

トルコ国
電力調査開発局
トルコ国送電公社

トルコ国

ピーク対応型電源最適化計画調査 ファイナルレポート

平成 23 年 2 月

(2011 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先



東京電力

東京電力株式会社



東電設計株式会社

産業

JR

10-130

Contents

第 1 章 序 論.....	1
1.1 調査の背景・経緯.....	1
1.2 調査目的と実施内容.....	1
1.2.1 調査目的.....	1
1.2.2 調査対象地域.....	1
1.2.3 実施内容 (TOR)	1
1.3 調査実施方針.....	2
1.3.1 調査業務区分と業務内容.....	2
1.3.2 調査業務フロー.....	3
1.4 調査体制および調査実績.....	3
1.4.1 カウンターパート機関.....	3
1.4.2 調査団の構成・分担	4
1.4.3 調査実績	4
第 2 章 エネルギーセクター及び電力セクター.....	7
2.1 エネルギーセクター	7
2.1.1 エネルギー政策.....	7
2.1.2 エネルギー需給状況	8
2.1.3 エネルギーを巡る情勢.....	9
2.2 電力セクター.....	10
2.2.1 組織体制	10
2.2.2 電力料金制度.....	15
2.2.3 各組織の役割.....	18
2.2.4 電力の需給状況.....	21
2.2.5 他国との連系.....	39
第 3 章 長期電力需給計画のレビュー.....	43
3.1 電力需要予測の現況と評価.....	43
3.2 電源開発計画の現況と評価.....	46
3.2.1 電力自由化市場における電源開発策定方法.....	46
3.2.2 ライセンスの発行状況.....	52
3.3 系統計画の現況と評価.....	55
3.3.1 既設および 2012 年までに計画されている送変電設備.....	55
3.3.2 380 kV 系統の潮流状況.....	59
3.3.3 送変電設備計画の方法.....	61
3.4 系統運用の現況と評価.....	62
3.4.1 電力市場の概要.....	62
3.4.2 需給運用の状況.....	64
3.4.3 系統運用の状況.....	66

第 4 章 ピーク対応型電源最適化計画.....	73
4.1 予備検討.....	73
4.1.1 WASP における検討の評価.....	73
4.1.2 WASP と PDPAT の比較.....	77
4.2 スクリーニングによる各種電源の経済比較.....	79
4.3 需給運用シミュレーション用データの作成.....	83
4.3.1 需要想定.....	83
4.3.2 ピーク需要の現状と将来見通し.....	84
4.3.3 発電設備データ.....	88
4.3.4 経済性関係データ.....	94
4.4 供給信頼度に基づく適正予備率の検討.....	95
4.4.1 ベースケースにおける検討.....	95
4.4.2 感度解析.....	97
4.5 各種電源のピーク供給力としての導入可能性.....	107
4.5.1 各種ピーク対応型電源の評価.....	107
4.5.2 ピーク対応型電源として貯水池水力の開発可能性評価.....	109
4.5.3 他国からの電力融通可能性.....	120
4.6 2030 年頃における最適電源構成の検討.....	122
4.6.1 ピーク供給力必要量の検討.....	122
4.6.2 揚水式水力必要量の検討（ベースケースにおける検討）.....	127
4.6.3 感度解析.....	135
4.6.4 リスク評価.....	139
4.7 ピーク対応型電源最適化計画.....	141
4.8 揚水発電所の機能と役割.....	147
第 5 章 揚水発電所素材地点の抽出・評価.....	152
5.1 事前文献調査.....	152
5.1.1 地質概要.....	152
5.1.2 環境社会配慮.....	154
5.2 揚水発電所開発候補地点選定基準の設定.....	160
5.3 図上検討.....	161
5.4 揚水候補地点現地踏査.....	167
5.5 概念設計地点詳細現地踏査.....	175
5.5.1 調査目的.....	175
5.5.2 調査内容.....	175
5.5.3 調査実績行程.....	175
5.5.4 調査結果.....	176
第 6 章 長期電源開発計画（2011 年～2030 年）の提案.....	201
6.1 現在の電源開発計画と電源開発の方向性.....	201
6.1.1 Turkish Electrical Energy 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018).....	201

6.1.2 電源開発の方向性	202
6.2 長期電源開発計画（2011年～2030年）の検討	203
6.2.1 計算条件	203
6.2.2 ベース供給力の比較	206
6.2.3 ピーク供給力の比較	211
6.3 最適電源開発計画の提案	215
第7章 揚水式水力発電所の概念設計	217
7.1 優先開発候補地点の最適規模（最適池時間）の検討	217
7.2 Altinkaya 地点概念設計	224
7.2.1 発電計画の設計	224
7.2.2 発電設備主要構造物の設計	229
7.2.3 概算事業費の算出	241
7.2.4 プロジェクトの標準開発工程	243
7.3 Gökçekaya PSPP 地点の概念設計	244
7.3.1 発電計画の設計	244
7.3.2 発電設備主要構造物の設計	248
7.3.3 概算事業費の算出	256
7.3.4 プロジェクトの標準開発工程	258
7.4 送電設備概算工事費の算定	260
7.4.1 TEIAS 送電線設計基準	260
7.4.2 送電線概算コスト算出	262
7.4.3 Altinkaya PSPP 送電線建設概算コスト	262
7.4.4 Gökçekaya PSPP 送電線建設概算コスト	263
7.4.5 揚水発電所設置時の380kV系統の潮流状況	264
7.4.6 送電設備概算工事費	273
7.5 初期環境影響評価（IEE）	274
7.6 開発優先度評価	275
7.7 次ステップ調査に向けた提言	276
7.7.1 水文気象	276
7.7.2 地質調査	276
7.7.3 環境影響評価	280
7.7.4 開発可能性調査（フィージビリティスタディ）	280
第8章 本調査における提言	283
8.1 長期電源開発計画に関する提言	283
8.2 揚水式水力建設にあたっての提言	286
8.2.1 揚水の最新技術の採用検討	286
8.2.2 環境社会配慮	287
8.3 揚水式水力の所有形態に関する提言	289
8.3.1 他国における揚水式水力の所有・運用形態	289

8.3.2 揚水式水力の採算性	295
8.3.3 発生する可能性があるリスク	296
8.3.4 ビジネスモデルの提案.....	297
8.3.5 資金調達	302
8.3.6 国有の下部調整池を私企業が使用する場合のアロケーション方法.....	306
8.4 需要形状の変化に対する提言	310
8.5 風力と揚水式水力ハイブリッド計画に対する提言	313
第 9 章 技術移転.....	317
9.1 揚水素材地点抽出評価.....	317
9.1.1 調査設計	317
9.1.2 社会環境配慮.....	317
9.2 電源開発計画策定技術.....	319
9.2.1 第 1 回トレーニング	319
9.2.2 第 2 回トレーニング	320
9.3 ワークショップの開催.....	321
9.3.1 第 1 回 Workshop.....	321
9.3.2 第 2 回 Workshop.....	322
9.3.3 第 3 回 Workshop.....	322

図リスト

図 1.1	本調査の概略フロー	3
図 1.2	団員構成・分担	4
図 2.1	トルコ電力産業構造	10
図 2.2	自由化の流れ	12
図 2.3	年間発電実績（事業者別）	13
図 2.4	地域配電会社の民営化実施状況	14
図 2.5	ライセンス別 PMUM 取引市場参加者数の推移	16
図 2.6	小売料金の要素関係図	16
図 2.7	OECD 各国平均とトルコの平均電力小売料金の比較	17
図 2.8	電源開発計画フロー	18
図 2.9	燃料種別年間発電量	19
図 2.10	発電所建設の申請プロセス	20
図 2.11	最大需要と発電電力量の推移	23
図 2.12	2009 年各月第 3 水曜日の需要曲線	23
図 2.13	年負荷率の推移	24
図 2.14	2007 年の発電事業者・電源別発電電力量内訳	26
図 2.15	電源別発電設備容量の推移	27
図 2.16	電源別発電電力量の推移	28
図 2.17	2009 年 8 月 5 日の需要曲線と電源別内訳	30
図 2.18	2009 年 9 月 21 日の需要曲線と電源別内訳	30
図 2.19	2009 年 8 月 5 日の地域別需要曲線	32
図 2.20	2009 年 12 月 17 日の地域別需要曲線	32
図 2.21	地域間の電力潮流（2009 年 8 月 5 日）	33
図 2.22	地域間の電力潮流（2009 年 12 月 17 日）	34
図 2.23	近隣国との連系系統概要	41
図 2.24	ENTSO-E 系統との連系線	41
図 2.25	TEIAS の 400kV 系統概要	42
図 3.1	MAED の入出力データ	43
図 3.2	高需要・低需要の場合の需要予測推移	45
図 3.3	関係者間の電力フローイメージ図	46
図 3.4	年間運開発電容量（燃料別、2003 年から 2009 年）	48
図 3.5	2015 年のトルコ 380kV 系統の潮流計算結果	60
図 3.6	電力購買・供給契約（相対契約）の関係概要	64
図 3.7	EMS/SCADA システム間データ伝送路構成	67
図 3.8	地方 LDC の担当地域	72
図 4.1	Comparison of Calculated Operation Cost	78
図 4.2	Comparison of kWh Balance Calculated	78
図 4.3	各種電源の発電原価	81
図 4.4	ピーク供給用電源の発電原価	81
図 4.5	2030 年までの需要想定	83
図 4.6	夏期最大需要発生日の需要形状	84
図 4.7	2020 年と 2030 年における需要形状予測	85
図 4.8	最大需要発生日における需要形状（給電所別）	86
図 4.9	各月の最大需要	86

図 4.10	季節間格差 (Turkey)	87
図 4.11	大規模水力発電所の 1 日の運転状況 (2008 年 7 月 23 日)	88
図 4.12	LOLE と供給予備率の関係.....	96
図 4.13	需要の想定誤差変化による必要供給予備率の変化.....	97
図 4.14	事故停止率変化による必要供給予備率の変化.....	98
図 4.15	自然エネルギー出力の変動幅変化による必要供給予備率の変化	99
図 4.16	LOLE と供給予備率の関係 (2030 年)	99
図 4.17	系統毎の時間帯別需給曲線 (2009 年 8 月)	101
図 4.18	地域別需要家カテゴリーシェア(2008 年、左)と供給力内訳 (2010 年、右)	102
図 4.19	系統間の電力潮流 (2009 年 8 月 5 日)	102
図 4.20	各地域間連系線に流れる送電量の頻度分布.....	106
図 4.21	水力発電所の設備容量および年間発電電力量の割合.....	109
図 4.22	Keban ダム周辺.....	110
図 4.23	Karakaya ダム周辺.....	111
図 4.24	Keban 水力発電所 増設計画案.....	112
図 4.25	Keban ダム水位シミュレーション結果.....	114
図 4.26	Keban 水力増設による供給力期待値	114
図 4.27	増設ユニット数と B/C、B-C の関係.....	116
図 4.28	Keban 増設時におけるベース系統の潮流増分計算結果.....	118
図 4.29	1 回線事故時の安定度波形 (B 発電パターン)	119
図 4.30	1 回線事故時の安定度波形 (B 発電パターン+Keban 増設)	119
図 4.31	2008 年における国際間潮流状況 (Physical energy flows 2008 in GWh)	120
図 4.32	2008 年の電力取引混雑状況.....	121
図 4.33	ガスタービン火力とコンバインドサイクル火力の経費比較.....	122
図 4.34	ガスタービン火力の運転イメージ (GT: 4000MW)	123
図 4.35	供給予備率の変化によるピーク供給力の経済性の変化.....	124
図 4.36	PSPP+GT とコンバインドサイクル火力の経費比較	125
図 4.37	発電設備のあてはめの例.....	126
図 4.38	揚水式水力当てはめのイメージ	127
図 4.39	一般水力の需要へのあてはめ例	128
図 4.40	揚水式水力の設備量と供給力の関係.....	129
図 4.41	揚水式水力の池容量と供給力の関係.....	130
図 4.42	揚水式水力の最適必要量.....	131
図 4.43	揚水式水力の需要へのあてはめイメージ.....	132
図 4.44	各種燃料消費量とガス火力総合効率の変化.....	133
図 4.45	CO ₂ 排出量の変化	133
図 4.46	燃料価格の変化による揚水式水力の経済性の変化.....	135
図 4.47	揚水式水力建設コストの変化による揚水式水力の経済性の変化	136
図 4.48	供給予備率の変化による揚水式水力の経済性の変化.....	136
図 4.49	需要形状の変化	137
図 4.50	需要形状の変化による揚水式水力の経済性の変化.....	138
図 4.51	風力設備量の変化による揚水式水力の経済性の変化.....	139
図 4.52	ピーク対応型電源の開発量変化による経済性.....	142
図 4.53	ピーク対応型電源の開発量変化による経済性 - 2.....	143
図 4.54	ヨーロッパ各国の Transmission Tarif.....	145
図 4.55	揚水発電所の概要図.....	147
図 4.56	停止 8 時間後に再運転した場合の起動時間.....	148
図 4.57	需要立ち上がり時間帯における発電機運転例.....	149

図 4.58	揚水発電所による日負荷曲線の平準化.....	150
図 4.59	需給制御の概要	151
図 5.1	アナトリアおよび周辺のプレート分布図.....	152
図 5.2	トルコの地質構造 (出典; Metal Mining Agency of Japan 1981).....	153
図 5.3	環境森林省の組織図.....	154
図 5.4	環境影響評価手続きフロー	157
図 5.5	活断層分布と揚水素材地点の位置関係.....	162
図 5.6	震央分布と揚水素材地点の位置関係図.....	162
図 5.7	国立公園区域と揚水素材地点の位置関係図.....	163
図 5.8	揚水候補地点の選定手順	164
図 5.9	揚水候補地点位置図.....	164
図 5.10	現地踏査対象地点位置図	165
図 5.11	No.19 (Karacaoren II) 地点の構造物レイアウト	172
図 5.12	No.27-1 (Altunkaya) 地点の構造物レイアウト.....	173
図 5.13	No.32-2 (Gökçekaya) 地点の構造物レイアウト	174
図 5.14	Altunkaya PSPP 上部調整池周辺の地質図.....	177
図 5.15	Altunkaya PSPP 送電線建設予定ルート現地調査位置図.....	186
図 5.16	Adapazarı 地質図幅に示されている調査地の南北方向の模式地質縦断面図.....	188
図 5.17	Gökçekaya PSPP 地点の広域地質図	192
図 5.18	Gökçekaya PSPP 送電線建設予定ルート.....	198
図 6.1	検討シナリオ比較 (ベース供給力)	206
図 6.2	各年の経費比較	207
図 6.3	各年の天然ガスのシェア	208
図 6.4	各年の CO ₂ 排出量.....	208
図 6.5	各年の CO ₂ 排出量原単位.....	209
図 6.6	揚水式水力の設備量と供給力の関係.....	211
図 6.7	一般水力のあてはめ (2025 年、2029 年)	211
図 6.8	揚水式水力のあてはめ (2025 年、2029 年)	212
図 6.9	検討シナリオ比較 (ピーク供給力)	213
図 6.10	最適開発計画案	215
図 6.11	電源構成比率の推移.....	215
図 6.12	発電原価の推移	216
図 6.13	CO ₂ 排出量の推移	216
図 7.1	設備出力と kW 当たりの建設単価の関係	220
図 7.2	設備出力と kW 当たりの建設単価の関係	221
図 7.3	設備出力と B/C および B-C の関係.....	222
図 7.4	設備出力と B/C および B-C の関係.....	223
図 7.5	Altunkaya PSPP 一般平面図.....	225
図 7.6	Altunkaya PSPP 水路縦断面図.....	226
図 7.7	発電計画の検討フロー.....	227
図 7.8	上部調整池の水位容量曲線.....	229
図 7.9	ポンプ水車の選定基準実績.....	232
図 7.10	ポンプ水車の制作限界図	233
図 7.11	可変速システムの構成図	238
図 7.12	揚水運転時の入力調整範囲.....	238
図 7.13	Gökçekaya PSPP 一般平面図.....	245

図 7.14	Gökçekaya PSPP 水路縦断図.....	246
図 7.15	上部調整池の水位容量曲線.....	248
図 7.16	ポンプ水車の選定基準実績.....	251
図 7.17	ポンプ水車の制作限界図.....	252
図 7.18	Altınkaya PSPP 送電線ルート概要.....	262
図 7.19	Gökçekaya PSPP 送電線ルート概要.....	263
図 7.20	ベース系統における潮流計算結果（発電パターン A）.....	266
図 7.21	ベース系統における潮流計算結果（発電パターン B）.....	267
図 7.22	Gökçekaya 揚水発電所からの送電線引き込み.....	269
図 7.23	黒海沿岸地域および東部山岳地帯の発電力に対応した 380kV 系統（ベース系統）.....	269
図 7.24	Altınkaya 揚水発電所の送電に必要な 380kV 回線増分.....	270
図 7.25	Gökçekaya 揚水発電所の送電に必要な 380kV 回線増分.....	270
図 7.26	1 回線事故時の安定度波形（A 発電パターン）.....	271
図 7.27	1 回線事故時の安定度波形（B 発電パターン）.....	271
図 8.1	スプリッターランナ.....	286
図 8.2	ドイツにおける発電設備所有・運用形態.....	290
図 8.3	電力市場導入前後の揚水発電運転パターン.....	291
図 8.4	EEX 電力スポット市場における 2009 年 12 月 25 日～12 月 26 日の取引実績.....	291
図 8.5	Terna 系統での市場別揚水発電取引実績.....	293
図 8.6	日本における電力供給の流れ.....	294
図 8.7	設備利用率と収入・支出の関係.....	295
図 8.8	揚水発電の所有形態の一例.....	297
図 8.9	揚水発電の所有形態の一例.....	299
図 8.10	本揚水発電所事業実施の枠組み.....	305
図 8.11	ダム総事業費の構成.....	306
図 8.12	貯水池容量配分.....	307
図 8.13	貯水池容量～建設費曲線の作成.....	307
図 8.14	外気温と最大電力需要の関係（東京電力の例：FY 1998）.....	310
図 8.15	Daily Fluctuation in Demand（東京電力の例：Jul.24.2001）.....	311
図 8.16	Yalova ハイブリッドプロジェクトの位置図.....	313
図 8.17	Yalova 揚水発電所レイアウト図.....	314
図 9.1	揚水発電プロジェクトにおける環境社会配慮全体フロー.....	318

表リスト

表 1.1	調査実施スケジュール.....	2
表 2.1	2007 年における、化石燃料の生産、輸入、輸出状況.....	8
表 2.2	2007 年における、化石燃料の使用状況.....	8
表 2.3	トルコ電力産業の自由化の流れ.....	11
表 2.4	自由化対象需要の拡大.....	13
表 2.5	2008 年の消費電力量内訳.....	21
表 2.6	1988 年～2008 年の最大需要と発受電電力量.....	22
表 2.7	2006 年～2008 年の最大・最低需要.....	22
表 2.8	2007 年～2010 年の電源設備容量内訳.....	25
表 2.9	2007 年、2008 年各社の発電電力量の計画値、ならびに実績値.....	26
表 2.10	電源別発電設備容量の推移.....	27
表 2.11	電源別発電電力量の推移.....	28
表 2.12	電源別発電設備容量（2010 年 6 月）.....	29
表 2.13	送電線距離（2008 年）.....	35
表 2.14	変電所数.....	35
表 2.15	送電用変圧器の数と合計容量.....	35
表 2.16	調相設備設置状況.....	36
表 2.17	配電線距離（2008 年）.....	36
表 2.18	配電用変圧器の数と合計容量（2008 年）.....	36
表 2.19	送電損失の推移.....	37
表 2.20	2010 年第 3 水曜日における発電可能容量、想定需要、予備率、供給支障電力量.....	38
表 2.21	隣接国との連系線概要.....	40
表 2.22	電力輸出量の推移.....	40
表 2.23	電力輸入量の推移.....	40
表 3.1	「高需要」と「低需要」予測における成長率の設定.....	44
表 3.2	GDP の業種別内訳.....	44
表 3.3	「高需要」「低需要」の需要予測値.....	45
表 3.4	EMRA による発電所ライセンスの発行状況.....	47
表 3.5	ライセンスの発行状況（火力）.....	52
表 3.6	進捗率が 10%以上の大規模地点（火力）.....	52
表 3.7	ライセンスの発行状況（水力）.....	53
表 3.8	進捗率が 10%以上の大規模地点（水力）.....	53
表 3.9	ライセンスの発行状況（再生可能エネルギー）.....	54
表 3.10	380 kV 送電線に使用される導体線種.....	55
表 3.11	既設 380kV 送電線(2009 年).....	56
表 3.12	2010 年から 2012 年までの 380kV 送電線の計画.....	58
表 3.13	地方給電所の担当範囲.....	66
表 3.14	SCADA システム導入状況.....	67
表 4.1	既設火力発電所諸データ.....	74
表 4.2	既設水力発電所諸データ.....	75
表 4.3	将来導入発電所の発電単価計算用データ.....	76
表 4.4	WASP と PDPAT の主要な相違点.....	77
表 4.5	各種電源の建設単価.....	79
表 4.6	各種電源の標準的な建設単価.....	79

表 4.7	各種電源の年間の固定費	80
表 4.8	IEA Projection	80
表 4.9	Fuel Cost	80
表 4.10	日最大需要と日最低需要の推移	85
表 4.11	水力発電設備の事故停止率実績	89
表 4.12	火力発電設備の事故停止率実績	90
表 4.13	火力発電設備の分類	91
表 4.14	発電設備及び開発計画一覧	93
表 4.15	各季節の最大需要と最低需要	95
表 4.16	発電設備の構成と事故停止率	95
表 4.17	系統別供給力配分 (2030 年)	104
表 4.18	系統別の LOLE と供給予備力 (2030 年)	105
表 4.19	系統別の LOLE と供給予備力 (2030 年)	105
表 4.20	LOLE24 時間の確保に必要な供給予備力(2030 年)	105
表 4.21	各種ピーク対応型電源の特徴	107
表 4.22	KEBAN, KARAKAYA, ATATURK 発電所の概要	109
表 4.23	現地踏査実績行程表	112
表 4.24	Keban 発電所増設計画の検討条件	113
表 4.25	Keban 発電所増設計画概算工事費算出結果	115
表 4.26	経済計算 (B/C、B-C) 結果	116
表 4.27	ギリシャとブルガリアの電力輸出入 (2008 年) 単位 : GWh	120
表 4.28	ガスタービン火力とコンバインドサイクル火力の経済性比較	122
表 4.29	揚水式水力とコンバインドサイクル火力の経済性比較	124
表 4.30	各種ピーク対応型電源	141
表 4.31	各種ピーク対応型電源のアンシラリーサービス	144
表 4.32	各種電源の出力変化速度	148
表 5.1	揚水発電所建設に関わる主要法規	155
表 5.2	揚水発電所建設に関わる主要な条約	156
表 5.3	揚水開発地点の選定基準	160
表 5.4	揚水開発候補地点一覧表	166
表 5.5	現地踏査実績行程	167
表 5.6	自然・社会環境評価	168
表 5.7	総合評価基準	169
表 5.8	揚水候補地点現地踏査結果集約表 (1/2)	170
表 5.9	揚水候補地点現地踏査結果集約表 (2/2)	171
表 5.10	第 2 次現地調査実績行程	176
表 6.1	最大電力需要想定 (TEIAS Projection)	201
表 6.2	電源開発計画 (TEIAS Projection)	201
表 6.3	供給信頼度のレベル (TEIAS Projection)	202
表 6.4	Demand Forecast	203
表 6.5	各年度の供給予備率	204
表 6.6	2030 年に至る開発計画 (運転開始時期固定電源のみ)	205
表 6.7	2015 年現在価値の比較	207
表 6.8	2021 年現在価値の比較	214
表 7.1	設定条件	218
表 7.2	最適規模の比較検討ケース (Altunkaya PSPP)	219

表 7.3	kW 当たりの建設コスト検討結果.....	219
表 7.4	最適規模の比較検討ケース（Gökçekaya PSPP）.....	220
表 7.5	kW 当たりの建設コスト検討結果.....	221
表 7.6	最適開発規模の検討結果.....	222
表 7.7	最適開発規模の検討結果.....	223
表 7.8	Altunkaya PSPP 地点の計画諸元.....	228
表 7.9	ポンプ水車の仕様（Altunkaya PSPP）.....	236
表 7.10	ポンプ水車の主要寸法（Altunkaya PSPP）.....	237
表 7.11	Altunkaya PSPP 地点の概算工事費.....	241
表 7.12	標準開発工程表（Altunkaya PSPP）.....	244
表 7.13	Gökçekaya PSPP 地点の計画諸元.....	247
表 7.14	ポンプ水車の仕様（Gökçekaya 地点）.....	253
表 7.15	ポンプ水車の主要寸法（Gökçekaya 地点）.....	254
表 7.16	Gökçekaya PSPP の概算工事費.....	256
表 7.17	標準開発工程表（Gökçekaya PSPP）.....	259
表 7.18	電線の特性について.....	261
表 7.19	架空地線の特性について.....	261
表 7.20	380kV 2 回線送電線の概算建設単価.....	262
表 7.21	TEIAS から入手した PSS/E データに記載されている送電線の容量.....	265
表 7.22	ベース系統における損失率.....	265
表 7.23	揚水発電所の運転時に必要となる 380 kV 増回線区間.....	272
表 7.24	揚水発電所の運転時の送電ロス.....	272
表 7.25	Altunkaya PSPP 建設の場合.....	273
表 7.26	Gökçekaya PSPP 建設の場合.....	273
表 7.27	揚水優先開発候補地点の総合評価.....	275
表 7.28	Altunkaya PSPP 地点の次期調査段階に必要な調査一覧表.....	277
表 7.29	Gökçekaya PSPP 地点の次期調査段階に必要な調査一覧表.....	279
表 7.30	ボーリングコアを用いた室内岩石試験内容一覧.....	280
表 7.31	開発可能性調査ならびに開発工程（案）.....	282
表 8.1	ビジネスモデルの各案比較.....	300
表 8.2	主な資金調達源.....	302
表 8.3	最優先揚水発電所プロジェクトの諸元.....	303
表 8.4	IFC によるトルコ国の発電プロジェクト融資実績.....	304
表 8.5	妥当投資額の算定方法.....	308
表 8.6	資本還元率とその算定条件.....	308
表 8.7	アロケーション算定結果の例.....	309
表 8.8	YALOVA ハイブリッドプロジェクト計画諸元.....	314
表 9.1	第 1 回トレーニングメニュー.....	319

Abbreviations

Abbreviations	Words	日本語訳
AGC	Automatic Generation Control	自動発電制御
APK	Research Planning and Coordination	計画調整局 (TEIAS の部門)
ASTM	American Society for Testing and Materials	アメリカ材料試験協会
AVR	Automatic Voltage Regulator	自動電圧調整装置
AZE	Alliance of Zero Extinction	絶滅ゼロ同盟
B/C	Benefit by Cost	費用便益比
BO	Build Operate	(発電所の) 建設・運転 (の民営化)
BOT	Build Operate Transfer	(発電所の) 建設・運転・譲渡 (による民営化)
BOTAS	Petroleum Pipeline Corporation	国営パイプライン会社
BROT	Build Rehabilitate Operate Transfer	(発電所の) 建設・リハビリ・運転・譲渡 (による民営化)
BTU	British Thermal Unit	英熱量 (熱量の単位)
CAES	Compressed Air Energy Storage	圧縮空気エネルギー貯蔵
CBD	Convention on Biodiversity	生物多様性条約
CBKPCL	CBK Power Company Ltd.	シービーケーパワー社
C/C	Combined Cycle	コンバインドサイクル
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	コンバインドサイクル発電
CFRD	Concrete Face Rockfill Dam	コンクリート表面遮水壁型ロックフィルダム
CGD	Concrete Gravity Dam	コンクリート重力式ダム
CH ₄	Methane	メタン
CITES	Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora	ワシントン条約 (「絶滅のおそれのある野生動植物の種の国際取引に関する条約」)
CO ₂	Carbon Dioxide	二酸化炭素
C/P	Counterpart	カウンターパート
DD	Doga Dernegi	バードライフ・パートナー
DE	Diesel Engine	ディーゼル
DFR	Draft Final Report	ドラフトファイナルレポート
DGP	Balancing Power Market	電力需給調整用市場
DO	Diesel Oil	ディーゼル油
DPT	State Planning Organization	国家計画庁
DSI	General Directorate of State Hydraulic Works	水資源開発機構
DSM	Demand Side Management	需要側管理
DTS	Dispatcher Training Simulator	給電訓練シミュレータ
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development	ヨーロッパ開発復興銀行
EEX	European Energy Exchange	電力スポット市場 (独)
EHSS	Extra High Strength	超高張
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIB	European Investment Bank	ヨーロッパ開発銀行
EIE	General Directorate of Electric Power Resources Survey and Development Administration	電力調査開発局

EMRA	Energy Market Regulatory Authority	エネルギー市場規制庁
EMS	Energy Management System	自動給電システム
ENCC	Emergency National Control Center	非常時用中央給電指令所
ENPEP	Energy & Power Evaluation Program (Software name)	エネルギー・電力評価ツール (ソフトウェアの名前)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	欧州送電系統運用者連盟
EOJ	Embassy of Japan	日本大使館
EPDK	Energy Market Regulatory Authority	エネルギー市場規制庁
ETKB	Ministry of Energy and Natural Resources	エネルギー天然資源省
EU	Europe Union	欧州連合
EUAS	Electric Generation Company	トルコ発電公社
FFC	Flat Frequency Control	定周波数制御
FOH	Forced Outage Hour	事故停止時間
FR	Final Report	ファイナルレポート
FS	Feasibility Study	実現可能性調査
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
G/H	Guest House	ゲストハウス
GME	Gestore dei Mercati Energetici S.p.A	エネルギー市場管理者 (伊)
GT	Gas Turbine	ガスタービン
HES	Hydro Electric Station	水力発電所
HWL	High Water Level	高水位
IcR	Inception Report	インセプションレポート
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境影響評価
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IMPASA	Industrias Metalurgicas Pescarmona S.A.I.C.& F	アルゼンチンの会社名
IPP	Independent Power Producer	卸電力事業
ItR	Interim Report	インテリムレポート
IUCN	International Association for Conservation of Nature	国際自然保護連合
JEPX	Japan Electric Power Exchange	日本卸電力取引所
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KBA	Key Biodiversity Area	生物多様性重要地域
KCETAS	Kayseri Region Electricity Company	カイセリ地区電力会社
LDC	Load Dispatch Center	給電所
LOLE	Loss of Load Expectation	電力不足発生時間
LOLP	Loss Of Load Probability	電力不足確率
LWL	Low Water Level	低水位
MAED	Model for Analysis of Energy Demand	需要予測分析モデル
MCM	Million Circular Mil	百万サーキュラーミル (面積の単位)
MENR	Ministry of Energy and Natural Resources	エネルギー・天然資源省
MFSC	Market Financial Settlement Center	電力取引所
MOEF	Ministry of Environment and Forest	森林環境省
MOH	Maintenance Outage Hour	計画停止時間
MP	Master Plan	マスタープラン
MTA	General Directorate of Mineral Research & Exploration	鉱物資源調査・探査総局

N ₂ O	Nitrous oxide	亜酸化窒素
NA	Naphtha	ナフサ
NAS	Sodium-sulfur	ナトリウム硫黄
NCC	National Control Center	中央給電指令所
NGO	Non Governmental Organization	非政府組織
NLDC	National Load Dispatch Center	中央給電指令所
NO _x	Nitrogen oxides	窒素化合物
NPC	National Power Corporation	フィリピンの電力会社名
NPSH	Net positive suction head	有効吸出し水頭
NSO	Neutral System Organization	中立機関
NWL	Normal Water Level	標準水位
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development	経済協力開発機構
OIB	Privatization Administration	民営化庁
OJT	On the Job Training	オージェーティイー (実業務による訓練・研修)
O&M	Operation and Maintenance	運転保守
PC	Personal Computer	パーソナルコンピュータ
PDF	Portable Document Format	PDF
PDP	Power Development Planning	電源開発計画
PDPAT II	Power Development Planning Assist Tool (Software name)	電源開発計画ツール (ソフトウェアの名前)
PLC	Power Line Communication	電力線搬送通信
PMUM	Market Financial Settlement Center	電力取引管理センター
PP	Power Plant	発電所
PPA	Power Purchase Agreement	電力受給契約
PPS	Power Producer and Supplier	特定規模電気事業者
P/S	Power Station	発電所
PSALM	Power Sector Assets & Liabilities Management Corporation	電力取引所 (フィリピン)
PSPP	Pumped Storage Power Plant	揚水式水力
PSS	Power System Stabilizer	電力系統安定化装置
PSS/E	Power System Simulation for Engineering (Software name)	電力系統解析ツール (ソフトウェアの名前)
PV	Photovoltaic	太陽光発電
PYS	Market Management System	PMUM における前日市場
RCC	Regional Control Center	地方給電所
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
REDA	Regional Electricity Distribution Company	地方配電会社
RETICS	Reliability Evaluation Tool for Interconnected Systems (Software name)	連系系統における供給信頼度評価ツール (ソフトウェアの名前)
RH	Reservoir Hydro	貯水池式水力
RTU	Remote Terminal Unit	遠方監視制御用端末装置
RWE	RWE (Company name)	ドイツの電力会社
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	遠方監視制御 (システム)
SCC	Substation Control Center	変電制御所
SO _x	Sulfur oxides	硫黄酸化物
SPO	State Planning Organization	計画委員会
SPS	Special Protection System	特殊保護システム
SPV	Special Purpose Vehicle	特別目的事業体

S/S	Substation	変電所
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
SVC	Static Var Compensater	静止型無効電力補償装置
SW	South West	南西
S/W	Scope of Work	業務範囲
TAEK	Turkish Atomic Energy Authority	トルコ原子力局
TBC	Tie-line Bias Control	周波数バイアス連系線潮流制御
TBM	Tunnel Boring Machine	トンネルボーリングマシン
TDP	Transmission Development Planning	送電系統開発計画
TEAS	Turkish Electricity Generation and Transmission Company	トルコ発電電公社
TEDAS	Turkish Electricity Distribution Company	トルコ配電公社
TEIAS	Turkish Electricity Transmission Corporation	トルコ送電公社
TEK	Turkish Electricity Authority	トルコ電力庁
TEPCO	Tokyo Electric Power Company, Inc	東京電力株式会社
TEPSCO	Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.	東電設計株式会社
TETAS	Turkish Electricity Trading and Contracting Co.Inc	トルコ電力取引会社
TKI	Turkish Coal Enterprises	石炭（リグナイト）公社
TL	Türk Lirası	トルコリラ（通貨単位）
TOR	Terms Of Reference	プロジェクト実施要項
TOR (TOOR)	Transfer of Operational Right	（発電所の）運転権譲渡（による民営化）
TSO	Transmission System Operator	送電系統運用者
TTK	Turkish Hardcoal Authority	石炭公社
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity	欧州送電協調連盟
UN	United Nations	国際連合
US	United States	アメリカ合衆国
USC	United States Cent	米セント
USD	United States Dollar	米ドル
WASP IV	Wien Automatic System Planning (Software name)	電力シミュレーションツール（ソフトウェアの名前）
WESM	Wholesale Electricity Spot Market	電力卸売スポット市場
WNW	West Northwest	西北西
WS	Workshop	ワークショップ
XRD	X-Ray Diffraction	X線回折分析

Abbreviations	Words	Turkish
APK	Research Planning and Coordination	Araştırma Planlama Koordinasyon
BOTAS	Petroleum Pipeline Corporation	Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
DPT	State Planning Organization	Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı
DSI	General Directorate of State Hydraulic Works	Devlet Su İşleri
DGP	Balancing Power Market	Dengeleme Güç Piyasası
EIE	General Directorate of Electric Power Resources Survey and Development Administration	Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü
ETKB	Ministry of Energy and Natural Resources	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlı

EPDK	Energy Market Regulatory Authority	Enerji Piyasası D�zenleme Kurumu
EUAS	Electric Generation Company	Elektrik �retim Anonim Őirketi
KCETAS	Kayseri Region Electricity Company	Kayseri ve Cıvare Elektrik T.A.S
MTA	General Directorate of Mineral Research & Exploration	Maden Tetkik ve Arama Genel M�d�rl�ę�
OIB	Privatization Administration	�zelleŐtirme İdareŐi BaŐkanlıęı
PMUM	Market Financial Settlement Center	Piyasa Mali UzlaŐtırma Merkezi
PYS	Market Management System	Piyasa Yönetim Sistemi
TAEK	Turkish Atomic Energy Authority	Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TEAS	Turkish Electricity Generation and Transmission Company	Türkiye Elektrik Anonim Őirketi
TEDAS	Turkish Electricity Distribution Company	Türkiye Elektrik Daęıtım Anonim Őirketi
TEIAS	Turkish Electricity Transmission Corporation	Türkiye Elektrik İŐleri Anonim Őirketi
TEK	Turkish Electricity Authority	Türkiye Elektrik Kurumu
TETAS	Turkish Electricity Trading and Contracting Co.Inc	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ő.
TKI	Turkish Coal Enterprises	Türkiye Kömür İŐletmeleri
TTK	Turkish Hardcoal Authority	Türkiye TaŐkömürü Kurumu

第1章 序 論

1.1 調査の背景・経緯

トルコ国では、2015年までに電力消費量ならびに最大電力需要が年平均7%程度増加するという電力開発シナリオを示している。この需要の急増、現在の発電能力、建設計画等を勘案すると、2015年までにピーク需要にも対応できなくなると予測されている。かかる電力需要の増加に伴い、ピーク需要も増えるため適切なピーク供給手法について今後慎重に検討していくことは喫緊の課題である。

ピーク時の電力供給には、ベース電源が一定量ある場合、短時間で出力を上げられることと、需要の少ない時間帯の余剰電力を活用できるという観点から揚水発電がもっとも適していると考えられている。揚水発電については、その特殊性から建設のみならず運用について高度な技術が求められるが、トルコ側には揚水発電所を建設・運用した経験がない。トルコ側は2015年を目処に揚水開発を進めていく計画を持っており、2006年から日本政府に対して揚水開発の支援を要請してきた。

1.2 調査目的と実施内容

1.2.1 調査目的

調査の目的は、下記の業務を指定スケジュールに従って行うことにある。

- トルコ国において、ピーク対応型の電源開発計画（2010年～2030年）を策定する。
- 現在トルコ国が検討しているピーク対応型電源計画（揚水発電）のレビューを行う。
- 上記内容を達成するための技術をカウンターパートに移転すること。

1.2.2 調査対象地域

本調査はトルコ国全域を対象地域とする。

1.2.3 実施内容（TOR）

本調査は大きく以下の3つの業務要素から構成される。それぞれの要点を示す。

(1)基礎調査

トルコの電力供給システムの現状と将来計画の分析のため関連資料の収集・分析を行う。現在の当該実施機関による需要想定方法や電力システム開発計画手法についてもレビューを行い、適宜、改良すべき点などについて提言する。

(2)ピーク対応型電源計画(揚水発電を含む)のケーススタディ

トルコ側カウンターパートによる独自に調査・抽出された揚水発電候補地点のレビューを行う一方、調査団でもあらためて机上検討を行い開発候補候補地点を選定する。双方の開発候補地点全体から優先プロジェクトの順位付けを行い、抽出された最適な揚水地点に対して現地調査を含む概念設計を行う。トルコ側自身による今後の調査を支援するべく、開発可能性調査内容について提案を行う。

(3)ピーク対応型最適電源開発計画の検討

上記2点の業務要素結果を踏まえて、ピーク電源供給の最適化を考慮した長期電源開発シナリオを設定するなどして、最適な対応策開発規模などを提案する。

1.3 調査実施方針

1.3.1 調査業務区分と業務内容

調査は、2009年6月22日に相手国実施機関と国際協力機構の間で署名されたS/Wに基づいて、2年次に分けて実施する。それぞれの年次における調査は下記項目が主となる。

表 1.1 調査実施スケジュール

第1年次 (平成21年度)	第2年次 (平成22年度)
STAGE-1 基礎調査	STAGE-2 ピーク対応型電源計画候補のケーススタディ段階 STAGE-3 ピーク対応型最適電源開発計画の検討段階
<ul style="list-style-type: none"> ・ 国内準備作業 ・ 第1次現地調査 ・ 第1次国内作業 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 第2次現地調査 ・ 第2次国内作業 ・ 第3次現地調査 ・ 第3次国内作業 ・ 第4次現地調査 ・ 第4次国内作業 ・ ファイナルレポートの作成・提出

STAGE 1 基礎調査

- ・ 関連資料の収集・確認・分析【第1次国内作業及び第1次現地作業】
- ・ 電力開発計画のレビュー及び分析【第1次～第3次国内作業及び第1次現地作業】
- ・ 第一回ワークショップの開催【第1次現地作業】
- ・ ピーク電源の比較優位の検討【第2次・第3次国内作業及び第2次現地作業】

STAGE 2 ピーク対応型電源計画候補（揚水発電を含む）のケーススタディ

- a. 基本情報調査【第1次現地作業】
- b. 揚水発電所建設候補地点の選定と有望地点の絞り込み【第2次国内作業及び第2次現地作業】
- c. 概念設計と次ステップ調査の提案【第3次国内作業及び第3次・第4次現地作業】
- d. 第二回・第三回ワークショップ/セミナー【第2次現地作業、第4次現地調査】

STAGE 3 ピーク対応型最適電線開発計画の検討(1年次の後半及び2年次の業務として想定)

- a. 長期電力需給計画策定作業の改良・高度化【第2次～第5次国内作業及び第2次～第4次現地作業】

- b. ピーク電力需給のシナリオ設定と最適化検討【第4次～第6次国内作業及び第3次・第4次現地作業】

1.3.2 調査業務フロー

トルコ国の国家エネルギー政策及び電源開発計画を基に、本調査の調査業務フローを以下に示す。

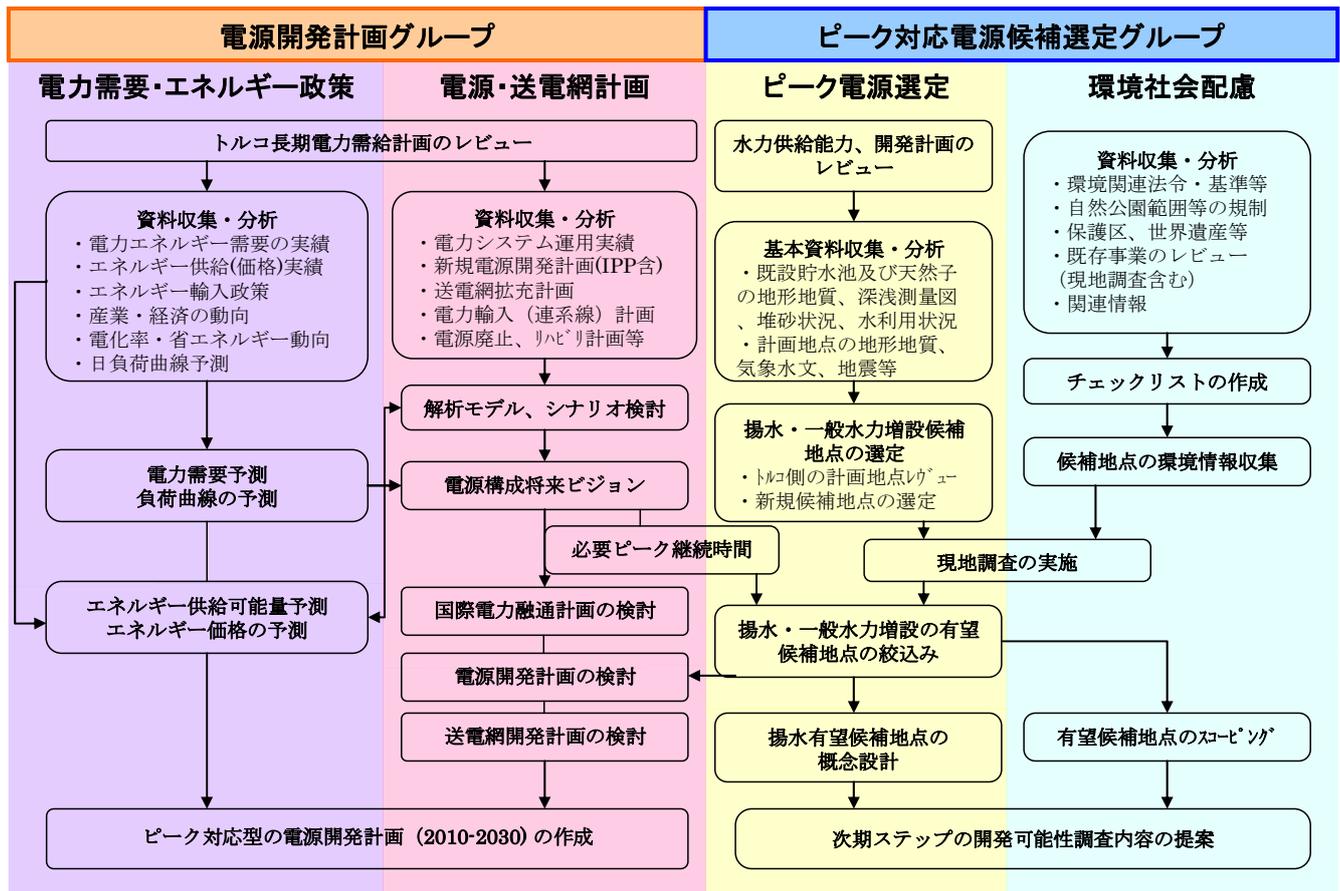


図 1.1 本調査の概略フロー

1.4 調査体制および調査実績

1.4.1 カウンターパート機関

- トルコ国送電公社 (Turkish Electricity Transmission Company) :以下「TEIAS」と表記)
- トルコ国電力調査開発局 (General Directorate of Electric Power Resources Survey and Development Administration: 以下、「EIE」と表記)

1.4.2 調査団の構成・分担

本調査は、図 1.2 に示す団員構成・分担で実施している。

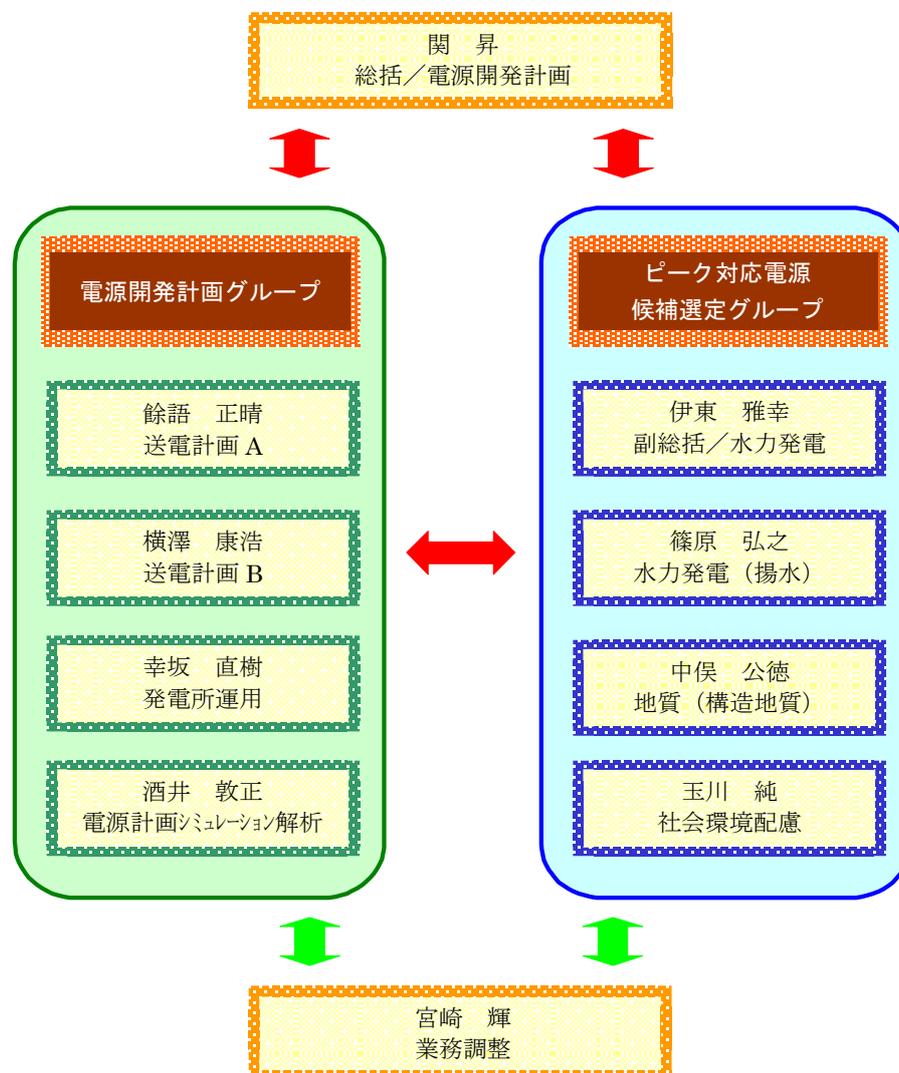


図 1.2 団員構成・分担

なお、羽田 尚之および城崎 千之が揚水発電設備（電気機器）専門家として、久保田 克寿が（水力発電（揚水））専門家として第2年次から参加している。

1.4.3 調査実績

第1次現地調査実施 平成22年2月

第一回ステアリング・コミッティーの開催。

- 1) インセプションレポートの説明・協議
- 2) 関連資料の確認と評価
- 3) ピーク電源最適化の予備検討

- ① 電源開発計画のレビュー及び分析
- ② 需給運用シミュレーション用データの収集・作成
- 4) 揚水発電開発候補地点選定基準の設定
- 5) 揚水開発候補地点の選定
 - ① 基本情報収集（地形、地質、環境）
 - ② トルコ側が計画した揚水候補地点のレビュー

第2次現地調査実施 平成22年5,6月

第二回ステアリング・コミッティーの開催。

- 1) ピーク電源最適化の検討
 - ① 需給運用シミュレーション実施（基本ケース）
 - ② 系統解析の実施
- 2) 揚水開発候補地点の選定
 - ① 新規揚水候補地点の選定
 - ② 揚水候補地点の現地踏査、有望候補地点の絞り込み
 - ③ 優先プロジェクトの地形情報の取得
- 3) 第1回ワークショップの開催
- 4) 電源開発計画、揚水基礎技術のトレーニング実施
- 5) 電源開発計画、揚水基礎技術のセミナー実施

第3次現地調査実施 平成22年8,9月

第三回ステアリング・コミッティーの開催。

- 1) インタリムレポートの説明・協議
- 2) 揚水開発候補地点の選定
 - ① 有望候補地点の現地調査
 - ② 既設水力発電所の増設可能性調査
- 3) 第2回ワークショップの開催
 - ① 長期電源開発計画手法
 - ② 系統運用面における揚水式水力の評価
 - ③ 揚水地点抽出と評価
 - ④ 揚水地点の地質調査
 - ⑤ 揚水地点の概算工事費算出方法
 - ⑥ 揚水地点の環境調査
- 4) 電源開発計画、揚水基礎技術のトレーニング実施

第4次現地調査実施 平成22年11,12月

第4回ステアリング・コミッティーの開催。

- 1) ドラフトファイナルレポートの説明・協議
- 2) 第3回ワークショップ（電源開発計画）の開催
 - ① 長期電源開発計画手法

- ② 既設水力発電所の増設可能性
 - ③ ヨーロッパにおける揚水発電の運用形態
 - ④ 揚水発電所有形態に関する提言
- 3) 第3回ワークショップ（揚水技術）の開催
- ① 優先揚水候補地点の概要（Altinkaya、Gökçekaya）
 - ② 優先揚水候補地点の地形、地質特性
 - ③ 環境影響評価結果
 - ④ 揚水発電の概念設計（土木構造）
 - ⑤ 揚水発電の概念設計（電気、機械）
 - ⑥ 次のステップに向けた提言

第2章 エネルギーセクター及び電力セクター

2.1 エネルギーセクター

2.1.1 エネルギー政策

トルコ国政府による開発計画はまず第9次開発計画 2007-2013（7ヵ年開発計画）に基本方針が示される。同計画は情報社会への移行ならびに EU への同化を完成させるため、安定した成長やより公平な収入の分配、国際競争力の強化を柱としたビジョンを制定している。エネルギー分野については、経済社会の発展のために必要なエネルギーを最低コストで安定して供給することを目標として掲げている。同時に環境への影響は最低限のレベルに抑えるよう配慮している。具体的には発電燃料の種別や調達先の多様化、国営の発電公社や配電公社の民営化による公的支出の削減などを進めることとしている。

同開発計画の短期的な詳細版については、政府のアクションプランに示されている。アクションプランは四半期アクションプラン (a Quarterly Action Plan) と年間プログラム (an Annual Program for 2010) から構成される。2010年の年間プログラムでは、エネルギーの安定供給 (Energy security) に重点を置いており、達成のために発電燃料の多様化を志向している。背景には現在の発電燃料の過半近くを主に輸入で調達される天然ガスが占めているために、電力コストの調整が難しいこと、更に輸入増による外貨支払いの増加が懸念されていることがある。こうした状況を改善するため、原子力発電の導入や再生可能エネルギーや国産一次エネルギー（リグナイト炭）の積極的な利用拡大を掲げている。再生可能エネルギーの利用促進については、発電用再生可能エネルギーの利用に関する法律 (Law on utilization of Renewable Energy Resources for the Purpose of generating Electrical Energy (law no; 5346) の施行により、風力や地熱による発電量は 2009 年だけで前年比 1.7 倍を記録している。原子力発電についても、ロシアとの間に 4800MW の発電所建設並びに発電電力の買取について合意がなされたばかりである。

電力に特化した政策には、国家計画庁(State Planning Organization: SPO)が中心に策定した「電気エネルギー市場と安定供給戦略ペーパー (“Electricity Energy Market and Supply Security Strategy Paper.” May 2009) 」がある。これは 2004 年に同様の目的で策定された戦略ペーパー (“ELECTRICITY SECTOR REFORM AND PRIVATIZATION STRATEGY PAPER”) の内容を更新する形を採っている。本戦略ペーパーはエネルギー分野の政府方針について更に詳しく数値目標まで示しているのが特徴である。例えば 2009 年の戦略ペーパーでは、発電燃料のベストミックスや国産発電燃料の利用促進で言えば、原子力については、2020 年までに総発電量の最低でも 5% を担う目標を掲げ、総容量 5000MW を 2010 年から 2020 年の間に導入する計画であると示している。建設予定地も具体的な候補地として Akkuyu/ Mersin を挙げている。再生可能エネルギーについても、2023 年までには最低でも総発電量の 30% を担う目標を立て、中でも風力発電は 2023 年までに 20,000 MW と、現在の半分に相当する量を導入することを掲げている。現在過度な依存が懸念されている天然ガスについては、逆にそのシェアを現行の 50% 程度から 30% 以下に引き下げるよう提案している。国産リグナイト炭と石炭については、双方の現在採掘されている利用可能量を発電用燃料として 2023 年までに使い切り、その後は、採掘可能と目されている分についても利用する努力を行うこと、と記されている。他に輸入炭によるハイクオリティな発電、発電効率の向上も検討されている。

2.1.2 エネルギー需給状況

2007年における、化石燃料（石炭、石油、ガス）の生産、輸入、輸出状況を以下に示す。

表 2.1 2007年における、化石燃料の生産、輸入、輸出状況

単位：ktoe（石油換算キロトン）

	Coal and Peat	Crude Oil + Petroleum Products	Gas
Production	14,794	2,109	735
Import	14,640	37,621	29,784
Export	0	-6,094	-26
Stock changes etc.	-48	-2,933	-79
Total	29,385	30,703	30,415

出典：IEA 資料を基に調査団作成

化石燃料は、3 つともほぼ同程度使用している。このうち、石炭は消費量の半分程度は国内で生産しているが、石油とガスは国内の生産量は消費量の 10%以下である。このように、エネルギー資源の大半は輸入に頼っている。

国内資源である水力（3,083ktoe）、地熱（1,498ktoe）、再生可能エネルギー（5,055ktoe）も国内生産を行っているが、これらをすべて合計しても 9,600ktoe 程度であり、全体の 10%程度にしかならない。

2007年における、化石燃料（石炭、石油、ガス）の使用状況を以下に示す。

表 2.2 2007年における、化石燃料の使用状況

単位：ktoe（石油換算キロトン）

	Coal and Peat		Crude Oil + Petroleum Products		Gas	
	ktoe	%	ktoe	%	ktoe	%
Electricity Plant	13,119	44.6	1,152	3.8	13,931	45.8
CHP Plant	183	0.6	264	0.9	1,876	6.2
Industry	11,229	38.2	1,419	4.6	3,717	12.2
Transport	0	0	15,692	51.1	167	0.5
Residential	2,750	9.4	1,745	5.7	6,901	22.7
Commercial	0	0	0	0	3,066	10.1
Non-Energy Use	0	0	5,634	18.3	203	0.7
Others	2,105	7.2	4,796	15.6	556	1.8
Total	29,385	100	30,703	100	30,415	100

出典：IEA 資料を基に調査団作成

石炭とガスは、ほぼ半分が電力用に消費されているが、石油は輸送用が半分以上を占めており、電力の比率は 4%程度である。

2.1.3 エネルギーを巡る情勢

(1) 天然ガス

ガスは政府機関である BOTAS が、一手に販売している。EUAS が所有している火力発電所向けのガスは、BOTAS と EUAS 間で受給契約を締結している。民間発電事業者は、地域のガス供給会社から天然ガスを購入しているが、これらの地域ガス供給会社は、BOTAS からガスの供給を受け、一定のコミッション（15%等）を取って、民間発電事業者を含む一般の需要家にガスを販売している。

(2) 石炭

褐炭は TKI 社、Hard coal は TTK 社が販売業務を行っている。このほか、EUAS は Afsin - Elbistan 褐炭鉱の権益を所有しており、自社で採鉱して自社の発電所に供給している。

(3) 石油

電力で使用している量は多くないが、EUAS は一般市場から調達している。

(4) 原子力

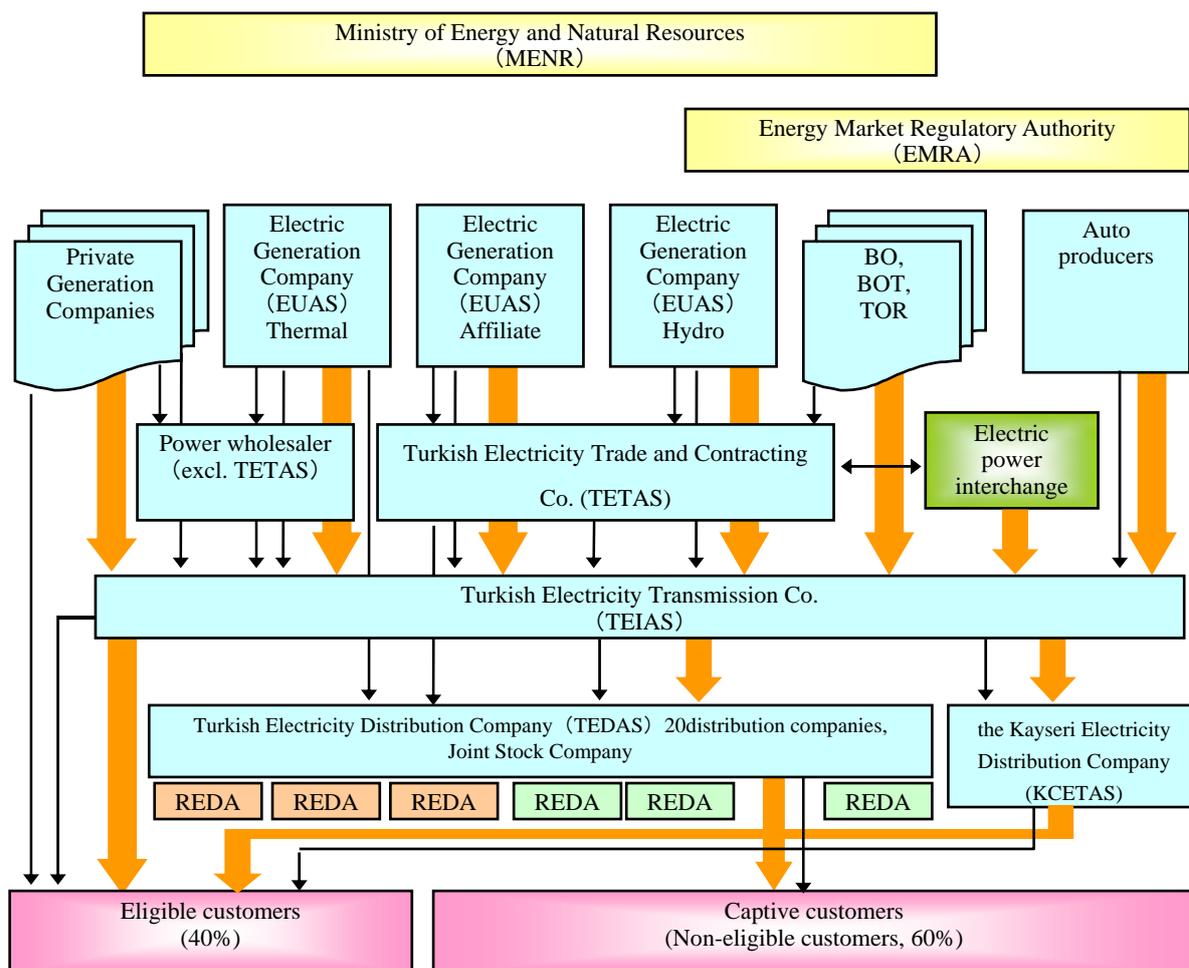
トルコ原子力局（TAEK）は、2008年9月に原子力発電事業第1号機の入札を行い、ロシアの原子力建設・輸出会社のアトムストロイエクスポート社とトルコの企業連合が応札した。2008年12月トルコ原子力庁による技術審査が終了し、現在（2009年2月時点）トルコ電力取引契約会社（TETAS）による同発電所の卸電力価格の審査中である。発電所の建設予定地は、地中海沿岸のメルシン近郊（アックユ地点）で、設備容量は4基合計出力480万kW規模を予定している。

この動きとは別に、韓国電力が北部の黒海沿岸シノップで4000MW（加圧水型 APR1400 型炉）の開発を計画している。

2.2 電力セクター

2.2.1 組織体制

本節ではトルコ国電力産業構造を概観する。その構造は、1994年に始まり2001年の電力市場法、通称4628法、で本格化した電力自由化によるセクター改革のため、今現在も移行途中にある。かつてのトルコ電力庁(Turkish Electricity Authority, もしくはTEK)はその供給段階ごと(発電、送電、配電)に複数の電力会社に分けられた。送電事業が引き続き国営になる見通しである一方、発電と配電事は民営化される計画になっている。図2.1は2008年末現在の主要関係者をまとめた電力産業構造を示している。



凡例：オレンジ色矢印は物理的な電気の流れを、黒色矢印は電力取引の流れを示す。REDA は地域配電会社。

備考：2010年6月現在、年間消費量が1.2GWh以上の顧客、もしくは直接送電系統に接続している顧客は自由化対象顧客の権利を有する、とEMRAが規定している。

図 2.1 トルコ電力産業構造

主要な政府機関はエネルギー・天然資源省 (MENR) とエネルギー市場規制庁(EMRA)である。MENR は主に電力事業一般の事項に関係するのに対し、EMRA は電力産業の規制関連を担務する。EMRA は6種類の電力事業関連の免許を発行しており、順に発電、送電、配電、卸売り、小売、そ

して自家発の各事業免許である。

電力事業の実施主体に関して言えば、送電事業は国による独占事業であり、トルコ送電公社(または TEIAS)によって運営されている。他方、発電事業は民間の参入が自由に認められている。TEIAS は送電事業に関連するすべての資産を所有している。中央給電所や電力取引所 (Market Financial Settlement Center、または MFSC) も現在は TEIAS の一部門である。電力取引所は電力市場運営者であり、将来は TEIAS から独立した組織になることが計画されている。

国営発電公社である EUAS は公営の水力、火力発電所を所有、運営している。同社は今後は新規に発電所を建設しないことになっている。例外は電力供給不足の懸念がある際に必要とされる場合である。

トルコの電力産業構造で特徴的なのが、トルコ電力取引会社 (Turkish Electricity Trading and Contracting Co. Inc.もしくは TETAS) である。同社は自由化前に国による買取契約がなされた BO、BOT、TOOR 方式の民間発電所からの電力を市場に卸売りするために設立された。TETAS は EUAS からの電力も買い取る。購入した電力は相対契約により国営配電公社である TEDAŞ へ卸売りする。こうした役割のほかに、TETAS は卸売り事業免許の下、電力の輸出入事業も手がける。更に国外の発電燃料への過度の依存を避けるという MENR の政府方針に沿うため、TETAS は原子力発電所や国産リグナイトを燃料とする Afsin C と D の各発電所からの電力も買い取る義務を課されている。

配電事業は 21 の地域独占の配電会社により営まれている。現在一部民営化された会社を除き、その殆どは持ち株会社であり国営会社であるトルコ配電公社 (Turkish Electricity Distribution Company、もしくは TEDAS) の傘下にある。政府の計画ではすべての地域配電会社を運営権譲渡(TOOR)方式により民営化されることになっている。電力小売市場はその 4 割が自由化されているが、年間電力消費量が 2010 年 6 月現在で 1.2 GWh 以上の顧客もしくは送電系統に直接接続されている顧客が自由化対象顧客とされている。2012 年までには民生家庭需要を除くすべての需要が自由化の範囲となる予定である。自由化移行期間とされる 2006 年から 2010 年 (最近、2012 年まで延長された) までの間、地域配電会社らは非自由化対象需要の 85%を TETAS や EUAS のポートフォリオ会社から購入することが義務付けられている。各地域配電会社はこれらの会社とエネルギー販売契約を締結している。移行期間終了後には、地域配電会社は自由に電力調達先を選択することができるようになる。

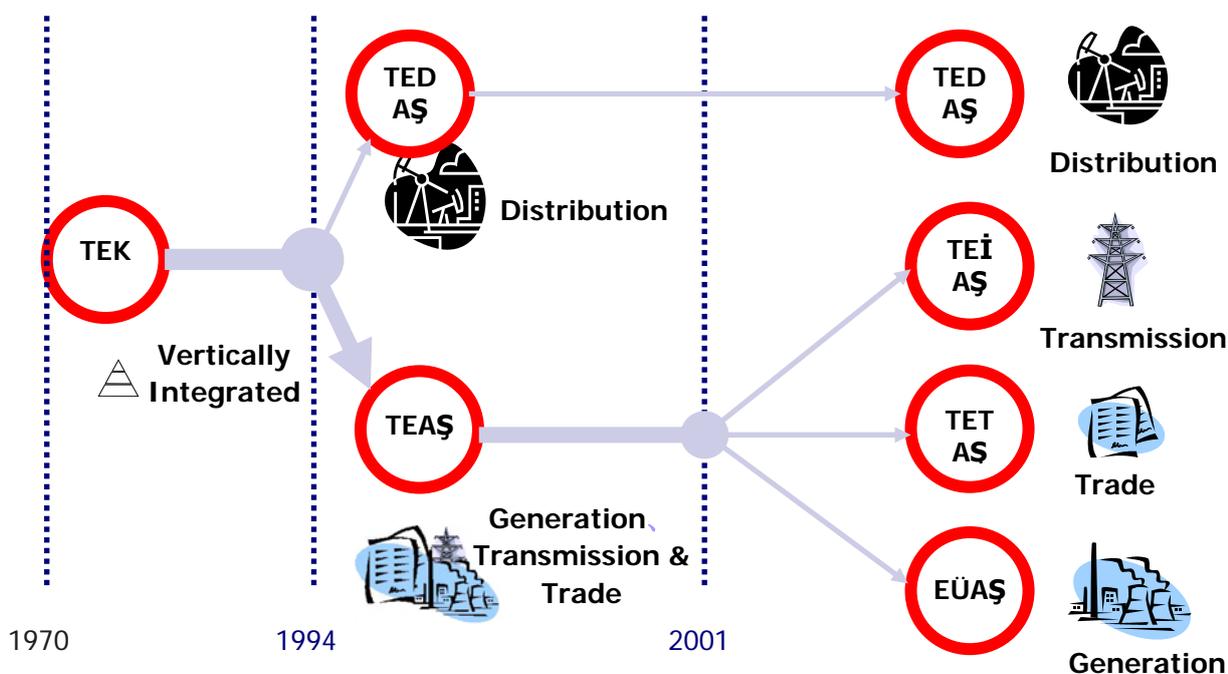
表 2.3 と図 2.2 はトルコ国電力事業の自由化の流れをまとめている。

表 2.3 トルコ電力産業の自由化の流れ

年	主な事象
1970	トルコ電力庁 (Turkish electricity Authority: TEK) 創設。同庁は国が独占的に電力事業を発電から配電まで一貫して実施するものである。
1984	3096 法 (発電事業の運営権譲渡) による市場自由化の第 1 波。これにより民間セクターからも発電市場に参入することが認められた。更に 2 つの法律、3996 法 (BOT) が 1994 年に、4283 法 (BOO) が 1997 に続いて制定、施行された。
1994	電力庁が 2 つの国営会社に分割された：ひとつがトルコ発送電公社 (Turkish Electricity Generation-Transmission Corporation、もしくは TEAS) ともうひとつがトルコ配電公社 (Turkish Electricity Distribution Company、もしくは TEDAS) である。

- 2001 4628 法（電力市場法）により市場自由化が本格化された。TEAS は更に3つの電力会社に分割された：EÜAS (発電)とTEIAS (送電)、TETAS (電力取引)である。電力小売市場の約3割が自由化された。電力を含むエネルギーの規制局としてエネルギー市場規制庁 (EMRA) が設立された。
- 2004 「電力市場改革と民営化に関する戦略ペーパー」が国家計画庁より発行された。これによると国営の発電、配電公社は 2012 年までには民営化される方針であり、民営化庁がその業務を担当することとされている。配電セクターの民営化は 2005 年から、発電セクターの民営化は 2006 年からである。
- 2006 電力需給調整システムが運用開始された。TEIAS の中に電力取引所 (MFSC or PMUM) が設立された。
- 2009 前日市場と配電セクターの民営化が開始された。2004 年の戦略ペーパーが更新された（「電力エネルギー市場と供給安定戦略ペーパー」）。

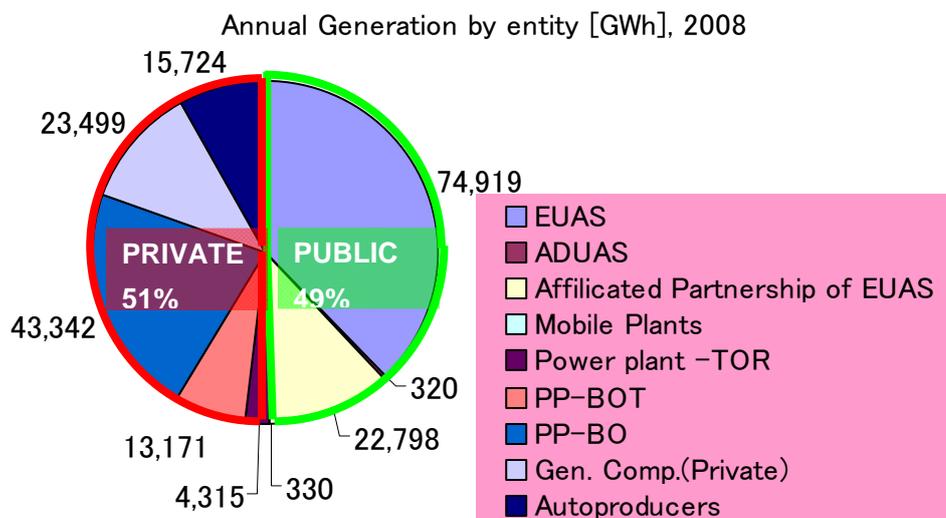
(出典：以下の資料を基に、調査団により作成：民営化庁ホームページ、トルコのエネルギーポリシー2005 (IEA) , TEDAS Mar.2009)



備考：EUAS 傘下の発電所の民営化が完了すると、EUAS の市場支配力は容量ベースで 60%から 20%に低減する見込みである。

図 2.2 自由化の流れ

事業者別の発電シェアを図 2.3 示す。



(出典： "Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018)", June 2009, TEIAS.)

図 2.3 年間発電実績（事業者別）

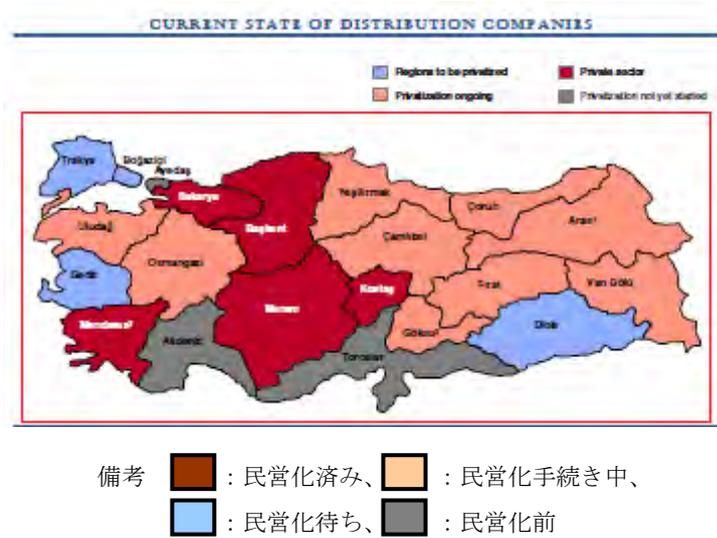
自由化対象需要の拡大の状況を表 2.4 示す。

表 2.4 自由化対象需要の拡大

年間電力消費量 [GWh]	発効日	全市場に占める割合
9.9	2003	-
7.8	2004.Jan.27	28%
7.7	2005.Jan.27	30%
6.0	2006.Jan.25	32%
3.0	2007. Jan.25	38%
1.2	2008.Jan.24	-
0.1	Current	-

(出典： トルコ配電事業の民営化、海外電力 2008.6。EMRA 年報より引用。)

地域配電会社の民営化実施状況を図 2.4 に示す。



(出典 : "Privatization of Turkey's Electricity Distribution Industry," TEASER)

図 2.4 地域配電会社の民営化実施状況

2.2.2 電力料金制度

現行の電力料金は大きく以下の4つに分類される：

- (1) 卸売り料金
 - a. 相対契約に基づくもの
 - b. 電力取引所を介するもの
 - c. 自由化移行期間中の TETAS や EUAS、TEDAS 間の相対契約に基づくもの（規制料金）
- (2) 送電料金（規制料金）
- (3) 小売料金（規制料金）
- (4) 輸出入料金：現在 TETAS が取引相手各国と交渉ベースで決定。

(1) 卸売り料金

相対契約や電力取引所を経由した卸売り料金は基本的に関係者間の交渉によって定められる。一方、本格自由化前に運開された民間発電会社と TETAS 間の卸売り料金は、当初の BO や BOT、TOOR のスキーム下の契約で合意された購入価格に基づいている。これらの料金は概して他の卸売り料金よりも割高であるが、近年ようやく平均的な卸売り料金レベルまへ低下しつつある。2008 年の TETAS の平均的な電力購入、販売価格はそれぞれ kWh 当り 8.88 USC、8.53 USC である。TETAS の配電会社への卸売り販売価格は EMRA のウェブサイトにて公表されている。同様に送電系統に直接接続されている大口顧客への販売価格も需要家種別ごとに同ウェブサイトにて公表されている。

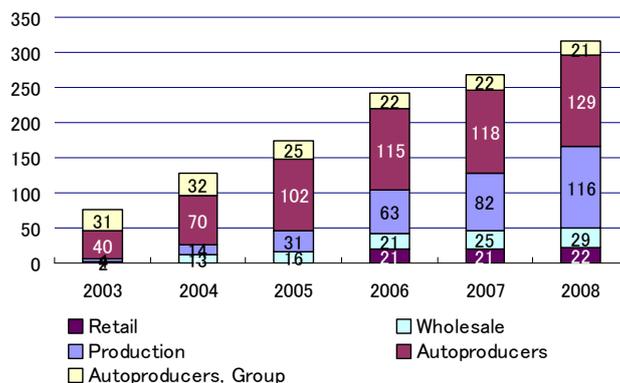
【電力市場構造】

トルコには2種類の電力市場がある。ひとつは主に発電会社と配電会社／顧客間などの相対契約に基づく相対市場、もうひとつは国営送電公社である TEIAS の MFSC (Market Financial Settlement Center or PMUM) という取引市場経由で売買がなされる PMUM 取引市場である。取引量のシェアは現時点で前者が8割、後者が2割程度である。価格が市場で決められるという意味で、双方とも自由化された市場である。

相対契約の事例は、EUAS(発電会社)と TETAS (卸電力会社)間、TETAS と TEDAS (配電会社)間、民間発電会社と配電会社（民営化後）／大口顧客間、などである。

一方、PMUM 取引市場のキープレーヤーは殆どが民間発電会社と配電会社である。理由は、民間発電会社が民営化された配電会社に直接相対契約で電力を販売する価格は、EMRA が定める上限値を越えてはならず、現状では PMUM の自由市場を経由させた方がより高く販売できているからである。今後も国との電力購入契約(PPA)を通した新規の相対契約は行わない方針であるので、今後も民間発電会社の増加に伴い、は PMUM 取引市場が拡大していくと予想される。

Progress of the number of PMUM participants



出典: TEIAS annual report 2008.

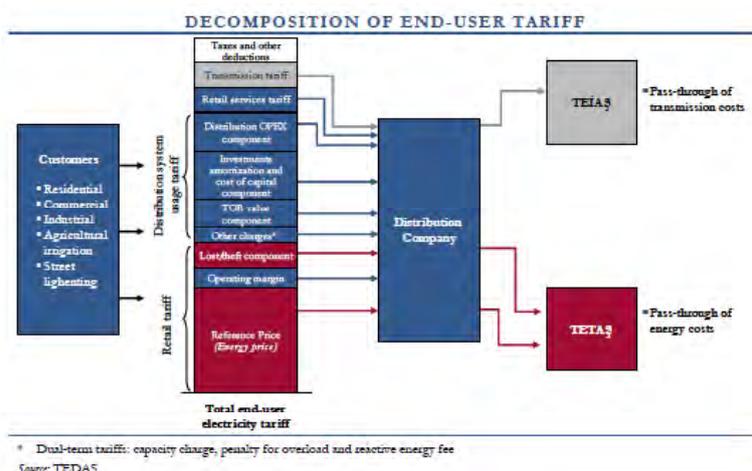
図 2.5 ライセンス別 PMUM 取引市場参加者数の推移

(2) 送電料金

トルコでは TEIAS が送電システムを所有、運営している。したがって、発電会社や配電会社は同系統の利用料を TEIAS に支払っている。送電料金は国を大きく 22 の地域に分けて、それぞれに価格を設定している。価格はシステム利用料とシステム運営料から成る。

(3) 小売料金

自由化対象顧客は規制料金と民間発電会社との相対契約に伴う自由料金のどちらかを選択することができる。非自由化対象顧客は規制料金に利用し続ける。規制料金は 2012 年までの自由化移行期間中は「価格均一化方式」で計算された全国均一料金が適用されている。同料金は以下の 4 つの要素から構成されている：小売販売料金、送電料金、小売サービス料金、配電料金。これらの関係図を図 2.6 示す。

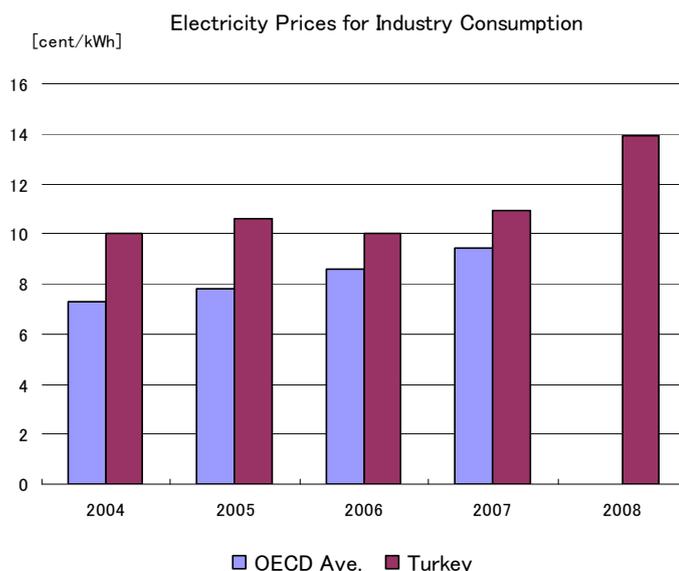


(出典：TEASER: Privatization of Turkey's Electricity Distribution Industry, 2005, Lazard)

図 2.6 小売料金の要素関係図

小売サービス料金や配電料金については、民営化前の地域配電会社に対しては TEDAS が代表して設定し、民営化済みの地域配電会社らは自ら設定する。同料金は産業団地のようなまとまった需要家らが定めることもできる。産業需要家ら向けの料金は2部料金構造を取るものがあるが、民生家庭需要向けなど大半は単一構造のものである。需要家はこれらとは別に時間帯別料金を選択することもできる。

図 2.7 が示すように、トルコの平均電気料金は他の OECD 各国のものよりも割高である。



(出典：2010 Annual Programme, Undersecretariat of State Planning Organization, 2010)

図 2.7 OECD 各国平均とトルコの平均電力小売料金の比較

2.2.3 各組織の役割

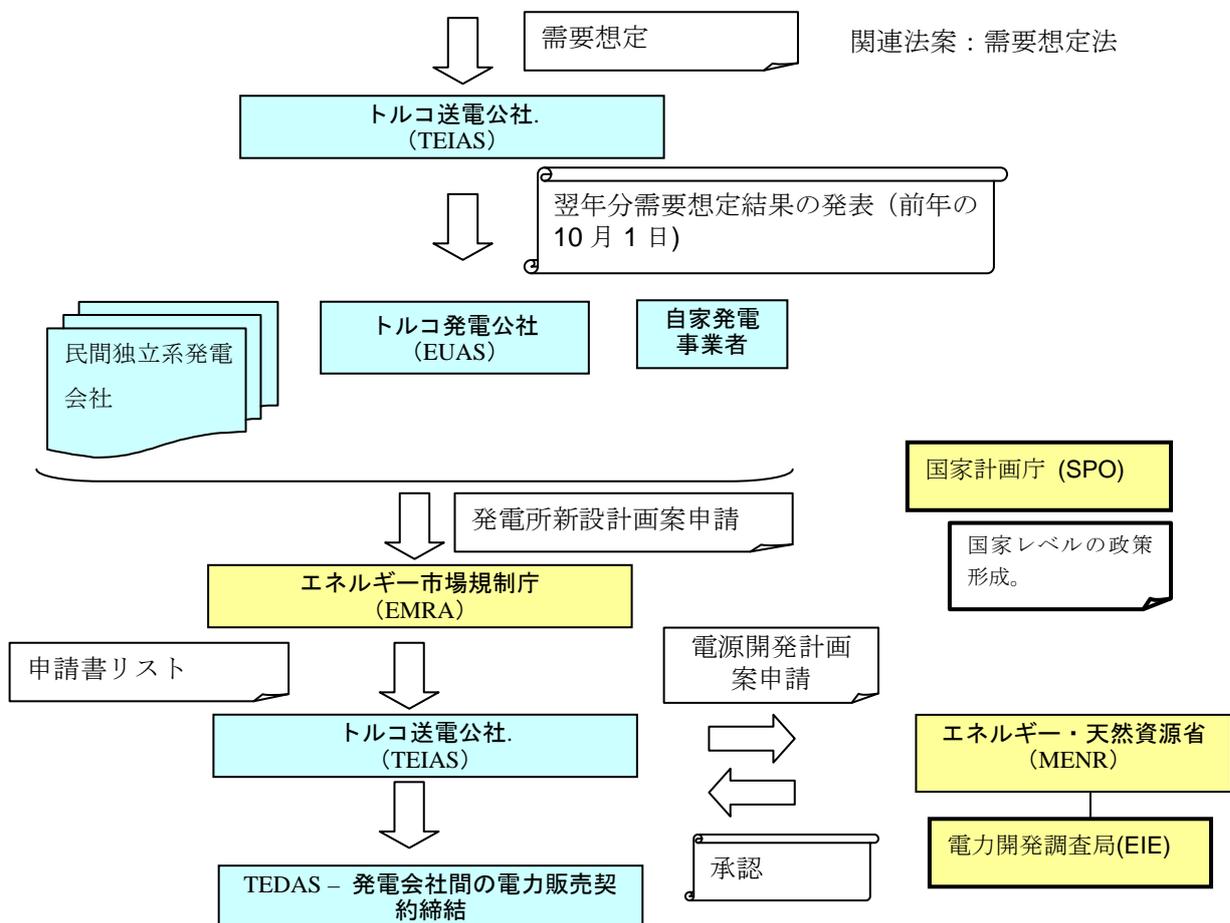
(1) 電源開発計画の策定

(a) 概要

EU の電力系統協議会である ENTSO-E の発行する “System Adequacy Forecast” と同じように、トルコ送電公社 (TEIAS) も毎年、10 年間の電源開発見通しを発表している。ENTSO-E のそれと同じく、同見通しは必ずしも将来の供給力を保証してくれるものではない。

同見通しで引用されている電力の需要想定は配電会社によってなされるはずのものであるが、まだ自由化移行期間中であることもあり、引き続き従来通りエネルギー・天然資源省により実施されている。

既存の発電設備のデータは EUAS や TETAS、EMRA から TEIAS へ集約されている。特に EMRA は民間発電所のデータ (建設計画を含む) を集約している。新設発電所のデータは上記以外では主に DSI (State Hydraulic Works) から寄せられている。



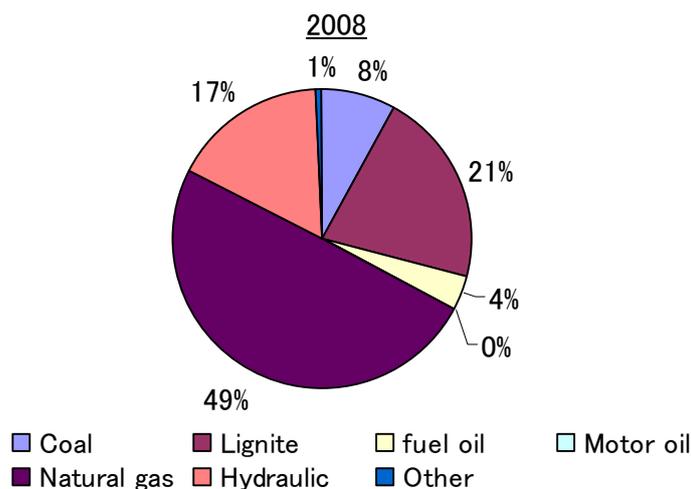
(出典: "10-year Generation Capacity Projection: 2009-2018", TEIAS)

図 2.8 電源開発計画フロー

電力自由化法以前は、EIE が新規電源の FS を実施し、ダムについては DSI が、発電所については EUAS がそれぞれ設計、建設するという流れになっていた。しかし現在は国による新規電源開

発が認められていないため、EIE も DSI も新規の電源計画には携わっていない。民間事業者が水力発電の開発を計画する場合は、エネルギー・天然資源省(MENR)に申請を行い、EIE がその審査を支援するようになっている。DSI は発電以外の水利目的のダム建設には現在も携わっている。

国家計画庁(SPO)の役割は国の政策形成を主としている。エネルギーセクターとの関わりについては、開発計画である Ninth Development Plan 2007-2013 の中で燃料供給の多様化を提言したり、MENR が中心に策定した” Electricity Energy Market and Supply Security Strategy Paper. (2009)”の支援も行うなど、トルコ国の長期的なエネルギー政策の策定に関与している。電源開発面では、将来のエネルギー安定供給のために国産資源の更なる活用の提言などを行っている。



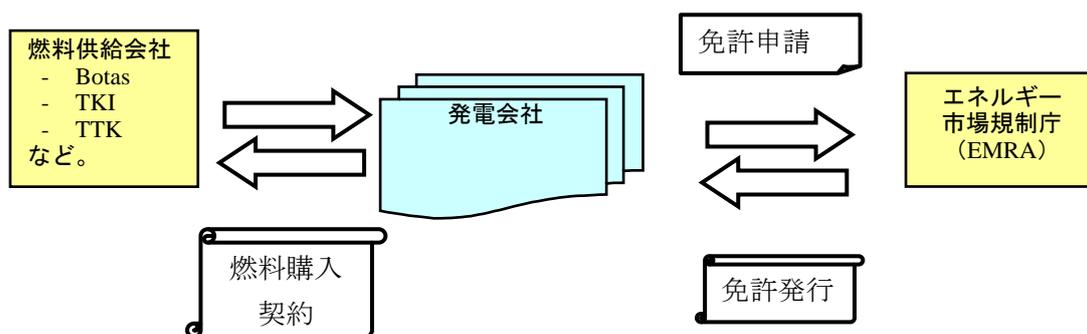
備考：Other は以下を含むー地熱、風力、液化硫黄、廃材など。

(出典：Turkey in statistics 2009, referring to TETC Electricity Generation - transmission Statistics of Turkey.)

図 2.9 燃料種別年間発電量

(2) 発電所の建設

自由化の方針により、EUAS や DSI、EIE などパブリック・セクターによる新規の水力発電所の計画は、緊急時を除いて無い。尚、100MW 以下の小規模の水力発電は EIE 主導で開発が計画されている。発電所の建設に関心のある民間セクターの出資者はエネルギー市場規制庁(EMRA)に建設計画の申請書を提出することになっている。現在では火力発電所については従来の BO/BOT/TOR スキームによる開発は認められていない。



(出典：以下の資料により調査団にて作成：EMRA や TEIAS へのインタビュー結果並びに関連法規制)

図 2.10 発電所建設の申請プロセス

免許を取得してからの建設期間については明確な法律の定義は無いが、電力市場法(4628)の第 10 条の関連規定によれば、“Reference periods of regarding the completion of the generation plant,” Board Decree 1855/20.11.2008 によれば、発電所の建設にかかる期間を次のように定めている：

標準的な準備期間を石炭と水力については 24 ヶ月、その他ガス火力などについては 16 ヶ月と定めている。次に実際の建設期間については燃料タイプや容量規模別に細かく分かれている。例えば火力発電の場合、ガスコンバインドサイクルで、導入容量が 50MW 以下では 32 ヶ月なのに対し、500MW 以上では 48 ヶ月、貯水池式水力の場合、ダム容量が 1,000,000m³ 以下では 36 ヶ月、10,000,000 m³ 以上では 66 ヶ月、と定めている。同様に風力発電の場合は 10MW 以下では 16 ヶ月、100MW 以上では 40 ヶ月と定めている。最終的にライセンス取得から発電所が運開するまでに要する期間は準備期間と建設期間の総和である。以上から最長で 72 ヶ月を越えると原則、免許は無効になる。

2.2.4 電力の需給状況

(1) 需要の状況

トルコの電力消費量を EU 諸国と比べると、ドイツ、イギリス、フランス、イタリア、スペインの次に多い。一方、一人当たりの消費電力量は EU 平均で 6,602kWh に対し、トルコは 2,217kWh に留まっている（2008 年）。

2007 年の発受電電力量（Gross Consumption、発電電力量＋電力輸入量－電力輸出量）は前年から 8.8%増加して 190TWh、2008 年にはさらに 4.2%増加して 198.1TWh に達した。そのうち消費電力量（Net Consumption、送配電損失、盗電を含む）は 2007 年 155.1TWh、2008 年 161.9TWh である。

表 2.5 2008 年の消費電力量内訳

単位：TWh

	電力量	合計
発電電力量	198.4	
輸入電力量	0.8	
		199.2
輸出電力量	▲1.1	
(発受電電力量)		198.1
所内電力	▲8.7	
送電損失	▲4.4	
配電損失	▲23.1	
(消費電力量)		161.9
産業	74.9	(50%)
住宅	39.6	(24%)
商業	23.9	(15%)
公共機関	7.3	
その他	16.3	

出典：TEIAS、TEDAS 資料より

発受電電力量の増加率は、1988 年から 2008 年まで平均 7.4%を記録し、21 年で 4 倍、12 年で 2 倍の増加になっている。なお、2009 年の記録は確定した値は得られていないものの、経済危機の影響により 2008 年の値より幾分減少している。

最大需要は 1991 年の 9,964MW から、1996 年に 15,231MW、2002 年に 21,006MW、2005 年に 25,174MW、2008 年に 30,516MW を記録した。以前の最大電力は冬季に記録されたが、2007 年からエアコン負荷等の増加により夏季にピークが記録されるようになった。

春季、秋季は需要が比較的低く、最低需要は近年は 10 月頃に発生している。また、最大需要と最低需要の差も拡大傾向である。

表 2.6 1988 年～2008 年の最大需要と発受電電力量

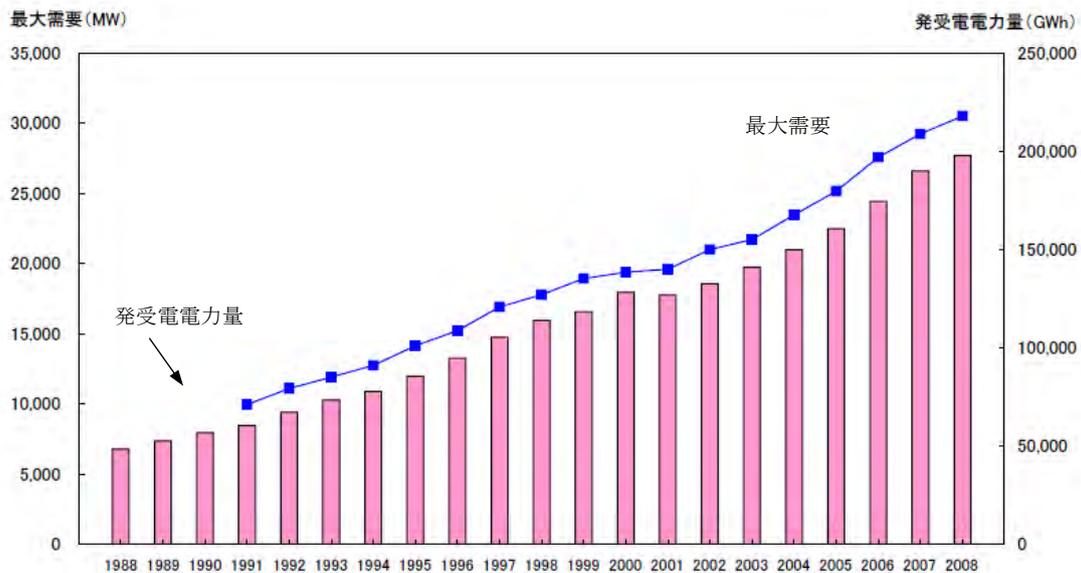
年	最大需要 (MW)	増加率 (%)	発受電電力量 (GWh)	増加率 (%)
1988			48,430	7.8
1989			52,602	8.6
1990			56,812	8.0
1991	9,964	8.54	60,499	6.5
1992	11,113	11.5	67,217	11.1
1993	11,921	7.3	73,432	9.2
1994	12,760	7.0	77,783	5.9
1995	14,165	11.0	85,552	10.0
1996	15,231	7.5	94,789	10.8
1997	16,926	11.1	105,517	11.3
1998	17,799	5.2	114,023	8.1
1999	18,938	6.4	118,485	3.9
2000	19,390	2.4	128,280	8.3
2001	19,612	1.1	126,871	-1.1
2002	21,006	7.1	132,553	4.5
2003	21,729	3.4	141,151	6.5
2004	23,485	8.1	150,018	6.3
2005	25,174	7.2	160,794	7.2
2006	27,594	9.6	174,637	8.6
2007	29,249	6.0	190,000	8.8
2008	30,517	4.3	198,085	4.3

出典：TEIAS 資料より

表 2.7 2006 年～2008 年の最大・最低需要

年	最大需要	最低需要	最大－最低
2006	27,594MW	10,545MW	17,049MW
2007	29,249MW	11,100MW	18,149MW
2008	30,157MW	10,409MW	19,748MW

出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2008-2017),
TEIAS, July 2008, Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity
Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009 および TEIAS 資料より

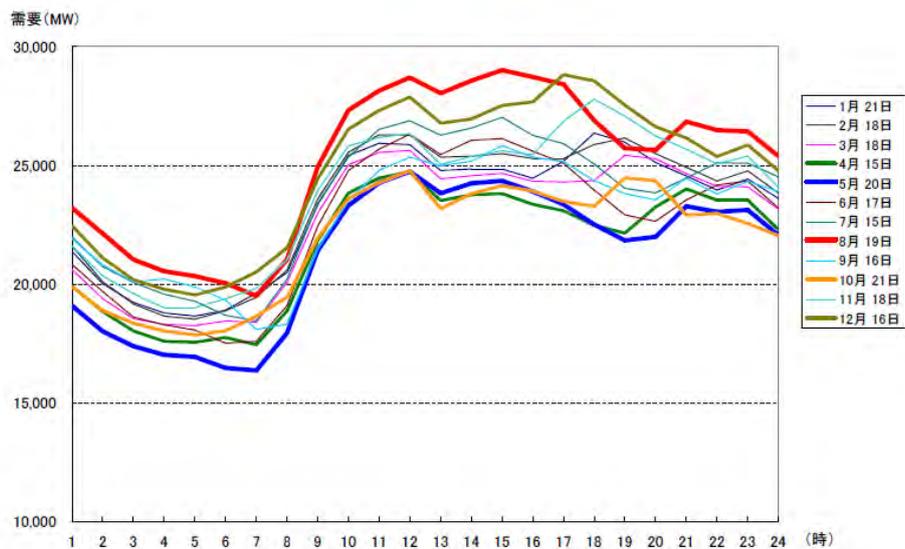


出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009

図 2.11 最大需要と発電電力量の推移

需要曲線の季節変化を概観するため、以下に 2009 年における各月第 3 水曜日の日負荷曲線を示す。前述のとおり、夏季、冬季に高需要、春季、秋季に比較的低需要であることがわかる。

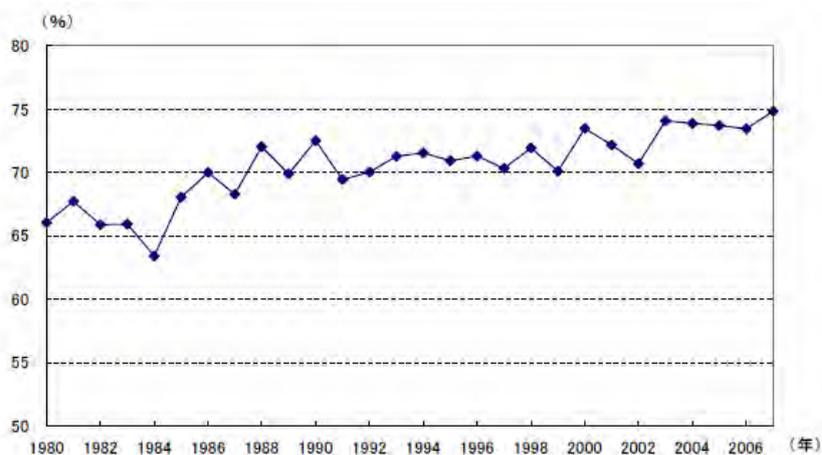
夏季は冷房需要により 15 時頃のピーク、冬季はいわゆる点灯時需要による 17 時頃のピークが見られるが、年間最大需要の夏季ピークへの移行が数年前であり、現在は夏季最大需要と冬季最大需要がほぼ同程度である。今後は冷房のさらなる普及、および電気による暖房設備の普及を考慮すると、夏・冬と春・秋の季節間格差は拡大することが予想される。



出典：TEIAS

図 2.12 2009 年各月第 3 水曜日の需要曲線

以下に年負荷率の推移を示す。生活水準の向上に伴い電化率が上昇し、経済の発展に伴い夜間の産業用、生活用電力利用の拡大から、年負荷率は上昇傾向で推移してきた。今後も引き続き消費電力量は増加することが予想されるが、第三次産業の成長、冷房需要の増加によっては、高需要時と低需要時の差が拡大することにより、負荷率は低下する要素もあると考えられる。



出典：TEIAS ホームページ

図 2.13 年負荷率の推移

(2) 電源設備の状況

発電事業者として国営の EUAS と民間発電事業者、電力の卸取引会社として TETAS がある。TETAS は 1990 年代に BOT (Built-Operate-Transfer Contract) , BO (Built-Operate Contract) にて建設され、一定期間 (20 年契約等) の運転契約を結んでいる発電所から電力を購入し供給している。

BOT 発電所は天然ガス、BO 発電所は石炭、民間発電所は天然ガスが多い。

2010年6月の時点において全国の発電設備容量は45,502MWあり、そのうち45%、20,369MWはEUASが所有する。自家発（Autoproducer）が7%あり、自家用として発電設備を所有しているが、系統と連系し発電量の一部を他社に供給している事業者もある。また、火力発電は29,604MW、65%、水力発電は14,802MW、33%、風力発電は1,002MW、2.2%に達している。風力発電は2007年末146MW、2008年末346MWであり、毎年3倍近くの急速な増加を記録している。

表 2.8 2007年～2010年の電源設備容量内訳

単位：MW

所有者		2007年末	2008年末	2010年6月	比率 (%)
EUAS	火力	8690.9	8,690.9	8,690.9	
	水力	11,350.3	11,455.9	11,667.9	
	計	20,041.2	20,146.8	20,368.8	44.8
Affiliated Partnership of EUAS	火力	3,834.0	3,834.0	3,834.0	
	計	3,834.0	3,834.0	3,834.0	8.4
ADUAS	火力	30.0	---	---	
	水力	111.3	---	---	
	計	141.3	---	---	
TOR	火力	620.0	620.0	620.0	
	水力	30.1	30.1	30.1	
	計	650.1	650.1	650.1	1.4
Mobile Plants	火力	262.7	262.7	262.7	
	計	262.7	262.7	262.7	0.6
BO	火力	6,101.8	6,101.8	6,101.8	
	計	6,101.8	6,101.8	6,101.8	13.4
BOT	火力	1,449.6	1,449.6	1,449.6	
	風力	17.4	17.4	17.4	
	水力	982.0	982.0	972.4	
	計	2,449.0	2,449.0	2,439.4	5.4
Generation Companies	火力	3,130.3	3,687.3	6,070.3	
	地熱			94.2	
	風力	127.7	345.1	938.8	
	水力	363.0	807.2	1,577.4	
	計	3,621.0	4,839.6	8,725.7	19.2
Autoproducers	火力	3,175.2	2,978.5	2,574.5	
	風力	1.2	1.2	1.2	
	水力	363.0	553.5	544.2	
	計	3,621.0	3,533.2	3,119.9	6.9
合計	火力	27,294.5	27,624.9	29,603.8	65.1
	地熱			94.2	0.2
	風力	146.3	363.7	1,002.4	2.2
	水力	13,394.9	13,828.7	14,802.0	32.5
	計	40,835.7	41,817.2	45,502.3	

TOR: Power Plants under Transfer of Operational Right Contract

BO: Power Plants under Built-Operate Contract

BOT: Power Plants under Built-Operate-Transfer Contract

出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009 および TEIAS ホームページより

発電事業者毎の発電電力量の実績を以下に示す。2007年の実績で EUAS は 38%、EUAS の関連会社は 10%、BO、BOT を含む民間発電事業者は 41%である。また、火力発電は 81%、その他の水力、地熱、風力は 19%であった。

表 2.9 2007 年、2008 年各社の発電電力量の計画値、ならびに実績値

(単位：GWh)

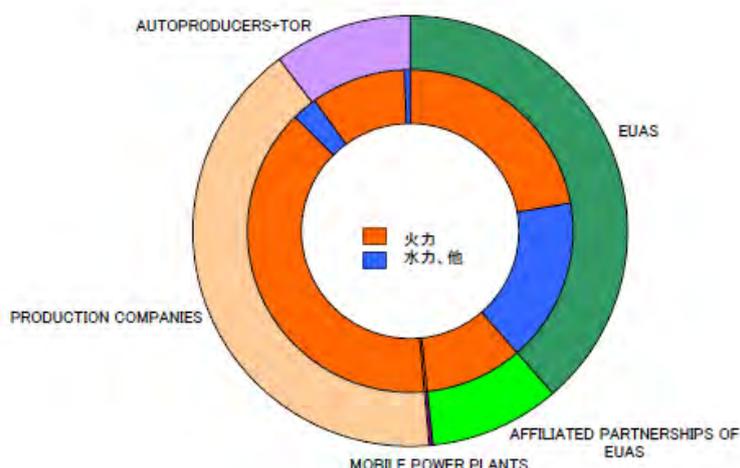
	2007 年 改定計画値	2007 年実績値	2008 年計画値	2008 年実績値
EUAS	75,700	73,839	74,731	74,919
ADUAS		216	482	320
Affiliated Partnership of EUAS	19,098	18,488	20,472	22,798
Mobile Plants	138	797	1,800	330
TOR	4,480	4,268	4,203	4,315
BOT	14,455	14,256	13,758	13,171
BO	44,946	44,970	47,219	43,342
Generation Companies	17,927	19,399	25,600	23,499
Autoproducers	16,324	15,325	17,118	15,724
Non-EUAS Generation	117,368	117,719	130,352	123,499
Total Generation of Turkey	193,068	191,558	205,383	198,418
Import	743	864	600	789
Turkey's Generation + Import	193,811	192,422	205,983	199,207
Export	2,873	2,422	1,983	1,122
Total Consumption of Turkey	190,938	190,000	204,000	198,085

TOR: Power Plants under Transfer of Operational Right Contract

BO: Power Plants under Built-Operate Contract

BOT: Power Plants under Built-Operate-Transfer Contract

出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009



出典：TEIAS ホームページ

図 2.14 2007 年の発電事業者・電源別発電電力量内訳

(3) 電源構成の推移

次に燃料別の発電設備構成と発電電力量の実績を示す。近年は需要の急速な増加に対応するため、また、民間による電源開発が進められていることから、開発期間、燃料調達面において利点のある天然ガス火力発電所が多く建設されている。

2008年の発電電力量の電源構成は、天然ガス48.2%、石炭29.0%、水力16.8%であった。これは2008年が渇水だった影響で水力発電による発電量が少なかったもので、2010年は豊水のため水力発電量が増えると想定される。

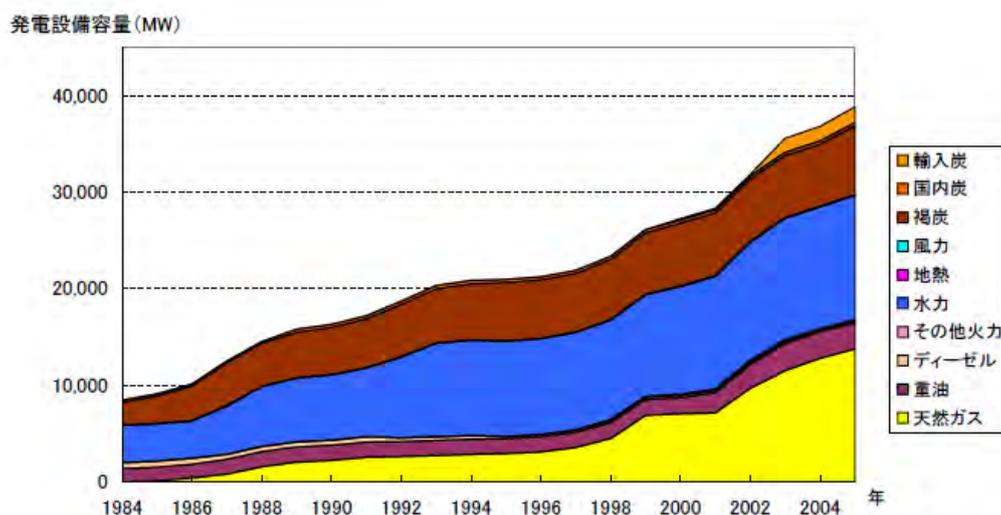
表 2.10 電源別発電設備容量の推移

(単位：MW)

年	褐炭	国内炭	輸入炭	天然ガス	重油	ディーゼル	その他火力	水力	地熱	風力	計
1985	2,864.3	219.9	-	100.0	1,417.8	627.3	0.0	3,874.8	17.5	-	9,121.6
1990	4,874.1	331.6	-	2,210.0	1,574.5	545.6	0.0	6,764.3	17.5	-	16,317.6
1995	6,047.9	326.4	-	2,924.5	1,557.2	204.2	13.8	9,862.8	17.5	-	20,954.3
2000	6,508.9	335.0	145.0	7,044.0	1,671.0	229.5	119.1	11,175.2	17.5	18.9	27,264.1
2005	7,130.8	335.0	1,651.0	13,773.5	2,708.3	215.9	87.8	12,906.1	15.0	20.1	38,843.5
2007	8,211.4	1,986.0	-	14,560.4	2,243.4	206.4	64.1	13,394.9	169.2	-	40,835.7

出典：TEIAS ホームページ

注：上記データにおいては2006年以降の輸入炭、風力発電のデータが反映されていないため、下図においては2005年までの推移を記載



出典：TEIAS ホームページ

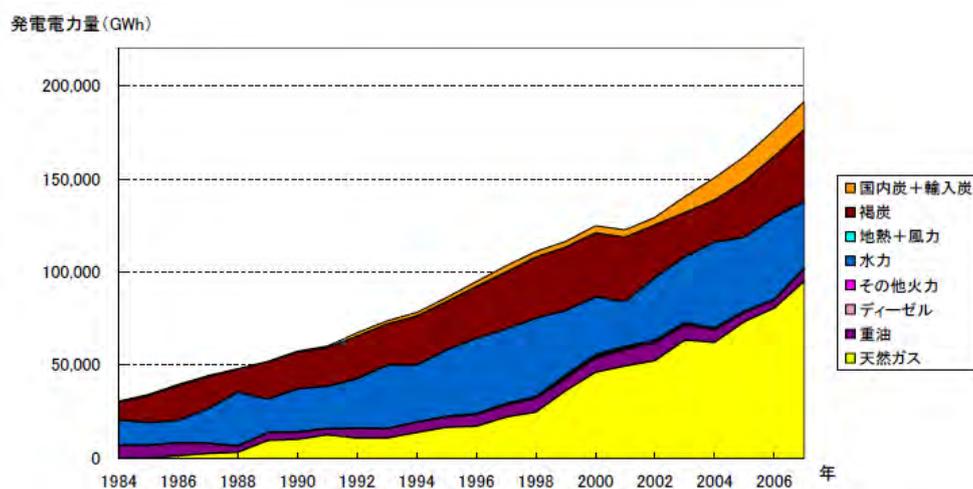
図 2.15 電源別発電設備容量の推移

表 2.11 電源別発電電力量の推移

(単位：GWh)

年	褐炭	国内炭+ 輸入炭	天然ガス	重油	ディーゼル	その他火力	水力	地熱+ 風力	計
1985	14,317.5	710.3	58.2	7,028.6	53.4	0.0	12,044.9	6.0	34,218.9
1990	19,560.5	620.8	10,192.3	3,920.9	20.8	0.0	23,147.6	80.1	57,543.0
1995	25,814.8	2,232.1	16,579.3	5,498.2	273.8	222.3	35,540.9	86.0	86,247.4
2000	34,367.3	3,819.0	46,216.9	7,459.1	980.6	1,091.3	30,878.5	108.9	124,921.6
2005	29,946.3	13,246.2	73,444.9	5,120.7	2.5	481.7	39,560.5	153.4	161,956.2
2007	38,294.7	15,136.2	95,024.8	6,469.6	13.3	257.6	35,850.8	511.1	191,558.1

出典：TEIAS ホームページ



出典：TEIAS ホームページ

図 2.16 電源別発電電力量の推移

表 2.12 電源別発電設備容量 (2010年6月)

単位：MW

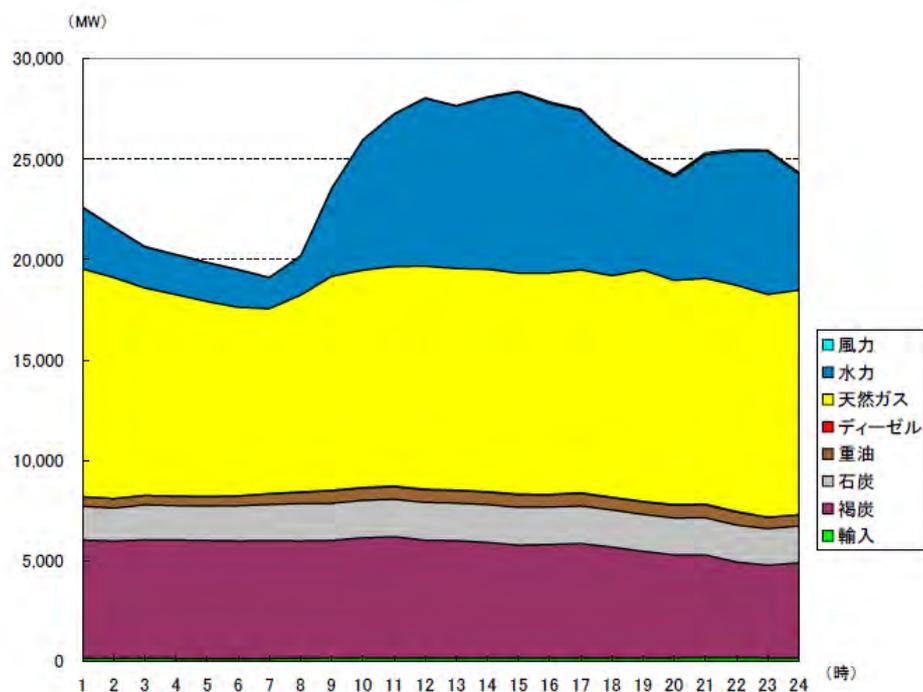
発電会社	火力										水力			風力	合計	比率 (%)			
	石油	DE	輸入 石炭	石炭	褐炭	AS	天然 ガス	NA	RE	複合： 固形+ 液体	複合： 液体+ ガス	火力 合計	地熱				ダム 水力	流込式 水力	水力合 計
EÜAŞ	680.0	1.0		300.0	4,747.0		2,962.9					8,690.9		11,215.3	462.6	11,677.9	20,368.8	44.8	
Affiliated Partnership of EÜAŞ					2,714.0		1,120.0					3,834.0				0.0	3,834.0	8.4	
TOR					620.0							620.0			30.1	30.1	650.1	1.4	
Mobile Plants	262.7											262.7				0.0	262.7	0.6	
BO			1,320.0				4,781.8					6,101.8				0.0	6,101.8	13.4	
BOT							1,449.6					1,449.6		772.0	200.4	972.4	2,439.4	5.4	
Generation Companies	390.2	15.0	405.0			135.0	3,570.6		58.4			6,070.3	94.2	154.4	1,423.0	1,577.4	8,725.7	19.2	
Autoproducers	207.8	10.4	196.0	35.0	58.7		839.1	21.4	29.7	551.5	625.0	2,574.5		540.0	4.2	544.2	3,119.9	6.9	
合計	1,540.6	26.5	1,921.0	335.0	8,139.7	135.0	14,724.0	21.4	88.0	551.5	2,121.1	29,603.8	94.2	12,681.7	2,120.3	14,802.0	1,002.4	45,502.3	
比率(%)	3.4	0.1	4.2	0.7	17.9	0.3	32.4	0.0	0.2	1.2	4.7	65.1	0.2	27.9	4.7	32.5	2.2	100.0	

DE：ディーゼル
AS：アスファルタイト
NA：ナフタ
RE：再生可能+廃棄物
出典：TEIAS ホームページ

(4) 電源種別発電状況

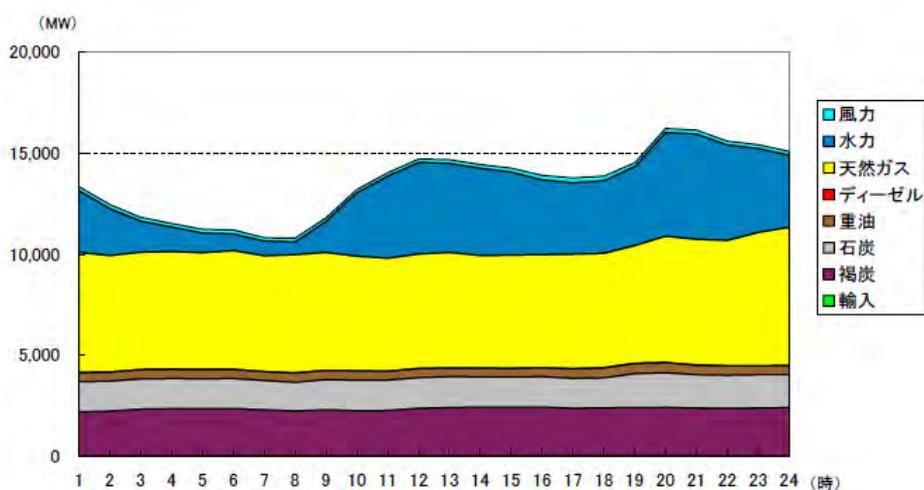
2009年の最大需要発生日である8月5日と、最低需要発生日である9月21日の需要曲線と電源別内訳を以下に示す。

基本的にガス火力をベース運転として一定出力、ピーク対応は水力を使っているが、ピークが高い場合は火力を使用することもある。豊水期など安価な水力の供給力が多い時には、ガス火力を部分負荷で運転している。



出典：TEIAS

図 2.17 2009年8月5日の需要曲線と電源別内訳



出典：TEIAS

図 2.18 2009年9月21日の需要曲線と電源別内訳

(5) EUAS の設備運用状況

EUAS では 18 箇所の火力発電所、うち 4 箇所が天然ガス焚き、106 箇所の水力発電所を有している。

石炭についてはトルコ国内の 45% の権益を持っている。年間 6,000 万 t 使用している中、半分は自社採掘、半分は国内他社から調達している。調達先として褐炭は TKI (石炭(リグナイト) 公社)、Hard Coal は TTK (石炭公社)、また一部は民間会社とも契約している。石炭の契約は 85% までの Take or Pay 契約で未達の場合も支払い義務が発生するが、過去にそれが適用された例は発生したことはなく、例えば突発的な事故等で発電機が使用できなくなった場合は契約量を変更できる条項がある等、弾力的な運用が可能になっている。民間企業との契約ではさらに緩やかで、例えば最低 45% 購入の条件があるものの、未達の場合はその分を翌年に繰り越せるというケースがある。

天然ガスは大半を BOTAS から調達、EUAS 傘下発電所の燃料の契約は、EUAS が BOTAS と契約している。この中で年間引き取り量が少ない時のペナルティや追加購入時の価格なども規定されている。2011 年の契約は今後交渉されることとなるが、EUAS としては Take or Pay 契約は避けたい意向である。EUAS と BOTAS 間の燃料価格は首相府財務庁が決定している。

石油火力は必要時のみの運転としており、石油は一般市場から購入している。

ダム水位の調整については関係機関と日々協議して決定するが、年間の運用においては通常 3 月から雨季になるため、その前に水位を下げる必要がある。2010 年は雨量が多く、火力発電所の夜間出力を下げている箇所がある。

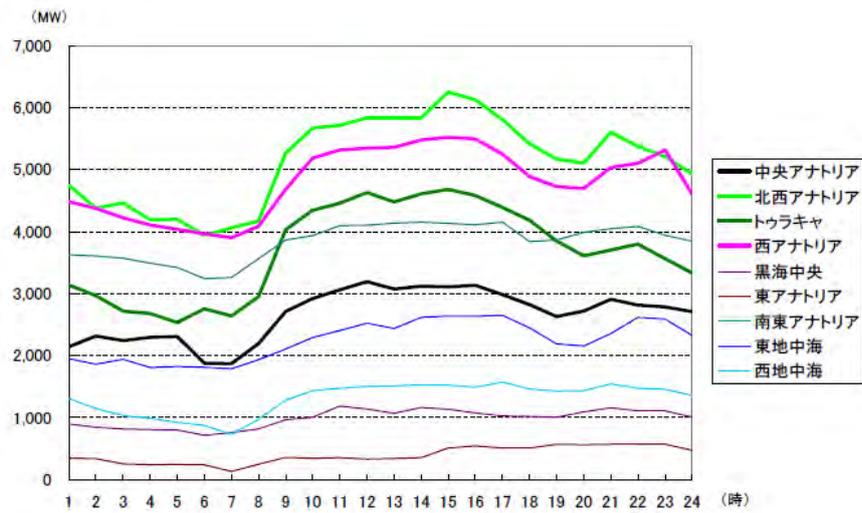
今後民営化の流れの中で、EUAS の発電所も民営化される。OIB (民営化庁) が設計している内容は、水力発電所は 30 年～49 年間の運営権を与え、その失効後は EUAS に戻す (TOR 方式)、火力発電所は所有権を販売する、石炭火力の場合は鉱山もセットとし、鉱山は TOR 方式で一定期間の運営権を販売する、というものである。

仮に将来に供給不足の恐れがある場合には、国営発電会社である EUAS が新たに発電所を建設することになるが、2001 年の自由化導入後は未だそういった事態は発生していない。

(6) 地域毎の電力需要の特徴

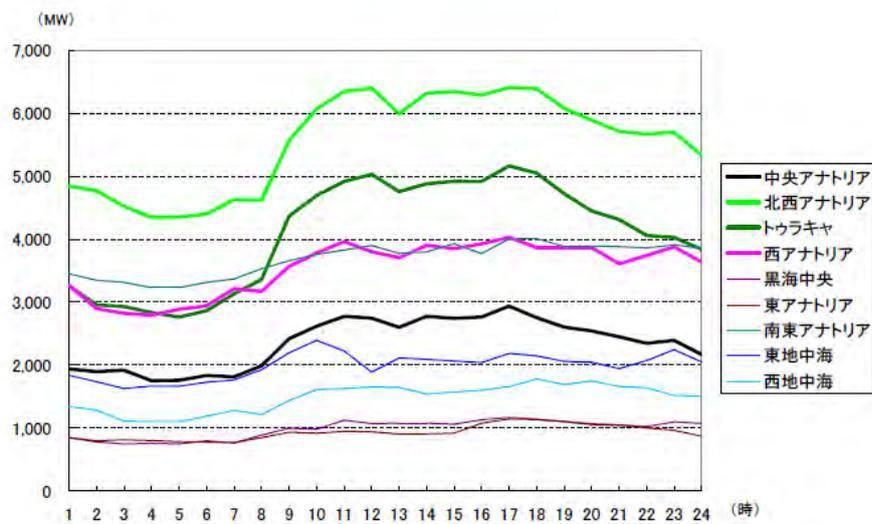
地域毎の需要の特性を概観するため、2009 年の夏季最大需要発生日である 8 月 5 日と冬季最大需要発生日である 12 月 17 日の需要曲線について、地方給電所 (LDC) の管轄地域毎に分けたものを示す。

北西アナトリアはイスタンブールのアジア側を含む一帯で、本区分の地域では需要が最も高い。夏季に比べて冬季の方が最大需要、消費電力量共に幾分高い状況である。トゥラキヤ地域はイスタンブールのヨーロッパ側を含み、黒海～マルマラ海～地中海の海峡からヨーロッパ側の地域である。この地域も大需要地であり、夏季と冬季の需要はほぼ同等だが、現在は冬季需要の方がやや高い。西アナトリアはイズミールを中心とするエーゲ海沿岸地域で、温暖な気候であること、また 3.4 節に記載のとおり観光地、避暑地としての需要が多いことから、冬季より夏季の需要が大幅に高い状況である。また、工場立地も多いことから、昼夜格差が比較的小さいことも特徴である。



出典：TEIAS

図 2.19 2009 年 8 月 5 日の地域別需要曲線



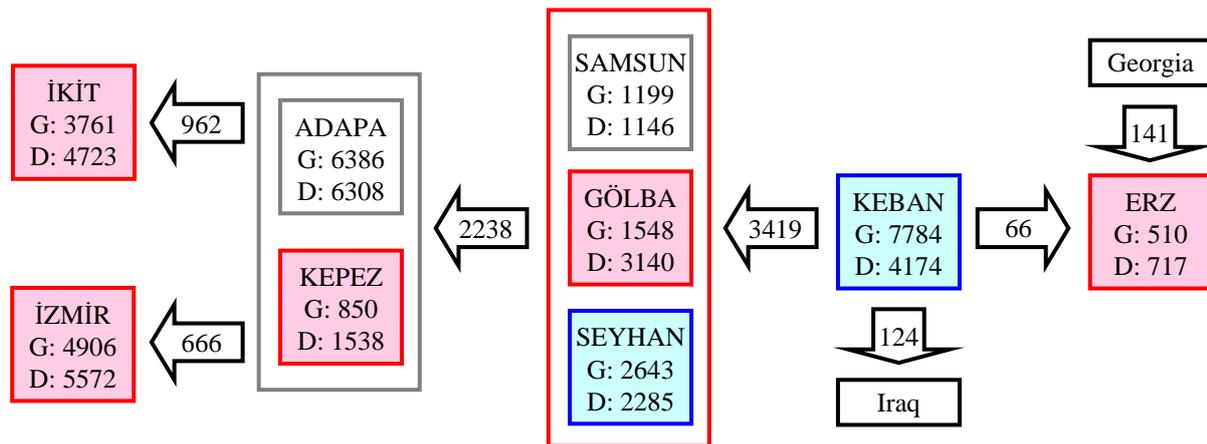
出典：TEIAS

図 2.20 2009 年 12 月 17 日の地域別需要曲線

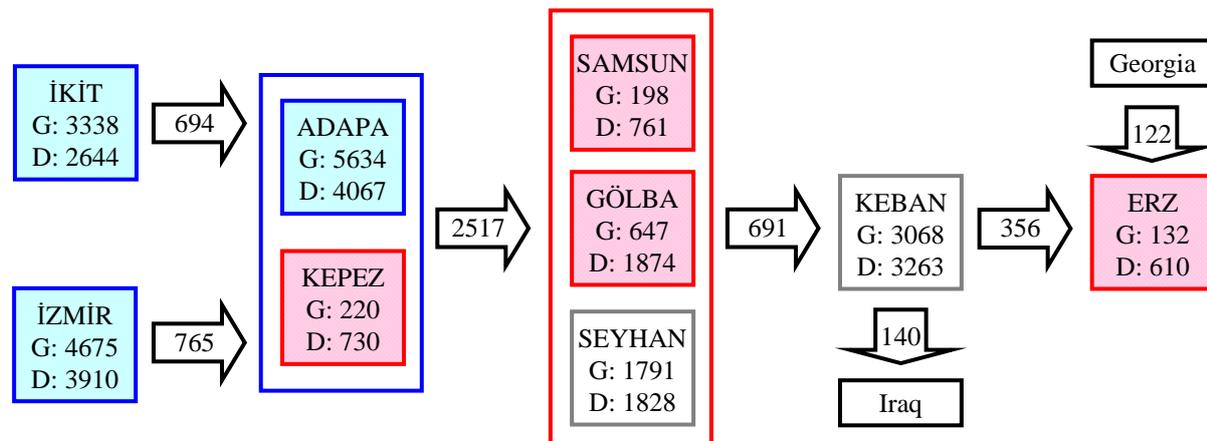
(7) 地域間の電力潮流

2009年の夏季最大需要発生日である8月5日と、冬季最大需要発生日である12月17日について、地方給電所(LDC)間の電力潮流を以下に示す。赤色で示した地域は電力が不足している地域、青色で示した地域は電力が余っている地域である。

地域需給バランス(2009年8月5日 15:00) : 合計需要 29604MW



地域需給バランス(2009年8月5日 07:00) : 合計需要 19685MW

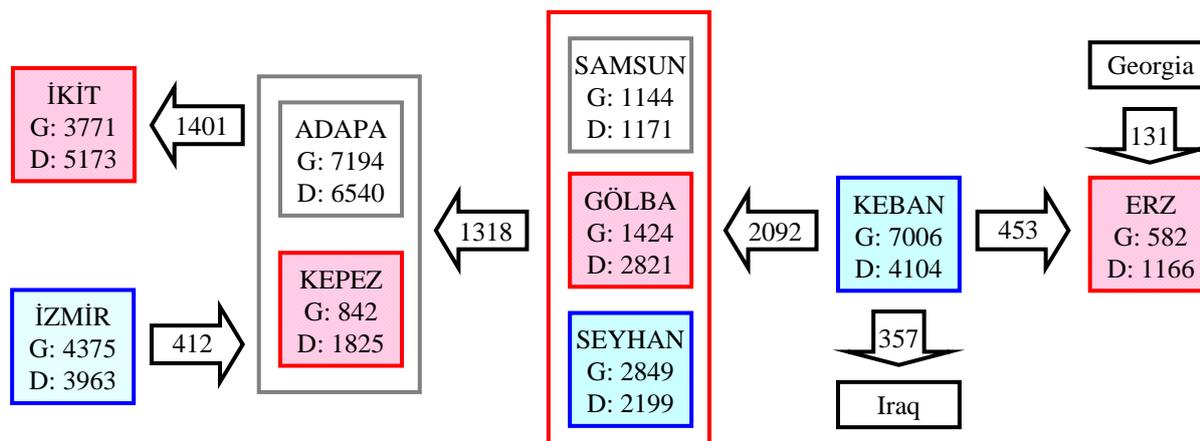


出典) TEIAS 提供データに基づき、調査団作成

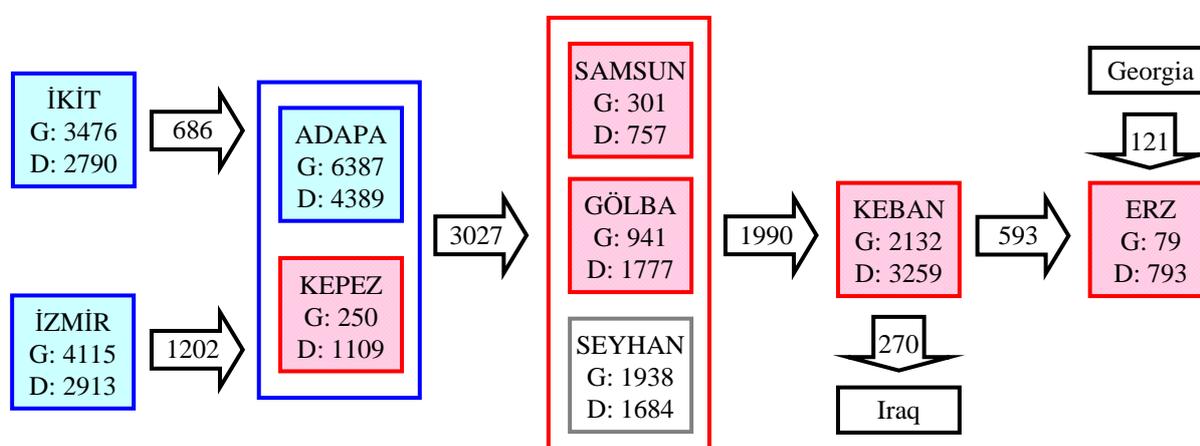
図 2.21 地域間の電力潮流(2009年8月5日)

夏期の昼間帯は、東側から西側に電力が流れているが、夜間になると、東側の水力が停止するため、潮流の向きが逆になり、西側から東側に流れている。

地域需給バランス（2009年12月17日18:00）：合計需要 28961MW



地域需給バランス（2009年12月17日05:00）：合計需要 19470MW



出典) TEIAS 提供データに基づき、調査団作成

図 2.22 地域間の電力潮流（2009年12月17日）

冬期においても夏期と同様に昼間帯は、東側から西側に電力が流れ、夜間になると、西側から東側に流れている。ただし、İZMİR だけは、冬期では昼夜ともに電力の余剰が発生し、他地域に送電している。

(8) 送配電系統の状況

トルコは東西 1,500km に亘る国土に、送電線電圧 380kV（400kV）、154kV、66kV の送電系統を持ち、送電設備の規模では EU 各国と比べると最大である。

380kV 送電線は 14,420km、154kV 送電線は 31,654km、地中送電線は、380kV が 13km、154kV が 163km である。以下に電圧別の送電線距離を示す。220kV 送電線はグルジア、アルメニアとの連系に使用されている。66kV 系統は今後廃止される予定である。

日中の潮流は南東部の大規模水力発電所（Keban、Karakaya、Ataturk、Birecik）から 380kV 長距離送電線（Yesilhisar～Ataturk、Keban～Kayseri～Golbasi、Sincan～Elbistan A/B、各 2 回線）を

經由し、中部・西部の需要地域へ向かって流れている。需給・系統制御はアンカラ近郊の中央給電指令所（NLDC）と9箇所の地方給電所（LDC）にて行われている（3.4節参照）。

表 2.13 送電線距離（2008年）

（単位：km）

380kV	220kV	154kV	66kV	計
14,420.2	84.5	31,653.9	508.5	46,667.1

出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009

表 2.14 変電所数

	380kV	154kV	66kV	計
TEIAS	67	527	26	620
EUAS	13	50	6	69
その他	5	135	3	143
合計	85	712	35	832

出典：TEIAS

表 2.15 送電用変圧器の数と合計容量

	数	合計容量 (MVA)
380/154kV	166	33,818
380/33kV	26	3,325
154/MV	1,550	55,000

*MV：36kV～31.5kVの範囲

出典：TEIAS 資料

送電系統の運用電圧は、380kV 系統で 380kV～420kV（非常時は 360kV～420kV）、154kV 系統で 145kV～165kV（非常時は 140kV～170kV）。

発電所送電端の電圧基準は、並解列時の系統操作による電圧変動は公称電圧の±3%以内、調相設備の制御による電圧変動は公称電圧の±5%以内としている。

産業需要家に対しては無効電力を計測し、EMRA が管理している基準値を超過している場合はペナルティ料金が課される。

送電系統の電圧は発電機、および送電線・変電所母線にある調相設備（表 2.16）で調整している。変圧器のタップは負荷時タップ切替により、手動で行う。

また、系統安定度改善と潮流・電圧調整のため、長距離送電線に直列コンデンサを計 16 箇所設置している。

表 2.16 調相設備設置状況

	合計容量
並列リアクトル	
380kV 変圧器三次	528 MVar
380kV 系統	4,486 MVar
154kV 母線	75 MVar
並列コンデンサ	
154kV 系統	442 MVar
MV 母線	1,825 MVar
直列コンデンサ	
380kV 系統	3,800 MVar

出典：TEIAS 資料

配電系統の変電所容量、配電線距離を以下に示す。

表 2.17 配電線距離 (2008 年)

(単位：km)

33kV	15.8kV	10.5kV	6.3kV	その他	0.4kV	計
339,691	30,848	5,573	7,792	101	556,918	940,922

出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009

表 2.18 配電用変圧器の数と合計容量 (2008 年)

(単位：MVA)

		15.8kV	10.5kV	6.3kV	その他	0.4kV	計
33kV	数	491	219	445	56	267,572	268,782
	容量	4,090	3,528	3,344	268	71,663	82,893
15.8kV	数			5	3	31,233	31,241
	容量			15	3	9,202	9,220
10.5kV	数			1		8,227	8,228
	容量			4		7,019	7,023
6.3kV	数				5	8,100	8,105
	容量				141	3,611	3,752
その他	数				9	1,920	1,930
	容量				59	365	424
計	数	491	219	451	74	317,052	318,286
	容量	4,090	3,528	3,363	471	91,859	103,312

出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009

送電損失は以下に示すとおり、2%台の低い値で推移している。但し、盗電を含んだ損失率は2002年の25%から2009年は14%まで減少しているが、OECD諸国ではメキシコに次いで高いレベルであり、更なる向上が望まれる。

表 2.19 送電損失の推移

年	%	GWh
2001	2.8	3,374.4
2002	2.7	3,440.7
2003	2.4	3,330.7
2004	2.4	3,422.8
2005	2.4	3,695.3
2006	2.7	4,543.8
2007	2.5	4,523.0
2008	2.3	4,388.4

出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009

(9) 電力供給の状況

トルコの電化率は 2000 年前後に 100% に達し、未電化地域はない。2010 年の時点で、全国合計で 46GW 程度の容量を持つ発電設備を運用し、最大電力 33GW 程度の需要に供給できるよう発電計画、需給調整を行なっている。

近年、年間最大電力の発生が冬季から夏季に移行し、供給力を各季の需要に応じて準備できるよう発電設備の点検計画を調整しているが、点検以外の要因による発電設備の停止・出力低下があり、年に数日供給力不足が発生し、負荷遮断を実施することがある。2010 年には 8 月の高需要発生日に負荷遮断を実施した日が 2 日あり、電力量でそれぞれ合計 2,150MWh、2,300MWh の負荷が制限された。

点検以外の要因による発電設備の停止・出力低下とは、発電設備のトラブルによるもの、トラブル以外の例えば、石炭火力において低カロリーの石炭を使用することによる出力減、コンバインドサイクル発電において大気湿度が高いことによる効率低下、乾季に水力発電の貯水池水位が低水位近くまで低下することによる出力低下、等がある。平均すると、発電設備のトラブルによるものが 2GW 程度、トラブル以外の要因によるもので 8GW 程度の供給力減少が日常的に発生している状況である。

以下に 2010 年 11 月までの各月第 3 水曜日における発電可能容量、想定需要、予備率ならびに当日の供給支障電力量の実績を示す。

表 2.20 2010 年第 3 水曜日における発電可能容量、想定需要、予備率、供給支障電力量

2010 年	発電可能容量 (MW)	想定需要 (MW)	予備率 (%)	供給支障電力量 (MWh)
1 月 20 日	31,908	28,500	10.7	0
2 月 17 日	30,464	26,800	12.0	600
3 月 17 日	28,850	26,750	7.3	122
4 月 21 日	29,009	26,250	9.5	197
5 月 12 日*	29,863	26,700	10.6	572
6 月 16 日	32,771	29,800	9.1	61
7 月 21 日	34,520	31,820	7.8	1,886
8 月 18 日	32,746	32,600	0.4	5,376**
9 月 15 日	32,376	29,000	10.4	0
10 月 20 日	29,720	26,550	10.7	0
11 月 10 日*	31,084	28,600	8.0	42

* : 第 3 水曜日が祝日のため第 2 水曜日の実績

** : 負荷遮断分を含む

出典 : TEIAS のデータを基に調査団作成

点検と点検以外の要因を合わせると常時 12~17GW の供給不可分があるため、実質の供給力は 29~34GW になっており、夏季高需要時の予備率は大きく低下している。供給支障は負荷遮断の他に送変電設備の故障が主な原因であり、発電設備と同様に送変電設備の信頼度向上も望まれる。

2.2.5 他国との連系

アジア側隣国との系統連系はグルジア、アルメニア、アゼルバイジャン、イラン、イラク、シリアの各国と連系しているが、同期連系は取られていない。例えばシリアとの連系において、トルコから送電している部分はシリアの系統からは切り離されている。

電力輸出入は、TETAS が政府間合意に基づき行っている。2008 年の輸出入の実績は以下の通りである。

グルジアの Adjarian 電力会社との間には現在 2010 年末までの契約があり、これに基づき、216GWh を輸入し、54GWh を輸出した。アゼルバイジャンへは、飛び地となっているナフィチェバンへ 1991 年から 2007 年まで輸出していたが、2008 年は 94GWh を輸入した。国境を接していないトルクメニスタンからイラン経由での電力輸入を 2003 年から行っており、2008 年は 450GWh を輸入した。トルクメニスタンとの取引においてはトルコとの国境までトルクメニスタン側の責任範囲としている。シリアへは 2006 年から輸出を開始し、2008 年は 97GWh を輸出した。イラクへはトルコ側から 100MW、連系点の発電会社から 100MW 送電を行い、1.6GWh を輸出した。

EU の UCTE/ENTSO-E 系統とは、以前はトルコ国内の系統を分離して連系していた。2001～2003 年にはブルガリア系統と約 600MW 連系していたが、現在は連系は解いている。ギリシャとは 2008 年に 89GWh を輸出し、30GWh を輸入した。

現在ブルガリアと 2 回線、ギリシャと 1 回線（いずれも 380kV）で同期連系を行うプロジェクトが進行中で、2010 年 9 月 18 日から欧州系統との連系運用が開始され、トルコの周波数制御は FFC（定周波数制御）から TBC（周波数バイアス連系線潮流制御）に変更された。連系容量は 1,800MW で融通電力の管理を行うのは NLDC である。

連系当初 1 ヶ月は 0MW、その後 1 年まで 500MW として、250MW の送受電を計画している。65% が対ブルガリア、35% が対ギリシャの電力融通とし、今後 250MW の売買を 46 社が入札する予定。また、連系から 1 年後には EU との電力取引を行う計画である。

ギリシャ・ブルガリアの ENTSO-E 系統との連系に当たって、安定度等の解析は完了済みだが、周波数制御における品質の問題があったため、ここ数年で大規模発電機のガバナ改修を実施し、また、最大負荷時の系統分離試験（2010 年 1 月）、最低負荷時の系統分離試験（2010 年 3 月～4 月）等の試験が実施された。現在連系運転における電力動揺等の問題を検討中である。また、トルコ系統内での事故等による影響を ENTSO-E 系統に及ぼさず、できる限り連系線の遮断をしないようにトルコ側の発電機制御、負荷制御等を行う特殊保護システム（SPS）を設置する計画もある。

表 2.21 隣接国との連系線概要

国	変電所	トルコ側変電所	電圧	距離	夏季送電容量
ブルガリア	Maritsa East	Babaeski	400kV	136km	832MVA
	Maritsa East	Hamitabat	400kV	150km	1,268MVA
グルジア	Batum	Hopa	220kV	28km	240MVA
アルメニア	Gumri	Kars	220kV	78km	480MVA
アゼルバイジャン	Babek	Igdir	154kV	87km	110MVA
イラン	Bazargan	Dogubeyazit	154kV	73km	171MVA
	Khoy	Baskale	400kV	100km	488MVA
イラク	Zakho	PS3	400kV	16km	342MVA
シリア	Aleppo	Birecik HES	400kV	124km	845MVA
ギリシャ	Filippi	Babaeski	400kV	200km	1,268MVA

出典：MEVCUT ENTERKONNEKSIYON HATLARNIN NET TRANSFER KAPASITELERI DUYURUSU

表 2.22 電力輸出量の推移

単位：GWh

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
グルジア	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	106.7	117.5
ギリシャ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	90.2
アゼルバイジャン	432.8	435.1	401.6	378.7	384.1	325.7	14.9
イラク	0.0	0.0	186.0	765.6	1404.7	1668.8	1237.2
シリア	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	134.5	962.4
合計	432.8	435.1	587.6	1144.3	1798.1	2235.7	2422.2

出典：TEIAS ホームページ

表 2.23 電力輸入量の推移

単位：GWh

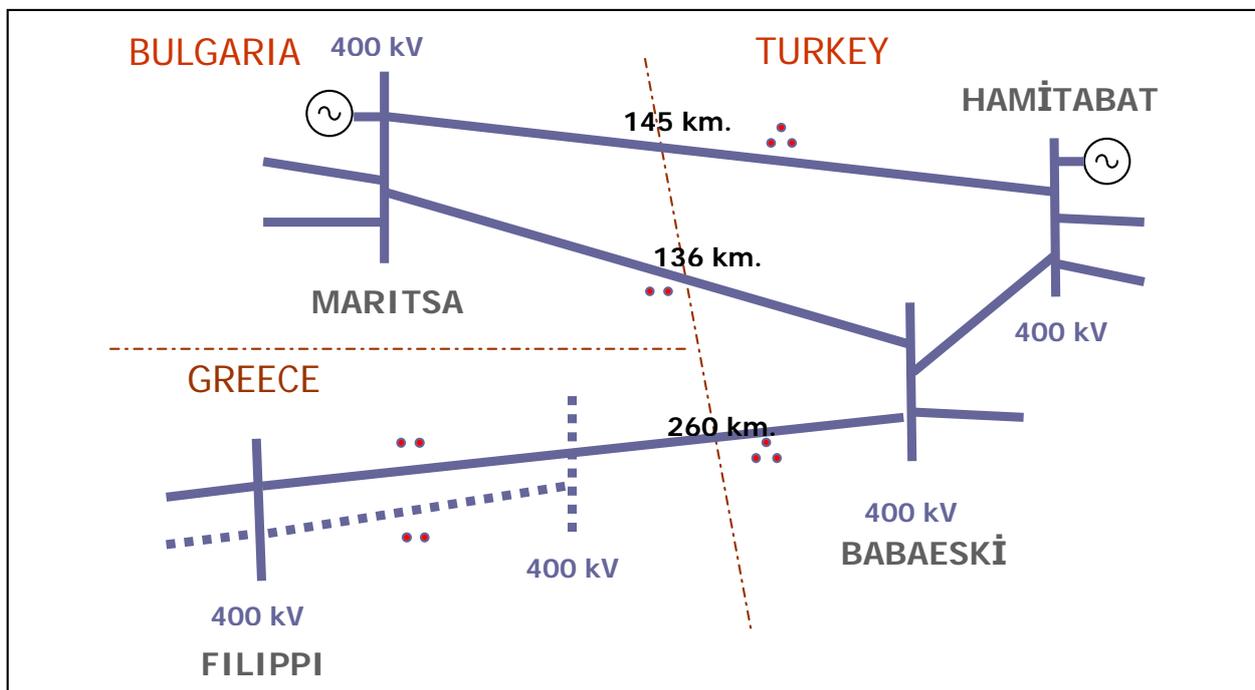
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ブルガリア	3775.5	3445.4	1134.5	0.0	0.0	0.0	0.0
グルジア	523.0	92.7	0.0	0.0	101.1	40.5	215.6
アゼルバイジャン	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.3
イラン	280.9	50.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
トルクメニスタン	0.0	0.0	23.5	463.5	534.8	532.7	633.4
合計	4579.4	3588.2	1158.0	463.5	635.9	573.2	864.3

出典：TEIAS ホームページ



出典：TEIAS

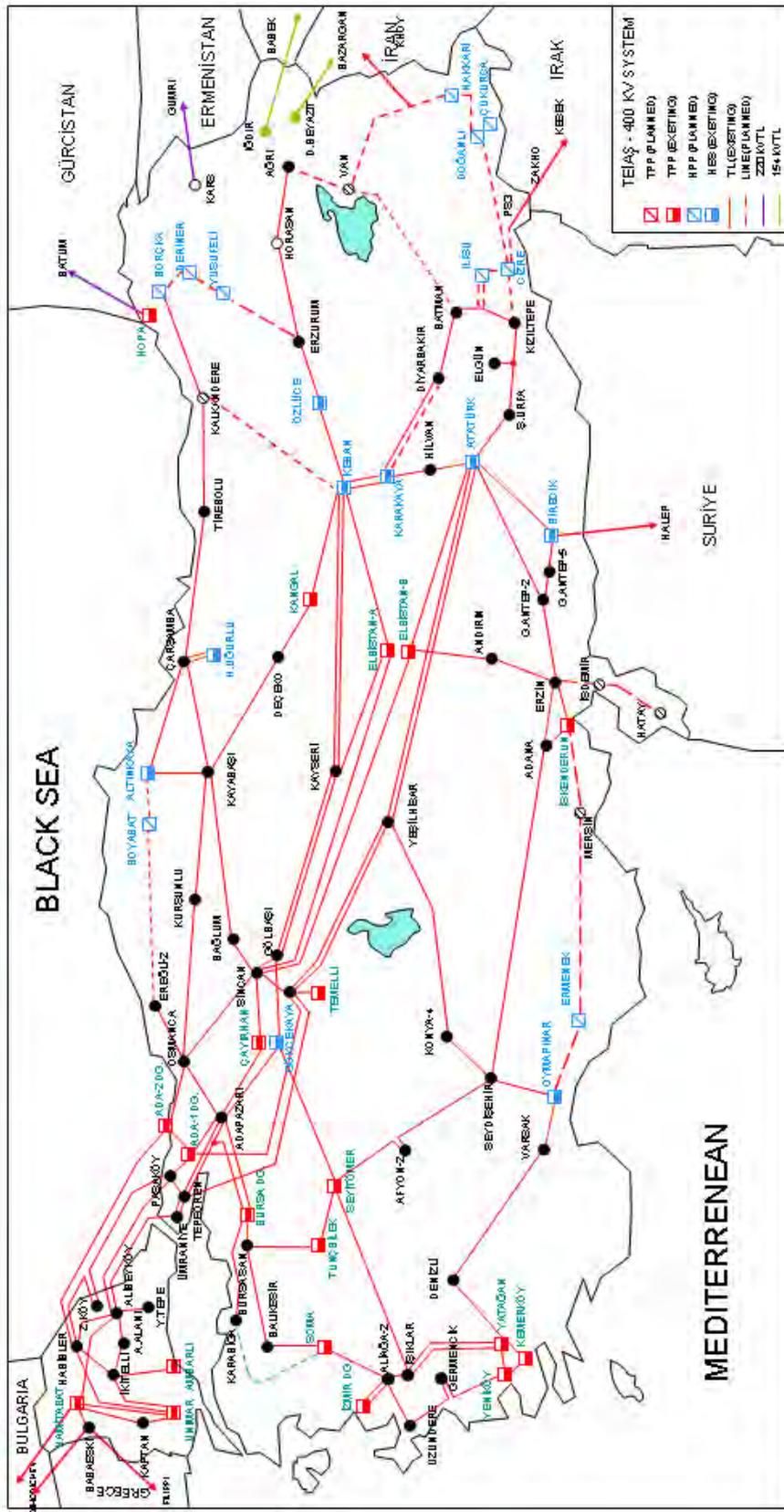
図 2.23 近隣国との連系系統概要



出典：TEIAS

図 2.24 ENTSO-E 系統との連系線

400 kV Network



出典：TEIAS

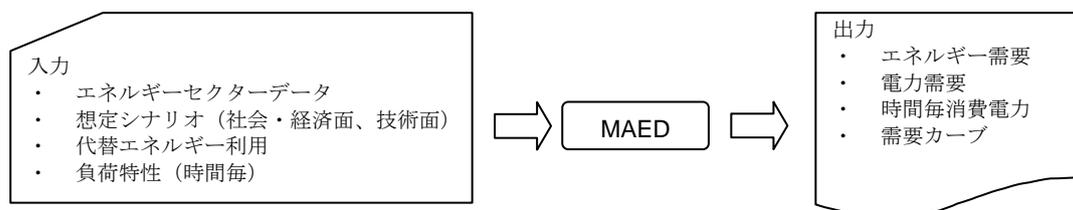
図 2.25 TEIAS の 400kV 系統概要

第3章 長期電力需給計画のレビュー

3.1 電力需要予測の現況と評価

電力需要想定については、エネルギー省 (ETKB/MENR) において ENPEP (Energy & Power Evaluation Program)、MAED (Model for Analysis of Energy Demand) モジュール、バランスモジュールを用いて計算している。

MAED は、人口、業種毎の成長率、社会・経済面と技術面の発展シナリオからエネルギー全体の需要を想定し、そこから電力需要を切り出している。但し現状は人口調査においても大きな誤差があり、信頼性が高いとは言えない状況である。また、今後アメリカの支援で需要想定ソフトウェアを新規に作成する計画で、その中で省エネルギーの条件等も入れられるようになる。こうした需要想定の結果は、TEIAS と共同発行している “Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection” にて公開されている。



出典：Model for Analysis of Energy Demand (MAED-2) User's Manual, IAEA, 2006

図 3.1 MAED の入出力データ

TEIAS の計画局 (APK) では、MAED によって計算された需要想定結果を基に WASP モジュールを用いて電源計画シミュレーションを行っていた。しかし、2001 年の Electricity Market Law No. 4628 (通称「4628 規制」) により TEIAS に必要な情報が集まらなくなったことから、2003 年以降は、誰がいつどこでどのような燃料を用いて発電所を建設するか、という発電計画が見えにくくなっている。

そのため現行の “Capacity Projection 2009-2018” においては、建設中やライセンスが付与された発電計画を基に作成されており、供給信頼度レベルを踏まえた必要開発量の検討や最適な電源構成比率の検討などは行えない状況である。送電線など流通設備 (主に 380kV) についても、過去のトレンドから新設計画を想定している。現状では容量に余裕があるため、当面ボトルネックになるような状況は発生しないと考えられている。

一方、近年需要想定を行うこととされた配電会社においても、TEDAS がコンサルティング会社であるマッケンジー社の需要想定ソフトを用いて、マクロ、ミクロの両面から想定を行っている。但し現状は、入力データとなる統計データの一部が不足していること、自由化対象需要家の契約変更が頻繁であり想定が難しいことが課題となっている。

以下は、2009 年 6 月に発行された “Capacity Projection 2009-2018” の需要想定の内容である。本来需要予測は、上記 「4628 規制」 により、各地域の配電会社が 10 年先までの需要予測を行うこととなっているが、現在それが得られていないため、ETKB にて想定された高需要および低需要の需要予

測を用いている。

ETKB が作成した需要予測は 2008 年 5 月に作られたもので、「高需要」は DPT (SPO) によって予測された、農業、建設業、鉱業、製造業、エネルギー関連、サービス業の GDP 成長率への貢献度合いを基にしたものであり、「低需要」はそこから 2009 年以降の成長率を 4.5%としたものである。

表 3.1 「高需要」と「低需要」予測における成長率の設定

Period	高需要成長率 (%)	低需要成長率 (%)
2000-2005	4.6	4.6
2005-2010	5.8	5.3
2010-2015	5.5	4.5
2015-2030	5.5	4.5

出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2008-2017), Turkish Electricity Transmission Corporation, Research Planning and Coordination Department, July 2008

表 3.2 GDP の業種別内訳

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
農業	12.2	10.6	8.5	7.5	6.5	5.7	5.0
建設業	5.7	5.8	5.7	5.5	5.5	5.5	5.5
鉱業	0.9	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
製造業	23.5	23.5	23.5	24.0	24.1	24.2	24.3
エネルギー	1.9	1.9	2.3	2.8	3.3	3.7	4.1
サービス業	55.7	57.5	58.9	59.6	60.1	60.4	60.6
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2008-2017), Turkish Electricity Transmission Corporation, Research Planning and Coordination Department, July 2008

2009 年 6 月の需要予測では 2008 年の予測を基に、2009 年は経済危機の影響により電力消費量を 2% 低く設定し、2010 年と 2011 年は電力消費量は増加するものの低い伸び率に設定、以降の年は MAED モデルに沿った値を用いている。

以下の値は送配電損失、所内消費電力、盗電を含んだ発受電電力量である。

表 3.3 「高需要」「低需要」の需要予測値

年	高需要				低需要			
	最大需要 (MW)	増加率 (%)	電力量 (GWh)	増加率 (%)	最大需要 (MW)	増加率 (%)	電力量 (GWh)	増加率 (%)
2009	29,900		194,000		29,900		194,000	
2010	31,246	4.5	202,730	4.5	31,246	4.5	202,730	4.5
2011	33,276	6.5	215,907	6.5	32,964	5.5	213,880	5.5
2012	35,772	7.5	232,101	7.5	35,173	6.7	228,210	6.7
2013	38,455	7.5	249,508	7.5	37,529	6.7	243,500	6.7
2014	41,339	7.5	268,221	7.5	40,044	6.7	259,815	6.7
2015	44,440	7.5	288,338	7.5	42,727	6.7	277,222	6.7
2016	47,728	7.4	309,675	7.4	45,546	6.6	295,519	6.6
2017	51,260	7.4	332,591	7.4	48,553	6.6	315,023	6.6
2018	55,053	7.4	357,202	7.4	51,757	6.6	335,815	6.6

出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009



出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009

図 3.2 高需要・低需要の場合の需要予測推移

2011 年までの成長率は下方修正されたものの、その後は堅調に伸びていくものと想定しており、低需要ケースでも 2012 年以降は 6% 台後半の高い伸びを想定している。

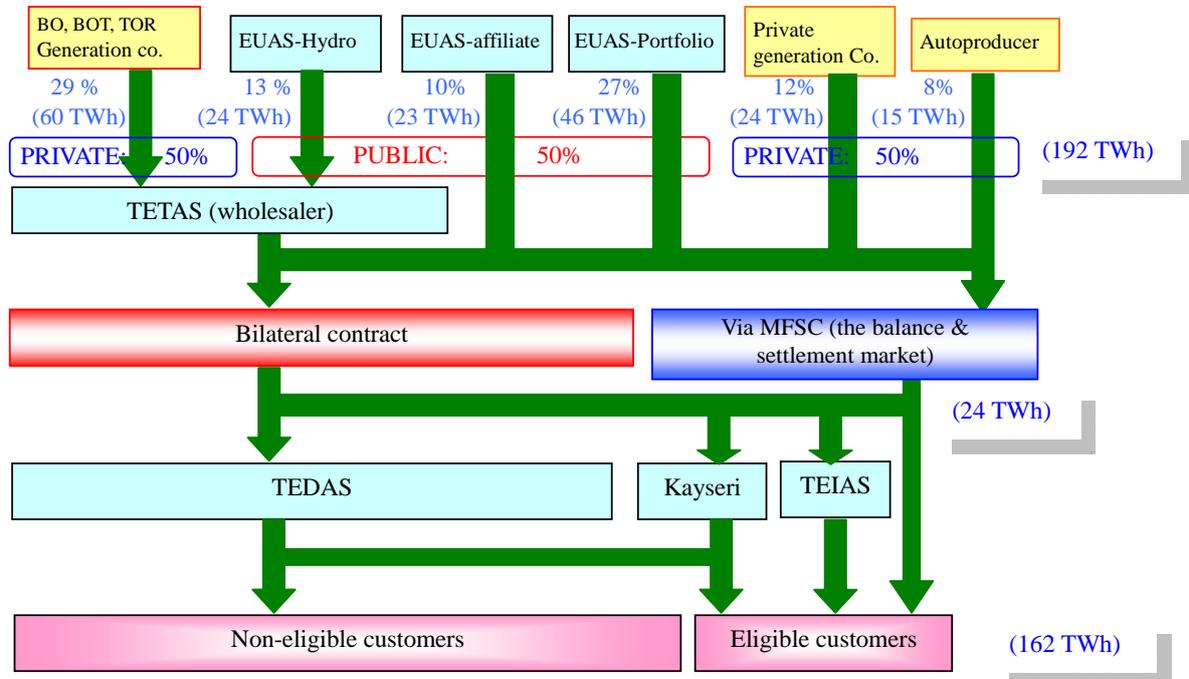
2009 年 5 月時点で ETKB の想定では、2020 年の時点において、高需要ケース（増加率 7.5%）で 499TWh、低需要ケース（増加率 5.96%）で 406TWh とされていたが、上記の需要予測を延長した場合には、2020 年の時点においてそれぞれ 410TWh、380TWh 程度と想定される。

次節ではこれに対する発電設備の開発計画について評価する。

3.2 電源開発計画の現状と評価

3.2.1 電力自由化市場における電源開発策定方法

本節では主にトルコ国の電力自由化市場における電源開発策定方法を述べる。図 3.3 に現在の関係者相関図を示す。



備考：MFSC (Market Financial Settlement Center)

※：括弧書きの数字は2008年度に取引された電気の量を示す。

※：TETASは隣国との電力輸出入も扱っている。

（出典：以下の資料を基に調査団にて作成：関係機関へのインタビュー結果; and NAVITAS 2009; Capacity projection 2009-2018, and TEIAS 2008 Annual Report.）

図 3.3 関係者間の電力フローイメージ図

EUASの民営化予定発電会社の民営化後には、EUASの発電市場における市場支配力は導入容量ベースで現在の60%から20%に低下することが予測されている。

(1) 電源開発計画の策定；供給信頼度の最終的な維持方法

最後に作成されたトルコ国の電源開発計画は2004年にWASP-4というソフトを用いてTEIASによって作成されたものである。以降、関係者らから必要データを収集できない難しさから、同計画は更新されていない。以下に詳細を説明する。

(a) 2004年以前の需要想定と電源開発計画。

2003年まではエネルギー天然資源省（Energy Affairs部門）がMAEDというソフトを用いて算定した需要想定結果を用いていた。TEIASは、その需要想定結果を基にWASPというソフトで電源計画シミュレーションを行っていた。しかし、2001年の通称『4628規制』のお陰でTEIASの支配力が弱まり、2003年以降は、発電計画が見えにくくなった。つまり、誰がいつどこでどのような燃料を用いて発電所を建設するか、の情報収集ができにくくなってしまっている。

(b) 2004 年以降の需要想定と電源開発計画

TEIAS が毎年発行している電源開発見通しの中引用される電力需要想定データは本来であれば配電会社によって作成されるものであるが、まだ自由化移行期間中ということもあり、従来通りエネルギー・天然資源省が作成したものを引用している。

今後の発電設備増加分の大部分は、EMRA によりライセンスを与えられた発電会社が担っている。発電所新設を計画する民間企業は、市場規制局である EMRA に対して、申請を出すことになっている。問題は、EMRA によりライセンスを与えられた発電会社の開発計画は、現時点では不明確な部分が多い点である（今後必要となる供給力見通しの 1.5 倍以上の量の申請を EMRA は承認を与えている。更にこれらが、申請通りの年度に運開される可能性も不透明である。EMRA は、ライセンスの付与は行いが、電力の供給責任は負わないこともこうした状況の背景にある。

表 3.4 EMRA による発電所ライセンスの発行状況

発電燃料	申請		審査		合格		総計	
	件数	容量 [MW]	件数	容量 [MW]	件数	容量 [MW]	件数	容量 [MW]
風力	3	27.8	722	75,154.1	12	850.9	737	76,032.8
石炭	7	5,101.7	12	6,890.0	3	1,006.0	22	12,997.7
天然ガス	8	1,083.3	22	9,509.1	5	1,699.3	35	12,261.6
水力	102	1,432.8	220	3,509.3	163	2,938.7	485	7,880.9
石油			2	115.1			2	115.1
地熱	4	74.4					4	74.4
バイオ燃料	1	2.0			2	15.6	3	17.6
バイオガス	2	5.5	2	2.9			4	8.4
バイオマス	1	4.0	1	3.4			2	7.4
小計	128		982		18	6,480.5	1,295	109,395.9

(出典：EMRA とのインタビュー時に受領した資料を基に調査団作成)

また現在の行政システム（EMRA による発電所ライセンス付与：運開まで 72 ヶ月間有効）では、向こう 5-6 年先までしか、具体的な発電所を織り込んだ供給計画を行うことができないのが現状である。実際、2004 年以降は、需給バランスを配慮した長期供給計画は策定されていない。更にその 5-6 年先までですら、本当に運開するかが誰にも把握されていないために、グリッド所有者の TEIAS は見込みで送変電設備の設備拡張を行わねばならない。見通しと異なった場合には無駄な投資も発生しかねず、投資効率も悪い。

実務では、エネルギー天然資源省と連絡を取り合いながら、将来供給不足にならないように配慮している。

結局、2004 年に長期供給計画を策定して以降、情報収集の難しさから、その見直しができていない状況である。なお、政府の方針は 2004 年以降で大きく変更されている（例：原子力開発の大幅遅延、風力開発量の増加など）。

(c) 供給信頼度の課題

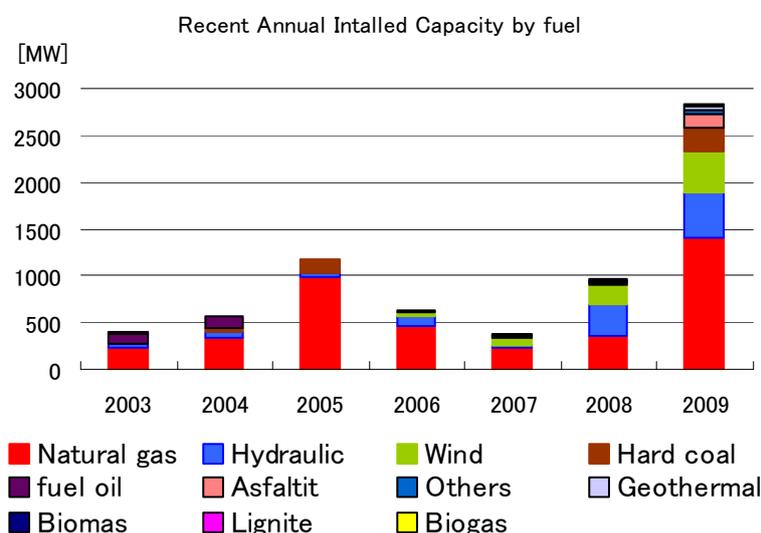
現在の状況では、電源の供給責任は TEIAS には負いようがない。また燃料を供給する BOTAS（ガスパイプライン公社）も TEIAS と似た状況に陥っている。仮に、将来に供給不足の恐れがあ

る場合には、国営発電会社である EUAS が新たに発電所を建設することになっているが、2001 年の自由化導入後は未だそういった事態は発生していない（最近の世界同時不況が無ければ 2009 年にそうした事態が発生した可能性はあった）。

需要が飽和している欧米と異なり、向こう 20 年間で需要が容量ベースで 2 倍に成長するトルコの場合、果たして完全自由参加市場で追加の 40GW が満たされるのか、満たされたとしてもエネルギーセキュリティの観点から適切な燃料のポートフォリオが実現されるのか、懸念は残る。

1 点目については、市場原理に則れば理論上は、需要があれば（小売価格が上昇すれば）、見合った供給量が提供される（発電市場への参加者が増える）。しかし、国の視点から見れば、電気料金の高騰は多電力消費型の産業がより割安な国外へ転出する状況を招きかねず、結果、国全体の経済成長にブレーキがかかる恐れがある。実際、OECD 諸国平均よりも割高な電気小売り料金の改善は政府の第 9 次開発計画の中でも指摘されている。

2 点目についても、政府の介入が無い完全自由市場では、短期的な収支を参加者は目指しがちで、結果、その時点の状況で経済的にベストな選択、つまりコストの安い燃料を選択する傾向になる。現在のトルコでは、天然ガス火力が主流を占める状況が続いている。しかしながら過度の単一燃料依存はかつてのオイルショック時の日本であったように、エネルギーセキュリティ上望ましくないことは歴史が証明している（BOX3.1）。政府は 2023 年にはガス火力による発電シェアを現在の半分かくらいから 30%へ低減し、原子力は少なくとも 5%にするといった目標を掲げている。こうした政府の介入は重要になってくるだろう。エネルギーセキュリティと経済発展を考えると、電力事業者の経済的独立性や財務健全性をある程度確保した上で、政府の介入もある程度は必要と思われる。



（出典：EMRA とのインタビュー時に受領した資料を基に調査団作成）

図 3.4 年間運開発電容量（燃料別、2003 年から 2009 年）

Box 3.1 オイルショックと電力事業

1973年10月に第四次中東戦争を契機に起こった中東産油国での原油の値上げ、通称第一次オイルショックは日本だけでなく世界中で混乱を招いた。自動車関連で大きな影響を及ぼした他に、日本など発電用燃料を過度に石油に依存していた国では電力事業を圧迫する結果になった。日本でもこれ以降、発電に占める石油燃料のシェアを低減して影響を少しでも軽減させる方針をとることとなり（図 B3.1）、同時に省エネや新エネルギーの開発を促す結果につながった。世界中でも同様に過度の石油依存を見直す動きが進んだ（図 B3.2）。

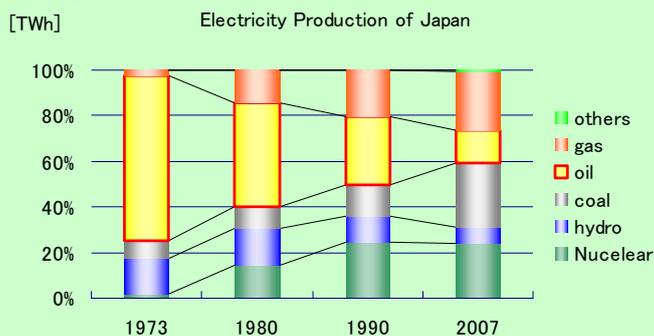


図 B3.1 電源構成比の推移 (10社)

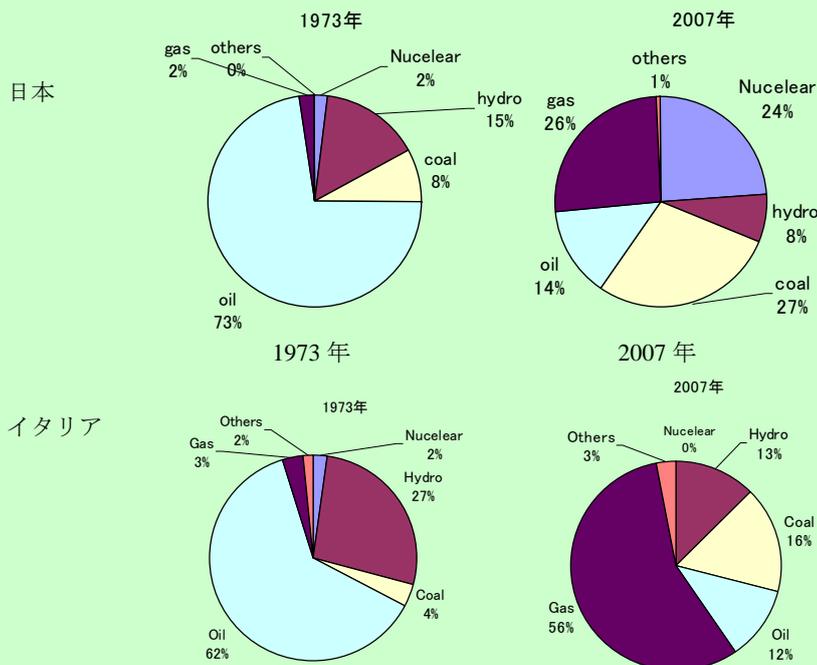


図 B3.2 燃料別発電実績の推移

出所：IEA “Electricity Information (2009 Edition)”

(2) TEIAS 発行の電源開発見通しの役割

このような状況の中で、TEIAS の計画局 (APK) は、毎年 Capacity Projection を策定している。しかしこの計画は、単に情報を収集して束ねているだけであり、供給信頼度レベルを踏まえた必要開発量の検討や最適な電源構成比率の検討などをしていないものではない。最新の "Capacity Projection 2009-2018" も、このような発電計画が不透明な状況で作成されており、この供給計画は、必ずしもその時点での需要を満たすように計画されているわけではない。建設中やライセンスが付与された発電計画のみが記載されている。難しいのは、前者は運開年が公開されているのに対し、後者はされていない点である。

Box 3.2 欧州の電源開発計画

UCTE/ENTSO-E は毎年、エリア電力需給実績に関する報告書を発表している。更にこれに加えて、毎年エリア内の長期電力需給見通し "System Adequacy Forecast 2009-2020" に関する報告書も発表している。その中で示されるデータでは、ピーク負荷時に十分な供給力が確保されるかどうか、今後の需要の伸びと発電設備容量の伸びの予測値が比較されている。報告書のねらいは、自由化が進められる一方で、市場の設備投資シグナルの有効性がいまだ不透明な環境の中で、設備投資などの意思決定に必要な材料を電力市場関係者へ提供し、もって供給信頼度維持に貢献しようとする点になる。2009-2020 の電力需給状況に関して 2 つのシナリオを示す。

シナリオ A : 現在確定している電源開発、廃止のみ考慮。

シナリオ B : 未確定であるが実現可能性の高い電源開発を考慮したもの。

出所 : 海外電力 2009.4.

(3) 今後の電源開発計画、国家政策 (原子力、再生可能エネルギーなど)

エネルギー政策については、2.1.1 に示した。こうした目標を達成するのに際し、EMRA がスクリーニングの役割を担うことになる。すなわち、再生可能エネルギーを用いた発電所新設の免許申請の条件を天然ガス火力発電所の免許申請条件よりも緩めるなどである。

市場への参入を検討する民間出資者予定者の立場からすれば、電力取引所の取引価格動向は参入の決定に際し、有効な指標となっている。

環境面について言えば、トルコは 2009 年 8 月以降、京都プロトコルの附属国-I に分類されている。トルコの一人当たり CO₂ 排出量は 2003 年時点で 3.3 トンであり、OECD 平均国の 11.1 トンを大きく下回っているのみならず、EU-15 の 9.0 トン、更には世界平均の 4.0 トンよりも低い値を記録している。2004 年時点で CO₂ はトルコの温室効果ガス全体の大半 (81.6%) を占めており、次いでメタンガス (CH₄, 15.6%)、二酸化窒素 (N₂O, 1.9%) と続く。森林などによる排出・吸収の量を除いた温室効果ガス排出量は 1990 年から 2006 年の間で 95.1% 増加している。2006 年現在、エネルギーセクターがトルコの温室効果ガスの最大配出源 (35.2 %) であり、その量は 258,206.6 Gg CO₂eq である。次に製造・建設セクター (29.9 %)、交通セクター (17.2 %)、民生家庭・商業セクター (17.2 %)、その他 (17.0 %) と続く。

トルコ政府は国連と協同して 2007 年 1 月に「第 1 回気候変動に関するトルコレポート (First National Communication of Turkey on Climate change, "国連気候変動)」を作成した。同レポートは 2009 年に更新されている ("Report of the in-depth review of the first national communication of Turkey.")。これらのレポートによれば、トルコ政府はそのエネルギー政策で次の点を強調している： 1) エネルギーの安定供給 (発電資源の多様化、国産燃料利用の推奨)、2) 熱電併供給の推

奨、3) 再生可能エネルギーの利用推奨、4) エネルギー効率の向上。同レポートは中でもエネルギー安定供給の政策に懸念を表明している。というのも、現在の政策では国産資源である褐炭の利用を推奨しているが、同資源の推奨は温室効果ガスの増加につながる恐れが高いからである。したがって対策として脱硝設備の新設・追加導入など何らかの対応を提言している。

同レポートでは2020年のトルコ全体の温室効果ガス排出量を2つのシナリオ下で見積もっている。それぞれ「対策有り」シナリオと「対策無し」シナリオである。基点となる2005年時点の総排出量 246,122 Gg CO₂eq に対し、「対策無し」シナリオの場合、539,025 GgCo2eq (約 120% 増加)、「対策有り」シナリオの場合で 615,667 Gg CO₂ eq. (約 150% 増加)と見積もられている。この内、電力セクターからの排出は全体の30 から 40% 程度と見積もられている。

Box 3.3 ヴィアンデン揚水発電所の増設。

現在 110 万 kW の出力で、1964 年完成で欧州最大級の揚水発電所(PSPP)である。1-10 号機の運用は 18 時以降に 7 時間揚水、6 時以降 4 時間発電し、欧州の基幹系統へ供給される。増設後は発電時間が 4.4 時間、揚水時間が 6.3 時間になる。

今回 11 号機を増設して 130 万 kW にする理由は、増加する電力需要に対し、柔軟に運用が可能な発電機を投入したいからである。投資額の 1 億 5 千万ユーロは RWE パワー社 (ドイツ) と Our (ウール) 電力会社 (SPO、ルクセンブルク大公国と RWE が 2 大株主) によって調達され、4 年間の建設期間を見込んでいる。

欧州では、揚水発電所は 80 年以上にわたり、ベース、ミドル負荷用発電所では対応が難しい電圧変動対策を担ってきたほか、軽負荷時間帯に余剰電力を貯蔵し、ピーク時間帯に対応する重要な電源である。ルクセンブルクとドイツでは、風力の拡充政策から、今後も風力発電の増加が予想されている。このため、風力発電出力の変動増加に対応するため、需給の調整用として揚水発電所が使用されている。

ヴィアンデン PSPP は周波数調整と電圧維持に貢献するのみならず、迅速な対応が可能なことから、系統に予備力を供給し、欧州の電力供給の安定化に寄与している。

出所：「2009.5 海外電力」

3.2.2 ライセンスの発行状況

EMRA はライセンスの発行状況をインターネットに公開している。

http://www.epdk.gov.tr/lisans/elektrik/ilerleme_proje.htm

なお、この公開情報は、表 3.4 で示しているライセンスの発行状況と乖離している。（特に風力の量は乖離が大きい。）

(1) 火力

2010 年 1 月現在、EMRA は 68 件の火力についてライセンスを発行している。このライセンス発行状況を整理すると、以下の通りである。

表 3.5 ライセンスの発行状況（火力）

Fuel type		Capacity		Percentage of completion	
Natural Gas	38	More than 1000MW	4	More than 90%	10
Import Coal	15	600MW – 1000MW	10	50% - 90%	8
Lignite	10	200MW – 600MW	11	10% - 50%	6
Fuel Oil	1	50MW – 200MW	12	0% - 10%	14
Others	4	Less than 50MW	31	0%	30
Total	68	Total	68	Total	68

このうち、設備容量が 50MW 以上でかつ進捗率が 10%以上の 12 地点を以下に示す。

表 3.6 進捗率が 10%以上の大規模地点（火力）

名称	燃料	供給出力 (MW)	進捗率 (%)
Delta Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	Natural Gas	64.2	90.6
Eren Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Import Coal	165.0	90.4
Aliağa Çakmaktepe Enerji Üretim A.Ş.	Natural Gas	216.1	83.4
Aksa Enerji Üretim A.Ş.	Natural Gas	257.0	63.6
İçdaş Çelik Enerji Tersane ve Ulaşım San. A.Ş.	Import Coal	410.3	62.1
Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.	Natural Gas	1,025.0	61.2
Camiş Elektrik Üretim A.Ş.	Natural Gas	130.0	53.6
AS Enerji Elektrik Üretim San. Ve Tic. A.Ş.	Natural Gas	67.0	36.9
Borascio Elektrik Üretim San. Ve Tic. A.Ş.	Natural Gas	886.9	29.3
Eren Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Import Coal	1,213.3	27.6
İÇDAŞ Elektrik Enerjisi Üretim ve Yatırım A.Ş.	Import Coal	607.9	24.9
İçdaş Çelik Enerji Tersane ve Ulaşım San. A.Ş.	Import Coal	607.9	10.3

(2) 水力

2010年1月現在、EMRAは477件の水力についてライセンスを発行している。このライセンス発行状況を整理すると、以下の通りである。ライセンスを取得している地点数は多いが、全体の40%以上の地点は出力10MW以下の小規模な水力である。

表 3.7 ライセンスの発行状況（水力）

Capacity		Percentage of completion	
More than 200MW	11	More than 90%	22
100MW – 200MW	18	50% - 90%	36
50MW – 100MW	33	10% - 50%	85
10MW – 50MW	206	0% - 10%	213
Less than 10MW	209	0%	121
Total	477	Total	477

このうち、設備容量が50MW以上でかつ進捗率が10%以上の24地点を以下に示す。

表 3.8 進捗率が10%以上の大規模地点（水力）

名称	供給出力 (MW)	進捗率 (%)
Darıca I HES	99.0	94.6
Uzunçayır HES	84.0	81.2
Akocak HES	90.1	80.1
Çırakdamı HES	58.7	78.3
Uluabat Kuvvet Tüneli HES	110.3	75.6
Cevizlik HES	102.4	71.0
Dereli HES	58.8	66.3
Ceyhan HES	63.5	65.5
Erenler HES	51.1	64.7
Alkumru Barajı ve HES	247.4	45.1
Hacınnoğlu HES	144.4	40.3
Yedigöze HES	317.0	38.8
Sarıgül HES	105.1	29.1
Kandil Enerji Projesi HES	217.6	22.6
Akköy 2 HES	233.6	22.2
Tatar HES	115.8	21.4
Göktaş HES	292.5	20.8
Feke II HES	71.0	20.5
Güllübağ HES	99.0	18.3
Menge Barajı ve HES	86.8	15.6
Akıncı HES	102.3	12.5
Pembelik HES	122.4	12.2
Daran HES	54.6	10.5
Toros HES	51.2	10.4

(3) その他の再生可能エネルギー（風力など）

2010年1月現在、EMRAは90件の水力以外の再生可能エネルギーについてライセンスを発行している。このライセンス発行状況を整理すると、以下の通りである。

表 3.9 ライセンスの発行状況（再生可能エネルギー）

Fuel type		Capacity		Percentage of completion	
Wind	77	More than 100MW	5	More than 90%	5
Geothermal	3	50MW – 100MW	10	50% - 90%	10
Bio gas	6	20MW – 50MW	36	10% - 50%	8
Biyokütle	2	10MW – 20MW	24	0% - 10%	56
Çöp Gazı	2	Less than 10MW	15	0%	11
Total	90	Total	90	Total	90

3.3 系統計画の現状と評価

3.3.1 既設および 2012 年までに計画されている送変電設備

トルコの送電系統の電圧は 380 kV、154 kV であり、一部の地域で 66 kV が使用されている。今回調査対象となる揚水発電所は出力が 1,000 MW 程度以上と想定され、380 kV 以上の電圧で送電することが必要と考えられる。

2009 年時点の 380 kV 送電線を表 3.11 に示す。また、2010 年から 2012 年にかけて運転を開始する予定の 380 kV 送電線を表 3.12 に示す。

380 kV 送電線の線種は以下のとおりであり、954 MCM の複導体もしくは 3 導体、および 1272 MCM の 3 導体を使用している。

表 3.10 380 kV 送電線に使用される導体線種

名称	サイズ	夏容量 Summer Capacity (MVA)	春/秋容量 Spring/Autumn Capacity (MVA)	熱容量 Thermic Capacity (MVA)
2B, Rail	2 x 954 MCM	832	1,360	995
2B, Cardinal	2 x 954 MCM	845	1,360	1,005
3B, Cardinal	3 x 954 MCM	1,268	2,070	1,510
3B, Pheasant	3 x 1272 MCM	1,524	2,480	1,825

東部の水力発電所地帯から中央部にかけて長距離の 380kV 送電線の一部には安定度維持のために直列コンデンサが使用されている。380 kV 系統の事故電流許容値は 50 kA である。

表 3.11 既設 380kV 送電線(2009 年)

	Nominal Voltage (kV)	From	to	Distance (km)	Conductor	No.of Circuits	No.of Conductors
1	380	Adana	Erzin	68.13	954	1	2
2	380	Adana	İskenderun	45.8	1272	1	3
3	380	Adana	Seydişehir	354	954	1	2
4	380	Adapazarı	Bursa DGKÇS	139.9	954	1	2
5	380	Adapazarı	Çayırhan	134	954	1	2
6	380	Adapazarı	Gökçekaya	101.9	954	1	2
7	380	Adapazarı	Paşaköy	103.5	954	1	3
8	380	Adapazarı	Osmanca	63.7	954	1	2
9	380	Adapazarı	Tepeören (K.)	86.9	954	1	2
10	380	Adapazarı	Tepeören (G.)	86.4	954	1	2
11	380	Ada I DGKÇS	Ada II TM	19.5	1272	1	3
12	380	Ada I DGKÇS	Ada II DGKÇS	0.5	954	1	3
13	380	Afyon II	Seydişehir	183.4	954	1	2
14	380	Aliağa II	İzmir DGKÇS I	0.9	1272	1	3
15	380	Aliağa II	İzmir DGKÇS II	0.9	1272	1	3
16	380	Aliağa II	İzmir (Işıklar)	47.5	954	1	2
17	380	Aliağa	Soma	81.9	954	1	2
18	380	Aliağa	Uzundere	69.5	954	1	3
19	380	Aliağa	Manisa	38.8	954	1	3
20	380	Alibeyköy	Hamitabat	149.6	954	1	3
21	380	Alibeyköy	İkitelli	19.9	954	1	3
22	380	Alibeyköy	Ümraniye	21.8	954	1	3
23	380	Alibeyköy	Paşaköy	45.7	954	1	3
24	380	Alibeyköy	Yıldıztepe	5.3	954	1	2
25	380	Ambarlı DGKÇS	İkitelli	15.8	954	1	2
26	380	Ankara II (Sincan)	Çayırhan	78	954	1	2
27	380	Ankara II (Sincan)	Gölbaşı	33.8	954	1	2
28	380	Ankara II	Kayabaşı	289.4	954	1	3
29	380	Ankara II (Sincan)	Osmanca	174.3	954	1	3
30	380	Ankara II	Temelli	26.3	1272	1	3
31	380	Altınkaya	Çarşamba	93	954	1	3
32	380	Altınkaya	Kayabaşı	99.5	954	1	2
33	380	Atatürk	Birecik	61.1	954	1	2
34	380	Atatürk	Elbistan B	178	954	1	3
35	380	Atatürk	Gaziantep II	102.9	954	1	3
36	380	Atatürk	Karakaya	158.5	954	1	3
37	380	Atatürk	Şanlıurfa II	63.8	954	1	1
38	380	Atatürk	Göksun-Y.Hisar(G.)	320.4	954	1	2
39	380	Atatürk	Göksun-Y.Hisar(K.)	316.9	954	1	2
40	380	Babaeski	Hamitabat	25.1	954	1	2
41	380	Babaeski	Maritsa (Bulg.)	77.3	954	1	2
42	380	Birecik	Gaziantep II	59.6	954	1	3
43	380	Birecik	Suriye	68	954	1	2
44	380	Balıkesir	Bursa Sanayii	109.5	954	1	2
45	380	Balıkesir	Soma	65.4	954	1	2
46	380	Borçka	Kalkandere	128.7		1	
47	380	Botaş (ME)	Habibler	84.1	954	1	3
48	380	Başkale	İran	53.2	954	1	3
49	380	Batman	Diyarbakır-III	92.8	954	1	3
50	380	Batman	Kızıltepe-II	105	954	1	3
51	380	Bursa Sanayii	Tunçbilek	87.9	954	1	2
52	380	Bursa DGKÇS	Karabiga	174.3	954	1	3
53	380	Bursa DGKÇS	Tepeören	138.3	954	1	2
54	380	Bursa DGKÇS	Bursa TM	16.2	954	1	3
55	380	Çarşamba	H.Uğurlu-I	18.6	954	1	2
56	380	Çarşamba	H.Uğurlu-II	18.6	954	1	2
57	380	Çarşamba	Kayabaşı	125.8	954	1	2
58	380	Çarşamba	Tirebolu-II	193.3	1272	1	3
59	380	Deçeko	Kangal	61.1	954	1	3
60	380	Deçeko	Kayabaşı	168.2	954	1	3
61	380	Denizli	Varsak (1-10 ve 363-387=ÇD, 10-363=TD)	177	954	1 - 2,	3
62	380	Denizli	Yatağan	119.6	954	1	3
63	380	Dokurcun	Paşaköy	151.4	1272	1	3
64	380	Diyarbakır- III	Karakaya	94.5	954	1	3
65	380	Elbistan A	Elbistan B	11.5	954	1	3

	Nominal Voltage (kV)	From	to	Distance (km)	Conductor	No. of Circuits	No. of Conductors
66	380	Elbistan B TM	Elbistan B (TES)(kuzey)	6.2	954	1	2
67	380	Elbistan B TM	Elbistan B (TES)(güney)	6.1	954	1	2
68	380	Elbistan A	Ürgüp-sincan	455.6	954	1	3
69	380	Elbistan B	Ürgüp-sincan	455.7	954	1	3
70	380	Elbistan A	Kayseri kap	143.2	954	1	2
71	380	Elbistan A	Keban Şalt-II	169.2	954	1	1
72	380	Elbistan	Andırın	102.6	954	1	2
73	380	Erzin	Andırın	71.5	954	1	2
74	380	Ereğli	Osmanca	48.6	954	1	2
75	380	Erzin	Gaziantep II	118.2	954	1	3
76	380	Erzin	İskenderun-II	36.9	1272	1	3
77	380	Erzurum-II	Horosan	108	954	1	3
78	380	Erzurum-II	Özlüce	203.4	954	1	3
79	380	Etibank	Seydişehir-I	2.4	954	1	2
80	380	Etibank	Seydişehir-II	2.2	954	1	2
81	380	Etibank	Seydişehir-III	2.3	954	1	2
82	380	Gökçekaya	Gölbaşı	161.2	954	1	2
83	380	Gökçekaya	Seyitömer	110.8	954	1	2
84	380	Hamitabat	Kaptançelik	96	954	1	3
85	380	Hamitabat	Bulgaristan	90.2	954	1	3
86	380	Hamitabat	İkitelli(Unimar Giriş)	23.6	954	1	2
87	380	Hamitabat	İkitelli (Unimar Çıkış)	22.8	954	1	2
88	380	Hamitabat	Unimar	85.5	954	1	3
89	380	Habibler	İkitelli	9.6	954	1	2
90	380	Habibler	Paşaköy	47.3	954	2	3
91	380	Unimar-Botaş DGKÇS	Habibler	83.5	954	1	3
92	380	İşıklar	Seyitömer	287.6	954	1	2
93	380	İşıklar	Yatağan-I	144.5	954	1	2
94	380	İşıklar	Yatağan-II	144.6	954	1	3
95	380	İkitelli	Unimar	85.5	954	1	2
96	380	Kangal	Şalt-II	130.4	954	1	3
97	380	Kaptançelik	Unimar	1.3	954	2	2
98	380	Karakaya	Şalt-I (batı)	87.7	954	1	2
99	380	Karakaya	Şalt-II (doğu)	87.8	954	1	2
100	380	Kayabaşı	Kurşunlu	216.9	954	1	3
101	380	(Kayabaşı-Sincan) Brş.N	Bağlum-I	0.6	954	1	3
102	380	(Kayabaşı-Sincan) Brş.N	Bağlum-II	0.6	954	1	3
103	380	Kayseri Kap.	Şalt-II (güney)	258.5	954	1	2
104	380	Kayseri Kap.	Şalt-II (kuzey)	258.4	954	1	2
105	380	Kayseri Kap.	Gölbaşı (G)	265.8	954	1	2
106	380	Kayseri Kap.	Gölbaşı (K)	265.9	954	1	2
107	380	Keban Şalt-II	Özlüce	263.6	954	1	3
108	380	Kemerköy	Yatağan	45.6	954	1	2
109	380	Kemerköy	Yeniköy	12.5	954	1	2
110	380	Konya-IV	Seydişehir	97.3	954	1	2
111	380	Konya-IV	Yeşilhisar	224.4	954	1	3
112	380	Kurşunlu	Osmanca	217.7	954	1	3
113	380	Manisa	İşıklar	26.9	954	1	3
114	380	Osmanca-Ada.2 DGKÇS	Habibler	231.3	954	1	3
115	380	Oymapınar	Seydişehir	84.2	954	1	2
116	380	Oymapınar	Varsak	74.5	954	1	2
117	380	Paşaköy	Tepeören	19.5	1272	1	2
118	380	PS/3	İrak	15.5	954	1	2
119	380	Seyitömer	Afyon-II	110.6	954	1	2
120	380	Seyitömer	Tunçbilek Şalt-B	42	954	1	2
121	380	Şalt 2	Şalt-I (1)	6.8	954	1	2
122	380	Şalt 2	Şalt-1 (2)	6.7	954	1	2
123	380	Şalt 2	Şalt-1 (3)	6.7	954	1	2
124	380	Şanlıurfa	Kızıltepe	148.2	954	1	3
125	380	Tirebolu	Kalkandere	133		1	
126	380	Temelli	Kargı-Dokurcun	215.2	1272	1	3
127	380	Temelli	A.Ören-Yeşilhisar (G)	287.5	1272	1	3
128	380	Temelli	A.Ören-Yeşilhisar (K)	287.7	1272	1	3
129	380	Temelli	Gürsöğüt-Tepeören	304.7	954	1	3
130	380	Tepeören	Ümraniye (güney)	30.5	1272	1	3
131	380	Tepeören	Ümraniye (kuzey)	30.3	954	1	3
132	380	Tutes B	Tutes Şalt	1.3	954	1	2
133	380	Yatağan	Yeniköy	40.5	954	1	2
134	380	Yeniköy	Uzundere	152.6	954	1	3

表 3.12 2010 年から 2012 年までの 380kV 送電線の計画

Nominal Voltage (kV)	From	to	Distance (km)	Conductor	No. of Conductors	No. of Circuits
380	Borçka HPP-Deriner HPP	Yusufeli HPP	75	954	3	1
380	Yusufeli HPP	Erzurum	125	954	3	1
380	Karabiga 380 TM - Çan	Soma TES	160	954	3	1
380	Gercüş-İlisu-Cizre	Sınır	30	954	3	2
380	Gercüş-İlisu-Cizre	Sınır	100	954	3	1
380	Mersin	İskenderun İKS	110	1272	3	1
380	İsdemir 380 TM	Hatay 380 TM	65	954	3	1
380	Oymapınar HPP	Ermenek HPP	128	1272	3	1
380	Karakaya	Diyarbakır 380	18	954	3	1
380	Ümraniye	Küçükbakkalköy 380	6.3	2000	1	1
380	Mersin	Ermenek HPP	160	1272	3	1
380	Ağrı	Van	180	954	3	1
380	Batman - Siirt	Van	65+205	1272	3	1
380	Van	Başkale	105	954	3	1
380	Boyabat	Altınkaya	50	1272	3	1
380	Seydişehir	Varsak	130	954	3	1
380	Temelli	Afyon 2	214	1272	3	1
380	Afyon 2	Denizli	180	1272	3	1
380	Davutpaşa	Yeni Bosna GIS TM	6	2000	1	1
380	(Bursa DGKÇS-İçdaş Karabiga)Brş.N	Bursa San.	13	954	3	2
380	Soma	Manisa	4	1272	3	2
380	Soma	Manisa	46	1272	3	1
380	Viranşehir 380 İrtibatları ETL	ŞANLIURFA	1	954	3	2
380	Özlüce	Diyarbakır 380	100	1272	3	1
380	Başkale 380 İrtibatları ETL	VAN	5	954	3	1
380	Borçka	Sınır (Gürcistan)	130	954	3	1
380	Gölbashi	Kayaş 380 TM	30	1272	3	2
380	(Işıklar - Yatağan)Brş.N	Germencik	5	954	3	2
380	Gelibolu	Unimar	145 (2 Hat)	1275	3	1
380	İçdaş 2	Lapseki	36	1272	3	2
380	Lapseki	Gelibolu Denizaltı Kablosu	5	2000	1	2
380	Unimar (Mevcut hat yerine)	İkitelli	86	1272	3	2
380	Menemen 380 TM irtibatları	İZMİR	5	954	3	2
380	K.Maraş	G.Antep2 380	50	1272	3	1
380	Kayabaşı	Akıncı	120	1272	3	1
380	Uşak 380 TM İrtibatları	UŞAK	25	954	3	2
380	Eren TES	Osmanca	104	1272	3	2

** 電線のサイズの単位は MCM。ただし、赤字は地中送電線

3.3.2 380 kV 系統の潮流状況

TEIAS から入手した PSS/E データを用いて 2015 年ピーク需要時の 380 kV 系統の潮流を計算した。結果を図 3.5 に示す。ただし、計算に使用したデータは 380 kV および 154 kV までの系統を含んでいる。

負荷側の電力需要は約 47,070 MW であり、380 kV および 154 kV の送電ロス約 1,060 MW である。Temelli、Sincan、Golbasi 付近が首都のアンカラであり、東部山岳地帯および北東部の黒海沿岸から、首都アンカラおよびイスタンブール方面へ潮流が流れていることがわかる。

ただし、この潮流断面は、動向のあるすべての IPP をモデル化しているため、需要に比して、発電機の設置容量が相当大きい。このため TEIAS では、以下の条件を設定し潮流計算断面の発電機出力を調整している。

- ◆ 水力発電所はピーク運転に備えて出力を抑制し、貯水しているモードを想定。
- ◆ IPP 火力発電所はできるだけフル出力を想定

潮流図上に以下の 2 箇所の揚水発電所候補地を記載した。

- ◆ PSPP No.27 Altinkaya 水力発電所に接続
- ◆ PSPP No.32 Gökçekaya 水力発電所に接続

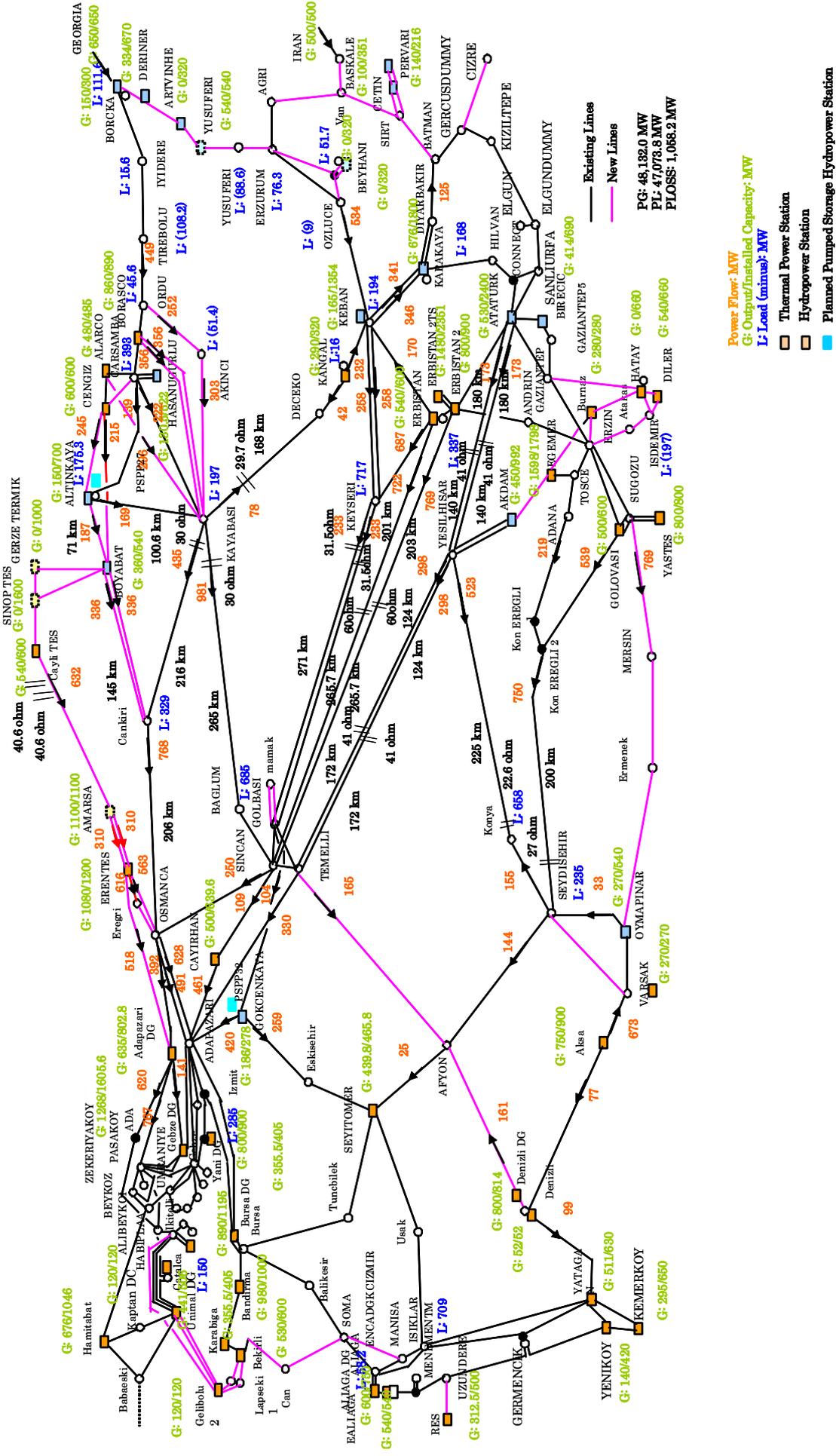


図 3.5 2015 年のトルコ 380kV 系統の潮流計算結果

3.3.3 送変電設備計画の方法

TEIAS では送電システムのクライテリア (Criteria of Transmission System) を制定している。このクライテリアは送変電設備計画の前提条件を示していると同時に、前提条件を実現するために、発電所や送変電系統に接続される需要家が遵守すべき事項が含まれている。

クライテリアでは、送変電設備計画の策定に係わる事項が以下のように定められている。

- 系統構成の方法
 - 水力・火力の出力を最大にした時に送電線1回線事故もしくは変圧器1台事故のような単一設備事故時 (N-1 事故時) の状況でも適切な送電容量が確保されるように計画を策定すること
- 系統を構成する機器の主な仕様
 - 以下の主な仕様の記載
 - ◇ 変電所最大引込み回線数、母線構成、変圧器の容量と台数、中性点接地、電圧調整装置、超高圧/中圧変圧器の設置、負荷の接続、変圧器の結線、380kV 直列コンデンサ、電力用コンデンサおよび分路リアクトルの容量、線種、撚架、電圧階級、配電線の負荷レベル、発電機の基本仕様 (力率など)、保護装置の種類、高速単相再閉路方式の採用など
 - ◇ 周波数維持レベル
 - ◇ 電圧維持レベル
 - ◇ 発電機の力率
 - ◇ 事故除去時間 : 380 kV - 120ms, 154 kV - 140ms
 - ◇ 事故電流レベル : 380 kV - 50kA, 154 kV - 31.5 kA

発電機、その制御装置、および系統に接続される需要家設備の仕様は主な要件について以下のよう

に定められている。

- 発電機制御装置
 - 調速機の仕様は接続開始時、および変更時に TEIAS に報告することとなっている。調速機、自動電圧調整装置、および PSS(Power System Stabilizer)の主な仕様は TEIAS との接続協定に記載することとなっている。
- 周波数制御
 - TEIAS によってセカンダリ周波数制御用に指定された発電機ユニットは中央給電司令部からの制御信号を処理できるようにする必要がある。
 - プライマリおよびセカンダリ周波数制御を行う発電機の調速機は国際連系を考慮し、UCTE の基準類に従う。

- 送電系統に影響を与える仕様の変更は TEIAS の技術的監視の下で行う。
 - 系統のユーザーが設置する保護装置の仕様は供給信頼度電力品質に関する規程および TEIAS との接続協定に沿ったものとする。
 - 需要家の力率、および発電機の運転力率は既定の範囲に維持する。
- 発電機の軸ねじれ共振の対策を TEIAS から要請される場合がある。
- TEIAS は周波数低下リレーによる負荷遮断を行う場合がある。

このクライテリアによると水力・火力の出力を最大にした時に適切な送電容量が確保されるように計画を策定することとなっているが、TEIAS から入手した系統解析断面では、前述のように一部の発電機の出力を抑制したモデルとなっている。

また、IPP など計画が明確になっていない電源が多く、数年以上先の送変電設備計画には不確定な部分がある。

今後、TEIAS では、南部の原子力の送電計画、黒海沿岸の Sinop の原子力、および火力発電所の送電計画に着手し、2012～2013 年頃に計画に反映する予定であるが、現在は、これらの具体的な送電計画を持ち合わせていない。

3.4 系統運用の現状と評価

3.4.1 電力市場の概要

トルコ国内における電力売買の形態として、相対契約によるものと、電力取引市場を介してのものがある。相対契約による売買は取引量の 8 割以上を占め、主に発電会社と配電会社／需要家間で契約が結ばれる。国営送電公社である TEIAS は送電系統を所有して運用する一方、PMUM (Market Financial Settlement Center) によって電力取引市場を運営しており、これによる売買は取引量の 2 割程度を占める。価格が自由契約または市場で決められるという意味で、双方とも自由化された市場である。

相対契約は EUAS と配電会社間、BO、BOT、TOR の各発電所と TETAS 間、TETAS と配電会社間、民間発電会社 (IPP) と民営配電会社／自由化対象需要家間、などである。TETAS は BOT 方式などで民営化された発電会社や国営発電会社である EUAS から電力を買い取り、TEDAS などの配電会社へ販売する電力取引会社であり、取引量は全電力市場の 45% を占めている。Autoproducer は自社設備に供給する以外に、5% まで他者に販売できる。

自由化対象需要家の基準は年間消費量が 100MWh 以上である需要家である（同基準値は毎年 1 月に更新され、以前は 480MWh だった）。自由化対象の資格を選択しないことも可能であるが、潜在的に全需要家の 6 割近くまで自由化対象は拡大している。2009 年の SPO によるエネルギー戦略においても、2012 年までに民生家庭需要を除く全ての需要家が自由化対象となり、民生家庭需要も 2015 年までには完全自由化される計画である。

配電会社は 2004 年から TEDAS の民営化が開始され、トルコ全土で 21 の配電地域のうち以前から民営であったカイセリ地区を除いた 20 地域について、2005 年 3 月に TEDAS 傘下の 20 配電会社とし

て再編され、2010年8月までに一部の例外を除いて全ての入札が発表された。2010年9月現在で5社の営業権が移転されている。民営化は一定期間の営業権の譲渡（TOR方式）で、資産の所有権はTEDASが保持する。当該地域の独占的な配電・小売の営業権はEPDKから認可される。また、2013年以降は配電事業と小売事業が分離され、小売市場が自由化される計画である。

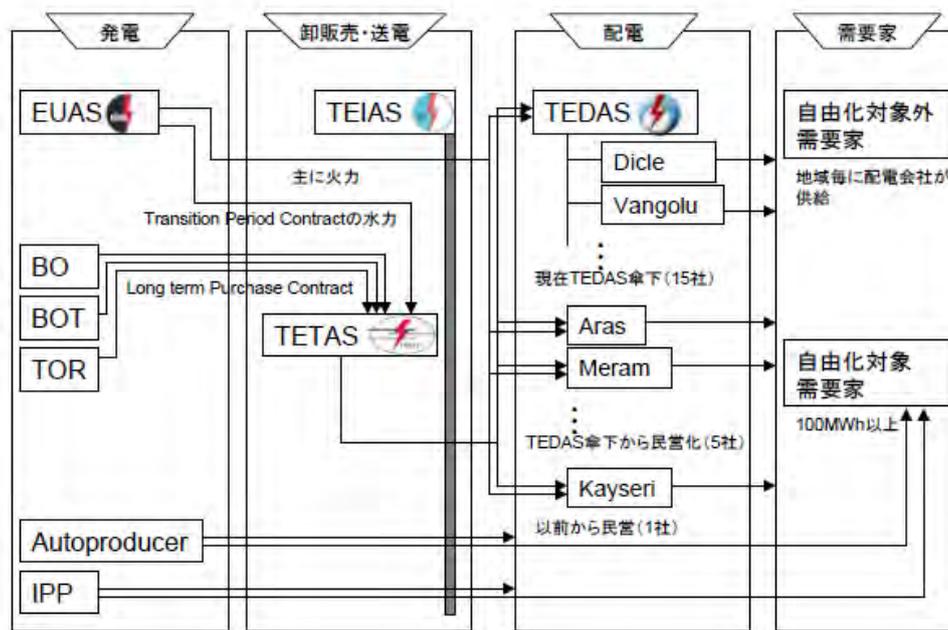
TEDAS傘下の15配電会社は「4628規制」により、自由化対象外需要家の電力需要のうち85%をTETASとEUASの決められた構成（6ポートフォリオ）の発電所から、15%を電力取引市場から購入することとなっており、TEDASが15配電会社を代表して85%となるよう、EUAS、TETASと契約する。「4628規制」は当初2004年から5年間の予定だったが、2008年に2年延長されることが決まり、2012年まで維持されることになっている。

TETASは2001年の自由化前にBOT方式などで建設された発電会社と購入契約を結んだ際の価格に従って購入することになっており、割高である。このため、EUASの「Transition Period Contract」（直ちに民営化対象ではなく、移行期間後に民営化する）対象である水力発電所から電力を安価に購買することでバランスを取っている。最近では電力取引市場を通した価格の方が高くなりつつある状況である。

一方、電力取引市場のキープレーヤーはIPPと配電会社である。現在TEDAS傘下の配電会社はIPPと契約ができないが、民営配電会社はTETASを介してIPPから供給を受けられる。但しTETASが購入する価格はEMRAが定める上限値を越えてはならず、現状ではIPPとしては電力取引市場を経由させた方がより高く販売できる状況である。結果的にTETASの入札に対し、IPPから応札はされなかった。従ってエネルギー・セキュリティの観点から、新たな規制によりIPPは極力相対契約を締結するよう求められている。営業権がトルコ2大財閥の一つであるサバンチ財閥に移転された、アンカラを中心としたアナトリア中央地域に供給している配電会社であるバシュケント配電会社においても、2010年8月の時点では電力調達先は民営化前と変化なく、TETASとEUASの決められたポートフォリオから調達している状況である。

電力取引市場は2006年8月1日に始まり、当初は1日ベースでの取引だったが、その後2009年12月1日からは需要と供給のバランスをより正確にとるため、時間ベースの取引が開始した。PMUMが運営するPYSによる前日市場（Day Ahead Market）と、NLDCが運営する「Balancing Power Market（DGP）」による当日市場によって構成され、いずれもPMUMのシステム上に掲示される。

TEIASの一部門であるPMUMは48人構成であり、前日市場運營業務の他、企画や規制の作成、請求書や領収書の作成・送付業務など多岐にわたっている。



出典：EIE、TEIAS、TETAS、TEDAS

図 3.6 電力購買・供給契約（相対契約）の関係概要

3.4.2 需給運用の状況

(1) 年間発電計画の策定

全ての発電所は年間の発電計画案（月毎、日毎）を前年8月までにTEIASに提出する。9月～12月にかけてエネルギー省が主管となり、EUAS、TEIAS、TETAS、TEDAS、燃料販売会社（石炭、天然ガス）、政府（エネルギー省、首相府財務庁）が翌年の年間発電計画を協議する。

水系の流量に関しては国家機関であるDSIが国際越境等を考慮して決定する。保守等に必要な電源停止の計画は、年間の需給計画を考慮して決定する。例えば火力機は水力発電所の稼働率が高い3～5月と9～11月に停止することが多い。

年間発電計画の決定後、発電会社、卸販売会社、配電会社は1年分の相対契約を締結する。この中で1年8,760時間のスロットごとの数量が取り決められる。一度確定すると、月ごとの電力取引量は変更できないが、月ベースの総量が変わらない範囲で月末に翌月分の日ベースの内訳を調整することは可能である。

(2) 前日市場

前日の需給調整は、PMUMが主管するPYSを用いた前日市場によって行われる。

11:30までに、翌日の想定需要ならびに各発電所の供給力がPYSに入力される。翌日の需要想定は従来NLDCが行っていたところ、2009年12月1日より各地域の配電会社が需要想定を行いPYSに入力することとなっている。但し現状は移行期間中との位置付けで各配電会社は需要想定を行っていないため、実質NLDCが入力している。また、TEDAS傘下の配電会社は、TEDASから毎月送付される需要想定を基に各社毎に必要な量を入力する。

各発電所の供給力は、EUAS 傘下の発電所、TETAS が契約している BO、BOT、TOR の発電所、民間発電会社がそれぞれの契約済みの発電計画量(相対契約分については数量を提示するだけで価格は出さない)、出力を上げる場合の価格、出力を下げる場合の価格を、各時間帯毎に提示する。そのため、EUAS 傘下の発電所は 9:00 までに翌日の発電計画を EUAS に送付し、これを EUAS が入力する。TETAS は契約している BO、BOT、TOR の各発電所について代行入力すると共に、契約している EUAS 傘下の水力発電所に関しては入力値の承認を行う。

この時点の価格は Early Average Price として、平均の価格が公表される。これを基に想定需要と供給計画の差分の調整を行い、14:00 にこの取引が終了する。

その後 14:00~16:00 において入力値のチェック等を行い、16:00 の時点で前日市場における Daily Production Program、Daily Price を決定すると共に、翌日の発電計画が PMUM に掲示される。

(3) 当日市場

前日市場において翌日分の発電計画が決定した後は、NLDC が主管する DGP を用いた当日市場によって調整が行われる。ここで前日市場での決定分からさらに出力増減する場合の価格と増減可能範囲を入力し(入力は 16:00 まで)、18:30 に取引が確定する。

当日の給電運用はメリットオーダーシステムで、PMUM に掲示されている Operation Order のリストから価格順に運用者が決定し、15 分前までに決定値を PMUM に掲示すると共に関係する LDC に連絡する。

仮にある発電所に事故が発生し、計画発電量が達成できなくなった場合は、PMUM によって当日市場から代替分が調達され、その費用は当初発電を計画していた発電所が支払うことになる。このため、ペナルティのリスクを避けるために発電所内で緊急時対応の予備力を確保しながら運転するように計画・運用している箇所もある。

(4) 周波数制御

基準周波数は 50.0Hz で、49.8Hz~50.2Hz の範囲内とするよう制御している。

アンシラリーサービスとして、数秒~数分の需要変化による周波数変動を制御するプライマリ周波数制御、数分~15 分程度の需要変化を制御するセカンダリ周波数制御、15 分程度以上の需要変化を制御するターシャリ周波数制御がある。

プライマリ周波数制御は、周波数の変動に応じて発電機の調速機制御により出力を変化させるもので、その対象として再生可能エネルギー(水力の場合は流れ込み式は含まれる)を除いて、出力 50MW 以上のユニットまたは総出力 100MW 以上の発電所に対し発電機容量の 2%分をガバナフリー分として常に動作可能なように保有することとし、契約によりその分の金額を支払っている (Unit Price Control により 3 ヶ月間固定価格としている)。国全体でみると計 110 箇所、700MW を保有することになる。プライマリ制御の保有量のうち、50%は 15 秒以内に、全量を 30 秒以内に起動することとし、15 分間動作可能であるように保有する。この場合対象となった発電所のうち、石炭火力のように迅速な負荷追従が技術的に難しいところについては、2%分を他社から買い取る、もしくは自社のほかの発電設備に負わせることも可能である。

セカンダリ周波数制御は NLDC にある EMS/SCADA システムの AGC 機能により制御される。対象となるのはプライマリ周波数制御と同様、出力 50MW 以上のユニットまたは総出力 100MW 以上の発電所でプライマリ制御分とは別にその保有量を設定し、国全体で 700MW 相当を確保する

こととしている。対象となる発電所は電力取引市場の前日市場において、出力の増減可能量について入札した発電事業者の内、最安値のものから順次選ばれるため、価格は毎日変わることになる。

ターシャリ周波数制御として 15 分程度以内に起動できる停止発電所を選定する。当日市場から調達するため、数量は決まっていない。

3.4.3 系統運用の状況

(1) 給電関係組織

2001 年のトルコ電力市場法の施行により TEIAS（送電）、TETAS（取引）、EUAS（発電）の 3 社が設立され、TEIAS が電力系統運用、ならびに電力市場の管理を担当している。

需給・系統制御はアンカラ近郊の中央給電指令所（NLDC）と 9 箇所の地方給電所（地方 LDC）にて行われている。NLDC では需給調整と 380kV 系統、隣接国との連系線を担当しているのに対し、地方 LDC では 154kV、66kV 系統の運用を担当している。

送電系統設備の保守等による停止計画は、担当する地域の LDC が調整、決定し、流通設備保守業務は各地域にある TEIAS の 22 箇所の事業所で実施している。

表 3.13 地方給電所の担当範囲

給電所名	所在地	担当地域
Thrace LDC	Istanbul (İkitelli)	トゥラキヤ (TRAKYA YTM)
North West Anatolia LDC	Adapazari (Adapazari)	北西アナトリア (KBA YTM)
North East Anatolia LDC	Samsun (Çarşamba)	黒海中央 (O. KARADENİZ YTM)
West Anatolia LDC	Izmir (İzmir)	西アナトリア (BA YTM)
West Mediterranean LDC	Antalya (Kepez)	西地中海 (B. AKDENİZ YTM)
East Mediterranean LDC	Adana (Çukurova)	東地中海 (D. AKDENİZ YTM)
Central Anatolia LDC	Ankara (Gölbaşı)	中央アナトリア (OA YTM)
East Anatolia LDC	Erzurum (Erzurum)	東アナトリア (DA YTM)
South East Anatolia LDC	Elazig (Keban)	南東アナトリア (GDA YTM)

出典：TEIAS 資料

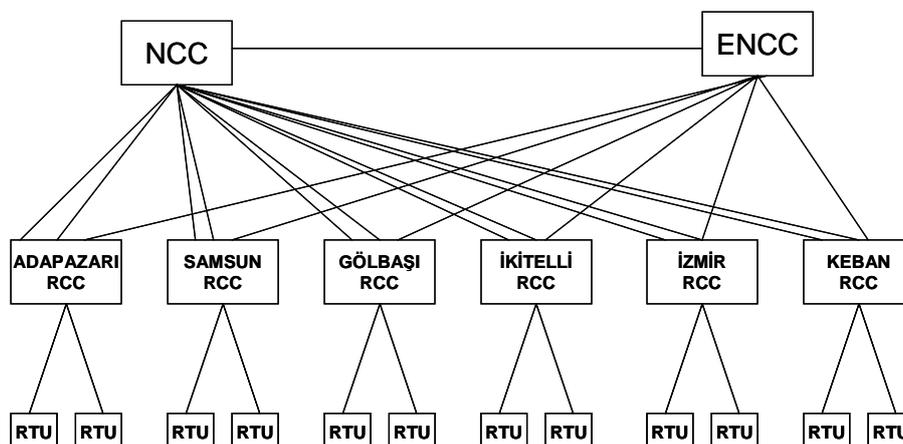
(2) SCADA システムの導入状況

SCADA/EMS システムは 80 年代半ばに NLDC と 5 箇所の LDC に、50 箇所の RTU と共に導入された。その後 2004 年に NLDC と 6 箇所 (Adapazari、Samsun、Keban、Izmir、Ikitelli and Golbasi) の LDC に導入され、現在に至っている。いずれも SIEMENS 製である。

表 3.14 SCADA システム導入状況

NLDC	SCADA/EMS システム
緊急時用 NLDC	SCADA/EMS システム
地方 LDC (全 9 箇所)	SCADA システム : 6 箇所に導入
RTU	205 箇所に設置
遠隔制御 S/S	11 変電所に導入
発電機 AGC 制御機能	25 箇所以上の発電所に設置

出典 : TEIAS 資料



(NCC=NLDC、ENCC=緊急時用 NLDC)

出典 : TEIAS 資料

図 3.7 EMS/SCADA システム間データ伝送路構成

SCADA システムのある 6 箇所の地方 LDC では担当系統を監視できるが、SCADA システムのない LDC には暫定的に NLDC の系統監視端末を設置し、全国系統の概要が把握できるようになっている。

監視対象系統は、現在は 380kV 送電系統と 50MW 以上の発電所としており、205 地点に RTU を設置し、これにより ON/OFF 情報、数値情報の 80% を収集している。今後監視対象を広げ、1 年間で 100 箇所程度の RTU を設置する予定。

変電所は全て有人で NLDC、地方 LDC からは変電所に電話で操作指令を行っている。遠隔操作できる変電所はイスタンブール LDC 管内に 11 箇所あり、ガス絶縁設備で構成されている。

給電所員の訓練用シミュレータ (DTS : Dispatcher Training Simulator) が NLDC と同じ建物内にある。回線で LDC と接続されているが、現状では回線容量が少ないため地方 LDC 職員が NLDC で訓練を受けている。また、緊急時用 NLDC がアンカラの TEIAS 本社地下にあり、NLDC の非常時にその機能を代替できる。

(3) NLDC の状況

- NLDC ではトルコにおける電力系統運用、需給バランス調整、品質管理を担当している。指令業務は3 交替制で1 チーム4～5 名のオペレータ+チーフによる構成。オペレータ中、2 名がエンジニアで、PMUM からの発電機選択を担当する。
- 指令室系統監視盤の上部に実時刻と周波数時刻があり、数分間の違いがある。周波数時刻を実時刻に合わせるための基準（何分以上逸脱しない）はない。
- 周波数調整は運用上は49.95Hz～50.05Hz 内にすることを目標としている。
- 需給調整は、現在利用可能な発電所から最も経済的な発電所を選択し、PMUM システムおよび電話で発電出力変更指令を出している。
- 供給信頼度はN-1 を基準としている。



写真 3.1 NLDC 指令室



写真 3.2 NLDC 指令室の監視盤



写真 3.3 NLDC 指令室の指令卓

(4) 中央アナトリア LDC の状況

- 中央アナトリア LDC では13 の県を管轄しており、11 箇所の380kV 変電所、93 箇所の154kV 変電所を有する。
- 3 交替制で3 名のオペレータ+チーフによる構成となっている。

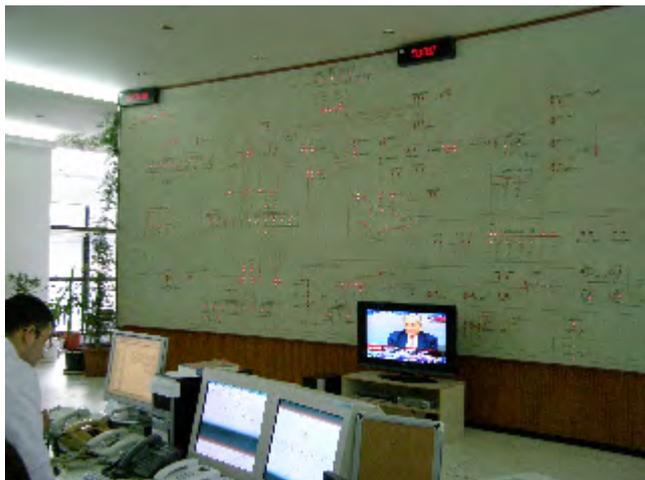


写真 3.4 中央アナトリア LDC 指令室



写真 3.5 中央アナトリア LDC 指令室

(5) イスタンブール（トゥラキヤ）LDC の状況

- 地方系統のうち、ボスポラス海峡～ダーダネルス海峡からヨーロッパ側のイスタンブールを含むトルコのヨーロッパ側の各県が担当系統で、電力需要はトルコ全体の 1/6 である 5,500MW。
- 最近(2010年5月中旬)の需要は、平日 2,500MW (最低)～4,500MW (最大)、日曜 2,050MW (最低)～3,100MW (最大)。
- ボスポラス海峡に 380kV4 回線、154kV2 回線の送電線がある。380kV4 回線で 4,500MW。通常、アジア側から 1,000MW (低需要時)～2,000MW (ピーク時) 流れている。
- 監視している変電所は、380kV 変電所 12 箇所、154kV 変電所 59 箇所、計 71 変電所。オンラインで情報収集している変電所は半分以上。各変電所から 1 日 6 回、電話で運転データを収集している。
- 地域の特徴：イスタンブールの中でもヨーロッパ側には大財閥系企業が集中し、金融機関の 95% がある最重要地域である。送電線の地中化はほぼ完了している。GIS 設備を遠隔制御する制御所もある。需要と同程度の供給力があり、そのほとんどがガス火力である。
- 電圧制御は変圧器タップ、調相設備によって行う。電圧が規定範囲を超過した場合に変電所に連絡して調整する。通常変電所からの連絡、LDC からの監視によって電圧調整を決める。通常の需要立ち上がりに伴う電圧調整は必要なく、ほとんどが軽負荷時の電圧上昇を抑えるための調整。
- ダーダネルス海峡を 380kV 送電線で連系する計画は、2014 年に完成の予定である。
- 従業員 29 人 (エンジニア 10 名、技術者 15 名、総務・経理 3 名)
- 指令業務は 3 交替、4 班、4 人/班。
- イスタンブール LDC に隣接して、国内で最重要変電所の一つである Ikitelli 変電所がある。380/154kV×2 台、380/33kV×2 台、154/33kV×2 台。
- 変電所の母線は二重母線+切替用母線の構成。
- 通信系統は光ファイバと PLC。マイクロ無線は使用していない。
- イスタンブール LDC の階下に制御所 (SCC) があり、そこから 11 箇所の変電所を遠隔制御

している。SCC の制御室には監視盤がなく、モニタのみからの監視。

- SCC のモニタ画面は LDC と全く同じ構成（SIEMENS 製）で、対象箇所に対する操作機能付加されている。SCC ではオペレータ 2 名の交代勤務。

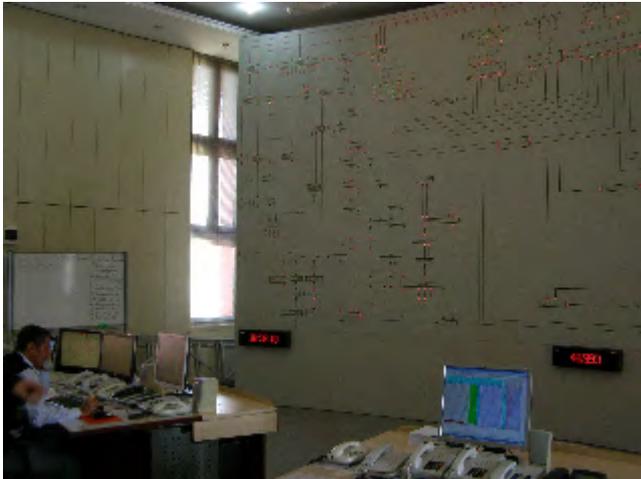


写真 3.6 イスタンブール LDC 指令室



写真 3.7 イスタンブール LDC 指令室

(6) イズミール（西アナトリア）LDC の状況

- トルコ西部エーゲ地域の 6 県を管轄している。
- 76 箇所の発電所があり、既設発電容量は 7,500MW。2010 年の供給可能電力量は 46,000GWh、2009 年は、計画値 35,000GWh に対し、消費電力量は 31,000GWh。2009 年のピークは 5,777MW。
- 地域的特性から夏ピークへの移行が早く、2000 年までは冬ピーク（12 月と 1 月の 18 時～19 時）だったが、2000 年以降は夏ピーク（7 月と 8 月の 14 時～15 時）となってきた。
- 管轄する変電所数は、380kV : 8 箇所、154kV : 83 箇所。発電所は、380kV : 6 箇所、154kV : 21 箇所。変電所の総容量は 17,750MVA。
- SCADA システムでモニタリングしている発電所数は、380kV : 22 箇所、154kV : 48 箇所。ただし、これにはアンタリア地域の変電所も含んでいる。将来的に上記の変電所全てに RTU を設置する計画。
- SCADA を導入したのは 1989 年。アンタリア地域の LDC（以前イズミール LDC の担当範囲だったが、近年分離した）には SCADA はまだない。
- 隣接地域との連系線は、380kV 送電線（600MW）3cct（アダパザル（北西）2cct、地中海 1cct）、154kV 送電線（60MW）16cct（アダパザル 10cct、地中海 6cct）ある。
- 電圧調整としてデミルキョ水力、ケメル水力、アリア火力（いずれも EUAS の発電所）の発電機を同期調相機として使っている。その他、無効電力補償装置が変電所にある。
- 負荷時タップ切替装置は 380kV の全変圧器にあり、操作は手動で行っている。操作指令は、ここのシステムオペレーターが出す。
- 電圧制限幅は 10%。運用上 5% 以内に維持することを目標としている。380kV 系統では 340kV～420kV が運用範囲。

- 風力発電の割合は 12%程度であり、電圧変動等の影響はない。風力の割合が増える 2015 年には問題が生じるかもしれない。対策として、独自に風況予測を行っている。
- 発電機による無効電力補償は EUAS 以外の民間発電会社にも行ってもらう。8 月 1 日以降はその費用も支払う。これは「must」のアンシラリーサービスで、できなければ罰金を支払ってもらう。
- 全エーゲ地域全体に影響が及んだ停電事故は 2006 年に 1 度あったのみ。1 回線事故は日常的にある。
- 地域の特徴として、イズミール、マニサは産業中心、アイドゥン、ムーラは観光中心。海岸地域では避暑地であることから夏冬格差が大きく、夏と冬で 1.5～2 倍の差がある。10 年前からエアコンの普及が進んできており、現在はほぼ全世帯にある。
- 域内の水力は、灌漑のために作られたダムなので、ピークに使用できない。このため、ピークは基本的に地域外から融通を受ける。380kV*3cct : 600MW*3=1,800MW、154kV*16cct : 60MW*16=960MW の融通が可能。
- アダパザルに 2 箇所、ブルサに 3 箇所の自動車工場があり、夜間需要がある。
- LDC の職員は 35 名、オペレータは 1 班 4 名、4 チーム。
- 短絡容量対策として、遮断器の容量増加、変電所母線の分断等の対策を取っている。
- イズミール LDC に隣接して、Isikla 変電所がある。

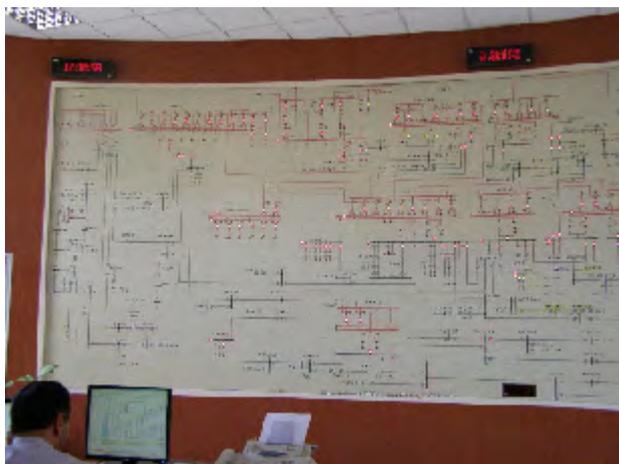


写真 3.8 イズミール LDC 指令室



写真 3.9 イズミール LDC 指令室

第4章 ピーク対応型電源最適化計画

4.1 予備検討

4.1.1 WASP における検討の評価

トルコ送電公社 (TEIAS) は 2004 年度分まではトルコ国の電源開発解析を WASP-4 というソフトを用いて実施してきた (以下、WASP スタディ)。最も新しい分析結果は 2004 年の 11 月に発行されたものである (“Turkish power development planning 2005-2020”)。それ以降、同結果は更新されていない。本節ではこの TEIAS による分析方法をレビュー、評価している。また時間を節約するため、WASP スタディで用いられた一部のデータ (例：既設発電所の技術データなど) はこの JICA スタディでも引用している。

2004 年に実施された最新版の WASP スタディによると、以下のような手法で分析がなされていた：1) エネルギー・天然資源省 (以下、MENR) による、MAED というソフトを用いた需要想定の実施、2) 同需要想定量を満たすべく実施される TEIAS による電源供給計画、3) WASP-4 というソフトを用いた TEIAS による経済的に最適な電源開発計画の分析。

主要な解析条件を以下に示す。

- ・ 分析期間：2005 年から 2020 年。
- ・ 想定需要伸び率：シナリオ 1) 7.9%、シナリオ 2) 6.4%。
- ・ 主要な開発方針
 - ◇ 燃料：発電用天然ガスの年間使用量上限は 30 billion m³ である。一方、年間 20 billion m³ 以上の供給は保証されるものとする。輸入炭の使用量は年間 15 million ton (6,000 MW 相当) に制限する。
 - ◇ 年間運転 (発電) 時間：既設火力発電所は 6,500 時間 (負荷率 75% 相当)。将来導入火力発電所は石炭火力の 6,500 時間を除いて、7,000 時間 (負荷率 80% 相当) とする。
 - ◇ 燃料埋蔵量：国内リグナイト炭) 18,790 MW (120 billion kWh)。内、6,520MW (42 billion kWh) が稼働中、2,200MW (11 billion kWh) が建設中、もしくはライセンス取得済み、10,070 MW (67 billion kWh) が見込み量。石炭) 1,755 MW (11 billion kWh)。内、555 MW (3.1 billion kWh) が稼働中、1,200 MW (7.8 billion kWh) が見込み量。包蔵水力) 36,355 MW (129 billion kWh)。内、12,578 MW (45 billion kWh) が運転中、3,254 MW (11 billion kWh) が建設中もしくはライセンス取得済み、20,423 MW (74 billion kWh) が見込み量。
 - ◇ 降水データ：過去 30 年間の統計から水力の参考となる降水データについては、平均の降水量がある年 (平水年) の確率は 65%、豊水年の確率は 20%、渇水年となる確率は 15% とした。年間発電量ベースでは、渇水年のそれは平水年の 4 割程度まで減少する。
 - ◇ LOLP (Loss Of Load Probability) は 2% (LOLE (Loss Of Load Expectation) 換算で年間 175 時間)。電力不足コストは 1USD/kWh。

表 4.1 に既設火力発電所のデータ詳細を示す。値は 2006 年末現在の値である。

表 4.1 既設火力発電所諸データ

Plant's name	Unit power		# of unit	Plant's installed power [MW]	Yearly generation [GWh]	Heat consumption [kcal/kWh]			Maint. duration [day/year]	Forced outage rate [%]	Average calorific value [kcal/kg]	Fuel cost		O&M cost		Fuel type	Emission Factor [% of fuel]	
	Min. [MW]	Max [MW]				At Base load	Ave. Incremental	At max load				[USD/ton]	[cent/10 ⁶ kcal]	Fixed [USD/kW/Mo]	Variable [USD/MWh]		Sox	CO ₂
Catalagzi B	90	150	2	300	1,950	2,641	2,383	2,538	60	10	3,200	38.6	1,205	2.86	1.20	Hard coal	0.66	124.91
Elbistan A 1-4	221	339	4	1,356	2,203	2,803	2,641	2,747	60	10	1,050	10.4	995	1.94	0.93	Lignite	1.99	66.28
Cayirhan	90	155	4	620	4,30	2,665	2,473	2,584	60	10	1,184	14.0	1,181	4.77	4.11	Lignite	0.21	85.85
Kangal	94	152	3	456	2,694	2,753	2,690	2,729	60	10	1,300	10.3	789	3.46	0.99	Lignite	3.11	64.74
Kemerkooy	126	210	3	630	4,095	2,656	2,137	2,448	60	10	1,689	9.6	566	1.36	1.11	Lignite	3.53	73.39
Orhaneli	126	210	1	210	1,365	2,421	2,164	2,318	60	10	2,350	28.7	1,221	3.26	3.28	Lignite	0.12	99.99
Seyitomer	97	150	4	600	3,900	2,796	2,328	2,631	60	10	1,750	10.4	592	2.28	0.77	Lignite	1.55	74.71
Soma B	132	172	6	1,032	6,708	2,731	2,571	2,694	60	10	2,300	22.4	975	1.17	0.50	Lignite	1.08	82.15
Tuncbilek	105	122	3	366	2,379	2,808	2,072	2,707	60	10	2,350	34.3	1,459	3.63	1.00	Lignite	2.36	97.5
Yatagan	126	210	3	630	4,095	2,900	2,219	2,628	60	10	1,906	14.6	766	2.92	0.88	Lignite	2.64	82.08
Yenikoy	126	210	2	420	2,730	2,667	2,041	2,417	60	10	1,647	10.5	639	2.57	0.69	Lignite	2.83	72.59
Ambarli DG	100	450	3	1,350	8,775	2,061	1,670	1,757	60	10	8,383	166.3	1,984	0.35	2.33	Natural gas	0	220.87
Hamitabat	90	280	4	1,120	7,280	2,977	1,368	1,885	60	10	8,116	171.7	2,115	0.65	0.07	Natural gas	0	220.87
Bursa	360	716716	22	1,432	9,308	1,806	1,319	1,564	60	10	8,347	171.0	2,049	0.47	0	Natural gas	0	220.87
Ambarli Hopa	100	170	4	680	4,420	2,390	2,204	2,313	60	10	9,600	218.0	2,271	0.77	0.11	Fuel oil	2	312.44
Allaga GT	30	30	6	180	1,170	2,660	0	2,660	60	10	9,600	427.4	4,452	2.54	0.11	Motor	2	312.44
Yi D.Gas	340	679	7	4,753	30,895	1,806	1,322	1,564	60	10	8,347	171.0	2,049	0.47	0	Natural gas	0	220.87
Auto producer	260	260	6	1,560	10,140	3,500	0	3,500	60	10	9,600	218.0	2,271	0.7	0.11	Fuel oil	2	312.44
Yeni Autoproducer	122	244	14	3,416	22,204	1,806	1,322	1,564	60	10	8,347	171.0	2,049	0.47	0	Natural gas	0	220.87
YiD	360	725	2	1,450	9,425	1,806	1,322	1,562	60	10	8,347	171.0	2,049	0.47	0	Natural gas	0	220.87
EUAS others	24	24	1	24	156	2,660	0	2,638	60	10	10,300	458.6	4,452	2.54	0.11	Motor	2	312.44
Yi.iTH.Kom	380	758	2	1,516	9,85	2,556	2,155	2,356	60	10	6,000	50.0	833	4.98	2.38	Import coal	0.08	227.17
Can	75	160	2	320	2,080	1,973	1,853	1,909	60	10	2,600	49.3	1,896	3	1.00	Lignite	0.2	64.74
Elbistan B	103	344	4	1,376	8,944	2,399	2,322	2,352	60	10	1,050	10.4	995	3.31	5.06	Lignite	0.1	66.28
Mobile	124	265	3	795	5,168	2,390	2,245	2,313	60	10	9,600	218.0	2,271	1.53	0.29	Fuel oil	2	312.44

水力発電所のデータを分析するに際しては、水系やサイズ、負荷率などから全発電所を大きく2つ (HYDA, HYDB) に分けている。双方ともデータは2006年末現在のものである。諸データを表4.2に示す。

表 4.2 既設水力発電所諸データ

HYDA					HYDB			
Installed capacity: 11,202 MW					Installed capacity: 3,173 MW			
O&M (FIX) cost: 0.33 USD/kW-Mo.					O&M (FIX) cost: 0.33 USD/kW-Mo.			
Average year's operation					Average year's operation			
Project 1: 5,606 MW Regulated energy: 677 GWh					Project1: 1,366MW Regulated energy: 187 GWh			
	Base [MW]	Peak [MW]	Peaking Energy [GWh]	Hours / day (working days)	Base [MW]	Peak [MW]	Peaking Energy [GWh]	Hours / day (working days)
Q1	885	3,824	1,650	6.6	245	902	457	7.8
Q2	2,130	3,196	1,316	6.3	589	709	364	7.9
Q3	1,065	3,868	2,850	6.3	295	908	789	13.3
Q4	1,092	3,673	2,592	11.3	302	859	717	12.8
Project 2: 5,606 MW Regulated energy: 677 GWh					Project2: 297MW Regulated energy: 29 GWh			
Q1	885	3,824	1,650	6.6	37	212	68	4.9
Q2	2,130	3,196	1,316	6.3	90	193	53	4.2
Q3	1,065	3,868	2,850	6.3	45	217	112	8
Q4	1,092	3,673	2,592	11.3	46	207	110	8.1
					Project3: 800MW Regulated energy: 687 GWh			
				Q1	114	523	235	6.8
				Q2	275	456	190	6.4
				Q3	138	540	389	11.1
				Q4	141	513	355	10.6
					Project 4: 710MW Regulated energy: 271 GWh			
				Q1	93	504	212	6.5
				Q2	224	449	188	6.4
				Q3	112	512	345	10.3
				Q4	115	488	322	10.1
TOTAL					TOTAL			
	Base [MW]	Peak [MW]	Peaking Energy [GWh]	Available [MW]	Base [MW]	Peak [MW]	Peaking Energy [GWh]	Available [MW]
Q1	1,770	7,684	3,300	9,418	489	2,151	972	2,640
Q2	4,260	6,392	2,632	7,904	1,178	1,806	795	2,985
Q3	2,141	7,735	5,700	9,866	589	2,177	1,635	2,766
Q4	2,184	7,346	5,184	9,530	604	2,067	1,503	2,671

参考に、WASP スタディで用いられた将来建設予定の発電所の諸データを表 4.3 に示す。

表 4.3 将来導入発電所の発電単価計算用データ

Item	Unit	Lignite	Lignite (Elbistan)	Hard coal	Imported coal	Natural gas-1 (NGY2)	Natural gas-2 (NGYE)	Nuclear	Hydro-A/B
Installed capacity per unit	MW	160	360	300	500	275	700	1500	
Unit power (Min.)	MW	75	103	147	244	150	350	750	
Life time	Year	30	30	30	30	25	25	30	50
Unit construction cost (w/o interest)	USD/kW	1,400			1,200	750	600	1,750	1,000 - 1,200
Foreign	USD/kW	L15A: 1,498	L350: 1,551	HC30: 1,467	CIMP: 1,290	749	599	1,978	HYDA: 270-680 HYDB: 250-600
Domestic	USD/kW	L15A: 180	L350: 175	190	106	102	82	495	HYDA: 500-1,260 HYDB: 470-1,120
Discount rate	%	10	10	10	10	10	10	10	10
Annual operation hour	Hour	6,588	6,588	6,588	6,588	7,020	7,020	7,020	7,020
F.O.R	%	10	10	10	10	10	10	10	10
Annual Maintenance date	Date	60	60	60	60	60	60	60	60
Heat rate (at max)	Kcal/kWh	1,909	2,352	2,456	2,356	1,593	1,566	2,620	
Heat rate (ave. incremental)	Kcal/kWh	1,853	2,332	2,148	2,155	1,297	1,326	2,480	
Heat rate (at base load)	Kcal/kWh	1,973	2,399	2,762	2,556	1,840	1,806	2,760	
Calorific value	Kcal/kg	2,470	1,128	3,500	6,000	8,100	8,100		
Fuel consumption	Gr/kWh (*)	773	2,085	702	393	0.193	0.193		
Fuel cost	USC/10 ⁶ kcal	868	445	1,293	833	1,966	1,966		
	USD/ton	21	5	45	50	180	180		
Fixed O&M cost	USD/kW/yr	36	31.44	44.28	53.64	5.64	5.64	54.6	0.33 USD/kW-Mo.
Variable O&M cost	USC/kWh	0.1	0.295	0.148	0.203	0	0	0	
Construction period	Year	4	5	4	4	3	3	8	5

備考：2010年6月に発表されたロシアによる原子力発電所の総予算は、5,000MW に対し 200 億 USD と発表された。この場合、原子力発電所の建設単価は kW 当り 4,000 USD と算出される。

*: 天然ガスの単位は Nm³/kWh。

(出典：WASP スタディ、2004、TEIAS ならびに同スタディ用解析ソフトのデータを基に調査団作成。)

4.1.2 WASP と PDPAT の比較

(1) WASP と PDPAT の計算方法比較

WASP と PDPAT は、電源の需給運用などをシミュレートし、経済性の観点から電源開発計画の評価を行うツールという機能を持つ点で基本的に同じ機能を持つソフトウェアであるが、その計算手法などにおいては若干の違いがある。WASP と PDPAT の主な違いを以下に示す。

表 4.4 WASP と PDPAT の主要な相違点

項目	WASP	PDPAT
アウトプット	経済性を基準として、計算年度内の最適電源開発計画を作成	ある電源開発計画に対し、最経済的な需給運用をシミュレートし、運用コストを計算
需要	<ul style="list-style-type: none"> 年間最大電力と期間毎（最大 12）の最大電力を入力 年毎の Demand Duration Curve データを入力 	<ul style="list-style-type: none"> 各月の最大需要発生日、平日・休日の時間別需要データを入力
需給運用シミュレーション	<ul style="list-style-type: none"> 設定した期間毎にシミュレーション 最大負荷時の燃料費に基づく load order に基づき負荷配分 他国連系線シミュレーション機能なし 	<ul style="list-style-type: none"> 月/週/日単位の運用をシミュレーション 等増分燃料費法で負荷配分 他国連系線シミュレーション機能あり

以上の違いによる WASP と PDPAT の計算結果の違いを比較・把握することを目的として、WASP 計算により Optimum Solution とされた電源開発計画を対象に、PDPAT の需給運用・経済性計算を実施した。WASP データは TEIAS より提供を受け、PDPAT 計算の入力データは、計算条件を統一するため、基本的に WASP データをそのまま用いたが、上記の計算手法の違いによる入力データの違いからいくつかのデータ加工などが必要となる。以下に主なものを示す。

(a) 需要データ

WASP データには時間単位の需要データがないため、本調査で入手した 2009 年の需要データと WASP の年最大需要データから時間単位の需要データを作成した。

(b) 水力発電データの作成

WASP データの年間期間数が 4 期間に設定されていたため、期間毎の最大需要比率などから月毎の Energy Flow を作成した。

(c) 火力発電所の運用

PDPAT 計算においては週単位の運用を考慮した。

(2) 計算結果比較

オペレーションコストならびに2009,2014,2019年のkWhバランスの計算結果比較を以下に示す。計算手法に違いはあるものの、需給運用シミュレーションの結果はほぼ同じ結果が得られることを確認した。

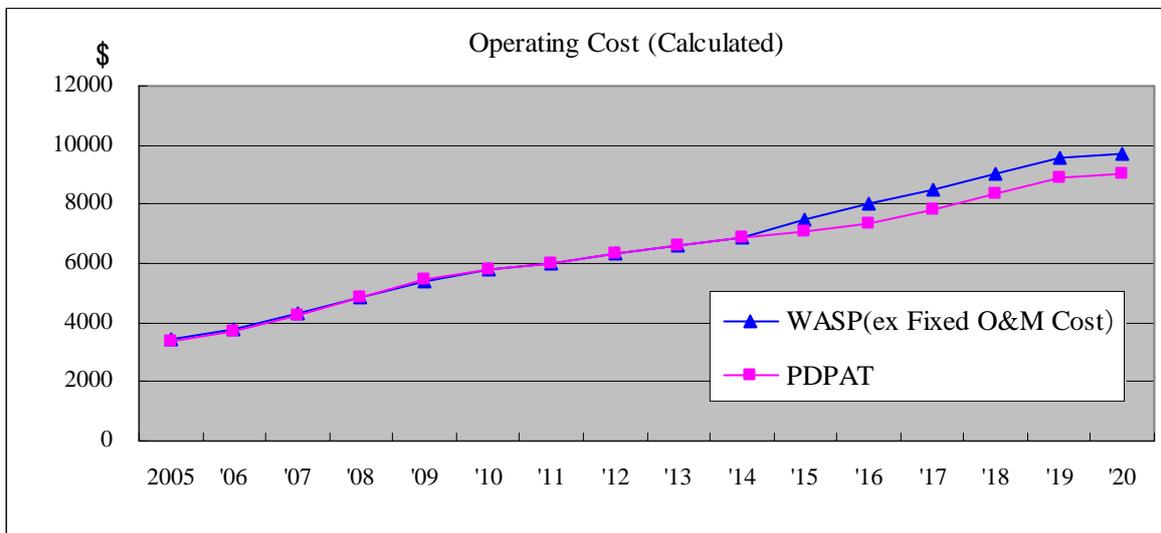


図 4.1 Comparison of Calculated Operation Cost

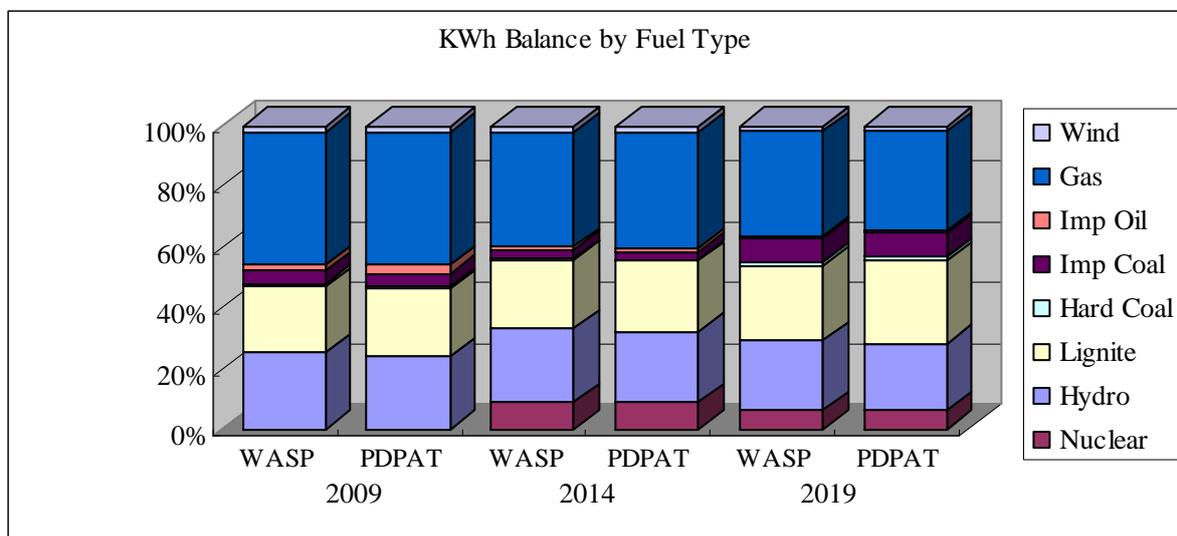


図 4.2 Comparison of kWh Balance Calculated

4.2 スクリーニングによる各種電源の経済比較

各種電源の建設費（固定費）と燃料費（可変費）から、利用率ごとの発電原価を算定し、ベース、ミドル、ピーク供給力として、どの電源が最適化を考察する。

(1) 建設単価

EIE から提供を受けた各種電源の建設単価は以下の通りである。

表 4.5 各種電源の建設単価

	EIE から提供を受けた 建設単価
天然ガス火力	650 – 750 USD/kW
リグナイト火力	1,600 USD/kW
輸入石炭火力	1,450 – 1,700 USD/kW
水力（流れ込み式&貯水池式）	1,200 – 1,500 USD/kW
原子力	1,800 – 2,700 USD/kW

上記の値を参考にして、ベースケースにおける計算を実施する際の各種電源の標準的な建設単価として、以下の通り設定した。

表 4.6 各種電源の標準的な建設単価

	ベースケース における値
天然ガス火力 (C/C)	700 USD/kW
天然ガス火力 (GT)	500 USD/kW
石油火力 (ST)	800 USD/kW
石油火力 (GT)	500 USD/kW
リグナイト火力	1,600 USD/kW
輸入石炭火力	1,600 USD/kW
水力（流れ込み式&貯水池式）	1,400 USD/kW
揚水式水力	700 USD/kW
原子力	2,400 USD/kW

(2) 年間の固定費

上記の建設単価により、年間の固定費を算定すると以下の通りとなる。年間の固定費は、一般的には、償却方法により異なるとともに、毎年一定ではなく、運転開始直後が最も高くなる。ここでは、金利を 10%として、耐用年数間で均等化した経費を示す。なお、発電設備の耐用年数は、土木設備の占める比率が高い水力設備が 40 年、火力、原子力設備は 20 年として計算した。

表 4.7 各種電源の年間の固定費

	建設単価 (USD/kW)	経費率 (%)			年経費 (USD/kW/年)
		金利・償却	O&M 費	合計	
天然ガス火力 (C/C)	700	11.75	4.5	16.25%	113.8
天然ガス火力 (GT)	500	11.75	5.0	16.75%	83.8
石油火力 (ST)	800	11.75	2.5	14.25%	114.0
リグナイト火力	1,600	11.75	3.5	15.25%	244.0
輸入石炭火力	1,600	11.75	3.5	15.25%	244.0
一般水力	1,400	10.23	0.5	10.73%	150.2
揚水式水力	700	10.23	1.0	11.23%	78.6
原子力	2,400	11.75	3.0	14.75%	354.0

(3) 燃料費

将来の燃料費価格予想としては、2009 年に IEA が発表した 2030 年までの燃料価格予想を使用した。その価格予想を以下に示す。

表 4.8 IEA Projection

		2008	2015	2020	2025	2030
Oil	USD/bbl	97.19	86.67	100.00	107.50	115.00
Gas	USD/Mbtu	10.32	10.46	12.10	13.09	14.02
Coal	USD/tonne	120.59	91.05	104.16	107.12	109.40

この価格予想を基に、2020 年における標準的な発電所での燃料費を計算すると以下のとおりとなる。

表 4.9 Fuel Cost

	IEA forecast (2020)		Fuel price (USC/kcal)	Efficiency	Fuel cost (USC/kWh)
Oil ST	100.0 USD/bbl	9600 kcal/kg	7.3	38%	16.5
Oil GT	Ditto	Ditto	Ditto	29%	21.6
Gas C/C	12.10 USD/Mbtu	4.0 kcal/Btu	4.8	55%	7.5
Gas GT	Ditto	Ditto	Ditto	29%	14.2
Coal ST	104.16 USD/tonne	6000 kcal/kg	1.7	41%	3.6

(4) 発電原価

上記の建設単価と燃料費の予測を基に、2020 年における各種電源の標準的な発電原価を計算すると以下のとおりとなる。なお、揚水式水力の燃料費は、石炭火力で揚水することとし、揚水効率は 70%とした。また、原子力の燃料費については、1 USC/kWh とした。

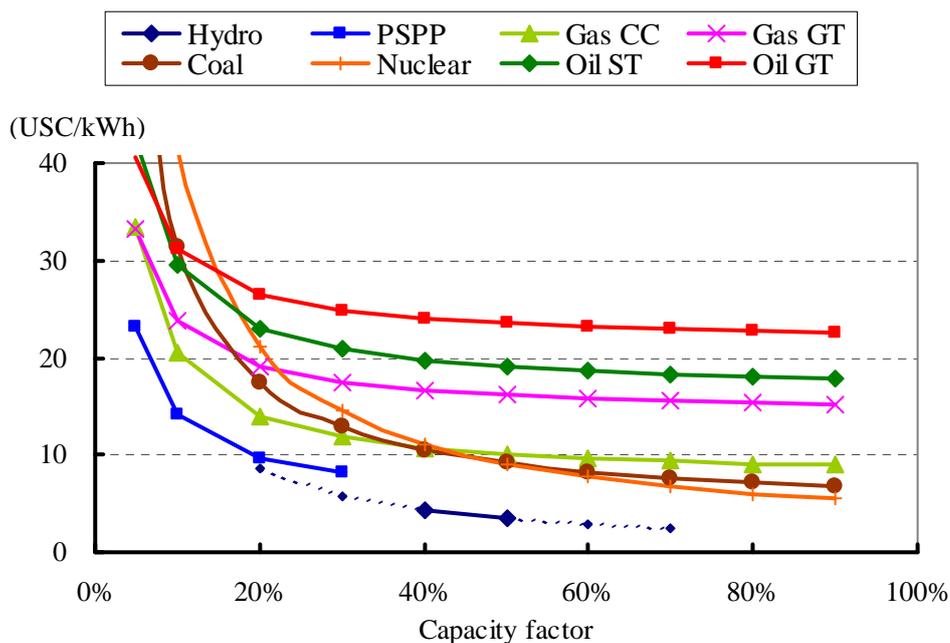


図 4.3 各種電源の発電原価

ベース供給力（利用率 70%以上の範囲）の領域では、燃料単価の安い原子力、石炭火力が経済的に優位となる。ミドル供給力（利用率 30%～60%）においては、一般水力が最も優れている。これは、一般水力の開発を行う際には、基本的には、利用率 40%～50%（利用時間 4000 時間程度）で他の電源よりも安く、経済性が出るような地点を優先的に開発していることによる。

ピーク供給力（利用率 20%までの範囲）の領域における発電原価の詳細は、以下の通りである。

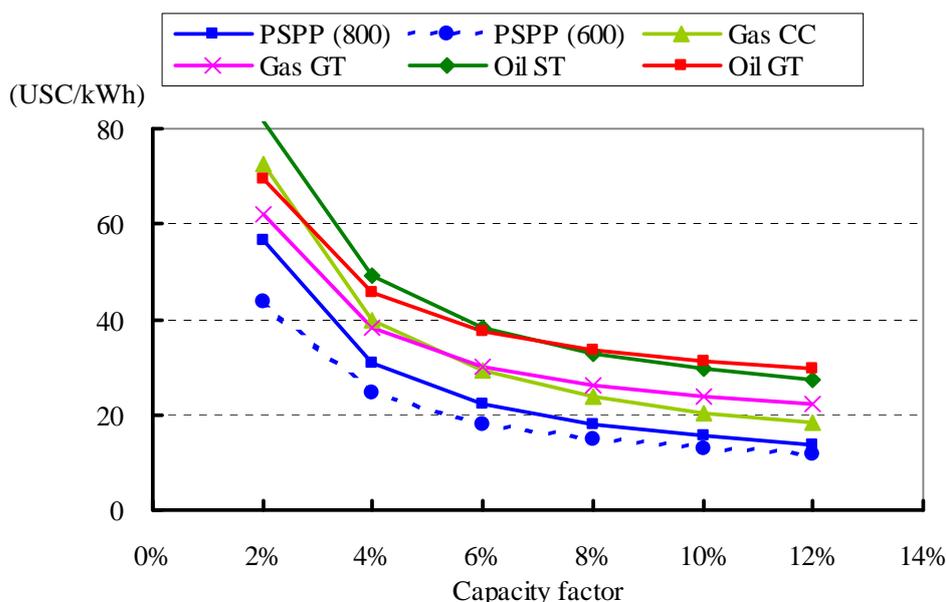


図 4.4 ピーク供給用電源の発電原価

利用率 4%では、どの設備も発電原価は 30 USC/kWh と非常に高くなる。揚水式水力の建設単価が 700USD/kW の場合には、揚水式水力が、ピーク供給力として最も発電原価が安くなる。揚水式

水力の建設単価が 800USD/kW よりも高くなっていくと、非常に低い利用率（利用率 2%以下）においては、Gas GT の発電原価が PSPP よりも安くなっていく。

4.3 需給運用シミュレーション用データの作成

需給運用シミュレーションツールである PDPAT II を用いて、需給運用シミュレーションを実施するため、PDPAT II 用のデータを作成した。

4.3.1 需要想定

(1) TEIAS が策定した Capacity Projection における将来の想定需要

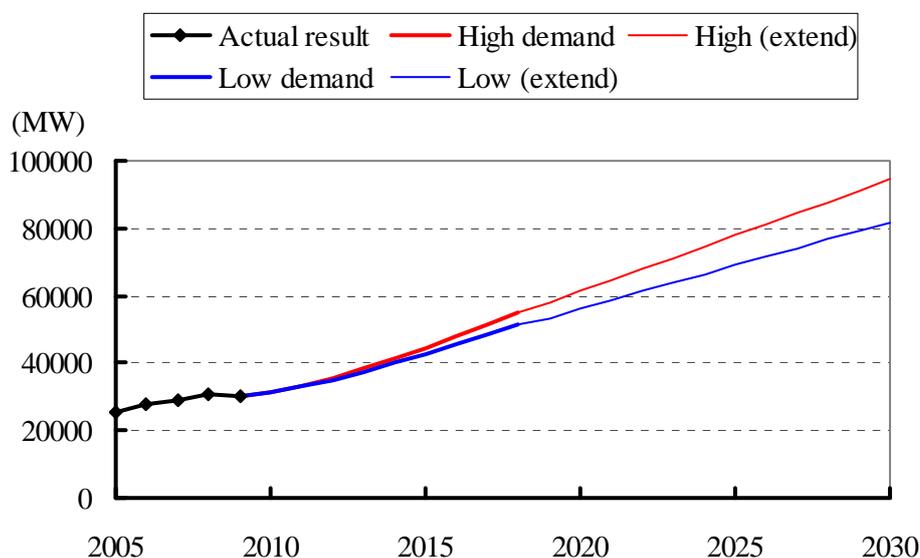
TEIAS が策定した 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018) における、将来の想定需要 (2018 年まで) は表 3.3 に示す通りである。

これによると、将来の年負荷率は、High Demand、Low Demand とともに、2009 年の実績と同様に 74.1%が継続するものと想定している。これは、需要の形状がほとんど変化していかないことを意味している。

(2) 2019 年以降の最大電力需要想定

2019 年以降の需要想定について、権威のある機関が発表した数値は見当たらない。

2019 年以降について、TEIAS の Projection における 2018 年までの増加傾向を参考にして、直線で延長した調査団の想定値を以下に示す。直線で延長しているため、伸び率は徐々に減少していくと想定している。



TEIAS の想定値を参考に調査団作成

図 4.5 2030 年までの需要想定

この想定に基づくと、2030 年の Peak load は Low Demand Case で 80000MW (80GW) 程度になる。本調査の検討における Base Case の需要としては、2030 年頃にトルコ国全体で 80GW の需要規模に到達すると想定し、80GW の需要規模での検討を 2030 年における検討として実施する。なお、需要の伸びが想定よりも大きい High Demand Case 場合には、その検討結果が、2030 年よりも早い 2025 年頃における検討となる。

4.3.2 ピーク需要の現状と将来見通し

TEIAS が策定した Capacity Projection における需要想定においては、2018 年まで年負荷率が一定であり、需要の形状がほとんど変化していかないと想定している。しかし、最近の傾向としては、エアコンの導入が進んでおり、夏季の昼間を中心に需要の伸びが大きいということが、関係者の間では共通の認識となっている。

このような状況を踏まえて、将来のピーク需要形状の変化について推測を実施した。

(1) 夏期最大需要発生日の需要形状

2001 年から 2009 年までの夏期最大需要発生日における需要形状を以下に示す。

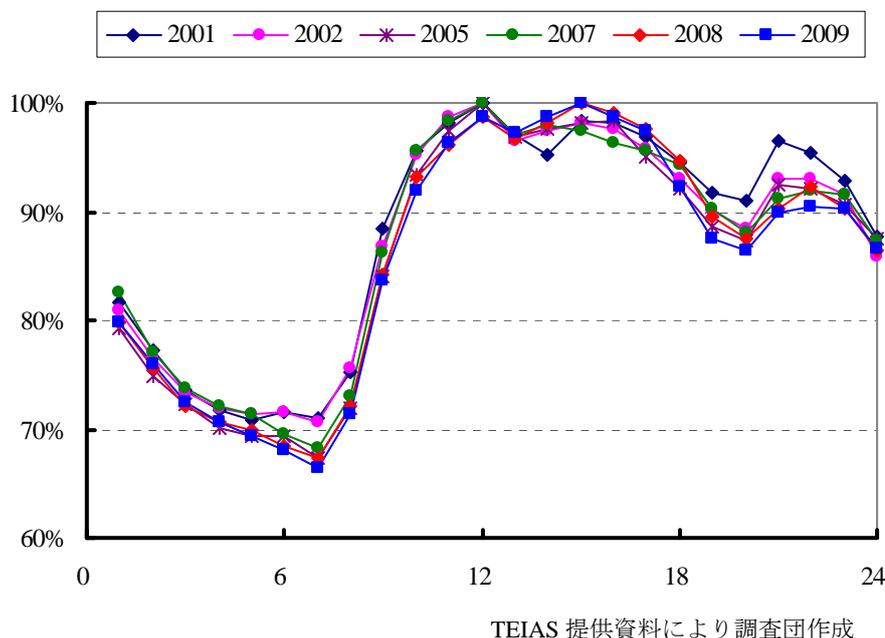


図 4.6 夏期最大需要発生日の需要形状

これにより、最近の需要形状の傾向として、以下のことが言える。（伸び率は 2008 年/2001 年の 7 年間の伸び）

- 最大需要の発生時間が 12 時から 15 時に移行しつつある。（15 時における需要の伸びが年率 8.0% であり、12 時における需要の伸び 7.5% と比較して大きい。）
- 20 時、21 時頃のいわゆる夕方の点灯ピークが減少してきている。（21 時における需要の伸びが年率 6.7% で、すべての時間帯の中で最も小さい。）
- 深夜率（最低需要/最大需要）が徐々に低下している。（最大需要の伸びは年率 8.0%、最低需要の伸びは年率 6.9%）

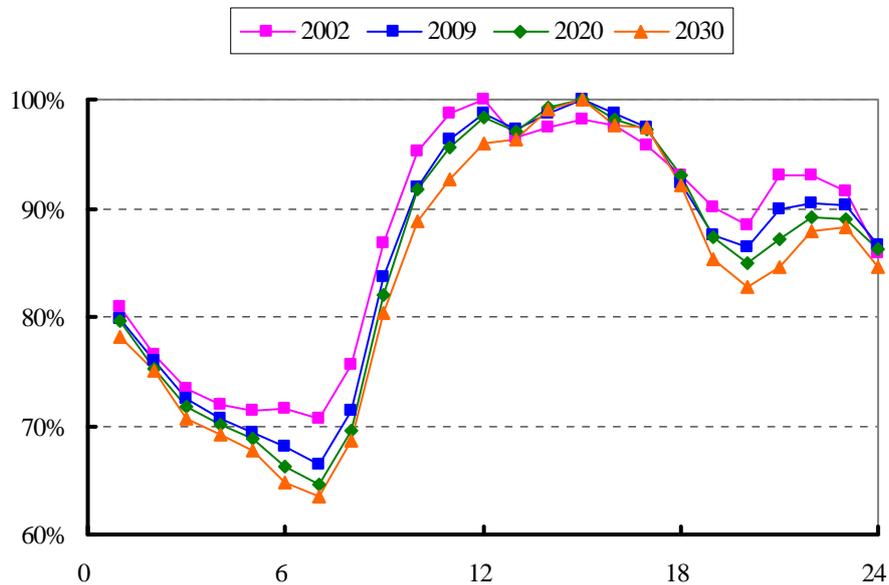
以下に、2001 年から 2008 年における各年の最大需要発生時（15 時）と最低需要発生時（7 時）の需要を示す。

表 4.10 日最大需要と日最低需要の推移

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Average increase	
									(MW)	(%)
Maximum	17,839	18,427	19,680	21,484	23,457	25,945	27,962	30,482	1,806	8.0
Minimum	12,876	13,280	13,991	14,934	16,079	17,650	19,569	20,511	1,091	6.9

TEIAS 提供資料により調査団作成

最大需要は、毎年平均して 1806MW ずつ増加しているが、最低需要は毎年 1091MW（最大需要の伸びの 60.4%）の増加に止まっている。すべての時間について、2001 年から 2008 年の増加傾向が 2030 年まで継続すると考えると、2020 年（需要規模 56GW）及び 2030 年（需要規模 80GW）には、以下のような需要形状になるものと予測できる。

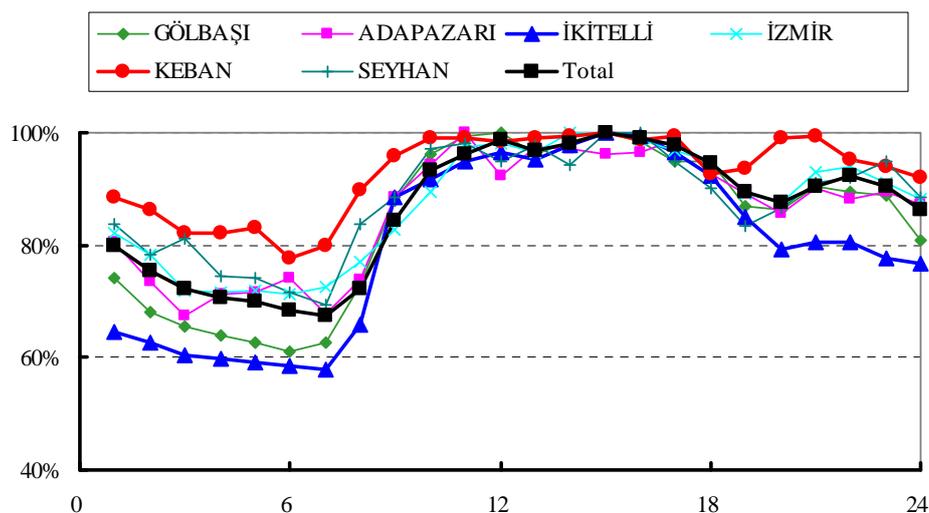


TEIAS 提供資料により調査団作成

図 4.7 2020 年と 2030 年における需要形状予測

(2) 地域による需要形状の相違

トルコ国内は 9 の給電所に分割されている。それぞれの給電所における最大需要発生日（2008 年 7 月 23 日）の毎時間の需要形状を以下に示す。



TEIAS 提供資料により調査団作成

図 4.8 最大需要発生日における需要形状（給電所別）

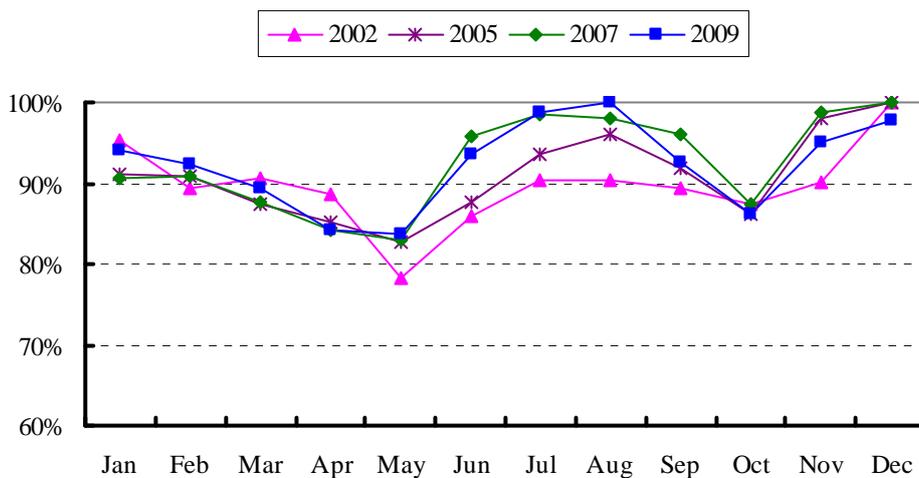
イスタンブール市のヨーロッパ側を担当している İKİTELLİ 給電所や、アンカラ市を担当している GÖLBAŞI 給電所における需要形状は、深夜率が 60%程度となっている。ピーク時間帯は 9 時頃から 19 時頃までの 10 時間程度であり、夕方の需要はそれほど大きくない。

一方、東部の地方部を担当している KEBAN 給電所における需要形状は、深夜率が 80%程度でピーク時とオフピーク時の差があまり大きくない。ピーク時間帯は 9 時頃から 24 時頃までで 15 時間程度と非常に長い。

全国を合計した需要形状を見ると、深夜率は 67%程度であり、工業地域を多く抱える Adapazari 地区を担当している ADAPAZARI 給電所の需要形状に非常に良く似ている。

(3) 季節による差

2002 年以降の代表年における、毎月の最大需要を以下に示す。

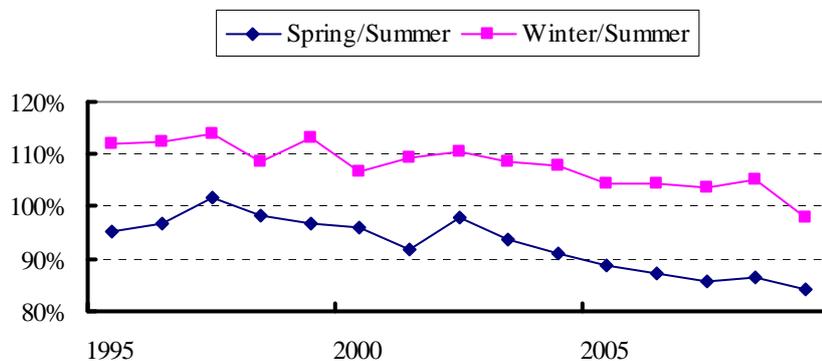


TEIAS 提供資料により調査団作成

図 4.9 各月の最大需要

これにより、最近の需要形状の傾向として、最大需要の発生時期が冬（12月）から夏（7月または8月）に移行しつつあると言える。

春期最大需要の夏期最大需要に対する比、冬期最大需要の夏期最大需要に対する比について、1995年以降の推移を以下に示す。



TEIAS ホームページ資料により調査団作成

図 4.10 季節間格差 (Turkey)

最近の傾向（2000年以降）としては、夏期に対する春期及び冬期の需要が徐々に減少しており、夏期需要の増加率が大きくなっている。

4.3.3 発電設備データ

(1) 水力関係データ

設備容量が 50MW 以上の発電所については、発電所毎に毎月の最大出力、最低出力、発電電力量を入力した。設備容量が 50MW 未満の小規模水力については、何カ所かをまとめて 100MW 単位の発電所として、一括で入力を行った。

(a) 毎月の最大出力と最低出力

各発電所の時間毎の運転実績を参考にして、毎月の最大出力と最低出力を決定した。

2008 年 7 月 23 日（過去の最大需要発生日）における、200MW 以上の水力発電所の運転状況を以下に示す。

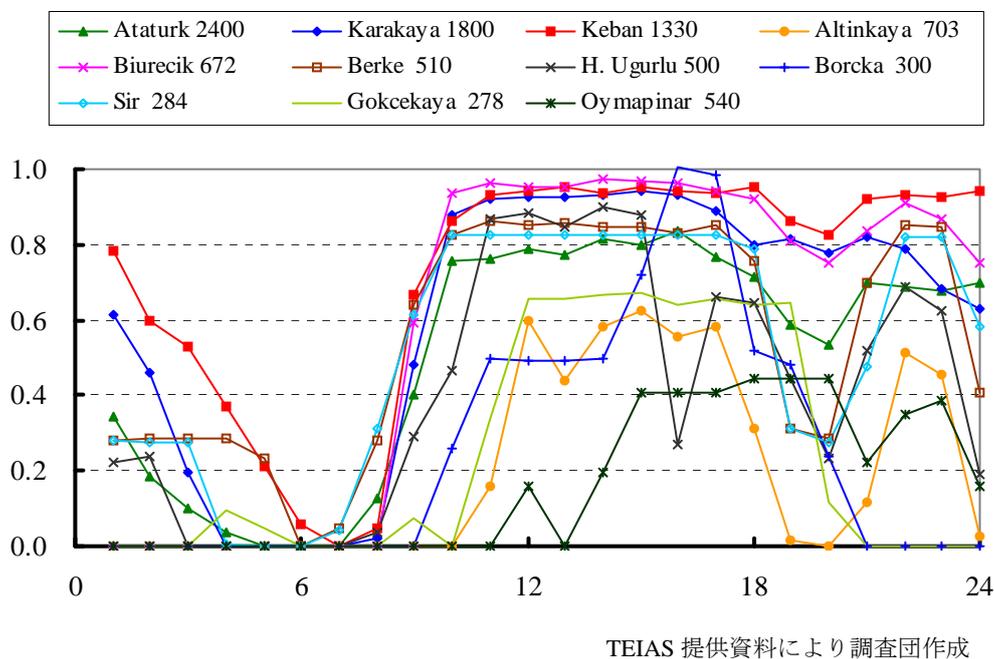


図 4.11 大規模水力発電所の 1 日の運転状況（2008 年 7 月 23 日）

200MW 以上のすべての発電所は、夜間に出力を 0 にしており、調整用の池を所有し、毎日ピーク対応運転をしている。同様に設備容量が 50MW 以上のすべての発電所について、過去の運転実態を調査した結果、最大出力は設備容量と同一、最低出力は 0 であり、調整用の池を所有し、毎日ピーク対応運転をしているものと推測される。

なお、小規模水力は、調整用の池を所有していない可能性もあるので、1 月から 8 月の豊水期には、最大出力は設備容量の 60%、最低出力は設備容量の 30%とした。（9 月から 12 月の渇水期はさらに減少する。）

(b) 毎月の発電電力量

既設水力発電設備の毎月の発電電力量は、過去の発電実績を平均して算出した。

最近運転開始した設備及び、近い将来に運転開始する予定の設備については、過去の運転実績が乏しいため、水系が近いと想定される既設水力の運転実績を参考にして毎月の発電電力量を作成した。

小規模水力の毎月の発電電力量は、設備容量が 50MW 以上の発電所の全平均値を参考にして算出した。

(c) 事故停止率

過去の運転実績から、事故停止率の実績を計算した結果を以下に示す。3 地点の平均は 1.9% 程度である。

表 4.11 水力発電設備の事故停止率実績

Power Stations	Unit size	Number of Units	Forced outage rate	
			2008	2009
Ataturk	300MW	8	0.4%	2.0%
Karakaya	300MW	6	2.8%	3.5%
Keban	170MW class	6	0.8%	1.6%

TEIAS提供資料により調査団作成

- 注) ・事故停止には、不具合発生の発見後、自主的に停止した事象も含む。
 ・事故停止日数には、事故停止後の修理に要した日数も含む。
 ・事故停止率の定義は、年間事故停止日数/365日

(d) 新規開発電源

EMRA がライセンスを与えている地点のうち、進捗率が 10%以上の地点は、近い将来運転開始するものと期待される。(表 3. 8 参照) これらの地点は、TEIAS が策定した 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018) においても、新規開発電源として記載されている。

ただし、EMRA がライセンスを与えている地点数は多いが、全体の 40%以上の地点は出力 10MW 以下の小規模な水力であり、今後大規模な開発は少ないものと想定される。

(2) 火力関係データ

設備容量が 50MW 以上の発電所については、表 4. 13 に示す分類に従って、発電所毎に設備出力と分類番号を入力した。設備容量が 50MW 未満の小規模火力については、分類したグループ毎に一括で合計出力を入力した。

(a) 事故停止率

過去の運転実績から、事故停止率の実績を計算した結果を以下に示す。

表 4.12 火力発電設備の事故停止率実績

Power Stations	Fuel	Unit size	Number of Units	Forced outage rate	
				2008	2009
Ambarlı KÇ (CC)	Gas	150MW class	9	4.6%	6.2%
Bursa KÇ (CC)	Gas	240MW class	6	8.7%	5.2%
Hamitabat KÇ (CC)	Gas	100MW class	12	7.1%	6.8%
Afşin-Elbistan A	Lignite	350MW	4	36.6%	27.6%
Afşin-Elbistan B	Lignite	350MW	4	21.3%	17.2%
Kemerköy	Lignite	210MW	3	16.9%	17.1%
Yatağan	Lignite	210MW	3	14.1%	12.4%
Yeniköy	Lignite	210MW	2	11.0%	12.2%
Orhaneli	Lignite	210MW	1	7.4%	5.2%
Cayirhan Park hold	Lignite	160MW	4	4.8%	5.5%
Soma B	Lignite	165MW	6	18.8%	15.1%
Seyitömer	Lignite	150MW	4	6.0%	6.2%
Kangal	Lignite	150MW	3	14.5%	14.2%
Tunçbilek	Lignite	150MW	2	17.4%	9.2%
Çan	Lignite	160MW	2	12.1%	10.4%
Çatalağzı	Bituminous	150MW	2	6.0%	3.8%

TEIAS提供資料により調査団作成

注)・事故停止には、不具合発生の発見後、自主的に停止した事象も含む。

- ・事故停止日数には、事故停止後の修理に要した日数も含む。
- ・事故停止率の定義は、年間事故停止日数/365日

ガス火力の事故停止率は平均すると 6%程度であるが、Lignite を燃料とする火力の事故停止率は非常に高く、特に、Afşin-Elbistan、Kemerköy、Soma は平均して 15%以上になっている。一方、Cayirhan Park hold は平均して 5%程度と低い値である。これは、所有者が私営企業であることが影響しているものと推測される。

(b) 火力発電設備の分類

火力関係のデータは、燃料種別、発電方式、単機容量などにより、以下のような区分に分類した。

表 4.13 火力発電設備の分類

No.	Fuel type	Other information	Unit capacity (MW)	Efficiency (maximum output)	Mini. output	Mainte. duration	Forced outage rate	Power stations
7	Gas	New Gas C/C	700	55.0%	80%	40 days	4%	BOT, BO
8	Gas	C/C (EUAS)	700	55.0%	60%	60 days	6%	Bursa KÇ (C/C)
9	Gas	Gas (EUAS)	450	49.0%	60%	60 days	6%	Ambarlı KÇ (C/C)
10	Gas	Gas (EUAS)	280	45.6%	60%	60 days	6%	Hamitabat KÇ (C/C)
11	Gas	New Gas C/C	250	54.0%	80%	50 days	4%	BOT, BO
13	Gas		50	33.0%	80%	30 days	6%	Autoproducer
14	Gas	GT (for peak)	150	29.0%	20%	30 days	6%	
18	Oil	New Oil ST	250	38.0%	80%	50 days	4%	
19	Oil	New Oil GT	150	29.0%	20%	30 days	4%	
20	Oil	ST	150	37.2%	60%	60 days	10%	Ambarlı + Hopa
21	Oil		18	37.2%	60%	30 days	10%	Samsun
24	Diesel oil	DO C/C	90	39.0%	60%	40 days	10%	Aliağa GT+KÇ (CC)
25	Diesel oil	Diesel	30	32.6%	40%	30 days	8%	Denizli
27	Import coal	New Coal	600	41.0%	90%	50 days	4%	
28	Import coal	New Coal	600	36.5%	90%	50 days	4%	BO
29	Import coal		300	39.5%	90%	50 days	4%	Autoproducer
32	Lignite	New Lignite	350	38.5%	90%	45 days	4%	
33	Lignite		350	36.6%	70%	60 days	15%	Afşin-Elbistan B
34	Lignite		350	31.3%	70%	60 days	15%	Afşin-Elbistan A
36	Lignite		210	35.4%	70%	60 days	12%	Yeniköy, Kemerköy
37	Lignite		210	37.1%	70%	60 days	6%	Orhaneli
38	Lignite		210	32.7%	70%	60 days	12%	Yatağan
39	Lignite		170	31.9%	70%	60 days	15%	Soma B
40	Lignite		150	32.1%	70%	60 days	10%	Seyitömer, Kangal
41	Lignite		150	33.3%	70%	60 days	5%	Cayirhan Park hold
42	Lignite		150	31.8%	70%	60 days	10%	Tunçbilek
43	Lignite	Fluidized bed	160	38.0%	80%	60 days	10%	Çan
44	Lignite		50	31.0%	90%	30 days	5%	Autoproducer
46	Bituminous	New	600	39.0%	90%	50 days	4%	
47	Bituminous		150	33.9%	70%	60 days	5%	Çatalağzı

最大出力時における熱効率については、TEIAS が 2004 年に長期計画を策定した際の検討に使用した WASP への入力データを参考にして作成した。

最低出力については、運用の実績と対象機器の標準的な性能を考慮して決定した。

(c) 新規開発電源

TEIAS が策定した 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018) において、2013 年までは、火力の新規開発電源が記載されている。EMRA がライセンスを与えている地点のうち、進捗率が 10% 以上の地点が、2013 年までに運転開始する設備に該当するものと想定される。(表 3.6 参照)

なお、EMRA がライセンスを与えている地点は 400 地点以上あり、2014 年以降も継続的に開発が行われていくものと期待される。

(3) 原子力・再生可能エネルギー

(a) 原子力

国家計画庁（SPO）が発行した 2009 年の戦略ペーパーによると、2020 年までに総発電量の 5% 以上を原子力が担うという目標を掲げ、2010 年から 2020 年の間に 5000MW 導入するとしている。この点を考慮し、新規電源としては現在 Akkuyu/Mersin で計画されているロシア型炉（1200MW ×4 基）が 2020 年までに開発されるものと想定した。その後、さらに 2030 年までに 1 地点（1200MW ×4 基）が開発されるものと想定した。

(b) 風力

風力については、1 地点ごとの規模があまり大きくないため、何カ所かをまとめて 100MW 単位の発電所として、一括で入力を行った。発電出力は季節や時間に関係なく、常に最大出力の 30% が出力可能とした。このため、供給力としては、設備量の 30% を期待する。

SPO が発行した 2009 年の戦略ペーパーによると、2023 年までに 20000MW というかなり大量の導入を図るとしている。表 3. 4 に示したライセンスの発行状況を見ると、75000MW の風力が EMRA へ提案され、審査中の状況であり、この目標値の実現可能性は十分にあると考えられる。しかし、2010 年 1 月時点で、EMRA がライセンスを付与したとして、インターネット上で公開している再生可能エネルギー地点 90 件のすべてを合計しても 3000MW であることを考慮し、ベースケースとしては、新規電源として毎年 800MW ずつ開発され、設備量が増加していくものと想定した。（2023 年時点での設備量は 10000MW）

(c) 地熱（バイオマス火力も含む）

地熱も風力と同様に、1 地点ごとの規模があまり大きくないため、何カ所かをまとめて 100MW 単位の発電所として、一括で入力を行った。発電出力は季節や時間に関係なく、常に最大出力の 80% が出力可能とした。このため、供給力としては、設備量の 80% を期待する。

新規開発電源としては、5 年間に 100MW ずつ開発され、設備量が増加していくものと想定した。

(4) まとめ

上記をまとめた発電設備一覧（2009年）および2010年～2016年の開発計画を以下に示す。

表 4.14 発電設備及び開発計画一覧

			2009	33952	2010	169	2011	670	2012	0	2013	840	2014	0	2015	0	2016	1200		
EUAS and affiliated TOR, BOT, Mobile	Hydro	Ataturk	2400	Menzelet	124															
		Karakaya	1800	Muratli	115		ERMENEK	309	DERINER	670								ILISU	1200	
		Keban	1330	Dual	110		TOPCAM	60												
		Altiinkaya	703	Tanul	103		small hydro	100												
		Blurecik	672	Yamula	100		Danica 1	99												
		Berke	510	Kralkizi	94		Akocak	90												
		H. Ugurlu	500	Kokluce	90		Cirakdami	59												
		Borcka	300	Kurtun	85															
		Sir	204	Kesikkopru	78		small hydro	200												
		Gokcekaya	278	Dogankent	75		small hydro	200												
		Batman	196	Kadinak	70		small hydro	200												
		Karkams	189	Demirkopru	69		small hydro	300												
		Ozluce	170	S Ugurlu	69															
		Catalan	169	Adiguzel	62															
		Sanyar	160	Sayhan1	60															
		Cezende	159	Derbant	56															
		Asiantas	138	Kadinak2	56															
		Hirfanli	128	Kapulukaya	54															
	Kilickaya	120	Camlica	84																
	Oil	Aliaga+ Cevrim	180	Samsun 2	131			1123	(300)		0		0		0		0		0	
Ambarli Fuel-Oil		680	Samsun 1	131		Ambarli Fuel-Oil	(300)													
Lignite, Hard coal	Afsin Elbistan B	1440	Tuncbilek B	365		Yatagan	630													
	Afsin Elbistan A	1365	18 Mart Can	320		Kemerkozy TS	630													
	Seyitomer	600	Orhaneli	210		Yenikoy	420													
Import coal	Kangal TS	457	Soma A-B	1038		Catalagzi TS	300													
	Iskenderun Sugo	1320				Park Termik	620													
Gas	Bursa Dogalgaz	1432	Adapazaran-1	1596		Unimar	504													
	Ambarli Dogalgaz	1350	Adapazaran-2	798		Ermen	499													
Auto, Generation company	Hydro	Dymaspinar	540	AKKOPRU	115		small hydro	200												
		Akkoy I	102	OBULIK	200		Kigi	140												
		ALPASLAN-I	160	Uluabat Kuvet T	110		Cewizlik	102												
							small hydro	200												
							small hydro	100												
							Ceyhan	64												
							Erenler	51												
							Alkurnu Baraji ve	247												
							Hacimoglu	144												
							small hydro	200												
	Oil	Erdemir (Eregli)	75	Petkim Aliaga	170		Ken Kipas Elektr	43												
		Tupras Rafineri (Ataer Enerji)	84	Karkey (Silopi)	172		small (Autoprodu	600												
	Lignite, Hard coal	Isdemir (Iskederu)	220	small (Autoprodu	210		small (Private)	200												
		Import coal	Colakoglu	190	Eren Enerji Elekt	165														
	Gas	Bis Enerji Sanay	410	Entek (Demirtas)	146		Manisa Organize	85												
		Zorlu Enerji	189	Enerji-Sa (Zeytin)	130		Erdemir (Eregli)	80												
		Entek Kosekoy	145	Ak Enerji (K.Pa)	127		Nuh Enerji-2	73												
		Bosen Enerji Ele	143	Ak Enerji (Bozuy)	127		Modern Enerji (B)	97												
		Cam Is Enerji (M)	126	Enerji-Sa (Kents)	120		Eskisehir End. E	59												
		Zorlu Enerji	90	Ak Enerji (Cekir)	98		Aksa Enerji (Ant)	184												
Alarko Altek		83	Enerji-Sa	65		small (Autoprodu	650													
Zorlu Enerji (B.K)		66	Enerji-Sa (CANA)	64		small (Private)	740													
Cebi Enerji		64	Habas(Aliaga)	225																
Zorlu Enerji (Sinc)		50	Colakoglu	123																
Wind, Geothermal, Others	Wind	100	Wind	100		Geothermal	50													
	Wind	100	Wind	100		Geothermal	50													
TOTAL	Hydro	EUAS, TOR, BO, BOT	12992	13461	14131	14131	14131	14131	14131	14131	14131	14131	14131	14131	14131	14131	14131	15331		
		Autoproducer, EMRA	1927	2935	3961	3961	5804	5804	5804	5804	5804	5804	5804	5804	5804	5804	5804	5804	5804	
	Oil	EUAS, TOR, BO, BOT	14919	16396	18092	18092	19935	19935	19935	19935	19935	19935	19935	19935	19935	19935	19935	19935	21135	
		Autoproducer, EMRA	1123	623	823	823	823	823	823	823	823	823	823	823	823	823	823	823	823	
	Lignite, Hard coal	EUAS, TOR, BO, BOT	1414	1414	1414	1414	1414	1414	1414	1414	1414	1414	1414	1414	1414	1414	1414	1414	1414	
		Autoproducer, EMRA	2537	2237	2237	2237	2237	2237	2237	2237	2237	2237	2237	2237	2237	2237	2237	2237	2237	
	Import coal	EUAS, TOR, BO, BOT	8385	8385	8385	8385	8385	8385	8385	8385	8385	8385	8385	8385	8385	8385	8385	8385	8385	
		Autoproducer, EMRA	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	
	Gas	EUAS, TOR, BO, BOT	8815	8815	8815	8815	8815	8815	8815	8815	8815	8815	8815	8815	8815	8815	8815	8815	8815	
		Autoproducer, EMRA	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	
Wind, Geothermal, others	EUAS, TOR, BO, BOT	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485		
	Autoproducer, EMRA	1605	1605	2215	2215	3431	3431	3431	3431	3431	3431	3431	3431	3431	3431	3431	3431	3431		
TOTAL	EUAS, TOR, BO, BOT	10132	10132	10132	10132	10132	10132	10132	10132	10132	10132	10132	10132	10132	10132	10132	10132	10132		
	Autoproducer, EMRA	4557	4700	5510	5510	7422	7422	7422	7422	7422	7422	7422	7422	7422	7422	7422	7422	7422		
TOTAL	EUAS, TOR, BO, BOT	14890	14832	15642	15642	17554	17554	17554	17554	17554	17554	17554	17554	17554	17554	17554	17554	17554		
	Autoproducer, EMRA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TOTAL	EUAS, TOR, BO, BOT	700	700	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200		
	Autoproducer, EMRA	700	700	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200		
TOTAL	EUAS, TOR, BO, BOT	33952	34121	34791	34791	34791	34791	34791	34791	34791	34791	34791	34791	34791	34791	34791	34791	34791		
	Autoproducer, EMRA	9514	10864	13411	13411	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631		
TOTAL	EUAS, TOR, BO, BOT	43466	44985	48202	48202	53172	53172	53172	53172	53172	53172	53172	53172	53172	53172	53172	53172	53172		
	Autoproducer, EMRA	9514	10864	13411	13411	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631	15631		

4.3.4 経済性関係データ

4.2 参照

4.4 供給信頼度に基づく適正予備率の検討

4.4.1 ベースケースにおける検討

2020年頃（需要規模 56GW 程度）における設備の構成予想をふまえて、LOLE（Loss Of Load Expectation）と供給予備率の関係を求め、求める供給信頼度レベル（LOLE 値）における適正予備率を決定した。

(1) 入力データ

(a) 需要の形状

各季節の最大需要と最低需要を以下に示す。

表 4.15 各季節の最大需要と最低需要

	Maximum	Minimum	Min/Max
Jan-Mar	50,460MW	27,157MW	53.8%
Apr-Jun	53,018MW	29,754MW	56.1%
Jul-Sep	56,000MW	29,247MW	52.2%
Oct-Dec	53,425MW	30,673MW	57.4%

TEIAS 提供資料により調査団作成

(b) 需要の想定誤差

需要想定の子測誤差（標準偏差）として、想定値の 1%を見込んだ。

(c) 発電設備の構成と事故停止率

発電設備の構成と事故停止率は以下の通りである。事故停止率は、2008年、2009年の実績値を参考にした。

表 4.16 発電設備の構成と事故停止率

	Capacity (GW)	比率	最大単機容量	事故停止率
Hydro (including PSPP)	23.9	32.1%	300MW	2%
Wind (including Geothermal)	8.0	10.7%	10MW	5%
Gas-fired thermal	20.6	27.7%	700MW	4% - 6%
Oil-fired thermal	2.2	3.0%	150MW	8% - 10%
Import-coal fired thermal	5.9	7.9%	600MW	4%
Domestic-coal fired thermal	9.0	12.1%	350MW	4% - 15%
Nuclear	4.8	6.5%	1,200MW	5%
Total	74.4	100%		

TEIAS 提供資料により調査団作成

(d) 自然エネルギーの出力の変動確率

季節毎に若干異なるが、出力変動確率の標準偏差として、2000MW 程度を見込んだ。

(2) LOLE と供給予備率の関係

上記の入力データを基に、LOLE と供給予備率の関係を求めた結果を以下に示す。

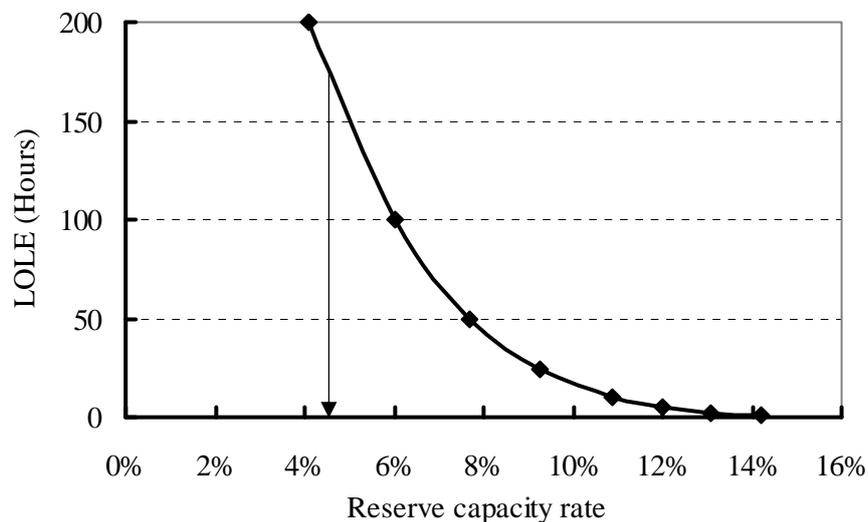


図 4.12 LOLE と供給予備率の関係

TEIAS が 2004 年に長期計画を策定した際の検討に使用した WASP への入力データでは、供給信頼度のレベルを LOLP 値で 2%としていた。これは LOLE 値に換算すると年間 175 時間に相当するので、上記のグラフから読み取ると、供給予備率は 4%程度を確保すれば良いことになる。2004 年における検討では、供給力不足時における電力の価格は 1USD/kWh としている。

他国の例を参考にすると、タイやベトナムでも、供給信頼度のレベルとして LOLE 値で 24 時間程度を志向している。トルコの現時点での経済状況を考慮すれば、供給力不足に伴って発生する停電時における経済活動へのダメージが大きく、供給力不足時における電力の価格も 1USD/kWh 以上になってきているものと考えられ、LOLE 値で 24 時間以下を目指すべきである。

上記の観点を考慮すると、供給予備率として 9%程度が必要と考えられる。この結果、本調査における今後の検討にあたっては、供給信頼度レベルとして、供給予備率 8%～10%を確保することを目標とする。

4.4.2 感度解析

(1) 感度解析

これまで、与えられた条件における Base Case の検討を実施したが、需要の想定誤差、設備の事故停止率、自然エネルギー出力の変動確率などについて感度解析を実施した結果を以下に示す。

(a) 需要の想定誤差

Base Case の検討では、需要想定の変動誤差（標準偏差）として、想定値の 1% を見込んでいる。これはつまり、1 日前の需要予測において、翌日の最大需要を 56000MW と想定した場合、その予測値よりも 1% 多い 56560MW 以上になる確率が、15.9% 程度あるということを意味している。（同様に、予測値よりも 2% 多い 57120MW 以上になる確率が、2.3% 程度あるということを意味している。）

この想定誤差を変化させた場合において、所定の LOLE 値を満足させる必要供給予備率の変化を以下に示す。

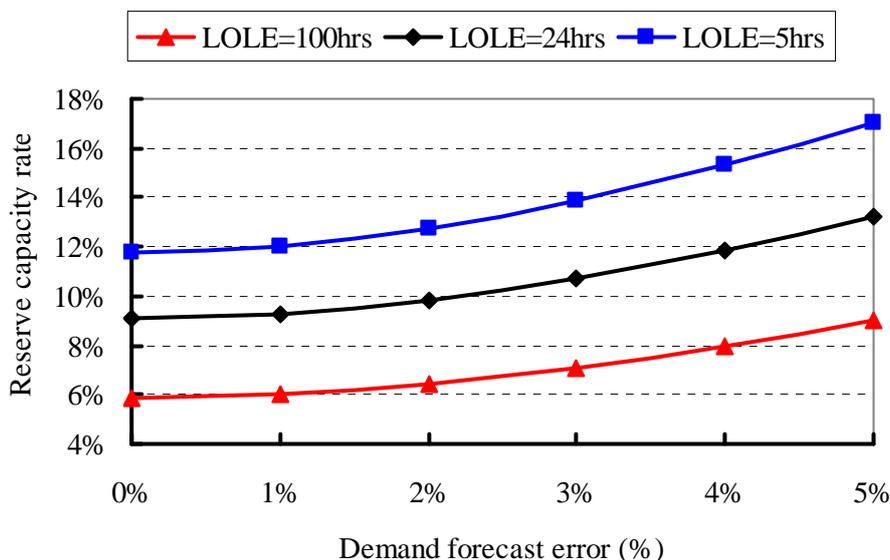


図 4.13 需要の想定誤差変化による必要供給予備率の変化

想定誤差の幅が小さいうちは、必要供給予備率の増加量は多くないが、想定誤差の幅が大きくなってくると、必要供給予備率は大幅に増加する。つまり、需要想定精度が下がってくると、必要供給予備率が大幅に増加する可能性がある。求める供給信頼度レベルが高い方（所定の LOLE 値が少ない方）が、増加の比率は大きく、より精度の高い需要想定が求められる。

(b) 設備の事故停止率

Base Case の検討では、設備の事故停止率は表 4.16 に示した通り、2%～15% までかなり幅がある。設備の事故停止率の定義は、1 年間で事故により発電できなかった時間を 1 年間の時間数（8760 時間）で除したものである。つまり、設備の事故停止率は、事故により発電できなかった時間に比例する。

事故により発電できなかった時間数を一律に変化させた場合において、所定の LOLE 値を満足させる必要供給予備率の変化を以下に示す。

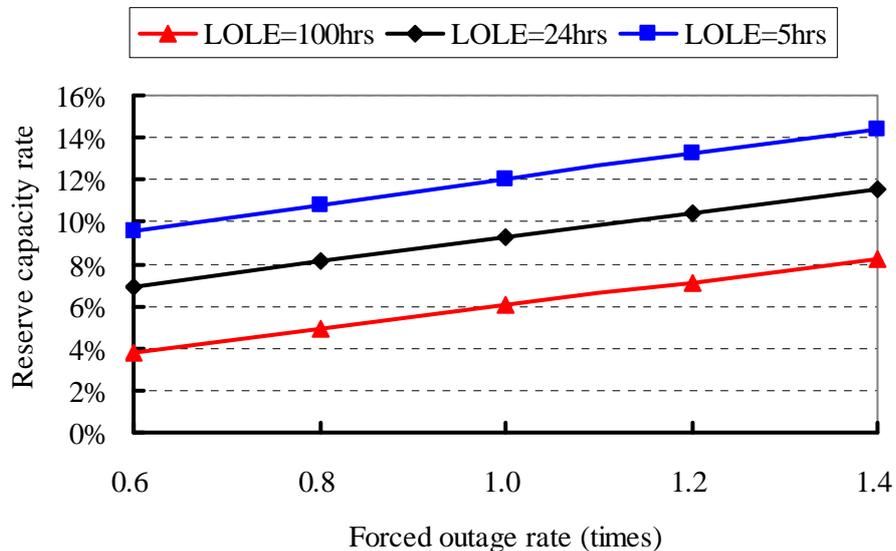


図 4.14 事故停止率変化による必要供給予備率の変化

事故停止率が Base Case の 1.4 倍に増加すると、必要供給予備率は 2 ポイント増加する。一方、0.6 倍に減少すると、必要供給予備率は 2 ポイント減少する。

(c) 自然エネルギー出力の変動幅

Base Case の検討では、水力や風力など自然エネルギー出力の変動幅の標準偏差として、2000MW を見込んでいる。これはつまり、見込んでいる供給力が 2000MW 以上減少してしまう確率が、15.9%程度あるということを意味している。

この変動幅の標準偏差を変化させた場合において、所定の LOLE 値を満足させる必要供給予備率の変化を以下に示す。

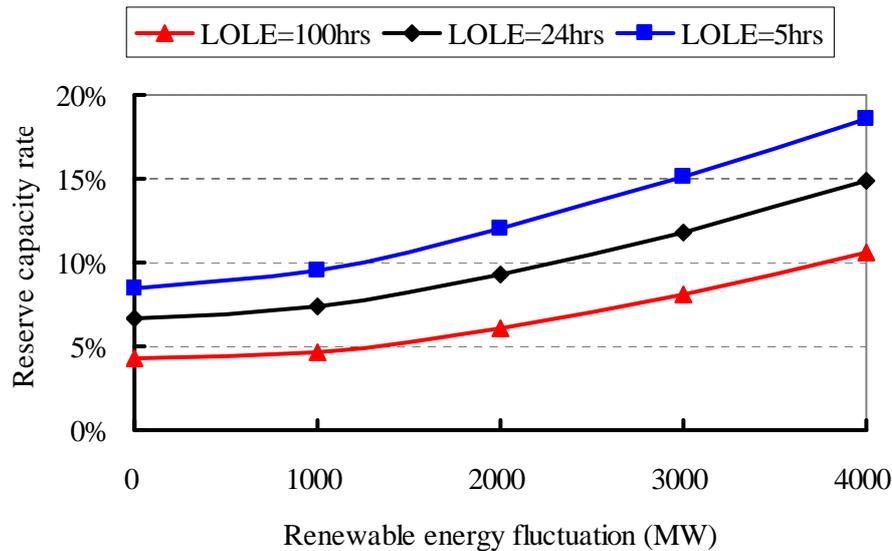


図 4.15 自然エネルギー出力の変動幅変化による必要供給予備率の変化

変動幅が小さいうちは、必要供給予備率の増加量はあまり多くないが、変動幅の標準偏差が Base Case の 2 倍の 4000MW になると、必要供給予備率は Base Case に比べて 5%~6% 増加する。今後、風力発電設備が急速に増加してくると、自然エネルギー出力の変動幅が大きくなっていくことが予想され、必要供給予備率が大幅に増加する可能性が高い。

(2) 2030 年における検討

2030 年における需要形状、設備の構成を使用して、必要供給予備力を検討した結果を以下に示す。

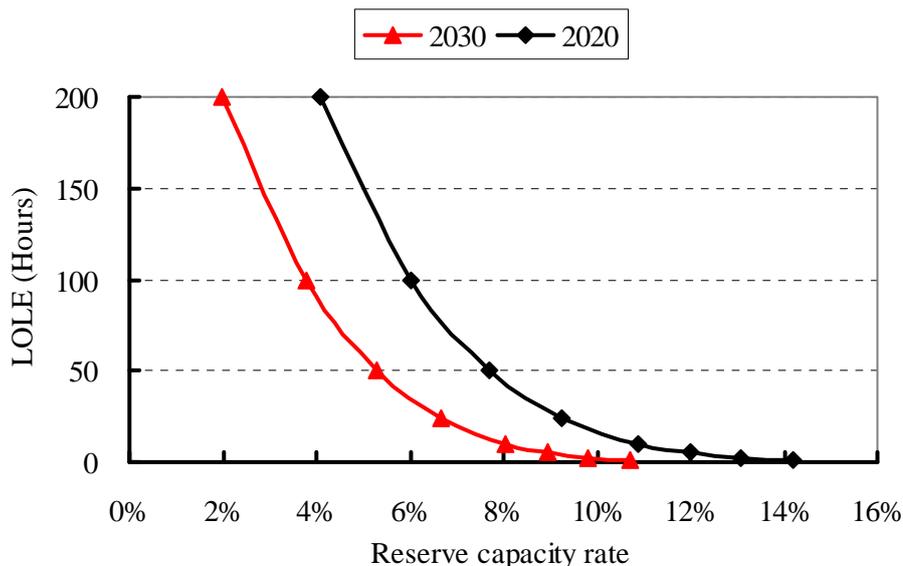


図 4.16 LOLE と供給予備率の関係 (2030 年)

2030年における検討では、同程度の供給信頼度レベルを確保するために必要となる供給予備率は、2020年における検討の結果と比較して、3%程度少なくとも良いことになる。これは、以下の理由によるものと考えられる。

- 需要形状が先鋭化してきており、需要が大きいピーク時間帯が短くなること
- 事故停止率が少ない新鋭機器の比率が増加してきていること

このように、同程度の供給信頼度レベルを確保するために必要となる供給予備率は、2020年以降徐々に減少していくものと考えられる。一方、供給信頼度レベルは徐々に高い水準が要求されるようになり、特に、EU系統と本格的に連系を実施した後は、EU系統と同程度の供給信頼度レベルが要求される。つまり、供給予備率として8%~10%を確保した場合、2020年ではLOLE値は25時間程度であるが、2030年においては、LOLE値は5時間程度となり、EU系統と同等レベルの高い供給信頼度を保有できることになる。このような観点から、2030年においても、供給予備率として8%~10%を確保することが必要になってくる。

(3) 国内系統分割の検討

トルコ国全体を一つの系統で模擬するのではなく、4つの系統に分割し、それぞれの系統において供給信頼度を維持するための方策について検討を行う。

系統の分割に当たっては、既存の地方給電所の地区分けに対し、近隣の需給の特徴が似通った地区をひとまとめにすることとした。こうしてまとめた4つの各系統に便宜的に名前を付け、国の西側から順に、最西系統、西部系統、中央系統、東部系統とした。それぞれの内訳は、最西系統は既存地方給電所で言うところのトラキヤ地区（イスタンブール）と西アナトリア地区（イズミール）を、西部系統は北西アナトリア地区（ブルサ）と西地中海地区（アンタリア）を、中央系統は黒海中央地区（サムスン）と中央アナトリア地区（アンカラ）、東地中海地区（アダナ）を、最後の東部系統は東アナトリア地区と南東アナトリア地区を構成要素としている。系統相互間を結ぶ400kV送電線を国内連系線と位置づけた。図4.17に系統分けの概要を2009年8月の需給状況と共に示す。

需給状況図より明らかなように、需要の特徴としては西へ向かうほど、需要は大きくなり、同時にピークが先鋭化する様子が見て取れる。系統ごとの需要カテゴリ比率を図4.18に示す。図4.18より明らかなように、需要については西高東低の傾向にあり、高需要地であるイスタンブールやイズミールを含む最西系統は西部や中央系統に比べて民生家庭や商用需要の割合が多いこともわかる。供給の特徴としては、東部系統が豊富な水力を生かしてピーク供給力を担っているのに対し、最西系統はガス火力を中心としたベースロードを担っている（図4.18）。他に西部系統は慢性的に自所の電源だけでは供給不足であることが確認できる。

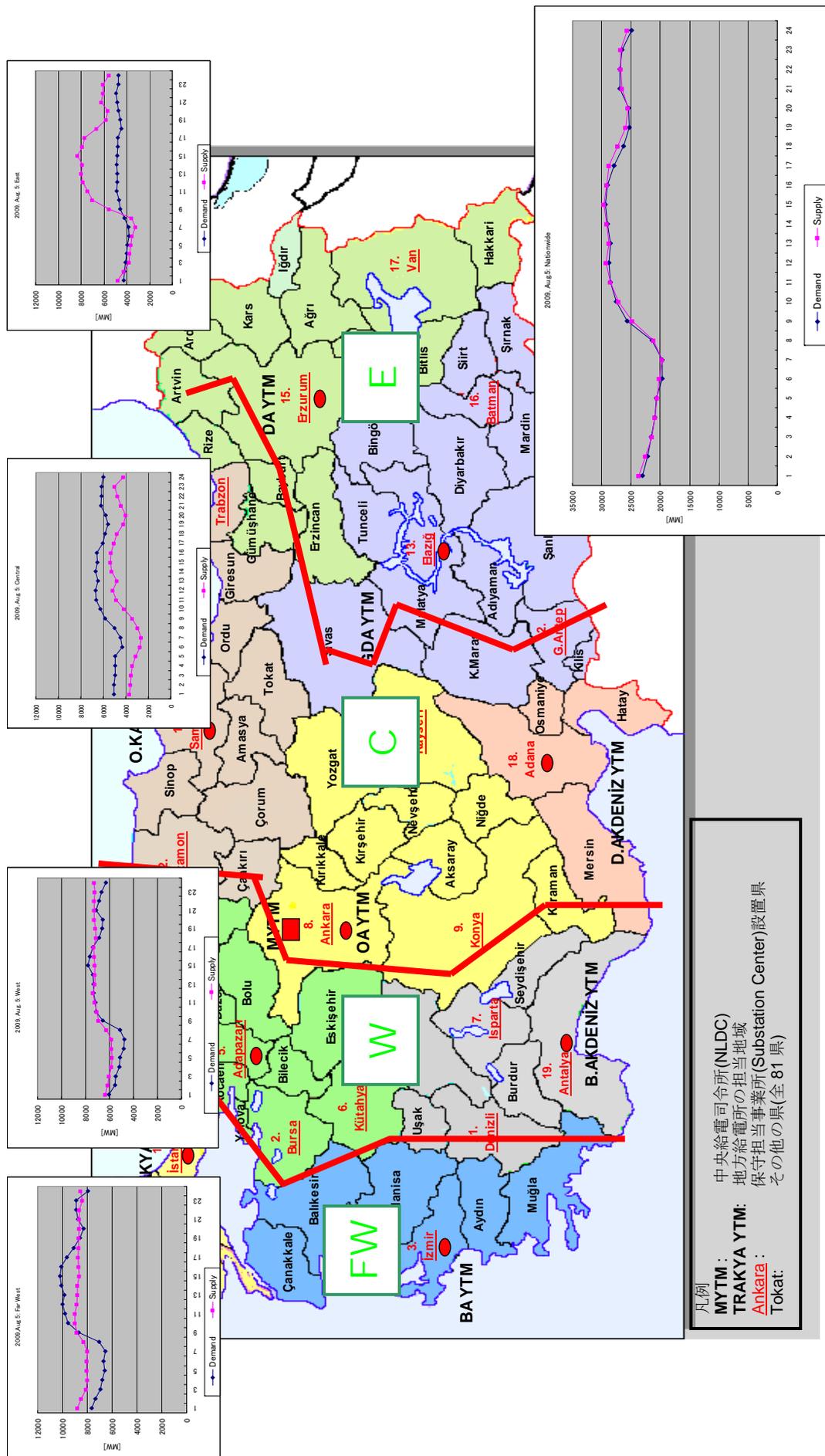
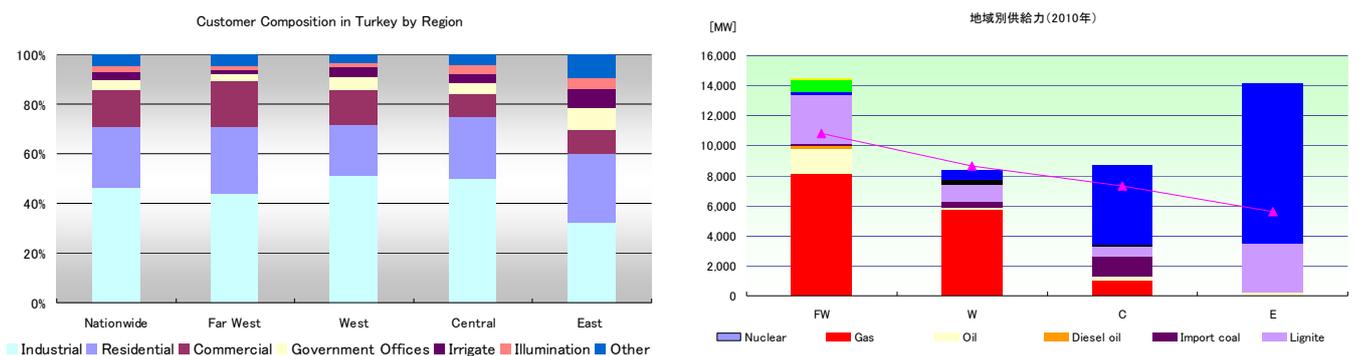


図 4.17 系統毎の時間帯別需給曲線 (2009年8月)

出典: TEIAS 提供データより調査団作成



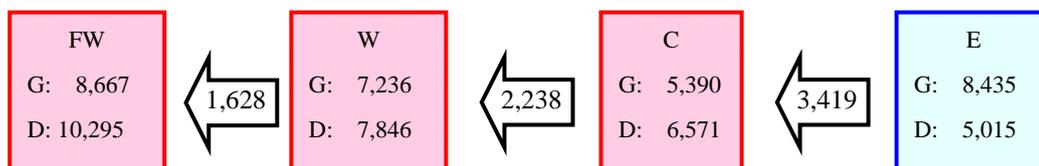
出典：民営化庁（左）、TEIAS（右）のデータを基に調査団作成

図 4.18 地域別需要家カテゴリーシェア(2008年、左)と供給力内訳(2010年、右)

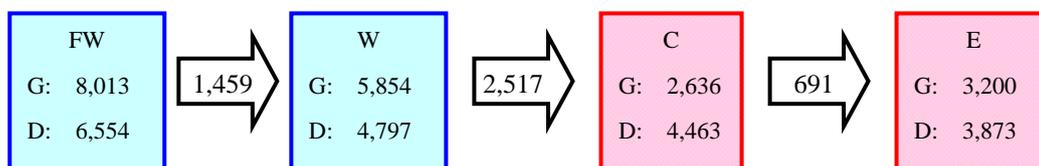
潮流についてはこうした需給構造を反映して、日中は最西系統のピーク需要に対応するため、東から西へ 1,000km 近くの距離を 400kV 送電線上に流れ、夜間は逆に西から東へ流れている。このように系統間で相互に依存するのがトルコの特徴である。こうした特徴の裏返しとして、長距離送電線の拡充は今後も続くと思われる。

図 4.19 に各地方給電所 (LDC) 地区の地区需給バランスと系統間の電力潮流を示す。データは 2009 年の夏季最大需要発生日である 8 月 5 日のものである。赤色で示した地区は電力が不足している地区、青色で示した地区は電力が余っている地域である。

地区需給バランス (2009年8月5日 15:00) : 合計需要 29604MW



地区需給バランス (2009年8月5日 07:00) : 合計需要 19685MW



備考：単位は MW。

出典：TEIAS 提供データに基づき、調査団作成

図 4.19 系統間の電力潮流 (2009年8月5日)

夏季の昼間帯は、東側から西側に電力が流れているが、夜間になると、東側の水力の出力が低下するため、潮流の向きが逆になり、西側から東側に流れている。

以上が現在のトルコ国の系統間の需給状況の特徴である。課題は第3章でも触れたように、電源開発の情報が不透明なために基幹送電線の容量などを過剰に拡充しうることとあることである。需要地と発電設備が近接していれば、そうしたコストの削減も可能になる。

次に2030年断面の供給信頼度について分析を行う。分析に際して設定した需要と供給の設定条件（4系統への配分）を以下に示す。

設定条件

① 需要想定

需要形状は全国のもと同じく、2009年の4系統の実績をベースとし、2030年断面の想定についても同様の手法を取り、相似形状を取ることにした。したがって需要形状の変化速度（先鋭化やピーク成長率）などについて系統間で差は設けてはいない。

② 供給計画

ベースは全国のデータ（「最適開発ケース」）とし、これを上述のように既存地方給電所地区を組み合わせた4系統へ配分した。2011年以降運開の将来分については、地点がわかっているものについてはその地点を目安に配分し、不確定な発電所については、発電燃料別に以下に定めた配分指標に沿って配分を行った。尚、火力発電については、水力や風力発電とは異なり、地点による制約が大きくないことから、基本的には各系統内の需給をバランスさせることを基本指標に配分している（山元発電が主である国内石炭発電は除く）。

- 風力の地点候補は国土全体に分散される。風力ポテンシャル地点地図（出典：“Turkish Wind Atlas,” Turkish State Meteorological Service）によると、風力のポテンシャルは、最西部を中心とした沿岸地区に多く存在することから、特に最西部系統に多く導入されると仮定した。
- 水力は100MW以下の小規模水力を中心に導入される計画である。地点候補は国土全体に分散されるが、特に既設設備が多い中部系統と東部系統に多く導入されると仮定した（2011年から2030年の間で総計8.3GWの新設）。
- ガス火力はエネルギー戦略（2009年）の方針により今後は積極的な導入が見込まれないことから、分散度合いは既存の場合と同程度と仮定した。したがって、最西系統と西部系統の2地域で1：1の割合で新設されると設定した（2011年から2030年の間で総計10.5GWの新設）。
- 輸入炭火力は既存導入量が少ないため推定が難しいが、既存にならない海沿いに建設されるものと仮定し、海岸線のある最西や西部、東部の3地域で均等に新設されると仮定した。
- 原子力は同じく戦略ペーパーにより2023年までに4,800MWをAkkuyu/ Mersinのある中央系統へ、更に2030年にはSinopのある中央系統へ導入している。
- 揚水発電は本調査の結果に基づき、第1候補のAltunkaya揚水発電所のある中央系統へ1,800MWの定格容量で2030年には運開していると仮定した。尚、第2候補のGökçekaya揚水発電所も中央系統に位置するが、殆ど西部系統との境に位置している。
- 将来の各系統の連系線容量は系統計画分析の結果を反映し、20GWとした。

以上の条件で4系統に配分した2030年断面の供給力内訳を表4.17に示す。

表 4.17 系統別供給力配分 (2030年)

最西系統

FW	Thermal & Nuclear	Ambaşı Dogalgaz	1,350	Eren	499	Private others (Gas)	740	
		18 Mart Can	320	Esenyurt	189	Autoproducer others (Oil)	600	
		New Soma A-B	1,250	Habas(Ahaga)	225	Private others (Oil)	200	
		New Yafagan	740	Colakoglu	123	Autoproducer others (Lignite)	210	
		Kemerfory TS	630	Manisa Organize San.	85	Autoproducer (Gas)	30	
		New Yeniköy	420	Modern Enerji (B.Kaririran)	97	Autoproducer (Gas)	148	
		Çam İc Enerji (Merim)	126	Ataer Enerji	70	Autoproducer (Gas)	100	
		Alarko Altek	83	Petkim Aliaga	170	Autoproducer (Gas)	100	
		Zorlu Enerji (B. Kaririran)	66	İcadas Celik	130	Autoproducer (Gas)	100	
		Celbi Enerji	64	Hambulbat	1,120	New Gas 700	4,900	
		Ak Enerji (K. Para)	127	İcadas Celik Enerji Terrane ve Ulanin San. A.S	410	New Coal 600	3,600	
		Enerji-Sa (Kestaz)	120	İcadas Celik Enerji Terrane ve Ulanin San. A.S	608			
		Ak Enerji (Cerkozoy)	98	İCDAŞ Elektrik Enerjisi Uretim ve Yatirim A.S.	608			
		Enerji-Sa	65	Aliaga Cakmaktepe Enerji Uretim A.S	216			
		Enerji-Sa (CANAKKALE)	64	Delta Enerji Uretim ve Ticaret A.S	64			
		İzmir	1,590	Ambaşı B Dogalgaz	840			
		Uzunar	504	Autoproducer others (Gas)	650			
							24,444	
		Hydro	Demirköprü (69MW) small hydro (100MW) x 1	69	A.İguzasi (62MW)	62	TOPCAM (60MW)	60
				100	small hydro (200MW) x 2	400		601
Wind	Wind (100MW) x 11	1,100	Wind (800MW) x 9	7,200		5,300		
Geothermal	Geothermal (100MW) x 6	600			600			
TOTAL						34,031		

西部系統

W	Thermal & Nuclear	Bursa Dogalgaz	1,432	Tupras Rafineri (Yarimca)	84	Autoproducer (Gas)	100
		New Seytomer	720	Eskisehir End. Enerji(Eskisehir-2)	59	Autoproducer (Gas)	100
		New Tuzluca B	440	Colakoglu	190	Autoproducer (Gas)	100
		Orhanlı	210	Aksa Enerji (Azulalya)	184	Autoproducer (Gas)	100
		New Catalagi TS	350	Eren Enerji Elektrik Uretim A.S.	165	Autoproducer (Gas)	100
		Bis Enerji Sanayi	410	Eren Enerji Elektrik Uretim A.S.	1,213	Autoproducer (Gas)	100
		Entek Koceloy	145	Aksa Enerji Uretim A.S.	257	Autoproducer (Gas)	100
		Bosen Enerji Elektrik Uretim A.S	143	AS Enerji Elektrik Uretim San. Ve Tic. A.S.	67	New Gas 700	700
		Zorlu Enerji	90	Enerjisa Enerji Uretim A.S.	1,025	New Gas 700	700
		Entek (Demirbas)	146	Hah. Cimento Sanayi A.S.	48	New Coal 600	600
		Enerji-Sa (Zeytinli)	130	Autoproducer (Gas)	100	New Coal 600	600
		Ak Enerji (Bozayrak)	127	Autoproducer (Gas)	100	New Coal 600	600
		Adapazari-1	1,595	Autoproducer (Gas)	100	New Coal 600	590
		Adapazari-2	798	Autoproducer (Gas)	100	New GT (Gas)	2,400
		Civa Elektrik	258	Autoproducer (Gas)	100		
		Erdemir (Eregh)	75	Autoproducer (Gas)	100		
		Erdemir (Eregh)	80	Autoproducer (Gas)	100		
		Nuh Enerji-2	73	Autoproducer (Gas)	100		
							18,204
		Hydro	Oymasinca (540MW) Ulubat Kuvvet Tesis (110.3MW)	540	small hydro (200MW) x 6	1,200	
110							
Wind	Wind (800MW) x 3			2,400		2,400	
TOTAL						22,454	

中央系統

C	Thermal & Nuclear	Zorlu Enerji	189	Nuclear I	1,200			
		Zorlu Enerji (Sincan)	50	Nuclear I	1,200			
		Akarsu Baysina	798	Nuclear I	1,200			
		İskenderun Sigorta (İtken)	1,320	Nuclear I	1,200			
		İskenderun (İskenderun)	220	Nuclear II	1,200			
		Park Termik	620	Nuclear II	1,200			
		Samsun 2	131	Nuclear II	1,200			
		Samsun 1	131	Nuclear II	1,200			
		Biracico Elektrik Uretim San. Ve Tic. A.S	887					
		Çamis Elektrik Uretim A.S	130					
								14,077
		Hydro	Alinakaya (703MW) Berk (310MW) H. Uğurlu (300MW) Su (283.5MW) Oskocakaya (278.4MW) Çatalan (168.9MW) Çayirli (159.4MW) Aslanis (133MW) Harfasi (128MW) Kalkaya (120MW) Tonal (105.6MW) Yenidibi (100MW) Koltace (90MW) Kurtan (83MW) Kesköprü (76MW) Dogankent (74.5MW)	703	Kadınak (703MW)	70	Çoktas (302.5MW)	293
				510	S. Uğurlu (69MW)	69	Fake II (71MW)	71
				500	Seytomer (60MW)	60	İmraç Enerji ve OS (58MW)	87
				284	Derbent (56.4MW)	56	Alanco (102.3MW)	103
				278	Kadınak2 (56MW)	56	Duran (54.6MW)	54
				169	Kapılıkaya (54MW)	54	Teses (51.2MW)	51
				160	Çambaz (54MW)	84	Akkoy 1 (101.9MW)	101
				159	BIRACICO (300MW)	300	PSPP (300MW)-1	300
				138	AKKOCFPU (115MW)	115	PSPP (300MW)-2	300
128	OBURUK (200MW)			200	PSPP (300MW)-3	300		
120	Dansa I (99MW)			99	PSPP (300MW)-4	300		
103	Akocak (90.1MW)			90	PSPP (300MW)-5	300		
100	Çankırı (92.7MW)			59	PSPP (300MW)-6	300		
90	Dereci (58.8MW)			59	small hydro (200MW) x 9	1,800		
85	Ceyhan (63.3MW)			64				
76	Yeşilgeç (317MW)			317				
75	Akkoy 2 (233.6MW)			234				
							16,033	
Wind	Wind (100MW)	100	Wind (800MW) x 5	4,000		4,100		
Total						28,207		

東部系統

E	Thermal & Nuclear	Afin Elbistan B	1440	New Coal 600	600			
		New Afın Elbistan A	1670	New Coal 600	600			
		Kangal TS	457	New Coal 600	600			
		Karlıyay (Söğüt)	171.9	New Coal 600	600			
		Ken Kipas Elektrik Uretim A.S	43					
								6,182
		Hydro	Atatürk (2400MW) Karakaya (1800MW) Keban (1330MW) Binaçık (672MW) Berecik (300MW) Bafra (190MW) Kalkama (189MW) Osduz (170MW) Menzetli (124MW) Muratlı (115MW)	2400	Direç (110MW)	110	Hacinasoglu (144.4MW)	144.4
				1800	Karahaz (94MW)	94	Saiguzel (105.1MW)	105.1
				1330	DERİNER (670MW)	670	Kandı Enerji Projesi (217.6MW)	217.6
				672	ALPASLAN-1 (160MW)	160	Tatar (115.8MW)	115.8
300	Kıpç (400MW)			140	Osduz (99MW)	99		
190	ILISU (182.4MW)			120	Paşalisk (122.4MW)	122.4		
189	Umanoglu (84MW)			84	small hydro (100MW) x 2	200		
170	Cevizlik (102.4MW)			102.4	small hydro (200MW) x 14	2800		
124	Erenler (51.1MW)			51.1				
115	Alkamu Barajı ve (247.4MW)			247.4				
							13,961	
Wind	Wind (800MW) x 1					800		800
Total								20,943

この結果、各地域の季節毎の需要と供給力の関係は以下の通りとなる。

表 4.18 系統別の LOLE と供給予備力 (2030 年)

系 統	Demand (MW)				Supply (MW)			
	Jan.–Mar.	Apr.–Jun.	Jul.–Sep.	Oct.–Dec.	Jan.–Mar.	Apr.–Jun.	Jul.–Sep.	Oct.–Dec.
最西系統	25,149	26,897	27,910	22,356	23,144	25,975	26,592	22,442
西部系統	17,819	20,119	20,845	21,938	17,623	17,929	19,844	19,982
中央系統	15,530	17,301	18,418	16,808	18,671	22,177	23,851	21,645
東部系統	13,065	12,292	13,730	14,091	16,778	16,254	16,114	16,486
合 計	71,663	76,609	80,903	75,193	76,216	82,335	86,401	80,555
全 国	69,975	75,591	80,000	73,958	76,216	82,335	86,401	80,555

最大需要の発生時期は地域によって異なるので、単純な合計値は全国合計の最大値とは一致しない。

最大需要の発生時期は、最西系統と中央系統は全国と同様に7月～9月に発生するが、西部系統と東部系統については、10月～12月に発生している。

上記の条件で計算した2030年断面の各系統の供給信頼度の計算結果を表4.19に示す。

表 4.19 系統別の LOLE と供給予備力 (2030 年)

系 統	需要 [MW]	供給力 [MW]	供給予備力 [MW]	供給予備率 [%]	LOLE [hours]
最西系統	27,910	26,592	-1,318	-4.7	77.8
西部系統	21,938	19,982	-1,956	-8.9	80.7
中央系統	18,418	23,851	5,433	29.5	2.7
東部系統	14,091	16,486	2,395	17.0	10.7
合 計	82,357	86,911	4,554		
全 国	80,000	86,400	6,400	8.0	10.2

また、各地域とも同一の供給信頼度として、LOLE=24時間を確保するために必要となる供給予備力について計算した結果を表4.20に示す。

表 4.20 LOLE24時間の確保に必要な供給予備力(2030年)

系 統	LOLE = 24h に 必要な供給予備 力 [MW]	供給予備率 [%]	LOLE [hours]
最西系統	568.8	2.0	24.0
西部系統	-259.3	-1.2	24.0
中央系統	3,433.7	18.6	24.0
東部系統	1,808.1	12.8	24.0
総 計	5,551.2		
全 国	5,336.2	6.7	24.0

中央系統では19%程度、東部系統では13%程度の供給予備率が必要となるのに対して、最西系統と西部系統では、ほとんど供給予備力が必要ないという結果となった。これは、特に中央系統において、単機容量が大きい原子力が多数(1200MW×8台)導入されており、この設備の事故時の

影響が大きいことと、渇水により水力の供給力が減少する幅が大きいことなどにより、想定外の変動幅が大きいことにより多くの供給予備力が必要となる。

地域単独で供給力不足が発生した場合、供給力に余力のある地域は地域間連系送電線の容量の範囲内で、応援融通を行う。上記の状況において、各地域間に流れる送電量の頻度分布を以下に示す。

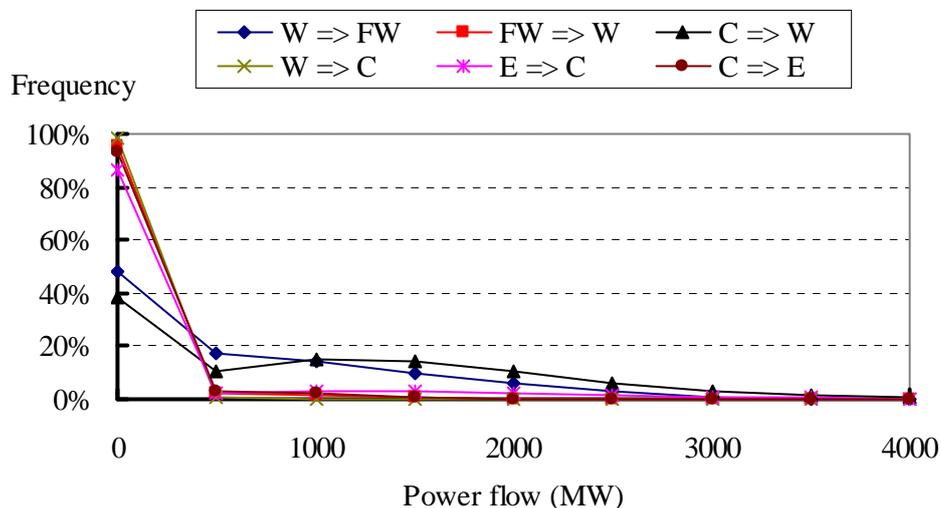


図 4.20 各地域間連系線に流れる送電量の頻度分布

中央系統は、供給予備力を多く保有しており、平常状態においては、十分な供給余力を確保している。さらに、中央系統と西部系統間の送電線に十分な送電容量があるため、西部系統や最西部系統の供給力不足時には、中央系統または東部系統から電力の融通が可能である。このため、西部系統や最西部系統においては、供給予備力を保有していなくても、高い供給信頼度を確保することが可能となる。

4.5 各種電源のピーク供給力としての導入可能性

トルコ国では、現在、需要のピーク時には Keban, Karakaya, Ataturk などの大規模な貯水池式水力が発電を行って対応している。今後、年平均 7% 程度の大幅な需要の伸びが想定されており、その伸びに対応したピーク供給力の確保が必要になってくる。

本節では、今後必要性が増加すると想定されるピーク供給力について、対応可能な各種電源の導入可能性を評価する。

4.5.1 各種ピーク対応型電源の評価

(1) 各種ピーク対応型電源の特徴

ピーク対応電源として、揚水式水力、既設貯水池水力の増設、新規貯水池水力の開発、低負荷率火力（GT など）の開発、他国からの電力融通などが考えられる。これらの電源についてそれぞれの特徴を以下に示す。なお、ピーク対応型電源として、起動開始後、短時間（5 分以内）に最大出力での運転が可能になるという特長はすべての電源が所有している。

表 4.21 各種ピーク対応型電源の特徴

	長所	短所
揚水式水力	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 固定費が安い ◆ 夜間にも周波数調整が可能（可変速揚水機の場合） ◆ 大規模（1000MW 以上）に開発可能な地点が多数存在する 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 運転可能時間に池容量の制限がある ◆ 揚水用動力が必要
既設貯水池水力の増設	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 燃料費が不要 ◆ 発電電力量の増加が見込める可能性がある 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 固定費が高い ◆ 建設工事期間中に水位低下などにより既設水力の使用制限が発生する可能性がある
新規貯水池水力の開発	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 燃料費が不要 ◆ 発電電力量が大幅に増加する。 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 固定費が高い（既設貯水池水力の増設よりもさらに高い） ◆ 大規模で経済的な地点はすでに開発済み
ガスタービン（GT）	<ul style="list-style-type: none"> ◆ いつでも運転が可能 ◆ 固定費が安い 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 燃料費が高い
他国からの電力融通	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 特別な発電設備が不要（連系送電線のみで対応可能） 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 融通可能量と価格が相手国の状況に左右される

(2) 貯水池水力の優位性検証

既設貯水池水力の増設、新規貯水池水力の開発について、どの程度の建設単価になれば、ピーク供給力として GT の開発に対して優位性が出てくるのかを試算した。(経済性のデータは 4.2 参照)

(a) 既設貯水池水力の増設

既設貯水池水力の増設を行うことにより、ガスタービンの開発を取りやめる効果がある。しかし、既設発電所を運転する時間と規模を変更するだけなので、燃料費の削減効果はほとんど期待できないので、既設貯水池水力の増設時に必要となる年経費が開発を取りやめるガスタービンの年経費以下になれば、既設貯水池水力の増設は経済的ということになる。ガスタービンの建設単価は 500USD/kW で、年経費率が 16.75% であるから、年経費は 83.8USD/kW/年ということになる。一般水力の耐用年数が GT よりも長いから、年経費率は 10.73% と GT よりも大幅に低いため、ブレークイーブンとなる建設単価は 780USD/kW ということになる。

$$(83.8\text{USD/kW/年}/10.73\% = \text{約 } 780\text{USD/kW})$$

(b) 新規貯水池水力の開発

500MW の貯水池式水力を新規に開発する場合を考える。年間の利用率は 10% とする。この場合、年間の発電電力量は 438GWh 増加する。(500MW × 8760 時間 × 10%)

GT の開発を取りやめることにより得られる固定費の削減効果に加えて、年間の発電電力量に見合った燃料費の削減が可能である。新規貯水池式水力の開発に伴って焚き減らし可能となる火力は、主として GT と CC と考えられる。これらを半分ずつ焚き減らすことが可能と考えると、GT の燃料単価が 14.2USC/kWh、CC が 7.5USC/kWh なので、平均的な単価は 10.8USC/kWh となる。この燃料費の削減効果分を考慮すると、ブレークイーブンとなる建設単価は 1660USD/kW ということになる。

$$(\text{約 } 780\text{USD/kW} + 10.8\text{USC/kWh} \times 438\text{GWh}/10.73\%/500\text{MW} = \text{約 } 1660\text{USD/kW})$$

新規に開発する貯水池式水力の年間利用率が大きい場合には、燃料費の削減量が多くなるため、ブレークイーブンとなる建設単価も徐々に増加し、利用率が 20% の場合には、2540USD/kW、利用率が 30% の場合には、3430USD/kW となる。

4.5.2 ピーク対応型電源として貯水池水力の開発可能性評価

(1) 既設貯水池水力の運用状況

トルコでは、ユーフラテス川にシリーズ開発された 1000MW を越える大規模水力発電所 3 か所（上流側から順に Keban 発電所、Karakaya 発電所、Ataturk 発電所（合計出力 5,535MW））が現在稼働中であり、この 3 発電所で全水力発電の設備容量の 49%、発電電力量の 56%を占めている（図 4.21）。また、トルコの水力発電所全体の年平均設備利用率が 40%であるのに対して、Keban 発電所、Karakaya 発電所、Ataturk 発電所の年平均設備利用率はそれぞれ 55.4%、47.6%、38.4%となっている（表 4.22）。

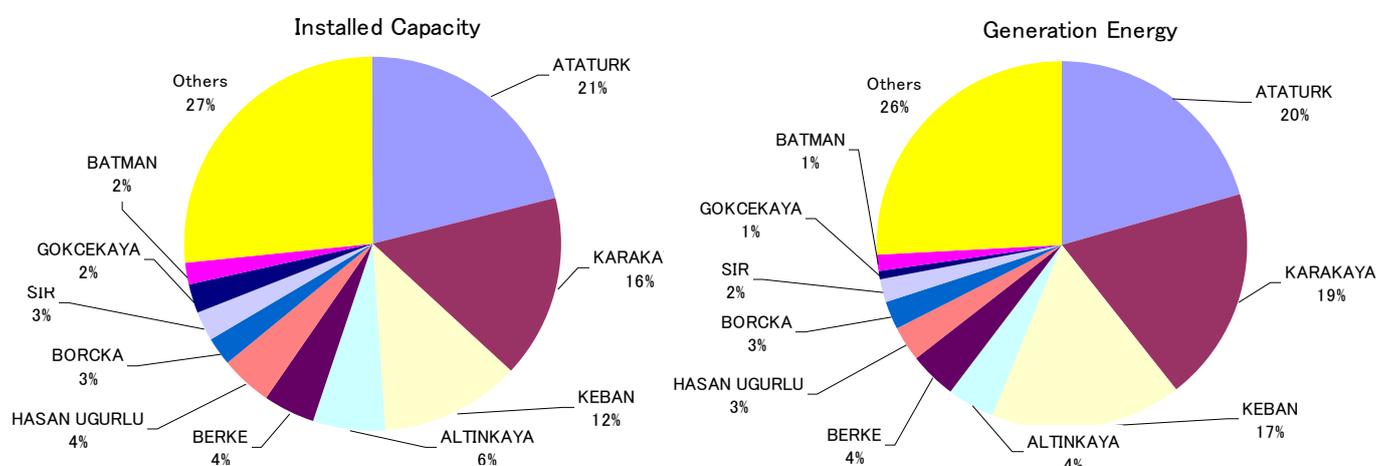


図 4.21 水力発電所の設備容量および年間発電電力量の割合

表 4.22 KEBAN, KARAKAYA, ATATURK 発電所の概要

	Unit	KEBAN	KARAKAYA	ATATURK
H.W.L.	m	845	693	542
L.W.L.	m	813	670	526
総落差	m	152	151	158
有効落差 (*)	m	141	143	153
最大使用:水量 (*)	m ³ /s	1,100	1,450	1,800
有効貯水容量(**)	x10 ⁶ m ³	14,000	5,324	11,000
設備出力	MW	1,360	1,800	2,400
発電電力量(常時)	GWh/year	5,820	6,800	7,400
発電電力量(平均)	GWh/year	6,600	7,350	8,100
設備利用率	%	55.4	46.6	38.5

(*) Calculated by EIE

(**) from EUAS

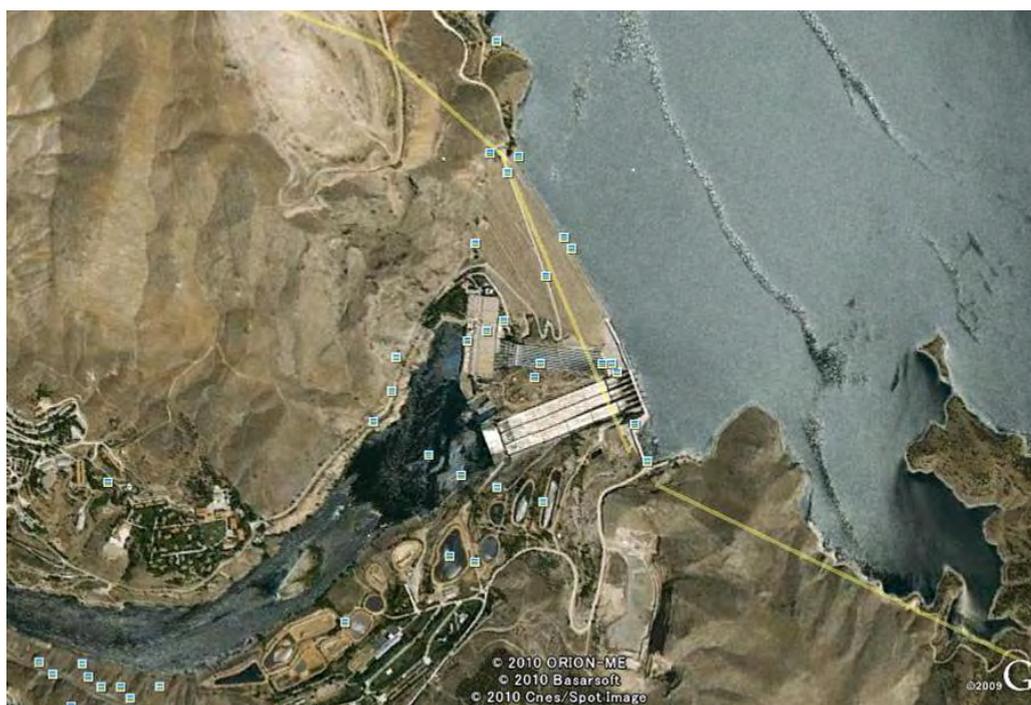
(2) 既設貯水池水力増設によるピーク供給力の開発

Keban 発電所および Karakaya 発電所の設備利用率は 40%以上であり、ミドル電源として運用されていることから、将来のピーク需要の先鋭化に伴い、増設によるピーク化の可能性は高いと判断される。

なお、増設の可能性検討に当たっては、増設に伴う水系全体の水運用の変化を貯水池運用シミュレーションにより推定するとともに、揚水発電所候補地点と同様に既往の地形図を基に比較検討案（取水口・発電所位置、水路ルート、仮締め切り方法）を机上検討し、現地踏査を行って、地形地質ならびに環境配慮面について評価する。さらに、選定された増設案について最適増設規模を検討するとともに、その経済性を評価する。

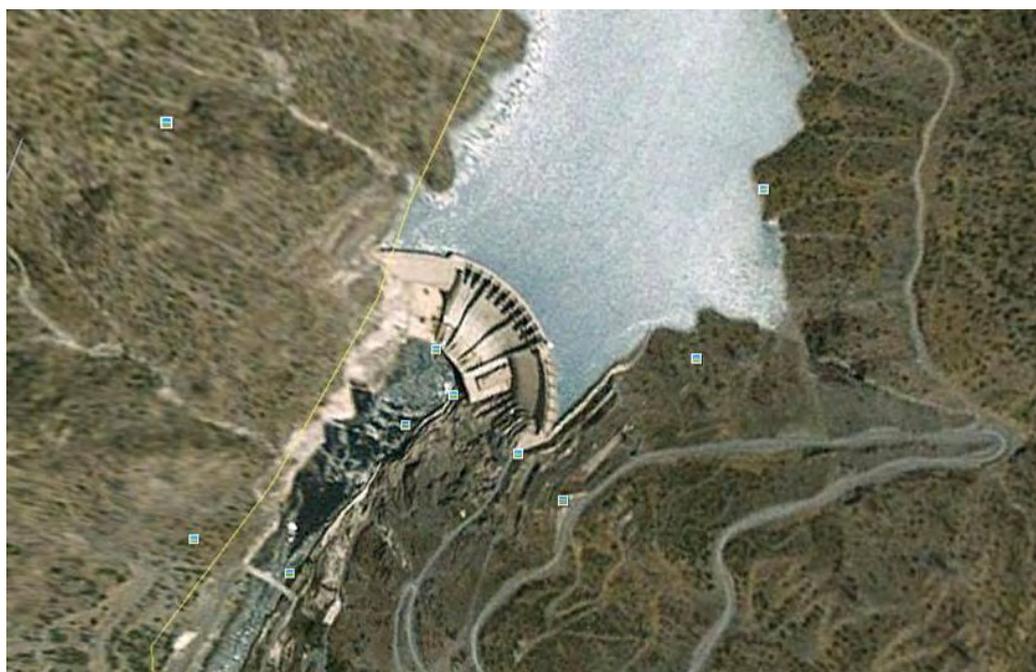
(a) 机上検討

Keban ダムおよび Karakaya ダムのタイプはそれぞれフィルとコンクリート重力式の複合ダム（図 4. 22）およびアーチダム（図 4. 23）である。Karakaya 発電所周辺は急峻な渓谷となっており増設のための取水設備の設置が困難であるとともに、発電所および開閉所用地の確保も難しい。従って、設備利用率が 55%と最も大きく、比較的緩やかな地形を有する Keban 発電所についてその増設の可能性を検討することとした。



出典：Google earth

図 4. 22 Keban ダム周辺



出典：Google earth

図 4.23 Karakaya ダム周辺

既存の地形図（1:25000）を使って、Keban ダムの右岸側と左岸側に水路を新たに設置して発電所を増設する計画案をそれぞれ設定した（添付資料 4-5-1 参照）。

右岸案はダム直上の入り江においてコッファーダムにより水切りをしたのち、取水口を設置するとともに、山の深部に水路を配置して地下発電所を建設する案である。

左岸案は左岸側のコンクリート重力式ダムの直上において仮締切りダムにより水切りをしたのち、ダム堤体をくり貫き水路を通し、明かりの水圧鉄管により下流に導水して半地下式の発電所を建設する案である。

(b) 現地調査方法

調査計画について C/P と協議し、調査行程を立案した。また、予め質問表を作成し、調査内容に漏れの無いようにした。特に、河川流入量、既設発電所の発電実績ならびに貯水池の運用実績について調査した。

現地踏査の参加者ならびに実績行程は以下のとおりである。

(参加者)

EIE: Maksut Sarac, Mustafa G., Huseyin K., Burhan O.

JICA Study Team: H. Shinohara, J. Tamakawa, K. Nakamata

表 4.23 現地踏査実績行程表

月 日	行 程	宿泊場所
August 18	移動 (Ankara – Elazig)	EUAS G/H
August 19	EUAS Office of Keban HES Site Survey Keban 水力発電所 DSI Office of Keban Dam	EUAS G/H
August 20	Site Survey 移動 (Elazig – Ankara)	

(c) 現地調査結果ならびに評価結果

各増設案（右岸案、左岸案）の現地踏査結果は、添付資料 4-5-2 に示すとおりである。現地調査結果として、現地調査チームは増設による環境社会配慮上の課題がないことを確認するとともに、左岸案の方が地質的課題が少なく優位であることを確認した。

現地調査後、EIE より最新の 1:25,000 の地形図を提供してもらい、既設ダムおよび発電設備の位置および地形を考慮の上、左岸案のレイアウト見直しを行った。その結果の増設計画案は図 4.24 に示すとおりである。

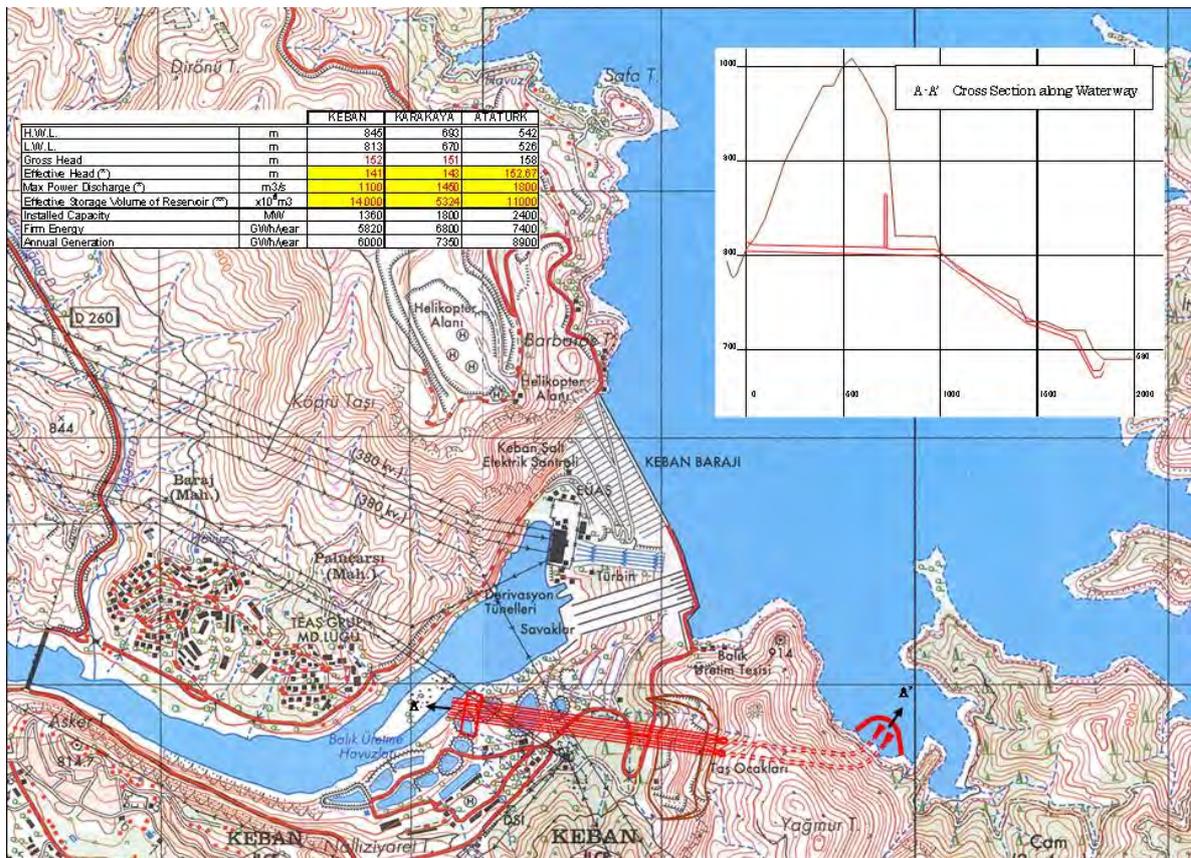


図 4.24 Keban 水力発電所 増設計画案

(d) 増設規模検討

左岸代替案による増設計画諸元は、貯水池運用水位、放水水位、有効落差、単機容量を全て既設水力発電所と同一とし、ユニット台数を変化（2,4,6,8 台）させた場合の概算建設費ならびに常時尖頭出力（系統上必要なピーク継続時間を 7 時間とする）を算出した。なお、既設発電所においても溢水は生じていないことから、増設に伴う発電力量の増はない。

検討の前提条件は次の通りである。

表 4.24 Keban 発電所増設計画の検討条件

項目	検討条件
ユニット最大出力	183 MW
ユニット最大使用水量	135 m ³ /s
総落差	152 m
有効落差	145 m
運転条件	既設、増設とも 1 日 7 時間フル出力運転を 1 年間実施するものとする。（全てのユニットがピーク運転すると仮定）
既設ユニット数	8 ユニット
増設ユニット数	2, 4, 6, 8 ユニット

経済性の検討を行う前に、増設した場合、ダム水位が LWL 以下になることがないかについて過去 2006 年から 3 年間の河川流量実績に基づき、ダム水位のシミュレーションを実施した。

6 ユニットまたは 8 ユニートを増設後、すべてのユニットがピーク供給力として運転されると仮定して、Keban ダムの水位をシミュレーションした結果を図 4.25 に示す。6 ユニット増設の場合のシミュレーション結果は実績値と HWL の間にあり、6 ユニットまで増設して全台ピーク運転を行ったとしても、貯水池の水の不足は発生せず、ダム運用に問題はないことが分かる。一方、8 ユニートを増設した場合は 2008 年に水位が LWL を下回る結果となった。

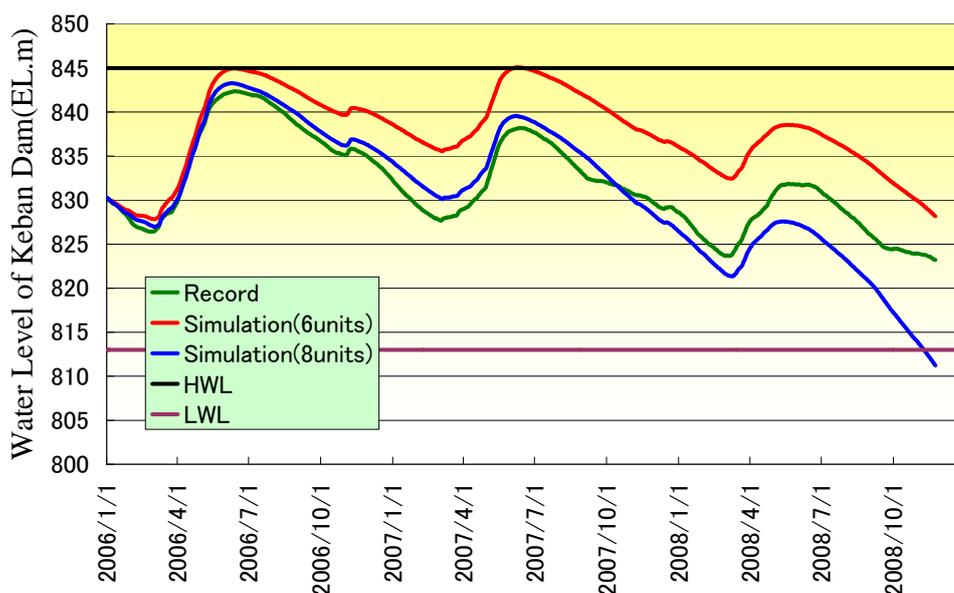


図 4.25 Keban ダム水位シミュレーション結果

また、PDPAT II を使用して、2025 年から 2030 年頃のピーク需要にあてはめた時に、期待できる供給力を算定した。その結果を以下に示す。

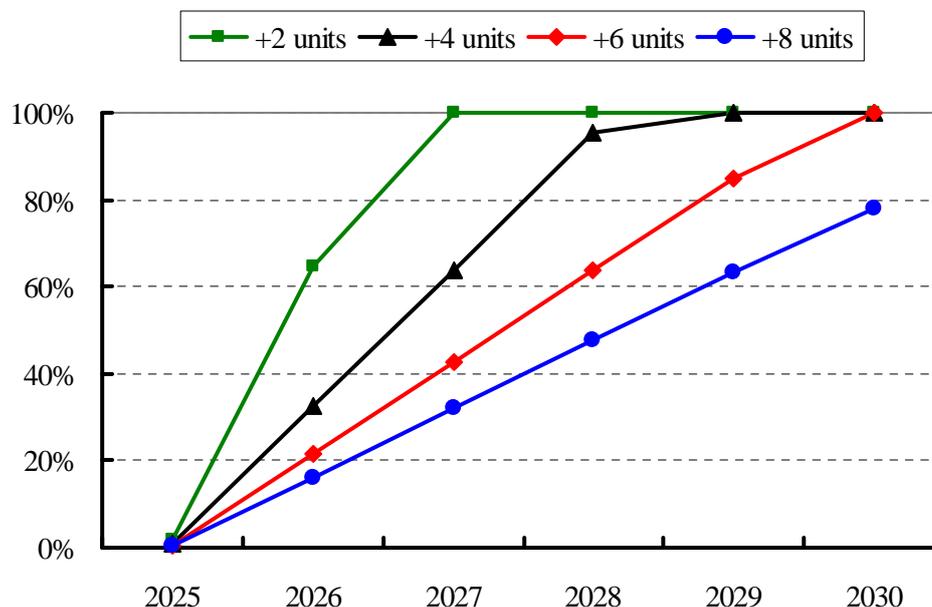


図 4.26 Keban 水力増設による供給力期待値

2025 年においては、Keban 水力を含めた既設の一般水力でピーク需要への供給は十分対応が可能であり、Keban 水力の増設を行っても、供給力の増加はほとんど期待できない。2 台増設の場合は 2027 年以降、4 台増設の場合は 2029 年以降、6 台増設の場合は 2030 年以降に追加設備量と同量の供給力が期待できる。8 台増設した場合には、2030 年においても追加設備量の 80% 程度しか供給力として期待できない。

水位のシミュレーション結果および PDPAT II の計算結果より、6 ユニットまで大きな障害なく増設が可能であることが判明した。2, 4, 6, 8 ユニット増設の場合の概算工事費を計算した結果は表 4.25 に示すとおりである。

2 ユニットの増設の場合では kW あたりの建設単価は揚水式水力発電とほぼ同等の 727USD/kW であり、増設ユニットが増えるにつれて建設単価は低減し、8 ユニット増設の場合では 543USD/kW となった。

表 4.25 Keban 発電所増設計画概算工事費算出結果

増設ユニット数	2	4	6	8
ユニット出力 (MW)	183	183	183	183
ユニット最大使用水量 (m ³ /s)	135	135	135	135
合計増出力 (MW)	366	732	1,098	1,464
増分使用水量 (m ³ /s)	270	540	810	1,070
<主要構造物諸元>				
導水路 (D: 9.3m, L: 700m) 条数	1	2	3	4
水圧鉄管 (D: 4.6m, L: 1,113m) 条数	2	4	6	8
調圧水槽 (D: 15.0m, H: 55.0m) 基数	1	2	3	4
発電所 (W: 19.0m, H: 30.0m) 長軸長さ (m)	38.00	76.00	114.00	152.00
工事費合計 (mil.USD)	266	442	618	795
建物関係	2	3	5	7
土木関係	90	125	160	195
水路・水槽	20	40	59	79
水圧管路	7	15	23	31
発電所・機械基礎	8	13	19	24
仮設備 (コッファードム) 他	55	57	59	61
電気関係	93	187	280	374
鉄管、ゲート他	81	127	173	219
建設単価 (USD/kW)	727	604	563	543

(3) 既設貯水池水力の増設の開発可能性

上記各増設規模の概算建設費に基づき、ガスタービン火力発電ならびに揚水式水力発電を代替電源として B/C 手法により経済性評価を行った。代替電源の建設費は 4.2 章で記載したものをを用いた。経済計算結果 (B/C, B-C) を表 4.26 に示す。

代替電源がガスタービン火力、揚水式水力のいずれの場合も増設ユニットが 2 台のケースでは B/C が 1 を若干上回るだけであり、Keban の増設計画の経済性は低いが、増設ユニットが 4 台以上のケースでは B/C は 1.2 を超えており、他のピーク電源に比べてかなり経済的であると言える。しかし、増設ユニットが 8 台になると、系統運用上期待できる供給力は増設設備量の 80% 程度になるため、B/C は 1.2 を下回ることになる。

6 ユニット増設する計画 (増設規模 1,098MW) が最も経済的であるが、系統運用上の必要時期は 2030 年以降である。

表 4.26 経済計算 (B/C、B-C) 結果

Number of Extension Units			2	4	6	8
Total Extension Capacity (MW)			366	732	1,098	1,464
Supply Capacity (MW)			366	732	1,098	1,171
Unit Costs (USD/kW)			727	604	563	543
Alternative Power Source	Gas Turbine	B/C	1.07	1.29	1.39	1.15
		B-C (mil.USD)	2.1	13.9	25.6	12.8
	PSPP	B/C	1.01	1.21	1.30	1.08
		B-C (mil.USD)	0.2	10.1	20.0	6.8

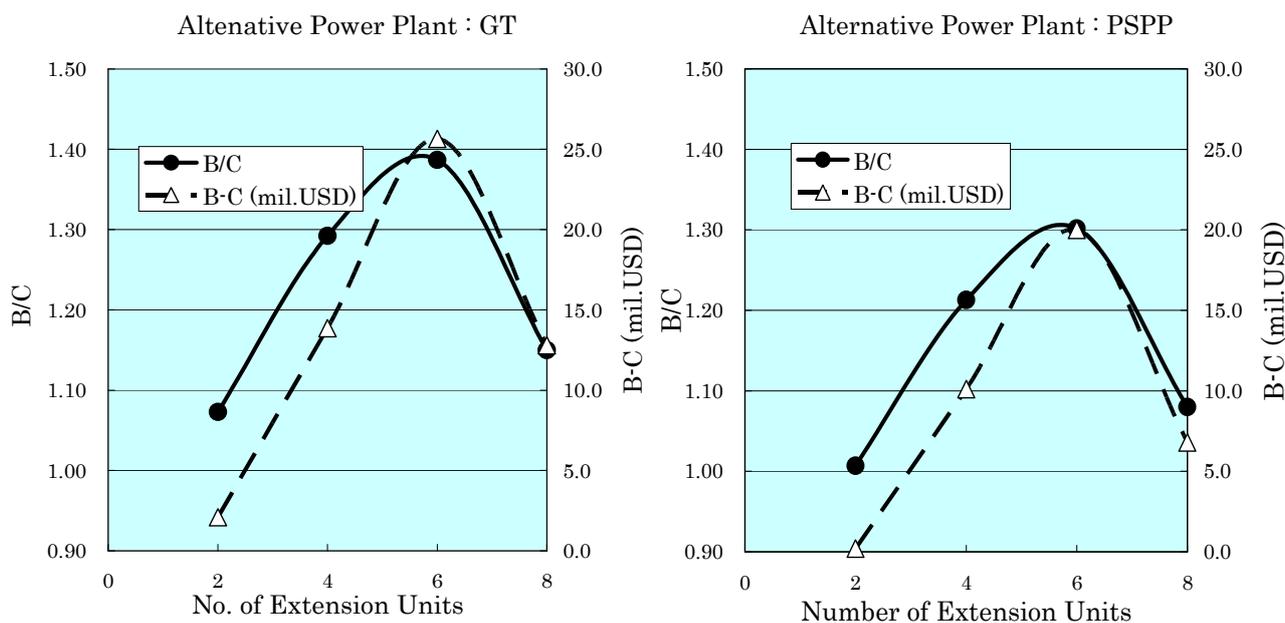


図 4.27 増設ユニット数と B/C、B-C の関係

(4) Keban 増設時に必要な送電線

本節では Keban 水力を増設した場合に必要な送電線を検討した。第 7 章に記載した黒海沿岸地域の発電力を増加したパターン、および東部山岳地帯の発電力を増加したパターンに対応する系統をベース系統とした。この系統は Keban 水力を増設しない場合にも必要となる回線を追加したケースである。

このベース系統に Keban 水力を 1,100MW 程度 (6 台) 増設し、クライテリアを満たすために必要となる 380kV 送電線の回線を見積もった。

ベース系統に対して、東部山岳地帯の発電力を増加させ、さらに Keban 水力に 1,100 MW 増設を行った時の増分潮流を図 4.28 に示す。四角内の数値が増加後の潮流であり、括弧内は潮流増分を示す。

潮流増分が大きい区間は以下であった。

- Keban-Kangal 間：潮流増分 1 回線で 185 MW
- Keban-Karakaya 間：潮流増分 2 回線で 259MW

■ Keban-Erbistan 間：潮流増分は1回線で196MW

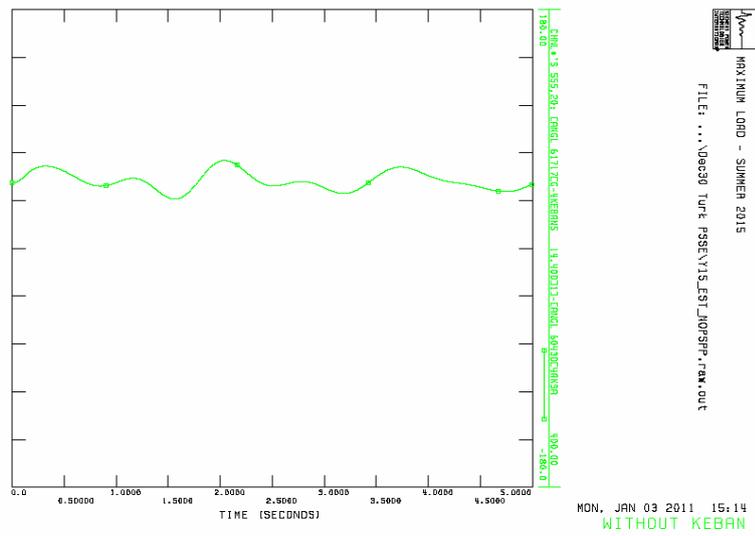
それ以外の区間は、概ね1回線あたり100MW程度以下の潮流増分となった。

Keban 周辺からの送電線の回線数が多いために、Keban の増設による増分潮流は分流し、この検討断面においては、1回線事故を想定しても、残り回線の潮流が線路容量を超過する箇所はなかった。

ベース系統に対して、東部山岳地帯の発電力を増加させたケース、およびさらに Keban 水力に1,100 MW 増設を行った時の安定度波形を図 4.29 および図 4.30 に示す。

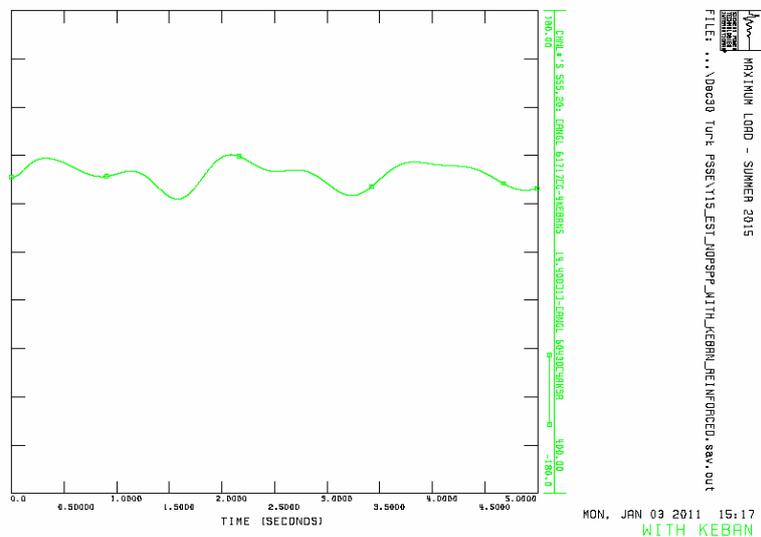
両者に顕著な差はなく、ベース系統では、Keban 水力発電所の増設を行っても、安定度には大きな影響を与えない。

従って、2015 年の発電所の出力増加時に対応できる系統増強を行えば、Keban 水力の増設に対応する新たな送電線は必要ないと考えられる。



注) Erbistan 母線付近の Erbistan- Sinkan 送電線 1 回線三相短絡事故後、120 ms で当該回線開放の場合。波形は Kebab 発電所と南西部にある Aksa 発電所の発電機内部位相差。

図 4.29 1 回線事故時の安定度波形 (B 発電パターン)



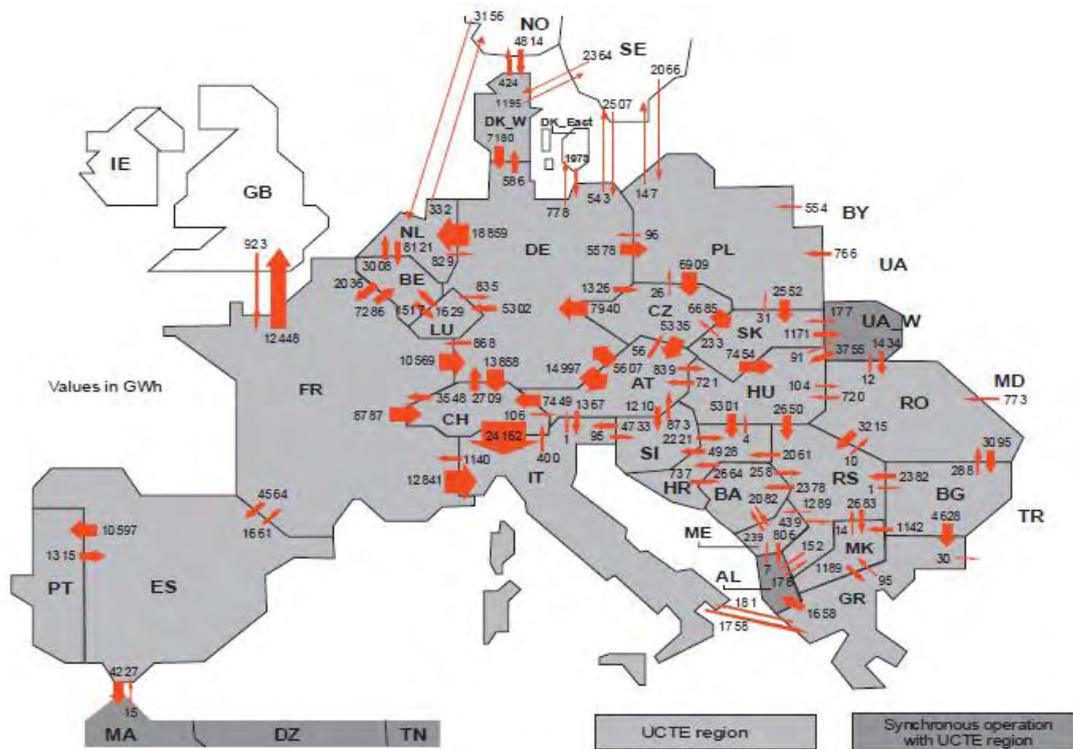
注) Erbistan 母線付近の Erbistan- Sinkan 送電線 1 回線三相短絡事故後、120 ms で当該回線開放の場合。波形は Kebab 発電所と南西部にある Aksa 発電所の発電機内部位相差。

図 4.30 1 回線事故時の安定度波形 (B 発電パターン+Kebab 増設)

4.5.3 他国からの電力融通可能性

欧州系統との連系により、トルコ系統において供給信頼度の向上、燃料の焚き減らし効果が得られる可能性がある。一方、連系系統内の連系容量制約に因って想定どおりの効果が得られないことも考えられる。

2008年のENTSO-Eデータによるとトルコ系統が連系した、ブルガリアは電力輸出超過（5,324GWh）となっている。しかし、ギリシャは輸入超過（5,706GWh）となっている。



(出典：Statistical Yearbook 2008, ENTSO-E)

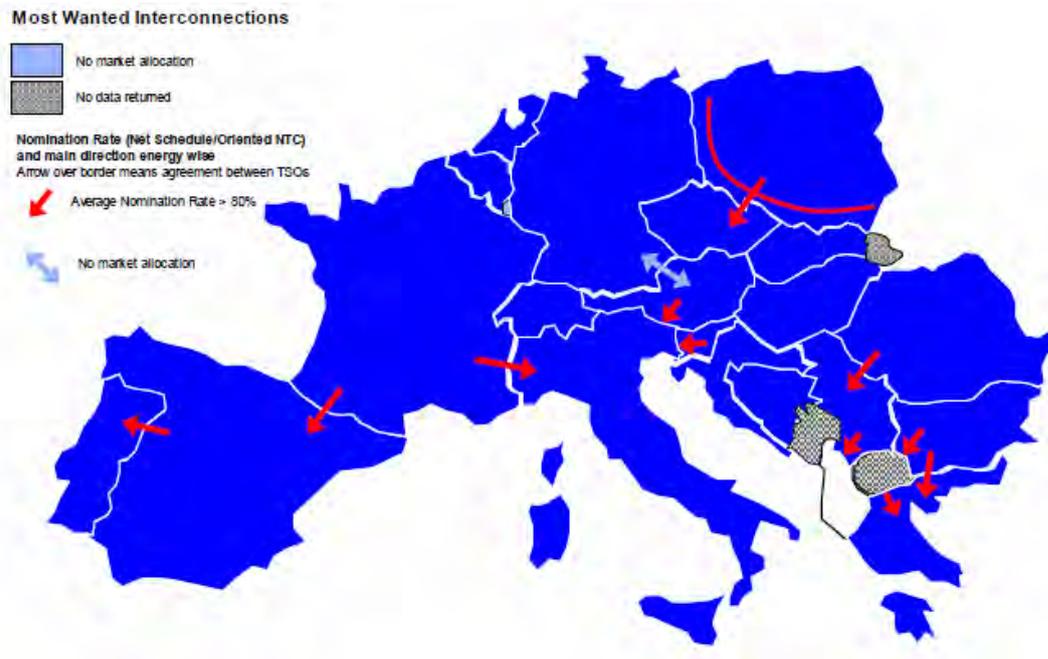
図 4.31 2008 年における国際間潮流状況 (Physical energy flows 2008 in GWh)

表 4.27 ギリシャとブルガリアの電力輸出入 (2008 年) 単位：GWh

ギリシャ			ブルガリア		
相手国	電力輸入	電力輸出	相手国	電力輸入	電力輸出
ブルガリア	4,628	-	ギリシャ	-	4,628
マケドニア	1,189	-	マケドニア	-	1,142
イタリア	1,758	181	ルーマニア	3,095	268
トルコ	-	30	ユーゴスラビア	1	2,382
アルバニア	-	1,658	-	-	-
計	7,575	1,869	計	3,096	8,420

一方、ブルガリアおよびマケドニアからギリシャ系統向けの連系線の年利用率は 80% 超過の混雑連系線となっている。

このため、トルコ系統でピーク時に必要な供給予備力が得られるかどうかは、ピーク需要発生時の連系線の混雑状況に依存する。



出典：ENTSO-E

図 4.32 2008 年の電力取引混雑状況

4.6 2030年頃における最適電源構成の検討

2030年頃に到達すると想定される80GWの需要規模の系統において、最初にピーク供給力の最適な構成比率について検討を実施した。次に、必要となるピーク供給力の中で、揚水式水力の最適開発量について検討した。

なお、需要の伸びが想定よりも大きい場合には、2030年よりも早い時期における検討となり、需要の伸びが想定よりも小さい場合には、2030年よりも遅い時期における検討となる。

4.6.1 ピーク供給力必要量の検討

(1) ガスタービン火力とコンバインドサイクル火力の比較

ピーク供給力として経済性が高いガスタービン火力とミドル供給力として経済性が高いコンバインドサイクル火力の比較を実施することにより、ピーク供給力の必要量を検討した。

両方の経済的諸元を以下に示す。なお、両方とも天然ガスを燃料としており、燃料の価格は同一であるが、効率の差が大きく燃料単価は大きな差となっている。

表 4.28 ガスタービン火力とコンバインドサイクル火力の経済性比較

	Construction cost	Annual fixed cost	Fuel cost
Gas turbine (GT)	500 USD/kW	83.8 USD/kW/year	14.2 USC/kWh
Combined cycle (CC)	700 USD/kW	113.8 USD/kW/year	7.5 USC/kWh

CCと比較して建設単価が安いGTは、年間の固定費が安くなるが、効率が悪いので燃料単価は高くなる。

計算の結果を以下に示す。なお、供給信頼度のレベルとして、供給予備率は最大需要に対して8%確保することとしている。(LOLE値では5~10時間)

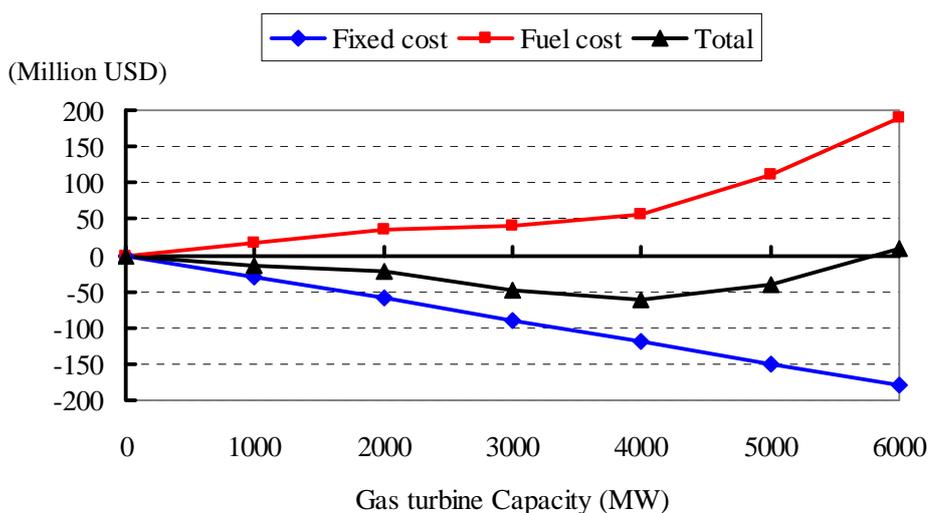


図 4.33 ガスタービン火力とコンバインドサイクル火力の経費比較

ピーク供給力として、GT の設備量を増加し、その増加量に相当する CC の設備量を減少させていくと、GT の方が、CC よりも年間の固定費が安いため、1000MW あたり 30 million USD ずつ固定費が減少していく。一方、GT の方が CC よりも燃料単価が高いため、一般的には GT の設備量増加に伴って、燃料費は増加していく。しかし、投入量があまり多くない領域（4000MW 以下）においては、燃料費の増加はあまり大きくない。

以下に、GT を 4,000MW 開発した場合、2030 年 8 月における 1 週間の運転状況イメージを示す。最大需要が発生する昼間帯には GT が運転されているが、その他の時間帯ではほとんど運転していない。さらに、8 月以外の月においては、月の最大需要が発生する時間帯においても GT を全く運転していないこともある。

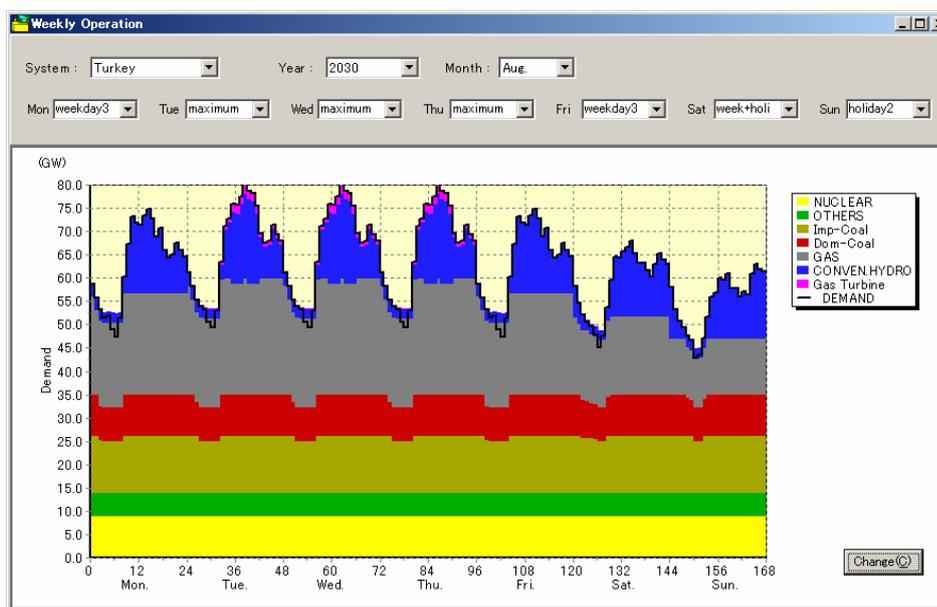


図 4.34 ガスタービン火力の運転イメージ (GT: 4000MW)

ピーク供給力の経済性は、供給信頼度のレベルに大きく左右される。上記の検討について、供給信頼度レベルを変化させた場合の結果を以下に示す。

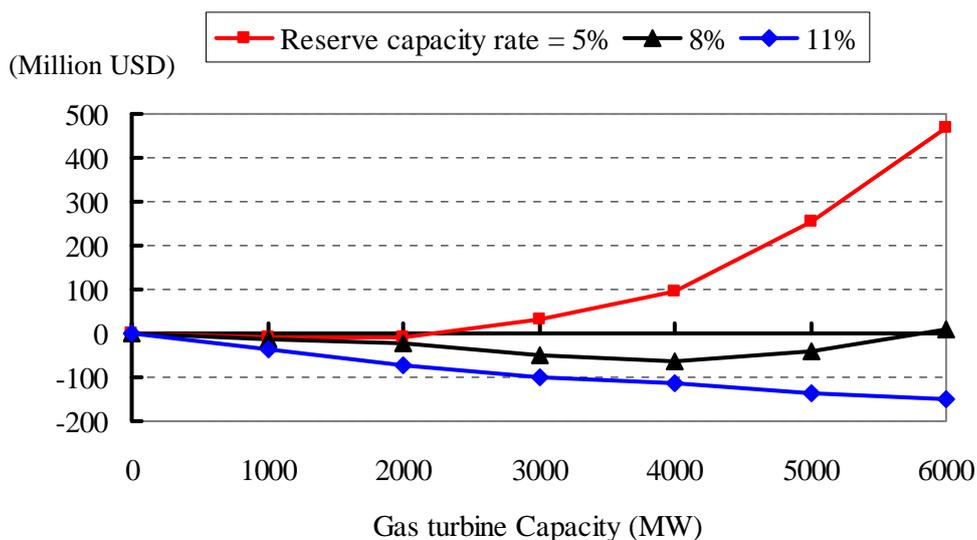


図 4.35 供給予備率の変化によるピーク供給力の経済性の変化

供給予備率が減少して 5%（LOLE 値では 50 時間程度）になると、ピーク供給力の最適開発量は 2,000MW 以下に減少する。一方、供給予備率が増加して 11%（LOLE 値では 1 時間以下）になると、ピーク供給力の最適開発量は 6000MW 以上に増加する。

これは、ピーク供給力である GT の実際の運転量に関係している。供給予備率が減少すると、GT の導入量が少ない段階でも燃料費の高い GT の運転機会が増加するため、燃料費が増加し GT の優位性が大幅に減少する。一方、供給予備率が増加すると、GT の導入量が多くなっても GT の運転機会がほとんどなく、燃料費が増加しないため、固定費の安い GT の方が有利になる。

この結果、ピーク供給力である GT の最適開発量は供給信頼度のレベルに大きく左右されるが、適正な供給信頼度レベル（供給予備率 8%）の場合には、ピーク供給力である GT の最適開発量は 4,000MW 程度となる。

(2) 揚水式水力+GT とコンバインドサイクル火力の比較

次に同様な方法により、ピーク供給力として経済性が高い揚水式水力+GT とコンバインドサイクル火力の比較を実施することにより、ピーク供給力の必要量を検討した。

揚水式水力とコンバインドサイクル火力の経済的諸元を以下に示す。

表 4.29 揚水式水力とコンバインドサイクル火力の経済性比較

	Construction cost	Annual fixed cost	Fuel cost
PSPP	700 USD/kW	78.6 USD/kW/year	5.2 USC/kWh
Combined cycle (CC)	700 USD/kW	113.8 USD/kW/year	7.5 USC/kWh

PSPP の建設単価は、CC と同様に 700USD/kW であるが、土木設備が多いため耐用年数が長いことに加えて、補修費用などが安いことため年間の固定費は安くなる。PSPP の燃料単価は、石炭火力を焚き増して揚水するという前提で計算しており、30%の揚水ロスを考慮しても、CC の燃料単価よりも安くなる。

計算の結果を以下に示す。

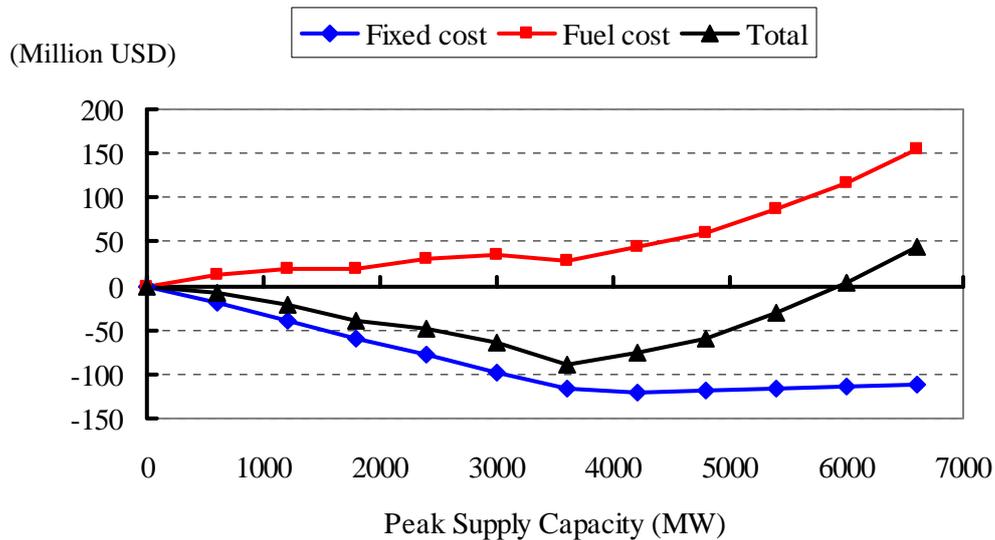


図 4.36 PSPP+GT とコンバインドサイクル火力の経費比較

ピーク供給力として、PSPP と GT の設備量を同量ずつ増加し、その両者の合計増加量に相当する CC の設備量を減少させていくと、PSPP+GT の方が、CC よりも年間の固定費が安いこと、1,000MW あたり 33 million USD ずつ固定費が減少していく。ピーク供給力の開発量が 4,000MW (PSPP の開発量が 2,000MW) を超えると、PSPP が設備量と同量の供給力を期待できなくなってくる。このため、固定費の減少傾向が若干鈍化してくる。燃料費は、GT のみを投入したケースと同様の傾向を示し、投入量があまり多くない領域 (4,000MW 以下) において増加量はわずかである。

この結果、ピーク供給力である PSPP+GT の開発量が、4,000MW 程度が最適点となる。

(3) ピーク供給力必要量

PSPP+GT の開発量が、3,000MW（PSPP の開発量 1,500MW）の場合において、8 月最大需要日の需要に対し、各種発電設備の運用をあてはめた結果を以下に示す。

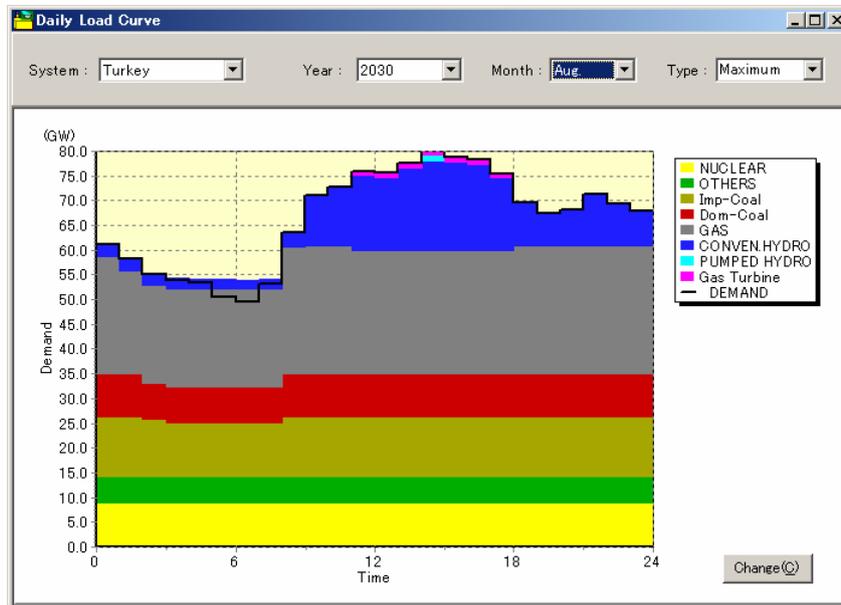


図 4.37 発電設備のあてはめの例

既設の一般水力が、すでにピーク供給力としてかなりの部分を対応しており、今後一般水力の運用条件が変化しない限り、さらなるピーク供給力の必要性はあまり大きくない。しかし、その一般水力に加えて、全体設備量の 3%程度までならば、ピーク供給力として PSPP または GT を開発しても経済的となる。

4.6.2 揚水式水力必要量の検討（ベースケースにおける検討）

(1) 揚水式水力の池容量の検討

揚水式水力の必要量検討に先だて、揚水式水力の最適池容量の検討を実施する。水力の池容量（有効貯水容量）の単位は一般的には m^3 であるが、ここでは、その揚水式水力を最大出力で継続的に運転した場合に、運転継続が可能な時間で表わしている。

一般的に池容量を大きくする場合には、当然のことながらダムの高さを上げる必要がある。このため、工事費が高くなるので、あまり効果が期待できない場合には、それ以上池容量を大きくすることは非効率となる。

火力発電所の場合には、燃料の供給制限がない限り、開発量と供給力は常に同一量が期待できるが、水力の場合には、河川流入量と流入量を調整する池の容量により、1日の運転可能量は制限が生じる。（揚水式水力の場合は、上部ダムへの河川流入量がほとんどないので、上部ダムの池の容量）

(a) 一般水力が全くないケースでの試算（現実にはありえないケース）

揚水式水力の池容量の違いにより、供給力が変化する例を以下に示す。このケースは、トルコ国の2030年の系統（80GW）に対して、一般水力が全くなく、揚水式水力を12,000MW（12GW）開発して対応した例である。（理解を促進させるために、現実にはありえないケースで実施している。）

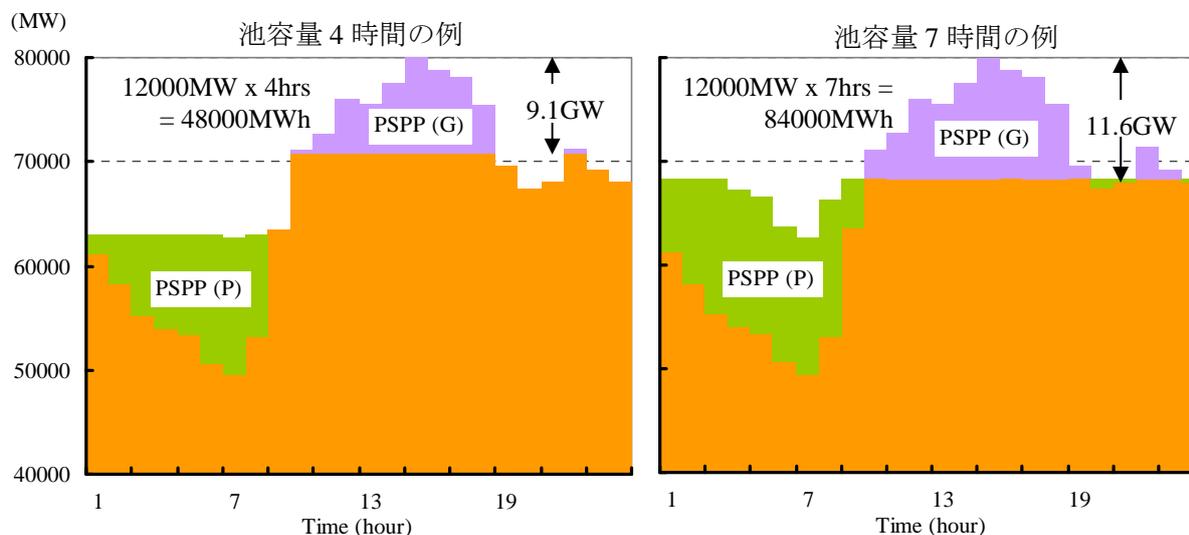


図 4.38 揚水式水力当てはめのイメージ

揚水式水力の需要への当てはめは、当てはめ後の需要形状がなるべくフラットになるように当てはめれば、燃料費の高い火力の運転を抑制することができるので、最も経済的となる。池容量が4時間の場合には、揚水式水力の当てはめ可能容量が48,000MWhしかないために、当てはめ後の需要形状がなるべくフラットになるように当てはめようとする、9,100MW（9.1GW）の供給力しか期待できない。一方、池容量が7時間の場合には、揚水式水力の当てはめ可能容量が84,000MWhあるので、当てはめ後の需要形状がなるべくフラットになるように当てはめようとする

ると、設備量 12,000MW とほぼ同程度の 11,600MW (11.6GW) の供給力が期待できる。このように、揚水式水力は、池容量の大きさによって、供給力に差が出てくる。

(b) 現実的なケースにおける試算

前項の検討では、一般水力が全くないケースにおいて試算を行ったが、実際のトルコの系統には、多くの一般水力が存在している。これらの一般水力は、燃料費が不要なので、最優先で需要へのあてはめを実施するのが最も経済的である。

トルコにおける大規模 (50MW 以上) 一般水力のほとんどは、需要が大きい昼間帯のみの運転を行っており、需要が少なくなる夜間は停止している。(4.3.3 (1) 参照) つまり、需要のピーク部分のほとんどは、一般水力により供給することが可能な状況になっている。

上記の状況を考慮して、需要にあてはめた結果を以下に示す。

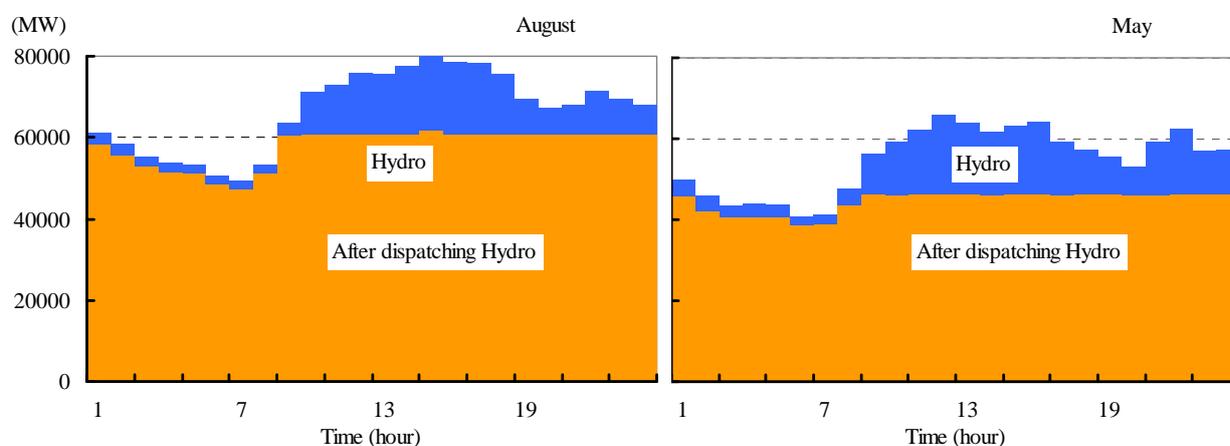


図 4.39 一般水力の需要へのあてはめ例

需要のピーク時間帯に一般水力をあてはめると、当てはめ後の需要形状は、非常にフラットな形になる。最大需要が大きい 8 月では、15 時に 1 時間だけピークの形が残るが、最大需要が小さい 5 月では、9 時から 24 時まで完全にフラットな形状になる。

2030 年 (需要規模 80GW) の系統において、揚水式水力の設備量と 8 月における揚水式水力の供給力の関係を以下に示す。

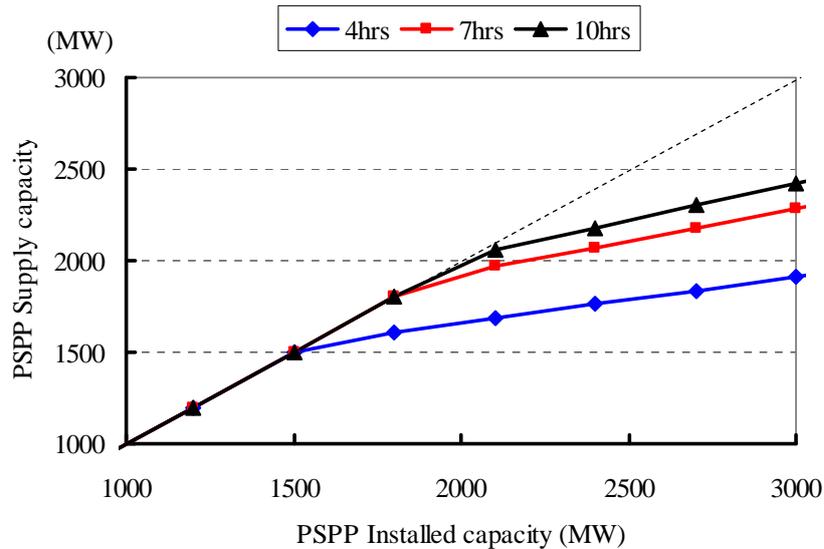


図 4.40 揚水式水力の設備量と供給力の関係

池容量（時間数）が4時間、7時間、10時間の3つのケースについて実施した。その結果、揚水式水力の設備量が1,500MW以下であれば、どのケースにおいても設備量と8月における供給力は一致する。揚水式水力の設備量が1,800MWの場合、池容量（時間数）が7時間以上であれば、設備量と供給力は一致するが、池容量が4時間しかない場合、期待できる供給力は減少する。揚水式水力の設備量が2,100MW以上の場合、池容量が7時間以上であっても、設備量と供給力は一致しないが、池容量が7時間の場合と10時間の場合の差はわずかである。

この理由は、以下のように考えることができる。揚水効率が70%程度であるため、池容量が10時間の場合、上部貯水池の水位レベルを最低から最高まで揚水するのに14.3時間かかる。つまり、全部の池容量を有効に使用した発電・揚水の1サイクルに最低でも24.3時間かかってしまうので、1日という単位では運用できないことになる。このように、池容量が10時間あったとしても、毎日継続的に最大出力で10時間運転することは不可能である。1日（24時間）の中で揚水し発電し、揚水と発電の中間時間帯は発電も揚水もせずに停止している期間が存在することを考えると、池容量が7時間以上大きくなってくると、その池容量を毎日有効に活用することが難しくなってくる。

揚水式水力の開発量が1,200MWと2,400MWの2つのケースについて、池容量（時間数）を変化させた場合における、揚水式水力の供給力（8月および年平均）の変化を以下に示す。

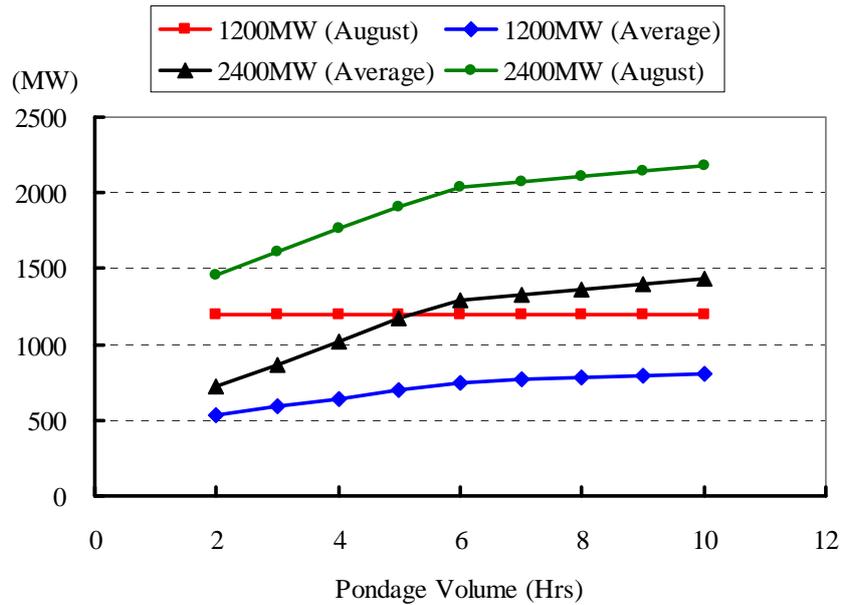


図 4.41 揚水式水力の池容量と供給力の関係

揚水式水力の開発量が1,200MWの場合には、池容量の大きさに係わらず8月において1,200MWの供給力が期待できる。しかし、8月以外の月も含めた平均的な供給力では、池容量の減少に伴って供給力が減少してくるが、池容量が6時間以下になると供給力の減少幅が大幅になってくる。減少するが、7時間以上になると供給力の伸びが鈍化してくる。この傾向は揚水式水力を2,400MW開発した場合にさらに顕著となり、8月においても、池容量が7時間以上になると供給力の伸びが鈍化してくる。

(c) 結論

上記で検討したように、池容量を6時間～7時間程度までは増加させても、それに見合う供給力の増加という効果が出るが、7時間以上に増加させても効果の増加はあまり大きくない。このため、投資効率を考えると、池容量は7時間程度が妥当であると考えられる。

(2) 揚水式水力の最適必要量の検討

4.6.1 における検討において、ピーク供給力の開発量は一般水力に加えて、揚水式水力やガスタービンで4,000MW程度必要であるとの結論を得ている。

ここでは、ピーク供給力として必要となる4,000MWの内訳として、揚水式水力とガスタービン(GT)のどちらが経済的かの検討を実施した。揚水式水力の開発量を増加させた場合に、系統全体の経費がどのように変化するかを以下に示す。経費は、揚水式水力の開発が全くない場合を基準として、そのケースとの差分を表わしている。なお、揚水式水力の開発に応じて、基本的には同容量のガスタービンの開発を取りやめることにより、すべてのケースにおいて供給予備率を一定(8%)に保っている。

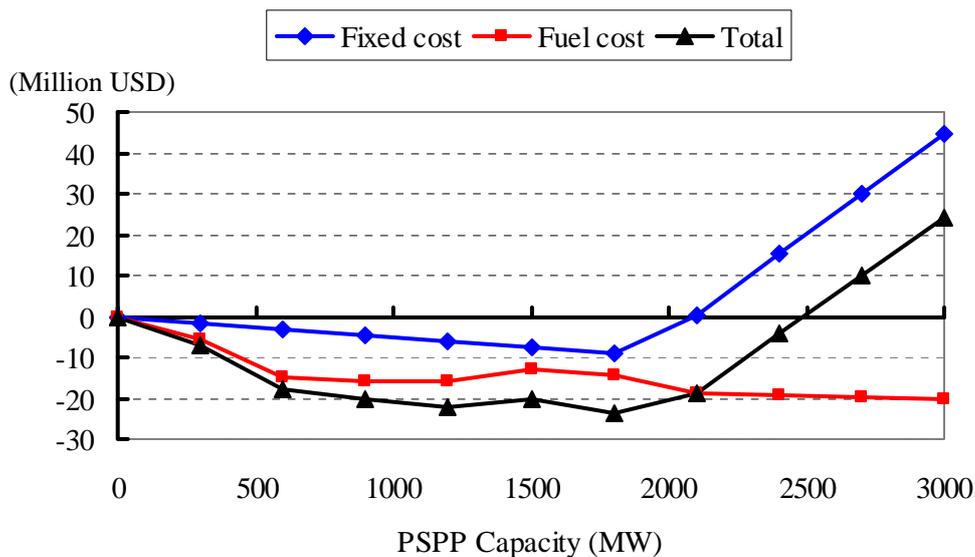


図 4.42 揚水式水力の最適必要量

(a) 固定費

揚水式水力の開発量を増加させていくと、その分 GT の開発量が減少していく。年間の固定費は、揚水式水力が 78.6 USD/kW/year で GT が 83.8 USD/kW/year なので、揚水式水力開発量の増加とともに、年間の固定費がわずかずつ(1,000MW あたり 5.2 million USD)減少していく。この傾向は揚水式水力の開発量が 1,800MW に達するまでは継続する。しかし、1,800MW 以上の開発を実施すると、開発量と供給力が一致しなくなってくるため、揚水式水力開発量と同量の GT 開発量を減少させてしまうと、供給力が不足し、所定の供給予備率を維持できなくなる。(この理由については後述する。) 所定の供給予備率を維持するため、揚水式水力の開発に伴って可能となる GT 開発量の減少量を少なくして対応する必要がある、固定費が上昇していく。具体的には、揚水式水力の開発量が 1,800MW の場合、GT の開発量減少分を同量の 1,800MW としても、所定の供給予備率を維持できるが、揚水式水力の開発量が 2,100MW の場合、所定の供給予備率を維持するためには、GT の開発量減少分は 1,967MW に抑える必要がある。

1,800MW 以上の開発を実施すると、開発量と供給力が一致しなくなってくる理由は、以下によるものと考えられる。

揚水式水力を 2,100MW 開発した場合、需要へのあてはめイメージを以下に示す。

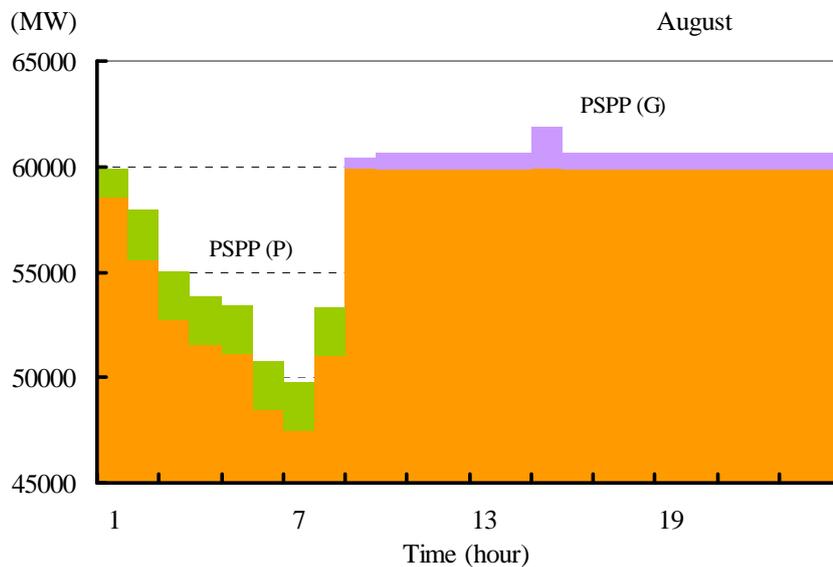


図 4.43 揚水式水力の需要へのあてはめイメージ

一般水力あてはめ後の需要形状が、15時を除いて9時から24時までほとんどフラットになっているため、揚水式水力の開発量が多くなってくると、揚水式水力が対応しなければならない時間が16時間に増加する。それに対して揚水式水力の池容量は、最大出力運転で7時間分しか保有していないため、対応すべき時間のすべてにわたって最大出力で運転することはできず、出力を抑制して運転せざるを得なくなる。

(b) 燃料費

燃料費は、揚水式水力の開発量の増加に伴って減少する。これは、揚水式水力の導入により、夜間に発生している余剰分を揚水用動力として有効活用が図れることによる。揚水式水力の開発量が600MW程度までは燃料費は順調に減少するが、それ以上揚水式水力の開発量を増加させてもさらなる燃料費減少は期待できず、ほぼ横ばいで推移する。

揚水式水力の開発量を増加させた場合に、各種燃料消費量とガス火力の総合効率がどのように変化するかを以下に示す。

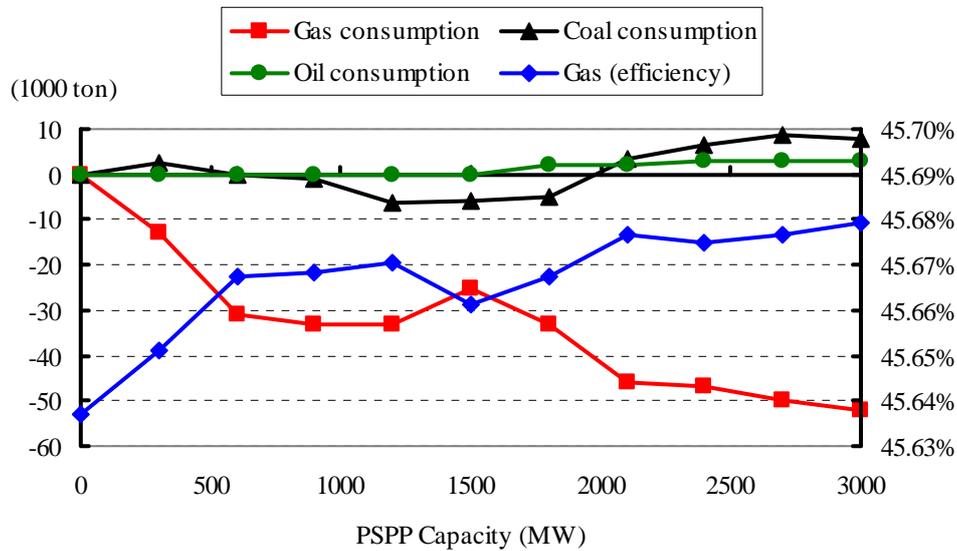


図 4.44 各種燃料消費量とガス火力総合効率の変化

石炭や石油の消費量はほとんど変化がないが、ガスの消費量は揚水式水力の開発とともに徐々に減少する。揚水式水力の開発量が 2,100MW に達すると、ガスの消費量は年間で 50,000 トン程度削減することが可能である。ガス火力の総合効率は、揚水式水力を全く導入していない時には 45.64%であったものが、揚水式水力の開発量が 2,100MW 以上になると、45.68%まで 0.04 ポイント増加する。

(c) CO₂ 排出量

揚水式水力の開発量を増加させた場合に、系統全体の CO₂ 排出量がどのように変化するかを以下に示す。

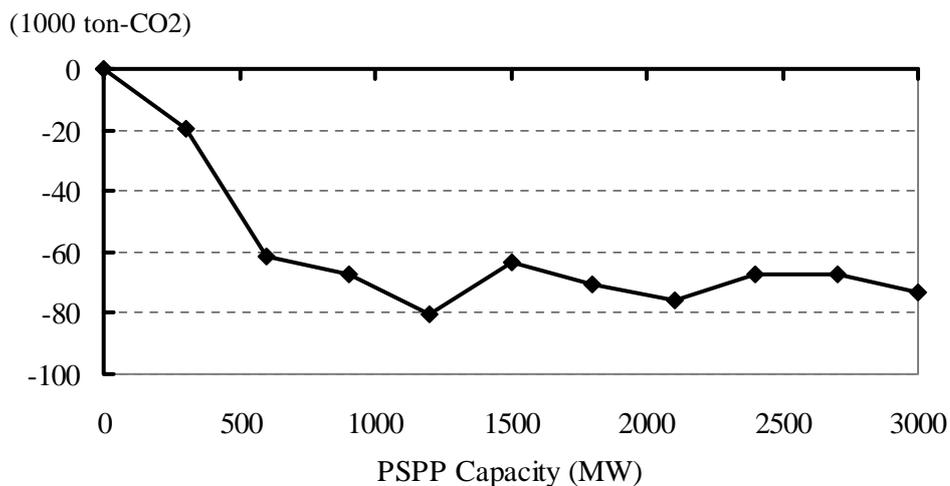


図 4.45 CO₂ 排出量の変化

上述のように、揚水式水力の開発量を増加させていくと、ガスの消費量削減が図れるため、系統全体のCO₂排出量も削減することが可能である。揚水式水力の開発量が600MW以上に増加してくると、CO₂排出量は年間70000トン程度削減が可能となる。

(d) 総合的評価

固定費と燃料費を合計した経費で見ると、揚水式水力の開発量が1,800MWまでは徐々に減少していく。しかし、さらに揚水式水力の開発量を増加させると、固定費の増加が著しいため、全体の経費も大きく増加していく。なお、この経費の中には、供給不能が発生した場合には、対応した供給不能コストを含む。

環境面を見ると、揚水式水力の開発を行うに従って、火力の効率的な運用を図ることが可能となり、CO₂排出量の削減が可能となる。

このように経済性面及び環境面の双方を考慮して総合的に評価すると、ピーク供給力の最適設備量として必要となる4,000MWのうち、揚水式水力の開発量が1,800MWの 때가最適である。

4.6.3 感度解析

(1) 燃料価格の変化

Base Case における化石燃料価格は、2009 年に IEA が発表した 2030 年までの燃料価格予想を使用している。化石燃料価格が一律に変化した場合における揚水式水力の経済性の変化を以下に示す。

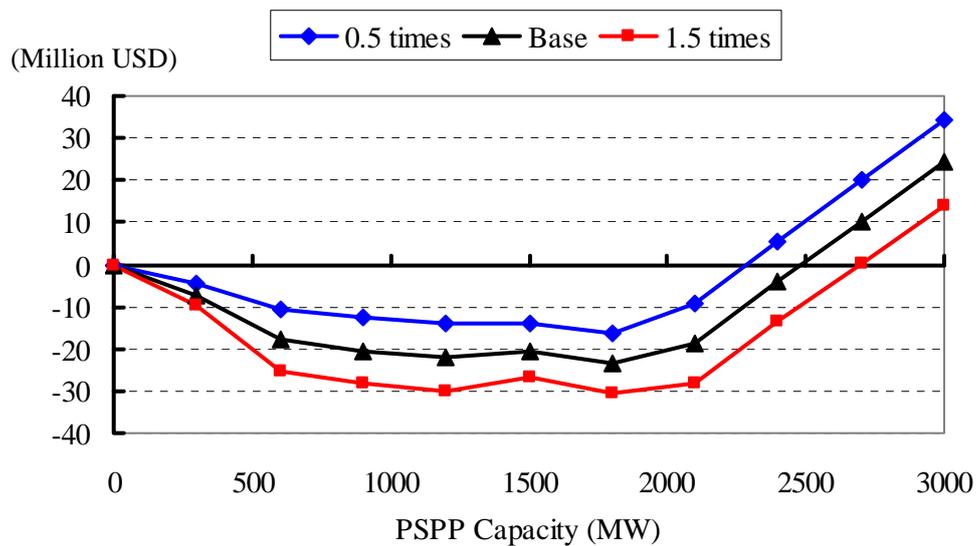


図 4.46 燃料価格の変化による揚水式水力の経済性の変化

化石燃料価格が一律に 1.5 倍になると、合計のメリットは若干増加するが、揚水式水力の最適開発量はほとんど変化しない。同様に、化石燃料価格が一律に 0.5 倍になると、合計のメリットは若干減少するが、揚水式水力の最適開発量はほとんど変化しない。このように、燃料価格が大幅に変化しても、揚水式水力の最適開発量はほとんど影響を受けない。

(2) 揚水式水力の建設コストの変化

Base Case における揚水式水力の建設コストは、現時点で算定した概算工事費として 700USD/kW を使用している。揚水式水力の建設コストが変化した場合における揚水式水力の経済性の変化を以下に示す。

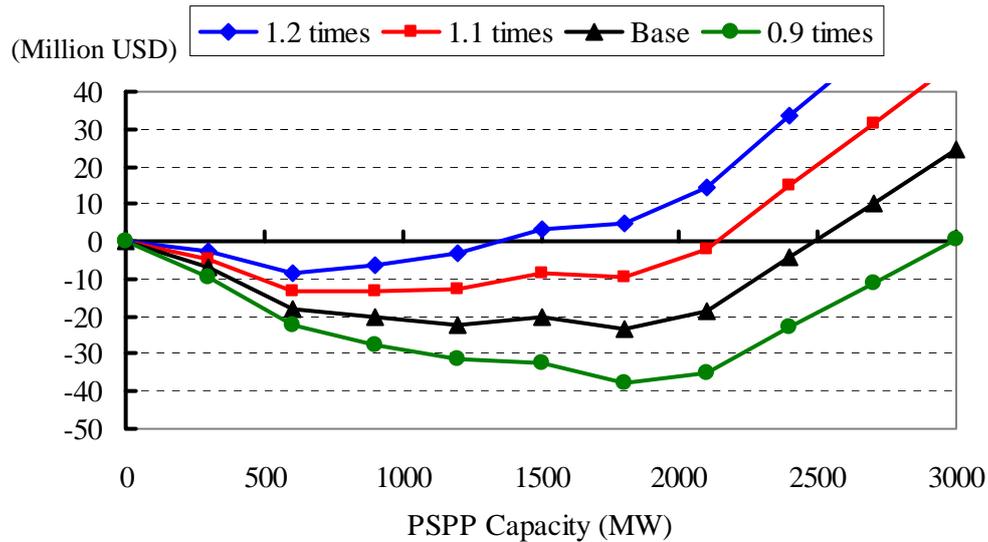


図 4.47 揚水式水力建設コストの変化による揚水式水力の経済性の変化

揚水式水力の建設コストが 1.2 倍 (840USD/kW) になると、合計のメリットは減少し、揚水式水力の最適開発量は 600MW 程度に減少する。一方、揚水式水力の建設コストが 0.9 倍 (630USD/kW) になると、合計のメリットは増加するが、揚水式水力の最適開発量はほとんど変化しない。

(3) 供給信頼度レベルの変化

Base Case においては、供給信頼度レベルとして、供給予備率 8% を設定している。これは、2030 年の電源構成を考えると LOLE 値で 5~10 時間である。

ピーク供給力の最適設備量を 4,000MW とし、その内訳として供給予備率を変化させた場合における揚水式水力の経済性の変化を以下に示す。

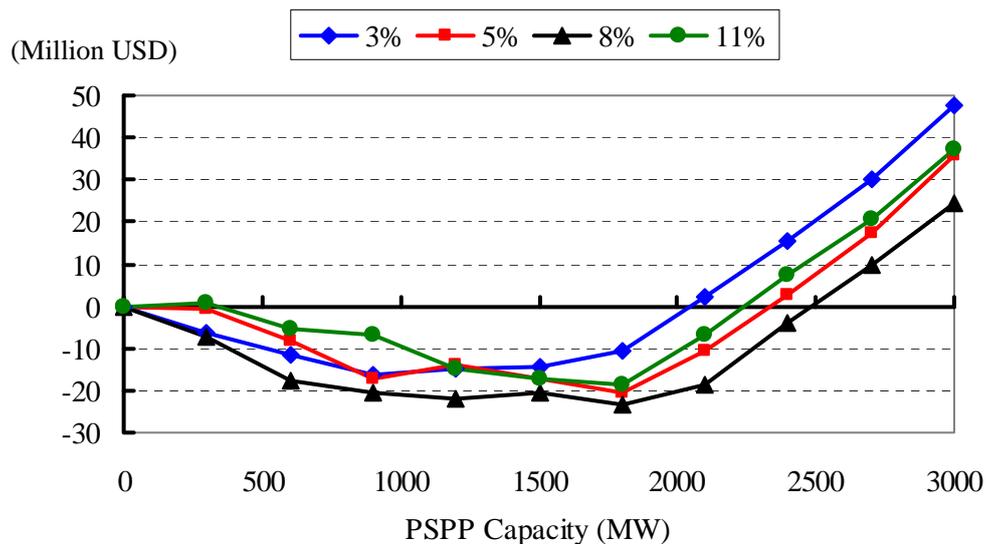


図 4.48 供給予備率の変化による揚水式水力の経済性の変化

供給予備率を変化させても、揚水式水力の経済性はあまり大きく変化せず、どのような状況においても、ピーク供給力の最適設備量として必要となる 4,000MW のうち、揚水式水力の開発量が 1,800MW の時が最適であると言える。ただし、ピーク供給力として経済的と考えられる揚水式水力や GT などの固定費が安い発電設備の必要量は、供給信頼度レベルにより変化する。

(4) 需要形状の変化

Base Case においては、最大電力需要は 2030 年に 80GW に到達するものと考えている。これは、2010 年から 2030 年までの 20 年間で年平均 4.8% 伸びていくと想定している。

最大需要や需要の形状を正確に予測することは非常に難しいが、今後、エアコン需要を中心に、昼間ピーク時の需要の伸びが大きくなり、昼夜間の格差が拡大していくケースが想定される。一方、景気の低迷や Demand Side Management (DSM) の進展などにより、ピーク時の伸びが鈍化し、昼夜間の格差が縮小していくケースも想定される。

需要形状の変化として、以下に示すようにピーク時間帯を中心に最大電力を 5% 増減させたケースについて最適揚水式水力開発量に与える影響を考察した。

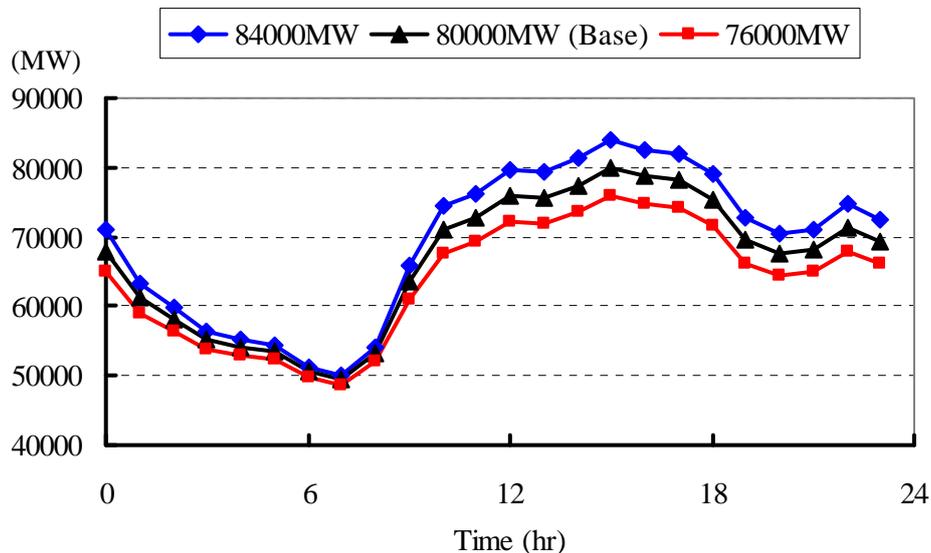


図 4.49 需要形状の変化

需要形状を変化させた場合における揚水式水力の経済性の変化を以下に示す。

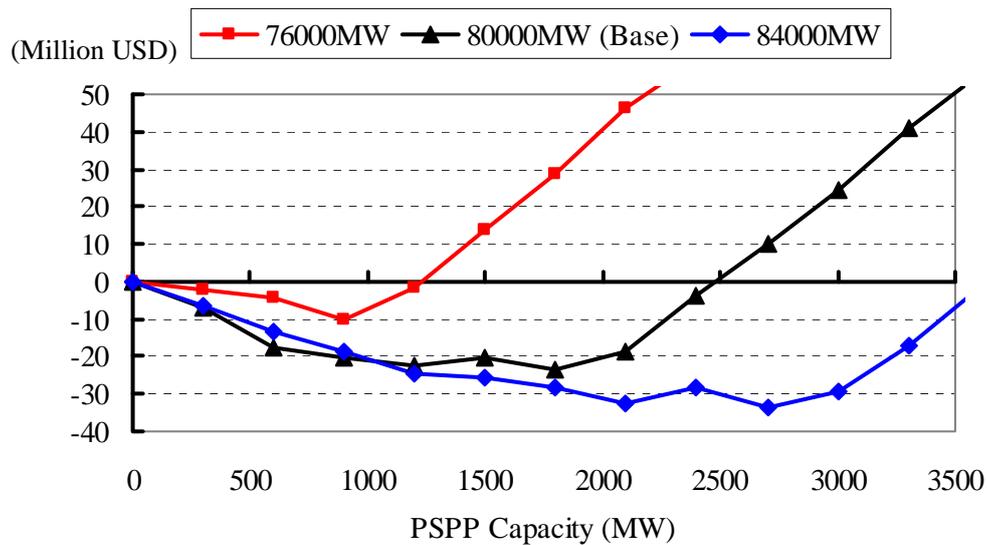


図 4.50 需要形状の変化による揚水式水力の経済性の変化

ピーク時間帯の最大需要が 5%減少して 76,000MW になると、揚水式水力の開発量が少ない段階（1,200MW 以上）で、開発量と供給力が一致しなくなる。このため、揚水式水力の開発量と同量の GT を繰り延べることが不可能となり、その分全体の固定費が増加し、揚水式水力の最適開発量は 900MW 程度に減少する。一方、ピーク時間帯の最大需要が 5%増加して 84,000MW になると、揚水式水力を 2,700MW 開発しても開発量と供給力が一致し、揚水式水力の開発量と同量の GT を繰り延べることが可能であり、全体の固定費の削減が見込めるため、揚水式水力の最適開発量は 2,700MW 程度に増加する。このように、需要形状の変化は揚水式水力の最適開発量に大きな影響を与える。

(5) 再生可能エネルギー（特に風力）の比率の変化

Base Case においては、2030 年において風力の設備量は 15,600MW としている。この値は、現状の設備量と比較すると、10 倍程度に匹敵するかなり大きな量であるが、Strategy Paper の目標値（2023 年で 20,000MW）と比較するとまだ少ない量である。

風力の設備量を変化させた場合における揚水式水力の経済性の変化を以下に示す。

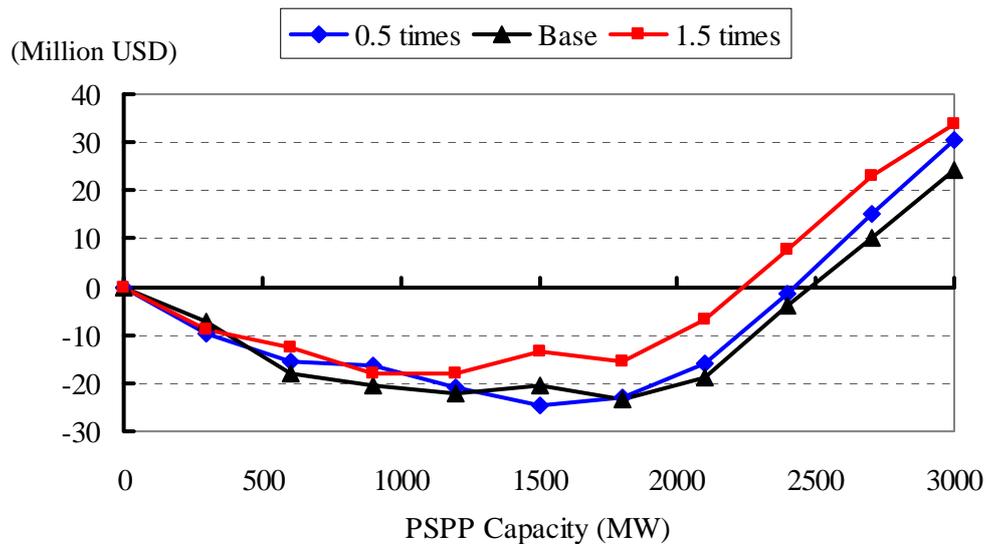


図 4.51 風力設備量の変化による揚水式水力の経済性の変化

風力の設備量を Base Case の 1.5 倍 (23,400MW)、0.5 倍 (7,800MW) と変化させて計算したが、大きな差はない。

個々の地点における風力の発電量は、短い時間単位で大きな出力の変化があると考えられる。しかし、本検討における仮定として、地点の数が多くなってくれば、短い時間単位での出力の変化は互いに相殺し、常に平均的な出力が発生するものとしている。このような考えに基づいて発電設備の運用を行っているため、風力導入量の変化による影響はあまり大きくないものと想定される。しかし、風力が多量に導入されてくると、オフピーク時において、風力からの発電量が多量に発生して余剰電力となる可能性が増大し、極端に安い揚水用動力が多量に確保できることから、揚水式水力の優位性が増加する。

4.6.4 リスク評価

揚水式水力のメリットは、供給予備力の保有状況、日需要曲線の形状、設備の構成と燃料価格など外的要因に大きく影響を受ける。一方、揚水式水力の建設工期は長く、開発の意思決定から運転開始まで 10 年以上必要である。このため、建設期間中に情勢が一変し、当初考えていたメリットの大部分が消滅してしまうリスクがある。

このような外的要因に伴うリスクとしては、以下が考えられる。

- 需要の増加傾向が鈍く、設備の余力が増加し、ピーク供給力の必要性が薄れる。
- DSM などの積極的な推進により、需要の形状が尖鋭化せず、設備量と同程度の供給力が期待できない。
- 揚水用動力として期待している電源が開発されない。
- ピーク供給力として貯水池式水力の開発（既設水力の増設も含む）が積極的に進められ、揚水式水力の相対的な価値が低くなる。

揚水式水力の開発事業者は、開発の意思決定にあたって、これらのリスクに対して回避する手段を講じておく必要がある。しかし、開発事業者の努力によりこれらの事象の発生をおさえることはできず、開発事業者としては、事象の発生に伴って発生すると想定される損失を極力抑える方策をとらざるを得ない。

一つの手段としては、情勢の変化に応じて、運転開始時期を遅らせることが考えられる。本格建設工事の着手前の段階であれば、それまでの資金負担はそれほど多くないので、少ない損失で対応可能である。しかし、揚水式水力は土木設備の比率が高く、本格建設工事の着手以降になると、運転開始時期を遅らせることは大きな損失を発生させることになる。このようなリスクのすべてを開発事業者が負うことになる場合には、開発事業者が揚水式水力開発の意思決定をする可能性は極めて低いと考えられる。このため、揚水式水力の開発を推進していく際に、上記のリスクに伴って発生する費用を、メリットの受益者が均等に負担する方策を考える必要がある。（8.3.4 参照）

火力においても、当初考えていたメリットが減少するリスクは発生する。しかし以下の理由により、開発事業者としては、揚水式水力よりも意思決定をし易い傾向にある。

- 開発の意思決定から運転開始までの期間が短いこと
- メリットの減少が揚水式水力ほど極端ではないこと
- 運転開始時期を遅らせた場合、他地点への転用を模索できる機械装置の比率が高いこと

4.7 ピーク対応型電源最適化計画

(1) ピーク対応型電源の経済性

ピーク対応型電源は、以下の機能に優れていることが求められている。

- 需要の大きいピーク時間帯において発電する
ピーク時間帯は、マージナルコストが高いため、可変費（燃料費）が多少高くても大きな問題とはならない。
- 設備の事故による供給力の低下や急激な需要の増加などの有事に備えて、常に運転できるような体制を整えておく
このような状況で停止している機会が多いため、固定費（建設に関わる経費と O&M 費の合計値）が安いことが重要である。

ピーク対応型電源は、長時間継続的に運転することを期待されているわけではなく、常に運転できる体制を整えておく予備的な電源として期待されている。このため、多少可変費が高くても、固定費が安い電源が対象となる。この点を考えると、ピーク対応型電源の経済性は、固定費の変化に大きく影響を受ける。もし、ミドル対応型電源として位置づけられるコンバインドサイクル火力の固定費が、他のピーク対応型電源よりも安いようなら、ピーク対応型電源としても、コンバインドサイクル火力を選択するのが経済的である。つまり、ピーク対応型電源の固定費は、最低でもコンバインドサイクル火力の固定費以下となっている必要がある。

ピーク対応型電源の最適必要量は、供給信頼度の変化に大きく影響を受ける。供給信頼度のレベルが低く、供給予備力が少ない場合には、設備の事故による供給力の低下や急激な需要の増加などの有事に供給力が不足する確率が増加し、ピーク対応型電源の運転時間が増加する。ところが、ピーク対応型電源（特に GT）は可変費が他の電源に比較して高いため、あまり運転時間が長くなるようだと、ミドル需要対応型電源として位置づけられるコンバインドサイクル火力の方が経済的となってしまふ。一方、供給信頼度のレベルが高く、供給予備力が多い場合には、設備の事故による供給力の低下や急激な需要の増加などの有事に供給力が不足する確率が少なくなり、ピーク対応型電源の運転時間はあまり多くない。このため、供給信頼度レベルがある程度以上になれば、若干可変費が高くても固定費さえ安い電源は、ピーク対応型電源として経済的優位性を持っている。

(2) ピーク対応型電源同士の比較

(a) 経済性に着目した比較

ピーク対応型電源として、以下の3つを選択し比較を行った。

表 4.30 各種ピーク対応型電源

	Construction cost	Annual fixed cost	Fuel cost	Remarks
PSPP	700 USD/kW	78.6 USD/kW/year	5.2 USC/kWh	
Reservoir type Hydro	1,800 USD/kW	193.1 USD/kW/year	0 USC/kWh	Capacity factor: 10%
Gas turbine (GT)	500 USD/kW	83.8 USD/kW/year	14.2 USC/kWh	

なお、他国からの電力融通もピーク対応型電源の一つと考えられる。しかし、ピーク時には、他国も同様に供給力が不足している可能性が高く、他国における需給バランス状況によっては、必要なタイミングで電力融通を受けることができない可能性がある。このため、過度に期待するのは国としての安全保障上問題があり、自国において調達可能な他の手段を優先し、他国からの電力融通は補完的な位置づけとしておくのが望ましい。

ピーク対応型電源として 4000MW 程度必要と考え、揚水式水力 (PSPP)、貯水池式水力 (RH)、ガスタービン (GT) の 3 種のピーク対応型電源で、どのように分担するのが経済的かを計算した結果を以下に示す。なお、以下のグラフは、(PSPP: 0MW, RH: 0MW, GT: 4,000MW) の組み合わせの時の経費を基準として、基準値との比較値を示している。

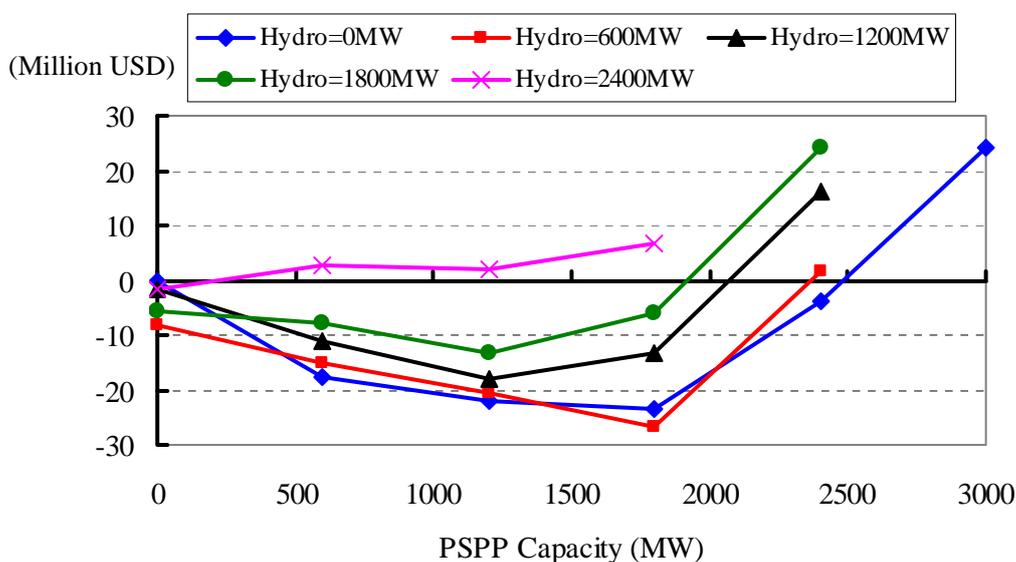


図 4.52 ピーク対応型電源の開発量変化による経済性

最も経済的と考えられる組み合わせは、(PSPP: 1,800MW, RH: 600MW, GT: 1,600MW) または (PSPP: 1,800MW, RH: 0MW, GT: 2,200MW) となる。

しかし、ピーク対応型電源同士の比較においては、それぞれの固定費の額により大きく影響を受ける。上記の検討は、利用率 10% の貯水池式水力の建設単価として 1,800USD/kW (年間固定費 193.1 USD/kW) と設定しているが、その値が 1,600USD/kW (年間固定費 171.7 USD/kW) に減少した場合を示す。

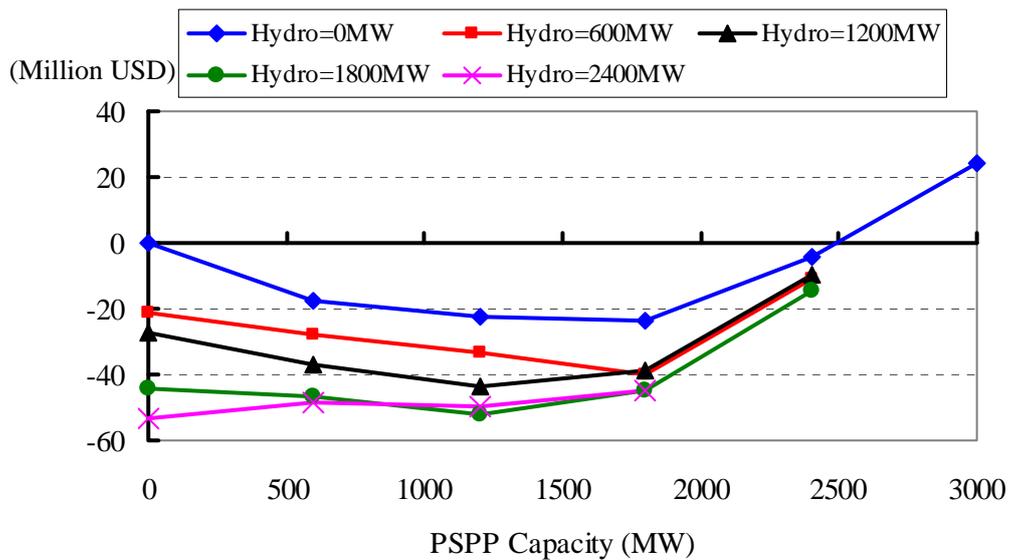


図 4.53 ピーク対応型電源の開発量変化による経済性 - 2

貯水池式水力の建設単価が 1,600USD/kW に下がった場合には、最も経済的と考えられる組み合わせは、(PSPP: 0MW, RH: 2,400MW, GT: 1,600MW) または (PSPP: 1,200MW, RH: 1,800MW, GT: 1,000MW) となる。つまり、1,600 USD/kW 以下で建設可能な貯水池式水力（利用率 10%）があれば、その地点を優先的に開発し、その分揚水式水力の開発を繰り延べる方が経済的である。

(b) 機能に着目した比較

前項の検討においては、経済性に着目し、固定費と可変費（燃料費）の合計値のみを比較している。つまり、各種ピーク対応型電源の特長的な機能の一つである、アンシラリーサービスが提供できることによる便益は織り込んでいない。アンシラリーサービスの可否は、電力の品質レベルに重大な影響を与える要因である。今後、電力の品質レベルを高めていくことが求められているトルコ国においては、アンシラリーサービスの価値を適正に評価することが重要である。

以下に、各種ピーク対応型電源について、各種アンシラリーサービスの提供可否を示す。

表 4.31 各種ピーク対応型電源のアンシラリーサービス

		Frequency Control (Primary & Secondary reserve)		Stand-by operation (Tertiary reserve)
		ピーク時	オフピーク時	
揚水式水力		◆ 可能	◆ 揚水運転をすることにより可能 (可変速揚水機採用の場合)	◆ 可能
貯水池水力		◆ 可能	◆ 可能だが、マージナルコストが安い 時間帯の運転は非常に不経済	◆ 可能
ガスタービン (GT)		◆ 可能	◆ 可能だが、マージナルコストが安い 時間帯の運転は非常に不経済	◆ 可能 (水力より遅い)
他国からの 電力融通		◆ 可能	◆ 可能	◆ 可能 (他国の状況 に依存)
Refer	コンバインド (C/C) 火力	◆ 調整用の設備を付加すれば可能だが、 出力を下げて運転する必要があり、若干不経済		◆ 可能 (GT よりも遅い)
	石炭火力	◆ 調整用の設備を付加すれば可能だが、 出力を下げて運転する必要があり、かなり不経済		◆ 不可能

ピーク対応型電源は、ほぼ同様のアンシラリーサービス機能を持っているが、揚水式水力と他国からの電力融通だけがオフピーク時における周波数調整機能を持っている。オフピーク時において、一般水力やコンバインドサイクル火力などが周波数調整を行える状況にあれば、揚水式水力が保有しているオフピーク時における周波数調整機能に対して、大きな価値を認めることはできない。しかし、トルコ国の現状および将来を見通すと以下の課題があり、今後、System Operatorはオフピーク時における周波数調整にかなり苦勞する可能性が高く、オフピーク時における周波数調整機能には高い価値があると考えられる。

■ 周波数調整機能を供給する電源における課題

- ◆ 大多数の 50MW 以上の大容量、中容量一般水力はオフピーク時に停止している。
- ◆ 一般事業者が所有しているコンバインドサイクル火力は、出力調整を行うよりも、極力最大出力で運転することを志向している。

■ 周波数調整ニーズの増加

- ◆ 短い時間単位で、発電量が大きく変動する風力発電設備の大量導入が計画されている。
- ◆ 常時最大出力で運転する原子力の導入が計画されている。

“ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2010” (September 2010)の中に述べられているヨーロッパ各国の Transmission Tarif の内訳を以下に示す。

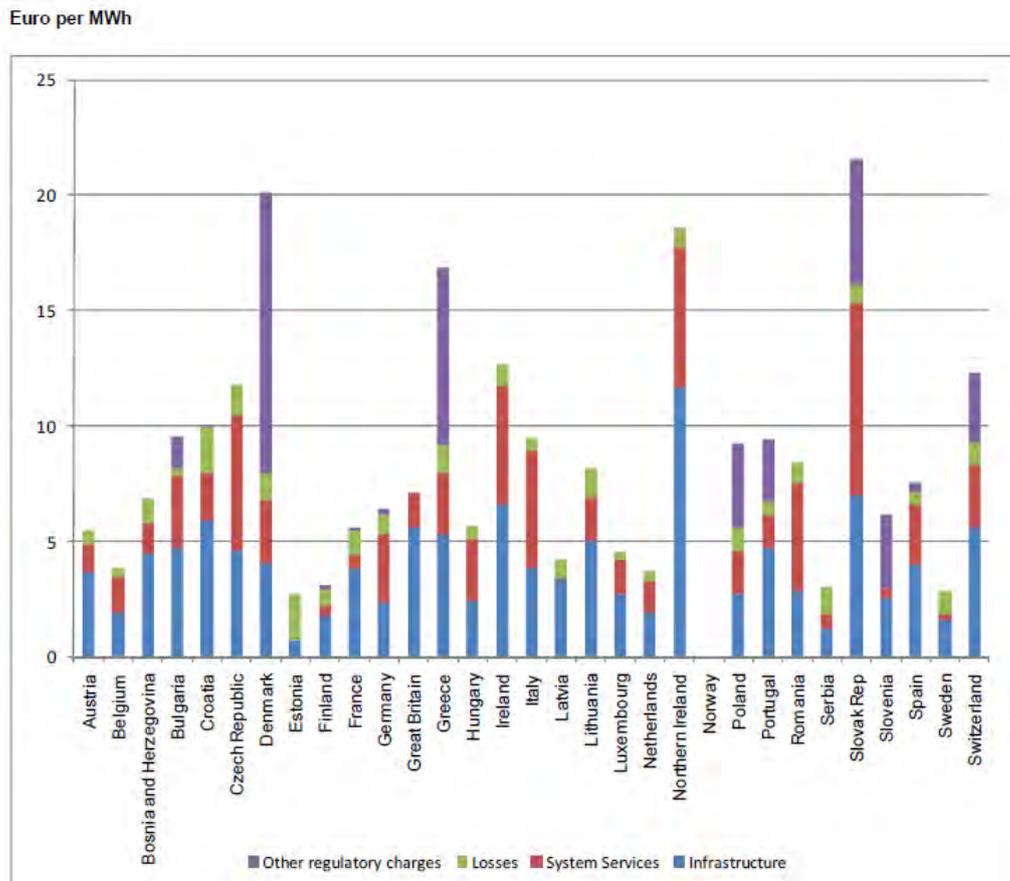


図 4.54 ヨーロッパ各国の Transmission Tarif

Primary reserve, Secondary reserve, Tertiary reserve, Voltage control などの System service を実施するための価格は、国によって様々であるが、平均的には 3 Euro/MWh (4 USD/MWh) 程度である。この数値を使用して、オフピーク時における周波数調整機能の価値を試算した結果を以下に示す。

- オフピーク時の電力需要 : 50,000MW
- 運用に必要な System service charge : $50,000\text{MW} \times 4 \text{ USD/MWh} = 200,000 \text{ USD/hr}$
- System の運用に必要な周波数調整能力 (需要の 1%) : $50,000\text{MW} \times 0.01 = 500\text{MW}$
- 300MW の揚水機 1 台の周波数調整能力: 50MW (必要量の 10%に相当)
- これにより、300MW の揚水機 1 台の周波数調整機能は 20,000 USD/hr に相当する。オフピーク時に年間 500 時間運転すると仮定すると、その価値は、年間 10 million USD に相当する。

(c) 結論

経済性面から見ると、最も経済的と考えられる組み合わせは、(PSPP: 1,800MW, RH: 600MW, GT: 1,600MW) または (PSPP: 1,800MW, RH: 0MW, GT: 2,200MW) となるが、それぞれの固定費の値により大きく影響を受け、固定費の安いピーク対応型電源が出てくれば、すべてその電源とすることが最も経済的となり得る。

一方、ピーク対応型電源の機能面に着目すると、ピーク時における機能はほとんど差がないが、オフピーク時における周波数調整機能面で、揚水式水力が他の電源よりも優れている。このメリットを評価すると、経済性に影響を与えるレベルの価値があると判断されるため、揚水式水力が経済性面で若干劣っていても、トータルで見ると揚水式水力の方が価値が高いと考えられる。

上記の点を考慮し、揚水式水力が設備量と同様の供給力が期待できる範囲においては、揚水式水力を開発していくのが最も得策と考えられる。

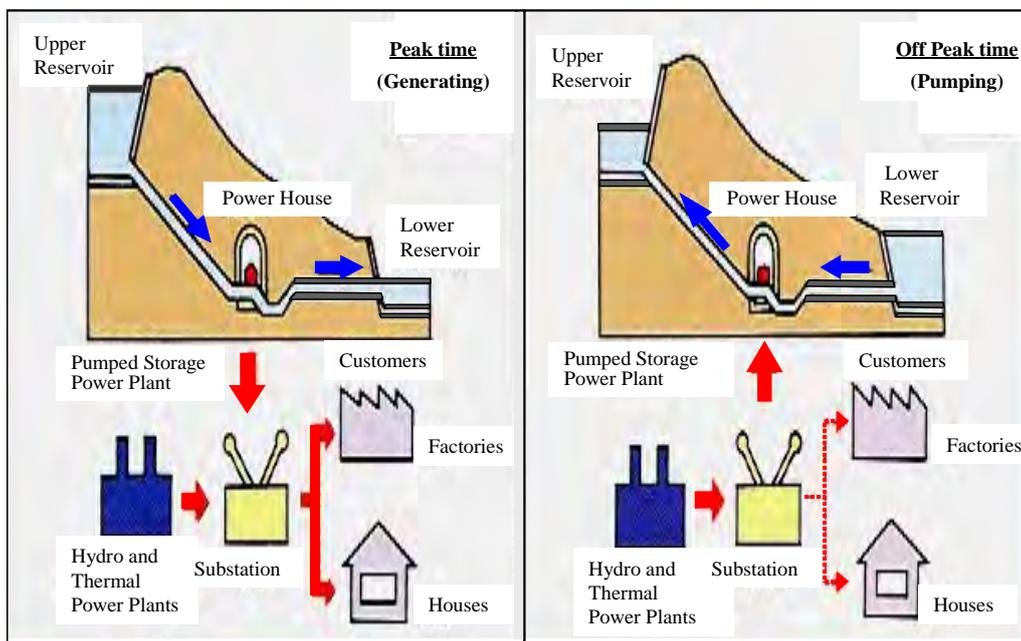
4.8 揚水発電所の機能と役割

(1) 揚水発電所の仕組み

揚水発電所の概要を図 4.55 に示す。

揚水発電所は、水の力を借りて電気を貯蔵、発電する設備である。揚水発電所は、上部と下部のダムによって作られた 2 つの調整池と、それを結ぶ水路トンネル、水路トンネルの中間に設ける地下発電所から構成される。

揚水発電所は、夜間など電力需要の少ない時（オフピーク時）には、下部調整池から上部調整池に水を汲み上げておき、昼間等の電力需要が多い時（ピーク時）にこの水を使って発電を行うものである。



出典：東京電力パンフレット

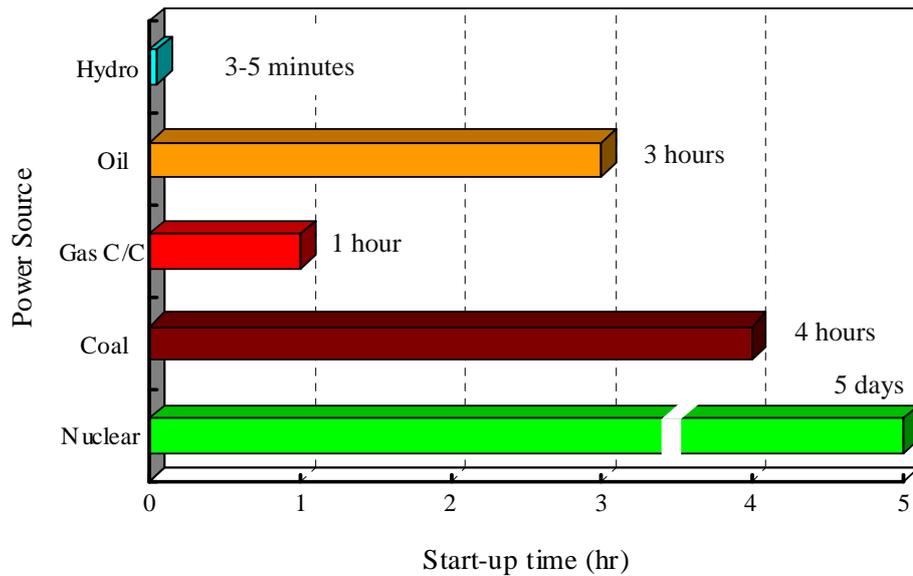
図 4.55 揚水発電所の概要図

(2) 揚水発電所の運用上の特徴

揚水発電所は水力発電として、他の電源と比較して起動時間が早く、出力変化も高速に調整できる機能を持つ（図 4.56、表 4.32 参照）。

また、建設時に一度調整池に貯水すれば、その後は同じ水を繰り返して使うため、豊水期、渇水期にかかわらず、年間を通して常に設備出力で発電することが可能である。

このような特徴から、揚水発電所はピーク時間に計画的に供給できる能力を持つばかりでなく、需要の短時間の変動にも対応できる等、系統運用面での利点も大きい。



出典：東京電力パンフレット

図 4.56 停止 8 時間後に再運転した場合の起動時間

表 4.32 各種電源の出力変化速度

電源種別	出力変化速度
水力	50～60%/分
石油火力	1～3%/分
ガスコンバインドサイクル	5%/分
石炭火力	1～3%/分
原子力	—

(3) 揚水発電所の系統運用上の役割

電力供給の信頼度を保ち、電力系統を安定に、効率的に運用するため、(a)需給制御、(b)経済運用、(c)アンシラリーサービス（Ancillary service）を適切に行う必要がある。揚水発電所を適切に活用することによって、これらの方策をより効果的に実現できる。

(a) 需給制御

需給制御の目的は、負荷変動に対応した供給力を準備し、需要に対応した発電出力を保つことであり、揚水発電所は以下のように活用される。

- ピーク需要に対する供給力

1日のピーク需要時間帯に合わせて発電運転を行うようにするもので、翌日または場合によっては2～3日後の高需要に備え、オフピーク時に揚水運転、ピーク時に発電運転を行う。

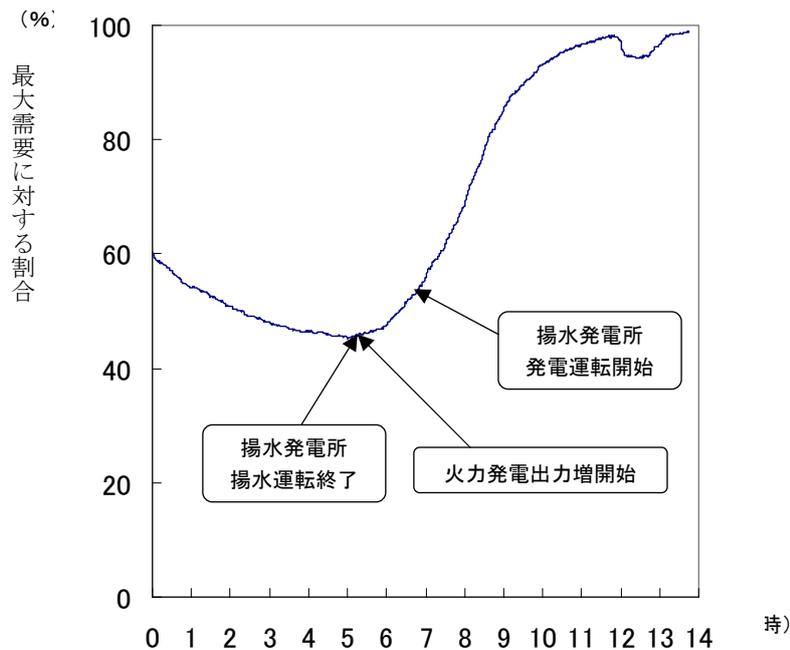
- 電源脱落などの計画外停止に対応する供給力

昼間の待機時にはすぐ起動し発電運転することにより、また揚水時には揚水運転を遮断する

ことで、他の電源が故障した場合などにそれをカバーする供給力を短時間のうちに維持することができる。これによって周波数が維持され、一般の負荷遮断を防ぐ効果がある。

- 需要変動の大きな時間帯の調整力

前小節に示すとおり出力調整能力に優れている特徴から、朝の需要の立ち上がり時間等の需要変動が大きい時間帯に発電運転を行い、需給調整を効果的に行うために活用できる（図 4.57 参照）。



出典：調査団作成

図 4.57 需要立ち上がり時間帯における発電機運転例

(b) 経済運用

揚水発電所は、深夜などの電力があまり使われていない時に電気を貯蔵して、ピーク時など電気を必要とする時にこの貯蔵した電力を利用することで、需要と供給のバランスを調整して、ピーク時とオフピーク時の電力需要の格差を小さくすることが出来る（図 4.58 参照）。つまり、揚水発電所は、電力消費の時々刻々の変動を平準化するという役割を担うものであり、DSM の一つとも見なせる。

この負荷平準化により、これまで頻繁に起動停止および出力調整しなければならなかった他の電源が定格出力で長時間運転することが可能となるため、燃料効率が向上する。さらに、これに伴う発電単価の安いベース電源の発電比率の増大が図れることにより、系統全体の発電経費が減少するという経済効果もある。

- 系統に余剰電力が発生する場合

原子力・流れ込み式水力・地熱など一定出力で運転することが効率的・経済的な発電所があり、これらの発電所を安定出力で運転すると余剰電力が発生するため、これを補償し安定運転を維持するために揚水発電所の揚水運転を行うことがある。これらの電源比率が増大する

と、軽負荷時の需給調整に不可欠となる。

- 高効率のベース電力を活用することによる全体の燃料費低減
夜間の軽負荷時に高効率火力などの単価の安い電力を用いて揚水運転を行い、昼間の高需要時に熱効率の低い火力発電所の出力を抑えることで、発電設備全体の効率を向上し燃料費を低減できる。
- 下池の水位を下げるための揚水
下池に一般河川からの流入があり、下池の下流に発電設備があるものの一時的に発電できない場合等、水を有効活用するために揚水運転を行い上池にくみ上げる場合がある。

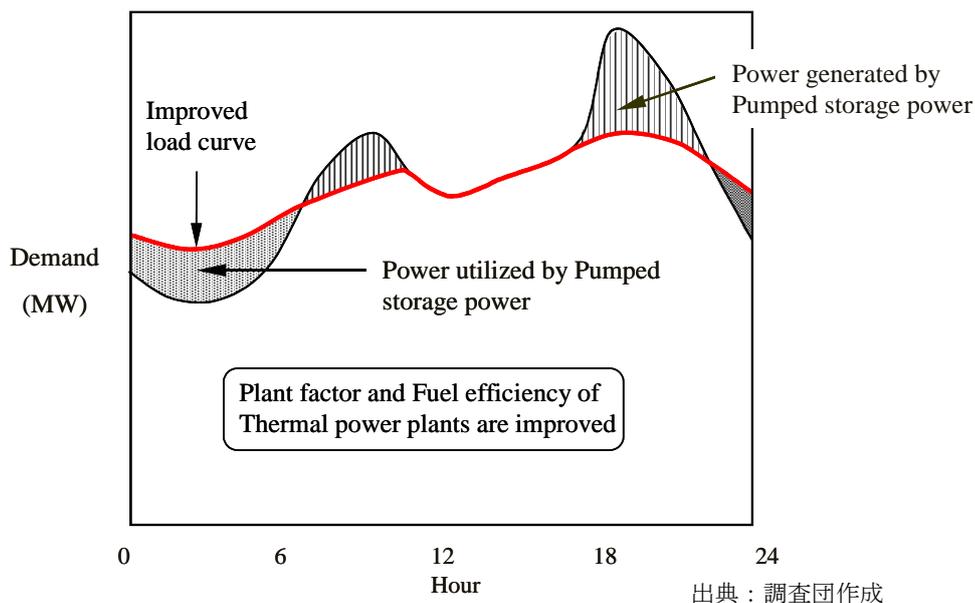


図 4.58 揚水発電所による日負荷曲線の平準化

(c) アンシラリーサービス

また、揚水発電所は一般水力と同様に出力調整能力に優れていることから、供給信頼度確保のために不可欠な以下のアンシラリーサービス提供に適している。

- 周波数制御
リアルタイムで生じる需給のアンバランスを調整することにより、周波数を適正な範囲に維持するもので、系統全体で負荷変動の周期によって必要量の瞬動予備力（数秒～1分程度）、運転予備力（1分～数分程度）等を確保しておく必要がある。揚水発電所は、数秒以下の変動に対してははずみ車効果によって、数秒～1分程度の変動に対してはガバナ制御によって、1分～数分程度の変動に対しては負荷周波数制御によってそれぞれ制御することができる（図 4.59 参照）。
- 送電系統の潮流調整
送電系統・電源設備に事故が発生し、関連する系統設備に過負荷が発生した場合、または系統全体の安定度を損なう恐れが発生した場合、状況に応じて揚水運転・発電運転を遮断、または出力を迅速に制御することにより、過負荷を解消または安定度を維持することができる。

- 送電系統の電圧制御
送電系統において電圧を適切な値に維持することは、安定的・効率的に送電するために不可欠である。揚水発電所は通常の発電機と同様に AVR を制御することにより電圧調整を行う以外に、「調相運転」によって無効電力を供給することにより、送電系統の電圧を維持するために活用することができる。
- Black start の能力
広範囲停電が発生した場合、揚水発電所を起点として発電を開始し、停電復旧を行うことができる。
- 試験負荷としての揚水発電
実際の送電系統を使用して大容量発電所の遮断試験を行う場合、試験用負荷として揚水発電所の動力を用いることができる。
- 環境規制がある場合の火力発電の代替として発電
「大気汚染警報」が発令され、環境規制により火力発電の出力増加ができない場合、その代替として需要変動に対応する。（日本の例）

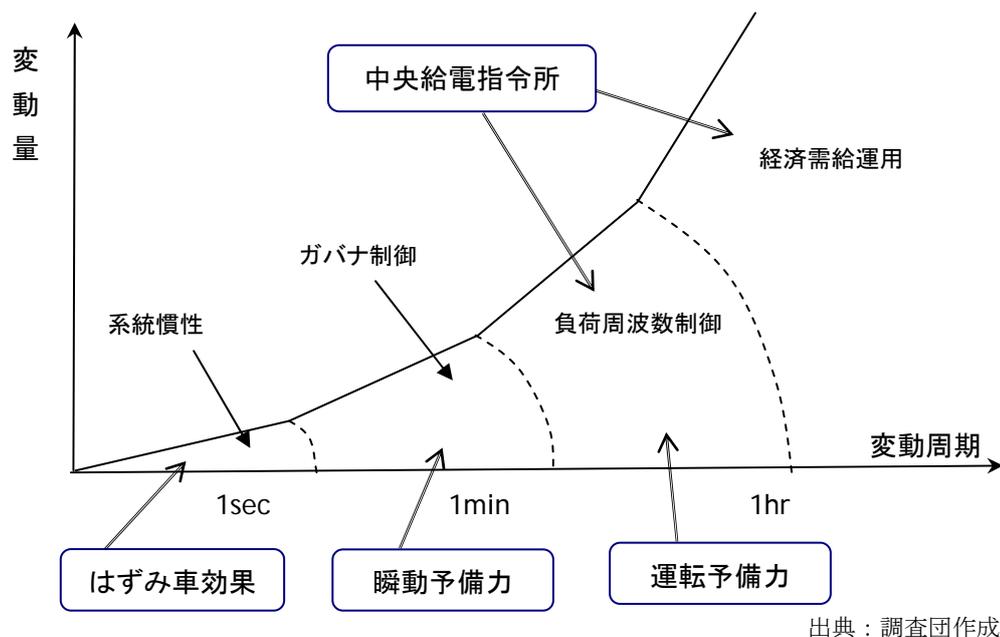


図 4.59 需給制御の概要