

カーボヴェルデ国
経済・雇用省

カーボヴェルデ国
再生可能エネルギー導入と系統安定化の
ための情報収集・確認調査
ファイナル・レポート

平成 28 年 9 月
(2016 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

九州電力株式会社

アフ
CR (3)
16-013

略語集

略語	正式名称	和訳名称
【A】		
ADP	Águas de Portugal	ポルトガル水公社
AEB	Águas e Energia da Boavista S.A.	ボアヴィスタ電力・水会社
AFC	Automatic Frequency Control	自動周波数制御
AFC	African Finance Cooperation	アフリカ・ファイナンス・コーポレーション
AfDB	African Development Bank	アフリカ開発銀行
APP	Águas de Ponta Preta	ポント・プレタ水供給会社
ARE	Agência de Regulação Económica	規制委員会
【C】		
CERMI	Centre of Renewable Energy and Industrial Maintenance	再エネ及び産業技術研修センター
【D】		
DGE	Direção Geral da Energia (Directorate General of Energy)	エネルギー局
DMS	Demand Management System	需要管理システム
【E】		
ECOWAS	Economic Community of West African States	西アフリカ諸国経済共同体
ECREEE	ECOWAS Regional Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency	ECOWAS 再生可能エネルギー・エネルギー効率性地域センター
EDP	Energias de Portugal	ポルトガル電力公社
EIB	European Investment Bank	欧州投資銀行
Electra	Empresa de Electricidade e Água, SARL	電力・水道株式会社
Electric	Producao de Energia Eolica (Electric Wind)	風力発電事業会社
EMS	Energy Management System	エネルギー監視制御システム
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	欧州送電系統運用者ネットワーク
ESCJ	Electric Power System Council of Japan	電力系統利用協議会
EU	European Union	欧州連合
【G】		
GIS	Geographic Information System	地理情報システム

略 語	正式名称	和訳名称
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit	ドイツ国際協力公社
GMT	Ground Mounted Transformer	地上設置型変圧器
GPV	Grid Point Value	格子点値
GSM	Global Spectral Model	全球数値予報モデル
【H】		
HV	High Voltage	高圧
【I】		
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
INMG	Instituto Nacional de Meteorologia e Geofisica (National Institute of Meteorology and Geophysics)	国家気象地球物理学研究所
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
ITC	Instituto Tecnológico de Canarias	カナリア諸島技術研究所
【J】		
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
【L】		
LV	Low Voltage	低圧
【M】		
MEE	Ministério da Economia e Emprego (Ministry of Economy and Employment)	経済雇用省
MTIDE	Ministério do Turismo, Investimentos e Desenvolvimento Empresarial (Ministry of Tourism, Investment and Business Development)	観光投資民間開発省
MV	Medium Voltage	中圧
【O】		
OFID	OPEC Fund for International Development	OPEC 国際開発基金

略 語	正式名称	和訳名称
ORET	Ontwikkelings Relevante Export Transacties	開発関連輸出入取引促進プログラム
【P】		
PC	Personal Computer	パソコン
PCS	Power Conditioner	パワーコンディショナー
PESER	Plano Estratégico Sectorial de Energias Renováveis (Renewable Energy Sector Strategy Plan)	再生可能エネルギー長期戦略計画
PID	Potential Induced Degradation	電圧誘起出力低下
PMT	Pole Mounted Transformer	柱上設置型変圧器
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入契約
PPP	Public Private Partnership	官民パートナーシップ
PS	Posto de Seccionamento	電源接続盤建屋
PT	Posto de Transformacao	変圧器建屋
PTDSD	Power Transmission and Distribution System Development Project	送配電システム整備事業
PV	Photovoltaic	太陽光発電
【R】		
RFID	Radio Frequency Identification	非接触型 ID 識別
RIAM-COMPACT®	Research Institute for Applied Mechanics, Kyushu University, COMputational Prediction of Airflow over Complex Terrain	国立大学法人九州大学 応用力学研究所 - 「局地的風況予測モデル」
【S】		
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	監視制御及びデータ収集システム
SDTIBM	Sociedade de Desenvolvimento Turístico das Ilhas de Boa Vista e Maio	ボアビスタ・マイオ観光開発公社
SESAM-ER	Serviço Energético Sustentável para Povoações Rurais Isoladas mediante Micro-Redes com Energias Renováveis (Sustainable Energy Supply Service to Isolated Small Villages by Micro-grid with Renewable Energy)	再生可能エネルギーとマイクログリッドによる孤立村落への持続可能エネルギー供給サービス

略 語	正式名称	和訳名称
【U】		
UGPE	Unidade de Gestão de Projectos Especiais (Management Unit of Special Project)	プロジェクト管理ユニット
【W】		
WB	World Bank	世界銀行
【Z】		
ZDER	Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis (Renewable Energy Development Zone)	再生可能エネルギー開発区域

要 約

1. 序 論

1.1 背景

島嶼国であるカーボヴェルデ国（以下、「カ」国）は水やエネルギー資源が乏しく、軽油、重油などは商品輸入の約 2 割を占めており「カ」国のエネルギーコストを押し上げ国際収支に慢性的な悪影響を及ぼしている。このため「カ」国政府は 2020 年までに電源の 50%を自国で賄える再生可能エネルギー（以下、再エネ）とする目標を 2011 年に定めた。同年には再エネ促進のための政令制定、翌 2012 年の「リオ+20」でのフォンセカ大統領による 100%再エネを目指す演説、更に 2013 年にロードマップの作成が行われた。2011 年以降の風力を中心とする再エネ設備の本格導入により、発電電力量の増加に相反して、翌 2012 年、2013 年にかけて燃料輸入量が軽油で 15%、重油で 8%減少し、発電用燃料の一定の焚き減らし効果が認められる。

1.2 調査の目的

本調査は、譲許性の高いドナー支援を活用しインフラ整備を推進している「カ」国に対し、日本等の質の高いインフラ技術を活用した支援策を検討するものであり、再エネ導入と蓄電池の導入等を念頭に置き、以下の基礎情報・確認調査を実施する。

- (1) 電力セクターにおける基本情報の収集・整理
- (2) 再エネ設備導入ロードマップのレビュー及び検討に必要な情報収集・分析
- (3) 日本等の先進技術を活用した再エネ促進策検討に必要な情報収集・分析及び支援策等の提案

調査対象地域は「カ」国の有人 9 島全てとした。

調査において留意した点を示す。

- (1) 日本の国内離島供給で培った知見・技術の最大限の活用
- (2) 現実的な再エネ導入許容量の提案
- (3) ディーゼル発電の燃料消費削減余地に関する経済比較
- (4) 我が国の支援方針を踏まえた提案

1.3 調査団の構成

調査団の構成と業務内容を表 1.3-1 に示す。

1.4 現地調査の概要

3 回（2016 年 3 月、5 月、9 月）の現地調査を行い、3 回目の調査においては、ファイナルドラフトレポート及びこれに記述した課題と施策の説明をカウンターパートである DGE、MEE アドバイザーに行った。加えて電力セクター向けにワークショップを開催し、調査結果の共有を行った。

2. エネルギーセクターの概要

2.1 電力セクターの現状

《Electra の概要》

「カ」国の電力供給は 1982 年に国営の水・電力供給会社として設立された Electra が担っている（但し Sal の一部は民間の別会社 APP が、Boa Vista は AEB が電力を供給）。同社は設立当時から慢性的な不採算で設備更新などが困難だったため「カ」国政府は 1999 年に Electra の株式 51% をポルトガル企業二社に売却する民営化を行ったが、その後も燃料価格の上昇や原価を下回る料金政策などにより赤字が継続し 2006 年 7 月に段階的な国有化が決定したものの、不採算の状況が続いている。現在の出資比率は政府が 77.731%、国家社会保障局が 16.592%、地方自治体が 5.677% である。なお、国有化時にポルトガル企業が Electra のために負っていた債務は Electra に引き継がれ、債権は「カ」国の商業銀行が保有している（2014 年度末時点の残高は 4,394,025 千 CVE）。また、Electra は「カ」国政府と 2000 年から 2035 年までの 36 年間にわたるコンセッション方式での送配電事業契約（送配電網の所有権は「カ」国政府が維持）を 2002 年に締結し、設備利用及び保守管理を行っている。Electra は経営のスピード化を図るため 2013 年 7 月に北部、南部の 2 社を分社化した。同社本社及び両分社の概要は、図 2.1-1 及び表 2.1-1～表 2.1-3 参照。

また、2011 年から 2014 年の原油価格高騰に際し、2011 年に運開した Cabeolica の風力発電電力は Electra の財務逼迫緩和に貢献した。一方で、2015 年から 2016 年にかけて原油価格がピーク時の半値以下に急落した際は反対に、風力発電の固定買取価格が Electra の財務を圧迫するという状況もみられた。貸借対照表から見た Electra の財務状況の概要は下記のとおり。

- (1) **資本**：緊急支援による資本注入にも関わらず、債務超過額は 10 億 CVE 前後で推移。
- (2) **負債**：繰越損失は 2010 年度末から 2014 年度末にかけて倍以上の 5,789,170 千 CVE となり同時期の借入金は 33% 増の 13,304,864 千 CVE となった。特に長期借入金残高は 2010 年から 15 年にかけて 8,962,155 千 CVE に倍増。なお、商業銀行の借入金利が 7% と高く、2013 年から 2014 年にかけて社債や「カ」国からの借入金が返済されていないことから、現状では負債の返済は困難と思われる。
- (3) **資産**：電気料金の売掛金は過去 3 カ年平均（2012-14 年）で約 5,499 百万 CVE であるが、その 7 割は未回収リスクが高い長期債券である。また、民間だけでなく国や地方公共団体からの未払債務も Electra の経営に大きな影響を及ぼしている。Electra は未回収債権の 1 割（約 500 百万 CVE）を毎年回収不能として減損処理しているが、この未回収債権が大きなリスク要因である。

《民間電力会社》

Boa Vista の全消費者及び Sal の一部ホテルには民間の水・電力会社がサービスを行っている。これらの島には外国資本の進出などによる観光産業の開発が進展しているため、電力消費規模は首都プライアのある Santiago に次ぐ規模であり、一人当たりの電力消費は「カ」国平均の約 3 倍、売電量や需要密度が高くロス率は低い（表 2.1-9 参照）。

APP : Sal では、スペイン系の Aguas de Ponta Preta (APP) が約 5MW の発電容量と日量 1,000 m³ の造水設備を保有し、一部の南部ホテル地域に電力や水を供給している。また、APP は Santo Anatao の過疎集落での EU 等の資金によるマイクログリッドの O&M も手掛けているが、風力ファームなど本格的再エネ設備は保有していない。

AEB : Boa Vista では 2008 年以降、スペインの民間会社 (水・電力) が水・電力事業会社 Aguas e Energia da Boavista (AEB) を保有していたが、Boa Vista 及び Maio の観光産業振興のために「カ」国政府と Boa Vista が出資し設立した観光振興機構 (SDTIBM) が AEB 株式の 60% を買戻し AEB は再び政府系となった。調査団が面談した新 AEB の新社長 Mr. Ulisses Santos の説明によれば、民営化の経緯は下記のとおり。

- ・「カ」国政府は Boa Vista の観光ポテンシャルを見込んでいたが、財政面や技術面の観点から 2008 年から約 8 年間スペインの民間に AEB の経営を委ねてきた。
- ・その後 Boa Vista の観光産業は発展し電力設備に加え道路や関連インフラの整備を一体として推進する必要が生じてきたが、旧 AEB の力のみでは対応できなくなったため、AEB を買戻した。

実際、2008 年のリーマンショック以降のホテル需要は回復し、今後の人口増も見込まれ風況も良く、経済、再エネ導入の両面で今後が期待される。

Cabeolica : Cabeolica は 2008 年に「カ」国政府、Electra や民間ファンドなどの出資により、サブサハラ地域における初めての再エネ PPP として設立された風力 IPP 事業者である。これに EIB や AfDB の融資を加えた総事業費約 78 百万米ドルをまかない、2011 年に São Vicente、Sal、Boa Vista、Santiago の 4 島で総計 25.5MW (850 kW×30 基) の風力発電事業を開始した。健全な設備の運転に「カ」国の風況の良さも相まって計画稼働率を毎年達成し、収益も安定している。

2.2 エネルギー関係法規制

電気事業政令は「カ」国の電気事業に関する基本的枠組みについて、全ての消費者に対する必要な電力供給を行い、民間投資を促進し、電気事業の正常な市場競争を推進することを目的として制定された。コンセッション制度とライセンス制度を基本とし、政府事業ではなく民間事業として正常な市場競争のもと、必要な電力を持続可能な制度として維持し、合理的な料金で供給し、経済の発展を促進することを目指している。2012 年 7 月現在で、コンセッションによる電気事業者には、Electra、AEB と APP が存在し、IPP は風力発電事業者の Cabeolica と Electric が存在している。表 2.2-1 に本政令の概要を示す。

電気事業政令の後に、IPP 関連の規則整備を目的として IPP ライセンスの規則、履行保証、料金に関する政令が定められ、2011 年には、島毎に系統安定性を配慮した再エネ開発のマスタープランの作成や再エネ発電所の地点や設備を特定した再エネ長期計画 (PESER) の構築により、再生可能エネルギーの促進を目的とする政令が出された (表 2.2-2 参照)。この再エネ長期計画 (PESER) は、地域自治体の開発計画や環境保全政策との整合性を保ち内閣承認を経て作成することとして

いる。この再エネ長期計画 (PESER) と共に作成された地域毎の再生可能エネルギー開発計画 (ZDER) に基づいて、IPP 入札で事業会社を選定することを想定している。これに基づき、2013 年には同計画実現のためのロードマップ「Cape Verde 100% Renewable : A Roadmap to2020」が作成された (詳細は後述)。

2.3 電力料金

電気料金やガソリンなどの燃料価格は規制委員会 (ARE) が全島統一料金として決定する。2015 年 4 月まで原油価格の値上がりと同調して一貫して値上げしていた電気料金であるが最近の原油価格の値下がりに応じて、引き下げている。至近の電気料金や、電気料金及び原油価格の推移は表 2.3-1 及び図 2.3-1 参照。

2.4 ドナー動向

《各国、ドナーの支援状況》

「カ」国が中位所得国に格上げされ、積極的に支援している国はルクセンブルク、ポルトガル、オランダ、フランス、スペインのみとなった。国際機関では、WB が Santiago のディーゼル発電機の導入や政策支援、EU が São Nicolau や San Antão の未電化地域のマイクログリッド導入の無償資金援助を実施している。金額や規模で最もインパクトが大きかった支援が、JICA、AfDB ほかの協調融資で 2 回に分けて Santiago で実施された①発電・送配電強化プロジェクト (2007-2010) と、Santiago ほか 6 島で実施された②送配電システムの整備プロジェクトである。その他、オランダ ORET は③Santiago、Boa Vista 他で送配電網の整備事業を実施中である (これら 3 案件については後述)。

近年の「カ」国の電力セクターに対する JICA、EU、AfDB、EIB、EBID、IBRD、OFID、ORET の送配電、風力、電力政策への支援については表 2.4-1 及び表 2.4-2 に示す。

《EU による再エネマスタープランと揚水発電 FS》

EU は現在、「カ」国のエネルギーセクターについては、適正な収益確保、法規制の枠組みの整備が喫緊の課題と認識しており、再エネマスタープランの策定と Santiago における大規模揚水発電の導入に向けた FS を 2016 年中に開始する予定で準備中である。なお、欧州投資銀行 (EIB)、AfDB、WB が海水揚水の協調融資に関心を示している。

《GERMI 活用の検討》

ルクセンブルグ支援で Santiago に建設された「再エネ及び産業技術研修センター (GERMI)」は、現在「カ」国でのみ認可された修了証書を受けることができるが、西アフリカ諸国経済共同体 (ECOWAS) ・再生可能エネルギー・エネルギー効率性地域センター (ECREEE) が中心となり、GERMI を「カ」国専用の施設ではなく、西アフリカ関係 15 カ国 (ECOWAS) が利用できる再エネ技術の地域認証機関に格上げし、広く利用する計画を検討中である (EU も支援に賛同)。

3. 100%再エネロードマップ 2020

「カ」国では2020年までに電源の50%を自国で賄える再生可能エネルギーとすることを目標と、再エネ促進のための政令が2011年に出され、翌2012年の「リオ+20」ではフォンセカ大統領が、2020年までに100%再エネを目指す演説を行い、2013年には同計画実現のためのロードマップ「Cape Verde 100% Renewable: A Roadmap to 2020」(以下、100%再エネロードマップ2020)が独トリア大学応用マテリアルフローマネジメント研究所により作成された。

3.1 再エネロードマップの課題

本調査では、現行の再エネロードマップ2020の特徴と課題を取りまとめた(表3.1-1参照)。特に電力貯蔵の将来技術をも含めた実現性とコストの評価を行い、設備導入が目的化しないよう注意が必要である。また、2016年3月の選挙で安定政権となった中道右派の民主運動(MpD)のマニフェストでは、Electraへの民間投資促進を通じた経営健全化及び街灯の拡張が挙げられたものの、再生可能エネルギーに関する言及はない。また、省庁再編に伴い、エネルギーの管轄は『経済・雇用省(Ministerio da Economia e Emprego)』に移行された。

政権交代以降、現在の再エネロードマップの見直しが決定されており、DGEはEUが今後実施する再エネマスタープランや本調査の成果の一部として「カ」国に提供される再エネポテンシャル(風力、太陽光)の試算結果に基づき再エネロードマップの作成を計画している。なお、「カ」国政府は、2020年までの再エネ拡大100%を目標に掲げていたが、前述の議会選挙後、この具体的な達成比率と目標年を白紙とし、特に定めない方針である。

4. 電力需給状況

調査団が収集した2015年の需給データをもとに、全島および各島の需給状況を取りまとめた。なお、「カ」国では国際機関の支援などにより送配電設備の整備や島内系統の連系が進行中であり、爾後の記載内容は本調査時点でのスナップショット的なものである。

《その他小規模集落の電化》

XaXa集落: Santiagoの北部に位置する約10世帯の山村である。需要規模は約10kWで、風力と太陽光発電を併せた約10kVAの容量で電力を供給し、蓄電池も設置している。なお、電気料金は無料であり、10年後には廃村となる見込みである。

このような都会から離れた山村では、今後、高齢化や過疎化、更には廃村が進むと考えられている。例えば、若者は教育機関や就職先が充実している都会に移り住み、そこに両親を呼び寄せる傾向があるようである。

政府は小規模集落の電化は、配電線延長ではなく小規模太陽光/蓄電池のセットによるマイクログリッドを推進する方針である。また、各マイクログリッドの運転とメンテナンスを一括委託し、省コストと当該委託先の自立採算確保について模索している。投資リスク回避のため、オフグリッドのマイクログリッドは太陽光や蓄電池等のシステムは移動可能な設備とし、集落の需要が増加した場合は設備の増強で、需要が無くなった場合に他所での再利用を可能としている。

今後の計画としては、Santo Antão では、Agua 川 (Ribeira da Agua) 集落、Alta 川 (Ribeira Alta) 集落、Figueiral 川 (Ribeira do Figueiral) 集落等が予定されている。

4.1 需給状況

《全島需給》

「カ」国の 2015 年における発電電力量は 419GWh であり、このうち半分以上を Santiago が占める。これに São Vicente、Sal、Boa Vista を加えた主要 4 島で全体の 9 割の需要を占めている (図 4.1-1、図 4.1-2 参照)。内訳は民生用の低圧需要が約半分で、ホテルや観光業が比較的盛んな主要 4 島では大口の中圧需要が約 3 割を占める。特に Sal や Boa Vista などさらなる観光業の伸びが期待されており電源の確保も重要である。また、損失は約 25%と高く原因究明と対応が急務である (図 4.1-3 参照)。

図 4.1-5 に 2015 年の「カ」国の月別発電電力量を示す。

月ごとの需要は、観光シーズンの 7 月から 10 月が高く 1 月から 3 月は低い。しかし、重負荷期には風況が弱い一方、軽負荷期は風況が良く風力発電の出力抑制を実施しており、電源構成上、再エネとディーゼル発電とのハイブリッドは不可欠である (図 4.1-5 参照)。

《島別需給》

Santo Antão : 面積 779km²、人口 40.5 千人、年間発電電力量は 13GWh で Electric の風力 IPP が 1.7GWh を占める (再エネ率 12.6%)。1 島 1 発電所の構築中で、系統の需要規模が大きくなったため Electric は風力発電の拡張を検討している。

São Vicente : 面積 227km²、人口 81.0 千人、年間発電電力量は 71GWh で Cabeolica の風力 IPP が 19GWh を占める (再エネ率 26.7%)。Electra の所内動力消費のうち 7.8GWh は水製造および供給ポンプ用である。日間需要は早朝から需要が増加し始め 20 時付近が最も高く、深夜から早朝にかけて最小となる。風況の良い時期の風力ポテンシャルは需要の約 63%と見込まれるが、系統安定性の確保のために出力抑制しており実勢値は約 45%。抑制分の活用にはディーゼル発電の下げ代拡大、買取保証 (Take or Pay) 量超過分の価格見直し、系統安定性確保のための蓄電池設置などが考えられる。なお、電力需要の大きい 7 月から 10 月にかけての風況は他の月よりも弱い。

São Nicolau : 面積 343km²、人口 12.4 千人、年間発電電力量は 6GWh (再エネ未導入)。無効電力供給のため需要に比べ容量の大きな Cacimba 発電所の発電機を 2 台運用するケースが多いが、Electra が予定している分路リアクトルの設置により解消される見込み。季節的な需要変動は小さく、日間では 19 時から 22 時にかけて需要が大きくなる傾向にある。

Sal : 面積 216km²、人口 33.7 千人、Electra の年間発電電力量は 57GWh で Cabeolica の風力 IPP が 19GWh を占める (再エネ率 33.0%)。Electra の所内動力消費のうち約 6GWh は水製造および供給ポンプ用である。風況の良い時期の風力ポテンシャルは Electra の需要を上回る程であるが、

系統安定性確保のために出力抑制しており需要の57%である。抑制分の活用にはディーゼル発電の下げ代拡大、買取保証（Take or Pay）量超過分の価格見直し、系統安定性確保のための蓄電池設置などが考えられる。Sal で一部のホテル等に対して電力を供給している APP を含めた Sal 全体の発電量は67.8GWhである。Sal も同様に電力需要の大きい7月から10月にかけて風況が弱く発電量が少ない傾向にある。日間では10時、13時、20時付近の需要が高いが、1日を通じての負荷は比較的平準化している。なお、APP は水製造設備に1MW～3.2MW を供給している。

Boa Vista：面積620km²、人口は14.5千人、年間発電電力量は30GWhでCabeolicaの風力IPPが7.6GWhを占める（再エネ率33.0%）。Boa VistaはAEBが電力を供給しており、所内動力消費のうち3.9GWhは水製造および供給ポンプ、下水処理用。観光・ホテル業が発展しており10時、13時、20時付近の需要が高く、観光のハイシーズンとオフシーズンで電力需要に差がある。AEBは風況が良い時期には風力発電出力をベース電源とし、ディーゼル発電の予備力を確保していないケースもある。風況の良い1月の再エネ発電量比率は42%程度。AEBもElectraと同様、風況の良い時期は系統安定のため風力の出力抑制を実施しており、この余剰電力（年間2.2GWh程度）の活用には、ディーゼル発電の下げ代拡大、買取保証（Take or Pay）量超過分の価格見直し、系統安定性確保のための蓄電池設置などが考えられる。但し、風況の低い時期（7月から10月）に備えてディーゼル発電は必須。

Maio：面積269km²、人口は7千人、年間発電電力量は2.6GWhである（再エネ未導入）。需要は19時から22時にかけて大きくなるものの、他の時間帯の変動は比較的小さい。

Santiago：面積991km²、人口は29.4千人、年間発電電力量は212GWhでCabeolicaの風力IPPが31.9GWhを占める（再エネ率15.0%）Electraの所内動力消費のうち約15GWhは水製造および供給ポンプ、下水処理に消費。日間では早朝から需要が増加し始め、20時付近の需要が最も高く、深夜から早朝にかけては需要が小さい。SantiagoではPPAの買取保証量に基づく風力発電の出力抑制をしているが、風力発電に比して十分なディーゼル発電出力があり、系統安定性を考慮した風力の出力抑制は実施していない。更なる再エネ導入には、ディーゼル発電の下げ代拡大、買取保証（Take or Pay）量超過分の価格見直し、系統安定性確保のための蓄電池設置などが必要と考えられる。しかし、他の島々同様に7月から10月にかけて需要増がある一方で風況が弱い傾向が見られるため、ディーゼル発電は不可欠。

Fogo：面積476km²、人口は35.8千人、年間発電電力量は13.4GWh。19時から22時にかけて電力需要が大きくなるものの、その他の時間帯の需要はほぼ一定。

Brava：面積64km²、人口は5.7千人、年間発電電力量は2.6GWh。19時から22時にかけて電力需要が大きくなるものの、その他の時間帯の需要はほぼ一定。過去に150kWの風力発電が導入されたが現在は廃止。なお、需要規模、発電所や送電設備等の老朽化による更新時期を考慮すると、

総合的な蓄電池システムによる段階的再エネ率引き上げに向けた実証試験の可能性がある。

4.2 需給ロス

島の系統はシンプルかつ送電距離も短いため、一般的にテクニカルロスが10%を超えるケースは少ないが、Electraの供給エリアである8島（Boa Vista および Sal を除く）のは33%と非常に高い。従って、原因の大半がいわゆる盗電や不正使用によるノンテクニカルロスと考えられる。一方、ホテル需要が多く、中圧での送電が多い Sal や Boa Vista（AEB が供給）のロス率はいずれも20%を下回っている。

島別に見ると、首都プライアがあり、人口が集中している Santiago の電力ロスが、率、量ともにとび抜けて大きく、何より先に対策を実施すべきであるということである。当該地域の改善が成功すれば、経営へのインパクトは大きく、手法を他の島に展開して対策効果も効率的に得ることが可能と考えられる。

電気の不正使用の背景には社会的に根深い問題を伴うケースが多々あると考えられる一方で、Electraの未回収債権の回収も進展していない。このため、従来の対応のままでは、基本的な問題の解決には行き届かず不正を促す結果になることが懸念され、調査団としては、海外での対策事例やこれまでの日本での取り組みなどを参考に、以下のような「カ」国政府と一体となった複合施策を行うことが、ロス率の根本解決に効果的と考える。

- ・ 料金回収と設備巡視要員の増強
- ・ 不正使用や回収率が悪いエリアへの優先的なプリペイドメーターの導入
- ・ 「カ」国政府との連携（以下参考例）
 - 法規制・罰則強化
 - 貧困世帯へのプリペイドカード発給などセーフティネット
 - 学校や貧困地域での電力ほか公共サービスの不正使用防止の啓蒙活動

電力ロスは、Electra など電力会社の問題ではなく、「カ」国政府も主体的に国家の問題として取り組む必要がある。

4.3 マイクログリッドによる地方電化

《Monte Trigo Photovoltaic micro-Grid》

Santo Antão の南西部の海岸に位置する Monte Trigo 集落は、人口約230人、需要は一般家庭75世帯、外灯20灯、小学校、幼稚園、氷製造所、民宿や数件の小さな飲食店などで、今後図書館にパソコン数台を設置予定。低圧配電線の総こう長は約1km。本マイクログリッドはEU75%、市25%の協調融資にて実施され2012年2月に運用開始。建設者はAPP社とスペインのGRUP SOLER社で、所有者は市であり運転やメンテナンスはAPP社が行う（図4.3-3、表4.3-1参照）。

〈設備〉

PV と開放型鉛蓄電池 2 系列と非常用ディーゼル発電機（20kVA）で構成される。需要増に伴い

2014年にPVパネルが増強(12kW)され、更に増強(約20kW)を計画中。蓄電池は需要3日分相当の容量で設計されたが需要の伸びにより現在は2日分程度である。氷製造機は蓄電池の満充電により自動で起動し余剰電力を吸収する。氷は漁師などに販売し収益は運用費用等に充当。発電単価は30~35CVE/kW程度。電気料金はプリペイドカードにより徴収。3年間の発電量127,972kWhは、ディーゼル燃料37,039リットル節減、約111トンのCO₂ガス放出抑制に相当。

〈運用保守〉

蓄電池は残存容量が35%以上で運用されるが、下回った場合は以下の手順で処置を行う。

- ① 外灯を消し蓄電池の放電量を抑制。
- ② PVの発電により蓄電池を充電。
- ③ ディーゼル発電により蓄電池を充電。

蓄電池は毎月の点検で比重や電圧などが測定され、APP社の委託員により2名体制(勤務時間帯:8時~17時)で対応。PVパネルの清掃は毎月末に2日程度実施しており、清掃後はPVの発電量が約5%向上する。APPの社員は2、3ヶ月ごとに現地を訪問(以前は毎月)。遠隔PC端末からデータ確認・収集等が可能な設計となっている。

〈現地調査時の所見〉

蓄電池：サルフェーションと思われる沈殿物がみられ、蓄電池交換等を行う予定とのことであったが原因解明が必要。蓄電池残存容量の運用ルール(最低35%)を逸脱しゼロとなっている運転データが確認され、過放電による劣化が考えられる。蓄電池保護のため運用計画の見直しや運用の適正化が必要。また、取替え時期や予備品の確保などの検討も必要。

非常用ディーゼル発電機：エンジン部分の燃料噴射ノズルに漏油を確認。接続部のまし締めを行うとともに、定期的メンテナンス等で他の部位に同様の現象がないか確認が必要。

その他：電力品質確保の観点から電圧や周波数の把握や、計装機器の保守管理の徹底が必要と思われる。

《Carrical Photovoltaic micro-Grid》

São Nicolauの南東部の海岸に位置するCarricalは、人口約200人の漁村である。主な需要は、一般家庭53世帯、外灯、小学校など。本マイクログリッドはPPP(官民連携事業)で実施され、2015年12月に運用を開始。所有者は市で、APP社が建設、運転及びメンテナンスを行っている。

〈設備〉

表4.3-3にシステムの主な仕様を示す。PVパネルは学校とセントラルの屋上に西向きに16度の角度で設置され、日射計と熱電対が各1箇所設置されている。なお、スペースの都合で南向き配置は断念したとのことである。蓄電池は、密閉型のジェル式鉛蓄電池である。

なお、最大需要は約 12kW であり、2016 年 6 月以降にプリペイドカード式 (RFID システム) による電気料金の徴収を計画中。

〈運用保守〉

現地設備の運用保守は、APP 社が委託している現地委託員が 2 名体制 (勤務時間帯 : 8 時~19 時) で対応している。現地委託員へのヒアリングによると、PV パネルの清掃は、モップスポンジを用いて 15 日間隔で毎月 2 回 (1 日及び 15 日) 行っており、パネル清掃により PV の発電は、最大で約 3kW 向上している。計測データは監視計測用 PC の表示値を毎正時ペーパーに転記し、その転記したデータを PC 内のエクセル表に入力管理している。また、APP 社員は、6 ヶ月に一度の頻度で、本サイトに出向くことになっているが、マイクログリッドの運開後、6 ヶ月に満たないため APP 社員はまだ出向いていない。

〈現地調査時の所見〉

PV パネル: 表面のダストは比較的少ないが、裏面のケーブルコネクタにはダストが付着しており、海岸も近く塩害等による影響も懸念されるため、可能な範囲でコネクタ部の清掃も必要。

蓄電池: 電圧測定器が現地にまだ届いておらず、蓄電池のメンテナンス等に関する現地委託員への技術指導も含めたフォローが望まれる。

非常用発電機: グリッドへ未接続の状態で見捨てられており、バックアップ電源用として即運転が出来るよう開閉器などを介してグリッドに接続しておくことが必要。

周波数変動: 運転データに周波数が規定値 (50±2Hz) を逸脱した可能性が認められた。今後、何らかの周波数変動抑制に関する検討が必要。

5. 電源構成と設備

5.1 Santo Antão

需要規模は約 3,000kW。電源は Electra のディーゼル発電所 2 ヶ所と Electric の風力発電所 1 ヶ所で、総出力は 10,532kW (図 5.1-1 参照)。

5.2 São Vicente

需要規模は約 12,100kW。電源は Electra のディーゼル発電所 2 ヶ所と Cabeolica の風力発電所 1 ヶ所で、総出力は 39,646kW (図 5.2-1 参照)。

5.3 São Nicolau

需要規模は約 1,200kW。電源は Electra のディーゼル発電所 2 ヶ所で総出力は 7,672kW (図 5.3-1 参照)。

5.4 Sal

ホテル群を APP が供給し、その他を Electra および Cabeolica で供給。ホテル群を除く一般需要は約 9,800kW。電源は APP のディーゼル発電所 1 ヶ所、Electra のディーゼル発電所 1 ヶ所と太陽光発電所、および Cabeolica の風力発電所 1 ヶ所で、総出力は 29,359kW (図 5.4-1 参照)。

5.5 Boa Vista

需要規模は約 6,100kW。電源は AEB のディーゼル発電所 3 ヶ所および Cabeolica の風力発電所 1 ヶ所で、総出力は 14,114kW。現在、単独系統の Norte 発電所は 2016 年中に Chavez 発電所の系統と接続される (図 5.5-1 参照)。

5.6 Maio

需要規模は約 500kW。電源は Electra のディーゼル発電所 1 ヶ所で、総出力は 2,176kW (図 5.6-1 参照)。

5.7 Santiago

需要規模は約 35,300kW。電源は Electra のディーゼル発電所 4 ヶ所と太陽光発電所 1 ヶ所、および Cabeolica の風力発電所 1 ヶ所で、総出力は 100,965kW (図 5.7-1 参照)。

5.8 Fogo

需要規模は約 2,400kW。電源は Electra のディーゼル発電所 2 ヶ所で、総出力は 9,304kW (図 5.8-1 参照)。

5.9 Brava

需要規模は約 600kW。電源は Electra のディーゼル発電所 1 ヶ所で、総出力は 1,416kW (図 5.9-1 参照)。

6. ディーゼル発電

電力需要が大きくない離島では、起動・停止が迅速で負荷追従性に優れる、時々刻々と変化する電力需要に的確な対応が可能、システムがシンプルで小型化が可能、小出力でもコスト面に優れる、などの特徴を有するディーゼル発電が一般的である。現在、「カ」国の基幹電源はディーゼル発電である。

6.1 ディーゼル発電設備と運用状況

《Santo Antão》

Electra のディーゼル発電所が 2 ヶ所 (P. Novo, R. Grand) あり前者は 2015 年 6 月の新設。P. Novo 発電所の MAN1 と MAN2 (1,672kW×2) がベースロード機としてアイソクロナス制御が採用され短周期負荷変動への応答性が早い。単価が安い HFO を使用可能な設備であり島内に油元売りによる

HF0 貯油設備の建設計画があるものの時期未定で、現状は Gasoil を島内の油槽所からタンクローリー車で輸送。他のユニットはピークカット運用（表 6.1-1 参照）。島内系統には Electlic の風力発電機（250kW×2）が連系しているが、出力変動に伴う周波数への影響はほとんどない模様。

《São Vicente》

Electra のディーゼル発電所が 2 ヶ所 (Lazareto、Matiota) あり、前者には 2015 年に Wartsilla 製の最新鋭ユニットが 2 台増設された（図 6.1-2 参照）。両発電所ともベースロード機は単価が安い HF0 が用いられており、島内の油槽所からタンクローリー車で輸送。Lazareto 発電所の War1 と War2（5,520kW×2）および Matiota 発電所の Mak5 と Mak6（3,300kW×2）がベースロード機としてアイソクロナス制御が採用され短周期負荷変動への応答性が速い。その他はピークカット運用（表 6.1-2 参照）。

《São Nicolau》

Electra のディーゼル発電所が 2 ヶ所 (Cacimba、Tarrafal) あり前者は 2015 年 11 月に新設された最新鋭。Per1 と Per2（1,707kW×2）はベースロード、ガバナはアイソクロナス制御で短周期負荷変動への応答性に優れる。需要規模は最大 1,100kW 程度であるが無効電力対策のため 2 台運転されており極端な低出力運転。古い Tarrafal 発電所は 4 ユニット中故障した 2 台は解体予定。また、Cum5 は Cacimba 発電所へ移設予定で Santo Antão 島の P.Novo 発電所からも Cacimba 発電所への移設を計画。両発電所とも燃料はすべて Gasoil で島内の油槽所からタンクローリー車で輸送。（図 6.1-3 参照）

《Sal》

Electra のディーゼル発電所 (Palmeira) と近隣のホテル群に供給を行う APP のディーゼル発電所がある。Palmeira の CAT1 と CAT2（3,840kW×2）及び APP の War4 と War5（1,540kW×2）がベースロード運用され、ガバナはアイソクロナス制御で短周期負荷変動への応答が速い。これら 4 ユニットは単価が安い HF0 が燃料として使用され、島内の油槽所からタンクローリー車で輸送。Palmeira 発電所ではホテル新設による需要増に対応するため AFD（フランス開発庁）による融資により 2016 年中に 6MW（1.5MW×4 基）の HF0 ディーゼルを導入予定。また APP 発電所の CAT（648kW×3）は 3,000kW へのリプレースを計画。

《Boa Vista》

AEB が管理運営するディーゼル発電所が 3 ヶ所 (Chavez、Lacacao、Norte) あり、北部の独立系統には Norte 発電所から供給されているが、ORET プロジェクトにより Chavez 発電所の系統と接続予定。図 6.1-5 に Boa Vista 島のディーゼル発電設備状況を示す。Chavez 発電所の War1 と War2（1,620kW×2）はベースロード機として使用されガバナは電気式でアイソクロナス制御。また、HF0 を島内の油槽所からタンクローリー車で輸送している。その他のユニットはピークカット運用。Chavez 発電所に Perkins 製の 1,000kVA×2 台と 4,000kVA×1 台を 2016 年中に増設予定。

《Maio》

Electra のディーゼル発電所 (Tomil) が 1 ヶ所あり使用燃料は全て Gasoil。Cum1 (688kW) と CAT3 (600kW) はベースロード運用。残りの CAT2 (200kW) と Cum3 (688kW) の 2 機は故障中。表 6.1-6 に Maio 島の発電設備一覧を示す。現地調査を行っていないため制御方式などは不明。

《Santiago》

Electra のディーゼル発電所が 4 ヶ所 (Palmarejo、TRC、Gamboa、Assomada) あり、Palmarejo 発電所には Wartsilla 製の最新鋭ユニットが 2012 年に 2 台、2015 年に 2 台増設された。Palmarejo 発電所の Wartsilla と CAT がベースロード運用で、電気式ガバナによるアイソクロナス制御が採用され短周期の負荷変動に対する応答特性が速い。また、島内の油槽所から HF0 をタンクローリー車で輸送している。その他のユニットはピークカット運用。Gamboa 発電所と TRC 発電所は、今後ユニットが大きな故障をした時に廃止する計画だが時期は未定。内陸部にある Assomada 発電所はバックアップ用として残置予定。TRC 発電所の設備を Sal 島へ移設する計画あり。Santiago 島には Cabeolica の 850kW×11 機の風力発電が連系しているが、視察当日の周波数変動は 49.09～50.08Hz で「カ」国の運用目標値 (49.0～50.08Hz) の範囲内。

《Fogo》

Electra のディーゼル発電所が 2 ヶ所 (Joan Pinto、Ponta Lapa) あり、Joan Pinto 発電所には MAN 製の最新鋭ユニットが 2015 年に 2 台増設された。燃料は Gasoil で島内の油槽所からタンクローリー車で輸送されている。Joan Pinto 発電所の MAN1 と MAN2 (1,672kW×2) はベースロード運用で電気ガバナによるアイソクロナス制御で短周期の負荷変動に対する応答特性が早い。また HF0 を使用可能な設備であるが島内に HF0 貯油設備がなく Gasoil を使用中。今後はタンカーから直接 HF0 を受け入れる計画。他のユニットはピークカット運用。

《Brava》

Electra のディーゼル発電所が 1 ヶ所 (Favatal)。故障中の Per2 以外の機関を需要に合わせて運用。ベースロード機は電気式ガバナによるアイソクロナス制御で短周期の負荷変動に対する応答特性が早い短周期の負荷変動に対する応答特性が早い。使用燃料はすべて Gasoil でドラム缶のトラック輸送により受け入れ。

《発電コスト》

DGE および Electra 等からの入手データに基づき調査団が試算した結果、「カ」国における 2015 年の燃料コストは平均 13.56CVE/kWh である。島別では需要規模が比較的大きく燃料単価が安い HF0 を使用している 4 島 (Santiago、São Vicente、Boa Vista、Sal) は 11.70～17.19CVE/kWh と低いが、需要規模が小さく燃料単価が高い Gasoil を使用している残り 5 島は 19CVE/kWh 以上と高い (表 6.1-10、図 6.1-10、図 6.1-11 参照)。

《運用・保守》

ベースロード機で使用される HF0 (Fuel 180) の主な性状は九州電力が使用している C 重油と

ほぼ同等であり、燃焼性を表す C. C. A. I (燃料の芳香族性を表す着火性指標) も 860 以下と問題ないと考えられるが、非常に硬質で異常摩耗の原因となり得る Aluminum plus silicon を含有しており、前処理装置の遠心式油清浄機やフィルターの維持・管理を適正に行う必要がある。

「カ」国における主要発電所の運転・保守体制は九州電力の体制とほぼ同等であり、安定運転と技術継承の面から更なる効率化は難しいと考えられる (図 6. 1-12 参照)

効率の良いユニットをベースロード機とし、大部分の発電所では低出力運転の弊害を意識した運用がなされており運転方法は適正と考えられるが、安定運転と性能維持のため性能確認試験、燃料消費率・潤滑油消費率の計測などを定期的実施することが望まれる。

基本的にメーカー推奨の点検内容がインターバルで実施されているが、メンテナンスは環境や使用条件などで変わることから、安定運転とコスト低減のために過去の点検実績を分析・評価して最適なメンテナンス基準の作成が望まれる (九州電力でも過去の点検実績を分析・評価して最適なメンテナンス基準を作成)。

6.2 ディーゼル発電の課題

《再エネ導入量拡大のポイントと課題》

再エネの導入可能量を拡大するには、ベース電源であると同時に時々刻々と天候により出力が変動する再エネ受入の調整電源の役割も担うディーゼル発電の周波数調整能力及び下げ代 (最低出力) を十分に確保することが重要である。

〈周波数調整能力 (短周期面)〉

「カ」国に導入されているディーゼル発電機はガバナフリー運転が可能であり、「カ」国の風況が安定していることも踏まえれば、いわゆる短周期 (数分以下) 風力発電の変動についてはディーゼル発電のガバナフリー運転による吸収・制御が基本的には可能であると考えられる。ただし、頻繁な出力変動はディーゼル発電の寿命面に悪影響を与えるため、実運用にあたっては風力発電の出力変動を調査し、必要な対策を検討、講じる必要がある。

〈ディーゼルの低出力での運転のポイント〉

ディーゼルエンジンは低出力域では、シリンダー内温度の低下、シリンダー内掃気効果の低下、燃料噴霧の悪化により不完全燃焼による未燃カーボンが発生する。従って、低出力での運転を長時間行くと、未燃カーボンがシリンダーやピストンに付着堆積して、吸排気弁やピストンなどの損傷に進展するおそれがある (図 6. 2-2 参照) ことに留意する必要がある。

〈安定運転が可能な最低出力 (長周期面)〉

ディーゼル発電機が安定運転可能な最低出力は一般的に定格出力の 50% 程度であるが、近年は可変吸気バルブタイミングや吸気加熱システムなどの採用により、定格出力の 30% 程度での低出力運転が可能となってきており、九州電力でも電源の新增設に合わせて順次採用している。

「カ」国に近年導入されているディーゼル発電機では、São Vicente の Lazareto 発電所及び Santiago の Palmarejo 発電所に導入された Wartsila 製ディーゼル発電が、定格出力の 30% 程度

での低出力運転が可能である。ガバナフリーや最低出力のポテンシャルを最大限活用することで再エネ導入量の拡大が可能であり、低出力運転による燃料消費率の悪化はあるものの燃料焼き減らしによる経済効果は十分に期待できる。

《再エネ導入の課題と対応策》

再エネ導入拡大後は、ベース電源であると同時に天候で出力が変動する再エネ設備の調整電源としての役割を担うディーゼル発電の重要性がさらに高まる。このため、再エネ導入拡大に対応した的確な運転と保守が必要となる。具体的には以下の対策を講じることが望まれる。

〈運転面〉

- ・ 需要および再エネ出力予測による最適な運転ユニットの選定
- ・ 排気ガス温度など運転状態の監視強化とトラブル増加に備えた巡視・点検の実施
- ・ 発電機の電圧調整能力（P Qカーブ）を考慮した電圧運用の実施
- ・ 低出力運転後の未燃カーボンの燃焼・排出を目的としたクリーニング運転の実施

〈保守面〉

ディーゼル発電の状態は使用条件で変わることから、点検実績を分析・評価して、必要に応じてメンテナンスインターバルを見直す必要がある。具体的に以下のとおりである。

- ・ 定期的な性能確認試験、燃料消費率・潤滑油消費率の計測などによる性能維持
- ・ 点検実績の分析・評価による最適なメンテナンス基準の作成と実施

〈設備面〉

「カ」国のほとんどの島において、需要規模に対し単機容量や設備容量が大きすぎると考えられ、今後の新增設に合わせて適正化が望まれる。

7. 風力発電

「カ」国では、Cabeolica が 4 島（São Vicente、Sal、Boa Vista、Santiago）で保有する風力発電設備が 2011 年 10 月～2012 年 4 月に運転を開始した。合計設備容量は 25.5MW で、「カ」国の全発電設備（約 204MW）の約 13%に相当する。また、Electric が Santo Antão で保有する 0.5MW の風力発電設備は 2011 年 4 月に運転を開始した。両社とも IPP で発電容量は総計 26.0MW（表 7.1-1 参照）。

Cabeolica は Electra や民間投資基金などが出資するサブサハラ・アフリカ地域発の官民連携（PPP）による商用発電事業であり、「カ」国政府の積極的な再エネ導入策に呼応して欧州投資銀行（EIB3）が 30 百万ユーロ、アフリカ開発銀行（AfDB）は 15 百万ユーロを共同で融資している。

Cabeolica が 4 島で導入している 30 基の風車は、全て単機容量 850kW の Vestas 社製（デンマーク）で型式は V52-850kW である（表 7.1-2 参照）。

Santiago の風力発電設備 9.35MW（850kW×11 基）は、島内を北西から南東に伸びる標高約 230m～270m の尾根の南東端に立地しており、同地点には Electra 風力発電設備（Nordtank 製×3 基）

が存在していた（現在は運転停止）。

São Vicente の風力発電設備 5.95MW（850kW×7 基）は、島内の中央部からやや西側、北北西から南南東に伸びる標高約 80m～100m の尾根上に立地。同地点には、Electra 風力発電設備（Nordtank 製×3 基）が存在（現在は運転停止）する。また、北東側には、デンマークの支援で建設された風車が残置されていた（導入の詳細経緯は不明）。

Sal の風力発電設備 7.65MW（850kW×9 基）は、島内の中央部から南東側、標高約 60m の平坦地に立地。島内の Electra の Palmeira 発電所の近傍には Nordtank 製風車 2 基が残置されている。立地地点は、再生可能エネルギーの導入を積極的に推進するため、2012 年 2 月に「カ」国官報 No7 で公示された、風力発電開発ゾーン（SL.1）内である（図 7.3-19 参照）。

Boa Vista の風力発電設備 2.55MW（850kW×3 基）は、島内の北西端、標高約 80m～100m の岬に立地している。

各地点（Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista）の電気設備は標準化された構成であり、いずれも風車発電機出力 690V は各タワー内の変圧器で 20kV に昇圧後、20kV 埋設ケーブルで集約され、管理建屋内の開閉設備を経由して 20kV1 回線で系統へ送出される。管理建屋内には、開閉設備の他、系統連系用保護装置、Electra への売電電力量を計量する積算電力量計など系統連系上必要な設備が全て設置されている。系統電源喪失時に備え、制御装置用の直流電源装置や非常用発電機が管理建屋内に設置されている。

Santiago では現在、Gamboa 発電所に接続されているが、AfDB と JICA の協調融資による発電・送電強化事業により 60kV、20kV 送電系統が整備されており、将来 São Filipe 変電所に接続される計画である。

São Vicente では 20kV 埋設ケーブルで Lazareto 発電所に接続されている。Sal では 20kV 埋設ケーブルで系統接続されている。

Boa Vista では、20kV 埋設ケーブルで Sal Rei 発電所に接続されている。

7.1 風力発電設備の運用状況

Cabeolica は Vestas 社と O&M 契約を締結している。風力発電設備の運転状態は SCADA システム（Vestas Online Business）により常時遠隔監視が行われており、Cabeolica 本社、Cabeolica メンテナンス要員および Vestas 社メンテナンス要員は運転状態監視に必要な風車運転データや警報情報をリアルタイムに確認可能である。また、運転データ（電圧、周波数、風速など）は、SCADA システムに蓄積されており、データの履歴管理が可能。（図 7.1-17 参照）

《Electra および AEB との協調運用》

Santiago、São Vicente、Sal で風力発電電力を受入れている Electra では、電力品質確保のため Vestas SCADA システムを通じ風車の運転状態を常時監視し、風力発電出力と電圧を調整している。Boa Vista で電力供給を行っている AEB も同様。Electra および AEB では電力品質（電圧・周波数）やディーゼル発電の運用の面から独自の基準を作成し、ディーゼル発電と風力発電との協調運用を行っている（詳細後述）。

Santiago および São Vicente における Cabeolica の風力発電設備立地地点には、運転を停止している Nordtank 製風車が存在し、風況や機材の輸送など立地上優位であったと考えられる。インフラコによる FS レポートが未入手のため地点選定の具体的な経緯は不明。各風力発電設備の完成までの工事期間は、Santiago と São Vicente が約 1 年間で、その約 2 ヶ月後に Sal、約 5 ヶ月後に Boa Vista が完成し、トータル 2 年弱（表 7.1-7 参照）。建設工事費は 4 地点で約 60 百万ユーロ（表 7.1-8）であり、運転経費（O&M コスト）は推定約 2 百万ユーロ/年。各地点とも改修の実績や増設計画はない。

Cabeolica から 4 地点（Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista）の 10 分間運転データとして電圧（V）、周波数（Hz）、風速（m/s）、温度（℃）を受領。発電出力（kW）、無効電力（kVar）、発電電力量（kWh）、力率（%）、SetPoint 出力（kW）、風向（°）は受領できていない。

Santiago の風車ハブ高（地上 55m）における 2015 年の年間平均風速は 8.1~8.4m/s であったが、夏場（7~10 月）の月間平均風速は 5~6m/s に低下する。年間風速階級別出現率のピークは 8~9m/s。発電を停止する 4m/s 未満の出現頻度は約 12%（暦日時間で 1,039 時間程度）で、25m/s 以上の高風速で発電を停止する出現頻度は 0%。2015 年の売電電力量（設備利用率）実績は 32,341,175kWh（39.5%）であった。（表 7.1-11 参照）

Palmarejo 発電所での Electra との面談によれば、

- ・ Praia は風況が良く急激な出力変動による系統への問題は起こっていない。
- ・ 風力とディーゼルは電力量比で 7:3 を目安に運用され、ディーゼル発電機の各最低出力は 55%、経済性では 60%を目安に運転。

とのこと。また、調査時の風力発電設備の出力設定は 9.35MW、力率設定は系統側からみて遅れの 0.95 であったが、実出力は風速の影響により 5~7.5MW の間で変動。電圧値の変動はほとんどなかった。

São Vicente の風車ハブ高（地上 55m）における 2015 年の年間平均風速は 9.9~11.1m/s であったが、夏場（7~10 月）の月別平均風速は 7~9m/s に低下する。年間風速階級別出現率のピークは 9~10m/s。発電を停止する 4m/s 未満の出現頻度は約 6%（暦日時間で 482 時間）で、25m/s 以上の高風速で発電を停止する出現頻度は 0%。2015 年の売電電力量（設備利用率）実績は 19,458,089kWh（37.3%）であった。（表 7.1-13 参照）

Lazareto 発電所での Electra との面談によれば、

- ・ São Vicente の風力発電出力は一定しているが、ディーゼル発電をベースとする運用方針。
- ・ 系統安定の観点から風力発電出力（kW）は全体需要（kW）の 50%が MAX と考える。

とのこと。また、調査時の風力発電設備の出力設定は 4.5MW、力率設定は系統側からみて遅れの 0.95 であり、風力発電出力は出力抑制運転を行っていたため 4.5MW 一定であった。電圧値の変動はほとんどなかった。

Sal の風車ハブ高（地上 55m）における 2015 年の年間平均風速は 8.2~9.5m/s であったが、夏

場(7~10月)の月別平均風速は6~7m/sに低下する。年間風速階級別出現率のピークは9~10m/s。発電を停止する4m/s未満の出現頻度は約5% (暦日時間で403時間) で、25m/s以上の高風速で発電を停止する出現頻度は0%。2015年の売電電力量(設備利用率)実績は19,171,213kWh(28.6%)であった(表7.1-15)。

ElectraのPalmeira発電所調査時は、風力発電設備の出力設定は2MW、力率は系統側からみて遅れの0.98。出力抑制を行っていたが、風速の影響により風力発電出力は1~2MWの間で緩やかに変動していた。電圧値の変動はほとんどなかった。

Boa Vistaの風車ハブ高(地上55m)における2015年の年間平均風速は、8.1~9.4m/sであったが、夏場(7~10月)の月別平均風速は5~7m/sに低下する。年間風速階級別出現率のピークは10~11m/s。発電を停止する4m/s未満の出現頻度は約7% (暦日時間で638時間程度) で、25m/s以上の高風速で発電を停止する出現頻度は0%。2015年の売電電力量(設備利用率)実績は7,812,829kWh(35.0%)であった(表7.1-17)。

AEBのChavez発電所調査時は、風力発電設備の出力設定は1.2MW、力率は系統側からみて遅れの0.97であり、風力発電出力は出力抑制運転を行っていたため1.2MW一定であった。電圧値の変動はほとんどなかった。

《実績発電電力量と理論発電電力量の比較》

Cabeolica風力発電4地点(Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista)では系統安定化のため出力抑制運転が行われており、Cabeolicaより提供された風速データ(2015年、10分間値)に基づき理論発電電力量の算定を行った。次いで、Cabeolicaより提供された実績発電電力量との比較により出力抑制状況の確認を行った。

なお、Santiagoでは出力抑制がなされていないことから、Santiagoでの実績発電電力量と理論発電電力量から推定した総合ロス率10%を用いてSantiago以外の3島での実質的な発電可能電力量を算定した(総合ロス率10%にはコントロールロスおよびメンテナンス等の停止ロスを全て含むと想定)。その結果、São VicenteおよびSalでは約4割の発電電力量が系統安定化のため抑制されていることが分かった。(表7.1-19~27および図7.1-26参照)

《PPAベースの年間発電計画と実績》

CabeolicaとElectraでは買取保証(Take or Pay)型のPPA(電力売電契約)が締結されている(表7.1-28参照)。

《運転状況》

CabeolicaはVestas社と風力発電設備の保守契約(保証稼働率95%)を締結している。小さなトラブルでの停止はあるが、大きなトラブルによる長期停止はなく保証稼働率(95%)を達成している。但し、Cabeolicaによれば、今後、風が強いことや砂の問題、塩の影響による腐食などが懸念されるとのこと。

《運営体制および保守面の状況》

Cabeolicaの本社は首都プライアにあり全社員10名で、そのうち風力発電設備が稼働する4島

の営業窓口が各1名おり、Vestas 社専門員と連携して運転・保守を行う。Vestas 社専門員は6名（Santiagoに4名、Salに2名駐在）で、連携して4島の風力発電設備の保守を行う。Vestas 社は1年間の風力発電設備のメンテナンススケジュール・内容をCabeolicaに提案し実施する。

《Electric 風力発電設備》

Electricは2010年に創立された風力IPP 専業会社であり Santo Antãoの0.5MW(250kW×2基)のみを保有(表7.1-32)。設備は導入時点で製造後約12年経った中古品であり、営業運転開始は2011年4月だが調査時は製造後約18年経過。

Santo Antão内の東端に位置し、風車位置の標高は約240m(図7.1-31参照)。各風車のタワー外で発電機電圧400Vを10kVに昇圧後、埋設ケーブルで集約され、電気室内の開閉設備を経由して、10kVで系統接続されている。電気室には開閉設備、系統連系用保護装置など系統連系上必要な設備が全て設置されている。

Electric 本社(São Vicente)でSCADAによる常時遠隔監視が行われているが、Cabeolica システムより古く遠隔監視項目も少ない。運転データは蓄積されていない。Electric 設備は出力抑制が出来ないストール制御(失速制御)の設備であるため、出力抑制や電圧調整の協調運用はなされておらず、風況に対応した不整形の出力で運転している。

2008年5月より約1年間実施された風況観測(地上高12m)では年間平均風速は9m/sを超え、主風向(北北東)の出現頻度も60%以上と卓越していることから、この結果に基づき地点が選定されたと考えられる。営業運転開始は2011年4月だが、建設工事工程(実績)など具体的な期間や建設工事費、運転経費も不明。

Electricによれば、Santo Antãoでは、20kV送電線の新設・拡張により系統が強化されることから、来年頃に2基の風車の増設が計画されている。メンテナンス性を考慮して風車は既設と同機種が増設される見込み。

また、São Nicolauで海水淡水化装置用の独立電源として風力発電導入の計画があり風況調査が行われている模様。Electricより提供された2011年4月から2015年12月までの月別・年間発電電力量実績データに基づき年間設備利用率を算出した結果、約26~40%であった。Cabeolicaと異なり資本費保証型のPPAは締結されていない。運転開始後現在まで、風向・風速センサーの故障や電気系統の故障はあるが、長期間停止する様な故障はない。また、ストール制御用の油圧系のトラブル発生や塩害の影響によるタワー及びナセルの再塗装実施はあるが、落雷の影響はない。

Electricの本社はSão Vicenteにあるが、Santo Antãoに常駐するオペレータ3名のうち2名が朝8時から夕方5時までオペレーションを交替で行っている。保守は予防のため3ヵ月毎に定期的に行われている。また、6ヵ月毎に風の弱い所を狙って風車を停めて、1週間をかけて保守を行っている。

Bravaには運転を停止したNordtank製風車が放置されている。風車発電出力はおそらく150kWで港にある配電設備に埋設ケーブルで接続され、余剰電力はダミー負荷で消費させていたと思われる。タワーは起倒式。2015年にポルトガルエネルギーコンサルタントGESTO Energy Consulting (GESTO)が風況調査を実施した模様。

7.2 風力発電の課題

風力発電の課題として、現地調査を踏まえた課題の他、近年大型化（2MW 以上）している風車を風力発電開発ゾーン（「カ」国官報 No7（2012 年）で公示）へ導入する場合の課題も検討した。

現状の課題：Cabeolica 導入の風車のタワーは洋上風車と同じ耐塩仕様となっているが、現地視察の結果、Sal および Boa Vista では強風によりタワーに石が衝突し、塗装がはがれた部分に補修が施されていた。「カ」国の土地の表層は砂利が多く、周辺は海に面していることから、設備導入時の塩害対策や定期的なタワー表面の補修が必要と考えられる。Cabeolica でも今後の運用に関して砂の問題や塩害の影響を懸念している。

風力発電開発ゾーンに関する課題：「カ」国では、予め住居の建設や農業事業の実施を規制した再生可能エネルギー開発区域が官報 No7（2012 年）で公示されている。その中に指定された風力発電開発ゾーンを対象に風力開発ポテンシャルが検討された。但し、風況評価に用いられた風況マップ（2007 年にデンマークのリソ国立研究所が解析）では風速の時間平均値が用いられており、近年、風車故障や事故の要因として顕在化してきた地形乱流影響は評価できない。

一方、「カ」国では地形勾配 10%を超える場所が多く、風車配置を検討する際は地形乱流影響を適切に評価する必要がある。また、地形乱流影響については、風車大型化に伴い、ブレード直径も長くなることから、風車の故障や事故を回避するため重要な問題である。

環境面：「カ」国における風力開発ポテンシャル検討に用いられた 850kW 級風車（ブレード直径 52m、ブレード先端高さ 81m：Cabeolica 導入機種と同じ）に比べ、現在、主流となっている 2MW 級は、ブレード直径が約 100m、ブレード先端で 120m を超えている機種も多く、景観的なインパクトも大きい。例えば、Sal の風力発電開発ゾーン（SL.1）周辺では、大規模リゾート開発の計画が進んでおり、景観、騒音など環境面での再評価が必要と考えられる。

輸送面：「カ」国には、国際港が 2 箇所（Santiago の Praia 港、São Vicente の Mindelo 港）存在しているが、両港とも水切岸壁からの出口付近は、風車資材の輸送障害となる工作物が多く、大型風車資材の建設地点までの詳細な輸送経路調査、対策工事の検討および輸送車両の検討が必要である。また、他の 7 島でも水切港から風車建設地点までの輸送面は大きな課題である。

据付・保守面：2MW 級の据付やブレード取替えなど保守の際に必要な 500t 級以上のクレーンは現在、「カ」国にはなく調達が必要。

運転特性：「カ」国では夏場（7～10 月）は大きく風速が低下するが、特に Sal および Boa Vista は観光業による夏場の需要が高い。Cabeolica より提供された 2015 年風速 10 分間値データに基づき Sal および Boa Vista の風車発電停止時間を算出した（風速 4m/s 未満、25m/s 以上の風速を

発電停止として時間を積算)結果、両島ともに7月が最も発電停止時間が長く、Salは147時間(約6日間に相当)、Boa Vistaは256時間(約11日間に相当)であった。

Electraでは、Cabeolica風力発電設備の出力上限値を内燃力発電所で設定しているが、突発的な風速低下による発電停止に対応出来ないことが懸念される。また、予備力として確保されているディーゼル発電設備は起動に約1時間を要するため、突発的な風車発電停止に備え、ディーゼル発電機台数の運用方法を含め系統安定化のための方策を検討する必要がある。

風力発電設備導入拡大に伴う電力品質確保：São Vicenteでは、Electraの保有するNordtank製風車が設備過剰のため停止されていた。

Bravaでは、過去にNordtank製風車が1基導入されたが、発生した電力の一部がダンプロード運転により捨てられていた。

また、稼働中のCabeolica風力発電設備は出力抑制が可能であり、系統安定化のためディーゼル発電との協調運用が行われているが、São VicenteとSalでは年間発生電力量の約4割が抑制されている。

一方、「カ」国では、風力発電IPP入札制度の整備が進んでいるが、前提条件として将来の需要や系統状況などを踏まえた上でディーゼルとの協調運用や送電網の増強、更には蓄電池の設置など系統安定化対策も検討した上で、島毎に風力発電導入許容量の算定を行う必要がある。また、接続される風力発電設備の仕様が「カ」国グリッドコード(2016年2月発効予定)で定める電力品質(周波数、電圧)の確保上問題がないか、個々に検討が必要である。なお、Cabeolicaは系統安定化のための設備(蓄電池など)を民間企業が支払うのは無理との見解であり、当該設備が必要な場合の設置者や風力発電IPPと系統運用者の費用分担なども入札要領で明確に示す必要がある。

7.3 風力ポテンシャル検討

「カ」国の国家気象地球物理学研究所〔INMG(National Institute of Meteorology and Geophysics)〕(以下、INMG)が気象観測を行っている3箇所〔Mindelo(São Vicente)、Sal、Praia(Santiago)〕を対象に気象統計データを入手し、風況(風速・風向)データに基づき風力ポテンシャルの検討を行った(図7.3-1参照)。

《観測概要》

Mindeloは地上高約30m(建物屋上)、Salは地上高10m(観測ポール)で計測されており、INMGによれば、その他の地点は地上高約30mとのこと(図7.3-2、図7.3-3参照)。

《2015年平均値と平年値解析結果》

INMGによるMindelo、SalおよびPraiaでの過去10年間(2006年1月～2015年12月)の日平均風速値(m/s)に基づき、Cabeolicaより提供された2015年の風速データを評価した。「カ」国のMindelo、SalおよびPraiaにおける過去10年間の平均風速は、それぞれ6.1m/s、5.9m/s、6.4m/sであった。

本調査で Cabeolica より提供された風速データは 2015 年の 1 年間であったことから、2015 年と他の 9 年間（2006 年～2014 年）の平均風速について比較したが、平年値に比べやや強い結果となったものの、Cabeolica より提供された風況データ取得期間の 2015 年は平年に比べ特に異常な年ではないと考えられる（表 7.3-1 参照）。

《風況マップによるポテンシャル評価》

GSM データの 2015 年 1 月～12 月の海面物理量の風（u：東西方向、v：南北方向）を使用し、風況マップを作成した（表 7.3-4～5、図 7.3-6～7 参照）。また、風向の長期変動の状況については、INMG より提供された風向データ（Boa Vista 島 Rabil 空港観測の統計資料および São Vicente 島 Mindelo と Sal 島で観測された、過去 3 年間（2013 年～2015 年）の 10 分間値）に基づき、「カ」国の風向特性を評価した。Rabil 空港で観測された過去 6 年間の月別風向統計資料によると、年間を通して北東（NE）が主風向となっている（表 7.3-6 参照）。

また、Mindelo および Sal における北東（NE）の出現率は、それぞれ 51.7%～54.3% および 37.3%～40.1% であり、ともに卓越している（表 7.3-7～8、図 7.3-14 参照）。

日本国で風力発電設備の導入可能性の評価を行う際の目安では、地上高 30m での年平均風速が 6m/s 以上であることが望ましく、風軸上の年間風向出現率が 60% 以上であれば風向は安定していると評価できると定められている。「カ」国の 2015 年風況マップ作成の結果、風車ハブ高さ（地上高 55m）で年平均風速は「カ」国全域で 8m/s を超えており、Mindelo および Sal の 2013 年から 2015 年の風向出現率は全て 60% 以上で安定している。このことから、「カ」国は風力発電の導入可能性の高い好風況の地域であることが分かった。

《風力発電開発ゾーンポテンシャル評価》

「カ」国では法令 No1（2011 年 1 月 3 日発効）及び憲法 265 条 2 項に従い、再生可能エネルギー開発ゾーン（ZDER）を特定する再生エネルギーセクター戦略計画が承認されている。

本調査では DGE から入手した風力発電開発ゾーンの範囲図（画像）を GIS データ化し、ポテンシャル評価に使用した。但し、DGE から入手した範囲図の地点数と官報に示される風力発電開発ゾーン地点数は異なっており注意が必要である（表 7.3-11～12、図 7.3-16～24 参照）。また、「カ」国の年平均風速は 8m/s（地上高 55m）を超えており、好風況の地域である（図 7.3-25 参照）。

《各島の風力ポテンシャル評価について》

DGE より入手した風力発電開発ゾーン範囲を対象に、風車理論配置の検討および配置基数の算出を行い、次いで期待可採量の試算として、地形傾斜角および既存の風車配置との離隔を考慮し、現実的な風車配置基数の算出を行った（図 7.3-26 参照）。

風車の風下には風況の乱れが発生する領域（ウェーク領域）があるため、複数台の風車の配置は卓越風向を考慮して決定する必要がある。ウェーク領域は風向と直角方向に 3D（D：ロータ直径）、風下方向に約 10D 程度である。ここでは既導入風車（単機容量：850kW）を検討風車とした場合の離隔距離〔520m（直径 52m×10 倍）×156m（直径 52m×3 倍）〕を条件に風力発電開発ゾーンへの風車理論配置検討および理論配置基数の算出を行った（表 7.3-14～15、図 7.3-27～35

参照)。

更に、先述の理論配置基数をもとに期待可採量を試算した。まず、SRTM(Shuttle Reader Topography Mission)90m メッシュ標高データを用いて風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角 10% 以下を 100m メッシュで評価した(図 7.3-37~45 参照)。また、5 島(Santo Antão, São Vicente, Sal, Boa Vista, Santiago)については既設風車のウェーク領域による離隔を考慮した(図 7.3-46~50、表 7.3-16 参照)。

次に、非定常・非線形風況シミュレータ(RIAM-COMPACT(R))を用いて、風速ランクおよび乱流強度を解析した(図 7.3-51~53、図 7.3-58~60、図 7.3-63~65、図 7.3-67~69、参照)。

最後に、66kV または 20kV 送電線からの距離(図 7.3-54、図 7.3-61 参照)を加味して風車設置の適否を評価し、Cabeolica 既存風車評価ポイントの平均点以上の風車を抽出した(図 7.3-36、図 7.3-55、図 7.3-57、図 7.3-62、表 7.3-19、表 7.3-21~22 参照)。なお、Santo Antão, São Vicente, Maio, Santiago, Fogo, Brava の開発ゾーンは地形起伏が大きく(10%を超える)DGE 提供データより賦存量が低下しており、São Vicente および Fogo は開発ゾーン内は風車配置の詳細検討が必要と考えられる。一方、Sal は DGE 提供データの 4 倍の賦存量となったが、周辺で大規模リゾート開発の計画が進んでおり、騒音影響など環境面での評価が必要と考えられる。

《ポテンシャル評価の今後の課題》

現在、風車の単機容量は大型の 2MW 以上が主流となっており、より詳細な地形データを用いた輸送の確認、道路工事の要否、基礎工事コストの検討が必要である。また、Santiago 開発ゾーン(ST.1)では、主風向である北東の風は地形の影響により風速が減速するため、導入にあたっては風況シミュレーションにより風の乱れなど詳細な風況解析を行い風車配置計画の検討を行うことが重要である。

7.4 ディーゼル発電と風力発電の協調

Electra(Santiago, São Vicente, Sal)及びAEB(Boa Vista)の発電所運転員は、Cabeolicaとの長期売電契約(PPA)に基づき電力系統の状態(電力需要、ディーゼル発電可能出力、電圧、周波数)と風力ファームの状態(風速、風向、発電出力、電圧)を監視しつつ、Vestas から提供される風力発電出力予測データを活用し、風力発電電力を受け入れている。PPAには買取保証(Take or Pay)条項があり、買取義務量と価格が定められている。

《基本ルール》

Electra と AEB は PPA に則り、Cabeolica の風力発電出力上限値(Set Point) や力率を 1 時間単位で発電所から遠隔監視端末(汎用 PC 等)により制御する。風力の出力制御及びディーゼル発電機台数の基本運用は以下の通り。

- ・ 再エネ発電量は需要予測の 30%を供給
- ・ 風力は、再エネ発電量からメガソーラーの予測出力分を差し引いた値
- ・ 再エネの出力低下に対応するために、再エネ発電量の 50%分をディーゼル発電が補償できるよう、需要予測の 70%をディーゼルで発電し、再エネ発電量 50%分の予備力または出力マージン

を確保する。

- ・ ディーゼル発電の最低出力は 50% で運用。

但し、発電所の運用経験等から再エネ発電量が 50% 程度となる場合もある。

《風力発電出力予測システム》

Electra 及び AEB 発電所では、Vestas から毎週 1 回送信される向こう 1 週間分の風力発電出力予測値（1 時間単位）に基づき、発電計画を立案する。また、Vestas から 3 日毎に送信される 15 日分の風力発電出力の将来予測データを確認し、前日までに発電計画（需要に対する風力発電出力の割合など）を見直している。当日は、需要状況や風速の変動状況および風力発電出力予測値等を見て、1 時間毎に Set Point 設定の確認や緊急時の変更なども行う。なお、Set Point の設定項目（設備容量（kW）ベース出力、平均（AVE）出力、最小（MIN）出力）のうち、実態として AVE 出力を使用している。

《Palmaregio 発電所（Santiago）の運用状況》

ディーゼル発電と風力発電は発電出力（kW）比で 7:3 を目安に運用している。Santiago の風力発電設備は出力抑制なしで運用が可能であるため、ディーゼル発電機は基本的に 85%～95% で運転している。

現地視察時の Set Point はウインドファームの定格出力 9.35MW に設定されていたが、風速が伸びず実出力は 5.0MW～7.5MW であった。周波数変動幅は 49.08Hz～50.08Hz であり、Electra の運用目標値（49.0Hz～51.0Hz）以内である。

調査時の電源別ロードカーブ実績によれば、風力発電出力が需要の約 3 分の 1 を超える 9.0MW となっている時間帯もあり、可能な限り風力発電を受け入れる運用となっていた。

なお、2015 年は Santiago では風力発電出力の抑制は行っていないということであった（図 7.4-2 参照）。2016 年 2 月のディーゼルの発電コスト（変動費）は、HF0 が約 7.5 ユーロセント/kWh に対して、風力の売電価格は約 15 ユーロセント/kWh と割高であるが、Electra は PPA 上の買取保証条項（Take or Pay）により可能な限り受入れている。

《Lazareto 発電所（São Vicente）の運用状況》

Lazareto 発電所では、風況が高水準で安定している場合には需要（kW）の 50% まで風力発電電力（kW）を受け入れており、その際は、風力発電の変動分（上振れ）と需要の変動（下振れ）の対応策としてディーゼルの予備力を 50% から 40% にまで引下げている。

予備力については風力発電計画量の約 12% での運用実績もあり、「カ」国の風況が安定しており、風力発電出力も安定していることを示している。

調査時の周波数は、ほぼ 50Hz をキープしていた。また、風速 13m/s 以上の好風況にあり、風力発電出力は 4.5MW に抑制され、風力発電は一定出力で安定運転されていた。

2016 年の買取保証量の達成率は、1 月が 80%、2 月が 115%、3 月が 109%、4 月が 112% であった。Electra は PPA 上の風力発電からの買取保証量を達成しつつディーゼル発電コストを低減

するため、例えば毎月の前半は高コストの予備機（LFO タイプ）を起動せず風力発電の買取をできるだけ増やし、かつ 10%程度の風力による予備力を考慮した出力制御を行い、主要な HFO ディーゼルの単機運転を可能な限り継続するなどの工夫を行っている。

《Palmeira 発電所（Sal）の運用状況》

調査時の風力発電出力は 2MW（定格 7.65MW）に抑制され、1.0MW～2.0MW の電力が供給されていた。2016 年の買取保証量の達成率は、1 月が 80%、2 月が 115%、3 月が 109%、4 月が 112%であった。

《AEB の Chavez 発電所（Boa Vista）の運用状況》

調査時の風力発電出力は 1.2MW に抑制（定格 2.55MW）されており、1.2MW の一定出力で供給されていた。

AEB によれば Boa Vista における風力発電電力の受入状況は以下のとおり。

- ・風力発電の PPA は、Electra と Cabeolica 間で締結（AEB と Cabeolica は直接契約していない）
- ・風力発電電力の買取費用は AEB から Electra に支払い、Electra と Cabeolica 間で決済。
- ・AEB は近年の電源不足により、買取保証量（Take of Pay）を上回る風力発電電力を受入れ。
- ・時間帯によっては風力の導入割合（出力ベース）が 60%を超えた実績もあり、軽負荷期の 1-2 月などでも継続的に Set Point を風況予測量を超えるほぼ定格値並みとしたことがある。

PPA の Take or Pay 条項を背景としたディーゼルと風力の協調や課題について、Electra 本社（São Vicente）で意見交換を行った（下記）。

- ・Cabeolica 風力発電設備は 4 島（Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista）で稼働しているが、Electra と Cabeolica の PPA 契約は 1 本に集約している。
- ・2034 年まで定められた風力発電からの毎月の買取保証量に基づき Electra は給電計画を立てている。
- ・今まで Electra が買取保証量未達のペナルティーを支払った実績はない。
- ・Electra はできるだけ月の前半での買取保証量の達成を目指した運用を行っている。
- ・Cabeolica から Electra への風力発電の売電単価は 2034 年まで原則固定であり、年間 3.5%を上限として調整される（表 7.4-2 参照）。
- ・PPA 締結後に Electra は Cabeolica と交渉し、契約内容の調整を行っている。例えば、Sal で未達が見込まれる買取目標値を Santiago に移動した。
- ・買取保証量については 3・6・9・12 月の 3 ヶ月区切りでの精算単位としている（PPA 原文にはない調整事項）。Cabeolica の外国投資家の一部の本国の会計基準により、1 年毎の精算は現在のところ受入れられていない。

風力など再エネの導入によりディーゼル発電の燃料費削減が期待されるが、現在は、燃料費単価が低水準（HFO で最安 7CVE/kWh 程度）で推移しており、風力買い増しは必ずしもコスト削減にはつながらない。

《現状における風力発電電力受入拡大の課題》

Cabeolica 風力発電設備は、運開後、稼働率 95%以上を維持しており、「カ」国の再エネ導入に大きく貢献している。

一方、Electra の各発電所では、電力品質確保や系統安定を第一優先としつつも、基本運用ルールにとどまらず、運転経験等の判断により Cabeolica 風力発電電力を可能な限り受入れており、この背景には買取保証 (Take or Pay) 型 PPA がある。

Electra や AEB の各発電所では、系統状況に応じた風力発電出力上限値 (Set Point) の常時監視が行われており、特に São Vicente 及び Sal では約 4 割の発電電力量が系統安定化のため抑制されている。各島の運用状況に応じて PPA の内容の変更協議が行われており、再エネ導入拡大と系統安定を両立させる運用や、今後の IPP 事業者との適切な利益配分方法の確立は、積極的な再エネ導入を方針とする「カ」国政府の大きな課題である。

8. 太陽光発電

「カ」国ではポルトガル政府の資金により Santiago 島 (4.28MW) および Sal 島 (2.14MW) のメガソーラー発電所が 2010 年から運用されているが、風力発電に比して規模は小さい。

各設備の概要は図 8.1-1、表 8.1-1 および表 8.1-2 を参照。

「カ」国の日射条件は良好であるが、太陽光パネルがダストに覆われ雨洗効果が期待できず発電能力が低下している。また、塩害による腐食や劣化も散見されるが補修が行き届かず、設備監視用の SCADA システムも故障により活用されていない。

8.1 太陽光発電設備と運用状況

《発電設備》

Santiago の太陽光発電設備は 2010 年 9 月に運用開始し、Electra 社 Palmarejo 発電所の北側の敷地にはほぼ真南向きに設置されている (図 8.1-2、図 5.7-1 参照)。約 2 万枚のモジュール (中国製) が 24 個ずつ直列に接続され、ピーク電力は 4.44MW。出力 (約 800V の直流) をインバーター (定格出力 4.28MW) で 270V もしくは 315V の交流に変換し、変圧器で 20kV に昇圧し Palmarejo 発電所の母線に接続される。インバーター、変圧器建屋はエアコンレスで所内電力低減が図られており、吸気口には塩害防止フィルターがある。

Sal の太陽光発電設備も 2010 年 10 月に運用開始し、基本構成や設備仕様は Santiago 島の太陽光と同じであるが、規模は半分である (図 8.1-5、図 5.4-1 参照)。約 1 万枚のモジュールで 2.23 MW のピーク電力を発生し、インバーター定格出力は 2.14 MW。但し、系統への接続点は発電所の母線ではなく遠距離に設置されており、出力が直接計測できない。

なお、当初計画では Santiago が 5MW、Sal 島が 2.5MW で計画されていたが、設備の 10%を負担する筈の Electra が資金調達できず出力も約 10%少ないものとなった。また、太陽光発電設備は「カ」国政府が所有しており Electra は国に利用料を払っている。

《運用（発電実績）》

Santiago の太陽光発電の出力、電圧、電流、周波数や気象データは、SCADA システムの故障により保存できなかったが、出力については Palmarejo 発電所の接続点で計測された値を入手して分析した。

2015 年の年間設備利用率は、我が国の 12～14%程度と比べて 10.7%と低く、特に 7 月から 11 月は運転開始翌年（2011 年）より大きく減少している。原因は曇天の影響や大規模な設備故障等が考えられる。また、2015 年の 12 月から 6 月までの発電電力量は 2011 年と比べ 20%程度低下しており、セルの経年劣化や設備の一部故障が推測される。

一方、2011 年の年間設備利用率は 18.4%であり、日照条件自体はかなり良いと考えられる。また、発電量が少なく設備利用率が低い日数は少なく、全体的に安定して発電していることが分かる。最大ピーク電力の 3,467kW はモジュールの定格出力 4,440 kW の 78.1%であるが、通常条件下の値としては概ね妥当である。

Sal における太陽光発電の年間設備利用率は、運転開始後の 2010 年の 13 %を除き毎年 11 %前後で、比較的低い。特に 2011 年 9 月から 11 月、2012 年 5 月から 2013 年 1 月まで、および 2014 年 5 月から 2015 年 3 月にかけては、発電電力量が大きく減少している。Electra によれば要因は以下のとおり。

- ・ 2011 年から 2012 年はディーゼル発電機の負荷追従機能不調により太陽光発電の出力を制限したが、2013 年から正常化。
- ・ 2014 年には太陽光パネルのコネクター焼損後、部品調達困難により改修が遅れたが、2015 年 2 月にコネクターを交換。
- ・ 2016 年は、予算の都合上太陽光パネルの清掃が不十分となり発電量が減少。

なお、先述のように Sal の太陽光発電設備は系統に接続されており、出力は現地のサーバーにより取り込まれたデータ（15 分値）を採取した（調査時には 2015 年 9 月から 2016 年 4 月までのデータのみ入手可能）。日間発電電力量は概ね 3,000 kWh～7,000 kWh で安定しており、平均設備利用率は 10.7%であった（図 8.1-14、図 8.1-16 参照）。Santiago に比べ、日間設備利用率が 14%以上となる日が極端に少なく、ピーク電力の最大値は 1,261 kW（モジュール定格出力 2,230 kW の 56.5 %）で一般的な値（70～80%程度）よりもかなり低い。経年変化ではなく、設備本体に問題、課題があると考えられる（後述）。

《運用（保守）》

太陽光発電の保守は Electra が実施しており作業員は 1 サイトあたり 2 人。また、修繕費の確保が難しく故障への迅速な対応ができない。

Santiago では変電設備は年 6 回の予防保全を実施、太陽光パネル清掃は、予算が確保できれば年間 660,000CVE のコストで、2 月から 6 月にかけて最大 4 回のクリーニングを実施。なお、2014 年、2015 年には、修繕費が年間約 770,000CVE 確保できたが、消耗品や保守を行うために必要な材料の調達には至っていない。

設備上の問題としては、降雨時の絶縁低下による PID 現象（後述）の永続的な発生や、雨季に高い確率で発生するモジュール間コネクタ（MC4 コネクタ）の焼損、インバーターのトリップによる発電量損失などがある。コネクタ焼損に対応するため防水性が高いコネクタへの交換が実施された。

なお、システム異常の検出機能を有する SCADA が現在故障しており、保守作業員が手作業による測定で異常をチェックしている。交換用モジュールは、予備品 50 枚のうち既に 12 枚を使用。また、建屋の換気扇の故障も発生している模様。

Sal では再生可能エネルギーの中で太陽光の割合が小さく、Cabeolica の風力発電受け入れ義務量との兼ね合いから太陽光発電の修理は優先順位が低く後回しにされがちである。

また、主要ディーゼル発電所（Palmeira）から遠いため現場視察は 1～2 ヶ月に 1 回程度。パネル洗浄は外部委託により 3～4 回／年、洗浄期間は 1～2 週間程度。1～2 月はダストが多い傾向にある。洗浄には淡水を 10 トン程度使用するが、地下に設置した洗浄用水タンク（100 トン）の活用により委託費削減を検討中。

SCADA のモニタリングシステムは、Santiago の設備と同様に故障しており、携帯電話の電波も通じない為、ブレーカーやヒューズの状態が把握できず Electra は非常に大きな問題と認識しているが、費用の手当てができず修理されていない。

また、Sal では特に塩害が酷く、架台やコネクタ部等の腐食が多発し、建屋換気口のフィルターは頻繁な洗浄を行う必要があり腐食も見られた。交換用のモジュールは予備品 40 枚のうち 1 枚のみ交換。

8.2 太陽光発電の課題

《ダストの問題》

太陽光発電の課題としては、まずパネルへのダストの堆積が挙げられる。原因は、乾燥した気候、土壌（土漠）、年間を通じた大陸からの風が強風による砂塵の飛来や土埃であり、少雨のため雨洗効果も期待できない。また、パネルに堆積したダストは夜露などの水分により固着するため、除去は更に困難となる。

なお、Sal は太陽光発電所が未舗装の道路の南であり、継続的な大型車両の通過や北方向からの支配的な風により土埃の蓄積が加速する（現地視察でも土埃の影響が顕著な立地状況を確認）。土埃の影響としては、全般的な発電電力の減少に加え、モジュール内で特に汚損の酷いパネルが存在する場合に逆バイアス状態となる、いわゆるホットスポットの発生による寿命の短縮も問題である。

《PID 現象》

また、シリコン結晶モジュールにかかった高電圧が、湿潤状態や塩分などの条件により金属フレームからセルへの漏れ電流として出力の低下をもたらす PID 現象も、設備上の問題となっている可能性がある。

例えば、7 月の測定時に出力が 4 月よりも低下しているのは PID 現象による劣化であると評価

されており、その後インバーター負極の設置（PT1、PT8）が行われ、更に直列接続替えによるモジュールの位置変更が対策として実施された結果、3週間後の8月の測定値では出力の回復が見られた。また、各太陽光パネルメーカーは現在、PIDに対して十分な対策、試験を実施しており、今後はパネル単体及び設置の際の対策によりPIDによる問題は十分解決可能と考えられる。

《風力発電との比較》

風力発電は、風況の季節変動に伴い冬季は発電量が多く夏季は少なくなる傾向があるが、太陽光発電は、年間を通して安定しており季節変動は比較的少ない。従って、「カ」国に導入すべき再生可能エネルギーとしては太陽光発電も選択肢となり得るが、判断材料として重要なコストを中心に両者を比較した。

その結果、安価に設備建設が実現でき、良好な利用率が維持できれば風力発電並みのコストが期待できるが、現実的には輸送コスト等の面で風力発電よりも割高となる可能性が高いと考えられる（表 8.2-2、表 8.2-3 参照）。

8.3 太陽光ポテンシャルの検討

「カ」国官報 N07/2012 では「カ」国内の再生可能エネルギー開発区域（ZDER）が特定されており、「カ」国のほとんどの領域で年間 1,800～2,000 kWh/m² の日射が期待できるとされている。

一方、調査団は独自に 2015 年の GSM データを用いたシミュレーションにより平均日射量マップを作成し、官報の ZDER の妥当性を評価した（手順は図 8.3-2 参照）。

その結果、官報の日射量マップに比べ調査団の評価の方が島毎の日射量にバラツキはあるが大きな差異はなく、ZDER では地形的な雲の発生傾向や環境面、地形、電力系統へのアクセス等も考慮されており概ね妥当であると考えられる。

また、各 ZDER において日射量、気温、太陽光発電量が最適化される太陽光パネルの配置に基づき年間発電量を算定したところ、「カ」国全体では年間 2,700GWh の発電能力があると算定された（表 8.3-2 参照）。更に、ZDER 毎の年間発電電力量の推定値をもとに、GSM データに基づくシミュレーションによる補正を考慮した結果からも、ZDER に太陽光発電を設置することで島の需要を賄える可能性があることが分かった。

8.4 ディーゼル発電と太陽光発電の協調

再生可能エネルギーの出力が不安定であれば、ディーゼル発電の運転に影響を与える。特に太陽光発電は雲の流れにより日光が遮られる際に大きな出力変動（低下）が生じるが、変動が大きく速いとディーゼル発電が追従できず、需給アンバランスや著しい周波数変動が発生するおそれもある。特に問題が顕著となるのは、需要が小さく再生可能エネルギーの比率が高い時である。

Santiago の再生可能エネルギーは、設備定格容量で風力：9.35 MW、太陽光：4.28 MW となっており、太陽光発電は再生可能エネルギーの 31% である。また、太陽光発電の最大出力は定格の 80% 程度にとどまっており太陽光発電の出力変動の影響は風力発電と比較して小さいと考えられる。

実際、太陽光発電の出力変動が大きく、かつ需要が小さく再生可能エネルギーの比率が高い日

の需給データを分析したところ、太陽光発電の出力変動が大きいとみられる 13 時前後でも、風力発電出力がかなり安定しているためディーゼル発電も安定して運転していることが分かった。

一方、風力発電の出力が安定していないときは、ディーゼル発電も頻繁に起動、停止を行っている。つまり、現時点での電源構成では、太陽光発電よりも風力発電の出力変動の方が、ディーゼル発電の運転に大きく影響を与えていると考えられる（図 8.4-1 参照）。なお、太陽光発電の出力は 1 時間値であり変動による周波数への影響の有無は不明であった。

Sal の再生可能エネルギーは、設備定格容量で風力：7.65 MW、太陽光：2.14 MW となっており、太陽光発電は再生可能エネルギー全体の 22% であり、太陽光発電の出力は定格の 6 割弱にとどまっているため、Santiago 島に比べ太陽光発電による出力変動の影響は更に小さいと考えられる。

実際、Santiago 同様に Sal の再生可能エネルギーの出力変動による影響を評価したところ、太陽光発電の出力変動はディーゼル発電の起動、停止には影響を及ぼしていない（図 8.4-2 参照）。なお、当該日は風況が良く風力発電の出力抑制が実施されており、風力の出力がほぼ一定であることも安定に寄与していると考えられる。周波数への影響は、Santiago 同様に確認できていない。

9 送配電設備

「カ」国の送配電システムの標準電圧は 20kV（Santiago の一部は 60kV）だが、6kV、10kV などの電圧が混在しており 20kV 級への整理が望まれる。強風と少雨のため架空配電線には飛来物や塩害などのリスクがあるが、地中化の進展により改善されてきた。

「カ」国の送配電設備については、円借款による「サンティアゴ島発電・送配電能力強化事業（P1）」、「送配電システム整備事業（6 島を対象）（P2）」、オランダ ORET プログラムによる無償援助と OPEC 借款による 4 島発電・送配電強化事業等により更新、近代化が進められてきた。具体的には、配電線昇圧（10kV→20kV）、放射状系統の解消、架空配電線の地中化、電線張替による大容量化、光ケーブル敷設による通信設備拡充で、送配電設備工事はほぼ終了し系統信頼度は向上した。

一方、AEB 社が電力供給を行っている Boa Vista などでは、送配電設備の更新がなされず老朽化しており設備強化が必要。P2 では、Santiago、São Vicente、Sal の 3 島を対象に SCADA システム導入が進められている。

同システムは当面、系統開閉器操作や配電需要監視程度しか機能はないが、将来的には、ディーゼルや再エネとも接続して EMS、DMS の機能も持たせる予定である一方、「カ」国のディーゼル発電システムは世界標準とは異なり制御は難しいとの情報もある。

また、SCADA を納入する ALSTOM は他国の既存システムを「カ」国向けにカスタマイズ中であるが、調査時点で仕様は未確定。Electra には、気象情報なども取入れ、需要を予測し起動ユニットを自動選択する構想があるが、再エネ事業者との調整に時間が必要と考えられる。

「カ」国では各島のディーゼル発電所を 1 ヶ所に集約し老朽発電所を廃止する方針であるが、実現には放射状系統からループ系統への移行が必要。

Maio、Fogo では借款により島内系統がループ状となり信頼度が向上したが、他の島では放射状系統も残っている。Santiago に導入されている 60kV 系統は 1 ルート 2 回線の架空送電線であるため飛来物によるルート事故に備えた迂回路として 20kV 系統も確保しておく必要がある。

《電力貯蔵設備適地》

電力貯蔵設備を既存のディーゼル発電所や大型再エネ設備の近傍に設置すれば、負荷供給設備の増強は不要である。一方、再エネ電源や需要地から遠い場所に設置すれば、系統アクセス、既存系統増強、保護装置更新などの工事が必要で、土地代は安くても総コストは高くなる可能性がある。電力貯蔵設備は広い用地が必要（50MW の NAS 電池でサッカー場 2 面分など）だが、土地代や工事費などのコスト面に加え、運用・保守、環境面などを総合的に勘案して立地を決定する必要がある。

今後開発する再エネとの共同立地が可能であれば、経済性に加え再エネ電源と電池の協調制御など運用面でも有利。また、Santiago では熱容量や系統安定度に余裕がある 60kV 系統や変電所の 60kV2 次側母線への接続が望ましい。

9.1 送配電設備の概要

「カ」国の送配電設備は、世界銀行、AfDB、オランダや日本など他国の支援により整備されており、現在も、オランダの OERT プロジェクトや PTSDS プロジェクト（Power Transmission and Distribution System Development Project）による送配電システム整備事業（予定工期：2012 年～2017 年）等が実施されている。この PTSDS プロジェクトの対象サイトは、Santo Antão、São Vicente、Sal、Maio、Santiago、Fogo の 6 島であり、3 島（São Vicente、Sal、Santo Antão）には、SCADA も導入される。

「カ」国では、山間部や地方部を除き地中送配電線が多い。一部の地方電化区域の柱上設置変圧器（PMT）を除き、ほとんどが地上設置変圧器（GMT）である。架空線の電柱は一般的には木柱だが、変圧器搭載電柱やロングスパン電柱の場合は、コンクリートや鉄塔型も採用される。中圧架空線の導体はアルミ撚り線である。また、送配電線の碍子はガラス製からシリコン製への取替えが進められており、変電所には陶器製の碍子が使用されている。

Santo Antão は、OERT 及び PTSDS の両プロジェクトにより、新 Porto Novo 発電所からの全電力供給、Porto Novo 系統と Riberia Grande 系統との連系による供給信頼度確保や、Porto Novo 系統については中圧線と低圧線の拡充、延線、増設や保護継電器システム等の整備が実施された。

（図 9.1-4 参照）

São Vicente は、世界銀行、AfDB、PTSDS の各プロジェクトにより、Lazareto 発電所の増設および風力発電所の新設、送電線網の昇圧・増強・更新が行われた。（図 9.1-5 参照）

São Nicolau は、OERT プロジェクトによる Cacimba 発電所新設や変電所・送電線の増強・更新工事などが実施された。（図 9.1-6 参照）

Sal はホテル等の電力需要に対する供給力確保が最重要課題であったが、PTSDS による北部の Palmeira 発電所から南部リゾート地の Santa Maria 地区への 20kV 地中送電線 1 回線増設で供給信頼度が向上した。また、フランス開発庁及び AfDB が Palmeria 発電所の増設や風力発電所の新設を行った。（図 9.1-9 参照）

Boa Vista は Chavez 発電所と南端の Lacacao 発電所の間が長距離地中ケーブル（25km、アルミ 400mm²）のため電圧面での問題が顕在化しており、AEB 社は電圧安定化装置の設置を検討している。

また、南部でホテル等の大規模需要の計画が今後見込まれるためディーゼル発電機による電源増設も検討中である。Chavez 発電所から Central Sal Rei までの 20kV 架空線は老朽化や塩害最も系統的に弱い箇所である。

但し、この先の Cabeolica の風力発電所に起因した停電は発生していない。また、現在、ORET プロジェクトにより、小規模独立系統による地方電化を連系する工事が進行中である。(図9.1-10 参照)

Maio は PTSDS プロジェクトにより、中圧送電線のループ化や中圧・低圧配電線の劣化更新などが実施された。(図 9.1-17 参照)

Santiago は、AfDB と JICA による Palmarejo 発電所の増設、60kV 高圧送電線や 20kV 中圧送電線の整備や、PTSDS による送電線の昇圧や更新が行われている。また、Palmarejo 発電所からの島内需給の一括コントロール体制、保護継電器システム等の整備され、更に、SCADA による集中管理も計画中である。また、AfDB による風力発電所 (10MW) 増設も計画されている。(図 9.1-18 参照)

Fogo は、ORET による Joan Pito 発電所新設と 20kV 送電線の整備、PTSDS による送電線の昇圧や拡充・更新が行われている。中圧線の 20 k V 統一や島を一周する環状線ループ化により系統の信頼度が向上している。(図 9.1-22 参照)

Brava は、2008 年以降、送配電網の更新等が行われておらず、一部に残っている中圧線の 6 k V 送電線も更新検討が必要である。(図 9.1-26 参照)

9.2 系統運用状況

Boa Vista を除く 8 島については、2013 年以降、停電回数と停電時間は共に全体的に減少傾向にあるが、Maio と Fogo については停電回数が増加している。原因の詳細は不明だが、2015 年のサイクロン等による自然災害の影響の可能性もある。Boa Vista については、2015 年は 2014 年より停電回数と停電時間は減少しているが、2016 年 4 月時点で停電回数が前年の約半数で前年を上回るペースである。原因は、発電所内でのディーゼル発電機に関するトラブルが大部分を占めていると思われる。

9.3 グリッドコード

「カ」国では現在、今後の再エネ電源増大に対しても電力系統安定性および品質の確保ができるための系統連系要件、つまりグリッドコードの策定が極めて重要であるとして、ドイツの GIZ (Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit) の支援のもとグリッドコードを 2016 年 2 月に作成し、政府の承認後に発効する予定である。対象電源、電圧階級、電源別カテゴリー、系統連系要件、電圧運用／無効電力運用、周波数運用、遠隔操作機能が定められている (表 9.3-1～6、図 9.3-1 参照)。

9.4 送変電設備の課題

《Boa Vista》

ORET プロジェクトにより系統連系が進められている小規模独立系統のうち北東部の一部に残っ

ている 10kV 系統は、20kV への変更が望まれるが需要が小さくコスト負担が課題である。老朽化により設備の劣化がひどく 2015 年 9 月のサイクロンにより電柱倒壊や塩害も発生している。また、10kV 供給地域ではノンテクニカルロス（盗電や計量器の不正操作）が約 50%を占め、電気料金の未払いもある。昇圧に併せて一般家庭の電力メータ取替えなど、低圧配電網の更新整備が必要。

北部の Chavez 発電所から Sal Rei までの老朽化した架空送電線のルートは塩害などが発生しており架空送電線の更新やケーブル化等が望まれる（図 9.4-1 参照）。

北部の Chavez 発電所と南部の Lacacao 発電所は、長距離の地中ケーブル（約 25km）で結ばれているが、低負荷時に系統電圧の上昇や不安定が発生するため、ディーゼル発電機の運転台数に制限がある。このため、分路リアクトル等の設置が有効と考えられるが、設置箇所は詳細な調査検討により選定する必要がある。

今後 Boa Vista では、ホテル等の大規模開発により大幅な需要増が見込まれており、ディーゼル発電機の増設が必要となる見込みであり、また、島内の 3 箇所にある海水淡水化装置は 1 箇所に集中される計画である。

これらに鑑み、Boa Vista における今後の系統整備については、現状の実態や課題、将来計画等を踏まえた上で、手戻りがないよう総合的に検討を進めていくことが重要。

《Brava》

島内での停電は月に 3～4 回程度発生。原因は老朽化した架空線の断線や塩害による地絡事故などで、塩害の際は碍子清掃を行っている。停電の復旧には市内は約 5 分、郊外は 20～40 分程度を要する。メンテナンス要員は 7 人。

配電線事故時に健全回線もトリップするケースもあるため、波及防止のための保護継電器や開閉器の設置や、適切な保護継電器の整定及び保護協調が必要。

Brava の需要規模は比較的小さく大幅な需要の伸びも期待できないが、2008 年以降は送配電網の更新等は行われておらず、残存する 6kV 送電線も含め総合更新が必要。

例えば、Nova Sintra 変電所に残置されている 6kV 系統を 20kV へ昇圧し、母線間に 20kV 開閉器を設置する方策が考えられる（図 9.4-2 参照）。これにより既設の 20/0.4kV 変圧器と 0.4/6kV 変圧の 2 台が不要となり信頼度向上やメンテナンス等の効率化も可能。

《Santiago》

各国のドナー支援等による発送変電設備の整備により停電発生頻度は著しく減少し信頼度は向上した。

送電線用碍子の約半数が既設のガラス碍子からシリコン碍子に変更され、碍子清掃作業が半減するとともに住民によるガラス碍子の破損が発生しなくなった。

系統変電所の São Filipe と Calheta は SCADA システムの導入により無人化され、系統設備の運用・保守業務等の効率化が図られている。

Santiago、São Vicente、Sal の 3 島を対象に、汎用 SCADA システムによる送配電網監視、ディーゼル発電機と風力の最適運用が試行されているが、ディーゼル発電機の直接制御は技術的に難しく、本格導入には再エネ事業者の同意も必要なことに留意すべきである。

São Filipe 変電所には JICA 支援により導入された変圧器 (20MVA×2) に加え、2 台分の拡張スペースや更に 3 つの風力ファームの接続を想定した受電盤も用意されている。現在、Cebeolica のみが 20kV 送電線 (1 回線) で Gamboa 変電所に接続されているが、São Filipe 変電所に接続変更される予定。今後の再エネ導入を想定した風力等の接続ポイントは 60 kV もしくは 20kV の変電所母線が好適と考えられる (図 9.4-3 参照)。

Sta. Catarina のディーゼル発電機 (2009 年製) は、バックアップ用に残置される方針であるが、故障等で使用不可となった場合や廃止時の対策を検討しておく必要がある。例えば、60kV 送電線のルート事故時の代替送電ルートとして、Palmarejo 60/20kV SS もしくは São Filipe 60/20kV SS から Calheta 60/20kV SS の間を 20 kV 送電線で結ぶという対策案も考えられる。接続先には Calheta の 20kV 母線の予備回線等が候補として挙げられる (図 9.4-4 参照)。

10 再エネ導入拡大のアプローチ

10.1 再エネ導入拡大の検討

再エネ導入の拡大を検討するにあたっては、需給状況及び電力設備の状況を踏まえ、既存設備の有効活用、特にディーゼル発電機の運用範囲の拡大 (最低出力の引き下げ) による既存の風力発電の抑制電力の活用を検討することが、過度な先行投資の回避のために重要である。また、再エネ導入の拡大によるディーゼル燃料費の削減効果も考慮する必要がある。再エネ導入拡大の検討に先立ち、「カ」国の電力設備、特に再エネ拡大ポテンシャルとして重要となる風力発電の概要について、以下のとおり整理する。

送配電設備の整備：島内の供給エリアが異なる送配電網の統合、無電化地域の解消 (電化率引き上げ)、電圧階級の統一 (20 kV および 60 kV)、市街地の地中ケーブル化 (架空線の場合は塩害に強い碍子の採用) および送電システムのループ化、SCADA システム等の監視装置や情報収集装置の設置

発電所の整備：1 島 1 発電所の電力供給体制を確立 (ただし、調査団としては、再エネ拡大を進めるにあたって需要規模に対しディーゼル発電の単機容量が大きすぎると考える)、最新型ディーゼル発電機による系統安定性、効率向上および運用範囲の拡大、各島のディーゼル発電機は 2010 年以降に設置された比較的新しい設備

風力 IPP による電力供給：Cabeolica 社が Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista の各島において風力による発生電力を売電、系統安定性確保のため、Electra および AEB は必要に応じて風力出力を抑制、Electra は PPA の買取保証 (Take or Pay) を超える発電量を抑制

上記前提を踏まえ、再エネ導入拡大に向けた検討を行う (表 10.1-1 参照)。

10.2 出力抑制なしでの再エネ導入可能量の考え方

出力抑制なしでの再エネ設備の導入許容量の検討は、日本の離島において系統安定を前提とした再エネの系統連系可能量の検討時の算定手法等を用いる。九州電力は再エネ導入可能量について

て、短周期変動（20 分以内）と長周期変動（20 分以上）の両側面から算定を行い、小さい方の結果を用いている（図 10.2-1 参照）。短周期変動と長周期変動による電力系統への影響は、前者が周波数変動、後者が需給運用（余剰電力発生）に結びついている（表 10.2-1 参照）。

《短周期変動面からの算定》

ステップ 1（需要断面の想定）：再エネの系統連系において最も過酷な条件はディーゼル発電の調整能力が下がる最小需要時であり、「カ」国の需要パターンから最小需要を確認した。また、「カ」国では既に風力 IPP の導入実績があり風力とディーゼルの協調運用が行われており、太陽光に比べ設備コスト面で優位性のある風力発電ポテンシャルが非常に高いことから、昼間ではなく 1 日の最低需要を用いて検討した。

ステップ 2（実システムの解析モデルの選定）：再エネ導入可能量の算定は、需要と再エネ許容変動量を LFC 調整力（「カ」国においてはディーゼル発電の負荷周波数制御）や系統の許容調整残によってバランスさせる「代数的手法」を用いる（図 10.2-2 参照）。検討に必要な諸元（需要断面、需要変動、LFC 調整力、発電設備及び需要側の周波数特性、許容周波数）については、調査または想定に基づき定めた（表 10.2-2 参照）。

ステップ 3（再エネの出力変動の想定）：「カ」国では風況が安定し、風力の出力予測の精度が高いため、風力発電の出力予測の 50%を安定供給源とした運用を行っており、本算定における再エネの出力変動も 50%とした（図 10.2-3 参照）。

ステップ 4（再エネ出力変動、需要、調整力の組み合わせ）：再エネ出力変動を風力発電の出力予測の 50%、需要を対象地域の最小需要値および LFC の調整力はゼロとして組み合わせる。

ステップ 5（出力抑制なしでの再エネ導入可能量の算定）：ステップ 4 をもとにして出力抑制なしでの再エネ導入可能量を算定する。

《長周期変動面からの算定》

ディーゼル発電機の出力を抑制すれば再エネ比率の引き上げが可能となるが、ディーゼル発電機の出力が最低出力に到達すると再エネ電源を抑制しなければならない。従って、ディーゼル発電機の最低出力による制約を考慮して再エネ導入可能量を算出する（図 10.2-4 参照）。算出に当たり、需要断面、供給予備力、風力発電の変動量などの諸元を定めた（表 10.2-3）。また、最低出力を引下げることで再エネの導入可能量が拡大することから、現運用の最低出力（定格出力の 50%）に加えて、運用可能な範囲である定格出力の 30%についても算定した（図 10.2-5～12 参照）。

《検討結果》

「カ」国が $50 \pm 2\text{Hz}$ と周波数の運用裕度が高いため、短周期ではなくディーゼル発電機の運用面における長周期変動面から算出した値が出力抑制なしでの再エネ導入可能量の制約となった。実際、São Vicente、Boa Vista、Sal は導入可能量を超過しており風力発電の出力が抑制されている。Santiago は太陽光発電を加えると再エネ導入可能量を超過しているが、風力発電の出力が 50%を超えることは少なく出力抑制は実施していない（表 10.2-4 参照）。但し、系統定数の詳細調査や需要側の許容周波数を確認の上、短周期対策が必要となる可能性もあるため注意が必要。

10.3 既存風力の出力抑制電力の有効利用

前述(表 10.2-4 参照)のとおり風力発電の出力抑制が実施されている3島(Sal、São Vicente、Boa Vista)を対象に、実際の発電機ユニット毎の運用状況にできるだけ即し、ディーゼル発電機の下げ代拡大(最低出力:70%→50%→30%)による再エネ導入拡大効果に関するシミュレーションを行う。また、蓄電池導入による再エネ比率拡大効果も説明する(表 10.3-1、図 10.3-1~11、表 10.3-2 参照)。

10.4 再エネ拡大シミュレーション

「カ」国は安定した風況に恵まれているにもかかわらず、需給や経済的理由により風力発電の抑制が行われ、風力発電の出力が需要の50%を超過するような際は、系統運用者が風力発電の出力上限(セットポイント)を設定している。さらに燃焼効率を最重要視したディーゼル発電の出力維持(70%-85%)や、割高な風力発電の買取単価などもあり、風力発電の出力が50%に達しない状況であっても絞り込みが行われている。このため、風力発電の出力抑制分を蓄電池に一旦貯蔵し、需要ピーク時にディーゼル発電機の出力を補完する安定電源として供給できれば燃料削減の可能性もある。そこで、最新の実績データにより、各島の風力発電ポテンシャルから既設風力発電の最大利用量、最適導入蓄電池(出力/容量)をシミュレーションし、さらに風力発電の増設効果について検討を行った。

また、出力制御を行っている3島(São Vicente、Sal、Boa Vista)の他、Santiagoについては出力抑制が行われていないものの「カ」国最大の需要地として今後の需要の伸びも想定し、再エネ比率の引き上げも視野に入れて検討を行った。シミュレーションの目的等、概要を下記に示す。

目的:系統運用方針上の再エネ導入可能量の段階的引き上げ(50%→70%)と、風力発電設備の増強、蓄電池の導入によるディーゼル燃料費削減効果、結果としての年間の再エネ比率(エネルギー量ベース)及び経済性(投資回収期間等)を求めることで、各島における最適な関連設備の導入について検討する。

使用データ:2015年の各島の需要、風力発電の実績出力および風況データから算出した風力理論出力値(24h×365日)

対象島: São Vicente、Sal、Boa Vista および Santiago

充電/放電のタイミングと条件:

- ・風力発電の出力が非ピーク時間の風力導入可能量(島内需要の50%や70%)を上回る場合、風力発電の余剰分を蓄電池に充電。ただし、蓄電池がフル充電の場合は、風力発電の出力抑制を実施。
 - ・風力発電の出力がピーク時間に風力導入可能量に満たない場合、不足分を蓄電池から放電し電力を供給。ただし、蓄電池が空の場合は、ディーゼル発電機の焚き増で対応。
- 蓄電池には充電時・放電時ともに出力(kW)、容量(kWh)超えると充放電はできないため、充電時は出力抑制、放電時はディーゼル発電機の焚き増にて対応する。(図 10.4-1 参照)

電力ロス：約 3 割の充放電ロスが発生すると仮定し、系統に供給されるのは充電電力量の 7 割とした。

パラメーター：再エネ導入比率上限値（%）、増設風力出力（kW）、蓄電池の出力（kW）、蓄電容量（kWh）をパラメーターとして感応度を確認しつつ、最適設備構成を検討した。

《São Vicente の再エネ導入拡大シミュレーション》

島内の需要規模 12,100kW に対し、既設風力発電設備は 5,950kW（約 50%）であり、風況に恵まれているにも関わらず風力の運用比率の上限を概ね需要の 50%程度としている。このため、理論発電量 29.8GWh に対し、実際の発電量は 19.5GWh でおおよそ 1/3 が出力抑制され未利用となっている。現状に対して再エネ導入比率を上げるためには、以下の対策が考えられる（表 10.4-1～2 参照）。

- ① 再エネ導入可能量（運用比率）の引上げ（→余剰電力の有効活用）
- ② 電力貯蔵設備の設置（→余剰電力の有効活用）
- ③ 風力設備の増設（→風力発電量アップ）

風力が抑制されていることから、①再エネ運用比率の引上げのみでも相当な効果が期待できるが、①+②、①+③、①+②+③の 3 ケースの感応度を分析した（図 10.4-6～8、表 10.4-3～5 参照）。その結果、再エネ運用比率の引き上げが最も効果的であり、電力貯蔵設備の導入による効果は限定的である。

《Sal の再エネ拡大シミュレーション》

島内の需要規模 10,700kW に対し、既設の風力発電設備は 7,650kW（約 70%）であり、風況に恵まれているにも関わらず風力の運用比率の上限を概ね需要の 50%程度としている。このため、理論発電量が 31.0GWh に対し、実際の発電量は 19.2GWh とおおよそ 4 割が出力抑制されている。再エネ運用比率を上げるためには、下記の対策が考えられる（表 10.4-6～7 参照）。

- ① 再エネ導入可能量（運用比率）の引き上げ（→余剰電力の有効活用）
- ② 電力貯蔵設備の設置（→余剰電力の有効活用）
- ③ 風力設備の増設（→風力発電量アップ）

既存の風力設備の発電可能量の約 4 割が抑制されていることから、①再エネ運用比率の引上げが最も効果的である。また、①+②、①+③、①+②+③の 3 ケースの感応度分析を行った（図 10.4-9～11、表 10.4-8～10 参照）。その結果、現状で理論発電量の約 4 割の出力を抑制している Sal では、再エネ運用比率の引き上げが最も効果的であり、電力貯蔵設備の導入による効果は限定的である。

《Boa Vista の再エネ拡大シミュレーション》

島内の需要規模 6,100kW に対し、既設の風力発電設備は 2,550kW（約 40%）で、風況に恵まれ

ているにも関わらず風力の運用比率の上限を概ね需要の 50%程度としている。このため、理論発電量 9.8GWh であるのに対し、実際の発電量は 7.8GWh とおおよそ 2 割が出力抑制されている。再エネ運用比率を上げるためには、下記の対策が考えられる（表 10.4-11～12 参照）。

- ① 再エネ導入可能量（運用比率）の引上げ（→余剰電力の有効活用）
- ② 電力貯蔵設備の設置（→余剰電力の有効活用）
- ③ 風力設備の増設（→風力発電量アップ）

既存の風力設備の発電可能量の約 2 割が抑制されていることから、①再エネ運用比率の引上げが最も効果的である。また、①+②、①+③、①+②+③の 3 ケースの感応度分析を行った（図 10.4-12～14、表 10.4-13～15 参照）。その結果、再エネ運用比率の引き上げが一番効果的であり、電力貯蔵設備の導入による効果は限定的である。

《Santiago の再エネ拡大シミュレーション》

島内の需要規模 35,300kW に対し、既設の風力発電設備は 9,350kW（約 25%）で、2015 年に風力出力が需要の 50%を超過し余剰電力が発生したのは 24 時間×365 日のうち、162 時間と年間で 1.8%程度であり、実際に出力抑制することはほとんどなかった。従って、現在は風力発電電力を無駄なく活用できていると考えられる。再エネ比率を上げるためには、下記の対策が考えられる（表 10.4-16～17 参照）。

- ① 風力設備の増設（→風力発電量アップ）
- ② 再エネ導入可能量（運用比率）の引上げ（→余剰電力の有効活用）
- ③ 電力貯蔵設備の設置（→余剰電力の有効活用）

これまでの 3 島と違って既存風力設備はほぼフル活用されていることから、①風力設備の増設による再エネ導入両の増加が前提となるが、①+②、①+③、①+②+③のケースの感応度分析を行った（図 10.4-15～17、表 10.4-18～20 参照）。

現状で風力抑制を実施していない Santiago では、再エネ運用比率を 70%まで上げることで風力発電設備導入の効果が見込めるものの蓄電池の活用については、費用対効果の面から導入は困難と考えられる。但し、緊急用電源、系統安定化など他の目的での利用価値の向上は検討可能。

《蓄電設備の検討》

「カ」国の風力発電は一日を通じてエネルギー量がほぼ一定で安定しており、夜間、午前中などの軽負荷時間帯に蓄電し、夕刻以降のピーク時間帯に放電することで、出力補完が可能である。しかし、電力需要の変動はあまり大きくないため、蓄電設備によるピークシフト効果は限定的であることが再エネ拡大シミュレーションにより明らかとなった。このため、蓄電設備の出力、容量（時間）は、費用対効果の観点から過大にならないよう注意が必要である。また、電池種別は即応性に優れた短周期変動対策にはリチウムイオン電池、長周期変動対策には NAS 電池などがコスト、設置の容易さなどから推奨される。大規模蓄電システムとして長年の実績、知見が蓄積さ

れた揚水発電も選択肢であるが、大規模工事や導入期間、コストなどが大きな課題となる。本項では、シミュレーション結果をベースに、Santiago、São Vicente への最適導入規模として算出された 4.8MW (28.8MWh)、1.6MW (9.6MWh) の NAS 電池の導入、運用コストを説明し、さらに Santiago の蓄電設備の代替案として 5MW (30MWh) 揚水発電を評価する。

蓄電池は、4 時間超の長周期変動に対応する大容量化が可能で、寿命、世界的な利用実績、信頼性も含め総合的に判断し、NAS 電池とする。コンテナ式輸送が可能で可搬性に優れ、コンパクトで容量単価ベースはトップクラスという特徴もある (表 10.4-21 参照)。また、NAS 電池が商品化された 2002 年から 2015 年までに世界で 530MW (3,700MWh) が再エネの周波数変動調整、出力補償、負荷平準化、マイクログリッドの安定化など様々な用途に導入されている。材料も資源的に豊富で、今後の量産によるコストダウンと市場の拡大が期待される (表 10.4-21、図 10.4-18 参照)。

[揚水発電]

揚水発電は一般的に開発規模が大きく、環境調査や保全対策を含め長期間の開発期間や多大なコストが課題となる。島嶼地域の場合、規模は小さいが、スケールメリットはなく割高になる。また、海水を利用する場合、淡水用設備とは異なる課題が多く更なるコスト増の要素が加わる。調査団としては、仮に揚水発電を導入する場合はダム式よりも淡水利用の水槽 (タンク) が妥当と考える。また、揚水発電を経済的に運用するためには、まず、揚水のための十分な余剰電力が必要で、かつ効率よく頻繁に発電 (放水) できるような負荷パターンでなければならないが、例えば需要変動が大きくなって再エネの出力がフラットであれば、揚水発電の高効率利用は難しい。「カ」国政府の再エネ拡大ビジョン「Cape Verde 100% Renewable: A Roadmap to 2020」では、風況が悪化する季節においても大規模貯蔵システムに蓄電した再エネ起源の電力を利用する技術として揚水発電と合成メタンの利用が提言されているが、電力貯蔵による季節間の電力融通は莫大な投資コストが必要で資金回収が困難であり、将来課題として整理する必要がある。

ここでは Santiago、São Vicente への最適導入規模として算出された 4.8MW (28.8MWh)、1.6MW (9.6MWh) の NAS 電池、さらに Santiago の蓄電設備の代替案として 5MW (30MWh) のプール式 (淡水循環) 揚水発電の建設及び運用コストを試算した (表 10.4-23~24 参照)。その結果、約 5MW クラスの揚水発電 (プール利用・淡水循環) は蓄電池 (NAS 電池) に比べて建設コスト、電力供給コストの両面で倍近くになることが分かった。本検討ではタンクに貯蔵する淡水の造水費用は盛り込んでいないため、揚水発電の運転コストは更なる上昇が見込まれ、海水揚水発電を採用した場合は工期や環境保全、耐塩対策等で更に不利となると考えられる。

このため、調査団としては、「カ」国の需要規模を踏まえた再エネ導入拡大のための蓄電施設としては、揚水発電を選択肢とすることは難しく、蓄電池 (NAS 電池) が望ましいと考える。また蓄電池の選択肢としては前述 (表 10.4-21 「蓄電池の特徴の比較」) のとおり、短周期変動対策で実績の豊富なりチウムイオン電池は同容量 (4.8MW/28.8MWh) で 5 割を超えるコスト高となったため、本調査での検討は行わない。また 1.6MW クラスの NAS 蓄電池については、5MW の揚水発電ほどではないが、5MW クラスの蓄電池と比べるとスケールメリットの点で若干割高となる。

《蓄電池の経済性の感応度分析》

本項では、①設備利用率、②風力買取価格、③ディーゼル燃料費単価の3パラメーターの変化による蓄電池の経済性について、4.8MW/28.8MWhのNAS電池で、電力供給単価や資本費の回収など経済性に関する感応度分析を行った(表10.4-25参照)。なお、その他の算定諸元については、前述と同じとした(表10.4-23参照)。

蓄電池稼働率が17%の場合、蓄電池による電力供給コスト(20年間の総運転期間の平均コスト(Euro Ct./kWh))が、「カ」国の電気料金単価(23 Euro Ct./kWh)を下回るかどうかで経済性を分析した(表10.4-26、図10.4-19参照)。その結果、原油高の再来、もしくは風力発電買取単価の引き下げを待たないと、蓄電池の経済性はないことが分かった。また、蓄電池稼働率が8%にとどまった場合、日平均で容量の半分程度(3時間フル出力で放電)の利用を下回ると、経済性の確保は相当難しくなるという結果になった。

《総合評価》

再エネ拡大シミュレーションの結果を総括し、「カ」国にとって、できるだけ実現性の高い再エネ拡大アプローチについて、具体的な各施策の実施に伴う課題と合わせて提言を行う。シミュレーション対象の4島について、風力利用を需要の50%または70%に引き上げる場合の評価を示す(表10.4-27~28参照)。なお、風況、開発ポテンシャルに大変恵まれている風力発電に比べ、太陽光発電は技術面、運用面、経済面で劣後すると考えられるため、本調査では風力発電を対象を絞っている。但し、調達資源の分散によるエネルギーセキュリティの観点などから、太陽光についても状況に応じた補完的導入は今後検討すべきと考える。

Santiagoについては、風力導入余力が豊富で、さらに約10MWの増設により再エネシェアは11%向上するが、増設以外の方法では再エネシェアはほとんど伸びず、風力の余剰出力のピーク帯シフトによる長周期蓄電池を導入しても貢献は数%と限定的である。長周期蓄電池の貢献については、ほか3島及び風力利用を需要の70%に引き上げても各数%程度で同様の結果となった。

São Vicenteは、風況及び設備建設の制約から現時点では風力の増設は難しいと考えられる。一方で、同島は出力制御を行っており、風力50%運用に変更するのみで、再エネシェアは10%も向上するので、コストフリーでの効果が高い。

Sal、Boa Vistaの両島は、風力50%利用への引き上げと、各7MW、5MW程度の風力増設で10%以上の再エネシェアの向上が期待できる。

続いて、風力利用を70%に引き上げ、前述の50%利用のケースと同規模の風力発電を各島に増設した場合、Sal、Boa Vistaの両島は再エネシェアが50%を超える結果となった。Santiagoについては前ケースと同様に10MWの風力発電を増設することとしたが、再エネシェア、現在の15%から30%程度の増加に留まった。

これらをまとめると、風力利用50%の運用では、風力発電の増設を行っても4島での再エネシェアは33.4%程度(各島のエネルギー量で加重平均)で、「カ」国が当面の目標としている50%には届かない(表10.4-29参照)。

さらに、風力利用を70%に引き上げ、前述のとおりSal、Boa Vistaの再エネシェアが50%を

超えたとしても、「カ」国の50%の需要規模（発電電力量ベース）を占める Santiago の再エネシェアの抜本的な引き上げ（風力の大幅増設）を行わないと、他3島がぎりぎりまでディーゼルの運用幅、いわゆる下げ代を使っても再エネシェア50%には届かず、39.9%となる（表10.4-30参照）。

調査団は、「カ」国の再エネ目標50%を達成するため、Santiago に100MWの風力発電ファーム（もしくは島内数ヶ所に分散）を増設することを提案する。この場合の再エネシェアは4島平均で55%に達する（図10.4-20参照）。

以上のとおり、「カ」国において、再エネの設備・運用の両面で導入余地が大きいと考えられる主要4島における再エネ導入拡大の検討を行った。経済面も重視すると、風況とディーゼルの調整能力を活かし、①風力の利用を50%から70%に段階的に引上げ、②風力を増設し、③再エネ比率の上昇に伴い、系統安定化の検証と電力品質維持とディーゼルの出力補完等の観点で、蓄電池の本格導入を検討することで、負担の少ない再エネ拡大が推進されると考える。特に蓄電池については、系統設備としては、世界的に長周期よりも短周期利用が先行し効果を上げていることに着目し、中長期的な視点でコスト・メリットを検討する必要がある。また揚水発電については、コストが課題なため、導入が目的化しないよう注意が必要。

《再エネ100%達成のハードル》

本調査では、2013年に「カ」国が公表した再エネロードマップ2020の特徴と課題についてレビューを行った。本項では、現時点の技術とコストで100%再エネを目指す場合の難しさを紹介する。

「カ」国では季節による風況の違いが極端に大きく、例えば、Santiago では、最も風が吹く1月の風力設備利用率が2015年で68%に達するのに対し、7月には10%と1/7程度まで低下する。季節による風況が変わらないと仮定し、島内の年間需要量を全て風力でまかなうための風力増設量をシミュレーションで試算すると、95,000kW（同島の需要規模35,300kWの約2.7倍に相当）となる。さらに、増設分を加えた11~4月の余剰電力を蓄電池に充電し、電力が不足する7~10月に放電する蓄電池の容量を試算すると、50GWhとなる。これは九州電力にある世界最大級のNAS電池（50MW/300MWh）の167倍の蓄電容量になる。控えめに見積もっても面積でサッカー場300面分、建設費は数兆円必要となる。

また、同島には世界銀行他ドナーの支援により2012年、2015年に2基ずつ最新鋭のディーゼル発電機が増設されたばかりであり、膨大な投資をして再エネ運用比率を急いで上げる必要性は薄い。主要島における再エネ100%化に必要な風力増設量、蓄電池を試算した（表10.4-32参照）。

以上を考慮すると、Santiago 規模の島では、再エネ（風力）100%達成という目標は、技術的には実現できるものの、費用対効果を考えると現実的な選択肢とはなりえないと考える。

再エネ拡大の議論を行う場合、緻密でかつ代替性を考慮した選択肢の冷静な検討や技術の成熟度合や経済性がないがしろにされがちであり、政策目標先行による、FITや再エネ促進補助金（税金）等の導入により、電気料金が急激に上昇（FIT関係の賦課金による影響等）したり、財源不足により再エネ施策そのものが破たんしたりするケースが欧州をはじめ先進国で報告されている。

調査団は、これまで日本の離島での導入可能量を超える再エネ受入と実証対策を数多く実施し

てきた。例えば開発期間やコストが巨額で、かつ利用率確保の面でもリスクが大きい揚水発電を島嶼地域の第一の解決策として提案することは困難であり、コストや可搬性に優れた長周期変動対応の蓄電池は市場の拡大とともに汎用性を備えつつある。

また再エネの選択肢については、割高な太陽光ではなく、「カ」国で十分な運用実績があり、グリッドコード上も品質、量の両面で、出力が比較的フラットで扱いやすい風力を推奨する。最新技術ではないが、例えばディーゼルの出力調整能力や、ベース電源としても利用可能な風力の運用面でのアドバンテージに着目し、できるだけこれら双方のメリット、いわゆるディーゼルと再エネのハイブリッド運用で、コストを抑えるアプローチを行うことが、今後は重要になると考える（図 10.4-23 参照）。

10.5 需要規模が小さな島への再エネ導入の検討

需要規模が小さい Maio や Brava や、需要規模に対して新規ディーゼル発電の容量が大きい Fogo や São Nicolau においては、再エネの導入、拡大には出力抑制または電力貯蔵設備が必要となる。ただし、小規模の再エネ設備や電力貯蔵設備はディーゼル発電に比べて割高であり、政策的な再エネ率拡大のモデル島での実証試験等の特別な施策がなければ導入は難しい。このような小規模需要の島での再エネ拡大の留意点と導入例として Brava を検討した。

Brava の需要は 170～600kW でピークは 18～22 時である。ディーゼル発電機は 4 台あり、仮に Perkins 400 kW を利用した場合の最低出力（定格出力の 50% の場合）は 200kW。この場合、風力の出力抑制を実施しても風力発電が電力供給できる時間帯が限定され、再エネ拡大には蓄電池導入が考えられる（図 10.5-1）。

蓄電池を導入し再エネ拡大を図る際には、故障電流、周波数変動（需給アンバランス）、ディーゼル発電停止時の対応に留意し、実証試験等を踏まえながら慎重に検討を行うことを推奨する（表 10.5-1～3 参照）。

PCS の留意すべき事項を考慮した再エネ拡大システムの導入例

蓄電池や太陽光発電等の増加により系統事故時や需給変動等で PCS が停止し、停電が発生しないように、系統安定性を確保しつつも再エネ拡大を目指したシステム事例を以下に提案する。

導入例 A：マイクログリッドシステムを構築

蓄電池による短周期、長周期変動補償、DG 下げ代制御、上げ代制御、無効電力制御による電圧補償等を行い、再エネ導入時の不安定化を解消する。再エネ率拡大のため、風力発電を最大限供給させ、その間のディーゼル発電は電圧調整及び蓄電池へ充電させる。風力発電の出力が低下した場合やピーク需要時にはディーゼル発電および蓄電池が電力を供給する。これにより、風況の良い 1 月においては再エネ率 63%、年間では 47.5% を達成することができる（図 10.5-2～3 参照）。

導入例 B：再エネ系統を新設し再エネ最大導入を目指す

蓄電池およびモーター発電機(M-G)セットによる短周期、長周期変動補償、無効電力制御によ

る電圧補償等を行い、再エネ導入時の不安定化を解消する。電池の残存容量によっては100%の再エネ供給が理論上は可能である。本システムでは、既設の内燃機関の代わりに電動機を使用した蓄電池駆動の同期発電機を電力供給源として活用することで、従来の既設ディーゼル発電機1台運転による電力供給時と同様の運用としつつ、燃料を全く使用しない系統運用が理論的には可能となる（ただし、夏季は風力発電の出力が見込めないため、ディーゼル発電は必要）。ただし、導入実績がないため小規模系統などで実証試験を行いながら段階的に再エネ率を引き上げる必要がある。

10.6 再エネ導入拡大にむけての提案

「カ」国における再生可能エネルギー導入拡大と系統安定化のため本調査団が提案する施策（案）は次の4つである（表 10.6-1 参照）。

(1) 風力発電開発事業

[対象] 風力が開発可能な主要3島: Santiago/Sal/Boa Vista

- ・ 「カ」国は風力開発ポテンシャルが大変高い。政府出資会社（例えば Electra 等）が実施し、政府保証が可能であれば、低利な借款による「カ」国での案件化の検討が可能となる。
- ・ São Vicente は、地形の傾斜角が10%を超えるエリアが多く、風況及び設備建設の面で問題があり、現時点では開発が難しいと判断（環境再評価等が必要）。
- ・ 開発を進めるにあたっては、以下課題を考慮した調査と準備期間が必要である。
 - ✓ 地形・風況の詳細調査による開発ゾーン見直しが必要
 - ✓ 系統連系ルール（グリッドコード）が整備途上
 - ✓ 経済面を考慮した合理的な電力需要想定が行われていない
 - ✓ 系統安定とエネルギーの有効利用のため、需要想定を考慮した系統解析が必要

(2) 送配電整備事業

[対象] 設備に課題が確認された3島: Santiago/Sal/Boa Vista

- ・ 各3島が課題を抱えるも、特に老朽化と脆弱性が著しい Boa Vista は観光開発と再エネ拡大による系統規模の拡大により整備のニーズが高い。系統安定化のための短周期蓄電池や緊急用として長周期蓄電池（NAS）とのパッケージも検討可能。Boa Vista は需要密度が高くホテル建設も増加するため電力品質ニーズも見込める。

(3) ディーゼル発電運用の技術協力

[対象] 再エネ利用引上げの主要4島: Santiago/Boa Vista/Sal/São Vicente

- ・ 再エネ拡大にはディーゼルの下げ代（調整能力）の拡大が必要で、品管を含む最適な O&M の確立とベース電源、出力調整電源の両面で効率性を発揮するには、運転技術の向上も必要となる。専門家派遣や技術研修とのパッケージなどが効果的。

(4) 小離島マイクログリッド導入

[対象] 小規模需要 3 島: Maio/Fogo/Brava

- ・ EU 支援で未電化地域に太陽光が導入された実績がある。
- ・ 小規模離島は系統への再エネ接続余地が小さく、また Fogo、Brava は地形上風力の開発も難しい。このため割高ではあるが太陽光（調整用電源は蓄電池またはディーゼル）の導入が考えられる。但し、収益性が見込めないため借款の組成は難しい。

《再エネの有効利用と持続可能なエネルギー供給のための提言》

(1) 政府主導による風力導入と運営

開発資金調達のため外国の風力 IPP を誘致しても、風力で生み出された外貨が国外に流出するため国家財政に与える悪影響も大きい。従って、今後の風力発電の開発の方向性としては、政府が債務保証を行い Electra など政府保有の電力会社を主体に、できるだけ国際機関のソフトローンを利用した開発を検討すべきである。また、高すぎる価格設定により Electra と Cabeolica との間の買取義務量 (Take or Pay) を超える風力エネルギーは利用されていないが、再エネ利用率の向上には、義務量を超える風力の料金は割安とすることが必要である。

(2) Santiago のロス率低減と回収率の向上

Electra の深刻な財務状況の解決策として回収率の向上とロス率の低減が喫緊の重要課題であり、特に、財務改善に最も有効な Santiago のロス率低減と回収率向上の施策を直ちに実行することが重要。また、「カ」国政府は、電力供給と産業基盤の安定化のため主体的に Electra の活動を支援すべきである。

(3) 電力貯蔵の目的の明確化と経済性の追求

「カ」国のように小規模でかつ風況が安定している島嶼地域では、大規模な揚水発電や大容量蓄電池は技術面や経済性の面で効果を発揮できる段階にはない。電力貯蔵は特にコスト面で発展の余地があり、施策の優先順位としては、まず経済性を追求しながらも将来の選択肢として留意するにとどめる必要がある（将来は短周期変動対策としての蓄電池ニーズは想定される）。現時点では、ディーゼルの下げ代（調整能力）拡大や風力の導入のみで、再エネ比率を相当向上させることができ、基本的にコスト回収可能である。

10.7 再エネ有効活用の将来ビジョン（表 10.7-1 参照）

《電力技術》

(1) 需要予測の精度向上

固定費部分が大きい変動電源の利用率向上には時々刻々の需要変動も含めたきめ細かな需要予測が必要となる。そのためには需要データを長期間にわたって蓄積し、かつ、低圧のフィーダーに至るまでの細かさで、短い時間間隔のデータを採取する必要がある。その一法としてスマートメーターを導入すれば、需要セグメントごとの需要特性把握や、リアルタイムの需要予測、タリ

フの設定などへも活用可能である。

(2) 変動電源供給力評価の精度向上

変動電源であっても供給力の予測精度を上げることができる。例えば、種々の気象データを活用した日射量や風況の予測値の高精度化や、機器の効率管理の徹底が挙げられる。また、広域気象データを用いてパネルへの砂じんの堆積を予測し、清掃スケジュールを最適化することも可能であろう。

(3) デマンドレスポンスの導入

再エネの供給力変動を需要側で吸収するデマンドレスポンスの導入も有望である。例えばタイムスイッチによる蓄熱・蓄冷や淡水化のスケジュール運転、スマートメーターを導入すれば、より柔軟なデマンドレスポンスが実現可能である。

《制度・政策》

(1) 風力 Take or Pay 精算期間の延長

季節的に変動する「カ」国の風況や、需要に対応するため、風力 Take or Pay の適用期間を1ヶ月よりも長く（例えば半年～1年程度）に延長できれば影響を緩和することが可能である。

(2) バーチャルな島間連系

変動電源出力の不確定要因を緩和する方法として、バーチャルな島間連系を構築することは可能である。具体的には、一つの Sa1 島風力の Take or Pay の未達が発生した（あるいは発生しそうな）場合、別の島に振替えて余剰風力の引取を行うことである。

(3) 優先給電ルールの制定

再エネを含めた供給力が需要を上回った際に出力抑制を行う順番を予め定めておくことで、電力システムの安定運用を前提とし、透明性と公平性を担保しつつ再生可能エネルギーの導入促進が可能となる。

(4) 短時間市場の導入による余剰再エネの利活用

現在、風力発電の出力のうち Take or Pay 対象以上の余力に対しては、リアルタイムに近い短時間のスポット市場を創設して取引を行うことも有効と考えられる。

《多角的・長期的な取り組み》

(1) 蓄熱・蓄冷

「カ」国はリゾート産業が盛んであり、ホテルの温水需要や冷房による冷熱需要が多いことから、熱や冷熱（氷蓄熱）によるエネルギー貯蔵も有力な選択肢である。また、状況によっては例えば太陽光＋電気温水器よりも太陽エネルギーで直接湯を沸かす太陽熱温水器を用いることが得策な場合もある。要は電気に限らずエネルギーサプライチェーンの全体を俯瞰した上で最適な選

択肢を選ぶことである。

(2) 電気自動車（自転車）とエコツーリズム

「カ」国は陸上では長距離・広範囲の交通手段は必要としないため、電気自動車や電気自転車（以下、EV と総称する）の導入が比較的容易である。このように排ガスのない移動手段はエコツーリズムとの連携により観光的な付加価値を高めることができると考えられ、砂浜を走るバギー車や空港とリゾート地とを結ぶシャトルに EV を導入することも一法。特区の設定や、エコを標榜することのアピール効果で民間投資を呼び込むことも期待できる。

(3) 再エネによる水素発生とその利用

再エネにより発生した電力により水の電気分解で発生させた水素を二次エネルギーとして利用する試みが各国でなされている。直ちに実用化されることは考え難いが、何らかのイノベーションにより加速的に進歩・普及する可能性もあり、注視しておくべき技術分野である。

(4) 未利用海域エネルギーの活用

海洋国である「カ」国では陸上はもとより近隣の海域で採取可能な未利用エネルギーも豊富で、潮流発電、洋上風力、海洋温度差発電、波力発電などの利用可能性がある。これらは研究開発または実証の段階であるが、動向や可能性を注視し、その他のオプション（電池の低価格化、水素利用技術の進展など）や在来技術との比較を行うとともに、複数のシナリオに対応可能な施策を定める必要がある。

目 次

1	序 論	1
1.1	調査の背景	1
1.2	調査の目的	2
1.2.1	調査対象地域	2
1.2.2	調査の基本方針	2
1.2.3	調査内容とスケジュール	3
1.3	調査団の構成	5
1.4	現地調査の概要	6
2	エネルギーセクターの概要	8
2.1	電力セクターの現状	8
2.1.1	Electra の概要	8
2.1.2	Electra の財務状況	11
2.1.3	民間電力会社	16
2.1.4	Cabeolica	18
2.2	エネルギー関係法規制	19
2.2.1	電気事業政令（14/2006号）	19
2.2.2	再生可能エネルギー政令（政令1/2011号）	20
2.3	電力料金	22
2.4	ドナー動向	24
2.4.1	各国、ドナーの支援状況	24
2.4.2	EUによる再エネマスタープランと揚水発電FS	24
2.4.3	GERMI 活用の検討	24
2.4.4	ドナー支援一覧	26
3	100%再エネロードマップ2020	28
3.1	再エネロードマップの課題	28
4	電力需給状況	30
4.1	需給状況	30
4.1.1	全島	30
4.1.2	Santo Antão	34
4.1.3	São Vicente	35
4.1.4	São Nicolau	37
4.1.5	Sal	39
4.1.6	Boa Vista	41

4.1.7	Maio	43
4.1.8	Santiago	44
4.1.9	Fogo	46
4.1.10	Brava	47
4.2	需給ロス	49
4.2.1	需給ロスの状況	49
4.2.2	ロス改善のアプローチ	50
4.3	地方電化	51
4.3.1	Monte Trigo Photovoltaic micro-Grid	51
4.3.2	Carrical Photovoltaic micro-Grid	56
4.3.3	その他小規模集落の電化	59
5	電源構成と設備	60
5.1	Santo Antão	60
5.2	São Vicente	60
5.3	São Nicolau	61
5.4	Sal	61
5.5	Boa Vista	62
5.6	Maio	62
5.7	Santiago	63
5.8	Fogo	63
5.9	Brava	64
6	ディーゼル発電	65
6.1	ディーゼル発電設備と運用状況	67
6.1.1	Santo Antão	67
6.1.2	São Vicente	69
6.1.3	São Nicolau	71
6.1.4	Sal	72
6.1.5	Boa Vista	74
6.1.6	Maio	76
6.1.7	Santiago	77
6.1.8	Fogo	79
6.1.9	Brava	82
6.1.10	各島の発電コスト	83
6.1.11	ディーゼル発電の運転・保守	85
6.2	ディーゼル発電の課題	86
6.2.1	再エネ導入量拡大のポイントと課題	86
6.2.2	再エネ導入の課題と対応策	90

7	風力発電	92
7.1	風力発電設備の運用状況	92
7.1.1	風力発電設備の導入状況	92
7.1.2	Cabeolica 風力発電設備	92
7.1.3	Electric 風力発電設備	137
7.1.4	Brava 導入の風力発電設備	145
7.2	風力発電の課題	147
7.2.1	現状の課題	147
7.2.2	風力発電開発ゾーン風車設置に関する課題	148
7.2.3	風力発電設備運転特性の課題	150
7.2.4	風力発電設備導入拡大に伴う電力品質確保の課題	151
7.3	風力ポテンシャル検討	153
7.3.1	風況観測データの入手	153
7.3.2	風速の長期変動の状況	153
7.3.3	風況マップによるポテンシャル評価	158
7.3.4	風向の状況	165
7.3.5	風況評価	169
7.3.6	風力発電開発ゾーンポテンシャル評価	170
7.3.7	各島の風力ポテンシャル評価について	184
7.4	ディーゼル発電と風力発電の協調	218
7.4.1	基本運用ルール	218
7.4.2	運用状況	218
7.4.3	買取保証 (Take or Pay) の PPA を背景とした風力発電受入れの課題	223
8	太陽光発電	226
8.1	太陽光発電設備と運用状況	226
8.1.1	発電設備	226
8.1.2	運用 (発電実績)	232
8.1.3	運用 (保守)	239
8.2	太陽光発電の課題	241
8.2.1	ダストの問題	241
8.2.2	PID 現象	243
8.2.3	風力発電との比較	247
8.3	太陽光ポテンシャルの検討	248
8.4	ディーゼル発電と太陽光発電の協調	265
9	送配電設備	267
9.1	送配電設備の概要	268
9.1.1	Santo Antão	271

9.1.2	São Vicente	272
9.1.3	São Nicolau	273
9.1.4	Sal	275
9.1.5	Boa Vista	276
9.1.6	Maio	279
9.1.7	Santiago	280
9.1.8	Fogo	283
9.1.9	Brava	285
9.2	系統運用状況	287
9.3	グリッドコード	289
9.4	送変電設備の課題	292
9.4.1	Boa Vista	292
9.4.2	Brava	296
9.4.3	Santiago	297
10	再エネ導入拡大のアプローチ	299
10.1	再エネ導入拡大の検討	299
10.2	出力抑制なしでの再エネ導入可能量の考え方	300
10.2.1	日本の離島の接続可能容量の考え方と運用（事例紹介1）	310
10.2.2	日本における蓄電池による系統安定化対策（事例紹介2）	313
10.3	既存風力の出力抑制電力の有効利用	321
10.4	再エネ拡大シミュレーション	327
10.4.1	São Vicente の再エネ導入拡大シミュレーション	332
10.4.2	Sal の再エネ拡大シミュレーション	337
10.4.3	Boa Vista の再エネ拡大シミュレーション	342
10.4.4	Santiago の再エネ拡大シミュレーション	347
10.4.5	蓄電設備の検討	352
10.4.6	総合評価	359
10.4.7	再エネ100%達成のハードル	364
10.5	需要規模が小さな島への再エネ導入の検討	368
10.5.1	再エネの出力抑制による再エネ拡大	368
10.5.2	蓄電池導入による再エネ拡大の際に留意すべき事項	368
10.5.3	PCS の留意すべき事項を考慮した再エネ拡大システムの導入例	370
10.6	再エネ導入拡大にむけての提案	372
10.6.1	調査結果を踏まえた4つの施策	372
10.6.2	風力開発のための調査ステップ	375
10.6.3	再エネの有効利用と持続可能なエネルギー供給のための提言	377
10.7	再エネ有効活用の将来ビジョン	378

10.7.1 変動電源導入にあたって留意すべき事項	378
10.7.2 再エネ有効活用に向けた施策案（電力技術）	378
10.7.3 再エネ有効活用に向けた施策案（制度・政策）	380
10.7.4 多角的・長期的な取り組み	381
10.7.5 まとめ	383

目 次

図 1.1-1 発電燃料使用量の推移	1
図 1.1-2 最大電力と発電電力量の推移	1
図 1.2-1 業務全体のフロー	3
図 1.2-2 調査スケジュール	4
図 2.1-1 Electra の組織体制	10
図 2.1-2 Electra の収益構造の変化	12
図 2.1-3 Cabeolica の収益性	19
図 2.3-1 「カ」国の電気料金と原油価格(WTI)の推移(2007年3月-2015年12月)	22
図 2.4-1 CERMI	25
図 4.1-1 「カ」国の電力概要	30
図 4.1-2 「カ」国の島別発電電力量(2015年)	31
図 4.1-3 「カ」国の販売電力量(2015年)	32
図 4.1-4 「カ」国の電力料金種別販売電力量の推移	32
図 4.1-5 「カ」国の月別発電電力量(2015年)	33
図 4.1-6 Santo Antão の月別発電電力量(2015年)	34
図 4.1-7 月別の最大/最低需要推移(2015年)	35
図 4.1-8 São Vicente の月別発電電力量(2015年)	36
図 4.1-9 São Vicente の日負荷曲線	37
図 4.1-10 São Nicolau の月別発電電力量	38
図 4.1-11 São Nicolau の日負荷曲線	38
図 4.1-12 Sal (Electra 供給のみ) の月別発電電力量(2015年)	39
図 4.1-13 Sal (含む APP) の月別発電電力量(2015年)	40
図 4.1-14 Sal の日負荷曲線(2015年)	41
図 4.1-15 Boa Vista の月別発電電力量(2015年)	42
図 4.1-16 Boa Vista の日負荷曲線(2015年)	43
図 4.1-17 Maio の月別発電電力量(2015年)	43
図 4.1-18 Maio の日負荷曲線(2015年)	44
図 4.1-19 Santiago の月別発電電力量(2015年)	45
図 4.1-20 Santiago の日負荷曲線(2015年)	46
図 4.1-21 Fogo の月別発電電力量(2015年)	46
図 4.1-22 Fogo の日負荷曲線(2015年)	47
図 4.1-23 Brava の月別発電電力量(2015年)	48

図 4.1-24 Brava の日負荷曲線 (2015 年)	48
図 4.2-1 Electra の島別電力ロス	50
図 4.3-1 Monte Trigo の位置図	51
図 4.3-2 Monte Trigo の風景	51
図 4.3-3 Monte Trigo のシステム構成	53
図 4.3-4 電力供給量と消費量の年別チャート	53
図 4.3-5 マイクログリッドの日負荷状況 (2015 年 11 月 28 日以降 29 日間)	55
図 4.3-6 鉛蓄電池	55
図 4.3-7 蓄電池電極	55
図 4.3-8 ディーゼル発電機燃料ノズル	56
図 4.3-9 運用情報確認盤	56
図 4.3-10 CarriçalPV パネル	57
図 4.3-11 PV ケーブル接続部	58
図 4.3-12 鉛蓄電池	58
図 4.3-13 計測データ入力画面 (2016 年 5 月 15 日から 16 日間)	58
図 5.1-1 Santo Antao 島電源構成	60
図 5.2-1 São Vicente 島電源構成	60
図 5.3-1 São Nicolau 島電源構成	61
図 5.4-1 Sal 島電源構成	61
図 5.5-1 Boa Vista 島電源構成	62
図 5.6-1 Maio 島電源構成	62
図 5.7-1 Santiago 島電源構成	63
図 5.8-1 Fogo 島電源構成	63
図 5.9-1 Brava 島電源構成	64
図 6-1 ディーゼルエンジン (V 型) 断面図	66
図 6.1-1 Santo Antao 島ディーゼル発電設備状況	68
図 6.1-2 São Vicente 島ディーゼル発電設備状況	70
図 6.1-3 São Nicolau 島ディーゼル発電設備状況	71
図 6.1-4 Sal 島ディーゼル発電設備状況	73
図 6.1-5 Boa Vista 島ディーゼル発電設備状況	75
図 6.1-6 Santiago 島ディーゼル発電設備状況	78
図 6.1-7 Santiago 島ディーゼル発電設備状況	78
図 6.1-8 Fogo 島ディーゼル発電設備状況	80
図 6.1-9 Brava 島ディーゼル発電設備状況	82
図 6.1-10 燃料価格の推移	84
図 6.1-11 油種別燃料使用量	84
図 6.1-12 主要発電所の運転・保守体制	85

図 6.2-1 Wartsila 32 メーカー推奨負荷上昇率	87
図 6.2-2 低出力運転を行った九州電力の未燃カーボン付着トラブル事例	88
図 6.2-3 九州電力における代表ユニットの燃料消費率曲線	90
図 7.1-1 Santiago 風力発電設備位置	94
図 7.1-2 Santiago 風力発電設備状況	95
図 7.1-3 São Vicente 風力発電設備位置	97
図 7.1-4 São Vicente 風力発電設備状況	98
図 7.1-5 Sal 風力発電設備位置	100
図 7.1-6 Sal 風力発電設備状況	101
図 7.1-7 Boa Vista 風力発電設備位置	103
図 7.1-8 Boa Vista 風力発電設備状況	104
図 7.1-9 系統連系設備状況	106
図 7.1-10 電気設備状況	106
図 7.1-11 系統連系設備状況	107
図 7.1-12 電気設備状況	107
図 7.1-13 系統連系設備状況	108
図 7.1-14 電気設備状況	108
図 7.1-15 系統連系設備状況	109
図 7.1-16 電気設備状況	109
図 7.1-17 Cabeolica 遠隔監視設備状況	110
図 7.1-18 Palmarejo 発電所の風力発電設備遠隔監視用パソコン	115
図 7.1-19 風力発電出力変動状況（監視用パソコンモニター表示）	116
図 7.1-20 Lazareto 発電所の風力発電設備遠隔監視用パソコン	119
図 7.1-21 風力発電出力変動状況（監視用パソコンモニター表示）	120
図 7.1-22 Palmeira 発電所の風力発電設備遠隔監視用パソコン	121
図 7.1-23 風力発電出力変動状況（監視用パソコンモニター表示）	123
図 7.1-24 Chavez 発電所の風力発電設備遠隔監視用パソコン	124
図 7.1-25 風力発電出力変動状況（監視用パソコンモニター表示）	126
図 7.1-26 4地点における実績発電電力量と理論発電電力量の比較	128
図 7.1-27 オリジナル PPA に基づく義務量と実績発電電力量の比較	134
図 7.1-28 PPA に基づく義務量と実績発電電力量比較	135
図 7.1-29 Cabeolica 技術員体制	136
図 7.1-30 Vestas 専門員体制	136
図 7.1-31 Santo Antão 風力発電設備位置	137
図 7.1-32 Santo Antão 風力発電設備状況	139
図 7.1-33 系統連系設備状況	141
図 7.1-34 電気設備状況	141

図 7.1-35 Brava 風力発電設備周辺状況	146
図 7.2-1 タワー下部補修状況 (Boa Vista)	147
図 7.2-2 Santiago および São Vicente における港周辺状況	149
図 7.2-3 月別発電停止時間	151
図 7.3-1 気象観測点	153
図 7.3-2 Mindelo (São Vicente) 風況観測状況 [地上高約 30m]	154
図 7.3-3 Sal 風況観測状況 [地上高 10m]	154
図 7.3-4 各観測点における年平均値と平年値	154
図 7.3-5 各観測点における年平均値と準平年値	156
図 7.3-6 全球モデルの計算格子	158
図 7.3-7 風況マップ作成フロー	160
図 7.3-8 風況マップ範囲	161
図 7.3-9 解析値の時間内挿のイメージ	162
図 7.3-10 距離の重み付け補間法	162
図 7.3-11 風況用 5km メッシュ	163
図 7.3-12 5km メッシュにおける実測 3 地点に最寄の格子点 (赤) と 内挿により算出する格子点 (緑) のイメージ	164
図 7.3-13 M を用いて算出した地上高 55m の 2015 年平均風速 (m/s)	165
図 7.3-14 年間風配図	168
図 7.3-15 数値予報データによる年平均風速 (2015 年) 算定結果 [地上高 55m]	169
図 7.3-16 Santo Antão 風力発電開発ゾーン	173
図 7.3-17 São Vicente 風力発電開発ゾーン	174
図 7.3-18 São Nicolau 風力発電開発ゾーン	175
図 7.3-19 Sal 風力発電開発ゾーン	176
図 7.3-20 Boa Vista 風力発電開発ゾーン	177
図 7.3-21 Maio 風力発電開発ゾーン	178
図 7.3-22 Santiago 風力発電開発ゾーン	179
図 7.3-23 Fogo 風力発電開発ゾーン	180
図 7.3-24 Brava 風力発電開発ゾーン	181
図 7.3-25 数値予報データに基づく年平均風速 (2015 年) マップ [地上高 55m]	182
図 7.3-26 各島の風力ポテンシャル評価フロー	184
図 7.3-27 Santo Antão 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン: 3 地点)	186
図 7.3-28 São Vicente 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン: 3 地点)	187
図 7.3-29 São Nicolau 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン: 2 地点)	187
図 7.3-30 Sal 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン: 1 地点)	188
図 7.3-31 Boa Vista 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン: 1 地点)	188
図 7.3-32 Maio 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン: 1 地点)	189

図 7.3-33	Santiago 風力発電開発ゾーン内理論配置（開発ゾーン：3 地点）	189
図 7.3-34	Fogo 風力発電開発ゾーン内理論配置（開発ゾーン：2 地点）	190
図 7.3-35	Brava 風力発電開発ゾーン内理論配置（開発ゾーン：1 地点）	190
図 7.3-36	期待可採量の試算フロー	191
図 7.3-37	Santo Antão 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角	192
図 7.3-38	São Vicente 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角	193
図 7.3-39	São Nicolau 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角	193
図 7.3-40	Sal 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角	194
図 7.3-41	Boa Vista 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角	194
図 7.3-42	Maio 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角	195
図 7.3-43	Santiago 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角	195
図 7.3-44	Fogo 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角	196
図 7.3-45	Brava 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角	196
図 7.3-46	Santo Antão 風力発電開発ゾーンと既存風車離隔	197
図 7.3-47	São Vicente 風力発電開発ゾーンと既存風車離隔	198
図 7.3-48	Sal 風力発電開発ゾーンと既存風車離隔	198
図 7.3-49	Boa Vista 風力発電開発ゾーンと既存風車離隔	199
図 7.3-50	Santiago 風力発電開発ゾーンと既存風車離隔	199
図 7.3-51	風況シミュレーション条件	202
図 7.3-52	風速ランクマップ	203
図 7.3-53	乱流強度マップ	203
図 7.3-54	66kV Transmission Line および 20kV Transmission Line からの離隔距離マップ	204
図 7.3-55	評価ポイントマップ	204
図 7.3-56	Santiago 標高マップ	205
図 7.3-57	評価ポイントヒストグラム	206
図 7.3-58	風況シミュレーション条件	207
図 7.3-59	風速ランクマップ	207
図 7.3-60	乱流強度マップ	208
図 7.3-61	20kV Transmission Line からの離隔距離マップ	208
図 7.3-62	評価ポイントマップ	209
図 7.3-63	風況シミュレーション条件	210
図 7.3-64	風速ランクマップ	210
図 7.3-65	乱流強度マップ	211
図 7.3-66	評価ポイントマップ	211
図 7.3-67	風況シミュレーション条件	212
図 7.3-68	風速ランクマップ	213

図 7.3-69 乱流強度マップ	213
図 7.3-70 評価ポイントマップ	214
図 7.3-71 地上高 55m における速度分布 (平均場)	217
図 7.4-1 風力発電出力予測システム情報	219
図 7.4-2 電源別ロードカーブ (2016 年 3 月 8 日)	220
図 7.4-3 Lazareto 発電所運転計画・実績 (平成 28 年 3 月 10 日)	222
図 7.4-4 Lazareto 発電所監視計器 (周波数・電圧・力率)	222
図 8.1-1 太陽光パネルの構成	226
図 8.1-2 Santiago メガソーラーの配置図	227
図 8.1-3 Santiago メガソーラー設備写真	228
図 8.1-4 Santiago 系統図 (抜粋)	229
図 8.1-5 Sal メガソーラーの配置図	230
図 8.1-6 Sal メガソーラー設備写真	230
図 8.1-7 Sal 系統図 (抜粋)	231
図 8.1-8 気象データ観測機器 (Santiago)	232
図 8.1-9 太陽光発電月別発電電力量 (Santiago 2011 年、2015 年)	233
図 8.1-10 太陽光発電日間発電電力量 (Santiago 2015 年)	234
図 8.1-11 太陽光発電日間ピーク電力 (Santiago 2015 年)	234
図 8.1-12 太陽光発電日間設備利用率のヒストグラム (Santiago)	235
図 8.1-13 太陽光発電月別発電電力量 (Sal 2010~2016 年)	236
図 8.1-14 太陽光発電日間発電電力量 (Sal 2015 年 9 月~2016 年 4 月)	237
図 8.1-15 太陽光発電日間ピーク電力 (Sal 2015 年 9 月~2016 年 4 月)	238
図 8.1-16 太陽光発電日間設備利用率のヒストグラム (Sal)	238
図 8.1-17 Sal メガソーラーの代表的出力パターン	239
図 8.1-18 ジャンクションボックス (Santiago)	240
図 8.1-19 塩害による設備腐食 (Sal)	241
図 8.2-1 太陽光パネルを覆うダスト	242
図 8.2-2 ダスト堆積箇所のサーモグラフィー画像	243
図 8.2-3 PID 現象の概念図	243
図 8.2-4 スtring 毎の出力 (Santiago ジャンクションボックス 1.6)	245
図 8.2-5 モジュール出力 (Santiago String 1.6.3)	245
図 8.2-6 モジュールの配線接続替え	246
図 8.2-7 モジュール出力 (Santiago String 1.6.3)	246
図 8.3-1 「カ」国における全天日射量マップ	249
図 8.3-2 日射量マップ作成フロー	250
図 8.3-3 解析値の時間内挿のイメージ	251
図 8.3-4 全天日射の概要	252

図 8.3-5 GPV データシミュレーションによる「カ」国平均日射量マップ	253
図 8.3-6 Santo Antão 太陽光発電開発ゾーン	254
図 8.3-7 São Vicente 太陽光発電開発ゾーン	255
図 8.3-8 São Nicolau 太陽光発電開発ゾーン	256
図 8.3-9 Sal 太陽光発電開発ゾーン	257
図 8.3-10 Boa Vista 太陽光発電開発ゾーン	258
図 8.3-11 Maio 太陽光発電開発ゾーン	259
図 8.3-12 Santiago 太陽光発電開発ゾーン	260
図 8.3-13 Fogo 太陽光発電開発ゾーン	261
図 8.3-14 Brava 太陽光発電開発ゾーン	262
図 8.3-15 ZDER 毎の標準設備における年間発電電力量シミュレーション結果	264
図 8.4-1 再生可能エネルギーの出力変動の影響 (Santiago)	265
図 8.4-2 再生可能エネルギーの出力変動の影響 (Sal 2015.10.27)	266
図 9.1-1 架空高圧・中圧線と導体	270
図 9.1-2 柱上設置変圧器 (PMT) と地上設置変圧器 (GMT)	270
図 9.1-3 開閉設備 (左:旧型のポルトガル製、右:新型のスペイン製)	270
図 9.1-4 Santo Antao 島の主要系統	271
図 9.1.5 São Vicente 島の主要系統	272
図 9.1-6 São Nicolau 島の主要系統	273
図 9.1-7 20kV 送電設備 (R.Brava から Cacimba PS 間)	274
図 9.1-8 20kV 地中ケーブル引込鉄塔 (C.Norte から Juncalinho 間)	274
図 9.1-9 Sal 島の主要系統	275
図 9.1-10 Boa Vista 島の主要系統	276
図 9.1-11 Bafureira の送電線接続ポイント	277
図 9.1-12 J.Galego の送電線接続ポイント	277
図 9.1-13 F.d. figueiras の 10kV 送電線引込み柱	277
図 9.1-14 C.d.Tarefes の接続ポイント	278
図 9.1-15 北西部の 20kV 架空送電線	278
図 9.1-16 南部で建設工事中的のリゾートホテル	278
図 9.1-17 Maio 島の主要系統	279
図 9.1-18 Santiago 島の主要系統	280
図 9.1-19 Palmarejo 変電所	281
図 9.1-20 Sao Filipe 変電所	281
図 9-1.21 Calheta 変電所	282
図 9.1-22 Fogo 島の主要系統	283
図 9.1-23 柱上変圧器設置の鉄塔	284
図 9.1-24 低圧配電線	284

図 9.1-25 家庭用電力量メータ	284
図 9.1-26 Brava 島の主要系統	285
図 9.1-27 Nova Sintra SS	286
図 9.1-28 廃止された風車設備	286
図 9.2-1 「カ」国の停電発生状況 (Boa Vista を除く 8 島)	287
図 9.2-2 「カ」国の停電時間の状況 (北部 4 島)	288
図 9.2-3 Boa Vista の停電発生状況 (上: 停電回数と下: 停電時間)	288
図 9.3-1 電圧変動時運転継続 (FRT) 機能	291
図 9.4-1 Boa Vista の単線結線図	294
図 9.4-2 Brava の単線結線図 (左: 現状、右: 対策後)	296
図 9.4-3 Santiago 単線結線図 (60kV 系統)	298
図 9.4-4 Santiago 単線結線図 (20kV 系統)	298
図 10.2-1 出力抑制なしでの再エネ導入可能量の検討プロセス	300
図 10.2-2 解析モデル	302
図 10.2-3 再エネの出力変動幅	303
図 10.2-4 長周期変動面からの再エネ導入可能量の算定イメージ	304
図 10.2-5 Santiago の算出事例	305
図 10.2-6 São Vicente の算出事例	305
図 10.2-7 Sal の算出事例	306
図 10.2-8 Boa Vista の算出事例	306
図 10.2-9 Fogo の算出事例	307
図 10.2-10 São Nicolau の算出事例	307
図 10.2-11 Maio の算出事例	308
図 10.2-12 Brava の算出事例	308
図 10.2-13 太陽光発電導入量の推移 (九州電力)	310
図 10.2-14 離島の再エネ接続状況 (2016 年 4 月)	311
図 10.2-15 喜界島の需給イメージ	313
図 10.2-16 蓄電池による出力変動調整のイメージ	314
図 10.2-17 離島での周波数分布 (1 カ月間)	314
図 10.2-18 4 離島実証試験の概要 (日本・九州電力)	315
図 10.2-19 実証試験サイト (対馬、種子島、奄美大島)	316
図 10.2-20 実証試験サイトと蓄電池システム (壱岐)	317
図 10.2-21 壱岐 実証試験の系統図 (計測点)	318
図 10.2-22 風力発電出力変動安定化制御試験結果	319
図 10.2-23 実証試験のイメージと試験設備の概要	320
図 10.3-1 蓄電池の充放電による風力抑制電力活用のイメージ	321
図 10.3-2 風況の良い時期の日負荷曲線 (6-Jan 2015)	322

図 10.3-3 風況の良い時期の日負荷曲線 (6-Jan 2015)	322
図 10.3-4 ディーゼル発電機の最低出力引下げによる再エネ率拡大のイメージ	323
図 10.3-5 風況の良い時期の日負荷曲線 (6-Jan 2015)	323
図 10.3-6 現状運用+ディーゼル発電機の最低出力 30%運用の日負荷曲線 (6-Jan 2015)	324
図 10.3-7 ディーゼル発電機の最低出力 30%運用の日負荷曲線 (6-Jan 2015)	324
図 10.3-8 ディーゼル発電機の最低出力引下げによる再エネ率拡大のイメージ	325
図 10.3-9 風況の良い時期の日負荷曲線 (6-Jan 2015)	325
図 10.3-10 現状運用+DG 最低出力 30%運用+蓄電池の日負荷曲線 (6-Jan 2015)	326
図 10.3-11 DG 最低出力 30%運用+蓄電池の日負荷曲線 (6-Jan 2015)	327
図 10.4-1 蓄電池の活用イメージ	329
図 10.4-2 充放電のイメージ図	329
図 10.4-3 シミュレーション画面	330
図 10.4-4 蓄電池を用いた充放電のタイミング	331
図 10.4-5 蓄電池の充放電による蓄電量の変化	331
図 10.4-6 蓄電池導入に伴う燃料費削減量	334
図 10.4-7 風力発電設備導入に伴う燃料費削減量	335
図 10.4-8 蓄電池および風力発電設備導入に伴う燃料費削減量	336
図 10.4-9 蓄電池導入に伴う燃料費削減量	339
図 10.4-10 風力発電設備導入に伴う燃料費削減量	340
図 10.4-11 蓄電池および風力発電設備導入に伴う燃料費削減量	341
図 10.4-12 蓄電池導入に伴う燃料費削減量	344
図 10.4-13 風力発電設備導入に伴う燃料費削減量	345
図 10.4-14 蓄電池および風力発電設備導入に伴う燃料費削減量	346
図 10.4-15 風力発電設備導入に伴う燃料費削減量	349
図 10.4-16 蓄電池および風力発電設備導入に伴う燃料費削減量	350
図 10.4-17 蓄電池、風力発電設備導入および再エネ比率変更に伴う燃料費削減量	351
図 10.4-18 NAS 電池の導入実績	353
図 10.4-19 蓄電池の経済性の感応度分析結果	358
図 10.4-20 Santiago の風力増設による再エネシェアへの貢献度	363
図 10.4-21 世界最大規模の NAS 電池システム	364
図 10.4-22 Santiago 再エネ 100%化シミュレーション結果イメージ	366
図 10.4-23 ディーゼル・再エネハイブリッド運用による課題解決	367
図 10.5-1 Brava のロードカーブ	368
図 10.5-2 1月の平均ロードカーブ	371
図 10.5-3 月別発電量と再エネ率	371
図 10.6-1 事業実施可能性調査 (FS) を行う際のフロー	376

図 10.7-1 利用率に対する平均発電単価（イメージ）	378
図 10.7-2 サハラ砂漠から大西洋方面に飛来する砂じん	379
図 10.7-3 優先給電ルールに基づき優先出力の抑制等を行う順番	381

表 目 次

表 1.3-1 調査団の構成と業務内容	5
表 2.1-1 Electra の概要	8
表 2.1-2 Electra の要員表	10
表 2.1-3 ディーゼル発電の設備容量 (2015 年)	11
表 2.1-4 Electra の損益計算書	12
表 2.1-5 Electra の貸借対照表	13
表 2.1-6 Electra の長期借入金の推移	14
表 2.1-7 Electra の電気料金未回収債権の内訳	15
表 2.1-8 未回収債権の減損処理実績	16
表 2.1-9 「カ」国 9 島の需要規模の比較	16
表 2.1-10 Cabeolica の主要指標	18
表 2.2-1 電気事業政令 14/2006 号の概要	20
表 2.2-2 再生可能エネルギー政令 (政令 1/2011 号) の概要	21
表 2.3-1 電気料金 (2015 年 12 月 10 日改定)	22
表 2.4-1 「カ」国における近年のドナーの支援実績 (1/2)	26
表 2.4-2 「カ」国における近年のドナーの支援実績 (2/2)	27
表 3.1-1 100%再エネロードマップ 2020 の課題	28
表 3.1-2 100%再エネロードマップ 2020 の実施費用	29
表 4.1-1 「カ」国の月別需給状況 (2015 年)	33
表 4.1-2 Santo Antão の月別需給状況 (2015 年)	35
表 4.1-3 São Vicente の月別需給状況 (2015 年)	36
表 4.1-4 São Nicolau の月別需給状況 (2015 年)	38
表 4.1-5 Sal の月別需給状況 (2015 年)	40
表 4.1-6 Boa Vista の月別需給状況 (2015 年)	42
表 4.1-7 Maio の月別需給状況 (2015 年)	44
表 4.1-8 Santiago の月別需給状況 (2015 年)	45
表 4.1-9 Fogo の月別需給状況 (2015 年)	47
表 4.2-1 Electra の島別ロス率一覧 (2014 年)	49
表 4.3-1 Main specification of system	53
表 4.3-2 Monte Trigo マイクログリッドの導入後データ	54
表 4.3-3 システムの主な仕様	57
表 6-1 各種原動機の熱効率	65

表 6.1-1 Santo Antão 発電設備一覧	69
表 6.1-2 São Vicente 発電設備一覧	70
表 6.1-3 São Nicolau 発電設備一覧	72
表 6.1-4 Sal 発電設備一覧	74
表 6.1-5 Boa Vista 発電設備一覧	76
表 6.1-6 Maio 発電設備一覧	77
表 6.1-7 Santiago 発電設備一覧	79
表 6.1-8 Fogo 発電設備一覧	81
表 6.1-9 Brava 発電設備一覧	82
表 6.1-10 各島の燃料コスト (2015 年)	83
表 6.1-11 HF0 (Fuel180) の代表性状	85
表 6.2-1 Wartsila W32 最低出力	89
表 6.2-2 Wartsila W46 最低出力	89
表 7.1-1 島別の発電設備容量	92
表 7.1-2 Cabeolica 風力発電設備仕様一覧	93
表 7.1-3 Santiago 風力発電設備立地地点状況	96
表 7.1-4 São Vicente 風力発電設備立地地点状況	99
表 7.1-5 Sal 風力発電設備立地地点状況	102
表 7.1-6 Boa Vista 風力発電設備立地地点状況	105
表 7.1-7 建設工事工程 (実績)	111
表 7.1-8 建設工事費 (実績)	112
表 7.1-9 運転データ内容 (10 分間値)	112
表 7.1-10 年間発電実績	113
表 7.1-11 Santiago 風力発電設備の風速データ分析結果	114
表 7.1-12 風力発電設備監視モニター値	116
表 7.1-13 São Vicente 風力発電設備の風速データ分析結果	118
表 7.1-14 風力発電設備監視モニター値	120
表 7.1-15 Sal 風力発電設備の風速データ分析結果	122
表 7.1-16 風力発電設備監視モニター値	123
表 7.1-17 Boa Vista 風力発電設備の風速データ分析結果	125
表 7.1-18 風力発電設備監視モニター値	126
表 7.1-19 4 地点における実績発電電力量と理論発電電力量の比較結果	127
表 7.1-20 Santiago 風力発電設備の理論発電電力量 (グロス) 算定結果	129
表 7.1-21 Santiago 風力発電設備の理論発電電力量 (ネット) 算定結果	129
表 7.1-22 São Vicente 風力発電設備の理論発電電力量 (グロス) 算定結果	130
表 7.1-23 São Vicente 風力発電設備の理論発電電力量 (ネット) 算定結果	130
表 7.1-24 Sal 風力発電設備の理論発電電力量 (グロス) 算定結果	131

表 7.1-25 Sal 風力発電設備の理論発電電力量（ネット）算定結果	131
表 7.1-26 Boa Vista 風力発電設備の理論発電電力量（グロス）算定結果	132
表 7.1-27 Boa Vista 風力発電設備の理論発電電力量（ネット）算定結果	132
表 7.1-28 PPA の概要	133
表 7.1-29 オリジナル PPA に基づく買取義務量と実績発電電力量の比較（月別・年間）	133
表 7.1-30 PPA に基づく買取義務量と実績発電電力量の比較	134
表 7.1-31 稼働率（実績）	135
表 7.1-32 Electric 風力発電設備仕様一覧	138
表 7.1-33 Santo Antão 風力発電設備立地地点状況	140
表 7.1-34 Santo Antão 風況観測データ分析結果	143
表 7.1-35 年間発電電力量実績	144
表 7.2-1 月別・年間発電停止時間	151
表 7.3-1 各観測点における年平均値と平年値	155
表 7.3-2 各観測点における風速データの測得率	157
表 7.3-3 各観測点における年平均値と準平年値	158
表 7.3-4 GSM の概要	158
表 7.3-5 予測要素	159
表 7.3-6 Rabil 空港（Boa Vista）観測による主風向統計値	166
表 7.3-7 各観測点における年間風向出現率	167
表 7.3-8 各観測点における風向データの測得率	168
表 7.3-9 風況評価に関する目安	169
表 7.3-10 日本国評価方法に基づく風向出現率	170
表 7.3-11 風力発電開発ゾーンリストおよびポテンシャル	171
表 7.3-12 DGE 提供と官報の風力開発ゾーン数比較	172
表 7.3-13 DGE より提供された風力発電開発ゾーンリスト	183
表 7.3-14 風車理論配置検討条件	185
表 7.3-15 理論風車配置基数および潜在賦存量	186
表 7.3-16 地形傾斜角および既存風車ウェーク領域を考慮した風車配置基数および賦存量	200
表 7.3-17 風力発電賦存量比較	201
表 7.3-18 評価項目および評価ポイント	202
表 7.3-19 Cabeolica 風車サイト評価ポイント集計結果	205
表 7.3-20 評価項目および評価ポイント	210
表 7.3-21 期待可採量の試算結果	215
表 7.3-22 本調査と DGE 提供データに基づく賦存量の比較	216
表 7.4-1 Lazareto 発電所の運転計画・実績（平成 28 年 3 月 10 日）	221
表 7.4-2 Electra - Cabeolica 間の売電単価	224

表 8.1-1	メガソーラー発電所の設備概要（太陽光パネル）	227
表 8.1-2	メガソーラー発電所の設備概要（インバーター、変圧器）	227
表 8.1-3	太陽光発電月別発電電力量（Santiago 2015年）	232
表 8.1-4	太陽光発電月別発電電力量（Sal 2010～2016年）	236
表 8.2-1	ストリング毎の出力（Santiago ジャンクションボックス 1.6）	244
表 8.2-2	風力発電と太陽光発電の比較	247
表 8.2-3	太陽光発電の発電単価算定結果	248
表 8.3-1	再生可能エネルギー開発区域（太陽光発電）	263
表 8.3-2	島毎の太陽光発電開発可能電力量	264
表 9.2-1	電圧階級の定義	287
表 9.3-1	電圧階級	289
表 9.3-2	電源別カテゴリー	289
表 9.3-3	系統連系要件	290
表 9.3-4	無効電力の要求事項	290
表 9.3-5	定格電圧±10%を超えた際の要求事項	290
表 9.3-6	周波数による電源運用	291
表 9.4-1	送電線の仕様（地中及び架空送電線）	295
表 10.1-1	再エネ導入拡大に向けた検討内容	300
表 10.2-1	変動周期ごとの発電機の調整方法	301
表 10.2-2	解析モデルの各諸元	302
表 10.2-3	再エネ導入可能量の算定諸元	304
表 10.2-4	出力抑制なしでの再エネ導入可能量	309
表 10.2-5	再エネの出力抑制に関する改正省令（日本）	311
表 10.2-6	再エネ接続可能量の算定条件（喜界島）	312
表 10.2-7	蓄電池システムの仕様（壱岐）	318
表 10.3-1	再エネ比率拡大シミュレーションの概要	321
表 10.3-2	参考事例の再エネ比率拡大効果	327
表 10.4-1	再エネ拡大の選択肢-1（São Vicente）	332
表 10.4-2	再エネ拡大の選択肢-2（São Vicente）	333
表 10.4-3	蓄電池導入に伴う費用対効果	334
表 10.4-4	風力発電設備導入に伴う費用対効果	335
表 10.4-5	蓄電池および風力発電設備導入に伴う費用対効果	336
表 10.4-6	再エネ拡大の選択肢-1（Sal）	337
表 10.4-7	再エネ拡大の選択肢-2（Sal）	338
表 10.4-8	蓄電池導入に伴う費用対効果	339
表 10.4-9	風力発電設備導入に伴う費用対効果	340
表 10.4-10	蓄電池および風力発電設備導入に伴う費用対効果	341

表 10. 4-11 再エネ拡大選択肢-1 (Boa Vista)	342
表 10. 4-12 再エネ拡大選択肢-2 (Boa Vista)	343
表 10. 4-13 蓄電池導入に伴う費用対効果	344
表 10. 4-14 風力発電設備導入に伴う費用対効果	345
表 10. 4-15 蓄電池および風力発電設備導入に伴う費用対効果	346
表 10. 4-16 再エネ拡大の選択肢-1 (Santiago)	347
表 10. 4-17 再エネ拡大の選択肢-2 (Santiago)	348
表 10. 4-18 風力発電設備導入に伴う費用対効果	349
表 10. 4-19 蓄電池および風力発電設備導入に伴う費用対効果	350
表 10. 4-20 蓄電池、風力発電設備導入および再エネ比率変更に伴う燃料費削減量	351
表 10. 4-21 蓄電池の特徴の比較	353
表 10. 4-22 揚水発電設備の比較	355
表 10. 4-23 蓄電池・揚水のコスト比較の共通前提諸元	355
表 10. 4-24 蓄電池・揚水発電のコスト比較	356
表 10. 4-25 蓄電池の経済性の感応度分析の諸元	357
表 10. 4-26 蓄電池の経済性の感応度分析結果	358
表 10. 4-27 風力利用 50%の場合の再エネシェアと評価	359
表 10. 4-28 風力利用 70%の場合の再エネシェアと評価	360
表 10. 4-29 風力利用 50%の場合の再エネシェア/発電電力量	361
表 10. 4-30 風力利用 70%の場合の再エネシェア/発電電力量	362
表 10. 4-31 NAS 電池設置内容	364
表 10. 4-32 各島における再エネ 100%導入時の設備容量と費用	365
表 10. 5-1 故障電流発生時の特徴	369
表 10. 5-2 周波数変動（需給アンバランス）時の特徴	369
表 10. 5-3 ディーゼル発電停止時の対応	370
表 10. 6-1 「カ」国の再生可能エネルギー導入拡大と系統安定化のための実行施策	374
表 10. 7-1 将来の再エネ有効活用に向けた施策シナリオ	383

1 序論

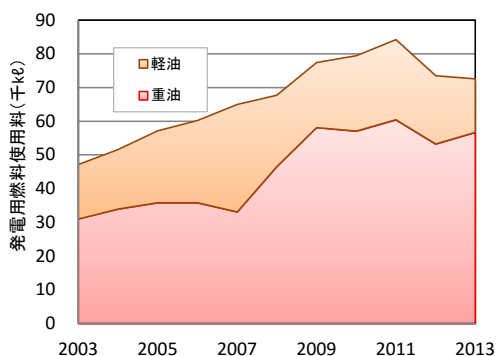
1.1 調査の背景

カーボヴェルデ国(以下、「カ」国)は水やエネルギー資源が乏しく、島国としての地理的脆弱性を抱えているため、燃料や食料の多くを輸入に依存し、慢性的な輸入超過の状況にある。

商品輸入の約2割を占める燃料の大半は軽油、重油などの発電燃料で、2012年に輸入量がいったん落ち込んだものの、依然として高水準で推移しており、平均単価も2013年までは高ぶれ傾向にあり、量・単価の両面で「カ」国のエネルギーコストを押し上げ、国際収支にも大きな影響を及ぼしていた。

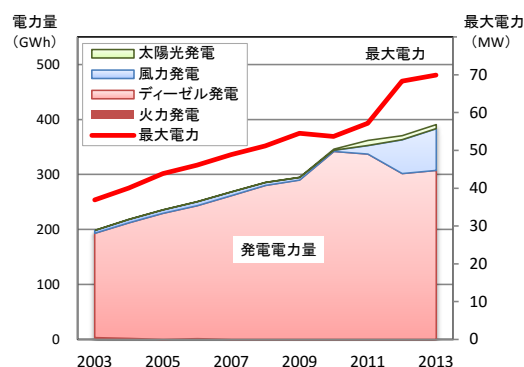
このため「カ」国政府は、2011年に策定した第8期政府基本政策において2020年までに電源の50%を自国で賄える再生可能エネルギー(以下、再エネ)とすることを目標とし、開発優先課題8分野の1つとした。さらに同年、再エネ促進のための政令が出され、その後、2012年の「リオ+20」で「カ」国のフォンセカ大統領が2020年までに100%再エネをめざす演説を行い、2013年には同計画実現のためのロードマップ「Cape Verde 100% Renewable: A Roadmap to 2020」が作成された。

観光投資民間開発省・エネルギー局(以下、MTIDE・DGE)によると、2011年頃から本格導入した風力を中心とする再エネ設備により、翌2012年、2013年にかけて燃料輸入量が軽油で15%、重油で8%減少している。発電電力量の総計は2011年以降も増加しているため、再エネ設備の増加による発電用燃料の一定の焚き減らし効果が得られたものと考えられる。



出所: MTIDE・DGE 提供資料より調査団作成

図 1.1-1 発電燃料使用量の推移



出所: 同左

図 1.1-2 最大電力と発電電力量の推移

健全な財政を背景に持続可能な成長及び貧困削減に向けて、譲許性の高いドナー支援を活用しつつインフラ整備を推進している「カ」国に対し、本調査では質の高いインフラ整備支援を積極的に推進する日本等の先進の技術力を活用し、支援策を検討する。

参考として、近年の日本による有償支援実績は以下のとおりである。

- ・サンティアゴ島発電・送配電能力強化計画：2008年度アンタイド案件。44.68億円
- ・送配電システム整備計画：2012年度一般アンタイド案件。61.86億円
- ・サンティアゴ島上水道システム整備計画：2014年度STEP案件。供与額152.92億円

1.2 調査の目的

調査の目的は、再エネ導入と蓄電池の導入等を念頭に置いた「カ」国の電力系統安定化を実現するために、同国における最適な電源構成を見極め、経済的かつ実効性のある支援策を検討するために以下の基礎情報・確認調査を実施する。

- (1) 電力セクターにおける基本情報の収集・整理
- (2) 再エネ設備導入ロードマップのレビュー及び検討に必要な情報収集・分析
- (3) エネルギーセキュリティ向上に資する、日本等の知見・経験及び技術を活用した再エネ促進策の検討に必要な情報収集・分析を行い、課題への対応策、支援策等を提案

1.2.1 調査対象地域

調査対象地域は「カ」国の有人9島すべてとし、視察等のための実際の現地調査については、優先順位も含め、需要規模と交通の利便性を考慮し、カウンターパート（以下、CP）及び独立行政法人国際協力機構（Japan International Cooperation Agency：JICA）と協議して行った。

1.2.2 調査の基本方針

調査の基本方針は「安定的な電力供給と持続可能な実施体制を伴った燃料費削減の実現を前提として、日本ほかの先進国の技術力を活用し、エネルギーセキュリティの向上に資する対応策、支援策を検討すること」とし、以下の点に留意して調査を進める。

(1) 日本の国内離島供給で培った知見・技術の最大限の活用

九州電力株式会社（以下、九州電力）は、国内最多の離島での電力供給や大量の再エネ設備受入れ及び対策実績がある。本調査においても保有する国内知見と技術を最大限活用する。

(2) 現実的な再エネ導入許容量の提案

九州電力は、短周期・長周期の両面で系統に接続される再エネ設備、ディーゼル発電、蓄電池のバランスのとれた設備構成と制御方法の検証を島毎に需要規模や電源構成が異なる国内離島の独立系統で行い、日本政府の再エネ導入推進政策に最大限応えうる現実的な再エネ設備導入許容量を算定している。従い「カ」国への再エネ設備の導入許容量の算定については、同国の特徴を踏まえつつ、日本国内での最新の知見・経験を活用し、現実的な提案を行う。

(3) ディーゼル発電の燃料消費削減余地に関する経済比較

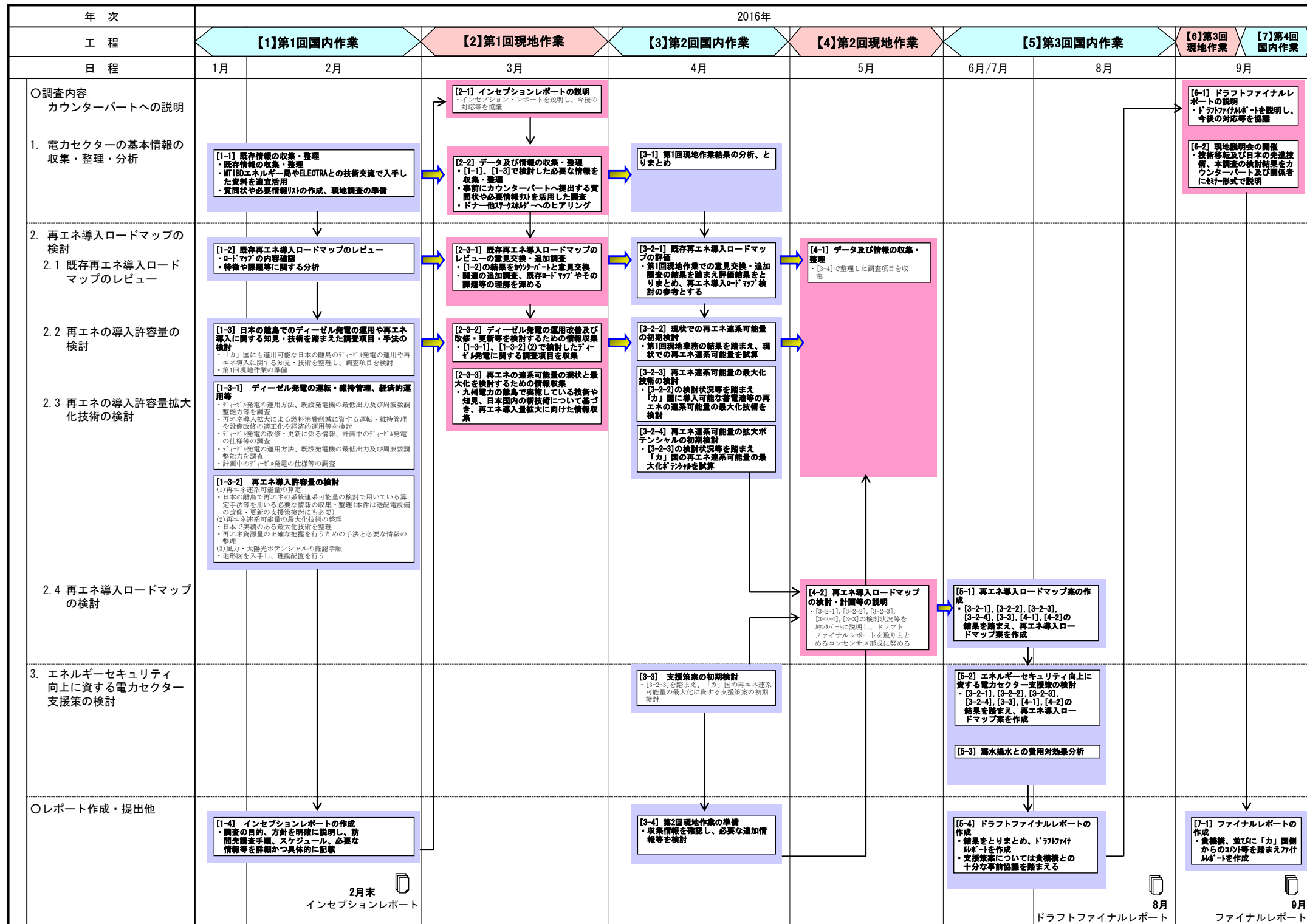
ディーゼル発電の運転・維持管理の適正化や経済的運用による燃料消費削減余地については、他の支援策との費用対効果比較等を行うなど経済合理性を備えて提案する。

(4) わが国の支援方針を踏まえた提案

わが国の「カ」国支援方針と質の高いインフラ整備方針を踏まえ、日本等の先進的な技術力を活用した再エネ促進策の提案を行う。

1.2.3 調査内容とスケジュール

前述の業務実施の1.2.2の「調査の基本方針」を踏まえた業務全体の流れを以下図1.2-1に示す。



出所：調査団作成

図 1.2-1 業務全体のフロー

本調査のスケジュールを図 1.2-2 に示す。



図 1.2-2 調査スケジュール

1.3 調査団の構成

調査団の構成と業務内容を表 1.3-1 に示す。

表 1.3-1 調査団の構成と業務内容

氏名	担当	業務内容
瀧野 裕 (九州電力)	総括/再生可能 エネルギー系統連系	<ul style="list-style-type: none"> ・総括/安全管理責任者 ・調査方針・内容・計画の策定 ・現地関係者との協議対応 ・電力開発、再エネ導入計画/目標の基本情報の収集・整理・分析 ・既存再エネ導入ロードマップの妥当性評価及び提案(総括) ・上位方針、他ドナー動向を踏まえた円借款案件(STEP)形成の検討 ・電力セクター支援策の検討・提案(総括)
林 達也 (西技開発)	副総括/ 系統運用②	<ul style="list-style-type: none"> ・副総括/安全管理副責任者 ・調査方針・内容・計画の策定、現地関係者との協議対応の支援 ・潮流解析に必要な情報の収集・整理・分析 ・既存再エネ導入ロードマップのレビュー及び提案(潮流解析) ・系統運用①の情報収集、支援策検討等の支援
古川 俊樹 (九州電力)	系統運用①	<ul style="list-style-type: none"> ・電源、需給、送配電設備や系統運用に関する収集・整理・分析(O&Mの状況、コスト等含む) ・現系統の安定性に関する情報収集・分析 ・再エネ設備導入許容量の最大化の検討(系統運用) ・既存再エネ導入ロードマップのレビュー及び提案(系統運用) ・電力セクター支援策の検討(送配電設備の改修・更新)
木村 博伸 (九州電力)	蓄電池/制御技術	<ul style="list-style-type: none"> ・蓄電池、制御技術の導入検討に必要な系統基本情報の収集・整理・分析 ・再エネ設備導入許容量の最大化の検討(蓄電池) ・既存再エネ導入ロードマップのレビュー及び提案(蓄電池) ・蓄電池と海水揚水発電(貴機構提供)のコスト比較 ・電力セクター支援策の検討(蓄電池・制御設備等)
島田 津代志 (九州電力)	ディーゼル運用	<ul style="list-style-type: none"> ・既存ディーゼル発電の基本情報の収集・整理・分析(燃料費削減や焚き減らしに資する運転・維持管理の適正化効果の確認) ・既存再エネ導入ロードマップのレビュー及び提案(ディーゼル運用) ・電力セクター支援策の検討(既存ディーゼル発電の改修・更新)
副田 正裕 (九州電力)	太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> ・太陽光、その他再エネの基本情報の収集・整理・分析(O&Mの状況、コスト等含む) ・既存再エネ導入ロードマップのレビュー及び提案(太陽光発電ほか) ・電力セクター支援策の検討(太陽光発電)
川島 泰史 (西技開発)	風力発電	<ul style="list-style-type: none"> ・風力発電の基本情報の収集・整理・分析(O&Mの状況、コスト等含む) ・既存再エネ導入ロードマップのレビュー及び提案(風力発電) ・電力セクター支援策の検討(風力発電)
吉田 勝美 (九州電力)	エネルギー政策/ 経済財務	<ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー政策、法制度、電力セクター関係機関の体制・財務能力等基本情報の収集・整理・分析 ・他ドナー等の各国支援状況の調査 ・電力料金、FIT等関連法制度の情報収集・整理 ・既存再エネ導入ロードマップのレビュー及び提案(経済財務)

1.4 現地調査の概要

調査計画（1.2.3「調査内容とスケジュール」参照）に沿って、計3回の現地調査を実施した。

(1) 第1回現地調査

[期間] 2016年3月5日(土)～4月3日(日)

[目的] カウンターパートであるDGEへのインセプションレポートによる調査計画の説明。
電力セクター及び関係機関に対する本調査への協力要請と情報収集

[訪問先]

- Santiago: 観光投資民間開発省・エネルギー局 (MTIDE/DGE)、Electra 発電所 (ソーラー、太陽光)、ECREEE、CERMI、Cabeolica 本社及び風力発電所、EU カーボヴェルデ事務所
- São Vicent: Electra 本社及び発電所 (ソーラー)、Cabeolica 風力発電所
- Boa Vista: AEB 発電所 (ソーラー)。Cabeolica 風力発電所
- Sal: Electra 発電所 (ソーラー、太陽光)、Cabeolica 風力発電所、APP 発電所 (ソーラー)
- Santo Antão: Electra 発電所 (ソーラー)、Electric 風力発電所、Monte Trigo マイクログリッド
- Fogo: Electra 発電所 (ソーラー)
- Brava: Electra 発電所 (ソーラー)

(2) 第2回現地調査

[期間] 2016年5月14日(土)～5月31日(火)

[目的] 第1回現地調査結果を踏まえた追加の情報収集。現行再エネロードマップの状況確認

[訪問先]

- Santiago: 経済雇用省・エネルギー局 (MEE/DGE)、プロジェクト管理ユニット (UGPE)、Electra 発電所 (ソーラー) 及び送変電設備、Cabeolica 本社
- São Vicent: Electra 本社及び発電所 (ソーラー)
- Boa Vista: AEB 発電所 (ソーラー) 及び送変電設備。ボアビスタ・マイオ観光開発公社 (SDTIBM)
- São Nicolau: Electra 発電所 (ソーラー)、Carriçal マイクログリッド

(3) 第3回現地調査

[期間] 2016年9月2日(金)～9月11日(日)

[目的] ドラフトファイナルレポートの説明及び電力セクター向けのワークショップ

[訪問先]

- Santiago: 経済雇用省・エネルギー局 (MEE/DGE)
- São Vicent: Electra 本社

(a) DGE へのドラフトファイナルレポートの説明

- ・DGE 局長 Anildo Costa 氏及びMEE アドバイザー Luis Teixeira 氏など、カーボヴェルデのエネルギーセクターのあり方検討に影響力を持つキーパーソンに対し、調査結果と背景及

び推奨施策の説明、政策提言を行い、ドラフトファイナルレポートに対する理解を得た。

- ・ JICA セネガル事務所も本調査に参加し、DGE、MEE アドバイザー及び ELECTRA とエネルギーセクターの課題の共有、及び今後の JICA の協力について意見交換を実施した。

〈DGE との面談〉 (2016年9月5日、9日 Santiago)



Mr. Anildo Costa
(DGE 局長)

Mr. Luis Teixeira
(MEE アドバイザー)



左半分：調査団 右半分：DGE、MEE、JICA セネガル事務所(手前)

(b) 電力セクター向けのワークショップ

- ・ 調査団は、DGE、UGPE、Electra、ECREEE、Cabeolica に対するワークショップを行い、エネルギーセクターの課題共有の必要性と解決の方向性について説明し、意見交換を行った。
- ・ 例えば Electra の収支改善や「カ」国の未利用風力の活用は、Cabeolica、Electra だけの問題ではなく、国家的課題であるということについて、参加者の理解を得た。例えば Cabeolica 社長 Antão Fortes 氏から「Cabeolica は自社への恩恵だけでなく、国家への恩恵にもつながる協力を惜しまない」とワークショップでコメントしている。

〈Electra 向けワークショップ〉 (2016年9月7日 São Vicent)



ディーゼル発電に関するプレゼンテーション



再エネ拡大シミュレーションに関するプレゼンテーション

〈電力セクター向けワークショップ〉 (2016年9月8日 Santiago)



風力発電に関するプレゼンテーション



ワークショップ参加者：DGE、UGPE、ECREEE、Cabeolica

2 エネルギーセクターの概要

2.1 電力セクターの現状

2.1.1 Electra の概要

「カ」国の電力供給は、1982年に国営の水・電力供給会社として設立された Electra が、Sal の一部及び Boa Vista を除いて担っている（政令：Decreto-lei n° 37/82）。Electra は設立当時から、不採算経営が常態化し、設備更新などの投資資金の確保が困難となっていた。このため「カ」国政府は1999年に Electra の株式51%をポルトガルの企業二社（EDP: Energias de Portugal, SA、ADP: Águas de Portugal, SA）に売却し、民営化した。この際、社名を現在の有限責任会社 Electra S. A. R. L. とした（政令：Decreto-Lei n°68/98）。

Electra は2002年、「カ」国政府と2000年から2035年までの36年間にわたるコンセッション方式での送配電事業契約（送配電網の所有権は「カ」国政府が維持）を締結し、現在設備の利用及び保守管理を行っている。

民営化後の Electra は、設備投資と経営効率化を図ったが、燃料価格の上昇や、コスト回収ができない料金制度の未整備などにより、赤字が継続した。このため2006年7月、EDP/ADP の2社は、Electra の経営権を「カ」国政府に移管することで合意し、当初両社が51%保有していた Electra の株式は段階的に政府に移し、現在、政府が77.731%、国家社会保障局が16.592%、地方自治体が5.677%のこれを保有している。なお、「カ」国政府が Electra の株式を EDP/ADP の2社から買い戻した際、両社が Electra の事業のために負っていた銀行債務は、Electra に引き継がれ、現在その債権は「カ」国の商業銀行（Banco Comercial do Atlântico (BCA)）が保有しており、2014年度末時点の残高は4,394,025千CVEある。

さらに、2013年7月 Electra は経営のスピード化を図り、傘下に北部、南部の2社を事業会社として分社化し、持ち株会社制を導入した。Electra の概要は表2.1-1のとおり。

表 2.1-1 Electra の概要

項目	内容
社名	Electra S. A. R. L.
設立年月	1982年4月
資本金	1,585,262千CVE
社長	Dr. Carlos Miguel Sena Castro Teixeira, General Assembly Dr. Alexandre Guilherme Vieira Fontes, Board of Directors
従業員数	782人（Electra S. A. R. L.、Norte、Sul の3社計）（2015年）
売上高／当期利益	10,407,644千CVE/225,856千CVE（2014年）
発電設備	222,533kW（ディーゼル:190,113kW、風力※:26,000kW、太陽光:6,420kW）（2015年）
発電電力量	418,992,697kWh（2015年）

出所：年次報告書ほか Electra 提供資料

組織体制については、株式の大半は「カ」国保有となっているものの、1999年以來、一般の民間会社と同様の有限責任会社の方式を採用しており、Electra 本社は総会（Assembleia Geral）の下、取締役会（Conselho de Administração）が執行の責任を担い、資産・購買部門（Direção Mercado Regulação）、共通サービス部門（Direção Serviços Partilhados）が経営及び北部事業会社（Electara Norte）、南部事業会社（Electra Sul）を支援する。

Electara Norte、Electra Sul は、本社取締役社長の指揮下にあり、各社それぞれに発電、送配電、水供給、営業部門を保有し、各地域を統括し事業活動を行っている。Electra の組織体制、要員表を図 2.1-1 に示す。

Electra Norte、Electra Sul の組織体制を比較すると、北部地域には観光産業が盛んで比較的需要規模が大きい Sal があり、一方で南部地域には、首都プライアを持ち、人口過密で民生需要が多い Santiago があるため、特徴として Electra Sul の方が Electra Norte に比べて送配電部門 (DTDE) 及び営業部門 (DCN) の要員が多い。

各地域事業会社の管轄とディーゼル発電の設備容量 (2015 年末) は表 2.1-3 のとおりである。なお、Sal の一部については民間の別会社 APP が、Boa Vista については AEB が電力を供給している。

表 2.1-3 ディーゼル発電の設備容量 (2015 年)

Electra Norte	Electra Sul
Santo Antão :10,532kW	Maio : 2,176kW
S. Vicente :37,995kW	Santiago :87,335kW
S. Nicolau : 7,672kW	Fogo : 9,304kW
Sal :14,545kW	Brava : 1,416kW
E. Norte 計 :70,744kW	E. Sul 計 :100,231kW
Sal (APP) : 5,024kW	Boa Vista (AEB) :14,114kW

出所：Electra、APP、AEB 提供資料

2.1.2 Electra の財務状況

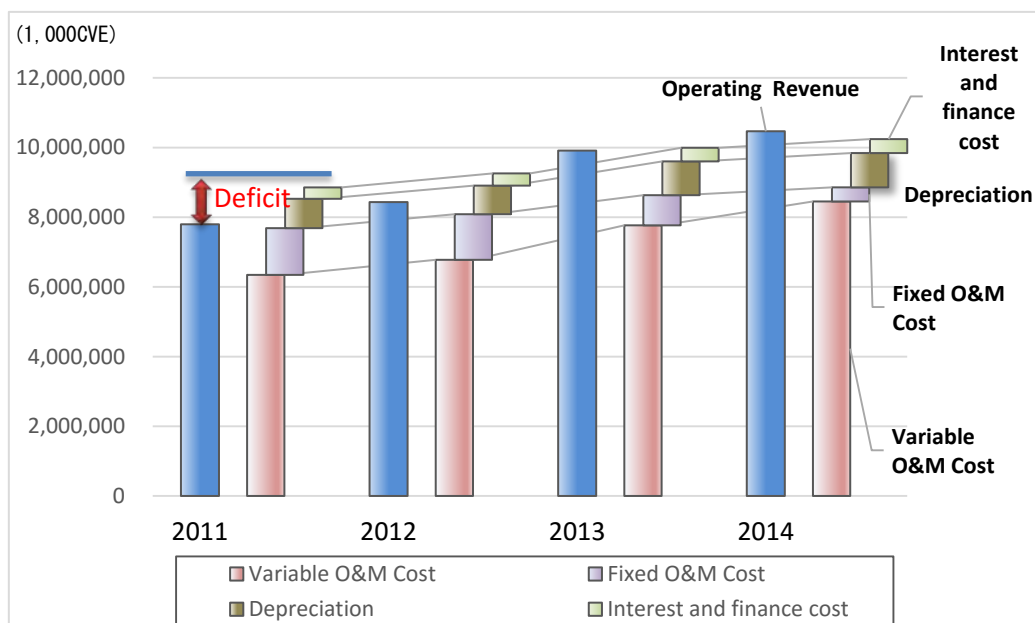
前述 (2.1.1) のとおり、1999 年の民営化で成果を上げられず、2006 年の政府による株式買い戻しが実施されて以降も Electra の収益性は改善しておらず、不採算の状況が続いている。

経済成長とともに、Electra の売上高は 2011 年から 14 年までの 3 ヶ年で 2 割 (年平均伸び率で 6%) 増加したものの、2014 年に若干の当期利益 (225,856 千 CVE) が発生した年度を除き、2006 年の経営再編時の債務整理時以降、赤字が恒常的に続いている。

特に 2011 年から 14 年にかけては、世界的に原油価格が高水準で推移 (80-100 米^{ドル}/barrel 前後) し、その影響でディーゼル発電燃料が高止まり (70-80 CVE/kg 前後) していたため、Electra の発電原価の上昇は避けられなかった。ただし一方で、原油価格が歴史的にも最高水準にあった当時、2011 年に Cabeolica の風力発電が運開し、ディーゼルの燃料費単価を下回る水準の取引価格で Electra による風力発電電力の買取りが始まったことは、Electra にとって、一定の財務的なメリットがあったと考えられる。2015 年実績の発電電力ベースでは、「カ」国の総発電電力量 (418,992,697kWh) に対し、風力は約 20% (78,979,984kWh) を占めるに至っている。

ただし、2015 年から 16 年にかけて、原油価格がピーク時の半値以下に急落したため、固定価格で取引されている風力発電の買取保証が、Electra にとって、財務的な打撃につながるという皮肉な状況になっている。つまり、Electra としては原油価格が上昇すれば風力購入による恩恵がある程度受けることができるが、下がればその逆となるため、ジレンマの状況にあると言える。

下図 2.1-2 に Electra の収益構造の変化、下表 2.1-4 に損益計算書を示す。



出所：Electra 提供資料より調査団作成

図 2.1-2 Electra の収益構造の変化

表 2.1-4 Electra の損益計算書

(千 CVE)

	2011	2012	2013	2014
Operating Revenue	7,797,929	8,435,405	9,913,740	10,468,826
Sales and Services	7,556,626	8,292,593	9,826,800	10,407,644
Electricity Sales	6,383,997	7,132,397	8,039,506	7,876,020
Grid charge	0	0	200,020	311,929
Water and others	1,172,629	1,160,196	1,587,274	2,219,695
Subsidy	236,223	142,147	50,000	0
Revenue from subsidiaries	5,080	665	36,940	61,182
Variable O&M Cost	-5,941,031	-6,368,903	-7,284,571	-8,096,063
Combustion Cost	-5,060,263	-5,104,004	-5,877,875	-6,687,316
Power Purchase Cost	-175,000	-899,534	-1,020,145	-1,059,068
Material & Other Cost	-705,768	-365,365	-386,551	-349,679
Other Purchase and external Expenses	-404,961	-409,504	-483,681	-357,292
Gross Profit	1,451,937	1,656,998	2,145,488	2,015,471
Fixed O&M Cost				
Personnel Cost	-906,746	-868,430	-532,775	-177,929
Impairment of receivables	-411,432	-426,280	-371,633	-280,220
Other income/losses	-23,237	-14,092	39,151	53,128
EBITDA	110,522	348,196	1,280,231	1,610,451
Depreciation	-842,680	-821,070	-970,331	-984,293
Operating Profit	-732,158	-472,874	309,900	626,158
Interest and Finance Cost	-326,783	-350,572	-390,643	-400,302
Net Profit	-1,058,941	-823,446	-80,743	225,856

出所：Electra 提供資料より調査団作成

過去 5 年間の Electra の貸借対照表を並べ、特徴と傾向を分析したところ、Electra の財務は大変厳しい状況にあることが確認された。

表 2.1-5 Electra の貸借対照表

(千 CVE)

Items	2010	2011	2012	2013	2014
Assets					
Non-current Assets					
Tangible assets					
Land and natural resources	160,581	168,456	173,596	173,596	173,596
Buildings and other constructions	393,779	270,665	169,179	653,428	608,065
Base Equipment	4,385,427	3,767,249	3,308,198	5,494,376	4,797,100
Transportation equipment	53,711	52,574	42,239	53,835	42,694
Office equipment	26,483	32,005	27,029	10,127	7,904
Other fixed assets tangible	3,433	6,388	5,725	47,257	55,805
Intangible assets	2,021,582	2,026,159	1,971,565	1,886,179	1,820,192
Financial Investment by Equity method	0	10,705	11,370	64,817	126,039
Total Non-current Assets	7,044,997	6,334,200	5,708,900	8,383,615	7,631,395
Current Assets					
Inventories					
Materials and consumables	748,664	653,539	683,660	691,907	667,923
Customers (Net Receivable)	2,332,055	2,713,384	3,222,037	4,409,804	3,932,147
Advanced payment	282,834	219,265	226,863	21,209	11,191
Other account receivable	353,240	389,741	76,882	3,004,187	148,491
Deferrals	12,943	13,992	5,910	16,603	13,792
Cash and bank deposit	33,952	61,672	61,118	67,566	38,394
Total Current Assets	3,763,688	4,051,593	4,276,470	8,211,276	4,811,938
Total Assets	10,808,684	10,385,793	9,985,370	16,594,890	12,443,333
Equity and Liabilities					
Shareholder's Equity					
Equity in capital					
Share capital	600,000	600,000	1,585,262	1,585,262	1,585,262
Supplementary capital and other equity	1,966,740	1,966,740	213,220	263,220	263,220
Share premium			981,478	981,478	981,478
Other reserve	1,817,020	1,817,020	1,817,020	1,817,020	1,817,020
Revaluation of fixed assets	54,803	54,803	54,803	54,803	54,803
Retained earnings brought forward	-2,634,513	-3,679,338	-4,738,279	-5,708,427	-5,789,170
Retained earnings	-1,044,726	-1,058,941	-823,446	-80,743	225,856
Total Equity (before Minority Interest)	-299,716	-299,716	-909,942	-1,087,387	-861,531
Total Equity	759,225	-299,716	-909,942	-1,087,387	-861,531
Liabilities					
Non-current liabilities					
Allowances	102,866	98,324	112,414	101,479	81,509
Loans and Financing	4,855,915	3,506,778	5,416,797	9,073,726	8,962,155
Total Non-current liabilities	4,958,781	3,605,102	5,529,211	9,175,205	9,043,664
Current liability					
Account payable	1,983,160	2,273,103	2,657,692	982,036	940,773
State and other public entities	193,393	279,369	511,132	840,281	1,223,436
Loans and Financing	1,416,597	2,549,003	395,300	275,350	270,772
Other accounts payable	1,172,518	1,687,263	1,543,605	6,179,329	1,624,238
Deferrals	325,010	291,671	258,372	230,076	201,981
Total Current liability	5,090,678	7,080,408	5,366,101	8,507,071	4,261,200
Total Liabilities	10,049,460	10,685,510	10,895,312	17,682,276	13,304,864
Total Equity and Liabilities	10,808,684	10,385,793	9,985,370	16,594,889	12,443,333

出所：Electra 提供資料より調査団作成

(1) 資本

2012年度に、財務危機の緊急支援で資本金が前年度の3倍相当の1,582,262千CVEに引き上げられたものの、資本の部のマイナス、いわゆる債務超過額は10億CVE前後で推移している。

(2) 負債

繰越損失の額は、2010年度末時点で2,634,513千CVEあったものの、その後も損失が続き、2014年度末時点では倍額以上の5,789,170千CVEに膨らんでいる。

このため借入金も2010年から2014年にかけて33%増の13,304,864千CVEに増えている。特に長期借入金残高の増加が深刻であり、Electraは2010年から15年にかけて、4,855,915千CVEから8,962,155千CVEへと倍増している。

2013年度から14年度にかけての長期借入金内容と推移を確認した（下表参照）。

表 2.1-6 Electra の長期借入金の推移

		(千 CVE)	
		FY 2014	FY 2013
1	Banco Angolano de Investimento	613,954	677,708
	Banco Caboverdiano de Negócios	9,308	55,460
	Total	623,262	733,168
2	EMPRÉSTIMOS OBRIGACIONISTAS (BOND)		
	Empréstimo B	1,139,698	1,139,698
	Empréstimo C	2,270,249	2,270,249
	Empréstimo D	1,196,451	1,194,633
	Total	4,606,398	4,604,581
3	EMPRÉSTIMOS DO ESTADO (LOAN)		
	Empréstimo de retro cessão - Maio de 2002	42,172	45,654
	Empréstimo de Retro cessão - Dessalinizador Acciona	322,471	322,471
	Empréstimo de Retro cessão - Extensão central Palmarejo	2,653,010	2,653,010
	Empréstimo de Retro cessão - Dessalinizador Uniha	714,843	714,843
	Total	3,732,496	3,735,978
	Long Term Loan Total	8,962,155	9,073,726

出所：Electra 提供資料より調査団作成

長期借入金の内訳を見ると、商業銀行の借入金(1)については、若干の減少がみられる。Banco Angolano de Investimentoからは、2012年7月に元本781,000千CVEを借入れ、満期が2022年末であるが、長期資金であるにもかかわらず金利は年率7%と高水準である、

長期借入金のシェアをほぼ2分している社債(2)及び国からの借入金(3)については2013年から14年にかけては返済や償還はなされていない。

直近では1,139,698千CVEの10年債(Empréstimo B)の償還が2017年(金利6.65%)に迫っているが、貸借対照表を見る限り、手元資金での返済余力はない。続いて2020年には1,196,451千CVEの8年債(Empréstimo D)の償還が迫っている。

借入金については、「カ」国がSantiagoの造水設備導入(3,372,052ユーロ)のためにスペインから受けた融資や、Santiagoの発電・送配電整備(4,468百万円)のために日本(JICA)から

受けた融資に関連するサブローンとして Electra が「カ」国から負っている負債は、総額 3,732,496 千 CVE であるが、Electra から「カ」国への返済は現在の財務状況からは難しい。

なお、Sal 及び Boa Vista にそれぞれ電力を供給している APP、AEB については 2.1.3 で説明する。

(3) 資金回収（資産）

電気料金の売掛金などの未回収債権は過去 3 カ年平均（2012-14 年）で約 5,499 百万 CVE と豊富にあるものの、その 7 割以上は回収見込みが 1 年を超える長期債権であり、いわゆる未回収リスクが高いものである。

特徴的なのは、民間消費者だけでなく国や地方自治体からの未回収債権が全体の 30%（約 1,607 百万 CVE）を占めており、当該債権の 84%（1,345 百万 CVE）が長期債権となっている。政府機関の未払債務も Electra の経営に大きな影響を及ぼしているということである。以下に未回収債権の一覧を示す。

表 2.1-7 Electra の電気料金未回収債権の内訳 (千 CVE)

Household, Private companies					
	2012	2013	2014	Ave. 2012-2014	
Up to 90 days	1,331,272	634,702	(5,479)	653,498	17%
Bet. 91 and 180 days	372,675	300,206	(3,750)	223,044	6%
Bet. 181 days and 1 year	201,436	90,239	(4,499)	95,725	2%
Over 1 year	2,401,338	2,817,468	3,541,983	2,920,263	75%
Total	4,306,721	3,842,614	3,528,255	3,892,530	100%
Local authorities, State, Public companies					
	2012	2013	2014	Ave. 2012-2014	
Up to 90 days	328,455	121,189	(2,542)	149,034	9%
Bet. 91 and 180 days	123,554	73,828	(3,078)	64,768	4%
Bet. 181 days and 1 year	108,221	34,870	(244)	47,616	3%
Over 1 year	1,131,627	1,340,405	1,565,158	1,345,730	84%
Total Account Receivable	1,691,857	1,570,293	1,559,294	1,607,148	100%
Total					
	2012	2013	2014	Ave. 2012-2014	
Household	3,285,963	2,933,242	2,770,707	2,996,637	54%
Private companies	1,020,757	831,678	757,548	869,994	16%
Local authorities	1,399,344	1,530,978	1,454,874	1,461,732	27%
State	232,668	89,598	86,544	136,270	2%
Public companies	59,845	27,412	17,876	35,044	1%
Total	5,998,577	5,412,907	5,087,549	5,499,678	100%

出所：Electra 提供資料より調査団作成

Electra は、未回収債権について、毎年その 1 割を回収不能として減損処理している。2014 年までに 2,821,673 千 CVE が累計で減損処理されている。

Electra は、電気を消費者に供給し、毎年約 5,000,000 千 CVE の売掛金について、決算で収入認識を行うことができたとしても、現金収入の保証はなく、その 1 割にあたる約 500,000 千 CVE については毎年不良債権として確定している。このため Electra は、料金未回収問題を克服しない限り、常に危機的なリスクを負う立場にある。

表 2.1-8 未回収債権の減損処理実績

	(千 CVE)		
	2012	2013	2014
Household	3,285,963	2,933,242	2,770,707
Private companies	1,020,757	831,678	757,548
Local authorities	1,399,344	1,530,978	1,454,874
State	232,668	89,598	86,544
Public companies	59,845	27,412	17,876
	5,998,577	5,412,907	5,087,549
Adjustment of payable and receivable	(607,783)	(468,922)	(456,860)
Account Balance	5,390,794	4,943,986	4,630,689
Accumulated impairment losses	(2,168,757)	(2,541,221)	(2,821,673)
Customer Related to Group North and South		2,007,040	1,890,215
Other customers (AEB, etc.)			232,915
Total Clients	3,222,037	4,409,805	3,932,147

出所：Electra 提供資料より調査団作成

2.1.3 民間電力会社

「カ」国で民間の水・電力会社がサービスを行っているのは、Boa Vista、Sal の 2 島のみである。2 島は、「カ」国で最もリゾートホテルなど観光産業の開発が進展しており、外国資本が多数進出し、経済、人口ともに急激に伸びている。

ホテル等大口需要が多く、中圧の採用など送電効率も良いため、売電量は高く、一方でロス率は低い。電力消費規模は、首都プライアのある Santiago に次いで 2 位、3 位であり、一人当たりの電力消費も「カ」国平均の 3 倍の水準にあり、需要密度の観点も含め、「カ」の電力市場としては、魅力的である。Boa Vista については、全消費者が対象に、Sal については一部ホテルのみが民間企業によって電力、水が供給されている。下表に「カ」国 9 島の需要規模を示す。

表 2.1-9 「カ」国 9 島の需要規模の比較

	Cabo Verde	Santo Antão	S. Vicente	S. Nicolau	Sal	Boa Vista	Maio	Santiago	Fogo	Brava
Population(1,000)	524.8	40.5	81	12.4	33.7	14.5	7	294.1	35.8	5.7
Electricity Consumption (MWh)	276,955	10,136	45,140	5,045	57,817	24,019	2,027	121,553	9,262	1,956
Consumption Per Capita (kWh)	528	250	557	407	1,716	1,656	290	413	259	343
Generation Capacity (MW)	222.5	11.00	Electra 38.0 Cabeolica 6.0	7.7	Electra 16.7 APP 5.0 Cabeolica 7.6	AEB 14.1 Cabeolica 2.6	2.2	Electra 91.6 Cabeolica 9.3	9.3	1.4

(注) Generation Capacity (ディーゼル発電設備は Sal、Boa Vista を除く 7 島はすべて Electra が所有)

出所：各電力会社提供資料等により調査団作成

(1) APP

Sal では、スペイン・バルセロナ市の民間水事業社 CASSA を親企業にもつ Águas de Ponta Preta (以下、APP) が一部の南部ホテル地域に水、電力を供給している。

設備容量は、約 5MW で、Wartsilla 製の HFO ディーゼル (1,540kW×2) をベース電源に 1 箇所の発電所から電力を供給している。同社は、日量 1,000 m³の造水設備を保有し、ホテル地域に水も供給している、Wartsilla 製のディーゼルのほか、造水用電源として、Caterpillar 製のガスオイル・ディーゼル 3 基 (各 648 kW) を保有するが、近く開発が予定されているホテルの新規需要に備え、これらを 3,000kW にリプレースする計画がある。

APP は Santo Anatao の過疎集落で、EU 等による資金で導入されているマイクログリッドの O&M も手掛けるなど、再エネ関係事業にも積極的である (4.3.1 「Monte Trigo Photovoltaic Micro-Grid」で後述) が、今のところ、風力ファームなど本格的な再エネ設備は保有していない。

(2) AEB

Boa Vista では、2008 年に「カ」国政府による民営化方針で、スペインの民間会社 (水・電力) Bucan (60%)、CASSA (40%) が「カ」政府による 60%の買い戻しの保留権が残された状況で、水・電力事業会社 Águas e Energia da Boavista (以下、AEB) を買い取った。その後、CASSA はスペイン AGBAR に株式 (40%) を売却し、撤退した。

今年 3 月、「カ」国政府は、Boa Vista の観光産業振興のためのインフラ整備方針の下、「カ」国政府、Boa Vista 出資の観光開発公社 (SDTIBM) が AEB の株式の 60%を買い戻し、Bucan はその出資比率を 40%に減らし、政府系電力会社となった。なお、SDTIBM は Boa Vista のみならず、Maio の振興も目的としている。

調査団は、2016 年 5 月、新 AEB (社名の変更はなし) の新社長 Mr. Ulisses Santos と面談し、観光産業の発展の可能性について確認した。以下 Santos 社長の説明。

- ・ 「カ」国政府は AEB に電力事業を移管する前から Boa Vista の観光ポテンシャルを見込んでいたが、財政面、また技術面でスペインの民間企業に当面託すことが得策と考え、2008 年から約 8 年間、民間の経営に委ねてきた。
- ・ その間、Boa Vista の観光産業は発展したが、一方で電力設備だけでなく、リゾートホテルやアクセス道路や関連の環境やインフラ整備など、プロジェクトを一体として推進する必要が生じ、かつ、旧 AEB の力のみではこれらプロジェクトとの連携や発電設備の早急な増強などに対応できないほど、Boa Vista の観光産業の規模が大きくなった。
- ・ そこで、「カ」国政府は資本力と交渉力の強化による観光振興のスピード化を図るため AEB を買い戻した。

2016 年 3 月に AEB を訪問した際は、自社のディーゼル発電機の不調と不足により、電源中の風力比率が 50%を超える状況でも買い取るなど、電源確保に苦慮した様子であったが、同 5 月に訪問した際は、需要に応じて新規ディーゼル発電機 (1360kVA×4 基) を投入するとの意向であった。

Boa Vista は、2008 年のリーマンショックでホテルの需要は当初見込みの 3 分の 1 にまで落ち込んだが、現在は回復しており、15 年後には、人口も現在の 1.5 倍規模になると予想されており、一方で風況も良いため、経済、再エネ導入の両面で、今後成長が期待される。

2.1.4 Cabeolica

Cabeolica は 2008 年に民間インフラ開発ファンドの InfraCo Africa、「カ」国政府、Electra による官民連携パートナーシップ (PPP) で設立された「カ」国の風力 IPP 事業者である。これに Africa Finance Cooperation (AFC)、フィンランド政府系投資ファンドらが出資者として加わり、欧州投資銀行 (EIB)、AfDB の融資で総事業費約 78 百万米ドルを投じ、2011 年に「カ」国 4 島で総計 25.5MW (850kW×30 基) の風力ファームが運開した。

Cabeolica は運開後、健全に設備が運転され、計画稼働率を毎年達成し、収益も安定している。下表は Cabeolica により公開されている同社の主要経営指標である。

2015 年、平均風速は 9m/s で、発電電力量は 77,153MWh (設備利用率：約 35%) と安定して運転されている。収益関係の指標も良好で、DSCR (借入金の元利金返済余力) も毎年 2% に近く、Cabeolica プロジェクトが高収益な CF 構造にあることがわかる。

表 2.1-10 Cabeolica の主要指標

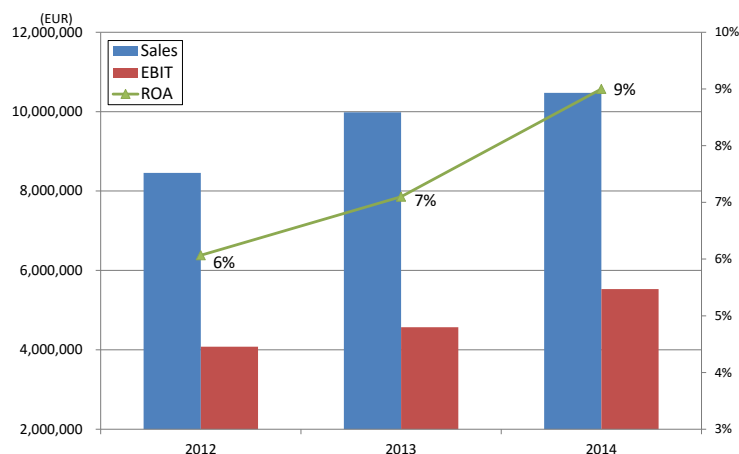
Key Indicators	2015	2014
Electricity Revenues (EUR)	10,516,731	10,474,073
EBIT (EUR)	5,970,272	5,529,729
Profit for the period (EUR)	1,385,453	636,840
Debt to Equity Ratio*	15.7	34.2
Debt Service Coverage Ratio*	1.87	1.74
Average Collection period (days)	65	73
Installed capacity (MW)	25.5	25.5
Production (MWh)	77,153	80,878
Penetration rate (Cabo Verde)	21%	24%
Average wind speed (m/s)	9.0	9.1
CO2 Equivalent avoided (tons)	52,697	54,577
Hours of training	568	428
H&S Hazards (number)	0	0

*Considering only Lenders' Loans

出所：Cabeolica 年次報告(ウェブサイト)

過去3カ年（2012-14年）の売り上げ、EBIT（金利・税引き前利益）、ROAは毎年上昇しており、2015年も前年を上回った。他方、着実に借入金の返済も進めている。

また、Cabeolica プロジェクトはサブサハラ地域における PPP による初めての再エネプロジェクトとして民間インフラファンド（The Private Infrastructure Development Group (PIDG)）から表彰を受けるなど話題性もあった。



出所：Cabeolica 年次報告(ウェブサイト)より、調査団作成

図 2.1-3 Cabeolica の収益性

2.2 エネルギー関係法規制

2.2.1 電気事業政令（14/2006号）

政令 14/2006号は、1999年8月30日の電気事業政令 54/99号の一部改正政令であり、「カ」国の電気事業に関する基本的枠組みについて定めている。

すべての消費者に対する必要な電力供給を行い、民間投資を促進し、電気事業の正常な市場競争を推進することを目的として制定されており、これら基本的枠組みは1999年制定時からのもので、大きな変更・改正はなされていない。コンセッション制度とライセンス制度を基本とし、政府事業ではなく民間事業として正常な市場競争のもと、必要な電力を持続可能な制度として維持し、合理的な料金で供給し、経済の発展を促進することを目指している。

2012年7月現在で、コンセッションによる電気事業者には、Electra、AEBとAPPが存在し、IPPは風力発電事業者のCabeolicaとElectricが存在している。

表 2.2-1 に本政令の概要を示す。

表 2.2-1 電気事業政令 14/2006 号の概要

項目	内容
施行日	2006年2月20日
経緯	1999年8月30日の電気事業政令 54/99号の一部改正
目的	電気事業に関する枠組みを定め、経済・社会の発展並びに環境保全を図る。
コンセッション	送配電事業は、政府が認可するコンセッションの事前取得が必要。(10条)
電力託送	コンセッションを有する送配電事業者は、ライセンスを取得している事業者より要求があれば電力託送に応じなければならない。託送費用は規制委員会 (ARE) が定める。(56条)
系統運用	系統運用、給電指令、系統安定性確保は、その送配電系統にかかわるコンセッション保有者の責任で行われる。(54条、55条) Grid Codeは規制委員会 (ARE) が定める。(56条)
料金	競争入札による場合は、その結果に従う。競争がない場合は、事業者と規制委員会 (ARE) が、コスト及び適正利益に基づき合意する料金とする。(58条、59条、60条) 統一料金 (低圧料金 : BT、街路灯料金 : IP、中圧料金 : MT、特別低圧料金 : BTE) を適用する場合は、規制委員会 (ARE) に料金決定権がある。(66条)

出所 : 政令 14/2006 号

2.2.2 再生可能エネルギー政令 (政令 1/2011 号)

電気事業政令 14/2006 号の後に、IPP 関連の規則整備を目的として、政令 30/2006 号 (IPP ライセンス規則)、政令 18/2006 号 (IPP ライセンス履行保証)、政令 21/2006 号 (IPP ライセンス料金) が施行されている。

2011 年には、再生可能エネルギー政令 (政令 1/2011 号) が、再生可能エネルギーの促進を目的として出された。その概要は、表 2.2-2 のとおりである。

再生可能エネルギー政令 (政令 1/2011 号) は、島毎に系統安定性を配慮した再生可能エネルギー開発のマスタープランを作成し、再エネ発電所の地点や設備を特定した再エネ長期計画 (PESER) を構築することを目的としている。この再エネ長期計画 (PESER) については、地域自治体の開発計画と支障がないように自治体や環境省他関係者の承認を取得し、また、環境保全政策との整合性を保って、環境影響評価も終了したうえで、内閣承認を経て作成することとしている。この再エネ長期計画 (PESER) と共に作成された地域毎の再生可能エネルギー開発計画 (ZDER) に基づいて、IPP 入札で事業会社を選定することを想定するものである。これに基づき、2013 年には同計画実現のためのロードマップ「Cape Verde 100% Renewable : A Roadmap to 2020」(以下、100%再エネロードマップ 2020) が作成された (詳細については 3 項で説明)。

表 2.2-2 再生可能エネルギー政令（政令 1/2011 号）の概要

項目	内容
施行日	2011年1月3日
目的	再生可能エネルギーによる発電をIPP事業として促進することを目的として、促進策及びライセンス規則を定める。（1条）
ライセンス	通常のIPPのライセンスを必要とするが、100kVA以下で自家使用を目的とする場合は、登録制とし、独立マイクログリッドへの供給目的の場合は、簡易ライセンスとする。（4条）
再エネマスタープラン	DGEは必要が生じた場合、5年ごとにコンセッション保有者と協議の上、エネルギーにかかわる大臣の承認を条件として、各島毎に再生可能エネルギーマスタープランを作成する。同マスタープランは、将来の需要予測や送配電網の投資計画を考慮すると共に、系統安定性にも配慮せねばならない。（9条）
長期計画（PESER）	DGEは、開発地域の自治体、環境省、INGRH、規制委員会（ARE）他の意見を取り入れて、地域毎の開発計画を盛り込んだ詳細な再エネ長期計画（PESER）を作成する。再エネ長期計画（PESER）は、発電所毎の詳細や送電線の位置等も規定し、主要な環境影響評価（EIA）を要求している。再エネ長期計画（PESER）が承認されている場合、EIAの省略が可能。（10条、11条）
入札制度	マスタープラン及び再エネ長期計画（PESER）の再生可能エネルギー計画は、毎年その割り当て計画に従って入札を実施し、事業者を決定する。（37条）
電力買取価格	再生可能エネルギーによる発電買い取り価格は、15年間固定とし、その価格は規制委員会（ARE）が決定する。（16条、17条）
税金の優遇処置	法人税は、5年間免税、5-10年半額、10-15年25%減額。輸入関税は免税とする。（12条、13条、14条）

出所：政令 1/2011 号

再生可能エネルギー政令 1/2011 に基づいて、再生可能エネルギーごとの再エネ開発ゾーン（ZDER）を特定する再エネ長期計画（PESER）が提示された。再エネ開発ゾーン（ZDER）のエネルギーポテンシャル評価は、7章風力発電および8章太陽光発電で説明する。再エネ開発ゾーン（ZDER）では再エネ促進を優先とした土地活用とするため、再エネ開発ゾーン（ZDER）では再エネ開発の環境影響評価が免除されるほか、一般建築物の高さ制限や離隔確保、再エネ資源によっては一般建造物の建設や地中埋設の禁止を規定している。

なお、現在政府は、再エネ拡大を目論んだ新たなIPP制度を検討中である。

2.3 電力料金

前述（2.2「エネルギー関係法規制」）で説明のとおり、電気料金やガソリンなどの燃料、いわゆるエネルギー価格は規制委員会（ARE）が全島統一料金として決定する。2016年初めの最新料金（2015年12月10日から適用）の電気料金は、表2.3-1のとおりである。また、電気料金の推移を図2.3-1に示す。

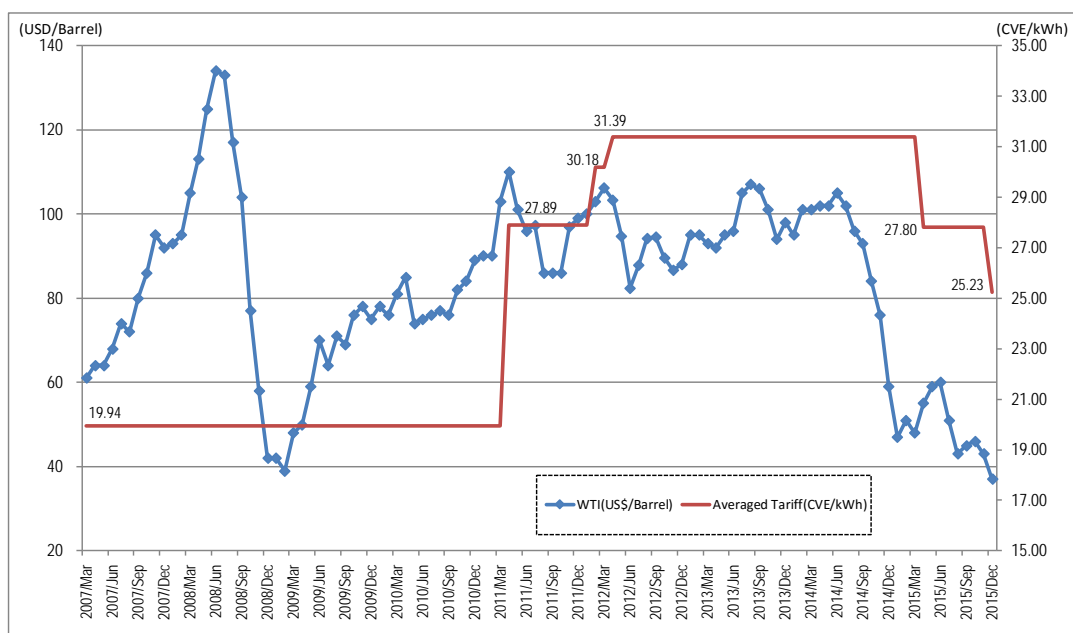
2015年4月まで原油価格の値上がりと同調して一貫して値上げしていた電気料金であるが最近の原油価格の値下がりに応じて、引き下げている。

表 2.3-1 電気料金（2015年12月10日改定）

（単位：CVE/kWh）

分類	電気料金（税抜） ①	付加価値税 ②	電気料金（税込） ①+②
低圧料金(BT) ≤60 kWh	23.52	3.53	27.04
低圧料金(BT) >60 kWh	30.38	4.56	34.93
公衆街路灯 (IP)	23.52	3.53	27.04
業務用低圧(LT)	26.53	3.98	30.50
同中圧 (MT)	22.21	3.33	25.54
平均料金単価	25.23	3.78	29.02

出所：Electra



出所：Electra、WTI 資料より調査団作成

図 2.3-1 「カ」国の電気料金と原油価格(WTI)の推移（2007年3月-2015年12月）

2016年3月の議会選挙で発足した新政権は、今後10年間を見据えた政策プログラム「PROGRAMA DO GOVERNO IX LEGISLATURA」を議会に提案し、その中で、国民の電気の消費支出（電気料金）を25%削減するという野心的な目標を項目の一つに挙げている。

DGEによると、同プログラムは同年7月に議会で承認された。しかしながら、具体的な施策や実行計画については、今後政府や専門家が検討を開始するとのこと。また電気料金の削減だけでなく、Electraの体制見直しなども併せて検討されるとのこと。

2.4 ドナー動向

2.4.1 各国、ドナーの支援状況

「カ」国が中位所得国に格上げされたことから、これまで支援していた英国、ドイツ、デンマーク、オーストリアが本格的な支援から撤退し、現在もなお積極的に支援している国は、ルクセンブルク、ポルトガル、オランダ、フランスのほか、小規模ながらスペインと少なくなっている。

国際機関では、世界銀行（WB）が2012年から2016年をめどに、電力セクターの復興開発プロジェクトを実施中で、Santiagoのディーゼル発電機の導入から政策支援までとハードからソフトまで幅広く支援を展開している。

欧州連合（EU）は、共同体援助（Community Aid）により、São NicolauやSan Antãoの未電化地域のマイクログリッド導入（小規模太陽光と蓄電池のセット）の無償資金援助を2008年から2013年にかけて実施した。

近年、金額、規模で最もインパクトが大きかった支援が、JICA、AfDBほかの協調融資で2回に分けてSantiagoで実施された①発電・送配電強化プロジェクト（2007-2010）と、Santiagoほか6島で実施された②送配電システムの整備プロジェクトである。

このほか、オランダ ORET が Santiago、Boa Vista ほかで③送配電網の整備事業を2016年完了めどで実施中である。これら JICA や AfDB、ORET によって実施された3つの送配電関係整備事業を踏まえた最新の設備状況については、9章（送配電設備）で後述する。

2.4.2 EUによる再エネマスタープランと揚水発電 FS

2016年3月に、調査団はEUの「カ」国駐在代表と面談したところ、EUは現在、2015年に国家承認された「カ」国の再エネ推進とエネルギー効率改善の戦略計画の実効性を高めるための事業支援として、再エネマスタープランの策定とSantiagoにおける大規模揚水発電の導入に向けた開発可能性調査（FS）の実施を2016年中に開始する予定で準備を進めていた（調査期間は約1年で、結果報告は2017年の予定）。また揚水発電には、現在、欧州投資銀行（EIB）、AfDB、WBが海水揚水の協調融資に関心を示しており、EUはプロジェクトリスクをカバーで役割を担うことを検討しているとのことであった。

またEUは、「カ」国のエネルギーセクターについては、適正な収益確保、法規制の枠組みの整備が投資対象国としての魅力を高めるうえでの喫緊の課題であると認識していた。

2.4.3 CERMI 活用の検討

ルクセンブルグ支援でSantiagoに建設された、再エネ技術（電気工事等）を学ぶ「再エネ及び産業技術研修センター（CERMI）」は、現在はカーボヴェルデ人専用の施設として、「カ」国でのみ認可された修了証書を受けることができる。

そこで、西アフリカ諸国経済共同体（ECOWAS）・再生可能エネルギー・エネルギー効率性地域センター（ECREEE）が中心となり、CERMIを「カ」国専用の施設ではなく、西アフリカ関係15カ国（ECOWAS）が利用できる再エネ技術の地域認証機関に格上げし、広く利用する計画を検討

中である。現在、EUも支援に賛同し、ECOWAS/ECREEEとCERMIとの間で、CERMIの活用拡大の検討がなされている。



図 2.4-1 CERMI

2.4.4 ドナー支援一覧

下表のとおり、各国ドナーによる近年の支援実績を整理した。

表 2.4-1 「カ」国における近年のドナーの支援実績（1/2）

Donor	Project Title	Amount	Approved Year	Execution Period	Outline
JICA	1 The Power Generation, Transmission and Distribution Capacity Building Project [Same as No.4 & 8]	JPY 4,468 Million [Co-financed by AfDB & EBID]	2008 (Signing of L/A)	2007 - 2010	The purpose of the project is to construct a diesel power plant and transmission and distribution lines in Santiago Island, the most populated island with the capital city of Praia, the center of economic activities of Cape Verde. Upon completion, the project will help stabilize power supply and reinforce access to energy thereby improving the economy and living environment of Cape Verde.
	2 Electricity Transmission and Distribution Network Development Project [Same as No.5]	JPY 6,186 Million [Co-financed by AfDB]	2012 (Signing of L/A)	2012 - 2017	The project aims to stabilize power supply and improve access to electricity on 6 islands by implementing new installation, enhancements and update works on their transmission and distribution lines. The project is expected to help improve the country's living environment as well as contribute to the vitalization of its economy.
European Union	3 Energy Supply program in Tarrafal and Monte Trigo Santo Antão	EUR 11 Million	2007	2008 - 2013	The project of Manuel Lopes / Tarrafal of Monte Trigo Power Line aims to connect Tarrafal of Monte Trigo to the public grid managed by Electra SA and is a part of the SESAM-ER project (Sustainable Energy Services for isolated villages, by Renewable Energy micro-grids). This project will provide power energy 24 hours/day to the population, a greater absorption capacity of the long term energy growth demand, as well as the integration of Tarrafal of Monte Trigo on the public power grid of the Island of Santo Antão.
African Development Bank (AfDB)	4 Santiago Production Capacity and Distribution Network Strengthening Project [Same as No.1 & 8]	USD 8.12 Million [Co-financed by JICA & EBID]	2008	2007 - 2010	The purpose of the project is to construct a diesel power plant and transmission and distribution lines in Santiago Island, the most populated island with the capital city of Praia, the center of economic activities of Cape Verde. Upon completion, the project will help stabilize power supply and reinforce access to energy thereby improving the economy and living environment of Cape Verde.
	5 Cape Verde Electricity Transmission and Distribution Network Development Project [Same as No.2]	USD 13.48 Million [Co-financed by JICA]	2012	2012 - 2017	The project aims to stabilize power supply and improve access to electricity on 6 islands by implementing new installation, enhancements and update works on their transmission and distribution lines. The project is expected to help improve the country's living environment as well as contribute to the vitalization of its economy.
	6 Cape Verde Wind Farm Project - Cabeolica (28MW) [Same as No.7]	EUR 15 Million [Co-financed by EIB]	2010	2010 - 2011	The project will introduce modern wind power technology provided by Vestas to enable wind power to be established as the primary alternative to electricity produced by fuel oil or diesel. Alongside significantly reducing greenhouse gas emissions.

出所：各ドナーウェブサイトほか公表資料より調査団作成

表 2.4-2 「カ」国における近年のドナーの支援実績 (2/2)

Donor		Project Title	Amount	Approved Year	Execution Period	Outline
European Investment Bank (EIB)	7	Cape Verde Wind Farm Project - Cabeolica (28MW) [Same as No.6]	EUR 30 Million [Co-financed by AfDB]	2010	2010 - 2011	The project will introduce modern wind power technology provided by Vestas to enable wind power to be established as the primary alternative to electricity produced by fuel oil or diesel. Alongside significantly reducing greenhouse gas emissions.
ECOWAS Bank for Investment and Development (EBID)	8	Reinforcement of distribution of electricity and improvement of the transmission system [Same as No.1 & 4]	EUR 10.6 Million [Co-financed by JICA & AfDB]	2008	2007 - 2011	The purpose of the project is to construct a diesel power plant and transmission and distribution lines in Santiago Island, the most populated island with the capital city of Praia, the center of economic activities of Cape Verde. Upon completion, the project will help stabilize power supply and reinforce access to energy thereby improving the economy and living environment of Cape Verde.
	9	Upgrading of production and distribution of electricity in Santo Atao, Fogo, Sao Nicolau and Boavista project in Cape Verde	USD 5.0 Million	2012	Details not confirmed	Details not confirmed
International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) [World Bank Group]	10	Reform of the Energy Sector in Cape Verde (Recovery and Reform of the Electricity Sector Project)	EUR 40.2 Million	2012	2012 - 2016	The objectives of the project are to increase electricity generation in the Islands of Sao Vicente and Santiago and to assist ELECTRA to reduce electricity losses on Santiago Island. The investment component of the project would focus on priority investments, notably extension of Palmarejo Power Plant in Praia, extension of Lazareto Power Plant in Mindelo, additional water storage capacity in Palmarejo through the construction and installation of two water storage reservoirs and related interconnecting pipes at the Palmarejo Power Plant.
OPEC Fund for International Development (OFID)	11	Reinforcement of distribution of electricity and improvement of the transmission system [Same as No.12]	USD 12.5 Million [Co-financed by ORET]	2007	Completed	Construction of four new power plants on the island of Santo Antão, Fogo, São Nicolau and Boavista, installation of four new groups of 1.5 MW each in Santo Antão and Fogo and 1 MW in São Nicolau and Boavista. The project also includes the financing and construction of 164 km of 20 KV transmission line, of which 55 km in Santo Antão, 32 km in Fogo, 54 km in São Nicolau and 23 km Boavista.
Dutch Government (ORET Program)	12	Reinforcement of distribution of electricity and improvement of the transmission system [Same as No.11]	USD 12.5 Million [Co-financed by OFID]	2007	Completed	Construction of four new power plants on the island of Santo Antão, Fogo, São Nicolau and Boavista, installation of four new groups of 1.5 MW each in Santo Antão and Fogo and 1 MW in São Nicolau and Boavista. The project also includes the financing and construction of 164 km of 20 KV transmission line, of which 55 km in Santo Antão, 32 km in Fogo, 54 km in São Nicolau and 23 km Boavista.
						<u>Santo Antão</u> Diesel Power Plants (1600kW)x2 commissioning year:2015 donor: budget: 5,3 Mil l ion Euro <u>Fogo</u> Diesel Power Plant (1250kW)x2 commissioning year:2015 donor: budget: 5 Million Euro <u>Sao Nicolau</u> Diesel Power Plants (1000kW)x1 commissioning year:2015 donor: budget: 3 Million Euro

出所：各ドナーウェブサイトほか公表資料より調査団作成

3 100%再エネロードマップ 2020

「カ」国では2011年に、2020年までに電源の50%を自国で賄える再生可能エネルギーとすることを目標とした。さらに同年、再エネ促進のための政令が出され、翌2012年の「リオ+20」でフォンセカ大統領が2020年までに100%再エネをめざす演説を行い、2013年には同計画実現のためのロードマップ「Cape Verde 100% Renewable: A Roadmap to 2020」（以下、100%再エネロードマップ2020）が作成された。100%再エネロードマップ2020は、独トリア大学応用マテリアルフローマネジメント研究所が作成したものである。

3.1 再エネロードマップの課題

本調査では、「カ」国の再エネ導入可能量の算定と具体的な促進策の検討を行うにあたり、参考として、現行の再エネロードマップ2020の特徴と課題を下表のとおり取りまとめた。

特に注意すべき点は、電力貯蔵の将来技術をも含めた実現性とコストの査定である。特に実施費用を取りまとめたところ、巨額となったため、設備導入が目的化しないように注意が必要である。

表 3.1-1 100%再エネロードマップ2020の課題

	既存ロードマップの特徴	課題／対応方針
検討方針	・2020年の需要を再エネ100%で満足するための再エネ設備と蓄電池、大容量電力貯蔵設備の設備構成比率と概算費12.7億ユーロを提案。	・ロードマップの年度展開がない。「カ」国の需要想定、電源開発・系統計画を基に段階的な再エネ設備導入ロードマップを提案する必要がある。
再エネ設備	・再エネは風力と太陽光に限定して検討。	・本調査においても基本は風力、太陽光になると考えるが、将来も含め他の可能性も否定はしない。
電力貯蔵	・大容量電力貯蔵として海水揚水発電とメタン生成（家庭用ガスなど需要拡大の可能性に言及）を提案。 ・蓄電池容量は島のピーク負荷の50%×8時間放電、海水揚水及びメタン生成容量は、島のピーク負荷の100%×1.5日放電に設定（決定根拠不明）。 ・短周期変動は上記の蓄電池の充放電容量によりカバーする考え。	・メタン生成は現在のところ経済性が確保できる段階になく、将来技術として整理。世界で実績がある蓄電池を検討する計画。揚水も海水、淡水の両方を検討する。 ・蓄電池費用が最小となるよう最適容量を算定する。 ・長周期変動対応蓄の蓄電池であれば短周期変動も吸収できるが、短周期のみの制御の方が容量の削減も可能なため、系統運用ルールを確認しつつ、蓄電池の最適組み合わせを検討する。
送変電設備	・系統増強の検討は、電力需要の増加対応のみにとされている。	・現在の系統状況を把握し、系統増強面からも系統安定化を検討する。
電力需要	・各島の2012年の毎時負荷曲線（1年分）を2020年の電力需要予測断面（GESTOが2011年に想定）に補正。	・原則、左記と同方法にて検討する。日負荷曲線についてはできるだけ最新データを使用する。
気象データ	・風況は既設ウィンドファームのデータを、日射強度は気象観測点のデータを使用。	・風況及び日射強度データ共に測定されていない島については最寄りの島のデータで代用するなど工夫する。
算定諸元	・再エネ設備、蓄電池検討の参照としてディーゼルの仕様あり。 ・蓄電池の種類は検討されず。	・「カ」国の再エネ設備導入量増加と系統安定化に資することを前提にしつつ、調達資金にも留意した対策の仕様、規模等を検討する。

出所：調査団作成

表 3.1-2 100%再エネロードマップ 2020 の実施費用

島名	最大需要 (MW)	太陽光発電		風力発電		蓄電池		揚水発電		総設備費 合計 (百万€)	発電単価 (€/kWh)
		容量 (MW)	費用 (百万€)	容量 (MW)	費用 (百万€)	容量 (MW)	費用 (百万€)	容量 (MWh)	費用 (百万€)		
サト・アンタ島	6	12	14.4	3	5.1	3	5.4	250	11.0	35.9	15.1
サオ・ビセンテ島	20	64	76.8	16	27.2	10	18.0	900	38.0	160.0	14.63
サオ・ニコウ島	2	3	3.6	2	3.4	1	1.8	70	3.4	12.2	19.09
サル島	20	36	43.2	24	40.8	9	16.2	2,100	62.0	162.2	18.44
ホアウスタ島	18	42	50.4	28	47.6	9	16.2	1,600	50.0	164.2	16.96
マイ島	3	10	12.0	3	5.1	1	1.8	280	8.6	27.5	20.78
サンチアゴ島	60	168	201.6	112	190.4	30	54.0	7,700	214.0	660.0	21.18
フゴ島	4	10	12.0	7	11.9	2	3.6	550	15.0	42.5	20.86
ブラバ島	1	2	2.4	1	1.7	1	1.8	70	2.4	8.3	21.23
合計	—	347	416.4	196	333.2	66	118.8	13,520	404.4	1,272.8	18.91

出所：“Cape Verde 100% Renewable: A Roadmap to 2020” より調査団作成

2016年3月20日、国民議会選挙の結果、中道左派のカーボヴェルデ独立アフリカ党（PAICV）に代わり、中道右派の民主運動（MpD）が単独で議席の大多数を確保し、安定政権となった。MpDのマニフェストによるとエネルギー分野では、Electraへの民間投資促進を通じた経営健全化及び街灯の拡張が挙げられたものの、本マニフェストでは再生可能エネルギーについては特に言及されていない。

また、現在の15省庁が12省庁にスリム化され、エネルギーの管轄は経済・雇用省（MEE:Ministério da Economia e Emprego）に移行されている。

政権交代以降、現在の再エネロードマップの見直しが決定されている。現在DGEは、EUが別途実施の準備を進めている再エネマスタープラン、及び本調査の成果の一部として「カ」国に提供される再エネポテンシャル（風力、太陽光）の試算結果を踏まえ、再エネロードマップを作成する計画である。

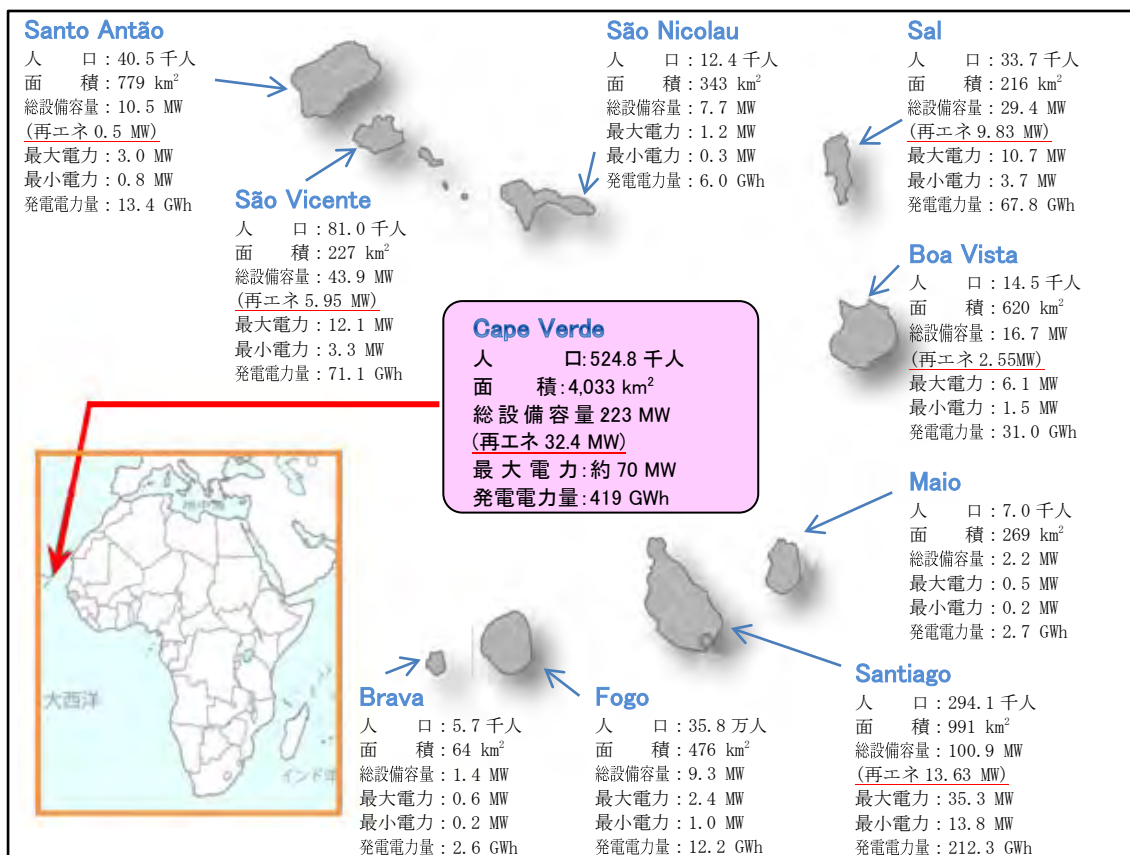
なお、DGEによると、「カ」国政府は、2020年までの再エネ拡大100%を目標に掲げていたが、前述の今年の議会選挙後、この具体的な達成比率と目標年を白紙とし、特に定めない方向で調整を進めているとのことである。

4 電力需給状況

4.1 需給状況

Electra、AEB、APP、Cabeolica から受領した 2015 年の需給データをもとに全島、各島の需給状況を取りまとめた。

なお、「カ」国では国際協力機構（JICA）やオランダ ORET による支援のもと、島ごとに発電所 1 ヶ所からの電力供給を可能とするように送配電設備や発電所の整備が進められている。JICA 及び ORET による送配電設備と発電所整備は近々完了するが、今回調査し、入手したデータ等は、古い発電所から新しい発電所への移行や、送配電設備が整備されることによる停電作業の発生、非同期地域間やオフグリッド地域への連系が進行中の期間である点には留意していただきたい。

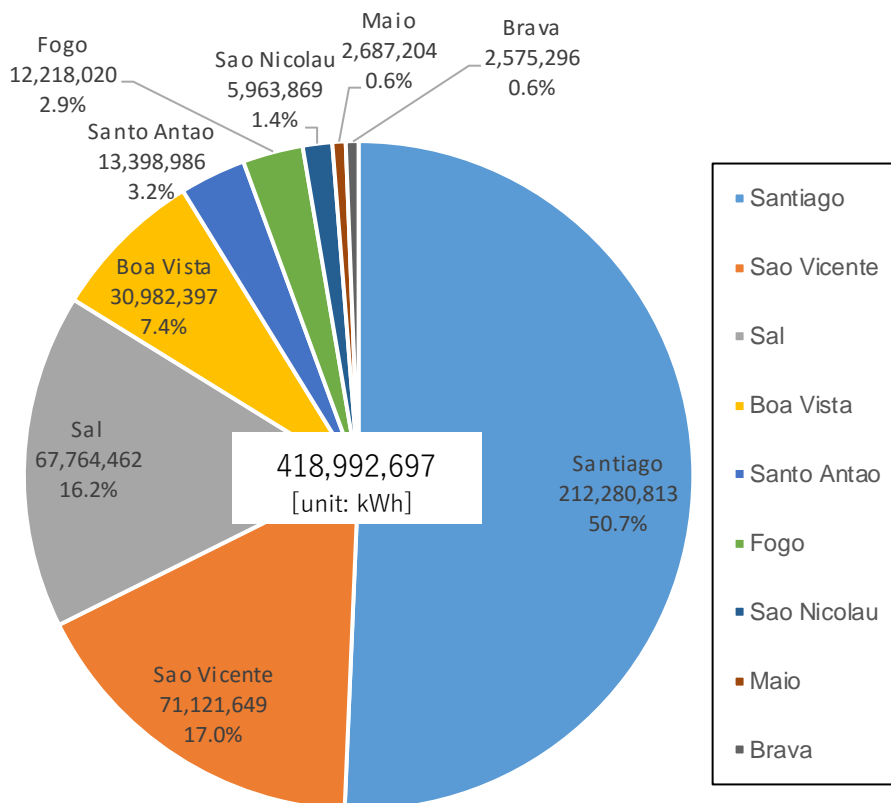


出所:Electra、AEB、INE 等資料を基に調査団作成

図 4.1-1 「カ」国の電力概要

4.1.1 全島

「カ」国の 2015 年における発電電力量は 419GWh であり、このうち半分以上を Santiago が占める。これに São Vicente、Sal、Boa Vista を加えた 4 島で全体の 9 割の需要を占めている。図 4.1-2 に 2015 年の「カ」国の島別発電電力量を示す。



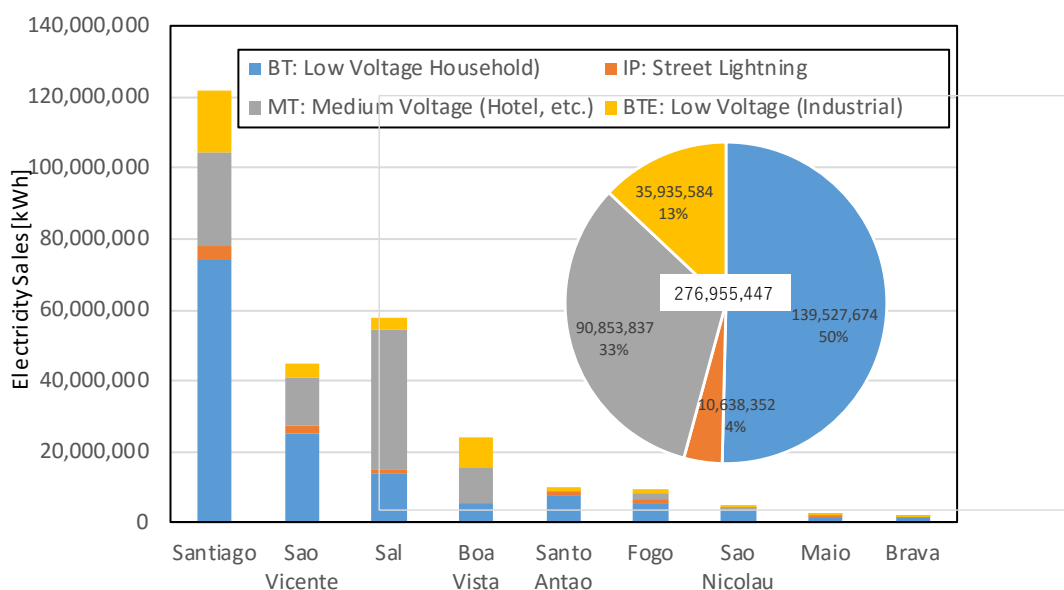
注) Sal には Electra および APP の発電量を含む。

出所: Electra 等提供データを基に調査団作成

図 4.1-2 「カ」国の島別発電電力量 (2015 年)

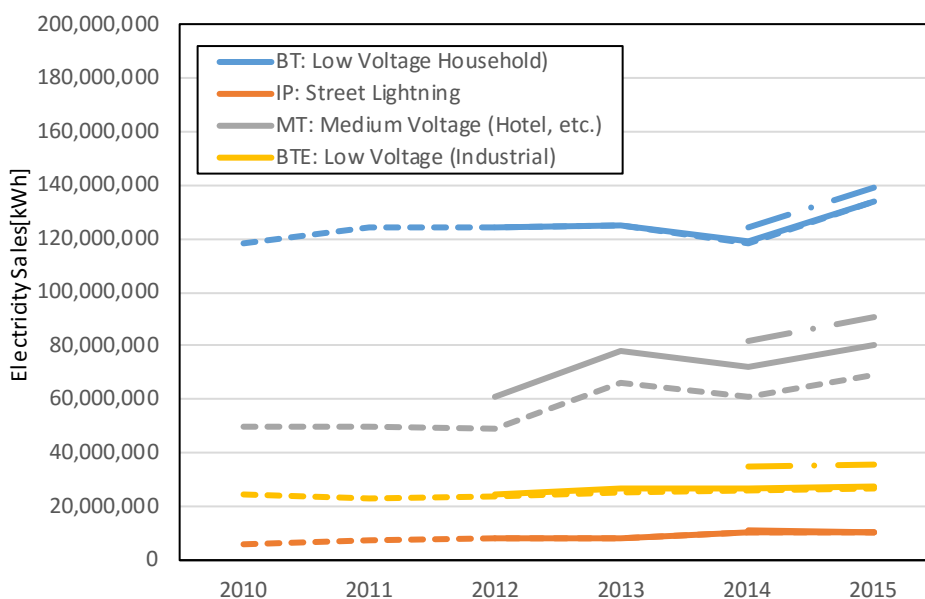
図 4.1-3 に 2015 年の「カ」国の販売電力量を示す。民生用の低圧料金のシェアが約半分のほか、ホテルや観光業が比較的盛んな主要 4 島では大口需要家による中圧料金の割合が高く、全体の約 3 割を占めている。特に、Sal や Boa Vista はさらなる観光業の伸びが期待されており、需要を満たすための供給電源の確保も「カ」国の重要な位置づけとなっている。

なお、この販売電力量には Electra 及び AEB の発電所および海水淡水化装置による消費動力は含まれない。2015 年の Electra および AEB の消費動力 42GWh (推定値) を差し引いた電力損失は約 25% である。Electra ではテクニカルロスとノンテクニカルロスのおのこの計測や記録をこれまで実施していなかったが、JICA や ORET 等の支援で送配電設備が整備される今後においては、ロスの原因究明とその対応が急務である。



出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

図 4.1-3 「カ」国の販売電力量 (2015年)



* 2010年以降のデータがすべて入手できなかったため3区分した。破線はElectraのみ。実線はElectraとAPP(Salの一部に電気を供給)。一点鎖線はElectra、APPおよびAEB(Boa Vistaに電気を供給)。
出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

図 4.1-4 「カ」国の電力料金種類別販売電力量の推移

図 4.1-5 に 2015 年の「カ」国の月別発電電力量を示す。観光シーズンの7月から10月にかけて電力需要が大きく、1月から3月は電力需要の比較的低い時期である。

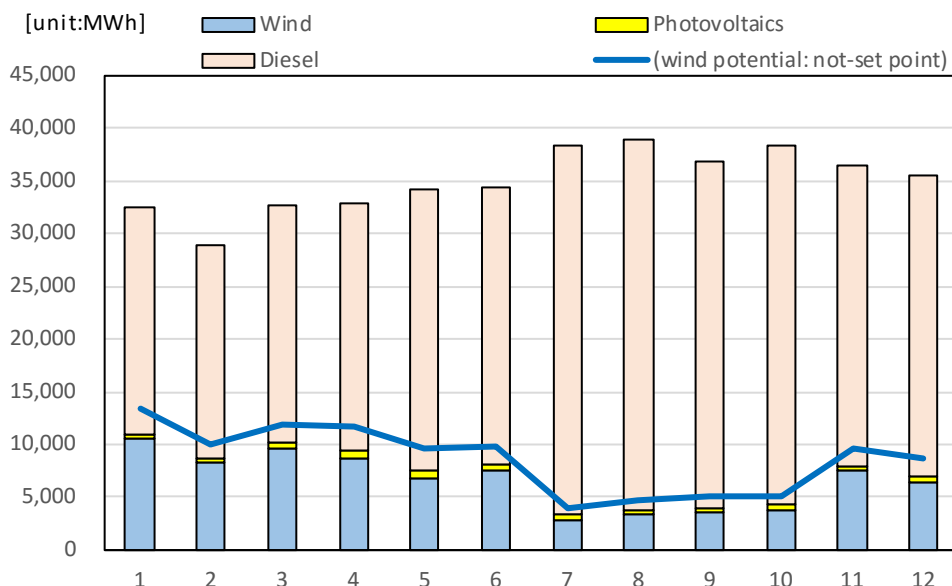
発電電力量のうち青色部分が IPP による風力発電である。7章で風力発電について詳しく解説するが、Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista に Cabeolica の風力発電設備、Santo Antão

に Electric の風力発電設備がある。

黄色の部分は Electra が所有するメガソーラー発電の発電量である。8章で太陽光発電について解説するが、Santiago と Sal にメガソーラー設備がある。

風況の良い時期、例えば2015年1月における再エネ設備の発電量は約35%であった。Electra は系統安定性の確保のために Cabeolica の風力 IPP に対して出力抑制を実施しており、再エネ率向上を検討する場合はこの抑制したエネルギーの活用も考えられる。図中の実線は既存の風力発電の出力抑制をしなかった場合の理論出力で、風況の良い1月においては「カ」国の電力需要の約44%を供給可能な容量の設備を有している。

一方で、電力需要の大きい7月から10月にかけての風況が他の月に比較すると弱い。「カ」国の風力発電の供給力は需要面と供給面で季節的に相反する問題があるため、ディーゼル発電とのハイブリッドは欠かせないといえる。



出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

図 4.1-5 「カ」国の月別発電電力量 (2015年)

表 4.1-1 「カ」国の月別需給状況 (2015年)

Item	unit	Jan-2015	Feb-2015	Mar-2015	Apr-2015	May-2015	Jun-2015	Jul-2015	Aug-2015	Sep-2015	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	2015
a 設備容量	[kW]	178,623	189,663	212,431	212,431	212,431	212,431	212,431	212,431	212,431	212,431	212,431	212,431	212,431
b ディーゼル(定格)	[kW]	146,203	157,243	180,011	180,011	180,011	180,011	180,011	180,011	180,011	180,011	180,011	180,011	180,011
c ディーゼル(可能)	[kW]	119,904	130,558	153,022	153,022	153,022	153,022	153,022	153,022	153,022	153,022	153,022	153,022	153,022
d' 風力	[kW]	26,000												
d'' 太陽光	[kW]	6,420												
e ディーゼル	[kWh]	21,458,248	20,113,670	22,509,778	23,503,703	26,575,896	26,337,937	34,936,698	35,096,506	32,816,580	34,074,348	28,444,803	28,555,806	334,423,973
f 風力	[kWh]	10,533,023	8,220,964	9,581,606	8,647,241	6,827,809	7,510,676	2,850,852	3,454,855	3,661,392	3,829,507	7,523,707	6,338,352	78,979,984
g (風力理論値)	[kWh]	(13,321,227)	(9,939,549)	(11,857,889)	(11,623,817)	(9,546,544)	(9,771,306)	(3,911,967)	(4,701,045)	(5,069,566)	(5,000,298)	(9,561,046)	(8,748,885)	(103,053,140)
h 太陽光	[kWh]	460,682	492,913	659,103	731,036	768,180	541,006	534,282	276,610	282,004	415,367	411,598	547,741	6,120,522
i 発電量合計(e+f+h)	[kWh]	32,411,605	28,773,262	32,684,740	32,853,896	34,137,714	34,315,738	38,277,215	38,785,249	36,721,957	38,271,635	36,350,238	35,409,448	418,992,697
j 所内動力	[kWh]	3,754,870	3,520,654	4,068,335	4,075,127	4,157,109	4,129,691	4,913,630	4,941,803	4,500,180	4,699,658	4,306,876	4,300,060	51,367,992
k 所内動力ロス率(j/i)	[%]	11.6%	12.2%	12.4%	12.4%	12.2%	12.0%	12.8%	12.7%	12.3%	12.3%	11.8%	12.1%	12.3%
l 送電・売電ロス(n-i-j)	[kWh]	7,450,792	5,998,096	8,536,120	7,464,289	8,931,735	7,961,999	8,105,398	8,431,782	7,609,240	7,150,485	5,507,025	7,522,296	90,669,257
m 送電・売電ロス率(l/i)	[%]	23.0%	20.8%	26.1%	22.7%	26.2%	23.2%	21.2%	21.7%	20.7%	18.7%	15.1%	21.2%	21.6%
n 売電量	[kWh]	21,205,943	19,254,512	20,080,285	21,314,481	21,048,871	22,224,048	25,258,187	25,411,664	24,612,537	26,421,492	26,536,338	23,587,091	276,955,447

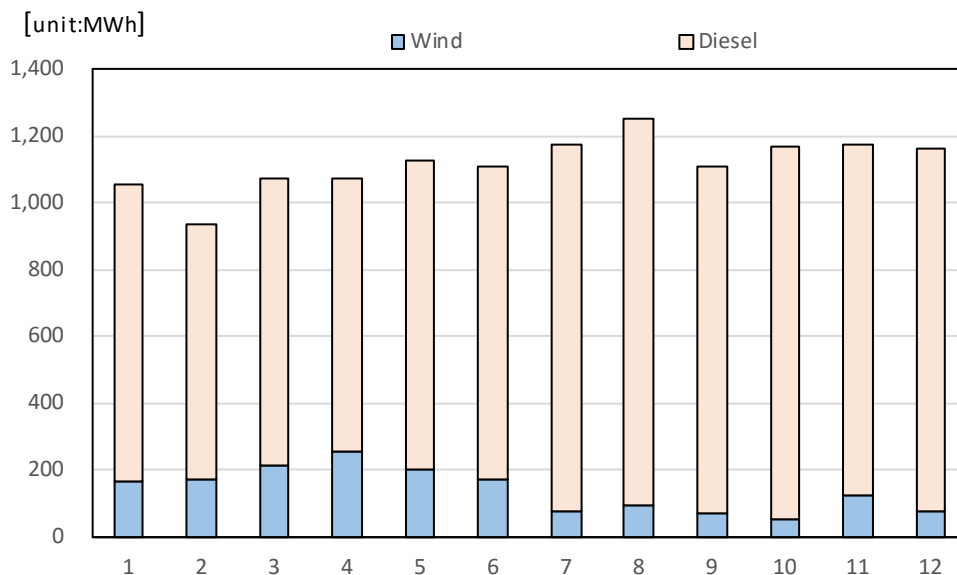
出所:Electra, AEB, APP, Cabeolica 提供データにより調査団作成

4.1.2 Santo Antão

Santo Antão は面積 779km²、2015 年の人口は 40.5 千人である。図 4.1-6 に 2015 年の Santo Antão の月別発電電力量を示す。年間発電電力量は 13 GWh、このうち Electric の風力 IPP が 1.7 GWh（再エネ率 12.6%）である。なお、Electric の風力発電には系統安定化のための出力抑制機能は特にない。風力発電については第 7 章で解説する。

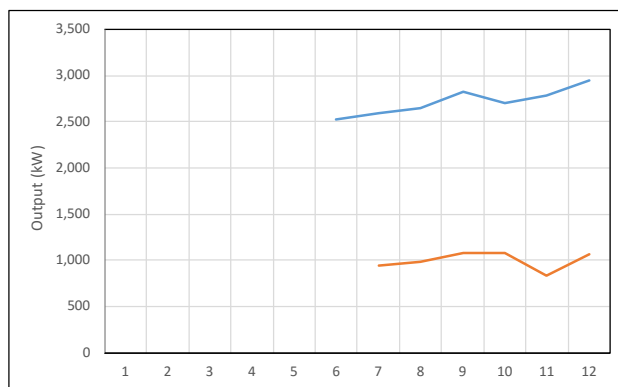
JICA や ORET プロジェクトにより 1 島 1 発電所の構築が進められており、Santo Antão は 2015 年 7 月以降に New Port Novo 発電所から島内に電力供給を開始している。需要エリア間が連系されたことで系統の需要規模が大きくなったため、Electric は風力発電の拡張を検討している。

Electra に日負荷曲線データの提供を依頼していたが、本報告までには間に合わなかったため支援策については概略検討とする。なお、New Port Novo 発電所が運用開始した 7 月以降の発電実績月報によると 12 月 31 日の 20 時頃が最大需要（年間最大約 3MW）、11 月 26 日の 3 時頃が最小需要（年間最小約 1MW）である（図 4.1-7 参照）。



出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

図 4.1-6 Santo Antão の月別発電電力量 (2015 年)



出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

図 4.1-7 月別の最大／最低需要推移 (2015 年)

表 4.1-2 Santo Antão の月別需給状況 (2015 年)

Item	unit	Jan-2015	Feb-2015	Mar-2015	Apr-2015	My-2015	Jun-2015	Jul-2015	Aug-2015	Sep-2015	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	2015	2014	2013
a	設備容量													11,032		
b	ディーゼル(定格)													10,532		
c	ディーゼル(可能)													10,268		
d	風力						500							500	500	500
e	ディーゼル	894,009	763,117	854,483	814,958	924,235	935,403	1,099,689	1,153,664	1,034,575	1,113,617	1,047,096	1,087,036	11,711,882	10,742,505	12,529,991
f	風力	169,464	170,927	216,157	254,742	202,107	169,909	76,745	96,438	72,553	56,123	126,238	75,702	1,687,104	1,737,011	1,131,061
g	(風力理論値)															
h	太陽光															
i	発電量合計(e+f+h)	1,053,473	934,044	1,070,640	1,069,700	1,126,342	1,105,312	1,176,434	1,250,102	1,107,128	1,169,739	1,173,334	1,162,738	13,398,986	12,479,516	13,661,052
j	所内動力	13,134 *	11,645 *	13,348 *	13,337 *	14,043 *	13,781 *	14,667 *	15,586 *	13,803 *	14,584 *	14,629 *	14,497 *	167,055	14,402	15,655
k	所内動力ロス率(i/j)	1.2% *	1.2% *	1.2% *	1.2% *	1.2% *	1.2% *	1.2% *	1.2% *	1.2% *	1.2% *	1.2% *	1.2% *	1.2%	0.1%	0.1%
l	送電・売電ロス(m-i-j)	164,887	123,133	318,907	235,304	280,008	264,629	310,487	324,772	243,148	261,331	306,677	262,943	3,096,224	2,241,472	3,217,981
m	送電・売電ロス率(l/i)	15.7%	13.2%	29.8%	22.0%	24.9%	23.9%	26.4%	26.0%	22.0%	22.3%	26.1%	22.6%	23.1%	18.0%	23.6%
n	売電量	875,452	799,266	738,385	821,059	832,291	826,902	851,280	909,744	850,177	893,824	852,028	885,299	10,135,707	10,223,642	10,427,416
o							2,520	2,595	2,642	2,831	2,705	2,782	2,950	2,950		
p	P_{max}	-	-	-	-	-	25 20:35	23 20:45	15 20:25	17 20:35	26 20:30	15 20:00	31 20:35	31 20:35		
q								950	985	1,085	1,082	842	1,063	842		
r	P_{min}	-	-	-	-	-		5 06:20	15 07:15	6 06:15	25 03:30	26 03:30	23 04:30	26 03:30		

*各月の所内動力は 2015 年の所内比を用いて算定

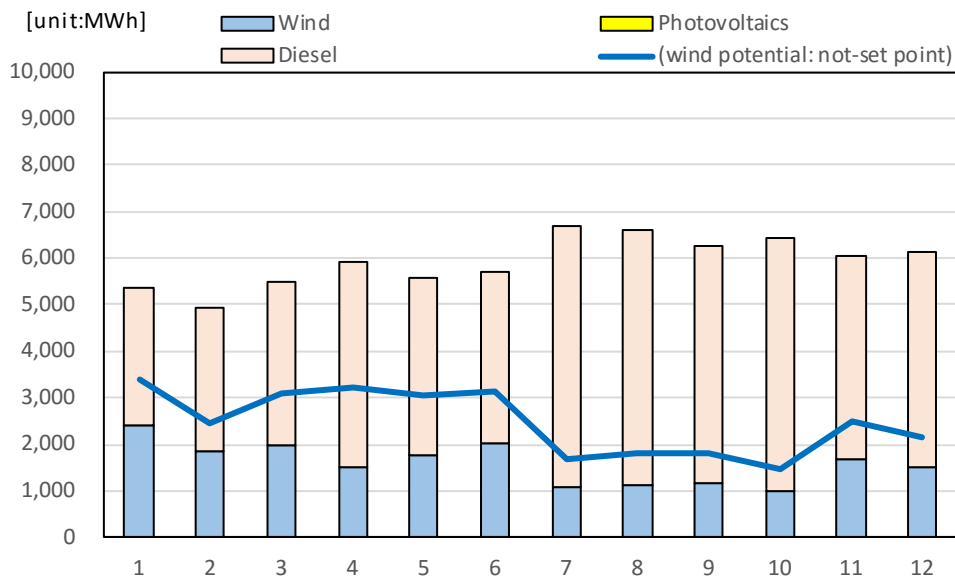
出所:Electra、AEB 他提供データを基に調査団作成

4.1.3 São Vicente

São Vicente は面積 227km²、2015 年の人口は 81.0 千人である。図 4.1-8 に 2015 年の São Vicente の月別発電電力量を示す。年間発電電力量は 71 GWh、このうち Cabeolica の風力 IPP が 19 GWh (再エネ率 26.7%) である。Electra の所内動力消費のうち 7.8 GWh は水製造および供給用ポンプに消費している。

風況の良い時期、例えば 2015 年 1 月の再エネ設備の発電量は約 45%を占める。Electra は系統安定性の確保のために Cabeolica の風力 IPP に対して出力抑制を実施しており、仮に出力抑制をしなかった場合には約 63%に相当するエネルギーを得られるポテンシャルを有している。

ただし一方で、São Vicente においても、電力需要の大きい 7 月から 10 月にかけての風況が他の月に比較すると弱い傾向にある。



出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

図 4.1-8 São Vicente の月別発電電力量 (2015 年)

表 4.1-3 São Vicente の月別需給状況 (2015 年)

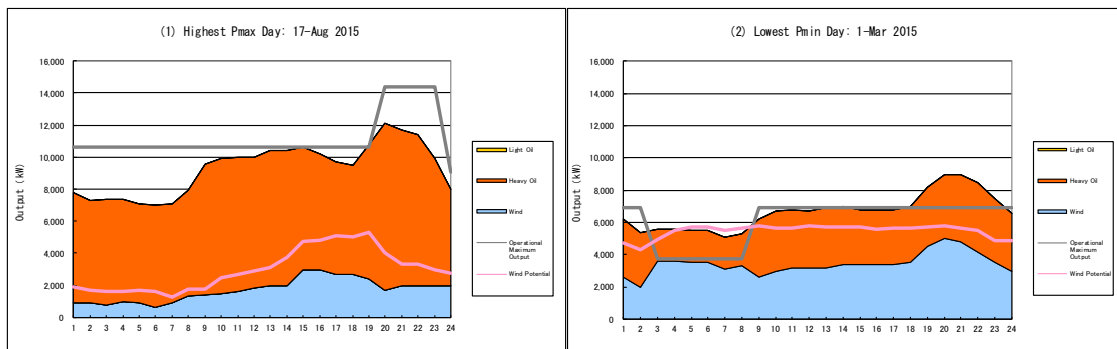
Item	unit	Jan-2015	Feb-2015	Mar-2015	Apr-2015	May-2015	Jun-2015	Jul-2015	Aug-2015	Sep-2015	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	2015	2014	2013
a	設備容量	[kW]	32,905						43,945					43,945		
b	ディーゼル(定格)	[kW]	26,955						37,995					37,995		
c	ディーゼル(可能)	[kW]	25,898						36,552					36,552		
d	風力	[kW]						5,950						5,950		
e	ディーゼル	[kW]	2,934,400	3,090,183	3,538,356	4,405,930	3,819,827	3,696,289	5,597,529	5,465,824	5,099,439	5,441,433	4,363,465	4,624,325	52,076,999	
f	風力	[kW]	2,414,530	1,840,280	1,963,090	1,497,530	1,749,230	2,024,880	1,083,620	1,134,790	1,148,950	983,770	1,693,920	1,510,060	19,044,650	67,570,039
g	(風力理論値)	[kW]	(3,383,361)	(2,449,377)	(3,086,726)	(3,231,268)	(3,053,823)	(3,153,585)	(1,669,892)	(1,820,233)	(1,813,396)	(1,453,427)	(2,508,007)	(2,147,924)	(29,771,021)	
h	太陽光	[kW]														
i	発電量合計(e+f+h)	[kW]	5,348,930	4,930,463	5,501,446	5,903,460	5,569,057	5,721,169	6,681,149	6,600,614	6,248,389	6,425,203	6,057,385	6,134,385	71,121,649	67,570,039
j	所内動力	[kW]	1,051,121*	968,888*	1,061,092*	1,160,092*	1,094,378*	1,124,270*	1,312,916*	1,297,090*	1,227,874*	1,262,620*	1,190,340*	1,205,471*	10,233,679	9,983,591
k	所内動力ロス率(l/j)	[%]	19.7%*	19.7%*	19.7%*	19.7%*	19.7%*	19.7%*	19.7%*	19.7%*	19.7%*	19.7%*	19.7%*	19.7%*	14.8%	13.3%
l	送電・売電ロス(m-i)	[kW]	742,219	751,269	1,231,059	1,481,133	1,298,514	1,086,627	1,569,589	728,829	852,758	860,549	472,977	930,157	15,748,153	16,459,693
m	送電・売電ロス率(l/i)	[%]	13.9%	15.2%	22.4%	25.1%	23.3%	19.0%	23.5%	11.0%	13.6%	13.4%	7.8%	15.2%	22.1%	24.4%
n	売電量	[kW]	3,555,959	3,210,306	3,189,295	3,262,235	3,176,165	3,510,272	3,798,644	4,574,695	4,167,756	4,302,034	4,394,068	3,998,757	45,139,817	41,126,755
o	Phax	[kW]	10,400	10,600	10,500	no data	10,400	11,000	12,100	12,100	12,100	no data	11,900	11,400	12,100	
p		-	15 20:00	16 20:00	25 20:00	no data	11 20:00	5 14:00	15 21:00	17 20:00	17 20:00	no data	8 20:00	2 19:00	15 21:00	
q	Phan	[kW]	5,100	5,400	5,100	no data	5,200	5,400	6,100	6,300	6,300	no data	6,000	5,700	5,100	
r		-	11 07:00	7 01:00	1 07:00	no data	10 07:00	2 05:00	12 06:00	30 07:00	30 04:00	no data	5 07:00	13 07:00	11 07:00	

*各月の所内動力は 2015 年の所内比を用いて算定

出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

2015 年の São Vicente の最大需要は 12 MW (8 月 17 日 20 時)、最低需要は 5 MW (3 月 1 日 7 時) であった。早朝から需要が増加し始め、20 時付近の需要が最も高い。深夜から早朝にかけては需要が小さくなる傾向がある。

São Vicente では、Cabeolica 風車付近の風況は良好であり、図 4.1-9 に示す日負荷曲線のとおり風力発電の出力抑制を適宜行っている。2015 年のこの抑制電力は、風況データから 10.7 GWh あると試算される。ディーゼル発電の下げ代拡大、PPA の買取保証 (Take or Pay) を超えた量の売電価格見直しや、系統安定性確保のための抑制電力を蓄電池等で有効活用することでディーゼル発電の燃料費削減が考えられる。



出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

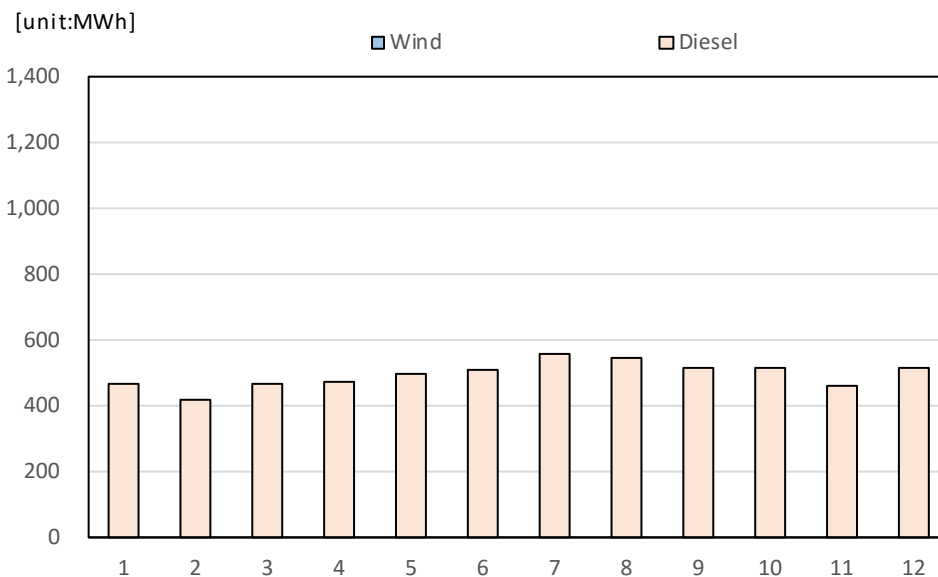
図 4.1-9 São Vicente の日負荷曲線

4.1.4 São Nicolau

São Nicolau は面積 343km²、2015 年の人口は 12.4 千人である。図 4.1-10 に 2015 年の São Nicolau の月別発電電力量を示す。年間発電電力量は 6 GWh である。Electra による水供給事業は行っておらず、所内動力比は 0.2% 程度である。

São Nicolau では 2015 年 11 月に新たに Cacimba 発電所が運用を開始している。需要に対して Cacimba 発電所に設置されている設備容量の大きなディーゼル発電を 2 台運用するケースが多い。これは、送配電設備のケーブル化と需要規模が小さいことによる電圧安定性のための無効電力が必要であるものの、ディーゼル発電 1 台では無効電力の供給可能容量を超えるためである。このため、Electra は 20kV のループを解除して比較的長距離のケーブル箇所を系統からの切り離しや、需要が低い場合でも発電機 2 台による低出力運転（効率は定格時に比べると悪くなる）を行って系統安定性の確保に努めている。なお、無効電力の問題は、Electra が近々、分路リアクトルの設置等の対策を施す予定があり、運用問題は解消される見込みである。

なお、2015 年 6 月から 2016 年の 5 月 27 日までの 1 年間における最大需要は 1,184 kW (2016 年 2 月 4 日 20 時)、最低需要は 392 kW (2015 年 6 月 1 日 7 時) であった。図 4.1-11 の日負荷曲線のとおり、19 時から 22 時にかけて電力需要が大きくなるものの、その他の時間帯の需要変動は比較的小さい。



出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

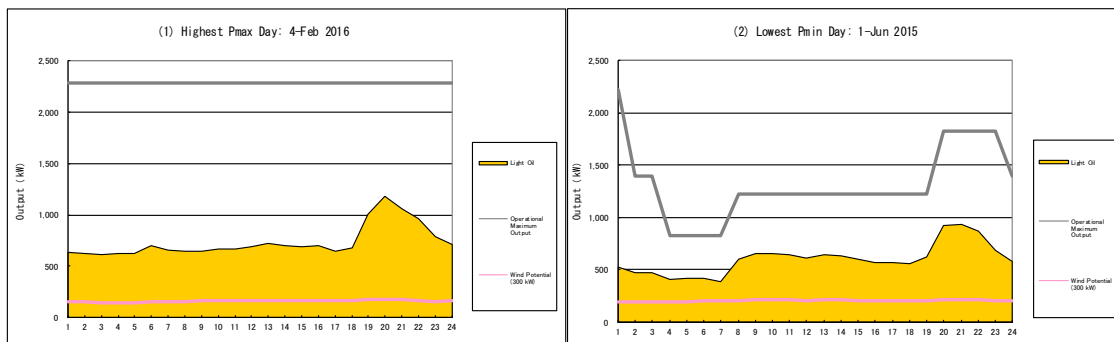
図 4.1-10 São Nicolau の月別発電電力量

表 4.1-4 São Nicolau の月別需給状況 (2015 年)

Item	unit	Jan-2015	Feb-2015	Mr-2015	Apr-2015	My-2015	Jun-2015	Jul-2015	Aug-2015	Sep-2015	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	2015	2014	2013
a	設備容量 [kW]						4,258							7,672		
b	ディーゼル(定格) [kW]						4,258							7,672		
c	ディーゼル(可能) [kW]						3,024							5,304		
d	風力 [kW]															
e	ディーゼル [kW]	469,613	420,547	466,272	473,887	496,963	511,206	559,981	548,277	517,579	517,809	463,673	518,066	5,963,869	5,719,557	5,522,599
f	風力 [kW]															
g	(風力理論値) [kW]															
h	太陽光 [kW]															
i	発電量合計(e+f+h) [kW]	469,613	420,547	466,272	473,887	496,963	511,206	559,981	548,277	517,579	517,809	463,673	518,066	5,963,869	5,719,557	5,522,599
j	所内動力 [kW]	1,923 *	1,722 *	1,909 *	1,940 *	2,034 *	2,093 *	2,292 *	2,245 *	2,119 *	2,120 *	1,898 *	2,121 *	24,415	11,893	11,945
k	所内動力ロス率(j/i) [%]	0.4% *	0.4% *	0.4% *	0.4% *	0.4% *	0.4% *	0.4% *	0.4% *	0.4% *	0.4% *	0.4% *	0.4% *	0.4%	0.2%	0.2%
l	送電・売電ロス(n-i-j) [kW]	49,663	55,568	110,538	76,240	65,239	86,065	59,093	72,357	117,630	55,211	26,053	120,397	894,041	943,437	925,974
m	送電・売電ロス率(l/i) [%]	10.6%	13.2%	23.7%	16.1%	13.1%	16.8%	10.6%	13.2%	22.7%	10.7%	5.6%	23.2%	15.0%	16.5%	16.8%
n	売電量 [kW]	418,037	363,257	353,825	395,707	429,694	423,048	498,596	473,675	397,830	460,474	435,722	395,548	5,045,413	4,764,227	4,584,677
o	Phax [kW]	1,124	1,128	1,180	1,050	1,030	1,103	1,172	1,126	1,145	1,070	1,051	1,094	1,180		
p	Phin	-	7-Jan 20:00	7-Feb 19:00	7-Mar 19:00	15-Apr 20:00	19-May 20:00	30-Jun 21:00	11-Jul 21:00	21-Aug 20:00	29-Sep 20:00	10-Oct 20:00	16-Nov 20:00	31-Dec 20:00	7-Mar 19:00	
q	Phin [kW]	256	382	300	340	326	392	485	487	454	396	423	455	256		
r	Phin	-	16-Jan 24:00	1-Feb 7:00	19-Mar 23:00	6-Apr 24:00	24-May 1:00	1-Jun 7:00	20-Jul 6:00	30-Aug 8:00	13-Sep 7:00	16-Oct 10:00	24-Nov 16:00	14-Dec 7:00	16-Jan 24:00	

*各月の所内動力は2015年の所内比を用いて算定

出所:Electra、AEB 等提供データを基に調査団作成



出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

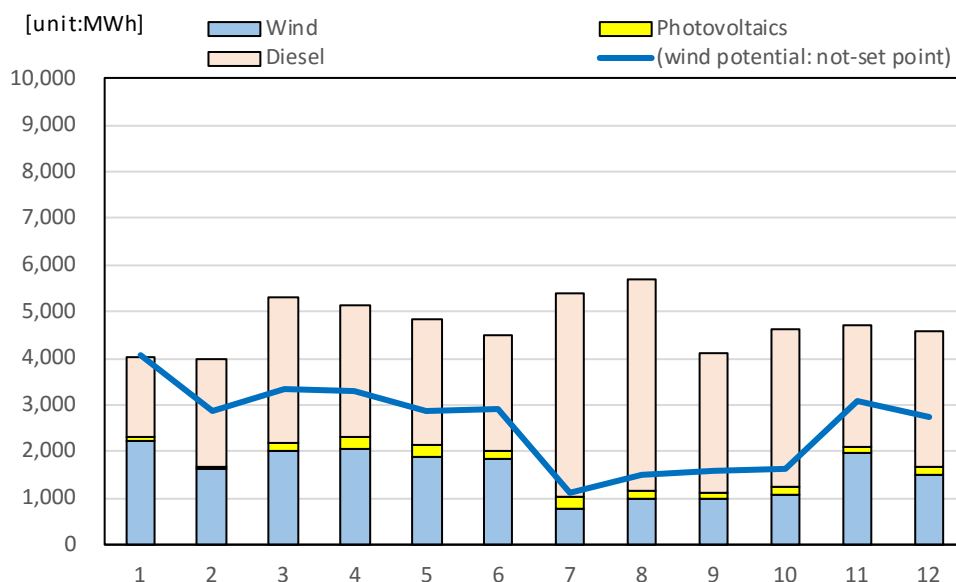
図 4.1-11 São Nicolau の日負荷曲線

4.1.5 Sa1

Sa1 は面積 216km²、2015 年の人口は 33.7 千人である。図 4.1-12 に 2015 年の Sa1 の月別発電電力量を示す。年間発電電力量は 57 GWh、このうち Cabeolica の風力 IPP が 19 GWh（再エネ率 33.0%）である。Electra の所内動力消費のうち約 6 GWh（推定値）は水製造および供給用ポンプに消費している。

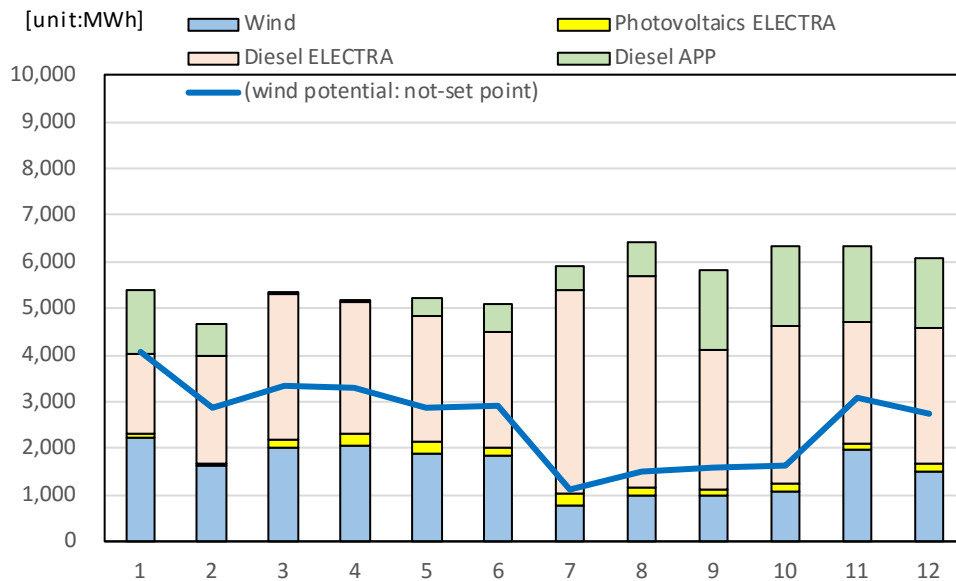
風況の良い時期、例えば 2015 年 1 月においては再エネ設備の発電量が Electra の供給エリアの 57%を占めている。Electra は系統安定性の確保のために Cabeolica の風力 IPP に対して出力抑制を実施している。仮に出力抑制をしなかった場合には Electra の供給需要を超過するエネルギーを得られるポテンシャルを有している。なお、Sa1 では一部のホテル等に対して電力や水の供給、下水処理を行う APP が存在する。APP の発電量を含めた Sa1 全体の発電量は 67.8 GWh、月別の発電量グラフを図 4.1-13 に示す。

Sa1 も同様に電力需要の大きい 7 月から 10 月にかけての風況が他の月に比較すると弱く、発電量が少ない傾向にある。



出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

図 4.1-12 Sa1 (Electra 供給のみ) の月別発電電力量 (2015 年)



出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

図 4.1-13 Sal (含む APP) の月別発電電力量(2015 年)

表 4.1-5 Sal の月別需給状況 (2015 年)

Item	unit	Jan-2015	Feb-2015	Mar-2015	Apr-2015	May-2015	Jun-2015	Jul-2015	Aug-2015	Sep-2015	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	2015	2014	2013
a	設備容量 [kW]													29,359		
b	ELECTRA DG (定格) [kW]													14,545		
b*	APP DG (定格) [kW]													5,024		
c	ELECTRA DG (可能) [kW]													13,540		
c*	APP DG (可能) [kW]													5,024		
d	風力 [kW]													7,650		
d*	太陽光 [kW]													2,140		
e	ディーゼル ELECTRA [kWh]	1,724,947	2,296,660	3,111,418	2,810,801	2,672,253	2,476,640	4,392,812	4,540,699	3,012,447	3,385,442	2,583,820	2,929,588	35,937,527		
e*	ディーゼル APP [kWh]	1,356,065	681,084	33,002	40,819	377,181	624,149	508,483	725,854	1,690,641	1,731,690	1,616,996	1,484,574	10,877,000	17,412,018	17,676,646
f	風力 [kWh]	2,206,340	1,611,290	2,025,880	2,045,170	1,879,680	1,829,130	756,840	980,990	963,690	1,048,620	1,945,670	1,483,160	18,776,460		
g	(風力理論値) [kWh]	(4,079,421)	(2,868,865)	(3,333,372)	(3,282,890)	(2,858,397)	(2,910,743)	(1,126,914)	(1,483,418)	(1,595,497)	(1,637,876)	(3,061,332)	(2,743,156)	(30,981,881)		
h	太陽光 ELECTRA [kWh]	89,376	74,352	170,262	276,656	279,698	172,946	254,439	184,215	146,409	174,214	165,820	185,088	2,173,475		
h*	太陽光 APP [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,010	2,633	2,819	6,462		
i	小計 ELECTRA(e+f+h) [kWh]	4,020,663	3,982,302	5,307,560	5,132,627	4,831,631	4,478,716	5,404,091	5,705,904	4,122,546	4,608,276	4,695,310	4,597,836	56,887,462	51,930,042	40,056,231
i*	小計 APP(e*+h*) [kWh]	1,356,065	681,084	33,002	40,819	377,181	624,149	508,483	725,854	1,690,641	1,732,700	1,619,629	1,487,393	10,877,000	17,412,018	17,676,646
i**	発電量合計(i*+i) [kWh]	5,376,728	4,663,386	5,340,562	5,173,446	5,208,812	5,102,865	5,912,574	6,431,758	5,813,187	6,340,976	6,314,939	6,085,229	67,764,462	69,342,060	57,732,877
j	所内動力 [kWh]	334,475 *	445,332 *	603,318 *	545,027 *	518,162 *	480,231 *	851,785 *	880,461 *	584,127 *	656,452 *	501,014 *	568,060 *	11,030,727 *	8,815,765	6,628,148
k	所内動力ロス率(I/I) [%]	19.4% *	19.4% *	19.4% *	19.4% *	19.4% *	19.4% *	19.4% *	19.4% *	19.4% *	19.4% *	19.4% *	19.4% *	19.4% *	17.0%	16.5%
j*	所内動力 [kW]	387,891	330,891	352,543	334,262	291,446	294,136	327,260	352,463	376,531	357,924	361,092	336,142	4,102,581	4,322,178	4,309,999
k*	所内動力ロス率(I*/I*) [%]	28.6%	48.6%	106.3%	81.8%	77.3%	47.1%	64.4%	48.6%	22.3%	20.7%	22.3%	22.6%	37.7%	24.8%	24.4%
l	送電・売電ロス(n'-i') [kWh]	531,582	121,573	761,088	381,247	697,161	355,925	419,197	419,745	211,427	349,225	317,510	577,648	1,081,045	1,737,798	2,978,674
m	送電・売電ロス率(I'/I) [%]	13.2%	3.1%	14.3%	7.4%	14.4%	7.9%	7.8%	7.4%	5.1%	7.6%	6.8%	12.6%	1.9%	3.3%	7.4%
n	売電量 ELECTRA [kWh]	3,154,606	3,415,397	3,943,154	4,206,353	3,616,308	3,642,560	4,133,109	4,405,698	3,326,992	3,602,599	3,876,786	3,452,128	44,775,690	41,376,479	30,449,409
n*	売電量 APP [kWh]	964,090	832,233	917,890	904,915	935,336	954,047	1,165,615	1,274,798	1,313,055	1,373,228	1,256,600	1,149,253	13,041,060	13,065,844	13,305,807
n**	売電量合計(n'+n*) [kWh]	4,118,696	4,247,630	4,861,044	5,111,268	4,551,644	4,596,607	5,298,724	5,680,496	4,640,047	4,975,827	5,133,386	4,601,381	57,816,750	54,442,323	43,755,216
o	Pmax ELECTRA [kW]	7,800	9,639	9,930	9,619	8,800	9,200	10,515	10,697	8,645	8,750	8,950	9,027	10,697		
p	Pmin ELECTRA [kW]	4 19:00	25 19:00	30 19:00	7 20:00	7 20:00	20 20:00	17 20:00	9 20:00	4 19:00	30 19:00	19 19:00	29 19:00	9 20:00		
q	Pmin APP [kW]	3,792	3,716	5,200	4,676	4,350	4,025	4,279	5,018	4,000	4,119	4,401	4,424	3,716		
r	Pmax APP [kW]	19 05:00	11 05:00	5 05:00	1 03:00	1 05:00	14 06:00	1 04:00	30 07:00	1 08:00	25 07:00	27 07:00	8 02:00	11 05:00		
o*	Pmax APP [kW]	2,717	2,563	2,586	2,571	2,698	2,845	3,068	3,094	3,205	3,185	3,123	2,932	3,205		
q*	Pmin APP [kW]	1,121	987	996	949	1,002	1,068	1,032	1,008	1,154	1,008	1,028	1,074	949		

*各月の所内動力は 2015 年の所内比を用いて算定

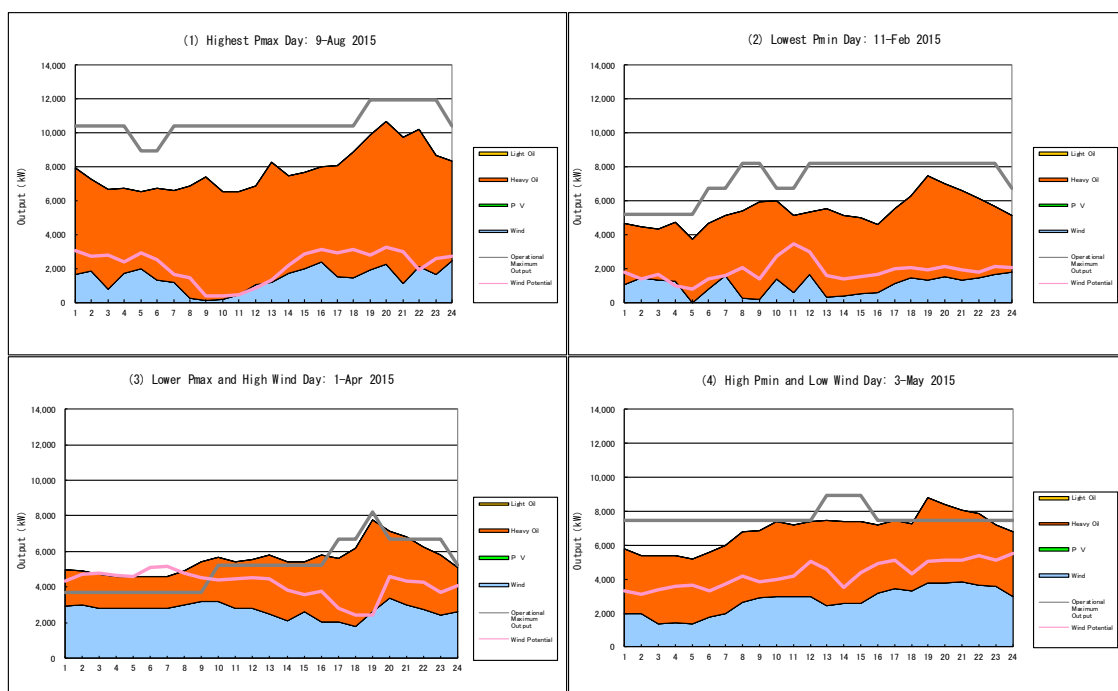
** 2015 年は、APP は 2 月から 8 月にかけて Electra から電力を一部調達しているため所内動力比が 100%を超えている。

出所:Electra、APP 資料を基に調査団作成

APP を除いた Sal の Electra が供給する 2015 年の最大需要は 10.7MW (8 月 9 日 20 時)、最低需要は 3.7MW (2 月 11 日 5 時) であった。観光・ホテル業が盛んな Sal は 10 時、13 時、20 時付近の需要が高い傾向にあるものの、図 4.1-14 の日負荷曲線を確認すると、1 日を通じての負荷は比較的平準化している。なお、APP の月報によると 2015 年は、APP がホテルや自社の水製造設備に供給している発電量は最低需要 1 MW から最大需要 3.2 MW を Electra の発電量とは別に供給している。

Electra は Cabeolica の風力発電 IPP の急な出力変動に備えて、風力発電出力の半分以上の予備力を確保することを基本運用としてはいるものの、電力供給については需要状況や風況状況を踏まえつつ各発電所に運用判断は委ねている。Sal においては、風力発電の負荷抑制等で風力発電の出力がベース電源並みに安定している場合を除いて、万一の風力発電の供給支障が生じた場合に備え、需要を満足できる予備力を確保している。

Sal では風況の良い時期には系統安定性確保の観点から風力発電の出力抑制をしている。2015 年の抑制電力は、風況データから 12.2 GWh あると試算される。ディーゼル発電の下げ代拡大、PPA の買取保証 (Take or Pay) を超えた量の売電価格見直しや、この抑制電力を蓄電池等で有効活用することでディーゼル発電の燃料費削減が考えられる。

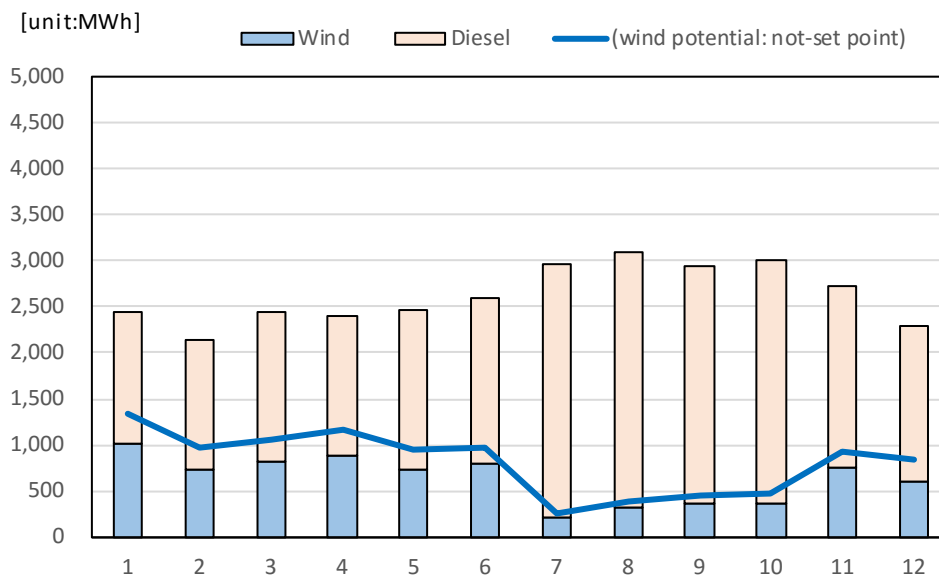


* 2.5MW のメガソーラーがあるがデータ収集装置故障のため、太陽光発電の出力は加算していない。
出所: Electra 等提供データを基に調査団作成

図 4.1-14 Sal の日負荷曲線 (2015 年)

4.1.6 Boa Vista

Boa Vista は面積 620km²、2015 年の人口は 14.5 千人である。図 4.1-15 に 2015 年の Boa Vista の月別発電電力量を示す。年間発電電力量は 30 GWh、このうち Cabeolica の風力 IPP が 7.6 GWh (再エネ率 33.0%) である。Boa Vista は AEB が電力および上水・下水サービスを供給しており、所内動力消費のうち 3.9 GWh は水製造および下水処理、供給用ポンプに消費している。



出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

図 4.1-15 Boa Vista の月別発電電力量 (2015 年)

表 4.1-6 Boa Vista の月別需給状況 (2015 年)

Item	unit	Jan-2015	Feb-2015	Mar-2015	Apr-2015	May-2015	Jun-2015	Jul-2015	Aug-2015	Sep-2015	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	2015
a 設備容量	[kW]							16,664						16,664
b ディーゼル(定格)	[kW]							14,114						14,114
c ディーゼル(可能)	[kW]							9,550						9,550
d 風力	[kW]							2,550						2,550
e ディーゼル	[kWh]	1,441,597	1,402,286	1,626,948	1,505,142	1,732,309	1,793,574	2,733,765	2,780,349	2,593,696	2,637,586	1,972,109	1,682,960	23,902,321
f 風力	[kWh]	1,009,445	737,024	811,735	889,585	730,343	802,044	220,846	314,222	358,579	369,574	762,460	606,001	7,611,858
g (風力理論値)	[kWh]	(1,339,570)	(964,803)	(1,058,428)	(1,170,121)	(941,352)	(965,096)	(265,498)	(393,211)	(451,594)	(471,972)	(935,201)	(851,787)	(9,808,633)
h 太陽光	[kWh]													
i 発電量合計(e+f+h)	[kWh]	2,410,694	2,085,025	2,372,936	2,366,643	2,428,481	2,521,737	2,909,994	3,051,849	2,914,256	2,959,573	2,704,699	2,256,510	30,982,397
j 所内動力	[kWh]	332,935	297,479	321,440	312,818	322,361	302,935	327,988	357,853	363,490	375,726	342,748	320,215	3,977,987
k 所内動力ロス率(j/i)	[%]	13.8%	14.3%	13.5%	13.2%	13.3%	12.0%	11.3%	11.7%	12.5%	12.7%	12.7%	14.2%	12.8%
l 送電・売電ロス(n-i)	[kWh]	249,531	115,446	225,267	250,237	164,888	261,368	381,101	303,729	283,007	258,597	270,606	221,151	2,984,929
m 送電・売電ロス率(l/i)	[%]	10.4%	5.5%	9.5%	10.6%	6.8%	10.4%	13.1%	10.0%	9.7%	8.7%	10.0%	9.8%	9.6%
n 売電量	[kWh]	1,828,228	1,672,100	1,826,229	1,803,588	1,941,232	1,957,434	2,200,905	2,390,267	2,267,759	2,325,250	2,091,345	1,715,144	24,019,481
o	[kW]	4,848	4,472	4,530	4,698	4,878	4,715	5,396	6,136	5,453	5,515	5,559	4,885	6,136
p Pmax		20 19:00	18 18:00	24 19:00	2 19:00	19 19:00	10 19:00	31 21:00	20 09:00	30 16:00	15 13:00	9 08:00	29 18:00	20 09:00
q Pmin		2,122	2,058	1,936	2,014	1,455	2,129	2,493	2,058	2,414	2,663	2,392	1,719	1,455
r		8 5:00	20 04:00	5 05:00	29 06:00	26 04:00	22 02:00	3 05:00	13 03:00	9 05:00	15 5:00	13 05:00	8 03:00	26 04:00

出所:AEB 資料を基に調査団作成

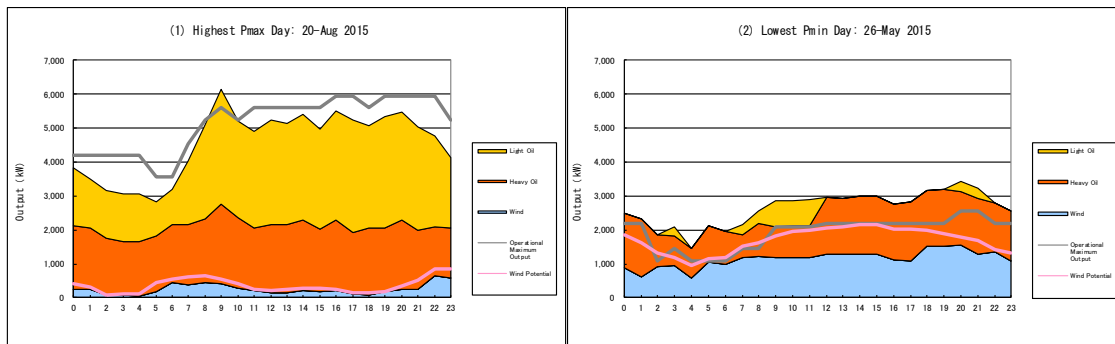
2015 年の Boa Vista の最大需要は 6.1MW (8 月 20 日 9 時)、最低需要は 1.5MW (5 月 26 日 4 時) であった。観光・ホテル業が発展している Boa Vista は、図 4.1-16 に示す日負荷曲線のとおり 10 時、13 時、20 時付近の需要が高い傾向がある。また、観光のハイシーズンとオフシーズンで電力需要の違いを確認できる。

AEB では、風況が良い時期には風力発電出力をベース電源としてある程度組み込んでおり、風力発電の急な出力低下に備えたディーゼル発電の予備力を確保していないケースもあることが運用実績から確認できる。

風況の良い 1 月には、再エネ設備で発電量の 42%程度を供給している。AEB も Electra と同様、風況の良い時期には系統安定性の確保のために Cabeolica の風力 IPP に対して出力抑制を実施している。この出力抑制による余剰電力は年間 2.2 GWh 程度ある。このため、ディーゼル

発電の下げ代拡大、PPA の買取保証 (Take or Pay) を超えた量の売電価格見直しと蓄電池等の電力貯蔵設備を導入することで風力発電抑制分の余剰電力の活用や新規風力発電導入による再エネ量増加が期待できる。

しかし、風況の低い7月から10月にかけての風力発電量は期待できないためディーゼル発電は必須である。

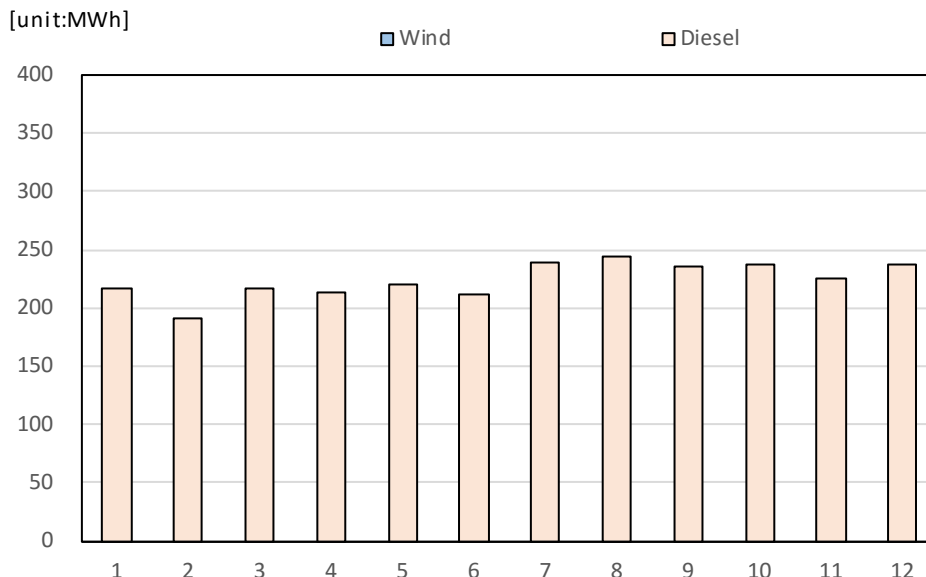


出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

図 4.1-16 Boa Vista の日負荷曲線 (2015 年)

4.1.7 Maio

Maio は面積 269 km²、2015 年の人口は 7 千人である。図 4.1-17 に 2015 年の Maio の月別発電電力量を示す。年間発電電力量は 2.6 GWh である。



出所:Electra 等提供データを基に調査団作成

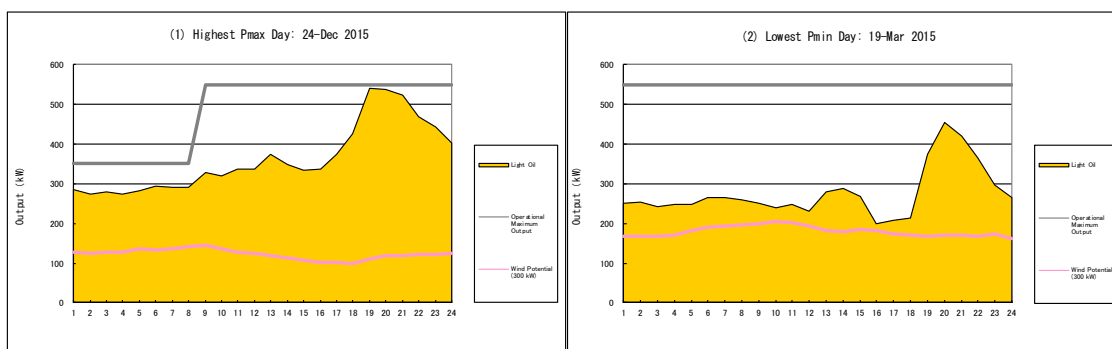
図 4.1-17 Maio の月別発電電力量 (2015 年)

表 4.1-7 Maio の月別需給状況 (2015 年)

Item	unit	Jan-2015	Feb-2015	Mar-2015	Apr-2015	May-2015	Jun-2015	Jul-2015	Aug-2015	Sep-2015	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	2015	2014	2013
a	設備容量						2,176							2,176		
b	ディーゼル(定格)						2,176							2,176		
c	ディーゼル(可能)						900							900		
d	風力															
e	ディーゼル	217,565	190,447	216,233	212,818	219,830	212,017	238,266	244,732	235,969	237,555	224,569	237,203	2,687,204	2,607,729	2,733,453
f	風力															
g	(風力理論値)															
h	太陽光															
i	発電量合計(e+f+h)	217,565	190,447	216,233	212,818	219,830	212,017	238,266	244,732	235,969	237,555	224,569	237,203	2,687,204	2,607,729	2,733,453
j	所内動力	1,202 *	1,052 *	1,195 *	1,176 *	1,214 *	1,171 *	1,316 *	1,352 *	1,304 *	1,312 *	1,241 *	1,310 *	14,846	14,241	10,813
k	所内動力ロス率(i/j)	0.6% *	0.6% *	0.6% *	0.6% *	0.6% *	0.6% *	0.6% *	0.6% *	0.6% *	0.6% *	0.6% *	0.6% *	0.6%	0.5%	0.4%
l	送電・売電ロス(m-i-j)	35,068	30,322	79,091	35,032	53,209	65,160	88,042	65,570	48,650	40,242	49,695	54,954	645,034	663,799	720,151
m	送電・売電ロス率(l/i)	16.1%	15.9%	36.6%	16.5%	24.2%	30.7%	37.0%	26.8%	20.6%	16.9%	22.1%	23.2%	24.0%	25.9%	26.3%
n	売電量	181,295	159,073	135,947	176,610	165,407	145,686	148,908	177,810	186,015	196,001	173,633	180,939	2,027,324	1,929,689	2,002,489
o	Phax	509	500	492	498	494	485	499	538	518	480	487	542	542		
p		6 19:00	19 20:00	5 20:00	29 20:00	4 20:00	11 20:00	29 20:00	11 20:00	5 21:00	30 20:00	8 19:00	24 19:00	24 19:00		
q	Phin	200	202	200	208	207	210	206	223	206	227	220	212	200		
r		11 08:00	8 07:00	19 16:00	15 09:00	8 24:00	20 07:00	23 08:00	1 07:00	12 17:00	25 07:00	27 24:00	15 06:00	11 08:00		

*各月の所内動力は 2015 年の所内比を用いて算定
出所:Electra 他資料を基に調査団作成

2015 年の Maio の最大需要は 542 kW (12 月 24 日 19 時)、最低需要は 200 kW (3 月 19 日 16 時) であった。図 4.1-18 の日負荷曲線のとおり、19 時から 22 時にかけて電力需要が大きくなるものの、その他の時間帯の需要変動は比較的小さい。



出所:Electra 他資料を基に調査団作成

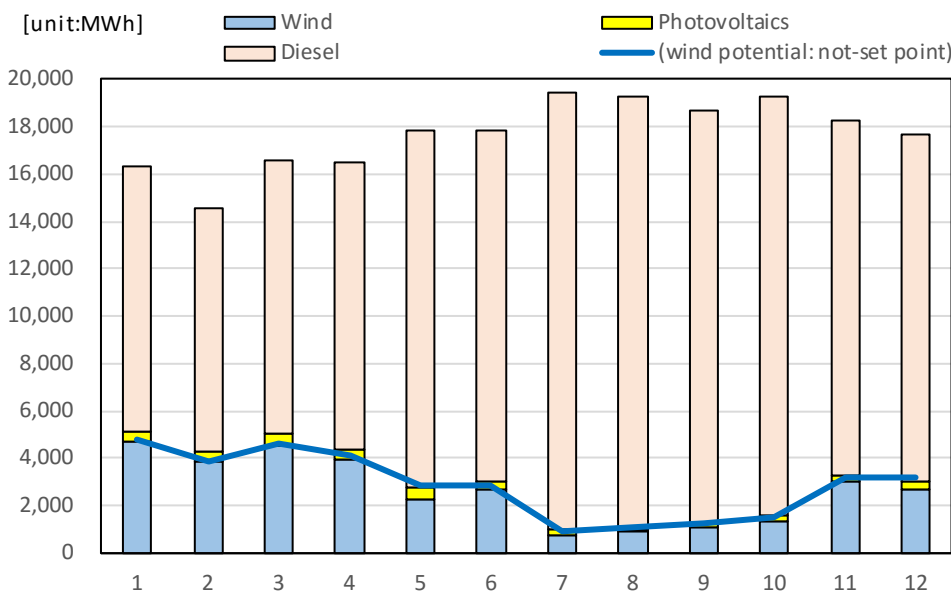
図 4.1-18 Maio の日負荷曲線 (2015 年)

4.1.8 Santiago

Santiago は面積 991 km²、2015 年の人口は 29.4 千人である。図 4.1-19 に 2015 年の Santiago の月別発電電力量を示す。年間発電電力量は 212 GWh、このうち Cabeolica の風力 IPP が 31.9 GWh (再エネ率 15.0%) である。Santiago は Electra が電力および上水・下水サービスを供給しており、所内動力消費のうち約 15 GWh(推定値)を水製造および下水処理、供給用ポンプに消費している。

風況の良い時期には 2015 年において、上記の再エネ設備で月当りの発電量 30%程度を供給している。Electra へのヒアリングによると燃料価格の減少から 2016 年には PPA の買取保証量を超えた際には Santiago においても風力発電の出力抑制をしているとのことだが、Santiago は風力発電出力に比較して系統安定性を確保できるだけの十分なディーゼル発電の出力が確保されているため、2015 年には系統安定性を考慮した風力発電の出力抑制を実施されていないことが確認できる。

Santiago も他の島々同様に電力需要の大きい7月から10月にかけての風況が他の月に比較すると弱く、発電量が少なくなるいといった需要と供給面で相反する問題がある。



出所:Electra 他資料を基に調査団作成

図 4.1-19 Santiago の月別発電電力量 (2015 年)

表 4.1-8 Santiago の月別需給状況 (2015 年)

Item	unit	Jan-2015	Feb-2015	Mar-2015	Apr-2015	May-2015	Jun-2015	Jul-2015	Aug-2015	Sep-2015	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	2015	2014	2013
a	設備容量 [kW]						100,965							100,965		
b	ディーゼル(定格) [kW]		64,567						87,335					87,335		
c	ディーゼル(可能) [kW]		50,084						72,548					72,548		
d'	風力 [kW]							9,350						9,350		
d''	太陽光 [kW]							4,280						4,280		
e	ディーゼル [kWh]	11,234,969	10,237,055	11,498,711	12,095,919	15,082,787	14,784,185	18,445,068	18,292,411	17,420,208	17,700,908	15,011,753	14,676,342	176,480,316		
f	風力 [kWh]	4,733,244	3,861,443	4,564,744	3,960,214	2,266,449	2,684,713	712,801	928,415	1,117,620	1,371,421	2,995,419	2,663,429	31,859,912		
g	(風力理論値) [kWh]	(4,518,876)	(3,656,503)	(4,379,363)	(3,939,537)	(2,692,972)	(2,741,883)	(849,663)	(1,004,183)	(1,209,079)	(1,437,024)	(3,056,505)	(3,006,018)	(32,491,605)	205,854,419	187,343,755
h	太陽光 [kWh]	371,306	418,561	488,841	454,380	488,482	368,060	279,843	92,395	135,595	240,143	243,145	399,834	3,940,585		
i	発電量合計(e++h) [kWh]	16,339,519	14,517,059	16,552,296	16,510,513	17,837,718	17,836,958	19,437,712	19,313,221	18,673,423	19,312,472	18,250,317	17,699,605	212,280,813		
j	所内動力 [kWh]	2,011,159 *	1,786,841 *	2,037,349 *	2,032,206 *	2,195,566 *	2,195,472 *	2,392,502 *	2,377,179 *	2,298,429 *	2,377,087 *	2,246,351 *	2,178,566 *	21,722,181 *	20,737,119	14,390,590
k	所内動力ロス率(j/i) [%]	12.3% *	12.3% *	12.3% *	12.3% *	12.3% *	12.3% *	12.3% *	12.3% *	12.3% *	12.3% *	12.3% *	12.3% *	12.3%	10.1%	7.7%
l	送電・売電ロス(n-i+j) [kWh]	5,083,910	4,714,385	6,323,675	5,601,027	6,549,541	5,728,545	5,528,193	6,701,007	5,234,029	4,817,439	3,529,037	4,787,856	69,005,170	76,796,896	69,250,095
m	送電・売電ロス率(l/i) [%]	31.1%	32.5%	38.2%	33.9%	36.7%	32.1%	28.4%	34.7%	28.0%	24.9%	19.3%	27.1%	32.5%	37.3%	37.0%
n	売電量 [kWh]	9,244,450	8,015,834	8,191,272	8,877,280	9,092,611	9,912,941	11,517,017	10,235,035	11,140,965	12,117,946	12,474,930	10,733,183	121,553,462	108,320,404	103,703,070
o	送電・売電ロス率(o/n) [%]	31.971	31,149	32,289	32,828	33,616	33,985	34,321	34,624	35,282	34,515	34,951	33,704	35,282		
p	Pmax [kW]	7 20:00	4 19:00	30 20:00	22 20:00	5 20:00	3 20:00	29 20:00	5 20:00	15 20:00	29 19:00	10 19:00	15 19:00	15 20:00		
q	Pmin [kW]	13,768	14,270	14,246	15,555	17,217	17,399	18,916	18,435	18,205	17,145	17,044	16,844	13,768		
r		24 04:00	24 03:00	28 03:00	23 04:00	8 03:00	5 24:00	7 04:00	25 04:00	2 05:00	28 05:00	30 04:00	11 04:00	24 04:00		

*各月の所内動力は2015年の所内比を用いて算定

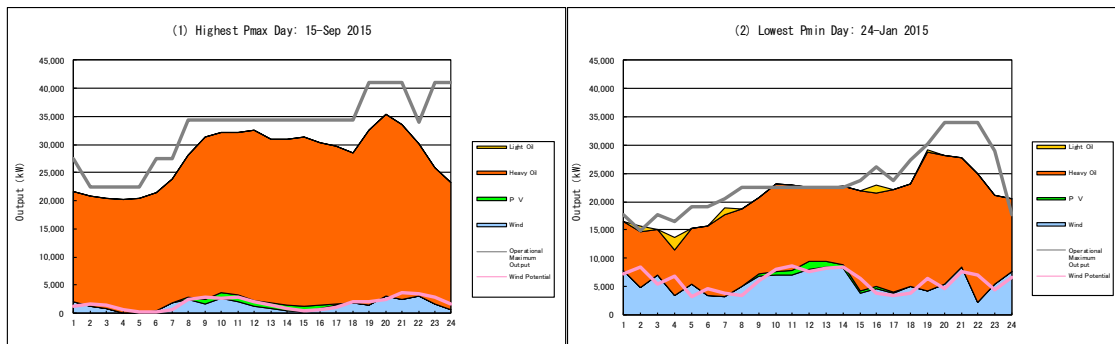
出所:Electra 他資料を基に調査団作成

2015年のSantiagoの最大需要は35 MW (9月15日20時)、最低需要は14MW (1月24日4時)であった。早朝から需要が増加し始め、20時付近の需要が最も高い。深夜から早朝にかけては需要が小さくなる傾向がある。

図 4.1-20 に示す日負荷曲線のとおり、風況が良い1月、2月においても、Santiagoにおいては風力発電の出力抑制なしで系統安定性を確保した運用を実施している。2015年のデータからは、系統安定のための風力発電の出力抑制実績はないものの、風力発電の出力抑制なしでの再エネ導入可能量の算出によると、現需要および既設ディーゼル発電における風力発電の導

入量は適量である。再生可能エネルギーの更なる増加のためには再生可能エネルギーの出力抑制やディーゼル発電の下げ代拡大、蓄電池等の導入の検討が必要である。

しかし、風況の低い7月から10月にかけては風力発電の出力が期待できないため、ディーゼル発電は必須である。

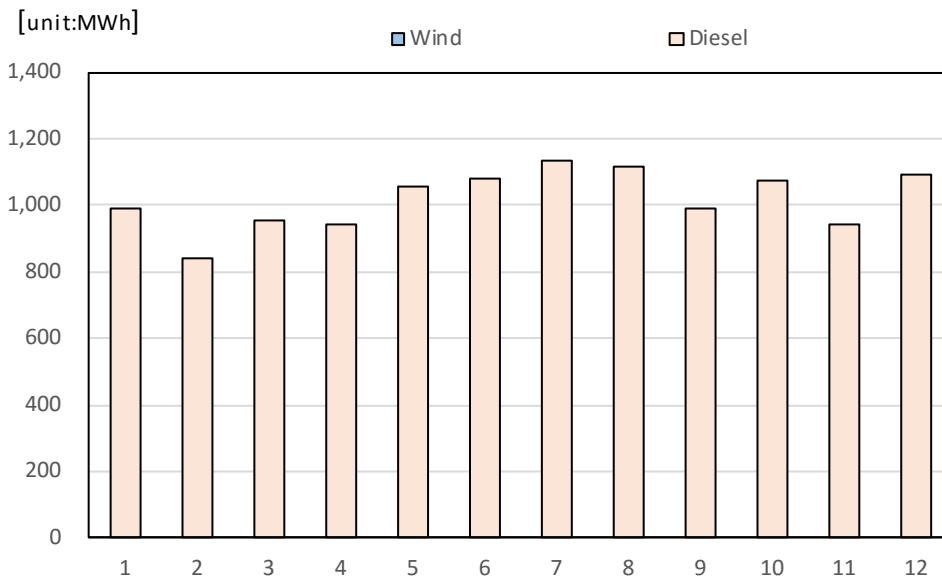


出所:Electra 他資料を基に調査団作成

図 4.1-20 Santiago の日負荷曲線 (2015 年)

4.1.9 Fogo

Fogo は面積 476 km²、2015 年の人口は 35.8 千人である。図 4.1-21 に 2015 年の Fogo の月別発電電力量を示す。年間発電電力量は 13.4 GWh である。



出所:Electra 他資料を基に調査団作成

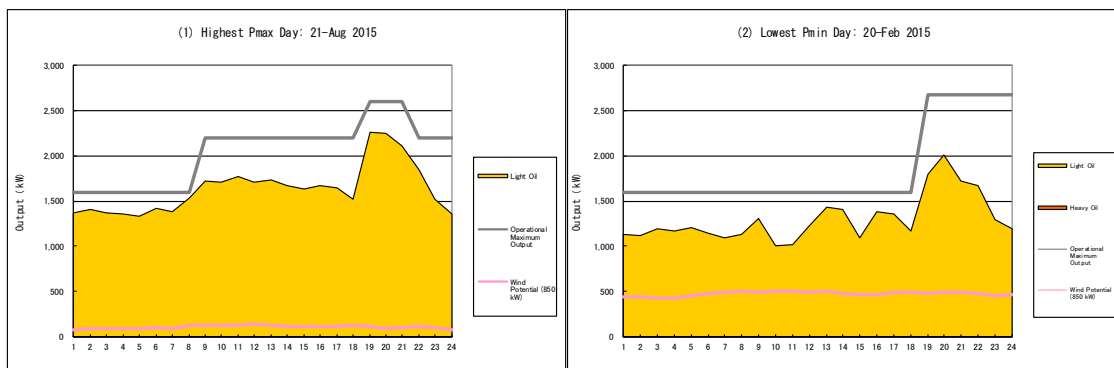
図 4.1-21 Fogo の月別発電電力量 (2015 年)

表 4.1-9 Fogo の月別需給状況 (2015 年)

Item	unit	Jan-2015	Feb-2015	Mar-2015	Apr-2015	May-2015	Jun-2015	Jul-2015	Aug-2015	Sep-2015	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	2015	2014	2013	
a	設備容量					5,960						9,304		9,304			
b	ディーゼル(定格)					5,960						9,304		9,304			
c	ディーゼル(可能)					3,870						6,734		6,734			
d	風力																
e	ディーゼル	992,748	841,976	956,637	943,561	1,058,062	1,082,872	1,131,637	1,114,241	988,125	1,073,612	944,700	1,089,849	12,218,020	11,927,773	12,086,345	
f	風力																
g	(風力理論値)																
h	太陽光																
i	発電量合計(e+f+h)	992,748	841,976	956,637	943,561	1,058,062	1,082,872	1,131,637	1,114,241	988,125	1,073,612	944,700	1,089,849	12,218,020	11,927,773	12,086,345	
j	所内動力	7,537 *	6,392 *	7,262 *	7,163 *	8,032 *	8,221 *	8,591 *	8,459 *	7,501 *	8,150 *	7,172 *	8,274 *	92,754	22,276	29,730	
k	所内動力ロス率(j/i)	0.8% *	0.8% *	0.8% *	0.8% *	0.8% *	0.8% *	0.8% *	0.8% *	0.8% *	0.8% *	0.8% *	0.8% *	0.8%	0.2%	0.2%	
l	送電・売電ロス(m-i-j)	173,949	180,462	291,844	307,012	290,797	369,258	367,332	281,519	253,606	27,849	135,185	184,416	2,863,229	3,380,458	3,371,245	
m	送電・売電ロス率(l/i)	17.5%	21.4%	30.5%	32.5%	27.5%	34.1%	32.5%	25.3%	25.7%	2.6%	14.3%	16.9%	23.4%	28.3%	27.9%	
n	売電量	811,262	655,122	657,531	629,386	759,233	705,393	755,714	824,263	727,018	1,037,613	802,343	897,159	9,262,037	8,525,039	8,684,370	
o		2,222	2,210	2,175	2,277	2,356	2,244	2,351	2,420	2,320	2,440	2,203	2,340	2,440			
p	Phax	-	17:20:00	10:19:00	15:20:00	22:21:00	4:20:00	23:20:00	22:20:00	8:20:00	22:20:00	21:20:00	9:20:00	31:20:00	21:20:00		
q		1,004	1,000	1,015	1,016	1,080	1,005	1,002	1,007	970	1,053	1,017	1,025	970			
r	Phan	-	7:05:00	7:10:00	13:05:00	28:04:00	16:24:00	16:17:00	8:21:00	11:10:00	8:04:00	10:08:00	14:04:00	29:05:00	8:04:00		

*各月の所内動力は 2015 年の所内比を用いて算定
出所: Electra 他資料を基に調査団作成

2015 年の Fogo の最大需要は約 2.4 MW (10 月 21 日 20 時)、最低需要は約 1 MW (9 月 8 日 4 時) であった。図 4.1-22 の日負荷曲線のとおり、19 時から 22 時にかけて電力需要が大きくなるものの、その他の時間帯の需要はほぼ一定である。

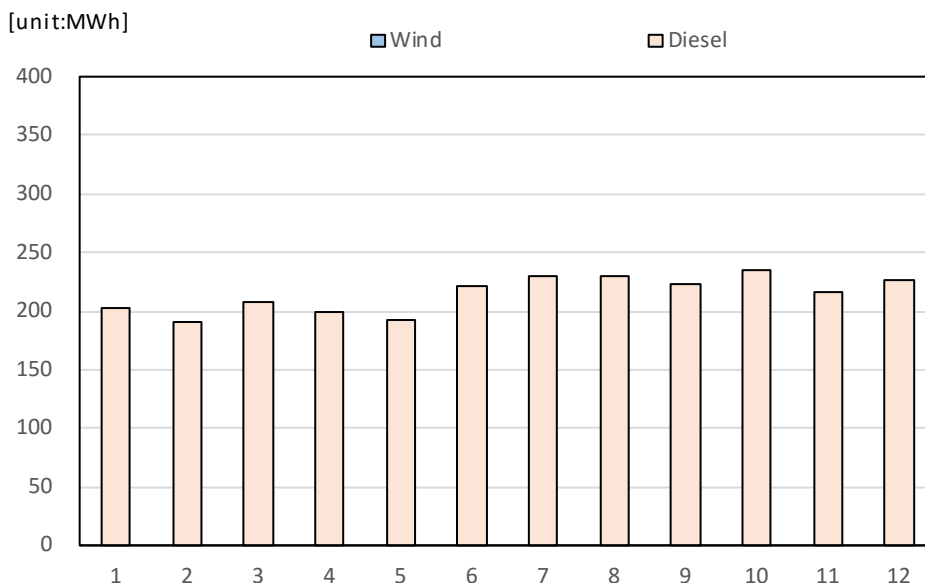


出所: Electra 他資料を基に調査団作成

図 4.1-22 Fogo の日負荷曲線 (2015 年)

4.1.10 Brava

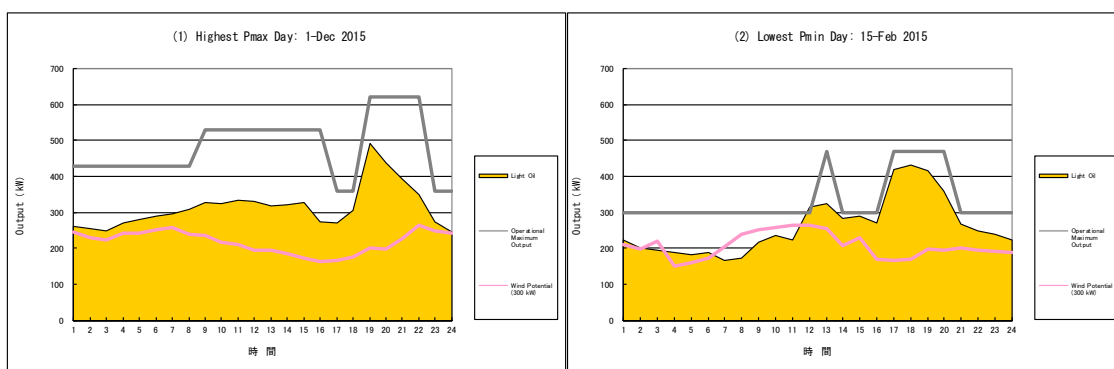
Brava は面積 64 km²、2015 年の人口は 5.7 千人である。図 4.1-23 に 2015 年の Brava の月別発電電力量を示す。年間発電電力量は 2.6 GWh である。



出所:Electra 他資料を基に調査団作成

図 4.1-23 Brava の月別発電電力量 (2015 年)

2015 年の Brava の最大需要は約 600 kW (12 月 31 日 19 時)、最低需要は約 170 kW (2 月 15 日 7 時) であった。図 4.1-24 の日負荷曲線のとおり、19 時から 22 時にかけて電力需要が大きくなるものの、その他の時間帯の需要はほぼ一定である。なお、仮に 300kW の風力発電を設置した場合の理論出力をピンク色の線で示す。Brava では過去、150 kW の風力発電が導入された経緯がある (現在は廃止)。さらに、需要規模や発電所や送電設備等の老朽化から更新時期を考慮すると、総合的な蓄電池システムによる段階的な再エネ率の引き上げに向けた実証試験の可能性はある。



出所:Electra 他資料を基に調査団作成

図 4.1-24 Brava の日負荷曲線 (2015 年)

4.2 需給ロス

4.2.1 需給ロスの状況

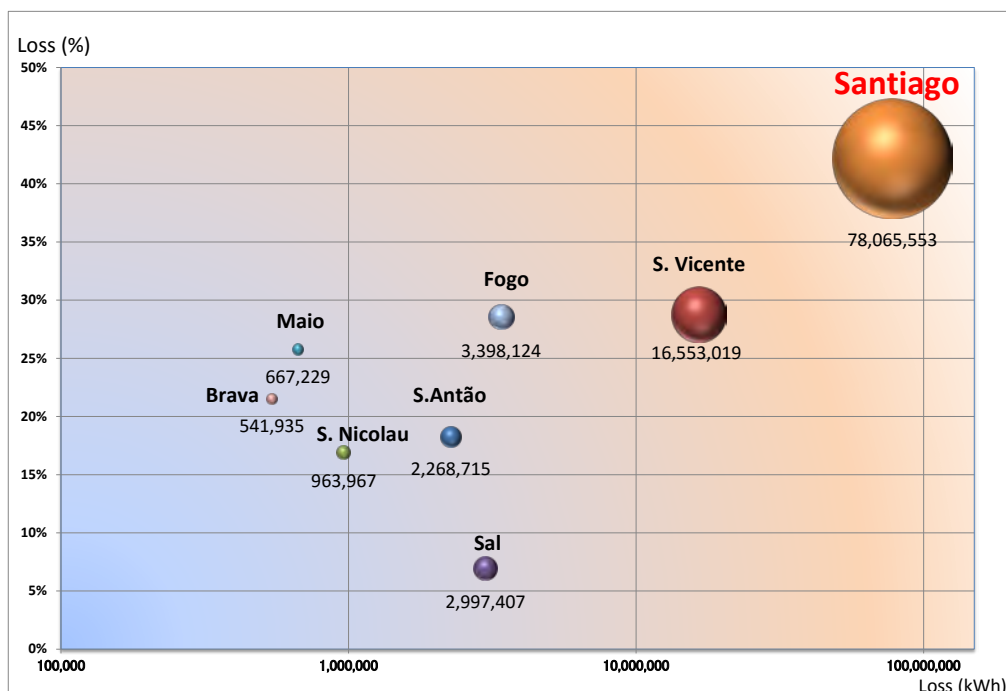
「カ」国における需給ロスは、現在深刻な状況である。「カ」国の場合、造水需要もあるため、水の製造販売を行っている Electra の場合、造水も所内電力に含めると、送電端電力は、例えば、Santiago や Sal、São Vicente の場合、10%以上がロスする計算となる。しかしながら、Electra の供給エリアである 8 島（Boa Vista は AEB、Sal の一部ホテル需要は APP が供給）のロス率（所内電力を差し引いた送電端電力で販売電力量を除いた電力損失率）の総計は、33%と非常に高く、経済面での損失も相当多きい。下表 4.2-1 のとおり Electra 供給エリアのロス率を示す。

表 4.2-1 Electra の島別ロス率一覧 (2014 年)

Island	Generation	Desalination	Internal use	Pumping	Internal use Total	Trasnmission	Consumption	Loss	
Ilha	Produção (kWh)	Dessalinização	Consumo Interno	Consumo Bombagem água produzida	Total dos consumos da produção	Produção Entregue a Rede A	(kWh) B	(kWh) C(=A - B)	(%) D(=C/A)
Santo Antão	12,479,516	0	14,402	0	14,402	12,465,114	10,196,399	2,268,715	18%
São Vicente	67,570,039	7,253,962	2,206,010	523,619	9,983,591	57,586,448	41,033,429	16,553,019	29%
São Nicolau	5,719,557	0	11,893	0	11,893	5,707,664	4,743,697	963,967	17%
Sal	51,930,042	5,934,040	2,543,325	338,400	8,815,765	43,114,277	40,116,870	2,997,407	7%
Maio	2,607,729	0	14,241	0	14,241	2,593,488	1,926,259	667,229	26%
Santiago	205,854,419	13,415,747	5,763,920	1,557,452	20,737,119	185,117,300	107,051,747	78,065,553	42%
Fogo	11,927,773	0	22,276	0	22,276	11,905,497	8,507,373	3,398,124	29%
Brava	2,534,582	0	15,723	0	15,723	2,518,859	1,976,924	541,935	22%
Total Electra	360,623,657	26,603,749	10,591,789	2,419,471	39,615,010	321,008,647	215,552,698	105,455,949	33%

出所：Electra より提供

島の系統は、シンプルかつ送電距離も短いため、一般的に技術的ロスが 10%を超えるケースは少ない。Electra の場合、島によってはロス率が 20%や 10%を下回るものもあるため、原因の大半が商務的な事情、いわゆる盗電や不正使用による損失であると考えられる。ホテル需要が多く、中圧での送電が多い Sal や Boa Vista（AEB が供給）においては、ロス率はいずれも 20%を下回っている。ロス率(%)を縦軸に、損失量(kWh)を横軸に、率/量の両面で損失の大きさ、経営インパクトを下図 4.2-1 に示す。



出所:Electara 資料より調査団作成

図 4.2-1 Electra の島別電力ロス

上記、電力ロスの図表より読み取れるのは、首都プライアがあり、人口が集中している Santiago の電力ロスが、率、量ともにとび抜けて大きいということで、何より先に対策を実施すべきであるということである。当該地域の改善が成功すれば、経営へのインパクトは大きく、またその成功手法を他の島に横展開すれば、対策効果も効率的に得ることが可能であると考えられる。

4.2.2 ロス改善のアプローチ

電気の不正使用の背景として、組織的な犯罪（盗電や転売）や貧困など、社会的に根深い問題を伴うケースが多々あると考えられる。一方で、Electra の営業職員のリソースも、先述のとおり、経営赤字が続き、未回収債権の回収も進展していない状況を踏まえると、極めて限定的であると考えられる。

このため、従来の対応のままでは、基本的な問題の解決には行き届かず、いわゆる「いたちごっこ」のまま、不正を促す結果になることが懸念される。調査団としては、海外での対策事例やこれまでの日本での取り組みなどを参考に、以下のような「カ」国政府と一体となった複合施策を行うことが、ロス率の根本解決に効果的であると考えられる。

- 料金回収と設備巡視要員の増強
- 不正使用や回収率が悪いエリアへの優先的なプリペイドメーターの導入
- 「カ」国政府との連携（以下参考例）

「法規制・罰則強化」「貧困世帯へのプリペイドカード発給などセーフティネット」

「学校や貧困地域での電力ほか公共サービスの不正使用防止の啓蒙活動」

電力ロスの問題は、Electra など、いち電力会社の問題ではなく、「カ」国政府も責任主体として Electra と一体であるとの認識で、解決に取り組む必要があると考える。

売掛金の未回収であれ、不正電力使用のいずれにしても、これらを放置すると、Electra の収益基盤が崩壊し、同社は倒産に追い込まれる可能性が生じる。このような事態になれば、株主である「カ」国も同様に不良資産 (Electra) を抱え、債務を肩代わりするリスクを負う。

このため、電力ロスは国家の問題として取り組み必要がある。

4.3 地方電化

調査団は、100%再生可能エネルギーによる発電を行っているオフグリッド設備を 2016 年 3 月 23 日 (Monte Trigo 集落) と 5 月 27 日 (Carrical 集落) に視察した。

その視察結果について、4.3.1 項と 4.3.2 項に記載する。また、4.3.3 項には、その他小規模集落の電化について DGE からヒアリングした内容を記載する。

4.3.1 Monte Trigo Photovoltaic micro-Grid

(1) Monte Trigo 集落

Monte Trigo 集落は、Santo Antão の南西部の海岸に位置する辺境の村である。Monte Trigo 集落へのアクセスはポートのみで、Tarrafal の村から約 1 時間を要する。集落の人口は約 230 人で主要な経済活動は、漁業や近隣の村との貿易である。(図 4.3-1 参照)

電力の需要負荷は、75 世帯 (全世帯数は約 100 世帯) の一般家庭、外灯 (20 灯)、小学校、幼稚園、氷製造所、民宿および数件の小さな飲食店などである。低圧配電線の総こう長は約 1 km である。(図 4.3-2 参照)

現在、市が多目的ハウスを建設中で、図書館に数台のパソコン設置を計画している。



出所:www.sesam-er.no.comunidades.net

図 4.3-1 Monte Trigo の位置図



図 4.3-2 Monte Trigo の風景

(2) マイクログリッドの主な概要

Monte Trigo Photovoltaic micro-Gridは、2012年2月から運用を開始し、SESAM-ERプロジェクトの枠組みの中で、EUと市の協調融資（EU：75%、市：25%）にて実施された。建設者はAPPとGRUP SOLER（スペイン）であり所有者は市である。また、マイクログリッドの運転とメンテナンスはAPP社が行っている。

マイクログリッドのシステム構成の概要と主な仕様を図4.3-3と表4.3-1に示す。本システムは、PVと蓄電池が2系列の構成で監視制御ユニットコントローラーにより、蓄電池の充電状態を制御し、必要に応じて2台のインバーター間の相互接続が可能である。また、バックアップ用として20kVAの非常用ディーゼル発電機が設置されている。

PVパネルは南向き15度の角度で、学校の屋上及びセントラル建屋の屋上に設置され、日射計と温度計が各4箇所に設置されている。運用開始から2年後の2014年には、需要増に伴いPVパネルの増強（12kW）を実施しており、今後もPVパネルの増強（約20kW）が計画されている。

蓄電池は開放型の鉛蓄電池である。当初、蓄電池の貯蔵容量は少なくとも3日間の需要に対応可能な設計であったが、現在は需要が伸び2日程度の容量である。

蓄電池の余剰電力は氷製造所（氷製造機2台）に供給されている。氷製造機は、No.2ユニット蓄電池の残存容量が100%で自動的に起動し90%で自動停止する。製造した氷は漁師などに販売され、その収益はマイクログリッドの運用費用等に充てられている。

APP社によると、本マイクログリッドの発電単価（建設費、運用費）は、機器リプレース代も含め1kWあたり30～35CVEとのことであった。

電気料金の支払いは、プリペイドカード式（RFIDシステム）で、5段階の料金を設定している。

図4.3-4に、2012年から2015年までの発電量と電力需要の推移を示すが、電力需要は毎年増加傾向にあり、2015年は前年より15%増加している。

2015年12月までの3年間で発電した100%再生可能エネルギーによる発電量は127,972kWhである。これは、ディーゼル発電で使用する37,039リットルの燃料の使用を回避し、約111トンのCO₂ガス放出を抑制したことになる。

なお、上記データはSESAM-ERプロジェクトホームページの掲載値から引用した。（表4.3-2参照）

表 4.3-1 Main specification of system

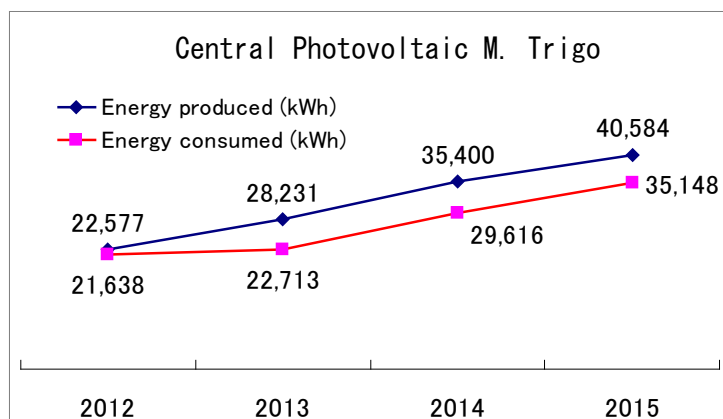


出所:APP

図 4.3-3 Monte Trigo のシステム構成

PV GENERATOR (ATERSA/made in Spain)	
Photovoltaic Capacity	39kWp
Number of modules	(210×130Wp+80×150Wp)
Module Type	ATERSA 130 WSTC
BATTERY (CLASSIC SOLAR/made in France)	
Number of cells	48(2×24)
Model	OPzS Solar 3850Ah
Total capacity (C100)	370kWh
Autonomy	3 days
Regulator	
Model	RM-480
Total capacity	24kW (2×6×2kW)
INVERTER (XTtender/Switzerland)	
Model	STUDER XTH 8000-48
Total capacity	14kW (2×7kW)
Back up Diesel generator (CIRCUTOR/Spain)	
Total capacity	20kVA

出所:APP からの入手データより調査団作成



出所:APP

図 4.3-4 電力供給量と消費量の年別チャート

表 4.3-2 Monte Trigo マイクログリッドの導入後データ

Item		2012	2013	2014	2015	Total
Energy production	kWh	22,577	28,231	35,400	40,584	126,792
	Ratio(%)	—	25%	25%	15%	—
Energy consumption	kWh	21,638	22,713	29,616	35,148	109,115
	Ratio(%)	—	5%	30%	19%	—
Reduction of diesel fuel	ℓ	6,640	8,303	10,393	11,703	37,039
	Ratio(%)	—	25%	25%	13%	—
Suppression CO ² emission	t	20	25	31	35	111
	Ratio(%)	—	25%	24%	12%	—

Note: Ratio(%) is previous year increase ratio

出所:APP 社、www.sesam-er.no.comunidades.net

(3) マイクログリッドの運用

蓄電池の運用については、蓄電池の残存容量が 35%~100%の幅で運用するルールになっている。例えば、蓄電池の残存容量が 35%未満になった場合は以下の手順で処置を行う。

- ① 蓄電池の放電量を抑制するため外灯を消し負荷を減らす。
- ② PV の発電によって蓄電池を充電する。
- ③ 最終手段としてディーゼル発電により蓄電池を充電する。

蓄電池は毎月の点検で比重や電圧などを測定している。蓄電池室は空冷式で、エアコンはインバーター室（視察時の設定温度は 19°C）と監視室に設置されている。

現地設備の運用保守は APP 社が委託している現地委託員が、2 名体制（勤務時間帯：8 時~17 時）で対応している。PV パネルの清掃は、この 2 名がモップスポンジを用いて毎月月末（2 日程度）に実施している。現地委託員へのヒアリングによると、清掃用の水は小学校の貯水タンクの水を使用しており、清掃により PV の発電量は約 5%向上する。

APP の社員は、これまで月に 1 回の頻度で現地に出向いていたが、最近は現地委託員の技術レベルも向上し、2、3 カ月に一度程度出向いている。

また、遠隔 PC 端末からのデータ確認・収集等が可能であるが、天候不順などの場合には無線でのアクセスができないケースもある。

(4) 現地視察後の提言（留意事項等）

1) 蓄電池

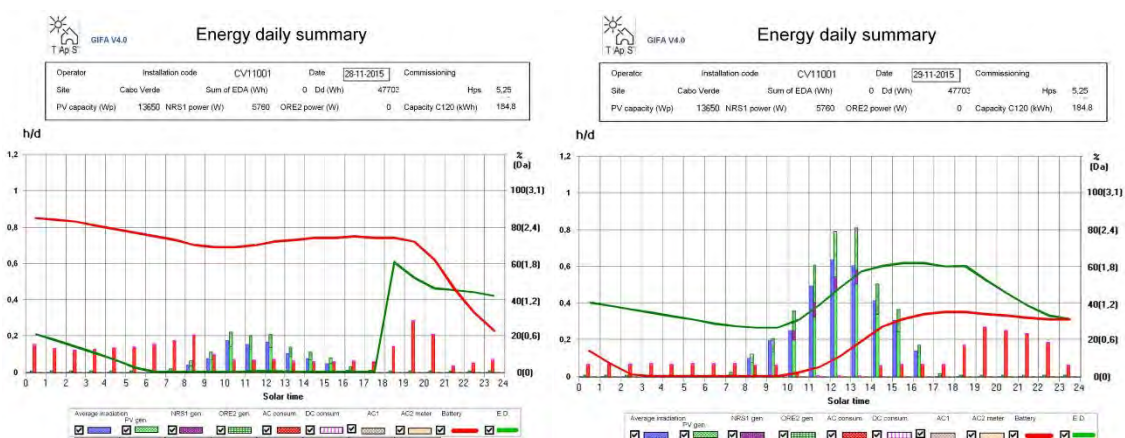
現地視察時に、No.1 ユニット蓄電池の電極の底面に沈殿物を確認した。このため電極板の腐食やサルフェーション（白色硫酸鉛化）等の現象が発生していると想定される。現地委託員に確認したところ、今後、蓄電池交換等の改修を行う予定とのことであったが、不具合発生の原因解明が必要と思われる（図 4.3-6、図 4.3-7）。

蓄電池の残存容量が 35%から 100%の間での運用ルールとなっているが、蓄電池の残存容量がゼロとなっているケースが現地で入手したデータ（2015 年 7 月から 2016 年 3 月 16 日）から確認された。図 4.3-5 に No.1 ユニット蓄電池の残存容量の推移（2015 年 11 月 28 日と 29

日)を示すが、赤色の折線表示の蓄電池残存容量が約8時間(3時から10時頃まで)の間、ゼロとなっている。このような事象は、8月と11月にも確認され、35%以下の運用となった回数は合計8回である。これは、月1回程度の頻度となるが、時間帯はいずれも深夜から翌日の午前中である。

このような蓄電池の運用が、蓄電池の劣化や寿命に影響を与えている一つの要因と考えられる。この蓄電池の経年は5年未満であるが、蓄電池の過放電によって特性劣化や寿命短縮に至っている可能性が考えられる。

今後の対応策としては、蓄電池に過度な負荷が掛からないように蓄電池の運用計画の見直しや適切な運用を行う必要がある。また、蓄電池の取替え時期や予備品の確保など、将来的な検討を進めておく必要があると思われる。



出所:APP

Blue bar: Solar radiation yield [h/day], Green bar: PV yield [h/day],
Red bar: Power consumption yield, Red line: remaining battery charge [%] [days]

図 4.3-5 マイクログリッドの日負荷状況 (2015年11月28日以降29日間)



図 4.3-6 鉛蓄電池



図 4.3-7 蓄電池電極

2) 非常用ディーゼル発電機

ディーゼル発電機エンジン部分の燃料噴射ノズルから漏油が確認されたため、接続部のまし締めやパッキン交換等の必要性を現地の委託員に報告した。今後は、定期的なメンテナン

ス等において、他の部位においても同様現象はないか確認する必要がある。(図 4.3-8 参照)

3) その他

No.1 ユーザーインフォメーションインターフェイスのランプ表示が機能していないため、不具合箇所の調査及び修繕が必要と思われる。(図 4.3-9 参照)

現地視察時には、電圧や周波数の計測については確認していないが、電力品質確保の観点から周波数等の把握も必要と思われる。

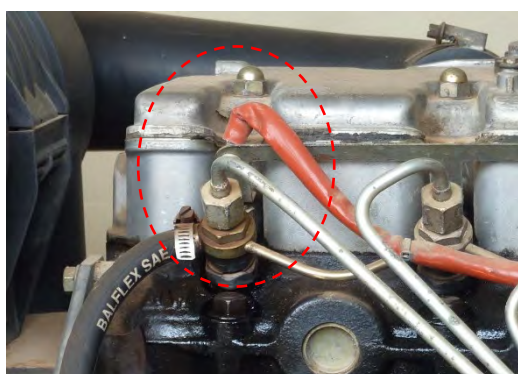


図 4.3-8 ディーゼル発電機燃料ノズル

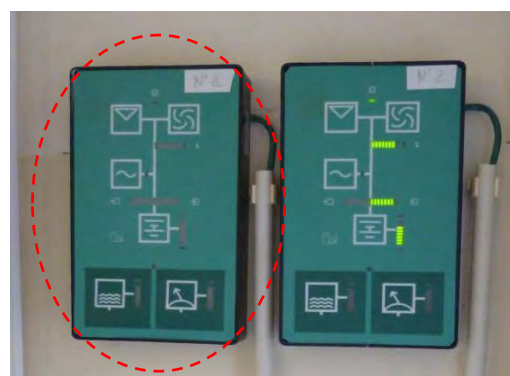


図 4.3-9 運用情報確認盤

4.3.2 Carriçal Photovoltaic micro-Grid

(1) Carriçal 集落

Carriçal は、São Nicolau の南東部の海岸に位置し、人口約 200 人の漁村である。アクセスルートは、島都市部 (Vila da Riberira Bra) から約 38km の距離にあり、車で 60 分程度を要する。主な電力の需要負荷は、53 世帯 (全世帯数は 56 世帯) の一般家庭、外灯、小学校などである。なお、飲料水等は井戸水を使用しており集落には基本的にトイレはない。以前、魚の缶詰工場があったが、現在は廃業しており、跡地の建物の一部は漁師用の釣具店に改装作業中である。

(2) マイクログリッドの主な概要

Carriçal Photovoltaic micro-Grid は、2015 年 12 月から運用を開始している。このプロジェクトは、PPP (官民連携事業) で実施され、APP 社がマイクログリッドの建設と運転及びメンテナンスを行っている。なお、マイクログリッドの所有者は市である。

表 4.3-3 にシステムの主な仕様を示す。PV パネルは学校とセントラルの屋上に西向きに 16 度の角度で設置され、日射計と熱電対が各 1 箇所設置されている。なお、スペースの都合で南向き配置は断念したとのことである。蓄電池は、密閉型のジェル式鉛蓄電池である。なお、最

大需要は約 12 kW であり、2016 年 6 月以降にプリペイドカード式 (RFID システム) 導入による電気料金の徴収を計画している。



図 4.3-10 Carrical PV パネル

表 4.3-3 システムの主な仕様

PV GENERATOR (S-energy/made in Korea)	
Photovoltaic Capacity	22kWp (88×250Wp)
Module Type	SM-250PC8
BATTERY (SONNENSCHNEIN/made in Germany)	
Number of cells	48 (2×24) 2V
Model	A600 SOLAR A602/1965Ah
Power Condition System (SMA/made in Germany)	
Model	SUNNY TRIPOVER
Back up Diesel generator (made in China)	
Model	24GF-LDE
Rated power	30kVA/24kW
Date	2008.10

出所：APP からの入手データより調査団作成

(3) マイクログリッドの運用

現地設備の運用保守は、APP 社が委託している現地委託員が 2 名体制（勤務時間帯：8 時～19 時）で対応している。

現地委託員へのヒアリングによると、PV パネルの清掃は、モップスポンジを用いて 15 日間隔で毎月 2 回（1 日及び 15 日）行っており、パネル清掃により PV の発電は、最大で約 3kW 向上している。

計測データは監視計測用 PC の表示値を毎正時ペーパーに転記し、その転記したデータを PC 内のエクセル表に入力管理している。また、APP 社員は、6 カ月に一度の頻度で、本サイトに向かうことになっているが、マイクログリッドの運開後、6 カ月に満たないため APP 社員はまだ出向いていない。

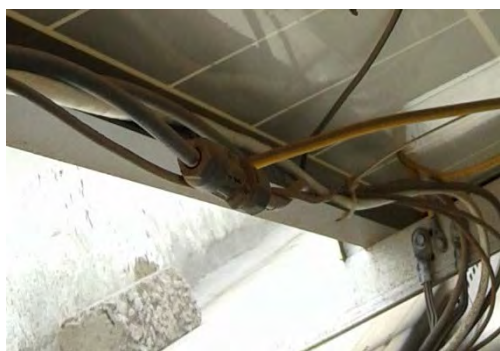


図 4.3-11 PV ケーブル接続部



図 4.3-12 鉛蓄電池

HORA	PRODUÇÃO ENERGIA DIÁRIA (KWh)		PRODUÇÃO ENERGIA (MWh)		POTÊNCIA INSTANTANEA (W)		CONSUMO CA(KWh)				Sunny Island		
	STP 1	STP 2	STP 1	STP 2	STP 1	STP 2	C1	C2	ILP	C.T.	Requencia (HZ)	Baterias(KWh)	
												ENERGIA (IN)	ENERGIA (OUT)
9:00	4.299	4.128	5.433	5.458	4 492,00	4 259,00	4 431	3 292	909	154	49,9	7814	5594,6
10:00	10,44	9.948	5,439	5,464	6 809,00	6 803,00	4 432	3 293	909	154	49,9	7822,8	5594,6
11:00	19,87	19,35	5,448	5,473	3 833,00	3 833,00	4 433	3 294	909	155	51,5	7840	5594,6
12:00	21,23	20,70	5,450	5,474	1 466,00	1 491,00	4 433	3 294	909	155	51,8	7841,7	5594,6
13:00	22,53	21,99	5,451	5,476	945,00	932,00	4 434	3 295	909	155	51,9	7842,6	5594,6
14:00	23,56	23,03	5,452	5,477	889,00	894,00	4 436	3 295	909	155	51,8	7843,2	5594,6
15:00	24,50	23,97	5,453	5,478	949,00	963,00	4 436	3 296	909	155	51,8	7843	5594,6
16:00	25,41	24,89	5,454	5,479	978,00	980,00	4 437	3 296	909	155	51,8	7843,4	5594,6
17:00	26,36	25,85	5,455	5,480	877,00	896,00	4 438	3 297	909	155	51,8	7843,7	5594,6
18:00	27,77	27,25	5,456	5,481	712,00	664,00	4 440	3 298	909	155	51,8	7843,9	5594,7
19:00	27,94	27,41	5,456	5,481	0,00	0,00	4 441	3 299	909	155	48,9	7843,9	5595,7
20:00	22,961	23,827			2 006,250	1 977,167	22	16	6	1			
201 8:00	1.348	1.253	5.458	5.482	1 224,00	2 188,00	4 450	3 309	914	155	49,9	7845,3	5619,5
202 9:00	4.522	4.351	5.461	5.485	4 580,00	4 483,00	4 451	3 309	914	155	49,9	7850,4	5619,5
203 10:00	9.515	9.416	5.466	5.449	6 472,00	6 495,00	4 451	3 310	914	155	49,9	7859,2	5619,5
204 11:00	17.310	17.250	5.474	5.498	7 052,00	7 865,00	4 452	3 310	914	155	51,1	7872,5	5619,5
205 12:00	20.690	20.580	5.477	5.502	1 389,00	1 331,00	4 453	3 311	914	155	51,8	7877,7	5619,5
206 13:00	21.920	21.810	5.478	5.503	1 035,00	1 099,00	4 454	3 312	914	155	51,8	7878,3	5619,5
207 14:00	22.800	22.690	5.479	5.504	978,00	1 050,00	4 455	3 312	914	156	51,8	7878,6	5619,5
208 15:00	24.160	24.050	5.480	5.505	1 179,00	1 183,00	4 456	3 313	914	156	51,8	7878,9	5619,5
209 16:00	24.990	24.880	5.481	5.506	874,00	873,00	4 457	3 314	914	156	51,9	7879,1	5619,5
210 17:00	25.890	25.790	5.482	5.507	771	780	4 458	3 314	914	156	51,9	7879,3	5619,5
211 18:00	26.790	26.690	5.483	5.508	764	765	4 459	3 315	914	156	51,9	7879,5	5619,5
212 19:00	27.130	27.060	5.484	5.508,000	0	0	4 460	3 316	914	156	48,9	7879,5	5620,7
213 8:00	1.424	1.337	5.485	5.510	2 193,167	2 241,000	49	17	5	1			

図 4.3-13 計測データ入力画面 (2016年5月15日から16日間)

(4) 現地視察後の提言 (留意事項等)

1) PV パネル

5月27日時点でのPVパネル表面のダストは比較的に少ないように思われるが、パネル裏面のケーブルコネクタにはダストが付着している。海岸も近く塩害等による影響も懸念されるため、可能な範囲でケーブルコネクタ部の清掃も必要と思われる。

2) 蓄電池

蓄電池の電圧測定器が現地にまだ届いていないとのことであった。蓄電池のメンテナンス等に関する現地委託員への技術指導も含めたフォローが望まれる。

3) 非常用発電機

非常用電源のディーゼル発電機がグリッドへは未接続の状態で見置きされていた。マイクログリッドのバックアップ電源用として、即運転ができるように事前に開閉器などを介して

グリッドに接続しておくことも必要と思われる。

4) 周波数の変動

現地で購入した 2015 年 5 月 4 日から 26 日までの記録データを確認したところ、周波数が規定値 ($50 \pm 2\text{Hz}$) を逸脱する可能性が認められた。一例として、図 4.3-13 に毎正時の計測データ入力画面 (2016 年 5 月 15 日～16 日) を示す。その入力値から、周波数が 48.9Hz から 51.9Hz の間で変動していることが確認できる。今後、何らかの周波数変動抑制に関する検討も必要と思われる。

4.3.3 その他小規模集落の電化

(1) XaXa 集落 (DGE からのヒアリング情報)

XaXa 集落は Santiago の北部に位置する約 10 世帯の山村である。需要規模は約 10 kW で、風力と太陽光発電を併せた約 10 kVA の容量で電力を供給し、蓄電池も設置している。なお、電気料金は無料であり、10 年後には廃村となる見込みである。

このような都会から離れた山村では、今後、高齢化や過疎化、更には廃村が進むと考えられている。例えば、若者は教育機関や就職先が充実している都会に移り住み、そこに両親を呼び寄せる傾向があるようである。

(2) その他小規模集落

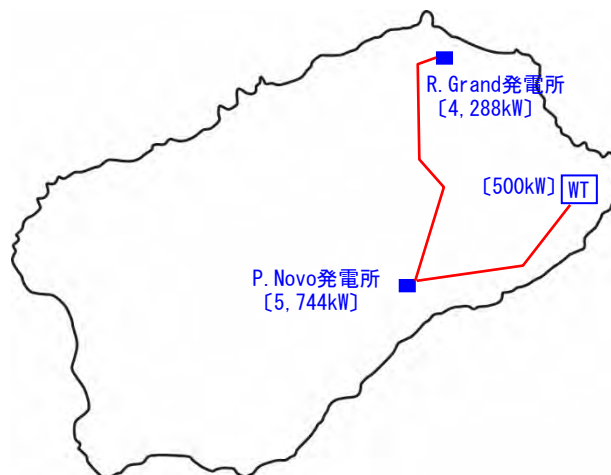
政府としては、前項で述べたような小規模集落への電化は、配電線延長ではなく、小規模太陽光/蓄電池のセットによるマイクログリッドを推進する方針である。また、各マイクログリッドの運転とメンテナンスを一括委託し、省コストと当該委託先の自立採算確保について模索している。オフグリッドのマイクログリッドについては、投資リスク回避の観点から、太陽光や蓄電池等のシステムは移動可能な設備とし、集落の需要が増加した場合は、設備の増強を行い、需要が無くなった場合は、他所に設備を移動して再利用するという柔軟性をもたせている。

今後の計画としては、Santo Antão では、Agua 川 (Ribeira da Agua) 集落、Alta 川 (Ribeira Alta) 集落、Figueiral 川 (Ribeira do Figueiral) 集落等が予定されている。

5 電源構成と設備

5.1 Santo Antão

Santo Antão の需要規模は 3,000kW 程度である。電源構成は Electra が管理運営する 2 ヶ所のディーゼル発電所、および Electric が管理運営する 1 ヶ所の風力発電所で供給しており、総出力は 10,532kW である。図 5.1-1 に Santo Antão の電源構成を示す。

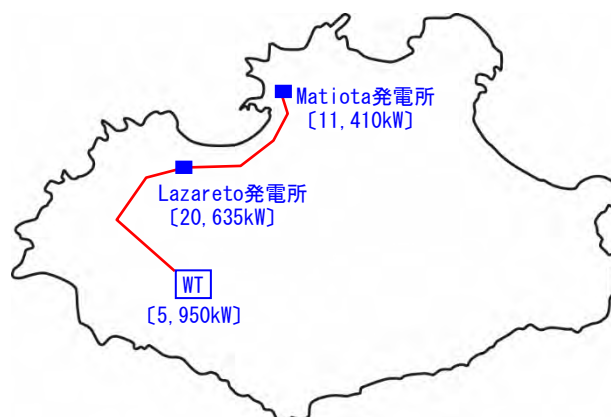


出所: 調査団作成

図 5.1-1 Santo Antao 島電源構成

5.2 São Vicente

São Vicente の需要規模は 12,100kW 程度である。電源構成は Electra が管理運営の 2 ヶ所のディーゼル発電所、および Cabeolica が管理運営する 1 ヶ所の風力発電所で供給されており、総出力は 39,646kW である。図 5.2-1 に São Vicente の電源構成を示す。



出所: 調査団作成

図 5.2-1 São Vicente 島電源構成

5.3 São Nicolau

São Nicolau の需要規模は 1,200kW 程度である。電源構成は Electra が管理運営する 2 ヶ所のディーゼル発電所で供給されており、総出力は 7,672kW である。図 5.3-1 に São Nicolau の電源構成を示す。



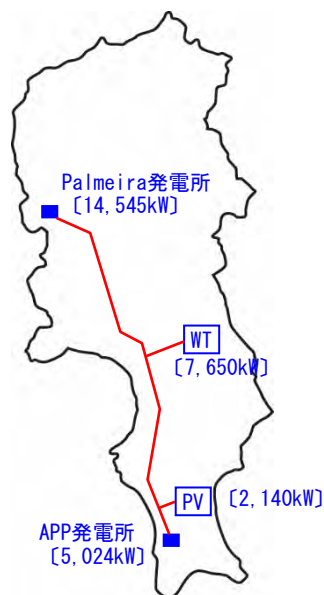
出所: 調査団作成

図 5.3-1 São Nicolau 島電源構成

5.4 Sal

Sal の電力供給はホテル群を APP が供給し、その他を Electra および Cabeolica で供給している。ホテル群を除く一般需要の規模は 9,800kW 程度である。

電源構成は APP が管理運営する 1 ヶ所のディーゼル発電所、Electra が管理運営する 1 ヶ所のディーゼル発電所と太陽光発電所、および Cabeolica が管理運営する 1 ヶ所の風力発電所で供給されており、総出力は 29,359kW である。図 5.4-1 に Sal の電源構成を示す。

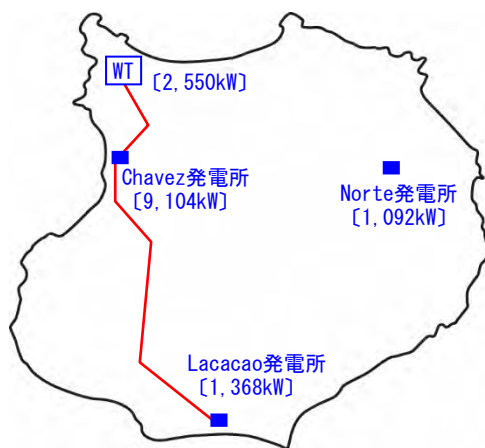


出所: 調査団作成

図 5.4-1 Sal 島電源構成

5.5 Boa Vista

Boa Vista の需要規模は 6,100kW 程度である。電源構成は AEB が管理運営する 3 ヶ所のディーゼル発電所、および Cabeolica が管理運営する 1 ヶ所の風力発電所で供給されており、総出力は 14,114kW である。現在、Norte 発電所は単独系統で供給しているが 1~2 カ月後には Chavez 発電所の系統と接続予定である。図 5.5-1 に Boa Vista の電源構成を示す。



出所: 調査団作成

図 5.5-1 Boa Vista 島電源構成

5.6 Maio

Maio の需要規模は 500kW 程度である。電源構成は Electra が管理運営する 1 ヶ所のディーゼル発電所で供給されており、総出力は 2,176kW である。図 5.6-1 に Maio の電源構成を示す。

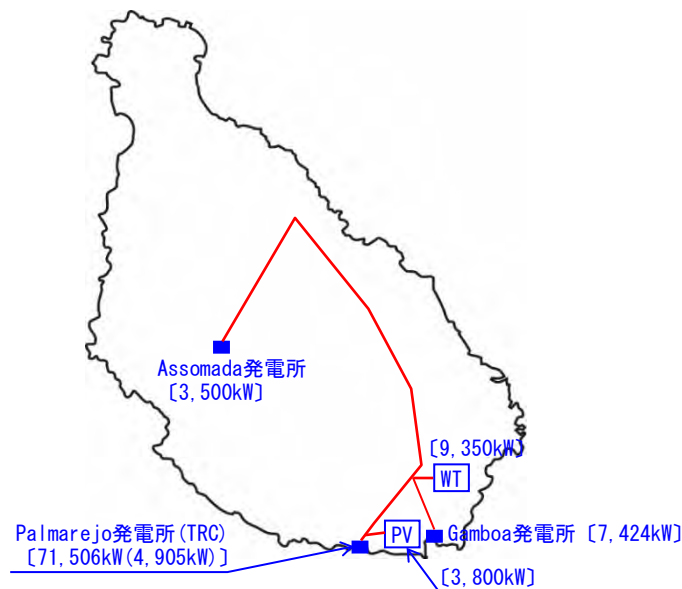


出所: 調査団作成

図 5.6-1 Maio 島電源構成

5.7 Santiago

Santiago の需要規模は 35,300kW 程度である。電源構成は Electra が管理運営する 4 ヶ所のディーゼル発電所と 1 ヶ所の太陽光発電所、および Cabeolica が管理運営する 1 ヶ所の風力発電所で供給されており、総出力は 100,965kW である。図 5.7-1 に Santiago の電源構成を示す。

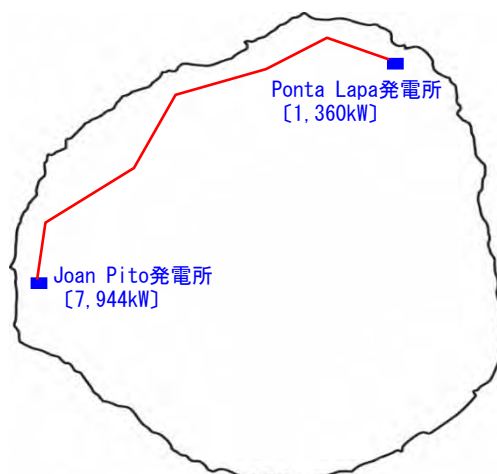


出所：調査団作成

図 5.7-1 Santiago 島電源構成

5.8 Fogo

Fogo の需要規模は 2,400kW 程度である。電源構成は Electra が管理運営する 2 ヶ所のディーゼル発電所で供給されており、総出力は 9,304kW である。図 5.8-1 に Fogo の電源構成を示す。

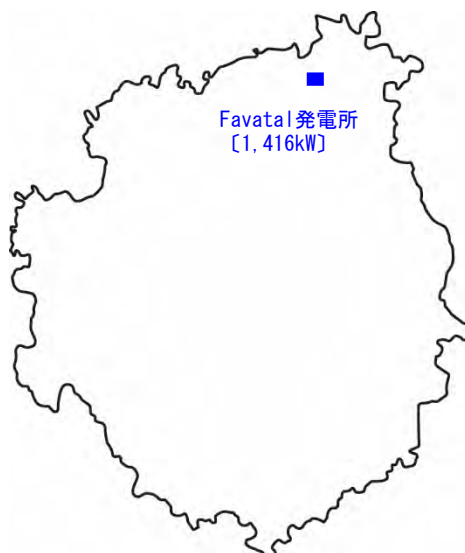


出所：調査団作成

図 5.8-1 Fogo 島電源構成

5.9 Brava

Brava の需要規模は 600kW 程度である。電源構成は Electra が管理運営する 1 ヶ所のディーゼル発電所で供給されており、総出力は 1,416kW である。図 5.9-1 に Brava の電源構成を示す。



出所: 調査団作成

図 5.9-1 Brava 島電源構成

6 ディーゼル発電

電力需要が大きくない離島では、蒸気タービンなどを用いる汽力発電所ではスケールメリットが活かせず高コストになる。

このため、離島の電源は、起動・停止が迅速で負荷追従性に優れ時々刻々と変化する電力需要に的確に対応でき、コスト面でも優れたディーゼル発電が一般的であり、日本国内最多の離島電力供給を担う九州電力および「カ」国においても離島の電源に適したディーゼル発電を採用している。

「カ」国のディーゼル設備と運用状況の説明に先立ち、ディーゼル発電について概説する。

ディーゼル発電とはディーゼルエンジンを原動力とする発電のことである。ディーゼルエンジンは燃焼室内で燃料を燃焼させ、その熱エネルギーを機械的仕事に変換する。

蒸気タービンなどに代表される外燃機関は、スケールメリットを活かして大規模発電に利用されるが、これに対して、システムがシンプルで小型化が可能なディーゼル発電は比較的小規模の発電に採用されることが多い。

ディーゼル発電は熱効率が高く、取り扱いが容易な重油を燃料とできることから経済性に優れ、広く発電用として用いられている。表 6-1 に各種原動機の熱効率を示す。

表 6-1 各種原動機の熱効率

原動機の 種類	ディーゼル エンジン	ガスタービン	蒸気タービン (亜臨界)	ガソリン エンジン
使用燃料	軽油、重油	重油、都市ガス、天然ガス	—	ガソリン
熱効率 (%)	30～42	16～30	18～35	20～26

出所：一般社団法人電気学会

(1) ディーゼル発電の特徴

ディーゼル発電は次のような優れた特徴を有する。

- 1) 豊富に機種が開発されているため、電力需要に合わせた最適な選択ができる。
- 2) 建設期間が短く、段階的な増設が可能である。
- 3) 熱効率が高く経済的である。
- 4) 使用できる燃料種別が多く、燃料は取り扱いが容易である。
- 5) 点火装置や燃料気化設備などが不要で、発電設備の構成がシンプルである。
- 6) 設備がシンプルで信頼性が高く、少人数で運転できる。
- 7) 起動・停止が迅速で負荷追従性に優れている。

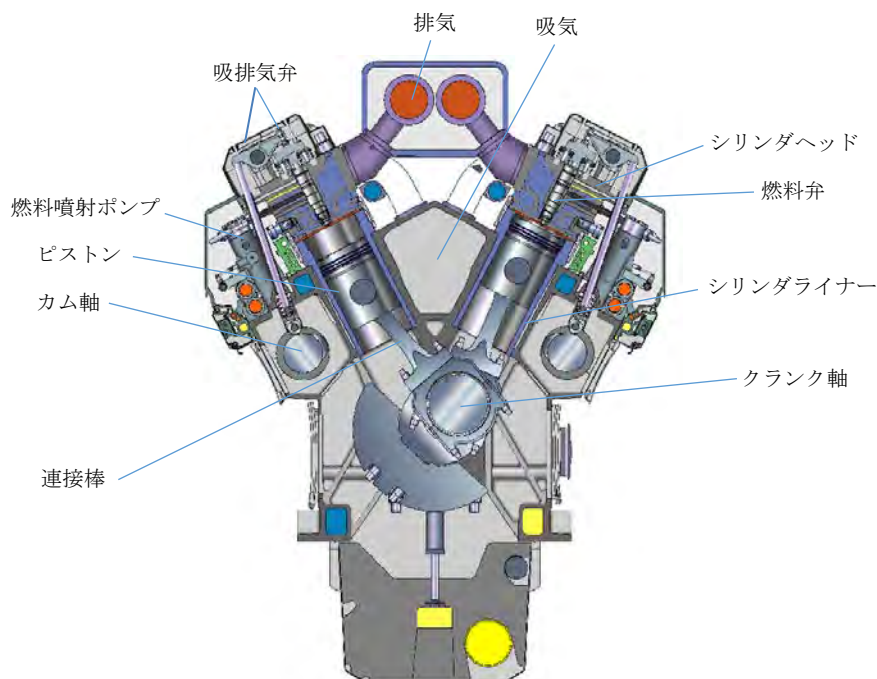
反面、次のような短所もある。

- 1) 単機容量の大きさに制限があり、出力あたりの価格が高い。
- 2) 構造がやや複雑で、最適なメンテナンスには熟練を要する。
- 3) 往復機関のため振動や騒音が発生しやすい。
- 4) 起動時や低出力運転には黒煙が発生する。

(2) ディーゼルエンジンの構造 (V型)

図 6-1 にディーゼルエンジン (V型) の断面図の例を示す。ピストンによる圧縮でシリンダー内の高温・高圧になった空気に、燃料を噴射することで着火爆発させ、ピストンを押し下げる。ピストンの往復運動は接続棒を介してクランク軸へ回転運動として伝達され、クランク軸に連結された発電機を駆動して発電する。シリンダー構造は小型ディーゼルエンジンでは直列 (L型)、おおむね 3,000kW 以上の中大型では断面形状から V 形と呼ばれる 2 列配列となる。

ディーゼルエンジンは圧縮点火なので電気点火装置がないが、その代わりに燃料噴射装置を備えている。これはクランク軸とギヤを介して連動したカム軸に取り付けられた燃料カムによるストロークにより燃料噴射ポンプを動かし、燃料を高圧にして燃料弁で微細な霧状にしてシリンダー内に噴霧する。



出所: WARTSILA

図 6-1 ディーゼルエンジン (V型) 断面図

(3) 運転と保守

運転中は排気や軸受などの温度、潤滑油や冷却水の圧力・温度、および各タンクのレベルを監視するほか、異音や異臭の確認を行う。

また、日常の監視のほか性能確認試験、燃料消費率・潤滑油消費率の計測、潤滑油分析、排出ガスの測定などを定期的実施することで良好な状態に管理する。

さらに、故障の未然防止、良好な運転状態の維持、また機器寿命の延伸を図るため、一定の時間ごとにエンジンの分解点検、清掃手入れ、および部品の交換を行う必要がある。点検手入れの内容、および時期は機種、使用状況や使用燃料などにより多少の相違はあるが、一例を示すと次のとおりである。

1) 日常点検

温度・圧力など運転状態および巡視による外観点検

2) 月例点検

温度・圧力、燃料消費率などの性能確認試験、補機類のグリスアップなど

3) 定期点検

点検対象ごとに点検周期を定め、分解・点検手入れを行う

(4) ディーゼルエンジンの特性

ディーゼルエンジンは同じ往復機関であるガソリンエンジンが燃料を空気との混合ガスとしてシリンダー内に吸込み電気火花で着火させるのに対して、空気だけをシリンダー内に吸込み圧縮行程で高温・高圧になったシリンダー内に燃料を微細な霧状にして噴霧することで自然着火させる方法をとっている。このため、以下の特性を持っている。

① 燃焼温度が低い。

② 燃料の噴霧の粗さにより燃焼状態が大きな影響を受ける。

特に、低出力域ではシリンダー内温度の低下および燃料噴霧の悪化に加えて、掃気作用も低下するため燃焼状態が悪くなる。

6.1 ディーゼル発電設備と運用状況

6.1.1 Santo Antão

Santo Antão には、Electra が管理運営するディーゼル発電所が2ヶ所 (P. Novo 発電所、R. Grand 発電所) あり、P. Novo 発電所は2015年6月に新設された最新鋭の発電所である。

両発電所とも燃料はすべて Gasoil で、島内の油槽所からタンクローリー車で輸送されている。図 6.1-1 に Santo Antão のディーゼル発電設備状況を示す。

P. Novo 発電所の MAN1 と MAN2 は単価が安い HFO を使用可能な設備となっているが、島内に HFO 貯油設備がないため現状は Gasoil を使用しており、油元売りによる HFO 貯油設備の建設計画があるが、建設時期は未定である。



図 6.1-1 Santo Antão 島ディーゼル発電設備状況

(1) 発電機の運用方法

P. Novo 発電所の MAN1 と MAN2 (いずれも定格 1,672kW) がベースロード機として使用され、その他のユニットはピークカット機として運用されている。表 6.1-1 に Santo Antão の発電設備一覧を示す。

(2) 制御方式

ベースロード機のガバナはアイソクロナス制御が採用され、負荷分担機能を備えた電気式ガバナが使用されているため、短周期の負荷変動に対する応答特性が早い制御方式となっている。

Santo Antão には Electlic が管理運営する 250kW×2 機の風力発電が連系しているが、視察当日の風力発電の出力変動は 490～550kW の間で変動していたが、周波数変動は 49.95～50.04Hz で影響はほとんどない状況であった。

表 6.1-1 Santo Antão 発電設備一覧

Station Name	Unit	Installed Capacity (kW)	Engine Maker	Engine Type	Fuel Type	Start Operation	Status
P. Novo	CAT	1,200	Caterpillar	3512B	Gasoil	2010	Pico/UR
	Cummins	1,200	Cummins	KTA50G8CPL2354	Gasoil	2008	Pico/UR
	MAN1	1,672	MAN	8L21/31	Gasoil	2015	Base
	MAN2	1,672	MAN	8L21/31	Gasoil	2015	Base
R. Grand	Mercedes	400	Mercedes	OM444LAMTU12V183TB	Gasoil	1994	Pico/UR
	Cummins	800	Cummins	KTA50G3CPL2227	Gasoil	1995	Pico/UR
	CAT1	1,088	Caterpillar	3512B	Gasoil	2008	Pico/UR
	CAT2	1,200	Caterpillar	3512B	Gasoil	2000	AV
	Perkins	800	Perkins	4008TAG2	Gasoil	2000	AV
Wind	WT	500	Micon	M530-250	—	2008	—
TOTAL	—	10,532	—	—	—	—	—

Base:Base Load Pico/UR:Peak and Emergency FS:Out of service AV:Damaged

出所: Electra、Electric からの入手データ、資料より調査団作成

6.1.2 São Vicente

São Vicente には、Electra が管理運営するディーゼル発電所が2ヶ所（Lazareto 発電所、Matiota 発電所）あり、Lazareto 発電所には2015年にWartsilla製の最新鋭のユニットが2台増設されている。図6.1-2にSão Vicenteのディーゼル発電所設備状況を示す。

燃料は両発電所ともベースロード機として運用するユニットは単価が安いHF0が使用されており、島内の油槽所からタンクローリー車で輸送されている。

(1) 発電機の運用方法

Lazareto 発電所の War1 と War2（いずれも定格 5,520kW）および Matiota 発電所の Mak5 と Mak6（いずれも定格 3,300kW）がベースロード機として使用され、その他のユニットはピークカット機として運用されている。表6.1-2にSão Vicenteの発電設備一覧を示す。

(2) 制御方式

ベースロード機のガバナはアイソクロナス制御が採用され、負荷分担機能を備えた電気式ガバナが使用されているため、短周期の負荷変動に対する応答特性が早い制御方式となっている。



図 6.1-2 São Vicente 島ディーゼル発電設備状況

表 6.1-2 São Vicente 発電設備一覧

Station Name	Unit	Installed Capacity (kW)	Engine Maker	Engine Type	Fuel Type	Start Operation	Status
Lazareto	Cummins	1,915	Cummins	QSK60-G4 CPL2888	gasoil	2014	Pico/UR
	CAT1	3,840	Caterpillar	8CM32C	HFO	2014	Pico/UR
	CAT2	3,840	Caterpillar	8CM32C	HFO	2002	Pico/UR
	War3	5,520	Wartsilla	W12V32	HFO	2015	Base
	War4	5,520	Wartsilla	W12V32	HFO	2015	Base
Matiota	Deu3	2,340	Deutz	BV8M540	Gasoil	1975	Pico/UR
	Deu4	2,470	Deutz	BV8M540	Gasoil	1983	Pico/UR
	Mak5	3,300	Mak	9M453C	HFO	1994	Base
	Mak6	3,300	Mak	9M453C	HFO	1994	Base
Wind	WT	5,950	Vestas	V52-850kW	—	2011	—
TOTAL	—	39,645	—	—	—	—	—

Base:Base Load Pico/UR:Peak and Emergency FS:Out of service AV:Damaged

出所: Electra、Cabeolica からの入手データ、資料より調査団作成

(3) 新設や改修の実績と計画

Lazareto 発電所の CAT1(3,840kW)はクランク軸損傷のため 2014 年にリプレースを実施し CAT2(3,840kW)は Sa1 へ移設、この CAT2(3,840kW)は新しいエンジンに更新予定である。

6.1.3 São Nicolau

São Nicolau には、Electra が管理運営するディーゼル発電所が 2 ヶ所（Cacimba 発電所、Tarrafal 発電所）あり、Cacimba 発電所は 2015 年 11 月に新設された最新鋭の発電所である。古い Tarrafal 発電所は 4 ユニット中 2 台が故障しており、近々に解体予定である。

両発電所とも燃料はすべて Gasoil で、島内の油槽所からタンクローリー車で輸送されている。図 6.1-3 に São Nicolau のディーゼル発電設備状況を示す。



図 6.1-3 São Nicolau 島ディーゼル発電設備状況

(1) 発電機の運用方法

Cacimba 発電所の Per1 と Per2（いずれも定格 1,707kW）がベースロード機として使用され、その他のユニットはピークカット機として運用されている。表 6.1-3 に São Nicolau の発電設備一覧を示す。

需要規模は最大で 1,100kW 程度であり Per (1,707kW) 1 台で供給可能であるが、無効電力対策のため Per1 と Per2 の 2 台運転を行っている。この影響により極端な低出力運転(定格の 20~30%)となっている。

なお、無効電力対策については Electra 本社で検討中のことである。

(2) 制御方式

ベースロード機のガバナはアイソクロナス制御が採用され、負荷分担機能を備えた電気式ガバナが使用されているため、短周期の負荷変動に対する応答特性が早い制御方式となっている。

(3) 新設や改修の実績と計画

- 1) Tarrafal 発電所は近々に解体予定であり、Cum5 (1, 150kW) は Cacimba 発電所へ移設される予定である。また、Cacimba 発電所には Santo Antão の P. Novo 発電所から 1 台の移設が計画されている。

表 6.1-3 São Nicolau 発電設備一覧

Station Name	Unit	Installed Capacity (kW)	Engine Maker	Engine Type	Fuel Type	Start Operation	Status
Cacimba	Per1	1,707	Perkins	4012-46TAG3A	Gasoil	2015	Base
	Per2	1,707	Perkins	4012-46TAG3A	Gasoil	2015	Base
Tarrafal	Cum3	1,227	Cummins	KTA50G3CPL6229	Gasoil	1998	AV
	Cum4	731	Cummins	KTA38G8CPL1541	Gasoil	1990	Pico/UR
	Cum5	1,150	Cummins	KTA50G3CPL2227	Gasoil	2008	Pico/UR
	Cum6	1,150	Cummins	KTA50G3CPL1528	Gasoil	1990	AV
TOTAL	—	7,672	—	—	—	—	—

Base:Base Load Pico/UR:Peak and Emergency FS:Out of service AV:Damaged

出所: Electra からの入手データ、資料より調査団作成

6.1.4 Sal

Sal には、Electra が管理運営するディーゼル発電所 (Palmeira 発電所) と APP が管理運営するディーゼル発電所があり、APP 発電所は近隣のホテル群に供給を行っている。

燃料は両発電所ともベースロード機として運用するユニットは単価が安い HF0 が使用されており、島内の油槽所からタンクローリー車で輸送されている。図 6.1-4 に Sal のディーゼル発電設備状況を示す。

(1) 発電機の運用方法

Palmeira 発電所の CAT1 と CAT2 (いずれも定格 3,840kW) がベースロード機として使用され、その他のユニットはピークカット機として運用されている。

ホテル群に電力供給を行っている APP 発電所は、War4 と War5 (いずれも定格 1,540kW) がベースロード機として運用されている。表 6.1-4 に Sal の発電設備一覧を示す。



Palmeira 発電所



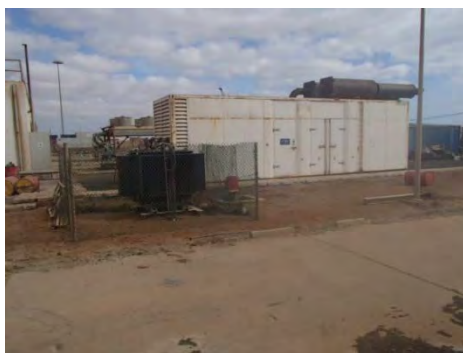
制御室



MAN 8L21/31(1,630kW)



CAT 8CM32C(3,840kW)



Cammins(1,975kW)



São Vicente から移設された
CAT(3,840kW)[不使用]



APP 発電所



Wartsilla(1,540kW)

図 6.1-4 Sai 島ディーゼル発電設備状況

(2) 制御方式

Palmeira 発電所および APP 発電所とも、ベースロード機のガバナはアイソクロナス制御が採用され、負荷分担機能を備えた電気式ガバナが使用されているため、短周期の負荷変動に対する応答特性が早い制御方式となっている。

(3) 新設や改修の実績と計画

- 1) Palmeira 発電所では、観光業を中心とする需要増に対応するため、AFD（フランス開発庁）による融資を受け、2016 年中に 6MW（1.5MW×4 基）の HFO ディーゼルを導入する計画である。
- 2) APP 発電所の CAT（648kW）3 台は近日中に 3,000kW へのリプレースが計画されている。

表 6.1-4 SaI 発電設備一覧

Station Name	Unit	Installed Capacity (kW)	Engine Maker	Engine Type	Fuel Type	Start Operation	Status
Palmeira	CAT1	3,840	Caterpillar	8CM32C	HFO	2002	Base
	CAT2	3,840	Caterpillar	8CM32C	HFO	2002	Base
	MAN1	1,630	MAN	8L21/31	HFO	2010	Pico/UR
	MAN2	1,630	MAN	8L21/31	HFO	2010	Pico/UR
	MAN3	1,630	MAN	8L21/31	HFO	2010	Pico/UR
	Cummins	1,975	Cummins	QSK60-G4	Gasoil	2014	Pico/UR
APP	CAT1	648	Caterpillar		Gasoil	2001	Pico/UR
	CAT2	648	Caterpillar		Gasoil	2001	Pico/UR
	CAT3	648	Caterpillar		Gasoil	2001	Pico/UR
	War4	1,540	Wartsilla		HFO	2006	Base
	War5	1,540	Wartsilla		HFO	2006	Base
Solar	PV	2,140			—	—	—
Wind	WT	7,650	Vestas	V52-850kW	—	—	—
TOTAL	—	29,359	—	—	—	—	—

Base:Base Load Pico/UR:Peak and Emergency FS:Out of service AV:Damage

出所: Electra、APP、Cabeolica からの入手データ、資料より調査団作成

6.1.5 Boa Vista

Boa Vista には、AEB が管理運営するディーゼル発電所が 3ヶ所（Chavez 発電所、Lacacao 発電所、Norte 発電所）あり、北部地域は独立系統で Norte 発電所から供給されている。なお、1～2 カ月後には ORET プロジェクトで Chavez 発電所の系統と接続される予定である。図 6.1-5 に Boa Vista のディーゼル発電設備状況を示す。

ベースロード機として運用するユニットは単価が安い HFO が使用されており、島内の油槽所か

らタンクローリー車で輸送されている。

(1) 発電機の運用方法

Chavez 発電所の War1 と War2 (いずれも定格 1,620kW) がベースロード機として使用され、その他のユニットはピークカット機として運用されている。表 6.1-5 に Boa Vista の発電設備一覧を示す。



図 6.1-5 Boa Vista 島ディーゼル発電設備状況

(2) 制御方式

Chavez 発電所のベースロード機のガバナはアイソクロナス制御が採用され、負荷分担機能を備えた電気式ガバナが使用されているため、短周期の負荷変動に対する応答特性が早い制御方式となっている。

(3) 新設や改修の実績と計画

- 1) Chavez 発電所に Perkins 製の 1,000kVA×2 台を 2016 年 6 月に増設し、さらに 2016 年 8～9 月に 4,000kVA×1 台を増設予定である。

表 6.1-5 Boa Vista 発電設備一覧

Station Name	Unit	Installed Capacity (kW)	Engine Maker	Engine Type	Fuel Type	Start Operation	Status
Chavez	War1	1,620	Wartsilla	W9L20	HFO	2009	Base
	War2	1,620	Wartsilla	W9L20	HFO	2014	Base
	Mitsubishi	1,600	Mitsubishi	S16R	Gasoil	2014	Pico/UR
	CAT2000	1,600	Caterpillar		Gasoil	2008	Pico/UR
	CAT3412	648	Caterpillar		Gasoil	2008	Pico/UR
	CAT3412	648	Caterpillar		Gasoil	2008	FS
	CAT3412	648	Caterpillar		Gasoil	2008	FS
	CAT3412	720	Caterpillar		Gasoil	2009	FS
Lacacao	CAT3412	648	Caterpillar		Gasoil	2008	Pico/UR
	CAT3412	720	Caterpillar		Gasoil	2009	FS
Norte	CAT3456	364	Caterpillar		Gasoil	2012	Base
	CAT3456	364	Caterpillar		Gasoil	2011	FS
	CAT3456	364	Caterpillar		Gasoil	2011	FS
Wind	WT	2,550	Vestas	V52-850kW	—	—	—
TOTAL	—	14,114	—	—	—	—	—

Base:Base Load Pico/UR:Peak and Emergency FS:Out of service AV:Damage

出所: AEB、Cabeolica からの入手データ、資料より調査団作成

6.1.6 Maio

Maio については、今回現地調査を実施していないが、Electra から入手した情報によると、Maio には Electra が管理運営するディーゼル発電所 (Tomil 発電所) が 1 ヶ所あり、使用燃料はすべて Gasoil である。

(1) 発電機の運用方法

Tomil 発電所の Cum1 (定格 688kW) と CAT3 (定格 600kW) がベースロード機として使用されており、残りの 2 機 (CAT2 200kW と Cum3 688kW) は故障中である。表 6.1-6 に Maio の発電設備一覧を示す。

表 6.1-6 Maio 発電設備一覧

Station Name	Unit	Installed Capacity (kW)	Engine Maker	Engine Type	Fuel Type	Start Operation	Status
Tomil	Cum1	688	Cummins		Gasoil	2008	Base
	CAT2	200	Caterpillar	3412	Gasoil	1999	AV
	Cum3	688	Cummins		Gasoil	2008	FS
	CAT3	600	Caterpillar	3412	Gasoil	2001	Base
TOTAL	—	2,176	—	—	—	—	—

Base:Base Load Pico/UR:Peak and Emergency FS:Out of service AV:Damaged

出所: Electra からの入手データ、資料より調査団作成

(2) 制御方式

今回現地調査を行っていないため制御方式は不明である。

6.1.7 Santiago

Santiago には、Electra が管理運営するディーゼル発電所が 4 ヶ所 (Palmarejo 発電所、TRC 発電所、Gamboa 発電所、Assomada 発電所) あり、Palmarejo 発電所には Wartsilla 製の最新鋭ユニットが 2012 年に 2 台、2015 年に 2 台増設されている。図 6.1-6 および図 6.1-7 に Santiago のディーゼル発電設備状況を示す。

燃料はベースロード機として運用するユニットは単価が安い HF0 が使用されており、島内の油槽所からタンクローリー車で輸送されている。

(1) 発電機の運用方法

Palmarejo 発電所の Wartsilla と CAT がベースロード機として使用され、その他のユニットはピークカット機として運用されている。表 6.1-7 に Santiago の発電設備一覧を示す。



Palmarejo 発電所

制御室

図 6.1-6 Santiago 島ディーゼル発電設備状況



MAN(5,582kW)

Wartsilla(11,384kW)

燃料清浄設備

冷却水設備

図 6.1-7 Santiago 島ディーゼル発電設備状況

(2) 制御方式

Palmarejo 発電所のベースロード機のガバナはアイソクロナス制御が採用され、負荷分担機能を備えた電気式ガバナが使用されているため、短周期の負荷変動に対する応答特性が早い制御方式となっている。

Santiago には Cabeolica が管理運営する 850kW×11 機の風力発電が連系しているが、視察当日の周波数変動は 49.09～50.08Hz で「カ」国の運用目標値 (49.0～51.0Hz) に収まっていた。

(3) 新設や改修の実績と計画

- 1) Gamboa 発電所と TRC 発電所は近いうちに廃止される予定だが、廃止が決定となるのはユニットが大きな故障をした時とのことであり、実際の廃止時期については明確になっていない。
- 2) Assomada 発電所は内陸部にあるため、バックアップ用として残しておく計画である。
- 3) TRC 発電所の設備を Sal へ移設する計画もある。

表 6.1-7 Santiago 発電設備一覧

Station Name	Unit	Installed Capacity (kW)		Engine Maker	Engine Type	Fuel Type	Start Operation	Status
Palmarejo	CAT1	5,582		Caterpillar	12CM32	HFO	2002	Base
	CAT2	5,582		Caterpillar	12CM32	HFO	2002	FS
	CAT3	7,437		Caterpillar	16CM32	HFO	2008	Base
	CAT4	7,437		Caterpillar	16CM32	HFO	2008	Pico/UR
	War5	11,350		Wartsilla	W12V46	HFO	2012	Base
	War6	11,350		Wartsilla	W12V46	HFO	2012	Base
	War7	11,384		Wartsilla	W12V46	HFO	2015	Base
	War8	11,384		Wartsilla	W12V46	HFO	2015	Base
TRC	MAN1	1,635		MAN	8L21/31	HFO	2011	Pico/UR
	MAN2	1,635		MAN	8L21/31	HFO	2011	Pico/UR
	MAN3	1,635		MAN	8L21/31	HFO	2011	Pico/UR
Gamboa	Deu5	2,360		Deutz		Gasoil	1987	Pico/UR
	Mak6	2,532		Mak		Gasoil	1991	Pico/UR
	Mak7	2,532		Mak		Gasoil	1992	FS
Assomada	CAT1	1,050		Caterpillar	3512B	Gasoil	2009	Pico/UR
	CAT2	1,050		Caterpillar	3512B	Gasoil	2009	Pico/UR
	Perkins	600		Perkins		Gasoil	1999	Pico/UR
	Cummins	800		Cummins		Gasoil	1999	Pico/UR
Solar	PV	4,200						
Wind	WT	9,350		Vestas	V52-850kW	—	—	—
TOTAL	—	100,965		—	—	—	—	—

Base:Base Load Pico/UR:Peak and Emergency FS:Out of service AV:Damage

出所: Electra、Cabeolica からの入手データ、資料より調査団作成

6.1.8 Fogo

Fogo には、Electra が管理運営するディーゼル発電所が 2 ヶ所 (Joan Pinto 発電所、Ponta Lapa 発電所) あり、Joan Pinto 発電所には MAN 製の最新鋭ユニットが 2015 年に 2 台増設されている。

図 6.1-8 に Fogo のディーゼル発電設備状況を示す。

両発電所とも燃料はすべて Gasoil で、島内の油槽所からタンクローリー車で輸送されている。

Joan Pinto 発電所の MAN1 と MAN2 は単価が安い HFO を使用可能な設備となっているが、島内に HFO 貯油設備がないため現状は Gasoil を使用しており、今後、タンカーから直接 HFO を受入ることを計画している。



図 6.1-8 Fogo 島ディーゼル発電設備状況

(1) 発電機の運用方法

Joan Pinto 発電所の MAN1 と MAN2 (いずれも定格 1,672kW) がベースロード機として使用され、その他のユニットはピークカット機として運用されている。表 6.1-8 に Fogo の発電設備一覧を示す。

(2) 制御方式

Joan Pinto 発電所のベースロード機のガバナはアイソクロナス制御が採用され、負荷分担機能を備えた電気式ガバナが使用されているため、短周期の負荷変動に対する応答特性が早い制御方式となっている。

表 6.1-8 Fogo 発電設備一覧

Station Name	Unit	Installed Capacity (kW)	Engine Maker	Engine Type	Fuel Type	Start Operation	Status
Joan Pinto	Cum1	1,000	Cummins	KTA50-G8	Gasoil	2008	Base
	Cum2	1,000	Cummins	KTA50-G8	Gasoil	1999	Base
	Cum3	840	Cummins	KTA50-G8	Gasoil	2014	Base
	CAT1	1,200	Caterpillar	3512B	Gasoil	2010	Base
	CAT2	560	Caterpillar	C18	Gasoil	2012	FS
	MAN1	1,672	MAN	8L21/31	Gasoil	2015	Base
	MAN2	1,672	MAN	8L21/31	Gasoil	2015	Base
Ponta Lapa	VOL1	200	Volvo		Gasoil	1997	FS
	VOL2	200	Volvo		Gasoil	1997	FS
	CAT	560	Caterpillar	C18	Gasoil	2005	FS
	Mercedes	400	Mercedes	MTU12V-183TB32	Gasoil	1994	Pico/UR
TOTAL	—	9,304	—	—	—	—	—

Base:Base Load Pico/UR:Peak and Emergency FS:Out of service AV:Damage

出所: Electra からの入手データ、資料より調査団作成

6.1.9 Brava

Brava には、Electra が管理運営するディーゼル発電所が 1ヶ所 (Favatal 発電所) あり、使用燃料はすべて Gasoil で、トラック輸送によるドラム缶での受入れを行っている。図 6.1-9 に Brava のディーゼル発電設備状況を示す。



図 6.1-9 Brava 島ディーゼル発電設備状況

(1) 発電機の運用方法

故障中の Per2 以外の機関を需要に合わせて運用している。表 6.1-9 に Brava の発電備一覧を示す。

表 6.1-9 Brava 発電設備一覧

Station Name	Unit	Installed Capacity (kW)	Engine Maker	Engine Type	Fuel Type	Start Operation	Status
Favatal	CAT	256	Caterpillar	3406C	Gasoil	1998	Base
	Per1	400	Perkins	2806A-E18TAG2	Gasoil	2006	Base
	Per2	400	Perkins	2806A-E18TAG2	Gasoil	2006	AV
	Cummins	360	Cummins	VT-1710-G	Gasoil	2006	Base
TOTAL	—	1,416	—	—	—	—	—

Base:Base Load Pico/UR:Peak and Emergency FS:Out of service AV:Damaged

出所: Electra からの入手データ、資料より調査団作成

(2) 制御方式

ベースロード機のガバナはアイソクロナス制御が採用され、負荷分担機能を備えた電気式ガバナが使用されているため、短周期の負荷変動に対する応答特性が早い制御方式となっている。

6.1.10 各島の発電コスト

DGE および Electra 等から入手した燃料価格、燃料使用量、発電電力量から、発電コストの大部分を占める燃料コストを試算した結果、「カ」国における 2015 年の燃料コストは国全体で 13.56CVE/kWh である。島別で見ると、需要規模が比較的大きく燃料単価が安い HF0 を使用している 4 島 (Santiago、São Vicente、Boa Vista、Sal) は 11.70～17.19CVE/kWh と比較的 low コストであるが、需要規模が小さく燃料単価が高い Gasoil を使用している残り 5 島は 19CVE/kWh 以上の高コストとなっている。表 6.1-10 に各島の燃料コスト (2015 年)、図 6.1-10 に燃料価格の推移、図 6.1-11 に油種別燃料使用量 (2015 年) を示す。

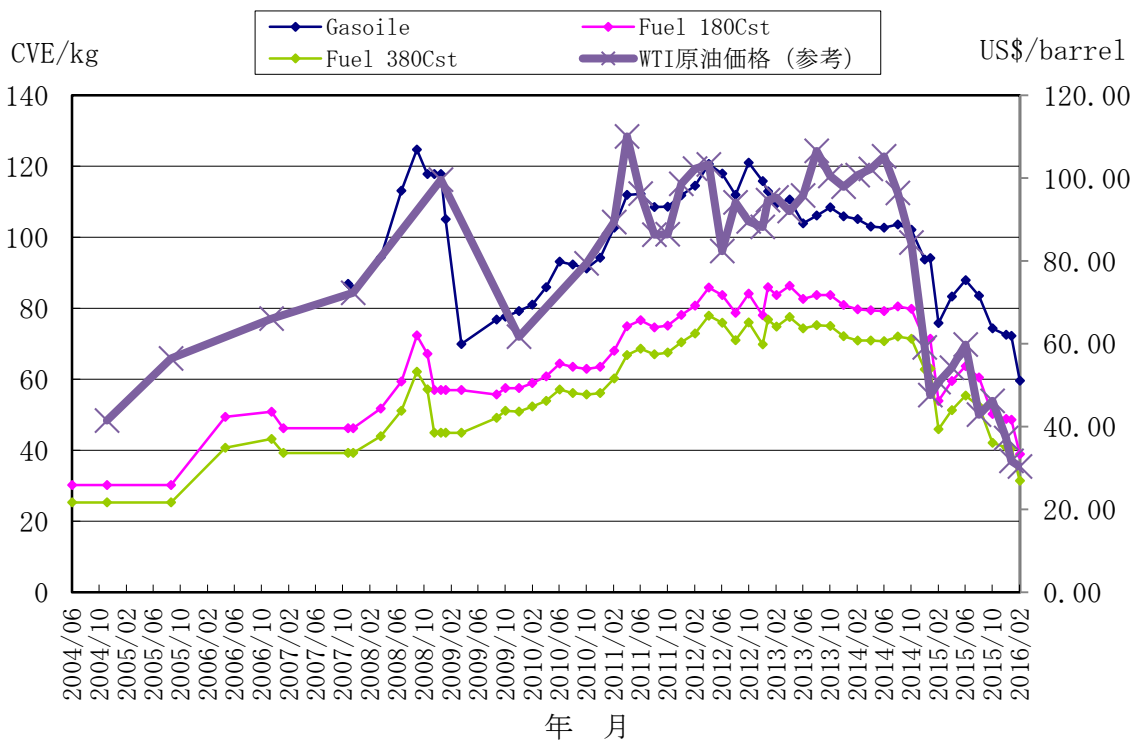
表 6.1-10 各島の燃料コスト (2015 年) (CVE/kWh)

S. Antão	S. Vicente	S. Nicolau	Sal *1	B. Vista	Maio	Santiago	Fogo	Brava	TOTAL
19.32	11.70	19.78	14.20	17.19	21.04	12.24	19.46	19.42	13.56

*1 Sal (Electra) : 13.94CVE/kWh、Sal (APP) : 15.06CVE/kWh

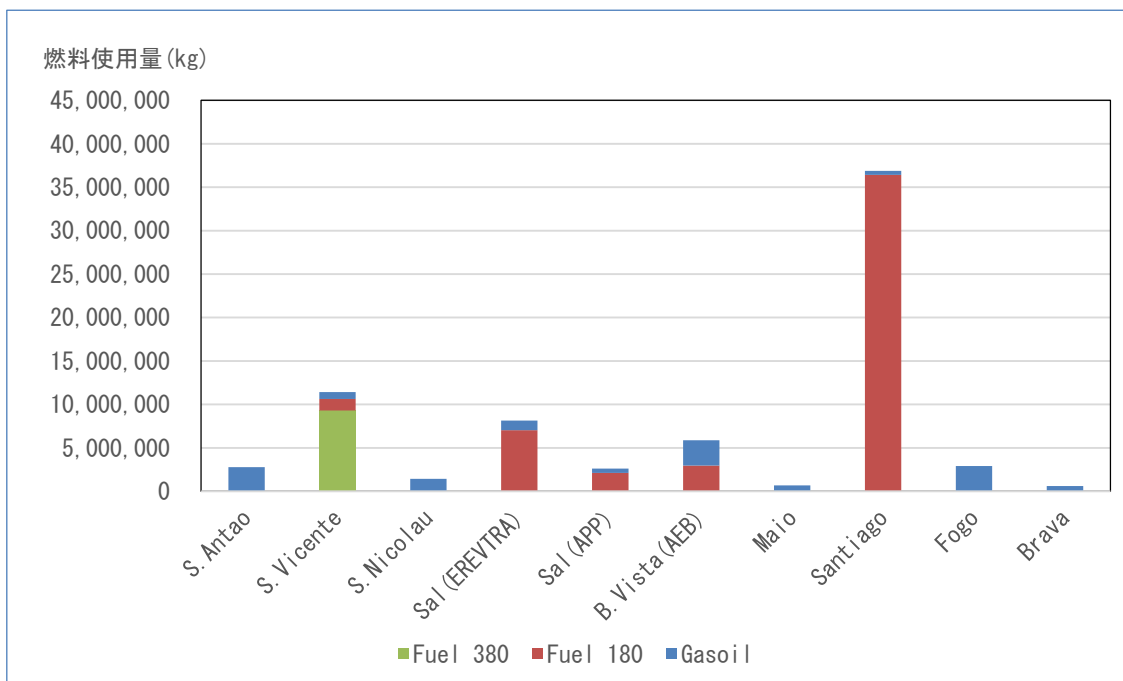
出所: DGE および Electra 等からの入手データより調査団作成

燃料価格はほぼ原油価格の変動に同調しており、「カ」国の規制により全島同価格となっている。



出所: DGE からの入手データより調査団作成

図 6.1-10 燃料価格の推移



出所: Electra 等からの入手データより調査団作成

図 6.1-11 油種別燃料使用量

表 6.1-11 にベースロード機に使用している HF0 (Fuel 180) の代表性状を示す。主な性状は九州電力が使用している C 重油とほぼ同等であり、燃焼性を表す C. C. A. I (燃料の芳香族性を表す着火性指標) も 860 以下であり燃焼には問題ないと考えられる。

ただし、非常に硬質で燃料噴射ポンプ、ピストンリング、シリンダライナなどに異常摩耗が発生する可能性がある Aluminum plus silicon を含有しているため、前処理装置の遠心式油清浄機とフィルターの維持・管理を適正に行う必要がある。

表 6.1-11 HF0(Fuel180)の代表性状

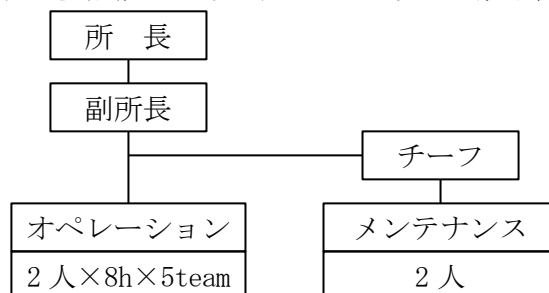
Characteristics	Test method	ENACOL Fuel(*)	Limit	ISO Specs RME 180	ISO Specs RMF180	参考九州電力
Density at 15°C, kg/l	ISO 3675	0,9850	max.	0,9910	0,9910	<098
Kinematic viscosity at 50°C	ISO 3104	180,0	max.	180	180	50~180
Flash point, °C	ISO 2719	92	min.	60	60	70<
Pour point, °C	ISO 3016	-3	max.	30	30	<20
Carbon residue, % (m/m)	ISO 10370	13,1	max.	15	20	<13
Ash, % (m/m)	ISO 6245	0,04	max.	0,1	0,15	<0,1
Water, % (V/V)	ISO 3733	0,19	max.	0,5	0,5	<0,5
Sulfur, % (m/m)	ISO 8754	3,35	max.	4,5	4,5	<2,0
Vanadium, mg/kg	IP 288	55	max.	200	500	-
Aluminium plus silicon, mg/kg	IP 377	22	max.	80	80	N D
Total sediment, potential, % (m/m)	IP 390 + IP 375	<0,01	max.	0,10	0,10	-
Specific energy (net) MJ/kg	Calculated Value	40,12	min.	-	-	-
C.C.A.I.(Calc. Carbon Aromat. Index)	Calculated Value	854	max.	-	-	<860
C.I.(Calculated Ignition Index)	Calculated Value	34	min.	-	-	-
Spot test stability	ASTM D 4740	-	max.	-	-	-

出所: Electra からの入手データより調査団作成

6.1.11 ディーゼル発電の運転・保守

(1) 運転・保守体制

「カ」国における主要発電所の運転・保守体制を図 6.1-12 に示す。これは九州電力の体制とほぼ同等であり、安定運転と技術継承を考慮するとこれ以上の効率化は難しいと考えられる。



出所: Electra からの聞き取りより調査団作成

図 6.1-12 主要発電所の運転・保守体制

(2) 運転方法

効率の良いユニットをベースロード機として使用し、大部分の発電所では低出力運転の弊害を意識した運用がなされており、運転方法は適正と考えられる。

ただし、定期的な性能確認は行われておらず、本章の冒頭で述べたように、ディーゼル発電の安定運転と性能維持を図るため、日常監視のほか性能確認試験、燃料消費率・潤滑油消費率の計測などを定期的実施することが望まれる。

(3) メンテナンス

ディーゼル発電のメンテナンスは、基本的にメーカー推奨の点検内容がインターバルで実施されている。

ディーゼル発電のメンテナンスは環境や使用条件などで変わることから、九州電力では過去の点検実績を分析・評価して最適なメンテナンス基準を作成し、安定運転とコスト低減を図っている。「カ」国においても、過去の点検実績を分析・評価して最適なメンテナンス基準の作成が望まれる。

6.2 ディーゼル発電の課題

6.2.1 再エネ導入量拡大のポイントと課題

再エネの導入可能量を拡大するには、ベース電源であると同時に時々刻々と天候により出力が変動する再エネ受入の調整電源の役割も担うディーゼル発電の周波数調整能力及び下げ代（最低出力）を十分に確保することが重要である。

(1) 周波数調整能力(短周期面)

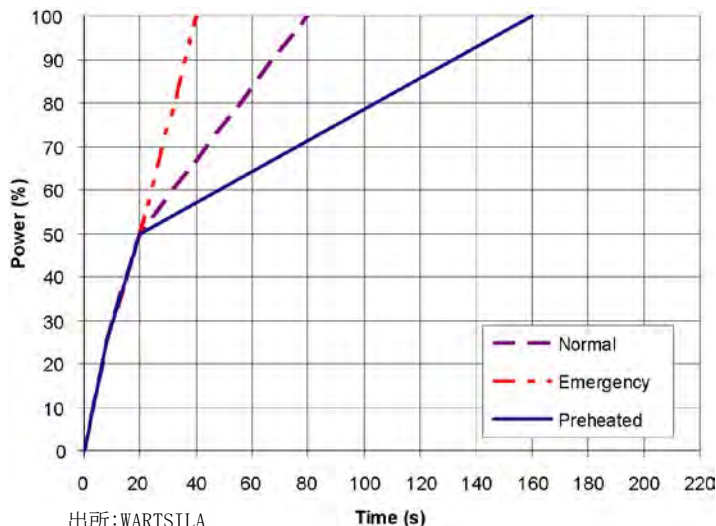
ディーゼル発電機は負荷追従性に優れており、短時間で出力を最大から最低まで、またその逆の制御を行うことが可能である。ディーゼル発電機は、調速機（ガバナ）で回転機の入力を調整して回転速度を一定に保持する制御を行っており、このガバナ動作に負荷制限を設けず、周波数変動に対して自由にガバナを応動させて運転することをガバナフリー運転と言う。ガバナフリーの運転では、周波数が低下（発電機の回転が低下）した場合は回転機の出力が増加し、周波数が上昇（発電機の回転が上昇）した場合は、出力が減少する自動制御を行っており、電力系統の周波数の安定維持を担っている。ガバナフリー運転が可能な発電機は、いわゆる短周期（数分以下）であっても、周波数・出力変動を吸収・制御することができる。「カ」国に導入されているディーゼル発電機は、ガバナフリー運転が可能であり、調査団は運用状況の視察と機器の仕様等資料にてこれを確認している。

このため、風力発電の変動については、特に「カ」国の風況が安定していることも踏まえ、ディーゼル発電による吸収・制御が基本的には可能であると考えられる。

ただし、頻繁な出力変動はディーゼル発電の寿命面に悪影響を与えるため、実運用にあつ

ては風力発電の出力変動を調査し、必要な対策を検討、講じる必要がある。

図 6.2-1 に São Vicente の Lazareto 発電所に導入されている Wartsila 32 型ディーゼルエンジンのメーカー推奨負荷上昇率を示す。なお、負荷下降も負荷上昇と同程度の時間が必要である。



出所: WARTSILA
図 6.2-1 Wartsila 32 メーカー推奨負荷上昇率

(2) ディーゼルの低出力での運転のポイント

本 6 章冒頭でディーゼル発電の概要を説明しているが、ディーゼルエンジンは同じ往復機関であるガソリンエンジンが燃料を空気との混合ガスとしてシリンダー内に吸込み電気火花で着火させるのに対して、空気だけをシリンダー内に吸込み圧縮工程で高温・高圧になったシリンダー内に燃料を微細な霧状にして噴霧することで自然着火させる方法をとっている。

このため、低出力域では未燃カーボンが発生しやすいという特徴があり、具体的には以下のとおりである。

[シリンダー内温度の低下]

ディーゼルエンジンは圧縮工程で高温・高圧になったシリンダー内に燃料を微細粒子にして噴霧することで自然着火させるため、出力が低下すると燃焼温度が低くシリンダー内の温度も低くなり燃焼状態が悪くなる。

[シリンダー内掃気効果の低下]

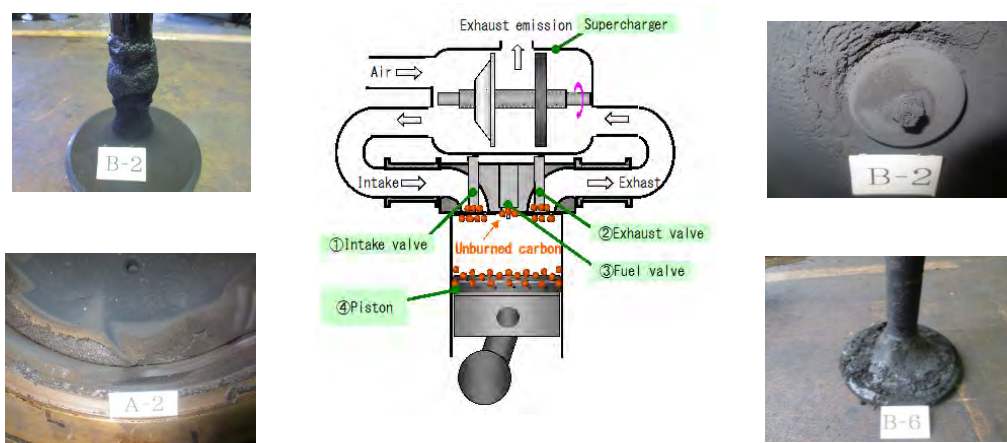
過給機付きのディーゼルエンジンは、排気工程から吸気工程への移行時に排気弁と吸気弁を同時に開放（オーバーラップ）し、吸気で燃焼ガスを押出しているが、低出力の場合、ガス量の減少により過給機の回転が低下し、掃気作用が低下することから燃焼ガスがシリンダー内に残留する。

〔燃料噴霧の悪化〕

ディーゼルエンジンの燃料は、燃料噴射ポンプで加圧し高圧になった燃料を燃料弁でシリンダー内に直接噴霧しているが、出力が低下すると噴霧圧力が低下して噴霧粒が粗大となり燃焼しにくくなる。

〔低出力運転の弊害〕

低出力での運転を長時間行くと、シリンダー内温度の低下、シリンダー内掃気作用の低下、燃料噴霧の悪化の影響から、不完全燃焼による未燃カーボンがシリンダーやピストンに付着堆積して、吸排気弁やピストンなどの損傷に進展する。図 6. 2-2 に低出力運転を行った九州電力の未燃カーボン付着トラブル事例を示す。



出所：調査団作成

図 6. 2-2 低出力運転を行った九州電力の未燃カーボン付着トラブル事例

(3) 安定運転が可能な最低出力（長周期面）

ディーゼル発電機の安定運転には、燃焼に必要な十分な空気が得られ、燃料の噴霧粒が微細であることが重要となる。これらを満足する最低出力は一般的に定格出力の 50% 程度であるが、近年は可変吸気バルブタイミングや吸気加熱システムなどの採用により、定格出力の 30% 程度での低出力運転が可能となってきており、例えば日本では、再エネ導入可能量の最大化の観点から、日本のディーゼル発電設備の 6 割、315MW を保有するリーディングカンパニーである九州電力は電源の新增設にあわせて順次採用している。

「カ」国に近年導入されているディーゼル発電機の仕様をレビューした結果、São Vicente の Lazareto 発電所及び Santiago の Palmarejo 発電所に導入された Wartsila 製ディーゼル発電機が、定格出力の 30% 程度での低出力運転が可能であることを確認した。

このため、低出力運転により燃料消費率が多少悪化するものの、前述のガバナフリーや最低出力のポテンシャルを最大限活用することにより、再エネ導入量を拡大する余地は相当あるものと考えられる。さらに、燃料消費率の悪化を差し引いても、ディーゼル発電の燃料焼き減ら

しによる経済効果は十分に期待することもできる。

表 6. 2-1 及び表 6. 2-2 に São Vicente の Lazareto 発電所及び Santiago の Palmarejo 発電所に、近年導入された Wartsila 製ディーゼル発電の最低出力を示す。

また参考に、図 6. 2-3 に九州電力における代表ユニットの燃料消費率曲線示す。

表 6. 2-1 Wartsila W32 最低出力

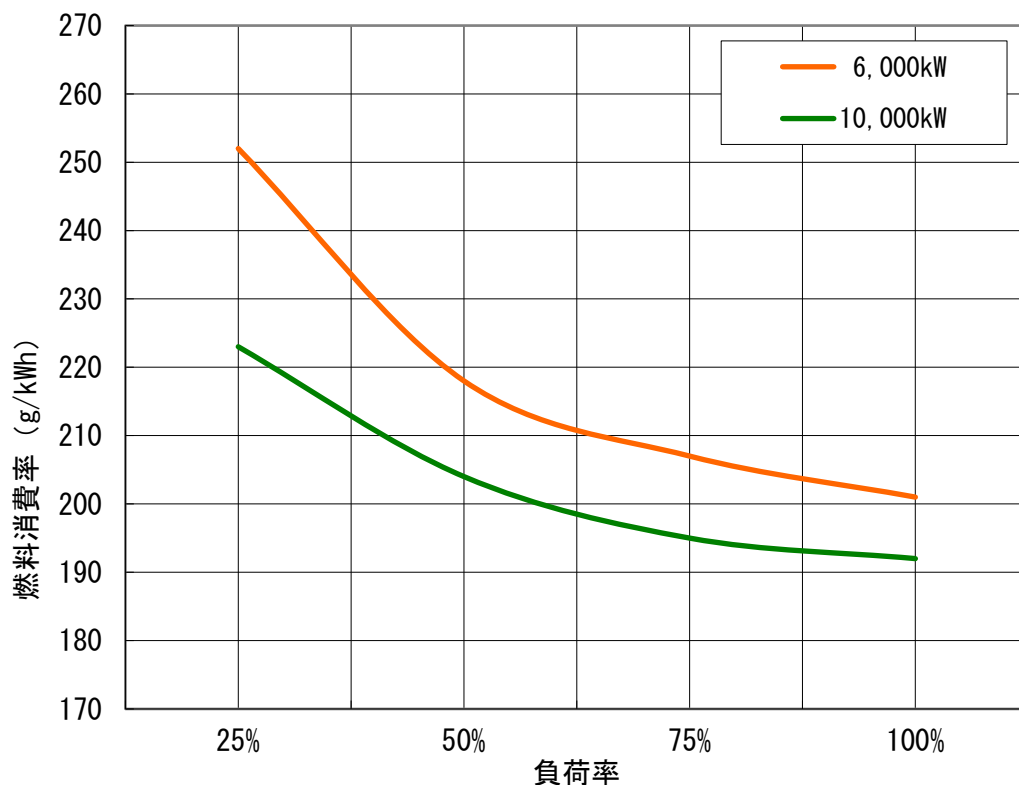
Engine type	W32			W32TS
	VIC無し (T > 5 °C) **	VIC 付き LFO (T > 20 °C) **	VIC 付き HFO, CRO, LBF (T > 40 °C), LFO (> 5 °C) **	VIC 付きのみ HFO, CRO, LBF (T > 40 °C), LFO (> 5 °C) **
燃料				
アイドリング(無負荷)時間(最長)	30 min *	10 hours *	30 min *	30 min *
断続的低負荷運転時間(最長)	10 - 20 % max 3 h, 20 - 30 % max 10 h *	10 - 20 % max 30 h, 20 - 30 % max 50 h *	10 - 20 % max 10 h, 20 - 30 % max 30 h *	-
無制限継続運転最小負荷	> 30 %	> 30 %	> 30 %	>35%
*) 最長時間に達した場合、70%以上の負荷で60分運転のこと **) エアレシーバ温度				

出所: WARTSILA

表 6. 2-2 Wartsila W46 最低出力

Engine type	W46
アイドリング(無負荷)時間(最長)	10 min before stop *
断続的低負荷運転時間(最長)	5 - 20 % , max 100 h *
無制限継続運転最小負荷	> 20 % *) 最長時間に達した場合、70%以上の負荷で60分運転のこと。

出所: WARTSILA



出所:調査団作成

図 6.2-3 九州電力における代表ユニットの燃料消費率曲線

6.2.2 再エネ導入の課題と対応策

再エネ導入拡大後は、ベース電源であると同時に天候で出力が変動する再エネ設備の調整電源としての役割を担うディーゼル発電の重要性がさらに高まる。このため、再エネ導入拡大に対応した的確な運転と保守が必要となる。具体的には以下の対策を講じることが望まれる。

(1) 運転面

- ・ 需要および再エネ出力予測による最適な運転ユニットの選定
- ・ 排気ガス温度など運転状態の監視強化とトラブル増加に備えた巡視・点検の実施
- ・ 発電機の電圧調整能力（P Qカーブ）を考慮した電圧運用の実施
- ・ 低出力運転後の未燃カーボンの燃焼・排出を目的としたクリーニング運転の実施

(2) 保守面

ディーゼル発電の状態は使用条件で変わることから、点検実績を分析・評価して、必要に応じてメンテナンスインターバルを見直す必要がある。具体的に以下のとおりである。

- ・ 定期的な性能確認試験、燃料消費率・潤滑油消費率の計測などによる性能維持
- ・ 点検実績の分析・評価による最適なメンテナンス基準の作成と実施

(3) 設備面

「カ」国のほとんどの島において、需要規模に対してユニット単機容量および設備容量が大きすぎる。このため、今後の新增設にあわせて単機容量の適正化が望まれる。

7 風力発電

7.1 風力発電設備の運用状況

「カ」国における風力発電設備の運用状況について整理した。

7.1.1 風力発電設備の導入状況

「カ」国では、風力 IPP の 2 事業者 (Cabeolica、Electric) の保有する風力発電設備が 5 島 (Santo Antão、São Vicente、Sal、Boa Vista、Santiago) で稼働している。

「カ」国の 5 島で稼働している風力発電容量の総計は 26.0MW である。

Cabeolica が 4 島で保有する風力発電設備は 2011 年 10 月～2012 年 4 月、Electric が 1 島で保有する風力発電設備は 2011 年 4 月にそれぞれ運転を開始している。

表 7.1-1 に島別の発電設備容量を示す。

表 7.1-1 島別の発電設備容量

島名	事業者名	発電設備容量 (MW)	運転開始
Santo Antão	Electric	0.5	2011 年 4 月
São Vicente	Cabeolica	5.95	2011 年 11 月
Sal		7.65	2012 年 2 月
Boa Vista		2.55	2012 年 4 月
Santiago		9.35	2011 年 10 月
計		26.0	

出所:調査団作成

7.1.2 Cabeolica 風力発電設備

「カ」国政府の積極的な再エネ導入に対し、欧州委員会は欧州投資銀行 (EIB) を通じ、アフリカ開発銀行 (AfDB) と共同で「カ」国の風力 IPP 事業者 Cabeolica に対し総額 45 百万ユーロ (EIB : 30 百万ユーロ、AfDB : 15 百万ユーロ) を融資している。Cabeolica は Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista の 4 島で、「カ」国の全発電設備 (約 204MW) の約 13% に相当する計 25.5MW (850kW×30 基) の風力発電設備を保有し、「カ」国の再エネ導入量引き上げに大きく貢献している。また Cabeolica は Electra、民間投資基金ほかが出資する官民パートナーシップ事業 (PPP) で、サブサハラ・アフリカ地域初の商用 PPP 発電プロジェクトとして今後の運営が注目されている。

(1) 設備概要

「カ」国でCabeolicaがSantiago、São Vicente、Sal、Boa Vistaの4島で保有する風力発電設備容量は計25.5MWであり、「カ」国での風力発電事業用設備のほぼ全容量を占めている。

4島で導入されている機種は、全機(30基)同機種で単機容量850kWのVestas社製(デンマーク)で型式はV52-850kWである。

表7.1-2にCabeolica風力発電設備仕様一覧を示す。

表 7.1-2 Cabeolica 風力発電設備仕様一覧

地点名	Santiago	São Vicente	Sal	Boavista																																																						
運転開始	2011年10月	2011年11月	2012年2月	2012年4月																																																						
メーカー	Vestas																																																									
型式	V52-850kW																																																									
定格出力(kW)	850																																																									
基数(台)	11	7	9	3																																																						
総出力(MW)	9.35	5.95	7.65	2.55																																																						
出力制御	ピッチ																																																									
発電機型式	巻線型誘導																																																									
発電機電圧(V)	690																																																									
カットイン風速(m/s)	4																																																									
定格風速(m/s)	16																																																									
カットアウト風速(m/s)	25																																																									
耐風速〔瞬間〕(m/s)	70																																																									
ロータ直径(m)	52																																																									
ハブ高さ(m)	55																																																									
性能曲線 (パワーカーブ) [空気密度 1.225kg/m ³]	<table border="1"> <thead> <tr> <th>風速(m/s)</th> <th>出力(kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.0</td><td>-</td></tr> <tr><td>1.0</td><td>-</td></tr> <tr><td>2.0</td><td>-</td></tr> <tr><td>3.0</td><td>-</td></tr> <tr><td>4.0</td><td>26</td></tr> <tr><td>5.0</td><td>67</td></tr> <tr><td>6.0</td><td>125</td></tr> <tr><td>7.0</td><td>203</td></tr> <tr><td>8.0</td><td>304</td></tr> <tr><td>9.0</td><td>425</td></tr> <tr><td>10.0</td><td>554</td></tr> <tr><td>11.0</td><td>671</td></tr> <tr><td>12.0</td><td>759</td></tr> <tr><td>13.0</td><td>811</td></tr> <tr><td>14.0</td><td>836</td></tr> <tr><td>15.0</td><td>846</td></tr> <tr><td>16.0</td><td>849</td></tr> <tr><td>17.0</td><td>850</td></tr> <tr><td>18.0</td><td>850</td></tr> <tr><td>19.0</td><td>850</td></tr> <tr><td>20.0</td><td>850</td></tr> <tr><td>21.0</td><td>850</td></tr> <tr><td>22.0</td><td>850</td></tr> <tr><td>23.0</td><td>850</td></tr> <tr><td>24.0</td><td>850</td></tr> <tr><td>25.0</td><td>850</td></tr> </tbody> </table>				風速(m/s)	出力(kW)	0.0	-	1.0	-	2.0	-	3.0	-	4.0	26	5.0	67	6.0	125	7.0	203	8.0	304	9.0	425	10.0	554	11.0	671	12.0	759	13.0	811	14.0	836	15.0	846	16.0	849	17.0	850	18.0	850	19.0	850	20.0	850	21.0	850	22.0	850	23.0	850	24.0	850	25.0	850
	風速(m/s)	出力(kW)																																																								
	0.0	-																																																								
	1.0	-																																																								
	2.0	-																																																								
	3.0	-																																																								
	4.0	26																																																								
	5.0	67																																																								
	6.0	125																																																								
	7.0	203																																																								
	8.0	304																																																								
	9.0	425																																																								
	10.0	554																																																								
	11.0	671																																																								
	12.0	759																																																								
	13.0	811																																																								
	14.0	836																																																								
	15.0	846																																																								
	16.0	849																																																								
	17.0	850																																																								
	18.0	850																																																								
	19.0	850																																																								
	20.0	850																																																								
	21.0	850																																																								
	22.0	850																																																								
	23.0	850																																																								
	24.0	850																																																								
25.0	850																																																									

出所:調査団作成

1) 立地地点状況

a. Santiago 風力発電設備

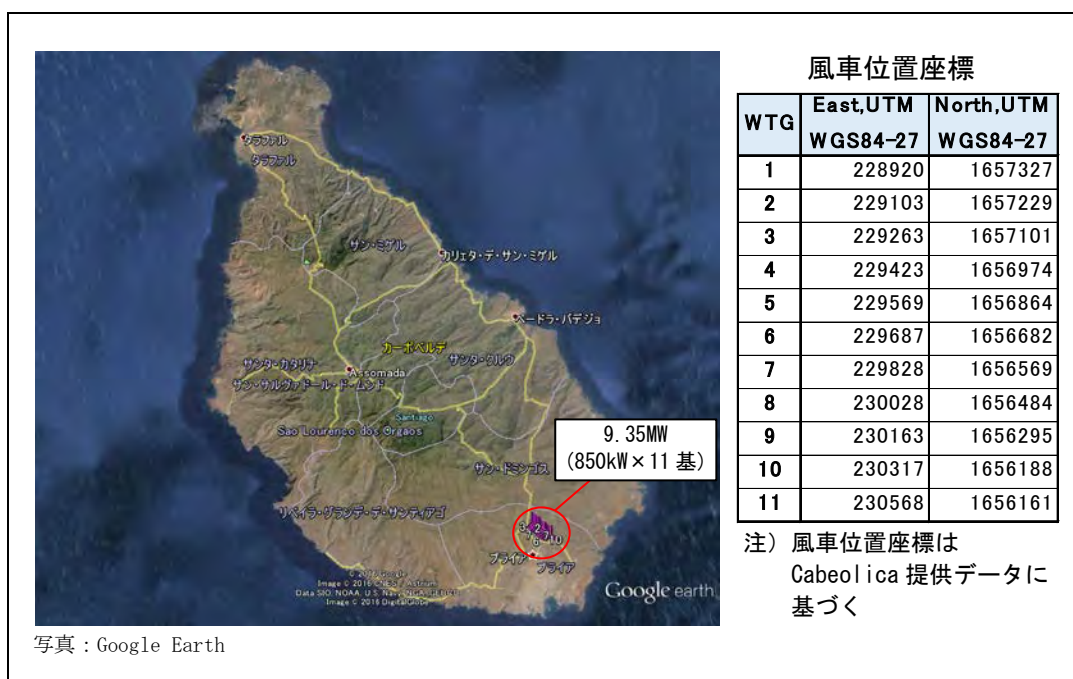
風力発電設備 9.35MW (850kW×11 基) の立地地点は、島内の南東側、北西から南東に伸びる標高約 230m~270m の尾根上に位置している。

同地点には運転を停止している Electra 風力発電設備 (Nordtank 製×3 基) が存在していた。

図 7.1-1 に Santiago 風力発電設備位置を示す。

図 7.1-2 に Santiago 風力発電設備状況を示す。

表 7.1-3 に Santiago 風力発電設備立地地点状況を示す。



出所:調査団作成

図 7.1-1 Santiago 風力発電設備位置



Praia 港（国際港）



周辺道路状況



発電所構内に続く未舗装道路
(道路沿いに碎石業者事業所が存在)



土地利用状況
(Vestas 製風車 850kW×11 基設置)



発電所構内道路状況



運転停止している Electra 設備
(Nordtank 製風車×3 基)



管理建屋設置の銘板
(2011 年 10 月運転開始)



管理建屋（電気室）

図 7.1-2 Santiago 風力発電設備状況

表 7.1-3 Santiago 風力発電設備立地地点状況

	立地地点状況
資機材輸送	<ul style="list-style-type: none"> ・建設に使用された水切港および資機材輸送ルートは、インフラコ FS レポートが DGE より提供されなかったため確認できなかった。 ・風車立地地点は国際港である Praia 港から直線で約 7km と近い。Praia 港出口付近は、風車資材の輸送障害となる工作物が多いため、今後、2MW 級の大型風車資機材を Praia 港で水切りし、輸送する場合は、詳細な輸送経路調査、輸送対策工事の検討および輸送車両選定の検討が必要である。 ・Praia 港のある中心街より風車立地地点近傍まで舗装道路となっている。 ・舗装道路より分岐し、発電所構内へと続く道路は、幅員 5m 以上が確保された未舗装道路となっている。 ・発電所構内へと続く道路沿いには、砕石業者事業所が存在していた。
土地利用	<ul style="list-style-type: none"> ・風車が配置されている地点は、起伏がほとんどない地形で、建設の支障となる建物などはない。表層は砂利で、わずかな低木が生えていた。
発電所構内	<ul style="list-style-type: none"> ・入口に守衛所およびゲートがあり、入出の管理がなされていた。 ・構内の道路（未舗装）は、風車間を接続する様整備されており、資機材輸送の支障とならない幅員が確保されていた。
法規制	<ul style="list-style-type: none"> ・近傍に目視で確認できた住居はなく、騒音の影響はないと考えられる。 ・建設に関わる具体的な法規制手続き内容については、インフラコ (InfraCo) FS レポートが DGE より提供されなかったため確認できなかった。

出所:調査団作成

b. São Vicente 風力発電設備

風力発電設備 5.95MW (850kW×7 基) の立地地点は、島内の中央部からやや西側に位置しており、北北西から南南東に伸びる標高約 80m~100m の尾根上に位置している。

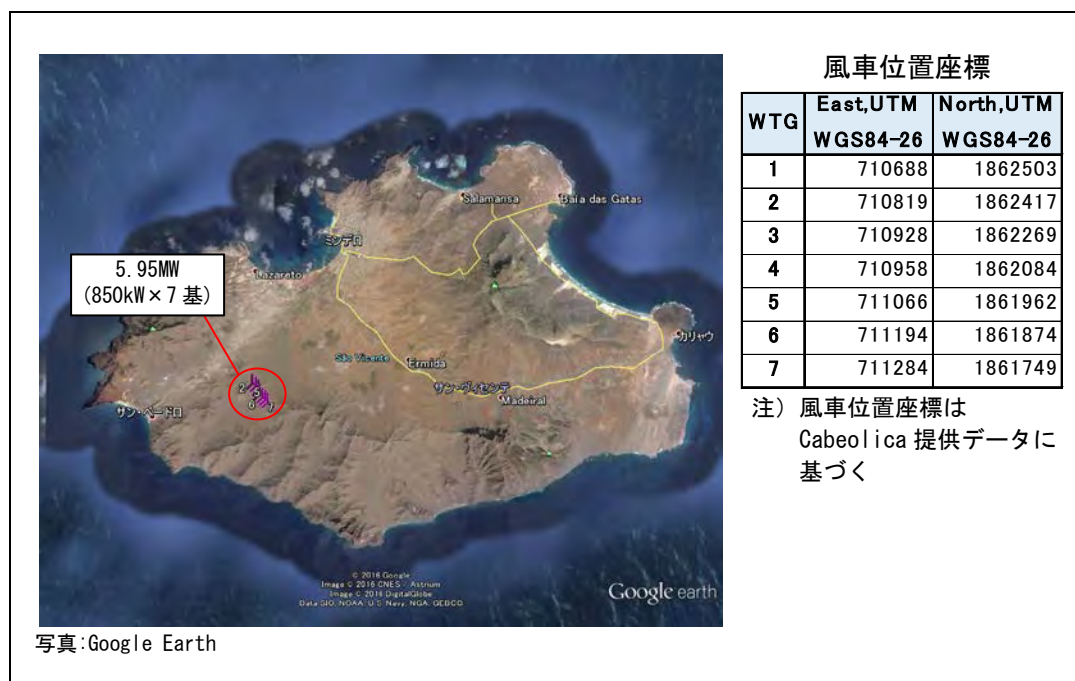
同地点には、設備過剰のため運転を停止している Electra 風力発電設備 (Nordtank 製×3 基) が存在していた。

また、Cabeolica 風力発電設備稼働地点の北東側には、デンマークの支援で建設された風車が撤去されないまま残っていた。本風車導入の経緯を Electra に確認したが、不明であった。

図 7.1-3 に São Vicente 風力発電設備位置を示す。

図 7.1-4 に São Vicente 風力発電設備状況を示す。

表 7.1-4 に São Vicente 風力発電設備立地地点状況を示す。



出所: 調査団作成

図 7.1-3 São Vicente 風力発電設備位置



Mindelo 港 (国際港)



土地利用状況
(Vestas 製風車 850kW × 7 基設置)



発電所構内入口ゲート



発電所構内道路状況



管理建屋設置の銘板
(2011年11月運転開始)



管理建屋(電気室)



運転停止している Electra 設備
(Nordtank 製風車 × 3 基)



Cabeolica サイトの北東側に位置する
デンマークの支援で建設された風車

図 7.1-4 São Vicente 風力発電設備状況

表 7.1-4 São Vicente 風力発電設備立地地点状況

	立地地点状況
資機材輸送	<ul style="list-style-type: none"> ・建設に使用された水切港および資機材輸送ルートは、インフラコFS レポートが未入手のため確認出来なかった。 ・風車立地地点は国際港である Mindelo 港から約 6.5km と近い。Mindelo 港出口付近は、風車資材の輸送障害となる工作物が多いため、今後、2MW 級の大型風車資機材を Mindelo 港で水切りし、輸送する場合は、詳細な輸送経路調査、輸送対策工事の検討および輸送車両選定の検討が必要である。 ・Mindelo 港のある中心街より風車立地地点近傍まで舗装道路となっている。 ・舗装道路より分岐し、発電所構内へと続く道路は、幅員 5m 以上が確保された未舗装道路となっている。
土地利用	<ul style="list-style-type: none"> ・風車が配置されている地点は、標高約 80m~100m の尾根上で、建設の支障となる建物などはない。表層は砂利であった。 ・発電所周辺では、砕石が行われていた。
発電所構内	<ul style="list-style-type: none"> ・入口に守衛所およびゲートがあり、入出の管理がなされていた。 ・構内の道路（未舗装）は、風車間を接続する様に整備されており、資機材輸送の支障とならない幅員が確保されていた。
法規制	<ul style="list-style-type: none"> ・近傍に目視で確認できた住居はなく、騒音の影響はないと考えられる。 ・建設に関わる具体的な法規制手続き内容については、インフラコFS レポートが DGE より提供されなかったため確認できなかった。

出所:調査団作成

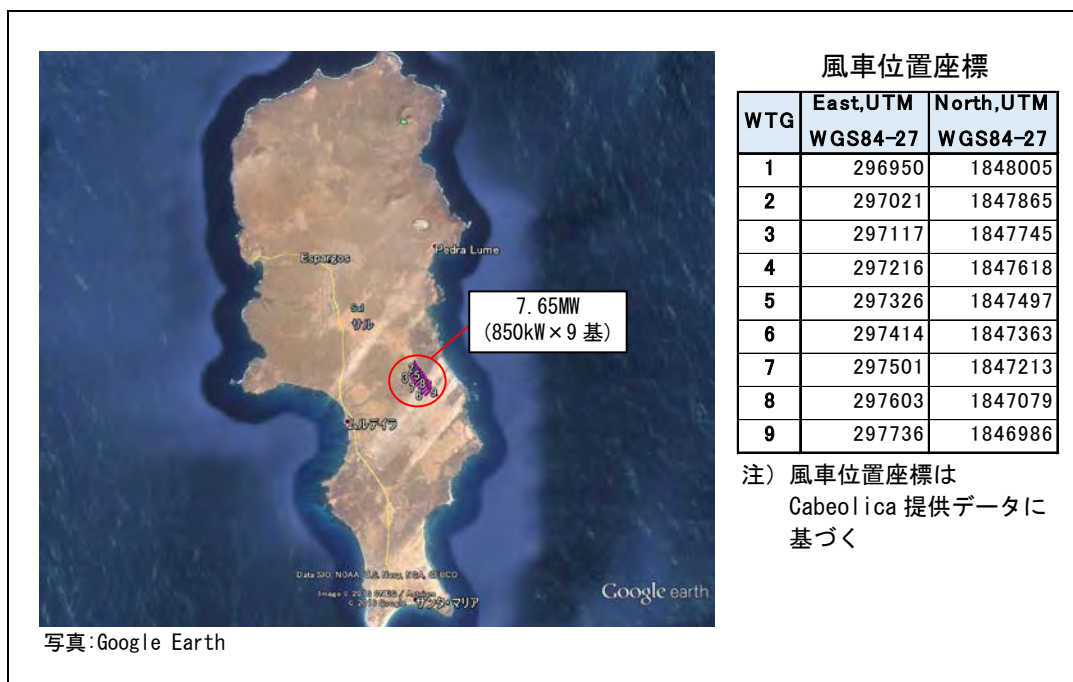
c. Sal 風力発電設備

風力発電設備 7.65MW (850kW×9 基) の立地地点は、島内の中央部から南東側、標高約 60m の平坦地に位置している。島内の Electra の Palmeira 発電所の近傍には Nordtank 製風車 2 基が撤去されないまま残っていた。

図 7.1-5 に Sal 風力発電設備位置を示す。

図 7.1-6 に Sal 風力発電設備状況を示す。

表 7.1-5 に Sal 風力発電設備立地地点状況を示す。



出所: 調査団作成

図 7.1-5 Sal 風力発電設備位置



図 7.1-6 Sal 風力発電設備状況

表 7.1-5 Sal 風力発電設備立地地点状況

	立地地点状況
資機材輸送	<ul style="list-style-type: none"> ・建設に使用された水切港および資機材輸送ルートは、インフラコ FS レポートが未入手のため確認出来なかった。 ・発電所構内へと続く道路は、幅員 5m 以上が確保された未舗装道路となっている。 ・Sal における水切港は確認出来なかったが、今後、2MW 級の大型風車資機材を輸送する場合は、詳細な輸送経路調査、輸送対策工事の検討および輸送車両選定の検討が必要である。
土地利用	<ul style="list-style-type: none"> ・風車が配置されている地点は、起伏がほとんどない地形で、建設の支障となる建物などはない。表層は砂利で、わずかな低木が生えていた。
発電所構内	<ul style="list-style-type: none"> ・入口に守衛所およびゲートがあり、入出の管理がなされていた。 ・構内の道路（未舗装）は、風車間を接続する様整備されており、資機材輸送の支障とならない幅員が確保されていた。
法規制	<ul style="list-style-type: none"> ・立地地点は、再生可能エネルギーの導入を積極的に推進するため、2012 年 2 月に「カ」国官報 No7 で公示された、風力発電開発ゾーン（SL.1）内である。7.3 の図 7.3-20 に Sal 風力発電開発ゾーンを示す。 ・近傍に目視で確認できた住居はなく、騒音の影響はないと考えられる。なお、今後、2MW 級の大型風車を設置する際は、Sal の風力発電開発ゾーン周辺では、大規模リゾート開発の計画が進んでいることから、景観影響および騒音影響など環境面の評価が必要と考えられる。 ・建設に関わる法規制手続き内容については、インフラコ（InfraCo）FS レポートが DGE より提供されなかったため確認できなかった。

出所：調査団作成

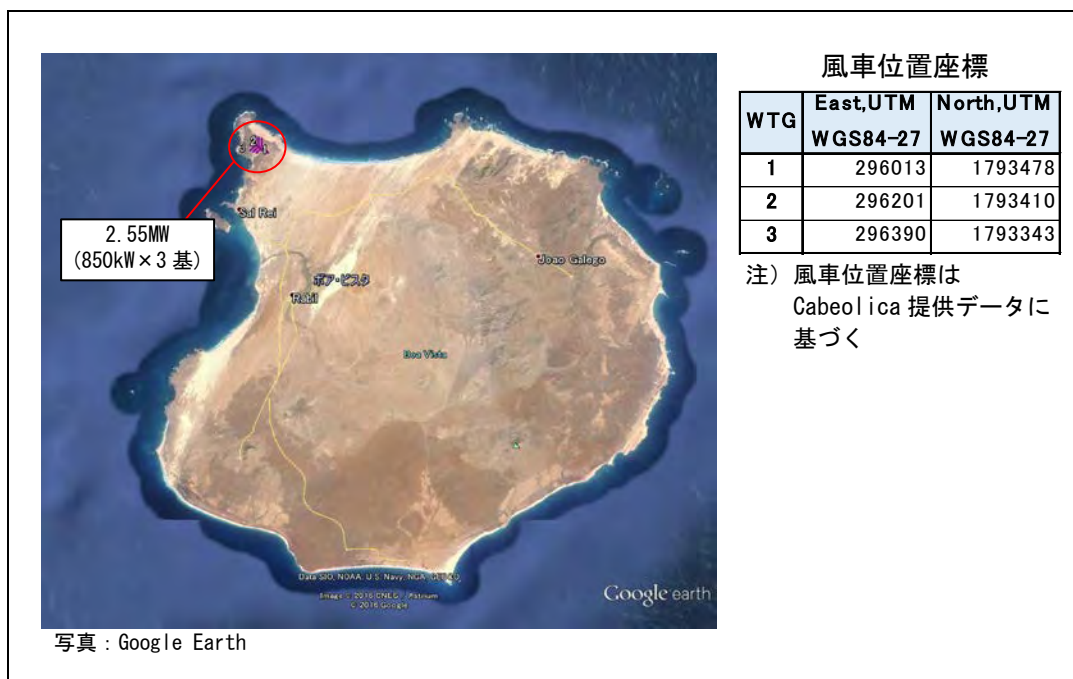
d. Boa Vista 風力発電設備

風力発電設備 2.55MW (850kW×3 基) の立地地点は、島内の北西端、標高約 80m~100m の岬に位置している。

図 7.1-7 に Boa Vista 風力発電設備位置を示す。

図 7.1-8 に Boa Vista 風力発電設備状況を示す。

表 7.1-6 に Boa Vista 風力発電設備立地地点状況を示す。



出所:調査団作成

図 7.1-7 Boa Vista 風力発電設備位置



発電所構内に続く未舗装道路



土地利用状況
(Vestas 製風車 850kW×3 基)



発電所構内入口守衛所および入口ゲート



管理建屋設置の銘板
(2012年4月運転開始)



管理建屋(電気室)

図 7.1-8 Boa Vista 風力発電設備状況

表 7.1-6 Boa Vista 風力発電設備立地地点状況

	立地地点状況
資機材輸送	<ul style="list-style-type: none"> ・建設に使用された水切港および資機材輸送ルートは、インフラコ (InfraCo) FS レポートが未入手のため確認できなかった。 ・発電所構内へと続く道路は、幅員 5m 以上が確保された未舗装道路となっている。 ・Boa Vista における水切港は確認出来なかったが、今後、2MW 級の大型風車資機材を輸送する場合は、詳細な輸送経路調査、輸送対策工事の検討および輸送車両選定の検討が必要である。
土地利用	<ul style="list-style-type: none"> ・風車が配置されている地点は、起伏がほとんどない地形で、建設の支障となる建物などはない。表層は砂利で、わずかな低木が生えていた。
発電所構内	<ul style="list-style-type: none"> ・入口に守衛所およびゲートがあり、入出の管理がなされていた。 ・構内の道路（未舗装）は、風車間を接続する様整備されており、資機材輸送の支障とならない幅員が確保されていた。
法規制	<ul style="list-style-type: none"> ・近傍に目視で確認できた住居はなく、騒音の影響はないと考えられる。 ・建設に関わる法規制手続き内容については、インフラコ FS レポートが DGE より提供されなかったため確認できなかった。

出所：調査団作成

2) 構成

a. Santiago 風力発電設備

(a) 系統連系設備 (含保護装置)

単機容量 850kW×11 基の風車は、各風車のタワー内で発電機電圧 690V を 20kV に昇圧後、20kV 埋設ケーブルで集約され、建屋内の開閉設備を経由して、20kV 送電線 (1 回線) で Gamboa 発電所に接続されている。

管理建屋内には、開閉設備のほか、系統連系用保護装置、Electra への売電電力量を計量する積算電力量計など系統連系上必要な設備がすべて管理建屋内に設置されていた。

現在は Gamboa 発電所等に接続されているが、AfDB と JICA の協調融資による発電・送電強化事業により 60kV、20kV 送電系統が整備されたことによって、将来 Sao Filipe 変電所に接続される計画となっている。図 7.1-9 に系統連系設備状況を示す。



図 7.1-9 系統連系設備状況

(b) 電気設備

系統電源喪失時に備え、制御装置用の直流電源装置や非常用発電機が管理建屋内に設置されていた。図 7.1-10 に電気設備状況を示す。



図 7.1-10 電気設備状況

b. São Vicente 風力発電設備

(a) 系統連系設備 (含保護装置)

単機容量 850kW×7 基の風車は、20kV 埋設ケーブル 1 回線で集約され、建屋内の開閉設備を経由して、20kV 埋設ケーブルで Lazareto 発電所に接続されている。

管理建屋内の系統連系用保護装置及び積算電力量計などの系統連系設備は 4 地点 (Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista) すべて同じ構成であった。

図 7.1-11 に系統連系設備状況を示す。

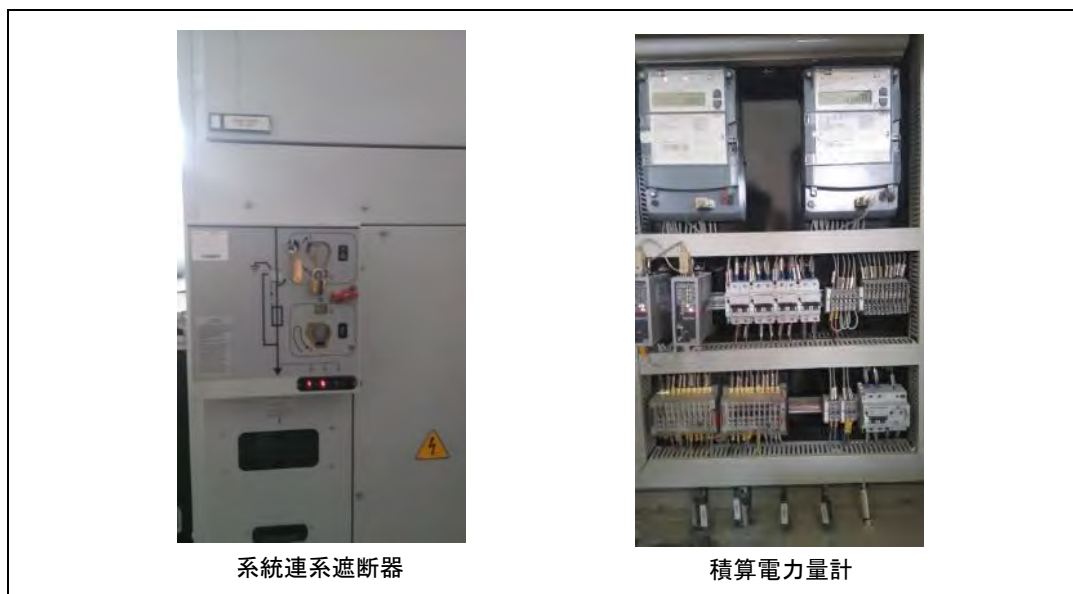


図 7.1-11 系統連系設備状況

(b) 電気設備

制御装置用の直流電源装置や非常用発電機など電気設備は 4 地点 (Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista) すべて同じ構成であった。図 7.1-12 に電気設備状況を示す。



図 7.1-12 電気設備状況

c. Sal 風力発電設備

(a) 系統連系設備（含保護装置）

単機容量 850kW×9 基の風車は、20kV 埋設ケーブル 1 回線で集約され、建屋内の開閉設備を経由して、20kV 埋設ケーブルで系統接続されている。

管理建屋内の系統連系用保護装置及び積算電力量計などの系統連系設備は 4 地点 (Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista) すべて同じ構成であった。

図 7.1-13 に系統連系設備状況を示す。



図 7.1-13 系統連系設備状況

(b) 電気設備

制御装置用の直流電源装置や非常用発電機など電気設備は 4 地点 (Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista) すべて同じ構成であった。

図 7.1-14 に電気設備状況を示す。



図 7.1-14 電気設備状況

d. Boa Vista 風力発電設備

(a) 系統連系設備 (含保護装置)

単機容量 850kW×3 基の風車は、20kV 埋設ケーブル 1 回線で集約され、建屋内の開閉設備を経由して、20kV 埋設ケーブルで Sal Rei 発電所に接続されている。

管理建屋内の系統連系用保護装置及び積算電力量計などの系統連系設備は 4 地点 (Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista) すべて同じ構成であった。

図 7.1-15 に系統連系設備状況を示す。



図 7.1-15 系統連系設備状況

(b) 電気設備

制御装置用の直流電源装置や非常用発電機など電気設備は 4 地点 (Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista) すべて同じ構成であった。

図 7.1-16 に電気設備状況を示す。



図 7.1-16 電気設備状況

3) 運用

a. 風力発電設備の監視

Cabeolica は Vestas 社と O&M 契約を締結しており、風力発電設備の運転状態は SCADA システム (Vestas Online Business) により常時遠隔監視が行われている。SCADA システムにより、Cabeolica 本社、Cabeolica メンテナンス要員および Vestas 社メンテナンス要員は運転状態監視に必要な風車運転データや警報情報をリアルタイムに確認可能である。

また、運転データ (電圧、周波数、風速など) は、SCADA システムに蓄積されているため、データの履歴管理が可能なシステムとなっている。

図 7.1-17 に Cabeolica 遠隔監視設備状況を示す。

b. Electra および AEB との協調運用

Santiago、São Vicente、Sal で風力発電電力を受入れている Electra では、電力品質の確保のため、Vestas SCADA システムを通じ、風車の運転状態を常時監視し、風力発電出力と電圧を調整可能な運用となっている。

これは、Boa Vista で電力供給を行っている AEB においても同様の運用となっている。

Electra および AEB では風力発電電力を電力品質 (電圧・周波数) や既存発電設備であるディーゼル発電の運用に影響を及ぼさない範囲で受け入れるため、独自の運用基準を作成し、ディーゼル発電と風力発電との協調運用を行っている。

具体的な風力発電との協調運用の内容については第 7.4 章で解説する。



図 7.1-17 Cabeolica 遠隔監視設備状況

4) 新設や改修の実績・計画

a. 新設の実績・計画

(a) 経緯

Cabeolica は Electra、民間投資基金ほかが出資する官民連携事業（PPP）で、サブサハラ・アフリカ地域初の商用 PPP 発電プロジェクトとして今後の運営が注目されている。

Santiago および São Vicente における Cabeolica の風力発電設備立地地点には、運転を停止している Nordtank 製風車が存在しており、Cabeolica が建設地点を選定する際、風況面や風車機材の輸送性の面など、立地上優位な点があったと考えられる。

建設の実施にあたって、インフラコによる FS が行われているが、そのレポートが未入手であり地点選定の具体的な経緯は確認できなかった。

(b) 建設工事工程（実績）

各風力発電設備の完成までの工事期間は、Santiago と São Vicente が約 1 年間で完成、約 2 カ月後に Sal、約 5 カ月後に Boa Vista が完成した。トータル 2 年弱の期間である。

表 7.1-7 に Cabeolica 面談結果に基づく建設工事工程（実績）を示す。

表 7.1-7 建設工事工程（実績）

地点名 (出力×基数)	運転開始時期	2010 年	2011 年			2012 年	
		E	B	M	E	B	M
建設工事期間	—	←					→
Santiago (850kW×11 基)	2011 年 10 月				▼		
São Vicente (850kW×7 基)	2011 年 11 月				▼		
Sal (850kW×9 基)	2012 年 2 月					▼	
Boa Vista (850kW×3 基)	2012 年 4 月						▼

出所: Cabeolica ヒアリング

(c) 建設工事費（実績）

表 7.1-8 に建設工事費（実績）を示す。

表 7.1-8 建設工事費（実績）

建設地点	4 地点：25.5MW（Santiago（9.35MW）、São Vicente（5.95MW）、Sal（7.65MW）、Boavista（2.55MW））		
総工事費 （百万ユーロ）	内訳	45	Vestas 社とのフルタンキー契約 建設費：風車本体、据付工事、土木工事（基礎、敷地造成、搬入道路）、電気工事、建屋工事
		15	開発費用、事業経費
	計	60	

出所：Cabeolica ヒアリング

(d) 運転経費

Cabeolica では Vestas 社と O&M 契約を締結している。Cabeolica によると、O&M コストについては、Vestas 社との契約上、正確なコストの提示は難しいが、運転経費の概算は、年間 2 百万ユーロとのことであった。

b. 改修の実績・計画

Cabeolica の保有する 4 地点（Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista）において、改修の実績はなかった。また、今後、4 地点の増設計画もないということであった。

5) PPA ベースの年間発電計画と実績

a. 年間発電実績

Cabeolica より 4 地点（Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista）を対象に提供された 10 分間運転データの整理・分析を行った。

なお、発電状況や系統状況確認のため、10 分間運転データとして、発電出力(kW)、無効電力(kVar)、発電電力量(kWh)、力率(%）、SetPoint 出力(kW)、風向(°)の依頼を行ったが提供されなかった。

表 7.1-9 に Cabeolica より提供された運転データ内容（10 分間値）を示す。

表 7.1-10 に Cabeolica より提供された年間発電実績を示す。

表 7.1-9 運転データ内容（10 分間値）

		データ項目
運転データ	2015 年、 10 分間値	<ul style="list-style-type: none"> ・電圧(V) ・周波数(Hz) ・風速(m/s) ・温度(°) [Santiagoのみ入手]

出所：Cabeolica 提供データ

表 7.1-10 年間発電実績

(単位：kWh/年)

	2013 年	2014 年	2015 年
Santiago	— (40.3%)	— (42.3%)	32,341,174.80 (39.5%)
São Vicente	— (—)	— (—)	19,458,089.10 (37.3%)
Sal	— (25.3%)	— (25.4%)	19,171,213.10 (28.6%)
Boa Vista	— (23.5%)	— (37.3%)	7,812,829.20 (35.0%)

出所：Cabeolica 提供データ（ ）内は設備利用率、「—」は Cabeolica 未提供

(a) Santiago 風力発電設備



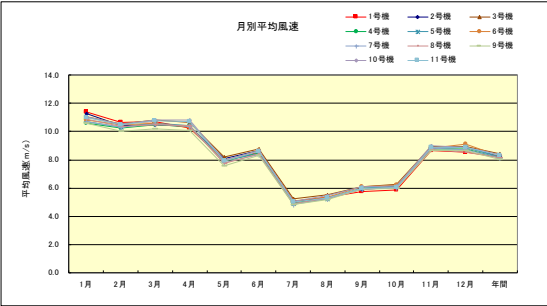
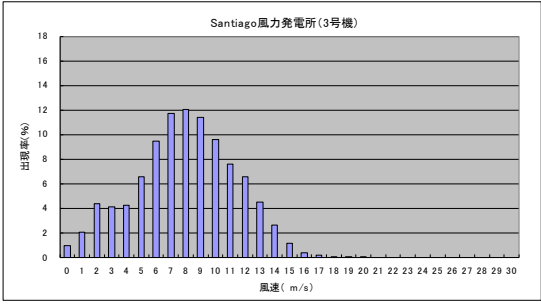
a) Cabeolica 運転データ分析

風車 11 基のハブ高さ（地上高 55m）における 2015 年の年間平均風速は、8.1m/s～8.4m/s であった。月別平均風速は 7 月～10 月で約 5m/s～6m/s であり、年間を通して夏場の風速低下が大きい結果となった。

年間風速階級別出現率のピークは 8m/s 以上、9m/s 未満であり、発電を停止する 4m/s 未満の出現頻度は約 12%（暦日時間で 1,039 時間程度）であった。なお、25m/s 以上の高風速で発電を停止する出現頻度は 0%であった。また、2015 年の売電電力量（設備利用率）実績は 32,341,175kWh（39.5%）であった。

表 7.1-11 に Santiago 風力発電設備の風速データ分析結果を示す。

表 7.1-11 Santiago 風力発電設備の風速データ分析結果

		Santiago																																																																																																																																																																																					
配置図(写真: Google Earth) および現地状況																																																																																																																																																																																							
		配置図	現地状況																																																																																																																																																																																				
月別・年間 平均風速 (at55m) [2015年]		<p style="text-align: right;">(単位: m/s)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">風車 No.</th> <th colspan="12">2015年</th> <th rowspan="2">年間</th> </tr> <tr> <th>1月</th><th>2月</th><th>3月</th><th>4月</th><th>5月</th><th>6月</th><th>7月</th><th>8月</th><th>9月</th><th>10月</th><th>11月</th><th>12月</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1号機</td><td>11.4</td><td>10.7</td><td>10.7</td><td>10.3</td><td>8.0</td><td>8.6</td><td>5.0</td><td>5.3</td><td>5.7</td><td>5.9</td><td>8.6</td><td>8.6</td><td>8.2</td></tr> <tr><td>2号機</td><td>11.3</td><td>10.4</td><td>10.5</td><td>10.4</td><td>8.1</td><td>8.7</td><td>5.1</td><td>5.3</td><td>5.9</td><td>6.0</td><td>8.8</td><td>8.9</td><td>8.3</td></tr> <tr><td>3号機</td><td>11.1</td><td>10.6</td><td>10.8</td><td>10.7</td><td>8.2</td><td>8.7</td><td>5.2</td><td>5.5</td><td>6.1</td><td>6.2</td><td>9.0</td><td>9.0</td><td>8.4</td></tr> <tr><td>4号機</td><td>10.6</td><td>10.2</td><td>10.5</td><td>10.4</td><td>7.9</td><td>8.5</td><td>5.0</td><td>5.3</td><td>6.0</td><td>6.1</td><td>8.8</td><td>8.7</td><td>8.2</td></tr> <tr><td>5号機</td><td>10.7</td><td>10.3</td><td>10.6</td><td>10.4</td><td>8.0</td><td>8.4</td><td>4.9</td><td>5.3</td><td>6.0</td><td>6.1</td><td>8.8</td><td>8.9</td><td>8.2</td></tr> <tr><td>6号機</td><td>10.8</td><td>10.5</td><td>10.6</td><td>10.3</td><td>7.9</td><td>8.6</td><td>5.0</td><td>5.4</td><td>6.1</td><td>6.2</td><td>8.8</td><td>9.1</td><td>8.3</td></tr> <tr><td>7号機</td><td>10.7</td><td>10.3</td><td>10.5</td><td>10.4</td><td>7.8</td><td>8.4</td><td>4.9</td><td>5.2</td><td>5.9</td><td>6.0</td><td>8.8</td><td>8.7</td><td>8.1</td></tr> <tr><td>8号機</td><td>10.9</td><td>10.4</td><td>10.5</td><td>10.4</td><td>7.7</td><td>8.4</td><td>4.9</td><td>5.3</td><td>5.9</td><td>6.0</td><td>8.7</td><td>8.6</td><td>8.1</td></tr> <tr><td>9号機</td><td>10.6</td><td>10.0</td><td>10.2</td><td>10.1</td><td>7.6</td><td>8.3</td><td>4.8</td><td>5.2</td><td>5.9</td><td>6.0</td><td>8.6</td><td>8.7</td><td>8.0</td></tr> <tr><td>10号機</td><td>11.0</td><td>10.5</td><td>10.8</td><td>10.8</td><td>8.0</td><td>8.7</td><td>5.1</td><td>5.4</td><td>6.1</td><td>6.1</td><td>9.0</td><td>8.9</td><td>8.4</td></tr> <tr><td>11号機</td><td>11.0</td><td>10.5</td><td>10.8</td><td>10.7</td><td>7.9</td><td>8.6</td><td>5.0</td><td>5.3</td><td>6.0</td><td>6.1</td><td>8.9</td><td>8.9</td><td>8.3</td></tr> </tbody> </table>		風車 No.	2015年												年間	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1号機	11.4	10.7	10.7	10.3	8.0	8.6	5.0	5.3	5.7	5.9	8.6	8.6	8.2	2号機	11.3	10.4	10.5	10.4	8.1	8.7	5.1	5.3	5.9	6.0	8.8	8.9	8.3	3号機	11.1	10.6	10.8	10.7	8.2	8.7	5.2	5.5	6.1	6.2	9.0	9.0	8.4	4号機	10.6	10.2	10.5	10.4	7.9	8.5	5.0	5.3	6.0	6.1	8.8	8.7	8.2	5号機	10.7	10.3	10.6	10.4	8.0	8.4	4.9	5.3	6.0	6.1	8.8	8.9	8.2	6号機	10.8	10.5	10.6	10.3	7.9	8.6	5.0	5.4	6.1	6.2	8.8	9.1	8.3	7号機	10.7	10.3	10.5	10.4	7.8	8.4	4.9	5.2	5.9	6.0	8.8	8.7	8.1	8号機	10.9	10.4	10.5	10.4	7.7	8.4	4.9	5.3	5.9	6.0	8.7	8.6	8.1	9号機	10.6	10.0	10.2	10.1	7.6	8.3	4.8	5.2	5.9	6.0	8.6	8.7	8.0	10号機	11.0	10.5	10.8	10.8	8.0	8.7	5.1	5.4	6.1	6.1	9.0	8.9	8.4	11号機	11.0	10.5	10.8	10.7	7.9	8.6	5.0	5.3	6.0	6.1	8.9	8.9	8.3
	風車 No.	2015年												年間																																																																																																																																																																									
1月		2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月																																																																																																																																																																											
1号機	11.4	10.7	10.7	10.3	8.0	8.6	5.0	5.3	5.7	5.9	8.6	8.6	8.2																																																																																																																																																																										
2号機	11.3	10.4	10.5	10.4	8.1	8.7	5.1	5.3	5.9	6.0	8.8	8.9	8.3																																																																																																																																																																										
3号機	11.1	10.6	10.8	10.7	8.2	8.7	5.2	5.5	6.1	6.2	9.0	9.0	8.4																																																																																																																																																																										
4号機	10.6	10.2	10.5	10.4	7.9	8.5	5.0	5.3	6.0	6.1	8.8	8.7	8.2																																																																																																																																																																										
5号機	10.7	10.3	10.6	10.4	8.0	8.4	4.9	5.3	6.0	6.1	8.8	8.9	8.2																																																																																																																																																																										
6号機	10.8	10.5	10.6	10.3	7.9	8.6	5.0	5.4	6.1	6.2	8.8	9.1	8.3																																																																																																																																																																										
7号機	10.7	10.3	10.5	10.4	7.8	8.4	4.9	5.2	5.9	6.0	8.8	8.7	8.1																																																																																																																																																																										
8号機	10.9	10.4	10.5	10.4	7.7	8.4	4.9	5.3	5.9	6.0	8.7	8.6	8.1																																																																																																																																																																										
9号機	10.6	10.0	10.2	10.1	7.6	8.3	4.8	5.2	5.9	6.0	8.6	8.7	8.0																																																																																																																																																																										
10号機	11.0	10.5	10.8	10.8	8.0	8.7	5.1	5.4	6.1	6.1	9.0	8.9	8.4																																																																																																																																																																										
11号機	11.0	10.5	10.8	10.7	7.9	8.6	5.0	5.3	6.0	6.1	8.9	8.9	8.3																																																																																																																																																																										
																																																																																																																																																																																							
運 転 実 績		<table border="1"> <thead> <tr> <th>風速(m/s)</th> <th>出現率(%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0<V<1</td><td>1.0</td></tr> <tr><td>1</td><td>1≦V<2</td><td>2.1</td></tr> <tr><td>2</td><td>2≦V<3</td><td>4.4</td></tr> <tr><td>3</td><td>3≦V<4</td><td>4.2</td></tr> <tr><td>4</td><td>4≦V<5</td><td>4.3</td></tr> <tr><td>5</td><td>5≦V<6</td><td>6.6</td></tr> <tr><td>6</td><td>6≦V<7</td><td>9.5</td></tr> <tr><td>7</td><td>7≦V<8</td><td>11.7</td></tr> <tr><td>8</td><td>8≦V<9</td><td>12.1</td></tr> <tr><td>9</td><td>9≦V<10</td><td>11.4</td></tr> <tr><td>10</td><td>10≦V<11</td><td>9.6</td></tr> <tr><td>11</td><td>11≦V<12</td><td>7.6</td></tr> <tr><td>12</td><td>12≦V<13</td><td>6.6</td></tr> <tr><td>13</td><td>13≦V<14</td><td>4.5</td></tr> <tr><td>14</td><td>14≦V<15</td><td>2.7</td></tr> <tr><td>15</td><td>15≦V<16</td><td>1.2</td></tr> <tr><td>16</td><td>16≦V<17</td><td>0.4</td></tr> <tr><td>17</td><td>17≦V<18</td><td>0.2</td></tr> <tr><td>18</td><td>18≦V<19</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>19</td><td>19≦V<20</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>20</td><td>20≦V<21</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>21</td><td>21≦V<22</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>22</td><td>22≦V<23</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>23</td><td>23≦V<24</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>24</td><td>24≦V<25</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>25</td><td>25≦V<26</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>26</td><td>26≦V<27</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>27</td><td>27≦V<28</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>28</td><td>28≦V<29</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>29</td><td>29≦V<30</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>30</td><td>30≦V</td><td>0.0</td></tr> </tbody> </table>		風速(m/s)	出現率(%)	0	0<V<1	1.0	1	1≦V<2	2.1	2	2≦V<3	4.4	3	3≦V<4	4.2	4	4≦V<5	4.3	5	5≦V<6	6.6	6	6≦V<7	9.5	7	7≦V<8	11.7	8	8≦V<9	12.1	9	9≦V<10	11.4	10	10≦V<11	9.6	11	11≦V<12	7.6	12	12≦V<13	6.6	13	13≦V<14	4.5	14	14≦V<15	2.7	15	15≦V<16	1.2	16	16≦V<17	0.4	17	17≦V<18	0.2	18	18≦V<19	0.0	19	19≦V<20	0.0	20	20≦V<21	0.0	21	21≦V<22	0.0	22	22≦V<23	0.0	23	23≦V<24	0.0	24	24≦V<25	0.0	25	25≦V<26	0.0	26	26≦V<27	0.0	27	27≦V<28	0.0	28	28≦V<29	0.0	29	29≦V<30	0.0	30	30≦V	0.0																																																																																					
	風速(m/s)	出現率(%)																																																																																																																																																																																					
0	0<V<1	1.0																																																																																																																																																																																					
1	1≦V<2	2.1																																																																																																																																																																																					
2	2≦V<3	4.4																																																																																																																																																																																					
3	3≦V<4	4.2																																																																																																																																																																																					
4	4≦V<5	4.3																																																																																																																																																																																					
5	5≦V<6	6.6																																																																																																																																																																																					
6	6≦V<7	9.5																																																																																																																																																																																					
7	7≦V<8	11.7																																																																																																																																																																																					
8	8≦V<9	12.1																																																																																																																																																																																					
9	9≦V<10	11.4																																																																																																																																																																																					
10	10≦V<11	9.6																																																																																																																																																																																					
11	11≦V<12	7.6																																																																																																																																																																																					
12	12≦V<13	6.6																																																																																																																																																																																					
13	13≦V<14	4.5																																																																																																																																																																																					
14	14≦V<15	2.7																																																																																																																																																																																					
15	15≦V<16	1.2																																																																																																																																																																																					
16	16≦V<17	0.4																																																																																																																																																																																					
17	17≦V<18	0.2																																																																																																																																																																																					
18	18≦V<19	0.0																																																																																																																																																																																					
19	19≦V<20	0.0																																																																																																																																																																																					
20	20≦V<21	0.0																																																																																																																																																																																					
21	21≦V<22	0.0																																																																																																																																																																																					
22	22≦V<23	0.0																																																																																																																																																																																					
23	23≦V<24	0.0																																																																																																																																																																																					
24	24≦V<25	0.0																																																																																																																																																																																					
25	25≦V<26	0.0																																																																																																																																																																																					
26	26≦V<27	0.0																																																																																																																																																																																					
27	27≦V<28	0.0																																																																																																																																																																																					
28	28≦V<29	0.0																																																																																																																																																																																					
29	29≦V<30	0.0																																																																																																																																																																																					
30	30≦V	0.0																																																																																																																																																																																					
																																																																																																																																																																																							

出所: Cabeolica 提供資料より調査団作成

b) Palmarejo 発電所視察時の運用状況

2016年3月9日に Electra ディーゼル発電所の視察を行い、Cabeolica 風力発電設備との協調運用状況の確認を行った。

Electra 面談の結果、Praia は風況が良く、風の強さも安定しており、風力発電はほぼ一定出力で発電できており、急激な出力変動による系統への問題は今の所、起こっていないということであった。

また、風力発電とディーゼル発電は発電電力量比で7:3を目安に運用されており、ディーゼル発電機の各最低出力は55%、経済性では60%を目安に運転しているとのことであった。

視察時の風力発電設備の出力設定は9.35MW、力率設定は系統側からみて遅れの0.95となっていた。

視察時の風力発電出力は、9.35MW に設定されていたが、風速の影響により5,000kW～7,500kWの間で変動していた。

電圧値をモニターで目視確認したが、ほとんど変動は見られなかった。

図7.1-18にPalmarejo 発電所の風力発電設備遠隔監視用パソコンを示す。

表7.1-12に視察時の風力発電設備監視モニター値を示す。

図7.1-19に視察時の風力発電出力変動状況（監視用パソコンモニター表示）を示す。



図7.1-18 Palmarejo 発電所の風力発電設備遠隔監視用パソコン

表 7.1-12 風力発電設備監視モニター値

風速・発電出力											
風車 No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
風速 (m/s) 〔地上高 55m〕	8.8	11.5	13.9	11.9	9.2	11.8	10.7	10.5	9.6	8.1	9.4
発電出力 (kW)	475.8	662.0	637.8	559.0	526.9	609.6	602.3	523.9	360.4	319.1	407.1

プラントデータ							
Active Power		Reactive Power		Grid Data			
P	6359kW	Q	1735kVAr	S	6088kVA	L1-L2	20687V 170A
Possible	6397kW	Possible	4468kVAr	PF	-0.96cos φ	L2-L3	20364V 173A
Setpoint	9350kW	Setpoint	1.05cos φ	F	50.00	L3-L1	20549V 172A

出所:Palmarejo 発電所にて確認

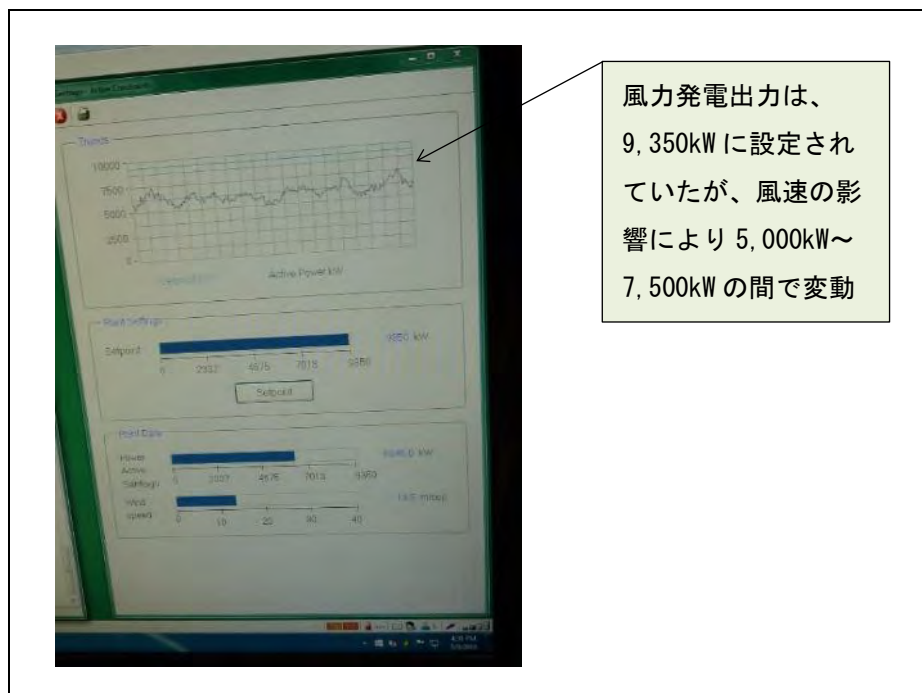


図 7.1-19 風力発電出力変動状況 (監視用パソコンモニター表示)

(b) São Vicente 風力発電設備

a) Cabeolica 運転データ分析

風車 7 基のハブ高さ (地上高 55m) における 2015 年の年間平均風速は、9.9m/s～11.1m/s であった。

月別平均風速は 7 月～10 月で約 7m/s～9m/s であり、年間を通して夏場の風速低下が大きい結果となった。



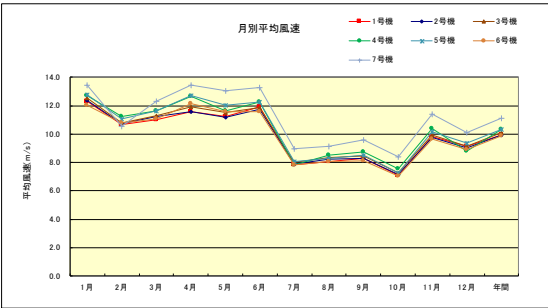
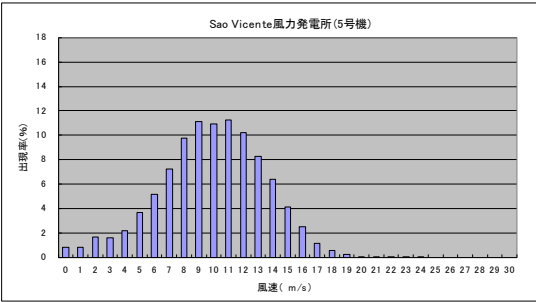
年間風速階級別出現率のピークは 9m/s 以上、10m/s 未満であり、発電を停止する 4m/s 未満の出現頻度は約 6% (暦日時間で 482 時間) であった。

なお、25m/s 以上の高風速で発電を停止する出現頻度は 0% であった。

また、2015 年の売電電力量 (設備利用率) 実績は 19,458,089kWh (37.3%) であった。

表 7.1-13 に São Vicente 風力発電設備の風速データ分析結果を示す。

表 7.1-13 São Vicente 風力発電設備の風速データ分析結果

		São Vicente																																																																																																																													
配置図(写真: Google Earth) および現地状況																																																																																																																															
		配置図	現地状況																																																																																																																												
月別・年間 平均風速 (at55m) 〔2015年〕		<p style="text-align: right;">(単位: m/s)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">風車 No.</th> <th colspan="12">2015年</th> <th rowspan="2">年間</th> </tr> <tr> <th>1月</th><th>2月</th><th>3月</th><th>4月</th><th>5月</th><th>6月</th><th>7月</th><th>8月</th><th>9月</th><th>10月</th><th>11月</th><th>12月</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1号機</td><td>12.3</td><td>10.7</td><td>11.0</td><td>11.6</td><td>11.2</td><td>11.9</td><td>7.9</td><td>8.0</td><td>8.3</td><td>7.1</td><td>9.8</td><td>9.2</td><td>9.9</td> </tr> <tr> <td>2号機</td><td>12.3</td><td>10.7</td><td>11.2</td><td>11.6</td><td>11.2</td><td>11.8</td><td>7.9</td><td>8.2</td><td>8.3</td><td>7.2</td><td>9.8</td><td>9.0</td><td>9.9</td> </tr> <tr> <td>3号機</td><td>12.5</td><td>10.8</td><td>11.3</td><td>11.9</td><td>11.5</td><td>11.8</td><td>8.0</td><td>8.3</td><td>8.4</td><td>7.3</td><td>9.9</td><td>9.2</td><td>10.1</td> </tr> <tr> <td>4号機</td><td>12.7</td><td>11.2</td><td>11.7</td><td>12.6</td><td>11.6</td><td>12.3</td><td>7.8</td><td>8.5</td><td>8.8</td><td>7.5</td><td>10.4</td><td>8.8</td><td>10.3</td> </tr> <tr> <td>5号機</td><td>12.8</td><td>11.1</td><td>11.6</td><td>12.7</td><td>12.0</td><td>12.2</td><td>8.1</td><td>8.3</td><td>8.5</td><td>7.3</td><td>10.2</td><td>9.4</td><td>10.4</td> </tr> <tr> <td>6号機</td><td>12.0</td><td>10.8</td><td>11.1</td><td>12.2</td><td>11.6</td><td>11.6</td><td>7.8</td><td>8.1</td><td>8.1</td><td>7.1</td><td>9.7</td><td>8.9</td><td>9.9</td> </tr> <tr> <td>7号機</td><td>13.4</td><td>10.5</td><td>12.3</td><td>13.4</td><td>13.1</td><td>13.3</td><td>9.0</td><td>9.1</td><td>9.6</td><td>8.4</td><td>11.4</td><td>10.1</td><td>11.1</td> </tr> </tbody> </table>		風車 No.	2015年												年間	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1号機	12.3	10.7	11.0	11.6	11.2	11.9	7.9	8.0	8.3	7.1	9.8	9.2	9.9	2号機	12.3	10.7	11.2	11.6	11.2	11.8	7.9	8.2	8.3	7.2	9.8	9.0	9.9	3号機	12.5	10.8	11.3	11.9	11.5	11.8	8.0	8.3	8.4	7.3	9.9	9.2	10.1	4号機	12.7	11.2	11.7	12.6	11.6	12.3	7.8	8.5	8.8	7.5	10.4	8.8	10.3	5号機	12.8	11.1	11.6	12.7	12.0	12.2	8.1	8.3	8.5	7.3	10.2	9.4	10.4	6号機	12.0	10.8	11.1	12.2	11.6	11.6	7.8	8.1	8.1	7.1	9.7	8.9	9.9	7号機	13.4	10.5	12.3	13.4	13.1	13.3	9.0	9.1	9.6	8.4	11.4	10.1	11.1
	風車 No.	2015年												年間																																																																																																																	
1月		2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月																																																																																																																			
1号機	12.3	10.7	11.0	11.6	11.2	11.9	7.9	8.0	8.3	7.1	9.8	9.2	9.9																																																																																																																		
2号機	12.3	10.7	11.2	11.6	11.2	11.8	7.9	8.2	8.3	7.2	9.8	9.0	9.9																																																																																																																		
3号機	12.5	10.8	11.3	11.9	11.5	11.8	8.0	8.3	8.4	7.3	9.9	9.2	10.1																																																																																																																		
4号機	12.7	11.2	11.7	12.6	11.6	12.3	7.8	8.5	8.8	7.5	10.4	8.8	10.3																																																																																																																		
5号機	12.8	11.1	11.6	12.7	12.0	12.2	8.1	8.3	8.5	7.3	10.2	9.4	10.4																																																																																																																		
6号機	12.0	10.8	11.1	12.2	11.6	11.6	7.8	8.1	8.1	7.1	9.7	8.9	9.9																																																																																																																		
7号機	13.4	10.5	12.3	13.4	13.1	13.3	9.0	9.1	9.6	8.4	11.4	10.1	11.1																																																																																																																		
																																																																																																																															
運 転 実 績		<table border="1"> <thead> <tr> <th>風速(m/s)</th> <th>出現率(%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0<V<1</td><td>0.8</td></tr> <tr><td>1</td><td>1≦V<2</td><td>0.9</td></tr> <tr><td>2</td><td>2≦V<3</td><td>1.7</td></tr> <tr><td>3</td><td>3≦V<4</td><td>1.6</td></tr> <tr><td>4</td><td>4≦V<5</td><td>2.2</td></tr> <tr><td>5</td><td>5≦V<6</td><td>3.7</td></tr> <tr><td>6</td><td>6≦V<7</td><td>5.2</td></tr> <tr><td>7</td><td>7≦V<8</td><td>7.2</td></tr> <tr><td>8</td><td>8≦V<9</td><td>9.8</td></tr> <tr><td>9</td><td>9≦V<10</td><td>11.1</td></tr> <tr><td>10</td><td>10≦V<11</td><td>10.9</td></tr> <tr><td>11</td><td>11≦V<12</td><td>11.2</td></tr> <tr><td>12</td><td>12≦V<13</td><td>10.2</td></tr> <tr><td>13</td><td>13≦V<14</td><td>8.3</td></tr> <tr><td>14</td><td>14≦V<15</td><td>6.4</td></tr> <tr><td>15</td><td>15≦V<16</td><td>4.2</td></tr> <tr><td>16</td><td>16≦V<17</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>17</td><td>17≦V<18</td><td>1.2</td></tr> <tr><td>18</td><td>18≦V<19</td><td>0.6</td></tr> <tr><td>19</td><td>19≦V<20</td><td>0.2</td></tr> <tr><td>20</td><td>20≦V<21</td><td>0.1</td></tr> <tr><td>21</td><td>21≦V<22</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>22</td><td>22≦V<23</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>23</td><td>23≦V<24</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>24</td><td>24≦V<25</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>25</td><td>25≦V<26</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>26</td><td>26≦V<27</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>27</td><td>27≦V<28</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>28</td><td>28≦V<29</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>29</td><td>29≦V<30</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>30</td><td>30≦V</td><td>0.0</td></tr> </tbody> </table>		風速(m/s)	出現率(%)	0	0<V<1	0.8	1	1≦V<2	0.9	2	2≦V<3	1.7	3	3≦V<4	1.6	4	4≦V<5	2.2	5	5≦V<6	3.7	6	6≦V<7	5.2	7	7≦V<8	7.2	8	8≦V<9	9.8	9	9≦V<10	11.1	10	10≦V<11	10.9	11	11≦V<12	11.2	12	12≦V<13	10.2	13	13≦V<14	8.3	14	14≦V<15	6.4	15	15≦V<16	4.2	16	16≦V<17	2.5	17	17≦V<18	1.2	18	18≦V<19	0.6	19	19≦V<20	0.2	20	20≦V<21	0.1	21	21≦V<22	0.0	22	22≦V<23	0.0	23	23≦V<24	0.0	24	24≦V<25	0.0	25	25≦V<26	0.0	26	26≦V<27	0.0	27	27≦V<28	0.0	28	28≦V<29	0.0	29	29≦V<30	0.0	30	30≦V	0.0																													
	風速(m/s)	出現率(%)																																																																																																																													
0	0<V<1	0.8																																																																																																																													
1	1≦V<2	0.9																																																																																																																													
2	2≦V<3	1.7																																																																																																																													
3	3≦V<4	1.6																																																																																																																													
4	4≦V<5	2.2																																																																																																																													
5	5≦V<6	3.7																																																																																																																													
6	6≦V<7	5.2																																																																																																																													
7	7≦V<8	7.2																																																																																																																													
8	8≦V<9	9.8																																																																																																																													
9	9≦V<10	11.1																																																																																																																													
10	10≦V<11	10.9																																																																																																																													
11	11≦V<12	11.2																																																																																																																													
12	12≦V<13	10.2																																																																																																																													
13	13≦V<14	8.3																																																																																																																													
14	14≦V<15	6.4																																																																																																																													
15	15≦V<16	4.2																																																																																																																													
16	16≦V<17	2.5																																																																																																																													
17	17≦V<18	1.2																																																																																																																													
18	18≦V<19	0.6																																																																																																																													
19	19≦V<20	0.2																																																																																																																													
20	20≦V<21	0.1																																																																																																																													
21	21≦V<22	0.0																																																																																																																													
22	22≦V<23	0.0																																																																																																																													
23	23≦V<24	0.0																																																																																																																													
24	24≦V<25	0.0																																																																																																																													
25	25≦V<26	0.0																																																																																																																													
26	26≦V<27	0.0																																																																																																																													
27	27≦V<28	0.0																																																																																																																													
28	28≦V<29	0.0																																																																																																																													
29	29≦V<30	0.0																																																																																																																													
30	30≦V	0.0																																																																																																																													
																																																																																																																															
風速階級別 出現率 (at55m) 〔2015年〕																																																																																																																															

出所: Cabeolica 提供資料より調査団作成

b) Lazareto 発電所視察時の運用状況

2016年3月10日に Electra ディーゼル発電所の視察を行い、Cabeolica 風力発電設備との協調運用状況の確認を行った。

Electra 面談の結果、São Vicente の風力発電出力は一定である。風力発電出力の受入は、ディーゼル発電出力がベースで、風力発電出力を追加する。グリッドを不安定化させないため、全体需要 (kW) を 100%とした場合、風力発電出力 (kW) は全体需要 (kW) の 50%が MAX と考えられていた。

視察時の風力発電設備の出力設定は、4.5MW、力率設定は系統側からみて遅れの 0.95 となっていた。

視察時の風力発電出力は、4.5MW に設定され、出力抑制運転を行っていたため一定であった。

電圧値をモニターで目視確認したが、ほとんど変動は見られなかった。

図 7.1-20 に Lazareto 発電所の風力発電設備遠隔監視用パソコンを示す。

表 7.1-14 に風力発電設備監視モニター値を示す。

図 7.1-21 に風力発電出力変動状況 (監視用パソコンモニター表示) を示す。

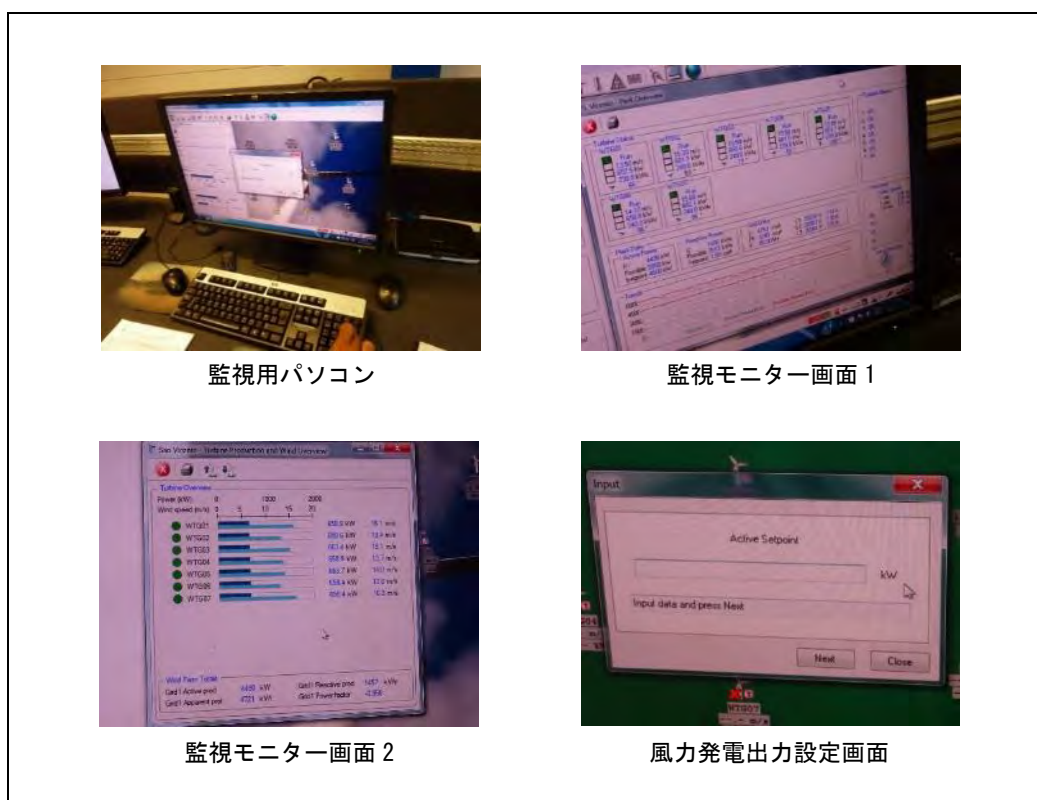


図 7.1-20 Lazareto 発電所の風力発電設備遠隔監視用パソコン

表 7.1-14 風力発電設備監視モニター値

風速・発電出力							
風車 No.	1	2	3	4	5	6	7
風速 (m/s) 〔地上高 55m〕	13.5	15.3	15.5	15.5	15.9	14.1	15.6
発電出力 (kW)	652.5	661.1	660.6	661.0	661.7	658.9	662.1

プラントデータ							
Active Power		Reactive Power		Grid Data			
P	4498kW	Q	1486kVAr	S	4753kVA	L1-L2	20334V 134A
Possible	5950kW	Possible	2513kVAr	PF	-0.95cos φ	L2-L3	20393V 135A
Setpoint	4500kW	Setpoint	1.05cos φ	F	50.00	L3-L1	20364V 135A

出所: Lazareto 発電所にて確認

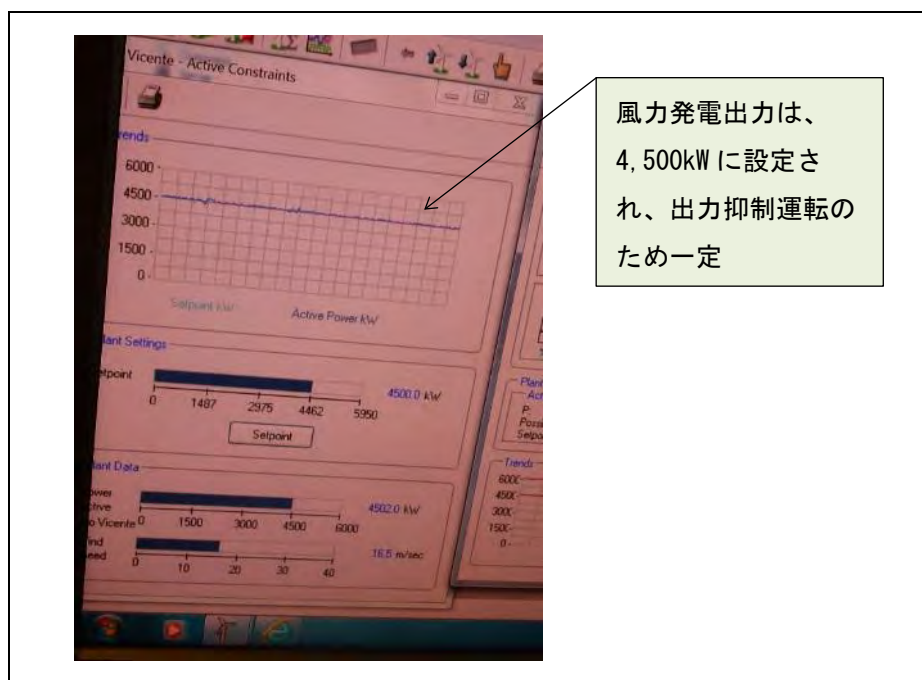


図 7.1-21 風力発電出力変動状況 (監視用パソコンモニター表示)

(c) Sal 風力発電設備

a) Cabeolica 運転データ分析

風車 9 基のハブ高さ（地上高 55m）における 2015 年の年間平均風速は、8.2m/s～9.5m/s であった。月別平均風速は 7 月～10 月で約 6m/s～7m/s であり、年間を通して夏場の風速低下が大きい結果となった。

年間風速階級別出現率のピークは 9m/s 以上、10m/s 未満であり、発電を停止する 4m/s 未満の出現頻度は約 5%（暦日時間で 403 時間）であった。

なお、25m/s 以上の高風速で発電を停止する出現頻度は 0%であった。

また、2015 年の売電電力量（設備利用率）実績は 19,171,213kWh（28.6%）であった。

表 7.1-15 に Sal 風力発電設備の風速データ分析結果を示す。

b) Palmeira 発電所視察時の運用状況

2016 年 3 月 14 日に Electra ディーゼル発電所の視察を行い、Cabeolica 風力発電設備との協調運転状況の確認を行った。

視察時の風力発電設備の出力設定は、2MW、力率は系統側からみて遅れの 0.98 となっていた。

視察時の風力発電出力は、2MW に設定され、出力抑制運転を行っていたが、風速の影響により 1,000kW～2,000kW の間で緩やかに変動していた。

電圧値をモニターで目視確認したが、ほとんど変動は見られなかった。

図 7.1-22 に Palmeira 発電所の風力発電設備遠隔監視用パソコンを示す。

表 7.1-16 に風力発電設備監視モニター値を示す。

図 7.1-23 に風力発電出力変動状況（監視用パソコンモニター表示）を示す。

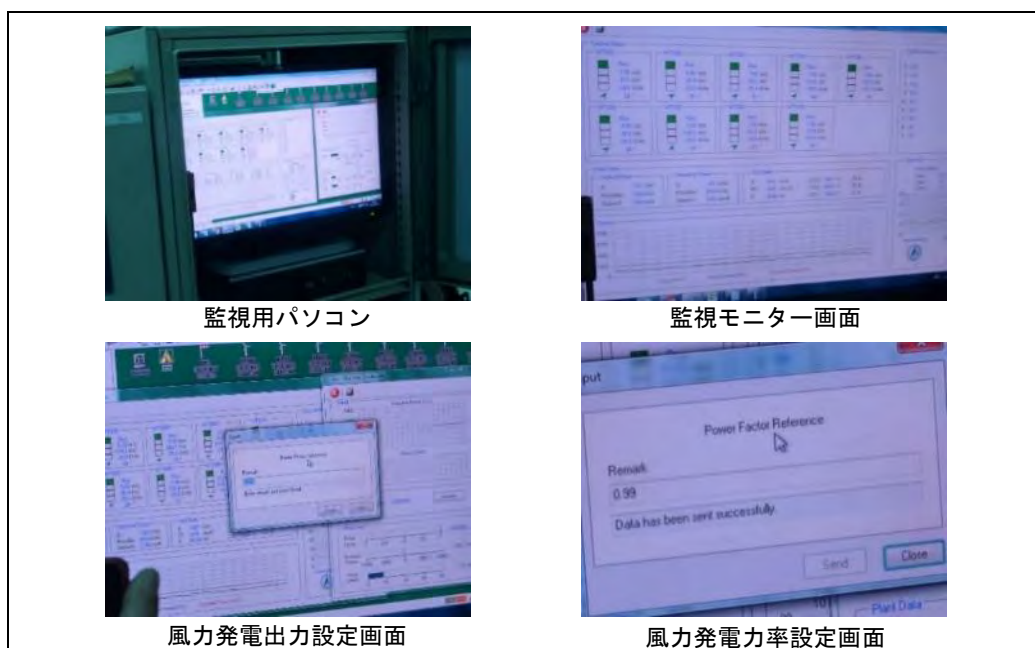


図 7.1-22 Palmeira 発電所の風力発電設備遠隔監視用パソコン

表 7.1-15 Sal 風力発電設備の風速データ分析結果

		Sal																																																																																																																																																									
配置図(出典: Google Earth) および現地状況																																																																																																																																																											
		配置図	現地状況																																																																																																																																																								
月別・年間 平均風速 (at55m) 〔2015年〕		<p>(単位: m/s)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">風車 No.</th> <th colspan="12">2015年</th> <th rowspan="2">年間</th> </tr> <tr> <th>1月</th><th>2月</th><th>3月</th><th>4月</th><th>5月</th><th>6月</th><th>7月</th><th>8月</th><th>9月</th><th>10月</th><th>11月</th><th>12月</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1号機</td><td>11.4</td><td>9.9</td><td>9.9</td><td>10.0</td><td>9.1</td><td>9.4</td><td>5.9</td><td>6.6</td><td>6.8</td><td>6.8</td><td>9.5</td><td>8.8</td><td>8.7</td></tr> <tr><td>2号機</td><td>11.8</td><td>10.4</td><td>10.0</td><td>10.4</td><td>9.4</td><td>9.7</td><td>6.3</td><td>7.0</td><td>7.0</td><td>7.0</td><td>9.8</td><td>9.1</td><td>9.0</td></tr> <tr><td>3号機</td><td>11.6</td><td>10.3</td><td>10.3</td><td>10.4</td><td>9.5</td><td>9.7</td><td>6.0</td><td>7.0</td><td>7.0</td><td>7.0</td><td>9.8</td><td>9.3</td><td>9.0</td></tr> <tr><td>4号機</td><td>11.7</td><td>10.2</td><td>10.2</td><td>10.2</td><td>9.3</td><td>9.6</td><td>6.1</td><td>7.0</td><td>7.1</td><td>7.2</td><td>9.9</td><td>9.3</td><td>9.0</td></tr> <tr><td>5号機</td><td>12.1</td><td>10.5</td><td>10.3</td><td>10.4</td><td>9.4</td><td>9.6</td><td>6.1</td><td>6.7</td><td>7.3</td><td>7.3</td><td>10.2</td><td>9.6</td><td>9.1</td></tr> <tr><td>6号機</td><td>11.9</td><td>10.6</td><td>10.5</td><td>10.6</td><td>9.8</td><td>10.2</td><td>6.8</td><td>7.8</td><td>7.8</td><td>7.8</td><td>10.6</td><td>9.9</td><td>9.5</td></tr> <tr><td>7号機</td><td>10.6</td><td>9.4</td><td>9.5</td><td>9.7</td><td>8.6</td><td>8.8</td><td>5.6</td><td>6.5</td><td>6.5</td><td>6.5</td><td>9.0</td><td>8.3</td><td>8.2</td></tr> <tr><td>8号機</td><td>11.4</td><td>10.2</td><td>10.1</td><td>10.2</td><td>9.2</td><td>9.6</td><td>6.1</td><td>7.1</td><td>7.0</td><td>7.0</td><td>9.7</td><td>9.1</td><td>8.9</td></tr> <tr><td>9号機</td><td>11.6</td><td>10.2</td><td>10.1</td><td>10.3</td><td>9.4</td><td>9.6</td><td>6.0</td><td>7.2</td><td>7.0</td><td>6.9</td><td>9.7</td><td>9.1</td><td>8.9</td></tr> </tbody> </table>		風車 No.	2015年												年間	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1号機	11.4	9.9	9.9	10.0	9.1	9.4	5.9	6.6	6.8	6.8	9.5	8.8	8.7	2号機	11.8	10.4	10.0	10.4	9.4	9.7	6.3	7.0	7.0	7.0	9.8	9.1	9.0	3号機	11.6	10.3	10.3	10.4	9.5	9.7	6.0	7.0	7.0	7.0	9.8	9.3	9.0	4号機	11.7	10.2	10.2	10.2	9.3	9.6	6.1	7.0	7.1	7.2	9.9	9.3	9.0	5号機	12.1	10.5	10.3	10.4	9.4	9.6	6.1	6.7	7.3	7.3	10.2	9.6	9.1	6号機	11.9	10.6	10.5	10.6	9.8	10.2	6.8	7.8	7.8	7.8	10.6	9.9	9.5	7号機	10.6	9.4	9.5	9.7	8.6	8.8	5.6	6.5	6.5	6.5	9.0	8.3	8.2	8号機	11.4	10.2	10.1	10.2	9.2	9.6	6.1	7.1	7.0	7.0	9.7	9.1	8.9	9号機	11.6	10.2	10.1	10.3	9.4	9.6	6.0	7.2	7.0	6.9	9.7	9.1	8.9
	風車 No.	2015年												年間																																																																																																																																													
1月		2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月																																																																																																																																															
1号機	11.4	9.9	9.9	10.0	9.1	9.4	5.9	6.6	6.8	6.8	9.5	8.8	8.7																																																																																																																																														
2号機	11.8	10.4	10.0	10.4	9.4	9.7	6.3	7.0	7.0	7.0	9.8	9.1	9.0																																																																																																																																														
3号機	11.6	10.3	10.3	10.4	9.5	9.7	6.0	7.0	7.0	7.0	9.8	9.3	9.0																																																																																																																																														
4号機	11.7	10.2	10.2	10.2	9.3	9.6	6.1	7.0	7.1	7.2	9.9	9.3	9.0																																																																																																																																														
5号機	12.1	10.5	10.3	10.4	9.4	9.6	6.1	6.7	7.3	7.3	10.2	9.6	9.1																																																																																																																																														
6号機	11.9	10.6	10.5	10.6	9.8	10.2	6.8	7.8	7.8	7.8	10.6	9.9	9.5																																																																																																																																														
7号機	10.6	9.4	9.5	9.7	8.6	8.8	5.6	6.5	6.5	6.5	9.0	8.3	8.2																																																																																																																																														
8号機	11.4	10.2	10.1	10.2	9.2	9.6	6.1	7.1	7.0	7.0	9.7	9.1	8.9																																																																																																																																														
9号機	11.6	10.2	10.1	10.3	9.4	9.6	6.0	7.2	7.0	6.9	9.7	9.1	8.9																																																																																																																																														
																																																																																																																																																											
運 転 実 績		<table border="1"> <thead> <tr> <th>風速(m/s)</th> <th>出現率(%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0<V<1</td><td>1.3</td></tr> <tr><td>1</td><td>1≦V<2</td><td>0.5</td></tr> <tr><td>2</td><td>2≦V<3</td><td>0.7</td></tr> <tr><td>3</td><td>3≦V<4</td><td>1.6</td></tr> <tr><td>4</td><td>4≦V<5</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>5</td><td>5≦V<6</td><td>3.3</td></tr> <tr><td>6</td><td>6≦V<7</td><td>5.7</td></tr> <tr><td>7</td><td>7≦V<8</td><td>8.8</td></tr> <tr><td>8</td><td>8≦V<9</td><td>12.0</td></tr> <tr><td>9</td><td>9≦V<10</td><td>16.9</td></tr> <tr><td>10</td><td>10≦V<11</td><td>16.7</td></tr> <tr><td>11</td><td>11≦V<12</td><td>13.6</td></tr> <tr><td>12</td><td>12≦V<13</td><td>8.7</td></tr> <tr><td>13</td><td>13≦V<14</td><td>4.5</td></tr> <tr><td>14</td><td>14≦V<15</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>15</td><td>15≦V<16</td><td>0.8</td></tr> <tr><td>16</td><td>16≦V<17</td><td>0.5</td></tr> <tr><td>17</td><td>17≦V<18</td><td>0.2</td></tr> <tr><td>18</td><td>18≦V<19</td><td>0.1</td></tr> <tr><td>19</td><td>19≦V<20</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>20</td><td>20≦V<21</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>21</td><td>21≦V<22</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>22</td><td>22≦V<23</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>23</td><td>23≦V<24</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>24</td><td>24≦V<25</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>25</td><td>25≦V<26</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>26</td><td>26≦V<27</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>27</td><td>27≦V<28</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>28</td><td>28≦V<29</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>29</td><td>29≦V<30</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>30</td><td>30≦V</td><td>0.0</td></tr> </tbody> </table>		風速(m/s)	出現率(%)	0	0<V<1	1.3	1	1≦V<2	0.5	2	2≦V<3	0.7	3	3≦V<4	1.6	4	4≦V<5	2.0	5	5≦V<6	3.3	6	6≦V<7	5.7	7	7≦V<8	8.8	8	8≦V<9	12.0	9	9≦V<10	16.9	10	10≦V<11	16.7	11	11≦V<12	13.6	12	12≦V<13	8.7	13	13≦V<14	4.5	14	14≦V<15	2.0	15	15≦V<16	0.8	16	16≦V<17	0.5	17	17≦V<18	0.2	18	18≦V<19	0.1	19	19≦V<20	0.0	20	20≦V<21	0.0	21	21≦V<22	0.0	22	22≦V<23	0.0	23	23≦V<24	0.0	24	24≦V<25	0.0	25	25≦V<26	0.0	26	26≦V<27	0.0	27	27≦V<28	0.0	28	28≦V<29	0.0	29	29≦V<30	0.0	30	30≦V	0.0																																																									
	風速(m/s)	出現率(%)																																																																																																																																																									
0	0<V<1	1.3																																																																																																																																																									
1	1≦V<2	0.5																																																																																																																																																									
2	2≦V<3	0.7																																																																																																																																																									
3	3≦V<4	1.6																																																																																																																																																									
4	4≦V<5	2.0																																																																																																																																																									
5	5≦V<6	3.3																																																																																																																																																									
6	6≦V<7	5.7																																																																																																																																																									
7	7≦V<8	8.8																																																																																																																																																									
8	8≦V<9	12.0																																																																																																																																																									
9	9≦V<10	16.9																																																																																																																																																									
10	10≦V<11	16.7																																																																																																																																																									
11	11≦V<12	13.6																																																																																																																																																									
12	12≦V<13	8.7																																																																																																																																																									
13	13≦V<14	4.5																																																																																																																																																									
14	14≦V<15	2.0																																																																																																																																																									
15	15≦V<16	0.8																																																																																																																																																									
16	16≦V<17	0.5																																																																																																																																																									
17	17≦V<18	0.2																																																																																																																																																									
18	18≦V<19	0.1																																																																																																																																																									
19	19≦V<20	0.0																																																																																																																																																									
20	20≦V<21	0.0																																																																																																																																																									
21	21≦V<22	0.0																																																																																																																																																									
22	22≦V<23	0.0																																																																																																																																																									
23	23≦V<24	0.0																																																																																																																																																									
24	24≦V<25	0.0																																																																																																																																																									
25	25≦V<26	0.0																																																																																																																																																									
26	26≦V<27	0.0																																																																																																																																																									
27	27≦V<28	0.0																																																																																																																																																									
28	28≦V<29	0.0																																																																																																																																																									
29	29≦V<30	0.0																																																																																																																																																									
30	30≦V	0.0																																																																																																																																																									
																																																																																																																																																											

出所: Cabeolica 提供資料より調査団作成

表 7.1-16 風力発電設備監視モニター値

風速・発電出力									
風車 No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
風速 (m/s) 〔地上高 55m〕	7.2	6.9	7.4	7.0	8.6	4.2	7.6	7.2	7.0
発電出力 (kW)	87.2	91.4	138.2	133.5	136.5	98.8	142.2	161.6	27.9

プラントデータ							
Active Power		Reactive Power		Grid Data			
P	1221kW	Q	-241kVAr	S	1244kVA	L1-L2	20011V 36A
Possible	1038kW	Possible	3049kVAr	PF	0.98cos φ	L2-L3	20031V 35A
Setpoint	2000kW	Setpoint	0.98cos φ	F	50.00	L3-L1	19989V 37A

出所: Palmeira 発電所にて確認

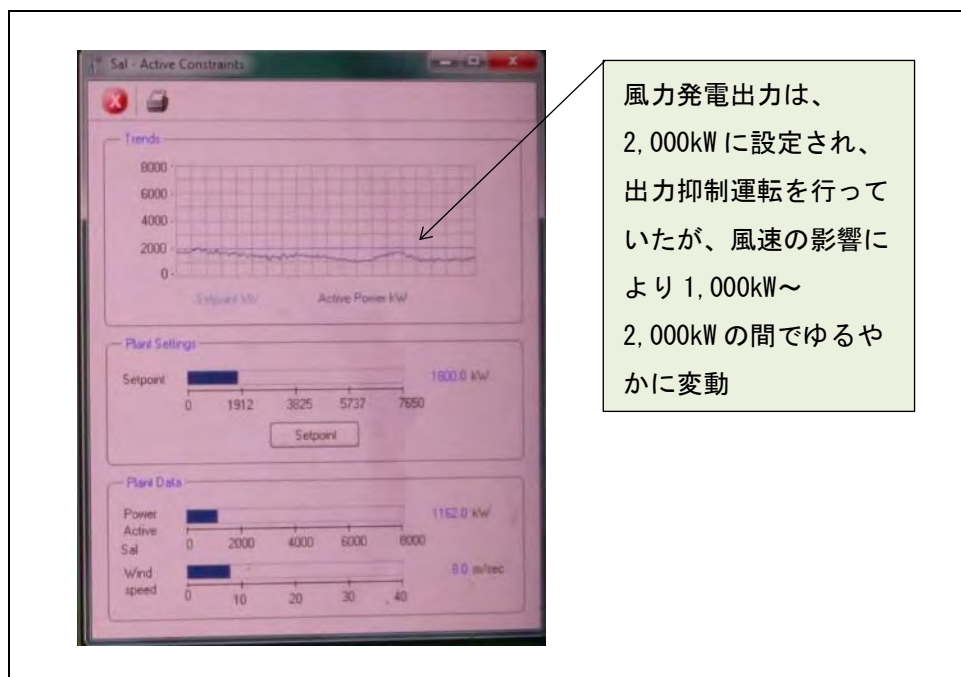


図 7.1-23 風力発電出力変動状況 (監視用パソコンモニター表示)

(d) Boa Vista 風力発電設備

a) Cabeolica 運転データ分析

風車3基のハブ高さ(地上高55m)における2015年の年間平均風速は、8.1m/s～9.4m/sであった。月別平均風速は7月～10月で約5m/s～7m/sであり、年間を通して夏場の風速低下が大きい結果となった。

年間風速階級別出現率のピークは10m/s以上、11m/s未満であり、発電を停止する4m/s未満の出現頻度は約7% (暦日時間で638時間程度)であった。

なお、25m/s以上の高風速で発電を停止する出現頻度は0%であった。

また、2015年の売電電力量(設備利用率)実績は7,812,829kWh(35.0%)であった。

表7.1-17にBoa Vista風力発電設備の風速データ分析結果を示す。

b) Chavez 発電所視察時の運転状況

2016年5月23日にAEBディーゼル発電所の視察を行い、Cabeolica風力発電設備との協調運転状況の確認を行った。

視察時の風力発電設備の出力設定は、1.2MW、力率は系統側からみて遅れの0.97となっていた。視察時の風力発電出力は、1.2MWに設定され、出力抑制運転を行っていたため一定であった。

電圧値をモニターで目視確認したが、ほとんど変動は見られなかった。

図7.1-24にChavez発電所の風力発電設備遠隔監視用パソコンを示す。

表7.1-18に風力発電設備監視モニター値を示す。

図7.1-25に風力発電出力変動状況(監視用パソコンモニター表示)を示す。

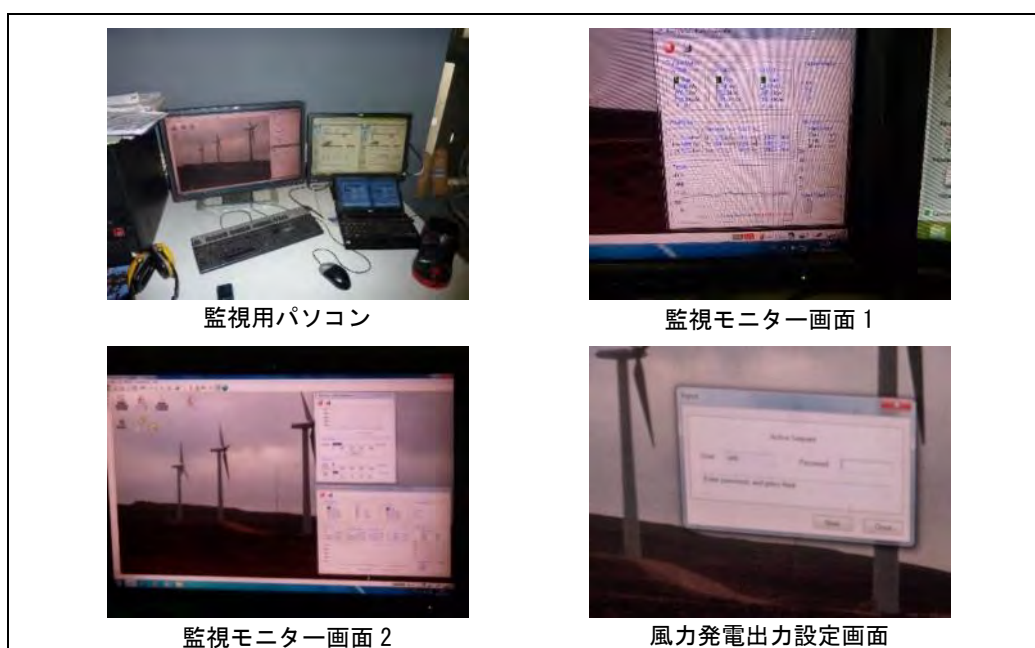

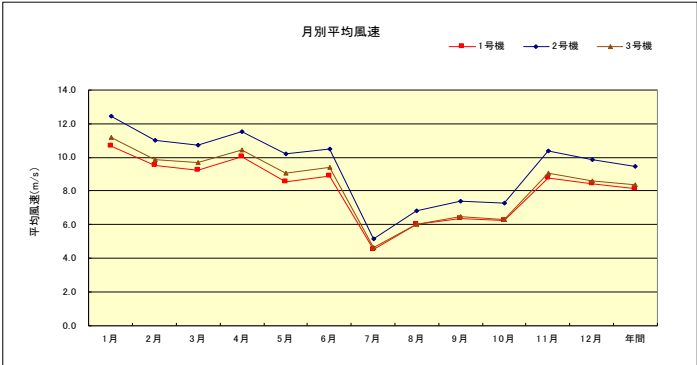
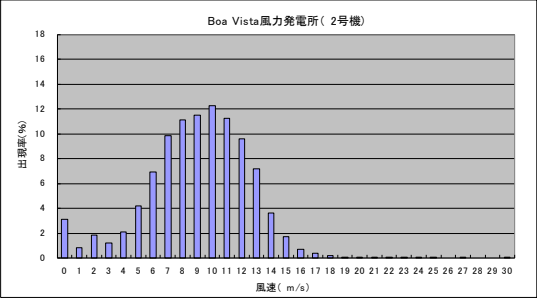


図 7.1-24 Chavez 発電所の風力発電設備遠隔監視用パソコン

表 7.1-17 Boa Vista 風力発電設備の風速データ分析結果

		Boa Vista																																																																																															
配置図(写真: Google Earth) および現地状況																																																																																																	
		配置図	現地状況																																																																																														
月別・年間 平均風速 (at55m) 〔2015年〕		(単位: m/s)																																																																																															
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">風車 No.</th> <th colspan="12">2015年</th> <th rowspan="2">年間</th> </tr> <tr> <th>1月</th><th>2月</th><th>3月</th><th>4月</th><th>5月</th><th>6月</th><th>7月</th><th>8月</th><th>9月</th><th>10月</th><th>11月</th><th>12月</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1号機</td> <td>10.7</td><td>9.5</td><td>9.3</td><td>10.0</td><td>8.6</td><td>8.9</td><td>4.6</td><td>6.0</td><td>6.4</td><td>6.3</td><td>8.8</td><td>8.5</td><td>8.1</td> </tr> <tr> <td>2号機</td> <td>12.5</td><td>11.0</td><td>10.7</td><td>11.6</td><td>10.2</td><td>10.5</td><td>5.1</td><td>6.8</td><td>7.4</td><td>7.3</td><td>10.4</td><td>9.8</td><td>9.4</td> </tr> <tr> <td>3号機</td> <td>11.2</td><td>9.9</td><td>9.7</td><td>10.4</td><td>9.1</td><td>9.4</td><td>4.6</td><td>6.0</td><td>6.5</td><td>6.3</td><td>9.1</td><td>8.6</td><td>8.4</td> </tr> </tbody> </table>		風車 No.	2015年												年間	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1号機	10.7	9.5	9.3	10.0	8.6	8.9	4.6	6.0	6.4	6.3	8.8	8.5	8.1	2号機	12.5	11.0	10.7	11.6	10.2	10.5	5.1	6.8	7.4	7.3	10.4	9.8	9.4	3号機	11.2	9.9	9.7	10.4	9.1	9.4	4.6	6.0	6.5	6.3	9.1	8.6	8.4																										
風車 No.	2015年												年間																																																																																				
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月																																																																																					
1号機	10.7	9.5	9.3	10.0	8.6	8.9	4.6	6.0	6.4	6.3	8.8	8.5	8.1																																																																																				
2号機	12.5	11.0	10.7	11.6	10.2	10.5	5.1	6.8	7.4	7.3	10.4	9.8	9.4																																																																																				
3号機	11.2	9.9	9.7	10.4	9.1	9.4	4.6	6.0	6.5	6.3	9.1	8.6	8.4																																																																																				
運 転 実 績																																																																																																	
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>風速(m/s)</th> <th>出現率(%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0<V<1</td><td>3.1</td></tr> <tr><td>1</td><td>1≦V<2</td><td>0.8</td></tr> <tr><td>2</td><td>2≦V<3</td><td>1.8</td></tr> <tr><td>3</td><td>3≦V<4</td><td>1.2</td></tr> <tr><td>4</td><td>4≦V<5</td><td>2.1</td></tr> <tr><td>5</td><td>5≦V<6</td><td>4.2</td></tr> <tr><td>6</td><td>6≦V<7</td><td>7.0</td></tr> <tr><td>7</td><td>7≦V<8</td><td>9.9</td></tr> <tr><td>8</td><td>8≦V<9</td><td>11.1</td></tr> <tr><td>9</td><td>9≦V<10</td><td>11.5</td></tr> <tr><td>10</td><td>10≦V<11</td><td>12.2</td></tr> <tr><td>11</td><td>11≦V<12</td><td>11.2</td></tr> <tr><td>12</td><td>12≦V<13</td><td>9.6</td></tr> <tr><td>13</td><td>13≦V<14</td><td>7.2</td></tr> <tr><td>14</td><td>14≦V<15</td><td>3.6</td></tr> <tr><td>15</td><td>15≦V<16</td><td>1.8</td></tr> <tr><td>16</td><td>16≦V<17</td><td>0.7</td></tr> <tr><td>17</td><td>17≦V<18</td><td>0.4</td></tr> <tr><td>18</td><td>18≦V<19</td><td>0.2</td></tr> <tr><td>19</td><td>19≦V<20</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>20</td><td>20≦V<21</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>21</td><td>21≦V<22</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>22</td><td>22≦V<23</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>23</td><td>23≦V<24</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>24</td><td>24≦V<25</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>25</td><td>25≦V<26</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>26</td><td>26≦V<27</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>27</td><td>27≦V<28</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>28</td><td>28≦V<29</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>29</td><td>29≦V<30</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>30</td><td>30≦V</td><td>0.0</td></tr> </tbody> </table>		風速(m/s)	出現率(%)	0	0<V<1	3.1	1	1≦V<2	0.8	2	2≦V<3	1.8	3	3≦V<4	1.2	4	4≦V<5	2.1	5	5≦V<6	4.2	6	6≦V<7	7.0	7	7≦V<8	9.9	8	8≦V<9	11.1	9	9≦V<10	11.5	10	10≦V<11	12.2	11	11≦V<12	11.2	12	12≦V<13	9.6	13	13≦V<14	7.2	14	14≦V<15	3.6	15	15≦V<16	1.8	16	16≦V<17	0.7	17	17≦V<18	0.4	18	18≦V<19	0.2	19	19≦V<20	0.0	20	20≦V<21	0.0	21	21≦V<22	0.0	22	22≦V<23	0.0	23	23≦V<24	0.0	24	24≦V<25	0.0	25	25≦V<26	0.0	26	26≦V<27	0.0	27	27≦V<28	0.0	28	28≦V<29	0.0	29	29≦V<30	0.0	30	30≦V
風速(m/s)	出現率(%)																																																																																																
0	0<V<1	3.1																																																																																															
1	1≦V<2	0.8																																																																																															
2	2≦V<3	1.8																																																																																															
3	3≦V<4	1.2																																																																																															
4	4≦V<5	2.1																																																																																															
5	5≦V<6	4.2																																																																																															
6	6≦V<7	7.0																																																																																															
7	7≦V<8	9.9																																																																																															
8	8≦V<9	11.1																																																																																															
9	9≦V<10	11.5																																																																																															
10	10≦V<11	12.2																																																																																															
11	11≦V<12	11.2																																																																																															
12	12≦V<13	9.6																																																																																															
13	13≦V<14	7.2																																																																																															
14	14≦V<15	3.6																																																																																															
15	15≦V<16	1.8																																																																																															
16	16≦V<17	0.7																																																																																															
17	17≦V<18	0.4																																																																																															
18	18≦V<19	0.2																																																																																															
19	19≦V<20	0.0																																																																																															
20	20≦V<21	0.0																																																																																															
21	21≦V<22	0.0																																																																																															
22	22≦V<23	0.0																																																																																															
23	23≦V<24	0.0																																																																																															
24	24≦V<25	0.0																																																																																															
25	25≦V<26	0.0																																																																																															
26	26≦V<27	0.0																																																																																															
27	27≦V<28	0.0																																																																																															
28	28≦V<29	0.0																																																																																															
29	29≦V<30	0.0																																																																																															
30	30≦V	0.0																																																																																															
																																																																																																	

出所: Cabeolica 提供資料より調査団作成

表 7.1-18 風力発電設備監視モニター値

風速・発電出力							
風車 No.		1	2	3			
風速 (m/s) 〔地上高 55m〕		9.0	11.4	8.6			
発電出力 (kW)		408.5	333.9	305.2			

プラントデータ							
Active Power		Reactive Power		Grid Data			
P	1026kW	Q	279kVAr	S	1050kVA	L1-L2	19979V 30A
Possible	1065kW	Possible	500kVAr	PF	-0.96cos φ	L2-L3	19964V 31A
Setpoint	1200kW	Setpoint	1.03cos φ	F	50.00	L3-L1	20005V 30A

出所: Chavez 発電所にて確認

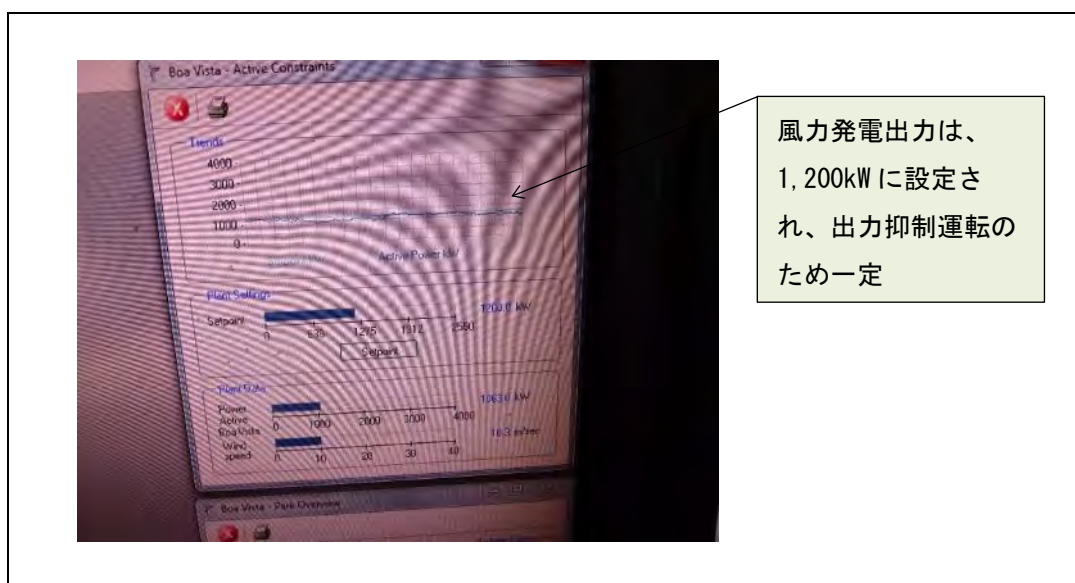


図 7.1-25 風力発電出力変動状況 (監視用パソコンモニター表示)

b. 実績発電電力量と理論発電電力量の比較

Cabeolica 風力発電 4 地点 (Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista) は、系統安定化のため出力抑制運転が行われていることから、風力発電ポテンシャルと出力抑制運転の状況を確認するため、Cabeolica より提供された風速データ (2015 年、10 分間値) より、理論発電電力量の算定を行った。

また、Cabeolica より提供された 4 地点の実績発電電力量と理論発電電力量の比較により出力抑制状況の確認を行った。

出力抑制の状況に関して、現地調査の結果、Santiago では Electra による出力抑制がなさ

れていないことから、Santiago を対象に Cabeolica より提供された実績発電電力量と算定した理論発電電力量から総合ロス率 10%を算出し、Santiago 以外の 3 島にその総合ロス率 10%を適用し、ネットベースの理論発電電力量を算定した。

なお、総合ロス率 10%にはコントロールロスおよびメンテナンス等による停止ロスをすべて含むものと想定した。

実績発電電力量とネットベースの理論発電電力量を比較した結果、São Vicente および Sal では約 4 割の発電電力量が系統安定化のため出力抑制されている。

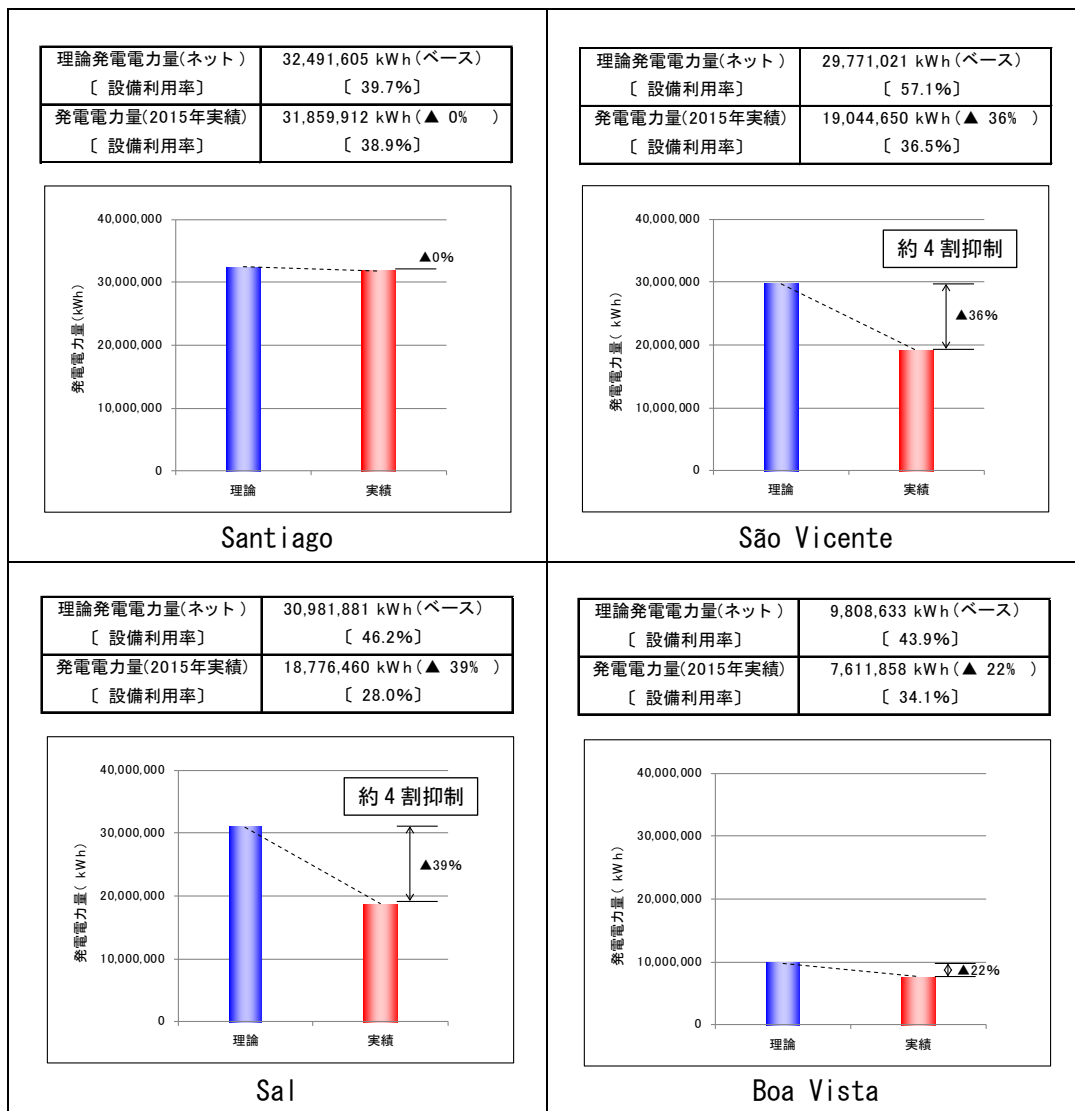
表 7.1-19 および図 7.1-26 に 4 地点における実績発電電力量と理論発電電力量の比較結果を示す。

表 7.1-20～27 に理論発電電力量（グロス・ネット）算定結果を示す。

表 7.1-19 4 地点における実績発電電力量と理論発電電力量の比較結果

	Santiago	Sao Vicente	Sal	Boa Vista	備 考
① 実績発電電力量 (kWh/年)[ネット]	31,859,912	19,044,650	18,776,460	7,611,858	・ 2015年実績 (Electra提供データ)
② 理論発電電力量 (kWh/年)[グロス]	36,101,784	33,078,912	34,424,312	10,898,481	・ 実測風速[地上高55m(ハブ高さ)] と V52性能曲線より算出 ・ コントロールロス及びメンテナンス等による停止ロスを含まないエネルギー取得量ベース
③ 理論発電電力量 (kWh/年)[ネット]	32,491,605	29,771,021	30,981,881	9,808,633	・ Santiagoでは、出力抑制がなされていないことから、実績発電電力量に基づき総合ロス率を算出した。 その結果、10%となったことから、Sao Vicente、Sal、Boa Vistaについて総合ロス率10%と想定し、理論発電電力量[ネット] を算定した。 ①2015年実績発電電力量(kWh/年)[ネット] / ②2015年理論発電電力量(kWh/年)[グロス] × 100 = (31,859,912/36,101,784) × 100 ≒ 90(%) 総合ロス率 = 100(%) - 90(%) = 10(%) ・ ② × 0.9
④ 出力抑制発電電力量 (kWh/年)	全量受入	-10,726,371	-12,205,421	-2,196,775	・ ①-③ ・ 系統安定運用のため、出力抑制されている発電電力量

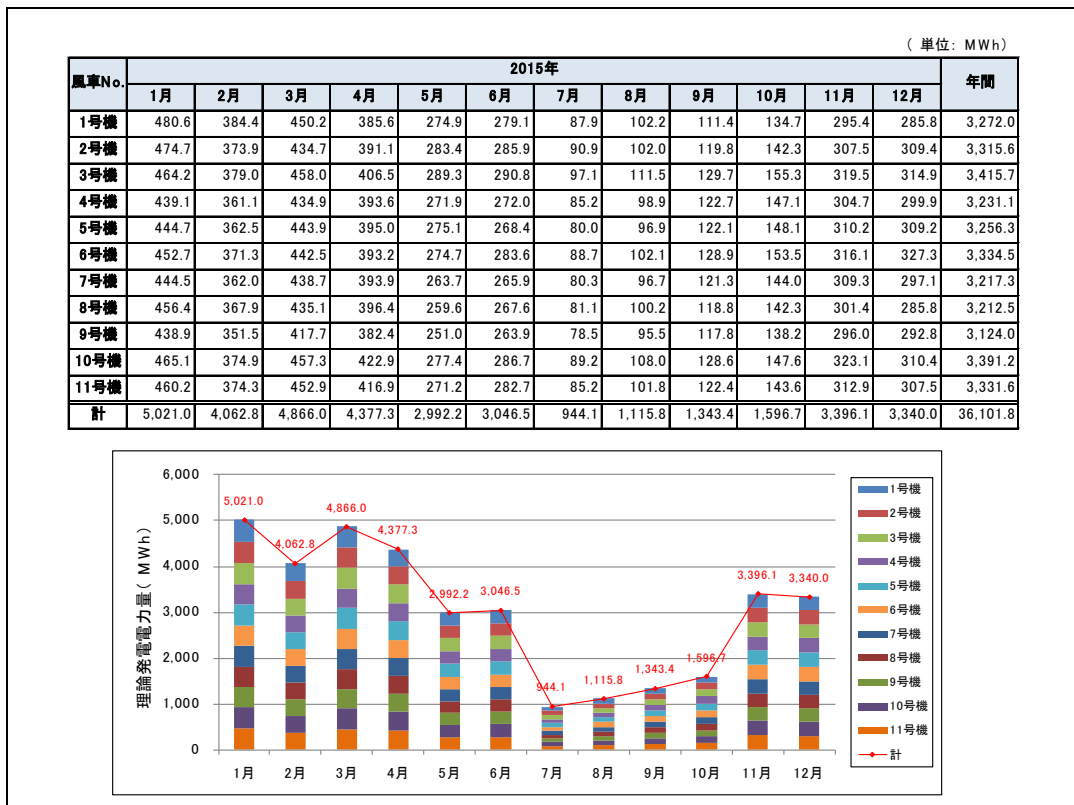
出所 : Electra、Cabeolica 提供データより調査団作成



出所：Electra、Cabeolica 提供データより調査団作成

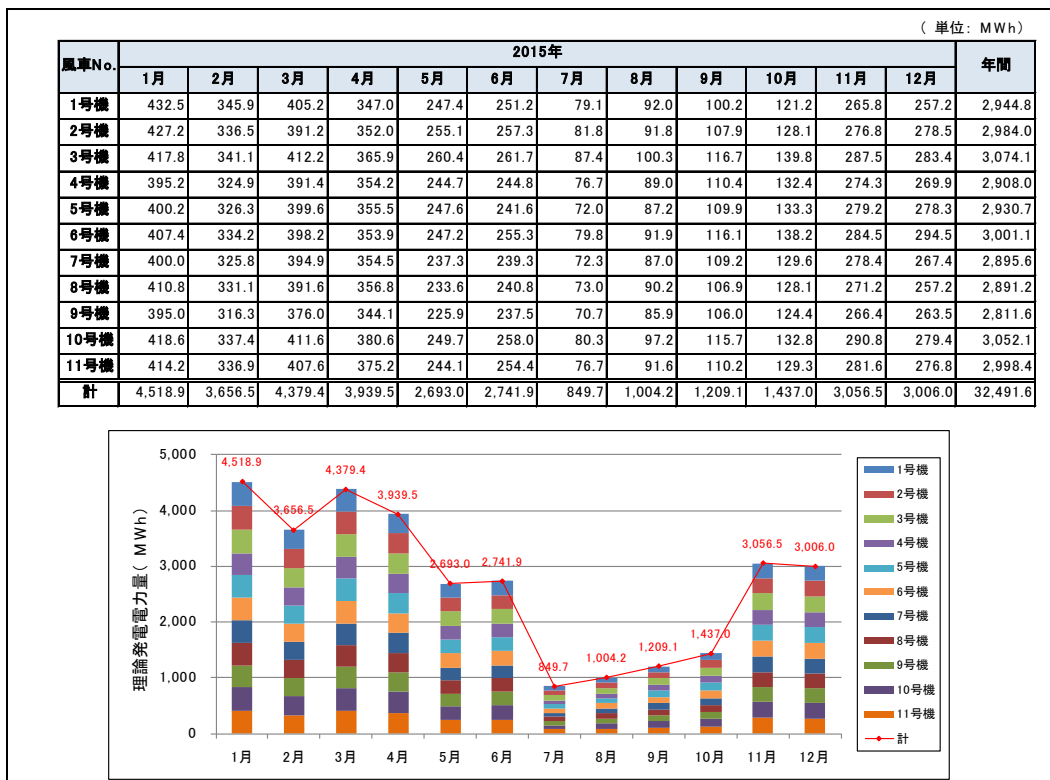
図 7.1-26 4 地点における実績発電電力量と理論発電電力量の比較

表 7.1-20 Santiago 風力発電設備の理論発電電力量（グロス）算定結果



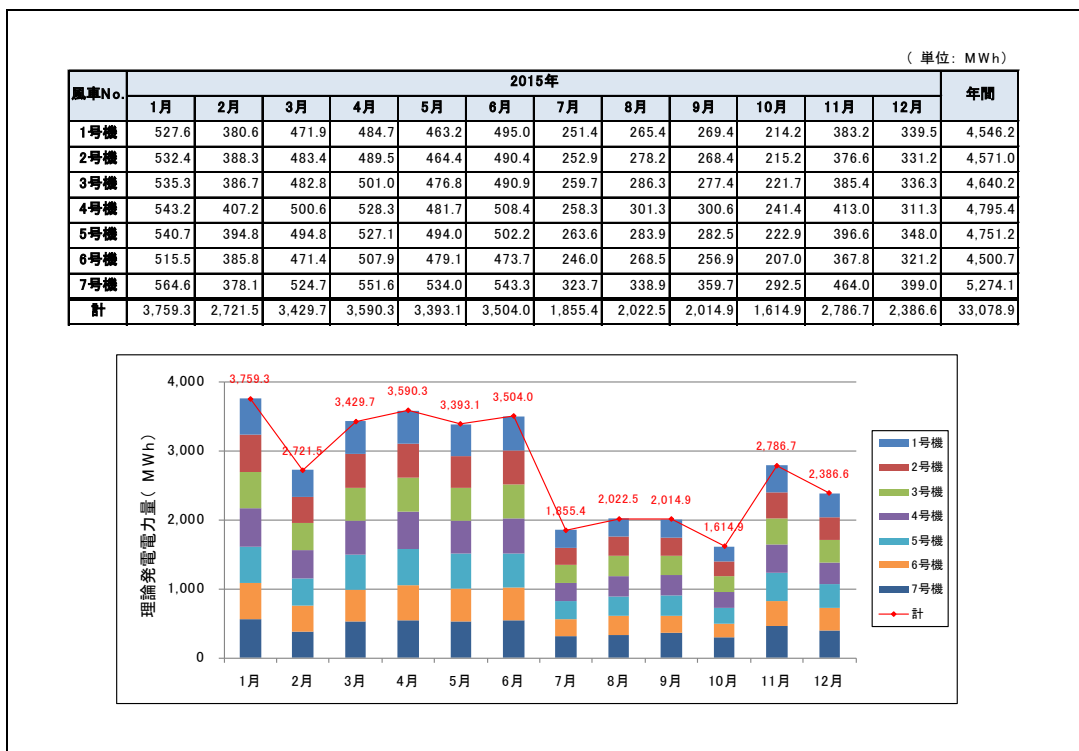
出所: Cabeolica 提供データより調査団作成

表 7.1-21 Santiago 風力発電設備の理論発電電力量（ネット）算定結果



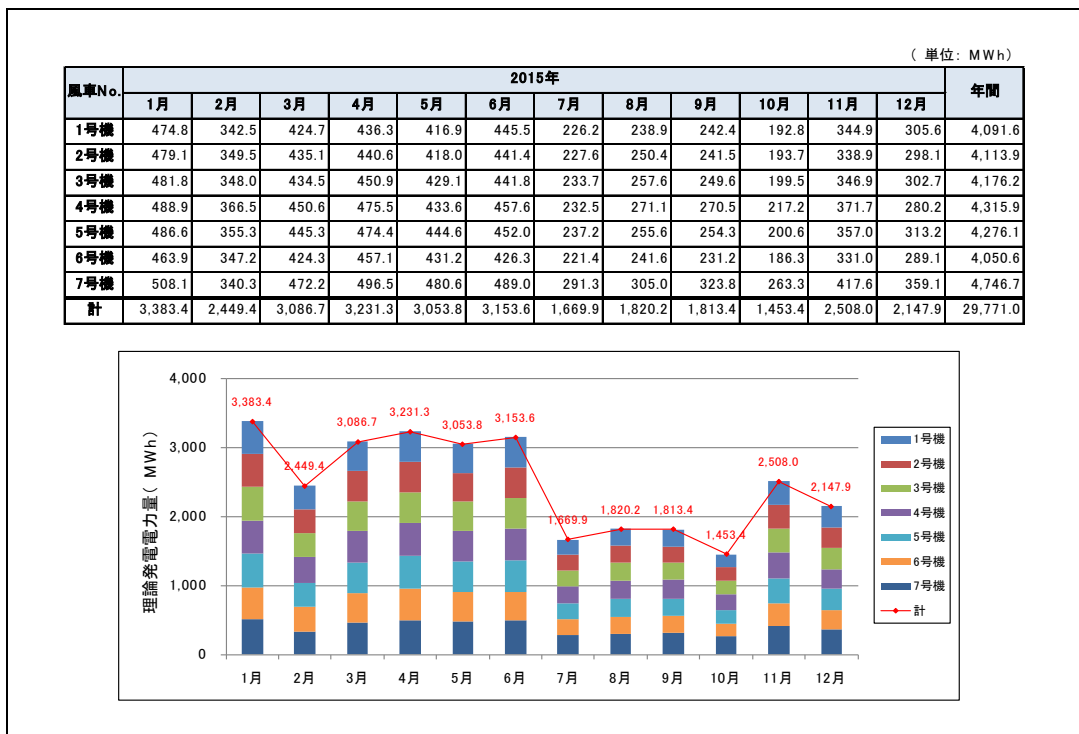
出所: Cabeolica 提供データより調査団作成

表 7.1-22 São Vicente 風力発電設備の理論発電電力量（グロス）算定結果



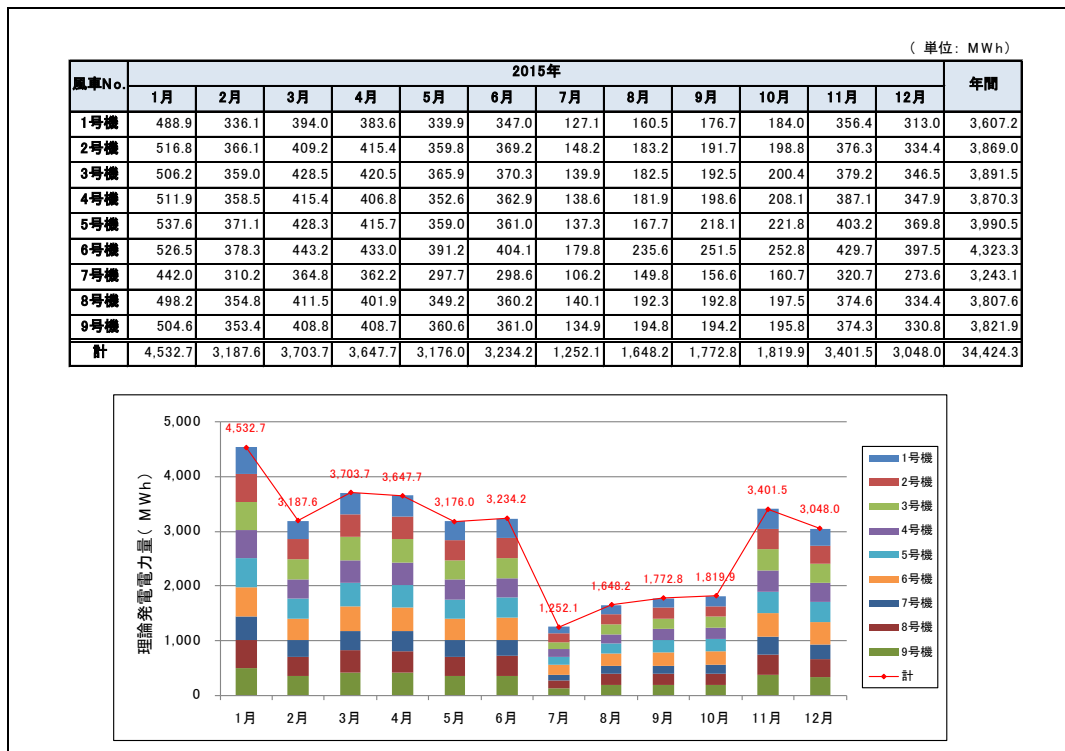
出所: Cabeolica 提供データより調査団作成

表 7.1-23 São Vicente 風力発電設備の理論発電電力量（ネット）算定結果



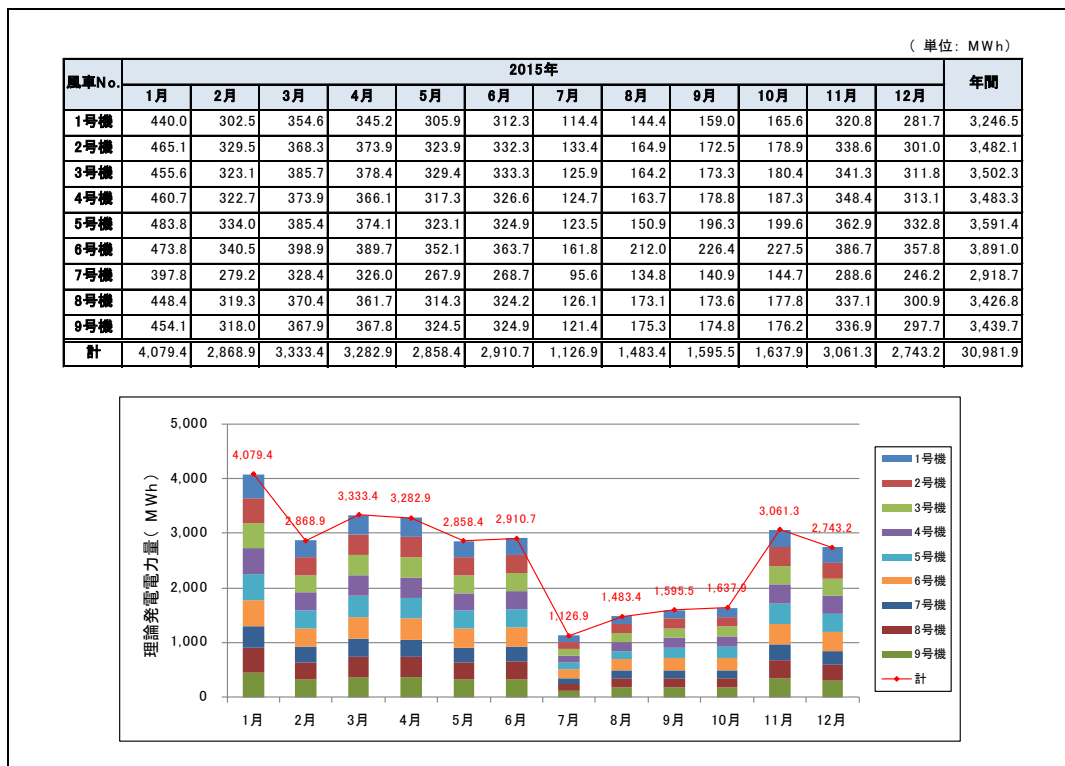
出所: Cabeolica 提供データより調査団作成

表 7.1-24 SaI 風力発電設備の理論発電電力量（グロス）算定結果



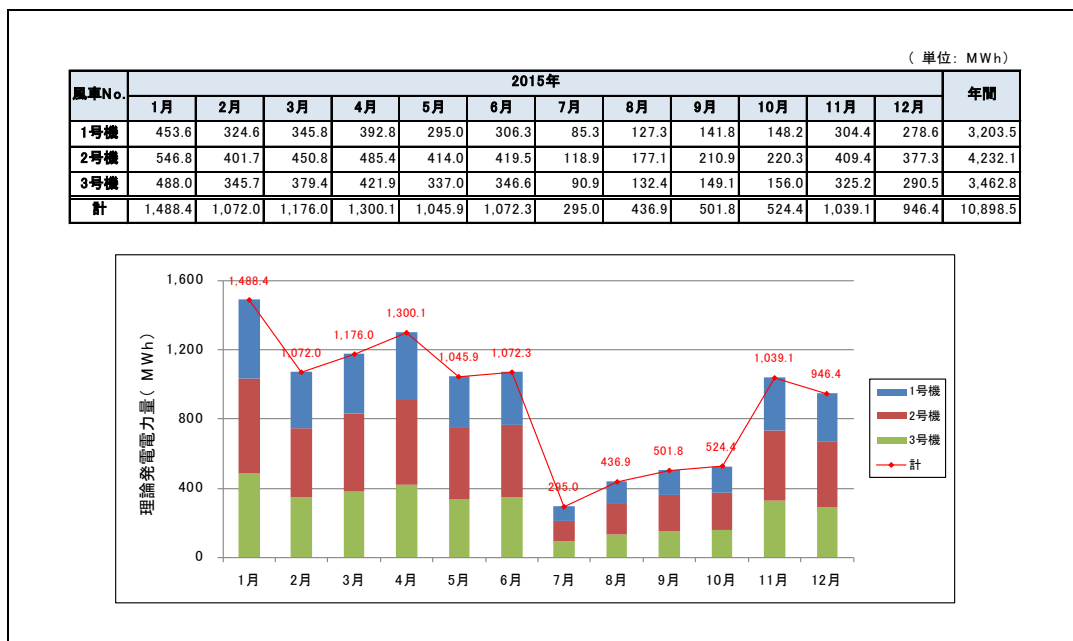
出所: Cabeolica 提供データより調査団作成

表 7.1-25 SaI 風力発電設備の理論発電電力量（ネット）算定結果



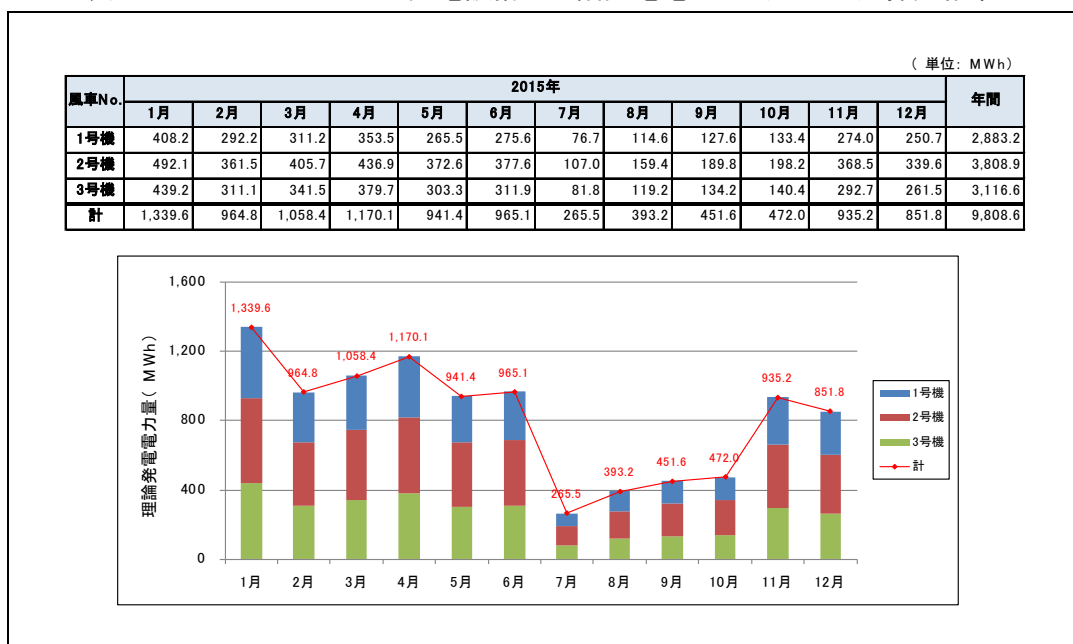
出所: Cabeolica 提供データより調査団作成

表 7.1-26 Boa Vista 風力発電設備の理論発電電力量（グロス）算定結果



出所: Cabeolica 提供データより調査団作成

表 7.1-27 Boa Vista 風力発電設備の理論発電電力量（ネット）算定結果



出所: Cabeolica 提供データより調査団作成

c. PPA ベースの年間発電計画と実績

(a) PPA の概要

Cabeolica と Electra では買取保証 (Take or Pay) 型の PPA (電力売電契約) が締結されている。PPA は、Cabeolica が保有する設備ごとではなく、全設備に関して一括で締結されている。

なお、Electra との面談の結果、買取義務量を達成出来なかったことはないとの回答を得た。表 7.1-28 に PPA の概要を示す。

表 7.1-28 PPA の概要

買取価格と義務量	・ 2011 年から 2034 年までの買取価格と義務量 (Cabeolica が毎月受入れなければならない風力発電電力量) が設定されている。
締結後の一部見直し内容	・ Santiago と Sal の買取義務量目標値を変更 ・ 1 カ月に 1 回であった精算の時期を 3 カ月に 1 回 (精算時期：3 月、6 月、9 月、12 月) に変更

出所：Electra よりヒアリング

(b) オリジナル PPA の買取義務量

オリジナル PPA の場合、買取義務量に対する精算は毎月実施されていた。このため、PPA 締結時の計画表に基づく 2015 年の買取義務量と 2015 年 Cabeolica の Electra への売電電力量の比較を行った。

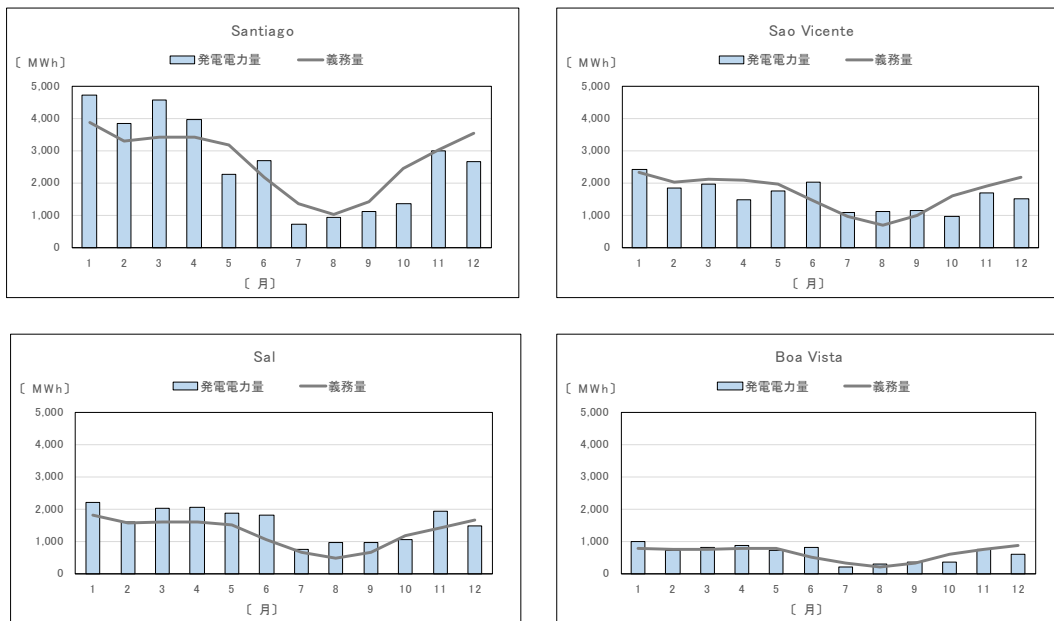
表 7.1-29 および図 7.1-27 にオリジナル PPA に基づく買取義務量と実績発電電力量の比較 (月別・年間) を示す。

表 7.1-29 オリジナル PPA に基づく買取義務量と実績発電電力量の比較 (月別・年間)

		2015年												年間
		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	
義務量 (MWh)	Santiago	3,871	3,316	3,435	3,417	3,181	2,188	1,352	1,017	1,418	2,444	3,028	3,533	32,200
	Sao Vicente	2,326	2,039	2,116	2,089	1,978	1,446	958	697	993	1,620	1,908	2,179	20,349
	Sal	1,808	1,564	1,615	1,603	1,503	1,052	663	483	669	1,171	1,432	1,676	15,238
	Boa Vista	788	750	743	775	772	518	319	222	323	594	747	867	7,418
発電電力量 (MWh)	Santiago	4,733	3,861	4,565	3,960	2,266	2,685	713	928	1,118	1,371	2,995	2,663	31,860
	Sao Vicente	2,415	1,840	1,963	1,498	1,749	2,025	1,084	1,135	1,149	984	1,694	1,510	19,045
	Sal	2,206	1,611	2,026	2,045	1,880	1,829	757	981	964	1,049	1,946	1,483	18,776
	Boa Vista	1,009	737	812	890	730	802	221	314	359	370	762	606	7,612

注) ：各月の義務量に未達

出所：Electra 提供データ



出所：Electra 提供データより調査団作成

図 7. 1-27 オリジナル PPA に基づく義務量と実績発電電力量の比較

(c) PPA 内容一部変更後の買取義務量

PPA 締結後、Electra と Cabeolica の協議により、Santiago と Sal の買取義務量の目標値の変更および精算時期の変更が行われた。

このため、3 カ月ごとの買取義務量と売電電力量の比較を行った。

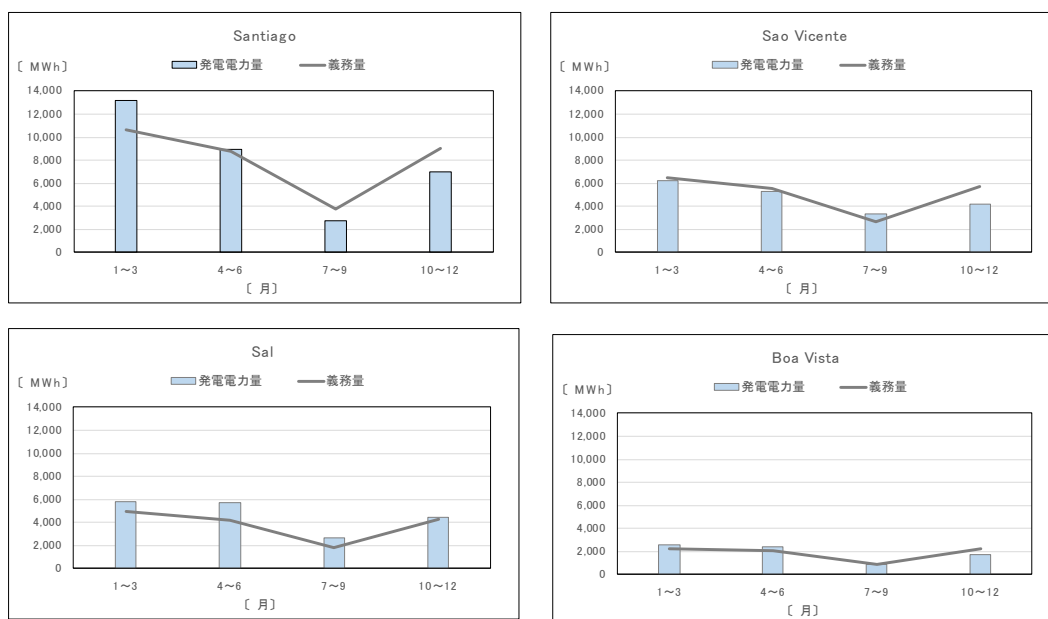
表 7. 1-30 および図 7. 1-28 に PPA 内容一部変更後の買取義務量と実績発電電力量の比較を示す。

表 7. 1-30 PPA に基づく買取義務量と実績発電電力量の比較

		2015年				年間
		1～3月	4～6月	7～9月	10～12月	
義務量 (MWh)	Santiago	10,622	8,785	3,787	9,006	32,200
	Sao Vicente	6,482	5,512	2,648	5,707	20,349
	Sal	4,986	4,157	1,815	4,279	15,238
	Boa Vista	2,281	2,065	864	2,208	7,418
発電電力量 (MWh)	Santiago	13,159	8,911	2,759	7,030	31,860
	Sao Vicente	6,218	5,272	3,367	4,188	19,045
	Sal	5,844	5,754	2,702	4,477	18,776
	Boa Vista	2,558	2,422	894	1,738	7,612

注) : 3カ月毎の精算時期に未達

出所：Electra 提供データ



出所：Electra 提供データより調査団作成

図 7.1-28 PPA に基づく義務量と実績発電電力量比較

6) 運転・保守面の状況

a. 運転状況

Cabeolica 保有の風力発電設備は、Vestas 社と稼働率保証の契約を 95%で行っており、運転開始後、小さなトラブル（フィルターや電気的なトラブル、バッテリーの不具合）で停止はあったものの、大きなトラブルによる長期停止はなく順調に稼働している。

Cabeolica との面談の結果、運転開始後これまで稼働率 95%を下回ったことはないが、今後、気候の問題として、風が強いことや砂の問題、塩の影響による錆の問題などが懸念されるということであった。

表 7.1-31 に Cabeolica より提供された稼働率（実績）を示す。

表 7.1-31 稼働率（実績）

		Santiago	São Vicente	Sal	Boa Vista
稼働率	2013 年	99.7%	—	99.5%	99.4%
	2014 年	99.6%	—	99.7%	99.9%
	2015 年	99.7%	99.8%	99.9%	99.3%

出所：Cabeolica 提供データ（「—」は未確認）

b. 運営体制および保守面の状況

Cabeolica の本社所在地は「カ」国の首都 Praia である。Cabeolica 運営体制は全社員 10 名（CEO：1、CF0：1、テクニカルマネージャー：1、アドミ（会計・庶務）：3、4島の営業窓口：4）である。

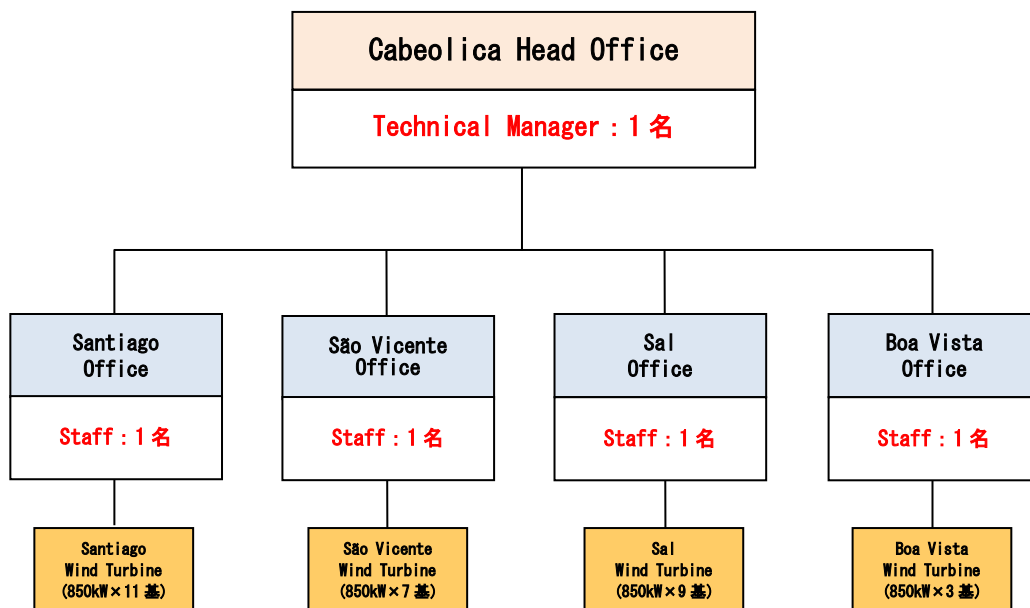
風力発電設備の保守は、Vestas 社より 1 年間のメンテナンススケジュール・内容が提案され、これに従って実施されている。

Cabeolica は、風力発電設備が稼働する 4 島の営業窓口をそれぞれ 1 名配置し、Vestas 社専門員と連携して運転・保守を行っている。

Vestas 社専門員は、合計 6 名で Santiago に 4 名 Sal に 2 名駐在し、連携して 4 島の風力発電設備の保守が行われている。

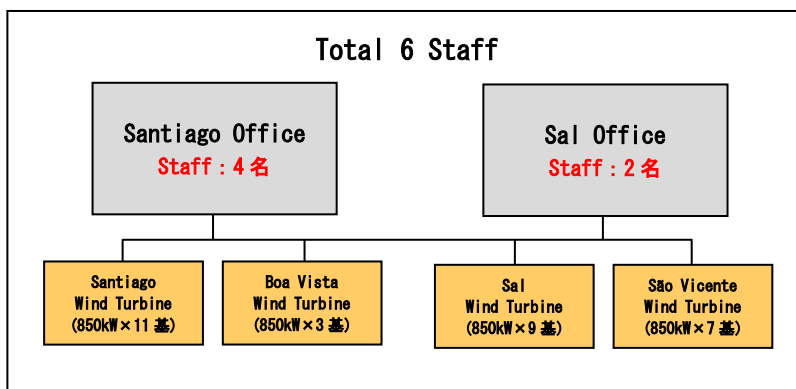
図 7.1-29 に Cabeolica 技術員体制を示す。

図 7.1-30 に Vestas 専門員体制を示す。



出所：Cabeolica よりヒアリング

図 7.1-29 Cabeolica 技術員体制



出所：Cabeolica よりヒアリング

図 7.1-30 Vestas 専門員体制

7.1.3 Electric 風力発電設備

Electric との面談の結果、Electric は 2010 年に創立されており、風力 IPP 以外のサービスは行っていないということであった。

(1) 設備概要

「カ」国で Electric が Santo Antão の 1 島で保有する風力発電設備容量は計 0.5MW である。導入されている機種は、単機容量 250kW の Micon 社製（現在は Vestas 社に吸収）で型式は M530-250/50kW である。風車は、導入時点で製造後約 12 年経った中古品であった。

本発電所は、2011 年 4 月に営業運転を開始しており、現在、導入風車は、製造されて約 18 年が経過している。

表 7.1-32 に Electric 風力発電設備仕様一覧を示す。

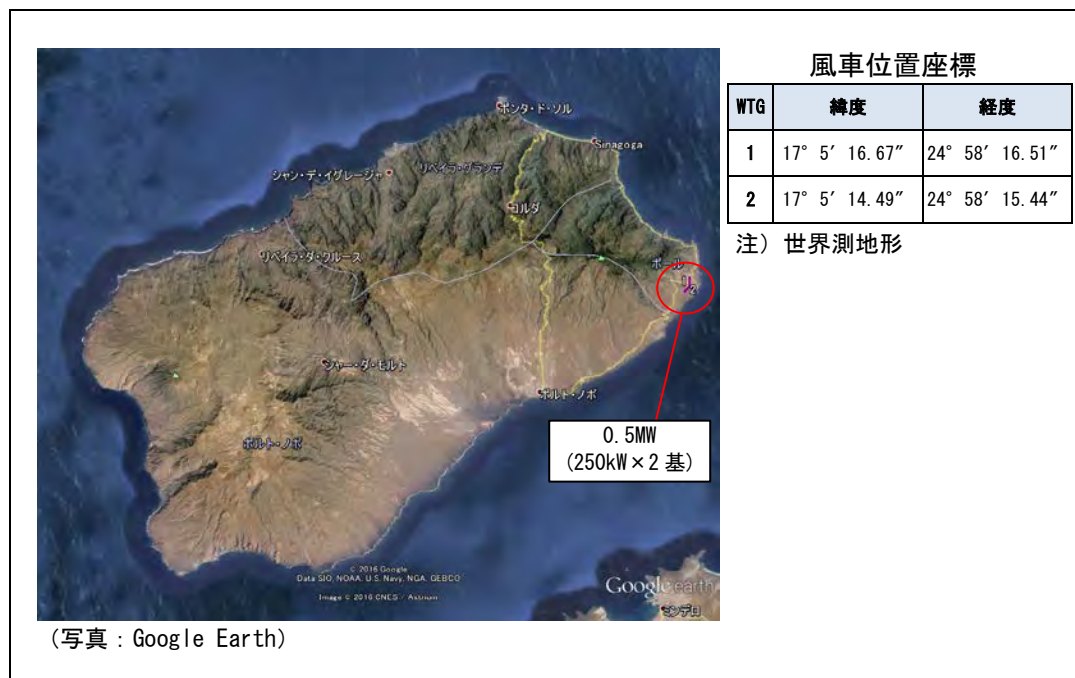
(2) 立地地点状況

風力発電設備 0.5MW（250kW×2 基）の立地地点は、島内の東端に位置しており、風車位置の標高は約 240m である。

図 7.1-31 に Santo Antão 風力発電設備位置を示す。

図 7.1-32 に Santo Antão 風力発電設備状況を示す。

表 7.1-33 に Santo Antão 風力発電設備立地地点状況を示す。



出所: 調査団作成

図 7.1-31 Santo Antão 風力発電設備位置

表 7.1-32 Electric 風力発電設備仕様一覧

地点名	Santo Antão																																																						
運転開始	2011年4月																																																						
メーカー	Micon																																																						
型式	M530-250/50kW																																																						
定格出力(kW)	250/50																																																						
基数(台)	2																																																						
総出力(MW)	0.5																																																						
出力制御	ストール																																																						
発電機型式	かご型誘導																																																						
発電機電圧(V)	400																																																						
カットイン風速(m/s)	4																																																						
定格風速(m/s)	—																																																						
カットアウト風速(m/s)	25																																																						
耐風速〔瞬間〕 (m/s)	65																																																						
ロータ直径(m)	26																																																						
ハブ高さ(m)	30																																																						
性能曲線 (パワーカーブ) 〔空気密度 1.225kg/m ³ 〕	<table border="1"> <thead> <tr> <th>風速(m/s)</th> <th>出力(kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.0</td><td>-</td></tr> <tr><td>1.0</td><td>-</td></tr> <tr><td>2.0</td><td>-</td></tr> <tr><td>3.0</td><td>-</td></tr> <tr><td>4.0</td><td>6</td></tr> <tr><td>5.0</td><td>15</td></tr> <tr><td>6.0</td><td>28</td></tr> <tr><td>7.0</td><td>43</td></tr> <tr><td>8.0</td><td>72</td></tr> <tr><td>9.0</td><td>105</td></tr> <tr><td>10.0</td><td>139</td></tr> <tr><td>11.0</td><td>174</td></tr> <tr><td>12.0</td><td>206</td></tr> <tr><td>13.0</td><td>234</td></tr> <tr><td>14.0</td><td>255</td></tr> <tr><td>15.0</td><td>266</td></tr> <tr><td>16.0</td><td>267</td></tr> <tr><td>17.0</td><td>256</td></tr> <tr><td>18.0</td><td>247</td></tr> <tr><td>19.0</td><td>243</td></tr> <tr><td>20.0</td><td>240</td></tr> <tr><td>21.0</td><td>0</td></tr> <tr><td>22.0</td><td>0</td></tr> <tr><td>23.0</td><td>0</td></tr> <tr><td>24.0</td><td>0</td></tr> <tr><td>25.0</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>	風速(m/s)	出力(kW)	0.0	-	1.0	-	2.0	-	3.0	-	4.0	6	5.0	15	6.0	28	7.0	43	8.0	72	9.0	105	10.0	139	11.0	174	12.0	206	13.0	234	14.0	255	15.0	266	16.0	267	17.0	256	18.0	247	19.0	243	20.0	240	21.0	0	22.0	0	23.0	0	24.0	0	25.0	0
風速(m/s)	出力(kW)																																																						
0.0	-																																																						
1.0	-																																																						
2.0	-																																																						
3.0	-																																																						
4.0	6																																																						
5.0	15																																																						
6.0	28																																																						
7.0	43																																																						
8.0	72																																																						
9.0	105																																																						
10.0	139																																																						
11.0	174																																																						
12.0	206																																																						
13.0	234																																																						
14.0	255																																																						
15.0	266																																																						
16.0	267																																																						
17.0	256																																																						
18.0	247																																																						
19.0	243																																																						
20.0	240																																																						
21.0	0																																																						
22.0	0																																																						
23.0	0																																																						
24.0	0																																																						
25.0	0																																																						

出所：Electric 提供データより調査団作成



図 7.1-32 Santo Antão 風力発電設備状況

表 7.1-33 Santo Antão 風力発電設備立地地点状況

	立地地点状況
資機材輸送	<ul style="list-style-type: none">・ 港近傍の中心街より風車立地地点近傍まで舗装道路となっている。・ 舗装道路より分岐し、発電所構内へと続く道路は、幅員 5m 以上が確保された未舗装道路となっている。
土地利用	<ul style="list-style-type: none">・ 風車が配置されている地点は、標高約 240m で海に面した地形に位置している。周辺には、建設の支障となる建物等はない。表層は砂利であった。
発電所構内	<ul style="list-style-type: none">・ 構内の道路（未舗装）は、風車間を接続する様に整備されており、資機材輸送の支障とならない幅員が確保されていた。
法規制	<ul style="list-style-type: none">・ 近傍に目視で確認できた住居はなく、騒音の影響はないと考えられる。

出所：調査団作成

1) 構成

a. 系統連系設備（含保護装置）

単機容量 250kW×2 基の風車は、各風車のタワー外で発電機電圧 400V を 10kV に昇圧後、埋設ケーブルで集約され、電気室内の開閉設備を経由して、10kV で系統接続されている。

電気室内には、開閉設備のほか、系統連系用保護装置など系統連系上必要な設備がすべて電気室内に設置されていた。

図 7.1-33 に系統連系設備状況を示す。



図 7.1-33 系統連系設備状況

b. 電気設備

開閉設備や保護装置を収納した電気盤が電気室内に設置されていた。

図 7.1-34 に電気設備状況を示す。



図 7.1-34 電気設備状況

2) 運用

a. 風力発電設備の監視

Electric 本社 (São Vicente) において、SCADA システムにより、常時遠隔監視が行われている。Electric との面談によると Cabeolica システムと比べて、システム自体が古く遠隔監視項目も少ない。また、運転データ蓄積は行っていないということであった。

b. Electra との協調運用

Electric 設備は出力抑制が出来ないストール制御 (失速制御) の設備である。

このため、Electra と Electric の間では出力抑制や電圧調整の協調運用はなされておらず、Electric 設備は風況に対応した不整形 (いわゆる「出なり電気」) の出力で運転している。

3) 新設や改修の実績・計画

a. 新設の実績・計画

(a) 経緯

2008 年 5 月より約 1 年間の風況観測 (地上高 12m) が行われていた。観測結果は、年間平均で 9m/s を超えており、また、主風向 (北北東) の出現頻度も 60%以上が卓越していることから、風況観測結果に基づき、地点が選定されたと考えられる。

表 7.1-34 に Santo Antão 風況観測データ分析結果を示す。

(b) 建設工事工程 (実績)

発電所は 2011 年 4 月に営業運転を開始している。建設工事工程 (実績) など具体的な期間は不明であった。



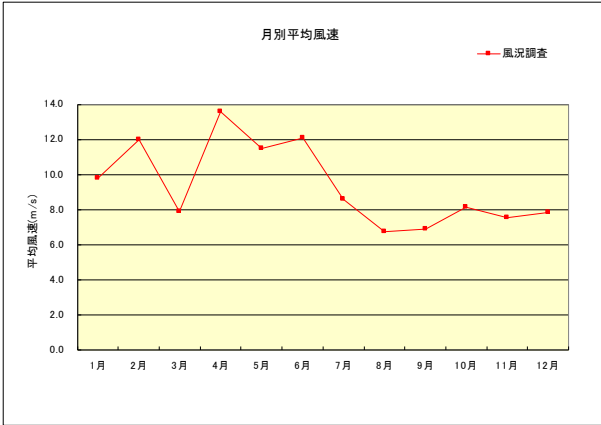
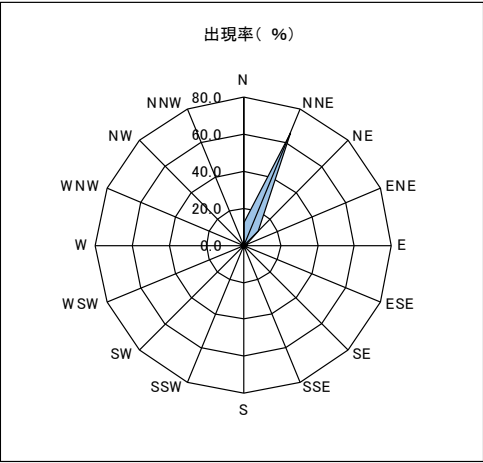
(c) 建設工事費 (実績)

建設工事費 (実績) については、不明であった。

(d) 運転経費

運転経費については、不明であった。

表 7.1-34 Santo Antão 風況観測データ分析結果

		Santo Antão																																									
配置図(写真: Google Earth) および現地状況																																											
		配置図	現地状況																																								
風況観測結果	月別・年間平均風速 (at12m) [2008年5月～2009年4月]	<p style="text-align: right;">(単位: m/s)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">観測 No.</th> <th colspan="4">2009年</th> <th colspan="8">2008年</th> <th rowspan="2">年間</th> </tr> <tr> <th>1月</th> <th>2月</th> <th>3月</th> <th>4月</th> <th>5月</th> <th>6月</th> <th>7月</th> <th>8月</th> <th>9月</th> <th>10月</th> <th>11月</th> <th>12月</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1号柱</td> <td>9.8</td> <td>12.0</td> <td>7.9</td> <td>13.6</td> <td>11.5</td> <td>12.1</td> <td>8.6</td> <td>6.7</td> <td>6.9</td> <td>8.1</td> <td>7.5</td> <td>7.9</td> <td>9.4</td> </tr> </tbody> </table> 		観測 No.	2009年				2008年								年間	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1号柱	9.8	12.0	7.9	13.6	11.5	12.1	8.6	6.7	6.9	8.1	7.5	7.9	9.4
	観測 No.	2009年				2008年								年間																													
1月		2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月																															
1号柱	9.8	12.0	7.9	13.6	11.5	12.1	8.6	6.7	6.9	8.1	7.5	7.9	9.4																														
風向出現率 (at12m) [2008年5月～2009年4月]	<table border="1"> <thead> <tr> <th>方位</th> <th>割合 (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>N</td><td>12.1</td></tr> <tr><td>NNE</td><td>65.8</td></tr> <tr><td>NE</td><td>11.2</td></tr> <tr><td>ENE</td><td>2.4</td></tr> <tr><td>E</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>ESE</td><td>0.9</td></tr> <tr><td>SE</td><td>1.1</td></tr> <tr><td>SSE</td><td>1.0</td></tr> <tr><td>S</td><td>1.0</td></tr> <tr><td>SSW</td><td>0.9</td></tr> <tr><td>SW</td><td>0.3</td></tr> <tr><td>WSW</td><td>0.3</td></tr> <tr><td>W</td><td>0.1</td></tr> <tr><td>WNW</td><td>0.2</td></tr> <tr><td>NW</td><td>0.2</td></tr> <tr><td>NNW</td><td>0.6</td></tr> <tr><td>計</td><td>100.0</td></tr> </tbody> </table> 		方位	割合 (%)	N	12.1	NNE	65.8	NE	11.2	ENE	2.4	E	2.0	ESE	0.9	SE	1.1	SSE	1.0	S	1.0	SSW	0.9	SW	0.3	WSW	0.3	W	0.1	WNW	0.2	NW	0.2	NNW	0.6	計	100.0					
方位	割合 (%)																																										
N	12.1																																										
NNE	65.8																																										
NE	11.2																																										
ENE	2.4																																										
E	2.0																																										
ESE	0.9																																										
SE	1.1																																										
SSE	1.0																																										
S	1.0																																										
SSW	0.9																																										
SW	0.3																																										
WSW	0.3																																										
W	0.1																																										
WNW	0.2																																										
NW	0.2																																										
NNW	0.6																																										
計	100.0																																										

注) 解析データ (1時間値) 個数 : 5,668

出所 : Cabeolica 提供データより調査団作成

b. 改修の実績・計画

Electric との面談によると、Santo Antão では、20kV 送電線の新設・拡張が進められており、系統が強化されることから、来年ごろに 2 基の風車を増設する計画であった。増設予定の風車はメンテナンス性を考慮して、既設設備と同機種が想定している。その他、Electra によると São Nicolau で海水淡水化装置用の独立電源として風力発電導入の計画があり、風況調査が行われているようである。

4) 年間発電実績と電力売電契約内容について

a. 年間発電実績

Electric より 2011 年 4 月から 2015 年 12 月までの月別・年間発電電力量実績データが提供された。

提供された年間発電電力量より、年間の設備利用率を算出した結果、約 26%～約 40%であった。

表 7.1-35 に Electric より提供された年間発電電力量実績を示す。

表 7.1-35 年間発電電力量実績

(単位：kWh/年)

年	年間発電電力量実績
2011	779,355 (23.6%)
2012	1,333,048 (30.4%)
2013	1,131,061 (25.8%)
2014	1,737,011 (39.7%)
2015	1,687,104 (38.5%)

出所：Electric 提供データより調査団作成（ ）内は年間設備利用率、
2011 年 4 月営業運転開始

b. 売電契約内容

Electric と Electra では、Cabeolica と異なり買取保証型の PPA は締結されていない。

5) 運転・保守面の状況

a. 運転状況

Electric との面談によると、運転開始後現在まで、風向・風速センサーの故障や電気系統の故障はあるが、長期間停止する様な故障はないとのことであった。

その他故障として、ストール制御ではブレード先端を油圧制御で回転させ、失速制御を行うが、油圧系のトラブル（ブレード内の油圧配管の断線）があったようである。また、落雷の影響はなく、塩害の影響で、タワー及びナセルの塗装を行うことはあったようである。

b. 運営体制および保守面の状況

Electric の本社所在地は São Vicente である。Santo Antão には、計 3 名のオペレータが常駐しており、その内の 2 名が朝 8 時から夕方 5 時までオペレーションを交代で行っている。保守は、予防のため 3 カ月ごとに定期的に行われている。また、6 カ月ごとに風の弱い所を狙って風車を停めて、1 週間をかけて保守を行っている。

7.1.4 Brava 導入の風力発電設備

Brava には、運転を停止した Nordtank 製風車が撤去されないまま放置されていた。Cabeolica との面談によると、風車発電出力はおそらく 150kW であり、本風車はダンプロード運転〔電気エネルギーが余った場合、ダミー負荷（抵抗）でエネルギーを消費させる運転〕を行っていたようである。

Electra と現場視察を行い、状況確認を行った結果、風車建設のため整備されたと思われる道路が残っていた。

タワーは起倒式で、タワー内部に電気部品が盗難された電気盤が残っていた。

道路は、Electra の保有する Favatal 発電所の近傍から整備されていたが、発電所近傍の道路入口付近には大量の一般ごみが野積みされている状況であった。

Electra によると、風車は港にある配電設備に埋設ケーブルで接続されているということであった。また、現場には風況観測設備が設置されており、昨年、ポルトガルエネルギーコンサルタント GESTO Energy Consulting (GESTO) が風況調査を実施したようである。

図 7.1-35 に Brava 風力発電設備周辺状況を示す。



風車・風況観測設備全景



風車ナセル



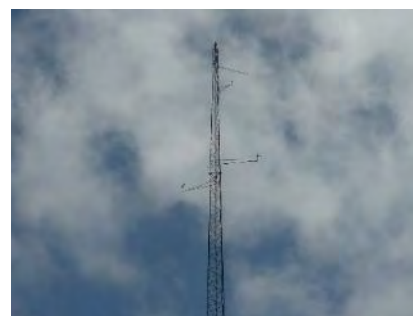
タワー内電気盤



ダミー負荷(抵抗) [タワー下設置]



タワー(起倒式)



風況観測設備
(昨年 GESTO が風況調査を実施)



道路整備状況



一般ごみ野積み状況

図 7.1-35 Brava 風力発電設備周辺状況

7.2 風力発電の課題

「カ」国では、風力 IPP の 2 事業者 (Cabeolica、Electric) の保有する風力発電設備が 5 島 (Santo Antão、São Vicente、Sal、Boa Vista、Santiago) で稼働している。

5 島で稼働している風力発電容量の総計は 26.0MW であるが、単機容量は 250kW および 850kW で、1,000kW にも満たない規模である。

風力発電の課題として、現地調査を踏まえた現状の課題のほか、近年では、陸上設置風車の単機容量の主流は 2MW 以上と大型化していることから、今後の導入規模を 2MW 以上と仮定した場合の、「カ」国の官報 No7 (2012 年) で公示されている風力発電開発ゾーンへの風車設置に関する課題も含め、以下に示す。

なお、具体的な風力発電開発ゾーンの賦存量などは、第 7.3 章で解説する。

7.2.1 現状の課題

Cabeolica との面談の結果、今後の運用に関して、砂の問題や塩害の影響を懸念するコメントがあった。

Cabeolica 導入の風車は、塩害対策のため、タワーは洋上風車と同じ耐塩仕様となっているということであった。

現地視察の結果、Cabeolica サイトの Sal および Boa Vista では、強風によりタワーに石が衝突し、塗装がはがれた部分に補修が施されていた。

「カ」国の土地の表層は砂利が多く、周辺は海に面していることから、設備導入時の塩害対策検討および定期的なタワー表面の補修などが必要と考えられる。

図 7.2-1 にタワー下部補修状況 (Boa Vista) を示す。



図 7.2-1 タワー下部補修状況 (Boa Vista)

7.2.2 風力発電開発ゾーン風車設置に関する課題

「カ」国では、再生可能エネルギーを推進するためにあらかじめ住居の建設や農業事業の実施を規制し、環境的インパクトが及ばないエリアとして、官報 No7（2012 年）で再生可能エネルギー開発区域が公示されている。

その再生可能エネルギー開発区域の中に、風力発電開発ゾーンが指定されている。

「カ」国では、本ゾーンを対象に風力開発ポテンシャルが検討されている。

(1) 風況面

風力発電開発ゾーンを特定するための風況評価に、2007 年にリソ国立研究所（デンマーク）により解析された風況マップが使用されている。

本風況マップに表示される風速値は時間平均された値であり、近年、風車故障や事故の要因として顕在化してきたブレード面に対する地形乱流影響は評価できない。

「カ」国では、地形勾配 10%を超える場所が多く、風車配置を検討する際は地形乱流影響を適切に評価する必要がある。

地形乱流影響については、風車大型化に伴い、ブレード直径も長くなることから、風車の故障や事故を回避するため、「カ」国においても重要な問題となる。

(2) 環境面

「カ」国における風力開発ポテンシャル検討対象機種は単機容量が 850kW で Cabeolica 導入機種と同機種となっている。本機種の場合、ブレード直径 52m で、ブレード先端の高さが 81m となる。

現在、主流となっている 2MW 級は、ブレード直径が約 100m と大型化しており、ブレード先端で 120m を超えている機種も多く、景観的なインパクトも大きくなっている。Sal の風力発電開発ゾーン（SL. 1）周辺では、大規模リゾート開発の計画が進んでおり、景観影響および騒音影響など環境面での再評価が必要と考えられる。

7.3 の図 7.3-19 に Sal 風力発電開発ゾーンを示す。

(3) 輸送面

「カ」国には、国際港が 2 箇所（Santiago の Praia 港、São Vicente の Mindelo 港）存在している。

その両港とも水切岸壁からの出口付近は、風車資材の輸送障害となる工作物が多いため、大型風車資材を水切りし、輸送する場合は、風車建設地点までの詳細な輸送経路調査、対策工事の検討および輸送車両選定の検討が必要である。

Santiago および São Vicente 以外の 7 島を含め、水切港から風車建設地点までの輸送面の問題はクリアすべき大きな課題である。

図 7.2-2 に Santiago および São Vicente における港周辺状況を示す。



Praia 港岸壁状況



Praia 港出口状況



Mindelo 港周辺道路状況 (São Vicente)

図 7.2-2 Santiago および São Vicente における港周辺状況

(4) 据付・保守面

2MW 級の据付およびブレード取替えなどの保守の際には、500t 級以上のクレーンが必要となる。

Cabeolica との面談によると、風車（単機容量 850kW）据付に使用した 400t クレーンはポルトガルから持って来たということであったが、現在、「カ」国には 500t 級の大型クレーンはなく、クレーンの調達が必要となる。

7.2.3 風力発電設備運転特性の課題

「カ」国の風況は年間を通して一定ではなく、夏場の 7 月～10 月は大きく風速が低下する特性がある。特に Sal および Boa Vista は観光業が盛んであるため、年間を通して夏場の需要が高い。

Cabeolica より提供された 2015 年風速 10 分間値データを使用して、Sal および Boa Vista を対象に風車発電停止時間を算出した。停止時間は、稼働している Vestas 社製の型式 V52-850kW の場合、カットイン風速（発電開始風速）4m/s 以上、カットアウト風速（発電停止風速）25m/s 以上であるため、風速 4m/s 未満、25m/s 以上の風速を発電停止として時間の積算を行った。算出の結果、両島ともに 7 月が最も発電停止時間が長く、Sal は 147 時間（約 6 日間に相当）、Boa Vista は 256 時間（約 11 日間に相当）であった。

Electra では、Cabeolica 風力発電設備の出力抑制のため、内燃力発電所の遠隔監視パソコンにて手動で出力上限値を設定しているが、突発的な風速低下による風車発電停止に対応出来ないことが懸念される。

ディーゼル発電設備が予備力として確保されているが、起動に約 1 時間を要することから、突発的な風車発電停止に備え、ディーゼル発電機台数の運用方法を含め系統安定化のための運用方法を検討する必要がある。

表 7.2-1 に月別・年間発電停止時間を示す。

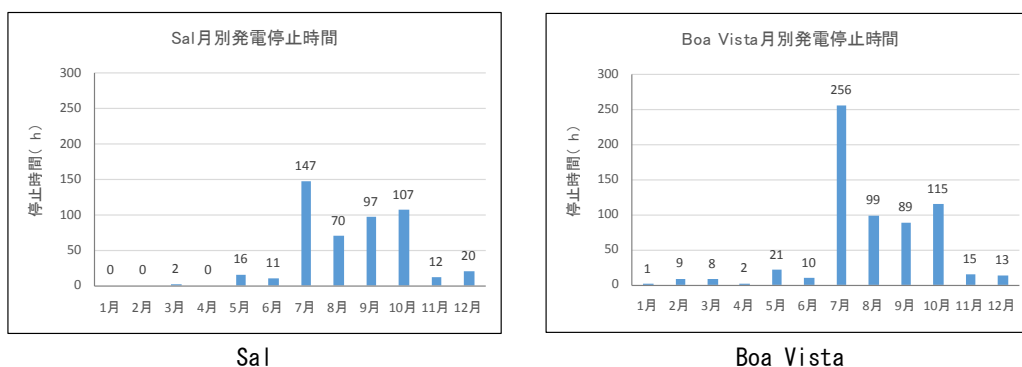
図 7.2-3 に月別発電停止時間を示す。

表 7.2-1 月別・年間発電停止時間

年	月	停止時間 (h)	
		Sal	Boa Vista
2015	1	0	1
	2	0	9
	3	2	8
	4	0	2
	5	16	21
	6	11	10
	7	147	256
	8	70	99
	9	97	89
	10	107	115
	11	12	15
	12	20	13
		計	482

注) 発電停止時間は、発電可能風速(4m/s以上、25m/s未満)以外の風速出現時間を積算

出所: Cabeolica 提供データより調査団作成



出所: Cabeolica 提供データより調査団作成

図 7.2-3 月別発電停止時間

7.2.4 風力発電設備導入拡大に伴う電力品質確保の課題

São Vicente では、Electra の保有する Nordtank 製風車 (単機容量 250kW×3 基) が設備過剰のため停止されていた。

Brava では、過去に Nordtank 製風車が 1 基導入されたが、運用当時、ダンプロード運転により、発生した電力の一部が未利用のまま捨てられていた。

本設備は運転停止後、撤去されないまま放置されている状況であった。

稼働中の Cabeolica 風力発電設備 (Vestas 製風車、単機容量 850kW×30 基) は、出力抑制が可能な制御方式であるため、系統安定化のため Electra ディーゼル発電設備との協調運用が行われているが、São Vicente と Sal の風力発電設備においては、年間発生電力量の約 4 割が抑制されている。

一方で、「カ」国では風力発電 IPP 事業者の入札制度の整備が進んでおり、今後も風力発電設備の導入が進められる計画である。

DGE との面談によると、入札要領などは本年 9 月ごろまでに作成される予定であるとのことであったが、入札にあたって、各島ごとに風力発電設備の導入許容量などが公示されるかは不明であった。

このため、入札の前提条件として、将来の需要状況や系統状況などを踏まえたうえで、ディーゼル発電設備との協調運用や送電網の増強、更に蓄電池の設置など系統安定化対策についても総合的に検討し、島ごとに風力発電導入許容量の算定を行う必要がある。

また、接続される風力発電設備の仕様が「カ」国のグリッドコード（2016 年 2 月発効予定）に示される電力品質の確保上問題がないか、プロジェクトごとに周波数や電圧変動などに関する技術検討が必要である。

その他、Cabeolica との面談により、蓄電池の設置に関して、経済的に民間企業で支払うのは無理とのコメントを得ており、系統安定化対策のため、蓄電池導入が必要な場合の設置者や風力発電 IPP 事業者と系統運用者の費用負担方法などについても入札要領で明確に示す必要がある。

7.3 風力ポテンシャル検討

7.3.1 風況観測データの入手

風力発電のポテンシャル評価のため、「カ」国の国家気象地球物理学研究所〔INMG (National Institute of Meteorology and Geophysics)〕(以下、INMG)より気象統計データの入手を行った。

本調査では、INMG が気象観測を行っている 3 箇所〔Mindelo (São Vicente)、Sal、Praia (Santiago)〕を対象に気象統計データの提供依頼を行った。

また、INMG より提供された気象統計データの内、風況(風速・風向)データに基づき、風力ポテンシャルの検討を行った。

図 7.3-1 に気象観測点を示す。

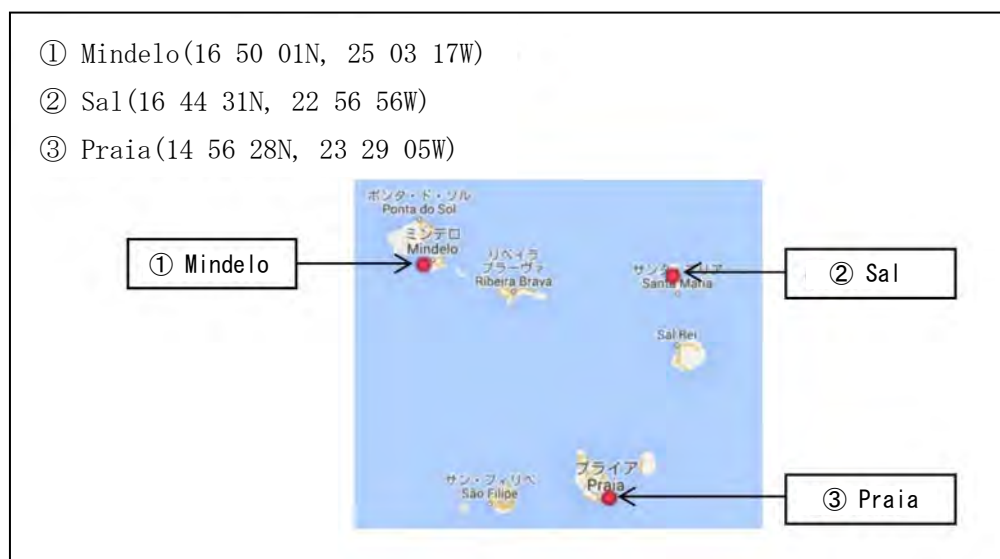


図 7.3-1 気象観測点

7.3.2 風速の長期変動の状況

(1) 観測概要

Mindelo 及び Sal で風況観測状況を確認した結果、Mindelo は地上高約 30m (建物屋上)、Sal は地上高 10m (観測ポール) で計測されていた。

INMG 面談で風況観測高さについて確認した結果、Sal は地上高 10m、その他の地点は地上高約 30m との回答であった。

図 7.3-2 に Mindelo (São Vicente) 風況観測状況〔地上高約 30m〕を示す。

図 7.3-3 に Sal 風況観測状況〔地上高 10m〕を示す。



図 7.3-2 Mindelo (São Vicente) 風況観測状況〔地上高約 30m〕



図 7.3-3 Sal 風況観測状況〔地上高 10m〕

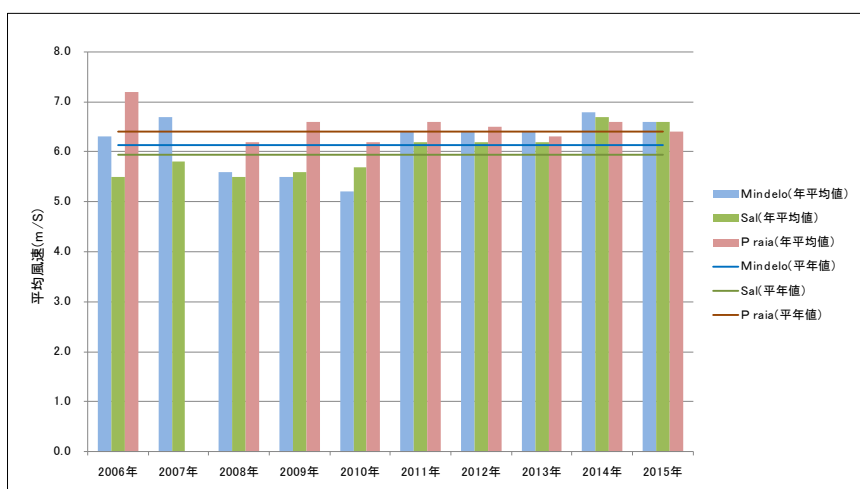
(2) 2015 年平均値と平年値解析結果

INMG より提供された Mindelo、Sal および Praia における過去 10 年間（2006 年 1 月～2015 年 12 月）の日平均風速値（m/s）に基づき、Cabeolica より提供された風速データ取得期間である 2015 年の 1 年間がどのような状況にあったのかを評価した。

「カ」国の Mindelo、Sal および Praia における過去 10 年間（2006 年 1 月～2015 年 12 月）の平均風速は、それぞれ 6.1m/s、5.9m/s、6.4m/s であった。

本調査で Cabeolica より提供された風速データは 2015 年の 1 年間であったことから、調査年（2015 年 1 月～2015 年 12 月）と過去 9 年間（2006 年 1 月～2014 年 12 月）の平均風速について比較した。その結果、Mindelo、Sal、Praia の 2015 年平均風速はそれぞれ 6.6m/s、6.6m/s、6.4m/s であり、過去 9 年間の平均風速（以下、平年値）はそれぞれ 6.1m/s、5.9m/s、6.4m/s で、2015 年の平均風速は平年値に比べやや強い結果となった。

なお、過去に Mindelo、Sal および Praia の観測位置や観測高さを変更となった情報は得られなかった。図 7.3-4 に各観測点における年平均値と平年値を示す。表 7.3-1 に各観測点における年平均値と平年値を示す。



出所：国家気象地球物理学研究所提供データより調査団作成

図 7.3-4 各観測点における年平均値と平年値

表 7.3-1 各観測点における年平均値と平年値

(単位: m/s)												
月/年	Mindelo (平均風速)											風速比
	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	平均*	
1月	6.3	5.8	5.7	8.9	4.1	5.6	6.5	6.6	7.4	8.1	6.3	1.3
2月	7.0	7.6	5.7	8.5	3.5	7.8	8.1	7.0	8.3	7.3	7.1	1.0
3月	7.5	8.4	5.9	6.5	5.7	7.7	6.2	6.3	7.1	7.2	6.8	1.1
4月	8.2	6.9	7.2	6.5	5.2	6.5	7.7	6.8	7.1	7.9	6.9	1.1
5月	7.9	7.2	6.7	6.8	7.8	7.0	7.7	7.7	7.6	7.1	7.4	1.0
6月	7.6	6.8	5.9	6.4	6.3	6.3	6.8	7.2	7.7	7.5	6.8	1.1
7月	5.8	5.5	4.1	3.8	5.6	6.3	6.3	6.4	6.6	5.8	5.6	1.0
8月	4.5	6.1	4.3	3.4	4.6	5.5	5.5	4.9	5.5	6.1	4.9	1.2
9月	4.4	6.5	5.1	3.7	4.9	6.1	5.3	5.8	6.2	5.6	5.3	1.1
10月	5.4	6.5	6.2	3.7	5.4	4.9	5.2	6.4	5.8	5.2	5.5	0.9
11月	4.5	6.4	4.6	4.0	4.5	6.5	6.0	5.8	6.3	6.4	5.4	1.2
12月	6.3	6.7	5.7	3.6	4.5	6.5	6.2	6.6	5.7	5.4	5.8	0.9
平均	6.3	6.7	5.6	5.5	5.2	6.4	6.4	6.4	6.8	6.6	6.1	1.1

注) : 調査期間
 *: 過去9年間の平均(黄色部分の平均)
 風速比: 2015年/過去9年間の平均

(単位: m/s)												
月/年	Sal (平均風速)											風速比
	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	平均*	
1月	6.1	5.5	5.9	7.4	5.9	5.6	7.1	7.0	7.8	8.6	6.5	1.3
2月	6.2	7.0	5.6	6.7	5.5	7.7	7.8	6.4	9.3	7.7	6.9	1.1
3月	6.3	6.9	5.8	5.3	7.2	6.9	6.4	6.3	7.2	7.7	6.5	1.2
4月	6.3	6.2	6.3	6.6	5.8	6.5	7.0	6.7	6.8	7.6	6.5	1.2
5月	5.7	6.7	6.7	7.0	7.4	6.8	7.2	7.5	7.2	7.0	6.9	1.0
6月	6.7	6.1	6.1	5.8	6.4	5.9	6.6	6.8	7.2	7.2	6.4	1.1
7月	5.1	4.5	5.2	4.2	5.4	5.5	5.0	5.6	5.8	4.7	5.1	0.9
8月	4.4	4.8	4.0	4.3	4.8	5.3	5.0	4.8	4.9	5.4	4.7	1.1
9月	4.3	5.3	4.2	4.4	5.2	5.7	4.7	5.3	5.6	5.4	5.0	1.1
10月	4.5	5.7	5.3	5.1	5.3	5.1	5.0	5.6	5.7	4.9	5.3	0.9
11月	4.7	5.3	5.0	5.4	4.7	6.2	5.7	5.9	6.1	7.0	5.4	1.3
12月	6.1	6.1	5.7	4.8	4.7	7.1	6.9	6.6	7.1	6.3	6.1	1.0
平均	5.5	5.8	5.5	5.6	5.7	6.2	6.2	6.2	6.7	6.6	5.9	1.1

注) : 調査期間
 *: 過去9年間の平均(黄色部分の平均)
 風速比: 2015年/過去9年間の平均

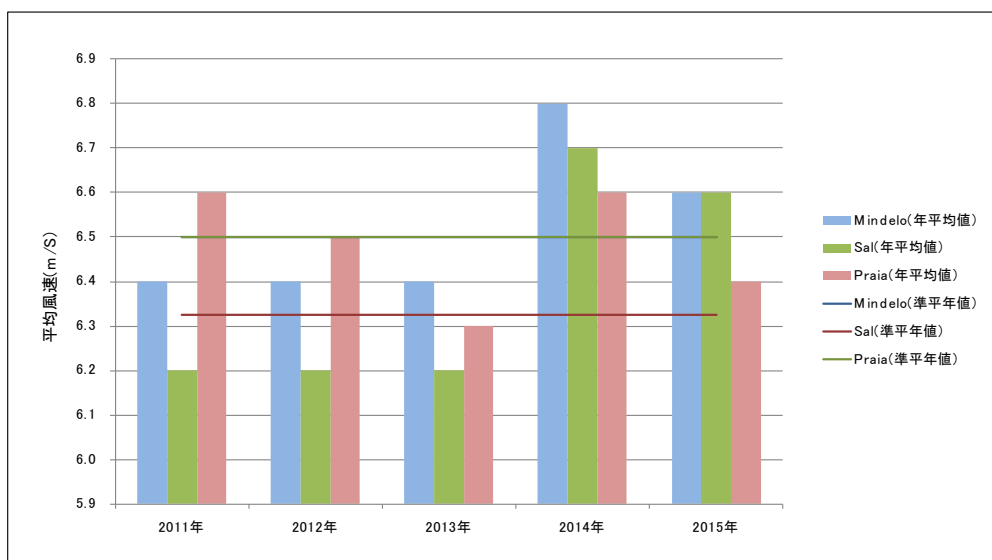
(単位: m/s)												
月/年	Praia (平均風速)											風速比
	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	平均*	
1月	8.5	—	—	9.1	7.1	6.5	7.5	7.8	8.0	8.7	7.8	1.1
2月	8.7	—	—	8.9	6.5	8.6	9.1	7.4	9.2	8.2	8.3	1.0
3月	7.9	—	—	7.3	8.3	8.1	7.5	6.9	7.5	8.1	7.6	1.1
4月	7.9	—	7.4	8.3	6.9	7.5	8.5	6.8	6.8	7.6	7.5	1.0
5月	7.7	—	8.3	7.4	8.2	7.7	7.3	7.5	7.1	6.2	7.7	0.8
6月	7.8	—	6.9	6.6	6.7	5.6	6.3	6.3	7.1	6.6	6.7	1.0
7月	5.9	—	5.0	4.4	5.2	5.5	4.8	4.9	5.3	4.6	5.1	0.9
8月	4.5	—	4.2	4.7	4.2	4.8	4.4	4.1	4.4	4.5	4.4	1.0
9月	3.6	—	4.5	4.2	4.5	5.2	4.2	4.5	4.8	4.7	4.4	1.1
10月	—	—	6.1	5.6	5.3	5.0	5.0	5.3	5.3	4.5	5.4	0.8
11月	—	—	6.1	6.8	5.4	7.5	6.2	6.3	6.4	6.5	6.4	1.0
12月	—	—	7.0	6.4	5.9	7.5	7.3	7.2	6.8	6.6	6.9	1.0
平均	7.2	—	6.2	6.6	6.2	6.6	6.5	6.3	6.6	6.4	6.4	1.0

注) : 調査期間
 *: 過去9年間の平均(黄色部分の平均)
 風速比: 2015年/過去9年間の平均

出所: 国家気象地球物理学研究所提供データより調査団作成

しかし、各地点における測得率は表 7.3-2 に示す様に Mindelo は 2010 年まで測得率が 90% 以下、Praia は 2008 年まで 75% 以下となっており、年間で 10% 以上の欠測があると統計上、信頼性が欠けるとされていることから Mindelo の測得率が 90% 以上となる 2011 年から 2014 年の 4 年間の平均値を準平年値とし 2015 年平均値と比較した結果は表 7.3-3 に示すとおりであり、Mindelo、Sal および Praia の準平年値は、それぞれ 6.5m/s、6.3m/s、6.5m/s で、2015 年の平均値は、それぞれ 6.6m/s、6.6m/s、6.4m/s であり、概ね準平年値との差異は小さく、月別にみても、Mindelo と Praia で 1 月の平均風速が準平年値に比べ 1.2 倍、Sal で 1 月の平均風速が準平年値に比べ 1.3 倍、同じく Sal で 11 月の平均風速が準平年値に比べ 1.2 倍となっているほかは、2015 年の月別の平均風速も概ね準平年値と同様な値（風速比 0.9~1.1）であることから、Cabeolica より提供された風況データ取得期間の 2015 年は平年に比べ特に異常な年ではないと考えられる。

表 7.3-3 に風速の評価に使用した、各観測点における風速データの測得率を示す。



出所：国家気象地球物理学研究所提供データより調査団作成（注）Mindelo および Praia の準平年値は 6.5m/s で同値

図 7.3-5 各観測点における年平均値と準平年値

表 7.3-2 各観測点における風速データの測得率

月/年	Mindelo(風速:測得率)									
	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
1月	77.4	83.9	87.1	87.1	83.9	83.9	100.0	100.0	100.0	100.0
2月	85.7	85.7	79.3	85.7	82.1	82.1	100.0	100.0	100.0	100.0
3月	87.1	87.1	83.9	83.9	87.1	87.1	100.0	100.0	100.0	100.0
4月	83.3	83.3	70.0	86.7	86.7	86.7	100.0	100.0	100.0	100.0
5月	87.1	87.1	87.1	83.9	83.9	93.5	100.0	100.0	100.0	100.0
6月	86.7	86.7	83.3	86.7	86.7	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
7月	83.9	80.6	87.1	83.9	87.1	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
8月	87.1	87.1	83.9	83.9	83.9	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
9月	86.7	83.3	80.0	73.3	86.7	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
10月	83.9	87.1	87.1	87.1	83.9	100.0	96.8	100.0	100.0	100.0
11月	86.7	80.0	86.7	83.3	86.7	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
12月	83.9	83.9	83.9	74.2	83.9	96.8	100.0	100.0	100.0	100.0
平均	84.9	84.7	83.3	83.3	85.2	94.2	99.7	100.0	100.0	100.0

月/年	Sal(風速:測得率)									
	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
1月	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
2月	100.0	100.0	100.0	100.0	92.9	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
3月	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
4月	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
5月	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
6月	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
7月	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
8月	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
9月	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
10月	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
11月	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
12月	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
平均	100.0	100.0	100.0	100.0	99.5	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

月/年	Praia(風速:測得率)									
	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
1月	100.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	93.5	100.0
2月	100.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
3月	100.0	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
4月	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
5月	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	96.8
6月	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
7月	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	90.3
8月	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	93.5	100.0
9月	43.3	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	93.3	93.3	100.0
10月	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	87.1	100.0
11月	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	96.7	100.0	93.3
12月	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
平均	70.1	0.0	75.1	100.0	100.0	100.0	100.0	99.2	97.3	98.4

出所: 国家気象地球物理学研究所提供データより調査団作成

表 7.3-3 各観測点における年平均値と準年平均値

項目	Mindelo							Sal							Praia						
	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	平均値	風速比	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	平均値	風速比	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	平均値	風速比
1月	5.6	6.5	6.6	7.4	8.1	6.5	1.2	5.6	7.1	7.0	7.8	8.6	6.9	1.3	6.5	7.5	7.8	8.0	8.7	7.5	1.2
2月	7.8	8.1	7.0	8.3	7.3	7.8	0.9	7.7	7.8	6.4	9.3	7.7	7.8	1.0	8.6	9.1	7.4	9.2	8.2	8.6	1.0
3月	7.7	6.2	6.3	7.1	7.2	6.8	1.1	6.9	6.4	6.3	7.2	7.7	6.7	1.1	8.1	7.5	6.9	7.5	8.1	7.5	1.1
4月	6.5	7.7	6.8	7.1	7.9	7.0	1.1	6.5	7.0	6.7	6.8	7.6	6.8	1.1	7.5	8.5	6.8	6.8	7.6	7.4	1.0
5月	7.0	7.7	7.7	7.6	7.1	7.5	0.9	6.8	7.2	7.5	7.2	7.0	7.2	1.0	7.7	7.3	7.5	7.1	6.2	7.4	0.8
6月	6.3	6.8	7.2	7.7	7.5	7.0	1.1	5.9	6.6	6.8	7.2	7.2	6.6	1.1	5.6	6.3	6.3	7.1	6.6	6.3	1.0
7月	6.3	6.3	6.4	6.6	5.8	6.4	0.9	5.5	5.0	5.6	5.8	4.7	5.5	0.9	5.5	4.8	4.9	5.3	4.6	5.1	0.9
8月	5.5	5.5	4.9	5.5	6.1	5.4	1.1	5.3	5.0	4.8	4.9	5.4	5.0	1.1	4.8	4.4	4.1	4.4	4.5	4.4	1.0
9月	6.1	5.3	5.8	6.2	5.6	5.9	1.0	5.7	4.7	5.3	5.6	5.4	5.3	1.0	5.2	4.2	4.5	4.8	4.7	4.7	1.0
10月	4.9	5.2	6.4	5.8	5.2	5.6	0.9	5.1	5.0	5.6	5.7	4.9	5.4	0.9	5.0	5.0	5.3	5.3	4.5	5.2	0.9
11月	6.5	6.0	5.8	6.3	6.4	6.2	1.0	6.2	5.7	5.9	6.1	7.0	6.0	1.2	7.5	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	1.0
12月	6.5	6.2	6.6	5.7	5.4	6.3	0.9	7.1	6.9	6.6	7.1	6.3	6.9	0.9	7.5	7.3	7.2	6.8	6.6	7.2	0.9
平均	6.4	6.4	6.4	6.8	6.6	6.5	1.0	6.2	6.2	6.2	6.7	6.6	6.3	1.0	6.6	6.5	6.3	6.6	6.4	6.5	1.0

出所：国家気象地球物理学研究所提供データより調査団作成（注） 準年平均値、赤字は、各月の平均風速が準年平均値に比べ1.2倍以上であることを示す

7.3.3 風況マップによるポテンシャル評価

(1) GSM データの概要

全球数値予報モデル(GSM)データの概要は表 7.3-4、計算格子は図 7.3-6、予測要素は表 7.3-5 に示すとおりである。風況マップ作成には 2015 年 1 月から 2015 年 12 月の 1 年間の海面物理量の風 (u：東西方向、v：南北方向) を使用した。

表 7.3-4 GSM の概要

データ名	GSM(全球域)
初期値	00、06、12、18 UTC(1日4回)
予報時間	84時間予報(00、06、12、18 UTC)
	6時間間隔
	96時間・264時間予報(12 UTC)
	12時間間隔
データ形式	国際気象通報形式FM92GRIB二進形式格子点資料気象通報式(第2版)* *略称GRIB2
領域	等緯度等経度
計算格子	地上~100h Pa: 0.5度×0.5度(約60km格子) (格子数720×361)
	70~10h Pa: 1.0度×1.0度 (格子数360×181)

出所：気象庁 HP

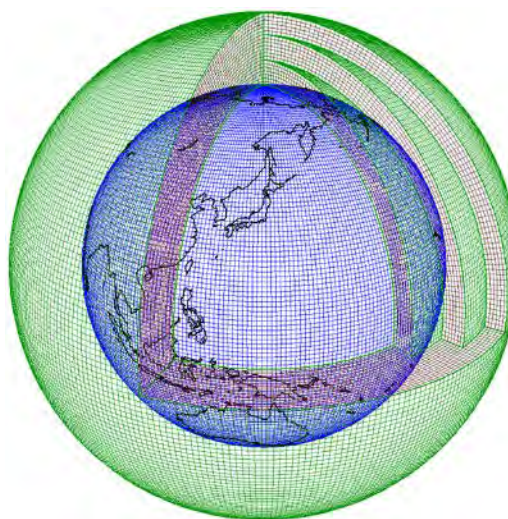


図 7.3-6 全球モデルの計算格子

出所：気象庁 HP

表 7.3-5 予測要素

海面物理量(全球)

項目	海面更正気圧 (hPs)	地上気圧 (hPs)	風 (m/s)	気温 (°C)	相対湿度 (%)	時間降水量 (mm)	雲量 *
地上高10m	○	○	②	○	○	○	④

気圧面物理量(全球)

項目 気圧面	高度 (m)	風 (m/s)	気温 (°C)	上昇流 (m/s)	相対湿度 (%)
	1000	②	○	○	○
	925	②	○	○	○
	850	②	○	○	○
	700	②	○	○	○
	600	②	○	○	○
	500	②	○	○	○
	400	②	○	○	○
	300	②	○	○	○
	250	②	○	○	
	200	②	○	○	
	150	②	○	○	
	100	②	○	○	
	70	②	○	○	
	50	②	○	○	
	30	②	○	○	
	20	②	○	○	
	10	②	○	○	

②は2要素分のデータ(風の場合、東西方向、南北方向の2要素)

④は4要素分のデータ(雲量の場合、全雲量、上層雲量、中層雲量、下層雲量の4要素)

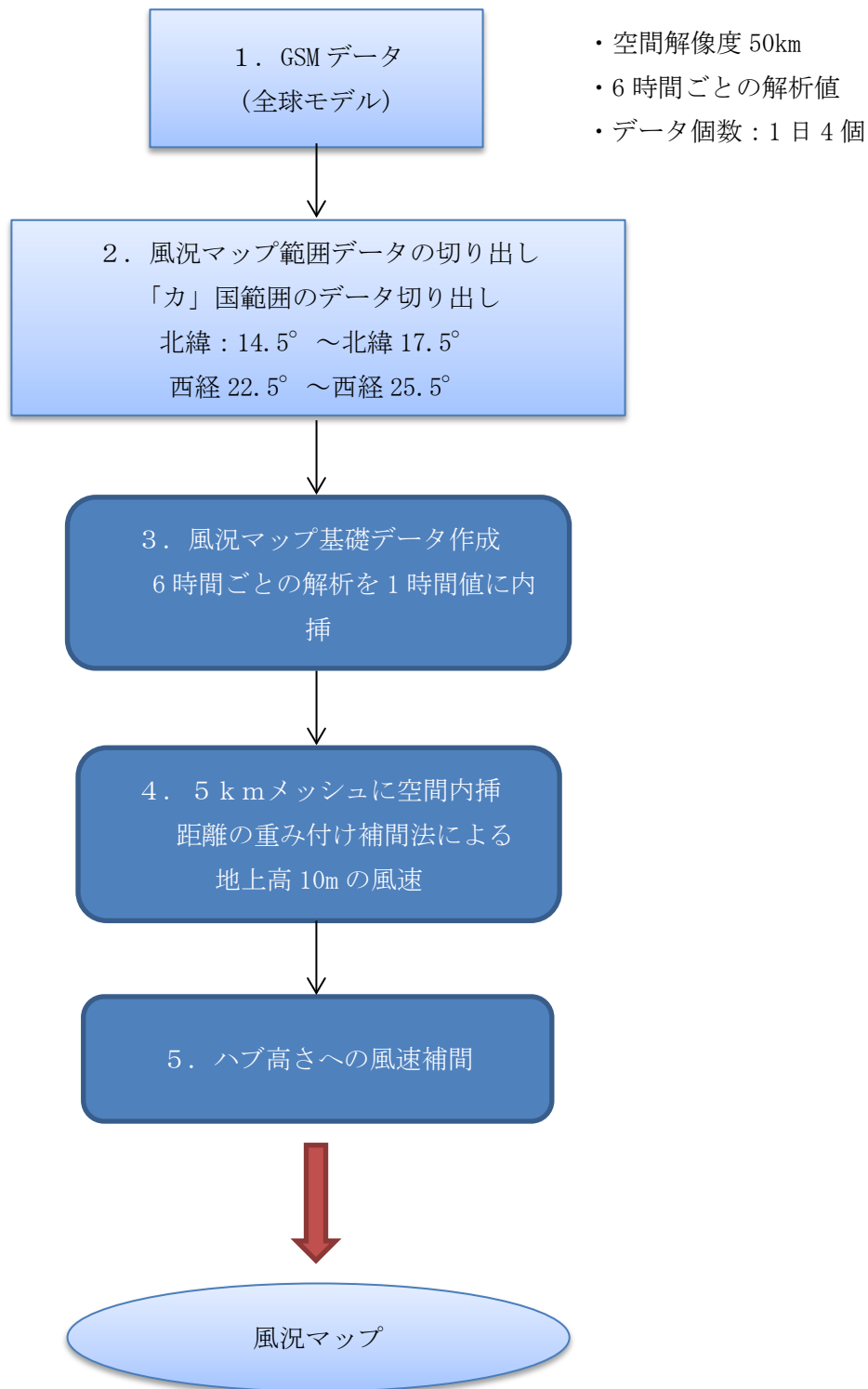
* 雲量は、全天空に占める雲に覆われた部分の割合をいい、0~10までの整数で表す。

(気象の手引き【 気象庁; 平成10年9月】)

出所: 気象庁 HP

(2) 風況マップの作成

図 7.3-7 に風況マップ作成フローを示す。



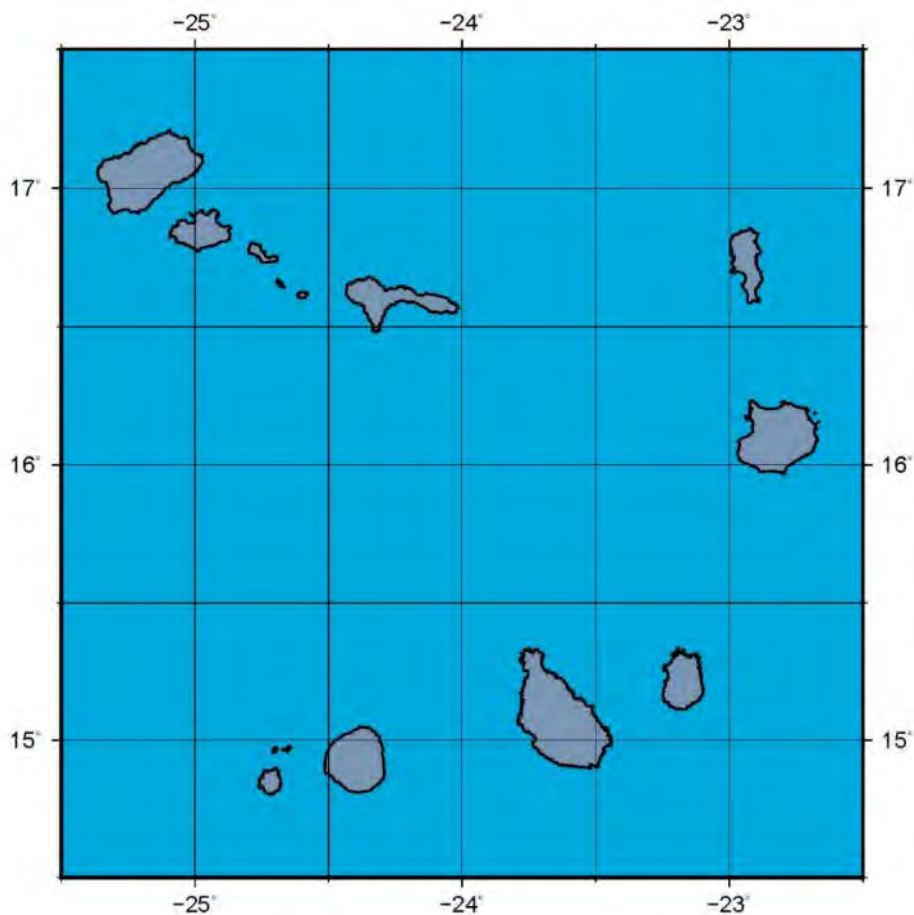
出所：調査団作成

図 7.3-7 風況マップ作成フロー

(3) 風況マップ範囲の切り出し

全球予測データから「カ」国を包括する範囲内のデータを切り出した。「カ」国を包括する範囲として、北緯 14.5°～17.5°、西経 22.5°～25.5° とした。

図 7.3-8 に風況マップ範囲を示す。



出所：調査団作成

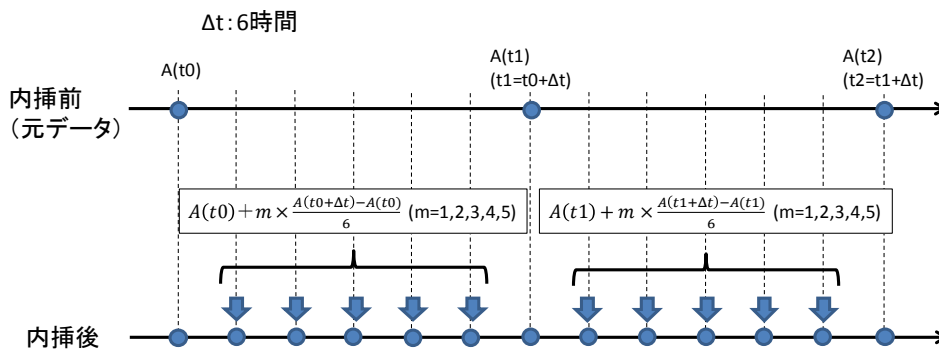
図 7.3-8 風況マップ範囲

(4) 風況マップ基礎データの作成

GSM データは、空間解像度 50km、6 時間ごとの 1 日 4 回のデータ個数となっているので、これを各時刻（6 時間ごと）の解析値（風速の東西成分及び南北成分）を用いて、以下のとおりに線形内挿した。

図 7.3-9 に解析値の時間内挿のイメージを示す。

・解析値の時間内挿



出所：調査団作成

図 7.3-9 解析値の時間内挿のイメージ

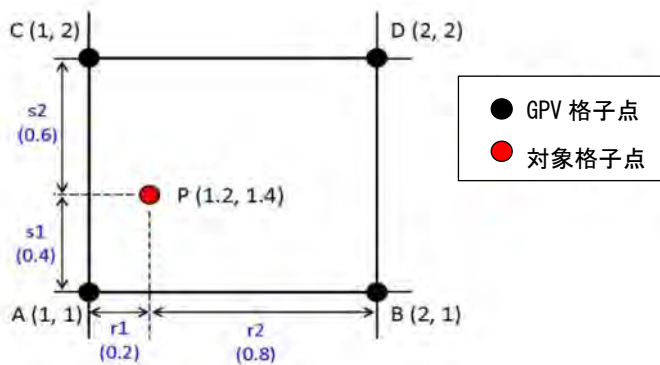
(5) 5km メッシュの値に空間内挿

空間解像度 50km メッシュの風況データを距離の重み付け補間法を用いて 5km メッシュデータを作成する。

5km メッシュの距離の重み付け補間法は、図 7.3-10 に示すとおりである。

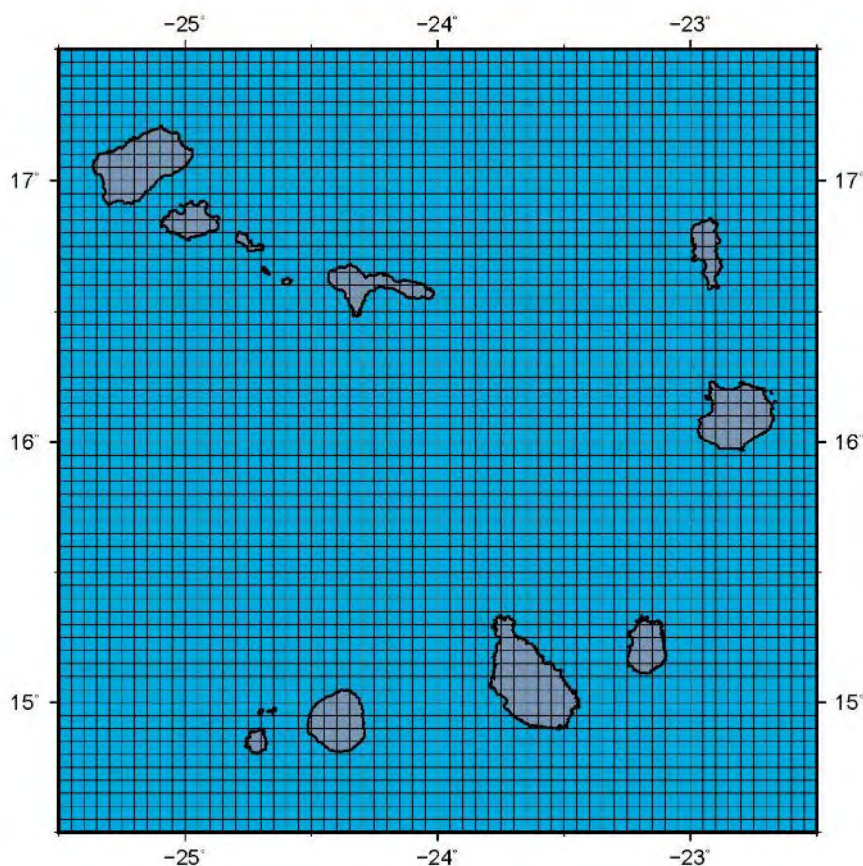
周辺4メッシュとの距離の重みづけ

$$\begin{aligned}
 P = & (1 - r1) \times (1 - s1) \times A \\
 & + (1 - r2) \times (1 - s1) \times B \\
 & + (1 - r1) \times (1 - s2) \times C \\
 & + (1 - r2) \times (1 - s2) \times D
 \end{aligned}$$



出所：調査団作成

図 7.3-10 距離の重み付け補間法



出所：調査団作成

図 7.3-11 風況用 5km メッシュ

(6) ハブ高さへの風速補間

5km メッシュの空間内挿により算出した風速の年平均値に補正係数 M を掛けた値が、Mindelo、Sal、Praia の各地点のハブ高さ（地上高 55m）における年平均風速の値に合うように M を観測点で設定した。補正係数 M を空間内挿し、各格子点ごとに設定した。補間方法は下記に示すとおりである。

1) 風速補間

ハブ高さ（地上高 55m）への風速補間は、下記式に基づき行った。

$$\begin{aligned} \text{ハブ高さの風速} &= \text{風速（地上高 10m ; 5km メッシュ）} \times M \\ \text{風速}(m/s) &= \sqrt{u^2 + v^2} \end{aligned}$$

2) 補正係数 M の設定方法

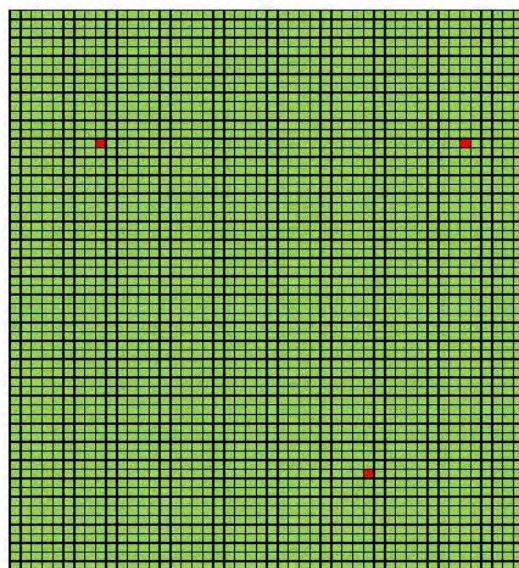
補正係数 M の設定は、下記の STEP により行った。

(STEP1) 図 7.3-13 の各 3 観測点の風車（地上高 55m）での値を用いて、M を計算する。

$$M = \frac{\text{風車での風速の観測値の年平均}}{\text{GFS 解析値(5km 内挿後の、最寄の格子点値)の年平均}}$$

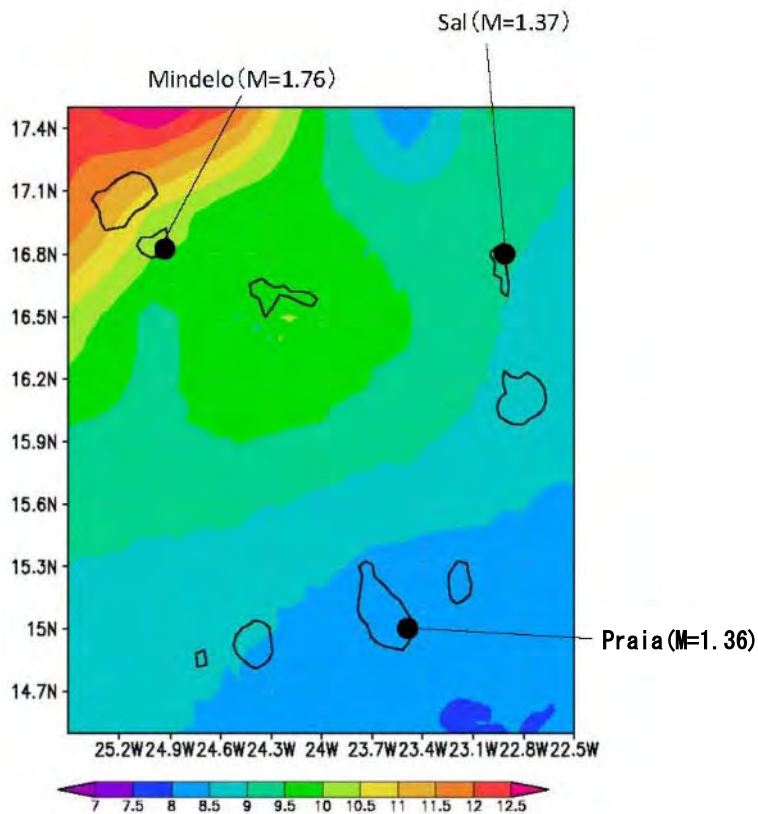
→ 求めた M を、5km メッシュにおいて、3 地点に最寄の格子点にあてはめる (図 7.3-12 の赤)。

(STEP2) 実測 3 地点で求めた M を最寄りの格子点 (図 7.3-1 の赤) にあてはめ、あてはめた 3 格子点の M を内挿することにより、5km メッシュの格子点 (図 7.3-12 の緑の範囲) での M を求める。



出所：調査団作成

図 7.3-12 5km メッシュにおける実測 3 地点に最寄の格子点 (赤) と内挿により算出する格子点 (緑) のイメージ



出所：調査団作成

図 7.3-13 M を用いて算出した地上高 55m の 2015 年平均風速 (m/s)

7.3.4 風向の状況

Cabeolica より 2015 年の 1 年間の風向データが提供されなかったことから、風向の長期変動の状況は評価出来なかった。

よって、INMG より提供された風向データに基づき、「カ」国の風向特性を評価した。風向データは、Rabil 空港観測の統計資料および Mindelo と Sal で観測された、過去 3 年間（2013 年 1 月～2015 年 12 月）の 10 分間値を使用した。

(1) Rabil 空港観測の統計結果

INMG より Boa Vista の Rabil 空港で観測された過去 6 年間の月別風向統計資料が提供された。

提供された統計資料によると、年間を通して北東（NE）が主風向となっている。

表 7.3-6 に Rabil 空港（Boa Vista）観測による主風向統計値を示す。

表 7.3-6 Rabil 空港 (Boa Vista) 観測による主風向統計値

月/年	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2010年	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
2011年	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	N	NE	NE	NE	NE
2012年	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	N	NE	NE	NE	NE
2013年	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	N	NE	NE	NE	NE
2014年	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
2015年	NE	NE	NE	NE	***	***	***	***	***	***	***	***

出所：国家気象地球物理学研究所提供データより調査団作成（注）***は欠測値

(2) 年間風向出現率の解析結果

INMG より提供された Mindelo および Sal における過去 3 年間 (2013 年 1 月～2015 年 12 月) の 10 分平均風向値 (°) に基づき、年間風向出現率の解析を行った。

その結果、「カ」国の Mindelo および Sal における過去 3 年間 (2013 年 1 月～2015 年 12 月) の主風向は北東 (NE) であった。

Mindelo における過去 3 年間 (2013 年～2015 年) の北東 (NE) の出現率は 51.7%～54.3% と卓越している。

また、Sal における過去 3 年間 (2013 年～2015 年) の北東 (NE) の出現率は 37.3%～40.1% で、Mindelo と同様、卓越している。

表 7.3-7 に各観測点における年間風向出現率を示す。

図 7.3-14 に年間風配図を示す。

表 7.3-8 に風向解析に使用した各観測点における風向データの測得率を示す。

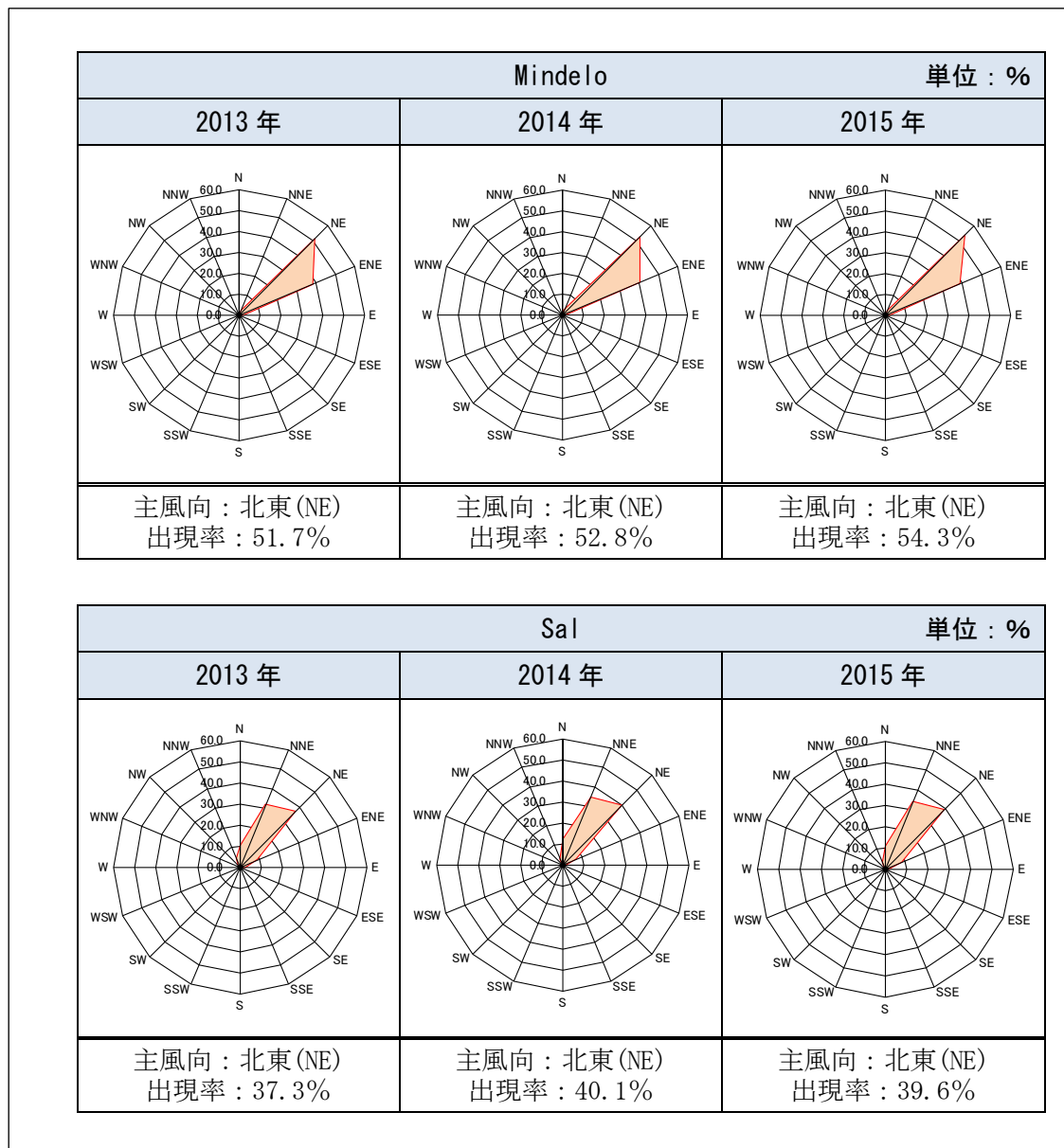
表 7.3-7 各観測点における年間風向出現率

風向	Mindelo (風向出現率)			単位 : %
	2013 年	2014 年	2015 年	
N	0.4	0.2	0.3	
NNE	2.5	2.1	2.5	
NE	51.7	52.8	54.3	
ENE	38.2	40.6	38.8	
E	2.3	1.9	1.9	
ESE	0.6	0.4	0.3	
SE	0.6	0.3	0.2	
SSE	0.6	0.4	0.2	
S	0.5	0.2	0.2	
SSW	0.4	0.1	0.2	
SW	0.3	0.1	0.2	
WSW	0.2	0.1	0.1	
W	0.2	0.1	0.1	
WNW	0.3	0.2	0.2	
NW	0.7	0.4	0.3	
NNW	0.4	0.2	0.2	
計	100.0	100.0	100.0	

出所：国家気象地球物理学研究所提供データより調査団作成（注） ：主風向

風向	Sal (風向出現率)			単位 : %
	2013 年	2014 年	2015 年	
N	10.1	12.0	10.7	
NNE	32.2	34.9	34.2	
NE	37.3	40.1	39.6	
ENE	9.2	7.2	8.6	
E	2.6	1.7	1.6	
ESE	1.2	0.3	0.4	
SE	0.8	0.3	0.3	
SSE	0.3	0.1	0.1	
S	0.1	0.0	0.0	
SSW	0.1	0.0	0.0	
SW	0.1	0.0	0.0	
WSW	0.1	0.0	0.0	
W	0.2	0.0	0.0	
WNW	0.3	0.1	0.1	
NW	0.8	0.4	0.5	
NNW	4.6	2.8	3.5	
計	100.0	100.0	100.0	

出所：国家気象地球物理学研究所提供データより調査団作成（注） ：主風向



出所：国家気象地球物理学研究所提供データより調査団作成

図 7.3-14 年間風配図

表 7.3-8 各観測点における風向データの測得率

	Mindelo (風向：測得率)			単位：%
	2013年	2014年	2015年	
年間	100.0	100.0	100.0	

	Sal (風向：測得率)			単位：%
	2013年	2014年	2015年	
年間	99.8	99.9	99.3	

出所：国家気象地球物理学研究所提供データより調査団作成

7.3.5 風況評価

日本国で風力発電設備の導入可能性の評価を行う際の目安を表 7.3-9 に示す。

表 7.3-9 風況評価に関する目安

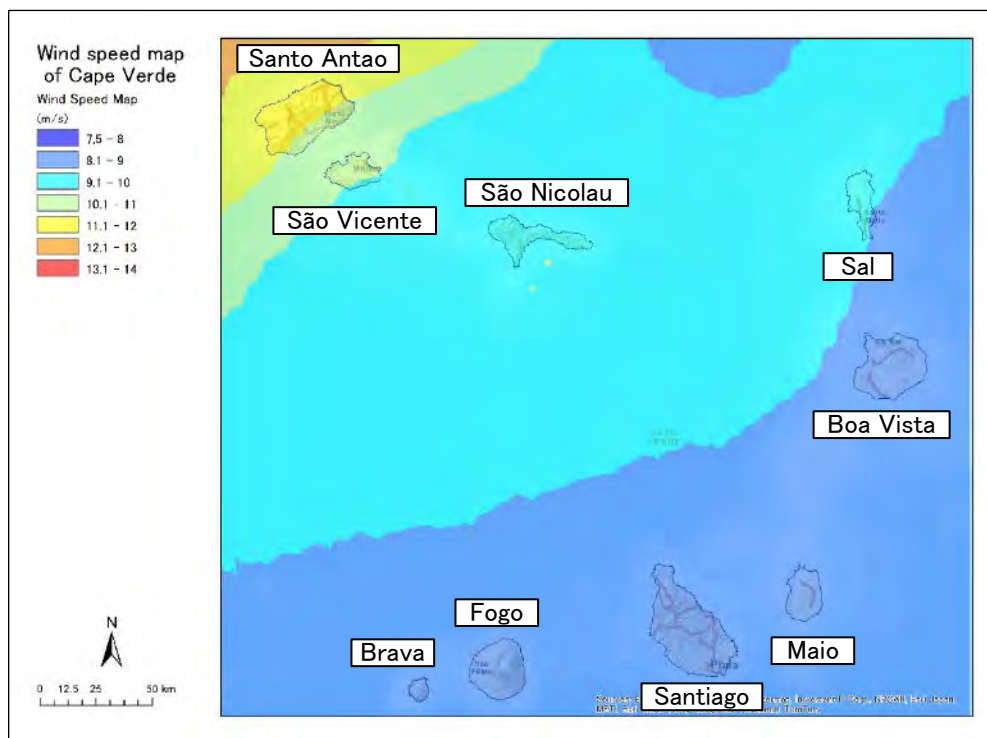
項目	評価の目安
平均風速	事業を検討する目安は、地上高 30m での年平均風速が 6m/s 以上であることが望ましい。
風向出現率	風軸上の年間風向出現率が 60%以上であれば、風向は安定していると評価できる。 なお、風軸とは 16 方位の風向を対象に、主風向とその隣にある 2 風向およびこれらの風向と対称となる風向の合計 6 方位を呼ぶ。

出所:独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 風力発電導入ガイドブック (2008年2月改訂第9版)

(1) 平均風速

「カ」国の過去5年間(2011年~2015年)の平均風速は、Mindelo、Sal、Praiaで6m/sを超えている。また、「カ」国の2015年風況マップ作成の結果、風車ハブ高さ(地上高55m)で年平均風速は「カ」国全域で8m/sを超えており、好風況の地域である。

図 7.3-15 に数値予報データによる年平均風速(2015年)算定結果〔地上高55m〕を示す。



出所：調査団作成

図 7.3-15 数値予報データによる年平均風速(2015年)算定結果〔地上高55m〕

(2) 風向出現率

日本国評価方法に基づく Mindelo および Sal の 2013 年から 2015 年の風向出現率は、すべて 60%以上であり、風向は安定している。

表 7.3-10 に日本国評価方法に基づく風向出現率を示す。

表 7.3-10 日本国評価方法に基づく風向出現率

(単位：%)

風向	Mindelo			Sal		
	2013 年	2014 年	2015 年	2013 年	2014 年	2015 年
NNE	2.5	2.1	2.5	32.2	34.9	34.2
NE	51.7	52.8	54.3	37.3	40.1	39.6
ENE	38.2	40.6	38.8	9.2	7.2	8.6
SSW	0.4	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0
SW	0.3	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0
WSW	0.2	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0
計	93.3	95.8	96.1	79.1	82.2	82.4

出所：国家気象地球物理学研究所提供データより調査団作成 (注) : 主風向

(3) 風況評価の結果

「カ」国の平均風速および風向出現率について、INMG 提供データの解析結果および数値予報データによる年平均風速（2015 年）算定結果〔地上高 55m〕より評価した結果、年平均風速は 8m/s（地上高 55m）を超えており、風向は主風向である北東（NE）を中心に安定していることから「カ」国は風力発電設備の導入可能性の高い好風況の地域である。

7.3.6 風力発電開発ゾーンポテンシャル評価

(1) 風力発電開発ゾーン

「カ」国では法令 No1（2011 年 1 月 3 日発効）及び憲法 265 条 2 項に従い、再生可能エネルギー開発ゾーン（ZDER）を特定する再生エネルギーセクター戦略計画が承認されている。

DGE に対して、ポテンシャル評価のため風力発電開発ゾーン範囲を正確に把握する必要があったため、GIS データの提供依頼を行ったが提供されなかった。

このため、DGE から入手した風力発電開発ゾーンの範囲図（画像）より、GIS データ化し、これを本調査のポテンシャル評価に使用した。

なお、DGE から入手した島ごとの範囲図に示される地点数と官報に示される風力発電開発ゾーン地点数が Santo Antão、São Vicente、Boa Vista および Santiago の 4 島で異なることから注意が必要である。

表 7.3-11 に DGE より入手した範囲図に基づく風力発電開発ゾーンリストおよびポテンシャルを示す。

表 7.3-12 に DGE 提供と官報の風力開発ゾーン数比較を示す。

図 7.3-16～図 7.3-24 に DGE より入手した 9 島の風力発電開発ゾーン範囲図を示す。

表 7.3-11 風力発電開発ゾーンリストおよびポテンシャル

島名		ゾーン ID	ゾーン面積 (km ²)	潜在賦存量 (MW)
1	Santo Antão	ZDER_SA. 1	1.04	11.1
2		ZDER_SA. 2	0.64	11.1
3		ZDER_SA. 3	1.91	12.8
4	São Vicente	ZDER_SV. 1	0.64	10.2
5		ZDER_SV. 2	0.53	7.7
6		ZDER_SV. 3	0.12	2.6
7	São Nicolau	ZDER_SN. 1	3.15	14.5
8		ZDER_SN. 2	2.18	1.32
9	Sal	ZDER_SL. 1	22.10	38.4
10	Boa Vista	ZDER_BV. 1	1.36	20.4
11	Maio	ZDER_MA. 1	1.71	14.5
12	Santiago	ZDER_ST. 1	36.00	96.9
13		ZDER_ST. 2	0.52	6.8
14		ZDER_ST. 3	0.43	6.0
15	Fogo	ZDER_FG. 1	2.90	17.9
16		ZDER_FG. 2	0.04	1.7
17	Brava	ZDER_BR. 1	0.37	6.0
計		—	75.64	279.92

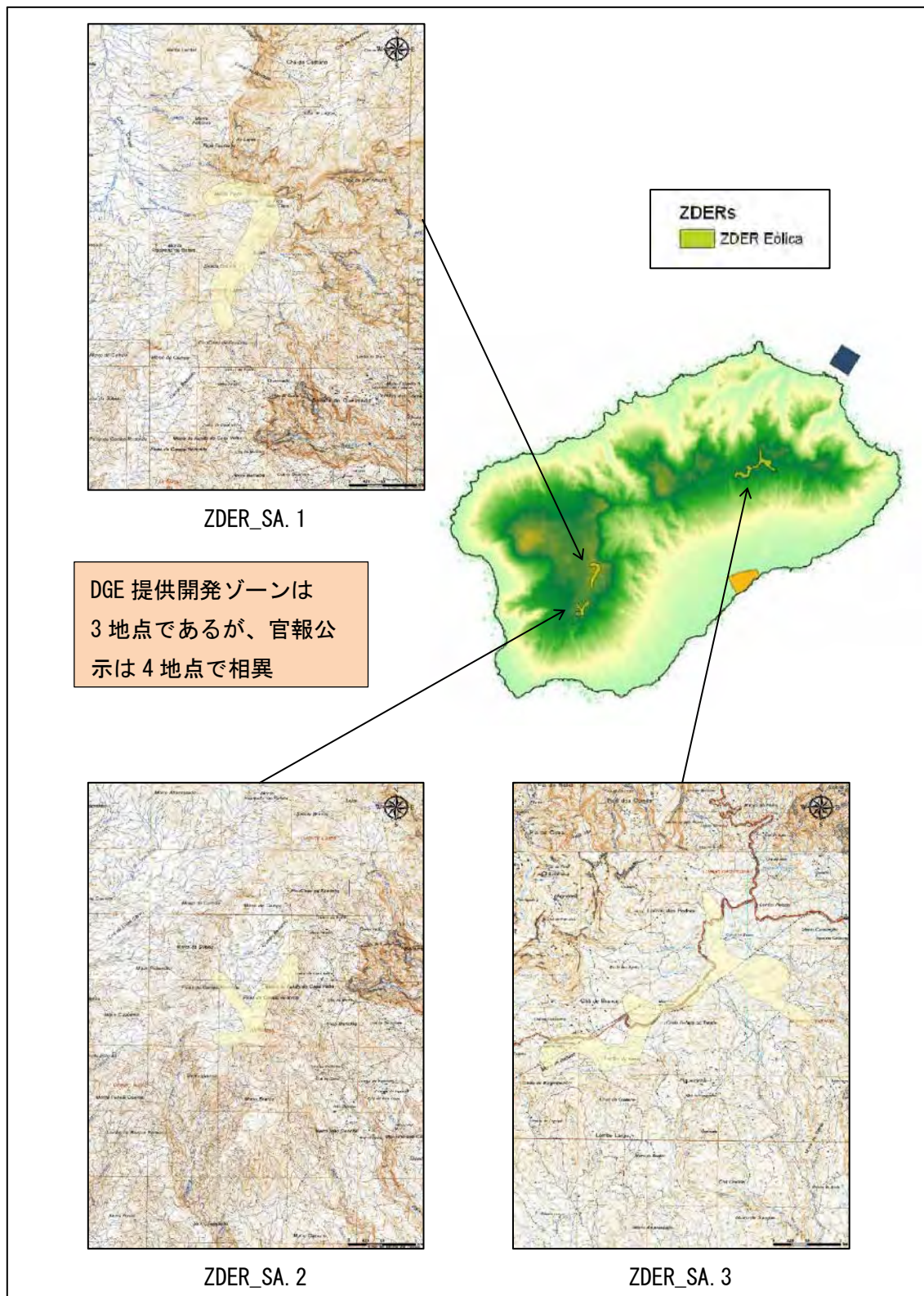
出所：調査団作成

表 7.3-12 DGE 提供と官報の風力開発ゾーン数比較

島名	DGE 入手データ	官報 (2012 年 2 月)
Santo Antão	3	4
São Vicente	3	4
São Nicolau	2	2
Sal	1	1
Boa Vista	1	2
Maio	1	1
Santiago	3	4
Fogo	2	2
Brava	1	1
計	17	21

注)・ : ゾーン数が異なる島

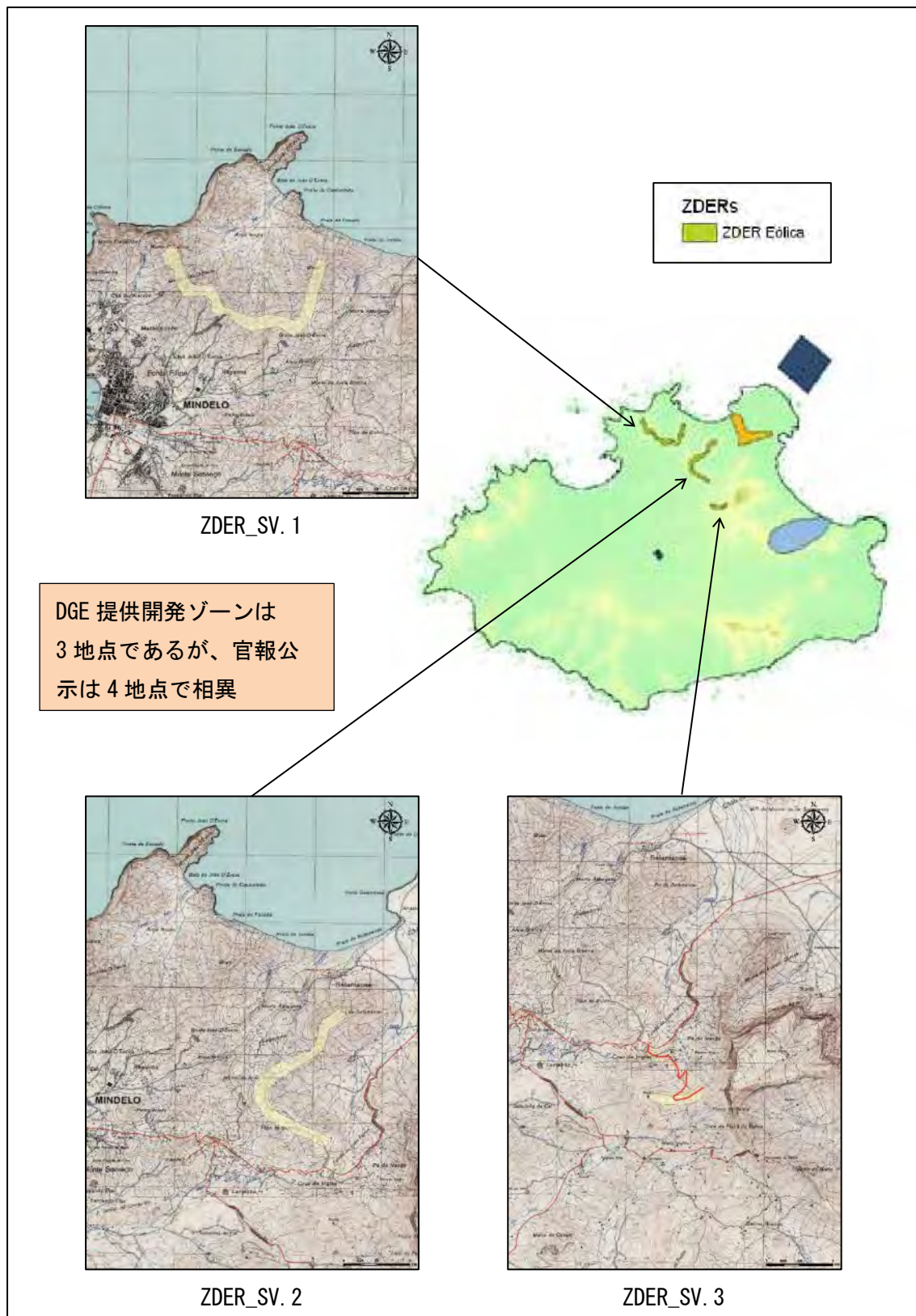
出所: 調査団作成



島全体の地図 : Cape Verde 100% Renewable Energy Plan for 2020 (October 2013) ・風力発電開発ゾーンの拡大図

出所: DGE 提供データより調査団作成

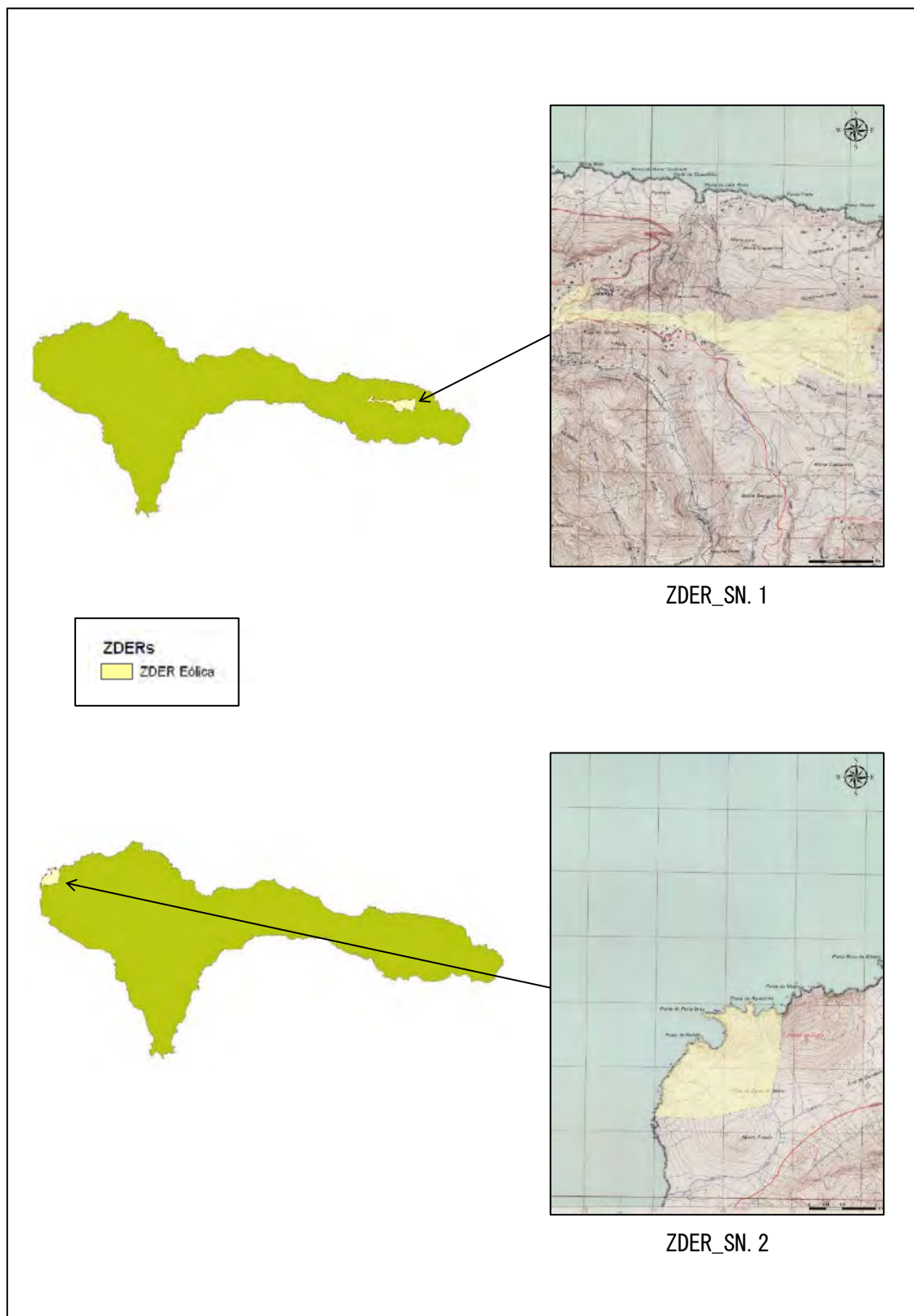
図 7.3-16 Santo Antão 風力発電開発ゾーン



・島全体の地図：Cape Verde 100% Renewable Energy Plan for 2020 (October 2013)・風力発電開発ゾーンの拡大図

出所：DGE 提供データにより調査団作成

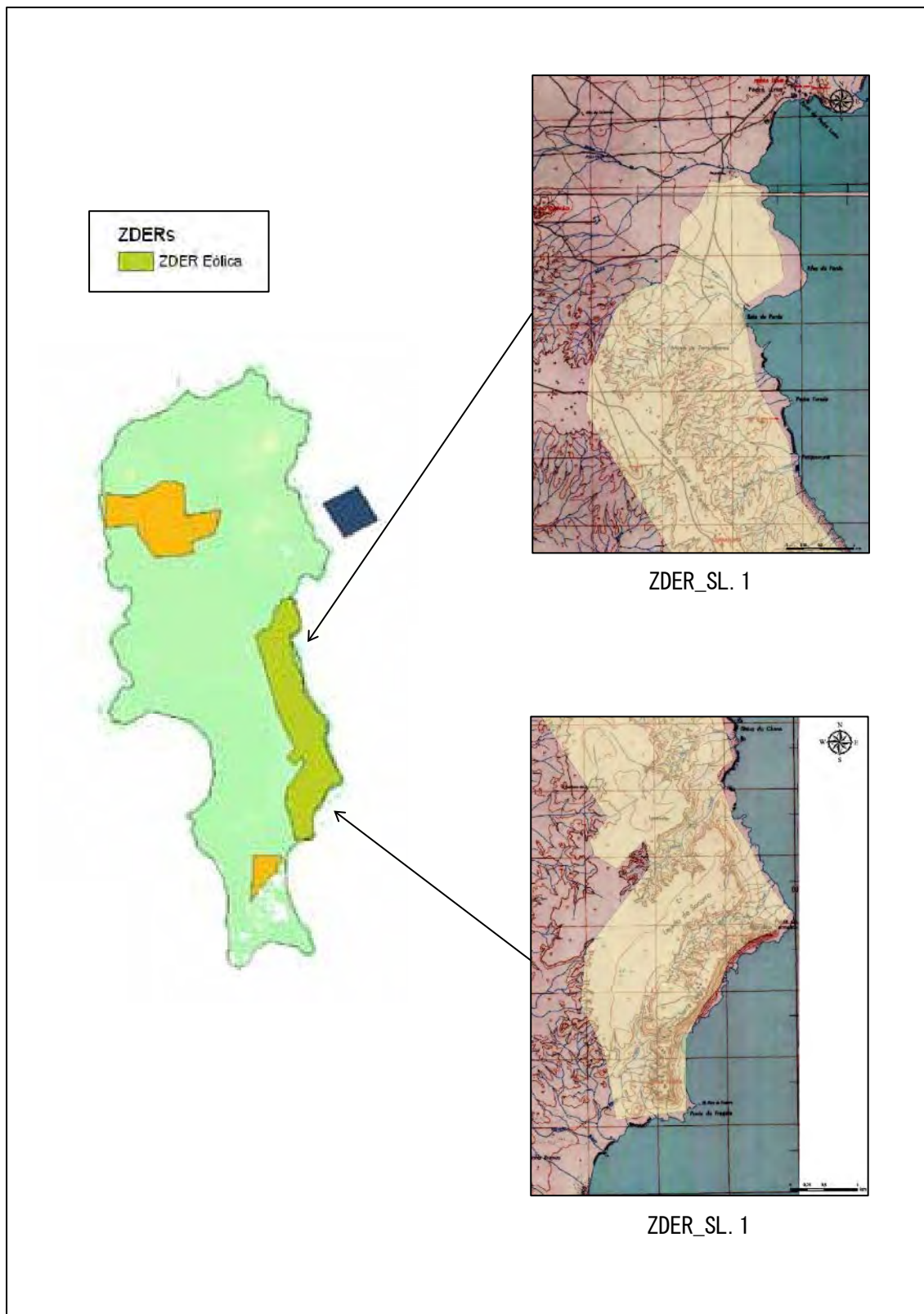
図 7.3-17 São Vicente 風力発電開発ゾーン



・島全体の地図および風力発電開発ゾーンの拡大図

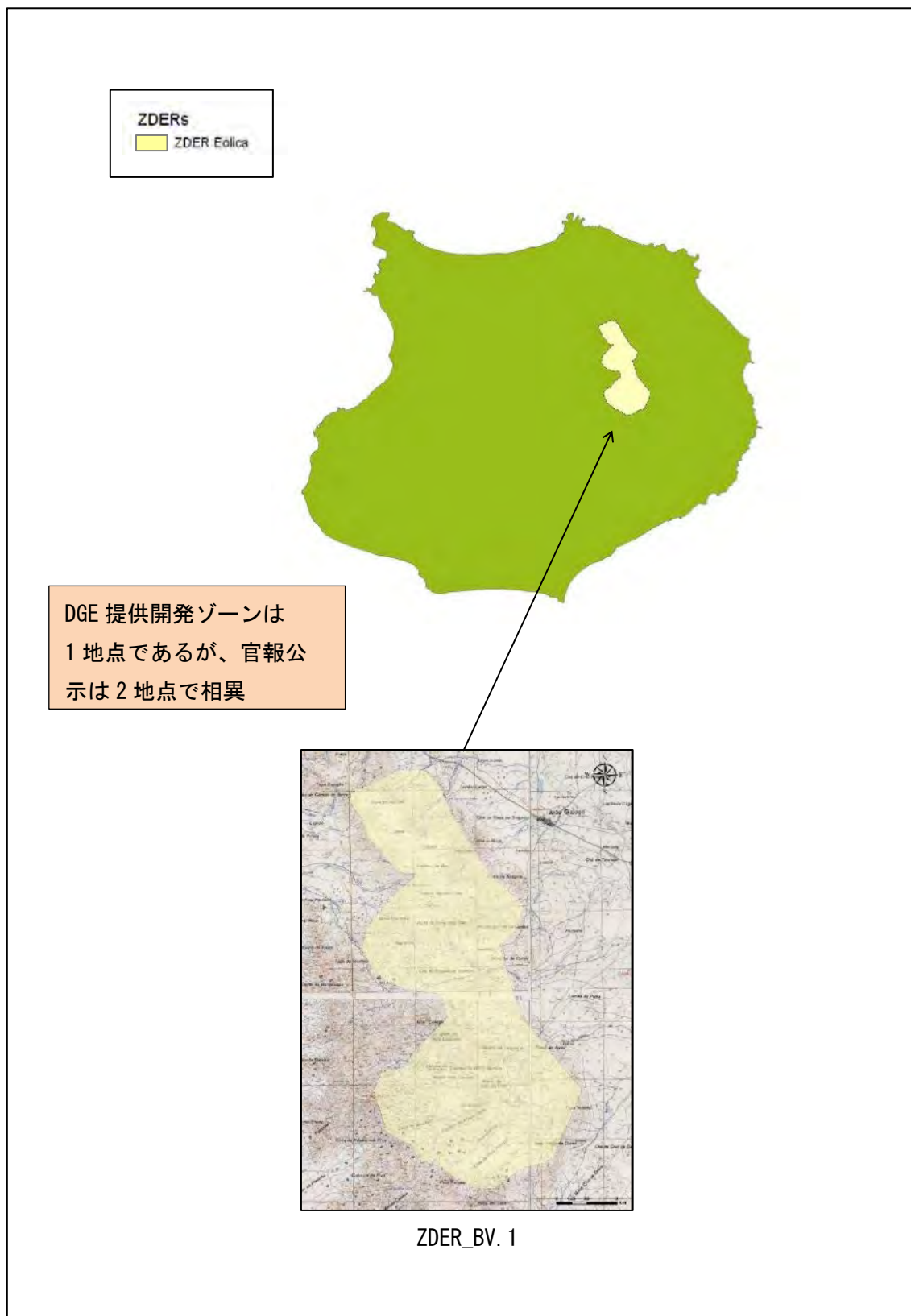
出所：DGE 提供データにより調査団作成

図 7.3-18 São Nicolau 風力発電開発ゾーン



・島全体の地図：Cape Verde 100% Renewable Energy Plan for 2020 (October 2013)・風力発電開発ゾーンの拡大図
出所：DGE 提供データにより調査団作成

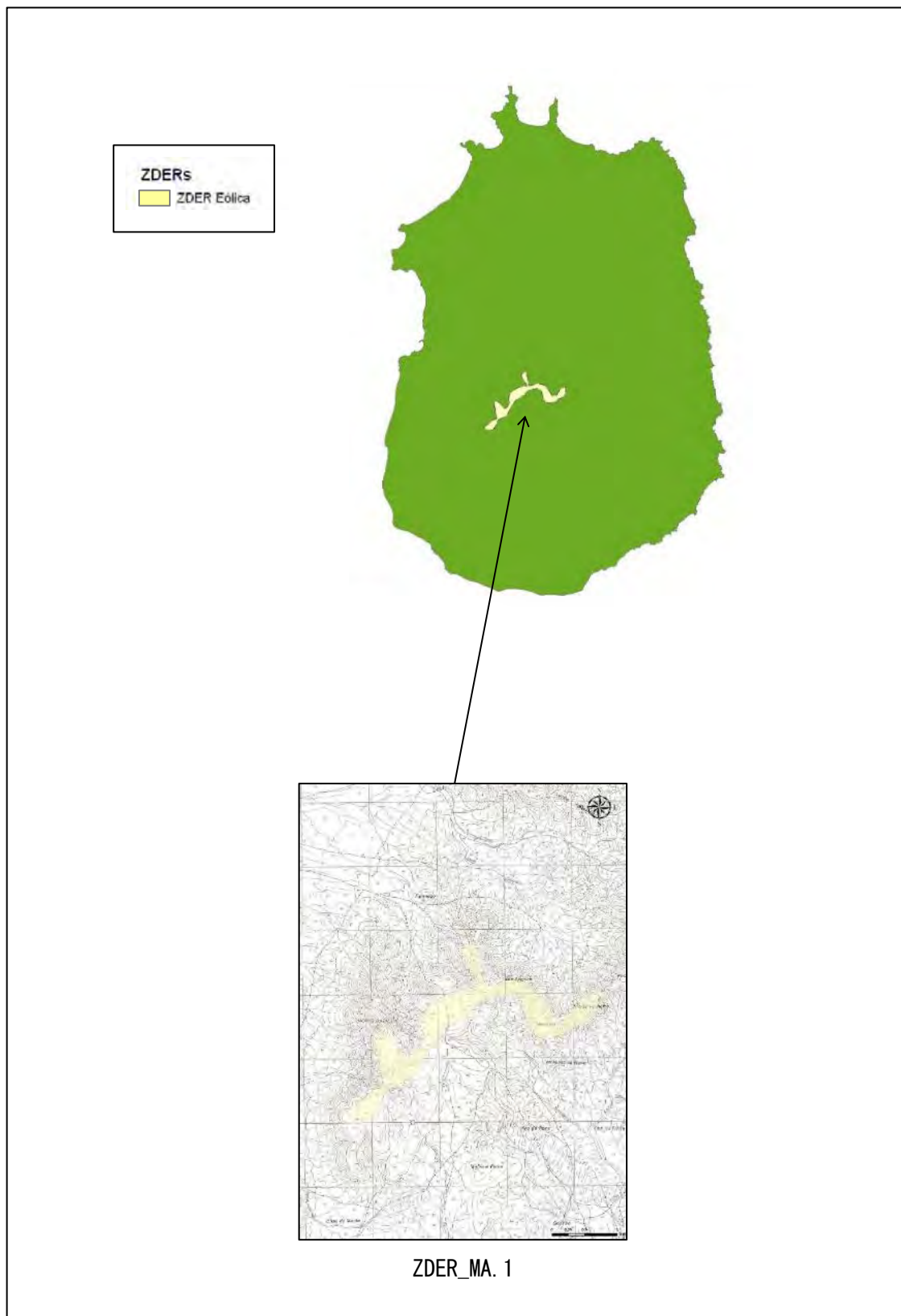
図 7.3-19 Sal 風力発電開発ゾーン



・島全体の地図および風力発電開発ゾーンの拡大図

出所：DGE 提供データにより調査団作成

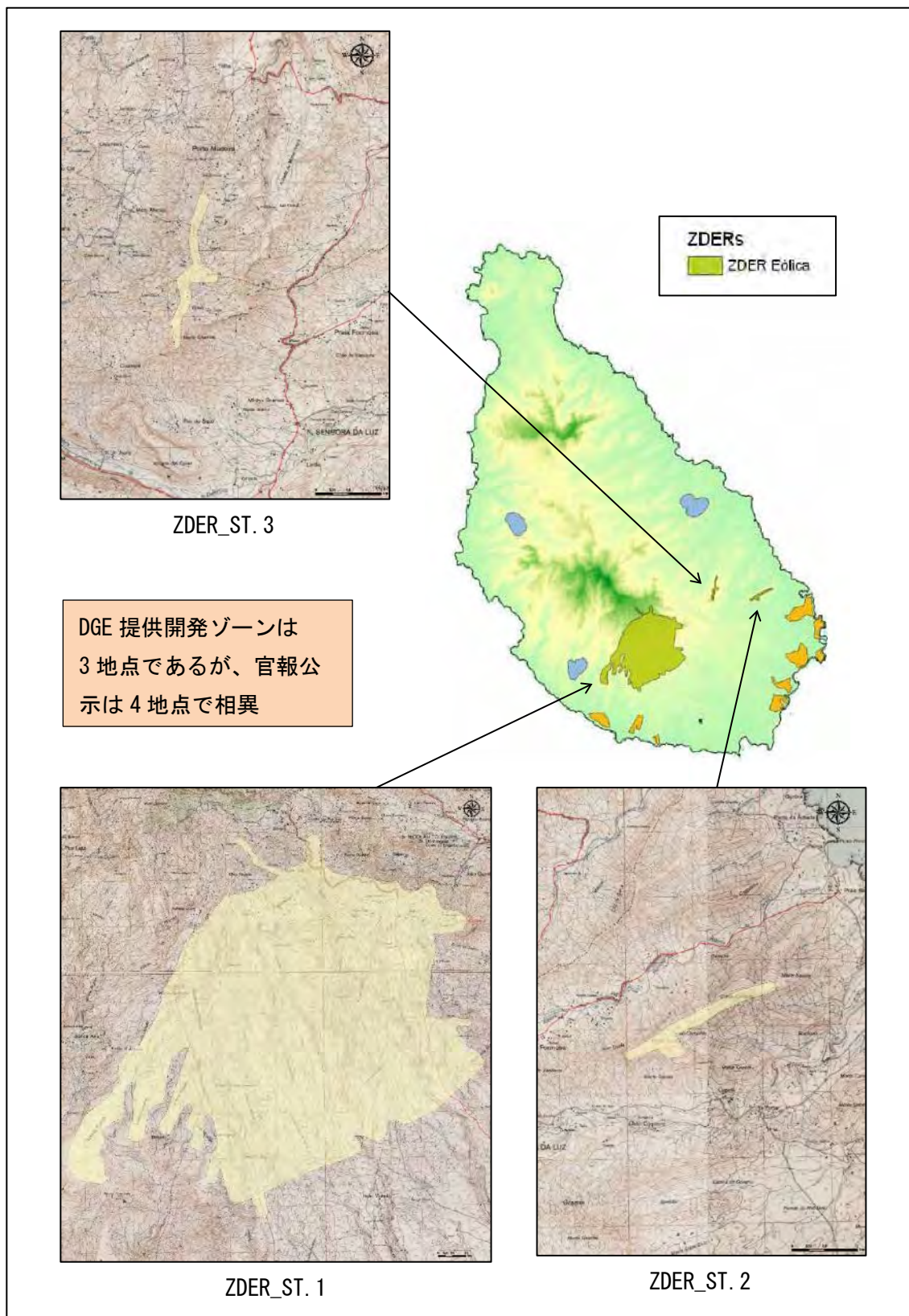
図 7.3-20 Boa Vista 風力発電開発ゾーン



・島全体の地図および風力発電開発ゾーンの拡大図

出所：DGE 提供データにより調査団作成

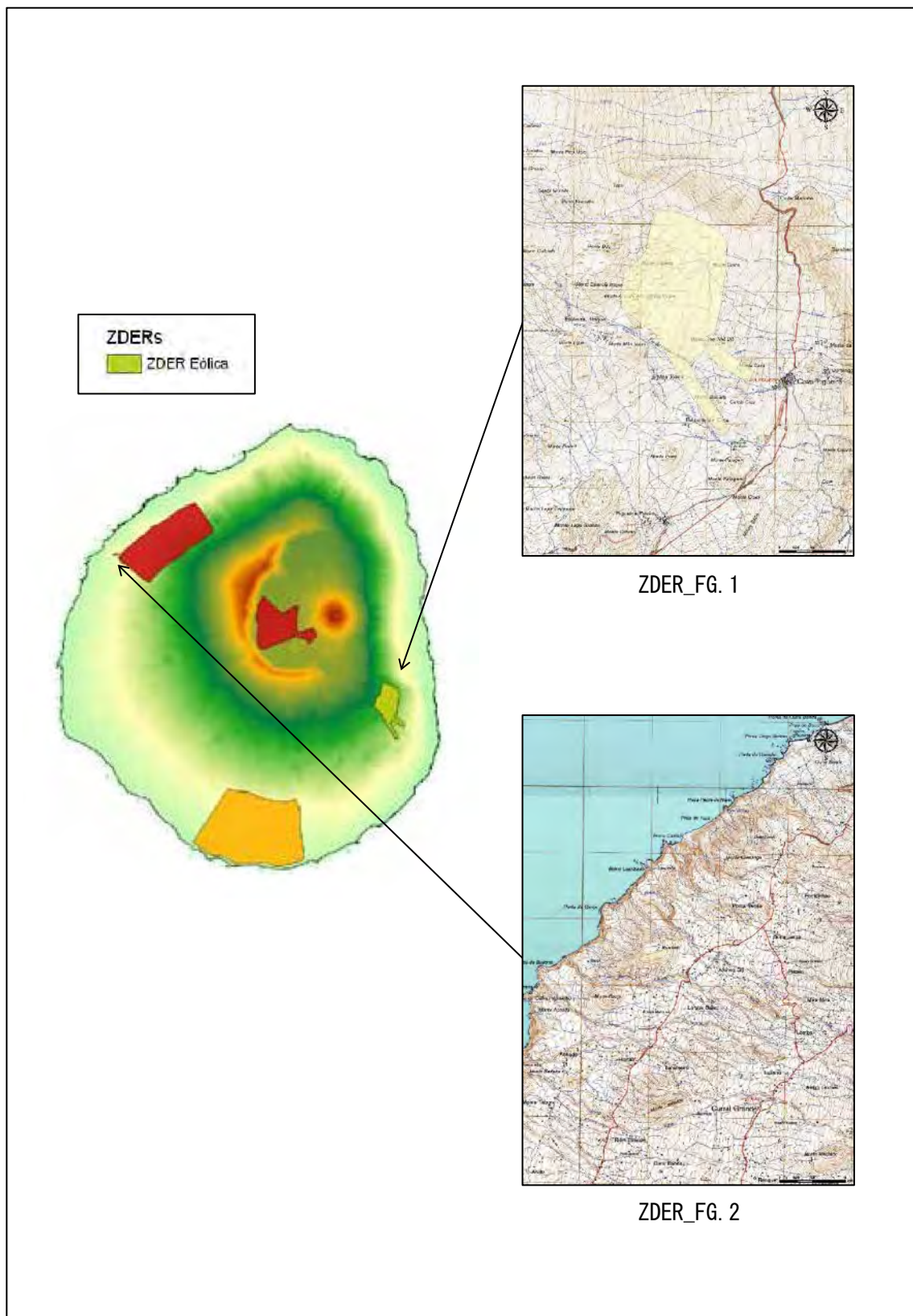
図 7.3-21 Maio 風力発電開発ゾーン



・島全体の地図：Cape Verde 100% Renewable Energy Plan for 2020 (October 2013) ・風力発電開発ゾーンの拡大図

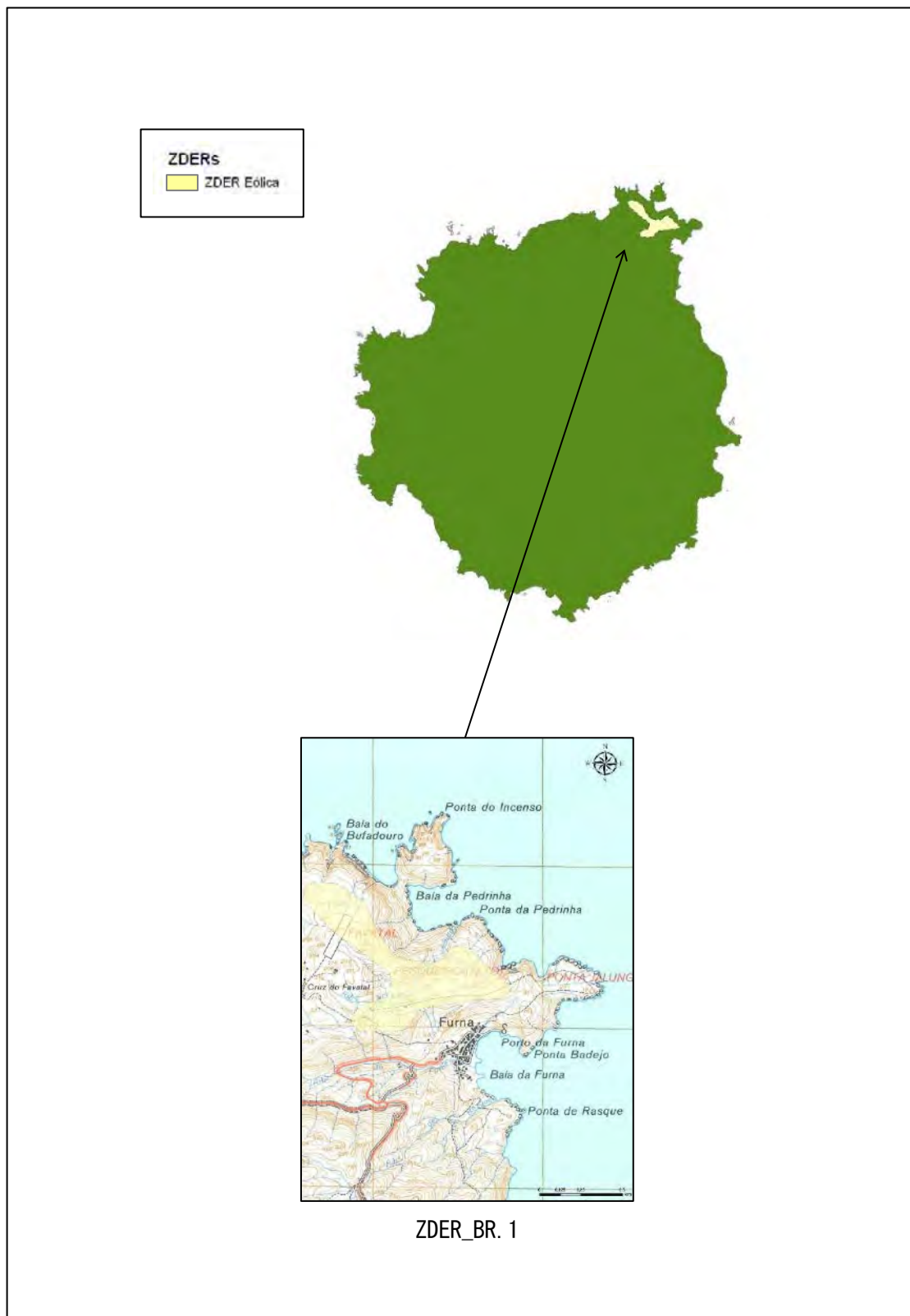
出所：DGE 提供データにより調査団作成

図 7.3-22 Santiago 風力発電開発ゾーン



・島全体の地図 : Cape Verde 100% Renewable Energy Plan for 2020 (October 2013) ・風力発電開発ゾーンの拡大図
出所 : DGE 提供データにより調査団作成

図 7.3-23 Fogo 風力発電開発ゾーン



ZDER_BR. 1

・島全体の地図および風力発電開発ゾーンの拡大図

出所：DGE 提供データにより調査団作成

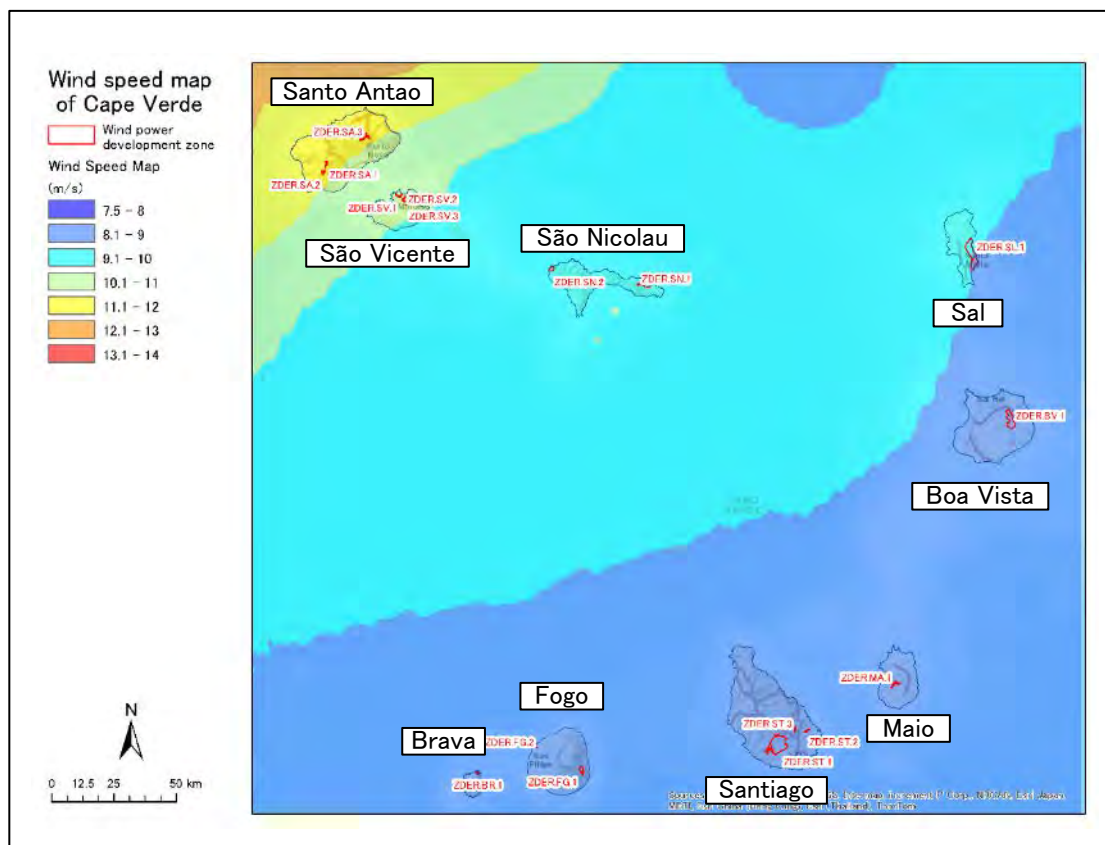
図 7.3-24 Brava 風力発電開発ゾーン

(2) 風力発電開発ゾーンの風速評価

「カ」国の年平均風速は8m/s（地上高55m）を超えており、好風況の地域である。

図 7.3-25 に数値予報データに基づく年平均風速（2015年）マップ〔地上高55m〕を示す。

表 7.3-13 に図 7.3-25 に島ごとに表示される DGE より提供された風力発電開発ゾーンのリストを示す。



出所：調査団作成

図 7.3-25 数値予報データに基づく年平均風速（2015年）マップ〔地上高55m〕

表 7.3-13 DGE より提供された風力発電開発ゾーンリスト

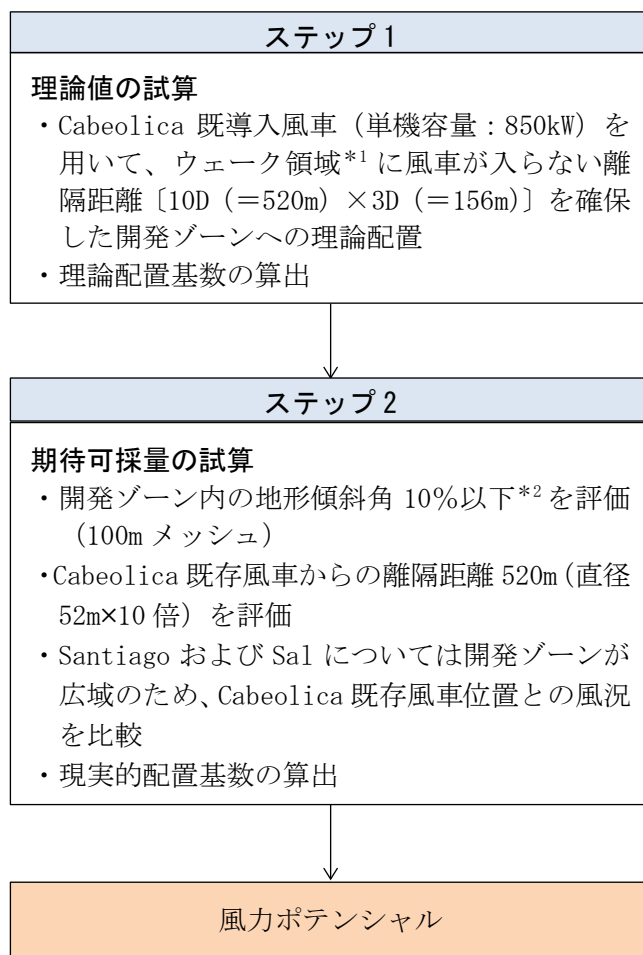
島名		ゾーン ID
1	Santo Antão	ZDER_SA. 1
2		ZDER_SA. 2
3		ZDER_SA. 3
4	São Vicente	ZDER_SV. 1
5		ZDER_SV. 2
6		ZDER_SV. 3
7	São Nicolau	ZDER_SN. 1
8		ZDER_SN. 2
9	Sal	ZDER_SL. 1
10	Boa Vista	ZDER_BV. 1
11	Maio	ZDER_MA. 1
12	Santiago	ZDER_ST. 1
13		ZDER_ST. 2
14		ZDER_ST. 3
15	Fogo	ZDER_FG. 1
16		ZDER_FG. 2
17	Brava	ZDER_BR. 1

出所：調査団作成

7.3.7 各島の風力ポテンシャル評価について

DGE より入手した風力発電開発ゾーン範囲を対象に、理論値の試算として風車理論配置の検討および配置基数の算出を行った。次に、期待可採量の試算として、地形傾斜角および既存の風車配置との離隔を考慮し、現実的な風車配置基数の算出を行った。

図 7.3-26 に各島の風力ポテンシャル評価フローを示す。



注) *1：エネルギー取得量が大きく減少する領域

*2：大型重機登坂能力の目安

出所：調査団作成

図 7.3-26 各島の風力ポテンシャル評価フロー

(1) 理論値の試算 (ステップ1)

1) 理論配置検討条件

複数台の風車を設置する場合、風車の配置は当該地域の卓越風向を考慮して決定する必要がある。風車の風下に形成される風況の乱れた領域はウェーク領域と呼ばれ、この領域に風車を設置した場合、エネルギー取得量は大きく減少する。ウェーク領域は風向と直角方向に $3D$ (D : ロータ直径)、風下方向に約 $10D$ 程度であることが、実験や実測により確かめられている。

従って、仮配置 (理論配置) 検討は、「カ」国における卓越風向 (北東) に対するウェーク領域を考慮して行った。

既導入風車 (単機容量: 850kW) を検討風車とした場合の離隔距離 [520m (直径 $52\text{m} \times 10$ 倍) $\times 156\text{m}$ (直径 $52\text{m} \times 3$ 倍)] を条件に風力発電開発ゾーンへの風車理論配置検討および理論配置基数の算出を行った。

表 7.3-14 に風車理論配置検討条件を示す。

表 7.3-14 風車理論配置検討条件

	検討条件
風車機種	メーカー: Vestas 社 型式: V52-850kW 定格出力: 850kW ロータ直径: 52m ハブ高さ: 55m
卓越風向	北東
風車離隔	<p style="text-align: center;">卓越風向が顕著な場合</p> <p style="font-size: small;"> D : ロータ直径 ● : 風車の設置場所 </p>

出所: 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、風力発電導入ガイドブック (2008年2月改訂第9版)

2) 理論配置検討結果

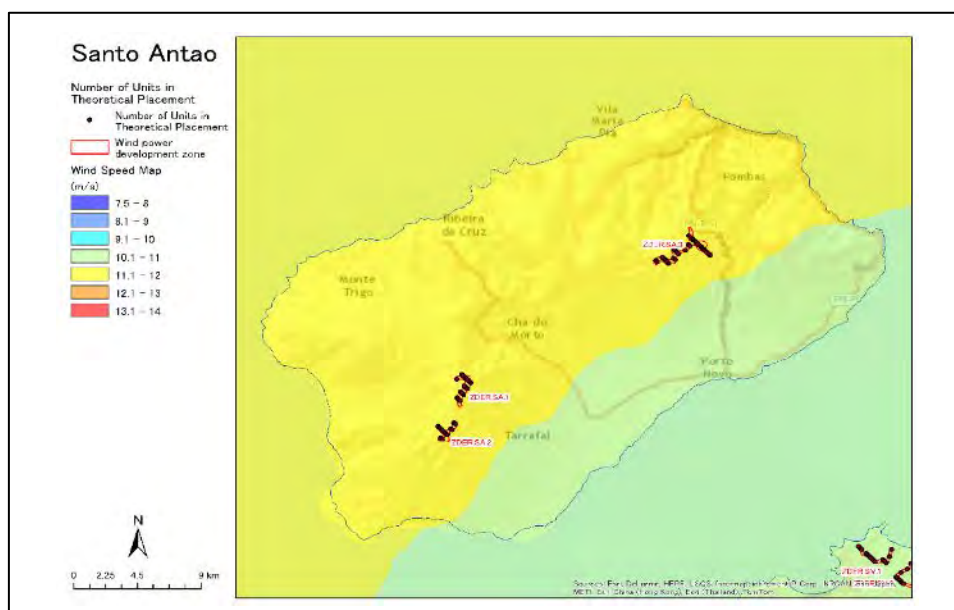
表 7.3-15 に理論風車配置基数および潜在賦存量を示す。

図 7.3-27～図 7.3-35 に 9 島の風力発電開発ゾーン内理論配置を示す。

表 7.3-15 理論風車配置基数および潜在賦存量

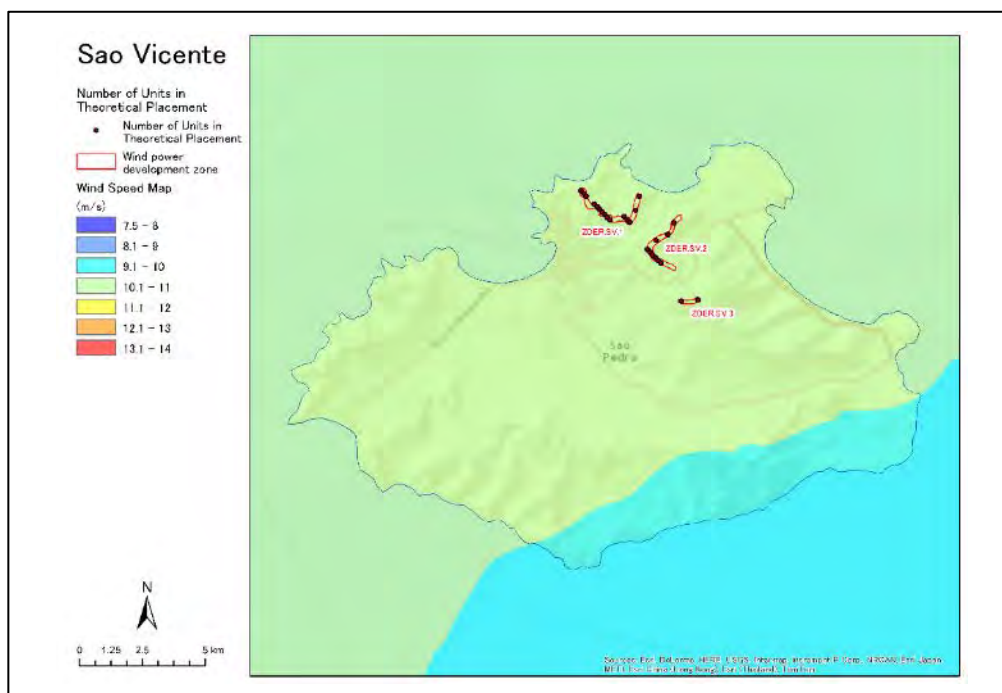
島名	ゾーンID	ゾーン面積(km ²)	理論風車配置数(基)	単機容量(kW)	潜在賦存量(MW)
Santo Antao	ZDER.SA.1	1.04	17	850	14.5
	ZDER.SA.2	0.64	13		11.1
	ZDER.SA.3	1.91	31		26.4
Sao Vicente	ZDER.SV.1	0.64	15		12.8
	ZDER.SV.2	0.53	9		7.7
	ZDER.SV.3	0.12	2		1.7
Sao Nicolau	ZDER.SN.1	3.15	48		40.8
	ZDER.SN.2	2.18	31		26.4
Sal	ZDER.SL.1	22.10	351		298.4
Boa Vista	ZDER.BV.1	1.36	202		171.7
Maio	ZDER.MA.1	1.71	23		19.6
Santiago	ZDER.ST.1	36.00	525		446.3
	ZDER.ST.2	0.52	9		7.7
	ZDER.ST.3	0.43	8		6.8
Fogo	ZDER.FG.1	2.90	45		38.3
	ZDER.FG.2	0.04	1	0.9	
Brava	ZDER.BR.1	0.37	7	6.0	
計	—	75.64	1,337	—	1,136.5

出所:調査団作成



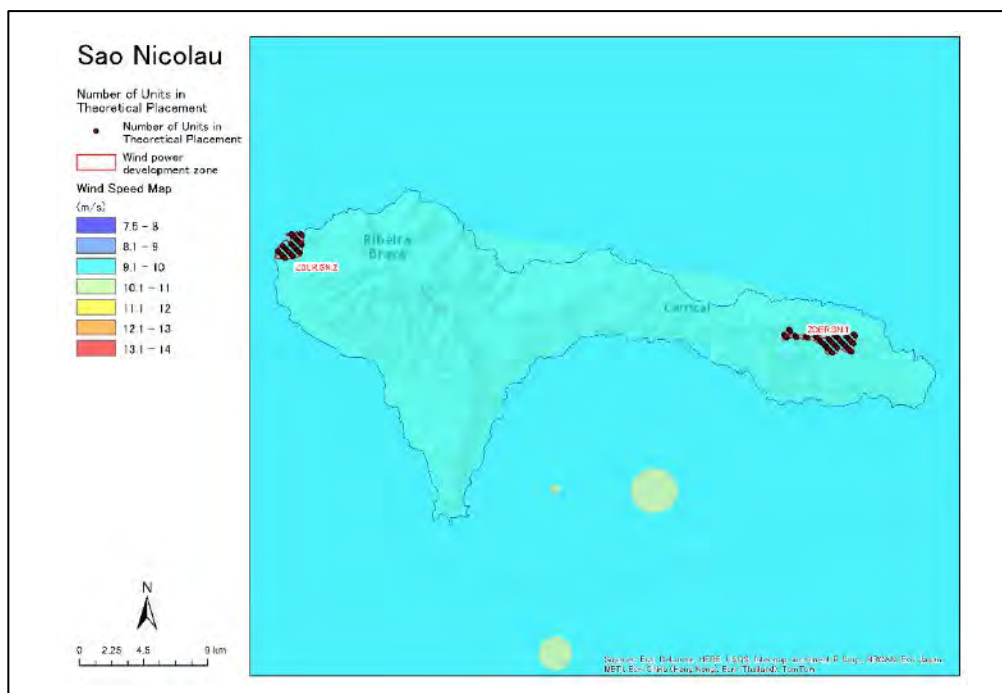
出所:調査団作成

図 7.3-27 Santo Antão 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン : 3 地点)



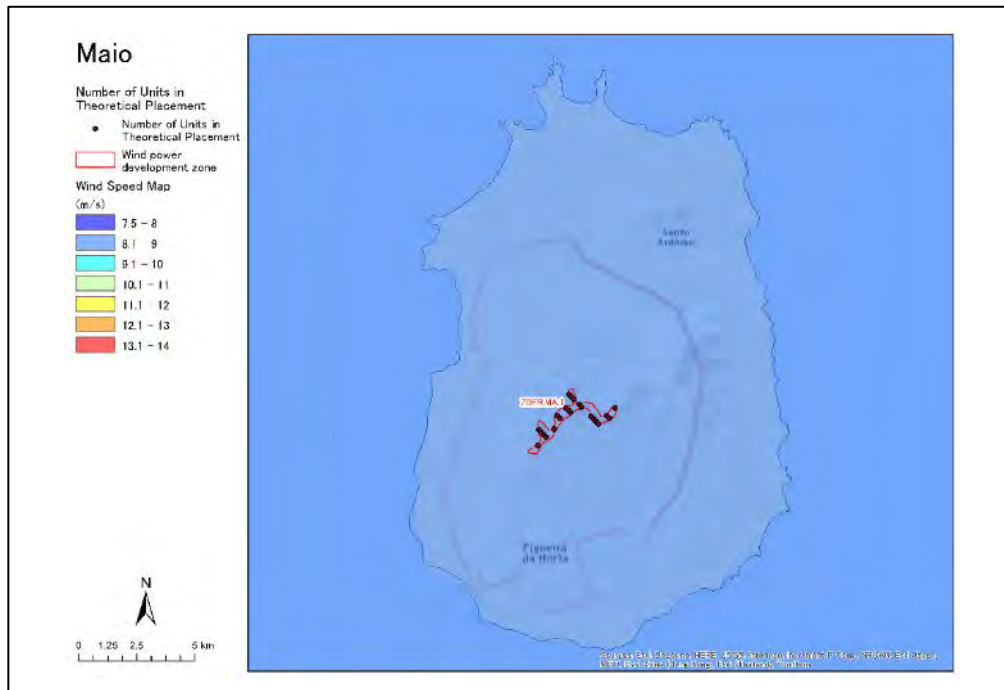
出所: 調査団作成

図 7.3-28 São Vicente 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン : 3 地点)



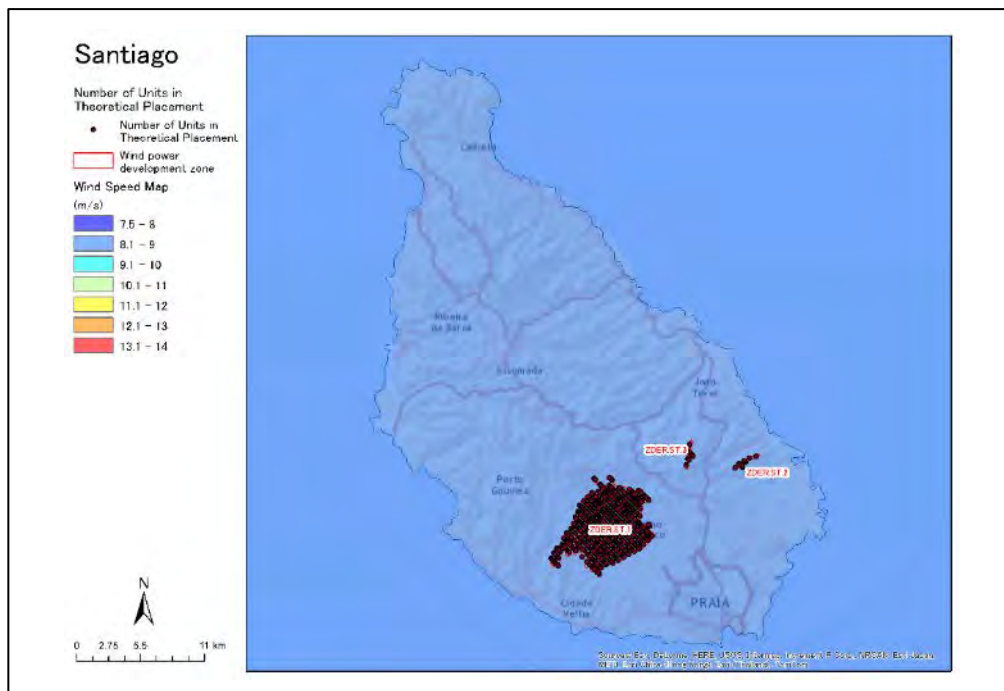
出所: 調査団作成

図 7.3-29 São Nicolau 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン : 2 地点)



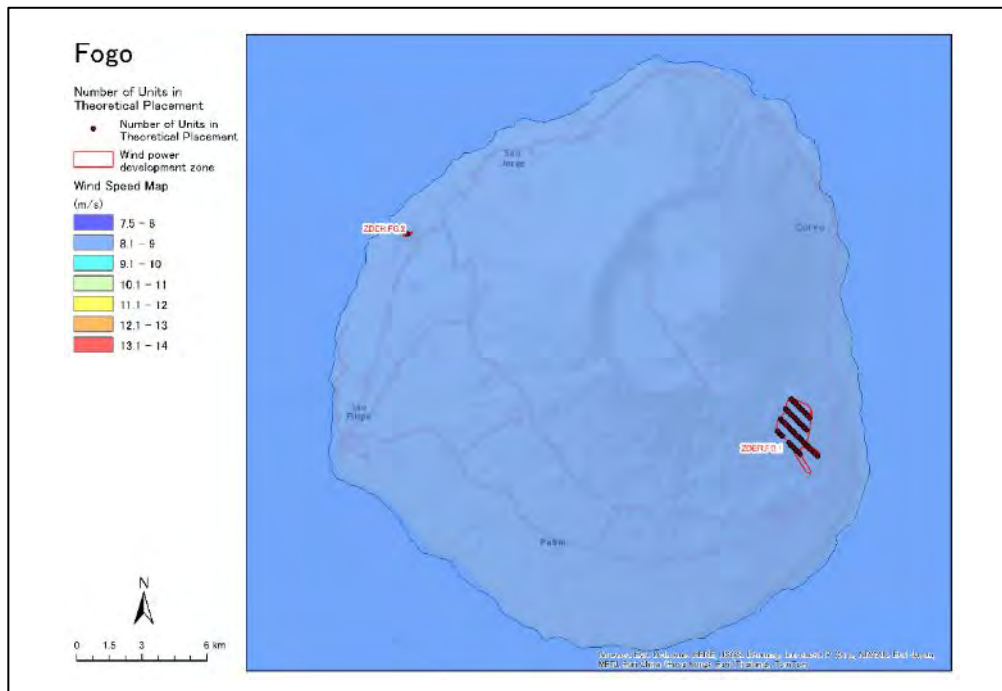
出所: 調査団作成

図 7.3-32 Maio 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン: 1 地点)



出所: 調査団作成

図 7.3-33 Santiago 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン: 3 地点)



出所: 調査団作成

図 7.3-34 Fogo 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン : 2 地点)

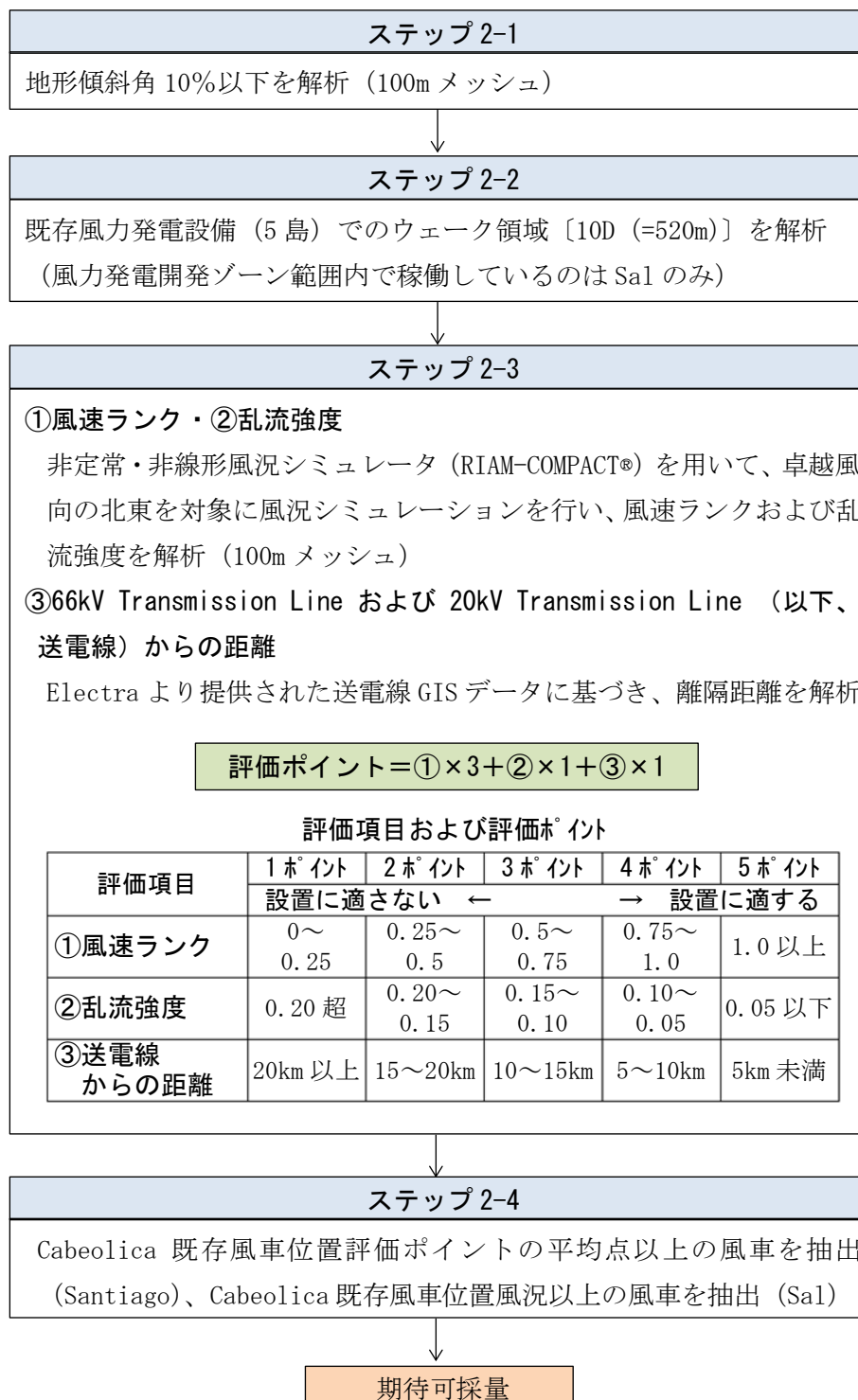


出所: 調査団作成

図 7.3-35 Brava 風力発電開発ゾーン内理論配置 (開発ゾーン : 1 地点)

(2) 期待可採量の試算 (ステップ 2)

図 7.3-36 に期待可採量の試算フローを示す。



出所:調査団作成

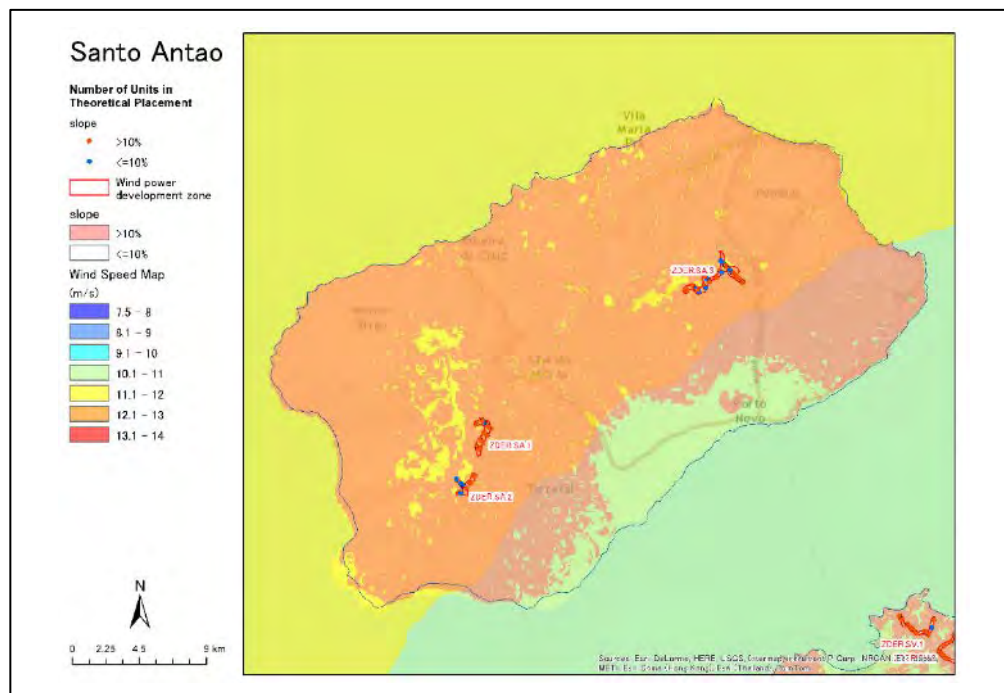
図 7.3-36 期待可採量の試算フロー

1) 地形傾斜角の評価 (ステップ 2-1)

風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角 10%以下を 100m メッシュで評価した。

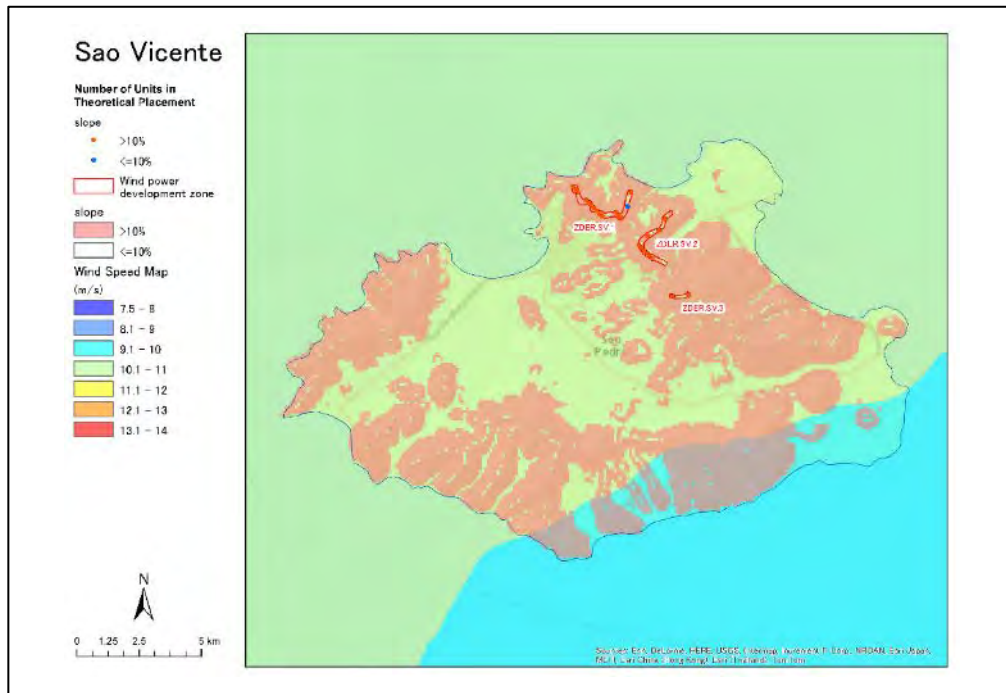
なお、評価のため地形データとして、SRTM (Shuttle Reader Topography Mission) 90mメッシュ標高データを使用した。

図 7.3-37～図 7.3-45 に 9 島の風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角を示す。



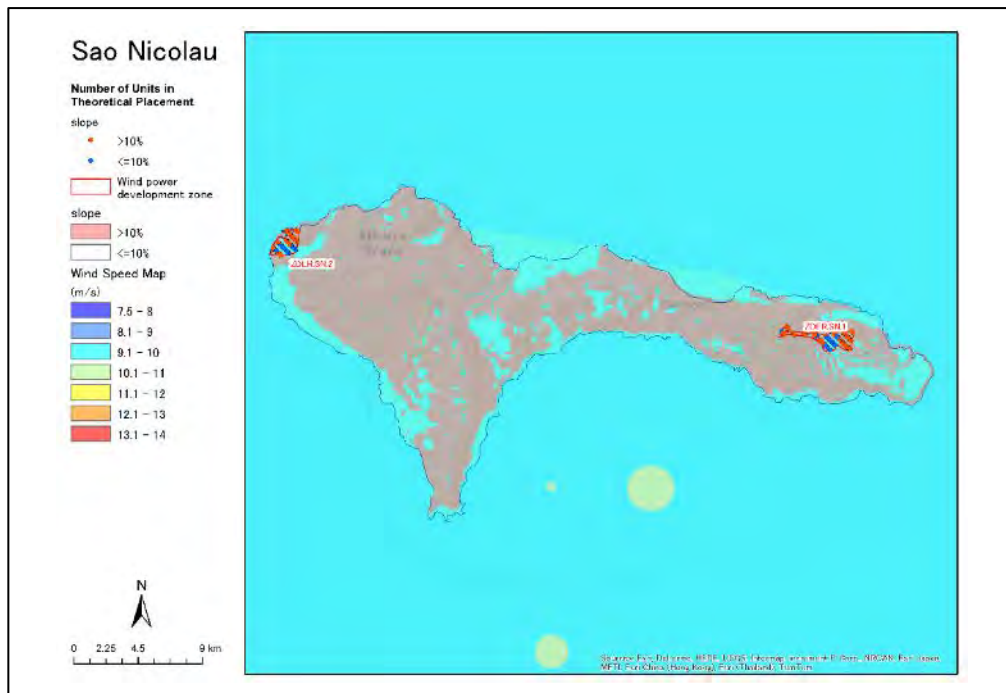
出所: 調査団作成

図 7.3-37 Santo Antão 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角



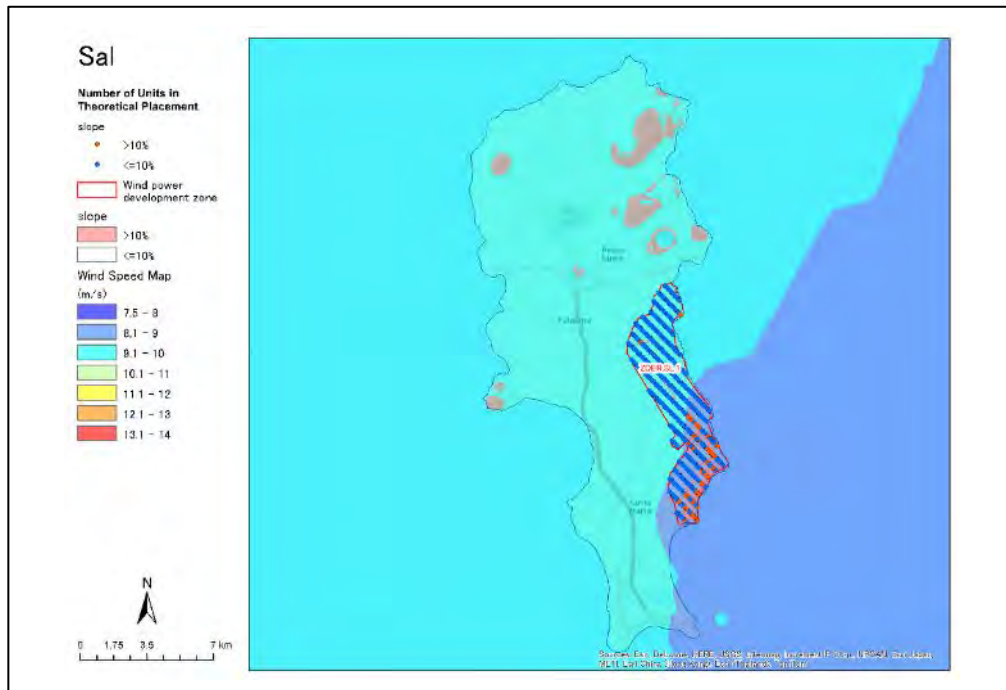
出所: 調査団作成

図 7.3-38 São Vicente 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角



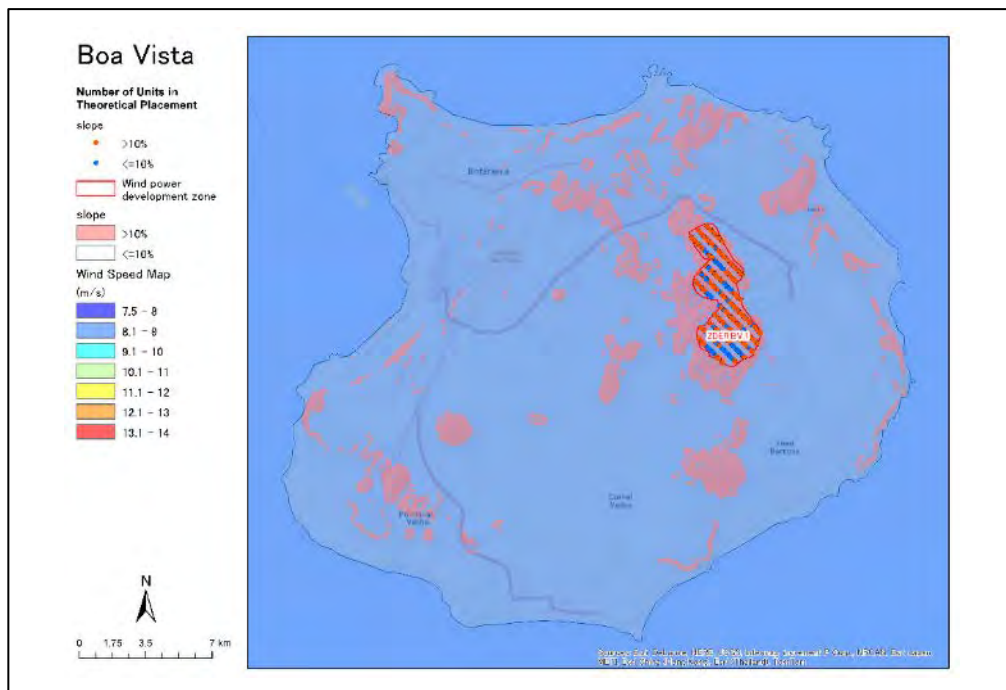
出所: 調査団作成

図 7.3-39 São Nicolau 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角



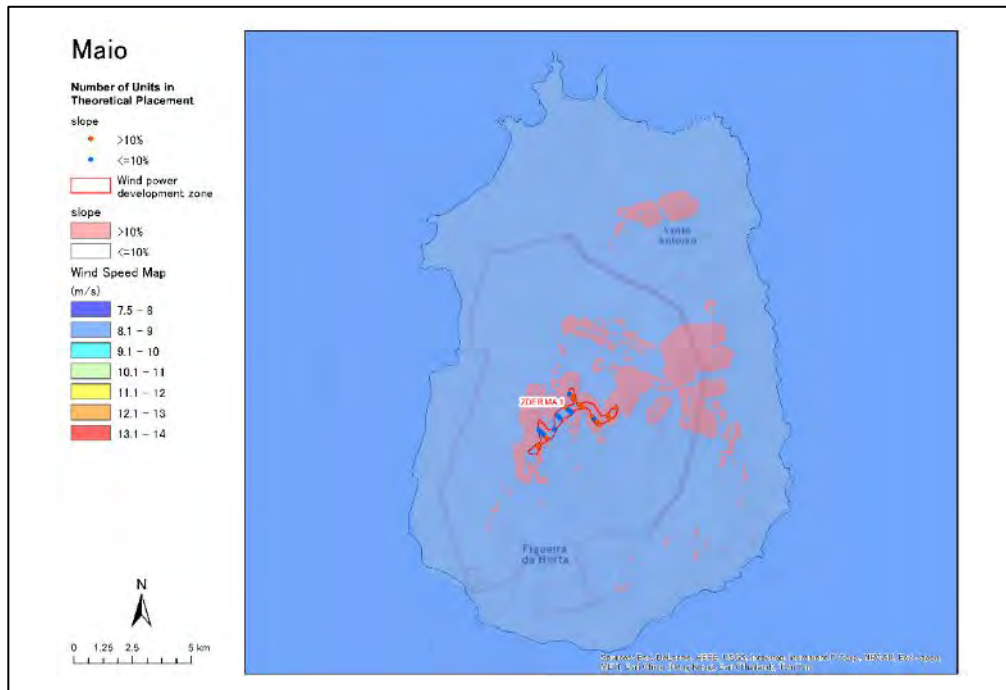
出所: 調査団作成

図 7.3-40 Sal 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角



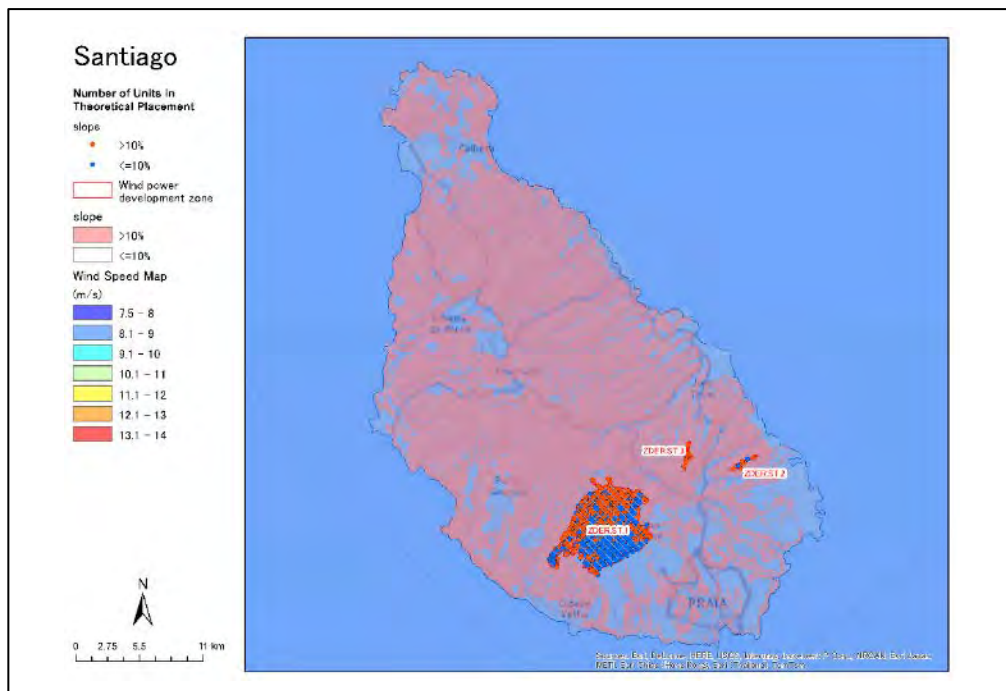
出所: 調査団作成

図 7.3-41 Boa Vista 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角



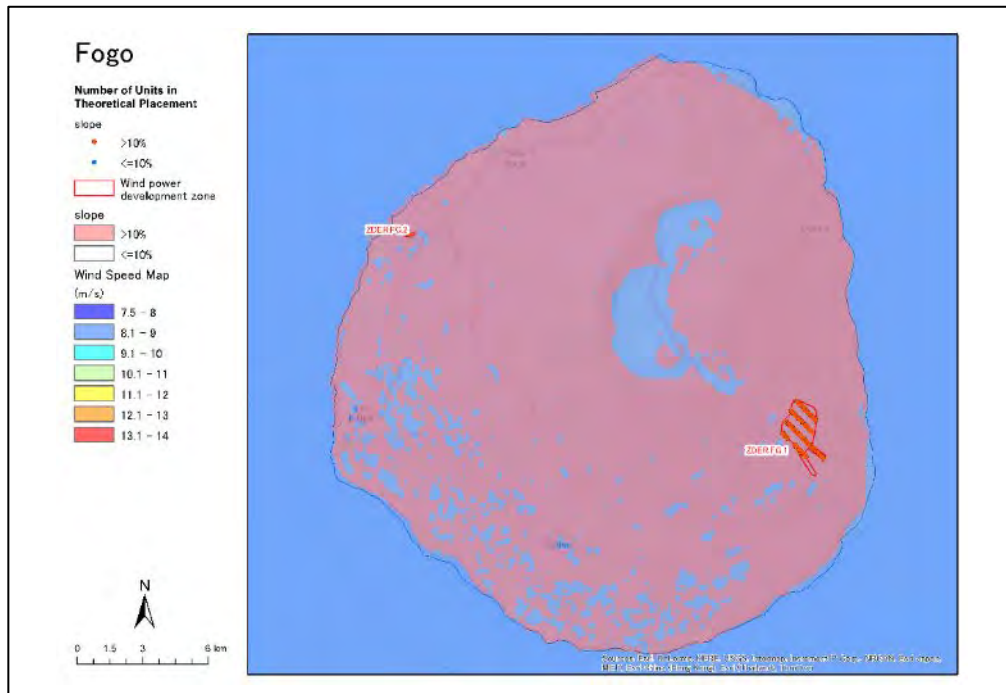
出所: 調査団作成

図 7.3-42 Maio 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角



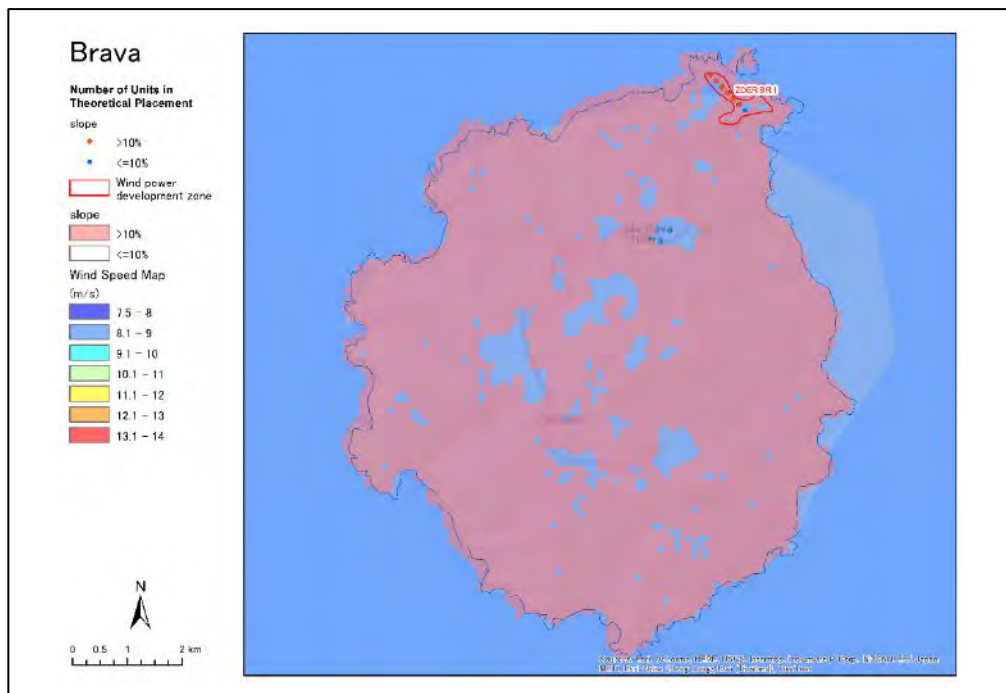
出所: 調査団作成

図 7.3-43 Santiago 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角



出所: 調査団作成

図 7.3-44 Fogo 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角



出所: 調査団作成

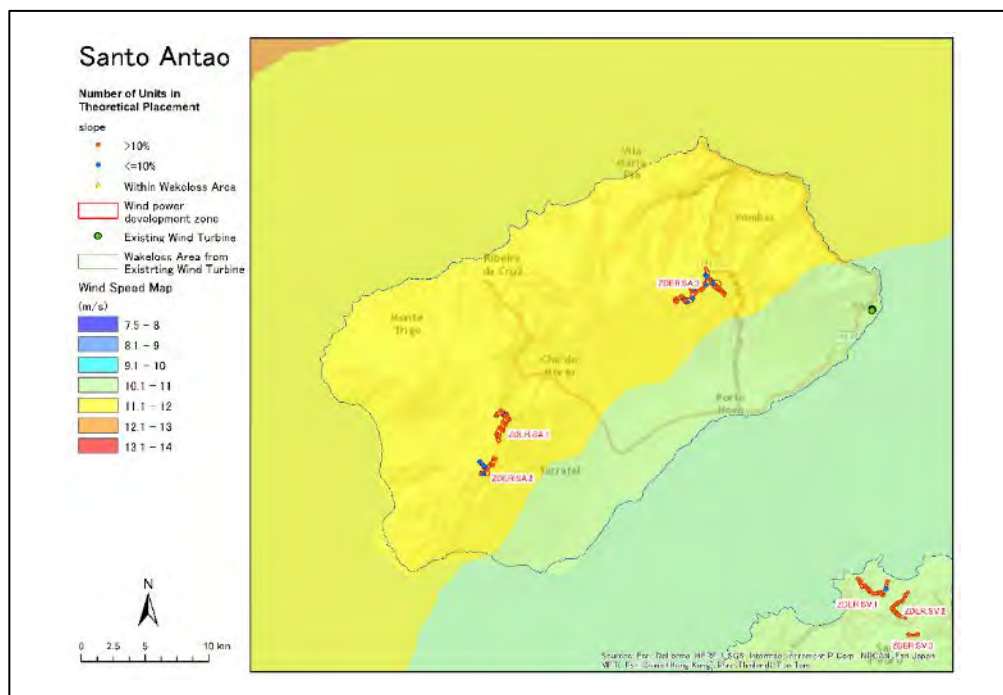
図 7.3-45 Brava 風力発電開発ゾーン内の地形傾斜角

2) 既存風車配置との離隔距離 (ステップ 2-2)

「カ」国では、風力 IPP の 2 事業者 (Cabeolica、Electric) の保有する風力発電設備が 5 島 (Santo Antão、São Vicente、Sal、Boa Vista、Santiago) で稼働している。

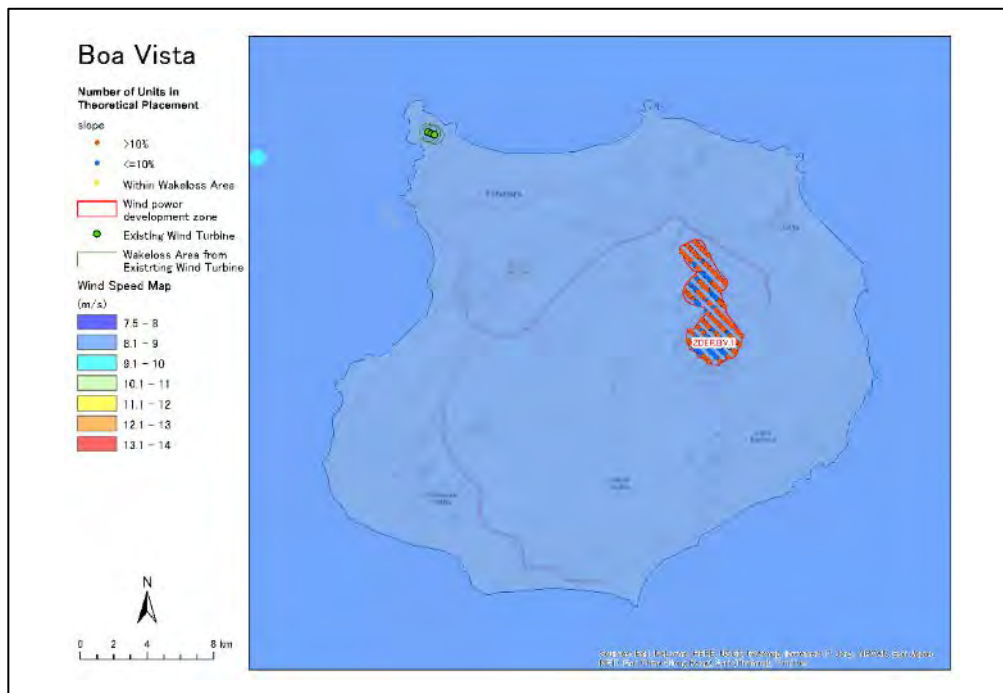
この内、風力発電開発ゾーン範囲内で稼働しているのは Sal のみである。

よって、図 7.3-46～図 7.3-50 に 5 島の風力発電開発ゾーンと既存風車離隔を示す。



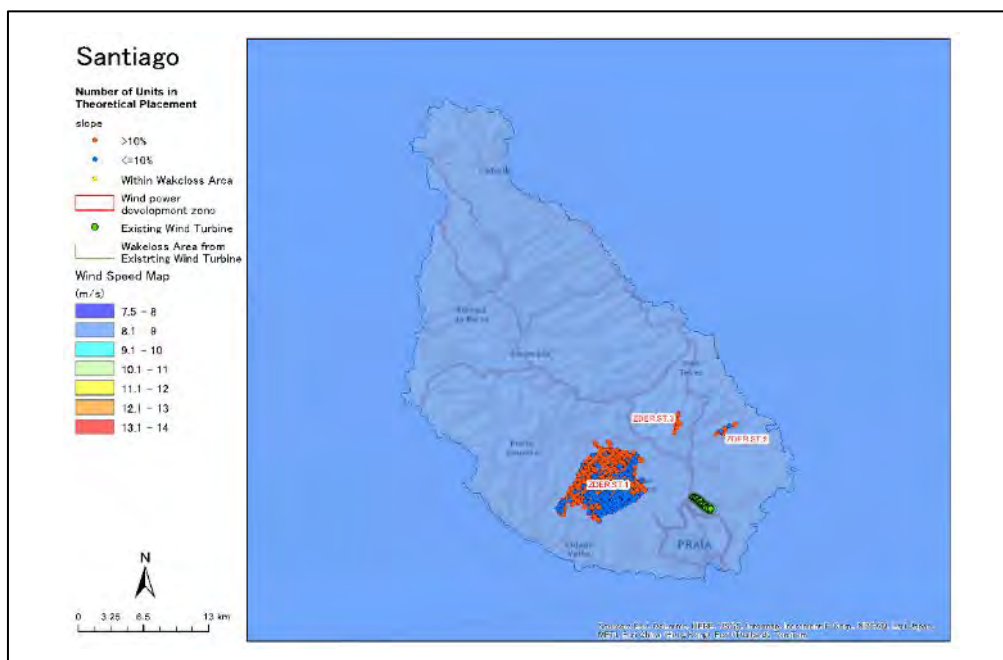
出所: 調査団作成

図 7.3-46 Santo Antão 風力発電開発ゾーンと既存風車離隔



出所: 調査団作成

図 7.3-49 Boa Vista 風力発電開発ゾーンと既存風車離隔



出所: 調査団作成

図 7.3-50 Santiago 風力発電開発ゾーンと既存風車離隔

3) 地形傾斜角および既存風車ウェーク領域を考慮した風車配置検討結果

風車配置検討の結果、São Vicente のゾーン 2 箇所 (SV.2、SV.3)、Santiago のゾーン 1 箇所 (ST.3) および Fogo のゾーン 2 箇所 (FG.1、FG.2) で賦存量が「0」となった。

これは、地形の傾斜角が 10%を超えるためである。

また、Sal のゾーン 1 箇所 (SL.1) および Santiago のゾーン 1 箇所 (ST.1) で賦存量の差が大きくなった。

表 7.3-16 に地形傾斜角および既存風車ウェーク領域を考慮した風車配置基数および賦存量を示す。

表 7.3-17 に DGE より入手した官報 (2012 年 2 月) に示される風力発電賦存量との比較を示す。

表 7.3-16 地形傾斜角および既存風車ウェーク領域を考慮した風車配置基数および賦存量

島名	ゾーンID	理論風車数	傾斜角10%以下の理論風車数	傾斜角10%以下で既存風車のWakelossに含まれない風車数	単機容量(kW)	賦存量(MW)
Santo Antao	ZDER.SA.1	17	2	2	850	1.7
	ZDER.SA.2	13	6	6		5.1
	ZDER.SA.3	31	9	9		7.7
Sao Vicente	ZDER.SV.1	15	1	1		0.9
	ZDER.SV.2	9	0	0		0.0
	ZDER.SV.3	2	0	0		0.0
Sao Nicolau	ZDER.SN.1	48	16	16		13.6
	ZDER.SN.2	31	11	11		9.4
Sal	ZDER.SL.1	351	308	273		232.1
Boa Vista	ZDER.BV.1	202	53	53		45.1
Maio	ZDER.MA.1	23	10	10		8.5
Santiago	ZDER.ST.1	525	263	263		223.6
	ZDER.ST.2	9	2	2		1.7
	ZDER.ST.3	8	0	0		0.0
Fogo	ZDER.FG.1	45	0	0		0.0
	ZDER.FG.2	1	0	0		0.0
Brava	ZDER.BR.1	7	1	1	0.9	

出所:調査団作成

表 7.3-17 風力発電賦存量比較

島名	ゾーンID	ゾーン面積(km ²)	本調査	官報(2012年2月)
			賦存量(MW)	
Santo Antao	ZDER.SA.1	1.04	1.7	11.1
	ZDER.SA.2	0.64	5.1	11.1
	ZDER.SA.3	1.91	7.7	12.8
Sao Vicente	ZDER.SV.1	0.64	0.9	10.2
	ZDER.SV.2	0.53	0.0	7.7
	ZDER.SV.3	0.12	0.0	2.6
Sao Nicolau	ZDER.SN.1	3.15	13.6	14.5
	ZDER.SN.2	2.18	9.4	1.32
Sal	ZDER.SL.1	22.10	232.1	38.4
Boa Vista	ZDER.BV.1	1.36	45.1	20.4
Maio	ZDER.MA.1	1.71	8.5	14.5
Santiago	ZDER.ST.1	36.00	223.6	96.9
	ZDER.ST.2	0.52	1.7	6.8
	ZDER.ST.3	0.43	0.0	6.0
Fogo	ZDER.FG.1	2.90	0.0	17.9
	ZDER.FG.2	0.04	0.0	1.7
Brava	ZDER.BR.1	0.37	0.9	6.0

出所:調査団作成

4) Santiago 評価ポイント解析および Sal 風速評価 (ステップ 2-3~2-4)

賦存量の差が大きくなった Santiago を対象に評価ポイント解析を実施し賦存量を算出した。また、同じく賦存量の差が大きくなった Sal について風速条件を考慮して賦存量を算出した。

a. Santiago (ST.1) の評価

(a) 評価条件

非定常・非線形風況シミュレータ (RIAM-COMPACT®) を用いて、卓越風向の北東を対象に風況シミュレーションを行い、風速ランクマップおよび乱流強度マップを作成した。風況シミュレーションには、地形傾斜角の評価で構築した地形データを使用した。

また、Electra より提供された 66kV Transmission Line および 20kV Transmission Line の GIS データに基づき、離隔距離の解析を行った。

これら 3 つの要素により 100m メッシュの評価ポイントマップを作成した。

表 7.3-18 に評価項目および評価ポイントを示す。

図 7.3-51 に風況シミュレーション条件を示す。

図 7.3-52~図 7.3-54 に風速ランクマップ、乱流強度マップおよび 66kV Transmission Line および 20kV Transmission Line からの離隔距離マップを示す。

図 7.3-55 に評価ポイントマップを示す。

表 7.3-18 評価項目および評価ポイント

評価項目	1ポイント	2ポイント	3ポイント	4ポイント	5ポイント
	設置に適さない ←			→ 設置に適する	
① 風速ランク	0～0.25	0.25～0.5	0.5～0.75	0.75～1.0	1.0以上
② 乱流強度	0.20超	0.20～0.15	0.15～0.10	0.10～0.05	0.05以下
③ 66kV Transmission Line 及び 20kV Transmission Line からの距離	20km以上	15～20km	10～15km	5～10km	5km未満

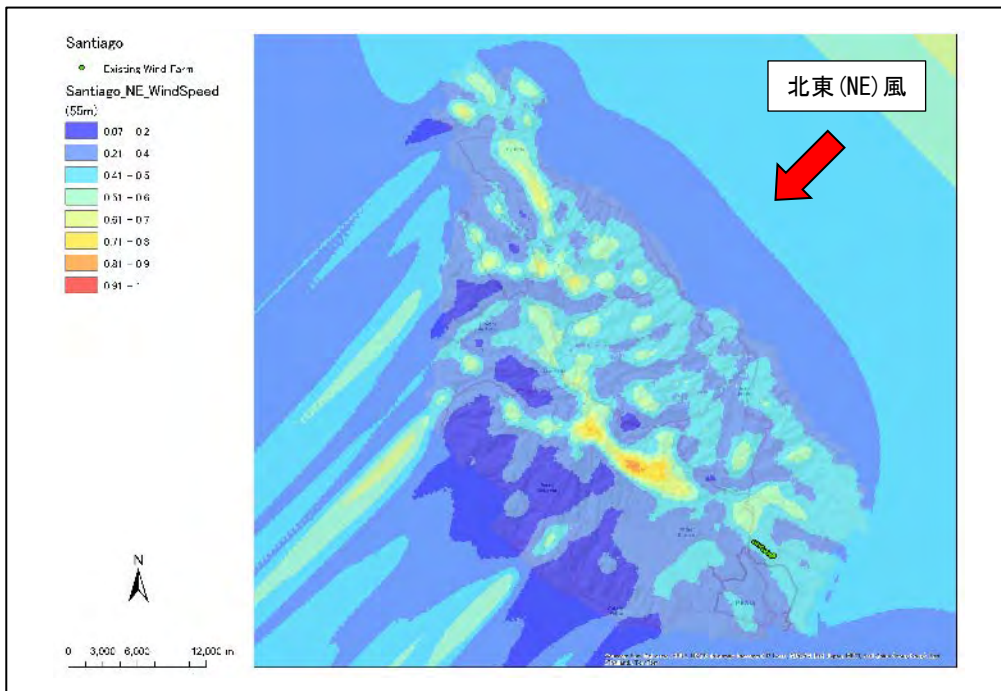
注) 評価ポイント集計=①×3+②×1+③×1

出所:調査団作成



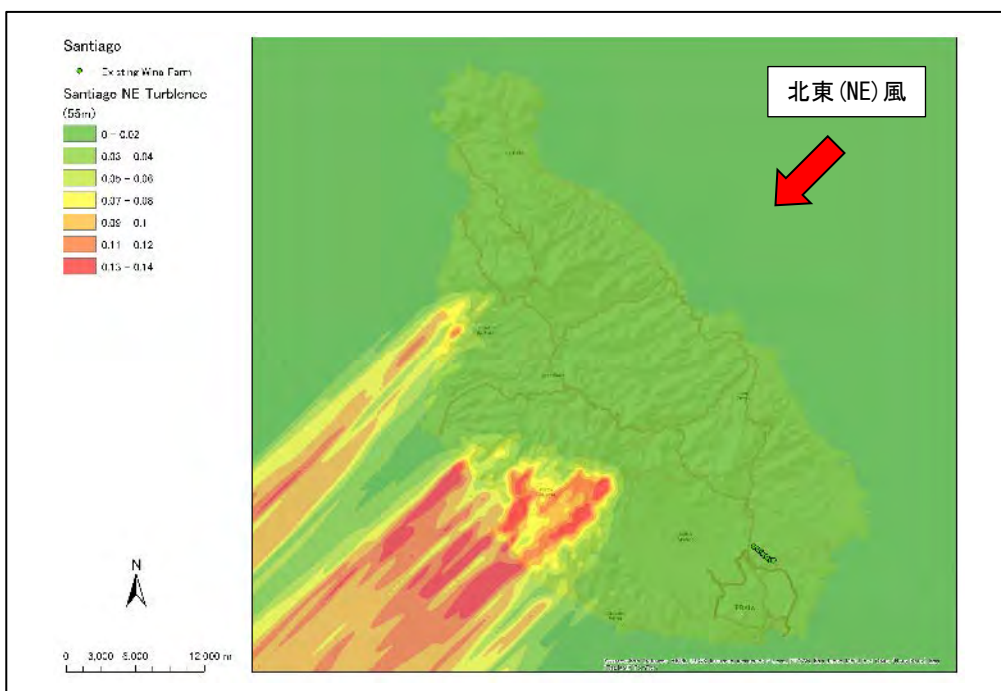
出所:調査団作成

図 7.3-51 風況シミュレーション条件



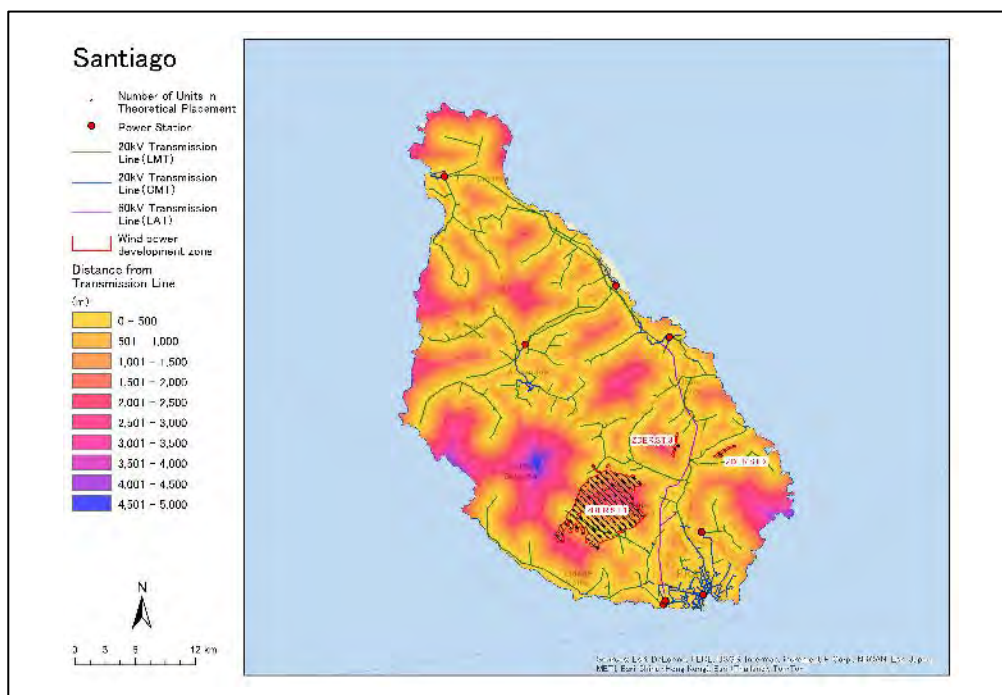
出所:調査団作成

図 7.3-52 風速ランクマップ



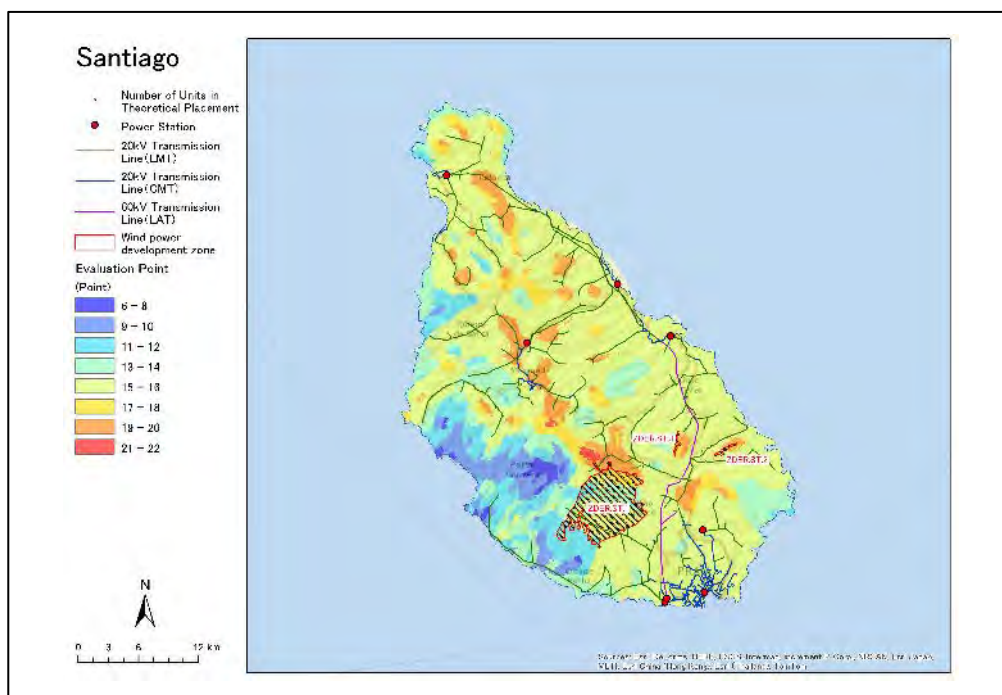
出所:調査団作成

図 7.3-53 乱流強度マップ



出所:調査団作成

図 7.3-54 66kV Transmission Line および 20kV Transmission Line からの離隔距離マップ



出所:調査団作成

図 7.3-55 評価ポイントマップ

(b) 評価結果

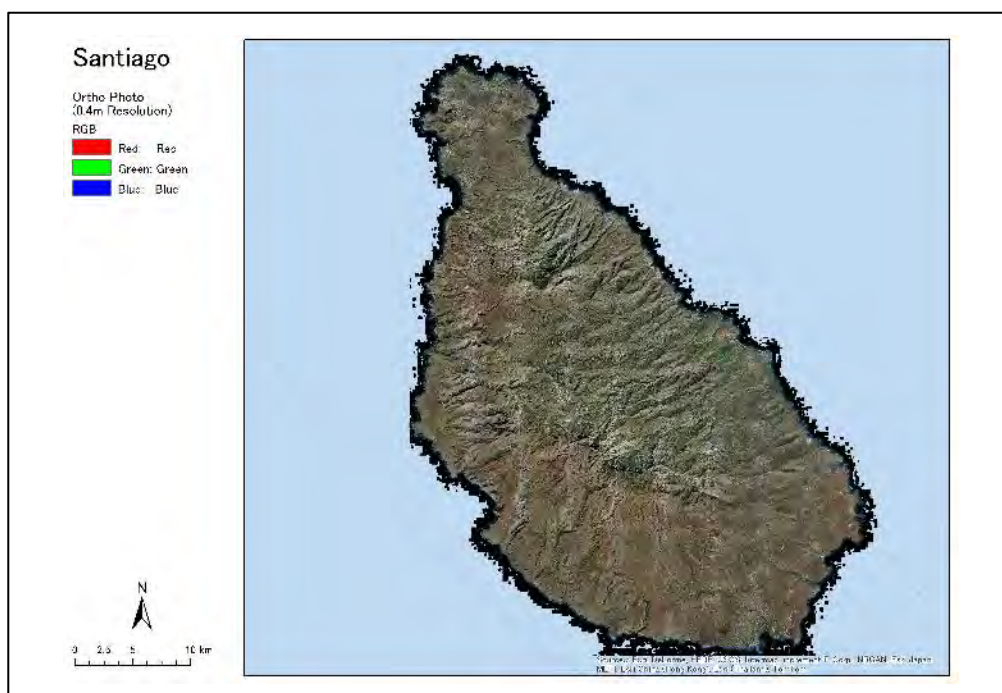
評価の結果、単機容量 850kW の風車を 263 基配置したゾーン (ST.1) の北東側に山があり、北東 (NE) 風の場合、山の下流側近傍では風速の減速が確認された。

Cabeolica 既存風車 (850kW×11 基) の評価ポイントの平均 16 点を基準にすると、評価ポイント 16 点以上の風車基数は 118 基となった。

図 7.3-56 に DGE より入手した標高データを図化した標高マップを示す。

表 7.3-19 に Cabeolica 風車サイト評価ポイント集計結果を示す。

図 7.3-57 に評価ポイントヒストグラムを示す。



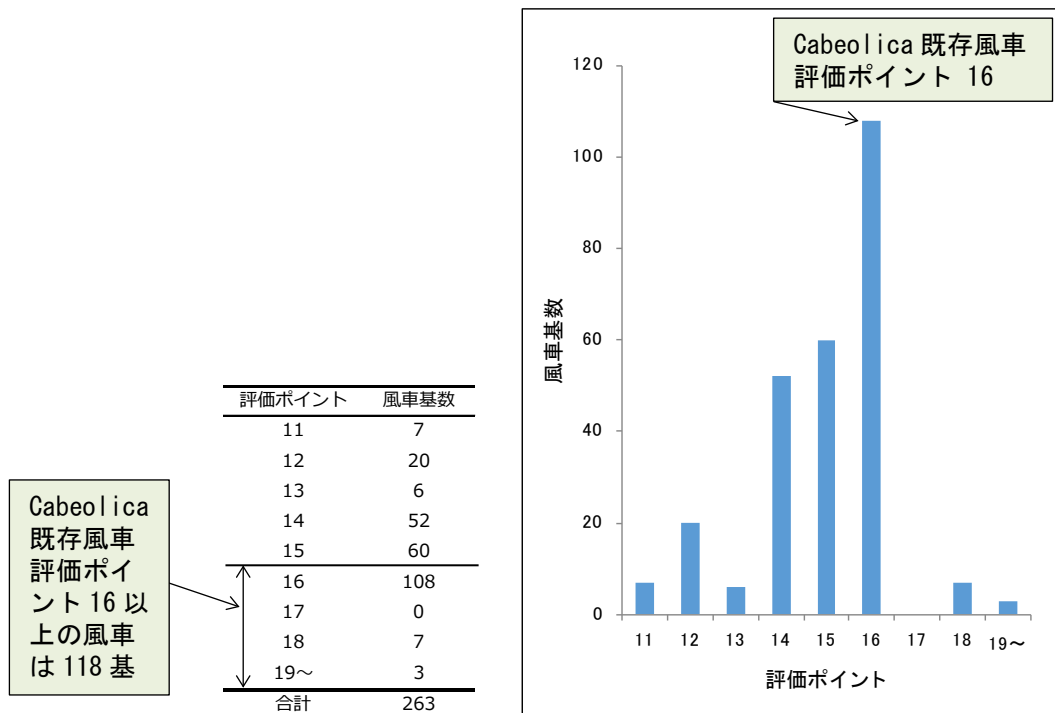
出所:調査団作成

図 7.3-56 Santiago 標高マップ

表 7.3-19 Cabeolica 風車サイト評価ポイント集計結果

風車No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	合計	平均
ポイント	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	176	16

出所:調査団作成



出所:調査団作成

図 7.3-57 評価ポイントヒストグラム

b. Sa1 (SL.1) の評価

2015年風況マップによると、単機容量 850kW の風車を 273 基配置したゾーン (SL.1) の南側では風速 1m/s の低下が確認された。よって風速 9m/s 以上 (Cabeolica 風車位置と同程度の風力ポテンシャル) を基準にすると、風車基数は 182 基となった。

5) São Vicente、Boa Vista および Brava の評価ポイント解析

風力発電賦存量が 0.9MW となった São Vicente、今後、需要の伸びが期待される Boa Vista、小規模な需要で再生可能エネルギー100%のモデルケースとして Brava の計 3 島の評価ポイント解析を行った。

a. São Vicente の評価

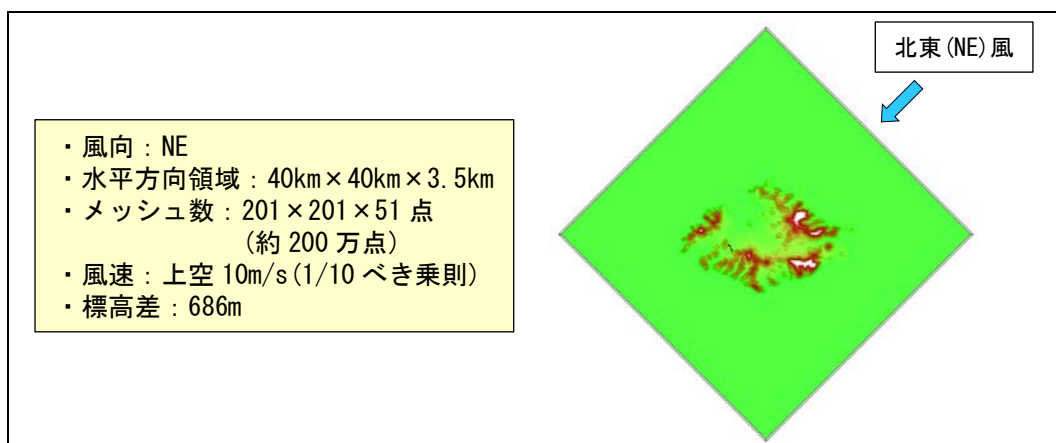
(a) 評価条件

「a. Santiago (ST.1) の評価」と同様の評価条件とした。

図 7.3-58 に風況シミュレーション条件を示す。

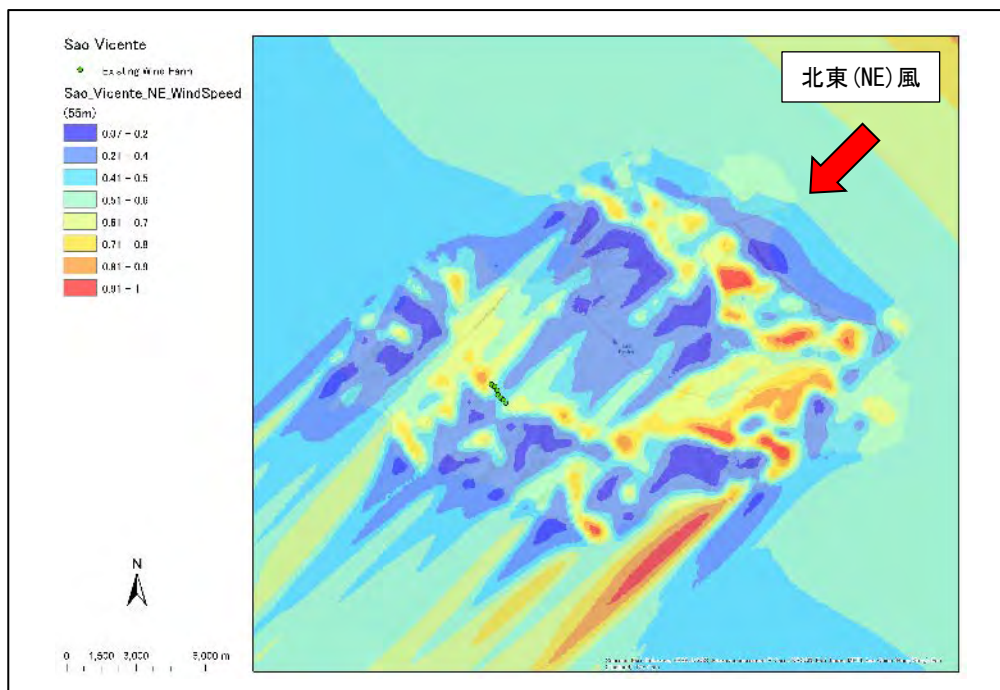
図 7.3-59～図 7.3-61 に風速ランクマップ、乱流強度マップおよび 20kV Transmission Line からの離隔距離マップを示す。

図 7.3-62 に評価ポイントマップを示す。



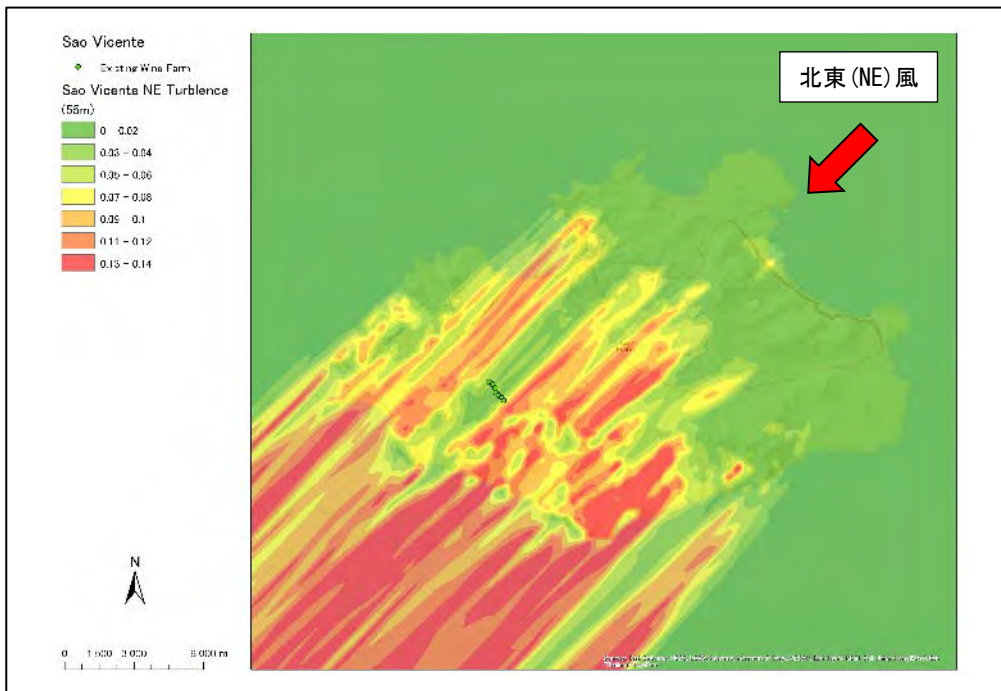
出所: 調査団作成

図 7.3-58 風況シミュレーション条件



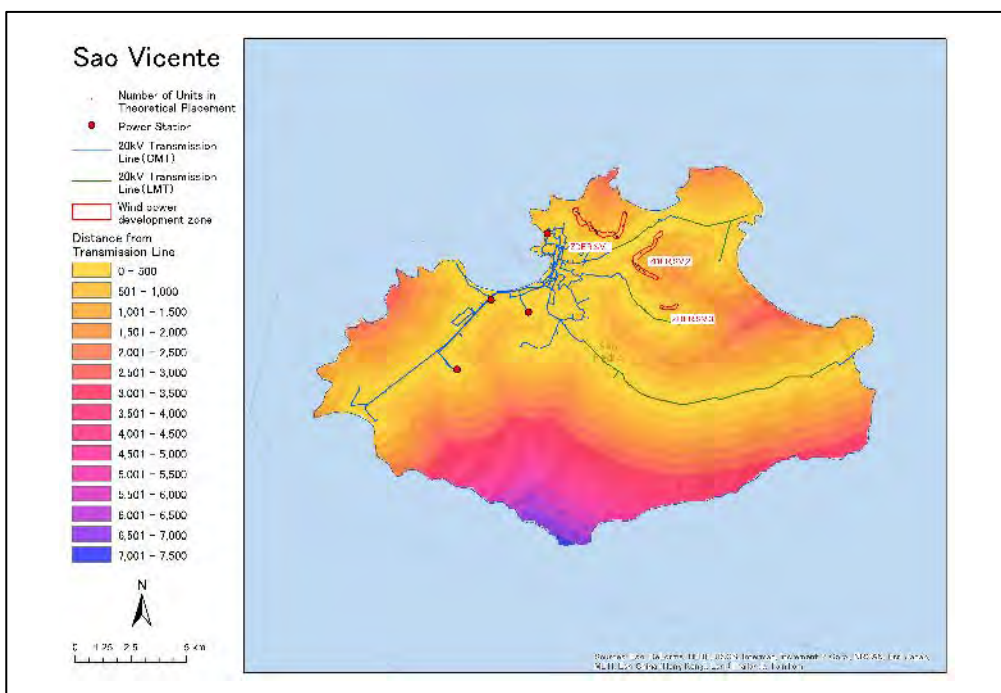
出所: 調査団作成

図 7.3-59 風速ランクマップ



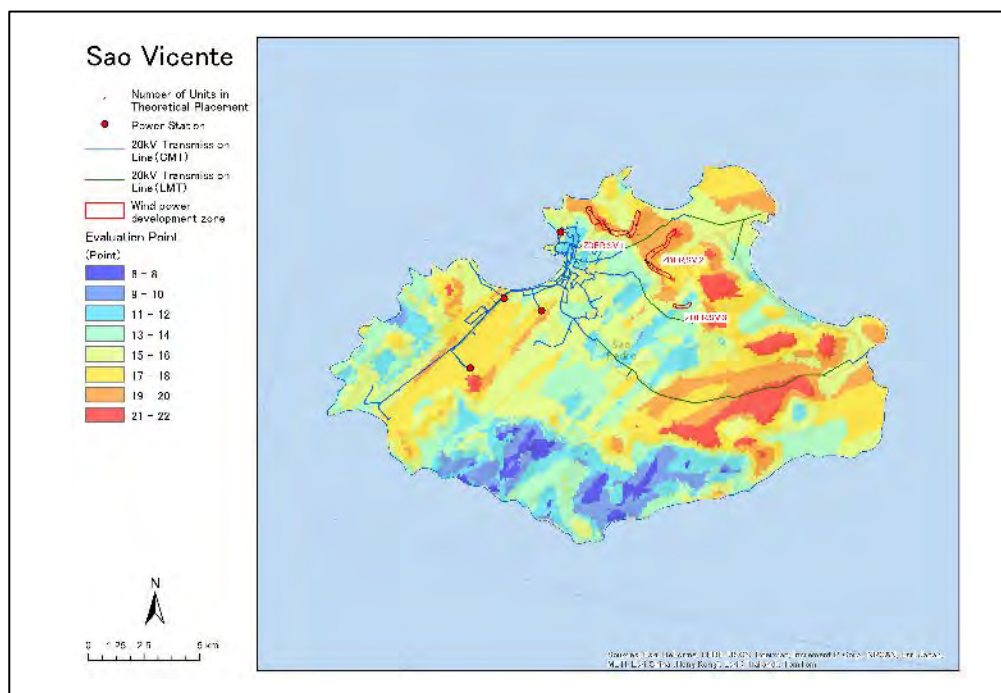
出所:調査団作成

図 7.3-60 乱流強度マップ



出所:調査団作成

図 7.3-61 20kV Transmission Line からの離隔距離マップ



出所：調査団作成

図 7.3-62 評価ポイントマップ

(b) 評価結果

São Vicente の開発ゾーン付近は地形乱流発生の起源となっている。

São Vicente の開発ゾーン 3 地点は、送電線に近い優位な面があるが、地形傾斜角が 10% を超える位置に設定されているため、ゾーン内で風車設置を行う場合は風車配置の詳細検討が必要である。

b. Boa Vista の評価

(a) 評価条件

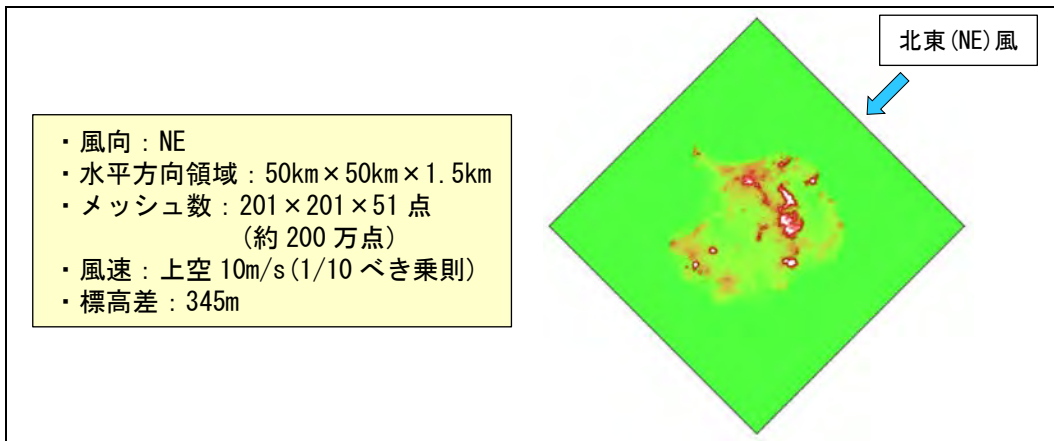
非定常・非線形風況シミュレータ (RIAM-COMPACT®) を用いて、風況シミュレーションを行い、風速ランクマップおよび乱流強度マップを作成した。また、これら 2 つの要素により 100m メッシュの評価ポイントマップを作成した。

図 7.3-63 に風況シミュレーション条件を示す。

表 7.3-20 に評価項目および評価ポイントを示す。

図 7.3-64～図 7.3-65 に風速ランクマップおよび乱流強度マップを示す。

図 7.3-66 に評価ポイントマップを示す。



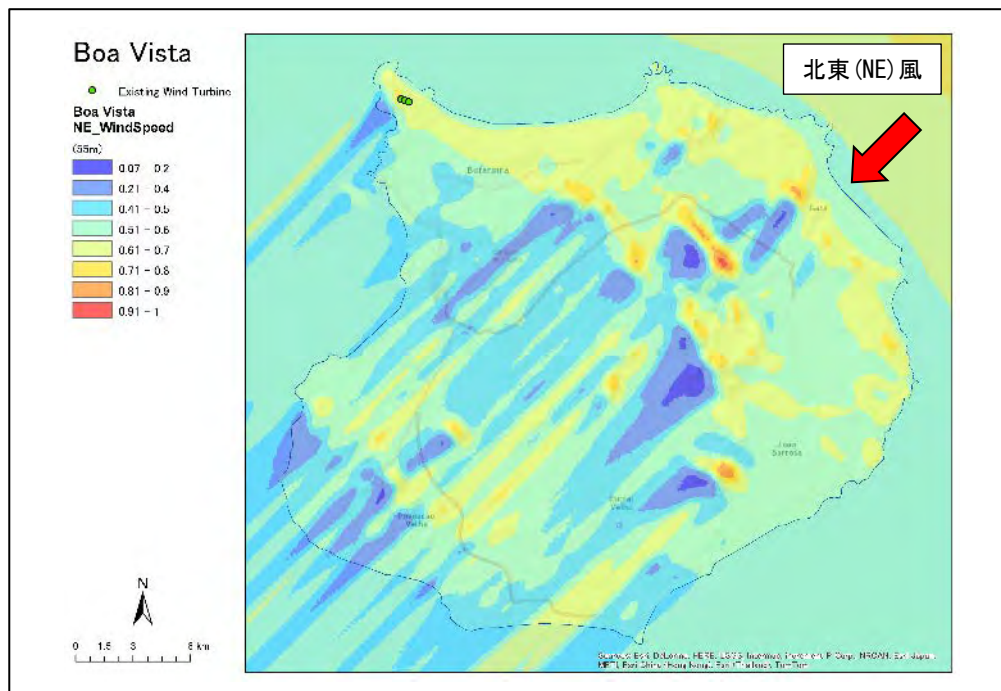
出所:調査団作成

図 7.3-63 風況シミュレーション条件

表 7.3-20 評価項目および評価ポイント

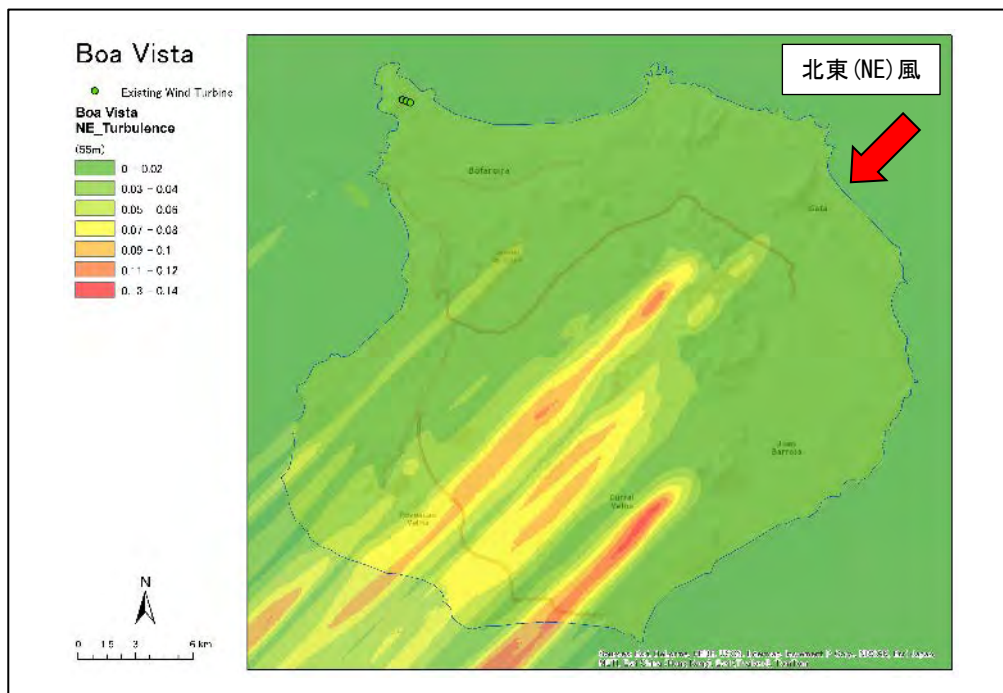
評価項目	1ポイント	2ポイント	3ポイント	4ポイント	5ポイント
	設置に適さない ←			→ 設置に適する	
① 風速ランク	0～ 0.25	0.25～ 0.5	0.5～ 0.75	0.75～ 1.0	1.0 以上
② 乱流強度	0.20 超	0.20～ 0.15	0.15～ 0.10	0.10～ 0.05	0.05 以下

出所:調査団作成



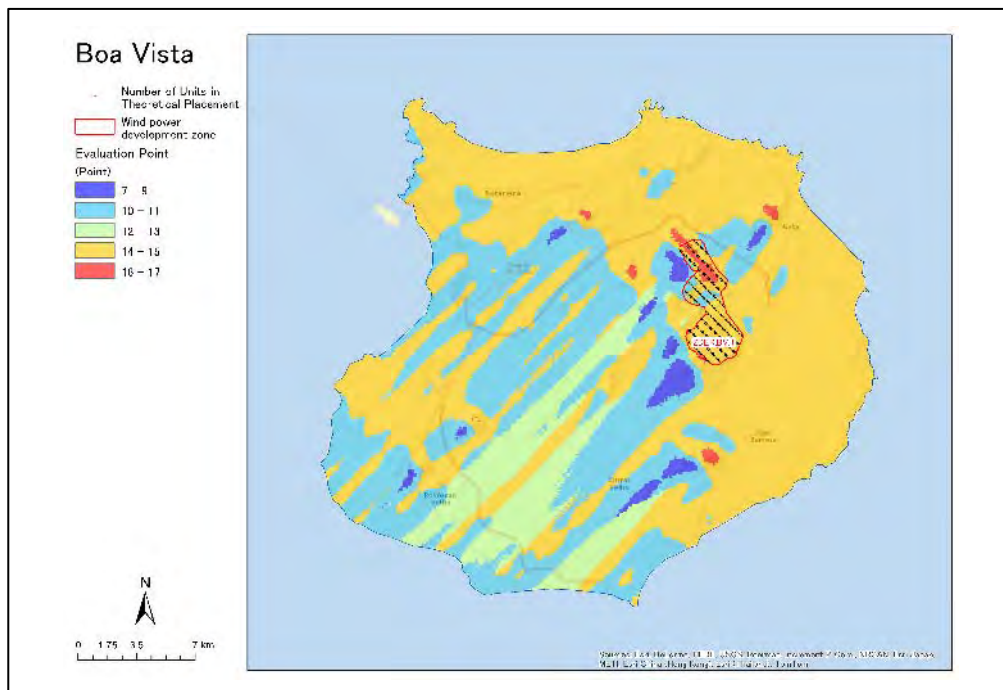
出所:調査団作成

図 7.3-64 風速ランクマップ



出所:調査団作成

図 7.3-65 乱流強度マップ



出所:調査団作成

図 7.3-66 評価ポイントマップ

(b) 評価結果

Boa Vista の開発ゾーン付近は地形乱流発生の起源となっている。

開発ゾーンの 1 地点は、地形傾斜角が 10% を超える位置に設定されているため、ゾーン内で風車設置を行う場合は風車配置の詳細検討が必要である。

c. Brava の評価

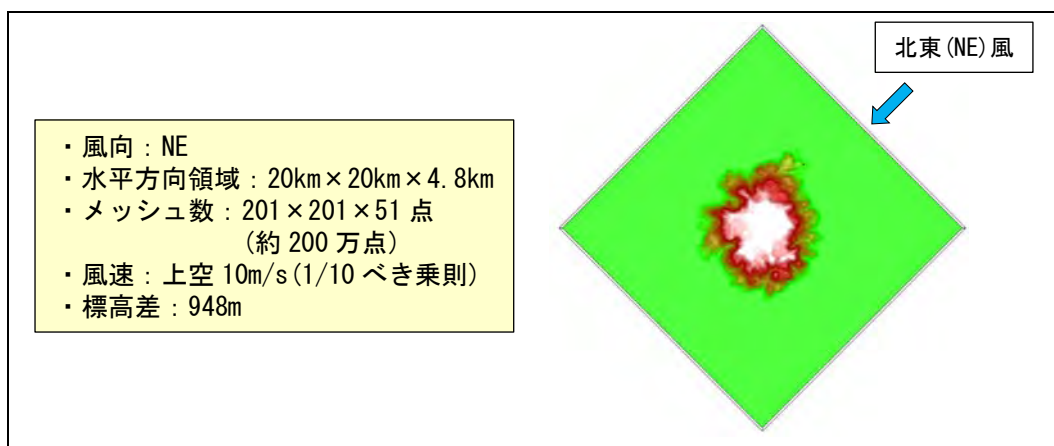
(a) 評価条件

「d. Boa Vista の評価」と同様の評価条件とした。

図 7.3-67 に風況シミュレーション条件を示す。

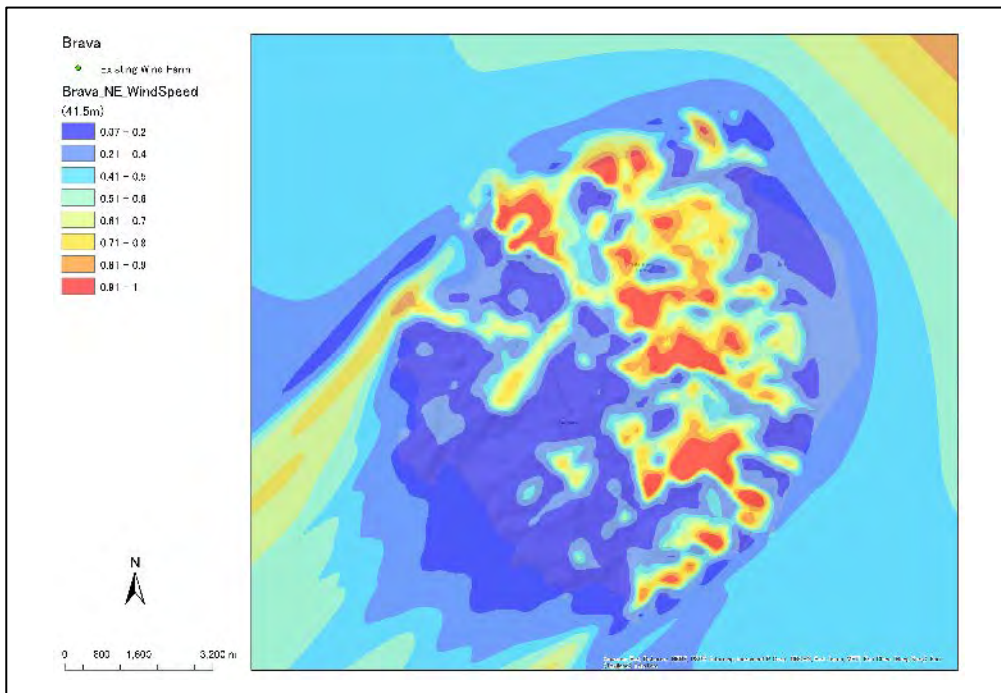
図 7.3-68～図 7.3-69 に風速ランクマップおよび乱流強度マップを示す。

図 7.3-70 に評価ポイントマップを示す。



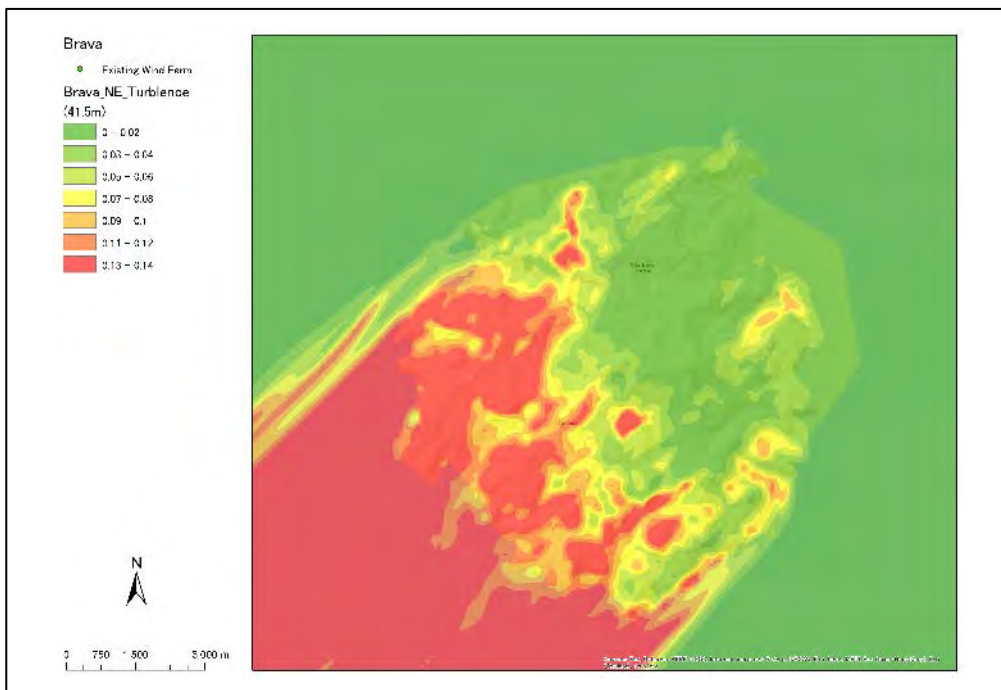
出所: 調査団作成

図 7.3-67 風況シミュレーション条件



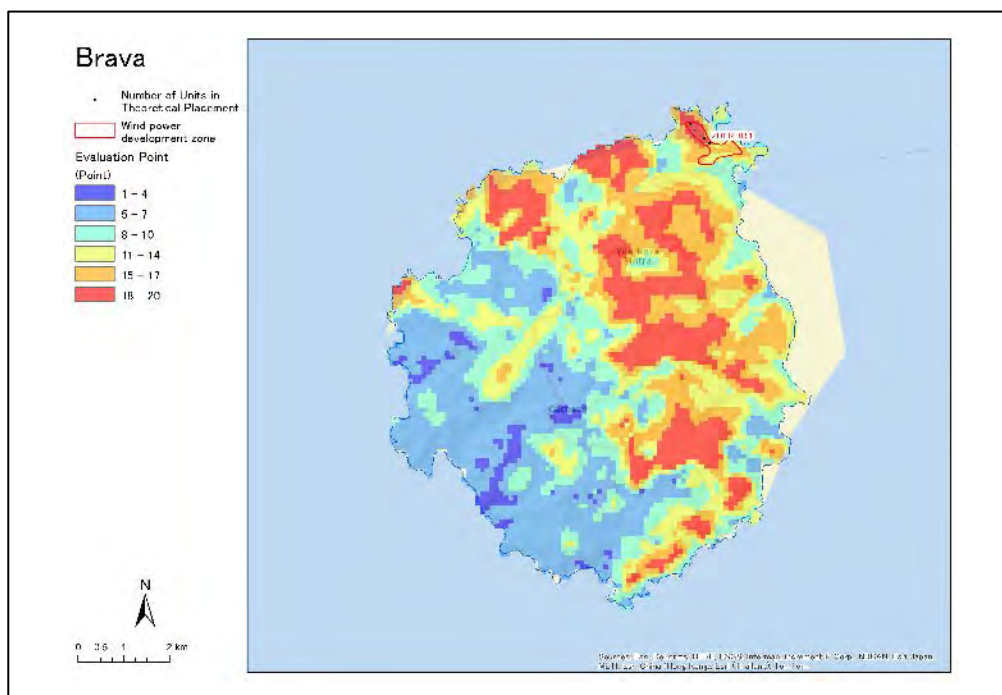
出所:調査団作成

図 7.3-68 風速ランクマップ



出所:調査団作成

図 7.3-69 乱流強度マップ



出所:調査団作成

図 7.3-70 評価ポイントマップ

(b) 評価結果

Brava の開発ゾーン 1 点は、地形傾斜角が 10%を超える位置に設定されるため、ゾーン内で風車設置を行う場合は風車配置の詳細検討が必要である。

6) 期待可採量の試算結果

a. 期待可採量の試算結果

表 7.3-21 に期待可採量の試算結果を示す。

表 7.3-21 期待可採量の試算結果

島名	ゾーン ID	ステップ 1	ステップ 2-1	ステップ 2-2	ステップ 2-4	単機容量 (kW)	賦存量 (MW)
		理論風車数	傾斜角 10% 以下の理論風車数	傾斜角 10% 以下で既存風車のウェーク領域に含まれない風車数	ST.1 および SL.1 を対象とした Cabeolica 既存風車位置風況以上の風車数		
Santo Antão	ZDER. SA. 1	17	2	2	2	850	1.7
	ZDER. SA. 2	13	6	6	6		5.1
	ZDER. SA. 3	31	9	9	9		7.7
São Vicente	ZDER. SV. 1	15	1	1	1		0.9
	ZDER. SV. 2	9	0	0	0		0.0
	ZDER. SV. 3	2	0	0	0		0.0
São Nicolau	ZDER. SN. 1	48	16	16	16		13.6
	ZDER. SN. 2	31	11	11	11		9.4
Sal	ZDER. SL. 1	351	308	273	182		154.7
Boa Vista	ZDER. BV. 1	202	53	53	53		45.1
Maio	ZDER. MA. 1	23	10	10	10		8.5
Santiago	ZDER. ST. 1	525	263	263	118		100.3
	ZDER. ST. 2	9	2	2	2		1.7
	ZDER. ST. 3	8	0	0	0		0.0
Fogo	ZDER. FG. 1	45	0	0	0		0.0
	ZDER. FG. 2	1	0	0	0	0.0	
Brava	ZDER. BR. 1	7	1	1	1	0.9	
計	—	1,337	682	647	411	—	349.4

注) : ステップ 2-4 を実施した開発ゾーン

出所: 調査団作成

b. 考察

下記に考察を示す。

表 7.3-22 に本調査と DGE 提供データに基づく賦存量の比較を示す。

- Santo Antão、São Vicente、Maio、Santiago、Fogo、Brava の開発ゾーンは地形起伏が大きいため（10%を超える）、DGE 提供データより賦存量が低下した。特に、São Vicente および Fogo は開発ゾーン内で風車設置を行う場合は、風車配置の詳細検討が必要と考えられる。
- Sal は、DGE 提供データの 4 倍の賦存量となった。Sal の開発ゾーン周辺では、大規模リゾート開発の計画が進んでおり、騒音影響など環境面での評価が必要と考えられる。

表 7.3-22 本調査と DGE 提供データに基づく賦存量の比較

島名	ゾーン ID	ゾーン面積 (km ²)	本調査	DGE 提供データ
			賦存量 (MW)	
Santo Antão	ZDER. SA. 1	1.04	1.7	11.1
	ZDER. SA. 2	0.64	5.1	11.1
	ZDER. SA. 3	1.91	7.7	12.8
São Vicente	ZDER. SV. 1	0.64	0.9	10.2
	ZDER. SV. 2	0.53	0.0	7.7
	ZDER. SV. 3	0.12	0.0	2.6
São Nicolau	ZDER. SN. 1	3.15	13.6	14.5
	ZDER. SN. 2	2.18	9.4	1.32
Sal	ZDER. SL. 1	22.10	154.7	38.4
Boa Vista	ZDER. BV. 1	1.36	45.1	20.4
Maio	ZDER. MA. 1	1.71	8.5	14.5
Santiago	ZDER. ST. 1	36.00	100.3	96.9
	ZDER. ST. 2	0.52	1.7	6.8
	ZDER. ST. 3	0.43	0.0	6.0
Fogo	ZDER. FG. 1	2.90	0.0	17.9
	ZDER. FG. 2	0.04	0.0	1.7
Brava	ZDER. BR. 1	0.37	0.9	6.0
計	—	75.64	349.60	279.92

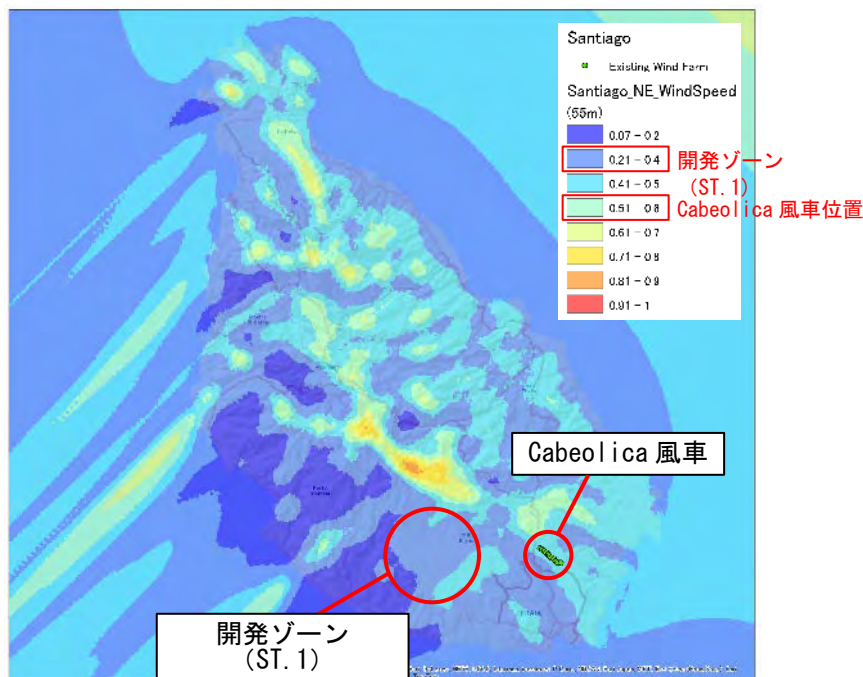
出所:調査団作成

7) 風力発電開発ゾーンポテンシャル評価の今後の課題

風車の単機容量は 2MW 以上が主流となっており、風車資機材が大型化しているため、輸送の確認が重要となる。また、風車の大型化に伴い、風車の建設においては、経済性を確保するため、低コストで道路工事や基礎工事を行う必要があるが、本調査においては、開発ゾーンのデータ以外に地形データや道路データなどを GIS データで入手出来なかったことから、より詳細な現実的風車配置検討を行うことが出来なかった。Santiago 開発ゾーン (ST.1) は、主風向である北東風のシミュレーションの結果、開発ゾーンの北東側の山地形の影響により風速が減速した。設定された風力発電開発ゾーン内には、地形勾配の大きい箇所もあり、詳細な地形データを用いて、道路工事や敷地造成工事の可否確認や風況シミュレーションを行い、風の乱れなどの風況解析を行う必要がある。

今後、風力発電開発ゾーン内で風力発電導入を調査する際には、土木工事面や風況面等により、詳細に風車配置計画の検討を行うことが重要である。

図 7.3-71 に地上高 55m における速度分布 (平均場) を示す。



出所: 調査団作成

図 7.3-71 地上高 55m における速度分布 (平均場)

7.4 ディーゼル発電と風力発電の協調

Electra (Santiago, São Vicente, Sal の 3 島) 及び AEB (Boa Vista の 1 島) は、Cabeolica との長期売電契約 (PPA) の下、電力系統の状態 (電力需要、ディーゼル発電可能出力、電圧、周波数) と風力ファームの状態 (風速、風向、発電出力、電圧) を監視しつつ、風力発電の出力予測情報を活用し、風力発電電力を受け入れている。

PPA には買取保証条項 (Take or Pay) があり、買取義務量と価格が定められている。

7.4.1 基本運用ルール

Electra と AEB は PPA に則り、Cabeolica のウインドファームの出力や力率制御を Electra の発電所から行うことができる。風力の出力制御及びディーゼル発電機台数の基本運用は以下のとおりである。

- ・ 再エネ発電量は需要予測の 30% を供給
- ・ このうち風力は、メガソーラーの予測出力分を差し引いた値
- ・ 再エネの出力低下に対応するために、再エネ発電量の 50% 分をディーゼル発電が補償する。
具体的には、需要予測の 70% をディーゼルで発電し、再エネ発電量 50% 分の予備力もしくは出力マージンを確保したディーゼル発電機の台数を確保する。
- ・ 現在、ディーゼル発電の最低出力は 50% の運用としている。

なお、上記は基本運用であり、発電所の運用経験等から、実態として再エネ発電量が 50% 程度となる場合もある。

7.4.2 運用状況

Cabeolica の風力の出力制御は、Electra 及び AEB 発電所の運転員が、需要データ、ディーゼル発電の運転可能出力、Cabeolica の風力発電設備のメンテナンスを担う Vestas から提供される風力発電出力予測データ等に基づき、出力上限値 (Set Point) を 1 時間単位で遠隔監視端末 (汎用 PC 等) を使って設定し、行っている。

(1) 風力発電出力予測システムの活用

Electra 及び AEB 発電所の遠隔監視端末には、Vestas から毎週 1 回、1 週間分の風力発電出力予測値 (1 時間単位) が送信される。Electra や AEB は、この予測値に基づき、向こう 1 週間の発電計画を立案する。さらに Vestas から 3 日ごとに送信される 15 日分の風力発電出力の将来予測データを確認し、運転対象日の前日までに、需要に対する風力発電出力の割合など発電計画を見直している。

また当日、需要状況や風速の変動状況および風力発電出力予測値等をみて、1時間ごとに風力発電出力上限値 (Set Point) 設定の確認や緊急時の変更なども行っている。

なお、風力発電の出力上限値 (Set Point) の設定については、設備容量 (kW) ベース出力、平均 (AVE) 出力、最小 (MIN) 出力があるが、実態として AVE 出力を使用しているとのことであった。

Vestas が定期的に更新している風力発電出力予測システム図 7.4-1 に示す。

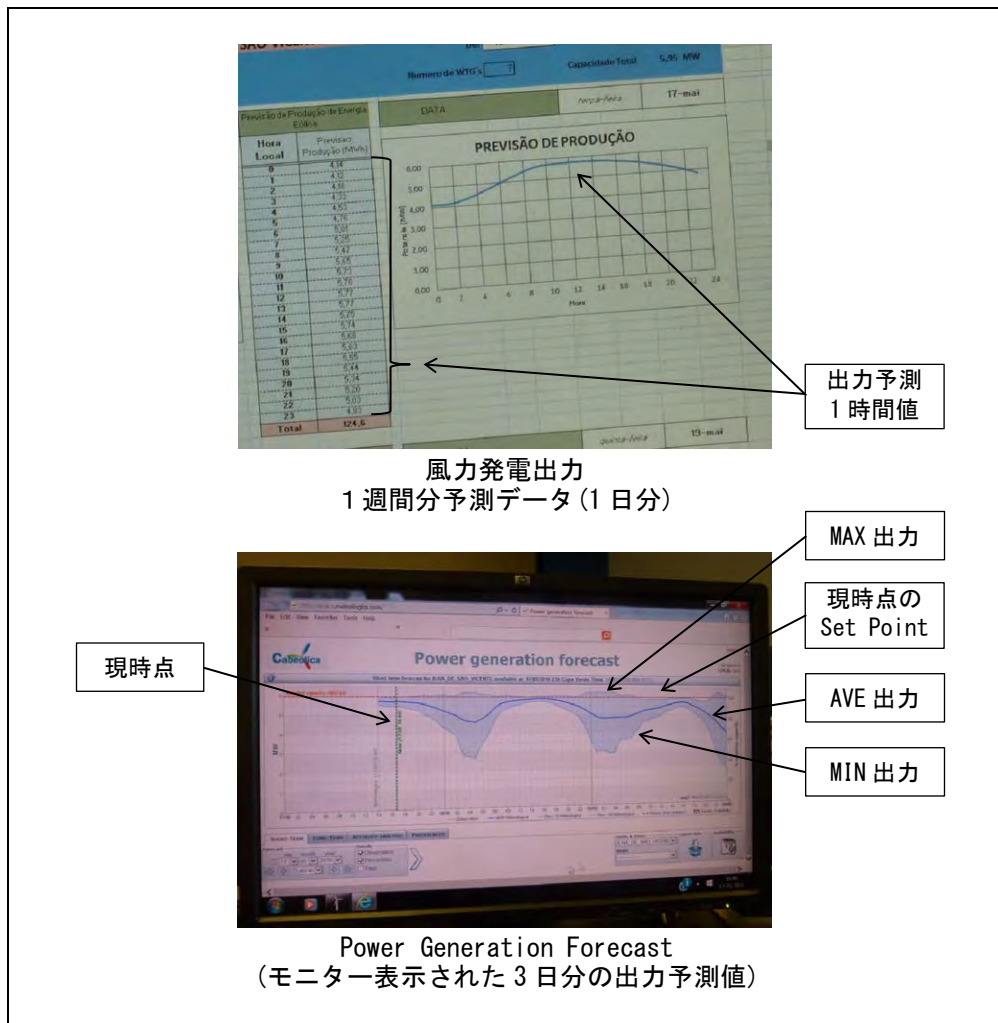


図 7.4-1 風力発電出力予測システム情報

(2) Palmaregio 発電所 (Santiago) の運用状況

1) 風力発電出力上限値 (Set Point) の設定状況

2016年3月9日の発電所視察および面談の結果、ディーゼル発電と風力発電は発電出力 (kW) 比で 7:3 を目安に運用している。10.2 で詳細を後述するが、Santiago の風力発電設備容量は出力抑制なしで運用が可能である。このため、ディーゼル発電機の運用は基本的に 85%~95% で運転しているとのことであった。

現地視察時の風力発電出力上限値 (Set Point) はウインドファームの定格出力 9.35MW に設

定されていたが、実際の風速が伸びず、5.0MW～7.5MW の出力で受け入れられていた。

視察時、発電所の監視計器で表示されていた周波数変動幅は 49.08Hz～50.08Hz であった。これは、Electra の運用目標値（49.0Hz～51.0Hz）以内である。

2016年3月8日の電源別ロードカーブ実績を確認した結果、風力発電出力が9.0MW を超えており、需要の約3分の1を風力発電出力でまかなっている時間帯もあり、可能な限り風力発電電力を受け入れる運用となっていた。なお、2015年 Santiago では風力発電出力の抑制は行っていないということであった。

図 7.4-2 に 2016年3月8日の電源別ロードカーブを示す。

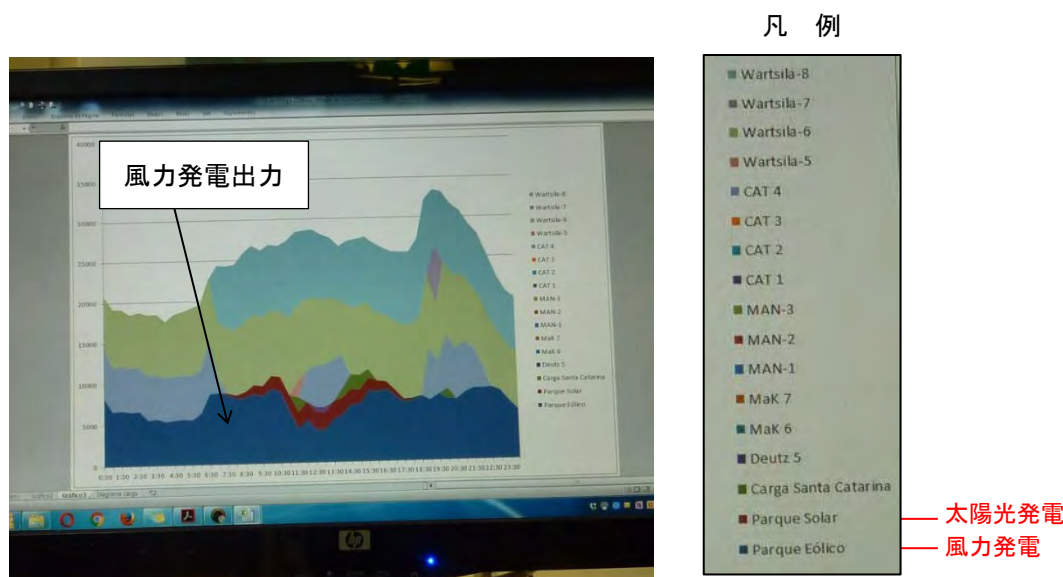


図 7.4-2 電源別ロードカーブ（2016年3月8日）

2) 風力発電の受入状況

Palmaregio 発電所では Cabeolica の風力発電の出力抑制は行っておらず、風力発電電力が全量受け入れられている。

2016年2月のディーゼルの発電コスト（変動費）は、HF0 が約 7.5 ユーロセント/kWh であったのに対して、風力の売電価格は約 15 ユーロセント/kWh であった。Electra は、PPA 上の買取保証条項（Take or Pay）により、燃料価格が低迷する現状においても Electra は割高な風力発電を可能な限り受け入れている状況である。

(3) Lazareto 発電所（São Vicente）の運用状況

1) 風力発電出力上限値（Set Point）の設定状況

Lazareto 発電所では、風況が高水準で安定している場合には需要（kW）の 50%まで風力発電電力（kW）を受け入れている。その際は、風力発電の変動分（上振れ）と需要の変動（下振れ）の対応策としてディーゼル発電による運用予備力を 50%から 40%にまで引下げている。

視察時は、風力発電出力の上限値を 4.5MW（定格：5.95MW）に設定していた。

Lazareto 発電所の実際の運用について、発電計画及び運転実績日報で確認したところ、需要に対する風力発電出力の比率を約 50% (kW ベース) としている事例もあった。

また同時刻のディーゼル発電の予備力を風力発電計画量の約 12%にまで引き下げての運用実績も確認した。これら事例からも、「カ」国の風況が安定しており、風力発電の安定出力がベース電源並みに得やすいということが分かった。

2016 年 3 月 10 日 16 時ごろに Lazareto 発電所を視察した際、監視計器で風力発電用フィーダー出口の周波数を確認したところ、ほぼ 50Hz をキープしていた。視察時は風速 13m/s 以上の好風況にあり、風力発電出力は 4.5MW に抑制され、風力発電は一定出力で安定運転されていた。

表 7.4-1 および図 7.4-3 に Lazareto 発電所の運転計画・実績 (平成 28 年 3 月 10 日) を示す。

図 7.4-4 に Lazareto 発電所監視計器 (周波数・電圧・力率) を示す。

表 7.4-1 Lazareto 発電所の運転計画・実績 (平成 28 年 3 月 10 日)

	計画(kW)						実績(kW)		
	War3	風力発電	予備	%RG	TaxaPen.	計	War3	風力発電	計
1	4000	3100	1300	41.94%	43.66%	7100	3500	3200	6700
2	4000	2900	1300	44.83%	42.03%	6900	3500	3200	6700
3	4000	2500	1300	52.00%	38.46%	6500	3700	2700	6400
4	4000	2500	1300	52.00%	38.46%	6500	3600	2700	6300
5	4000	2300	1300	56.52%	36.51%	6300	3700	2700	6400
6	4000	2700	1300	48.15%	40.30%	6700	4000	2700	6700
7	4000	3200	1300	40.63%	44.44%	7200	3400	3300	6700
8	4300	3600	1000	27.78%	45.57%	7900	4000	3500	7500
9	4700	3600	600	16.67%	43.37%	8300	4200	4500	8700
10	4800	3800	500	13.16%	44.19%	8600	4300	4500	8800
11	4800	3900	500	12.82%	44.83%	8700	4200	4500	8700
12	4800	4100	500	12.20%	46.07%	8900	4500	4500	9000
13	4800	4100	500	12.20%	46.07%	8900	4500	4300	8800
14	4700	3600	600	16.67%	43.37%	8300	4200	4400	8600
15	4700	3600	600	16.67%	43.37%	8300	4200	4400	8600

注) ・ War3: 定格出力5,520(kW)、可能出力5,300(kW)[War3+予備]

・ 風力発電: 定格出力5,950(kW)[単機容量850kW × 7基]

・ %RG: [War3予備出力(kW)/風力発電計画出力(kW)] × 100(%)

・ TaxaPen.: [風力発電計画出力(kW)/総出力(kW) × 100(%)]

出所: Electra Lazaret 発電所

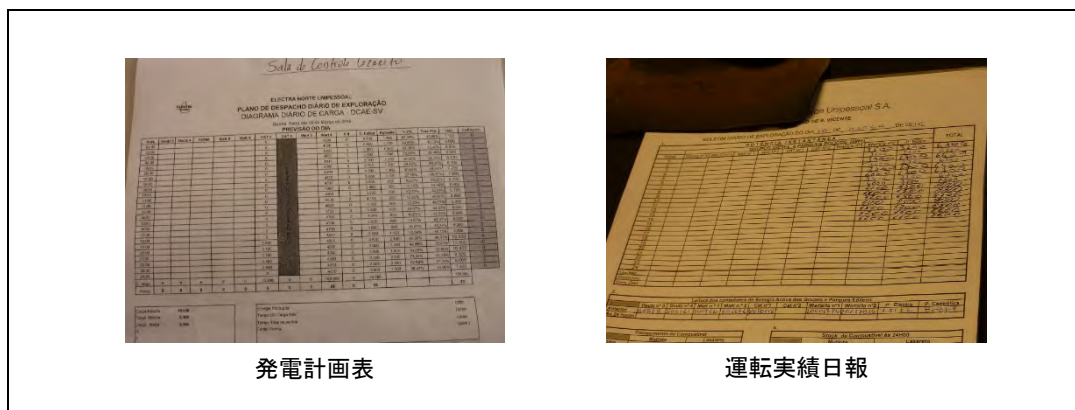


図 7.4-3 Lazareto 発電所運転計画・実績（平成 28 年 3 月 10 日）



図 7.4-4 Lazareto 発電所監視計器（周波数・電圧・力率）

2) 風力発電の受入状況

Electraによると、2016年の買取保証量の達成率は、1月が80%、2月が115%、3月が109%、4月が112%であった（達成量は3カ月間での調整が認められている）。Electraは、PPA上、風力発電からの買取保証量を達成しない場合、Cebeolicaに対する保証金支払い義務が発生するため、買取保証量を達成しつつ、ディーゼル発電コストを低減するため、例えば毎月の前半は、高コストのディーゼル発電の予備機（LFOタイプ）を起動せず、風力発電の買取をできるだけ増やし、かつ10%程度の風力による予備力を考慮した出力制御を行い、主要なHF0ディーゼル（ワルチラ製等）の単機運転を可能な限り継続するなどの工夫を行っている。

(4) Palmeira 発電所 (Sal) の運用状況

1) 風力発電出力上限値 (Set Point) の設定状況

2016年3月14日14時ごろ、ElectraのPalmeira発電所を視察した際、風力発電出力は2MW（定格出力：7.65MW）に抑制され、1.0MW～2.0MWの電力がウィンドファームから供給されていた。

2) 風力発電年間受入状況

Electraによると、2016年の買取保証量の達成率は、1月が80%、2月が115%、3月が109%、4月が112%であった（達成量は3カ月間での調整が認められている）。

(5) AEBのChavez発電所(Boa Vista)の運用状況

1) 風力発電出力上限値(Set Point)の設定状況

2016年5月23日午前中の現地視察時、風力発電出力は1.2MWに出力抑制(定格出力:2.55MW)されており、1.2MWの一定出力でウィンドファームから電力が供給されていた。

2) 風力発電の受入状況

Boa Vistaにおける風力発電電力の受入状況を以下のとおりAEBに確認した。

- ・風力発電のPPAは、ElectraとCabeolica間で締結され、AEBとCabeolicaは直接契約していない。
- ・風力発電電力の買取費用はAEBからElectraに支払い、ElectraとCabeolica間で決済されている。AEBは近年の電源不足により、買取保証量(Take of Pay)を上回る風力発電電力を受け入れている。
- ・時間帯によっては風力の導入割合(出力ベース)が60%を超えた実績もある。軽負荷期の1-2月など冬場においても、Set Pointを風況の予測量を超えるほぼ定格値並みにセットした状況が継続したこともある。

7.4.3 買取保証(Take or Pay)のPPAを背景とした風力発電受入れの課題

Cabeolicaの風力発電電力を受入れているElectraの各発電所との面談結果を踏まえ、PPAのTake or Pay条項を背景としたディーゼルと風力の協調や課題について、Electra本社(São Vicente)で意見交換を行った。なお、PPAの条項については、口頭で確認したのみで、PPAの写し等は企業秘密の観点から入手を控えた。

(1) PPA 内容とディーゼル発電コストについて

1) PPA

- ・Cabeolica 風力発電設備は 4 島 (Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista) で稼働しているが、Electra と Cabeolica の PPA 契約は 1 本に集約している。

2) 風力発電受入れ買取保証量と達成状況

- ・風力発電からの毎月の買取保証量は、PPA で 2034 年まで決まっており、これに応じて Electra は給電計画を立てている。
- ・買取保証量に達しない場合は、買取保証量分の電力費用を支払わなければならないが、今までのところ、買取保証量未達のペナルティーを支払った実績はない。
- ・Electra は、月末の買取未達を回避するため、できるだけ月の前半での買取保証量の達成を目指した運用を行っている。

3) 風力売電単価

- ・Cabeolica から Electra への風力発電の売電単価は、当初の PPA で決まっており、2034 年まで原則固定である。電力価格の算出式は、ベースタリフがあり、営業開始 (COD) から段階的変動する。買取コストは、年間 3.5% を上限として調整される。3.5% は、燃料費の変動は関係ない。3.5% はインフレと燃料費とは関係なく、毎年固定 (FIX) で上昇する。3.5% は 3 つのインターバル (ベーシックプライス、ディスカウントティア 1・2) すべてに適用される。
- ・以下は、Electra、Cabeolica 間の売電単価である。

表 7.4-2 Electra - Cabeolica 間の売電単価

	Interval 1	Interval 2	Interval 3
	20 months after the COD	60 months after Interval 1	After Interval 2
Base Tariff, EURO/kWh, Santiago, São Vicente and Sal	0.12360	0.11928	0.12000
Base Tariff, EURO/kWh, Boa Vista	0.12360	0.12300	0.12000

出所: Electra よりヒアリング

4) オリジナル PPA からの修正

- ・Electra によると、PPA 締結後、Cabeolica と交渉し、契約内容の調整を行っている。例えば、Sal の場合、運開後数カ月間、買取保証量を連続して達成することが出来ず、契約書目標値の達成が長期的に困難になることが判明した。このため PPA 上の Sal の買取目標値を、Santiago に移動して対応した。
- ・Electra 買取保証量について、3 カ月区切りでの精算単位とした。1 月目に達成が出来な

ければ同月末に費用（ペナルティ）をいったん支払う。次月に達成出来なければ同月末に費用（ペナルティ）を支払う。最終月に3カ月分が達成できる状況になっていれば、差分を決済する。調整は、四半期ごと（例えば3月末に達成できなければ、返金はない）で、3・6・9・12月が精算時期である。PPAの原文にはない調整事項とのことであった。

- ・3カ月区切りを遡及しての精算項目は、PPA締結後に修正した。1年ごとの精算についても協議したが、Cabeolicaの外国投資家の一部の本国の会計基準により、現在のところ受入れられていないとのことであった。

5) ディーゼル発電コスト

一般的に、風力など再エネの導入効果としては、ディーゼル発電の燃料費削減、いわゆる焚き減らし効果が期待されるが、現在ディーゼルの燃料費単価が低水準で推移しているため、経済面では、風力買い増しによる焚き減らしが、必ずしもElectraのコスト削減にはつながらないようである。Electra本社でのヒアリングによると、現状のディーゼル発電コストは以下のとおりであった。

- ・ディーゼルの変動費（燃料費）は、原油安を背景に、HF0ディーゼルの場合、最安で約7エスクード/kWhの水準にある。これに設備費等の固定費分を加えると、約19～20エスクードとなる。なお、当該固定費には総経費や人件費は含めていない。

(2) 現状における風力発電電力受入拡大の課題

「カ」国では、2011年10月Cabeolica風力発電設備がSantiagoで運開して以降、総出力25.5MWの風力発電設備が計4島（Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista）で順調に稼働を続けている。

Cabeolica風力発電設備は好風況の地域特性やVestas社と稼働率保証契約締結の基、運開後、稼働率95%以上をキープしている状況であり、再エネ導入に大きく貢献している。

一方で、Electraの各発電所では、電力品質の確保や系統の安定化を第一優先としつつも、ウインドファームの出力設定およびディーゼル発電機の台数の基本運用ルールに準じず、運転経験等の判断により、Cabeolica風力発電電力を可能な限り受入れている状況である。本運用が例外的な頻度ではなく恒常的に行われている背景として、ElectraとCabeolicaの買取保証（Take or Pay）型PPAが締結されていることが、本調査で確認された。

ElectraやAEBの各発電所では、系統状況に応じた風力発電出力上限値（Set Point）の常時監視が行われており、特にSão Vicente及びSalでは約4割の発電電力量が系統安定化のため抑制されていることも本調査で確認された。

また、買取保証量達成のためElectraとCabeolicaの間では、各島の運用状況に応じてPPAの内容の変更協議が行われていることも確認された。

再エネ導入を拡大し、系統を不安定化させないための運用方法や今後のIPP事業者受入れのために適切な利益配分を行う契約内容などを確立することは、積極的な再エネ導入を方針とする「カ」国政府の大きな課題である。

8 太陽光発電

「カ」国における太陽光発電設備については、ポルトガル政府の資金を活用し、Santiago および Sal の 2 ヶ所にメガソーラー発電所が建設され、2010 年から運用されている。定格出力はそれぞれ、4.28MW、2.14MW と、風力発電の設備容量と比較すると小さい。「カ」国では雨はほとんど降らないため、日射条件は良好であるものの、大陸からの強風による砂塵や乾燥した土壌により太陽光パネルがダストに覆われ、また雨が降らないことにより雨洗効果が期待できないため、発電能力が低下している実態がある。

設備は、海岸近くに設置されており、塩害による腐食、劣化も散見される。修繕費用も十分確保されていないため、故障した場合はその状態が長期間放置されることもある。設備の監視には SCADA システムが導入されているものの、サーバーの故障などにより機能しておらず、運用状況の把握や、メンテナンス等に生かされていない、といった問題も発生している。

8.1 太陽光発電設備と運用状況

8.1.1 発電設備

初めに、太陽光発電システムの概要を記す。図 8.1-1 は、太陽光パネルの構成である。基本素子であるセルを複数枚接続し、パネルに配置し表面をガラスなどで保護したものをモジュールと呼ぶ。通常は、このモジュールで製品化されている。このモジュールをさらに直列に接続したものをストリングという単位で呼んでいる。ストリングの電圧が、発電システムの発生直流電圧であり、ストリングを並列接続した一定容量の直流電力がインバーターに入力され交流電力に変換後出力される。

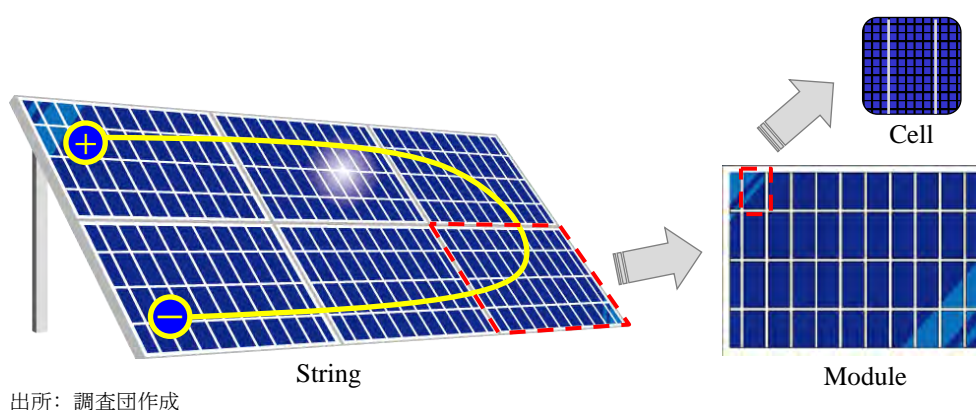


図 8.1-1 太陽光パネルの構成

以上を踏まえて、「カ」国に設置されている 2 ヶ所のメガソーラー発電所の設備概要一覧を表 8.1-1 および表 8.1-2 に示す。製造業者は、いずれもポルトガルの Marifer Solar 社である。

表 8.1-1 メガソーラー発電所の設備概要（太陽光パネル）

Island	Modules						Output Power		PV panel inclination (°)
	Manufacturer	Model	Peak power (Wp)	Number	Cell		Peak power (MWp)	Rated power (MW)	
					Type	Efficiency			
Santiago	Martifer Solar	MTS 230P	230	10,944	Polycrystalline Si	14.3%	4.44	4.28	15
		MTS 225P	225	8,568	Polycrystalline Si	14.0%			
Sal	Martifer Solar	MTS 225P	225	9,912	Polycrystalline Si	14.0%	2.23	2.14	15

出所: Electra からの入手データ、資料より調査団作成

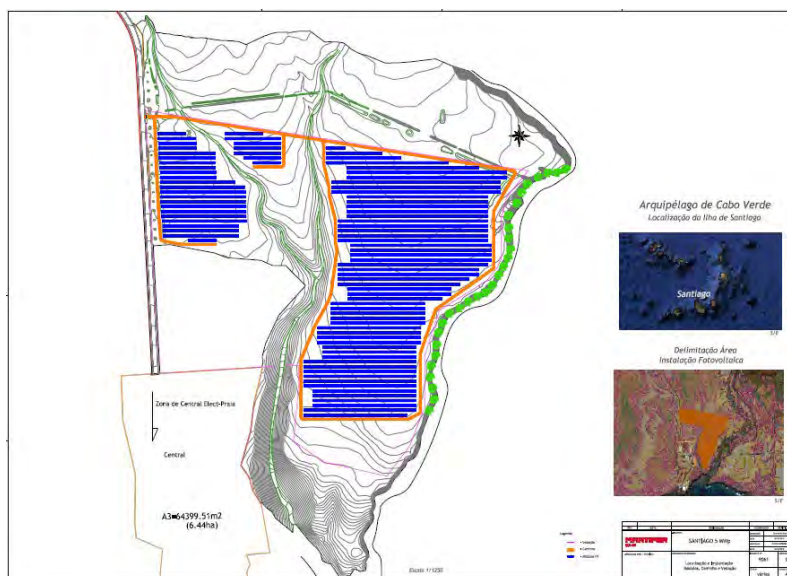
表 8.1-2 メガソーラー発電所の設備概要（インバーター、変圧器）

Island	Inverter						Transformer		
	Manufacturer	Model	Nominal AC output (kW)	Power factor	Efficiency	Number	Capacity (kVA)	Voltage	Number
Santiago	SMA Solar Technology AG	SC 500HE	500	0.95	98.4%	1	630	315V/20kV	1
		SC 630HE	630	0.95	98.4%	6	630	315V/20kV	6
Sal	SMA Solar Technology AG	SC 250HE	250	0.95	98.4%	1	500	270V/20kV	1
		SC 630HE	630	0.95	98.4%	3	630	315V/20kV	3

出所: Electra からの入手データ、資料より調査団作成

(1) Santiago

まずは、Santiago の太陽光発電設備（以下、Santiago メガソーラー）について記述する。運用開始は、2010 年 9 月である。図 8.1-2 に、計画時点での設備配置図を示す。Santiago メガソーラーは、Electra 社 Palmarejo 発電所の北側の敷地にほぼ真南向きに設置されている（ディーゼル発電所とメガソーラーとの位置関係は、図 5.7-1 参照）。



出所: Electra

図 8.1-2 Santiago メガソーラーの配置図

図 8.1-3 は、Santiago メガソーラーの設備写真である。



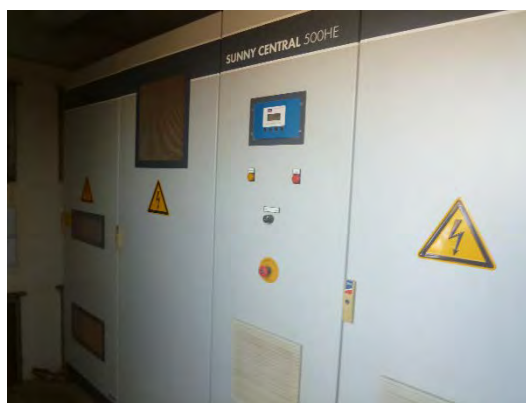
(a) 全景



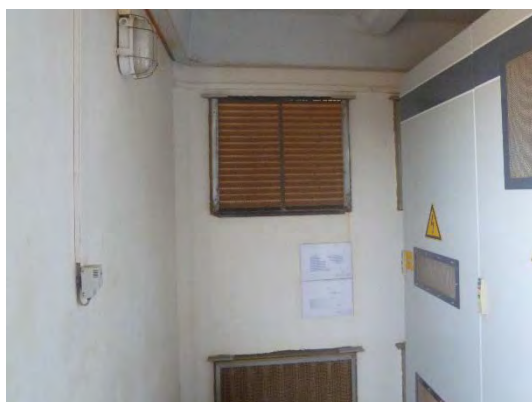
(b) 電源接続盤建屋 (PS)



(c) インバーター、変圧器建屋 (PT)



(d) インバーター盤



(e) PT 外気吸気口



(f) PT 排気口

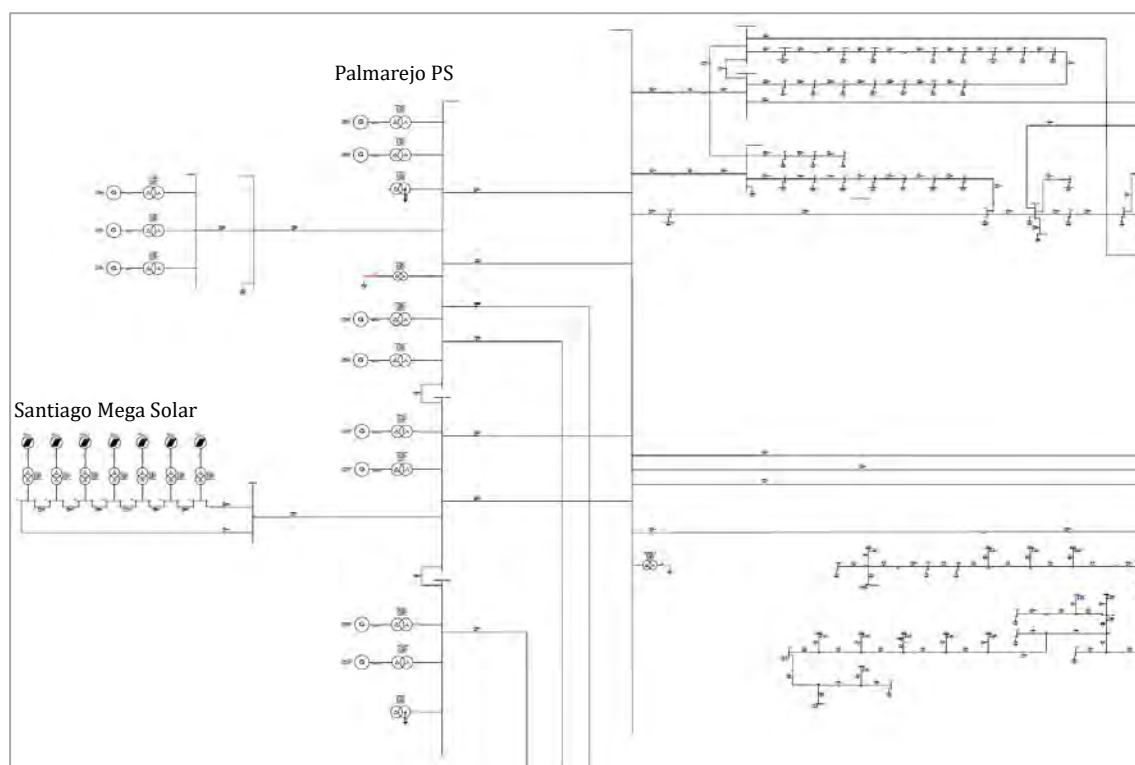
図 8.1-3 Santiago メガソーラー設備写真

敷地が広大であるため、図 8.1-3 の(a)は図 8.1-2 における左端の一部の太陽光パネルを写している。Santiago メガソーラーは、約 2 万枚のモジュールが設置され、4.44 MW のピーク電力を発生する。インバーターの定格出力は 4.28 MW である。一般的に、太陽光発電モジュールの定格出

力は、一定条件下における発電出力であり、通常の使用条件下においてはその出力を発電できず、90数%の出力にとどまる。このため、インバーターの定格出力は、太陽光パネルの最大定格出力より抑制した設備形成がなされ、「カ」国のメガソーラー設備も同様である。なお、Electra から太陽光パネルは中国製との説明があった。図 8.1-3(c)から(f)は、インバーター、変圧器建屋 (PT) 内外の写真である。建屋内は、換気扇により外気を取り入れており、わが国の太陽光発電設備に導入されているエアコン設備は用いられていない。最近ではわが国でもエアコンレスでの設備形成が志向されているが、これにより、所内電力低減に貢献し、太陽光で発電した電力が有効に活用されている。また、Santiago メガソーラーは、海岸線に近いので、吸気口には塩害防止用のフィルターが装着されている (図 8.1-3(e))。

モジュールは、24 個直列に接続され、1 スtring が形成される。これにより、発電時の直流電圧は約 800V となる。これを、インバーターにより 270V もしくは 315V の交流電圧に変換し、さらに変圧器により 20kV に昇圧し、系統に接続される。

図 8.1-4 は、Santiago の系統図である。図の左端にメガソーラー発電所が記載されており、メガソーラーの電源接続盤 (PS) からのケーブルは、Palmarejo 発電所の母線に直接接続されている。



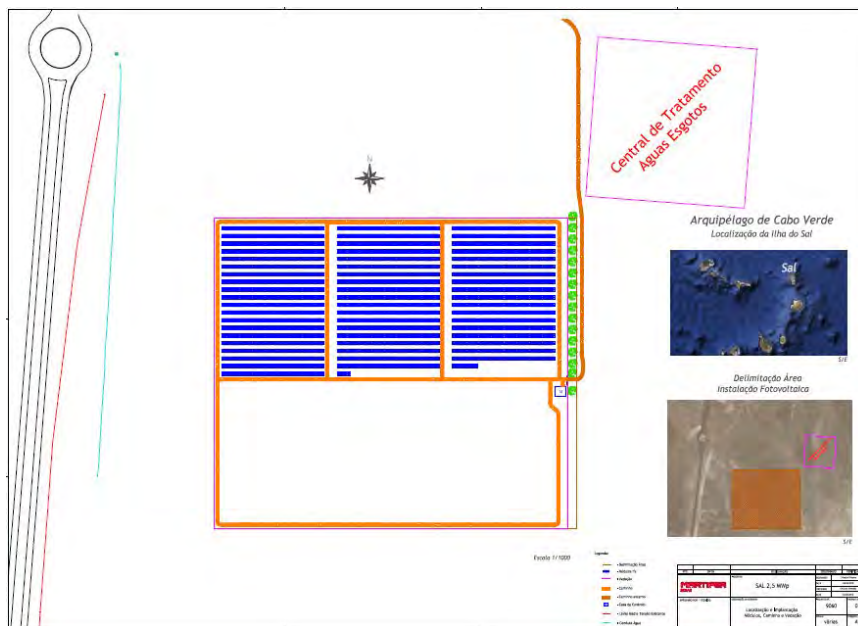
出所: Electra

図 8.1-4 Santiago 系統図 (抜粋)

(2) Sal

Sal における太陽光発電設備（以下、Sal メガソーラー）も、Santiago と基本構成は同じである。Sal メガソーラーは、2010 年 9 月にテスト運転、10 月から運用を開始している。

図 8.1-5 に、計画時点での設備配置図を示す。Sal メガソーラーは、Sal の主要発電所である Palmeira 発電所から南に約 20km 離れた敷地にほぼ真南向きに設置されている（ディーゼル発電所とメガソーラーとの位置関係は、図 5.4-1 参照）。



出所: Electra

図 8.1-5 Sal メガソーラーの配置図

図 8.1-6 は、Sal メガソーラーの設備写真である。



(a) 全景

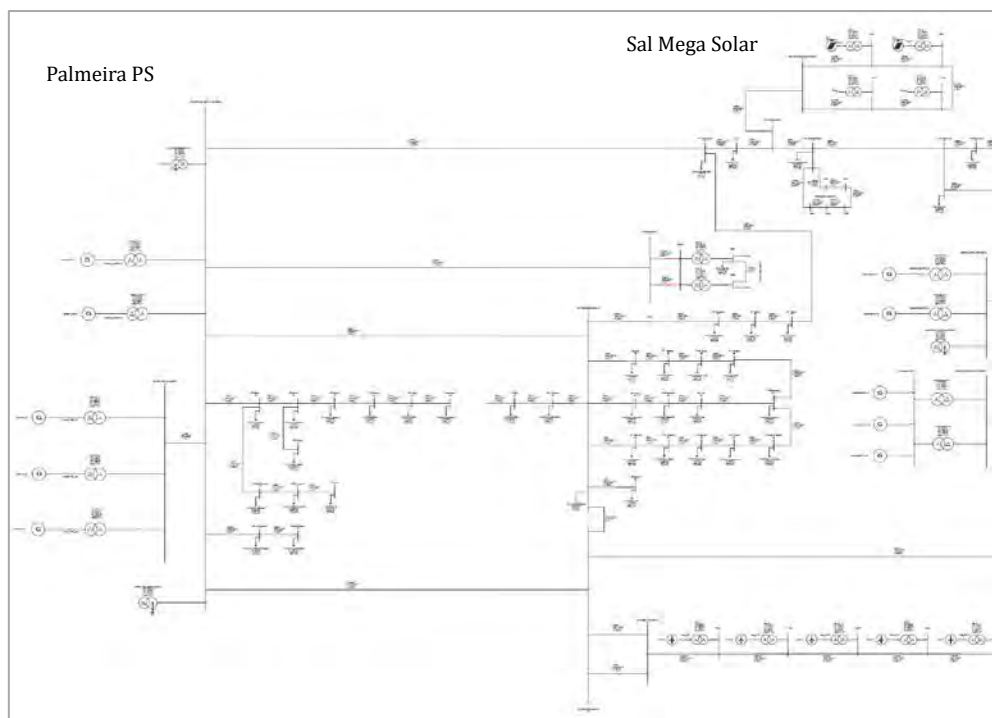


(b) 電源接続盤 (PS)

図 8.1-6 Sal メガソーラー設備写真

Sal メガソーラーは、約 1 万枚のモジュールが設置され、2.23 MW のピーク電力を発生する。インバーターの定格出力は 2.14 MW で、Santiago メガソーラーのちょうど半分の出力量である。Sal メガソーラーも Santiago メガソーラー同様、海岸線の近くに位置しており、吸気口には同様な塩害用のフィルターが設置されている。

図 8.1-7 は、Sal の系統図である。図の右上にメガソーラー発電所が記載されている。Santiago メガソーラーと異なり、主要発電所から遠距離に設置されているため、Sal メガソーラーは系統に連系した設備構成となっている。このため、主要発電所ではメガソーラーの出力が直接計測できない。



出所: Electra

図 8.1-7 Sal 系統図（抜粋）

前述のとおり、「カ」国のメガソーラー設備は、ポルトガル政府の資金を活用して「カ」国政府により建設されたが、当初は、Santiago が 5 MW、Sal が 2.5 MW で計画されていた。このうち、設備の 10% は Electra が資金を調達し、建設することとなっていたが、Electra は資金調達できなかったため、Santiago、Sal とともに出力が計画時から 10% 程度少ない設備となっている。具体的には、Santiago では No.2 インバーター (500kW) 以降の設備を作らずに、インバーター台数が 500kW 1 台、630kW 6 台の仕様に変更された。また、Sal については、当初 500kW のインバーターに接続している太陽光パネルが削減され、これに伴いインバーターも 250kW に変更されている。

メガソーラー発電設備は、「カ」国政府が所有しており、「カ」国政府と Electra とはコンセッション契約を結び、Electra は利用・開発権を所有している。これに伴い、Electra は送電線などとともに、設備毎のコンセッションフィーを支払っている。

8.1.2 運用（発電実績）

(1) Santiago

図 8.1-8 は、メガソーラーシステムにおける、気象データ観測機器の写真である。これにより計測された、日射量、風速、風向、気温、降水量の気象データおよび太陽光発電の電圧、電流、周波数が計測され、SCADA システムでこれらのデータを保存する機能を有している。しかし、Santiago メガソーラーにおいては、現状サーバーの故障に伴い過去も含むデータを取得できない状況であった。ただし、Santiago については、太陽光発電は Palmarejo 発電所に直接接続されているため、太陽光発電の出力がリアルタイムで把握できることから、運転日報には毎正時の出力および日々の電力量計による発電量が記録されている。



図 8.1-8 気象データ観測機器（Santiago）

表 8.1-3 に運転日報に基づく Santiago メガソーラーにおける 2015 年の発電電力量を示す。表の下段には、設備利用率も併記する。年間の設備利用率は 10.7%と、わが国における一般的な設備利用率 12~14%と比較しても低い。月別では、7月から11月にかけて設備利用率が大きく低下している。

表 8.1-3 太陽光発電月別発電電力量（Santiago 2015 年）

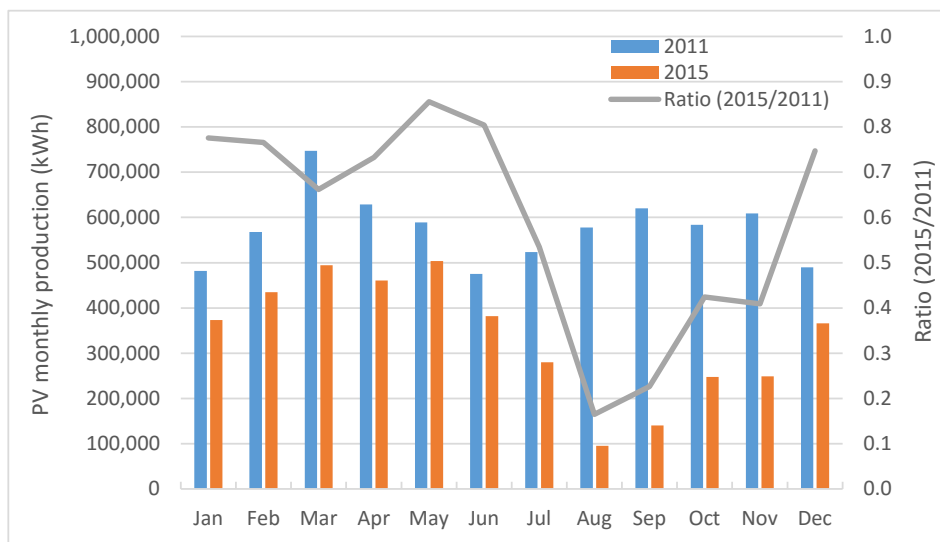
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Production (kWh)	373,601	434,733	494,132	460,819	503,852	382,056	279,851	95,268	140,232	247,869	249,207	365,867	4,027,487
Capacity factor	11.7%	15.1%	15.5%	15.0%	15.8%	12.4%	8.8%	3.0%	4.6%	7.8%	8.1%	11.5%	10.7%

出所：Electra からの入手データより調査団作成

ここで、過去の発電電力量と比較したグラフを、図 8.1-9 に示す。2015 年は、運転を開始した翌年の 2011 年と比較すると、7月から11月の発電電力量が大きく減少している。この時期は、曇天が多く天候による影響に加え、それ以外の例えば大規模な設備の故障等の要因が考えられる

が、現時点では把握できていない。また、12月から6月までの発電電力量では、2015年は2011年と比べ20%程度低下していることが分かる。この要因については、セルの経年劣化による発電効率の低下や設備の一部故障によるものなどが推測される。

なお、2011年の年間設備利用率は18.4%であり、前述のわが国における設備利用率と比較してもかなり高い数値であり、日照条件自体はかなり良いと考えられる。



出所：2011年データ：カーボヴェルデ国気候変動対策セクター情報収集・

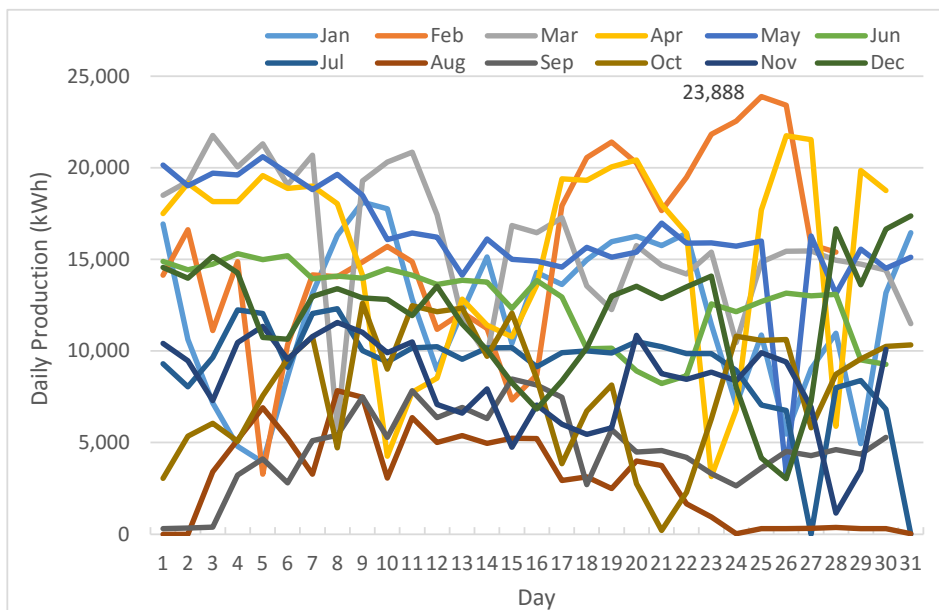
確認調査報告書、JICA、2012年8月

2015年データ：Electraからの入手データ

より調査団作成

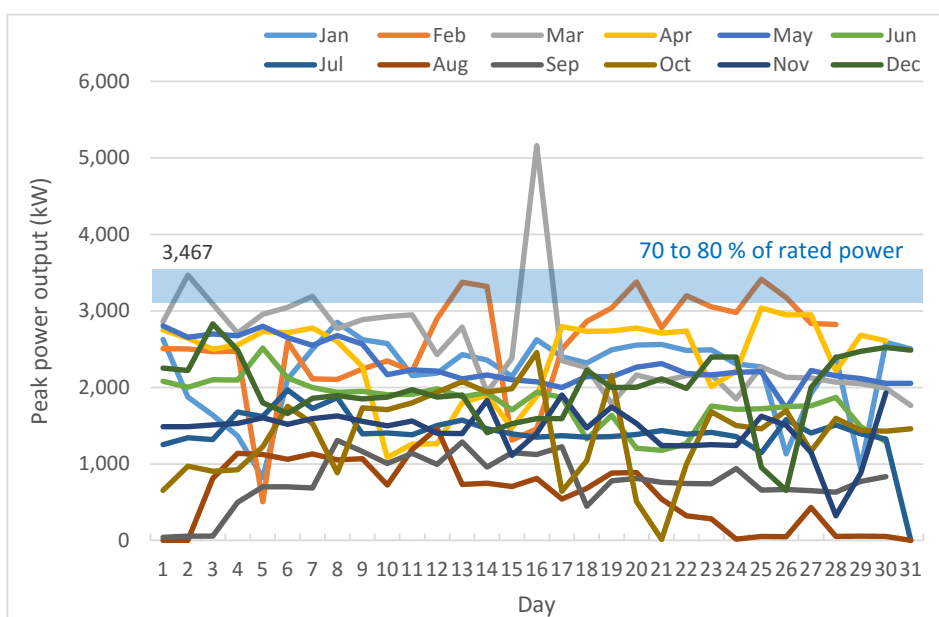
図 8.1-9 太陽光発電月別発電電力量 (Santiago 2011年、2015年)

2015年一年間における太陽光発電の日間発電電力量およびピーク電力を、それぞれ図 8.1-10、図 8.1-11 に示す。



出所: Electra からの入手データより調査団作成

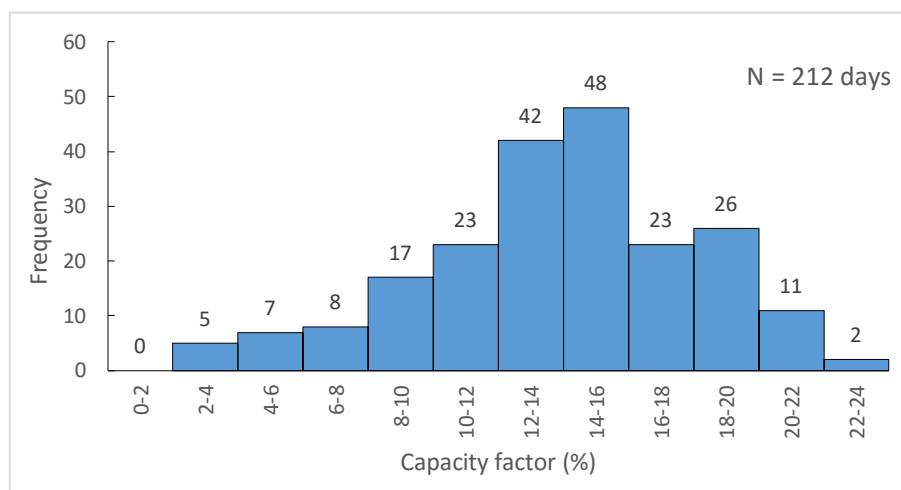
図 8.1-10 太陽光発電日間発電電力量 (Santiago 2015 年)



出所: Electra からの入手データより調査団作成

図 8.1-11 太陽光発電日間ピーク電力 (Santiago 2015 年)

発電量が少なかった 8 月については、全体を通してピーク電力は定格出力の 1/4 程度、8 月後半から 9 月の初めにかけてはほぼ発電していない状態が見取れ、部分的な故障およびこれに伴う発電の停止等の措置が取られた可能性がある。何らかの理由で発電量が低下している 7 月から 11 月の時期を除いた 7 カ月間の、日間発電電力量における設備利用率のヒストグラムを図 8.1-12 に示す。この期間の設備利用率は、13.8 %である。



出所: Electra からの入手データより調査団作成

図 8.1-12 太陽光発電日間設備利用率のヒストグラム (Santiago)

雨が少ない気候のため、発電量が少なく設備利用率が低い日数は少なく、全体的に安定して発電していることが分かる。

図 8.1-11 に示すピーク電力については、3月 16 日の数値は日報の記載ミスと考えられるため、これを除くと 2月 2 日の 3,467 kW が最大であり、モジュールの定格出力 4,440 kW に対する割合は 78.1%となる。一般的に太陽光発電モジュールの定格出力に対しては、前述の通常の使用条件下における実力値やインバーターによる変換ロスなどにより、インバーターの交流側出力では 70～80%程度まで低下すると言われており、おおむね妥当な出力といえる。

(2) Sal

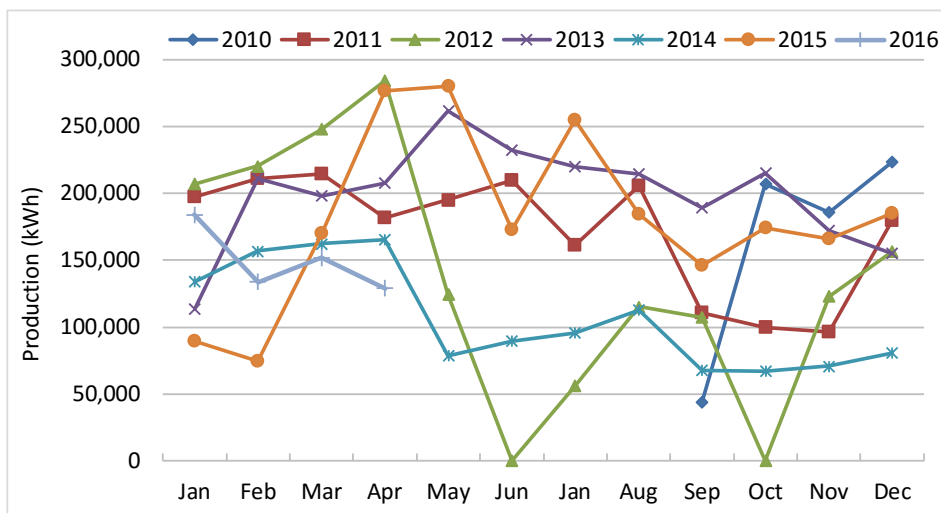
表 8.1-4 は、Sal メガソーラーにおける、運転を開始した 2010 年 9 月からの月間発電電力量である。表の下段には、設備利用率も記載している。

表 8.1-4 太陽光発電月別発電電力量 (Sal 2010~2016年)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Jan		197,449	206,606	113,205	133,727	89,376	184,019
Feb		210,963	220,194	210,984	156,763	74,352	133,666
Mar		214,346	247,777	198,196	162,151	170,262	151,759
Apr		181,711	283,844	207,326	165,375	276,656	128,816
May		194,948	124,294	261,452	78,308	279,698	
Jun		209,390	0	232,066	89,213	172,946	
Jan		161,156	55,736	220,078	95,594	254,439	
Aug		205,296	115,064	214,565	112,411	184,215	
Sep	43,861	110,929	107,357	188,882	67,547	146,409	
Oct	206,673	99,960	0	214,819	67,142	174,214	
Nov	185,850	96,350	122,940	172,042	70,733	165,820	
Dec	223,096	179,601	156,415	154,718	80,565	185,088	
Total	659,480	2,062,099	1,640,227	2,388,333	1,279,529	2,173,475	598,260
Capacity Factor*	13.0%	11.0%	10.5%	12.7%	6.8%	11.6%	9.6%
Remarks	*From Oct to Dec		*Except for Jun and Oct				*From Jan to Apr

出所: Electra

年間の設備利用率は、運転開始後の2010年は13%であったが、それ以降は毎年11%前後で、比較的低い水準で推移している。この表を基に、月間発電電力量の推移をグラフ化したものを図8.1-13に示す。



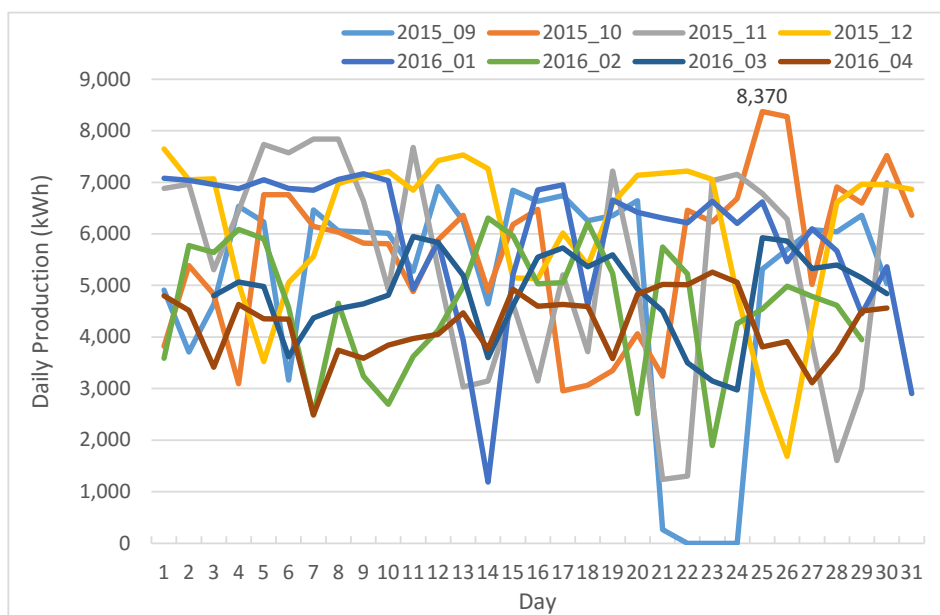
出所: Electra

図 8.1-13 太陽光発電月別発電電力量 (Sal 2010~2016年)

2011年9月から11月、2012年5月から2013年1月まで、および2014年5月から2015年3月にかけては、発電電力量が大きく減少している。Electraによると、発電電力量減少の要因は、以下のとおりである。

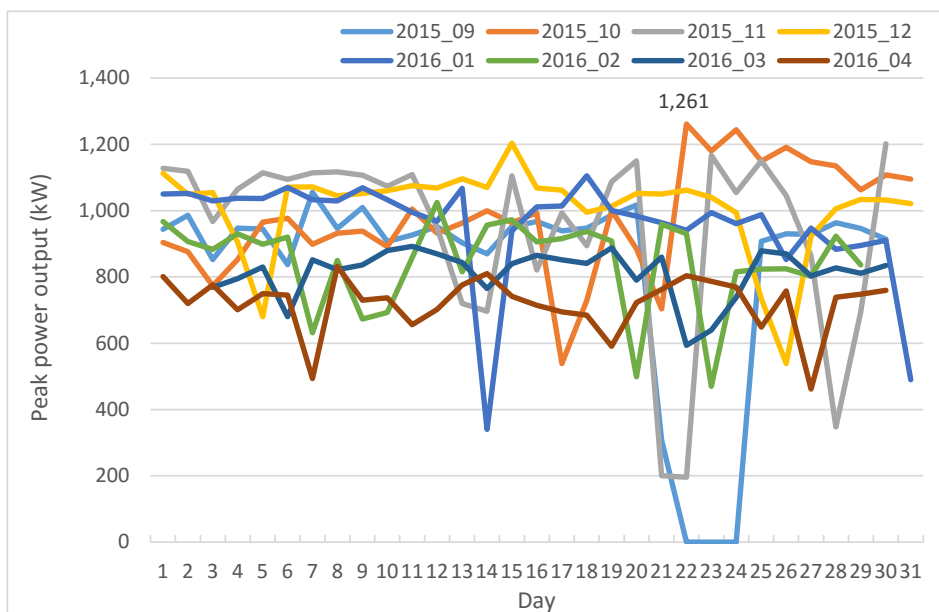
2011年から2012年については、ディーゼル発電機のCATERPILLARユニットでメンテナンス時に問題が発生し、大きな負荷変動に追従できなくなったため、太陽光発電の出力を制限したことが要因である。2013年はCATERPILLARユニットの修理が完了し、太陽光発電は出力抑制が不要となったため、良好な発電実績となった。2014年には、太陽光パネルを直列に接続しているコネクタ（MC4コネクタ）の多くが焼損したが、コネクタ部品の調達が困難だったため、改修ができず発電量が減少している。2015年2月には、コネクタを取り換えるメンテナンスを行ったため、発電量が再び増加している。2016年は、予算の都合上太陽光パネルの清掃が不十分なために発電量が減少している。

Salのメガソーラーは、Santiagoとは異なり系統に接続されている。このため、ディーゼル発電所では、その出力が把握できないため、太陽光発電データは現地のサーバーに取り込まれているもののみである。現時点で入手可能なものは、2015年9月から2016年4月までのデータである。このデータには、発電出力が15分値で記録されている。この期間における太陽光発電の日間発電電力量およびピーク電力を、それぞれ図8.1-14、図8.1-15に示す。



出所: Electra からの入手データより調査団作成

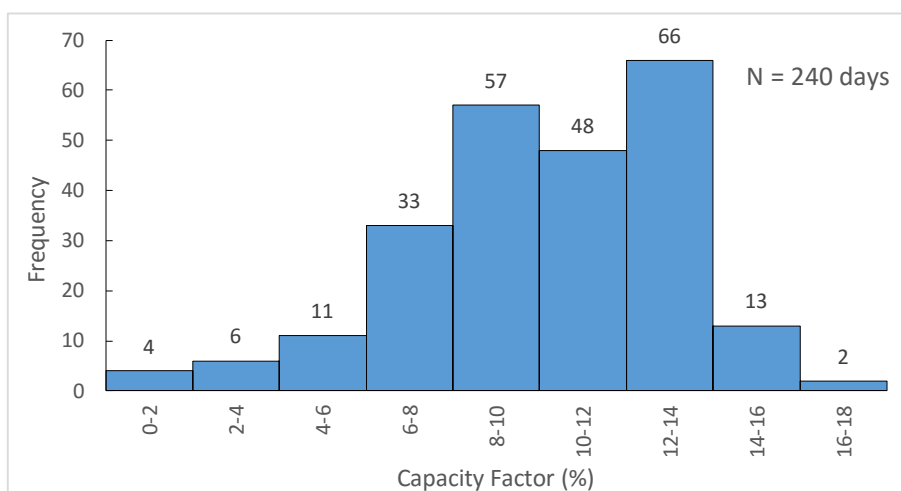
図 8.1-14 太陽光発電日間発電電力量 (Sal 2015年9月~2016年4月)



出所: Electra からの入手データより調査団作成

図 8.1-15 太陽光発電日間ピーク電力 (Sal 2015年9月~2016年4月)

図 8.1-14 から、発電電力量はおおむね 3,000 kWh~7,000 kWh で安定して発電している。Santiago 同様に、発電電力量のヒストグラムを図 8.1-16 に示す。この期間の設備利用率は、10.7% である。



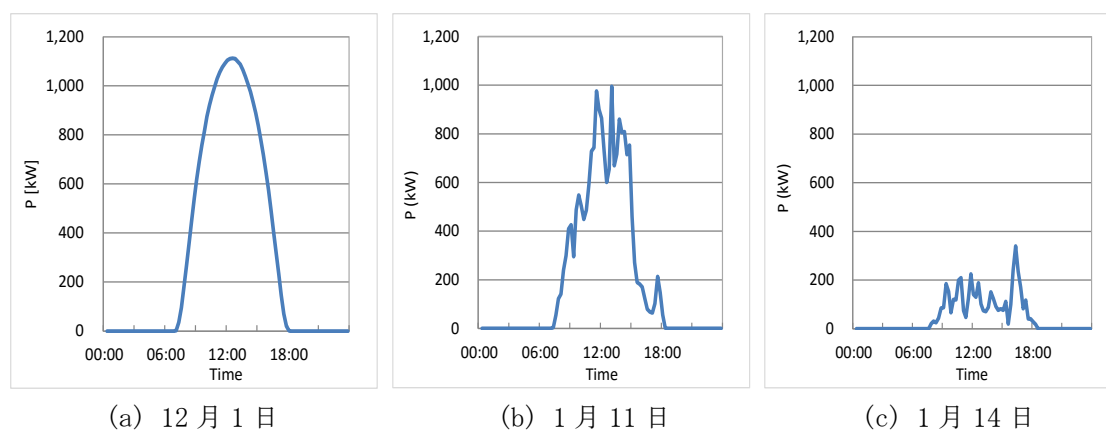
出所: Electra からの入手データより調査団作成

図 8.1-16 太陽光発電日間設備利用率のヒストグラム (Sal)

図 8.1-12 の Santiago メガソーラーと比較すると、日間の設備利用率が 14%以上の発電電力量が多い日が極端に少なくなっている。

図 8.1-15 のピーク電力は、10 月 22 日の 1,261 kW が最大で、モジュールの定格出力 2,230 kW に対する割合は 56.5% である。前述の一般的な太陽光発電モジュールの定格出力に対するインバーター交流側出力の比、70~80% 程度と比較してかなり低い値となっている。全体的に発電量が少ないのは、図 8.1-13 から経年による変化ではなく、設備本体に問題、課題があることによると考えられる。この問題については、8.2「太陽光発電の課題」に記している。

図 8.1-17 は、Sal メガソーラーの代表的な出力パターンである。



出所: Electra

図 8.1-17 Sal メガソーラーの代表的出力パターン

(a) 図は、晴天における出力で、きれいな正弦波の出力カーブとなっている。冬期であるため多少の日射量の低下は見込まれるものの、このような日射条件が良い日においても最大出力は 1,100 kW 程度に留まっている。(b) 図は、中程度の約 5,000 kWh 発電した日の出力カーブである。データサンプリングの時間間隔が 15 分であるため雲の影響による細かな出力変動は確認できないが、15 分で 700kW 程度の出力変動も確認できる。(c) 図は、ほとんど発電していない日の出力カーブである。

8.1.3 運用（保守）

メガソーラーの保守は、Electra が実施している。保守作業員は 1 サイトあたり 2 人とのことである。また、修繕費の確保が難しく、故障してもすぐに改修できない事情がある。

(1) Santiago

変電設備については、年 6 回予防保全を実施している。具体的には、PT、PS およびインバーター、変圧器内部の清掃などで、年に 2 回は変圧器、フレームの接合部とインバーターの増し締めなどを行っている。太陽光パネルについては、予算が確保できれば、年間 660,000CVE のコストで、2 月から 6 月にかけて最大 4 回のクリーニングを実施している。2014 年、2015 年には、修繕費が年間約 770,000CVE 確保できたが、消耗品や保守を行うために必要な材料の確保までには至ってい

ない。

設備上の問題としては、降雨時における太陽光発電設備の絶縁抵抗低下によって、後述する PID 現象 (8.2.2 参照) の永続的な発生や、雨季に高い確率で発生するモジュール間を接続するコネクタ (MC4 コネクタ) の焼損、インバーターのトリップによる発電量の損失などがある。MC4 コネクタの焼損については、IEC (International Electrotechnical Commission) 規格の IEC144、IEC529 で規定される防塵・防水性能が IP65 のコネクタから、より防水性が高い IP68 のコネクタに交換することで対応している。

システム異常の検出については、ストリング毎に設置されるヒューズの状態や電圧等の計測値を SCADA でチェックしていたが、現在は壊れているため、保守作業員がジャンクションボックス (図 8.1-18) で計測器により測定し、異常をチェックしている。

交換用のモジュールは、当初 50 枚準備していたが、故障に伴い既に 12 枚使用している。また、PT、PS 建屋の換気扇の故障も発生しているようである。



図 8.1-18 ジャンクションボックス (Santiago)

(2) Sal

Sal に関しては、再生可能エネルギー全体の出力に対し太陽光発電の割合は小さく、また Cabeolica との風力発電受入れ義務量の問題もあるため、太陽光発電に問題があっても修理の優先順位が低く、解決するのに時間がかかるとのことである。

Sal メガソーラーは、主要ディーゼル発電所である Palmeira 発電所から距離が離れていることもあり、現地への視察は 1～2 カ月に 1 回程度である。

太陽光パネルの洗浄は、外部委託により実施し、年間 3～4 回、洗浄期間は 1～2 週間程度で、委託業者によって異なる。1～2 月はダストが多いようである。洗浄には水を 10 トン程度使用しており、地下に洗浄用水タンク 100 トンを設置したので、今後は地下タンクを有効に使い委託費削減を検討している。

SCADA のモニタリングシステムは、Santiago メガソーラーと同様壊れている。このシステムにより、すべてのブレーカー、ヒューズの状態が把握できていたが、携帯電話の電波が届かない地域でもあり、これらの情報が分からないことは非常に大きな問題との認識がある。しかし、装置を修理するには大きな投資が必要であり、実現できていない。

設備上の問題は、Sal では特に塩害によるダメージが大きく、架台、コネクター部等の腐食が多くみられる。また、建屋換気口のフィルターは、洗浄頻度が多く、腐食も見られた。(図 8.1-19) 交換用のモジュールは 40 枚準備し、1 枚のみ交換したとのことであった。



(a) 架台、コネクター

(b) 建屋換気口フィルター

図 8.1-19 塩害による設備腐食 (Sal)

8.2 太陽光発電の課題

太陽光発電に関して、現地での聞き取りでは、ダストによる出力低下やPID現象が問題である。ここでは、これらの問題を中心に記載する。

8.2.1 ダストの問題

「カ」国は、乾燥した気候のため、土壌は土漠である。また、年中大陸からの風が強いため、砂塵の飛来や土埃が舞い上がり、太陽光パネルを覆っている。雨は年間を通してほとんど降らないため、雨洗効果も期待できない。図 8.2-1 は、現地で撮影した太陽光パネルの状況である。パネルに堆積したダストは、夜露などの水分により、ひどくこびり付いており、簡単には除去できない状態であった。



(a) Santiago メガソーラー

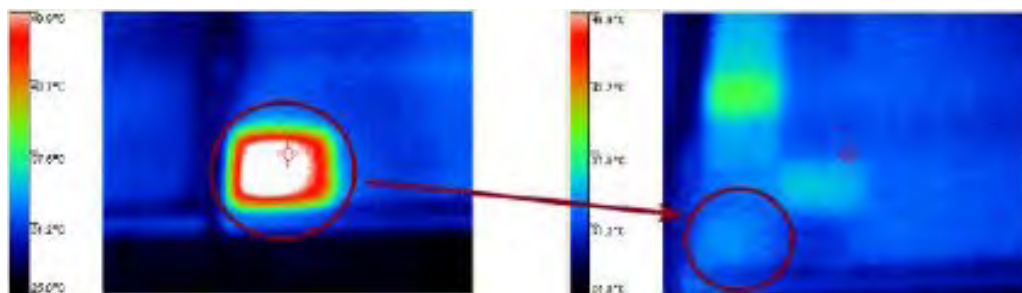
(b) Sal メガソーラー

図 8.2-1 太陽光パネルを覆うダスト

この問題に関しては、メガソーラー発電所を建設し、運用開始半年後の2011年3月に実施された、設備受入れのためのITC (Instituto Tecnológico de Canarias) による試験報告書 (Informe técnico. Ensayo de recepción de las Instalaciones fotovoltaicas de Santiago y Sal. 2011年5月) にも記載されている。

報告書によると、特にSalメガソーラーにおいては、太陽光発電プラントの位置は、未舗装の道路の南に位置し、継続的に大型車両が通過することおよび北方向からの風が支配的であることから、継続的に埃の蓄積が加速する。現地視察時にも、プラントの周りにはきめが細かい土で囲まれており、土埃の影響が顕著であることを確認した。

ダストによる影響は、主に(1)日射が遮られることによる発電電力の減少、(2)長期的な使用においては寿命の短縮、につながると指摘されている。(1)に関して報告書では、試験期間中の設置状況を一例として、トータルの平均損失は約5%であるとしている。(2)に関しては、汚れがひどい箇所に発生する不均質な汚れにより、ホットスポットが発生し劣化につながる。これは、ひとつのモジュール内においてセルの汚れの差が非常に顕著である場合、汚れがひどいセルは逆バイアスで動作し抵抗体となるため、エネルギーを発生させる代わりに、発熱しホットスポットを生成する。この状況は、長期的には、絶縁性能の低下、エネルギー発生能力の低下など素子の劣化を加速させ、その結果、モジュールの寿命を縮める可能性がある。Salメガソーラーにおいて観察された例として、図8.2-2の左図は、モジュール左下領域に堆積した汚れによる太陽光発電モジュールの温度上昇を示し、温度は51.2℃に達している。右図は、ダスト洗浄後の同じ箇所の写真で、温度は33.4℃に低下している。



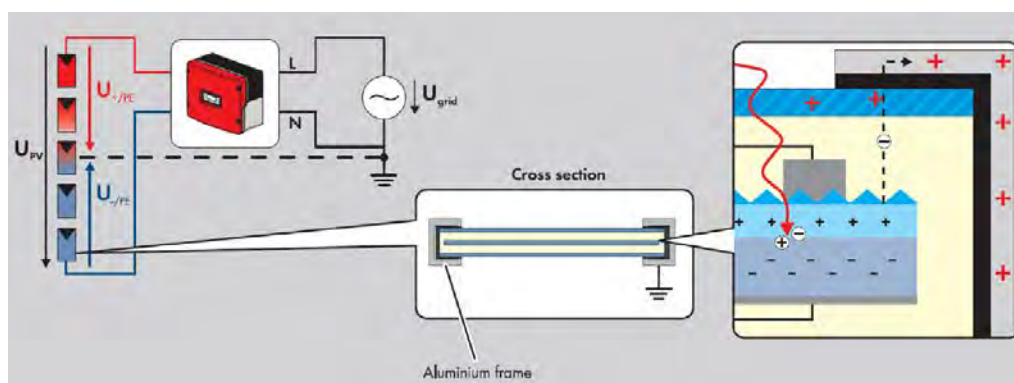
出所: Informe técnico. Ensayo de recepción de las Instalaciones fotovoltaicas de Santiago y Sal., Instituto Tecnológico de Canarias, 16/5/2011

図 8.2-2 ダスト堆積箇所のサーモグラフィー画像

さらには、以上の影響に加え、装置内部へのダストの侵入が確認され、この結果、漏れ電流による稼働部品の絶縁低下や発電電力の減少が見られた、と報告されている。

8.2.2 PID 現象

PID (Potential Induced Degradation) 現象は、2012 年に公表されたドイツ フラウンホーファー研究機構における試験結果により、広く認知されるようになったが、それ以前からも問題は指摘されていた。PID 現象とは、シリコン結晶モジュールに高電圧がかかると、環境条件によっては金属のフレームからセルに漏れ電流が流れ、出力の低下を引き起こす現象のことで、高温高湿の状態や塩分などの外的要因により大きく影響を受けるとされている (図 8.2-3 参照)。1000V 近くの直流高電圧を発生するメガソーラーにおいて発生が多く報告され、モジュール表面のガラスに含まれるナトリウムが高電圧によりイオン化することが原因と言われているが、詳細な発生メカニズムは解明されていない。上記試験では、世界的なメーカー13 社のモジュールに対して、PID 現象が発生しなかったのは 4 社のみで、最大で 90% 程度出力が低下したモジュールがあったことが報告されている。



出所: CABO VERDE POTENCIAL INDUCED DEGRADATION (PID), MARTIFER SOLER, 9/2011

図 8.2-3 PID 現象の概念図

「カ」国におけるメガソーラーの PID 現象は、発電設備を建設した MARTIFER SOLAR 社による 2011 年 9 月の PID に関する報告書にまとめられている。これによると、設置 5 カ月後の 2011 年 2 月には自動計測装置によるストリング毎の電圧において、一部電圧低下の異常が検出されている。このため、サンプル的に電圧が低下している数ヶ所のストリングで、モジュール毎の電圧を測定している。この結果、直列接続の負極側で大きく電圧が低下していたことから、PID 現象によるものと推定された。また、前述の 2011 年 3 月に実施された、ITC による試験においても、モジュールの出力試験が行われており、この結果からも PID 現象が発生していることが疑われた。

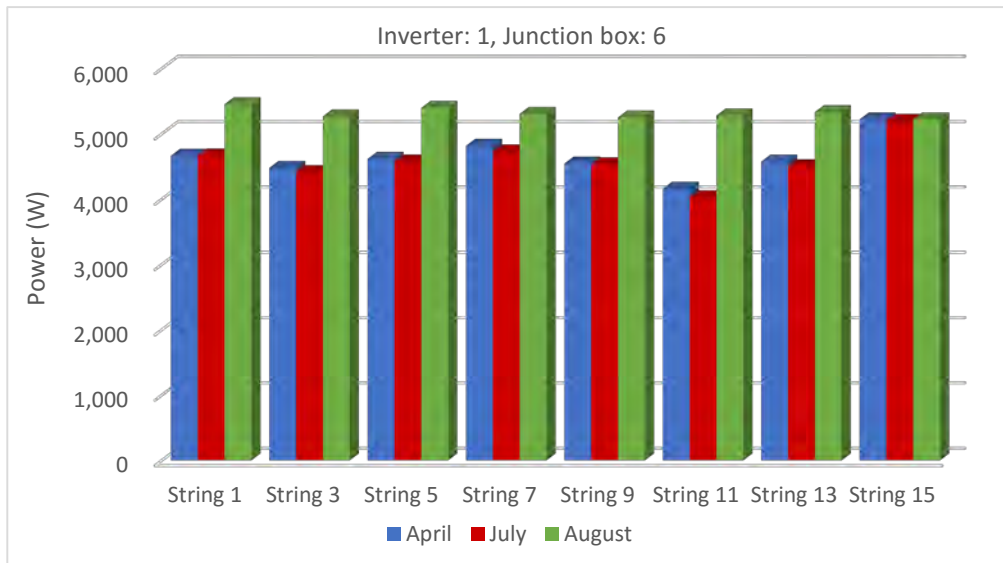
これを証明するため、MARTIFER SOLAR は高い専門技術を有するドイツの検査・認証サービス機関である TÜV Rheinland へ試験を依頼している。この試験では、負極側のモジュールで出力が低下していることの確認や、PID は可逆的な現象であることから、対策を施した際のモジュール出力の再生までを試験している。

表 8.2-1 および図 8.2-4 は、この試験において、インバーター1に入力される 6 番目のジャンクションボックスに接続される奇数番のストリングで測定された発生電力を示す。

表 8.2-1 ストリング毎の出力 (Santiago ジャンクションボックス 1.6)

Power measured by I-V curve (W)					
Inverter Junction Box	String	April	July	August	ΔP (%) (Apr-Aug)
1.6	1	4,662.95	4,667.13	5,451.34	16.91%
	3	4,477.00	4,412.31	5,265.29	17.61%
	5	4,615.63	4,575.64	5,395.64	16.90%
	7	4,816.04	4,729.43	5,304.14	10.13%
	9	4,543.71	4,532.10	5,250.16	15.55%
	11	4,158.06	4,028.56	5,279.42	26.97%
	13	4,573.22	4,503.44	5,331.28	16.58%
	15	5,218.83	5,197.39	5,220.97	0.04%

出所: CABO VERDE POTENCIAL INDUCED DEGRADATION (PID), MARTIFER SOLAR, 9/2



出所: CABO VERDE POTENCIAL INDUCED DEGRADATION (PID), MARTIFER SOLER, 9/2011

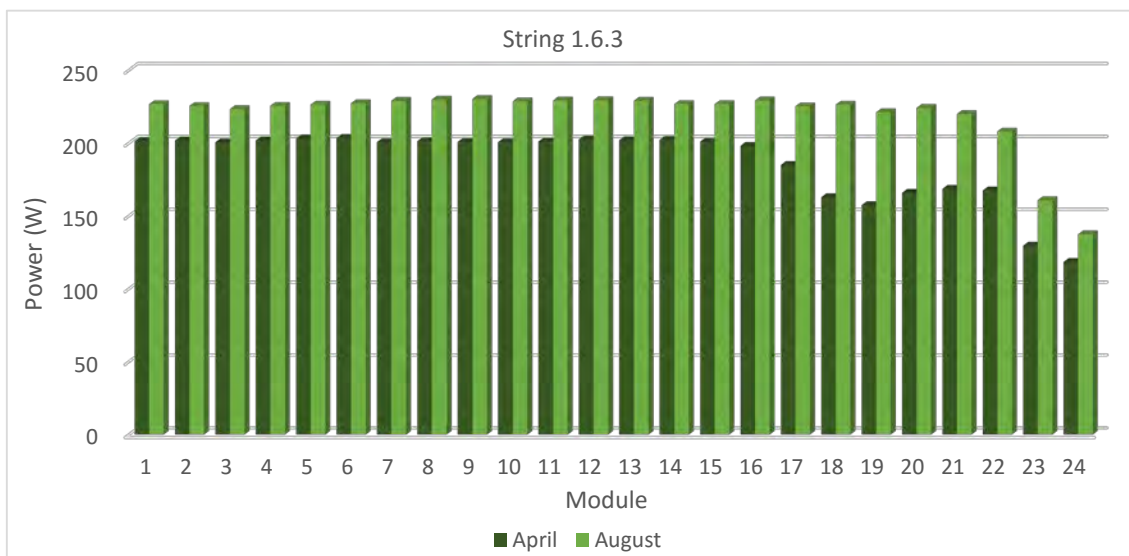
図 8.2-4 スtring毎の出力 (Santiago ジャンクションボックス 1.6)

7月の測定値は、4月の測定時から出力が低下しており、PID現象により劣化が進行していると評価されている。7月の測定後、以下の2対策を実施している。

- (1) インバーター負極の接地 (PT1、PT8)
- (2) 直列接続替えによるモジュールの位置変更

対策実施3週間後の8月の測定値では、出力の回復が見られる。

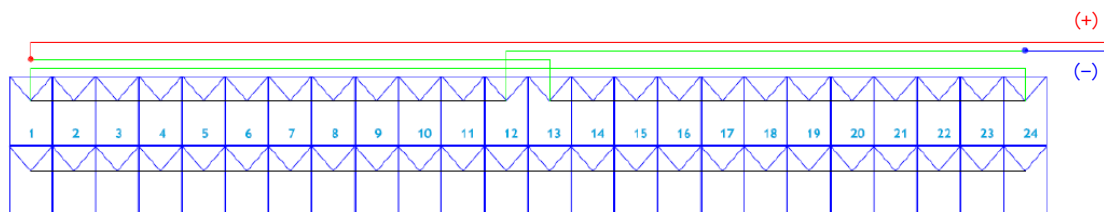
図 8.2-5 は、このうちString 3 (1.6.3) における各モジュールの出力である。全般的に出力はほぼ定格出力の 230 W まで回復しているものの、String 1.6.3 では、対策(1)のみが実施されており、負極に近いモジュール (23、24 など) は出力が十分に回復できていない。



出所: CABO VERDE POTENCIAL INDUCED DEGRADATION (PID), MARTIFER SOLER, 9/2011

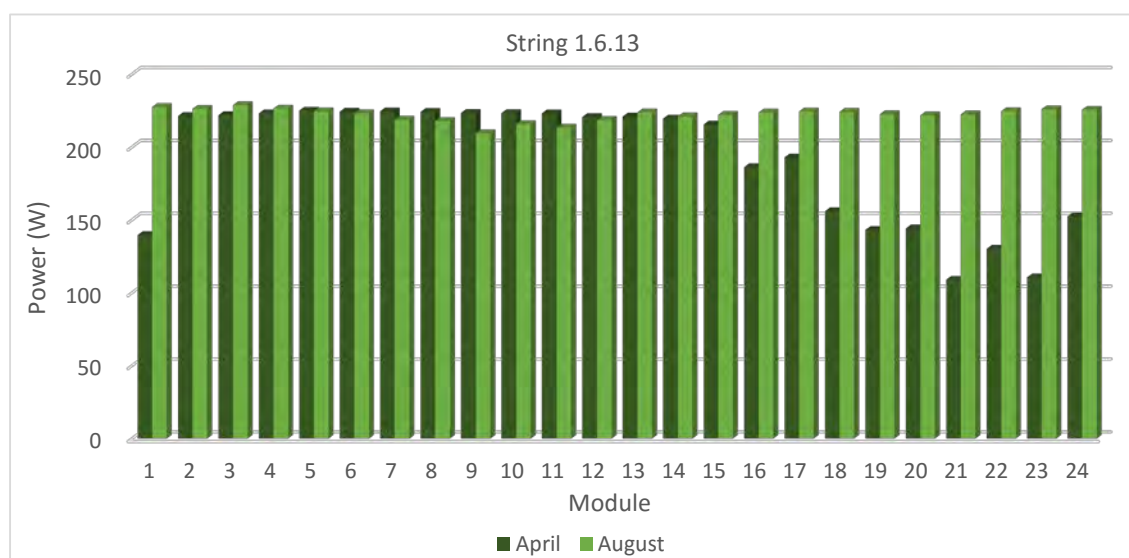
図 8.2-5 モジュール出力 (Santiago String 1.6.3)

対策(1)に加え、図 8.2-6 に示すような接続替えの対策(2)を実施したストリング 1.6.13 の出力測定結果を図 8.2-7 に示す。負極から遠ざかったモジュール 20~24 では、大きく出力が回復している一方、負極に近づいたモジュール 5~12 では出力の低下が認められている。



出所: CABO VERDE POTENCIAL INDUCED DEGRADATION (PID), MARTIFER SOLER, 9/2011

図 8.2-6 モジュールの配線接続替え



出所: CABO VERDE POTENCIAL INDUCED DEGRADATION (PID), MARTIFER SOLER, 9/2011

図 8.2-7 モジュール出力 (Santiago ストリング 1.6.3)

以上の試験の結果から、「カ」国におけるメガソーラーの出力低下は、PID 現象によるものと断定され、対策の有効性についても確認された。

この結果を受け、対策がどのように実施され、現状 PID による影響がどの程度残っているかは不明である。現在では、各太陽光パネルメーカーは、PID に対して十分な対策、試験を実施しており、今後太陽光発電を新規に導入する場合は、PID 対策が施されたパネルの選定とアース等の設置時の対策により PID による問題は十分に解決できるものと考えられる。

8.2.3 風力発電との比較

風力発電は、風況が良い冬期を中心に発電量が多いが、夏期は極端に風速が弱まり、年間を通して見れば、季節的な変動が大きい。一方、太陽光発電は、年間を通して安定的に発電し、季節変動は比較的少ない。このため、再生可能エネルギーの導入には、太陽光発電も検討の余地がある。ここでは、導入の要素として重要なコストを中心に両者を比較する。

表 8.2-2 は、風力発電と太陽光発電の主な項目における比較を示す。

表 8.2-2 風力発電と太陽光発電の比較

項目		風力発電	太陽光発電
設備単価		2,279 EURO/kW (日本 ^{※1}) 2,279 EURO/kW (CV 実績)	1,906 EURO/kW (日本 ^{※1}) 1,223 EURO/kW (ヨーロッパ ^{※2})
設備利用率 (2015 年実績)		Santiago : 39.5% Sal : 28.6% São Vicente : 37.3% Boa Vista : 35.0%	Santiago : 10.7% Sal : 11.6%
発電単価 ^{※3}		5.8 EURO Ct./kWh	14.9 EURO Ct./kWh (日本) 9.2 EURO Ct./kWh (ヨーロッパ)
算定諸元	設備単価	2,279 EURO/kW	() 地域の単価
	設備廃棄費用	建設費の 5%	建設費の 5%
	運転維持費用	46.6 EURO/kW/年	28.1 EURO/kW/年
	設備利用率	40% ^{※4}	14% ^{※5}
	金利	3%	3%
	稼働年数	20 年	20 年
建設期間		約 2 年間 (850kW×30 基)	Santiago : 8 カ月 (4.28MW) Sal : 7 カ月 (2.14MW)

※1 「平成 28 年度調達価格及び調達期間に関する意見 (調達価格等算定委員会 平成 28 年 2 月)」

※2 「TRENDS 2015 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS (IEA PVPS)」のデータを基に算定 (ヨーロッパ各国の平均値。105.24 円/米^{ドル})

※3 「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告 (発電コスト検証ワーキンググループ 平成 27 年 5 月)」をベースに資本費 (初期投資、廃止措置費用) + 運転維持費を算定

※4 出力制限をしていない Santiago の利用率を適用

※5 Santiago の 2015 年実績のうち出力低下が認められない月における設備利用率を適用 (8.1.2 項参照)

(注) 適用為替レート : JPY/EUR : 131.66 (2015 年末)

出所: 注釈の資料を基に調査団作成

風力発電は、良好な風況により設備利用率がかなり高いため、日本などと比較して発電単価がかなり安い。一方、太陽光発電の発電単価算定には、不確定な変動要素があるため、これを考慮して発電単価を試算してみる。設備利用率は、Santiagoメガソーラー運開翌年の実績、および2015年の発電量が低下した期間を除く利用率を適用する。設備単価は、ヨーロッパにおける単価を基準として、運送費用等のコスト増を見込み、1.5倍、2倍を適用する。この条件において算定した太陽光の発電単価を表8.2-3に示す。

表 8.2-3 太陽光発電の発電単価算定結果

設備利用率 設備単価	14% (2015年)	18.4% (2011年実績)
1,223 EURO/kW (ヨーロッパ)	9.2 EURO Ct./kWh	7.0 EURO Ct./kWh
×1.5 [1,838 EURO/kW]	12.6 EURO Ct./kWh	9.6 EURO Ct./kWh
×2.0 [2,446 EURO/kW]	16.0 EURO Ct./kWh	12.2 EURO Ct./kWh

(注) 適用為替レート：JPY/EUR：131.66 (2015年末)

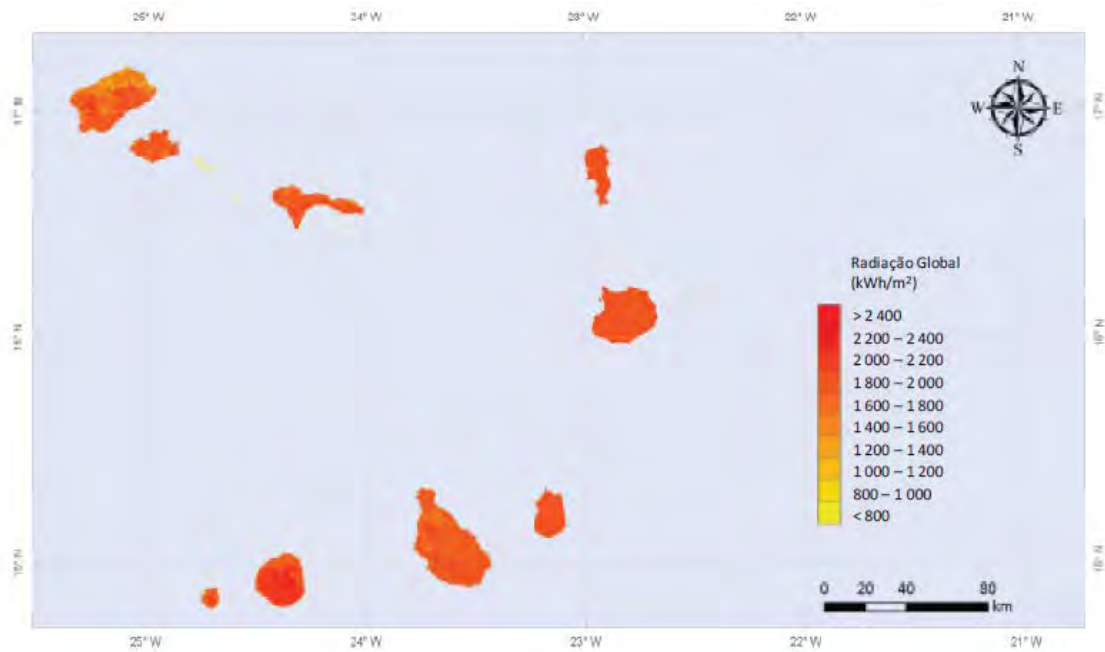
出所：表8.2-2注釈の資料を基に調査団作成

発電設備に異常がなく、良好な発電量が確保でき、安価に設備建設が実現できれば、風力発電並みのコストが期待できるものの、現状では輸送コスト等を考慮すれば風力発電と比較して割高となる可能性が高い。

8.3 太陽光ポテンシャルの検討

「カ」国官報 No7/2012 によると、再生可能エネルギー開発区域（以下、ZDER）を特定する再生可能エネルギー戦略計画を政府が承認している。太陽光発電も風力発電同様に、官報に ZDER の選定方法や太陽光発電のポテンシャル等が要約的に記載されており、ここでは、この内容の妥当性について評価を行う。

図 8.3-1 は、「カ」国における全天日射量のマップである。

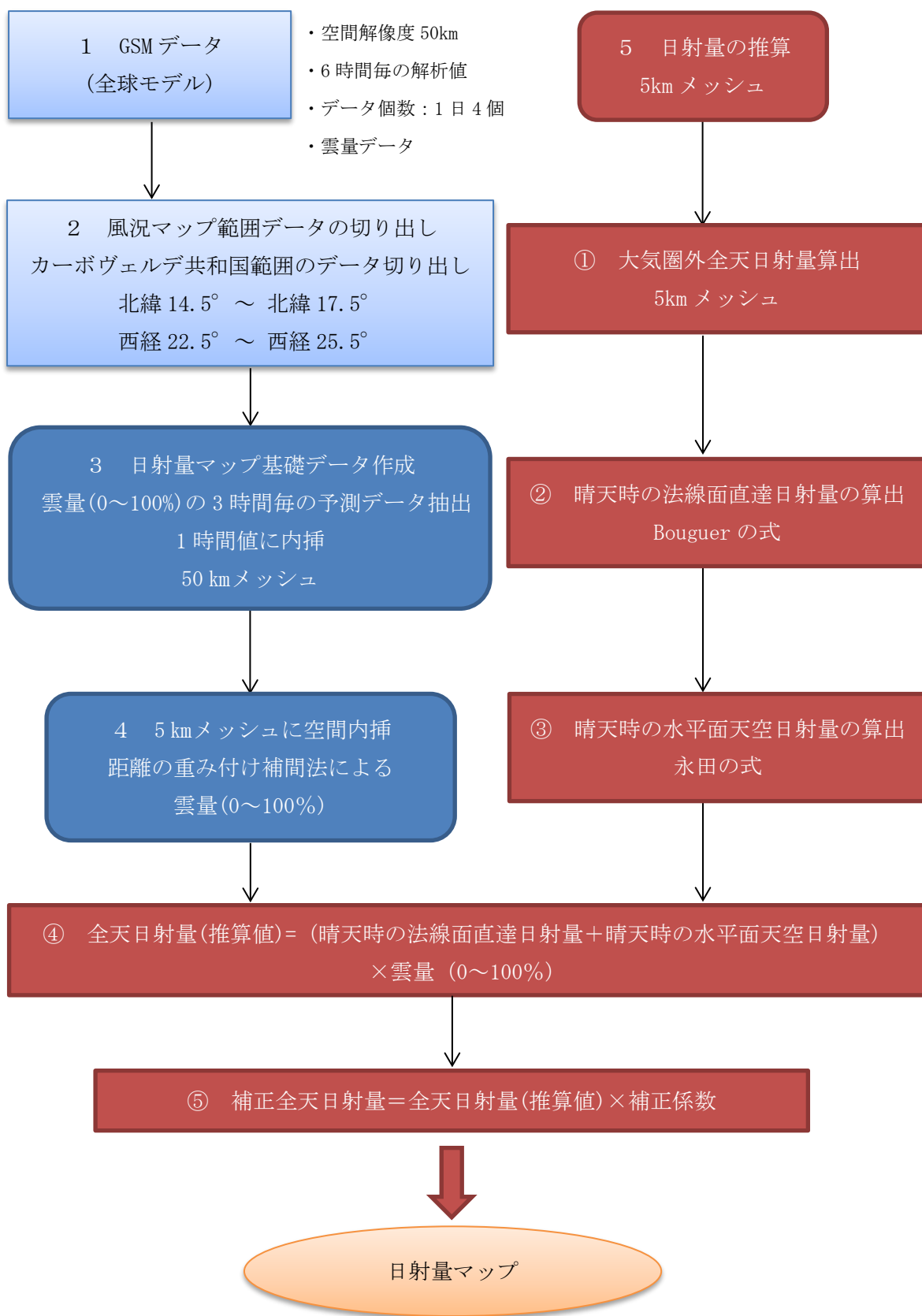


出所: I SÉRIE - NO 7 «B. 0.» DA REPÚBLICA DE CABO VERDE - 3 DE FEVEREIRO DE 2012

図 8.3-1 「カ」国における全天日射量マップ

官報によると、「カ」国のほとんどの領域で年間 1,800~2,000 kWh/m² の日射が期待できるとされている。

ここで、われわれは独自に 2015 年の GSM データを用いて、風況マップと同様にシミュレーションにより、平均日射量マップを作成した。図 8.3-2 に日射量マップ作成フローを示す。図 8.3-2 における、「1 GSM データ」、「2 風況マップ範囲データの切り出し」、「4 5 kmメッシュに空間内挿」については、風況マップ作成と同じであるため、以降に、風況マップ作成とは異なる、「3 日射量マップ基礎データ作成」および「5 日射量の推算」の項目についてのみ記載する。



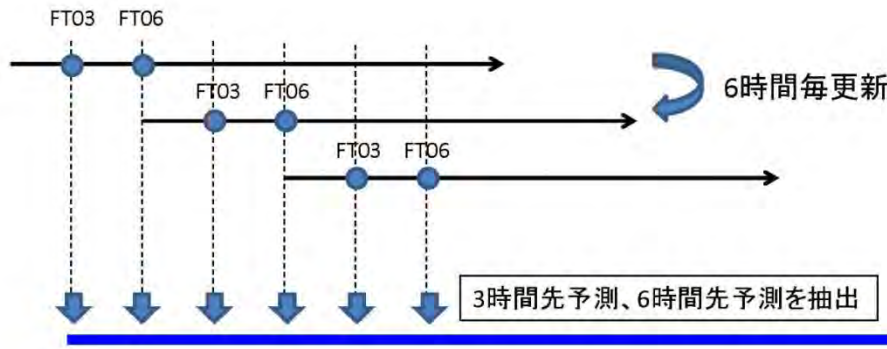
出所：調査団作成

図 8.3-2 日射量マップ作成フロー

(1) 日射量マップ基礎データの作成

GPV データは、空間解像度 50km、6 時間毎の 1 日 4 回のデータ個数となっているので、これを各時刻（6 時間毎）の 3 時間先解析値（雲量）を用いて、以下のとおりに線形内挿した。

図 8.3-3 に、解析値の時間内挿のイメージを示す。



出所：調査団作成

図 8.3-3 解析値の時間内挿のイメージ

(2) 日射量の推算

① 大気圏外全天日射量の算出

大気圏外全天日射量 (Q) は、任意の緯度 ϕ 、経度 λ の地点における任意の日時の太陽方位 ϕ 、高度 λ から下記の計算式で求める。

・大気圏外全天日射量

$$Q(w/m^2) = 1367(r^*/r)^2 \sin(\alpha)$$

Q: 大気圏外全天日射量

r^*/r : 任意の地点の地心太陽距離

α : 任意の地点の太陽高度

② 晴天時の法線面直達日射量

法線面直達日射量は、下記の Bouguer の式で算出した。

$$J_n = J_{n0} \times P^m$$

J_n : 法線面直達日射量 (MJ/m²h)

J_{n0} : 大気圏外全天日射量 (MJ/m²h)

P: 大気透過率

m: 大気質量

$$m = \eta \times m_0$$

$$\eta = \left(1 - \frac{z}{44308}\right)^{5.27}$$

z: 標高(m)

$$m_0 = \left\{ \sin(h) + 0.15(h + 3.885)^{-1.253} \right\}^{-1}$$

③晴天時水平面天空日射量

水平面天空日射量は、下記の永田の式で算出した。

$$I_{sh} = J_{n0} \times \sin(h)(1 - P^{\cos ec(h)}) \times K_{SD}$$

I_{sh} : 水平面天空日射量 (MJ/m²h)

J_{n0} : 大気圏外全天日射量 (MJ/m²h)

P : 大気透過率

h : 太陽高度

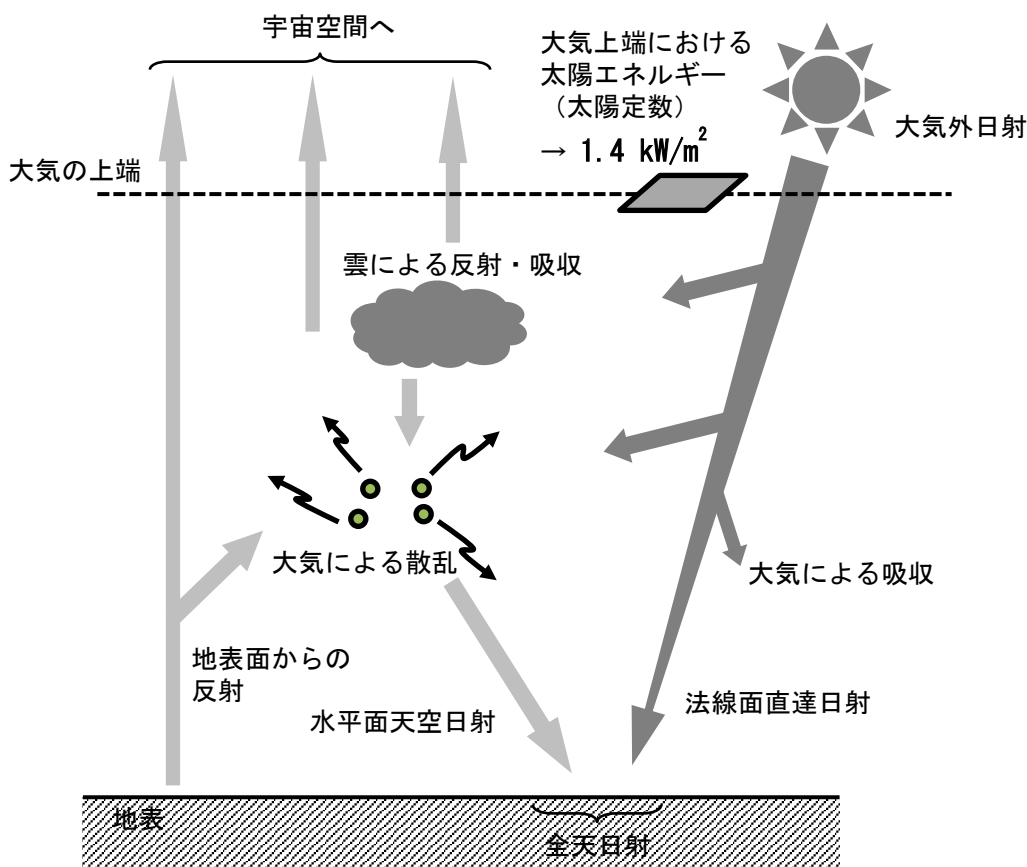
$$K_{SD} : (0.66 - 0.32 \sin(h)) \times \{0.5 + (0.4 - 0.3p) \sin(h)\}$$

(注) 大気透過率は、潮岬のデータを使用

④全天日射量 (推算値)

全天日射量は、晴天時法線面直達日射量と晴天時水平面天空日射量に雲量 (0~100%) を掛け合わせたものである。(図 8.3-4 参照)

$$\begin{aligned} \text{全天日射量} = & (\text{晴天時法線面直達日射量} + \text{晴天時水平面天空日射量}) \\ & \times \text{雲量 (0~100\%)} \end{aligned}$$



出所: ソーラー建築デザインガイド、国立研究開発法人 新エネルギー産業技術総合開発機構 (NEDO)

図 8.3-4 全天日射の概要

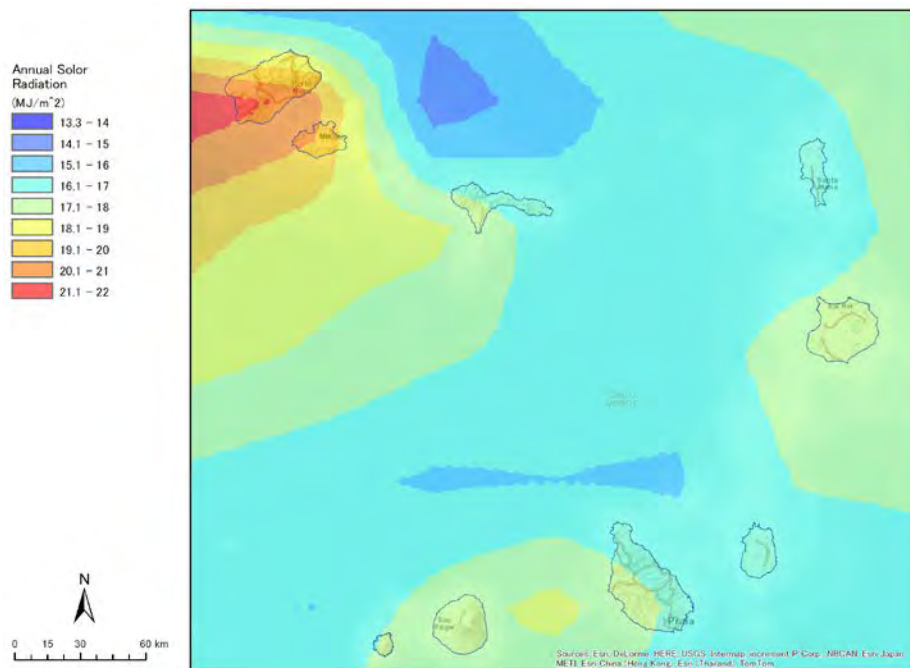
⑤ 全天日射量

全天日射量の推算に当たり、現地の大気透過率が入手出来ないため、大気透過率として日本の潮岬のデータを用いた結果、現地実測値と差異が生じたので、下記の補正を行い現地の全天日射量とした。

$$\text{全天日射量} = \text{全天日射量(推算値)} \times \text{補正係数}$$

(注) 補正係数=1.2

以上の方法により作成した日射量マップを、図 8.3-5 に示す。



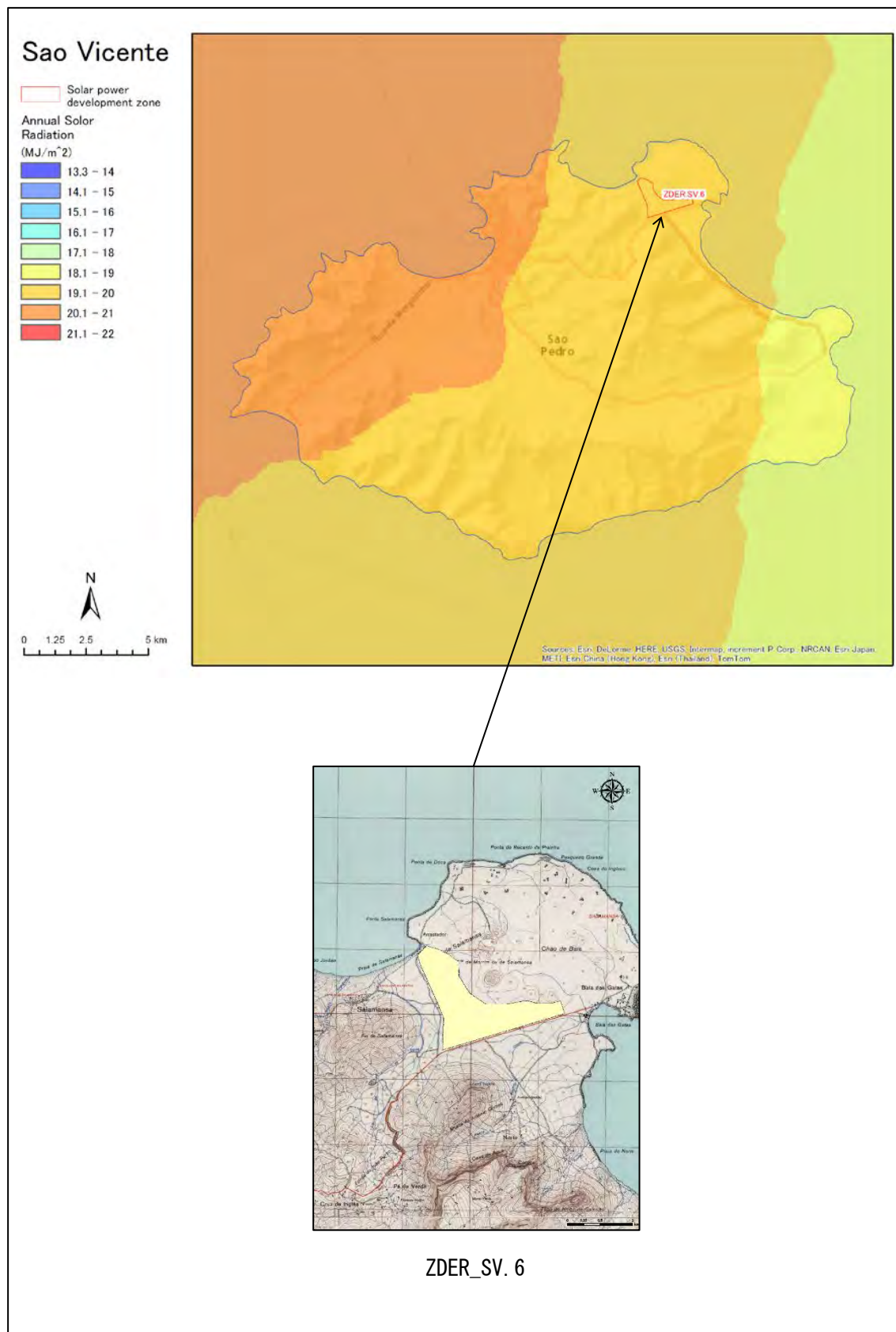
出所: 調査団作成

図 8.3-5 GPV データシミュレーションによる「カ」国平均日射量マップ

官報の日射量マップでは、Santo Antão の北側を除き、ほぼ同程度の日射量となっているが、今回シミュレーションにより作成した日射量マップでは、島毎に日射量に差があり、16 MJ/m²/day (年間 1,622 kWh/m²) ~ 22 MJ/m²/day (年間 2,230 kWh/m²) と官報の日射量マップと比較して幅があり、また島によっては低い値となっているものの、ほぼ同程度の日射量が期待できるため、官報に記載の日射量マップはおおむね妥当なものと評価できる。

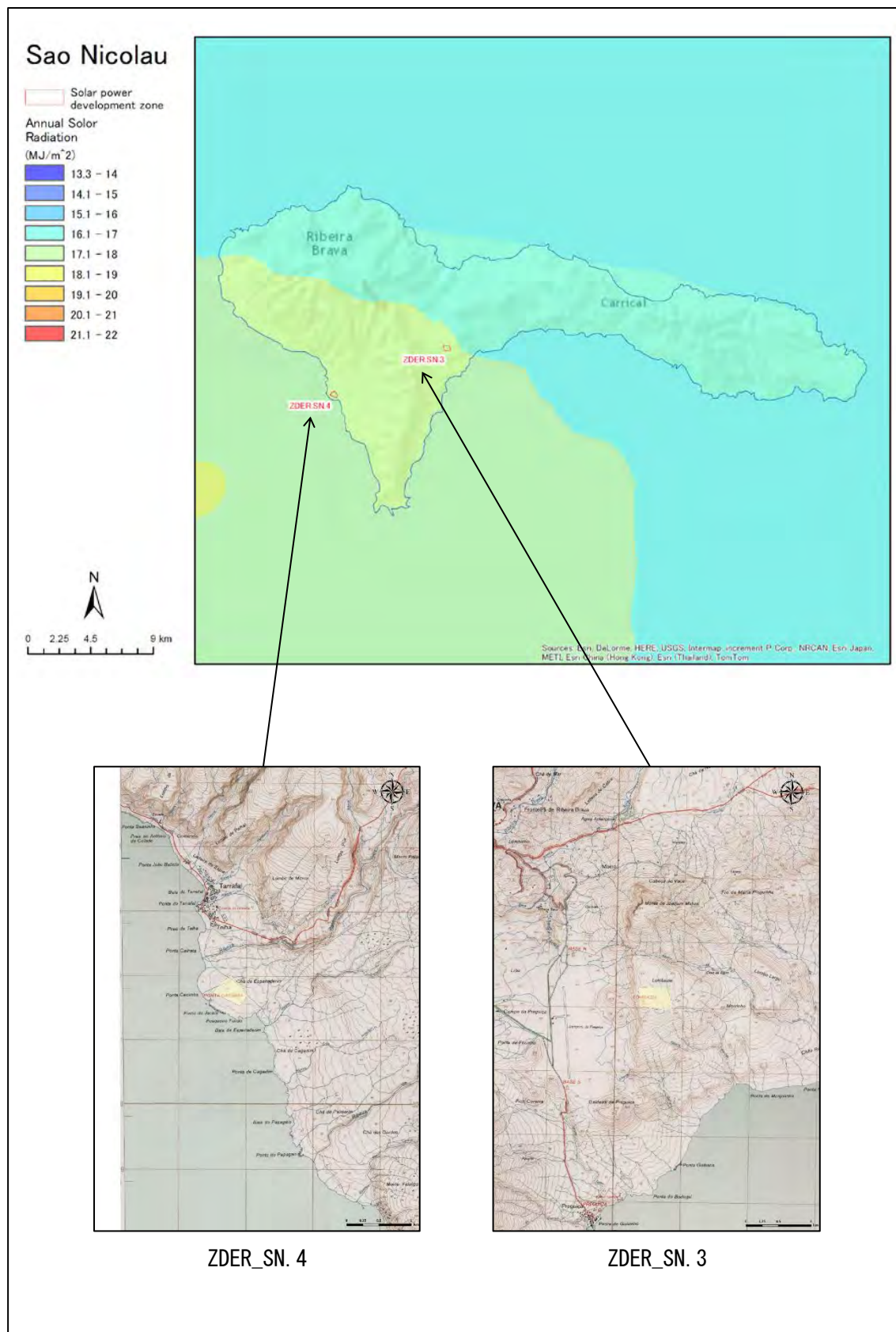
以上、「カ」国の全域で良好な日射量が得られるが、ZDER の選定には雲の発生による影響を考慮し、発生確率が高い地域を排除することで精緻化が図られている。一般的に急峻な島では風上側に雲が多く発生し、平坦な島では雲が発生しにくい。官報に記載の雲の領域マップではこの傾向がよく現れており、Santo Antão 及び Fogo で多く雲が発生し、Sal では雲が発生しにくいことが記載されている。これらの情報に加え、環境面、地形や電力ネットワークへのアクセス等を考慮し、ZDER が選定されている。

図 8.3-6~14 に、各島における太陽光発電の ZDER を、図 8.3-5 の日射量マップと重ね合わせた地図と共に示す。



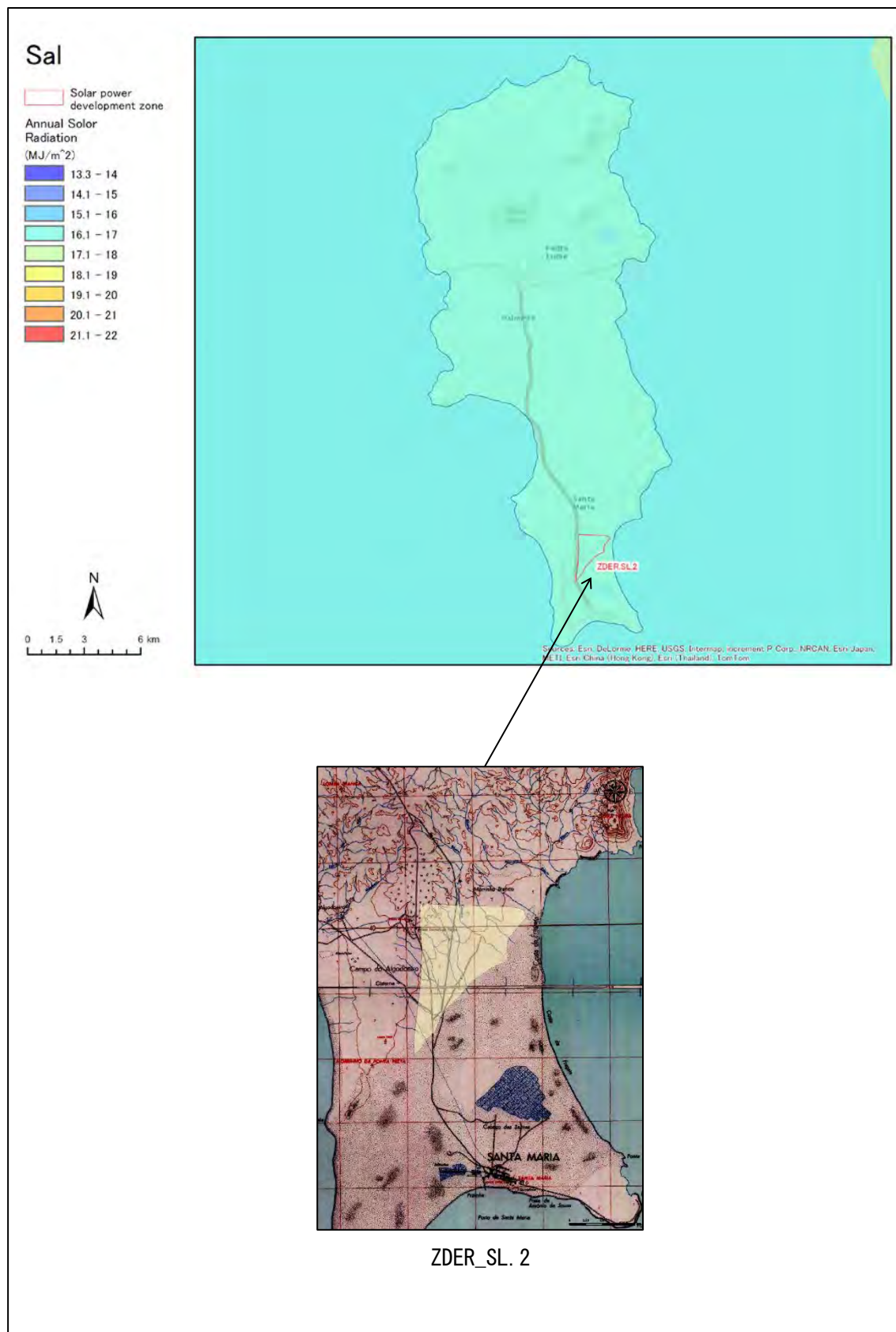
出所: 太陽光発電開発ゾーンの拡大図はDGE 提供データより調査団作成

図 8.3-7 São Vicente 太陽光発電開発ゾーン



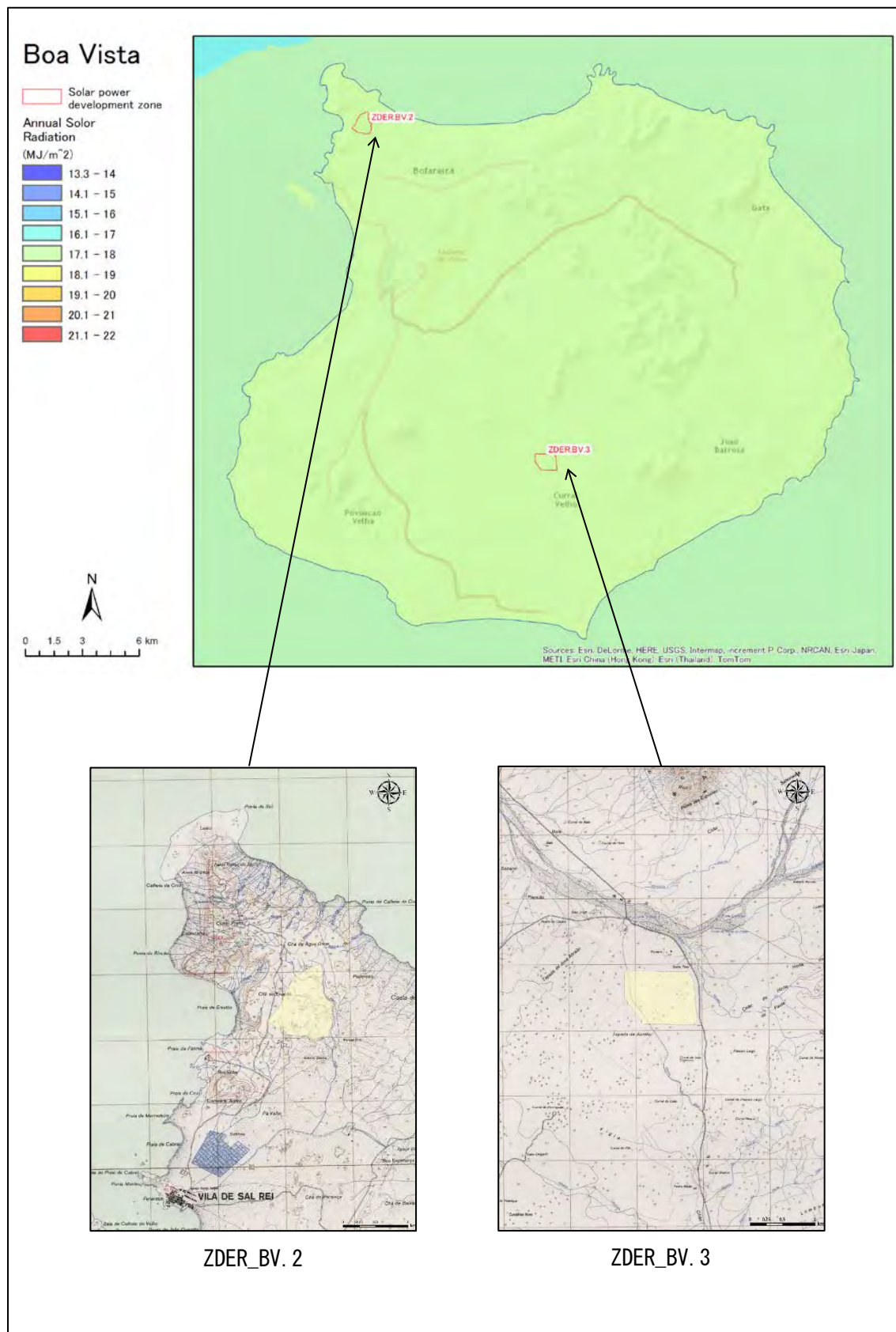
出所: 太陽光発電開発ゾーンの拡大図は DGE 提供データより調査団作成

図 8.3-8 São Nicolau 太陽光発電開発ゾーン



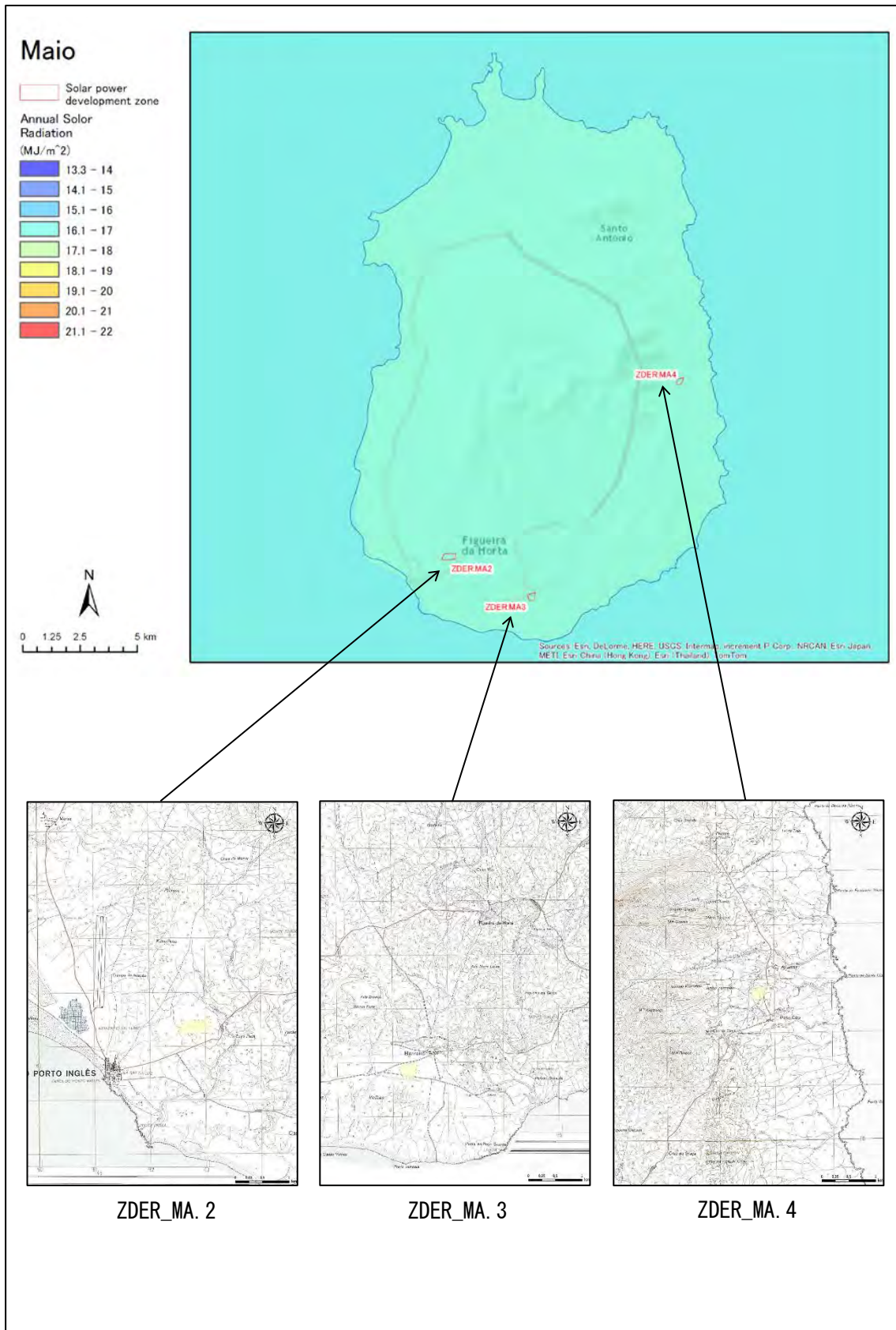
出所：太陽光発電開発ゾーンの拡大図はDGE 提供データより調査団作成

図 8.3-9 Sal 太陽光発電開発ゾーン



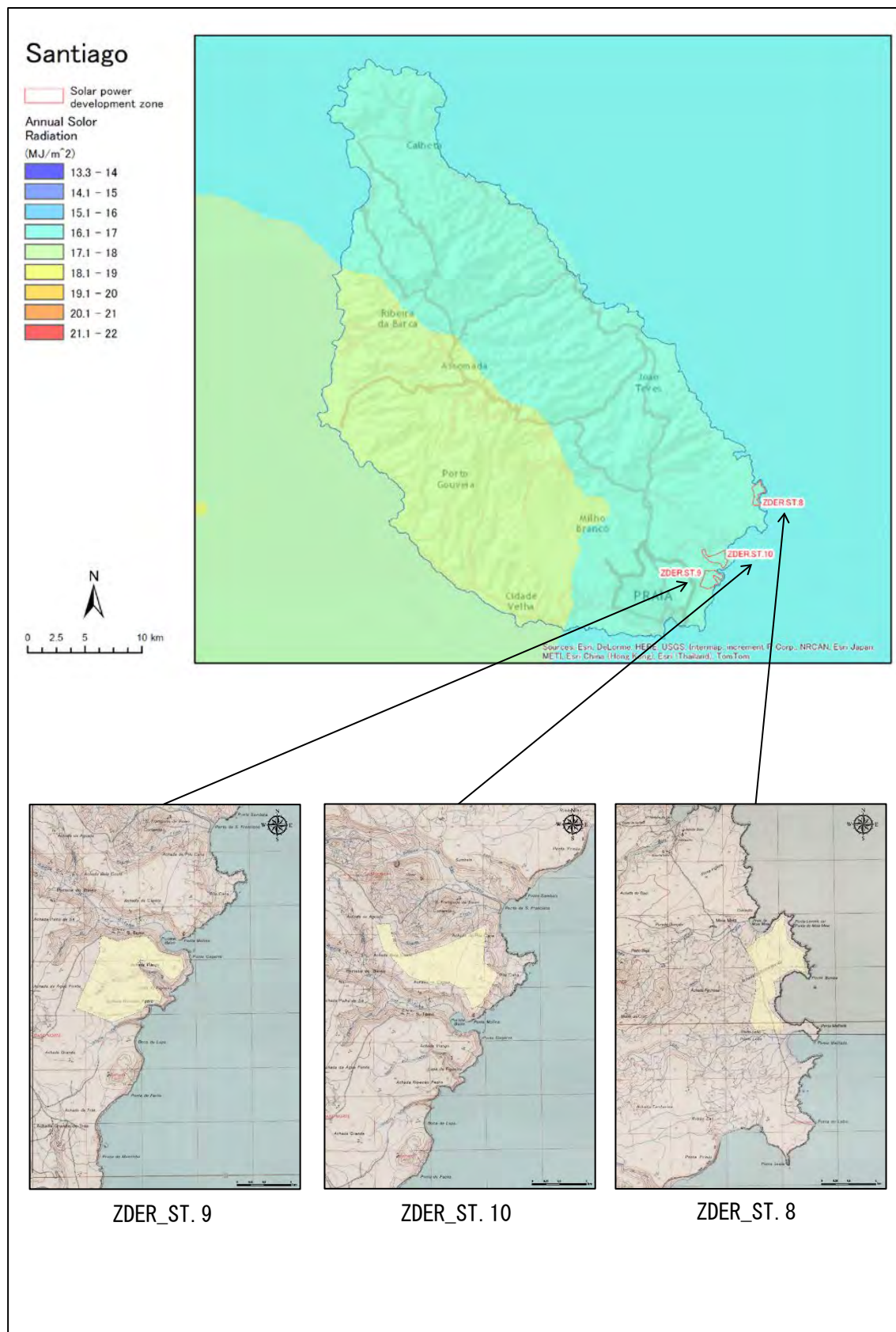
出所：太陽光発電開発ゾーンの拡大図はDGE 提供データより調査団作成

図 8.3-10 Boa Vista 太陽光発電開発ゾーン



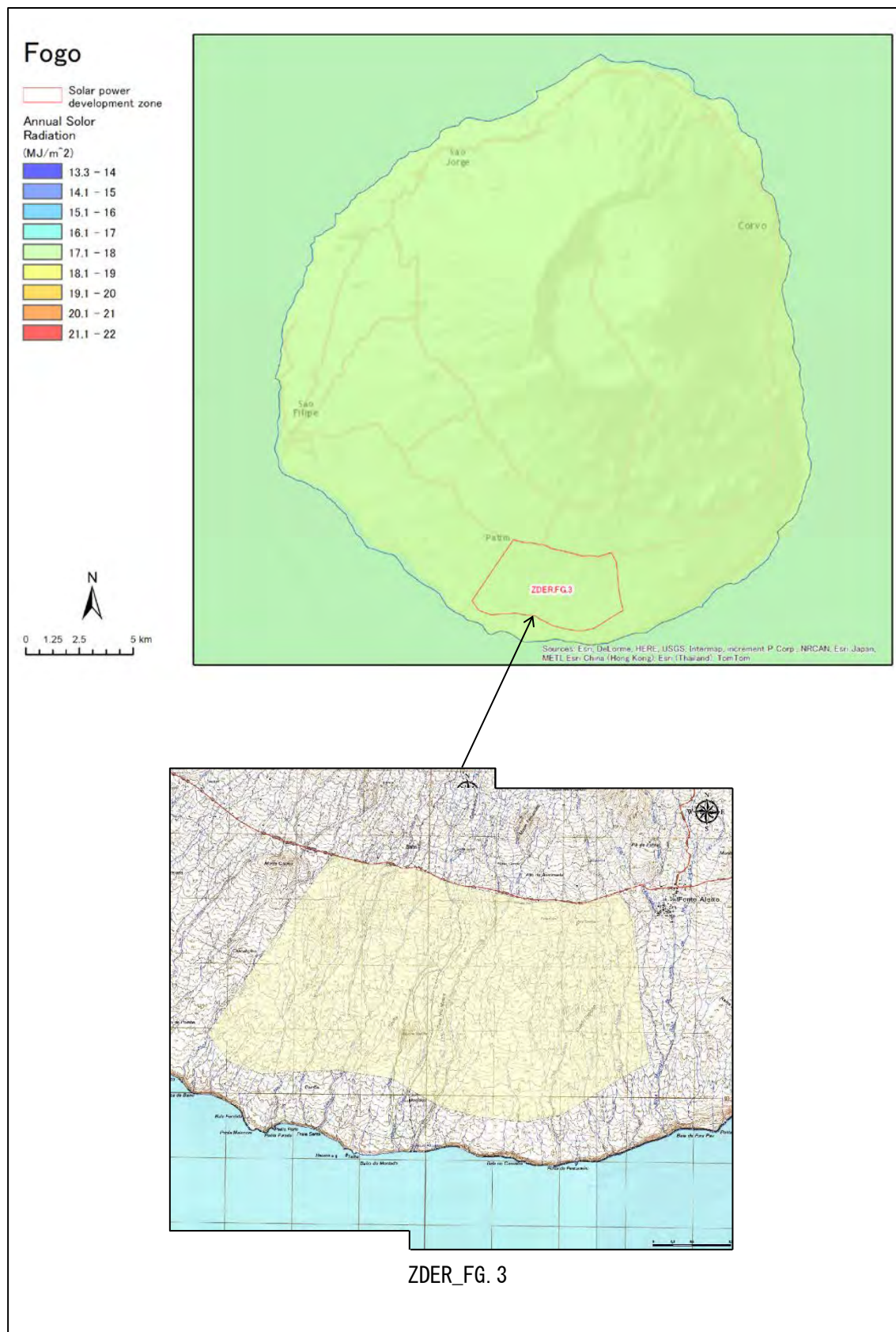
出所：太陽光発電開発ゾーンの拡大図はDGE 提供データより調査団作成

図 8.3-11 Maio 太陽光発電開発ゾーン



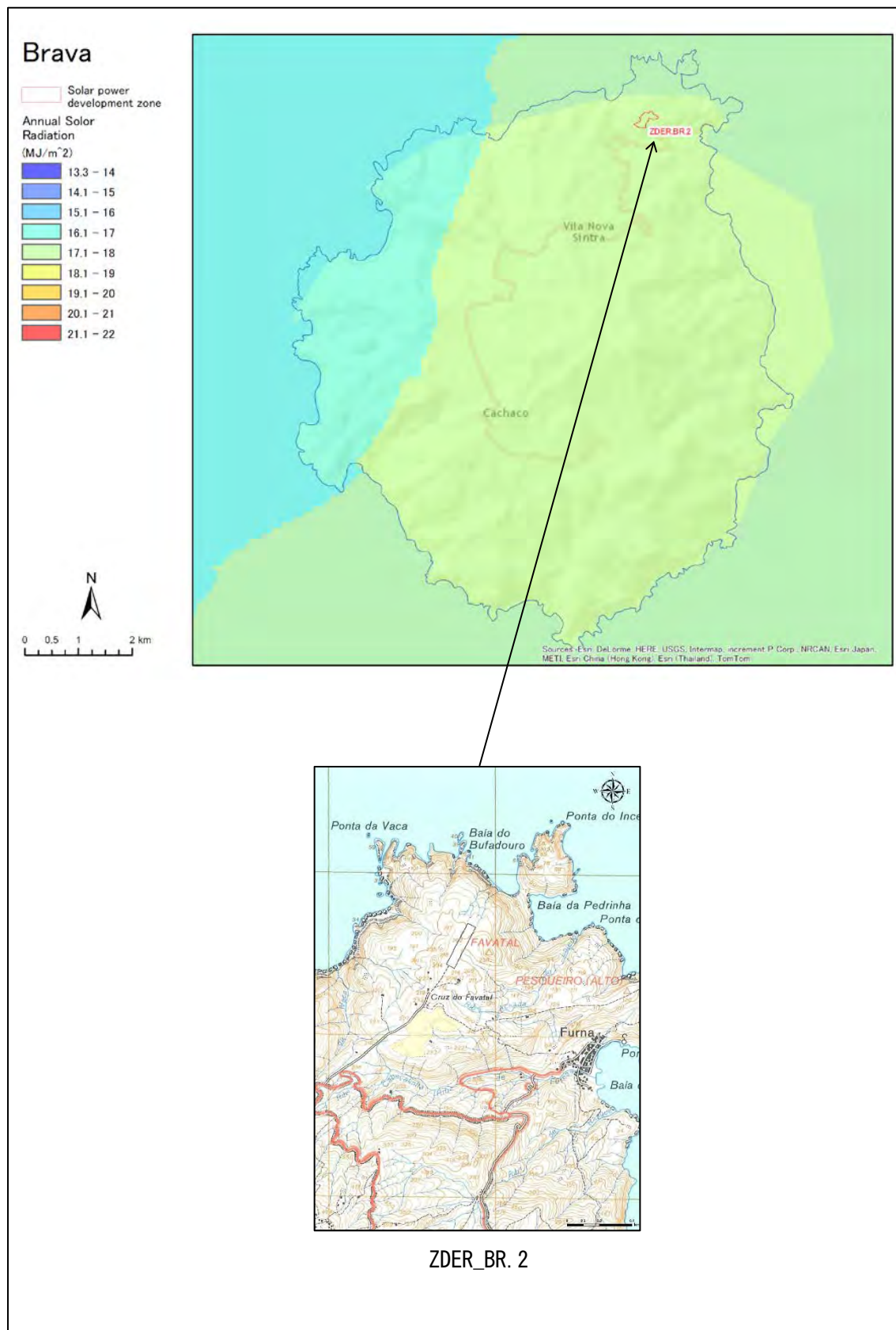
出所：太陽光発電開発ゾーンの拡大図はDGE 提供データより調査団作成

図 8.3-12 Santiago 太陽光発電開発ゾーン



出所：太陽光発電開発ゾーンの拡大図はDGE 提供データより調査団作成

図 8.3-13 Fogo 太陽光発電開発ゾーン



出所: 太陽光発電開発ゾーンの拡大図はDGE 提供データより調査団作成

図 8.3-14 Brava 太陽光発電開発ゾーン

また、表 8.3-1 にそれぞれの ZDER における太陽光発電のポテンシャルを示す。「カ」国全体では、約 1,500 MW の太陽光発電設備の設置が可能となっている。

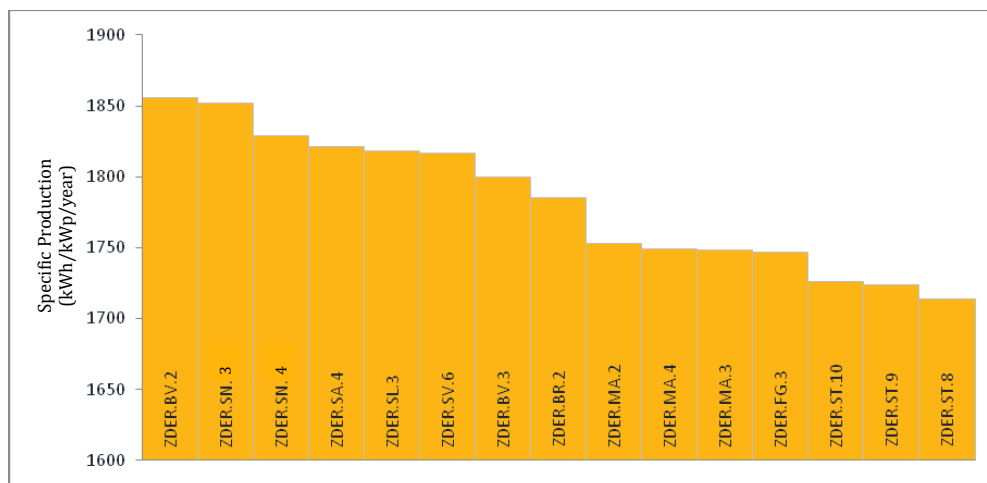
表 8.3-1 再生可能エネルギー開発区域（太陽光発電）

Island	ZDER	Potential a (MW)	Area b (km ²)	b/a (m ² /kW)
Santo Antao	SA.4	176.5	3.54	20.1
Sao Vicente	SV.6	62	1.24	20.0
Sao Nicolau	SN.3	5	0.15	30.0
	SN.4	5	0.13	26.0
Sal	SL.2	98.5	1.92	19.5
Boa Vista	BV.2	30	0.69	23.0
	BV.3	30	0.79	26.3
Maio	MA.2	6	0.13	21.7
	MA.3	3	0.07	23.3
	MA.4	3	0.06	20.0
Santiago	ST.8	53	1.08	20.4
	ST.9	89	1.78	20.0
	ST.10	73	1.46	20.0
Fogo	FG.3	928.5	18.62	20.1
Brava	BR.2	3	0.06	20.0
Total	-	1,565.5	31.72	-

出所: I SÉRIE - NO 7 «B. 0.» DA REPÚBLICA DE CABO VERDE - 3 DE FEVEREIRO DE 2012

表 8.3-1 には、太陽光発電出力当たりの面積も併せて記載する。わが国におけるメガソーラー設置に必要な面積は、kW 当たり 10~15 m² と言われている。これは、隣接する太陽光パネルによる影の影響等を考慮したもので、緯度が日本より低い「カ」国では、最適な太陽光パネルの角度は日本より小さくて済むため、必要な面積は日本より少なく見積もることができる。ZDER 内に敷設する道路や制御機器設置等のスペースを考慮しても、十分余裕がある面積を確保していると評価できる。

それぞれの ZDER において、日射量、気温、太陽光発電量が最適化される太陽光パネルの配置から、市販のソフトウェア（PVSystem）を用いて、1 MW の標準的なメガソーラーにおける発生電力量を算定している。その結果を、図 8.3-15 に示す。また、このグラフから読み取った数値を元に、各 ZDER 全面に太陽光発電を設置したと仮定して、期待できる年間の発電電力量を算定した結果を表 8.3-2 左側に示す。（グラフからの読み取り値であるため、多少の誤差があることに留意）この結果、「カ」国全体で年間 2,700 GWh の発電能力があると算定され、この数値は官報にも記載されている。



出所: I SÉRIE - NO 7 «B. 0.» DA REPÚBLICA DE CABO VERDE - 3 DE FEVEREIRO DE 2012

図 8.3-15 ZDER 毎の標準設備における年間発電電力量シミュレーション結果

表 8.3-2 島毎の太陽光発電開発可能電力量

Island	ZDER	Specific production (kWh/kWp/year)	Yearly Production		Yearly Production (Original radiation data)			
			Potential of ZDER (MWh)	Potential of Island (MWh)	Potential of ZDER (MWh)	Potential of Island (MWh)	2015 (MWh)	
Santo Antao	SA.4	1,821	321,407	321,407	1,943	343,022	343,022	13,399
Sao Vicente	SV.6	1,817	112,654	112,654	1,842	114,219	114,219	71,122
Sao Nicolau	SN.3	1,852	9,259	18,406	1,680	8,399	16,697	5,964
	SN.4	1,829	9,147		1,660	8,298		
Sal	SL.2	1,817	178,975	178,975	1,551	152,809	152,809	67,764
Boa Vista	BV.2	1,856	55,676	109,706	1,684	50,508	99,522	30,982
	BV.3	1,801	54,030		1,634	49,014		
Maio	MA.2	1,752	10,514	21,012	1,496	8,977	17,940	2,687
	MA.3	1,749	5,248		1,494	4,481		
	MA.4	1,750	5,250		1,494	4,482		
Santiago	ST.8	1,714	90,842	370,276	1,463	77,561	316,142	212,281
	ST.9	1,724	153,436		1,472	131,004		
	ST.10	1,726	125,998		1,474	107,577		
Fogo	FG.3	1,747	1,622,090	1,622,090	1,585	1,471,501	1,471,501	12,218
Brava	BR.2	1,786	5,358	5,358	1,620	4,860	4,860	2,575
Total	-	-	2,759,883	2,759,883	-	2,536,711	2,536,711	418,992

出所: I SÉRIE - NO 7 «B. 0.» DA REPÚBLICA DE CABO VERDE - 3 DE FEVEREIRO DE 2012 を基に調査団作成

この結果は、図 8.3-1 に示す全天日射量に基づくものであるため、GSM データに基づくシミュレーションの全天日射量データにより補正を行った。ここでは、図 8.3-1 に対応する各 ZDER の全天日射量の詳細データは得られていないが、ほぼ全域で 1,800~2,000 kWh/m² の日射量が得られていることから、簡易的に全 ZDER の全天日射量を中間値である 1900 kWh/m² と仮定して、シミュレーションによる全天日射量との比で補正を行い、表 8.3-2 の右側に示している。この結果と、2015 年の総需要を比較すると、ZDER に太陽光発電を開発、導入することで、島の需要を賅うのに十分な発電能力があると評価できる。

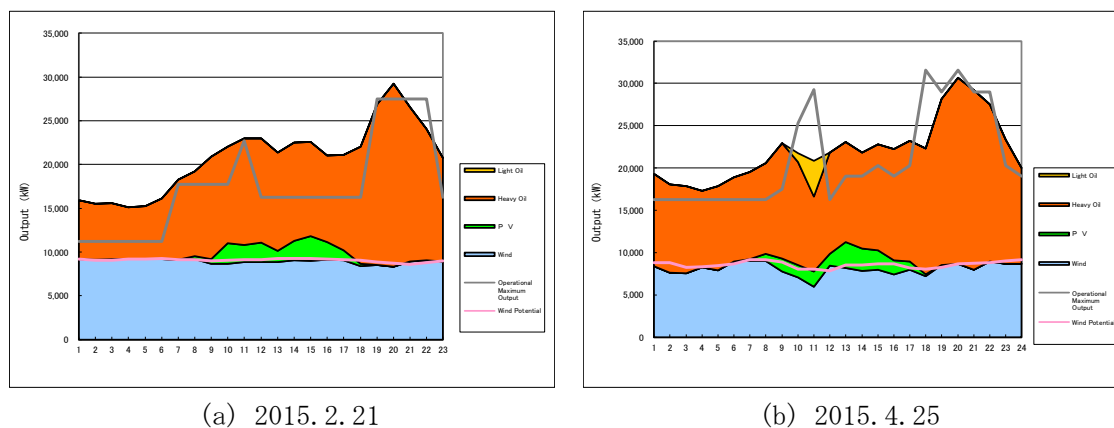
8.4 ディーゼル発電と太陽光発電の協調

再生可能エネルギーの出力が不安定であれば、ディーゼル発電の運転に影響を与える。太陽光発電は、雲の流れにより日光が遮られ、この時大きな出力変動が生じる。この変動が大きく早いと、ディーゼル発電が追従できず周波数変動として現れたり、ディーゼル発電の起動が追いつかない事態も想定される。問題が顕著になるのは、需要が小さく、再生可能エネルギーからの電力供給比率が高い時である。

(1) Santiago

Santiago の再生可能エネルギーは、設備定格容量で風力：9.35 MW、太陽光：4.28 MW となっており、太陽光発電は再生可能エネルギー全体の 31% である。これに加え、太陽光発電は、8.1.2 項にも記載したように、最大でも定格出力の 80% 程度の出力しか得られず、これを加味するとさらに、全再生可能エネルギーに対しては太陽光発電の出力変動の影響は、風力発電と比較して小さいと考えられる。

ここで、実際の需給例で確認する。太陽光発電の出力変動が大きくなる日の条件として、Sa1 の太陽光発電出力実績を参考とし、日間発電量が年間最大発電量の 7 割程度の日を抽出した (図 8.1-17 (b) 図のような出力パターンの日)。さらに、再生可能エネルギーの出力変動の影響が大きくなる条件、すなわち需要が小さく、再生可能エネルギー (風力発電) の発電量が多い日の条件を加え、該当する日の需給実績の例を図 8.4-1 に示す。



出所:Electra 他資料を基に調査団作成

図 8.4-1 再生可能エネルギーの出力変動の影響 (Santiago)

図 8.4-1 の (a) 図においては、太陽光発電の出力が変動しているとみられる 13 時前後でも、風力発電もかなり安定して出力していることもあり、ディーゼル発電も安定して運転している。(図中グレーの曲線) なお、太陽光発電出力が大きい 15 時断面では、需要 22.6 MW に対して、太陽光発電 2.8 MW 風力発電 9.0 MW となっている。

一方、図 8.4-1 の (b) 図においては、風力発電の出力が安定していないため、これに伴いディー

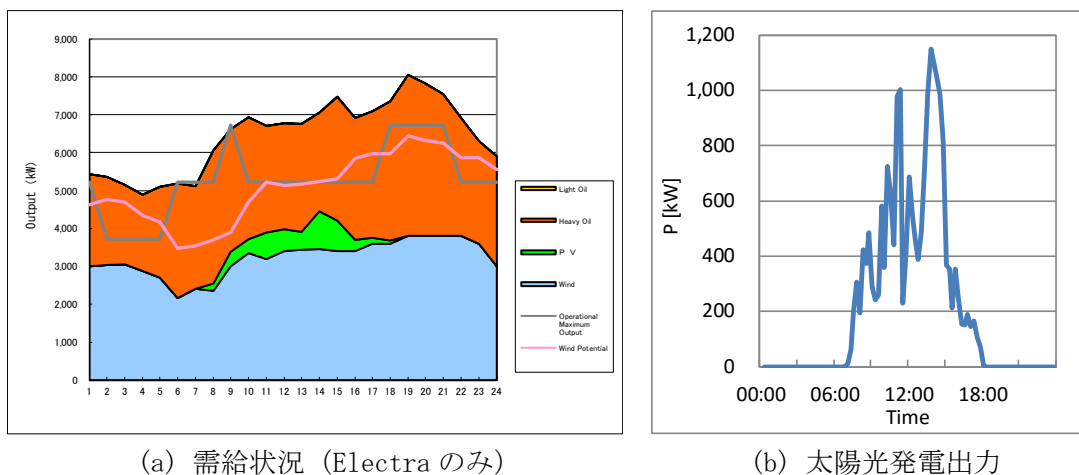
ゼル発電も頻繁に起動、停止を行っており、現時点での電源構成では、太陽光発電よりも風力発電の出力変動の方が、ディーゼル発電の運転に大きく影響を与えている。(図 8.4-1 の(b)図においては、13 時断面で需要 23.1 MW に対して、太陽光発電 3.0 MW 風力発電 8.2 MW)

なお、太陽光発電の出力は 1 時間値のため、変動による周波数への影響については確認できなかった。

(2) Sal

Sal の再生可能エネルギーは、設備定格容量で風力：7.65 MW、太陽光：2.14 MW となっており、太陽光発電は再生可能エネルギー全体の 22%である。さらに、Sal の太陽光発電の出力は、定格出力の 6 割弱しか出力していないため、Santiago と比較すると、太陽光発電による出力変動の影響は、風力発電と比較して小さい。

Santiago 同様、再生可能エネルギーによる出力変動の影響が大きくなると考えられる日を抽出し、需給状況の一例を図 8.4-2 に示す。



出所:Electra 他資料を基に調査団作成

図 8.4-2 再生可能エネルギーの出力変動の影響 (Sal 2015. 10. 27)

上記図から、太陽光発電の出力変動を伴っているものの、ディーゼル発電の起動、停止には影響を及ぼしていないことが分かる。当日は風況が良く、風力発電の出力抑制を実施しているため、風力発電も安定的に運転していることも一要因となっている。なお、14 時断面においては、需要 7.0 MW に対して、太陽光発電 1.0 MW 風力発電 2.6 MW となっている。周波数への影響は、Santiago 同様に確認できていない。

9 送配電設備

「カ」国の送配電系統は、20kV が標準電圧として運用されており、高圧である 60kV 設備が導入されているのは、需要規模が大きく首都のある Santiago のみである。また一部地域では、6kV、10kV などの電圧も混在しており、運用面および資材調達面での支障になっている。効率化の観点からもこれらの電圧を昇圧し 20kV 電圧階級への整理が望まれる。

絶えず強風が吹き、雨もほとんど降らない「カ」国では、飛来物や塩害などによる架空配電線事故のリスクが高かったが、近年のプロジェクトにより山間部や低需要地区を除き地中化が進められており、送配電線事故のリスクはかなり改善してきている。

(1) 送配電設備強化プロジェクト

「カ」国の送配電設備については、円借款による「サンティアゴ島発電・送配電能力強化事業 (P1)」、「送配電システム整備事業 (6 島を対象) (P2)」、オランダ ORET プログラムによる無償援助と OPEC 借款による 4 島発電・送配電強化事業等により、以下のような設備の更新、近代化が進められてきた。

- ✓ 配電線昇圧 (10kV→20kV) による運用効率化
- ✓ 新規配電線新設による放射状系統の解消
- ✓ 既存架空配電線地中化による信頼度向上
- ✓ 電線張替による大容量化
- ✓ 光ケーブル敷設による通信設備拡充

現時点で送配電設備工事はほぼ終了し、系統信頼度は着実に向上している。

一方、Electra の代りに AEB 社が電力供給を行っている Boa Vista などでは、送配電設備の更新がなされていないため、設備の老朽化が進み、停電のリスクが増大している。他島と同様な設備強化が望まれる。

(2) SCADA (遠方監視制御装置) システム

P2 では、Santiago、São Vicente、Sal の 3 島を対象に SCADA システム導入が進められている。

同システムでは当面は系統開閉器の操作に加え、配電需要程度しか収集できる情報はないが、将来的には、ディーゼル発電、再エネなどの情報を見られるようになり、EMS や DMS の機能も持たせる予定とのことである。一方で、「カ」国のディーゼル発電システムは世界標準とは異なる独自システムで、SCADA から直接制御するのは技術的に難しいとの情報もある。

SCADA のメーカーは ALSTOM である。現在、他国で使用されている既存のシステムを「カ」国に合うようカスタマイズしている段階であるが仕様はまだ固まっていない。Electra では、最終的には気象情報や日射量や風速などの情報も取入れ、需要を予測し起動ユニットを自動で選択するシ

システムにするという構想があるが、実現には再エネ事業者の同意も必要となるため、時間がかかると見られる。

(3) 系統構成

「カ」国では各島に複数存在している発電所を、1島1ヶ所に集約するとともに、効率の悪い老朽発電所を廃止する方針を持っているが、それらを実現するには放射状系統をできるだけ減らし、ループ系統を指向していく必要がある。

Maio、Fogo では借款プロジェクトにより島内の系統がループ状となったため、どこで配電線事故が発生しても代替ルートで送電可能となり信頼度がかなり向上した。しかし、その他の島では脆弱な放射状の系統も残っている。

Santiago では 60kV 系統を導入しているものの、同系統は1ルートの架空2回線送電線であるため、飛来物によるルート事故で設備が使えなくなるリスクは常にある。60kV 系統が使えなくても代替できるように負荷供給用として 20kV 系統を整備しておく必要性は高い。

(4) 電力貯蔵設備適地

基本的に、電力貯蔵設備を設置する地点は、既存のディーゼル発電所や大型再エネ設備の近傍であれば、既存の負荷供給設備を増強する必要がなくなり経済的となる。逆に土地代が安価という理由で再エネ電源や需要地から離れたところに設置した場合、既存系統へのアクセス設備工事に加え、既存系統の容量不足による増強工事や、潮流の向きが逆方向になることによる既存保護装置の更新工事等が必要となり、かえってコスト高となる可能性もある。電力貯蔵設備はまとまった用地が必要（50MW の NaS 電池でサッカー場2面分など）となるが、立地にあたっては、土地代、新設工事費、既存系統工事費などのコスト面に加え、運用・保守のしやすさ、環境規制面など総合的に勘案して決定する必要がある。

今後開発する再エネとの共同立地が可能であれば、経済性でも運用面でも望ましい。そうすれば、再エネ電源と電池の協調制御等も低コストでできる可能性がある。

また、Santiago では 20kV よりも 60kV 接続の方が熱容量的や系統安定度的に余裕があるため、将来の設備拡張を考慮すると 60kV 系統へのアクセスあるいは 60kV 変電所の2次側母線への接続が望ましい。

本章では、9.1 で送配電設備の現状、9.2 では現在の系統運用状況をそれぞれ説明し、9.3 では現在ドラフト段階のグリッドコードについて紹介する。また、9.4 では送配電設備が抱える課題を指摘し、その対策案について説明を行う。

9.1 送配電設備の概要

「カ」国の発電設備及び送配電設備は、世界銀行、AfDB、オランダや日本をはじめとする他国の支援プロジェクトにより設備が整備されている。

現在も、オランダの OERT プロジェクトや PTSDS プロジェクト（Power Transmission and

Distribution System Development Project) による送配電システム整備事業(予定工期:2012年3~2017年)等が実施されている。このPTDSDプロジェクトの対象サイトは、Santo Antão、São Vicente、Sal、Maio、Santiago、Fogoの6島であり、3島(São Vicente、Sal、Santo Antão)には、SCADAも導入される。

「カ」国では、地中送配電線が多く使用されており、架空線については、山間部や地方部にて使用されている。また、送配電線の太さや変圧器容量は、供給する負荷状況に応じて選定されている。一般的には幹線に太い電線を使用し、分岐線には幹線よりも細い電線が使用される。柱上設置変圧器(PMT)は、一部の地方電化区域で使用されているが、ほとんどが地上設置変圧器(GMT)である。

中圧線は、三相3線方式であり、中性点は発電所において接地変圧器により接地されている。中圧線は、人口密集地区では地下埋設とし、非密集地区では架空線としている。架空線の電柱は一般的には木柱であり、変圧器搭載電柱やロングスパン電柱の場合は、コンクリートや鉄塔型の採用もある。中圧架空線の導体は、アルミ撚り線が使用されている。また、送配電線の碍子はガラス製のものからシリコン製に取替えられているところである。なお、変電所には陶器製の碍子を使用されている。地下埋設の場合は、塩ビ管の中を通す方式としている。図9.1-1から図9.1-3に送配電設備の一例を示す。

本章では各島の送配電システムの現状と課題について、以下9.1.1から9.1.9に示す。

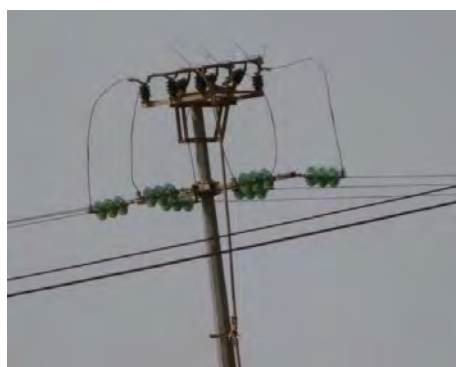


図 9.1-1 架空高圧・中圧線と導体



図 9.1-2 柱上設置変圧器 (PMT) と地上設置変圧器 (GMT)

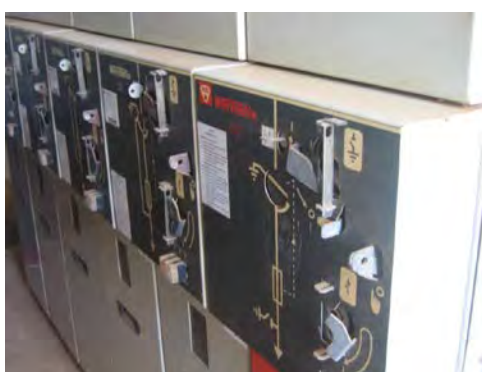


図 9.1-3 開閉設備 (左: 旧型のポルトガル製、右: 新型のスペイン製)

9.1.1 Santo Antão

Santo Antão は、以下のプロジェクトにより、新 Porto Novo 発電所新設及び Riberia Grande 発電所の 20 kV 送電線が連系され、新 Porto Novo 発電所からの全電力供給が可能となり、Porto Novo 系統と、Riberia Grande 系統の供給信頼度が確保された。

また、Porto Novo 系統については、中圧線と低圧線の拡充、延線、増設や保護継電器システム等の整備が実施された。

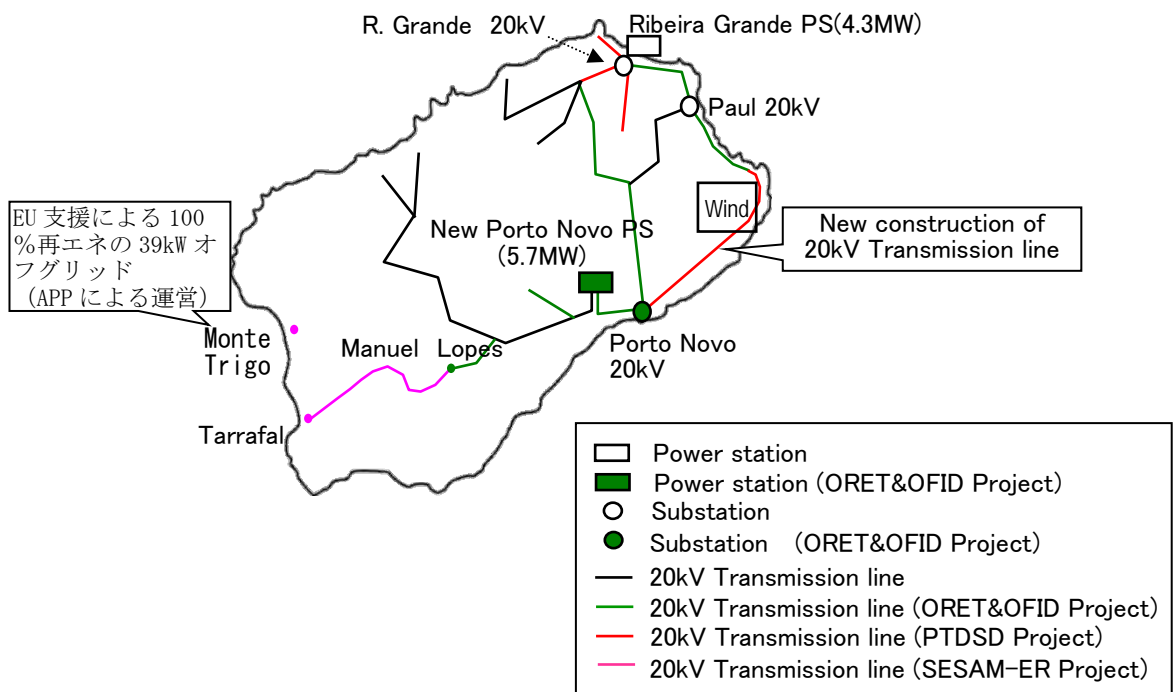
これらプロジェクトの主な概要を以下に示す。また、図 9.1-4 に Santo Antão の主要系統を示す。

(1) ORET プロジェクト

- ・ 新 Porto Novo 発電所の新設（既存の Porto Novo 発電所は廃止）
- ・ 新 Porto Novo 発電所と Riberia Grande 発電所の 20 kV 送電線連系
- ・ 小規模発電所で電力供給を行っている地域の系統連系

(2) PTDS D プロジェクト

- ・ 中圧送電線のループ化（Porto Novo から Riberia Grande 間の送電線新設）
- ・ Porto Novo、Paul 及び Ponta do Sol の住宅開発対策
- ・ Riberia Grande/Ponta do Sol 系統の 10kV 送電線昇圧（10kV→20kV）



出所: 調査団作成

図 9.1-4 Santo Antao 島の主要系統

9.1.2 São Vicente

São Vicente は、古い送配電設備が多かったが、以下のプロジェクトにより中圧・低圧の送配電網や設備の見直しを含む増強・更新により系統が整備された。

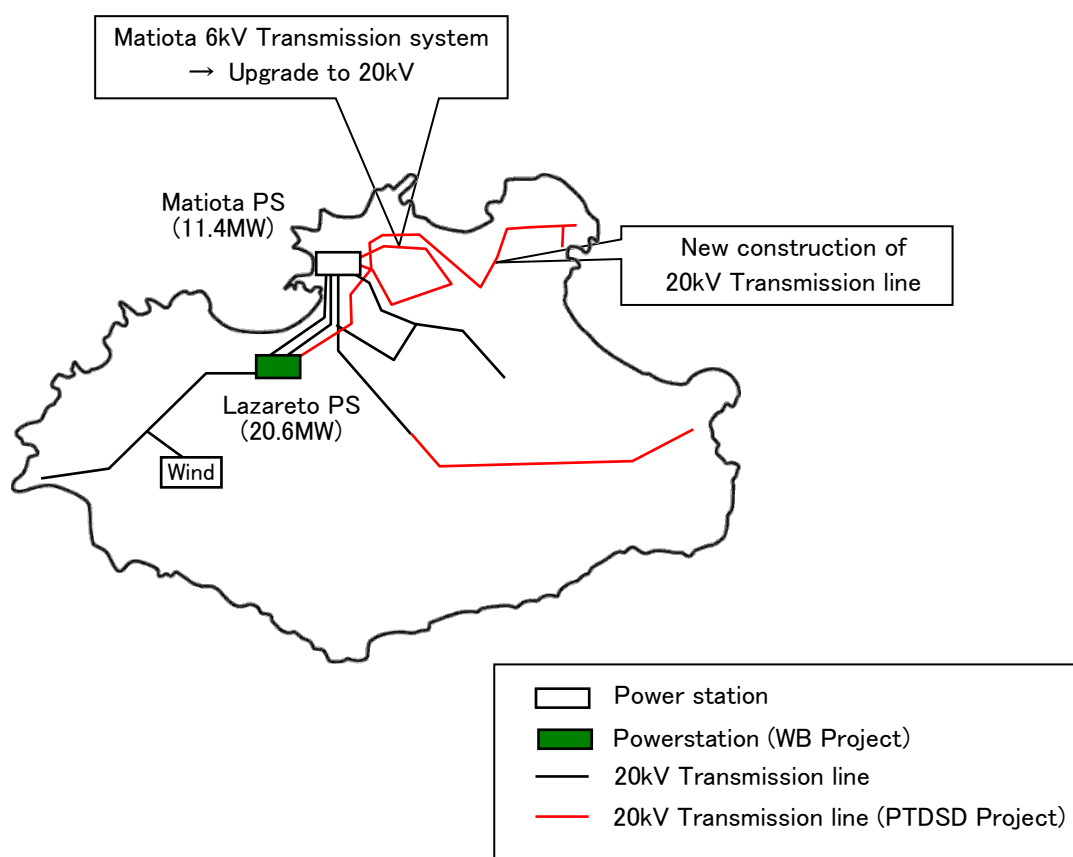
これらプロジェクトの主な概要を以下に示す。また、図 9.1-5 に São Vicente の主要系統を示す。

(1) 世界銀行及び AfDB のプロジェクト

- ・ 世界銀行による Lazareto 発電所の増設 (5.52MW×2)
- ・ AfDB による風力発電所の新設 (5.95MW)

(2) PTDS D プロジェクト

- ・ Matiota 系統の 6kV 送電線昇圧 (6kV→20kV)
- ・ Mindelo 都市開発及び Salamansa 地区リゾート開発の対策 (変電所/配電線新設)
- ・ 住宅地拡充 (配電線新設)、低圧配電線の増強及び劣化更新 (電線張替)



出所: 調査団作成

図 9.1.5 São Vicente 島の主要系統

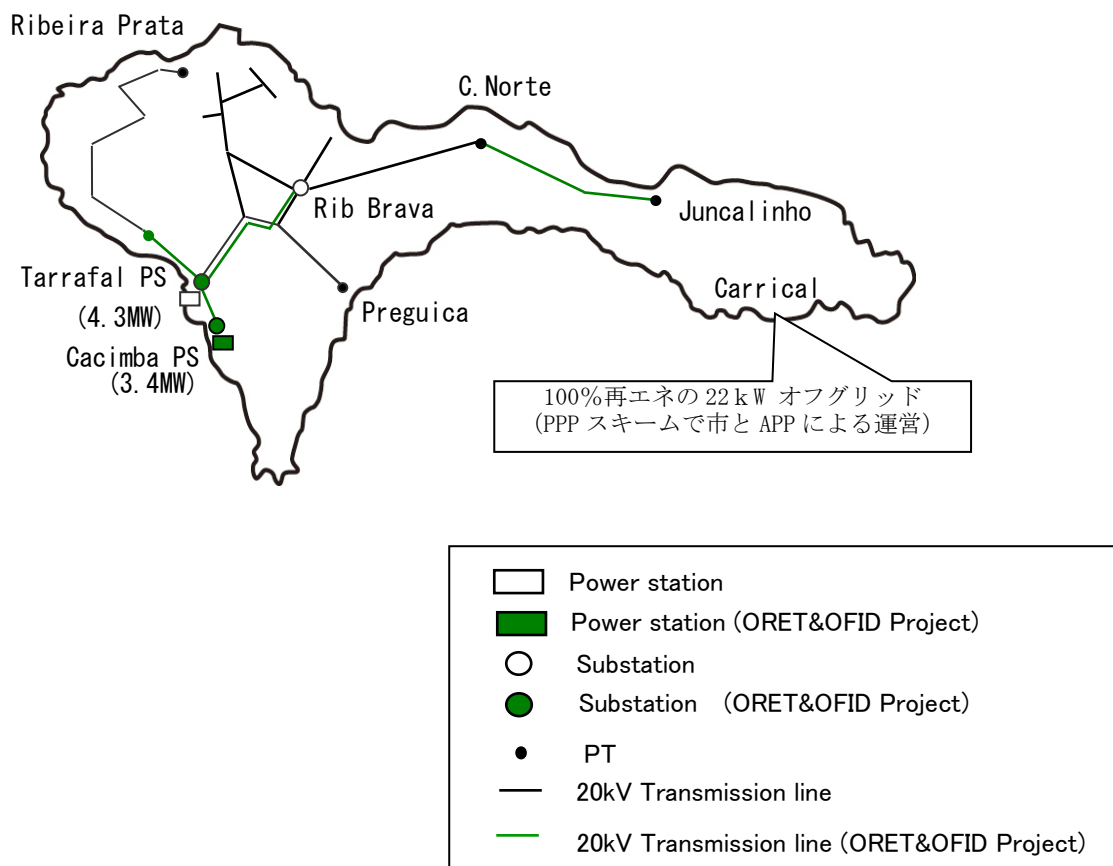
9.1.3 São Nicolau

São Nicolau の発電所・送電・配電設備は、オランダの ORET プロジェクトによる新設工事や増強・更新工事等により、電力系統が整備された。(図 9.1-7 と図 9.1-8 参照)

このプロジェクトの主な概要を以下に示す。また、図 9.1-6 に São Nicolau の主要系統を示す。

(1) ORET プロジェクト

- ・Cacimba 発電所の新設 (Tarrafal 発電所の更新) 及び Tarrafal 配電用変電所の増強
- ・20kV 送電線の増強 (Cha de Norte から Juncalinho 間、Tarrafal から Ribeira Prata 及び Ribeira Brava 間)



出所: 調査団作成

図 9.1-6 São Nicolau 島の主要系統



図 9.1-7 20kV 送電設備 (R. Brava から Cacimba PS 間)



図 9.1-8 20kV 地中ケーブル引込鉄塔 (C. Norte から Juncalinho 間)

9.1.4 Sal

Sal はリゾート開発が盛んであり、ホテル等の電力需要に対する供給力確保が最重要課題であったが、北部の Palmeira 発電所と南部の Santa Maria 地区（リゾート地）との間に 20 kV 地中送電線が 1 回線増設されたことで供給信頼度が向上している。対策前は、20kV 地中送電線（240mm² ケーブル 2 回線）のうち 1 回線が老朽化し、片回線に事故が起きた場合、送電容量が不足する状況があった。

これらプロジェクトの主な概要を以下に示す。また、図 9.1-9 に Sal の主要系統を示す。

(1) フランス開発庁及び AfDB のプロジェクト

- ・ フランス開発庁による Palmeira 発電所の増設
- ・ AfDB による風力発電所の新設（7.65MW）

(2) PTDS D プロジェクト

- ・ Palmeira から Santa Maria 間の増強、及び Pedra de Lume の増強
- ・ Murudeira 変電所新設及び Palmeira 発電所の送電線引出
- ・ 20kV 送電線増強（Espargos から Palmeira 間）及び低圧配電線の劣化更新

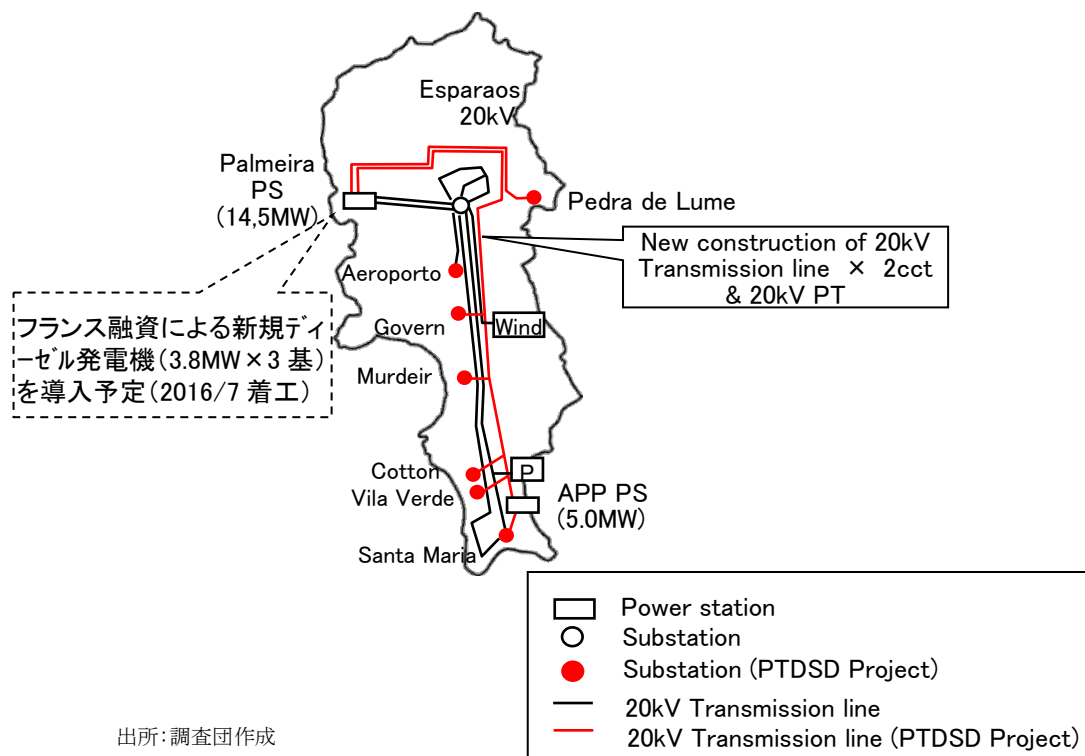


図 9.1-9 Sal 島の主要系統

9.1.5 Boa Vista

Boa Vista は北部に電源が集中し、中部と南端にホテル等の需要が集中している。北部は小規模独立系統による地方電化が行われていたが、現在、ORET プロジェクトによる連系工事が進行中である。Chavez 発電所から Central Sal Rei までの 20kV 架空線は老朽化や塩害等で停電が発生する最も系統的に弱い箇所となっている。なお、この先に Cabeolica のウィンドファームがあるが、風力発電所に起因した停電は発生していない。

南部については、Chavez 発電所から Lacacao 発電所間が、長距離の地中ケーブル(25km、アルミ 400mm²)のため、電圧面での問題が顕在化している。現在、AEB 社は電圧安定化装置の設置を検討している。また、ホテル等の大規模需要の計画が今後見込まれるため、ディーゼル発電機による電源増設も検討中である。

このプロジェクトの主な概要等を以下に示す。また、Boa Vista の主要系統を図 9.1-10 に示す。(図 9.1-11 から図 9.1-16 参照)

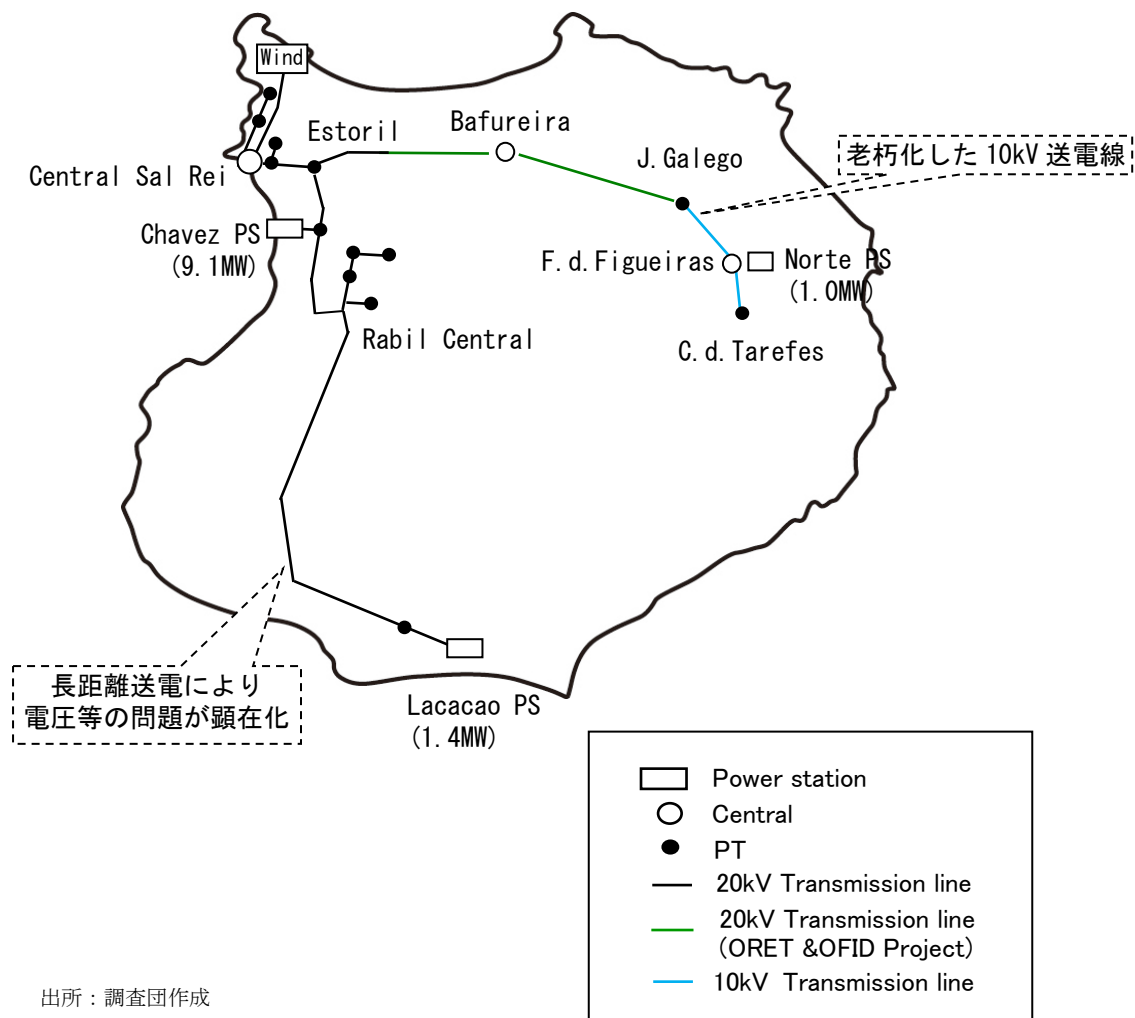


図 9.1-10 Boa Vista 島の主要系統



図 9.1-11 Bafureira の送電線接続ポイント

(左の写真は J. Galego 側に送電する鉄塔、右側の写真は Chavez PS からの受電設備建屋)
 ※電化後、市所有の既存の発電所は 2016 年度中に廃止される。



図 9.1-12 J. Galego の送電線接続ポイント



図 9.1-13 F. d. figueiras の 10kV 送電線引込み柱



ケーブル BOX の拡大写真
(錆による腐食がひどい)

図 9.1-14 C. d. Tarefes の接続ポイント
(定置型の 25 kVA 変圧器がコンテナ内に収納されている)



図 9.1-15 北西部の 20kV 架空送電線



図 9.1-16 南部で建設工事中のリゾートホテル

9.1.6 Maio

Maio は PTDSD プロジェクトにより、中圧送電線のループ化 (Figueria Seca と Alcatraz 間の新設) や中圧・低圧配電線の劣化更新 (電線張替) 等により系統が整備された。

図 9.1-17 に Maio の主要系統を示す。

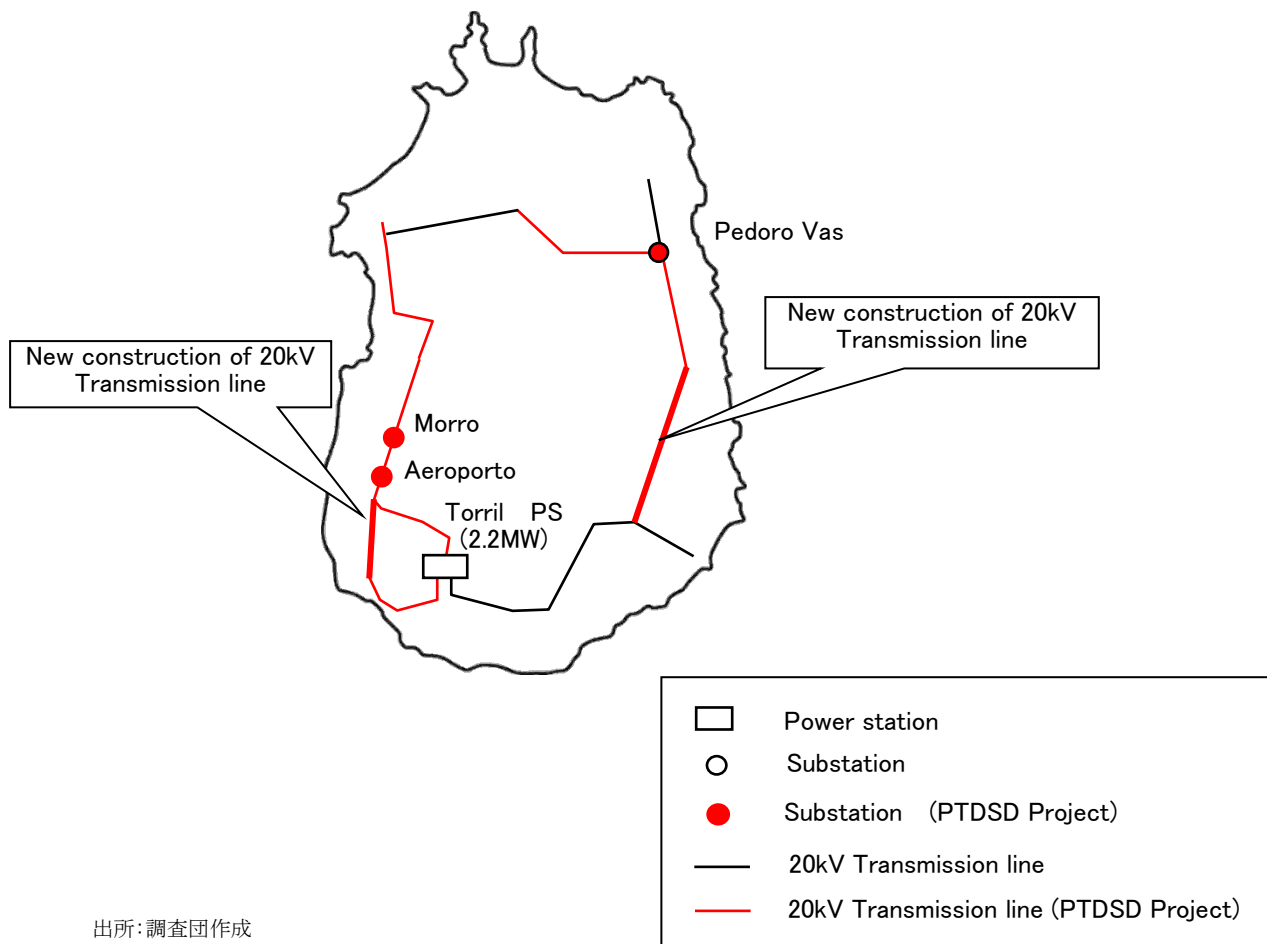


図 9.1-17 Maio 島の主要系統

9.1.7 Santiago

Santiago の送配電系統は、各国のドナー支援により Palmarejo 発電所の増設、60kV 高圧送電線や 20kV 中圧送電線の整備が段階的に実施された。現在、Palmarejo 発電所からの島内需給の一括コントロール体制が整備中である。また、Santiago では、過去に Palmarejo 発電所における保護継電器の作動等 (Porto Mosquito 方面の故障を検知) による Praia 系統の全停電事故が発生していたため保護継電器システム等も整備された。更に、Santiago のほか、São Vicente、Sal に導入した SCADA による集中管理も計画之中である。(図 9.1-19 から図 9.1-21 参照)

これまでのプロジェクトの主な概要を以下に示す。また、図 9.1-18 に Santiago の主要系統を示す。

(1) AfDB と JICA プロジェクト

- ・ Palmarejo 発電所にディーゼル発電機 (2×11.38MW) を増設し、Calheta 発電所と 60kV 送電線で連系、さらに Santa Cruz 発電所、Santa catalina 発電所、Tarrafal 発電所を 20kV 送電線で連系し、これらの老朽発電所を廃止する。
- ・ また、AfDB による風力発電所を増設 (10MW) も計画されている。

(2) PTDSD プロジェクト

- ・ Sao Jorge dos Orgaos 10kV 送電線昇圧 (10kV→20kV)
- ・ Achada Grande Tras 工業地域拡大 (配電線増強、変電所建屋設置他)
- ・ 住宅地区拡充工事、低圧配電線の増強及び劣化更新 (電線張替)

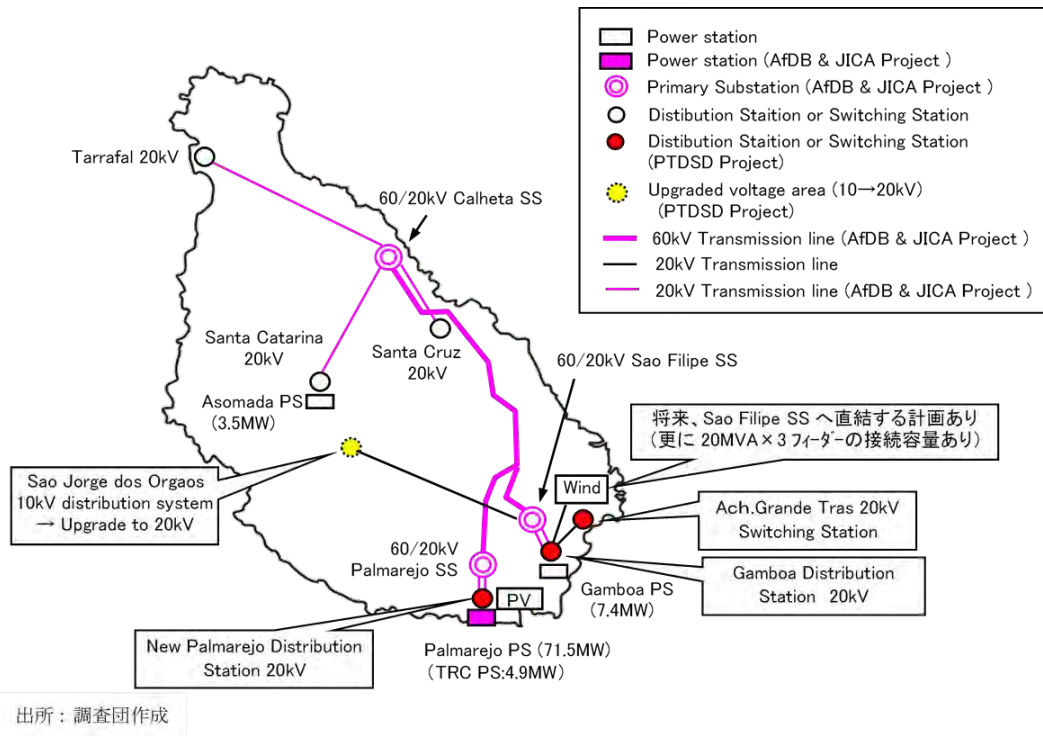


図 9.1-18 Santiago 島の主要系統



図 9.1-19 Palmarejo 変電所



変電所構内 (2バンクの拡張スペース有り)



変圧器銘板 (ポルトガル製)



20kV 開閉設備



20kV 開閉設備の引出しスペース



監視制御画面



SCADA

図 9.1-20 Sao Filipe 変電所



図 9-1.21 Calheta 変電所

9.1.8 Fogo

Fogo は、これまで異なる中圧電圧が使用され、送配電設備が老朽化していたが、以下のプロジェクトにより、中圧線の 20 kV 統一や島を一周する環状線ループ化等により、系統の信頼度が向上している。(図 9.1-23 から図 9.1-25 参照)

これらプロジェクトの主な概要を以下に示す。また、図 9.1-22 に Fogo の主要系統を示す。

(1) ORET プロジェクト

- Joan Pito 発電所を新設し、Ponta Lapa 発電所と 20kV 送電線で連系
(既存の Sao Filipe PS と Ponta Verde PS は廃止)

(2) PTDSD プロジェクト

- Sao Filipe 系統 15kV 送電線昇圧 (15kV→20kV)
- Sao Filipe 住宅地域の拡充 (変圧器/配電線新設)
- 低圧配電線の劣化更新 (電線張替) 及び電化 (変圧器新設)

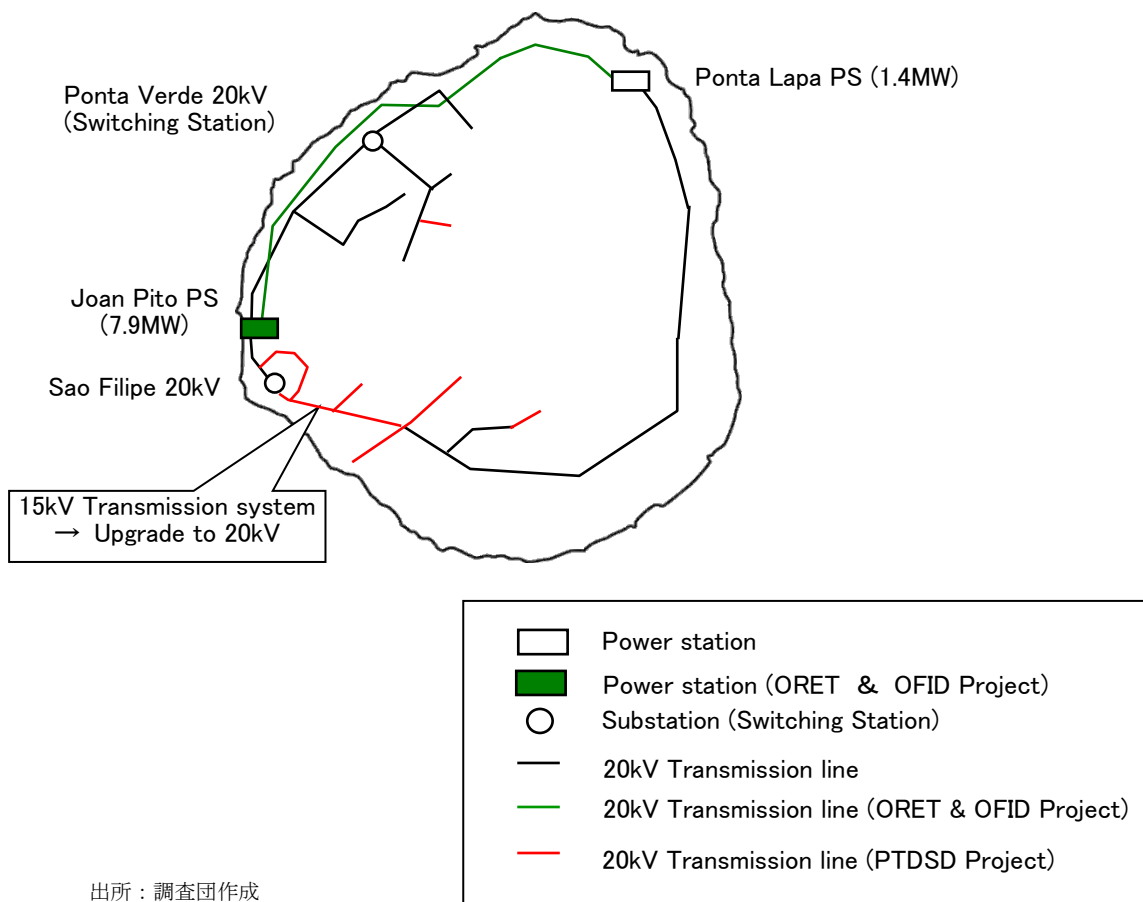


図 9.1-22 Fogo 島の主要系統



図 9.1-23 柱上変圧器設置の鉄塔



図 9.1-24 低圧配電線



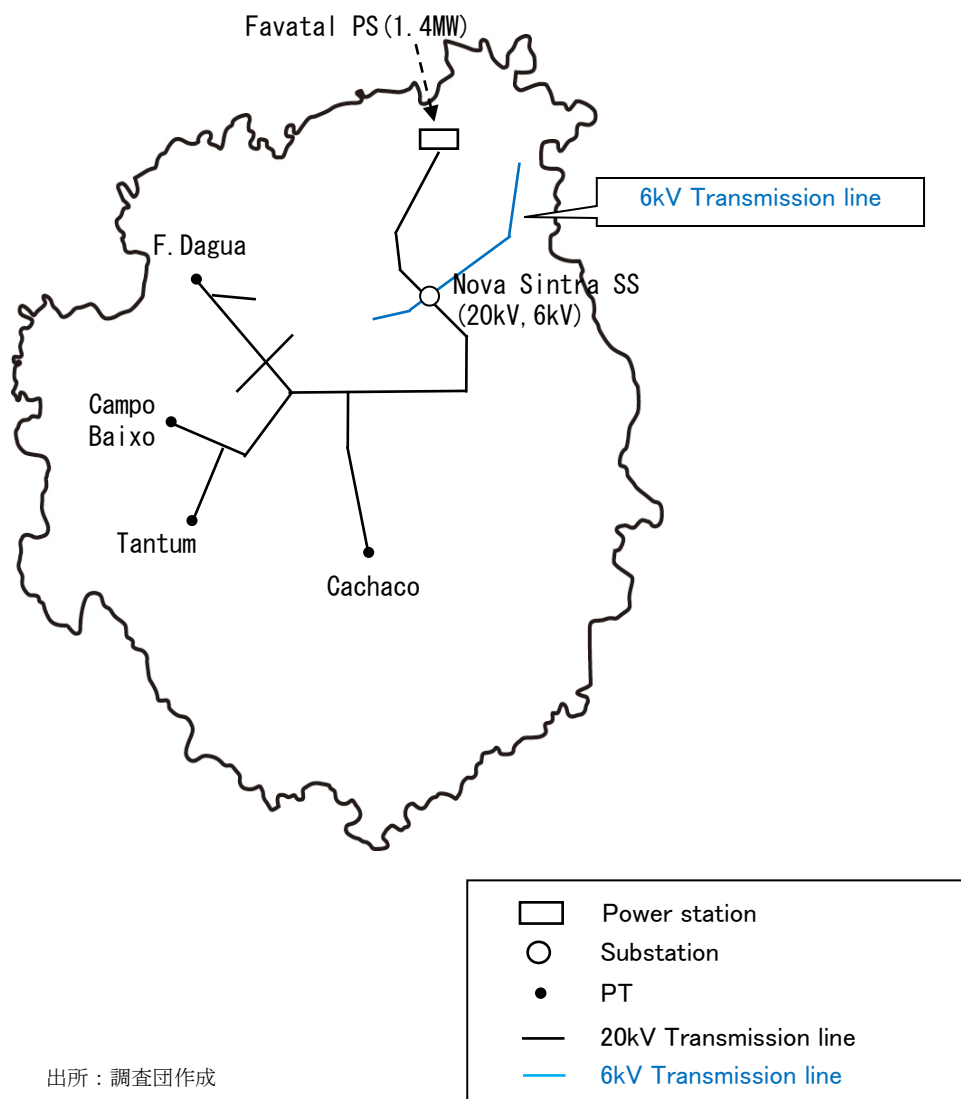
図 9.1-25 家庭用電力量メータ

9.1.9 Brava

Brava は、2008 年以降、送配電網の更新等が行われていないため設備の老朽化が著しい。また、中圧線の 6 kV 送電線も一部残っているため、6 kV 送電系統についての更新検討が必要である。(図 9.1-27 参照)

過去に 150kW の風車 1 台が連系していたが、老朽化により運用を停止している状態である。また、この風車はダンプロード運転（エネルギーが余ったときにダミー負荷（抵抗）でエネルギーを消費させる運転）を行っていた。(図 9.1-28 参照)

図 9.1-26 に Brava の主要系統を示す。



出所：調査団作成

図 9.1-26 Brava 島の主要系統



20kV 開閉装置（左：efacec 製、中央：ALSTOM 製）と変圧器（右奥）



6kV 開閉装置 (ALSTOM 製)
(フィーダー2 回線)



所内用変圧器：250kVA (GONELLA 製)
(20kV/400V)

図 9.1-27 Nova Sintra SS



図 9.1-28 廃止された風車設備

9.2 系統運用状況

「カ」国において運用されている電圧階級は、表 9.2-1 のとおりである。現在、高圧 60kV で運用されているのは、Santiago のみである。中圧については運用面および資材調達面における効率化の観点から 20 kV 運用への統一が進められているが、Boa Vista と Brava については 10 kV、6 kV で運用されている区域も残っている。

表 9.2-1 電圧階級の定義

電圧階級	電圧	対象電圧
高圧 (HV)	60 kV 以上	60kV (送電線及び変圧器等)
中圧 (MV)	1 kV 以上かつ 60 kV 未満	20 kV、15 kV、10 kV、6 kV (送電線及び変圧器等)
低圧 (LV)	1 kV 未満	400 V (低圧配電線等)

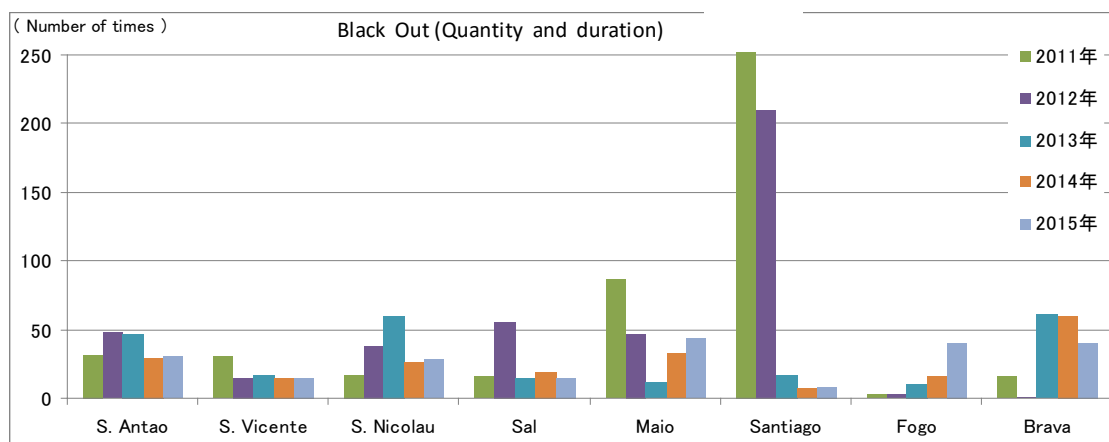
出所：調査団作成

「カ」国の送配電系統については、各国のドナー支援による発電・送配電強化事業等のプロジェクトにより整備され、系統の信頼度は着実に強化されている。

Boa Vista を除く 8 についての 2011 年から 2015 年までの停電発生回数を図 9.2-1 に、北部 4 における 2011 年から 2015 年までの停電時間を図 9.2-2 に示す。グラフから 2013 年以降、停電回数と停電時間は共に全体的に減少傾向にある。ただし、Maio と Fogo については停電回数が増加している。この原因の詳細については不明であるが、2015 年のサイクロン等による自然災害の影響も一因として考えられる。

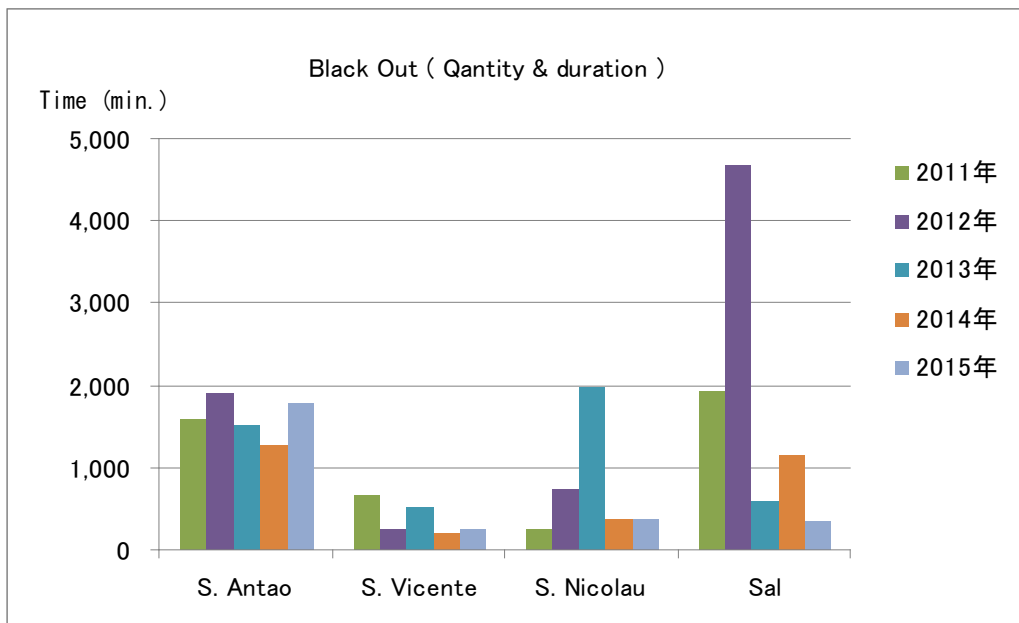
Boa Vista については、2014 年から 2016 年 4 月までの停電の発生回数と停電時間を図 9.2-3 に示す。2015 年は 2014 年より停電回数と停電時間は減少しているが、2016 年については、4 月時点で停電回数が前年の約半数であり前年を上回るペースである。Boa Vista における停電発生の主な原因としては、発電所内でのディーゼル発電機に関するトラブルが大部分を占めていると思われる。

電力系統の設備対策が必要と考えられる Boa Vista と Brava については、9.4 でその課題と今後の対策案等について述べる。



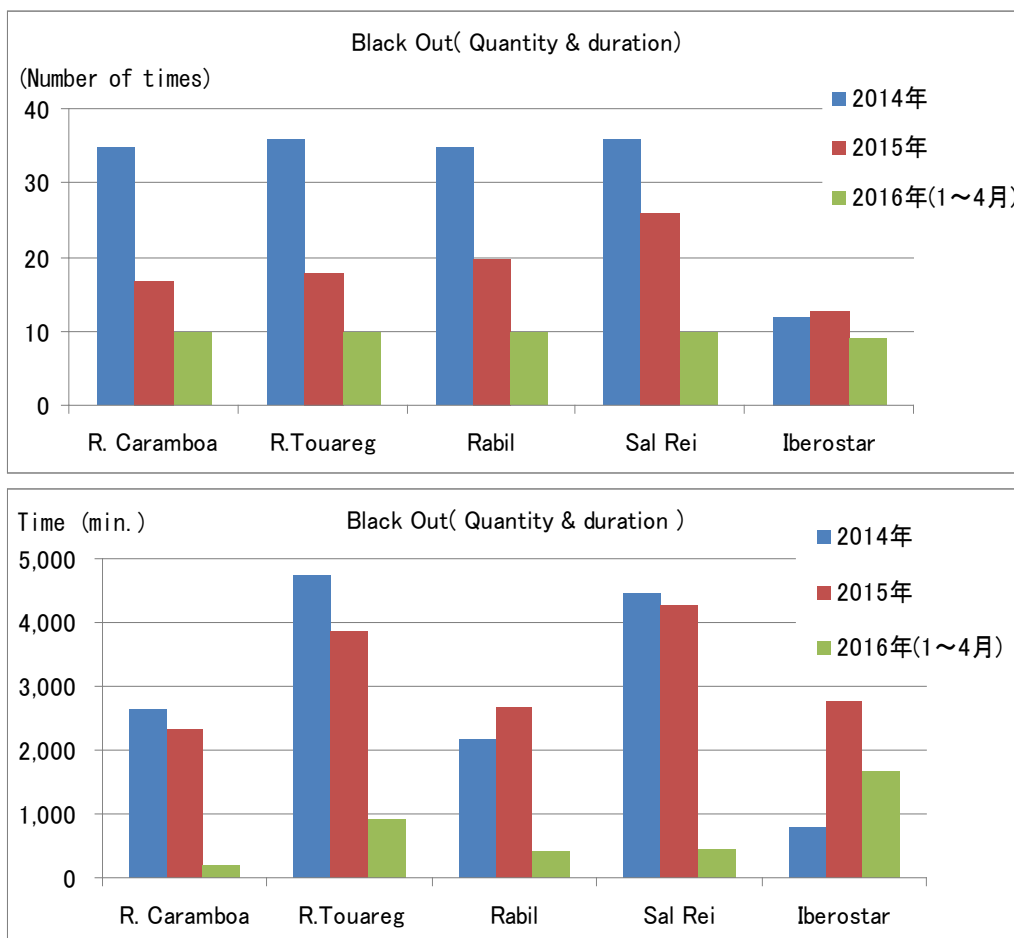
出所：Electra からの入手データより調査団作成

図 9.2-1 「カ」国の停電発生状況 (Boa Vista を除く 8 島)



出所：Electra からの入手データより調査団作成

図 9.2-2 「カ」国の停電時間の状況（北部4島）



出所：AEB からの入手データより調査団作成

図 9.2-3 Boa Vista の停電発生状況（上：停電回数と下：停電時間）

9.3 グリッドコード

「カ」国では電力関係の規格は特に定められておらず、過去ポルトガル電力公社（EDP）が Electra に出資するなどポルトガル国に準じて電力設備が設置されてきた。しかし、現在、「カ」国はエネルギーロードマップを定め、化石燃料の依存度低下を目標としてさらなる再エネ電源の拡大を計画していることから、今後の再エネ電源増大に対しても電力系統安定性および品質の確保ができるための系統連系要件、つまりグリッドコードの策定が極めて重要であるとして、策定作業を進めている。ドイツの GIZ（Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit）の支援のもと同国の DIG SILENT 社が欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）や欧州各国を参考にしてグリッドコードを 2016 年 2 月に作成し、政府の承認後に発効する予定である。

(1) 対象電源

オフグリッド地域のマイクログリッドを除く、ディーゼル発電や再エネ電源、蓄電池システムといった系統に接続されるすべての電源設備を対象としている。

(2) 電圧階級

表 9.3-1 電圧階級

電圧階級	電圧	対象電圧
高圧 (HV)	60 kV 以上	60 kV
中圧 (MV)	1 kV 以上かつ 60 kV 未満	6 kV、10 kV、15 kV、20 kV
低圧 (LV)	1 kV 未満	400 V

出所：調査団作成

(3) 電源別カテゴリー

電源別カテゴリーは欧州規格 ENTSO-E の系統接続要件に準じて分類されている。カテゴリーは電圧（低圧および高圧）と設備容量に応じて区分される。なお、Class 別に系統安定維持のための要求事項がグリッドコードで定められている。

表 9.3-2 電源別カテゴリー

カテゴリー	電圧	設備容量
Class A	1 kV 未満	0.8 kW 以上 島の Pmax* / 20 未満 ただし、100kW 以下であること
Class B	1 kV 未満	島の Pmax* / 20 以上 ただし、100kW 以下であること
Class C	1 kV 以上	島の Pmax* / 20 未満
Class D	1 kV 以上	島の Pmax* / 20 以上かつ Pmax* / 10 未満
Class E	1 kV 以上	島の Pmax* / 10 以上

* Pmax：最大需要電力

出所：調査団作成

(4) 系統連系要件

ドラフト版グリッドコードの系統連系要件は表 9.3-3 のとおりである。

表 9.3-3 系統連系要件

要件	Class A	Class B	Class C	Class D	Class E
電圧運用／無効電力運用	✓*	✓*	✓	✓	✓
周波数運用	✓	✓	✓	✓	✓
模擬慣性					✓**
ソフトシャットダウン機能		✓***		✓***	✓***
遠隔操作機能	✓	✓	✓****	✓****	✓****
自動オシロ装置、監視・記録装置				✓	✓

- * 低圧については電圧調整機能の必要はない。詳細は(a)電圧運用／無効電力運用を参照。
- ** ディーゼル発電以外の電源についてもディーゼル発電同等の慣性を模擬する機能。
- *** 定格出力の2%/sの変化率で出力下限まで発電出力を下げ、解列する機能。特に風力発電のカットアウトの際に急激な電源脱落による系統安定性悪化の抑止を目的とする。
- **** 系統運用者の SCADA システムと連系すること。

出所：調査団作成

(a) 電圧運用／無効電力運用

「カ」国では中圧はケーブル化されているため低負荷時に系統が容量性となることから進み無効電力に留意する必要がある。

表 9.3-4 無効電力の要求事項

電 圧	要求事項
低 圧	力率 0.98 以上
高 圧	無効電力を 0.95 (遅れ) から 0.90 (進み) の範囲で供給する。発電事業者は発電可能出力曲線 (P-Q 特性) を系統運用者に提出しなければならない。なお、10 秒以内で力率や無効電力の設定を変更可能とすることが要求されている。

出所：調査団作成

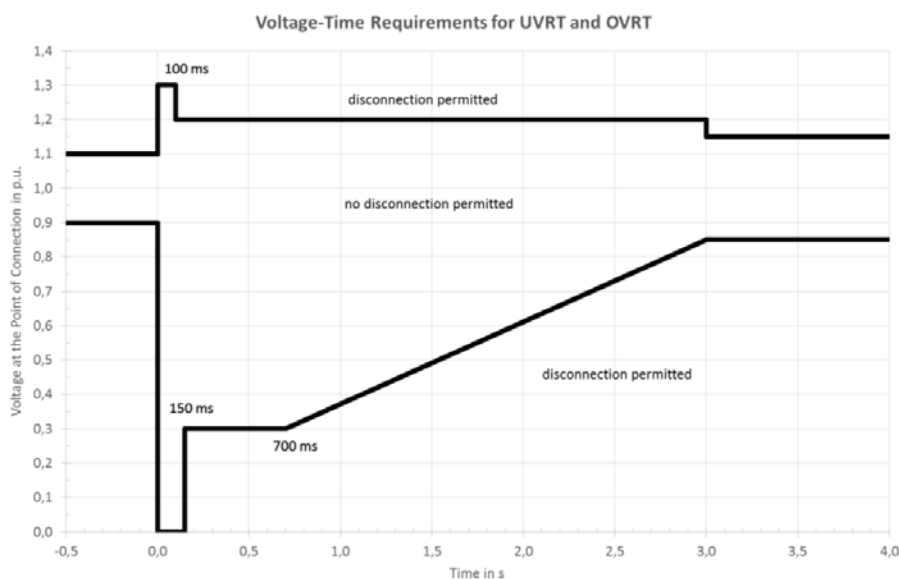
連系された系統の事故を除いて、系統電圧が定格電圧±10%の範囲においては電源を不要解列せずに並列を保つことが要求されている。

定格電圧±10%を超えた際には、表 9.3-5 の要件および瞬低等時の発電継続範囲 (図 9.3-1) を満たしたうえで系統電圧が定格電圧±15%の範囲においても1分間は解列せずに電圧安定化維持が要求されている。

表 9.3-5 定格電圧±10%を超えた際の要求事項

電 圧	要求事項
低 圧	-10 %以下：ディーゼル発電は解列すること その他電源は最低出力またはゼロ出力とすること +10 %以上：解列しないこと
高 圧	±10 %超：発電可能出力曲線 (P-Q 特性) の範囲で電圧維持、つまり無効電流の供給を行うこと

出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 9.3-1 電圧変動時運転継続 (FRT) 機能

(b) 周波数運用

「カ」国は規定周波数を 50Hz±2Hz としており、系統側で生じた周波数変動により電源が解列しないことが要求されている。なお、50 Hz±1 Hz の範囲を超えた場合は電源のカテゴリーごとに定められた変化率で 50 Hz±1 Hz の範囲となるように電源運用を要求されている。

表 9.3-6 周波数による電源運用

周波数	電源/電力貯蔵設備 (放電)	電力貯蔵設備 (充電時)
47.0 Hz - 47.5 Hz	20 秒以上継続で遮断	即遮断もしくはゼロ出力
47.5 Hz - 48.0 Hz	90 秒以上継続で遮断	即遮断もしくはゼロ出力
48.0 Hz - 49.0 Hz	--	電源別カテゴリーに定められた変化率で充電を抑制
49.0 Hz - 51.0 Hz	--	--
51.0 Hz - 52.0 Hz	電源別カテゴリーに定められた変化率で出力を抑制	--
52.0 Hz - 53.0 Hz	2 秒以上継続で遮断	2 秒以上継続で遮断

出所：調査団作成

(c) 遠隔操作機能

系統運用者は、系統安定性確保のための緊急時に電源の出力抑制や解列の指令を出してよい。電源には系統運用者の指令後 10 秒以内に上記を実施する遠隔制御装置を設けなければならない。

表 9.3-3 に記載した Class C には系統運用者の SCADA システムとの連系を推奨され、Class D と Class E には系統運用者の SCADA システムとの連系が要求されている。系統運用者の SCADA には電源の出力抑制や解列機能だけでなく、電圧制御／無効電力制御や系統安定化に必要な情報および設定機能についても連系するよう求められている。

9.4 送変電設備の課題

9.4.1 Boa Vista

(1) 北部及び北東部の系統

Boa Vista の北部の小規模独立系統は、ORET プロジェクトにより系統連系工事が進行中であるが、北東部の一部には 10kV 系統が残っている。系統の安定化および規格統一のため 20kV への変更が望まれるが、需要が小さくコスト負担が課題となっている。

AEB への聞き取りによると、10kV 系統は老朽化により設備の劣化がひどい状況で、2015 年 9 月に発生したサイクロンにより、電柱倒壊や塩害による鉄塔の錆びなどの被害も発生している。また、10kV 供給地域では非テクニカルロスが約 50% を占めており、電気料金の未支払いもある。非テクニカルロスの原因は主に盗電や計量に関する詐欺などで、監視人もいるが追いつかない状況である。また、対策を強化しようにも需要規模が小さいため費用対効果が得られない。なお、ホテル需要等を含めた島全体のトータルで見た場合での割合はわずかということであった。

このため、10kV から 20kV への電圧昇圧に向けた系統設備の整備検討だけではなく、一般家庭の電力メータ取替えなど、低圧配電網の更新整備が必要と思われる。

(2) 北西部の系統

AEB への聞き取りによると、ORET 等のプロジェクトで整備された地中ケーブル（400 mm² アルミ）により、対策前に比べ停電の発生はかなり減少している。また、保護装置付の開閉設備は、老朽化していた EFACEC（ポルトガル製）から ORMAZABAL（スペイン製）に取り替えたことで、塩害等による被害が解消されている。

系統上のウイークポイントとしては、Chavez 発電所から Sal Rei までの老朽化した架空送電線のルートで塩害等による影響を受けている。このため、架空送電線の更新やケーブル化等が望まれる。

これらの対策が必要な箇所を図 9.4-1 の単線結線図に示す。また、各区分ごとにおける送電線の長さや導体のタイプなど、送電線の仕様を表 9.4-1 に示す。この一覧表のブルーの網掛け部分は架空送電線であり、電線サイズの変更やケーブル化等の整備が必要と考えられる。

(3) 南部の系統

北部の Chavez 発電所と南部の Lacacao 発電所は、長距離の地中ケーブル（約 25km）で結

ばれているが、ホテル等の需要が少ない時に系統電圧が上昇し、電圧が不安定となる現象が発生している。

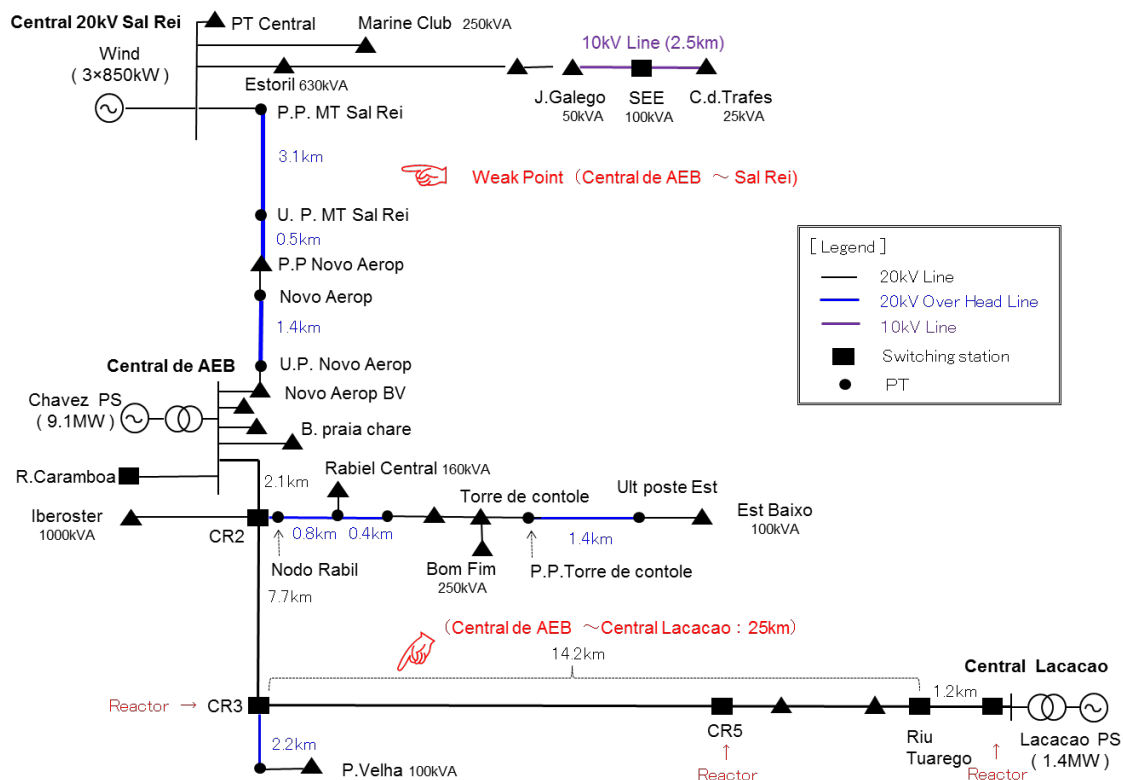
AEB への聞き取りによると、系統の電圧上昇により、発電所の電圧運用において、ディーゼル発電機の運転台数に制限を受けているということであった。

このため、リアクティブエナジーを吸収する電圧調整機器として分路リアクトル等の設置が考えられる。設置場所については、最も効果的な場所に設置する必要がある。例えば、図 9.4-1 の単線結線図に示すような送電線の末端もしくは中間点などが候補して考えられる。具体的な設置箇所については、別途詳細な調査検討を行い最適な地点を選定する必要がある。

AEB への聞き取りによると、AEB が電力や水を供給しているホテルは、Marine Club(0.3MW)、Iberoster (0.8MW)、Riu Caramboa(1.7MW)、Riu Tuarego(1.7MW)である。また、AEB は 4 基 (550kVA×4) の発電機と海水淡水化装置を有している Decamelon Hotel の囲い込みに意欲的である。

今後の Boa Vista における需要は、ホテル等の大規模開発により大幅な需要増が見込まれている。このため、AEB 社は新たな電源確保のためディーゼル発電機の電源増設を検討している。また、島内の 3 箇所にある海水淡水化装置については、将来 1 箇所に集中する計画である。

このような状況から、Boa Vista における今後の系統整備については、現状の実態や課題、将来計画等を踏まえたうえで新規電源の開発や系統構成（ループ化など）など、手戻りがないうように、系統の安定化対策も含め総合的に検討を進めていくことが重要である。



出所：AEB からの入手データより調査団作成

図 9.4-1 Boa Vista の単線結線図

表 9.4-1 送電線の仕様（地中及び架空送電線）

Starting node	～	Last stop node	length (m)	Type of conductor	Transmission capacity (A)
Central de AEB	～	CR2	2,100	Al 400	445
CR2	～	Central Lacacão	22,985	Al 400	445
CR2	～	Iberostar	2,404	Al 400	445
CR2	～	Primeros Poste Rabil	80	As 50	175
Primeros Poste Rabil	～	Nodo Rabil	800	As 50	180
Nodo Rabil	～	Ultimo Poste Rabil	400	As 50	180
Nodo Rabil	～	Rabil Central	30	Al 50	205
Ultimo Poste Rabil	～	P.P.Torre de controle	530	Al 50	205
P.P.Torre de controle	～	Ult poste Est	1,370	As 54.6	180
Torre de control	～	Bom Fim	600	Al 50	205
Ultimo Poste Est Baixo	～	Est Baixo	65	Al 50	205
Central de AEB	～	Riu Caramboa	1,420	Al 400	445
Central de AEB	～	Novo Aerop BV	550	Al 400	445
Central AEB	～	Bobagem praia chave	1,200	Al 240	455
Parque eolico	～	PT Central	4,970	Cu 50	180
Central Electra	～	Praia de Cruz	1,905	Al 50	205
Praia de Cruz	～	Marine Club	288	Al 50	205
Cabopadana	～	Imotur	710	Al 120	232
Central Electra	～	B. Sossego	1,599	Cu 50	180
Estoril	～	Emicela	1,610	Al 120	232
Central Electra	～	P. Poste Sal Rei	1,700	Al 50	205
P. P. MT Sal Rei	～	Poste Mazurca	2,131	As 50	175
Poste Mazurca	～	U. P. MT Sal Rei	980	As 50	175
U. P. Sal Rei	～	P. P. Novo Aerop	715	Al 120	232
P. P. Novo Aerop	～	U. P. Novo Aerop	1,365	As 50	175
U. P. Novo Aerop	～	Novo Aerop BV	100	Al 50	205
Poste Mazurca	～	Mazurca	30	Al 50	205
Parque eolico	～	Central Electra	4,960	Al 500	444
João Galego(10kV)	～	Cabeça dos tarafes(10kV)	2,500	Al 25	120

注) ブルーの欄は架空送電線、その他は地中送電線

出所：AEB からの入手データより調査団作成

9.4.2 Brava

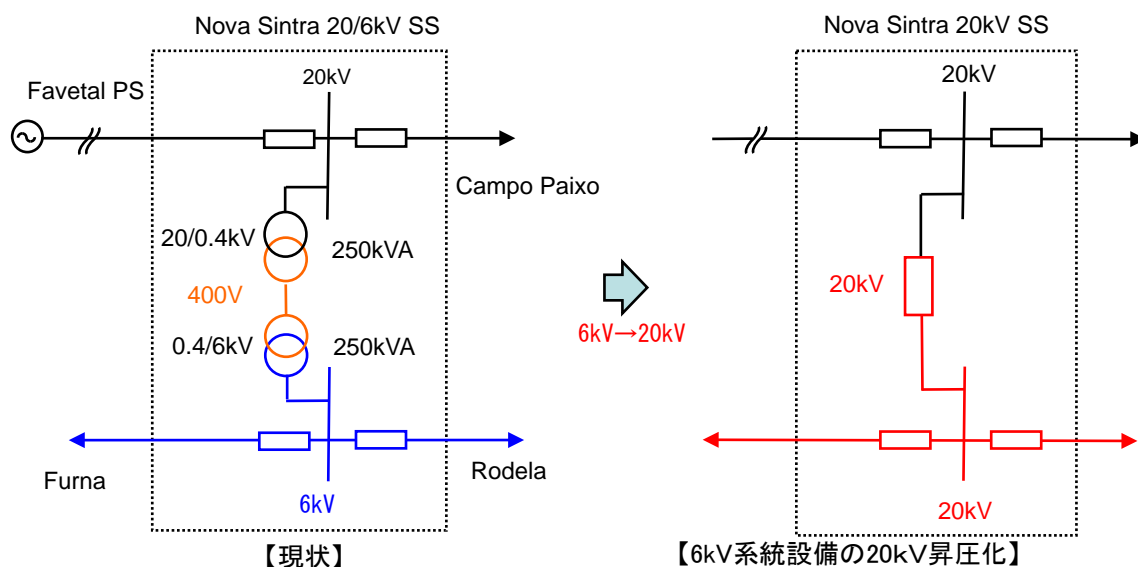
Brava の Nova Sintra 変電所は、現在、Electra の営業所を兼ねたオフィスとなっている。2000 年までは発電所として機能しており、発電機が廃止された後は、6kV 系統が残置されたままの状態である。

Electra への聞き取りによると、島内での停電は月に 3~4 回程度発生している。原因は、老朽化した架空線の断線や塩害による地絡事故などである。塩害による停電時には碍子清掃によって復旧を行っている。停電の復旧は、市内での停電の場合は約 5 分、郊外での停電の場合は 20~40 分程度を要している。なお、現在のメンテナンス要員は 7 人である。

また、配電線での事故時に、変電所の保護継電器が動作し健全回線もトリップするケースもあるということであった。このため、事故箇所の直近で事故除去が可能となるような保護継電器や開閉器の設置、適切な保護継電器の整定及び保護協調等が必要と思われる。

Brava の需要規模は比較的小さく、今後急激な需要の伸びは期待できないものの、将来的には系統の整備は必要である。Brava は、2008 年以降、送配電網の更新等を行われていない。このため老朽化が著しく、6kV 送電線も残っているため、6kV 送電設備及び変電所の総合更新が必要と思われる。

そこで、変電所総合更新工事の一例を図 9.4-2 に示す。Nova Sintra 変電所を 20kV 系統設備へ昇圧し、両母線の間に 20kV 開閉器を設置する方策が考えられる。これにより、既設の 20/0.4kV 変圧器と 0.4/6kV 変圧の 2 台が不要となり、設備の信頼度向上やメンテナンス等の効率化も可能となる。



出所：Electra からの入手データより調査団作成

図 9.4-2 Brava の単線結線図 (左：現状、右：対策後)

9.4.3 Santiago

Santiago は各国のドナー支援等により送電変電設備が整備された。これにより島内での停電発生頻度は著しく減少し、系統の信頼度は向上している。

Electra への聞き取りによると、送電線用碍子の約半数が既設のガラス碍子からシリコン碍子に変更されたことで、これまで手作業で行っていた碍子の清掃作業が半減し保守作業の効率化も図られている。また、対策前は、住民によるガラス碍子の破損があったということである。

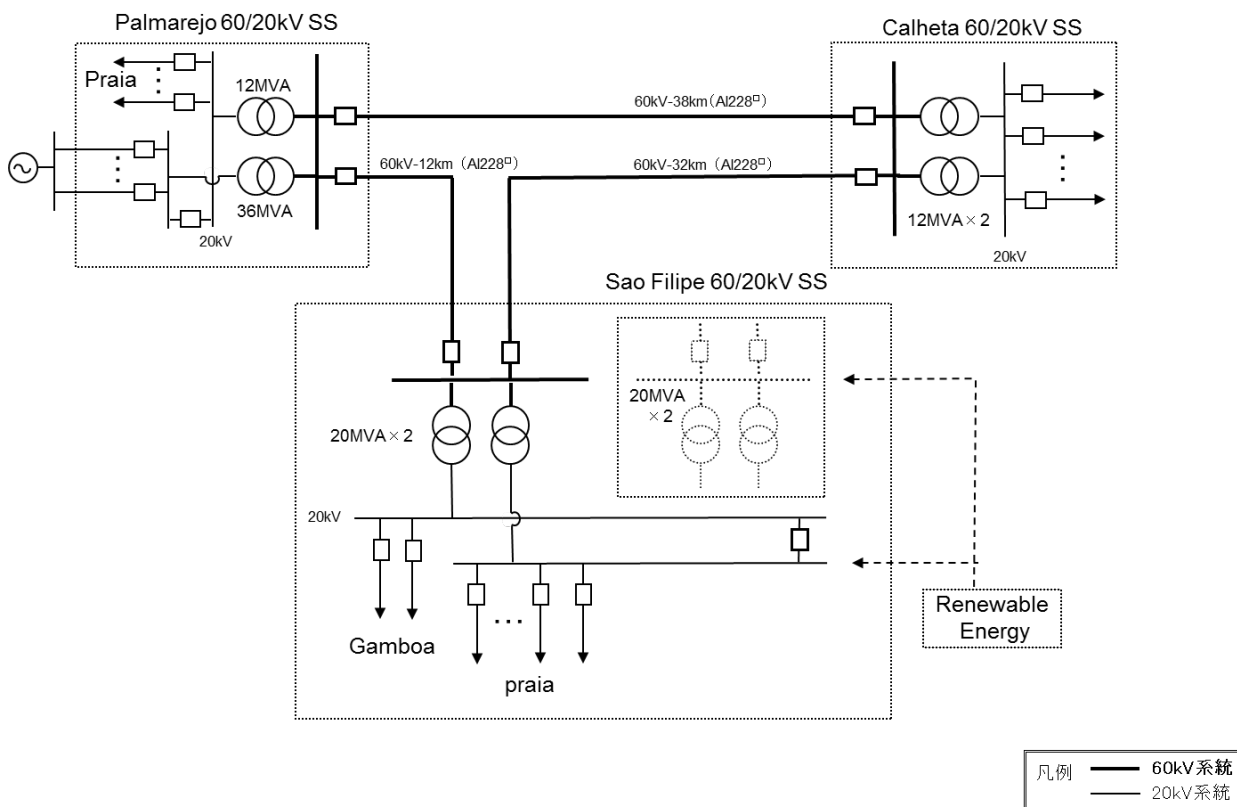
系統変電所の Sao Filipe と Calheta には SCADA システムが導入されたことで、遠隔での系統情報の監視および制御が可能となった。これにより、2つの変電所が無人化され、Palmarejo の中央監視制御室から監視制御が行われている。この SCADA システム導入により系統設備の運用・保守業務等の効率化が図られている。

また Santiago、São Vicente、Sal の 3 島を対象に、汎用 SCADA システムをベースにした送配電網監視、ディーゼル発電機と風力の最適運用が試行されている。しかし、「カ」国のディーゼル発電システムは世界標準とは異なる独自システムであるため、SCADA からの直接制御は技術的に難しいという情報もある。また、これらの実現には再エネ事業者の同意も必要となってくる。

Sao Filipe 変電所には JICA 支援によりポルトガル製の変圧器 (20MVA×2) が導入されているが、変圧器 2 台の拡張スペースも確保されている。更に 3つの風力ファームの接続を想定した受電盤も用意されている。なお、風力については、現在、Cebeolica のみ 20kV 送電線 (1 回線) で Gamboa 変電所に接続されているが、今後は、Sao Filipe 変電所に接続変更される予定である。

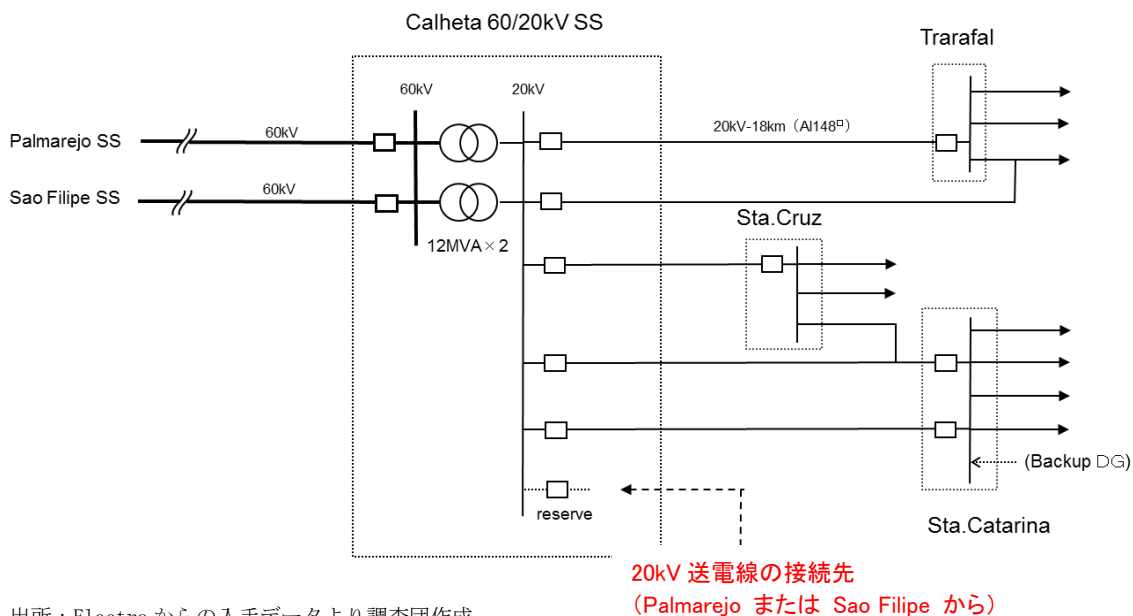
今後の再エネ導入を想定した風力等の再エネ接続ポイントとしては、図 9.4-3 に示すような 60 kV もしくは 20 kV の変電所母線への接続が可能と考えられる。

Santiago における電力系統強化に向けた将来構想として、20kV 系統の拡充整備が考えられる。現在、Sta. Catarina のディーゼル発電機 (2009 年製) は、当面バックアップ用電源として残置する方針であるが、故障等で使用不可となった場合や廃止時の対策を検討しておく必要がある。例えば、60kV 送電線のルート事故時の代替送電ルートとして、Palmarejo 60/20kV SS もしくは Sao Filipe 60/20kV SS から Calheta 60/20kV SS の間を 20 kV 送電線で結ぶという対策案も考えられる。接続先としては、Calheta の 20kV 母線の予備回線等が候補として挙げられる。(図 9.4-4 の単線結線図参照)



出所：Electra からの入手データより調査団作成

図 9.4-3 Santiago 単線結線図（60kV 系統）



出所：Electra からの入手データより調査団作成

図 9.4-4 Santiago 単線結線図（20kV 系統）

10 再エネ導入拡大のアプローチ

10.1 再エネ導入拡大の検討

再エネ導入の拡大を検討するにあたっては、過度な先行投資などを回避するため、需給状況（第4章）及び電力設備の状況（第5章から9章）を踏まえ、既存設備の有効活用、特にディーゼル発電機の運用範囲の拡大（最低出力の引き下げ）による既存の風力発電の抑制電力の活用を検討することが重要である。

さらに経済効果として、再エネ導入の拡大によるディーゼル発電の燃料費の削減効果も考慮する必要がある。そこで、再エネ導入拡大の検討に先立ち、これまで確認してきた「カ」国の電力設備、特に再エネ拡大ポテンシャルとして重要となる風力発電の概要について、以下のとおり整理する。

(1) 送配電設備の整備

- 島内の供給エリアが異なる送配電網の統合
- 無電化地域の解消（電化率引き上げ）
- 電圧階級の統一（20 kV および 60 kV）
- 市街地の地中ケーブル化（架空線の場合は塩害に強い碍子の採用）および送電系統のループ化
- SCADA システム等の監視装置や情報収集装置の設置

(2) 発電所の整備

- 送配電設備の整備と並行して、1 島 1 発電所の電力供給体制を確立
ただし、調査団としては、再エネ拡大を進めるにあたっては、需要規模に対してディーゼル発電の単機容量が大きすぎると考える。
- 最新型ディーゼル発電機による系統安定性、効率向上および運用範囲の拡大
- 各島のディーゼル発電機は 2010 年以降に設置された比較的新しい設備が多い。

(3) 風力 IPP による電力供給

- Cabeolica 社が Santiago、São Vicente、Sal、Boa Vista の各島において風力による発電電力を売電
- 系統安定性確保のため、Electra および AEB は必要に応じて風力出力を抑制
- Electra は PPA の買取保証（Take or Pay）を超える発電量を抑制

上記前提を踏まえ、下表 10.1-1 に示す「再エネ導入拡大に向けた検討内容」を段階的に進める。

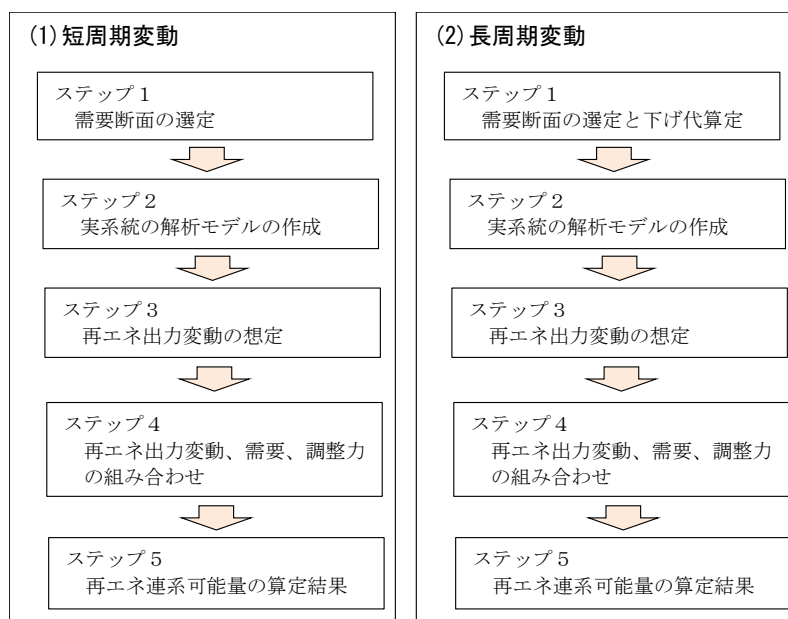
表 10.1-1 再エネ導入拡大に向けた検討内容

1 各島における、接続可能な理論風力発電容量の算出 (10.2)
2 風力発電の出力抑制を実施している島において、ディーゼル発電機の運用幅拡大による出力抑制電力の有効活用 (再エネ比率拡大) (10.3)
3 再エネ比率の拡大、風力発電設備導入および蓄電池設備導入による費用対効果を算出 (10.4)

出所：調査団作成

10.2 出力抑制なしでの再エネ導入可能量の考え方

出力抑制なしでの再エネ設備の導入許容量の検討は日本の離島において、系統安定を前提とした再エネの系統連系可能量の検討時の算定手法等を用いる。九州電力は再エネ導入可能量について、ある一定時間の出力変動、具体的には、短周期変動（20分以内）と長周期変動（20分以上）の両側面から算定を行い、算定結果が小さい方の結果を用いている。再エネ導入可能量の検討プロセスを図 10.2-1 に示す。



出所：調査団作成

図 10.2-1 出力抑制なしでの再エネ導入可能量の検討プロセス

再エネ導入可能量検討における「短周期変動」と「長周期変動」とは、表 10.2-1 に示す中周期領域と長周期領域における再エネ設備の出力変動を意味し、電力系統への影響としては、前者が周波数変動、後者が需給運用(余剰電力発生)に結びついている。

なお、「カ」国の発電機や需要データは1時間ごとの記録しかないことから、今回の情報収

集・確認調査では1時間毎のデータを用いた検討を実施した。

表 10.2-1 変動周期ごとの発電機の調整方法

	短周期領域	中周期領域	長周期領域
対象周期	数分以下	数分～20分程度	20分程度以上
制御方法	ガバナフリー (調速機の自動制御)	LFC (負荷周波数制御)	EDC (経済負荷配分制御)
再エネ接続 検討時の定義	—	短周期変動	長周期変動

出所：調査団作成

(1) 短周期変動面からの算定

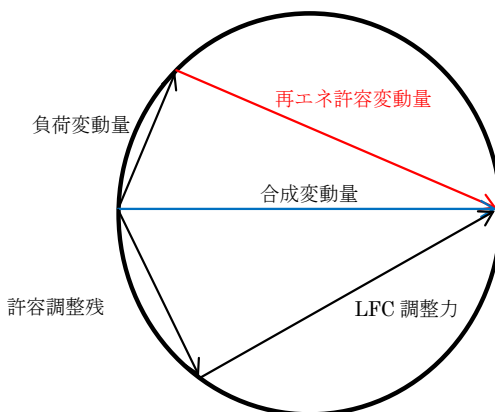
短周期変動を考慮した出力抑制なしでの再エネ導入可能量の算出方法プロセスは以下のとおりである。

1) ステップ1：需要断面の想定

再エネの系統連系において最も過酷な条件はディーゼル発電の調整能力が下がる最小需要時である。このため「カ」国の需要パターンから最小需要を確認する。なお、太陽光発電の導入を検討する場合には昼間の最低需要、風力発電の導入を検討する場合には1日の最低需要、両者を導入する際にはその両方について調査する。なお、「カ」国では既に風力IPPの導入実績があり、風力発電とディーゼル発電の協調運用が行われていること、太陽光に比べて設備コスト面で優位性のある風力発電ポテンシャルが非常に高いことから、1日の最低需要を用いて検討する。

2) ステップ2：実システムの解析モデルの選定

再エネ導入可能量の算定については、図10.2-2の解析モデルを用いて行う。代数的手法と呼ばれ、需要と再エネ許容変動量をLFC調整力(「カ」国においてはディーゼル発電の負荷周波数制御)や系統の許容調整残によって需要と供給量をバランスさせる概念である。なお、調査により得られた諸元から、結果的には系統定数から算出する接続可能量と同値となった。検討で使用した諸元を表10.2-2に示す。



$$\sqrt{(LFC \text{ 調整力})^2 + (\text{許容調整残})^2} \geq \sqrt{(\text{負荷変動量})^2 + (\text{再エネ許容変動量})^2}$$

出所：電気学会技術報告第 869 号「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」、図 5.13

図 10.2-2 解析モデル

表 10.2-2 解析モデルの各諸元

項目	説明
需要断面	ディーゼル発電の調整能力が下がる最小需要時を使用する。ただし、停電時を除く。
需要変動	九州電力では 10 分以内の需要変動を使用する。「カ」国では最低需要付近の需要変動がほとんどないため、ゼロとして計算
LFC 調整力	日本では ESCJ ルールで 1~2%を目安として確保している。「カ」国では需要変動をゼロとして扱うことにするため、厳しめのゼロとして計算する。
発電設備の周波数特性	「カ」国のグリッドコード（案）を引用して推奨設定値の 5%とする。
需要側の周波数特性	本調査では確認できなかったため、厳しめのゼロとして計算
許容周波数	「カ」国のグリッドコード（案）を引用して 50Hz±2Hz とする。なお、九州電力の離島においては 60Hz±0.3Hz で運用している。

出所：調査団作成

3) ステップ 3：再エネの出力変動の想定

一般的には既に風力発電や太陽光発電が設置され、算定可能なデータが整備されている場合は、図 10.2-3 に示す最大出力変動幅を再エネ設備の定格合計出力で除した値を出力変動率とするが、「カ」国では風況が安定し、風力の出力予測の精度が高いため、風力発電の出力予測の 50%を安定供給源とした運用を行っている。このため、本算定における再エネの出力変動は 50%とする。

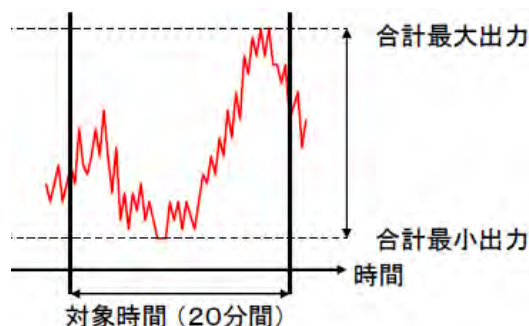


図 10.2-3 再エネの出力変動幅

4) ステップ 4：再エネ出力変動、需要、調整力の組み合わせ

再エネ出力変動を風力発電の出力予測の 50%、需要を対象地域の最小需要値および LFC の調整力はゼロとして組み合わせる。

5) ステップ 5：出力抑制なしでの再エネ導入可能量の算定

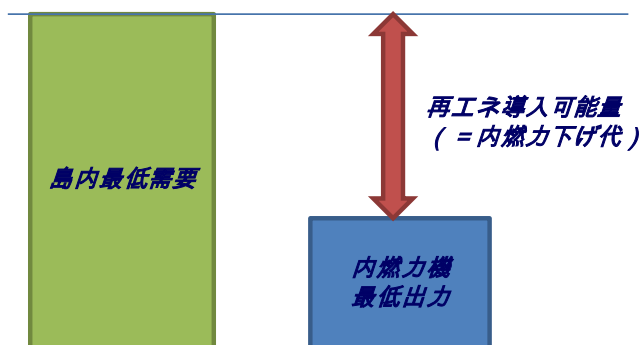
ステップ 4 をもとにして出力抑制なしでの再エネ導入可能量を算定する。算定結果を「(3) 検討結果」の 10.2-4 に示す。

(2) 長周期変動面からの算定

系統の安定性確保のため、ディーゼル発電機は運用範囲が決められている。ディーゼル発電機が運用できる出力下限値を最低出力と定義する。再エネ電源が増加するにつれてディーゼル発電機の出力を抑制することで再エネ比率の引き上げにつながるが、ディーゼル発電機の出力が最低出力に到達するとそれ以上の抑制は出来なくなり、再エネ電源を抑制しなければならない。このため、ディーゼル発電機の最低出力による制約を考慮して再エネ導入可能量を算出する。出力抑制なしでの再エネ導入可能量の算出イメージは図 10.2-4 のとおりである。

なお、算出にあたっての各諸元を表 10.2-3 に示す。また、最低出力を引下げることで再エネの導入可能量が拡大することから、現運用の最低出力(定格出力の 50%)に加えて、運用可能な範囲である定格出力の 30%についても算定する。

「カ」国の主要大規模な島の主要ディーゼルが定格出力の 30%で運用可能であることは「6.2.1 再エネ導入量拡大のポイントと課題」で前述のとおり。



再エネ導入可能量 = 島内最低需要 - ディーゼル発電機最低出力

出所：調査団作成

図 10.2-4 長周期変動面からの再エネ導入可能量の算定イメージ

表 10.2-3 再エネ導入可能量の算定諸元

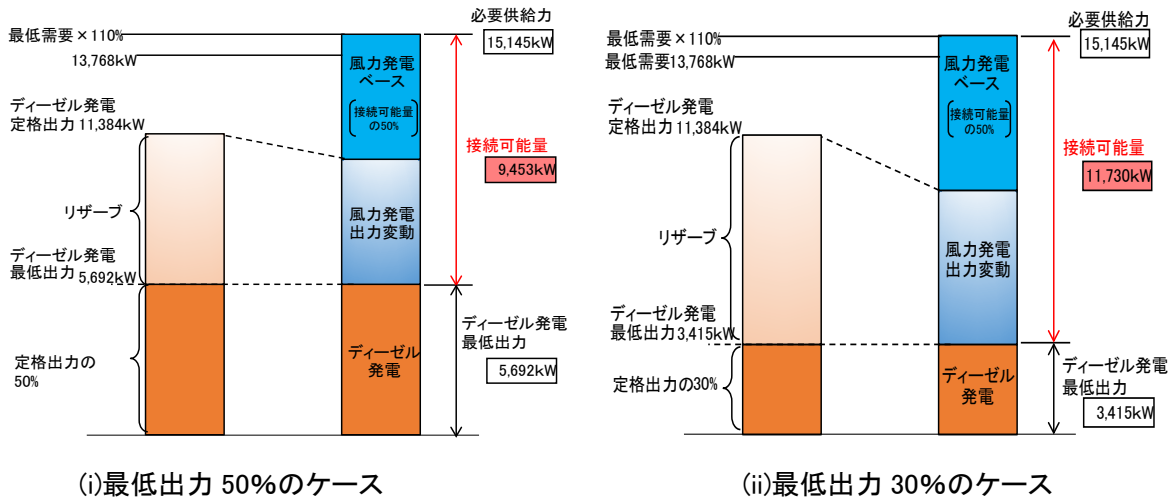
項目	説明
需要断面	・ディーゼル発電の調整能力が下がる最小需要時を使用する。ただし、停電時を除く。
供給予備力	・需要の変動を考慮して10%の予備力を確保する。
ディーゼル発電の最低出力	ケース1 現運用と同じ50% ケース2 メーカー資料等の運用範囲を考慮した30%への引下げ
風力発電の変動量	・「カ」国では風況が安定し、風力の出力予測の精度が高いため、風力発電の出力予測の50%を安定供給源とした運用としており50%をベース分としてカウントする。
その他条件	・ディーゼル発電の定格出力と下記に示す風力発電のベース分の合計が供給予備力以上を満たす。 ・ディーゼル発電のリザーブが風力発電の変動量を補える。

出所：調査団作成

1) Santiago

最低需要 : 13,768 kW [2015年2月11日]

ディーゼル発電 : 11,384 kW [メーカー : Wartsila (2015年)、発電所 : Palmarejo]



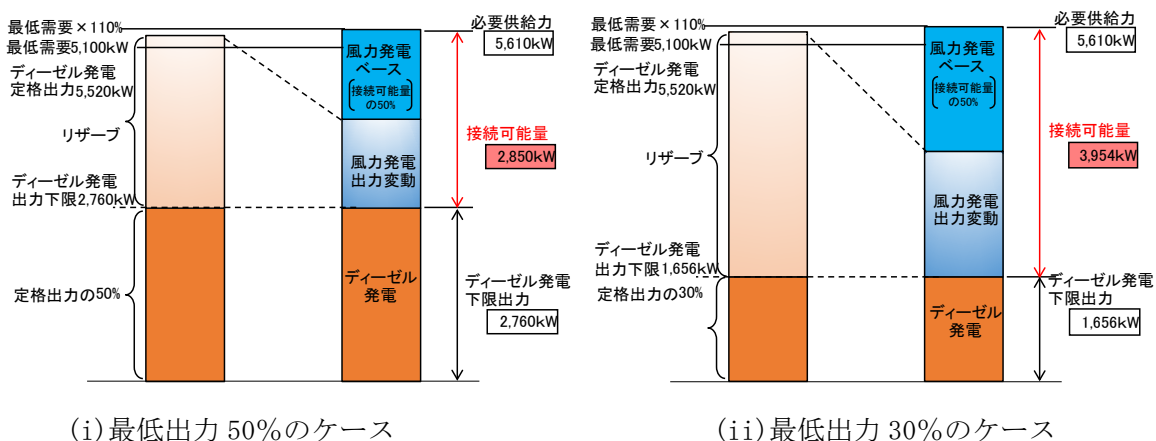
出所 : 調査団作成

図 10.2-5 Santiago の算出事例

2) São Vicente

最低需要 : 5,100 kW [2015年3月1日]

ディーゼル発電 : 5,520 kW [メーカー : Wartsila (2015年)、発電所 : Palmarejo]



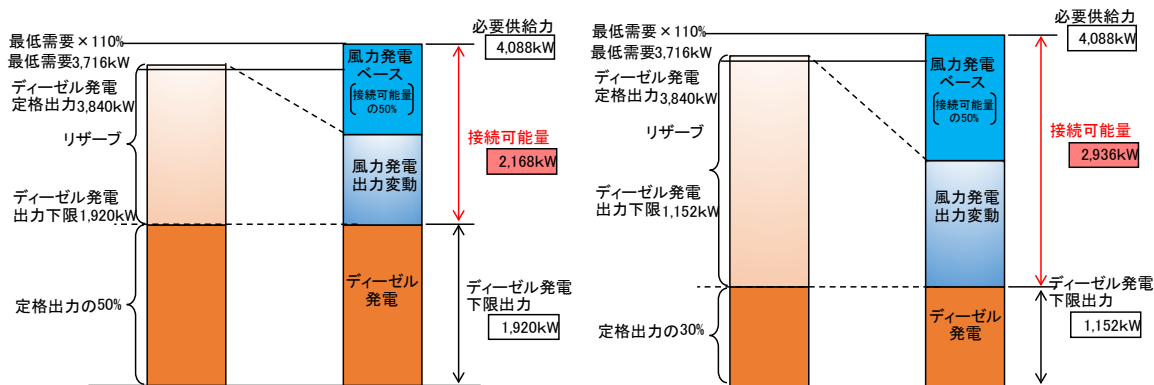
出所 : 調査団作成

図 10.2-6 São Vicente の算出事例

3) Sal

最低需要 : 3,716 kW [2015年2月11日]

ディーゼル発電 : 3,840 kW [メーカー : Caterpillar (2002年)、発電所 : Palmeira]



(i) 最低出力 50% のケース

(ii) 最低出力 30% のケース

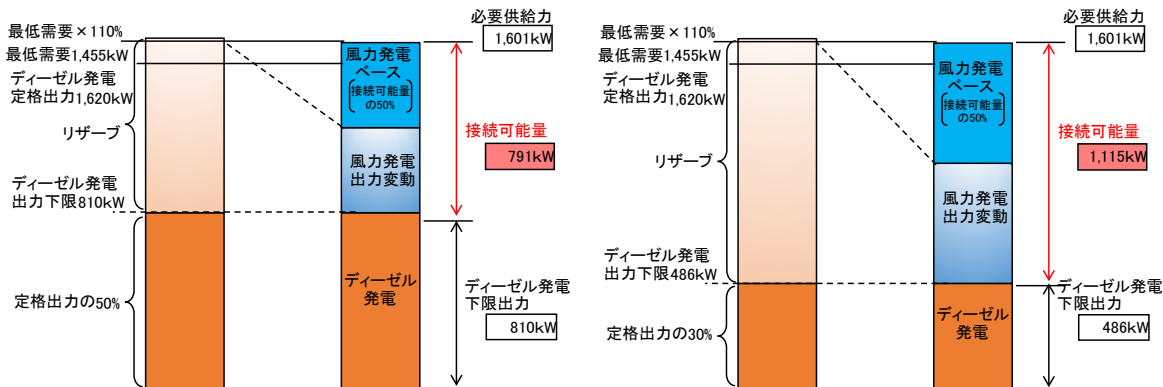
出所 : 調査団作成

図 10.2-7 Sal の算出事例

4) Boa Vista

最低需要 : 1,455 kW [2015年5月26日]

ディーゼル発電 : 1,620 kW [メーカー : Caterpillar (2015年)、発電所 : Chavez]



(i) 最低出力 50% のケース

(ii) 最低出力 30% のケース

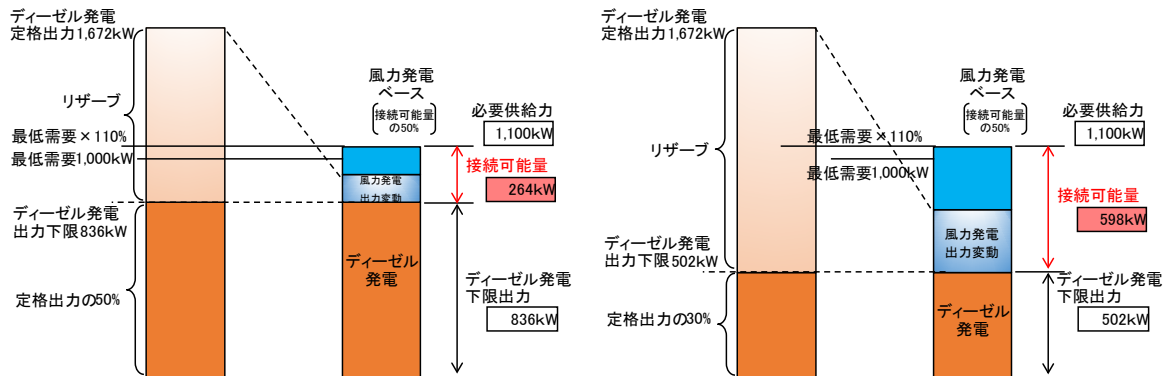
出所 : 調査団作成

図 10.2-8 Boa Vista の算出事例

5) Fogo

最低需要 : 1,000 kW [2015年2月22日]

ディーゼル発電 : 1,672 kW [メーカ : MAN (2015年)、発電所 : Joan Pinto]



(i) 最低出力 50% のケース

(ii) 最低出力 30% のケース

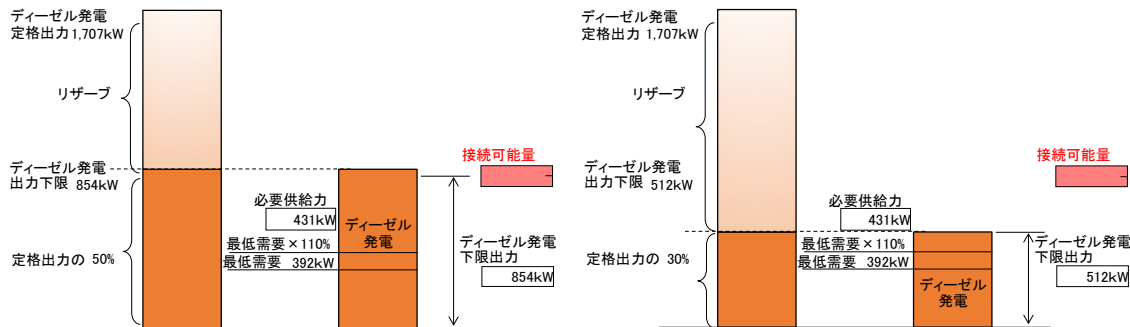
出所 : 調査団作成

図 10.2-9 Fogo の算出事例

6) São Nicolau

最低需要 : 392 kW [2015年6月1日]

ディーゼル発電 : 1,707 kW [メーカ : Perkins (2015年)、発電所 : Cacimba]



(i) 最低出力 50% のケース

(ii) 最低出力 30% のケース

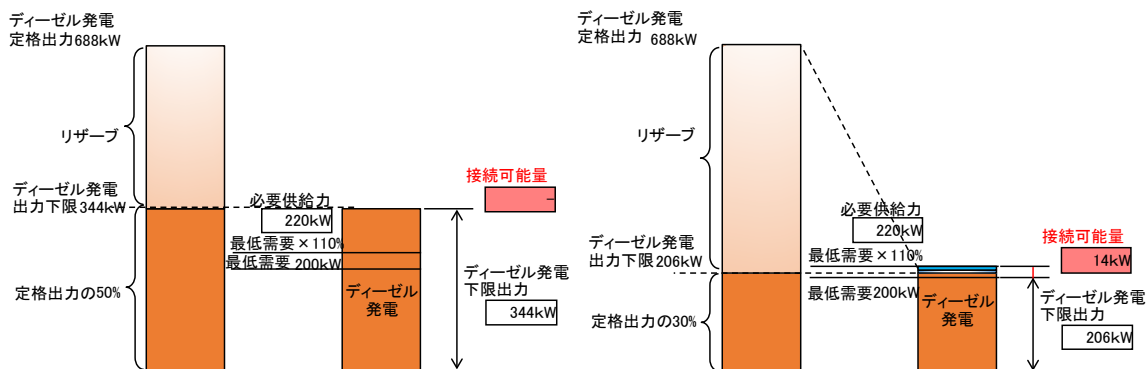
出所 : 調査団作成

図 10.2-10 São Nicolau の算出事例

7) Maio

最低需要 : 200 kW [2015年3月19日]

ディーゼル発電 : 688 kW [メーカー : Cummins (2008年)、発電所 : Tomil]



(i) 最低出力 50% のケース

(ii) 最低出力 30% のケース

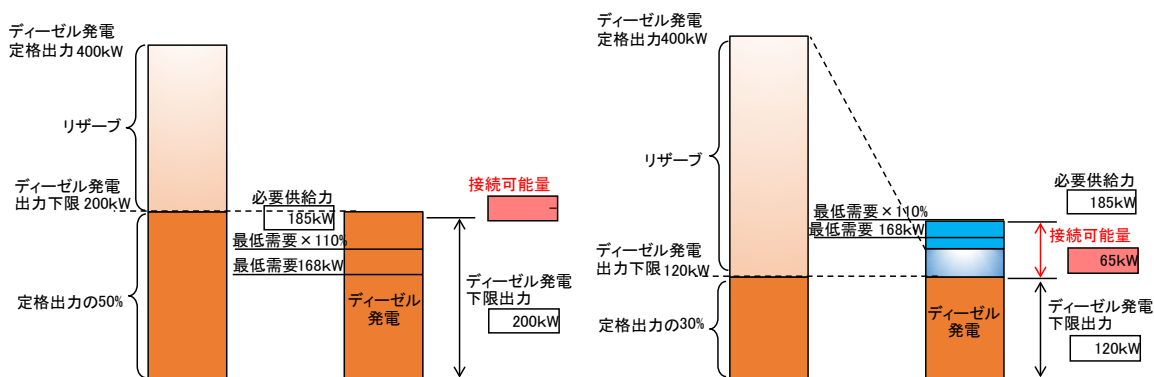
出所 : 調査団作成

図 10.2-11 Maio の算出事例

8) Brava

最低需要 : 168 kW [2015年2月15日]

ディーゼル発電 : 400 kW [メーカー : Perkins (2006年)、発電所 : Tomil]



(i) 最低出力 50% のケース

(ii) 最低出力 30% のケース

出所 : 調査団作成

図 10.2-12 Brava の算出事例

(3) 検討結果

短周期変動面及び長周期変動面から算定した出力抑制なしでの再エネ導入可能量を表 10.2-4 に示す。「カ」国においては長周期変動面から算出した値が出力抑制なしでの再エネ導入可能量の制約となった。São Vicente、Boa Vista、Sal においては導入可能量を超過しており、既に風力発電の出力抑制が実施されている。

Santiago についても、導入可能量と同程度の風力発電量であり、太陽光発電を考慮すると再エネ導入可能量を超過しているものの、風力発電の出力が 50% を超えることは少なく、出力抑制は実施していない。

通常は、短周期変動における周波数への影響が考慮され、再エネ導入量の検討が慎重になされるものの、「カ」国の再エネ導入可能量が長周期変動による制約を受けることは、「カ」国が $50 \pm 2\text{Hz}$ と周波数の運用面で裕度が高いことから短周期変動面での影響よりもディーゼル発電機の運用面における長周期変動への対応が制約となっている。

ただし、実際の導入に際しては系統定数の詳細調査や需要側の許容周波数を確認し、その結果によっては短周期対策が必要となることも想定されるため注意が必要である。

参考までに 10.2.2 に日本における対策事例を後述している。

表 10.2-4 出力抑制なしでの再エネ導入可能量

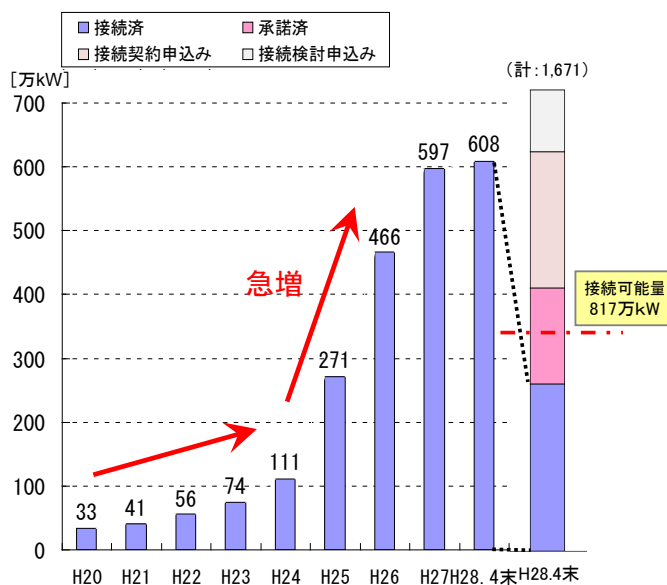
島名	最小需要	再エネ導入可能量	
		短周期変動	長周期変動
Santiago DG : 87,335 kW Wind : 9,350 kW PV : 4,280 kW	13,768 kW	22,029 kW	DG:50% 9,453 kW
			DG:30% 11,730 kW
São Vicente DG : 37,995 kW Wind : 5,950 kW	5,100 kW	8,160 kW	DG:50% 2,850 kW
			DG:30% 3,950 kW
Sal DG : 14,545 kW Wind : 7,650 kW PV : 2,140 kW	3,716 kW	5,946 kW	DG:50% 2,170 kW
			DG:30% 2,940 kW
Boa Vista DG : 14,114 kW Wind : 2,550 kW	1,455 kW	2,328 kW	DG:50% 790 kW
			DG:30% 1,120 kW
Fogo DG : 9,304 kW	1,000 kW	1,600 kW	DG:50% 260 kW
			DG:30% 600 kW
São Nicolau DG : 7,672 kW	392 kW	627 kW	DG:50% -
			DG:30% -
Maio DG : 2,176 kW	220 kW	352 kW	DG:50% -
			DG:30% 14 kW
Brava DG : 1,416 kW	168 kW	269 kW	DG:50% -
			DG:30% 65 kW

出所:調査団作成

10.2.1 日本の離島の接続可能容量の考え方と運用（事例紹介1）

(1) 九州の再エネ導入状況

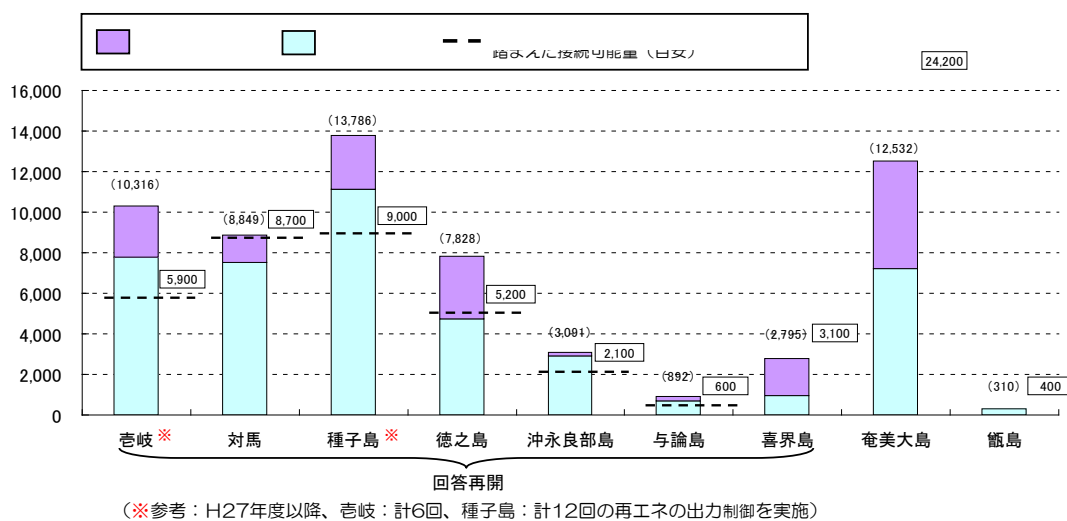
日本の南部の九州地域は、2012年7月の固定価格買取制度（以下、FIT）開始以降、高水準の買取価格及び開発の容易さから太陽光の接続量が急速に増加し、2016年4月末時点で608万kWにまで達した。さらに、今後連系が予定されている、連系承諾済や申込み中の件数を合わせると総計で1,671万kWとなり、接続可能量（817万kW）を大幅に超える状況にある（図10.2-13）。なお、風力発電については、接続可能量が180万kWであるのに対して47万kWが連系している。



出所:九州電力

図 10.2-13 太陽光発電導入量の推移（九州電力）

上記は九州本土に関する状況であるが、同離島においても、FIT 開始以降、太陽光を中心に再エネの導入が急速に拡大している（図 10.2-14）。現在のところ、再エネの出力抑制を行ってもなお、需要を超える見通しとなったため、家庭用の小規模太陽光発電を除いた新たな連系申込みについては回答保留を実施した。離島では太陽光、風力の出力特性、需要変動特性などが島毎に異なるため、それぞれに接続可能量の算定を行う必要がある。一方で、FIT の現状による国民負担の抑制並びにバランスの取れた再エネ導入を推進するため、日本政府は 2015 年 1 月、FIT の運用見直しの改正省令を施行した。改正省令では、再エネ事業者に対しても系統安定性に協力するよう求め、系統運用者による再エネの出力抑制を可能としている。この結果を踏まえて、2015 年 1 月以降、再エネ申込みの回答保留を取りやめ、新たな接続検討を再開している。



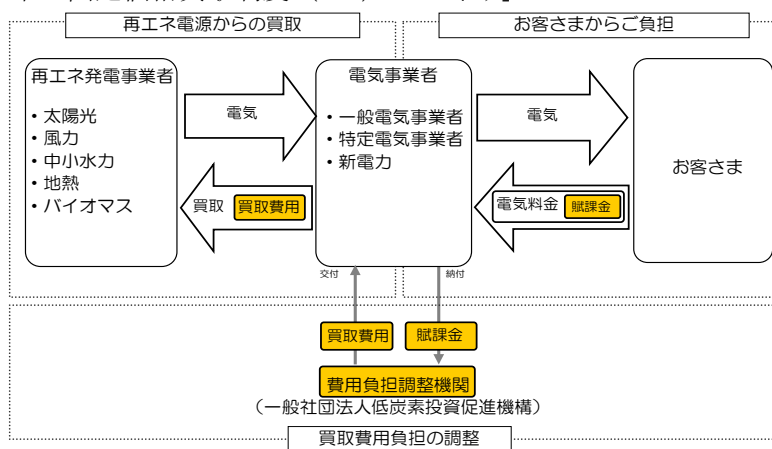
出所：九州電力

図 10.2-14 離島の再エネ接続状況 (2016年4月)

表 10.2-5 再エネの出力抑制に関する改正省令 (日本)

	2015年1月以降に承認された事業者	2015年1月以前に承認された事業者
対象範囲	すべての太陽光発電設備	契約電力500kW以上の太陽光発電設備
適用範囲	年間360時間までの無補償での出力抑制	年間30日までの無補償での出力抑制
接続要件	出力制御に必要な機器の設置、費用負担その他必要な措置	—
要請方法	通信ネットワークを介した系統運用者からの指令	原則前日までに連絡

[参考：日本の固定価格買取制度 (FIT) のしくみ]



*日本の FIT は再エネ買取費用の原資を消費者に求めている

出所：調査団作成

(2) 日本における離島の再エネ接続可能量の考え方

本調査における再エネ接続可能量の考え方は、前述（10.2「出力抑制なしでの再エネ導入可能量の考え方」）のとおりであるが、これは、高水準のFITを背景に再エネの導入が急速に進展した日本の事例を参考にしている。なお、日本の場合は風況が「カ」国ほど恵まれず、太陽光が急速に導入された点に留意が必要である。

また、2015年1月以降、日本においても太陽光発電事業者に対し、系統運用者が出力抑制を実施できることとなったため、当該条件の受入を前提に、再エネ接続可能容量は増加している。以下に、九州の離島の1つ、喜界島で実際に導入された出力制御の考え方を参考ケースとして紹介する。

[喜界島のケース]

日本では、2015年1月のFITの改正により、再エネ事業者に対しても協力するよう求め、系統運用者による再エネの出力抑制を可能としている。つまり、系統安定を担うためのディーゼル発電機の調達余力（下げ代）の限度を超える余剰電力が発生する場合は、「表10.2-5改正省令に基づく出力抑制の内容」のとおり対応できる。

喜界島のケースでは「2015年1月以前に承認された事業者」に該当するため、再エネ接続可能量算定のベースとなる最低需要は30日目に低い需要を使用する。喜界島における2014年度の1年間の需要実績から30日目に低い昼間の最低需要は3,445kWであった。

ディーゼル発電機の最低出力は50%とし、高経年のディーゼル発電機は、高経年化による不具合発生時の長期停止（部品の受注生産等による長納期）や、将来的な設備廃止等も予想されることから、当該機は除外して算定している。

また、天候急変による再エネ出力低下実績の変動幅の最大値から、変動前の出力に対して残った出力の割合を再エネの最低出力（安定出力）として供給力にカウントしている。

以上の算定条件により、一年間（8,760時間）の需給バランスを検討し、再エネ接続可能量を算定している。算定条件は表10.2-6のとおりであり、図10.2-15に需給イメージを示す。

表 10.2-6 再エネ接続可能量の算定条件（喜界島）

需 要	—	昼間最低需要：3,445 kW（2015年3月22日12時）
ディーゼル発電	使用ユニット	2,500kW機×2台、4,500kW機×1台
	運転ユニット	再エネベース部分とディーゼル発電で、予備力(10%)が確保可能な台数
	最低出力	定格出力の50%
再エネ	安定出力	出力予測値の10%（太陽光のみ）
	実出力	定格出力の約78%（太陽光のみ）

出所：調査団作成

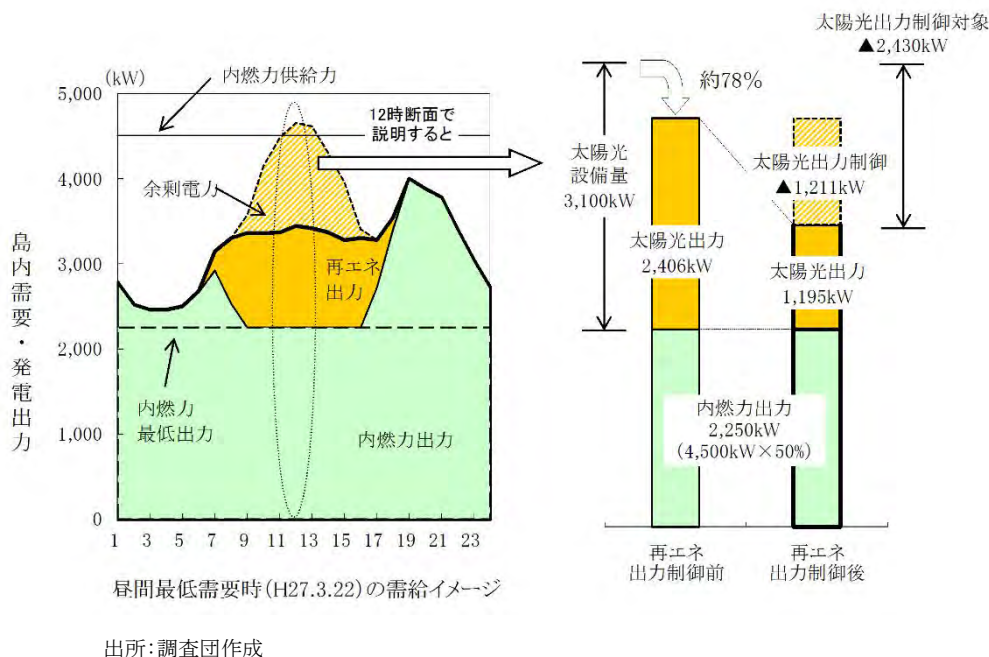


図 10.2-15 喜界島の需給イメージ

10.2.2 日本における蓄電池による系統安定化対策（事例紹介 2）

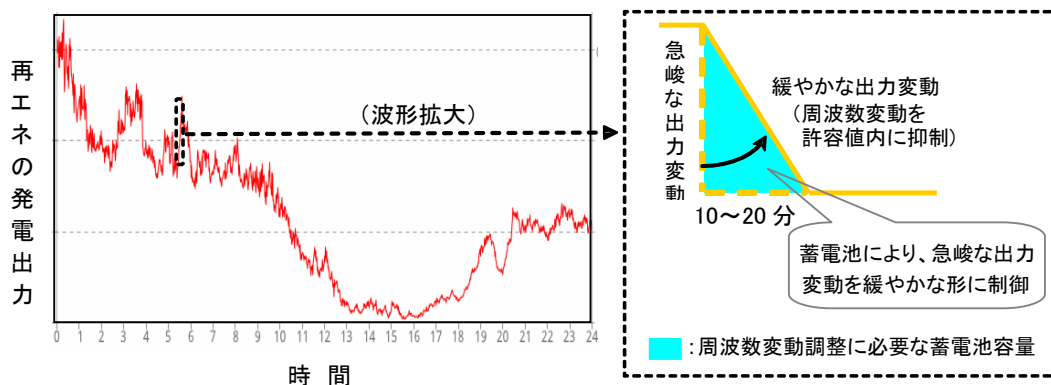
将来、「カ」国における再エネの導入率が70%を超えるほど上昇し、短周期変動の調整余力としてディーゼル発電機による補完や代替の可能性が生じた場合には、蓄電池による対策も必要となる。そこで、参考事例として日本における蓄電池による短周期変動対応の実証試験等について紹介する。

(1) 離島における系統安定化の考え方

離島に再エネが大量導入されると、再エネ出力の短周期変動で、供給力と需要にアンバランスが生じる。その対策として、急峻な変動を緩やかな形に制御可能な蓄電池を系統に導入する。蓄電池による短周期の変動緩和のイメージを図 10.2-16 に示す。

九州地域における周波数の管理目標値は、九州本土で±0.2Hz、離島で±0.3Hz であり、「カ」国の±2Hz に比べると微細で非常に厳しいものである。一例として九州の離島における1カ月間の周波数分布（1秒サンプリングの実績値）を図 10.2-17 に示す。特に、九州の離島では、系統規模が本土に比べて小さいため、出力変動が大きい再エネが連系されると系統周波数などの電力品質に与える影響が大きい。

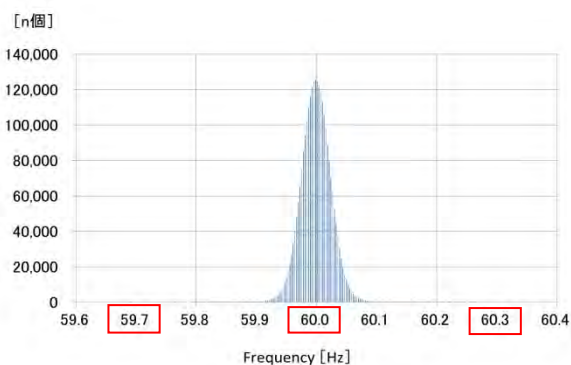
蓄電池の設置方法については、おのおのの再エネ発電設備へ併設する方法（分散設置）や、電力系統へ一括設置（集中設置）する方法があるが、後者の方が蓄電池の必要量を小さくすることが期待できるため、効率的かつ経済的である。



出所: 調査団作成

図 10.2-16 蓄電池による出力変動調整のイメージ

月集計	
データ数	2,592,000
Max	60.29 Hz
Min	58.91 Hz
Average	60.00 Hz
±0.3Hz%	100,000
±0.2Hz%	99,999
±0.1Hz%	99,903
逸脱数	5
解析数	2,591,995



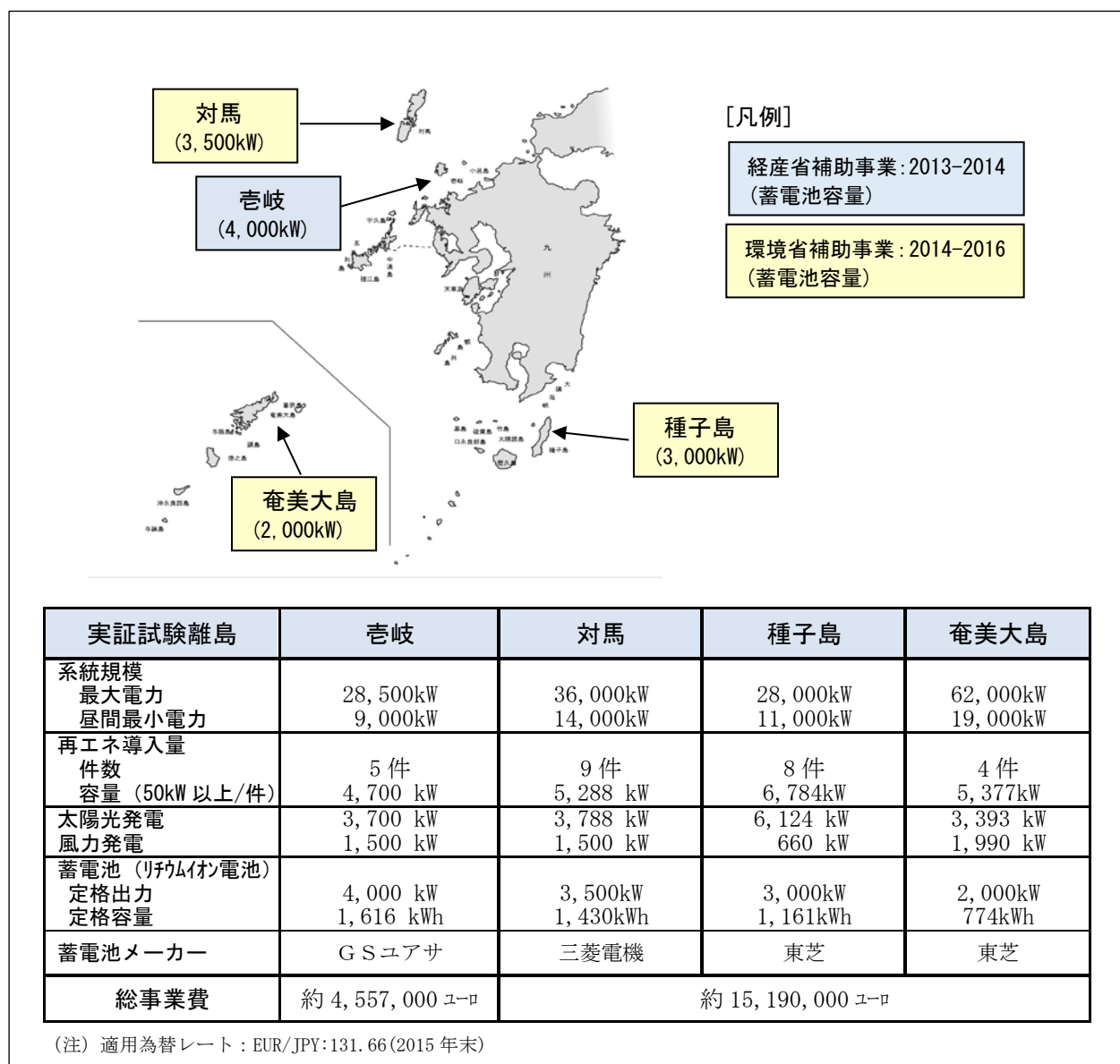
出所: 調査団作成

図 10.2-17 離島での周波数分布 (1 カ月間)

(2) 九州の4離島での実証試験

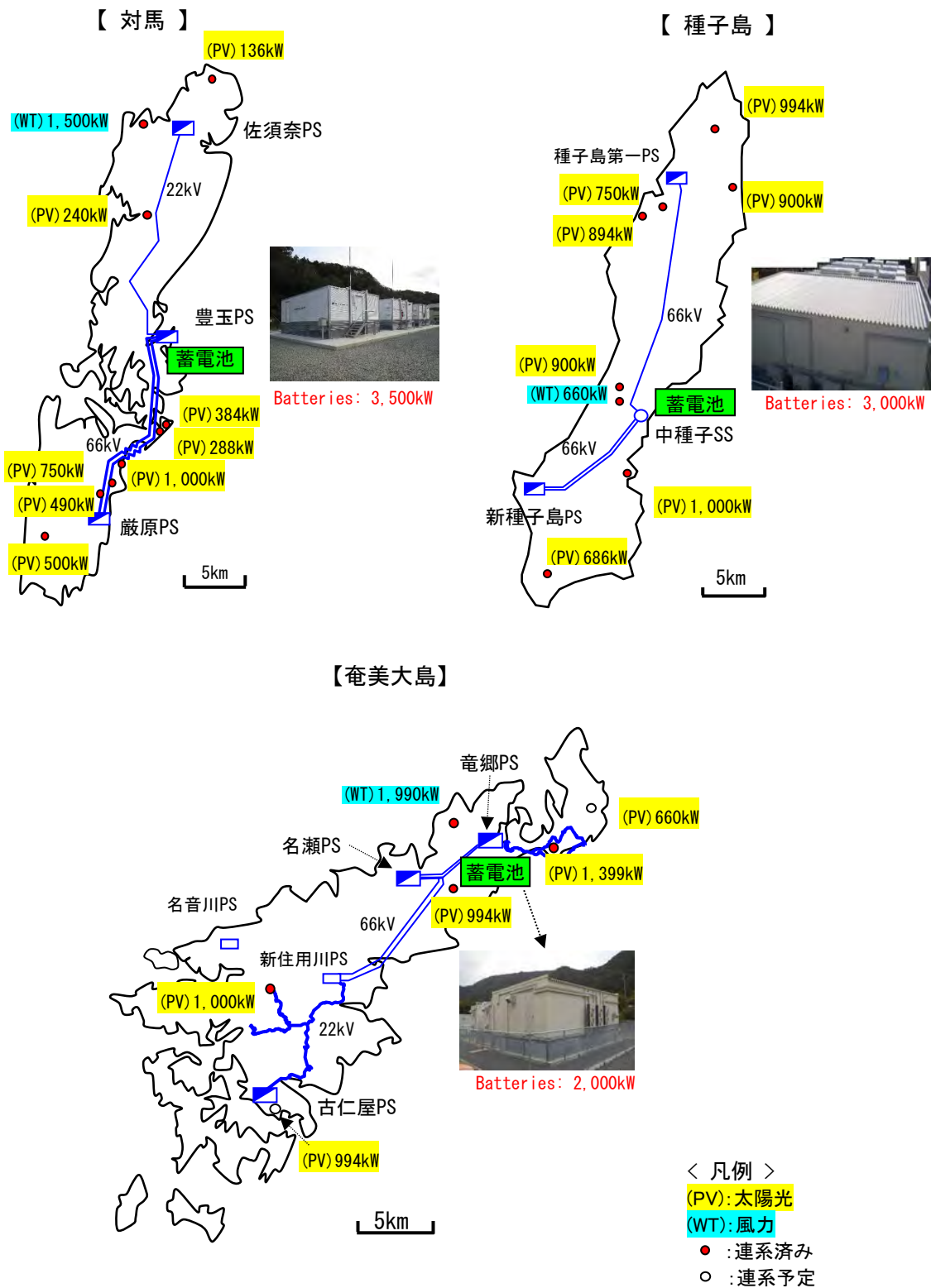
九州の4離島(壱岐、対馬、種子島、奄美大島)での実証試験は、日本政府(経済産業省および環境省)の補助を受けて実施している。本実証試験は、再生エネ導入可能量を拡大するため、再生エネの出力変動を吸収できる蓄電池を設置し、ディーゼル発電との最適な運用方法や再生エネによる出力変動の緩和、蓄電池制御効果等の検証を実施している。なお、本実証試験では、瞬時に充放電を繰り返して行うため、充放電ロスが少ないリチウムイオン電池を採用している。またリチウムイオン電池は、設備がコンパクトで、可搬性に優れているというメリットもある。

離島実証試験の諸元を図 10.2-18 に示し、その実証試験サイトの詳細を図 10.2-19 および図 10.2-20 に示す。なお、壱岐での実証試験の結果を一例として「(3) 壱岐における実証試験」に後述する。



出所: 調査団作成

図 10.2-18 4 離島実証試験の概要 (日本・九州電力)



出所: 調査団作成

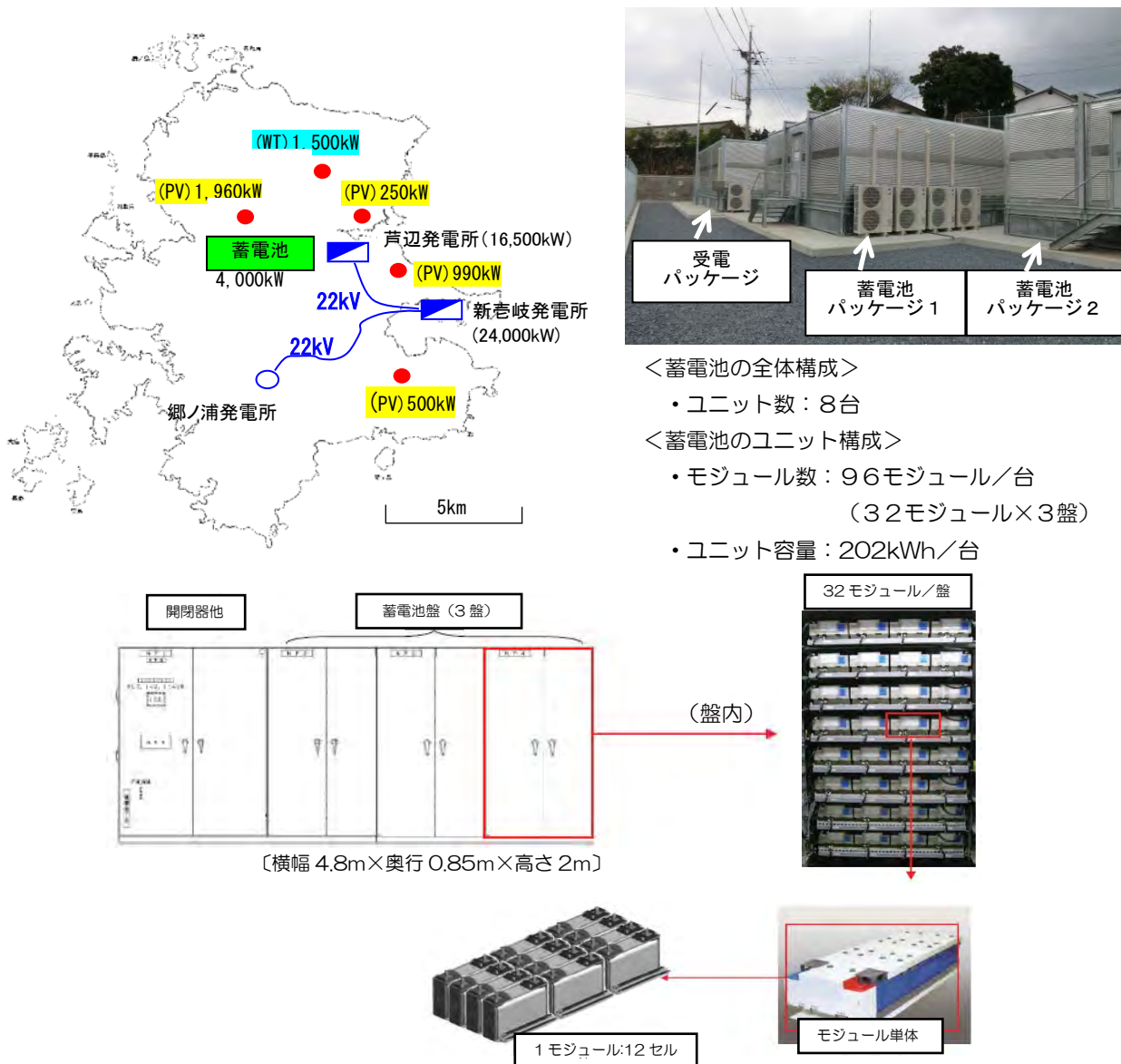
図 10.2-19 実証試験サイト（対馬、種子島、奄美大島）

(3) 沓岐における実証試験

(沓岐の電力系統と蓄電池システム)

沓岐の電力は新沓岐発電所と芦辺発電所で発電した電力を郷ノ浦変電所および芦辺発電所の配電線から供給している。島内の再生可能エネルギーは、芦辺発電所の 6kV 配電線に連系している風力発電所 (1.5MW) である。この風力発電により周波数が許容出力変動幅の上限に達しているため蓄電池を系統内に一括して設置している。

蓄電池システムは受電設備と2つの蓄電池パッケージで構成されており、出力 (4MVA) を8分割 (500 kW×8) し、各4台を1つのパッケージに納めている。これにより、設備のメンテナンスや蓄電池を用いた試験時において、柔軟な対応が可能である。(図 10.2-20 参照)



出所: 調査団作成

図 10.2-20 実証試験サイトと蓄電池システム (沓岐)

表 10.2-7 蓄電池システムの仕様（彦岐）

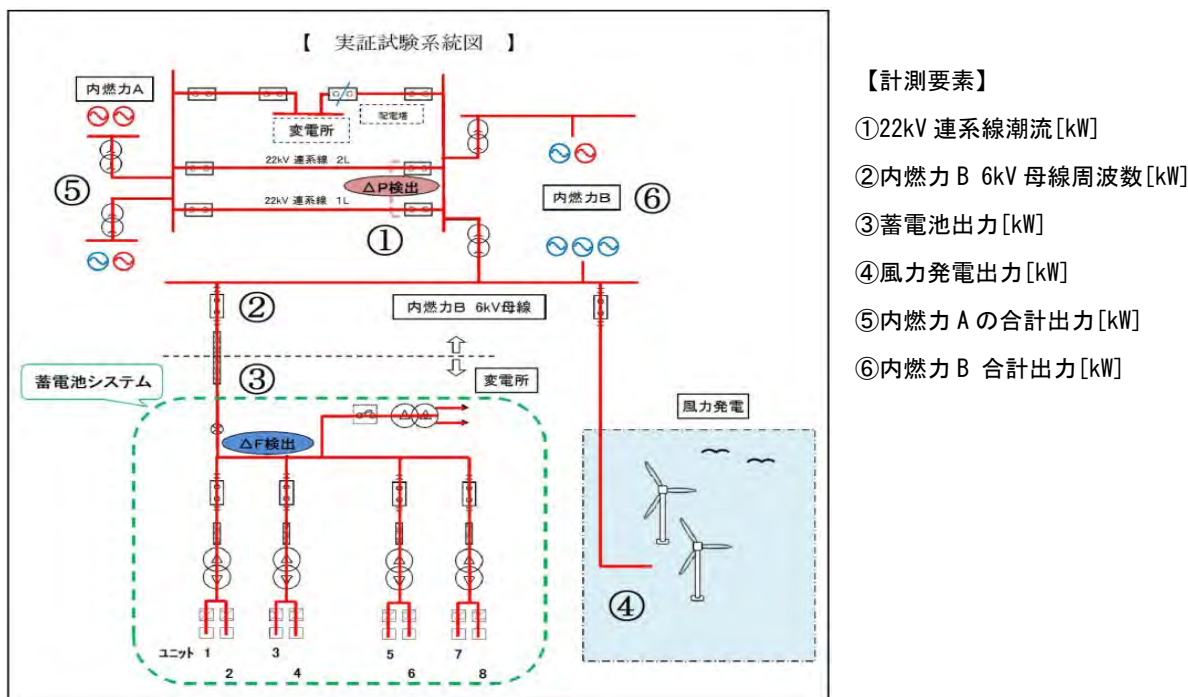
【リチウムイオン電池】		【交直変換装置】		【蓄電池連系変圧器】	
項目	内容	項目	内容	項目	内容
型式	LIM50E	型式	LIBS-F0500IRMB	型式	CV-FN
セル数	1,152個 (12×96モジュール)	定格電力	500kW	定格容量	1,000kVA
定格容量	285Ah (202kWh)	台数	8台	定格一次電圧	6,600V
台数	8台	メーカー	東芝三菱電機 産業システム	定格二次電圧	300V
メーカー	G Sユアサ			台数	4台
				メーカー	三菱電機株

出所:調査団作成

（風力発電出力変動に対する安定化制御試験）

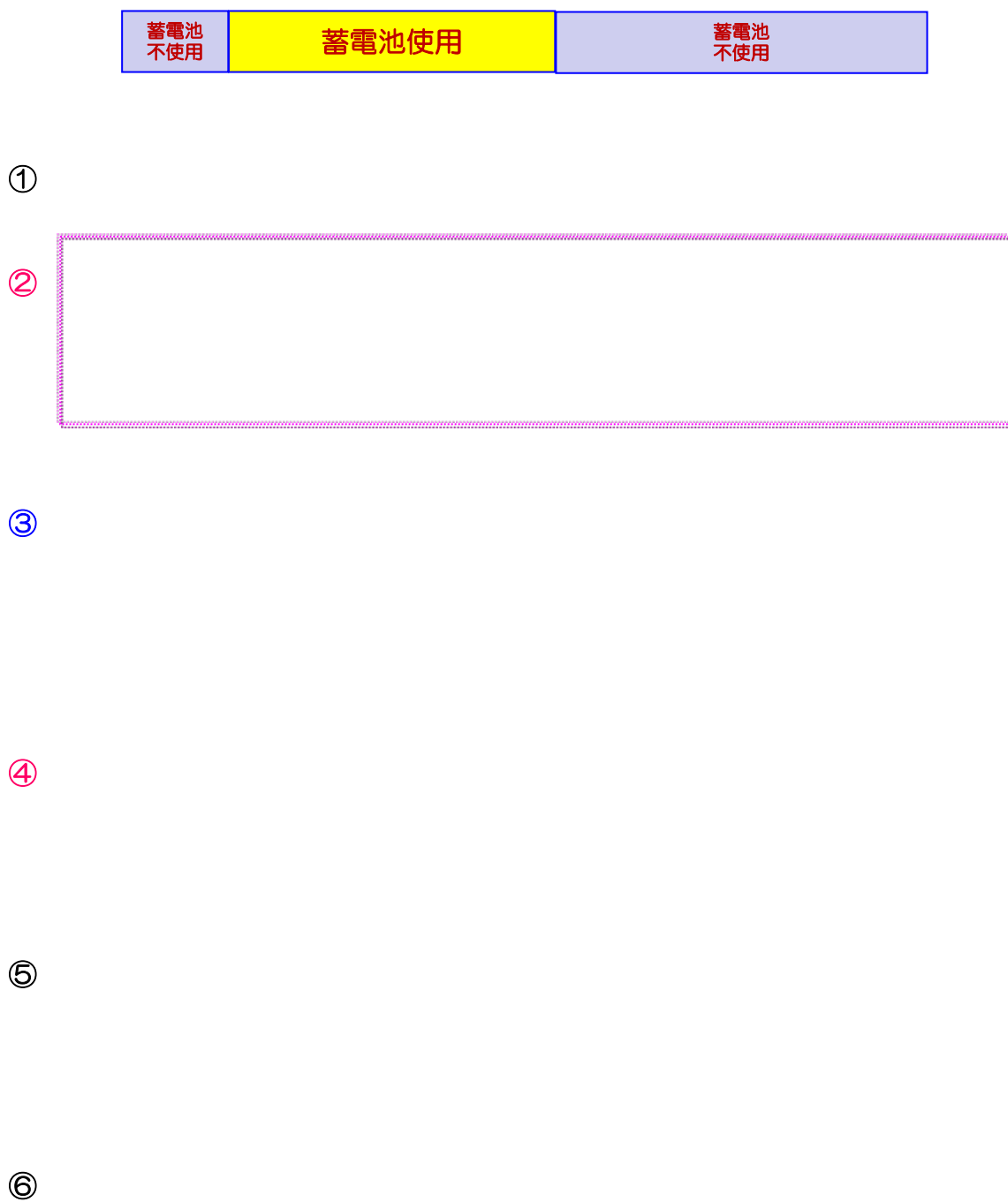
風力発電出力に対する安定化制御試験の構成図と計測点を図 10.2-21 に示す。実証試験は風力発電の出力変動に伴う系統動揺が発生している時に、蓄電池による安定化制御（周波数 ΔF 及び連系線潮流 ΔP 制御）を実施した。その時の計測要素①から⑥の波形の実測値を図 10.2-22 に示す。この安定化制御試験により、風力の出力変動に対する蓄電池の変動抑制効果を確認することができた。主な成果は以下のとおりである。

- 風力発電が接続されている母線の周波数変動が、蓄電池によって風力発電の出力変化（600kW程度）に対しても、ディーゼル発電機の不感帯（ $\pm 0.05\text{Hz}$ ）程度に抑制できている。〔波形②〕
- 風力の出力変動の短周期成分が蓄電池によって打消されている。〔波形③、④〕
- 周波数調整（AFC）を行っている内燃力Aについても蓄電池の働きによって短周期変動の出力変動が減少している。〔波形⑤〕



出所:調査団作成

図 10.2-21 彦岐 実証試験の系統図（計測点）

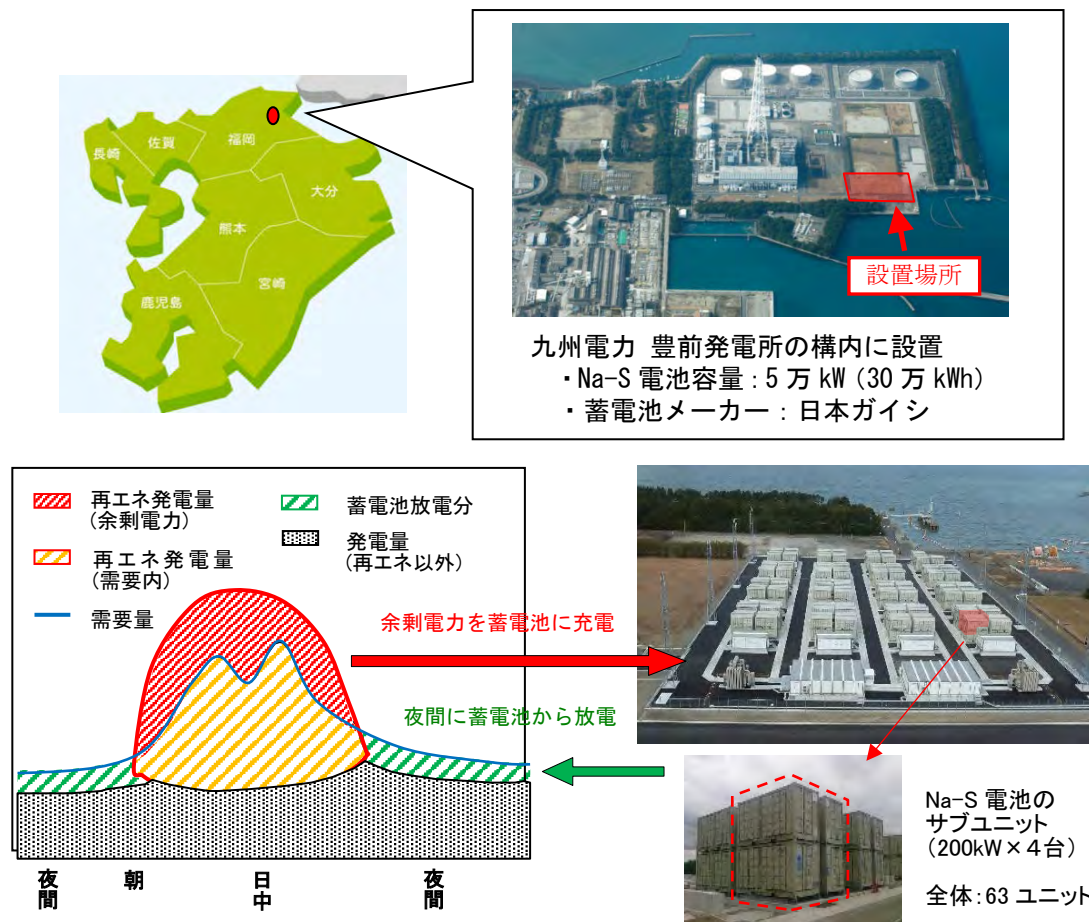


出所:調査団作成

図 10.2-22 風力発電出力変動安定化制御試験結果

(4) 九州本土での実証試験（長周期変動対策）

本実証試験は当社の既存送変電設備に大容量蓄電システム（NAS 電池）を接続し、揚水発電と同等の電力貯蔵機能を活用した需給バランスの改善に関する実証と系統電圧制御への適用に関する有効性の検証を実施している。（期間 2015 年～2016 年）



出所：調査団作成

図 10.2-23 実証試験のイメージと試験設備の概要

(実証試験の状況)

- ① 需給バランス改善試験において、蓄電池が太陽光の出力が大きくなる昼間帯に充電し、需要が大きくなる点灯時間帯に放電する運転サイクルを検証した。
- ② 系統電圧制御試験において、66kV 母線での電圧制御を確認した。今後は、電力用コンデンサ、分路リアクトル等への代替への適用性についての検証を行う。
- ③ 蓄電システムのエネルギーロスが最小化（システム効率が 70%程度以上）となる運用方法について検証を行う。
- ④ 蓄電システムの費用対効果や揚水機と比較など、総合的なシステム評価を行う。

10.3 既存風力の出力抑制電力の有効利用

前述（表 10.2-4「出力抑制なしでの再エネ導入可能量」参照）のとおり、Sal、São Vicente、Boa Vista では、風力発電が出力抑制なしでの再エネ導入可能量を既に超えており、風力発電の出力抑制が実施されている。2015 年の風力発電抑制電力は、電力量ベースで Sal が 12.2 GWh、São Vicente が 10.7 GWh、Boa Vista が 2.2 GWh と推定される。

本項では風力の出力抑制を行っている Sal、São Vicente、Boa Vista の 3 島を対象に、実際の発電機ユニット毎の運用状況にできるだけ即し、ディーゼル発電機の下げ代拡大（最低出力：70→50%→30%）による再エネ導入拡大効果に関するシミュレーションを行う。また、蓄電池導入による再エネ比率拡大効果も説明する。

その後、エネルギー量(kWh)ベースでの段階的な再エネ導入最大化のシミュレーションを、風力発電の増強、蓄電池容量の感応度分析、経済面での得失も踏まえて後述(10.4 参照)する。

表 10.3-1 再エネ比率拡大シミュレーションの概要

1 : 風力発電の抑制電力を蓄電池に貯蔵し、ピーク需要時に放電する (ディーゼル発電の最低出力は現状のまま)
2 : ディーゼル発電機の最低出力を引き下げる (蓄電池なし)
3 : 上記の 1 と 2 の導入 (ディーゼル発電機最低出力引下げを実施し、蓄電池を導入)

出所：調査団作成

1 風力発電の抑制電力を蓄電池に貯蔵し、ピーク需要時に放電の検討事例 (Sal のケース)



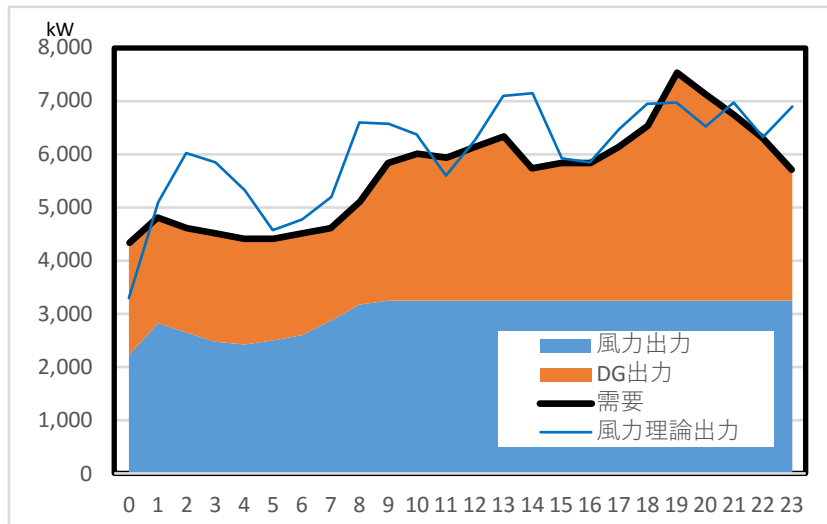
風力発電の抑制電力を蓄電池で貯蔵し、ピーク時間等の他の時間帯で有効活用する。

出所：調査団作成

図 10.3-1 蓄電池の充放電による風力抑制電力活用のイメージ

① 現状

- Sa1 では風況の良い時期は需要を超える風力発電ポテンシャルを有している。
- ディーゼル発電機の運用範囲は最低出力 50%
- 2015 年の風力発電電力量の割合は 35%



出所：調査団作成

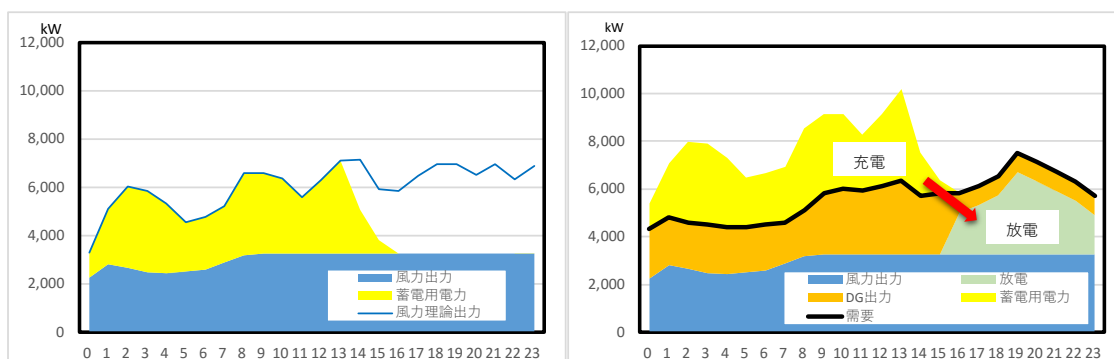
図 10.3-2 風況の良い時期の日負荷曲線 (6-Jan 2015)



蓄電池に充電し、ピーク需要時に放電
ディーゼル発電の最低出力は現状運用の
50%で検討

② 蓄電池

- ディーゼル発電機の運用範囲は現状運用の最低出力 50%
- 蓄電池容量は 4,800 kW×6 h、充放電効率 70%(大容量に適した NAS を想定)、図は充電 0:00-16:00、放電 16:00-24:00
- 2015 年の風力発電電力量の割合は 44%



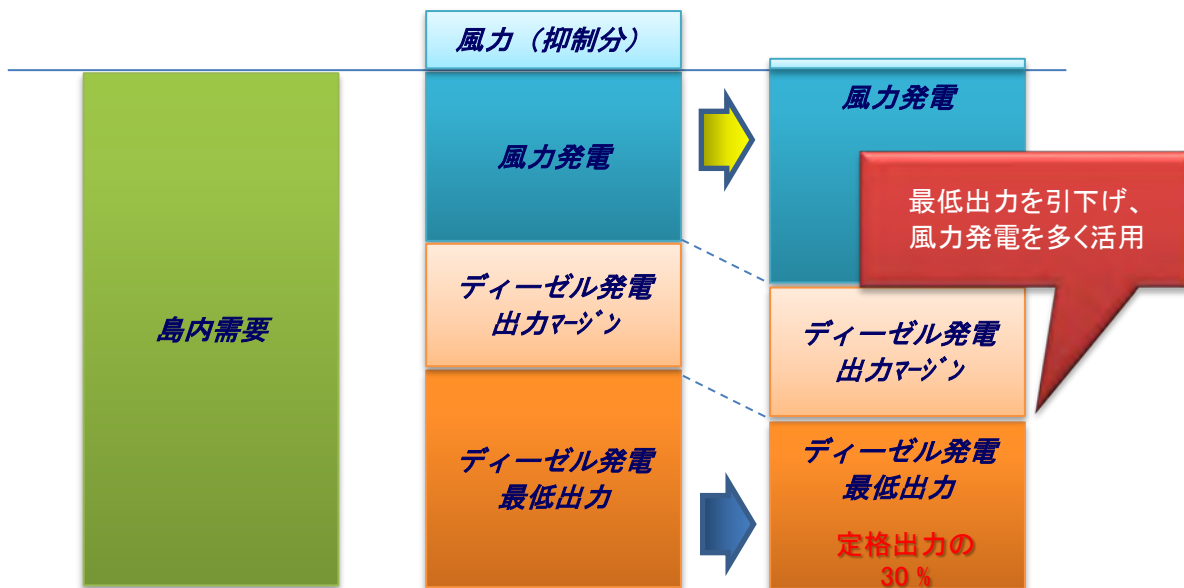
[風力エネルギーの内訳]

[蓄電池の充放電イメージ]

出所：調査団作成

図 10.3-3 風況の良い時期の日負荷曲線 (6-Jan 2015)

2 ディーゼル発電機の最低出力の抑制の検討事例 (Sal のケース)



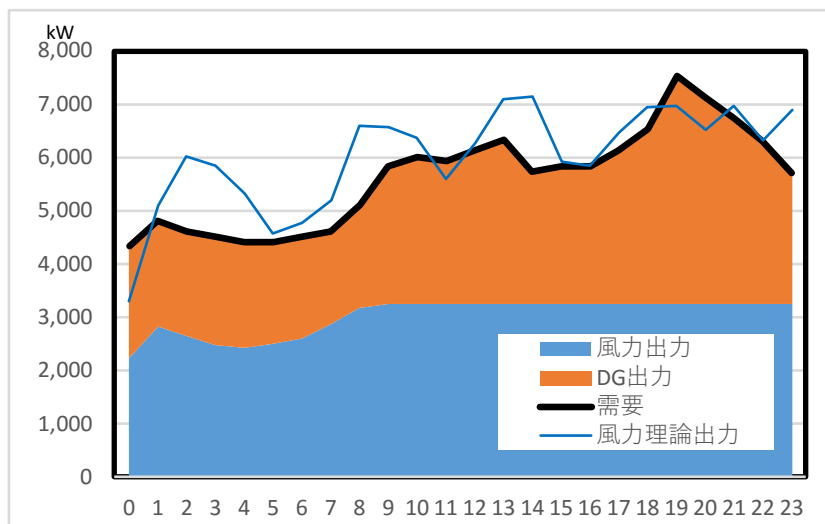
出所：調査団作成

図 10.3-4 ディーゼル発電機の最低出力引下げによる再エネ率拡大のイメージ

ディーゼル発電機の下限出力を現状の 50%から 30%に引下げた運用とすることで、風力発電の抑制分を有効活用する。

① 現 状

- Sal では風況の良い時期は需要を超える風力発電ポテンシャルを有している。
- ディーゼル発電機の運用範囲は最低出力 50%
- 2015 年の風力発電電力量の割合は 35%



出所：調査団作成

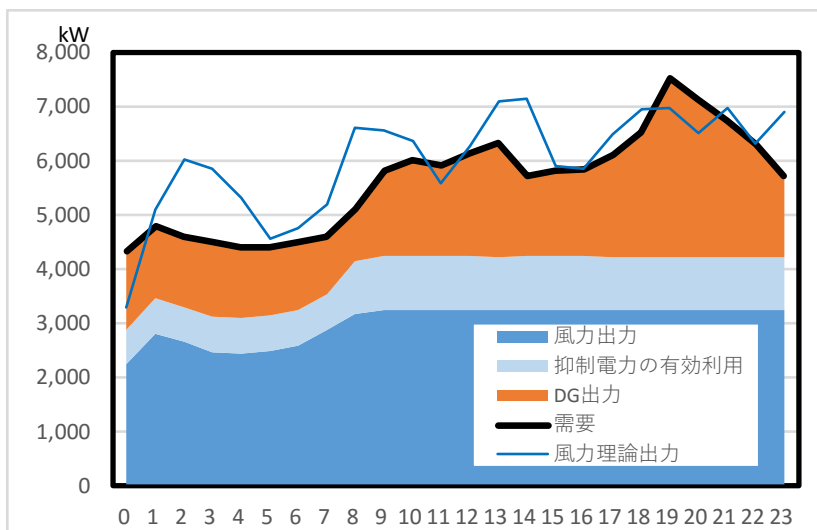
図 10.3-5 風況の良い時期の日負荷曲線 (6-Jan 2015)



ディーゼル発電機の最低出力を 30%に引下げ

② 現状運用+ディーゼル発電機最低出力 30%運用

- 現状運用にディーゼル発電機の最低出力 30 %引下げ相当の風力発電を拡大
- 風力発電電力量の割合は現状の 35 %から 47%に拡大



出所：調査団作成

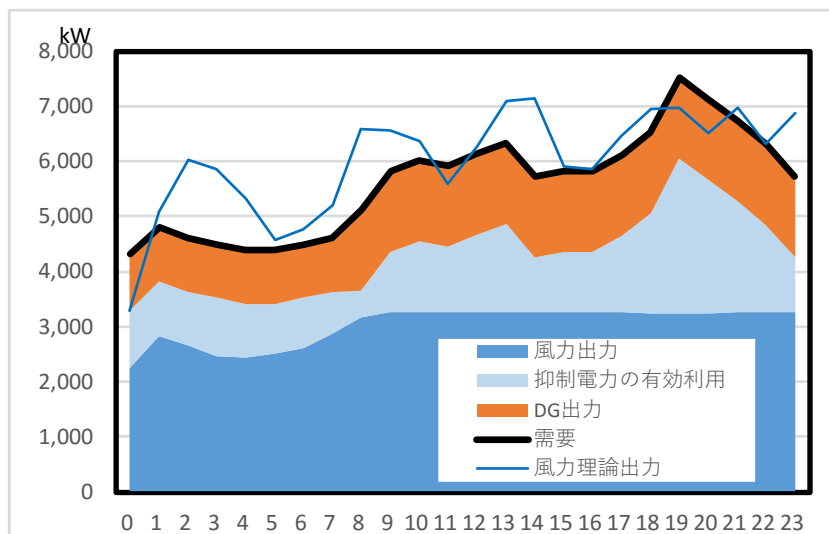
図 10.3-6 現状運用+ディーゼル発電機の最低出力 30%運用の日負荷曲線 (6-Jan 2015)



ディーゼル発電を常に最低出力 30%で運用した場合の理論値

③ ディーゼル発電機最低出力 30%運用

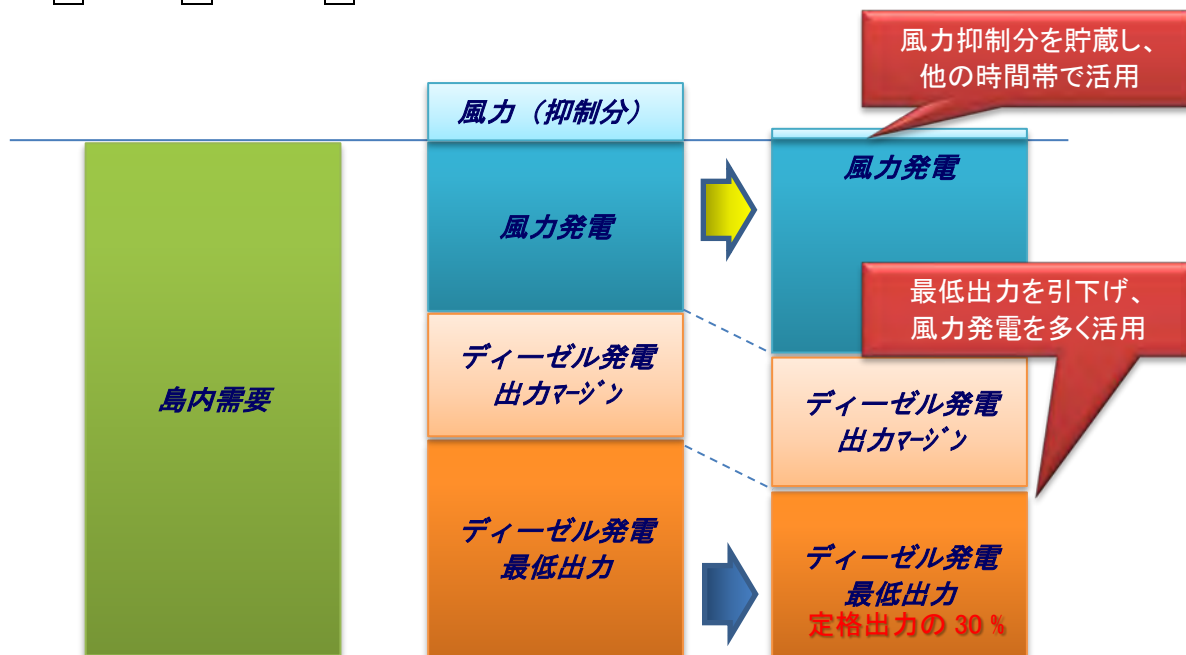
- 常にディーゼル発電機の最低出力 30 %付近で運用し、風力発電を拡大
- 風力発電電力量の割合は現状の 35%から 54%に拡大
- まず、上記の②から開始し、ステップ・バイ・ステップによるディーゼル発電機や系統安定性を確認しながら、③を目標とすることを推奨



出所：調査団作成

図 10.3-7 ディーゼル発電機の最低出力 30%運用の日負荷曲線 (6-Jan 2015)

③ ケース①とケース②の両対策実施の検討事例 (Sal のケース)



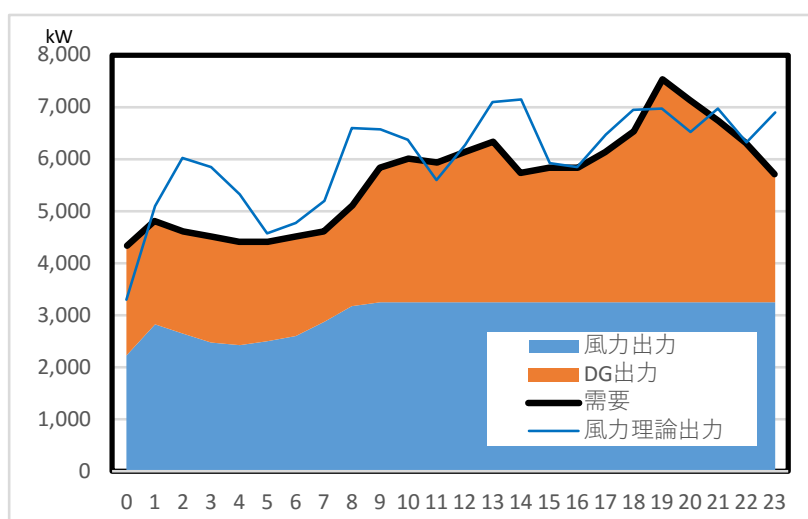
出所：調査団作成

図 10.3-8 ディーゼル発電機の最低出力引下げによる再エネ率拡大のイメージ

ディーゼル発電機の下限出力を現状の 50%から 30%に引下げて風力発電量を拡大し、さらに風力発電の抑制分があれば蓄電池を用いて有効活用する。

① 現 状

- Sal では風況の良い時期は需要を超える風力発電ポテンシャルを有している。
- ディーゼル発電機の運用範囲は最低出力 50%
- 2015 年の風力発電電力量の割合は 35%



出所：調査団作成

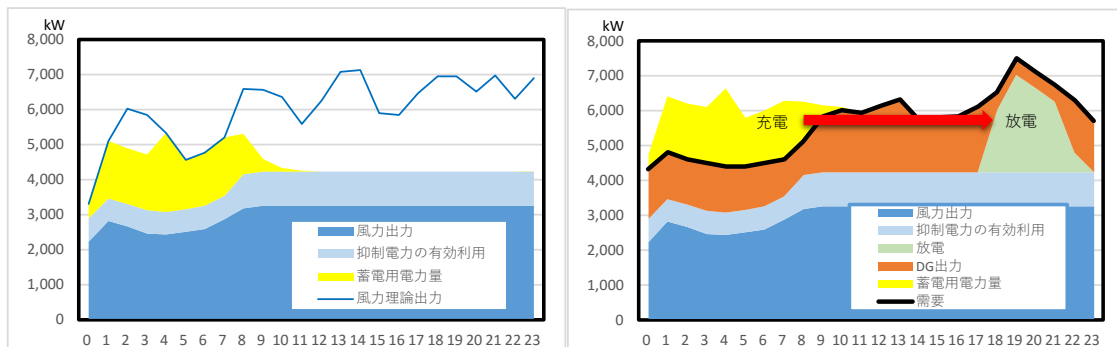
図 10.3-9 風況の良い時期の日負荷曲線 (6-Jan 2015)



ディーゼル発電機の最低出力を 30%に引下げ蓄電池に充電し、ピーク需要時に放電

② 現状運用+ディーゼル発電機の最低出力 30%運用+蓄電池

- 現状運用にディーゼル発電機の最低出力 30%引下げ相当の風力発電を拡大
- 蓄電池容量は 1,600 kW×6 h、充放電効率 70% (大容量に適した NAS を想定)、図は充電 0:00-18:00、放電 18:00-24:00
- 風力発電電力量の割合は現状の 35%から 50%に拡大。ただし、ディーゼル発電機の最低出力を 30%とすることで 47%が見込まれ、再エネ比率拡大効果が大きい



[風力エネルギーの内訳]

[蓄電池の充放電イメージ]

出所：調査団作成

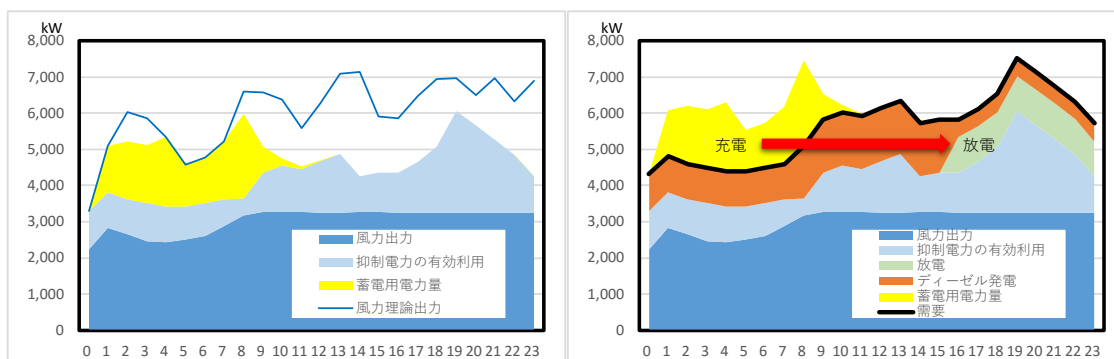
図 10.3-10 現状運用+DG 最低出力 30%運用+蓄電池の日負荷曲線 (6-Jan 2015)



ディーゼル発電機を常に最低出力 30%で運用した場合の理論値

③ ディーゼル発電機の最低出力 30%運用+蓄電池

- 常にディーゼル発電機の最低出力 30%付近で運用し、風力発電を拡大
- 蓄電池容量は 1,600 kW×6 h、充放電効率 70% (大容量に適した NAS を想定)、図 10.2-34 は充電 0:00-18:00、放電 18:00-24:00
- 風力発電電力量の割合は現状の 35%から 57%に拡大。ただし、ディーゼル発電の最低出力を 30%とすることで 54%が見込まれ、再エネ比率拡大効果が大きい
- まず、上記の②から開始し、ステップ・バイ・ステップによるディーゼル発電機や系統安定性を確認しながら、③を目標とすることを推奨



[風力エネルギーの内訳]

[蓄電池の充放電イメージ]

出所：調査団作成

図 10.3-11 DG 最低出力 30%運用+蓄電池の日負荷曲線 (6-Jan 2015)

これまでのシミュレーションの結果の一覧を表 10.3-1 に示す。ディーゼル発電機の最低出力引下げや蓄電池の導入により再エネ比率拡大されることを確認した。特にディーゼル発電機の最低出力の引下げの効果が大きい。さらに、エネルギー量(kWh)ベースでの段階的な再エネ導入最大化のシミュレーションを、風力発電の増強、蓄電池容量の感応度分析、経済面での得失も踏まえて後述(10.4 参照)する。

表 10.3-2 参考事例の再エネ比率拡大効果

島	現状 ディーゼル：50 % 蓄電池：なし	ケース① ディーゼル：50 % 蓄電池：あり	ケース② ディーゼル：30 % 蓄電池：なし	ケース③ ディーゼル：30 % 蓄電池：あり
Sal	再エネ率：35 %	再エネ率：44 % 蓄電池：4,800kW×6h 蓄電池利用率：20.5 %	再エネ率：54 %	再エネ率：57 % 蓄電池：1,600kW×6h 蓄電池利用率：8.5 %
São Vicente	再エネ率：30 %	再エネ率：35 % 蓄電池：4,800kW×6h 蓄電池利用率：15.8 %	再エネ率：47 %	再エネ率：48 % 蓄電池：1,600kW×6h 蓄電池利用率：3.5 %
Boa Vista	再エネ率：25 %	再エネ率：30 % 蓄電池：1,600kW×6h 蓄電池利用率：10.0 %	再エネ率：35 %	再エネ率：35 % 蓄電池：1,600kW×6h 蓄電池利用率：0.7 %

出所：調査団作成

10.4 再エネ拡大シミュレーション

「カ」国は安定した風況に恵まれているにもかかわらず、需給バランスや経済性の観点から、風力発電の抑制が行われている。通常、風力発電の出力が需要の50%を超過するような際は、風力を受入れて系統運用を行っている Electra や AEB は、Cabeolica 社の風力ファームの出力上限(セットポイント)を設定し、出力抑制を行っている。

さらに Electra による燃焼効率を最重要視したディーゼル発電の高水準の出力維持(70-85%)

や、前述（7.4）のとおり、ディーゼル発電機の燃料費とオフセットが困難な、相対的に割高な風力発電の買取単価の課題などが主な要因となり、風力発電の出力が50%に達しない状況であってもその絞り込みを行っている。

このため、風力発電の出力抑制分について、蓄電池にいったん貯蔵し、需要ピーク時にディーゼル発電機の出力を補完する安定電源として蓄電池から供給できれば、ディーゼル発電機の燃料削減に寄与できることが考えられる。

本稿では、最新の実績データを用いて、各島の風力発電のポテンシャル（風況から算出した理論風力）から、既設風力発電の最大利用量、最適導入蓄電池（出力/容量）をシミュレーションし、さらに風力発電の増設効果について検討を行った。

現在、出力制御を行っている島は、São Vicente、Sal、Boa Vistaの3島である。Santiagoについては、出力抑制が行われていないものの「カ」国最大の需要地であるため今後の需要の伸びも想定し、同島における再エネ比率の引き上げも視野に入れてあわせて検討を行った。以下のとおり、シミュレーションの目的等、概要を説明する。

(1) シミュレーションの目的

系統運用方針上の再エネ導入可能量（給電指令によるエネルギー量ベースでのシェア）の段階的な引き上げ（50%→70%）と、風力発電設備の増強、蓄電池の導入によるディーゼル発電の燃料費削減効果、結果としての年間の再エネ比率（エネルギー量ベース）及び経済性（投資回収期間等）を求めることで、各島における最適な関連設備の導入について検討する。

(2) 使用データ

2015年の各島の需要、風力発電の実績出力および風況データから算出した風力理論出力値（24h×365日）

(3) 対象島

São Vicente、Sal、Boa VistaおよびSantiago

(4) 充電／放電のタイミングと条件

風力発電の出力が非ピーク時間の風力導入可能量（島内需要の50%や70%）を上回る場合

→風力発電の余剰分を蓄電池に充電。ただし、蓄電池がフル充電の場合は、風力発電の出力抑制を実施。

風力発電の出力がピーク時間に風力導入可能量に満たない場合

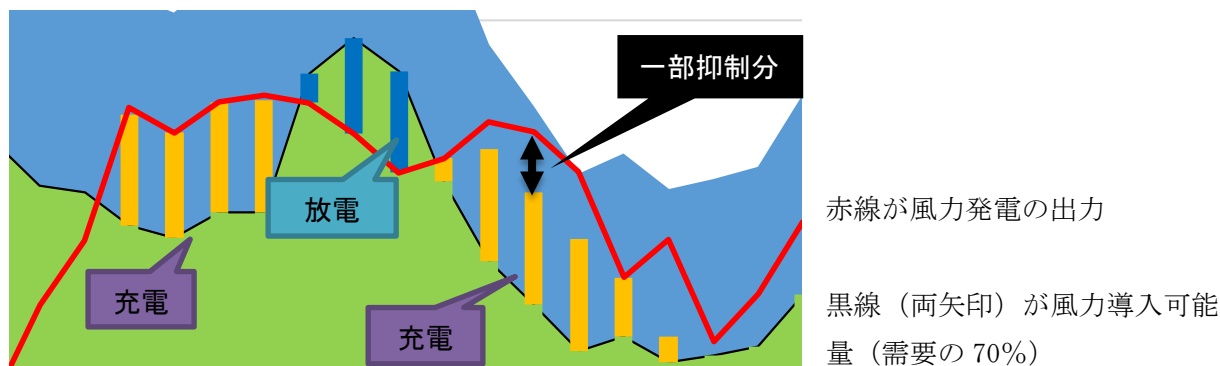
→不足分を蓄電池から放電し電力を供給。ただし、蓄電池が空の場合は、ディーゼル発電機の焚き増で対応。

	風力出力 > 導入可能量の時	風力出力 < 導入可能量の時
蓄電池がフル充電時		
充放電可能		
蓄電池が空の場合		

出所：調査団作成

図 10.4-1 蓄電池の活用イメージ

蓄電池には充電時・放電時とも出力(kW)、容量(kWh)があるため、これを超える充放電はできない。このような場合、充電時は出力抑制、放電時はディーゼル発電機の焚き増にて対応する。



出所：調査団作成

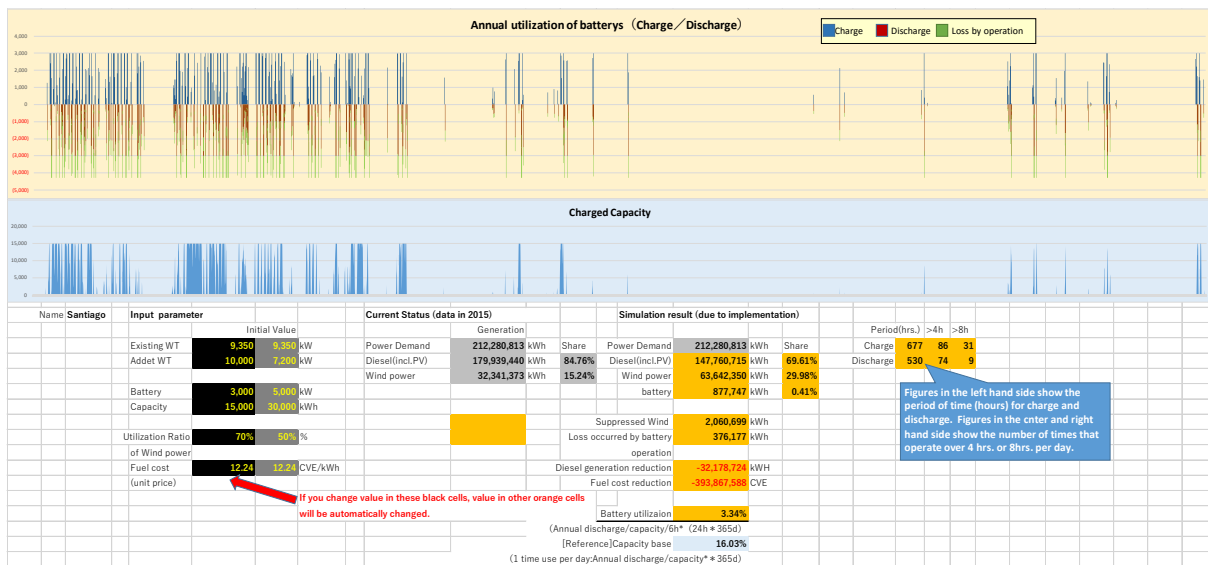
図 10.4-2 充放電のイメージ図

(5) 電力ロス

充放電の際、直流/交流変換ロスやNAS電池の場合にはヒーター用電力等で約3割の充放電ロスが発生すると仮定し、系統に供給されるのは充電電力量の7割とした。

(6) パラメーター

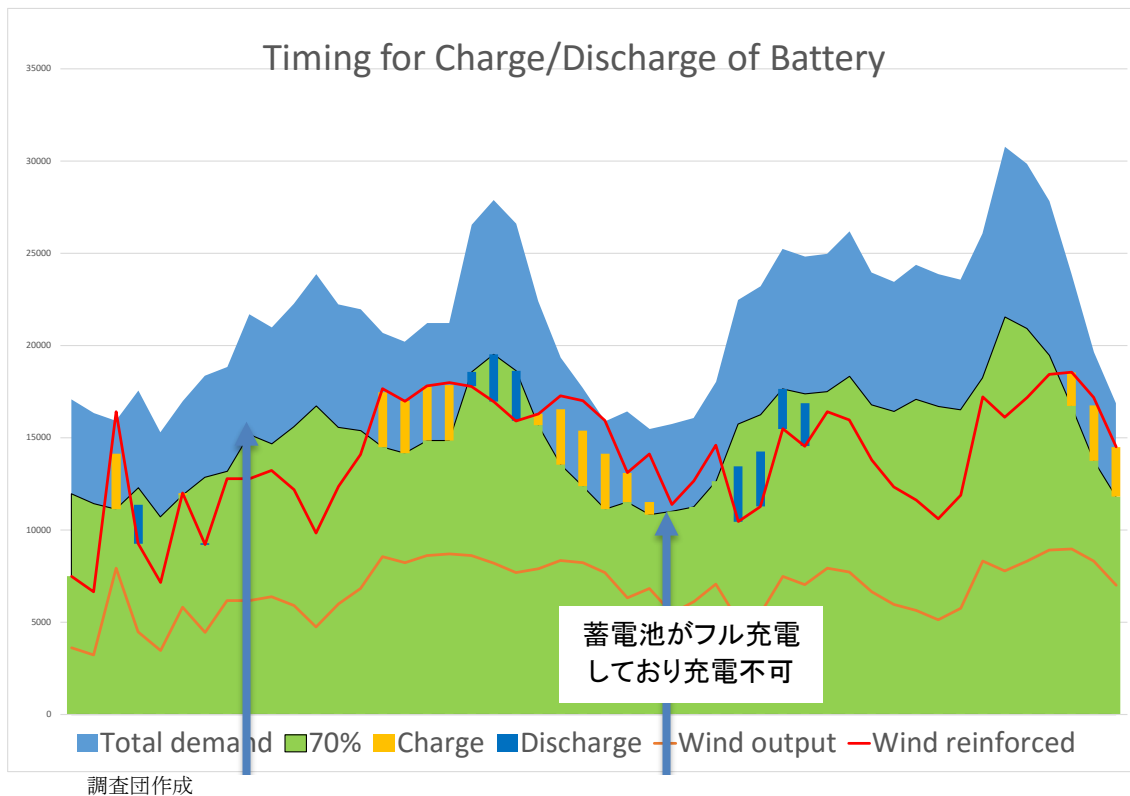
シミュレーションでは、再エネ導入比率上限値(%)、増設風力出力(kW)、蓄電池の出力(kW)、蓄電容量(kWh)をパラメーターとして感応度を確認しつつ、最適設備構成を検討した。



出所：調査団作成

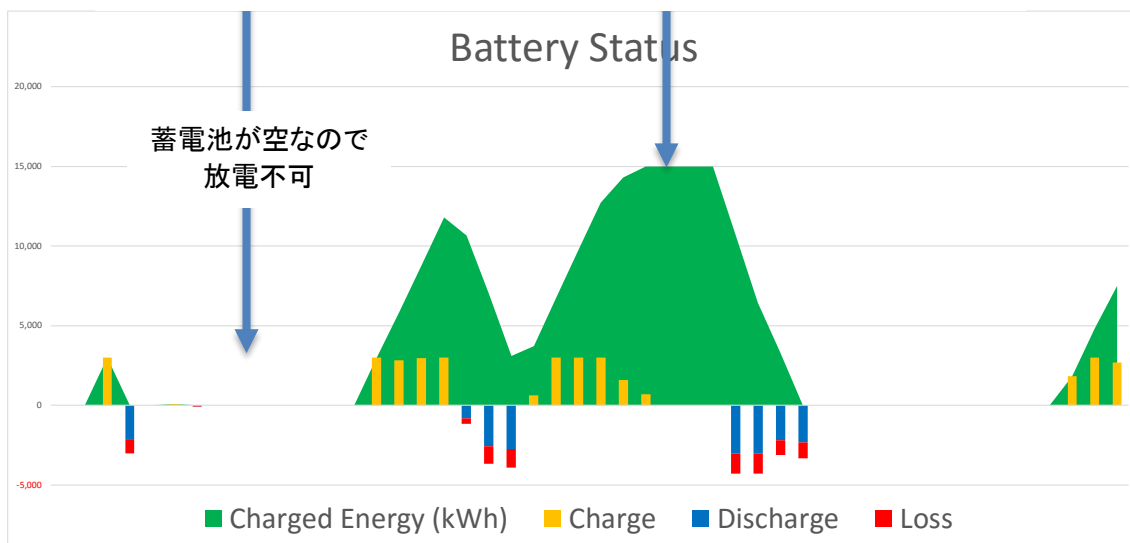
図 10.4-3 シミュレーション画面

シミュレーションは 24hx365 日のデータで行っているが、各電力設備の出力変動をイメージしやすい一例として、電力需要は夏期と比べて低いものの、風況の良い 1 月のデータを使用している。



調査団作成

図 10. 4-4 蓄電池を用いた充放電のタイミング



出所：調査団作成

図 10. 4-5 蓄電池の充放電による蓄電量の変化

10.4.1 São Vicente の再エネ導入拡大シミュレーション

(1) 現在の状況

島内の需要規模が 12,100kW であるのに対し、既設の風力発電設備は 5,950kW とおよそ 50% を占めている。風況に恵まれているにもかかわらず本島では、風力の運用比率の上限をおおむね需要の 50%程度としている。このため、既設の風力発電設備をベースとした風況データによる理論発電量は 29.8GWh であるのに対し、実際の発電量は 19.5GWh とおよそ 1/3 が出力抑制され、未利用の状況になっている。

(2) 再エネ拡大の選択肢

現状に対して再エネ導入比率を上げるためには、以下の対策が考えられる。

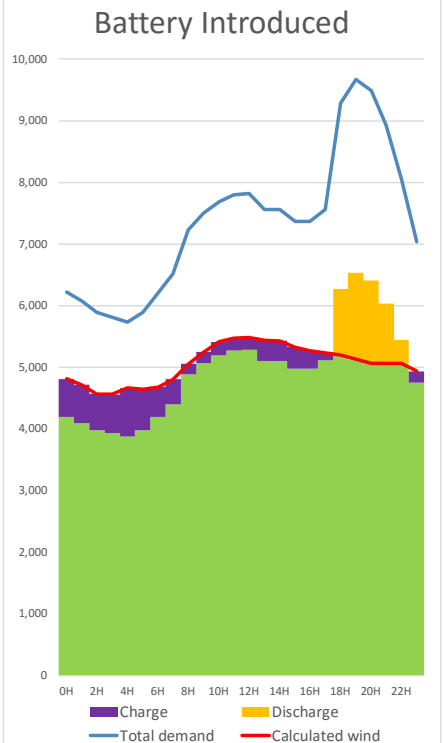
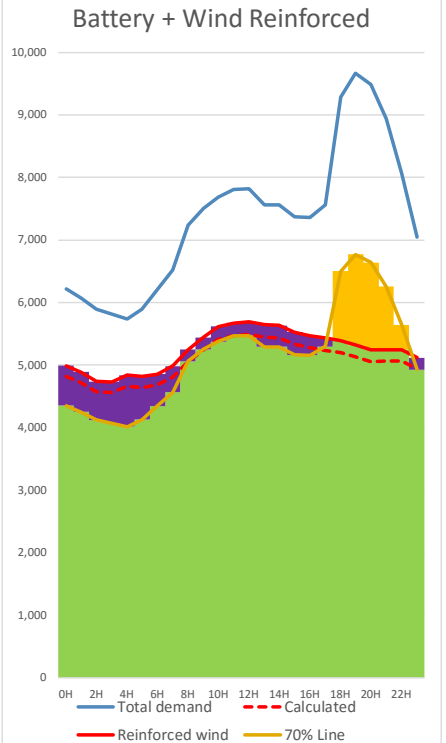
- ① 再エネ導入可能量（運用比率）の引上げ（→余剰電力の有効活用）
- ② 電力貯蔵設備の設置（→余剰電力の有効活用）
- ③ 風力設備の増設（→風力発電量アップ）

表 10.4-1 再エネ拡大の選択肢-1 (São Vicente)

断面	現状 (2015 年 1 月 平均値)	① 再エネ運用比率の引上げ
イメージ	<p>The chart shows the January average load curve. The y-axis represents power in kW, ranging from 0 to 10,000. The x-axis shows hours from 0H to 22H. A blue line represents 'Total demand', which peaks at approximately 9,500 kW around 18H. A red line represents 'Actual Wind' output, which peaks at about 4,000 kW. A green area represents wind power potential, with a red line indicating a '50% Line' that is often below the actual wind output. A dashed red line represents 'Calculated' potential. A red arrow points to the gap between the actual wind and the 50% line, labeled 'Suppressed'.</p>	<p>The chart shows the upper limit change. The axes are the same as the current situation chart. The blue line for 'Total demand' is identical. The red line for 'Actual Wind' is now higher, peaking at approximately 6,500 kW. The green area represents wind power potential, with a red line indicating a '70% Line' that is higher than the 50% line. A dashed red line represents 'Calculated' potential. A red arrow points to the increased area between the actual wind and the 70% line.</p>
説明	<p>風力の出力が需要の 50%に満たない場合においても系統安定維持や経済性の観点から出力を抑制している。</p>	<p>再エネ運用比率引上げ（現状→50%→70%）により、一部抑制が必要な時間帯は残るものの、抑制量は減らすことが可能である。</p>

出所:調査団作成

表 10. 4-2 再エネ拡大の選択肢-2 (São Vicente)

断面	② 電力貯蔵設備の設置	③ 風力設備の増設
イメージ	 <p>The chart 'Battery Introduced' shows a 24-hour cycle. The y-axis represents power in kW, ranging from 0 to 10,000. The x-axis shows time in 2-hour intervals (0H to 22H). A blue line represents 'Total demand', which peaks at approximately 9,500 kW around 18H. A green area at the bottom represents 'Charge', which is highest during the night. A yellow area represents 'Discharge', which occurs during the day when demand is high. A red line represents 'Calculated wind', which fluctuates between 4,000 and 5,500 kW. A purple line represents 'Reinforced wind', which is slightly higher than the calculated wind.</p>	 <p>The chart 'Battery + Wind Reinforced' shows a 24-hour cycle. The y-axis represents power in kW, ranging from 0 to 10,000. The x-axis shows time in 2-hour intervals (0H to 22H). A blue line represents 'Total demand', which peaks at approximately 9,500 kW around 18H. A green area at the bottom represents 'Charge', which is highest during the night. A yellow area represents 'Discharge', which occurs during the day when demand is high. A red line represents 'Reinforced wind', which is higher than the 'Calculated wind' (dashed red line). A yellow line represents the '70% Line', which is a constant value around 5,000 kW.</p>
説明	<p>蓄電池を設置することにより、理論発電量を抑制することなく有効活用が可能である。</p>	<p>既設風力の理論値が 70%に近いことから、風力の増設余地はあまりない。島内の需要が伸びればさらなる増設も可能であるが、増設量が過大だと余剰電力も増大するため注意が必要。</p>

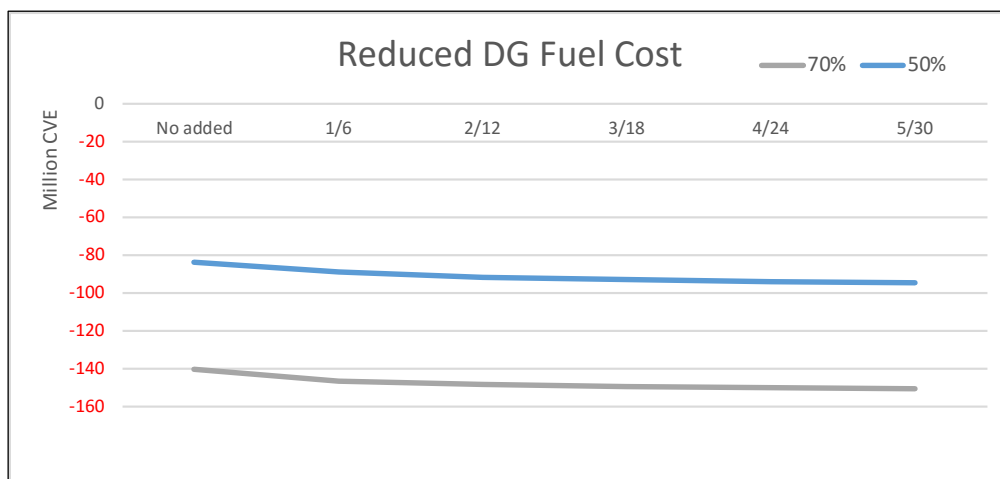
出所:調査団作成

(3) 各対策の評価

São Vicente では、既存の風力設備の発電可能量の約 1/3 が抑制されていることから、表 10. 4-1 に記載した①再エネ運用比率の引上げのみでも相当な効果が期待できる。表 10. 4-2 及び表 10. 3-2 に記載した①+②、①+③、①+②+③の 3 ケースの感応度分析の結果を以下に示す。

1) 第 1 案 ①再エネ運用比率見直し+②電力貯蔵設備の設置

再エネ運用比率を 50%、70%とし、電力貯蔵設備として NAS 電池(定格出力 2MW、定格容量 12MWh)を 1 ユニットずつ増やした場合のディーゼル発電の燃料費削減状況を確認した。



出所:調査団作成

図 10.4-6 蓄電池導入に伴う燃料費削減量

表 10.4-3 蓄電池導入に伴う費用対効果

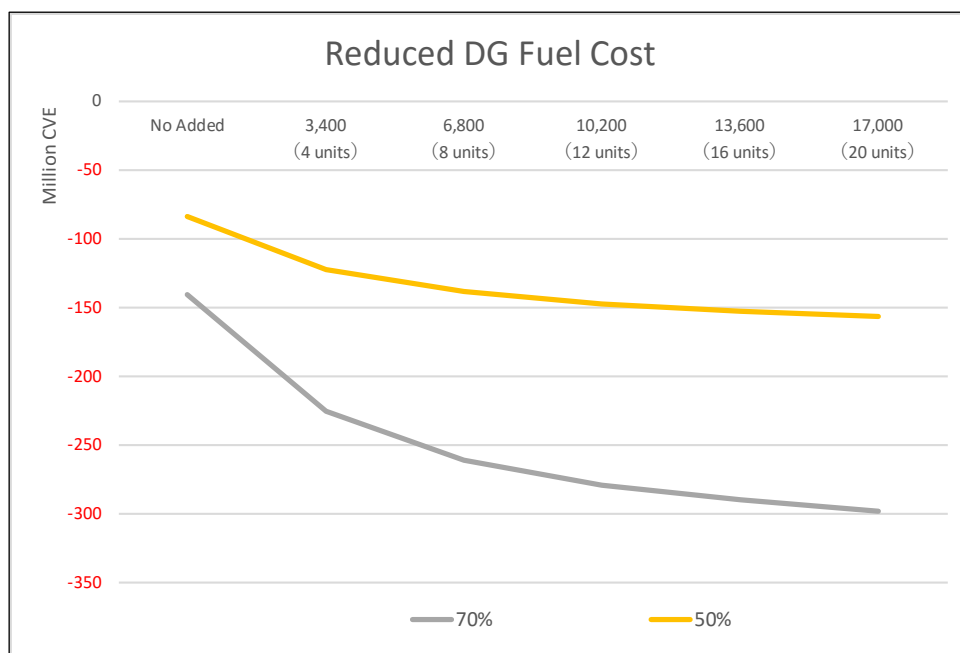
	NAS (MW/MWh)	No Added	1/6	2/12	3/18	4/24	5/30
	Introduction cost (EUR 1,000)	0	3,038	6,076	9,114	12,153	15,191
RE ratio 50%	Fuel cost reduction (CVE)	-84,172,496	-89,275,356	-91,630,315	-92,986,701	-94,016,959	-94,933,401
	Incremental merit (CVE)	-	-5,102,861	-2,354,959	-1,356,386	-1,030,258	-916,443
	DG share	62.29%	61.68%	61.39%	61.23%	61.10%	60.99%
	Invest return (Yrs)	-	66	142	247	325	366
		Fuel cost reduction (CVE)	-140,690,882	-146,785,842	-148,631,829	-149,515,542	-150,262,352
RE ratio 70%	Incremental merit (CVE)	-	-6,094,960	-1,845,987	-883,713	-746,809	-596,629
	DG share	55.46%	54.72%	54.50%	54.39%	54.30%	54.23%
	Invest return (Yrs)	-	55	181	379	449	561

出所:調査団作成

表 10.4-3 のとおり、蓄電池を設置することにより、ディーゼル発電の燃料費は削減することはできるものの最も効果的な組み合わせ（再エネ比率：70%、NAS 電池導入量：1MW/6MWh）であっても、当該目的のみでの電池の利用では費用対効果はあまり期待できない。蓄電池に長周期変動対策のみならず、緊急用電源、系統安定化など複数目的があれば利用価値の向上が検討できる。なお、本シミュレーションにおける NAS 電池の選択理由は、後述する（10.4.5 参照）。

2) 第 2 案 ①再エネ運用比率見直し+③風力発電設備の増設

蓄電池設置の代わりに風力発電設備（850kW の風車を 4 台ずつ）を増やした場合の効果について検討した。



出所: 調査団作成

図 10. 4-7 風力発電設備導入に伴う燃料費削減量

表 10. 4-4 風力発電設備導入に伴う費用対効果

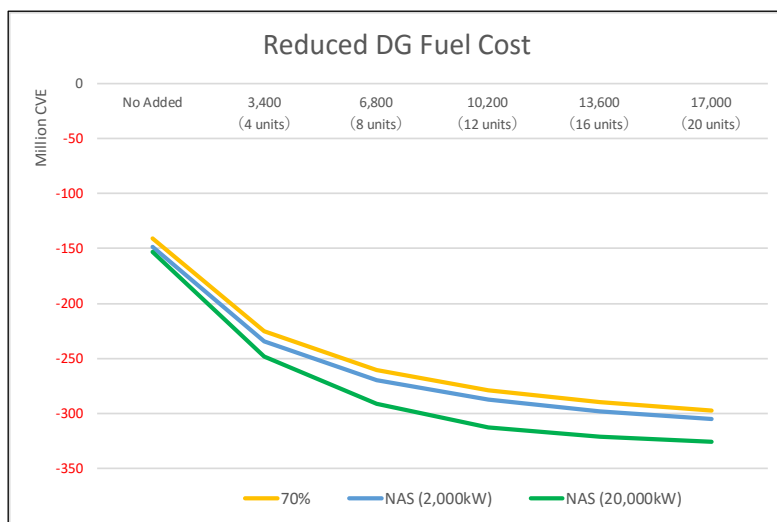
	Wind reinforced (kW)	No Added	3,400 (4 units)	6,800 (8 units)	10,200 (12 units)	13,600 (16 units)	17,000 (20 units)
	Introduction cost (EUR 1,000)	0	7,747	15,494	23,242	30,989	38,736
RE ratio 50%	Fuel cost reduction (CVE)	-84,172,496	-122,786,848	-138,564,875	-147,146,919	-152,565,850	-156,225,016
	Incremental merit (CVE)	-	-38,614,352	-15,778,028	-8,582,044	-5,418,931	-3,659,166
	DG share	62.29%	57.62%	55.72%	54.68%	54.02%	53.58%
	Invest return (Yrs)	-	22	54	100	158	233
RE ratio 70%	Fuel cost reduction (CVE)	-140,690,882	-225,607,181	-260,606,126	-278,828,066	-290,073,648	-297,721,280
	Incremental merit (CVE)	-	-84,916,299	-34,998,945	-18,221,939	-11,245,582	-7,647,632
	DG share	55.46%	45.19%	40.96%	38.75%	37.39%	36.47%
	Invest return (Yrs)	-	10	24	47	76	112

出所: 調査団作成

表 10. 4-4 のとおり、風力発電が増設されるにつれ再エネ比率は向上し、最も効果的な組み合わせ（再エネ比率：70%、風力導入量：3,400kW）においては、設備投資の回収年数は10年であり、設備の耐用年数を20年とすると十分に導入の効果はあると考えられる。

3) 第3案 ①再エネ運用比率見直し+②電力貯蔵設備の設置+③風力発電設備の増設

再エネ運用比率を70%としたうえでNAS電池と風力発電設備を設置した場合の効果を検証した。NAS電池の容量は2MW/12MWhに加え、20MW/120MWhを追加検討した。



出所: 調査団作成

図 10. 4-8 蓄電池および風力発電設備導入に伴う燃料費削減量

表 10. 4-5 蓄電池および風力発電設備導入に伴う費用対効果

	Wind reinforced (kW)	No Added	3,400 (4 units)	6,800 (8 units)	10,200 (12 units)	13,600 (16 units)	17,000 (20 units)
RE ratio 70%	Fuel cost reduction (CVE)	-140,690,882	-225,607,181	-260,606,126	-278,828,066	-290,073,648	-297,721,280
	Incremental merit (CVE)	-	-84,916,299	-34,998,945	-18,221,939	-11,245,582	-7,647,632
	DG share	55.46%	45.19%	40.96%	38.75%	37.39%	36.47%
	Introduction cost (EUR 1,000)	0	7,747	15,494	23,242	30,989	38,736
	Invest return (Yrs)	-	10	24	47	76	112
RE ratio 70%+ NAS 2,000kW/12,000kWh	Fuel cost reduction (CVE)	-148,631,829	-234,619,278	-270,044,128	-287,277,679	-297,910,927	-305,293,432
	Incremental merit (CVE)	-	-85,987,449	-35,424,850	-17,233,551	-10,633,248	-7,382,505
	DG share	54.50%	44.10%	39.82%	37.73%	36.45%	35.55%
	Introduction cost (EUR 1,000)	6,076	13,823	21,571	29,318	37,065	44,812
	Invest return (Yrs)	-	18	43	88	143	206
RE ratio 70%+ NAS 20,000kW/120,000kWh	Fuel cost reduction (CVE)	-153,257,808	-248,496,008	-291,344,374	-312,740,229	-321,191,324	-325,520,349
	Incremental merit (CVE)	-	-95,238,200	-42,848,366	-21,395,855	-8,451,094	-4,329,026
	DG share	53.94%	42.42%	37.24%	34.65%	33.63%	33.11%
	Introduction cost (EUR 1,000)	60,763	68,510	76,257	84,004	91,751	99,499
	Invest return (Yrs)	-	79	176	353	894	1,745

出所: 調査団作成

最も効果的な組み合わせは (NAS 電池 : 2MW/12MWh、風力導入量 : 3,400kW) であるものの、風力発電設備単体の増設よりも回収にかかる年数は8年増える結果となっている。

(4) 結論

現状で理論発電量の約 1/3 の出力を抑制している São Vicente では、再エネ運用比率の引き上げが最も効果的であり、電力貯蔵設備の導入による効果は限定的である。

10.4.2 Sal の再エネ拡大シミュレーション

(1) 現在の状況

島内の需要規模 10,700kW に対し、既設の風力発電設備は 7,650kW とおよそ 70%を占めている。風況に恵まれているにも関わらず同島では、風力の運用比率の上限をおおむね需要の 50%程度としているため、風況データによる年間の既設風力発電設備による理論発電量が 31.0GWh であるのに対し、実際の発電量は 19.2GWh とおよそ 4割が出力抑制されていることになる。

(2) 再エネ拡大の選択肢

現状より、再エネ運用比率を上げるためには、下記の対策が考えられる。

- ① 再エネ導入可能量（運用比率）の引き上げ（→余剰電力の有効活用）
- ② 電力貯蔵設備の設置（→余剰電力の有効活用）
- ③ 風力設備の増設（→風力発電量アップ）

表 10.4-6 再エネ拡大の選択肢-1 (Sal)

断面	現状 (2015年1月平均値)	① 再エネ運用比率の引上げ
イメージ	<p>The chart shows the January average load curve for the current situation. The y-axis represents power in kW, ranging from 0 to 8,000. The x-axis shows time from 0H to 22H. A blue line represents 'Total demand', which peaks at approximately 7,200 kW around 18H. A red dashed line represents 'Calculated' wind power, which peaks at about 6,300 kW. A red solid line represents 'Actual wind' power, which peaks at about 3,500 kW. A green area represents wind power generation, with a 50% line (light green) and a 70% line (dark green). A red arrow points to the gap between the 50% line and the actual wind power, labeled 'Suppressed'.</p>	<p>The chart shows the January average load curve for the option of increasing the renewable energy utilization rate. The axes and 'Total demand' (blue line) and 'Calculated' (red dashed line) are the same as in the current situation. The 'Actual wind' (red solid line) is now higher, peaking at about 4,500 kW. The green area represents wind power generation, with a 50% line (light green) and a 70% line (dark green). A red arrow points to the gap between the 50% line and the actual wind power, indicating a reduction in suppression.</p>
説明	<p>風力の理論出力がピーク時間帯以外で需要を常時超過している。余剰分を抑制しているものの、需要に占める風力比率は全日 50%を超過している。</p>	<p>再エネ運用比率引上げ（現状→50%→70%）により、抑制量を減らすことは可能であるが、削減量は限定的である。</p>

出所: 調査団作成

表 10. 4-7 再エネ拡大の選択肢-2 (Sal)

断面	② 電力貯蔵設備の設置	③ 風力設備の増設
イメージ		
説明	<p>風力の理論出力値が夕方ピーク以外は需要値を上回っている現状においては、蓄電池を設置しても短周期対策にしかならず、燃料費削減に対する有効活用ができない。</p>	<p>これ以上の風力設備の増強は有効活用できず、設備の過剰投資となる。</p>

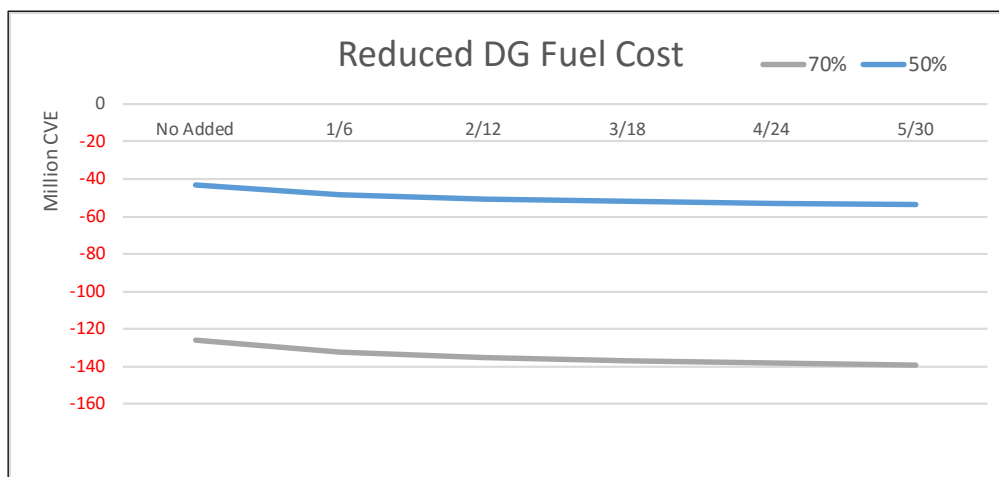
出所:調査団作成

(3) 各対策の評価

Sal では、既存の風力設備の発電可能量の約 4 割が抑制されていることから、表 10. 4-6 に記載した①再エネ運用比率の引上げが最も効果的である。表 10. 4-6 及び表 10. 4-7 に記載した①+②、①+③、①+②+③の 3 ケースの感応度分析の結果を以下に示す。

1) 第 1 案 ①再エネ運用比率見直し+②電力貯蔵設備の設置

再エネ運用比率を 50%と 70%とし、電力貯蔵設備として NAS 電池(定格出力 1MW、定格容量 6MWh)を 1 ユニットずつ増やした場合のディーゼル発電の燃料費削減状況を確認した。



出所:調査団作成

図 10.4-9 蓄電池導入に伴う燃料費削減量

表 10.4-8 蓄電池導入に伴う費用対効果

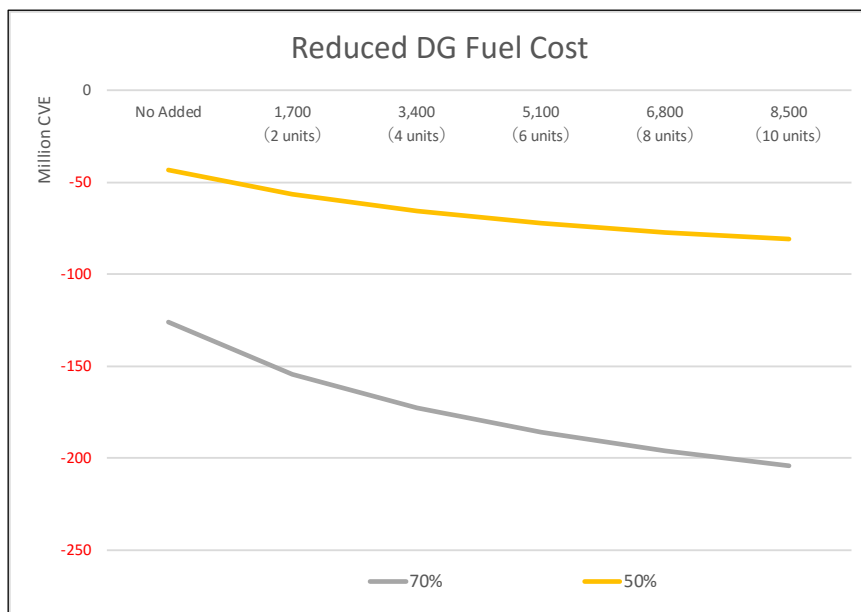
	NAS (MW/MWh)	No Added	1/6	2/12	3/18	4/24	5/30
	Introduction cost (EUR 1,000)	0	3,038	6,076	9,114	12,153	15,191
RE ratio 50%	Fuel cost reduction (CVE)	-43,389,377	-48,312,110	-50,678,239	-52,014,454	-52,942,076	-53,777,036
	Incremental merit (CVE)	-	-4,922,733	-2,366,129	-1,336,215	-927,622	-834,960
	DG share	59.38%	58.75%	58.45%	58.27%	58.15%	58.05%
	Invest return (Yrs)	-	68	142	251	361	401
		Fuel cost reduction (CVE)	-125,792,621	-132,334,919	-135,121,121	-136,868,534	-138,210,638
RE ratio 70%	Incremental merit (CVE)	-	-6,542,298	-2,786,202	-1,747,413	-1,342,104	-1,199,626
	DG share	48.78%	47.94%	47.58%	47.35%	47.18%	47.03%
	Invest return (Yrs)	-	51	120	192	250	279

出所:調査団作成

表 10.4-8 のとおり、蓄電池を設置することにより、ディーゼル発電の燃料費は削減することはできるものの最も効果的な組み合わせ（再エネ比率：70%、NAS 電池導入量：1MW/6MWh）でも当該目的のみでの電池の利用では費用対効果はあまり期待できない。蓄電池に長周期変動対策のみならず、緊急用電源、系統安定化など複数目的があれば利用価値の向上が検討できる。

2) 第2案 ①再エネ運用比率見直し+③風力設備の増設

蓄電池設置の代わりに風力発電設備（850kW の風車を 2 台ずつ）を増やした場合の効果について検討した。



出所:調査団作成

図 10.4-10 風力発電設備導入に伴う燃料費削減量

表 10.4-9 風力発電設備導入に伴う費用対効果

	Wind reinforced (kW)	No Added	1,700 (2 units)	3,400 (4 units)	5,100 (6 units)	6,800 (8 units)	8,500 (10 units)
	Introduction cost (EUR 1,000)	0	3,874	7,747	11,621	15,494	19,368
RE ratio 50%	Fuel cost reduction (CVE)	-43,389,377	-56,686,464	-65,767,597	-72,281,793	-77,176,089	-80,775,913
	Incremental merit (CVE)	-	-13,297,087	-9,081,133	-6,514,196	-4,894,296	-3,599,824
	DG share	59.38%	57.67%	56.50%	55.67%	55.04%	54.57%
	Invest return (Yrs)	-	32	47	66	87	119
RE ratio 70%	Fuel cost reduction (CVE)	-125,792,621	-154,562,423	-172,775,078	-186,016,984	-196,090,292	-203,874,309
	Incremental merit (CVE)	-	-28,769,802	-18,212,655	-13,241,905	-10,073,309	-7,784,017
	DG share	48.78%	45.08%	42.73%	41.03%	39.73%	38.73%
	Invest return (Yrs)	-	15	23	32	42	55

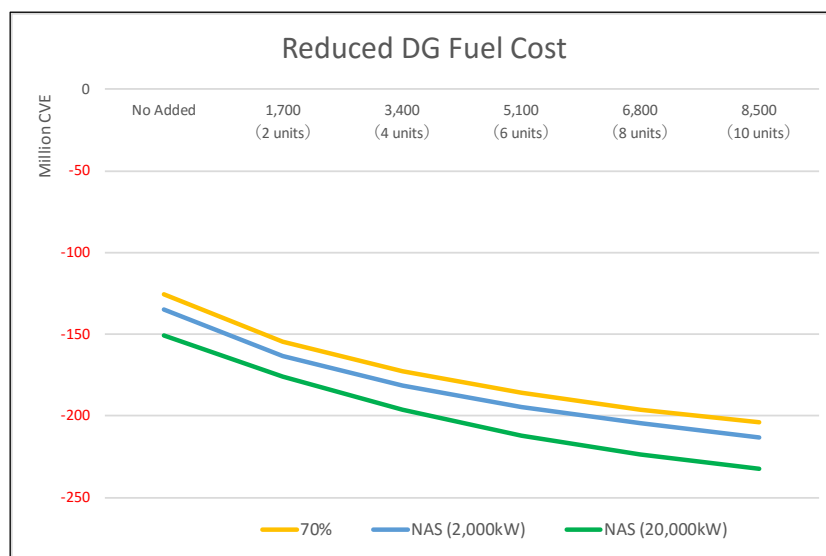
出所:調査団作成

表 10.4-9 のとおり、風力増設量が増えるにつれ再エネ運用比率は向上し、最も効果的な組み合わせ（再エネ比率：70%、風力導入量：1,700kW）において回収にかかる年数は15年であり、設備の耐与年数を20年とすると十分に導入の効果はあると考えられる。

3) 第3案 ①再エネ運用比率見直し+②電力貯蔵設備の設置+③風力設備の増設

再エネ運用比率を70%としたうえでNAS電池と風力発電設備を設置した場合の効果を検証した。

なお、風力発電設備の増設に伴いNAS電池の容量は2MW/12MWhに加え、20MW/120MWhを追加検討した。



出所:調査団作成

図 10. 4-11 蓄電池および風力発電設備導入に伴う燃料費削減量

表 10. 4-10 蓄電池および風力発電設備導入に伴う費用対効果

	Wind reinforced (kW)	No Added	1,700 (2 units)	3,400 (4 units)	5,100 (6 units)	6,800 (8 units)	8,500 (10 units)
RE ratio 70%	Fuel cost reduction (CVE)	-125,792,621	-154,562,423	-172,775,078	-186,016,984	-196,090,292	-203,874,309
	Incremental merit (CVE)	-	-28,769,802	-18,212,655	-13,241,905	-10,073,309	-7,784,017
	DG share	48.78%	45.08%	42.73%	41.03%	39.73%	38.73%
	Introduction cost (EUR 1,000)	0	3,874	7,747	11,621	15,494	19,368
	Invest return (Yrs)	-	15	23	32	42	55
RE ratio 70%+ NAS 2,000kW/12,000kWh	Fuel cost reduction (CVE)	-135,121,121	-163,366,641	-181,296,429	-194,349,674	-204,483,749	-213,127,437
	Incremental merit (CVE)	-	-28,245,520	-17,929,788	-13,053,245	-10,134,075	-8,643,688
	DG share	47.58%	43.94%	41.64%	39.96%	38.65%	37.54%
	Introduction cost (EUR 1,000)	6,076	9,950	13,823	17,697	21,571	25,444
	Invest return (Yrs)	-	39	61	84	108	127
RE ratio 70%+ NAS 20,000kW/120,000kWh	Fuel cost reduction (CVE)	-150,770,796	-176,130,878	-196,342,196	-212,237,457	-223,526,227	-232,259,825
	Incremental merit (CVE)	-	-25,360,082	-20,211,317	-15,895,261	-11,288,771	-8,733,598
	DG share	45.57%	42.30%	39.70%	37.66%	36.20%	35.08%
	Introduction cost (EUR 1,000)	60,763	64,636	68,510	72,383	76,257	80,131
	Invest return (Yrs)	-	281	353	448	631	816

出所:調査団作成

最も効果的な組み合わせは (NAS 電池 : 20MW/120MWh、風力導入量 : 3,400kW) であるものの、風力発電設備単体の増設よりも回収にかかる年数は7年増える結果となっている。

(4) 結論

現状で理論発電量の約4割の出力を抑制している Sa1 では、再エネ運用比率の引き上げが最も効果的であり、電力貯蔵設備の導入による効果は限定的である。

10.4.3 Boa Vista の再エネ拡大シミュレーション

(1) 現在の状況

島内の需要規模 6,100kW に対し、既設の風力発電設備は 2,550kW とおよそ 40%を占めている。風況に恵まれているにも関わらず同島では、風力の運用比率の上限をおおむね需要の 50%程度としているため、風況データによる年間の既設風力発電設備による理論発電量 9.8GWh であるのに対し、実際の発電量は 7.8GWh とおよそ 2 割が出力抑制されていることになる。

(2) 再エネ拡大の選択肢

現状より、再エネ運用比率を上げるためには、下記の対策が考えられる。

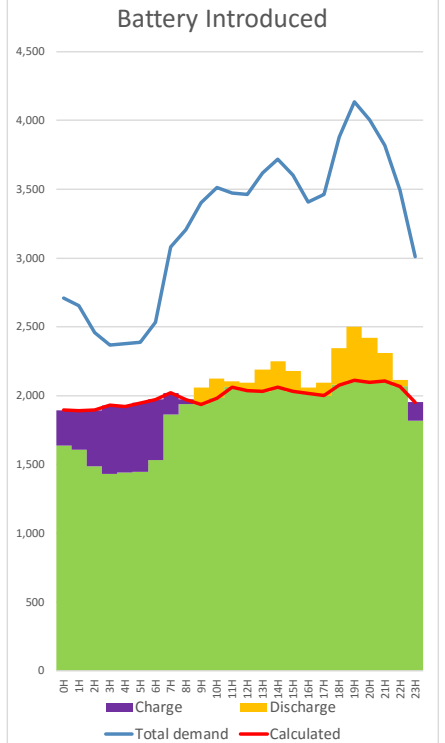
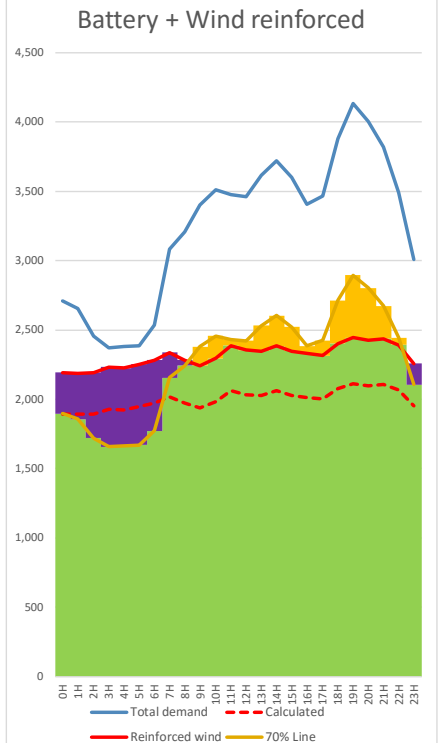
- ① 再エネ導入可能量（運用比率）の引上げ（→余剰電力の有効活用）
- ② 電力貯蔵設備の設置（→余剰電力の有効活用）
- ③ 風力設備の増設（→風力発電量アップ）

表 10.4-11 再エネ拡大選択肢-1 (Boa Vista)

断面	現状 (2015 年 1 月平均値)	① 再エネ運用比率の引上げ
イメージ	<p>The chart shows the January average load curve. The y-axis represents power in kW, ranging from 0 to 4,500. The x-axis shows hours from 0H to 22H. A blue line represents total demand, which fluctuates between approximately 2,500 and 4,200 kW. A red dashed line represents calculated wind power, which stays below 2,000 kW. A green area represents actual wind power, which is significantly lower than the calculated amount, with a red arrow pointing to the gap labeled 'Suppressed'. A red line represents actual wind, and a green line represents the 50% utilization limit.</p>	<p>The chart shows the upper limit change. The axes are the same as the current situation chart. The blue line for total demand is identical. The red dashed line for calculated wind power is the same. The green area now represents wind power up to a 70% utilization limit (darker green), which is higher than the 50% limit (lighter green). A red arrow points to the additional area between the 50% and 70% lines, indicating increased utilization.</p>
説明	<p>風力の出力が需要の 50%に満たない場合においても系統の安定度維持のために出力を抑制している。</p>	<p>再エネ運用比率引上げ（現状→50%→70%）により、一部抑制が必要な時間帯は残るものの、かなりの効果が期待される。</p>

出所:調査団作成

表 10.4-12 再エネ拡大選択肢-2 (Boa Vista)

断面	② 電力貯蔵設備の設置	③ 風力設備の増設
イメージ	 <p>Battery Introduced</p>	 <p>Battery + Wind reinforced</p>
説明	<p>蓄電池を設置することにより、理論発電量を抑制することなくすべて有効活用が可能。</p>	<p>既設風力の理論値が 70%に近いことから、風力の増設余地はあまりない。島内の需要が伸びればさらなる増設も可能。</p>

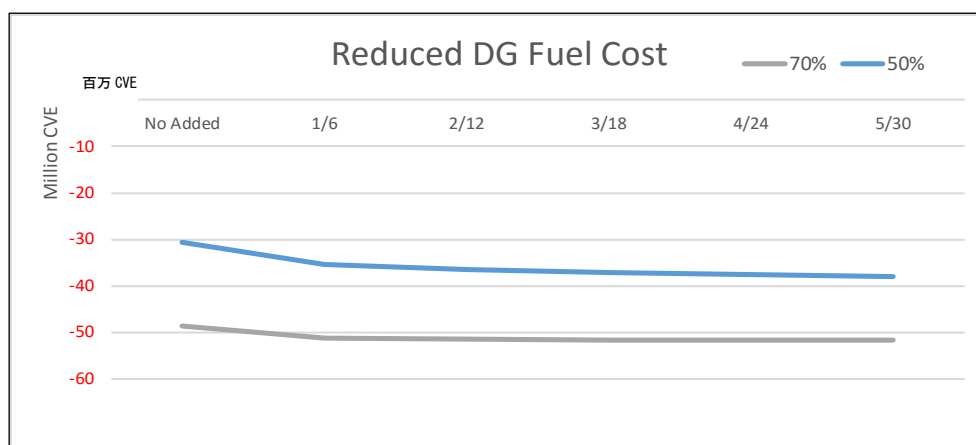
出所:調査団作成

(3) 各対策の評価

Boa Vista では、既存の風力設備の発電可能量の約 2 割が抑制されていることから、表 10.4-11 に記載した①再エネ運用比率の引上げが最も効果的である。表 10.4-11 及び表 10.4-12 に記載した①+②、①+③、①+②+③の 3 ケースの感応度分析の結果を以下に示す。

1) 第 1 案 ①再エネ運用比率見直し+②電力貯蔵設備の設置

再エネ運用比率を 50%と 70%とし、電力貯蔵設備として NAS 電池(定格出力 1MW、定格容量 6MWh)を 1 ユニットずつ増やした場合のディーゼル発電の燃料費削減状況を確認した。



出所:調査団作成

図 10. 4-12 蓄電池導入に伴う燃料費削減量

表 10. 4-13 蓄電池導入に伴う費用対効果

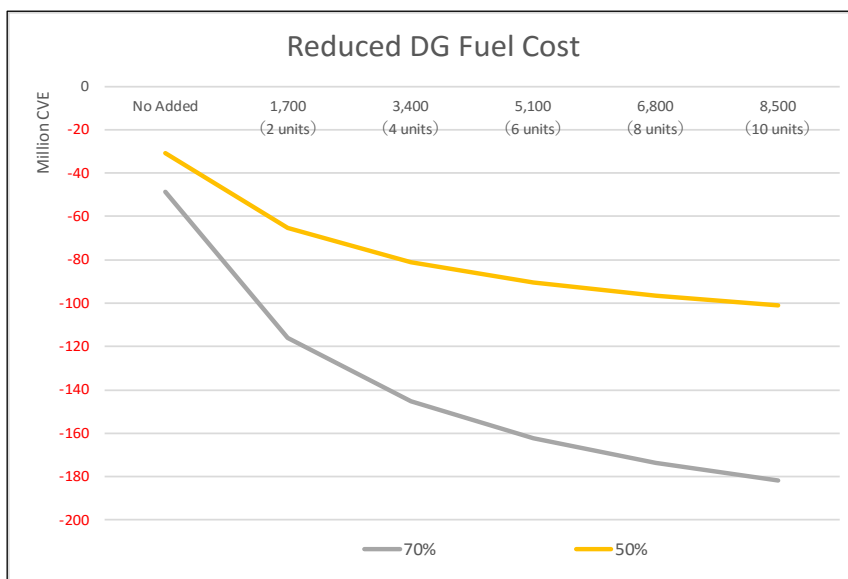
	NAS (MW/MWh)	No Added	1/6	2/12	3/18	4/24	5/30
	Introduction cost (EUR 1,000)	0	3,038	6,076	9,114	12,153	15,191
RE ratio 50%	Fuel cost reduction (CVE)	-30,699,633	-35,330,994	-36,509,495	-37,188,189	-37,666,799	-38,051,782
	Incremental merit (CVE)	-	-4,631,361	-1,178,501	-678,694	-478,610	-384,983
	DG share	69.02%	68.15%	67.93%	67.80%	67.71%	67.64%
	Invest return (Yrs)	-	72	284	494	700	870
		Fuel cost reduction (CVE)	-48,620,025	-51,307,586	-51,520,126	-51,618,619	-51,690,817
RE ratio 70%	Incremental merit (CVE)	-	-2,687,562	-212,540	-98,493	-72,198	-25,868
	DG share	65.65%	65.15%	65.11%	65.09%	65.08%	65.07%
	Invest return (Yrs)	-	125	1,576	3,401	4,640	12,950

出所:調査団作成

表 10. 4-13 のとおり、蓄電池を設置することにより、ディーゼル発電の燃料費は削減することはできるものの最も効果的な組み合わせ（再エネ比率：50%、NAS 電池導入量：1MW/6MWh）でも回収にかかる年数は72年であり、費用対効果は期待できない。

2) 第2案 ①再エネ運用比率見直し+③風力設備の増設

蓄電池設置の代わりに風力発電設備（850kWの風車を2台ずつ）を増やした場合の効果について検討した。



出所:調査団作成

図 10. 4-13 風力発電設備導入に伴う燃料費削減量

表 10. 4-14 風力発電設備導入に伴う費用対効果

	Wind reinforced (kW)	No Added	1,700 (2 units)	3,400 (4 units)	5,100 (6 units)	6,800 (8 units)	8,500 (10 units)
	Introduction cost (EUR 1,000)	0	3,874	7,747	11,621	15,494	19,368
RE ratio 50%	Fuel cost reduction (CVE)	-30,699,633	-65,401,821	-81,095,374	-90,384,353	-96,572,061	-100,825,057
	Incremental merit (CVE)	-	-34,702,188	-15,693,553	-9,288,979	-6,187,708	-4,252,997
	DG share	69.02%	62.50%	59.56%	57.81%	56.65%	55.85%
	Invest return (Yrs)	-	12	27	46	69	100
RE ratio 70%	Fuel cost reduction (CVE)	-48,620,025	-115,850,481	-145,282,978	-162,279,522	-173,546,760	-181,722,750
	Incremental merit (CVE)	-	-67,230,457	-29,432,496	-16,996,544	-11,267,238	-8,175,990
	DG share	65.65%	53.03%	47.50%	44.31%	42.20%	40.66%
	Invest return (Yrs)	-	6	15	25	38	52

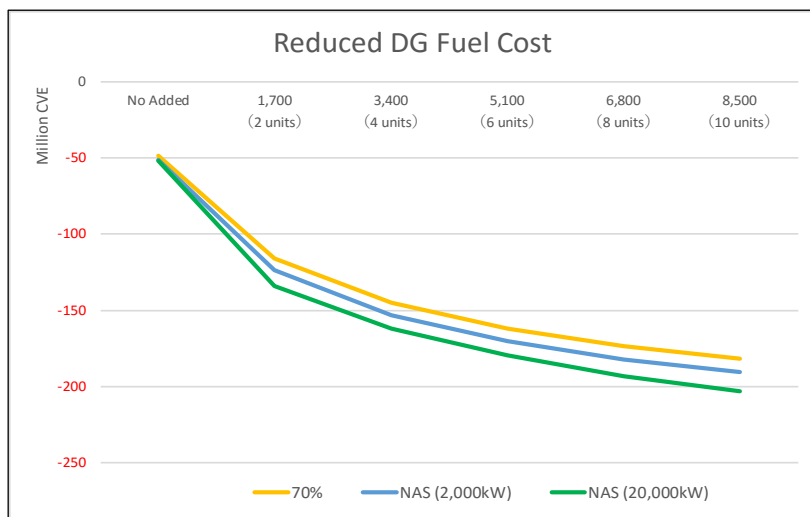
出所:調査団作成

表 10. 4-14 のとおり、風力増設量が増えるにつれ再エネ運用比率は向上し、最も効果的な組み合わせ（再エネ比率：70%、風力導入量：1,700kW）において回収にかかる年数は6年であり、設備の耐与年数を20年とすると十分に導入の効果はあると考えられる。

3) 第3案 ①再エネ運用比率見直し+②電力貯蔵設備の設置+③風力設備の増設

再エネ運用比率を70%としたうえでNAS電池と風力発電設備を設置した場合の効果を検証した。

なお、風力発電設備の増設に伴いNAS電池の容量は2MW/12MWhに加え、20MW/120MWhを追加検討した。



出所:調査団作成

図 10. 4-14 蓄電池および風力発電設備導入に伴う燃料費削減量

表 10. 4-15 蓄電池および風力発電設備導入に伴う費用対効果

	Wind reinforced (kW)	No Added	1,700 (2 units)	3,400 (4 units)	5,100 (6 units)	6,800 (8 units)	8,500 (10 units)
RE ratio 70%	Fuel cost reduction (CVE)	-48,620,025	-115,850,481	-145,282,978	-162,279,522	-173,546,760	-181,722,750
	Incremental merit (CVE)	-	-67,230,457	-29,432,496	-16,996,544	-11,267,238	-8,175,990
	DG share	65.65%	53.03%	47.50%	44.31%	42.20%	40.66%
	Introduction cost (EUR 1,000)	0	3,874	7,747	11,621	15,494	19,368
	Invest return (Yrs)	-	6	15	25	38	52
RE ratio 70%+ NAS 2,000kW/12,000kWh	Fuel cost reduction (CVE)	-51,520,126	-123,902,816	-153,028,899	-170,411,077	-182,507,273	-190,460,907
	Incremental merit (CVE)	-	-72,382,690	-29,126,084	-17,382,177	-12,096,196	-7,953,634
	DG share	65.11%	51.52%	46.05%	42.79%	40.52%	39.02%
	Introduction cost (EUR 1,000)	6,076	9,950	13,823	17,697	21,571	25,444
	Invest return (Yrs)	-	15	38	63	91	138
RE ratio 70%+ NAS 20,000kW/120,000kWh	Fuel cost reduction (CVE)	-51,716,685	-134,301,873	-162,064,830	-179,365,758	-193,198,674	-203,227,844
	Incremental merit (CVE)	-	-82,585,188	-27,762,957	-17,300,928	-13,832,917	-10,029,169
	DG share	65.07%	49.57%	44.35%	41.11%	38.51%	36.62%
	Introduction cost (EUR 1,000)	60,763	64,636	68,510	72,383	76,257	80,131
	Invest return (Yrs)	-	86	257	412	515	711

出所:調査団作成

蓄電池を 2MW/12MWh を選定し、風力発電設備を 1,700kW 導入および蓄電池を 20MW/120MWh を選定した場合においても 15 年で投資回収できる結果となっており、耐用年数を 20 年と考えると設備投資分の回収は見込めるが収益性の確保には十分とはいえない。

(4) 結論

現状で理論発電量の約 2 割の出力を抑制している Boa Vista では、再エネ運用比率の引き上げが一番効果的であり、電力貯蔵設備の導入による効果は限定的である。

10.4.4 Santiago の再エネ拡大シミュレーション

(1) 現在の状況

島内の需要規模 35,300kW に対し、既設の風力発電設備は 9,350kW とおよそ 25% を占めている。2015 年に風力出力が需要の 50% を超過し余剰電力が発生したのは 24 時間×365 日のうち、162 時間と年間で 1.8% 程度であり、実際に出力抑制することはほとんどなかった。

これは、現在の風力発電設備は蓄電池がない同島において発電電力を無駄なく有効活用できていると考えられる。

(2) 再エネ拡大の選択肢

現状より、再エネ比率を上げるためには、下記の対策が考えられる。

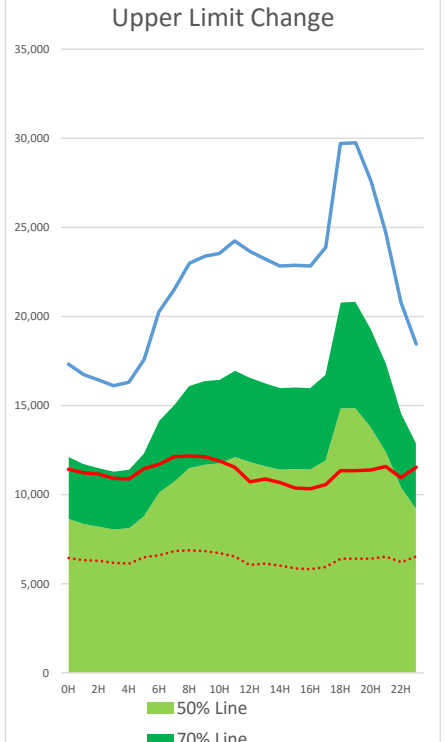
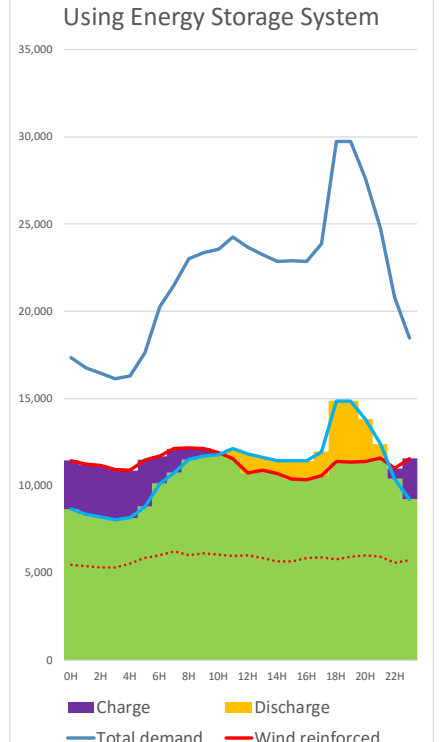
- ① 風力設備の増設 (→風力発電量アップ)
- ② 再エネ導入可能量 (運用比率) の引上げ (→余剰電力の有効活用)
- ③ 電力貯蔵設備の設置 (→余剰電力の有効活用)

表 10.4-16 再エネ拡大の選択肢-1 (Santiago)

断面	現状 (2015 年 1 月 平均値)	① 風力増設 (再エネ比率 50%)
イメージ	<p>January Average Load Curve</p> <p>50% Line Total demand Wind output</p>	<p>After Wind Reinforced</p> <p>Wind Reinforced 抑制が必要</p> <p>50% Line Total demand</p>
説明	<p>需要の 50% を超えることもなく、風力発電出力分はすべて有効活用されている</p>	<p>風力増設に伴い、再エネ比率はアップするが、風力発電出力分が需要の 50% を超過する時間帯は、出力抑制が必要</p>

出所：調査団作成

表 10.4-17 再エネ拡大の選択肢-2 (Santiago)

断面	② 再エネ運用比率の引上げ	③ 電力貯蔵設備の設置
イメージ	 <p>The chart 'Upper Limit Change' shows power generation mix over 24 hours. The y-axis ranges from 0 to 35,000. A blue line represents total demand, peaking at approximately 30,000 around 18H. A red line represents wind-reinforced power, fluctuating between 10,000 and 12,000. A green area represents wind power, which is limited by two lines: a 50% line (light green) and a 70% line (dark green). The 70% line allows for higher wind output during peak demand periods compared to the 50% line.</p>	 <p>The chart 'Using Energy Storage System' shows power generation mix over 24 hours. The y-axis ranges from 0 to 35,000. A blue line represents total demand, peaking at approximately 30,000 around 18H. A red line represents wind-reinforced power. A purple area represents charging (Charge) and a yellow area represents discharging (Discharge). Charging occurs during periods of low demand and high wind power, while discharging occurs during peak demand periods when wind power is insufficient.</p>
説明	<p>運用上限を需要の 50%から 70%に見直すことで、風力の出力抑制が不要となり、全量有効活用できる</p>	<p>電力貯蔵設備（蓄電池等）を設置し、出力抑制分を充電し、風力が足りない時間帯に放電する</p>

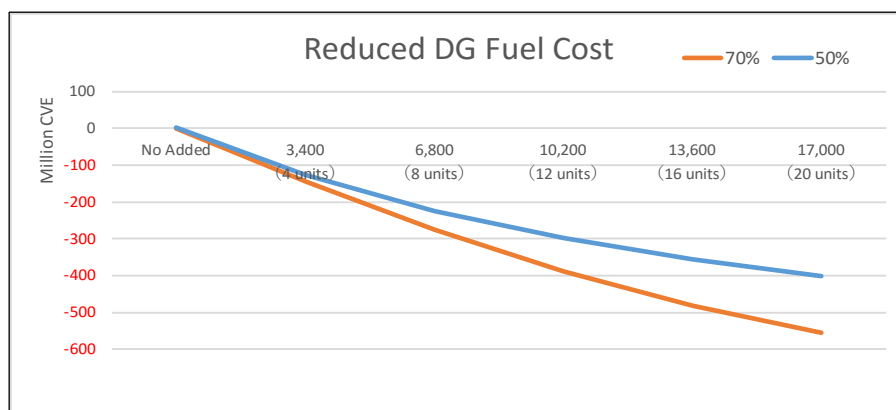
出所：調査団作成

(3) 各対策の評価

Santiago では、既存の風力設備はほぼフル活用されていることから、これまでの 3 島と違い、風力設備の増設による再エネ導入量の増加が前提となる。①+②、①+③、①+②+③のケースの感応度分析の結果を以下に示す。

1) 第 1 案 ①風力増設+②再エネ運用比率見直し

再エネ運用比率を 50%と 70%とし、風力発電設備（850kW の風車を 2 台ずつ）を増やした場合の効果について検討した。



出所：調査団作成

図 10.4-15 風力発電設備導入に伴う燃料費削減量

表 10.4-18 風力発電設備導入に伴う費用対効果

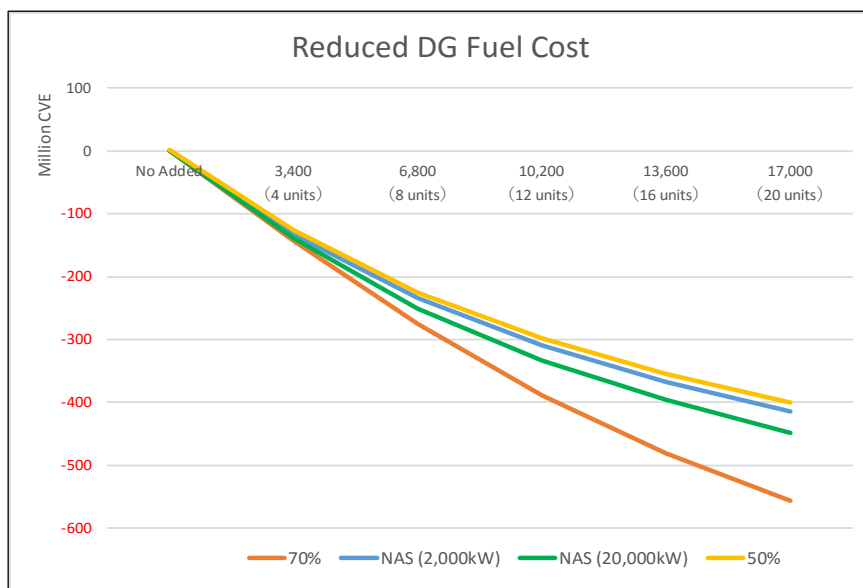
	Wind reinforced (kW)	No Added	3,400 (4 units)	6,800 (8 units)	10,200 (12 units)	13,600 (16 units)	17,000 (20 units)
	Introduction cost (EUR 1,000)	0	7,747	15,494	23,242	30,989	38,736
RE ratio 50%	Fuel cost reduction (CVE)	1,222,517	-126,371,445	-224,838,782	-298,130,308	-354,592,101	-400,159,634
	DG share	84.81%	79.90%	76.11%	73.29%	71.12%	69.36%
	Invest return (Yrs)	-	6.8	7.6	8.6	9.6	10.7
RE ratio 70%	Fuel cost reduction (CVE)	-19,085	-142,783,164	-275,552,554	-389,167,155	-481,472,495	-556,115,430
	DG share	84.76%	79.27%	74.16%	69.79%	66.23%	63.36%
	Invest return (Yrs)	-	6.0	6.2	6.6	7.1	7.7

出所：調査団作成

表 10.4-18 のとおり、風力増設量が増えるにつれ再エネ運用比率は向上し、再エネ比率が 70% で風力発電設備の導入量が 3,400kW において回収にかかる年数は 6 年であり、設備の耐用年数を 20 年とすると十分に導入の効果はあると考えられる。

2) 第 2 案 ①風力増設+③電力貯蔵設備の設置

再エネ運用比率を上げる代わりに電力貯蔵設備として NAS 電池を設置した場合の効果について、下記のとおり検討した。検討にあたっては、定格出力 2MW で定格容量 12MWh および同じく 20MW/120MWh にて比較した。



出所：調査団作成

図 10. 4-16 蓄電池および風力発電設備導入に伴う燃料費削減量

表 10. 4-19 蓄電池および風力発電設備導入に伴う費用対効果

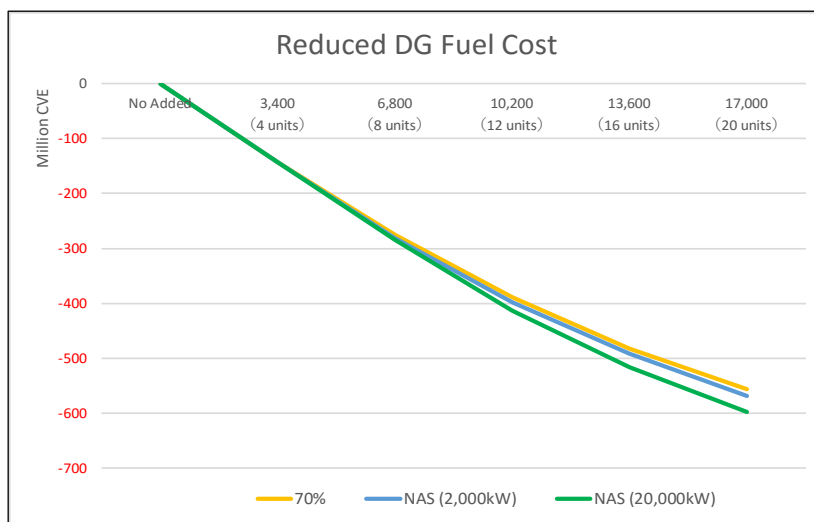
	Wind reinforced (kW)	No Added	3,400 (4 units)	6,800 (8 units)	10,200 (12 units)	13,600 (16 units)	17,000 (20 units)
RE ratio 70%	Fuel cost reduction (CVE)	-19,085	-142,783,164	-275,552,554	-389,167,155	-481,472,495	-556,115,430
	DG share	84.76%	79.27%	74.16%	69.79%	66.23%	63.36%
	Introduction cost (EUR 1,000)	0	7,747	15,494	23,242	30,989	38,736
	Invest return (Yrs)	-	6.0	6.2	6.6	7.1	7.7
RE ratio 50+ NAS 2,000kW/	Fuel cost reduction (CVE)	315,751	-132,860,701	-234,420,427	-309,631,678	-367,707,633	-414,061,922
	DG share	84.78%	79.65%	75.74%	72.85%	70.61%	68.83%
	Introduction cost (EUR 1,000)	6,076	13,823	21,571	29,318	37,065	44,812
	Invest return (Yrs)	-	11.5	10.1	10.4	11.1	11.9
RE ratio 50+ NAS 20,000kW/	Fuel cost reduction (CVE)	259,540	-138,115,812	-251,160,884	-332,664,021	-395,937,193	-448,107,950
	DG share	84.77%	79.45%	75.10%	71.96%	69.53%	67.52%
	Introduction cost (EUR 1,000)	60,763	68,510	76,257	84,004	91,751	99,499
	Invest return (Yrs)	-	54.7	33.5	27.8	25.6	24.5

出所：調査団作成

図 10. 4-16 のとおり、2MW や 20MW といった大容量蓄電池を設置しても、その効果は限定的であり、最も効率的な NAS 電池（2MW/12MWh）と風力発電設備（6,800kW）の導入においても運用対策である運用比率の見直し（50%から 70%）よりもその効果は小さい。

3) 第 3 案 ①風力増設+②再エネ運用比率見直し+③電力貯蔵設備の設置

再エネ運用比率を 70%にしたうえで NAS 電池を設置した場合の効果を検証した。



出所：調査団作成

図 10.4-17 蓄電池、風力発電設備導入および再エネ比率変更に伴う燃料費削減量

表 10.4-20 蓄電池、風力発電設備導入および再エネ比率変更に伴う燃料費削減量

	Wind reinforced (kW)	No Added	3,400 (4 units)	6,800 (8 units)	10,200 (12 units)	13,600 (16 units)	17,000 (20 units)
RE ratio 70%	Fuel cost reduction (CVE)	-19,085	-142,783,164	-275,552,554	-389,167,155	-481,472,495	-556,115,430
	DG share	84.76%	79.27%	74.16%	69.79%	66.23%	63.36%
	Introduction cost (EUR 1,000)	0	7,747	15,494	23,242	30,989	38,736
	Invest return (Yrs)	-	6.0	6.2	6.6	7.1	7.7
RE ratio 70+ NAS 2,000kW/	Fuel cost reduction (CVE)	-64,509	-143,655,685	-280,586,733	-398,101,876	-492,187,741	-567,984,422
	DG share	84.76%	79.24%	73.97%	69.44%	65.82%	62.91%
	Introduction cost (EUR 1,000)	6,076	13,823	21,571	29,318	37,065	44,812
	Invest return (Yrs)	-	10.6	8.5	8.1	8.3	8.7
RE ratio 70+ NAS 20,000kW/	Fuel cost reduction (CVE)	-112,940	-143,745,109	-284,378,872	-412,989,895	-515,748,543	-597,391,610
	DG share	84.76%	79.23%	73.82%	68.87%	64.92%	61.77%
	Introduction cost (EUR 1,000)	60,763	68,510	76,257	84,004	91,751	99,499
	Invest return (Yrs)	-	52.6	29.6	22.4	19.6	18.4

出所：調査団作成

グラフから分かるように、2MW や 20MW といった大容量蓄電池を設置しても、その効果は限定的であり、最も効率的な NAS 電池（2MW/12MWh）と風力発電設備（10, 200kW）の導入においても運用対策である運用比率の見直し（50%から 70%）よりもその効果は小さく再エネ比率の見直し（50% → 70%）からの積上げ分はほんのわずかである。

(4) 結論

現状で風力抑制を実施していない Santiago では、再エネ運用比率を 70%まで上げることで風力発電設備導入の効果が見込めるものの蓄電池の活用については、費用対効果の面から導入は困難と考えられる。蓄電池に長周期変動対策のみならず、緊急用電源、系統安定化など複数目的があれば利用価値の向上が検討可能。

10.4.5 蓄電設備の検討

(1) 蓄電設備の候補

一日を通じてエネルギー量がほぼ一定で安定している「カ」国の風力発電については、夜間、午前中などの軽負荷時間帯に余剰電力を蓄電し、夕刻以降のピーク時間帯に放電し、ディーゼルや風力発電の出力補完を行うことが可能である。

一方で、風力発電の出力は時間帯に依らず基本的に安定しており、かつ「カ」国のピーク時と非ピーク時の電力需要の差はあまり大きくないため、蓄電設備によるピークシフト効果は限定的であるということが、前述の再エネ拡大シミュレーションの結果から明らかとなった。このため、蓄電設備の出力、容量（時間）の選択については、費用対効果の観点から過大とならないように注意が必要である。

蓄電設備については、一般的に、即応性に優れた短周期変動対策であればリチウムイオン電池、長周期変動対策であればNAS電池などがコスト、設置の容易さなどから推奨される。従来、大規模な蓄電システムと言えば、長年の実績、知見が蓄積された揚水発電も候補の一つに挙げられるが、大規模工事とこれに伴う期間、コスト増などが大きな課題となる。

本項では、前述のシミュレーション結果をベースに、Santiago、Sao Vicenete への最適導入規模として算出された 4.8MW (28.8MWh)、1.6MW (9.6MWh) の NAS 電池の導入、運用コストを説明し、さらに Santiago の蓄電設備の代替案として 5MW (30MWh) 揚水発電を比較する。

(2) 蓄電池と揚水の特徴

[蓄電池]

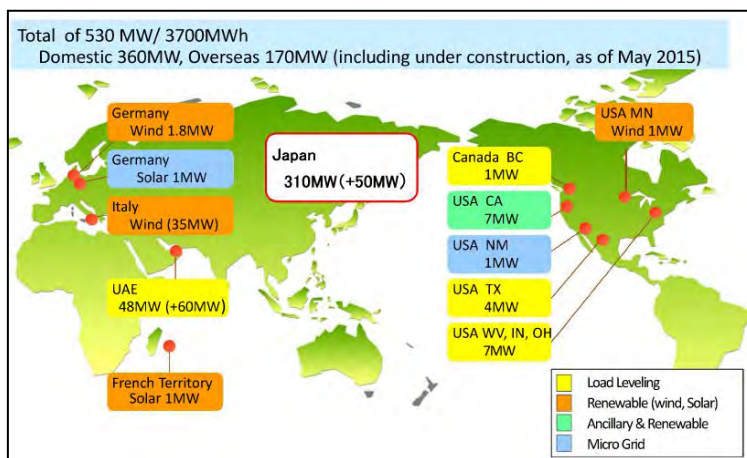
揚水と比較する蓄電池については、4時間超の長周期変動に対応する大容量化が可能で、かつ長寿命、また世界でも利用実績があるなど、信頼性も含めて総合的に判断し、NAS電池とする。NAS電池はコンテナ式輸送が可能のため、コンパクトで可搬性に優れ、容量単価ベースはトップクラスである（表 10.4-21 蓄電池の特徴の比較）。

また、NAS電池が商品化された2002年以降、世界で530MW (3,700MWh) が導入されており（2015年5月時点）、その用途は再エネの周波数変動調整（アンシラリーサービス）や出力補償、負荷平準化、マイクログリッドの系統安定化など様々である。またNAS電池の材料は資源的に豊富で、今後量産によるコストダウンと市場の拡大が期待されている（下表、NAS電池の導入実績参照）。

表 10. 4-21 蓄電池の特徴の比較

種類	リチウムイオン電池	レドックスフロー電池	NAS 電池
ユニット例	 <p>日本・東北電力南相馬変電所</p> <p>モジュール: 40-45Ah (W187 × D383 × H127mm)</p> <p>セル: 20-23Ah (W116 × D22 × H106mm)</p> <p>※サイズ等は一例。写真は東芝ウェブサイト</p>	 <p>日本・住友電気工業 横浜製作所</p> <p>レドックスフロー電池(1MW、5MWh)</p> <p>電池盤 1 × 電解液タンク(正、負極) × 8セット</p> <p>※サイズ等は一例。写真は住友電気工業ウェブサイト</p>	 <p>日本・九州電力 豊前発電所</p> <p>252 sets of NaS Battery Containers</p> <p>Unit output: 200kW Total 50MW</p> <p>1ユニット(1MW、4.9MWh)モジュール電池 × 24台</p> <p>※サイズ等は一例。写真は九州電力ウェブサイト</p>
特徴	<p>リチウムの酸化・還元反応により充放電を行う。</p> <p>出力密度が高く比較的小さい容量で高い出力を得ることが可能。</p> <p>→ 短周期対策に最適</p>	<p>電解液に含まれるバナジウムの価数を変化させることで充放電を行う。</p> <p>電解液タンクの追加で蓄電システムの容量拡大(kWh)が容易に可能。</p> <p>→ 長周期対策に最適</p>	<p>負極にナトリウム、正極に硫黄、電解質にβアルミナを用いた電池。</p> <p>容量単位のコストが低く、大容量が可能。また瞬時応答にも優れている</p> <p>→ 長周期、短周期両方の対策に最適</p>
規模(可搬性)	中程度	大きい	小さい
寿命	中程度(10年)	長い(10-20年)	長い(15年)
コスト	低い	中程度	中程度
	高い(US\$2000/kWh) 容量増加はセル本体価格に比例	中程度(US\$1200/kWh) 容量増加は電解液とタンクに比例	低い(US\$500/kWh) 容量の増加はコンテナ台数に比例
主要メーカー	東芝、日立、GS ユアサ、NEC、サムスン(韓)、LG(韓)	住友電工、Pacific Northwest National Laboratory(米)、	日本ガイシ
導入実績	日本・東北電力(40MW/40MWh) 日本・九州電力(5MWh(4 離島))	日本・北海道電力(15MW/60MWh)	日本・九州電力(50MW/300MWh) 日本・中国電力(4.2MW/25.2MWh)

出所：メーカーヒアリング等により調査団作成



出所：日本ガイシ株式会社提供

図 10. 4-18 NAS 電池の導入実績

[揚水発電]

揚水発電の設備規模の世界平均は 500MW 程度（米 DOE の Global Energy Storage Database のデータより、世界約 350 発電所の容量平均を算出）である。揚水発電は一般的に開発規模が大きく、環境モニタリングや保全対策も必要となる。このため調査・設計を含む長期間の開発リードタイムや多大なコストが課題となる。例えば、100 万 kW 級のダム式揚水発電を建設する場合、10 年以上の開発期間や 2000 百万米^{ドル}を超える建設費がかかることがあり、一方で経済性の面でスケールメリットも期待できるため、容量（kWh）単価を抑えることは可能である。

島嶼地域の場合、一般的に系統規模が小さいため、揚水発電の規模も小さくなり、スケールメリットはなく、コストは割高になる。さらに水確保の課題から海水揚水を検討する場合があるが、海水利用の場合、淡水の汎用設備とは異なる課題が多く、実用化事例も世界で唯一（日本・沖縄やんばる海水揚水発電所）のため機器や設備の特注など、コスト増の要素が多い。このため海水揚水を蓄電設備の第 1 選択肢とすることは難しいと考える。

調査団としては、仮に揚水発電の導入を検討する場合、ダム式ではなく、淡水利用の水槽（タンク）を利用した貯水方式の方が相対的に妥当であると考ええる。

また揚水発電を経済的に運用するためには、まず、揚水のための十分な余剰電力が必要であり、かつ効率よく頻繁に発電（放水）できるような負荷パターンでなければならない。例えば需要ピーク時と非ピーク時との差があまりなく、再エネの出力がフラットであれば、揚水発電の高効率利用は難しいという点にも留意が必要である。

なお、「カ」国では、2013 年に公表された政府の再エネ拡大ビジョン「Cape Verde 100% Renewable:A Roadmap to 2020」において、風況が悪化する季節においても大規模貯蔵システムに蓄電した再エネ起源の電力を利用するアイデアが紹介されており、具体的な対策として揚水発電と合成メタンの利用が提言されている。しかしながら、本調査では、電力貯蔵による季節間の電力融通については、過剰設備と低利用率により、莫大な投資コストが必要でかつ、資金回収が困難であると考えため、将来の課題として整理する必要があると考える。

表 10.4-22 揚水発電設備の比較

	参考事例		「カ」国での検討対象
貯水方式	①ダム式(河川水)	②ダム式(海水)	プール利用(淡水循環)
イメージ	 ※写真:九州電力 小丸川 PS(1,200MW)	 ※写真:電源開発 沖縄やんばる PS(30MW)	 ※写真:Google 設備イメージ:調査団
試算規模	出力:1GW 超(5-8 時間)	出力:30MW 超(6 時間)	出力:5MW (8 時間)
建設期間	40-70 年	17 年	2-3 年
建設コスト	総工事費: 約 1,500 百万 Euro 以上 約 200 Euro/kWh 前後 約 1,500 Euro 以上/kW	総工事費: 約 274 百万 Euro 約 1,500 Euro /kWh 約 9,100 Euro /kW	総工事費: 約 55 百万 Euro 約 1,375 Euro /kWh 約 11,000 Euro /kW
耐用年数	40-70 年	実績:18 年* ※日本・沖縄やんばる海水揚水発電所 (1999 年に運開し、2016 年廃止)	30-50 年
備考	開発規模が大きく、環境モニタリングや保全対策が必要。建設時間、コストが多	開発規模が大きく、環境モニタリングや保全対策が必要。海洋生物への配慮と耐塩対策も必要で保守も含めコストが割高で多	開発規模が小さく、環境への影響も比較的小さい。ただし、世界的に事例がなく、逆に小規模であるが故にコストは割高

(注)適用為替レート:EUR/JPY:131.66(2015 年末)

出所:参考事例①及びプール式(淡水循環):調査団作成、参考事例②:電源開発ウェブサイト公開資料

(3)蓄電池と揚水の比較

Santiago、Sao Vicnete への最適導入規模として算出された 4.8MW (28.8MWh)、1.6MW (9.6MWh) の NAS 電池、さらに Santiago の蓄電設備の代替案として 5MW (30MWh) のプール式(淡水循環)揚水発電の建設及び運用コストを以下前提諸元の下に試算した。

表 10.4-23 蓄電池・揚水のコスト比較の共通前提諸元

項目	値
「カ」国の電気料金 (設備収入として認識。2015 年最終単価)	0.23 Euro/kWh
ディーゼル燃料費単価 (焚き減らし効果を収入認識。2015 年実績の平均)	0.11 Euro/kWh
風力買取り単価 (Electra の 2014 年買取り額実績より算出)	0.13 Euro/kWh
設備稼働率 (1 日 6 時間放電、夏期等 4 カ月休止と仮定)	17%
金利 (円借款最低金利(STEP)の場合)	0.1%
減価償却期間	20 年

出所:調査団作成

上記算定諸元は、あくまで蓄電池と揚水発電の経済性を比較するための仮定であるため、設備稼働率、金利ともに最も好条件の場合としている。「カ」国は風況が一日を通して安定しており、また一方で需要カーブの落差が蓄電設備の最適な充放電パターンとマッチするとは限らず、さらに夏期は風況が数カ月にわたり悪化するため、設備稼働率は本コスト比較の諸元とは大きく異なる点に注意が必要である。表 10. 4-23 の諸元でのコスト比較の結果を表 10. 4-24 に示す。

表 10. 4-24 蓄電池・揚水発電のコスト比較

揚水発電 (5MW)			蓄電池① (4.8MW)			蓄電池② (1.6MW)		
種類	淡水可変速		種類	NAS		種類	NAS	
出力		5 MW	出力		4.8 MW	出力		1.6 MW
容量		40 MWh	容量		28.8 MWh	容量		9.6 MWh
		8 h			6 h			6 h
使用年数(年間4ヶ月休止)		30 年	使用年数(年間4ヶ月休止)		20 年	使用年数(年間4ヶ月休止)		20 年
揚水効率		70 %	充放電ロス(所内利用含む)		70 %	充放電ロス(所内利用含む)		70 %
建設費			建設費			建設費		
設備費		5,624,000,000 円	設備費		2,341,071,083 円	設備費		1,049,790,377 円
・電気設備、水槽・タンク等 ・受変電設備含まず ・輸送費、関税含まず			・NAS電池：5万円/kWh ・受変電設備含まず ・輸送費、関税含まず			・NAS電池：5万円/kWh ・受変電設備含まず ・輸送費、関税含まず		
工事費(土木・建物)		1,489,000,000 円	工事費		532,036,806 円	工事費		284,867,350 円
			(システム調整費含む)					
合計		7,113,000,000 円	合計		2,873,107,889 円	合計		1,334,657,727 円
	131.7	54,025,520 EUR		131.7	21,822,177 EUR		131.7	10,137,154 EUR
	(EX: EURO/JPN)			(EX: EURO/JPN)			(EX: EURO/JPN)	
売電収入単価(kWh)		0.23 EUR	売電収入単価		0.23 EUR	売電収入単価		0.23 EUR
電力供給単価(kWh) (20年間平均)		0.42 EUR	電力供給単価 (20年間平均)		0.28 EUR	電力供給単価 (20年間平均)		0.37 EUR
風力買取単価(kWh) (電力供給単価の内数)		0.13 EUR	風力買取単価(kWh) (電力供給単価の内数)		0.13 EUR	風力買取単価(kWh) (電力供給単価の内数)		0.13 EUR

出所：調査団作成

約 5MW クラスの揚水発電（プール利用・淡水循環）と蓄電池（NAS 電池）のコスト比較を行ったところ、揚水は蓄電池に比べて建設コスト、電力供給コストの両面で倍近くコストがかかるという試算結果になった。淡水循環式の場合、タンクに貯蔵する淡水の造水費用も考慮しないといけませんが、本試算では試算に盛り込んでいないため、揚水発電の運転コストはさらに積み増しされる。海水揚水発電の試算は行っていないが、淡水利用に比べて工期や環境保全、耐塩対策等でさらに不利となると考えられる。

このため、調査団としては、「カ」国の需要規模を踏まえた再エネ導入拡大のための蓄電施設としては、揚水発電を選択肢とすることは難しく、蓄電池（NAS 電池）が望ましいと考える。

また蓄電池の選択肢としては前述（表 10. 4-21 「蓄電池の特徴の比較」）のとおり、短周期変動対策で実績の豊富なリチウムイオン電池もあるが、これについて建設費を別途試算したところ、同容量（4.8MW/28.8MWh）で5割を超えるコスト高となったため、本調査での検討は行わないこととする。

また 1.6MW クラスの NAS 蓄電池については、5MW の揚水発電ほどに設備単価が上がるわけではないが、5MW クラスの蓄電池と比べるとスケールメリットの点で若干割高となる。

(4) 蓄電池の経済性の感応度分析

上記試算（表 10.4-24「蓄電池・揚水発電のコスト比較」）は、各設備の蓄電容量 100%に達するほどの充放電（6-8 時間）を毎日 1 回行うと仮定した場合の高水準の設備利用率と現状の風力買取価格を諸元としており、①設備利用率、②風力買取価格、③ディーゼル燃料費単価の 3 つのパラメーターの変化により、電力供給単価や資本費の回収など経済性は変化する。

本項では、これら 3 パラメーターの変化による蓄電池の経済性について、4.8MW/28.8MWh の NAS 電池で感応度分析を行った。なお、以下 3 つのパラメーター以外の算定諸元については、前述（表 10.4-23「蓄電池・揚水のコスト比較の共通前提諸元」）と同じとした。

表 10.4-25 蓄電池の経済性の感応度分析の諸元

項目	値	説明
① 設備稼働率	17%	1 日 6 時間放電、夏期等 4 カ月休止と仮定
	8%	上記の約半分の利用率と仮定
③ 風力買取り単価	13 Euro Ct. /kWh	Electra の 2014 年の風力買取実績額より算出
	3 Euro Ct. /kWh	Electra が、Cabeolica からの買取保証量を超える電力を安価で買い取ることが可能な場合
	7 Euro Ct. /kWh	上記 2 つの単価の中間値
③ ディーゼル燃料費単価	11 Euro Ct. /kWh	Santiago、São Vicente における歴史的最低水準の単価(2015 年実績)
	33 Euro Ct. /kWh	今後原油価格の揺り戻しによる単価の高ぶれを想定（3-4 年前の水準）
	22 Euro Ct. /kWh	上記 2 つの単価の中間値

出所：調査団作成

1) 蓄電池稼働率が 17%の場合

蓄電池による電力供給コスト（20 年間の総運転期間の平均コスト(Euro Ct. /kWh)）が、「カ」国の電気料金単価（23 Euro Ct. /kWh）をハードルとして、これを下回るかどうかで経済性を分析し、表 10.4-26、図 10.4-19 に「蓄電池の経済性の感応度分析結果」として取りまとめた。

分析の結果、設備利用率が 17%で、ほぼ毎日フル充電で 6 時間の放電を繰り返した場合、現行の風力買取価格（13Euro Ct. /kWh）のままであっても、ディーゼル燃料費単価が現在の 2 倍の 22 Euro Ct. /kWh の水準になれば、電気料金単価(23 Euro Ct. /kWh)を下回することはでき、経済性が発揮できる。

また、燃料費単価の水準が現状の 11 Euro Ct. /kWh のまま上がらない場合は、風力発電単価の引き下げなどがない場合、ディーゼルの焚き減らしを行ったとしても、経済性はない。

つまり、設備利用率が 17%と設備がフル稼働の状況になったとしても、原油高の再来、もしくは風力発電買取単価の引き下げを待たないと、蓄電池の経済性はない。

2) 蓄電池稼働率が 8%の場合

蓄電池の稼働率が 8%にとどまった場合は、ディーゼルの燃料費単価が現在の 3 倍の 33 Euro Ct. /kWh の水準に値上がりしない場合、風力発電買取単価を現状の 13 Euro Ct. /kWh から、3 Euro

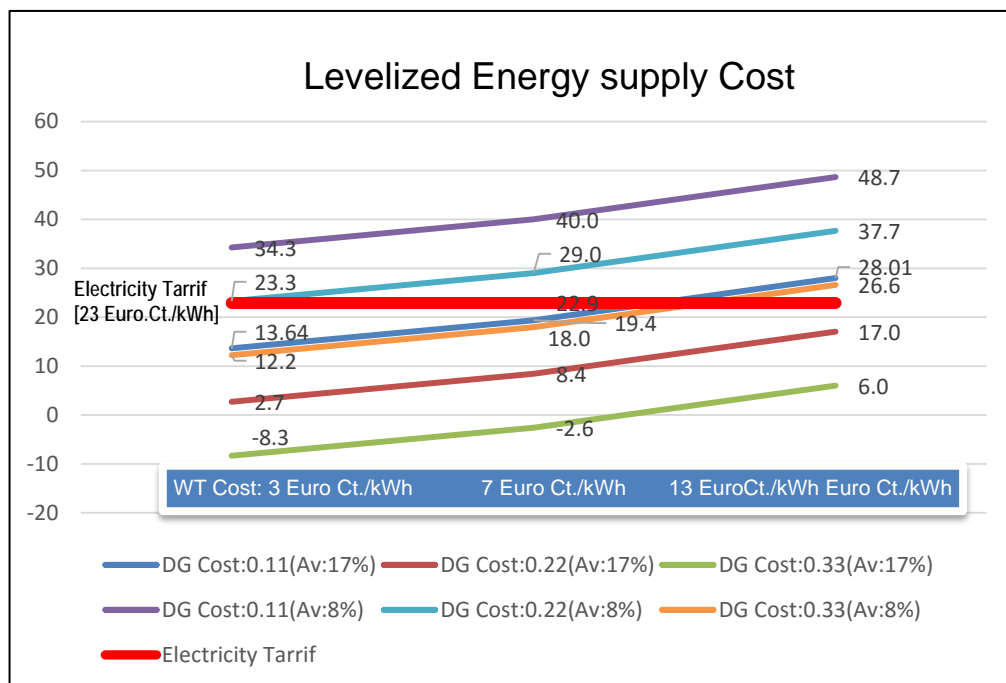
Ct./kWh に引き下げたとしても、電力供給コストが電気料金単価を下回ることはない。また、仮に、ディーゼルの燃料費単価が 33 Euro Ct./kWh に値上がりしても、風力買取単価が 0.7 や 0.3 Euro Ct./kWh に引き下げられない場合、電力供給コストが電気料金単価を下回ることはない。

つまり、蓄電池の稼働率が 8%、日平均で容量の半分程度（3 時間フル出力で放電）の利用を下回ると、経済性の確保は相当難しくなるという結果になった。

表 10. 4-26 蓄電池の経済性の感応度分析結果

ディーゼル燃料費単価(Euro Ct./kWh)		風力買取単価(Euro Ct./kWh)		
		WT Cost:3	WT Cost:7	WT Cost:13
設備利用率 (17%)	DG Cost:11 (Av:17%)	13.64	19.4	28.01
	DG Cost:22 (Av:17%)	2.7	8.4	17.0
	DG Cost:33 (Av:17%)	-8.3	-2.6	6.0
設備利用率 (8%)	DG Cost:11 (Av:8%)	34.3	40.0	48.7
	DG Cost:22 (Av:8%)	23.3	29.0	37.7
	DG Cost:33 (Av:8%)	12.2	18.0	26.6
電気料金	Electricity Tarrif	22.9	22.9	22.9

(注)表内数値は各条件下での蓄電池による電力供給コスト(Euro Ct./Kwh)。赤枠囲みは電気料金を下回る組み合わせ
出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 10. 4-19 蓄電池の経済性の感応度分析結果

10.4.6 総合評価

再エネ拡大シミュレーションの結果を総括し、「カ」国にとって、できるだけ実現性の高い再エネ拡大アプローチについて、具体的な各施策の実施に伴う課題とあわせて提言を行う。

本調査で確認したディーゼルの最低出力の引き下げ拡大（6.2.1「ディーゼル発電の課題」）を前提に、風力発電の賦存量（表 7.3-22）、最適な蓄電設備の検討結果（10.4.5）を踏まえ、風力利用を需要の50%にまで引き上げる場合及び70%を下表 10.4-27、10.4-28 に取りまとめた。

なお、太陽光発電については本調査で潤沢な賦存量を確認しているものの、設備費(kWh)が割高でかつ昼間帯にしか発電できないなど、風況、開発ポテンシャルに大変恵まれている風力発電と比較する場合、技術面、経済面で劣後すると考えられるため、本調査では風力発電を対象を絞り、シミュレーションを行った。太陽光については、調達資源の分散によるエネルギーセキュリティの観点などから、状況に応じた補完的導入は今後検討するべきであるとする。

表 10.4-27 風力利用 50%の場合の再エネシェアと評価

Santiago				
再エネ拡大シミュレーション 【風力50%運用】		再エネシェア (kWh)	設備投入容量	評価
	現状	15.2%	-	抑制なしでの風力導入余地は約10MWと現状と同等。現時点ほぼ風力発電の全量を利用しており、風力運用引上げのみでは、再エネシェアは伸びない。10MWの風力増設のみでシェアは11%向上。長周期蓄電池のシェアへの貢献は数%と限定的 → 風力増設メリットは非常に高い。
	風力利用引上	15.2%	-	
	風力増設	26.6%	10MW	
	蓄電池投入	27.3%	4.8MW/28.8MWh	
São Vicente				
再エネ拡大シミュレーション 【風力50%運用】		再エネシェア (kWh)	設備投入容量	評価
	現状	27.5%	-	現在風力を抑制しているため、風力運用引上げのみで再エネシェアは10%伸びる。一方、立地面の課題で風力の増設現状では難しい。但し、長周期蓄電池のシェアへの貢献は数%と限定的。 → 風力開発地点の技術調査が必要
	風力利用引上	37.7%	-	
	風力増設	37.7%	0(立地課題)	
	蓄電池投入	38.5%	1.6MW/9.6MWh	
Sal				
再エネ拡大シミュレーション 【風力50%運用】		再エネシェア (kWh)	設備投入容量	評価
	現状	35.0%	-	現在風力を抑制しているため、風力運用引上げのみで再エネシェアは5%伸びる。さらに風力増設で5%シェアは伸びる。但し長周期蓄電池のシェアへの貢献は数%と限定的。 → 風力増設メリットは高い。
	風力利用引上	40.5%	-	
	風力増設	45.0%	7MW	
	蓄電池投入	46.5%	4.8MW/28.8MWh	
Boa Vista				
再エネ拡大シミュレーション 【風力50%運用】		再エネシェア (kWh)	設備投入容量	評価
	現状	25.2%	-	現在風力を抑制しているため、風力運用引上げのみで再エネシェアは6%伸びる。さらに風力増設で9%シェアは伸びる。但し長周期蓄電池のシェアへの貢献は数%と限定的。 → 風力増設メリットは高い。
	風力利用引上	31.0%	-	
	風力増設	39.9%	3MW	
	蓄電池投入	40.9%	1.6MW/9.6MWh	

出所：調査団作成

Santiago については、風力導入余力が豊富で、さらに約 10MW を出力制御なしでの導入が可能である。現状設備と同様に 10MW の風力を増設するのみで再エネシェアは 11% 向上するが、当該増設がなければ運用を変えても再エネシェアはほとんど伸びない。風力の余剰出力のピーク帯シフトによる長周期蓄電池による再エネシェアへの貢献は数%と限定的である。長周期蓄電池による再エネシェアへの貢献については、ほか 3 島及び風力利用を需要の 70% に引き上げても各数%程度で同様の結果となった。

Sao Vicente は、地形の傾斜角が 10% を超えるエリアが多く、風況及び設備建設で問題があり、現時点では風力の増設は難しいと考えられる。一方で、同島は出力制御を行っており、風力 50% 運用に変更するのみで、再エネシェアは 10% も向上するので、コストフリーでの効果が高い。

Sal、Boa Vista の両島は、風力 50% 利用への引き上げと、各 7MW、5MW 程度の風力増設で 10% 以上の再エネシェアの向上が期待できる。続いて、風力 70% 利用について説明する。

表 10.4-28 風力利用 70% の場合の再エネシェアと評価

Santiago				
再エネ拡大 シミュレーション 【風力70%運用】		再エネシェア (kWh)	設備投入容量	評価
	現 状	15.2%	-	抑制なしでの風力導入余地は約10MWと現状と同等。現時点ほぼ風力発電の全量を利用しており、風力運用引上げのみでは、再エネシェアは伸びない。10MWの風力増設のみでシェアは15%向上。長周期蓄電池のシェアへの貢献は数%と限定的 → 風力増設メリットは非常に高い。
	風力利用引上	15.2%	-	
	風力増設	30.0%	10MW	
	蓄電池投入	30.5%	4.8MW/28.8MWh	

São Vicente				
再エネ拡大 シミュレーション 【風力70%運用】		再エネシェア (kWh)	設備投入容量	評価
	現 状	27.5%	-	現在風力を抑制しているため、風力運用引上げのみで再エネシェアは18%伸びる。一方、立地面の課題で風力の増設現状では難しい。また、長周期蓄電池のシェアへの貢献は数%と限定的。 → 風力開発地点の抜本調査が必要
	風力利用引上	44.5%	-	
	風力増設	44.5%	0(立地課題)	
	蓄電池投入	45.4%	1.6MW/9.6MWh	

Sal				
再エネ拡大 シミュレーション 【風力70%運用】		再エネシェア (kWh)	設備投入容量	評価
	現 状	35.0%	-	現在風力を抑制しているため、風力運用引上げのみで再エネシェアは16%伸びる。さらに風力増設で5%シェアは伸びる。但し長周期蓄電池のシェアへの貢献は数%と限定的。 → 風力増設メリットは高い。
	風力利用引上	51.2%	-	
	風力増設	60.4%	7MW	
	蓄電池投入	62.0%	4.8MW/28.8MWh	

Boa Vista				
再エネ拡大 シミュレーション 【風力70%運用】		再エネシェア (kWh)	設備投入容量	評価
	現 状	25.2%	-	現在風力を抑制しているため、風力運用引上げのみで再エネシェアは9%伸びる。さらに風力増設で7%シェアは伸びる。但し長周期蓄電池のシェアへの貢献は数%と限定的。 → 風力増設メリットは高い。
	風力利用引上	34.4%	-	
	風力増設	51.5%	3MW	
	蓄電池投入	52.7%	1.6MW/9.6MWh	

出所：調査団作成

風力利用を70%に引き上げ、前述の50%利用のケースと同規模で、各島に風力発電増設した場合、Sal、Boa Vistaの両島は再エネシェアが50%を超える結果となった。Santiagoについては前ケースと同様に10MWの風力発電を増設することとしたが、再エネシェア、現在の15%から30%程度の増加で留まった。

下表は、上記シミュレーション結果を発電電力量(kWh)ベース、再エネシェア(%)ベースでまとめたものである。風力利用50%の運用では、風力発電の増設を行っても4島での再エネシェアは33.4%程度(各島のエネルギー量で加重平均)で、「カ」国が当面の目標としている50%には届かない。

さらに、風力利用を70%に引き上げ、前述のとおりSal、Boa Vistaの再エネシェアが50%を超えたとしても、「カ」国の50%の需要規模(発電電力量ベース)占めるSantiagoの再エネシェアの抜本的な引き上げ、つまりは風力の大幅増設を行わないと、他3島がぎりぎりまでディーゼルの運用幅、いわゆる下げ代を使っても再エネシェア50%には届かず、39.9%となる。

表 10.4-29 風力利用50%の場合の再エネシェア/発電電力量

	現 状	風力利用引上	風力増設	蓄電池投入
Santiago	15.2%	15.2%	26.6%	27.3%
S. Vicente	27.5%	37.7%	37.7%	38.5%
Sal	35.0%	40.5%	45.0%	46.5%
B. Vista	25.2%	31.0%	39.9%	40.9%
4 Islands Total	21.3%	24.6%	32.6%	33.4%

(単位：kWh)

	現 状	風力利用引上	風力増設	蓄電池投入
Santiago	32,266,684	32,266,684	56,390,883	57,910,206
S. Vicente	19,456,427	26,646,259	26,646,259	27,141,017
Sal	19,171,693	22,163,527	24,642,559	25,436,068
B. Vista	7,812,744	9,604,543	12,362,382	12,674,899
4 Islands Total	78,707,548	90,681,012	120,042,083	123,162,189

(注)上段は、総需要に占める再エネシェア(%)。下段は発電電力量ベース

出所：調査団作成

表 10. 4-30 風力利用 70%の場合の再エネシェア/発電電力量

	現 状	風力利用引上	風力増設	蓄電池投入
Santiago	15.2%	15.2%	30.0%	30.5%
S. Vicente	27.5%	44.5%	44.5%	45.4%
Sal	35.0%	51.2%	60.4%	62.0%
B. Vista	25.2%	34.4%	51.5%	52.7%
4 Islands Total	21.3%	27.8%	39.1%	39.9%

	現 状	風力利用引上	風力増設	蓄電池投入
Santiago	32,266,684	32,342,932	63,684,244	64,745,648
S. Vicente	19,456,427	31,452,480	31,452,480	32,088,598
Sal	19,171,693	28,019,076	33,053,754	33,929,350
B. Vista	7,812,744	10,657,945	15,955,934	16,327,723
4 Islands Total	78,707,548	102,396,185	144,146,413	147,091,319

(注)上段は、総需要に占める再エネシェア (%)。下段は発電電力量ベース

出所：調査団作成

調査団は、「カ」国の再エネ目標 50%を達成するための感応度分析として、Santiago に 100MW の風力発電ファーム（もしくは島内数ヶ所に分散）を増設することを提案する。

Santiago における開発可能な風力発電の賦存量については、官報及び開発ゾーンの地形、さらに詳細な気象データのレビューと現地踏査、風況シミュレーションにより、100MW 程度の開発は可能であると調査団は分析している。以下図 10. 4-20 に、Santiago に 100MW の風力発電を増設した場合の再エネシェアへの貢献を示す。4 島平均で 55%に達している。

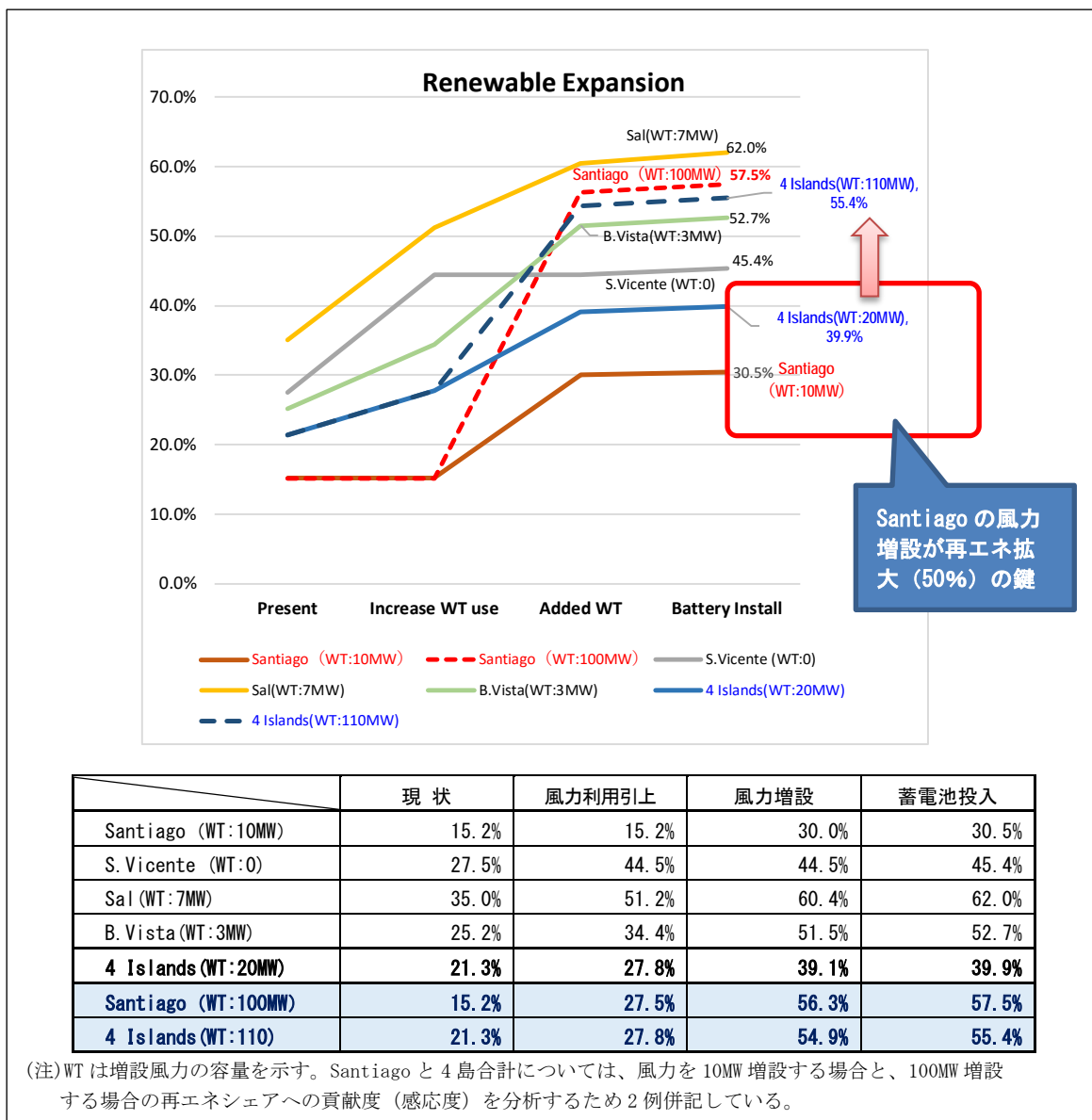


図 10. 4-20 Santiago の風力増設による再エネシェアへの貢献度

以上のとおり、「カ」国において、再エネの設備・運用の両面で導入余地が大きいと考えられる主要 4 島における再エネ導入拡大の検討を行った。経済面も重視すると、風況とディーゼルの調整能力を活かし、①風力の利用を 50%から 70%に段階的に引上げ（潜在的な問題等検証）、②風力を増設し、③再エネ比率の上昇に伴い、系統安定化の検証と電力品質維持とディーゼルの出力補完等の観点で、蓄電池の本格導入を検討することで、負担の少ない再エネ拡大が推進されると考える。

特に蓄電池については、系統設備としては、世界的には長周期よりも短周期利用が先行し、効果を上げていることに着目し、中長期的な視点でコスト・メリットを検討する必要がある。

また揚水発電については、コストが課題なため、導入が目的化しないような注意が必要である。

10.4.7 再エネ 100%達成のハードル

本調査では、2013年に「カ」国が公表し再エネロードマップ 2020の特徴と課題について、前述(第3章)のとおりレビューしている。

そこで本項では、100%の再エネ達成にむけて、イニシアティブや現実的な検証を抜きに、あいまいに施策が進められないことがないように、参考として、現時点の技術とコストで100%再エネをめざす場合の難しさを紹介する。

「カ」国では季節による風況の違いが極端に大きい。例えば、Santiagoでは、最も風が吹く1月の風力設備利用率が2015年で68%に達するのに対し、7月には10%と1/7程度まで低下する。

季節による風況が変わらないと仮定し、島内の年間需要量をすべて風力でまかなうための風力増設量をシミュレーションで試算すると、95,000kW(同島の需要規模35,300kWの約2.7倍に相当)となる。さらに、増設分を加えた11~4月の余剰電力を蓄電池に充電し、電力が不足する7~10月に放電する蓄電池の容量を試算すると、50GWhとなる。

九州電力にあるNAS電池(50MW/300MWh)は現時点で、世界最大級の大容量蓄電池であるが、今回Santiagoで試算した蓄電池は66MW/50GWhと蓄電量に至っては167倍にもなる。単純に比較はできないが、九州電力のNAS電池の実績から推定すると、最低でも面積でサッカー場300面分、建設費は数兆円必要となる。

表 10.4-31 NAS 電池設置内容

	九州電力 NAS 電池	Santiago 蓄電池
出力	50MW	66MW (1.3倍)
容量	300MWh	50GWh (167倍)
設置 面積	14,000 km ² (サッカー場 2 面)	23,000,000 km ² * (サッカー場 330 面)
建設費	200 億円	3.3 兆円*

*九州電力 NAS 電池との容量比から試算

出所: 調査団作成



出所:九州電力

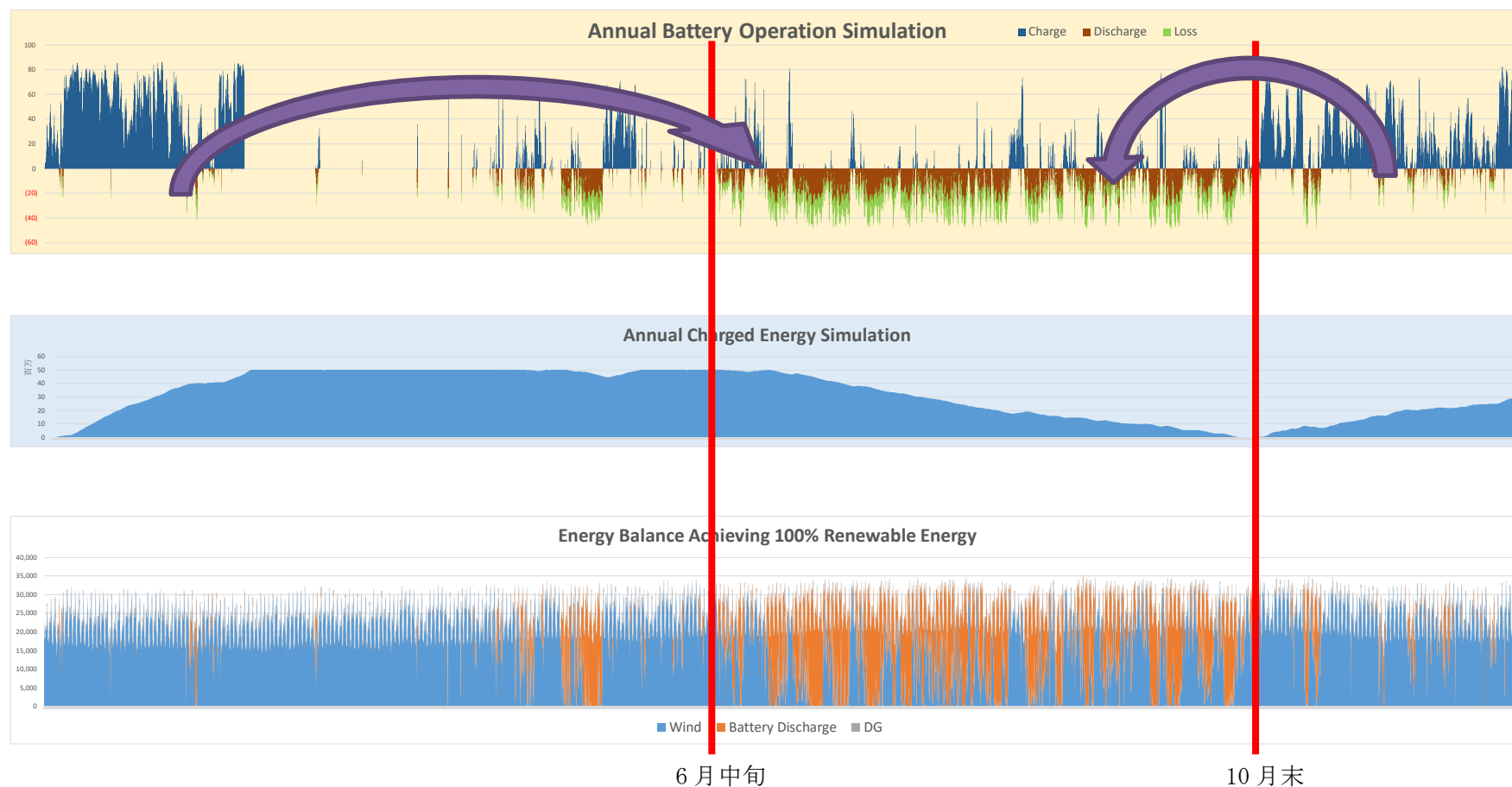
図 10.4-21 世界最大規模の NAS 電池システム

また、同島には世界銀行他ドナーの支援により2012年、2015年に2基ずつ最新鋭のディーゼル発電機が増設されたばかりであり、膨大な投資をして再エネ運用比率を急いで上げる必要性は薄いと考えられる。主要島における再エネ100%化に必要な風力増設量、蓄電池は下記のとおりである。

表 10.4-32 各島における再エネ 100%導入時の設備容量と費用

島名	Santiago	São Vicente	Sal	Boa Vista
需要規模	35.3MW	12.1MW	10.7MW	6.1MW
風力増設量	95MW	23MW	40MW	45MW
蓄電池出力	66MW	28MW	10MW	6.1MW
蓄電池容量	50,000MWh	1,000MWh	760MWh	1,000MWh
概算建設費 (うち電池代)	3.37 兆円 (3.33 兆円)	750 億円 (670 億円)	660 億円 (510 億円)	840 億円 (670 億円)

出所:調査団作成



出所: 調査団作成

図 10.4-22 Santiago 再エネ 100%化シミュレーション結果イメージ

以上を考慮すると、Santiago 規模の島では、再エネ（風力）100%達成という目標は、技術的には実現できるものの、費用対効果を考えると現実的な選択肢とはなりえないと考える。

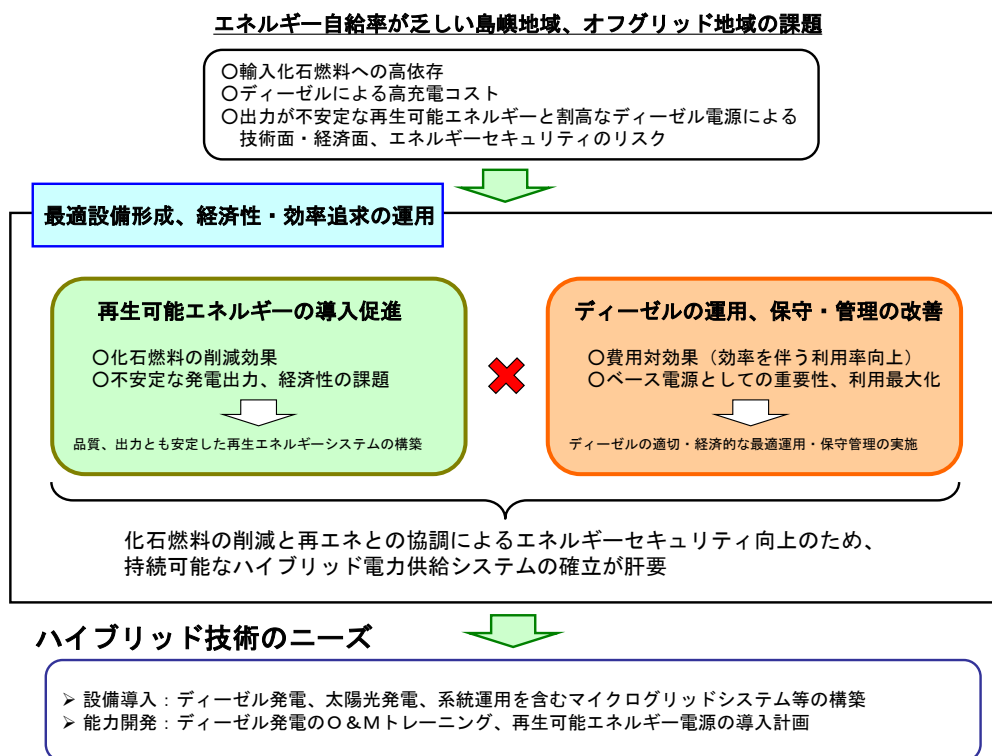
再エネ拡大の議論を行う場合、目標が先行し、緻密でかつ代替性を考慮した選択肢の冷静な検討や技術の成熟度合い、経済性がないがしろになるリスクがある。

世界には、十分な検討がなされないまま、政策目標先行による、FIT や再エネ促進補助金(税金)等の導入により、電気料金が急激に上昇 (FIT 関係の賦課金による影響等) したり、財源不足により再エネ施策そのものが破たんしたりするケースが欧州をはじめ先進国で報告されている。

調査団は、これまで日本の離島での導入可能量を超える再エネ受入と実証対策を数多く実施してきた経験を持つ。例えば開発期間やコストが巨額で、かつ利用率確保の面でもリスクが大きい揚水発電については、島嶼地域の第一の解決策として提案することは困難である。揚水発電に代わり、コストや可搬性に優れた長周期変動対応の蓄電池は市場の拡大とともに汎用性を備えつつある。

また再エネの選択肢については、割高となる太陽光ではなく、「カ」国で十分な運用実績があり、グリッドコード上も品質、量の両面で、出力が比較的フラットで扱いやすい風力を推奨する。

最新ではなく、ある意味枯れた技術ではあるが、例えばディーゼルの出力調整能力や、ベース電源としても利用可能な風力の運用面でのアドバンテージに着目し、できるだけこれら双方のメリット、いわゆるディーゼルと再エネのハイブリッド運用で、コストを抑えるアプローチを行うことが、今後は重要になると考える。下図は、ハイブリッド運用による課題解決のイメージ。



出所：調査団作成

図 10.4-23 ディーゼル・再エネハイブリッド運用による課題解決

10.5 需要規模が小さな島への再エネ導入の検討

需要規模が小さい Maio や Brava や、需要規模に対して新規ディーゼル発電の容量が大きい Fogo や São Nicolau においては、10.2 項に説明したとおり、再エネの出力抑制なしでは再エネ拡大ポテンシャルはほとんどない。そのため、これらの島で再エネ拡大を進めるためには再エネの出力抑制や電力貯蔵設備が必要となる。

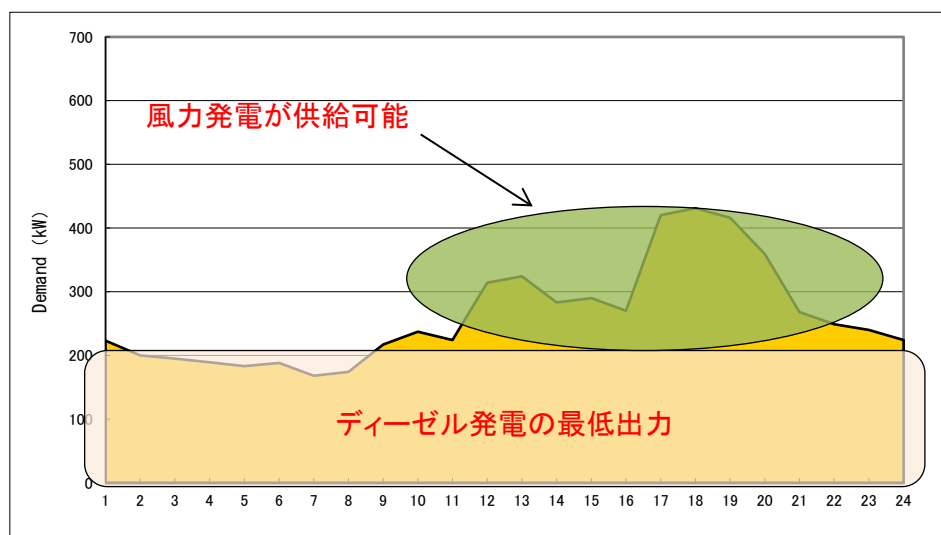
ただし、小規模での再エネ設備の導入や電力貯蔵設備はディーゼル発電に比べて割高となるため、政策的に再エネ率拡大のモデル島などとした実証試験等があれば可能性はあるが、特別な施策等がなければ導入インセンティブは働きにくい。

上記のように自由競争下での再エネ拡大は現状では難しいが、小規模需要の島に対する再エネ拡大を図った場合の留意点と導入例を紹介する。今回、小規模需要のモデル島としては、Brava を検討した。現在は廃止しているものの Brava には 150kW の風車が導入され運用の実績がある。

10.5.1 再エネの出力抑制による再エネ拡大

Brava の需要は 170~600 kW でピーク需要は 18 時から 22 時である。ディーゼル発電機は 4 台あり、仮に Perkins 400 kW を利用した場合は最低出力（定格出力の 50 % の場合）が 200 kW である。

この場合、風力の出力抑制を実施したとしても風力発電が電力供給できる時間帯が限定される（図 10.5-1）。このため、再エネ拡大をめざす場合は、後述の蓄電池導入が考えられる。



出所：調査団作成

図 10.5-1 Brava のロードカーブ

10.5.2 蓄電池導入による再エネ拡大の際に留意すべき事項

蓄電池を導入し、再エネ拡大を図る際には以下の点に留意し、実証試験等を踏まえながら慎重に検討を行うことを推奨する。

(1) 故障電流の対応

同期発電機のみ（または支配的）の場合は、同期発電機の容量に応じて故障電流が適切に配分されるため、同期機の過電流耐量内であれば運転継続が可能であるが、PCS の場合は、故障電流がPCSに集中するため半導体素子の過電流耐量において瞬時的に停止するため故障電流を供給できなくなるという課題がある。

表 10.5-1 故障電流発生時の特徴

項目	同期発電機	PCS
電流の供給	Xd' 相当分（自己容量の 20%～30%）のインピーダンスを介して供給	連系変圧器やフィルター分（自己容量の数%）のインピーダンスを介して供給
過電流耐量	短時間であれば数十倍	素子の瞬時過電流耐量が限度
電圧の低下	小容量機になるほど同一電流では低下幅が大きい	運転範囲（定格±10%程度）であれば定電圧運転、運転範囲逸脱で停止

出所：調査団作成

(2) 周波数変動（需給アンバランス）の対応

同期発電機のみ（または支配的）の場合は、需給不均衡が周波数偏差になって現れ、ガバナフリー機能等で出力補正が可能である。PCS の導入量が増大した場合は、ガバナフリー容量確保の観点から、PCS にも同期発電機同様の制御機能が要求される。

表 10.5-2 周波数変動（需給アンバランス）時の特徴

項目	同期発電機	PCS
需給アンバランス時の動作	需給不均衡がそのまま周波数偏差となって現れる	需給バランスのために出力を瞬時に調整する。そのため、出力範囲を逸脱した場合は停止する
周波数維持	周波数変動はガバナフリー等の制御で自動的に出力補正可能	一般的には定周波数運転となる（欠点：需給不均衡をすべて負う）

出所：調査団作成

(3) ディーゼル発電がすべて停止時の対応

PCS がディーゼル発電と同様の同期発電機連系機能を有していれば、ディーゼル発電全停でも通常どおり運用可能である。PCS に過電流耐量がない場合には、需要側のインラッシュ成分や配電用変圧器等のインラッシュ対策として PCS の過電流耐量対策を講じる必要がある。

表 10.5-3 ディーゼル発電停止時の対応

	同期発電機	PCS
運用制約	発電出力範囲内でのガバラー容量確保が可能であれば従来と全く同じ	一般的には定周波数運転なので発電出力範囲内の需給変動であれば制御可能
過電流耐量	短時間であれば定格の数倍～数十倍	素子の過電流を超えると瞬時停止

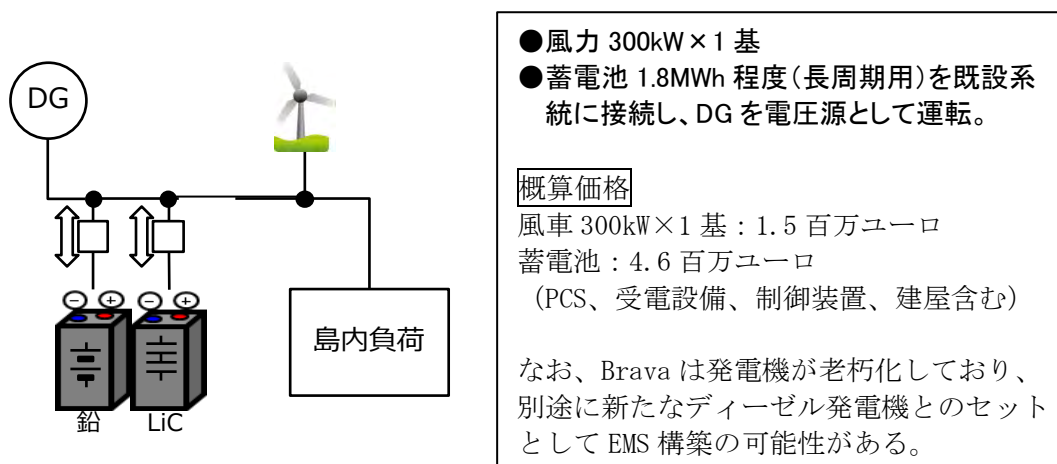
出所：調査団作成

10.5.3 PCS の留意すべき事項を考慮した再エネ拡大システムの導入例

前述（10.5.2）の PCS の特徴により、蓄電池や太陽光発電等が増加することで系統事故時や需給変動等で PCS が停止し、停電が発生する可能性がある。そのような事象が生じないように、系統安定性を確保しつつも再エネ拡大を目指したシステム事例を以下に提案する。

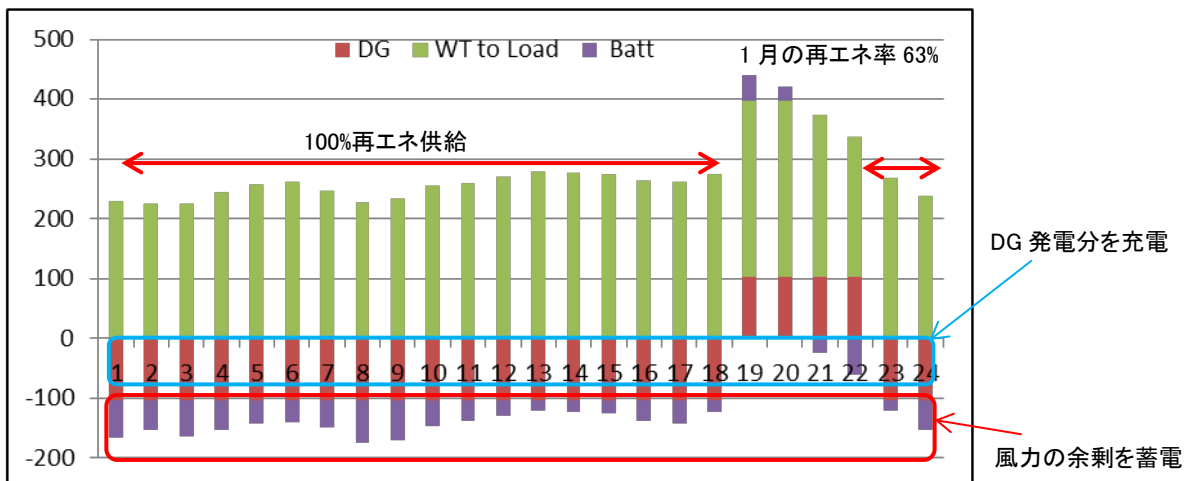
導入例 A マイクログリッドシステムを構築

蓄電池による短周期、長周期変動補償、DG 下げ代制御、上げ代制御、無効電力制御による電圧補償等を行い、再エネ導入時の不安定化を解消する。



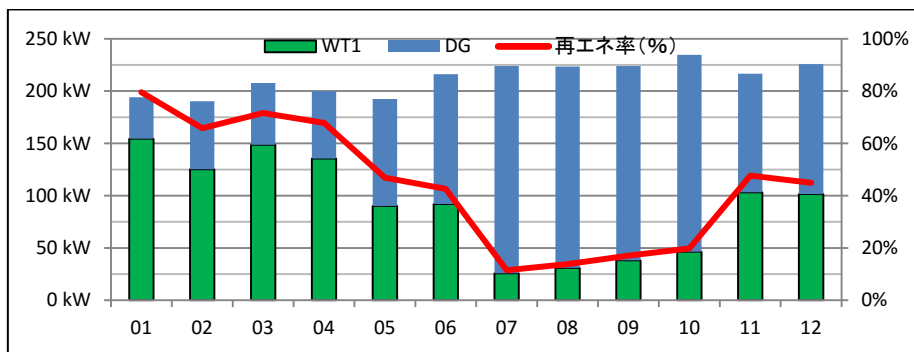
(注)適用為替レート：EUR/JPY：131.66 (2015 年末)
 出所：調査団作成

再エネ率拡大のため、風力発電を最大限供給させ、その間のディーゼル発電は電圧調整及び蓄電池へ充電させる。風力発電の出力が低下した場合やピーク需要時にはディーゼル発電および蓄電池が電力を供給する。これにより、風況の良い 1 月においては再エネ率 63%、年間では 47.5%を達成することができる。



出所：調査団作成

図 10.5-2 1月の平均ロードカーブ



出所：調査団作成

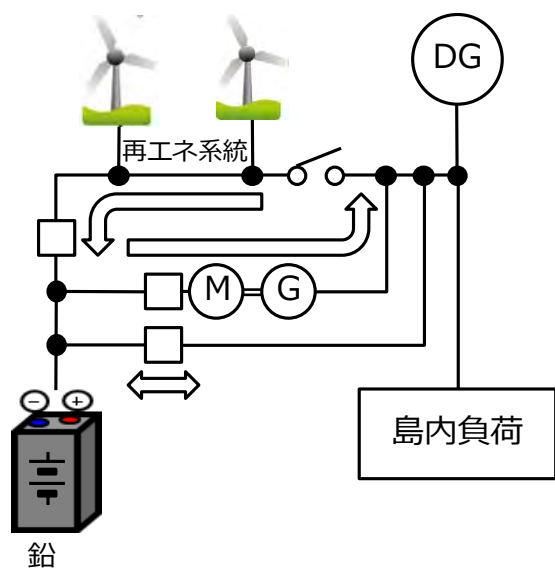
図 10.5-3 月別発電量と再生エネ率

導入例B 再生エネ系統を新設し再生エネ最大導入をめざす

蓄電池およびモーター発電機(M-G)セットによる短周期、長周期変動補償、無効電力制御による電圧補償等を行い、再生エネ導入時の不安定化を解消する。電池の残存容量によっては100%の再生エネ供給が理論上は可能である。

本システムの特徴は、大容量蓄電池に接続された駆動用インバータでM-Gセットを介した同期発電機のトルクを制御することにより、既設の内燃機関の代わりに電動機を使用した蓄電池駆動の同期発電機を電力供給源として活用する。従来の既設ディーゼル発電機1台運転による電力供給時と同様の運用としつつ、燃料を全く使用しない系統運用が理論的には可能となる(ただし、夏期は風力発電の出力が見込めないため、ディーゼル発電は必要)。

ただし、導入実績がないため小規模系統などで実証試験を行いながら段階的に再生エネ率を引き上げる必要がある。



- 風力 300kW × 2 基
- 再エネ系統新設
- モーター／発電機セット (M-G セット) 500kW 程度
- 蓄電池 1.8MWh 程度を導入、既設系統との接続は電動発電機、および PCS による

概算価格

風車 300kW × 2 機 : 3.0 百万ユーロ
 蓄電池 : 4.6 百万ユーロ
 (PCS、受電設備、制御装置、建屋含む)
 MG セット : 1.1 百万ユーロ
 PCS 他電気品 : 0.4 百万ユーロ

なお、Brava は発電機が老朽化しており、別途に新たなディーゼル発電機とのセットとして EMS 構築の可能性はある。

(注)適用為替レート : EUR/JPY : 131.66 (2015 年末)
 出所 : 調査団作成

10.6 再エネ導入拡大にむけての提案

10.6.1 調査結果を踏まえた 4 つの施策

本章では、本調査結果を踏まえ、「カ」国における再生可能エネルギー導入拡大と系統安定化のための施策案を説明する。

再エネ拡大の検討において、風力利用の引き上げと風力増設が再エネシェアの引き上げに効果が高いことが確認された (10.4-6 「総合評価」参照)。

また「カ」国政府が今年 5 月、Boa Vista の民間電力 AEB の出資比率を 50% 超に引き上げたため、Electra だけでなく、AEB を通じた Boa Vista 案件の借款組成も検討可能となった。

さらに蓄電池のニーズについては、「カ」国は風況がよく、一定出力が見込める風力の場合、長周期変動対策としての蓄電池の直接的なニーズは当面高くはないが、再エネシェアが逼迫してくる状況となった際の施策案の一つとして、将来は提案可能であると考え。一方、揚水発電の導入は、有用性と経済性の面から非現実的である。

調査団が提案する施策 (案) は次の 4 つである。

(1) 風力発電開発事業

[対象] 風力が開発可能な主要 3 島: Santiago/Sal/Boa Vista

- ・ 「カ」国は風力開発ポテンシャルが大変高い。風力発電は IPP を念頭に置いているが、政府出資会社 (例えば Electra 等) で、同保証が可能であれば、低利な借款による「カ」国

での案件化の検討が可能となる。

- ・ ただし、São Vicente は、地形の傾斜角が 10%を超えるエリアが多く、風況及び設備建設の面で問題があり、現時点では開発が難しく、環境再評価等が必要である。

(2) 送配電整備事業

[対象] 設備に課題が確認された 3 島: Santiago/Sal/Boa Vista

- ・ 各 3 島が課題を抱えるも、特に老朽化と脆弱性が著しい Boa Vista は、観光開発と再エネ拡大による系統規模の拡大が予想され、整備のニーズが高い。系統安定化のため、短周期蓄電池の活用も検討可能である。また緊急用として長周期蓄電池 (NAS) とのパッケージも検討可能となる。Boa Vista は需要密度が高く、ホテル建設も増加するため、電力品質ニーズも見込める。

(3) ディーゼル発電運用の技術協力

[対象] 再エネ利用引上げの主要 4 島: Santiago/Boa Vista/Sal/São Vicente

- ・ 再エネ拡大には、ディーゼルの下げ代(調整能力)の拡大が必要である。品管を含む最適な O&M の確立と、ベース電源、出力調整電源の両面で効率性を発揮するには、EDC 運転技術の向上も必要となる。現地専門家派遣や技術研修とのパッケージなどが効果的である。

(4) 小離島マイクログリッド導入

[対象] 小規模需要 3 島: Maio/Fogo/Brava

- ・ EU 支援で未電化地域に太陽光が導入された実績がある。
- ・ 小規模離島は系統への再エネ接続余地が小さく、また Fogo、Brava は地形上風力の開発も難しい。このため割高ではあるが太陽光(調整用電源として蓄電池がディーゼルに代替するケースもあり)の導入ケースが考えられる。収益性が見込めないため、通常、借款の組成は難しい。

以下表 10.6-1 に 4 つの施策案と検討の背景を示す。

表 10.6-1 「カ」国の再生可能エネルギー導入拡大と系統安定化のための実行施策

I. 施策

	項目	1. 風力発電開発事業	2. 送配電整備事業	3. ディーゼル発電運用協力	4. 小離島マイクログリッド導入	備考
再エネ拡大の検討結果を踏まえた実行施策	スキーム	借款	借款	技術協力	無償	再エネ拡大検討において、風力利用の引き上げと風力増設が再エネシェアの引き上げに効果が高いことが確認された。風況がよく、一定出力が見込める風力の場合、長周期変動対策としての蓄電池の直接的なニーズは当面高くはないが、再エネシェアが逼迫してくる状況となった際の施策案の一つとして、将来は提案可能。「カ」国政府が今年3月、Boa Vistaの民間電力AEBの出資比率を50%超に引き上げたため、Electraだけでなく、AEBを通じたBoa Vista案件の借款組成も検討可能となった。
	対象地域	風力が開発可能な主要3島 (Santiago/Sal/Boa Vista)	設備に課題が確認された3島 (Santiago/Boa Vista/Brava)	再エネ利用引上げの主要4島 (Santiago/Boa Vista/Sal/São Vicente)	小規模需要3島 (Maio/Fogo/Brava)	
	概要	「カ」国は風力開発ポテンシャルが大変高い。風力発電はIPPを念頭に置いているが、政府出資会社（例えばElectra等）で、同保証が可能であれば、低利な借款による「カ」国での案件化の検討が可能。	各3島課題を抱えるも、特に老朽化と脆弱性が著しいBoa Vistaは、観光開発と再エネ拡大による系統規模の拡大が予想され、ニーズは高い。系統安定化のため、短周期蓄電池の活用も検討可能。緊急用として長周期蓄電池（NAS）とのパッケージも検討可能。Boa Vistaは需要密度が高く、ホテル建設も増加するため、品質ニーズも見込める。	再エネ拡大には、ディーゼルの下げ代（調整能力）の拡大が必要。品管を含む最適なO&Mの確立と、ベース電源、出力調整電源の両面で効率性を発揮するには、EDC運転技術の向上も必要。現地専門家派遣と国内研修とのパッケージが効果的である。	EU支援で未電化地域に太陽光が導入された実績がある。小規模離島は系統への再エネ接続余地が小さく、またFogo、Bravaは地形上風力の開発も難しい。このため割高ではあるが太陽光（調整用電源として蓄電池がディーゼルに代替するケースもあり）の導入ケースが考えられる。収益性が見込めないため、通常、借款の組成は難しい。	
	期間	準備調査:1年/建設:3-5年	準備調査:1年/建設:2-3年	準備調査:1ヶ月年/実施:1年	準備調査:1年/実施:1-2年	
	金額（目安）	60百万USD (20,000kW×3千USD) ※100MWの場合、300百万USD	10-30百万USD ※ニーズと対象の絞り込みが必要	1百万USD	10百万USD (各数百万USD)	

II. 検討の背景

		Santiago	São Vicente	Sal	Boa Vista	Santo Antão	São Nicolau	Maio	Fogo	Brava
現 状	人 口	294.1千人	81.0千人	33.7千人	14.5千人	40.5千人	12.4千人	7.0千人	35.8千人	5.7千人
	面 積	991km ²	227km ²	216km ²	620km ²	779km ²	343km ²	269km ²	476km ²	64km ²
	ディーゼル(MW)	87.32 (87%)	38.00 (86%)	19.57 (67%)	14.11 (85%)	10.53 (95%)	7.67(100%)	2.18(100%)	9.3(100%)	1.42(100%)
	再エネ計(MW)	13.63 (13%)	5.95 (14%)	9.83 (33%)	2.55 (15%)	0.50 (5%)	-	-	-	-
	風力(MW)	9.35	5.95	7.65	2.55	0.50				
	太陽光(MW)	4.28		2.18						
	最大電力(MW)	35.3	12.1	10.7	6.1	3	1.2	0.5	2.4	0.6
	最小電力(MW)	13.8	3.3	3.7	1.5	0.8	0.3	0.2	1	0.2
	発電電力量(GWh)	212.2 (51%)	71.1 (17%)	67.8 (16%)	31 (7%)	13.4 (3%)	6 (1%)	2.7 (1%)	12.2 (3%)	2.6 (1%)

再エネ開発ポテンシャル	評 価	・「カ」国は全体的に風力のエネルギー賦存量は豊富であり、今後経済、電力需要の進展が期待されるSantiago、Sal、Boa Vistaについては、102MW、154.7MW、45.1MWと開発可能性が高い。ただし、São Vicente、Fogo、Bravaは、地形の傾斜角が10%を超えるエリアが多く、風況及び設備建設の面で問題があり、現時点では開発が難しく、環境再評価等が必要。 ・太陽光は、現在の「カ」国の全エネルギー量を超えるポテンシャルがあるが、割高な設備費(kWh)や昼間しか発電しないなど、風力やディーゼルと比べて不利。技術面・経済面で課題が多い ※風力、太陽光のいずれも「カ」国が指定する開発ゾーン内での評価をおこなっており、特に一部低評価となった風力については、ゾーンの見直しも含めた抜本的な開発基準等の変更の検討が必要								
	風力(MW) (現状)	102 (9.35)	0.9 (5.95)	154.7 (7.65)	45.1 (2.55)	14.5 (0.50)	23	8.5	0	0.9
	太陽光(GWh) (現状)	316.1 (5.25)	114.2	152.8 (2.67)	99.6	343	16.7	17.9	1471.5	4.9

送配電網の状況	評 価	・「カ」国の送配電網は過去10年間で実施されたPTDSD①②事業（JICA、AfDB、WB）、ORET事業により、Bravaを除き、当面必要な拡充、近代化は整備されている。積み残しの課題は後述 ・Santiago、Sao Vicente、Salは、Santiagoを中核拠点にPTDSD②にてSCADAによる集中監視の導入準備を進めており、将来のEMS（エネルギー総合管理システム）の導入も視野に入れている（異なる仕様、メーカーのディーゼルの通信・制御方法の統合や、風力IPPの制御項目の協議が課題となり、当面「ベンディング」）								
	PTDSD①②対象	○	○	○		○		○	○	-
	ORET事業対象				○	○	○		○	-
当面の課題	20kV系統の拡充（60kVルート事故時の代替ルートの確保）				北東部10kV老朽化系統の更新（20kV昇圧） 北西部老朽化20kV架空送電線の更新 南部の長距離地中線の電圧不安定対策					老朽化した6kV系統・変電所更新（20kV昇圧）

出所：調査団作成

10.6.2 風力開発のための調査ステップ

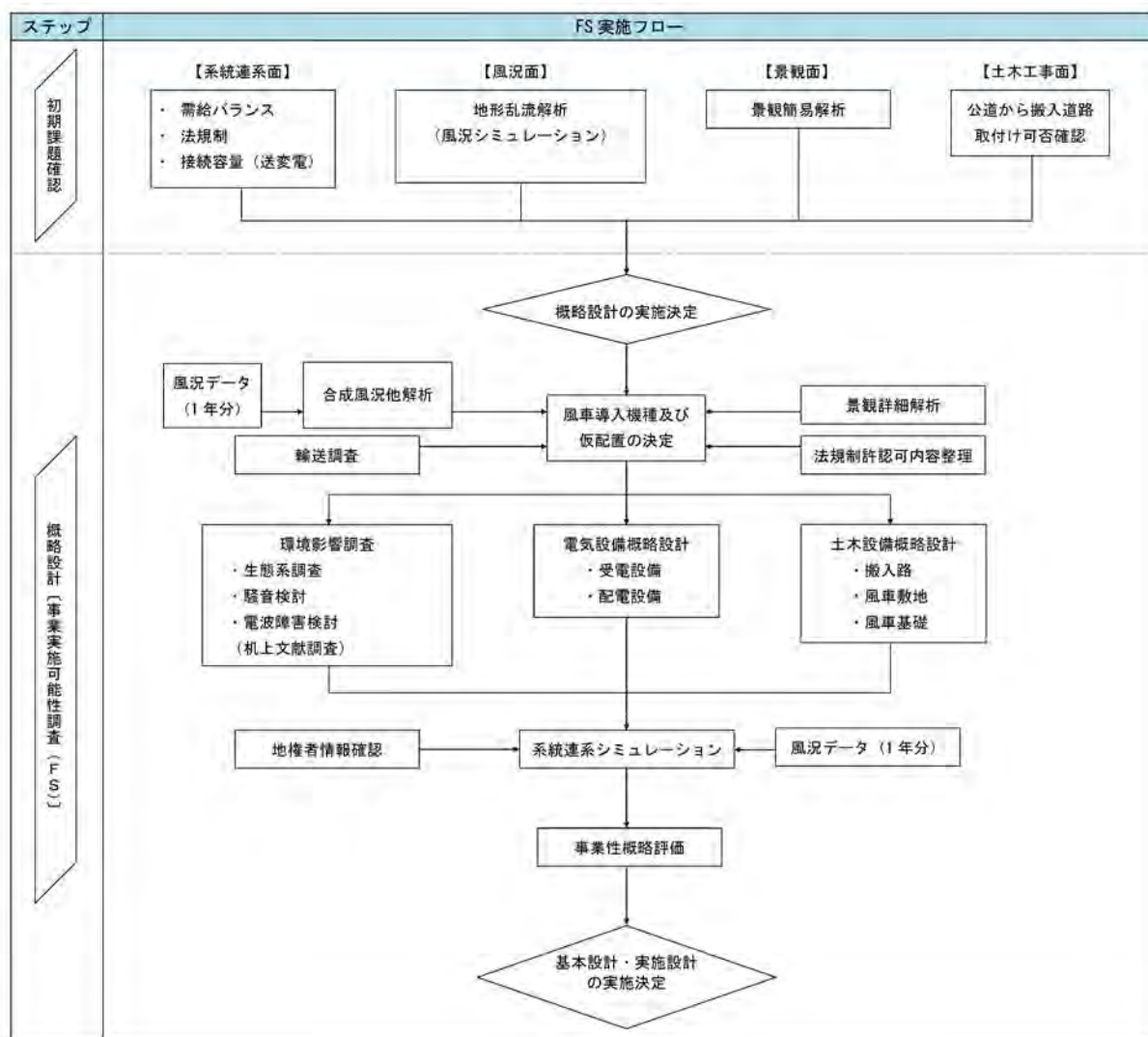
前述「表 10.6-1 「カ」国の再生可能エネルギー導入拡大と系統安定化のための実行施策」で第一優先候補として提案している「風力発電の開発」施策について、今後の調査ステップについて説明する。

「カ」国は風況については十分なポテンシャルがある。しかしながら、以下項目の課題があるため、これらを十分考慮した調査と準備期間をもって、現実的な FS、開発を進める必要がある。

- ・ 地形・風況の詳細調査による開発ゾーン見直しが必要である
- ・ 系統連系ルール（グリッドコード）が整備の途上である
- ・ 経済面を考慮した合理的な電力需要想定が行われていない
- ・ 系統安定とエネルギーの有効利用のため、需要想定を考慮した系統解析が必要である

上記課題を踏まえた、風力開発の事業実施可能性調査（FS）を行う際のフローを下図 10.6-1 に説明する。調査のステップは、初期課題の確認と概略設計に分かれている。手戻りや調査費のコスト増を回避するためには、まず、予備的な初期課題の確認調査を行った上で、本格的な概略設計（FS）を行う必要がある。なお、少なくとも一年間の風速の実測が必要なため、FS には予備調査も含めて 1.5 年から 2 年間の期間を要する。

我が国は、島国でかつ山地が多く、また台風など制約条件が多い中で、豊富な風力発電の開発と運転の経験があるため、「カ」国の風力開発に技術力でも協力できる余地がある。



出所：調査団作成

図 10.6-1 事業実施可能性調査（FS）を行う際のフロー

10.6.3 再エネの有効利用と持続可能なエネルギー供給のための提言

(1) 政府主導による風力導入と運営

現在の Electra と風力 IPP 事業者である Cabeolica の買電契約は、合法的でかつ特段不公平な契約ではないと考える。しかしながら、Electra の大変厳しい収支状況や、一方で良好な Cabeolica の収支状況を比べると、今後の風力発電の開発の方向性としては、政府が債務保証を行い、Electra など政府保有の電力会社を主体に、できるだけ国際機関のソフトローンを利用した開発を検討すべきである。

短期的視野での開発資金調達のため、外国の風力 IPP を誘致しても、Electra の収支が赤字で、かつ風力で生み出された外貨が国外に流出しては、国家財政に与える悪影響も大きい。

さらに、現在 Electra と Cabeolica は買取保証契約 (Take or Pay) を締結しており、通常は買取義務量を達成し、超える分はこれを抑制し、いわゆる風力エネルギーを廃棄している状況が続いている。再エネ利用率の向上には、この抑制分をできるだけ有効活用する必要があるが、現在の買取料金体系では、これが進展しない。

このため、義務量を超える風力の料金については、できるだけ割安価格で取引できないかを模索する努力が必要である。

(2) Santiago のロス率低減と回収率の向上

前章 (2.1.2、4.2.2) で分析のとおり、Electra の深刻な財務状況の解決策として、回収率の向上とロス率の低減が喫緊の重要課題である。このため、財務改善に最も有効な Santiago のロス率低減と回収率向上に必要な施策を検討し、すぐに実行することが重要である。

「カ」国政府は、Electra の健全運営こそが「カ」国の電力供給と産業基盤の安定化の前提であると認識し、主体的に Electra の活動を支援する必要がある。

(3) 電力貯蔵の目的の明確化と経済性の追求

本調査での検討結果でも説明のとおり、「カ」国のように小規模でかつ風況が安定している島嶼地域では、大規模な揚水発電や大容量蓄電池などの蓄電池が技術面や経済性の面で効果を発揮できる段階にはない。電力貯蔵は特にコスト面で、まだまだ発展途上の段階にあるため、施策の優先順位としては、まず経済性を追求したうえで、将来の選択肢として留意するにとどめる必要がある。(なお、将来は短周期変動対策としての蓄電池ニーズは想定される。)

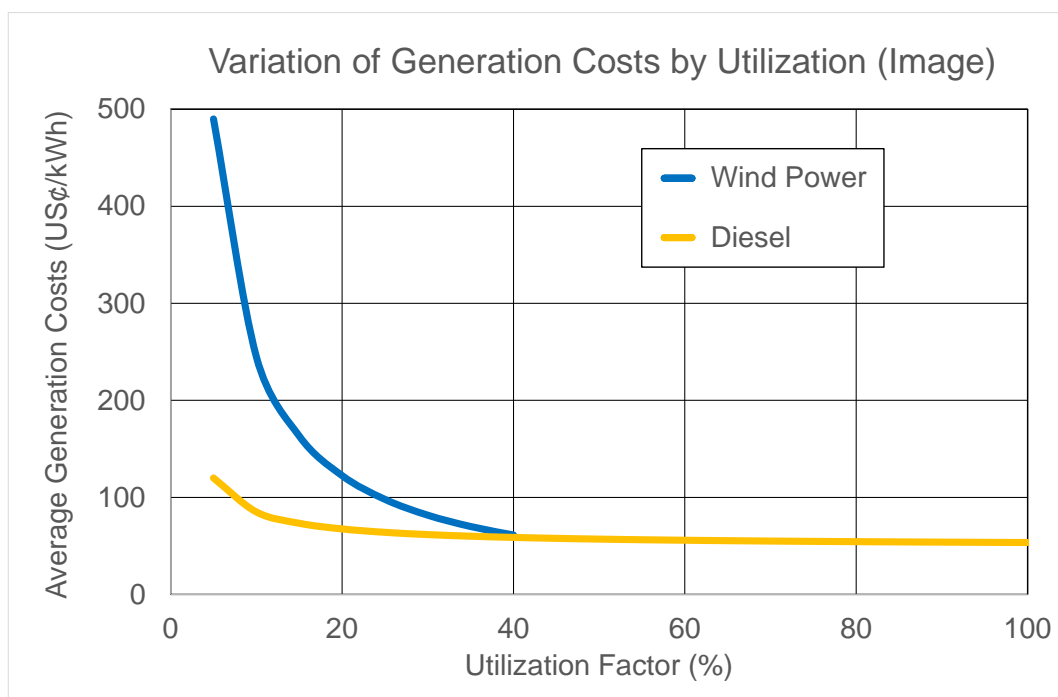
現時点では、電力貯蔵を選択する前に、ディーゼルの下げ代(調整能力)の拡大や風力の導入のみで、再エネ比率を相当向上させることができ、基本的にコストの回収可能である。

10.7 再エネ有効活用の将来ビジョン

本章では、「カ」国における将来の再エネ（特に出力変動の大きな電源）の有効活用に向けた施策案を示す。

10.7.1 変動電源導入にあたって留意すべき事項

風力や太陽光のような変動電源はディーゼルなどの一般電源に比べると固定費の比率が大きい
ため、利用率が低いと平均発電単価は著しく上昇する。



出所：調査団作成

図 10.7-1 利用率に対する平均発電単価（イメージ）

再エネの導入が進み電源に占める再エネの比率が大きくなると、ディーゼルなど既存電源の最低負荷の制約や、系統的な理由により変動電源の抑制が必要な場合も出てくるが、抑制の発動は必要最小限にとどめなければ電力システム全体の費用の上昇を招き、固定的・長期的な電力セクターの負担となるばかりか経済発展を阻害する要因にもなりかねない。

10.7.2 再エネ有効活用に向けた施策案（電力技術）

(1) 需要予測の精度向上

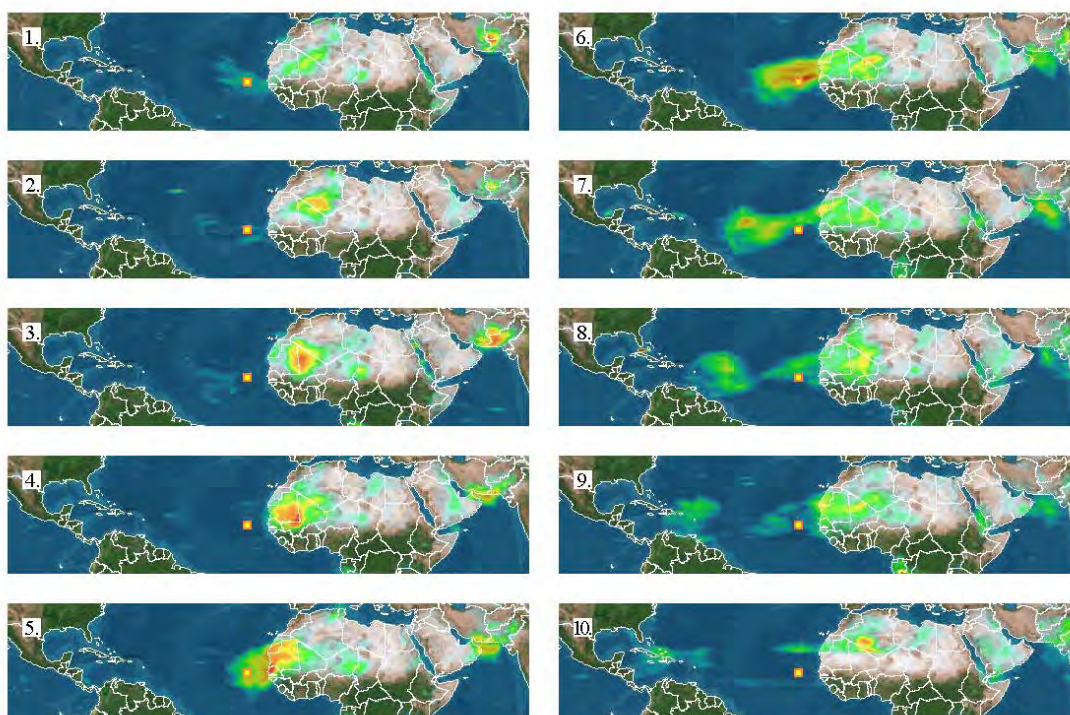
需要に応じた随意の出力調整が不可能な変動電源の利用率向上には、時々刻々の需要変動も含めたきめ細かな需要予測が必要となる。そのためには需要データを長期間にわたって蓄積すると

ともに、できるだけ低圧のフィーダーに至るまでの細かさで、短い時間間隔のデータを採取する必要がある。このような需要予測精度向上のための方策としてスマートメーターの導入がある。スマートメーターで収集した需要家ごとの時々刻々（数分～数十分刻み）のデータは、需要セグメントごとの需要特性パラメーターの特定や、リアルタイムの需要予測による変動要因の先取り、あるいは適切なタリフの設定などへの活用が可能である。

(2) 変動電源供給力評価の精度向上

変動電源であっても供給力の予測精度を上げる素地は可能であり、また必要である。具体的には日射量や風況の予測値の高精度化や、機器の効率管理の徹底が挙げられる。前者は例えば、サイト以外の気象データも採取し、発電所出力と相関の高い地点を見出して出力予測に活用することが挙げられる。また、後者の例としては太陽光発電所に清浄かつ正常な基準発電パネルを設置しておき、その出力と発電所出力の比較や継時変化の記録によってパネルの汚損や劣化を評価することが挙げられる。

なお、太陽光発電の出力低下の大きな原因はパネルへの砂じんの堆積であるが、これはサハラ砂漠で舞い上げられた砂じんが貿易風に乗って「カ」国へ飛来するためだと考えられる。従って、広域的な気象データも活用しながら清掃スケジュールの最適化を図ることも有効であろう。



出所：NASA 画像データに基づき調査団が加工

図 10.7-2 サハラ砂漠から大西洋方面に飛来する砂じん

(3) デマンドレスポンスの導入

いかに変動電源の供給力の予測精度を高めたとしても、残存する不確実性があり、そのすべてを系統内の供給側で補正することは、変動電源の比率を高める程困難になってくる。その変動分を蓄電池などの電力貯蔵で吸収するのも一法であるが、需要側で変動を吸収するデマンドレスポンスの導入が有利な場合もある。

初歩的なものとしては電気温水器・蓄熱・蓄冷などを導入し、調整力が不足することが予想される時間帯（＝軽負荷時：深夜や日中）にタイムスイッチにより自動的に電源を入れることが考えられる。また、上水を海水淡水化に頼っている「カ」国では、淡水化装置をスケジュール運転する方法もある。なお、前述のようにスマートメーターを導入し、グリッドのスマート化を図れば更に柔軟なデマンドレスポンスが実現可能である。

10.7.3 再エネ有効活用に向けた施策案（制度・政策）

(1) 風力 Take or Pay 精算期間の延長

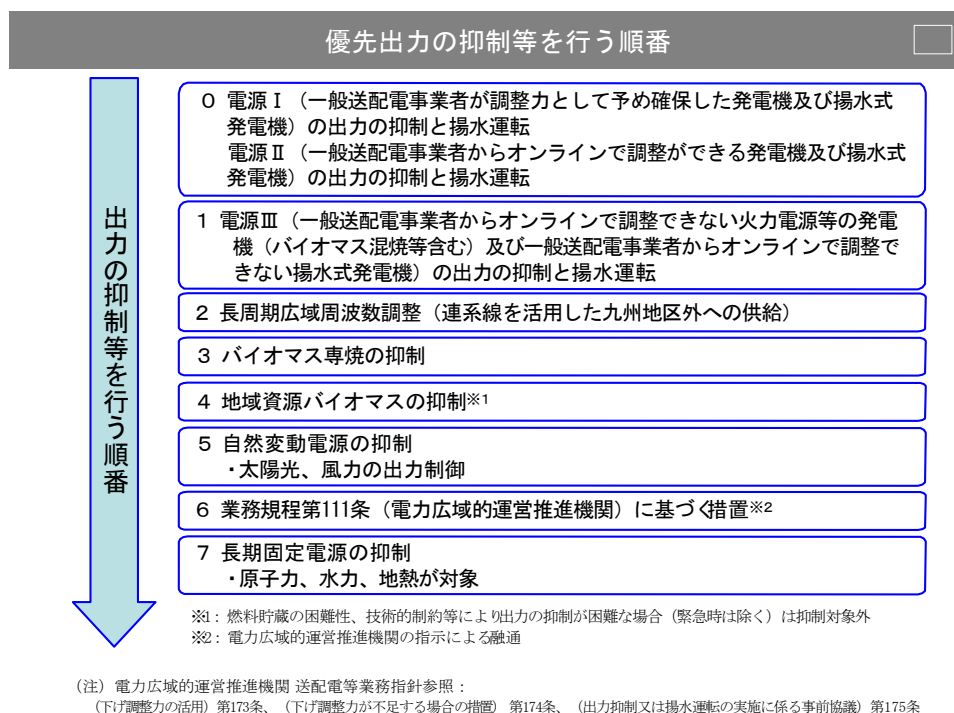
現在の風力発電による電力の買取は、あらかじめ定めた月ごとの Take or Pay 電力量に基づいており、精算期間は3カ月となっている。しかし、「カ」国の風況には季節的な変動があり、需要にも観光シーズンの影響などで変動があるため、消化しきれない電力が発生してしまう場合もあることが分かった。従って、Take or Pay の適用期間を1カ月よりも長くすることや、精算期間を例えば半年～1年程度に延長することで季節変動の影響を緩和することが可能である。

(2) バーチャルな島間連系

変動電源出力の不確定要因を緩和する方法として広域連系があるが、大陸と異なり国土の狭い「カ」国では広域連系による変動の相殺は不可能である。また、地理的条件により島間連系も困難である。しかし、「カ」国でも物理的な連系を行わず、代わりにバーチャルな島間連系を実現することは可能である。具体的に言えば、一つの島（例えば Sal）で風力の Take or Pay の未達が発生した（あるいは発生しそうな）場合、代わりに風力の受入余裕のある島（例えば Santiago）に振替えて余剰風力の引取を行うことである。振替に伴うインセンティブを適切に設定すれば、売電側・買電側ともにメリットが生じ再エネポテンシャルの有効活用と化石燃料の焚き減らしが促される。この方法は、短期的な不確定要因に伴う変動を調整するだけでなく、各島の需給状況の差異や再エネ導入途上における一時的な各島の再エネ比率のばらつきに対する補正にも活用可能である。

(3) 優先給電ルールの制定

日本でも急速な再生可能エネルギーの導入により電力システム運用上の困難が生じている。特に軽負荷時において供給力が需要を上回った場合の下げ幅調整力の不足が課題となっていた。今般、電力広域的運営機関により再エネを含めた供給力が需要を上回った際に出力抑制を行う順番として優先給電ルールが定められた。



出所：九州電力ウェブサイト

図 10. 7-3 優先給電ルールに基づき優先出力の抑制等を行う順番

系統規模が小さくかつ広域連系による変動の緩和が不可能な「カ」国の電力システムでは変動電源の影響が顕著となるため、「カ」国でも変動電源に限らずさまざまな再生可能エネルギーの導入を促進するに際し、透明性と公平性を担保しつつ電力システムを安定に運用するためのルールを定めるべきである。なお、デマンドレスポンスの導入が進めば、優先給電ルールにデマンドレスポンスを統合することで、更に調整力不足を緩和し変動電源の利用率を向上することが期待される。

(4) 短時間市場の導入による余剰再エネの利活用

現在、風力発電の出力のうち Take or Pay 対象以上の余力に対する買取契約はあるものの、利用されていないのが現状である。このような電力に対してはリアルタイムに近い短時間のスポット市場を創設して取引を行うことも有効であると考えられる。

10. 7. 4 多角的・長期的な取り組み

(1) 蓄熱・蓄冷

「カ」国はリゾート産業が盛んであり、ホテルの温水需要や冷房による冷熱需要が多い。従って、エネルギー貯蔵は電力として貯蔵する蓄電池に限らず熱や冷熱（氷蓄熱）として貯蔵することも有力な選択肢となる。例えばホテルの居室や温浴施設に貯槽式の電気温水器を導入し、電力

オフピーク時に温水を作っておく方法がある。また、厨房の冷蔵庫として蓄熱材を用いたピークカット対応の機器を導入し、ピーク電力の削減とオフピーク時の下げ調整力の確保を兼ねる方法もある。ただ、状況によっては例えば太陽光+電気温水器よりも太陽エネルギーで直接湯を沸かす太陽熱温水器を用いることが得策な場合もあることに注意が必要である。要は電気に限らずエネルギーサプライチェーンの全体を俯瞰したうえで最適な選択肢を選ぶことである。

(2) 電気自動車（自転車）とエコツーリズム

「カ」国は島嶼国であり陸上では長距離・広範囲の交通手段は必要としないため、電気自動車や電気自転車（以下、EV と総称する）の導入が比較的容易と考えられる。このような事例として、わが国では瀬戸内海の香川県豊島という離島でレンタル電動バイクが観光客の移動手段として提供されていることを紹介する。ここでは島内各所に観光スポットが分散しているが、高低差があり徒歩での移動に適さないため電動バイクが導入されたものである。この島の面積は 14.4km²、全周約 20km で「カ」国の各島よりかなり小さいが、「カ」国でも運用を限られたエリアに限る、あるいは拠点に充電ステーションを設けて乗り継ぎやバッテリーの積み替えを行うことで移動範囲を延ばす、などの対応策により、電動スクーターの航続距離（約 30～50km）を実質的に延ばすことも可能である。

また、スイスのツェルマットでは、厳しい環境保護の目的から特定の地域を内燃機関車両全面乗入禁止にして電気自動車または馬車のみを輸送手段としているが、「カ」国でもエコツーリズムとの連携により観光的な付加価値を高めることができると考えられる。砂浜を走るバギー車や空港とリゾート地とを結ぶシャトルに EV を導入することも一法であろう。

このような施策は広く薄く進めるよりも、モデル地域や特区を設けるなど社会実験的に導入し、費用対効果や成功要因を見極めたうえで徐々に展開を進めることが望ましい。また、資金的にも民間活力を導入しやすいようなスキームとすることで、企業イメージの向上や自社製品の市場拡大を図りたい民間企業（観光業、EV 及び関連メーカーなど）の投資を呼び込むことで Win-Win の関係を築くことも可能である。

(3) 再エネによる水素発生とその利用

再エネにより発生した電力により水の電気分解で発生させた水素を二次エネルギーとして利用する試みが各国でなされている。例えば、水素はディーゼルエンジンでの混焼可能性が期待される一方で、貯蔵や輸送が難しいという課題がある。また、水素を原料にジメチルエーテルや GTL などを合成すれば既存の燃料と同様の取り扱いが可能と言われているが、現時点では研究開発段階である。

従って、これらが直ちに実用化されることは考え難いが、何らかのイノベーションにより加速的に進歩・普及する可能性もあり、注視しておくべき技術分野である。

(4) 未利用海域エネルギーの活用

海洋国である「カ」国では陸上はもとより近隣の海域で採取可能な未利用エネルギーも豊富で

あると考えられる。これらを活用する方法として、

- ・潮流発電
- ・洋上風力
- ・海洋温度差発電
- ・波力発電

などが挙げられる。このうち潮流発電や洋上風力は、いわゆる VRE として出力変動があるが、海洋温度差や波力は比較的一定のエネルギーが得られると考えられる。これらの関連技術についても研究開発または実証の段階であるため、前のめりの導入には慎重であるべきだが、今後も動向や可能性を注視し、その他のオプション（電池の低価格化、水素利用技術の進展など）や在来技術との比較を行うとともに、複数のシナリオに対応可能な施策を定める必要がある。

10.7.5 まとめ

これまで述べた施策を短期（現在～2年程度）、中期（5年程度）、長期（10年以上）に分けると表のようになる。

表 10.7-1 将来の再エネ有効活用に向けた施策シナリオ

短期（現在～2年程度）	中期（5年程度）	長期（10年以上）
	(2) (a) 需要予測の精度向上	
	(2) (b) 変動電源供給力評価の精度向上	
	(2) (c) デマンドレスポンスの導入	
	(3) (a) 風力 Take or Pay 精算期間の延長	
	(3) (b) バーチャルな島間連系	
	(3) (c) 優先給電ルールの制定	
	(4) (a) 蓄熱・蓄冷	
	(4) (b) 電気自動車(自転車)とエコツーリズム	
		(4) (c) 再エネによる水素発生とその利用
		(4) (d) 未利用海域エネルギーの利用

出所：調査団作成