

国際協力事業団 (JICA)

グアテマラ共和国鉱山エネルギー省

グアテマラ共和国  
アマティトラン地熱開発計画調査

ファイナルレポート  
本文

JICA LIBRARY



J1166798171

2001年12月

西日本技術開発株式会社

鉱調資

JR

01-117

国際協力事業団（JICA）

グアテマラ共和国鉱山エネルギー省

グアテマラ共和国  
アマティトラン地熱開発計画調査

ファイナルレポート  
本文

2001年12月

西日本技術開発株式会社



1166798(7)

## 序文

日本国政府は、グアテマラ共和国政府の要請に基づき、同国のアマティトラン地熱開発計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団が実施いたしました。

当事業団は、平成10年9月から平成13年12月までの間、6回にわたり西日本技術開発株式会社の藤野敏雄氏を団長とし、同社の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、グアテマラ共和国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書の完成の運びとなりました。

この報告書が、グアテマラ共和国のアマティトラン地熱開発計画に係る最適計画策定に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査のご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成13年12月



国際協力事業団

総裁 川上 隆朗

## 伝達状

国際協力事業団

総裁 川上 隆朗 殿

ここに、「グアテマラ国アマティトラン地熱開発計画調査」最終報告書をご提出申し上げます。本調査は、貴事業団との契約に基づき、西日本技術開発株式会社が、平成10年9月より40ヶ月間にわたり実施してまいりました。

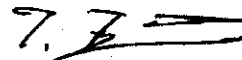
本調査の実施に際しましては、グアテマラ共和国（グアテマラ国）のエネルギー需給や電源開発の現状を十分に踏まえて、アマティトラン地熱開発計画に係る最適計画策定のため、技術、経済、財務、組織、および環境の各方面からフィジビリティ評価を行い、併せて調査実施中に地熱発電計画調査に関する技術移転も実施してまいりました。

本報告書は、各種調査を通じて構築した地熱系概念モデルを基にアマティトラン地域の地熱資源量評価とその開発計画を纏めております。報告書作成に際しては、先方グアテマラシティにおいて適時開催されましたカウンター・パートとの協議を通じて、グアテマラ側のご意見を反映させております。

貴事業団、外務省、経済産業省等の関係者には多大のご理解並びにご協力を賜り、心より御礼を申し上げます。また、グアテマラ国における現地調査期間中は、グアテマラ電力公社(INDE)、JICA グアテマラ駐在員事務所、在グアテマラ日本大使館に、緊密なご協力とご支援を頂きましたことにつき、深く感謝申し上げます。

平成13年12月

西日本技術開発株式会社



グアテマラ国

アマティトラン地熱開発計画調査団

総括 藤野 敏雄

## 本報告書の目次

1 調査概要	1- 1
1.1 背景	1- 1
1.2 調査目的	1- 1
1.3 プロジェクトの概要および各段階の作業内容	1- 1
1.3.1 調査の概要	1- 1
1.3.2 第4年次フィジビリティ調査段階（2001年度）の作業内容	1- 2
1.4 調査団員の構成	1- 2
1.5 謝辞	1- 3
2 既調査結果のまとめ	2.1- 1
2.1 電力事情	2.1- 1
2.1.1 グアテマラ電力事情の概要	2.1- 1
2.1.2 発電システム	2.1- 6
2.1.3 送電システム	2.1- 7
2.1.4 配電システム	2.1- 7
2.1.5 グアテマラ国内の電力需要予測	2.1- 8
2.1.6 政治・経済の最新動向	2.1- 9
2.1.7 政治情勢	2.1-10
2.1.8 電気普及率の改善および電力需要の増大に対する対策	2.1-10
2.1.9 グアテマラにおける電源開発の方法	2.1-11
2.1.10 まとめ	2.1-12
2.2 地球科学的調査	2.2- 1
2.2.1 地質調査	2.2- 1
2.2.2 地化学調査	2.2- 4
2.2.3 重力・磁気探査	2.2- 7
2.2.4 電磁探査	2.2- 9
2.3 調査井掘削結果	2.3- 1
2.3.1 調査井 AMJ-1 号井	2.3- 1
2.3.2 調査井 AMJ-2 号井	2.3- 3
2.4 坑井調査	2.4- 1
2.4.1 坑井地質	2.4- 1
2.4.2 坑井流体地化学	2.4- 8
2.4.3 坑井仕上げ前調査および仕上げ試験	2.4-11

2.5	地熱系概念モデル	2.5- 1
2.5.1	地質構造	2.5- 1
2.5.2	熱源	2.5- 3
2.5.3	地下温度分布	2.5- 3
2.5.4	熱水系地化学モデル	2.5- 4
2.5.5	地熱構造モデル	2.5- 5
3	地熱開発計画の策定	3.1-1
3.1	地熱資源量評価	3.1-1
3.1.1	数値モデル	3.1-1
3.1.2	自然状態シミュレーション	3.1-2
3.1.3	ヒストリーマッチング	3.1-3
3.1.4	将来予測および地熱資源量	3.1-5
3.1.5	出力予想結果	3.1-6
3.2	地熱発電所建設計画	3.2-1
3.2.1	計画条件	3.2-1
3.2.2	地熱流体輸送・還元設備	3.2-4
3.2.3	発電設備	3.2-5
3.2.4	送電・変電設備	3.2-12
3.2.5	工事計画	3.2-12
3.2.6	工事費	3.2-15
3.3	環境影響調査	3.3-1
3.3.1	はじめに	3.3-1
3.3.2	グアテマラ国における環境関連法規制	3.3-1
3.3.3	環境地勢調査結果	3.3-3
3.3.4	調査井掘削、噴出試験までの環境測定結果	3.3-3
3.3.5	発電所建設に向けた環境影響評価	3.3-5
3.3.6	今後のプロジェクト推進に当たっての推奨事項	3.3-8
3.4	経済・財務評価	3.4-1
3.4.1	プロジェクトの必要性	3.4-1
3.4.2	Least Cost Solution 経済性評価	3.4-3
3.4.3	財務評価	3.4-5
4	総合評価および提言	4- 1
4.1	総合評価	4- 1
4.1.1	地熱系モデル	4- 1
4.1.2	地熱資源量	4- 2
4.1.3	出力予想	4- 2

4.1.4	地熱発電所建設計画	4- 3
4.1.5	環境影響調査	4- 3
4.1.6	経済・財務評価	4- 4
4.2	提言	4- 5
4.2.1	アマテイトラン地熱地域の開発	4- 5
4.2.2	環境	4- 5
4.2.3	周辺地域の開発	4- 6





## 図表目次

### <図>

Fig. 2-1-1(a)	グアテマラ電力産業の組織	2.1-14
Fig. 2-1-1(b)	グアテマラ電力産業の市場構造	2.1-15
Fig. 2-1-2	エネルギーコストの日変化	2.1-16
Fig. 2-1-3	月別電力価格の変動	2.1-17
Fig. 2-1-4	グアテマラ国内の電力供給システム	2.1-18
Fig. 2-1-5	グアテマラ国内の送電システム	2.1-19
Fig. 2-1-6	グアテマラ国内の配電エリア	2.1-20
Fig. 2-1-7	国家電力供給網に連結している顧客数	2.1-21
Fig. 2-1-8	グアテマラ国内の地域別電化率	2.1-22
Fig. 2-1-9	グアテマラ国の電化率の推移	2.1-23
Fig. 2-1-10	設備容量と電力需要の推移	2.1-24
Fig. 2-2-1	中央アメリカの火山列	2.2-13
Fig. 2-2-2	広域地質構造図	2.2-14
Fig. 2-2-3	地質図	2.2-15
Fig. 2-2-4	アマティトラン地熱地域の地質層序	2.2-16
Fig. 2-2-5	地質構造図	2.2-17
Fig. 2-2-6	分析用流体試料採取位置図	2.2-18
Fig. 2-2-7	熱水系地化学モデル図	2.2-19
Fig. 2-2-8	土壌ガス調査による高透水性ゾーン集約図	2.2-20
Fig. 2-2-9	重力解析図	2.2-21
Fig. 2-2-10	磁気解析図	2.2-22
Fig. 2-2-11	比抵抗不連続線分布図	2.2-23
Fig. 2-2-12	浅部比抵抗構造解析図	2.2-24
Fig. 2-2-13	深部比抵抗構造解析図	2.2-25
Fig. 2-3-1	AMJ-1 号井坑井仕上げ図	2.3-6
Fig. 2-3-2	AMJ-2 号井坑井仕上げ図	2.3-7
Fig. 2-3-3	AMJ-1 号井掘削実績	2.3-8
Fig. 2-3-4	AMJ-2 号井掘削実績	2.3-9
Fig. 2-4-1	坑井 AMJ-1 の地質総合柱状図	2.4-21
Fig. 2-4-2	坑井 AMJ-2 の地質総合柱状図	2.4-22
Fig. 2-4-3	アマティトラン地熱地域の地質柱状対比図	2.4-23
Fig. 2-4-4	坑井 AMJ-1 における流体包有物の均質化温度－氷融点関係図	2.4-24
Fig. 2-4-5	坑井 AMJ-2 における流体包有物の均質化温度－氷融点関係図	2.4-25
Fig. 2-4-6	エンタルピー－Cl 相関図	2.4-26

Fig. 2-4-7	AMJ-2 熱水化学特性変化図	2.4-27
Fig. 2-4-8	AMJ-1 および AMJ-2 の熱水化学特性に関するモニタリングデータ経時変化図	2.4-28
Fig. 2-4-9	AMJ-1 および AMJ-2 のガス化学特性に関するモニタリングデータ経時変化図	2.4-29
Fig. 2-4-10	坑井 AMJ-1 温度圧力検層(800 m)	2.4-30
Fig. 2-4-11	坑井 AMJ-1 温度検層(1,700 m)	2.4-31
Fig. 2-4-12	坑井 AMJ-1 圧力検層(1,700 m)	2.4-32
Fig. 2-4-13	坑井 AMJ-1 注水試験記録	2.4-33
Fig. 2-4-14	坑井 AMJ-2 温度検層(1,700m)	2.4-34
Fig. 2-4-15	坑井 AMJ-2 圧力検層(1,700m)	2.4-35
Fig. 2-4-16	坑井 AMJ-2 注水試験記録	2.4-36
Fig. 2-4-17	リッププレッシャー法試験設備	2.4-37
Fig. 2-4-18	坑井 AMJ-1 の第 1 回噴出試験結果	2.4-38
Fig. 2-4-19	坑井 AMJ-1 の第 1 回噴出試験の坑井特性	2.4-39
Fig. 2-4-20	坑井 AMJ-1 の第 2 回噴出試験結果	2.4-40
Fig. 2-4-21	坑井 AMJ-1 の第 2 回噴出試験の坑井特性	2.4-41
Fig. 2-4-22	坑井 AMJ-2 の第 1 回噴出試験結果	2.4-42
Fig. 2-4-23	坑井 AMJ-2 の第 1 回噴出試験の坑井特性	2.4-43
Fig. 2-4-24	坑井 AMJ-2 の第 2 回噴出試験結果	2.4-44
Fig. 2-4-25	坑井 AMJ-2 の第 2 回噴出試験の坑井特性	2.4-45
Fig. 2-5-1	地熱構造モデル(平面図)	2.5-7
Fig. 2-5-2	地熱構造モデル(A-A'断面図)	2.5-8
Fig. 2-5-3	地熱構造モデル(B-B'断面図)	2.5-9
Fig. 2-5-4	熱水系地化学モデル	2.5-10
Fig. 3-1-1	貯留層シミュレーション手法	3.1-8
Fig. 3-1-2	アマテイトラン地熱貯留層数値モデルのブロック分割	3.1-9
Fig. 3-1-3	アマテイトラン地熱貯留層数値モデルの鉛直方向分割	3.1-10
Fig. 3-1-4	第 4 層(AB, +150 m)の貯留層温度コンター	3.1-11
Fig. 3-1-5	第 3 層(AC, +450 m)の貯留層温度コンター	3.1-12
Fig. 3-1-6	第 2 層(AD, +750 m)の貯留層温度コンター	3.1-13
Fig. 3-1-7	第 1 層(AE, +1,050 m)の貯留層温度コンター	3.1-14
Fig. 3-1-8	生産井 AMF-1 の噴出量変化とエンタルピーマッチング	3.1-15
Fig. 3-1-9	生産井 AMF-1 の出力変化	3.1-16
Fig. 3-1-10	生産井 AMF-2 の噴出量変化とエンタルピーマッチング	3.1-17
Fig. 3-1-11	生産井 AMF-2 の出力変化	3.1-18
Fig. 3-1-12	還元井 AMF-3 の還元量変化	3.1-19
Fig. 3-1-13	ヒートリマッチング後の第 1 層(AE, +1,050m)の貯留層温度分布(°C)	3.1-20

Fig. 3-1-14	ヒトリーマッキング後の第1層(AE, +1,050m)の貯留層圧力分布(ksc)……………	3.1-21
Fig. 3-1-15	ヒトリーマッキング後の第1層(AE, +1,050m)の貯留層蒸気飽和率分布(%)……………	3.1-22
Fig. 3-1-16	ヒトリーマッキング後の第2層(AD, +750m)の貯留層温度分布(°C)……………	3.1-23
Fig. 3-1-17	ヒトリーマッキング後の第2層(AD, +750m)の貯留層圧力分布(ksc)……………	3.1-24
Fig. 3-1-18	ヒトリーマッキング後の第2層(AD, +750m)の貯留層蒸気飽和率分布(%)……………	3.1-25
Fig. 3-1-19	ヒトリーマッキング後の第3層(AC, +450m)の貯留層温度分布(°C)……………	3.1-26
Fig. 3-1-20	ヒトリーマッキング後の第3層(AC, +450m)の貯留層圧力分布(ksc)……………	3.1-27
Fig. 3-1-21	ヒトリーマッキング後の第3層(AC, +450m)の貯留層蒸気飽和率分布(%)……………	3.1-28
Fig. 3-1-22	貯留層の開発シナリオ……………	3.1-29
Fig. 3-1-23	既存坑井および補充井の掘削ターゲット……………	3.1-30
Fig. 3-1-24	シナリオ1: 20 MW 発電の場合の出力予測……………	3.1-31
Fig. 3-1-25	シナリオ1: 各生産井の出力予測……………	3.1-32
Fig. 3-1-26	シナリオ2: 20MW + 20 MW 発電の場合の出力予測……………	3.1-33
Fig. 3-1-27	シナリオ2: 各生産井の出力予測(a)……………	3.1-34
Fig. 3-1-28	シナリオ2: 各生産井の出力予測(b)……………	3.1-35
Fig. 3-1-29	シナリオ3: 40 MW 発電の場合の出力予測……………	3.1-36
Fig. 3-1-30	シナリオ3: 各生産井の出力予測(a)……………	3.1-37
Fig. 3-1-31	シナリオ3: 各生産井の出力予測(b)……………	3.1-38
Fig. 3-2-1	蒸気・熱水配管ルート, 発電所建設地点I(カルデラ外)……………	3.2-17
Fig. 3-2-2	蒸気・熱水配管ルート, 発電所建設地点II(カルデラ内)……………	3.2-18
Fig. 3-2-3	建設地点I(カルデラ外)の地熱流体輸送・還元設備の概念系統図……………	3.2-19
Fig. 3-2-4	建設地点II(カルデラ内)の地熱流体輸送・還元設備の概念系統図……………	3.2-20
Fig. 3-2-5	発電所配置計画図……………	3.2-21
Fig. 3-2-6	主要配管系統の概念図……………	3.2-22
Fig. 3-2-7	所内単線結線図……………	3.2-23
Fig. 3-2-8	送電ルート……………	3.2-24
Fig. 3-2-9	送電系統図……………	3.2-25
Fig. 3-2-10	建設計画 (Case 1)……………	3.2-26
Fig. 3-2-11	建設計画 (Case 2)……………	3.2-27
Fig. 3-2-12	建設計画 (Case 3)……………	3.2-28
Fig. 3-3-1	H2S 除去技術の地熱への適用例……………	3-3.9
Fig. 3-4-1	需要と設備容量……………	3.4-2
Fig. 3-4-2	発電所利用料に対する感度分析……………	3.4-8
Fig. 3-4-3	プロジェクトコストに対する感度分析……………	3.4-9
Fig. 3-4-4	売電単価に対する感度分析……………	3.4-9
Fig. 3-4-5	蒸気単価に対する感度分析……………	3.4-10

Fig. 3-4-6 加重平均金利に対する感度分析…………… 3.4-10

<表>

Table 1-1-1	作業実施工程……………	1-4
Table 2-1-1	全国電気卸売事業会の構成員リスト……………	2.1-25
Table 2-1-2	2001年5月31日の給電プログラム……………	2.1-26
Table 2-1-3	2001年5月,Guatemala Sur 給電所での時間別平均電力スポット価格……………	2.1-27
Table 2-1-4	国内電力供給網(SNI)傘下の発電業者……………	2.1-28
Table 2-1-5	州別電気利用者数とその上昇率……………	2.1-29
Table 2-1-6	全国電気卸売事業会による電力需要予測……………	2.1-30
Table 2-1-7	鉱山エネルギー省による電力需要予測……………	2.1-31
Table 2-1-8	グアテマラ国の一般概況……………	2.1-32
Table 2-1-9	グアテマラ国の経済指標……………	2.1-33
Table 2-1-10	グアテマラ国の環境的指標……………	2.1-34
Table 2-3-1	坑井 AMJ-1 の掘削時間分析……………	2.3-10
Table 2-3-2	坑井 AMJ-2 の掘削時間分析……………	2.3-11
Table 2-3-3	坑井 AMJ-1 の掘削設備……………	2.3-12
Table 2-3-4	坑井 AMJ-2 の掘削設備……………	2.3-13
Table 2-3-5	坑井 AMJ-1 の傾斜測定記録……………	2.3-14
Table 2-3-6	坑井 AMJ-2 の傾斜掘り実績……………	2.3-15
Table 2-3-7	坑井 AMJ-1 の逸水層記録……………	2.3-16
Table 2-3-8	坑井 AMJ-2 の逸水層記録……………	2.3-17
Table 2-3-9	坑井 AMJ-1 のハイドロフラクチャリング記録……………	2.3-18
Table 2-3-10	坑井 AMJ-2 のハイドロフラクチャリング記録……………	2.3-19
Table 2-3-11	坑井 AMJ-1 のセメンティング記録……………	2.3-20
Table 2-3-12	坑井 AMJ-2 のセメンティング記録……………	2.3-21
Table 2-3-13	坑井 AMJ-1 のビット記録……………	2.3-22
Table 2-3-14	坑井 AMJ-2 のビット記録……………	2.3-23
Table 2-3-15	坑井 AMJ-1 の使用機材一覧表……………	2.3-24
Table 2-3-16	坑井 AMJ-2 の使用機材一覧表……………	2.3-26
Table 2-4-1	ジルコン結晶系解析結果……………	2.4-46
Table 2-4-2	アマテイトラン地熱地帯周辺の岩石および変質年代……………	2.4-47
Table 2-4-3	坑井 AMJ-1 における X 線回折解析結果……………	2.4-48
Table 2-4-4	坑井 AMJ-2 における X 線回折解析結果……………	2.4-49
Table 2-4-5	熱水試料の化学・同位体分析結果表……………	2.4-50
Table 2-4-6	ガス試料の化学・同位体分析結果表……………	2.4-51

Table 2-4-7	坑井 AMJ-1 および AMJ-2 の温度・圧力検層の仕様	2.4-52
Table 2-4-8	坑井 AMJ-1 の逸水層確認試験要領	2.4-53
Table 2-4-9	坑井 AMJ-2 の逸水層確認試験要領	2.4-54
Table 2-4-10	坑井 AMJ-1 の坑井試験要領	2.4-55
Table 2-4-11	坑井 AMJ-2 の坑井試験要領	2.4-55
Table 2-4-12	坑井 AMJ-1 の坑井試験結果	2.4-56
Table 2-4-13	坑井 AMJ-2 の坑井試験結果	2.4-56
Table 2-4-14	噴出試験要領	2.4-57
Table 2-4-15	噴出時の坑内検層要領	2.4-58
Table 3-1-1	数値モデルの岩石物性値	3.1-39
Table 3-2-1	発電方式の候補	3.2-29
Table 3-2-2	工事費見積 (発電所建設地点 I (カルデラ外))	3.2-30
Table 3-2-3	工事費見積 (発電所建設地点 II (カルデラ内))	3.2-31
Table 3-3-1	坑井からの熱水量	3.3-10
Table 3-3-2	熱水の化学組成	3.3-10
Table 3-3-3	凝縮水の化学組成	3.3-10
Table 3-3-4	地熱熱水・ガスの汚染物質濃度と清水の化学成分濃度	3.3-11
Table 3-3-5	総 H <sub>2</sub> S 排出量と H <sub>2</sub> S 濃度の他の地熱発電所との比較	3.3-12
Table 3-4-1	既設電力設備(MW,1999)	3.4-1
Table 3-4-2	電力需要予測	3.4-2
Table 3-4-3	プロジェクトベースコスト	3.4-4
Table 3-4-4	地熱発電プラント運転条件	3.4-4
Table 3-4-5	kW 建設単価と発電原価	3.4-5
Table 3-4-6	プロジェクトコスト	3.4-6
Table 3-4-7	融資条件	3.4-6
Table 3-4-8	財務的内部収益率	3.4-7
Table 3-4-9	累積利益	3.4-8

### <付録>

付録資料 1	財務評価	カルデラ内
付録資料 2	財務評価	カルデラ外
付録資料 3	感度分析	



# 1. 調査概要

1.1 背景

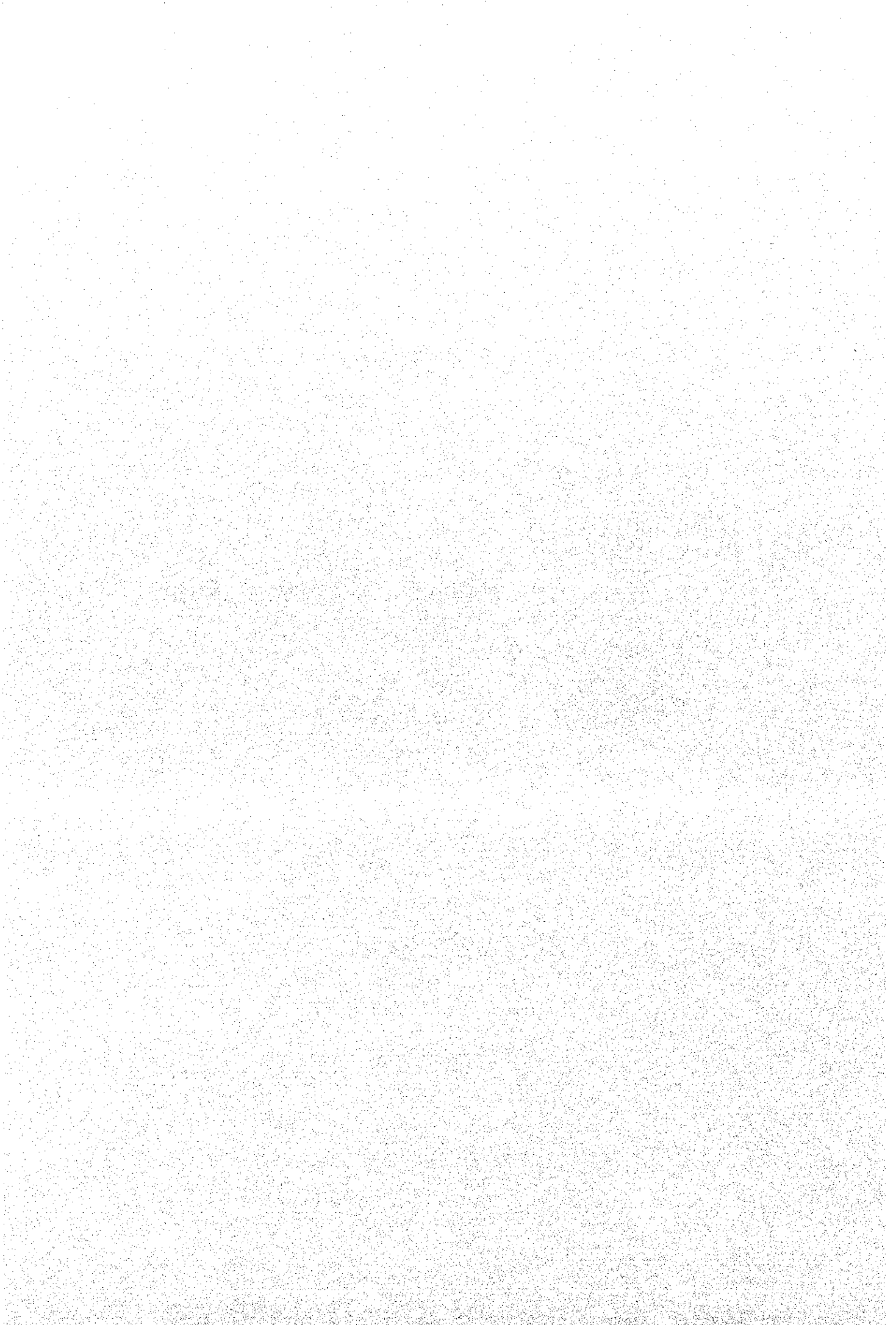
1.2 調査目的

1.3 プロジェクトの概要および各段階の作業内容

1.4 調査団員の構成

1.5 謝辞





# 1 調査概要

## 1.1 背景

1997年9月、グアテマラ国政府は日本政府に対してアマティトラン地域の地熱資源量の広がり調査し、最適地熱発電計画を立案するための技術協力を要請することになった。1998年5月にはJICAとINDEの間で「グアテマラ国アマティトラン地域の地熱開発計画調査」に関する協定書が調印され、1998年9月にプロジェクトが開始された。

## 1.2 調査の目的

本件調査の目的は、アマティトラン地熱開発計画に係る最適計画策定のため、技術、経済、財務、組織、および環境の各方面からフィジビリティ評価を行い、併せて調査実施中に地熱発電計画調査に関する技術移転をINDEに対して実施することである。

## 1.3 プロジェクトの概要および各段階の作業内容

### 1.3.1 調査の概要

本件調査の基本計画の合意については、1998年5月18日、グアテマラ国、鉱山エネルギー省、およびグアテマラ電力公社（INDE）と国際協力事業団（JICA）との間で調印された協定書に基づいている。詳細調査内容は、1998年7月17に出されたTerm of Referenceの中で定義されている。

2本の調査井掘削を含む調査は、1998、1999、および2000年度の3年間で実施する予定であったが、第1年次調査を実施中に1999年度に1本、2本目を2000年度に掘削を延期するように作業工程を変更したため、調査期間は計4年間となった。

#### 1. 第1年次調査：予備調査段階（1998年度）

- 1-1 国内準備作業（インセプションレポート作成、現地調査準備）
- 1-2 第1次現地調査（インセプションレポートの説明・協議・現地調査）
- 1-3 第1次国内作業（現地調査データ解析、地熱系モデル構築、プログレスレポート作成）
- 1-4 第2次現地調査（プログレスレポートの説明・協議、掘削地点の選定）

#### 2. 第2年次調査：基礎調査段階（1999年度）

- 2-1 第2次国内作業（掘削仕様書作成、契約書（案）作成）
- 2-2 第3次現地調査（掘削再委託作業、垂直井掘削、坑井調査、坑井地質）
- 2-3 第3次国内作業（プログレスレポートNo.2の作成）

#### 3. 第3年次調査：基礎調査段階（2000年度）

- 3-1 第4次現地調査（掘削再委託作業、No.1調査井の噴出試験・技術移転セミナーの

開催, No.2 調査井掘削, 坑井試験, No.1, No.2 調査井の噴出試験, No.2 調査井坑井地質, 環境影響調査)

3-2 第4次国内作業(調査結果解析, 環境影響分析, 資源量評価, 最適発電規模の検討, 発電所レイアウト基本方針, インテリムレポートの作成, セミナー開催準備)

3-3 第5次現地調査(インテリムレポートの説明・協議, 技術セミナー開催, 設計情報収集)

#### 4. 第4年次調査: フィジビリティ調査段階(2001年度)

4-1 第5次国内作業(開発計画策定, フィジビリティ調査, ドラフトファイナルレポートの作成)

4-2 第6次現地調査(ドラフトファイナルレポートの説明・協議)

4-3 第6次国内作業(ファイナルレポートの作成)

### 1.3.2 第4年次フィジビリティ調査段階(2001年度)の作業内容

#### 1. 第5次国内作業

- \* 第5次現地調査の収集資料および貯留層挙動予測
- \* 発電所概略設計
- \* 発電所工事計画策定
- \* 工事費積算
- \* 環境影響評価
- \* 経済・財務評価
- \* 総合評価および提言
- \* ドラフトファイナルレポートの作成

#### 2. 第6次現地調査

グアテマラ側に送付したドラフトファイナルレポートについて説明・協議し、グアテマラ政府および INDE からコメントを得た。

- \* ドラフトファイナルレポートの説明・協議

#### 3. 第6次国内作業

ドラフトファイナルレポートに対するグアテマラ側のコメントを受けて、必要により修正を行い、ファイナルレポートを作成した。

- \* ファイナルレポートの作成

### 1.4 調査団員の構成

当該調査の日本, グアテマラ国双方の S/W に基づく体制は以下の通りである。

日本国側	:	国際協力事業団 (JICA)
グアテマラ国側	:	エネルギー・鉱山省, 電力公社 (INDE)

調査実施者は以下の通りである。

**JICA チーム**

団 長  
電 力 調 査  
貯 留 層 評 価  
発 電 設 備 (電 気)  
発 電 設 備 (機 械)  
環 境 調 査  
経 済 ・ 財 務 評 価

藤野 敏雄  
エンリケ リマ  
矢原 哲也  
酒村 健治  
山本 健  
広渡 和緒  
藤井 建次

**INDE**

General Manager  
Geochemist  
Geologist  
Civil engineer  
Reservoir Engineer

Ing. Julio Palma Ayala  
Ing. Alfredo Roldan Manzo  
Ing. Victor Ortiz Corzo  
Ing. Juan Torres Bernabes  
Ing. Harold Cuevas

## 1.5 謝 辞

本件調査の実施に当たり、グアテマラ国のエネルギー鉱山省、電力公社 (INDE)、日本大使館、および JICA グアテマラ事務所の関係各位にはご支援ご協力を頂いた。ここに深く感謝の意を表します。

Table 1-1-1 Activities Schedule  
作業実施工程

Activities	2001 Fiscal Year											
	7	8	9	10	11	12	1					
<b>3. Feasibility Study Stage</b>												
(1) 5th Term of Services in Japan												
① Analysing of the collected data and forecasting of reservoir response	July. 2 July. 16											
② Conceptual Design of Power Plant	July. 2 July. 16											
③ Construction Plan of Power Plan	July. 2 July. 16											
④ Cost Estimation	July. 2 July. 16											
⑤ Environment Impact Assessment	Aug. 1 Aug. 15											
⑥ Economical and Financial Evaluation	Aug. 1 Aug. 30											
⑦ Evaluation and Integration			Sep. 3 Sep. 17									
⑧ Preparation for the Draft of the Final Report			Sep. 16 Sep. 30									
(2) 6th Term of Services in Guatemala												
① Explanation and Discussion about the Content of the Draft Report				Oct. 21	Oct. 29							
(3) 6th Term of Services in Japan												
① Preparation of the Final Report												

Legend :  Work in Guatemala  Work in Japan  Report  Draft  F/R

## 2. 既調査結果のまとめ

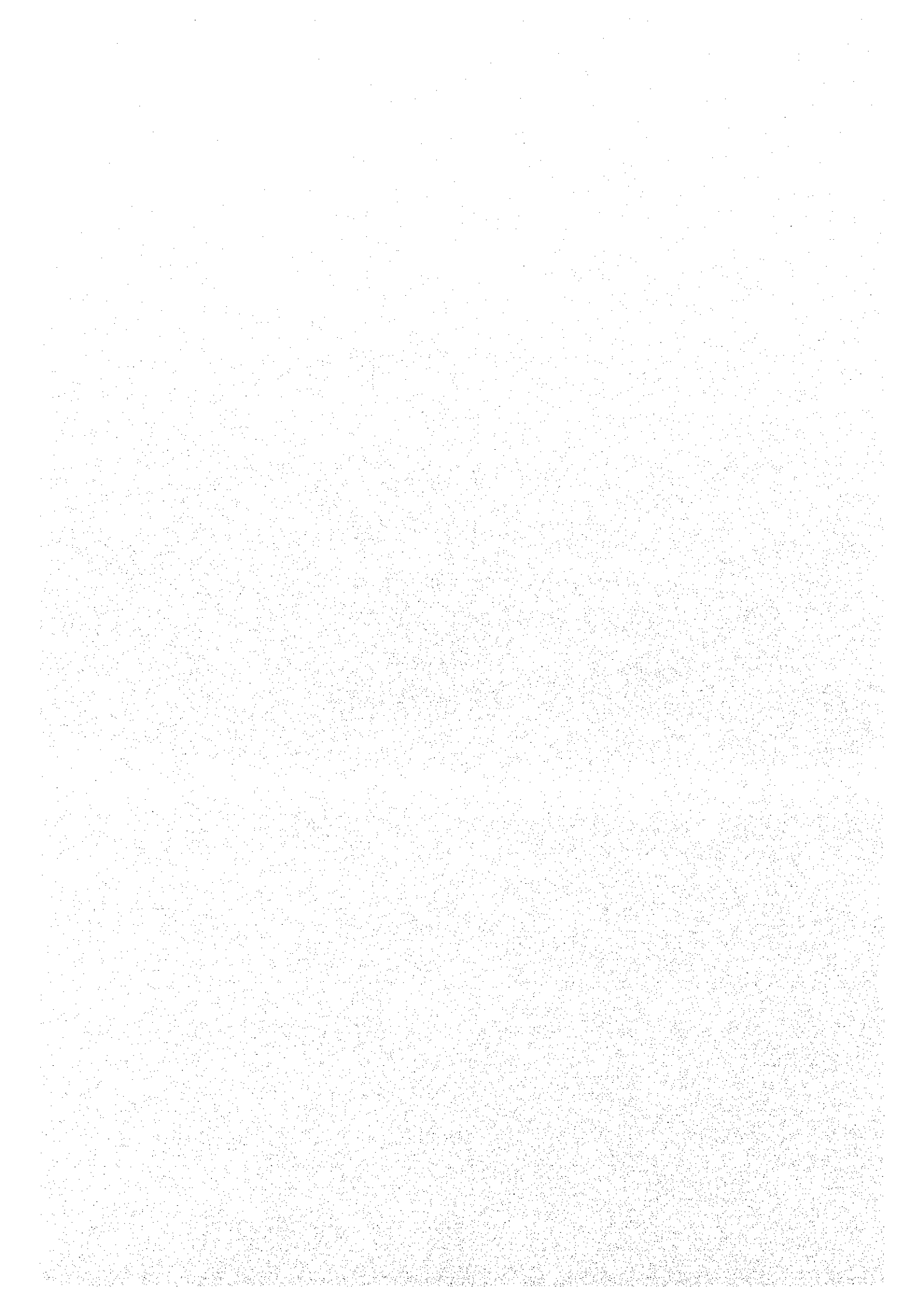
2.1 電力事情

2.2 地球科学的調査

2.3 調査井掘削結果

2.4 坑井調査

2.5 地熱系概念モデル



## 2. 1 電力事情

- 2.1.1 グアテマラ電力事情の概要
- 2.1.2 発電システム
- 2.1.3 送電システム
- 2.1.4 配電システム
- 2.1.5 グアテマラ国内の電力需要予測
- 2.1.6 政治・経済の最新動向
- 2.1.7 政治情勢
- 2.1.8 電気普及率の改善および電力需要の増大に対する対策
- 2.1.9 グアテマラにおける電源開発の方法
- 2.1.10 まとめ





## 2. 既調査結果のまとめ

### 2.1 電力事情

アマティトラン地熱プロジェクトの成功は、地熱資源の質・量に加え、次に掲げる4項目に依存する。

- ・ グアテマラ国および周辺諸国の電力産業の構造とその動向
- ・ 既設インフラストラクチャーと電力需要
- ・ 需要に対する政府の施策
- ・ 将来のエネルギー需要に見合う競合エネルギー（地熱エネルギーとその他のエネルギー）

#### 2.1.1 グアテマラ電力事情の概要

##### 1. 電力事業法

グアテマラ政府は、国内の電力事業に関する構造改革を実施するために、3つの法案を制定し、その結果、現在のような事業形態となった。まず、電力事業法（以下、「事業法」と略す）法令第93-96号が、グアテマラ電力産業の構造改革を目的に1996年11月15日に施行された。続いて、この事業法の運用方法に関する一連の法令第256-297号が1997年4月2日に施行された。これら2つの法令は、グアテマラ国内において発電、送電、配電事業を実施する公的機関や民間企業を対象とし、サービスの向上および消費者の保護を目的としている。3つ目の法令は、電力市場に関する一般規則で1998年6月1日に施行された。

事業法は、電力産業の独占化の排除を目的としており、発電、送電、配電事業の分割を推進している。電力事業は、伝統的に公的機関あるいは準公的機関の管轄であり、鉱山エネルギー省が電力全般の監督官庁であった。発電事業は、グアテマラ電力公社（INDE）、Empresa Electrica de Guatemala, S.A. (EEGSA)、および自治体が運営する地方電気事業グループなどによって運営されることになっていた。しかし、実際にはINDEが国内電力の動向や将来を決定する唯一の機関であった。

事業法の施行に当たっては、独占事業の分割や自由市場の原理が適用され、電力事業の発展が促された。しかし、段階的かつ円滑に構造改革を進めるため、地方自治体が100%出資・運営している規模が小さい地方電気事業グループは、発電、送電、および配電事業の分割が免除された。また、発電能力が5MW以下の事業主に対しては対象外としている。

事業法は、以下の二つの基本的原則に基づき、電力事業全てを包括している。

- ・ 電力施設の建設および操業の自由
  - ・ 市場における公平な競争原理に基づいた電力単価の自由設定
- グアテマラ国内での電力施設の建設および操業に関する条件は次のとおりである。
- ・ 環境に関する法令の遵守
  - ・ 公有の資源、敷地、および設備に関する法令の遵守

- ・ 送電能力の確保
- ・ グアテマラ国の国内電力供給網 (SNI) の安定性

グアテマラ国鉱山エネルギー省は、電力産業における施策およびその監督の権限を所有している。電力事業を行う企業に対する統制や監督を目的に、事業法によって国家電力エネルギー評議会 (CNEE) が設立された。また、全電力市場を調整し、一般的な運用面全般の管理を実施する機関として、事業法およびその関連法規に従って、全国電気卸売事業会 (Administrador del Mercado Mayorista, AMM) が設立された。これらの電力関係の組織図を Fig. 2-1-1(a) に示す。

## 2. 国家電力エネルギー評議会(CNEE)

国家電力エネルギー評議会 (CNEE) の業務は、グアテマラ国内の電気エネルギー事業の内、発電、送電、配電、および商業用電力分野において、いかなる企業でも自由かつ公平に参入できるような環境を確保することである。CNEE の基本的役割は以下のとおりである。

- ・ 事業法やその関連法規を遵守させること
- ・ 事業法に違反した者への罰則の適用
- ・ 事業認可を受けた者の責務遂行の監視
- ・ 消費者の権利保護および差別・虐待の防止
- ・ 後述する「法的に制約された市場」に電気を供給する送電・配電会社の責務および関連する法規の施行方法の定義
- ・ 電気事業を行う企業間での利害調整
- ・ 送電・配電網に自由に接続できる条件の制定

## 3. 全国電気卸売事業会(AMM)

事業法第 44 条において、非営利団体である全国電気卸売事業会 (AMM) が設立された。その基本的役割は以下のとおりである。

- ・ 国家電力供給網 (SNI) に連結されている全発電所の給電調整、外国への電力輸出および輸入の調整、最低コストで電力供給を保障するための国内送電網の監視
- ・ 送配電業務を行う事業者間の自由契約の確保
- ・ 短期・条件付きマーケットに対する電気供給契約スキームの作成
- ・ グアテマラ全土への電力供給の保障

全国電気卸売事業会 (AMM) は、以下に示す 7 つの電気事業者 (政府系および民間企業) の代表者から構成されている。

- ・ 10MW 以上の発電能力を有する事業者
- ・ 10MW 以上の送電能力を有する事業者
- ・ 20,000 人以上の顧客を有する配電事業者
- ・ 10MW 以上の発電設備契約を有するブローカー
- ・ 100kW 以上の大規模ユーザー
- ・ 10MW 以上の電気輸入業者

・ 10MW以上の電気輸出業者

Table 2-1-1 に全国電気卸売事業会 (AMM) の構成員リストを示す。各構成員は、出身団体の代表者としての役割も果たしている。AMM は、グアテマラにおける電気事業の操業および管理に関して、次のような機能を果たしている。

1) システム運営: 年間発電総量を計画し、エネルギー需要の予測を行う。計画作成の際には、運転コストおよび有効なエネルギー混合比に基づき、毎日の給電量を監視する。

リアルタイムで国内電力供給網 (SNI) を監視しながら、毎日・毎週チェックを行う。また、可能発電容量に適合するように年間計画を作成し、現状にあったエネルギー混合比を調整する。さらに、エネルギー需要を予測し、この予測に基づき、十分な供給量、最適な送電量および給電量に対する計画プログラムを作成する。併せて、電気系統の運転をコントロールする全項目をチェックする責任がある。

2) 電力市場の管理: 全国電気卸売事業会の構成員と各電力業者との間のエネルギー総量と売買量の数値を監視する役目がある。

また、売買手数料の管理および毎日の運転において個々の参入者に替わって各電力業者への支払い業務も行う。さらに、給電スケジュールや業者間の売買の監督者としての役割もある。

#### 4. 電力マーケットの運営

電力卸売市場は、CNEE の監督下にある「法的に制約された市場」と供給側・消費側の個別契約によって形成される「制約の無い自由市場」の二つの市場から基本的に構成されている。「法的に制約された市場」では、CNEE が公共送電設備利用料金や最終配電価格の設定などの公平な参入を行うための規則を制定している。「制約の無い自由市場」では、需要・供給の両者間で、価格や規則について自由に設定することができる (Fig. 2-1-1(a) 参照)。

グアテマラにおける電力マーケットの特徴の一つは、「電力を取り扱う権利」と「売買する電力量」とが異なることである。これは、法律上、電力事業において発電・送電・配電の3事業に分割されており、電力販売業者またはブローカーとして認可されているからである。法律上では、売買契約を通して、最低 10MW 以上を取り扱うこと条件としている。それ故、発電会社は法律で認可されている「電力を取り扱う権利」を有する電力販売業者またはブローカーと発電設備を供給する契約を結び、その契約とは別に、電力量を売買する契約に基づき、他の電力業者や顧客に電気を売ることができる (Fig. 2-1-1(b) 参照)。

「電力を取り扱う権利」は、「売買する電力量」と分離して契約することが可能であり、その権利料も契約の形態によって異なっている。全国電気卸売事業会 (AMM) の場合、1 ヶ月当たり 8.9\$/MW が参考値となっている。これらの価格は、割引率 10% で、8 年間で投下資本が回収できるように設定されている。支払猶予期間は、火力発電では 1 年、水力発電では 3 年である。地熱発電に対する条件は決められていないが、水力発電に対する条件が

その他の再生可能なエネルギーに適用されるものと考えられる。

電力販売業者やブローカーは、電力卸売市場や個別業者との電気購買契約(PPA)を通して、\$/kWh単価で電気を購入する。INDEと個別発電会社との間でかつて契約されていた電気購買契約(PPA)およびエネルギー処理委託契約(ECA)は、Take or Pay方式の「電力を取り扱う権利」と「売買する電力量」の両方を購入する契約であった。このTake or Pay方式の契約は、もはや使用されなくなり、「売買する電力量」は需要に基づいて販売されることになった。

電力卸売市場では、発電業者は自由競争によって電力価格を設定することになっている。発電業者は、AMMに対して毎週、計画供給量および予想される変動価格を提供し、AMMはこの提供された資料に基づき、週間給電プログラムを作成する。

価格(発電会社からの変動価格)は毎時間変更され、発電所はその時間毎に最低コストから最大コストまでの範囲で供給する。Fig. 2-1-2に給電プラントからの変動様式を図示する。Table 2-1-2に2001年5月31日の給電プログラムを示す。Table 2-1-3には、2001年5月にGuatemala Sur変電所でのスポットマーケットにおける時間毎の平均電力価格を示している。発電業者へ支払われる1時間当たりの最高単価は、月平均US\$ 88.87/MWhであった。2001年5月の平均価格はUS\$52.58/MWhであった。Table 2-1-3の下から3行に、日平均単価、日最大単価および日最小単価が示されている。

Fig. 2-1-3に電力卸売市場における1999年と2000年の月別電力価格の変動を示す。通常、二つのピークが見られ、両者とも乾季に相当する。第一のピークは4月から6月で、第二にピークは10月から11月である。この季節には、水力発電の稼働率は低下し、電力を維持するためには、石油やガスを焚かなければならない。また、国際原油・天然ガス価格が電力コストに影響を与えていると思われる。

電力マーケットの運営について、以下の「法的に制約された市場」と「制約の無い自由市場」に分けて説明する。

#### a. 制約の無い自由市場

発電業者は、「電力を取り扱う権利」と「売買する電力量」の両方について、大口消費者(消費量100kW以上)と交渉することができる。契約は個別に行われ、政府はその条件については何ら関与しない。電力価格は、通常US\$ 0.020/kWhと廉価である。

#### b. 法的に制約された市場

本市場は、地方自治体や政府のような消費量100kW以下の顧客向けである。CNEEは電力価格(顧客へのkWh当たりの販売価格)を監視し、電力税を設定している。電力価格は、燃料コストを顧客に対して転嫁した方法で設定される。例えば、2001年1月時点の化石燃料発電が50%の場合、国内電力供給網(SNI)における電力価格の構成は次のとおりである。

- ・送電コスト 8%
- ・配電コスト 24.6%

- ・税金 16.6%
- ・発電コスト 20% (設備コスト+ 燃料費を除く発電コスト)
- ・燃料コスト 30.8%

上記と同じ期間内では、国内電力供給網(SNI)への電力供給量は、個別発電所から60%、INDE から40%であった。グアテマラ政府は、INDEを通して「法的に制約された市場」に補助金(Social Tariff)を出している。消費者に対する補助金なしの価格は1.19 Q/ kWh (交換レート@7.85 Q/\$ の場合:0.15\$/kWh)であり、一方、補助金対象の価格は0.78 Q/kWh (同一レートの場合:0.094 \$/kWh)であった。

INDEは電力網に全体の40%の電力を実施しているが、これらが全て水力発電でまかなわれており、燃料費が不要なことから、この補助金制度を維持することが可能となっている。

「法的に制約された市場」の主な特徴は以下のとおりである。

- ・5年毎に電力価格は見直される。
- ・配電会社は、国内または海外の発電業者と入札契約あるいはPPA契約を経て電力を購入しなければならない。
- ・配電会社は、発電業者と少なくとも2年間の定格出力込みの契約をしなければならない。

## 5. 電力の取り扱いおよびその他付帯サービス

電力卸売市場が効果的にフル操業を行うために、効率的な電力の取引や付帯サービスが必要である。これらの業務から、以下の3つの電力マーケットが生まれた。

- ・スポットマーケット
- ・限定された契約条件に基づいたマーケット
- ・デビエーションマーケット

### a. スポットマーケット

電力の取引価格は、時間単位でその状況に応じて設定される。

### b. 限定された契約条件に基づいたマーケット

いくつか異なるタイプの契約が存在する。

#### 1) 顧客の需要カーブに応じた契約

本契約においては、発電業者は設定された期間(時間単位、日単位、その他)内では、顧客の需要カーブに応じて供給する責任がある。需要が低い場合には、余剰発電量をそのまましておくか、あるいは、スポットマーケットに売ることができ、顧客の需要が増加した場合には、発電業者は出力を増大させるか、あるいは、スポットマーケットから購入して補充しなければならない。

## 2) 「電力を取り扱う権利」のみを銘記した契約

発電業者は、一般の業者と「電力を取り扱う権利」のみを銘記した契約を結び、実際に発電した電気はその他の業者やスポットマーケットに売ることができる。

## 3) 「電力を取り扱う権利」および「売買する電力量」を銘記した契約

「電力を取り扱う権利」と「売買する電力量」を銘記したこの種の契約は、契約相手先に発電した電気を供給しなければならない。この方法として2通り存在する。

一つは、契約期間内では契約した電力量を供給しなければならず、定められた価格（契約期間の平均）で需要者が電気を購入する方法である。この場合、発電業者は契約電力量を発電するか、あるいはスポットマーケットから購入して契約相手先に供給することになる。

もう一つの方法は、契約価格がスポットマーケット価格以下の時は需要者に電気が供給され、スポットマーケット価格を上回る時には、もし可能であれば、需要者はスポットマーケットから購入することができる。

## 4) オファー無しの契約

本契約は、需要者が一時的に必要な電力量を他の方法で確保することが困難な場合に適用される。発電業者は需要者が必要な電力量に達するまでは、電力を供給する義務がある。

## 5) 発電容量の余剰分の契約

本契約では、発電業者は、必要に応じて、電気卸売市場に余剰発電容量の全量もしくはその一部を供給することができる。

### c. デビエーションマーケット

本マーケットは、一時的なトラブル等のために、発電業者が契約条件を履行できない場合、発電業者を救済するために存在する。

### d. その他の付帯サービス

効率よくフル操業するためには、電力セクターではその他様々なサービス（電気卸売市場に参加している業者間の業務）が必要である。

- ・送電サービス: 公的企業あるいは民間企業によって提供される送電業務
- ・付帯サービス: 例えば
  - ・無効電力の供給
  - ・周波数調整
  - ・停止予備力の確保
  - ・運転予備力の確保
  - ・停電時の対策

## 2.1.2 発電システム

グアテマラにおける発電業者は、全ての公的企業と民間企業からなり、INDE は公的企業を代表する。民間企業は、エネルギー処理委託契約(ECA)を通して INDE と契約している企業、その他の電気供給業者と電気購買契約(PPA)を結んでいる企業、独立系商業プラントを操業している企業である。Fig. 2-1-4 にグアテマラ国内の発電業者とその他代理店との内部関係を示している。Table 2-1-4 には、発電業務に携わっている企業の詳細が示されている。

## 2.1.3 送電システム

送電システムは、グアテマラ国政府の直轄である。INDE はグアテマラ国内の送電を一手に引き受ける子会社 Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica(ETCEE)を傘下に持つ。また、EEGSA は、独自の送電システムを所有し、中部グアテマラに供給している。

送電システムは、主系列 (230 kV, 138 kV および 69 kV) と第二系列に分けられている (230kV および 69 kV) (Fig. 2-1-5)。主系列は主な発電会社によって構成されているが、第二系列は個別民間業者のグループに提供されている。地理的な条件を考慮して、送電システムは中部、西部、東部にグアテマラ国内を分けてあり、さらに、送電能力からは 230kV, 138 kV および 69kV の送電ラインがある。ETCEE は主系列および第二系列の利用料を徴収している。

ETCEE が管理・コントロールする送電設備は、次のとおりである。

- ・ 647km にわたる 230 kV 送電ライン
- ・ 222 km にわたる 138 kV 送電ライン
- ・ 1,216 km にわたる 69 kV 送電ライン
- ・ 230 kV の 6 変電所
- ・ 138 kV の 4 変電所
- ・ 69 kV の 32 変電所

ETCEE によって運営されている 230kV ラインは、グアテマラ国内の全送電システムを繋ぐ主要なラインである。本ラインは、主な国内発電所、国内電力供給網(SNI)に連結されている大口需要の変電所 (Guatemala Sur, Guatemala Este, Guatemala Norte, Escuintla および Los Brillantes) やサルバドル国送電システムに繋がっている。サルバドルへの連結は、Guatemala Este から Ahuachapan 地熱発電所を通して行われている。

138 kV ラインは、Escuintla と Guatemala Sur の間で送電ラインが補強されている。

69 kV ラインは、中部グアテマラから東部および西部のシステムへ延長しており、国内の遠隔地に配電するための変電所に連結されている。

EEGSA が管理している送電設備は次のとおりである。

- ・ 65 km にわたる 230 kV 送電ライン
- ・ 558 km にわたる 138 kV 送電ライン
- ・ 760 MVA の設備容量を持つ 69kV の 44 変電所



## 2.1.4 配電システム

EEGSA が民営化され、配電会社と発電会社に分離されて以降、グアテマラ国内の配電システムが変更された。旧 EEGSA の設備の内、発電設備は米国の Constellation に、配電設備の資産はスペインの IBERDROLA に売却された。新しい EEGSA は首都グアテマラシティとその周辺地域に配電している。INDE が所有する配電設備資産と担当エリアは、スペインの Union Fenosa に売却された。Union Fenosa の担当エリアは、西部地域と東部地域に分割されている (Fig. 2-1-6 参照)。グアテマラ国内の電力サービスの顧客数は、地方電化サービスの向上および社会基盤の整備を目的とした積極的な政策によって、急激に増加した。Fig. 2-1-7 に国家電力供給網 (SNI) に連結している顧客の数を示す。Fig. 2-1-8 には国内の各地域毎の電化率の比率、Table 2-1-5 にはその数値と上昇率が示されている。また、1991 年以降のグアテマラ国全土の電化率の推移を Fig. 2-1-9 に示す。かつて、グアテマラは、中米諸国の中で電化率は低い水準にあったが、発電事業および配電事業における個別投資家の参入を開始してから好転し、現在もなお上昇している。

グアテマラ国内の電力配電業務は、以下の企業によって行われている。

### 1. Empresa Eléctrica de Guatemala

この会社は、スペインの IBERDROLA 社が所有し、Guatemala 県、Escuintla 県および Sacatepequez 県を含む中部グアテマラに供給している。

### 2. Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A. DEOCSA.

西部グアテマラの Escuintla 県、Suchitepequez 県、Retalhuleu 県、San Marcos 県、Quetzaltenango 県、Totonicapan 県、Solola 県、Chimaltenango 県、Quiche 県および Huehuetenango 県に配電している。

### 3. Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. DEORSA.

東部グアテマラの Peten 県、Alayta Verapaz 県、Baja Verapaz 県、El Progreso 県、Zacapa 県、Izabal 県、Chiquimula 県、Jalapa 県、Jutiapa 県および Santa Rosa 県に配電している。

### 4. 地方自治体が運営する電力設備

国内各地の 16 地方自治体 (Huehuetenango 県、Santa Eulalia 県、San Marcos 県、San Pedro 県、Cacatepequez 県、Tacana 県、Quetzaltenango 県、Retalhuleu 県、Joyabaj 県、Playa Grande 県、Sayaxche 県、Guastatoya 県、Jalapa 県、San Pedro Pinula 県、Zacapa 県、Gualan 県および Puerto Barrios 県) が営業する配電設備である。

## 2.1.5 グアテマラ国内の電力需要予測

グアテマラは、電力セクターの設備容量において、中央アメリカ諸国の中でも最も高い成長率を示す国の一つである。その特徴は、民営化を推し進めてきたことにある。最近では、政治的・経済的な不安定および化石燃料の価格変動から、その成長率はややスローダウンしてきた感も

あるが、全体的には、成長を続けている。Fig. 2-1-10に2000年までの設備容量の増加率を示す。

今日まで、二通りの電力需要予測が報告されている。一つは全国電気卸売事業会(AMM)によるもので、もう一つは鉱山エネルギー省によるものである。AMMによる統計はTable 2-1-6に示されているが、2015年までに予想される需要シナリオである。鉱山エネルギー省によって報告されている需要予測はTable 2-1-7に添付されているが、過去の電力需要・電力消費量、GNPの推移、エネルギー需要の伸びの相関関係を考慮した経済モデルに基づいて、需要予測を行っている。

このモデルは、3種類のGNP伸び率を基準にしている。

1. 低需要シナリオ: GNP 伸び率 3.5%
2. 予想需要シナリオ: GNP 伸び率 4.0%
3. 高需要シナリオ: GNP 伸び率 5.0%

将来の需要予測したどのシナリオにおいても、20MWあるいは50MW発電容量のアマティトラン地熱発電所のSNIへの供給は、安定供給発電として受け入れやすいものである。

### 2.1.6 政治・経済の最新動向

Frente Republicano Guatemalteco(FRG)党のアルフォンソ・ポルティエーヨ大統領は、2000年1月中旬に所信表明を行い、国家の歳出低減のために、ある程度の増税などが必要であると議院に提案した。その対策として、民営化を進めることによる経費節減および収益増大を図る予算が容認された。最近の数ヶ月間においては、低金利、物価上昇のコントロール、国内通貨の安定強化などいくつかの経済指標は改善されてきている。しかしながら、グアテマラ国コーヒー協会の統計によると、基幹産業であるコーヒー産業は、国際的なコーヒー価格の低下により、数百万ドルの赤字となり2001年度第1四半期内で、80万人の労働者の内、12万人もの失業を産むといった厳しい状況にある。2001年1月に最低賃金が16%引き上げられ、何人かのエコノミストはインフレーションの危険性を含んでいると観ている。グアテマラの人口増加率は2.1%であるが、貧困層救済のためにはGDP成長率を高める必要がある。

経済的側面に加えて、グアテマラは、1997年に終息したものの36年間に亘る内戦によって国内の多くが混乱したような政治的・社会的な不安定にも直面している。銃の売買や警官の不足により市街地に現れた武装集団などの犯罪が大きな問題となっている。グアテマラは、健康、教育、治安などの各方面でまだまだ深刻な問題を抱えている。

1999年10月中旬、グアテマラ、コスタリカ、エルサルバドル、ホンジュラス、ニカラグアおよびチリの間で、域内の貿易の自由化に関する概括的な同意書にサインした。2001年3月15日に発効したメキシコ、エルサルバドルおよびホンジュラス内での三国間自由貿易契約にも同意した。さらに、2000年10月には、カリビアン諸国の与えられる優遇策の一つとして、NAFTAに対する衣類輸出の権利を得た。しかしながら、隣国ベリーズとの領土問題は依然として残っている。

グアテマラ議会は2000年12月、外貨建てによる給与、銀行預金、契約に関する法案を容認

し、2001年5月1日に発効した。これは、結果として穏当な金利レートを設定し、グアテマラ通貨(ケツァール)が信用を損なうことなく、緩やかに下落すると予想されている。しかし、これらは米国ドルの使用を国内で認める方向のものかどうかはまだわからない。

Table 2-1-8 にグアテマラの一般的な概況を、Table 2-1-9 に最新の経済指標を、そして Table 2-1-10 に環境的な指標に関する情報を示す。

## 2.1.7 政治情勢

グアテマラ共和国は、民主主義国家であるが、30年間の内乱のため、発展が遅れている。1997年に最終的な平和合意が取り交わされ、その後、政府は行政力を高め、立法機関や司法機関についての法律も整備された。

グアテマラは、異種民族で構成された若い国であるため、多くの問題点を抱えている。ただし、現在は政府の積極的な開発推進により、国内は平和繁栄の気運に満たされている。

現在の段階は第5次民政段階であり、これまでの継続的な開発により、民間からの投資も容易になってきている。このような状況および内戦の終結により、資本も集まりつつある。

また、電気事業法の適用および政府の今後の見通しにより、新規インフラストラクチャーの整備に対する資本が集まってきている。特に、1991年からは、ビルや店舗の建設、道路の建設に対する資本の増加は顕著である。この継続的な発展に伴い、さらに高度な電気事業におけるインフラストラクチャーの整備が急務となっている。

## 2.1.8 電力普及率の改善および電力需要の増大に対する対策

### 1. 地方電化

グアテマラ政府は2004年度までに90%、2006年度までに96%の電力普及率向上を目的としている。INDEは、地方での送電・発電網の拡大および太陽光パネル設置を通して、これらの目標を達成しようと考えている。Table 2-1-10に示すように、エネルギーに関する民衆からの要求は、非常に大きいことから、電気普及率がそのまま需要の伸びに影響を与えるものと思われる。

### 2. 再生可能な資源の活用

季節発電設備による発電能力の今日の伸びは、主に化石燃料を用いた設備に対する個人事業者の投資に依存している。化石燃料から発電される電力設備によって、50%以上の需要が満たされている。この化石燃料は、比較的廉価で、迅速な設備建設には適しているが、エネルギーのベストミックスの点で、アンバランスな状態を示している。グアテマラは燃料において、過度に輸入に依存している。予測した経済成長率を維持するためには、この依存率を減少させ、自国内の資源の活用を促進させる必要がある。

グアテマラでは、開発可能な石炭や天然ガスは賦存しない。しかし、原油はペテン州の北部で開発されている。確認された埋蔵量2,000万バレル以上であるが、1億バレル以上の存在が見積もられている。現在の生産量は、1日当たり約22,000バレルである

が、この値は国内消費の35%に相当する。アスファルトを除いて、生産された原油のほとんどは、輸出されている。

国内に石油精製設備が無く、メキシコの設備に依存していることから、グアテマラは火力発電所運転に必要な石油は、輸入している状態である。

しかし、一方で未利用の再生可能な天然資源を有している。鉱山エネルギー省は、5,000MWの水力発電、1,000MWの地熱発電能力を有する資源が存在すると見積もっている。これらの資源の内、水力では11%のみ、地熱では3%のみが現在開発されているにすぎない。風力、太陽光は、現在検討されている段階である。

再生可能な天然資源は、化石燃料に対して不利な面も存在する。グアテマラのような国に対しては、次の2つの対策が考えられる。第1の対策として、これらの資源の調査開発において、政府主導で実施すること。第2の対策として、民間主導で開発を促進させる方法である。

鉱山エネルギー省は、会計・財務・管理上の運用を進めるために、法案を準備しており、本レポート作成時点現在、国会での討議を待っている。

上記会計上の運用に関する主な方針は以下のとおりである。

- a. 再生可能な天然資源を利用するプロジェクトにのみ関連した設備・施設に関する資機材輸入の関税の免除およびそれに関連して発生する費用の免除、付加価値税の免除および機械設備を建設する権利など。
- b. 鉱山エネルギー省によって登録・認可され、再生可能な天然資源の調査・開発・建設を行う外国コンサルタントへの所得税免除
- c. 再生可能な天然資源開発を目的とする企業の設備稼働開始から10年間の所得税免除
- d. 税務署に登録・認可された日から10年間にわたり、資源開発を目的とする企業の業務に関連する税金、補償金および政府への特別支払い義務等の免除
- e. 再生可能な天然資源を活用したプロジェクトの競争力に影響を与える固定資産税等の免除

全ての天然資源はグアテマラ国の資産であるが、鉱山エネルギー省の認可のもと、一時的にその資源の所有・開発する権利（鉱業権）が事業法によって私企業または公的企業に付与される。地熱発電の場合には、野外調査を目的とした調査範囲は最大10,000 km<sup>2</sup>まで、その内、約100 km<sup>2</sup>が開発対象範囲（最大）となる。私企業に対しては、5MW以下の発電事業であれば、特別な鉱区設定はない。また、事業法では、私企業／公的企業に対して地熱資源評価のために、最大1年間の猶予が与えられている。

## 2.1.9 グアテマラにおける電源開発の方法

グアテマラには、将来の電力需要を補うために、再生可能なエネルギーとして地熱資源およ

び非地熱資源が存在している。しかしながら、一方ではエルニーニョ現象やラニーニャ現象のような天候不順による自然災害に対する危険性を最小限に留めるようなエネルギーのベストミックスが、グアテマラには望まれる。グアテマラにおける二酸化炭素排出規制量が0.1%以下である (Table 2-1-10 参照) ことを考慮すると、環境に優しい天然資源の活用を進めることが、国際社会に対しても受け入れられるであろう。

### 1. 地熱発電分野

グアテマラは地熱エネルギー資源が豊富であり、アマティトラン地域以外にも、サンマルコス、スニールⅠ、スニールⅡ、トトニカパン、アティトラン、ミチャトヤバレー、パレンシア、テクアンブロ、モユタ、ラグナレタナ地域 (北から南へ) が存在し、国家として必要十分なエネルギーを供給できる程である。これらの地域は、活発な火山活動や地質構造テクトニクスに基づいた断裂と関連している。税優遇法 (Fiscal Incentives Law) が制定されれば、20~50MW 発電規模の地熱発電は競争力があり、将来の電力需要増に寄与するものと思われる。

### 2. 地熱発電以外の分野

民間投資会社のうち数社は、小規模から中規模の水力発電を目指した事業を展開している。しかしながら、この種の発電事業は、水理的な循環に大きく依存しているため、発電稼働率は極めて低い。環境調和型の点でも問題を残しており、開発の投資額 (1MW 当たりの投資コスト) は地熱発電よりも大きい。それにもかかわらず、遠隔地において小規模水力発電のための資源としては莫大な量が期待できると言う点で、その開発可能性が見込まれている。

天然ガスは、グアテマラにおいて地熱発電と最も競合する資源である。最近まで、メキシコから天然ガスパイプラインを敷設する計画があった。複合サイクル発電技術は、高い熱効率を有し、低コスト、建設期間の短縮、環境調和型 (地熱発電程ではない) の点においても優れている。しかしながら、メキシコや米国の政治・経済情勢を考慮すると、グアテマラ国内での発電事業としては、地熱発電と競合するものとは考えられない。

#### 2.1.10 まとめ

1. グアテマラ電力産業の変化の特徴は、電力事業の再編成によって、独占化を排除し、民間業者の参入が可能となったことである。
2. 民主的な制度はまだ始まったばかりであるが、政治的に安定していることから、民間企業や公的企業が市場に参入するものと思われる。
3. グアテマラにおいてはこれまでも多くの投資が行われており、その経験と自信が電力産業だけでなく、その他の産業においても民間の参入を許してきている。
4. グアテマラ政府は、持株会社 INDE の送電部門関連会社および発電部門関連会社が売却されるまで、これらの関連会社を通して、電力産業をコントロールするものと思われる。
5. 遠隔地にまで国内電力供給網を構築するように電力監督官庁が決定すれば、さらに電力需要

- は増大し、高需要シナリオによって予測されたレベルにまで達成する可能性がある。
6. グアテマラ電力卸売市場のこれまでの実績(1kWh当たりUS\$0.02からUS\$0.10)からすると、この電力価格は、国際レベルの内部収益率(IRR)をもたらす投資を生む可能性がある。
  7. 地熱発電のような再生可能資源を用いた50MW以下の小規模発電の場合には、電気卸売市場への競争力のある参入は難しいかもしれない。しかし、税優遇法が制定されれば、十分競争力のある投資案件となる可能性がある。
  8. 電力供給の隙間を埋める代替エネルギーとして、地熱発電は再生可能な資源を利用する最適な方法である。
  9. 米国の Constellation 社が所有する Laguna 火力発電所の発電コストは、1kWh 当たりUS\$0.10 以上であった。さらに、アマティトラン湖に対する環境問題のマイナス面も抱えていた。本発電所は、2001年8月に廃止された。それ故、アマティトラン(Laguna Calderas)地熱開発計画は、その発電所の代替として、Constellation 社が権益や発電量を確保するために、タイミング良く関心を示す可能性がある。
  10. INDE から DEOCSA や DEORSA を購入したスペイン系 Unión Fenosa 社は、240MW の「電力を取り扱う権利」(契約期間：2003年12月まで)を所有している。同社は、さらに、140MW の追加権利も既に確保しており、アマティトラン地熱開発から生じる電力を購入することにも関心を示す可能性がある。
  11. 今後どのような需要シナリオであっても、20MW あるいは50MW の地熱発電所がアマティトラン地域に建設されれば、ベースロードとして、容易に送電グリッドに連結することができる。

**Fig.2-1-1(a) Structure of the Guatemalan Electric Sector**  
 ガアテマラ電力産業の組織

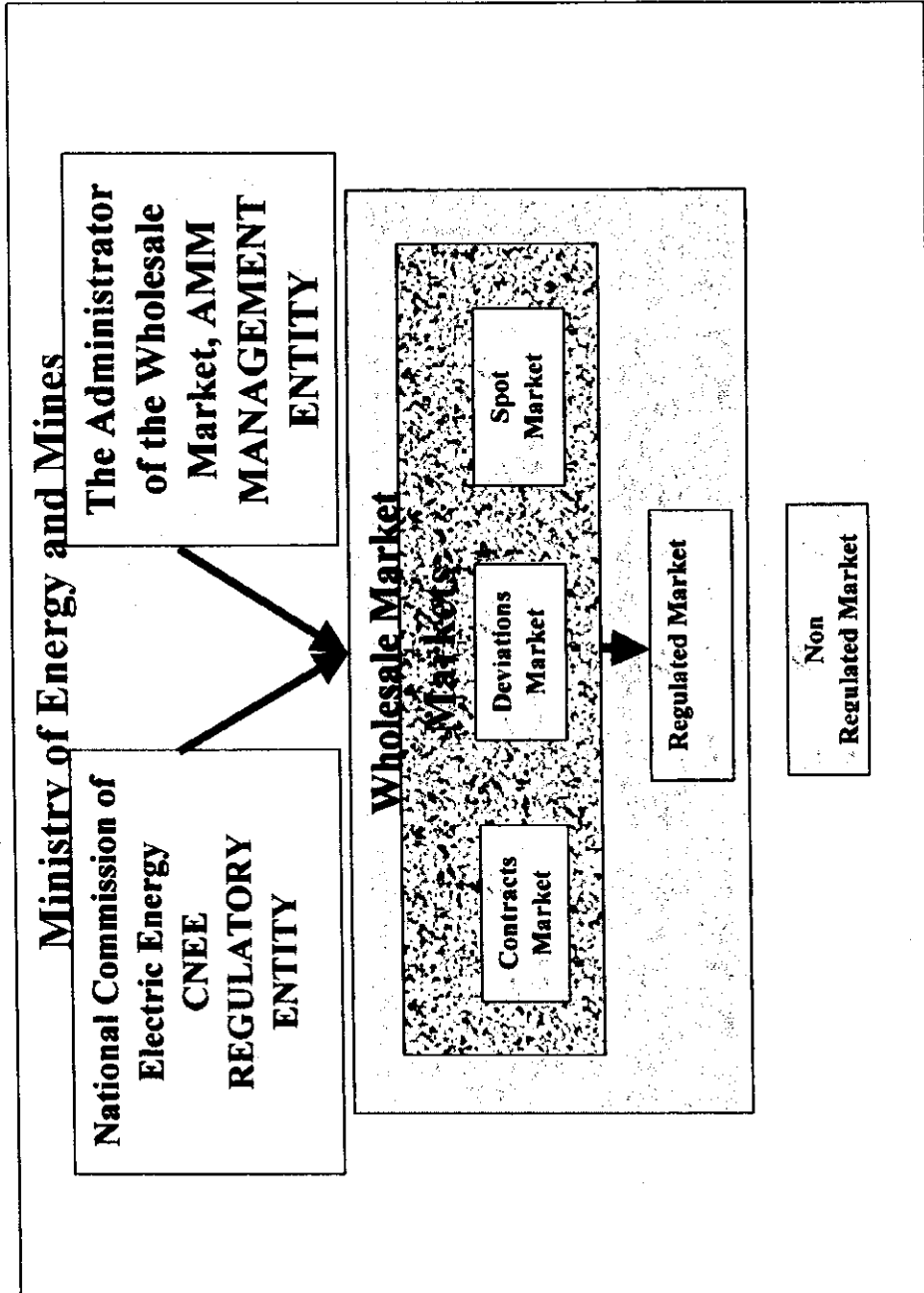
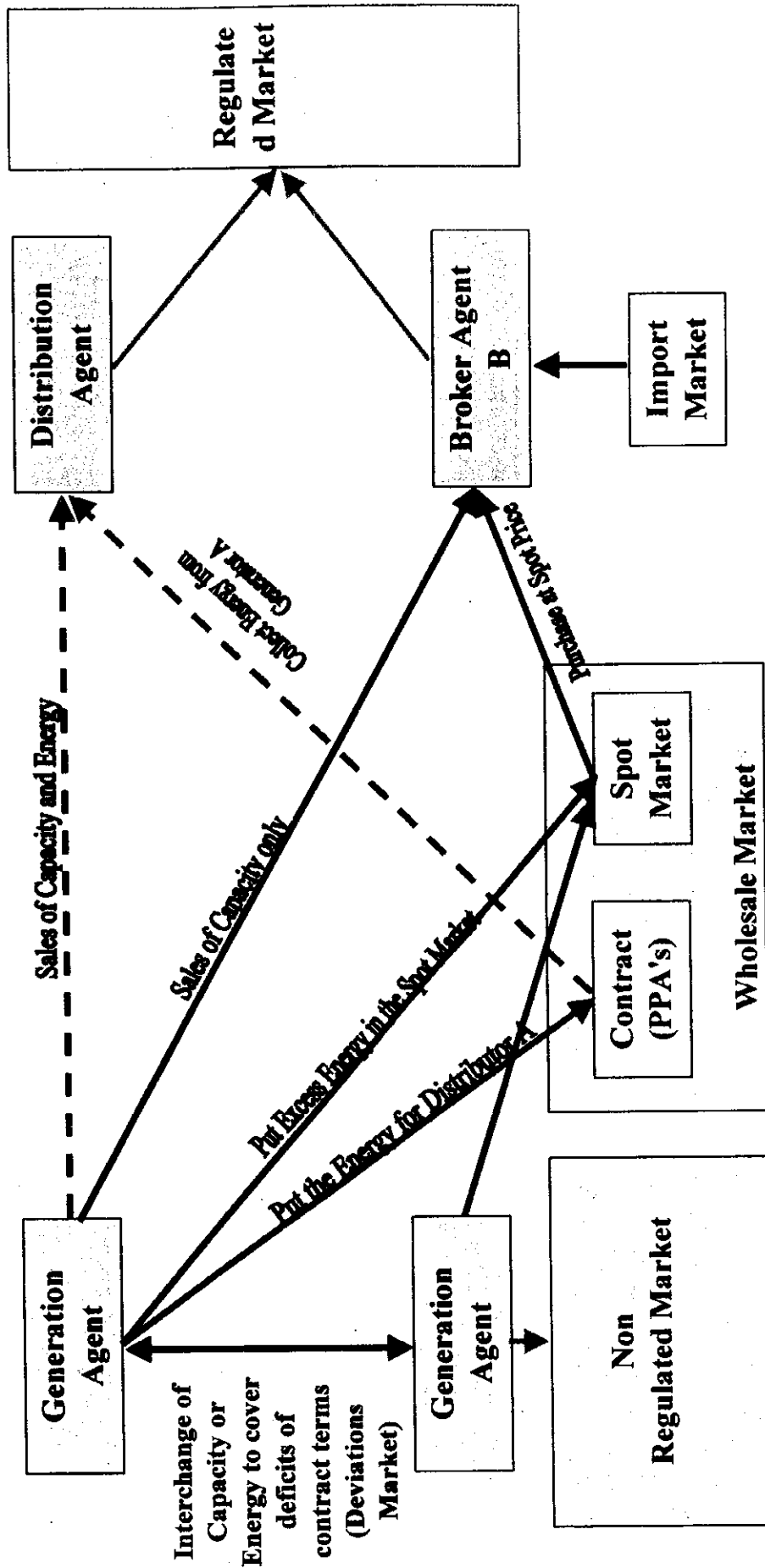
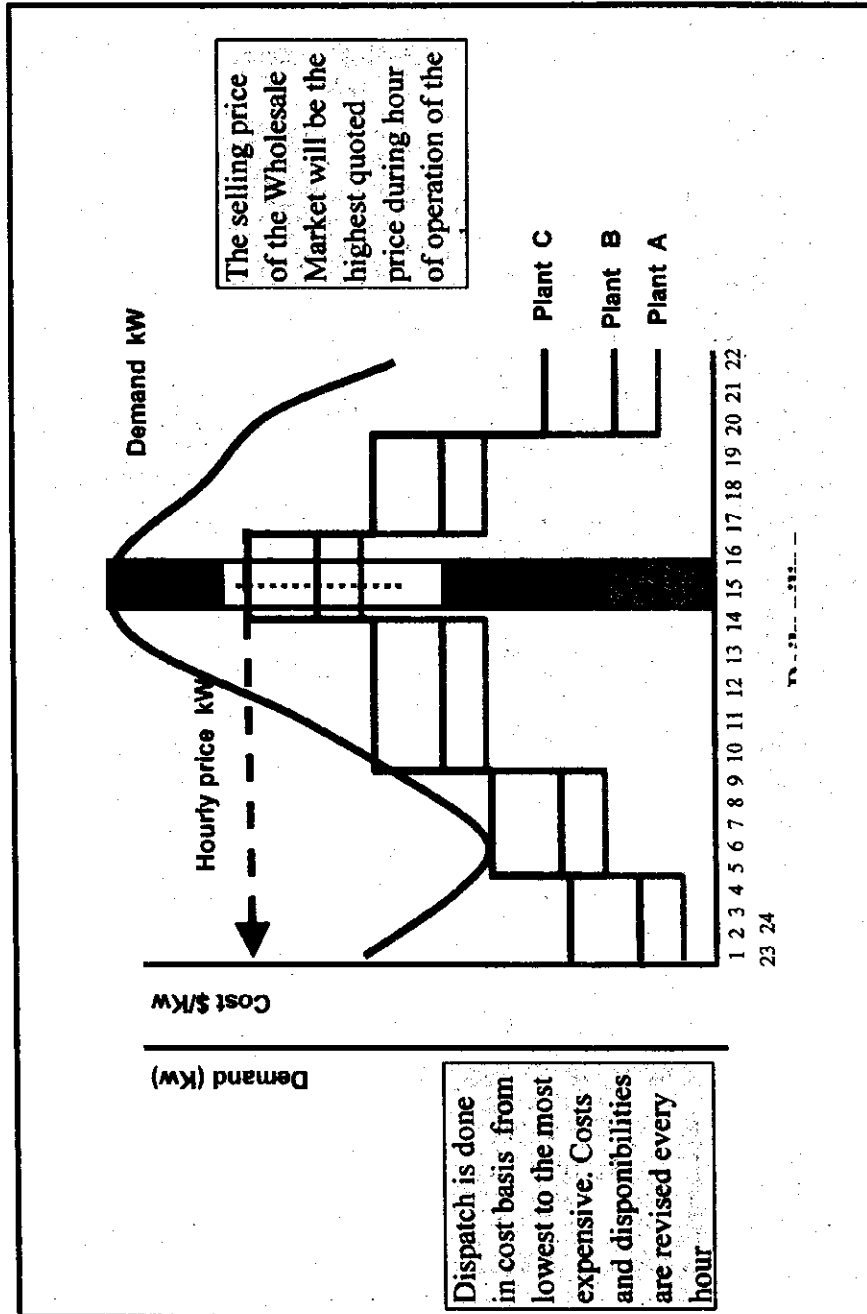


Fig. 2-1-1(b) Markets of the Guatemalan Power Sector  
 グアテマラ電力産業の市場構造



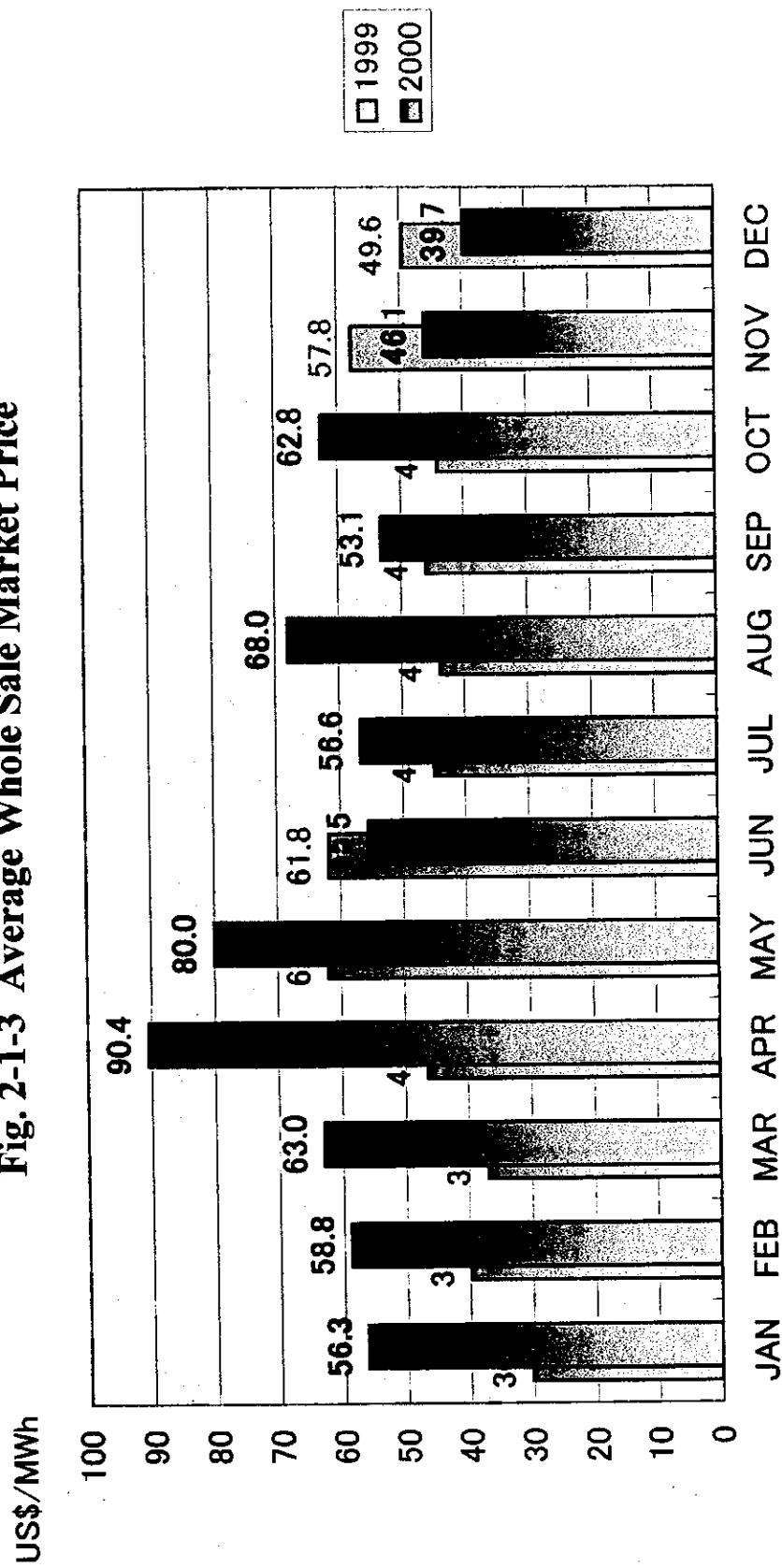


**Fig. 2-1-2 Daily piling of energy costs**  
**エネルギーコストの日変化**



月別電力価格の変動

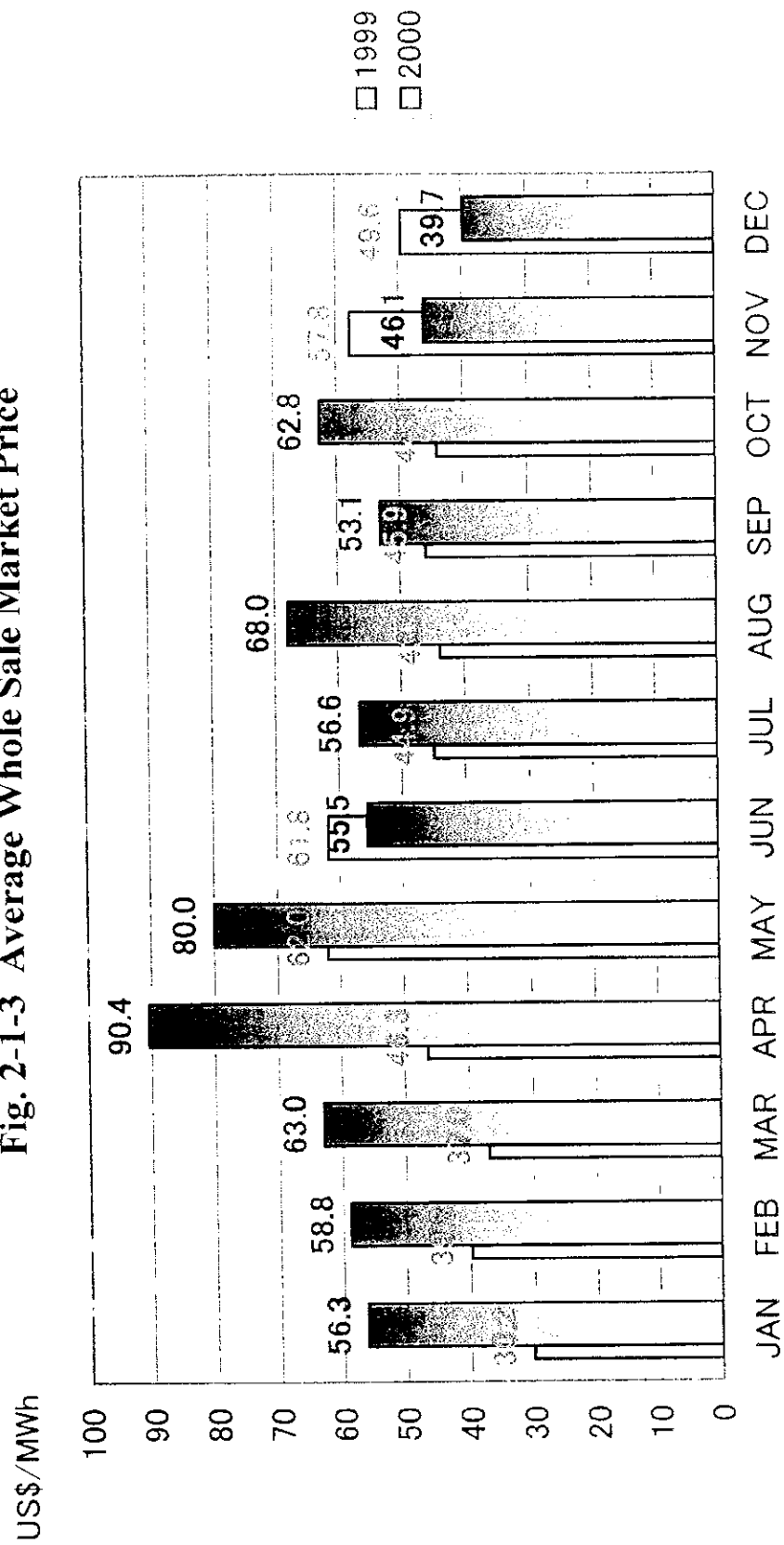
Fig. 2-1-3 Average Wholesale Market Price



Source: MEM

月別電力価格の変動

Fig. 2-1-3 Average Wholesale Market Price



Source: MEM

Fig. 2-1-4 Structure of the Electricity Supply in Guatemala  
 グアテマラ国内の電力供給システム

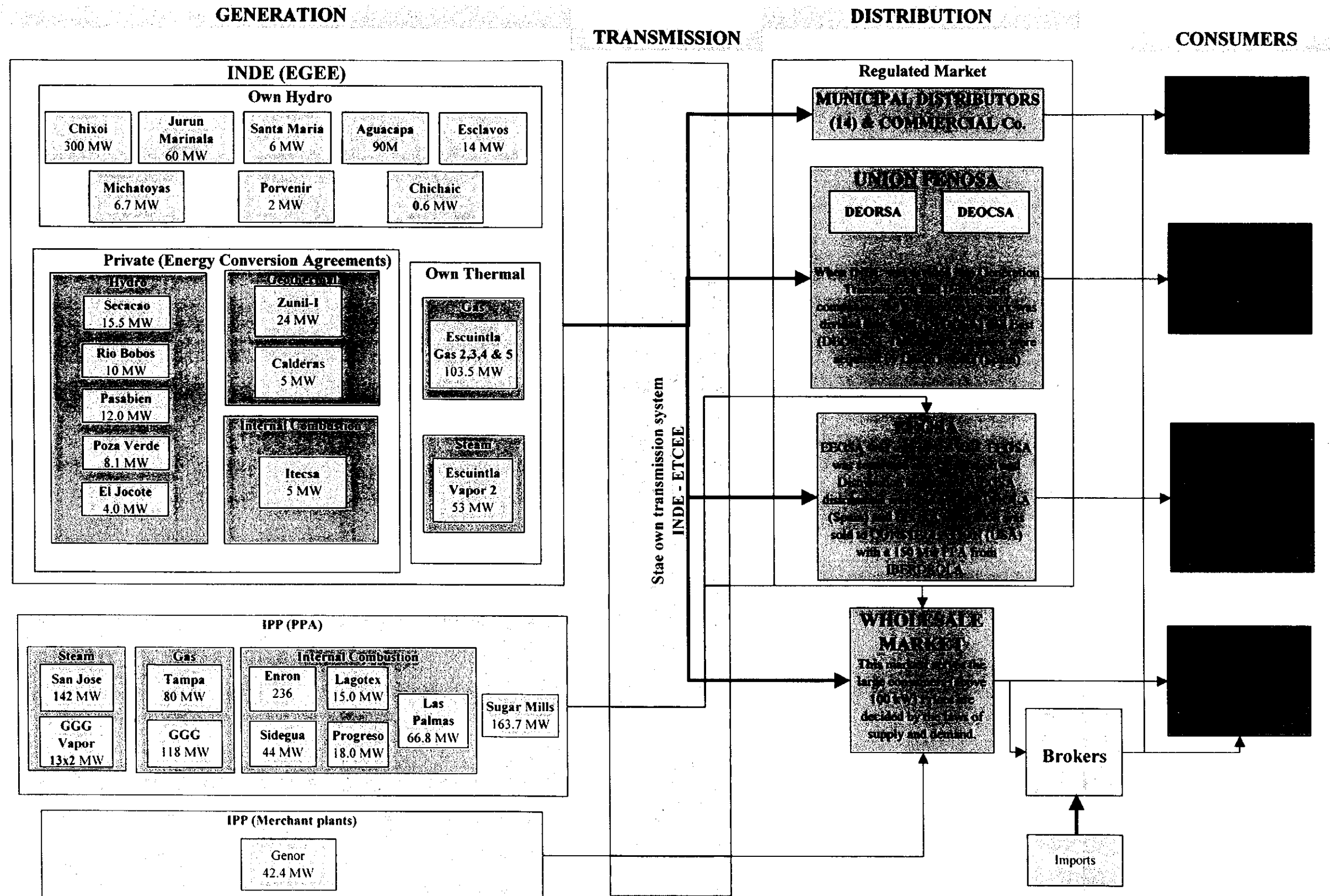
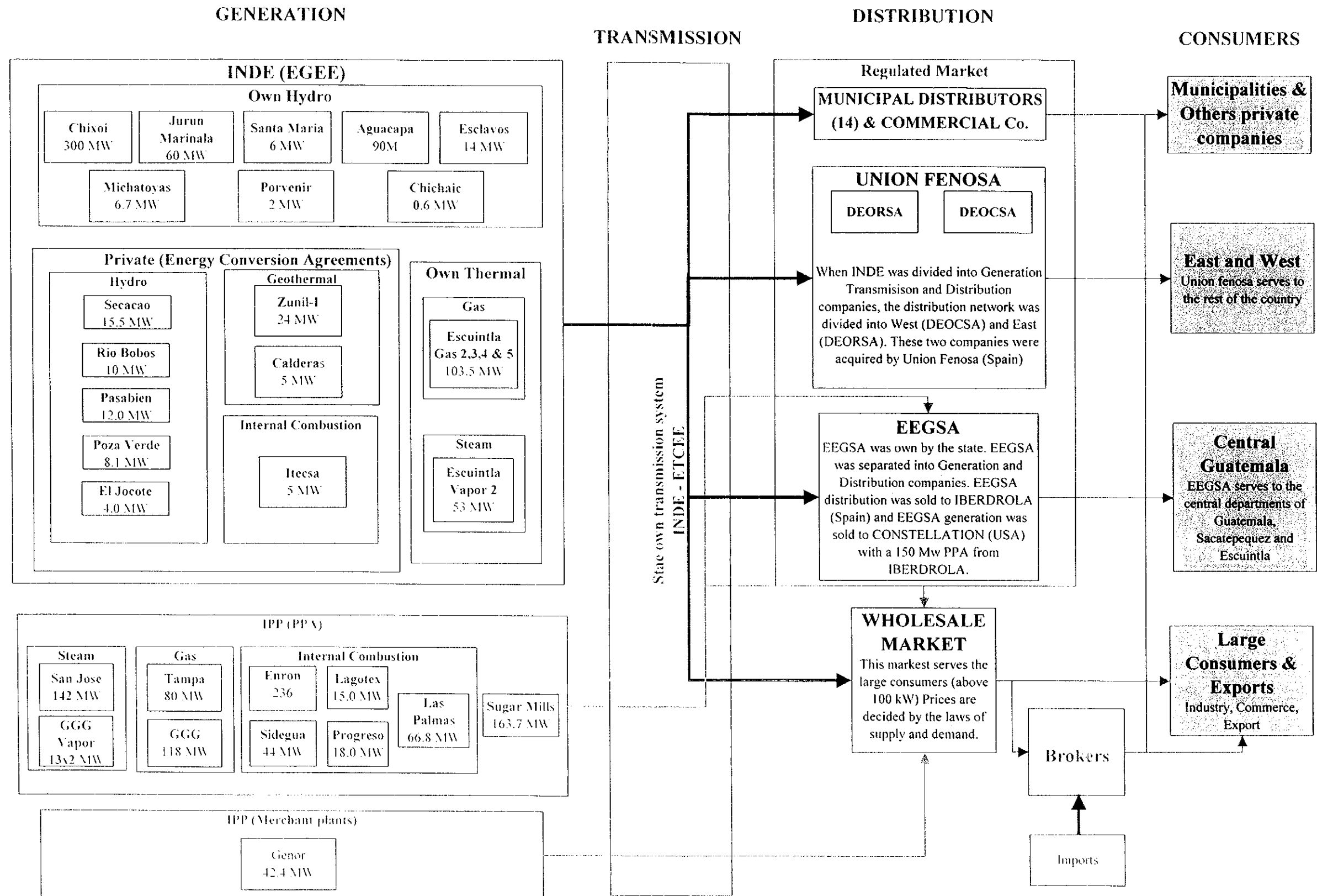


Fig. 2-1-4 Structure of the Electricity Supply in Guatemala  
 グアテマラ国内の電力供給システム



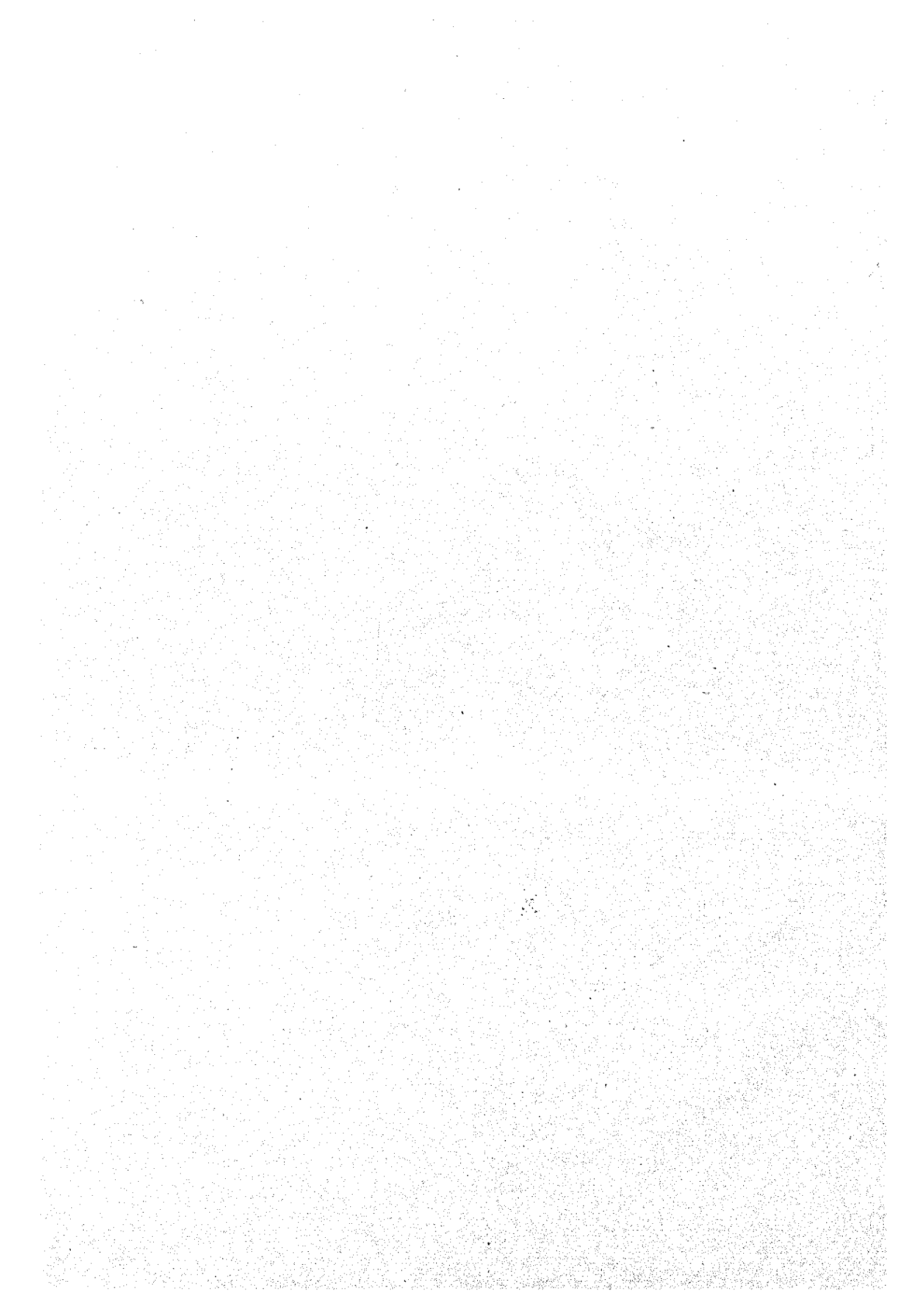
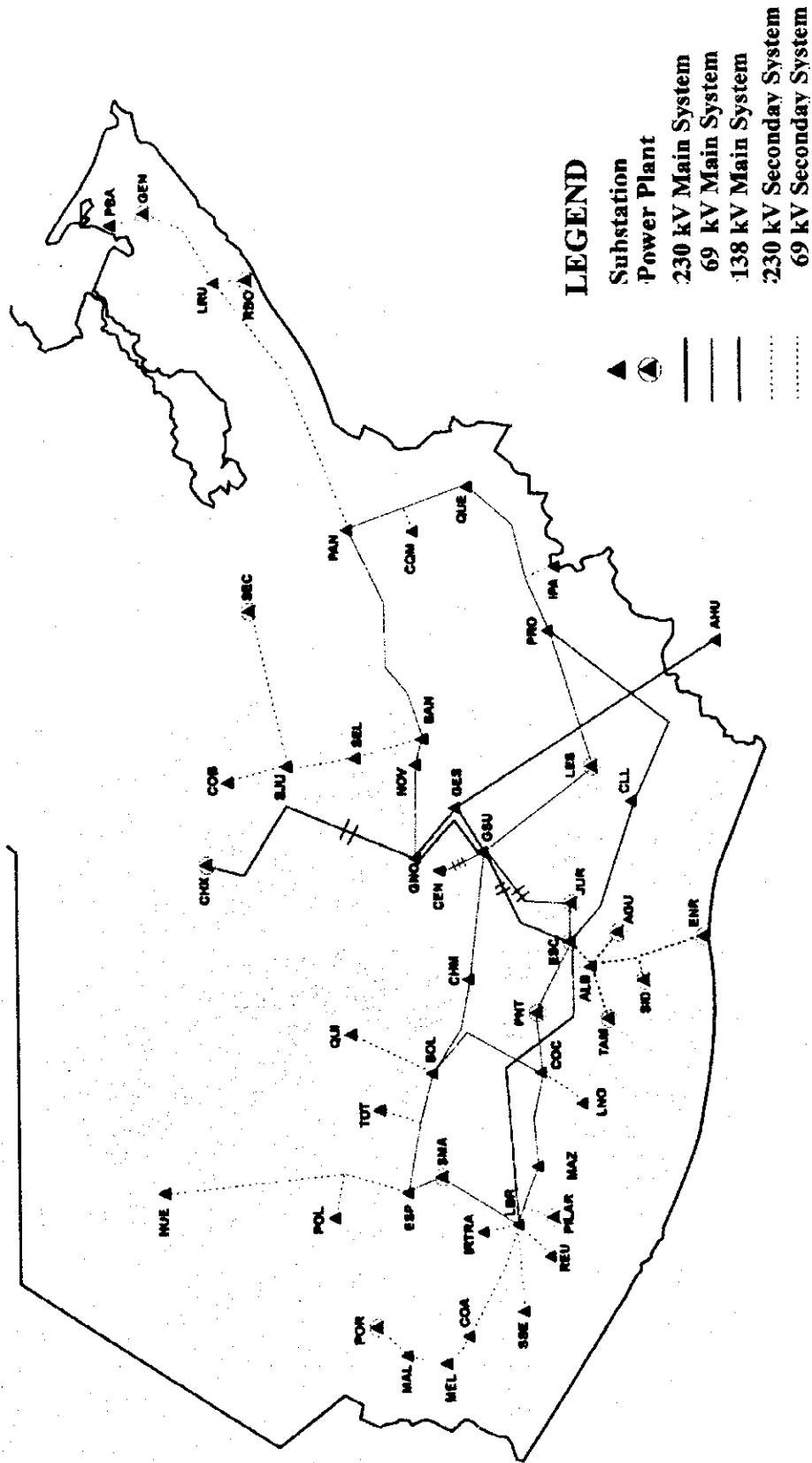
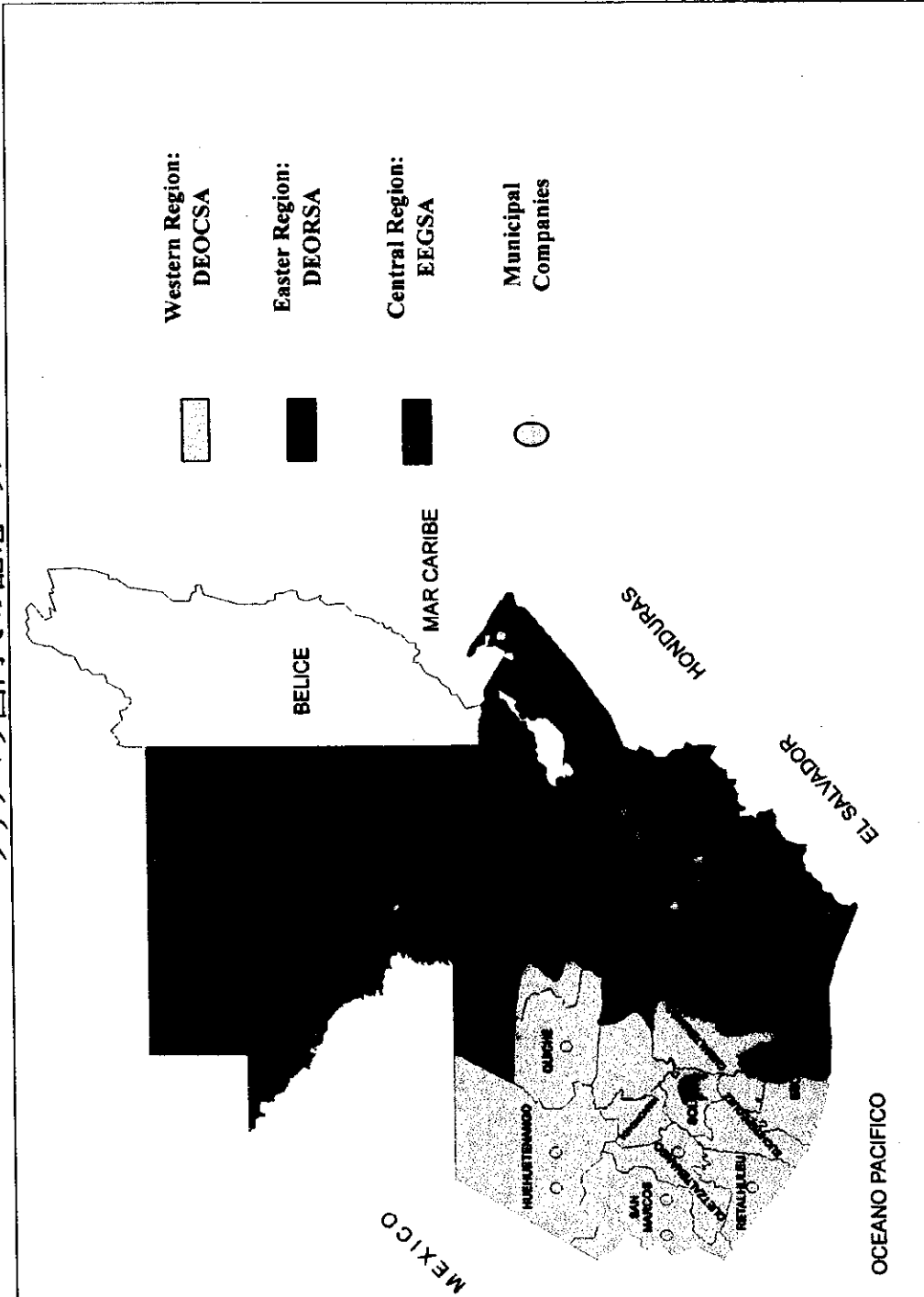


Fig. 2-1-5 The transmission System of Guatemala  
 グアテマラ国内の送電システム



Source: MEM

Fig. 2-1-6 Distribution Regions in Guatemala  
 グアテマラ国内での配電エリア

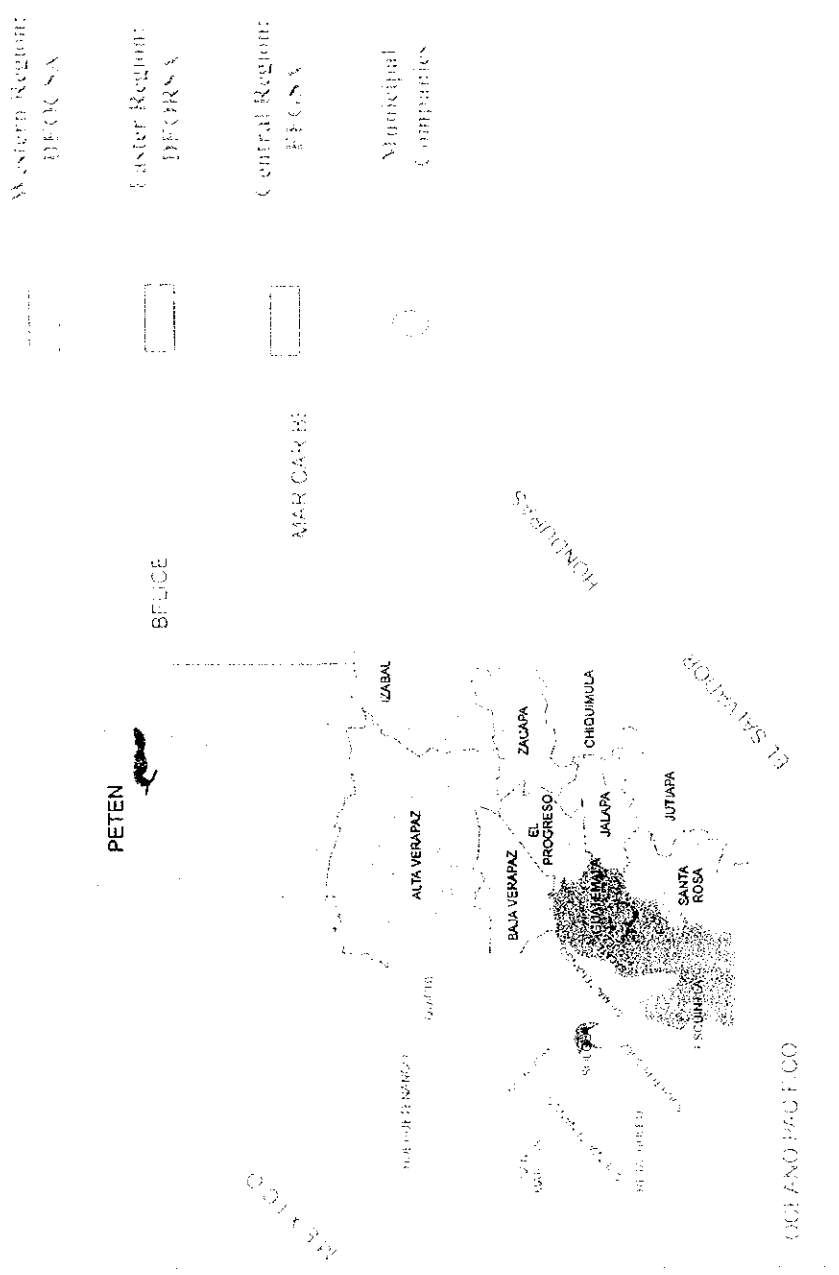


Source : MEM

F2-1-1to10, T2-1-1to10.xls/F2-1-6



Fig. 2-1-6 Distribution Regions in Guatemala  
 グアテマラ国内での配電地域



Source: MEM

国家電力供給網に連結している顧客数

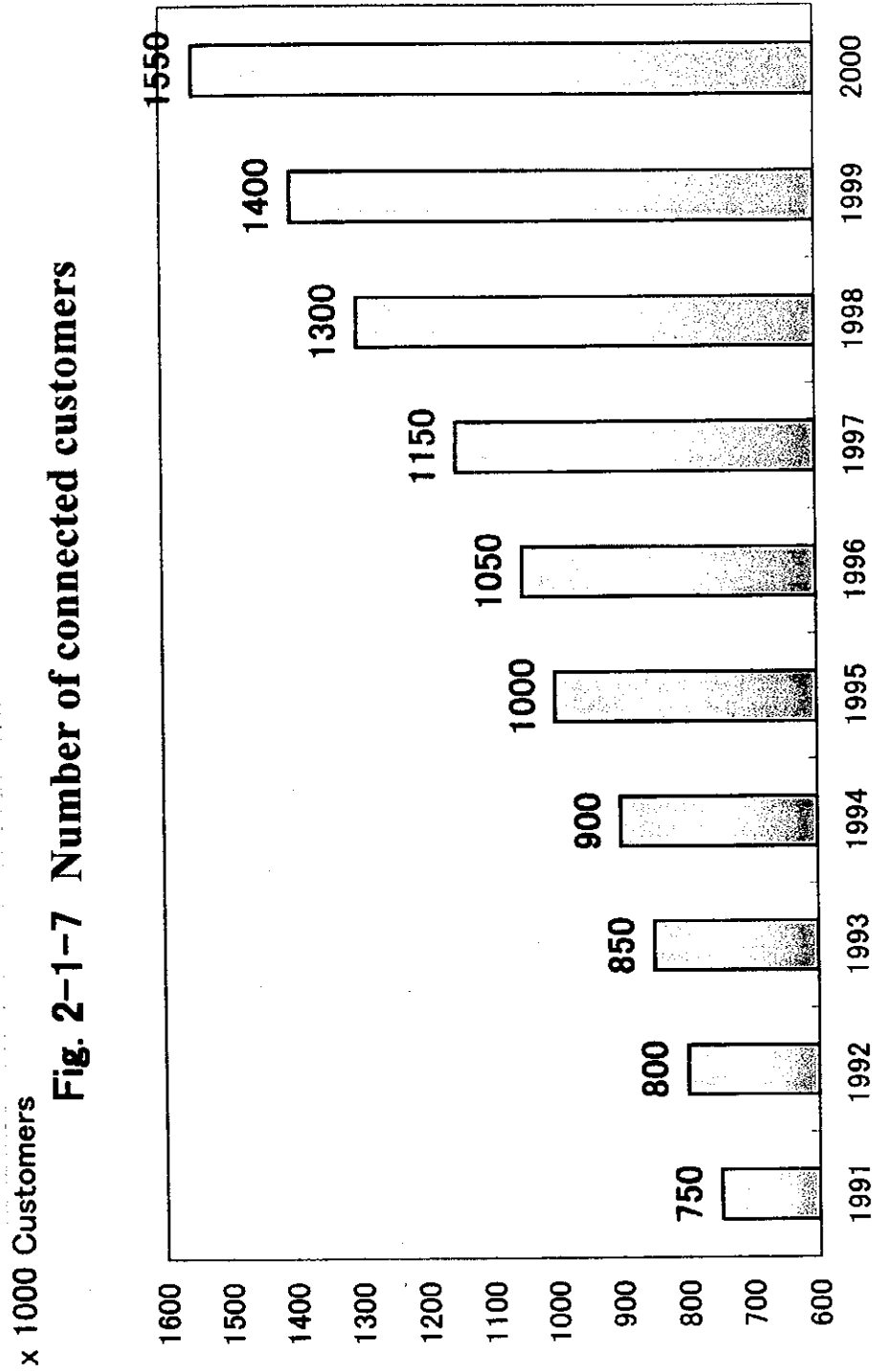
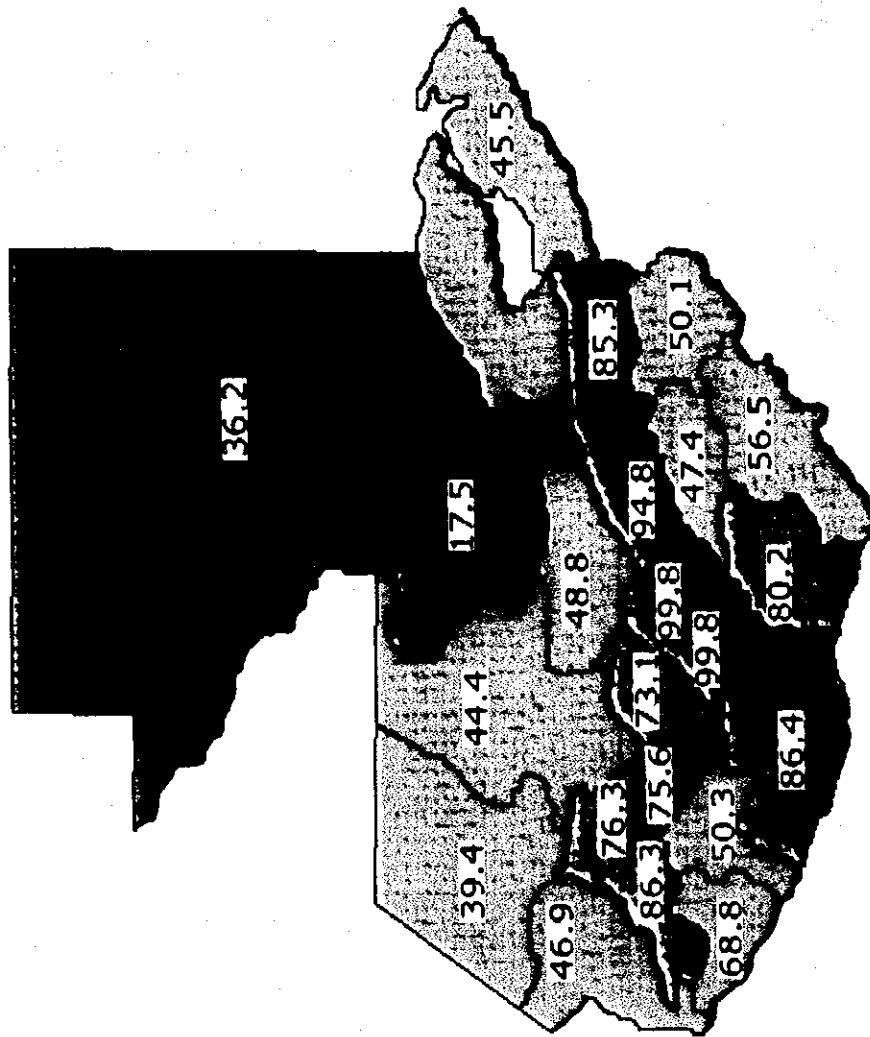


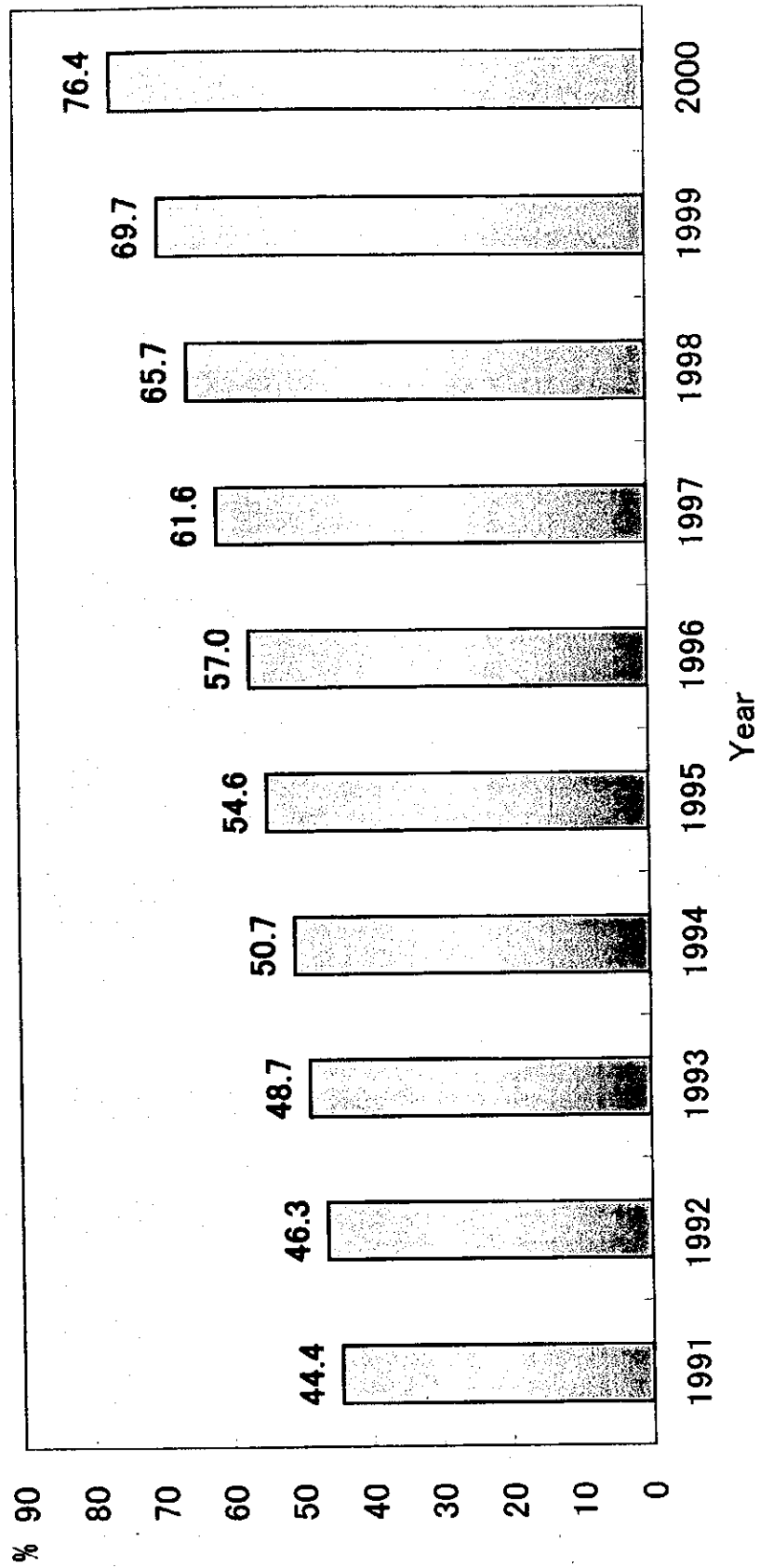
Fig. 2.1.8 Map of the Electrification Coverage (%)



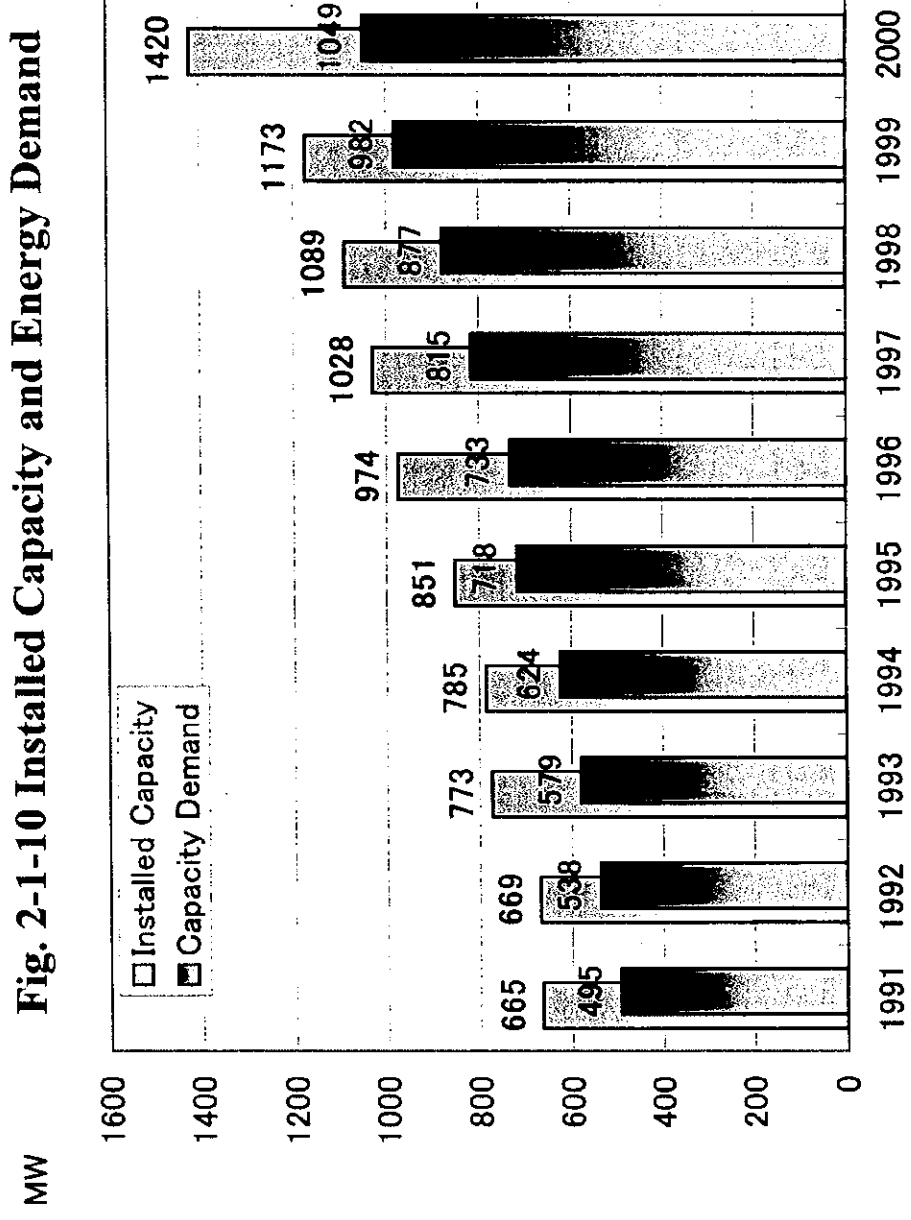
Source: MEM

グアテマラの電化率の推移

Fig. 2-1-9 Electrification Growth Ratio in Guatemala



設備容量と電力需要の推移



**Table 2-1-1 Wholesale Market Members**  
**全国電気卸売事業会の構成員リスト**

**Generators**

	Member
1	Siderúrgica de Guatemala (SIDEGUA)
2	Tampa Centroamericana de Electricidad Ltda. (TCAE)
3	Puerto Quetzal Power LLC (PQP LLC)
4	Grupo Generador de Guatemala y Cía. S. C. A. (GGG)
5	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE)
6	Generadora Eléctrica del Norte S. A. (GENOR)
7	Hidroeléctrica Secacao S.A.
8	Lagotex S. A.
9	Fabrigas S.A.
10	Central Generadora Eléctrica San José Ltda
11	Orzunil 1 de Electricidad Ltda.
12	Central Agro Industrial Guatemalteca S. A. (Madre Tierra)
13	Inversiones Pasabien S. A.
14	Concepción S.A.
15	Cía. Agrícola Industrial Santa Ana S. A.
16	Pantaleón S.A.
17	Ingenio Magdalena S.A.
18	Ingenio La Unión S.A.

**Transporters**

	Member
1	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE

**Distributors**

	Member
1	Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. (EEGSA)
2	Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A. (DEOCSA)
3	Distribuidora de Electricidad de Oriente S. A. (DEORSA)

**Commercial Members**

No.	Member
1	Comercializadora Eléctrica de Guatemala S. A. (COMEGSA)
2	Comercializadora de Electricidad Centroamericana S. A. (CECSA)
3	Empresa Eléctrica de Nororiente S. A. (ELECNO)
4	Inversiones JACSA, S. A.
5	Mayoristas de Electricidad (MEL)
6	Poliwatt Limitada
7	Conexión Energética Centroamericana, S. A.
8	Comercializadora de Electricidad Internacional, S. A. (CEI)

**Major Users**

No.	Member
1	Maderas El Alto S. A.
2	Industrias del Atlántico
3	Bandegua Fincas
4	Bandegua Cuartos Fríos
5	Cementos Progreso S. A.
6	Consultora Integral Atlanta
7	Compañía Agrícola Diversificada (COAGRO)
8	Corrugadora Guatemalteca S. A.
9	Embotelladora del Atlántico S.A.
10	J & R Ropa Deportiva de C.A. S. A. (JR Sports)
11	Empresa Portuaria Nacional Sto. Tomás de Castilla
12	Productos de la Tierra S. A. (PROTISA)
13	Amatique Bay Resort & Marina
14	Cía. Bananera Guatemalteca Independiente (COBIGUA)
15	Standard Fruit of Guatemala (DOLE)
16	Pichilingo Resort & Marina S. A.
17	Telefónica Sam de Guatemala S. A.

**Municipal Companies (Distributors)**

No.	Member
1	EEM de Huehuetenango
2	EEM de Zacapa
3	EEM de Gualán
4	EEM de Jalapa
5	EEM de Puerto Barrios
6	EEM de Guastatoya
7	EEM de Retalhuleu
8	EEM de Quetzaltenango
9	EEM de San Pedro Sac., San Marcos
10	EEM de San Marcos
11	EEM de Santa Eulalia
12	EEM de Joyabaj
13	EEM de San Pedro Pinula, Jalapa







Table 2-1-4 Interconnected National Grid (SNI): Installed Capacity (as December 2000)

## 国内電力供給網(SNI)傘下の設備容量

No.	PLANTS	UNITS	CAPACITY		COMMISSION DATE	LOCATION		OWNER
			INSTALLED MW	FIRM MW		MUNICIPALITY	DEPARTMENT	
<b>NATIONAL GRID</b>			<b>1666.3</b>	<b>1420.0</b>				
<b>HYDROELECTRIC</b>			<b>528.90</b>	<b>477.00</b>				
1	CHIXOY	5	300.00	275.0	1983/11/27	San Cristobal	Alta Verapaz	INDE
2	AGUACAPA	3	90.0	75.0	1981/2/22	Pueblo Nuevo	Santa Rosa	INDE
3	JURUN MARINALA	3	60.0	60.0	1970/2/12	Paln	Escuintla	INDE
11	SECACAO	1	15.5	13.5	1998/7/3	Senaha	Alta Verapaz	PRIVATE
4	ESCLAVOS	2	14.0	13.5	1966/8/17	Cuilapa	Santa Rosa	INDE
15	PASABIEN	2	12.0	12.0	2000/6/6	Rio Hondo	Zacapa	PRIVATE
10	RIO BOBOS	1	10.0	10.0	1995/8/10	Quebradas, Mo	Izabal	PRIVATE
16	POZA VERDE	2	8.1	8.0	2000/11/8	Pueblo Nuevo	Santa Rosa	PRIVATE
	MICHATOYAS	5	8.7	1.5	2027/10/15	Escuintla	Escuintla	INDE
5	SANTA MARIA	3	8.0	6.0	1966/6/25	Zunil	Quetzaltenang	INDE
	EL JOCOTE (Cogenerador)	1	4.0	0.0	1991/2/4	Siquinala	Escuintla	PRIVATE
6	EL PORVENIR	1	2.0	2.0	1968/9/1	San Pablo	San Marcos	INDE
	CHICHAIC	2	0.6	0.5	1979/7/26	Coben	Alta Verapaz	INDE
<b>THERMAL</b>			<b>1137.4</b>	<b>943.0</b>				
<b>STEAM TURBINES</b>			<b>221.0</b>	<b>177.0</b>				
18	SAN JOSE	1	142.0	120.0	2000/1/1	Masagua	Escuintla	PRIVATE
7	ESCUINTLA VAPOR 2	1	53.0	35.0	1977/4/22	Escuintla	Escuintla	INDE
7	GGG VAPOR 3	1	13.0	11.0	1959/12/3	Amatitlan	Guatemala	PRIVATE
7	GGG VAPOR 4	1	13.0	11.0	1961/4/5	Amatitlan	Guatemala	PRIVATE
<b>GAS TURBINES</b>			<b>301.5</b>	<b>203</b>				
19	TAMPA	2	80.0	78.0	1995/12/1	Escuintla	Escuintla	PRIVATE
7	GGG STEWART & STEVENSON	1	51.0	24.0	1994/12/24	Escuintla	Escuintla	PRIVATE
7	ESC. GAS 5	1	41.0	30.0	1985/11/1	Escuintla	Escuintla	INDE
7	GGG GAS 4	1	33.0	27.0	1963/6/11	Amatitlan	Guatemala	PRIVATE
7	ESC. GAS 3	1	25.0	21.0	1976/8/9	Escuintla	Escuintla	INDE
7	ESC. GAS 4	1	25.0	*	1976/8/9	Escuintla	Escuintla	INDE
7	GGG GAS 2	1	23.0	17.0	1978/6/19	Amatitlan	Guatemala	PRIVATE
7	ESC. GAS 2	2	12.5	*	1968/5/7	Escuintla	Escuintla	INDE
7	GGG. GAS 1	1	11.0	6.0	1964/6/6	Amatitlan	Guatemala	PRIVATE
<b>INTERNAL COMUSTION ENGINES</b>			<b>422.2</b>	<b>375.8</b>				
17	LA ESPERANZA(ENRON POWER 3)	7	126.0	124.0	2000/5/1	Puerto Quetzal	Escuintla	PRIVATE
17	POPC (ENRON POWER)	20	110.0	102.5	1993/2/5	Puerto Quetzal	Escuintla	PRIVATE
7	GGG LAS PALMAS	5	66.8	65.0	1998/9/1	Escuintla	Escuintla	PRIVATE
20	SIDEGUA	10	44.0	36.0	1995/4/3	Escuintla	Escuintla	PRIVATE
14	GENOR	2	42.4	40.0	1998/10/1	Puerto Barrios	Izabal	PRIVATE
	CEMENTOS PROGRESO (Autoproductor)	1	18.0	3.3	1995/11/16	Sanarate	El Progreso	PRIVATE
13	LAGOTEX	3	15.0	5.0	1996/11/15	Amatitlan	Guatemala	PRIVATE
17	POPC (ENRON POWER)	20	120.0	102.5	2000/2/5	Puerto Quetzal	Escuintla	PRIVATE
<b>SUGGAR MILLS (Cogenerators)</b>			<b>163.7</b>	<b>163.7</b>	<b>1996/12/31</b>	<b>Varios</b>	<b>Escuintla</b>	<b>PRIVATE</b>
25	PANTALEON		38.5	38.5	1995/11/16		Escuintla	PRIVATE
23	SANTA ANA		33.8	33.8	1996/11/16		Escuintla	PRIVATE
27	LA UNION		29.5	29.5	1997/11/16		Escuintla	PRIVATE
22	CONCEPCION	1	27.5	27.5	1998/11/16		Escuintla	PRIVATE
26	MADRE TIERRA		19	19	1999/11/16		Escuintla	PRIVATE
24	MAGDALENA		15.4	15.4	2000/11/16		Escuintla	PRIVATE
<b>GEOTHERMAL</b>			<b>29</b>	<b>23.5</b>				
9	ZUNIL	1	24	19	1999/8/4	Zunil	Quetzaltenang	PRIVATE
8	CALDERAS	1	5	4.5	1998/11/1	San Vicente Pa	Escuintla	PRIVATE

Source: Genetec

**Table 2-1-5 Present coverage and growth rate of electrification  
per Department (県別電気利用者数とその上昇率)**

Departament	Custumers	Coverage	1991-2000
			Increment
Guatemala	514,463	94.8	6.3
Solola	48,914	93.9	51.1
Sacatepequez	42,640	91.3	18.0
Quetzaltenango	101,762	91.2	42.2
Totonicapan	57,882	90.8	44.5
Santa Rosa	54,986	90.5	45.9
Chimaltenango	66,987	89.7	44.6
El progreso	24,507	86.5	34.3
Zacapa	33,853	85.9	32.7
Retalhuleu	36,411	83.3	56.8
Escuintla	73,853	79.5	33.8
Suchitepequez	50,035	70.8	33.4
San Marcos	94,488	66.4	46.5
Jutiapa	48,838	65.8	27.1
Izabal	36,776	62.0	34.9
Baja Verapaz	23,655	61.3	38.6
Huehuetenango	88,501	60.9	45.6
Jalapa	25,534	59.1	28.6
Chiquimula	31,937	58.4	20.4
Quiche	60,656	54.8	40.9
Peten	25,108	47.3	30.6
Alta Verapaz	33,337	29.3	18.5
Total	1,575,123	76.4	32.0

Source: MEM

全国電気卸売事業会による電力需要予測

Year	Generation	%	Capacity	%	Load
	GWH	Growth	MW	Growth	Factor
1999	4885.1	8.98%	962	9.77%	0.580
2000	5348.2	9.48%	1048	8.88%	0.583
2001	5805.9	8.56%	1133	8.20%	0.585
2002	6294.4	8.41%	1229	8.41%	0.585
2003	6809.1	8.18%	1317	7.20%	0.590
2004	7347.2	7.90%	1403	6.50%	0.598
2005	7929.1	7.92%	1494	6.50%	0.606
2006	8492.6	7.11%	1578	5.60%	0.615
2007	8978.9	5.73%	1666	5.60%	0.615
2008	9485.1	5.64%	1759	5.60%	0.615
2009	9995.8	5.38%	1859	5.64%	0.614
2010	10495.6	5.00%	1957	5.30%	0.612
2011	11020.4	5.00%	2051	4.80%	0.613
2012	11571.4	5.00%	2149	4.80%	0.615
2013	12150.0	5.00%	2253	4.80%	0.616
2014	12757.5	5.00%	2361	4.80%	0.607
2015	13395.3	5.00%	2474	4.80%	0.618

Source [www.amm.org.gt](http://www.amm.org.gt)

鉾山エネルギー省による電力需要予測  
**Table 2-1-7 Interconnected Grid (SNI): Scenarios for Energy Demand Forecast**

Year	Medium						High						Low					
	Capacity (MW)		Energy (GWh)		Annual Growth (%)		Capacity (MW)		Energy (GWh)		Annual Growth (%)		Capacity (MW)		Energy (GWh)		Annual Growth (%)	
2000	1,049	5,348					1,049	5,348					1,049	5,348				
2001	1,137	5,819	8.4	8.8		1,160	6,035	10.6	12.9			1,123	5,760	7.1	7.7			
2002	1,231	6,319	8.3	8.6		1,270	6,620	9.5	9.7			1,199	6,189	6.8	7.5			
2003	1,322	6,812	7.4	7.8		1,379	7,207	8.6	8.9			1,275	6,672	6.3	7.8			
2004	1,414	7,309	7.0	7.3		1,490	7,809	8.1	8.4			1,350	7,159	5.9	7.3			
2005	1,505	7,806	6.4	6.8		1,603	8,425	7.6	7.9			1,423	7,574	5.4	5.8			
2006	1,596	8,306	6.1	6.4		1,717	9,051	7.1	7.4			1,495	7,982	5.1	5.4			
2007	1,689	8,821	5.8	6.2		1,836	9,704	6.9	7.2			1,567	8,387	4.8	5.1			
2008	1,779	9,350	5.3	6.0		1,954	11,382	6.4	7.0			1,636	8,807	4.4	5.0			
2009	1,874	9,883	5.3	5.7		2,079	11,077	6.4	6.7			1,705	9,243	4.2	5.0			
2010	1,967	10,407	5.0	5.3		2,206	11,774	6.1	6.3			1,775	9,674	4.1	4.7			

Source MEM

Table 2-1-8 Country Over view  
 グアテマラ国の一般概況

Item	Fact
President:	Alfonso Portillo (since January 2000)
Independence:	September 15, 1821 (from Spain)
Population (2000E):	12.6 million
Location/Size:	Central America, bordering the Pacific Ocean between Belize, El Salvador, Honduras, and Mexico/42,042 square miles
Capital:	Guatemala City
Languages:	Spanish (official), Mayan languages
Ethnic Groups:	Mestizo 56%, Amerindian 44%
Religion:	Roman Catholic, Protestant, Mayan
Defense:	(8/98) 31,400 (29,200 Army, 1,500 Navy, 700 Air Force)

Source: Energy International association, DOE

Table 2-1-9 Economic Overview  
グアテマラ国の経済指標

Item	Fact
Minister of Economy:	Raul Edmundo Archilla Serrano
Currency:	Quetzal
Market Exchange Rate (3/23/01):	1 US Dollar = 7.68 Quetzals
Gross Domestic Product (GDP, nominal, 1999E):	\$17.8 billion (2000E): 19.0 billion
Real GDP Growth Rate (2000E):	3% (2001F): 2.7%
Inflation Rate (consumer prices, 2000):	6% (2001F): 5%-10%
Trade Deficit (2000E):	\$2.1 billion
Current Account Deficit (2000E):	\$1 billion
External Debt (2000E):	\$2.5 billion
Major Trading Partners:	United States, El Salvador, Mexico, Germany, Japan
Major Export Products:	coffee, sugar, bananas
Major Import Products:	Non-durable goods, industrial raw materials and intermediate goods, capital goods

Source: Energy International association, DOE

Table 2-1-10 Environmental Overview  
 グアテマラ国の環境的指標

Item	Fact
Total Energy Consumption (1999E):	0.15 quadrillion Btu* (<0.1% of world total energy consumption)
Energy-Related Carbon Emissions (1999E):	2.4 million metric tons of carbon (<0.1% of world carbon emissions)
Per Capita Energy Consumption (1999E):	12.3 million Btu (vs. U.S. value of 355.8 million Btu)
Per Capita Carbon Emissions (1999E):	0.2 metric tons of carbon (vs. U.S. value of 5.5 metric tons of carbon)
Energy Intensity (1999E):	13,181 Btu/\$1990 (vs. U.S. value of 12,638 Btu/\$1990)**
Carbon Intensity (1999E):	0.22 metric tons of carbon/thousand \$1990 (vs. U.S. value of 0.19 metric tons/thousand \$1990)
Sectoral Share of Energy Consumption (1998E):	Residential (49.1%), Industrial (22.6%), Transportation (21.1%), Commercial (7.2%)
Sectoral Share of Carbon Emissions (1998E):	Transportation (48.3%), Industrial (35.3%), Residential (9.8%), Commercial (6.6%)
Fuel Share of Energy Consumption (1999E):	Oil (84.9%), Natural Gas (0.0%), Coal (0.0%)
Fuel Share of Carbon Emissions (1999E):	Oil (100.0%), Natural Gas (0.0%), Coal (0.0%)
Renewable Energy Consumption (1998E):	160 trillion Btu* (2% decrease from 1997)
Number of People per Motor Vehicle (1998):	58.8 (vs. U.S. value of 1.3)
Status in Climate Change Negotiations:	Non-Annex I country under the United Nations Framework Convention on Climate Change (ratified December 15th, 1995). Guatemala has ratified the Kyoto Protocol (October 5th, 1999).
Major Environmental Issues:	Deforestation; soil erosion; water pollution; Hurricane Mitch damage. Major International Environmental Agreements: A party to the Antarctic Treaty, Biodiversity, Climate Change, Desertification, Endangered Species, Environmental/Modification, Hazardous Wastes, Law of the Sea, Marine Dumping, Nuclear Test Ban, Ozone Layer Protection, Ship Pollution and Wetlands. Has signed, but not ratified, the Antarctic-Environmental Protocol.

Source: Energy International association, DOE

\* The total energy consumption statistic includes petroleum, dry natural gas, coal, net hydro, nuclear, geothermal, solar and wind electric power. The renewable energy consumption statistic is based on International Energy Agency (IEA) data and includes hydropower, solar, wind, wood, waste electrical power, tide, geothermal, solid biomass and animal products, biomass gas and liquids, industrial and municipal wastes. Sectoral shares of energy consumption and carbon emissions are also based on IEA data.

\*\*GDP based on EIA International Energy Annual 1999