

エルサルバドル共和国
国家エネルギー審議会（CNE）

エルサルバドル国
再生可能エネルギー
国家マスタープラン策定プロジェクト

ファイナルレポート
（要約）

平成 24 年 3 月
（2012 年）

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

日本工営株式会社
日本重化学工業株式会社
株式会社コーエイ総合研究所

産公
JR
12-056

エルサルバドル共和国
国家エネルギー審議会（CNE）

エルサルバドル国
再生可能エネルギー
国家マスタープラン策定プロジェクト

ファイナルレポート
（要約）

平成 24 年 3 月
（2012 年）

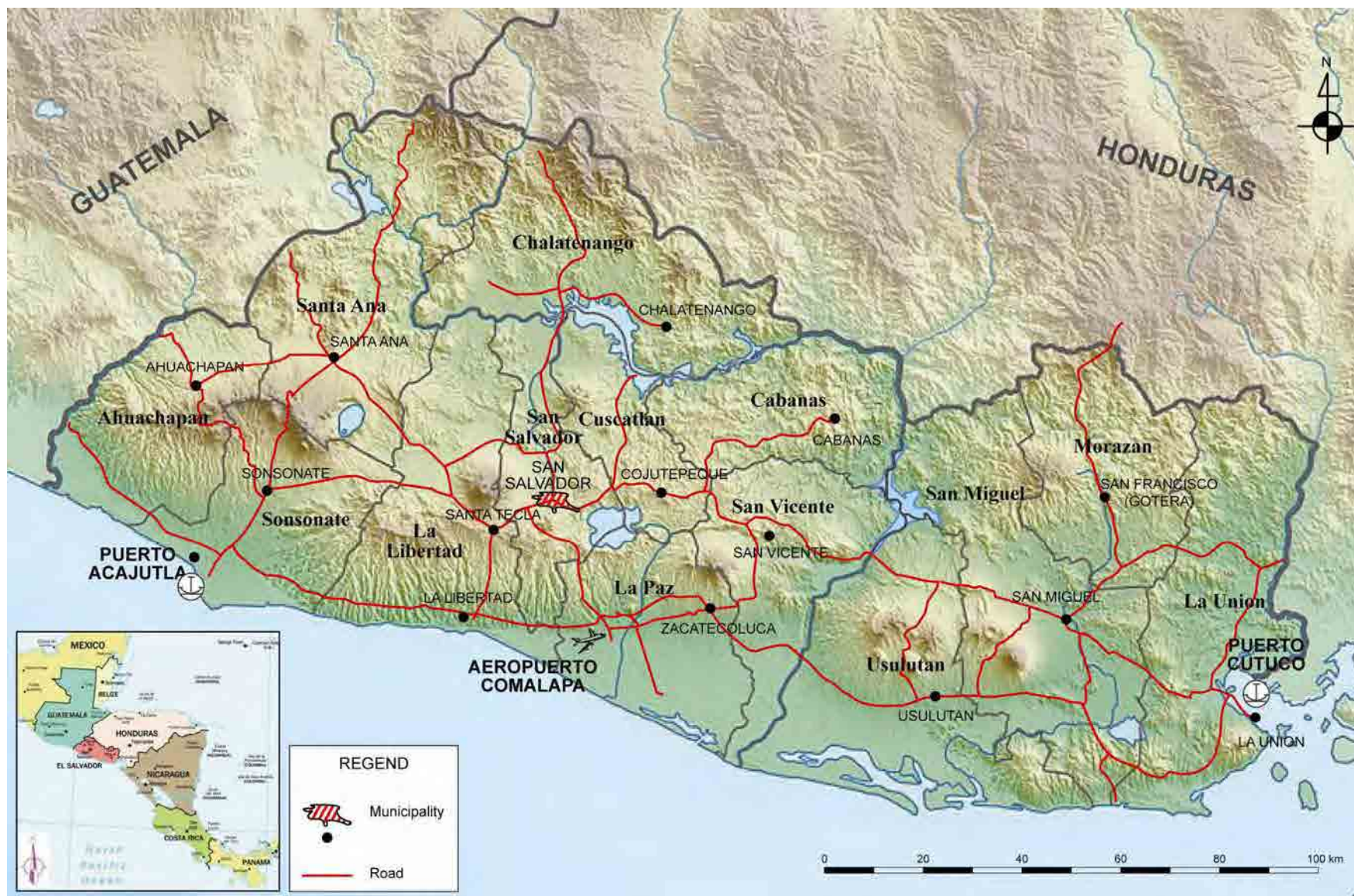
独立行政法人
国際協力機構（JICA）

日本工営株式会社
日本重化学工業株式会社
株式会社コーエイ総合研究所

通貨換算率

1 US ドル=80.0 円

(2012 年 2 月 22 日現在)



調査対象位置図（エルサルバドル国全土）

エルサルバドル国
再生可能エネルギー
国家マスタープラン策定プロジェクト

ファイナルレポート

（要約）

目 次

位置図

	ページ
第 1 章 調査業務の概要	
1.1 調査の背景	1-1
1.2 調査の目的	1-2
1.3 カウンターパート機関	1-2
1.4 調査対象地域	1-2
1.5 調査スケジュール	1-2
第 2 章 電力セクターの概要と再生可能エネルギーの役割	
2.1 電力セクターの概要	2-1
2.1.1 電力供給システム	2-1
2.1.1.1 電力供給体制	2-1
2.1.1.2 設備容量と発生電力量	2-1
2.1.1.3 送配電設備	2-3
2.1.2 電力料金	2-4
2.1.3 電化率	2-4
2.2 電力セクターにおける再生可能エネルギーの役割	2-4
2.2.1 各再生可能エネルギー源の役割	2-4
2.2.2 年間の発生電力量における役割	2-5
2.2.3 月別の発生電力量における役割	2-6
2.2.4 日負荷曲線における役割	2-7
第 3 章 関連する法律と規則	
3.1 環境に関する法律・規則と組織	3-1
3.1.1 法律・規則	3-1
3.1.2 環境関連の組織	3-2
3.1.2.1 環境天然資源省	3-2

3.2 環境影響評価の諸手続き	3-3
3.2.1 環境カテゴリー化	3-3
3.2.2 環境影響評価および環境承認	3-3
3.3 土地利用に関する規則	3-4
3.3.1 制令855番	3-4
3.3.2 自然保護区	3-4
3.4 民間投資による電力開発参画に関する規則	3-5
3.4.1 開発の流れ	3-5
3.4.2 必要となる手続き	3-6
3.4.3 現行の優遇制度	3-9
第4章 再生可能エネルギーに関する現況、課題、ならびに計画	
4.1 現況	4-1
4.2 小水力発電	4-1
4.2.1 現況	4-1
4.2.2 導入に際しての課題	4-2
4.2.3 関連する既存、実施中の計画	4-2
4.2.4 将来の開発計画	4-3
4.3 風力発電	4-6
4.3.1 現況	4-6
4.3.2 導入に関しての課題	4-6
4.3.2.1 技術規制/ガイドライン	4-6
4.3.2.2 技術者	4-6
4.3.2.3 維持管理費用	4-7
4.3.3 関連する既存、実施中の計画	4-7
4.3.3.1 全国風況マップ	4-7
4.3.3.2 F/S調査	4-7
4.3.4 将来の開発計画	4-7
4.4 太陽光発電	4-8
4.4.1 現況	4-8
4.4.2 導入に関しての課題	4-9
4.4.2.1 太陽光発電の価格	4-9
4.4.2.2 技術ガイドライン	4-10
4.4.2.3 技術者	4-10
4.4.3 関連する既存、実施中の計画	4-10
4.4.3.1 CEL（レンパ川水力発電執行員会）	4-10
4.4.3.2 SWERA	4-10
4.4.3.3 地方電化	4-10
4.4.3.4 USTDA	4-10
4.4.4 将来の開発計画	4-11

4.5	太陽熱発電	4-11
4.5.1	現況	4-11
4.5.2	導入に関する課題	4-11
4.5.3	関連する既存、実施中の計画	4-12
4.5.4	将来の開発計画	4-12
4.6	地熱発電	4-13
4.6.1	現況	4-13
4.6.1.1	エルサルバドル国における地熱発電の経緯と現状	4-13
4.6.1.2	エルサルバドル国の地熱資源	4-14
4.6.2	導入に関する課題	4-16
4.6.3	関連する既存、実施中の計画	4-17
4.6.4	将来の開発計画	4-17
4.7	バイオマス	4-19
4.7.1	現況	4-19
4.7.1.1	サトウキビ	4-19
4.7.1.2	コーヒー	4-19
4.7.1.3	米	4-20
4.7.2	導入に関する課題	4-21
4.7.2.1	木質バイオマス	4-21
4.7.2.2	農産廃棄物	4-21
4.7.2.3	技術	4-21
4.7.3	関連する既存、実施中の計画	4-21
4.7.4	将来の開発計画	4-21
4.8	バイオガス	4-22
4.8.1	現況	4-22
4.8.1.1	木質バイオマス	4-22
4.8.1.2	畜産廃棄物	4-23
4.8.1.3	産業ゴミ	4-24
4.8.1.4	廃水	4-24
4.8.2	導入に関する課題	4-24
4.8.3	関連する既存、実施中の計画	4-24
4.8.4	将来の開発計画	4-24
 第5章 電力需給予測のレビュー		
5.1	政府による電力需給予測のレビュー	5-1
5.1.1	需要予測	5-1
5.1.2	電源拡張計画	5-2
5.1.2.1	参照シナリオ	5-2
5.1.2.2	拡張計画のその他のシナリオ	5-3
5.1.2.3	350MW電源調達計画	5-5

5.2	電源開発計画と再生可能エネルギー導入の整合性	5-5
第6章 送・配電網に関する規則のレビュー		
6.1	送・配電網に関する規則概要	6-1
6.2	再生可能エネルギーを系統に接続する際に留意すべき 送配電網に関する課題	6-1
6.2.1	小水力発電接続時の課題	6-2
6.2.2	太陽光、風力発電のような不安定な電源接続時の課題	6-3
6.2.3	他の電源（地熱、バイオマス等）接続時の課題	6-4
第7章 再生可能エネルギー活用検討		
7.1	エルサルバドル国全土を対象とする風力ポテンシャルマップの作成	7-1
7.1.1	風力ポテンシャルマップの作成	7-1
7.1.1.1	手順	7-1
7.1.1.2	風況推定に用いた気象シミュレーションモデル	7-1
7.1.2	風力ポテンシャルマップ	7-2
7.1.3	解析結果	7-4
7.1.3.1	風力ポテンシャル	7-4
7.1.3.2	風力ポテンシャル地点	7-4
7.1.3.3	観測データとの比較	7-5
7.1.4	今後の課題	7-5
7.2	小水力発電（20 MW以下）導入促進ガイドライン作成	7-6
7.2.1	作成するガイドラインの概要	7-6
7.2.2	小水力発電（20 MW以下）導入促進ガイドライン	7-6
7.2.2.1	技術面の検討の流れ	7-6
7.2.2.2	制度面の検討の流れ	7-7
7.2.2.3	ガイドラインの目次（案）	7-7
7.3	都市部の建造物屋上等に設置する屋根置き型太陽光発電利用の検討	7-8
7.3.1	利用の現況と利用促進に向けた課題	7-8
7.3.1.1	ポテンシャル	7-8
7.3.1.2	概算導入額と導入実績	7-8
7.3.2	太陽光発電のコスト動向	7-9
7.3.2.1	過去のコスト動向	7-9
7.3.2.2	将来のコスト動向予測	7-9
7.3.3	利用促進に向けた技術面の課題と対応策	7-10
7.3.3.1	電力品質の課題と対応策	7-10
7.3.3.2	設置上の課題と対応策	7-10
7.3.4	導入促進に際して予想される課題	7-10
7.3.4.1	制度面の課題と対策	7-10
7.3.4.2	技術者の人材育成	7-11

7.3.4.3	運用実績とデータの蓄積	7-11
7.3.5	導入のロードマップ	7-11
第8章 再生可能エネルギー導入可能性検討		
8.1	技術面の検討	8-1
8.1.1	小水力	8-2
8.1.2	風力	8-2
8.1.3	太陽光	8-2
8.1.4	太陽熱	8-3
8.1.5	地熱	8-3
8.1.6	バイオマス	8-4
8.1.7	バイオガス	8-4
8.2	経済・財務面の検討	8-5
8.2.1	検討の流れ	8-5
8.2.2	分析の目的	8-5
8.2.3	分析の条件	8-6
8.2.4	事業収支分析（シミュレーション）の結果	8-7
8.2.5	事業化の可能性	8-7
8.3	環境面の検討	8-8
8.3.1	再生可能エネルギー促進に向けた障壁の検討	8-8
8.3.2	各技術導入時に想定される環境面におけるスコーピング（案）	8-9
8.3.3	各技術導入に向けて配慮すべき環境・社会面での対応策（案）	8-9
第9章 再生可能エネルギーの利用促進に向けたさらなる提言		
9.1	調査結果に基づく将来の開発の方向性に関する提言	9-1
9.2	将来の導入に向けた政府の支援策、ならびに電力会社へのインセンティブ	9-2
第10章 再生可能エネルギーマスタープラン		
10.1	マスタープランの定義	10-1
10.1.1	対象とする電源の種類	10-1
10.2	指標的開発計画（Indicative Development Plan）	10-1
10.3	電源別のマスタープラン	10-3
10.3.1	小水力発電	10-3
10.3.1.1	マスタープラン策定の流れ	10-4
10.3.1.2	既往調査の見直し	10-4
10.3.1.3	新規候補地点の選定と評価	10-5
10.3.1.4	候補地点の技術面の評価	10-5
10.3.1.5	候補地点の費用算定	10-5
10.3.1.6	ポテンシャル地点の財務評価	10-5

10.3.1.7	ポテンシャル地点の設計流量の最適化	10-5
10.3.1.8	小水力発電ポテンシャル地点	10-5
10.3.1.9	小水力発電マスタープラン	10-6
10.3.1.10	マスタープランへの提言	10-7
10.3.2	風力発電	10-9
10.3.2.1	ポテンシャル地点の選定	10-9
10.3.2.2	導入可能な設備容量	10-9
10.3.2.3	技術面の検討	10-9
10.3.2.4	マスタープラン	10-13
10.3.3	太陽光発電	10-13
10.3.3.1	ポテンシャル地域の選択	10-13
10.3.3.2	導入可能容量	10-13
10.3.3.3	技術面の検討	10-13
10.3.3.4	マスタープラン	10-15
10.3.4	太陽熱発電	10-17
10.3.4.1	太陽熱ポテンシャル	10-17
10.3.4.2	現状と将来予測	10-17
10.3.4.3	技術面の検討	10-19
10.3.4.4	マスタープラン	10-19
10.3.5	地熱発電	10-20
10.3.5.1	2017年までの投入計画	10-20
10.3.5.2	2018年以降の計画	10-20
10.3.5.3	標準的な開発工程と開発標準的なコスト	10-21
10.3.6	バイオマス発電	10-22
10.3.6.1	バイオマス・ガス化	10-22
10.3.6.2	マイクロ・バイナリー発電設備	10-23
10.3.6.3	バイオマス技術導入の検討	10-24
10.3.7	バイオガス	10-25
10.3.7.1	畜産廃棄物からのバイオガス	10-25
10.3.7.2	廃水処理施設でのバイオガス	10-26
10.3.7.3	廃棄物発電	10-27
10.3.7.4	バイオガス技術の導入可能ポテンシャル	10-28

付表目次

表2.1.1	国内の発電所の種類、設備容量（MW）、発電可能量（MW）	2-2
表2.1.2	各配電会社の顧客数、売上シェア	2-3
表2.2.1	電源別年間発生電力量の推移	2-6
表2.2.2	月別電源別発生電力量（2009年）	2-6
表2.2.3	月別電源別発生電力量（2010年）	2-6
表3.1.1	再生可能エネルギー開発における環境関連の法律・規則	3-1
表3.2.1	環境承認発行に必要な諸手続きと所要日数	3-4
表4.1.1	現在稼働中の再生可能エネルギーを利用した発電所の概要	4-1
表4.2.1	既設水力発電所	4-2
表4.2.2	エルサルバドル国の水力開発ポテンシャルの概要	4-3
表4.2.3	小水力発電ポテンシャル地点（20 MW以下）（1/2）	4-4
表4.2.3	小水力発電ポテンシャル地点（20 MW以下）（2/2）	4-5
表4.3.1	ウィンドファーム候補地	4-7
表4.4.1	エルサルバドル国の太陽光発電システム	4-9
表4.4.2	太陽光発電の開発計画（CEL）	4-11
表4.6.1	エルサルバドル国内の高温地熱地帯の一覧（Campos, 1988）	4-16
表4.6.2	エルサルバドル国内の中～低温地熱地帯の一覧（Campos, 1988）	4-16
表4.6.3	ラヘオ社による新規開発、増設、改造による増出力計画	4-17
表4.6.4	エルサルバドル国内におけるLaGeo社による地熱発電出力増強計画のまとめ	4-17
表4.7.1	バガス利用のバイオマス発電設備容量	4-19
表4.7.2	各県別のコーヒー生産量と発電可能量	4-20
表4.7.3	各県別の米生産量と発電可能量	4-20
表4.7.4	将来の開発計画	4-21
表4.8.1	埋立地バイオガス発電所のポテンシャル（ネハパを除く）	4-23
表4.8.2	ネハパ バイオガス発電所の将来計画	4-24
表5.1.1	指標的電源開発計画（参照シナリオ）	5-2
表5.1.2	電源拡張計画の7つのシナリオと運転限界費用の一覧	5-4
表5.1.3	再生可能エネルギー優先シナリオによる電源拡張計画	5-4
表6.1.1	送・配電網に関する法律、規則、基準の概略	6-1
表6.2.1	小水力発電接続時の課題	6-2
表6.2.2	太陽光・風力発電等の不安定な電源接続時の課題	6-3
表6.2.3	他の電源（地熱、バイオマス等）接続時の課題	6-4
表7.1.1	風力ポテンシャル地域のデータ（風速、風力エネルギー密度）	7-5
表7.2.1	実測値と計算値の比較	7-5
表7.3.1	太陽光発電のマスタープラン（屋上設置型）	7-9
表8.2.1	事業収支分析（シミュレーション）の条件設定	8-6
表8.2.2	事業収支シミュレーションの計算結果と評価	8-7

表9.1.1	調査結果に基づく再生可能エネルギー開発の方向性に関する提言	9-1
表10.2.1	指標的开发計画（2012年～2026年）	10-2
表10.3.1	小水力発電マスタープランの選定基準	10-6
表10.3.2	小水力発電開発マスタープランの概要	10-7
表10.3.3	風力発電の開発計画	10-13
表10.3.4	太陽光発電の開発計画	10-16
表10.3.5	太陽熱マスタープラン	10-19
表10.3.6	ラヘオ社による新規開発、増設、改造による増出力計画の具体的計画	10-20
表10.3.7	エルサルバドル国内での30 MW級地熱開発の標準的工程と開発コスト	10-21

付図目次

図1.1.1	電源別発生電力量（2010年）	1-1
図1.1.2	電源別設備容量の変化	1-1
図1.5.1	調査スケジュール	1-2
図2.1.1	電力市場における政府、民間セクターの役割分担	2-1
図2.1.2	電源別設備容量と発生電力量（2010年）	2-1
図2.1.3	エルサルバドル国内の発電所の位置ならびに出力	2-2
図2.1.4	エルサルバドル国内の発電所ならびに送電網	2-3
図2.1.5	配電会社のサービス地域、顧客数とシェア	2-4
図2.2.1	電源別年間発生電力量の推移	2-5
図2.2.2	月別電源別発生電力量（2009年）	2-6
図2.2.3	月別電源別発生電力量（2010年）	2-6
図2.2.4	日負荷曲線と電源別投入設備割合	2-7
図3.1.1	環境天然資源省の組織図	3-2
図3.2.1	環境天然資源省による環境カテゴリー	3-3
図3.3.1	自然保護区の位置	3-5
図3.4.1	プロジェクト実施の流れ	3-5
図3.4.2	電気事業者として登録するための手続きのフロー	3-6
図3.4.3	環境許可取得のための手続きの流れ	3-7
図3.4.4	水力ならびに地熱資源調査の許可申請の手続き	3-7
図3.4.5	5 MWを超えるプロジェクトの開発権付与のための申請手続きの流れ	3-7
図3.4.6	5 MWまでのプロジェクトの開発権付与のための簡素化された 申請手続きの流れ	3-8
図3.4.7	電力卸売市場に参入するための登録手続きの流れ	3-8
図4.2.1	既設水力発電所と水力ポテンシャル地点位置図	4-3
図4.3.1	風力ポテンシャルマップ (SWERA)	4-6
図4.3.2	風速 (Metapan)と設備利用率 (15 de Septiembre水力発電所)の関係	4-8
図4.4.1	エルサルバドル国の日射量マップ	4-8
図4.4.2	エルサルバドル国内の太陽光発電システム	4-9
図4.5.1	CSPによる発電価格の予測	4-12
図4.5.2	パラボリック・トラフ型	4-12
図4.6.1	エルサルバドル国内地熱発電所位置図	4-13
図4.6.2	エルサルバドル国内各地熱発電所の発電電力量経年変化	4-14
図4.6.3	エルサルバドル国内28温泉および7自然噴気位置図	4-15
図4.6.4	エルサルバドル国内の高温地熱地帯位置図	4-15
図4.8.1	埋立地の拡張及び開発計画	4-22
図5.1.1	高 (High)、参照 (Reference)、低 (Low) 需要予測と 参照シナリオの需要予測値	5-1
図5.1.2	参照拡張計画による発電電力量の推移	5-3

図5.1.3	年間ベースの限界運転費用のシミュレーション結果	5-3
図7.1.1	エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップ（地上高30 m）	7-2
図7.1.2	エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップ（地上高50 m）	7-3
図7.1.3	エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップ（地上高80 m）	7-3
図7.1.4	風力ポテンシャル地域	7-4
図7.2.1	小水力発電導入促進ガイドライン策定における技術面の検討の流れ	7-6
図7.3.1	屋根置き型太陽光発電システム	7-8
図7.3.2	導入ロードマップ	7-12
図8.1.1	技術面、計画面での熟度と計画策定手法、該当する 再生可能エネルギー技術の関係	8-1
図8.1.2	小水力発電技術面検討の流れ	8-2
図8.1.3	風力発電技術面検討の流れ	8-2
図8.1.4	太陽光発電技術面検討の流れ	8-3
図8.1.5	太陽熱発電技術面検討の流れ	8-3
図8.1.6	地熱発電技術面検討の流れ	8-3
図8.1.7	バイオマス発電技術面検討の流れ	8-4
図8.1.8	バイオガス発電技術面検討の流れ	8-4
図8.2.1	経済・財務面の検討の流れ	8-5
図10.2.1	マスタープランにおける電源別投入割合	10-2
図10.3.1	小水力発電開発のマスタープラン策定の流れ	10-4
図10.3.2	水力ポテンシャル位置図	10-6
図10.3.3	選定された2012～2027年の小水力発電マスタープランの地点位置図	10-7

略語表

略語	スペイン語表記	英語表記	日本語表記
AEA	Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica	Energy and Environment Partnership (EEP) in Central America	中米エネルギー・環境パートナーシップ
ANDA	Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados	National Administration of Aqueducts and Sewers	国立上下水道公社
ARECA	La aceleración de Energía Renovable en Centroamérica	Accelerating Renewable Energy in Central America	中央アメリカならびにパナマにおける再生可能エネルギー投資促進プロジェクト
B/C	Razón Beneficio / Costo	Benefit / Cost Ratio	費用便益比
BCIE(CABEI)	Banco Centroamericano de Integración Económica	Central American Bank for Economic Integration (CABEI)	中米経済統合銀行
CAESS	Compañía de Alumbrado Público de San Salvador S. A. de C. V.	Public Lighting Company of San Salvador Inc.	サンサルバドル公共電力配電会社
CASSA	Compañía Azucarera Salvadoreña S.A	El Salvador Sugar Company	エルサルバドル製糖会社
CCAD	Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo	Central American Commission for Environment and Development	中米環境総局
CDM	Mecanismo developemnt limpia	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CECSA	Compañía Eléctrica Cucumacayán S.A. de C.V.	Cucumacayán Electric Company Inc	ククマカヤン電力会社
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa	Hydroelectric Executive Committee of the Lempa River	レンパ川水力発電執行員会
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe	Economic Commission of Latin America and Caribbean	中南米カリブ経済委員会
CIDA		Canadian International Development Agency	カナダ国際開発庁
CLESA	Compañía de Alumbrado Eléctrico de Santa Ana	Electric Lighting Company of Santa Ana	サンタアナ配電会社
CNE	Consejo Nacional de Energía	National Energy Commission	国家エネルギー審議会
CNR	Centro Nacional de Registros	National Registration Center	国家登録センター
CRS	Los sistemas centrales de receptor	Central Receiver Systems	中央集熱システム
CSP	Energía solar por concentración	Concentrating Solar Power	集光型太陽熱発電
DEE	Dirección de Energía Eléctrica	Office of Electricity Energy	電気エネルギー局
DELSUR	Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C.V.,	Distributor of electricity of South Variable Capital Company	南部配電会社
EE	Energía Eólica	Wind Energy	風力エネルギー
EG	Energía Geotérmica	Geothermal Energy	地熱エネルギー

略語	スペイン語表記	英語表記	日本語表記
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia eLettrica	Ente Nazionale per l'Energia eLettrica	ENEL
ER	Energía Renovable	Renewable Energy	再生可能エネルギー
EsIA	Estudio de Impacto Ambiental	Environmental Impact Study	環境影響調査
ETESAL	Empresa Transmisora de El Salvador S.A. de C.V.	El Salvador Transmission Company	エルサルバドル送電会社
F/S	Estudio de factibilidad	Feasibility Study	実施可能性調査
FA	Formulario Ambiental	Environmental Form	環境フォーム
FINET	Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía	National Investment Fund for Electricity and Telephone	国家電気電話投資基金
GDP (PIB)	Producto Interno Bruto	Gross Domestic Product	国内総生産
GEF	Fondo para el Medio Ambiente Mundial	Global Environment Facility	地球環境ファシリティ
GEL	Ley General de Electricidad (LGE)	General Electricity Law (GEL)	一般電力法
GHG	Gases de efecto invernadero	Green House Gas	温室効果ガス
GIS (SIG)	Sistema de Información geográfica (SIG)	Geographical Information System	地理情報システム
GIZ	Cooperación Alemana para el Desarrollo	German Society for International Cooperation (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit)	ドイツ国際協力公社
GW	Gigawatts (=1,000,000 kW)	gigawatt (=1,000,000 kW)	ギガワット(=1,000,000 kW)
GWh	Gigawatts hora	gigawatt hour	ギガワット時
HHV		Higher Heating Value	高位発熱量
IDB (BID)	Banco Interamericano de Desarrollo	Inter-American Development Bank	米州開発銀行
IEA		International Energy Agency	国際エネルギー機関
INE	Inversiones Energéticas S. A.	Energy Investment	エネルギー投資会社
IRR	Tasa Interna de Retorno (TIR)	Internal Rate of Return	内部収益率
KfW	Reconstrucción Instituto de Crédito	Kreditanstalt für Wiederaufbau (Reconstruction Credit Institute)	復興金融公庫（ドイツ）
kW	Kilovoltio	kilowatt	キロワット
kWh	Kilovoltio hora	kilowatt hour	キロワット時
LaGeo	La Geotérmica		ラヘオ社（地熱発電会社）
LFG		Landfill Biogas	埋立地バイオガス
LMA	Ley del Medio Ambiente	Environmental Law	環境法
MARN	Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales	Ministry of Environment and Natural Resources	環境天然資源省
MINEC	Ministerio de Economía	Ministry of Economy	経済省

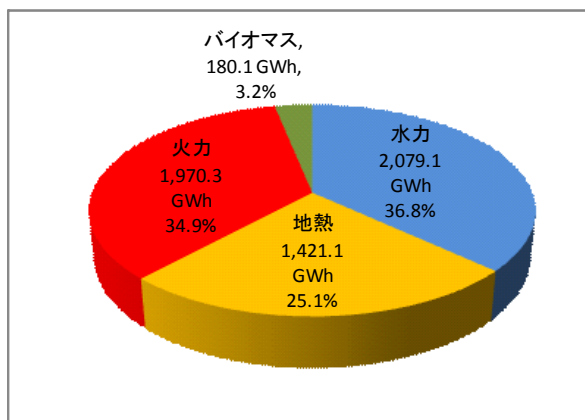
略語	スペイン語表記	英語表記	日本語表記
MRS	Mercado Regulador del Sistema	Market System Controller	市場システム制御者
MW	Magawatts (=1,000 kW)	megawatt (=1,000 kW)	メガワット (=1,000 kW)
MWh	Magawatts hora	megawatt hour	メガワット時
NEC	Código Eléctrico Nacional	National Electric Code	米国電気工事基準
NFPA		National Fire Protection Association	米国防火協会
NGO	Organización no gubernamental	Non-Governmental Organization	非政府組織
NPV	Valor Actual Neto (VAN)	Net Present Value	正味現在価値
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables en EE.UU.	National Renewable Energy Laboratory in US	米国再生可能エネルギー研究所
NRV	Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	New Replacement Value (NRV)	
OCAD	Cooperación Austriaca para el Desarrollo	Austrian Development Cooperation (ADC)	オーストリア開発庁
OPAMSS	Oficina de Planificación del Área Metropolitana de San Salvador	Office of Planning for San Salvador Metropolitan Area	サンサルバドル首都圏計画局
PCH (SHP)	Pequeñas Centrales Hidroelectricas (PCH)	Small Hydropower (SHP)	小水力発電
PMA	Programa de Manejo Ambiental	Environmental Management Program	環境管理プログラム
PMASISO	Programa de Manejo Ambiental y Seguridad Industrial y Salud Ocupacional	Environmental Management and Industrial Safety and Occupational Health Program	環境管理・産業安全・厚生計画
Pre-F/S	Estudio de Pre-factibilidad	Pre-Feasibility Study	実行可能性予備調査
PSFV	Paneles Solares Fotovoltaicos	Solar Photovoltaic Panel	太陽光パネル
RPS	Energías Renovables Portfolio Standard	Renewable Portfolio Standard	再生可能エネルギー利用割合基準
SABES	Asociación Saneamiento Básico, Educación Sanitaria y Energías Renovables (ONG)	Sanitation, Health Education and Renewable Energy Association (NGO)	衛生・保健教育及び再生可能エネルギー協会 (NGO)
SHS	Sistemas Solares Domésticos	Solar Home System	戸別型太陽光発電システム
SIA	Sistema de Información Ambiental	Environment Information System	環境情報システム
SICA	Sistema de Integración Centroamericana	Central American Integration System	中米統合機構
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones	General Superintendency of Electricity and Telecommunications	電気通信総監督庁
SINAMA	Sistema Nacional de Gestión Ambiental	National Environmental Management System	国家環境管理システム
SNET	Servicio Nacional de Estudios Territoriales	National Service of Territorial Studies	国立国土研究サービス
ST	Solar Térmica	Solar Thermal	太陽熱

略語	スペイン語表記	英語表記	日本語表記
SWERA	Evaluación de Recursos de Energía Eólica y Solar	Solar and Wind Energy Resource Assessment	太陽光・風力エネルギー量調査
TOR	Términos de referencia	Terms of Reference	作業要綱
UCA	Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas"	Central American University "José Simeón Cañas"	中米大学ホセ・シメオン・カーニャス校
UNDP (PNUD)	Programas de las Naciones Unidas para el Desarrollo	United Nations Development Program	国連開発計画
UNEP	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente	United Nations Environmental Program	国連環境計画
US DOE	Estados Unidos Departamento de Energía	United States Department of Energy	米国エネルギー局
USGS	Centro geológico de los Estados Unidos	United States Geological Survey	米国地質調査所
USTDA		United States Trade and Development Agency	米国貿易開発局
UT	Unidad de Transacciones, S.A.	Transactions Unit	電力取引ユニット
WGC	Congreso geotérmico Mundial	World Geothermal Congress	世界地熱会議

第1章 調査業務の概要

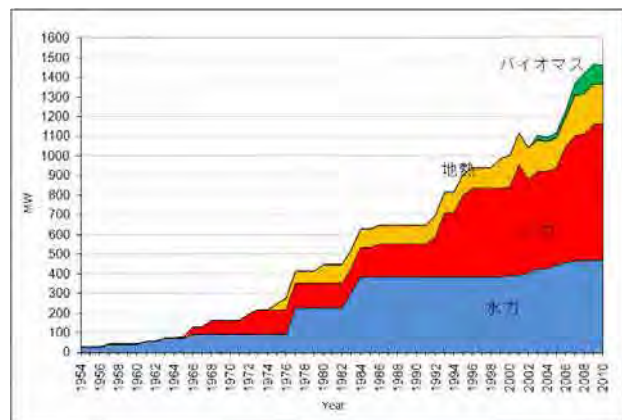
1.1 調査の背景

国家エネルギー審議会（Consejo Nacional de Energía; CNE）による検討結果によれば、エルサルバドル国の電力需要は、2026 年までに平均 4.7%で増加すると予測されている¹。2010 年の同国における発電電力量は 5,650.6 GWh であり、その電源構成は、発電電力量別に水力 2,079.1 GWh（36.8%）、火力 1,970.3 GWh（34.9%）、地熱 1,421.1 GWh（25.1%）、バイオマス 180.1 GWh（3.2%）となっている²。再生可能エネルギー（水力+地熱+バイオマス）の割合が火力より高いものの、火力依存率は年々増加している。また、設備容量別に見ればその傾向はさらに高まっている。



（出典：SIGET年報（2010年版））

図1.1.1 電源別発生電力量（2010年）



（出典：SIGET電力統計（2010年6月版））

図1.1.2 電源別設備容量の変化

化石燃料価格の高騰に伴い、それらを全て輸入に頼るエルサルバドル国は、電力危機が迫る中、再生可能エネルギー導入拡大の重要性が高まっている。これは、世界的な高まりを見せている温室効果ガス(GHG)排出削減対策へのアプローチでもある。しかし現状では、1999 年以降、発送電分離が進み電力市場自由化が実施された中で、各国営・民間の独立電力事業者(IPP)は独自に再生可能エネルギーの導入を検討しているものの、再生可能エネルギーの導入比率は限定的である。その主たる原因の一つに、国家としての再生可能エネルギーに対するマスタープランが存在しないことがあげられる。このため、再生可能エネルギーに比べて初期投資額が低い化石燃料導入の割合が依然として高い状態が続いている。

このような状況下、2007 年にエルサルバドル国経済省は国家エネルギー審議会(CNE)を設立し、電力セクターの効果的な開発促進を目的とした政策と戦略立案に取り組んでいる。2010 年 6 月に発表された国家エネルギー政策では、下記 6 項目が重点課題として位置付けられている。

- ・再生可能エネルギー源の拡大によるエネルギーミックス(電源構成)の多様化。
- ・エネルギーセクターの制度制定と消費者保護の強化。
- ・省エネ推進と同技術導入へのインセンティブの付与。
- ・電力アクセスの拡大と補助金対象の絞り込み。

¹ Final Report – Indicative Plan for Power Generation Expansion Plan in El Salvador 2012-2026 (CNE, 2011)

² 電気通信総監督庁（SIGET）の年報（2010 年版）による。

- ・エネルギー技術開発の促進。
- ・隣国との広域電力網統合の推進。

今後の官民双方による再生可能エネルギー導入促進のため、各電力源のポテンシャル把握や、導入促進に必要な各種ガイドライン整備を盛り込んだ再生可能エネルギー国家マスタープラン策定プロジェクトにかかる要請が日本政府に対してなされた。

この要請を受け JICA は、2010 年 3 月に詳細計画策定調査(事前調査)を実施し、開発計画調査型技術協力実施の妥当性を確認した。翌 2011 年 3 月には同国におけるエネルギー政策の最新状況の把握を行うと共に、本調査の実施内容を確認するための協議を先方実施機関となる国家エネルギー審議会（CNE）と行った。本調査は、同年 7 月に署名した本調査にかかる実施方針(S/W)、ならびに協議議事録(M/M)に基づいて行われる。

1.2 調査の目的

本調査は、エルサルバドル国全土を対象とし、2012 年から 2027 年の 15 年間を見据えた同国の電力供給のための再生可能エネルギー・マスタープランの策定を目的とする。あわせて同国における再生可能エネルギー導入促進のため、日本の再生可能エネルギー技術や法的制度、促進制度等の紹介及び本調査で策定されるマスタープランの内容についてのワークショップ開催等を通じて相手国実施機関等の関係者への技術移転を図る。

1.3 カウンターパート機関

本調査の相手国実施期間は国家エネルギー審議会（CNE）である。

1.4 調査対象地域

調査対象地域はエルサルバドル国全土である。

1.5 調査スケジュール

本調査は 2011 年 8 月下旬から 2012 年 3 月上旬まで、約 7 ヶ月の工程で業務を実施した。以下に調査スケジュールの概要を示す。



（出典：JICA調査団）

図1.5.1 調査スケジュール

第2章 電力セクターの概要と再生可能エネルギーの役割

2.1 電力セクターの概要

2.1.1 電力供給システム

2.1.1.1 電力供給体制

エルサルバドル国の電力供給は、発電、送電、配電、売電などのサブセクターに役割が分割された電力市場に移行し、市場取引により国内の電力供給が行われている。

電力自由市場の運営に関連する政府、民間セクターの役割を図 2.1.1 に示す。

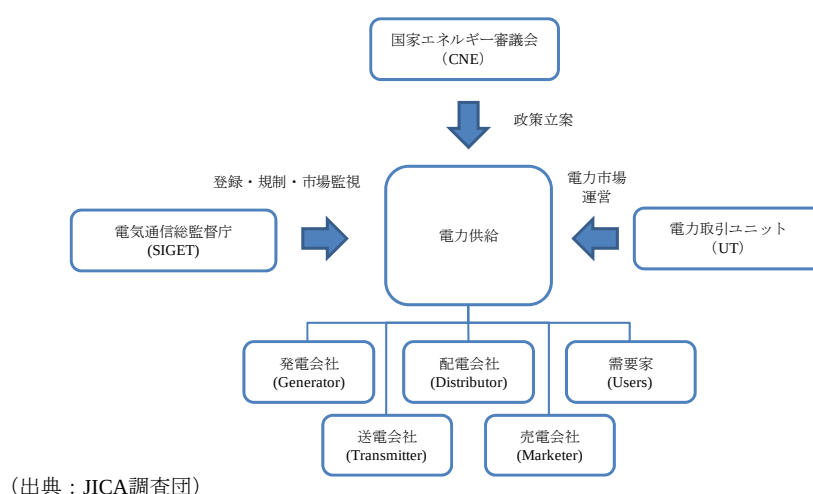
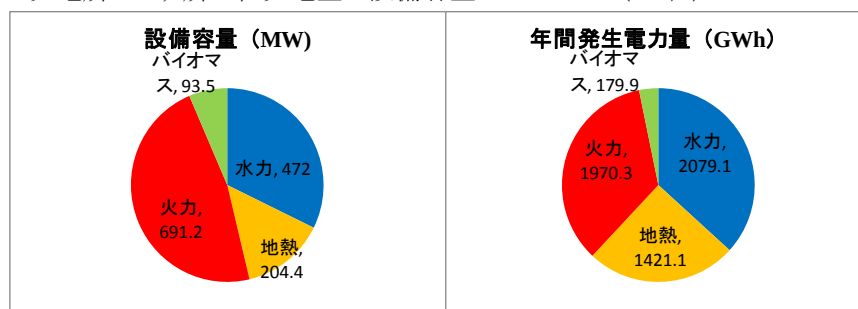


図2.1.1 電力市場における政府、民間セクターの役割分担

2.1.1.2 設備容量と発生電力量

電気通信総監督庁（SIGET）の年報（2010 年）によれば、2010 年に電力市場に投入された発電量は 5,650.4 GWh である。電源別の設備容量、ならびに発生電力量は以下に示すとおりである。

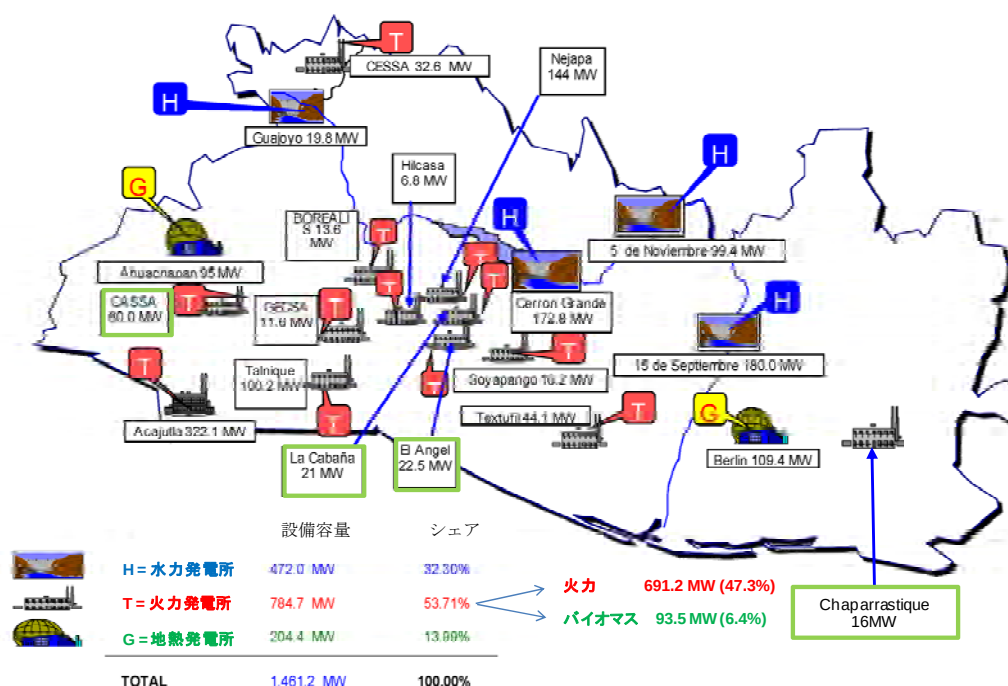
- ・水力発電所 4 ヶ所 設備容量 472.0 MW（32.3%）、総発電量 2,079.1 GWh（36.8%）
- ・地熱発電所 2 ヶ所 設備容量 204.4 MW（14.0%）、総発電量 1,421.1 GWh（25.1%）
- ・火力発電所 9 ヶ所 設備容量 691.2 MW（47.3%）総発電量 1,970.3 GWh（34.9%）
- ・バイオマス発電所 3 ヶ所 総発電量 設備容量 93.5 MW（6.4%）179.9 GWh（3.2%）



（出典：SIGET年報2010年版）

図2.1.2 電源別設備容量と発生電力量（2010年）

図 2.1.3 および表 2.1.1 に SIGET の年報に掲載の発電所の概略位置図と設備容量（MW）を示す。



（出典：SIGET年報2010年版）

図2.1.3 エルサルバドル国内の発電所の位置ならびに出力

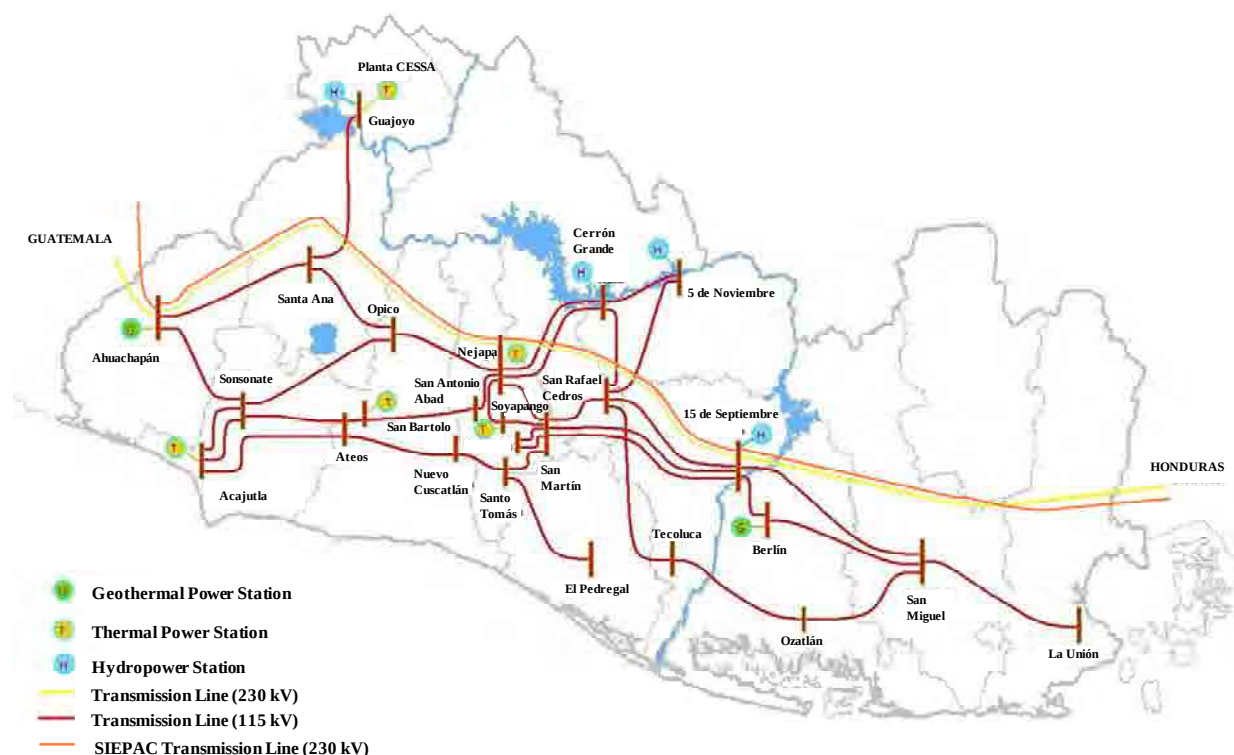
表2.1.1 国内の発電所の種類、設備容量（MW）、発電可能量（MW）

No.	発電所の種類と名前	発電機の出力と台数	設備容量		発電可能量	
			(MW)	%	(MW)	%
	水力発電所		472.0	32.3%	472.0	34.0%
1	Guajoyo	(1x19.8)	19.8	1.36	19.8	1.43
2	Cerrón Grande	(2x86.4)	172.8	11.83	172.8	12.44
3	5 de Noviembre	(3x20)+(1x18.0)+(1x21.40)	99.4	6.8	99.4	7.15
4	15 de Septiembre	(2x90)	180	12.32	180	12.96
	地熱発電所		204.4	14.0%	183.8	13.2%
1	Ahuachapán	(2x30.00)+(1x35.00)	95	6.5	80	5.76
2	Berlín	(2x 28.12)+(1x44)+(1x9.2)	109.4	7.49	103.8	7.47
	火力発電所		691.2	47.3%	657.5	47.3%
1	Duke Energy		338.3	23.2	312.0	22.5
	(a) Acajutla	Steam (1x30.0)+(1x33.0)	63	4.31	61	4.39
		Gas (1x82.1)	82.1	5.62	64	4.61
		Diesel (6x16.5)+(3x17.0)	150	10.27	145	10.44
		Diesel (1x27)	27	1.85	27	1.94
	(b) Soyapango	Diesel (3x5.4)	16.2	1.11	15	1.08
2	Nejapa Power	Diesel (27x5.33)	144	9.86	141	10.15
3	Cemento de El Salvador	Diesel (3x6.40)+(2x6.70)	32.6	2.23	32.6	2.35
4	Inversiones Energéticas	Diesel (3x16.5) + (6x8.45)	100.2	6.9	100.2	7.2
5	Textufil	Diesel	44.1	3.0	40.5	2.9
6	GECSA	Diesel (3x3.8704)	11.6	0.8	11.0	0.8
7	Energía Borealis	Diesel (8x1.7)	13.6	0.9	13.4	1.0
8	HILCASA Energy	Diesel (4x1.7)	6.8	0.5	6.8	0.5
	バイオマス発電所		93.5	6.4%	76.0	5.5%
1	CASSA	(1x25)+(1x20)+(2x7.5)	50.0	3.4	45.0	3.2
2	Ingenio El Angel	(1x10)+(1x12.5)	22.5	1.5	13.0	0.9
3	Ingenio La Cabaña	(1x1.5)+(1x2)+(1x7.5)+(1x10)	21.0	1.4	18.0	1.3
	合 計		1,461.1	100.0%	1,389.3	100.0%

（出典：SIGET統計2010年版）

4つの水力発電所はいずれも国営電力会社であるレンパ川水力発電執行委員会（CEL）の所有である。その他の地熱、火力、バイオマスの各発電所は民間会社の所有である。

2.1.1.3 送配電設備



（出典：SIGET、CNE）

図2.1.4 エルサルバドル国内の発電所ならびに送電網

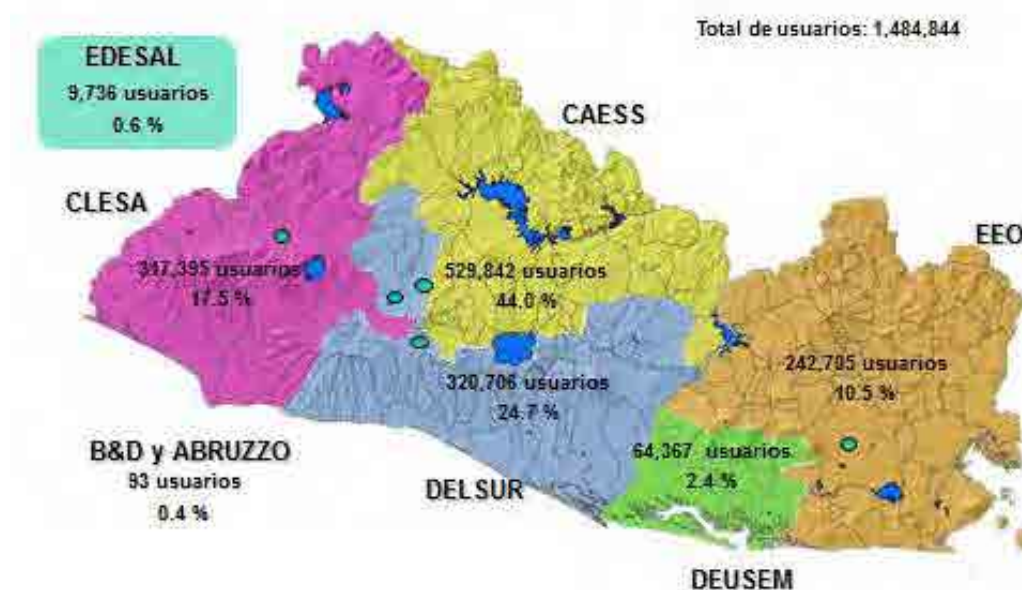
図 2.1.4 に送電網システム図を示す。送電網は 115kV の国内高圧配電網と 230 kV の国際（地域間）送電網により構成されている。エルサルバドル国の送電網はエルサルバドル送電会社（ETESAL）1 社がその管理を担当している。

配電会社は地域ごとに表 2.1.2 に示す 8 つの会社が担当している。表 2.1.1 に各配電会社の顧客数、シェアなどを、図 2.1.5 にサービス供給地域を示す。

表2.1.2 各配電会社の顧客数、売上シェア

No.	配電会社名	顧客数	総売上に対するシェア	備考
1	CAESS	529,842	44.0	AESグループ会社
2	AES-CLESSA	317,395	17.5	AESグループ会社
3	AES-EEO	242,705	10.5	AESグループ会社
4	AES-DEUSEM	64,367	2.4	AESグループ会社
5	DELSUR	320,706	24.7	
6	EDESAL	9,736	0.6	
7	B&D, Abruzzo	93	0.4	
	Total	1,484,844	100.1	

（出典：SIGET統計資料2010年版）



（出典：SIGET統計資料2010年版）

図2.1.5 配電会社のサービス地域、顧客数とシェア

2.1.2 電力料金

電力料金は電力市場での発電原価などをもとに電気通信総監督庁（SIGET）が3ヶ月ごとに改訂を行なっている。料金カテゴリーは、最大需要量に応じて、10 kW以下の小規模需要家、10～50 kWの中規模需要家、50 kW以上の大規模需要家の3種類に分けられる。

料金体系は、基本料金、使用電力料、配電料の3つの分類で計算される。使用電力料は1～99 kWh、100～199 kWh、200 kWh以上の3段階に分けてレートが設定されており、使用料に応じ、各段階の料金を合計したものが請求される。

小規模需要家の場合、月額使用料が200 kWh未満であれば、政府から定額の補助金が支給される。補助金は、国家電気電話投資基金（National Investment Fund for Electricity and Telephone; FINET）を通じて支払われている。

2.1.3 電化率

2010年の政府統計によればエルサルバドル国の電化率は都市部で96.9%、地方部で81.5%、全体で91.6%と中米諸国の中でも高い値を示している。政府はさらなる電化率の向上を目指して、未電化地域への太陽光パネル設置を通じた電化プログラムを実施中である。

2.2 電力セクターにおける再生可能エネルギーの役割

2.2.1 各再生可能エネルギー源の役割

エルサルバドル国での再生可能エネルギーの役割は以下のように取りまとめられる。

A. 水力発電：

水量の豊富な時期（雨季、豊水年など）には、その発電原価が低いことから優先的に市場に投入され、豊富で廉価な電力供給を担っている。しかし、水量の減少する乾季などには、使用可能量で不足する量を火力発電などで補っているのが実情である。

B. 地熱発電：

年間を通じて安定した電力を供給しており、全供給電力量の約 4 分の 1 を占める重要な電源である。

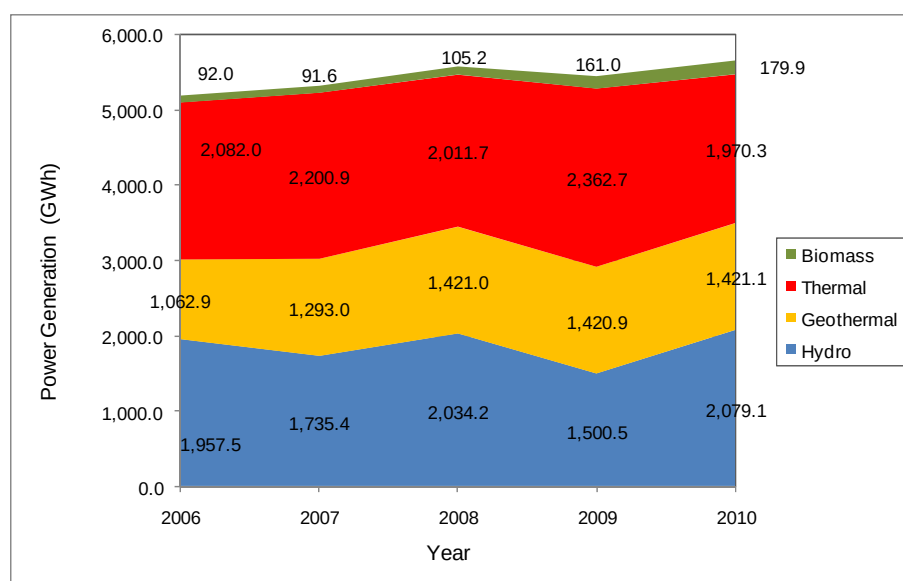
C. バイオマス発電：

設備容量、発電電力量ともに全体に占める割合は小さい。また、既存の発電所はバガスを使用したもののみであるため、発電可能時期は、サトウキビの収穫時期である 11 月から 4 月までの 6 ヶ月間に限られる。発電可能時期は水力発電の出力が低下する乾季にあたり、わずかながら、水力発電の出力補填に貢献している。

2.2.2 年間の発生電力量における役割

図 2.2.1、ならびに表 2.2.1 に 2006 年から 2010 年までの間、電力市場に投入された電力量の推移を電源別に示す。過去 5 年間で年率約 1.7%の電力量伸びがあり、その構成は、水力ならびに火力が 30～40%、地熱が約 25%、残りがバイオマスという構成になっている。電源別に見ると、以下の特徴があげられる。

- ・地熱とバイオマスはベース電源として安定した電力を供給している。
- ・水力は年間降水量の変化により年により若干の変動がある。
- ・水力の変動分は火力発電により調整されている。



（出典：UT 年報 2006～2010 年）

図2.2.1 電源別年間発生電力量の推移

表2.2.1 電源別年間発生電力量の推移

（単位：GWh）

	2006	2007	2008	2009	2010
Hydro	1,957.5	1,735.4	2,034.2	1,500.5	2,079.1
Geothermal	1,062.9	1,293.0	1,421.0	1,420.9	1,421.1
Thermal	2,082.0	2,200.9	2,011.7	2,362.7	1,970.3
Biomass	92.0	91.6	105.2	161.0	179.9
Total	5,194.4	5,320.9	5,572.1	5,445.1	5,650.4

（出典：UT年報2006～2010年）

2.2.3 月別の発生電力量における役割

表 2.2.2、2.2.3 に 2009 年ならびに 2010 年の月別電源別発生電力量を、また同グラフを図 2.2.2、2.2.3 に示す。

表2.2.2 月別電源別発生電力量（2009年）

（単位：GWh）

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Hydro	102.0	102.2	111.9	106.8	137.2	193.4	166.0	109.5	121.6	111.8	130.5	107.4	1,500.3
Geothermal	129.7	93.4	101.9	107.4	126.7	123.0	129.9	129.6	103.9	116.1	126.9	132.5	1,421.0
Thermal	179.6	174.9	192.5	202.1	188.4	153.0	181.6	218.0	225.4	248.5	192.1	206.6	2,362.7
Biomass	38.1	35.4	37.3	19.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	26.7	161.0
Total	449.4	405.9	443.6	435.9	452.3	469.4	477.5	457.1	450.9	476.4	453.4	473.2	5,445.0

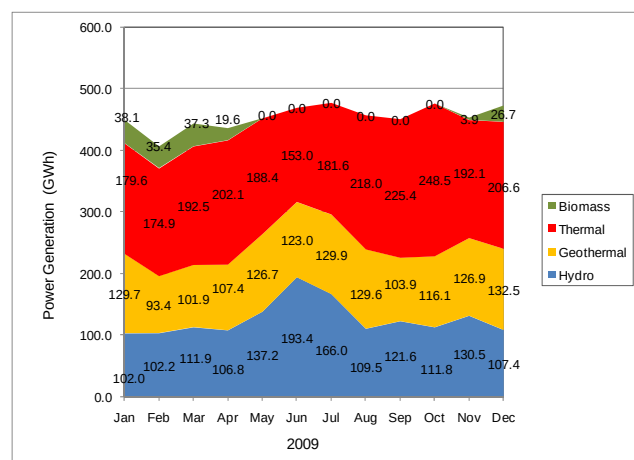
（出典：UT年報2009年）

表2.2.3 月別電源別発生電力量（2010年）

（単位：GWh）

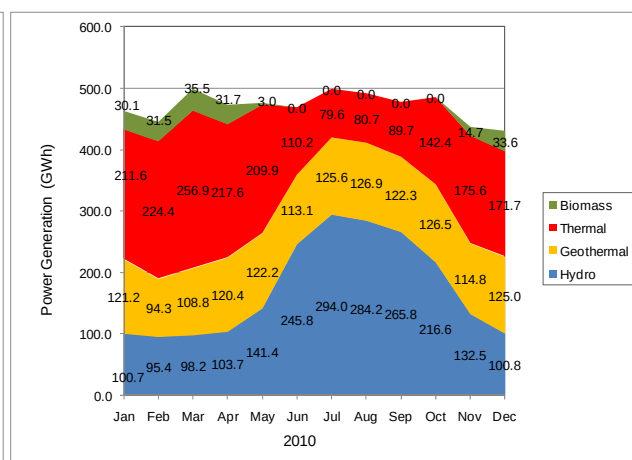
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Hydro	100.7	95.4	98.2	103.7	141.4	245.8	294.0	284.2	265.8	216.6	132.5	100.8	2,079.1
Geothermal	121.2	94.3	108.8	120.4	122.2	113.1	125.6	126.9	122.3	126.5	114.8	125.0	1,421.1
Thermal	211.6	224.4	256.9	217.6	209.9	110.2	79.6	80.7	89.7	142.4	175.6	171.7	1,970.3
Biomass	30.1	31.5	35.5	31.7	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.7	33.6	180.1
Total	463.6	445.6	499.4	473.4	476.5	469.1	499.2	491.8	477.8	485.5	437.6	431.1	5,650.6

（出典：UT年報2010年）



（出典：UT年報2009年）

図2.2.2 月別電源別発生電力量（2009年）



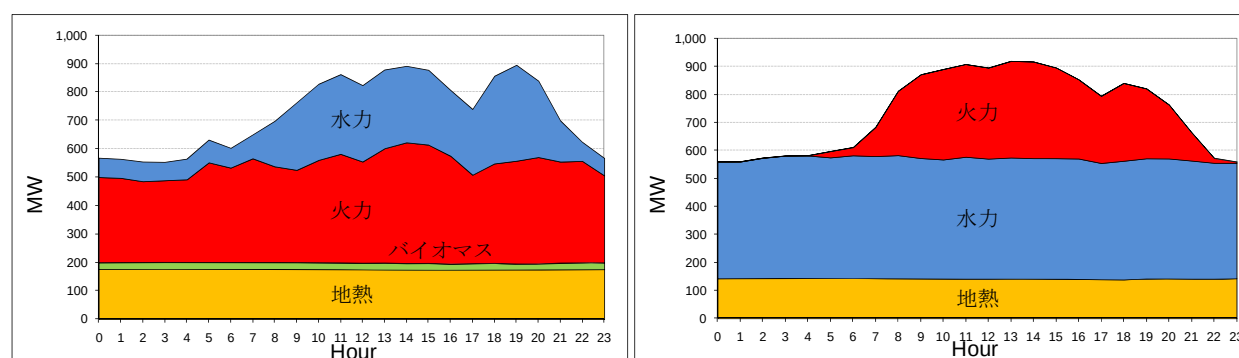
（出典：UT年報2010年）

図2.2.3 月別電源別発生電力量（2010年）

水力発電は火力発電に比べて発電単価が低いため、優先的に電力市場に投入され、その不足分を火力発電により補っている。一方で地熱発電は年間を通じてほぼ一定の発電量を供給している。バイオマス発電は、その燃料となるバガス（サトウキビの搾りかす）が供給される 11 月から 4 月にかけて投入されている。

2.2.4 日負荷曲線における役割

図 2.2.4 に 2011 年の乾季、ならびに雨季の典型的な日負荷曲線（平日）を示す。雨季、乾季とも平日の日負荷曲線はほぼ同形で、午前 10 時頃から午後 3 時頃にかけての昼間ピークと午後 7 時から 8 時頃にかけての夜のピークが見られる。雨季（10 月）は地熱と水力が約 550MW のベース電源を供給し、ピーク時の増加分を火力が担っている。乾季（3 月）は地熱、火力、バイオマスがベース電源を供給している。河川流量の低下により、水力発電所からの出力が低下するが、貯水池を有する水力発電所によって、需要のピークに対応する運転を行なっている。なお、既存バイオマス発電所はすべてバガスを利用しており、サトウキビの栽培時期である 11 月から 4 月にかけてのみ発電が可能でありその他の時期は発電しない。



（出典：Injections and Exports Report, Transactions Unit, 2011）

(a) 乾季の日負荷曲線（2011 年 3 月 8 日（火））

(b) 雨季の日負荷曲線（2011 年 10 月 4 日（火））

図2.2.4 日負荷曲線と電源別投入設備割合

第3章 関連する法律と規則

3.1 環境に関する法律・規則と組織

3.1.1 法律・規則

エルサルバドル国での再生可能エネルギー開発においては、同国の法律・規則にそったものでなければならない。同国の憲法に基づく環境法において、環境に関する政策、制度、組織等について規定している。再生可能エネルギー開発に関連する主な環境保護・保全および環境影響評価に関連する法律・規則は、下表のとおりである。

表3.1.1 再生可能エネルギー開発における環境関連の法律・規則

法律・規則	概要
【環境全般】	
エルサルバドル共和国憲法	・環境全般について規定（第36、60、65、69、101、102、113、117条）。 ・政府による用地取得の方法、補償の要件（住民移転を含む）を規定。
環境法	・環境の保護、保全、回復全般について規定。 ・すべての事業が環境承認を取得する義務を規定（EIA：第16-27と29条、自然資源利用：第62-65条、環境社会配慮：第86条）。
環境法ガイドライン	・環境天然資源省によりEIA実施におけるTOR作成、報告書審査を管轄することを規定（公聴会：第12,32条、カテゴリー化：第22条、環境評価手続き：第19条、環境申請：第21条、EsIA目次：第23-28条、環境承認：第34-39条）。
環境カテゴリー化マニュアル	・すべての活動・事業を環境および社会への影響に基づきカテゴリー分類するためのマニュアル（第21-22条）。
灌漑・排水法	・水、土壌、動植物、鉱物、エネルギー、資源の利用を規定。
市町村条例	・開発事業における環境管理に係る条例を規定。 ・各市町村において、森林、水、土壌、動植物、鉱物、エネルギー等を管理する法の策定義務を規定。
刑法	・環境に関する法令の違反への刑罰を規定。
【汚染・廃棄物】	
環境質特別ガイドライン	・大気、水、騒音、土壌、燃料等の質判断基準、排気ガス、悪臭、廃棄物等の排出量制限を規定（第6、19-21条）。
汚水ガイドライン	・汚水の活用・持続性を規定。
水質管理・保護地区に係る法律	・廃棄物、液体、水化ガスの処理、下水処理等に係る所轄官庁の事前許可を規定。
大気汚染に係るガイドライン	・建設時における大気汚染への発散を規定（Diario Oficial 156 Tomo 360 el 26/08/2003）。
廃棄水に係るガイドライン	・人的被害への保護に係る化学物質、微生物、放射線物質等を含む廃棄水の報告を規定（Diario Oficial 48 Tomo 382 el 11/03/2009）。
ANDA法	・水溶性物質の利用および汚染処理水の供給に係る規定。
民法	・水の排出に係る規定。
危険物および廃棄物等に係るガイドライン	・危険物質、廃棄物、権利に対する活動マニュアル。
固形物の総合的取り扱いに係るガイドライン	・公共の場のみならず住宅・産業の場における美化を目的とし、住宅、商業、サービス、産業分野における廃棄物の取り扱い全般に係るガイドライン。
【自然保護・森林】	
自然保護区法	・生態系を保護するための自然保護区の管理を規定
森林法およびガイドライン	・森林資源の持続的利用を目指した管理を規定（第21、23条）。
絶滅危機種オフィシャルリスト	・絶滅危機種の保護を規定（レッドリスト含む。Diario Oficial No. 103, 383号、2009年6月5日）。

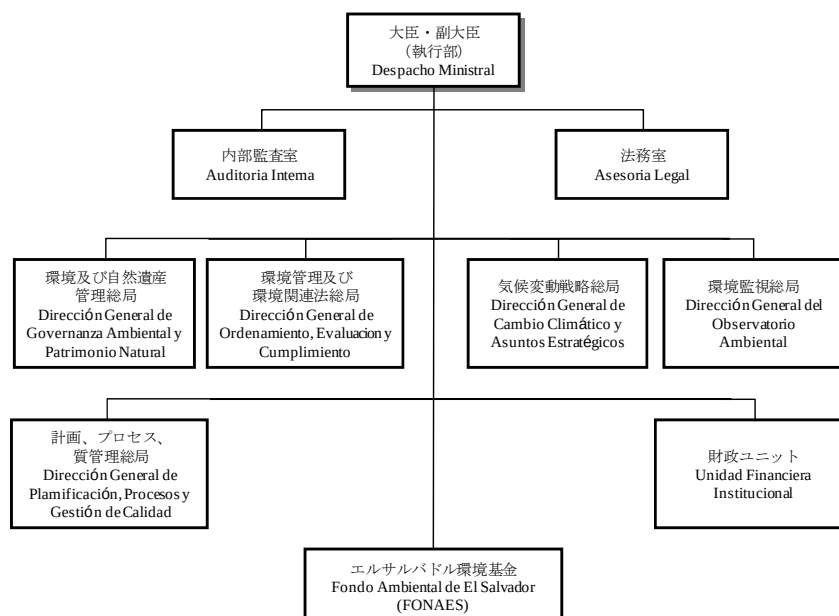
法律・規則	概要
野生生物保護法	・野生生物の保護を規定。
【都市開発・土地】	
都市開発・建設法およびガイドライン	・環境承認やその他の環境規制を遵守のうえで都市開発することを規定。
用地取得について規定	・公共利用や道路建設に必要な用地取得について規定。
文化遺産保護特別法およびガイドライン	・すべての事業が文化庁発行の許可を取得する義務を規定。
農地改革法	・農地改革法を国の農業構造の転換として捉え、国家の経済的、社会的、政治的発展への農村人口の取り込み、ならびに所有権、土地の保有、貸付や生産者支援などのための適切な組織を通じた土地の平等な分配を行うことを規定している。農地改革は国全体に適用され、その性質から農業、畜産、林業などのすべての土地の利用に影響を与える。農地改革機構（ISTA）が法律の施行に責任を持っている。
【公衆衛生】	
公衆衛生法	・公衆衛生に係る規定
保健法	・生活環境および労働環境において衛生・安全管理を確保するための水質・大気・土壌への汚染防止に係る規定。
【電力・電気】	
電気法	・電気に関する発電、送電、配電、売電の活動を規定。 ・事業主による事前の環境影響評価（EIA）の実施を規定（第13条）。 ・環境配慮への義務・罰則を規定（第106条）。
国家エネルギー委員会創設法	・国家エネルギー委員会の創設に係る規定（Decreto Legislativo No. 404, de noviembre de 2007）。 ・環境に調和した社会経済発展への貢献を目的としたエネルギー政策の貢献に係る規定。

（出典：JICA調査団）

3.1.2 環境関連の組織

3.1.2.1 環境天然資源省

エルサルバドル国における環境行政は、環境天然資源省が管轄する。図 3.1.1.に環境天然資源省の組織図を示す。



（出典：環境天然資源省）

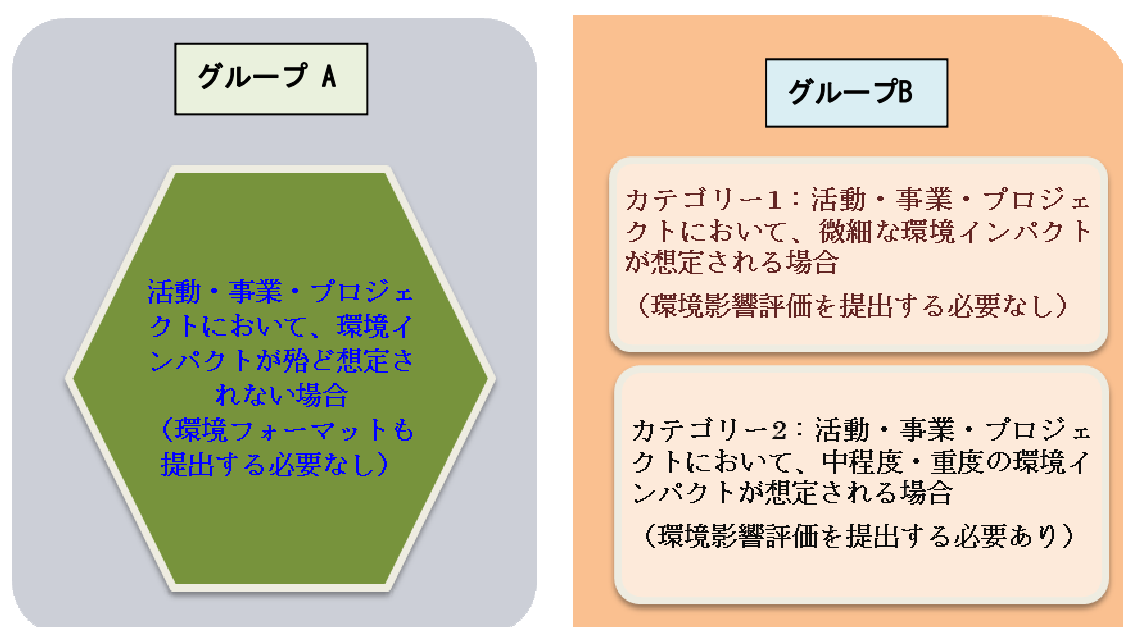
図3.1.1 環境天然資源省の組織図

3.2 環境影響評価の諸手続き

3.2.1 環境カテゴリー化

環境天然資源省は、環境法第 18-24 条にそって再生可能エネルギー事業に係る環境カテゴリー分類を行う。

環境天然資源省による環境カテゴリー化は、下図のとおり分類される。グループ A は、活動・事業・プロジェクトにおいて環境インパクトが殆ど想定されない場合であり、事業実施主体が環境フォーマットを提出する必要もない。グループ B は、環境天然資源省が環境影響申請書をふまえ、影響の小さな事業と想定されるカテゴリー1 と影響の大きな事業と想定されるカテゴリー2 に分類する。「グループ B カテゴリー2」に分類される事業についてのみ、事業実施主体が環境影響評価（EIA）を実施する義務がある。



(出典：環境法に基づいてJICA調査団作成)

図3.2.1 環境天然資源省による環境カテゴリー

3.2.2 環境影響評価および環境承認

エルサルバドル国における環境影響評価（EIA）は、環境法および環境法ガイドラインに基づいて実施される。EIA 報告書作成、審査、環境承認発行までの必要な諸手続きおよび地熱および小水力におけるこれまでの経験知による所要概算日数は表 3.2.1 のとおりである。

表3.2.1 環境承認発行に必要な諸手続きと所要日数

	諸手続き	責任機関	所要概算日数 (地熱事例) (単位：日)	所要概算日数 (小水力事例) (単位：日)
1	環境天然資源省へ環境申請書提出	実施機関	30	30
2	環境天然資源省による現地視察	環境天然資源省	50	45
3	TOR作成のための現地踏査・TOR発行	環境天然資源省	50	45
4	EIA実施	実施機関	60	60
5	EIA報告書提出	実施機関	2	2
6	環境天然資源省によるEIA報告書の審査	環境天然資源省	55	50
7	コメント対応	実施機関	60	45
8	住民協議会実施の公布の通達	環境天然資源省	15	15
9	住民協議会実施の公布	実施機関	10	10
10	住民協議会実施及び関連する作業	環境天然資源省/実施機関	12	12
11	住民協議会に関連するコメント	環境天然資源省	51	51
12	上記コメント対応/報告書最終化	実施機関	20	20
13	予算措置命令	環境天然資源省	10	10
14	予算措置プロセス	実施機関	30	30
15	予算措置の証明を環境天然資源省に提出	実施機関	2	2
16	環境承認発行	環境天然資源省	14	15
平均的な必要日数			471	442

(出典：JICA調査団、ラヘオ、CEL)

3.3 土地利用に関する規則

3.3.1 制令855番

エルサルバドル国における土地利用規制は制令 855 番「サンサルバドル首都圏ならびにその周辺主要都市域の国土の開発と調整に関する法¹（Law of territorial development and organization of the metropolitan area and surrounding municipalities in San Salvador）」（以下「制令 855 番」と称する）により規定されている。制令 855 番はサンサルバドル首都圏計画局（Oficina de Planificación del Área Metropolitana de San Salvador; OPAMSS）により規制されており、サンサルバドル首都圏ならびに周辺の 14 の主要都市域に適用される。

その他の地域については、各県の地方政府内に土地利用を規制する部局があり、同部局が上記の制令 855 番を参照し、地方政府当局が定める土地規制条例により規制を実施している。

3.3.2 自然保護区

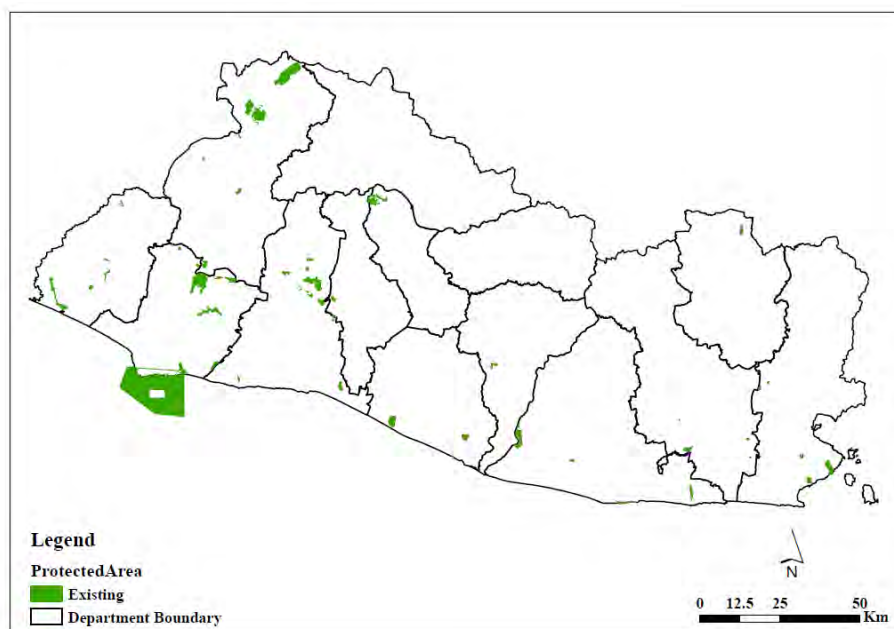
エルサルバドル国内における自然保護区については、2006 年 2 月 15 日に制定された環境法の第 78～81 項および 85～95 項において規定されている。主な指摘事項は、以下の 3 点である。

- ・生物多様性の保全を目的とした自然保護区に関連する法的システム、管理システム、対象地域の指定

¹ Official GazeOfficial Gazette No. 18, Volume 322, published on January 26, 1994, revised in 2009 as Decree 855

- ・ 自然保護区における生態系の保護
- ・ 適切な管理による自然保護区における生態系の持続性向上

図 3.3.1.に示す地域が自然保護区として環境天然資源省によって指定されている。保護区の数 は 69 箇所である。



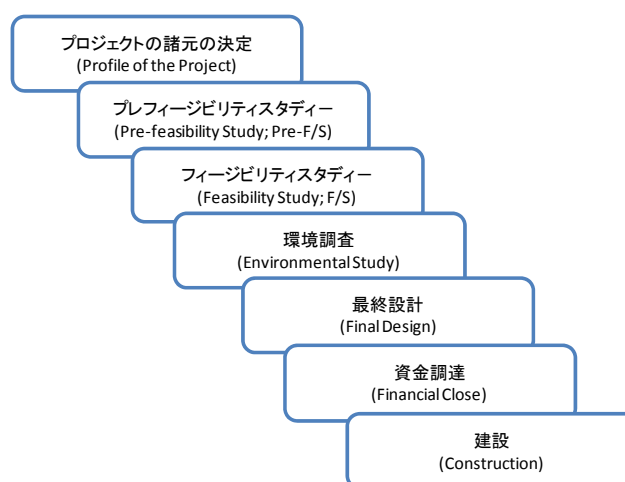
（出典：環境天然資源省）

図3.3.1 自然保護区の位置

3.4 民間投資による電力開発参画に関する規則

3.4.1 開発の流れ

図 3.4.1 に示す流れに沿ってプロジェクト諸元の決定から各種調査、建設までの各段階の作業を実施する。



（出典：JICA調査団）

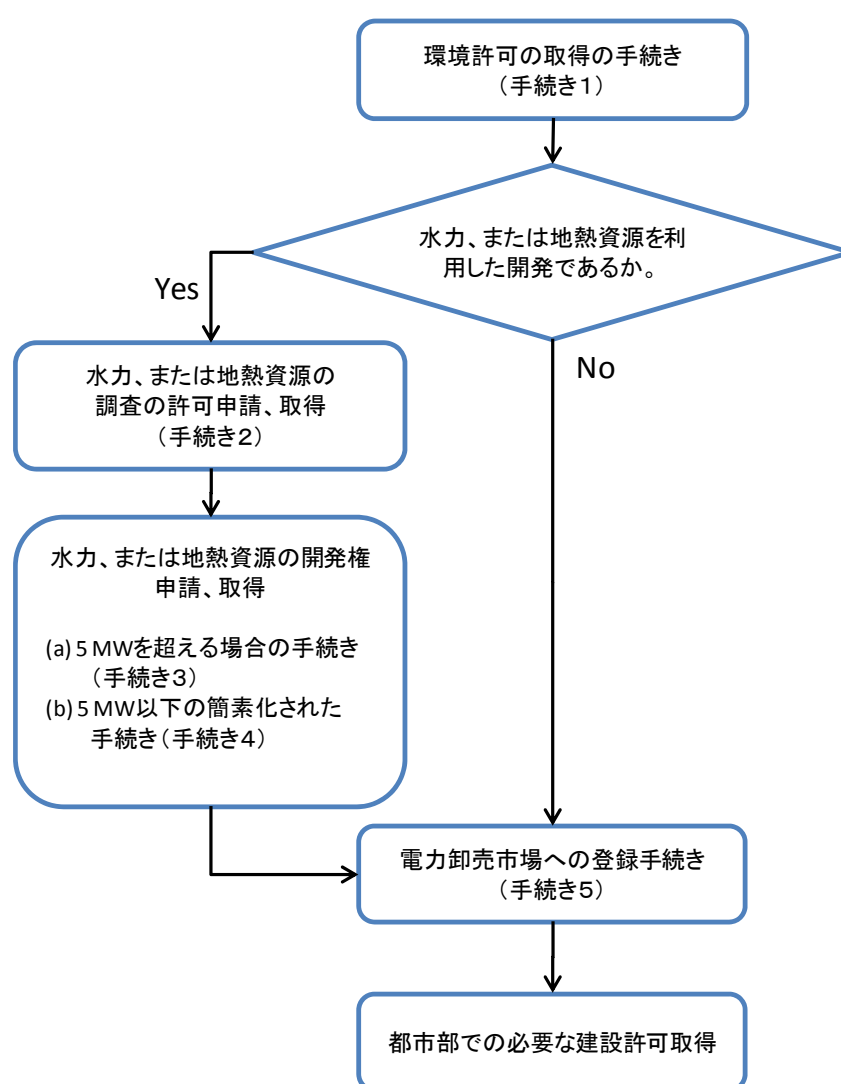
図3.4.1 プロジェクト実施の流れ

3.4.2 必要となる手続き

上述の開発を実施するために必要な既存の手続きは、大きく分けて以下の5つである。

- （手続き1）環境許可の取得の手続き、
- （手続き2）水力ならびに地熱資源調査の許可申請の手続き、
- （手続き3）5 MWを超えるプロジェクトの開発権付与のための申請手続き、
- （手続き4）5 MWまでのプロジェクトの開発権付与のための簡素化された申請手続き、
- （手続き5）電力卸売市場に参入するための登録手続き

上記5種類の手続きは、開発する電源の規模や種類によって図 3.4.2 に示すフローによってその適用段階が規定されている。

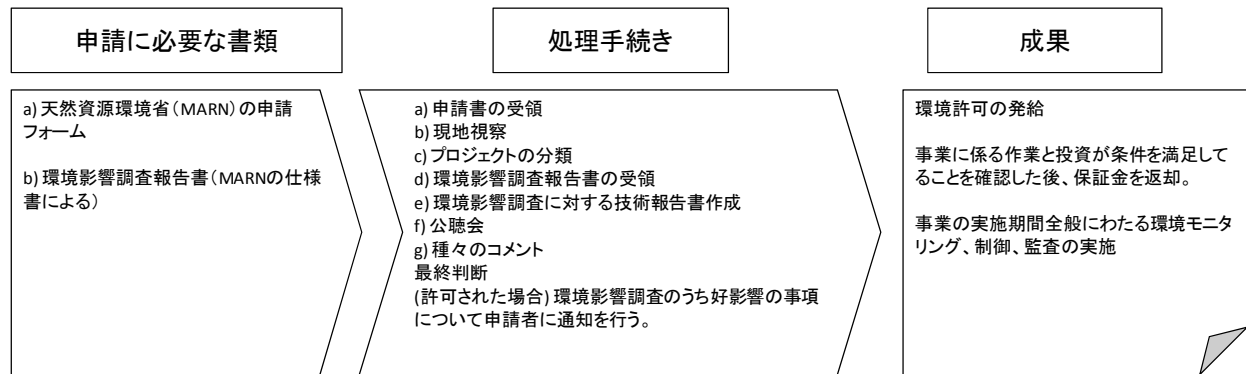


（出典：JICA調査団）

図3.4.2 電気事業者として登録するための手続きのフロー

各手続きの申請に必要な書類、手続きの流れ、得られる成果は以下のとおりである。

（手続き1）環境許可の取得の手続き



(出典：SIGET, ARECA報告書他)

図3.4.3 環境許可取得のための手続きの流れ

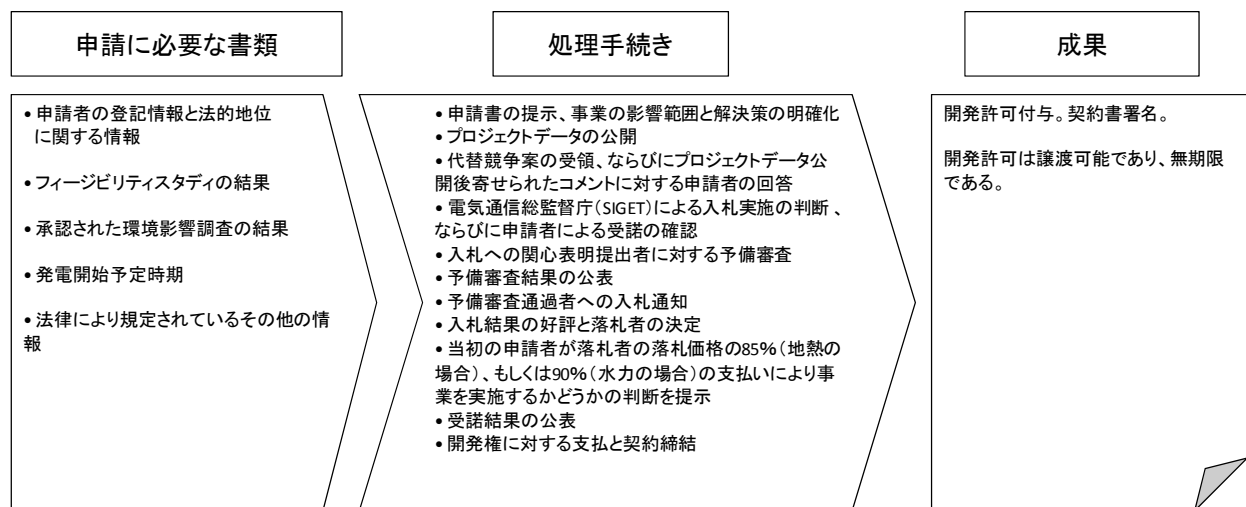
（手続き2）水力ならびに地熱資源調査の許可申請の手続き



(出典：SIGET, ARECA報告書他)

図3.4.4 水力ならびに地熱資源調査の許可申請の手続き

（手続き3）5 MWを超えるプロジェクトの開発権付与のための申請手続き



(出典：SIGET, ARECA報告書他)

図3.4.5 5 MWを超えるプロジェクトの開発権付与のための申請手続きの流れ

（手続き4）5 MWまでのプロジェクトの開発権付与のための簡素化された申請手続き

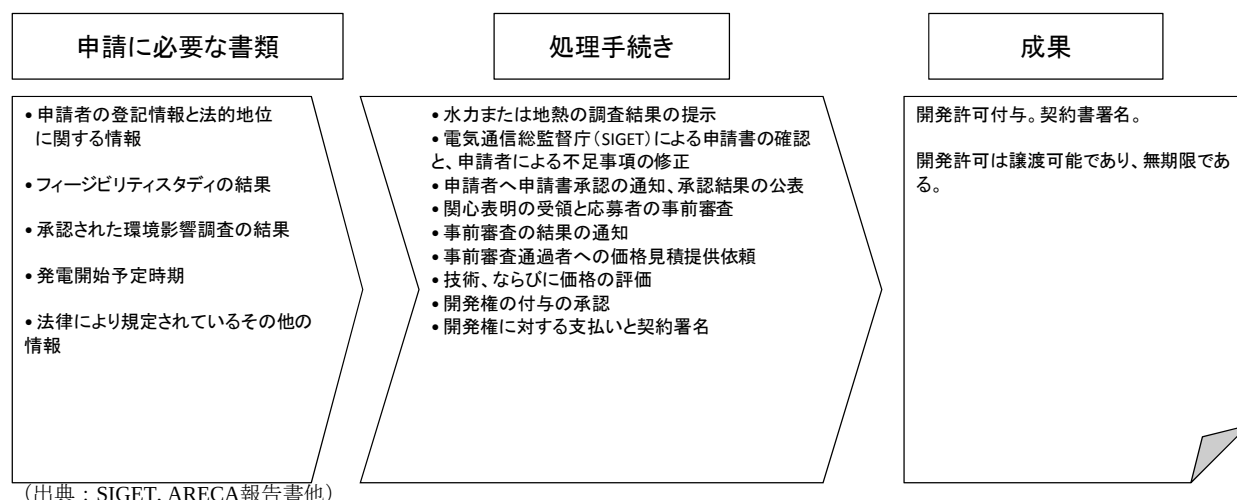


図3.4.6 5 MWまでのプロジェクトの開発権付与のための簡素化された申請手続きの流れ

（手続き5）電力卸売市場に参入するための登録手続き

電力卸売市場に参入するための登録手続きの流れを図 3.4.6 に示す。手続きの詳細は以下に示すとおりである。

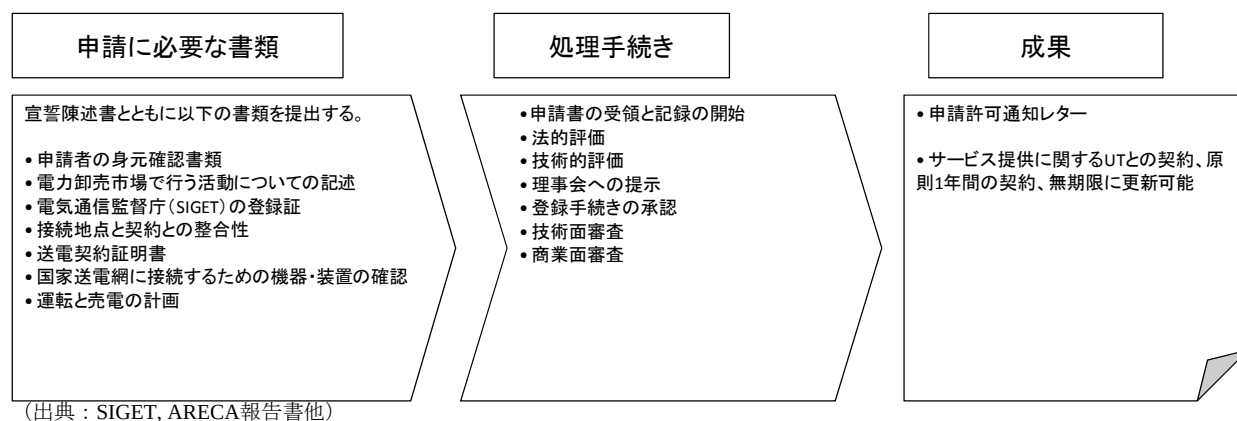


図3.4.7 電力卸売市場に参入するための登録手続きの流れ

3.4.3 現行の優遇制度

再生可能エネルギー導入に関する現行の優遇制度として、2007 年 12 月に発効した再生可能エネルギーによる発電促進優遇税制（TAX INCENTIVES ACT TO PROMOTE RENEWABLE ELECTRICITY GENERATION）に関する制令（制令 462 番）がある。

対象となる活動は、再生可能エネルギーを用いた新たな投資、新たな発電プラント建設などであり、具体的な優遇措置は、輸入税と所得税の免税であり、概要は以下のとおりである。

（輸入税の免税措置）

(1) 新たな投資を行う最初の 10 年間は、発電した電力を送るための送電線、配電線を含む、発電のための建設工事に使用する機械、設備、材料及び貯蔵品などの予備的投資、もしくは、投資のための輸入税が免税となる。

(2) 輸入税の免税は出力 20 MW までのプロジェクトに適用され、再生可能エネルギープロジェクトの開発に特定して使われる機械、設備、材料及び貯蔵品の輸入に先立ち、15 日前までに財務省に申請しなければならない。なお、申請には電気通信総監督庁（SIGET）の指定するプロジェクト書類が必要となる。

（所得税の免税措置）

(1) 10 MW から 20 MW の出力のプロジェクトの場合は 5 年間の、10 MW 未満の出力のプロジェクトは 10 年間の所得税免除を受けられる。これは、発電を開始し、収入が入る最初の会計年度から適用される。

(2) CDM もしくは同様な炭素市場からの認証排出削減量による収入については所得税が免税となる。

第4章 再生可能エネルギーに関する既存、実施中の計画

4.1 現況

2010 年末現在、エルサルバドル国で現在稼働している再生可能エネルギーを利用した発電所は、電源別に以下のとおりである。

表4.1.1 現在稼働中の再生可能エネルギーを利用した発電所の概要

再生可能エネルギー電源の種類	設備容量 (MW)
水力発電所（20MW 以上）3 ヶ所	452
小水力発電所（20MW 未満）17 ヶ所 （内、5MW 以上 1 ヶ所、5MW 以下 16 ヶ所）	35
地熱発電所 2 ヶ所	204
バイオマス発電所 3 ヶ所	104
合 計	795

（出典：SIGET年報2010年版）

20 MW 以上の水力発電所、小水力発電所のうち、5 MW 以上の 1 ヶ所、ならびに地熱発電所は 115 kV の高圧送電線に接続し、電力卸売市場（Wholesale Market）に直接売電している。一方で 5 MW 以下の小水力（16 ヶ所）は中圧配電線に接続し、直接配電会社が電気を買っている。

個別計画の詳細については、次節以降の各再生可能エネルギー源の項で述べる。

4.2 小水力発電

既往調査資料を収集・レビューした結果、水力発電のポテンシャル地点として、設備容量 20MW 以上の中・大規模水力で計 12 箇所、20 MW 以下の小水力で 86 箇所の候補地点が確認された。

ポテンシャル地点の合計設備容量は、エルサルバドル国全体で 2,235 MW と試算され、そのうち 20 MW 以下の小水力発電の設備容量は、158 MW となっている。既存資料によれば、推定年平均発電電力量は、合計 7,624 GWh/年と試算され、そのうち 20 MW 以下の小水力発電の推定年平均発電電力量は、675 GWh/年である。推定された発電電力量は、設備利用率を 50%と仮定した概算値を含んでいるものもあり、今後精査を要する。

4.2.1 現況

エルサルバドル国の既設水力発電所を表 4.2.1 に示す。計 20 箇所（合計設備容量 487 MW）の水力発電所が 2011 年現在登録されている。20 MW 以下の既設小水力発電所は 17 箇所あり、合計設備容量は 35 MW である。

表4.2.1 既設水力発電所

No.	水力発電所名	県／地点	設備容量 (MW)	年発電量 (MWh)	国 / 民間
1	Guajoyo	Metapán, Santa Ana	19.80	51,200	国 - CEL
2	Cerrón Grande	Chalat./Cuscatlán/Cabañas	172.80	401,000	国 - CEL
3	5 de Noviembre	Cabañas/Cuscatlán	99.40	474,100	国 - CEL
4	15 de Septiembre	San Vicente/Usulután	180.00	574,100	国 - CEL
5	Cucumacayán	Sonsonate	2.30	11,687	国 - CECSA
6	Río Sucio	Santa Ana	2.50	8,230	国 - CECSA
7	Milingo	San Salvador	0.80	2,639	国 - CECSA
8	Bululú	Sonsonate	0.70	3,283	国 - CECSA
9	Atehuasías	Ahuachapán	0.60	0	国 - CECSA
10	Cutumay Camones	Santa Ana	0.40	672	国 - CECSA
11	Sonsonate	Sonsonate	0.20	899	国 - CECSA
12	San Luis I	Santa Ana	0.60	3,178	国 - CECSA
13	San Luis II	Santa Ana	0.74	0	国 - CECSA
14	Sensunapán Nahizalco)	Sonsonate	2.80	17,246	民間 - Sensunapán
15	La Calera	La Union	1.50	5,310	民間 - De Matheu
16	Papaloate	Sonsonate	2.00	7,306	民間 - Papaloate
17	La Chacra	Morazán	0.017	N.D.	民間 - SABES
18	Carolina	San Miguel	0.05	N.D.	民間 - SABES
19	El Junquillo	Morazán	0.014	N.D.	民間 - SABES
20	Miracapa	San Miguel	0.034	N.D.	民間 - SABES
		合計	487.255	1,560,849	

(出典: Consultoría para Recopilar Estudios realizados sobre Energías Renovables para su Validación, Marzo 2011, GIZ-CNE)
Note: N.D.: No Data

4.2.2 導入に際しての課題

エルサルバドル国において以下のような小水力発電導入に際しての課題があげられる。

- 小水力発電の調査費や建設費への政府からの助成金や補助制度がない。
- 水文データの不足（水文観測所が限定されており、いくつかの観測所では、観測期間が短い）
- 国立国土研究サービス（SNET）の水文データが高価である。
- レンパ川水力発電執行員会（CEL）および中米大学ホセ・シメオン・カーニャス校（UCA）による全国包蔵水力調査が行われたのが1989年であり20年以上経過している。このため、各地点の水力ポテンシャル、コスト、経済指標を更新する必要がある。
- エルサルバドル国では水力発電計画を行うコンサルタントや技術者が限られている。
- 環境天然資源省（MARN）、電気通信総監督庁（SIGET）および系統接続などの許認可取得までの時間がかかり、申請手続きも複雑である。
- 再生可能エネルギーに対する環境申請のカテゴリーが存在しない。
- 政府（CNEやSIGET）による再生可能エネルギー利用割合基準（RPS法）のような再生可能エネルギー優先購入のインセンティブがない。

4.2.3 関連する既存、実施中の計画

1980年代後半から現在まで、国土全体を対象とした包蔵水力調査（一般水力、ならびに小水力）ならびに個別地点の調査が数多く実施されている。主なものは以下のとおりである。

- CEL 1988 年調査（中・大水力）
- CEL-UCA 1989 年包蔵小水力調査 (UCA: A. Soderberg / CEL: H. Landaverde, et.al.)

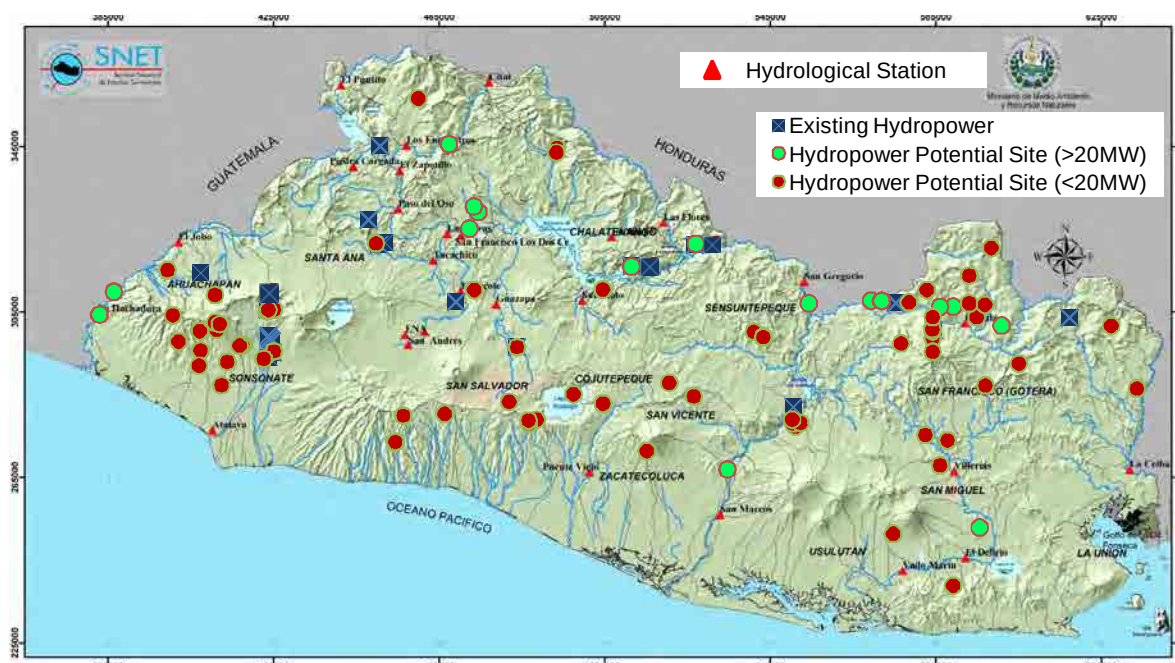
- C. UCA 1998 年調査(Ing. Córdova)
- D. UNDP-GEF 2002 年調査 (Transénergie, F. Lozano / J. Cottin)
- E. GIZ 2011 年調査 (F. Lozano)

個別計画調査および実施中の主なプロジェクトは以下のとおりである。

- A. AEA による個別計画調査
- B. CEL による個別計画調査
- C. CECSA による個別計画

4.2.4 将来の開発計画

既往調査結果を総合すると、水力ポテンシャル地点およびプロジェクトは、表 4.2.2 に示される地点となっている。その位置図を既存水力発電所とともに図 4.2.1 に示す。



(出典: JICA調査団 (既往調査結果に基づき作成))

図4.2.1 既設水力発電所と水力ポテンシャル地点位置図

既往調査結果を総合した水力ポテンシャル地点の合計設備容量を表 4.2.2 に示す。

表4.2.2 エルサルバドル国の水力開発ポテンシャルの概要

設備容量 による分類	ポテンシャル 地点数	推定合計 設備容量 (MW)	推定年間 発生電力量 (GWh/年)	実施機関
≥ 20 MW	18	2,077	6,949	CEL/ 政府/ 民間企業
< 20 MW	86	158	675	民間
合計	104	2,235	7,624	

注:年発生電力量は一部、設備利用率を50%と仮定して推定した値を含む。

(出典: JICA調査団 (既往調査結果に基づき作成))

表 4.2.2 に示したポテンシャル地点のうち、20 MW 以下のポテンシャル地点 86 か所をリストアップしたものを表 4.2.3 に示す。

表4.2.3 小水力発電ポテンシャル地点 (20 MW以下) (1/2)

No.	Project of Energy Proyecto de Energia	River Río	Departament Departamento	Potential (MW) Potencial (MW)	Energy (kWh/year) Energía (kWh/año)	Status Etapas	Source Fuente
	AEA PROJECTS						
1	El Calambre	El Calambre	Morazán	0.058	311	Under Const.	http://appext.sica.int/
2	Guanijiquil - Poza Honda	Sapo	Morazán	0.131	510	F/S	http://appext.sica.int/
3	La Loma	Osicala	Morazán	0.055	398	F/S	http://appext.sica.int/
4	Gualpuca	Gualpuca	Morazán	1.000	6,155	F/S	http://appext.sica.int/
5	Santa Rosa	Riachuelo	San Miguel	0.038	260	F/S	http://appext.sica.int/
6	La Cabaña	Grande de San Miguel	Usulután	0.980	4,300	F/S	http://appext.sica.int/
7	El Progreso	Aruate	Morazán	0.033	280	F/S	http://appext.sica.int/
8	Potrerosillos	Las Lajas y El Arco	Morazán	0.320	2,600	F/S	http://appext.sica.int/
9	La Colmena	El Volcán	San Miguel	0.097	450	F/S	http://appext.sica.int/
10	El Naranjito	El Naranjito	Ahuachapán	0.031	146	F/S	http://appext.sica.int/
11	La Joya	San Jose Curuña		N.D.	N.D.		http://appext.sica.int/
12	Venecia Prusia			N.D.	N.D.	Pre-F/S	http://appext.sica.int/
13	Milingo (Reconversion)	Acelhuate	San Salvador	0.800	3,500	Operating	http://appext.sica.int/
14	Santa Emilia I			N.D.	N.D.	Pre-F/S	http://appext.sica.int/
15	Santa Emilia II			N.D.	N.D.	Pre-F/S	http://appext.sica.int/
	With Pre-F/S Studies						
16	El Sapo	Sapo	Morazán	2.400	8,961	F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
17	Santo Domingo (Presa 1)	Tepechapa	Sonsonate	1.500	7,884	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
18	Santo Domingo (Presa 2)	Cacahuata	Sonsonate	1.500	7,884	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
19	Santo Domingo (Presa 3)	Quebrada El Camote	Sonsonate	1.500	7,884	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
20	Río Rosario - Metapan	Rosario	Santa Ana	1.000	3,110	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
21	Río Rosario	Rosario	Ahuachapán	0.200	0	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
22	Copinula	Copinula	Ahuachapán	0.464	2,030	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
23	Malancola	Jiboa	La Paz	5.400	23,650	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
24	San José Loma	Jiboa	La Paz	2.500	10,950	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
25	Santa Rita	Jiboa	La Paz	9.600	42,050	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
26	Ocuila	Ocuila	Sonsonate	2.000	8,760	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
27	Cauta	Cauta	Ahuachapán	0.511	2,697	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
28	Ahuachapio	Ahuachapio	Ahuachapán	0.500	2,190	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
29	Sumpul	Sumpul	Chalatenango	16.700	64,043	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
30	El Naranjo	El Naranjo	Ahuachapán	0.790	4,187	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
31	Las Pilonas	Huiza	San Salvador	1.000	5,256	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
32	Sonzacate (Nahuizalco II)	Grande de Sonsonate	Sonsonate	2.300	10,070	F/S	2011 GIZ
33	Hacienda Vieja	Jiboa	San Salvador	14.500	63,510	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
34	Mirazalco	Grande de Sonsonate	Sonsonate	4.000	17,520	Financing	INGENDEHSA S.A DE C.V.
35	La Calzadora I	Quebrada La Calzadora	Usulután	0.940	4,117	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
36	La Calzadora II	Quebrada La Calzadora	Usulután	0.910	3,986	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
37	Huiza	Huiza	San Salvador	1.500	4,468	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
38	El Jabio	Grande de Sonsonate	Sonsonate	1.500	6,570	Inventory	CECSA
39	San Esteban	San Esteban	San Miguel	0.310	1,360	Rehabilitation	CECSA
40	Acahuapa	Acaahuapa	San Vicente	0.120	530	Rehabilitation	CECSA
41	Sapuyo	Sapuyo	La Paz	0.060	260	Rehabilitation	CECSA
42	San Luis III	Suquiapa	La Libertad	0.425	1,860	F/S	CECSA
43	Chacala Los Apantes (Presa 1)	Chacala	Ahuachapán	1.500	8,126	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
44	Chacala Los Apantes (Presa 2)	Los Apantes	Ahuachapán	1.500	8,126	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
45	Ilopango Aguacayo	Aguacayo	San Salvador	16.600	60,000	Financing	INGENDEHSA S.A DE C.V.

注: 斜体の年発生電力量は設備利用率を50%と仮定して推定した値である。
(出典: JICA調査団 (既往調査結果に基づき作成))

表4.2.3 小水力発電ポテンシャル地点（20 MW以下）（2/2）

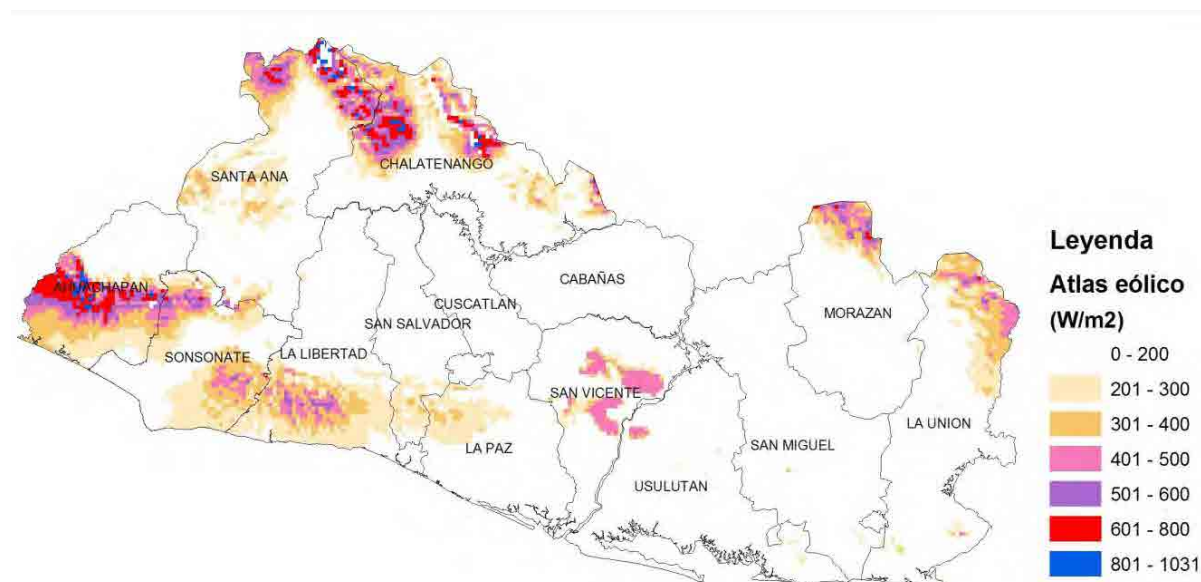
No.	Proyect of Energy <i>Proyecto de Energia</i>	River Río	Departament Departamento	Potential (MW) Potencial (MW)	Energy (kWh/year) Energía (kWh/año)	Status Etapa	Source Fuente
	Without study						
46	Chilama	Rio Chilama	La Libertad	0.932	4,080	Invetroty	CEL-UCA 1989
47	Comalapa	Rio Comalapa	La Paz	0.401	1,760	Potencial	CEL-UCA 1989
48	Grande de Chalatenango	Grande de Chalatenango	Chalatenango	1.795	7,754	Inventory	2011 GIZ
49	Nejapa	Rio Nejapa	Ahuachapán	0.553	2,488	Inventory	2011 GIZ
50	Polorós	Rio Polorós	La Unión	3.162	13,660	Inventory	2011 GIZ
51	Quezalapa	Rio Quezalapa	Cabañas	2.037	8,800	Inventory	2011 GIZ
52	Quezalapa	Rio Quezalapa	Cabañas	0.809	3,540	Inventory	CEL-UCA 1989
53	Quezalapa	Rio Quezalapa	Cabañas	0.782	3,430	Inventory	CEL-UCA 1989
54	San Antonio	Rio San Antonio	Sonsonate	0.805	3,530	Inventory	CEL-UCA 1989
55	San Antonio	Rio San Antonio	Sonsonate	0.696	3,050	Inventory	CEL-UCA 1989
56	San Francisco	Rio San Francisco	Morazán	0.227	990	Inventory	CEL-UCA 1989
57	San Simón	Rio San Simón	Usulután	2.976	12,856	Inventory	2011 GIZ
58	San Simón	Rio San Simón	Usulután	2.173	9,387	Inventory	2011 GIZ
59	Sunzacuapa	Rio Sunzacuapa	Ahuachapán	0.313	1,370	Inventory	CEL-UCA 1989
60	Sunzacupa y Sucio	Rio Sunzacupa y Sucio	Sonsonate	0.527	2,277	Inventory	2011 GIZ
61	Sunzal- Tamanique	Rio Sunzal- Tamanique	La Libertad	0.436	2,277	Inventory	2011 GIZ
62	Sunzal-Tamanique	Rio Sunzal- Tamanique	La Libertad	0.527	2,310	Inventory	CEL-UCA 1989
63	Tacuba	Rio Tacuba	Ahuachapán	0.388	1,700	Inventory	CEL-UCA 1989
64	Tihuapa	Rio Tihuapa	La Paz	1.315	5,760	Inventory	CEL-UCA 1989
65	Tihuapa	Rio Tihuapa	La Paz	1.041	4,560	Inventory	CEL-UCA 1989
66	Titihuapa	Rio Titihuapa	Cabañas	1.434	6,280	Inventory	CEL-UCA 1989
67	Titihuapa	Rio Titihuapa	Cabañas	1.175	5,150	Inventory	CEL-UCA 1989
68	Titihuapa	Rio Titihuapa	Cabañas	0.882	3,860	Inventory	CEL-UCA 1989
69	Titihuapa	Rio Titihuapa	Cabañas/Sn Vicente	0.156	680	Inventory	CEL-UCA 1989
70	Toronjo	Rio Toronjo	Morazán	1.160	5,080	Inventory	CEL-UCA 1989
71	Zonte	Rio Zonte	La Libertad	0.468	2,190	Inventory	CEL-UCA 1989
72	Zonte	Rio Zonte	La Libertad	0.466	2,040	Inventory	CEL-UCA 1989
73	Zonte	Rio Zonte	La Libertad	0.478	2,090	Inventory	CEL-UCA 1989
74	Zonte	Rio Zonte	La Libertad	0.507	2,220	Inventory	CEL-UCA 1989
75	Araute	Rio Araute	Morazán	0.050	284	Inventory	2011 GIZ
76	Gnde de San Miguel, San José	Gnde de San Miguel, San José	Usulután	3.200	14,020	Inventory	CEL-UCA 1989
77	Grande de San Miguel, Sn Juan	Grande de San Miguel, Sn Juan	Usulután	4.500	19,710	Inventory	CEL-UCA 1989
78	Qbda El Singual, al Cuyapo	Qbda El Singual, al Cuyapo	Morazan	0.058	250	Inventory	CEL-UCA 1989
79	Qbda El Volcán/Rio Sn Juan	Qbda El Volcán/Rio Sn Juan	San Miguel	0.097	420	Inventory	CEL-UCA 1989
80	La Montañita	Rio La Montañita	Morazan	0.900	3,942	Inventory	CEL-UCA 1989
81	El Riachuelo	El Riachuelo	San Miguel	0.038	256	Inventory	2011 GIZ
82	Cumaro	Rio Cumaro	Morazán	0.039	168	Inventory	2011 GIZ
83	La Joya, Río Acahuapa	La Joya, Acahuapa	San Vicente	3.000	13,140	Inventory	CEL-UCA 1989
84	Grande de Chalatenango	Grande de Chalatenango	Chalatenango	0.690	3,020	Inventory	CEL-UCA 1989
85	Goascorán	Goascorán	La Unión	12.500	54,750	Inventory	2011 GIZ
86	Sucio, Los Tetuntes	Sucio, Los Tetuntes	La Libertad	6.600	28,910	Inventory	CEL-UCA 1989
			TOTAL	157.566	675,000		

注): 斜体の年発生電力量は設備利用率を50%と仮定して推定した値である。
(出典: JICA調査団 (既往調査結果に基づき作成))

4.3 風力発電

4.3.1 現況

エルサルバドル国では、発電を目的とした風力開発は現在まで実施されていない。SWERA で作成された風力ポテンシャルマップによると、北部地域と西部地域に風力ポテンシャルの高い地域がある。



（出典: SWERA）

図4.3.1 風力ポテンシャルマップ (SWERA)

4.3.2 導入に関する課題

風力発電設備の導入に先立ち、以下の課題について考察を行う必要がある。

4.3.2.1 技術規制/ガイドライン

プロジェクトの実施前に、技術規制またはガイドライン等を整備する必要がある。以下の課題について検討が必要である。

- A. 力率
- B. 電圧フリッカ
- C. 高調波及び中間高調波
- D. 安全性

4.3.2.2 技術者

将来における風力発電の開発のためには、技術者育成が最も重要な課題の一つである。実際の据付工事を通じて、エルサルバドルの技術者に技術移転が行われる必要がある。特に、維持管理に関する技術は重要である。大学または職業訓練校において、再生可能エネルギーに関する課程または訓練コースを強化することも、人材育成を行うために最適な選択肢の一つになる。

4.3.2.3 維持管理費用

維持管理用の資金は建設前に検討し、準備を行う必要がある。維持管理経費は、風力発電の運営にかかる年間経費にかなり大きな割合を占めている。

4.3.3 関連する既存、実施中の計画

4.3.3.1 全国風況マップ

SWERA は GEF から支援を受けたプロジェクトである。SWERA は太陽光と風力の広範囲にわたるデータベースおよび地図を、2005 年以前に入手可能なものと比較してより高い精度で作成した。

4.3.3.2 F/S調査

フィンランド国気象協会により「エルサルバドル国における風力エネルギー評価の為の風況観測 2006-2007 年」が実施された。風況観測が実施され、発電量の推定が解析ソフト WAsP を用いて実施された。

4.3.4 将来の開発計画

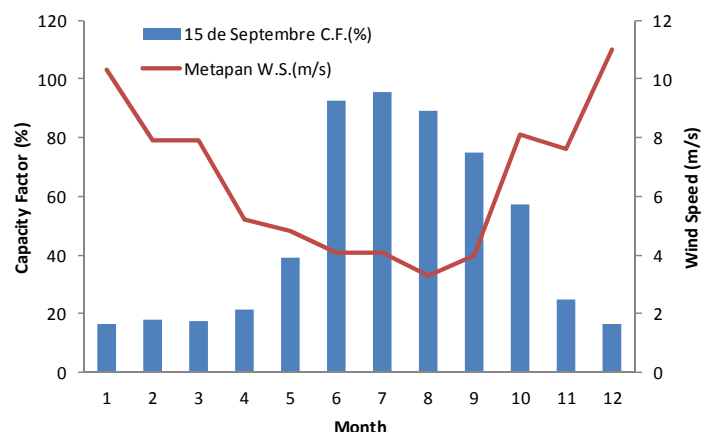
CEL により、将来におけるウィンドファームの開発計画がある。各サイトで CEL が計画しているウィンドファームの設備容量を示す。

表4.3.1 ウィンドファーム候補地

	年間平均風速 地上高60m (m/s)	計画設備容量 (MW)
メタパン	6.43	42 MW
サン・フリアン	5.38	30 MW

(出典: CEL)

図 4.3.2 は、水力発電所（15 de Septiembre）の設備利用率とメタパンの月別平均風速を比較し、水力と風力の季節的な相互補完関係を示したものである。メタパンでは、風力ポテンシャルは、水力発電所の設備利用率が低下する 10 月から 4 月にかけて卓越していることがわかる。



（出典：JICA調査団）

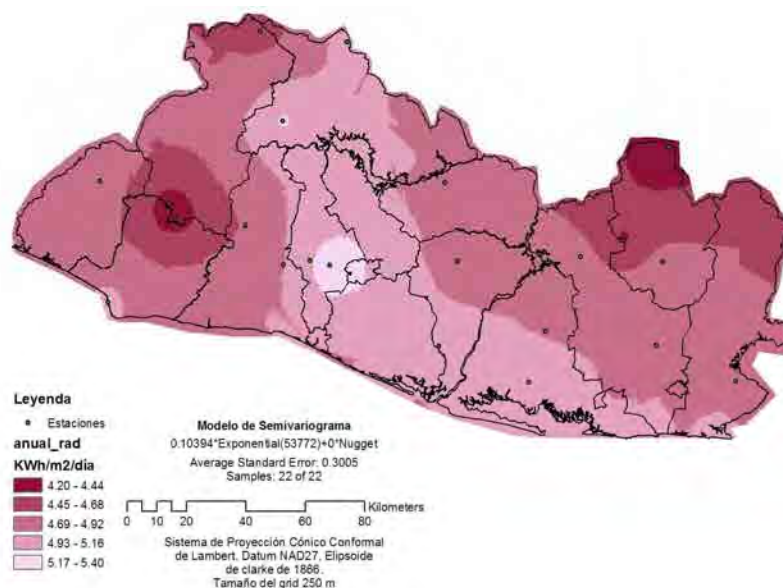
図4.3.2 風速 (Metapan)と設備利用率 (15 de Septiembre水力発電所)の関係

4.4 太陽光発電

エルサルバドル国では、すでに多くの太陽光発電システムが村落および山岳地域を中心に導入されている。しかし、太陽光発電システムの価格は依然として高く、普及の妨げとなっている。将来計画として、17.8 MW の太陽光発電設備を導入する計画がある。

4.4.1 現況

エルサルバドルの日射量は年平均で 5.3 kWh/m²/日と高いポテンシャルを示し、月別水平面日射量は、12 月から 3 月にかけて高い値を示している。エルサルバドル国の日射量マップが、SWERA プロジェクトで作成されている（図 4.4.1）。日射量は、エルサルバドルの中央地域で高く、サンサルバドル首都圏地域で大きな値を示している。



（出典：SWERA）

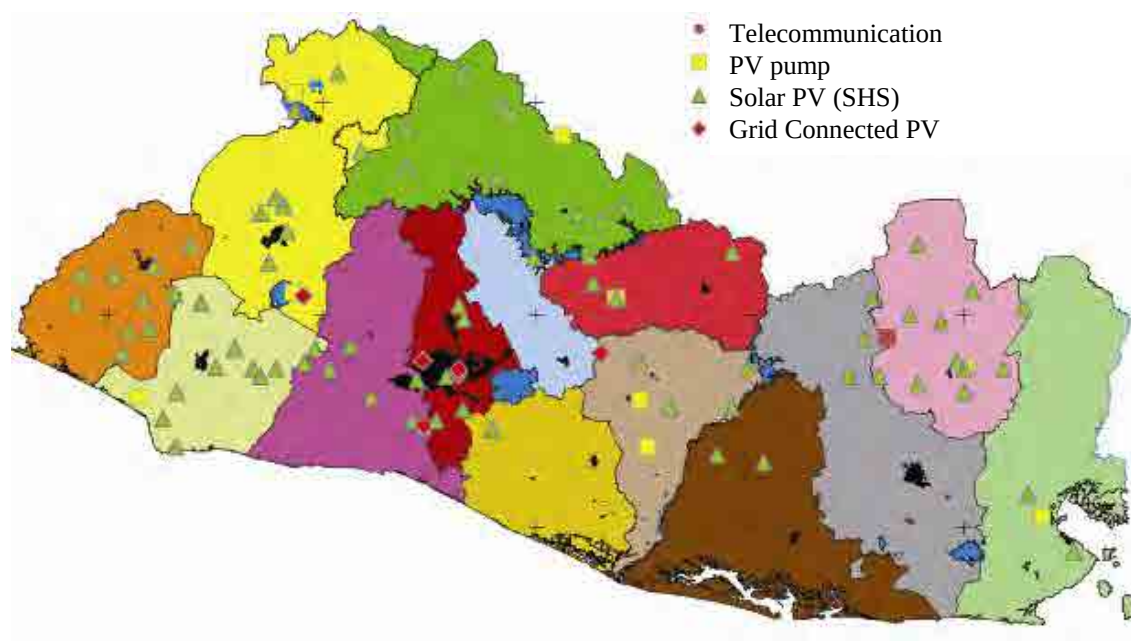
図4.4.1 エルサルバドル国の日射量マップ

表 4.4.1 に、国内に導入された太陽光発電システムを示す。ほとんどの設備が、バッテリーを備えた独立型で、SHS (Solar Home System：戸別型太陽光発電システム) として活用されている。これまでに導入された系統連系の太陽光発電は設備容量が小さく導入台数も限定的である。SHS は、主に村落及び山間地域に点在している。一方で、系統連系型の太陽光発電は、サンサルバドル首都圏に多く存在している（図 4.4.2）。

表4.4.1 エルサルバドル国の太陽光発電システム

用途	設置台数	設備容量 (Wp)
PVポンプ	21	9,695
Solar PV (SHS)	2950	287,956
系統連系	12	163,940
街灯	246	15,090
水道	2	280
無線通信	15	n.a.
電話通信	6	n.a.
合計	3,252	476,961

(出典:CNE)



(出典:JICA調査団)

図4.4.2 エルサルバドル国内の太陽光発電システム

4.4.2 導入に関する課題

4.4.2.1 太陽光発電の価格

系統連系の太陽光発電システムは、エルサルバドル国では広く普及していない。既設の太陽光発電システムの多くは、政府の建築物や学校等の公共施設に導入されている。屋上設置型の太陽光発電システムが普及する為には、高い初期投資額が障害になっている。

系統連系システムの価格が高価となるのは、設置する屋根の修正または統合化と関係している。近年、太陽光発電システムの価格は減少傾向にある。しかし、国家補助金がない場合は、個人にとっては依然として高価な設備である。

4.4.2.2 技術ガイドライン

エルサルバドル国には、米国の電気工事規程（NEC）が、国家の規定として適用されている。しかし、実際に据付工事を行う電気系技能者のために必要とされる、屋上設置の系統連系型太陽光発電に関する実際的なガイドライン等は、エルサルバドル国内では準備されていない。

4.4.2.3 技術者

人材育成は、将来において太陽光発電が普及する為に最も重要な課題の一つである。大学のカリキュラムまたは再生可能エネルギーに関する研修コースの強化は、太陽光発電に関する人材を育成するための選択肢になる。

4.4.3 関連する既存、実施中の計画

4.4.3.1 CEL（レンパ川水力発電執行員会）

CEL は、総容量が 24.57 kW となる太陽光発電システムを建築物の屋上に導入している。CEL は、各タイプの太陽光発電システムの出力と、日射量および気象データのモニタリングを実施している。

4.4.3.2 SWERA

SWERA は太陽光と風力の広範囲にわたるデータベースおよび地図を、2005 年以前に入手可能なものと比較してより高い精度で作成した。

4.4.3.3 地方電化

SHS は、NGO や他機関を通じて地方電化に導入されている。SEESA 社は、2004 年以降 400 システムを超える太陽光発電を導入してきた。その多くが、米国の NPO 団体 E+Co から資金提供を受けて、地方にある一般世帯を対象に導入したものである。

4.4.3.4 USTDA

米国貿易開発局（U.S. Trade and Development Agency : USTDA）による資金提供を受けて準備段階にある太陽光発電に関連するプロジェクト“CEL 太陽光発電実証試験・F/S 調査”がある。

4.4.4 将来の開発計画

CEL は、系統連系の太陽光発電設備を導入する計画を持っている。CEL は、水力発電所の近郊に太陽光発電所の設置に適している広大な土地を所有している。表 4.4.2 は、候補地点と容量を示したものである。

表4.4.2 太陽光発電の開発計画（CEL）

場所	容量 (MW)
Photovoltaic power to install at Guajoyo	3.6
Photovoltaic power to install at 15 de Septiembre	14.2
合計	17.8

（出典:JICA調査団）

4.5 太陽熱発電

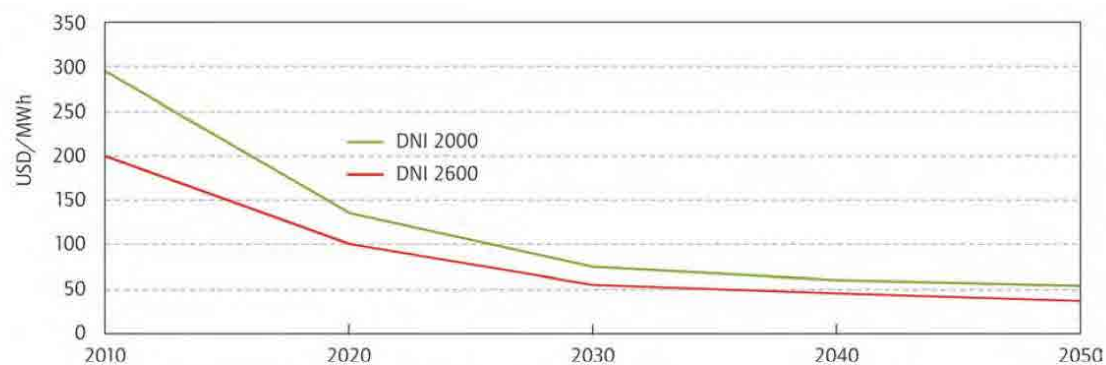
太陽熱発電に関して、将来における導入を目指して、いくつかの調査および実証試験が実施されている。エルサルバドル国において、太陽熱発電のポテンシャルは高い。しかしながら、現在は太陽熱発電設備の初期投資額も高い状況にある。ラヘオ(LaGeo)社は、太陽熱発電に関して 2020 年までに 35 MW を導入する計画を持っている。

4.5.1 現況

エルサルバドル国では、アウアチャパン(Ahuachapán)地熱発電所において地熱・太陽熱（パラボリック・トラフ式）のハイブリッド発電が実証試験施設として導入されている。実証試験は 2007 年以降、続けられている。太陽熱実証施設は、4 台のパラボリック・トラフ型の太陽集熱器（幅 4m、長さ 10m）から構成されている。

4.5.2 導入に関する課題

高額な初期投資は、エルサルバドル国において太陽熱発電の導入を検討する際に大きな課題である。米国エネルギー省(US DOE)は、CSP プログラムに関して次の目標設定を行っている。化石燃料と競争をする為に、2015 年までに発電価格を 100 ドル/MWh にすることを初期目標としている。そして、2020 年までに 50 ドル/ MWh にする目標がある。US DOE が作成したロードマップでは、太陽熱発電が 2020 年までに中間負荷、2025 年から 2030 年の間にベース負荷としての役割を達成することが目標とされている。図 4.5.4 は、US DOE により作成された CSP による発電単価の予測である。



Note: DNI = direct normal irradiance

(出典: Technology Roadmap Concentrating Solar Power/IEA)

図4.5.1 CSPによる発電価格の予測

4.5.3 関連する既存、実施中の計画

スペイン国によりエルサルバドル国で実施される開発事業で、受注社である Solar Millennium AG 社は、パラボリック・トラフ方式の太陽熱発電設備に関する F/S 調査に関して、INE (Inversiones Energéticas S.A. de C.V.)と署名を交わしている。

ラヘオ社は、太陽熱発電に関する研究開発を継続して実施している。現在は、国内の数地点において、太陽熱と日射量の測定を実施している。

パラボリック・ディッシュ型の CSP は、野外実証試験と教育利用を目的としてドン・ボスコ大学 (UNIVERSIDAD DON BOSCO) に据付けられている。図 4.5.5 にシステムを示す。設備容量は 30 kW である。



(出典: UNIVERSIDAD DON BOSCO)

図4.5.2 パラボリック・ディッシュ型

4.5.4 将来の開発計画

ラヘオ社は、エルサルバドル国における太陽熱発電の将来計画について検討を行っている。同社によると、2020 年までに設備容量 35 MW を導入することを目標としている。候補地として、サンミゲル(San Miguel), ウスルタン(Usulután), ヒクィリィスコ(Jiquilisco), コマラパ(Comalapa) および アウアチャパン(Ahuachapán)があげられている。

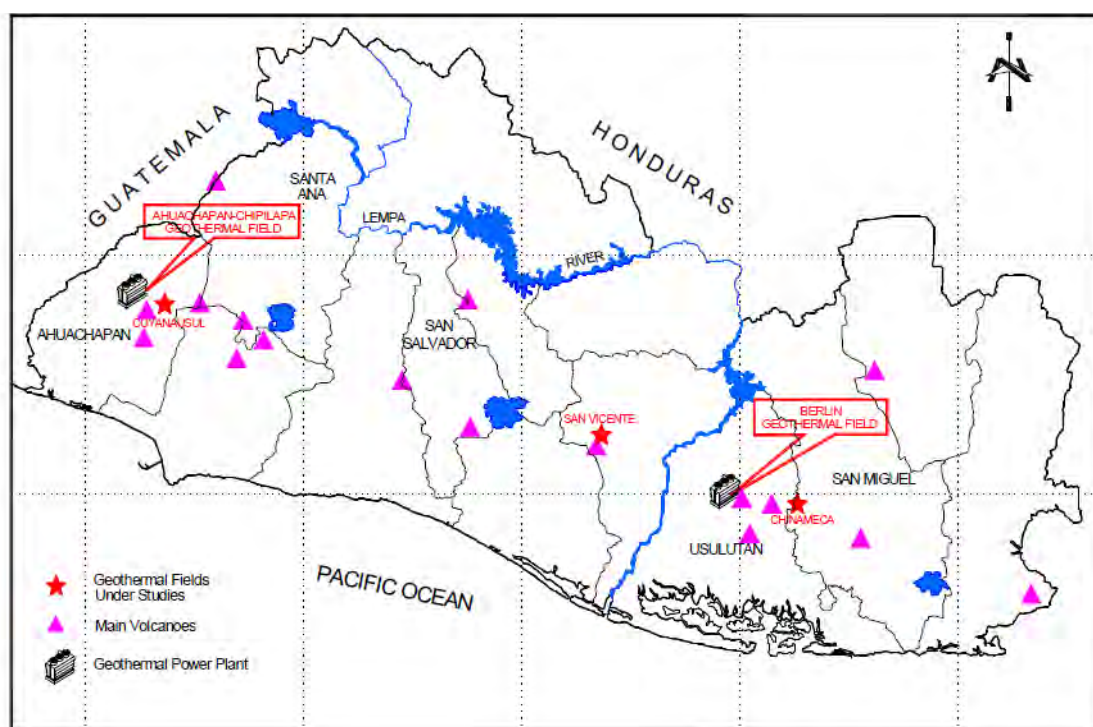
4.6 地熱発電

エルサルバドル国における地熱発電は 1975 年に始まった。現在の発電出力は 204MW であり、順調に開発が行われている。当国の地熱発電はコスト競争力があり、技術的問題もない。当国で唯一の地熱発電企業であるラヘオ（LaGeo）社は 2017 年頃までに 60MW から 89MW の発電出力増を計画している。更に 10MW 級の出力増が見込まれているが、それ以降の計画は具体化されていない。当国における地熱発電の最大実施可能量は、現時点の情報では、既存との合計で 300～400MW 程度と推定される。

4.6.1 現況

4.6.1.1 エルサルバドル国における地熱発電の経緯と現状

当国における最初の地熱発電はアウアチャパン（Ahuachapán）において 1975 年に開始された。続いて 1992 年に、当国における二番目の地熱発電がベルリン（Berlín）で開始された。両地域の位置を図 4.6.1 に示す。



（出典: World Geothermal Congress 2005, El Salvador Country Update (2005)）

図4.6.1 エルサルバドル国内地熱発電所位置図

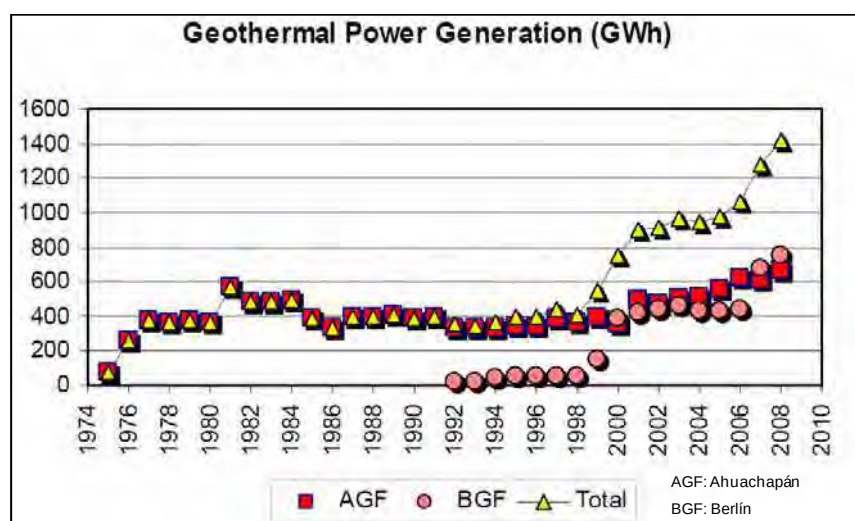
当国における地熱発電は CEL により行われていたが、1999 年 11 月に分割民営化によりラヘオ（LaGeo）社となった。ラヘオ社は当初は CEL が 100%株式を持っていたが、2002 年 6 月よりイタリアの ENEL（Ente Nazionale per l'Energia eLettrica）が戦略的パートナーとして経営に参加するようになり、現在の持ち株比率は CEL64%、ENEL Green Power（ENEL の子会社）36%である。

当国の地熱開発は順調に継続されている。現在アウアチャパンとベルリンの 2 地点にラヘオ社が所有する地熱発電所がある。アウアチャパンの設備容量は 3 基の合計 95MW で、2009 年末時点の発

電出力は 84MW（定格の 88%）である。ベルリンの設備容量は 4 基の合計 109.4MW で、2009 年末時点の発電出力は 108MW（定格の 98%）である。2011 年現在の両地域における設備容量の合計は 204.4MW である。

World Geothermal Congress 2010（WGC2010）にて行われたラヘオ社の報告（Herrera et al., 2010）にある 2009 年の年間発電電力量から求められた設備利用率は、アウアチャパンで 80%、ベルリンで 79%、平均 79%である。これらの値は WGC2010 で報告された全世界の地熱発電所の中でも優秀な運転成績である。

両地域における発電電力量の経時変化を図 4.6.2 に示す。アウアチャパンにおける地熱発電は、1982 年から発電出力が一時的に減衰した。WGC2010 で報告によれば、この原因は、最初は貯留層圧力の低下であり、次は還元問題であった。その後、隣接するチピラパ（Chipilapa）に還元エリアを設ける等の対策を講じた。その結果この問題は克服され、1999 年から出力は回復に転じ、2009 年には上記の優秀な成績に戻った。一方、ベルリンでの地熱発電は運転開始以降順調な運転を続けている。



（出典: World Geothermal Congress 2010, El Salvador Country Update (2010)）

図4.6.2 エルサルバドル国内各地熱発電所の発電電力量経年変化

4.6.1.2 エルサルバドル国の地熱資源

当国は環太平洋火山帯に位置することから火山が豊富である。当国には火山配列に関連して、東西方向に延びる地熱ベルト地帯が南北に 2 本ある（図 4.6.3）。

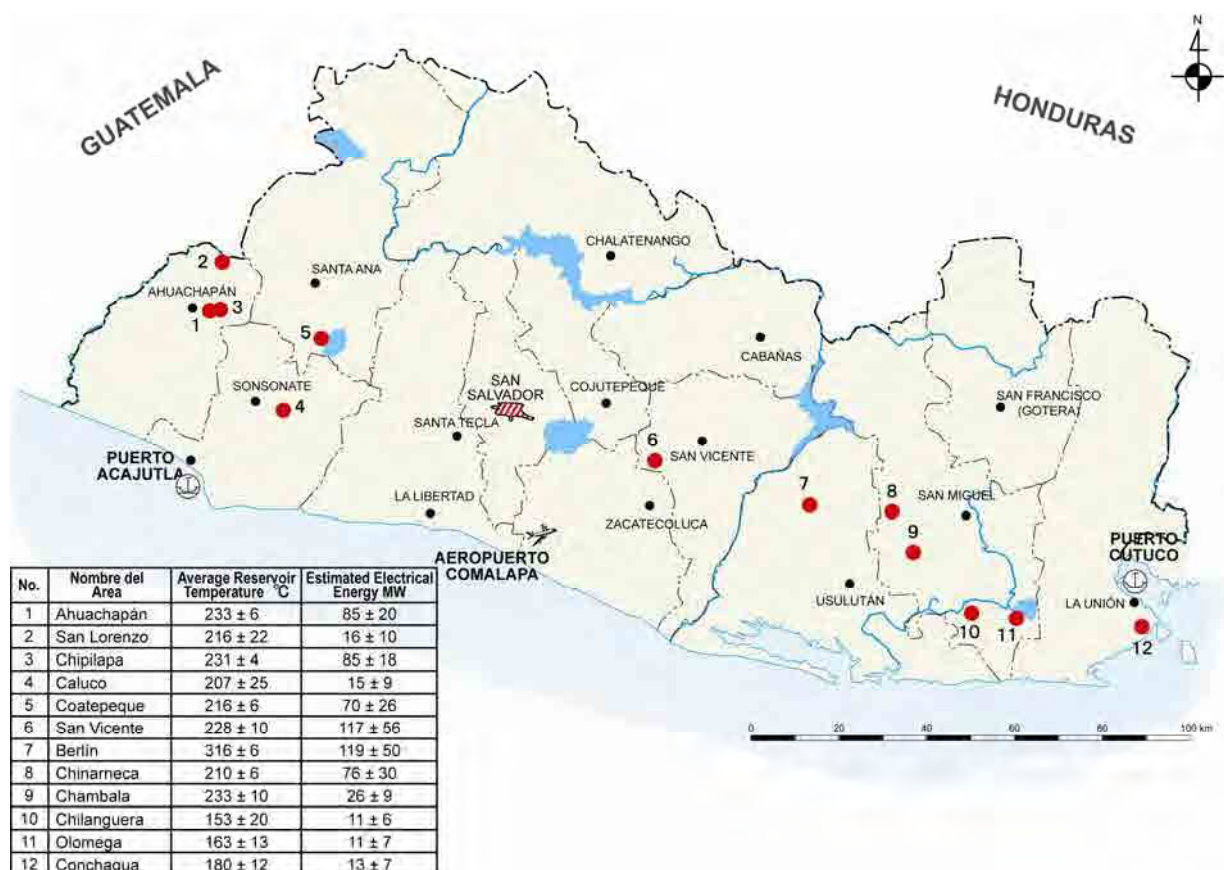
これらのうち、蒸気または熱水を用いる地熱発電の可能性のある高温の地熱地帯は図 4.6.4 に示した 150℃以上の 12 箇所である。これらは全て南側の地熱ベルト地帯に位置する。

一方、150℃未満の地域（表 4.6.2）においては、熱水を利用した小規模バイナリー発電の可能性はある。なお、ラヘオ社からの聞き取りによれば、ラヘオ社独自の調査により、他の温泉地においても、バイナリー発電の可能性のある資源が発見または推定されているとのことである。



(出典: Geothermal resources of El Salvador by Campos (1988))

図4.6.3 エルサルバドル国内28温泉および7自然噴気位置図



(出典: Estado Actual y Desarrollo de los Recursos Geotérmicos en Centroamérica (2009))

図4.6.4 エルサルバドル国内の高温地熱地帯位置図

表4.6.1 エルサルバドル国内の高温地熱地帯の一覧（Campos, 1988）

No.	Area	Location	Average Reservoir Temperature (°C)	Average Reservoir Volume (km³)	Estimated Electrical Energy (Geothermal Potential) (MWe 25 years)
1	Ahuachapán	Ahuachapán	233±6	10±2	85±20
2	San Lorenzo	Ahuachapán	216±22	2±1	16±10
3	Chipilapa	Ahuachapán	231±4	10±2	85±18
4	Caluco	Sonsonate	207±25	2±1	15±9
5	Coatepeque	Santa Ana	216±6	9±3	70±26
6	San Vicente	San Vicente	228±10	14±6	117±56
7	Berlín	Usulután	316±6	10±4	119±50
8	Chinameca	San Miguel	210±6	10±4	76±30
9	Chambala	San Miguel	233±10	3±1	26±9
10	Chilanguera	San Miguel	153±20	2±1	11±6
11	Olomega	San Miguel	163±13	2±1	11±7
12	Conchagua	La Unión	180±12	2±1	13±7
TOTAL					644±248
RANGE					396 - 892

(出典： Campos, T. (1988) Geothermal resources of El Salvador, Preliminary assessment. Geothermics, Vol.17, p.319-332.)

表4.6.2 エルサルバドル国内の中～低温地熱地帯の一覧（Campos, 1988）

No.	Area	Location	Average Reservoir Temperature (°C)	Average Reservoir Volume (km³)	Estimated Electrical Energy (Geothermal Potential) (MWe 25 years)
1	Toles	Ahuachapán	126±6	3±1	13
2	Güija	Santa Ana	119±9	2±1	8
3	Los apoyos	Santa Ana	133±7	2±1	9
4	Agua Caliente	Chalatenango	123±7	2±1	9
5	El Paraíso	Chalatenango	133±7	2±1	9
6	Nombre de Jesús	Chalatenango	151±8	3±1	16
7	Tihuapa	La Libertad	128±11	2±1	9
8	El Salitral	La Paz	123±10	2±1	8
9	Obrajuelo	San Vicente	133±14	2±1	9
10	Carolina	San Miguel	141±11	3±1	15
11	Santa Rosa	La Unión	126±12	8±1	34
12	El Sauce	La Unión	118±12	2±1	8
TOTAL					147

(出典： Campos, T. (1988) Geothermal resources of El Salvador, Preliminary assessment. Geothermics, Vol.17, p.319-332.)

地熱発電ポテンシャルはそれぞれ 644MW と 147MW であり合計 791MW である。現在当国での地熱発電出力の合計は 204.4MW であるので、開発率は 25.8%である。

4.6.2 導入に関する課題

ラヘオ社からの聞き取りによれば、当国における地熱発電の発電コストは十分競争力があるため、以下の点が導入障壁や課題として強く感じられているようである。

- A. 許認可手続の多さと取得期間の長さ
- B. 土地収用が容易でない場合がある点
- C. 国土の人口密度が高く、地熱調査地点にも沢山人が住んでいる場合があり、了解取り付けが容易でない場合がある点
- D. 坑井掘削時の水の確保が容易ではない点
- E. 新規開発地点での調査井の成功率が25%程度である点

4.6.3 関連する既存、実施中の計画

現在当国において地熱資源開発を行っているのはラヘオ社のみである。同社からの聞き取りによる今後の具体的な新規開発・出力増加計画は下表の通りである（表 4.6.3）。

表4.6.3 ラヘオ社による新規開発、増設、改造による増出力計画

地点	計画内容	増出力 (MW)	確実性	実施時期 (年)
アウアチャパン	2号機改造	5～9	A	2015
ベルリン	5号機増設	25～30	A	2017
チナメカ	新規開発	30～50	B	2017
サン・ピセンテ	新規開発	10	C	未定
-	合計(全計画)	70～99	-	-
-	合計 (2017年までの分)	60～89	-	-

(確実性) A: 確実, B: ほぼ確実, C: 可能性あり
(出典: ラヘオ社)

表 4.6.4 にあるように、ラヘオ社では 2017 年頃までに 60 から 89MW の発電出力増を計画しており、更に、10MW 級の出力増も見込まれている。

表4.6.4 エルサルバドル国内におけるLaGeo社による地熱発電出力増強計画のまとめ

No.	Field Name	Location	Develop. Status	Reservoir Existence Possibility	Installed Capacity (MW/e)	Existing Dev. Plan (MW/e)	Possible Addition (MW/e)	Total Potential (MW/e)	Development Plan (New, Expansion, Retrofit etc.) (MW/e) and Its Possibility																		Remarks
									2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027			
1	Ahuachapán	Ahuachapán	OP	1	95	5-9 [A]	?	100-104+				5-9 [A]															
2	San Lorenzo	Ahuachapán	RE	NE																							
3	Chipilapa	Ahuachapán	OP	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	a part of Ahuachapán	
4	Caluco	Sonsonate	RE	NE																							
5	Coatepeque	Santa Ana	RE	NE																							
6	San Vicente	San Vicente	EX	1		10 [C]	?	10+							Specific development plan has not been formulated yet												
7	Berlín	Usulután	OP	1	109.4	25-30 [A]	?	134-139+						25-30 [A]													
8	Chinameca	San Miguel	F1	1		30-50 [B]	?	30-50						30-50 [B]													
9	Chambala	San Miguel	RE	NE																							
10	Chilanguera	San Miguel	RE	NE																							
11	Olomega	San Miguel	RE	NE																							
12	Conchagua	La Unión	RE	NE																							

Development Status

RE: Unexplored or regional reconnaissance only
EX: Exploration wells in progress
OP: Power plant in operation

S1: Local surface exploration done
F1: Pre-feasibility studies done

S2: Detailed surface exploration done
F2: Feasibility studies done (complete)

Reservoir Existing Possibility

1 : Confirmed by well(s)
Low : Low possibility or low temp.

2 : Inferred mainly by geochemi
NE : Not enough data for evaluation

3 : Inferred by geoscientific data

Development Feasibility

[A] : Proven (Definite)

[B] : Probable

[C] : Possible

Total Potential (+) indicates further possibility

(Note)

Shaded area represents possible delay due to resource uncertainty and/or some other reasons.

(Information Source/Date)

LaGeo/Oct. 10, 2011

(出典: ラヘオ社)

4.6.4 将来の開発計画

ラヘオ社による具体的な地熱発電の出力増加計画は 2017 年までであり、それ以降の具体的な計画はない。

既設のアウアチャパンとベルリンを除いた高温地熱資源に関する地熱発電ポテンシャルの合計は 440MW である。これに中低温地熱資源に関する 147MW を加えた合計（残存ポテンシャル）は 587MW である。この残存ポテンシャルに対する最大開発可能率を、20%から 30%と仮定すると、将来における開発可能量は 117MW から 176MW と推定される。これに既設の発電出力を加えた合計は、321MW から 380MW となる。従って、当国において将来的に到達可能な総地熱発電出力の最大値は、現時点において、300MW から 400MW 程度と推定される。

これは高温地熱資源によるフラッシュ発電と、中低温地熱資源によるバイナリー発電を含む合計の推定値である。なお、この推定値については、数年おきに、その時点での最新情報に基づき改訂する必要がある。

4.7 バイオマス

バイオマス資源として、サトウキビ、コーヒー豆殻および籾殻の利用について検討が行われた。コーヒー豆殻および籾殻のポテンシャルは、各々の精製設備等で発電利用するには小さすぎる事が判明した。一方で、サトウキビのポテンシャルは大きく、バガスを燃料とした発電設備に関しては、市場主導の方式で容量がさらに増加される可能性がある。

4.7.1 現況

バイオマス資源には、農業廃棄物、畜産廃棄物、森林や産業から排出される木質廃棄物およびバイオマス資源、食品加工廃棄物またはサトウキビ工場から排出されるバガス等が含まれている。エルサルバドル国でのバイオマス発電設備の導入には、サトウキビ工場のような農産廃棄物の入手が容易な精製工場等が適している。

4.7.1.1 サトウキビ

国内に6社の製糖工場があり、そのうちの3社は国内の電力網に系統連系をしている。発電された電力は、工場内で消費され、余剰電力は連系している電力系統に供給されている。表4.7.1に各製糖工場における発電量などを示す。製糖会社は収穫時期である11月から4月にかけて発電を行い、その他の時期は発電しない。

表4.7.1 各製糖工場における発電量、自己消費量および売電量（2010年）

Sugarcane Company	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
CASSA													
Generated Power (MWh)	30,124	29,740	33,200	29,897	2,998	-	-	-	-	-	15,408	32,995	174,362
Self-Consumption (MWh)	11,914	11,028	12,172	10,481	891						5,918	12,578	64,981
Sold Electricity (MWh)	18,210	18,713	21,028	19,416	2,108	-	-	-	-	-	9,490	20,417	109,381
EL ANGEL													
Generated Power (MWh)	13,676	13,322	15,168	11,706	0	-	-	-	-	1.6	4,535	13,045	71,455
Self-Consumption (MWh)	5,812.1	5,289.3	5,820.2	4,316.9						1.6	2,101.2	5,300.0	28,641.3
Sold Electricity (MWh)	7,864.2	8,033.2	9,347.8	7,389.6	-	-	-	-	-	0.0	2,434.2	7,744.9	42,813.9
LA CABAÑA													
Generated Power (MWh)	5,865	6,390	7,127	6,761	826	-	-	-	-	-	3,116	6,832	36,917
Self-Consumption (MWh)	1,833.0	1,752.9	1,938.1	1,827.2	136.5	-	-	-	-	-	661.2	1,307.2	9,456.1
Sold Electricity (MWh)	4,032.0	4,637.1	5,188.9	4,933.8	689.5	-	-	-	-	-	2,454.8	5,524.8	27,460.9

（出典：SIGET）

4.7.1.2 コーヒー

表4.7.2に、エルサルバドル国内の各県別のコーヒー生産量と発電可能量を示す。年間生産量は、La Libertad県および西部地域（Ahuachapán, Santa Ana, Sonsonate）で大きい。エルサルバドル国内には、多くのコーヒー精製所がある。地域別では西部地域で発電可能量が最も大きい。同地域の平均出力は、12時間運転を300日間実施した場合で約290 kWになる。同様に中央地域で約250 kW、東部地域で60 kWと小さくなる。これらのことから、蒸気タービン（0.5 MWクラス以上）を活用した発電設備を運転することが出来るコーヒー精製所は存在しないと考えられる。一方で、設備容量が100 kW以下となるようなガス化発電設備について導入可能性を検討することは可能である。

表4.7.2 各県別のコーヒー生産量と発電可能量

Department	Farms	Area Coffee (ha)	Coffee Red (ton)	Husk (ton)	Estimated Power Output (MWh/Year)	Potential* (MW)
Ahuachapán	128	8,344	26,350	1,133	340	0.09
Santa Ana	141	8,455	32,813	1,411	423	0.12
Sonsonate	86	8,247	22,494	967	290	0.08
Western Region Total	355	25,047	81,657	3,511	1,053	0.29
Chalatenango	20	250	977	42	13	0.00
La Libertad	154	16,175	48,449	2,083	625	0.17
San Salvador	34	3,834	16,525	711	213	0.06
Cuscatlán	10	174	258	11	3	0.00
La Paz	17	509	871	37	11	0.00
San Vicente	23	804	3,545	152	46	0.01
Central Region Total	258	21,746	70,625	3,037	911	0.25
Usulután	80	3,392	8,527	367	110	0.03
San Miguel	43	2,052	6,415	276	83	0.02
Morazán	16	311	1,026	44	13	0.00
Eastern Region Total	139	5,755	15,968	687	206	0.06
TOTAL	752	52,547	168,250	7,235	2,170	0.60

*12 hours x300 days

（出典：「PROCAFE: PRONÓSTICO FINAL DE PRODUCCIÓN DE CAFÉ, AÑO COSECHA 2011/2012」に基づき調査団作成）

4.7.1.3 米

表 4.7.3 に各県別の米生産量（2010/2011）と発電可能量を示す。国内で生産される粳穀量 7,871 トンを用いて、年間に約 640 MWh の発電が可能である。設備容量では、最大でも 141 kW と小さく、蒸気タービン型の発電機導入にはポテンシャルが小さすぎると考えられる。

表4.7.3 各県別の米生産量と発電可能量(2010/2011)

Department	Area (ha)	Production (ton)	Yield (ton/ha)	Rice Husk (ton)	Estimated Power Output (kWh/year)	Potential* (kW)
Ahuachapán	403.2	2,388.3	5.9	597.1	48,542.3	13.5
Santa Ana	119.7	670.9	5.6	167.7	13,636.2	3.8
Sonsonate	186.2	1,221.5	6.6	305.4	24,827.5	6.9
Western Region Total	709.1	4,280.7	18.1	1,070.2	87,006.1	24.2
Chalatenango	900.2	6,498.3	7.2	1,624.6	132,077.7	36.7
La Libertad	1,623.3	13,379.8	8.2	3,345.0	271,944.9	75.5
San Salvador	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cuscatlán	115.5	846.0	7.3	211.5	17,194.8	4.8
La Paz	677.6	3,409.5	5.0	852.4	69,297.5	19.2
Cabañas	21.0	93.6	4.5	23.4	1,903.0	0.5
San Vicente	156.8	749.0	4.8	187.3	15,223.8	4.2
Central Region Total	3,494.4	24,976.2	37.1	6,244.1	507,641.7	141.0
Usulután	177.8	702.1	3.9	175.5	14,270.5	4.0
San Miguel	304.5	1,524.8	5.0	381.2	30,991.4	8.6
Morazán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
La Unión	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Eastern Region Total	482.3	2,226.9	9.0	556.7	45,261.9	12.6
TOTAL	4,685.8	31,483.9	64.1	7,871.0	639,909.7	177.8
1st plant (winter) (dry)	3,364.2	21,588.3	6.4	5,397.1	438,782.9	121.9
2nd plant (summer) (irrigation)	1,321.6	9,895.5	7.5	2,473.9	201,126.9	55.9

*: 24hours x 280days

（出典：「Anuario de Estadísticas Agropecuarias 2009- 2010; MAG」に基づき調査団作成）

4.7.2 導入に関しての課題

4.7.2.1 木質バイオマス

エルサルバドルは中南米諸国の中で 2 番目に森林破壊が進んでいる国である。約 85%の森林が 1960 年代以降に消失しており、土地面積の約 5%が森林として残されている。国全体のエネルギー消費量の約 50%が薪である。都市居住者の 60%および 85%の地方居住者が薪を調理に利用しており、残されたわずかな森林の消失に拍車をかけている。上記のような状況および CNE との協議結果から、今回の調査では木質バイオマスを発電用資源として検討を行わないこととした。

4.7.2.2 農産廃棄物

無償で入手できる農産廃棄物は、バイオマス発電に最適な資源といえる。導入には、バイオマス資源の運搬、前処理として乾燥および破砕や切断作業についても事前に検討を行う必要がある。有価物となるバイオマス資源を燃料とするのは、運営の持続性を考慮すると困難である。

4.7.2.3 技術

エルサルバドル国に対しては、ボイラーと蒸気発電機を用いた大型の発電設備は既に導入されている。しかし、バイオマスガス化発電等の小型発電設備に関しては導入されていない。

4.7.3 関連する既存、実施中の計画

バイオマス発電設備は、製糖工場を中心とした民間セクターの主導で導入されてきた。そのため、民間会社は、自ら調査を実施し、開発計画を検討している。

4.7.4 将来の開発計画

バイオマス発電設備は、民間企業により導入されている。La Cabaña 社と El Angel 社で実施した調査結果によると、両社ともバガスを利用した発電施設のさらなる導入を検討している。CASSA 社も同様に 2013 年から 2014 年の収穫シーズン前に新たに 20 から 30 MW の設備容量を導入する計画がある。

表4.7.4 将来の開発計画

	La Cabaña	El Angel	CASSA
Capacity of Additional Installation (MW)	15	25	20 to 30
Planned Year	2015	Dec. 2011	2013

（出典：JICA調査団）

4.8 バイオガス

サンサルバドル首都圏にあるネハパ (Nejapa) に埋立バイオガス (LFG: Landfill Biogas) 発電施設がある。設備容量は 6.3 MW である。他の県にも埋立地はあるが、固形廃棄物の許容容量はサンサルバドルと比較して、とても小さい。サンサルバドルのバイオガス発電施設は、最大で 25 MW まで設備容量を増設する計画がある。

4.8.1 現状

4.8.1.1 埋立地バイオガス

全土の固形廃棄物の約 55%と、埋立処理される固形廃棄物の約 80%がサンサルバドルで処理されている。エルサルバドルでは、サンサルバドル首都圏に人口が集中している。全国人口 6.2 百万人のうち 2.1 百万人が首都圏に集まっている。ネハパ埋立地は、サンサルバドル首都圏で排出される首都ゴミの埋立地である。

ネハパ埋立地は、土地所有者である Mides S.E.M. de CV 社と 20 年間の契約をしており、サンサルバドル首都圏から都市固形ごみを受け入れている。この埋立地は、年間 408,000 トンの廃棄物をサンサルバドル首都圏から受け入れており、15 区画に分かれており合計で 12.5 百万トンの容量がある。LFG の回収および燃焼システムの寿命は、2026 年までの 21 年間またはプロジェクトに経済性がある期間とされている。

ネハパ・バイオガス発電所の総発電容量は 6.3 MW である。現在の固形廃棄物回収量から 10 MW くらいまで容量を増設することが可能である。発電設備は、年間でおよそ 40,000 MWh を発電している。自己消費量は年間約 3,000 MWh である。発電所の所員は 30 人である。他の場所にある、埋立地バイオガス発電設備を開発するためには、詳細な研究を実施する必要がある。図 4.8.1 に、埋立地の開発と拡張計画を示す。



(出典: MARN)

図4.8.1 埋立地の拡張及び開発計画

表 4.8.1 に、「National Program for the Integrated Management of Solid Waste in El Salvador」を基に作成した埋立地バイオガスから推定された発電設備容量を示す。ネハパ埋立地のバイオガス発電所の情報によると、現在の状態で固形廃棄物から得られる発電可能電力は 10 MW である。そのため、単位発電量は、以下の通りに推定することができる。

$$10 \text{ (MW)} \div 2,000 \text{ (ton/day)} = 5.0 \text{ (kW/ton)}$$

この単位発電量から、以下のように発電容量が推定される。

表4.8.1 埋立地バイオガス発電所のポテンシャル (ネハパを除く)

	Landfill location	ton/day	MW
Proposed landfill	Ahuachapan	100	0.5
	Santa Ana	300	1.5
	Chalatenango	50	0.3
	San Vicente	200	1.0
	Morazan	50	0.3
	La Union	150	0.8
Existing landfill	Sonsonate	250	1.3
	Usulután	200	1.0
Expansion of existing landfill	Puerto de La Libertad	50	0.3
	San Miguel	150	0.8
	Santa Rosa de Lima	80	0.4
TOTAL		1,580	7.9

(出典: JICA 調査団)

4.8.1.2 畜産廃棄物

A. 導入可能容量

バイオガスは、有機物、例えば肥料、下水汚泥および一般世帯や産業から排出された有機廃棄物が嫌気性発酵する間に発生する。バイオガスは主にメタンと二酸化炭素から構成されている。また、再生可能なエネルギー源として電熱併給プラントに利用されている。一般的に、バイオガスはメタン (CH_4)、二酸化炭素 (CO_2)、水素 (H_2)、窒素 (N_2) および硫化水素 (H_2S) を含む不純物で構成されている。

a. バイオガス（飼育牛）

国レベルで、可能性な発電容量は、約 84 MW である。飼育牛から得られるバイオガスについて最大の可能性を有する県は、約 11.6 MW の La Union 県である。

b. バイオガス（飼育豚）

国レベルで、可能性な発電容量は、約 2.4 MW である。飼育豚から得られるバイオガスについて最大の可能性を有する県は、約 570 kW の Cabañas 県である。

c. バイオガス（養鶏）

最も養鶏羽数が多いのは、中部地域である。多くの場合、鶏糞は家庭からの生ごみや牛または豚の排泄物と混合して利用されている。国レベルで、可能性な発電容量は、約96 MWである。最も、養

鶏からのバイオガス・ポテンシャルが高いのは、La Libertad 県で約 72 MW である。

4.8.1.3 産業ゴミ

コーヒー産業

サンサルバドル市から 15 km の距離にある、La Libertad 県の Quezaltepeque 市にある工場では、年間約 3,450 トンのコーヒー豆を加工している。この工場にある UASB 発酵層は、約 600-700m³/日のバイオガスを発生させている。発生したバイオガス（メタン）は、燃焼塔で燃焼されている。しかし、工場の作業工程のなかではエネルギー源として今のところ利用されていない。

4.8.1.4 廃水

環境省によると、エルサルバドル国内では、産業からの排水によって自然の貯水池は汚染され水質が悪化している。124 地点で行われた観測の結果、60%は、水質が” Regular” に分類されている。そのうえ、観測された地点の 31%は、” Bad” に、9%は” Worst” に分類される。” Worst” に分類された水質は酸素が欠乏している状態であり、メタンまたは他のガスを発生させる可能性がある。

4.8.2 導入に関しての課題

ネハパ・バイオガス発電所では、建設前にカナダの会社により CIDA の工業分野協力事業の支援を受けて F/S 調査が実施されている。さらに他の場所で埋立地バイオガスの活用を検討する場合には、同様な F/S 調査を実施する必要がある。現在は、新しい埋立地の開発を禁止する法律はエルサルバドルにない。しかしながら、エルサルバドルの環境法 52 条項および”National Program for the Integrated Management of Solid Waste”によると、全ての埋立地はカバーされなくてはならない。

4.8.3 関連する既存、実施中の計画

ネハパ埋立地の拡張の他に、埋立地バイオガス発電施設に関連する計画および実施中の計画はエルサルバドル国に存在しない。

4.8.4 将来の開発計画

ネハパの埋立地バイオガス発電施設では、設備容量を 6MW から 10MW に増設したい意向はあるが、民間会社であり予算の確保が課題である。ネハパ埋立地における発電設備容量は、将来において最大で 25 MW と検討されている。

表4.8.2 ネハパ バイオガス発電所の将来計画

Short term plan	10 MW
Long term plan	25 MW

（出典：JICA調査団）

第5章 電力需給予測のレビュー

5.1 政府による電力需給予測のレビュー

政府による電力需給予測が国家エネルギー審議会（CNE）電力市場担当部局により 2011 年 8 月に実施された。需要予測の部分については 2012 年から 2026 年の 15 年間を対象とし、年間発生電力
量ベースでの各年の需要予測を実施している。予測した需要を満たすための開発シナリオが 7 種類
用意されており、各シナリオにおける 15 年間の運転限界費用が算定されている。

5.1.1 需要予測

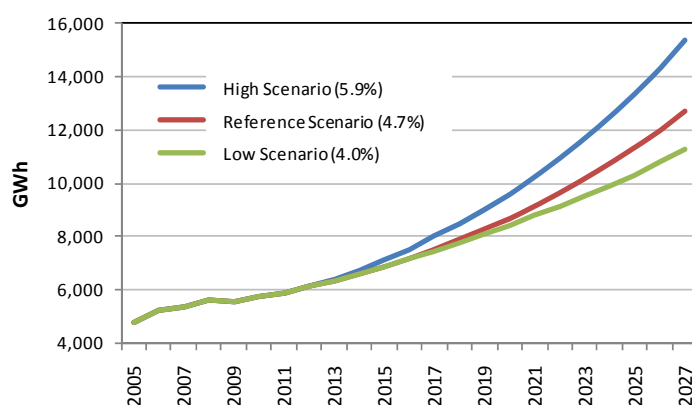
国内総生産（GDP）、原油価格、電気料金、需要家数などを用いて需要予測を行なっている。エル
サルバドル国は電力卸売市場を採用しているため、需要予測値は参照予測として扱い、高需要
（High）、参照需要（Reference）、低需要（Low）の 3 つのシナリオに分けて予測を行なっている。

需要予測に用いた主な条件は以下のとおりである。

<条件>

- 予測期間：2012 年～2026 年（15 年間）
- 基準価格年：2010 年
- 割引率：12%
- シナリオの種類：高需要（High）、参照（Reference）、低需要（Low）

各シナリオにおける需要予測値は以下のとおりである。



（出典：CNE）

Year	参照シナリオによる 需要予測値 [GWh]	参照シナリオによる 最大需要予測値 [MW]
2005	4,744.80	829
2006	5,197.00	881
2007	5,352.60	906
2008	5,614.10	943
2009	5,574.80	906
2010	5,734.10	948
2011	5,906.10	976.2
2012	6,108.10	1,009.50
2013	6,346.30	1,048.90
2014	6,604.60	1,091.60
2015	6,877.10	1,136.60
2016	7,193.60	1,188.90
2017	7,536.60	1,245.60
2018	7,900.20	1,305.70
2019	8,283.10	1,369.00
2020	8,685.20	1,435.50
2021	9,146.30	1,511.70
2022	9,646.60	1,594.40
2023	10,179.70	1,682.50
2024	10,744.20	1,775.80
2025	11,340.80	1,874.40
2026	12,016.10	1,986.00

図5.1.1 高（High）、参照（Reference）、低（Low）需要予測と参照シナリオの需要予測値

5.1.2 電源拡張計画

5.1.2.1 参照シナリオ

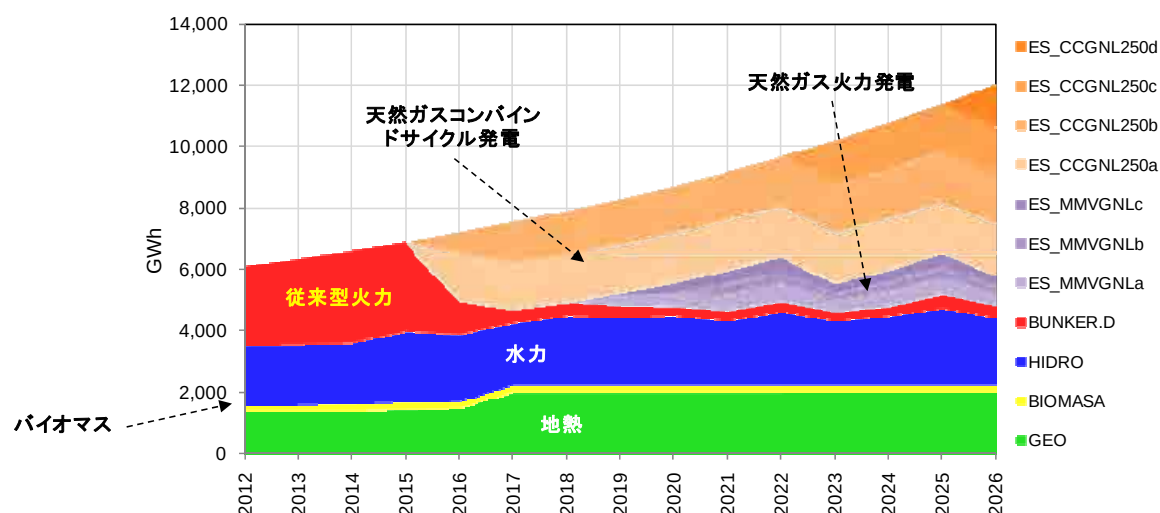
表 5.1.1 に示す指標的電源拡張計画（参照シナリオ）が策定された。中・大規模水力（出力が 20 MW を超えるもの）を含む再生可能エネルギー源の投入量は灰色で示したとおり、合計 289 MW で全投入量（1,589 MW）の 18%を占める。

表5.1.1 指標的電源拡張計画（参照シナリオ）

当入年	計画名	出力 (MW)
2011	アンヘル製糖工場発電拡張 Expansión Ingenio El Ángel (Biomass)	15
2012	ザクバル水力発電計画 Contrato Xacbal (Hydro)	30
2013	カバニャ製糖工場発電拡張 Expansión Ingenio La Cabaña(Biomass)	15
2015	チャパラル水力発電計画 Hidroeléctrica Chaparral(Hydro)	66
	アウアチャパン地熱発電最適化 Optimización Geotérmica Ahuachapán. (Geothermal)	5
2016	11 月 5 日水力発電所拡張 Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre (Hydro)	80
	ベルリン地熱発電所 6 号機 Geotérmica Berlín, Unidad 6 (Geothermal)	5
	天然ガスコンバインドサイクル-A Ciclo Combinado Gas Natural -a	250
	天然ガスコンバインドサイクル-B Ciclo combinado Gas Natural -b	107
2017	チナメカ地熱発電計画 Central Geotérmica Chinameca(Geothermal)	47
	ベルリン地熱発電所 5 号機 Geotérmica Berlín, Unidad 5(Geothermal)	26
	天然ガスコンバインドサイクル-B Ciclo Combinado Gas Natural - b	143
2019	中速天然ガス発電 Motores de media velocidad, gas natural	100
2020	中速天然ガス発電 Motores de media velocidad, gas natural	100
2021	中速天然ガス発電 Motores de media velocidad, gas natural	100
2023	天然ガスコンバインドサイクル-C Ciclo combinado Gas Natural - c	250
2026	天然ガスコンバインドサイクル-D Ciclo combinado Gas Natural - d	250
火力発電小計		1,300
再生可能エネルギー源小計		289
合 計		1,589

（出典：CNE）

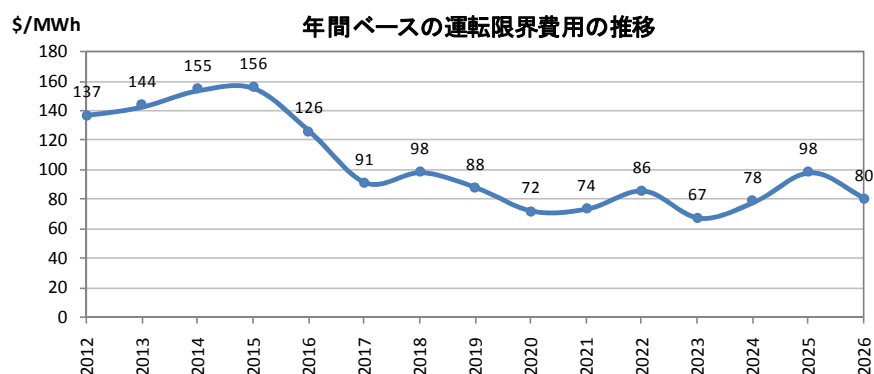
エルサルバドル国政府は、2011 年から 2016 年にかけて集中的に再生可能エネルギー源を投入し、電源構成の改善を計画している（図 5.1.2）。



(出典：CNE)

図5.1.2 参照拡張計画による発電電力量の推移

政府は、上記の電源構成の変化により長期的な発電原価レベルの引き下げを企図している。CNE が実施した年間ベースの限界運転費用シミュレーション結果を図 5.1.3 に示す。現在の発電原価である 140～160 USD/MWh（キロワット時あたり 14～16 米セント）の水準を向こう 5 年程度で電源構成を組み変えることにより、長期的に 70～100 USD/MWh（キロワット時あたり 7～10 米セント）の水準に低減することを計画している。



(出典：CNE)

図5.1.3 年間ベースの限界運転費用のシミュレーション結果

5.1.2.2 拡張計画のその他のシナリオ

CNE は電源拡張計画のシミュレーションの中で、参照シナリオをベースとし、他の 6 つのシナリオを用いてそれぞれの投入計画における限界運転費用を算定している。表 5.1.2 に電源拡張計画の 7 つのシナリオと運転限界費用の一覧を参考値として示す。

表5.1.2 電源拡張計画の7つのシナリオと運転限界費用の一覧

シナリオ名	初期投資額 (百万米ドル)	運転コスト (百万米ドル)	合計費用 (百万米ドル)	平均運転限界費用 (米ドル/MWh)
参照シナリオ Reference	977.91	2280.2	3258.11	111
高需要シナリオ Demanda Alta	1062.02	2672.9	3734.92	120
プロジェクト期ずれシナリオ Desfase Proyectos	973.33	2302.8	3276.13	108
シマロン水力シナリオ Cimarrón	1028.65	2225.4	3254.05	116
天然ガス火力大量投入シナリオ Inversión Alta CCGNL	1005.29	2298.5	3303.79	115
原油価格高騰シナリオ Combustibles Altos	1002.17	2920.5	3922.67	148
再生可能エネルギー優先シナリオ Renovables	1290.04	2138.4	3428.44	110

（出典：CNE）

CNE が提示している再生可能エネルギー優先シナリオにおける投入計画を表 5.1.3 に示す。中・大規模水力（出力が 20 MW を超えるもの）を含む再生可能エネルギー源の投入量は灰色で示したとおり、合計 680 MW で全投入量（1,530 MW）の 44%を占める。参照シナリオでの投入量 289 MW の 2 倍以上の投入量となっている。

表5.1.3 再生可能エネルギー優先シナリオによる電源拡張計画

当入年	計画名	出力 (MW)
2011	アンヘル製糖工場発電拡張 Expansión Ingenio El Ángel (Biomass)	15
2012	ザクバル水力発電計画 Contrato Xacbal (Hydro)	30
2013	カバニャ製糖工場発電拡張 Expansión Ingenio La Cabaña(Biomass)	15
2015	チャパラル水力発電計画 Hidroeléctrica Chaparral(Hydro)	66
	アウアチャパン地熱発電最適化 Optimización Geotérmica Ahuachapán. (Geothermal)	5
	太陽光発電-A Fotovoltaico - a	5
2016	11 月 5 日水力発電所拡張 Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre (Hydro)	80
	ベルリン地熱発電所 6 号機 Geotérmica Berlín, Unidad 6 (Geothermal)	5
	天然ガスコンバインドサイクル-A Ciclo Combinado Gas Natural -a	250
	天然ガスコンバインドサイクル-B Ciclo combinado Gas Natural -b	250
	小水力発電計画-A Pequeña Central Hidroeléctrica - a	10
2017	チナメカ地熱発電計画 Central Geotérmica Chinameca(Geothermal)	47
	ベルリン地熱発電所 5 号機 Geotérmica Berlín, Unidad 5(Geothermal)	26
	小水力発電計画-B Pequeña Central Hidroeléctrica - b	10

	太陽光発電-B Fotovoltaico - b	3
	ウインドパーク Parque Eólico	42
	集中式太陽熱発電 Térmico Solar Concentrado	50
2018	太陽光発電-C Fotovoltaico - c	10
2021	中速天然ガス発電 Motores de media velocidad, gas natural	100
2022	天然ガスコンバインドサイクル-C Ciclo combinado Gas Natural - c	250
	シマロン水力 Cimarrón	261
火力発電小計		850
再生可能エネルギー源小計		680
合 計		1,530

（出典：CNE）

5.1.2.3 350MW電源調達計画

350MW 電源調達計画は、2011 年 8 月に発表された「入札による長期契約制度」を実現するための計画である。総調達予定量は 350MW で、電源は天然ガスコンバインドサイクル、石炭、再生可能エネルギーなどである。従来は電気通信総監督庁（SIGET）の指導のもと、発電業者、配電業者など二者間の個別交渉を通じて締結されていた長期契約に入札制度を導入することにより調達価格の縮減を企図している。入札業務は配電会社である DELSUR が窓口となり、2011 年 12 月を期限として公募を行った。入札結果は 2012 年の第 1 四半期に判明する見込みである。この長期契約による給電は 2016 年より開始予定である。

5.2 電源開発計画と再生可能エネルギー導入の整合性

「参照シナリオ」はその電源構成の 80%以上が天然ガス火力によるものである。天然ガス火力の設備利用率を 70%と仮定し発生電力量ベースで確認した結果、向こう 15 年間の需要を満たすのに十分であり、問題ないといえる。

「再生可能エネルギー優先シナリオ」はその電源構成に再生可能エネルギー源を 44%含み、残りの 56%が天然ガス火力である。現時点では、導入可能な再生可能エネルギー源を最大限投入し、不足分を天然ガス火力で補うというシナリオ構成となっており、電源開発計画との整合性の点で問題はないといえる。

第6章 送・配電網に関する規則のレビュー

6.1 送・配電網に関する規則概要

送・配電網に関する規則については、電力セクターの活動全般を規定するもの、相互接続のための技術基準、送・配電網の運営に関する技術基準、ならびに電気設備一般に関する技術基準の 4 つに大きく分類される。

表 6.1.1 に送・配電網に関する法律、規則、基準の概略を示す。

表6.1.1 送・配電網に関する法律、規則、基準の概略

No.	分類	法律、規則、基準名	目的
1	電力セクターの法律と規則	◆ 一般電力法（General Electricity Law (GEL)、政令 843 番（1996 年）） ◆ 一般電力法の規則（Regulations of the General Electricity Law、法令 70 番（1997 年））	エルサルバドルの電力卸売市場における発電、送電、配電、売電に関連する民間、ならびに公共の活動を規定する。
2	送・配電網間の電力相互接続のための技術基準	◆ 電力相互接続とエンドユーザの送電網接続に関する技術基準（SIGET 協定 No.30-E-2011、2011 年 1 月）一般電力法の規則（Regulations of the General Electricity Law、法令 70 番（1997 年））	送・配電網の運営者間の電力相互接続を行うに際して、送・配電設備への自由なアクセスと品質、システムの安全性を確保するための手続き、必要事項、責任などについて規定する。
3	送・配電網の運営に関する技術基準	◆ 送電システムの運営と発電価格に基づく電力卸売市場に関する規則（SIGET 協定 No.335-E-2011、2011 年 7 月） - 分冊 10 (リアルタイムオペレーション) - 分冊 12 (品質と運営上の安全基準) ◆ 配電システムのサービス品質基準（SIGET 協定 No.192-E-2004、2004 年 12 月） - 供給または、提供されるサービスの質（サービスの中断をもとに評価） - 供給される技術的サービス品質で、電圧レベル、電圧波波形障害（フリッカと電圧調整） - 商用サービスの質（顧客サービス、顧客サービスネットワーク、計測機器の正確さ）	UTにより開発された、品質と安全を考慮した送電システムの運営に関する技術基準、手法もしくは、手順を提示する。 配電会社が配電網の利用者に対して提供するサービスを評価するための格付けや評価基準を調整するもの。
4	電気設備の技術基準	◆ 米国電気工事規定（NEC）スペイン語版 2008 ◆ 46 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kV ならびに 120/240 V の配電網を建設するための基準（SIGET 協定 No.66-E-2001、2001 年 3 月）	電気設備の据付に関する設計、建設、運営維持管理に携わる一般人、または有資格者のための安全と品質の必要事項を含む。

（出典：JICA調査団）

6.2 再生可能エネルギーを系統に接続する際に留意すべき送配電網に関する課題

前節で述べた送電網、配電網に関する法律、規則、基準などのレビュー結果を踏まえ、下記の 3 種類の再生可能エネルギー電源を系統に接続する際に留意すべき点について、以下に述べる。

- 1) 小水力発電接続時の課題
- 2) 太陽光、風力発電のような不安定な電源接続時の課題

3) 他の電源（地熱、バイオマス等）接続時の課題

6.2.1 小水力発電接続時の課題

小水力発電はその河川の流況により発電量が異なるものの、水量の豊富な雨季には、安定した電力を系統へ供給することが可能である。ここでは、小水力発電（20 MW 以下）を系統に接続する際の課題を表 6.2.1 に示す。

表6.2.1 小水力発電接続時の課題

No.	分類		記述	現行規定に関する問題点
1	系統接続に関する許可		通常 20 MW 以下の小水力発電は、13.2 kV、23 kV、46 kV の中圧配電線に接続される。 小水力を系統に接続する際には、配電会社が所有の設備（電線、変圧器、保護機器など）を小水力の接続に合わせて改良し、調整することになっている。	特になし。
2	常時の 運転	電圧調整	同期発電機はその励磁装置により無効電力を注入、もしくは吸収することにより電圧変動に対応できる利点を有する。 小水力を分散型電源として用いる場合には電圧調整は行わず、定力率制御のみが行われる。 非同期発電機（誘導発電機）の場合には、起動時に無効電力を使うため、固定もしくはスイッチ式の蓄電装置（キャパシタ）が必要で、電圧調整は行わない。 SIGET による技術品質基準では、関連する機器の損傷を防ぐため、都市部での最大電圧変動を±6%以内、地方部では±7%以内、独立系統では±8.5%以内と定めている。	この SIGET の技術基準を遵守すべく、小水力発電の事業者はその系統への接続地点（point of common coupling; PCC）にて積極的に電圧調整を行うことが必要。
3		電力損失	小水力発電は一般にその電力供給により、近接する送配電網の電力損失を補填することができる。しかしながら、分散型電源として用いられている小水力発電は電力損失を増加させることもある。	系統に接続する小水力の出力規模を規定し、電力損失の増大を回避することが必要である。
4		単独運転	地方部のオフグリッド地域などでは、独立系統システムとして、単独運転がなされることがある。しかし、分散型電源の場合は、一般に系統の事故が起こった場合などでの、意図的、もしくは意図しない遮断による単独運転を禁じている。	配電網に接続している発電事業者の単独運転の可否に関する規定はなく、そのような規定を策定することが必要とされている。
5		保護機構	小水力発電所は電圧変動、周波数変動、過電圧などに対する基本的な保護装置を装備している。 SIGET の相互接続技術基準によれば、発電事業者が送配電網に接続する際には系統の保護に関する調査を実施する必要があると規定されている。	現行規定では保護機構に関する技術基準が規定されているものの、予期しない単独運転の際に配電網に接続されている小水力をどのように保護するか、規定する必要がある。
6		電圧変動	現況の問題点は特に報告されていない。	特になし。
7	品質 電力	電圧フリッカ	現況の問題点は特に報告されていない。	特になし。
8		高調波歪	現況の問題点は特に報告されていない。	特になし。
9	その他の 課題	維持管理	同期発電機は、送・配電網との同期を行う際、ならびに励磁装置の制御の点において、誘導発電機に比べてより複雑な制御を必要とする。	SIGET の相互接続技術基準では技術と安全の基準を満たすよう維持管理活動を行うべきと規定されている。

（出典：JICA調査団）

6.2.2 太陽光、風力発電のような不安定な電源接続時の課題

太陽光および風力発電の発電出力は、風力や日射量等の気象条件に依存している。間欠性のあるエネルギー源に依存しているため、太陽光発電および風力発電は出力が不安定な電源に分類される。太陽光および風力を系統に接続する際の留意点は表 6.2.2 のように整理される。

表6.2.2 太陽光・風力発電等の不安定な電源接続時の課題

No.	分類	記述	現行規定に関する問題点
1	系統接続に関する許可	一般的に、小容量の太陽光発電設備は、エルサルバドル国では 600V と定義される低圧配電線に連系される。大規模集中型の太陽光発電設備は、13.2 kV、23 kV および 46kV の中圧配電線に接続される。一方で、風力発電に関しては、エルサルバドル国において系統連系されたものは存在しない。しかしながら、将来において連系される際には、13.2 kV、23 kV および 46kV の中圧配電線に接続されると考えられる。 SIGET による相互接続の技術基準によれば、20 MW 以下の太陽光および風力発電はどの配電網にも接続が可能である。太陽光発電または風力発電を系統に接続する際には、配電会社が所有の設備（電線、変圧器、保護機器など）を接続に合わせて改良し、調整することになっている。このため、太陽光発電および風力発電の接続に対する許可については特段の問題はない。	特になし。
2	常時の運転	太陽光発電システムには静止インバータが活用される。インバータにより、系統に連系される間には有効電力だけを生じるようにプログラムされており力率が 1 になる。インバータ技術は、力率の調整と高調波を制限することが出来る IGBT 素子が適用されるようになっている。 風力発電機は、電圧調整に関して分類すれば、同期発電機と非同期発電機（誘導発電機）に分けられる。 SIGET による技術品質基準では、関連する機器の損傷を防ぐため、都市部での中圧配電網の最大電圧変動を±6%以内、地方部では±7%以内、独立系統では±8.5%以内と定めている。都市部での低圧配電網では、±7%以内、地方部では±8%以内、独立系統では±8.5%以内と定めている。	SIGET の技術基準を遵守すべく、太陽光および風力発電の事業者はその系統への接続地点（point of common coupling; PCC）にて積極的に電圧調整を行うことが必要である。
3	電力損失	太陽光および風力発電は一般にその電力供給により、近接する送配電網の電力損失を補填することができる。しかしながら、分散型電源として用いられている太陽光および風力発電は電力損失を増加させることもある。このため、	系統に接続する太陽光および風力発電の出力規模を規定し、電力損失の増大を回避することが必要である。
4	単独運転	分散型電源の場合は、一般に系統の事故が起こった場合などでの、意図的、もしくは意図しない遮断による単独運転を禁じている。	エルサルバドル国では配電網に接続している発電事業者の単独運転の可否に関する規定はなく、そのような規定を策定することが必要とされている。
5	運転非常時の保護機構	太陽光発電は最大電圧、最小電圧、最大周波数、逆潮流などに対する基本的な保護装置を装備している。風力発電も太陽光発電と同様の保護装置を有しているが、誘導発電機によるものに関しては追加の保護装置が必要である。 SIGET の相互接続技術基準によれば、発電事業者が送配電網に接続する際には系統の保護に関する調査を実施する必要があると規定されている。	現行規定では保護機構に関する技術基準が規定されているものの、予期しない単独運転の際に配電網に接続されている太陽光発電および風力発電をどのように保護するか、規定する必要がある。
6	電圧変動	配電網において、大きな負荷の接続と切断は電圧変動を引き起こす原因になる。この影響は、発電出力の変動による影響と類似している。太陽光発電と風力発電機の出力変動には、日的変動と年的変動による影響がある。一方で、蓄電設備で利用されているコンデンサ形直列補償瞬停対策装置は、配電網の電圧降下を補償する為に先進的な方法である。	現在は、配電網に連系している発電機の電圧変動に関して規定がない。このような規定を確立することが必要である。
7	電力品質	電圧フリッカ 配電網において、電圧フリッカを引き起こす最多の原因は、太陽光発電と風力発電機の負荷電流が急激に変化することにある。配電網において	現在の規定には、電圧フリッカの技術基準がある。し

			電圧フリッカが生じる主要な原因は、以下の通りである：大容量発電機の運転開始、発電出力の大きく急激な変動および複数の発電機間の相互作用。 風力発電機は、風の変動に伴う出力変化のため電圧フリッカの原因とみなされている。しかし、最新の可変速運転タイプの風力発電機では、短時間内の出力変動は効果的に避けることが出来る。 SIGET の技術基準では、最大の短時間フリッカ指標（Pst）を中圧配電網と低圧配電網のバスまたはノードにおいて 1 と定義している。	かし、低圧接続でのフリッカ発生に対する責任を定める必要がある。
8		高調波歪	古いタイプの静止インバータで懸念されていた高調波は、低次の奇数次高調波（3、5、7 次など）であった。最近では、IGBT 切換インバータからの高調波は、高次の奇数次高調波であり、例えば 25、35 次と高くなっている。 それぞれ、SIGET の技術基準は、バスまたはノードで電圧と電流の最大の全高調波歪を 8%と 20%と定義する。	現在の規定には、高調波歪に関する技術基準がある。 しかし、末端需要者が器材の損害を受けることを避けるために、低圧配電網の連系について現在の限度を再確認することが必要。
9	その他の課題	維持管理	太陽光発電と非同期（誘導発電機）の風力発電について、維持管理は少ない。	SIGETの系統連系技術基準では技術と安全の基準を満たすよう維持管理を行うべきと規定されている。

（出典：JICA調査団）

6.2.3 他の電源（地熱、バイオマス等）接続時の課題

エルサルバドル国では、地熱発電は従来から利用されている発電設備に分類される。地熱発電は、現在の発電出力に大きな役割を果たしている。他の再生可能エネルギーとして、バイオマス発電およびバイオガス発電がエルサルバドル国に導入されており、化石燃料の代替資源に分類される。例えば、バイオマス発電のバガスは、サトウキビの収穫時期に活用される。

地熱発電、バイオマス発電及びバイオガス発電を系統連系する際の留意点は表 6.2.3 のように整理される。

表6.2.3 他の電源（地熱、バイオマス等）接続時の課題

No.	分類	記述	現行規定に関する問題点
1	系統接続に関する許可	地熱発電の場合、小規模（5MW 以下）のバイナリ発電の場合を除いては、115 kV の送電網に直接接続するものと仮定する。 バイオマス発電設備は、数 MW から 20 MW 以上の容量で開発することが出来る。バイオガス発電所は 25MW まで開発することが出来る。バイオマスとバイオガス発電は、13.2 kV、23 kV、46 kV の中圧配電線に接続される。SIGET による相互接続の技術基準によれば、20 MW 以下の発電設備はどの配電網にも接続が可能である。発電設備を系統に接続する際には、配電会社が所有の設備（電線、変圧器、保護機器など）を接続に合わせて改良し、調整することになっている。	特になし。
2	常時の運転	電圧調整 地熱発電に関しては、適正な電圧に調整が可能な同期発電機を用いている。バイオマスとバイオガスに関しては、容量に応じて同期発電機または非同期発電機（誘導発電機）が使われる。 SIGET による技術品質基準では、関連する機器の損傷を防ぐため、都市部での最大電圧変動を±6%以内、地方部では±7%以内、独立系統では±8.5%以内と定めている。	SIGET の技術基準を遵守すべく、バイオマス発電またはバイオガス発電の事業者はその系統への接続地点（point of common coupling; PCC）にて積極的に電圧調整を行うことが必要である。
3	電力損失	電力損失 地熱発電は一般にその電力供給により、近接する送配電網の電力損失を補填することができる。しかし、分散型電源として用いられているバイオマス発電とバイオガス発電は電力損	このため、系統に接続するバイオマス発電とバイオガス発電の出力規模を規定し、電力損失の増大を

			失を増加させることもある。	回避することが必要である。
4	非常時の 運転	単独運転	地方部のオフグリッド地域などでは、独立システムとして、単独運転がなされることがある。しかし、分散型電源の場合は、一般にシステムの事故が起こった場合などでの、意図的、もしくは意図しない遮断による単独運転を禁じている。	エルサルバドル国では配電網に接続している発電事業者の単独運転の可否に関する規定はなく、そのような規定を策定することが必要とされている。
5		保護機構	地熱発電は、発電機および他の構成機器のために非常に複雑な保護装置を持っている。バイオマス発電とバイオガス発電には、基本的な保護機構がある。 SIGET の相互接続技術基準によれば、発電事業者が送配電網に接続する際にはシステムの保護に関する調査を実施する必要があると規定されている。	現行規定では保護機構に関する技術基準が規定されているものの、予期しない単独運転の際に配電網に接続されているバイオマス発電及びバイオガス発電をどのように保護するか、規定する必要がある。
6		電圧変動	現況の問題点は特に報告されていない。	特になし。
7	電力品質	電圧フリッカ	現況の問題点は特に報告されていない。	特になし。
8		高調波歪	現況の問題点は特に報告されていない。	特になし。
9	その他の 課題	維持管理	バイオマス発電とバイオガス発電では、同期発電機に関しては、送・配電網との同期を行う際、ならびに励磁装置の制御の点において、誘導発電機に比べてより複雑な制御を必要とする。	SIGET の相互接続技術基準では技術と安全の基準を満たすよう維持管理活動を行うべきと規定されている。

（出典：JICA調査団）

第7章 再生可能エネルギーの活用検討

7.1 エルサルバドル国全土を対象とする風力ポテンシャルマップの作成

本調査において、エルサルバドル国の全土を対象とした風力ポテンシャルマップの作成を実施した。風力ポテンシャルは、GIS データと全球気象モデルを用いたシミュレーションにより作成し、シミュレーションの結果は対象地域内の地上で観測されたデータを用いて補正した。

7.1.1 風力ポテンシャルマップの作成

7.1.1.1 手順

風力ポテンシャルマップおよびデータセットは、以下の手順で作成された。

- a. 気象データの解析結果と、エルニーニョ現象等の影響を考慮し、平均的とみなせる年次として、計算対象年を 2008 年と決定した。
- b. 以降の数値計算に必要となる、全球モデルによる気象データ、地形データ、土地利用データを収集し、利用可能な形式に整理した。
- c. 計算対象年（2008 年）の年間の風況（水平格子間隔 500 m）を、数値シミュレーションモデルによって算出した。
- d. 算出結果に基づき、風速値から風力エネルギーへの変換処理や、年間の平均値・累積値・階級出現頻度値などの統計処理を実施した。
- e. 年平均風力エネルギーポテンシャルのマップ（地上 30 m、50 m、80 m）を作成した。
- f. 風力ポテンシャルマップをもとに、自然・社会的な制約条件も加味してポテンシャルの高い地域（12 地点）を選定した。選定地点につき、各種データを風況データベースとして整備し、指定フォーマットで DVD に収録した。
- g. 成果品に関する説明書を作成した。作成手順・使用方法に加えて、解析結果の精度等についても記載した。

7.1.1.2 風況推定に用いた気象シミュレーションモデル

A. WRF モデル

年間の風況推定に用いた気象シミュレーションモデルは、WRF モデル¹（Weather Research and Forecasting Model）をベースに使用した。このモデルを用いて計算対象年である 2008 年の 1 年間の気象シミュレーションを行い、毎日 1 時間毎（年間 8784 時間）の風の状況を 5km の水平格子間隔

¹ WRF モデルは米国環境予測センター（NCEP）、米国大気研究センター（NCAR）などで共同開発されている領域気象モデルで、世界中で利用されている。

で算定した。気象シミュレーションの初期値・境界値には NCEP の客観解析データ（Global Final Analysis, FNL）を使用した。土地利用、地形データは WRF モデルに標準で装備されている、米国地質調査所（USGS）作成のデータを使用した。

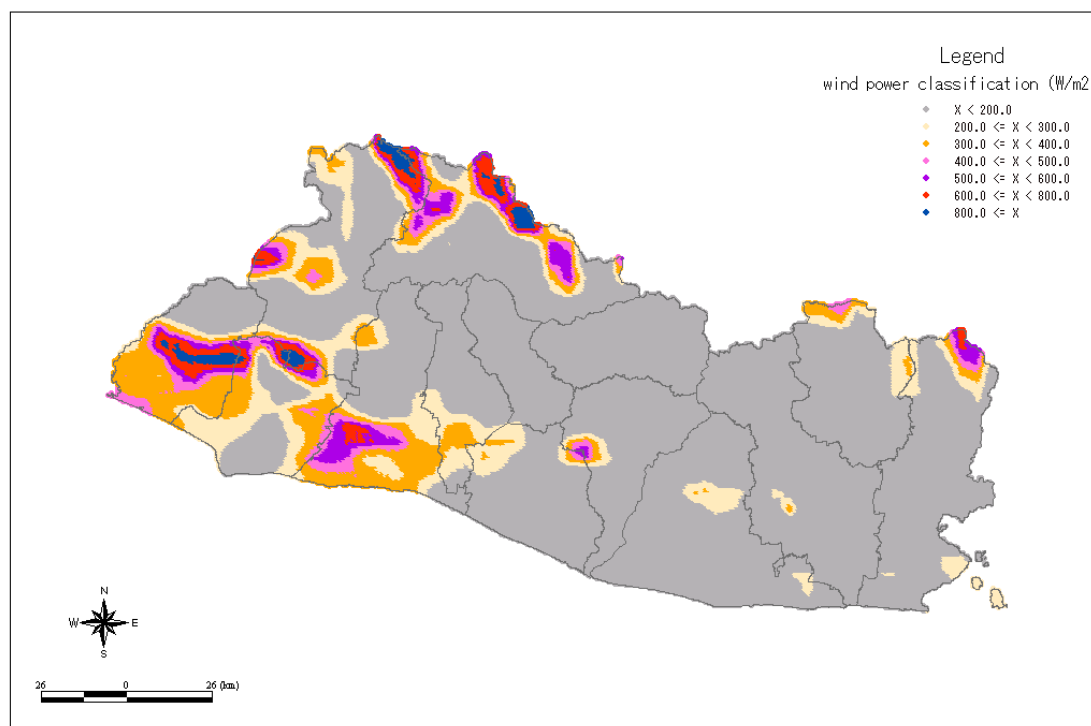
B. MASACON モデル

WRF モデルより得られる水平格子間隔 5 km の風速値の計算結果をもとに、MASCON モデルにより、エルサルバドル国全土をカバーする水平格子間隔 500 m の風況データを作成した。MASCON モデルは、地形データ（標高値）を用いて、質量保存則を満足するように風速場を補正するモデルであり、比較的少ない計算時間で詳細な地形効果を考慮できる利点をもつ。なお、計算に入力する初期値は、WRF の出力結果を距離の重み付けをして内挿することにより作成した。

地形標高値は、SRTM（Shuttle Radar Topography Mission）のデジタルデータを用いて作成した解像度約 500 m の DEM（数値標高モデル：Digital Elevation Model）を用いた。

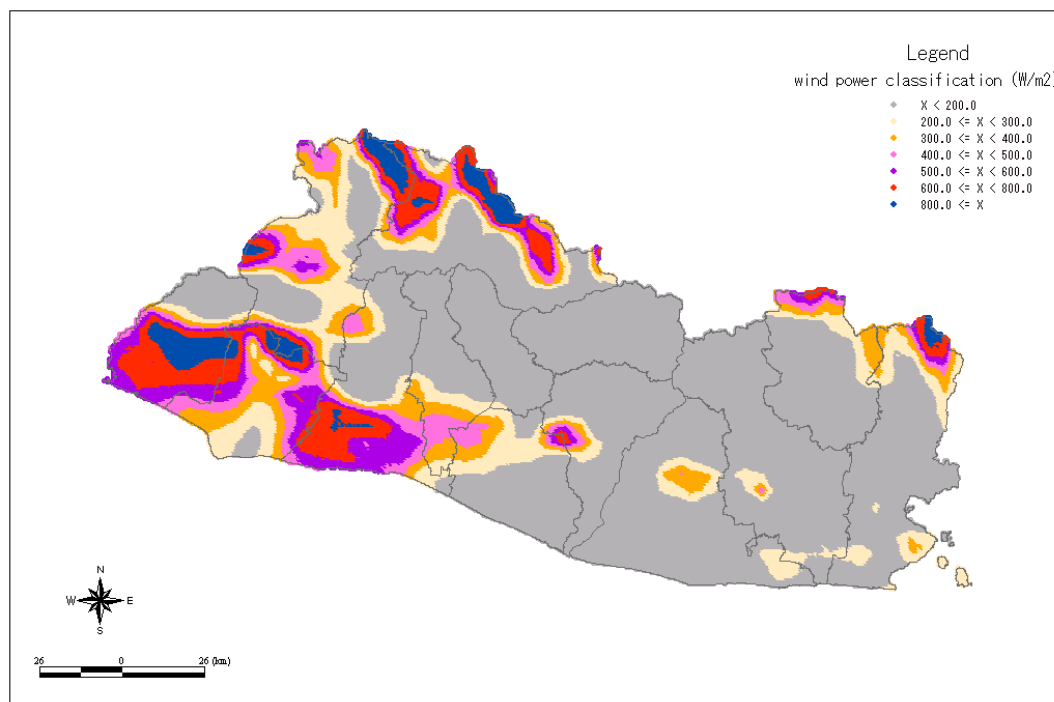
7.1.2 風力ポテンシャルマップ

本調査で作成した風力ポテンシャルマップは、地上高 30 m、50 m および 80 m を対象としている。NREL によると、風力エネルギー密度が、地上高 30 m において $320 \text{ (W/m}^2\text{)}$ 以上、地上高 50 m において $400 \text{ (W/m}^2\text{)}$ となる地域が風力発電の導入に適している。本調査で作成したエルサルバドル全土の風力ポテンシャルマップを以下に示す。



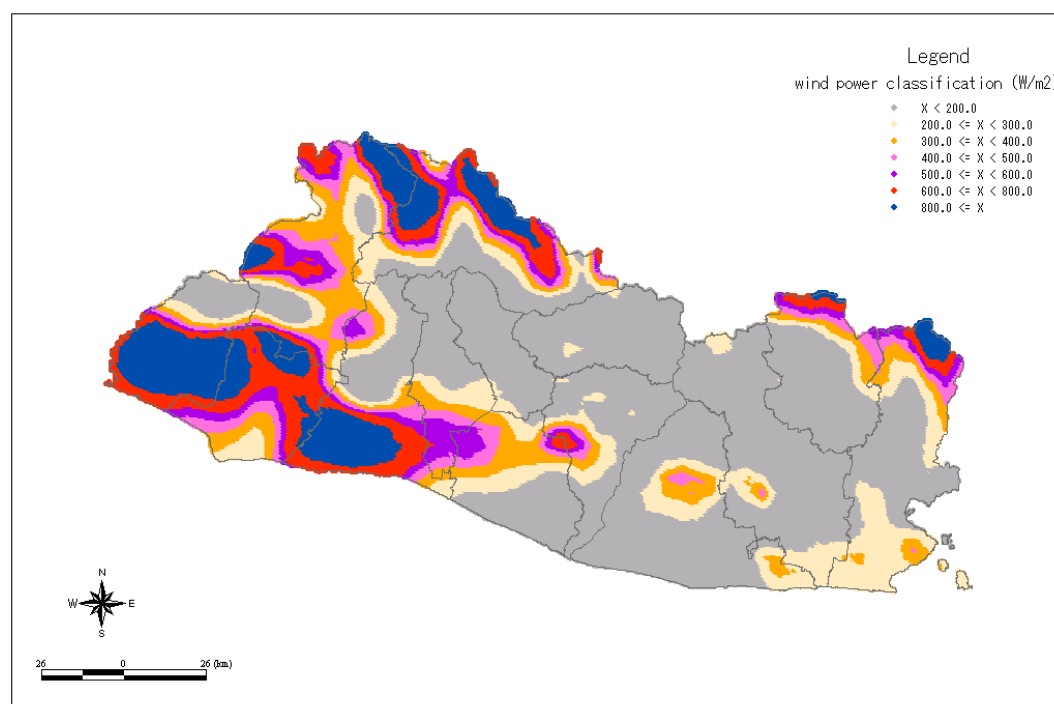
（出典：日本気象協会）

図7.1.1 エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップ（地上高30 m）



（出典：日本気象協会）

図7.1.2 エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップ（地上高50 m）



（出典：日本気象協会）

図7.1.3 エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップ（地上高80 m）

7.1.3 解析結果

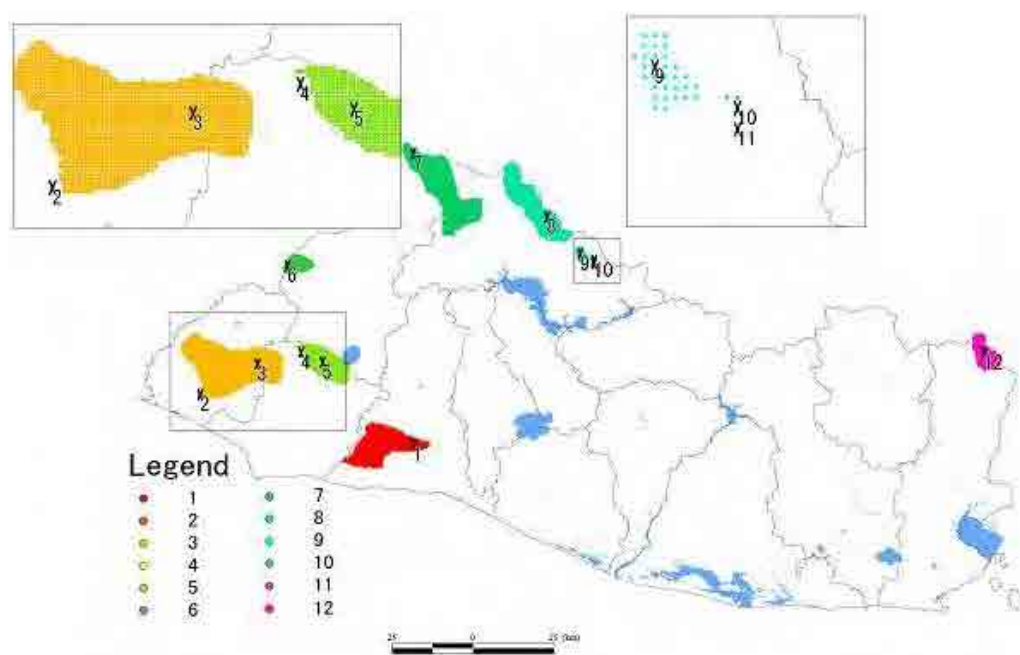
7.1.3.1 風力ポテンシャル

エルサルバドル国において風力ポテンシャルを分析した結果、主に以下の地域において風力ポテンシャルが大きいことが判明した。

- ・ 南西部の山岳地帯（稜線から南側に広がる地域）
- ・ 北西部の山岳地帯（稜線付近）
- ・ 北東部の山岳地帯（稜線付近から国境付近）

7.1.3.2 風力ポテンシャル地点

風力ポテンシャルの大きい地域を特定する為に、選定条件として地上高 50m において風力ポテンシャルが 700W/m^2 以上となる地域を抽出した。その結果として、下図に示す 12 地域が選出された。各地域で最大ポテンシャルを示す地点のデータを代表値として、データベースを作成した。表 7.1.1 に、各風力ポテンシャル地域を代表する地点における地上高 30m、50m および 80m の風速および風力エネルギー密度を示す。



（出典：日本気象協会）

図 7.1.4 風力ポテンシャル地域

表7.1.1 風力ポテンシャル地域のデータ（風速、風力エネルギー密度）

point(area)	latitude	longitude	altitude	annual mean wind speed(m/s)			annual wind potential(W/m ²)		
	deg	deg	m	30m	50m	80m	30m	50m	80m
1	13.6181	-89.3773	956	6.50	7.32	7.66	574.0	843.8	1010.2
2	13.7569	-89.9653	224	5.15	5.94	6.62	401.6	703.4	1036.7
3	13.8403	-89.8079	1796	8.20	8.52	8.69	1072.2	1231.2	1348.9
4	13.8727	-89.6875	1925	6.61	7.42	7.94	485.1	707.0	899.1
5	13.8449	-89.6273	2096	8.19	8.48	8.55	1100.8	1237.1	1281.8
6	14.1134	-89.7245	1318	8.22	8.87	9.33	806.0	1013.6	1193.8
7	14.4236	-89.3773	2214	8.61	8.95	9.08	1183.2	1363.3	1460.1
8	14.2477	-89.0069	1266	7.26	7.81	7.96	1029.6	1287.6	1402.6
9	14.1458	-88.9144	1447	5.82	6.26	6.44	589.5	749.0	849.5
10	14.1273	-88.8773	1178	5.96	6.30	6.47	591.6	708.8	794.9
11	14.1181	-88.8773	1101	5.94	6.30	6.46	576.9	700.9	782.6
12	13.8727	-87.7986	1001	6.75	7.56	7.98	636.4	911.5	1103.1

（出典：日本気象協会）

7.1.3.3 観測データとの比較

気象官署の存在する水平格子において計算値を実測値と比較した結果を下表に示す。

表7.1.2 実測値と計算値の比較

コード	観測所	年間平均風速 (10m, 2008年) (m/s)	計算値 (10m) (m/s)	計算値 (30m) (m/s)
4	Ilopango	4.6	3.5	4.6
31	La Union	2.9	3.4	4.5
32	San Miguel	2.0	2.4	2.7

（出典：日本気象協会）

7.1.4 今後の課題

- ・ 風況観測装置の設置：風況が卓越している地点に風況観測タワーを設置し、実測することが必要である。
- ・ 風況データ分析：観測したデータを解析し風力発電の導入に適した地域を選定することが必要となる。
- ・ 観測及び分析体制の確立：風況観測を実施する為、観測タワーの据付、データ回収、分析及び評価を行う体制を確立する必要がある。民間企業が風況観測の実施を検討する際には、観測に適した地域等を助言できることが必要である。

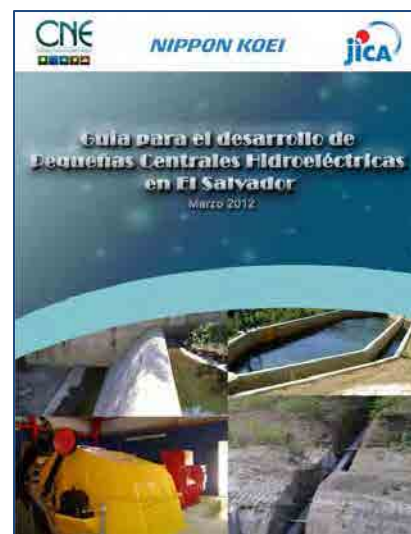
7.2 小水力発電（20 MW以下）導入促進ガイドライン作成

小水力発電（20 MW 以下）導入促進ガイドラインは、スペイン語版のみ作成し、本報告書とは別冊とした。

7.2.1 ガイドラインの概要

ガイドラインには以下の項目を含む。

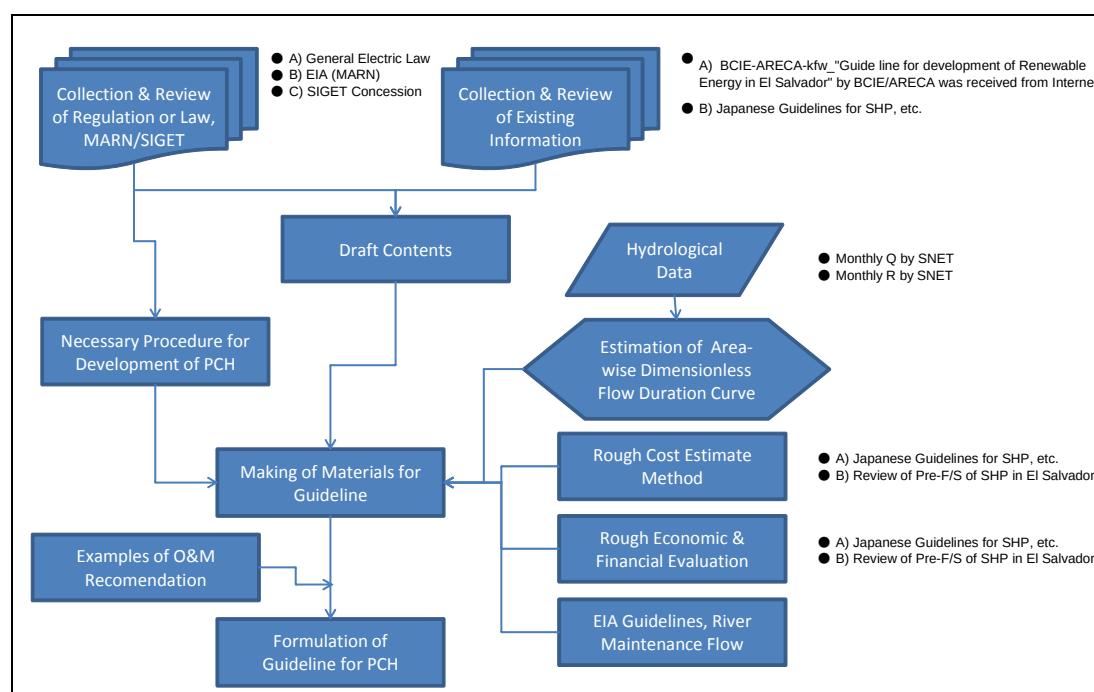
- A. 概要
- B. 小水力開発に必要な手続き
- C. 小水力発電計画の立案と評価
- D. 運用・維持管理
- E. 提言
- F. 添付（MARN や SIGET の申請様式など）



7.2.2 小水力発電（20 MW以下）導入促進ガイドライン

7.2.2.1 技術面の検討の流れ

小水力発電導入促進ガイドライン策定における技術面の検討の流れを図 7.2.1 に示す。初期段階における小水力発電の建設費の算定のため、日本の工事費算定の簡便式を紹介している。また、計画地点における設計流量算定のために、各県別の無次元流況曲線を添付した。



（出典：JICA調査団）

図7.2.1 小水力発電導入促進ガイドライン策定における技術面の検討の流れ

7.2.2.2 制度面の検討の流れ

小水力開発導入に際しての課題となっている複雑な諸手続きを簡易に紹介し、開発者が迅速に手続きを行えるようにした。小水力発電導入ガイドラインには、制度面の必要手続きについて以下の項目を含めた。

- A. 一般電気法の概要
- B. 環境法と環境保護区の概要
- C. 環境天然資源省（MARN）および環境影響評価の手続き（どのように MARN の許認可を取得するか、規定・法令の説明、申請手続きのフローチャート、水利権）
- D. 電気・通信総合監督局（SIGET）への申請手続き（どのように SIGET からの許認可を取得するか、規定・法令の説明、申請手続きのフローチャート）
- E. 再生可能エネルギー優遇法の概要
- F. 用地取得手続き方法（国家登録センター(CNR)や地方政府など）
- G. 系統接続の手続き（SIGET/UT、接続料金、送電線建設の EIA）
- H. クリーン開発メカニズム（CDM）クレジット取得手続き
- I. その他必要な手続き（必要に応じて）

7.2.2.3 ガイドラインの目次

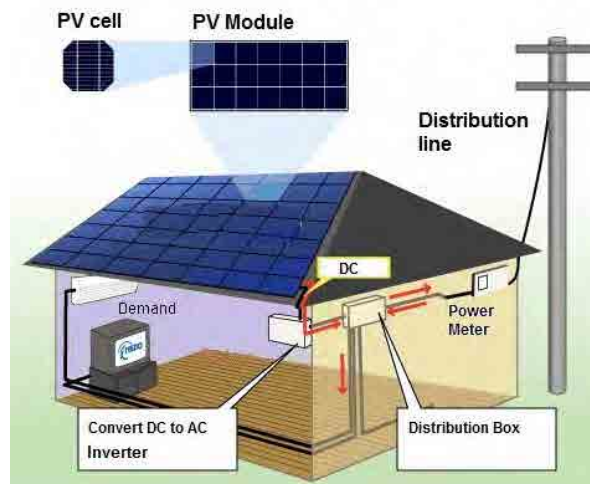
ガイドラインの目次を以下に示す。

小水力発電導入促進ガイドライン 目次

1. 概要
 2. 小水力発電開発に必要な手続き
 - 2.1 一般電気法の概要
 - 2.2 環境法の概要および環境保護区
 - 2.3 環境天然資源省（MARN）および環境影響評価（EIA）の手続き
 - 2.4 電気・通信総合監督局（SIGET）への申請手続き
 - 2.5 再生可能エネルギー優遇法の概要
 - 2.6 用地取得手続
 - 2.7 系統接続の手続き
 - 2.8 クリーン開発メカニズム（CDM）クレジット取得手続き
 3. 小水力発電計画の立案および評価 の留意点
 - 3.1 小水力発電プロジェクトの作業フロー
 - 3.2 事前実施可能性調査
 4. 小水力発電の運用・維持管理
 5. 提言
- 添付
1. 電気・通信総合監督局（SIGET）申請手続書類（様式）
 2. 環境天然資源省（MARN）申請手続書類（様式）
 3. 関係機関連絡先（CNE, MARN, SIGET, CNR, SNET, MAG等）

7.3 都市部の建造物屋上等に設置する屋根置き型太陽光発電利用の検討

太陽光発電は、自家消費だけではなく電力系統に連系し安定した電力供給を行う発電設備として期待されている。ここでは、太陽光発電のポテンシャルの評価、都市部の建造物屋上等に設置する屋根置き型太陽光発電の利用の現状、利用促進に向けた技術面・制度面の課題と対策について検討した。それらの検討結果を踏まえて、今後実施すべき事柄を整理した。図 7.3.1 に屋根置き型太陽光発電システムの概念図を示す。



（出典: NEDO）

図7.3.1 屋根置き型太陽光発電システム

7.3.1 利用の現況と利用促進に向けた課題

7.3.1.1 ポテンシャル

エルサルバドル国における日射量は、特にサンサルバドル首都圏で高く、水平面日射量は年間平均で 5.3 kWh/m²/日である。そのため、都市部において建造物屋上で太陽光発電を利用することは、最も適した選択肢となり得る。

7.3.1.2 概算導入額と導入実績

エルサルバドル国における屋根置き型太陽光発電設備の概算導入額を以下に示す。

Solar PV system (2 kW): US\$8,500～US\$10,500 (含む VAT)

（内訳; 太陽光モジュール 2 kW, インバータ 2 kW (AC 120 V), 架台, 電気設備類, 人件費, 等）

一般家庭に導入されたものは 2 システムある。ほとんどは、政府系機関の建造物、学校または大学等が対象となっている。最も容量の大きい太陽光発電設備は米軍キャンプ地に設置されている 91 kW のシステムであり、9 kW のシステムも同じ場所に設置されている。

7.3.2 太陽光発電のコスト動向

建造物の屋根置き型太陽光発電は、市場原理により普及が拡大と考えられる。そのためには、既存の電力料金と競争できる価格とならなくてはならない。太陽光発電のこれまでのコスト動向および将来の動向予想について、以下に整理する。

7.3.2.1 過去のコスト動向

太陽光発電のコストは、この30年間一貫して低下が続いている。19.3%のコスト低減率を示した。また、生産量の増加による利益拡大および企業の開発研究によりもたらされる性能とコスト改善等から、このような傾向は継続することが予測されている。国際電気標準会議（IEC）の報告書によると、現在のPVモジュールの市場価格は、結晶モジュールは1.80～2.27 US\$ /Wp、薄膜モジュールは1.30～1.65 US\$ /Wp程度である。ただし市場により価格は大きく変動する。2011年6月における屋根置き型太陽光発電システムの総額は、3,300～5,800 US\$/kWp程度である。算出される発電コストは、投資コストと日射量による。上述したシステム費用を採択し、発電コストを平均化すると、屋根置き型太陽光発電システムの単価は0.14～0.69 US\$/kWh程度となる。

7.3.2.2 将来のコスト動向予測

NEDO（独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構）が太陽光発電技術開発のために作成した太陽光発電技術ロードマップの目標は、モジュール変換効率と製造能力の向上、および据付経費の低減による発電コスト削減にある。国際エネルギー機関（IEA）とNEDOの両組織とも、太陽光発電による発電コストの低下を分析している。NEDOは、発電コストが2017年に0.18 US\$/kWh、IEAが発電コストは2020年に0.105 US\$/kWhになると推定している。

屋上設置型の太陽光発電は、日本では、2011年末までに世界で最大の導入台数となる約700,000台が設置されている。屋上設置型システムの90%以上が個人住宅に設置されている。このシステム数は、国家人口のおよそ0.55%になる。屋上設置型太陽光発電の価格推移を考慮して、将来の導入容量は、下表のよう推定される。

表7.3.1 太陽光発電のマスタープラン（屋上設置型）

	Capacity (MW)	Power Output (GWh/year)
2012 to 2016	0.09 ^{*1}	0.15
2017 to 2021	0.18 ^{*2}	0.31
2022 to 2026	1.8 ^{*3}	3.05

*1: 2012 to 2016: 6,200,000 x 15% x 0.005% x 2kW= 93 kW

*2: 2017 to 2021: 6,200,000 x 15% x 0.01% x 2kW= 186 kW

*3: 2022 to 2026: 6,200,000 x 15% x 0.1% x 2kW= 1860 kW

上述の15%はエルサルバドル国全家屋数に対する都市部家屋数の比率である。

(出典: JICA調査団)

7.3.3 利用促進に向けた技術面の課題と対応策

太陽光発電からの発電電力は安定していなく、天気の状態に応じて変動する。課題と対応策について、電力品質の観点および設置上の観点から検討する。

7.3.3.1 電力品質の課題と対応策

以下について、電力品質の課題と対応策が必要である。

- A. 過電圧 / 不足電圧
- B. 高調波
- C. 予期せぬ単独運転

7.3.3.2 設置上の課題と対応策

屋根置き型太陽光発電設備の設置に際しては、建造物自体の確認と周辺環境の確認が不可欠である。このため、系統連系の太陽光発電システム建設の計画を始めるために、現地調査は重要である。これにより、導入する太陽光発電の基礎条件を評価することが可能になる。

- A. 建造物の強度の確認
- B. シェーディングの回避
- C. 顧客との共同確認

7.3.4 導入促進に際して予想される課題

現在、系統連系型の太陽光発電は、従来から利用されている既存発電設備と比較してコスト面での競争力が弱い。市場を成長させるためには、適正な経済刺激策等が必要である。これまでに実施されてきた政策を参考とすることで、効果的に人材育成を促進できる政策を立案しなければならない。政策は、状況の変化に素早く対応できるものでなければならない。

7.3.4.1 制度面の課題と対策

エルサルバドル国では、再生可能エネルギーの普及を支持するために、減免税措置に依存している。2007 年の 12 月に発行された“Tax Incentives Act to Promote Renewable Electricity Generation, Legislative Decree No.: 462”がある。関税の納付からの免除は、最大 20MW のプロジェクトに該当する。また、輸入の 15 日前に大蔵省から要請されなければならない。

さらに屋上設置型の太陽光発電システムを普及させるために、以下に示すような、規則または法律を制定する必要がある。

- A. フィード・イン・タリフ (FIT: Feed in Tariff)
- B. グリーン証書取引 (TCG: Tradable green certificates)
- C. 再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準 (RPS: Renewable Energy Portfolio Standard)

D. ローン緩和と保証

E. 入札方式

7.3.4.2 技術者の人材育成

太陽光発電設備の発電単価が、既存の電力発電単価と競合出来るようになるまでには、さらなる時間を必要とする。そのため、太陽光発電設備の価格低下および普及を見込んで、あらかじめ再生可能エネルギー分野の人的資源を育成することが準備段階で必要である。

7.3.4.3 運用実績とデータの蓄積

屋根置き型太陽光発電の普及の為には、現地調査、設置、運転、維持管理に関わるデータおよび経験を蓄積する必要がある。

現在、CEL により屋根置き型太陽光発電の実証試験プロジェクトが検討されている。同計画では、公共施設（例えば学校、病院、政府機関）に総設備容量 540 kW の屋根置き型太陽光発電を無償で導入することが検討されている。

7.3.5 導入のロードマップ

将来、屋根置き型太陽光発電の利用を普及させるためには、現在から 2020 年ごろまでを準備期間と位置づけ、以下の準備を推進することが必要であると考えられる。

人材育成

- ・ 太陽光発電の専門家を育成するための大学等における教育の機会を充実させること。
- ・ 主要都市における日射量の観測を蓄積すること。
- ・ 民間の技術者の水準を向上させるためのトレーニングを実施すること。
- ・ 実証試験を通じて屋上置き型太陽光発電に関わるデータおよび経験を蓄積すること。

制度整備

- ・ 屋根置き型太陽光発電導入に関わるガイドライン、基準、規制等の整備を進めること。
- ・ フィード・イン・タリフ、再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準、等の制度を整備すること。
- ・ 屋根置き型太陽光発電導入に対する補助金制度を整備すること。

図7.3.2に太陽光発電と他の再生可能エネルギー利用技術の導入ロードマップを示す。

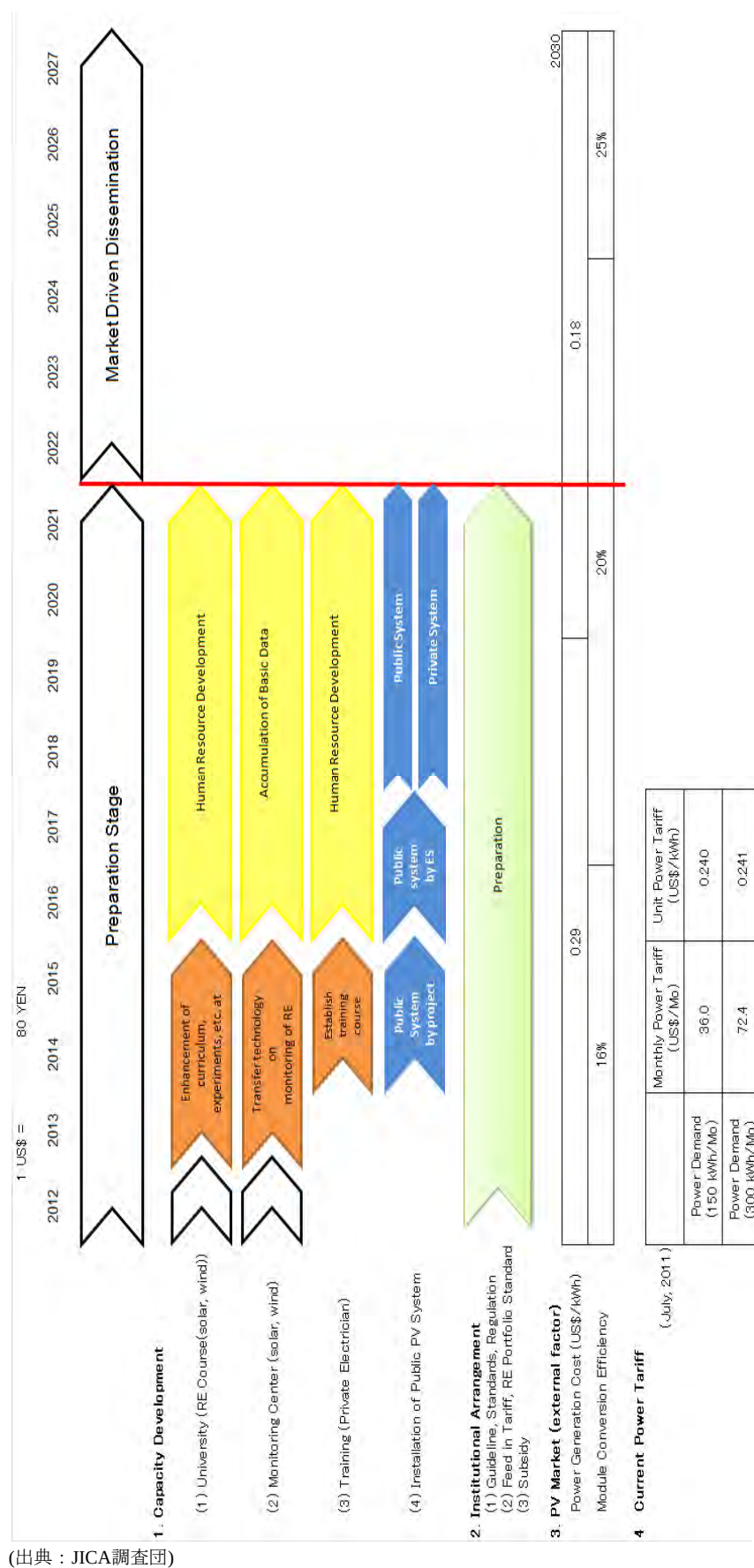


図7.3.2 導入ロードマップ

本章では、これまでの調査・検討結果をもとに、エルサルバドル国における再生可能エネルギー導入可能性の検討を行う。検討は、技術面、経済・財務面、環境面の3つに分けて行う。

これまでの調査・検討結果から、エルサルバドル国における各再生可能エネルギー源の技術面、計画面の熟度をまとめると図 8.1.1 の通りである。横軸にマスタープランの策定期間の 15 年を、縦軸に技術面、計画面の熟度を取り、技術と計画の成熟度合いにより、①開発計画策定の準備ができているもの、②開発計画策定に 5 年程度を要するもの、③開発計画策定に 10 年程度を要するもの、④開発計画策定のための準備期間が更に必要なもの、の 4 種類に分類した。

この図に示した技術熟度を念頭に置きつつ、導入可能性の検討を行う。

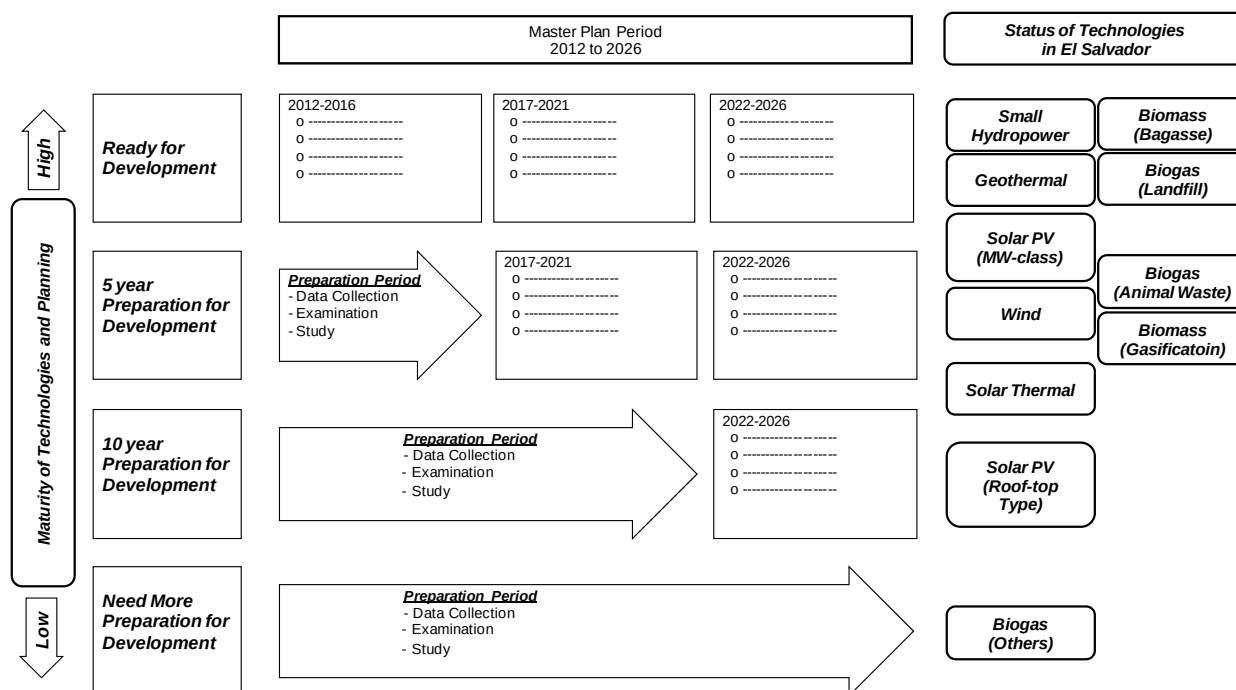


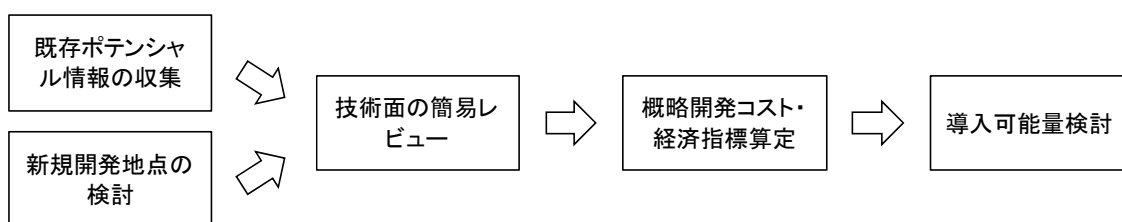
図8.1.1 技術面、計画面での熟度と計画策定手法、該当する再生可能エネルギー技術の関係

以下に各再生可能エネルギー源別の技術面の検討手法について述べる。検討結果は「第10章 再生可能エネルギーマスタープラン」に詳述する。

8.1.1 小水力

小水力発電に関しては、既存のポテンシャル調査が比較的豊富にあるため、当該資料の技術面での簡易レビューを行うことにより、導入可能量の検討を行う。

また、レビュー結果より得られる概略開発コストの算定を行い、開発スケジュールの策定を行う。2012年から2026年の15年間での5年ごとの開発予定リストの策定を行うべく検討作業を行う。



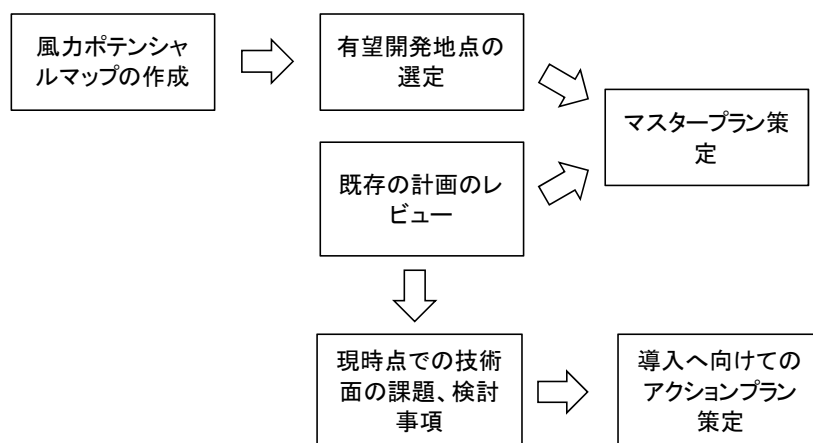
（出典：JICA調査団）

図8.1.2 小水力発電技術面検討の流れ

8.1.2 風力

本調査で作成する風力ポテンシャルマップをもとに有望開発地点の選定を行う。

また、国内の電力会社の開発計画など、既存の計画をレビューし、導入に向けた現時点での技術面の課題、ならびに必要な検討事項を記した導入へ向けてのアクションプランの策定を行う。



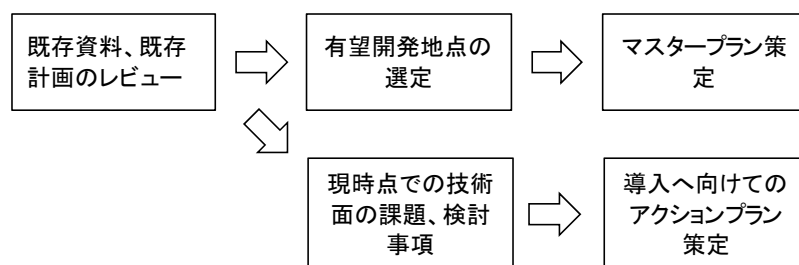
（出典：JICA調査団）

図8.1.3 風力発電技術面検討の流れ

8.1.3 太陽光

既存資料、国内の電力会社所有の既存計画などのレビューを通じて有望サイトの選定を行う。

また、導入に向けた現時点での技術面の課題、ならびに必要な検討事項を記した導入へ向けてのアクションプランの策定を行う。

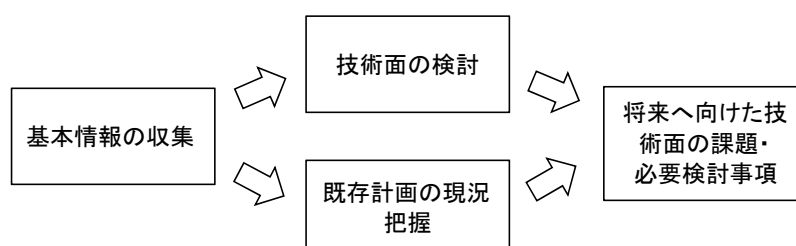


（出典：JICA調査団）

図8.1.4 太陽光発電技術面検討の流れ

8.1.4 太陽熱

太陽熱は初期投資コストが他の電源に比べて依然として高いことから、導入に向けてさらなる準備期間が必要と考えられる。民間会社が1地点での導入計画を有しているのみである。基本情報の収集を主体に技術面の検討と既存計画の現況把握を行う。

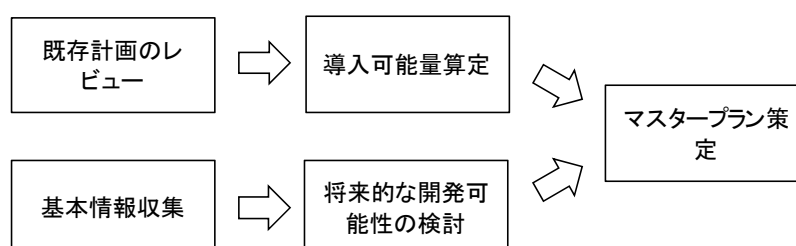


（出典：JICA調査団）

図8.1.5 太陽熱発電技術面検討の流れ

8.1.5 地熱

既存情報のレビュー、ならびに関係機関からの聞き取り調査により策定可能な2017年までの投入計画を策定する。2018年以降については、導入可能なポテンシャル特定のため、追加の調査が必要となる。このため、2018年以降の計画については、残存ポテンシャルの開発可能性を考慮し、導入可能量のおおよその目安を提示するのみとする。



（出典：JICA調査団）

図8.1.6 地熱発電技術面検討の流れ

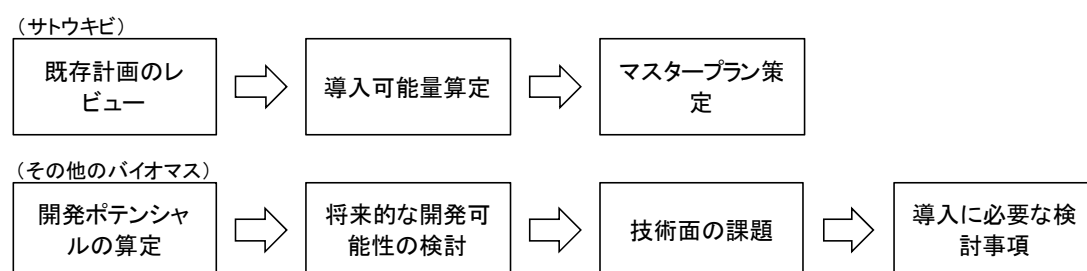
8.1.6 バイオマス

既存資料のレビューの結果、有望バイオマス資源として、製糖工場のバガスを利用した発電があげられる。また、将来的に導入可能性のある農業生産物としては、コーヒー殻と籾殻について、わずかなではあるが、可能性がある。

砂糖工場のバガス発電については、既存計画のレビューによる導入可能量の算定を行う。

コーヒー殻、籾殻については、地域ごとの生産量、コーヒー精製所、精米所のデータをもとに開発可能ポテンシャルの算定を行う。

また、バイオマス発電の将来的な導入に向けた技術面の課題、導入に必要な検討事項についての提示を行う。

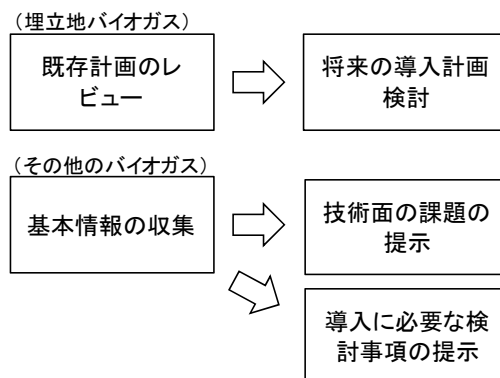


（出典：JICA調査団）

図8.1.7 バイオマス発電技術面検討の流れ

8.1.7 バイオガス

既存資料のレビューと関連機関訪問の結果、埋立地のバイオガス利用（1ヶ所）のみが行われている。埋立地バイオガスの既存計画をレビューし、将来の導入計画について検討を行う。他の種類のバイオガス利用については、実績がないため、基本情報の収集のみにとどめる。また、将来の導入に向けた技術面の課題、導入に必要な検討事項のとりまとめを行い、可能であれば導入事例の提示を行う。



（出典：JICA調査団）

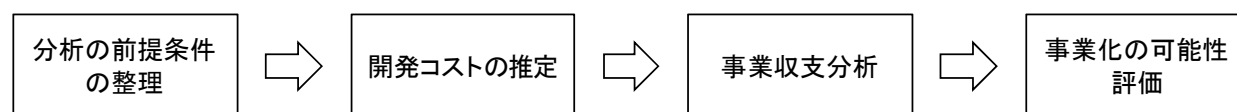
図8.1.8 バイオガス発電技術面検討の流れ

8.2 経済・財務面の検討

経済・財務の検討対象の再生可能エネルギー源のうち、導入が期待されるものの実例が少なく、いくつかの典型的な開発パターン（電源の種類、規模）における財務分析が必要なものについて、事業収支の分析を行った。

8.2.1 検討の流れ

小水力、風力、太陽光の3つの電源を対象とし、以下の流れに沿って検討を行う。



（出典：JICA調査団）

図8.2.1 経済・財務面の検討の流れ

具体的には、プロジェクトの財務的内部収益率（FIRR）などの一般的な財務的評価指標に基づき、検討ケース別の導入可能性（事業化の可能性）を分析する。

8.2.2 分析の目的

再生可能エネルギー電源はその種類によって標準的な設備利用率や発電効率が異なる。このため、想定される典型的な開発パターン（開発規模や設備利用率の条件、研究開発によるコストダウンへの期待から開発時期の変更、グリッド接続コストの負担条件など）を設定し、マスタープランに投入される再生可能エネルギー開発の実現性を検討する。

8.2.3 分析の条件

電源種別に以下に示すように条件設定で事業収支分析（シミュレーション）を行った。

表8.2.1 事業収支分析（シミュレーション）の条件設定

電源種別 ケース	開発規模	条件設定
小水力発電		
ケース H0	5 MW	開発規模を5 MWとしたベースケース（H0）についてキャッシュフローを作成した。
ケース H1	4 MW	開発規模変更のため開発コストを変更した。
ケース H2	3 MW	開発規模変更のため開発コストを変更した。
ケース H3	2 MW	開発規模変更のため開発コストを変更した。
ケース H4	1 MW	開発規模変更のため開発コストを変更した。
ケース H5	0.7MW	規模の経済を考慮して開発コストをベースケースより高くした。
ケース H6	0.5 MW	ケース H5の条件で、開発規模縮小に併せ開発コストを変更した。
ケース H7	0.3 MW	ケース H5の条件で、開発規模縮小に併せ開発コストを変更した。
ケース H8	0.2MW	ケース H5の条件で、開発規模縮小に併せ開発コストを変更した。
ケース H9	0.2 MW	ケース H8の条件で、設備利用率を40%にした。
ケース H10	0.1 MW	ケース H5の条件から、開発規模縮小に併せ開発コストを変更した。
ケース H11	0.1MW	ケース H10の条件で、設備利用率を60%にした。
風力発電		
ケース W0	20 MW	上記シミュレーションの前提条件の基にベースケースとしてキャッシュフローを作成した。
ケース W1	20 MW	開発コストを2015年度価格にして、設備利用率を25%にした。
ケース W2	20 MW	計画中のメタバン・プロジェクトを参考にして設備稼働率を34%とした。
ケース W3	20 MW	開発コストを2020年度価格にして、設備利用率を34%にした。
太陽光発電（グリッド接続）		
ケース S0	20 MW	上記シミュレーションの前提条件の基にベースケースとしてキャッシュフローを作成した。
ケース S1	20 MW	ベースケースより導入時期を遅らせるケースを想定して開発コストを2015年度価格にした。
ケース S2	20 MW	導入時期をS1と同じく2015年度価格にして、発電効率を25%まで向上させた。
ケース S3	20 MW	導入時期をさらに遅らせるケースを想定して開発コストを2020年度価格にし、発電効率を25%にした。

（出典：JICA調査団）

8.2.4 事業収支分析（シミュレーション）の結果

以上の設定条件における典型的な開発パターン（売電単価：140 ドル/MWh）の分析に加えて、価格競争力の観点から 100 ドル/MWh をオプションとして感度分析を行った。

この各ケースのアウトプットに対する評価結果を次表に示す。なお、評価は典型的な開発パターンの分析結果である B/C に基づいて以下の 3 区分で評価したものである。

“A”：現在の免税措置だけで開発が可能と判断する(B/C>1.5)。

“B”：サイトの開発条件やプラントの発電効率などの条件が良好であるか、グリッド接続コストを他の事業者が負担すれば開発は可能である(B/C:1.0~1.5)。

“C”：赤字分に対する金融支援（補助金）がなければ開発は困難である(B/C<1.0)。

表8.2.2 事業収支シミュレーションの計算結果と評価

Type of Energy	Case Study	Pre-conditions							Calculation Result						Overall Evaluation
		Plant Capacity (MW)	Capacity Factor (%)	Plant Cost (\$000)	Inter-Connection Cost (\$000)	O/M Cost	Tax Exemption (year)	A.Unit Price (\$140/MWh)			B.Unit Price (\$100/MWh)				
								NPV (\$000)	FIRR (%)	B/C	NPV (\$000)	FIRR (%)	B/C		
Small Hydro	Case-H0	5	50%	12,500	150	5	%	10	16,024	37.7%	2.05	8,294	24.2%	1.59	A
	Case-H1	4	50%	10,000	150	5	%	10	12,793	37.5%	2.04	6,609	24.1%	1.59	A
	Case-H2	3	50%	7,500	150	5	%	10	9,563	37.3%	2.04	4,925	24.0%	1.58	A
	Case-H3	2	50%	5,000	150	5	%	10	6,332	36.9%	2.02	3,240	23.7%	1.57	A
	Case-H4	1	50%	3,000	150	5	%	10	2,666	28.5%	1.74	1,120	17.7%	1.33	A
	Case-H5	0.7	50%	2,100	150	5	%	10	1,827	27.8%	1.71	745	17.2%	1.31	A
	Case-H6	0.5	50%	1,500	150	5	%	10	1,268	26.8%	1.68	495	16.5%	1.28	A
	Case-H7	0.3	50%	900	150	5	%	10	710	24.9%	1.61	246	15.1%	1.22	A
	Case-H8	0.2	50%	600	150	5	%	10	430	22.6%	1.52	121	13.5%	1.16	A
	Case-H9	0.2	40%	600	150	5	%	10	214	16.3%	1.27	-34	9.0%	0.96	B
	Case-H10	0.1	50%	300	150	5	%	10	151	17.4%	1.32	-4	9.8%	0.99	B
	Case-H11	0.1	60%	300	150	5	%	10	259	22.8%	1.53	73	13.6%	1.16	A
Wind	Case-W0	20	25%	36,000	-	22	\$/MWh	5	15,796	19.6%	1.34	163	10.1%	1.00	B
	Case-W1	20	25%	34,000	-	22	\$/MWh	5	17,384	21.2%	1.38	1,915	11.2%	1.04	B
	Case-W2	20	34%	34,000	-	22	\$/MWh	5	33,365	31.9%	1.64	12,900	18.3%	1.27	A
	Case-W3	20	34%	32,000	-	22	\$/MWh	5	34,954	34.5%	1.70	14,489	19.9%	1.31	A
Solar PV	Case-S0	20	18%	76,000	-	4	\$/MWh	5	-26,811	1.7%	0.63	-38,621	#NUM!	0.45	C
	Case-S1	20	18%	54,000	-	4	\$/MWh	5	-7,518	6.9%	0.86	-19,235	1.6%	0.63	C
	Case-S2	20	25%	54,000	-	4	\$/MWh	5	7,889	13.2%	1.14	-8,299	6.5%	0.84	B
	Case-S3	20	25%	32,000	-	4	\$/MWh	5	25,745	27.8%	1.70	10,677	17.3%	1.31	A

（出典：JICA調査団）

8.2.5 事業化の可能性

事業シミュレーションの結果から再生可能エネルギーの開発に対する事業化の可能性については開発シナリオ（ケーススタディ）毎に以下のように評価できる。

1) 小水力発電

5MW から 0.3MW までいずれのケースもベースケースで想定した条件で開発可能である。すなわち、補助金等のインセンティブは特に付与しないで開発が可能である。

しかし、0.2MW や 0.1MW の規模になると開発コストの規模によっては事業化が困難になるケースが出てくる可能性もある。この規模の開発のためには開発予定のサイト条件に加えてグリッド接続コストの免除又は補助金の付与などを検討することも場合によっては必

要であろう。

2) 風力発電

4ケース全ての事業化が可能である。将来的にも大幅なコストダウンが見込めないエネルギーであるので自然条件によって大きく左右されるが発電効率がエルサルバドル北西部で計画されているメタパン・プロジェクトと同じであれば事業化可能なプロジェクトである。

3) 太陽光発電（グリッド接続）

4 ケースのうち S2 と S3 プロジェクトの事業化が可能である。

S3 は開発コストが 2020 年レベルまで縮減することが見込まれて、システムの発熱効率が 25%まで向上するケースである。従って、太陽光発電は現段階では民間主導で開発するのは困難な現状にあるといえる。

8.3 環境面の検討

再生可能エネルギー事業の実施に際して、事業持続性や実施可能性を担保するため、環境社会に配慮することが肝要である。以下、エルサルバドルにおける再生可能エネルギー事業促進に向けての障壁、各技術導入時に想定される環境社会面におけるスコーピング（案）を通じて現況および課題を検討し、今後優先的に取り組むべき環境社会面において留意すべき事項について提言を行う。

8.3.1 再生可能エネルギー促進に向けた障壁の検討

エルサルバドルにおける再生可能エネルギー関連諸機関が抱える開発経験および直面している課題を分析した結果、エルサルバドルにおける再生可能エネルギーの促進に当たって障壁となっている環境社会配慮の事項は以下のとおりである。

(1) 政策的な障壁

- 国家エネルギー政策やエネルギー関連マスタープランにおける再生可能エネルギー開発に向けた環境社会配慮事項についての留意不足
- 環境社会配慮に係る国家的な対策において、再生可能エネルギー促進を図る動機づけとなる法律の欠如
- 各再生可能エネルギー電源別の環境天然資源省（MARN）による環境承認フォーマットの欠如

このような障壁の結果、再生可能エネルギー関連の諸機関および民間セクターが再生可能エネルギー導入に向けた明確なビジョンを持ち難くしている。

(2) 組織・制度的な障壁

- 再生可能エネルギーの知見をもつ環境天然資源省専門家の欠如
- 国家エネルギー審議会（CNE）における環境担当部局および環境専門家の欠如（環境法第 6 項、第 7 項において、その設置の必要性が明記されている）
- 電気通信監督庁（SIGET）における環境担当部局および環境専門家の欠如（環境法第 6 項、第 7 項において、その設置の必要性が明記されている）
- 環境社会配慮に関連する諸機関間での情報共有システムの未整備（再生可能エネルギー・プロジェクトにおける環境被害状況や再生可能エネルギー事業実施の進捗状況、等）

このような障壁の結果、再生可能エネルギーに係る環境社会配慮についての経験や知見を関連諸機関において蓄積することが困難になっている。

(3) プロジェクト実施に係る障壁

- 事業実施業者に費用負担が課される環境影響評価（EIA）など環境調査の高いコスト負担
- 環境社会に配慮した適切な土地収用に対する煩雑な諸手続き
- 事業の実施過程を中断させてしまうことが少なくない環境承認の取得に向けた煩雑な諸手続き
- 環境承認の経験・知見を有する人的資源の不足（特に、中小企業および NGOs）

このような障壁の結果、再生可能エネルギー関連の諸機関および民間セクターは、環境社会に配慮した円滑な事業実施を妨げられている。

8.3.2 各技術導入時に想定される環境面におけるスコーピング(案)

エルサルバドルにおける再生可能エネルギー事業の経験および各発電技術において想定し得る技術的な側面から、下表のとおり発電技術ごとに全般的なスコーピング(案)を作成した。ただし、同一発電技術の事業であっても、事業規模、対象地域等によりスコーピング(案)は異なることになるので、事業実施時には改めてスコーピング(案)を再検討する必要がある。

8.3.3 各技術導入に向けて配慮すべき環境・社会面での対応策（案）

再生可能エネルギー事業の実施において直面する障壁および環境スコーピングを検討した結果、エルサルバドルにおいて再生可能エネルギー開発を促進するに当たって配慮すべき環境・社会面での対応策（案）は以下のとおりである。

(1) 政策面での対応策

- エルサルバドル国におけるエネルギー政策は自然環境ならびに社会環境の枠組みを考慮し策定すべきである。
- 一般電力法は電力セクターに適用される様々な法律との調整を行うことが必要である。
- 小水力発電や太陽光発電のような分散型電源を送配電線に相互接続するための基準を作成すべきである。
- 他の関連する法律との整合を図るべく環境法の早急な修正が必要である。

(2) 組織・制度面での対応策

- 再生可能エネルギーの開発実施に際して政府機関が一般的なガイドラインを発行することが最優先課題である。
- 環境法の枠組みの中で、その第 6～9 項、特に国家環境管理システム（SINAMA）に関連する事項に注目すべきである。SIGET もしくは CNE 内に環境関連部門を設置し、再生可能エネルギープロジェクトに関する仕様書を作成、環境天然資源省（MARN）への有用な情報として提示し、同省の了承を得ることが必要である。このような手続きにより政府内部でのリソースが最適化され、再生可能エネルギーに関するプロジェクト承認手続きの迅速化が期待される。
- 再生可能エネルギーと環境に関する事項に関して、関連政府組織職員の知識強化へ向けた手続きの一端を政府として担うべきである。
- 再生可能エネルギーに関する技術的な情報交換へ向けての交流を支援し、将来的にプロジェクトを担う技術者の能力を高めることが必要である。
- 政府は特に再生可能エネルギー源に関する学科の専門家など、国内の人材をフル活用すべ

きである。

- 再生可能エネルギー源に焦点を当てた研究面、実施面双方での大学との合意の形成。
- 政府が再生可能エネルギー源に関する情報の提供を支援し、プロジェクトに関係する機関に対してガイドラインを提供すべきである。これは、プロジェクト関係者が勝手に判断することなく、情報へのアクセス権という現行の枠組みの中で必要な処理が可能となることを意図している。

(3) プロジェクト実施に係る対応策

- 財務面の優先事項：再生可能エネルギー分野への投資を安心して行うため、初期投資コスト比率の低減、経済的な優遇策の増大などを通じて一般の人々が恩恵を教授するような適切な保護システムを構築することが必要である。

第9章 再生可能エネルギーの利用促進に向けたさらなる提言

9.1 調査結果に基づく将来の開発の方向性に関する提言

調査を通じて得られた結果をもとに、再生可能エネルギー全般、ならびにそれぞれの再生可能エネルギー源について、将来の方向性に関する提言について取りまとめた。技術面、経済・財務面、環境面の3つに分類し表9.1.1のとおり記した。

表9.1.1 調査結果に基づく再生可能エネルギー開発の方向性に関する提言

	技術面	経済・財務面	環境面
全般	1) 対象とする7つの再生可能エネルギー源（小水力、風力、太陽光、太陽熱、地熱、バイオマス、バイオガス）により、技術の熟度や開発の難易度が異なる。技術面の熟度を考慮しながら必要な準備・検討を進め、導入を促進することが必要。	1) 市中銀行の金利が8%と高く、開発資金調達の際の弊害となっている。再生可能エネルギー源は、他の電源に比べて初期投資額が高いことから、再生可能エネルギー開発に特化した低利融資制度などのしくみが必要。	1) 環境負荷の低い再生可能エネルギー開発に対する簡素化した環境許可取得手続きの制定。 2) 自然保護区における再生可能エネルギー開発の取り扱いの明確化。
小水力	1) 有望開発地点での現地踏査による正確な落差と流量の確認。 2) 長期的視点に立てば、水文観測網の整備と観測データの蓄積が必要。	1) モデルケースの検討結果によれば、100 kW～200 kWクラスの比較的出力の小さい開発地点に対する、系統接続費用の補助、または建設コストの3分の1程度の補助金の投入が必要。 2) 300 kW～5 MWクラスの比較的出力の大きい開発地点については、財務面の支援なしで開発が可能と思われる。	1) 河川維持流量に対するガイドラインの制定。 2) 小水力発電に特化した環境許可申請の手続き、および様式の整備が必要。
風力	1) 風力ポテンシャルマップに基づく有望開発地点における風況観測の実施が必要。 2) プレ F/S、F/S などの調査を通じた開発ポテンシャルの精緻化が必要。 3) 開発と維持管理を主導する技術者の育成が急務。	1) 現行の優遇制度下では、出力20 MW以下で、開発コスト1,700米ドル/kW以下、設備利用率35%以上、の3つの条件をクリアすることが導入の目安となる。 2) 継続的に技術開発と価格低下傾向の確認が必要である。	1) 風力発電に特化した環境許可申請の手続き、および様式の整備が必要。
太陽光	1) サンサルバドルをはじめ、日射量ポテンシャルは高い。 2) 技術面の課題を克服するための先駆的なプロジェクトの実施。 3) 開発と維持管理を主導する技術者の育成が急務。	1) 現行の優遇制度下では、出力20 MW以下で、開発コスト1,600米ドル/kW以下、設備利用率25%以上、の3つの条件をクリアすることが導入の目安となる。 2) 継続的に技術開発と価格低下傾向の確認が必要である。	1) 太陽光発電に特化した環境許可申請の手続き、および様式の整備が必要。

	技術面	経済・財務面	環境面
太陽熱	1) 現段階では初期投資コストの高さが導入の障壁となっている。最新技術動向の把握につとめ、価格低下傾向を通じて導入時期の検討を行う必要がある。	1) 太陽熱は標準開発規模が 30～50 MW であり、20 MW 以下を対象とする現行の免税制度が適用されない。導入促進のためには優遇税制枠の改定が必要。	1) 太陽熱発電に特化した環境許可申請の手続き、および様式の整備が必要。
地熱	1) 2017 年までは、ラヘオ（LaGeo）社の開発計画に沿って導入を進め、ベース電源の増強を図ることが重要。 2) 2018 年以降の開発計画策定のためのタイムリーな調査が必要。	1) 新規の地熱資源確認のための調査を公的資金により実施することにより、民間事業者の負担とリスクを軽減することの検討。	1) 環境許可申請の手続きの簡素化と所用期間の短縮。
バイオマス	1) 製糖工場のバガス発電の容量拡張。 2) その他のバイオマス資源の地域ごとの開発可能ポテンシャルの検討	1) バイオマス資源活用に関するコスト情報の収集。	1) バイオマス発電に特化した環境許可申請の手続き、および様式の整備が必要。
バイオガス	1) 埋立地バイオガスの新規開発、増設のための F/S 調査の実施。 2) その他のバイオガス技術（畜産、廃水など）については、実証試験などによるノウハウとデータの蓄積が必要。	1) バイオマス発電活用に関するコスト情報の収集。	1) バイオガス発電に特化した環境許可申請の手続き、および様式の整備が必要。

（出典：JICA調査団）

9.2 将来の導入に向けた政府の支援策、ならびに電力会社のインセンティブ

前節 9.1 でも触れたが、政府の支援策や電力会社へのインセンティブとしては、以下の事項が考えられる。

- (1) 再生可能エネルギー開発のキャッシュ・フローを改善するための低利の融資制度の必要性。例えば、「再生可能エネルギー開発基金」の設立など。
- (2) 現行の優遇税制の対象範囲の拡大（30～50 MW クラスの太陽熱発電、バイオマス発電など）
- (3) 政府機関主導による水文観測ネットワークの整備。
- (4) 政府機関主導による日射量、風況観測の実施。
- (5) 風力、太陽光、太陽熱に関しては、将来的に導入価格の低下する時期を見込んで、政府、大学、民間企業の連携により、開発・維持管理に携わる技術者の育成を効率よく行うことが急務である。

第10章 再生可能エネルギーマスタープラン

マスタープランは7つの再生可能エネルギー電源について、2012年から2026年までの向こう15年間を対象とする指標的開発計画（Indicative Development Plan）として策定した。電源の中には導入に向けてさらなる準備期間の必要なものもあるため、導入に向けた必要検討事項などの情報も併せて記載した。

10.1 マスタープランの定義

10.1.1 対象とする電源の種類

マスタープラン策定の対象となる再生可能エネルギー電源は、基本的に以下の7種類とする。

- ・小水力発電（20 MW 以下）
- ・風力発電
- ・太陽光発電
- ・太陽熱発電
- ・地熱発電
- ・バイオマス発電
- ・バイオガス発電

なお、電源によっては既存の調査、技術、ならびに市場の成熟度が不十分であることなどから、導入に際してさらなる検討や実証試験などが必要なものもある。そのような電源については、導入を見据えた現時点での技術面での課題や検討事項、導入へ向けたアクションプラン、導入事例の紹介などを参考情報として示すこととする。

10.2 指標的開発計画（Indicative Development Plan）

指標的開発計画は国営・民間会社による電源開発計画、ならびに拡張計画の進捗により、毎年、決まった時期に更新を行うことが望ましい。更新のためには、国営電力会社、民間発電事業者からの最新の情報が不可欠である。このような情報を得るためには、政府の電力政策担当機関が主導して定期的に情報交換の場を設け、開発の方向性と進捗を確認しながら、指標的開発計画を策定することが推奨される。

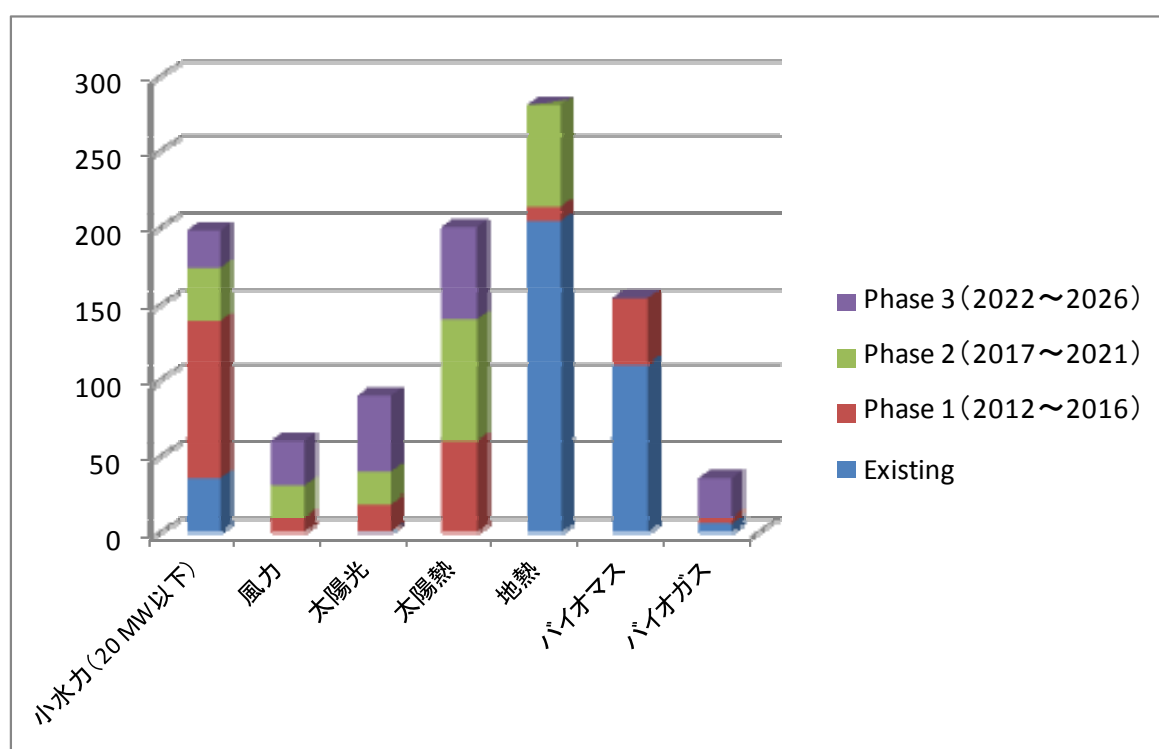
本マスタープラン調査では、指標的開発計画のうち、再生可能エネルギーに関する部分についてのみ、2012年～2026年までの向こう15年間の投入予定を提示する。市場取引による電力供給体制のため、電源ごとの優先順位付けなどは行わず、2012年～2026年までの15年間を5年ずつ、3期に分け、フェーズ1（2012年～2016年）、フェーズ2（2017年～2021年）、フェーズ3（2022年～2026年）のそれぞれの期において期待される概算投入量を示した。

電源別の指標的開発計画を表 10.2.1 に示す。

表10.2.1 指標的開発計画（2012年～2026年）

電源	既存	フェーズ			フェーズ 1～3 合計
		フェーズ 1 (2012～ 2016 年)	フェーズ 2 (2017～ 2021 年)	フェーズ 3 (2022～ 2026 年)	
小水力（20 MW 以下）	35 MW	103.9 MW	33.5 MW	25.3 MW	162.7 MW
風力	-	10 MW	20 MW	30 MW	60MW
太陽光	0.5 MW	18 MW	21 MW	51 MW	90 MW
太陽熱	-	60 MW	80 MW	60 MW	200 MW
地熱	204.4 MW	5～9 MW	55～80 MW	-	60～89 MW
バイオマス	109.5 MW	45 MW	-	-	45 MW
バイオガス	6.3 MW	10 MW	-	25 MW	35 MW

（出典：JICA調査団）



（出典：JICA調査団）

図10.2.1 マスタープランにおける電源別投入割合

上記の指標的開発計画に対する留意事項は以下のとおりである。

- 1) 小水力については、フェーズ 1 は、建設中/許認可申請中、F/S、基本設計の実施された案件の全ておよび B/C が 1.0 以上の Pre-F/S 実施済案件。フェーズ 2 およびフェーズ 3 は、ポテンシヤ

ルサイトのうち、経済・財務的な可能性と増加する国の電力需要に対応するための優先的な投入規模、民間企業にとっての魅力的なサイズなどを勘案して 250 kW 以上および $B/C \geq 1.0$ を選定した。

- 2) 風力については、開発を担当する CEL が総容量 72MW の導入を検討している。しかし、実際は導入の実績がなく建設適地も限定されている。開発計画に関しては、CNE と協議を行い確認した推定値である。
- 3) 太陽光については、開発を担当する CEL が約 18MW の開発計画が存在するだけである。この計画が 2016 年までに実施されるものとした。以降の開発計画に関しては、CNE と協議を行い確認した推定値である。一般市場を通して普及する太陽光発電については、開発計画に含めていない。
- 4) 太陽熱システムに関しては、LaGeo 社と INE 社が計画を有している。LaGeo 社の計画は、2016 年までに実施されると計画されている。開発計画は、両組織から得た情報をまとめ今後の可能性を示した推定値である。
- 5) 地熱については、開発を担当する LaGeo 社が 2017 年までの計画しか有していない。さらなる計画策定のためには追加調査の実施が必要である。一方で、開発可能なポテンシャルの観点から将来的な開発可能量を推定すると、上記に加えて、さらに 60～90 MW の開発が可能と推定される。
- 6) バイオガスについては、既存のネハパ埋立地バイオガス発電所の短期拡張計画（10 MW 追加）ならびに長期的拡張計画（25 MW 追加）に基づく推定値である。

指標的開発計画に示した各電源の詳細な技術検討ならびに関連情報を以下に記載する。

10.3 電源別のマスタープラン

10.3.1 小水力発電

既存ポテンシャル情報、ならびに机上検討による新規開発地点の情報をもとに、個別開発地点における技術面の簡易レビューを行い、概略開発コストの算定ならびに個別開発地点のマスタープランレベルでの経済性を検討した。検討結果をもとに一定の基準を用いて、マスタープランの対象期間（2012 年～2027 年までの 15 年間）の開発計画を 5 年ごと 3 段階に分けて策定した。

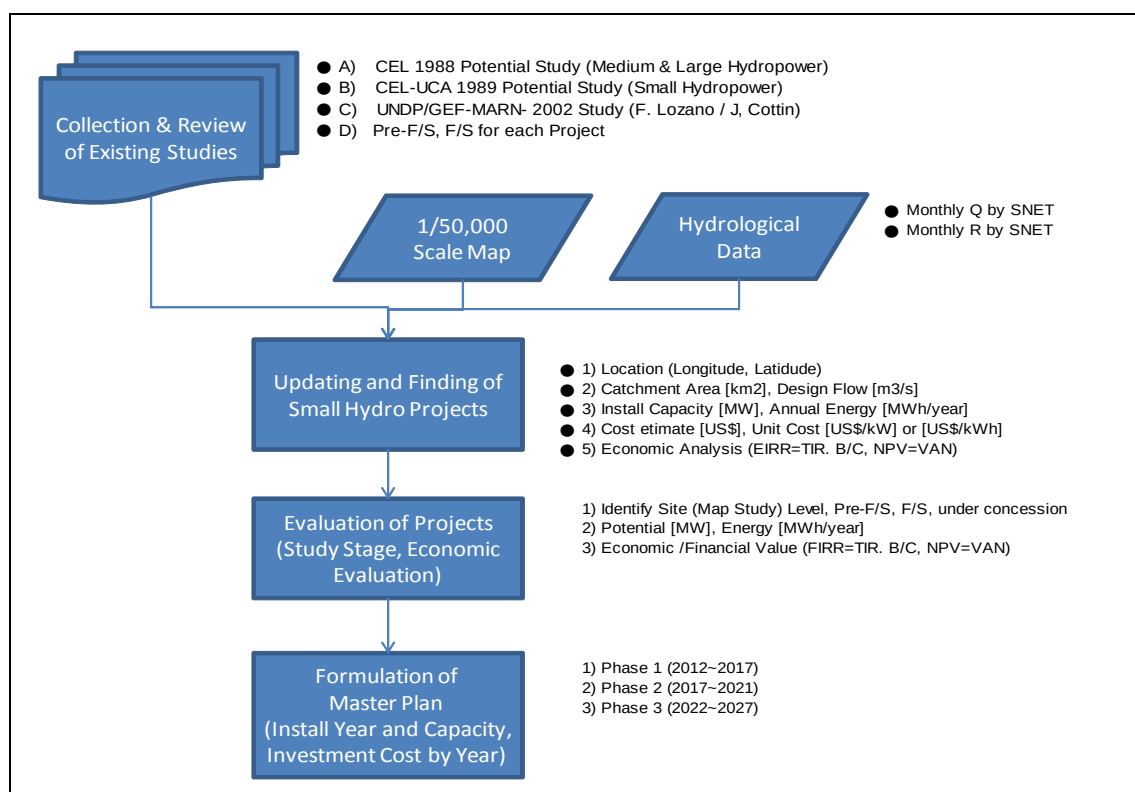
小水力発電のマスタープランは、地形図調査、水文解析、日本のガイドラインに示される費用算定式とエルサルバドル国の最新の建設単価を用いた建設費算定、財務分析を通じた既往調査のレビュー

一、開発可能量のチェックおよび新規小水力開発地点の提案を行い策定した。設備容量については便益－費用差（B－C）の最適化により決定した。

B/C（銀行融資を利用するケース）が 1.0 以上の開発可能地点は 152 箇所あり、その合計設備容量は 171.8 MW、年発生電力量は 712.6 GWh/年と算定された。

10.3.1.1 小水力発電マスタープラン策定の流れ

2012 年～2027 年までの 20 MW 以下の小水力発電開発を対象とするマスタープランの策定では、既往調査結果をベースに、入手可能な水文データ、および近年のコスト情報を用いて包蔵水力ポテンシャルの更新を行なった。小水力発電マスタープラン策定の作業の流れを図 10.3.1 に示す。



（出典：JICA調査団）

図10.3.1 小水力発電開発のマスタープラン策定の流れ

10.3.1.2 既往調査の見直し

以下の既往調査結果をベースに、1/50,000 縮尺地形図、入手可能な水文データ、および近年のコスト情報を用いて包蔵水力ポテンシャルの更新を行なった。

- 1988 年の CEL による中・大水力包蔵水力調査
- 1989 年の CEL-UCA による小水力包蔵水力調査
- 2002 年の U UNDP/GEF-MARN の調査
- 既往の個別案件の Pre-F/S、F/S

ただし、Pre-F/S や F/S レベルの調査、建設中や許認可申請中のプロジェクトの設備容量や年発生電力量、財務指標については、これらの値が得られる場合は、その値を用いることとし、本調査では更新を行わないこととした。

10.3.1.3 新規候補地点の選定と評価

本マスタープラン調査では、1/50,000 縮尺地形図、水文データ、および近年のコスト情報を用いて新規地点の選定と評価を行うこととした。

10.3.1.4 候補地点の技術面の評価

マスタープランにおける小水力候補地点の評価と選定のため、技術面の評価を実施した。既往調査で提案されている候補地点の見直しと、新規候補地点の選定のため、地形図調査、水文調査、財務分析を実施した。

10.3.1.5 候補地点の費用算定

各設計流量のケース毎の土木工事費、水力機器、電気機器は日本の既設水力発電所の経験より策定された式により算定した。（出典；「水力開発ガイドマニュアル」財団法人新エネルギー財団,1996 年）土木工事の建設単価は 2011 年現在のエルサルバドル国の値を用いた。

10.3.1.6 ポテンシャル地点の財務評価

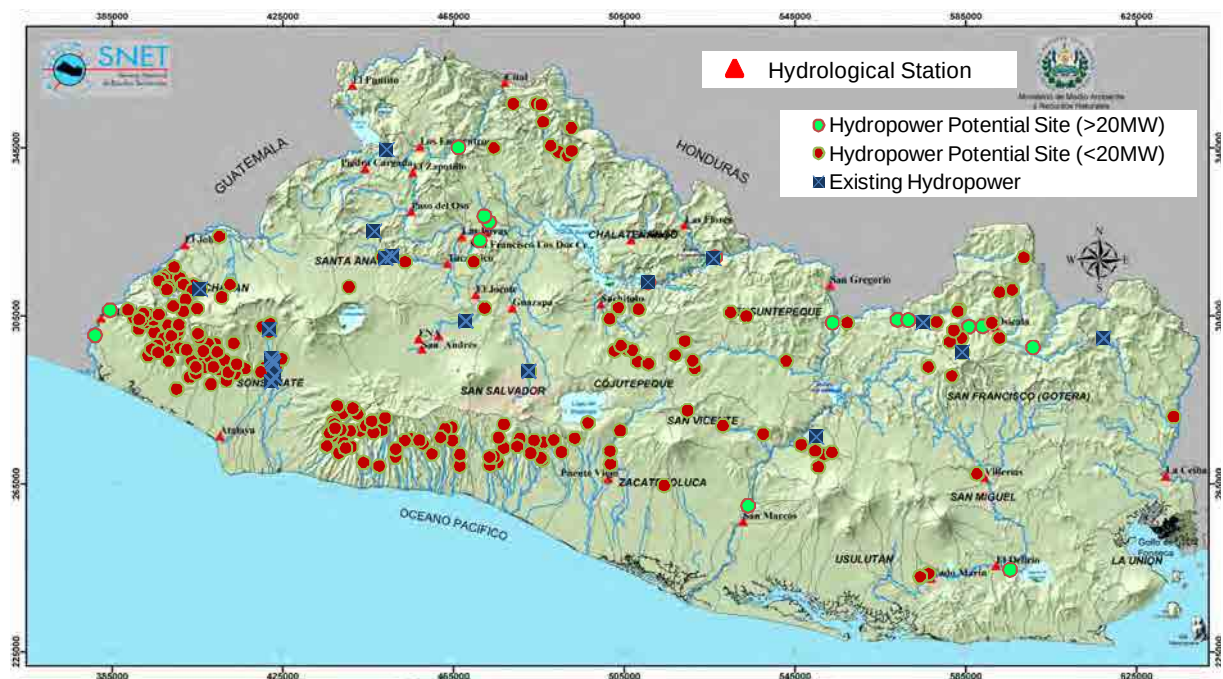
各プロジェクトの財務分析は、銀行融資を利用しない場合と利用する場合の 2 ケースを行い、プロジェクト単体の財務条件と銀行融資を利用する現実的な場合についての評価を行った。

10.3.1.7 ポテンシャル地点の設計流量の最適化

設計流量は、銀行融資を利用する場合の財務分析結果の便益－費用比率（B－C または NPV）が最大となる最適化により決定した。

10.3.1.8 小水力発電ポテンシャル地点

評価したエルサルバドル国の 20MW 以下の小水力発電ポテンシャル地点（計 209 カ所）の総設備容量は 180.8MW であり、年発生電力量は 756GMW/年と推定された。多くの地点は西部に位置しており、特に Ahuachapán 県、Sonsonate 県、La Paz 県にポテンシャル地点が多い。



出典: JICA調査団（背景の基本図はSNET/MARNによる）

図10.3.2 水力ポテンシャル位置図

10.3.1.9 小水力発電マスタープラン

2012 年から 2027 年までの 5 年毎の小水力発電マスタープランを策定するにあたり、表 10.3.1 に示す基準を適用した。

表10.3.1 小水力発電マスタープランの選定基準

フェーズ	期間(年)	便益・費用比率 (B/C) (銀行融資を利用する場合)	設備容量 (ポテンシャル) [kW]	自然保護区 内の場合	候補地の 配分
I	2012-2017	建設中/許認可申請中、F/S、基本設計の 実施された案件の全て+B/Cが1.0以上の Pre-F/S実施済案件 ^(*)	全容量 ^(*)	除く	－
II	2017-2022	B/C>=1.0	>=250kW	除く	50%
III	2022-2027	B/C>=1.0	>=250kW	除く	50%

注 ^(*): これらの案件の中には、NGO-SABESの独立電源地方電化プロジェクトを含む。
出典: JICA調査団

フェーズ II とフェーズ III に適用した設備容量と B/C の選定基準は、経済・財務的な可能性、増加する国の電力需要に対応するための優先的な投入規模、民間企業にとっての魅力的なサイズなどを勘案して 250kW 以上および $B/C \geq 1.0$ と設定した。

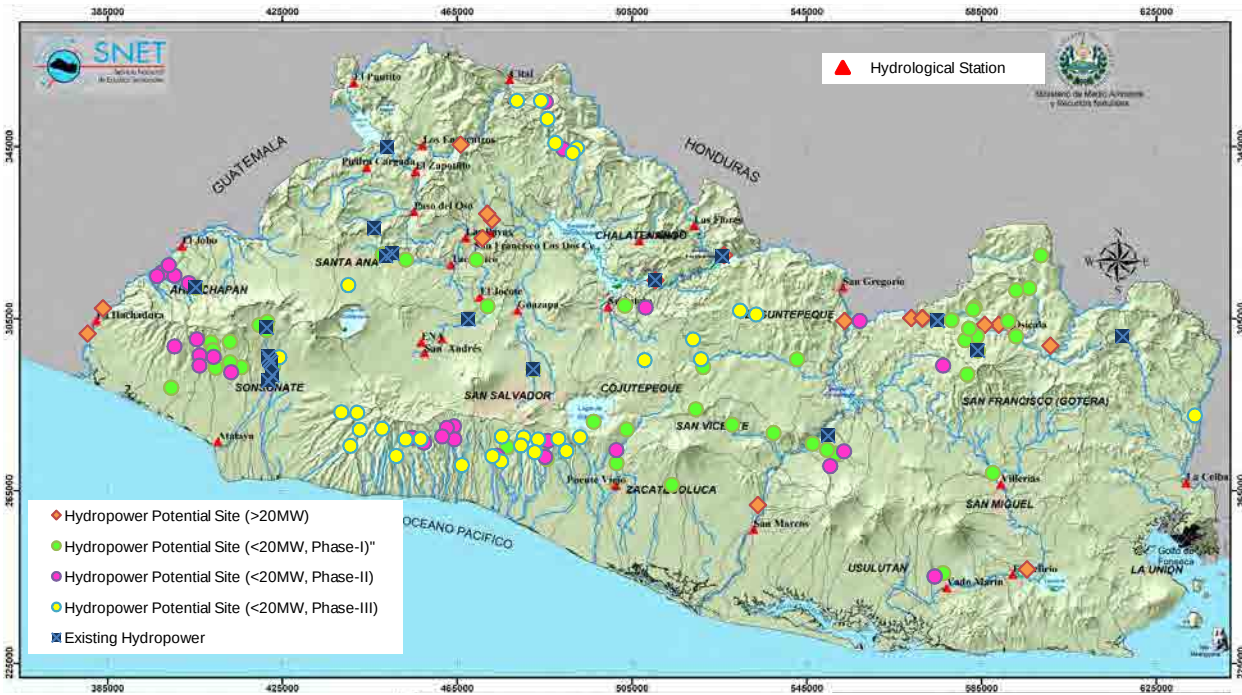
フェーズ毎のマスタープランを表 10.3.2 にまとめた。各フェーズの小水力発電ポテンシャル地点を図 10.3.3 に示す。

表10.3.2 小水力発電開発マスタープランの概要

Fase Phase	Condiciones Conditions	Number of Projects	Potencia Potential (MW)	Energía Energy (MWh/Año)	Plant Factor	Inversión Total Investment Cost (x 1,000 US\$)	Costo/kW (US\$)	Base del Inversionista (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank)		
								TIR FIRR (Average)	VAN NPV (Average)	B/C (Average)
								(%)	(x1,000 US\$)	
Phase-I (2012-2017)	Under Const.with B/D, F/S & Pre-F/S	59	103.9	436,100	48%	305,100	2,937	27.7%	4,500	1.58
Phase-II (2017-2022)	B/C >=1, P>=0.25 (MW), 50% of Potential	32	33.5	146,100	50%	92,500	2,761	29.3%	3,500	1.72
Phase-III (2022-2027)	B/C >=1, P>=0.25 (MW), 50% of Potential	32	25.3	89,200	40%	85,800	3,391	17.6%	1,400	1.33
TOTAL		123	162.7	671,400	47%	483,400	2,972	24.7%	3,248	1.52

出典: JICA調査団

計 123 カ所（フェーズ I に 59 カ所、フェーズ II に 32 カ所、フェーズ III に 32 カ所）が 2012～2027 年までの小水力発電開発マスタープランとして選定された。その合計設備容量は、162.7MW（フェーズ I で 103.9MW、フェーズ II で 33.5MW、フェーズ III で 25.3MW がそれぞれ投入される）と推定される。また、年間発生電力量の合計は 671.4 GWh/年(436.1 GWh/年がフェーズ I に、146.1 GWh/年がフェーズ II に、89.2 GWh/年がフェーズ III に追加される)となる。合計投資費用は約 4.8 億ドルとなる。



(出典: JICA調査団)

図10.3.3 選定された2012～2027年の小水力発電マスタープランの地点位置図

10.3.1.10 マスタープランへの提言

A. 次段階へ向けての現地調査と詳細調査

マスタープランの実現化のためには、現地調査と詳細調査が必要である。現地踏査により得られた情報をもとに計画の見直しを行い、概略調査段階での最終計画案を策定する。見直しの結果、次ステップである Pre-F/S や F/S に進むと判断されたプロジェクトについては、調査計画を立案する。

取水地点または近傍に測水所が設置されていない場合には、できるだけ早期に測水所を設置して流量観測を開始する。

B. 政府による調査・設計および実施へのサポート

投資家によるこれらの概略調査を実施するための、技術面・財政面での政府による支援が必要である。特に、小水力発電開発にむけた F/S、詳細設計、投資への支援が強く求められる。

C. 全国水文観測網

多くの水文観測所では、1985 年頃~1992 年頃の内戦期間中に観測が中断された。その後、徐々に観測を開始した地点もあるが、水文観測所の配置には偏りがある。

小水力発電計画を立案する際は、できるだけ長期間の近傍観測所の流量データが必要となる。このため、今後できるだけ早期に、全国的な水文・気象観測体制の構築が望まれる。テレメーター式の自動河川観測網の整備が望ましい。

D. 河川維持流量の決定

エルサルバドル国では、多くの水力発電所において、下流の環境・社会影響対策の「河川維持流量」として、小水力発電では日流量の 10%（大ダムでは年平均流量の 10%）を少なくとも取水堰地点より下流へ放流すべきこととなっている。

利水状況調査

取水堰と発電所間の河川では、取水により流量が減少する。したがって、計画地点周辺の利水調査を入手可能な地形図や現場踏査で確認する必要がある。もし、取水地点と発電所間において河川水利用がある場合は、取水堰より下流へ、これらの利水に必要な流量を放流する必要がある。

河川維持流量

発電所までの導水路延長が長い場合は、河川維持流量を考慮する必要がある。環境天然資源省（MARN）による、望ましく合理的な検討による適切な河川維持流量の値の設定検討が望まれる。

10.3.2 風力発電

本調査では、風力ポテンシャルマップを新規に作成し、エルサルバドル国内におけるポテンシャル地域の確認を行った。エルサルバドル国では、風力発電の導入実績がないことから、風力と太陽光発電を合計した既存系統への併入可能容量を予備的に検討した。

10.3.2.1 ポテンシャル地点の選定

本調査では、全土を対象とした風力ポテンシャルマップを作成し、また、数地点のポテンシャル地点が、作成された地図をもとに確認された。

10.3.2.2 併入可能容量

風力および太陽光発電による発電出力は、気象条件に応じて変動が大きくなる。そのため、導入に際して連系可能容量を検討する必要がある。しかし、エルサルバドル国において、系統電力の現象解析のために電力系統解析シミュレーションを実施することは困難である。本調査では、簡易的な方法として、東北電力による代数的手法を用いて風力発電の連系可能容量の検討を行った。この結果、最大連系可能量は 60 MW と推定できる。この値は、想定した系統容量に対して約 7%の値となる。最大連系可能容量は、電力需要の増大および蓄電池併設など平滑化技術の向上に伴い増加する。

10.3.2.3 技術面の検討

A. 準備計画

風力発電プロジェクトについて技術面の検討を行う必要がある。本節では、風力発電計画の計画プロセスおよび計画方法について説明を行う。風力発電の実施計画は、導入目的と事業規模に応じて異なる。風力発電は、再生可能エネルギーの中でも、経済性の面から実施可能性が最も高い技術の一つである。プロジェクトを実施する前に関連組織に申請書を提出する必要がある。

B. 風力ポテンシャル評価

a. 観測計画

風況観測の主な目的は、風力発電の開発に適した特性のある地域および風力ポテンシャル地域を特定することである。

b. 風力ポテンシャル精査

風況解析は、候補サイトにおける風況観測の結果を基に、風況特性の評価を行うために実施するものである。解析結果に基づいて、風力発電からの出力推定が行われる。さらに、プロジェクトに導入される設備容量が決定される。

b1. 観測期間

最小観測期間は 1 年間であるが、さらに 2 年間の観測を行えばより信頼性の高い結果を得ることが出来る。

b2. 風況観測

一般的に、風力開発を行うための風況観測装置は、一定期間だけ据付けられる。そのため、風況観測の許可は、土地所有者に許可されなければならない。

風速

風速データは、観測地点において風力エネルギー資源を示す最も重要な指標である。

風力エネルギー

風力エネルギー量は、風速速度と質量の関数で示される。より大きい風速で、より大きなエネルギーを得ることが出来る。

風向

風向変動に関する情報は、設置に適した地形と方向の確認、およびウィンドファーム内で風力発電機のレイアウトを最適化するために重要である。卓越風向は確認する必要がある。

温度

大部分の場所では、地上外気温（地上高さ2～3 m）の平均値は、ハブ高さの平均値と1℃前後の違いがある。気温は、空気密度を計算するのに用いられる。空気密度は、風力発電から発電出力を計算するために用いられる。

風速の鉛直分布

風速と風力エネルギーは、地上高さによって変化する。しかし、特にハブ高さが地上高80メートルのような場合、正確な高さで風速を観測することは困難である。

気圧

気圧は、気温と共に空気密度を決定するのに用いられる。

b3. 観測高

一般的な風速及び風向観測の地上高さは、40 m、25 mと10 mである。一般に、1 MWの風力発電のハブ高さは約60 mである。2 MWクラスでは約70～80 mである。可能な限りハブ高さの近くで風速を観察することが望ましい。外気温、気圧と日射量は、通常地上高2～3メートルで観測される。

b4. 風況観測タワーの設置

風況観測装置の正確な据付地点を選択するとき、以下の2点に従い決定する必要がある：

- ・ 観測装置を、現地にある障害物からできるだけ遠くに設置する
- ・ 広範囲を代表するような地点を観測場所として選択する。

c. 評価

平均風速

年平均風速が、地上高 30 m において 6 m/s を超える地域は、風力発電の導入に適していると評価できる。

風向出現率

年間の風向出現率が風軸上に 60%以上あるならば、風向は安定していると評価することができる。

乱れ強度

乱れ強度は地形条件の影響を大きく受けることから一概に基準化することは難しい。一般的に地形により概ね 0.1～0.3 の範囲でバラツキを示すことが多い。乱れ強度が IEC 基準と比較して大きい場合には、設置場所の再検討を行うか、または機種選定に際して風車メーカーに設計条件を確認することが重要である。

風力エネルギー密度

年間の風力エネルギー密度は地上高 30 m で 240 W/m² 以上あることが望ましい。

風車の設備利用率

年間設備利用率が 20%以上であることが望ましい。

C. 基本設計

a. 設置場所の決定

a1. 風力ポテンシャル

風力ポテンシャルマップを用いてポテンシャル地域を特定する。

a2. 自然環境

風況は、周囲の地形と環境に大きく依存している。そのため、局所気候的な特徴に関して調査することが必要である。

b. 自然条件および社会条件の検討

風力発電を導入することによって、最大の効果を得る為に、設置場所の風況特性と環境を考慮することが必要である。風力発電の設置場所として、山脈、平野、海岸および公園または市街地域の近郊およびその他の地域などがあげられる。

c. 風力発電機を選択

最適な風力発電の設備容量を推定し、その結果に基づいて風力発電の配置を以下の手順で計画する。

発電量の推定

風力発電からの総発電量は、プロジェクト実行予算や設備容量、送配電線容量および距離などの状況に応じて想定される。風力発電のメーカーから提供される出力曲線に基づいて、発電量が推定され

る。風力発電からの平均出力は、各風速の出現頻度と、それに対応する風速の出力を乗じて算出される。

D. 実施計画

a. 建設作業エリア

候補地域に自然条件と社会条件を参照して選定された領域が、風力発電システムの建設可能なスペースとなる。一方、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。

b. 重機

風力発電設備の据付工事には、搬入用のトレーラ車やタワー据付用の大型クレーン車等が必要とされる。このような大型の工事車両の搬入道路については、道路幅、勾配、カーブ、橋梁の重量制限等を十分に検討する必要がある。

E. 工事計画

風力発電施設を建設するためには、地上でブレードの組立、タワーの組立、トラッククレーンのブーム組立等に整地された土地面積が必要である。風力発電の基礎の完成後は、他の工事とのスケジュール調整を行う必要がある。

F. 維持管理

事業期間を通じて、風力発電機の高い稼働率を確保するためには保守点検が必要不可欠である。毎日の運転監視や、定期および不定期の保守、機器の改造や改修を伴う保守が必要である。運転監視は日常点検と合わせ早期の不具合発見に寄与する。保守、補修契約では機器の安定・安全運転を目的とする。風力発電業者は、機械的・電氣的点検を実施し稼働率を向上させる目的でメンテナンス・サービス業者と保守契約（包括契約等）を結び実施する。定期点検はメーカーにより異なるが、年に 4 回の実施がメーカー推奨案である。点検費用は 2,000 kW/台あたり年間 400 万円程度である。

G. 中央アメリカにおける他国事例（コスタリカ）

中央アメリカでは、コスタリカで風力の開発が実施されている。現在までに、国内に約 63 MW の総設備容量となる風力発電施設が建設されている。コスタリカ国で実施された風力プロジェクトの kW 単価は、1,975 US\$/kW である。

10.3.2.4 マスタープラン

本調査では、風力発電に関するマスタープランとして 2012～2026 年の開発計画を立案することが必要とされている。しかし、風力開発に関しては、CEL による開発計画が存在するだけである。以下の開発計画は、CNE からの情報を基に 2012 年から 2026 年の開発計画をまとめたものである。CEL の風力発電の開発計画は、今後は必要に応じて見直しが行われる。したがって、風力発電の開発計画は、数年毎に更新を行うことが必要である。

表10.3.3 風力発電の開発計画

Year	Capacity (MW)	Power Production (MWh/year)
2012 to 2016	10	21.9
2017 to 2021	20	43.8
2022 to 2026	30	65.7

(出典: JICA調査団)

10.3.3 太陽光発電

エルサルバドル国においては、本格的な系統接続型の太陽光発電の導入実績はまだない。将来の導入に向けて、本章では、エルサルバドル国におけるポテンシャルと系統連携型の太陽光発電のシステム構造を概説した上で、現地調査の目的と確認項目、一般的な機材の仕様、各機材の基礎設計における検討項目、維持管理の目的と点検項目を説明している。さらに入札から発電開始までの一般的な作業工程と、日本とエルサルバドル国における建設費用の目安を示している。CNE からの情報を基に 2026 年までのマスタープランを提示した。

10.3.3.1 ポテンシャル地域の選択

エルサルバドル全土を対象とした日射量マップに関しては、SWERA で作成されたものを 4 章で説明している。エルサルバドル国の日射量は、特に中部地域において高い値を示している。

10.3.3.2 導入可能容量

風力発電と太陽光発電の導入可能容量について 10.3.2.2 で検討を行っている。系統連系の最大許容量は太陽光と風力の合計で 60 MW と推定された。この価値は、想定される国家電力需要の約 7%に相当する。今後、集中型の大規模な風力または太陽光発電システムを系統連系する際には、風力および太陽光発電の最大許容量を再検討する必要がある。

10.3.3.3 技術面の検討

A. 準備計画

プロジェクト初期段階では、太陽光発電の導入に関する概念計画と基礎設計について検討を行う。この結果に基づいて、基礎設計および実施計画の準備が行われる。そして準備された計画に基づい

て、太陽光発電の建設が行われる。その後、確認試験が行われる。全てのプロジェクト実施段階が終了した後で、電力系統に電力が供給される。

B. 太陽光発電ポテンシャル評価

エルサルバドル全土を対象とした日射量マップは、SWERA プロジェクトで作成されている。また、国内の数地点で日射量の観測が行われている。気象データは SNET (Servicio Nacional de Estudios Territoriales)で入手可能である。

C. システム構造

太陽光発電システムには、大きく 2 つのタイプに分類することが出来る。一つは、系統連系システムであり、もう一つはオフグリッドのシステムである。一般的に、数百 kW 以上の蓄電設備のない大規模な太陽光発電システムが、集中型太陽光発電システムとして活用される。

太陽光発電システムの基礎動作として、PV モジュールにおいて直流電源を発生し、中継箱を通して直流電源を接続箱に集め、PCS (Power Conditioning System) に供給する。PCS は、集めた低圧の直流を交流に変換する。大規模な太陽光発電システムでは、変圧器により高圧の交流に変換し、系統に電力を供給する。

D. 現地調査

a. 影の影響

影が PV モジュール上にあるときに、太陽光発電からの発電量は減少する。現地視察では、近隣建物、樹木、山陰、煙突・電柱・鉄塔・看板等の影等の確認が必要である。

b. その他（塩害や雷等）

沿岸地域では、計画地域での塩害やさび・腐食の発生状況や雷の状況を調べる必要がある。現地で最大風速や過去におけるハリケーンの損害について調査することが重要である。

c. 据付に必要な土地面積

太陽光発電システムの設備容量は、利用可能な土地面積とプロジェクト予算で決定される。一般には、システム設計にもよるが、必要な土地面積は 1 kW につき約 10~15 m²とされている。その上で、変圧器、PCS およびその他機器を据付けるために必要なスペースを考慮する必要がある。

d. 負荷

需要者側の電力消費パターンは、太陽光発電システムの容量を決定するために重要な要素ではない。太陽光発電からの発電量が消費者の需要より小さい時、必要な電力は系統から補充して供給される。一方で、太陽光発電からの発電量が需要より大きい時、余剰電力は系統に供給される。

E. 機材計画

エルサルバドル国では、国際規格として NEC が電気機器に適用されている。しかし一般的に、先進国が実施する国際援助事業では、特定の技術レベルにある他の規格を適用することも可能である。

F. 維持管理

現在、系統連系型の太陽光発電システムは、エルサルバドル国内にまだあまり広く普及していない。円滑に事業を進めるために、太陽光発電システムに関する技術情報、技術資料および人的資源を導入することが不可欠である。

太陽光発電システムの持続可能な利用のために適正な維持管理技術を移転する必要がある。現地で太陽光発電システムの故障部分の修理および交換が出来ることが望ましい。そのため、維持管理技術に加えて故障・修理対応の技術も移転されなければならない。

G. プロジェクト計画例

システム建設期間は、太陽光発電システムの容量とタイプによって異なる。日本の場合では、1 MW の太陽光発電を据付けるために、約 6 ヶ月間の建設期間を考慮している。期間は、建設開始から試運転までである。建設期間は、太陽光発電システムの容量が増加するに従い長期間になる。荒天が続くと、工期の延長が想定されるので、雨季の建築工事を避けることが望ましい。

H. プロジェクト費用

日本では、設備容量が 100 kW 以上となる太陽光発電の平均単価は、US\$ 9,100/kW 以上になる。価格は、据付け場所やシステムの種類および容量等によって異なる。地上設置の場合は、太陽光発電システムの価格の他に、土地整備にかかる費用等を含まなければならない。据付が完了した後の運営費として、維持管理や保険料等についても調査する必要がある。エルサルバドル国には、設備容量が 100 kW の太陽光発電システムが米軍基地にある。プロジェクト費用を下記に示す。エルサルバドルの平均単価は、日本と比較すると低い値になっている。

太陽光発電（100 kW）の費用

据付費用: US\$ 690,000 (US\$ 6,900 / kW)

維持管理: US\$ 1,000 / year (年間4 回)

10.3.3.4 マスタープラン

本調査では、太陽光発電に関するマスタープランとして 2012～2026 年の開発計画を立案することが求められている。太陽光発電システムの開発に関しては、CEL による開発計画が存在する。表 10.3.4 に示す開発計画は、CNE からの情報を基に 2012 年から 2026 年の開発計画をまとめたものである。CEL の太陽光発電の開発計画は、今後必要に応じて見直しが行われる。したがって、太陽光発電の開発計画も、数年毎に修正されなければならない。

表10.3.4 太陽光発電の開発計画

Year	地上置		屋根置 (プロジェクトベース)	
	Capacity (MW)	Power Production (GWh/year)	Capacity (MW)	Power Output (GWh/year)
2012 to 2016	17	27.9	1	1.6
2017 to 2021	20	32.8	1	1.6
2022 to 2026	50	80.0	1	1.6

10.3.4 太陽熱発電

エルサルバドル国の平均日射量は 1 日 5 kWh/m² と高い。しかしながら、エルサルバドル国での太陽熱発電については、導入実績はない。本節では、太陽熱発電システムの導入に向けた太陽熱ポテンシャルの算定方法について概括し、民間会社であるラヘオ（LaGeo）社と INE 社から得られた情報を参考に、現状と将来予測について述べた。また、収集した情報をもとに太陽熱発電プロジェクトを実現するために、克服されるべきいくつかの障壁について対策を検討し、集中型太陽熱システム（CSP）の導入のために必要な検討事項を提示した。最後にマスタープランとして指標的開発計画を示した。

10.3.4.1 太陽熱ポテンシャル

エルサルバドルの日射量は大きく、平均日照時間は、1 日あたり約 5 時間である。集中型太陽熱システムについては、直達日射量だけが計算に用いられる。そのため、エネルギー利用の可能性は、約 70% または 1m² につき 3.5 時間の日照時間になる。

エルサルバドルの豊富な日射量と国際市場において開発されている太陽熱技術を考慮すると、太陽熱発電プロジェクト実施には大きな可能性ある。他方、建設コストを下げる観点から、現地集熱器を製造する可能性も検討することが重要である。そのためにも、太陽熱発電に関する技術移転は重要である。

10.3.4.2 現状と将来予測

A. エルサルバドル国内の既存計画

現在、太陽熱技術に関して主に 3 組織、ラヘオ社、INE 社および ドン・ボスコ大学が異なるアプローチで活動している、

a. ラヘオ社

ラヘオ社は、国内で太陽熱技術を開発するために、2007 年以降にプログラムを開始した。パラボリック・トラフ型の太陽熱集中装置のモジュール 4 台は、ラヘオ社によって設計および建設された。

新しい試作モデルは研究開発を目的として建設される予定である。試作モデルでは、反射率が 95% となる金属溶射されたプラスチックフィルムが利用される。システムは、ベルリン地熱発電所の北部地熱帯に据付けられる予定である。最大出力は、30 MWe として計画されている。

b. INE 社

INE 社では、太陽熱発電の導入の為に、プレ F/S、技術、財務および法規制に関する調査が行われている。INE 社は熔融塩電池によって熱エネルギーの蓄熱を含む、50 MWe の太陽熱発電の設置を検討している。約 8 時間の蓄熱ができる性能が必要とされている。実施工程は、約 3 年半と推定される。F/S と入札プロセスに 1 年間、プラント据付工事に 2.5 年間が必要と考えられている。

c. ドン・ボスコ大学

上記の理由から、2000 年にドン・ボスコ大学の電気科は、試作モデル CSP の設計と建設を行った。円形の集光型集熱器、蒸気発生装置または集光器の焦点に置かれるボイラを設計することが決定された。熱伝達および熱力学サイクルを運転する流体として、水が選択された。利用者の熱および電力負荷を検討して、システム熱容量は 30 kW_{th} に決定された。

B. 将来の予測

本節で説明されるように、太陽熱技術の更なる普及にむけて、いくつかの障壁がある。

a. 太陽熱技術の知識

啓発活動は、太陽熱技術の将来の開発にとって重要である。CSP 技術および他システムの可能性と利点が、多くの人々に理解されることが重要である。

b. 高額な初期投資額

現在、主に 2 つの理由から太陽熱発電の初期投資費用は高額な状態にある。最初は、特に集熱器初期投資施設コストが高額である。次に、技術が開発段階にあり、商業上は広く普及するに至っていないことがあげられる。

c. エンジニアの不足

太陽熱技術に関して、働くエンジニアまたは研究者が限られている。教育機関は、設計、実施、運転および太陽熱発電の維持管理のために必要な人材の育成活動を行わなければならない。

d. 出力の間欠性

太陽の日射量を利用できるのは日中のみである。しかし、出力の間欠性に対する対策がいくつかある。

e. 卸売市場と契約するための最低保証電力

日射量は間欠性を持つエネルギー源である、そのため太陽熱発電の発電電力も間欠性をもつ。卸売電力市場で供給したい電力生産者は、最小供給電力を保証しなくてはならない。これは太陽熱発電にとっては困難な事項である。

C. 提言

太陽熱発電の導入に関する提言を以下に示す。

- ・ 太陽熱発電の導入に関するプレ F/S および F/S を実施する。
- ・ 国際的な技術援助で、大学と調整を行いエンジニアおよび技術者を対象とした太陽熱技術に関する訓練と開発が必要。
- ・ 法律と技術に関する規制および基準の再検討

- ・ 太陽熱企業の創業に対する誘因を設ける（太陽熱および再生可能エネルギー全般）
- ・ 太陽集熱器の現地製造に関する技術開発
- ・ 太陽熱技術の構成部品を輸出できるように条件を確立する。
- ・ 太陽熱技術の開発について、政府およびメーカの共同により国際協力を推進する。
- ・ 太陽熱と地熱を組み合わせたハイブリッドシステムの導入可能性について、調査を実施する。

10.3.4.3 技術面の検討

一般に、太陽熱発電の初期投資費用は、依然として高い状態にある。ラヘオ社は、蓄熱設備なしのシステムで総原価の見積もりを 3,700 ドル/kW_eとした。蓄熱設備のあるシステムで 6,167 ドル/kW_eである。メキシコでは、GEF へ提案したプロジェクト"Hybrid Solar Thermal Power Plant Project Agua Prieta II"の提案書で 1,404 ドル/ kW_e と設定している。INE 社によると 50 MWe の建設コストは 5,000～6,000 ドル/kW_e であり、蓄熱設備のコストについては 6,000 ドル/kW_e である。言い換えれば、プロジェクトの総費用は約 3 億ドルになる。ドン・ボスコ大学の場合には、研究、開発、デザイン、材料、労働と管理を含んだ“Research & Development of Solar Thermal Technology”プログラムの総費用は、207,930 ドルであった。

10.3.4.4 マスタープラン

本調査では、2012 年から 2026 年までの太陽熱発電に関するマスタープランの作成が必要とされている。太陽熱発電システムに関しては、民間会社であるラヘオ社と INE 社の 2 社のみが計画を有している。以下の開発計画は、両社における 2012 年から 2016 年までの情報をもとにまとめられたものである。2017 年以降の開発計画については、今後の可能性として、示すにとどめた。

ラヘオ社と INE 社の太陽熱発電の開発計画は、技術や価格の動向により必要に応じて修正される。従って、太陽熱発電の開発計画も、数年毎に見直しを行う必要がある。

表10.3.5 太陽熱発電マスタープラン

Year	Capacity (MW _e)	Power Production (GWh/year)
2012 to 2016	60	158*
2017 to 2021	80	210*
2022 to 2026	60	158*

*：蓄熱設備を備えたシステム

(出典: CNE、JICA調査団、INE社、ラヘオ社を交えた会議において両社より入手した情報に基づく)

10.3.5 地熱発電

マスタープランとしての導入可能量の算定は、既存計画のレビューによって 2017 年までの投入計画として示した。2018 年以降の開発の可能性については、既存のポテンシャル情報をもとに推定値を記述した。また、新規開発地点についての標準的な開発工程ならびに開発コストにつき、ラヘオ社からの聞きとり情報をもとにその概要を記述した。

10.3.5.1 2017年までの投入計画

現在エルサルバドル国において地熱資源開発を行っているのはラヘオ社のみである。同社からの聞き取りによる今後の具体的な新規開発・出力増加計画は第 4 章 4.6.3 節に述べたが、実施時期が具体的に決まっているものは表 10.3.6 の通りである。

表10.3.6 ラヘオ社による新規開発、増設、改造による増出力計画の具体的計画

地点	計画内容	増出力 (MW)	確実性	実施時期 (年)	遅れの可能性
アウアチャパン	2号機改造	5～9	A	2015	なし
ベルリン	5号機増設	25～30	A	2017	なし
チナメカ	新規開発	30～50	B	2017	2年程度
-	合計	60～89	-	-	

(確実性) A: 確実, B: ほぼ確実

(出典：ラヘオ社)

表 10.3.1 にあるように、ラヘオ社では 2017 年頃までに 60 から 89MW の発電出力増を計画している。

10.3.5.2 2018年以降の計画

ラヘオ社による具体的な地熱発電の出力増加計画は 2017 年までであり、それ以降の具体的な計画はない。2018 年以降の将来の地熱発電の出力増加の可能性については第 4 章 4.6.4 節に検討結果を述べた。それによれば、当国において将来的に到達可能な総地熱発電出力の最大値は、現時点において、300MW から 400MW 程度と推定された。なお、この推定値については、数年おきに、その時点での最新情報に基づき改訂する必要がある。

地熱資源は、他の地下資源同様、調査の進展によって資源状況の理解が進展し、その開発可能性が変化する。従って、本マスタープランにおける地熱発電に関する全ての計画や推定値は、調査・開発の進展に伴い、順次改訂していく必要がある。

ラヘオ社からの聞き取りによる、エルサルバドル国における地熱資源の開発と発電所建設に関する、一般化された工程とコストを表 10.3.7 に示す。この表から分かるように、30 MW 級の新規地熱開発には諸手続を含んで約 8 年の時間と 150～200 百万 US ドル弱程度の費用が必要と見積もられている。

表10.3.7 エルサルバドル国内での30 MW級地熱開発の標準的工程と開発コスト

[illegible]

(出典：ラヘオ社)

今後、新規に地熱開発を行う場合は、概ね上記の工程並びにコストを参考に開発が進められると想定される。

10.3.6 バイオマス発電

エルサルバドル国において実施したバイオマス資源に関する調査結果から、小規模バイオマス発電システム導入の必要性が明らかとなった。この章では、小規模バイオマス発電システムとして、バイオマス・ガス化装置とバイオマス資源と太陽熱によって運転されるマイクロ・バイナリー発電について説明する。

10.3.6.1 バイオマス・ガス化

バイオマス資源は、エネルギーを発生させるための主要ポテンシャルの 1 つと考えられている。現在、バイオマス資源としては、森林残余物、エネルギー作物、製造食品廃棄物、ココナッツ・シェール、サトウキビ精製工程から排出されるバガスと食品加工残渣などが、エネルギーを発生させるために利用されている。固体のバイオマス資源から電力を発生させるために、2 つの主要な方法がある。バイオマス・ガス化は、バイオマスを不完全な状態で燃焼させて、一酸化炭素（CO）、水素（H₂）とメタン（CH₄）からなる可燃ガスを生産する熱化学プロセスのこと指す。この可燃ガスは、発生炉ガスと呼ばれている。発電を行う為に、発生炉ガスは冷却され、フィルター装置を通してエンジンに供給される。バイオマス・ガス化発電システムは、4 kW 程度から数 MW まで比較的小規模で商業的に利用することが可能である。

A. バイオマス・ガス化技術

ガス化装置には 2 種類の主要な型がある、固定層式ガス化炉と流動層式ガス化炉である。固定層式ガス化炉は、底部を加熱し高層部から発生炉ガスを排出するアップ・ドラフト型と、反応炉の中央部で酸化し発生炉ガスが底部から排出されるダウン・ドラフト型に分けられる。発電目的に用いられている小規模ガス化システムは、ダウン・ドラフト型を採用している。一般にダウンドラフト・ガス化装置によって発生したガスは、約 10～20% の H₂、約 20～30% の CO および数パーセントの CH₄ の可燃性ガスと不燃ガス（例えば CO₂ と N₂）で構成される。

B. 導入事例

以下にバイオマス・ガス化発電の導入事例を示す。

a. バングラデシュ（籾殻）

2007 年 12 月、村落に容量 250 kW（130 kW×2 基）のバイオマス・ガス化発電の実証試験が開始された。周囲の 8 村落を対象としたミニグリッドとし、電話会社や商店などを含む 400 世帯に電力供給を行っている。ガス化発電の燃料として、籾殻を用いている。電力料金は、US¢6.5/kWh である。ミニグリッドへの接続料金として US\$1.3 を徴収している。電気料金の徴収額は、月額 US\$7.80 であり、燃料代やメンテナンス費用を考慮すると運営は苦しい状況にある。運営が厳しい原因として、ミニグリッド村落の電力需要を過大評価していたことがある。

b. 米国（木質バイオマス等）

Community Power Cooperation (CPC) は 1995 年に創立された。当初、同社は現代のエネルギーサービスを開発途上国のオフグリッド村落に提供する業務に関係していた。CPC は、1999 年に DOE に

よるプロジェクトのフェーズ 1 として、フィリピンの遠隔地域にある村落において電力供給を行うために 12.5 kW の「BioMax」と称する試作モデル・システムを開発する事業に選ばれた。原料としてココナッツ殻を用いる。同社は、その後に製品ラインアップを 25 kW、50 kW と 75 kW、伝熱併給システム、熱供給システム、コンテナ搭載型システム、可動型システムそして合成ディーゼル燃料を作ることができるシステムへと拡大した。

D. コスト

バイオマス・ガス化装置は、インド国では、すでに普及しておりシステム費用は他の国と比較して低い。以下に、インド国におけるバイオマス・ガス化装置の典型的なシステム費用を示す。

インド (ANKUR 社)

システム費用例 **US\$ 900 ～ 2,000 / kWe**

	4 kW	US\$
Basic		3,400
Add: transport, taxes, duties		600
Site specific civil works		800
Misc. & Contingencies		600
Total		5,400

	40 kW	US\$
Basic		30,640
Add: transport, taxes, duties		1,000
Site specific civil works		3,000
Misc. & Contingencies		4,000
Total		38,640

米国 (CPC 社)

システム費用例 **\$4,500 ～ \$7,000/kWe**

10.3.6.2 マイクロ・バイナリー発電設備

バイナリーサイクル発電システムでは、ブタンまたはペンタン炭化水素のような沸点の低い作動媒体を、熱交換器を通して高圧力でポンプにより揚げられる。その後、作動媒体は熱交換器で気化して、タービンを通り抜けて発電を行う。Micro-binary は、KOBELCO（神戸製鋼）により開発された小規模バイナリー発電である。バイナリー発電は、70～95℃の低温水で運転される。また、インバータやコンバータ等の必要な装置は、パッケージ化された発電設備に含まれている。地熱や太陽熱だけではなく、バイオマス資源を利用して運転することも出来る。

下にマイクロ・バイナリーの機材費および設置費込みの機材費を示す。据付費用は利用目的に応じる。

Microbinary (MB-70H): US\$ 312,500 (機材費)

US\$ 500,000 (据付費込み)

10.3.6.3 バイオマス技術導入の検討

エルサルバドル国のバイオマス資源ポテンシャルの調査が実施された。以下に、まとめた調査結果を示す。

A. 調査結果のまとめ

- a. サトウキビ: 国内の3工場に、バガス発電設備が4施設ある。総容量は、2011年12月末で109.5 MWである。発電設備の開発計画は、全体で45 MWである。
- b. コーヒー: 現在、コーヒー殻が、いくつかの工場でボイラ燃料として使われている。コーヒー殻を利用した発電の設備容量は、国全体で0.6 MWと推定される。
- c. 米: 籾殻を活用した発電の設備容量は、国全体で0.95 MWと推定される。
- d. 技術の導入 バイオマスの資源量が少なく分散しているので、小規模発電施設の導入が適している。

B. 将来の導入に関する検討

a. バイオマス資源データの更新

国でバイオマス資源に関する情報を更新することが必要である。集めた情報は、利害関係のある人々または機関に利用できなければならない。

b. 共同組織

コーヒーまたは米殻のような、精製工場で入手できるバイオマス資源には限度があるので、複数の工場から構成される地域の協力枠組を検討する必要がある。

c. 人材開発

小さなバイオマス候補サイトで小規模バイオマス発電システムを導入するという可能性がある。バイオマス・ガス化のような、小規模バイオマス発電システムは、国内で製造することができる。このような技術移転を行うことは重要である。

10.3.7 バイオガス

エルサルバドル国におけるバイオガス資源の調査結果、ならびに CNE との協議を通じて、小規模のバイオガス発電の導入を検討することが望ましいことが判明した。この章では、可能性のあるバイオガス資源として、畜産廃棄物、廃水処理施設、廃棄物発電の 3 種類について、それらの概要、利用技術、プロジェクト例、コストなどについて他国での事例を交えて記述し、将来の導入へ向けての参考情報としてまとめた。

10.3.7.1 畜産廃棄物からのバイオガス

A. 概要

バイオガスは、有機物の嫌気性発酵することにより発生したガスである。バイオガスと天然ガスの構成の主な違いは、二酸化炭素含有量にある。バイオガスの単位体積あたりのエネルギー含量は天然ガスと比較して小さくなる。バイオガスの典型的な低位発熱量は $6.5 \text{ (kWh/Nm}^3\text{)}$ と天然ガス（デンマーク産）の $11.0 \text{ (kWh/Nm}^3\text{)}$ と比較して小さい。

B. バイオガス技術

a. バイオ発酵槽

バイオ発酵槽は、一般にバイオガス・プラントとして知られている構築物である。バイオ発酵槽内部では、様々な化学および微生物学的な反応が起こるので、バイオ反応炉または嫌気性反応炉としても知られている。構造の基本機能として、槽の内部を嫌気状態に維持することがある。容器として、気密性と水密性が必要である。

b. バイオガス発電機

バイオガスで内燃機関（ガスエンジン）を駆動する技術は、すでに確立された信頼できる技術である。何千ものエンジンが、下水道、埋立て地およびバイオガス施設で運転されている。エンジン容量は、小さな農場で利用される数 kW から大規模な埋立て地で利用される数 MW にまで及ぶ。ディーゼルエンジンを改良し、点火プラグを設置したガスエンジン、または約 8~10%のディーゼルを点火のために噴射するデュアル燃料エンジンとして使われている。これら 2 つのタイプのエンジンが、多く利用されている。最新のデザインでは、発電効率が最大で 41%のものもある。

c. 運転

バイオガス施設の運転では、pH と温度が有用な運転の指標となる。

pH 値：

発酵槽に入力する混合燃料の pH 値が 6~7 の間のとき、バイオガス発生に最適な状態となる。

温度：

メタン細菌は、極端な高温または低温の状態では不活発である。最適温度は、 35°C である。

C. プロジェクト例

a. グラミン・シャクティのプロジェクト（バングラデシュ）

調理用バイオガス

バングラデシュ国に存在するバイオガス施設のうち、約 7000 基が世界的に有名な NGO であるグラミン・シャクティによって、農村地帯に導入された。バイオガス発酵槽から排出されたスラリーが、有機肥料として農業に活用されている。含水率が約 15%の乾燥スラリーが利用者により準備される。スラリーを固化化したものは、1 kg につき約 US\$4 で売られている。

発電用バイオガス

発電システムは、民間の機関により徐々に導入されている。グラミン・シャクティは、発電のために 20 のバイオガスシステムを導入した。地方のコミュニティにある搾乳農場に、各 5 kW のバイオガス発電施設が 2 基導入されている。当該施設では、中国製ガスエンジンが発電に利用されており、価格は US\$765 である。ガスエンジンの導入前は、中国製の小型ディーゼル発電機をバイオガスとディーゼルのデュアル燃料運転で利用していた。

D. コスト

エルサルバドル国の中央アメリカ大学（UCA : Univercidad Centroamericana）は、バイオガスシステムの経済性について検討を実施している。バイオガス施設は、Santa Ana 県、El Porvenir 郡の Miravalle に導入されている。

建設コスト総額： US\$41,000.66

運転費用（月額）： US\$45.00

維持コスト（月額）： US\$55.00

10.3.7.2 廃水処理施設でのバイオガス

A. 概要

国立上下水道公社（ANDA）によると、政府組織および他の外部組織によって管理されている水処理施設が、国内に 66 施設ある。

B. 廃水処理施設におけるバイオガス利用

廃水処理施設の目的は、固体の除去、有機物と汚染物質の削減および酸素の回復である。廃水処理法には、主に好気性および嫌気性の 2 つの方法がある。最初の方法は、酸素による廃水処理でありもう一つは嫌気性リアクターなど無酸素状態で利用される。

C. プロジェクト例

GIZ は、チリ国でバイオガス施設の経済性の分析に関する調査を実施した。調査は、固形排出物からバイオガスを生産しているビール醸造所で実施された。ビール醸造所で利用されているバイオガス発生システムは、嫌気性発酵である。

D. コスト

調査の結果、電力プラントは年間 3 万立法マイルのバイオガスを発生する能力があることが判明した。次表は、ビール醸造所で発生する固形廃棄物を利用した熱電併給システム（4 MW）のプロジェクト総費用は約 8 百万米ドルとなる。

E. 将来の必要条件

以下に、廃水からのバイオガス発生ポテンシャルを分析するのに必要なプロセスを示す。

情報の更新： 廃水処理施設に関する情報は、更新されなければならない。

廃水処理施設への入力廃水： 廃水に含有される有機物の量を、各施設で計測する必要がある。

プラントの容量：

国立上下水道公社（ANDA）によって管理される廃水処理プラントは、66 施設である。しかし、大部分の施設容量は、1 m³未満と小さい。ほとんどの廃水管理施設では、バイオガスを生産する為の嫌気性発酵槽または UASB は所有していない。

10.3.7.3 廃棄物発電

A. 概要

廃棄物発電システムは、固形廃棄物を焼却する際に発生する排気熱で、高温度の圧力蒸気を作る。それにより蒸気タービンを駆動させて発電する。

B. プロジェクト例

「ベトナム国ハノイ地域における産業廃棄物のエネルギー利用モデル事業の実施可能性に関する基礎調査」が NEDO と IEA の共同調査として実施された。調査では、産業廃棄物発電の概念設計が準備されている。

a. 仕様

焼却炉容量: 75 tons/day (平均熱量含有量: 16,000kJ/kg)

発電容量: 1.2 MW (配電端)

運転時間: 24 hrs/day × 330 days/yr = 7,920 hrs/yr

発電量（単位重量）： 1.2 MW × 0.90 × 24 hr/day ÷ 75 ton/day = 345.6 kWh/ton

b. プロジェクト費用の見積とエネルギー効率

総プロジェクト費用: 約 US\$21million

エネルギー効率: 8.7%

発電コスト: 約 US\$ 0.26/kWh

O & M コスト: 約 US\$416,000/yr

10.3.7.4 バイオガス技術の導入可能ポテンシャル

これまでの調査検討結果をもとにバイオガス資源のポテンシャルを取りまとめると以下のとおりである。いずれもマスタープラン段階の推定値であるため、導入にあたっては、F/S調査などを通じて詳細に調査する必要がある。

A. 現況、およびポテンシャル

- a. 埋立地: ネハパに定格容量6.3 MWの埋立地バイオガス発電システムがある。発電ポテンシャルは、現状では10 MWまで増設が可能であるが、将来的には25 MWまで容量を増設することが出来る。ネハパ埋立地を除くと約7.9 MWが開発可能な容量と推定される。
- b. 畜産廃棄物: 入可能なバイオガス発電の設備容量は、牛糞で約84 MW、豚糞で約2.4 MW、鶏糞で約96 MWと推定される。
- c. 産業廃棄物: バイオガスを発生させるために工業廃棄物を活用している産業（例えばコーヒー工場やビール工場）等がある。導入に向けて、発生量、時期、初期投資額と設備利用率など、プロジェクトの技術面、経済面の条件確認が必要である。
- d. 廃水利用: 国立上下水道公社(ANDA) により管理される廃水処理施設が、エルサルバドルには66施設ある。廃水を活用したバイオガス生産について予備調査を実施した。
- e. 技術の導入 バイオガス資源には量的な限界があり国内に点在しているので、小規模発電設備の導入を検討した。

B. 将来開発の検討

a. バイオガス関連データの更新：

国内のバイオガス資源に関する情報は、定期的に更新する必要がある。また、それらの情報は、バイオガスに興味を持つ個人または団体に入手が可能な状態にしておく必要がある。

b. 共同組織

廃水バイオガス利用を検討する際に、ANDAのような組織と協力することが必要である。民間団体に、情報提供を行うことも必要である。

c. 人材開発

牛、豚および鶏飼育等で、小規模バイオガス発電システム導入の可能性がある。小規模バイオガス発酵槽は、エルサルバドルに既に導入されている。バイオガス施設の構造は単純である。従って、国内で製造することも可能である。バイオガス発電システムの設計、建設および運転のために技術移転を行うことが重要である。