

## 第3章 トルコ電力分野の現状と諸課題

### 3-1 電力セクターの構造

#### 3-1-1 トルコ共和国概要

トルコは国土面積が78万km<sup>2</sup>、人口は約7,050万人（2007年）であり、その国土はヨーロッパ大陸（バルカン半島）とアジア大陸（アナトリア半島）にまたがっており、北の黒海と南のエーゲ海・地中海をつなぐボスポラス海峡・マルマラ海・ダーダネルス海峡によって隔てられている。トルコの地方行政制度はオスマン帝国の州県制をベースとして全土を県（il）と呼ばれる地方行政区画に区分しており、現在の県数は81である。

トルコの都市人口率は2007年時点で70.5%であり、都市への人口集中が進んでいるといえる。三大都市圏としてイスタンブール（人口1,250万人）、首都アンカラ（440万人）、港湾都市イズミル（370万人）がある。気候帯は、内陸部は冷帯気候・ステップ気候で夏は乾燥し、冬は寒く積雪が多い。地中海沿いなど海に近い部分は地中海性気候で、オリーブなどの生産が盛んである。表3-1に主要都市であるイスタンブールとアンカラの月別気温を示す。特に内陸部にあるアンカラでは季節的な気温差が大きく、夏期は30℃近い暑さとなる。また、アンカラの年間降雨量を表3-2に示す。このように水力発電の水源となる内陸部では降雨量が冬期に多く、夏期は少ない傾向を示す。

表3-1 トルコの年間気温（月間の最高/最低気温）

イスタンブール

（単位 °C）

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
最高気温	8.7	9.1	11.2	16.5	21.4	26.0	28.4	28.5	25.0	20.1	15.3	11.1
最低気温	2.9	2.8	3.9	7.7	12.0	16.0	18.5	18.7	15.5	12.0	8.5	5.3

アンカラ

（単位 °C）

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
最高気温	4.1	5.9	11.1	17.3	22.2	26.4	29.9	30.0	25.8	20.0	12.9	6.3
最低気温	-3.5	-2.8	0.2	5.1	9.4	12.6	15.4	15.4	11.3	6.8	2.4	-0.9

出典：WMO

表3-2 アンカラの平均年間降雨量

（単位 mm）

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
40.0	30.8	36.4	50.1	53.0	35.3	14.0	14.6	16.1	32.3	36.9	43.0	402.5

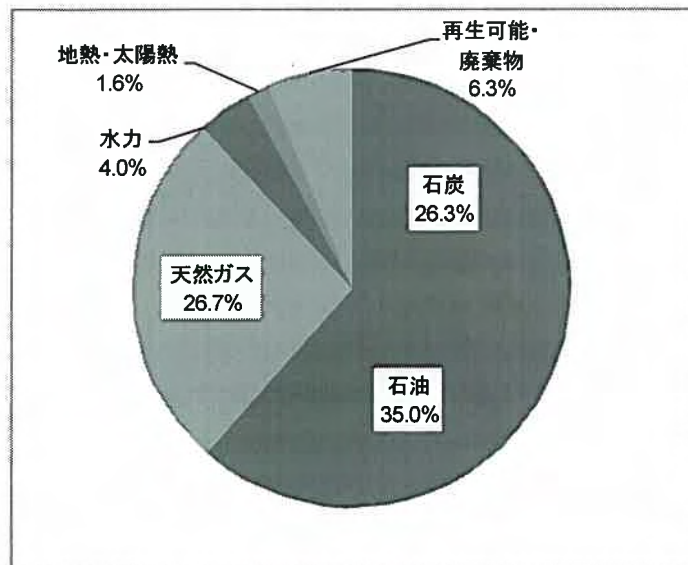
出典：WMO

トルコの産業は近代化が進められた工業・商業と伝統的な農業とからなり、農業人口が国民のおよそ40%を占める。工業は軽工業が中心で繊維・衣類分野の輸出大国であるが、近年では欧州連合（EU）向けの家電製品や外国の大手自動車メーカーと国内の大手財閥との合弁事業による自動車の生産が拡大しつつある。工業化が進んでいるのは北西部のマルマラ海沿岸地域と首都アンカラ周辺地域などを中心とするトルコの西側地域である。

トルコでは1990年代には経済活動が低迷し、対外債務の増大、インフレの高進などの問題が発生した。2000年から国際通貨基金（IMF：International Monetary Fund）の改革プログラムを開始したが、同年末に金融危機を起こした。この結果、トルコリラの下落から国内消費が急激に落ち込み、2001年にはリラの対ドル価が50%以上暴落、実質国内総生産（GDP）成長率はマイナス7.4%となった。その後、2002年以後は持ち直し、2006年までの5年間の実質 GDP 成長率は年平均7%を超え、経済危機からの V 字回復を実現した。さらに、2002年末に成立した公正発展党単独安定政権のもとでインフレはおおよそ沈静化し、現在に至っている。

### 3-1-2 トルコの一次エネルギー需給

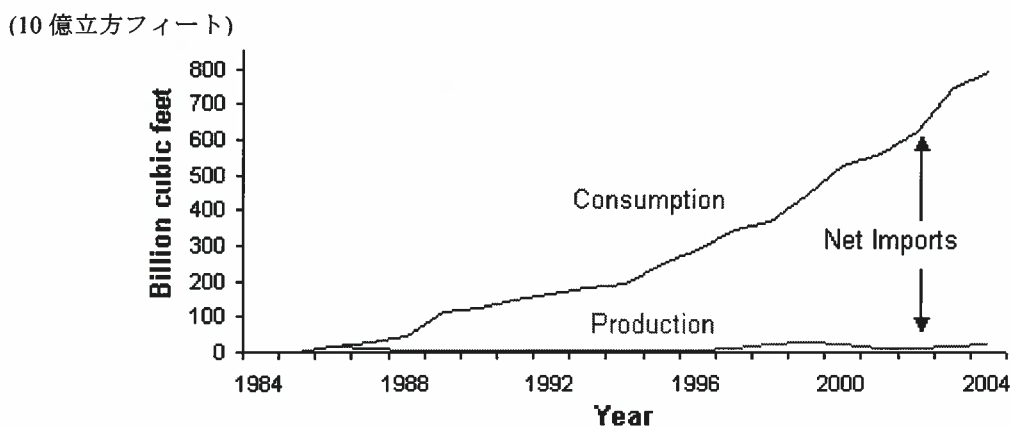
国際エネルギー機関（IEA）統計資料によれば、トルコの一次エネルギー需給（2005年実績）は、総エネルギー消費量が8,520万トン（石油換算）であり、その内訳は石油・石油製品の消費量が2,990万トン、石炭の消費量が2,247万トン、天然ガスの消費量が2,278万トンとなっている（いずれも石油換算）（図3-1参照）。この3種類のエネルギーで全体の9割近くを占めており、残りは水力（発電）、太陽熱利用（温水器など）、薪炭などの再生可能燃料などである。このようにトルコでは石油、石炭、天然ガスの3種類のエネルギー消費がほぼバランスしており、そのうち石油・石油製品の93%と天然ガスのほぼ全量を輸入に依存しているが、石炭については国内炭（褐炭が主体）が約5割を占めている。



出典：IEA

図3-1 トルコの一次エネルギー構成比率（2005年）

一次エネルギー需給に関して顕著な傾向として指摘できるのが、最近における天然ガス消費の増加である。トルコはロシア連邦（以下、「ロシア」と記す）、カスピ海沿岸国、中東などの資源国と近いという地理的な条件から、パイプラインによる天然ガスの輸入については有利な位置にある。このため、自国の急増するエネルギー需要を満たすために、ロシア、トルクメニスタン、アゼルバイジャン共和国（以下、「アゼルバイジャン」と記す）、イラン・イスラム共和国（以下、「イラン」と記す）などからの天然ガス輸入を1990年代から大幅に拡大するとともに、アルジェリア民主人民共和国（以下、「アルジェリア」と記す）やナイジェリア連邦共和国（以下、「ナイジェリア」と記す）からの液化天然ガス（LNG）輸入も行っている。この結果、発電分野についてみると2007年実績で天然ガスへの依存度が約50%に達している。



Source: EIA International Energy Annual

図3-2 トルコにおける天然ガス消費の伸び

### 3-1-3 電気事業体制

トルコは単一欧州議定書制定（1987年）以降、EU加盟をめざして、政治、経済、社会のさまざまな面で自由化、近代化を進めてきている。EU外相理事会はこういったトルコの努力を評価し、2005年にトルコとのEU加盟交渉を開始することを決定した。こういった改革の一環として、トルコでは2001年以降、電気事業についてもEU型の自由化が段階的に導入されてきている。2001年2月に成立した電力市場法第4628号では、EUで実施されているのと同様の電力自由化措置が盛り込まれており、同法に基づき、エネルギー市場調整委員会（EPDK）が設立され、また2003年から実質的にスタートした電力セクターの自由化によって、それまでのトルコ発送電会社（TEAS）とトルコ配電公社（TEDAS）という体制から、トルコ送電公社（TEIAS）、トルコ発電公社（EUAS）、トルコ電力取引会社（TETAS）が新たに設立され、またTEDASについては民営化を前提に全国21の配電地域ごとに配電子会社が設立された。発電部門については一部の発電所の民間への売却が行われ、また新設される発電所はすべて民間投資とするという方針から、建設・運転・譲渡（BOT）スキームなどによる民間投資が進行中で、EUAS以外にも多数の民間発電事業者が生まれている（図3-3参照）。

発電については、民間企業の場合には市場シェアが国内発電設備容量の20%以下に制限されている。また、自家発電の場合には一定比率（30%）以内なら発電した電力を系列グループ以外に売電することが認められている。

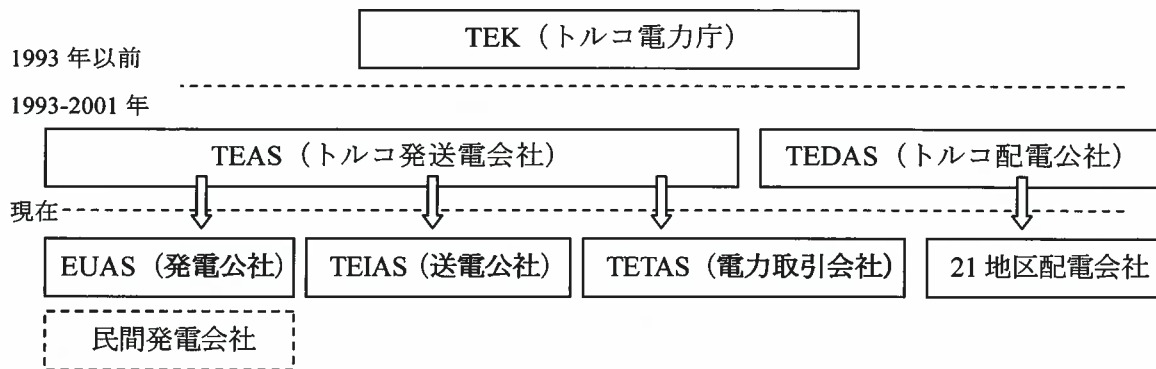


図 3-3 トルコの電気事業体制の変化

このような体制のもと、トルコ全体の電力供給に大きな責任を有しているのが TEIAS であり、独占的な送電事業が認められており、また中央給電指令所の運用を行っている<sup>1</sup>。給電する電力の調達については、TEIAS が行う需要想定に基づき長期電力購入契約を締結している EUAS や民間発電会社から購入する電力を基本として、実際の需要に対する不足が出る場合には電力取引市場におけるスポット取引を組み合わせるというもので、スポット取引による電力購入については TEIAS が直接行うのではなく TETAS が担当している<sup>2</sup>。

#### 3-1-4 電力需給

トルコの電力需要は2001年の経済危機以降、経済のV字回復を反映して表3-3に示す通り、毎年6~9%という高い伸びを示している。年間の発電電力量は約19万 GWh (2007年)である。発電実績について、燃料別の発電量をみると、天候に左右される水力発電の電力量は年によってかなり変動するが全体の2割程度であり、残りの火力発電については天然ガスのウエイトが高く、全体の約半分を占めている。また石炭、特に国内で産する褐炭による発電も大きな比率を占めている (表3-4)。電力の輸出入についてみると、数量としては全体の国内需要に比べてわずかであり、最近では輸出が輸入を上回っている (表3-5 参照)。

<sup>1</sup> National load dispatching centerは全国の基幹電力システム (380kV系統) を制御しており、その下に8のRegional load dispatching centerがある。

<sup>2</sup> 通常は前日に予想した電力需要パターンを用いて、EUASの発電所に運転を指示し、また必要に応じてTETASが電力取引市場においてスポット購入する。スポット取引価格は前日の午後2時30分に決定される。

表 3-3 電力需要の推移

年	年間最大需要 (MW)	前年比 (%)	年間発電電力量 <sup>注</sup> (GWh)	前年比 (%)	年負荷率 (%)
2000	19,390	-	128,276	-	75.5
2001	19,612	1.1	126,871	-1.1	73.9
2002	21,006	7.1	132,553	4.5	72.0
2003	21,729	3.4	141,151	6.5	74.1
2004	23,485	8.0	150,018	6.3	72.9
2005	25,174	7.2	160,794	7.2	72.9
2006	27,594	9.6	174,637	8.6	72.3
2007	29,249	6.0	190,000	8.8	74.2

注：電力輸入分を含む

出典：TEIAS ホームページほか

表 3-4 電源別発電電力量の内訳

	2002 年		2006 年		2007 年	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
水力	33,684	26.0	44,244.2	25.1	35,850.8	18.7
火力	95,563	73.9	131,835.1	74.8	155,196.3	81.0
内訳						
石炭	32,149	24.8	46,649.5	26.5	53,431.0	27.9
石油	10,744	8.3	4,340.5	2.5	6,526.8	3.4
天然ガス	52,496	40.6	80,691.2	45.8	95,024.8	49.6
再生可能・廃棄物	174	0.1	153.9	0.1	213.7	0.1
地熱・風力	153	0.1	220.5	0.1	511.0	0.3
合計	129,400	100.0	176,299.8	100.0	191,558.1	100.0

出典：TEIAS ホームページ

表 3-5 電力輸出入の内訳

(単位：GWh)

相手国	2002 年		2006 年		2007 年	
	輸入	輸出	輸入	輸出	輸入	輸出
ブルガリア	3,445.4	0	0	0	0	0
ギリシャ	0	0	0	0	0	90.2
アゼルバイジャン	0	435.1	0.0	325.7	15.3	14.9
グルジア	92.7	0	40.5	106.7	215.6	117.5
トルクメニスタン	0	0	532.7	0	633.4	0
イラン	50.1	0	0	0	0	0
イラク	0	0	0	1,668.8	0	1,237.2
シリア	0	0	0	134.5	0	962.4
合計	3,588.2	435.1	573.2	2,235.7	864.3	2,422.2

出典：TEIAS ホームページ

### 3-1-5 電力設備

トルコの近年の発電設備の推移は表3-6に示すとおりであり、2007年末の総発電設備容量は4,084万kW、電源別では水力発電所の比率が3分の1の1,339万kWであり、残りが天然ガス、褐炭などを燃料とする火力発電所である。火力発電所のタイプ別の内訳を示したものが表3-7である。過去数年間の発電設備の増加はほとんどが火力発電所の増加によるものであったが、全体的に見て、高い需要の伸びに対して電源開発のスピードが追いついていない。2003年と2007年を比較すれば最大電力需要は約750万kWの増加となっているが、発電設備は約500万kWの増加にとどまっている。なお、水力発電所については、今後、開発が予定されているものは大半が100MW以下の中小規模のものが主体となる傾向であり、増分供給力に対する貢献度は大きなものとはならないと考えられる（第4章参照）。

表3-6 発電設備容量の推移

(単位:MW)

年	2002	2003	2004	2005	2006	2007
水力	12,240.9	12,578.7	12,645.4	12,906.1	13,062.7	13,394.9
火力	19,568.5	22,974.4	24,144.7	25,902.3	27,420.2	27,271.6
地熱・風力	36.4	33.9	33.9	35.1	81.9	169.2
合計	31,845.8	35,587.0	36,824.0	38,843.5	40,564.8	40,835.7

出典：TEIAS ホームページ

表3-7 発電設備の内訳（2007年）

	発電設備容量 (MW)	
水 力	13,394.9	32.8%
火 力	27,271.6	66.8%
石炭	1,986.0	4.9%
褐炭	8,211.4	20.1%
石油	1,772.4	4.3%
ディーゼル	206.4	0.5%
ナフサ	21.4	0.1%
天然ガス	11,647.4	28.5%
廃棄物	42.7	0.1%
混焼（固体燃料+石油）	471.0	1.2%
混焼（ガス+石油）	2,913.0	7.1%
地熱・風力	169.2	0.4%
合計	40,835.7	100%

出典：TEIAS ホームページ

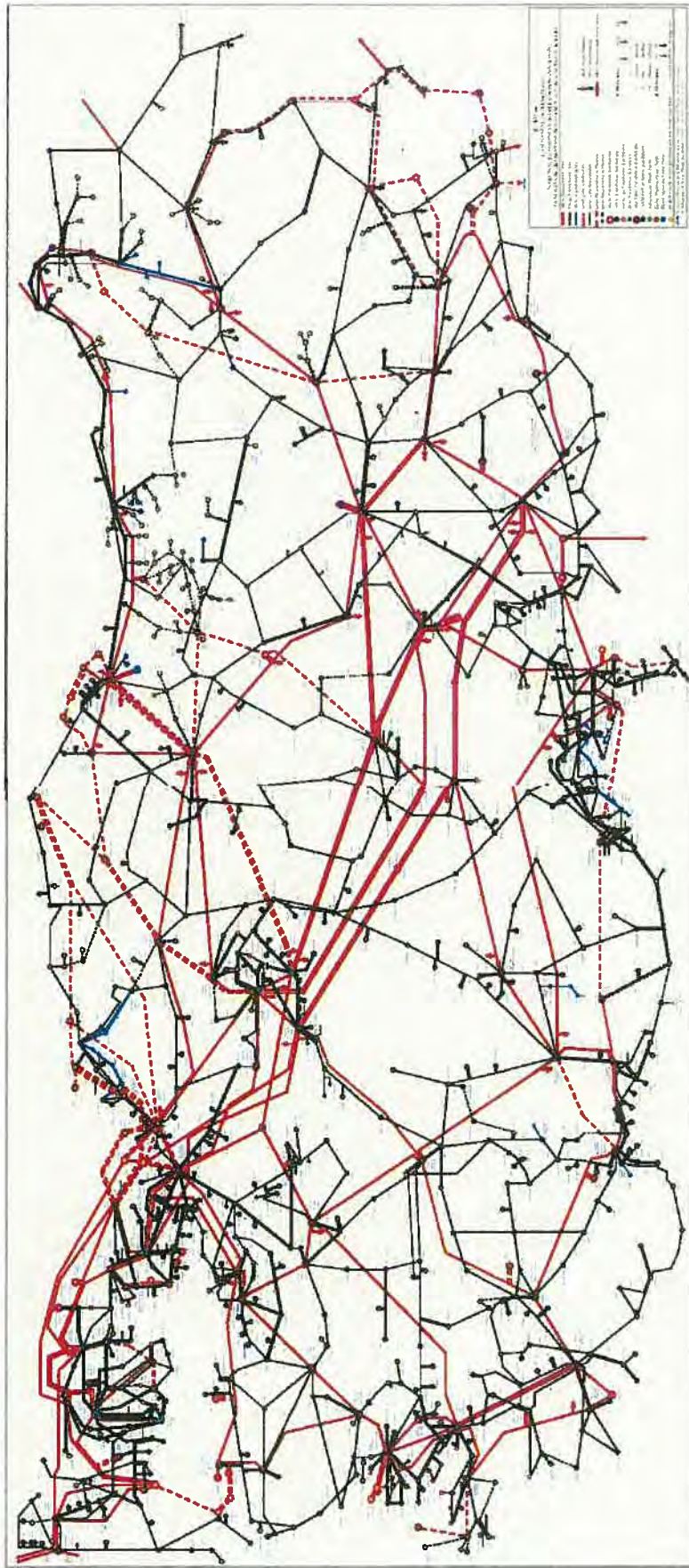
送電系統については電圧階級が400kV、220kV、154kV、66kV となっている。2007年末の電圧別回線延長は表3-8のとおりである。また、図3-4に全国送電系統図を示す。水力発電所は主に東部にあり、西部の大需要地域へ送電するための基幹送電線の距離が長い。

表3-8 電圧別送電線 (2007年)

(単位:km)

400kV	220kV	154kV	66kV	合計
14,338.4	84.5	31,383.0	477.4	46,283.3

出典：TEIAS ホームページ



出典：TEIAS ホームページ

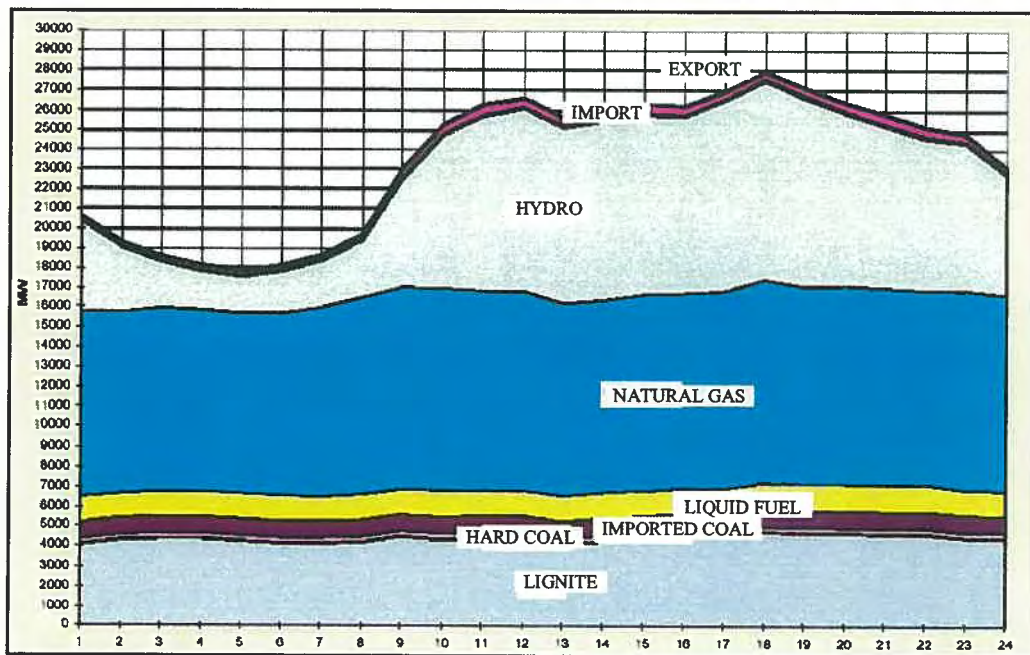
図 3-4 トルコの送電線系統



### 3-1-6 ピーク電力需給

トルコの年負荷率は2007年の実績では74.2%であり、年負荷率の値が60%前後であるわが国と比較した場合にはピーク需要が著しく大きいとはいえない。過去10年間の電力需要の変化を見ても、電力需要の伸びは大きいものの年負荷率はほとんど同水準で推移している（表3-3参照）。

トルコではこれまで年間の最大電力は12月に発生してきた。これは冬期（12～2月）の気温が10度を下回り暖房需要<sup>3</sup>が大きいこと、年末における商業・観光需要の増大などが大きな要因と考えられる。図3-5は2006年における最大負荷日であった12月27日のロードカーブと電源別電力供給量を示したものである。これによれば、最大ピークは午後6時ごろ発生しており、また午前10時ごろから午後11時ごろまでが電力需要の大きい時間帯となっており、ピーク持続時間が比較的長い。電力供給については火力発電所が1,600～1,700万kWでほぼフラットの運転を行っており、負荷変動についてはすべて水力発電所の運転によって対応している。午後6時ごろのピーク時には水力発電所は約1,000万kWの発電を行っていたことが示されているが、これは当時の水力発電所の設備容量1,306万kW<sup>4</sup>を考慮すればほとんどフル稼働状態であったと想定される。なお、表3-4から2006年は豊水年であったことがわかる。



出典：TEIAS ホームページ

図3-5 最大負荷日（冬期）の電力需給（2006年12月27日 27,594MW）

このように冬期ピークが年間最大電力（kW）となっているが、表3-9に示すように電力量（kWh）でみた場合には最近では夏期（7～8月）の需要のほうが冬期よりも大きくなっている。夏期の電力需要が伸びていることは、経済成長、所得向上に伴って冷房用エアコンを利用する事務所や家庭が急速に増加していることが大きな要因と考えられる。

<sup>3</sup> トルコでは電熱式暖房機をストーブやスチーム暖房の補助用に利用する事務所や家庭が多い。

<sup>4</sup> 電気事業用の貯水池式水力発電所の合計出力が約1万1,700MW

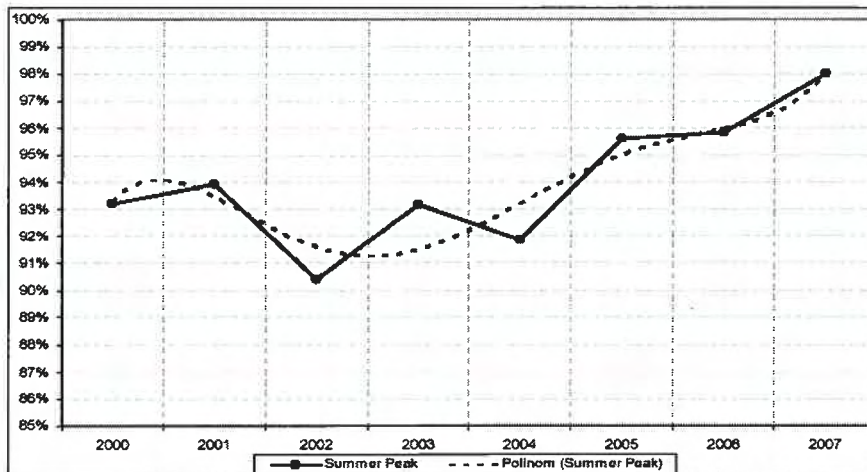
表 3-9 各月の電力需要

(単位：GWh)

	1月	2月	3月	4月	5月	6月
2006年	14,332.5	13,683.0	14,616.8	13,397.6	13,996.9	14,473.8
2007年	15,873.9	14,669.6	15,801.0	14,929.3	15,245.8	15,741.2
	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2006年	15,588.0	<b>16,389.5</b>	14,491.3	13,843.2	15,236.2	<b>16,251.0</b>
2007年	17,585.0	<b>17,791.1</b>	15,802.6	15,142.7	16,163.9	<b>16,812.0</b>

出典：TEIAS ホームページ

同時にピーク需要 (kW) についても夏期ピーク需要は冬期ピーク需要よりも高い伸びを示している。図 3-6 は最近における年間最大電力需要に対する夏期ピーク需要の比率の変化を示したものであるが、このグラフから近年、夏期ピークが冬期ピークとほぼ肩を並べるまでになっており、2007 年の実績では冬期ピークに対する夏期ピークの比率は 98% とほぼ等しくなっていることがわかる。このような考察から、今後、夏期ピークが年間最大電力 (kW) になるという大きな構造変化が定着すると予想される<sup>5</sup>。



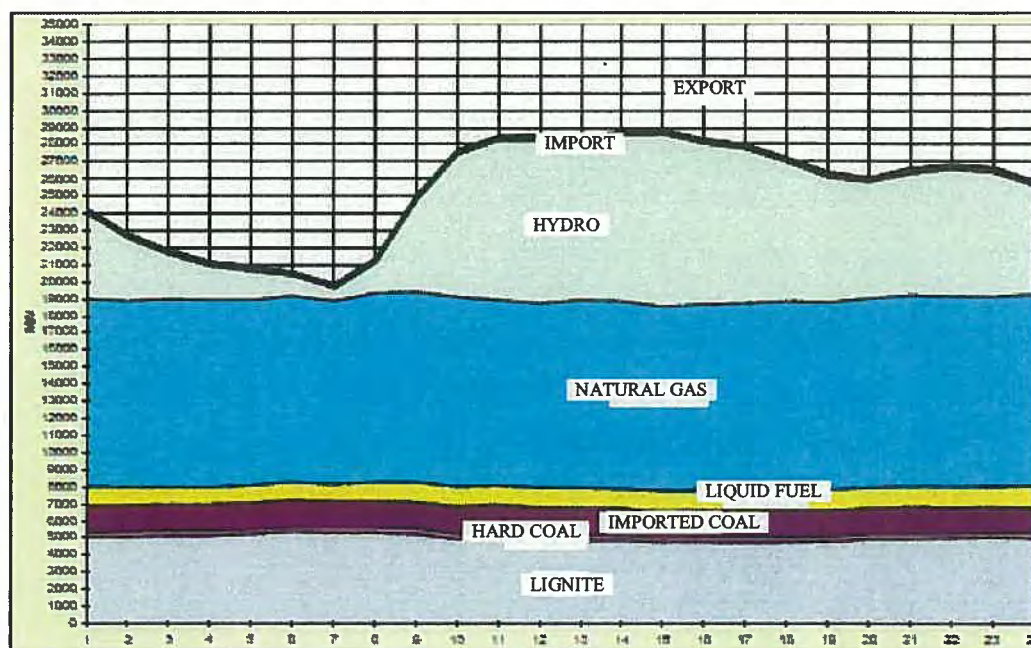
出典：TEIAS ホームページ

図 3-6 夏期ピークの年間最大電力に対する比率の推移

夏期ピークが伸びているのは事務所、商業施設、家庭における冷房用エアコンの普及が大きな原因と考えられるが、2007 年における夏期ピークの一例として 7 月 26 日のロードカーブと電源別電力供給量を代表例として図 3-7 に示す。これによれば、最大ピークは午後 3 時ごろ発生しており、また午前 10 時ごろから午後 5 時ごろまでが電力需要の大きい時間帯となっている。冬期ピークに比べるとピーク持続時間は短い。この日の電力供給についてみると、火力発電所は 1,900 万 kW 前後でほぼフラットの運転を行っており、負荷変動についてはすべて水

<sup>5</sup> 2008 年の実績は発表されていないが、夏期ピーク需要の伸び率が高いこと、さらに 9 月以降の世界的な金融危機による需要減などを考慮すれば年間最大需要 (kW) は夏期に発生したと推定される。

力発電所の運転によって対応している。ピーク時間帯では約 1,000 万 kW を水力発電で供給しており、これは貯水池式水力発電所がほぼフル稼働であったことを示している。トルコの内陸部では降雨量は冬に多く、夏は少ないという気候であるため、夏期には貯水量が減少して水力発電所の出力も低下する可能性がある。このため、年間最大電力 (kW) が夏期ピークに変化すると、昼間の時間帯にピークとなり、工場や業務用の需要と重なってピーク需要カーブの尖鋭化が予想され、一方で夏期における水力発電所の調整能力に対する不安定性と重なり、ピーク電力供給は現状よりも難しさを増すことになると予想される。このため、揚水発電などピーク専用電源を開発する必要性は一段と高まるであろう。



出典：TEIAS ホームページ

図 3-7 夏期ピーク日の電力需給 (2007年7月26日 28,667MW)

### 3-2 電力政策と将来計画

トルコではここ数年は電力需要の伸びが大きく、発電所の建設による供給力確保が重要な課題となっている。しかし、国内資源である水力発電や褐炭を燃料とする火力発電所の開発余地は少なくなってきたため、1990年代から周辺国からの天然ガス輸入を拡大し、それを燃料とする火力発電所の建設を進めてきた。当時は天然ガスは安価で資源量としても豊富であったため、天然ガス火力発電所の建設は有利と判断された。その結果、現在では発電電力量の5割を天然ガスに依存する状態となっている。しかし、天然ガスについては最近では欧州の需要が急拡大し、取引価格も大幅に上昇している。欧州の需要をまかなうことができるのはロシアであるが、近隣諸国とのトラブルから供給停止という事態がしばしば発生するなど、天然ガスの利用に関するリスクが高まっており、トルコもその影響を受ける可能性が高い。

こういった事情から、天然ガス依存度のこれ以上の上昇を避け、電源の多様化を進めることが重要と認識されるようになり、長期的には原子力発電所の建設を行うことが必要と考えられている。現在、トルコ南部地中海沿岸のアックユ地点に3基の原子力発電所(合計出力4,000MW)を建設するという計画が進められており、2008年9月には第1号機の国際入札が行われた。トルコ

政府としては 2015 年ごろの運転開始をめざす方針を表明している。2007 年には「原子力発電所の建設・運転・売電に関する法案」が成立し、新規原子力発電所の運開後 15 年間、配電認可をもつすべての電力会社が、原子力発電による電力を一定量購入するよう義務づけられた。これにより原子力発電所の運転者（もしくは出資者）は投資リスクが軽減され、開発促進につながると考えられている。

トルコ政府としては世界銀行（WB）などの主導で進められてきた電力自由化の基本方針は堅持しているが、その改革スピードは当初計画よりも減速している。計画委員会（SPO）では現在、電力セクターに関する新たな戦略レポートを作成中とのことであり、重要な視点として電力供給のセキュリティをあげている。この点については、トルコの電力系統が大きく発展した結果、ロシアなどからの輸入に依存する天然ガスへの依存度が高くなってしまい、価格リスクや供給停止といったリスクが増大していることが大きな問題と認識されているという事情が背景にあることは明らかである。また、最近では電源開発が計画どおり進まず、供給予備力が低下しており、渇水による水力発電供給力の低下や既設発電所の事故などがあった場合の影響が深刻なものとなる恐れがある。このように、将来の電力供給のセキュリティに関してさまざまなリスクファクターが大きくなっている。こういった背景から、コストや効率という観点だけでなく、セキュリティという観点を含めた電源開発計画を検討することが必要という意識が高まってきたものと考えられる。その場合には、国内資源である水力発電については評価が高まるものと考えられる。特に揚水発電については短時間ではあるが一定規模の電力供給を行うことができるバックアップ電源としての位置づけも可能であり、そういった意味で電力系統全体のセキュリティ向上に貢献できる。

### 3-3 電源開発計画及び最適化計画の検討

#### 3-3-1 電力需給計画

トルコでは TEIAS が長期電力需給計画を作成している。これは、送電事業については TEIAS 一社体制となっておりトルコ全体の電力系統運用 (Load dispatching) を担当していることから、多数の発電事業者と配電事業者をつなぐ中心的立場にあるため、トルコ全体としての電力需給の現状や将来の設備投資計画についてのデータを関係方面から入手することができ、総合的な長期需給計画作成には適している組織だからである。実際にこういった長期計画の作成業務を行っているのは TEIAS の Research Planning & Coordination Department である（図 3-8 参照）。ただし、現在では電力自由化の方針に基づき新規電源開発は民間企業によって行うと規定された結果、電力需給計画と実態の乖離が大きくなり、計画自体の存在意義が低下しつつあり、担当しているスタッフもごく限られた人員となっている。

#### (1) 長期需給計画

現在、電力需給計画は 2 種類存在し、ひとつは 2004 年に作成された 2005～2020 年の長期需給計画である。この計画は数年おきに抜本的な見直しを行うことになっている。現行の計画では電力需要増加率を 2 通り想定し、それぞれのケースについて必要となる電源タイプごとの開発量を示している。電力需要実績<sup>6</sup>と SPO による経済成長見通しをもとに、ケース I で

<sup>6</sup> 自家発電所の実績も含まれる。

は年率 7.9%、ケースⅡでは年率 6.4%の需要増を想定し、それに対応すべき電源開発計画を分析した結果が示されている。ただし、ここで用いられている需要想定は TEIAS が独自に行ったものではなく、エネルギー天然資源省（MENR）が需要予測分析モデル（MAED：Model for Analysis of Energy Demand）を使って行った試算値を引用している。

この長期需給計画では、例えば原子力発電については、その第 1 号機運開をそれぞれ 2012 年または 2015 年と計画している。また、水力発電については、2005 年から 2020 年までの間にケースⅠでは 1,750 万 kW、ケースⅡでは 1,250 万 kW の新規開発が計画されている。揚水発電については言及されておらず、今後開発されるべき新規水力発電所の一部に含まれると考えられる。表 3-10、表 3-11 にケースⅠとケースⅡの電源開発計画を示す。

## （2）中期需給計画

もうひとつの計画は毎年公表されている 10 年間の中期需給計画であり、最近、2008～2017 年の計画が公表された。この計画は毎年、前年度の実績をもとに修正を積み重ねているものである。これについても前述の長期需給計画と同様に Base ケースと Low ケースの 2 通りの需要想定を行っており（表 3-12、表 3-13）、この想定もやはり MENR が MAED モデルを使って毎年行っている試算値を引用している。さらに、この試算の前提となる GDP 成長率については Base ケースについては SPO が毎年発表している GDP 見通し<sup>7</sup>を用いており、Low ケースについては参考値として SPO の見通しよりも若干低い値を独自に設定している。このように、中期需給計画における需要想定は直近のデータを用いているため前述の長期需給計画にある想定値とは異なる値となっている。

需要想定に対応する電源開発計画については、既存の発電所及び建設中案件については EUAS や TETAS、国家水利総局（DSI）から情報を入手し、新設の免許（ライセンス）取得済の案件については、電力規制庁がまとめる“Progress Report”の内容に基づいて運転開始時期などを織り込んでいる。この Progress Report では運転開始予定時期について 2 通りの見通し（シナリオⅠとシナリオⅡ）を記載しているため、それぞれに対応した需給計画が作成されることとなり、最終的にはシナリオⅠとシナリオⅡを反映した 2 ケースの電源開発計画を Base ケースと Low ケースについて比較し、合計 4 ケースについての分析結果が示されている。

水力発電については建設中のものが 348 万 kW であり、免許（ライセンス）取得済のもので 2017 年までに運転開始予定のものが 820 万 kW（シナリオⅠ）、510 万 kW（シナリオⅡ）となっている。しかし、こういった具体化しつつある電源だけでは 2015 年前後には供給力が不足することになってしまうため、2004 年に TEIAS が行った新規電源開発に関する検討結果を参考にして、追加すべき電源（additional power）という項目をつくり、2017 年までにさらに 3,400 万 kW、うち水力は 1,040 万 kW を開発するという計画として、需給のバランスをとっている。なお、この additional power の中には原子力発電は含まれていない。

このようにこの中期需給計画は長期需給計画よりも現実的な計画をめざしたものであるが、実際には具体化が進んでいない電源開発計画分を含めなければ数年後の需給のバランスがとれないという状況になっており、計画としての信頼性の維持が難しくなっている。この中期

<sup>7</sup> 2008年に発表された予想では2009～2010年のGDP伸び率を5.7%としている。

計画が示しているのは、免許（ライセンス）取得済案件が順調に建設されたとしても、2015年ごろには需給バランスの逼迫という事態が懸念されるということであり、時間的な余裕はあまり残されておらず、現在、具体化していない電源開発案件や外国からの電力輸入などあらゆる選択肢について、早急に検討を開始する必要があるといえよう。

### 3-3-2 最適電源計画

以上述べてきたように、長期、中期いずれの需給計画についても TEIAS が行っているのは MENR が実施する需要予測を基に、既存電源と新規電源開発計画に関するデータを集め需給計画を作成するという作業である。本来であれば電源計画の最適化を図るため、計画作成者としては各新規電源の出力や経済性のデータを基にシミュレーションを行うことが求められるが、少なくとも中期計画についてはそういった作業は行われていない。また、最近では電力自由化が進行しており、新規電源については EUAS ではなく民間事業者が開発を行うことになっているため計画の確実性は低く、こういった点も需給計画の信頼性低下につながっている。EUAS 1社だった時と比べると、こういった新規参入した多数の民間発電事業者から発電実績や新規電源計画についての信頼性の高い情報収集を行うことは難しく、データ不足やデータの信頼性不足で需給計画の作成作業はますます困難になりつつある。

このような状況から、限られた人員で作業を行っている TEIAS の Research Planning & Coordination Department の需給計画担当組織にとっては、新たにピーク需要対応に関する電源最適化の検討を行うことは作業量あるいは作業内容の点から困難であるといわざるをえない。このため、ピーク電力需給という重要なテーマについての詳しい分析をわが国が協力して早急を実施し、これまであまり考慮されてこなかった電力ピークに対する確実な供給力確保という課題に対する方向性を示すことが必要と考えられる。また、そういった協力によって TEIAS による電力需給計画作成作業の合理化や計画内容の信頼性向上につながることを期待される。

### 3-3-3 揚水発電所の位置づけ

トルコでは揚水発電所が電力需給計画のなかで位置づけられたことはない。これまで貯水池式水力発電所が十分な負荷調整能力を発揮していたこと、天然ガス火力発電所の建設が続いたことなどで全体として供給予備力について不安が少なかったことなどが揚水発電がとりあげられなかった理由であろう。ピーク電力需給という観点からの議論はほとんど行われていないと推測される。しかし、セキュリティの問題などから天然ガス火力発電所の新設を避けたいという意見が高まってきており、また、ここ数年、新規電源開発が計画どおり進んでいないことから、ピーク電力需給は大きな懸念材料として浮上しつつあるといえる。さらに、今後は夏期ピーク時の電力需要の急増が予想される。このため、トルコ政府としてピーク供給力に適している揚水発電所についての検討を本格的に行うことが重要となりつつある。また、欧州との電力連系が 2009 年以降実現すると、フランスの原子力発電所などから時間帯によっては安価な余剰電力を購入できる可能性があり、そういった場合に一種の蓄電池として揚水発電所が活用できる。さらに、トルコ国内の風力発電、太陽光発電など再生可能エネルギー電源と組み合わせることによって、こういった不安定な電力を貯蔵し、安定した電力供給力に転換するという機能も期待できる。このように揚水発電所はピーク供給力以外の用途にも活用可能なものである。

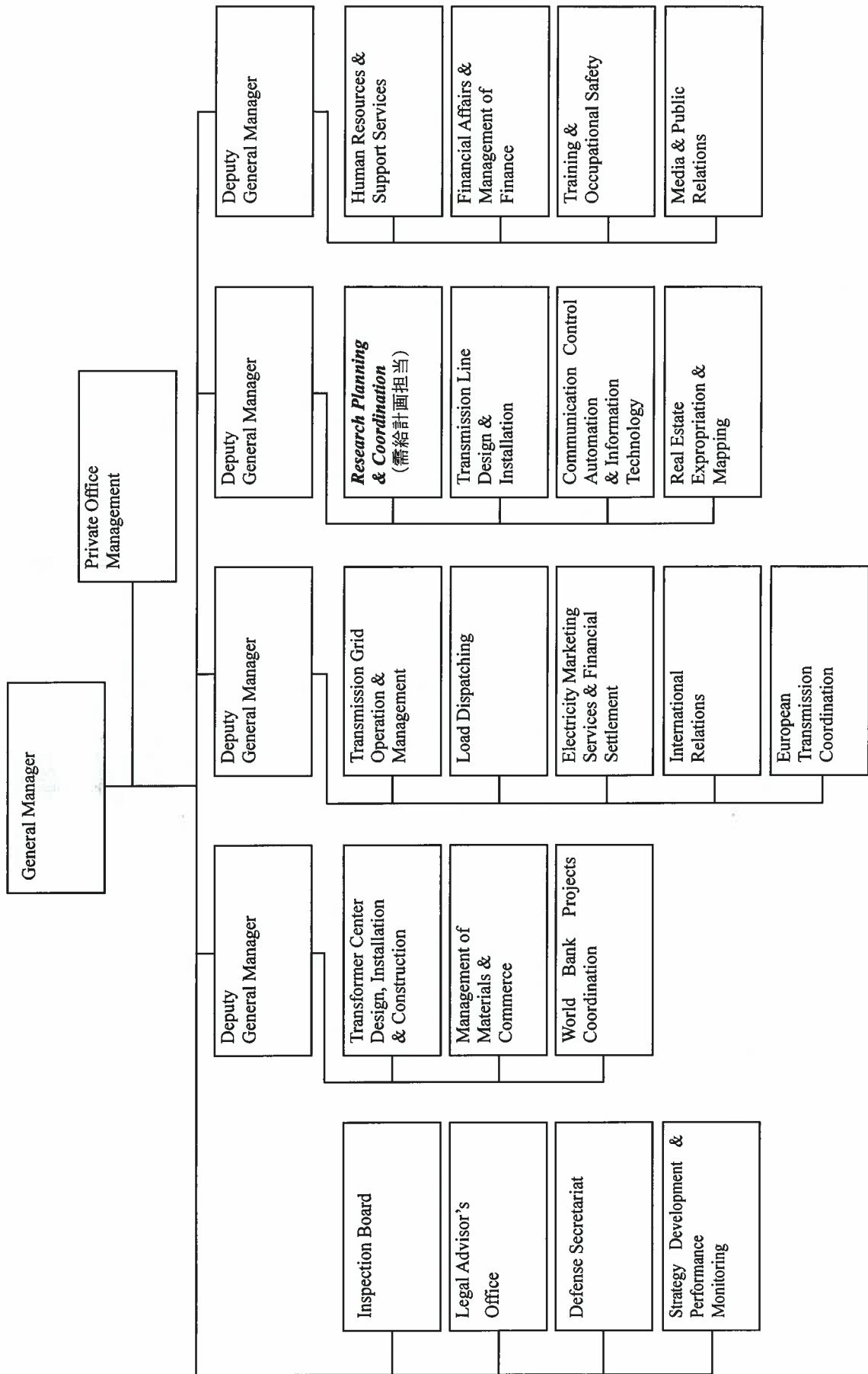


図 3 - 8 TEIAS 組織図

表3-10 長期需給計画（2005～2020年）における電源開発目標（ケースⅠ）

(単位：MW)

年	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
火力	26,783	27,072	27,462	27,462	28,482	30,582	33,572	34,792	37,507	39,087	41,102	43,117	45,792	49,752	53,792	57,772
褐炭	8,301	8,301	8,301	8,301	8,621	8,621	9,661	10,181	11,221	12,101	13,141	14,181	15,381	16,941	17,981	18,661
国内炭	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555
輸入炭	1,483	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	2,102	3,102	4,102	6,102
天然ガス	13,137	13,307	13,697	13,697	14,397	16,497	18,447	19,147	20,822	21,522	22,497	23,472	24,447	25,847	27,247	27,947
石油/ナイーゼル	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307
水力	13,681	14,400	15,521	15,855	15,889	16,446	17,177	18,655	20,253	21,811	23,257	24,740	26,299	27,717	29,307	31,038
原子力	0	0	0	0	0	0	0	1,500	1,500	3,000	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500
風力	879	1,288	1,413	1,538	1,663	1,788	1,913	2,038	2,163	2,288	2,413	2,538	2,663	2,788	2,913	3,038
合計	41,343	42,760	44,396	44,855	46,034	48,816	52,662	56,985	61,423	66,186	71,272	74,895	79,254	84,757	90,512	96,348

表3-11 長期需給計画（2005～2020年）における電源開発目標（ケースⅡ）

(単位：MW)

年	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
火力	26,783	27,072	27,462	27,462	27,782	27,782	29,182	31,017	33,137	35,352	36,212	38,252	39,652	40,902	43,921	46,192
褐炭	8,301	8,301	8,301	8,301	8,621	8,621	8,621	8,781	9,501	10,741	10,901	11,541	11,541	11,541	11,910	12,781
国内炭	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555
輸入炭	1,483	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602	1,602
天然ガス	13,137	13,307	13,697	13,697	13,697	13,697	15,097	16,772	18,172	19,147	19,847	21,247	22,647	23,897	26,547	27,947
石油/ナイーゼル	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307
水力	13,681	14,400	15,521	15,855	15,889	15,903	15,903	16,446	17,563	18,051	18,655	20,253	21,811	23,257	24,740	26,299
原子力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,500	1,500	3,000	4,500	4,500	4,500
風力	879	1,288	1,413	1,538	1,663	1,788	1,913	2,038	2,163	2,288	2,413	2,538	2,663	2,788	2,913	3,038
合計	41,343	42,760	44,396	44,855	45,334	45,473	46,998	49,501	52,863	55,691	58,780	62,543	67,126	71,447	76,074	80,029



表 3-12 中期需給計画（2008～2017 年）における需要想定（Base ケース）

年	最大電力		電力量	
	MW	%	GWh	%
2008	32,478		204,000	
2009	35,053	7.9	219,013	7.4
2010	37,832	7.9	236,182	7.8
2011	40,716	7.6	253,837	7.5
2012	43,819	7.6	272,812	7.5
2013	47,159	7.6	293,205	7.5
2014	50,753	7.6	315,123	7.5
2015	54,622	7.6	338,679	7.5
2016	58,560	7.2	363,695	7.4
2017	62,782	7.2	390,559	7.4

表 3-13 中期需給計画（2008～2017 年）における需要想定（Low ケース）

年	最大電力		電力量	
	MW	%	GWh	%
2008	32,143		204,000	
2009	34,571	7.6	216,992	6.4
2010	37,182	7.6	230,705	6.3
2011	39,673	6.7	246,181	6.7
2012	42,331	6.7	262,696	6.7
2013	45,167	6.7	280,319	6.7
2014	48,193	6.7	299,124	6.7
2015	51,421	6.7	319,190	6.7
2016	54,788	6.5	340,379	6.6
2017	58,376	6.5	362,975	6.6

表3-14 中期需給計画（2008～2017年）における電源開発計画（シナリオI）

（単位：MW）

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>既存発電設備</b>										
火力	27,250	26,950	26,950	26,950	26,950	26,950	26,950	26,950	26,950	26,950
水力	13,395	13,395	13,395	13,395	13,395	13,395	13,395	13,395	13,395	13,395
風力・再生可能	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191
小計	40,836	40,536	40,536	40,536	40,536	40,536	40,536	40,536	40,536	40,536
<b>建設中発電設備</b>										
火力	0	0	0	0	840	840	840	840	840	840
水力	527	1,634	1,739	1,739	1,739	1,739	2,939	3,479	3,479	3,479
風力・再生可能	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
小計	527	1,634	1,739	1,739	2,579	2,579	3,779	4,319	4,319	4,319
<b>免許取得済設備</b>										
火力	289	695	1,576	2,939	3,683	3,683	3,683	3,683	3,683	3,683
水力	121	698	3,083	5,716	7,070	8,204	8,204	8,204	8,204	8,204
風力・再生可能	529	907	921	931	931	931	931	931	931	931
小計	939	2,300	5,580	9,586	11,684	12,818	12,818	12,818	12,818	12,818
合計	42,302	44,470	47,855	51,861	54,799	55,933	57,133	57,673	57,673	57,673
<b>追加されるべき設備</b>										
火力	0	700	2,800	5,790	8,510	11,225	14,305	17,820	19,835	22,510
水力	0	0	543	1,274	2,752	4,350	5,908	7,353	8,836	10,395
風力・再生可能	125	250	375	500	625	750	875	1,000	1,125	1,250
小計	125	950	3,718	7,564	11,887	16,325	21,088	26,173	29,796	34,155
総合計	42,427	45,420	51,573	59,425	66,686	72,258	78,221	83,846	87,469	91,828
予想最大負荷 Baseケース	32,478	35,053	37,832	40,716	43,819	47,159	50,753	54,622	58,560	62,782
予想最大負荷 Low ケース	32,143	34,571	37,182	39,673	42,331	45,167	48,193	51,421	54,788	58,376

注) 免許取得済設備は建設計画の許認可手続きが完了し着工準備中のもの

表3-15 中期需給計画（2008～2017年）における電源開発計画（シナリオⅡ）

（単位：MW）

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>既存発電設備</b>										
火力	27,250	26,950	26,950	26,950	26,950	26,950	26,950	26,950	26,950	26,950
水力	13,395	13,395	13,395	13,395	13,395	13,395	13,395	13,395	13,395	13,395
風力・再生可能	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191
小計	40,836	40,536	40,536	40,536	40,536	40,536	40,536	40,536	40,536	40,536
<b>建設中発電設備</b>										
火力	0	0	0	0	840	840	840	840	840	840
水力	527	1,634	1,739	1,739	1,739	1,739	2,939	3,479	3,479	3,479
風力・再生可能	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
小計	527	1,634	1,739	1,739	2,579	2,579	3,779	4,319	4,319	4,319
<b>免許取得済設備</b>										
火力	162	632	632	1,689	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952
水力	131	420	701	3,341	4,617	5,149	5,149	5,149	5,149	5,149
風力・再生可能	450	488	489	499	499	499	499	499	499	499
小計	743	1,540	1,822	5,529	8,068	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600
合計	42,106	43,710	44,097	47,804	51,183	51,715	52,915	53,455	53,455	53,455
<b>追加されるべき設備</b>										
火力	0	700	2,800	5,790	8,510	11,225	14,305	17,820	19,835	22,510
水力	0	0	543	1,274	2,752	4,350	5,908	7,353	8,836	10,395
風力・再生可能	125	250	375	500	625	750	875	1,000	1,125	1,250
小計	125	950	3,718	7,564	11,887	16,325	21,088	26,173	29,796	34,155
総合計	42,231	44,660	47,815	55,368	63,070	68,040	74,003	79,628	83,251	87,610
予想最大負荷 Baseケース	32,478	35,053	37,832	40,716	43,819	47,159	50,753	54,622	58,560	62,782
予想最大負荷 Low ケース	32,143	34,571	37,182	39,673	42,331	45,167	48,193	51,421	54,788	58,376

注) 免許取得済設備は建設計画の許認可手続きが完了し着工準備中のもの

### 3-4 電力需給計画作成に係る技術移転

#### 3-4-1 電力需給計画の位置づけ

TEIAS が作成している長期電力需給計画については、電力自由化が進行している現在では、政府が作成する電力需給計画は参考となる指標ではあるものの、民間事業者にとっては投資規模や投資時期などの事業計画、事業運営に関する意思決定を行う重要な前提条件とはなっていない。一方、政府としては中長期の見通し作成によって電気事業に関する将来的な課題を抽出することができるため、引き続き重要な資料である。したがって、現状では電力需給計画については政策立案・遂行のための資料としての役割が増大してきていると考えられる。

現状では電力需給計画作成について、需要想定は国際原子力機関（IAEA：International Atomic Energy Agency）の MAED<sup>8</sup>モデルが使われている。これは MENR が採用している手法であり、トルコの各種エネルギー計画の基礎となっている。電力需要予測は各配電会社が行うものと規定されているが、実際にはまだ実力不足であり、このため、TEIAS は MENR が行った需要想定を引用している。また、需要想定に対応する電源計画に使われるシミュレーションモデルは IAEA の電力シミュレーションツール（WASP-4）である。WASP<sup>9</sup>による分析は電源と負荷が送電線容量などの制約条件なしに結ばれているという単純なモデルであり、そういった条件での電源の建設費と運転費の合計額の最小化を目的としている。このため、送電システムの制約やコストは考慮されず、連系システムまで含めた最適化の分析は実施できないという問題がある。また、WASP では日単位の運用をシミュレーションできないため、各発電所の日負荷調整能力を考慮した検討（揚水発電であれば発電時間—池容量）ができずピーク供給力の分析には不十分である。WASP による分析は中期需給計画については行われていない。

自由化以前には電力需給、コスト、電源計画などについて発電事業者である EUAS にデータが集中しており、TEIAS はそこから情報を得て精度の高い需給計画を作成することが可能であったが、現在では、多数の民間発電事業者が存在し、電源計画などについて詳しい情報収集を行うことが難しくなっている。すでに 2005～2020 年の長期計画について改定を行うよう MENR を中心に作業を開始したところであるが、データ不足、データの信頼性不足で作業を進めにくいという問題のため改定作業が停滞している。こういった事情から、わが国からの協力によって電力需給計画作成に関する作業の加速化や計画内容の高度化への手助けを行うことは、トルコの電力政策、電気事業に大きな貢献を行うことになるであろう。また、そういった協力は TEIAS が毎年見直しを行っている中期電力需給計画の作成作業にも活用できるであろう。

#### 3-4-2 ピーク対応電源の評価と電力需給計画

電力需給計画作成においては最大電力（kW）需要の予想とそれに対応する電力供給（ピーク対応供給力）の確保は最も重要な検討項目となる。しかし、これまでの需給計画では最大需要と設備合計出力（水力については平均出力及び常時出力）を比較しているだけであり、ピーク対応電源として最も経済的な開発はどうあるべきかという観点からの詳細な検討は行われていない。

本格調査においてはピーク対応電源のうちで有力と想定される揚水発電について、その開発

<sup>8</sup> 電力需要をエンド・ユース電気機器のエネルギー効率、経済指標等の関数関係から求める。

<sup>9</sup> 電源開発計画を評価するプログラムで、プラント特性、コスト等を制約条件として、需要に見合う設備容量を DP（Dynamic Programming）で解く。

可能性を詳しく分析することが求められる。したがって、ピーク電力供給に関して将来的に可能性のある以下のような状況（外部条件）を組み合わせたいくつかのシナリオを設定し、それに基づく適切なシミュレーションを行うことによって揚水発電所の立地、最適開発規模、開発時期などを分析し、また揚水発電所と同様にピーク供給力となりうる一般水力発電所の新設や増設、さらにある程度の負荷調整が可能なミドル供給力用の火力発電所の新設などの選択肢についての経済性比較などを行うことによって、ピーク対応電源の計画を明確にしていく必要がある。

- 1) 冷房負荷の急増に伴うピーク需要の昼間へのシフトと尖鋭化
- 2) 乾期、干ばつにおける水力発電の調整能力の低下
- 3) 天然ガスの供給停止など火力発電の停止リスク
- 4) 国内の主要需要地（イスタンブール、アンカラ）の需要特性の違いによる不等時性
- 5) 国際連系による近隣諸国との電力相互融通による負荷調整<sup>10</sup>
- 6) 燃料費の高騰時における経済的電源運用
- 7) 原子力発電所の投入時期と投入規模

この場合に留意すべき点としては、この作業で求められているのがピーク供給力に関する詳しい検討・評価であり、需給計画全体の再構築ではないということであろう。TEIAS としては需給計画についてはトルコ政府による需要想定とのリンクなどから自由度が制約される部分もあり、また需給計画作成を担当しているスタッフが限られていること、自由化以降、需給計画の位置づけが低下しつつあることから、現在の需給計画作成作業を全面的にやり直すような新しい手法の導入には消極的である。したがって、現行の需給計画をベースにして、ピーク電力需給に関連する部分、すなわちベース火力の燃料となる一次エネルギー需給、新規ベース電源開発の可能性、電力需要の特性などについて追加的検討を行うことを基本方針とすることが適切であろう。言い換えれば、この作業は電力需給計画の改定版策定をめざすものではなく、現行計画を部分的に改良して内容の高度化を図るための分析手法を移転するという考え方である。これまでほとんど検討されていなかったピーク電力需給計画について丁寧に検討することによって、トルコにとってより望ましい需給計画をつくるための基礎づくりに貢献することが期待される。

したがって、需要想定については MAED、電源評価シミュレーションについては WASP を使うというこれまでの手法を基本にしつつ、本格調査で詳細な分析が要求されるピーク用電源評価に絞って、新たな分析手法を追加して詳しい分析作業を行い、その手法や成果について技術移転していくことによって、最終的に需給計画作成に関する能力向上に資するという手法が適切と考えられる。たとえば、ロードカーブの想定については新たな手法が必要になるであろう。また、WASP については単純な解析となってしまうため、トルコのような大きな電力システムを有する場合には詳細な分析にはなりにくい。その点は TEIAS の担当者も認めているところである。したがって、わが国で開発されているような需要地と電源の位置関係、送電線の条件、日単位

<sup>10</sup>トルコは近隣諸国との連系システムを持っているが欧州全体のシステムとは同期していない。2009年にUCTE（Union for the Coordination of Transmission of Electricity）への加盟を行う予定である。

のシミュレーションなどの要素も入れた精緻でダイナミックなシミュレーション手法を紹介し、トルコにおける電力需給計画にどのように活用できるかを C/P と共同で研究することはトルコにとっても有意義なものとなるであろう。

TEIAS はその主たる業務が送電系統の建設、運用と Load Dispatching であり、送電系統計画論や給電運用手法については最新の技術を吸収したいという強い意欲をもっている。送電系統計画については汎用の PSS-E (Power System Simulator for Engineering) を用いているが、より高度な方法論にも関心をもっている。また、給電運用についてはスペインからの援助で Simulation model of power system operation というプログラムを開発中であり、ほぼ完成したため実証段階に入る計画である。このプログラムは Mercados Energy Markets International というコンサルティング会社によって作成されたものであり、スポット電力取引を活用した電力システムの経済運用を支援するものである。このプログラムはすぐ実運用に供することができるものではなく、今後さらに改良して実用化を図っていく必要があり、TEIAS としては気象予測による電力需要予測などを取り入れたわが国における高度な給電運用手法を参考にしたいという意向を示している。

したがって、本格調査におけるピーク電源計画シミュレーションに関連して、送電系統計画や日間の発電所運用などについてわが国で行われている高度な手法についても紹介することができれば TEIAS のニーズにも合致し、その業務への大きな貢献ができると考えられる。このため、こういったテーマまで拡大したワークショップなどの実施が望まれる。

### 3-5 各援助機関の動向

WB はトルコの電力セクターに関してこれまで発電所のリハビリや送配電網の整備に対する融資を行ってきた。EUAS については Afsin-Elbistan A 火力発電所のリハビリ事業などについて 3 億 3,600 万ドルの借款が供与されており (Electricity Generation Rehabilitation and Restructuring Project)、また TEDAS に対してはその地区配電子会社の中圧・低圧配電線のリハビリや電線地中化などの事業について 3 億 3,600 万ドルの借款が供与されている (Electricity Distribution Rehabilitation Project)。

さらに、再生可能エネルギーや省エネルギーについても重点分野として取り組んでいる。2004 年から 15MW 以下の小水力、地熱発電、風力発電などを対象としたツーステップローンである Renewable Energy I を実施し、ほぼ完了した。現在は、Renewable Energy II を計画中であり、これは 2009 年 3 月から 5~6 年の期間で規模は 5 億ドルであり、省エネ事業も対象とする。また、2008 年の G8 会合で地球温暖化対策、原油価格高騰対策としてクリーンテクノロジー基金 (CTF: Clean Technology Fund) が総額 60 億ドルの規模で設置され、WB が事務局となることが決まった。この CTF を活用してトルコ政府には 5~6 億ドルのローンを行う予定となっている。トルコ政府の窓口は財務省である。Project by Project 方式で再生可能エネルギーと温室効果ガス (GHG: Greenhouse Gas) 削減によるカーボンクレジットの獲得を試みる予定である。

表3-16 WBによるトルコへの借款（実施中案件）

World Bank Current Projects in Turkey	Total IBRD Commitment US\$ million
<b>LOANS</b>	
Sector	
<b>Infrastructure &amp; Energy</b>	
Electricity Generation and Restructuring Project	336
Electricity Distribution and Rehabilitation Project	269
Gas Sector Development Project	325
Energy Community of South East Europe (ECSEE) - APL#3	150
Energy Community of South East Europe (ECSEE) - APL#2	66
Railways Restructuring Project	184
Istanbul Seismic Risk Mitigation Project (ISMEP)	400
Istanbul Municipal Infrastructure Project	322
Renewable Energy Project	203
Municipal Services Project	275
Marmara Earthquake Emergency Reconstruction (MEER)	505
National Transmission Grid	270
<b>Human Development</b>	
Health Transition Project (HTP)	60
Privatization Social Support Project (PSSP) 2	465
Social Risk Mitigation Project (SRMP)	500
Secondary Education Project (SEP)	104
Turkey Basic Education Project - Phase 2	300
<i>Total:</i>	1,430
<b>Agriculture and Rural Development</b>	
Avian Influenza and Human Pandemic Preparedness and Response (AHIP) Project	34.4
Agricultural Reform Implementation (ARIP)	600.0
Anatolia Watershed Rehabilitation Project	20
<i>Total:</i>	661.4
<b>Economic Management, Public Sector &amp; Finance</b>	
Access to Finance for SMEs Project	180.21
Competitiveness and Employment Development Policy Loan (CEDPL)	500
Programmatic Public Sector Development Policy Loan	500
Programmatic Financial and Public Sector Adjustment Loan (PFPSAL-3)	1000.0
Third Export Finance Intermediary Loan (EFIL 3)	305
Second Export Finance Intermediary Loan (EFIL 2)	303.1
<i>Total:</i>	2,288.31
<b>TOTAL LOAN AMOUNT</b>	<b>7,344.44</b>

出典：WB ホームページ