

TÜRKİYE

ELEKTRİK İŞLERİ ETÜT İDARESİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ (EİE)

TÜRKİYE ELETRİK İLETİM A. Ş (TEİAŞ)

Türkiye

**Türkiye Cumhuriyeti
Doruk Güç Optimizasyon Desteği
Projesi**

JICA LIBRARY



1201983 [2]

Şubat 2011

(2011)

Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı

IDD

JR

10-132

TÜRKİYE

ELEKTRİK İŞLERİ ETÜT İDARESİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ (EİE)

TÜRKİYE ELETRİK İLETİM A. Ş (TEİAŞ)

Türkiye

**Türkiye Cumhuriyeti
Doruk Güç Optimizasyon Desteği
Projesi**

Şubat 2011

(2011)

Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı

IDD
JR
10-132



1201983 [2]

Contents

Bölüm 1 Giriş.....	1
1.1 Araştırmanın Geçmişi ve Şartları	1
1.2 Araştırma Amaçları ve Detayları	1
1.2.1 Araştırma Amaçları	1
1.2.2 Çalışma Alanı	1
1.2.3 Araştırma Detayları (TOR)	1
1.3 Uygulama Tedbirleri Araştırması	2
1.3.1 Çalışma Aktivitelerinin İncelenmesi ve Sınıflandırılması.....	2
1.3.2 İş Akışı Araştırması	3
1.4 Araştırma Sistemi ve Araştırma Performansı.....	3
1.4.1 Katılımcı Organizasyonlar	3
1.4.2 Çalışma Ekibinin Yapısı ve İş Dağılımı.....	3
1.4.3 Araştırma Performansı.....	4
Bölüm 2 Enerji Sektörü ve Elektrik Sektörü.....	6
2.1 Enerji Sektörü.....	6
2.1.1 Enerji Politikası	6
2.1.2 Enerji Arz Talep Durumu	7
2.1.3 Enerji Dağıtım Durumu.....	8
2.2 Enerji Sektörü.....	9
2.2.1 Genel Yapı	9
2.2.2 Elektrik Ücret Yapısı.....	13
2.2.3 Herbir kurumun rolü	16
2.2.4 Enerji Talep Durumu.....	19
2.2.5 Diğer ülkelerle bağlantı	36
Bölüm 3 Uzun Süreli Elektrik Arz-Talep Planı.....	41
3.1 Enerji İhtiyacı Hesaplaması ve Değerlendirmesi	41
3.2 Enerji Kaynakları Geliştirme Planı.....	44
3.2.1 Elektrik özelleştirme pazarındaki kaynak geliştirme planları.....	44
3.2.2 Lisans Verilme Durumu	49
3.3 Sistem Planlama Durumu ve Değerlendirmesi.....	52
3.3.1 Var olan ve 2012'ye kadar planlanmış olan enerji nakil üniteleri.....	52
3.3.2 380 kV sisteminin akım durumu.....	56
3.3.3 Elektrik Nakil Ünitesinin Planlanması.....	58
3.4 Sistem İşleyiş Durumu ve Değerlendirmesi	59
3.4.1 Elektrik pazarının özeti.....	59
3.4.2 Talep İşleyişinin Durumu	60
3.4.2 Sistem İşleyiş Durumu.....	62

Bölüm 4 Doruk Güç Optimizasyon Desteği Projesi	69
4.1 Yedek İnceleme	69
4.1.1 WASP Tarafından Yapılan İncelemenin Değerlendirilmesi.....	69
4.1.2 WASP ve PDPAT karşılaştırması.....	73
4.2 Çeşitli Güç Kaynaklarının Perdeleme Yöntemiyle Karşılaştırılması	75
4.3 Arz Talep Sümulasyonunun Oluşturulması	79
4.3.1 Tahmini Talep	79
4.3.2 Doruk Güç İhtiyacının Mevcut Durumu ve Geleceği	80
4.3.3 Santral Verileri	84
4.3.4 Ekonomik İlişki Verileri	90
4.4 Rezerv Güvenilirliği Tabanlı Doğru Rezerv Oran Çalışması	91
4.4.1 Temel Çalışma ile İlgili Araştırmalar	91
4.4.2 Hassasiyet Analizleri.....	93
4.5 Herbir Enerji Kaynağının Doruk Güç Arz Optimasyonu	103
4.5.1 Doruk Güç İçin Herbir Enerji Kaynağının Değerlendirmesi	103
4.5.2 Doruk güç enerji kaynağı olarak birikmiş suyun enerjisini üretme imkanı değerlendirme	105
4.5.3 Diğer ülkelerden Elektrik Alımı Olasılıkları.....	116
4.6 2030 Yılındaki Güç Yapısının Öngörüsü.....	118
4.6.1 Doruk Güç Desteği Gereklik Çalışması	118
4.6.2 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Gereklik Çalışması (Temel Durum Tabanlı)	122
4.6.3 Hassasiyet Analizleri.....	130
4.6.4 Risk Değerlendirmesi.....	134
4.7 Doruk Güç Üretiminin Optimizasyon Planı.....	136
4.8 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Fonksiyonu ve Rolü	142
Bölüm 5 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerinin Yerinin Bulunması ve Değerlendirilmesi.....	147
5.1 Ön Çalışma Kaynakları	147
5.1.1 Jeolojiye Genel Bakış	147
5.1.2 Çevresel ve Sosyal Şartlar	149
5.2 Pompalı Santralin Yerinin Seçiminde İklim ve Zemin Özelliklerinin Dikkate Alınması.....	155
5.3 Çalışma Diyagramı	156
5.4 Teklif Edilen Pompalama Alanlarının İncelenmesi.....	162
5.5 Konsept Tasarım Alanlarının Detaylı Alan Araştırmaları	170
5.5.1 Araştırmanın Amacı	170
5.5.2 Araştırmanın İçeriği.....	170
5.5.3 Alan Araştırmasının Performansı	170
5.5.4 Araştırma Sonuçları	171
Bölüm 6 Uzun Vadeli Güç Üretimi Planı (2011~2030) Teklifi.....	195
6.1 Mevcut Güç Üretimi ve Planlarının Yönü	195

6.1.1 Turkish Electrical Energy 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018).....	195
6.1.2 Güç Üretiminin Yönü.....	196
6.2 Uzun Vadeli Güç Üretim (2011~2030) Planı.....	197
6.2.1 Durum Hesapları.....	197
6.2.2 Taban Güç Temininin Karşılaştırılması.....	200
6.2.3 Doruk Güç Kıyaslaması.....	205
6.3 Optimum Güç Üretim Planı Sunumu.....	209
Bölüm 7 Pompalı Hidro Elektrik Santralin Konsept Tasarımları.....	211
7.1 Öncelikli İnşaat Alanı Aday Noktalarının Optimal Oranı (En İyi Gölet Yeri) Çalışması.....	211
7.2 Altinkaya Konsept Tasarım Noktası.....	218
7.2.1 Güç Üretiminin Tasarımı.....	218
7.2.2 Büyük Santral Yapılarının Tasarımı.....	223
7.2.3 Tahmini Proje Maaliyetlerinin Hesaplanması.....	234
7.2.4 Projenin Standart Gelişim Süreci.....	236
7.3 Gökçekaya PSPP Noktasının Kosept Tasarımı.....	237
7.3.1 Güç Üretiminin Tasarımı.....	237
7.3.2 Büyük Santral Yapılarının Tasarımı.....	241
7.3.3 Tahmini Proje Maaliyetlerinin Hesaplanması.....	249
7.3.4 Projenin Standart Gelişim Süreci.....	251
7.4 Aktarım Tesislerinin Tahmini İnşaat Maaliyetlerinin Hesaplanması.....	253
7.4.1 TEIAS'ın Standart Aktarım Hattı Tasarımı.....	253
7.4.2 Aktarım Hatlarının Tahmini Maaliyetlerinin Hesaplanması.....	254
7.4.3 Altinkaya PSPP Aktarım Hattı İnşaatı Tahmini Masrafları.....	255
7.4.4 Gökçekaya PSPP Aktarım Hatları İnşaatı Tahmini Maaliyetleri.....	255
7.4.5 Pompalı Hidro Elektrik Santrali Kurulurken 380kV'lık Hatların Durumu.....	256
7.5 İlk Çevre Etkisi Değerlendirmesi(IEE).....	266
7.6 Üretim Öncelikleri İncelemeleri.....	267
7.7 Bir Sonraki Adım İçin Araştırma Tavsiyeleri.....	268
7.7.1 Hidro Meteorolojik.....	268
7.7.2 Jeoloji.....	268
7.7.3 Çevresel Etki Değerlendirmesi.....	272
7.7.4 Gelişim Uygunluk İncelemeleri (Fizibilite).....	273
Bölüm 8 Çalışma Hakkında Tavsiyeler.....	275
8.1 Uzun Süreli Güç Üretim Planı Hakkında Tavsiyeler.....	275
8.2 Pompalı Hidrolik Santrali Hakkında Tavsiyeler.....	278
8.2.1 Pomplama Teknolojisinin Güncellenme Çalışması.....	278
8.2.2 Çevresel ve Sosyal Değerlendirmeler.....	279
8.3 Pompalı Hidro Elektrik Sistemin Sahiplenilmesi Hakkında Teklif.....	280
8.3.1 Diğer Ülkelerdeki Pompalı Hidro Elektrik Sisteminin AB içindeki Kullanımı.....	280

8.3.2 Hidrolik Gücün Karlılığı	286
8.3.3 Ortaya Çıkabilecek Riskler	287
8.3.4 İşletme Modeli Teklifi.....	287
8.3.5 Sermaye Temini.....	293
8.3.6 Başka Ülkelerdeki Alt Barj Göletinin Özelleştirme Durumunda Kullanılan Yardımlaşma Yöntemleri.....	297
8.4 Talebin Şeklinin Değişmesine Yönelik Tavsiyeler	301
8.5 Rüzgar Enerjisi ve Pompalama Tipte Hidrolik Hibrit Planı Hakkında Öneri	304
Bölüm 9 Teknoloji Transferi.....	308
9.1 Su Pompalama Noktası Bulunmasının İncelenmesi	308
9.1.1 Araştırma Tasarımı	308
9.1.2 Sosyal ve Çevresel Değerlendirmeler	308
9.2 Güç Teknolojisi Gelişim Planı.....	310
9.2.1 Birinci Eğitim.....	310
9.2.2 İkinci Eğitim.....	311
9.3 Atölye Konferansı.....	312
9.3.1 Birinci Atölye.....	312
9.3.2 İkinci Atölye.....	313
9.3.3 Üçüncü Atölye.....	313

Figürler Dizini

Figür 1. 1	Çalışmanın Özet Akışı.....	3
Figür 1. 2	Ekip ve Birimler	4
Figür 2. 1	Türkiye Elektrik Endüstrisi Yapısı	9
Figür 2. 2	Özelleştirme Akışı.....	11
Figür 2. 3	Yıllık Üretim Çizelgesi (Sektörlere göre)	11
Figür 2. 4	Yerel İletim Şirketlerinin Özelleşme durumu	12
Figür 2. 5	Lisanslara göre PMUM pazarında yer alanlar	13
Figür 2. 6	Perakende Satış Fiyatı ile ilgili tablo.....	14
Figür 2. 7	OECD ülkeleri ortalaması ile Türkiye'nin karşılaştırması	15
Figür 2. 8	Enerji Geliştirme Planlama Akışı.....	16
Figür 2. 9	Yakılabilenlere ve yıllara göre üretim miktarları	17
Figür 2. 10	Santral inşaatı başvuru prosedürü	18
Figür 2. 11	En yüksek satışın sipariş miktarı	21
Figür 2. 12	2009 yılı her ayın 3. Çarşambasındaki talep durumu	21
Figür 2. 13	Senelik açığın değişimi	22
Figür 2. 14	2007'de üreticilerin genel dağılımı	24
Figür 2. 15	Kaynaklara göre üretim oranları.....	25
Figür 2. 16	Kaynaklara göre üretim oranları.....	26
Figür 2. 17	5 Ağustos 2009 Talep ve kaynaklar	28
Figür 2. 18	21 Eylül 2009Talep ve kaynaklar.....	28
Figür 2. 19	5 Ağustos 2009'da yerlere göre talep.....	30
Figür 2. 20	17 Aralık 2009'da yerlere göre talep.....	30
Figür 2. 21	Genel akış (5 Ağustos 2009).....	31
Figür 2. 22	Yerler Arası Dağılım(17 Aralık 2009)	32
Figür 2. 23	Yakın ülkelerle bağlantılar	38
Figür 2. 24	ENTSO-E bağlantı hattı	38
Figür 2. 25	TEIAS'ın 400kV dağılımı	39
Figür 3. 1	MAED'in verileri	41
Figür 3. 2	Yüksek ihtiyaç • Düşük ihtiyaç Ölçümlerinin Grafiği.....	43
Figür 3. 3	İlgili birimler arası elektrik döküm çizelgesi.....	44
Figür 3. 4	Yıllık faal enerji üretim miktarları (yakıtlara göre, 2003'den 2009'a kadar).....	46
Figür 3. 5	2015yılı Türkiye'nin 380kV sisteminde akım hesaplamaları sonucu	57
Figür 3. 6	Elektrik pazarı-Arz sözleşmeleri (Karşılıklı anlaşma)ilişkileri	60
Figür 3. 7	EMS/SCADA Sistem arasında veri iletimi	63
Figür 3. 8	Bölgesel LDC sorumluluk alanları.....	68
Figür 4. 1	Comparison of Caluculated Operation Cost.....	74
Figür 4. 2	Comparison of kWh Balance Caluculated	74
Figür 4. 3	Çeşitli Güç Üretimi Maliyetleri.....	77
Figür 4. 4	Doruk Güç Kaynakları için Güç Üretimi Maaliyetleri.....	77
Figür 4. 5	2030 Yılı Tahmini Değerleri	79
Figür 4. 6	Yaz Mevsiminde Günlük Güç Talebi Dağılımı Tahmini	80
Figür 4. 7	2020 Yılından 2030 Yılına Kadar Olan Talep Öngörüsü.....	81
Figür 4. 8	Günlük Maksimum Talep Oranı (Santrallere Göre).....	82
Figür 4. 9	Aylık Maksimum Talep.....	82
Figür 4. 10	Mevsim Değişiklikleri (Türkiye).....	83
Figür 4. 11	Yüksek Kapasiteli Hidro Elektrik Santrallerinin Günlük Çalışma Şartları (23 Temmuz 2008)	84
Figür 4. 12	LOLE ve Rezerv Oranı İlişkisi.....	92
Figür 4. 13	Talebin Tahmini Hata Değişimi Yüzünden Gerekli Rezerv Oranı	93
Figür 4. 14	Kaza Yüzünden Durma Hallerinde Gerekli Destek Rezerv Oranı Değişiklikleri	94

Figür 4. 15	Yenilenebilir Enerji Çıkışı Değişikliklerine Göre Gerekli Destek Rezerv Aralığı Değişiklikleri.....	94
Figür 4. 16	LOLE ve Destek Rezerv Oranı Bağlantısı (2030 Yılı)	95
Figür 4. 17	Sistemlere ayrılmış zamana göre arz talep değişim grafiği (Ağustos 2009).....	97
Figür 4. 18	Bölgelere göre tüketicilerin kategori payı ile (2008 yılı, solda) güç kaynağı dağılımı (2010 yılı, sağda)	98
Figür 4. 19	Sistemler arası güç akışı (5 Ağustos 2009)	98
Figür 4. 20	Tüm bölgeler arası iletilen elektrik taşıma miktarının frekans dağılımı	102
Figür 4. 21	Hidroelektrik santrallerin üretim oranları ve yıllık üretim miktarlarının dağılımı	105
Figür 4. 22	Keban barajı çevresi	106
Figür 4. 23	Karakaya baraj çevresi	107
Figür 4. 24	Keban Hidro Elektrik Santrali Genişletme Projesi.....	108
Figür 4. 25	Keban Barajı Su Seviyesi Simülasyon Sonucu	109
Figür 4. 26	Keban Barajı İlave Arz Güç Arttırımına Bağlı Değer Değişimi	110
Figür 4. 27	İlave Ünite Sayısı ile B/C, B-C İlişkisi	112
Figür 4. 28	Keban Genişletilmesi Temel Sistemin Akım Artış Hesap Sonucu	114
Figür 4. 29	Tek Hat Arıza Anı Dalga Formu Stabilitesi (B Elektrik üretim modeli)	115
Figür 4. 30	Tek Hat Arıza Anı Dalga Formu Stabilitesi (B Elektrik üretim modeli+Keban genişletilmesi)	115
Figür 4. 31	2008'deki Uluslararası enerji dağılımı(Physical energy flows 2008 in GWh).....	116
Figür 4. 32	2008'deki Elektrik Alımsatım Durumu.....	117
Figür 4. 33	Gaz Tribünlü Termik Santral ve Kombine Çevrim Termik Santralin Ekonomik Olarak Karşılaştırması.....	118
Figür 4. 34	Gaz Tribünlü Termik Santrallerin Çalışma İmajı (GT: 4000MW)	119
Figür 4. 35	Destek Rezerv Oranı Değişimlerine Göre Doruk Destek Kapasitesinin Ekonomik Değişiklikleri.....	120
Figür 4. 36	ile Kombine Çevrim Termik Santral Fiyat Karşılaştırması.....	121
Figür 4. 37	Santrallerin Örnekleri	122
Figür 4. 38	Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Tahmini Çizelgeleri.....	123
Figür 4. 39	Genel Hidro Elektrik Santrallerin Talep Örnekleri	124
Figür 4. 40	Pompalı Hidro Elektrik Santrali Adedi ve Güç Temini İlişkisi.....	124
Figür 4. 41	Hidro Elektrik Santralin Gölet Kapasitesi ve Güç Oranı İlişkisi.....	125
Figür 4. 42	Pompalı Hidro Elektrik Santrali Optimum Gereklilikleri	126
Figür 4. 43	Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Talep Göstergesi.....	127
Figür 4. 44	Çeşitli Yakıt Tüketimleri ve Doğal Gaz Verimliğinin Karşılaştırılması	128
Figür 4. 45	CO ₂ Emisyonundaki Değişiklikler	128
Figür 4. 46	Yakıt Fiyatları Değişiminin Pompalı Hidro Elektrik Gücün Maliyetine Yanısmasının Karşılaştırılması	130
Figür 4. 47	Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin İnşaat Masraflarının Çeşitli Durumlarda Sağladığı Tasarruflar.....	131
Figür 4. 48	Destek Rezerv Oranı Değiştiğinde Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Tasarruf Değişiklikleri.....	131
Figür 4. 49	Talebin Şeklindeki Değişiklikler.....	132
Figür 4. 50	Talebin Şeklinin Değiştiği Durumlarda Pompalı Hidro Elektrik Gücün Tasarruf Farklılıkları	133
Figür 4. 51	Rüzgar Gücü Santrallerinin Farklılıkları Sonucu Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Ekonomik Farklılıkları	134
Figür 4. 52	Doruk Güç İhtiyacının Üretim Farklılıklarının Ekonomik Dağılımı.....	137
Figür 4. 53	Doruk Güç Gerekliliği Miktarının Üretimdeki Değişiklikleri - 2	138
Figür 4. 54	Avrupa Ülkeleri Transfer Tarifesi	140
Figür 4. 55	Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Kesit Görüntüsü.....	142
Figür 4. 56	Sistem Durduktan 8 saat sonraki yeniden başlama süreleri	143
Figür 4. 57	Talebin Arttığı Zaman Dilimlerinde Meydana Gelen Üretim Şartları	144

Figür 4. 58	Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Günlük Yükeleme Eğrisinin Derecelendirilmesi	145
Figür 4. 59	Talep Kontrolüne Genel Bakış	146
Figür 5. 1	Anadolu ve Çevresinin Plato Dağılım Haritası	147
Figür 5. 2	Türkiyenin Jeolojik Yapısı	148
Figür 5. 3	Çevre ve Orman Bakanlığının Yapısı	149
Figür 5. 4	Çevresel Etkilerin Sapantama Akışı	152
Figür 5. 5	Aktif Fayların Dağılımı ve Pompalama Alanlarının İlişkisi	157
Figür 5. 6	Aktif Fayların Dağılımı ve Pompalama Alanları İlişkisi	157
Figür 5. 7	Ulusal Parklar ve Pompalama Alanlarının İlişki Tablosu	158
Figür 5. 8	Aday Pompalama Alanlarının Seçim Prosedürü	159
Figür 5. 9	Teklif Edilen Pompalama Alanları	159
Figür 5. 10	Alan Araştırması Hedef Noktaları	160
Figür 5. 11	No.19 (Karacaören II) Site Yayılım Yapısı	167
Figür 5. 12	No.27-1 (Altinkaya) Site Yayılım Yapısı	168
Figür 5. 13	No.32-2 (Gökçekaya) Site Yayılım Yapısı	169
Figür 5. 14	Altinkaya PSPP (No.27-1) Alanının Jeolojik Haritası	172
Figür 5. 15	Altinkaya PSPP Taşıma Hattı İşaat Hattı Araştırma Yolu	181
Figür 5. 16	Adapazarı bölgesi araştırma alanını kuzey-güney jeolojik şeması	183
Figür 5. 17	Gökçekaya PSPP Noktasının Bölgesel Haritası	187
Figür 5. 18	Gökçekaya PSPP Taşıma Hattı Yolu	193
Figür 6. 1	Senaryo Kıyaslama Çalışması (Temel Güç Üretimi)	200
Figür 6. 2	Yıllık Masrafların Kıyaslaması	201
Figür 6. 3	Yıllık Doğal Gaz Paylaşımı	202
Figür 6. 4	Yıllık CO2 Emisyonu	202
Figür 6. 5	Yıllık CO2 Emisyonu Kıyaslaması	203
Figür 6. 6	Pompalı Hidro Elektrik Santrali Tesisleri ve Güç Üretimi İlişkisi	205
Figür 6. 7	Genel Hidrolik Pompalama(2025 - 2029)	205
Figür 6. 8	Pompalı Hidro Elektrik Santral Kurumu(2025 - 2029)	206
Figür 6. 9	Senaryo Karşılaştırma Çalışması(Doruk Güç Desteği)	207
Figür 6. 10	Optimum Üretim Planı	209
Figür 6. 11	Güç Oranı Aktarımı	209
Figür 6. 12	Güç Üretimi Maaliyeti	210
Figür 6. 13	CO2 Emisyonu	210
Figür 7. 1	Çıkış Birimleri ve kW Birimi Arasındaki İlişkinin İnşaat Masraflarına Yansımaları	214
Figür 7. 2	Çıkış Birimleri ve kW Birimi Arasındaki İlişkinin İnşaat Masraflarına Yansımaları	215
Figür 7. 3	Çıkış Gücü ile B/C ve B-C İlişkisi	216
Figür 7. 4	Çıkış Gücü ile B/C ve B-C İlişkisi	217
Figür 7. 5	Altinkaya PSPP Genel Planı	219
Figür 7. 6	Altinkaya PSPP Boylamsal Su Figürü	220
Figür 7. 7	Güç Planının Akış Çalışması	221
Figür 7. 8	Üst Göletin Su Kapasitesi Eğrisi	223
Figür 7. 9	Pompa Tribünü Bölümleri Strandart Perfoması	226
Figür 7. 10	Pompa Tribününün Marjinal Üretim Şekli	227
Figür 7. 11	Çeşitli Hız sistemlerinin Diyagramı	232
Figür 7. 12	Pomplama İşlemi Sırasında Giriş Ayara Aralığı	232
Figür 7. 13	Gökçekaya PSPP Genel Planı	238
Figür 7. 14	Gökçekaya PSPP Boylamsal Su Figürü	239
Figür 7. 15	Üst Gölet Su Kapasitesi Kapasite Eğrisi	241
Figür 7. 16	Pompa Tribünü Bölümleri Strandart Perfoması	244
Figür 7. 17	Pompa Tribününün Marjinal Üretim Şekli	245
Figür 7. 18	Altinkaya PSPP Aktarım Hattı Yolu	255

Figür 7. 19	Gökçekaya PSPP Aktarım Hattı Yoluna Bakış	255
Figür 7. 20	Temel Sistemdeki Güç Akımı Sonuçları (Jeneratör Model A)	258
Figür 7. 21	Temel Sistemdeki Güç Akımı Sonuçları (Jeneratör Model B).....	259
Figür 7. 22	Gökçekaya Noktası Pompalı Hidro Elektrik Santralinen Güç Çekişi	261
Figür 7. 23	Karadeniz Kıyısı ve Doğudaki Dağlarda Bulunan Jeneratörlerin 380kV'lık Aktarım Hatları (Temel Sistem).....	261
Figür 7. 24	Altınkaya Noktası Pompalı Hidro Elektrik Santralinenin Güç Aktarımı İçin Gerekli 380kV'lık Hatlar	262
Figür 7. 25	Gökçekaya Noktası Pompalı Hidro Elektrik Santralinenin Güç Aktarımı İçin Gerekli 380kV'lık Hatlar	262
Figür 7. 26	Bir Hat Arızalandığında Dalga Formu Stabilitesi (A Methodu Jeneratörü)	263
Figür 7. 27	Tek Hat Arızalandığında Salfa Gormu Stabilitesi (B Metodu Jeneratörü)	263
Figür 8. 1	Splitter Blade.....	278
Figür 8. 2	Almanya'da Elektrik Santralleri Mülkiyet ve İşletim Durumu	281
Figür 8. 3	Elektrik Piyasaları Öncesi ve Sonrası Pompalı Elektrik Santralleri Çalışma Modeli	282
Figür 8. 4	EEX Enerji Spot Pazarlarında 25 Aralık ile 26 Aralık 2009 Tarihli Alım Satım Durumu	282
Figür 8. 5	Terna Sistemindeki Pompalı Hidro Elektrik Tablosu	284
Figür 8. 6	Japonya'daki Elektrik Akışı.....	285
Figür 8. 7	Uygulama Faktörü ve Gelir Harcama İlişkisi.....	286
Figür 8. 8	Pompalı Hidro Elektrik Santralin Alımının Örneği.....	288
Figür 8. 9	Pompalı Hidro Elektrik Santraline Sahip Olma Örneği	290
Figür 8. 10	Bu Pompalı Elektrik Santralinenin İş Uygulama Çerçevesi	296
Figür 8. 11	Barajın Toplam Proje Maaliyeti	297
Figür 8. 12	Rezervuar Kapasitesi Paylaşımı	298
Figür 8. 13	Rezervuar Kapasitesi~İnşaat Maliyet Eğrisinin Oluşturulması.....	298
Figür 8. 14	Çevre Sıcaklığı ve Maksimum Güç Talebi Arasındaki İlişki (TEPCO Örneği: 1998 Yılı).....	301
Figür 8. 15	Talepteki Günlük Değişimler (TEPCO Örneği : 24 Temmuz 2001).....	302
Figür 8. 16	Yalova Hibrit Proje Mevkii Haritası	304
Figür 8. 17	Yalova Pompalı Elektrik Santrali Düzen Haritası.....	305
Figür 9. 1	Pompalı Hidro Elektrik Projesinin Çevresel ve Sosyal Akışı	309

Tablolar Dizini

Tablo 1. 1	Araştırma Programı	2
Tablo 2. 1	2007 yılı yakıt enerjisi üretimi, ithalatı, ihracatı.....	7
Tablo 2. 2	2007'de yakıt enerjisi kullanım oranı.....	7
Tablo 2. 3	Türkiye Elektrik Üretiminin Özelleştirme Gidişatı	10
Tablo 2. 4	Özelleştirmeye karşılık arz talebin büyümesi.....	12
Tablo 2. 5	2008 yılı tüketim durumu	19
Tablo 2. 6	1988~2008 En fazla talep ile üretim miktarları	20
Tablo 2. 7	2006 — 2008 arası Maks. / Min. Satış	20
Tablo 2. 8	2007~2010 arası üretim detayları	23
Tablo 2. 9	2007 ve 2008 verileri karşılaştırmalı olarak	24
Tablo 2. 10	Kaynaklarına göre santral üretimleri (birim : MW).....	25
Tablo 2. 11	Kaynaklara göre üretim oranları (birim : GWh).....	26
Tablo 2. 12	Kaynaklara göre üretim oranları(2010 Haziran).....	27
Tablo 2. 13	İletim hattının uzunluğu (2008).....	33
Tablo 2. 14	Değişim yerleri sayısı	33
Tablo 2. 15	iletim değiştiricilerin sayısı ve toplam miktar	33
Tablo 2. 16	ayarlama regülatör durumu.....	33
Tablo 2. 17	Dağıtım hatlarının uzaklığı (2008)	34
Tablo 2. 18	Dağıtım için değiştirici sayısı ve toplam miktar (2008)	34
Tablo 2. 19	İletim verileri	34
Tablo 2. 20	2010 yılı 3. Çarşamba günü elektrik üretim kapasitesi, öngörülen talep, yedek oran, elektrik güç kesinti miktarı	35
Tablo 2. 21	Komşu ülkelerle hatların durumu	37
Tablo 2. 22	Enerji ithal durumu	37
Tablo 2. 23	Enerji girdi miktarları	37
Tablo 3. 1	“Yüksek talep” ve “Düşük talep”ölçümünde gelişme oranı	42
Tablo 3. 2	GDP'nin sektörlere dağılımı.....	42
Tablo 3. 3	“Yüksek ihtiyaç”, “Düşük ihtiyaç” ölçümleri.....	43
Tablo 3. 4	EMRA'nın santral lisanslarının durumu.....	45
Tablo 3. 5	Lisans Verilme Durumu (Isı Enerjisi)	49
Tablo 3. 6	İlerleme Oranı 10%'u Aşmış Büyük Yerler (Isı).....	50
Tablo 3. 7	Lisansların Durumu (Hidro)	50
Tablo 3. 8	İlerleme Oranı 10%'u Aşmış Büyük Yerler (Hidro)	51
Tablo 3. 9	Lisans Verilme Durumu (Geri dönüşen enerji)	51
Tablo 3. 10	380 kV Enerji nakil hattında kullanılan hat tipleri	52
Tablo 3. 11	Mevcut 380kV elektrik nakil hatları (2009 yılı).....	53
Tablo 3. 12	2010-2012 arası 380kV elektrik nakil hattının planı	55
Tablo 3. 13	Bölgesel güç beslemelerinin sorumluluk sınırları	62
Tablo 3. 14	SCADA sistemi uyum durumu.....	63
Tablo 4. 1	Mevcut termik santral verileri	70
Tablo 4. 2	Mevcut Hidro Santrallerin Verileri.....	71
Tablo 4. 3	Gelecekte adaptasyon santrallerin verileri.....	72
Tablo 4. 4	WASP ve PDPAT'ın başlıca farkları	73
Tablo 4. 5	Çeşitli Güç Kaynaklarının İnşaat Maliyetleri	75
Tablo 4. 6	Çeşitli Güç Kaynaklarının Tipik Birim İnşaat Maaliyetleri	75
Tablo 4. 7	Çeşitli Güç Kaynaklarının Yıllık Sabit Fiyatları	76
Tablo 4. 8	IEA Öngörüsü.....	76
Tablo 4. 9	Yakıt Masrafları.....	76
Tablo 4. 10	Günlük Maksimum Talep ve Günlük Minimum Talep Oranı	81

Tablo 4. 11	Hidrolik Santrallerin Kaza Yüzünden Durma Oranları	85
Tablo 4. 12	Termik Santrallerin kaza Yüzünden Durma Oranları	86
Tablo 4. 13	Termik Santrallerin Sınıflandırılması	87
Tablo 4. 14	Santral Listesi ve Gelişim Planı.....	89
Tablo 4. 15	Mevsimlik Maksimum ve Minimum Talep	91
Tablo 4. 16	Santrallerin Konfigürasyonu ve Kazada Durma Oranları.....	91
Tablo 4. 17	Sistemlere göre ArzGüç Paylaşımı (2030Yılı)	100
Tablo 4. 18	Sistemlere göre LOLE ve Destek Rezerv Güç (2030 Yılı).....	101
Tablo 4. 19	Sistemlere göre LOLE ve destek rezerv güç (2030 yılı).....	101
Tablo 4. 20	LOLE 24 saat sağlayabilmek için gerekli destek rezerv güç (2030 Yılı)	101
Tablo 4. 21	Doruk güç için herbir enerji kaynağının özellikleri	103
Tablo 4. 22	KEBAN, KARAKAYA, ATATURK barajlarının özeti.....	105
Tablo 4. 23	Yerinde incelemenin sonuçları	107
Tablo 4. 24	Keban Santrali Genişletme Projesi Araştırma Koşulları	109
Tablo 4. 25	Keban Hidro Elektrik Santrali Genişletme Planı Tahmini Yapım Maliyeti Hesap Sonuçları	111
Tablo 4. 26	Ekonomik Hasap (B/C, B-C) Sonucu	112
Tablo 4. 27	Yunanistan ve Bulgaristan karşılaştırması.....	116
Tablo 4. 28	Gaz Tribünlü Termik Santral ve Kombine Çevrim Termik Santralin Ekonomik Olarak Karşılaştırması.....	118
Tablo 4. 29	Pompalı Hidro Elektrik Santrali + GT ile Kombine Çevrim Termik Santralin Kıyaslaması.....	120
Tablo 4. 30	Doruk Gücün Çeşitleri	136
Tablo 4. 31	Çeşitli Doruk Güç Gereksinimlerinin Ek Sistemleri	139
Tablo 4. 32	Çeşitli Güç Kaynaklarının Çıkış Gücü Oranları	143
Tablo 5. 1	Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin İnşaatıyla ilgili Yasalar	150
Tablo 5. 2	Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin İnşaatını İlgilendiren Düzenlemeler	150
Tablo 5. 3	Pompalı Santral Alanı Seçim Kriterleri	155
Tablo 5. 4	Pompalama Noktası Aday Listesi.....	161
Tablo 5. 5	Gerçek Alan Keşif Araştırması.....	162
Tablo 5. 6	Doğal ve Sosyal Çevrenin İncelenmesi	163
Tablo 5. 7	Değerlendirme Kriterleri	164
Tablo 5. 8	Teklif Edilen Pompalama Alanlarının Alan (1/2)	165
Tablo 5. 9	Teklif Edilen Pompalama Alanlarının Alan (2/2)	166
Tablo 5. 10	İkinci Alan Araştırması Gelişim Sonuçları.....	170
Tablo 6. 1	Maksimum Güç Talebi Tahmini (TEIAS Projection)	195
Tablo 6. 2	Güç Üretim Olanı (TEIAS Projection)	195
Tablo 6. 3	Elektrik Destek Güvenilirliği Seviyesi (TEIAS Tahmini).....	196
Tablo 6. 4	Talep Tahmini.....	197
Tablo 6. 5	Yıllık Destek Rezerv Oranı	198
Tablo 6. 6	2030 Yılına Kadar Üretim Planı (Üretim Başlayıncaya Kadar ki Sabit Güç)	199
Tablo 6. 7	2015 Yılı Değerlerinin Kıyaslanması	201
Tablo 6. 8	2021 Yılı Mevcut Değerleri Kıyaslaması	208
Tablo 7. 1	Şartlar.....	212
Tablo 7. 2	Optimal Boyut Durum Karşılaştırması (Altinkaya PSPP).....	213
Tablo 7. 3	kW başına İnşaat Masrafları Çalışmasının Sonuçları	213
Tablo 7. 4	Optimal Boyut Durum Kıyaslaması (Gökçekaya PSPP)	214
Tablo 7. 5	kW başına İnşaat Masrafları Çalışmasının Sonuçları	215
Tablo 7. 6	Optimum Üretim Oranı Çalışma Sonuçları	216
Tablo 7. 7	Optimum Üretim Oranı Çalışma Sonuçları	217
Tablo 7. 8	Altinkaya PSPP Noktasının Boyutları	222
Tablo 7. 9	Pompalı Tribün Pompa Tasarımı (Altinkaya PSPP).....	230

Tablo 7. 10	Pompa Tribününün Boyutları (Altınkaya PSPP).....	231
Tablo 7. 11	Altınkaya PSPP Noktası İnşaat Maaliyetleri	234
Tablo 7. 12	Standart Geliştirme Süreç Planı (Altınkaya PSPP).....	237
Tablo 7. 13	Gökçekaya PSPP Noktasının Boyutları.....	240
Tablo 7. 14	Pompa Tribün Pompa Tasarımı(Gökçekaya Noktası).....	246
Tablo 7. 15	Pompa Tribününün Boyutları(Gökçekaya Noktası)	247
Tablo 7. 16	Gökçekaya PSPP Noktası İnşaat Maaliyetleri.....	249
Tablo 7. 17	Standart Gelişim Süreci (Gökçekaya PSPP)	252
Tablo 7. 18	Elektrik ve Toprak Kabloları Hakkında.....	253
Tablo 7. 19	Toprak Kablosu Karakteristikleri	254
Tablo 7. 20	380kV 2 Hatlı Kablolü Aktarım Hattının İnşaat Malliyeti Tahmini.....	254
Tablo 7. 21	TEIAS'dan Elde Edilen PSS/E Verilerinde Tarif Edilen Aktarım Hattı Kapasitesi	257
Tablo 7. 22	Temel Sistemin Kayıp Oranı	257
Tablo 7. 23	Pompa Hidro Elektrik Santrallerin Çalışma Esnasında Gerekli 380 kVW'lık Hat Özellikleri	264
Tablo 7. 24	Pompa Hidro Elektrik Santrallerinin Çalışma Esnasındaki Aktarım Kaybı.....	264
Tablo 7. 25	Altınkaya PSPP Yapımı Durumunda.....	265
Tablo 7. 26	Gökçekaya PSPP Yapımı Durumunda	265
Tablo 7. 27	Öncelikli Üretim Alanlarının Potansiyel Bölgelerinin Genel Oranları.....	267
Tablo 7. 28	Altınkaya PSPP Noktasının Sonraki Adında Araştırılması Gereken Konuların Listesi.....	269
Tablo 7. 29	Gökçekaya PSPP Noktasının Sonraki Adında Araştırılması Gereken Konuların Listesi.....	271
Tablo 7. 30	Sondaj Merkezler için Laboratuar Kaya Testlerinin İçeriği	272
Tablo 7. 31	Gelişim Uygunluk İncelemeleri ile Gelişim Süreci (Taslak).....	274
Tablo 8. 1	İş Model Tasarıları Karşılaştırılması	291
Tablo 8. 2	Ağırlıklı Yatırım Finansman Temini	293
Tablo 8. 3	Öncelikli Pompa Elektrik Santral Proje Şartnamesi	294
Tablo 8. 4	IFC Tarafından Türkiyede Elektrik Üretim Projelerine Borç Durumu	295
Tablo 8. 5	Kabul Edilebilir Yatırımın Hesaplanma Yöntemi	299
Tablo 8. 6	Kapitalizasyon Oranı ve Hesaplanma Şartları	299
Tablo 8. 7	Bölüşürme Hasapları Sonucu Örneği	300
Tablo 8. 8	YALOVA Hibrit Proje Plan Ayrıntıları.....	305
Tablo 9. 1	Birinci eğitimin	310

Kısaltmalar

Abbreviations	Words	Türkçesi
AGC	Automatic Generation Control	Otomatik Jeneratör Kontrolü
APK	Research Planning and Coordination	Planlama ve Düzenleme (TEIAS birimi)
ASTM	American Society for Testing and Materials	Amerikan Malzeme Test Kurumu
AZE	Alliance of Zero Extinction	Sıfır Ekstinsiyon Alyansı
BO	Build Operate	(Santralin) Kurulumu-Çalıştırılması (Özelleştirme)
BOT	Build Operate Transfer	(Santralin) Kurulum-Çalışma-Teslimatı (Özelleştirme)
BOTAS	Petroleum Pipeline Corporation	Petrol Boru Hattı Firması
BTU	British Thermal Unit	İngiliz Isı Birimi (Isı Birimi)
CAES	Compressed Air Energy Storage	Sıkıştırılmış Hava Enerji Depolama
CBD	Convention on Biodiversity	Biyolojik Çeşitlilik Sözleşmesi
CBKPCL	CBK Power Company Ltd.	CBK Power Co, Ltd.
C/C	Combined Cycle	Kombine Çevrim
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	Kombine Çevrim Santrali
CFRD	Concrete Face Rockfill Dam	Ön Yüzü Beton Kaplı Kaya Dolgu Baraj
CGD	Concrete Gravity Dam	Beton Ağırlıklı Baraj
CH ₄	Methane	Metan
CO ₂	Carbon Dioxide	Karbondioksit
C/P	Counterpart	Sayaç bölünü
DD	Doga Dernegi	Doğa Derneği
DE	Diesel Engine	Dizel
DPT	State Planning Organization	Devlet Planlama Teşkilatı
DSI	General Directorate of State Hydraulic Works	Devlet Su İşleri
EEX	European Energy Exchange	Avrup Enerji Borsası (Almanya)
EIA	Environmental Impact Assessment	Çevre Denetleme
EIE	General Directorate of Electric Power Resources Survey and Development Administration	Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü
EMRA	Energy Market Regulatory Authority	Enerji Pazarı Denetleme Kurulumu
EMS	Energy Management System	Enerji İdare Sistemleri
ENCC	Emergency National Control Center	Acil Durum Ulusal Kontrol Merkezi
ENPEP	Energy & Power Evaluation Program (Software name)	Enerji – Güç Değerlendirme Programı (Yazılım adı)
ETKB	Ministry of Energy and Natural Resources	Enerji ve Doğal Kaynaklar Bakanlığı
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	Avrupa Elektrik Dağıtım Sistem Operatörleri Ağı
EPDK	Energy Market Regulatory Authority	Enerji Pazarı Denetleme Kurulumu
EU	Europe Union	Avrupa Birliği
EUAS	Electric Generation Company	Elektirik Üretim Anonim Şirketi
FFC	Flat Frequency Control	Yatay Frekans Kontrol
FS	Feasibility Study	Fizibilite Çalışması
GDP	Gross Domestic Product	Ulusal Ürünler
GME	Gestore dei Mercati Energetici S.p.A	Enerji Piyasa Deneticisi(İtalya)
GT	Gas Turbine	Gaz Türbini
HES	Hydroelectric Power Station	Hidro Elektrik Santrali
HWL	High Water Level	Yüksek Su Seviyesi
IEA	International Energy Agency	Uluslararası Enerji Ajansı

IPP	Independent Power Producer	Bağımsız Güç Üreticisi
IUCN	International Association for Conservation of Nature	Uluslararası Doğal Kaynakları Koruma Vakfı
JICA	Japan International Cooperation Agency	Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı
KBA	Key Biodiversity Area	Önemli Biyo-çeşitlilik Alanı
LDC	Load Dispatch Center	Yükleme Kontrol Merkezi
LOLE	Loss Of Load Expectation	Elektrik Yetersizliği Beklenen Değer
LOLP	Loss Of Load Probability	Elektrik Yetersizlik Oranı
LWL	Low Water Level	Düşük Su Seviyesi
MAED	Model for Analysis of Energy Demand	Enerji İhtiyacı Analiz Modeli
MENR	Ministry of Energy and Natural Resources	Enerji – Doğal Kaynaklar Bakanlığı
MOEF	Ministry of Environment and Forest	Çevre ve Orman Bakanlığı
MTA	General Directorate of Mineral Research & Exploration	Maden Tetkik ve Arama
NCC	National Control Center	Ulusal Denetleme Merkezi
NLDC	National Load Dispatch Center	Ulusal Yükleme Kontrol Merkezi
NOx	Nitrogen and Sulfur Oxides	Azot Oksit Bileşikleri
OIB	Privatization Administration	Özelleştirme İdaresi Başkanlığı
OJT	On the Job Training	İşte Eğitim (İş sırasında Eğitim Geliştirme)
O&M	Operation and Maintenance	İşletme ve Bakım
PDP	Power Development Planning	Güç Geliştirme Planlaması
PDPAT II	Power Development Planning Assist Tool (Software name)	Güç Geliştirme Planlaması Aracı (Yazılımın Adı)
PMUM	Market Financial Settlement Center	Elektrik Alım Satım Denetleme Merkezi
PPA	Power Purchase Agreement	Elektrik Alım Anlaşması
PPS	Power Producer and Supplier	Güç Üretici ve Sağlayıcı
P/S	Power Station	Güç İstasyonu
PSPP	Pumped Storage Power Plant	Pompa Su Tankı
PSS/E	Power System Simulation for Engineering (Software name)	Mühendislik için Güç Sistemleri Simulasyonu (Yazılımın Adı)
PV	Photovoltaic generation	Fotovoltaik Elektrik Üretimi
RE	Renewable Energy	Yenilenebilir Enerji
RTU	Remote Terminal Unit	Uzaktan İdareli Terminal Ünite
RETICS	Reliability Evaluation Tool for Interconnected Systems (Software name)	Enterkonekte Sistem Arz Güvenirliği Değerlendirme Aracı (Yazılımın Adı)
RH	Reservoir Type Hydropower	Rezervuar Tip Hidrolik
RTU	Remote Terminal Unit	Uzaktan Kontrol Denetim Terminali
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	Süpervizör Denetleme ve Veri (Sistem)
SCC	Substation Control Center	Alt İstasyon Kontrol Merkezi
SOx	Sulfur oxides	Kükürt Oksitler
SPO	State Planning Organization	Planlama Organizasyonu
SPS	Special Protection System	Özel Koruma Sistemi
S/S	Substation	Alt İstasyon
ST	Steam Turbine	Buhar Türbini
TBC	Tie-line Bias Control	Enterkonekte Hat Besleme Kontrolü
TEAS	Turkish Electricity Generation and Transmission Company	Türkiye Elektrik Anonim Şirketi
TEDAS	Turkish Electricity Distribution Company	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEIAS	Turkish Electricity Transmission Corporation	Türkiye Elektrik İşleri Anonim Şirketi
TEK	Turkish Electricity Authority	Türkiye Elektrik Kurumu
TEPCO	Tokyo Electric Power Company, Inc	Tokyo Elektrik Anonim Şirketi

TEPSCO	Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.	Tokyo Elektrik Hizmetleri Şirketi
TETAS	Turkish Electricity Trading and Contracting Co.Inc	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
TKI	Turkish Coal Enterprises	Türkiye Kömür İşletmeleri
TOR	Terms Of Reference	Referans Maddeleri
TOR	Transfer of Operational Right	(Santralin) İşletim Hakkı Transferi (özelleştirme)
TOOR	Transfer Of Operational Right	(Elektrik Santralının) İşletim Hakları Devri'(ne bağlı özelleştirme)
TSO	Transmission System Operator	Elektrik Nakil Hatları İşletmecisi
TTK	Turkish Hardcoal Authority	Türkiye Taşkömürü Kurumu
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity	Elektrik Nakli Koordinasyon Birliği
UK	United Kingdom	Büyük Britanya
UN	United Nation	Birleşmiş Milletler
US	United States	Amerika Birleşik Devletleri
USD	United States Dollor	ABD Doları
WASP IV	Wien Automatic System Planning (Software name)	Elektrik Simülasyon Programı(Yazılımın Adı)
WS	Workshop	Atölye

Bölüm 1 Giriş

1.1 Araştırmanın Geçmişi ve Şartları

Güç gelişimi senaryolarında, Türkiye'de, 2015 yılına kadar olan güç tüketimi ve maksimum güç talebinin yıllık ortalama %7 artış göstereceği görülmektedir. Bu hızlı talep artışı yüzünden, mevcut kapasite, inşaat planları ve benzeri şartlara bakarak, 2015 yılına kadar doruk güç üretiminin desteklenemeyeceği öngörülmektedir. Bu güç talebi artışı, doruk talepteki artış da beraberinde getireceğinden, geleceğe yönelik uygun doruk güç üretimi yöntemlerinin dikkatlice gözden geçirilmesi gereklidir.

Güç kaynağı doruğa ulaştığında, taban güç sabit hacimde olduğundan, kısa bir sürede çıkış artışı sağlanabilirse, düşük talep olan zaman dilimlerinde artan elektriğin kullanılabilmesi gözönünde bulundurularak pompalı hidro elektrik santrallerin en uygun sistem olacağı düşünülmektedir. Pompalı hidro elektrik santralleri hakkında, santrallerin özellikleri dikkate alındığında, sadece inşaat yönünden değil, operasyon açısından da, gelişmiş teknolojiye sahip olduğu görülmektedir, ancak Türkiye'nin pompalı hidro elektrik santralleri inşaatı ve kullanımda tecrübesiz olduğu da bir gerçektir. Türkiye 2015 yılını hedefleyerek, pompalı hidro elektrik santralleri geliştirmeyi planlamaktadır, 2006 yılından itibaren, Japon Hükümetiyle pompalı hidro elektrik santrallerinin gelişiminde bilgi alışverişi içindedir.

1.2 Araştırma Amaçları ve Detayları

1.2.1 Araştırma Amaçları

Araştırmanın amacı, aşağıdaki çalışma programında belirtildiği şekildedir.

- Türkiye için, doruk güç bazlı güç üretim planının (2010-2030) geliştirilmesi.
- Türkiye'nin güncel doruk güç üretim planının (pompalı hidro elektrik santraller) incelenmesi.
- İçeriğin temin edilebilmesi için gerekli teknolojinin transferi.

1.2.2 Çalışma Alanı

Çalışma alanı olarak tüm Türkiye hedef alınmaktadır.

1.2.3 Araştırma Detayları (TOR)

Araştırma genel olarak aşağıdaki üç ana başlıkta incelenmiştir. Ana başlıklar aşağıdaki gibidir.

(1) Temel Araştırma

Türkiye'nin güç üretimi sisteminin güncel ve geleceğe yönelik planlarının analizi için gerekli bilginin toplanması ve toplanan bilginin analizi. Güncel araştırma acentalarının talep tahminleri ve güç sistemleri gelişim planlama yöntemlerinin incelenmesi, uygun gelişim önerileri hakkında tavsiyeler.

(2) Tepkisel Doruk Güç Planının (Pompalı Hidro Elektrik Santraller Dahil) Olay İncelemeleri

Türkiye şartları için özel olarak araştırılan ve seçilen, aday pompalı hidro elektrik santrali noktalarının incelenmesi, çalışma ekibi ayrıca yeni bir çalışmayla potansiyel aday noktaların son şeklini de belirlemiştir. Tüm alanlar arasından seçilen iki aday arasından öncelikli projeler derecelendirilerek, elde edilen optimum pompalama noktalarının alan araştırması yapılarak tasarım dizaynları geliştirilmiştir. Türkiye tarafından geleceğe yönelik araştırmalara destek olacak, gelişim için uygun ayarlama oranları hakkında sunum yapılmıştır.

(3) Doruk Güç Talebi Güç Gelişim Planı Çalışması

Yukarıdaki iki başlığın çalışma sonuçları doğrultusunda, doruk güç optimizasyonu hakkında, uzun vadeli gelişim senaryosu taslağı hazırlanmış, optimum güç ihtiyacının üretimi ve benzeri konularda tekliflerde bulunulmuştur.

1.3 Uygulama Tedbirleri Araştırması**1.3.1 Çalışma Aktivitelerinin İncelenmesi ve Sınıflandırılması**

Çalışma, 22 Haziran 2009 tarihinde, ortak ulusal uygulama acentaları ve Japon Uluslararası İşbirliği Dairesi arasında imzalanan S/W baz alınarak, çalışmanın ikinci yılında ayrı olarak yürütülmüştür. Her yıla ait çalışma sonuçları aşağıda belirtilmiştir.

Tablo 1.1 Araştırma Programı

İlk Yıl (2009)	İkinci Yıl (2010)
AŞAMA -1 Temel Araştırma	AŞAMA-2 Tepkisel doruk güç planın Olay İncelemeleri AŞAMA-3 Doruk Güç Talebi Güç Gelişim Planı Çalışması
<ul style="list-style-type: none"> • Yerel Hazırlık Safhası • Birinci Alan Araştırması • Birinci Yerel Çalışma 	<ul style="list-style-type: none"> • İkinci Alan Araştırması • İkinci Yerel Çalışma • Üçüncü Alan Araştırması • Üçüncü Yerel Çalışma • Dördüncü Alan Araştırması • Dördüncü Yerel Çalışma • Son Raporun Oluşumu ve Sunumu

AŞAMA-1 Temel Araştırma

- İlgili dökümanların toplanması, kontrolü ve analizi **【Birinci Alan Araştırması ve Birinci Yerel Çalışma】**
- Güç gelişim planının incelenmesi ve analizi **【Birinci ila üçüncü Yerel Çalışmalar ve Birinci Alan Araştırması】**
- Birinci seminerin konferansı **【Birinci Alan Araştırması】**
- Doruk güç üretiminin karşılaştırmalı avantaj çalışması **【İkinci ve üçüncü Yerel Çalışma ve ikinci Alan Araştırması】**

AŞAMA-2 Tepkisel doruk güç planının (Pompalı hidro elektrik santralleri dahil) Olay İncelemeleri

- a. Genel Araştırma Bilgileri **【Birinci Alan Araştırması】**
- b. Pompalı hidro elektrik santral inşaat alanları adaylarının seçimi, alanlara karar verilmesi için özelliklerinin belirtilmesi **【İkinci yerel çalışma ve ikinci alan araştırması】**
- c. Kavramsal tasarım ve sonraki adımlar için araştırma teklifi **【Üçüncü yerel çalışma ve üçüncü-dördüncü alan araştırmaları】**
- d. İkinci ve Üçüncü Konferans/Seminer **【İkinci alan araştırması ve dördüncü alan araştırması】**

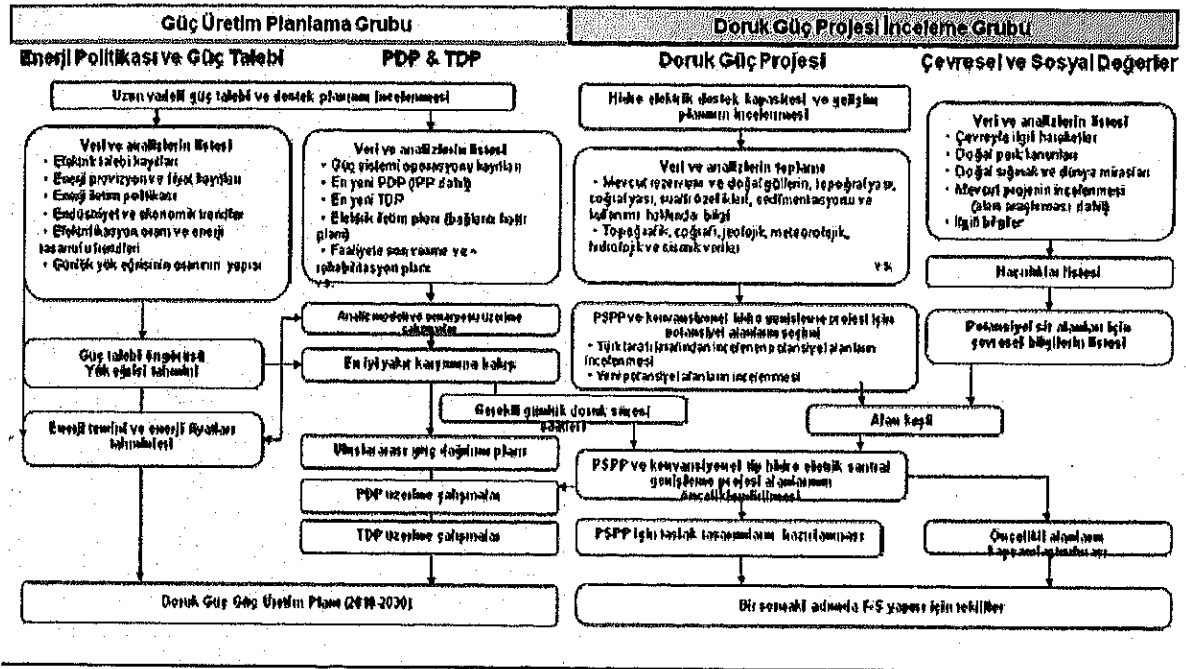
AŞAMA-3 Doruk Güç Talebi Güç Gelişim Planı Çalışması (Birinci yılın ikinci yarısı ve ikinci yıl hakkında çalışma tahminleri)

- a. Uzun vadeli elektrik üretimi planlama çalışmasının gelişimi ve yayılımı **【İkinci ila beşinci yerel**

- incelemeler ve ikinci ile dördüncü alan çalışmaları]
- b. Doruk güç talebinin senaryoları ve optimizasyon çalışmaları [Dördüncü ila altıncı yerel incelemeler ve üçüncü-dördüncü yerel araştırmalar]

1.3.2 İş Akışı Araştırması

Türkiye'nin ulusal enerji politikası ve güç gelişimi planı baz alınarak, iş akışı araştırması aşağıdaki gibi sonuçlanmıştır.



Figür 1.1 Çalışmanın Özet Akışı

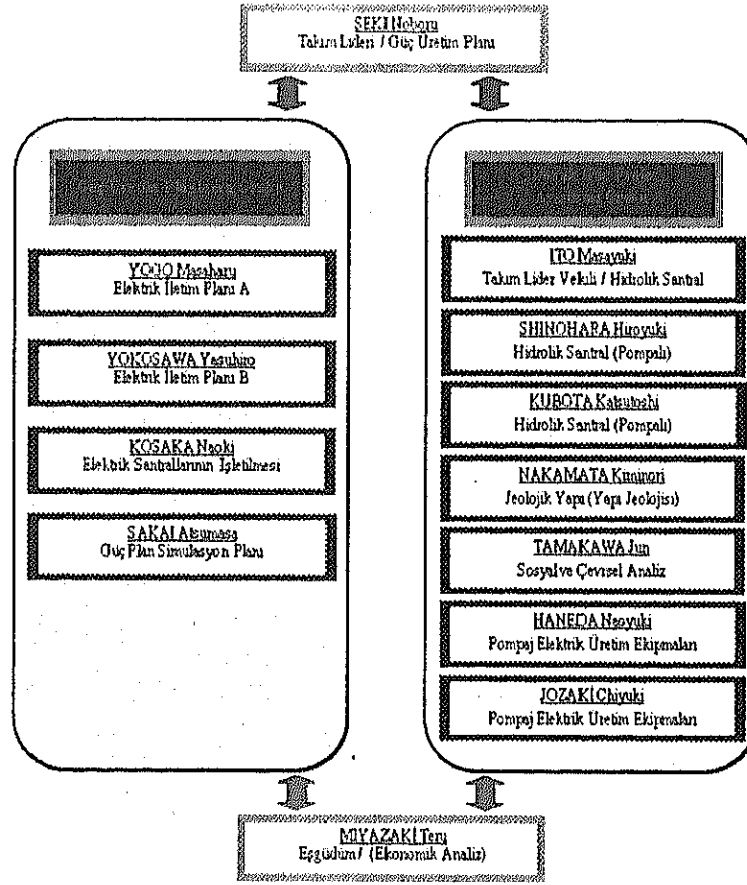
1.4 Araştırma Sistemi ve Araştırma Performansı

1.4.1 Katılımcı Organizasyonlar

- Türk Elektrik İletim Anonim Şirketi (Turkish Electricity Transmission Company): Aşağıda [TEIAS] olarak anılacaktır)
- Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (General Directorate of Electric Power Resources Survey and Development Administration: Aşağıda, [EIE] olarak anılacaktır)

1.4.2 Çalışma Ekibinin Yapısı ve İş Dağılımı

Araştırma, Figür 1. 2'de belirtilen ekip ve birimler tarafından yürütülmüştür.



Figür 1. 2 Ekip ve Birimler

Ayrıca, Haneda Naoyuki ile Chiyuki Jozaki, Pompalı Elektrik Santral Ekipmanları (Elektrik Ekipmanları) uzmanı olarak, Kubota Katsutoshi (Hidro Elektrik Santrali (Pompalı)) uzmanı olarak 2. yıldan başlayarak katılmaktadırlar.

1.4.3 Araştırma Performansı

Birinci Alan Araştırması Şubat 2010

Birinci Yönetim Komitesi Toplandı

- 1) Başlangıç Raporunun Tanımı ve Görüşülmesi
- 2) İlgili Dökümanların İncelenmesi ve Özetlenmesi
- 3) Doruk Güç Optimizasyonun İlk Çalışması
 - a. Güç Üretim Planının Gözden Geçirilmesi ve Analizi
 - b. Talep Yönetimi Simülasyonu Verilenin Toplanması ve Oluşturulması
- 4) Pompalı Hidro Elektrik Santrali Aday Noktalarının Seçim Standartlarının Belirlenmesi
- 5) Pompalı Hidro Elektrik Santralleri için Potansiyel Alanların Seçimi
 - a. Bilgi Toplama (Topoğrafya, Coğrafya, Çevre)
 - b. Türkiye Tarafından Aday Gösterilen Pompalama Alanlarının İncelenmesi

İkinci Alan Araştırması Mayıs-Haziran 2010

İkinci Yönetim Komitesi Toplandı

- 1) Doruk Güç Optimizasyonu Çalışması

- a. Arz Talep Operasyonu Simulasyonu Uygulaması (Temel Durum)
- b. Sistem Analizinin Uygulaması
- 2) Potansiyel Pompalama Noktalarının Seçimi
 - a. Yeni Pompalama Noktalarının Seçimi
 - b. Ada Pompalama Noktalarının Alan Araştırması, Potansiyel Aday Noktaların Belirlenmesi
 - c. Öncelikli Projelerin Coğrafi Bilgilerinin Toplanması
- 3) Birinci Seminer Konferansı
- 4) Güç Üretimi Planı, Pompalama için Gerekli Temel Teknoloji Eğitiminin Uygulaması
- 5) Güç Gelişim Planı, Pompalama için Gerekli Temel Teknoloji Eğitimi Seminerlerinin Uygulaması

Üçüncü Alan Araştırması Ağustos-Eylül 2010

Üçüncü Yönetim Komitesi Toplandı

- 1) Dönem İçi Raporun Tanıtımı ve Görüşülmesi
- 2) Pompa Gelişim Aday Noktalarının Seçimi
 - a. Potansiyel Aday Noktaların Alan Araştırması
 - b. Mevcut Hidro Elektrik Santrallerin Gelişimi için Muhtemel Fonksiyonların Araştırılması
- 3) İkinci Seminer Konferansı
 - a. Uzun Vadeli Güç Üretimi Planlama Yöntemleri
 - b. Üretim Sistemlerindeki Hidrolik Gücün İncelenmesi
 - c. Pompalama Noktalarının Bulunması ve İncelenmesi
 - d. Pompalama Noktalarının Coğrafi Araştırmaları
 - e. Pompalama Noktalarının Tahmini İnşaat Maliyetinin Hesaplanması
 - f. Pompalama Noktalarının Çevresel Araştırmaları
- 4) Güç Üretim Planı, Pompalama Temel Teknolojileri Eğitim Uygulaması

Dördüncü Alan Araştırması Kasım-Aralık 2010

Dördüncü Yönetim Komitesi Toplandı

- 1) Taslak Nihai Rapor Tanıtımı ve Görüşülmesi
- 2) Üçüncü Seminer Konferansı (Güç Üretim Planı)
 - a. Uzun Vadeli Güç Üretim Planlama Yöntemleri
 - b. Mevcut Hidro Elektrik Santrallerin Gelişim Olasılıkları
 - c. Avrupa'da mevcut Pompalı Hidro Elektrik Santralleri İşletim Durumu
 - d. Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Durumu hakkında öneriler
- 3) Üçüncü Seminer Konferansı (Pompalama Teknolojisi)
 - a. Öncelikli Pompalama Aday Noktalarının Anahatları
 - b. Öncelikli Pompalama Aday Noktalarının Arazi ve Toprak Yapı Özellikleri
 - c. Öncelikli Pompalama Aday Noktalarının İlk Çevre Etkileri İnceleme Sonuçları
 - d. Öncelikli Pompalama Aday Noktalarının Konsept Tasarım (Harfiyat Yapısı)
 - e. Öncelikli Pompalama Aday Noktalarının Konsept Tasarım (Elektrik, Makina)
 - f. Diğer adımlar için öneriler.

Bölüm 2 Enerji Sektörü ve Elektrik Sektörü

2.1 Enerji Sektörü

2.1.1 Enerji Politikası

Türk hükümetine göre geliştirme planları öncelikle 9.gelişim projesi 2007-2013 (7 yıllık kalkınma planı) çerçevesinde temel prensipleri belirlenmiştir. Aynı planda bilişim toplumuna geçişle birlikte Avrupa birliğine girmek için güvenilir bir gelişme ve beraberinde adil gelir dağılımı, uluslararası rekabet gücünün artırılması şeklinde vizyon belirlenmiştir. Enerji sektörü için de ekonomi toplumu olarak kalkınmak için enerjiyi düşük maliyetle sağlamak gerekliliği üzerinde durulmuştur. Aynı zamanda çevreye zararın da en düşük seviye indirgenmesi öngörülmüştür. Somut olarak, yakıt enerjisinin ayrıştırılması ve kaynakların çoğaltılması, devlet elindeki elektrik şirketi ve elektrik dağıtım şirketlerini özelleştirmekle devlete olan yükü azaltılması planlanmaktadır.

Aynı planda kısa vadede yapılacaklar hakkında devletin izleyeceği yol da anlatılmaktadır. Yol haritasında 4 bölümdeki plan ve yıllık plan yer almaktadır. 2010 yıllık planında enerji güvenliği önemli bir yer tutmakta, gelişmek için enerji kaynaklarının çoğaltılması öngörülmektedir. Geri planda, şimdiki enerji kaynaklarının yarısından fazlasını dışarıdan alınan doğal gaz oluşturduğundan elektrik gücü maliyetinin ayarlanma zorluğu, dahası dışarıdan alım arttıkça dışarıya nakit akışı artacağı endişesi yatmaktadır. Bu durumun düzeltilmesi için nükleer enerjinin alınması, geri dönüşüm enerjisi, ulusal üretim enerjisini (linyit) yaygınlaştırma planlanmaktadır. Geri dönüşüm enerjisinin kullanımının artırılması için elektrik üretiminde geri dönüşüm enerjisi kullanımıyla ilgili yasanın (Law on utilization of Renewable Energy Resources for the Purpose of generating Electrical Energy (law no; 5346)) yürürlüğe girmesiyle rüzgar gücü, jeotermal enerji oranının sadece 2009 yılında önceki yıla oranla 1.7 kat arttığı kaydedilmiştir. Nükleer enerji için de Rusya ile 4800MW enerji alımı konusunda anlaşmaya varılmıştır.

Elektrik enerjisine önem veren projede ulusal planlama teşkilatı merkezli yapılandırılan "Elektrik Enerjisi Pazarı ve Güvenilir Kaynak Strateji Dökümanı Mayıs 2009" yer almaktadır. Bu, 2004 yılında aynı amaçla hazırlanmış olan strateji dokümanı (Elektrik Sektörü Reformu ve Özelleştirme Stratejisi) içeriğinin geliştirilmiş halidir. Bu doküman, enerji alanında devlet prensipleri hakkında daha detaylı hedefleri gösterir. Örneğin; 2009'da strateji dokümanında enerji kaynaklarının en iyi karışımı ve ulusal enerji kaynaklarının kullanımının çoğaltılması hakkında nükleer enerji için 2020 yılına kadar toplam enerji üretiminde en az %5 paya sahip olma hedefi konulmuştur. Toplam üretim olan 5000MW de 2010'dan 2020'ye kadar artacağı planlanmıştır. Santral inşa alanı olarak da Akkuyu/Mersin belirlenmiştir. Geri dönüşüm enerjisi için de 2023'e kadar genel üretimin %30'u hedef olarak konmuş, 2023'e kadar 20,000 MW ile rüzgar enerjisi önem teşkil eder. Şimdiki durumda endişe uyandıran doğal gaz için de şu anki payının %50'den %30 altına gerilemesi planlanmaktadır. Ulusal linyit ve kömür hakkında şu an belli olan rezervin 2023'e kadar tükeneceği, sonrası için de yeniden arama tetkik yapılacağı belirtilmektedir. Ayrıca dışarıdan yüksek kaliteli kömür alımı ile elektrik üretimi de incelenmektedir.

2.1.2 Enerji Arz Talep Durumu

2007'de yakıt enerjisi (kömür, petrol, gaz) üretimi, ithalat, ihracat durumu aşağıda belirtilmiştir.

Tablo 2.1 2007 yılı yakıt enerjisi üretimi, ithalatı, ihracatı

Birim: ktoe (petrol değeri kiloton)

	Coal and Peat	Crude Oil + Petroleum Products	Gas
Production	14794	2109	735
Import	14640	37621	29784
Export	0	-6094	-26
Stock changes etc.	-48	-2933	-79
Total	29385	30703	30415

Kaynak : IEA verilerine dayanarak araştırma grubunca oluşturulmuştur

Yakıt enerjisi, 3'ü de hemen hemen aynı oranda kullanılmaktadır. Bunların arasında, kömür tüketim oranının yarısı ulusal üretimden karşılanırken, petrol ve gaz ülke üretimi tüketimin ancak %10'una denk gelir. Bu nedenle, enerji kaynaklarının büyük kısmı ithal edilmektedir.

Ulusal kaynak olan su gücü (3083 ktoe), jeotermal (1498 ktoe), geri dönüşüm enerjisi (5055 ktoe) de ülkede üretilebilse de bunların tamamını ele alsak bile ancak 9600 ktoe kadar olup, toplamın %10'u kadardır.

2007 yılında yakıt enerjisi kullanım (kömür, petrol, gaz) durumu aşağıdadır.

Tablo 2.2 2007'de yakıt enerjisi kullanım oranı

Birim: ktoe (petrol değeri kiloton)

	Coal and Peat		Crude Oil + Petroleum Products		Gas	
	ktoe	%	ktoe	%	ktoe	%
Electricity Plant	13119	44.6	1152	3.8	13931	45.8
CHP Plant	183	0.6	264	0.9	1876	6.2
Industry	11229	38.2	1419	4.6	3717	12.2
Transport	0	0	15692	51.1	167	0.5
Residential	2750	9.4	1745	5.7	6901	22.7
Commercial	0	0	0	0	3066	10.1
Non-Energy Use	0	0	5634	18.3	203	0.7
Others	2105	7.2	4796	15.6	556	1.8
Total	29385	100	30703	100	30415	100

Kaynak : IEA verilerine dayanarak araştırma grubunca oluşturulmuştur

Kömür ve gaz, hemen hemen yarısı elektrik üretiminde kullanılmaktayken, petrol ulaşımda kullanılır ve elektrik üretimi için %4 kadardır.

2.1.3 Enerji Dağıtım Durumu

(1) Doğal Gaz

Gaz, devlete bağlı BOTAS tarafından tek elden satılmaktadır. EUAS, idaresindeki termal santralin gazı BOTAS ve EUAS arasındaki anlaşmayla dağıtılmaktadır. Özel santraller yerel gaz şirketlerinden doğal gaz alırlar. Ancak bu yerel firmalar BOTAS'dan gazı aldıktan sonra belli bir komisyon ekleyerek (%15 gibi) özel santrallere ve evlere satış yapmaktadır.

(2) Kömür

Linyit, TKİ tarafından, katı kömür, TTK tarafından satılmaktadır. Bunun haricinde EUAS Aşın-Elbistan linyitlerinin kullanım hakkını elinde bulunduruyor ve kendi santralinde kullanır.

(3) Petrol

Elektrik için kullanım oranı fazla olmamakla birlikte EUAS pazarın hakimidir.

(4) Nükleer Enerji

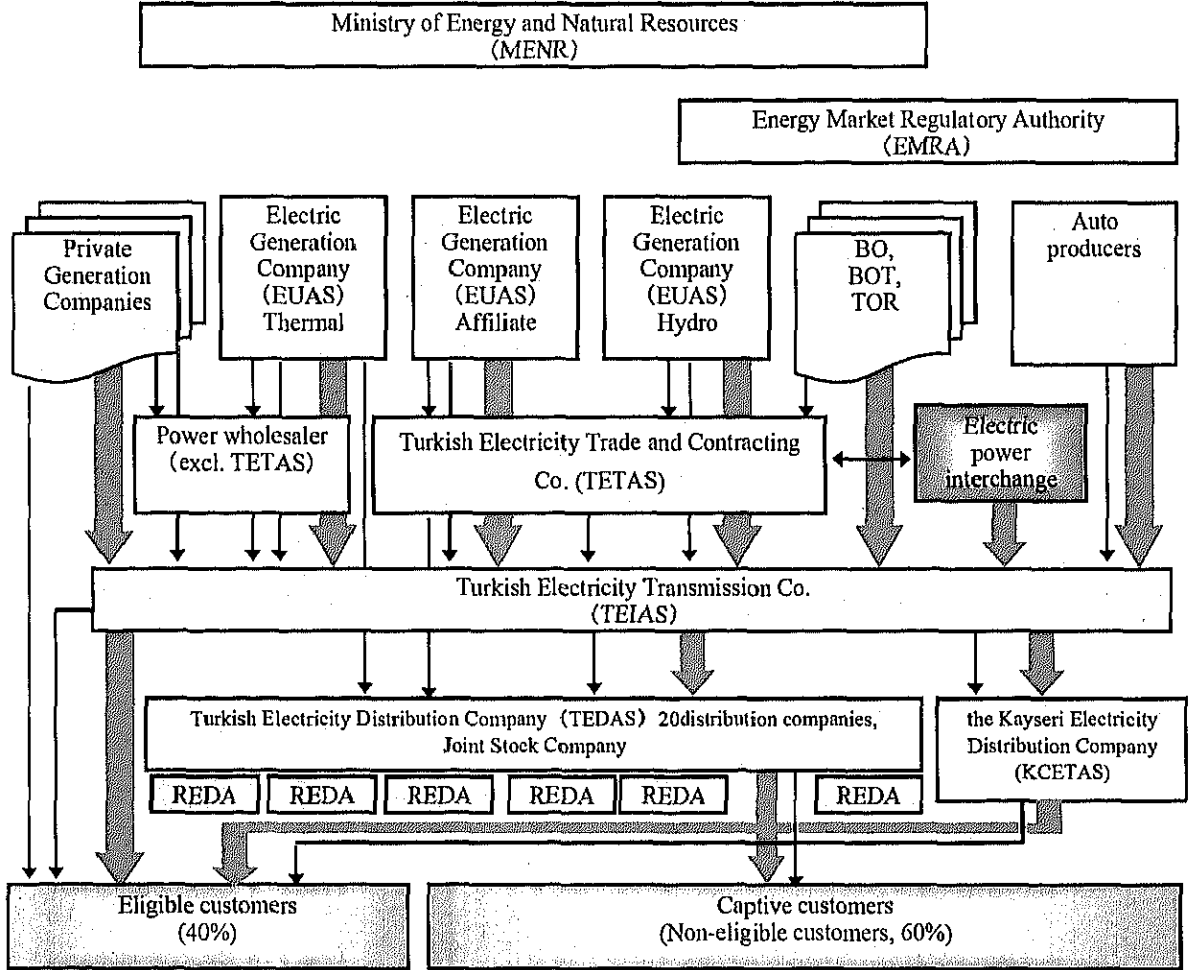
Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK), Eylül 2008'de atom enerjisi ilk kurumu olarak kurulup, Rusya'nın atom enerjisi inşa-ithalat firması olan Atom stroieksport şirketi ile Türkiye pazarını bağlantısını sağlamıştır. Aralık 2008'de Türkiye Atom Enerjisi İdaresi tarafından gerekli incelemeler tamamlanmış, şu an (Şubat 2009) TETAS tarafından fiyatlandırma konusunda araştırmalar yapılmaktadır. Santralin inşaatı için planlanan yer Akdeniz kıyısındaki Mersin yoresidir. Kapasite olarak 4 temel çıkışlı 4800000kW planlanmaktadır.

Bunun haricinde Kore elektrik kuzeyde Karadeniz kıyısında Sinop'ta 4000MW (basıncılı su tipi APR 1400) projesini planlamaktadır.

2.2 Enerji Sektörü

2.2.1 Genel Yapı

Bu bölümde Türkiye enerji üretimi sektörünün yapısını ele alacağız. Bu yapı 1994'de başlayıp 2001 senesindeki enerji pazarı yasasında, 4628 yasası olarak da bilinir, ana hatları çizilen enerjinin özelleştirilmesiyle sektör devrimi için halen değişmeye devam etmektedir. Halihazırdaki TEK, bu amaçla basamak basamak enerji elde etme, gönderme ve dağıtım aşamalarına göre çok sayıda şirkete bölündü. Gönderme alanı devlet kontrolünde kalırken elde etme ve dağıtım özelleştirilme yönünde planlama yapılmıştır. Figür 2. 1, 2008 sene sonu itibari ile oluşan genel durumu özetler tablodur.



Açıklama notu: mimiki renkli ok lojistik anlamda elektrik dağıtımını, siyah renkli ok alım satım anlamında akışı gösterir.

REDA, yerel dağıtım şirkettir.

Bilgi notu 2010 Haziran ayında yıllık tüketimi 1.2 GWh üzeri olan veya doğrudan gönderim işinde olan olanlar özelleştirmede öncelikli hakka sahip olacak EMRA olacaktır.

Figür 2. 1 Türkiye Elektrik Endüstrisi Yapısı

En önemli devlet kurumu Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (MENR) ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'dur (EMRA). MENR, özellikle elektrik pazarının genel durumuyla ilgiliyken, EMRA elektrik üretim kısmının düzenlemeleriyle ilgilidir. EMRA, 6 tip elektrik endüstrisi için geçerli izinleri verir ki bunlar üretim, taşıma, dağıtım, satış, küçük çapta satış ve de diğeri olmak üzere sıralanır.

Elektrik endüstrisinin genel yapısına gelince, taşıma sektörü devlete ait olan TEIAS tarafından yapılır.

Öte yandan, üretim özel girişimin katılımına açıktır. TEIAS, taşıma için gerekli tüm kaynakları elinde bulunduruyor. MFSC de şu an TEIAS'ın bünyesinde yer almaktadır. MFSC, elektrik pazarının idarecisidir ve ileride TEIAS'dan ayrılması planlanmaktadır.

Devlete bağlı elektrik üretim şirketi olan EUAS, su, ısı enerjilerinin kullanan santrallere sahiptir. Bu şirket bundan sonra yeni santral kurmama kararı almıştır. Ancak acil ihtiyaç olması durumu hariçtir.

Türkiye elektrik endüstrisinde farklı yapısı olan TETAS'dır. Bu şirket, özelleştirilmeden önce devletçe satın alma anlaşması yapılan BO, BOT, TOOR gibi özel santrallerden elektrik alıp pazara satış yapması için vardır. TETAS, EUAS'dan da elektrik alır. Böylesi bir rolün dışında, TETAS satış izni olması dolayısıyla ithalat-ihraat da yapar. Dahası MENR'in belirlediği üzere enerji de dışa bağımlılığı azaltma prensibi doğrultusunda nükleer santral ve ülke üretimi linyiti yakan Afsin C ve D santrallerinden de elektrik alır.

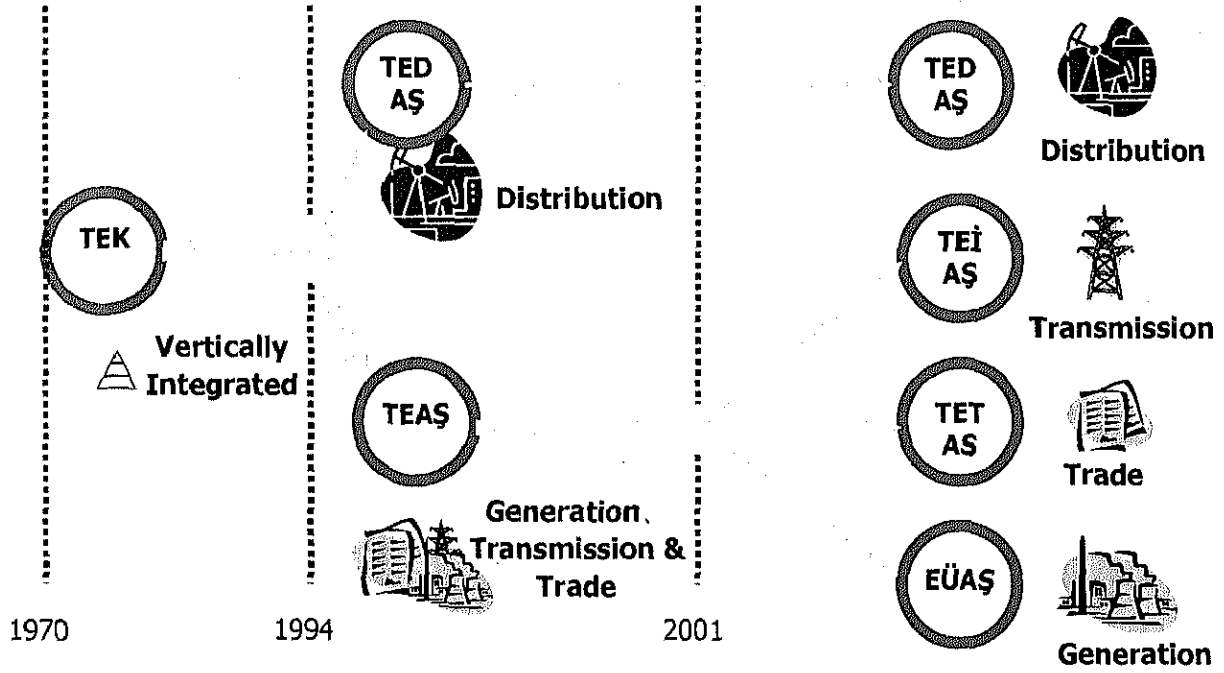
Elektrik dağıtımını 21 yerel bağımsız firmayla yapılmaktadır. Mevcut duruma göre bir kısım hariç büyük çoğunluk TEDAS şemsiyesi altında faaliyet göstermektedir. Hükümetin planına göre Yap İşlet Devret sistemiyle özelleştirilecektir. Elektrik perakende satışı %40'ını oluşturmaktadır. Yıllık tüketim Haziran 2010'da 1.2 GWh üzerindeki tüketici özel firmalardan direkt alım yapacaktır. 2012 yılına kadar devlet kurumlarına elektrik sağlayıcı dışında kalanların tamamı özel firmalar tarafından karşılanır hale gelecektir. Özelleştirme süreci olarak planlanan 2006-2010 arası (yakın tarihte 2012'ye kadar uzatılmıştır) süreçte yerel dağıtımları yapan şirketler özelleştirme talebine karşılık %85 elektriği TETAS ve EUAS portföyündeki yerlerden almak zorundadırlar. Her yerel iletim şirketi bu şirketler ile enerji satış anlaşması yapacaklardır. Süreç tamamlandığında, şirketler kendileri diledikleri yerle anlaşma yapabileceklerdir.

Tablo 2. 3 ve Figür 2. 2 Türkiye'deki elektrik sektörünün özelleştirme gidişatını özetlemektedir.

Tablo 2. 3 Türkiye Elektrik Üretimini Özelleştirme Gidişatı

Yıl	Önemli olgu
1970	TEK kuruldu. Bu kurum, ülkenin bağımsız olarak elektrik endüstrisini üretimden dağıtıma kadar tek elden kontrol etme görevine sahiptir.
1984	3096 sayılı kanuna göre pazarın özelleşmesi birinci akım gerçekleşti. Buna göre özel sektörden de elektrik üretim pazarına giriş onaylandı. Dahası, düzenlemeyle ilgili iki kanun daha, 1994'de 3996 kanunu (BOT) ve 1997'de 4283 kanunu (BOO) gerçekleşti.
1994	TEK, iki şirkete bölündü. Biri TEAS, diğeri TEDAS'dır. : Biri Türkiye Elektrik Üretim İletim A.S (kısaca TEAS) , diğeri Türkiye Elektrik Dağıtım A.S'dir (kısaca TEDAS.)
2001	4628 kanununa göre pazarın özelleştirilmesi hızlanmıştır. TEAS, 3'e bölünerek EÜAŞ, TEIAS ve TETAS kuruldu. Elektrik satış pazarının %30'u özelleşmiş oldu. Elektrik de dahil enerji sektörünün genelini düzenlenmesi ve denetlenmesi için EMRA kuruldu.
2004	"Elektrik pazarı devrimi ve özelleştirilmesi hususunda strateji" Devlet Planlama Teşkilatı tarafından hazırlandı. Buna göre ülkedeki üretim iletim kurumları 2012'ye kadar özelleştirilecek prensibi benimsenip, özelleştirme idaresi gerekeni yapacaktır diye belirtilir. Dağıtım sektörü, 2005'den itibaren, üretim sektörü 2006'dan itibaren özelleştirmeye başlayacaktır.
2006	Elektrik arz talep düzenleme sistemi aktif hale geldi. TEIAS yapısında MFSC ve PMUM birimleri oluşturuldu.
2009	Pazar ve iletim sektörü özelleştirmesi başladı. 2004'deki strateji evrağı geliştirildi. ("Elektrik enerji pazarı ve Ucuz maliyet Çabaları Raporu").

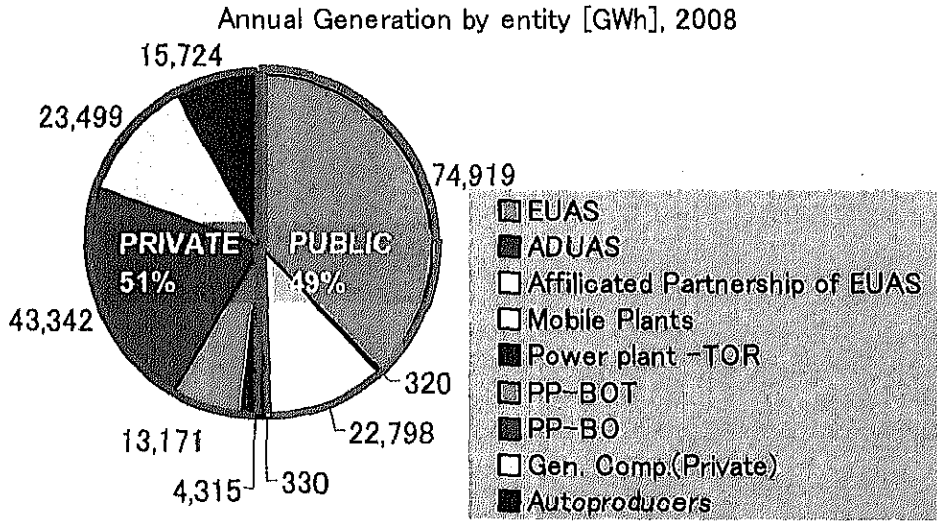
(Kaynak: Aşağıdaki belge temel alınarak araştırma grubunca yeniden hazırlanmıştır. Özelleştirme İdaresi sayfası, Türkiye Enerji Polisi 2005, TEDAS mart 2009.)



Not: EÜAŞ şemsiyesi altında santrallerin özelleştirilmesi tamamlanıp, EÜAŞ'ın Pazar kontrol gücü oranı %60'dan %20'ye gerilemiş olacaktır.

Figür 2.2 Özelleştirme Akışı

Sektörlere göre üretim payları Figür 2.3 içinde verilmiştir.



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

Figür 2.3 Yıllık Üretim Çizelgesi (Sektörlere göre)

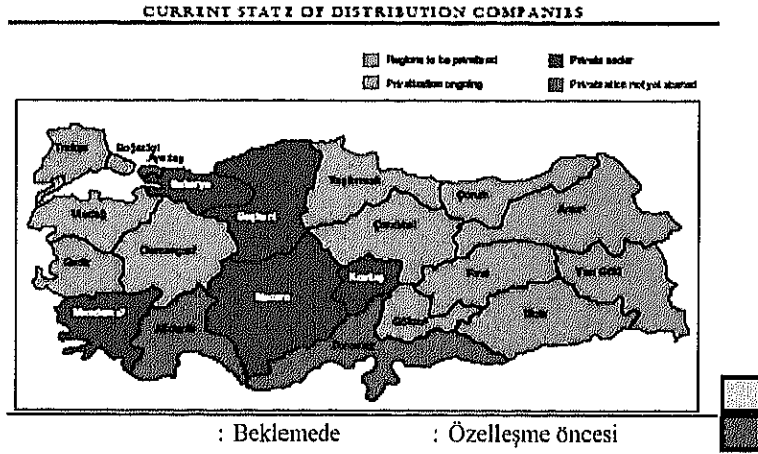
Özelleştirmeye karşılık arz talebin büyümesi Tablo 2. 4’de görülebilir.

Tablo 2. 4 Özelleştirmeye karşılık arz talebin büyümesi

Yıllık tüketim miktarı [GWh]	Veri tarihi	Tüm pazardaki Payı
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	-

(Kaynak: Türkiye elektrik iletimi özelleşirmesi, uluslararası enerji Haziran 2008. EMRA yıllığından alınmıştır.)

Yerel İletim Şirketlerinin Özelleşme durumu Figür 2. 4



Figür 2. 4 Yerel İletim Şirketlerinin Özelleşme durumu

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

2.2.2 Elektrik Ücret Yapısı

Elektrik fiyatları 4 temele ayrılmaktadır:

- (1) Satış fiyatı
 - a. Bağlı Anlaşmalara dayanan
 - b. Elektrik kurumunun bağlantıları
 - c. Serbestleştirme sürecinde TETAS ve EUAS, TEDAS ile anlaşmalı olanlar (denetimli ücret)
- (2) İletim Ücreti (denetimli ücret)
- (3) Perakende satış ücreti (denetimli ücret)
- (4) İthalat-İhraacat Ücreti: Şu an TETAS bağlantıdaki ülkelerle pazarlık yaparak belirliyor.

(1) Perakende Ücreti

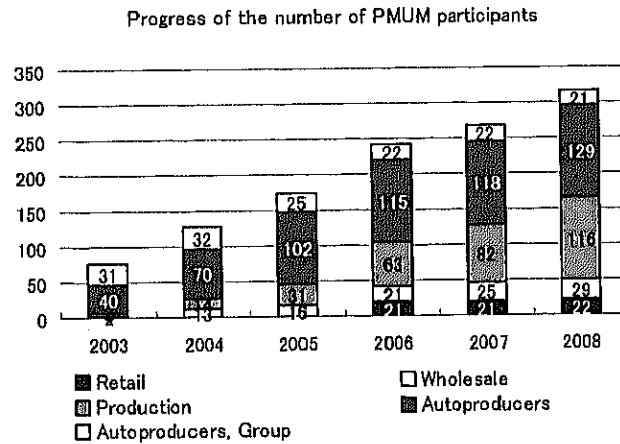
Bağlı anlaşmalar ve elektrik kurumu bağlantılı gelenler karşılıklı görüşlere belirlenir. Öte yandan, Serbestleştirme faaliyetleri öncesi Özel üretici ile TETAS arasında belirlenen perakende fiyatı, BO ve BOT ile TOOR anlaşmalarında kararlaştırılan rakamlara uygun olmalıdır. Bu fiyatlar normalin biraz üzerindedir. Ancak yakın tarihte arz talep farklılığından seviyenin altına inmesi planlanmaktadır. 2008'de TETAS'ın ortalama elektrik alımı ve satımı ücretleri kWh başına 8.88 dolar cent, 8.53 dolar cent olmuştur. TETAS'ın iletim şirketine satış fiyatı, EMRA internet sitesinde açıklanmaktadır. Aynı şekilde, iletim ağına doğrudan bağlı olan büyük alıcılar için değişken olan fiyatlar da sitede yer almaktadır.

【Elektrik Pazarı Yapısı】

Türkiye'de 2 tip elektrik pazarı vardır. Biri, önemli üretici firmalar ile iletim firmaları/müşteriler gibi bağlı anlaşmalar esas alınan bağlı Pazar, diğeri TEIAS'a bağlı MFSC (yani PMUM) adı verilen piyasa mali uzlaştırma merkezi tarafından idare edilen pazardır. Pazar paylarında bağlı pazar %80, diğeri %20'dir. Fiyatın pazarda belirlendiği düşünülünce her iki pazar da serbest pazardır.

Bağlı anlaşmalara örnek olarak EUAS ile TETAS arasındaki, TETAS ile TEDAS arasındaki özel şirketler ile dağıtım şirketleri/büyük tüketiciler arasındakileri verebiliriz.

Öte yandan, PMUM pazarının önemli oyuncularını çoğunlukla özel üreticiler ve dağıtım şirketleridir. Sebebi ise, özel üretici dağıtım firmasıyla doğrudan anlaştığı takdirde ücretlendirme EMRA'nin koyduğu limiti aşamaz. PMUM üzerinden anlaşma yapılırsa bu limiti aşmak mümkün olabilir. Bundan sonra da PPA tipi anlaşma yapmama eğilimi olduğu için üretici de çoğalacak, Pazar da genişleyecektir.



kaynak: TEIAS yıllık raporu 2008.

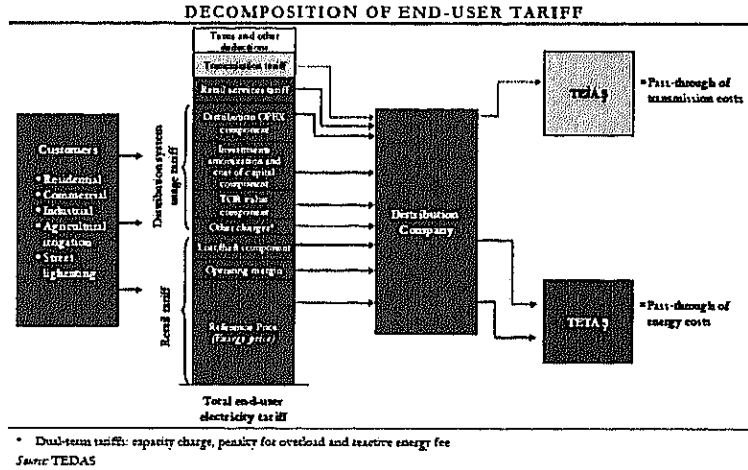
Figür 2.5 Lisanslara göre PMUM pazarında yer alanlar

(2) İletim Fiyatları

Türkiye’de TEİAŞ, iletimle ilgili birimdir. Bununla birlikte, üretici firmalar ve dağıtım firmaları kullanım ücretini TEİAŞ’a öderler. İletim fiyatlarını belirlerken ülkeyi 22’ye bölüp, her bir yöreye farklı fiyat ayarlanır. Ücret sistem kullanım ücreti ve sistem işletim ücretinden oluşmaktadır.

(3) Perakende Satış Fiyatları

Özelleştirme kapsamında olan alıcılar özel üretici firmalarla sabit fiyat tarifesi üzerinden ya da pazarlık yaparak farklı bir fiyattan anlaşma tercih hakkına sahiptir. Kapsam dışındakiler sabit fiyatı kullanmaya devam edeceklerdir. Sabit fiyat 21012 senesine kadarki özelleştirme süreci boyunca "ortalama fiyat belirleme" neticesinde tüm ülkede sabittir. Sabit fiyat şunlardan oluşur: perakende satış fiyatı, iletim fiyatı, hizmet ücreti, dağıtım ücreti. Bunlarla ilgili Figür 2. 6’dır.

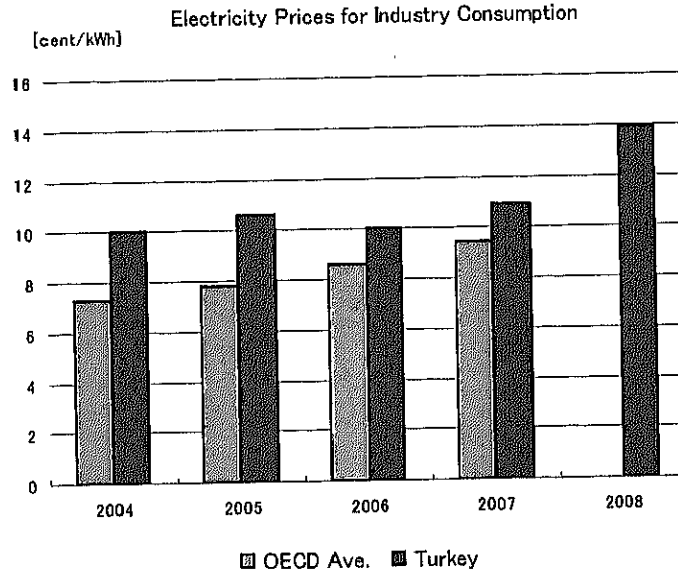


(kaynak : TEASER: Privatization of Turkey’s Electricity Distribution Industry, 2005, Lazard)

Figür 2. 6 Perakende Satış Fiyatı ile ilgili tablo

Hizmet ücreti ve dağıtım ücreti hakkında, özelleştirme öncesindeki yerel dağıtım şirketleri için TEDAS temsilen belirler, özelleştirilmiş olanlar içinse kendileri belirleyebilirler. Aynı fiyat, endüstri bölgesinde farklılık da gösterebilir. Bazı endüstri talepcilerinden 2 aşamada ödeme alındığı olsa da büyük çoğunluğu tek ödemede yapar. Bunun haricinde saatlere göre değişen fiyatlar uygulamasını seçenlerde vardır.

Figür 2. 7’de görüldüğü gibi Türkiye’nin ortalama fiyatları OECD üyelerinden pahalıdır.



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

Figür 2.7 OECD ülkeleri ortalaması ile Türkiye'nin karşılaştırması

2.2.3 Herbir kurumun rolü

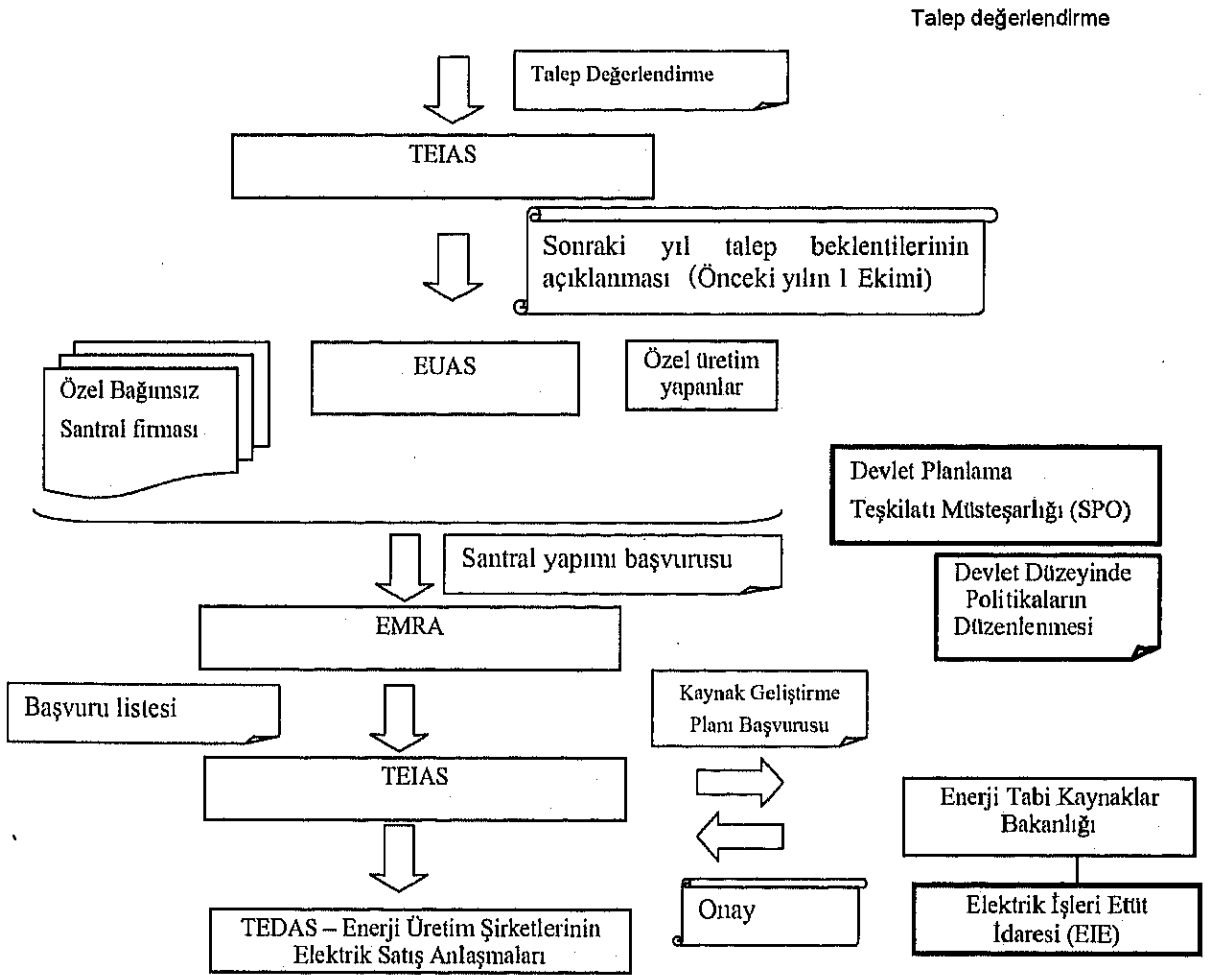
(1) Enerji Kaynakları Geliştirme Planı

(a) Genel Yapı

AB'nin elektrik kaynaklarıyla ilgili birimi olan ENTSO-E yayını olan "System Adequacy Forecast" ile aynı şekilde, TEIAS da her sene, 10 yıllık enerji kaynakları geliştirme değerlendirmesini açıklar. ENTSO-E'ninki gibi bu değerlendirme de mutlaka gelecek kaynaklarının garantisi anlamına gelmez.

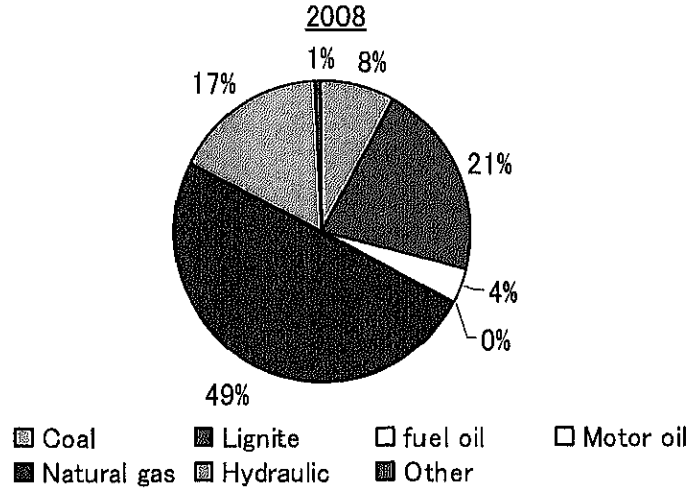
Değerlendirmede alıntı yapılan elektrik arz-talep beklentileri dağıtım şirketlerine göre hazırlanıyor olsa da, halen özelleştirme sürecinde olunması nedeniyle şimdilik raporlar Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafınca hazırlanmaktadır.

Halihazırdaki elektrik üreticilerinin verileri EUAS ve TETAS ile EMRA'dan alınır ve TEIAS'da toplanır. Özellikle, EMRA özel santrallerin verilerini toplamaktadır. Yeni yapım santrallerin verileri ayrıca DSI'de de toplanmaktadır.



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

Figür 2.8 Enerji Geliştirme Planlama Akışı



Not : Other diye gösterilen Jeotermal, Rüzgar, Atık vs.

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

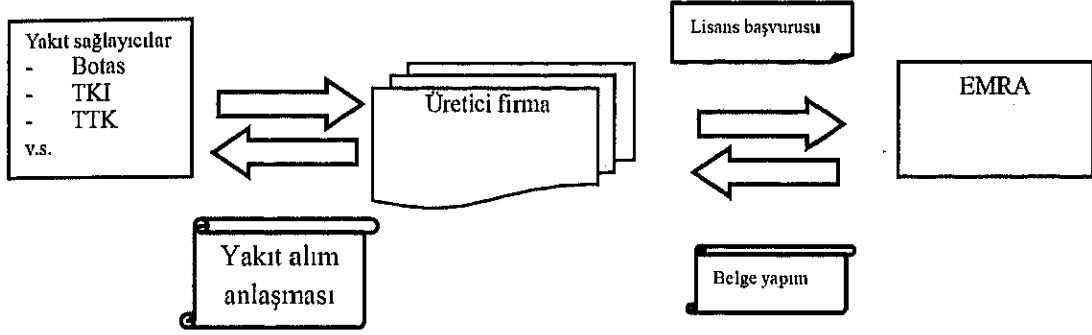
Figür 2.9 Yakılabilenlere ve yıllara göre üretim miktarları

Elektrik özelleştirme kanunu öncesinde, yeni enerji kaynaklarının FS uygulamalarını tamamlayarak, barajları DSI, elektrik santrallerini EUAS, planlayıp ve inşaatlarını yapmakta olduğu iş düzeni vardı. Fakat günümüzde devlet eliyle yeni enerji kaynaklarının geliştirilmesi onaylanmadığı için EIE'de DSI'de yeni enerji kaynaklarının planlanmasına katılmamaktadır. Özel sektör, Hidro Elektrik Santrali işletmeyi planladığı durumda, Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na (MENR) başvurmakta, EIE'de denetlemelere destek olmaktadır. DSI Elektrik üretimine yönelik olmayan su kullanım amaçlı barajların yapımıyla günümüzde de ilgilenmektedir.

Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı'nın (SPO) başlıca işi, devlet politikalarının düzenlenmesidir. Enerji sektörüyle ilişkisi ise, Ninth Development Plan 2007-2013 kalkınma planı içerisinde enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesini önermek, MENR'ın ağırlıklı belirlediği "Electricity Energy Market and Supply Security Strategy Paper. (2009)" na destek uygulamaları gibi, Türkiye'nin uzun dönemli enerji politikalarının belirlenmesine müdahil olmasıdır. Elektrik güç üretimi bakımından, gelecekte enerjinin istikrarlı temini amacıyla yerli kaynaklardan daha fazla yararlanılması gibi önerilerde de bulunmaktadır.

(2) Santrallerin Yapısı

Özelleştirme prensiplerine göre EUAS ve DSI, EIE gibi özel sektör tarafından yeni hidrolik santral planlaması, acil bir durum olmadıkça yoktur. 100MW altındaki küçük çaptaki hidrolik santraller EIE denetiminde yapımları planlanır. Santral binasına talip olan özel sektör girişimcisi EMRA üzerinden inşaat planının başvurusunu yapmak zorundadır. Şu an için termik santrallerde BO/BOT/TOOR tipi anlaşmalarla yapımlar onay alamamaktadır.



(kaynak : EMRA ve TEIAS röportajlarıyla hazırlanmıştır.)

Figür 2. 10 Santral inşaatı başvuru prosedürü

Lisans alındıktan sonra inşaat yapım arasındaki süre belirlenmemiş olsa da Elektrik Piyasası Kanunu (4628) 10.maddesi ilgili açıklamalarda "Reference periods of regarding the completion of the generation plant," Board Decree 1855/20.11.2008, süre şöyle belirtilmiştir:

Ortalama hazırlık süresi kömür ve su için 24ay, diğer gaz yakıtlar için 16ay olarak belirlenmiştir. Dahası binanın tamamlanması süreci şöyledir: örneğin termik santraller için, alım miktarı 50MW altındaysa 32 ay, 500MW üzerindeyse 48ay, baraj oranı 1,000,000m³ altındaysa 36 ay, 10,000,000 m³ üzerindeyse 66 ay diye belirlenmiştir. Aynı şekilde rüzgar santral ise 10MW altındaysa 16 ay, 100MW üzerindeyse 40 aydır. Son olarak lisans alındığından santral açılana kadarki süre hazırlık süresi ve inşaat süresinden oluşur. Bu sürelerden en fazla 72 ay dolduğunda lisans iptal olur.

2.2.4 Enerji Talep Durumu

(1) Arz-Talep Durumu

Türkiye'nin elektrik tüketimi AB ülkeleri ile kıyaslandığında, Almanya, İngiltere, Fransa, İtalya, İspanya'dan sonar gelir. Öte yandan, kişi başı tüketim AB ortalaması 6,602kWh iken, Türkiye'de 2,217kWh'dir (2008 Yılı).

2007 yılı brüt tüketim miktarı, önceki yıla oranla 8.8% artmış 190TWh, 2008'de ise 4.2% artmış 198.1TWh olmuştur. Bunun içinde net tüketim miktarı, 2007'de 155.1TWh, 2008'de 161.9TWh'dir.

Tablo 2.5 2008 yılı tüketim durumu

Birim : TWh

	Elektrik miktarı	Toplam
Üretim miktarı	198.4	
İthal edilen	0.8	
		199.2
İhraç edilen	▲1.1	
(Brüt miktar)		198.1
Kendi üreten	▲8.7	
Gönderilen diren	▲4.4	
Dağıtılan diren	▲23.1	
(tüketim miktarı)		161.9
Endüstriyel	74.9	(50%)
Ev	39.6	(24%)
Dükkan	23.9	(15%)
Kurumsal	7.3	
Diğer	16.3	

kaynak : TEIAS ve TEDAS kaynaklarından

Brüt miktarın artışı 1998 'den 2008'e kadar ortalama 7.4% olup, 21 yılda 4 kat, 12 yılda 2 kat olmuştur. 2009'daki değerler henüz belli olmasa da ekonomik krizin olumsuz etkileri biraz azalma ortaya koyacaktır.

En fazla talep 1991'deki 9,964MW'den 1996'daki 15,231MW, 2002'deki 21,006MW, 2005'deki 25,174MW, 2008'de 30,516MW olmuştur. Önceleri en fazla talep kış aylarında olsa da 2007'den itibaren klimaların çoğalmasıyla yazlar tavan yapar oldu.

İlkbahar ve sonbahar taleplerin karşılaştırması düşüktür; en düşük talep Ekim aylarında olur. En fazla ile en az arası fark da açılmaktadır.

Tablo 2. 6 1988~2008 En fazla talep ile üretim miktarları

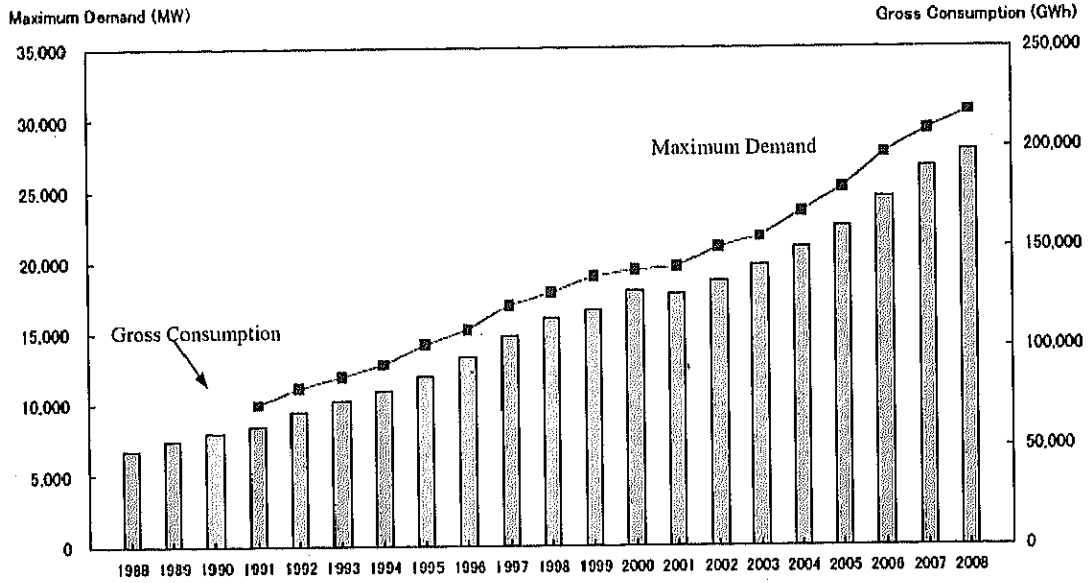
yıl	En fazla talep(MW)	Artış oranı(%)	Üretim miktarı(GWh)	Artış oranı(%)
1988			48,430	7.8
1989			52,602	8.6
1990			56,812	8.0
1991	9,964	8.54	60,499	6.5
1992	11,113	11.5	67,217	11.1
1993	11,921	7.3	73,432	9.2
1994	12,760	7.0	77,783	5.9
1995	14,165	11.0	85,552	10.0
1996	15,231	7.5	94,789	10.8
1997	16,926	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

Kaynak : TEIAS kaynaklardan

Tablo 2. 7 2006 — 2008 arası Maks. / Min. Satış

yıl	Maksimum satış	Minimum satış	Aradaki fark
2006	27,594MW	10,545MW	17,049MW
2007	29,249MW	11,100MW	18,149MW
2008	30,157MW	10,409MW	19,748MW

Kaynak : 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

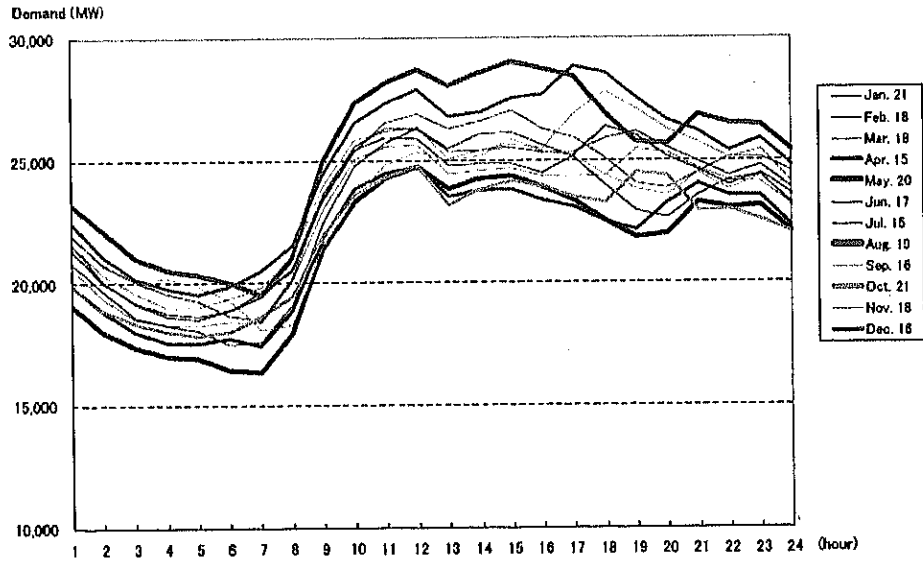


Kaynak : Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009

Figür 2.11 En yüksek satışın sipariş miktarı

Siparişteki dalgalanmanın mevsim değişmelerini incelemek için aşağıda 2009 yılındaki her ayın 3. çarşambadaki değerlere bakalım. Daha öce belirtildiği gibi yaz ve kış mevsimlerinde yüksek talep, ilk ve sonbaharda düşük talep oluyor.

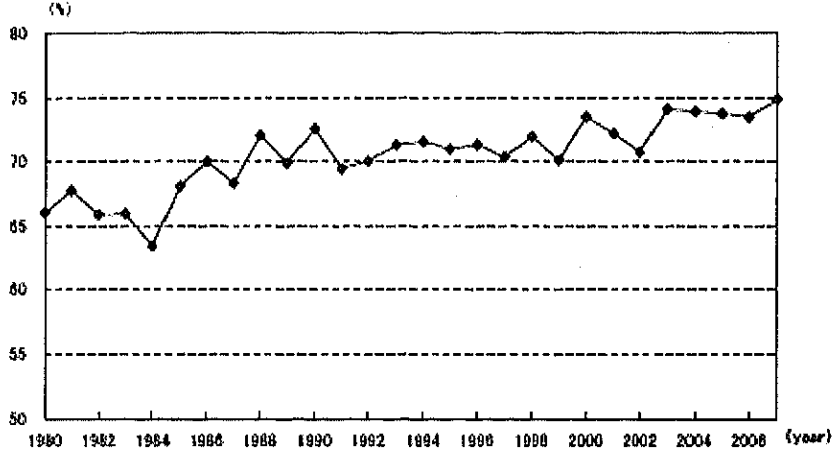
Yazları klimaların kullanılmasıyla saat 3'ten sonra en fazla, kışları da saat 5'ten sonra en fazla tüketim gibi gözükse de bu değer eskiden olup şimdilerde yaz ya da kış farkı kalmamıştır. Bundan sonrası için klima kullanımının daha da artacağı düşünüldüğünde yaz-kış ile ilk-son bahar farkı artacaktır.



kaynak : TEIAS

Figür 2.12 2009 yılı her ayın 3. Çarşambasındaki talep durumu

Aşağıda yıllık değişim tablosu görülür. Yaşam standardının yükselmesi, ekonomik gelişmeyle birlikte gece üretim endüstrisinin oluşması, günlük hayatta elektrikli aletlerin artışı gibi nedenlerle senelik açık artmıştır. Bundan sonra da artışım süreceği kesin olduğundan daha fazla stoklama yapmak gerekmektedir.



kaynak : TEIAS Homepage

Figür 2. 13 Senelik açığın değişimi

(2) Santral durumu

Elektrik üretimi ile ilgili devlet kurumu olan EUAS ile özel santraller, elektrik alım-satımı şirketi olarak TETAS vardır. TETAS, 1990'larda BOT (Yap-İşlet-Devret sözleşmesi) ve BO (Yap-İşlet Sözleşmesi) üzerinden inşaa ettirilip, bir dönemlik (20 sene gibi) sözleşmeler yaptığı santrallerden elektrik alır.

BOT santralleri doğal gaz, BO santralleri kömür, özel santraller ise doğal gaz ağırlıklıdır.

2010 haziranında tüm ülkedeki üretim 45,502MW olup, bunun %45'i olan 20,369MW EUAS elindedir. Autoproducer oranı 7% olup, kendi kullanımı için üretmekle beraber bir kısım üretimini satan şirketler de vardır. Ayrıca yakıt enerji santralleri 29,604MW ile 65%, hidrolik enerji 14,802MW ile 33%, rüzgar enerjisi 1,002MW ile 2.2% diye dağılır. Rüzgar enerjisi, 2007 sonunda 146MW, 2008 sonunda 364MW, Haziran 2010 da 1,002MW olup her sene 3 kat hızla artmaktadır.

Tablo 2. 8 2007~2010 arası üretim detayları

		Birim : MW			
Kurum		2007 Sonu	2008 Sonu	2010 Haziran	Karşılaştırma(%)
EUAS	Termik	8690.9	8,690.9	8,690.9	
	Hidro	11,350.3	11,455.9	11,667.9	
	Toplam	20,041.2	20,146.8	20,368.8	44.8
Affiliated Partnership of EUAS	Termik	3,834.0	3,834.0	3,834.0	
	Toplam	3,834.0	3,834.0	3,834.0	8.4
ADUAS	Termik	30.0	---	---	
	Hidro	111.3	---	---	
	Toplam	141.3	---	---	
TOR	Termik	620.0	620.0	620.0	
	Hidro	30.1	30.1	30.1	
	Toplam	650.1	650.1	650.1	1.4
Mobile Plants	Termik	262.7	262.7	262.7	
	Toplam	262.7	262.7	262.7	0.6
BO	Termik	6,101.8	6,101.8	6,101.8	
	Toplam	6,101.8	6,101.8	6,101.8	13.4
BOT	Termik	1,449.6	1,449.6	1,449.6	
	Rüzgar	17.4	17.4	17.4	
	Hidro	982.0	982.0	972.4	
	Toplam	2,449.0	2,449.0	2,439.4	5.4
Generation Companies	Termik	3,130.3	3,687.3	6,070.3	
	Jeotermal			94.2	
	Rüzgar	127.7	345.1	938.8	
	Hidro	363.0	807.2	1,577.4	
Toplam	3,621.0	4,839.6	8,725.7	19.2	
Autoproducers	Termik	3,175.2	2,978.5	2,574.5	
	Rüzgar	1.2	1.2	1.2	
	Hidro	363.0	553.5	544.2	
	Toplam	3,621.0	3,533.2	3,119.9	6.9
Toplam	Termik	27,294.5	27,624.9	29,603.8	65.1
	Jeotermal			94.2	0.2
	Rüzgar	146.3	363.7	1,002.4	2.2
	Hidro	13,394.9	13,828.7	14,802.0	32.5
	Toplam	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

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

Her bir üretici detaylı verilerini aşağıda bulabilirsiniz. 2007'deki verilerde EUAS, 38%, EUAS bağlantılı şirketler 10%, BO ve BOT dahil özel üreticiler 41%'dir. Ayrıca, yakıt enerjisi 81%, diğer hidro, jeotermal ve rüzgar 19% şeklindedir.

Tablo 2.9 2007 ve 2008 verileri karşılaştırmalı olarak

(Birim : GWh)

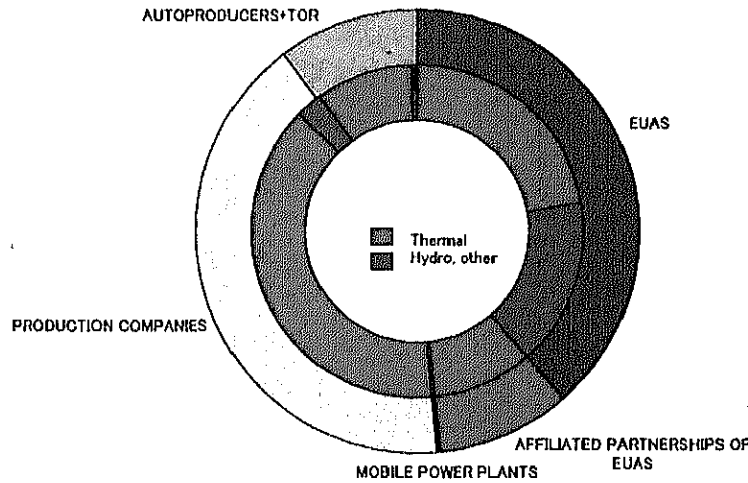
	2007 Revize plan değeri	2007gerçek değer	2008 plan değeri	2008 gerçek değer
EUAS	75,700	73,839	74,731	74,919
ADUAS		216	482	320
Affiliated Partnership of EUAS	19,098	18,488	20,472	22,798
Mobile Plants	138	797	1,800	330
TOR	4,480	4,268	4,203	4,315
BOT	14,455	14,256	13,758	13,171
BO	44,946	44,970	47,219	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

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



Kaynak : TEIAS homepage

Figür 2.14 2007'de üreticilerin genel dağılımı

(3) Enerji Yapısının Prosedürü

Yakıtlara göre ayırım listesine bakalım. Son zamanlarda ihtiyacın ani artışına cevap verebilmek için ve de özel firmaların desteklenmesi adına açılma süresi ve yakıt kolaylığı açısından doğal gaz ve yakıt santralleri çoğunluktadır.

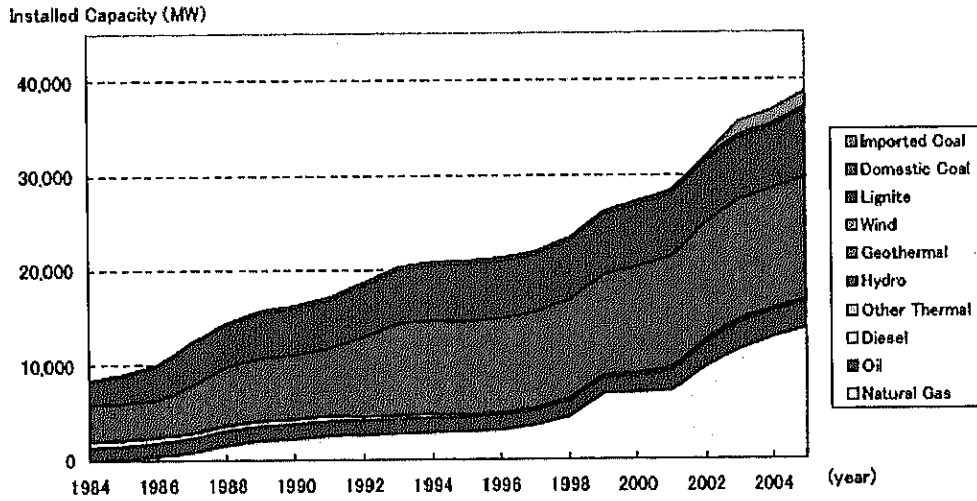
2008 yılı üretim oranı enerji yapısında doğal gaz 48.2%, kömür 29.0%, hidro 6.8% olmuştur. 2008 yılındaki kuraklığın etkisiyle hidroelektrik düşük kalmışsa da 2010'daki bol yağış sayesinde artış beklenmektedir.

Tablo 2. 10 Kaynaklarına göre santral üretimleri (birim : MW)

sene	linyit	Yerli kömür	İthal kömür	Doğal gaz	Ağır yakıt	Dizel	Diger yakıtlar	hidro	Jeotermal	Rüzgar	Toplam
1985	2864.3	219.9	-	100.0	1417.8	627.3	0.0	3874.8	17.5	-	9121.6
1990	4874.1	331.6	-	2210.0	1574.5	545.6	0.0	6764.3	17.5	-	16317.6
1995	6047.9	326.4	-	2924.5	1557.2	204.2	13.8	9862.8	17.5	-	20954.3
2000	6508.9	335.0	145.0	7044.0	1671.0	229.5	119.1	11175.2	17.5	18.9	27264.1
2005	7130.8	335.0	1651.0	13773.5	2708.3	215.9	87.8	12906.1	15.0	20.1	38843.5
2007	8211.4	1986.0	-	14560.4	2243.4	206.4	64.1	13394.9	169.2	-	40835.7

kaynak : TEIAS homepage

Not : yukarıdaki veride 2006 sonrası ithal kömür, rüzgar enerjisi verisi olmadığından aşağıdaki grafik 2005'e kadarki akışı gösterir.



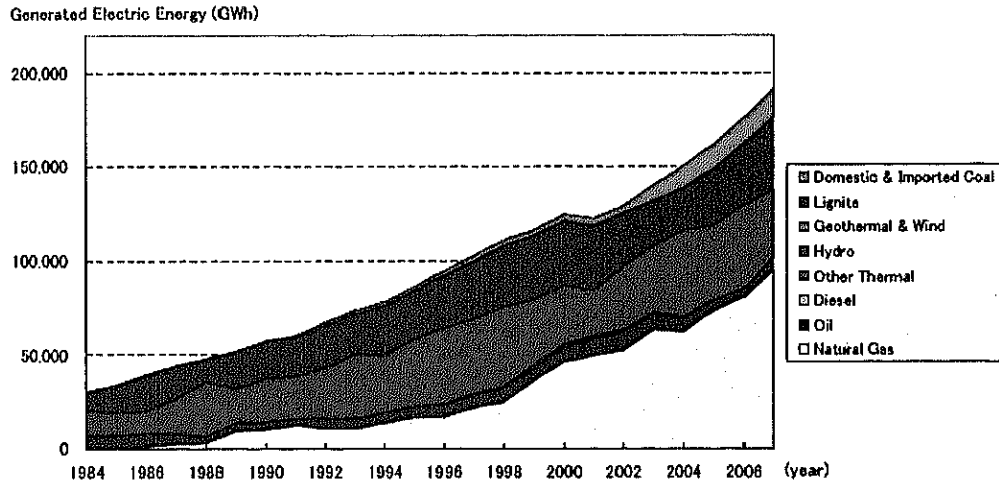
kaynak : TEIAS Homepage

Figür 2. 15 Kaynaklara göre üretim oranları

Tablo 2. 11 Kaynaklara göre üretim oranları (birim : GWh)

sene	linyit	Yerli kömür+ ithal kömür	Doğal Gaz	Aęıryaę	Dizel	Diğer yakıtlar	Hidro	Jeotermal + Rüzgar	Toplam
1985	14317.5	710.3	58.2	7028.6	53.4	0.0	12044.9	6.0	34218.9
1990	19560.5	620.8	10192.3	3920.9	20.8	0.0	23147.6	80.1	57543.0
1995	25814.8	2232.1	16579.3	5498.2	273.8	222.3	35540.9	86.0	86247.4
2000	34367.3	3819.0	46216.9	7459.1	980.6	1091.3	30878.5	108.9	124921.6
2005	29946.3	13246.2	73444.9	5120.7	2.5	481.7	39560.5	153.4	161956.2
2007	38294.7	15136.2	95024.8	6469.6	13.3	257.6	35850.8	511.1	191558.1

kaynak : TEIAS Homepage



kaynak : TEIAS Homepage

Figür 2. 16 Kaynaklara göre üretim oranları

Tablo 2.12 Kaynaklara göre üretim oranları(2010 Haziran)

Birim : MW

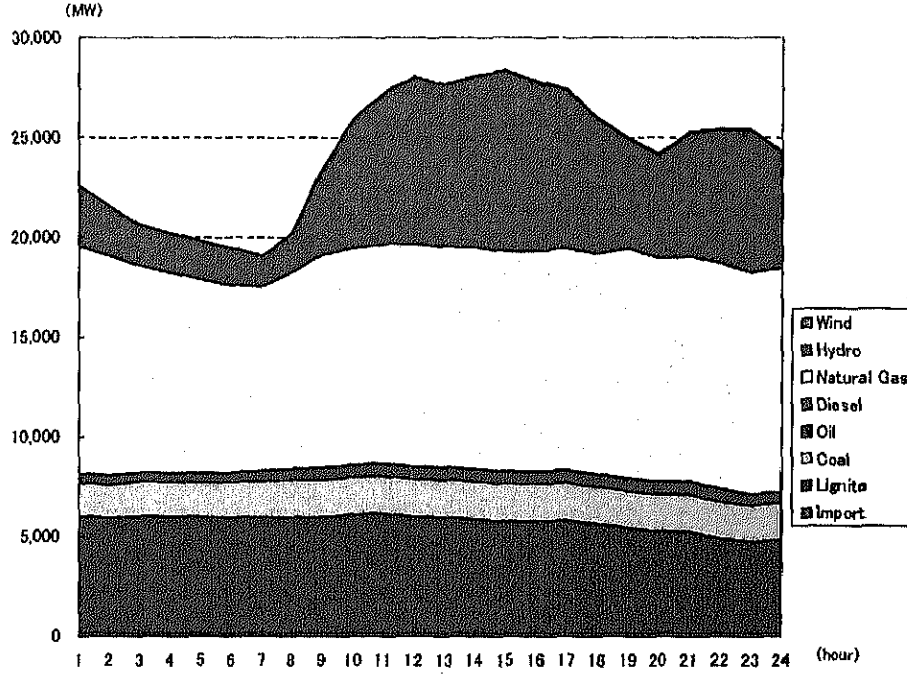
Üretici firma	Yakıt											Hidro			Rüzgar Linyit	Toplam AS	Kıyas (%) Pet rol		
	Petrol	DE	İthal kömür	Kömür	Linyit	AS	Petrol	DE	İthal kömür	Kömür	Linyit	AS	Jeoter mal Petrol	DE				İthal kömür	Kömür
EÜAŞ	680.0	1.0		300.0	4,747.0		2,962.9				8,690.9			11,215.3	462.6	11,677.9		20,368.8	44.8
Affiliated 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				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	2,574.5	1,496.2		540.0	4.2	544.2		3,119.9	6.9
Toplam	1,540.6	26.5	1,921.0	335.0	8,139.7	135.0	14,724.0	21.4	88.0	551.5	29,603.8	2,121.1	94.2	12,681.7	2,120.3	14,802.0	1,002.4	45,502.3	
Kıyas (%)	3.4	0.1	4.2	0.7	17.9	0.3	32.4	0.0	0.2	1.2	65.1	4.7	0.2	27.9	4.7	32.5	2.2	100.0	

DE : Dizel
AS : Asfaltit
NA : Naft
RE : Geri dönüşümlü + İmha
kaynak : TEIAS Homepage

(4) Kaynaklara göre üretimde durum

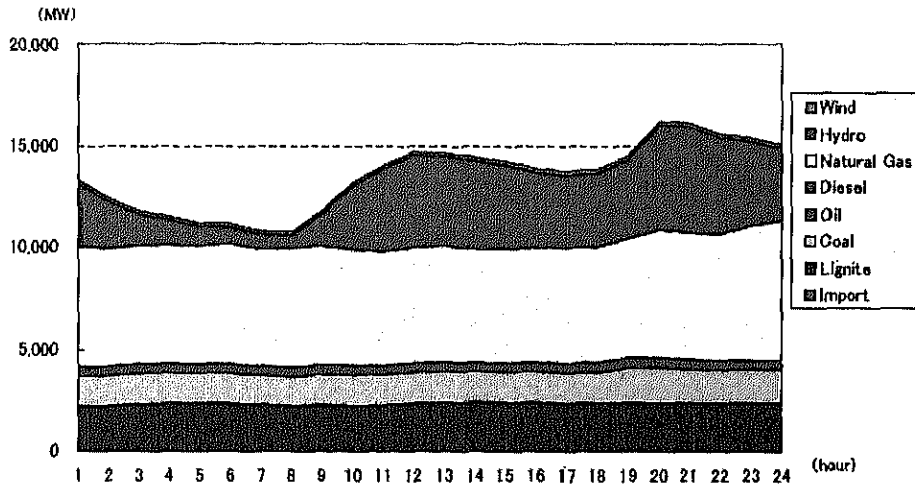
2009'da en fazla talep olan gün 5 Ağustos ile en az talep olan 21 Eylül arası kaynaklara göre fark grafiği aşağıdadır.

Temel olarak gaz yakıtı ana çevirici olarak ele alınır ve talep çokken hidro imdata yetişirse de, daha da yetmediğinde yakıtlar kullanılır. Su kaynaklarının bollaşığı dönemlerde ise gaz depolanır.



kaynak : TEIAS

Figür 2. 17 5 Ağustos 2009 Talep ve kaynaklar



kaynak : TEIAS

Figür 2. 18 21 Eylül 2009Talep ve kaynaklar

(5) EUAS genel durumu

EUAS, 18 yakıt santrali ve içinde 4 doğal gaz, 106'da hidrolik santral bulundurulur.

Kömürle ilgili Türkiye'de 45%'lik pazara sahip. Yıllık 6milyon ton kullanımın yarısına yakın bir kısmını kendisi sağlarken yarısını da diğer yerli firmalardan alır. Alımı daha çok TKİ ve TTK'dan birazda sözleşmeli olunan özel firmalardan alır. Kömür sözleşmelerinin %85'e kadarı "Take or Pay" ile olduğundan henüz ürün yoksa bile ödemelerin yapıldığı olur. Kazalar ve benzeri nedenlerle ödeme yapıldığı halde teslimat olmadığı dönemler de olmaktadır. Bu nedenle teslim alınamayan miktar sonraki seneye devreder.

Doğal gazın büyük kısmı BOTAS'dan sağlandığından EUAS şemsiyesindeki santrallerin yakıt anlaşmaları EUAS ile BOTAS arasındadır. Bu arada yıllık alımın az olduğu durumlardaki cezalar ve ek alımlarda fiyat da belirlenmiştir. 2011 anlaşmaları bundan sonar görüşmelerle belirleneceğinden EUAS olarak "Take or Pay" tarzı anlaşmadan kaçınılması fikri ağır basmaktadır. EUAS ve BOTAS arasında yakıt fiyatını Başbakanlık Hazine Müsteşarlığı belirler.

Petrol yakıtı gerektiğinde alındığından nadiren alımı yapılır.

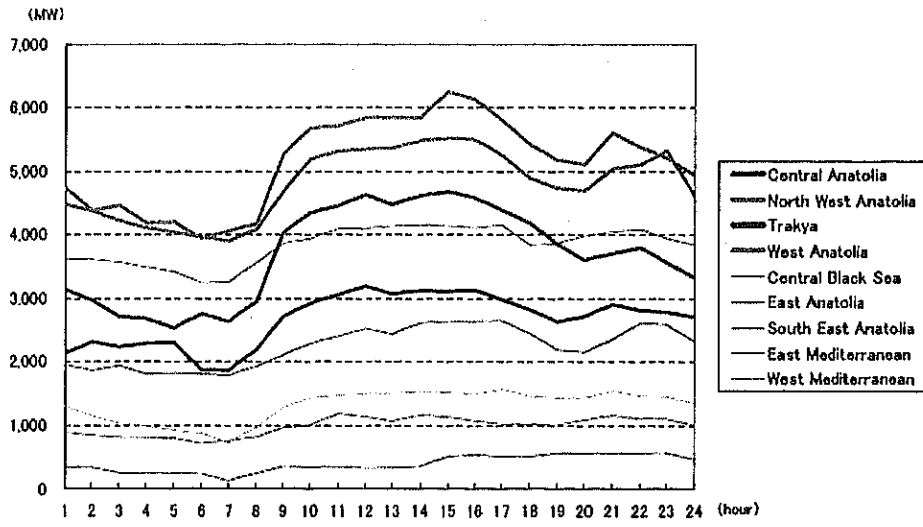
Baraj suyunun durumu ise günler süren görüşmelerle belli olduğundan yıllık faaliyetin belirlenmesi normalde mart ayındaki yağmur sezonundan itibaren olacağından ondan öncesinde suyun boşaltılması gerekir. 2010'da yağmur bol olduğundan termik santrallerin çalışma saatleri azaltılmıştır.

Bundan sonraki özelleştirme gidişatında EUAS'ın santralleri de özelleştirilecektir. OIB, belirlediği içeriğe göre hidrolik santrallere 30-49 yıllık işletim hakkı verilip, süre sonunda EUAS'a devredilecek (TOR tarzı), termik santraller de ise tamamen devredilmektedir.

Aksine, gelecekte yetersiz kalınması korkusu olduğunda devlet kurumu olan EUAS yeniden santral yapacaksa da 2001'de özelleştirme yönünde karar alındığından beri yapım yoktur.

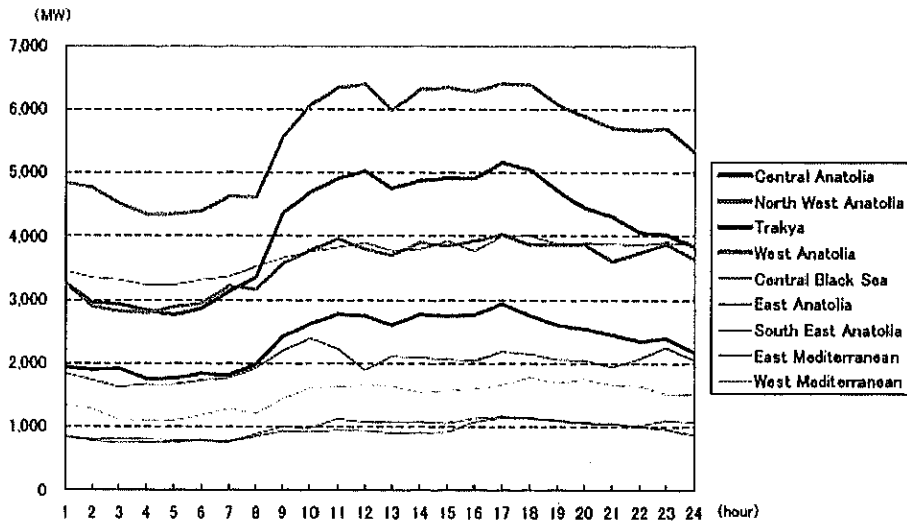
(6) Yerlere Göre Elektrik İhtiyacının Farklılığı

Yerlere göre elektrik ihtiyacının farklılığını özetlemek için 2009 yılının yazın en yüksek ihtiyacı 5 ağustos, kışın en yüksek ihtiyacı 17 aralık olmuştur. LDC yerlere göre dağıtmıştır. Kuzeybatı Anadolu, İstanbul'un Asya tarafını içerdiğinden ihtiyacın en fazla olduğu yer olarak görünür. Kıyaslama yapıldığında kışın ihtiyaç oranı yaza göre daha yüksektir. Trakya bölgesinde İstanbul'un Avrupa yakası yer aldığından Karadeniz-Marmara-Akdeniz sahillerinden Avrupa tarafının yerleri yer alır. Bu yer de ihtiyacın oldukça fazla olduğu yerlerden olup, yaz ve kışı karşılaştırdığımızda hemen hemen aynı olsa da şimdilik kış biraz daha fazladır. Batı Anadolu, İzmir merkezli Ege sahillerinde oluşur, sıcak iklim kuşağı olduğundan 3.4 bölümünde anlatıldığı üzere turistik bölge olarak ihtiyacın fazla olduğu yerlerdendir ve özellikle yazın ihtiyaç daha yüksektir. Dahası fabrika bölgesi olarak gece ve gündüz arasındaki fark da o kadar yüksek değildir.



kaynak : TEIAS

Figür 2. 19 5 Ağustos 2009'da yerlere göre talep



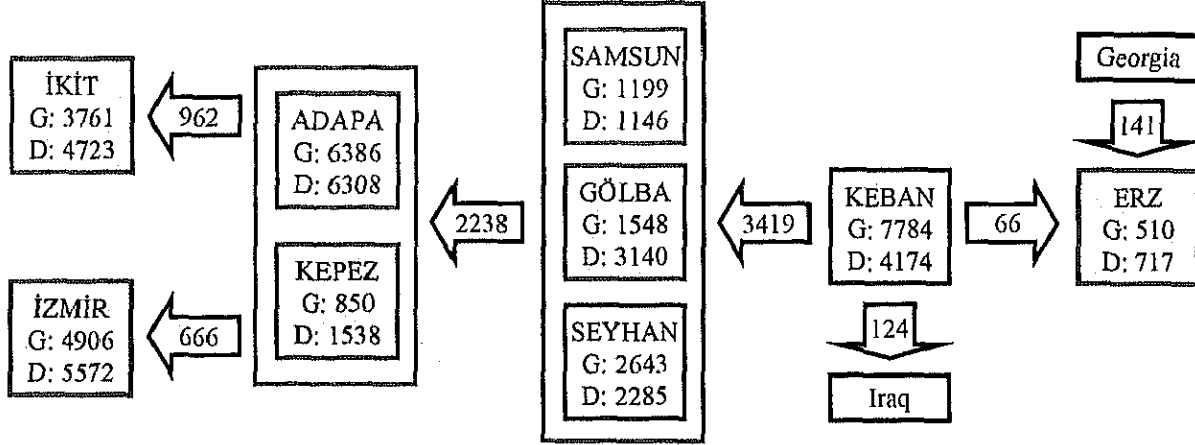
kaynak : TEIAS

Figür 2. 20 17 Aralık 2009'da yerlere göre talep

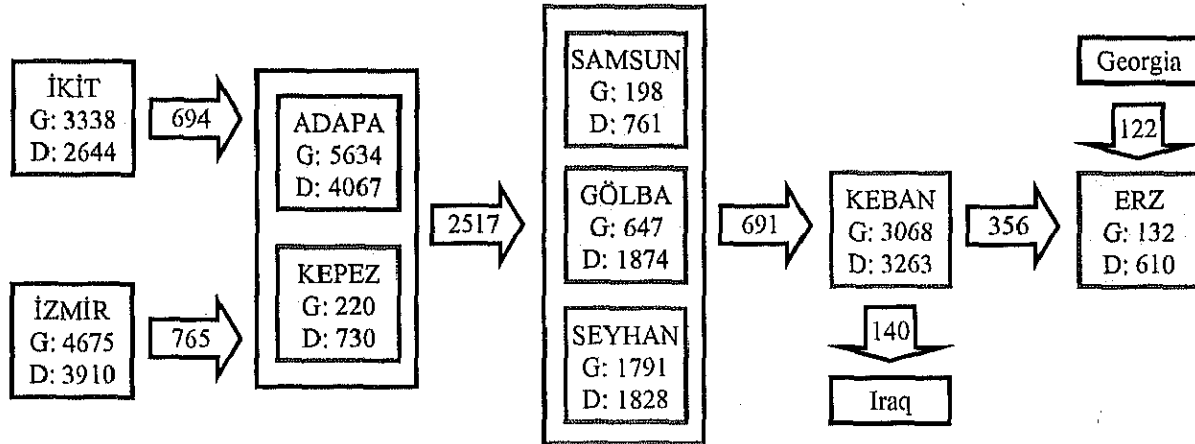
(7) Yerler arası enerji dağılımı

2009'da talebin yazda en fazla olduğu gün 5 ağustos ile kışda en fazla olduğu 17 aralıkdaki akış aşağıda verilmiştir. Kırmızı ile gösterilen yerlerde elektrik yetersiz kalmıştır. Mavi yerler de ise hiç elektrik verilememiştir.

Yerlere göre talep balansı (5 Ağustos 2009 15:00): Toplam talep 29604MW



Yerlere göre talep balansı (5 Ağustos 2009 07:00): Toplam talep 19685MW

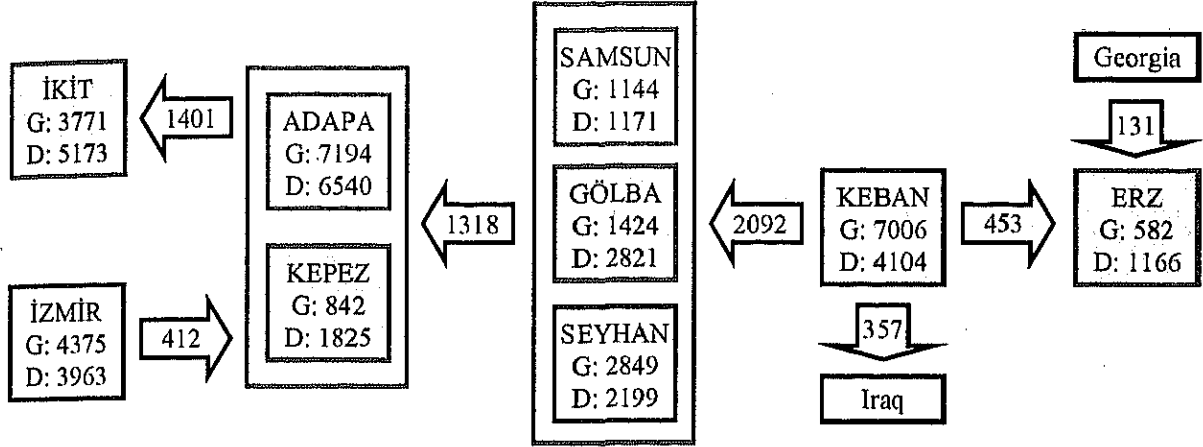


Kaynak) TEIAS verileri

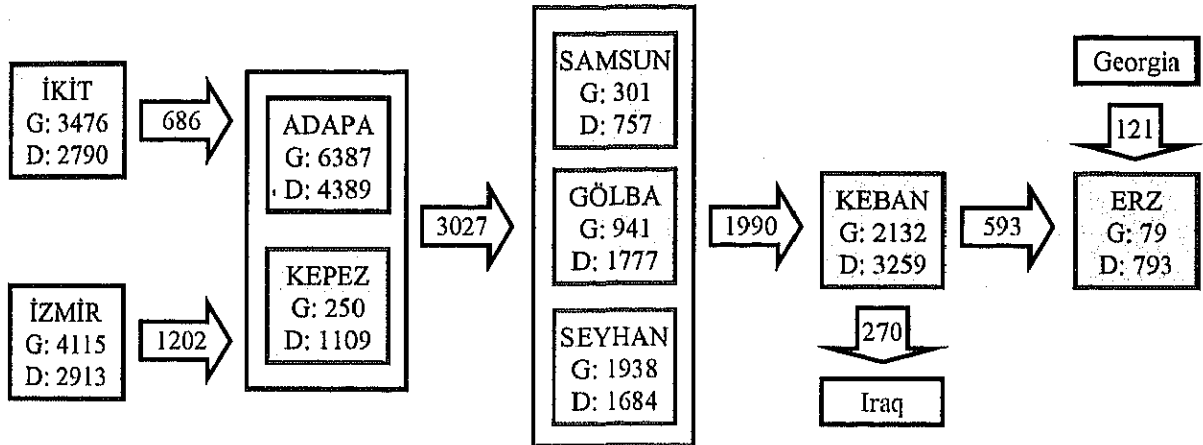
Figür 2. 21 Genel akış (5 Ağustos 2009)

Yazın öğle saatlerinde doğudan batıya doğru akış olurken gece olunca doğudaki hidrolik duracağından akış ters yönde olur.

Yerlere göre talep balansı (17 Aralık 2009 07:00): Toplam talep 28961MW



Yerlere göre talep balansı (17 Aralık 2009 05:00): Toplam talep 19470MW



Kaynak) TEIAS verileri baz alınıp hazırlanmıştır

Figür 2. 22 Yerler Arası Dağılım(17 Aralık 2009)

Kışın da yaz gibi gündüz saatlerinde doğudan batıya, geceleri batıdan doğuya akış olur. Sadece İzmir, kışın gündüz de enerji sıkıntısı yaşar.

(8) Elektrik iletimindeki durum

Türkiye'nin doğu-batısı 1500kmlik yolda elektrik akımı 380kV (400kV), 154kV, 66kV şeklindedir ve iletim AB ile karşılaştırıldığında en fazladır.

380kV akım hattı 14,420km, 154kVakım hattı 31,654km, orta akım hattı 380kV, 13km, 154kV ise 163km'dir. Aşağıda bununla ilgili tablo yer almaktadır. 220kV akım hattı Yunanistan, Ermenistan ile bağlantılı kullanılır. 66kV serisi iptal edilecektir.

Gündüz akım güneydoğuda hidrolik santrallerden (Keban, Karakaya, Atatürk, Birecik)380kV uzun mesafe iletim hattı (Yesilhisar~Atatürk, Keban~Kayseri~Golbasi, Sincan~Elbistan A/B, herbiri 2hat)aracılığıyla olup, orta ve batı bölümlerdeki talebe yönelerek akmaktadır. Arz talep denetlemesi Ankara merkez ve 9 ayrı yerde yapılmaktadır. (3.4 bakınız)

Tablo 2. 13 İletim hattının uzunluğu (2008)

(birim: km)

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

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

Tablo 2. 14 Değişim yerleri sayısı

	380kV	154kV	66kV	Toplam
TEIAS	67	527	26	620
EUAS	13	50	6	69
Diğer	5	135	3	143
Toplam	85	712	35	832

kaynak : TEIAS

Tablo 2. 15 İletim değiştiricilerin sayısı ve toplam miktar

	Sayı	Toplam miktar (MVA)
380/154kV	166	33,818
380/33kV	26	3,325
154/MV	1,550	55,000

*MV : 36kV~31.5kV

kaynak : TEIAS

İletim serisinin taşıma değeri 380kV civarı 380kV~420kV(acil durumda 360kV~420kV), 154kV ile 45kV~165kV(acil durumda 140kV~170kV).

Santrallerin iletim sistemlerinin voltaj esası, gerekli ayarlarla voltaj değişimi yapıp $\pm 3\%$ civarı, genel ayarlarla voltaj değişimi de $\pm 5\%$ olmalıdır.

Endüstriyel talepciler için elektriksiz ölçüm yapıp EMRA'nın belirlediği fiyatı aşıyorsa ceza kesilir.

İletimdeki voltaj makinesi ve iletim hattı değişim yeri ana hattı için ayarlamalar yapılır. Basınç değiştirici manuele değişebilir.

Yine de güvenli olması için kondensatörler denetleme düzenleme vs. için 16 istasyon vardır.

Tablo 2. 16 ayarlama regülör durumu

	Toplam
Reaktör	
380kV değişiklik yok	528 MVar
380kVserisi	4,486 MVar
154kVanaht	75 MVar
kondensatör	
154kV serisi	442 MVar
MVanaht	1,825MVar
Kondensatör	
380kV serisi	3,800MVar

kaynak : TEIAS

dağıtım regülatör miktarları ve hatların uzunluğu aşağıdadır.

Tablo 2. 17 Dağıtım hatlarının uzaklığı (2008)

(birim: km)

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

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

Tablo 2. 18 Dağıtım için değiştirici sayısı ve toplam miktar (2008)

(birim: MVA)

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

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

İletim masrafı aşağıdadır. Kaçak elektrik dahil 2002'nin 25%'inden 2009 14%' e kadardır. Azaltılma olsa da OECD ülkeleri Meksikadan sonra en yüksektir.

Tablo 2. 19 İletim verileri

Sene	%	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

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

(9) Elektrik Arz Durumu

Türkiye'nin elektrik yaygınlık oranı 2000 yılı civarında %100'e ulaşarak günümüzde elektriksiz bölge kalmamıştır. 2010 Yılında, ülke genel kapasite toplamı 46GW olan elektrik üretim santralleri

işletilerek, 33GW civarındaki maksimum elektrik talebini karşılayabilecek seviyede elektrik üretim planı ile talep dengelenmesi yapılmaktadır.

Son yıllarda, yıllık maksimum güç talebinin ortaya çıkışı, kış aylarından yaz aylarına kaymakta olup, arz gücünü her mevsimdeki taleplere karşı hazıredebilmek amacıyla elektrik üretim santralleri bakım planları düzenlenmektedir fakat, bakım dışındaki nedenlere bağlı elektrik üretim santrallerinin durması yada güç düşmesi söz konusu olmakta, yılda birkaç gün arz güç yetersizliği meydana çıkmakta, yüklenme durdurulması uygulandığı olmaktadır. 2010 yılı, Ağustos ayında yüksek talebin ortaya çıktığı günlerde, yüklenme durdurulması uygulandığı gün sayısı, 2 gün olarak, elektrik güç miktarında, her biri toplam 2,150MWh, 2,300MWh yük sınırlaması uygulandı.

Bakım dışındaki sebeplerden dolayı elektrik santrallerinin durması yada güç düşmesi, elektrik santral problemlerinden kaynaklanan problemler dışında, örneğin kömür bazlı termik santrallerde düşük kalorili kömür kullanımına bağlı güç düşüşü, kombine çevrim elektrik santrallerde ise havadaki nem oranının yüksekliğine bağlı verim düşüşü, kurak mevsimlerde hidrolik elektrik santrallerin rezervuar su seviyesinin en alt seviyeye kadar alçalmasına bağlı çıkış güç düşüşü gibi problemler mevcuttur. Ortalama olarak ise, elektrik santral problemleri nedeni ile 2GW civarı, bu problemler dışındaki sebeplere bağlı olarak ise 8GW civarı arz güç azalması süreklilik göstererek ortaya çıkmaktadır.

Aşağıda Kasım 2010 tarihine kadar her ayın 3. Çarşambasında mümkün olan elektrik üretim kapasitesi, öngörülen talep, yedek oran ve o gün elektrik güç kesinti miktarı gösterilmektedir.

Tablo 2. 20 2010 yılı 3. Çarşamba günü elektrik üretim kapasitesi, öngörülen talep, yedek oran, elektrik güç kesinti miktarı

2010 Yılı	Elektrik Üretim Kapasitesi (MW)	Öngörülen Talep (MW)	Yedek Oran (%)	Elektrik Güç Kesinti Miktarı (MWh)
20 Ocak	31,908	28,500	10.7	0
17 Şubat	30,464	26,800	12.0	600
17 Mart	28,850	26,750	7.3	122
21 Nisan	29,009	26,250	9.5	197
12 Mayıs*	29,863	26,700	10.6	572
16 Haziran	32,771	29,800	9.1	61
21 Temmuz	34,520	31,820	7.8	1,886
18 Ağustos	32,746	32,600	0.4	5,376**
15 Eylül	32,376	29,000	10.4	0
20 Ekim	29,720	26,550	10.7	0
10 Kasım*	31,084	28,600	8.0	42

*: 3. Çarşamba tatil olması sebebi ile 2. Çarşamba değeri

** :Yükleme durdurulmasını da kapsar

Kaynak: TEIAS verileri baz alınarak araştırma grubu tarafından hazırlanmıştır.

Bakım ile bakım dışındaki nedenler birleştirilirse, sürekli 12-17GW arz yetersizliği olduğu için, gerçekleşen arz gücü, 29-34GW olup, yaz mevsimi yüksek talep anlarında yedek oranı büyük düşüş yapar. Güç kesintilerine, yüklenme durdurulması dışında, elektrik nakil sistem arızaları ağırlıklı neden olup, elektrik santralleri ile aynı şekilde, elektrik nakil sisteminin güvenilirliğinin artırılması da arzu edilir.

2.2.5 Diğer Ülkelerle Bağlantı

Asya tarafı komşularıyla hat bağlantıları Gürcistan, Ermenistan, Azerbaycan, İran, Irak, Suriye ile farklı dönemlerde olmaktadır. Örneğin, Suriye bağlantısında Türkiye'den iletildiği miktar Suriye bağlantısından çıkar.

Enerji ticareti, TETAS devlet onayına uygun yapılmaktadır. 2008 değerleri aşağıdadır.

Gürcistan'ın Adjarian Elektrik Şirketi ile 2010 sonuna kadar geçerli olan bir anlaşma vardır ve buna göre 216GWh gelmiş, 54GWh gitmiştir. Azerbaycan'a uçuş bölgesi olan Nahçıvan'a 1991-2007'de gittiyse de, 2008'de 94GWh gelmiştir. Sınır bağlantımızın olmadığı Türkmenistan'dan İran üzerinden getirilmesi ise 2003'den beri devam eder. 2008'de 450GWh alınmıştır. Türkmenistan ile alışverişte Türkiye sınırına kadar getirmek konusu Türkmenlerin sorumluluğundadır. Suriye'ye 2006'dan itibaren verilmeye başlanmış, 2008'de 97GWh verilmiştir. Irak'a Türkiye'den 100MW, bağlantılı şirket aracılığıyla yapılır, 1.6GWh gönderildi.

AB'nin UCTE/ENTSO-E kurumları önceleri Türkiye içinde güçle satış yapıyordu. 2001~2003'de Bulgaristan ile yaklaşık 600MW alışveriş olmuş, şu an ise hiç yoktur. Yunanistan ile 2008'de 89GWh verilip, 30GWh alınmıştır.

Günümüzde, Bulgaristan ile 2 nakil hattı, Yunanistan ile 1 nakil hattı (her biri 380kV) senkronize hat bağlantı projesi uygulanmakta, 18 Eylül 2010 tarihinden başlayarak, Avrupa iletim şebekeleri ile senkronize işleme başlanıp, Türkiye'nin frekans kontrol sistemi, FFC (yatay frekans kontrolü) den, TBC (Enterkonekte Hat Besleme Kontrolü) ye değiştirildi. Bağlantı kapasitesi 1,800MW olup ödünç verilen gücün yönetimini yapacak olan yer ise NLDCdir.

Alışverişin ilk ayında 0MW, sonrasında ilk yıla kadar 500MW olacaktır. O yüzden önce 250 planı vardır. 65% Bulgaristan, 35% Yunanistan'da olup kalan kısmını ise 46 şirket tarafından paylaşılacaktır. Yine, senkronizasyondan 1 yıl sonra EU ile Elektrik ticaretinin başlaması planlanıyor.

Yunanistan ve Bulgaristan'ın, ENTSO-E sistemine bağlantı ile ilgili olarak, istikrar düzeyi gibi analizler bitmiştir fakat, frekans kontrolü ile ilgili kalite sorunları olduğundan, son bir kaç yıl içinde büyük ölçekli elektrik santrallerin, hükümetçe onarımları uygulanıp, sistem puant yük koşulu testleri (Ocak 2010), sistem minimum yük koşulu testleri (Mart Nisan 2010) gibi testler yapılmıştır. Günümüzde, senkronize işleme bağlı elektrik güç oynamaları sorunu incelenmektedir. Yine, Türkiye iletim hatları içindeki arızalara bağlı etkilerin ENTSO-E sistemine yansıtılmaksızın, mümkün olduğunca senkronize hat bağlantısını kesmeyecek şekilde, Türk tarafındaki elektrik santrallerin kontrolü, yüklemeye azaltılması gibi özel koruma sistemlerinin (SPS) kurulumu da planlanmaktadır.

Tablo 2. 21 Komşu ülkelerle hatların durumu

ülke	Regülatör	Trdeki değişim	Voltaj	Mesafe	Yaz iletim miktarı
Bulgaristan	Maritsa East	Babaeski	400kV	136km	832MVA
	Maritsa East	Hamitabat	400kV	150km	1268MVA
Gürcistan	Batum	Hopa	220kV	28km	240MVA
Ermeniler	Gumri	Kars	220kV	78km	480MVA
Azerbaycan	Babek	Igdir	154kV	87km	110MVA
İran	Bazargan	Dogubeyazit	154kV	73km	171MVA
	Khoy	Baskale	400kV	100km	488MVA
Irak	Zakho	PS3	400kV	16km	342MVA
Suriye	Aleppo	Birecik HES	400kV	124km	845MVA
Yunanistan	Filippi	Babaeski	400kV	200km	1268MVA

kaynak : MEVCUT ENTERKONNEKSİYON HATLARNIN NET TRANSFER KAPASİTELERİ DUYURUSU

Tablo 2. 22 Enerji ithal durumu

birim : GWh

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Gürcü	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	106.7	117.5
Yunanistan	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	90.2
Azerbaycan	432.8	435.1	401.6	378.7	384.1	325.7	14.9
Irak	0.0	0.0	186.0	765.6	1404.7	1668.8	1237.2
Suriye	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	134.5	962.4
Toplam	432.8	435.1	587.6	1144.3	1798.1	2235.7	2422.2

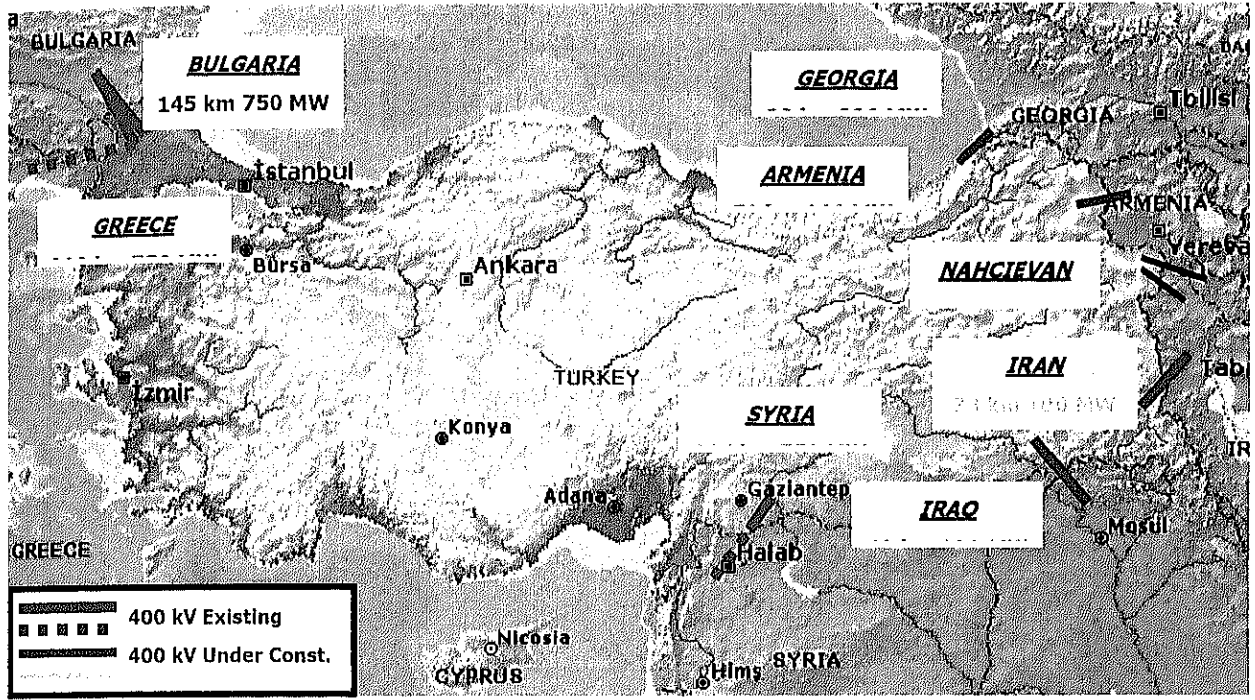
kaynak : TEIAS Homepage

Tablo 2. 23 Enerji girdi miktarları

birim : GWh

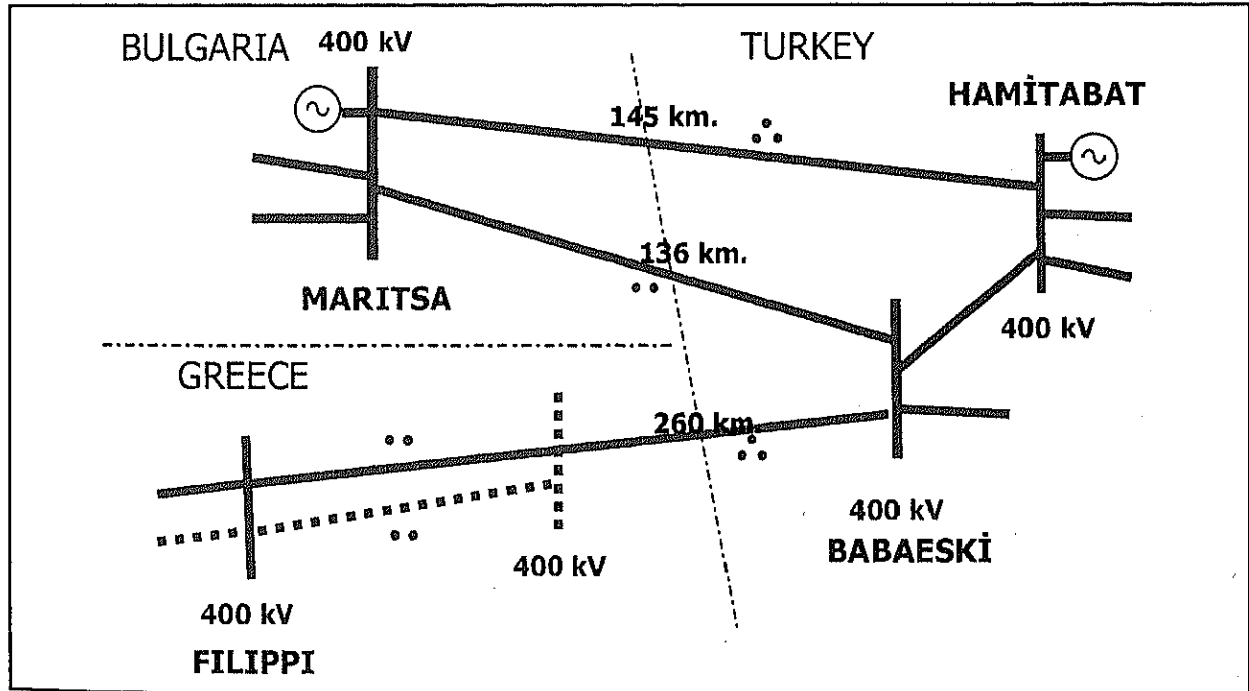
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Bulgaristan	3775.5	3445.4	1134.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Gürcü	523.0	92.7	0.0	0.0	101.1	40.5	215.6
Azerbaycan	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.3
İran	280.9	50.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Türkmenistan	0.0	0.0	23.5	463.5	534.8	532.7	633.4
Toplam	4579.4	3588.2	1158.0	463.5	635.9	573.2	864.3

kaynak : TEIAS Homepage



kaynak : TEIAS

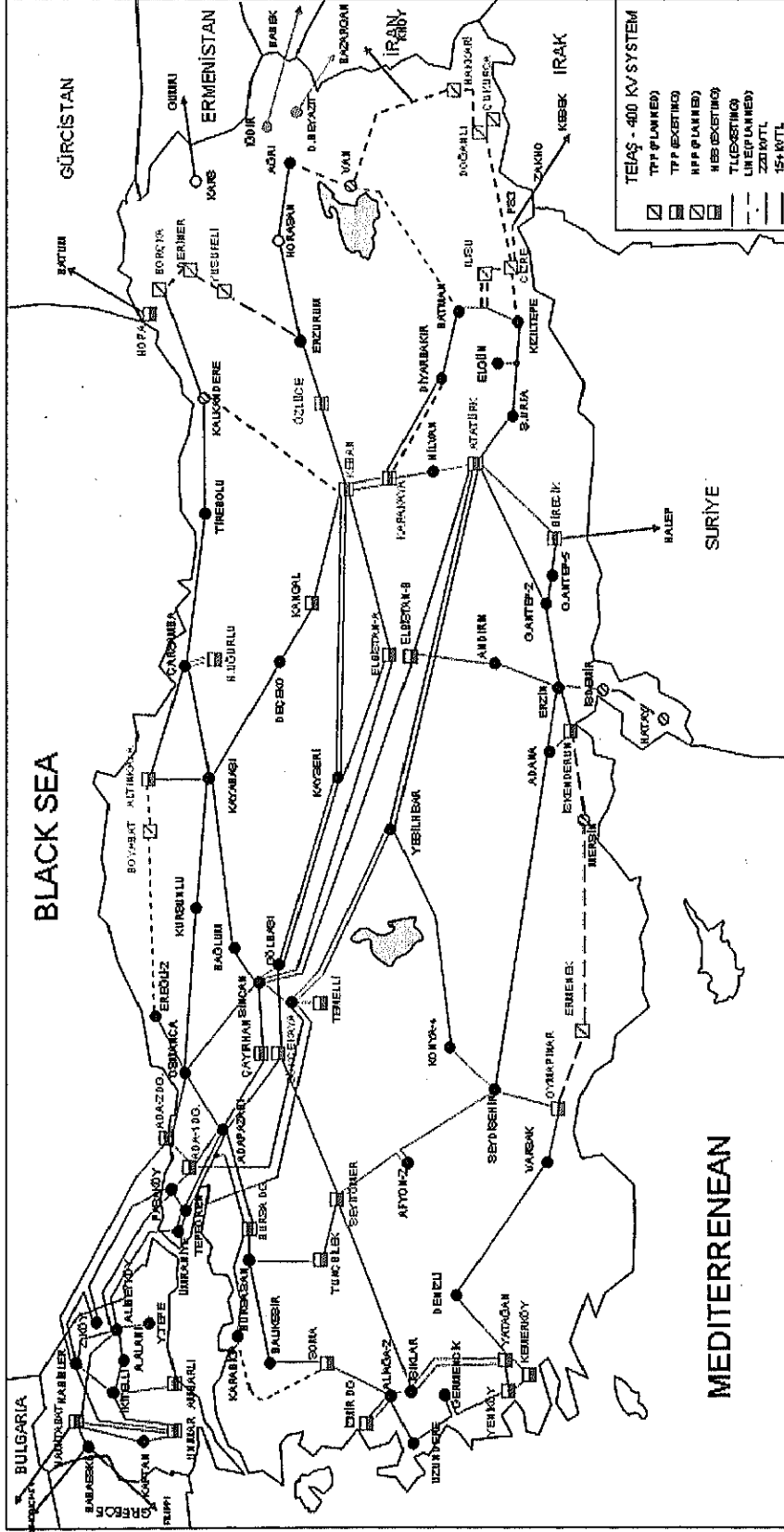
Figür 2. 23 Yakın ülkelerle bağlantılar



kaynak : TEIAS

Figür 2. 24 ENTSO-E bağlantı hattı

400 kV Network



kaynak : TEIAS

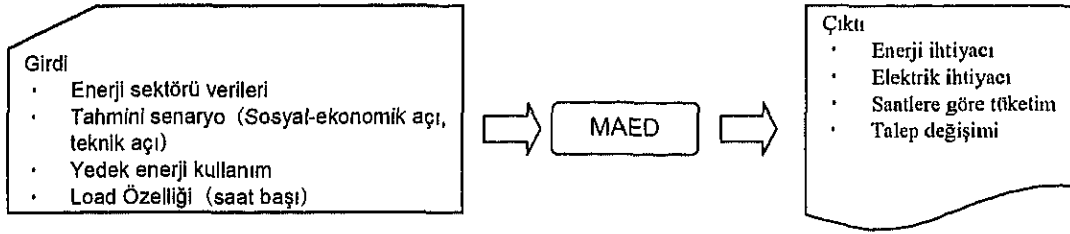
Figür 2.25 TEIAS'm 400kV dağılımı

Bölüm 3 Uzun Süreli Elektrik Arz-Talep Planı

3.1 Enerji İhtiyacı Hesaplaması ve Değerlendirmesi

Enerji ihtiyacının tahmini hususunda ETKB/MENR'de ENPEP (Energy & Power Evaluation Program)ve MAED (Model for Analysis of Energy Demand)modülü, balans modülü kullanılarak hesaplama yapılır.

MAED, nüfus, iş alanının gelişim oranı, sosyal-ekonomik alan ve teknik alandaki geliştirilen senaryolardan tüm enerji ihtiyacını hesaplar. Ancak, mevcut nüfus araştırmasında büyük bir yanılma vardır, güvenilirliği yüksek değildir. Amerika'nın desteğiyle yazılımın yenilenmesi planlanmakta, eko enerji hesaplaması da yapılabilir hale gelinecektir. Bu durumdaki ihtiyaç hesaplamasının sonucu TEIAS yayımı olan "Türkiye Elektrik Enerjisi 10 yıllık Santral Kapasite Projeksiyonu" nda açıklanmaktadır.



Figür 3.1 MAED'in verileri

TEIAS'ın Araştırma Planlama Kurumu da MAED hesaplamasından çıkan sonucu esas alarak WASP modülünü kullanıp kaynak hesaplama simülasyonu oluşturdu. Fakat 2001'deki Electricity Market Law No. 4628 (kısaca 4628 yasası)sonucunda TEIAS'da gerekli veriler toplanamaz hale geldikten sonra 2003 yılı sonrası kim, ne zaman, nerede, nasıl yakıt kullanarak santral yapıyor bilinemez oldu.

Bu yüzden şu anki "Kapasite Projeksiyonu 2009-2018" de inşaat halinde ya da lisans almış santral planları esas alınarak hazırlanmış olup talep karşılık kaynaklarının seviyesi düşünülen ihtiyaç oranı incelemesi ve uygun kaynakların hazırlanma oranının incelenmesi tam olarak yapılmamaktadır. İletim hattı gibi ekipmanlar hakkında da geçmiş akımlardan yenilenmiş planlara geçiş düşünülmektedir. Mevcut durum oran hesabı kaba taslak olduğundan tıkanıklık olmayacağı düşünülmektedir.

Öte yandan, son zamanlarda ihtiyaç hesaplaması yapılan dağıtım firmalarına göre TEDAS, danışmanlık hizmeti veren Mckenzie'nin hesaplama yazılımını kullanıp, makro ve mikro hesaplamalar yapmaktadırlar. Ancak, şu anda girdi için gerekli dataların bir kısmı yetersiz kalmakta, özelleştirme kapsamındaki ihtiyaç sahiplerinin anlaşma değişikliği görüşüldüğünden hesaplamalar zora girmektedir.

Aşağıda Haziran 2009'daki "Kapasite Projeksiyonu 2009-2018" sonuçları verilmiştir. İhtiyaç ölçütü yukarıda belirtilen "4628 yasası" na göre her yerel dağıtım şirketi 10 yıllık ihtiyaçlarını hesaplamak zorundaysa da şu an için bu elde edilemediğinden ETKB'de tahmin edilmiş yüksek talep ve düşük talep hesaplanmıştır.

ETKB'nin hazırladığı ihtiyaç ölçümü, Mayıs 2008'de hazırlanmış olup, yüksek ihtiyaç Devlet Planlama Teşkilatı tarafından ölçülüp, yüksek ihtiyaç için tarım, inşaat, yapı sektörü gibi enerji ve servis sektörlerinin AB gelişim oranlarına uygunluk temel alınmış, düşük ihtiyaç için 2009 sonrası gelişim oranı 4.5%'dur.

Tablo 3.1 “Yüksek talep” ve “Düşük talep” ölçümünde gelişme oranı

Period	Yüksek talep gelişme oranı (%)	Düşük talep gelişme oranı (%)
2000-2005	4.6	4.6
2005-2010	5.8	5.3
2010-2015	5.5	4.5
2015-2030	5.5	4.5

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

Tablo 3.2 GDP'nin sektörlere dağılımı

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Tarım	12.2	10.6	8.5	7.5	6.5	5.7	5.0
İnşaat	5.7	5.8	5.7	5.5	5.5	5.5	5.5
Maden	0.9	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
İmalat	23.5	23.5	23.5	24.0	24.1	24.2	24.3
Enerji	1.9	1.9	2.3	2.8	3.3	3.7	4.1
Servis	55.7	57.5	58.9	59.6	60.1	60.4	60.6
Toplam	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

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

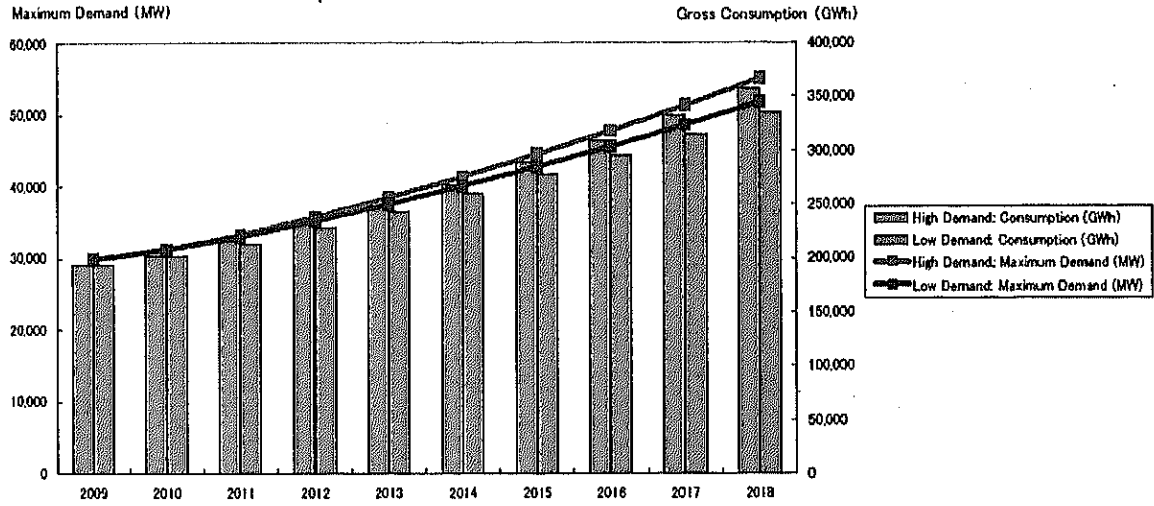
2009 Haziran'ın ihtiyaç ölçümlerinde 2008 ölçümleri esas alınıp, 2009'daki ekonomik krizin etkilerine göre elektrik tüketimi 2% düşük olmuş, 2010 ve 2011, elektrik tüketim miktarı artışı da düşük orana ayarlanmış, sonraki yıllara MAED modülü düşük değerler kullanmıştır.

Aşağıdaki değerler dağıtım giderleri, evde tüketilen elektrik, kaçak elektrik dahil üretilen elektrik miktarıdır.

Tablo 3.3 “Yüksek ihtiyaç”, “Düşük ihtiyaç” ölçümleri

Yıl	Yüksek ihtiyaç				Düşük ihtiyaç			
	Maksimum ihtiyaç (MW)	Artış oranı (%)	Elektrik miktarı (GWh)	Artış oranı (%)	En yüksek ihtiyaç (MW)	Artış oranı (%)	Elektrik miktarı (GWh)	Artış oranı (%)
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

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



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

Figür 3.2 Yüksek ihtiyaç • Düşük ihtiyaç Ölçümlerinin Grafiği

2011'e kadar gelişme miktarı alttaki düzeltilmiş olan, diğeri de düzeltilmeden öncekidir. Düşük ihtiyaç oranı da 2012'den sonra 6% yükselecektir.

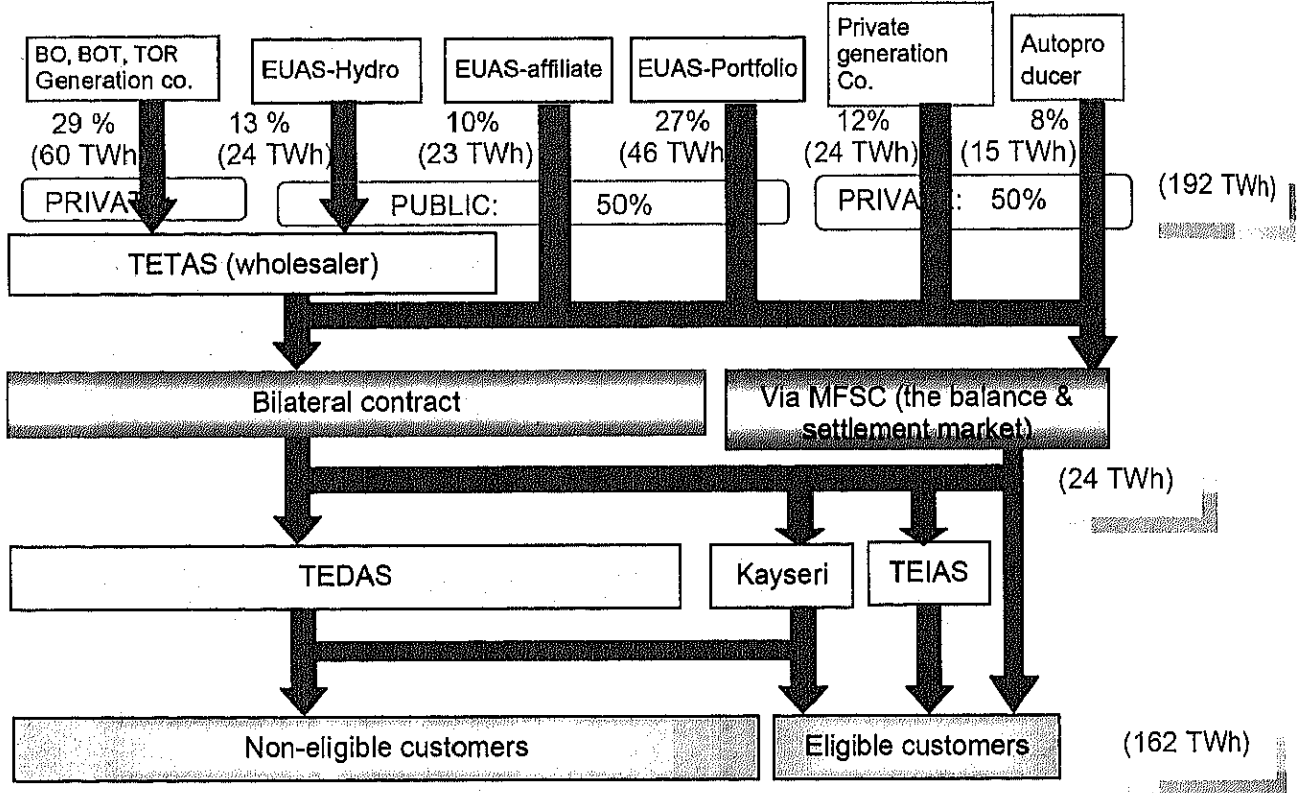
2009 Mayıs'ında ETKB ölçümünde 2020 yılı için yüksek ihtiyaç durumunda (artış oranı 7.5%)499TWh,düşük ihtiyaç durumunda (artış oranı 5.96%)406TWh belirtilmişse de, yukarıdaki değerlerin devam ettiği hesap edildiğinde 2020 yılında 410TWh ve 380TWh civarı olacaktır.

Gelecek bölümde santral yapım planları değerlendirilmektedir.

3.2 Enerji Kaynakları Geliştirme Planı

3.2.1 Elektrik özelleştirme pazarındaki kaynak geliştirme planları

Bu bölümde özellikle Türkiye'nin elektrik özelleştirme pazarındaki kaynak geliştirme projeleri işlenir. Figür 3. 3'de mevcut ilgililer sıralanmıştır.



Not : MFSC (Market Financial Settlement Center)

※ : Parantez içindeki rakamlar 2008'de alım satımı yapılan elektrik miktarıdır.

※ TETAS, komşu ülkelerle elektrik alışverişi yapar.

(Kaynak : Aşağıdaki belge esas alınarak hazırlanmıştır. İlgili kurumlarla görüşme sonuçları; NAVITAS 2009; Capacity projection 2009-2018, and TEIAS 2008 Annual Report.)

Figür 3.3 İlgili birimler arası elektrik döküm çizelgesi

EUAS'ın özelleştirme planındaki üretim şirketlerinin özelleştirme sonrasında EUAS'ın enerji üretim pazarındaki Pazar kontrolü şu anki 60%'dan 20%'ye düşecektir.

(1) Enerji kaynakları geliştirme planı; arz güvenilirliğinin artırılması yöntemi

En son hazırlanmış olan Türkiye enerji kaynakları geliştirme projesi 2004'deki WASP-4 denilen yazılım kullanılıp, TEIAS tarafından hazırlanmaktadır. Burada ilgililerden gerekli verileri toplanamama zorluğundan aynı projede değişiklik yansıtılamamıştır. Ayrıntılar aşağıda verilmiştir.

(a) 2004 yılı öncesinin talep planı ve kaynak geliştirme hedefleri.

2003'e kadar ETKB, MAED denilen yazılımı kullanıp yapılan hesaplama kullanılmıştır. TEIAS, bu sonuçları temel alarak WASP yazılımında enerji planı yapmıştır. Ancak 2001'deki "4628 yasası" sayesinde TEIAS'ın kontrolü zayıflayıp, 2003'den itibaren santral projeleri gelmez oldu. Yani, kim nerede, ne zaman yakıt kullanarak santral inşa eder ya da veriler alınmaz.

(b) 2004 yılı sonrasındaki ihtiyaç tahmini ve kaynak geliştirme planı

TEIAS, her yıl basılan enerji kaynakları geliştirme araştırmasında alınıp yapılan elektrik ihtiyacı tahmin verileri aslında dağıtım şirketlerince hazırlanması gerekirken halen özelleştirme sürecinde olunması nedeniyle bu zamana kadar olduğu gibi Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının verilerinden yararlanılır.

Bundan sonraki santral artışlarının büyük kısmı, EMRA tarafından lisansları ayarlanmış olan üretici şirketlere aittir. Yeni elektrik santrali planlayan özel firmalar EMRA'ya başvuru yapıyorlar. Sorun, EMRA'dan lisans verilmiş olan üretici şirketlerin geliştirme planlarının şu aşamada çok fazla belirsiz yer vardır. Bundan sonra gereken arzın artması, 1.5 katına çıkabilir. Bu yüzden başvuru incelemesinin bu sene yapıp bitirebileceği de belirsizdir. EMRA, lisans sağlayıcısıdır da elektrik arzı sorumluluğu vardır.

Tablo 3.4 EMRA'nın santral lisanslarının durumu

Yakıt Enerjisi	Başvuru		İnceleme		Geçemot		Toplam	
	Sayı	Miktar [MW]	Sayı	Miktar [MW]	Sayı	Miktar [MW]	Sayı	Miktar [MW]
Rüzgar	3	27.8	722	75,154.1	12	850.9	737	76,032.8
Termik	7	5,101.7	12	6,890.0	3	1,006.0	22	12,997.7
Doğalgaz	8	1,083.3	22	9,509.1	5	1,699.3	35	12,261.6
Hidro	102	1,432.8	220	3,509.3	163	2,938.7	485	7,880.9
Petrol			2	115.1			2	115.1
Jeotermal	4	74.4					4	74.4
Biotermik	1	2.0			2	15.6	3	17.6
Biogaz	2	5.5	2	2.9			4	8.4
Biokütle	1	4.0	1	3.4			2	7.4
Aratoplam	128		982		18	6,480.5	1,295	109,395.9

(kaynak : EMRA ile yapılan görüşmelerde alınan kaynaklardan elde edilmiştir)

Ayrıca mevcut sistemde (EMRA tarafından santral lisansı alma: faaliyet için 72 ay süre) gelecek 5-6 yıla kadar somut olarak santrallerin dahil edildiği arz planı yapılmamıştır. Aslında, 2004'den sonra arz talep dengesini öngörmüş uzun vadeli kaynaklar planı çizilmemiştir. Dahası, 5-6 yıl öncesine kadar gerçekten faaliyete geçebilir mi kimse de anlayamadığından, şebeke sahibi TEIAS, beklentide aktarma ünitesinin genişletmesini gerçekleştirmek zorundadır. Araştırmalardan farklı bir durum ortaya çıktığıdaysa bu hazırlıklar boşa gidecek ve ayrılan kaynak tamamen boşa harcanmış olacaktır.

Aslında, Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile bağlantıya geçerek gelecekte arz yetersizliği olmayacak şekilde dikkat edilmektedir.

Sonuç olarak, 2004'de uzun vadeli kaynak planını yaptıktan sonra, verilerin toplanmasının zorluğundan araştırma kesin olarak tamamlanamamıştır. Üstelik, hükümetin prensipleri de 2004 sonrasında büyük farklılıklar gösterir (Örneğin Nükleer enerji ertelenmesi, rüzgar enerjisinin artırılması gibi).

(c) Kaynak güvenilirliğinin sorunsalı

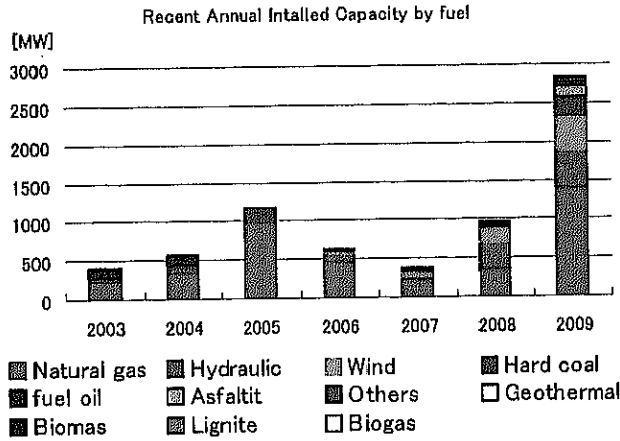
Şu anki duruma göre enerji kaynaklarının sağlanması sorumluluğunun TEIAS tarafından karşılanması mümkün değildir. Yakıt sağlayan BOTAS (Gaz hattı firması) da TEIAS ile aynı durumdadır. Mesela, gelecekte kaynak yetersizliği baş gösterdiğinde devlet elindeki EUAS, yeni

santraller yapmak zorundaysa da, 2001'deki özelleştirmeler sonrası böyle bir şey olmamıştır (yakın zamandaki dünya çapındaki kriz olmasaydı 2009 yılında böylesi bir durum olacaktı).

Rağbette olan Avrupa ve Amerika'dan farklı olarak 20 senede popülerliği 2 kat artan Türkiye'de tamamen özgür Pazar haline gelen sektörde ilave 40GW yetecek midir, yetse bile enerji güvenliği açısından uygun yakıt portföyü olacak mıdır soruları halen vardır.

1.meseleyle ilgili olarak pazarda ölçmeler yapıp tez oluşturulduktan sonra talep varsa (perakende satış tavan yaptığında) uygun kaynak miktarı sağlanır (enerji üretim piyasasına katılan artar). Ancak, ülkenin tarafından bakıldığında elektrik fiyatlarının yüksekliği yüzünden yurt dışına pazarlama yapmak da zorlaşacak ve sonuçta ülkenin gelişimine frenleme gelecektir. Aslında, OECD ülkeleri ortalamasından fazla olan satış fiyatları düzeltilmesi hükümetin 9. Kaynak planlamasında da yera almaktadır.

2.meseleyle ilgili de hükümetin liderliğinin olmadığı tam özgür pazarda kısa süreli olarak gelir gideri ölçmek zor olacak, sonuçta, o andaki en iyi seçeneğe yönelerek sermayesi düşük yakıtı tercih etmek çoğunlukta olacaktır. Günümüz Türkiye'sinde doğal gazın yaygınlığı sürmektedir. Fakat, tek bir yakıtla bağlı kalındığında geçmişte Japonya'da yaşandığı gibi o kaynağın kıtlığı yaşanabilir. (Box.3.1) Hükümet 2023 yılında gaz yakıtından enerji üretim payını mevcut oranın yarısının 30%'una kadar azaltıp, nükleer enerjiyi de 5% yapmak planını açıklamaktadır. Hükümetin bu şekilde alımları daha önemli olacaktır. Enerji güvenliği ve ekonomik gelişim düşünülürse elektrik kurumlarının ekonomik olarak bağımsızlığı ve stabil hale gelmeleri belli bir ölçüde gerçekleştiği takdirde hükümetin dahil olması da bir yere kadar gereklidir.

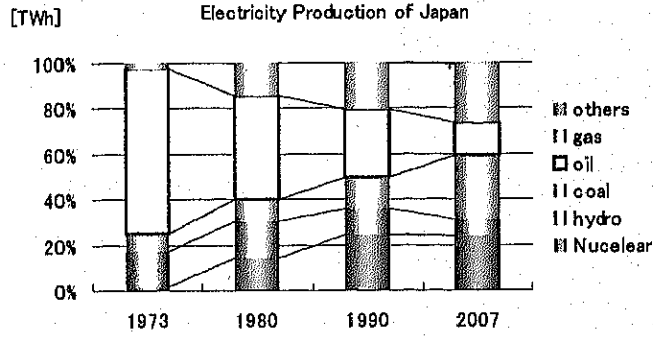


(kaynak : EMRA ile yapılan görüşmelerde alınan kaynaklardan elde edilmiştir)

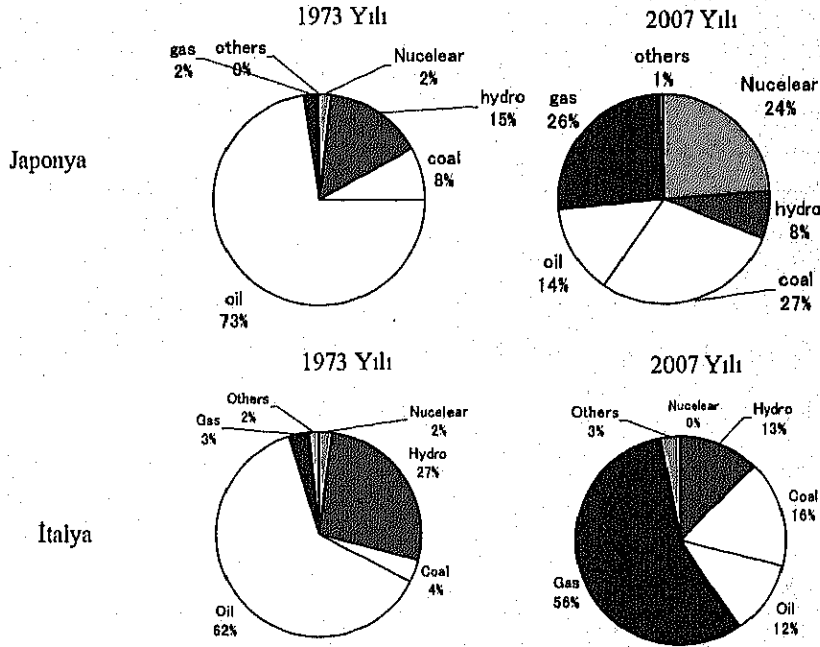
Figür 3. 4 Yıllık faal enerji üretim miktarları (yakıtlara göre, 2003'den 2009'a kadar)

Box 3.1 Petrol Krizi ve Elektrik İşleri

Kasım 1973 tarihinde 4.Ortadoğu savaş beklentisi ile ortaya çıkan Ortadoğudaki Petrol Üretici Ülkelerin ham petrol fiyatlarını artırması; diğer adı ile 1.Petrol krizi, sadece Japonya'da değil bütün dünyada karışıklıklara neden olmuştur. Otomobil sanayinde büyük etkisi dışında, Japonya gibi elektrik üretiminde yakıt olarak petrole aşırı derecede bağlı ülkelerin, elektrik sektörünü zorlayıcı sonuçları oldu. Japonya'da da bu tarihten başlayarak, elektrik üretimindeki kullanılan petrol türevi yakıt oranı azaltılarak, etkilerini mümkün olduğunca hafifletme politikaları uygulanmasına, (Şekil B3.1) aynı süreçte enerji tasarrufu ve yeni enerji kaynaklarının geliştirilmesine yardımcı sonuçları oldu. Dünya genelinde de, aşırı derece petrol bağımlılığının düzeltilmesi eğilimini ortaya çıkarttı. (Şekil B3.2)



Şekil B3.1 Güç Kaynaklarının Değişimi (10 Şirket)



Şekil B3.2 Yakıtlara göre gerçekleşen elektrik üretiminin değişimi

(2) TEIAS'ın hazırladığı enerji kaynakları geliştirme planının önemi

Böyle bir durumda TEIAS'ın planlama kurumu (APK), her yıl Kapasite Projeksiyonu yapmaktadır. Ancak plan, basit olarak verilerin toplanıp bir araya getirilmesinden ibaret olup, kaynak güvenilirliğinin seviyesine göre gerekli kaynak miktarının hesaplanması ve uygun kaynak geliştirme yapısının karşılaştırması vs. yer almamaktadır. En son yayınlanmış olan "Kapasite Projeksiyonu 2009-2018" de, bu şekildeki enerji üretimi planının yetersizliğinde hazırlanmış olup, bu planlama, kesinlikle o anki ihtiyacı karşılayabilecek şekilde hazırlanmamıştır. İnşaat halinde ve lisanslı enerji üretim planlaması

yer almaktadır. Zor olanı inşaat halindeki için faaliyet yılı bilinirken lisanslılar için belirsizlik olmasıdır.

Box 3.2 Avrupa Enerji Kaynakları geliştirme planı

UCTE/ENTSO-E her sene alanlardaki elektrik ihtiyacının durumunu açıklamaktadır. Buna ek olarak alanlardaki uzun vadeli arz talep raporunu "System Adequacy Forecast 2009-2020" da açıklamaktadır. bunlarda verilen verilerde En fazla talep olduğundaki yeterli arzın sağlanıp sağlanamayacağı, sonrasındaki ihtiyaca karşılık üretim tinitelerinin miktarının ne olması gerektiği karşılaştırmalı olarak anlatılır. Bundaki amaç, özelleştirme sürerken, Pazar kaynaklarının ne olacağı belli olmayan mevcut durumda biraz olsun pazardakilere durumu anlamalarını sağlayacak verileri iletebilmek, böylelikle şartların iyileştirilmesine katkıdır. 2009-2020 arasının elektrik ihtiyacı durumuyla ilgili 2 senaryo vardır.

Senaryo A: Halihazırda belirli olan enerji kaynakları geliştirilmesi, tüketilmiş olacaktır.

Senaryo B: Belirsiz olsa da gerçekleşme ihtimali yüksek olan enerji kaynakları geliştirilmesi düşünülmelidir.

Kaynak: Yurtdışı Elektrik 2009.4

(3) Bundan sonraki Enerji Kaynakları Geliştirme Planı, Ulusal Önlemler (Nükleer enerji, Geri Dönüştürülen Enerji vs.)

Enerji Politikası ile ilgili olarak 2.1.1'de anlatmıştık. Amaçların gerçekleşmesiyle birlikte, EMRA görüntüleme rolüne geçecektir. Yani, geri dönüştürülen enerji kullanılan yeni santrallerin belge başvurularının doğal gaz santral başvurularından fazla olmasını teşvik etmek gerekecektir.

Pazara girmeyi düşünen özel sermayeli girişimcilerin tarafından bakılınca, elektrik alım-satım fiyatları girip girmemelerinde belirleyici olacaktır.

Çevreci olarak bakılınca, Türkiye Ağustos 2009'dan sonra Kyoto Protokolüne dahil ülkelerden biridir. Türkiye'de kişi başına düşen karbondioksit atığı 2003 yılında yıllık 3.3 ton civarı olup, OECD ortalaması olan 11 tonun çok altındadır, EU-15'in 9.0 ton, Dünya ortalamasının 4.0 ton olduğu düşünüldüğünde oldukça düşüktür. 2004 yılında CO₂, Türkiye'nin sera gazının 81.6%'sını oluşturup, sonrasında metan gazı (CH₄, 15.6%), nitrojendioksit (N₂O, 1.9%) diye gider. Ormanlardan çıkan ve emilen oranın harici tutulduğu sera gazı atığı 1990'dan 2006'ya kadar 95.1% artmıştır. 2006 yılında enerji sektörü, Türkiye'nin sera gazının en büyük taşıyıcısı (35.2 %)olmuş, bu miktar 258,206.6 Gg CO₂eq olmuştur. Sonra, inşaat sektörü (29.9 %), taşıma sektörü (17.2 %), evler-ticari sektör (17.2 %), diğerleri (17.0 %) diye gider.

Türk hükümeti BM ile işbirliği yaparak 2007 Ocak ayında "1. İklim Değişiklikleri ile ilgili Türkiye Raporu (First National Communication of Turkey on Climate change)" gerçekleştirmiştir. Bu raporda, 2009'da değiştirilen "Türkiye İlk ulusal komisyonunun raporunun yeniden değerlendirilmesi" olarak güncellenmiştir. Bu raporlarda Türk hükümeti enerji politikasıyla ilgili şu noktaları öne çıkarıyor: 1) Enerji'nin stabil arzı (enerji kaynaklarının artması, ulusal yakıtların kullanımını sağlamak), 2) Isı enerjisinin teşviki, 3) Geri dönüştürülen enerjinin kullanımının teşviki, 4) Enerjinin kalitesini yükseltilmesi. Bu raporda enerjinin stabil arzıyla ilgili politika da yer almaktadır. Mevcut hükümette ulusal kaynaklardan olan linyit kullanımı teşvik edilse de , aynı kaynağın teşviki sera gazının artmasına da sebep olacaktır. Bununla birlikte önlem olarak yeni arıtma tesislerinin eklenmesi düşünülmektedir.

Bu raporda 2020'de Türkiye genelinde sera gazı atığında iki senaryo aşağıda verilir. "Önlemliler" ve "Önlemliler" senaryolar verilmiştir. Esas olarak 2005'deki toplam atık miktarı 246,122 GgCO₂eq karşın, "Önlemliler" senaryo durumunda, 539,025 GgCO₂eq (yaklaşık 120% artış), "Önlemliler" senaryoda ise, 615,667 GgCO₂ eq. (yaklaşık 150 % artış) olarak değerler çıkar. Bunun içinde elektrik sektöründen atık genelinin 40 % kadarını oluşturuyor.

Box 3.3 Vianden Pompajlı Hidrolik Santralin Genişletilmesi

Su andaki 1100000kW çıkış gücü ile 1964'de tamamlandığında Avrupa'nın en büyük PSPP'si olmuştur. 1-10adet ünitenin 18'den sonra 7 saatlik, 6'dan sonra 4 saatlik enerji üretimi yapmasıyla Avrupa'nın temel ihtiyacını karşılayabilir. Genişletmeden sonra üretim saatleri 4.4 ve 6.3 olacaktır.

Bu sefer 11.ünitenin eklenmesiyle 1300000KW kapasiteye çıkarılacaktır. Kaynak bütçe için 1,5billion Avro, RWE Power şirketi (Almanya) ve OUR Elektrik şirketince karşılanacak ve proje 4 yılda bitecektir.

Avrupa'da Pompajlı santralin geçmişi 80 yılı bulmaktadır, orta yüklemeye santrallerinde kullanmak zordur bu büyütmeye yöntemini. Ancak ek bir güç olması nedeniyle doruk güç saatlerinde oldukça işlevi önemlidir. Lüksemburg ve Almanya'da rüzgar enerjisini geliştirme projesi aktif olduğundan, bundan sonra rüzgar enerjisini öne çıkaracaklardır.

Vianden PSPP, frekans kontrolü ve gerilim düzenleyici ile donatılacağı için hız olarak da iyi bir yere gelecektir. Böylece Avrupa'nın önemli bir ihtiyaç karşılayıcısı olacaktır.

Kaynak : "2009.5Enerji Abroad"

3.2.2 Lisans Verilme Durumu

EMRA, lisans verilme durumunu aşağıdaki internet adresinden duyurmaktadır.

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

Ayrıca, bu duyurudaki bilgiler, Tablo3.4'de verilen lisans verilme durumu ile ayrılmıştır. (Özellikle rüzgar enerjisinde miktar epey farklıdır.)

(I) Isı enerjisi

2010 Ocak ayında, EMRA 68 kadar ısı enerjisi lisansı vermiştir. Bu lisansların verilme durumu derlendiğinde şöyle olur.

Tablo 3.5 Lisans Verilme Durumu (Isı Enerjisi)

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

Bunun içinde, ünite miktarı 50MW üzerindeki ilerleme oranı 10%'u aşmış 12 yer aşağıda verilir.

Tablo 3.6 İlerleme Oranı 10%'u Aşmış Büyük Yerler (Isı)

Ad	Yakıt	Arz Miktarı (MW)	İlerleme (%)
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
Aliğa 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
Borasco 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) Hidro

2010 Ocak, EMRA 477 lisans vermiştir. Lisansların durumu aşağıda verilmektedir. Lisans alan yer oldukça fazladır da, genelde 40% üzerindeki yerde çıkış gücü 10MW altındaki yerlerdir.

Tablo 3.7 Lisansların Durumu (Hidro)

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

Bunun içinde, ünite miktarı 50MW üzerindeki ilerleme oranı 10%'u aşmış 24 yer aşağıda verilir.

Tablo 3.8 İlerleme Oranı 10%'u Aşmış Büyük Yerler (Hidro)

Adı	Arz Miktarı (MW)	İlerleme (%)
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
Hacımnoğlu HES	144.4	40.3
Yedigöze HES	317.0	38.8
Sarıgüzel 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
Feki II HES	71.0	20.5
Güllübağ HES	99.0	18.3
Menge Barajı ve HES	86.8	15.6
Akinci HES	102.3	12.5
Pembelik HES	122.4	12.2
Daran HES	54.6	10.5
Toros HES	51.2	10.4

(3) Diğer geri dönüşebilen enerji (Rüzgar vs.)

2010 Ocak ayında EMRA, 90 kadar hidro dışında kalan geri dönüşebilen enerji lisansı vermiştir. Bu lisansların verilme durumu derlendiğinde şöyle olur.

Tablo 3.9 Lisans Verilme Durumu (Geri dönüşen enerji)

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