

平成 22 年度 CDM/JI 事業調査

エクアドル・ガラパゴス諸島における風力発電 CDM 実現可能性調査 報告書

平成 23 年 3 月

三菱 UFJ モルガン・スタンレー株式会社

目次

1	基礎情報	1
1.1	プロジェクトの概要	1
1.2	企画立案の背景	1
1.3	ホスト国に関する情報	2
1.3.1	地勢	2
1.3.2	気候	3
1.3.3	人口	3
1.3.4	政治体制	5
1.3.5	経済状況	5
1.3.6	ガラパゴス諸島におけるエネルギー事情	7
1.3.6.1	エネルギーの供給	7
1.3.6.2	化石燃料需要	10
1.3.6.3	ガラパゴス諸島における発電部門	11
1.3.7	ガラパゴスの環境政策－化石燃料ゼロプログラム	19
1.3.7.1	化石燃料ゼロプログラムの主な推進要因	19
1.3.7.2	政府の対策	19
1.4	ホスト国の CDM に関する政策及び状況	20
1.4.1	CDM に関する取組み及び体制	20
1.4.2	エクアドルにおける CDM の実績	20
1.4.3	DNA 承認手続き	22
2	調査内容	24
2.1	調査実施体制	24
2.2	調査課題	25
2.3	調査内容	27
2.4	現地調査	29
3	調査結果	31
3.1	プロジェクトの内容	31
3.1.1	風況調査及び立地選定背景	31
3.1.2	実施計画	38
3.1.3	風力発電及び送電線に係わる導入技術	39
3.2	適用方法論	40
3.3	CDM におけるプロジェクト・バウンダリーの設定	40
3.4	ベースラインの設定	40
3.4.1	E マイナス	40

3.4.2	バルトラ島におけるベースラインの設定課題.....	40
3.4.3	風力発電におけるベースライン排出量の算定方法.....	41
3.5	プロジェクト排出量及びリーケージ.....	43
3.6	モニタリング計画.....	43
3.7	温室効果ガス削減量.....	44
3.8	クレジット獲得期間.....	45
3.9	環境影響及びその他の間接影響.....	45
3.10	利害関係者のコメント.....	48
3.11	プロジェクトの実施体制.....	49
3.12	資金計画.....	49
3.13	経済性分析.....	50
3.14	追加性の証明.....	56
3.15	事業化に向けての展望と課題.....	58
3.15.1	プロジェクト実施スケジュール.....	58
3.15.2	稼働について.....	59
3.16	他地域への波及性.....	59
4	有効化審査.....	60
4.1	有効化審査の概要.....	60
4.2	DOE とのやりとりの経過.....	60
5	コベネフィットに関する調査結果.....	62
5.1	背景.....	62
5.2	ホスト国における環境汚染対策等効果の評価.....	62
5.3	コベネフィット指標の提案.....	67
6	持続可能な開発への貢献に関する調査結果.....	70
6.1	ホスト国における生体系破壊リスクの評価.....	70
6.2	生体系保護の歴史.....	70
6.3	生態系破壊リスクの調査.....	70
6.4	サンタクルス島における陸上運搬による燃料消費量の減少による 追加的CO ₂ 排出削減.....	74
6.5	サンタクルス島の土壌汚染環境改善.....	75
6.6	サンタクルス島の水質汚染環境改善.....	75

1 基礎情報

1.1 プロジェクトの概要

本プロジェクトは、エクアドル国ガラパゴス諸島におけるバルトラ島にて、同国政府が石油依存脱却を目指す「ガラパゴス諸島における化石燃料ゼロプログラム」の下、7.5MWの小規模風力発電をバルトラ島に段階的に導入し、ミニグリッドを通じて隣接するサンタクルス島へ供給することで、ディーゼル起源の電力を代替しCO₂排出量を削減するものである。同時に、現在、発電用にタンカーによって運搬されているディーゼルの使用を徐々に廃止することで、本化石燃料ゼロプログラム実施の要因となったタンカー座礁による燃料油流出事故の影響を緩和し、ガラパゴス諸島の生態系を保護することが最大の目的である。

本プロジェクトにおける風力発電は、2011年10月から稼働予定で、機器メーカーの予想値に基づいた最も保守的な試算によると、第1クレジット期間平均で8,936 t-CO₂/年の温室効果ガスの削減が見込まれる。また、再生可能エネルギーを導入することで、化石燃料の使用量の減少に伴う大気汚染物質の削減というコベネフィット効果が期待される。

1.2 企画立案の背景

エクアドル国ガラパゴス諸島は、7つの主要な島¹と100以上の小島及び岩礁から成り、居住者は約3万人で年間12万人以上の観光者が訪れる。ほぼ全ての資源を諸島外部からの輸入に頼っており、島内電力は本土から輸送されたディーゼルを用いて発電されている。同諸島は、2007年6月にUNESCOによって「危機にさらされている世界遺産」として登録されたが、それに先立ち、同年4月にエクアドル国大統領は、2015年までに石油依存脱却を目指す「ガラパゴス諸島における化石燃料ゼロプログラム」を提案した。同プログラムの下、エクアドル政府は、風力、太陽光、バイオ燃料利用等の実現性及び環境影響評価について調査を実施し、欧州政府からの援助や国連、地球環境基金等の資金及び民間からの投資を活用し、風力発電、バイオ燃料発電、太陽光発電等の事業を開発・実施している。諸島の中で1万6千人と最も多い人口を抱えるサンタクルス島の電力供給に関連して、隣接するバルトラ島にて風力発電及びバイオ燃料を用いたコジェネ発電事業を段階的に実施することが計画された。(第1フェーズでは2.25MWの風力発電所を建設、第2フェーズでは5.25MWの風力発電所拡張及びコジェネ発電機の設置²。)しかし、第1フェーズの計画途中で335万米ドルの資金不足であることが判明した。2010年11月に、エクアドル政府は追加予算として300万米ドルを承諾したが、残額35万米ドル及

¹ イサベラ島、サンタクルス島、フェルナンディナ島、サンティアゴ島、サンクリストバル島、フロリアナ島、マルチェナ島 (ECUADOR, Parque Nacional Galápagos, Ecolap Y Mae, Ecofound, Fan, Darwinnet, IGM, Coloma Andrea-Rivadeneira Cristina-Rivera Jade, Guía del Patrimonio de Áreas Naturales Protegidas del Ecuador, Quito, 2007 p.279)

² 本調査では、風力発電事業のみを対象としている。

び第2フェーズの資金繰りは未定である。また、第1フェーズについては、更に維持管理コストについての支援が必要とされている。エクアドルでは、2008年12月に同国大統領が外貨建て債務不履行宣言をするなど、世界的金融危機の余波を受け、公共事業の抜本の見直しが求められている中、現地政府としては本案件への追加資金の投入は難しく、外部資金を必要としている。このような状況の下、本調査を通じCDM化を図ることで化石燃料消費を削減し、ガラパゴス諸島の持続可能な開発及び世界遺産の保護に寄与する同事業を促進する。

1.3 ホスト国に関する情報

1.3.1 地勢

エクアドル共和国（以下、エクアドル）は南アメリカ大陸の北西部、アンデス地方に位置しており、コロンビア、ペルー及び太平洋に隣接している。ガラパゴス諸島はエクアドルの沿岸から約1,000kmの距離にある。ガラパゴス諸島の総面積は7,882平方キロメートルで、うち96.7%が国立公園、また3.3%が人間の活動区域となっており、人間の活動区域はサンクリストバル島、サンタクルス島、イサベラ島とフロレアナ島に散在している（表1-1を参照）。1978年に陸上部分が世界自然遺産に登録され、2001年に周辺の海洋保護区が追加された。ガラパゴス諸島は世界自然遺産の中でも上位10位に入る貴重な地域であり、生態学的価値という点において世界で屈指の規模を誇る多様性豊かで複雑な海洋列島である。一方、ほぼ全ての資源は諸島外部からの輸入に頼っており、島内の電力は本土から輸送されたディーゼル油を用いて発電されている。本プロジェクトが実施されるバルトラ島は、同国の軍事基地及び諸島の主要空港を有し、陸上保護区、海洋保護区、人間居住区に区分されている。本プロジェクトは、陸上保護区である国立公園内に立地する。



図 1-1：ガラパゴス諸島

表 1-1：ガラパゴス諸島における土地の分配状況

島	総面積 (ha)	国立公園エリア		居住区エリア			
		国立公園 (ha)	総面積 に対する 率 (%)	都市部 (ha)	農村部 (ha)	合計面積 (ha)	総面積 に対する 率 (%)
サンクリストバル	55,709	46,740	83.9	733.6	8,235.5	8,969.1	16.1
サンタクルス	98,516	86,851	88.2	188.3	11,476.5	11,644.8	11.8
イザベラ	470,696	465,338	98.9	125.2	5,233.2	5,358.4	1.1
フロレアナ	17,255	16,965	98.3	38.6	290.2	290	1.7
バルトラ	2,544	2,544	100	0	0	0	0
その他	154,820	154,820	100	0	0	0	0
合計	799,540	773,258	96.7	1,085.7	25,235.4	26,282.3	3.3

1.3.2 気候

ガラパゴス諸島の気候は、海流によって和らげられ、高度による影響も受けている。諸島は、南東貿易風帯にあたり、貿易風による南赤道海流と、寒流であるペルー海流（フンボルト海流）とクロムウェル深層流の影響で、赤道圏にありながら乾燥した亜熱帯の気候をもつ。貿易風は1月～4月に弱まり、ガラパゴス諸島ではこの時期気温が上昇し暖期（雨期）となる。他方、6月から12月にかけては貿易風が強くなり低地に雨が降らず、高地は雲霧に包み込まれる³。このようにガラパゴスの季節は2季あり、ガラパゴス諸島のほぼ中央に位置するサンタクルス島南岸における年間雨量は512ミリ、最暖月は3月で平均気温は29.1℃、最寒月は9月で気温は23.1℃、年平均気温は25.4℃となっている⁴。バルトラ島の風況は、同気候の影響を受けている。

1.3.3 人口

エクアドル国家統計調査局（INEC）が2001年11月に実施した直近の国勢調査によると、エクアドルの総人口は1,210万人である。ガラパゴス諸島においては、脆弱な固有の生態系を保護する手段として、移住、ひいては人口増加をコントロールするために、いくつかの国家政策が中央政府によって策定され、ガラパゴス開発庁（INGALA : Instituto Nacional Galàpagos）

³ 日本科学技術振興機構「ガラパゴスに学ぶ生物の進化」
<http://rikanet2.jst.go.jp/contents/cp0220f/start.html>

⁴ 長崎大学附属図書館「ガラパゴス諸島画像データベース」
<http://gallery.lb.nagasaki-u.ac.jp/galapagos/index.html>

によって実施されている。図 1-2 は、現地で人口・住宅統計調査が行われた 1950 年から 2006 年までのガラパゴス諸島の人口増加を示している。INGALA が記録した 2006 年の住民数は 2 万 6,372 人であった。

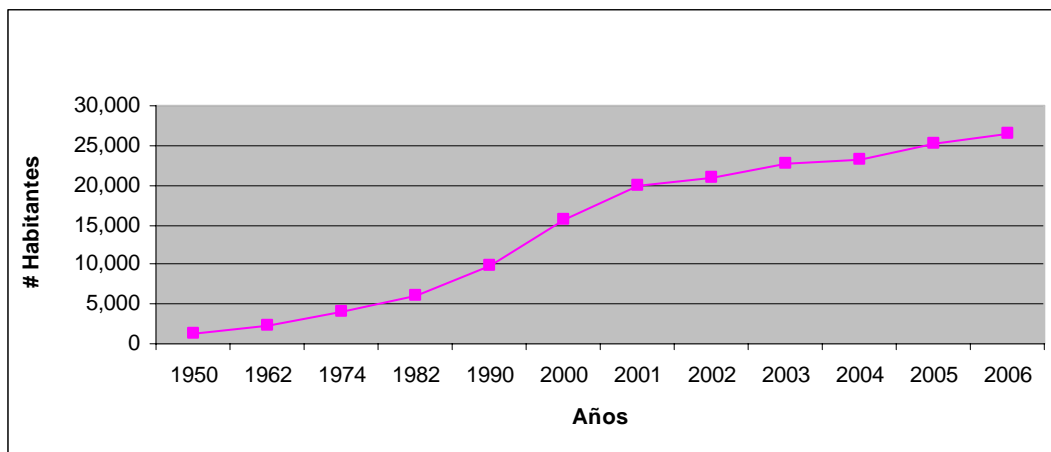


図 1-2 : ガラパゴス諸島の人口推移
(出典: INGALA、INEC)

2006 年に INEC がガラパゴス諸島で実施した国勢調査によると、図 1-3 に示す通りサンタクルス島の人口が最も多く、諸島の総人口の 59%を占めている。これは、大規模な観光活動の発展によるものである。

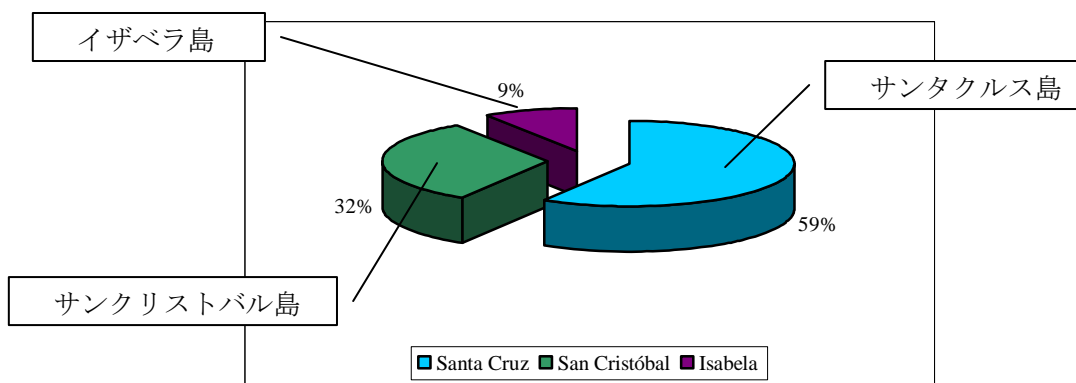


図 1-3 : ガラパゴス諸島の人口分布
(出典: INEC)

2006 年の INEC の調査では、ガラパゴスの住民の 85%は都市部に居住しており、農村部に居住していたのはわずか 15%だった。また、2006 年の住宅数は 3100 戸を越えており、2001 年の記録 (2206 戸) に比べると 6 年間で 40%強増加している⁵。人口増加に伴い、エネルギー、水、

⁵ INEC 及びサンタクルス地方自治体政府 (Municipio de Santa Cruz)

その他の基本サービスの需要がサンタクルス島で拡大している。今後の人口増加の展望としては、政策上は横ばいすることが見込まれているが、本土からの違法移民が増大する可能性は残る。エネルギー需要の展望は今後も拡大することが予想されており、当該プロジェクトで導入する発電設備の設定容量は、これらの事情を考慮している。

1.3.4 政治体制

エクアドルは、1979年の民政移管以降は民主主義体制が維持されてはいるものの、現在に至るまで政情不安が継続している。国政の混乱及び寡占的な政治経済構造に対する国民の不満を背景に、貧困層の多数の支持を得て、ラファエル・コレア氏が2007年1月に大統領に就任した。2009年8月から2期目が開始したが、コレア政権の下、多くの行政改革が実施されている。エネルギー関連では、2007年7月、石油部門所轄官庁の機構改革が実施され、エネルギー鉱山省(MMP:Ministerio de Minas y Petroleo)が担当していた電力及び再生可能エネルギー部門が同省より切り離され、電力・再生可能エネルギー省 (MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable) が創設された⁶。当初、今まで石油優遇政策の影で軽視されていた再生可能エネルギーを用いた発電プロジェクトの開発を後押しすることで、再生可能エネルギー推進を戦略的に促進することが目的であった。しかし、2009年に水力発電所の水不足が原因で発生した電力危機は、首都キト及び周辺において長期に渡る停電や節電政策の実施を余儀なくした。詳細は、第3章に記載するが、本電力危機の結果、火力発電所の整備及び新設が急遽進められており、当該プロジェクトの資金調達に影響を及ぼすことが懸念されている。

ガラパゴス諸島における本プロジェクトは、MEERの管轄下にある。

1.3.5 経済状況

エクアドルは、石油輸出国であり、その経済は石油輸出に大きく依存している。エクアドルは、2008年の世界的金融危機の影響により、国内経済が停滞している。国際通貨基金(IMF)によると、2008年に5.3%であった経済成長率は、2009年ではマイナス2.3%になり、2010年には少なから持ち直して1.0%程度になることが予測されている。図1-4は、在エクアドル日本大使館が2010年3月に取り纏めた1995年以降のエクアドル経済の推移である。図1-4が示す通り、経済の不安定さが如実である。

⁶ 新木秀和「エクアドルの石油産業」坂口安紀編『発展途上国における石油産業の政治経済学的分析—資料集—』日本貿易振興機構アジア経済研究所(2008年)

http://www.ide.go.jp/Japanese/Publish/Download/Report/pdf/2007_04_16_07.pdf

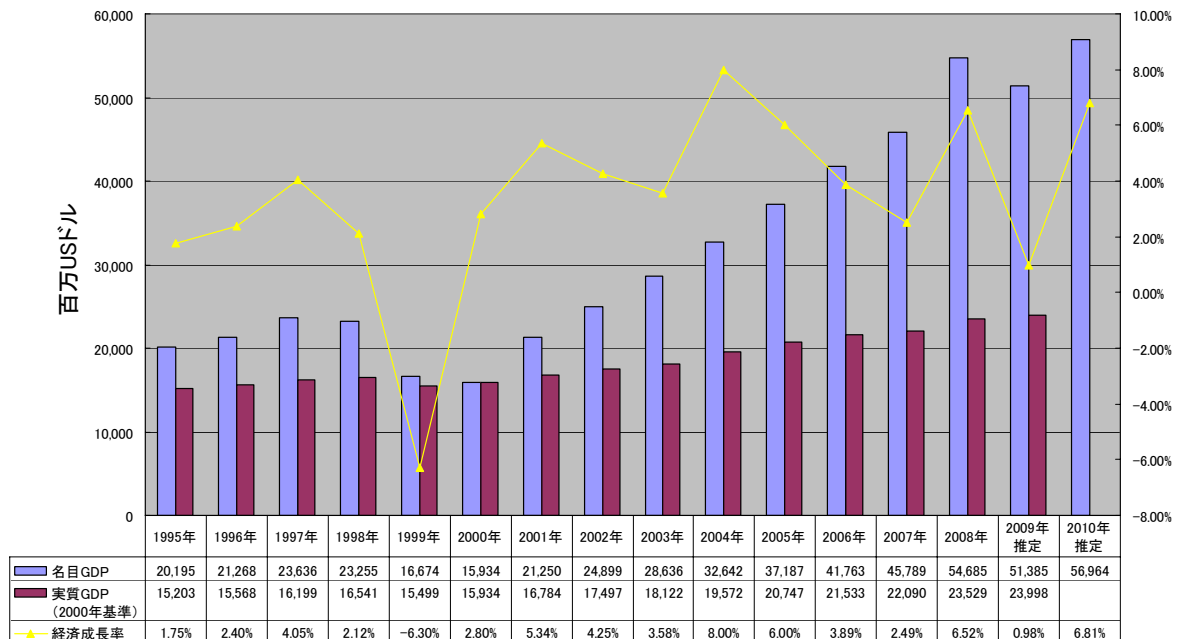


図 1-4：エクアドルの経済状況

(出典：日本外務省在エクアドル日本大使館「主要経済指標」(2010年3月)⁷⁾

毎年の国家予算に占める石油輸出の割合が大きいため、国家予算は、原油の参照価格に基づいて政府が作成している。2008年の歳入は、原油価格の高騰によって増大し、2007年を62.2%上回った。しかし、2008年の年間支出は、2007年に比べ70.4%膨張し、その結果、2008年の収支は2007年に比べて39%縮小した。これは主に、大規模な公共事業の増加及び輸入品価格の高騰によるものであった。また、精製能力不足が原因で、エクアドルはディーゼル油、LPG、ナフサを輸入しなければならない状況にある。

2009年の国家予算の見通しは、原油の参照価格を1バレル85米ドルと想定していたが、原油価格は1バレル60米ドルを下回っており、2007年以降に計画された公共部門投資に影響を及ぼしている。2009年については、当初約150億米ドルの歳入を見込んでいたが、歳入の最大額は110.85億米ドルと歳入を下回ることが予想され、約23.6億ドルの年間財政赤字となることが試算されている。歳入の減少は、原油価格の下落と世界的な金融危機による出稼ぎ労働者の収入の減少によるものである。中央政府は、インフラストラクチャや火力発電所の建設等を含むエネルギー部門の大規模国家戦略的プロジェクトへの資金拠出を中止することが難しいため、米州開発銀行(IDB: Inter-American Development Bank) やアンデス開発公社(CAF: Corporación Andina de Fomento) 等の国際機関に対し経済支援を要請している。

⁷⁾ http://www.ec.emb-japan.go.jp/document/sonohoka-shihyo/shihyo_2007-2010.pdf

経済危機への対策として、2009年3月に、コレア大統領はエクアドルの公共事業費を2008年から8億USドル削減した。また、現在政府は、既に実施計画が確定し、予算が承認されていた幾つかの事業を打ち切り、それらに配分されていた予算を水力発電事業に充当する等、本土における電力供給に関する公共事業を優先的に推し進めている。本件に関しては第3章の追加性のセクションにて詳細を記すが、エクアドル経済の不況はエネルギー政策に直接影響を及ぼしており、ガラパゴス再生可能エネルギー事業の実施を脅かす要因となっている。

ガラパゴス諸島の経済状況において、2001年から2007年にかけて部門別総付加価値は大きく変化していない。2001年における第一位は商業で、ガラパゴス経済の46.8%を占めており、続いて観光が35.79%、建設が7%、最後に公行政が3.26%となっている。商業が間接的に観光に関わっていることは指摘しておくべきであり、商業部門を観光の一部として含めると、観光は諸島経済の83%を占めていることになる。1990年以降、現地インフラの改善と新たな観光クルーズの導入により、観光客数が増加し、90年代の増加率は6%、2000～2007年の増加率は13%となった。

1.3.6 ガラパゴス諸島におけるエネルギー事情

1.3.6.1 エネルギーの供給

ガラパゴスのエネルギー需要は基本的に本土から輸入された化石燃料の利用によって満たされている。ガラパゴス諸島の地理的位置、更には、本土のエネルギー事業とは分離した独自のシステムとしてのエネルギー管理は、ロジスティクス上の課題、高い輸送コスト、また環境リスクをもたらしている。

居住者のいる諸島では、様々な社会経済的活動を発展させるためにディーゼル油、レギュラーガソリン及びLPGが使用されている。プレミアムガソリンは、諸島では流通していない。石油製品は、エクアドル本土のラ・リベルタ港からタンカーで運ばれているが、島内の備蓄能力が限られていることから頻繁な輸送が必要である。2008年には、978万ガロンのディーゼル油及び242万ガロンのガソリンが延べ12隻の船舶によってガラパゴスに輸送された⁸。発電用の燃料は約219万ガロンのディーゼル油で、居住者のいる4島へ分配された。

ガラパゴス諸島内の化石燃料の流通は、国営会社であるPetrocommercial社によって行われている。同社は、ガラパゴスの生態系を保全するための環境プログラム⁹を適用しており、プログラムの指針の下、バルトラ島の石油備蓄ターミナルを改築し（図1-5を参照）、サンタク

⁸ Petrocommercial社へのヒアリング結果より。

⁹ バルトラ・ターミナルと2基の燃料ステーションについてISO 14,000の認証を受けている。

ルス島とサンクリストバル島に新たな燃料ステーションを建設した。バルトラ・ターミナルは、国内で最も新しく、また最も近代的なターミナルである。このターミナルは、ガソリン及びディーゼル油の備蓄能力を最大化し、ディーゼルを動力とするクルーザーのエネルギー需要に対応するよう設計されており、サンタクルス島で必要とするエネルギーの輸送にも対応する。バルトラ島におけるディーゼル燃料の流通は、諸島の総需要の71%に相当する。



図 1-5 : バルトラ島の石油備蓄ターミナル

サンクリストバル島、イサベラ島、フロレアナ島の何れにもバルトラ島のような石油精品備蓄ターミナルがない。図 1-6 は、イサベラ島への化石燃料の輸送方法を示している。同島の火山活動状況により、オイルタンカーが港に接岸することは難しい。従って、大型タンカーから同島の港まで化石燃料を運ぶには、小型タンカーボートが必要であり、化石燃料の漏出等の環境リスクが存在する。



図 1-6 : イザベル島への輸送手段

ガラパゴスでは、輸送燃料の流出事故が発生しており、諸島への石油燃料輸送量を削減するための強力な措置が早期にとられなければ、事故を防ぐことは難しいとされる。2001年1月16日、タンカー「ジェシカ号」がサンクリストバル島の海岸沖付近で座礁し、燃料油7万5,000ガロンとディーゼル油7万ガロンが流出した。気象条件と、比較的迅速な流出抑止措置が功を奏し被害は軽減されたものの、付近のサンタフェ島のウミイグアナに深刻な影響を及ぼしたことが事故発生1年後に報告された。環境回復のための対策案の推定費用は、1千万米ドルを超えていた¹⁰。また、流出によるイメージダウンを原因とする観光客の減少が、現地の経済及び住民の生活に大きな影響を及ぼした。ジェシカ号以外にも、小規模な流出事故の被害が多くみられている。

本プロジェクトは、再生可能エネルギーによって発電された電力を用いてサンタクルス島のミニグリッドにより供給されている電力を代替するものである。そのため、サンタクルス島の発電所への化石燃料輸送方法について調査した。

図1-7は、バルトラ島石油備蓄ターミナルから需要が高いサンタクルス島へ燃料を供給するための輸送システムを示している。輸送は、船舶と陸路の両ルートを使用する必要がある。まず、バルトラ島とサンタクルス島の北部は海峡によって隔てられ、その距離は600メートルであることから備蓄基地から小型タンカーボートによってサンタクルス島へ輸送される。サンタクルス島の沖合いからは、トラックを使用しての陸路の輸送となる。中心都市プエルトアヨラ市はサンタクルス島の南部に位置しており、陸路上での輸送距離はおおよそ50キロメートルである。トラックを使用することで化石燃料を使用するという負の側面以外に、輸送途中燃料が漏出するリスクがあるため、環境への影響が課題となっている。

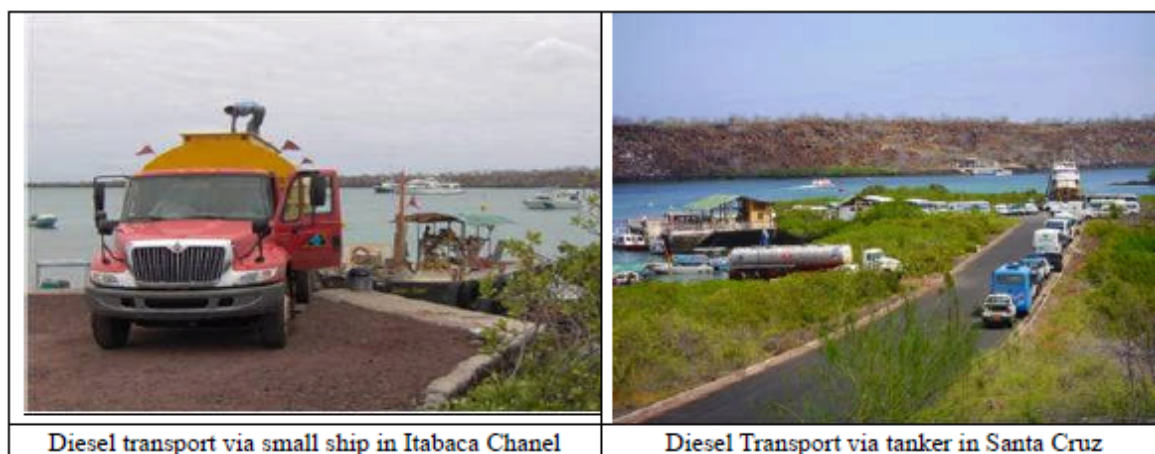


図 1-7 : バルトラ島ーサンタクルス島間の燃料輸送方法

¹⁰ Jacobs Gibb “Evaluation of Environmental Damages from the Jessica Oil Spill, Galapagos Islands”、2002年5月作成ドラフト資料より。

プエルトアヨラ市では、燃料ステーション、港、また発電所に化石燃料が配送される。図 1-8 は、発電所の備蓄システムである。石油流出のリスクを軽減するためのインフラ設備が十分ではなく、備蓄状態も良好ではないことから、現在環境への影響を精査するための準備が進められている。



図 1-8 : プエルトアヨラ市の発電所における備蓄システム

本土からの燃料輸送と島内における管理状況は、脆弱な生態系に大きな環境上の影響を及ぼしている。

1.3.6.2 化石燃料需要

エネルギー需要は、過去 8 年間で増大しており、図 1-9 は、諸島で使われている各化石燃料の消費量の増加を示している。2000 年－2009 年のディーゼル燃料の消費量の平均増加率は年間 8.11% となった一方、同時期のガソリンの平均増加率は 8.67% であったことが分かる。

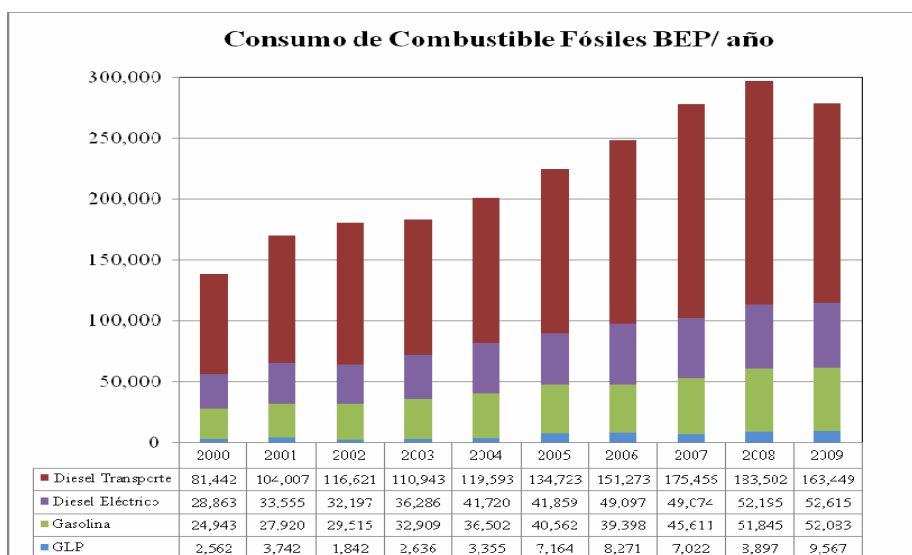


図 1-9 : ガラパゴス諸島における化石燃料の消費量 (BOE/年)

2009 年の化石燃料消費量が、前年を下回っているが、これはリーマンショック以降の景気

低迷による観光客の減少と、一部のディーゼル消費者に対する補助金の廃止が2008年夏より実施された¹¹影響による。

図1-10は、各島におけるディーゼル燃料とガソリンの流通状況を示している。前述の通り、ディーゼル油はガラパゴス海洋特別保護区まで航行するためにバルトラ島で燃料補給するクルーザーに供給されていることから、ディーゼルの流通量の70%以上がバルトラに集中している。一方、サンタクルス島は、自動車の車両数が最も多いことからガソリンの消費量の方が多い。また、サンタクルス島は、サンクリストバル島とイサベラ島への日帰りボート旅行のロジスティックセンターとなっており、ディーゼル油の消費がバルトラ島の次に多い。

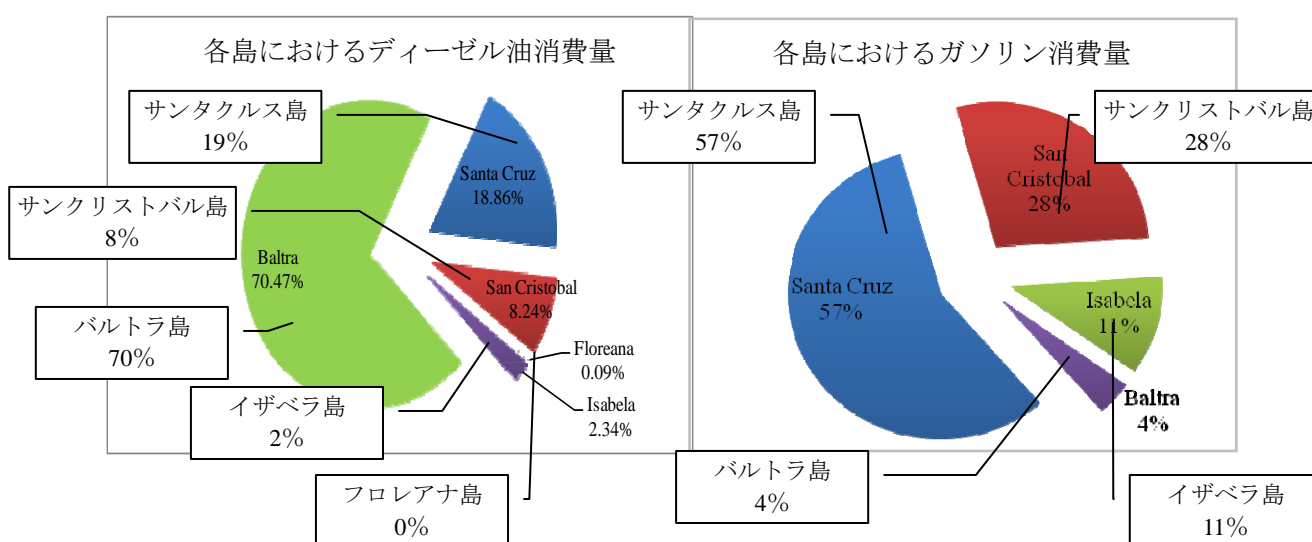


図 1-10 : ガラパゴス諸島におけるディーゼル油及びガソリンの消費内訳 (2009年)

1.3.6.3 ガラパゴス諸島における発電部門

エクアドルでは、電力規制機関である国家電力審議会(CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad)が本土における系統電源を含む全ての電力に関する管理を担っている。しかし、ガラパゴス諸島においては、その特異な状況から、CONELEC はガラパゴス電力会社 (ELECGALAPAGOS : Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A.) に発電、配電、及び商業化における営業を行う権限を与えている。同社は、フロレアナ島、サンクリストバル島、イサベラ島、サンタクルス島を管理している国有企業だが、一部民間経営がなされている。将来に向けた新たな電力法と公益事業法が現在協議されているが、ガラパゴスは特別法により、ELECGALAPAGOS の特別な経営体制が維持される見込みである。本プロジェクトにおいて、

¹¹ 2008年7月より、月当たり4,000ガロン以上を購入する大口消費者に対しては、ディーゼル価格への補助金が廃止されている。そのため、対象消費者は、国際的ディーゼル価格で燃料を購入しなくてはならない。

発電管理及びモニタリングの一部を実施するのは同社である。

諸島内における発電は、基本的にディーゼルを燃料とする火力発電所で行われている。しかし、ガラパゴス再生可能エネルギープログラム (ERGAL: Energías Renovables para Galápagos)¹² 主導のイニシアチブの一環として、フロレアナ島では太陽光発電プロジェクト、サンクリストバル島では風力発電プロジェクトが既に実施されている。図 1-11 は、諸島内の年間電力生産量を示している。2009 年では、風力発電が諸島の電力供給の 10.11% を占めていた一方、太陽光エネルギーの比率は 0.03% だった。発電量の 89.12% は、ディーゼルを燃料とする火力発電所によるものであった。火力発電所で使用されているエンジンは、古く (表 1-2 を参照)、大気排出基準に度々準拠しておらず、風力・太陽光発電システムとの適切な統合に多くの課題が挙げられている。

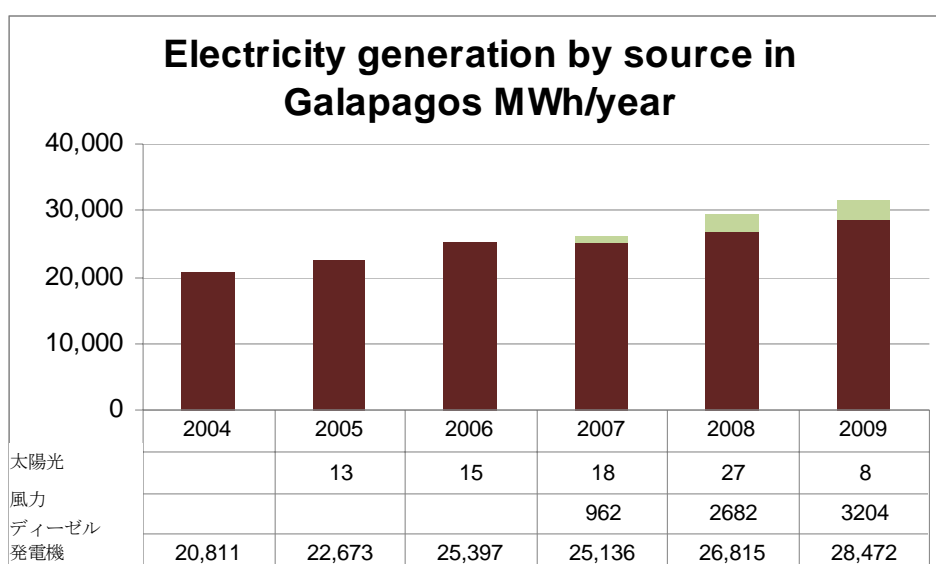


図 1-11 : ガラパゴス諸島における総電力発電量

表 1-2 : ガラパゴス諸島における発電設備容量及び機器導入年

島	既存の機器及び 機器メーカー各種	電力容量		機器 導入年
		公称電力量 (kW)	有効電力量 (kW)	
サンクリ ストバル	火力発電機 7 基 (Caterpillar 社機器)	650	552.5	1992
		650	552.5	1992
		310	263.5	1981

¹² 詳細はセクション 1.3.7.2 及び第 2 章に記す。

		650	552.5	1992
		310	248	1984
		365	292	1988
		310	248	1981
	火力発電 (総計)	3,245	2,709	
	独立発電事業社 MADE	800	192	2007
		800	190	2007
		800	188	2007
風力発電	2,400	570		
サンタクル ス	火力発電機 7 基 (Caterpillar 社機器)	650	520	1992
		650	520	1992
		650	520	1994
		650	520	1994
		1100	880	1997
		650	520	2002
		910	728	2009
	合計 (火力発電)	5,260	4208	
イザベラ	火力発電機 3 基 (Caterpillar 社機器 2 基、 Dow Warner 社機器 1 基)	455	386.8	1999
		310	248	1996
		315	252	1993
	合計 (火力発電)	1,080	886.8	
フロレアナ	火力発電機 2 基 (Leroy Somer 社機器)	60	42	1992
		50	35	1992
	合計 (火力発電)	110	77	
	ISOFOTON	245	24.5	2003
	太陽光 (PV)	245	24.5	
総計	火力発電	8,785	7,370.3	
	風力発電	2,400	570	
	太陽光 (PV)	245	24.5	

(出典：ELECGALAPAGOS 社)

ガラパゴス諸島の電力需要は住宅部門によるものが最も多く、商業部門がそれに続く。商業部門は観光活動のため重要な位置を占めており、ホテル、レストラン、店舗等が含まれる。その他、ガラパゴス国立公園を管理するための様々な政府機関が重要な需要家である。また、

エネルギー消費は部門の数だけではなく、エネルギー集約度によっても影響される。2009年の住宅部門の電力消費はエネルギー需要全体の44%であったが、住宅部門の需要家数は全体の81%にも達した。2009年における月々の1人当たりにおける電力消費量は、170kWhであった。これは、エクアドル国全土の1人当たりにおける平均電力消費量である118kWhを大幅に上回る数値である。

次に各島における発電状況についてまとめた。

サンタクルス島

サンタクルス島は、前述の通り最も人口の多い島であり、加えて諸島の中で最も観光産業が盛んである。総設備容量は4.25MWであり、2009年のピーク需要の記録値は3.68MWであった。同島の年間発電量を図1-13に示す。

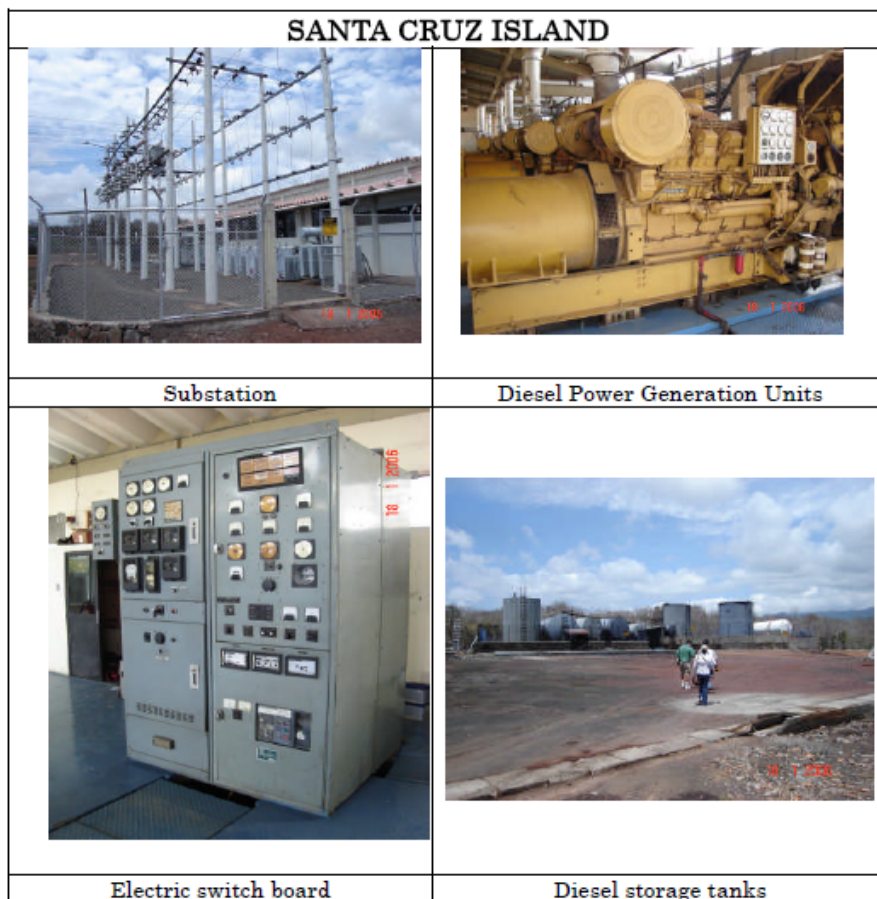


図 1-12 : サンタクルス島における火力発電所

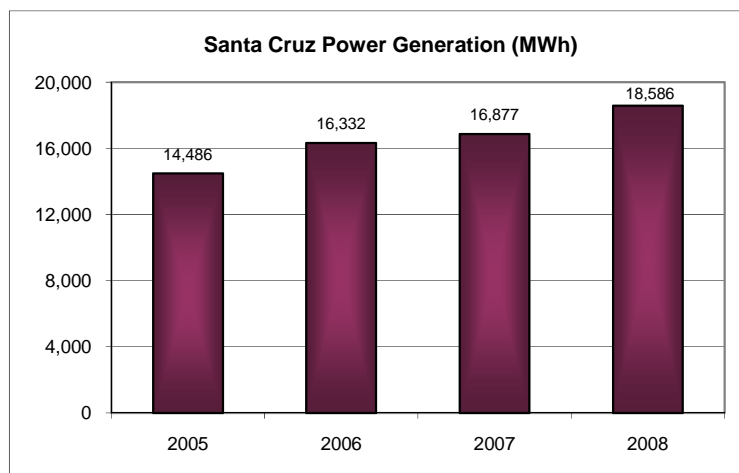


図 1-13 : サンタクルス島における電力発電量 (MWh/年)

サンクリストバル島

サンクリストバル島は諸島内ではサンタクルス島の次にエネルギー需要が高い島である。火力発電所の設備容量は3.25MWであり、2009年のピーク需要の記録値は1.89MWであった。2007年9月、前述の通りエクアドル政府とe8の協働開発の下CDMを活用した風力発電所が設置され、風力の設備容量2.4MWが加わった。風力エネルギーの発電量は全体の31.5%を占めている。同島の年間発電量を図1-15に示す。



図 1-14 : サンクリストバル島における火力発電所及び風力発電所

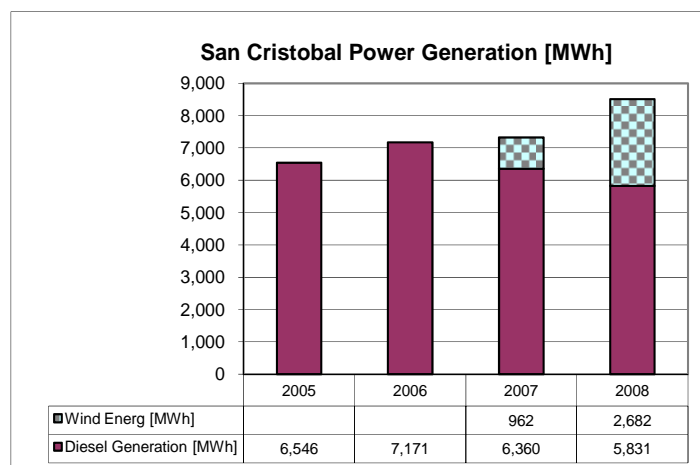


図 1-15 : サンクリストバル島における電力発電量 (MWh/年)

フロレアナ島

フロレアナ島はサンクリストバル島の農村教区の1つである。居住者人口は140人である。ディーゼル油を用いた火力発電の設備容量は110kWであり、これを補完するのが2004年末に設置された24.5kWの太陽光発電を組み入れたマイクログリッド・プロジェクトである。2009年のピーク需要の記録値は32kWであった。ERGALはサンタクルス島以外に、フロレアナ島においてもバイオ燃料を用いた発電を計画中である。ただし、これは発電のみでコージェネとはならない。同島の年間発電量を図1-17に示す。

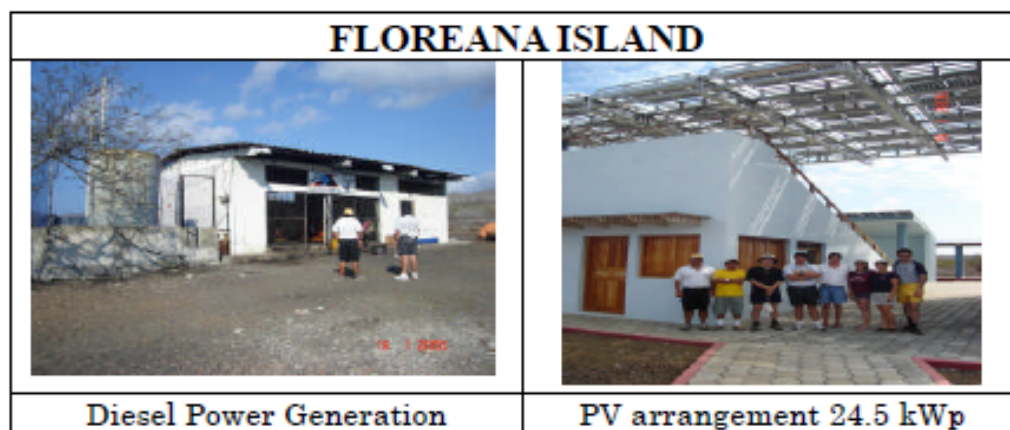


図 1-16 : フロレアナ島における火力発電所及び太陽光システム

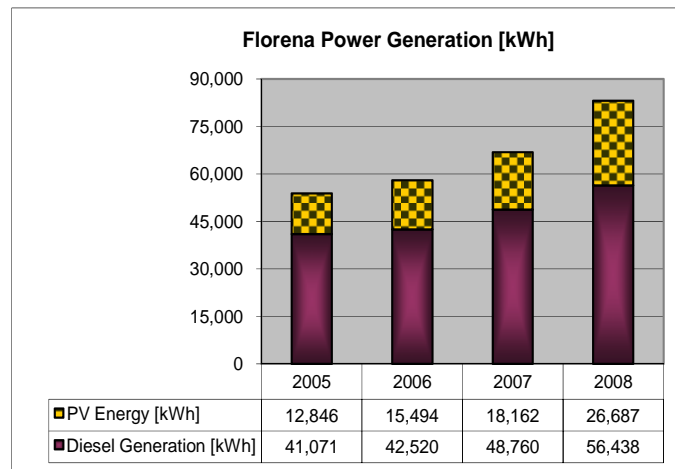


図 1-17：フロレアナ島における電力発電量 (MWh/年)

イサベラ島

イサベラ島は、総人口は 2,000 人程度だが、観光部門の発展が最近顕著になってきた島である。総設備容量は 1.08MW であり、2009 年のピーク需要の記録値は 455kW であった。ドイツ復興金融公庫 (KfW) がパイロットプロジェクトとして、本プロジェクトと同様にマナビ地方のジャトロファを原料としたバイオ燃料を使用した発電事業を進めている。容量は 500kW (ピーク時) である。同島の年間発電量を図 1-19 に示す。

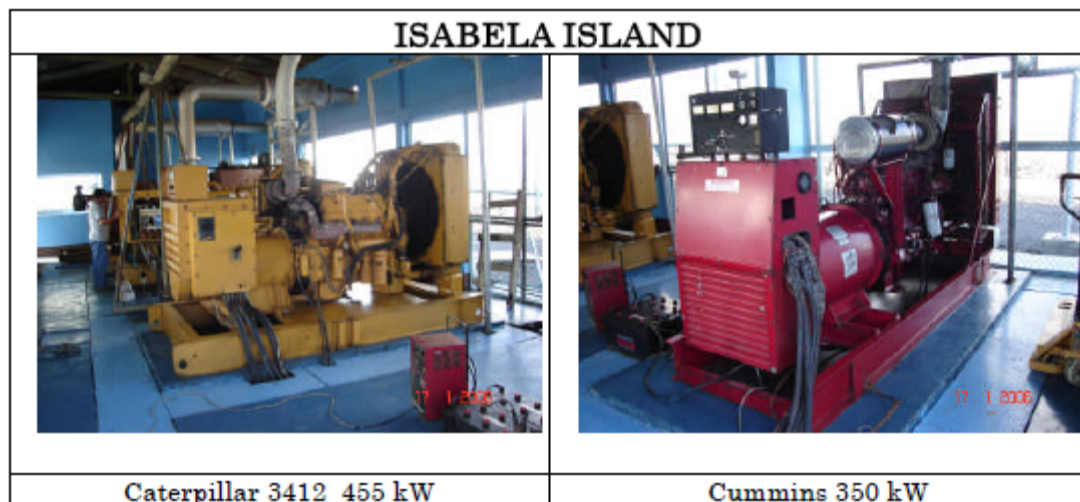


図 1-18：イザベラ島における火力発電所

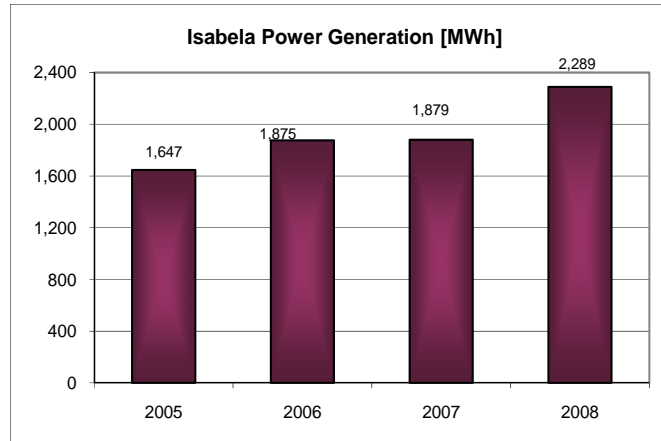


図 1-19：イザベラ島における電力発電量（MWh/年）

バルトラ島

ELECGALAPAGOS 社は同島において発電システムを運営していない。しかし、2010 年の風力発電所建設後に、この島での発電事業許可を取得する予定である。多くの観光客がガラパゴス諸島の玄関口として訪れる同島の空港は島で最大の電力消費源であり、空港の拡大計画に伴ってさらに消費電力が増えると予測されている。また、バルトラ島には数は少ないが軍関係者が空港付近に居住しており、小さなディーゼル発電機数基を用いて発電している。電力の用途は石油製品備蓄ターミナルのための電力等、多岐に渡り、現在 19 基以上のディーゼル発電機により電力が供給されている。バルトラ島における発電に使用されるディーゼル燃料消費量についての公式な数字はない。図 1-20 は、バルトラ島におけるディーゼル発電機の一例である。

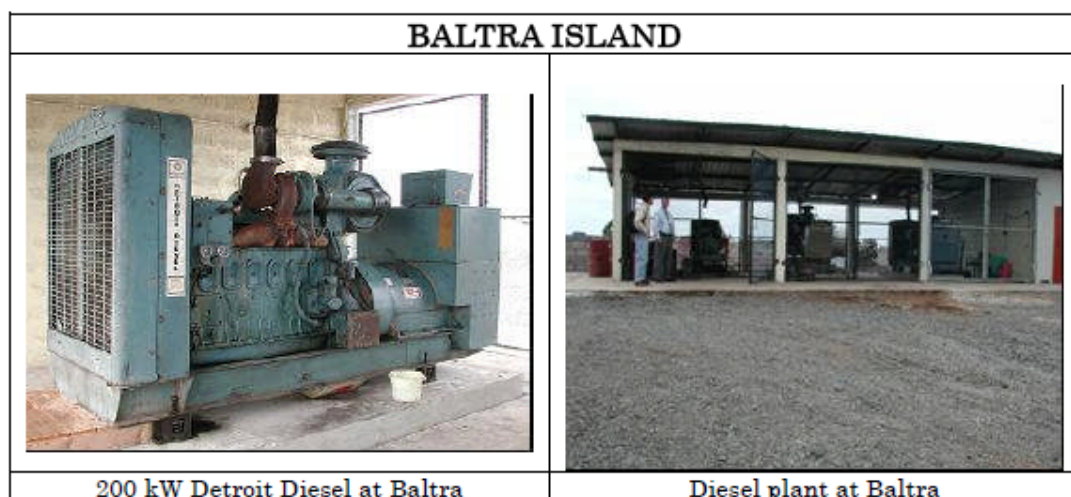


図 1-20：バルトラ島空港付近にあるディーゼル発電機

1.3.7 ガラパゴスの環境政策－化石燃料ゼロプログラム

1.3.7.1 化石燃料ゼロプログラムの主な推進要因

居住者人口及び観光客増加に伴い、エネルギーの安定供給がガラパゴス諸島にとって重要な課題となっている。本土からの化石燃料「輸入」が同島のエネルギー需要を支えている現状の下、輸入量増加により本土への依存度を更に高めることを避けることが重要視されている。また、ガラパゴス諸島におけるエネルギー源の開発及びエネルギー利用の効率性が、国の水準に達していないことが今後の課題として挙げられている。エクアドル政府により 2007 年に「再生可能エネルギー及びエネルギー効率（Renewable Energy and Energy Efficiency）プログラム」が創設されたこともあり、ガラパゴス諸島でもエネルギーの効率的利用と再生可能エネルギーの開発が求められている。しかしながら、発電・配電施設のメンテナンスと更新への投資不足は発電・配電設備の老朽化を加速しており、加えて、政府からの補助金政策により燃料や電力が非常に安価で提供され、住民達のエネルギー資源の浪費に繋がっている。

また、燃料の輸送、取扱い及び消費は常にガラパゴス諸島の環境汚染の要因となっており、各島の発電所が原因で発生する環境汚染も課題となっている。例えば、サンタクルス島の発電所は地下水をくみ上げて島内に上水を供給する上水局の近接地にあるが、発電所からの燃料漏出による土壌汚染と地下水への影響が問題視されている。

経済性及び環境保護の観点からも化石燃料以外のエネルギーの開発及び利用は急務である。

1.3.7.2 政府の対策

ガラパゴス諸島では、過去様々な再生可能エネルギーに関する調査が国際機関による支援の下実施された。それらの調査の結果、エクアドル政府は世界自然遺産を保護するために、旧エネルギー・鉱山省を通じてエネルギー活動における化石燃料の使用を削減するために「ガラパゴス化石燃料ゼロプログラム」を 2007 年に開始した。この取り組みは、自主的な活動であり法的規制に基づくものではない。同プログラムには発電における化石燃料の利用をゼロにする活動が盛り込まれているが、その他にも諸島の燃料使用量の大半を占める輸送部門における化石燃料の利用を削減することが見込まれている。同プログラムは、ERGAL によって実施される（ERGAL については、第 2 章を参照）。

同プログラムでは、以下の方針を掲げている。

- 再生可能なエネルギー資源の段階的利用によって大陸からの化石燃料供給への依存度を低減し、本土へのエネルギー供給依存度を最小限にする
- 柔軟性の高い堅牢なエネルギーシステムを構築し、技術上の不測事態に対する脆弱性を軽減するという最終目標の下、エネルギー源及びエネルギー転換技術を多様化する

- 転換プロセスとエネルギーの最終消費における効率化を図る
- 石油燃料の代わりに自然環境への影響が少ない生物分解可能な植物由来の燃料を用いることによって、化石燃料の輸送、取り扱い、また使用において生じる汚染リスクを低減する
- 諸島の経済的・社会的発展のための新たな代替手段を生み出すサービスを推進する活動を通じ、エネルギー連鎖に沿って技術的発展を活かせるすきま市場を創出する

1.4 ホスト国の CDM に関する政策及び状況

1.4.1 CDM に関する取組み及び体制

エクアドルは京都議定書を 1999 年に批准している。中南米諸国の中では、エルサルバドル（1988 年）に次ぐ 2 番目の批准国である。その後、1998 年には国家気候変動委員会（NCCC : National Climate Change Committee）を設立し、2000 年に国別報告書を作成、2002 年に持続可能な発展に関する国家委員会（NCSD : National Council for Sustainable Development）を設立するなど、気候変動枠組み条約に対して積極的に取組んできた。

エクアドル政府は、2003 年 4 月 21 日に制定された国家気候委員会決定書第 1 号CNC/2003 によって、環境省内に指定国家機関（DNA）を設置した¹³。また、CDM事業の促進のために CDM案件承認機関である環境省との間に利害関係の対立が生じないように独立機関として、CDM促進協会（CORDELIM : La Corporación para la Promoción del Mecanismo de Desarrollo Limpio）が環境省の監督下に設置された。CORDELIMは、DNAと共にCDMプロジェクトの研究や政策決定への助言を行ってきた。また、PIN（Project Idea Note）やPDD（Project Design Document）の作成及び、グリッド電源の排出係数の算定等プロジェクト開発の支援や事業者に対するワークショップの開催といった・ビルディングを実施した。CORDELIMは半官半民の独立組織であり、UNEP-RISOEのCD4CDMにおけるCDM能力開発支援の初期対象組織であった。しかし、2009 年初旬に環境省内部の再編成によりCORDELIMのCDM促進業務は環境省に吸収され、現在DNA承認体制及び申請費用等の見直しが図られている。ただし、当該プロジェクトに関しては、従来のルールが適用されることが本調査にて確認された。

1.4.2 エクアドルにおける CDM の実績

エクアドルにおける CDM プロジェクトは、表 1-3 及び表 1-4 で示すように、現在 14 件が国連に承認されており、その全てが再生可能エネルギー案件で水力発電プロジェクトが最も多い。

¹³ この決議は、2003 年 5 月 21 日付の官報第 86 号に掲載された。

表 1-3 : エクアドルにおける CDM の案件実績 (2011 年 1 月 4 日現在)

申請状況	案件数
バリデーション中	11
登録申請中	2
登録済み	14
過去発行経験有り	10
合計	27

(出典：社内データベース)

表 1-4 : エクアドルにおける CDM 案件タイプ

案件タイプ	案件数
水力発電	14
家畜 (メタンガス)	3
バイオマス発電 (バガス)	3
埋立て地 (メタンガス)	2
石油・ガス田からのフレアリング	1
エネルギー効率 (民生)	1
産業排水	1
風力	1
運輸 (バス)	1

(出典：社内データベース)

エクアドルには、総計 27 件の CDM プロジェクトが存在するが、表 1-5 が示す通り毎年 4～5 件の案件がバリデーションを開始している。

表 1-5 : エクアドルにおける CDM 案件のバリデーション開始年

バリデーション開始年	案件数
2004	2
2005	5
2006	4
2007	5
2008	5
2009	4
2010	3

(出典：社内データベース)

1.4.3 DNA 承認手続き

エクアドル DNA は、DNA 承認レター及び Letter of No Objection を発行する。Letter of No Objection はオプションであり、事業者からの要望があれば発行する。当該プロジェクトについては、同 DNA と相談した結果、Letter of No Objection の発行 を 2009 年 10 月 12 日に申請し、同年 12 月 31 日に受領している。

CDM 承認レター発行は、申請書を DNA に提出して以降最短 1 ヶ月を要する。申請書が DNA によって受理されると、CDM DNA コーディネーター及びプロジェクトのニーズに応じて様々な専門家により構成させる評価チームが指名され、図 1-21 の手順に則って審査される。また、事前評価にはサイト訪問が含まれている。

図 1-21 の 1.ア)で DNA へ提出する添付資料 A には、以下の資料が含まれる。

- 国の法規定への遵守の証明
- プロジェクト概要（プロジェクトの内容、排出削減量、モニタリング計画、環境影響評価等、PDD で記載する事項を踏襲）

エクアドル DNA へのヒアリングによると、図 1-21 の 1.イ) で行われる基本的技術審査は、規定では最長 9 営業日以内に審査を終える必要があるが、実際はそれ以上の延長は可能であり、これはチェックリストで不足情報があった場合、情報入手に要する時間を良心的に考慮する処置であるという。また、チェックリストは組織編制後も特段変更がないことが明らかになった。

その他、手続きの 1.ア) 及びウ) では、年間削減量が 15,000 トン以下のプロジェクトについては、其々事前評価審査料の 250 米ドル及び最終評価審査料の 750 米ドルを事業者からエクアドル DNA へ支払う必要がある。前述に述べた通り、DNA 審査費用の見直しが行われているが、同 DNA と確認した結果、当該プロジェクトについては合計 1,000 米ドルの審査料を支払う。

DNA 承認レター取得に関して、本調査にて確認された最も重要な事項は、環境影響評価 (EIA) や環境ライセンス等が必要な案件タイプは、それらを取得しない限り手続きの 1.イ) での基本的技術審査で未完了と見なされ、次のステップに進むことができず、承認レターの発行はなしえないということである。本プロジェクトの風力発電は、既に全てのフェーズに対応した EIA 及び環境ライセンスを取得しているため、DNA 承認レター発行のための申請は可能である。

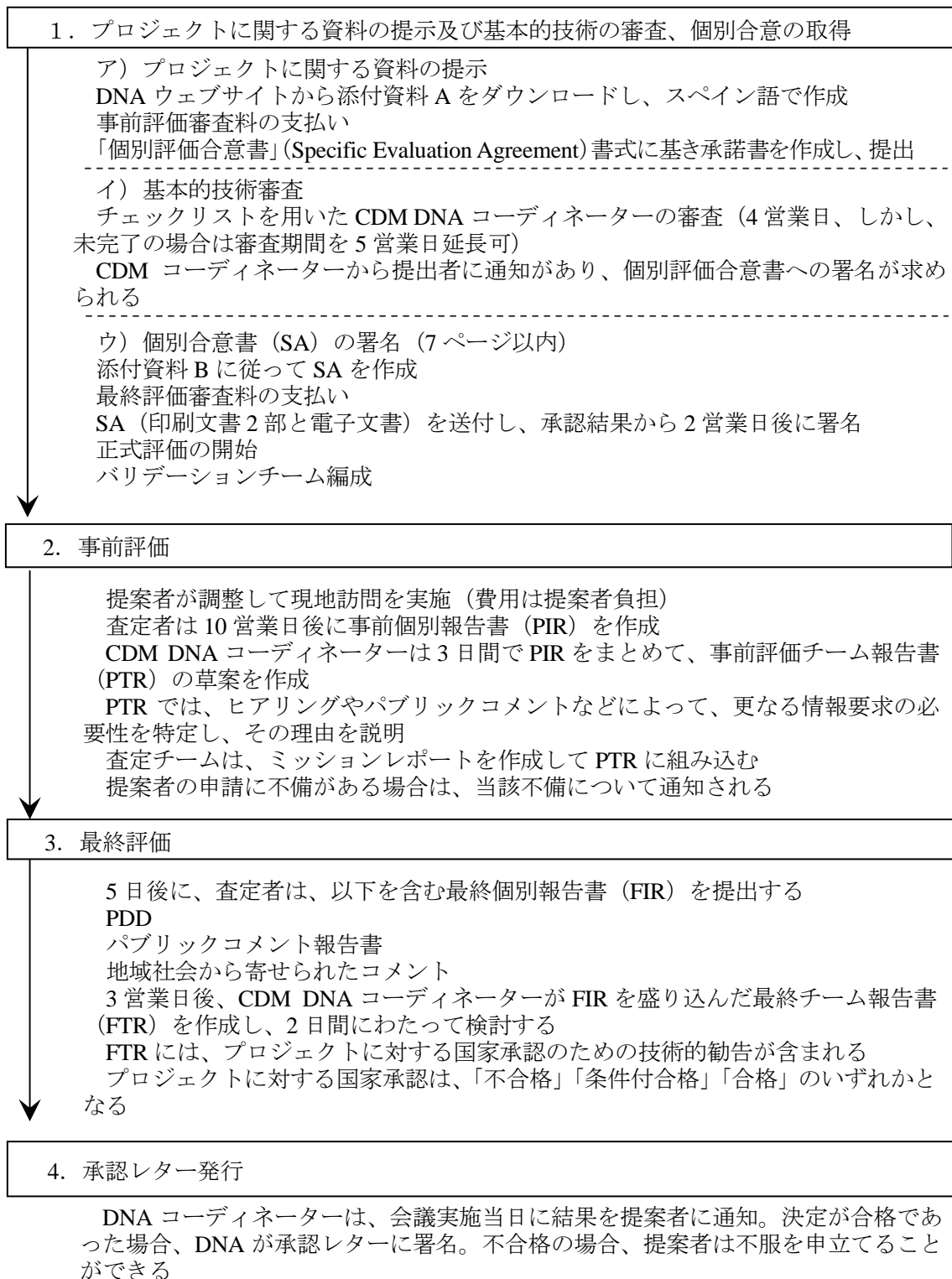


図 1-21 : CDM プロジェクトのための承認レターの入手手続
(出典 : エクアドル DNA)

2 調査内容

2.1 調査実施体制

本調査は、本プロジェクトの実施機関である ERGAL を現地カウンターパートとして実施した。図 2-1 に実施体制を示す。

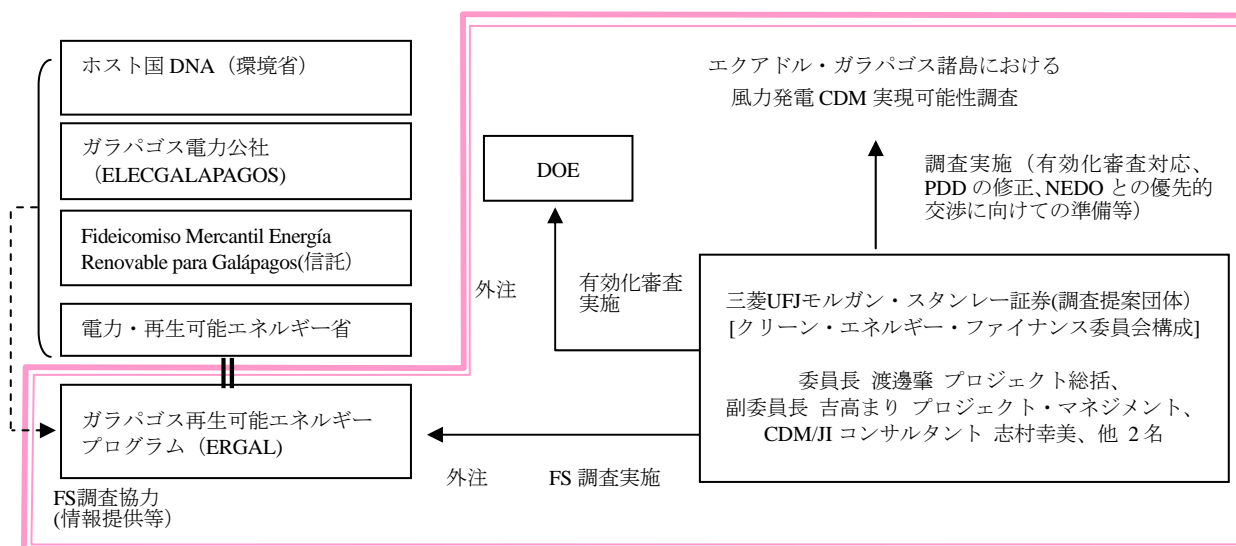


図 2-1：調査実施体制

特に、実際のプロジェクト運営及びモニタリングを担当するガラパゴス電力公社と ERGAL を通じて調整をとりながら、バリデーションで必要な情報収集や、モニタリング計画の詳細及び設置予定の測定機器について確認する。また、当該プロジェクト実施にあわせ、International Federation of Consulting Engineers (FIDIC:国際コンサルティング・エンジニア連盟) のエンジニア1名を技術的側面の監督者として採用しており、必要に応じ同エンジニアと技術的情報について照合する。

ERGAL は国連開発計画 (UNDP) と地球環境ファシリティー (GEF) のサポートの下、2007 年 4 月から電力・再生可能エネルギー省を通じて「エクアドル：発電のための再生可能エネルギーガラパゴス諸島の再生可能エネルギーによる電力供給のための技術支援 (Ecuador: Renewable Energy for Electricity Generation – Technical Assistance for Renewable Electrification of the Galapagos Islands)」プロジェクトを実施している。このプロジェクトは、発電における非在来型 (再生可能な) エネルギー技術の開発・利用を阻む障壁を取り除くことを目的としており、当初はガラパゴス諸島からスタートし、最終的には国全体で実施することが目標である。

ERGAL は限定的ではあるが既に 2004 年から活動を開始しており、諸島における再生可能

エネルギー技術の開発を阻止している障壁を特定する調査を行ってきた。同調査の一環であるプロジェクト資金確保の可能性の模索が ERGAL の CDM への関心の根拠となっている。

ERGAL は、プロジェクト活動の全体的な指針及びプロジェクトの進捗状況の監視や助言をプロジェクト運営委員会（ELECGALAPAGOS 社、CONELEC、MEER 及び環境省、海外協力事業団の代表者から構成される）から受ける。また、GEF のエクアドル政府窓口である環境省からもプロジェクト活動に対する監督・指導を受ける。

また、本調査では、排出削減クレジット購入契約（ERPA 契約）についての協議を開始することを予定しており、売り手側の代表調印者であり当該プロジェクトの資金調達を担っている Fideicomiso Mercantil Energía Renovable para Galápagos（ガラパゴス再生可能エネルギー信託）及び ERPA 契約に対して影響力を持つ電力・再生可能エネルギー省等と相談しながら、ERPA の進め方について検討する。

2.2 調査課題

本プロジェクトの CDM としての実現可能性を明らかにするには、本調査において次に挙げる課題を明確にする必要があると考えられる。

（事業化関係）

- **プロジェクトの概要:** 当該プロジェクトの機器調達及び契約等を担うガラパゴス再生可能エネルギー信託は、2010年7月21日に風力タービンの機器メーカーとの契約に調印した。それに伴い、プロジェクトの立地、発電量の予測、使用技術等の見直しがなされる可能性があるため、本調査にて確認する。同契約によって第1フェーズの導入容量が決定されたが、第2フェーズについては未だ不明のため、PDDにおける記載内容との整合性をチェックする観点から、導入機器及び設置容量が今後若干変更される可能性について確認する。
- **環境影響について:** 契約時の予定では第1フェーズの建設を来年初旬に開始するため、EIA に記されている環境管理計画(EMP)実施の準備について確認する。
- **案件の実現性について:** 第1フェーズで導入予定の風力発電機器は発注されたが、送電線の機器発注先はまだ確定していない。また、第2フェーズについての見通しは未だ不明瞭であるため、本調査にて確認する。
- **カントリーリスクについて:** 本調査にて、当該事業実施に対するカントリーリスクについて評価する。

(コベネフィット関係)

- ・ **発電機のテールパイプからのガス排出量の測定:** 次回の測定予定日を確認し、測定方法等について情報収集を行う。

(CDM 関係)

- ・ **PDD の修正:** 昨年度作成した PDD 案の内容を確認し、必要に応じて修正する。また、昨年度では、小規模方法論 AMS-I.D. (グリッド接続の再生可能発電) を使用したが、2010 年 5 月に AMS-I.D. のミニグリッドに関する項目が取り除かれ、新たな小規模方法論として AMS-I.F. (受け手側使用及びミニグリッド向けの再生可能発電) が承認されたため、AMS-I.F. の適用が可能か確認する。
- ・ **バリデーションに必要な根拠となる資料:** バリデーションのサイト訪問に先駆け、PDD に記載されている情報の根拠となる資料等を収集し、内容を確認の上、サイト訪問に備える。
- ・ **ベースラインシナリオについての調査:** 当該プロジェクトにおけるベースラインは、昨年度の調査結果を反映しているが、これは機器メーカーが決定される以前の想定値である。本調査にて、昨年度の情報から、プロジェクトの概要及びベースラインに使用したデータ等に関する変更が生じたか確認する。
- ・ **モニタリング等に使用する機器:** 導入機器の詳細が確定していなかったため昨年度実施できなかったモニタリング機器の詳細及び較正 (キャリブレーション) 方法について、小規模方法論 AMS-I.F との整合性を確認する。
- ・ **プロジェクト実施期間:** プロジェクト実施期間及びクレジット獲得期間について、風力発電所の寿命等とあわせ現地関係者と再度確認を行う。また、プロジェクト実施に関する資料 (prior consideration) の提出に向けて、現地関係者と代表コンタクト先の選定や、資料の提出時期等について確認する。
- ・ **利害関係者からのコメントの確認:** EIA にて収集されたコメント及び対処策をそのまま引用したが、最後に会合が開催されてからやや時間が経過しているため、再度利害関係者を招集し、プロジェクトに対するコメントの確認を行う。プロジェクト実施期間及びクレジット獲得期間について、風力発電所の寿命等とあわせ現地関係者と再度確認を行う。
- ・ **DOE による有効化審査:** 本調査にて、有効化審査を開始し、当該案件の CDM 登録に向けての課題を確認する。

2.3 調査内容

本調査では、2度の現地調査の実施と文献調査に加え、現地調査で収集できなかった情報を現地カウンターパートである ERGAL を通して確認した。詳細は、第2章及び第3章にて述べる。現地調査の詳細は次項4項に示す。

(事業化関係)

- ・ **プロジェクトの概要:** 機器メーカー及び FIDIC から派遣されたエンジニアは、9月に現地視察を行い、プロジェクトの立地、発電量の予測、使用技術等の見直しを行った。その結果、第2フェーズ予定地へのアクセス道路が既に存在するため環境への影響が低く、風況データの結果も良好のため、立地へのアクセスが劣悪な第1フェーズ用の立地ではなく、第2フェーズ用の立地を使用することが検討された。両立地は、2009年に承認された EIA にて建設予定地として申請されていたが、環境監視計画(EMP:Environmental Monitoring Plan)が其々立地別に計画されていたため、ガラパゴス国立公園や環境省等の EIA 認許機関と相談した結果、EIA の軽微な変更の申請を行うこととなった。2011年1月にガラパゴス国立公園及び環境省より当該変更の承認を得た。現地カウンターパートとの協議の結果、PDD には両立地を併せて記載することで問題なく、PDD に特段修正は必要ないことを確認した。

また、機器メーカーが新しい風況データを元に年間発電量予測値を修正したため、PDD も併せて修正した。第2フェーズの計画は、第1フェーズに導入された機器の稼動状況を確認し特段支障が確認されなければ、同メーカーと同様の容量のタービンを7基発注する予定である。そのため、現計画では、両フェーズあわせて750kWのタービンを10基導入することとなり、総計7.5MWとなることが確認された。その他、第1フェーズの発電稼動スケジュールが風力発電所建設の遅延から2011年10月となった。

プロジェクト概要の詳細については、第3章1項に述べる。

- ・ **環境影響について:** 前述したとおり、現在 EMP の変更のため、EIA 変更の許認申請中である。変更案は、原案と比較すると環境への影響が大幅に低減されていることが確認された。詳細は、第3章1項及び9項に述べる。
- ・ **案件の実現性について:** 送電線の機器発注先と覚書きが締結されているが、契約は締結されていない。現在、第1フェーズの発電稼動までに送電線の整備が完了するよう、契約交渉を進めていることが現地カウンターパートと確認された。詳細は、第3章15項に述べる。
- ・ **カントリーリスクについて:** 2010年9月末に、暴動が発生したことから、エクアドル大統領は非常事態宣言を発動した。現地カウンターパートの報告では、主要都市では一時的に治安が悪化した

ガラパゴス諸島への影響はなかったことが確認された。よって、当該事業実施に対するカントリーリスクは従来どおりであることが想定される。

(コベネフィット関係)

- ・ **発電機のテールパイプからのガス排出量の測定:**2010年の測定は、2月1日～2日に実施されており、次回の測定は2011年2月～3月の時期を予定していることが確認された。そのため、2010年初旬に測定された数値を用いた。また、測定方法については、米国環境保護庁のガイドラインを基にした規定に沿って実施していることが確認された。詳細は、第5章に述べる。

(CDM 関係)

- ・ **PDDの修正:**風力機器発注後に生じた変更案にあわせて、昨年度作成したPDD案を修正した。また、2010年5月に承認された小規模方法論AMS-I.F.の適用条件等を確認したが、当該案件への適用に問題はなかったため、同方法論に沿ってPDDを修正した。バリデーションのパブリックコメントのため、2011年1月にバリデーション契約先であるDOEにPDD案を送付した。また、バリデーション用のPDDのスペイン語翻訳を行った。
- ・ **バリデーションに必要な根拠となる資料:**バリデーションのサイト訪問に先駆け、今日までのバリデーション経験を活かし、PDDにて記載されているプロジェクト情報及び追加性の根拠となる資料等の準備をサイト訪問に備え2011年1月初旬より開始した。また、1月末にバリデーターよりサイト訪問のスケジュール及び確認事項について連絡があったため、確認事項のリストに沿って追加資料を準備した。
- ・ **ベースラインシナリオについての調査:**現地との確認の結果、当該プロジェクトにおけるベースラインシナリオの変更は生じなかった。しかし、最新データに基く発電量予測値が昨年度に比べ下回ったため、排出削減量を試算し直した。詳細は、第3章4項に述べる。
- ・ **モニタリング等に使用する機器:**導入機器の詳細については、未だ確定していないため確認できていないが、モニタリング機器の較正(キャリブレーション)方法については、国内で規制があり、2年おきに較正することが義務付けられていることが判明した。よって、小規模方法論AMS-I.F及び小規模CDMプロジェクトのガイドラインに整合していることが確認された。風力発電プロジェクトについては、小規模方法論が規定するモニタリングポイント以外にバルトラ島で消費された電力量を追加した。本件の適切性については、有効化審査のサイト訪問にてバリデーターにより確認され、方法論からの逸脱申請は必要ないことが明確となった。また、風力発電所と併せて建設されるサブステーションには、将来風力発電所以外の再生可能エネルギー起源の電力が送電される可能性があるため、それら当該プロジェクト以外の再生可能エネルギーからサブステーションへ供給される電力量をモニタリング項目に追加し、サン

タクルス島へ供給される全電力のうち、風力発電所によって供給される割合を算出し、ベースライン排出量を計算するよう PDD を変更することとなった。当該変更については、本調査終了後に実施する。詳細は、第 3 章 6 項及び第 4 章に述べる。

- ・ **プロジェクト実施期間:** プロジェクト実施期間は、風力発電所の寿命等を考慮し、最低 20 年としたが、潮風により機器の寿命が通常より短くなる可能性があることが考えられる。そのため、クレジット期間は、更新可能な 7 年間とし、更新毎に風力タービンのメーカー、若しくは専門家と検討しながら更新の可能性について再度検討する。また、プロジェクト実施に関する資料 (prior consideration) の提出については、EIA における EMP の軽微の変更が承認されていないことから提出時期を延期していたが、CDM の規定ではプロジェクト開始日から 6 ヶ月以内に提出されなければならない。当該変更は実際に prior consideration の申請書に記載する内容に影響を及ぼさないため、1 月 17 日に宿主国 DNA 及び国連事務局へ提出した。
- ・ **利害関係者からのコメントの確認:** 2011 年 1 月 6 日に、再度利害関係者を招集し、プロジェクトに対するコメントの確認を行った。現地からの報告では、昨年度の調査にて利害関係者へのヒアリングを兼ね、CDM について説明を行っていたこともあり、事業全般及び EMP の軽微な変更についても利害関係者らの理解を得ていることから、特段問題となるコメントは述べられなかった。詳細は、第 3 章 10 項に述べる。
- ・ **DOE による有効化審査:** 本調査では、有効化審査のサイト訪問前のデスク・レビュー及びサイト訪問等を通じて、当該案件の CDM 登録に向けての課題を確認した。PDD は、2011 年 1 月 8 日に国連のウェブサイトにてアップロードされている。また、2 月上旬に実施した第 2 回現地調査にて、サイト訪問を実施した。詳細は、第 4 章に述べる。

2.4 現地調査

第 1 回現地調査を 2010 年 11 月に実施した。現地調査では、現地カウンターパートの ERGAL 及び現地事業参加者であり、ERGAL の監督を担っている電力・再生可能エネルギー省や、PDD 案のセクション A.3.にて現地側の代表事業参加者であるガラパゴス再生可能エネルギー信託と打ち合わせを行い、本 CDM 事業の進捗状況及び調査計画について協議した。また、それら関係機関に対し、有効化審査の開始に必要な手続き及び審査開始後のスケジュールや、今後の CDM に関するトランザクション・コスト、費用分担、ERPA 交渉等について説明し、各団体の意向を確認した。また、宿主国 DNA 承認申請のために同国環境省における担当者と意見交換を行った。

その他、関係省庁及び政府機関の要望で、CDM についてのインハウス・セミナーにて講師

を勤め、本 CDM 案件への理解促進を図り、エクアドル国政府機関のキャパシティー・ビルディングに貢献した。

第 2 回現地調査は、2011 年 2 月上旬に行い、現地ではバリデーターのサイト訪問に向けた準備、及びバリデーションのサイト訪問実施、事業の実現化や、今後国連への登録に向けての作業と協力体制の確認等を中心に関係者等と協議した。

3 調査結果

3.1 プロジェクトの内容

3.1.1 風況調査及び立地選定背景

ガラパゴス諸島は、第 1 章に述べたように季節によって風速が大きく変動する。雨期の 2 月から 4 月の間の月平均風速は 5 メートル/秒を下回ることがある一方、乾期の 5 月から 10 月の間には 7 メートル/秒になることがある（図 3-2 を参照）。

本プロジェクトの計画段階において立地候補としてバルトラ島及びサンタクルス島の両島を対象に調査が行われた。その結果、図 3-1 で示されている 3 つの拠点(バルトラ、サンタローザ、カモテ)が候補地として選定され、其々の風況調査が行われた。風速の測定は、2005 年 6 月から、地上 20 メートル、30 メートル、40 メートルの高さに設置された風速計を使って実施された。2005 年 6 月から 2008 年 6 月までの期間については、10 分間の平均値が利用可能である。2008 年には、風力発電所拡大設計のため、さらに地上 50 メートルの高さでの測定が行われた。2005 年 6 月以降で記録された最大風速は 22 メートル/秒未満であり、平均乱流強度は 11% 未満となっている。従って、バルトラの拠点では IEC 耐風クラス III B のタービンが適している。



図 3-1：サンタクルス島とバルトラ島における 3 つの立地候補地

3 拠点の平均風速は地上 40 メートルの高さで 6~6.2 メートル/秒であり、ワイブル分布の形状係数 k 値¹⁴が最大 2.3 に近い値となっている。

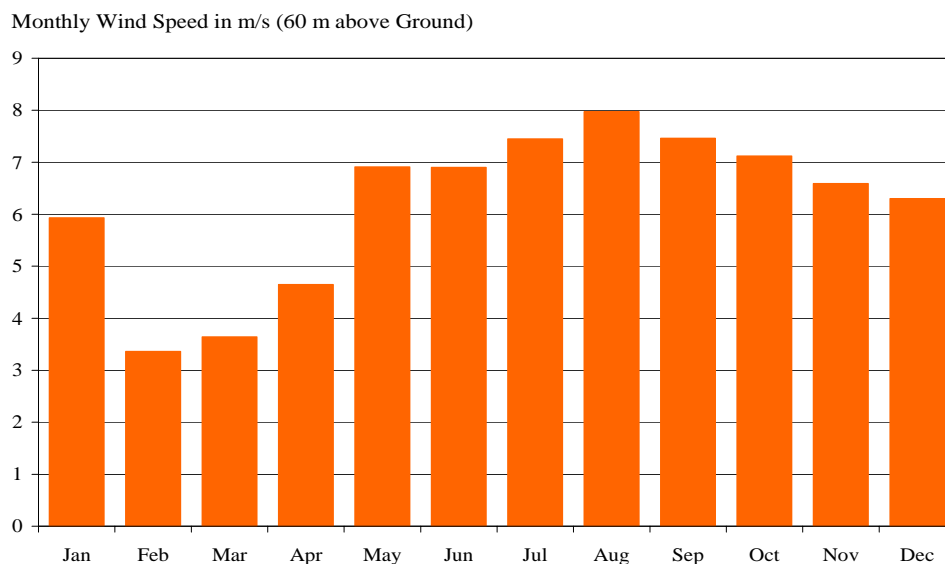


図 3-2 : バルトラ島における年間風況調査結果 (地上 60 メートル地点*)
(*データは、地上 40 メートルで測定されたデータを基に算出)

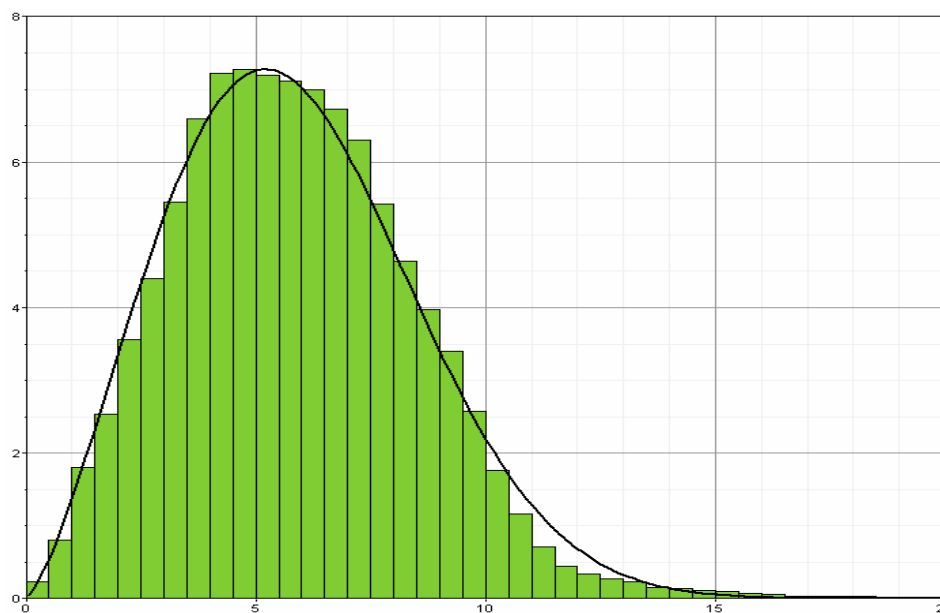


図 3-3 : バルトラ島—地上 40 メートルにて測定された頻度分配図 (%)

¹⁴ ワイブル分布については、新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 風況精査マニュアルを参照。
(<http://app2.infoc.nedo.go.jp/nedo/Weibull.pdf>)

2005年より開始したバルトラ島における風況調査は、図3-4に示すとおり、第1フェーズ用の立地候補地に近い南方に設置された。その後、2009年5月に、第2フェーズのため更に北2kmの地点に50mの高さの風速計を設置し、風況を測定した。

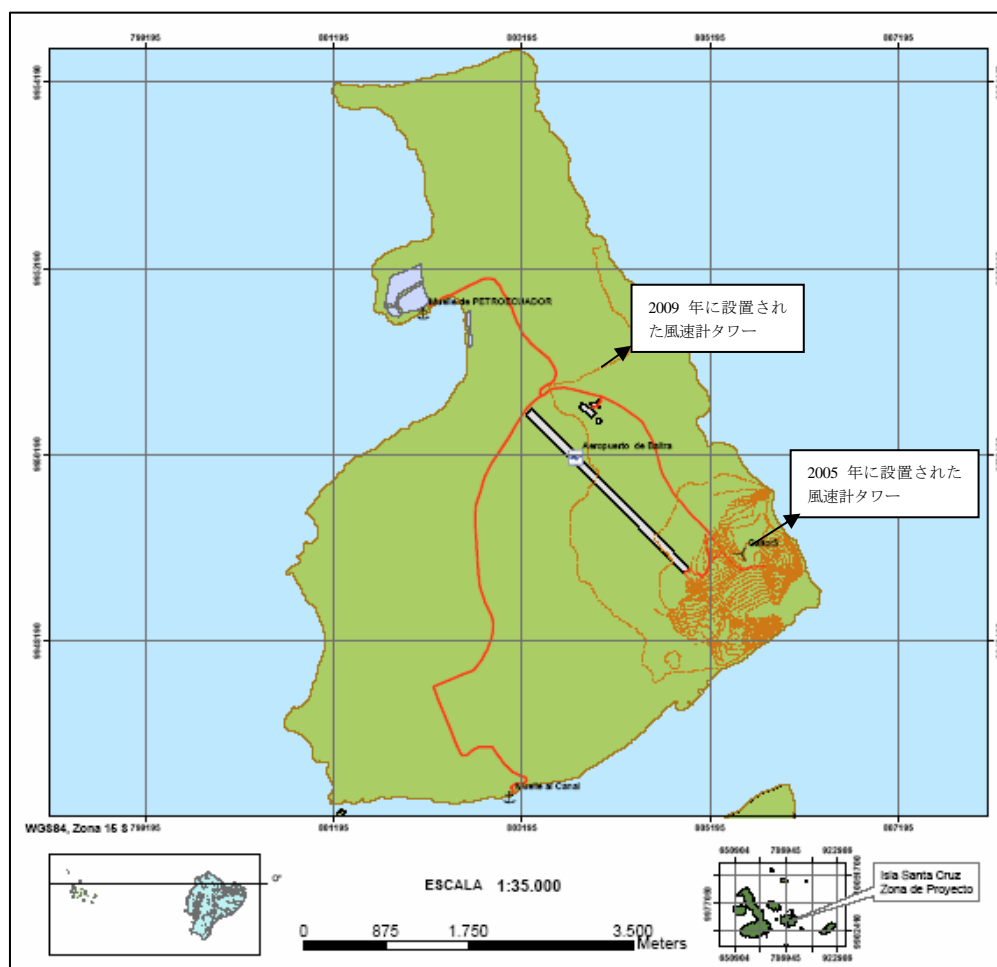


図 3-4： バルトラ島における風況測定ポイント

第1フェーズ及び第2フェーズにおける風力発電所の建設地は環境影響評価の結果に基づき選定した。ガラパゴス諸島に生息する、若しくは渡り鳥等の通過する動物相及び植物相へのリスクが特に重要視されたため、環境影響評価はガラパゴス諸島の生態系に最も詳しいチャールズ・ダーウィン財団が実施した。調査から、サンタクルス島の建設予定地では鳥類とコウモリの生息環境と飛行ルートに影響が及ぶリスクが高いことが判明した。一方、図3-5にて赤線で囲まれている建設予定地には鳥類等の飛行ルートの問題がない上、第二次世界大戦中に建設された米軍基地の跡地がアクセス用施設として利用できるため好条件である。

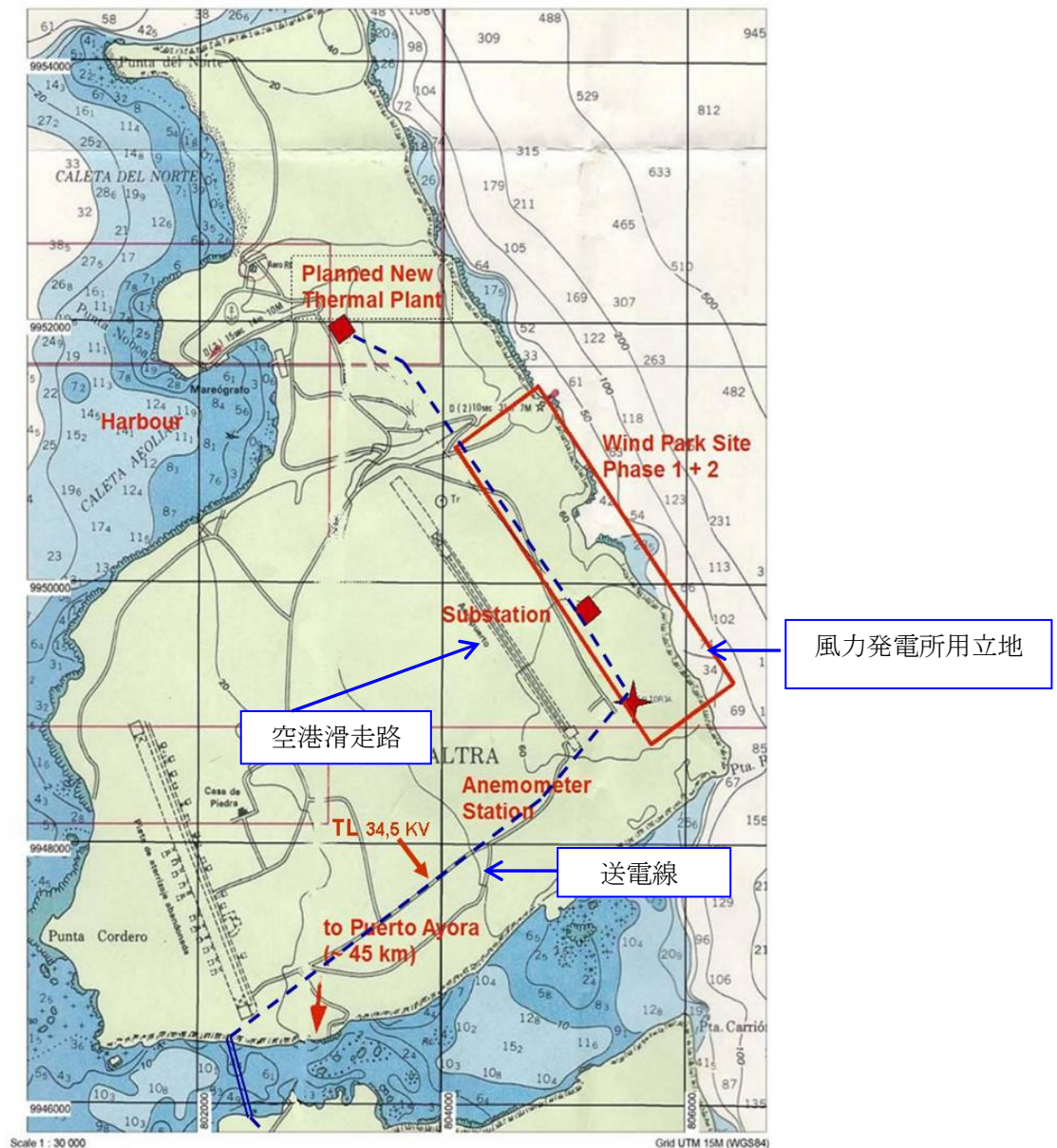


図 3-5 : バルトラ島風力発電所選定地

バルトラ島は平坦であり機器の輸送・組立に特別な条件がなく、港と風力発電所候補地の距離はわずか4キロメートルである。また、同島には、国立公園に指定されている広大なエリア以外に軍用地がある。ガラパゴス開発庁 (INGALA) は、これらの複雑な土地利用及び風況測定・EIA の結果を総合的に考慮し、関係機関との協議の上、風力発電所のプロジェクトサイトを航空規定に定める空港滑走路からの隔離距離の要件を満たすことで、南東部に決定した。

バルトラ島の土地利用に関する詳細については図 3-6 を参照されたい。選定地には、1MWクラスのタービンを基準として出力が 30MW 超の設備設置用のスペースがある。

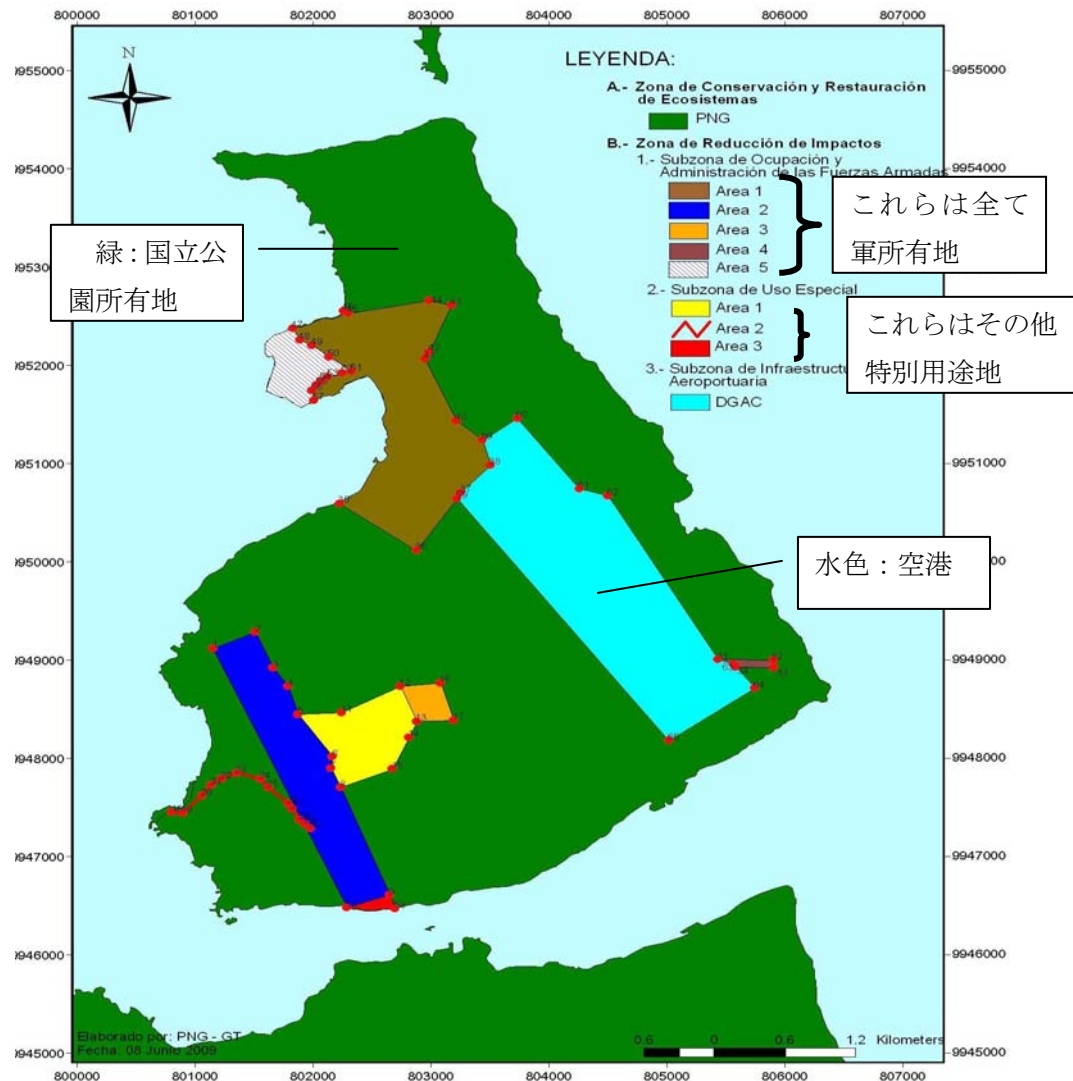


図 3-6 : バルトラ島土地利用詳細図

(出典 : INGALA、ガラパゴス国立公園)

当初、第 1 フェーズでは送電線に近い立地に風力発電所を建設し、第 2 フェーズにて更に北に離れた、備蓄基地に近い立地にて建設する予定であった。しかし、風力発電タービンの機器メーカー及び FIDIC より派遣されたエンジニアが、2010 年 9 月にバルトラ島を視察し、立地及び最新の風況データを確認したところ、以下の理由から第 1 フェーズと第 2 フェーズ候補地を入れ替えることを提案した。新提案では、第 2 フェーズに予定されていた北部の立地より序々に南下していき、第 1 フェーズにて予定されている立地へと向かうかたちで建設する方針である。専門家らが挙げた立地の変更理由を以下に示す。

- 2009 年に設置された風速計 (50m の高さ) の風況データが、2005 年に設置された風速計のデータよりも良好であり、当初第 1 フェーズ用に予定していた立地に比べ、

より多くの発電が可能である

- 第2フェーズ予定地には、風力タワーが建てられる地点までのアクセスロードが既に存在する（図3-7を参照）
- イグアナ等の絶滅危惧種の巣が確認されておらず、当初予定していた立地より環境に及ぼす影響が著しく低減されることが考えられる（図3-8を参照）



図 3-7：第1フェーズ建設予定地

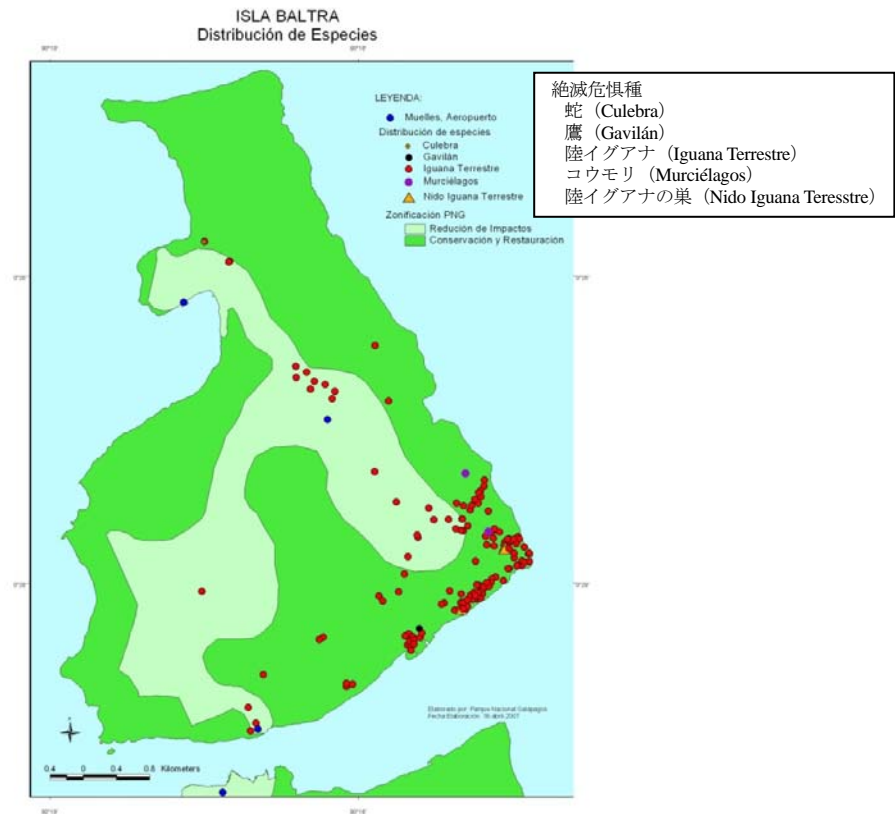
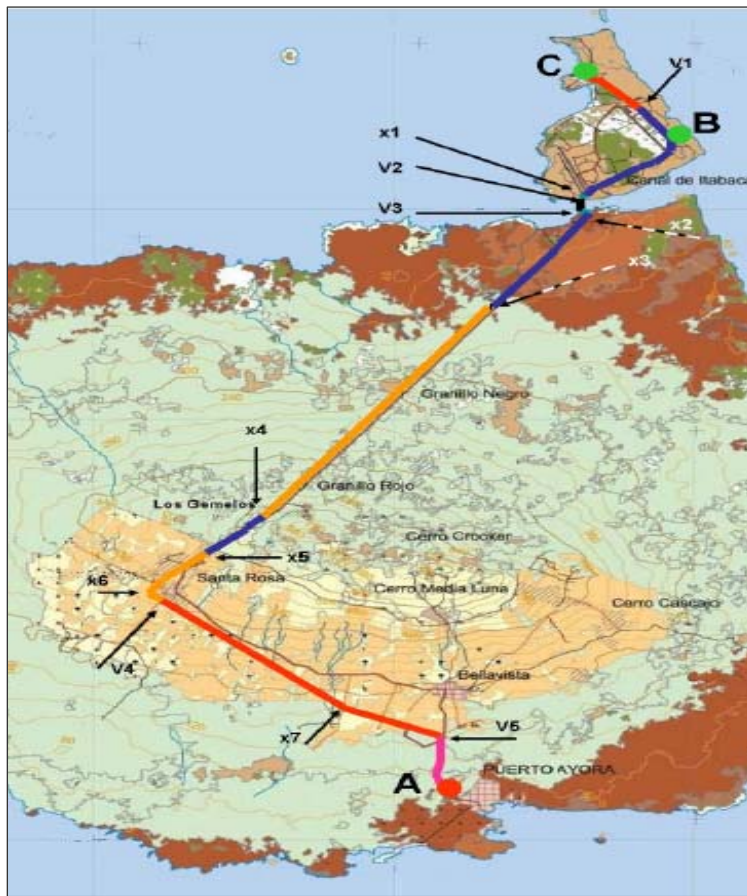


図 3-8 : 2010 年に公表された絶滅危惧種の生息図
(出典：ガラパゴス国立公園)

2009 年に承認された EIA には両立地が含まれていたため、建設開始の立地の順序が変更されるだけであるが、EIA 認許機関らとの協議の結果、EIA に記載されている環境監視計画 (EMP : Environmental Monitoring Plan) の変更が必要なため、承認された EIA の軽微な変更を申請することを決定した。2009 年には、ガラパゴス国立公園、CONELEC、環境省の 3 機関より EIA が承認されたが、CONELEC の EIA 規定には関与しないことから、軽微な変更についてはガラパゴス国立公園及び環境省のみの承認が必要であり、既に取得している。

バルトラ島における風力発電所建設の構想と同時に、バルトラ島からサンタクルス島へ電力を供給するための送電線の導入を検討した。図 3-9 は送電線設置の詳細計画である。



- 変電所
- A:プエルトアヨラ(既存の施設を使用)
 - B:バルトラ(風力発電所に対応)
 - C:カピタニア(燃料ステーションと連結)

- 海底及び地下ケーブル
- コンパクト型送電線
- 高架線
- 従来型高架線

図 3-9：送電線配線計画

送電線設置については、生態系への影響に配慮している。EIA の結果、ガラパゴス国立公園内においては高架敷設、地中埋設及び水中敷設を組み合わせ、低電圧での送電や地上に設置される送電線には絶縁体物質のコーティング等の技術を導入する。また、景観を考慮し、可能な限り周囲と一体化するための努力を施す。施設の高架部分の寿命は25年であり、他の部分の寿命はさらに長い。適切なメンテナンスにより、寿命を延長できるものと期待する。

3.1.2 実施計画

風力発電所の整備は、3つのフェーズに分けて実施される。現在、第1フェーズの初期投資資金が一部不足しており、かつ第2フェーズの資金源は確保できていない。第1、第2フェーズの実施結果によって第3フェーズの実施が決議されるため、CDM としては第1、第2フェーズのみ考慮する。風力タービンは全て同じタイプのものを使用し、個々のタービンの規模は全高 82m 未満、設備発電能力 500kW から 1500kW までとする。フェーズ毎の実施計画は以下のとおりである。

<第1フェーズ：グリッドとのパラレル運転>

第1フェーズでは、標準設備出力 2.25MW の風力タービンがグリッドとパラレル運転で稼働する見込みである。グリッドの安定性を確保するために、風速が早く需要が低い時期には風力発電所の公称出力を下げる必要がある。プエルトアヨラ（サンタクルス島）及びバルトラ島を合算した年間負荷増大率 7%と典型的な負荷曲線を用い、最小ディーゼル負荷 50%の安定性基準を考慮したシミュレーションでは、風力エネルギーの導入率が最大 25%（即ち 2010 年 2 年間はグリッドの総電力需要 2.4GWh のうち最大 6GWh）で、風力発電量の 19%が超過電力となる。導入率は稼働後電力需要に合わせて調整していく。

<第2フェーズ：風力/火力発電ハイブリッドシステム>

第2フェーズでは、5.25MW の風力発電所の拡張が計画されている。風力導入率は、風速が低い 2 月から 4 月以外の 9 カ月において最低 50%まで引き上げる。

<第3フェーズ：蓄電池を備えた風力/火力発電ハイブリッドシステム>

第3フェーズでは、大規模な工業用蓄電池をシステムに導入し、最大 12MW の風力発電機を増設して風力導入率 100%を目指す（導入率の算出方法は、前述と同様に 1 年のうち 9 カ月のみを算入）。同フェーズでは、政府の化石燃料ゼロプログラムにて並行して構想が練られている電気自動車導入案と連動して実施する予定である。これは、サンタクルス島とバルトラ島における全ての陸上旅客車を電気自動車に切り替える提案だが、大型トラック及び一部の特殊機械についてはバイオ燃料に切り替えることが提案されている。

3.1.3 風力発電及び送電線に係わる導入技術

風力発電機については、機器メーカーと交渉した結果、導入予定の風力タービンの特徴は次のとおりである。

- 3枚ブレード、翼型、アップウィンド型ローター
- IEC クラス III 風力タービン
- アクティブヨー（首振りシステム）
- ピッチ・コントロール
- 多重系フェールセーフシステム
- 全自動運転、リモートコントロール&モニタリング用インターフェース
- 独立型チューブ状スチールタワー（支え線なし）

また、タービンは IEC の 34-72 を使用し、絶縁種別は熱帯地域対応を考慮して温度上昇限度が高くても長時間持続して使用できる F 種を用いる予定である。

送電線については、建設に係わる契約が締結されていないが、導入技術等については図 3-9 に示すとおり、ガラパゴス諸島の生態系保護を重視した EIA にて限定されている。

3.2 適用方法論

風力発電プロジェクトで使用される方法論は、小規模方法論 I.F.「受けて側使用及びミニグリッド向けの再生可能発電(Renewable electricity generation for captive use and mini-grid) (バージョン 1)」である。

3.3 CDM におけるプロジェクト・バウンダリーの設定

プロジェクト・バウンダリーは、方法論が示すとおり再生可能エネルギー生成源の施設であるため、風力発電所とする。送電線は、プロジェクト・バウンダリー外である。

3.4 ベースラインの設定

3.4.1 Eマイナス

本プロジェクトは政府主導で進められているが、法的義務による試行ではなく自主的行動である。しかしながら、本プロジェクトは、ガラパゴスにおける化石燃料使用率をゼロにするという 2007 年に大統領宣言によって導入された政策の下に実施されている。これは、第 22 回 CDM 理事会で決定された「ベースラインシナリオの決定における国家・産業政策の扱いについて」の E マイナスに該当する。よって、ベースラインシナリオは、同プログラムが導入されていない状態となる。

3.4.2 バルトラ島におけるベースラインの設定課題

ベースラインシナリオは、サンタクルス島におけるミニグリッドの代替とした。小規模方法論 AMS-I.F. の第 1 項では、「in the absence of the project activity, the users would have been supplied electricity from one or more sources listed below: (a) A national or a regional grid (grid hereafter); (b) Fossil fuel fired captive power plant; (c) A carbon intensive mini-grid.」となっていることから、ミニグリッドを有するサンタクルス島（上記 (c) に該当する）と、19 の施設が其々自家発電機を有するバルトラ島（上記 (b) に該当する）を併せて 1 つのプロジェクトで取扱うことが可能である。(b) の自家発電機によるベースライン排出量の試算には、最新の電力消費によるベースライン・プロジェクト排出量・リーケージ排出量の計算ツール (Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption) を用いることが規定されている。

同方法論ツールでは、MWh 当たりの CO₂ 排出量の係数を試算するのに、化石燃料消費量及び発電量のデータを用いる B1 オプションと、方法論ツールが定めるデフォルト値を使用する B2 オプションの 2 つの選択肢が提示されている。B2 オプションを使用するには、ベースラインの排出係数を設定するにあたり、ベースラインシナリオにおける電

力消費量とプロジェクトシナリオにおける電力消費量を比較する必要がある。

化石燃料消費量に関するデータの入手にあたり、昨年度の調査にて各施設へのディーゼル油供給量は、供給元である Petrocomercial 社より入手可能であることを確認したが、供給されたディーゼル油はトラックやボート等の運輸用に使用されるため、発電用に使用されたディーゼル油のみの算出は同社の情報だけでは不可能であることが判明した。その後、全施設に対してヒアリングを実施したが、2つの消費用途を区別して把握しているのは Petrocomercial 社のみであるということが分かった。

19の施設の中で最も電力消費量が高いとされる施設は、空港、軍用基地、Petrocomercial 社の石油製品貯蔵基地の3箇所である。各施設へ情報提供を求めた際、唯一データ提供のあった Petrocomercial 社の石油製品貯蔵基地では、自家発電用として月当たり僅か400ガロンを使用している。これをGHG排出量にすると、約4CO₂-トン程度となり、電力消費が高いとされている同施設でさえ、サンタクルス島に比べプロジェクトの実施に伴う温室効果ガス削減量は大幅に低い。

方法論ツールのB1、B2のオプションを用いるには実測データが不足しているため、ERGal と協議した結果、同島の消費量が少ないこともあり、本プロジェクトにおけるCDMの対象は、サンタクルス島のミニグリッド代替のみとし、バルトラ島にて消費された電力についてはモニタリングで測定し、ベースライン排出量から差引くこととした。PDDに記載するベースライン発電量には、風力発電の予想出力量を使用する。また、同方法の適切性について有効化審査にて確認する。

3.4.3 風力発電におけるベースライン排出量の算定方法

第1フェーズでは、風力タービンは既存ディーゼル発電システムと同時に稼働させる。風力によるエネルギー生産量はピッチコントロール等によって制御され、需要に基づいてグリッドが受け入れられる電力量だけが供給される。これらの微調整については、モニタリング計画にて明確な方針の下、測定する。

第2フェーズでは、火力発電所が稼働開始する予定であり、風力発電所にフライホイール、MSM マスター同期機を設置することによって、既存のディーゼル発電システムを完全に稼働停止することが計画されている。

当該方法論第13項では、ディーゼル発電システム用の簡易排出係数が方法論表I.F.1に示されている。同島に唯一存在する発電所は、ディーゼル燃料を利用する24時間稼働のシステムであり、方法論の表I.F.1の係数を用いることができる条件を充たすため、発電容量が200kW

以上の排出係数である 0.8 tCO₂e/MWhを用いて、風力からの発電量は表 3-1、ベースライン排出量は表 3-2 に示すとおり算定する。

風力発電のロードファクター確定方法に関して、ガイドライン（Guidelines for Reporting and Validation of Plant Load Factors, ver.01）は2つのオプションを提示している。昨年度の調査では、ERGA が試算値として使用しているドイツの Factor 4 Energy Projects 社によって測定されたロードファクターを用いたが、ガイドラインの第 3(b)項に則りバリデーション用に国連のウェブサイトへアップロードされた PDD には、バリデーション開始前の 2010 年 12 月末に機器メーカーが提示したロードファクターを採用した。しかし、第 2 回現地調査の結果、更に新しい発電予測値が機器メーカーにより提出されることが判明したため、国連登録用の PDD には、最新のデータを使用することとなった。有効化審査のサイト訪問にて、同データを使用することについて問題ないことが確認された。

表 3-1：風力発電量算定

フェーズ	公称出力 (MW)	台数	年間発電量 (MWh)*	純年間発電量 (MWh)
第 1	0.75	3	5930	5337 =>4800 (調整値 ¹⁵)
第 2 (既存+追加容量)	0.75	10	16936	15242 =>13718 (調整値 ²)

*風況シミュレーション WASP による発電量予測値を使用

$$BE_y = EG_{BL,y} \times EF_{CO_2,y}$$

$$BE_y = EG_{BL,y} \times 0.8$$

BE_y : y 年のベースライン排出量 (t CO₂)

$EG_{BL,y}$: y 年のエネルギーベースライン (電力発電量) (MWh)

$EF_{CO_2,y}$: 排出量係数 (t CO₂/MWh)

$$EG_{BL,y} = (EG_{BL-wind,y} + EG_{BL-j,y} - EG_{BL-Batra,y}) \times (EG_{BL-wind,y} / (EG_{BL-wind,y} + \sum_j EG_{BL-j,y}))$$

$EG_{BL-wind,y}$: y 年における風力発電所による発電量 (MWh)

$EG_{BL-Batra,y}$: y 年における風力発電所からバルトラ島へ供給された電力量 (MWh)

$EG_{BL-j,y}$: y 年における CDM 案件ではない、j 発電所による発電量力発電所のサブステーションへ供給された電力 (MWh/y)

¹⁵ 機器メーカーの試算によると、純発電は発電量*0.9 で求めることができる。また、FIDIC のエンジニアの助言により、機器メーカーの推定発電量に更に 10% のディスカウントファクターを用いて試算している。

表 3-2 : ベースライン排出量算定 (第 1 クレジット期間)

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目
第1フェーズにおける電力発電量 (MWh/year)	4,800	4,800	--	--	--	--	--
第2フェーズにおける電力発電量 (MWh/year)	--	--	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718
①・EG _{BL,y} 総計想定年間電力発電量 (MWh/year)	4,800	4,800	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718
②方法論排出係数 (tCO _{2e} /MWh)	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
③BEy: ベースライン排出量 (tCO _{2e}) =①x②	3,840	3,840	10,974	10,974	10,974	10,974	10,974

3.5 プロジェクト排出量及びリーケージ

小規模方法論 I.F.においては、地熱若しくは貯水池を有する水力発電事業以外ではプロジェクト排出量が考慮されないため、当該風力発電所に係るプロジェクト排出量はゼロとする。

リーケージについては、同方法論ではエネルギー創出機器が移転された場合のみリーケージをカウントするため、当該風力発電所に係るリーケージはゼロとする。

3.6 モニタリング計画

小規模方法論 I.F.におけるモニタリング項目は、グリッドへ供給された純電力量である。サブステーションが送電のため風力発電所に近設される予定であり、風力発電所の管理やモニタリング機器の観測等は、SCADA システムを導入することで、サンタクルス島の既存ディーゼル発電所にてリアルタイムに管理することが計画されている。そのため、サンタクルス島のミニグリッドへの供給量は、サンタクルス島の ELECGALAPAGOS 社のオフィスにて全て記録することが可能である。また、風力発電所よりバルトラ島内で供給される電力量についても、同じ方法にて全て記録を録る。

現在、風力機器メーカー及び FIDIC から派遣された監督者、ELECGALAPAGOS、ELGAL 等の関係者で、送電のサブステーションのデザインと併せて導入計測器について検討中である。モニタリング方法及び計測器の較正には、小規模方法論に関する全般的なガイドライン (General guidelines to SSC CDM methodologies, ver. 15) の第 17 項及び小規模方法論 AMS-I.F. によると以下の点が考慮される。

表 3-3 : 全般的なガイドライン、第 17 項

ガイドライン内容	当該事業
(a) モニタリング項目として収集された全てのデータは、電子アーカイブ化し、クレジット期間終了後も2年間保存しなくてはならない。	現地には指導済みではあるが、データ容量の問題があるため、どのデータを電子媒体へ移行するか等について検討中である。
(b) 削減に直接関与しているデータ変数については、継続的(continuously)に計測するべきである。削減に間接的に関与しているデータや係数等は、方法論にて明記していない限り、最低1年に1度計測若しくは計算されるべきである。	削減に直接関与しているデータは、風力発電による発電量及びバルトラ島への供給量であり、これらは継続的に計測するため、特段問題ないと考える。
(c) 測定器は、国内の規定若しくはIEC基準によって認証されていなければならない。国内の基準及び参照ポイント、若しくはIEC基準によって較正され、適切な期間をもって機器メーカーのスペックに則って最低3年に1度の頻度で再較正されなければならない。	国内の法規制 (CONELEC-005/06、2006年に改正)では、2年毎に較正されることが定められており、特段問題ないと考える。
(d) 不確実性が高い、若しくは適切な較正が行われていない測定機器によるデータは、近隣、国内データや、商的データ等と比較し、整合性を確保する。	今のところ該当しないことを想定。

3.7 温室効果ガス削減量

排出削減量は下記のように計算される。

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

第1クレジット期間における当該プロジェクトの温室効果ガス削減量を表 3-4 に示す。

表 3-4 : 風力発電における温室効果ガス削減量

		ベースライン 排出量 BE_y	プロジェクト 排出量 PE_y	リーケージ LE_y	排出削減量 ER_y
1	2011年10月-2012年9月	3,840	0	0	3,840
2	2012年10月-2013年9月	3,840	0	0	3,840
3	2013年10月-2014年9月	10,974	0	0	10,974
4	2014年10月-2015年9月	10,974	0	0	10,974

5	2015年10月-2016年9月	10,974	0	0	10,974
6	2016年10月-2017年9月	10,974	0	0	10,974
7	2017年10月-2018年9月	10,974	0	0	10,974
	合計	62,550	0	0	221,280

(tCO₂)

3.8 クレジット獲得期間

風力発電機の寿命は、最低20年以上とされているが、当該プロジェクトの立地が潮風に吹きさらされていることから、通常より短くなる可能性はある。本調査では、クレジット期間を更新可能な7年間とし、更新毎に機器の残余寿命を専門家と確認する。

3.9 環境影響及びその他の間接影響

風力発電プロジェクト及び送電線に関する環境影響評価（EIA）は、2007年9月から2008年3月の7ヶ月間で行われた。表3-は、バルトラ島の風力発電所に関する環境アセスメントと送電線に関する環境影響評価（EIA）の最重要マイルストーンを要約したものである。また、プロジェクト実行期間中に発生が予想される環境への影響の一覧も掲載する。

表 3-5: EIA の重要マイルストーン

実施日	活動
EIA に関する過去の活動	
2006年5月～2007年8月 チャールズ・ダーウィン財団により実施（ガラパゴス国立公園支援）	風力発電所がサンタローサ島、カモテ、バルトラ島の3カ所の鳥類、こうもり、イグアナ、植物相に与える環境影響を決定するためのアセスメント
2006年8月～2007年1月 Terrambiente 社により実施	サンタローサ島、カモテ、バルトラ島の3カ所の植物相に対する風力発電所建設の影響を評価するための予備的環境アセスメント（PEIA）
2007年1月22日 ERGAL（Terrambiente 社及び Proviento 社が支援）	利害関係者への説明会①：バルトラ島が風力発電所建設の唯一の実現可能な選択肢であると結論付けた予備的環境アセスメントの結果の公表
2007年11月7日 ERGAL(GEF、UND が支援)	利害関係者への説明会②：サンタクルス島プロジェクトのスケジュールの地域社会への公表
環境アセスメントの実施	
2008年1月5、10～16日まで ERGAL	実施要項の説明会への市民参加を促すため、新聞、ラジオ、テレビで開催を公告

2008年1月10～16日まで ERGAL (EIA コンサルタント Walsh 社支援)	バルトラ島の風力発電所及び送電線に関する EIA の実施要項の内容について地域住民から再度意見を聴取
2008年1月17日 ERGAL (Walsh 社支援)	利害関係者への説明会③：バルトラ島風力発電所及びバルトラ島からプエルトアヨラまでの送電線に関する EIA の実施要項の公表
2008年4月7日	環境省による実施要項の承認
2008年1月～7月 Walsh 社作成	環境アセスメントの実行
2008年7月22～30日まで ERGAL	バルトラ島風力発電所及び送電線に関する EIA の結果発表会への市民参加を促すため、新聞、ラジオ、テレビで開催を公告
2008年7月22～30日まで ERGAL (Walsh 社支援)	バルトラ島風力発電所及び送電線に関する EIA の結果について、地域住民から再度意見を聴取
2008年7月31日まで ERGAL (Walsh 社支援)	利害関係者への説明会④：バルトラ島風力発電所及びバルトラ島からプエルトアヨラまでの送電線に関する EIA 結果の公表
EIA の発表及び承認プロセス	
2008年10月16日	環境省、ガラパゴス国立公園及び CONELEC への EIA 文書（風力発電所及び送電線に関する）の提出
2008年12月3日	CONELEC による風力発電所及び送電線に関する EIA の承認
2009年1月5日	ガラパゴス国立公園による風力発電所及び送電線に関する EIA の承認
2009年3月7日	風力発電所及び送電線に関する EIA を環境省が承認
2009年7月24日	ERGAL プロジェクトに対し、風力発電所及び送電線の建設に環境省が環境許可を認許

これら一連の EIA を通じた調査の結果として判明した環境への影響とその対策を、表 3-6 にまとめる。風力発電の大きな課題は、立地の選択及び建設があたえる生態系への影響であるが、EIA に環境影響を確認する環境監視計画 (EMP : Environmental Monitoring Plan) がガラパゴス国立公園の指導に基づき詳細に記されており、ERGAL は同管理機関と共同でプロジェクトにおける環境への影響を観測する。本対応策は、2009 年にガラパゴス国立公園及び環境省から承認を得ており、両機関から十分な措置として認められている。

表 3-6: 予測される環境影響と対策

予測される環境影響	EMP
土砂移動及び鳥・爬虫類の巣の変化と一時的移動	風力発電機、道路やその他のインフラのための掘削前に、ガラパゴスリクイグアナ（ <i>Conolophus subcristatus</i> ）の巣と生息地を確認しなければならない。風力発電所建設については、イグアナ（絶滅危惧種）を保護するために連絡道路全体にフェンスを設置する必要がある。
地平線に並ぶ風力タービンによる景観の変化	公称出力 500 kW以上の風力タービン ¹⁶ を採用することによってタービン設置数を減らす。これは、入札文書に記載された。
鳥類とコウモリの飛行ルートの変化	プロジェクト用地に生息する鳥類とコウモリの飛行高度は 10メートル未満である。EMP では、「鳥類の衝突リスクを最小限に抑えるため、地表からブレード下端まで最低 10メートルの高さがなければならない」と述べている。更に、「タワーは、鳥類の衝突・死亡事故を防ぐため、支線を使わずに設置する」ともしている。そのため、タービン機器入札条件には、支線式タワーを使う風力タービンメーカーによる入札を除外した。
固形・液体廃棄物の生成	風力タービンの技術評価において、変速機のない風力タービンが好ましいとされた。
建設工事による観光業への一時的影響	ERGAL は、観光業への影響を軽減するために、現地 NGO を起用して、本プロジェクトに関する教育キャンペーンを実施している。
外来種の渡来	風力発電機等の機器に対してガラパゴス諸島への到着時に港で植物検疫を実施する。

しかし、3.1.1にて述べたように、2010年9月に機器メーカー及びFIDICの専門家が合同で現地調査を行ったところ、第2フェーズにて予定されていた立地を第1フェーズに使用するにあたり、EIAに記載されているEMPの変更が必要となった。当初、第1フェーズではアクセスロードがなく、また多数のリクイグアナの巣が観測されていたため、同フェーズについては、アクセスロードの整備及びリクイグアナへの対策等をEMPに記載していた。変更後の立地は、既にアクセスロードがあり、またリクイグアナの巣は観測されなかったことから、それら2点に関する記載を第1フェーズのEMPから削除した。

¹⁶ 国家航空管理局（National Aviation Directorate）は、航空規定により、風力タービンの全高を82メートル未満にするよう求めたため、風力発電機1基当たりの出力容量は500～900kWに絞込まれた。



図 3-10：バルトラ島に生息するガラパゴスリクイグアナ

3.10 利害関係者のコメント

昨年度の調査にて、関連政府機関（環境省、農牧水産省、サンタクルス島政府、ガラパゴス国立公園）及び NGO（WWF、チャールズ・ダーウィン財団、Fundar Galápagos）、民間企業（PetroComercial 社）等にヒアリングを実施したが、全て本プロジェクトに賛同する意見であった。これは、EIA 実施の際、数回に渡る説明会及び情報普及キャンペーンを実施した成果であったかと伺える。しかし、当初 EIA で説明会を開催した際は、幾つかの否定的なコメントが寄せられた。表 3-20 に、EIA にて収集された懸念事項に関するコメントを抽出した。電力消費者及び農家からの意見が多かったため、本プロジェクトに関する説明会をできるだけ多く実施する他、定期的に一定の期間を設け同プロジェクトで導入される再生可能エネルギーや送電線に用いられる技術等についてキャパシティ・ビルディングを実施することにより現地住民の理解を得た。

表 3-7: プロジェクトに関するステークホルダーのコメント

否定的なコメント	プロジェクト実施者の回答
電気料金が上がる	消費者が支払う電気料金は、電力規制機関 CONELEC によって定められている。実質価格を請求するというのは政策ではなく、政府独自の決定に基づく政府決定である。エクアドル政府は、電力に補助金を出しており、風力エネルギーは補助金を減額することに貢献する。
停電が起こる	プロジェクト設計において、この状況を避けるための措置が検討された。
電力が豊富にあるなら、消費量を増やすことができる	そうではない。エネルギーは限られた資源であり、エネルギーの合理的な使い方を推進しなければならない。環境に対する意識を高め、省エネ習慣を推進する役割が現地 NGO に与え

	られている。
送電線は地元民の健康に被害を及ぼし、家畜が正気を失う	そのようなことはない。電圧レベルは、中電圧である。送電線は大部分がガラパゴス国立公園を横断し、一部が農場を横断するが、電圧レベルが低いため人間や家畜に健康被害や病気をもたらすことはない。

また、今年度の調査では、EIAにおけるEMPに軽微の変更が生じたこと、また、2008年の夏に開催された最後の利害関係者との会合から年月が若干経過していることから、当該プロジェクトのCDM化に関する進捗を含め、2011年1月6日に会合を開催した。ガラパゴス政府議会（Consejo de Gobierno de Galápagos）やサンタクルス島政府、ELECGALAPAGOS社、WWF、Fundar Galápagos等が参加し、賛同する意見が多く、特に問題となる発言はなかった。しかし、案件進捗の懸念事項として、送電線の建設が遅れていることに対するコメントが寄せられた。

3.11 プロジェクトの実施体制

プロジェクトの実施体制は、以下のとおりである。本プロジェクトの総合的運営は、ERGAを中心に行われる。

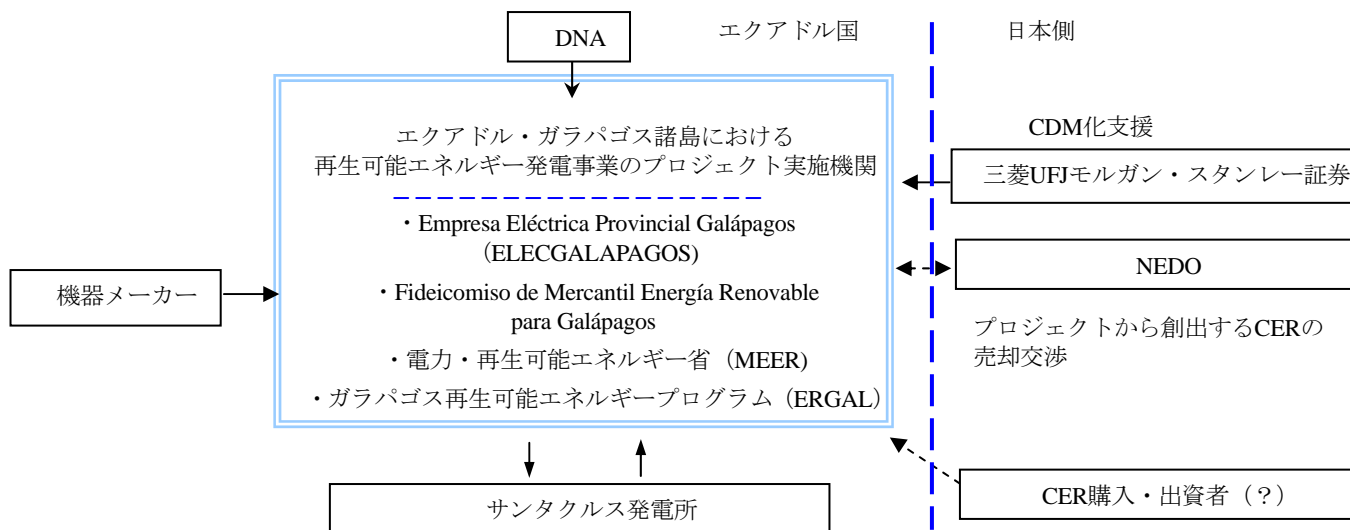


図 3-11：プロジェクトの実施体制

3.12 資金計画

現時点の計画では、第1フェーズとして3基の750kW級風力発電機及び送電線を設置する予定である。この初期投資額の97%は、エクアドル政府によって確保されている。残額の3%

は、CER 購入希望の民間投資家からの出資で賄うことを期待している。また、初期投資額以外に、O&M コストとして年間 27.2 万ドル必要であることが想定されている。第 2 フェーズでは、当初 750kW の風力発電機を 6 基追加する予定であった。しかし、風力発電機の機器メーカーと協議した結果、現行案としては 7 基追加するとし、1 基多く建設するかについては第 1 フェーズにて建設される機器が稼働後、実際の稼働状況等を確認してから再度検討することとなった。ERGal と相談した結果、PDD には、第 1 フェーズでは 3 基、第 2 フェーズでは 7 基と、計 10 基導入予定であることを記載した。第 1 フェーズにおける機器メーカーとの契約内容及び契約金額は、機密保持の理由から開示できないが、風力発電の第 1 フェーズにおけるプロジェクトに必要な初期投資額は、1500 万ドル（風力発電 1000 万ドル+送電線 500 万ドル）である。現在確定している資金提供元は表 3-8 のとおりである。

表 3-8：第 1 フェーズの資金計画

エクアドル政府	
・エネルギー・鉱物省	644,000
・電力・再生可能エネルギー省	10,900,000
GEF（送電線のみ使用可）	2,500,000
国連財団（UNF）（送電線のみ使用可）	605,000
TOTAL	14,649,000
不足資金	351,000

GEF 及び国連財団の支援金は、送電線建設のために約束された支援であり、案件実施が不履行になる場合給付されない。また、次項の経済性分析における評価では、不足分のみ初期投資と見なし、GEF 等の資金を含む表 3-8 に挙げられている 1,464.9 万ドルの資金は一切考慮していない。エクアドル政府は、年度毎に予算を確定するため、将来的に発生する CER からの収入等を考慮しながら、毎年の支給額を協議している。第 2 フェーズでは、6 基追加導入する場合は 1,800 万米ドル、7 基追加導入の場合は 2,100 万米ドルの初期投資が必要である。資金はエクアドル政府が全て拠出する予定ではあるが、第 1 フェーズが既に資金不足であることから、CDM 等外部より資金を調達する方法無くしては実現が難しい状況である。

3.13 経済性分析

本プロジェクトは、2つのフェーズに分けて実施される。其々に掛かる初期投資額を表 3-9 及び表 3-10 に、その他投資分析に使用された仮定値を表 3-27 示す。第 2 フェーズについては、7 基導入するケース用に試算し直す必要があるが、新たな見積額は、第 1 フェーズに導入された 3 基がテスト運転を開始してから提示されるため、現在情報入手が可能であるか現地カウンターパートと確認中である。また、当該プロジェクトにおける収入の算出のベースとなる風力

発電所による発電予測値は7基で試算されているため、本仮調査報告書では1基あたりの単純平均風力発電量を用いて6基からの発電量に調整した数値を元に、経済性分析を行った。第2回現地調査にて、新たなコスト情報が入手できれば、経済性分析結果を更新する。

表 3-9：第1フェーズに必要な初期投資額

	米ドル
風力発電所	
風力機器 (3基)	7,500,000
土木工事	1,250,000
臨時費	450,000
エンジニアリング、開発監督・管理	800,000
小計	10,000,000
年間 O&M コスト	272,000/年
整備費(overhaul)	
(2021年)	500,000
(2023年)	1,000,000
送電線	
送電線建設	5,000,000
総計	15,000,000
年間 O&M コスト	272,000/年

表 3-10：第2フェーズに必要な初期投資額

	米ドル
風力発電所	
風力機器 (6基)	15,000,000
発電所の土木工事	2,500,000
エンジニアリング、開発監督・管理	500,000
小計	18,000,000
年間 O&M コスト (第1フェーズ操業基含む)	544,500/年
整備費(overhaul)	
(2023年)	800,000
(2025年)	800,000

表 3-11：その他の仮定値

指標	仮定
風力発電機寿命 (想定値)	15年 (機器自体は、最低20年の寿命を想定しているが、潮風による腐食から15年程度に短縮される可能性を考慮)
CDM クレジット期間	14年
売電価格 (CONELEC 数値)	0.122 米ドル/kWh

本調査で判明した結果に基づき、再度投資分析を行った結果を表3-12にまとめた。第1フェーズについては、本来政府による資金投入のみで実施される計画であったが、にも関わらず、予算不足から計画が頓挫していることもあり、投資分析のガイダンス(Guidance on the Assessment of Investment Analysis, ver.02.1)に則って差額不足分を初期投資額と見立てた。昨年度の試算には、当時検討されていた2010年度の予算案は考慮しなかったが、その後承認された追加予算を本年

度の調査には考慮している。また、プロジェクト開始 10 年後に重要な整備を施す必要があり、2020 年に 500,000 米ドル、2022 年に 1,000,000 米ドルの支出が予定されている。CDM のクレジット期間は、風力発電機の寿命寿命が潮風による腐食から 15 年程度に短縮される可能性を考慮して、14 年となっている。

表 3-12 の結果が示すとおり、本プロジェクトは公共事業であり事業収益性を期待するものではない。また、小規模 CDM に対しては、投資分析は必ずしも要されない。そのため、国連へ提出した PDD 案には、投資分析ではなく、小規模 CDM 案件にて求められている追加性証明方法に従って立証した。

通常CDMにおける投資分析では、プロジェクトのCDM化を試みる決定をした際に用いた投資分析について追加性を証明する。しかし、本プロジェクトの場合、第 1 フェーズは本来、政府資金で実施される予定であった案件が資金不足で頓挫しているためCDMを活用することが検討された。したがって、不足資金に対して投資分析を行う必要がある。一方、第 2 フェーズについては、まだ政府予算が組まれていないこともあり、当初からCDMを合わせて計画実施を決断したと想定すると、PDDに記載する最も適切なケースは、表 3-12 の③となる。しかし、政府予算が年度毎に決まるため、バリデーションを行う前に再度本プロジェクトにおける投資分析を行う必要がある。IRRは、IRR値が比較的高い第 1 フェーズのみのケースでもCERの収入なしでは 1.95%であり、通常のカントリーリスクレートで投資には向かないとされているエクアドルのような国では低い数値である。しかし、CERによる収益（クレジット価格を 1tCO₂あたり 15 ドルと想定）を考慮するとIRRが 6%近くなることが可能であることが分かった。

表 3-12：風力発電投資分析

第1フェーズのみ対象

		2011	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
フェーズ1風力のみ		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
初期投資額	第1フェーズ風力	351,000															
	土木工事	1,250,000															
その他	エンジニアリング	475,000	325,000														
	臨時費	450,000															
支出	O & Mコスト(風力)		272,000	272,000	272,000	272,000	272,000	272,000	272,000	272,000	772,000	272,000	1,272,000	272,000	272,000	272,000	
収入	売電(風力) (0.122ドル/kWh)		586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	
Flow		-2,526,000	-10,997	314,003	314,003	314,003	314,003	314,003	314,003	314,003	314,003	-185,997	314,003	-685,997	314,003	314,003	314,003

IRR(CER無し) 1.95%

		2011	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
フェーズ1風力のみ		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
初期投資額	第1フェーズ風力	351,000															
	土木工事	1,250,000															
その他	エンジニアリング	475,000	325,000														
	臨時費	450,000															
支出	O & Mコスト(風力)		272,000	272,000	272,000	272,000	272,000	272,000	272,000	272,000	772,000	272,000	1,272,000	272,000	272,000	272,000	
収入	売電(風力) (0.122ドル/kWh)		586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	586,003	
	CER売買からの収益 (@15USD)		57,640	57,640	57,640	57,640	57,640	57,640	57,640	57,640	57,640	57,640	57,640	57,640	57,640	57,640	-
Flow		-2,526,000	46,643	371,643	371,643	371,643	371,643	371,643	371,643	371,643	371,643	-128,357	371,643	-628,357	371,643	371,643	314,003

IRR (CER有) 5.84%

②第2フェーズのみ対象

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
フェーズ2風力のみ	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
初期投資	第2フェーズ風力	15,000,000														
	土木工事	1,500,000														
	エンジニアリング	300,000	200,000													
その他	臨時費															
支出	O & M コスト(風力)		272,500	272,500	272,500	272,500	272,500	272,500	272,500	272,500	1,072,500	272,500	1,072,500	272,500	272,500	272,500
収入	売電(風力) (0.122ドル/kWh)		1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169
Flow		-16,800,000	531,669	731,669	731,669	731,669	731,669	731,669	731,669	731,669	731,669	-68,331	731,669	-68,331	731,669	731,669

IRR(CER無し) -6.99%

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
フェーズ2風力のみ	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2027
初期投資	第2フェーズ風力	15,000,000														
	土木工事	1,500,000														
	エンジニアリング	300,000	200,000													
その他	臨時費															
支出	O & M コスト(風力)		272,500	272,500	272,500	272,500	272,500	272,500	272,500	272,500	1,072,500	272,500	1,072,500	272,500	272,500	272,500
収入	売電(風力) (0.122ドル/kWh)		1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169	1,004,169
	CER売買からの収益 (@15USD)		98,771	98,771	98,771	98,771	98,771	98,771	98,771	98,771	98,771	98,771	-	-	-	-
Flow		-16,800,000	630,440	830,440	830,440	830,440	830,440	830,440	830,440	830,440	830,440	30,440	830,440	-68,331	731,669	731,669

IRR (CER有) -5.95%

③第1、第2フェーズ対象

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
第1&第2フェーズ	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2026	2028	2027	2028
初期投資	第1フェーズ風力	351,000																
	第2フェーズ風力			15,000,000														
その他	土木工事	1,250,000		1,500,000														
	エンジニアリング	475,000	325,000	300,000	200,000													
	臨時費	450,000																
支出	O & M コスト(風力)		272,000	272,000	544,500	544,500	544,500	544,500	544,500	544,500	1,044,500	544,500	2,344,500	544,500	1,344,500	544,500	272,500	272,500
収入	売電(風力) (0.122ドル/kWh)		586,003	586,003	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,004,169	1,004,169
	Flow	-2,628,000	-10,897	-18,486,997	846,872	1,046,872	1,046,872	1,046,872	1,046,872	1,046,872	646,872	1,046,872	-764,328	1,046,872	246,872	1,046,872	731,889	731,889

IRR(CER無し) #NUM!

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
第1&第2フェーズ	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2026	2028	2027	2028
初期投資	第1フェーズ風力	351,000																
	第2フェーズ風力			15,000,000														
その他	土木工事	1,250,000		1,500,000														
	エンジニアリング	475,000	325,000	300,000	200,000													
	臨時費	450,000																
支出	O & M コスト(風力)		272,000	272,000	544,500	544,500	544,500	544,500	544,500	544,500	1,044,500	544,500	2,344,500	544,500	1,344,500	544,500	272,500	272,500
収入	売電(風力) (0.122ドル/kWh)		586,003	586,003	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,590,172	1,004,169	1,004,169
	GER売買からの収益 (@15USD)		57,640	57,640	148,156	148,156	148,156	148,156	148,156	148,156	148,156	148,156	148,156	148,156	148,156	148,156		
Flow	-2,628,000	-14,963,367	-1,428,367	893,828	1,193,828	1,193,828	1,193,828	1,193,828	1,193,828	1,193,828	893,828	1,193,828	-806,172	1,193,828	393,828	1,046,872	731,889	731,889

IRR (CER有) -3.84%

3.14 追加性の証明

追加性の証明には、障壁分析を採用した。

1) 投資分析に基づく障壁

前章の 3.13 の経済性分析を参照されたい。

2) エクアドル政府の財政難

石油産出国であるにもかかわらず石油派生品を輸入しなければならないことから、エクアドル経済は原油価格に大きく依存している。したがって、原油価格が高水準の際にも石油輸出から大きな利益を上げることができない。また、付加価値のある石油製品の輸入は貿易収支に影響を与えている。2008 年には、国内のニーズを満たすためにナフサについては国内需要の 44%、ディーゼル油は 49%、LPG ガスは 81.5%を輸入しなければならなかった。これら石油製品の輸入は、国家予算からの年間支出の 20%以上を占めており、この額のほとんどは表 3-13 に示すとおり、重大な経済的コストを伴う助成金政策が原因で回収が困難な状態である。

表 3-13 : エクアドル政府による助成金支出額 (百万米ドル)

助成金の種類	2006	2007	2008	成長率 2007-2008
1.年金	452,7	524	579.4	10.6%
IESS	343	378	416.6	10.2%
ISSPOL	78.1	42	48,2	14.8%
ISSFA	31.6	104	114.6	10.2%
2.燃料	1301.3	2115	2696	27.5%
LPG	487.9	498	547	9.8%
ディーゼル油	566.2	1266	1615	27.6%
ガソリン	247.2	351	534	52.1%
3.電力	230	30	230	666.7%
4.その他 (BONO DE DESARROLLO HUMANO)	204	360	374	3.9%
合計	2188	3029	3879.4	28.1%

(出典 : IEEP Instituto Ecuatoriano de Economía Pública)

2009 年秋に再当選したコレア大統領は、エネルギー部門及び貧困政策や健康保険制度、教育制度等の社会開発に対する補助金支給を政策的誓約として挙げている。現大統領の下、2008

年の原油価格の高騰もあり政治は安定しつつあったが、翌年の 2009 年は原油価格の落込みで政府の収支状況は更に悪化している。また、2009 年 11 月、度重なる水不足から幾つかの主要な水力発電ダムが干上がり、エクアドルは深刻なエネルギー危機に陥った。都市部において、同政府は一日 3 時間の計画的停電をもってエネルギー需給のバランスをとる措置を緊急に導入した。現在エクアドル政府は、水力発電の代替策として火力発電を早急に導入することを検討しており、その資金捻出に他の事業の見直しを開始した。このような財政的、政治的背景から、ガラパゴス諸島の再生可能エネルギーへの予算確保が不透明な状況にある。

3) ガラパゴス諸島のインフラ設備開発における障壁

諸島における開発事業は概ね公共事業だが、全てが予定とおり施行されるわけではない。これは、政治的な背景以外に、離島であるがために開発に最低限必要なロジスティクスや基本サービスが乏しい等の不便さや、高い労働及び基本サービスのコスト、そして環境保護を目的とした様々な規制等が障壁となっている。過去、実際に計画が進んでいた開発プロジェクトが停止した例を以下に挙げる。

①淡水化プロジェクト

スペイン政府とエクアドル政府の二国間協定の下、淡水化施設を 2 年間で建設するために 2003 年に 1400 万米ドルの融資がスペイン政府から貸与された。しかし、エクアドル政府は計画の甘さと様々な環境規制の問題から、このプロジェクトを完全停止することを決めた。特に着目したいのは、このプロジェクトの基礎工事のコストである。当初概算された金額は、環境規制によるコスト増額を正確に反映していなかったため、工事実施後に大幅な増額への修正を要求された。プロジェクト実施者は、修正案に基き予算増額要求をしたが、却下された。

②バルトラ空港プロジェクト

バルトラ空港は、屋根の張替えが必要となったため適切な手続きを踏み選定された業者と契約を交わした。しかし、その後、水不足、高い労働賃金等が適切に見積もられていなかったため、予算を大幅に超えてしまい契約は途中で破棄された。

前述の 2 つの不履行ケースは、本プロジェクトが置かれている状況と類似している。本プロジェクトでは、EIA の結果、環境保全のために計画が修正され、そのため予算の増額が余儀なくされた。現在、政府の財政が厳しいため、プロジェクト停止とまらないよう CDM を通じて外部からの追加資金を得ようとしている。

4) 風力タービン供給難と価格の高騰

近年、風力発電の需要が急激に高まり、世界中で開発のスピードが飛躍的に伸びている。

需要が著しくヒートアップしているため、風力タービンの供給が追いついていない。多くのメーカーは、大規模タービンの発注¹⁷を好み、本プロジェクトのような1MW以下の小規模タービンに関心を寄せるメーカーが予想以上に少なく、入札の進行が遅れている。また、離島という地理的に不利な条件だけでなく、生態系の保護から様々な制約があるため、発電所建設は技術的にも通常以上に困難な計画となっている。

3.15 事業化に向けての展望と課題

3.15.1 プロジェクト実施スケジュール

風力発電は、表 3-14 のとおり実施される予定である。昨年度の調査では、2011 年 1 月に稼動を予定していたが、最新のスケジュールでは、2011 年 10 月を予定している。

また、プロジェクト実施に関する資料(prior consideration)の提出については、EIA における EMP の軽微の変更が承認されていないことから提出時期を延期していたが、CDM の規定ではプロジェクト開始日から 6 ヶ月以内に提出されなければならない。当該変更は実際に prior consideration の申請書に記載する内容に影響を及ぼさないため、1 月上旬にホスト国 DNA 及び国連事務局へ提出した。

現在、送電線の建設が予定より遅れているが、第 2 回現地調査にて送電線建設の関連機関等と面談し、早期建設の開始が実現できるようスケジュールの調整等において努力することで参加者の意見が一致した。

表 3-14：風力発電プロジェクト実施スケジュール

	2005 -2008	2009	2010	2011	2012	2013
第 1 フェーズ						
エンジニアリング、EIA	←→					
入札		←→				
契約			⊕			
発電機製造			←→			
土木工事				↔		
発電機設置				↔		
試運転				⊕		

¹⁷ 中南米では、ベネズエラ、ブラジル、チリ等が最低 50MW の大規模風力発電所の建設に力を入れている。

稼働開始						→
送電線、ステーション						
エンジニアリング	↔					
入札				↔		
契約				⊕		
土木工事				↔		
送電線設置				↔		
送電テスト					⊕	
稼働開始						→
第2 フェーズ						
エンジニアリング デザイン				↔		
発電機製造					↔	
土木工事						↔
風力発電機設置						↔
試運転						⊕
稼働開始						→

3.15.2 稼働について

風力発電は、サンタクルス島の発電所に設置予定である遠隔コントロール装置を通じて稼働コントロールがなされるため、風力発電所に従業員を配置する必要はない。しかし現在、日本国際協力機構（JICA）によるクールアースパートナーシッププログラムの下、太陽光発電機等がバルトラ島に 2013 年以降に設置されるため協議が進められている。

3.16 他地域への波及性

風力発電所については、ガラパゴス諸島が先行して実施計画を進めているが、現政府の再生可能エネルギー促進政策に後押しされ今後本土での普及が期待できる。ガラパゴス諸島の経験は、その特殊環境と小規模ながら風力利用の最適化の面において、ミニグリッドへの電力供給の管理体制に特徴があるといえる。現在、エクアドル国大統領の指示により、電力・再生可能エネルギー省は、本土における風力発電開発及び CDM による資金調達について関係省庁及び事業者と検討を行っている。当該事業は、同省の担当者らの人材育成のために活用されており、事業を通じて得られた知見は、今後本土での風力発電開発に役立つと考える。

4 有効化審査

4.1 有効化審査の概要

本調査では、指定運営組織（DOE）による有効化審査を実施する。尚、当該プロジェクトが小規模再生可能エネルギータイプであり方法論的には簡易であること、そして風力発電所稼動開始時期が2011年であり早期CDM登録が必要であることから、事前有効化審査（プレバリデーション）は実施しない。

本調査にて実施する有効化審査内容を以下に示す。

- ・ UNFCCC ウェブサイト上にて、PDD のパブリックコメント受付（30日間）
- ・ DOE によるデスクレビュー
- ・ サイト訪問
- ・ サイト訪問の結果、未確認事項の内容を確認

また、本調査実施後も引続き未確認事項の内容について DOE と確認を取りながら国連への早期登録申請を目標に調査を進める。

4.2 DOE とのやりとりの経過

2010年11月24日付けで DOE とバリデーション契約を締結した。現在、30日間の有効性要件に関する UNFCCC ウェブサイトにて掲載されている。

有効化審査のサイト訪問は、2月9日に実施された。1月末に、サイト訪問にて確認する項目及びサイト訪問のスケジュールを DOE より受信した。DOE サイト訪問の準備は、1月初旬より現地カウンターパートと進めていたが、DOE からの確認項目のリストを受けて、準備資料を追加した。

サイト訪問では、風力発電所建設予定地を視察し、プロジェクトの概要及び EIA の軽微な変更について説明した。また、既存のミニグリッドが方法論の規定とおりであるか確認するため、サンタクルス島に唯一存在する発電所を訪問した。その他、PDD の記述の確認は、ERGal の分署がある ELECGALAPAGOS のオフィスにて行われた。

サイト訪問の結果、2項目について CAR（Corrective Action Requested）を、そして5項目について CL（Clarification Request）を受けた。CAR1としてDNA承認の未取得が指摘された。そのため、サイト訪問後、エクアドルDNAへサイト訪問の結果報告を行い、承認申請に向けて協議した。また、CAR2では、追加性証明の補足エビデンスが求められた。エクアドル政

府関係者と協議した結果、補足エビデンスの入手は問題ないことが確認された。バリデーターによって挙げられた5つのCLは、全てPDDに加筆する項目の指摘であり、直ぐに対処できる内容であった。特に留意するようバリデーターに指摘された点としては、当該CDMプロジェクトは、第1及び第2フェーズを対象としており、第3フェーズは実施されるか不明なため対象外としているが、仮に第3フェーズが実施されたとしても、小規模CDMが規定する15MW以下であることを明確にする事であった。

また、同サイト訪問にて、風力発電所に設立予定のサブステーションのデザイン及び計測地点の確認をバリデーターと協議した。第1回現地調査後、サブステーションに風力以外の再生可能エネルギーによって発電された電力が送電され、それらの電力が風力発電とミックスしてサンタクルス島へ供給される可能性が将来的にあることが確認された。そのため、CDM事業によって発電された電力を特定する必要があるが、風力発電所以外から供給される電力について測定することをPDDに加筆する点についてバリデーターへ説明した。

その他、第3章にて記載したとおり、ベースライン算定に使用した発電量は、2010年12月に機器メーカーより入手したが、第2回現地調査中、新しい風況測定記録を基に算出された数値が機器メーカーより提供される予定があることが確認されたため、登録申請には、調査終了後に入手予定の新しい発電予測量を基にベースライン排出量を改訂することをバリデーターに説明した。

また、エクアドル政府のキャパビルの一環として、同サイト訪問に電力・再生可能エネルギー省より2名の職員が参加し、DOEの質問内容や、当該プロジェクトの実施に対して留意する点等について認識を深めた。

サイト訪問の結果指摘された事項及びそれに伴うPDD修正は、本調査終了後に行う。また、第2回現地調査にて、エクアドルDNA他、電力・再生可能エネルギー省の次官(Undersecretary)や、ガラパゴス再生可能エネルギー信託へサイト訪問の結果を報告し、当該CDMプロジェクトの速やかな国連登録に向けての協力を確認した。

5 コベネフィットに関する調査結果

5.1 背景

本プロジェクトで得られるコベネフィットは、ディーゼル油を燃料として使用することによりサンタクルス島の発電所から排出される大気汚染物質排出量の削減である。第3章にて述べたが、同島では6基のディーゼル発電機が現在稼動している（発電機の詳細は表1-2を参照）。機器導入年が2002年と比較的新しい発電機もあるが、それ以外は1990年代に設置した機器であり、老朽化が進むにつれて発電単位あたりのSO_x、NO_x等の大気汚染物質排出量が増加している。そのため、国家電力審議会(CONELEC)は、ELCGALAPAGOS社にガラパゴス諸島のうち居住者がいる4島（サンクリストバル島、サンタクルス島、イザベラ島、フロレアナ島）にて最低年1回以上は発電所のガス分析をすることを義務付けた。この規定では、独立した公認測定機関を起用して各発電機のテールパイプからのCO、SO₂、NO_x等のガス及び煤塵の排出量を測定しなければならない。また、計測は、米国環境保護庁(EPA: Environmental Protection Agency)が定めるEMC Conditional Test Method CTM-30¹⁸を適用することが定められている（添付資料②及び③を参照）。CTM-30は、天然ガス焼きエンジン、ボイラー、プロセスヒーターから排出されるNO、NO₂、CO、O₂の濃度を、ポータブル分析器を用いて計測するための試験方法である。

5.2 ホスト国における環境汚染対策等効果の評価

定量評価に向けての調査は、「コベネフィット定量評価マニュアル第1.0版」を参考に次のステップの通り行った。

①評価分野の選択：

本プロジェクトは、テールパイプから排出される排気ガスはそのまま大気中に放出されることから、「大気質改善」分野とする。

②評価指標の選択：

大気質改善分野では、SO_x、NO_x、煤塵、CO₂がマニュアルの表2-3にて評価指標として掲載されている。表5-1にて本プロジェクトにおいて対象となる評価指標を示す。

¹⁸ Determination of Nitrogen Oxides, Carbon Monoxide, and Oxygen Emissions from Natural Gas-Fired Engines, Boilers and Process Heaters Using Portable Analyzers, Revision 7, October 13, 1997.

表 5-1：大気質改善分野における評価指標

評価指標	指標の使い方	本プロジェクトにおける対象評価指標
SOx	プロジェクトの実施による化石燃料使用量の減少量から硫黄酸化物の削減効果を評価する	○
NOx	プロジェクトの実施による時間あたりの NOx 排出量の減少量から窒素酸化物の削減効果を評価する	○
煤塵	プロジェクトの実施による煤塵量の減少量から、煤塵の削減効果を評価する	○
CO ₂	プロジェクトの実施による化石燃料使用量の減少量から硫黄酸化物の削減効果を評価する	○

(出典：コベネフィット定量評価マニュアル第 1.0 版)

③評価レベルの選択：

コベネフィット評価マニュアルでは、評価レベルは Tier1 から Tier3 までである（評価レベルの詳細については表 5-2 を参照）。

表 5-2：評価手法レベル

評価手法レベル	評価の仕方
Tier 1	評価のための計算などは行わず、対策の実施内容に対応した評価基準に基づいて評価を実施する
Tier 2	評価を実施する際には、できる限り取得可能な実測データなどを活用し、予め設定された算定式を用いて定量的な評価を実施する
Tier 3	評価を実施する際には、活動量やパラメーターも実測データを使用し、算定式も独自に設定して、定量的な評価を実施する

(出典：コベネフィット定量評価マニュアル第 1.0 版（表 1-1）)

本プロジェクトでは、評価指標に対し既に実測された濃度及び排出ガスの流量のデータ（表 5-4 を参照）及び稼動時間（表 5-5 を参照）を用いて大気汚染物質の排出量を算定した。評価手法は Tier3 とし、算定方法は 2010 年 2 月 1 日及び 2 日に測定されたテールパイプからの実測排出値を使用した。次回の測定は、2011 年 2 月～3 月を予定している。

④ベースライン／プロジェクトシナリオの設定

ベースライン及びプロジェクトシナリオは以下の通りである。

表 5-3 : ベースライン/プロジェクトシナリオ

ベースラインシナリオ	SOx、NOx、煤塵、CO ₂ がサンタクルスディーゼル発電所の 6 基の発電機より排出される。
プロジェクトシナリオ	風力発電所の稼働で、第 1 フェーズ期間及び第 2 フェーズ期間におけるSOx、NOx、煤塵、CO ₂ の排出量が削減される。

昨年度は、2013 年以降バイオ燃料を用いたコージェネ発電機による発電量がミニグリッドに供給されることを想定していたため、ミニグリッドにおけるディーゼル発電機からの電力を 100%代替することをプロジェクトシナリオとした。しかし、今年度の調査では、コージェネ発電機による発電の検討は続けられているものの、稼働時期等については未だ不明瞭であることから、コベネフィットの定量評価試算は風力発電事業のみに適用する。

表 5-4 : サンタクルス発電所に設置されている 6 基のディーゼル発電機のテールパイプから排出されるガス分量測定結果 (2010 年 2 月測定)

		発電機 1	発電機 2	発電機 3	発電機 4	発電機 5	発電機 6
設置容量	KW	650	650	650	1100	650	650
ガスの温度	°C	461.7	421.4	422	375	426.8	435.9
ガスの速さ	m/s	41.5	40.6	43.2	35.8	42.7	41.7
ガスの湿度 (Gas Humidity)	%	1.9	2.03	2.75	3.36	2.94	3.2
排気ガスの流量 (基準状態)	m ³ /min	48.9	49.8	51.3	46	51.2	50.6
等運動性テスト	%	107.7	99.8	95.5	104.7	100.9	94.2
O ₂ *	%	8.04	8.82	9.11	10.66	8.63	8.79
CO ₂ *	%	10.04	9.44	9.21	8	9.58	9.46
CO	ppm	729.6	494.2	584.4	145	790.4	543.6
NO _x	ppm	1680.4	1557.8	1501.2	1508.8	1470.2	1509.8
SO ₂	ppm	0	0	0.6	0	0.8	4.6
PM	Mg/Nm ³	73	73.9	73.3	73.2	73.8	73.4

* 1 大気圧、0°C の状態における測定値

(出典 : ELECGALAPAGOS)

⑤算出方法

風力発電のみでサンタクルス発電所による総発電量を賄うことは難しい。そのため、風力

発電機導入による大気物質排出削減量を試算する手法として、1MWh 発電当たりの大気汚染物質排出量を用いた。各発電機による電力発電量を入手することが難しかったため、2009年の総電力発電量を用いて、1MWh 発電当たりの大気汚染物質排出量を算定した。また、ベースラインシナリオは2009年値で固定しているが、今後の電力需要増加によってはプロジェクトでモニタリングされる大気物質排出量が、ベースライン排出量を越える可能性があるため、プロジェクトシナリオにおける火力発電機による発電量は、2009年の総電力発電量予測値からモニタリングされた風力発電所による発電量を減算した値とした。試算方法は、以下のとおりとする。

$$ER_{SOx,y} = BE_{SOx,y} - PE_{SOx,y}$$

$ER_{SOx,y}$ = SOx 排出削減量 (トン/年)

$BE_{SOx,y}$ = ベースラインシナリオでの SOx 排出量 (トン/年)

$PE_{SOx,y}$ = プロジェクトシナリオでの SOx 排出量 (トン/年)

$$ER_{NOx,y} = BE_{NOx,y} - PE_{NOx,y}$$

$ER_{NOx,y}$ = NOx 排出削減量 (トン/年)

$BE_{NOx,y}$ = ベースラインシナリオでの NOx 排出量(t/年)

$PE_{NOx,y}$ = プロジェクトシナリオでの NOx 排出量(t/年)

$$ER_{PM,y} = BE_{PM,y} - PE_{PM,y}$$

$ER_{PM,y}$ = 煤塵排出削減量 (トン/年)

$BE_{PM,y}$ = ベースラインシナリオでの煤塵排出量(t/年)

$PE_{PM,y}$ = プロジェクトシナリオでの煤塵排出量(t/年)

ベースライン及びプロジェクト排出量算出には、以下の計算式を用いる。

<SOx>

ベースライン排出量計算方法

$$BE_{SOx,y} = GFR_{BE,y} \times OT_{BE,y} \times CR_{BE,SOx,y} \times 60/10^{19}$$

プロジェクト排出量計算方法

$$PE_{SOx,y} = (GFR_{PE,y} \times OT_{PE,y} \times CR_{PE,SOx,y} \times 60/10^{19}) \times EF_{BL,SOx} \times (EG_{BL,2009} - EG_{BL,y})$$

$$EF_{BL,SOx} = BE_{SOx,2009} / EG_{BL,2009}$$

$GFR_{BE,y}$	=	火力発電機のベースラインにおけるガス流量 (m ³ /分)
$OT_{BE,y}$	=	火力発電機 _(1~6) のベースラインにおける稼動時間 (h/年)
$CR_{BE,SOx,y}$	=	火力発電機 _(1~6) のベースラインにおけるテールパイプからのSO _x 濃度(ガス密度)
$GFR_{PE,y}$	=	火力発電機のプロジェクトにおけるガス流量 (m ³ /分)
$OT_{PE,y}$	=	火力発電機 _(1~6) のプロジェクトにおける稼動時間 (h/年)
$CR_{PE,SOx,y}$	=	火力発電機 _(1~6) のプロジェクトにおけるテールパイプからのSO _x 濃度(ガス密度)
$EF_{BL,SOx}$	=	ベースラインにおける 1MWh 発電あたりの SO _x 排出量 (t/MWh)
$EG_{BL,2009}$	=	2009 年の電力発電量 (MWh/年)
$EG_{BL,y}$	=	y 年のエネルギーベースライン (電力発電量) (MWh/年) (CDM より引用)

<NO_x>

ベースライン排出量計算方法

$$BE_{NOx,y} = GFR_{BE,y} \times OT_{BE,y} \times CR_{BE,NOx,y} \times 60/10^9$$

プロジェクト排出量計算方法

$$PE_{NOx,y} = (GFR_{PE,y} \times OT_{PE,y} \times CR_{PE,NOx,y} \times 60/10^9) \times EF_{BL,NOx} \times (EG_{BL,2009} - EG_{BL,y})$$

$$EF_{BL,NOx} = BE_{NOx,2009} / EG_{BL,2009}$$

$CR_{BE,NOx,y}$	=	火力発電機 _(1~6) のベースラインにおけるテールパイプからの平均NO _x 濃度(ガス密度)
$CR_{PE,NOx,y}$	=	火力発電機 _(1~6) のプロジェクトにおけるテールパイプからの平均NO _x 濃度(ガス密度)
$CR_{PE-NOx,y}$	=	火力発電機 _(1~6) のテールパイプにおけるNO _x 濃度(ガス密度)
$EF_{BL,NOx}$	=	ベースラインにおける 1MWh 発電あたりの NO _x 排出量 (t/MWh)

<煤塵>

ベースライン排出量計算方法

$$BE_{PM,y} = GFR_y \times OT_y \times CR_{PM,y} \times 60/10^9$$

プロジェクト排出量計算方法

$$PE_{PM,y} = (GFR_y \times OT_y \times CR_{PM,y} \times 60/10^9) \times EF_{BL,PM} \times (EG_{BL,2009} - EG_{BL,y})$$

$$EF_{BL,PM} = BE_{PM,2009} / EG_{BL,2009}$$

GFR _y	=	火力発電機ガス流量 (m ³ /分)
OT _y	=	火力発電機 _(1~6) の稼働時間 (h/年)
CR _{PM,y}	=	火力発電機 _(1~6) のテールパイプにおける平均PM濃度(mg/m ³)
EF _{BL,SOx}	=	ベースラインにおける 1MWh 発電あたりの PM 排出量 (t/MWh)

⑥モニタリング計画

ベースラインシナリオにおける発電所を所有している ELECGALAPAGS 社は、本プロジェクト実施後も表 5-4 で挙げられている項目の計測を継続的に実施する予定である。

5.3 コベネフィット指標の提案

大気汚染物質排出量の算定結果を表 5-5 に示す。風力発電等の再生可能エネルギーを導入することで、ミニグリッドへ電力を供給する発電機 6 基が最終的には停止するため、大気汚染物質の排出削減効果が確実に見込める。しかし、本調査では風力発電所を稼働した場合の大気汚染物質の排出削減効果を試算する。

表 5-5 : コベネフィット指標算出結果

		発電機 1	発電機 2	発電機 3	発電機 4	発電機 5	発電機 6		
ガス密度 (モル組成)									
O2	%	8.04	8.82	9.11	10.66	8.63	8.79		
CO ₂	%	10.04	9.44	9.21	8	9.58	9.46		
CO	PPM	729.6	494.2	584.4	145	790.4	543.6		
NO _x	PPM	1680.4	1557.8	1501.2	1508.8	1470.2	1509.8		
N2	%	81.68	81.53	81.47	81.17	81.56	81.54		
SO ₂	PPM	0	0	0.6	0	0.8	4.6		
PM	mg/Nm ³	73	73.9	73.3	73.8	73.2	73.4		
分子量									
	PM [kg/mol]	Mass kg							
O2	32	2.6	2.8	2.9	3.4	2.8	2.8		
CO ₂	44	3.2	3.0	2.9	2.6	3.1	3.0		
CO	28	0.020	0.014	0.016	0.004	0.022	0.015		
NO _x	46	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1		
N2	28	22.9	22.8	22.8	22.7	22.8	22.8		
SO ₂	64	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		
モル質量	kg/ kmol	28.753	28.758	28.760	28.774	28.755	28.757		
質量組成									
O2	%	8.9%	9.8%	10.1%	11.9%	9.6%	9.8%		
CO ₂	%	11.17%	10.51%	10.25%	8.90%	10.66%	10.53%		
CO	PPM	710.48	481.25	569.09	141.20	769.69	529.36		
NO _x	PPM	2688.32	2492.18	2401.63	2413.79	2352.04	2415.39		
N2	%	79.54%	79.40%	79.34%	79.05%	79.43%	79.41%		
SO ₂	PPM	0.00	0.00	1.34	0.00	1.78	10.24		
ガス密度									
$\text{ガス密度} = \frac{\text{圧力} * \text{モル質量 (Mmol)}}{\text{気体定数} * \text{温度}}$									
圧力	atm	1	1	1	1	1	1		
温度	° C	734.7	694.4	695	648	699.8	708.9		
期待定数	0.082	atm m3/k kmol							
モル質量	kg/ kmol	28.75	28.76	28.76	28.77	28.75	28.76		
ガス密度	kg/ m3	0.48	0.50	0.50	0.54	0.50	0.49		
ガス流量 (Std Conditions)	m3/min	48.90	49.80	51.30	46.00	51.20	50.60		
ガス流量 (Actual Conditions)	m3/min	120.56	116.04	119.64	100.03	120.23	120.37		
稼働時間	hours	5838	5624	5695	6067	4326	3722		
大気汚染物質排出量 [Ton/year]								合計	
CO		14.32	9.52	11.74	2.78	12.04	7.04	57.43	
NO _x		54.18	49.28	49.54	47.56	36.78	32.12	269.46	
SO ₂		0.00	0.00	0.03	0.00	0.03	0.14	0.19	
PM		3.08	2.89	3.00	2.69	2.28	1.97	15.92	
大気汚染物質排出量/2009年の発電量 [Ton/GWh-year]								合計	
CO		0.712	0.473	0.584	0.138	0.599	0.350	2.86	
NO _x		2.695	2.451	2.464	2.366	1.829	1.597	13.40	
SO ₂		0.000	0.000	0.001	0.000	0.001	0.007	0.01	
PM		0.153	0.144	0.149	0.134	0.114	0.098	0.79	

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
想定年間総電力需要量 (MWh/year) (2010年需要量で固定)	20,105	21,483	22,578	23,636	24,700	25,811	26,973	28,052	29,174	30,341	31,554	32,817	33,965	35,154	36,384	37,658	38,976	40,145	41,350
風力発電からの想定年間電力発電量 (MWh/year)	--	--	4,800	4,800	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718	13,718
火力発電所からの想定年間電力発電量 (MWh/year)	--	--	17,778	18,836	10,982	12,093	13,255	14,334	15,456	16,623	17,836	19,099	20,247	21,436	22,666	23,940	25,258	26,427	27,632

		発電機 1	発電機 2	発電機 3	発電機 4	発電機 5	発電機 6	平均値
SO ₂	ppm	0.00	0.00	0.60	0.00	0.80	4.60	1.00
NO _x	ppm	1680.40	1557.80	1501.20	1508.80	1470.20	1509.80	1538.03
PM	mg/Nm ³	73.00	73.90	73.30	73.20	73.80	73.40	73.43
ディーゼル油消費量	kWh/gal	16.30	10.11	12.96	13.08	11.36	11.27	12.51

ベースラインシナリオ(総発電量が固定されたシナリオ)

単位:トン	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
SO _x	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
NO _x	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46	269.46
PM	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92	15.92

プロジェクトシナリオ(総発電量が固定されたシナリオ)

単位:トン	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
SO _x	0.15	0.15	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
NO _x	205.12	205.12	85.60	85.60	85.60	85.60	85.60	85.60	85.60	85.60	85.60	85.60	85.60	85.60	85.60	85.60	85.60
PM	12.12	12.12	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06

大気汚染物質排出削減量(総発電量が固定されたシナリオ)

単位:トン	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
SO _x	0.05	0.05	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
NO _x	64.33	64.33	183.86	183.86	183.86	183.86	183.86	183.86	183.86	183.86	183.86	183.86	183.86	183.86	183.86	183.86	183.86
PM	3.80	3.80	10.86	10.86	10.86	10.86	10.86	10.86	10.86	10.86	10.86	10.86	10.86	10.86	10.86	10.86	10.86

6 持続可能な開発への貢献に関する調査結果

6.1 ホスト国における生体系破壊リスクの評価

6.2 生体系保護の歴史

1998年、経済発展と環境保護の両立を模索するため、「ガラパゴス特別法」が制定された。同法は生態系と生物多様性の保全、その中での持続的開発などを柱とした上で、外来種規制や違法漁業対策等が盛り込まれた。また、ガラパゴスの生態系を守るため、ガラパゴス定住に対して厳しい条件を設けることにより、人口増加による環境負荷を極力抑える試みを行っている。

本プロジェクトが実施されるバルトラ島は第二次世界大戦中米国が軍用基地として占有しており、また近年までガラパゴス諸島内で唯一エクアドル軍管轄下にあったため、ガラパゴス諸島内で最も生態系が破壊された島といわれている。しかし、2009年7月の政令により国立公園化され、国立公園管理機関が発電事業等の開発行為に関するEIAの最終承認機関となり、環境改善及び維持に努めている。

6.3 生態系破壊リスクの調査

本プロジェクト実施により生体系破壊リスクが軽減・回避されることを、指標を用いて定量的に評価するには、ベースラインシナリオで化石燃料の運搬及び使用が生態系に悪影響を及ぼしてきたか、またプロジェクトシナリオで今後同様の破壊が継続されるリスク分析が必要となる。しかし、ガラパゴス国立公園管理機関及び環境NGOへのヒアリングの結果、こうしたリスク分析を適切に実施するための十分なデータが存在しないことが判明した。2001年のジェシカ号座礁等の大きな事故による生態系への影響についての調査結果や一般車を含む車両の陸上移動による野鳥の事故死についての調査はあるものの、本土からガラパゴス諸島への燃料の海上輸送及び貯蔵基地から消費者への陸上運送にて生じた環境的な影響を定量化することは極めて困難であることが分かった。よって本調査では、船舶を使用することで生態系破壊が起こりうる可能性が高い事象及び車両の陸上移動による野鳥の事故死についてヒアリング及び文献調査を行った。

<船舶が引き起こす生態系破壊に繋がる可能性が高い事象>

調査の結果、船舶関連で生態系破壊に繋がる可能性が高い事象として以下の3点があることが分かった。

- 燃料の流出が発生したケース
- 燃料の流出を伴わない、もしくは流出発生後抑止されるケース

- 火事

表 6-1、6-2、6-3 にて其々上記ケースについて幾つかの例を挙げた。

表 6-1：ガラパゴス諸島におけるジェシカ号及び最近の大きな燃料流出事故

船舶名	燃料タイプ及び 流出量	事件発生地	発生日
ジェシカ	・ディーゼル油 70,000 ガロン ・燃料油 (IFO) 75,000 ガロン	サンクリストバル島	2001 年 1 月 16 日
ELECGALAPAGOS 社 荷船	ディーゼル油 2000 ガロン	イザベラ島	2002 年 7 月 3 日
エボルーション (Evolution)	未測定	サンタクルス島 (バヒア・アカデミア)	2009 年 6 月 17 日
コルモラン II (Cormoran II) (カタマランタイプ)	ガソリン 1000 ガロン	イザベラ島 (バリバー海峡)	2009 年 10 月 1 日

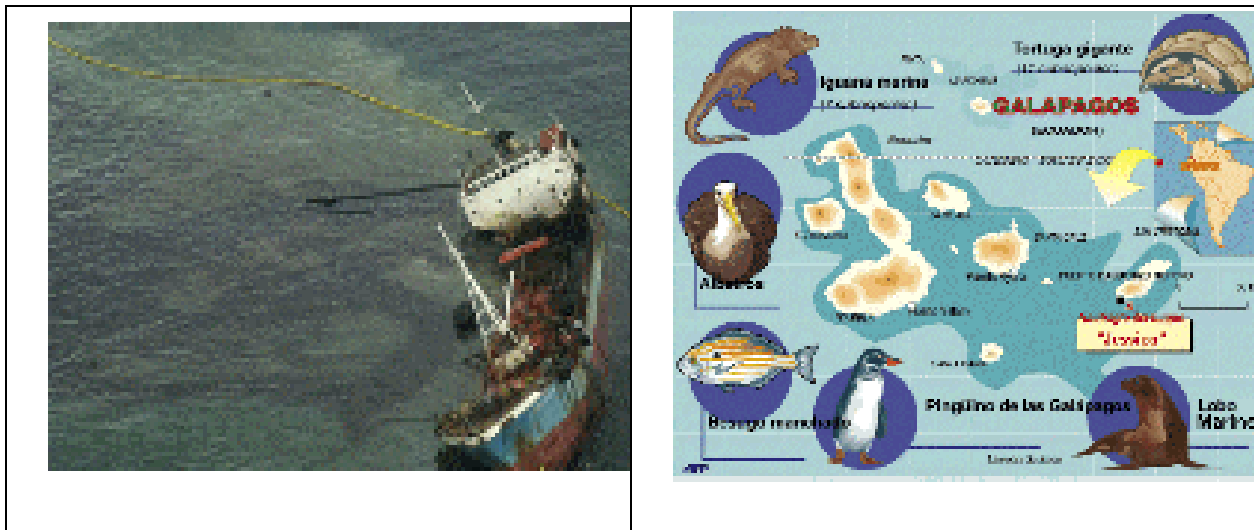


図 6-1：ジェシカ号の油流出事故及びその影響を受けた絶滅危惧種



図 6-2 : カタマラン号の事故

表 6-2 : 流出を伴わない、もしくは流出発生後抑止された船、ボート、クルーズ船等の難破事故例

船舶名	燃料タイプ及び流出量	事件発生地	発生日
スポンディラ (Spondylus)	ディーゼル油 300 ガロン	ジェノヴェッサ島 (ダーウィン湾)	—
アラウカリア (Araucaria)	ディーゼル油 200 ガロン	サンクリストバル島 (プエルトバケリソ)	2007 年 10 月
チャタム (Chatam)	未測定	サンクリストバル島	2009 年 6 月



図 6-3 : スポンディラス号の事故

表 6-3：最近発生した火事の記録

船舶名	燃料タイプ及び流出量	事件発生地
マリーナ 91	ディーゼル油 4,000 ガロン	—
パランダ (観光ヨット)	—	バルトロメ島



図 6-4：パランダ号の火事

表 6-1、表 6-2、表 6-3、図 6-1、図 6-2、図 6-3 の出典：Sources: El Comercio (新聞)、El Universo (新聞)、El Hoy (新聞)、ガラパゴス国立公園プレス部、UNDP プロジェクトレポート (Sistemas de información geográfica del sistema de respuesta emergencia)

これらの情報だけでは正確なリスク分析はできないが、ジェシカ号のような大規模船舶だけでなく日常的にガラパゴス諸島を行き来している小規模船が生態系に影響を及ぼす可能性は十分ある。

ジェシカ号の油流出事故については、現在国連開発計画 (UNDP: United Nations Development Programme) が環境再生・保全プログラムを実施している。しかし、本調査で分かったことは、同事故の被害規模の結果は調査実施機関によって異なることである。ガラパゴス諸島で権威のある NGO のチャールズ・ダーウィン財団の調査では、350 種の大規模動物及び何千もの海洋生物及び無脊椎動物への影響があったことが推定されたが、多くの海洋生物は死亡後海底へ沈んだため正確なデータを取ることは難しいとされた。しかし、プリンストン大学の調査

では、事故発生後から 11 ヶ月にして事故の影響が大きかったサンタフェ島では 15,000 匹の海イグアナが死亡したと推定した¹⁹。

このように、事故発生後の生物多様性への影響自体を測定することは難しく、生態系へのリスク軽減評価については引続き現地専門家等と協議し、前述の定量的評価方法以外の手法を用いる可能性について検討する。

<車両の陸上移動による野鳥の事故死>

チャールズ・ダーウィン財団は、2005 年 1 月 29 日から同年の 12 月 20 日までの期間において、合計 20 日の間、路上及び道端に放置された野鳥の死骸を収集し、その内 10 日においては記録として種名、性別、年代、及び発見地の座標等を調べた。そのデータを 1980 年からのデータと比較し、分析した結果、ディーゼル油が運搬される道路では、野鳥の交通事故死が、1980 年は 0.426 羽/km だったのが、2005 年では 0.635 羽/km であり、野鳥種も 7 種から 14 種と倍増している。2005 年に実施した 10 日の記録日だけで 254 羽の死骸が確認されており、平均 25.4 羽/日、もしくは 9271 羽/年が人為的災害にあっていることがうかがえる。死骸した野鳥の内、成鳥は 68%を占めており、若鳥より多いことが同調査で判明した。

6.4 サンタクルス島における陸上運搬による燃料消費量の減少による追加的CO₂排出削減

本プロジェクトを実施することにより、サンタクルス島の発電所におけるディーゼル油消費量が大幅に減少し、最終的にはゼロとなる。小規模方法論ではこのディーゼル油消費量の削減が排出削減量に考慮されているが、同島内における燃料の陸上運搬に伴うディーゼル油の消費量減少・使用停止による排出削減量は考慮されていない。

第 3 章にて説明した通り、バルトラ島で備蓄された燃料はバルトラ島ーサンタクルス島間の海峡付近に停泊した荷船から陸上にあるタンクローリーにより供給される。供給地からプエルトアヨラ市への距離は 42 キロメートルであり、ELECGALAPAGOS社によると燃料 6000 ガロンの運搬あたり 17 ガロンのディーゼル油が消費される。2008 年では、年間約 180 万ガロンの燃料が発電所にて消費されたため、往復で約 1 万ガロン (35 トン) のディーゼルが陸上輸送に消費されたことになる。仮に既存のディーゼル発電が 100%風力発電等の再生可能エネルギーによって代替されれば、陸上輸送用ディーゼル油の消費削減は、約 111 トンのCO₂削減にあたるといえよう。

¹⁹ The Independent, 2002 年 6 月 6 日

6.5 サンタクルス島の土壌汚染環境改善

サンタクルス島の発電所では、発電用燃料であるディーゼル油は所内の貯蓄タンクにて貯蔵されている。しかし、タンクの老朽化により燃料が土壌へ漏出しており、土壌汚染が最近問題視されている。現在、発電所の所有者である ELECGALAPAGOS 社は、専門家と調整を取りながら環境影響の分析を進めている。バルトラ島の再生可能エネルギープロジェクトの実現は、サンタクルス島の土壌汚染を抑制することに繋がる。



図 6-5 : サンタクルス島の発電所写真

6.6 サンタクルス島の水質汚染環境改善

前項で言及したサンタクルス島の発電所における土壌汚染問題は、上水用の貯水池が近接しているという地理的な理由から同島の水質汚染問題と密接に係わっている。同貯水池は、最も人口が多いプエルトアヨラへ上水を供給しているが、これは地下水を含んだ汽水である。ガラパゴス諸島は、地質上汚染物資が浸透しやすい土壌であるため、発電所の土壌汚染は地下水に影響を及ぼす可能性がある。本プロジェクトの実施は、上水（地下水）への負の影響の抑制に間接的に貢献する。

表一覧

表 1-1：ガラパゴス諸島における土地の分配状況	3
表 1-2：ガラパゴス諸島における発電設備容量及び機器導入年.....	12
表 1-3：エクアドルにおけるCDMの案件実績（2011年1月4日現在）	21
表 1-4：エクアドルにおけるCDM案件タイプ	21
表 1-5：エクアドルにおけるCDM案件のバリデーション開始年.....	21
表 3-1：風力発電量算定	42
表 3-2：ベースライン排出量算定（第1クレジット期間）	43
表 3-3：全般的なガイドライン、第17項.....	44
表 3-4：風力発電における温室効果ガス削減量.....	44
表 3-5：EIAの重要マイルストーン.....	45
表 3-6：予測される環境影響と対策.....	47
表 3-7：プロジェクトに関するステークホルダーのコメント.....	48
表 3-8：第1フェーズの資金計画.....	50
表 3-9：第1フェーズに必要な初期投資額.....	51
表 3-10：第2フェーズに必要な初期投資額.....	51
表 3-11：その他の仮定値	51
表 3-12：風力発電投資分析	53
表 3-13：エクアドル政府による助成金支出額（百万米ドル）	56
表 3-14：風力発電プロジェクト実施スケジュール	58
表 5-1：大気質改善分野における評価指標.....	63
表 5-2：評価手法レベル	63
表 5-3：ベースライン/プロジェクトシナリオ	64
表 5-4：サンタクルス発電所に設置されている6基のディーゼル発電機の テールパイプから排出されるガス分量測定結果（2010年2月測定）	64
表 5-5：コベネフィット指標算出結果.....	68
表 6-1：ガラパゴス諸島におけるジェシカ号及び最近の大きな燃料流出事故	71
表 6-2：流出を伴わない、もしくは流出発生後抑止された船、ボート、 クルーズ船等の難破事故例	72
表 6-3：最近発生した火事の記録.....	73

図一覧

図 1-1 : ガラパゴス諸島	2
図 1-2 : ガラパゴス諸島の人口推移	4
図 1-3 : ガラパゴス諸島の人口分布	4
図 1-4 : エクアドルの経済状況	6
図 1-5 : バルトラ島の石油備蓄ターミナル	8
図 1-6 : イザベル島への輸送手段	8
図 1-7 : バルトラ島ーサンタクルス島間の燃料輸送方法	9
図 1-8 : プエルトアヨラ市の発電所における備蓄システム	10
図 1-9 : ガラパゴス諸島における化石燃料の消費量 (BOE/年)	10
図 1-10 : ガラパゴス諸島におけるディーゼル油及びガソリンの消費内訳 (2009 年) ..	11
図 1-11 : ガラパゴス諸島における総電力発電量	12
図 1-12 : サンタクルス島における火力発電所	14
図 1-13 : サンタクルス島における電力発電量 (MWh/年)	15
図 1-14 : サンタクルス島における火力発電所及び風力発電所	15
図 1-15 : サンタクルス島における電力発電量 (MWh/年)	16
図 1-16 : フロレアナ島における火力発電所及び太陽光システム	16
図 1-17 : フロレアナ島における電力発電量 (MWh/年)	17
図 1-18 : イザベラ島における火力発電所	17
図 1-19 : イザベラ島における電力発電量 (MWh/年)	18
図 1-20 : バルトラ島空港付近にあるディーゼル発電機	18
図 1-21 : CDMプロジェクトのための承認レターの入手手続	23
図 2-1 : 調査実施体制	24
図 3-1 : サンタクルス島とバルトラ島における 3 つの立地候補地	31
図 3-2 : バルトラ島における年間風況調査結果 (地上 60 メートル地点*)	32
図 3-3 : バルトラ島ー地上 40 メートルにて測定された頻度分配図 (%)	32
図 3-4 : バルトラ島における風況測定ポイント	33
図 3-5 : バルトラ島風力発電所選定地	34
図 3-6 : バルトラ島土地利用詳細図	35
図 3-7 : 第 1 フェーズ建設予定地	36
図 3-8 : 2010 年に公表された絶滅危惧種の生息図	37
図 3-9 : 送電線配線計画	38
図 3-10 : バルトラ島に生息するガラパゴスリクイグアナ	48
図 3-11 : プロジェクトの実施体制	49
図 6-1 : ジェシカ号の油流出事故及びその影響を受けた絶滅危惧種	71

図 6-2 : カタマラン号の事故	72
図 6-3 : スポンディラス号の事故	72
図 6-4 : パランダ号の火事	73
図 6-5 : サンタクルス島の発電所写真	75

参考資料

「ECUADOR, Parque Nacional Galápagos, Ecolap Y Mae , Ecofound, Fan, Darwinnet, IGM, Coloma Andrea-Rivadeneira Cristina-Rivera Jade, Guía del Patrimonio de Áreas Naturales Protegidas del Ecuador,」 (2007)

Cornell University Earth and Atmospheric Science レポート

<http://www.geo.cornell.edu/geology/GalapagosWWW/GalapagosClimate.html>

日本科学技術振興機構「ガラパゴスに学ぶ生物の進化」

<http://rikanet2.jst.go.jp/contents/cp0220f/start.html>

長崎大学附属図書館「ガラパゴス諸島画像データベース」

<http://gallery.lb.nagasaki-u.ac.jp/galapagos/index.html>

在エクアドル日本大使館「エクアドル情勢—内政・外交」(2009年4月)

http://www.ec.emb-japan.go.jp/document/naisei-gaiko/naisei-gaiko_200904.pdf

新木秀和「エクアドルの石油産業」坂口安紀編『発展途上国における石油産業の政治経済学的分析—資料集—』日本貿易振興機構アジア経済研究所(2008年)

http://www.ide.go.jp/Japanese/Publish/Download/Report/pdf/2007_04_16_07.pdf

日本外務省

<http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/ecuador/data.html>

http://www.ec.emb-japan.go.jp/document/shihyo/shihyo_1995-2008.pdf

Petroamazonas Ecuador

<http://www.bloque15.com/>

Jacobs Gibb 「Evaluation of Environmental Damages from the Jessica Oil Spill, Galapagos Islands」
(2002年5月)

The Independent (2002年6月6日の新聞にて掲載された記事)

http://web.mit.edu/12.000/www/m2008/teams/lasiguanas/Water_Management.html

Fundación Charles Darwin (2006). “Estudio de la Mortalidad de Aves en la Carretera Puerto Ayora—Canal de Itabaca 2005, Isla Santa Cruz, Galápagos - Ecuador”.