発目標

ウガンダ政府¹¹⁴、世界銀行¹¹⁶によると、2014年時点の電化率は26%、2018年は42.7%であり、2030年までに98%にすることを目標としている。2014年時点では、農村部にある約120万世帯がオフグリッド電力へアクセスできており、今後2030年には約452万世帯へ拡大を目標としている。ウガンダのオフグリッドシステムには、6社の発電会社があり、合計の設備容量は13.9 MWである。自家発電設備は、バガスコージェネレーションプラントを中心に18.7 MWの設備容量を有している。



出所 MoEAMD(2015) “Uganda’s SE4ALL Action Agenda”を基に JICA 調査団作成

図 80 オフグリッドの利用世帯、目標

② 振興策と課題

オフグリッドにおいては、地方電化基金や小規模の地方電化にかかるライセンス取得の免除制度、太陽光発電に係る輸入税に対する税制優遇などの振興策がある。

表71 ウガンダのオフグリッドにおける再エネ振興策

振興策	概要
地方電化基金	地方電化庁 (REA) による地方電化プロジェクトへの補助
ライセンス免除	小規模 (2 MW 以下) の地方電化に対する発電ライセンスなどの免除
税優遇	太陽光発電関連機器の輸入税 25%および付加価値税 (VAT) 15%の免除

出所 DFID (2018) “Fiscal policy options for Solar Home Systems (SHS): Finalreport”、ODI (2014) “Mapping climate-relevant incentives and investment at country level”¹、REA ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

課題として、インセンティブの拡充が挙げられる。また、DFID¹¹⁷によると、太陽光設備の輸入について、税関職員が課税対象と対象外の製品を把握できておらず、不当に関税が課されてしまう事態が発生している。これにより輸入を断念する現地企業が存在し地方電化促進の障害となっている。

¹¹⁶ World Bank (2020) “World Development Indicator, Access to electricity”

¹¹⁷ DFID (2018) “Fiscal policy options for Solar Home Systems (SHS): Finalreport”

③ 国営企業保有のミニグリッドの詳細(電源の種類、場所)

ウガンダには、合計7箇所、450kWのミニグリッドが存在し、すべて REA が所有している。

表72 ウガンダにおける国営企業保有のミニグリッド

電源	設備容量	開発パートナー	場所	試運転開始年
太陽光	13.5kW	University of Southampton	Kanyegaramire , Kyenjojo district	2016
太陽光	13.5kW	University of Southampton	Kanyegaramire , Kyenjojo district	2016
バイオマス	32kW	Pamoja Energy Limited	Tiribogo, Mpigi district	2016
バイオマス・太陽光ハイブリッド	11kW	Pamoja Energy Limited	Ssekanyonyi, Mitiyana district	2016
太陽光・ディーゼルハイブリッド	230kW	Absolute Energy	Kitobo Island, Kalanga district	2017
バイオマス	50kW	Pamoja Energy Limited	Bukurungo trading centre, Kamwenge district	2018
太陽光・ディーゼルハイブリッド	100kW	Absolute Energy	Northern Service Territory (Lamwo district)	2019

出所 REA ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

また、下表のとおり、複数のプロジェクトが実施中・計画段階である。さらに MEMD は EU による資金協力を受け、ウガンダの 200 箇所のミニグリッド・サイトの開発と入札を目指している。

表73 ウガンダにおける計画中のミニグリッドプロジェクト

プロジェクト概要	開発パートナー	場所
Promotion of Mini-Grids for Rural Electrification における 25 箇所のミニグリッド構築	EU/GIZ	Northern Service Territory (Lamwo district)
Promotion of Mini-Grids for Rural Electrification における 15 箇所のミニグリッド構築	BMZ/GIZ	Rakai and Isingiro districts
6 箇所のミニグリッド構築	EU/WWF	Kasese and Rubirizi districts
3 箇所の太陽光ミニグリッド構築	Winch Energy	Bunjako island, Lamwo (Northern part)
3 箇所の太陽光ミニグリッド構築	Tiger Power	Kyenjojo district
100kW の太陽光ミニグリッド構築	Absolute Energy	Bukasa Island
550kW の太陽光・ディーゼルハイブリッドミニグリッド構築	Equatorial Power Limited	Lolwe Island, Namayingo District
オフグリッド電化マスタープランの開発および系統接続太陽光システムを利用したネットメータリングのパイロットプロジェクト	AfDB	Islands on Lake Victoria
25kW のマイクロ水力発電ミニグリッド構築	MicroGen Renewables Group (UK) & Energy Boys (U) Ltd	Nyakatoke Village along river Nsoka in Ntoroko District
Energy for Rural Transformation (ERT) III Project for electrification における 6 箇所のピコ・マイクロ水力発電ミニグリッド構築	PSFU	6 villages in the foothill area of Rwenzori Mountains
Energy for Rural Transformation (ERT) III におけるプラグアンドプレイやコンポーネントベース太陽光 (SHS、ピコ太陽光等) に関する品質保証フレームワーク構築	UNBS	N/A

出所 REA ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

④ ビジネスモデル

ウガンダではミニグリッドは REA が所有し、民間企業がその運営を行っている。その大部分は太陽光発電プラントで構成されている。政府主導、民間主導のどちらのプロジェクト形態も可能であるが、ウガンダオフグリッドエネルギー市場促進協会（UOMA）の調査によると、政府がサイト選定・入札を行い、民間事業者がその後のプロセスを実施すると、民間事業者はサイト選定に係る費用を抑えられ、今後の系統拡張を踏まえた計画を立てることができ、配電や接続時の補助金を得られる可能性があるなどメリットも多いとされている¹¹⁸。ウガンダ政府は、ミニグリッドのビジネスモデルについて、政府所有・運営、入札制、コンセッション型など複数の方法を検討している状況であり、ドナーからは、ウガンダの既存制度に合わせたウガンダモデルを検討すべきだとの声がある¹¹⁹。

ERA¹²⁰によると、主要なミニグリッド事業者は、3.5MW の水力発電所を運営する West Nile Rural Electrification Company Limited（WENREC）や 1.6MW を運営する Kalangala Infrastructure Services（KIS）であり、その他小規模ミニグリッドの運営事業者が複数存在する¹¹⁸。また、スタンドアローン型については、M-KOPA や azuri をはじめとする複数の民間企業が参画しており、多くが PAYG 型のビジネスモデルを取っている¹¹⁸。

7.2.3. 民間投資環境

（１） 外資規制

ウガンダでは、再エネ投資に関する外資制限はなく、その他エネルギー関連分野についても石油探査を除き外資規制はない。

表74 ウガンダにおける外資規制

規制	内容
規制業種・禁止業種	鉱業、石油探査および生産、漁業、林業への投資にはウガンダ投資庁（UIA）の許可が必要
出資比率	合弁企業設立時の出資比率に関する規制はなく、100%外国資本が可能
外国企業の土地所有の可否	外国企業の土地購入は許可されていないが、99年まで土地をリースすることが可能
資本金に関する規制	外国企業の最低資本は 250,000 USD
その他規制	特になし

出所 The Investment Code Act, 2019 および UIA ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

（２） 電力業界への民間参入可否

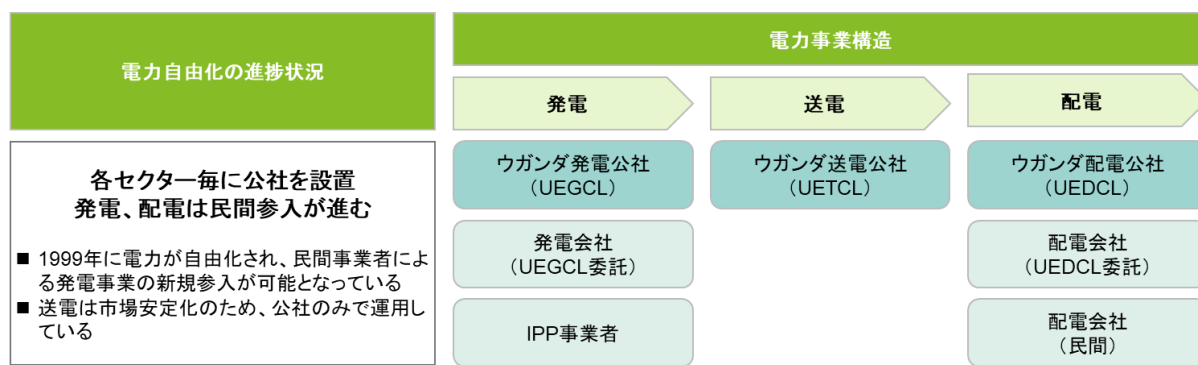
ウガンダ政府は、発電、送電および配電をそれぞれ分社化して、各電力公社を設置している。電力自由化も進んでおり、1999年以降発電および配電部門に民間事業者が参入している。なお、発電部門については、1999年の改正電力法の施行に伴い UEGCL が設立されているが、南アフリカの Eskom（Eskom Uganda）に運営権を譲渡しており、同社が設備の運転・保守を行っている。また、2019年1月に完工し稼働を開始した Isimba 水力発電所と、建設中の Karuma 水力発電所は UEGCL が直営で運営を行う予定である。送電部門は、民間に開放されておらず、引き続き公社が

¹¹⁸ UOMA (2019) “Market Map of off-grid energy in Uganda”

¹¹⁹ AfDB, SE4ALL (2018) “Mini-Grid Market Opportunity Assessment: Uganda”

¹²⁰ ERA ウェブサイト (<https://www.era.go.ug/index.php/sector-overview/uganda-electricity-sector#>)

担当していく見込みである。



* 2MW以下のオフグリッド発電は各種ライセンスが免除され、顧客に直接電力販売を行うことができる。ただし、主系統に接続する場合はこれらのライセンスを必要とする。

出所 ERA ウェブサイト、JICA(2016) ウガンダ国カンバラ首都圏送変電網改修事業準備調査ファイナルレポートおよび各種法令を基に JICA 調査団作成

図81 ウガンダの電力業界の構造

(3) 投資環境と課題

本邦企業からは、アフリカ諸国の中でも一定の関心を集めている。課題およびリスクとして、WEF¹²¹によると、インフラの未整備、エネルギー価格の変動、インフレーション対応、国家間紛争などが挙げられている。

表75 投資環境指標

ソブリン格付 (S&P 社)	B (2018 年)
本邦企業関心 (JETRO アンケート)	アフリカ諸国のうち今後の注目国 11 位 (2019 年)
進出本邦企業数	25 社 (2018 年)
FDI	13 億 USD (2019 年)
Doing Business	116 位 (2019 年)
Global Competitiveness Index	115 位 (スコア : 48.9) (2019 年)

出所 S&P、JETRO (2020) アフリカ進出日系企業実態調査、外務省 (2017) 海外在留邦人数調査統計、世界銀行 “Foreign direct investment”、世界銀行 “Doing Business”、WEF (2019 “Global Competitiveness Report”) を基に JICA 調査団作成

表76 本邦企業の関心(ヒアリング結果)

系統電源	ポジティブ	<ul style="list-style-type: none"> ・ 系統増強に向けた調査を進行中 ・ 東部 5 カ国は今後の市場として関心有 ・ 機器 (変圧器) の納入実績有 ・ 国営公社の財務状況が安定
	ネガティブ	<ul style="list-style-type: none"> ・ 競争激化
オフグリッド	ポジティブ	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現在の事業の軸足 ・ 今後の注力国として特に関心有
	ネガティブ	N/A

出所 本邦企業へのヒアリングを基に JICA 調査団作成

¹²¹ WEF (2019) “Regional Risks for Doing Business”

7.2.4. その他

(1) JICAのエネルギー分野の実績の有無、援助方針

JICAは、ウガンダに対して送配電能力の強化、また未電化地域における配電網整備方針を打ち出しており、送変電線整備、変電所改修および電力分野における課題別研修のプロジェクトを実施している。

表77 過去のJICAの対ウガンダ援助実績

プロジェクト名	スキーム	分野	期間/締結年	支援額 (億円)
ブジャガリ送電網整備事業	有償資金協力	送電	2007年	34.84
アヤゴ水力発電所整備事業準備調査	協力準備調査	発電	2012年	N/A
カンパラ首都圏送変電網整備事業	有償資金協力	送電	2018年～	136.59
クイーンズウェイ変電所改修計画	無償資金協力	発電	2014～2018年度	25.19
地方電化計画（第1～3次）	無償資金協力	送配電	1999年～2013年	計 36.35
電力分野の課題別研修	課題別研修他	その他	2016年度～	N/A

出所 外務省（2018）『事業展開計画』および『JICA事業事前評価表』

表78 日本の対ウガンダエネルギー関連分野の開発課題および援助方針

開発課題（小目標）	経済成長促進
現状と課題	持続的な経済成長には安定的な電力供給も経済成長に不可欠である。近年の経済成長により、電力需要は増加しているため、ウガンダ政府は大規模水力発電を主とする電源開発を進めている。他方、送変電設備の整備は遅れていることから、中長期的に、送配電網を整備していくことが必要不可欠である。地方部における電力普及率はわずか10%程度であり、このことが地方部における教育や保健等の社会サービスの安定的な提供への妨げとなっている。以上から、安定的な電力供給はウガンダの開発政策の中でも最重点分野の一つである。
開発課題への対応方針	内陸国ウガンダの経済成長に不可欠な、円滑な物流および安定的なエネルギー供給を実現するために、日本の技術や知見を活かし、交通・電力インフラの整備、渋滞緩和、送変電能力の強化に貢献する。また、職業訓練校の教員および管理者の能力向上を通じて、ウガンダの職業訓練の質を向上させる。
協力プログラム	電力供給強化プログラム
プログラム概要	電力需要の増大に応じた送配電能力の強化、および未電化地域における配電網整備を通じて、経済の活性化および生活環境の改善を目指す。

出所 外務省（2018）『対ウガンダ共和国事業展開計画』

(2) 経済産業省、環境省及びその関連団体による政策、海外事業

日本政府や関連団体により実施されている政策や事業の事例は少なく、2009年に経済産業省によるバイオディーゼル関連の調査が実施されている。

表79 日本政府や関連団体による政策、海外事業

機関名	プログラム/プロジェクト名	概要
経済産業省	アフリカにおけるマイクロファイナンスを使ったバイオディーゼル事業 (2009年)	マイクロファイナンスを通じて小規模農家にジャトロファの種子と肥料を普及し、育成されたジャトロファからバイオ燃料を抽出し、その燃料を発電機とともに両国の無電化地域に普及し、無電化地域への電力供給を図る事業モデルの実現可能性について調査

出所 各機関のウェブサイトを基に JICA 調査団作成

(3) ドナー動向・援助実績

世界銀行は、電力アクセスの強化プロジェクトを中心に実施している。AfDB は、大規模水力発電所の送電容量強化、また、ビクトリア湖諸島でのオフグリッド導入実証を行っている。KfW は、GET FiT プログラムによる再エネ導入を行っており、USAID は、Power Africa を通じた電力アクセス強化のプロジェクトを実施している。

表80 主要ドナーのウガンダでの動向

機関	エネルギー分野の援助方針	再エネ分野の主要プロジェクト
WB	<ul style="list-style-type: none"> 国別パートナーシップフレームワーク (FY16-21) において、エネルギー分野では電力アクセスの改善を掲げている 2021年までに農村部の全体の20%の家庭、都市部約300万人の電力アクセスが目標 	系統電源 <u>Bujagali Hydropower Project</u> (2012年竣工) 250 MW のブジャガリ水力発電所の建設プロジェクト。IDA は 1.15 億 USD を融資
		オフグリッド <u>Uganda Energy Access Scale-up Project (EASP)</u> (2020年より実施予定) 農村部、保険・教育施設へのオフグリッド導入支援。IDA は 4 億 USD を融資
AfDB	<ul style="list-style-type: none"> 国別戦略ペーパー2017-2021において、エネルギー生産コストおよび電気料金の削減による電力アクセスの強化、また再エネ増加を目的とした支援を実施 	系統電源 <u>Bujagali Interconnection Project</u> (2008年～2015年ファイナンスシールドクローズ) ブジャガリ水力発電所から配電企業への送電容量を強化するプロジェクト。AfDB グループ African Development Fund (ADF) から 1,800 万 UA (約 2,600 万 USD) ¹²² の融資
		オフグリッド <u>Decentralized renewables Development Programe</u> (2017年～2018年) ビクトリア湖セセ諸島におけるオフグリッド導入実証プロジェクト。AfDB から 230 万 USD の資金提供
		系統電源およびオフグリッド <u>GET FiT</u> (2012年～) 水力、太陽光、バガスを含める 17 の再エネプロジェクトを実施し、158MW の再エネ容量を導入(詳細は本編 3.5.6 参照)
KfW	<ul style="list-style-type: none"> 2007年以來、ドイツ連邦政府に代わりウガンダのエネルギー部門を支援 ブジャガリ水力発電所への融資や GET FiT プログラムによる電力アクセス、再エネ拡大を実施 	系統電源およびオフグリッド <u>GET FiT</u> (2012年～) 水力、太陽光、バガスを含める 17 の再エネプロジェクトを実施し、158MW の再エネ容量を導入(詳細は本編 3.5.6 参照)
USAID		系統電源

¹²² UA は AfDB が表示通貨として使用する計算単位。ファイナンスシールド月(2015年9月)の AfDB 為替レート(1 UA=1.4227 USD)で換算

	<ul style="list-style-type: none"> Power Africa（本編 3.5.7 参照）を通じて、電力セクターの支援を実施し、ウガンダの電力アクセスを促進 	<u>Uganda Electricity Regulatory Partnership</u> （2016 年～） 技術要件、系統接続など、ミニグリッドの規制に関するガイドライン作成やワークショップを開催
		オフグリッド
		<u>Electricity Expansion and Improvement program</u> 地方電化およびミニグリッドを促進するマスタープランを作成し、Rural Electrification Agency（REA）のオフグリッド方針策定を支援

出所 各ドナーウェブサイト、WB(2016) “Country Partnership Framework for the Republic of Uganda for the Period FY16-21”、AfDB (2017) “Uganda country Strategy paper 2017-2021”、UOMA(2019) “Market Map of off-grid energy in Uganda”を基に JICA 調査団作成

7.2.5. 開発協力ニーズ

ウガンダの系統方電源は、現状需要に対して供給過多の状況で、中期的（5 年程度）な新規電源開発の需要は低い見立てである。また、既存の設備容量の約 90%を水力が占めているように水力資源が豊富にあり、変動性再エネ（太陽光・風力）のニーズは大きくないものと考えられる。ヒアリングを通じて、ドナー等の関係者より系統向け太陽光発電のニーズは低く、また国内では風力ポテンシャルが低いというコメントも受けている。

ウガンダ政府は、相互連携が課題となっている電力業界の構造改革を行っており、今後、REA は MEME に統合され、ウガンダ国内のほとんどの配電網の運営・維持管理を担っている Umeme のコンセッション契約が 2025 年で切れる予定である。構造改革自体は EU などにより支援がされているが、構造改革後に必要な組織の計画や能力向上などに支援余地があると考えられる。

オフグリッド電源については、現行のマスタープランは USAID・Power Africa の支援によって 2011 年から 2012 年にかけて開発されたものがあるが、関係者によると、現行の計画は、最小コストアプローチによる計画となっていないこと、系統による電化計画とオフグリッドによる電化計画の整合が取れていないこと、約 10 年前の計画であり現状と目標値の乖離が大きいことなどの課題が指摘されている。このため、世界銀行などドナーの支援を受け、国家電化戦略（National Electrification Strategy）の中でオフグリッドの計画が包含される予定である。

また、ERA へのヒアリングによると、地方電化の目標達成のために、「独立型送電網政策」の起草を進めており、コミュニティレベルのグリッドが、個別で運営され続けるのではなく、最終的には主要な国家グリッドに吸収される方向性で検討しているとのことである。これらの進捗に留意しつつ、ミニグリッドにおいては、地方部所得水準等の影響で電力料金に実質的に上限が設けられており、民間事業者の収益性が確保できない状況が発生しているなどの課題があることから、ミニグリッドを含むオフグリッドセクターでの規制の改善、資金協力、ミニグリッドプロジェクトの実施能力向上に関する協力ニーズもあるものと考えられる。

表81 ウガンダにおける開発協力ニーズ

#	分野	分類	概要	対象	根拠	協力スキーム
1.	電力セクターの構造改革	系統/ オフグリッド	MEMD、ERA、REA、UMEME、UETCL、IPP、配電会社など、ウガンダの電力セクターの主要プレーヤーの組織間計画が不十分。EUを中心に構造改革支援が行われており、改革後の各組織の役割の整理等支援余地がある。	MEMD、ERA、REA、UEGCL/UETCL/配電会社	EUへのヒアリング	技術協力
2.	送配電セクター	系統	送電網の拡張、送電ロス改善、送配電部門の能力と効率の向上、セクター間の連携について、複数機関から課題として挙げられている。	UETCL/UEDCL、配電会社	UETCL、MEMD、USAID、EU、KfWへのヒアリング	円借款、技術協力
3.	規制	オフグリッド	ミニグリッドの電力料金設定に上限がかかっており、需要の低い農村部でのプロジェクトにおいて民間企業の収益性が確保できない状況。電力料金の設定を含めたミニグリッド市場の設計に関するアドバイスが必要。	MEMD、ERA	ERA、UEGCL、WB、IFC、USAIDへのヒアリング	技術協力
4.	能力向上	オフグリッド	ドナーからREAの組織的能力の低さが指摘されており、またREAからもオフグリッドプロジェクトの実施やモニタリングに係る支援の必要性に言及あり。MEMDへの統合後のREAの役割など組織面でのアドバイスのニーズがあると考えられる。	MEMD、REA	REA、USAIDへのヒアリング	技術協力
5.	資金協力	オフグリッド	グラント、融資の提供による、再エネプロジェクト実施に向けた資金支援。特に、オフグリッドは新興セクターであり、収益性は低いことから、補助金等の提供が期待されている。仲介金融機関として、ウガンダ・エネルギー・クレジット・キャピタリゼーション・カンパニー(UECCC) ¹²³ 、ウガンダ開発銀行(UDB) ¹²⁴ 双方を検討す	民間企業、REA、ウガンダエネルギー・クレジット・キャピタル会社(UECCC)、ウガンダ開発銀行(UDB)	REA、ERA、UEGCL、WB、IFC、USAIDへのヒアリング	円借款(ツー・ステップローンなど)

¹²³ 会社法に基づいて設立された政府機関であり、ウガンダの再エネセクター、特に民間投資促進のため2009年より運営。財務計画経済開発省(MOPPED)、MEMDなどの政府が主な株主である。太陽光発電機器への融資商品を展開している金融機関への融資、金融機関やIPPへの技術支援(KfWやWBの支援あり)などの実績あり。

¹²⁴ ウガンダの開発金融機関(DFI)であり、国の開発優先事項に基づき持続可能な金融介入を通じて社会経済開発の加速を促進。5つの重点セクターの内のインフラセクターでは太陽光ミニグリッドや水力発電などの再エネを活用した電力

			るよう MEMD から助言あり。			
--	--	--	------------------	--	--	--

出所 関係機関へのヒアリング等を基に JICA 調査団作成

二カ国間の支援に加えて、ウガンダでは、EU、GIZ、WB、IFC、AfDB、USAID 等多くのドナーが支援を提供しており、これらのドナーとの協調による支援を提供していく必要がある。各機関へのヒアリングを通じて特定されたものは、下表のとおりである。

表82 ウガンダにおける他ドナーとの協調ニーズ

ドナー	協調分野
EU、GIZ	<ul style="list-style-type: none"> ● EU を中心に、電力セクターの構造改革、また EU および GIZ の連携でミニグリッド構築支援を行っているため、情報共有などの連携が望まれる。
WB	<ul style="list-style-type: none"> ● Uganda Energy Access Scale-up Project により以下のようなオフグリッドの支援を予定しているが、JICA の検討している支援との重複はなく、オフグリッドセクターには支援余地が多いとのコメントあり。引き続き情報共有などでの連携が望まれる。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 農村部の病院や学校などの大規模施設に設置されたミニグリッドの保守・修理サービスを提供する様々なサービスプロバイダーへの支援 ・ ソーラーミニグリッドへの融資 ・ 太陽光発電関連部品の品質保証
AfDB	<ul style="list-style-type: none"> ● 関連規制機関に対するオフグリッドを含む電化ロードマップの作成を行う計画があるため、情報共有などの連携が望まれる。

出所 関係機関へのヒアリング等を基に JICA 調査団作成

今後 JICA が支援策を提供していくに当たり、それぞれの協力ニーズに対してパッケージ化して分野包括的な支援を行っていくことや、課題への波及効果等を加味した支援の優先付け、実現性を加味する必要がある。上表のうち、1 については EU を中心に数多く進められており、2 についても JICA を含むドナーの支援が既に多く入っているところ、3~5 を中心として以下のようなパッケージ化、優先度付けを行ったうえで支援を提供していくことが望ましいと考えられる。

表83 ウガンダへの支援パッケージ案

パッケージ	協力ニーズ	優先度	概要
オフグリッドセクター能力向上支援	3、4	高	<p>主なカウンターパートを MEMD として以下の支援を行う。</p> <p>(1)制度的・政策的枠組み</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 運用、電力料金、コンプライアンスなど規制に関する MEMD と ERA への助言 <p>(2)ガバナンス</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ MEMD に統合され、REP となった旧 REA の組織構築と新たな役割特定に係る助言 <p>(3)キャパシティビルディング</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ オフグリッドプロジェクトに対する REP の監督業務（計画、実施、入札の評価、プロジェクトの監視など）に係る助言 ・ プロジェクトの FS（項目・内容）や民間企業の提案（技術・財務）の評価に係る助言

アクセスの拡大に取り組んでいる。同国内の設備や運転資金を必要とする現地事業者を支援。他の DFI や金融機関との協調も含め、融資や出資を行っている

			・ミニグリッドの資本財とサービスの品質保証に係る助言
オフグリッド資金協力	5	中	<p>グラント、融資の提供による、ミニグリッドプロジェクト実施に向けた資金協力。以下の可能性があると考ええる。</p> <p>(1)財務省（MOF）への融資 (2)UDB/UECCC を通じた民間企業に対する運転資金（海外投融資など）や在庫資金の融資（2ステップローン）</p>
電力セクター構造改革支援	1	低	既に EU を中心に多くが進められおり、支援余地は低い。
送配電セクター支援	2	低	ウガンダ政府は今後 10 年間（～2030 年）において電力アクセスの拡大を計画しており、910 万世帯（2020 年）から 1,040 万世帯への系統拡大を見込む。本計画への支援として、SEforALL や AfDB によるプロジェクトが既に遂行されおり、また、国連や世銀、先進国ドナー等主導のプロジェクトを今後利用する可能性も言及されている。既に JICA を含むドナーの支援が多く入っているため、支援の優先度は劣後。

出所 関係機関へのヒアリング等を基に JICA 調査団作成

7.2.6. 再エネ展開のロードマップ

(1) 電力需給システムの将来像の考察

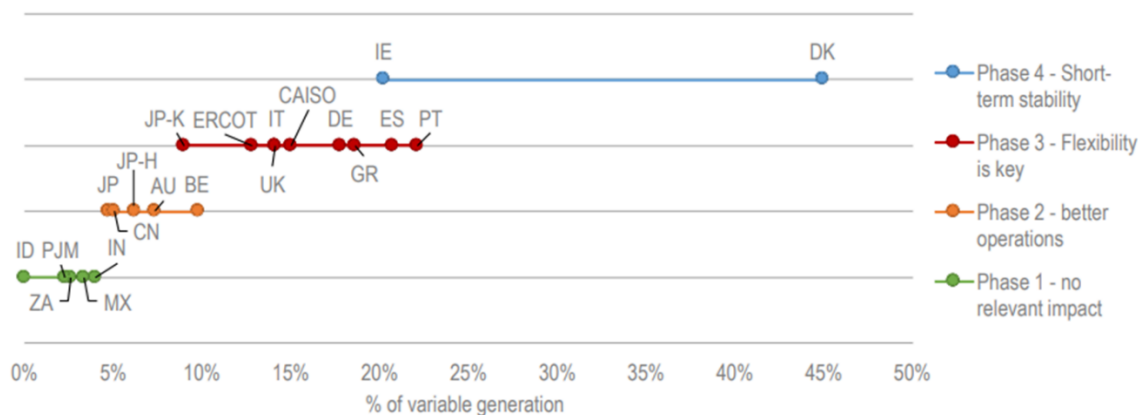
ウガンダ電力規制庁（ERA）の統計¹²⁵によると、ウガンダの電源構成は現状において水力の比率が高い（水力 3,534GWh、小水力 498GWh、石油火力 104GWh、バイオマス 196.8GWh、太陽光 81GWh（2019 年時点））。一方、2013 年 4 月に発行された Uganda Vision 2040¹²⁶によると、2040 年時点で水力 4.5GW、地熱 1.5GW、原子力 24GW、太陽光 5GW、バイオマス 1.7GW、ピート 0.8GW、火力 4.3GW の発電設備で電力を供給する目標を策定している。この Vision の中では原子力発電の導入を進めようとする意図が見て取れるものの、2021 年 3 月に ERA が発行した Least Cost Electricity Plan (LCEP) 2020-2030¹²⁷の中では原子力発電建設の具体的なプロジェクトは存在していない。また、ウガンダはコストの低い未開発の水力資源が残されているため、LCEP 2020-2030 の中で記載されている発電所建設計画もほとんどが水力発電となっている。変動性再エネへのインセンティブは水力資源が乏しい国に比べてやや低いと考えられるが、近年の変動性再エネの発電コストの低下、短期間で導入できる長所を鑑みると、この前記の Uganda Vision 2040, LCEP 2020-2030 で位置づけられた変動性再エネの比率は増大する方向に見直される可能性も考えられる。

現時点の変動性再エネの導入率は、IEA の” Insight Series 2018 System Integration of Renewables An update on Best Practice”における変動性導入の段階（下図参照）としては第 1 段階である。2030 時点では、同報告書で第 1 段階は、「VRE が電力システムに顕著な影響を与えない段階である。風力や太陽光発電が大規模系統に設置されている場合、出力や変動性は認識されるほど大きくない。」とされている。短期的には変動性再エネは需給調整に大きな影響を与えないと想定される。

¹²⁵ ERA, Energy Generated to the National Grid, <https://www.era.go.ug/index.php/stats/generation-statistics/energy-generated/subscribe-to-data-services/electricity-statistics>

¹²⁶ National Planning Authority, Uganda Vision 2040, <http://www.npa.go.ug/uganda-vision-2040/>

¹²⁷ ERA, Least Cost Electricity Expansion Plan 2020-2030, <https://www.era.go.ug/index.php/resource-centre/publications/plans>



注 AT = Austria; AU = Australia; BR = Brazil; CL = Chile; CN = China; DE = Germany; DK = Denmark; ES = Spain; GR = Greece; ID = Indonesia; IE = Ireland; IN = India; IT = Italy; JP = Japan; JP-H = Hokkaido (Japan); JP-K = Kyushu (Japan); MX = Mexico; NZ = New Zealand; PT = Portugal; SE = Sweden; UK = the United Kingdom; ZA = South Africa. PJM, CAISO and ERCOT are US energy markets.

出所 IEA (2018), Insight Series 2018 System Integration of Renewables An update on Best Practice より抜粋

図82 変動性再エネの導入段階

一方、国内の系統は統合されているものの送配電網の整備が十分ではない。また、電化率は22%である¹²⁸。これらの状況は変動性再エネの系統連系の障害となる可能性がある。ウガンダは東部アフリカパワープールのメンバーでありコスト優位のある水力資源を輸出する計画がある。今後、国際連系線の整備が進むと考えられる。これらの国際系統連系は各国が個別に保有する調整力を共有することができることから、さらに変動性再エネの導入が進んだ際に国内で需給をバランスさせるより調整力確保のための投資を抑制することが可能である。

LCEP 2020-2030によると、2030年の電力需要は8,282GWhと想定され、年間約8%前後の伸び率で推移すると予測されている。今後、生活水準の向上、エネルギー転換（例えば、自動車の電化）により電力需要がさらに拡大する可能性も考えられる。

以上、系統連系を行う変動性再エネの導入に伴う需給システムについて述べたが、ウガンダは他のアフリカ諸国と同様に送電線から離れた集落が多数存在する。よって、電化を進めるにあたってはグリッドの延伸だけでなく、変動性再エネを用いたミニグリッドも組み合わせて電化が進むと想定すべきである。

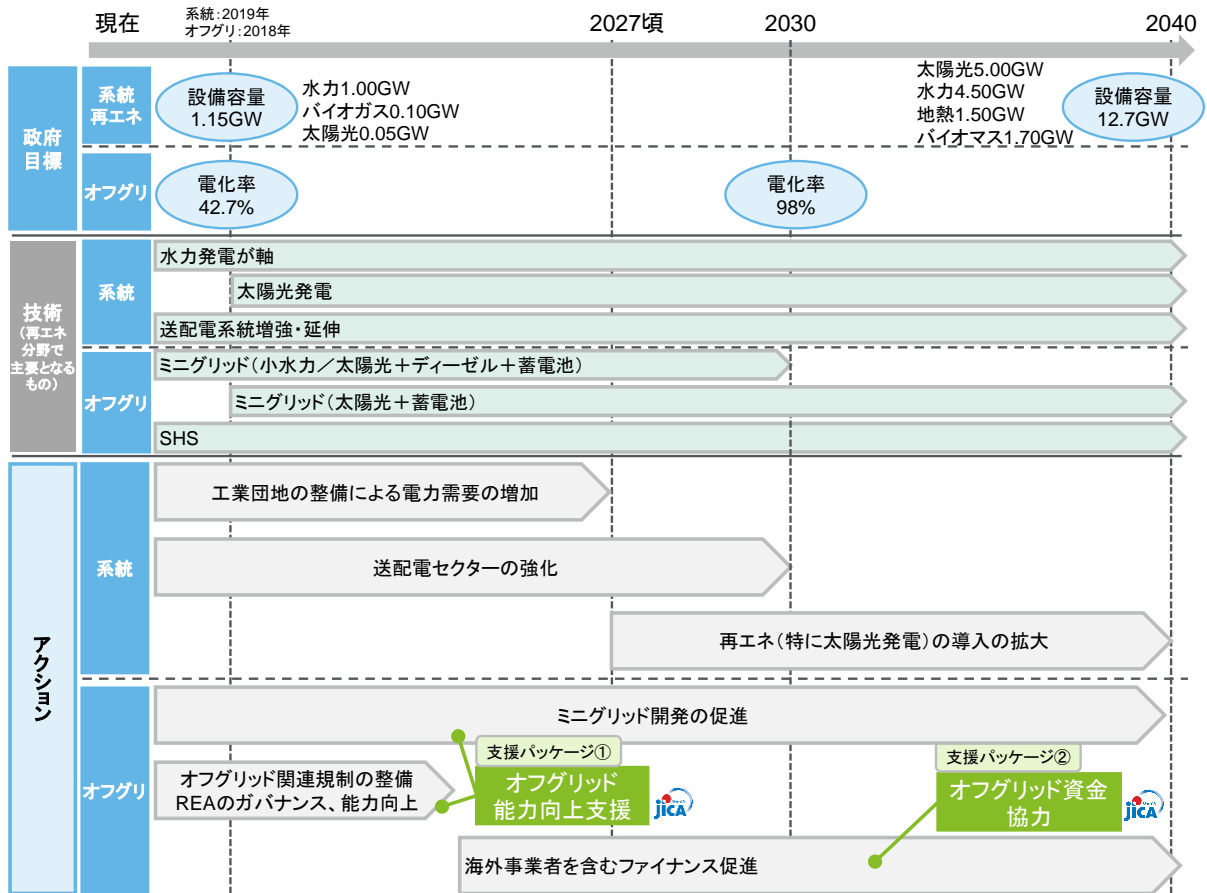
(2) 将来像を見据えた再エネ供給システム構築、分散型電源展開のロードマップと課題

以上の調査結果と考察に基づき、JICA 調査団が作成したロードマップ案を次図に示す。

¹²⁸ 2017年時点、世界銀行統計による。

実現されるべきこと

- オフグリッドにおいて民間参入を促進する制度整備
- ミニグリッドプロジェクトを監督可能な現地政府機関の能力強化
- オフグリッドの民間投資促進のためのファイナンスの促進



出所 JICA 調査団作成

図83 ウガンダの再エネ供給システム・分散型電源展開のロードマップ

系統電力がオーバーキャパシティであるにも関わらず、2018年の電化率が5割に満たないという状況を鑑みると、系統電力で問題となっている送配電システムの拡張や増強および主幹系統エリア外の農村部などにおけるオフグリッドの開発が今後の注力分野であると考えられる。

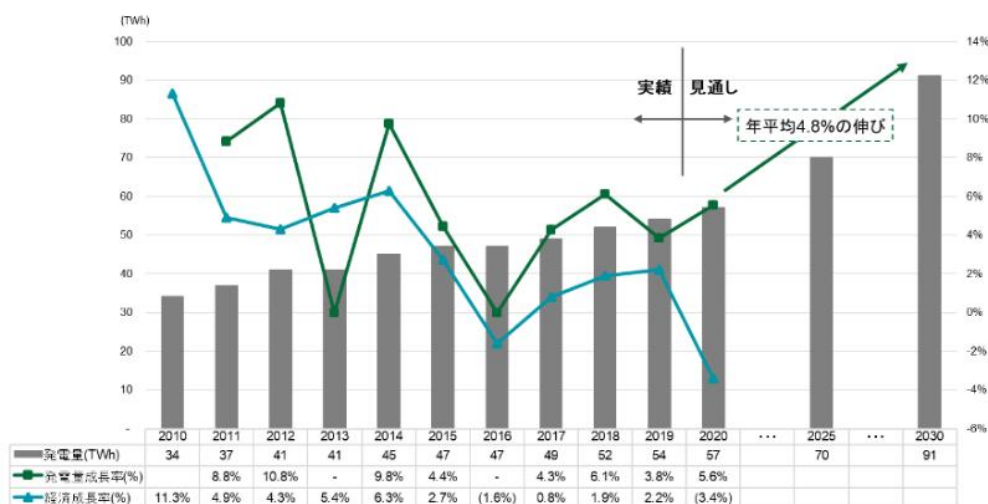
民間投資を呼び込むための課題としては、ハード面では送配電網のインフラ、供給過多が挙げられるため、送配電系統増強・延伸や工業団地建設による国内の需要の喚起や主幹系統エリア外でのミニグリッドの構築などが解決策として挙げられる。一方で、ソフト面においては、低い電力料金の設定と都市部以外の地域における低い電力需要により、投資対効果が得られにくいことが課題として挙げられる。特にオフグリッドプロジェクトの収益性については、金融機関も懐疑的であるため、資金アクセスが困難であることも民間投資の阻害要因である。さらに、REAのオフグリッドプロジェクト監督能力に起因するプロジェクトの遅延も課題である。このため、特にオフグリッド分野における電力料金など規制の整備、REAの能力向上や資金アクセス性の向上による海外事業者を含むファイナンス促進がアクションとして考えられる。

7.3. ナイジェリア

7.3.1. マクロ経済・電力セクター概況

(1) 電力需要

ナイジェリアの電力発電量は、2010年の34TWhから、経済成長に伴い2014年まで概ね10%弱程度、2015年以降も5%前後の水準で成長している。2030年にかけても年平均成長率5%程度で成長し、発電量は91TWhとなる見通しである¹²⁹。2018年における総発電電力量は、36,249GWhであった。そのうち、ガス火力が82%（29,791GWh）、水力が18%（6,458GWh）を占めている。また、消費電力は30,800 GWhとなっている¹³⁰。



出所 IEA (2019) "Nigeria Energy Outlook" (2020/6/24 アクセス)、IMF (2020) "World Economic Outlook" (2020/6/24 アクセス)を基に JICA 調査団作成

図84 発電量・経済成長の実績と見通し

¹²⁹ 発電量は IEA、Nigeria Energy Outlook を基に作成、経済成長率は IMF World Economic Outlook, April 2020 を基に作成、また見通しについては JICA 調査団にて推計した。

¹³⁰ IEA: Energy topic "Energy supply", Indicator "Electricity generation by source" in IEA's statistics

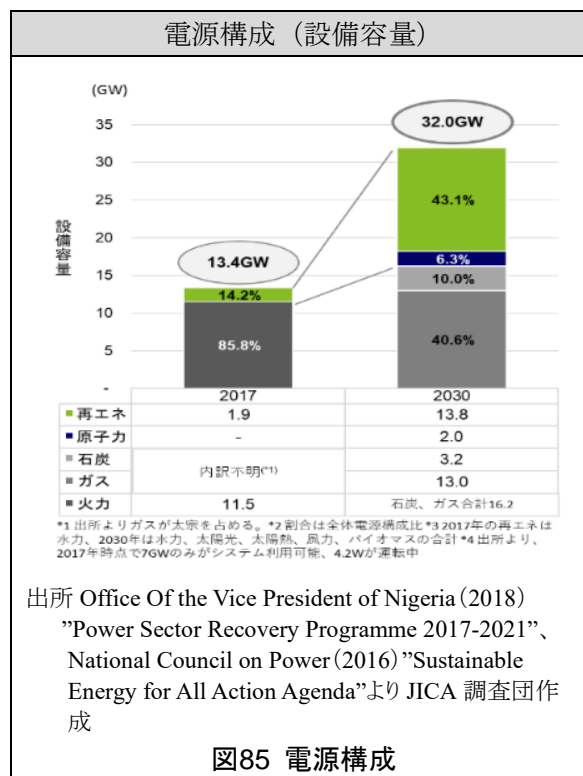
(2) 電源構成

ナイジェリアの電源構成に関する主要な指標と計画を以下に示す。

表84 電源構成に関する主な指標と計画

項目	数値
電化率	54% (2017年)
電化率目標	90% (2030年)
現在の主幹電源	化石燃料など (2018年) 85.8%
将来の主幹電源	ガス (2030年) 40.6%
エネルギー需給 (Mtoe)	生産/輸入:272.8 最終消費:132.5 (2017年)
LCOE (cents/kWh)	21 (2016年)
月間停電回数	22 (2014年)
平均停電時間 (h)	5.2 (2014年)

出所 REA Off Grid Electrifications Strategy(2020年6月29日アクセス)、IEA Sankey Diagram(2020年6月29日アクセス)を基に JICA 調査団作成



ナイジェリアにおける発電設備は、設備メンテナンスや不安定なガス供給が原因で、実際に運転されているのは総発電設備容量の半分以下となっている。2020年10月時点での総発電設備容量は12,522MWであったのに対して、実際に運転されているのはピーク時で5,520MWであった。

(3) 現在の電力システムの状況

ナイジェリアの送電設備については、主に国家統合電力プロジェクト (National Integrated Power Project: NIPP) のもとで Transmission Company of Nigeria (TCN) と Niger Delta Power Holding Company (NDPHC) が整備を行う。送電設備は330kVおよび132kVから構成されている。また、隣国のニジェール、ベナンとは国際連系線につながっている。ナイジェリアは国内で電力が不足しているが、隣国との国際的な取り決めにより電力輸出を行っている。TCNは、2017年に作成した送電系統開発5カ年計画(2016-2022)において2022年までに送電容量を20,000MWに引き上げる目標を掲げている。

ナイジェリアの送電網は、現在、送電容量(8,100MW)は、平均運転発電容量3,879MWを上回っているが、総発電容量10,396MWを大きく下回っている。また、送電系統は放射状で冗長性がなく、今後、送電系統の整備が必要とされる。送電損失は平均して7.4%となっており、新興国のベンチマークである2~6%と比較して高くなっている。

配電設備については、DisCosと呼ばれる配電会社にて保守・管理され、33kV、11kV、415Vで構成されている。送電容量は5,000MW以下であり、消費者への電力供給は依然として制限されている。加えて、テクニカルロスとノンテクニカルロスが大きな課題となっている。



出所 ナイジェリア送電公社より抜粋

図86 ナイジェリア電力系統図(2020年12月時点、計画分も含む)

(4) 電力事業者の財務状況

後述のように、ナイジェリアの発電部門は2013年までに民営化が完了しており、一部の国家プロジェクトを除いて発電は民間の発電会社（GenCos）が担っている。送電部門は国営送電会社（TCN）が所管しており、発送配電部門の国家プロジェクト（NIPP）は国営のニジェールデルタ電力公社（NDPHC）も実施している。IPP との電力オフテイカーとなるのは国営の電力取引公社（NBET）である。TCN、NDPHC、NBET の財務状況は非公表である。

なお、新型コロナウイルスの電力業界への影響については、ロックダウンにより全国のおよそ90%の商業活動が必要不可欠なサービスを除いて閉鎖されており、その結果、期間中は産業および商業用途の大規模需要家からの電力需要は大幅に減少し、一方で個人需要家市場は増加している。商用・産業需要家の消費電力 1kwh あたりの料金が高いため、ロックダウン期間中に事業を停止したことで、DisCos の財務にマイナスの影響が出たと考えられる。本来、商業施設で使用されるべき電力が、政府の自宅待機命令により家庭用に転用されてしまったため、総供給電力量は僅かに増加したものの、DisCos の電力収入は少なくなると予想されている。

また、新型コロナウイルスを受け、NERC は配電会社による電気料金の値上げ案を中断した。最終的には、サービスベースの原則を用いて2020年9月1日から電力料金の引き上げが有効になり、この料金制度は、配電会社が1日12時間以上電気を供給している地域に住む需要家にも適用され、1日の電力供給時間が12時間未満の需要家は、現在の料金を継続して適用される。電力料金引き上げの遅延は、その期間の電力会社の予算にも影響を与えていると考えられる。

(5) 電力需要に影響する工業団地の建設計画等

ナイジェリアはアフリカ最大の経済国であるが、製造業はGDPの10%未満である。Project MINE (Made in Nigeria for Export) では、製造業のGDPへの貢献を20%に増やし、2025年までに年間

300 億 USD 以上を生みだそうとしている。2019 年、大統領はナイジェリア産業革命計画（Nigeria Industrial Revolution plan : NIRP）の実現に向け、7つの新規工業団地整備計画を承認した。7つの工業団地はラゴス州レッキ、ベヌエ州マクルディ、エド州ベニンシティ、クワラ州イロリン、ソコト州ソコト、ゴンベ州コンベ、エボニ州アバカリキに位置している。工業団地に加えて、ナイジェリアでは各地に自由港（Free-Trade Zone）が設けられており、稼働中の自由港は 17 カ所ある¹³¹ほか、現在政府はイロリン、マクルディ、ソコトに新たな自由港を整備中である。政府は工業団地、自由港を含む SEZ の管理のため、Nigerian Export Processing Zones Authority (NEPZA)、Oil & Gas Free Zones Authority (OGEFZ) を設立している。

（6）再エネ機器の廃棄、リサイクルに向けた法／規制等の整備状況

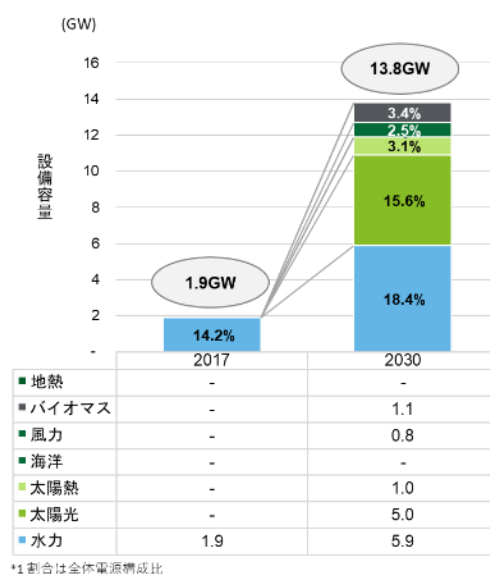
National Environmental Standards and Regulations Enforcement Agency (NESREA) は、廃棄物管理の枠組みとして、Extended Producer Responsibility (EPR) プログラムを 2014 年より導入している。EPR プログラムでは、生産者が製品やパッケージの引き取り、リサイクル、最終処分に責任を負うことが規定されている。このプログラムの他のステークホルダーには、Producer Responsibility Organization (PRO)、リサイクル業者、回収業者が含まれる。

7.3.2. 再エネ概況

（1）系統再エネ

① 導入状況と開発目標

2018 年時点におけるナイジェリアの系統再エネは水力が 1.9GW のみである。2030 年に向けた再エネの導入計画は、2015 年に公布された National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy をベースに、2016 年に策定された National Renewable Energy Action Plan (2015-2030) (NREAP) により定められた。NREAP では、2030 年時点において系統再エネ 13.8GW を導入する計画で、そのうち水力が最多の 5.9GW、次いで太陽光 5GW、太陽熱 1GW、風力 0.8GW となっている。



出所 The Federal Republic of Nigeria (2016) "National Renewable Energy Action Plans (NREAP) (2015-2030)", The Federal Republic of Nigeria (2018) "Power Sector Recovery Programme 2017- 2021" を基に JICA 調査団作成

図 87 再エネ導入計画

¹³¹ Mondaq (2020) "Nigeria: Regulations & licensing of free trade zone in Nigeria"

② 振興策と課題

ナイジェリアの再エネ振興策は FIT、RPS、入札制度など各種設けられている一方、FIT 価格をめぐる政府、民間事業者間の交渉遅延や、再エネ開発が遅れている状況などにより、実質的な運用状況には課題が残されている状況にある。

表85 ナイジェリアの系統型電源における再エネ振興策

振興策	有無	概要
FIT	○	・電力規制局（NERC）が制定する Multi-Year-Tariff Order（MYTO）に合わせ FIT 価格を決定。2015 年に制定された MYTO2.1 の公布に合わせ再エネ（小水力、陸上風力、太陽光）が対象となった。2015 年以降 NERC より正式な FIT 価格の策定は行われていないが、事業者と、オフテイク（NBET）・政府間のリスク負担に関する協議のプロセスで、価格は低減傾向にある ¹³² 。
RPS	○	・2015 年より、配電会社は取扱電力の 50%以上を再エネ由来の電力としなければならない（再エネ電力の調達が可能の場合）。
入札	○	・30MW 以上の大規模再エネを対象とするよう決定 ¹³³ 。
税優遇	○	・再エネ事業は 5~7 年間の税金免除適用。
PPA ひな型	×	・PPA に関して IPP 事業者と政府間の交渉が遅延しており、ひな型があることは確認されない。

出所 REN21 (2019) "Renewables 2019 Global Status Report, The Oxford Institute for Energy Studies (2019) "Overcoming the Market Constraints to On-Grid Renewable Energy Investments in Nigeria", IEA (2017) "Nigeria Feed-in Tariff for Renewable Energy Sourced Electricity", "GET.Invest NIGERIA Governmental Framework"等を基に JICA 調査団作成

上記のような振興策は 2014 年に策定された National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy (NREEEP) によって設立が定められたが、NREEEP において再エネ導入に向けた課題としては以下の点が挙げられている¹³⁴。

- ・国内外の投資家を呼び込むための財務・経済的なインセンティブが不十分。
- ・代替エネルギーシステムの有効性・有用性に関する公共認知の低さ。
- ・代替エネルギーシステム（クリーンで再生可能なエネルギー）の開発・利用に関する政策・規制・組織フレームワークが不十分。
- ・代替エネルギーシステムの設計、建設、導入、メンテナンスに係る人的能力が不十分。
- ・代替エネルギーシステムの構成製品に関する地場企業の能力の低さ、およびその結果として生じる供給不足、高コスト。
- ・再エネは従来エネルギーと比較して運用・メンテナンスにおいては低コストである一方、初期コストが大きく、ハードルが高い。
- ・再エネの断続性の課題について、蓄電およびシステムシステムの運用に係る問題が課題の複雑性やコストを高くしている。

¹³² The Oxford Institute for Energy Studies (2019) "Overcoming the Market Constraints to On-Grid Renewable Energy Investments in Nigeria"より。民間事業者は Put-Call Option Agreement (PCOA：事前に民間事業者、政府で合意した条項を満たした場合に、民間事業者が政府に再エネ資産を売却する (put)、もしくは政府が再エネ資産を買い取る (call) 条項) や、Partial risk guarantee (PRG：オフテイクと開発金融機関の3社で合意する条項で、オフテイクの支払いの一部を金融機関が保証するもの) を政府側に要求している一方、政府側は FIT 価格を低減させることを条件に、条項を承認すると回答。多くの IPP が合意に至っていない状況である。

¹³³ IEA (2017) "Nigeria Feed-in Tariff for Renewable Energy Sourced Electricity"より。新 FIT 規定で導入することが決定済みとされている (2017 年以降の規定の策定状況は不明)。

¹³⁴ Energy Commission of Nigeria (2014) "National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy"

- 地場で製造された製品および輸入された製品に関する技術的な要件および品質管理の水準が低いことから、再エネ市場が発展しない。

加えて、関係者へのヒアリング等を通じて、系統への再エネ導入に向けたいくつかの課題が指摘された。

- 再エネ IPP 事業者と政府間での保証の提供、PPA 価格に関する交渉：後続項を参照のこと。
- 電力会社の財務状況：

NERC が発表した 2020 年第 2 四半期報告書¹³⁵によると、ナイジェリア電力供給産業の経済的な存続は持続可能性を脅かす大きな課題であり、コスト反映型の料金体系が導入されていないこと、盗電を含む技術的・商業的ロスが大きくなっていること、広く普及している概算請求の慣行の下で消費者が支払いに否定的であることなどが一因であると指摘されている。技術的、商業的ロスを巡っては、発電会社と配電会社間の係争が発生している。料金徴収問題と密接な関係にあるのが膨大な計測ギャップであり、NERC の 2020 年第 2 四半期報告書によると、2019 年の電気利用者総数 1,040 万人のうち 38%にあたる約 390 万人のみがメーターによる検針済みで、残りの 62%が概算請求制度の対象となっている。電力ロスのコストは通常、需要家に転嫁されるが、概算請求の対象となっている需要家は支払いを拒否し、回収問題をさらに悪化させている。
- 送配電線の容量：

総配電については、送配電線容量が限られていることが課題で、容量不足のために発電システムは設置容量以下で運転するか、発電した余剰エネルギーを送電中に失っている。この課題に対応するため、連邦政府は、大統領電力構想（Presidential Power Initiative：PPI）のもと、Siemens 社との間で送配電線のアップグレードに関する契約を締結している。同プロジェクトは 3 段階に分けて実施される予定で、第 1 段階では、全国の送電網の容量を現在の約 5,000MW から 2021 年には 7,000MW、2023 年には 11,000MW に拡大、最終段階では、送配電のボトルネックを解消した上で、2025 年に 25,000MW に引き上げることを目指している。
- 配電会社による電気供給受け入れ拒否：

一部の配電会社は、NERC が地域や社会経済的要因に応じて決定する様々な電力料金に従わなければならない、収益性が確保できないことから電力供給を拒否しているケースがある。これによって、国内の急速な電化が妨げられている。

③ 投資動向

2016 年、ナイジェリア連邦政府は 14 件の太陽光発電プロジェクト（合計設備容量 1,125MW、総投資額 25 億 USD）について、外資を含む投資家との間で PPA を締結した。しかし、電力料金や支払い保証などに関して政府との契約に至っていない状況にあり¹³⁶、具体的には、14 の IPP のうち 12 の IPP ではプロジェクトの Bankability を確保するために不可欠なプット・コールオプション（PCOA）について世界銀行およびアフリカ開発銀行との部分リスク保証（PRG）に関する

¹³⁵ NERC (2021) NERC Second Quarter Report 2020 (<https://nerc.gov.ng/index.php/component/remository/functionstartdown/860/?Itemid=591>) (2021 年 4 月アクセス)

¹³⁶ PV Magazine (2019) (<https://www.pv-magazine.com/2019/07/26/nigeria-aims-to-lower-solar-electricity-tariffs-agreed-three-years-ago/>), PV TECH (2016) (<https://www.pv-tech.org/news/nigeria-signs-first-ever-solar-ppa>) (いずれも 2021 年 1 月アクセス)

交渉が長期化しているため、締結されていない。これら 14 件の IPP のうち、Afrinergia Power Limited（設備容量 50MW）と CT Cosmos Limited（設備容量 70MW）の 2 件については、2017 年 4 月に PCOA が締結されている（ファイナンシャルクローズも達成済み）¹³⁷。

契約に至っていない背景には、ナイジェリア政府と IPP の間で PPA の料金体系について意見の相違がある。IPP は当初合意した 1kWh あたり 0.115USD での売電を希望しているが、政府は太陽光発電のコストが低下していることや、セネガル(0.05USD/kWh)やザンビア(0.06USD/kWh)などの事例を理由に、1kWh あたり 0.075USD での売電を主張している。

再エネ分野のリスク保証については、ナイジェリア政府と IPP 企業の間での交渉が行き詰まりを見せており、現在ナイジェリアで保証を提供している企業は Infracredit¹³⁸のみである。ヒアリングによれば、ナイジェリア政府は再エネプロジェクトに伴うリスク保証を提供する意向はない一方、PCOA は締結しており、これが事実上の第 2 レベルの保証となっている。

なお、政府保証の提供に関しては、下記で記載の通り、2014 年から世界銀行が Nigeria Power Sector guarantees project を通じて支援対象の取引内容に応じて部分的なリスク保証を行っている¹³⁹。しかし、同プロジェクトの結果や影響を考えると PRG に関する更なる支援の必要性については疑問が残る。関係者へのヒアリングによると、ナイジェリアには既に 13GW 以上の発電設備容量があるが、平均して 5GW 以下の発電しか行っていないため、新たな発電容量に対する需要はなく、現在はこれ以上の保証は必要ないとの声も聞かれる。

④ PPA 締結状況・内容

PPA 締結済みの発電事業者は 25 あるものの、そのうち多くがガス火力発電事業者である。また、PPA の多くは非アクティブの状況となっており、その理由は GenCos がオフテイカーとなる NBET または政府機関と支払い保証契約を締結できていないためである。保証が提供されれば 24 時間以内にアクティブ化されるとしている¹⁴⁰。

表86 ナイジェリアの再エネPPA締結状況¹⁴¹

事業名	タイプ	電源	設備容量 (MW)	PPA 状況	備考
SHIRORO	GenCos	水力	600	Not active	No Guarantee
JEBBA	GenCos	水力	578.4	Not active	No Guarantee
KAINJI	GenCos	水力	760	Not active	No Guarantee

出所 NERC PPA & GSA Status of GenCos、海外電力調査会(2020)『海外諸国の電力事業』を基に JICA 調査団作成

(2) オフグリッド

① 導入状況と開発目標

オフグリッド設備容量の導入目標は、2020 年で再エネのみを活用したミニグリッドで 180MW、

¹³⁷ これら 2 つの IPP についても調査時点（2021 年 4 月）で稼働中であることは確認されない。

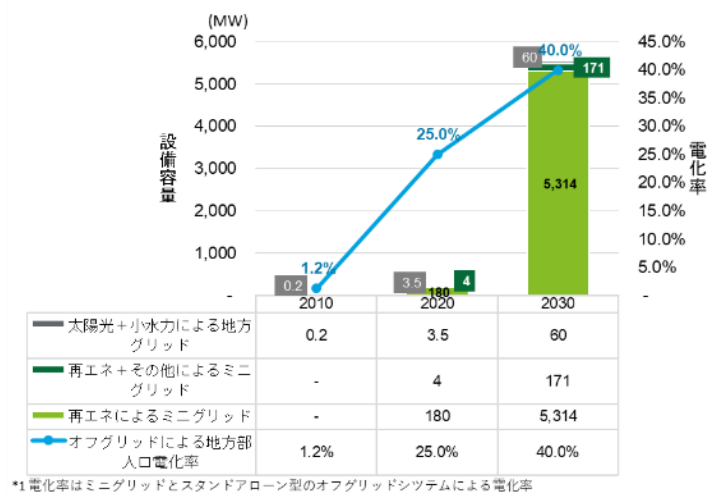
¹³⁸ GuarantCo（英国政府、オランダ政府、スイス政府、オーストラリア政府、スウェーデン政府、ドイツ政府、IFC が設立した Private Infrastructure Development Group（PIDG）の一部）と Nigerian Sovereign Investment Authority（NSIA）が設立した民営の保証会社。

¹³⁹ プロジェクトの成果、今後の活動等についてまとめられた終了時レポートは未公表（2021 年 4 月時点）。

¹⁴⁰ NERC PPA & GSA Status of GenCos（<https://nerc.gov.ng/index.php/library/industry-statistics/mfi/130-ppa-gsa-status-of-gencos>）（2020 年 12 月アクセス）

¹⁴¹ ③で 2016 年に太陽光発電プロジェクトについて PPA を締結済みとあるが、これらのプロジェクトはアクセス時点で出所において PPA のリストには含まれていない。

再エネとディーゼルなどその他電源を組み合わせたミニグリッドで4MW、太陽光と小水力を組み合わせたシステムで4MWの計画を立てる。2030年にはそれぞれ5,314MW、171MW、60MWまで増加させる計画である。これらの目標を通じて、2020年には地方部人口の25%、2030年には40%の電化率を達成する計画である。



出所 The Federal Republic of Nigeria (2016) National Renewable Energy Action Plans (NREAP) (2015-2030)を基に JICA 調査団作成

図 88 再エネオフグリッドの設備容量、電化率目標

② 振興策と課題

オフグリッド事業者は政府・国際機関の支援を受けることが可能で、政府では主に地方電化を管轄する REA および地方電化推進のため設立された政府系の基金である REF が支援を提供している。支援内容は、設計などに関する技術支援や、融資、無償資金である。

表87 ナイジェリアのオフグリッドにおける再エネ振興策

振興策	概要
技術支援	REA が事業許可の取得支援や、GIS データの提供、ポテンシャルサイトの可視化に関するデータベースの構築を実施。全ミニグリッド事業者が対象。
低金利融資	商業銀行（14%）より低い7%金利で融資を提供。中小企業が対象。
無償資金	REF が投資額\$10,000 から\$300,000 のプロジェクトに対して、総コストの75%を拠出。また、SE4ALL プログラムの一環として、接続1件ごとに資金提供 (Tier2 ¹⁴² : \$25/接続、Tier3: \$300/接続、Tier4: \$500/接続、Tier5: \$600/接続 ※REA のホームページでは\$350/接続と記載)。
無償資金 (Split-Asset Model)	REA と GIZ が共同で実施 (REA がプロジェクト選定)。無償資金によりミニグリッドを整備し、州政府にリース。州政府は事業者に再リース。事業者は発電設備整備に係る資金調達と所有を行いつつ、グリッド使用に係るリース料を州政府に支払いを行う。

出所 World Bank (2017) "Mini Grids in Nigeria, A Case Study of a Promising Market"を基に JICA 調査団作成

上記のような地方部でのオフグリッドを活用した振興策が推進されている一方、政府はオフグリッドを含め地方部無電化地域での電化率向上の実現については以下のとおりの課題があると認

¹⁴² 電力消費量制限に応じた区分。Tier2は年間73kWhから250kWhの使用が可能な接続である。

識している¹⁴³。

- 政府間調整：
連邦・州・自治体間の計画・行動の調整。特に、再エネオフグリッド政策では、対象地域への系統延伸計画の有無を確認しなければ重複が生じてしまう。
- 需要：
地方部人口は確実に増加傾向にある一方、地方部での電力需要が同様に高まるのか、また、電力に対する支払意思額も不明。特に、民間事業者による再エネを活用した地方電化では、コスト分を賄えるだけの電力料金設定を行う必要がある。
- サービス供給：
再エネによる地方部電化は民間事業者により実施されているが、事業者にとって収益性の観点から魅力的なものでなければ、サービス供給者が不足する。
- 経済性：
再エネ事業に係るコストは、需要家の電力に対する支払意思額より高く、経済性の確保が困難。政府は初期投資に対し補助金を提供しているが、多くの再エネ事業では設備の運営・メンテナンスに係るコスト分を回収できず、持続性のある事業になっていない。
- ファイナンス：
再エネ事業には多額の初期コストに加えて長期的な収益性確保という特徴があるが、実際には多くのプロジェクトで長期的な収益は確保されていない。商業性のない長期プロジェクトに対して金融機関がファイナンスを行うことは困難。
- 技術：
再エネ全般やオフグリッドでの再エネ活用に関する知識を有する技術者が不足。特に投資について、商業・財務的な観点を含めた全体的な観点から判断する知識と経験を有した技術者がいない。

さらに、関係者へのヒアリングを通じて、民間投資にあたっては下記のような課題があることが指摘された。

- アクセス：
農村部の非電化地域は、系統電源、オフグリッド電源両方の開発者にとってアクセスするのが困難な場合が多い。アクセスが困難な地域では、サービス提供者が不足することが多い。
- ファイナンス：
資金調達には、民間企業にとって大きな課題であり、エクイティ不足が大きな制約となっている。地元企業からより多くの株式投資を集めることができれば、民間企業の参加が大幅に改善されると考えられている。また、助成金を提供することで民間企業の投資を促進することができる。All On Partnerships for Energy Access Limited by Guarantee (All On)¹⁴⁴やU.S. African

¹⁴³ Federal Republic of Nigeria (2016) "Rural Electrification Strategy and Implementation Plan (RESIP)" より

¹⁴⁴ All On は、ナイジェリアの持続可能なオフグリッド・エネルギー・ソリューション市場の成長における触媒として機能するために、Shell Petroleum Development Company によって 2016 年に設立された、ナイジェリアで登録された独立した非営利の保証付き会社。

Development Foundation (USADF) ¹⁴⁵は、現在、この観点からインパクト・インベストメントを行っている¹⁴⁶。

- 発電コスト：
グリッドコードに従わなければならないため、導入コストが高くなってしまいうという課題がある。

③ 国営企業保有のミニグリッドの詳細(電源の種類、場所)

ナイジェリアにおけるミニグリッドは、政府や非政府のプログラムによって開発されている。主なプログラムには、Nigerian Energy Support Programme (NESP) や REF などがある。NESP は、GIZ が 2013 年に設立したもので、再エネ、エネルギー効率、地方電化への投資を促進することを目的としており、2013 年から 2018 年にかけて実施された NESP フェーズ I では、15,000 人以上の人々に太陽光発電によるミニグリッドを提供している。REF はナイジェリアにおける地方電化の拡大に必要な資金を調達するために REA によって設立され、十分なサービスを受けていない地方地域において、集中型および分散型の電化ソリューションを用いて、費用対効果の高い電気アクセスを促進することを目的としている。REF の第 1 ラウンドは国の予算で賄われ、12 のミニグリッドプロジェクト (総容量 1,016KW) と 14 のソーラーホームシステム (総容量 245W) の実施を目指している。ナイジェリアのミニグリッドリストは下表のとおりであるが、政府・国営企業所有のミニグリッドはリストからは見受けられない。

表88 ナイジェリアのミニグリッド

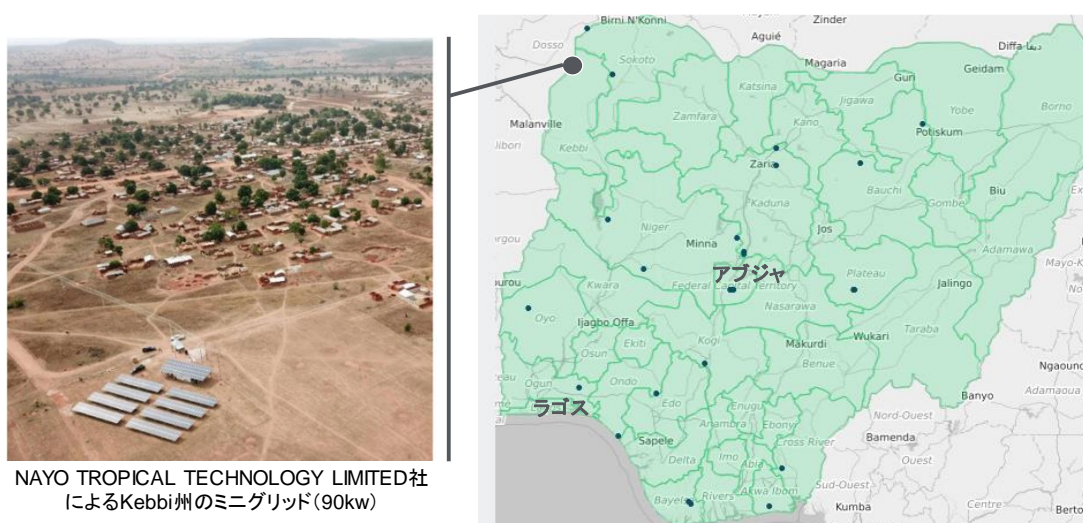
サイト	州	プログラム	企業	容量(kW)
Tunga Jika	Niger	NESP1	NAYO TROPICAL TECHNOLOGY LIMITED	101
Budo Aare	Oyo	Others	Havenhill	100
Akpabom	Akwa Ibom	REF1	GVE	100
Test	Kaduna	REF1	CREDC	100
Kare	Kebbi	REF1	NAYO TROPICAL TECHNOLOGY LIMITED	90
Gbamu Gbamu	Ogun	NESP1	Rubitec	85
Upake	Kogi	REF1	NEW MOON NIGERIA LIMITED	80
Oloibri	Bayelsa	Others	Renewvia Energy Corporation	67
Akipelai	Bayelsa	Others	Renewvia Energy Corporation	67
Rokota	Niger	Others	PowerGen renewable energy	64
Kurdula	Sokoto	NESP1	GoSolar	62
Torankawa	Sokoto	FMP	Protogy Global Services Limited	60
Angwan Rina	Plateau	NESP1	GVE	50
Demshin	Plateau	NESP1	GVE	50
Umon Island	Cross River	NESP1	CREDC	50

¹⁴⁵ USADF は米国政府によって設立された、アフリカの草の根企業や社会起業家に直接投資するための独立政府機関。Power Africa のファイディングメンバーでもある。

¹⁴⁶ All On と USADF は USADF-ALL ON NIGERIA OFF-GRID ENERGY CHALLENGE を共同で実施しており、未電化コミュニティでオフグリッド技術を活用した電化事業を行う企業へのエンジェルステージの資金を提供するプログラム。選定された企業は最大 5 万 USD の転換社債、5 万 USD のグラントを受け取ることが可能。資金提供に加えて、USADF から技術協力と、All ON からガバナンスの支援を受けることも可能。2021 年のウィンドウは Rockefeller Foundation と共同で実施。

Pakau	Kaduna	FMP	M-Rald Global Resources Ltd. /Golden Grid Solutions Inc. USA JV	50
Goton Sarki	Niger	REF1	A. Y. Global	40
Ginami	Kaduna	FMP	FMPHuawei Technologies Co. Ltd.	40
Yebu	FCT	Others	Havenhill	40
Kwaku	FCT	Others	Havenhill	30
Kigbe	FCT	Others	Havenhill	20
Gbagira	Ondo	Others	A4&T Power Solutions	15
Tarmasuwa	Bauchi	Others	ACOB Lighting	10
Bayan Fada	Bauchi	Others	ACOB Lighting	7.5
Ofetebe	Ondo	Others	CREDC	4
合計容量				1,382.5

出所 SE4ALL ”Sustainabel Energy for All Mini-Grid Monitor Dashboard”を基に JICA 調査団作成



NAYO TROPICAL TECHNOLOGY LIMITED社
によるKebbi州のミニグリッド(90kw)

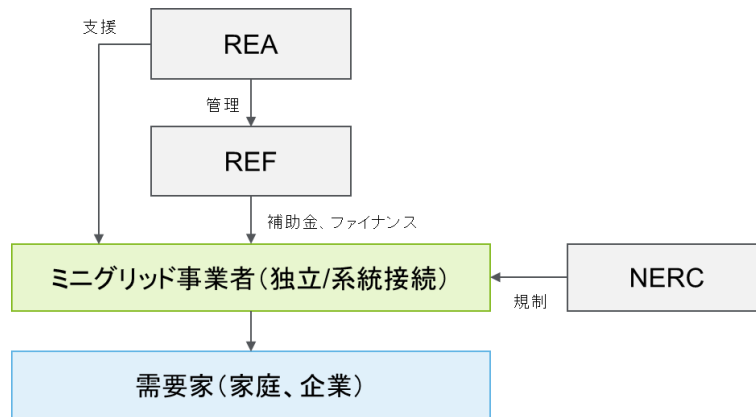
出所 Sustainabel Energy for All Mini-Grid Monitor(2021年4月アクセス)、NAYO TROPICAL TECHNOLOGY LTD ウェブサイトより抜粋

図89 ナイジェリアのミニグリッド位置図

④ ビジネスモデル

ナイジェリアのミニグリッド事業者は、2015年時点で全ての事業者が、電力料金設定などを自由に行うため配電容量を100kW以下に抑えて、事業を営んでいる。開発地点は系統延伸が期待できない、系統から遠距離な地点が選ばれ家庭用・産業用両方に電力が供給されており、事業者によっては安定した事業とするため、製材事業者などの大口需要家を顧客としているケースも見られる。世界銀行の調査によれば、その事業モデルは三つのパターンに大別される。第一に、スマートプリペイドメーターとカードを用いて接続費用の事前回収を行うものである。第二に携帯電話を用いた Pay As You Go (PAYG)モデルが用いられ、特に太陽光発電で用いられている。第三にクロス・サブシディを用いた事例として、Tunga Jika で Nayo が事業者（農産物加工事業者）向けにより高い電力価格を課する一方、一般需要家（家庭）に対しては接続と電球を、接続に提供するサービスを提供しているケースなどが指摘される。

ミニグリッド事業者は REA もしくは REA が管理する REF からの支援を受けることが可能で、支援内容は上記の通り技術協力と新規接続数に応じたパフォーマンススペースの補助金などがある。補助金額は電力消費量ごとに区分されており、平均で1接続当たり\$350程度である。



出所 World Bank (2017) “Mini Grids in Nigeria, A Case Study of a Promising Market”を基に JICA 調査団作成

図 90 ナイジェリアのミニグリッド事業体制

7.3.3. 民間投資環境

(1) 外資規制

ナイジェリアでは外資による再エネ投資に関する規制はない。ただし、外国企業による土地所有ができない点や、最低資本規定などが存在する点に留意が必要である。

表89 ナイジェリアにおける外資規制

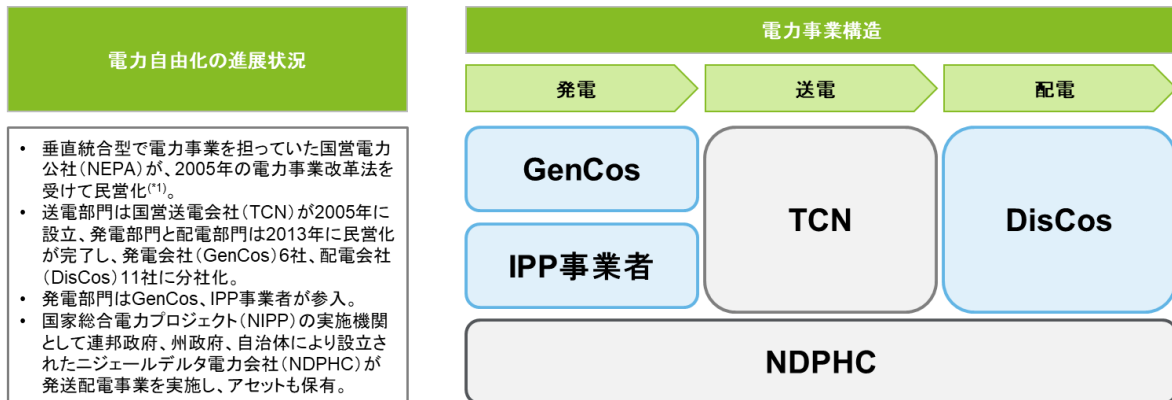
規制	内容
規制業種・禁止業種	ナイジェリア投資促進委員会法で、「ネガティブリスト」として禁止4業種を定めている（武器・弾薬、麻薬、軍事品など、その他連邦評議会が随時決定するその他の事項）。
出資比率	特に制限なし。外資 100%による投資も可能（ただし、石油・ガス分野には出資規制あり）。
外国企業の土地所有の可否	所有は不可。99年間を上限にリース可能。
資本金に関する規制	会社および関連事項に関する法律において、ナイジェリアで株式会社を設立する場合の最低株式資本額を、非公開会社で1万ナイラ、公開会社で50万ナイラと定めている（独資による外国企業の参入に対しても同様）。ただし、現地企業と外国企業との合弁の場合、最低株式資本1,000万ナイラが必要。
その他規制	外資非公開会社は、その営業許可および外国人採用枠の取得のために、株式、貸付金または機械の輸入で、合計30万USDの資本導入を証明する証拠の提示が必要。その他、産業全般にわたる国産化率に関する制限はないが、石油・ガスなど業種によって、国産化率の制限を定めているものもある。

出所 JETRO (2019) 『ナイジェリア外資に関する規制』などを基に JICA 調査団作成

① 電力業界への民間参入可否

2005年以降に需給ひっ迫などを背景に電力事業改革が進められた。垂直統合型で電力事業を独占していたナイジェリア電力公社 NEPA (Nigerian Electric Power Authority) は持株会社化され、ナイジェリア電力持株会社 PHCN (Power Holding Company of Nigeria) に再編、その後送電事業は国営送電会社である TCN、発電事業は6社の発電会社 (GenCos)、配電事業は11社の配電会社 (DisCos) に分社化された。その後、2013年までに発電・配電事業の民営化が完了した。発電事業は PHCN が株式を保有する GenCos に加えて、民間 IPP 事業者が参入している。また、連邦政府、州政府、

自治体による国家総合電力プロジェクトである NIPP の実施機関として 2004 年に設立されたニジェールデルタ電力会社 (NDPHC) は、政府の資金援助を受け発電、送電、配電設備の開発、資産の保有・管理を行っている



*1 NEPAは民営化に先立ち2004年に株式会社化され、持株会社 (Power Holding Company of Nigeria: PHCN) に再編、PHCNの発電部門の分離および民営化が進められた。

出所 海外電力調査会 (2020)『海外諸国の電力事業』、NDPHC ホームページ (2020年7月7日アクセス) を基に JICA 調査団作成

図91 ナイジェリアの電力事業構造

② 投資環境と課題

ナイジェリアの投資環境に係る主な指標は次表のとおりである。

表90 投資環境指標

ソブリン格付 (S&P 社)	B- (2020年)
本邦企業関心 (JETRO アンケート)	アフリカ諸国のうち今後の注目国2位 (2019年)
本邦企業進出数	42社 (2018年)
FDI	19.97億 USD (ネットインフロー) (2018年)
Doing Business	131位 (2019年)
Global Competitiveness Index	116位 (2019年)

出所 S&P ホームページ (2020年7月7日アクセス)、JETRO (2019)『アフリカ進出日系企業実態調査』、外務省 (2019)『海外在留邦人数調査統計』、WB ホームページ (2020年7月7日アクセス)、WB (2019) “Doing Business 2019”、WEF (2019) “Global Competitiveness Report” を基に JICA 調査団作成

表91 本邦企業の関心 (ヒアリング結果)

系統電源	ポジティブ	<ul style="list-style-type: none"> • 西部3カ国は今後の市場として関心有 • 系統増強に向けた調査進行中 • 機器 (変圧器) の納入実績有
	ネガティブ	<ul style="list-style-type: none"> • 安全面を含めた投資環境に懸念 • 財政難のため新規案件には慎重
オフグリッド	ポジティブ	<ul style="list-style-type: none"> • 西部全体は関心有。中でも強い関心 • 今後の注力国
	ネガティブ	<ul style="list-style-type: none"> • 行政面や投資・参入規制のハードル

出所 本邦企業へのヒアリングを基に JICA 調査団作成

7.3.4. その他

(1) JICAのエネルギー分野の実績の有無、援助方針

JICAの過去5年程度における対ナイジェリアの援助実績では、変電所の改修・復旧支援や、送電網の強化を行ってきたほか、2019年には2040年に向けた電力マスタープランの策定支援を行っている。援助方針では、これらを活かし送配電設備の整備のほか、計画策定や運営維持管理に係る技術支援を行っていくこととされている。

表92 過去5か年のJICAの対ナイジェリア援助実績

プロジェクト名	スキーム	分野	期間/締結年	支援額
ラゴス変電設備緊急復旧・増強計画	無償	送電	2018～2023年	23.49億円
電力マスタープラン策定プロジェクト	技術協力	電力事業 全般	2015～2019年	N/A
送電網強化事業準備調査	協力準備調査 (有償)	送電	～2019年	N/A
アブジャ電力供給施設緊急改修計画	無償	送電	2016～2018年	13.17億円

出所 外務省(2018)『事業展開計画』、JICA(2015～2019)『案件概要票』を基に JICA 調査団作成

表93 日本の対ナイジェリアエネルギー関連分野の開発課題および援助方針

開発課題 (小目標)	基幹インフラ
現状と課題	アフリカ最大の約1億9590万人の人口 (UNFPA, 2018年) と経済規模を誇るナイジェリアでは、人口増加と経済成長により電力需要は増加の一途にある。他方、連邦電力省によれば、現在11,000MWと推定される電力需要に対し、実際の発電可能設備容量は約5,000MWと絶対的な供給能力不足の状況にあり、ナイジェリア政府が標榜する産業育成の阻害要因となっている。また、実施中の国家総合電力事業 (NIPP) により10,000MWまで発電容量増強を進める一方、現状の送電容量は約3,000MWにとどまり、持続的な経済発展を達成するためにも発電・送電・配電施設の増強・改善を通じた電力の安定供給が必要不可欠である。
開発課題への対応方針	連邦首都区 (FCT) やラゴスを中心とした大都市圏を主たる対象として、ナイジェリア政府の民営化方針を踏まえつつ、電力環境の改善を図る。具体的には、発電・送電・配電施設の建設・修復といったインフラ整備のほか、計画策定や運営維持管理に係る能力強化を通じて、電力供給能力の増強及び安定化に寄与する。
協力プログラム	電力供給改善プログラム
プログラム概要	我が国のこれまでの協力実績を活かし、発電・送電・配電施設の建設・修復といったインフラ整備のほか、計画策定や運営維持管理に係る能力強化を通じて、電力供給能力の増強及び安定化に寄与し、電力環境の改善を図る。

出所 外務省(2018)『対ナイジェリア連邦共和国事業展開計画』を基に JICA 調査団作成

(2) 経済産業省、環境省及びその関連団体による政策、海外事業

該当する事業はない。

(3) ドナー動向・援助実績

主要ドナーの対ナイジェリア、エネルギー分野の援助方針および再エネ分野での主要援助実績は以下のとおりである。各ドナーが系統電源向けの支を行っている状況にある。

表94 主要ドナーのナイジェリアでの動向

機関	エネルギー分野の援助方針	再エネ分野の主要プロジェクト
WB ¹⁴⁷	<ul style="list-style-type: none"> ・3つの重点領域（1.経済成長・雇用創出に向けた連邦政府主導の構造改革、2.社会包摂に向けた州レベルでの社会サービス提供の質・効果・効率性の向上、3.政府・公共セクター管理（分野横断）の1における3つの分野のうち、「電力セクター改革」はその一つ。 ・開発の成果（Outcome）、指標は以下の通り。 <ul style="list-style-type: none"> ▶WBの介入による発電・送電設備容量の増加 – 2017年までに16%の発電容量の増加（2012年：6,000MW）/ 2017年までに8%の送電容量の増加（2013年：330kV電線 8,588MVA） ▶電力供給の効率性向上 – 民営化された配電企業（DisCos）における合計ロス率148がWBの支援により8%減少し17%（2013年：25%） ▶ランタン・ソーラーオープンなどの太陽光を活用した製品の製造・流通バリューチェーンの支援を通じて、BOP層の近代的照明へのアクセスを向上する – 太陽光ランタン百万台配賦、5百万人の電力サービス向上 	<p>系統電源</p> <p><u>NG-Electricity Transmission Project (2018-2023年)</u> 送電網の増強に向け、既存変電所のリハビリ、送電線の導体更新・2回線化、SCADA・通信システムの更新・地域指令所の整備、静止型無効電力補償装置（SVC）の整備、技術支援を実施。プロジェクト費\$490m、コミットメント額\$486m</p> <p><u>Nigeria Power Sector Guarantees Project (2014-2019年)</u> 電力供給の増加に向け、PSGに関連しIPPグリーンフィールド案件におけるNBETの信用補完、民間融資調達支援、発電会社（GenCos）の民営化、配電会社（DisCos）民営化における事業支援などを提供。プロジェクト費\$670m、コミットメント額\$395m</p> <p><u>Kainji Hydropower Rehabilitation Project (2011-2019年)</u> Kainji水力発電所のリハビリによる240MWの容量増加のほか、ナイジェリアにおける流域管理に係る組織能力向上支援などを実施。プロジェクト費\$13.83m</p> <p>オフグリッド</p> <p><u>Nigeria Electrification Project (2018-2023年)</u> 家庭、教育施設、中小零細企業における電力アクセス向上を目的として4つの活動を実施。1.民間事業者への初期投資に係る補助金提供を通じた、太陽光を活用したミニグリッド整備、2.無償資金の提供による、家庭・中小零細企業における独立太陽</p>

¹⁴⁷ 支援計画は2017年までを対象としているが、2018年時点で2年間の延長が行われ、また調査時点において2020-2025年を対象とした支援計画がパブリックコンサルテーションを実施中の状況（World Bank（2018）Nigeria - Second performance and learning review of the country partnership strategy for the period of FY14-FY17、World Bank（2020）Consultations for the Nigeria Country Partnership Framework 2020-2025（いずれも2020年7月1日アクセス）より）

¹⁴⁸ これは、技術的ロス、商業的ロスを含む Aggregate Technical and Commercial losses (AT&C)である。

		光システム導入市場拡大、3.大学、医療機関の電化、4.地方電化策の実施拡大に向けたフレーム策定・組織能力向上支援。REAを通じて実施。プロジェクト費\$765m、コミットメント額\$350m
AfDB	<ul style="list-style-type: none"> 2つの支援の柱（1.インフラ開発支援、2.アグリビジネス・能力開発を通じた社会包摂の促進）の1において、「Bank Group Strategy for the New Deal on Energy for Africa 2016-2025」は重点領域の一つ。 New Deal on Energy for Africa では、クリーンエネルギーを活用しながら発電量の増加、エネルギーアクセスの増加、電力の経済性（アフォーダブルな電力料金）・信頼性・効率性の向上を目標。 電力分野における指標は以下の通り。 <ul style="list-style-type: none"> ▶配電容量（2019年 4GW/日→2025年 8GW/日） ▶送配電容量（2019年 7GW→2025年 10GW） ▶発電量再エネ比（2019年 12%→2025年 30%） ▶地方電化・電力アクセス（2019年 農村人口の 30%→2025年同 50%） 	系統電源
		N/A
		オフグリッド
		<u>Nigeria Electrification Project¹⁴⁹（2018年-¹⁵⁰）</u> 家庭、中小企業、公共施設の電化アクセス向上のため、太陽光を用いたミニグリッド、独立型太陽光システム（家庭・企業向け）、教育施設の電化、技術支援を実施。REAを通じてプロジェクト実施。
		<u>Sustainable Energy Fund for Africa（SEFA：2019年-）</u> AfDBが運営を行うSEFAを通じて、新たに設立されるNigeria Energy Access Fund（NEAF）に対して\$50万のグラントを提供。NEAFはシェルが資金提供を行うインパクト投資ファンド。NEAFは同国のオフグリッド、ミニグリッドへのエクイティ投資を実施。
KfW	<ul style="list-style-type: none"> KfWを含み、BMZの対ナイジェリア重点援助領域は、1.持続的経済成長、2.再エネ・省エネルギーの2つ 	系統電源およびオフグリッド
		<u>\$200m facility driving small and medium enterprises involved in renewable energy projects in Nigeria（2014年-）</u> 再エネプロジェクトに係る中小企業向けの\$200mの融資枠設定。合わせて、ナイジェリアエネルギーセクター向けの技術支援のための€5mのファンドも設立。
USAID	<ul style="list-style-type: none"> 2013年に設立されたPower Africaがエネルギー分野を支援 3つの重点支援領域（1.包括的な成長、2.ターゲット州における健康、教育の増進、3.グッドガバナンスの強化）の1における3つの指標のうち、電力アクセスの向上はその一つ。 電力アクセス向上のサブ指標は、発電量の増加、送電網の信頼性・リーチ拡大の2つ。 	系統電源およびオフグリッド
		<u>Nigeria Power Sector Program（NPSP：2018年-）</u> 2017年に策定されたナイジェリアのPower Sector Recovery Planの支援を目的として開始。以下の4つが焦点。 1. 系統における利用可能な容量増加のため、ガス供給、発電、送電分野における官民の投資増加 2. オフグリッド太陽光市場を主対象として、オフグリッドビジネスおよび消費者のクリーンなエネルギーへの接続の増加 3. 電力セクターにおける民間の投資環境を向上し、発電ポテンシャルを活用 4. 新規系統接続を可能にするため、配電ロス削減、バリューチェーン全体における支払い増加、融資調達・資本へのアクセ

¹⁴⁹ これは REA 向けに世界銀行と協調して支援するものである。

¹⁵⁰ プロジェクト承認年が 2018 年で 2020 年にプロジェクトの開始の合意を締結済（AfDB ウェブサイトより）。

		<p>ス促進を通じて、電力市場全体の流動性を向上</p> <p><u>Power Africa Transactions and Reforms Program (2014-2019年)</u></p> <p>対象国に対して技術支援、能力開発、トランザクションアドバイザーサービスの提供を実施。Power Africa では、同プログラムを含み、ナイジェリア再エネ分野において Kainji 水力発電所（計 636MW）の民営化支援実績有。</p>
		<p>オフグリッド</p> <p><u>Beyond the Grid (2014年-)</u></p> <p>民間事業者、政府、投資家向けのオフグリッドの電力アクセス向上に向けたトランザクション・技術支援を提供。ナイジェリアにもアドバイザー派遣。</p>

出所 WB(2014) "Country Partnership Strategy 2014-2017"、WB ウェブページ、AfDB(2020) "Nigeria - Country Strategy Paper 2020-2024"、AfDB ウェブページ、BMZ ウェブページ、KfW ウェブページ、Africa's Power Journal(2014) "Nigerian Renewable sector receives US\$200 million from German KfW"、USAID(2015) "Country Development Cooperation Strategy Nigeria 2015-2020"、Power Africa ウェブページを基に JICA 調査団作成

7.3.5. 開発協力ニーズ

デスクトップ調査およびナイジェリア政府、政府系機関、民間企業、ドナーへのヒアリングを通じて特定された開発協力ニーズは下表の通りである。既述の通り、系統向けの再エネ導入に向けては、現状、発電容量に対して送電、配電容量が不足している状況にあり、送配電網の増強支援のニーズが高い。加えて、配電部門では多くの需要家が電力メーターを設置しておらず、このため DisCos は適切に電力料金を徴収できていない課題がある。スマートメーター等の導入を支援することにより、DisCos の財務状況改善、さらには配電網の強化等の波及効果も期待できる。

表95 ナイジェリアの系統型再エネ分野における開発協力ニーズ

#	分野	概要	対象	参照	協力スキーム
1.	送電網	発電設備容量に対して送電容量が不足し、また送配電系統の度重なる擾乱で電力系統の信頼度が低下。送電ロスが高い水準にあり、送電線の増強に対する支援が必要。なお、マスタープラン ¹⁵¹ によると、送電網の強化に向けた必要投資額は約 200 億 USD であり、2019 年時点では約 13 億 USD しか確保できていない	FMOP、TCN	電力マスタープラン策定プロジェクト報告書、電力省・NERC・ECN へのヒアリング	無償、円借款
2.	送電網計画・運営	送電網の投資計画および運営、最小コストの電力系統計画を体系化するための継続的な支援。支援には計画と運営を強化し、信頼性とサービスの質を向上させるためのスマートグリッドの開発、投資と運営計画のためのモデルとその他のソフトウェアパッケージ、資産管理と保守のための技術などの組み合わせを期待。	FMOP、TCN	電力マスタープラン策定プロジェクト報告書、電力省・NERC・ECN へのヒアリング	技術協力

¹⁵¹ JICA (2020) 『ナイジェリア国電力マスタープラン策定プロジェクトファイナルレポート』

3.	配電網	発電設備容量に対して配電容量が不足。また高い配電ロス率が DisCos の財務状況を逼迫し、送電・配電部門にも影響を与えており、配電線の増強支援が必要。なお、DisCos の配電ロス率の軽減と料金徴収向上については USAID の NPSP で取り組まれており、また下記のように WB も支援の意向があることから、連携をとることが期待される	FMOP、 DisCos	電力マスタープラン策定プロジェクト報告書、電力省・NERC・ECN へのヒアリング	無償、円借款(ツーステップローン含む)
4.	配電網計画・運営	需要予測や配電線の計画を改善、投資を最適化し、運用効率や信頼性を高め、顧客に提供するサービスの質を向上。なお、DisCos の配電ロス率の軽減と料金徴収向上については USAID の NPSP で取り組まれており、また下記のように WB も支援の意向があることから、連携をとることが期待される	電力省、 DisCos	電力マスタープラン策定プロジェクト報告書、電力省・NERC・ECN へのヒアリング	技術協力
5.	配電網(電力メーター)	電力メーターの普及率は 40%程度にとどまっており、電力料金の適切な徴収が行えていない。スマートメーター等の導入支援。なお、DisCos の配電ロス率の軽減と料金徴収向上については USAID の NPSP で取り組まれており、また下記のように WB も支援の意向があることから、連携をとることが期待される	FMOP、 DisCos	電力省・PHED へのヒアリング	無償、円借款(ツーステップローン含む)
6.	規制	エネルギー監査、規制執行プロセス、法規制、市場運営等に関する改善の余地あり。これらに対する技術協力の提供。	NERC、 ECN、 FMOP	NERC・AfDB へのヒアリング	技術協力
7.	省エネ	省エネ推進に関する技術協力の提供	FMOP、 ECN	NERC・ECN へのヒアリング	技術協力
8.	市場全般	市場を拡大するための技術的なノウハウや、投資環境を改善する全般的な支援	FMOP、 ECN	NERC へのヒアリング	技術協力

出所 関係機関へのヒアリング等を基に JICA 調査団作成

オフグリッドについては、REA がマスタープランに基づいて民間主導による開発を進めているが、既存のマスタープランは目標と現状とのギャップや、実施戦略面において課題が残されており、計画のレビューおよびその実現性を高めていくための支援ニーズがある。なお、計画の更新に当たっては、地理空間情報や電力需要等に関するデータを整備・活用し、実現性の高い計画を策定する必要があり、データの収集や計画への反映に関する REA の能力強化のニーズが高い。

また、オフグリッドを活用した地方部電化においては、コミュニティの生計向上、需要創出、支払い能力の向上等の面から、農業や医療セクター等の電化に活用していくことが重要であり、オフグリッドと他セクターとの連結点を強化するための REA の能力強化のニーズもある。

開発資金に関しては、既に WB 等他ドナーが支援を行っているが、オフグリッドの市場ポテンシャルの大きさから、更なる資金協力のニーズがある。ナイジェリアでは、民間主導によるオフグリッドの開発が進められているが、民間企業によるファイナンスや、事業性が確保できていないために開発が滞っている課題があるため、REA が民間企業に対してアドバイスを行っていくための能力強化ニーズもある。

表96 ナイジェリアのオフグリッド型再エネ分野における開発協力ニーズ

#	分野	概要	対象	参照	協力スキーム
a.	地理空間情報の収集・活用	実現性の高いマスタープランの更新に向けた、地理空間情報や電力需要等に関するデータの収集、およびデータを計画に反映するための能力強化。	REA (FMOP)	REA へのヒアリング	技術協力
b.	マスタープラン	既存のマスタープランは目標値と現状のギャップや、実現性の面において課題が残されており、地理空間情報等を活用した実現性の高いマスタープランへの更新。	REA (FMOP)	REA へのヒアリング	技術協力
c.	他セクターでのオフグリッド活用	オフグリッドにより発電した電力を、農業や医療セクターに活用し、生計向上、需要創出、公共サービスの拡充等を実現するための能力強化。	REA (FMOP)	REA へのヒアリング	技術協力
d.	調達	民間事業者から提出された提案書を REA が評価する際の技術的な能力強化 (技術・財務両面)	REA (FMOP)	REA へのヒアリング	技術協力
e.	アドバイザーサービス	REA による、民間ディベロッパーに対するビジネスモデルの策定、事業性確保、ファイナンスに係るアドバイス能力。	REA (FMOP)	REA へのヒアリング	技術協力
f.	オフグリッドのエコシステム構築	オフグリッド関連のディベロッパー、サプライヤー、O&M オペレーター、金融機関等を含む業界全体のエコシステム構築のためのアドバイス、能力強化。	REA (FMOP)	REA へのヒアリング	技術協力
g.	資金協力 (政府向け)	REA による民間企業に対する成果ベースファイナンスプログラム (RBF) 推進のためのための資金協力	REA、FMOP、FMOF	FMOP・REA へのヒアリング	無償、円借款
h.	資金協力 (民間向け)	民間事業者による、オフグリッド開発に向けた機材調達、人材確保の支援のための資金支援。特に、オフグリッドは新興セクターであり、収益性は低いことから、補助金等の提供が期待されている	民間企業、REA、FMOP、FMOF	FMOP・REA へのヒアリング	円借款 (ツーステップローン)
i.	規制	オフグリッド機器の統一規格、関税制度の構築や、電力料金の設定等に係る規制体制の更新。既存の規制は 2016 年に定められたものであり、更新のニーズがある。	NERC、ECN、FMOP	FMOP・REA・NERC へのヒアリング	技術協力
j.	未電化地域に関するデータ	REA はミニグリッドディベロッパー向けのオンラインの情報ポータルが構築されているが、全土をカバーしておらず、特に、未電化地域の経済状況、電化状況等に関するデータの取得が必要とされており、データ取得、ポータルサイトの更新に向けた資金・技術的協力の提供。	REA (FMOP)	FMOP・REA へのヒアリング	技術協力、無償

出所 関係機関へのヒアリング等を基に JICA 調査団作成

二カ国間の支援に加えて、ナイジェリアでは世界銀行や AfDB 等多くのドナーが支援を提供しており、これらのドナーとの協調による支援を提供していくニーズがある。各機関へのヒアリングを通じて特定された協調ニーズは次表のとおりである。

表97 ナイジェリアにおける他ドナーとの協調ニーズ

ドナー	協調分野
WB	<ul style="list-style-type: none"> ● The Nigeria Distribution Sector Recovery Program (DISREP) : 2021年2月に承認された総コスト17.43億USDの新規プロジェクトで、2026年までで実施予定。配電会社の財務、技術的なパフォーマンス向上を目的とする。TCNのBureau of Public Enterprisesが実施機関 ● Power Sector Recovery Operation (PSRO) : 2020年に承認、2023年まで実施予定。総コスト7.5億USD。電力供給の信頼性向上、財政・金融面での持続可能性の実現、アカウントビリティの向上を目的として実施。連邦政府予算・計画省が実施機関。 ● Nigeria Electrification Project : 上記参照
IFC	<ul style="list-style-type: none"> ● Nigeria Sustainable Energy Finance : 再エネソリューションに関する中小企業や金融機関の認識を高めることを目的として実施。再エネ産業の主要なステークホルダーの理解度の低さに対処するため、アドバイザー・サービスの提供やエネルギー効率に関する教育・啓蒙活動など、2段階のアプローチを採用。 ● Green Financing Awareness Project : 金融機関のグリーン・ファイナンスへの移行を支援することを目的としたIFCによる一連のトレーニングプログラムの提供を予定。IFCはJICAとの連携について特にミニグリッドセクターでの協調を期待。上記プロジェクトのほかに、金融機関向けの協調融資にも関心。
AfDB ¹⁵²	<ul style="list-style-type: none"> ● Electricity Cooperative in Lagos ● Mini grids in Ekiti State, Nigeria.
USAID	● オフグリッドを活用した医療施設の電化等

出所 JICA 調査団作成

以上のように調査、ナイジェリア政府機関および関係機関へのヒアリングを通じて開発協力ニーズの特定を行った。今後 JICA が支援策を提供していくにあたっては、それぞれの協力ニーズに対してパッケージ化して分野包括的な支援を行っていくことや、課題への波及効果等を加味した支援の優先付け、実現性を加味する必要がある。については、以下のようなパッケージ化、優先度付けを行ったうえで支援を提供していくことが望ましいと考えられる。

表98 ナイジェリアへの支援パッケージ案

パッケージ	協力ニーズ	優先度	概要	備考
1. 送電網増強・運用能力向上プログラム	1、2	高	・送電網強化、運営能力向上による送電容量の増強、配電ロスの削減	—
2. 配電セクター改革プログラム	3、4、5	高	・配電網強化、運営能力向上による配電容量の増強、配電ロスの削減。電力メーターの整備による料金徴収率向上、財務改善 ・送電、発電セクターへの波及効果を期待	USAID、WBとの連携要

¹⁵² AfDB のプロジェクト情報の詳細はヒアリング回答内容からは不明であるが、Electricity Cooperative については、2019年2月より AfDB がナイジェリア、エチオピアで電力協同組合 (Electricity Cooperative) を通じたビジネスモデルに関するフィージビリティ・スタディを開始している。電力協同組合は発電、送電、配電などのサービスから利益を得る消費者によって設立、所有される非課税事業で、協同組合は世界の多くの地域で、送電線の延長や協同事業を通じて農村部へのラストマイルの接続を提供している。これが成功すれば、持続可能なビジネスを創出しながら、農村部の電化を促進することができるとされている (AfDB (2019) “African Development Bank starts electricity cooperative feasibility studies in Nigeria and Ethiopia”より)。

3.	電力市場規制体制強化プログラム	6、i	中	・NERC を対象とした系統・オフグリッド両市場の規制、運営体制の向上。	－
4.	オフグリッドマスタープラン策定プログラム	a、b、j	高	オフグリッドによる電化促進のための、地理空間情報、電力データの整備、およびそれらを反映したマスタープランの更新支援	USAID、WB、AfDB との連携要
5.	オフグリッド利活用促進のための REA 能力強化プログラム	c、d、e、f	高	・民間事業者によるオフグリッド開発、REA が実施中のオフグリッドプログラムの円滑な実行、農業・保健等の他セクターでのオフグリッド利活用促進に向けた REA の能力強化	USAID、WB、AfDB との連携要
6.	オフグリッド整備のための資金協力プログラム	g、h	中	・REA の RBF プログラム資金、民間事業者の CAEPX、OPEX 資金（ツーステップローンによる）の提供	USAID、WB、AfDB との連携要

注 優先度は系統、オフグリッドそれぞれのプログラムの中での優先度

出所 関係機関へのヒアリング等を基に JICA 調査団作成

7.3.6. 再エネ展開のロードマップ

(1) 電力需給システムの将来像の考察

2030 年に向けた再エネの導入計画は、2015 年に公布された National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy をベースに、2016 年に策定された National Renewable Energy Action Plan (2015-2030) (NREAP) により定められた。NREAP では、2030 年時点において全体の設備容量が 32GW に対して、変動性再エネを 5.8GW (太陽光 5GW、太陽熱 1GW、風力 0.8GW) 導入する計画が示されている。

現時点の変動性再エネの導入率は、IEA の” Insight Series 2018 System Integration of Renewables An update on Best Practice¹⁵³” における変動性導入の段階としては第 1 段階である。同報告書で第 1 段階は、「VRE が電力システムに顕著な影響を与えない段階である。風力や太陽光発電が大規模系統に設置されている場合、出力や変動性は認識されるほど大きくない。」とされている。短期的には変動性再エネは需給調整に大きな影響を与えないと想定される。

一方、NREP の計画通り変動性再エネの導入が進むとすると、2030 年時点の変動性再エネの導入率は同報告書の第 2 段階である。第 2 段階では、「VRE の影響は認識されるが、運用方法を一部改善することで、極めて簡単に VRE 発電を統合することができる。例えば、VRE 出力の予測システムを確立することで、柔軟な運転が可能になった発電所は、VRE (および需要) の変動を効率的に調整することができる。」とされている。近年、変動性再エネのコストは低下していること、温室効果ガスの一層の削減が求められることから変動性再エネの導入率は現時点での計画よりさらに上がる可能性もあることに留意が必要である。

ナイジェリアの電化率は 54%であり¹⁵⁴、送配電網の整備が十分ではない。これらの状況は変動性再エネの系統連系の障害となる可能性がある。短期的には送配電網の増強が変動性再エネの導入促進のために必要と考えられる。

以上は系統連系を行う変動性再エネの導入に伴う需給システムについて述べたが、ナイジェリアは他のアフリカ諸国と同様に送電線から離れた集落が多数存在する。よって、電化を進めるにあたってはグリッドの延伸だけではなく、変動性再エネを用いたミニグリッドも組み合わせて電

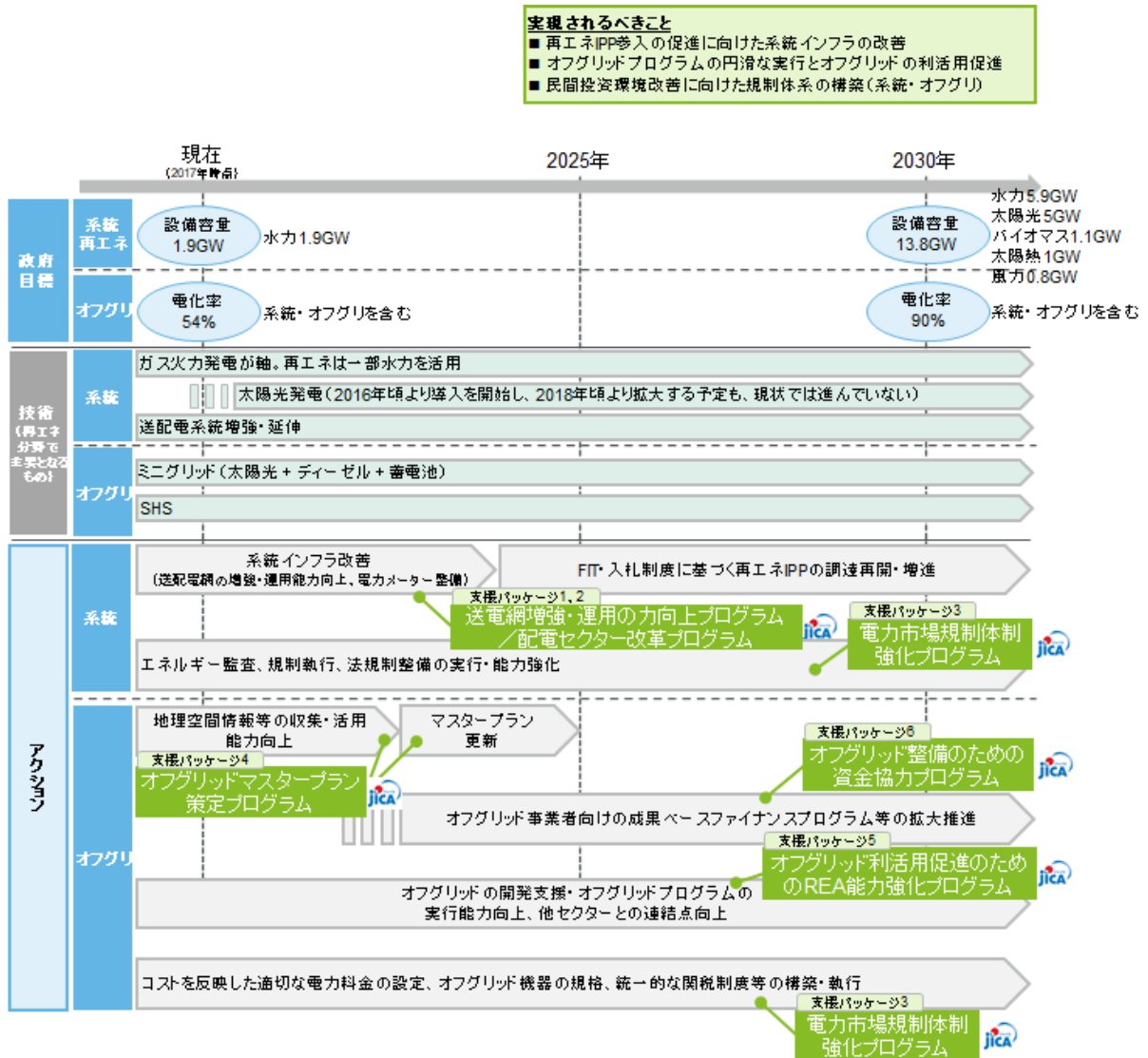
¹⁵³ <https://www.ica.org/reports/system-integration-of-renewables>

¹⁵⁴ 2017 年時点、世界銀行統計による。

化が進むと想定される。

(2) 将来像を見据えた再エネ供給システム構築、分散型電源展開のロードマップと課題

以上の調査結果と考察に基づき、JICA 調査団が作成したロードマップ案を次図に示す。



出所 JICA調査団作成

図92 ナイジェリアの再エネ供給システム・分散型電源展開のロードマップ

前述のとおり、ナイジェリア政府は NERP に基づき 2030 年に向けて再エネを大量に導入して行く計画を立てており、IPP による投資が期待されている。一方で、システムの容量不足、発電設備メンテナンス不足や不安定なガス供給を要因として、電力需要に対して発電可能容量が大幅に不足しており、システムの一部で供給を停止せざるをえない状況しており、特にシステム容量不足は再エネ電源の増加に向けては死活的な課題である。システム型再エネの導入に向けては、まずシステムインフラへの投資を行う必要がある。なお、中長期的に再エネが大量導入され、システムに大きな影響を与える段階を迎えることも踏まえ、需給調整等に係る能力強化を並行的に行うことが望ましい。

オフグリッドでは、民間事業者を活用した電化プログラムが他ドナー等の支援を得ながら実施されている。一方で、全国的な電化率の向上に向けては、一部地方(特に北東部)の電化ニーズ

等に係る情報が収集できておらず、また、収集したデータを GIS 等に入力し、電化計画を立案・実行していくための能力も不足している状況である。初めに、地方部の地理空間情報（電力需要世帯・施設数、需要、主幹系統からの距離等）を収集し、それを計画に落とし込んでいく能力を強化すること、そして、それに基づき既存の電化マスタープランを更新する必要がある。これらによって、さらに電化プログラムが増進していくものと考えられる。

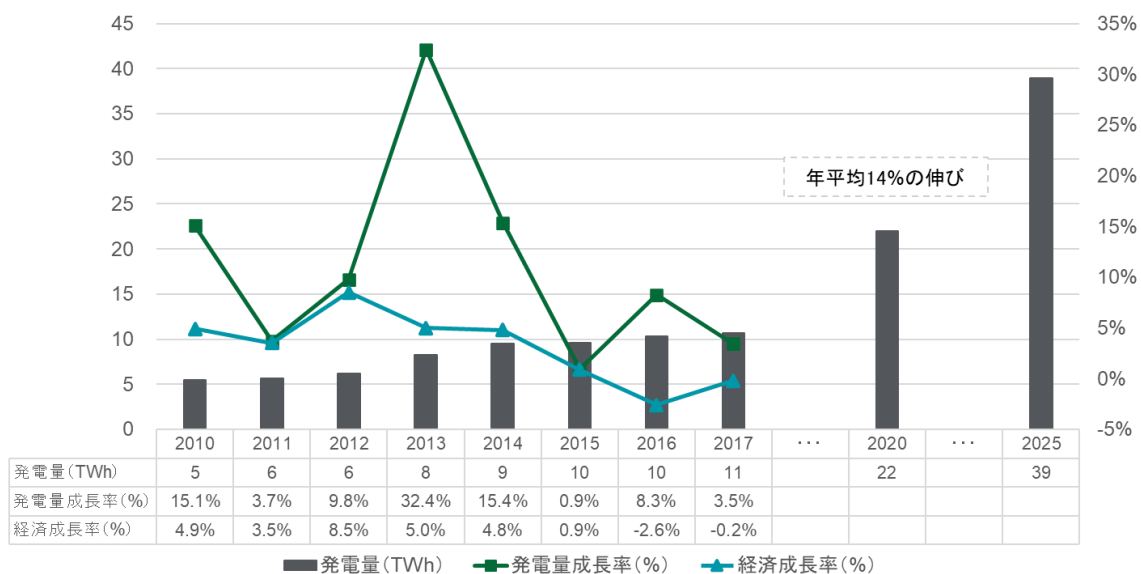
加えて、系統、オフグリッド共通の課題として、規制体制・規制機関の能力についても課題があると指摘されており、具体的には、NERC によるエネルギー監査能力、規制執行プロセス・実行能力、オフグリッド機器の統一規格、関税制度、電力料金設定等の面で改善の余地があるされている。系統、オフグリッド型再エネの導入に向けた課題の改善と、これら規制面の課題も並行し改善していくことが望ましい。

7.4. アンゴラ

7.4.1. マクロ経済・電力セクター概況

(1) 電力需要

アンゴラでは、2010 年から 2017 年までの期間で約 3%の経済成長率を維持している。これに伴い発電量も堅調に伸びており、2010 年から 2017 年にかけて約 2 倍になっている。2025 年には 39TWh を超える電力需要を見込まれており、今後も発電量を増加させていく方針である¹⁵⁵。



出所 IEA Data and statistics、IMF World Economic Outlook, April 2020、MINEA(2014)“Angola Energia 2025”を基に
JICA 調査団作成

図93 発電量見通し

(2) 電源構成

アンゴラの電源構成に関する主要な指標と計画を以下に示す。

¹⁵⁵ 発電量は IEA、MINEA を基に作成、経済成長率は IMF World Economic Outlook, April 2020 を基に作成、また見通しについては JICA 調査団にて推計した。

表99 電源構成に関する主な指標と計画

項目	数値
電化率	43.3% (2018年)
電化率目標	100% (2030年)
現在の主幹電源	水力 (2019年) 63.3%
将来の主幹電源	水力 (2019年) 67.6%
エネルギー需要 (Mtoe)	生産/輸入: 97.08 最終消費: 9.72 (2017年)
LCOE (cents/kWh)	N/A
月間停電回数	4.7 (2010年)
平均停電時間 (h)	13.5 (2010年)
出所	Word Bank (2020) “World Development Indicator, Access to electricity”, SE4ALL (2020) “Angola”, IEA (2017) “Sankey Diagram”, World Bank (2020) “Enterprise Surveys”を基に JICA 調査団作成



(3) 現在の電力システムの状況

アンゴラにおける発電は、水力に大きく依存しており、西部の Kwanza 川流域に大規模な水力発電設備が複数存在する。なお、Lauca 発電所については、2019年8月現在、6つのうち5つのタービンの設置が完了している段階であり、設備容量が 1,670MW となった。最終的な設備容量は、2,070MW になる予定である。今後も引き続き発電設備の開発は積極的に行われていく見込みであり、現在建設中の Caculo Cabaca 水力発電所 (2,170MW) をはじめ、Kwanza 川流域に複数の水力発電所の建設が計画されている。なお、政府は、主に水力および天然ガス火力を中心に発電設備容量の拡大を進めていく意向であるが、800MW 規模の再エネ (バイオマス: 500MW、小水力: 100MW、風力: 100MW、太陽光: 100MW) の開発も目標に組み込んでいる。2020年における各州の発電設備と設備容量を表 100 に示す。

表100 2020年における各州の発電設備と設備容量

系統	州	Turbine power plants		Diesel power plants		Hybrid plants (PV + diesel)		Hydric power	
		数	容量(MW)	数	容量(MW)	数	容量(MW)	数	容量(MW)
北部	Luanda	6	518.6	2	64	-	-	-	-
	Malange	-	-	1	19.58	-	-	1	520
	Zaire	1	750	1	9.8	-	-	-	-
	Uige	-	-	-	-	1	5 (2+3)	-	-
	Bengo	-	-	-	-	-	-	1	25.6
	Kwanza Norte	-	-	-	-	-	-	2	2964
中央	Benguela	2	114.34	1	16	1	5 (2+3)	1	50
	Huambo	1	50	3	27.66	2	10 (4+6)	1	60
	Bié	-	-	4	34	-	-	-	-
南部	Huila	-	-	2	80	-	-	1	27.2
	Namibe	1	56	4	39.47	1	5 (2+3)	-	-
	Cuando Cubango	1	50	2	19.4	-	-	-	-
	Cunene	-	-	1	10.2	1	5 (2+3)	-	-
東部	Lunda Norte	-	-	2	41.2	-	-	-	-

	Lunda Sul	-	-	3	48.1	-	-	2	28.42
	Moxico	-	-	3	32.9	-	-	-	-
Cabinda	-	1	95	3	45.7	2	5 (2+3)	-	-

出所 “RNT annual summary”を基に JICA 調査団作成

表101 アンゴラ地域別最大電力の推移(単位:MW)

年	北部	南部	中央	東部
2005	1,102	109	179	51
2010	1,397	113	160	51
2015	1,521	141	182	51
2019	1,874	202	202	54

出所 RNT ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

アンゴラの系統システムは、北部、中央、南部、東部の4つに分かれている。北部と中央は連系しているが、南部および東部は独立系統となっている。送電線の電圧階級は400kV, 220kV, 150kV, 132kV, 110kVであり、最終的には隣国のコンゴ民主共和国とナミビアの系統に接続する構想を視野に入れている。

- 北部系統：

Luanda, Kwanza Norte, Malange, Uíge, Bengo, Zaire, Cabinda の各州を持っており、アンゴラで最も大きな系統である。Luanda 州が最も多く電力を消費しており、約80%の需要が集まっている。Cabinda 州は領土上孤立しているが、将来的には Inga 水力発電（コンゴ民主共和国）を経由し、400kV の INGA-CABINDA の連系を目指している¹⁵⁶。北部は、水力資源が豊富であり、Cambambe (960MW)、Capanda (520MW)、Laúca (2,004MW) および建設中の Caculo-Cabaça (2,120MW) 等の水力発電設備を保有している。

- 中央系統

Kwanza Sul, Benguela, Huambo, Bié の各州で構成されている。Benguela 州と Huambo 州は、220kV 送電線を介して連系される予定である。Bié 州は、Huambo 州にある Belém do Dango 変電所から 220kV 送電線を経由して電力が供給されている。発電設備としては、Lomaúm (50MW)、Biópio (14.4MW)、Gove (60MW) 水力発電設備を有する。

- 南部系統

Huíla, Namibe, Cunene, Kuando Kubango 州にて構成される。Namibe 州は、Lubango より、60 kV 送電線にて 162 km の距離を経て供給されている。Cunene および Kuando Kubango 州は独立した系統となっている。中期計画では、Huíla と Namibe 間の 220kV 連系線を強化し、Namibe から Tômbwa への 220 KV 送電線を計画している。長期計画では、RNT は Kuando Kubango と Cunene 州を南部系統システムに連系する検討をしている。Cunene 州の一部は、ナミビアより 132kV 送電線で供給されている。2025 年までにアンゴラ-ナミビア間の連系により SAPP と接続する計画がある。発電設備においては、Matala 水力発電設備 (40.8MW) を有している。

- 東部系統

当部系統では、Moxico, Lunda Norte, Lunda の南部の州で 220kV 連系して構成されている。現在では、Chiumbe Dala 発電所からの 110kV 送電線で Camanongue および Luena へ送電している。

¹⁵⁶ “Resumo de Informação do sistema eléctrico de Angola Referente ao ano 2020 – RNT: Angola Energia 2025”

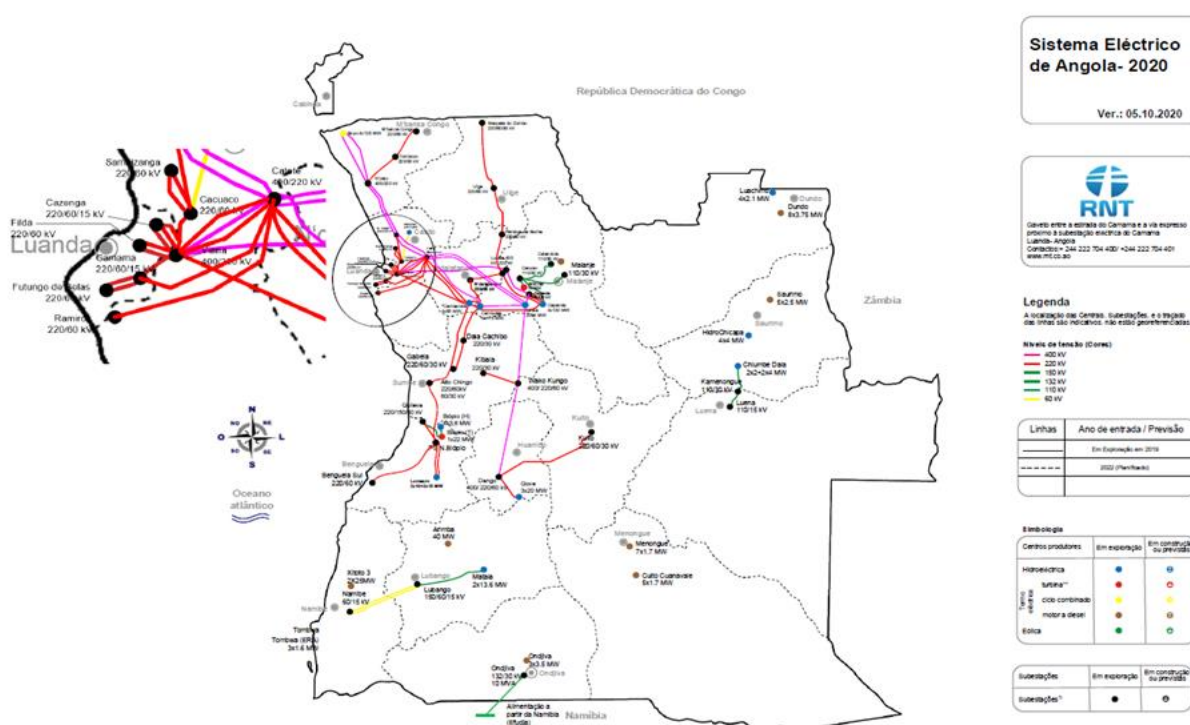
上記系統において 2020 年では 13,871.98Wh の電力量実績があり、約 89%が北部系統である。

表102 各系統における発電電力量(2020年)

系統	電力量 [GWh]	割合
北部	12 300.8	89%
中央	180.98	1%
南部	572	4%
東部	348.4	3%
Cabinda	469.8	3%
合計	13 871.98	—

出所 “Resumo de Informação do sistema eléctrico de Angola Referente ao ano 2020 – RNT; Angola Energia 2025”

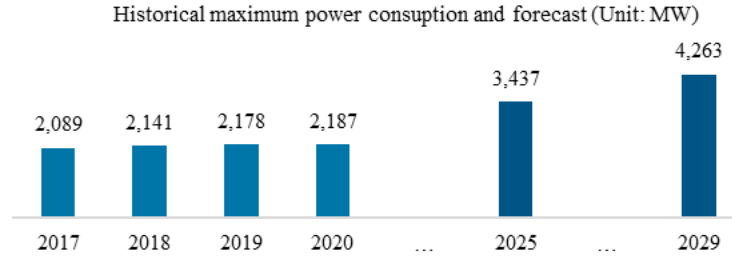
以下にアンゴラ系統図を示す。南部と東部系統は、系統整備が進んでいない様子が見える。



出所 “Resumo de Informação do sistema eléctrico de Angola Referente ao ano 2020 – RNT”より抜粋

図95 アンゴラ電力系統図

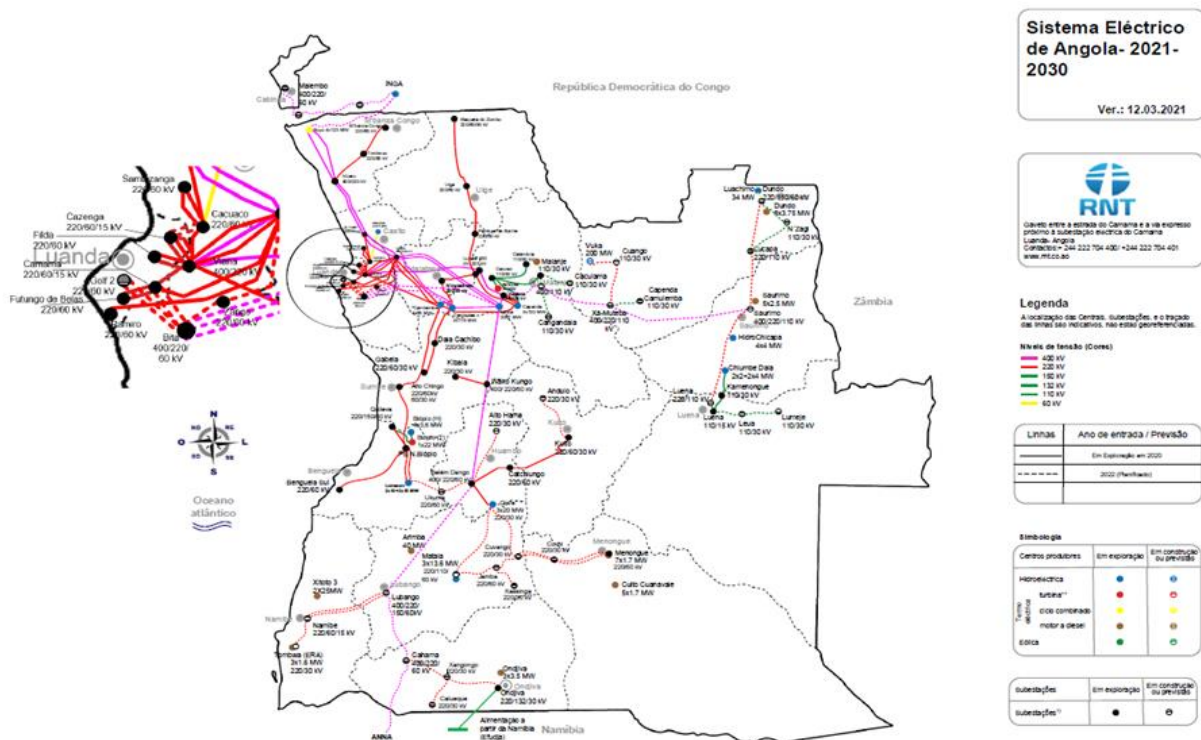
最大消費電力は、今後も増え続けていくと予想されており、2029年には現在の2倍になると想定されている。



出所 “Resumo de Informação do sistema eléctrico de Angola Referente ao ano 2020 – RNT”より抜粋

図96 最大消費電力の推移と予想

2029年までに上記の電力消費を賄うためには、既存の送電網を強化する必要がある。RNTは、東部と南部系統を中心に2030年までに送電網を拡張する計画を立てている。次図は、今後10年間の送電網の発展計画を示しているが、地方電化の重要性が読み取れる。また、増加する電力需要に対応するため、送電網の拡張に加えて電源を新設する必要がある。政府はより多くの再エネプロジェクトを進めていくことを戦略として掲げている。



出所 “Resumo de Informação do sistema eléctrico de Angola Referente ao ano 2020 – RNT”より抜粋

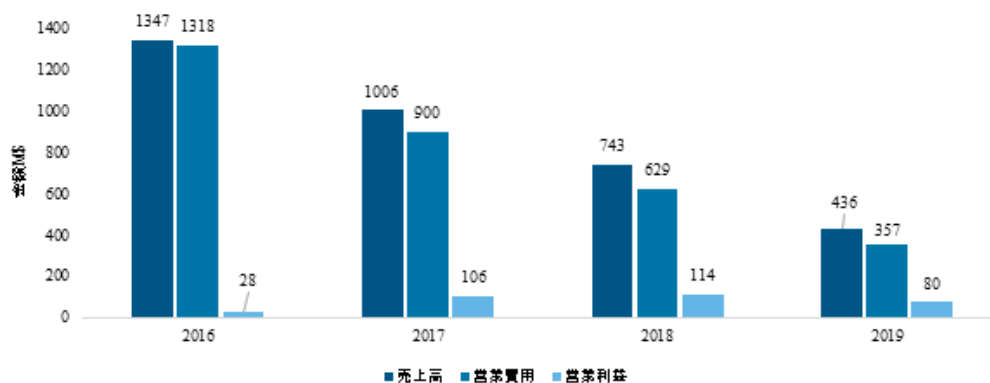
図97 2030年までの電力系統拡張計画

(4) 電力事業者の財務状況

アンゴラ発電公社 (PRODEL) のアンゴラ送電公社 (RNT)、アンゴラ配電公社 (ENDE) の財務状況を調査した。

① PRODEL

PRODEL の2019年度の売上は、4.36億USDであり、営業利益は8,000万USDである。売上高が2019年にかけて減少している主な原因は、対米ドルにおけるアンゴラ国内通貨の切り下げによるものである。2016年以降資産は減少しており、負債は横ばい、資本は過去4年間で合計約50%減少している。2016年度以降の売上・営業利益およびBSを次の図表に示す。営業費用としては、火力・水力発電所稼働に係る技術支援に伴う費用、電気機械関連の維持管理費用が含まれている。



出所 PRODEL (2019) “Relatório Contas”, MinFin (2019) “Boletim Anual do Setor Empresarial Público em Angola”, PRODEL (2018) “Relatório Contas”, MinFin (2018) “Boletim Anual do Setor Empresarial Público em Angola”を基に JICA 調査団作成

図98 PRODELの営業利益の推移

表103 PRODELのBS

項目	2016年	2017年	2018年	2019年
資産 (百万USD)	3,729	3,708	3,556	2,767
負債 (百万USD)	1,976	1,965	2,362	1,899
資本 (百万USD)	1,753	1,743	1,195	868

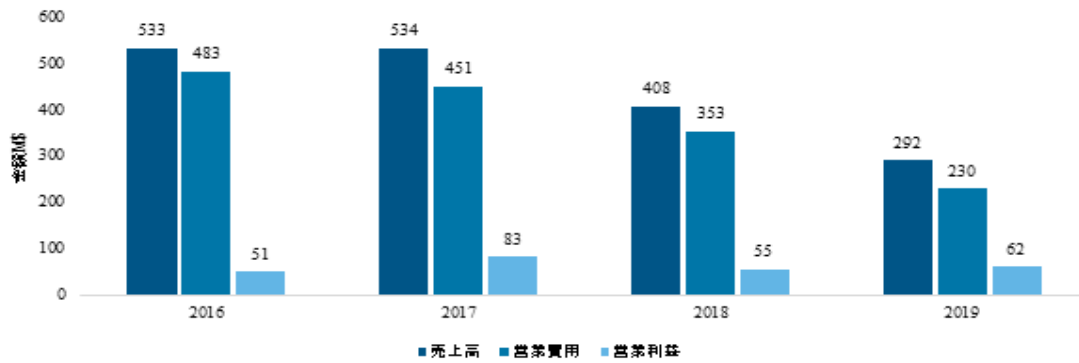
出所 PRODEL (2019) “Relatório Contas”, MinFin (2019) “Boletim Anual do Setor Empresarial Público em Angola”, PRODEL (2018) “Relatório Contas”, MinFin (2018) “Boletim Anual do Setor Empresarial Público em Angola”を基に JICA 調査団作成

DE レシオは、2017年度 113%、2018年度 198%、2019年度 219%であり、Solvency レシオは、2017年 7%、2018年 5%、2019年 5%と低く、国の支援がなければ、債務不履行に陥る可能性があることを示唆している。実際、PRODEL は以下の二種類の政府からの補助金を得ている。

- 運営補助金：アンゴラ国営石油会社 Sonangol からの燃料購入にかかる費用を完全に賄うために政府から受け取る金額に相当し、関連の運営活動に充てられる
- 投資補助金：特定の技術資産への投資および年間の減価償却を対象とした補助金

② RNT

RNT の2019年度の売上は、2.92億USDであり、営業利益は6,200万USDである。PRODEL と同様売上高が2019年にかけて減少している主な原因は、対米ドルにおけるアンゴラ国内通貨の切り下げによるものである。負債は横ばいであり、資本は2019年に大きく減少しているが、主に外貨建負債および過年度費用の為替換算調整による利益剰余金の修正によるものである。



出所 RNT (2019) “Relatório e Contas”, MinFin (2019) “Boletim Anual do Setor Empresarial Público em Angola”, RNT (2017 and 2018) “Relatório e Contas”, MinFin (2017 and 2018) “Boletim Anual do Setor Empresarial Público em Angola”を基に JICA 調査団作成

図99 RNTの営業利益の推移

表104 RNTのBS

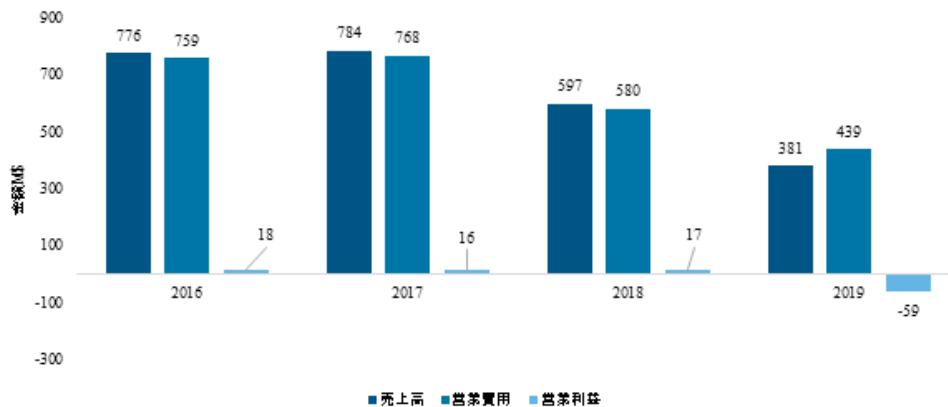
項目	2016年	2017年	2018年	2019年
資産 (百万 USD)	1512	1780	1463	1194
負債 (百万 USD)	889	1143	1044	916
資本 (百万 USD)	623	637	419	278

出所 RNT (2019) “Relatório e Contas”, MinFin (2019) “Boletim Anual do Setor Empresarial Público em Angola”, RNT (2017 and 2018) “Relatório e Contas”, MinFin (2017 and 2018) “Boletim Anual do Setor Empresarial Público em Angola”を基に JICA 調査団作成

DE レシオは、2017 年度 179%、2018 年度 249%、2019 年度 330%であり、Solvency レシオは、2017 年 4%、2018 年 5%、2019 年 2%と低い。DE レシオの大幅な上昇は、負債が一定であったにも関わらず資産価値が減少したことが原因であると考えられる。

③ ENDE

ENDE の 2019 年度の売上は、3.81 億 USD であり、営業利益は-5,900 万 USD である。PRODEL および ENDE と同様売上高が 2019 年にかけて減少している主な原因は、対米ドルにおけるアンゴラ国内通貨の切り下げによるものである。2016 年から 2019 年にかけて負債は増加、資本が減少している。



出所 ENDE (2019) “Relatório e Contas; MinFin (2019) Boletim Anual do Setor Empresarial Público em Angola”を基に JICA 調査団作成

図100 ENDEの営業利益の推移

表105 ENDEのBS

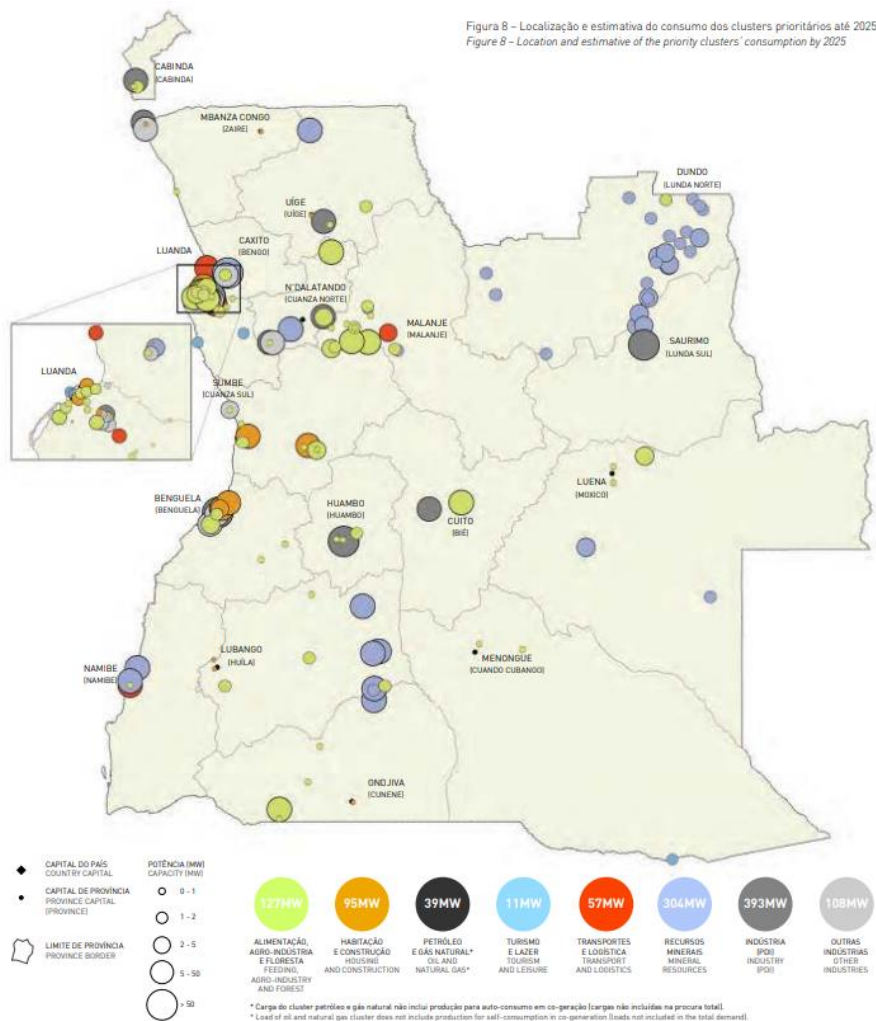
項目	2016年	2017年	2018年	2019年
資産 (百万 USD)	2880	3071	2625	2413
負債 (百万 USD)	1383	1651	1694	1918
資本 (百万 USD)	1497	1420	931	495

出所 ENDE (2019) “Relatório e Contas; MinFin (2019) Boletim Anual do Setor Empresarial Público em Angola”

DE レシオは、2018 年度 182%、2019 年度 387%であり、Solvency レシオは、2018 年 3%、2019 年は営業利益がマイナス 5%と低く、財務状況が良いとはいえない状況である。

(5) 電力需要に影響する工業団地の建設計画等

アンゴラ政府は、2025 年までに国の産業を開発することを目的とした産業開発計画 (PDIA) を発表している。計画の予算は 1 億 2 千万 USD で、多くの部分が Viana の工業地域の開発と Cabinda の産業ユニットに充てられている。2025 年に向けた産業部門の大きな成長の見通しは、主に産業開発ハブ (PDI) と工業活動に牽引される。続いて農業、建設分野に成長が見込まれており、このような産業部門の成長はエネルギー需要の増加につながると考えられる。



出所 ENDE (2019) “Relatório e Contas”、MinFin (2019) “Boletim Anual do Setor Empresarial Público em Angola”

図101 2025年までの推定エネルギー消費分野と場所

(6) 再エネ機器の廃棄、リサイクルに向けた法／規制等の整備状況

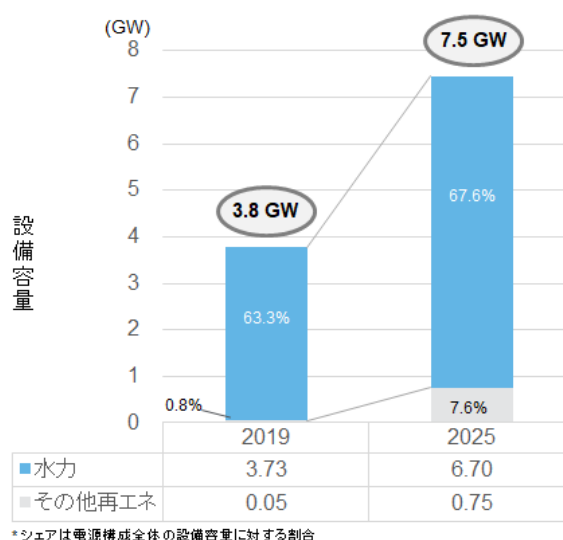
現在、アンゴラには再エネ機器の廃棄とリサイクルに関する法律や規制はない。しかしながら、大統領令 n°265 / 18 (2018 年 8 月 24 日) ではシリコンのような工業製品および化学製品を除去するための規則を定義している。また、大統領令 n°265 / 18 (2018 年 11 月 15 日) では廃棄物を再利用することを目的として他国へ輸送するガイドラインを定義している。

7.4.2. 再エネ概況

(1) 系統再エネ

① 導入状況と開発目標

現在の水力発電容量は、2030 年まで国の電力需要を満たすのに十分である。2021 年時点で、Kwanza 地域に設備容量 4,000MW が導入されているが、この地域で生産されたエネルギーを国の南東部へ輸送することが最大の制約となっている。AfDB によると、2025 年までに、再エネ導入量を 7.5GW まで引き上げ、電源構成の内、約 75%を再エネにする計画がある。電源種別では、水力が 3.73GW から 6.70GW、その他再エネが 0.05GW から 0.8GW に増加する見込みである。2021 年 4 月時点で、過去 3 年間に実施された IPP プロジェクトはない。再エネ IPP の本格参入は 2021 年以降に計画されており¹⁵⁷、現在は AfDB などドナーからの資金や技術協力を受け、IPP 参入に向けた制度、規制、インセンティブ、プロセスを含めたフレームワークを構築しているところである¹⁵⁸。



出所 AfDB(2019) “STRATEGY AFRICA ENERGY MARKET PLACE(AEMP) Round 3” を基に JICA 調査団作成

図 102 再エネ導入計画

② 振興策と課題

系統再エネの主な振興策は次表のとおりである。

¹⁵⁷ AfDB (2014) “Power Sector Reform Support Program (PSRSP) Appraisal Report”

¹⁵⁸ MINEA (2019) “Review of the Regulatory and Institutional Framework of the Angola Renewable Energy Sector for the Establishment and Operationalization of a Competitive Procurement Programme for Independant Power Producers”

表106 アンゴラの系統型電源における再エネ振興策

振興策	有無	概要
FIT	×	・2021年までに10MWまでの再エネを対象にFIT制度を導入する計画
RPS	×	・なし
入札	×	・なし（契約の条件や価格はMINEA、RNTと直接交渉する）
税優遇	○	・税優遇は各プロジェクトにより異なり、それぞれ責任機関との交渉により決まる
PPA ひな型	×	・なし

出所 AfDB(2014)“Power Sector Reform Support Program (PSRSP) Appraisal Report”、GoA(2018)“The Angolan Investment Guide”を基に JICA 調査団作成

アンゴラ政府機関やドナーへのヒアリングによると、同国の系統再エネに係る課題やその対策は以下のとおりである¹⁵⁹。

- 法・規制：

明瞭で一貫した法・規制フレームワークが欠如している。再エネ振興策が不足しているため、ライセンス制度、インセンティブ、PPAなどを明確に定めた規則を作成・承認する必要がある。
- 体制

再エネ戦略の推進に、国、州、研究所、その他関連機関の足並みがそろっていないため、監視委員会の設置や適切な予算を充当していく必要がある。
- コスト

投資コストが高い。国の財源が不足しており、利益が発生するまでの比較的長期・低利な融資や補助金を確保する必要がある。また、電力料金設定や料金回収も非効率であり、2016年には、購入・請求の差額により22%、回収不良より36%の損失を記録している。
- 知識・スキル

再エネ関連知識の欠如。エネルギー消費者の再エネに係る知識が欠如している。再エネ導入時に高いマージンを課すビジネスも存在している。また、再エネの計画・導入・運用に係る技術的スキルが欠如している。系統連係に係る調査が十分に行われていないことなどはIPP導入が進まない原因の一つと考えられている。

③ 投資動向

投資の大部分は外資企業によるものであるが、アンゴラ企業と外資企業のパートナーシップによるものもある。エネルギー部門で進行中のプロジェクトの多くが予算制約のために遅れている。主要なプロジェクトの2018年から2022年の推定投資額は約921万USDである。

¹⁵⁹ MINEA, PRODEL, RNT, AfDB, World Bank, USAID へのヒアリングを基に JICA 調査団作成。

表107 外国企業によるアンゴラ再エネへの投資動向(発電)

プロジェクト	ファイナンシャル ルクローズ年	電源	設備 容量	総投資額	投資家	融資
Luanda Norte, Luanda Sul, Moxico and Benguela Solar PV plants	2022年	太陽光	370MW	\$524 mil	• Sun Africa (米国)	• Swedish Export Credit Corporation (スウェーデン) • Korea Trade Insurance Corporation; K- Sure (韓国) • Development Bank of South Africa; DBSA (南アフリ カ)
Huambo solar PV plant	2022年	太陽光	80MW	N/A	• Sonangol (ア ンゴラ) • Total (フラン ス)	N/A
Caraculo solar PV plant	2022年	太陽光	50MW	N/A	• Sonangol (ア ンゴラ) • ENI (イタリ ア)	N/A
Caculo Cabaça	2022年	水力	750MW	\$4.5bil	N/A	中国政府融資
Laúca	2019年	水力	2,070MW	\$4.3bil	N/A	• ブラジル政府 • Standard Chartered Bank (英国) • Germcorp Capital (英国) • Development Bank of South Africa; DBSA (南アフリ カ)
Malanje Ethanol Plant	2014年	バイオ マス	100MW 2025年 までに	\$112mil	• Sonangol (ア ンゴラ) • Odebrecht (ブラジル)	N/A
Luapasso Mini Hydropower Plant	2009年	水力	26MW	\$120mil	• ESCOM (ポ ルトガル) • Empresa Nacional de Electricidade de Angola (ア ンゴラ)	N/A
Chicapa Hydroelectric Plant	2003年	水力	16MW	\$45mil	ALROSA (ロ シア)	Vnesheconom bank (ロシア)

出所 “PA MINEA 2018-2022”および“Angola Energia 2025”を基に JICA 調査団作成

表108 外国企業によるアンゴラ再エネへの投資動向(送電)¹⁶⁰

始点	終点	タイプ	ファイナ ンシャル クローズ 年	電圧	総投資額	融資
Angola	Namibia	新規	2019	400	\$2.4mil	<ul style="list-style-type: none"> • Southern Africa Development Community (SADC) Project preparation and development fund • ノルウェー政府 • Swedish Cooperation Agency
Laúca	Belém do Dango	新規	2022	400	\$269mil	アンゴラ政府
Cambutas	Gabela	補強	2022	220	\$64mil	<ul style="list-style-type: none"> • GEによる信用貸付 • Afreximbank (エジプト) • 中国政府
Gabela	Waku Kung					
Laúca	Catete	新規	2017	400		
Camama	Catete	複線化	2017	220		

出所 “PA MINEA 2018-2022”および“Angola Energia 2025”を基に JICA 調査団作成

表109 外国企業によるアンゴラ再エネへの投資動向(配電)¹⁶⁰

プロジェクト	配電線	ファイナ ンシャル クローズ年	接続数	投資額 (\$mil)	融資
Electrification and connections projects	Luanda, Cabinda, Benguela, Huila, Huabo, Zaire	2022年	392,800	1,044	中国政府による信用貸付
	SE Samba, Patriota, 6° avenida, quarteis, estalagem		30,000	N/A	アンゴラ政府通常予算
	SE Vila flor, zona verde II, Calumbo, Funda, Panguila, Porto Seco		135,000	320	ユーロ債

出所 World Bank Private Participation in Infrastructure (PPI), “Plano de ação do setor de energia e águas 2018-2022”, “Gesto Energy”を基に JICA 調査団作成

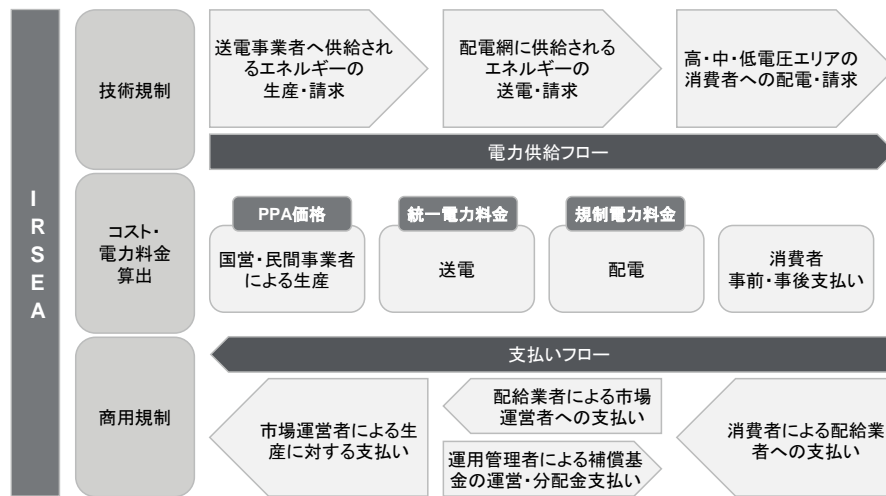
④ PPA 締結状況・内容

PPA 雛型が確立しておらず、少数存在している IPP 事業者は、個別に政府と交渉していた。現状では、一般電気法により（オフグリッドを含む）IPP が公共電力システム外の発電事業を行う場合、電力販売条件に係る二社間協定の締結を認めている。この際、電気工作物の許認可およびセキュリティ規制、電力網接続規制および IRSEA によって施行された規則および手順に準拠しなければならない¹⁶¹。Power Africa は、The Department of Commerce’s Commercial Law Development

¹⁶⁰ アンゴラ政府資金によるプロジェクトも一部含む

¹⁶¹ AfDB, “SE4ALL (2020) Mini-Grid Market Opportunity Assessment: Angola “

Program として、国際標準に即したバンクブルな PPA 雛型の策定に向けたレビューなどのトランザクションアドバイザーを実施している¹⁶²。IPP 契約時の各責任主体は、次図のとおりである。



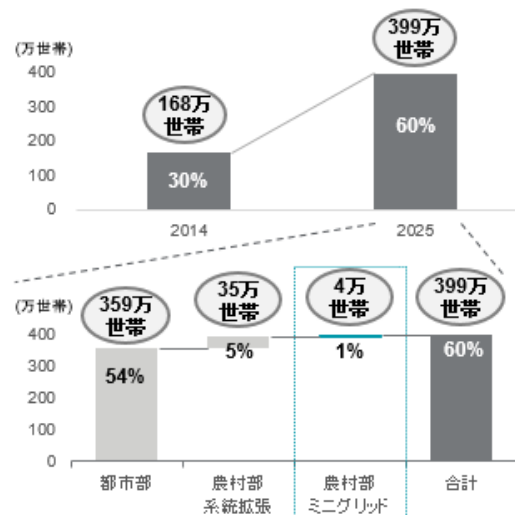
出所 “Fórum Internacional das Energias Renováveis”, IRSEA, 201 より抜粋 (図中略語: HV – High Voltage; MV-Medium Voltage; LV - Low Voltage)

図103 PPAモデルの構造

(2) オフグリッド

① 導入状況と開発目標

アンゴラ政府¹⁶⁵、世界銀行¹⁶³によると、2014年の電化率は30%、2018年の電化率は43.3%であり、2025年までに60%、また2030年までに100%にすることを目標としている。2025年の電化率目標の内訳は、都市部の54%および農村部の5%が系統拡張、農村部の1%がミニグリッドにより電化率向上を進める方針である¹⁶⁴。



出所 MINEA(2014) “Angola Energia 2025”、UN(2019) “Household Size & Composition, 2019”、”Population Pyramid.net”を基に JICA 調査団作成

図 104 電化率目標と内訳(2025年)

¹⁶² USAID (2020) Power Africa ウェブサイト (<https://www.usaid.gov/powerafrica/angola>)

¹⁶³ World Bank (2020) “World Development Indicator, Access to electricity” (<https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators#>) (2020/7/8 アクセス)

¹⁶⁴ スタンドアローン型電源は目標値の60%には含まれておらず、人口全体の7%の割合まで増やす目標である。

② 振興策と課題

アンゴラ政府¹⁶⁵は、国立地方電化局の設置や地方電化基金による地方電化を推進する方針を掲げているものの、民間事業者への具体的な振興策は未整備で、早急な対応が求められている。

表110 アンゴラのオフグリッドにおける再エネ振興策

振興策	概要
ミニグリッドフレームワーク	5MW以下の分散型発電に係るミニグリッドフレームワークがAfDB/SEFA、UNDP、IFCの支援を受け策定中である。ミニグリッド事業者が、①コミュニティへの電力直接供給、②コスト反映した電力価格の設定、③将来の系統接続計画と補償オプションに対する理解、を可能とすることを目指している。既存の政策・規制上の障害や資金ギャップに着目し、「ミニグリッドスケールアッププログラム」の策定可能性調査も実施
国立地方電化研究所 (INEL)	AfDBや世界銀行を中心とするドナーにより政府のエネルギーセクター改革プログラムが支援されており、MINEAの国立地方電化研究所 (INEL) 設立が含まれている。現状は、MINEA内部の国家再エネ地方電化局がエネルギーアクセスと地方電化を担っているが、能力および資金不足により、設立を検討している。INELの想定役割は農村地域の電化促進、資金の動員、エネルギーアクセスプロジェクト実施の監督である
地方電化基金	地方電化計画において、22MWの太陽光発電プロジェクトの可能性を特定し、ソーラービレッジ10MW、独立システムの自治体におけるディーゼル発電10MW、Rivungo地域の100%太陽光発電プロジェクト2MWに対する補助を行う
地球環境ファシリティ (GEF) による支援	オフグリッドの再エネ投資促進を目的とした2,470万USDのプログラムが2018年に承認され、国連開発計画 (UNDP) により実施されている。次の3つのコンポーネントから構成される <ul style="list-style-type: none"> ・オフグリッド再エネの民間事業者参入環境構築のためのリスク軽減政策策定に係る技術支援。 ・オフグリッド再エネ市場の開発支援 (SHS、調理ストーブ、ソーラーランタンなど) ・技術機関や大学との協力を含めた知見共有のための教育プログラム

出所 MINEA(2015) “Rapid Assessment and Gap Analysis”、AfDB(2014) “Power Sector Reform Support Program (PSRSP) Appraisal Report ”を基に JICA 調査団作成

上記のような振興策にも関わらず、アンゴラのほとんどのミニグリッドは、公的に所有・運営されている。公共団体には関税（貧困および農村部における社会関税に対して0.02USD/kWhと推定）の適用が義務付けられているが、利益をあげるにはほど遠い状況にある。また、AfDB, SE4ALL¹⁶⁶によると、アンゴラにおけるオフグリッドについて以下を課題として挙げている。

- ・コスト反映した電力価格を設定できるようなオフグリッドの規定がない
- ・ミニグリッドが公的に所有・運営されており、補助金に下支えられた高い電力料金が適用されている

③ 国営企業保有のミニグリッドの詳細(電源の種類、場所)

AfDB¹⁶⁶によると、2018年時点で構築済みのミニグリッドは、全設備容量の約6.8%を占める。その大半(139MW)がディーゼルによるものであり、再エネ由来のミニグリッドは、太陽光ハ

¹⁶⁵ MINEA (2014) “Angola Energia 2025”

¹⁶⁶ AfDB, SE4ALL (2020) “Mini-Grid Market Opportunity Assessment: Angola ISEP (2015) Off-grid Solar in Angola: The Future is Cloudy”

イブリッド (0.051-0.085MW) および小水力発電 (160.35-160.38MW) の合計 8 カ所が存在する。全てのミニグリッドは、PRODEL により運営・維持管理がされており、RNT がオフテイカーとなる。¹⁶⁷構築場所は、Cabinda に 2 か所、Tomba、Cunene、Chandongo、Benguela、Sansapombo、Uíge である。Angola Energia 2025 では、2025 年に向けた電化率目標 60%達成のためには少なくとも 31 カ所のミニグリッド構築が必要であると述べられており、政府は、2022 年までに農村部に 600MW のミニグリッド太陽光発電システム設置の計画を立てている。政府は、民間企業から約 3 万台太陽光発電システムが導入されることを期待しており、地方電化のための資金提供の仕組み構築や地方電化局 (INEL) による民間投資促進の重要性を認識している。

④ ビジネスモデル

アンゴラの既存ミニグリッドは、全て公的資金により構築され、政府が所有・運営している。既存の民間ミニグリッド事業者は、政府から委託を受けミニグリッドの開発・建設を行い政府に引き渡しを行ってきた。民間のミニグリッド事業者に対するラインセンス発行制度は存在しているものの、事業者が直接エンドユーザーに電力を供給する場合の規定が明確ではない¹⁶⁷。

PAYG を活用したスタンドアローン型のビジネスは少数ではあるが、一部存在している。2010 年に開始した Aldeia Solar (Solar Village) プログラムでは、政府補助金によりスタンドアローン型太陽光発電システムを活用した地方の公共施設の電化が支援されてきた。同プログラムでは、CAPEX に対する補助金が出され、システムの普及が促進されているものの、ユーザー側では OPEX への支援ニーズが高く、持続可能なビジネスモデルの構築が課題として挙げられている。

また、ローカルの再エネ企業である GreenTech は、BBOX (英国) と協力し Kwanza Sul 地域に PAYG モデルを使用した 400 の SHS を設置するパイロット調査を実施した。今後アンゴラ全土での展開を目指して、両社は協力している。Anglobal (アンゴラ) と PowerBox (ドイツ) も系統に接続されていない主に東部・南部の農村地域への SHS の導入を目的に市場へ参入している。

2021 年時点でアンゴラに存在する東部および独立系統に中大規模オフグリッドプロジェクト (蓄電池なし) の LCOE は 0.2USD/kWh 以下であり、ディーゼルの代替となり得る。中央および南部では、0.15USD/kWh 以下のコストを達成可能である。LCOE は 3 年後には 0.1USD/kWh 以下に低下する見込みである。

7.4.3. 民間投資環境

(1) 外資規制

2018 年の最新の民間投資法によると、アンゴラにおいては、再エネ投資に関する外国資本の業種の規制、出資比率および資本金に関する規制はない。

表111 アンゴラにおける外資規制

規制	内容
規制業種・禁止業種	外国資本の規制なし。
出資比率	間接投資は出資総額の 50%を上限とする。
外国企業の土地所有の可否	土地所有はできないが、土地法 (2004) における地表権 (Surface Right) を行使でき、最大 60 年間のリースが可能。
資本金に関する規制	利益や配当取得のために最低投資額に係る規制はないが、同法成立後、事前申告制度や投資契約条項が規定されていないため、最低

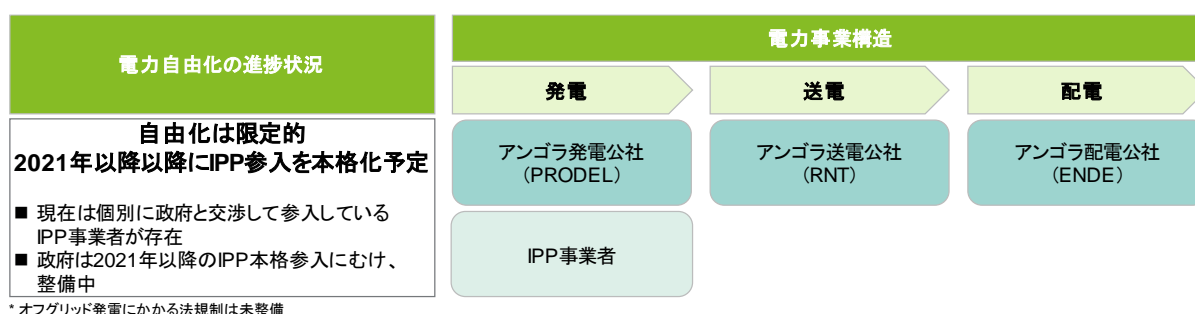
¹⁶⁷ 送電網がないエリアも RNT がオフテイカーとなる。

	投資限度が課せられる可能性も排除できない。また、アンゴラ市民やアンゴラの資本を持つ企業との提携は必須ではない。
その他規制	インセンティブ、税制上の優遇措置及び関税上の優遇措置は、法令の下で適用される。また、配当金や分配利益に対しては、追加資本投資税率が適用される。当該税率は、国内で再投資された配当金や利益には適用されない。増資、企業目的の拡大、割当増資、株式移転などの変更が資本の輸入あるいは対象物の代替や拡大を意図する場合は、投資・輸出促進機構（AIPEX）への登録が必要となる。

出所 Private Investment Law (No. 10/18)、“Mirandalliance, New law of private investment 2020”を基に JICA 調査団作成

(2) 電力業界への民間参入

アンゴラ政府は、発電、送電および配電部門をそれぞれ分社化して、各電力公社を設置している。電力自由化については、現在は個別に政府と交渉して参入している IPP 事業者が存在しているが、2021 年以降に IPP の本格的な参入が計画されており、政府はフレームワークを整備しているところである¹⁶⁸。配電部門は、現状 ENDE のみが担っているが、2021 年以降に一部参入免許を付与することにより、部分的な電力市場の自由化を実施することを予定している。他方、送電部門は、今後も公社として運営されることとしている¹⁶⁹。



出所 AfDB(2014) “Power Sector Reform Support Program (PSRSP) Appraisal Report”、JICA(2018) 『アンゴラ共和国電力開発計画策定能力向上プロジェクトファイナルレポート』を基に JICA 調査団作成

図105 アンゴラの電力業界の構造

(3) 投資環境と課題

本邦企業からの評価においては、アフリカ諸国の中でも関心度はやや低く、進出企業数も多くない。Doing Business では、190 カ国中 177 位であり、投資環境評価は低い。課題およびリスクとして、WEF¹⁷⁰によると、不安定な国家統治や社会システム、インフレーション、金融機関の破綻などが挙げられている。なお、本邦企業への個別ヒアリングからは、該当国に対する関心に係るコメントは確認されていない。

¹⁶⁸ MINEA(2019) “Review of the Regulatory and Institutional Framework of the Angola Renewable Energy Sector for the Establishment and Operationalization of A Competitive Procurement Programme for Independant Power Producers “

¹⁶⁹ AfDB, SE4ALL (2020) “Mini-Grid Market Opportunity Assessment: Angola”

¹⁷⁰ WEF (2019) “Regional Risks for Doing Business ”

表112 投資環境指標

ソブリン格付 (S&P 社)	B- (2018 年)
本邦企業関心 (JETRO アンケート)	アフリカ諸国のうち今後の注目国 12 位 (2019 年)
進出本邦企業数	7 社 (2018 年)
FDI	-65 億 USD (2019 年)
Doing Business	177 位 (2019 年)
Global Competitiveness Index	136 位 (スコア : 38.1) (2019 年)

出所 S&P、JETRO (2020) 『アフリカ進出日系企業実態調査』、外務省 (2017) 『海外在留邦人数調査統計』、世界銀行”Foreign direct investment”、世界銀行”Doing Business”、WEF (2019) ”Global Competitiveness Report “を基に JICA 調査団作成

7.4.4. その他

(1) JICAのエネルギー分野の実績の有無、援助方針

JICA は、アンゴラに対し、電力分野を含めた持続可能な経済成長を支えるインフラ整備を行う方針を掲げている。実績としては、電力セクター改革支援プログラムおよび電力開発計画策定能力向上プロジェクトがある。

表113 過去5カ年のJICAの対アンゴラ援助実績

プロジェクト名	スキーム	分野	期間/締結年	支援額 (億円)
電力セクター改革支援プログラム	有償資金協力	組織改革 法制度	2015 年	236.4
電力開発計画策定能力向上 プロジェクト	開発計画	計画策定	2017~2018 年	N/A

出所 外務省 (2018) 『事業展開計画』、JICA (2015) 『事業事前評価表』

表114 日本の対アンゴラエネルギー関連分野の開発課題および援助方針

開発課題 (小目標)	基礎インフラの整備
現状と課題	経済発展を支えるための基礎インフラは内戦による破壊から未だ再建の途上にある。更に、石油価格の下落による財政の逼迫から、政府財源による公共投資が著しく落ち込んでいる。特に、国民生活に直結する電力・水インフラの整備と共に、道路、港湾、鉄道、通信等インフラの再構築は重要な開発課題である。こうした中、産業多角化を目的として持続可能な経済成長を支える産業政策及び経済・社会インフラ整備の推進が喫緊の課題である。
開発課題への対応方針	基礎インフラ整備は、同国政府が掲げる長期開発政策「Vision 2025」及び国家開発計画において開発課題の柱である。我が国はこれまで給水分野、通信分野等で無償資金協力を実施してきたが、経済復興に重要な要素となる港湾分野にて、開発調査結果を受けて無償資金協力を実施した。引き続き経済・社会インフラ整備に向けた有償資金協力を含めた支援を模索し、持続可能な経済成長を支え、かつ我が国協力のインパクトを高める案件形成を目指す。
協力プログラム	インフラ整備
プログラム概要	電力、上下水道や港湾施設等の基礎インフラの整備を通じて、アンゴラの経済発展、貧困削減に資する支援を実施する。

出所 外務省 (2018) 『対アンゴラ共和国事業展開計画』

(2) 経済産業省、環境省及びその関連団体による政策、海外事業

日本政府や関連団体により実施されている政策や事業の事例は少なく、近年の事例として、経済産業省による太陽光・蓄電池システムに関する調査が実施されている。

表115 日本政府や関連団体による政策、海外事業

機関名	プログラム/プロジェクト名	概要
経済産業省	平成 30 年度 二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業 (GCF 案件実現可能性調査)「アンゴラの無電化地域における太陽光・蓄電池システムを用いた浄水供給システムの実現可能性調査」(2018 年)	途上国における排出削減事業への GCF をはじめとするファイナンスの活用ニーズを調査し、同事業への我が国企業の貢献可能性を検討、課題を整理し、将来的な我が国企業による GCF を通じた貢献につなげることを目的としたもの (当該事業について GEF 審査項目への対応に関する検討、事業計画の検討、GEF のコンセプトノート提出見通しの検討を実施)
環境省	平成 23 年度新メカニズム実現可能性調査「アンゴラ・放棄産業植林地の植生回復による REDD+とチップ燃料利用に関する新メカニズム実現可能性調査」(2011 年)	アンゴラにおける放棄産業植林地を植生回復させ、REDD+事業と、同植林地から得られるチップを同国のセメント工場で燃料代替として利用する事業とを組み合わせさせた統合事業
石油天然ガス・金属鉱物資源機構	探査開発促進のための覚書きの締結(2010年)、MIRENPET との MOU (2021 年)	アンゴラ共和国地質鉱物・工業省 (The Ministry of Geology, Mines and Industry) と、同国における鉱物資源の探査・開発など資源分野でのより一層の関係強化を図る包括的な内容の覚書きに署名

出所 各機関のウェブサイトを基に JICA 調査団作成

(3) ドナー動向・援助実績

アンゴラ政府は、アンゴラエネルギー2050 戦略に沿って、エネルギー部門移行プログラム (PTSE) に取り組んでいる。プログラムの目的は、セクターの経済・金融の持続可能性を確保し、戦略文書に示された目標を達成することである。現在政府は、プログラムに必要な支援を得るため複数のドナーと協力している。例えば、世界銀行は発電容量の拡大を目標に、水力発電所建設プロジェクトの支援を実施、AfDB は電力セクターの再編や水力発電所建設や IPP 促進に向けたプロジェクトへの支援を行っている。USAID も政府支援や SHS 実証プロジェクトを実施している。

表116 主要ドナーのアンゴラでの動向

	エネルギー分野の援助方針	再エネ分野の主要プロジェクト
WB	<ul style="list-style-type: none"> 国別パートナーシップフレームワーク (改定 FY14-19) において、発電容量の拡大を援助方針として掲げている。 発電容量を 2013 年から 2019 年で 30%増強。 電力サービスに対する既存の料金体系の改善。 	系統電源
		<u>Cambambe Hydroelectric Project Phase II (2013 年～)</u> ・第 2 カンバンベ水力発電所の建設プロジェクト。世界銀行グループの MIGA は 5.63 億 USD を保証
		オフグリッド <u>Electricity Sector Improvement and Access Project (2021-2026)</u> ・AfDB との協調融資 (系統とオフグリッド)
AfDB	<ul style="list-style-type: none"> 国別戦略ペーパー2017-2021 において、400 kV 送電線の建設、配電の強化、PPP による農村部におけるミニグリッド開発、IPP プロジェクトへの 	系統電源 <u>Power Sector Reform Support Program (PSRSP) (2013～2016 年)</u> ・電力セクター再編 (公社の分社化) やラウカ水力発電所の建設等の複合プロジェクト

	<p>協調融資などを援助方針として挙げている。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ AfDB から送電網の整備と配電セクターの改善を目的とする 10 億 USD の融資
		<p>オフグリッド</p> <p><u>Energy Project Implementation Support Unit (EPISU)</u> (2018 年～)</p> <p>IPP および PPP 推進ユニットの設立プロジェクト。AfDB は管理するアフリカ持続可能エネルギー基金 (SEFA) を通じて 100 万 USD の資金提供</p>
KfW	<ul style="list-style-type: none"> ・ 対アンゴラ援助方針はなく、エネルギー分野の支援実績もない。 	<p>系統電源</p> <p>N/A</p> <p>オフグリッド</p> <p>N/A</p>
USAID	<ul style="list-style-type: none"> ・ Power Africa (本編 3.5.7 参照) を通じて、MINEA への技術支援、系統の拡張と安定性の研究、規制当局への支援などを援助方針として挙げている。 	<p>系統電源</p> <p><u>MINEA Energy Pipeline</u> (2017 年)</p> <p>再エネ含む発電プロジェクトのファイナンシャルクローズに向け、プロジェクト評価など MINEA への技術支援を実施</p> <p>オフグリッド</p> <p><u>SHS Pilot Program in Kwanza Sul province</u> (2018)</p> <p>クワンザスル州でソーラーホームシステムを導入する実証プロジェクト</p>
EU	<ul style="list-style-type: none"> ・ 欧州連合 (EU) は 8,200 万 EUR をアフリカにおける再エネルギープロジェクトに割り当てている。8,200 万 EUR のうち少なくとも 4,960 万 EUR は、電力事業者との契約に基づき販売するエネルギー代金を開発者に保証することで、アフリカにおける再エネプロジェクト関連リスクを軽減する。 	<p>系統電源</p> <p><u>再エネプロジェクトのための電力購入契約 (PPA) モデル:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ EU は、再エネ民間セクター投資に適した環境改善を図るため、持続可能なエネルギーのための技術援助メカニズム (MAT) を通じ、MINEA や関係者の資金調達に係る法的文書作成などへの資金支援を行っている ・ 約 3 億 2000 万 EUR の資金援助により、Vila flor、Zona verde II、Calumbo、Fundu、Panguila、Porto Seco 地域に対し、135,000 ヶ所を上限にプリペイドメーターを設置予定

出所 各ドナーウェブサイト、WB (2018) “Performance and Learning Review of the Country Partnership Strategy for the Republic of Angola for the Period FY14-26”、AfDB (2017) “Angola Country Strategy paper 2017-2021”、USAID (2019) “Power Africa Transactions and Reforms Program (PATRP)”を基に JICA 調査団作成

7.4.5. 開発協力ニーズ

デスクトップ調査およびアンゴラ政府、政府系機関、民間企業、ドナーへのヒアリングを通じ特定された開発協力ニーズは、下表の通りである。系統型再エネについては IPP、オフグリッドについてはミニグリッドに係る制度が整備されている状況であるため、制度構築後の運用に係る監督組織に対する能力向上支援のニーズがあると考えられる。系統については、再エネプロジェクトの開発から入札評価、電力料金の設定などより民間投資を呼び込むために解決しなければならない課題に対する支援の要望をヒアリングにより把握した。再エネ導入が進むと同時に必要となる送配電網強化に係る資金協力ニーズも見られた。また、オフグリッドについては、前述のとおり国の電化率目標を達成するためには、東・南部地域へのミニグリッドの構築が必要であり、政府としても民間企業による当該分野への参入を期待しており、制度運用やミニグリッド構築に係る支援ニーズが考えられる。

表117 アンゴラにおける開発協カニーズ

#	分野	分類	概要	対象	根拠	協力スキーム
1.	電力セクター全般の能力向上	系統/ オフグリッド	<ul style="list-style-type: none"> 民間投資を促進し、IPPを誘致するための課題の特定と分析（電力料金、補助金・インセンティブ制度、民間投資のガイドライン、既存ネットワークとの統合など入札に向けたFS作成・提案書類の評価スキル） プロジェクト/プログラムの計画・実施に係る監督体制や組織構造のレビュー 必要となるスキルギャップの特定、トレーニングおよびスタッフ採用計画の提案 	MINEA、IRSEA、PRODEL、RNT、ENDE、	MINEA、IRSEA、PRODEL、RNT、ENDE、Sonangolへのヒアリング	技術協力
2.	制度運用に向けた助言	系統	<ul style="list-style-type: none"> 現在開発中のIPPフレームワークの運用に向けた助言 	MINEA、MEP、IRSEA、	MINEA、RNT、IFC、AfDB、USAIDへのヒアリング	技術協力
3.	IPPのトランザクションアドバイザーの提供	系統	<ul style="list-style-type: none"> IPPプロジェクト開発に向け、民間投資家、PRODEL、RNT、その他の関連組織と連携の上、入札準備、関連書類の評価などの法・技術的助言、PPA交渉支援など 	MINEA、IRSEA、RNT	RNT、IFC、AfDB、USAIDへのヒアリング	技術協力
4	研修コース・プログラムの提供	系統/ オフグリッド	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクト評価手法、資金調達、O&Mに係る専門的な研修の提供 上記必須能力に関連する大学や技術コースの開発 	PRODEL、RNT、ENDE、民間企業	PRODEL、Sonangolへのヒアリング	技術協力/ 研修
5	新規IPPプロジェクト、送電網への融資	系統	<ul style="list-style-type: none"> 新規再エネIPPプロジェクト開発、送電網の増強や拡張支援のための低利融資 	MINEA、RNT、ENDE、Sonangol	MINEA、IFCへのヒアリング	円借款
6	東部におけるミニグリッドプロジェクト構築プロジェクトへに向けた助言	オフグリッド	<ul style="list-style-type: none"> 選定基準を含む候補地のスクリーニングに関する助言 電力料金、補助金・インセンティブ制度の確認と分析 市場調査とビジネスモデルの開発に関する助言 プロジェクトコンセプト作成に係るMINEAと民間団体の協議への助言 FS作成への助言 	MINEA、PRODEL、ENDE、民間企業	MINEA、IRSEA、RNT、ENDE、AfDBへのヒアリング	技術協力
7	ミニグリッドの入札支援	オフグリッド	<ul style="list-style-type: none"> 入札準備、関連書類の評価などの法・技術的助言、PPA交渉支援など 	MINEA、IRSEA、PRODEL、ENDE	調査団にて作成	技術協力
8	ミニグリッド	オフグリッド	<ul style="list-style-type: none"> ミニグリッド開発プロジェ 	MINEA、	調査団にて	円借款/ 技術協力

	ド開発プロジェクトへの融資	リッド	クトにおける初期費用の融資	MOF	作成	ツーステップローン/無償
--	---------------	-----	---------------	-----	----	--------------

出所 関係機関へのヒアリング等を基に JICA 調査団作成

アンゴラでは、IFC、AfDB、USAID 等多くの開発金融機関、開発援助組織が支援を提供しており、これらのドナーとの協調による支援を提供していく必要がある。各機関へのヒアリングを通じて特定された協調ニーズは、次表のとおりである。

表118 アンゴラにおける他ドナーとの協調ニーズ

ドナー	協調分野
IFC	<ul style="list-style-type: none"> ● Scaling Solar, Scaling Mini-grid (IFC の InfraVentures プログラムなどを通じてプロジェクトを共同開発し、政府の Scaling プログラムに係る協調融資や技術支援を実施) ● IFC Transaction Service (アンゴラ政府が IFC からトランザクションサービス提供を受けるために必要な資金協力) ● Support bankability of projects (IFC との協調融資により、直接譲許的融資、保証など政府に対する資金協力)
AfDB / SEFA	<ul style="list-style-type: none"> ● 送電網の改善・整備 ● 政府に対する各種 FS 支援 ● IPP フレームワーク、ミニグリッドフレームワークの進捗確認 ● ミニグリッド構築プロジェクトに係る情報共有 (AfDB は中部の Bie にてミニグリッドプロジェクトを支援中)
USAID	● 再エネ、特に太陽光発電プロジェクトでの協力に関心あり

出所 関係機関へのヒアリング等を基に JICA 調査団作成

今後 JICA が支援策を提供していくにあたっては、それぞれの協力ニーズに対してパッケージ化して分野包括的な支援を行っていくことや、課題への波及効果等を加味した支援の優先付け、実現性を加味する必要がある。については、以下のようなパッケージ化、優先度付けを行ったうえで支援を提供していくことが望ましいと考えられる。

表119 アンゴラへの支援パッケージ案

パッケージ	協力ニーズ	優先度	概要	備考
IPP 能力向上支援	1、2	高	<ul style="list-style-type: none"> ・ IPP 制度運用する MINEA、IRSEA に対する能力支援プログラム ・ 制度的・組織的課題への対応 	AfDB/SEFA との連携可能性有
IPP トランザクションアドバイザー	3	高	<ul style="list-style-type: none"> ・ IPP のトランザクションアドバイザー支援 ・ Scaling Solar との連携可能性を探る 	IFC、AfDB/SEFA との連携可能性有
オフグリッド能力向上支援	1、6、7	高	<ul style="list-style-type: none"> ・ ミニグリッドの民間事業者参画の入札の実施を想定し、主体となる MINEA が必要な準備を行うための支援を行う ・ Scaling Mini-grid との連携可能性を探る 	IFC、AfDB/SEFA との連携可能性有
オフグリッド資金協力	8	中	<ul style="list-style-type: none"> ・ ミニグリッド入札支援として、初期投資に対する融資による資金協力を入札支援と併せて行う 	—

出所 関係機関へのヒアリング等を基に JICA 調査団作成

7.4.6. 再エネ展開のロードマップ

(1) 電力需給システムの将来像の考察

前述のとおり、アンゴラの電源構成は、現状では水力の比率が高い（水力 63.3%、火力 23.2%）。また、IEA が 2014 年に実施したマッピング調査によると、55GW の太陽光発電、3GW の風力発電、18GW の水力発電のポテンシャルがあるとされ¹⁷¹、未開発の水力資源も残されていると言える。今後も開発コストの低い水力発電の開発が進むとともに、供給力の不足（特に渇水期）を補うため火力発電についても開発が進むと考えられる。一方、変動性再エネについては、現段階ではほとんど導入が進んでいないフェーズである。2014 年に策定された Angola Power Sector Long Term Vision¹⁷²によると、2025 年までに太陽光 100MW、風力を 100MW（小規模水力は 100MW、中規模水力は 270MW、バイオマス 500MW、風力 100MW）導入する目標を立てている。2019 年に開催された AfDB 主催で開催された Africa Energy Market Place (AEMP) Round 3¹⁷³においては 2025 年の時点で水力も含めた再エネ導入量を 7.5GW と見込み、電源構成の内約 90%が再エネとなる見通しを発表している。ただし、AEMP の資料によると再エネのうち水力発電が 6.70GW、変動性再エネを含むその他再エネが 0.75GW となっており、変動性再エネの比率は高くない。この見通しのとおり導入が進んだとしても、2025 年時点では、IEA の” Insight Series 2018 System Integration of Renewables An update on Best Practice¹⁷⁴ ”における変動性再エネ導入の段階としては第 1 段階である。同報告書で第 1 段階は、「変動性再エネが電力システムに顕著な影響を与えない段階である。風力発電や太陽光発電が大規模系統に設置されている場合、出力や変動性は認識されるほど大きくない。」とされており、短期的には変動性再エネは需給調整に大きな影響を与えないと想定される。

他方、現在国内の主要な系統は 3 つに分かれており、電化率は 42%である¹⁷⁵。現在、送配電網の整備が不十分であり、変動性再エネの系統連系の障害となっている。よって、短期的には各系統の送配電網の整備が変動性再エネ普及に必要な系統側のプロジェクトや国内の系統を統一することが優先される。長期的には、国際系統連系線が建設され、国内で生産した電力を輸出する可能性が高い。これらの国際系統連系は各国が個別に保有する調整力を共有することができることから、さらに変動性再エネの導入が進んだ際にアンゴラ国内で需給をバランスさせるより調整力確保のための投資を抑制することが可能である。

現在のところアンゴラ政府による 2030 年における需要想定はなされていないが、今後、生活水準の向上、エネルギー転換（例えば、自動車の電化）により電力需要の更なる拡大の可能性も考えられる。電化の進展等により変動性再エネの比率が高くなり、水力発電だけでは電力需要とバランスすることができず、変動性再エネ導入比率の高い諸国と同様に蓄電システムやデマンドレスポンス等の柔軟性の拡充が必要となる可能性もある。

これまででは、系統における変動性再エネの導入に伴う需給システムについて述べたが、アンゴラは他のアフリカ諸国と同様に人口密度が低く（2018 年時点、24.71 人/km²）、送電線から離れた集落も多数存在している。よって、電化を進めるにあたっては系統の延伸だけではなく、変動性再エネを用いたミニグリッドも組み合わせて電化が進むと想定される。

¹⁷¹ <https://www.usaid.gov/powerafrica/angola>

¹⁷² <https://gestoenergy.com/wp-content/uploads/2018/04/ANGOLA-POWER-SECTOR-LONG-TERM-VISION.pdf>

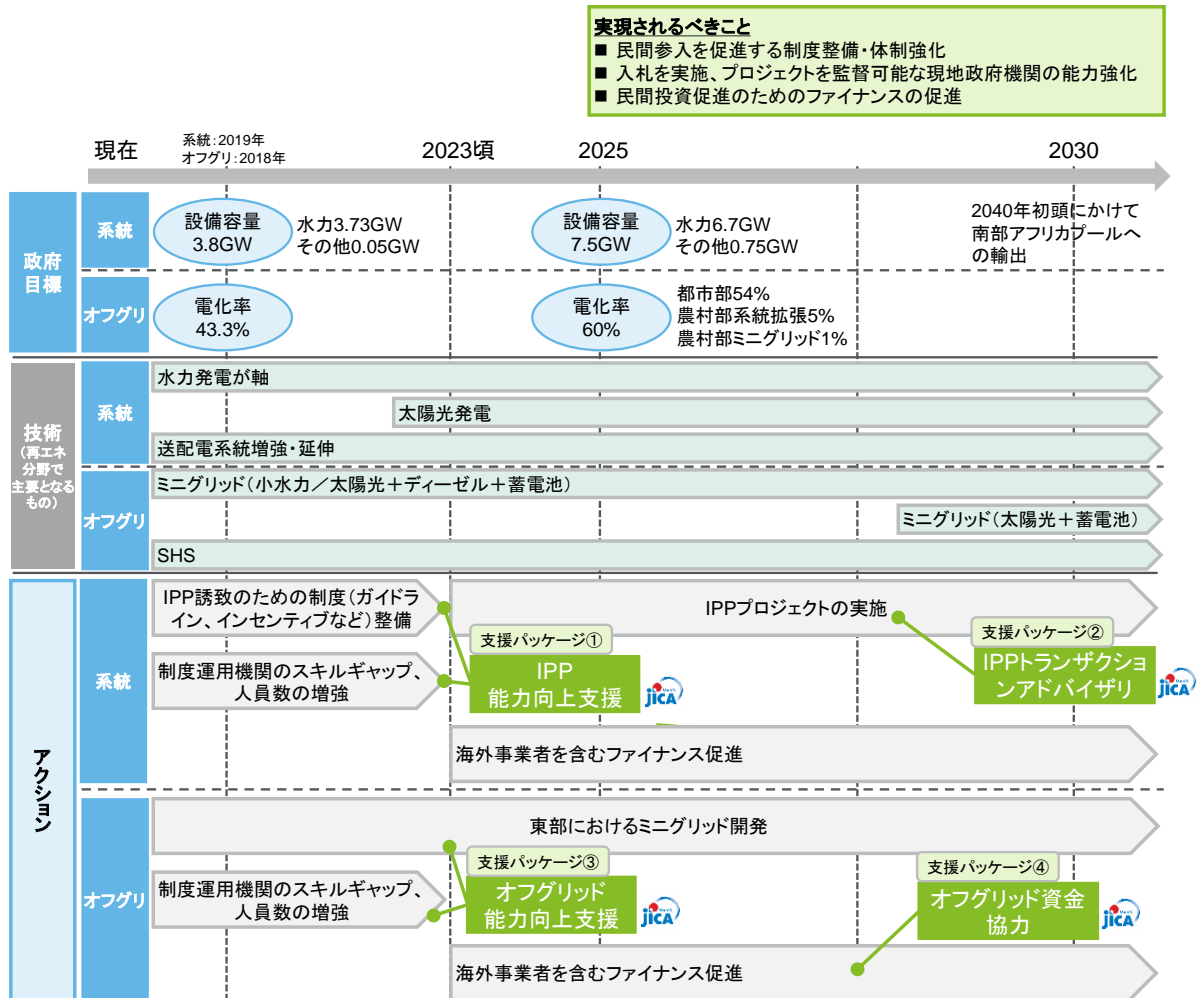
¹⁷³ https://www.afdb.org/sites/default/files/2019/07/16/angola_aemp_presentation_0.pdf

¹⁷⁴ <https://www.ica.org/reports/system-integration-of-renewables>

¹⁷⁵ 2017 年時点、世界銀行統計による。

(2) 将来像を見据えた再エネ供給システム構築、分散型電源展開のロードマップと課題

以上の調査結果と考察に基づき、JICA 調査団が作成したロードマップ案を次図に示す。



出所 JICA 調査団作成

図 106 アンゴラの再エネ供給システム・分散型電源展開のロードマップ

前述のとおり、アンゴラ政府は、再エネセクターに民間投資を呼び込むことを志向しており、系統型再エネについては IPP、オフグリッドについてはミニグリッドに係る制度が整備されている状況であり、まずは詳細なガイドラインを含む制度・規制の整備、その後それらを適切且つ効率的に運用することのできる担当組織の能力向上が重要である。組織体制の整備とともに、プロジェクト実施に係る入札手続き、評価など必要となる諸スキルがある。

また、オフグリッドに関し、政府は、東部におけるミニグリッドの開発の必要性を示しており、制度整備以外にも、これらの地域における具体的なプロジェクトの実施も次のアクションとして検討される。現在、AfDB/SEFA もミニグリッドプロジェクトの支援をしているが、中部の Bic に限定されている。ミニグリッドプロジェクトの実施基盤が整った際には、初期投資不足や金融機関へのアクセスといった課題も発生することが考えられるため、オフグリッド分野における資金協力を行うことで、当該分野の発展につながると考えられる。

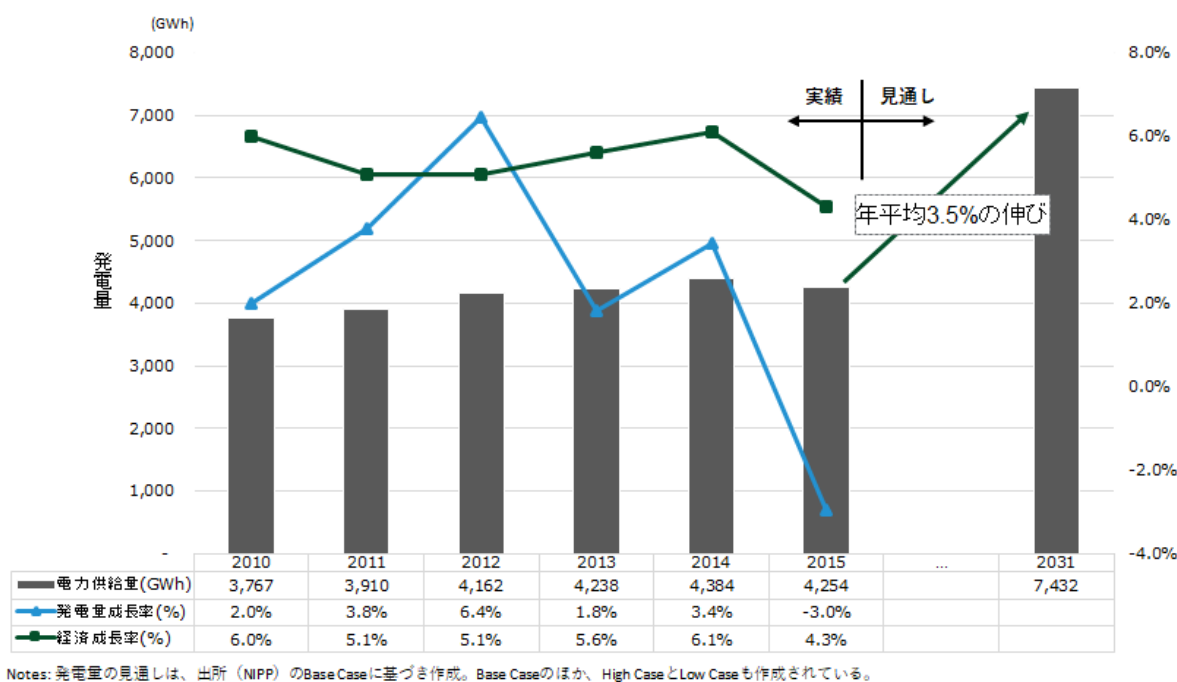
7.5. ナミビア

7.5.1. マクロ経済・電力セクター概況

(1) 電力需要

ナミビアは、2010年から2015年にかけて平均約5%の経済成長を維持しており、経済成長に合わせて、2015年を除いて電力供給量（輸入を含む）も増加を続けてきた。2015年の総電力供給量は4,264GWh¹⁷⁶であり、電力供給量のうち59%はSAPPからの輸入に依存している。主な輸入元は南アフリカ、ザンビアおよびジンバブエである¹⁷⁷。なお、2018年に国内で発電された電力量のうち、約96%が水力発電によるものである¹⁷⁸。電力需要は今後も増加することが見込まれており、経済成長に合わせ2015年から2031年にかけて年平均約3.5%で増加し、2031年に7,432GWhに達する見込みである。電力需要の増加に合わせて、今後の電力供給量を増加させていく方針である。

国内ではナミビア電力公社（NamPower）がエンドユーザー（鉱山や精錬所を含む）あるいは地域配電会社（Regional Electricity Distributors：REDs）へ売電しており、2020年の総販売電力量は4,352GWhであった。販売電力量のうち86%は国内で販売し、14%を国外へ輸出している。2020年のピーク需要は5月に発生しており、688MW（コロナウィルス感染拡大の影響を受け前年比0.6%減）であった¹⁷⁹。



出所 IMF (2021), World Economic Outlook、Ministry of Mines and Energy (2016), Namibia Electricity Supply Industry National Integrated Resource Plan Review and Update Final Report を基に JICA 調査団作成

図107 電力供給見通し¹⁸⁰

¹⁷⁶ 発電量はNIRP2016-2031を基に作成、経済成長率はIMF World Economic Outlook, April 2021を基に作成

¹⁷⁷ Ministry of Mines and Energy (MME) “National Energy Policy, July 2017; National Energy Policy, July 2017; UNDP, Nationally Appropriate Mitigation Action: Rural Development in Namibia, June 2015”

¹⁷⁸ IEA (2020) “Electricity Information 2020, Electricity Generation by Source”

¹⁷⁹ “NamPower Annual Report 2020”より

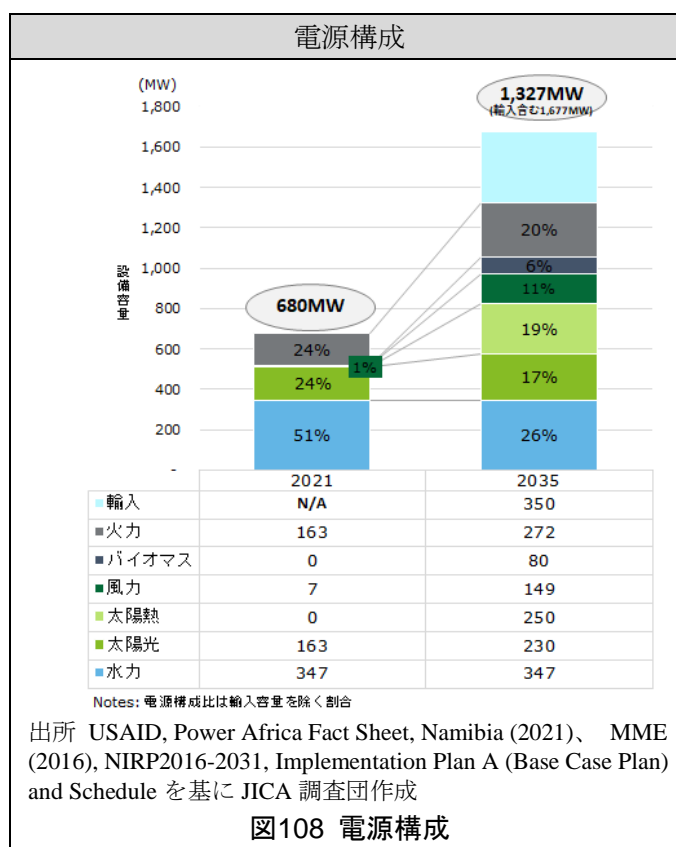
¹⁸⁰ NIRP 2016-2031上の電力供給実績は輸入電力量を含めており、輸入電力を除いた国内での発電量の実績を開示していない。また、電力供給の将来見通しについても輸入電力量を含めた計画を作成している。

(2) 電源構成

ナミビアの電源構成に関する主要な指標と計画を以下に示す。

表120 電源構成に関する主な指標と計画

項目	数値
電化率	55% (2019年)
電化率目標	70% (2030年)
現在の主幹電源	水力 (2021年) 51%
将来の主幹電源	水力 (2035年) 26%
エネルギー最終消費量 (Ktoe)	1.858 (2018年)
LCOE (cents/kWh)	N/A
月間停電回数	0.6 (2020年)
平均停電時間 (h)	5.8 (2020年)
出所	The World Bank (2021) “World Development Indicator, Access to electricity”, MME (2017) “National Renewable Energy Policy 2017”, USAID (2021) “Power Africa Fact Sheet Namibia”, IEA (2020) “Electricity Information 2020, Electricity Generation by Source; IEA Sankey Diagram”を基に JICA 調査団作成



ナミビアでは、国営企業の NamPower が発電および送電事業を行っている。配電事業は、2000年以降、政府主導の下、電気事業の再編が進められ、NamPower から REDs へと順次統合・移行が進められている。同国では、2000年の電力法 (Electricity Act of 2000) に基づき、電気事業の規制機関である電力管理委員会 (Electricity Control Board : ECB) が設立された。ECB は、料金設定や事業免許交付の権限を持ち、発電、送電、小売および輸出入の規制を行っている。なお、現在提出されている法案が国会で可決された場合、ECB は NERA (Namibia Energy Regulatory Authority) へ組織改編される予定である。

ナミビアは、SAPP に加盟している。国内の主要な発電設備は Ruacana 水力発電所一か所のみであるため、発電量は天候に影響されやすい。また、国内の電力需要を満たすだけの発電設備を有しておらず、国外からの電力輸入に大きく依存している。そのため、NamPower は Eskom (南アフリカ) と 200MW、ZESCO (ザンビア) と 100MW、ZPC (ジンバブエ) と 80MW の PPA 契約を結び、電力を輸入しており、SAPP の市場からも電力を購入している。

輸入電力を含むナミビアの発電電力量を次表に示す。2020年のナミビアの最大電力は 629 MW (Skorpion 亜鉛鉱山を含めると 688 MW) であった。同年の総発電電力量 (輸入分を含む) は 4,702 GWh であり、うち NamPower による発電電力量は 1,570 GWh であった。Eskom をはじめとする国外の発電会社からの PPA による電力輸入は 2,476GWh、SAPP での市場からの調達 が 309GWh となっている。またナミビアでは、FIT 制度 (REFIT) が導入されており、IPP が運営する太陽光発電、風力発電が存在する。2020年には、FIT による変動性再エネの購入量が 160GWh、国内再エ

ネ IPP からの購入量が 187GWh であった。

表121 ナミビアの発電電力量(輸入分も含む)(単位:GWh)

種別	プロジェクト名	2017年	2018年	2019年	2020年
NamPower	Ruacana Hydro Power Station	1593	1,144	954	1,505
	Van Eck Power station	66	21	44	56
	Anixas Power Station	0.33	0.15	8	9
PPA	Eskom (南アフリカ)	2090	1,991	1,641	1,624
	ZESCO (ザンビア)	334	361	324	490
	ZPC (ジンバブエ)	348	357	281	362
	EDM (モザンビーク)	3	-	-	-
SAPP Market		136	828	916	309
IPPs	Omburu Sun Energy (Pty) Ltd (Innosun)	12	12	12	13
	Alten Solar Power Hardap Pty (Ltd)	-	-	72	114
	Greenam	-	-	34	60
REFITs		28	112	150	160
総発電電力量		4,610	4,826	4,436	4,702

出所 “NamPower, Annual Report 2018,2019,2020”を基に JICA 調査団作成

下表に NamPower が所有する発電設備 (2020 年時点) を示す。Ruacana 水力発電所 347MW、Van Eck 石炭火力発電所 90MW、Anixas ディーゼル発電所 22.5MW となっており、合計は 459.5MW である。なお、Van Eck (石炭火力) と Anixax (ディーゼル・重油火力) は、電力需給がひっ迫した際のピーク時を支えるバックアップ電源となっている。

表122 NamPower発電設備

プロジェクト名	電源種別	設備容量	運営体制
Ruacana Power Station	Run-of-the-river Hydro	347 MW	Variable
Van Eck Power Station	Coal	90 MW	Emergency Stand-by
Anixax Power Station	Diesel/Heavy Fuel Oil	22.5MW	Emergency-Stand-by
Total	—	459.5 MW	—

出所 “NamPower, Annual Report 2018,2020”¹⁸¹を基に JICA 調査団作成

NamPower の資料¹⁸²によると、今後下表に示す発電設備の建設が計画されている。ナミビアの電源は輸入に大きく依存しており、輸入に依存した状況から脱却すべく、NamPower は自国の供給力拡大に取り組んでいる。COD が既に過去時点となっている設備もあるが、調査時点では、運転を開始した報道等は確認されなかったため、遅れているものと考えられる。再エネに関しては、NamPower が再エネ開発部門を設立し、風力、太陽光、バイオマスの導入を積極的に進めている。

表123 NamPower発電設備計画

プロジェクト名	電源種別	設備容量	COD
Omburu PV Power Project	PV	20 MW	2020
Otjikoto Biomass Power Project	Biomass (Encroacher Bush Wood Chips)	40MW (2x20MW)	2022
Lüderitz Wind Power Project	Wind	40 MW	2022
Firm Power (Anixas II) Project	HFO/LFO (Heavy Fuel Oil/ Light Fuel Oil)	50MW	2021
20MW Solar PV IPP (near	PV	20 MW	2021

¹⁸¹ <https://www.nampower.com.na/Media.aspx?m=Annual+Reports>

¹⁸² NamPower Investors Briefing (31 July, 2019)

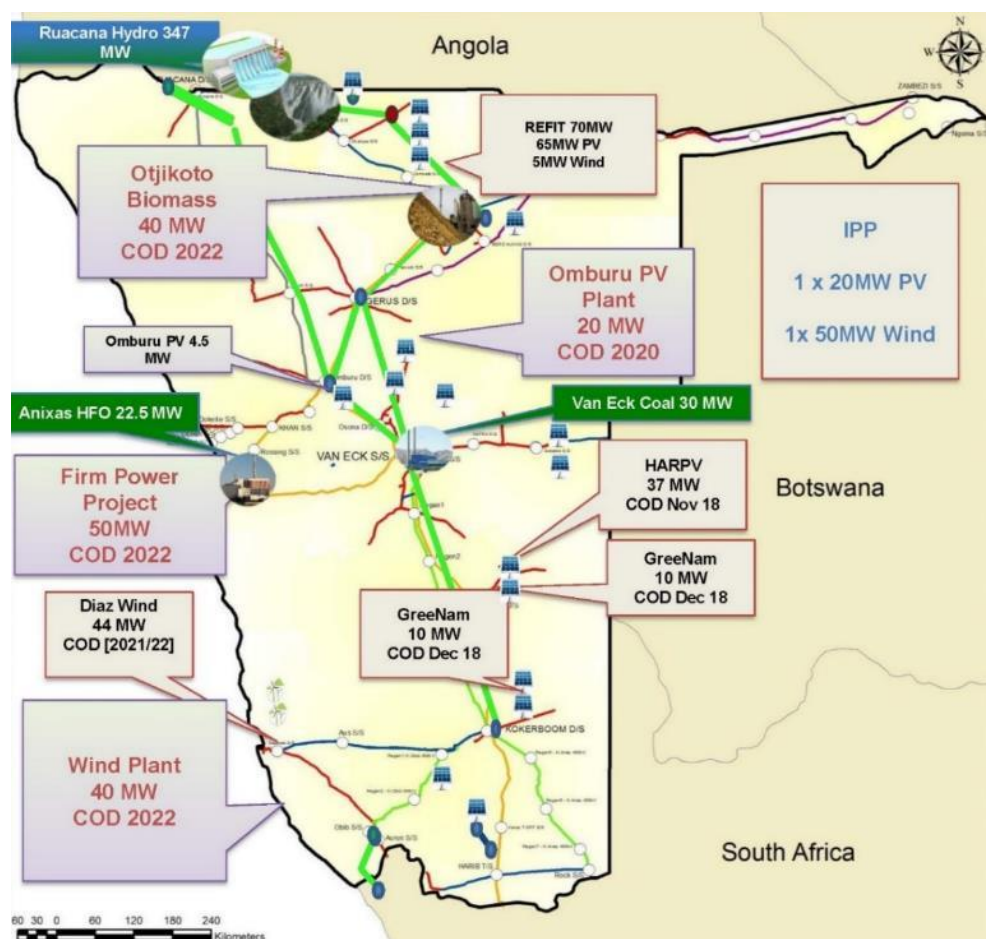
Gobabi and Rehoboth)			
50MW Wind IPP (Luderitz)	Wind	50MW	June 2022

注 COD が既に過去時点のものがあるが、調査時点では運転開始のアナウンスはない。

出所 NamPower Investors Briefing, 31 July 2019 および現地調査を基に JICA 調査団作成

(3) 現在の電力系統の状況

ナミビアの送電系統図を次に示す。



出所 “NamPower Investors Briefing, 31 July 2019”

図109 ナミビア電力系統図

2020年における送電系統構成は、400kV (1,179km)、350kV (953km)、330kV (522km)、220kV (3,207km)、132kV (2,265km)、66kV (3,578km) であり、配電線は33kV (11,967km)、22kV (4,922km)、19kV (4,592km)、11kV (1,135km) となっている。400kV の送電線の建設計画を表 125 に示す。Auas Gerus 400kV 送電線は北部および北東部への電力安定供給およびザンビアとの HVDC 連系線の容量を 300MW に増強、220kV 系統の潮流のバイパスおよび Auas S/S の 400/220kV 変圧器のボトルネックを解消することを目的としている。Auas-Kokerboom 2 の 400kV 送電線は、ピーク時間における安定性と (Kunene 川の流量が少なく Ruacana 水力発電所の発電量が少ない際の) 容量の確保、既設設備の改修・停止点検時間の確保を目的としている。Obib-Oranjemond(Eskom) 400kV 送電線は Eskom との 2 つ目の主要連係線として連系線を増設することにより、安定性を確保することおよび連系容量を増加させることを目的としている。

表124 NamPower送配電(単位: MW)

送電線	亘長 [km]	配電線	亘長 [km]
400kV	1,179	33kV	11,967
350kV	953	22kV	4,922
330kV	522	19kV	4,592
220kV	3,207	11kV	1,135
132kV	2,265		
66kV	3,578		

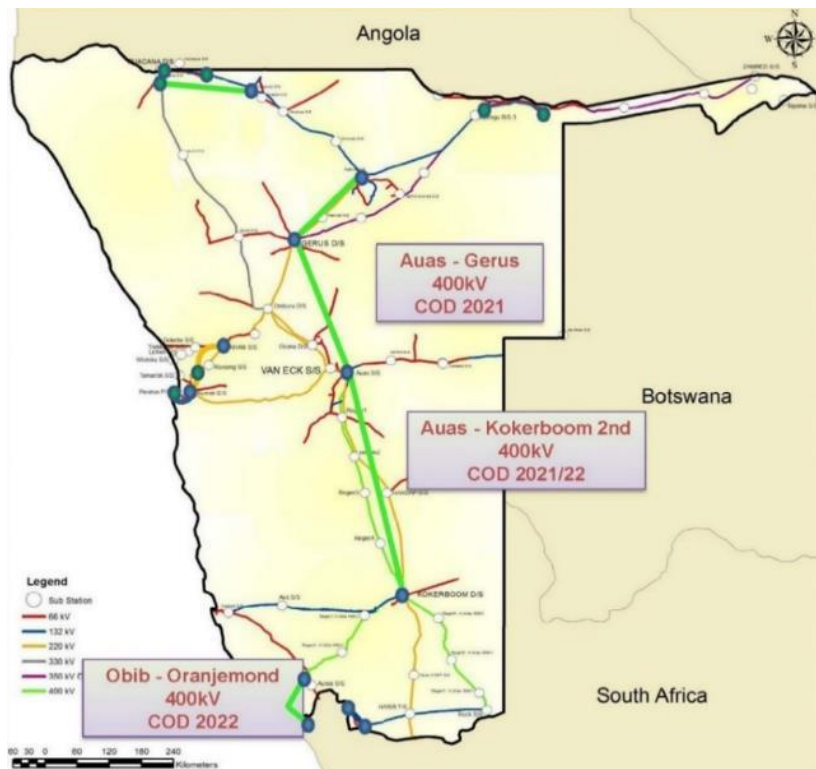
出所 “NamPower, Annual Report 2020”を基に JICA 調査団作成

表125 NamPower送電設備計画

プロジェクト
400kV Auas–Gerus
400kV Auas–Kokerboom 2
400kV Obib–Oranjemond (Eskom)

出所 “NamPower Investors Briefing, 31 July 2019”を基に JICA 調査団作成

国内には送電線から離れた農村集落が点在しており、これらの農村集落の電化のためには、ミニグリッド等のソリューションが必要と考えられる。世界銀行の2017年の統計によるとナミビアの地方部の電化率は19%である。



出所 NamPower Investors Briefing, 31 July 2019

図110 ナミビア送電系統図

(4) 電力事業者の財務状況

NamPowerは垂直統合型の会社であり、直近3カ年(2018年~2020年)の財務状況は次表に示すとおりである。

表126 NamPowerの財務諸表

Nampower				Statement of Financial Position (BS)			
Statement of Comprehensive Income (PL)				Notes: 100,000 NS			
	2018	2019	2020	2018	2019	2020	1000
Revenue	6,595	6,579	6,892	Non-current Assets			
Other income	23	78	74	Property, plant and equipment	20,894	21,267	21,823
Total Income	6,617	6,657	6,966	Investment in associates	609	596	581
Cost of electricity	(3,395)	(3,906)	(4,214)	Investments	788	1,089	1,773
Employee costs	0	(810)	(958)	Other non-current assets	0	57	54
Depreciation and amortisation	(876)	(783)	(821)	Total	22,398	23,009	24,231
Other expenses	(1,187)	(819)	(1,253)	Current Assets			
Total Expenses	(5,457)	(6,318)	(7,245)	Cash and cash equivalents	2,310	2,543	2,910
Profit/Loss before Net Finance Income	1,160	339	(278)	Trade and other receivables	1,571	1,481	1,566
Finance income	772	880	788	Investments	0	6,479	5,948
Finance costs	(193)	(172)	(141)	Other current assets	5,658	97	146
Share of loss of associates	(4)	(25)	(13)	Total	9,539	10,600	10,570
Profit/Loss before Taxation	1,734	1,021	355	Total Assets			
Taxation	(508)	(269)	(35)		31,936	33,610	34,801
Profit/Loss for the Year	1,226	753	320	Equity	0	0	0
Other comprehensive income	30	668	714	Issued share capital	165	165	165
Total Comprehensive Income/Loss for the Year	1,256	1,420	1,034	Share premium	900	900	900
				Reserve fund	1,694	1,756	1,818
				Development fund	6,289	6,582	6,828
				Capital revaluation reserve	11,717	12,336	13,019
				Other equity	101	186	147
				Total	20,866	21,925	22,877
				Non-current Liabilities			
				Interest bearing loans and borrowings	1,824	1,369	738
				Deferred revenue liabilities	969	1,052	1,128
				Deferred tax liabilities	6,283	6,367	6,366
				Other non-current liabilities	452	341	267
				Total	9,529	9,129	8,499
				Current Liabilities			
				Trade and other payables	1,092	1,404	1,210
				Interest bearing loans and borrowings	269	513	691
				Other current liabilities	181	638	1,525
				Total	1,542	2,555	3,426
				Total Liabilities	11,070	11,684	11,924
				Total Equity and Liabilities	34,442	33,610	34,801

出所 “NamPower Annual Report 2020”を基に
JICA 調査団作成

NamPower の損益および資産・負債状況とも、過去3年では比較的良好な状態で安定している。NamPower の2020年度の売上高は6,892百万ナミビアドル（約509億円）、営業利益は278百万ナミビアドル（約21億円）の赤字であり、2019年度と比べて617百万ナミビアドル（約46億円）の減益となった。2019年度と比較して販売電力量が4.6%増加したにも関わらず、減益となった主な要因として、NamPower が大口顧客向けの電気料金を37年間で初めて値下げ（2.5%）したことが営業収支の悪化につながったと考えられる。一方で、金融収益として788百万ナミビアドル（約58億円）が計上されており、2020年度の税引前当期純利益は355百万ナミビアドル（約26億円）の黒字となった¹⁸³。NamPower の年次報告書によると、売上高は主に電気料金、電力輸出収入と託送料金からなるものであり、Cost of Electricity の内訳項目は、輸入費用、国内における発電コストおよび REFITs 制度に基づいた FIT 料金の3つに分けられている。NamPower が発電および送配電設備等の固定資産を有していることから、資産の部では固定資産（PP&E）の比率が7割超と高くなっている。D/E レシオは約0.5倍¹⁸⁴（2020年）と試算された。

（5）電力需要に影響する工業団地の建設計画等

ナミビアは、開発計画（Vision 2030¹⁸⁵, National Development Plan5 (NDP5)¹⁸⁶, Harambee Prosperity Plan II¹⁸⁷）において工業開発地域を設定しており、特に SCDI（Southern Corridor Development Initiative）では、カラス州で5GWの発電設備の開発ポテンシャル、エロンゴ州で1GWの発電設備の建設ポテンシャルが想定されている。また、SCDI ではグリーン水素・アンモニア製造関連のインフラ建設、リュエデリッツ港の運営強化、余剰電力の SAPP への売電が想定されている。ただし、現時点で上記設備の具体的な建設スケジュールは決定していない。

¹⁸³ “Nampower Annual Report 2020”

¹⁸⁴ 負債÷自己資本で試算

¹⁸⁵ <https://nipdb.com/download/vision-2030/>

¹⁸⁶ <https://nipdb.com/download/ndp5/>

¹⁸⁷ <https://nipdb.com/download/harambee-prosperity-plan-ii/>

(6) 再エネ機器の廃棄、リサイクルに向けた法／規制等の整備状況

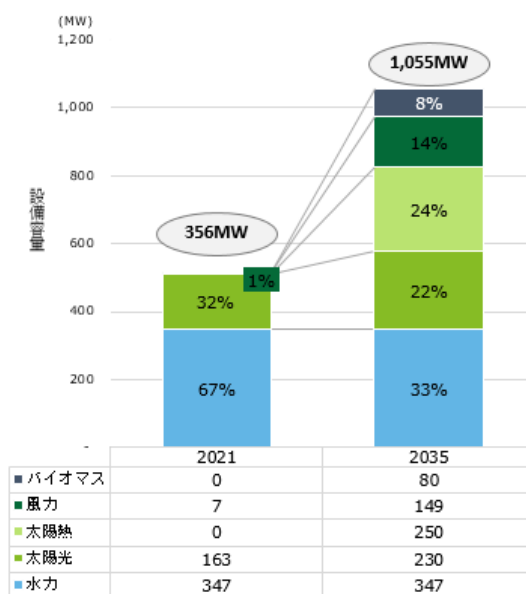
ナミビア国内の電子機器は主に民間企業によって回収され、国外へ輸出されることが多い現状にある。廃棄やリサイクルについては、主に2007年のEnvironment Management Act 7に従って、環境林業観光省（Ministry of Environment, Forestry & Tourism (MEFT)が管掌している。Environment Management Act 7については現在見直しが行われており、近い将来変更される可能性がある。

7.5.2. 再エネ概況

(1) 系統再エネ

① 導入状況と開発目標

ナミビアの電源開発計画「National Integrated Resource Plan (NIRP) 2016-2031」では、再エネ導入量を2015年の356MWから2035年までに1,055MWまで引き上げ、2035年の電源構成のうち約64%を再エネ電源で賄う計画となっている。電源別では、水力は現状から増設せず、太陽光を10MWから230MWへ設備容量を追加、太陽熱、風力、バイオマスについては2015年現在では未導入であるところから、それぞれ250MW、149MW、80MWの設備容量を新設する計画となっている。中でも太陽光および太陽熱の導入が大きく拡大していくことが見込まれている。2021年5月時点では、太陽光は2015年時点の10MWから153MW増設し、163MWとなっており、風力は2015年時点の未導入から7MW増設、太陽熱とバイオマスについては未導入である¹⁸⁸。



出所 USAID, Power Africa Fact Sheet, Namibia (2021) MME, NIRP2016-2031, Implementation Plan A (Base Case Plan) and Schedule を基に JICA 調査団作成

図 111 再エネ導入計画

② 振興策と課題

ナミビアでは、民間のIPP事業者への再エネ投資振興策として、2015年に、5MWまでの設備容量を持つ再エネ施設を対象としたREFIT制度が導入されている。5MW以上のプロジェクトについては、入札が実施される。入札は財務省の部局であるCPB (Central Procurement Board of Namibia)が実施することになっているが、2021年5月にCPBはNamPowerに対して、CPBの代わりに入札を実施する例外を認めた。PPAのひな形も整備がされており、NamPowerのウェブサ

¹⁸⁸ USAID, Power Africa Fact Sheet, Namibia (2021)

イトから取得可能である。再エネセクターに向けた税制優遇制度は、調査時点では未策定であるものの、今後財務省に承認されれば適用される可能性がある。

表127 ナミビアの系統型電源における再エネ振興策

振興策	有無	概要
FIT	○	・2015年に5MWまでの設備容量を持つ再エネを対象とした REFIT Program が導入されている ¹⁸⁹ 。ただし、オフテイカーは NamPower に限定されている。
RPS	×	・なし
入札	○	・2016年には2件のIPPプロジェクトの入札が行われた。 ✓ OLC Arandis 太陽光プロジェクト：3.8MW（2018年COD） ✓ Hardap (Alten) 太陽光プロジェクト：37MW（2016年入札、2018年COD） ・上記2件のプロジェクト以外、調査時点において、新たなIPPプロジェクトの入札の実施が確認されていない。また、2018年に公表された「National Policy for IPP」では、5MW以上のIPPプロジェクトは入札を実施すべきであると定めている
税優遇	△	・調査時点において、再エネ事業者と再エネ関連製品を対象とする税優遇政策は確認されなかったものの、電力規制委員会（Electricity Control Board：ECB）の公式ウェブサイト上の電力事業投資家ポータルには、製造業と輸出産業向け税優遇の紹介資料が公開されており、財務省に承認されれば、再エネ事業者に対して、以下の税優遇政策が適用される可能性がある。 ✓10年間法人税の免除 ✓設備・機器の購入・輸入にかかるVATの免除 ✓研修費用に充てる目的で、対象課税所得の25%-75%を控除
PPA ひな型	○	・NamPowerの公式ウェブサイトから電源別5種類のPPAひな型を取得可能 ¹⁹⁰ 。
その他	○	・ECBの公式ウェブサイト上の電力事業投資家ポータルでは、発電などのライセンス申請書・ガイドライン、関連法令政策、インセンティブ等電力事業者向けの情報を整備。

出所 MME ウェブサイト; MME, Electricity Sector National Integrated Resource Plan (NIRP) 2016 Version 1; ECB ウェブサイト; NamPower ウェブサイト; Energy and Economic Growth, Namibia Country Report を基に JICA 調査団作成

系統再エネの課題として、ナミビアでは REFIT が導入されているものの、適用対象が設備容量 5MW までの再エネ施設に限定されていることが挙げられる。また、主要なオフテイカーは NamPower に限定されており、2018年時点において、一部の IPP 事業者による REDs、自治体および鉱業企業への直接売電が行われるようになってきているが、電力供給者とオフテイカーにおける競争性をより高めるため、電力取引市場の構築が必要とされている¹⁹¹。また、その他課題として、National Renewable Energy Policy 2017 では以下を挙げている。

- ・一部の配電事業者によるネットメータリングへの参加が限定的な点
- ・競争力がありバンカブルかつ為替リスクを軽減できる REFIT 金額が設定できていない点

¹⁸⁹ National Policy for IPP 2018 等ナミビア側の政策等において REFIT 制度は 5MW までの再エネプロジェクトを対象とすると記載しているが、USAID の Electrify Africa Progress Report 2019 には 10MW とある。

(https://www.usaid.gov/sites/default/files/documents/1869/FINAL_Electrify_Africa_Progress_Report_to_Congress.pdf)

¹⁹⁰ NamPower の公式ホームページに掲載されている 5 種類の PPA ひな型は次のとおり：バイオマス発電、太陽熱発電（CSP）、太陽光発電、風力発電、送電線接続 (<https://www.nampower.com.na/refit>)

¹⁹¹ MME, National Policy for IPP 2018。

- ・プロジェクトの土地取得とアクセスに関する明確かつ効率的なルールの欠如している点
- ・競争的な調達を実施する際のベストプラクティスの徹底が必要な点

③ 投資動向

外国企業によるナミビア再エネセクターへの投資実績は限定的であり、現在確認されている 5 件の投資は、全て太陽光発電への投資となっている。

表128 外国企業によるナミビア再エネへの投資動向

プロジェクト	ファイナンシャルクローズ年	電源	設備容量	総投資額 (\$mil)	投資家	融資
Hardap (Alten) Solar plant	2018 年	太陽光	37MW	\$70mil	Alten Energias Renovables (蘭) 他 ¹⁹²	AFD, Standard Bank
Ohorongo Cement Solar PV Plant	2018 年	太陽光	5MW	\$7mil	SunEQ (独)	ナミビア政府系銀行
Ejuva 1 and Ejuva 2 Solar Plants	2017 年	太陽光	10MW (5MWx2)	\$32mil	CIGenCo (南アフリカ) 他	Investec Bank
Karibib (Metdecci) Solar Power Plant	2017 年	太陽光	5MW	\$9.37mil	MetDecci Energy (南アフリカ)	N/A
Rosh Pinah (Aloe Investment) PV Plant	2017 年	太陽光	5MW	\$10mil	Sturdee Energy (南アフリカ)	N/A

注 AFD - Agence Francaise de Developpement

出所 The World Bank, Private Participation in Infrastructure (PPI)、Energy and Economic Growth, Namibia Country Report (December 2019)を基に JICA 調査団作成

④ PPA 締結状況・内容

ナミビアにおける再エネ IPP プロジェクトは以下の 3 種類がある。

- ・ REFIT Program を適用したプロジェクト
- ・ 直接交渉 (Directly Negotiated) のプロジェクト
- ・ 入札 (Internationally Competitive Bid) プロジェクト

REFIT Program に適用する 5MW までの太陽光、太陽熱、風力、バイオマスプロジェクト向けに契約期間 25 年の PPA ひな型が整備されており¹⁹³、IPP 事業者は NamPower と PPA を締結する必要がある。NamPower Annual Report 2020 によると、2020 年末時点では、REFIT Program に適用した 14 件の PPA が締結されており、そのうち 13 か所の発電所は、運転開始済であり、残り 1 か所については 2021 年以内に運転開始の見込みである。

表129 ナミビアの再エネプロジェクト(REFIT Program適用)

プロジェクト	電源	設備容量	場所	PPA 締結	COD
Ejuva 1	太陽光	5MW	Gobabis	2015 年	2017 年

¹⁹² NamPower により入札を経て実施されたプロジェクトであり、NamPower も 19%の持分を保有している。

(<https://neweralive.na/posts/hardaps-37mw-solar-plant-most-productive-in-the-world>)

¹⁹³ それらのプロジェクトの送電にかかる Transmission Connection Agreement (TCA)も整備されており、契約期間は PPA と同様 25 年間となっている。

Ejuva 2	太陽光	5MW	Gobabis	2015年	2017年
Camelthorn	太陽光	5MW	Outapi	2015年	2018年
Momentous	太陽光	5MW	Keetmanshoop	2015年	2017年
Hopsol	太陽光	5MW	Grootfontein	2015年	2016年
Sertum	太陽光	5MW	Trekopje, Erongo	2015年	2018年
Aloe Investment	太陽光	5MW	Rosh Pinah	2015年	2017年
ALCON	太陽光	5MW	Aussenkehr	2015年	2017年
UNISUN	太陽光	5MW	Okatope	2015年	2021年(予定)
Tandii	太陽光	5MW	Okatope	2015年	2020年まで COD済
NCF	太陽光	5MW	Okatope	2015年	2020年まで COD済
Osona	太陽光	5MW	Okahandja	2015年	2016年
Metdecci	太陽光	5MW	Karibib	2015年	2017年
Ombepo	風力	5MW	Luderitz	2016年	2017年

出所 Energy and Economic Growth (2019), Namibia Country Report、African Energy (2021), Namibia: Unisun solar PV to be commissioned in Q4、NamPower Annual Report 2020 を基に JICA 調査団作成

NamPower または地域配電会社との直接交渉を経て PPA を締結したプロジェクトは 6 件ある。そのうち、Hopsol 太陽光プロジェクトはナミビアにおいて、地域配電会社と IPP の間に初めて PPA を締結したプロジェクトである。

表130 ナミビアの再エネプロジェクト(直接交渉)

プロジェクト	電源	設備容量	場所	オフテイカー	進捗
Omburu	太陽光	4.5MW	Omaruru	NamPower	2016年 COD
Hopsol	太陽光	5MW	Otjiwarongo	NamPower	2016年 COD
GreeNam	太陽光	10MW	Keetmanshoop	NamPower	2018年 COD
GreeNam	太陽光	10MW	Mariental	NamPower	2018年 COD
Hopsol	太陽光	5MW	Otjiwarongo	CENORED	2018年 COD
Diaz	風力	44MW	Spergebiet	NamPower	2020年土地取得

出所 Energy and Economic Growth (2019), Namibia Country Report、Afrik 21 (2020), NAMIBIA: Government gives land for 44 MW Diaz Wind Farm を基に JICA 調査団作成

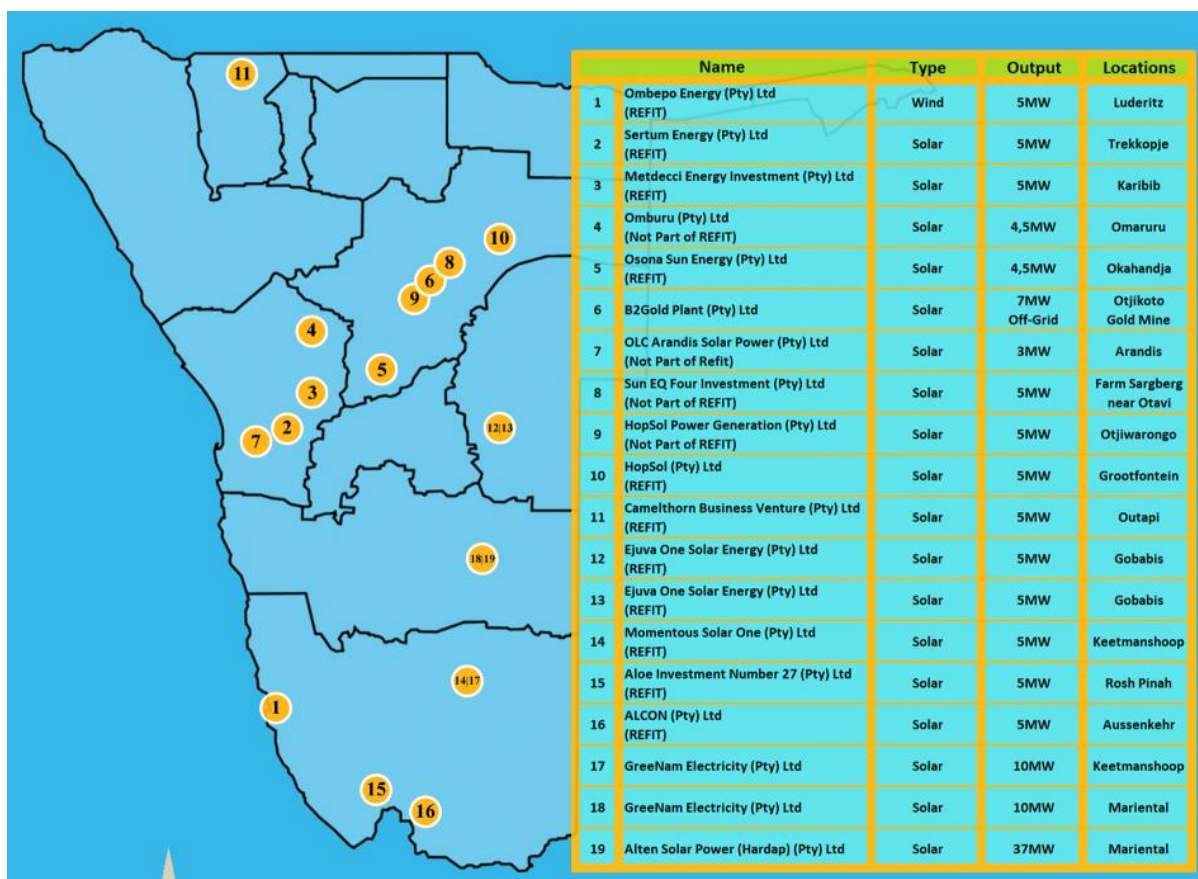
入札を経て PPA を締結し、2018 年に運転開始した再エネプロジェクトは 2 件があり、そのうち Hardap 太陽光プロジェクトは、直接交渉と REFIT Program に適用したプロジェクトと比較しより安い売電価格で PPA を締結し、IPP 調達の手段としての入札の優位性が評価された¹⁹⁴。そのほか、2 件の計画中のプロジェクトが報道されているが、本調査時点において進捗が確認されていない。

表131 ナミビアの再エネプロジェクト(入札)

プロジェクト	電源	設備容量	場所	オフテイカー	進捗
Hardap (Alten)	太陽光	37MW	Mariental	NamPower	2018年 COD
OLC Arandis	太陽光	3.8MW	Arandis	Erogo RED	2018年 COD
Unspecified	CSP	150MW	Arandis	NamPower	N/A
Unspecified	バイオマス	40MW	Otjiwarongo	NamPower	N/A

出所 “Energy and Economic Growth (2019)”, “Namibia Country Report”を基に JICA 調査団作成

¹⁹⁴ “Energy and Economic Growth (2019)”, “Namibia Country Report”



出所 ECB ウェブサイトより抜粋

図112 ナミビア国内のIPPプロジェクト位置図

37MW の Hardap 太陽光プロジェクトの前身は、NamPower が 2015 年から 2016 年にかけて実施した 3 箇所の 10MW 太陽光発電所入札のパイロットプロジェクト（3 x 10MW 入札）であった。入札者に対する事前資格審査がなく、250 以上の関係者が入札前会議とサイト訪問に参加し、技術および財務プロポーザルを提出した。しかしその後、2 箇所のサイトの土地を確保できなかったため、3 x 10MW 入札プロセスが中止となり、残りの Hardap 地点において、最大発電能力の 37MW 太陽光プロジェクトの入札を実施することとなった。

2016 年 5 月に提案依頼（RfP）がリリースされ、200 の事業者から関心表明されており、多くは当初 3 x 10MW 入札に参加した事業者であった。NamPower は入札者とのコミュニケーションに多大な時間とリソースを費やし、RfP の公開から入札提出期限まで 11 回の説明ラウンドを行い、すべての質問と回答が NamPower のウェブサイトに掲載された。入札提出期限は同年 8 月 4 日に設定されていたが、入札者への対応のため同年 9 月 22 日まで延長された。結果、13 の事業者から最終提案書が提出され、すべての法的および技術的要件を満たした入札は、財務評価段階では、財務基準と技術基準を 70:30 の割合でスコアが付けられ、落札者が決定された。落札者によるプロジェクトスケジュールは当初、落札後 12 か月以内に運転開始という非常にタイトなスケジュールを設定していたが、輸送中のストライキ等トラブルによって、予定の 2018 年 9 月 7 日から遅れて 2018 年 11 月 15 日に運転開始した。Hardap 太陽光プロジェクトの入札は、ナミビアの電力セ

クターにおいて入札による競争力のある IPP 電源調達成功事例を確立し、今後の入札プロセスの指針となった¹⁹⁵。

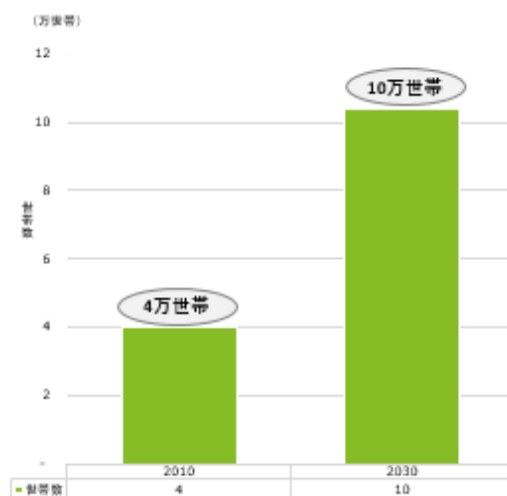
(2) オフグリッド

① 導入状況と開発目標

世界銀行¹⁹⁶によると、2019年時点の電化率は55.2%であり、2030年までに70%にすることを目標としている。なお、Rural Electricity Distribution Master Plan for Namibia 2010 (REDMP 2010)によると、2010年時点では農村部にある約4万世帯が電力へアクセスできており、今後2030年には約10万世帯へ拡大することを目標としている。そのうち一部はオフグリッドによる電化とされている。2015年時点では、研究機関または地域の州議会が運営する以下の3つのオフグリッドシステム(ミニーグリッド)が農村部に電力を供給しており¹⁹⁷、合計設備容量は520kWである。オフグリッドシステムの設備は主には太陽光とディーゼルの混用となっている。

- Gobabeb Solar PV (26kW Solar PV + 2x50kV diesel)
- Tsumkwe Solar PV (202kW Solar PV + 350kV diesel)
- Gam Solar PV (292kW Solar PV)

なお、地方部の電化と系統接続を目的とした新たな電化計画(NES: National Electrification Strategy)は現在策定途中であり、2022年Q1までに公表される予定となっている。



出所 REDMP 2010 を基に JICA 調査団作成

図 113 農村部の電力利用世帯、目標

② 振興策と課題

オフグリッドの振興策としては、MMEによるSolar Resolving Fund (SRF)の支援プログラムが利用可能となっている¹⁹⁸。また、農村電化プログラムとして、別途国家予算が確保されている¹⁹⁹。

¹⁹⁵ Energy and Economic Growth (2019) “Namibia Country Report”

¹⁹⁶ World Bank (2021) World Development Indicator, Access to electricity

¹⁹⁷ United Nations Development Programme (UNDP), Nationally Appropriate Mitigation Action: Rural Development in Namibia, June 2015

¹⁹⁸ MME ウェブサイト (<http://www.mme.gov.na/directorates/efund/srf/>)

¹⁹⁹ MME, National Renewable Energy Policy 2017

表132 ナミビアのオフグリッドにおける再エネ振興策

振興策	概要
SRF	1996年にMMEによって、地方部（特にオフグリッド地域）および都市部での再エネ利用促進を目的として開始された支援プログラム。地方部での再エネ利用を進める Off-Grid Energization Master Plan for Namibia (OGEMP)を構成する施策の一つ。家庭用太陽光発電設備等の設置にかかる費用に対し5年間固定利率5%の融資を提供する。SRFの対象となるのは、ソーラーホームシステム（SHS）、太陽光ポンプ（PVP）、太陽熱温水器（SWH）、熱効率の高い暖房機器。

出所 MME ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

オフグリッドの課題として、National Renewable Energy Policy 2017 では以下を挙げている。

- ・ 政府資金とプログラムを管理する能力の欠如
- ・ 高い初期資本コスト
- ・ 採算性
- ・ 資金調達と投資へのサポートが不十分
- ・ 長期間に亘る信頼性のある O&M を確保するための制度の欠如

③ 国営企業保有のミニグリッドの詳細(電源の種類、場所)

人口密度が低く、住居が点在しているナミビアでは、地方電化策の一つとして、再エネを活用したミニグリッドが運用されている。次表に主なミニグリッドを示す。

表133 ナミビアにおける国営企業や政府・地方自治体が保有するミニグリッド

	Gobabeb Mini Grid	Tsumkwe Mini Grid	Gam Mini Grid
設置年	2004	2011	2014
場所	Gobabeb, Namib Desert	Tsumkwe, Otjozondjupa Regional Council	Tsumkwe Constituency, Otjozondjupa Region.
設置容量	太陽光：26 kWp ディーゼル：2×50 kVA	太陽光：202 kWp ディーゼル：350 kVA	太陽光：292 kWp ディーゼル：N/A
蓄電池	420 kWh, 2,600kWh	766 kWh	鉛蓄電池：N/A
資金調達	GTRC (The Gobabeb Training and Research Centre) および Danida からの寄付	EU:75% 残りは NamPower, MoM および DRFN (Desert Research Foundation of Namibia)	N/A
運転時間	24h	24h	24h
運転者	Gobabeb Center	Otjozondjupa Regional Council (OTRC)	Otjozondjupa Regional Council (OTRC)

出所 RERA, 2014; Tsumkwe Energy, 2012; Hopsol, 2015, Inken Hoeck, etc., Challenges for off-grid electrification in rural areas. Assessment of the situation in Namibia using the examples of Gam and Tsumkwe²⁰⁰を基に JICA 調査団作成

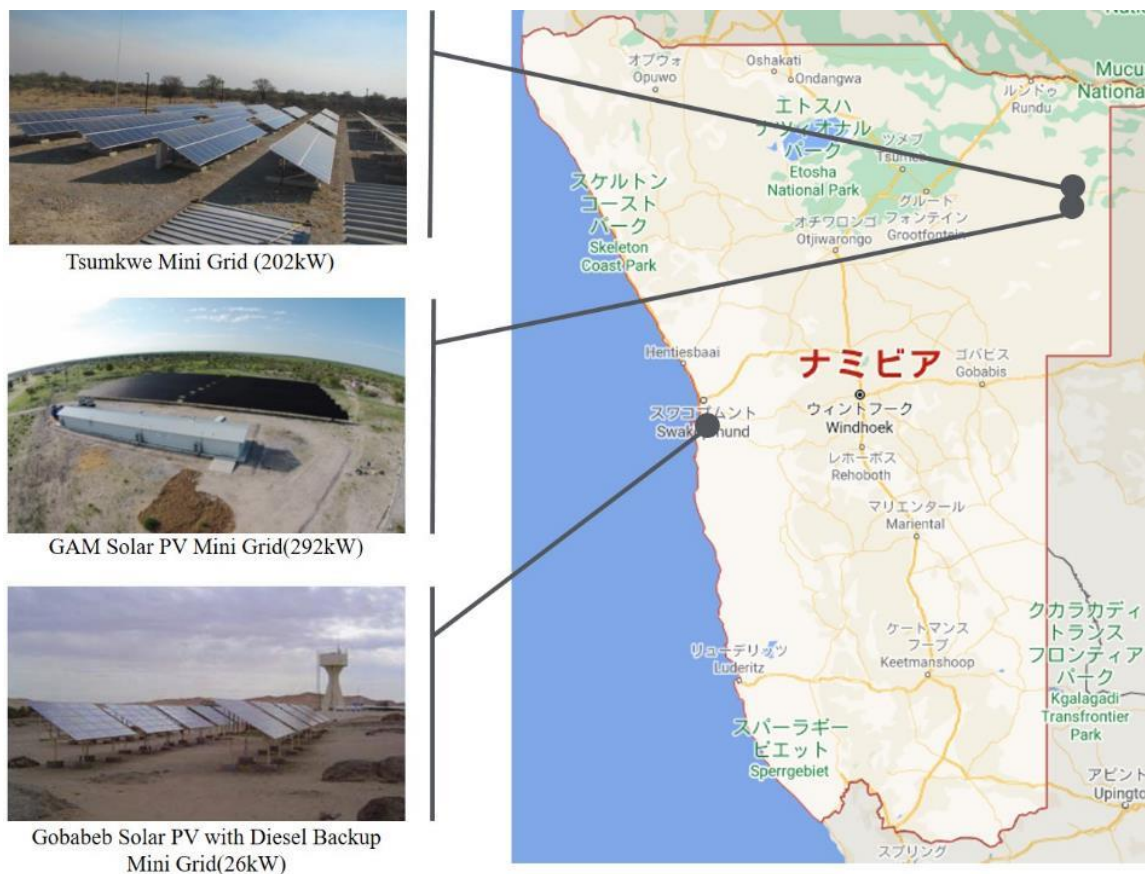
Gobabeb Mini Grid は、ミニグリッドの実証施設として、Demonstration Gobabeb Renewable Energy and Energy Efficiency (DEGREEE)プロジェクトの一環として、デンマークの国際協力機関である DANIDA (Denmark's Development Cooperation)の資金で建設された。現在は Gobabeb Center が運用している。

Tsumkwe Minigrid は、ナミビア砂漠研究財団 (Desert Research Foundation of Namibia, DEFN)、

²⁰⁰ <https://doi.org/10.1007/s40974-021-00214-5>

NamPower、ナミビアのオチョソンドユパ地域評議会（Otjozondjupa Regional Council of Namibia, OTRC）によって、欧州委員会アフリカ・カリブ海・太平洋エネルギー機関（European Commission Africa Caribbean and Pacific EU Energy Facility, ACP-EU Energy Facility）の資金援助で建設された。²⁰¹ツムクウェの集落は人口約3,800人、最寄りの電力網から約300kmの場所にある。導入以前は、ディーゼル発電機で1日あたり12～14時間しか電力供給ができなかったが、Solar-Diesel Hybrid Systemを導入することにより、電力供給を改善し、発電コストを低減することができた。

Gam Mini Grid は、2014年にMMEによって建設され、Otjozondjupa Regional Council (OTRC)に引き渡されOTRCが運営している。2020年にはフェーズ2のプロジェクトとして400世帯が新たにミニグリッドに接続された。ガム集落は現在、ツムクウェに次ぐ2番目に大きなオフグリッド集落であり、ツムクウェの南東112km、グルートフォンテインから約416kmに位置する最も遠い集落の1つである。そのほかにも、学校、クリニック、企業、政府機関を中心に3kW程度のコンテナ蓄電池併設型のPCモジュールや3kW超のミニグリッドが国内の複数個所に設置されている。



出所 UNDP (2015) “Nationally Appropriate Mitigation Action: Rural Development in Namibia”、Google Map を基に JICA 調査団作成

図114 ナミビアのミニグリッド位置図

④ ビジネスモデル

ナミビアでは、オフグリッドの開発にかかるビジネスモデルが確立されていない。調査時点において確認できる国内3箇所のミニグリッドのうち、Gobabeb Training and Research Centerが所有しているミニグリッドを除くと、いずれも NamPower と地域議会が共同で所有しており、

²⁰¹ <http://www.tsumkweenergy.org/overview/>

NamPower と REDs が O&M を実施している。民間部門によるオフグリッドへの投資に関するガイドラインや民間企業によるオフグリッドの O&M に関する法規制も作成、整備されていない。

既存のミニグリッドは、財政的に持続可能ではなく、料金はコストを反映していない。運転および保守コストをカバーできるビジネスモデルの確立が課題である。例えば、Tsumkwe Mini Grid (202 kW) では、消費者は地元のエネルギーショップで電気代を前払で購入し、購入した電気代を使い切った場合、プリペイドメーターを通じて電気が自動的に遮断される。しかし、この料金設計はミニグリッドのランニングコストを下回っている。運営者である OTRC はバックアップ発電機用のディーゼルを供給することで、運営を補助し続けている²⁰²。

7.5.3. 民間投資環境

(1) 外資規制

ナミビアでは、外国人投資家による投資は、Foreign Investment Act of 1990 (FIA)によって規定されているが、再エネ投資に関する外資制限はない。その他分野では、天然資源セクターを含めた一部のセクターで現地企業と外国企業とのパートナーシップが強制とされている²⁰³。なお、2016年にナミビア政府は Namibia Investment Promotion Act (NIPA)を公表したが、民間部門からの法的な事項に関する懸念が表明され、調査時点においては施行されていない。

表134 ナミビアにおける外資規制

規制	内容
規制業種・禁止業種	<ul style="list-style-type: none"> ・鉱業分野への投資には、現地企業による所有権最低 15%が必要 ・合弁事業を除き、外資による国営企業への投資は一般的に禁止されており、上記のとおり、電力セクター（国営企業 NamPower）への投資は禁止されている。 ・送電事業には送電ライセンスが必要であるが、現時点で配電部門参入にかかる外国資本を禁止・規制する方規制は存在しない。
出資比率	規制業種を除き、出資比率に関する規制はなく、100%外国資本が可能
外国企業の土地所有の可否	農地を除き、現時点外国企業の土地購入を禁止していない ²⁰⁴ 。ただし100%外国資本の企業については商用目的の土地の購入はできない。
資本金に関する規制	外国企業の最低資本は 200 万ナミビアドル（約 1,500 万円）
その他規制	投資許可を得るためには、現地企業の株式最低 10%を取得する必要がある

出所 UNCTAD, Investment Policy Monitor: Namibia²⁰⁵; U.S. Department of State, 2020 Investment Climate Statements²⁰⁶: Namibia; Santander, Namibia: Foreign Investment²⁰⁷を基に JICA 調査団作成

(2) 電力業界への民間参入可否

ナミビアでは送電セクターを除き、電力事業への外国企業による投資を規制していないが、国営企業の NamPower は発電から送配電および電力取引までを一貫して運営している。発電セクタ

²⁰² UNDP (2015) “Nationally Appropriate Mitigation Action: Rural Development in Namibia, June 2015”

²⁰³ U.S. Department of State, 2020 Investment Climate Statements: Namibia, <https://www.state.gov/reports/2020-investment-climate-statements/namibia/>

²⁰⁴ 2018年に開催された第2回国土会議は、外国人への土地売却を禁止する決議を可決したが、一般市民からの抗議があったため、決議の実施が先送りされている。 <https://www.namibian.com.na/189424/archive-read/Law-still-allows-sale-of-land-to-foreigners-%E2%80%93-PM>

²⁰⁵ <https://investmentpolicy.unctad.org/investment-policy-monitor/measures/3687/namibia-15-stake-in-new-mines-reserved-for-namibians>

²⁰⁶ <https://www.state.gov/reports/2020-investment-climate-statements/namibia/>

²⁰⁷ <https://santandertrade.com/en/portal/establish-overseas/namibia/investing>

一では、2015 年末時点でナミビアにおける発電総容量 493MW のうち、429.5MW を NamPower が保有していたが²⁰⁸、近年では民間事業者の参入が活発になってきている。IPP 事業者は、2017 年までは NamPower だけに売電可能であったが、2018 年に公表された National Policy for IPP によると、一部の IPP 事業者による REDs、地域自治体や鉱業への直接売電も実施されている。調査時点において、14 件の REFIT Program に適用した小規模再エネプロジェクトのほか、NamPower・REDs と直接交渉または入札を経て PPA を締結した再エネプロジェクトは 7 件運転開始している²⁰⁹。電力取引セクターと送電セクターは NamPower が独占している。



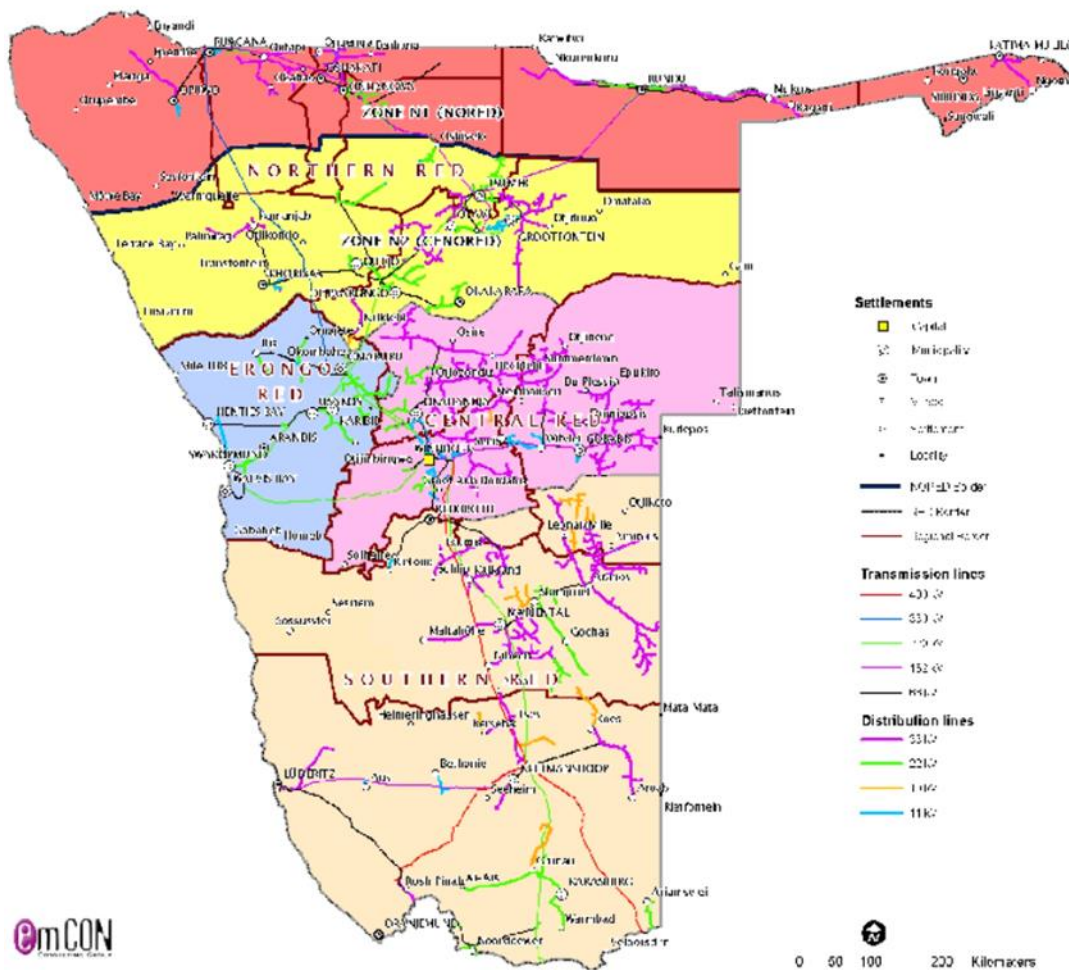
出所 MME “National Energy Policy 2017; MME, National Policy for IPP 2018”を基に JICA 調査団作成

図115 ナミビアの電力業界の構造

配電セクターに関しては、NamPower の配電部門のほか、地域配電会社 (REDs)、地域自治体およびその他配電事業者が行っている。NamPower の配電部門は、ホマス州、オマヘケ州、ハルダブ州、カラス州にて配電事業を実施している。REDs は 1998 年のエネルギー白書に基づいて設立され、図 117 のように Northern RED (NORED), Central Northern RED (CENORED), Erongo RED (ERONGORED), Central RED (CENTRALRED), Southern RED (SOUTHERNRED) の 5 つが存在する。地域自治体が配電事業を実施している例もあり、主な個所ではケートマンスフープ、首都であるウィントフック、オシャカティの Oshakati Premier Electric (OPE) が挙げられる。なお、その他にごく小規模な Elisenheim, Omeya, Finkenstein 等の様な配電事業者が存在する。

²⁰⁸ Nampower Annual Report 2015

²⁰⁹ “Energy and Economic Growth, Namibia Country Report (December 2019)”



出所 ECBウェブサイトより抜粋

図116 ナミビアにおける地域電力会社の区分

(3) 投資環境と課題

本邦企業の関心度については、JETRO の今後の注目国に挙げられておらず、周辺の南アフリカへの本邦企業進出数（272 企業）と比較しても少ないことから、総じて高くないことが伺える。また WEF²¹⁰によると、その他のナミビアの課題およびリスクとして、水供給の危機、経済危機、政府ガバナンス上の問題などが挙げられている。

表135 投資環境指標

ソブリン格付 (Moody's)	Ba3 (negative)
本邦企業関心(JETRO アンケート)	注目国の 20 カ国にランクインしていない (2019 年)
進出本邦企業数	7 社 (2019 年)
FDI	▲176 百万 USD (2019 年)
Doing Business	104 位 (2019 年)
Global Competitiveness Index	94 位 (スコア : 54.5) (2019 年)

出所 Moody's (2020)、JETRO (2020) アフリカ進出日系企業実態調査、外務省 (2019) 海外在留邦人数調査統計、世界銀行 Foreign direct investment、世界銀行 Doing Business、WEF (2019) Global Competitiveness Report を基に JICA 調査団作成

²¹⁰ WEF (2019) "Regional Risks for Doing Business"

7.5.4. その他

(1) JICAのエネルギー分野の実績の有無、援助方針

2008年度から2018年度において、JICAのエネルギー分野の実績はない。また、対ナミビア共和国への事業展開計画において、基本方針（大目標）を持続的かつ包摂的な経済・社会発展の実現に向けた支援としているが、重点分野（中目標）を産業基盤強化と貧困削減・生計向上への貢献としており、エネルギー関連分野に該当するものはない。

(2) 経済産業省、環境省及びその関連団体による政策、海外事業

該当する事業はない。

(3) ドナー動向・援助実績

世界銀行は、ナミビア向けの国別パートナーシップフレームワークを作成しておらず、過去10年間で再エネ分野の支援は実施していない。その他にUSAIDはナミビアとボツワナにおいて、今後20年間で最大2-5GWの太陽光発電を導入するMega-solarプロジェクトを推進している。また、AfDBは送電線の建設プロジェクトを、AFDはSUNREFプログラムを通じて、地場銀行に再エネプロジェクト融資への信用枠を提供している。

表136 主要ドナーのナミビアでの動向

機関	エネルギー分野の援助方針	再エネ分野の主要プロジェクト
WB	ナミビア向けの国別パートナーシップフレームワークが作成されていない。	系統電源およびオフグリッド
		不明
AfDB	国別戦略ペーパー2020-2024において、再エネ発電容量の拡大、送電線ネットワークの拡大、SAPPを通じた電力取引の促進、または地方および都市周辺地域の電化を目的とした支援を実施している。	系統電源
		<u>Baynes Hydro-Power Plant 400 kV Transmission Lines Project (2021年)</u>
		Baynes 水力発電所の送電線建設に対し、NEPAD インフラプロジェクト準備施設 (NEPAD-IPPF) を通じて南アフリカ電力プール (SAPP) に融資を提供する予定
		オフグリッド
KfW/GIZ	KfWの同国への援助方針は確認できず。同国におけるGIZの活動の重点分野は以下のとおりである。 ・天然資源の管理 ・輸送 ・経済発展	系統電源
		不明
		オフグリッド
		<u>Green People's Energy (GPE) (2018年-2022年)</u> ベナン、コートジボワール、エチオピア、ガーナ、モザンビーク、セネガル、ウガンダ、ザンビア、ナミビアの9カ国を対象として、農村部における分散型の再エネの供給を支援
USAID	Power Africaを通じてサブサハラ地域に30,000MWのクリーンかつ効率的な電源の確保と60百万戸の系統接続への支援を目標としている。	系統電源
		<u>Projects based on REFIT Program</u> ナミビアにおける電源構成の多様化を促進し、エネルギー安全保障を強化させるため、Power AfricaがSouthern Africa Energy Program (SAEP)を通じて、再エネの固定価格買取制度 (REFIT Program) の設計を支援し、プロジェクトに資金を提供し、または電力規制委員会、NamPower、MME、および民間事業者者に技術サポートを提供。
		<u>Mega Solar/Unlocking Southern Africa Solar (USAS) Program</u>

		<p>ナミビアおよびボツワナの二カ国を重点地域として、今後20年間で、南部アフリカ地域最大となる2-5GWの太陽光発電（PV）および太陽熱発電（CSP）の開発を支援するプログラム。Power Africa、国際金融公社（IFC）、国際復興開発銀行（IBRD）およびボツワナ、ナミビア政府、他が組むパートナーシップ。2021年4月にパートナー間で覚書（Memorandum of Intent）への調印を完了した。USASでは、主に以下の3点を焦点に掲げている²¹¹。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 大規模太陽光発電所建設に向けた理解とコンセンサスの構築 ・ 南部アフリカ地域（ボツワナおよびナミビア）における大規模太陽光プログラムの実現性の理解 ・ 大規模太陽光プログラムの計画から実行にかけた能力の強化
		オフグリッド
		不明
AFD	ナミビア経済のグリーン・インクルーシブを支援。	<p>系統電源</p> <p><u>SUNREF Program（2017年）</u> 3つのローカル銀行に対し、再エネ、持続可能な農業、観光セクターのプロジェクトへの融資を提供するために、1,500万ユーロの信用枠を提供</p> <p><u>Mariental Solar Project（2018年）</u> 37MW太陽光プロジェクトに対する融資を提供</p>
		オフグリッド
		不明

出所 各ドナーウェブサイト、AfDB(2020) Namibia country Strategy paper 2020-2024、WEF ウェブサイト²¹²を基に JICA 調査団作成

7.5.5. 開発協力ニーズ

デスクトップ調査およびナミビア政府、政府系機関、民間企業、ドナーへのヒアリングを通じて特定された開発協力ニーズは下表の通りである。なお、ナミビアで提案する協力ニーズは系統型再エネを主対象としており、オフグリッド型再エネにおける協力ニーズは主にデスクトップ調査の結果に基づく仮説であり、必ずしも関係機関へのヒアリング等を通じてニーズの有無を確認したものではない点に留意されたい。

優先度が高い系統向けの協力ニーズとしては、調査時点（2021年10月）で既に設備容量の約30%を再エネが占めることから、再エネを主幹電源とする系統における電力の需給調整等、系統の運用に係る能力向上のほか、更なる再エネの大量導入に向けた系統の増強支援が考えられる。更に、同じく調査時点で MME 内において水素戦略を策定中であり、特に再エネから発電された余剰電力を水素製造に活用することを検討していることから、水素の製造・利活用に向けた実務的な知識の提供・MME の能力強化支援が期待されている。

²¹¹ USAID “Power Africa Toolbox, Unlocking Southern Africa Solar (USAS)”

²¹² “A mega-solar initiative will help southern Africa shine | World Economic Forum (weforum.org)”

表137 ナミビアにおける開発協力ニーズ

#	分野	分類	概要	対象	根拠	協力スキーム
1.	IPP 制度運用	系統	FIT、入札制度が整備されており、2016 年頃より入札制度に基づき IPP の調達が進められているが、調達に遅れが生じているなど課題が顕在化している。今後、入札制度を活用し再エネ調達を円滑に進めていくための課題の把握と必要な能力強化の実施。なお、FIT は一時的に活用されたものであり、今後は入札のみに基づく調達を進めていくとのこと。	MME、 NamPower	MME への ヒアリング	技術協力
2.	電力供給体制	系統	2015 年には国内電力の約 60%を SAPP から輸入するなど、現状の電力供給システムは輸入に依存している。今後再エネの大量導入が計画される中で、電力の自給自足を実現し、さらに輸出国を目指すに当たっての必要な計画策定・実行能力の強化。	MME、 NamPower	MME への ヒアリング	技術協力
3.	ガバナンス	系統・オフグリッド	現状は MME のエネルギー局において系統型・オフグリッド型電源を一括で管轄している。今後、IPP 増加し、オフグリッドでも民間企業の参入が促進されていく可能性がある中で、これらを効果的に管轄していくためのガバナンス体制の構築に向けた能力強化。	MME	MME への ヒアリング	技術協力
4	系統運用	系統	2021 年時点で約 170MW の変動性再エネが導入されており、発電容量の 30%近くを占める。今後さらに再エネの大量導入が計画されている中で、変動性再エネを主幹電源とする系統における電力の需給調整等に関する運用能力の強化。	NamPower、 MME	NamPower、 MME への ヒアリング	技術協力
5	系統増強	系統	近年再エネの導入が積極的に進められる中で、既存の系統では容量が不足しており、更なる再エネ導入には限界がある。再エネの大量導入に向け、系統を増強する必要がある。	NamPower、 MME	NamPower、 NEI への ヒアリング	円借款、 無償
6.	蓄電池	系統	再エネ大量導入が進められる中で、系統安定化のため整蓄電池の活用が国内で議論されており、その導入支援。なお、政府内での計画は初期段階であり、今後の計画等詳細を把握する必要がある。	NamPower、 MME	NEI への ヒアリング	円借款、 無償
7.	水素	系統	調査時点(2021年10月)で MME	MME	MME への	技術協力

			において水素戦略（Green Hydrogen Strategy）をドラフト中であり、今後水素を国内で製造・利活用していくための実務的な知識の習得が求められていることから、この能力強化		ヒアリング	
8.	FS	系統	系統延伸・増強、再エネ開発にむけた実効性の高いFSの支援	MME、 NamPower	MME への ヒアリング	技術協力
9.	オフグリッドマスタープラン	オフグリッド	既存のマスタープランは2010年に策定されたもので、時間が経過している。系統延伸、また民間参入の可否等を踏まえ更新のニーズがある。現在 GIZ の支援を受け更新中であるが、更なる支援が必要となる可能性がある。なお、系統による地方電化は REDs の所管であることから、調整を要する。	MME、Reds	デスクトップ調査、 GIZ へのヒアリング	技術協力
10.	オフグリッド振興策	オフグリッド	既存の振興策は SRF のみであり、10 で記載の民間活用の可能性も含め、振興策の設計を行っていく必要がある。現在 GIZ によって支援が提供されているため、調整を要する。	MME	デスクトップ調査、 GIZ へのヒアリング	技術協力
11.	オフグリッド市場	オフグリッド	既存のミニグリッドは政府系企業が所有するもののみであるが、今後民間活力を導入することも検討されている。現在 GIZ によって支援が提供されているため、調整を要する。	MME	デスクトップ調査、 GIZ へのヒアリング	技術協力

出所 関係機関へのヒアリング等を基に JICA 調査団作成

他国同様、今後 JICA が支援策を提供していくにあたっては、それぞれの協力ニーズに対してパッケージ化して分野包括的な支援を行っていくことや、課題への波及効果等を加味した支援の優先付け、実現性を加味する必要がある。パッケージ化、優先度付け案は下表のとおりである。

表138 ナミビアへの支援パッケージ案

パッケージ	協力ニーズ	優先度	概要	備考
長期電力セクター構想策定プログラム	2、3、7	高	・長期的な自立型電力供給体制の実現や、系統・オフグリッドにおける再エネ導入・民間参入を踏まえたガバナンス体制の在り方、再エネ余剰電力を活用した水素の製造等、中長期的なナミビア電力セクターの運用・ガバナンスに関する包括的な支援プログラム	—
系統安定化プログラム	4、5、6	高	・2030年に向けさらに再エネが導入されていく中で、導入を実現するための系統の増強、系統の運用能力、さらには系統安定化のための蓄電池の活用を包括	USAS プログラムとの連携・デマケを要す

			的に実施。	る
オフグリッド市場開発プログラム	9、10、11	中	・民間参入も含めたオフグリッド市場の更なる開発のためのマスタープラン策定、振興策の設計、市場全体の設計支援	UNDP、GIZ等が先行支援中

出所 JICA 調査団作成

7.5.6. 再エネ展開のロードマップ

(1) 電力需給システムの将来像の考察

IEA の統計 (2019 年)²¹³によると、ナミビアの国内の発電電力量は水力 954GWh、石炭 44GWh、太陽光 41GWh、風力 5GWh となっており、Ruacana 水力発電所への依存度が高い。また、ナミビアは国内の発電量だけでは需要を賄えず、Eskom をはじめとする国外の発電会社から PPA により 2,246GWh (2019 年)、市場取引により SAPP から 916GWh (2019 年) を輸入しており輸入依存度が高い。一方、太陽光および風力のポテンシャルが高い。エネルギーセキュリティの観点から、ナミビアは FIT 制度や IPP 積極的に活用し変動性再エネの導入を進めている。

ナミビアの電源開発計画「National Integrated Resource Plan (NIRP) 2016-2031²¹⁴」では、再エネ導入量を 2015 年の 356MW から 2035 年までに 1,055MW まで引き上げ、2030 年までに再エネの割合を現在の 30%から 70%に引き上げる計画を立てている。再エネについては、現段階で発電量ベースでは導入があまり進んでおらず、IEA の” Insight Series 2018 System Integration of Renewables An update on Best Practice²¹⁵”における変動性導入の段階としては第 1 段階といえる。

なお、ナミビアは KfW の支援を受け、2023 年の運転開始を目標に国内初の蓄電システムの導入を進めている。このプロジェクトは OMBURU BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM (BESS) PROJECT と呼ばれ、OMBURU 変電所内に出力 58MW 容量 75 MWh に蓄電システムを設置するプロジェクトである。蓄電システムの目的として、「VRE の余剰電力および SAPP からの安価な電力を BESS に貯蔵し、ピーク時に電力を供給し、ピーク対応電源である石炭火力発電所からの化石エネルギーの消費を減らす。」「VRE による短期・中期の出力変動を BESS が吸収させ、アンシラリーサービスを提供する。」等としている。送電網については国内の主要系統は統一されており、ナミビアは SAPP のメンバーであり、国際連系線の整備も進んでいるが、電化率は 53%である²¹⁶。まだ、送配電網の整備が不十分であり、変動性再エネの系統連系の障害となる。送配電網の整備も変動性再エネ普及に必要な系統側のプロジェクトとなると考えられる。

今後、生活水準の向上、エネルギー転換 (例えば、自動車の電化) により電力需要の更なる拡大の可能性も考えられる。電化の進展等により変動性再エネの比率が高くなり需給バランスの調整が難しくなる可能性がある。変動性再エネ導入比率の高い諸国と同様に蓄電システムやデマンドレスポンス等の柔軟性の拡充が必要となると考えられる。

以上は系統における変動性再エネの導入に伴う需給システムについて述べたが、ナミビアは他の多くのアフリカ諸国と同様に人口密度が低く (2018 年時点、2.97 人/km²)、送電線から離れた集落が多数存在する。よって、電化を進めるにあたってはグリッドの延伸だけではなく、変動性再エネを用いたミニグリッドも組み合わせて電化が進むと想定される。

²¹³ IEA Electricity Information 2020, <https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/electricity-statistics>

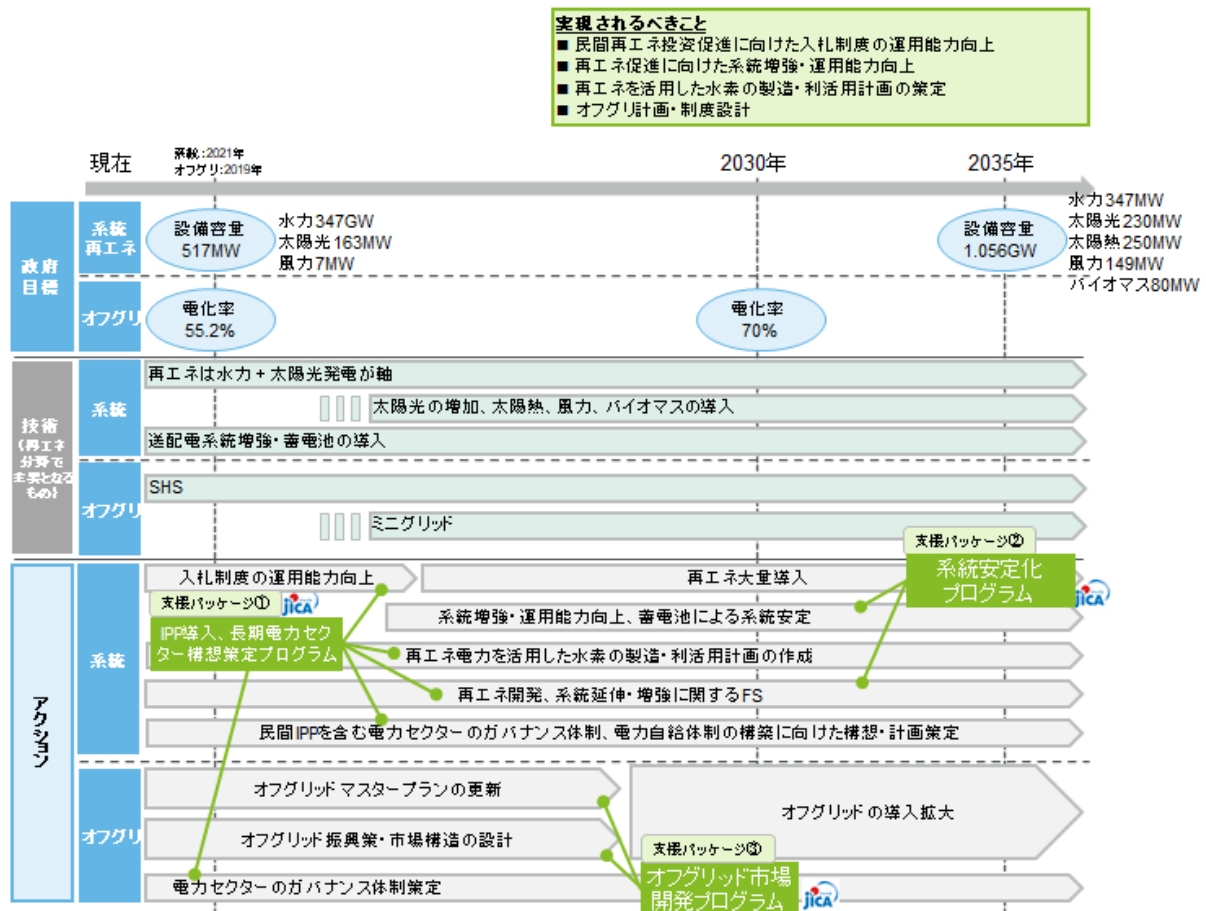
²¹⁴ National Integrated Resource Plan (NIRP) 2016-2031

²¹⁵ <https://www.iea.org/reports/system-integration-of-renewables>

²¹⁶ 2017 年時点、世界銀行統計による。

③ 将来像を見据えた再エネ供給システム構築、分散型電源展開のロードマップと課題

以上の調査結果に基づき、JICA 調査団が作成したロードマップ案を次図に示す。



出所 JICA調査団作成

図117 ナミビアの再エネ供給システム・分散型電源展開のロードマップ

ナミビア政府は、今後 NIPR に基づいて 2035 年に向けて太陽光、太陽熱、風力を中心とした VRE を大量に導入して行く計画である。現在までに REFIT、入札制度を活用した再エネ IPP の調達が行われてきており、設備容量ベースでは VRE の導入が進展している。今後は入札制度を通じて低価格の再エネを調達していく意向であり、2035 年の計画実現に向けては、入札制度をより効果的に実行し、PPA 締結、系統連系までの一連のプロセスをより迅速に行っていくための能力向上が必要とされる。また、今後急速に再エネ（特に VRE）が導入されることが計画される中で、系統インフラへの投資、需給調整能力の向上も並行的に必要とされ、これには、既に KfW の支援を受け取り組んでいるような蓄電池等の調整力の導入も含まれる。さらに、現在ナミビア政府は再エネを活用した水素の製造計画（Green Hydrogen Strategy）を立案中であり、水素利活用に係る基礎的な知識は有しているものの、計画の実行面での知識・ノウハウについては有しておらず、計画の実現に向けてはこの能力強化も課題の一つと言える。長期的な観点では、既述の通りナミビアは現在電力の多くを輸入に依存していることから、今後再エネ等を導入し、どのように電力の自給体制を構築していくのか、計画・ビジョンを策定することが必要とされる。

オフグリッドについては、現状 2010 年に策定された地方電化計画があるのみで、民間参入を促進するような振興策等は整備されていない。現在、MME 内で市場設計（民間参入も含む）が議論されていることから、これを早急に策定し、必要な計画・振興策の設計等を行っていくことが必

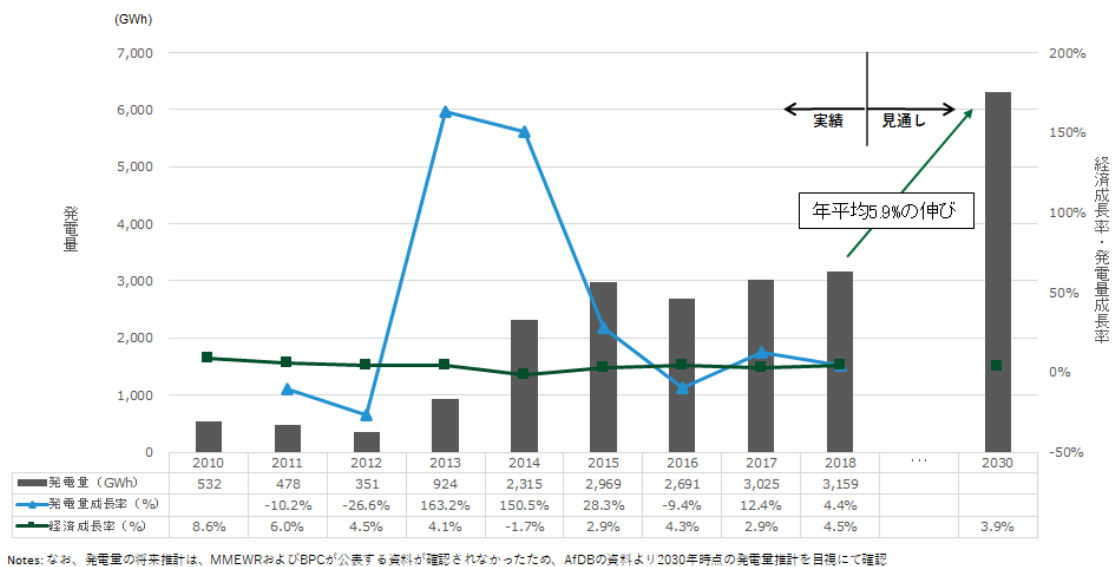
要である。また、系統、オフグリッド共通の課題として、現状は MME 内のエネルギー局が系統・オフグリッドを含め一手に所管をしているが、今後数年間で IPP を中心とした多くの民間事業者が電力セクターに参入してくることが想定される中で、政府側の組織的能力・専門性の観点からどのようにガバナンス体制を構築していくのか検討する必要がある。

7.6. ボツワナ

7.6.1. マクロ経済・電力セクター概況

(1) 電力需要

ボツワナでは、2010 年から 2018 年までの期間で、年平均 4%前後の経済成長率を維持している。ダイヤモンド輸出の減少や深刻な干ばつ、エネルギー不足に起因する 2015 年のマイナス成長から回復途上にあるものの、ダイヤモンド産業が依然として国の主要産業²¹⁷となっている。経済成長に合わせて、発電量も堅調に増加しており、2010 年から 2018 年にかけて約 6 倍に増加した。特に後述のとおり、Morupule-B 石炭火力発電所（600MW）が稼働開始した 2013 年から 2014 年にかけての発電量増加が顕著である。2018 年の総発電電力量は 3,159 GWh であり、今後も、経済成長に合わせて 2018 年から 2030 年にかけて年平均約 5.9%で発電量が増加していくことが見込まれている。国内の発電量は、2013 年に総工費 970 百万 USD²¹⁸をかけて建設された Morupule-B 石炭火力発電所が稼働開始したことにより（China National Electric Equipment Corporation が建設を担当）大きく増加したものの、稼働開始後も断続的に技術的なトラブルに見舞われ、補修のための運転停止や部分稼働を繰り返している。国内電力需要（2018 年のピーク時電力需要は 613MW）に対して不足する電力は、南部アフリカパワープール（SAPP）（特に南部で国境を接する南アフリカの Eskom）から輸入している。



出所 IMF ウェブサイト²¹⁹、IEA ウェブサイト²²⁰、African Development Bank (AfDB) 資料²²¹を基に JICA 調査団作成

図118 発電量見通し

²¹⁷ IRENA (2021) “Renewables Readiness Assessment: Botswana”

²¹⁸ Reuters (2018, June 9th) “Botswana cancels plans to sell troubled power plant to Chinese firm”

²¹⁹ 経済成長率（実質 GDP 成長率）実績は IMF ウェブサイトより Country Data を参照

²²⁰ 発電量実績は IEA ウェブサイトより Electricity Generation by Source, Botswana 1990-2018 を参照

²²¹ AfDB ウェブサイトより African Energy Market Place (AEMP) 向け資料を参照

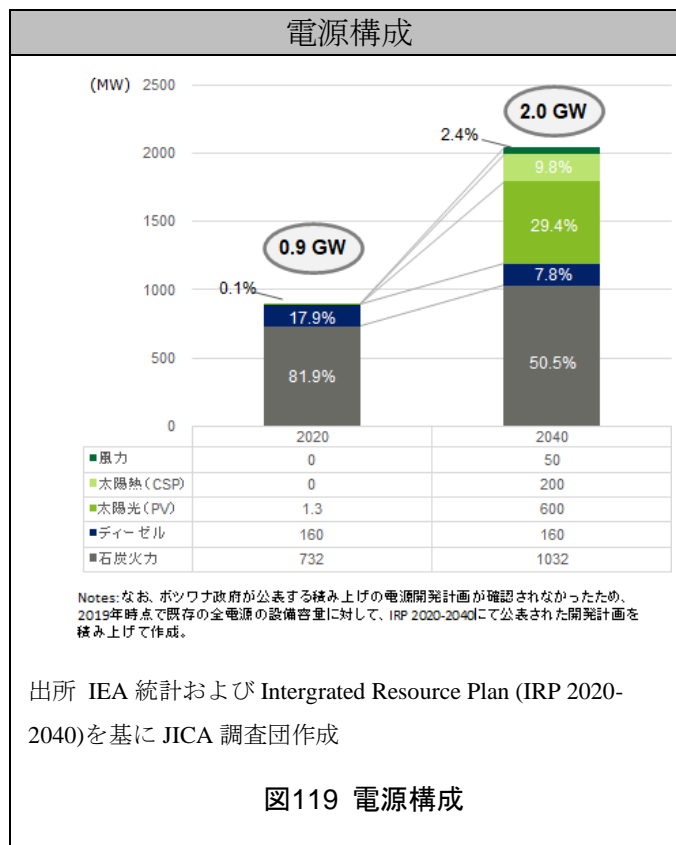
(2) 電源構成

ボツワナの電源構成に関する主要な指標と計画を以下に示す。

表139 電源構成・系統状況に関する主な指標と計画

項目	数値
電化率	70.2% (2019年)
電化率目標	100% (2030年)
現在の主幹電源	石炭 (2019年) 約 82%
将来の主幹電源	石炭 (2040年) 約 51%
エネルギー需要 (Mtoe)	2.050 (2018年)
LCOE (cents/kWh)	22 (2016年)
月間停電回数	4.1 (2020年)
平均停電時間 (h)	2.7 (2020年)

出所 Databank World Development Indicators (World Bank)、African Development Bank (AFDB) ”The Energy Sector of Botswana: Vision, Action Plan and Investment Opportunities (AEMP Round 3)”、IEA Sankey Diagram、LTrimble etc, Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa, World Bank 2016、Enterprise Surveys, The World Bank を基に JICA 調査団作成



(3) 現在の電力系統の状況

ボツワナの電気事業は、国有のボツワナ電力公社 (Botswana Power Corporation : BPC) が発電から送配電までを垂直統合で一体的に事業運営している。2020年の総発電設備容量は893 MWであり、内訳としてはいずれもBPCが所有する、石炭火力発電所2カ所、需給逼迫時のバックアップを目的としたディーゼル発電所2カ所および太陽光発電所1カ所である。

上記の5カ所の発電所のうち、同国の電力需要を支える主軸となっているのが、2014年に運転を開始したMorupule-B石炭火力発電所(600 MW)である。同発電所の設備容量は、ボツワナのピーク時電力需要(613 MW (2018年))に匹敵する規模である。この発電所の運転開始により同国の電力供給力が大幅に改善され、電力自給率は2010年の10%台から2017年には80%台にまで向上した。しかしながら、直近の設備稼働率は31% (2020年)まで低下しており、国内需要に対して不足する電力は、SAPPからのスポット調達および南アフリカ共和国のEskomとの相対契約によって調達している。なお、Morupule-B発電所では、丸紅およびPOSCO(韓国)の合弁会社による5,6号機(2×150 MW)の拡張が計画されていたが、2019年に撤退している²²²。

変動性再エネでは、2012年に日本の無償資金援助を用いたパイロットプロジェクトとしてPhakalane太陽光発電所(1.3 MW)が建設されている²²³。後述のとおり、BPCは再エネ導入量を増加させるため、公開入札を実施し、太陽光発電のIPPを募集している。2021年7月5日のReuters

²²² IEEFA (2019) “Marubeni pulls out of Botswana coal power project”

²²³ ESI-Africa “Botswana pioneers pilot solar power station with Japanese aid (2010)”

報道²²⁴によると、ボツワナエネルギー規制庁（BERA）が、同国初となる大規模太陽光の発電ライセンス（100MW）を、ボツワナ企業である Shumba Energy に与えたと報じられた。

表140 BPC発電所一覧(2020年)

発電所	燃料	設備容量 [MW]
Morupule-A	石炭	132
Morupule-B	石炭	600 (4x150)
Orapa	ディーゼル	90
Matshelagabedi	ディーゼル	70
Phakalane	太陽光	1.3
計		893.3

出所 BPC, Annual report 2020²²⁵を基に JICA 調査団作成

表141 発電電力量、最大電力、総合単価

	2011年	2018年	2019年	2020年
BPC 発電電力量 [GWh]	395	3,004	2,824	1,910
輸入・購入電力量 [GWh]	3,156	3,540	1,101	2,067
発電電力量 [GWh]	3,551	3,844	3,925	3,977
送配電ロス [%]	13.9	14.9	14.0	16.7
販売電力量 [GWh]	3,118	3,336	3,294	3,330
最大電力 [MW]	553	610	610	610

注 上記の BPC 発電電力量からは自家消費（Station Usage）が除かれているため、図1の発電量見通しの発電量実績とは数字は必ずしも一致しない。

出所 BPC および Annual report 2020 を基に JICA 調査団作成

国内の送配電系統で採用されている周波数は 50Hz、送電電圧は 400kV～11kV で構成されている。低圧需要家への供給方式は、家庭用需要家が単相 2 線式 220V、商工業需要家は 3 相 4 線式 380/220V である。ボツワナは、主に次の 6 つのルートで周辺国と国際関係している。東部では、同国の Phokje と南アフリカの Matimba 間およびジンバブエの Bulawayo 間が 400kV で、南部では、首都ハボローネと南アフリカの Spitzkop 間、南部の Tsabong と南アフリカの Heuningvlei 間がいずれも 132kV で接続されている。また、西部では Gantsi とナミビアの Omaere 間が 132kV で接続されている。

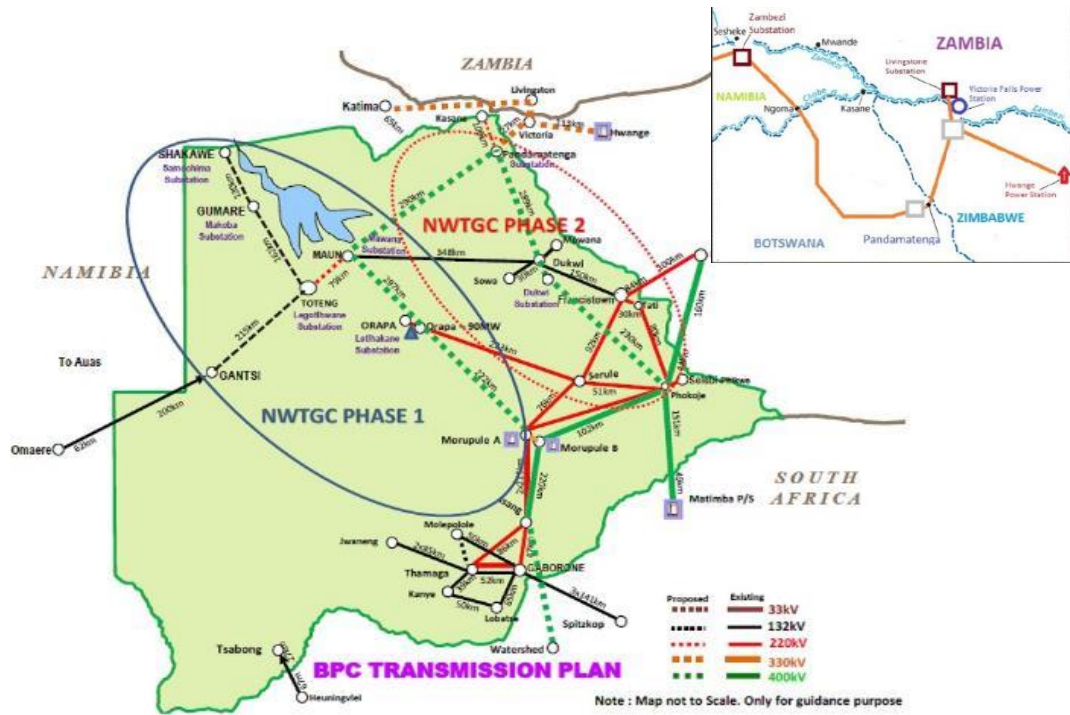
現在、大型の送電線建設プロジェクト (North West Transmission Grid Connection Project : NWTGC) が進行している^{226/227}。NWTGC プロジェクトは、Phase1 と Phase2 に分かれており、2018 年 1 月に BPC は Phase1 の建設を開始している。Phase 1 では Morupule B-Orapa-Maun 400kV 送電線 (500km) と 400/200kV Orapa 変電所、400/200kV Maun 変電所、220kV Maun Toteng 送電線、220/132kV Toteng 変電所、132kV Toteng – Gantsi, Gumare, Shakawe 送電線の建設が含まれている。Phase 2 では、Phokoje-Dukwei 400kV 送電線 (230km)、Dukwe 400/132kV 変電所、Dukwe-Pandamatenga 400kV 送電線 (289km)、400/330/220/132kV Pandamatanga 変電所、Pandamatenga-Kazungula, Lesoma, および農業振興ゾーンへの 220kV 送電線と関連する 220/33kV 変電所、Dukwi-Mosetse, Nata 132kV 送電線と関連する 132/33kV 変電所の建設が含まれている。

²²⁴ Reuters “Botswana issues licence for first large scale solar power plant” (2021)

²²⁵ BPC “BPC Annual Report 2020” (2020)

²²⁶ Global Transmission Report, Northwest Transmission Grid Connection Project, Botswana (2018)

²²⁷ BPC, North West Transmission Grid Connection Project Contract signing (2017)



出所 BPC, Presentation on Electricity Supply in Botswana, Botswana-China Business Forum, 31 Aug 2018²²⁸

図120 ボツワナ送電系統図

(4) 電力事業者の財務状況

BPC の直近 3 カ年 (2018 年~2020 年) の財務状況は以下のとおりである。

表 142 BPCの財務諸表

BPC				Statement of Financial Position (BS)			
Statement of Comprehensive Income (PL)				Units: P'000			
Units: P'000	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2020
Revenue	3,009,561	3,363,144	3,398,553	Assets			
Other Operating Income	157,826	117,511	129,379	Non-Current Assets			
Consumer Tariff Subsidy	1,457,000	800,000	600,000	Property, Plant and Equipment	18,674,634	19,271,354	20,983,978
Total Operating Income	4,624,387	4,280,655	4,127,932	Right-of-use Assets	20,030	0	10,945
Generation, Transmission and Distribution Expenses	(2,875,888)	(3,022,335)	(4,296,166)	Investments at Amortized Cost	23,993	25,931	29,560
Administration and Other Expenses	(590,681)	(530,341)	(543,658)	Other Financial Assets at Fair Value	418,163	855,225	856,542
Total Operating Expenses	(3,466,569)	(3,552,676)	(4,839,824)	Total Assets	19,136,820	20,152,510	21,881,025
Operating (Loss)/Profit	1,157,818	727,979	(711,892)	Current Assets			
Interest Income	16,539	26,994	29,262	Future Coal Supplies	20,031	20,030	0
Finance Costs	(239,654)	(275,055)	(261,743)	Standard Cost Recovery -NESC	313,825	276,752	154,079
Net Exchange (losses)/gains	635,072	(749,255)	(658,085)	Investments at Amortized Cost	555,087	1,250,025	399,988
Fair Value Gain/(Loss) on Cross Currency and Interest Rate Swap	(751,264)	511,812	84,079	Consumer Loans -Hire Purchase Scheme	7,533	13,333	10,667
(Loss)/Profit Before Tax	818,511	242,475	(1,518,379)	Consumer Loans -NESC	10,189	14,243	11,331
Income tax (charge)/credit	(144,403)	(40,554)	115,284	Inventories	367,549	477,422	448,331
(Loss)/Profit for the Year	674,108	201,921	(1,403,095)	Trade and Other Receivables	346,778	320,442	288,495
Other Comprehensive Income				Bank Balance and Cash	175,600	289,821	182,589
Items that will not be reclassified to profit or loss:					1,796,593	2,662,068	1,495,480
Gains on revaluation of land and buildings and generation, transmission and distribution assets	1,095,824	87,318	413,035	Total Assets	20,933,412	22,814,578	23,376,505
Deferred Tax Effect	(161,854)	(13,098)	(56,455)	Equity and Liabilities			
Total Other Comprehensive Income	933,970	74,220	356,580	Capital and Reserves			
Total Comprehensive (Loss)/Income for the Year	1,608,078	276,141	(1,046,515)	Irredeemable Capital	7,853,800	8,621,076	9,423,076
				Revaluation Reserve	4,130,624	4,204,844	4,561,424
				Other Reserves	1,803,087	1,803,087	1,803,087
				Accumulated Loss	(4,143,222)	(3,844,317)	(5,247,412)
					9,644,289	10,784,690	10,540,175
				Non-Current Liabilities			
				Deferred Income -Consumer Financed Projects	2,726,646	2,672,650	2,686,917
				Borrowings	4,782,971	4,901,029	4,899,182
				Consumer Deposits	78,967	80,118	77,450
				Lease Liability	0	0	7,982
				Deferred Tax Liability	266,734	320,190	261,360
					7,855,319	7,973,978	7,932,891
				Current Liabilities			
				Consumer Loans -Rural Collective Scheme	83,875	87,995	94,261
				Standard Cost Recovery	86,672	86,672	86,672
				Government Grant and Advances	73,194	0	0
				Borrowings	436,520	492,264	547,035
				Consumer Deposits Refunds	3,020	2,752	2,618
				Lease Liability	0	0	3,617
				Trade and Other Payables	1,559,401	1,854,037	2,477,949
				Advances -Consumer Financed Projects	954,040	1,386,640	1,497,640
				Provisions	237,083	145,541	193,646
					3,433,805	4,055,901	4,903,438
				Total Equity and Liabilities	20,933,412	22,814,578	23,376,505

出所 BPC Annual Report を基に JICA 調査団作成

²²⁸ Botswana-China Business Forum “Presentation on Electricity Supply in Botswana” (August 31, 2018)

これによると、BPCは資産・負債については漸増傾向にあるが、利益については年によって大きな変動があることがわかる。2020年度（20年3月期）のBPCの売上高は3,398百万プラ（約337億円²²⁹）の黒字であったものの、営業利益は711百万プラ（約70億円）の赤字、税引き前当期純利益も1,518百万プラ（約150億円）の赤字であった。2020年度の赤字は、主にMorupule B火力発電所（600MW）の設備稼働率が約31%（年平均）まで低下したことに伴い、不足電力をSAPPから購入するための費用が2,208百万プラ（約219億円）まで増加したことに起因している。同年の営業費用のうち、約45%を電力購入（Power Purchases）が占めており、主要発電所の稼働率低下が通年で赤字につながったことが伺える。また、部門別売上高（主に売電収入）では、2020年度は、商業部門が約38%と最も多く、家庭部門が約28%、鉱工業部門が約16%、政府部門が約15%と続いている。

（5） 電力需要に影響する工業団地の建設計画等

既存の工業団地は以下のとおり。ボツワナの電力需要には主に鉱業採掘およびセメント製造業者の電力需要が大きく影響し、過去にはBCL鉱山の清算により大きく電力需要が減少した。

表 143 ボツワナにおける工業団地

名称	場所
Lobatse Industrial Area	A1 Lobatse South-East District
Madirelo Industrial Area	Madirelo Gaborone South-East District
Francistown Industrial Area	Industrial Area, Francistown North-East District
West Industrial Gaborone	New Lobatse Rd Gaborone South-East District
Broadhurst Industrial Gaborone	Broadhurst industrial Gaborone South-East District
Block 3 Industrial Gaborone	20680 Mabeleapodi Gaborone South-East District

出所 ProdAfrica Business Directory, ALL Industrial Park in Botswana

（6） 再エネ機器の廃棄、リサイクルに向けた法／規制等の整備状況

調査時点において、ボツワナ国内での再エネ機器の廃棄、リサイクルに向けた法規制の等は確認されなかった。

7.6.2. 再エネ概況

（1） 系統再エネ

① 導入状況と開発目標

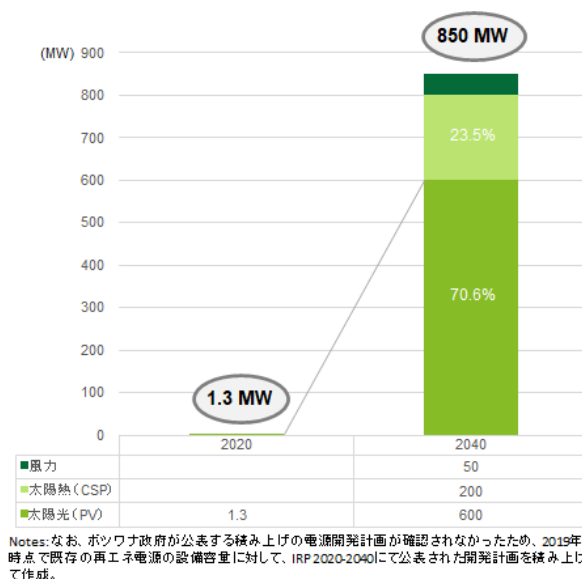
ボツワナ政府は、2016年に公表した長期国家目標「Vision 2036」の中で、中所得国から高所得国への転換を掲げている。「Vision 2036」の4つの柱では、2036年までに安全かつ多様化したクリーンエネルギーの利用により、エネルギー自給を達成し、純輸出国となることを目標として掲げている。しかしながら「Vision 2036」を受けて策定された「第11次国家発展計画（11th National Development Plan: NDP 2017-2023）」では、ボツワナ国内の日射量の多さから太陽光が最も有望な選択肢であるとしつつも、具体的な数値目標の記載はない。

系統再エネの具体的な導入目標としては、2020年12月にボツワナ鉱物・エネルギー・水資源省（Ministry of Minerals Resources, Green Technology and Energy Security: MMGE）が、2040年までに

²²⁹ 1BWP（ボツワナプラ）=9.93 JPY（2021年3月31日レート）にて換算

1,540MW の設備容量を導入する計画であることを「Integrated Resource Plan (IRP 2020-2040)」の中で発表した。なお再エネの新規導入計画は以下のとおりとなっているが、同 IRP には、2026 年までに石炭火力を 300MW 増設する計画も含まれている²³⁰。

- 太陽光：2022 年までに 100MW、2027 までに 100MW、2040 年までに累積 600MW
- 太陽熱：2026 年までに 200MW
- 風力：2027 年までに 50MW
- 蓄電池：2032 年までに 18MW、2040 年までに累積で 140MW



出所 BPC Annual Report (2020)および”Integrated Resource Plan (IRP) 2020-2040”を基に JICA 調査団作成

図 121 再エネ導入計画

② 振興策と課題

系統再エネに対する主な振興策は次表のとおりである。2011年に REFIT のドラフトが作成されたものの、調査時点（2021年7月時点）においても、FIT ガイドラインの公表は確認されていない。また、BPC は再エネ導入のため、太陽光発電所の公開入札を実施し、IPP 事業者を募集している。詳細は「④PPA 締結状況・内容」を参照されたい。

表144 ボツワナの系統型電源における再エネ振興策

振興策	有無	概要
FIT	△ (整備中)	・ Seforall のレポート ²³¹ によると、2010年に 5KW~5MW のバイオマス、(埋立地由来) バイオガス、太陽光、太陽熱に関する REFIT の導入がされたと記載されているが、調査時点において公表を確認できていない。また 2011年に REFIT のドラフトが作成され、米国商務省の情報 ²³² では、2020年末にガイドラインが公表予定であったが、調査時点（2021年7月）においてこちらも公表を確認できていない。ボツワナ政府は UNDP と協働し、REFIT のレビューと更新をコンサル

²³⁰ MMGE”Integrated Resources Plan 2020-2040”および Botswana Vision 2036 Achieving Prosperity for All ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

²³¹ IFC (2020) “Regulatory and Tariff Review for Distributed Generation in the Commercial and Industrial Sectors in Southern Africa”

²³² Department of Commerce, International Trade Administration (2020) “Botswana -Country Commercial Guide”

		タントへ委託しており、2021 年末までに完了する予定。 ²³³
RPS	×	・なし
入札	○	・BPC が太陽光発電所の建設から操業に関して IPP 事業者を募集する公開入札を実施している。詳細は「④PPA 締結状況・内容」を参照されたい。
税優遇	○	・税制上の投資振興策として、投資家に対する良好な外国為替管理、法人税の優遇等が挙げられる。また、太陽光パネルおよび変圧器の輸入は関税が免除される。
PPA ひな型	○	・BPC が PPA のフォーマットを保有している。
その他	○	・ <u>Net-metering/Botswana Rooftop Solar Programme (RTS)</u> ²³⁴ : 2020 年 11 月に屋根置き型の太陽光発電に関するネットメータリング制度が USAID の支援の下で導入された。屋根置き太陽光発電の余剰電力を、系統を通じて BPC へ売電することが可能になる。MMGE が主導し、制度開始から 12 か月で 10MW の導入を計画しており、うち 2MW は家庭部門、残りの 8MW は商工業部門での導入を予定 ²³⁵ している。

出所 BPC “Annual Report 2020”、SE for All “Botswana: Rapid Assessment and Gap Analysis”²³⁶、IFC “Regulatory and Tariff Review for Distributed Generation in the Commercial and Industrial Sectors in Southern Africa (2020)”²³⁷、PV Magazine “Botswana Launches Net Metering Scheme for Rooftop PV”および US Department of Commerce (米商務省) ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

IRENA が 2021 年に取りまとめた同国の再エネ導入に関する報告書²³⁸では、同国での再エネ導入拡大に向けた課題として大きく次の 6 つの項目を挙げている。①政策の未整備や機関の機能不全（国内での長期的な再エネ開発に関わる明確なビジョンが存在しないことおよび設立されたばかりの BERA が上手く機能していないこと）、②規制振興策の必要性（再エネを優先するグリッドコードの整備、BERA による新たな電力料金体制の設定）、③民間事業者参入のためのリスク低減（IPP 事業者とオフテーカー（BPC）の間でのリスク分担にかかる規制の整備、系統線の分布を考慮した地域ごとの詳細な事業性調査の実施、コストや技術進展などの時間軸を考慮した系統線の詳細調査の実施）、④地方電化に向けた政策整備（地方電化戦略を単一の統合的な政策とすること、屋根置き太陽光発電や SHS に対するインセンティブの必要性）、⑤最終消費における再エネの利用促進（農業、運輸、冷暖房、調理での再エネ利用促進）、⑥現地人材開発（運転保守などのバリューチェーン上での能力開発の必要性）。

また、現地事業者へのヒアリングでは、投資家と政府の間での期待の不整合（政府保証などの支援の不在）や小規模屋根置き発電から BPC への売電ができないことが、民間投資のインセンティブを大きく制限しているとの意見が聞かれた。

③ 投資動向

世界銀行 PPI データベースでは、再エネ関連の海外企業によるファイナンシャルクローズした投資事例は確認できなかった。再エネ以外の電力分野にかかるボツワナでの投資事例としては、同データベースから Kalahari Energy（ボツワナ企業）と Tuma Energy & Environment（Tuten（トル

²³³ IRENA (2021) “Renewables Readiness Assessment: Botswana”

²³⁴ USAID (2021) “Southern Africa Energy Program Year 4 -FY21 Q1 Quarterly Progress Report”

²³⁵ PV Magazine (2020) “Botswana Launches net metering scheme for Rooftop PV”

²³⁶ SE for All “Botswana: Rapid Assessment and Gap Analysis”

²³⁷ IFC (2020) “Regulatory and Tariff Review for Distributed Generation in the Commercial and Industrial Sectors in Southern Africa”

²³⁸ IRENA (2021), Renewables Readiness assessment: Botswana

コ企業) のキプロス現法) の合弁会社である Karoo Sustainable Energy (KSE) ²³⁹²⁴⁰による、Orapa (90MW/ディーゼル発電) への投資 1 件のみが確認された。

表 145 外国企業によるボツワナ発電セクターへの投資動向

プロジェクト	ファイナンシャル ルクローズ年	電源	設備 容量	総投資額 (\$mil)	投資家	融資
KSE Orapa and Mmashoro IPP	2011	ガスタ ービン 241	90MW	104	Kalahari Energy (50%), TUTEN (50%)	N/A

出所 World Bank Private Participation in Infrastructure (PPI)を基に JICA 調査団作成

④ PPA 締結状況・内容

ボツワナ国内の発電事業は、2017年に設立された BERA によってライセンスが付与される方式が採用されている。2020年に IPP 事業者 3社へ対して同国初となるライセンス付与が実施され²⁴²、2021年にも IPP 事業者 1社²⁴³へ付与されている。それぞれの PPA 締結状況は以下のとおりである。

【PPA 締結済】

- ・ Tlou Energy (オーストラリア企業) : Tlou Energy が 100%権益を保有する CBM (コールベッドメタン) 発電プロジェクト (Lesedi Power Project) ²⁴⁴で、同社は同敷地内で太陽光発電所 (20MW) の建設も計画している²⁴⁵。2018年に MMGE が実施した 100MW までの CBM 発電プロジェクトへの入札で同社が優先交渉権を獲得した。CBM 発電プロジェクトは 2 段階に分かれており、BPC をオフテイカーとする 2MW のパイロット PPA を締結済²⁴⁶。最も近い BPC 保有の系統までは約 100km 離れており、現在、送電線建設の資金確保を進めている。第 2 フェーズには 10MW までの拡大を予定。

【PPA 未締結 (締結が確認できなかったものを含む)】

- ・ Energy & Natural Resource Coporation (ボツワナ企業) : 2020年に BERA より発電ライセンスが付与。600MW の石炭火力発電所を建設し、SAPP へ電力輸出の予定。調査時点では PPA の締結は確認されていない。
- ・ Sese Power (ボツワナ企業) ²⁴⁷ : 2020年に BERA より発電ライセンスが付与。同国東部フランシスタウンの南に 300MW の石炭火力発電所を建設し、ザンビアの鉱業会社へ電力輸出の予定。調査時点では PPA の締結は確認されていない。
- ・ Shumba Energy (ボツワナ企業) : 2021年7月に BERA より発電ライセンスが付与。大規模な太陽光発電所 (100MW) としては同国内で初めての建設となる。建設は 2 段階で進められ、第 1 フェーズ (50MW) は 21 年末までの建設開始を予定している。調査時点では PPA の締結は確認されていないが、SAPP へ電力輸出の予定である。

²³⁹ KSE, Orapa Power Plant

²⁴⁰ ESI-Africa, Botswana's first IPP (2012)

²⁴¹ World Bank PPI Database では"Simple Cycle Gas Turbine Power Plant"との記載であるが、African Energy のウェブサイトでディーゼルとガスの dual-fuel power plant と確認

²⁴² Reuters (2020) "Botswana issues maiden power generation licences to private producers"

²⁴³ Reuters (2021) "Botswana issues licence for first large scale solar power plant"

²⁴⁴ Tlou Energy, Gas to Power Project (<https://tlouenergy.com/gas-project>)

²⁴⁵ ESI-Africa (2020) "Botswana grants first ever generation licenses to IPPs"

²⁴⁶ World Coal (2021) "Tlou Energy announces operational report"

²⁴⁷ African Energy (2020) "Sese coal plant obtains generation licence"

また、以下、調査時点で PPA 未締結ではあるが、BPC が公開入札で IPP 事業者を募集している。

- ・ 2×50MW Solar Photovoltaic Project : Jwaneng と Selibe Phikwe の 2 か所に建設を予定している太陽光発電所。当初 2017 年に入札が実施されたが中止され、再度 2019 年に入札を実施。BPC によると少なくとも 166 社からの応募があり、2020 年 2 月に BPC は事前審査を通過した入札者に対して提案書の提出を依頼した。2021 年 4 月に事業者が選定される予定だった²⁴⁸。選定された IPP 事業者は BPC と PPA を締結し売電を実施する予定。
- ・ 12 Grid Tied Solar Photo Voltaic Projects : ボツワナ国内 12 か所に新規で計画されている設備容量 1MW-4MW までの太陽光発電プロジェクトに関する公開入札。2018 年に BPC が公開入札を実施したものの、12 か所のうち Shakawe (1MW)、Bobonong (3MW) の 2 か所 (いずれも同一の会社 Sturdee Energy が入札) のみしか成立しなかった。Sturdee Energy は 2022 年までに建設を完了させ、PPA に基づき 25 年間にわたって BPC へ売電を実施する予定。残りの 10 件に関して再度入札を開始し、2020 年 7 月までに IPP 事業者の参入を呼び掛けている²⁴⁹。

(2) オフグリッド

① 導入状況と開発目標

JICA は、ボツワナ政府の要請に従って、2003 年から 2013 年までの、同国における太陽光による地方電化を促進するための PV 地方電化マスタープランの策定に向けた調査 (Master Plan Study: MSP) および策定を実施し、2003 年に最終報告書を作成²⁵⁰している。一方で、GEF および UNDP のレポート²⁵¹によると、直近ではオフグリッドのマスタープランが整備されておらず、今後のオフグリッド普及への課題として指摘されている。2016 年に公表された、最新の「第 11 次国家発展計画 (11th National Development Plan: NDP 2017-2023) ²⁵²」においても、オフグリッドの計画は含まれておらず、NDP 10 の事後評価として「(NDP10 時に) 小規模太陽光の開発を進めたものの、資金および人的制約から限定的であった」と触れられているのみである。なお、ボツワナ政府は別途、国内の電化率目標として、2030 年までに電化率 100%を目標に掲げている。世界銀行統計では、2019 年時点でボツワナ国内の電化率は 70.2% (うち都市部の電化率は 88.3%、都市部以外の電化率は 27.6%) となっている。

② 振興策と課題

ボツワナでは、過去 2 度にわたって、農村部電化に向けたプログラムを実施している。1 度目は 1997 年~2000 年に実施された National National PV Rural Electrification Programme (NPV-REP) であり、1991 年に Manyana 村で実施されたパイロットプロジェクトの好評価を受けて、4 年間にわたって実施された。2 度目は 2005 年~2013 年に実施された Renewable Energy Rural Electrification Programme for Botswana (RERE) であり、UNDP の下、調理用および照明利用用の太陽光発電普及を進めたが、GEF/UNDP の事後評価では「Unsatisfactory (不十分な結果)」と評価が加えられている。また、2001 年から 2002 年にかけて、JICA は PV 地方電化マスタープランの策定を目的とした実証試験を三つの村落で実施している。

²⁴⁸ 調査時点 (2021 年 7 月) で BPC ウェブサイトから入札結果は確認できない。

²⁴⁹ 調査時点 (2021 年 7 月) で BPC ウェブサイトから入札結果は確認できない。

²⁵⁰ JICA 「ボツワナ国 太陽光発電地方電化計画調査最終報告書」(2003)

²⁵¹ UNDP/GEF「Terminal Evaluation of the Renewable Energy-based Rural Electrification Programme for Botswana (2014)」

²⁵² Republic of Botswana, “National Development Plan 11 Volume 1 (April 2017-March 2023)”

表 146 ボツワナで実施されたオフグリッド推進プログラム

プログラム	概要
Renewable Energy Rural Electrification Programme for Botswana (RERE) ²⁵³	2005年から2013年までの間、UNDPが主導の下、農村部での調理用および照明利用としての電気を、太陽光発電を通じて供給することを目的としたプログラム。ボツワナ政府とGEFが資金提供を実施し、ボツワナ南部のSekhutlane村に移動式のミニグリッドを設置するなどの成果があったが、UNDPおよびGEFが実施した事後評価では”Unsatisfactory（不十分）”と評価されている。
PV普及事業実証プロジェクト	2001年4月から2002年3月までの間において、当機構によるPV地方電化計画マスタープランの策定および具体化したPV地方電化事業計画を実証することを目的として実施されたプロジェクト。3村落(Kudumatse, Motlhabaneng, Lorolwana)を選定し、約300システム(50Wp基準)を設置してシミュレーションおよびモニタリングを実施の上、マスタープラン原案の修正を実施した。
全国PV地方電化プログラム(National PV Rural Electrification Programme: NPV-REP)	1997年から2000年までの間、地域産業革新センター(Rural Industries Innovation Center: RIIC)主導の下、太陽光発電設備を4年間の割賦支払いで購入するための融資を提供するプログラム。1991年にManyana村で実施された同国初のPVによる地方電化のパイロットプロジェクトの好結果を受けて実施された。当初毎年237か所への導入を目標としていたが、4年間で312か所(うち17か所は企業用、285か所は家庭用)への導入に留まった。

出所 JICA ボツワナ国太陽光発電地方電化計画調査最終報告書²⁵⁴および国連開発計画(UNDP)ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

オフグリッドの普及の課題として、UNDP および GEF が RERE プログラム実施後の 2015 年に行った事後評価²⁵⁵では、①時期や電化率を明確化した電化計画 (Electirification Master Plan) が策定されておらず民間参入の障壁になっていること、②当局 (MMGE/EAD) による政策の多くが大規模な系統電力を前提としたもので、系統とオフグリッドの再エネ導入を明確に区別した政策を策定していないこと、③SHS 向けの補助金支給に必要な基準となる技術要件が確立されていないこと、④農村地域の電化に向けた詳細な展開計画 (ロールアウトプラン) が存在しないこと、等を課題として挙げられている。

③ 国営企業保有のミニグリッドの詳細(電源の種類、場所)

ボツワナ国内で、BPC が保有するミニグリッドは確認されず、本調査において確認できたミニグリッドは、いずれも地元の地方自治体 (District Council) がミニグリッドを保有・運営しているものと考えられる。本調査ではボツワナ国内に設置されているミニグリッドとして 2 か所を確認した。1 か所目は 2005 年~2013 年に実施された RERE プログラムの下でボツワナ南部の Sekhutlane 村に設置された移動式のミニグリッドである。なお、このミニグリッドは蓄電池の技術的な問題により稼働することなく、村自体も 12 カ月以内に BPC の系統に接続することが予定されていたことから、GEF および UNDP の事後評価²⁵⁶では解体することが提言されている。2 か所目は 1998 年に MMEWR (現 MMGE) と BOTEC (Botswana Technology Center) が Motshegaletau 村にパイロットプログラムとして導入した 5.5kW (DC) の集中型の PV システム (250Wp) である。本ミニグリッドの詳細については「⑧ビジネスモデル」を参照されたい。

²⁵³ UNDP, Renewable Energy Rural Electrification Programme for Botswana

²⁵⁴ JICA ボツワナ国太陽光発電地方電化計画調査最終報告書 (2003)

²⁵⁵ UNDP/GEF“Terminal Evaluation of the Renewable Energy-based Rural Electrification Programme for Botswana (2014)”

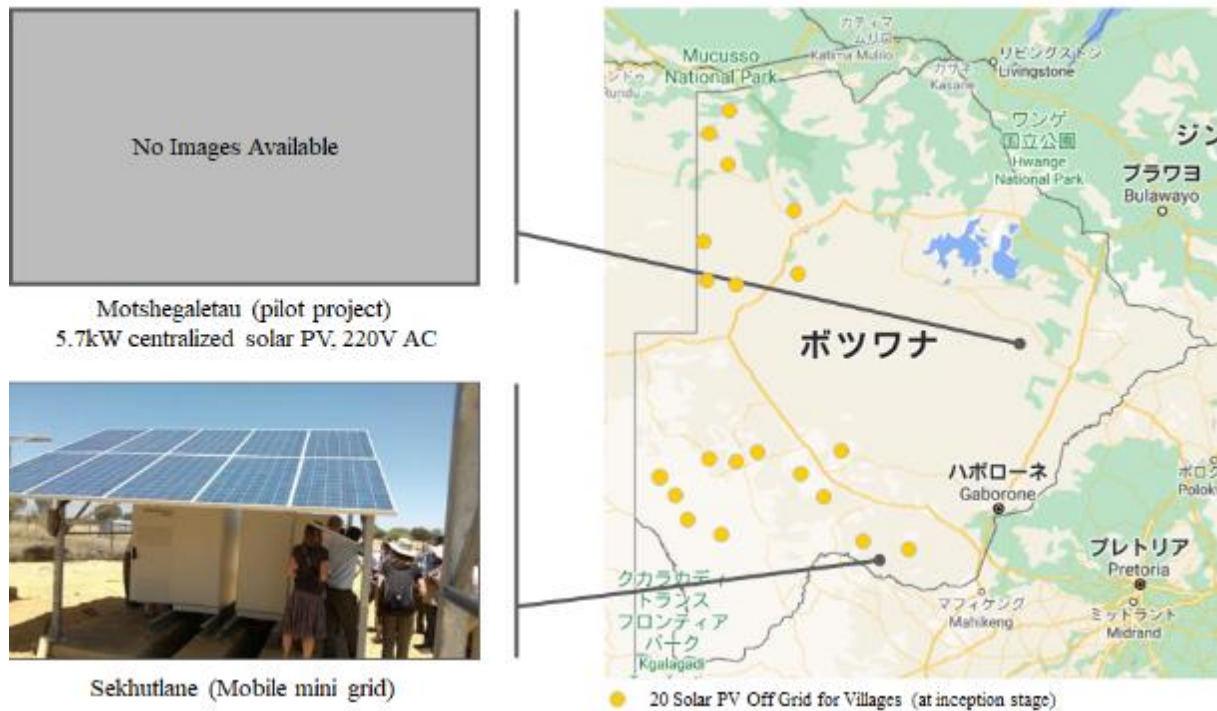
²⁵⁶ UNDP/GEF“Terminal Evaluation of the Renewable Energy-based Rural Electrification Programme for Botswana (2014)”

なお、AfDB によって設立された AEMP (Africa Energy Market Place) の 2018 年資料²⁵⁷によると、同国内では、系統に接続しない太陽光発電設備を 20 か所整備する計画が記載されているが、調査時点 (2021 年 7 月) では、いずれのプロジェクトも初期段階であり、運用開始されているものは確認されなかった。

表147 ボツワナにおけるミニグリッド

No	電源	設備容量	開発パートナー	場所	試運転開始年
1	9kW solar PV mini grid (with a 20kW biogas fueled backup generator) ²⁵⁸	9kWp	MMEWR (現 MMGE) , BPC	Sekhutlane Village	稼働せず
2	250W solar PV with 5.5kW (DC) mini-grid	250Wp	MMEWR (現 MMGE) EAD, BPC	Motshegaletau Village	1998

出所 UNDP/GEF“Terminal Evaluation of the Renewable Energy-based Rural Electrification Programme for Botswana (2014)”, UNDP “Renewable Energy Rural Electrification Programme for Botswana” ウェブサイト, REN21 “SADC Renewable Energy and Energy Efficiency Status Report (2015)”²⁵⁹を基に JICA 調査団作成



出所 UNDP “Renewable Energy Rural Electrification Programme for Botswana” ウェブサイト、AfDB Africa Energy Market Place Government Presentation (2018)および Google Map を基に JICA 調査団作成

図6 ボツワナのミニグリッド位置図

²⁵⁷ African Development Bank (AfDB) “The Energy Sector of Botswana: Vision, Action Plan and Investment Opportunities (AEMP Round 3)”

²⁵⁸ UNDP “Renewable Energy Rural Electrification Programme for Botswana” ウェブサイト

²⁵⁹ REN21 “SADC Renewable Energy and Energy Efficiency Status Report (2015)”

④ ビジネスモデル

1998年にMMEWR（現MMGE）とBOTECがMotshegaletau村に導入したミニグリッドの場合、5.5kW（DC）の集中型のPVシステム（250Wp）と約2kmにわたって240Vの配電線が導入され、1年間の運転の後に、所有権は地元のCentral District Councilに移転された。地方自治体がサービスプロバイダーとして運営しており、14の需要家（学校、クリニック等）に電力が供給されている。需要家は500プラ（50USD）の接続料金を支払い、BPCと同水準の電力価格を通常のメーター料金と事前支払いの二種類の方法によって支払うことができる。

7.6.3. 民間投資環境

（1）外資規制

ボツワナでは業種ごとに所管する関連法令に従って外資規制が存在する。電力分野の外資参入規制は確認されなかったが、発電を実施するIPP事業者はElectricity Supply Act 2007に基づき、ライセンスの取得が必要²⁶⁰となる。

表148 ボツワナにおける外資規制

規制	内容
規制業種・禁止業種	国内で事業運営する外資企業はボツワナ会社法（Botswana's Company Act）に基づく登録が必要であり、エネルギー事業者はTrade Act 2008に基づくライセンス・許可の取得が必要。 ボツワナには規制業種をまとめた包括的なネガティブリストは存在せず、各準拠法に基づき、小規模小売業および製造業、小規模サービス業（書店、食料品店等）、酒飯店等、小規模鉱工業等の業種はボツワナ国民あるいはボツワナ国民が100%保有する企業の参加のみに制限される。なお、道路・鉄道建設および保守管理は外資内資問わず参入が禁止されている。
出資比率	Trade Act（2003）に基づいて、35のセクター（一定額以上の特定の公共工事などを含む）はライセンス制を敷いている。これらのセクターでは外国企業は合弁会社（JV）への過半以下の出資のみが認められている。ただし、大臣から書面の許可を取得した場合、過半を超えた出資が可能。
外国企業の土地所有の可否	国内の土地は、Freehold land（全土の約5%）、State land（同25%）、Tribal land（同70%）の3種類に分類されており、Statehold land および Tribal land は外国人への売却が禁止されている。なお、Statehold land は外国企業および現地企業に対して商工業目的は50年間、住居目的は99年間のリースが可能。
資本金に関する規制	上記、「出資比率」の項目参照

出所 U.S. Department of State（米国国務省）²⁶¹、OECD “OECD Investment Policy Reviews: Botswana”（2014）²⁶²を基に JICA 調査団作成

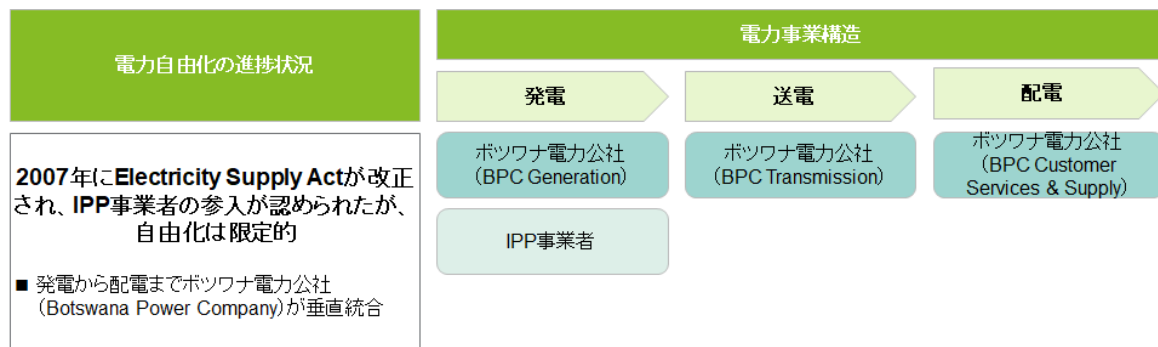
（2）電力業界への民間参入可否

ボツワナでは、2007年にElectricity Supply Actが改正され、IPP事業者の参入が可能となっている。発電事業の操業についてはBERAからのライセンス取得が必要となる。上述のとおり、BERAは2020年にIPP事業者3社、2021年に1社に対して発電のライセンスを付与しているが、調査時点（2021年7月）ではいずれも運転を開始していない。

²⁶⁰ U.S. Department of State, 2019 Investment Climate Statements: Botswana

²⁶¹ U.S. Department of State, 2019 Investment Climate Statements: Botswana

²⁶² OECD, Investment Policy Reviews: Botswana 2014, Investment policy in Botswana



出所 BPC 資料を基に JICA 調査団作成

図122 ボツワナの電力業界の構造

(3) 投資環境と課題

本邦企業の関心度については、JETRO の今後の注目国に挙げられておらず、周辺の南アフリカへの本邦企業進出数（272 企業）と比較しても少ないことから、総じて高くないことが伺える。

表149 投資環境指標

ソブリン格付 (S&P 社)	BBB+ (2020 年)
本邦企業関心 (JETRO アンケート)	N/A (今後の注目国に記載なし)
進出本邦企業数	6 社 (企業拠点総数) (2019 年)
FDI	260 百万米 USD (2019 年)
Doing Business	87 位 (2020 年)
Global Competitiveness Index	91 位 (スコア : 55.5) (2019 年)

出所 S&P、JETRO (2020) アフリカ進出日系企業実態調査、外務省 (2017) 海外在留邦人数調査統計、世界銀行 Foreign direct investment、世界銀行 Doing Business、WEF (2019) Global Competitiveness Report を基に JICA 調査団作成

7.6.4. その他

(1) JICAのエネルギー分野の実績の有無、援助方針

2008 年～2019 年における JICA によるエネルギー分野での実績は、2011 年～2013 年に実施された「ボツワナにおける地域適合型エネルギーシステムの設計」と「ボツワナ乾燥冷害地域におけるヤトロファ・バイオエネルギー生産のシステム開発」が確認された。前者のプロジェクトでは、ボツワナ農村部において、循環型社会・持続型社会の構築を念頭においた地域適合型エネルギーシステムのデザインを構築し導入することを目標とし、後者のプロジェクトはヤトロファ（南洋油桐）によるバイオディーゼル燃料の生産を目標としている。なお、外務省におけるボツワナへの開発協力方針の 1 つとして「産業多角化に向けた環境整備」を掲げている。産業多角化に必要な不可欠な経済インフラの中にエネルギー分野も含まれているが、事業展開計画の中ではエネルギー関連分野に該当するものはない。

表150 過去のJICAの対ナボツワナ援助実績

プロジェクト名	スキーム	分野	期間/締結年	支援額 (億円)
ボツワナにおける地域適合型エネルギーシステム的设计	専門家派遣	電力全般	2011年～2013年	N/A
ボツワナ乾燥冷害地域におけるヤトロファ・バイオエネルギー生産のシステム開発	技術協力	農業開発・農村開発	2013年～2017年	N/A

出所 JICA (2008～2019)『案件概要票』および JICA ODA 見える化サイトを基に JICA 調査団作成

(2) 経済産業省、環境省及びその関連団体による政策、海外事業

該当する事業はない。

(3) ドナー動向・援助実績

ボツワナ政府は長期の国家政策「Vision 2036」に沿って、クリーンエネルギーの導入を掲げているが、主要ドナーによる過去の援助実績は、電力供給の確保を目的とした Morupule B 石炭火力発電所の建設が主だったものである。再エネ分野では、USAID が、ボツワナおよびナミビアの二か国を重点国として 2-5GW の太陽光 (PV) および太陽熱 (CSP) の開発を支援する Unlocking Southern Africa Solar (USAS) を掲げている。

表151 主要ドナーのボツワナでの動向

機関	エネルギー分野の援助方針	再エネ分野の主要プロジェクト
WB	<ul style="list-style-type: none"> 2019年に「国別パートナーシップフレームワーク FY16-FY21」の見直し (PLR) を実施し、全設備容量のうち再エネの占める割合を21年までに2%へ向上させる目標を設定。 具体的な支援として、PPP から民間投資への保証、南アフリカの REIPPP のような効率性導入に向けた資金支援等を検討している。 	系統電源
		<u>Botswana- Morupule B Generation and Transmission Project (2009-2014)</u> ²⁶³
		① Morupule B 石炭火力発電所 (600MW) の新設、送電線の建設、② コールベッドメタン、太陽熱の開発、CCS の可能性の探求、③ BPC や監督省庁の組織的なプロジェクト遂行能力向上支援を目的としたプロジェクト。IBR が 136 百万米 USD の貸出を実施。
		<u>Botswana- Morupule B Generation and Transmission Project (2009-2015)</u> ²⁶⁴
		オフグリッド
		N/A
AfDB	<ul style="list-style-type: none"> 最新の「国別戦略ペーパー (2015-2019) ²⁶⁵」では、エネルギー効率、発電、および送電網の拡大、南部アフリカ地域での電力取引の開発支援を目標としている。 	系統電源およびオフグリッド
		N/A (Morupule B 石炭火力発電所建設への支援を実行しているものの、再エネ分野にかかる案件はなし)
KfW	<ul style="list-style-type: none"> 同国へのエネルギー分野における支援は確認できず。 	系統電源およびオフグリッド
		N/A
USAID	<ul style="list-style-type: none"> Power Africa を通じてサブサハラ地域に 30,000MW のク 	系統電源
		2021年3月末時点において、ファイナンシャルクローズ

²⁶³ World Bank, Botswana- Morupule B Generation and Transmission Project)

²⁶⁴ World Bank, Morupule B Generation and Transmission Project)

²⁶⁵ AfDB, Botswana- Country Strategy Paper 2015-2019)

	<p>リーンかつ効率的な電源の確保と 60 百万戸の系統接続への支援を目標としている²⁶⁶。</p>	<p>している案件はない²⁶⁷。 <u>100MW Solar Procurement (2017)</u>²⁶⁸ 100MW の太陽光発電光発電の調達にかかる BPC に対する支援を実施 <u>Mega Solar/Unlocking Southern Africa Solar (USAS) Program</u> ナミビアおよびボツワナの二か国を重点地域として、今後 20 年間で、南部アフリカ地域最大となる 2-5GW の太陽光発電 (PV) および太陽熱発電 (CSP) の開発を支援するプログラム。 Power Africa、国際金融公社 (IFC)、国際復興開発銀行 (IBRD) およびボツワナ、ナミビア政府、他が組むパートナーシップ。2021 年 4 月にパートナー間で覚書 (Memorandum of Intent) への調印を完了²⁶⁹した。 USAS では、主に以下の 3 点を焦点に掲げている²⁷⁰。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 大規模太陽光発電所建設に向けた理解とコンセンサスの構築 ・ 南部アフリカ地域 (ボツワナおよびナミビア) における大規模太陽光プログラムの実現性の理解 ・ 大規模太陽光プログラムの計画から実行にかけた能力の強化
		オフグリッド
		N/A

出所 各ドナーウェブサイトを基に JICA 調査団作成

7.6.5. 開発協力ニーズ

デスクトップ調査およびボツワナ政府、政府系機関、民間企業、ドナーへのヒアリングを通じて特定された開発協力ニーズは下表の通りである。なお、ナミビア同様、ボツワナで提案する協力ニーズは系統型再エネを主対象としており、オフグリッド型再エネにおける協力ニーズは、デスクトップ調査と一部機関へのヒアリング結果に基づく仮説であり、必ずしも網羅的な視点からニーズを特定できているわけではない点に留意されたい。

優先度が高い系統向けの協力ニーズとしては、IPP 制度の円滑な運用に向けた能力強化支援が考えられる。ボツワナでは FIT、入札制度がドラフトもしくは整備済みである一方、これらを活用した IPP の調達が計画通りに進んでいない現状がある。調達プロセスを明確・迅速化し、再エネ導入を進めていくための課題の特定および克服のための能力強化が求められる。また、中長期的な視点では、IPP 等を活用した再エネの大量導入が進められた際の電力の自給自足体制、ガバナンス体制、系統運用体制等の支援も求められる。PPA ひな形、FIT/IPP ガイドラインの制定は、他ドナーによる支援を受けていることから、追加的な支援ニーズに応じた協力が考えられる。

²⁶⁶ USAID, Power Africa

²⁶⁷ USAID, Power Africa Generation Projects (as of March 21, 2021)

²⁶⁸ IRENA (2021) “Renewables Readiness Assessment: Botswana”

²⁶⁹ USAID, Unlocking Southern Africa Solar (2021)

²⁷⁰ USAID Power Africa Toolbox, Unlocking Southern Africa Solar (USAS)

表 152 ボツワナにおける開発協カニーズ

#	分野	分類	概要	対象	根拠	協力スキーム
1.	IPP 制度運用	系統	FIT、入札制度が整備されており、2017、2019年頃からは入札制度に基づき IPP の調達が進められたが、計画した件数の調達に至らず、またプロセスにも時間を要し、さらに政府保証の有無等を一因に依然 PPA 締結に至っていない。今後 FIT、入札制度の活用を増進していくにあたって、実行能力の強化が求められる。	MMGE、BPC	MMGE、BPC へのヒアリング	技術協力
2.	電力供給体制	系統	2013 年に COD を迎えた Morupule-B 石炭火力発電所の故障等もあり、依然多くの電力を SAPP から輸入するなど、現状の電力供給システムは輸入に依存している。今後再エネの大量導入が計画される中で、電力の自給自足を実現し、さらに輸出国を目指すに当たっての必要な計画策定・実行能力の強化。	MMGE、BPC	MMGE、BPC へのヒアリング	技術協力
3.	ガバナンス	系統・オフグリッド	現状は MMGE のエネルギー局において系統型・オフグリッド型電源を一括で管轄している。今後、IPP 増加しオフグリッドでも民間企業の参入が促進されていく可能性がある中で、これらを効果的に管轄していくためのガバナンス体制の構築に向けた能力強化。	MMGE	MME へのヒアリング	技術協力
4	系統運用	系統	2021 年時点で系統における変動性再エネの比率は限定的だが、今後再エネの大量導入が計画されている中で、変動性再エネを主幹電源とする系統における電力の需給調整等に関する運用能力の強化が求められる。	BPC、MMGE	BPC、MMGE へのヒアリング	技術協力
5	PPA ひな形	系統	BPC 内部で PPA ひな形は用意されているものの、MMGE、財務省を含めた他機関と合意が取れたものではない。関係機関で合意が取れ、且つ民間からもアクセス可能な PPA ひな形を策定するニーズがある。USAS にて支援を提供中であるため、調整を要する。	BPC、MMGE、財務省	BPC、MMGE へのヒアリング	技術協力
6.	FIT/IPP ガイドライン	系統	2020 年末に FIT/IPP ガイドラインを公表する予定であったが、調査時点（2021 年 10 月）で未公表である。UNDP の支援をうけ策定しており、現状 MMGE 内で精査をしている段階である。今後内部承認、公表に当たって支援を必要とする可能性がある。	MMGE	MMGE へのヒアリング	技術協力

7.	FS	系統	系統延伸・増強、再エネ開発にむけた実効性の高いFSの支援	MMGE、BPC	MMGE、BPCへのヒアリング	技術協力
8.	オフグリッドマスタープラン	オフグリッド	現在、オフグリッドに特化したマスタープランは確認されていない。今後オフグリッドによる電化を進めていくにあたっては、地方電化・系統延伸、電力需要等を加味した上で、計画を策定するニーズがある。	MMGE	デスクトップ調査、MMGEへのヒアリング	技術協力
9.	オフグリッド振興策	オフグリッド	調査時点で稼働中のオフグリッド向け振興策はない。MMGE内で検討が系統が行われているが、能力不足の現状があり、支援が求められる。	MMGE	デスクトップ調査、MMGEへのヒアリング	技術協力
10.	オフグリッド市場	オフグリッド	既存のミニグリッドは政府系企業が所有するもののみであるが、今後民間活力を導入することも検討されている。	MMGE	デスクトップ調査、MMGEへのヒアリング	技術協力

出所 関係機関へのヒアリング等を基に JICA 調査団作成

他国同様、今後 JICA が支援策を提供していくにあたっては、それぞれの協力ニーズに対してパッケージ化して分野包括的な支援を行っていくことや、課題への波及効果等を加味した支援の優先付け、実現性を加味する必要がある。パッケージ化、優先度付け案は次表のとおりである。

表153 ボツワナへの支援パッケージ案

パッケージ	協力ニーズ	優先度	概要	備考
IPP 調達能力向上プログラム	1、5、6	高	・FIT、入札制度等を活用した再エネ IPP の調達増進に向け、制度運用の能力向上、ガイドラインの策定、PPA ひな形の整備等をパッケージとして提供する。	5、6 パートについて他ドナーとの調整を要する
長期電力セクター構想策定プログラム	2、3	中	・長期的な自立型電力供給体制の実現や、系統・オフグリッドにおける再エネ導入・民間参入を踏まえたガバナンス体制の在り方に関する包括的な支援プログラム	—
オフグリッド市場開発プログラム	8、9、10	中	・民間参入も含めたオフグリッド市場の更なる開発のためのマスタープラン策定、振興策の設計、市場全体の設計支援	—

出所 JICA 調査団作成

7.6.6. 再エネ展開のロードマップ

(1) 電力需給システムの将来像の考察

IEA の統計 (2019 年)²⁷¹によると、ボツワナの国内の発電電力量は石炭 3,227GWh、石油火力 8GWh、太陽光 5GWh となっており、石炭火力への依存度が高い。また、ボツワナは国内の発電量だけでは需要を賄えず、主に南アフリカの Eskom 等から輸入しており (2019 年の輸入・購入電力量 1,101 GWh)、輸入依存度が高い。一方、他のアフリカ諸国と同様に太陽光のポテンシャルは高い。エネルギーセキュリティの観点から、ボツワナは IPP 積極的に活用し変動性再エネの導入を進めている。

系統再エネの具体的な導入目標としては、2020 年 12 月に MMGE が「Integrated Resource Plan (IRP 2020-2040)²⁷²」の中で電源計画を記載している。この計画の中で、2030 年までは、石炭火力 300MW、炭層ガス火力 10MW、太陽光 200MW、太陽熱 200MW、風力 50MW を新設するとしており、2040 年までに石炭火力 300MW、炭層ガス火力 250MW、太陽光 600MW、太陽熱 200MW、風力 50MW、蓄電システム 140MW を導入するとしている。

再エネについては現段階ではほとんど導入が進んでいないフェーズであり、IEA の” Insight Series 2018 System Integration of Renewables An update on Best Practice²⁷³”における変動性導入の段階としては第 1 段階といえる。

電化率は 63%であるが²⁷⁴、国内の主要系統は統一されておらずの送配電網の整備が不十分であり、変動性再エネの系統連系の障害となる。よって、送配電網の整備も変動性再エネ普及に必要な系統側のプロジェクトとなると考えられる。

今後、生活水準の向上、エネルギー転換 (例えば、自動車の電化) により電力需要の更なる拡大の可能性も考えられる。電化の進展等により変動性再エネの比率が高くなり需給バランスの調整が難しくなる可能性がある。変動性再エネ導入比率の高い諸国と同様に蓄電システムやデマンドレスポンス等の柔軟性の拡充が必要となると考えられる。

(2) 将来像を見据えた再エネ供給システム構築、分散型電源展開のロードマップと課題

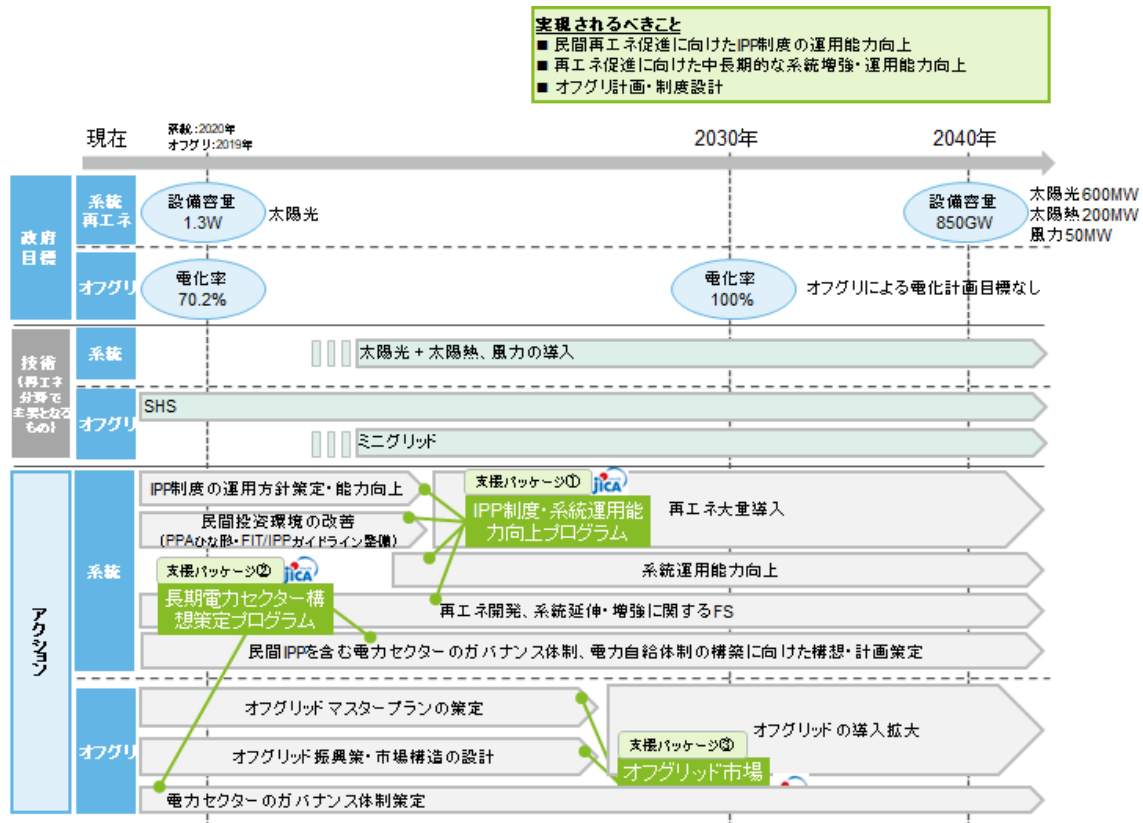
以上の調査結果と考察に基づき、JICA 調査団が作成したロードマップ案を次図に示す。

²⁷¹ IEA Electricity Information 2020, <https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/electricity-statistics>

²⁷² Republic of Botswana, Integrated Resource Plan for Electricity for Botswana, October 2020, <http://www.bera.co.bw/downloads/Electricity/Abridged%20IRP%20Report%20Botswana%2016%20November%202020.pdf>

²⁷³ <https://www.iea.org/reports/system-integration-of-renewables>

²⁷⁴ 2017 年時点、世界銀行統計による。



出所 JICA調査団作成

図 123 ボツワナの再エネ供給システム・分散型電源展開のロードマップ

ボツワナ政府は、今後 IPR に基づき 2040 年に向けて太陽光、太陽熱、風力を中心とした VRE を大量に導入して行く計画である。FIT、入札制度の整備は進められているものの、FIT に関しては当初 2020 年末に予定されていたガイドラインの最終化・公表が遅れており、調査実施時点 (2021 年 10 月) において、ドナーより提出された調査レポートを基に、今後の FIT の適応方針について検討がなされているところである。入札も、2017 年、2019 年ごろにラウンドが実施されたが、プロセスに時間を要し、また計画していた容量の調達に至らないなど、課題が残されている。加えて、PPA ひな形についても、BPC 内部で所有しているものはあるが、それは国内関係機関 (MMGE、財務省等) で合意が取れたものではないため、今後関係機関で共有し、公表することによって民間投資家の投資環境を透明化させていくことも必要であると考えられる。加えて、今後再エネ (特に VRE) が導入されることが計画される中で、系統インフラへの投資、需給調整能力の向上も並行的に必要とされる。さらに長期的な観点では、既述の通りボツワナは現在電力の多くを輸入に依存していることから、今後再エネ等を導入し、どのように電力の自給体制を構築していくのか、計画・ビジョンを策定することが必要とされる。

オフグリッドについては、現在オフグリッドに特化した地方電化計画は策定されておらず、民間参入を促進するような振興策等も整備されていない。今後、市場設計 (民間参入も含む) も含め、MMGE および関係機関の内部で策定・議論されていく必要がある。

また、系統、オフグリッド共通の課題として、現状は MMGE 内のエネルギー局が系統・オフグリッドを含め一手に所管をしているが、今後 IPP を中心とした多くの民間事業者が電力セクターに参入してくることが想定される中で、政府側の組織的能力・専門性の観点からどのようにガバナンス体制を構築していくのか検討する必要がある。

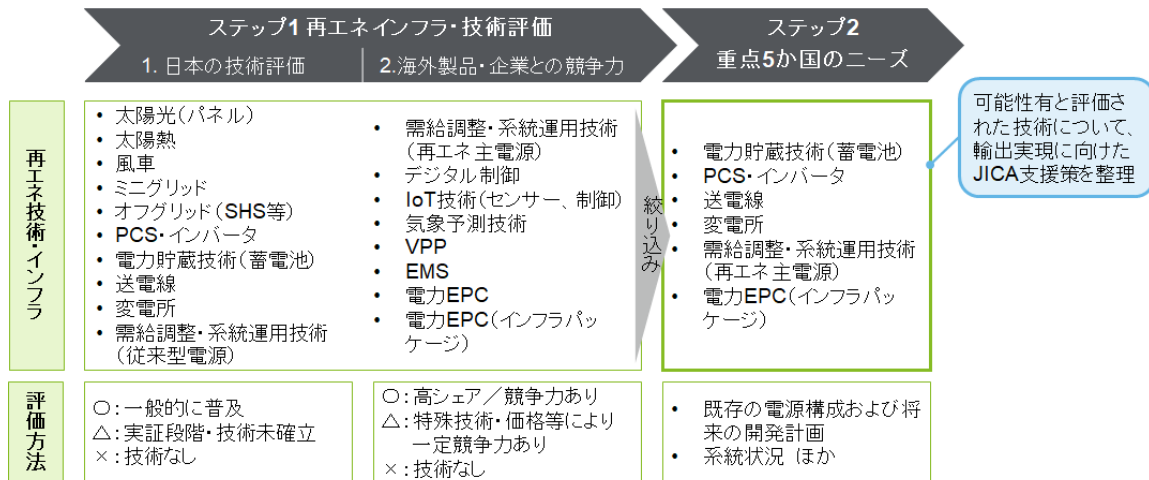
第8章 再生可能エネルギーに係るインフラ輸出の可能性分析

8.1. 本章の目的と構成

本章では、本邦企業の有する再エネインフラ・技術について、本邦企業の技術開発段階と海外企業と比較した競争力を定性的に評価し、インフラ輸出が可能と想定される技術分野について特定する。その上で、本調査(第6章および第7章参照)で選定した重点5カ国のニーズと照らし、これらの国への輸出可能性について考察を行う。はじめに、8.2で分析方法を示す。続いて、8.3にて再エネインフラ・技術評価性、8.4にて重点5カ国のニーズを確認した。最後に、8.5において、8.5. 最新技術の開発動向とその輸出可能性に関する考察を行った。

8.2. 分析方法

再エネインフラ輸出の可能性分析は、大きく2つのステップにしたがって行った。ステップ1は、日本企業の技術自体に関する評価であり、1. 技術開発段階、2. 海外製品・企業との競争力の観点から評価を行った。1. 技術開発段階は、再エネインフラ技術が日本国内において、「一般的に普及している(○)」、「実証段階・技術未確立(△)」、「技術なし(×)」の3つの評価付けを行った。2. 海外製品・企業との競争力は、日本企業または技術が「高シェア/競争力あり(○)」、「特殊技術・価格等により一定競争力あり(△)」、「競争力なし(×)」の3つの評価付けを行った。ステップ2は、重点5カ国における技術ニーズの観点からの評価であり、ステップ1で抽出した技術が、各国で必要とされているか否かという観点から評価を行った。評価は、「現時点でニーズあり(○)」、「条件によりニーズあり(△)」、「ニーズなし」の3つの評価付けを行った。最後に、これらの分析を踏まえ、今後日本企業がインフラ輸出を実現させていくために、JICAとして支援できる支援策についてもとりまとめを行っている。分析のフローおよび分析対象とした再エネインフラ技術は下図のとおりである。



出所 JICA 調査団作成

図124 再エネインフラ輸出の可能性分析フロー

8.3. ステップ1：再生可能エネルギーに係るインフラ・技術評価性

上記フローに従ったステップ1再エネインフラ・技術評価の結果は下図の通りである。総評として、PCS・インバータ、蓄電池、送電線、変電所、需給調整・系統運用技術(再エネ主電源)、電力EPC(インフラパッケージ)の6つの技術がステップ1で可能性有と評価された。

表154 再エネインフラ・技術評価結果(ステップ1)

技術	①日本企業による技術開発段階		②海外製品・企業との競争力		総評
	○:一般的に普及 △:実証段階・技術未確立 ×:技術なし	○:一般的に普及 △:実証段階・技術未確立 ×:技術なし	○:高シェア/競争力あり △:特殊技術・価格等により一定競争力あり ×:競争力なし	○:高シェア/競争力あり △:特殊技術・価格等により一定競争力あり ×:競争力なし	
太陽光	○ 一般的に普及、導入済み	○ 一般的に普及、導入済み	× 太陽光関連機器の国内生産高は2014年3.5兆円から2018年2兆弱に減少。パネルは上位3位を中国勢が独占(30%弱程度)	× 国内に競争力のあるメーカーがわずか可能性は高くないと考えられる	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
太陽熱	× 実用化されたシステムがない	× 実用化されたシステムがない	× 海外では普及が進むも日本では実用化されたシステムがなく競争力は低い	× 国内に実績・競争力のあるメーカーがわずか可能性は高くないと考えられる	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
風車	○ 一般的に普及、導入済み	○ 一般的に普及、導入済み	× 風力関連機器企業の国内生産高は2009年2,500億から2018年250億円の減少。風車シェアは上位4位欧米勢が独占(合計シェアは50%以上)	× 国内に競争力のあるメーカーがわずか可能性は高くないと考えられる	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
ミニグリッド オフグリッド	○ 一般的に普及、導入済み	○ 一般的に普及、導入済み	× 商社が欧米・新興国(インド等)企業に出資している事例は複数みられるが、機器は主に中国製が導入されている	× 再エネ機器輸出の観点では困難	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
PCS・インバータ	○ 一般的に普及、導入済み	○ 一般的に普及、導入済み	○ TMEICはインドでの生産により低価格を実現しており、同国シェアは2位(17%)	○ 新興国・途上国での生産により価格競争力を発揮することができれば可能性あり	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
電力貯蔵技術 (蓄電池他)	○ 近年では実用なものも多く普及は進んでいる	○ 近年では実用のものも多く普及は進んでいる	○ 蓄電池は日本電産を中心に英国、ドイツ等の先進国での納入実績があり、技術面で一定の競争力あり	○ 変動型再エネの導入が進み、系統安定化ニーズが高い地域に対して輸出の可能性あり	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
送電線	○ 一般的に普及、導入済み	○ 一般的に普及、導入済み	○ 送電線は世界シェアのうち住友、フジクラ、古河が上位に位置し、日本企業の合計シェアは7.3%(1位Physman6.6%)。高電圧、大容量、低ロスの特徴で競争力あり	○ 特に電力ロスが課題となっている地域等に輸出の可能性あり	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
変電所	○ 一般的に普及、導入済み	○ 一般的に普及、導入済み	○ 日立ABBは先進国、途上国を含む世界的な実績が豊富で競争力がある。アフリカにおいても高圧変電所など現地ニーズに即した製品を供給(コンゴ民での実績あり)。	○ 性能・価格両面で競争力あり	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
需給調整・系統運用 技術(従来電源)	○ 一般的に普及	○ 一般的に普及	△ 火力等従来型発電を主幹電源とする系統運用ノウハウは他国にも共通しており、競争力は限定的	× 欧米、中韓等の競合企業と比較して特長のある競争力があるとは言えない	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
需給調整・系統運用 技術(再エネ主電源)	○ 一般的に普及	○ 一般的に普及	○ 日本における信頼度の高い需給調整、系統運用技術は海外でも一定の競争力があり、アフリカ等を通じてアジアを含む途上国にも積極展開中	○ 再エネ導入が進む国々に対して輸出可能性あり	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
デジタル制御 IoT技術(センサー、 制御)	△ スマートグリッドの実証実験に取り組む事例はあるが限定的。IoT、センサー等を活用した再エネ運用の最適化(発電効率の最大化)の取り組みも限定的	△ スマートグリッドの実証実験に取り組む事例はあるが限定的。IoT、センサー等を活用した再エネ運用の最適化(発電効率の最大化)の取り組みも限定的	△ 再エネ大量導入が進む欧州諸国、米国では2000年代当初よりスマートグリッドに先制的に取り組まれてきており、IoT、A技術の活用も同様	× 欧米諸国と比較して競争力は限定的	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
気象予測技術	△ 再エネ固定価格買い取り制度の導入以来開発に取り組むも実用での利活用は限定	△ 再エネ固定価格買い取り制度の導入以来開発に取り組むも実用での利活用は限定	△ 再エネ大量導入が進む英国、ドイツ、スペイン、米国等では気象予測を活用した出力予測システムで10年以上の開発経験があり、先進的	× 欧米諸国と比較して競争力は限定的	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
VPP	△ 2030年を目標に技術開発が進められ、国内事例はいくつか見られるが立ち上げ初期、実績と技術の確立が必要	△ 2030年を目標に技術開発が進められ、国内事例はいくつか見られるが立ち上げ初期、実績と技術の確立が必要	△ 欧米においても技術が確立できているとはいえないが、日本企業の実績と国際競争力の向上が必要。また、輸出適合地域が限定される	× 実用段階での実績・国際競争力、アフリカへの適用性の観点から可能性は高くないと考えられる	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
EMS	△ 島しょ部や特定エリアにおける分散型電源を集約的に管理する事例は見られるが実績と技術の確立が必要。日本のEMSは多機能、高価格との声も	△ 島しょ部や特定エリアにおける分散型電源を集約的に管理する事例は見られるが実績と技術の確立が必要。日本のEMSは多機能、高価格との声も	△ 欧米製は機能がシンプルで適正価格。日本製は実績と国際競争力の向上が必要。また、輸出適合地域が限定される	× 実用段階での実績・国際競争力、アフリカへの適用性の観点から可能性は高くないと考えられる	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
電力EPC	○ 一般的に普及	○ 一般的に普及	× EPCサービス単独では価格面を主因に競合企業(中韓企業等)と比較して競争力は限定的	× EPC単独では競争力がなく、日本の技術を活用したインフラパッケージとの組み合わせが必要	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない
電力EPC+ インフラパッケージ	○ 島しょ部や特定エリアにおける分散型電源システムのパッケージによる整備事例は複数見られる	○ 島しょ部や特定エリアにおける分散型電源システムのパッケージによる整備事例は複数見られる	○ 特に島しょ部におけるパッケージによるシステム設計・整備(+運用)ノウハウは先進国と比較しても一定の競争力があると考えられる	○ 日本と類似するニーズがある地域に対しては輸出可能性あり	○ 可能性あり(1・2共に○) ×:可能性は高くない

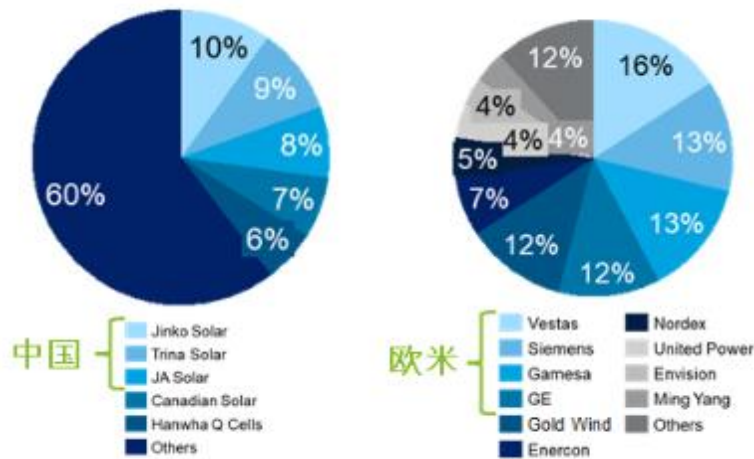
出所 光産業技術振興協会(2019)光産業全出荷額、国内生産額調査結果について、日本産業機械工業会(2019)産業機械 No826 2019 July 7、スマートジャパン(2020)太陽光パワコンの世界シェア、5年連続ファーストが1位に、Deallab(2021)電線・ケーブル業界の世界市場のシェアの分析、各社ウェブサイト等を基に JICA 調査団作成

多くの技術について日本企業による技術は確立しているといえるものの、太陽光パネル、太陽熱、風車、ミニグリッド、オフグリッド等の発電機器に関しては、欧米、中国、韓国企業を中心として競合企業の技術開発、コスト競争力が強く、アフリカを含む諸外国での日本企業の輸出可能性が高いとはいえない状況である。実際に、日本国内での太陽光・風力関連機器の精算額は下降傾向にあり、また、主要メーカーのシェアにおいても中国、欧米企業が多くを占めている。



出所 日本経済新聞(2019)『再生エネ機器、日本製急減 風力9割縮小、太陽光半分(原典 光技術振興協会資料)』

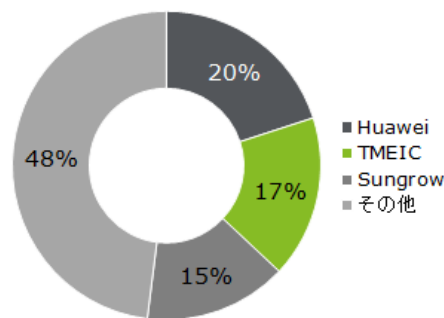
図125 日本企業太陽光・風力関連機器の生産額推移



出所 『日本経済新聞(2018)太陽光パネル衰退の一途』および一般社団法人日本風力発電協会ウェブサイトを基に JICA 調査団作成

図126 太陽光パネル(左)、風車(右)の市場シェア(2017年)

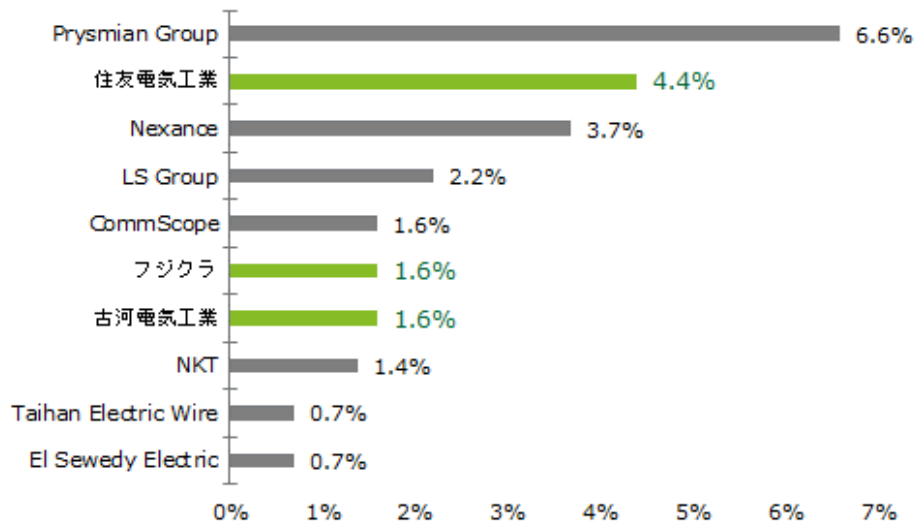
PCS については、途上国で求められる性能等を加味した場合に、性能自体での差別化は日本企業のみならず各社共通で難しいと考えられるものの、本邦企業の中には、インド等新興国、途上国に製造拠点を有している企業もあり、このように、性能と価格両面で競争力が発揮できれば、アフリカを含む市場にも輸出の可能性はあると考えられる。実際には、日本の東芝三菱電機産業システム (TMEIC) はインド中国 Huawei 社に次ぐ2位のシェアを誇っている。



出所 スマートジャパン (2020) 『太陽光パワコンの世界シェア5年連続ファーウェイが1位』を基に JICA 調査団作成

図127 インド市場での太陽光発電量PCS市場シェア(2019年)

また、蓄電池は、日本電産 (欧州子会社を含む)、日本ガイシ等を中心として、英国、ドイツ、フランス等の先進国のほか、一部アフリカにおいても系統機器に付随し納入している実績が見られ、競争力があるものと考えられる。さらに、送電線、変電所等の系統関連機器については、本邦の住友電気工業、フジクラ、古河電気工業が電線・ケーブル業界の世界シェア上位につけており、大容量・低ロス・気象条件に応じた種々のラインナップ等を要因に世界でも競争力があるものと考えられる。



出所 Deallab (2021) 電線・ケーブル業界の世界市場のシェアの分析を基にJICA調査団作成

図128 電線・ケーブル業界世界市場シェア(2020年)

機器単体での輸出に加えて、本分析では、大規模系統および小規模分散型電源により構築されたシステムシステムの計画・運用など、ソフト面およびハード・ソフトをパッケージとして組み合わせたインフラ技術の輸出可能性についても検討した。日本の発電量に占める変動性再エネ（太陽光と風力）の割合は、全国で見た場合には2017年時点で6%であり、2030年においても9%に留まる計画となっている。一方で、再エネ導入が進む九州等においては、ピーク時における変動性再エネの電力供給割合は80%を上回っており²⁷⁵、既に再エネが大量導入された精緻な需給調整、システム運用技術が求められている。

このように再エネ電力および蓄電池を活用した、日本における信頼度の高い需給調整、システム運用技術は、海外でも一定の競争力があり、且つ、JICAは技術協力プロジェクト等を通じてアフリカを含む途上国にも積極展開中であることから、輸出の可能性はあると考えられる。加えて、沖縄を中心とした島しょ部では、住宅等の屋上に敷設された太陽光発電システムを連携した地域マイクログリッドの実証事業が積極的に進められている。さらに千葉県柏の葉地域に代表されるような、中央系統に連係しつつ自営送電線を用いて、電力会社からの購入電力と分散型電源を併用したシステム運用を行っていくプロジェクトは、複数個所で進められている。このように地域特性に応じ、エリア内での電力需給システム全体の計画・最適運用に関する技術・ノウハウを、ハード機器と組み合わせ、パッケージとして輸出していく可能性は、アフリカを含む各国・地域であるものと考えられる。

²⁷⁵ 特定非営利活動法人環境エネルギー政策研究所（2018）『四国電力で自然エネルギー100%超・九州電力で太陽光発電が80%超』より

概要 太陽光・風力発電所等に蓄電池を併設し、出力変動を緩和しながら系統向けに安定的に電力供給

事例

- 1. 剣路町トリウシ原野太陽光発電所(北海道)**
 事業期間: 2017年~20年
 発電設備容量: N/A
 年間発電量: 約19GWh
 発電事業者: 大林グリーンエナジー
 EPC: 大林組 太陽光パネル: N/A
 蓄電池用PCS: TMEIC 蓄電池(LIB): GSユアテ
- 2. リエネ駅前風力発電所(北海道)**
 事業期間: 2019年~
 発電設備容量: 40.8MW(3.4MW×12基)
 年間発電量: 105.9GWh
 発電事業者: 東急建設・日本風力開発
 EPC: 清水建設 風車: Siemens Gamesa
 蓄電池用PCS: TMEIC 蓄電池(NAS): 日本ガイシ

概要 系統未整備地域もしくは島しょ部等限られた地域内において、オフグリッド(SHS等)や太陽光発電システムと蓄電池を併設した小規模な自立型グリッドを構築。EMSを活用することでグリッド内でのエネマネを集約的に管理

事例

- 1. 宮古島民間島地域マイクログリッド(沖縄県)**
 事業期間: 2020年~着工 発電設備容量: 650KW
 事業者: 沖縄電力・ネクシステムズ 宮古島未来エネルギー
 EPC事業者: 宮古島未来エネルギー
 太陽光パネル: N/A
 蓄電池: パナソニック
 EMSアグリゲーター: 沖縄電力・ネクシステムズ
 ※経済産業省補助事業により実施
- 2. 柏の葉スマートシティ(千葉県)**
 事業期間: 2000年~
 (土地区画整理開始)
 発電設備容量: 720KW
 (家庭設置分を除く)
 年間発電量: N/A
 発電事業者: 三井不動産
 EPC: N/A 太陽光パネル: N/A
 蓄電池(NAS): 日本ガイシ
 EMSアグリゲーター: 日立
 ※太陽光や蓄電池などの分散電源エネルギーが街区間で融通するスマートグリッドも運用。自営の送電線を使い、電力会社の電力と分散電源を併用
- 3. 新居浜市別子山地域マイクログリッド(愛知県)**
 事業期間: N/A(主電源となる小美野発電所は1999年完成)
 設備容量(水力): 1,000KW 年間発電量: N/A(住宅約400軒分)
 事業者: 住友共同電力 EPC事業者: N/A
 ※完全に系統電力に依存しない、日本で唯一の自立型グリッド

出所 大林組、東急建設、沖縄電力、三井不動産、三井共同電力各社のウェブサイトを基にJICA調査団作成

図129 電力EPC+インフラパッケージの例

以上を踏まえて、ステップ1では、蓄電池、PCS/インバータ、送電線、変電所、需給調整・系統運用技術(再エネ主電源)、電力EPC(インフラパッケージ)の6つのインフラ・技術を輸出可能性有と評価した。続くステップ2では、これらが重点5カ国においてニーズがあるか、またニーズを創出していくためにJICAとしての必要な支援策について分析・整理を行う。

表155 ステップ1で輸出可能性ありと評価された再エネインフラ・技術リスト

製品/技術	主な関連本邦企業 ¹	本邦企業の優位性 ²	課題	主な競合国企業 ³
蓄電池 (発電・系統向け)	<ul style="list-style-type: none"> 日本電産 日本ガイシ 昭和電工 GSユアテ 住友電工 TMEIC 	<ul style="list-style-type: none"> 瞬時応答 輸送・設置の容易性 英国・ドイツ、フランス等で納入実績、世界最大級システムの納入実績 	<ul style="list-style-type: none"> 欧米主要メーカーの技術力や同地域を中心とする納入・運用実績との競争 中国・韓国等新興国メーカーの価格優位性に対する競争 アフリカ市場マーケティング 	<ul style="list-style-type: none"> Fluence(AES/Siemens)(米)、Total(米)、Powin Energy(米)、RES(豪)、BYD(中)、GE(米)、Tesla(米)、LG Chem(韓国)、Samsung(韓国)、Kokam(韓国)
PCS/インバータ (太陽光・風力・蓄電池向け)	<ul style="list-style-type: none"> TMEIC 富士電機 日立ABB パナソニック 	<ul style="list-style-type: none"> 高変換効率 大容量 コンパクト・省スペース ロバストで高信頼な制御 変動出力に対する高信頼性 	<ul style="list-style-type: none"> 性能差(設置条件やO&M対応、消費電力削減等の仕様で違いを追求) アフリカ市場マーケティング 	<ul style="list-style-type: none"> SMA(独)、Power Electronics(西)、Ingeteam(西)、Fimer(伊)、HUAWEY(中国)、Sungrow Power(中国)、Growatt(中国)
送電線	<ul style="list-style-type: none"> 住友電工 日立ABB フジクラ 古河電工 	<ul style="list-style-type: none"> 大容量 低ロス 気象条件に応じた様々なラインナップ 世界各地での長期運用実績 接続などに優れた付属品技術 	<ul style="list-style-type: none"> 高い技術力とそのメリットに対する途上国政府の認識の低さ、投資予算の確保 アフリカ市場マーケティング 	<ul style="list-style-type: none"> Prysmian(伊)、Nexans(仏)、NKT(デンマーク)、Encore Wire(米)、Southwire(米)、Elmeridge Cables(英)
変電所	<ul style="list-style-type: none"> 日立ABB 東芝 三菱電機 富士電機 	<ul style="list-style-type: none"> 信頼性、安全性 省スペース 環境配慮 用途に合わせたラインナップ(アフリカ向けマイクロ変電所を含む) 	<ul style="list-style-type: none"> 性能差 アフリカ市場マーケティング 	<ul style="list-style-type: none"> GE(米)、Siemens(独)、Schneider Electric(仏)
需給調整・系統運用技術(再エネ主電源)	10電力会社	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ電源を含む大規模システムでの信頼度の高い長年の運用実績 	<ul style="list-style-type: none"> 欧米等先進国企業に対する技術面での差別化 	<ul style="list-style-type: none"> EDF(仏)、Engie(仏)、Uniper(独)、E.ON(独)、RWE(独)、Enel(伊)、Iberdrola(西)、Exelon(米)
電力EPC (パッケージ)	<ul style="list-style-type: none"> 5大商社 スーパーゼネコン5社 プラントエンジニアリング(日連他) 	<ul style="list-style-type: none"> 欧米を中心とする海外再エネ事業への参入・運用実績 円借款等を活用した途上国でのEPC実績(日連他) 	<ul style="list-style-type: none"> 個別製品およびパッケージ総額での価格競争力 途上国で求められる技術性能と価格の折り合い 	<ul style="list-style-type: none"> ACS(西)、Acciona(西)、Vinci(仏)、Bouygues(仏)、PowerChina(中)、CCCC(中)、Hyundai(韓)

¹アフリカへの関心は不明 ²各社ホームページより抜粋 ³Market Research Intellect (2021) Electric Power Cable Market. Fortune Business Insight (2020) Battery Energy Storage Market等から抜粋

出所 各社ウェブサイト、“Market Research Intellect (2021)”, “Electric Power Cable Market”, “Fortune Business Insight (2020)”, “Battery Energy Storage Market”等を基にJICA調査団作成

8.4. ステップ2：重点5カ国のニーズ

ステップ2では、ステップ1で輸出の可能性があると評価された6製品・技術に関して、重点5カ国におけるニーズを電源構成（現在、将来計画）、系統状況等の観点から評価する。

蓄電池は、系統における変動性再エネ比率が高まってきた際に必要となるが、アフリカの多くの国において、現状では高度な需給調整が求められる程度まで再エネ比率が高まっていない。一方、ナミビアでは2021年時点の設備容量ベースで、既に約40%の変動性再エネが導入されており、他国と比較して蓄電池のニーズは高いと考えられる。ウガンダについては供給過多の状態が生じており、既存電源の多くを水力が占めていることから変動性再エネのニーズは高くなく、中長期的な蓄電池のニーズも低いと考えられる。ナイジェリアは、大規模な再エネ導入計画はあるが、系統容量不足が課題となり既存の発電設備容量の多くが稼働していないことから、再エネ導入に向けては系統への投資が前提となる。他3カ国は、直近で再エネIPPの導入を進めており、導入が進めば蓄電池への需要が見込まれる。

以上を踏まえ、今後各国で需要が発生した段階で本邦製品の輸出を実現させていくためには、JICAが無償・円借款等で各国の再エネ導入を支援してく際に、日本製の蓄電池を納入し、実績作りを支援することが考えられる。特に、競合国企業もアフリカにおける納入実績は限定的であることから、先行的に実績を作ることは有効である。

PCS/インバータについても上記と概ね同様の理由によって、ナイジェリアは条件によりニーズあり、ウガンダはニーズなし、アンゴラ、ナミビア、ボツワナはニーズありと評価された。本邦企業の輸出促進に向けたJICA支援策としては、実績作りのほか、価格競争力を発揮していくため、本邦企業が途上国・新興国で製造拠点を開設する際の間接的な支援が考えられる。

		蓄電池	PCS/インバータ
市場 ニーズ	ナイジェリア	△ 系統容量不足等の課題が解決し、変動性再エネの大量導入が進められればニーズは高まる可能性あり	△ 今後系統が増強され、発電設備の導入が進めばニーズあり
	ウガンダ	× 発電設備は中長期的にオーバーキャパシティの状態。水力が設備容量の大部分を占めており、現時点で変動性再エネの大量導入計画はなく、ニーズは高くない	× 発電設備はオーバーキャパシティの状態で中長期的にニーズはない
	アンゴラ	△ 今後再エネIPPプログラムが開始され、変動性再エネが中長期的に大量導入された場合はニーズが高まる可能性あり	○ 今後IPPプログラムが開始され、発電設備の導入が進めるに伴いニーズあり
	ナミビア	○ 現時点で再エネ比率は低いが、2035年に向けて変動性再エネの大量導入が計画されており、導入が進めばニーズあり	○ 現在はSAPPから電力を輸入しており、再エネを中心とする電源開発が進められる計画であり、ニーズあり
	ボツワナ	△ 現時点で再エネ比率は低いが、2040年に向けて変動性再エネの大量導入が計画されており、導入が進めばニーズあり	○ 現在はSAPPから電力を輸入しており、再エネを中心とする電源開発が進められる計画であり、ニーズあり

○:ニーズあり △:条件によりニーズあり ×:ニーズなし

インフラ輸出のための負荷構造支援案

- 上記3か国を含むアフリカでは欧米企業の実績も限定的であるため、**無償・円借款等を活用し日本製を導入することで、実績作りの支援**(例:エジプト ハルガダ太陽光)

- 無償・円借款等を通じた導入促進、実績作りの支援**
- 性能面での競争は難しく新興国・途上国での生産による価格競争力確保が必須。**生産拠点を整備するための間接的支援**

出所 JICA調査団作成

図130 重点5カ国におけるニーズ(蓄電池、PCS/インバータ)

送電線、変電所は同一の評価であり、5カ国いずれにおいても新規電源の開発、未電化地域の電化、再エネ導入・電力ロス低減に向けた系統延伸・増強のニーズがあると考えられる。JICAによる支援策としては、無償・円借款を活用した実績作り支援のほか、技術協力を通じた相手国政府に対する日本の技術に対する理解・認知の向上支援、FS資金の提供等を通じた、アフリカ現地のニーズに即した機器（マイクロ変電所等）の開発・ニーズ調査を支援することが有効であると考えられる。

		送電線	変電所
市場 ニーズ	ナイジェリア	○ 系統容量不足、電力ロスの課題があり、ニーズはある。価格競争面での課題あり	○ 系統容量不足、電力ロスの課題があり、系統増強・新設ニーズがあることから、変電所のニーズもあり
	ウガンダ	○ 系統延伸に伴いニーズあり。オフグリッドを通じた電化計画との整合性や、輸出に当たっては価格競争面での課題あり	○ 系統延伸に伴いニーズあり。オフグリッドを通じた電化計画との整合性に留意を要する
	アンゴラ	○ 同上	○ 今後IPPプログラムの開始に伴い発電所の整備が予測されるため、ニーズはある
	ナミビア	○ 今後再エネを中心とする電源開発が進められる計画であり、ニーズあり	○ 今後再エネを中心とする電源開発が進められる計画であり、ニーズあり
	ボツワナ	○ 同上	○ 同上

○:ニーズあり △:条件によりニーズあり ×:ニーズなし

インフラ輸出のための
官機構
支援案

- ・ 無償、円借款による送電線の延伸・増強支援
- ・ 技術協力(研修を含む)による系統運用技術・日本製品に対する認識の向上

- ・ 無償・円借款等を活用し、日本製を導入することで、実績作りの支援
- ・ 技術協力(研修を含む)による系統運用技術・日本製品に対する認識の向上
- ・ FS等を通じたアフリカにおけるマイクロ変電所等のニーズ調査・技術開発支援

出所 JICA調査団作成

図131 重点5カ国におけるニーズ(変電所、送電線)

次に、需給調整・系統運用技術については、ナイジェリア、ウガンダの2カ国は既述の理由からニーズは高くないと考えられ、アンゴラについても、直近で再エネIPPの導入を進めているものの、既存の電源構成においてベースロード電源の割合が大きく、中長期的な変動性再エネの割合は限定的であることから、高度な需給調整・系統運用ニーズは高くないと考えられる。一方で、ナミビア、ボツワナについては、直近で建設または調達が進められている大型の変動性再エネ案件が複数あり、また既存の発電設備容量も1GWに満たない程度と比較的小さいことから、これらの再エネがCODを迎えた際に系統に求められる負荷が大きくなることが想定される。このため、他3カ国と比較してニーズは高いと考えられる。JICAによる援策としては、技術協力を通じた相手国政府に対する日本の技術に対する理解・認知の向上支援が一案と考えられる。

電力EPC(インフラパッケージ)は、系統型、オフグリッド型再エネに区分して評価し、系統型に関して、ナイジェリアは、系統容量不足によって新規電源の整備が直近で見込めないこと、ウガンダは、オーバーキャパシティによって新規電源の中長期的に見込めないこと、アンゴラ、ナミビア、ボツワナは足元で再エネ調達が進められていることから、それぞれ下記のような評価

となった。JICA による支援策は、資金協力を通じた実績作り支援と、技術協力を通じた日本の技術の認知の向上支援が考えられる。

		需給調整・系統運用技術(再エネ主電源)	電力EPC	
			○:ニーズあり △:条件によりニーズあり ×:ニーズなし	
市場 ニーズ	ナイジェリア	× 大量導入が実現し高度な系統運用が求められる場合にニーズがあり、現時点でニーズが高まる可能性は限定的	(系統再エネ) △ 系統容量不足の課題が解決し、変動型再エネを中心とする発電ニーズが高まればニーズあり	(オフ/ミニグリッド再エネ) ○ オフ/ミニグリッドの整備が進められており、ニーズあり
	ウガンダ	× 発電設備は中長期的にオーバーキャパシティの状態。水力が設備容量の大部分を占めており、現時点では変動型再エネの大量導入計画はなく、ニーズは高くない	(系統再エネ) × 発電設備は中長期的にオーバーキャパシティの状態	(オフ/ミニグリッド再エネ) ○ 同上
	アンゴラ	× 変動型再エネの導入が進められればニーズはあるが、大量導入が実現し高度な系統運用が求められる場合にニーズがあり、現時点でニーズが高まる可能性は限定的	(系統再エネ) ○ IPPプログラム開始に伴い発電所の整備が予測され、ニーズあり	(オフ/ミニグリッド再エネ) ○ 同上
	ナミビア	○ 2021年時点で約40%の変動型再エネが導入済みであり、今後さらに再エネを増加させる計画であることから、ニーズはある	(系統再エネ) ○ 再エネ開拓が進むに従いニーズあり	(オフ/ミニグリッド再エネ) △ 現時点でオフ/ミニグリッドの活用は限定的で、今後政策・制度は確立し今後推進される場合はニーズあり
	ボツワナ	△ 既存の設備容量は900W程度と小さく、数十MW規模の再エネ調達が計画されていることから(現時点での進捗は限定的)、計画が進められる場合にはニーズあり	(系統再エネ) ○ 再エネ開拓が進むに従いニーズあり	(オフ/ミニグリッド再エネ) △ 同上

インフラ輸出のための
貢献構
支援案

- ・ 技術協力(研修を含む)による系統運用技術・日本製品に対する認知の向上
- ・ 無償・円借款等を活用した実績作りの支援
- ・ 技術協力(研修を含む)による日本製品に対する認知の向上

出所 JICA調査団作成

図132 重点5カ国におけるニーズ(需給調整・系統運用技術、電力EPC)

8.5. 最新技術の開発動向とその輸出可能性

上記では既に商用化された技術の輸出可能性について評価を行った。本節では、現在日本国内で技術開発段階にある再エネインフラ・技術についても、技術開発の目的と重点5カ国(およびアフリカ全般)における技術ニーズの面から輸出可能性を簡易的に評価した。評価する技術は、NEDOが研究中であるエネルギー関連技術リストより、再エネに関連するものを抽出した。

開発中の技術の多くは、日本のニーズを則した技術であり、超軽量フレキシブルな太陽光発電モジュールや、洋上風力技術のほか、変動性再エネの大量導入が進んだ段階における水素製造、系統安定化、蓄電池技術である。これらの技術は、いずれも重点5カ国およびアフリカ全域で現時点において、現時点でニーズがあるとは言えず、今後太陽光、風力の変動性再エネが大量に導入されていく国々において長期的にニーズがあると言える。一方で、太陽光・風力を含む再エネの発電コストが急速に下落している昨今において、政策・制度・投資環境の改善が進めば、アフリカ各国でもこれら技術に対するニーズが比較的短期に顕在化してくる可能性もある。このため、国内での開発動向と国際競争力、アフリカ各国での技術ニーズを注視し、JICAとして、政府間でのセールスや、本邦企業による技術輸出に向けた技術開発、技術協力を通じた日本の技術の認知向上、資金協力を通じたアフリカおよび途上国での実績作りの支援を行っていくことは有益であると考えられる。

表156 NEDOのエネルギー分野での研究開発動向およびそのアフリカへの輸出可能性

○:ニーズあり △:条件によりニーズあり ×:ニーズなし

分野	事業・プロジェクト	目的	詳細調査の国 (およびアフリカ全般)でのニーズ
太陽光	太陽光発電主力電源化推進技術開発	重量制約の有る屋根、建物壁面、移動体などの需要地に近接している場所への導入に向けた更なる発電効率の向上、軽量化、曲面化等とコスト低減のための技術開発(超軽量薄型系太陽電池、軽量フレキシブル系太陽電池、超効率モジュール等の開発)等	△ 人口・建物が密集する都市部ではニーズあり
風力	洋上風力発電等技術研究開発	<ul style="list-style-type: none"> 洋上風力発電の実用化を加速するために必要な情報の収集 一定規模以上の風力発電等設備導入時に必要な環境影響評価の期間の短縮 	× 現時点で洋上風力のニーズは高くない
	風力発電高度実用化研究開発	<ul style="list-style-type: none"> 着床式洋上風力発電における発電コスト削減に資する施工技術開発 国内風車のダウンタイム及び運転維持コストの低減、さらに発電量向上を目指した技術開発 国内の風車部品産業界の国際的競争力向上に資する風車部品特性の改善や生産コストの低減等 	
水素	水素利用等先端研究開発事業	再生可能エネルギーからの高効率低コスト水素製造技術等	△ 再エネ大量導入に伴い余剰電力が生じ、水素の利活用方法が現地で確立された際にニーズあり
スマート コミュニティ (ネットワーク安定化技術等)	再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術(ネットワーク安定化技術)	<p>【送電系統】</p> <ul style="list-style-type: none"> 既存系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の条件の下で系統への接続を認めるノンファーム型接続といった「日本版コネクタ&マネジ」を実現する制御システム開発 慣性力等の把握手法や可強化による運用手法の確立を目指し、時刻同期がとれた詳細計測データが電力会社間で比較・検証可能な常時監視システムを構築するための基盤技術確立 新たな慣性力等を確保するための技術の確立を目指し、慣性力等が具備されている制御装置開発 <p>【配電系統】</p> <ul style="list-style-type: none"> 再エネが大量導入された状況下で適正電圧を維持しつつ、電圧フリッカ・電圧不平衡等の重負品質上の問題を回避するために必要な技術開発 将来的な需要増大化や自家消費進展後を想定した配電系統の潮流監視・電圧制御技術を開発し、上位系統である特別高圧系統へ配電系統の情報を適切に伝達する技術開発 	△ 再エネ大量導入が進み、需要家側を含めた高度な需給調整・系統運用の必要性が顕在化した場合にのみニーズあり
	多用途多端子直流送電システムの基盤技術開発	<ul style="list-style-type: none"> 風力の直流送電線を多端子化して適切に保護制御・潮流制御を行うことで、信頼性が高く効率的な風力送電を可能とする高圧直流(HVDC)技術開発 直流送電線を地域間への電力供給などの用途に利用できる制御技術開発 	× 洋上風力と電力系統や需要地とを接続する目的で開発中で、洋上風力のニーズは高くない
蓄電池	先進・革新蓄電池材料評価技術開発	コストパフォーマンスを秀でた全固体LIBの材料評価技術(標準電池モデルの仕様、作製法、性能評価条件・手順等)を中心とした共通基盤技術開発	△ 当該技術により低価格化が進む場合には現地ニーズあり
	革新型蓄電池実用化促進基盤技術開発	大学・研究機関、企業の連携により、世界最高・最先端の解析技術を開発・活用しながら、革新型蓄電池の研究開発	

*蓄電池分野の研究はいずれもEV、PHEVなど車搭載用の電池の開発が主目的。再生可能エネルギーの導入円滑化は長期的な波及効果とされている。

出所 NEDO(2021年)事業紹介エネルギーより再生可能エネルギーに関する研究項目を基にJICA調査団作成

第9章 本調査の成果と提言

本調査は、2020年4月から2022年1月にわたり実施された。本調査における主要な成果としては、以下の事項を挙げることができる。

- 第2章において、世界における再エネ導入の現状と展望、および再エネ導入に向けた課題を整理した。
- 第3章において、アフリカにおける再エネ導入状況の現状と展望を整理した。併せて、関連するドナー（AfDB、世銀／IFC、USAID、KfW 等）の動向や特徴的な取組みを確認した。その上で、各国における再エネ導入における課題の共通点や相違点を確認・整理した（再エネに係る政策・制度、政府機関の能力等）。
- 第4章において、他国（ベトナム、フィリピン、インド、モロッコ、および日本）における再エネ導入の先行事例を調査し、その成功要因を抽出した（政策目標の設定、FIT／RPS／入札制度の整備、オフテイカーの信用力の強化等）
- 第5章において、世界およびアフリカにおける再エネ投資に係る現状と課題を整理し、特にアフリカにおける課題（投資環境、資金調達、収益性、信用補完）等を整理した。
- 第6章～7章において、アフリカ諸国のマッピングおよびスクリーニングを行い、網羅的な情報収集・整理を行った。また、5カ国（ウガンダ、アンゴラ、ナイジェリア、ナミビア、ボツワナ）を選定し、再エネ導入の状況や開発ニーズについて確認を行うとともに、再エネ導入促進に向けたロードマップを作成した。
- 最後に、詳細調査対象国5カ国について、先方政府関係機関や他ドナーとのディスカッション等を通じて、再エネ投資促進のためのJICAの支援策（案）を取りまとめて提案を行った。
- そのほか、APPENDIXとして、以下の個別テーマについて調査・研究を行い、とりまとめを行った。
 - ・ アフリカの電力系統の分類と再エネ導入のための優先プロジェクトの抽出
 - ・ 重点12カ国のマスタープランにおける電力需要
 - ・ 他セクターにおけるオフグリッド利活用事例
 - ・ COVID-19によるエネルギー業界への影響
 - ・ 脱炭素技術・バリューチェーン導入に係る開発ニーズ・ポテンシャル

また、個別の調査項目に整理されるものではないが、調査全般を通じて、以下の事項が確認された。今後、JICAが再エネ導入、およびそのための民間投資の促進支援を行っていく上で、これらの点に対して十分な配慮、手当てがなされることが期待される。

- (a) 民間企業（含む日本企業）によるアフリカ再エネ分野における投資の関心は高いが、一方で政治リスクや収益性の観点から、民間の自助努力による解決には限界があり、何らかの公的支援に対する期待が高い。
- (b) AfDB、世銀／IFC、USAID、KfWなどの他ドナーは、JICAに先立って複数のアフリカ諸国における再エネ導入支援を進めている。今後のJICAの支援策を検討する上では、他ドナーの存在や支援実績が前提条件となる。その上で、他ドナーとの連携或いは適切な役割分担・差別化を検討することが重要である。
- (c) JICAの支援分野としては、個別プロジェクトの支援に加えて、制度作りや能力強化など、いわゆる「アップストリーム」の分野における支援意義が認められる。これらは、特に詳細調査対象国の5カ国へのJICA支援策（案）に強く反映されている。

- (d) IFC による「スケーリング・ソーラー」プログラムのように、ファイナンス、技術協力（制度強化、能力開発、トランザクションアドバイザー）のように、パッケージ化された支援を検討する価値が認められた。
- (e) 本調査における JICA 支援策（案）に関しては、基本的にアップストリームに関する技術協力と、個別分野（特にミニグリ）におけるファイナンスを中心に取りまとめたが、そのほかにも以下のような可能性が、認められた（先方政府、他ドナー、民間企業とのディスカッションに基づく）。
- 政策開発借款のようなプログラムローンの拠出
 - 特にオフグリ分野における無償資金協力の拠出
 - 海外投融資による民間企業に対するファイナンス等の支援
 - オフテイカーの信用補完（バックアップファイナンス等の支援）
- (f) 本調査の実施において、新型コロナウイルスの影響拡大に少なからぬ影響を受けたが、そうした中であっても現地政府或いは政府系機関との信頼関係・ネットワークの形成や、コミュニケーションの継続が重要であることが確認された。今後、JICA による支援として専門家派遣や技術協力が実施され、そうした面での更なる強化が図られることを期待する。
- (g) 今回の調査はアフリカ（特にサブサハラアフリカ）に焦点を当てたものであるが、再エネ導入および民間投資促進にかかる支援ニーズや JICA 支援の意義は、他の地域・国でも認められる。また、本調査で採用したアプローチ、フレームワーク、方法論は他の地域・国でも適用可能と考えられる。本調査の成果や教訓を踏まえつつ、JICA として同様の検討を他の地域や国で実施、展開していくことも意義深いものと考えられる。