



GÜNEY EGE BÖLGESİ ENERJİ SEKTÖRÜ RAPORU



T.C. Güney Ege Kalkınma Ajansı
Development Agency

2009

GEKA

İÇİNDEKİLER

TABLO LİSTESİ	4
ŞEKİL LİSTESİ	5
GİRİŞ	7
1. DÜNYA'DA ENERJİ	8
1.1 YAKIT TÜRLERİNE GÖRE DÜNYADA ENERJİ	10
2. TÜRKİYE' DE ENERJİ	12
2.1 FOSİL ENERJİ KAYNAKLARI	14
2.1.1 KÖMÜR	14
2.1.2 PETROL	16
2.1.3 DOĞALGAZ	17
2.2 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI	19
2.2.1 RÜZGAR ENERJİSİ	19
2.2.2 GÜNEŞ ENERJİSİ	38
2.2.3 BİYENERJİ VE BİYOKAYITLAR	54
2.2.4 JEOTERMAL ENERJİ	58
2.2.5 HİDROELEKTRİK ENERJİ	64
2.3 ELEKTRİK ENERJİSİ	68
2.3.1 ELEKTRİK SİSTEMİNİN GELİŞİMİ	68
2.3.2 İLETİM VE DAĞITIM SİSTEMİ	73
2.3.3 FİYATLAR VE TARİFELER	74
2.4 ENERJİ VE ÇEVRE İLİŞKİSİ	76
2.4.1 İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ	76
2.4.2 İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ VE ENERJİ SEKTÖRÜ	77
2.4.3 KYOTO SONRASI	78
2.4.4 2012 SONRASI DÖNEM	81
2.5 ENERJİ VERİMLİLİĞİ	81
2.5.1 ENERJİ VERİMLİLİĞİ NEDİR?	81
2.5.2 ÜRETİMDE VERİMLİLİK	82
2.5.3 İLETİM VE DAĞITIMDA VERİMLİLİK	84
2.5.4 KULLANIMDA VERİMLİLİK	86
3. GÜNEY EGE'DE ENERJİ	92

3.1 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI	92
3.1.1 HİDROELEKTRİK ENERJİSİ	92
3.1.2 JEOTERMAL ENERJİ	93
3.1.3 GÜNEŞ ENERJİSİ	95
3.1.4 RÜZGAR ENERJİSİ	100
3.2 FOSİL ENERJİ KAYNAKLARI	103
3.3 ELEKTRİK ENERJİSİ	104
KAYNAKÇA	106

TABLO LİSTESİ

Tablo 1. Dünya sıvı yakıt üretimi (Milyon varil/gün)	11
Tablo 2. Türkiye enerji talebinin kaynaklara göre dağılımı	14
Tablo 3. Türkiye’de rüzgar enerjisi potansiyeli (kara ve deniz)	25
Tablo 4. Türkiye’de işletmedeki rüzgar santralleri	25
Tablo 5. Yapımı süren rüzgar santralleri	27
Tablo 6. Dünya’da uygulanan teşvik mekanizmaları	30
Tablo 7. Avrupa ve Türkiye’de mevcut uygulamalar	31
Tablo 8. Enerji üretim maliyetleri	33
Tablo 9. Ek maliyetlerin türbin yatırım giderlerine etkisi	35
Tablo 10. Türkiye toplam güneş enerjisi potansiyelinin aylara göre dağılımı	41
Tablo 11. Güneş enerjisi potansiyeli ve güneşlenme süresi değerlerinin bölgelere göre dağılımı	42
Tablo 12. Bölge ve trafo merkezi bazında güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesisi bağlanabilir kapasiteleri	43
Tablo 13. Türkiye’de biyoenerji için uygulanan teşvikler	58
Tablo 14. Türkiye’deki jeotermal uygulamaların karşılaştırılması ve 2013 hedefleri	60
Tablo 15. Elektrik enerjisi talep gelişimi	69
Tablo 16. Yıllık minimum yükün puant yüke oranı	70
Tablo 17. Kurulu gücün birincil kaynaklara göre gelişimi (MW)	71
Tablo 18. Üretimin birincil kaynaklara göre gelişimi (GWh)	72
Tablo 19. TEDAŞ’a bağlı dağıtım şirketleri	74
Tablo 20. İklim değişikliği eylem planı-enerji sektörü amaç ve hedefler	80

Tablo 21. MWh başına elektrik santrali yatırım tutarı	84
Tablo 22. Bölgedeki hidroelektrik santralleri	93
Tablo 23. EPDK tarafından lisans verilmiş projelerin ilerleme durumu	93
Tablo 24. TR32 Bölgesinde üretim lisansına sahip JES’ler	94
Tablo 25. Güney Ege Bölgesi güneşlenme verileri	95
Tablo 26. İller bazında güneşlenme süreleri	96
Tablo 27. İller bazında global radyasyon değerleri	97
Tablo 28. Aydın, Denizli ve Muğla illeri için EPDK tarafından üretim lisansı verilen tüzel kişiler	101
Tablo 29. Lisans sahibi inşa halindeki projelerin ilerleme durumu	102
Tablo 30. Bölge illerine kurulabilecek rüzgâr enerji santrali güç kapasiteleri	102
Tablo 31. Üretim lisansına sahip termik santraller	103
Tablo 32. Lisans sahibi inşa halindeki projelerin ilerleme durumu	104

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1. Dünya enerji tüketimi (2008-2035)	8
Şekil 2. Dünyada yakıt türlerine göre enerji tüketimi	9
Şekil 3. Dünya doğalgaz tüketimi (2008-2035)	10
Şekil 4. Dünya kömür tüketimi	12
Şekil 5. Türkiye nihai enerji tüketimi	13
Şekil 6. Türkiye birincil enerji arzı	13
Şekil 7. Dünya’da rüzgar enerjisi kapasite gelişimi	20
Şekil 8. Dünya’da yeni kurulan rüzgar türbini kapasitesi	21
Şekil 9. Kapasite artış oranı (%) bakımından ilk 10 ülke	21
Şekil 10. Kapasite Artış Oranı (%) Bakımından İlk 10 Ülke (2009-2010)	22
Şekil 11. Türkiye geneli 50 m yükseklikteki ortalama yıllık rüzgar hızları dağılımı	23
Şekil 12. Türkiye geneli 50m yükseklikteki ortalama kapasite faktörü dağılımı	24
Şekil 13. Rüzgar enerjisi santral lisansları	28
Şekil 14. Dünya geneli toplam pv kapasitesi gelişimi	39
Şekil 15. Sektörde lider ülkelerin pv kurulu kapasiteleri	40
Şekil 16. Türkiye’nin yıllık toplam güneş radyasyonu haritası	42
Şekil 17. Lisans başvuruları kapsamında belirlenecek olan santral sahası alanı	48

Şekil 18. Güneş enerjisi yatırım maliyeti	53
Şekil 19. Dünya’da biyoyakıt üretimi	55
Şekil 20. Jeotermal sistem modeli	59
Şekil 21. Lindal diagramı	60
Şekil 22. Türkiye’de jeotermal enerjinin mevcut durumu ve geleceği	61
Şekil 23. Su çevrimi	64
Şekil 24. Türkiye hidroelektrik potansiyeli	66
Şekil 25. Enerji talep gelişimi	69
Şekil 26. Puant güç talebi gelişimi	69
Şekil 27. Yıllık minimum yükün puant yüke oranı	71
Şekil 28. Kurulu gücün birincil kaynaklara göre gelişimi	71
Şekil 29. Üretimin Birincil Kaynaklara Göre Gelişimi	72
Şekil 30. 2012 yılı ocak-mart elektrik tarifeleri (1)	75
Şekil 31. 2012 yılı ocak-mart elektrik tarifeleri (2)	75
Şekil 32. Kaynağa göre küresel ve kıtasal sıcaklık değişimleri	76
Şekil 33. Türkiye’de sektör bazında sera gazı emisyon değerleri	77
Şekil 34. Dünya sektör bazında sera gazı emisyon değerleri	77
Şekil 35. Türkiye birincil enerji kaynakları	82
Şekil 36. Yıl bazında kayıp-kaçak oranları	85
Şekil 37. İllere göre kayıp-kaçak elektrik oranları	85
Şekil 38. Enerji yoğunluğu değerleri (2008)	87
Şekil 39. Elektrik tüketiminin dağılımı	88
Şekil 40. Sanayi sektöründe elektrik tüketim değerleri (2009)	90
Şekil 41. Sanayide üretim maliyeti içinde enerji maliyeti oranı	90
Şekil 42. Jeotermal kaynakların muhtemel kullanım alanları	94
Şekil 43. İller bazında güneşlenme süreleri	96
Şekil 44. İller bazında global radyasyon değerleri	97
Şekil 45. Muğla ili güneş enerjisi potansiyeli atlası ve santral kurulamaz alanlar	98
Şekil 46. Denizli ili güneş enerjisi potansiyeli atlası ve santral kurulamaz alanlar	98
Şekil 47. Aydın ili güneş enerjisi potansiyeli atlası ve santral kurulamaz alanlar	98
Şekil 48. Muğla Üniversitesi uygulaması	100
Şekil 49. Rüzgar enerjisi santrali kurulabilirlik durumu	103
Şekil 50. Bölge toplam elektrik tüketiminin yıllara göre değişimi	105
Şekil 51. İllerin toplam elektrik tüketimi	105

GİRİŞ

Küreselleşme, hızla artan nüfus, kentleşme ve sanayileşme ile birlikte enerjiye olan talep gün geçtikçe artmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) projeksiyonlarına göre enerji politikaları ve enerji arzına yönelik tercihlerin mevcut durumlarını korumaları halinde dünyada birincil enerji talebinin 2007-2030 yılları arasında %40 oranında artış olacağı gösterilmektedir. Bu referans senaryo dâhilinde yıllık ortalama %1,5 oranında birincil enerji talebi artışı, 2007 yılında 12 milyar ton petrol eşdeğeri (TEP) düzeyinden 2030 yılında 16,8 TEP düzeyine ulaşacaktır. Bu talep artışının %93’lük bölümünün ise OECD üyesi olmayan ülkelerden kaynaklanacağı belirtilmektedir. 2007-2030 yılları arasındaki enerji kullanımı artışının dörtte üçünden fazlasının ise yine fosil kaynaklar tarafından sağlanacağı öngörülmektedir.

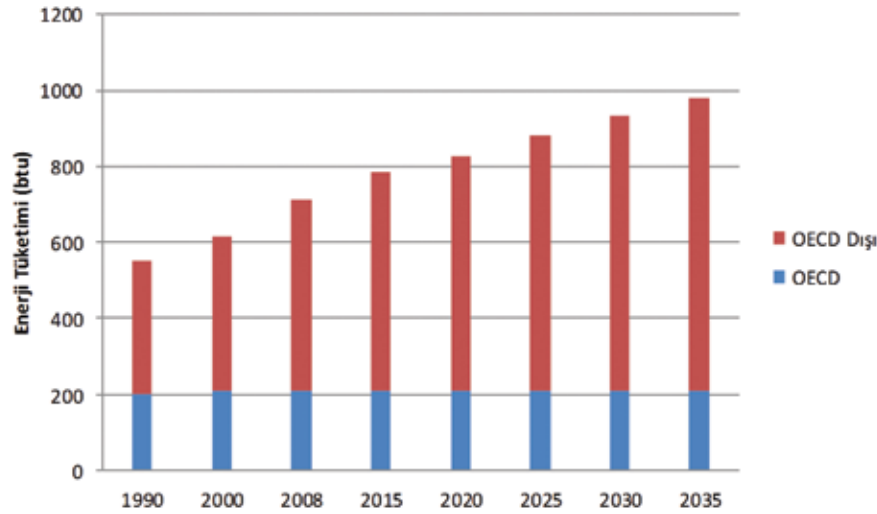
Türkiye de ise özelleştirmeler, lisans ihaleleri ve ortaklıklarla birlikte enerji sektörü oldukça hızlı biçimde büyümektedir. Ülkede enerji tüketimi batı ülkelerine kıyasla düşük olmasına rağmen artan nüfus ve kentleşmeyle birlikte birincil enerji tüketim oranlarının referans senaryoya göre 2020 yılına kadar ortalama %4 artacağı öngörülmektedir. 2008 yılında ülkemizin toplam birincil enerji tüketimi 106,3 milyon TEP, üretimi ise 29,2 milyon TEP olarak gerçekleşmiştir. Bu noktada enerji tüketiminin üretimi aşmasından ötürü Türkiye önemli bir enerji ithalatçısı konumundadır.

Bu çerçevede ekonomik yapısının temeli tarım, sanayi ve turizm sektörlerine dayanan Güney Ege Bölgesi özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının zenginliği dikkat çekmektedir. Hızlı gelişen ekonomik yapısıyla bölgede gelecek dönemler de enerji tüketiminde artış olması beklenmektedir.

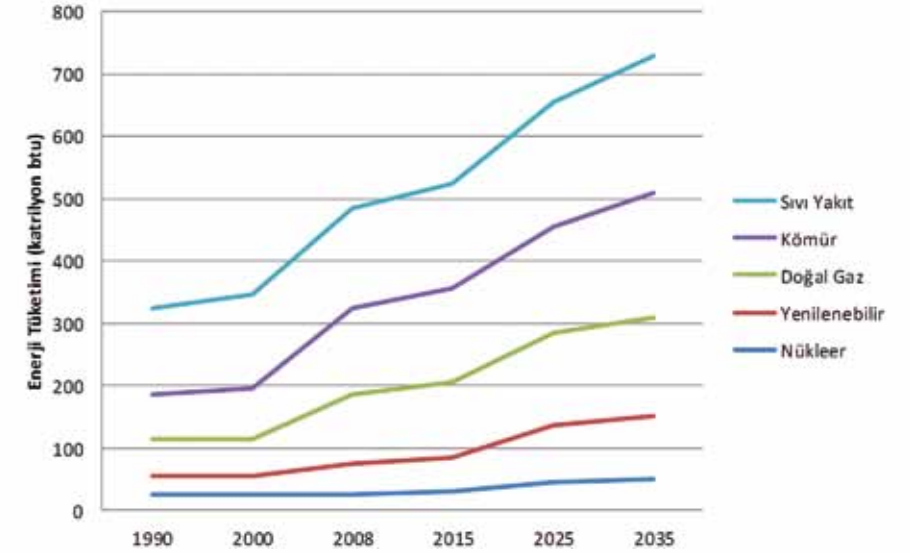
Hazırlanan bu çalışmada sektöre makro ölçekten mikroya doğru bakış atılmış, enerji türleri ve uygulamalarına değinilmiş, bölgedeki potansiyel ve yansımalar incelenmiştir.

1.DÜNYA'DA ENERJİ

Enerji yaşamımızda hayati bir kavram olarak yer almakta ve enerjiye olan ihtiyaç da gün geçtikçe artmaktadır. Amerikan Enerji Bilgi İdaresi tarafından 2011 yılında yapılan bir çalışmaya göre 2008 ve 2038 yılları arasında enerji tüketiminin %35 artacağı, dünyanın toplam enerji kullanımının ise 2008 yılında 505 katrilyon btu iken 2020 de 619 katrilyon btu, 2035 yılında ise 770 katrilyon btuya ulaşması beklenmektedir. Enerji tüketiminde büyüme çoğunlukla OECD ülkeleri dışında gerçekleşmektedir. 1990 ve 2035 yıllarını kapsayan bir çalışmaya göre OECD ülkelerinde enerji tüketiminin %18 artması beklenirken OECD ülkeleri dışında bu oran %85 olarak öngörülmektedir (Şekil.1 ve Şekil.2)[1].



Şekil 1. Dünya enerji tüketimi (2008-2035) [1]



Şekil 2. Dünyada yakıt türlerine göre enerji tüketimi [1]

Dünya ekonomisi yaşanan krizlerden kurtulmaya çalışsa da piyasalarda hala bir belirsizlik söz konusudur. Gelişmiş ekonomilerde krizler, eski zamanlardakine kıyasla daha uzun bir seyir izlemektedir. İşsizlik oranları hala yüksek seviyelerdedir ve gelir artışları çok küçük düzeylerde olmaktadır. Bu nedenlerle dünya piyasalarındaki belirsizlik enerji fiyatlarına da yansımaktadır. Artan petrol talebi ve yetersiz gelen arz nedeniyle 2010-2011 yıllarında petrol fiyatları artmıştır. Petrol fiyatları Kasım 2010'da varil başına \$82 iken Nisan 2011'de \$112'a yükselmiştir. Hızlı yükselen petrol fiyatları, bölgesel olarak yaşanabilecek tedarik kısıntıları gelecekte de fiyatlarda artışlar yaşanacağını habercisidir. 2011 de Amerika Birleşik Devletleri'nde ham petrol varil başına yaklaşık \$100 dolar iken 2020 de bu fiyatın varil başına \$108, 2035 yılında ise varil başına \$125 olması beklenmektedir.

2011 yılının Mart ayında Japonya'da yaşanan tsunami ve deprem felaketleri ve ardından yaşanan Fukushima nükleer tesislerindeki sızıntı gelecek için farklı sonuçlar doğurmuştur. Nükleer enerji daha fazla sorgulanmaya başlanmış ve nükleer enerji kullanan ülkeler gelecek hesaplarını gözden geçirmeye başlamışlardır.

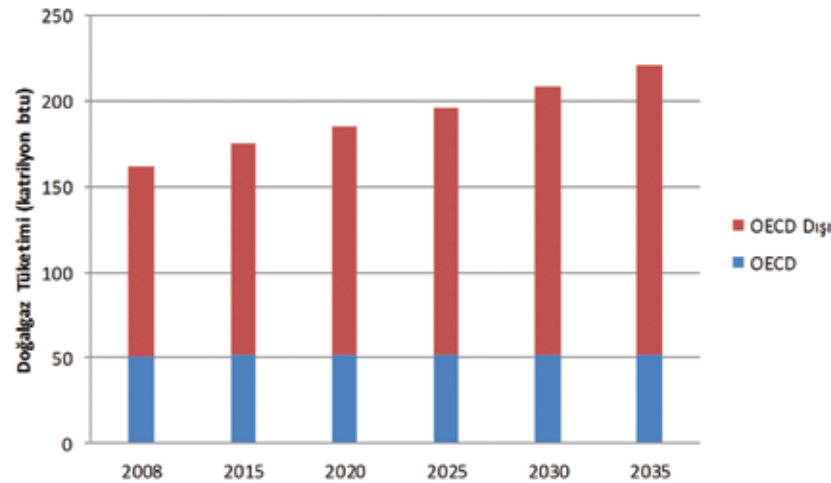
1.1 YAKIT TÜRLERİNE GÖRE DÜNYADA ENERJİ

Sıvı Yakıtlar

Sıvı yakıtlar genel olarak taşıma ve endüstride yoğun olarak kullanılmaktadır. Petrol ve türevlerinden oluşan sıvı yakıt tüketimi 2008 de günde 85,7 milyon varilken bu miktarın 2035 yılına kadar 112,2 milyon varil düzeyine kadar çıkabileceği öngörülmektedir. Artan yakıt fiyatlarına rağmen 2035 yılına kadar sıvı yakıt kullanımının %46 artacağı tahmin edilmektedir. Gelecekte yaşanacak bu ihtiyacın karşılanabilmesi için 2035 yılına kadar üretimde 26,6 milyon varillik bir üretim artışı gerekmektedir (Tablo.1) [1].

Doğal Gaz

Doğal gaz dünyada birçok sektörde kullanılan önemli bir enerji kaynağıdır karbon yoğunluğunun kömür ve petrole göre azlığı doğal gazın kullanımında avantaj sağlamaktadır. Ayrıca enerji sektöründe doğal gaz düşük maliyetli olması ve verimliliği nedeniyle tercih edilmektedir. Amerikan Enerji Bilgi İdaresinin 2011 yılı raporuna göre 2008 ve 2035 yılları arasında dünyanın doğal gaz tüketiminin 58 trilyon m3 artacağı öngörülmüştür (Şekil.3). Global ekonomik kriz, 2009 yılında 2 trilyon m3 doğal gaz kullanımında düşüşe neden olmuştur. 2009-2010 yılları arasındaysa gelişen ekonomilerde ortaya çıkan taleple birlikte talep edilen doğal gaz artmıştır ve bu nedenle doğal gazda fiyat artışı söz konusu olmuştur. 2009 yılında varili \$69 iken 2010 yılında bu rakam \$79 a ulaşmıştır ve bu rakamın bu koşullar altında 2035 senesine kadar \$125 seviyesine ulaşması beklenmektedir [1].



Şekil 3. Dünya doğalgaz tüketimi (2008-2035) [1]

Tablo 1. Dünya sıvı yakıt üretimi (Milyon varil/gün)

Kaynak	2008	2015	2020	2025	2030	2035	Ort. Büyüme (%) (2008-2035)
OPEC							
Konvansiyonel Yakıtlar	35	37.6	39.5	41.7	43.4	45.2	1
Ekstra Ağır Ham Petrol	0.6	0.8	1.1	1.2	1.3	1.4	3
Gazdan Sıvıya	0	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	16
OPEC Toplam	0	38.6	40.8	43.1	45	46.9	1
OPEC Dışı							
Konvansiyonel Yakıtlar	46.8	49.6	50.3	51.9	53.1	53.9	0.5
Ekstra Ağır Ham Petrol	0	0	0	0.1	0.1	0.1	8.5
Petrol Kum	1.5	2.3	2.9	3.5	4.1	4.8	4.4
Kömürden Sıvıya	0.2	0.3	0.5	0.8	1.3	1.7	9
Gazdan Sıvıya	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.3
Petrol Yağı	0	0	0	0	0.1	0.1	12.1
Biyoyakıtlar	1.5	2.4	3	3.8	4.4	4.7	4.3
OPEC Dışı Toplam	50	54.7	56.8	60.1	63	65.3	1
Dünya							
Konvansiyonel Yakıtlar	81.7		89.8	93.6	96.5	99.1	0.7
Ekstra Ağır Ham Petrol	0.7		1.1	1.2	1.4	1.5	3.1
Petrol Kum	1.5		2.9	3.5	4.1	4.8	4.4
Kömürden Sıvıya	0.2		0.5	0.8	1.3	1.7	9
Gazdan Sıvıya	0.1		0.3	0.3	0.3	0.3	7.4
Petrol Yağı	0		0	0	0.1	0.1	12.1
Biyoyakıtlar	1.5		3	3.8	4.4	4.7	4.3
Dünya Toplam	85.7		97.6	103.2	108	112.2	1

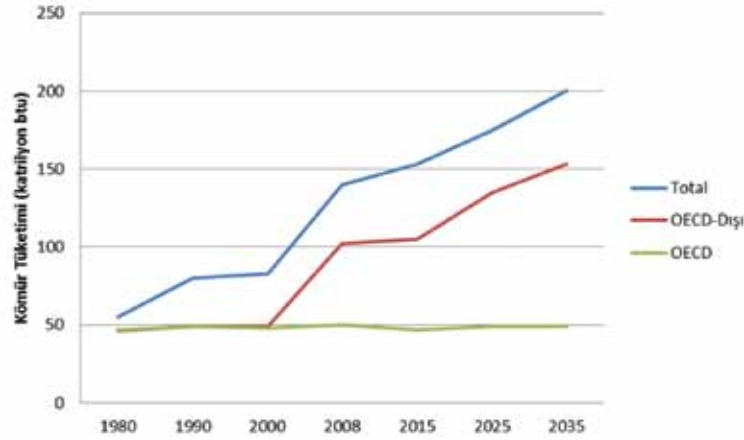
Kömür

Amerikan Enerji Bilgi İdaresi'nin 2011 yılı raporuna göre 2008 ve 2035 yılları arasında kömür tüketiminin %50 artacağı öngörülmüştür. 2008 yılında kömür, dünya enerji tüketiminin %28'inde kullanılmıştır. 2008 yılında üretilen kömürün %60'ı elektrik üretiminde, %36'sı ise sanayide, geri kalan miktarda konut ve ticari alanlarda kullanılmıştır. 2011 yılından itibaren kömürün enerji üretimindeki payının azalacağı öngörülmektedir.

Elektrik sektöründe yenilenebilir enerji kullanımının artması, kömürün toplam enerji üretimindeki payını



azaltmaktadır. Dünya kömür tüketiminde Çin ve Hindistan başı çekmektedir. 2008 de ABD’de kömür kullanımı 22,4 katrilyon btu’ ya ulaşmıştır. ABD’nin kömüre olan talebinin 2035 yılına kadar 24,3 katrilyona çıkması beklenmektedir ancak ABD’ de kömürün elektrik üretimindeki payının 2035 yılına kadar %5 azalması beklenmektedir (Şekil.4)[1].



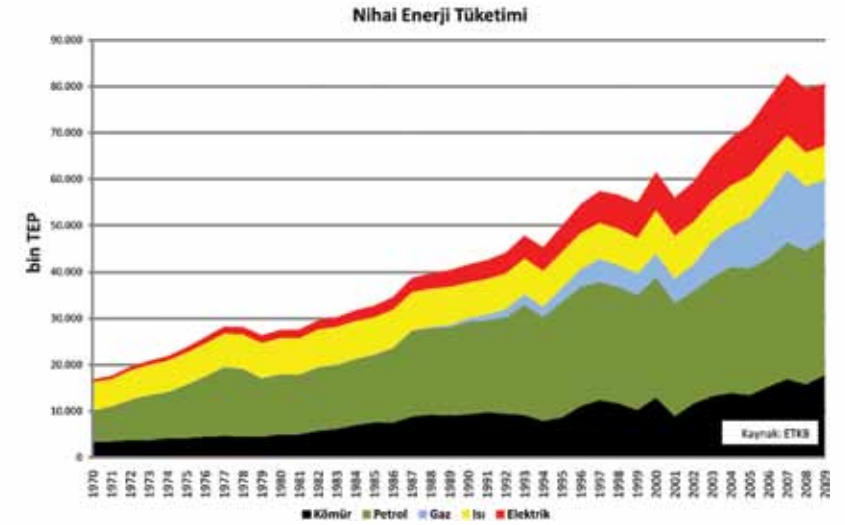
Şekil 4. Dünya kömür tüketimi [1]

2. TÜRKİYE’ DE ENERJİ

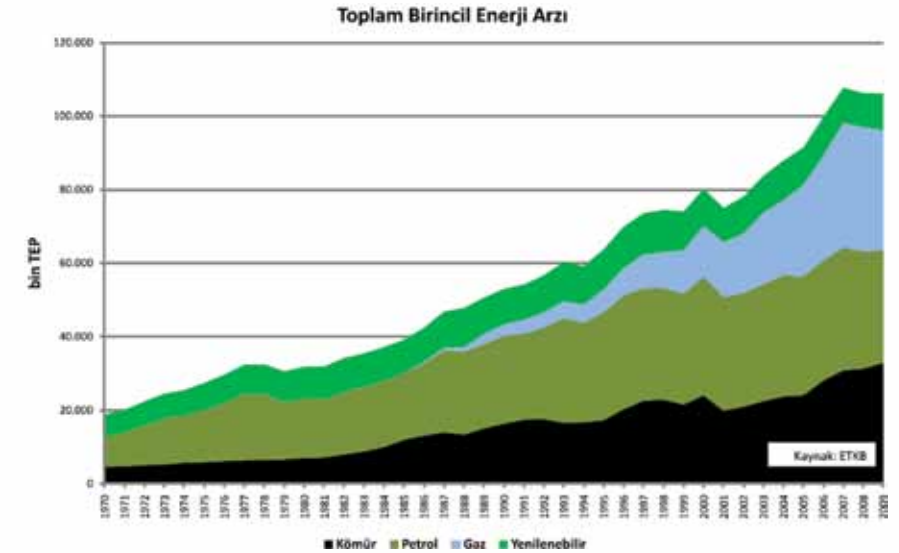
Türkiye büyüyen ekonomisine paralel olarak son yıllarda enerji piyasasının da gelişmesiyle ön plana çıkmıştır. Türkiye son yıllarda enerji alanın yerli ve yabancı yatırımcıların ilgisini çekmektedir. Türkiye’nin enerji tüketimi ise yıllar içinde büyük artış göstermiştir. 2009 yılında 80,5 milyon ton eşdeğeri petrol (MTEP) enerji tüketimi gerçekleşmiştir. 2009 yılında 194kWh elektrik 35,1 milyar metreküp doğal gaz 16,4 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Kişi başına elektrik tüketimi ise OECD ve Avrupa ortalamalarının altında seyretmektedir ancak büyüyen ekonomi ve açığa çıkacak enerji ihtiyacı ile bu ortalamaların artması beklenmektedir.

Enerji yoğunluğu açısından Türkiye 1000 dolarlık GSYİH üretebilmek için gerekli olan enerji miktarı 0.11 TEP olarak gerçekleşmiştir ve bu veri Avrupa ortalamasının %12 altındadır ancak artan nüfus ve büyüyen ekonomisiyle Türkiye’de enerji yoğunluğu istikrar göstermektedir.

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), orta ve uzun vadede enerjiye olan talebin en hızlı artış kaydetmesi beklenen ülke olarak Türkiye’yi işaret etmiştir. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı’nın yaptığı çalışmada toplam birincil enerji talebinin 2020 yılı itibari ile 222 MTEP seviyesine gelmesi beklenmektedir. Elektriğe olan talebin 406-499 milyar kWh, doğalgaza olan talebin 59 milyar metreküp ve petrol talebinin 59 milyon ton seviyesine çıkması beklenmektedir (Şekil.5, 6, 8) [3, 4].



Şekil 5. Türkiye nihai enerji tüketimi [3,4]



Şekil 6. Türkiye birincil enerji arzı [3,4]

Türkiye’de enerji talebinin kaynaklara göre dağılımı incelendiğindeyse 2004 yılı verilerine göre en yüksek talebi %37’lik pay ile petrol alırken onu sırasıyla %27’lik pay ile kömür ve %23’lük pay ile doğalgaz takip etmektedir. Hidrolik kaynaklar ve diğer yenilenebilir kaynakların payı toplamı ise %13 olarak tespit edilmiştir. 2020 yılına gelindiğindeyse kömürün enerji talebinde ilk sırada yer alması öngörülmekte, bahsi geçen kaynaklara ek olarak nükleer enerjinin de enerji talebini karşılamada %4’lük bir paya sahip olacağı düşünülmektedir.

Tablo 2. Türkiye enerji talebinin kaynaklara göre dağılımı

Kaynak Türü	2004		2020	
	Miktar (Mtep)	Pay (%)	Miktar (Mtep)	Pay (%)
Kömür	23,6	27	80,3	36
Petrol	32,9	37	60,9	28
Doğalgaz	20,3	23	51,5	23
Hidrolik	4,0	5	9,4	4
Nükleer	-	-	8,2	4
Diğer Yenilenebilir (rüzgar dâhil)	6,8	8	11,9	5
Toplam	87,6	100	222,2	100

2.1 FOSİL ENERJİ KAYNAKLARI

2.1.1 KÖMÜR

Kömür yanabilen sedimanter organik bir kayadır. Kömür karbon, hidrojen ve oksijen gibi elementlerin bileşiminden oluşmuş olup, diğer kaya tabakalarının arasında milyonlarca yıl kalarak ısı, basınç ve mikrobiyolojik etkilerin sonucunda meydana gelir.

Dünya genelinde kömür rezervlerinin 297 trilyon tonu (%32) Asya Pasifik ülkelerinde, 254 trilyon tonu (%28) Kuzey Amerika ülkelerinde, 222 trilyon tonu (%24) Rusya ve BDT ülkelerinde bulunmaktadır. Linyit, ısı değeri düşük, barındırdığı kül ve nem miktarı fazla olduğu için genellikle termik santrallerde yakıt olarak kullanılan



bir kömür çeşididir. Buna rağmen yer kabuğunda bolca bulunduğu için sıklıkla kullanılan bir enerji hammaddesidir. Taşkömürü ise yüksek kalorili kömürler grubundadır. Yerli kaynak potansiyelimizin 12,4 milyar tonunu linyit, 1,33 milyar tonunu taşkömürü oluşturmaktadır.

Türkiye rezerv ve üretim miktarları açısından linyitte dünya ölçeğinde orta düzeyde, taşkömüründe ise alt düzeyde değerlendirilebilir. Toplam dünya linyit rezervinin yaklaşık %1,6’sı ülkemizde bulunmaktadır. Türkiye’nin toplam linyit rezervi 12,4 milyar ton seviyesinde olup işletilebilir rezerv miktarı ise 3,9 milyar ton düzeyindedir. Bununla birlikte linyitin büyük kısmının ısı değeri düşük olduğundan termik santrallerde kullanımı ön plana çıkmıştır. Ülkemiz linyit rezervinin yaklaşık %46’sı Afşin-Elbistan havzasında bulunmaktadır. Ülkemizin en önemli taşkömürü rezervleri ise Zonguldak ve civarındadır. Zonguldak Havzası’ndaki toplam taşkömürü rezervi 1,322 milyar ton, buna karşılık görünür rezerv ise 519 milyon ton düzeyinde bulunmaktadır.

Linyit sahaları ülkemizde bütün bölgelere yayılmış olup bu sahalardaki linyit kömürünün ısı değerleri 1000-5000 kcal/kg arasında değişmektedir. Ülkemizdeki toplam linyit rezervinin yaklaşık %68’i düşük kalorili olup %23,5’i 2000-3000 kcal/kg arasında, %5,1’i 3000-4000 kcal/kg arasında, %3,4’ü 4000 kcal/kg üzerinde ısı değerindedir.

2005 yılından itibaren enerji üretiminde yerli kaynaklara önem verilmesi ve dışa bağımlılığın azaltılması hedefleri çerçevesinde sanayileşme ve nüfus artışına paralel olarak artan enerji talebinin karşılanması amacıyla; yeni kömür sahalarının bulunması ve bilinen sahaların geliştirilmesi çalışmalarına hız verilmiştir. Kömür aramalarında sondaj miktarı son beş yılda beş kat artmış, aramaların sonucunda 8,3 milyar ton olan mevcut rezerve ilave olarak; 2008 Mayıs ayı itibarı ile 4,1 milyar ton yeni linyit rezervi tespit edilmiştir.

2009 yılı Ağustos ayı sonuna kadar üretilen elektrik enerjisinin yaklaşık %29’unu ithal ve yerli kömür oluşturmuştur. Ağustos ayı sonuna kadar kömürden üretilen elektriğin %27’sini taşkömürü ve ithal kömür, %73’ü ise yerli linyit kömüründen üretilmiştir [1].

2.1.2 PETROL

Petrol, hidrojen ve karbondan oluşan ve içerisinde az miktarda nitrojen, oksijen ve kükürt bulunan karmaşık bir bileşimdir. Normal şartlarda gaz, sıvı ve katı halde bulunabilir. Gaz halindeki petrol, imal edilmiş gazdan ayırt etmek için genelde doğal gaz olarak adlandırılır.

Dünyadaki mevcut enerji kaynaklarına, ispatlanmış rezervleri ve yıllık üretim miktarları açısından bakıldığında, rezerv ömrünün; petrol için 44 yıl olacağı tahmin edilmektedir. Tüm dünyada en temel enerji kaynağı durumunda olan petrol, 2008 yılı itibarıyla global enerji ihtiyacının %34,6'sını karşılamıştır.

Petrol rezervinin 102 milyar tonu (%57) Orta Doğu Ülkelerinde, 16,7 milyar tonu (%9) Rusya ve Bağımsız Devletler Topluluğu (BDT) ülkelerinde, 16,9 milyar tonu Afrika'da (%10) bulunmaktadır.

Dünya üretilebilir petrol ve doğal gaz rezervlerinin yaklaşık %72'lik bölümü, Türkiye'nin yakın coğrafyasında yer almaktadır. Türkiye, jeopolitik konumu itibarıyla dünya ispatlanmış petrol ve doğal gaz rezervlerinin dörtte üçüne sahip bölge ülkeleriyle komşu olup enerji zengini Hazar, Orta Asya, Orta Doğu ülkeleri ile Avrupa'daki tüketici pazarları arasında doğal bir "Enerji Koridoru" olmak üzere pek çok önemli projede yer almakta ve söz konusu projelere destek vermektedir. 2030 yılına kadar %40 oranında artması beklenen dünya birincil enerji talebinin önemli bir bölümünün içinde bulunduğumuz bölgenin kaynaklarından karşılanması öngörülmektedir.



Türkiye'nin sahip olduğu en eski boru hattı Kuzey Irak'ta yer alan Kerkük petrollerini batıya ulaştıran, Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattı'dır. Hattın taşıdığı ham petrol miktarı 1999 yılında 305 milyon varile ulaşmış, yapılan sabotajlar ve Kerkük'te yaşanan sorunlar nedeniyle hattın taşıdığı ham petrol miktarı 2006 yılında 10.9 milyon varile düşmüştür. 2009 yılında bu hattan 23,3 milyon ton (165 milyon varil) ham petrol taşınmıştır. Petrol taşıyan bir diğer boru hattı 28 Mayıs 2006 tarihinde faaliyete geçen Bakü-Tiflis-Ceyhan (BTC) Ham Petrol Boru hattıdır. 22 Haziran 2008 tarihinde hattın taşıma kapasitesi günlük 1 milyon varile ulaştırılmış olup, hattan daha fazla petrol taşınmasının sağlanması amacıyla yürütülen çalışmalar neticesinde kapasite 2009 yılında günlük 1,2 milyon varile çıkartılmıştır.

2009 sonu itibarıyla Türkiye petrol rezervleri 44,3 milyon ton, 2008 yılı üretimi 2,2 milyon ton, 2008 yılı tüketimi 27,8 milyon tondur. 2009 yılı üretim miktarı ise 2,4 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Ülkemizde petrol arama faaliyetlerinin başladığı tarihten 2009 yılı sonuna kadar ham petrol üretimi ise 132,5 milyon tondur.

Ülkemizde 2008 yılı sonu itibarıyla petrol ve petrol ürünlerine dayalı termik santrallerin kurulu gücü yaklaşık 2.300 MW olup bu değer toplam kurulu gücün %5,5' ini karşılamaktadır. 2008 yılında petrole dayalı santrallerden üretilen elektrik enerjisi miktarı 7.519 GWh'dir.

2002 yılından bu yana Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO)'nın yurt içinde ve dışında petrol arama ve üretim faaliyetlerine önem ve öncelik verilmiştir. Bunun yansıması olarak 2002-2009 döneminde TPAO'nun arama ve üretim bütçesi yedi kat artmış ve 2008 yılı itibarıyla 1 milyar ABD doları seviyesine yükselmiştir [1].

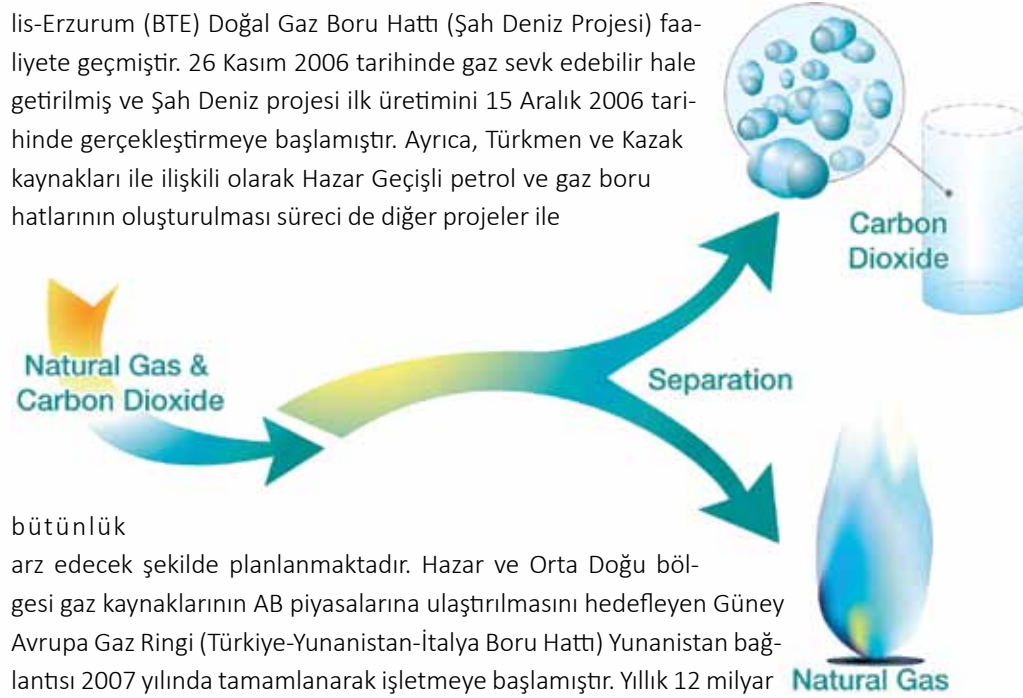
2.1.3 DOĞALGAZ

Doğal gaz; havadan hafif, renksiz ve kokusuz bir gazdır. Yer altında, petrolün yakınında bulunur. Yeryüzüne çıkarılışı petrole aynıdır sonrasında ise sonra büyük boru hatları ile taşınır.

Dünya doğal gaz rezervlerinin 76 trilyon metreküpü (%41) Orta Doğu ülkelerinde, 59 trilyon metreküpü (%33) Rusya ve BDT ülkelerinde, 31 trilyon metreküpü (%17) Afrika/Asya Pasifik ülkelerinde bulunmaktadır.

Türkiye'nin 2009 yılı sonu itibarı ile kalan üretilebilir doğalgaz rezervi 6,2 milyar m³'tür. Elektrik enerjisi üretiminde doğalgaza dayalı kurulu gücümüz 14.576 MW olup bu değer toplam kurulu gücümüzün %32,7'sini karşılamaktadır.

Doğalgaz talebinin yoğun olduğu kış aylarında kaynak ülkelerdeki veya güzergâh ülkelerindeki aksamalar, dönemsel arz-talep dengesizliklerine yol açabilmektedir. Bu kapsamda, 2007 yılında 1,6 milyar m³ kapasiteli Silivri doğal gaz depolama tesisinin devreye alınması mevsimsel arz güvenliğinin sağlanması açısından oldukça yararlı olmuştur. Eylül 2009 tarihi itibarı ile tesisin kapasitesi 2,1 milyar m³'e çıkarılmıştır. Hazar bölgesi gaz kaynaklarının ülkemize ve Avrupa pazarlarına taşınmasını amaçlayan Bakü-Tiflis-Erzurum (BTE) Doğal Gaz Boru Hattı (Şah Deniz Projesi) faaliyete geçmiştir. 26 Kasım 2006 tarihinde gaz sevk edebilir hale getirilmiş ve Şah Deniz projesi ilk üretimini 15 Aralık 2006 tarihinde gerçekleştirmeye başlamıştır. Ayrıca, Türkmen ve Kazak kaynakları ile ilişkili olarak Hazar Geçişli petrol ve gaz boru hatlarının oluşturulması süreci de diğer projeler ile



bütünlük arz edecek şekilde planlanmaktadır. Hazar ve Orta Doğu bölgesi gaz kaynaklarının AB piyasalarına ulaştırılmasını hedefleyen Güney Avrupa Gaz Ringi (Türkiye-Yunanistan-İtalya Boru Hattı) Yunanistan bağlantısı 2007 yılında tamamlanarak işletmeye başlamıştır. Yıllık 12 milyar m³ kapasite ile Yunanistan ve İtalya gaz piyasalarında önemli bir paya sahip olacak olan bu proje, Türkiye gaz sisteminin AB ile bütünleşmesinin ilk adımını oluşturmuştur.

Avrupa'ya doğal gaz açılımı çalışmaları kapsamında Türkiye'yi Bulgaristan, Romanya ve Macaristan üzerinden Avusturya'ya bağlayacak ve Hazar Bölgesi ve Ortadoğu'nun gaz kaynaklarını Orta Avrupa Doğal Gaz Dağıtım Merkezine ulaştıracak olan Nabucco Projesi ile ilgili çalışmalar devam etmektedir. AB resmi belgelerinde en öncelikli projeler arasında yer verilen Nabucco projesi ile toplam 3.400 km uzunlukta bir hattan yıllık 31 milyar m³ gazın taşınması hedeflenmektedir. Nabucco Projesi Uluslararası Anlaşması 13 Temmuz 2009 tarihinde Ankara'da imzalanmış olup 14 Temmuz 2009 tarihinde de Proje Destek Anlaşması müzakereleri başlatılmıştır. Mısır doğal gaz kaynaklarının ülkemize taşınmasına yönelik Arap Doğal Gaz Boru Hattı Projesi ile ilgili çalışmalar ise devam etmektedir [1].

2.2 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

2.2.1 RÜZGÂR ENERJİSİ

2.2.1.1 RÜZGÂR ENERJİSİ OLUŞUMU

Rüzgâr enerjisi aslında, güneş enerjisinin dolaylı bir şeklidir. Çünkü güneş enerjisinin karaları, denizleri ve atmosferi her yerde aynı ısıtamaması nedeniyle oluşan sıcaklık ve basınç farkları rüzgârı ortaya çıkarmaktadır. Geçmişte, gemilerin yelkenlerini şişirerek coğrafi keşiflerin yapılmasını sağlayan, tarımsal ürünleri öğütmek ve su pompalamak gibi amaçlarla kullanılan rüzgâr günümüzde elektrik üretimi sağlayan modern rüzgâr santrallerinin kurulmasını sağlamaktadır. Yıllar önce kullanılan yel değirmenlerinde, rüzgâr estikçe dönen pek çok kanat bulunmaktayken, bugünün rüzgâr türbinlerinde yalnızca iki veya üç kanat bulunmaktadır. Bu kanatlar, yel değirmenlerinde görüldüğünden çok daha uzun (25 m.'ye kadar) olabilmektedir. Rüzgâr enerjisinde elektrik üretiminin en önemli aracı rüzgâr türbinleridir. Bu türbinlerde bir rotor, bir güç şaftı ve rüzgârın kinetik enerjisini elektrik enerjisine çevirecek bir jeneratör kullanılır. Rüzgâr rotordan geçerken, aerodinamik bir kaldırma gücü oluşturur ve rotoru döndürür. Bu dönel hareket jeneratörü hareket ettirir ve elektrik üretir. Türbinlerde ayrıca, dönme oranını ayarlayacak ve kanatların hareketini durduracak bir rotor kontrolü bulunur. Rüzgâr şiddeti yükselikle arttığı için rüzgâr türbinleri kule tepelerine yerleştirilir. Yatay ve düşey eksen sistemleri olmak üzere iki tür rüzgâr türbini bulunmaktadır. Daha çok elektrik üretmek için türbinlerin rüzgâr hızının sabit olduğu alanlarda kurulması uygundur ve bu nedenle de dünyada pek çok yer elverişli değildir. Rüzgâr şiddeti 7 sınıfa ayrılmaktadır. Bunlardan 7. sınıftaki rüzgârlar son derece kuvvetli, 2. sınıftakiler ise esinti şeklindedir. Elektrik



üreten türbinler için ise 4. sınıftaki rüzgârların (yıllık ortalama rüzgâr şiddetinin 19,2 km/saat) uygun olduğu kabul edilmektedir.

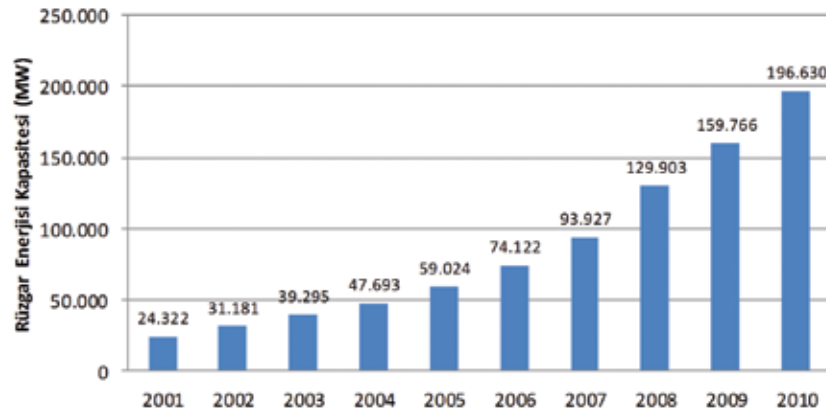
2.2.1.2 DÜNYA VE TÜRKİYE'DE RÜZGÂR ENERJİSİ

Rüzgâr enerjisi üretiminde, 1.600 MW'tan daha fazla bir kapasiteye sahip Amerika, dünyada lider durumundadır. Ancak Batı Avrupa'da bu farkı çok hızlı bir şekilde kapatmaktadır. Amerika her yıl 3 milyon kw/saat elektrik üretmektedir ki bu yaklaşık 1 milyon kişinin senelik ihtiyacına cevap vermektedir. Bu miktarın % 90'ından daha fazlası üç büyük rüzgâr çiftliğinde üretilmektedir.

Rüzgâr enerjisi kirlilik yaratmayan ve çevreye çok az zarar veren yenilenebilir bir enerji kaynağıdır. Yeryüzünde % 95 gibi bir alanda rüzgâr enerjisi elde edilebilir ve bu alanlarda aynı zamanda ziraat, ormancılık gibi faaliyetler de sürdürülebilir. Evsel kullanım için de iyi bir alternatif enerji kaynağıdır.

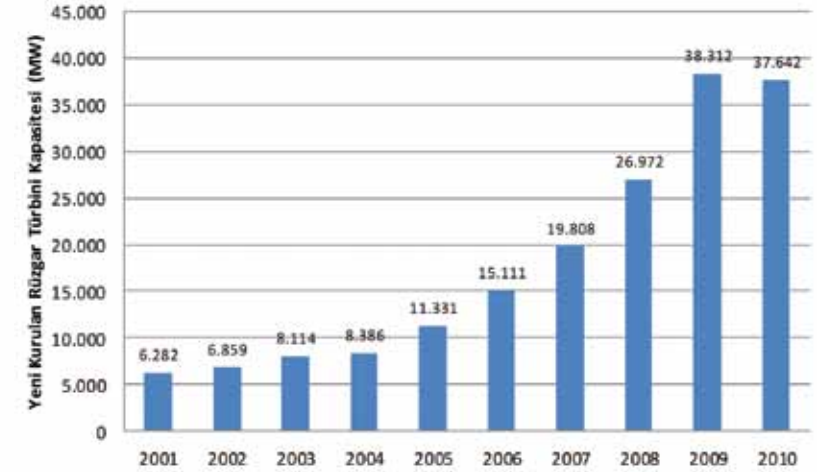
Tüm bu önemli avantajlarının yanı sıra, bazı ufak dezavantajları da olmaktadır. Türbinlerin sesli çalışmaları, yakın çevrelerinde yaşayan insanlar için rahatsız edicidir. Bu nedenle yerleşim merkezlerinden ve hassas vahşi yaşam alanlarından uzakta kurulmaları gerekmektedir [1].

2010 yılında, rüzgâr enerjisi kapasitesi küresel ölçekte 196.630 MW değerine ulaşmıştır. Ancak son yirmi yıldan bu yana ilk defa, yeni rüzgâr türbinlerinin yarattığı kapasite bir önceki yıla göre daha düşük miktarda gerçekleşmiştir. 2009 yılında 38.312 MW'lık kapasite artışı olurken, 2010 yılında bu artış 37.642 MW seviyesinde kalmıştır (Şekil.7).



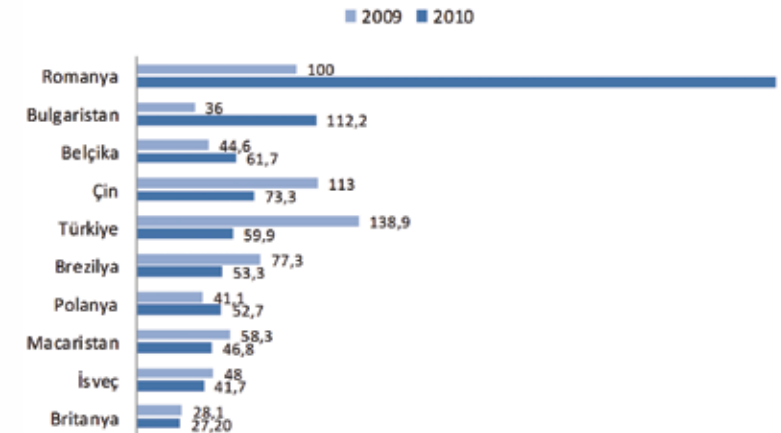
Şekil 7. Dünya'da rüzgâr enerjisi kapasite gelişimi

2010 yılında 83 ülke elektrik üretimi için rüzgâr enerjisini kullanmıştır. Ayrıca, 52 ülke rüzgâr enerji kapasitesini arttırmıştır. 2009 yılında yetmiş milyar dolara ulaşan sektör toplam cirosu, 2010 yılında elli beş milyar dolara düşmüştür. Bu düşüşün sebebi ise rüzgâr türbinlerinin fiyatlarının azalması olarak ifade edilmektedir (Şekil.8).



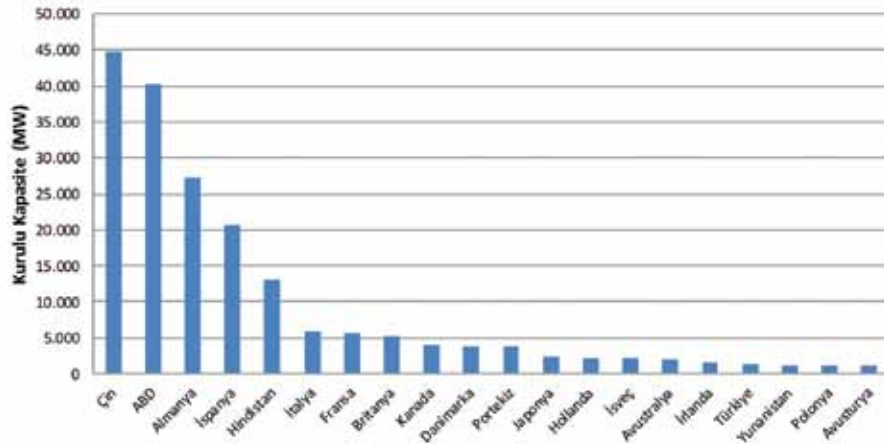
Şekil 8. Dünya'da yeni kurulan rüzgâr türbini kapasitesi

2010 yılı verilerine göre rüzgâr enerjisi kapasitesi bir önceki yıla göre en fazla artan(%4000) ülke Romanya olmuştur. Kapasite artış oranı (%112) olarak ikinci olan ülke ise Bulgaristan olmuştur. 2009 yılında ise rüzgâr enerji kapasitesini %100'den fazla arttıran dört büyük rüzgâr enerji pazarı vardır (Şekil.10). Bu ülkeler Çin, Meksika, Türkiye ve Fas'tır.



Şekil 9. Kapasite artış oranı (%) bakımından ilk 10 ülke

Çin, yeni rüzgâr türbinleri kurarak rüzgâr enerji kapasitesini 2010 yılında 18,9 GW arttırmıştır. Bu artış tek başına rüzgâr enerji pazarının yarısından fazlasını (%50,3) oluşturmaktadır. Çin, bu artış ile rüzgâr enerjisi kapasitesi bakımından ABD'nin liderliğini elinden alarak dünya lideri olmuştur. 2010 yılı itibarıyla 1.000 MW üzeri toplam kapasiteye sahip ülke sayısı yirmiyi bulmuştur. 2009 yılında ise 1.000 MW eşik değerini aşan ülke sayısı 17 ile sınırlı kalmıştır (Şekil.10).



Şekil 10. Kurulu toplam kapasite bakımından ilk 20 ülke

2010 yılı sonu itibarıyla, kurulu ve çalışır durumda olan tüm rüzgâr türbinleri dünya enerji arzının (430 TWh) yaklaşık %2,5'lik kısmını karşılamaktadır. Üretilen bu enerji ile sanayileşmiş ve dünyanın altıncı büyük ekonomisi olan İngiltere'nin ihtiyacı olan elektrikten daha fazlasının arzı gerçekleştirilmektedir. Ayrıca, rüzgâr enerji sektöründe küresel ölçekte yaklaşık 670.000 kişi çalışmaktadır. 2005 yılından itibaren beş sene içerisinde çalışan sayısında (235.000) neredeyse üç kat artış meydana gelmiştir [3]. Bu durum da sektörün hızla büyüdüğünü ve istihdam açısından da olanak sağlamakta olduğunu göstermektedir.

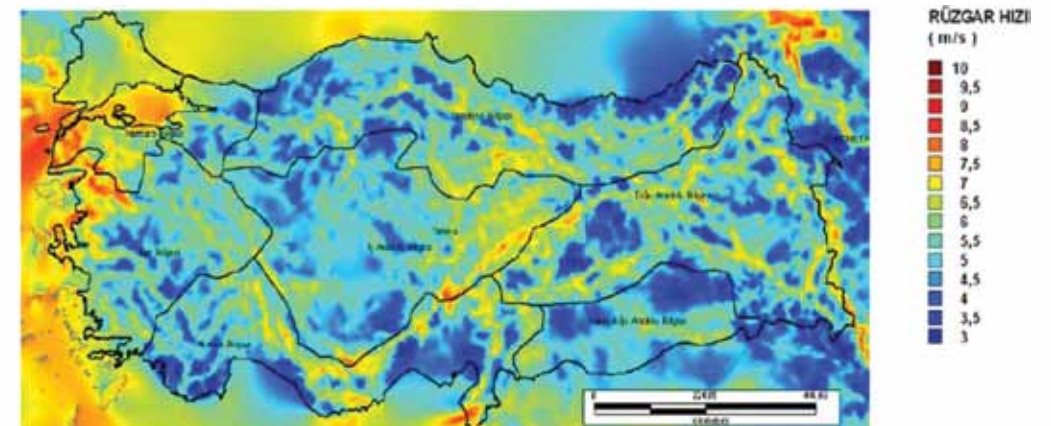
Türkiye'de genel kullanıma dönük ilk rüzgar elektriği, 1986 yılında Çeşme Altinyunus Tesisleri'nde kurulan 55 kW nominal güçlü rüzgar türbininden elde edilmiştir. 55 kW'lık nominal güce 12 m/s'lik rüzgar hızında erişen bu türbinden yılda ortalama 100 MW elektrik enerjisi elde edilmektedir. Bu miktar tesis elektrik enerji ihtiyacının %4'ünü oluşturmaktadır. Ayrıca; Türkiye'de uluslararası boyutta ilk rüzgar elektriği, 21 Şubat 1998 tarihinde Çeşme Germiyan Köyü'nde üretilmiştir.

Türkiye rüzgâr enerjisi hakkındaki önemli çalışmalardan biri de enerji atlasıdır. Elektrik İşleri Etüd İdaresi ve Meteoroloji Genel Müdürlüğü işbirliğinde rüzgâr enerji kaynağının değerlendirilmesi ve planlamalarına referans oluşturmak ve rüzgar dönüşüm sistemlerine uygun olan yerlerin belirlenmesi amacıyla Türkiye'nin Rüzgar Atlası'nı hazırlanmıştır. Rüzgâr Enerji Potansiyeli Atlası (REPA) rüzgar enerjisi çalışması yapacak firmalara kılavuz niteliğindedir. Atlas, rüzgâr ölçüm verileri, arazi pürüzlülük bilgileri, yakın çevresel bilgileri ve harita bilgileri (topoğrafya) açısından özenle hazırlanmıştır. Rüzgâr yatırımcıları, projelerinde ihtiyaç duydukları her türlü teknik bilgiye erişebilmektedir [4].

Yine bu atlas yardımıyla Türkiye genelinde 200 m x 200 m çözünürlüğünde;

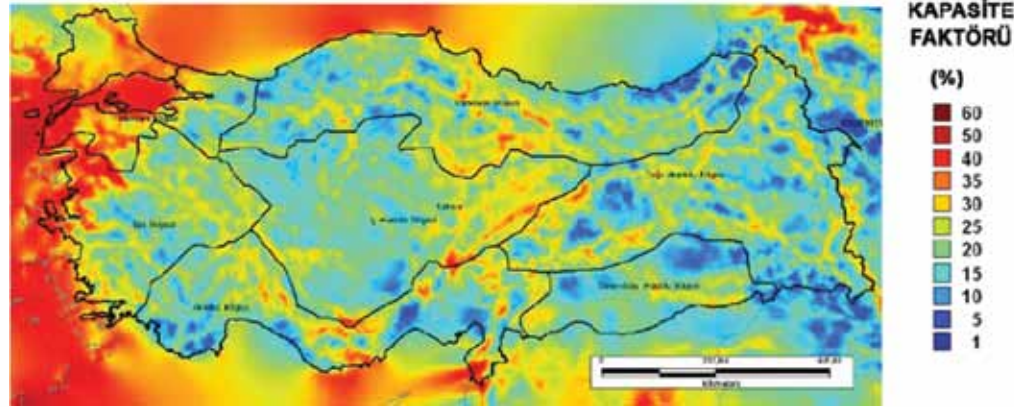
- 30, 50, 70 ve 100 m yüksekliklerdeki yıllık, mevsimlik, aylık ve günlük rüzgâr hız ortalamaları,
- 50 ve 100 m yüksekliklerdeki yıllık, mevsimlik ve aylık rüzgâr güç yoğunlukları,
- Referans bir rüzgâr türbini için 50 m yükseklikteki yıllık kapasite faktörü,
- 50 m yükseklikteki yıllık rüzgâr sınıfları,
- 2 ve 50 m yüksekliklerdeki aylık sıcaklık değerleri,
- Deniz seviyesinde ve 50 m yüksekliklerdeki aylık basınç değerleri öğrenilebilmektedir.

REPA ile denizlerde, kıyılarda ve yüksek rakımlı bölgelerde daha önce ölçülemeyen yüksek yoğunluklu potansiyeller görünür hale gelmiştir. Şekil 12'de Türkiye'nin 50 metre yükseklikteki ortalama yıllık rüzgâr hızı dağılımı verilmiştir. Ekonomik bir RES yatırımı için 7 m/s ve üzeri rüzgâr hızına ihtiyaç duyulmaktadır.



Şekil 11. Türkiye geneli 50 m yükseklikteki ortalama yıllık rüzgar hızları dağılımı

Şekil 12’de Türkiye’nin 50 metre yükseklikteki ortalama yıllık kapasite faktörü dağılımı verilmiştir. Hesaplamalarda 1 MW gücündeki referans rüzgâr türbinine ait teknik değerler kullanılmıştır. Ekonomik bir RES yatırımı için %35 veya üzerinde kapasite faktörü gerekmektedir.



Şekil 12. Türkiye geneli 50m yükseklikteki ortalama kapasite faktörü dağılımı

Rüzgâr kaynak bilgileri, yukarıda belirtilen tematik haritalarla desteklenerek Türkiye geneli, grid, coğrafi bölge, il ve seçilecek herhangi bir alan veya nokta bazında sorgulanabilmektedir. Böylece rüzgâr enerji santrali kurulabilecek alanlar kolaylıkla belirlenmekte, ön fizibilite çalışmaları yapılabilmekte, rüzgâr kaynağı arama amacıyla yapılan çalışmalar ortadan kaldırılarak tasarruf sağlanmaktadır [5].

Türkiye iyi-sıradışı rüzgâr sınıfına giren aralıkta rüzgarlı alanların potansiyeli yaklaşık 48.000 MW'lık rüzgar kurulu gücü destekleyebileceği hesaplanmıştır. Rüzgâr enerjisi potansiyelini ortaya koyarken daha önce belirtilen bir çok parametre kullanılmıştır. Fakat bu hesaplamada elektriksel altyapı dikkate alınmamıştır. Hesaplama 50 m yükseklikteki rüzgâr hızları, %35'lik kapasite faktörü, yıllık ortalama rüzgâr hızının 7 m/s ve üzerindeki kul-



lanılabilir alanlar ve km2 başına 5 MW'lık bir güç kurulabileceği gibi güvenli yaklaşımlar kabul edilerek yapılmıştır (Tablo.3) . Rüzgâr enerjisi uygulaması amaçlı kullanılmayacak tüm alanlar bu hesaplamadan çıkarılmış ve dikkate alınmamıştır [6]. Tablo.4 ve Tablo.5’de Türkiye’de işletmedeki rüzgâr santralleri ve yapımı süren rüzgâr santralleri yer almaktadır. Buna göre toplamda 1.414,55 MW'lık toplam kurulu güce yapımı sürdürülen 749,95 MW'lık gücün daha eklenmesi planlanmaktadır.

Tablo 3. Türkiye’de rüzgâr enerjisi potansiyeli (kara ve deniz) [6]

Rüzgâr Kaynak Derecesi	Rüzgâr Sınıfı	50 m'de Rüzgâr Gücü(W/m²)	50 m'de Rüzgâr Gücü(m/s)	Toplam Alan km²	Rüzgârlı Arazi Yüzdesi	Toplam Kurulu Güç (MW)
Orta	3	300-400	6.5-7.0	16.781,39	2,27	83.906,96
İyi	4	400-500	7.0-7.5	5.851,87	0,79	29.259,36
Harika	5	500-600	7.5-8.0	2.598,86	0,35	12.994,32
Mükemmel	6	600-800	8.0-9.0	1.079,98	0,15	5.399,92
Sıradışı	7	>800	>9.0	39,17	0,01	195,84
Toplam				26.351,28	3,57	131.756,40

Tablo 4. Türkiye’de işletmedeki rüzgâr santralleri[7]

Rüzgâr Santrali Adı	Rüzgâr Santrali İşletmecisi / Sahibi	Kurulu Güç (MW)	Türbin Sayısı	Mevkii
Çeşme Res	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	1.50	3	İzmir-Çeşme
Ares	Ares Alaçatı Rüzgar Enerjisi Sant. San. ve Tic. A.Ş.	7.20	12	İzmir-Çeşme
Bores	Bores Bozcaada Rüzgar Enj. Sant. San. ve Tic. A.Ş.	10.20	17	Çanakkale-Bozcaada
İntepe Res	Anemon Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	30.40	38	Çanakkale-İntepe
Karakurt Res	Deniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	10.80	6	Manisa-Akhisar
Burgaz Res	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	14.90	13 (800 kW) + 5 (900 kW)	Çanakkale-Gelibolu
Sayalar Res	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	34.20	38	Manisa-Sayalar
Çatalca Res	Ertürk Elektrik Üretim A.Ş.	60.00	20	İstanbul-Çatalca
Yuntdağ Res	İnnores Elektrik Üretim A.Ş.	42.50	17	İzmir-Aliğa

Kemerburgaz Res	Lodos Elektrik Üretim A.Ş.	24.00	12	İstanbul-Gaziosmanpaşa
Mazi-1	Santrali San. ve Tic. A.Ş.	39.20	49	İzmir-Çeşme
Sunjut Res	Sunjut Sun'li Jüt San. ve Tic. A.Ş.	1.20	2	İstanbul-Hadımköy
Teperes	Teperes Elektrik Üretim A.Ş.	0.85	1	İstanbul-Silivri
Bandırma Res	Yapısan Elektrik Üretim A.Ş.	30.00	20	Balıkesir-Bandırma
Samli Res	Baki Elektrik Üretim Ltd. Şti.	90.00	30	Balıkesir-Şamlı
Datça Res	Dares Datça Rüzgar Enerji Santrali Sanayi ve Ticaret A.Ş.	29.60	36	Muğla-Datça
Sebenoba Res	Deniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	30.00	15	Hatay-Samandağ
Akbuk Res	Ayen Enerji A.Ş.	31.50	15	Aydın-Didim
Çamseki Res	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	20.80	10 (2000 kW) + 1 (800 kW)	Çanakkale-Ezine
Keltepe Res	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	20.70	23	Balıkesir-Susurluk
Gökçedag Res	Rotor Elektrik Üretim A.Ş.	135.00	54	Osmaniye-Bahçe
Düzova Res	Utopya Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş.	30.00	12	İzmir-Bergama
Mazi-3	Mazi-3 Rüzgar Enerjisi Santrali Elektrik Üretim A.Ş.	30.00	12	İzmir-Çeşme
Ayyıldız Res	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	15.00	5	Balıkesir-Bandırma
Bandırma Res	Borascio Enerji ve Kimya Sanayi ve Ticaret A.Ş.	60.00	20	Balıkesir-Bandırma
Soma 1 Res	Soma Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	88.20	98	Manisa-Soma
Belen Res	Belen Elektrik Üretim A.Ş.	36.00	12	Hatay-Belen
Sarıkaya Res	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	28.80	14 (2000 kW) + 1 (800 kW)	Tekirdağ-Şarköy
Kocadağ-2	Kores Kocadağ Rüzgar Enerji Santrali Üretim A.Ş.	15.00	6	İzmir-Urla
Bandırma-3 Res	As Makinsan Temiz Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	24.00	10	Balıkesir-Bandırma
Mersin Res	Akdeniz Elektrik Üretim A.Ş.	33.00	11	Mersin-Mut
Boreas-1 Enez Res	Boreas Enerji Üretim Sistemleri A.Ş.	15.00	6	Edirne-Enez

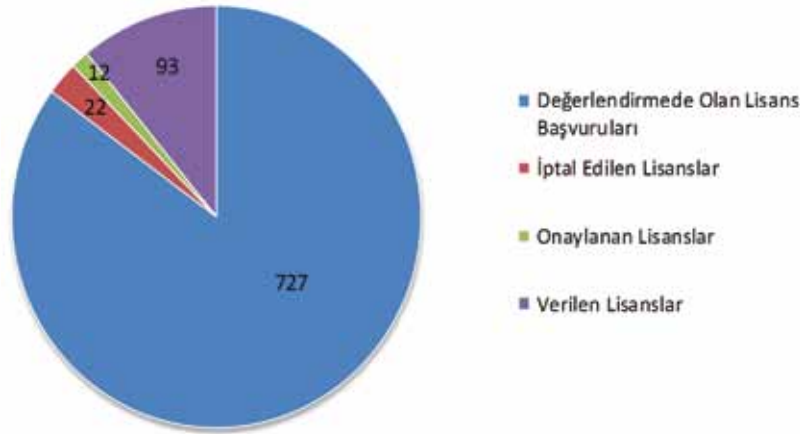
Aliğa Res	Bergama RES Enerji Üretim A.Ş.	90.00	36	İzmir-Bergama, Aliğa
Şenbük Res	Bakras Enerji Elektrik Üretim ve Tic. A.Ş.	15.00	5	Hatay-Belen
Ziyaret Res	Ziyaret RES Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	35.00	14	Hatay-Samandağ
Soma Res	Bilgin Rüzgar Santrali Enerji Üretim A.Ş.	90.00	36	Manisa-Soma
Kuyucak Res	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	25.60	14	Manisa-Kırkağaç
Sares Res	Garet Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	22.50	9	Çanakkale-Ezine
Turguttepe Res	Sabaş Elektrik Üretim A.Ş.	22.00	11	Aydın-Çine
Çanakkale Res	Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.	29.90	13	Çanakkale-Ezine
Susurluk Res	Alentek Enerji A.Ş.	45.00	18	Balıkesir-Susurluk
TOPLAM		1.414,55		

Tablo 5. Yapımı süren rüzgâr santralleri [7]

Rüzgâr Santrali Adı	Rüzgâr Santrali İşletmecisi / Sahibi	Kurulu Güç (MW)	Türbin Sayısı	Mevkii
Karadağ	Garet Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	10.00	4	İzmir-Aliğa
Söke-Çatalbük	ABK Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	30.00	15	Aydın-Söke
Kapıdağ	Kapıdağ Rüzgar Enerjisi Santrali Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	34.85	17	Balıkesir-Bandırma
Şamlı	Baki Elektrik Üretim Ltd. Şti.	24.00	13	
Bozyaka	Kardemir Haddecilik San. ve Tic. Ltd. Şti.	12.00	5	İzmir-Aliğa
Santepe	Zorlu Rüzgar Enerjisi Elektrik Üretimi Anonim Şirketi	50.00	20	
Banguc Res	Banguc Bandırma Elektrik Üretim A.Ş.	15.00	6	
Sares	Garet Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	7.5	3	
Dağpazarı	Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.	39.00	26	
Soma	Soma Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	52.20	58	
Balıkesir	Bares Elektrik Üretimi A.Ş.	142.50	95	Balıkesir-Kepsut
Sahres	Galata Wind Enerji Ltd. Şti.	93.00	31	Balıkesir-Bandırma
Ayres	Ayres Ayvacık Elektrik Üretim Santrali Ltd. Şti	5.40	3	Çanakkale
Akres	Best A.Ş.	45.00	18	Manisa-Akhisar
Metristepe	Can Enerji	40.00	16	Bilecik
Yuntdağ Res	Innores Elektrik Üretim A.Ş.	42.50	17	İzmir-Aliğa
Amasya	Alentek Enerji A.Ş.	40.00	16	Amasya
TOPLAM		749,95 MW		

Rüzgâr enerjisinin büyük talep görmesinin sonucunda 2002 yılından bu yana toplam 86 GW'lık kapasite için 1.118 lisans başvurusunda bulunulmuştur. Yüksek düzeydeki bu talep aynı yer için birden fazla başvuru olmasına ve desteklenen kapasite limitlerinin aşılmasına yol açmıştır. Yalnızca 1 Kasım 2007 tarihinde toplamda 71,4 GW kapasiteli 725 lisans başvurusu olmuştur. TEİAŞ'a göre 7 GW'lık desteklenen şebeke kapasitesi düşünüldüğünde çakışmayan lisans başvurularının teknik bir incelemeden geçmesi ve bu başvuruların fizibilitesine karar verilmesi gerekmektedir. Çakışan başvurulardan teknik incelemeyi geçenler için ise rüzgâr santrali lisansının en yüksek teklifte bulunana verileceği bir ihale düzenlenecektir.

Eylül 2009 itibarıyla 4.237 MW kapasiteye denk gelen 105 adet lisansı verilmiş ve onaylanmış rüzgâr santrali bulunmaktadır. İncelenmek üzere bekleyen 727 adet lisans bulunmaktadır ve bu da 31.957 MW'lık bir kapasiteye karşılık gelmektedir (Şekil.13) [8].



Şekil 13. Rüzgar enerjisi santral lisansları [8]

2.2.1.3 TEŞVİK MEKANİZMALARI

AB üye ülkelerinde yenilenebilir enerji kaynakları destekleri 5 ana uygulama olarak yapılmaktadır. Bunlar; araştırma desteği, sabit fiyatlandırma uygulaması, sabit prim uygulaması, artırımlı fiyat uygulaması ve sertifikasyon uygulaması şeklindedir. Tüm bu uygulamaların amacı çevresel etki maliyetleri ihmal edilerek mevcut rekabet olumsuzluklarının aşılmasını sağlamaktır.

Enerji üretiminde çevresel etki maliyetleri enerji satış fiyatlarına yansıtıldığı takdirde rüzgâr enerjisi ve diğer yenilenebilir enerji sistemlerinin desteğe ihtiyacı kalmayacağı Avrupa Birliği Enerji Komisyonu raporunda yer almaktadır. Komisyonun raporuna göre çevresel etki maliyetleri ve sağlık giderleri gibi dolaylı maliyetler enerji fiyatlarına yansıtıldığında kömür ve petrol kaynaklı enerji üretim maliyetleri iki katı, gaz kaynaklı enerji üretim maliyetleri ise %30 oranında artacaktır.

Bu çerçevede üç ana teşviklendirme uygulaması geliştirilmiştir;

- Enerjinin miktarının ve fiyatının pazar tarafından belirlendiği gönüllü uygulama sistemi (yeşil pazar)
- Üreticiye ödenecek üretim bedelinin devlet tarafından belirlendiği, üretilecek enerji miktarının pazar tarafından belirlendiği sistem (sabit fiyat sistemi)
- Üretim miktarının devlet tarafından belirlendiği, fiyatın pazar tarafından belirlendiği sistem (sabit üretim sistemi)

Sabit fiyat ve sabit üretim sistemleri korumalı bir pazar ortamı oluşturarak pazara yeni giren rüzgâr enerjisinin rekabet noktasında yaşayacağı zorlukları aşmasında yardımcı olmaktadır (Tablo.6).

Tablo 6. Dünya’da uygulanan teşvik mekanizmaları [2]

Teşvik Konusu	Teşvik İçeriği
Gönüllü Sistem ve Yeşil Pazar	Teorik olarak düşünüldüğünde rüzgâr enerjisinin gönüllü kullanım talebi ve hükümet politikasından bağımsız bir pazar oluşturulabilmesi mümkün görünse de, yeşil pazar ve gönüllü sistem uygulamaları ile daha fazla ödeyerek temiz enerji kullanılması düşüncesinin rüzgâr enerjisi gelişimine etkisi olmadığı uygulamalardan görülmektedir.
Sabit Tarife Sistemi	Üreticiye ödenecek fiyat aralığı türbin sisteminin kurulacağı alana göre değişmektedir. Bu fiyatlandırma yüksek rüzgârlı bölgelerde düşük iken, düşük rüzgârlı bölgelerde yüksek olmaktadır. Böylece üreticinin yüksek rüzgârlı belirli bir alanda yoğunlaşması engellenmektedir. Üretim tesislerinde üretilen elektriğin satış fiyatı için üst sınır getirilmesi, yenilenebilir enerji sektörünün serbest piyasa koşullarında gelişmesini önleyici, yatırımları caydırıcı bir unsur olmaktadır. Bu sistemin uygulandığı ülkeler; Almanya, Portekiz, İspanya ve Yunanistan’dır.
Sabit Üretim Sistemi	Üretilmesi istenen enerji miktarının hükümetin koyduğu kota ile sınırlandırılarak enerji fiyatının pazar tarafından belirlendiği bir sistemdir. Rüzgâr enerji pazarında iki çeşit sabit üretim uygulaması vardır: - ihale uygulaması - yeşil enerji sertifika uygulaması İhale uygulamasında; yatırımcılar ihaleye davet edilerek belirlenen zaman aralığında istenen enerji üretimi için teklif alınıp, En düşük teklif sahibi ile sözleşme yapılarak yatırım çalışmalarına başlanır. İhale sisteminde elektrik fiyatı hükümet tarafından değil pazar içerisinde oluşmaktadır. Sistemin uygulandığı ülkeler; İngiltere ve İrlanda’dır. Yeşil enerji sertifikası, üretimini yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlayan kuruluşlara proje bazında verilen bir belgedir. Üretici firma, yatırımını yeşil sertifika sistemine dahil etmekle uluslararası sertifika ticareti yaparak mevcut üretiminden kWh başına ilave gelir kazanma imkanını da bulabilmektedir. Hollanda, Danimarka ve İtalya’da uygulanmaktadır.
Yatırım Teşvihi	Rüzgâr enerjisi yatırımlarının ilk yıllarında üreticiye verilen teşvik kurulacak türbinin kW cinsinden kapasitesine göre verilir. Bunun sonucunda rüzgâr şiddeti düşük bölgelerde kapasitenin üzerinde güce sahip türbinler kullanıldığından enerji üretim verimi düşmüş, maliyetler yükselmiştir. Zaman içinde bu teşvik hem kapasiteye hem de üretilen enerji verimine bağlı olarak düzenlenmeye başlanmıştır.
Karbon Vergisi	Elektrik santrallerinin karbon salınım oranlarının düşürülerek çevreye etkilerini azaltmaya yönelik uygulanan vergilendirme modelidir. Karbon vergisinin uygulandığı bazı ülkeler şunlardır: Finlandiya, İsveç, İngiltere, Danimarka, Yeni Zelanda, Amerika ve Kanada

Türkiye’de ki duruma bakılacak olursa, uygulanacak fiyat her yıl için EPDK’nın belirlediği bir yıl önceki Türkiye ortalama toptan satış fiyatıdır. Bu fiyat 5 c€/kWh karşılığı TL’den az, 5,5 c€/kWh karşılığı TL’den fazla olamaz. Geliştirilecek projelerde devlete ait araziler yasaklı bölgeler haricinde rüzgâr enerjisi yatırımcılarına tahsis edilecektir (Tablo.7)

Tablo 7. Avrupa ve Türkiye’de mevcut uygulamalar [2]

Ülke	Sabit Tarife	Sabit Üretim	Devlet Sûbvansesi	Teşvik Ödemesi	Karbon İadesi	Yeşil Enerji Sertifikası	Kurulum Ve İnşa Sahası
Almanya	9 c€/kWh		max %25	Finansman temini		Var	
Belçika			max %15	2,45 c€/kWh			
Danimarka				1,5 c€/kWh	0,18 c€/kWh	Var	Vergi muafiyeti
Fransa	9,86 c€/kWh						%25 vergi muafiyeti
İngiltere		Var					
İspanya	6,27c€/kWh						
İsveç			max %25		0,15 c€/kWh		
İtalya	5,70 c€/kWh	Var	max %40			Var	
Yunanistan	7,32 c€/kWh		max %30				
Türkiye	5-5,5 c€/kWh						Arazi tahsisi

Rüzgâr Enerjisi, özelliği gereği çevreye en az zarar veren, dolayısıyla dış maliyetleri en düşük enerji kaynağı olup en önemli problemi süreksizliktir. Süreksizliğin en aza indirgenmesiyle yapılan teşvikler azalacak ve yatırımlarda verimlilik artacaktır [2].

2.2.1.4 RÜZGÂR ENERJİSİ MALİYET ANALİZİ

Rüzgâr enerjisi mevcut üretim teknolojileri ile kW başına yüksek sermaye gerektiren ancak yakıt ve işletme maliyeti en düşük olan bir enerji kaynağıdır. Rüzgâr enerji maliyetini belirleyen etkenler şu şekilde sıralanabilir;

- Yatırım giderleri (kurulum alanı, şebeke bağlantısı dâhil)
- İşletme ve bakım giderleri
- Kapasite faktörü

- Türbin çalışma ömrü
- Dış maliyetler

Özellikle yatırım giderleri ve kapasite faktörü ekonomik verimlilik açısından kritik önem taşımaktadır. Kapasite faktörü, tesisin kurulacağı alanın, yapılan rüzgâr ölçümleri ile belirlenen yıllık ortalama rüzgâr hızında üretilen elektrik enerjisinin türbinin maksimum gücüne ulaştığı rüzgâr hızında üreteceği elektrik enerjisine bölünmesinden elde edilen yüzde cinsinden değerdir. Genelde rüzgâr santrallerinde kapasite faktörü %20-%45 arasında değişmekte olduğundan üretilen enerji yatırım maliyetini etkilemekte, işletme giderleri yeni bir türbinde üretilen birim kW enerji başı %10-15 arasında değişmekte olup, türbin yaşı ilerledikçe maliyetler içindeki payı %35 düzeyine kadar çıkabilmektedir. Bu nedenle üreticiler daha nadir bakım ihtiyacı duyan yeni tasarım türbin oluşturmak için çalışmaktadırlar.

Rüzgâr enerjisi üretim maliyetinin %75 ini kurulum giderleri (alan, türbin, şebeke bağlantısı) oluşturmakta olup, maliyetin %40-%60 arasında işletme giderlerinin oluşturduğu konvansiyonel kömür fosil teknolojilerine göre kurulum eksenli bir sistemdir. Rüzgâr türbinlerinin enerji üretim birim maliyetleri ülkelere göre değişiklik göstermekte olup, genellikle 900 €/kW ile 1.150 €/kW arasındadır. Tablo.8'de enerji kaynağına göre elektrik üretim maliyetleri gösterilmiştir.



Tablo 8. Enerji üretim maliyetleri

Enerji Kaynağı	Maliyet (c€/kWh)
Kömür	4,8-5,5
Gaz	3,9-4,4
Su	5,1-11,3
Biokütle	5,8-11,6
Nükleer	4,2-5,3
Rüzgâr	4-6

Bir rüzgâr enerjisi yatırımı için, kullanılacak olan finansmanın geri dönüşünde ve yatırımın yapılabilişliğinin belirlenmesinde, sağlıklı yapılmış ön etütler ve rüzgâr kaynak değerlendirme çalışmaları temeli oluşturmaktadır. Buna göre, RES kurulumu için ilk olarak saha seçimi işlemi yapılmaktadır. Saha seçimi REPA kullanılarak gerçekleştirilebilirken, seçilen saha civarındaki rüzgâr verileri ve diğer rüzgâr enerjisi amaçlı rüzgâr ölçümleri dikkate alınmalıdır. Başlangıç için REPA- WEB haritaları kullanılabilir. Saha seçiminde dikkat edilmesi gereken en önemli husus yeterli rüzgâr potansiyeli olup olmadığıdır. Rüzgâr enerjisi yatırımları için ilk olarak bölgenin bu yatırıma uygun olup olmadığı tespit edilmektedir. Bu aşamada ise rüzgâr hızı, güç yoğunluğu, kullanılamaz alanlar gibi çeşitli faktörler göz önünde bulundurulmaktadır. Saha seçiminde öncelikle yeterli rüzgâr hızının olduğu bölgeleri tespit etmek gerekmektedir. Ekonomik RES yatırımı için rüzgâr hızının 7 m/s'den fazla olduğu yerler tercih edilmelidir. Türkiye'de 30 m yükseklikteki rüzgâr hızları incelendiğinde bu yükseklikteki hızların ekonomik RES için uygun olmadığı görülmektedir. 50 m yükseklikteki rüzgâr hızları ise nispeten daha iyi seviyededir. Çanakkale ve Balıkesir illeri rüzgâr hızı bakımından en güçlü yerler durumundadır. Genel olarak bakıldığında ise pek çok bölgede hızın 7 m/s'nin üzerinde olduğu saptanmaktadır.

Saha seçimi aşamasında RES için kullanılamaz alanlar aşağıdaki gibidir;

- 2873 sayılı Milli Parklar Kanunu'nun 2. Maddesinde tanımlanan ve bu kanunun 3. Maddesi uyarınca belirlenen " Milli Parklar", "Tabiat Parkları", "Tabiat Anıtları" ve "Tabiat Koruma Alanları"

• 3167 sayılı Kara Avcılığı Kanunu uyarınca Orman Bakanlığı'nca belirlenen “Yaban Hayatı Koruma Sahaları ve Yaban Hayvanı Yerleştirme Alanları”

• 2863 sayılı Kültür ve Tabiat Varlıklarını Koruma Kanunu'nun 2. Maddesine göre “Kültür Varlıkları”, “Tabiat Varlıkları”, “Sit” ve “Koruma Alanı”

• 3386 sayılı kanunun ilgili maddeleri uyarınca tespiti ve tescili yapılan alanlar, rakımı 1500 metreden fazla olan alanlar, eğimi 20%'den fazla olan alanlar, yerleşim bölgeleri, askeri alanlar Arazi yapısı rüzgâr hızını etkileyen en önemli faktörlerden biridir. Arazi pürüzlülük değerleri verimi etkileyebilmektedir. Bir arazide pürüzlülük ne kadar çok ise rüzgâr hızı o kadar azalır. Uzun ot, çalı ve çöp gibi pürüzlülük öğeleri rüzgâr hızını azaltma yönündedir. Su yüzeyi ise rüzgâr hızını daha az etkileyen en pürüzsüz yüzeydir. Bunun yanında rüzgâr türbinlerinin birbirini etkilemeyecek şekilde kurulması gerekmektedir. Arazi yapısı incelenirken, araziye ulaşım, arazinin yerleşim birimlerine uzaklığı, GSM şebekelerinin çekip çekmemesi vb. faktörlerin de hesaba katılması gerekmektedir. Bu faktörlerin herhangi birisi kurulum aşamasında veya işletme sırasında ek maliyetlere neden olmaktadır. Örneğin yol yapım maliyeti km başına 0-80.000 \$ arasındadır.

Rüzgâr türbinlerinin trafo merkezlerine uzaklığı da yatırım maliyetlerini etkileyen önemli faktörlerden biridir. Enerji iletimi sırasındaki kayıplar da göz önüne alındığında seçilen arazinin enerji nakil hatlarına ve trafolarına yakın olması büyük önem kazanmaktadır. Nakil hatlarının maliyeti hattın yerleşimine, uzunluğuna, voltajına ve güç santrali kapasitesine bağlı olarak km başına 50.000-100.000\$ arasında değişmektedir. Trafo maliyetleri ise 2.000.000 \$'ı geçmektedir.

RES yatırımı için saha seçiminin ardından öncelikle mevcut başvuru durumlarının incelenmesi gerekmektedir. Daha önce başvuru yapılmış bir alana yeni başvuru yapılamaz.

Yatırımın emniyetli olması için detaylı bir fizibilite raporu hazırlanması gerekmektedir. Rüzgâr enerji santrallerinin detaylı fizibilite çalışmaları RETScreen ve WASP yazılımları ile yapılabilir. Bu yazılımlar, gerekli parametrelere ait girdiler verildiğinde yatırım maliyeti ve amortisman süreleri gibi çıktıları vererek projelerin hızlı ve güvenilir bir şekilde hazırlanmasına olanak sağlamaktadır.

Tüm değişkenler maliyeti ve amortisman süresini etkilemektedir. Örneğin göbek yüksekliğinin fazla olması üretilen enerjiyi arttırırken, kulenin yüksek olması türbin maliyetini arttırmaktadır; ya da yüksek güç yoğunluğuna sahip bir bölgenin ulaşımı zor olduğunda kurulum ve işlet-

me maliyeti yüksek çıkabilmektedir. Bundan dolayı, fizibilite raporu hazırlanırken tüm değişkenlerin alternatifleri de göz önüne alınmalı ve bu alternatiflerin en uygun olanı seçilmelidir. Unutulmamalıdır ki bu rüzgâr enerji santrali kurarken ek maliyetler türbin maliyetinin yaklaşık %40'ına kadar ulaşabilmektedir. Bu noktada ek maliyetlerin türbin fiyatına olan yaklaşık oranları Tablo.9'da görülmektedir.

Tablo 9. Ek maliyetlerin türbin yatırım giderlerine etkisi

Faktör	Maliyet (% Türbin)
Tesis	5-10
Elektrik Bağlantıları	5-11
Arazi	0-5,7
Planlama Masrafları	1,5-3
Onaylar, izinler	3-8
Altyapı	2-4
İşletme	3-6
Diğer	2-4
Kablo Bağlantıları	7,5-15
Toplam	15-40

RES lisansının alınabilmesi için diğer enerji santralleri lisans başvurularından farklı olarak santralin kurulacağı arazinin lisans başvurusunu yapan kişiye ait olması veya kamu malı olması gerekmektedir. Üretim tesisinin kurulacağı sahanın özel mülkiyete konu olması halinde, mülkiyet ve/veya diğer aynı hakların tesis edilmiş veya edileceğinin yetki sahibi gerçek veya tüzel kişilerce taahhüt edilmiş olduğunun belgelenmesi zorunludur. Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisinin kurulacağı sahanın, herhangi bir amaçla veya üretim tesisinin kurulacağı saha üzerindeki mülkiyet veya diğer aynı hakların tesis edilmemiş veya bu hakların yetki sahibi gerçek veya tüzel kişilerce tesis edileceğinin taahhüt edilmemiş olması durumunda; rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi kurmak üzere lisans almak için yapılan ilk başvurunun Resmi Gazete'de ya-

yımlanması ve EPDK'nın ilan panosu ile internet sayfasında duyurulmasını izleyen on iş günü içerisinde, aynı bölgede ve aynı kaynağı kullanmak suretiyle üretim tesisi kurmak isteyen diğer kişiler de lisans almak üzere Kuruma başvurmak zorundadır. Bu süreden sonra yapılan başvurular kabul edilmez.

Tüm çalışmalar yapıldıktan sonra EPDK'ya lisans başvurusu sırasında sunulması gereken belgeler şunlardır:

- Başvuru dilekçesi,
- Taahhütname: Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği Ek-2'deki örneğe uygun olarak, tüzel kişiyi temsil ve yetkili şahıs/shahıslarca imzalanır. Taahhütnamenin içeriğinde hiçbir değişiklik yapılmaz. Taahhütnamenin müştereken verilen yetki kapsamında imzalanması durumunda, müştereken yetki verilen şahısların her birinin imzasının Taahhütnamede bulunması zorunludur.
- Tüzel kişiyi temsil ve ilzama yetkili şahıs/shahısların "Yetki Belgelerinin " aslı veya noter onaylı suretleri,
- Tüzel kişilik ana sözleşmesinin, tüm tadiller işlenmiş son halinin, Ticaret Sicili Memurluğunca tasdiklenmiş bir nüshası veya tüzel kişilik ana sözleşmesinin ve tadillerin ilan edildiği Türkiye Ticaret Sicili Gazetelerinin birer nüshası,
- RES için EPDK Yönetmeliği forma göre doldurulan üretim tesisine ilişkin bilgi formu (5 nüsha); inşaat öncesi dönem, inşaat dönemi ve toplam süre olmak üzere lisans alma tarihinden tesis tamamlanma tarihine kadar geçen süreyi kapsayacak şekilde hazırlanan yatırım temrin programı (5 nüsha); üretim tesisinin bağlanacağı bağlantı noktasını ve gerilim seviyesini gösteren, ilgi dağıtım ve/veya iletim hatları ile dağıtım merkezi ve/veya trafo merkezini içerecek şekilde hazırlanan tek hat şeması (5 nüsha) ve üzerinde rüzgâr türbini yerleşimi işlenmiş olan 1/25.000 ölçekli harita (5 nüsha),
- Arazinin özel mülkiyete konu olması halinde arazinin mülkiyeti ya da diğer aynı haklarının edinilmiş olduğunu ya da edinileceğinin mülkiyet sahibi kişi tarafından taahhüt edilmiş olduğunu gösterir belgelerin aslı veya noter onaylı birer sureti,
- Elektrik piyasasına ilişkin faaliyetler kapsamında: tüzel kişilik ve/veya tüzel kişilikte yüzde on ve üzerinde (halka açık şirketlerde yüzde beş ve üzerinde) doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan ortaklarına ilişkin olarak, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılan veya yapıl-

makta olan herhangi bir işlemin olup olmadığına dair beyan,

- Tüzel kişilikte yüzde on ve üzerinde (halka açık şirketlerde yüzde beş ve üzerinde) doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan tüzel kişilerin ana sözleşmelerinin, tüm tadiller işlenmiş son halinin, Ticaret Sicil Memurluğu'nca tasdiklenmiş birer nüshası veya ilgili tüzel kişilerin ana sözleşmelerinin ve tadillerinin ilan edildiği Türkiye Ticaret Sicil Gazetesi'nin birer nüshası,
- Tüzel kişilikte doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan gerçek ve tüzel kişilerin, pay oran ve tutarları belirtmek suretiyle, ortaklık yapısını ortaya koyan bilgiler,
- Tüzel kişi ortağın yönetim ve denetimini belirleyen sermaye paylarının bir başka tüzel kişiye ait olması halinde, gerçek kişi ortak ya da ortaklara ulaşıncaya kadar, pay oran ve tutarları ile varsa imtiyazlı paylar da belirtmek suretiyle ortaklık yapısını ortaya koyan bilgi ve/veya belgeler,
- Tüzel kişilikte yüzde on ve üzerinde(halka açık şirketlerde yüzde beş ve üzerinde) doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan gerçek kişiler ile yönetim kurulu üyesi, genel müdür, genel müdür yardımcısı ve denetçilere ait, son altı ay içinde alınmış adli sicil belgeleri ile isim, unvan ve adres bilgileri,
- Tüzel kişinin ve tüzel kişilikte yüzde on ve üzerinde(halka açık şirketlerde yüzde beş ve üzerinde) doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan gerçek ve tüzel kişilerin mali durumunu gösteren belgeler,
- Banka teminat mektubu; EPDK'nın belirlediği miktar teminat mektubu sunulmak zorunda olup bu bedel santralin gücüne bağlıdır. 1 Kasım 2007 tarihindeki başvurular için maksimum bedel 1.000.000 \$ olarak belirlenmiştir.
- EİE'nin teknik değerlendirmelerine esas teşkil etmek üzere EPDK'ya sunulması gereken belgelerde yer alması gereken istekler şöyledir:
 - * Başvuran tüzel kişinin kimlik bilgileri,
 - * Başvurulan RES alanının bulunduğu il, ilçe, köy ve mevki bilgilerini,
 - * RES'in sınırlarını gösteren UTM koordinatlarını,
 - * Üretim lisansı almış en yakın RES alanlarına uzaklıkları ve konumu,
 - * RES alanında kurulması planlanan rüzgâr türbinlerinin marka ve model bilgisi, sınıfı, kanat çapı, rotor göbek yüksekliği ve hız- güç tablosunu,

- * RES alanında türbinlerin yerleştirileceği UTM koordinatlarını ve topoğrafik yapıyı gösteren 1/25000 ölçekli orijinal boyutlu basılı ve sayısallaştırılmış harita paftaları,
- * ASEL değeri ve bu değeri REPA'dan elde edilen rüzgâr özelliklerinde üretilmek için taahhüt edilen (MW) cinsinden kurulu güç miktarıdır [9].

2.2.2 GÜNEŞ ENERJİSİ

2.2.2.1 GÜNEŞ ENERJİSİ OLUŞUMU

Yaşamın kaynağı olan Güneş, doğal sistem enerjisinin büyük bir bölümünü sağlar. Çapı yaklaşık 1.4 milyon km olup, iç çevresinde çok yoğun gazlar bulunmaktadır. Yeryüzünden yaklaşık 151.106 milyon km uzaklıktadır. Nükleer yakıtlar dışında, dünyada kullanılan tüm yakıtların ana kaynağıdır. Güneşte açığa çıkan enerjinin çok küçük bir kısmı yeryüzüne ulaşmaktadır. Atmosferin dış yüzeyine ulaşan enerji 173.104 kW değerindeyken, yeryüzüne ulaşan değer 1.395 kW'a düşmektedir. Yeryüzüne ulaşabilen ışınımın değerinin bu kadar düşük olmasının nedeni, atmosferdeki karbondioksit, su buharı ve ozon gibi gazların ışınımı absorbe etmelerinin yanı sıra kat etmesi gereken yolun uzunluğudur. Ancak, pratik olarak yeryüzüne ulaşan güneş ışınım değeri 1000 W/m² olarak kabul edilmektedir.

Güneş enerjisi, daha çok binalarda ısıtma, soğutma ve sıcak su elde etmek için kullanılmaktadır. Sıcak su elde etmek amacıyla kullanım, en yaygın olan kullanım biçimidir. Isıtma amacıyla kullanım, ısıyı depolama tekniklerinin gelişimiyle daha verimli kullanılabilir hale gelecektir. Soğutma ise yıllık güneşlenme zamanının uzun olduğu bölgelerde verimli olmaktadır.

Güneş enerjisinden yararlanmak için kullanılan ısı uygulamaları, düşük, orta ve yüksek sıcaklık uygulamaları olarak üçe ayrılır. Düşük sıcaklık uygulamaları, daha çok düzlem toplayıcılarla su ısıtılması, konut ve sera ısıtılması için kullanılmaktadır. Orta sıcaklık uygulamalarında, güneş ışınımı, odaklı toplayıcılarla toplanarak, sanayi için gerekli sıcak su veya buhar elde etmek



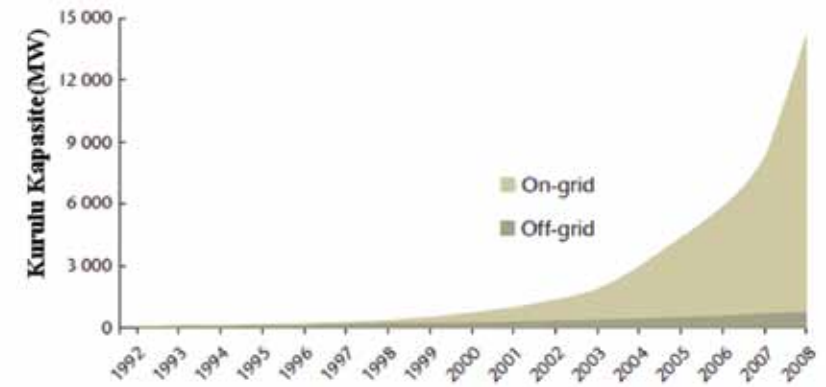
için kullanılır. Genellikle bu tip toplayıcılarda, güneş ışınımının sürekli olabilmesi için güneşi izleyen mekanizmalara gerek vardır. 300 oC sıcaklık değerinin üzerine çıkabilen, geniş bir alana gelen güneş ışınımı bir noktaya odaklanarak, metal ergitme fırınları çalıştırılabilir.

İkinci bir uygulama türü ise güneş pilleri kullanarak yapılan fotovoltaik uygulamalardır. Üzerine düşen güneş ışınımını direkt olarak elektrik enerjisine çeviren güneş pilleri doğru akım üretirler. Bu piller, seri veya paralel bağlanarak, ürettikleri akım ve gerilim değerleri yükseltilebilir. Üretilen akımı depolayabilmek için bir akümülatöre gerek vardır. Güneş pilleri uzay programları için geliştirilmeye başlanmış, ancak sonraki yıllarda bilinen yollarla elektrik üretiminin zor olduğu ya da uzak olan deniz fenerleri, orman gözetleme kuleleri, çiftlik evleri, dağ evleri gibi yerlerde de kullanılmaya başlanmıştır.

Güneş enerjisinden en iyi şekilde yararlanabilmek için, "Güneş Kuşağı" adı verilen, 45o kuzey-güney enlemleri arasında kalan bölgede yer almak gerekmektedir [10].

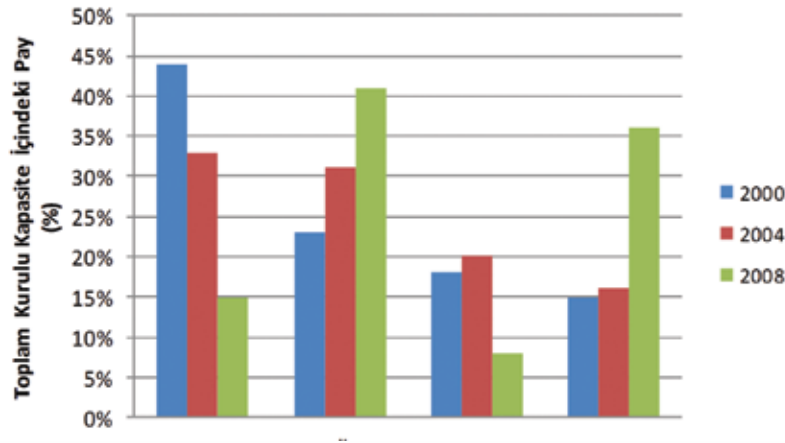
2.2.2.2 DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE GÜNEŞ ENERJİSİ

Küresel fotovoltaik (PV) pazarı on yıldan fazla süredir ortalama olarak %40 büyümüştür. 1992 yılında 0,1 GW olan toplam PV güç kapasitesi 2008 yılında 14 GW'a yükselmiştir. Dünya genelinde sadece 2008 yılında 6 GW toplam kapasiteli yeni PV sistemi kurulmuştur (Şekil.14).



Şekil 14. Dünya geneli toplam pv kapasitesi gelişimi [11]

Dünya’da, toplam PV kurulu kapasitesi 1 GW ve üzeri olan dört ülke sırasıyla Almanya (5.3 GW), İspanya (3,4 GW), Japonya (2.1 GW) ve ABD (1.2 GW)’dir. Sadece bu dört ülke, dünyada ki kurulu kapasitenin %80’nini oluşturmaktadır. Şekil.15’de görüldüğü üzere 2004-2008 sürecinde Almanya’da bu alanda kurulu güç büyük bir artış göstermiştir. Uygulanan ekonomik teşvikler ve yeni politikalar sayesinde; Avustralya, Fransa, Yunanistan, Çin, Hindistan, İtalya, Kore ve Portekiz gibi ülkelerin, kurulu PV kapasiteleri gün geçtikçe artmaktadır [11].



Şekil 15. Sektörde lider ülkelerin pv kurulu kapasiteleri [11]

Türkiye, coğrafi konumu nedeniyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli açısından birçok ülkeye göre şanslı durumdadır. Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü’nde bulunan 1966-1982 yıllarında ölçülen güneşlenme süresi ve ısınım şiddeti verilerinden yararlanarak yapılan çalışmaya göre Türkiye’nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresinin 2640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ısınım şiddetinin yıllık 1.311 kWh/m² (günlük toplam 3,6 kWh/m²) olduğu tespit edilmiştir. 110 gün gibi yüksek bir güneş enerjisi potansiyeline sahip Türkiye’de gerekli yatırımların yapılması halinde yılda birim metre kareden ortalama olarak 1.100 kWh’lik güneş enerjisi üretebilir potansiyel bulunmaktadır. Tablo.10’da Türkiye güneş enerji potansiyeli ve güneşlenme süresi değerlerinin aylara göre dağılımı verilmiştir.

Tablo 10. Türkiye toplam güneş enerjisi potansiyelinin aylara göre dağılımı [12]

Aylar	Aylık Toplam Güneş Enerjisi		Güneşlenme Süresi (saat/ay)
	(kcal/cm ² -ay)	(kWh/m ² -ay)	
Ocak	4,45	51,75	103,0
Şubat	5,44	63,27	115,0
Mart	8,31	96,65	165,0
Nisan	10,51	122,23	197,0
Mayıs	13,23	153,86	273,0
Haziran	14,51	168,75	325,0
Temmuz	15,08	175,38	365,0
Ağustos	13,62	158,40	343,0
Eylül	10,60	123,28	280,0
Ekim	7,73	89,90	214,0
Kasım	5,23	60,82	157,0
Aralık	4,03	46,87	103,0
Toplam	112,74	1311,00	2640
Ortalama	308,0 cal/cm ² -gün	3,6 kWh/m ² -gün	7,2 saat/gün

Türkiye’nin en fazla güneş enerjisi alan bölgesi Güneydoğu Anadolu Bölgesi olup, onu Akdeniz Bölgesi izlemektedir. Tablo.11’de Türkiye güneş enerjisi potansiyeli ve güneşlenme süresi değerlerinin bölgelere göre dağılımı verilmiştir. Buna göre genel olarak Türkiye’nin en çok ve en az güneş enerjisi üretilen ayları sırası ile Haziran ve Aralık olarak belirlenmiştir. Güneş enerjisi üretiminin yok denecek kadar az olduğu Karadeniz bölgesi dışında yılda birim metre kareden 1.100 kWh’lik enerji üretilir durumdadır ve toplam güneşli saat miktarı ise 2.640 saattir. Buna göre toplam olarak yıllık alınan enerji miktarı yaklaşık 1.015 kW saat kadardır [12].



Tablo 11. Güneş enerjisi potansiyeli ve güneşlenme süresi değerlerinin bölgelere göre dağılımı [12]

Bölge Adı	Toplam ortalama güneş enerjisi (kWh/m ² - yıl)	En çok güneş enerjisi (Haziran) (kWh/m ²)	En Az güneş enerjisi (Aralık) (kWh/m ²)	Ortalama güneşlenme süresi (Saat/yıl)	En çok güneşlenme süresi (Haziran) (Saat)	En az güneşlenme süresi (Aralık) (Saat)
Güneydoğu Anadolu	1.460	1.980	729	2.993	407	126
Akdeniz	1.390	1.869	476	2.956	360	101
Doğu Anadolu	1.365	1.863	431	2.664	371	96
İç Anadolu	1.314	1.855	412	2.628	381	98
Ege	1.304	1.723	420	2.738	373	165
Marmara	1.168	1.529	345	2.409	351	87
Karadeniz	1.120	1.315	409	1.971	273	82

Uluslararası kanıtlanmış bir model olan “ESRI Güneş Radyasyon Modeli” kullanılarak elde edilen güneş kaynak bilgileri ile güneş kaynak alanları kolaylıkla görülebilmekte, bu amaca yönelik ön fizibilite çalışmaları yapılabilen ve güneş kaynak alanı arama amacıyla yapılan çalışmalar ortadan kaldırılarak zaman ve ekonomik tasarruf sağlanmaktadır. ESRI Güneş Radyasyon Modeli, Türkiye geneli için 500 x 500 metrelik çözünürlükte çalıştırılmış ve toplam 3.120.000 adet grid oluşturularak her bir grid için güneş kaynak bilgileri hesaplanmış ve sonrasında Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) teknikleri kullanılarak elde edilen bilgiler haritalandırılmıştır (Şekil.16). GEPA’nın hazırlanmasında noktasal bazda (500 m x 500 m) ortalama % ± 10 hata payı ile bilgi üretilmiş ve bu bilgiler Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü’nün 148 adet ve Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü’nün 8 adet uzun dönemli güneş ölçüm verileri ile doğrulanmış ve kalibre edilmiştir [13].



Şekil 16. Türkiye'nin yıllık toplam güneş radyasyonu haritası [14]

8 Ocak 2011 tarih ve 27809 sayılı Resmi Gazete 'de yayınlanarak yürürlüğe giren 6094 sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun-da Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun ”un 4 üncü Maddesi gereği, 31.12.2013 tarihine kadar güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin bağlanabileceği trafo merkezleri ve bağlantı kapasiteleri belirlenmiştir. Elektrik üretimi için toplam 27 bölgede 38 şehre izin ve teşvik çıkmıştır (Tablo.12). Sektöre 2 milyar Euro civarında yatırım yapılması beklenmektedir. EPDK, Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği’nde yapılan değişikliğe göre güneş enerjisi ile elektrik üretiminde kurulu güç 31 Aralık 2013 tarihine kadar 600 MW’ı aşamayacaktır.

Tablo 12. Bölge ve trafo merkezi bazında güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesisi bağlanabilir kapasiteleri [15]

Bölge	Trafo Merkezleri	Kapasite (Mw)
1 Konya	Akşehir	46
	Alibeyhöyüğü	
	Beyşehir	
	Çumra	
	Konya-3	
	Konya-4	
	Ladik	
2 Konya	Seydişehir	46
	Altınekin	
	Ereğli	
	Güneysınır	
	Karapınar	
	Kızören	

3 Van Ağrı	Başkale 380	77
	Engil	
	Erciş	
	Van	
	Van 380	
4 Antalya	Akorsan	29
	Finike	
	Kaş	
	Kemer	
	Korkuteli	
5 Antalya	Serbest Bölge	29
	Akseki	
	Alanya 1	
	Alanya 2	
	Alara	
	Gazipaşa	
	Gündoğdu	
	Serik	
6 Karaman	Varsak	38
	Ermenek	
	Karaman	
	Karaman Osb	

7 Mersin	Akbelen	35
	Anamur	
	Erdemli	
	Gezende Hes	
	Mersin 2	
	Mersin 380	
8 Kahramanmaraş Adıyaman	Taşucu	27
	Adıyaman Gölbaşı	
	Andırın	
	Çağlayan Havza	
	Doğanköy	
	Göksun	
	Kahramanmaraş	
9 Burdur	Kılavuzlu	26
	Narlı	
	Sır	
10	Bucak	26
	Burdur	
	Tefenni	
	Bor	26
	Derinkuyu	

Niğde Nevşehir Aksaray	Mislioiva	
	Niğde 2	
11 Kayseri	Çinkur	25
	Kayseri Kapasitör	
	Pınarbaşı	
	Sendiremeke	
	Taksan	
	Yeşilhisar	
12 Malatya Adıyaman	Adıyaman	22
	Darende	
	Hasançelebi	
	Malatya 1	
	Malatya 2	
	Malorsa	
13 Hakkari	Bağışlı	21
	Hakkari	
14 Muğla Aydın	Bozdoğan	20
	Dalaman	
	Datça	
	Fethiye	
	Marmaris	
	Muğla	
	Yatağan	
	Yeniköy	

15 Isparta Afyon	Barla	18
	Eğirdir	
	Isparta	
	Keçiborlu	
	Kovada 2	
	Kuleönü	
	Şarkikaraağaç	
16 Denizli	Acipayam	18
	Bozkurt	
	Tavas	
17 Bitlis	Adilcevaz	16
	Tatvan	
18 Bingöl Tunceli	Bingöl	11
	Özlüce Hes	
	Pülümür	
	Tunceli	
19 Şırnak	Ps-3	11
	Şırnak	
	Uludere	
20 Adana Osmaniye	Bahçe	9
	Karaisali	
	Osmaniye	
	Toroslar	

Güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesisi kurmak için yapılacak lisans başvuruları kapsamında belirlenecek olan santral sahası alanı, Şekil 17’de verilmiş olan ve kırmızı renk koduyla gösterilen alan içerisinde kalacaktır [15].

21 Muş	Muş	
22 Siirt Batman Mardin	Kızıltepe	9
	Mardin	
	Siirt 380	
	Siirt Çim	
	Siirt Tm	
23 Sivas	Kangal	
24 Elazığ	Elazığ 2	8
	Hankendi	
	Hazar 1	
	Hazar 2	
	Maden	
25 Şanlıurfa Diyarbakır	Siverek	
26 Erzurum	Erzurum-1	5
	Erzurum-2	
	Hınıs	
27 Erzincan	Erzincan	3
	Erzincan-Osb	



Şekil 17. Lisans başvuruları kapsamında belirlenecek olan santral sahası alanı [15]

2.2.2.3 TEŞVİK MEKANİZMALARI

Dünyanın bir çok ülkesinde, özellikle enerji arzı güvenliğinin önümüzdeki yıllarda önemini her geçen gün arttıracak olanı anlayabilecek kadar gelişmiş bölgelerde yenilenebilir enerji kaynaklarının geleneksel enerji kaynakları karşısındaki fiyat dezavantajlarını ortadan kaldıracak finansal teşvik sistemleri uygulamaktadır.

Çin

2009 yılı itibarıyla, Çin hükümetinin 585 milyar dolarlık teşvik paketi sayesinde Çinli firmalar elektrikli araçların, rüzgâr türbinlerinin, solar PV panellerin ve enerji verimli elektrik aletlerin üretiminde dünyanın en büyük üreticileri arasına girmiştir. 2009 Mart'ta Çin hükümeti binalarda solar PV sistemlerinin teşviki için "Solar Çatılar Planını" yürürlüğe koymuştur. Temmuz ayında Finans Bakanlığı daha önceden de yürürlükte olan "Altın Güneş Projesi" nde yeni düzenlemelere gitmiştir. Bu plana göre şebeke bağlantılı PV güç santrali projelerinde PV sistemin

kurulum, iletim ve dağıtım bağlantı sistem maliyetlerinin %50'sinin finansmanı devlet teşvikleri ile sağlamaktadır. Şebekeye bağlantısı olmayan kırsal bölgeler için bu teşvik oranı %70'e kadar çıkmaktadır. Bu teşvik sisteminin toplam limiti 500 MW olarak belirlenmiştir. Güneş enerjisi için hayata geçirilen bütün bu teşvikler Çin Halk Cumhuriyeti'ndeki fotovoltaik pazarının gelişimini hızlandırmıştır. Anwell Technologies ve Tianwei firmalarının devreye aldığı yeni ince film solar PV üretim tesisleri ve solar Hücre üreticisi LDK'nın 500 MW gücünde solar PV güç santrali kurmak için imzaladığı kontratlar bu duruma örnektir. Fakat küçük çaplı bina sistemleri için Çin'de uygulanan her hangi bir yenilenebilir enerji teşvik sistemi bulunmamaktadır.

Almanya

2009 yılı itibarıyla Alman Yenilenebilir Enerji Kaynakları Teşvik Yasası (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) yürürlüktedir. 1 Ağustos 2004 yılında yürürlüğe giren şebeke besleme tarifesi 2008 yılında değiştirilmiştir. Beklenmeyen yüksek ilgi ve büyüme oranları nedeniyle tarifelerdeki değer indirme hızlandırılmış ve daha düşük tarifelerin geçerli olduğu yeni bir kategori (1.000 kWp'ten daha büyük sistemler için) oluşturulmuştur. Bina entegre sistemlerin teşvikleri durdurulmuştur. 2009 yılı itibarıyla fotovoltaik sistemler için uygulanmakta olan şebekeyi besleme tarifeleri şu şekildedir:

- 30 kWp'ten daha küçük sistemler: Yere kurulu solar PV sistemler için 0,3194 Euro/kWh, binalara ve ses kesme duvarlarına (genelde otoyollarda ses yalıtımı için kullanılır) kurulan solar PV sistemler için 0,4301 Euro/kWh
 - 30 – 100 kWp arasındaki sistemler: Yere kurulu solar PV sistemler için 0,3194 Euro/kWh, binalara ve ses kesme duvarlarına kurulan solar PV sistemler için 0,4091 Euro/kWh
 - 100 – 1000 kWp arasındaki sistemler: Yere kurulu solar PV sistemler için 0,3194 Euro/kWh, binalara ve ses kesme duvarlarına kurulan solar PV sistemler için 0,3958 Euro/kWh
 - 1000 kWp'ten daha büyük sistemler: Yere kurulu solar PV sistemler için 0,3194 Euro/kWh, binalara ve ses kesme duvarlarına kurulan solar PV sistemler için 0,3300 Euro/kWh
- Sözleşme süreleri 20 yıldır ve değerler sabittir. Önümüzdeki yıllarda yapılacak kontratlardaki şebeke besleme tarife değerlerinde %8 – 11 arasında indirimler planlanmaktadır.

Yunanistan

Yunanistan'da yürürlükte olan Yenilenebilir Enerji Kaynakları Teşvik Yasasına göre uygulanmakta olan teşvik sistemindeki şebeke besleme tarifeleri şu şekildedir:

- 100 kWp'ten daha küçük solar PV sistemler: Anakarada 0,45 Euro/kWh, adalarda 0,50 Euro/kWh
- 100 kWp'ten daha büyük solar PV sistemler: Anakarada 0,40 Euro/kWh, adalarda 0,45 Euro/kWh

Kontrat süreleri 20 yıldır ve yıllık enflasyona endekslenmiştir. Bunun yanı sıra %40 oranında yatırım teşvikleri ve vergi indirimlerini kapsayan yenilenebilir enerji kaynak finansman sistemleri bulunmaktadır. 2010 yılından itibaren tarifeler her ay %1 oranında azaltılacaktır. Binaya entegre fotovoltaik sistemleri (BIPV) için daha yüksek şebeke besleme tarife oranlarına sahip fakat vergi teşviklerinin geçerli olmayacağı bir teşvik mekanizmasıyla toplam 750 MWp kapasitesinde sistem kurulumu beklenmektedir.

Hindistan

Hindistan Yenilenebilir Enerji Kalkınma Ajansı (IREDA) finans ve finansal kiralama kurumlarını Hindistan'da kurulan yenilenebilir enerji sistemlerinin satışı ve kurulumu için uygun şartlarda kredi vermesi için desteklemektedir. Eyalet Şebeke Firmaları Solar Tarlalarıyla yaptıkları anlaşmalar gereği yeşil elektriği satın almak zorundadırlar.

Yeni ve Yenilenebilir Enerjiler Bakanlığı 2008 yılında Solar Güç Santrallerinin kurulumu için yeni bir teşvik mekanizmasını devreye almıştır. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Teşvik yasasında yapılan değişiklikle eyaletlerin verdiği alım garantisinin yanı sıra merkezi hükümet güneş enerjisi solar PV sistemleriyle üretilen elektriğin kWh'ine 0.21 Euro vermektedir.

İspanya

İspanya 2009 yılı itibarıyla yenilenebilir enerji teşviklerindeki durum şu şekildedir: 2008 yılından beri yasal çerçeveyi "Real Decrato" (kraliyet kararnamesi) olarak bilinen ve 2008'de yenilenen Yenilenebilir Enerji Kaynakları Yasal düzenlemesi belirlemektedir. Güneş enerjisi teşvikleri için şebekeyi besleme tarifesi şu şekildedir:

Binaya entegre sistemlerde;

- 20 kWp'ten küçük sistemler için: 0.34 Euro/kWh
 - 20 kWp'ten büyük sistemler için: 0.32 Euro/kWh
 - PPP Yere kurulmuş sistemler için: 0.32 Euro/kWh
- Bu güneş enerjisi teşviklerinin yıllık toplam sınırları 500 MW civarındadır.

ABD

Ticari işletmeler için sınırsız, konutlar için 2000 USD ile sınırlandırılan %30 oranındaki vergi teşvikleri 31 Aralık 2008 tarihinde sona ermiştir. Bazı eyaletler de kendi Yenilenebilir Enerji Teşvik Mekanizmalarını hayata geçirmiş durumdadır. Kaliforniya'da 1 Ocak 2007 tarihinde yürürlüğe giren ve 24 Ağustos 2007 tarihli California Public Utilities Commission (PUC) kararını baz alan güneş enerjisi teşvik sistemine göre şebeke besleme tarifeleri şu şekildedir;

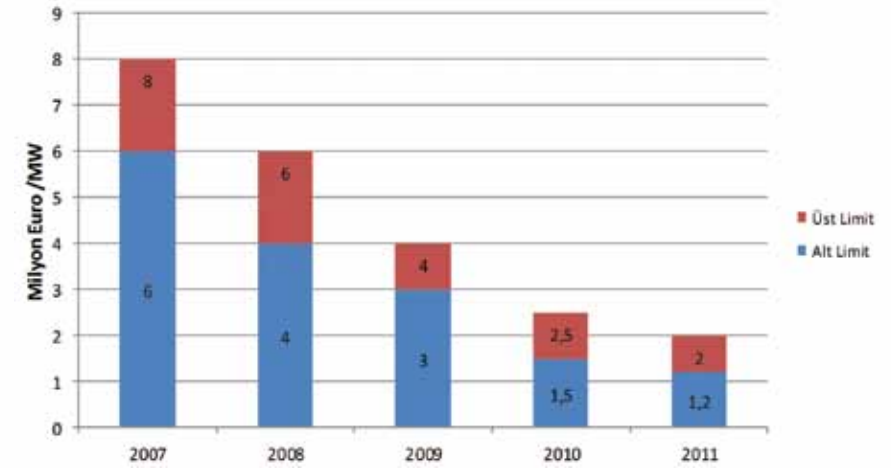
- 100 kWp'ten daha küçük sistemler için: 0.39 USD/kWh
- 100 kWp'ten daha büyük sistemler için: 2.50 USD/Wp ya da 0.39 USD/kWh

Sözleşmeler sabit tarife üzerinden olup süreleri 5 yıldır.

Net ölçme (net metering) olarak bilinen sisteme göre talebin %2.5'luk oranına kadar güneş enerjisi solar PV sistemi tarafından üretilen ve şebekeye verilen elektrik enerjisi miktarı müşterinin şebekeden sağladığı elektrik enerjisi miktarından düşülür. Kolorado Yenilenebilir Portfolyo Standardını (Renewable Portfolio Standart RPS) uygulamaya başlayan ilk ABD eyaletidir. 40.000 ve daha üstü sayıda elektrik abonesine sahip özel şebeke dağıtım şirketleri perakende olarak sattıkları elektriğin %10'unu yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapan tesislerden satın alınacaktır. Kolorado eyalet sınırları içinde faaliyet gösteren şebeke firmaları sattıkları elektrik enerjisi içindeki yenilenebilir payını her geçen yıl arttırmak zorundadır. Buna göre bahsi geçen artış oranları : 2007'de %3, 2008 – 2010'da %5, 2011 – 2014'de %10, 2015 – 2019'da %15 ve 2020 ve sonrasında %20 şeklindedir. Standardın en az %4'ü güneş enerjisi solar PV sistemleri tarafından üretilecek ve bu sistemlerin de en az yarısı müşterilerde bulunacaktır [15].

2.2.2.4 GÜNEŞ ENERJİSİ YATIRIMLARI

Güneş enerjisi yatırım maliyetleri yıldan yıla düşüş göstermektedir (Şekil.18). Türkiye'de 2012 yılından itibaren güneş enerjisi ile elektrik üretim maliyetinin şebeke fiyatlarının altında olması beklenmektedir. MW başına toplam ilk yatırım maliyeti yaklaşık 2,3 milyon dolar seviyelerindedir. Güneş enerjisi yatırımı geri dönüş süresi YEK teşvikleri ile birlikte yaklaşık 8-9 yıldır. Yıllık işletme ve bakım maliyeti ilk yatırım maliyetinin maksimum %1-%3'ü kadardır.



Şekil 18. Güneş enerjisi yatırım maliyeti

Güneş enerjisi yatırımı yapılacak yerlerin düz ve güneş alan sahalar olması gerekmektedir. Ayrıca, temizlik ve buhar için suya gereksinim duyulmaktadır. Güneş enerjisi ile elektrik üretim santralleri (GES) için, kullanılan teknolojiye bağlı olarak 12-30 dönüm arazi gerekmektedir. Bu şartları sağlayan alanlar ise çoğunlukla tarım arazileridir. Bu tehdit ise GES yatırımlarının önündeki en büyük engellerdendir. 24 Temmuz 2011 tarih ve 27298 sayılı Resmi Gazete 'de yayınlanarak yürürlüğe giren 15154 sayılı "Tarım Arazilerinin Korunması, Kullanılması Ve Arazi Toplulaştırmasına İlişkin Tüzük" un 9 uncu Maddesi gereği;

"Mutlak tarım arazileri, özel ürün arazileri, dikili tarım arazileri, sulu tarım arazileri alternatif alan bulunmaması ve kurulun uygun görmesi şartıyla;

- Savunmaya yönelik stratejik ihtiyaçlar,
- Doğal afet sonrası ortaya çıkan geçici yerleşim yeri ihtiyacı,
- Petrol ve doğal gaz arama ve işletme faaliyetleri,
- İlgili bakanlık tarafından kamu yararı kararı alınmış madencilik faaliyetleri,

- e) Bakanlıklarca kamu yararı kararı alınmış plan ve yatırımlar,
 f) Kamu yararı gözetilerek yol, altyapı ve üstyapı faaliyetlerinde bulunacak yatırımlar,
 g) Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun talebi üzerine 20/2/2001 tarih ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu uyarınca yenilenebilir enerji kaynak alanlarının kullanımı ile ilgili yatırımlar,
 h) Jeotermal kaynaklı teknolojik sera yatırımları,
 için bu arazilerin amaç dışı kullanım taleplerine, toprak koruma projesine uyulması kaydıyla Bakanlık tarafından izin verilebilir. Bakanlık bu yetkisini valiliklere devredebilir” ifadesi yer almaktadır [16].

2.2.3 BİYOENERJİ VE BİYOYAKITLAR

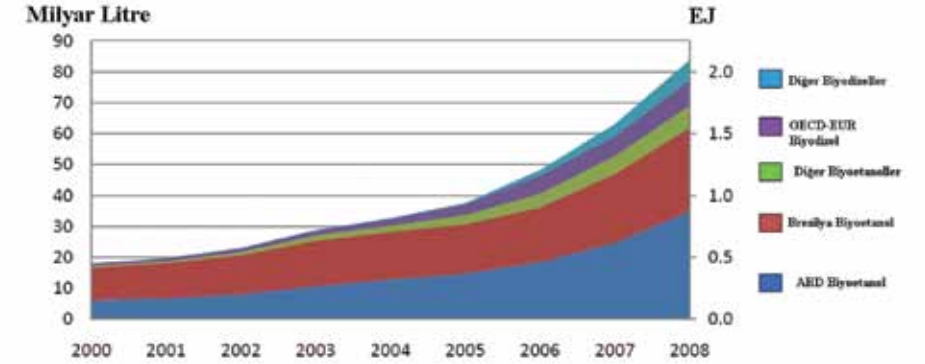
2.2.3.1 BİYOKÜTLE OLUŞUMU

Ana bileşenleri karbo-hidrat bileşikler olan bitkisel ve hayvansal kökenli tüm maddeler “biyokütle enerji kaynağı”, bu kaynaklardan üretilen enerji ise “biyokütle enerjisi” olarak tanımlanmaktadır. Bitkisel biyokütle, yeşil bitkilerin güneş enerjisini fotosentez yoluyla doğrudan kimyasal enerjiye dönüştürerek depolanması sonucu oluşmaktadır. Fotosentez ile enerji içeriği yaklaşık olarak 3x10²¹ J/yıl olan organik madde oluşmaktadır. Bu değer dünya enerji tüketiminin 10 katı enerjiye karşılık gelmektedir.

Biyokütle enerji teknolojisi kapsamında; odun (enerji ormanları, ağaç artıkları), yağlı tohum bitkileri (ayçiçek, kolza, soya, aspir, pamuk, v.b), karbo-hidrat bitkileri (patates, buğday, mısır, pancar, v.b), elyaf bitkileri (keten, kenaf, kenevir, sorgum, vb.), bitkisel artıklar (dal, sap, saman, kök, kabuk v.b), hayvansal atıklar ile şehirselle ve endüstriyel atıklar değerlendirilmektedir. Biyokütleden; fiziksel süreçler (boyut küçültme-kırma ve öğütme, kurutma, filtrasyon, ekstraksiyon ve biriktirme) ve dönüşüm süreçleri (biyokimyasal ve termokimyasal süreçler) ile pek çok sıvı, katı veya gaz biyoyakıt elde edilmektedir.

2.2.3.2 DÜNYA’DA VE TÜRKİYE’DE BİYOENERJİ

Yakıt alkolü konusunda ASTM D 4806-Denatüre Alkol Özellikleri ve ASTM D 5798 Yakıt Alkolü Özellikleri adlı Amerikan standartları mevcuttur. Avrupa Birliği’nde “Center for European Normalization (CEN) TC Ethanol Task Force” standart hazırlama çalışmalarını halen sürdürmektedir. ABD, Avustralya, Fransa, İsveç, Brezilya, Hindistan, Tayland başarılı yakıt alkolü uygulamalarının olduğu ülkelere örnek verilebilir (Şekil.19) [17].



Şekil 19. Dünya’da biyoyakıt üretimi [18]

EN 14214 no’lu taşıtlarda biyodizel standardı uygulamada B5 ve B20 kullanımı yaygındır. Tarım araçlarında, nakliye araçlarında, tarlarda, seralarda, sanayi tipi jeneratörlerde, kalorifer kazanlarında, gemilerde, askeri araçlarda daha yaygın kullanılmaktadır. AB Biyoyakıt Kullanımı Direktifine (Directive 2003/30/EC of The European Parliament and of The Council of 8 May 2003 on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport) göre biyoyakıt kullanım hedefi; 2005 yılında %2 (yaklaşık 5.8 milyon ton) 2010 yılında % 5.75 (yaklaşık 16.5 milyon ton) olarak belirlenmiştir. AB biyoyakıtların kullanım hedefi 2020 yılı için %20’dir.

Türkiye’de kara taşımacılığının önemli bir bölümünde ve deniz taşımacılığında dizel motorlu taşıtlar kullanılmaktadır. Ayrıca endüstride jeneratörler için dizel yakıtı kullanılmaktadır ve dizel yakıtı ihtiyacı giderek artmaktadır. Biyodizel kullanımı ile petrol tüketiminde ve egzoz gazı kirliliğinde azalma gerçekleşecektir. Biyodizel üretmek ve kullanmak için Türkiye yeterli ve uygun alt yapıya sahiptir. Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) ile Tarım ve Köy İşleri Bakanlığı’nın yaptığı ortak çalışmanın sonucunda, Türkiye’de, 1 milyon 900 bin hektarlık kullanılmayan ancak tarıma uygun arazinin olduğu belirlenmiştir. Söz konusu arazilerde enerji tarımı yapıldığı takdirde, örneğin Ege Bölgesi’nde 186.000-308.000 ton arası biyodizel üretilebileceği belirtilmektedir. Bu rakamlara göre güneyde 48.000-226.000 ton arasında; Kuzeydoğu Anadolu’da 83.000-123.000 ton arası ve Karadeniz’de ise 82.000-123.000 ton arası biyodizel üretimi beklenmektedir. Toplamda tüm Türkiye’den elde edilmesi beklenen miktar ise 1 milyon 250 bin ton. Potansiyeller hayata geçirildiği takdirde Türkiye’nin tarım kapasitesinin 3 kat artabileceği belirtilmektedir [19]. Türkiye’de biyoetanol ve biyodizel için gerçekleştirilen yasal düzenlemeler aşağıdaki gibidir:

- Petrol Piyasası Kanunu: 20 Aralık 2003
- Petrol Piyasası Lisans Yönetmeliği: 17 Haziran 2004
- Petrol Piyasasına Uygulanacak Teknik Kriterler Hakkında Yönetmelik: 10 Eylül 2004
- Bitkisel Atık Yağların Kontrolü Yönetmeliği: 19 Nisan 2005
- Biyodizel Standartları: TS EN 14213 ve TS EN 14214

Türkiye’de biyoetanol yakıt harmanlama bileşeni, biyodizel ise hem yakıt harmanlama bileşeni hem bir akaryakıt tanımı almıştır. Bir başka deyişle biyodizel, benzin ve motorin yanı sıra, üçüncü akaryakıt sektörü ögesidir. Yerli kaynaklardan üretilen biyoetanolün benzine ve biyodizelin ise motorine %2 oranında katılmasında, motor biyoyakıtı ÖTV’den muaf tutulmuştur. Motor biyoyakıtlarının akaryakıt sektöründe kullanımı için gerekli yasal tanımlama tamamlanmıştır. Türkiye’nin ilk ticari motor biyoyakıtı uygulaması 2005 yılında başlamıştır. Yerli kaynaklardan üretilen biyoetanol kurşunsuz benzine %2 oranında katılarak piyasaya sunulmuştur. Piyasaya arz edilecek biyodizel de benzer şekilde motorine katılarak ÖTV’siz kullanılacaktır. Pankobirlik ülkemizin ikinci yakıt alkolü fabrikasını kurmaktadır. Böylece piyasada arz artacak ve biyoetanol katkılı benzinler sektörde daha fazla yer alabilecektir. Biyoetanol üretiminde, üretim fazlası buğday, nişasta ve selülozik atıkların kullanımı da gerekmektedir. Bu hususta üreticilerin hammadde temini için enerji tarımına yönelmeleri doğmuştur. Türkiye hayvansal ve bitkisel artık miktarı 10.3 Mtep değerinde olup; bu değer, ülkemiz enerji tüketiminin % 13’üne karşılık gelmektedir. Ülkemiz enerji ormancılığına uygun (kavak, söğüt, kızılğaç, okaliptüs, akasya gibi hızlı büyüyen ağaçlar) 4 Milyar ha devlet orman alanına sahiptir. Türkiye’de toplam arazinin sadece %33.1’i işlenmektedir. İşlenmeyen arazi içinde tarıma uygun % 3’lük bir alan mevcuttur. Bu alanın enerji tarımında kullanılması, kota kapsamından çıkarılan ürünler (tütün, şeker pancarı gibi) yerine de enerji amaçlı tarım (sorgum, miskantus, kanola, aspir v.b) yapılması, tarım kesimine yön verecek, istihdam yaratacak ve ulusal gelir artacaktır.

Ülkemizde 65 000 ton/gün miktarında çöp çıkmaktadır. Çöplerin düzenli depolama ile elektrik eldesinde değerlendirilmesi ve başta hayvansal atıklardan olmak üzere biyogaz üretiminin artırılması dikkate alınmalıdır [17]. Türkiye’de biyogaz ve çöp gazı üretimine son iki yıldır artan bir yatırım ilgisi bulunmaktadır. EPDK tarafından verilmiş yürürlükte olan lisanslar için bilgiler Ocak 2009 tarihi ile şu şekildedir:

Biyogaz Lisansı

- Otoprodüktör /5 adet, Kurulu Güç: 7.25 MWe
- Üretim Lisansı /3 adet, Kurulu Güç: 9.54 MWe

Çöp Gazı Lisansı

- Otoprodüktör /1 adet, Kurulu Güç: 4.02 MWe
- Üretim Lisansı /5 adet, Kurulu Güç: 35.09 MWe

Ayrıca EPDK, 3.88 MWe kurulu kapasiteli biyogaz tesis yatırımını uygun bulmuştur. Kırsal kesimde küçük tip biyogaz üretimine artan bir eğilim bulunmaktadır.

Biyoelektrik üretimi için mevcut ilgi, yatırımların artacağını işaret etmektedir. Bu konudaki başarı, özellikle yerel yönetimlerin ilgisinin çöp gazı üretimine yoğunlaşması ile artacaktır. Biyogaz üretimi için önemli bir teknik potansiyel yatırım için beklemektedir. Özellikle atık yönetimi kapsamında yeni tesislerin sayısının yakın gelecekte büyük artış göstereceği öngörülmektedir. Atıktan biyoenerji eldesinde kojenerasyon uygulamaları yerel yönetimler ve toplu konut uygulamaları için ayrı bir değere sahiptir [20].

2.2.3.3 TEŞVİK MEKANİZMALARI

Brezilya

İsteğe bağlı olan %2 biyodizel kullanımı 2008 yolunda zorunlu olmuştur. Bu oran 2013 yılında %5 (B5) olarak düzenlenecektir. Mali teşvik uygulaması mevcuttur.

Avrupa

Avrupa’da Biyoyakıt Direktifleri doğrultusunda, benzin ve dizel kullanımının 2005 yılında %2’sinin, 2010 yılında %5.75’inin biyoyakıtlardan karşılanması hedeflenmektedir. Mali teşvik uygulamaları mevcuttur. AB üyesi ülkelerde ÖTV muafiyeti veya azaltılması öngörülmektedir.

Fransa

Gümrük vergi muafiyeti kısmen uygulanmaktadır. Genel olarak çevreyi kirlileme oranına göre yakıtlar vergilendirilmektedir. Dağıtıcılara, tüm benzin ve dizel kullanımı içinde; 2005 yılında %1.2, 2006 yılında %1.75, 2007 yılında %3.5, 2008 yılında %5.57, 2009 yılında %6.25, 2010 yılında da % 7 oranında biyoyakıt karıştırma zorunluluğu getirilmiştir.

Almanya

Gümrük vergi muafiyeti uygulanmaktadır. Biyoyakıtlar kullanımı zorunluluğu 2007'den itibaren yürürlüğe girmiş olup, % karışım oranları henüz kesinleşmemiştir [19].

Türkiye

Türkiye'de YEK kullanım türüne göre uygulanan teşvik Tablo.13'de gösterilmektedir.

Tablo 13. Türkiye'de biyoenerji için uygulanan teşvikler [21]

Uygulanan Teşvik	YEK Kullanım Türü	Mevzuat
Ürün Desteği	2007-2010 yılları arasında kanola-aspir üreticilerine destekleme primi	(29.07.2007 RG) 2007/12415 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı
ÖTV Muafiyeti	Harmanlanan biyoethanol oranı kadar ÖTV muafiyeti (yerli tarım ürünleri için geçerlidir)	ÖTV Genel Tebliği
	Harmanlanan biyodizel oranı kadar ÖTV muafiyeti (yerli tarım ürünleri için geçerlidir)	26.12.2006 RG, ÖTV Tebliği Seri No. 13
Yerli Üretim Destek Miktarı	Biyokütleyle dayalı üretim tesisi (Çöp gazı dahil)	13,3(USD Cent/kWh)

2.2.4 JEOTERMAL ENERJİ

2.2.4.1 JEOTERMAL ENERJİ OLUŞUMU

Jeotermal kaynak kısaca yer ısısı olup, yer kabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısının oluşturduğu, kimyasallar içeren sıcak su, buhar ve gazlardır. Jeotermal enerji ise jeotermal kaynaklardan doğrudan veya dolaylı her türlü faydalanmayı kapsamaktadır. Jeotermal enerji yenilenebilir, sürdürülebilir, tükenmeyen, ucuz, güvenilir, çevre dostu, yerli ve yeşil bir enerji türüdür.

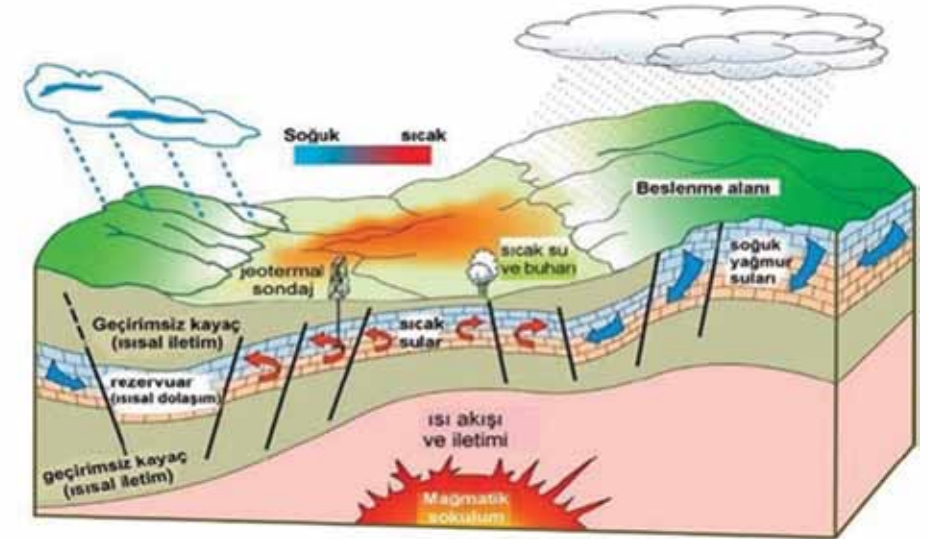
Yağmur, kar, deniz ve magmatik suların yeraltındaki gözenekli ve çatlaklı kayaç kütlelerini besleyerek oluşturdukları jeotermal rezervuarlar, yeraltı ve re-enjeksiyon koşulları devam ettiği müddetçe yenilenebilir ve sürdürülebilir özelliklerini korurlar. Kısa süreli atmosferik koşullardan etkilenmezler. Isı kaynağı, rezervuar ve ısıyı taşıyan akışkan jeotermal sistemi oluşturan üç ana unsurdur.

Isı kaynağı derinlikle birlikte artan sıcaklık ya da yüzeye yakın yüksek sıcaklıklı magmatik sokuşumlar olabilir. Jeotermal rezervuar ise sıcaklık ve jeokimyasal açıdan doğal bir denge içinde bulunup bir bütünlük ifade eden, değişik şekillerde dışardan beslenen yarı açık veya kapalı

sıcak su ve/veya buhar üretim ortamıdır.

Rezervuarların üzerinde genellikle geçirimsiz tabakalar bulunmaktadır. Jeotermal akışkan ise kaynaktan elde edilen su, su buharı ve gazdır; sıcaklık ve basınca bağlı olarak buhar veya sıvı halde olabildiği gibi CO₂, H₂S gibi gazlar içerebilir.

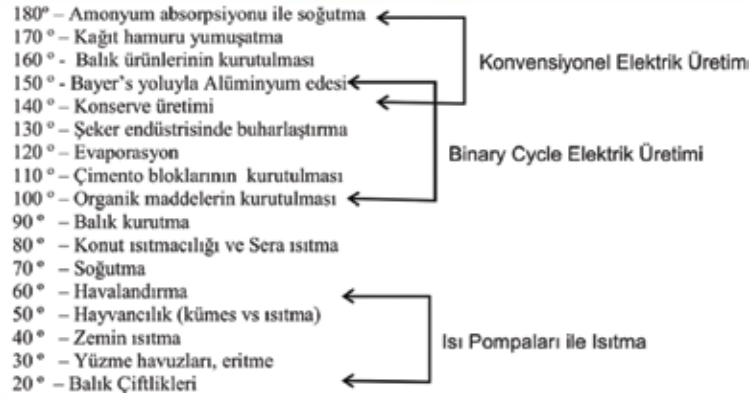
Sıvının ısıyı iletmesi jeotermal sistemin mekanizmasını oluşturur. Isı iletimi (konveksiyon akım) sistemdeki sıvının ısınmasına ve termal genişlemesine neden olur. Düşük yoğunluklu ısınmış sıvı yükselerek yüksek yoğunluklu su ile yer değiştirir (Şekil.20).



Şekil 20. Jeotermal sistem modeli [1]

Jeotermal enerji kaynakları en çok jeotermal sıvının entalpisine (sıvının ısı içeriği) göre sınıflandırılmaktadır. Buna göre kaynaklar;

- Düşük 20-70 °C
- Orta 20-150 °C
- Yüksek 150 °C den yüksek olarak üç gruba ayrılmaktadır. Kaynağın sıcaklığına göre de jeotermal enerjinin kullanım alanları değişmektedir (Şekil.21).



Şekil 21. Lindal diagramı [2]

Elektrik üretiminde yüksek sıcaklıklı akışkanlar kullanılırken, düşük ve orta sıcaklıklı akışkanlardan ısıtıcılıkta yararlanılmaktadır.

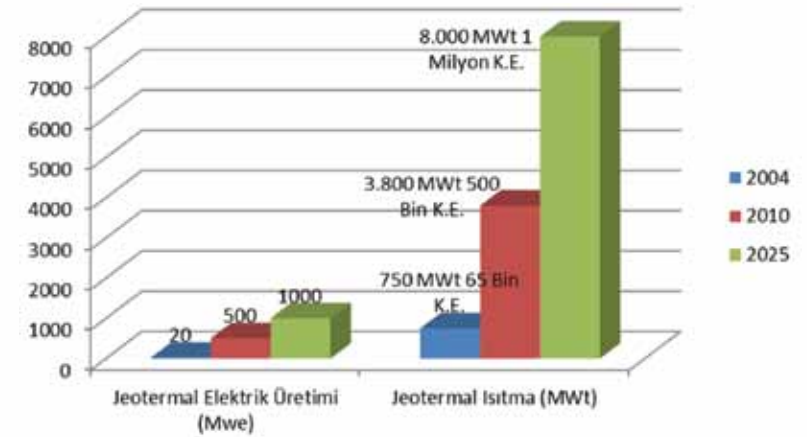
2.2.4.2 DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE JEOTERMAL ENERJİ

MTA verilerine göre Türkiye'nin teorik jeotermal enerji potansiyeli 31.500 MWt olarak kabul edilmektedir. Yapılan yeni çalışmalar ışığında görünür jeotermal potansiyelde artışlar gözlenirken, olası jeotermal potansiyel için yeni bir sonuç getirilmemiştir [8]. Ülkemiz bu potansiyeli ile dünyada yedinci Avrupa'da ise birinci konumdadır. Türkiye jeotermal enerjinin doğrudan kullanımı bakımından 10.247 GWh/yıl ile Dünya'da dördüncü; jeotermal kaynaklardan elektrik enerjisi üretiminde 490 GWh/yıl ile Dünya'da 12. sıradadır. Tablo.14'te yıl bazında jeotermal uygulamalar ve 2013 yılı hedefleri gösterilmektedir. Türkiye'deki jeotermal uygulamaların karşılaştırılması ve 2013 hedefleri [3]

Tablo 14. Türkiye'deki jeotermal uygulamaların karşılaştırılması ve 2013 hedefleri [3]

Kullanım (Kurulu Kapasite)	2002	2007	2013 Hedefleri	2013 Yatırım büyüklüğü (Milyon ABD\$)
Sera ısıtması (dönüm)	500	1.200	4.000	200
Isıtma (Konut + Termal tesis)	30 bin	65 bin	150 bin	500
Termal Kullanım	175	215	300	500
Elektrik Kurulu Kapasite	15 Mwe	27,4 Mwe	600Mwe	1,3
Jeotermal sondajlarla ortaya çıkarılan + doğal çıkışlar	3000 MWt	4000 MWt	7500MWt (250 bin metre sondaj)	150
TOPLAM				2.65 Milyar \$

Türkiye'de jeotermal enerjinin mevcut durumu değerlendirildiğinde kaynak bakımından potansiyelinin oldukça yüksek olduğu görülmektedir. Ancak mevcut potansiyelden en iyi şekilde faydalanılması noktasında halen soru işaretleri bulunmaktadır. Şekil.22'de jeotermal elektrik üretimi ve jeotermal ısıtmaya ilişkin veriler gösterilmektedir. Buna göre jeotermal elektrik üretimi 7 yıllık süreçte (2004-2010) 25 katna çıkarak 500 MWe'ye ulaşmıştır. Bu değer 2025 yılında 1000 MWe'ye ulaşması düşünülmektedir. Şekilde de görüldüğü gibi ülkemizde jeotermal kaynaklardan daha çok ısıtmada faydalanılmaktadır. Jeotermal ısıtma 2004 yılında 65.000 konut eşdeğeri (K.E.) iken 2010 yılına gelindiğinde 500.000 K.E'ye ulaşmıştır. 2025 yılında da 1 milyon K.E'ye ulaşması hedeflenmektedir.



Şekil 22. Türkiye'de jeotermal enerjinin mevcut durumu ve geleceği [1]

2.2.4.3 JEOTERMAL KAYNAKLARA İLİŞKİN YASAL MEVZUAT

Zengin jeotermal kaynaklara sahip olan ülkemizde kapsamlı bir jeotermal yasanın olmayışı nedeniyle uzun yıllar boyunca bu kaynaklardan yeterli derecede yararlanılamamıştır. Jeotermal kaynaklar ile ilgili düzenleme 1906 yılında Maadin Nizamnamesi ile başlamış uzunca bir süre 1926 tarihli ve 927 sayılı "Sıcak ve Soğuk Maden Sularının İstismarı ile Kaplıcalar Tesisatı Hakkında Kanun" kapsamında yürütülmeye çalışılmıştır. Bu dönemde jeotermal kaynaklara ve mineralli sulara "yıkılmaya ve içmeye mahsus sular" kapsamında yaklaşıldığından bu kaynaklardan yeterli derecede yararlanılamamıştır. Bu yönüyle jeotermal enerjiyi bir enerji kaynağı olarak görmeyen bu kanun daha çok kaplıcalara ve mineralli sulara yönelik olarak hazırlanmıştır.

Jeotermal kaynaklar, ilk defa “jeotermal” kelimesi kullanılarak 1983 tarihli Bakanlar Kurulu Kararıyla 6309 sayılı Maden Kanunu kapsamına alınmıştır ancak, 1985 yılında bu kanunun yürürlükten kaldırılmasıyla Bakanlar Kurulu Kararı da yürürlükten kaldırılmıştır.

2004 yılında yasalaşan 5177 sayılı “Maden Kanununda ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına İlişkin Kanun” ile özel sektörün de jeotermal faaliyetlere katılması amaçlanmıştır. Bu düzenleme sonrasında jeotermal kaynakların aranması ve kullanılması için Valiliklere yapılan başvurular Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı aracılığıyla MTA Genel Müdürlüğüne iletilmekte ve MTA Genel Müdürlüğü’nün uygun gördüğü faaliyetlere izin verilmekte iken, bu düzenleme sonrasında MTA Genel Müdürlüğü veya diğer yetkili Kurum ve Kuruluşlar tarafından hiçbir şirket ile jeotermal kaynağın elektrik üretimi amaçlı kullanılmasına ilişkin sözleşme imzalanmadığından yeni üretim lisansı verilememiştir [5].

Türkiye’de ilk kapsamlı Jeotermal yasası 03.06.2007 tarihinde kabul edilen ve 13.06.2007 tarihli Resmi Gazetede yayınlanarak yürürlüğe giren 5686 sayılı “Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu” dur. Amacı “Jeotermal ve doğal mineralli su kaynaklarının etkin bir şekilde aranması, araştırılması, geliştirilmesi, üretilmesi, korunması, bu kaynaklar üzerinde hak sahibi olunması ve hakların devredilmesi, çevre ile uyumlu olarak ekonomik şekilde değerlendirilmesi ve terk edilmesi ile ilgili usûl ve esasları düzenlemek” olan kanun kapsamında; “Jeotermal Ruhsat müracaatları, talep sahibi tarafından önce İl Özel idaresine 5686 sayılı kanunun EK-I formatına göre hazırlanmış arama projesi ile birlikte yapılmakta ve ilgili Özel İdare tarafından sisteme girişi yapıldıktan sonra müracat ile ilgili bilgi ve belgeler MİGEM’e gönderilmektedir. MİGEM’de ruhsat müracaat talep alanı ile ilgili değerlendirme yapıldıktan sonra, değerlendirme sonuçları yine ilgili İl Özel İdareye bildirilmektedir. İl Özel İdareleri hak kazanılan alanlar için projenin uygun bulunması ve gerekli harç ve teminatın yatırılmasını müteakip arama ruhsatı düzenleyerek, talep sahibine vermektedir “ [6].

Jeotermal kaynaklardan elektrik enerjisi üretimi 5686 sayılı “Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu” ile 4628 sayılı “Elektrik Piyasası Kanunu”na göre düzenlenmiştir. 5686 sayılı Kanunun uygulanması ile elektrik üretimine yönelik olarak işletme ruhsatı alan tüzel kişiler, Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu’na (EPDK) üretim lisansı için başvurabilmektedir. Elektrik piyasasındaki tüm piyasa faaliyetleri EPDK tarafından kontrol edilmekte ve düzenlenmektedir. Bu kapsamda jeotermal kaynaklardan elektrik üretmek isteyen ve ilgili jeotermal alan ile ilgili üretim lisansına sahip tüzel kişiler EPDK’dan üretim lisansı alarak elektrik üretebilmektedir.

EPDK’ya başvuru sırasında gereken belgeler şunlardır:

- 1) Başvuru Dilekçesi
- 2) Taahhütname
- 3) Tüzel kişiyi temsil ve ilzama yetkili şahıs/shahısların “Yetki Belgeleri” nin aslı veya noter onaylı suretleri
- 4) Tüzel kişilik ana sözleşmesinin, tüm tadiller işlenmiş son halinin, Ticaret Sicili Memurluğunca Tasdiklenmiş bir nüshası veya tüzel kişilik ana sözleşmesinin ve tadillerinin ilan edildiği Türkiye Ticaret Sicili Gazetelerinin birer nüshası.
- 5) Üretim Tesisine İlişkin:
 - a) Bilgi Formu (5 nüsha)
 - b) Yatırım Termin Programı (5 nüsha).
 - c) Tek Hat Şeması (5 nüsha).
 - d) Tesisinin Yerini Gösteren 1/25.000 Ölçekli Harita (5 nüsha).
 - e) Tesisinin Yerleşim Yeri Projesi (2 nüsha).
 - f) Üretim tesisinde yerli doğal kaynak kullanılması halinde (kaynağın türüne göre);

Yurt içinde çıkan linyit, taş kömürü, asfaltit, bitümlü şist gibi katı fosil yakıtlar ile biyokütle, biyogaz, doğal gaz ve jeotermal kaynakların kullanım haklarına ilişkin olarak; yetkili kurum ve kuruluşlar ve/veya özel kişilerle yapılmış yakıt teminine ilişkin anlaşmaların veya kullanım haklarının edinilmiş olduğunu yada edinileceğinin taahhüt edilmiş olduğunu gösteren belge veya belgelerin aslı veya sözleşmenin tarafı kurum tarafından aslına uygunluğu tasdiklenmiş bir örneği ya da noter onaylı sureti

7) Elektrik piyasasına ilişkin faaliyetler kapsamında; Tüzel kişilik ve/veya Tüzel kişilikte yüzde on ve üzerinde (halka açık şirketlerde yüzde beş ve üzerinde) doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan ortaklarına ilişkin olarak, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılan veya yapılmakta olan herhangi bir işlemin olup olmadığına dair beyan.

8) Tüzel kişilikte yüzde on ve üzerinde (halka açık şirketlerde yüzde beş ve üzerinde) doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan tüzel kişilerin ana sözleşmelerinin, tüm tadiller işlenmiş son halinin, Ticaret Sicili Memurluğunca tasdiklenmiş birer nüshası veya ilgili tüzel kişilerin ana sözleşmelerinin ve tadillerinin ilan edildiği Türkiye Ticaret Sicili Gazetesi’nin birer nüshası.

9) Tüzel kişilikte doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan gerçek ve tüzel kişilerin, pay oran ve tutarları belirtilmek suretiyle, ortaklık yapısını ortaya koyan bilgileri.

10) Tüzel kişi ortağın yönetim ve denetimini belirleyen sermaye paylarının bir başka tüzel kişiye ait olması halinde, gerçek kişi ortak ya da ortaklara ulaşıncaya kadar, pay oran ve tutarları ile varsa imtiyazlı paylar da belirtilmek suretiyle ortaklık yapısını ortaya koyan bilgi ve/veya belgeler.

11) Tüzel kişilikte yüzde on ve üzerinde (halka açık şirketlerde yüzde beş ve üzerinde) doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan gerçek kişiler ile yönetim kurulu üyesi, genel müdür, genel müdür yardımcısı ve denetçilere ait, son altı ay içinde alınmış, adli sicil belgeleri ile isim, unvan ve adres bilgileri,

12) Tüzel kişinin ve tüzel kişilikte yüzde on ve üzerinde (halka açık şirketlerde yüzde beş ve üzerinde) doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan gerçek ve tüzel kişilerin mali durumunu gösteren belgeler.

2.2.5 HİDROELEKTRİK ENERJİ

2.2.5.1 HİDROLİK ENERJİ OLUŞUMU

Hidrolik enerji güneş enerjisinin devamlılığını sağladığı hidrolojik çevrimin dolaylı bir sonucudur. Hidrolik çevrimde dünya üzerindeki su kaynakları güneş enerjisiyle buharlaşır ve su buharı ile rüzgârın etkisiyle sürüklenip dünyanın başka bölgelerinde yağmur veya kar olarak yoğunlaşır; bu çevrim güneş ışınımı var olduğu sürece devam etmektedir (Şekil.23) . Bu yüzden hidrolik enerji kendini yenileyen bir enerji kaynağıdır.



Şekil 23. Su çevrimi [9]

Hidroelektrik enerji ise suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye çevrilmesiyle elde edilir. Hidroelektrik santraller (HES) yükseklerden akışa geçen suların potansiyel enerjisini türbin ve jeneratörler vasıtasıyla elektrik enerjisine çeviren enerji üretim tesisleridir. Yenilenebilir temiz enerji kaynaklarının başında hidrolik enerji gelmektedir. Hidrolik enerji diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına oranla bazı teknik üstünlüklere sahiptir. Bunların başında güvenilir bir enerji olması ve daha kolay depolanabilmesi gelir. Düşük üretimdeki hidroelektrik santrallerinin birkaç saniye içinde yüksek üretime geçebilmesi diğer önemli bir avantajlarıdır. Hidroelektrik santraller şebekede sık sık görülen yük değişiklikleri ve frekans değişikliklerine anında müdahale ederek şebekenin işleyişini düzenler; herhangi bir yabancı güç kaynağına ihtiyaç duymadan, sıfırdan üretime geçebilirler. Bunların dışında ;

- Ekonomik ömürlerinin uzun olması
- Yakıt giderinin olmaması
- Düşük işletme bakım gideri
- Kısa geri ödeme süresi
- Yüksek verimlik

hidroelektrik santrallerin avantajlarındandır.

Türkiye, dünya genelinde enerji talebi en çok artan 2. ülkedir. 1990-2010 döneminde Türkiye'deki birincil enerji talebi artış hızı %3,7 olmuştur. Yıllık enerji artış hızı ortalama %8 civarında olan ülkemizin, 2020 yılında 450 milyar kWh enerjiye ihtiyacı olacağı tahmin edilmektedir [10]. Bu talebin karşılanabilmesi için üretim maliyetlerinin düşürülmesi ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretiminin geliştirilmesi gerekmektedir.

Ülke sınırlarına veya denizlere kadar bütün tabii akışların tamamının değerlendirildiği varsayarak hesaplanan hidroelektrik potansiyele, ülkenin "Brüt Teorik Hidroelektrik Potansiyeli" denilmektedir. Ancak uygulamada bu potansiyelin tamamının kullanılması mümkün değildir. Brüt Hidroelektrik Potansiyelin mevcut teknoloji ile değerlendirilebilecek azami miktarına "Teknik Yapılabilir Hidroelektrik Potansiyel" denilmektedir. Diğer bir kıstas ise teknik yapılabilirliği olan tesisin beklenen ekonomik şartlar içinde ekonomik yapılabilirliğidir. Türkiye teorik hidroelektrik potansiyeli dünya teorik hidroelektrik potansiyelinin %1'i, ekonomik potansiyeli ise Avrupa ekonomik potansiyelinin %16'sıdır.

Türkiye'nin teorik hidroelektrik potansiyeli 433 Milyar kWh iken teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyeli 140 Milyar kWh'dir. Hidroelektrik potansiyelinin yaklaşık %50'si teknik olarak değerlendirilemez sınıfa girmektedir (Şekil.24). 2010 yılı itibarı ile işletmeye alınan hidroelektrik potansiyeli 53 milyar kWh'dir.



Teorik Hidroelektrik Potansiyel	433 Milyar kWh
Teknik Olarak Değerlendirilebilir Hidroelektrik Potansiyel	216 Milyar kWh
Teknik ve Ekonomik Olarak Değerlendirilebilir Hidroelektrik Potansiyel	140 Milyar kWh

Şekil 24. Türkiye hidroelektrik potansiyeli [10]

Küçük Hidroelektrik Santraller

Birleşmiş Milletler Sanayi ve Kalkınma Organizasyonu UNIDO tarafından belirlenen sınıflandırmaya göre kurulu gücü :

- 0-100 kW arası mikro santraller
- 101-1000 kW arası mini santraller
- 1001– 10000 kW arası küçük santraller olarak tanımlanmaktadır.

Küçük hidroelektrik santralleri öncelikle ulaşım güçlüğü nedeniyle ulusal sistemden beslenemeyen veya çok fazla enerji kayıplarına neden olan kırsal bölgelerdeki yerleşim birimlerinin enerji ihtiyacını sağlayabilmeleri olmak üzere, kısa sürede inşa edilebilmeleri, düşük işletme maliyeti gibi üstünlüklere sahiptir.

Küçük hidroelektrik santrallerin üstünlükleri şu şekilde sınıflandırılabilir;

1. Ulaşımı güç olan ve ulusal sistemden beslenemeyen kırsal bölgelerdeki köy ve diğer yerleşim birimlerinin enerji ihtiyacının karşılanmasında küçük hidroelektrik santraller önemli rol oynamaktadır. Bu tesisler, söz konusu bölgelerin sosyoekonomik ve kültürel gelişimlerinin hızlanmasına da destek olmaktadır.

2. Küçük hidroelektrik santrallerin türbin-jeneratör gruplarının standartlaştırılmaları kolaydır. Böylece ilgili teçhizatın yapımı çok ekonomik hale gelir ve işletme- bakım problemleri asgari düzeye iner. Türbin-jeneratör ve transformatörün bir blok halinde ve otomatik işler şekilde yapılmasıyla, aynı bölgedeki çok sayıda santral bir tek teknisyen tarafından kontrol edilebilir. Bunun neticesi olarak işletme maliyeti azalır.

3. Küçük hidroelektrik santraller, toplam yatırım bedelleri az olduğundan kısa sürede inşa edilebilmektedirler.

4. Yakıtlı santrallere nazaran düşük işletme maliyeti ile elektrik enerjisi üretmektedirler.

5. Küçük hidroelektrik santrallerde üretilen enerji genellikle bölgede kullanıldığı için uzun iletim hatlarına ihtiyaç duyulmamaktadır.

6. Çevre problemlerinin önemi günümüzde herkes tarafından daha iyi anlaşılmaya başlanmıştır. Bütün hidrolik kaynaklar gibi küçük hidroelektrik santrallerin de çevre kirliliğine katkısı yok denecek kadar azdır.

7. Bakımları kolay, ucuz ve hizmet süreleri uzundur [9].

2.2.5.2 HİDROELEKTRİK ENERJİSİ YASAL MEVZUATI

Hidrolik kaynaklı elektrik üretimine uygun alanların belirlenmesi Elektrik İşleri Etüt İdaresi ve DSİ Genel Müdürlüğü (DSİ) yetkisi dâhilindedir. Başvuru yapılması uygun projeler DSİ internet sayfasında yayınlanarak özel sektör yatırımlarına açılmaktadır. Elektrik üretimine uygun alanın özel sektör tarafından bulunması durumunda, özel sektör yatırımcıları tarafından geliştirilen projelere ilişkin fizibilite raporları DSİ tarafından yapılan inceleme sonucu uygun bulunması ve Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinin (Yönetmelik) 7.maddesinin beşinci fıkrasının (c) bendi hükmü gereği DSİ ile yapılmış Su Kullanım Hakkı Anlaşmasının veya Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalayabilmeye hak kazandıklarının belgelenmesi sonrasında EPDK'ya yapılan lisans başvurusu değerlendirmeye alınmaktadır. EPDK'ya yapılacak lisans başvurularına ilişkin prosedür ve başvuruda sunulması gereken bilgi ve belgeler www.epdk.org.tr adresinde yayınlanan "Lisans İşlemleri" başlığı altında ilan edilmektedir.

Su Kullanım Hakkı Anlaşması (SKHA) Yönetmeliği 26 Haziran 2003 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Su Kullanım Hakkı Yönetmeliği Anlaşması ile;

- Elektrik enerjisi kırsal kesimlere daha kolay ve kesintisiz ulaştırılmakta,
- Sanayi canlanmakta ve istihdam artmakta,
- Yerinde üretimle hat kayıpları en aza indirilmekte,
- Rekabet ortamı tesisi edilerek ucuz enerji temini sağlanmakta,
- Yenilenebilir enerjinin geliştirilmesine yönelik imkânlar artmakta,
- Gelecekte ortaya çıkabilecek muhtemel enerji açığının yerli kaynaklar ile karşılanması sağlanmış olacaktır. [10]

Su Kullanım Hakkı Anlaşması ile birçok husus düzenlenmiş olup çevresel etkilenmeler ve diğer su kullanıcılarının su hakları bu kapsamda korunmuştur. Ülkemizde, Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) raporu olmadan baraj yapımı mümkün değildir. 17 Temmuz 2008 yeni ÇED yönetmeliği ile bütün HES projeleri ÇED yönetmeliği kapsamına alınmıştır. “Bir HES projesine ait ÇED raporunda; projenin tanımı ve gayesi, proje konusu yatırımın tanımı, ömrü, hizmet maksatları, önemi ve gerekliliği, projenin fiziksel özelliklerinin, inşaat ve işletme safhalarında kullanılacak arazi miktarı ve arazinin tanımlanması, önerilen projeden kaynaklanabilecek önemli çevresel etkilerin genel olarak açıklanması (su, hava, toprak kirliliği, gürültü, titreşim, ışık, ısı, radyasyon ve benzeri) yatırımcı tarafından araştırılan ana alternatiflerin değerlendirilmesi ve seçilen tercih edilme sebepleri, proje için seçilen yerin konumu, proje yeri ve alternatif alanların mevkii, koordinatları, yeri tanıttıcı bilgiler, proje yeri ve etki alanının mevcut çevresel özellikleri, önerilen proje sebebiyle kirlenmesi muhtemel olan çevrenin; nüfus, fauna, flora, jeolojik ve hidro-jeolojik özellikler, doğal afet durumu, toprak, su, hava, iklimsel faktörler, mülkiyet durumu, mimari ve arkeolojik miras, peyzaj özellikleri, arazi kullanım durumu, hassasiyet derecesi ve bu faktörlerin birbiri arasındaki ilişkileri de içerecek şekilde yapılan açıklamalar, projenin önemli çevresel etkileri ve alınacak önlemler, proje için kullanılacak alan, doğal kaynakların kullanımı, kirleticilerin miktarı, atıkların minimizasyonu, yatırımın çevreye olan etkilerinin değerlendirilmesinde kullanılacak tahmin yöntemlerinin genel tanıtımı, çevreye olabilecek olumsuz etkilerin azaltılması için alınması düşünülen tedbirlerin tanıtımı, halkın katılımı toplantısına ilişkin bilgiler, projeden etkilenmesi muhtemel halkın belirlenmesi ve halkın görüşlerinin çevresel etki değerlendirmesi çalışmasına yansıtılması için önerilen yöntemler, görüşlerine başvurulması öngörülen diğer taraflar gibi konular yer almaktadır [10].

2.3 ELEKTRİK ENERJİSİ

2.3.1 ELEKTRİK SİSTEMİNİN GELİŞİMİ

2.3.1.1 TALEP GELİŞİMİ

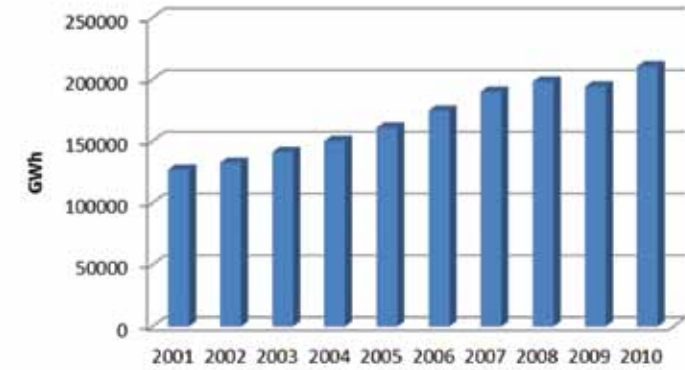
Türkiye’de elektrik enerjisi brüt tüketimi 200 yılında (Türkiye brüt üretimi + dış alım-dış satım) %2’lik azalma ile 194.071,1 GWh, 2010 yılında ise %8.4 artış ile 210.434 GWh olarak gerçekleşmiştir. Ulusal üretim 2009 yılında bir önceki yıla göre %1.8’lik azalma ile 194.812,9 GWh olurken ithalat 812 GWh, ihracat ise 1545.8 GWh olmuştur. 2010 yılında ise bir önceki yıla göre %8.4 artış ile 211.207,7 GWh iken, ithalat 1143.8 GWh, ihracat 1917.6 GWh olarak gerçekleşmiştir (Tablo.15 ve Şekil.26).

2009 yılında gerçekleşen düşüşün sebebi ise küresel ekonomik kriz olarak görülmektedir. Yıl-

sonuna doğru artma eğilimine giren taleple birlikte büyüme hızı civarında bir artış sağlanmıştır (Şekil.25) [2].

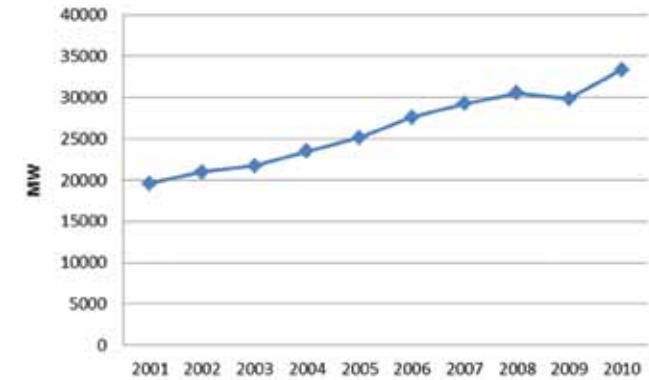
Tablo 15. Elektrik enerjisi talep gelişimi [5]

Yıl	Puant Güç Talebi (MW)	Artış (%)	Enerji Talebi (GWh)	Artış (%)
2001	19612.0	1.1	126871.3	-1.1
2002	21005.6	7.1	132552.6	4.5
2003	21728.9	3.4	141150.9	6.5
2004	23485.3	8.1	150017.5	6.3
2005	25174.2	7.2	160794.0	7.2
2006	27594.4	9.6	174637.3	8.6
2007	29248.5	6.0	190000.2	8.8
2008	30516.8	4.3	198085.2	4.3
2009	29870.0	-3.0	194079.1	-2.0
2010	33391.9	11.8	210434.0	8.4



Şekil 25. Enerji talep gelişimi

Veriler ve grafikler incelendiğinde puant güç talebinin enerji talebiyle benzer şekilde bir seyir izlediği görülmektedir.

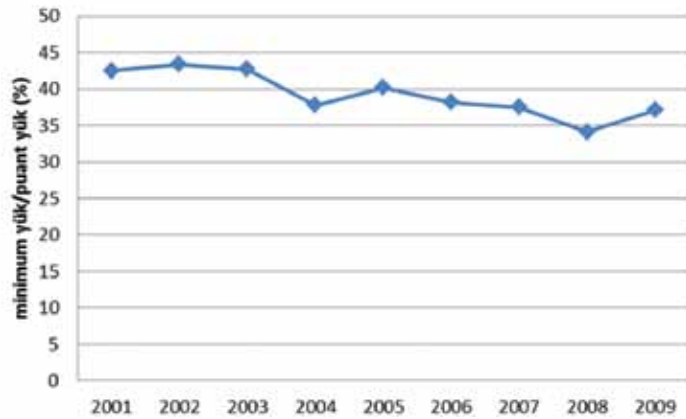


Şekil 26. Puant güç talebi gelişimi

Elektrik sisteminde bir diğer önemli veri ise minimum yüküdür. Minimum yük anlık en düşük tüketim anlamına gelmektedir ve minimum yükün puant güç talebine oranı düştükçe enerji verimliliği de düşmektedir [2]. Minimum Yük/Puant Yük oranı Puant Yük ile benzer bir davranış göstermemektedir. Minimum Yük/Puant Yük oranı daha dalgalı bir grafik izlemiştir. Enerjinin verimliliği de aynı şekilde değişkenlik göstermektedir. 2002’de en yüksek seviyede olan enerji verimliliği, 2008’de en düşük seviyeye ulaşmasına rağmen 2009’da tekrar artış eğilimine girmiştir (Tablo.16 ve Şekil.27).

Tablo 16. Yıllık minimum yükün puant yüke oranı [5]

Yıl	Puant Yük (MW)	Artış (%)	Minimum Yük (MW)	Artış (%)	Minimum Yükün Puant Yüke Oranı (%)
2001	19612.0	1.1	8336	-11.0	42.5
2002	21005.6	7.1	9127	9.5	43.4
2003	21728.9	3.4	9270	1.6	42.7
2004	23485.3	8.1	8888	-4.1	37.8
2005	25174.2	7.2	10120	13.9	40.2
2006	27594.4	9.6	10545	4.2	38.2
2007	29248.5	6.0	10965	4.0	37.5
2008	30516.8	4.3	10409	-5.1	34.1
2009	29870.0	-3.0	11083	-5.2	37.1



Şekil 27. Yıllık minimum yükün puant yüke oranı [5]

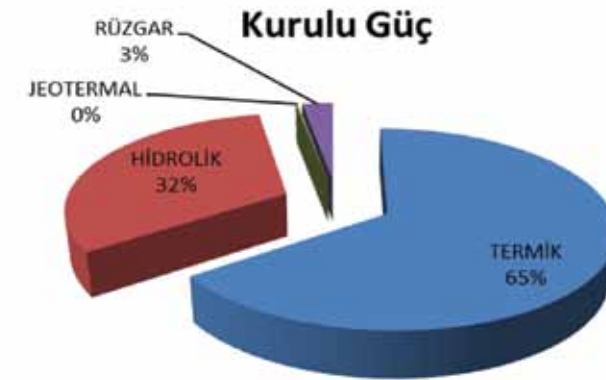
2.3.1.2 BİRİNCİL KAYNAKLARA GÖRE GELİŞİM

Türkiye’de enerji üretimi için kullanılan yakıtlar arasında taşkömürü, ithal kömür, linyit, fuel-oil, motorin, LPG, nafta, doğalgaz, atık ve yenilenebilir kaynaklar yer almaktadır. Tablo. 18 incelendiğinde doğalgaz kaynaklı kurulu gücün diğerlerine oranla daha fazla arttığı gözlenmektedir. 2010 yılında doğalgazın toplam kurulu güç içindeki oranı %20 olmuştur. [5]

Tablo 17. Kurulu gücün birincil kaynaklara göre gelişimi (MW) [5]

Kaynak Türü/Yıl	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Taşkömürü	335.0	335.0	335.0	335.0	1986.0	1986.0	1986.0	2391.0	3751.0
İthal Kömür	145.0	1465.0	1510.0	1651.0	-	-	-	-	-
Linyit	6502.9	6438.9	6450.8	7130.8	8210.8	8211.4	8205.0	8199.3	8199.3
Fuel-oil	2009.0	2331.1	2307.6	2253.3	2123.2	1772.4	1770.8	1651.2	1549.3
Motorin	235.5	235.5	214.4	215.9	251.9	206.4	26.4	26.5	27.1
Lpg	24.0	29.9	10.4	-	-	-	-	-	-
Nafta	131.7	136.7	36.8	36.5	21.4	21.4	21.4	21.4	16.9
Doğalgaz	7247.1	8861.8	10131.2	10131.2	10131.2	10131.2	10131.2	10131.2	10131.2
Yenilenebilir + Atık	27.6	27.6	27.6	35.3	41.3	42.7	59.7	86.5	107.2
Çoklu Yakıt	2910.7	3112.9	3120.9	3268.3	3223.4	3384.0	4869.0	5137.6	5325.6
Termik	19568.5	22974.4	24144.7	25902.3	27420.2	27271.6	27595.0	29339.1	32278.5
Hidrolik	12240.9	12578.7	12645.4	12906.1	13062.7	13394.9	13828.7	14553.3	15831.2
Jeotermal	17.5	15.0	15.0	15.0	81.9	169.2	29.8	77.2	94.2
Rüzgâr	18.9	18.9	18.9	20.1	-	-	363.7	791.6	1320.2
Toplam	31845.8	35587.0	36824.0	38843.5	40564.8	40835.7	41817.2	44761.2	49524.1

Toplam kurulu güç incelendiğinde Şekil. 28’de görüleceği gibi ülkemizde termik santrallerin kurulu güç oranı %65 civarındadır. Yenilebilir enerji kaynaklarında ise hidroelektrik kurulu güç büyük bir orana sahip iken son yıllardaki gelişmelerle rüzgâr enerjisi de buna katkı yapmıştır.



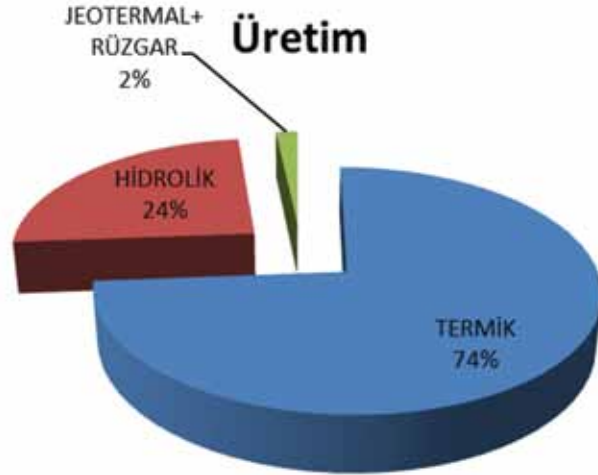
Şekil 28. Kurulu gücün birincil kaynaklara göre gelişimi [5]

Enerji üretimi ile ilgili Tablo.18 incelendiğinde doğalgazın diğerlerine oranla kurulu güçte olduğu gibi daha fazla artış gösterdiği görülmektedir. Doğalgazın elektrik üretimindeki payı 2002 yılında %40 civarında iken 2010 yılında bu oran %46.4 olmuştur.

Tablo 18. Üretimin birincil kaynaklara göre gelişimi (GWh) [5]

Kaynak Türü/Yıl	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Taşkömürü-İthal Kömür	4093.1	8663.0	11998.1	13246.2	14216.6	15136.2	15857.5	16595.6	19104.3
Linyit	28056.0	23589.9	22449.5	29946.3	32432.9	38294.7	41858.1	39089.5	35942.1
Fuel-oil	9505.5	8152.7	6689.9	5120.7	4232.4	6469.6	7208.6	4439.8	2143.8
Motorin	270.9	4.4	7.3	2.5	57.7	13.3	266.3	345.8	4.3
LPG	34.8	2.9	33.4	33.7	0.1	-	-	0.4	-
Nafta	933.1	1036.2	939.7	325.6	50.2	43.9	43.6	17.6	31.9
Doğalgaz	52496.5	63536.0	62241.8	73444.9	80691.2	95024.8	98685.3	96094.7	98143.7
Yenilenebilir + Atık	173.7	115.9	104.0	122.4	154.0	213.7	219.9	340.1	457.5
Termik	95563.1	105101.0	104463.7	122242.3	13185.1	155196.2	164139.3	156923.4	155827.6
Hidrolik	33683.8	35329.5	46083.7	39650.5	44244.2	35850.8	33269.8	35958.4	51795.5
Jeotermal + Rüzgâr	152.6	150.0	150.9	153.4	220.5	511.1	1008.9	1931.1	3584.6
Toplam	129399.5	140580.5	150698.3	161956.2	176299.8	191558.1	198418.0	194812.9	211207.7

Şekil. 29'da görüleceği gibi üretimde termik kaynakların oranı toplam üretimin yaklaşık %75'ine denk gelmektedir. Buna karşılık yenilenebilir enerji kaynaklarının oranı %25 civarında kalmıştır ve bunun büyük bir çoğunluğunu hidrolik kaynaklar oluşturmaktadır.



Şekil 29. Üretimin Birincil Kaynaklara Göre Gelişimi [5]

2.3.2 İLETİM VE DAĞITIM SİSTEMİ

İletim ve dağıtım sistemi sektörü ülkemizde doğal tekel halindedir. Bu nedenle bu iki sektördeki bakış açısının kardan daha çok kamu hizmeti olarak görülmesi gerekmektedir.

2.3.2.1 İLETİM SİSTEMİ

Üretilen elektrik enerjisinin tüketim noktalarına en düşük maliyet ve en uygun teknoloji ile taşınması gerekmektedir. Bu alanda ulusal enterkonnekte sistem tamamlanmış ve 380 kV gerilim kademesinde 18470 MVA trafo kapasitesi ve 13.720 km iletim hattı, 154 kV gerilim kademesinde ise 35296 MVA trafo kapasitesi ve 28.159 km iletim hattına ulaşılmıştır. Güç sistemi Ankara-Gölbaşı'ndaki bir adet ulusal kontrol merkezi ve Adapazarı, Çarşamba, Keban, İzmir ve Gölbaşı olmak üzere 5 adet bölgesel kontrol merkezinden oluşmaktadır [1].

İletim faaliyetlerinde kamu hizmeti anlayışı hâkim olmasına rağmen var olan planın uygulanamaması sonucu aksaklıklar ortaya çıkmaktadır. Yenilenebilir enerji yatırımlarında bu aksaklıklar engel olarak karşımıza çıkmaktadır. Örneğin rüzgâr enerjisi potansiyelinin 48.000 MW olarak tespit edilmiş olmasına rağmen iletim sistemindeki aksaklıklar bu alandaki yatırımların önünü kesmekte ve çeşitli sınırlandırmalar getirmektedir. Tüm bunları göz önüne alındığında üretim ve iletim planlamasının birlikte yapılması gereği gözler önüne serilmektedir [2].

2.3.2.2 DAĞITIM SİSTEMİ

Türkiye'de elektrik dağıtımının koordinasyonu TEDAŞ tarafından yapılmaktadır. Bu kapsamda 75.082 dağıtım trafosu ve 34398 MVA kurulu güç bulunmaktadır. 139.900 km orta gerilim dağıtım hattı ve 199.209 km alçak dağıtım gerilim hattı ile Türkiye'deki dağıtım gerilim hattı desteklenmektedir. Kurum aynı zamanda kayıp-kaçak durumunun da kontrolünü yapmaktadır. Bu kapsamda yapılan çalışmalarda 2009 yılında şebeke kaybı ve kaçak kullanım oranı %17.7 iken 2010 yılında bu oran %18.6'ya yükselmiştir [4].

TEDAŞ 02.04.2004 tarih ve 2004/22 sayılı Özelleştirme Yüksek Kurulu kararından sonra özelleşmeye başlamıştır. Bu kapsamda 21 dağıtım bölgesine bölünen Türkiye'de TEDAŞ'a bağlı dağıtım şirketleri kurulmuş ve 2005'ten itibaren hizmet sunmaya başlamışlardır. Bu illerin listesi Tablo.19'da verilmiştir [4].

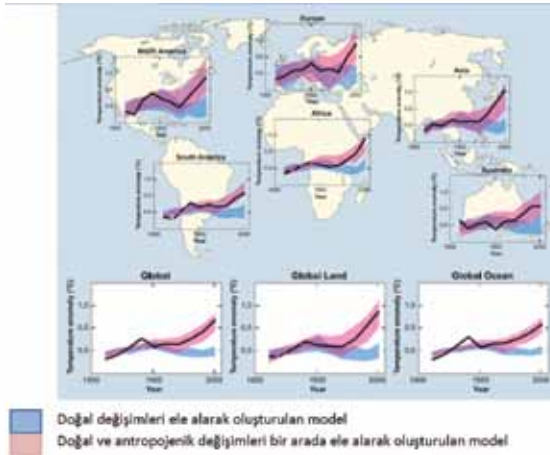
2.4 ENERJİ VE ÇEVRE İLİŞKİSİ

Dünya'nın gelecekteki enerji kullanımına ilişkin durumu çeşitli projeksiyonlara rağmen belirsizliğini korumaktadır. Örneğin 20. y.y.'ın başlarında nükleer enerjiden söz edilmezken günümüzde 400'den fazla nükleer enerji santrali dünya genelinde faaliyet göstermektedir. Yine buna benzer olarak günümüz toplumu petrol ve türevi ürünler ile elektriksiz bir yaşam düşünmemektedir. Buna karşın küresel ısınmanın oluşturduğu ciddi risk nedeniyle fosil kaynakların kullanımının sınırlandırılacağı öngörülmektedir. İklim değişikliği, ekonomik kalkınma ve sürdürülebilirlik üçgeninde de devletler enerji sektörü ve çevre alanına ilişkin düzenlemelere yoğunlaşmış bu konuda arayışlara girmeye başlamıştır [5].

2.4.1 İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ

1800'lü yılların ortalarından itibaren gerçekleştirilen gözlemlerde ortalama küresel sıcaklığın 0,5-0,8 oC arasında artış gösterdiği görülmektedir. Küresel iklim sistemlerindeki değişimler atmosferin oluşumundan itibaren görülmektedir ancak 19. y.y.'ın ortalarından itibaren sanayi devriminin de etkisiyle bu doğal değişime antropojenik (insan kaynaklı) etkilerde katılmış ve iklim değişikliği öngörülerin ötesine geçerek tehlikeli bir hal almaya başlamıştır [9].

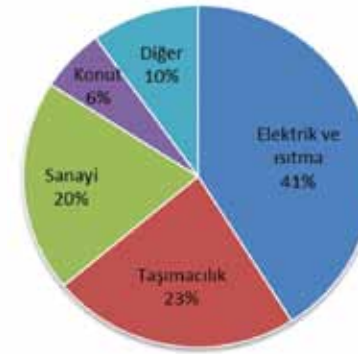
Şekil.32'de kaynağa göre küresel ve kıtasal sıcaklık değişimleri görülmektedir. Buna göre 1900'lerin ortalarına değin doğal değişimlerden kaynaklı sıcaklık değişimleri gözlenmiştir. Tüm kıtalarda ve küresel ölçekte bu değişim yakın bir seyir izlerken, 1950'li yıllardan itibaren antropojenik değişimlerin yoğun etkisiyle seyrini değiştirmiştir. 1950'li yıllardan itibaren değişen bu seyrin en önemli sorumlusu insan faaliyetleri kaynaklı sera gazı emisyonları olarak ifade edilmektedir. Normal şartlarda dünyanın yaşanabilir bir gezegen olmasında önemli paya sahip sera gazlarının insan kaynaklı faaliyetler sonucu atmosferdeki konsantrasyonlarının artması iklim dengesini bozmakta, sıcaklık değişimlerine neden olmaktadır. Nitekim grafikler incelendiğinde özellikle Kuzey Amerika ve Avrupa'da ne denli keskin sıcaklık değişimleri-artışları gerçekleştiğini görmek mümkündür.



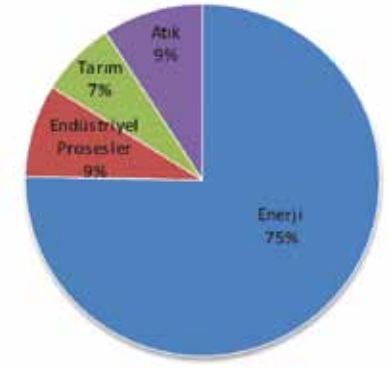
Şekil 32. Kaynağa göre küresel ve kıtasal sıcaklık değişimleri [4]

2.4.2 İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ VE ENERJİ SEKTÖRÜ

Sera gazı emisyonları ve hava kirliliğinin sektörel anlamda dağılımına bakıldığında genel düşünce olan sanayi sektörünün aksine enerji sektörünün başlıca sorumlu olduğu görülmektedir (Şekil.34). Yıl bazında bazı farklılıklar gösterse dahi sektör bu alandaki "lider"liğini korumaktadır. OECD'nin çalışmasına göre (World Energy Outlook 2010) 1980-2005 döneminde enerji kaynaklı CO2 emisyonlarında ki değişim %1 iken 2005-2030 süreci için %19'luk bir artış öngörülmüştür. CO2'in konsantrasyonu değerlerine bakıldığında 1980-2005 sürecine karşılık 2005-2030 sürecinde %8'lik bir artış öngörülmüştür. Türkiye'de sera gazı emisyonlarının sektörel dağılımları incelendiğindeyse dünya geneli ile karşılaştırıldığında benzerlik gösterdiği görülmektedir. Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS) kapsamında hazırlanan Ulusal Sera Gazı Envanteri Raporu'na göre 2009 yılı sektörel sera gazı emisyonu dağılımı incelendiğinde enerji sektöründen kaynaklı emisyonların toplam içerisinde %75 gibi büyük bir paya sahip olduğu görülmektedir (Şekil.33). 1990-2009 yılları arasında Türkiye'nin toplam sera gazı emisyonu %97,6 oranında artarken, enerji sektöründeki artış %114 olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 34. Dünya sektör bazında sera gazı emisyon değerleri [6]



Şekil 33. Türkiye'de sektör bazında sera gazı emisyon değerleri [7]

Enerji kaynaklarına göre sera gazı emisyonu değerlerine bakıldığında kömür ve doğalgaz gibi fosil kaynaklardan elde edilecek kWh enerji başına sırasıyla ortalama 800-1.300 ile 500-1.250 gCO2 açığa çıkmaktayken yenilenebilir kaynakların kullanılması durumunda bu değerler 20 gCO2/kWh'e kadar düşmektedir [8].

2.4.3 KYOTO SONRASI

İklim değişikliğine ilişkin uluslararası platformda atılan temel adım 1994 yılından bu yana yürürlükte olan BMİDÇS'dir. Sözleşmede "ortak fakat farklılaştırılmış sorumluluklar", iklim değişikliğinin önlenmesine ilişkin gerekli tedbirlerin alınması, bu tedbirler ve uygulanacak politikaların ulusal kalkınma programlarına da entegre edilmesi ilkeleri yer almaktadır. Sözleşmenin yaptırım gücü zayıf olmakla birlikte iklim değişikliği sürecinin temel metnini oluşturması sebebiyle önem arz etmektedir. Sözleşme çerçevesinde en üst karar organı "Taraflar Konferansı (COP)"'dır. Sözleşmenin yürürlüğe girmesinden 3 yıl sonra 1997 yılında sözleşme hükümetleri tarafından Kyoto Protokolü imzalanmıştır.

Şimdiye değin imzalanmış küresel ölçekte en geniş kapsamlı bu anlaşmaya göre ülkeler gelişmiş ülkeler (Ek-I ülkeleri) ve gelişmekte olan ülkeler (Ek-I'de yer almayan ülkeler)olarak iki gruba ayrılmıştır. Gelişmiş ülkeler (Ek-I ülkeleri) sera gazı emisyonlarını 2008-2012 yılları arasında 1990 yılı seviyesinden %5,2 aşağıya çekmekle sorumludurlar. Yükümlülüklerini yerine getirmeyen ülkeler salım hedefi farkı ile birlikte Protokolün yürürlüğe girebilmesi için onaylayan ülkelerin 1990 yılındaki emisyonlarının yeryüzündeki toplam emisyonun %55'ini bulması gerektiğinden protokol ancak Rusya'nın da katılımıyla 2005 yılında yürürlüğe girebilmiştir. 2012 yılı sonrası yükümlülüklerine ilişkin müzakerelere de anlaşmanın yürürlüğe girmesinden sonra başlanmıştır.

Atmosfere salınan sera gazı miktarının azaltılmasını hedefleyen bu protokol çerçevesinde özellikle enerji sektöründen kaynaklı sera gazı emisyonlarına ilişkin düzenlemeler bulunmaktadır. Buna göre,

- Atmosfere salınan sera gazı miktarı %5,2'ye çekilecek
- Endüstriden, motorlu taşıtlardan, ısıtmadan kaynaklanan sera gazı miktarını azaltmaya yönelik mevzuat yeniden düzenlenecek
- Daha az enerji ile ısınma, daha az enerji tüketen araçlarla uzun yol alma, daha az enerji tüketen teknoloji sistemlerini endüstriye yerleştirme sağlanacak, ulaşımda, çöp depolamada çevrecilik temel ilke olacak
- Atmosfere bırakılan metan ve karbon dioksit oranının düşürülmesi için alternatif enerji kaynaklarına yönelinecek

- Fosil yakıtlar yerine örneğin biodizel yakıt kullanılacak
- Çimento, demir-çelik ve kireç fabrikaları gibi yüksek enerji tüketen işletmelerde atık işlemleri yeniden düzenlenecek
- Termik santrallerde daha az karbon çıkartan sistemler ve teknolojiler devreye sokulacak
- Güneş enerjisinin önü açılacak, nükleer enerjide karbon sıfır olduğu için dünyada bu enerji ön plana çıkarılacak
- Fazla yakıt tüketen ve fazla karbon üreten daha fazla vergi alınacaktır [1].

Özel koşulların da tanınmasıyla birlikte Türkiye 2004 yılında 189. ülke olarak sözleşmeye resmen taraf olmuştur. 2009 yılı Ağustos ayında da Kyoto Protokolü'nü imzalamıştır. Türkiye'nin, Protokolün 1. taahhüt dönemi olan 2008-2012 sürecine yönelik olarak herhangi bir sera gazı emisyonu azaltım yükümlülüğü bulunmamaktadır. İklim değişikliği alanında yapılan çalışmaların koordineli biçimde yürütülmesi adına sekreteryasını (önceki isimleriyle) Çevre ve Orman Bakanlığı'nın yürüttüğü Dışişleri, Enerji ve Tabii Kaynaklar, Sanayi ve Ticaret, Tarım ve Köy İşleri, Bayındırlık ve İskan, Ulaştırma, Maliye, Sağlık Bakanlıkları ile, DPT ve Hazine Müsteşarlıkları, TOBB ve TÜSİAD'dan oluşan İklim Değişikliği Koordinasyon Kurulu (İDKK) oluşturulmuştur. Sözleşmeye taraf olunmasının ardından İklim Değişikliği I. Ulusal Bildirimi İDKK'nın onayıyla BMİDÇS Sekreteryası'na gönderilmiştir. Mevcut durum analizi, sera gazı emisyon envanteri, çeşitli politikalar ve projeksiyonların yer aldığı bu bildirimde;

- Enerji verimliliğini artırmak ve tasarruf önlemlerini teşvik etmek
- Enerji arzı içinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payını artırmak
- Yüksek karbon içerikli yakıtlardan düşük karbon içerikli yakıtlara geçişi sağlamak ve emisyon azaltımı ile ilgili önlemleri uygulamak hedefleri doğrultusunda ulusal sera gazı emisyonunun %75'inin kaynağı olan enerji sektörü için emisyon azaltma girişimlerinde bulunmaktadır [3].

İklim değişikliği konusunda ilgili sektörlerle ilişkin öncelikli olarak yürütülmesi gereken çalışmaları içeren Ulusal İklim Değişikliği Strateji Belgesi'nde enerji sektörü için kısa, orta ve uzun vade için stratejiler belirlenmiştir. Buna göre kısa vadede (1 yıl) yeni yapılacak binalarda temiz ve yüksek verimli kaynaklara yönelim sağlanacak, orta vadede (1-3 yıl) binalarda enerji verim-

liliği potansiyeli tespit edilerek bu alana yönelik yatırımlar yapılacak, düşük ve sıfır emisyon teknolojilerine yönelim sağlanacak, yeni ve alternatif yakıtlara ilişkin Ar-Ge ve inovasyon çalışmaları yürütülecek, mevcut termik santrallerde iyileştirme faaliyetleri tamamlanacaktır. Uzun vadede (3-10 yıl) belirlenen stratejiler arasında ise 2020 yılına kadar enerji yoğunluğunun 2004 yılına göre daha düşük değerlere çekilmesi, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanım oranlarının artırılması, enerji sektöründe 2020 yılına kadar %7 CO2 emisyonu sınırlamasına gidilmesi, yerleşmelerde yerel sera gazı emisyonu envanteri çalışmalarının yürütülmesine ilişkin stratejiler yer almaktadır. Bu strateji belgesinde de adı geçen ve Temmuz 2011'de tamamlanarak yayımlanan Ulusal İklim Değişikliği Eylem Planı'nı ise sektörlerle ilişkin sera gazı emisyon kontrolü ve iklim değişikliğine uyum bölümleri dahilinde sera gazı emisyonları azaltımına yönelik politika ve tedbirleri ortaya koymaktadır. Eylem planı çerçevesinde enerji sektörüne ilişkin amaçlar ve hedefler Tablo.20'de görülmektedir. Plan içerisinde belirlenen bu hedeflere ulaşılması yönünde eylemler, yan faaliyetler, sorumlu ve ilgili kuruluşlar tespit edilmiştir. Buna göre enerji yoğunluğunun, temiz enerji, temiz kömür teknolojileri ve kayıp-kaçak oranları sektöre ilişkin başlıca eylem alanları olarak ortaya çıkmaktadır.

Tablo 20. İklim değişikliği eylem planı-enerji sektörü amaç ve hedefler

Amaçlar	Hedefler
Enerji yoğunluğunun düşürülmesi	Yürütülen ve planlanan çalışmalar kapsamında birincil enerji yoğunluğunun 2015 yılında 2008 yılına göre %10 azaltılması 2015 yılına kadar enerji verimliliğine yönelik kapasitenin geliştirilmesi Enerji verimliliğine yönelik Ar-Ge çalışmalarının desteklenmesi Yenilenebilir enerjinin elektrik üretimindeki payının artırılmasının sağlanması
Temiz enerjinin üretim ve kullandaki payının artırılması	Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması için 2015 yılına kadar kapasitenin geliştirilmesi Yenilenebilir enerji kaynaklarında üretim yapmak üzere 2023 yılına kadar teknolojik gelişim sağlanması
Temiz kömür teknolojileri ve verimlilik artırıcı önlemler uygulanarak elektrik üretiminde kömür kullanımından kaynaklanan sera gazı emisyonunun sınırlandırılması	2023 yılına kadar kömürle çalışan mevcut termik santrallerin ortalama çevrim verimlerinin artırılması
Elektrik dağıtımında kayıp ve kaçakların azaltılması	2023 yılına kadar ülke çapında elektrik dağıtım kayıplarının %8'e indirilmesi

2.4.4 2012 SONRASI DÖNEM

Kyoto Protokolü'nde 2008-2012 yılları arasında gerçekleştirilmesi öngörülen yükümlülükler Türkiye için bir bağlayıcılık teşkil etmemektedir. Protokolün bu 1. yükümlülük dönemi sonrası (2012 yılı sonrası) içinse öngörülen yükümlülüklerin Aralık 2009'da Kopenhag'da gerçekleştirilecek olan 15. Taraflar Konferansı'nda (COP15) belirlenmesi kararı alınmıştır. Kopenhag sonrasında da Türkiye'nin EK-1 ülkelerinden farklı şartlara sahip olduğu, finansman ve teknoloji yardımı yapma yükümlülüğü olmadığı kararı kabul edilmiştir. Son olarak Aralık 2011'de Güney Afrika Cumhuriyeti'nin Durban kentinde düzenlenen 17. Taraflar Konferansı'nda (COP17) ise Kyoto Protokolü'nün 1. taahhüt döneminin sona ereceği 2012 sonrası geçerli olacak iklim değişikliği rejiminin belirlenmesine yönelik bir yol haritası üzerinde anlaşmaya varılmıştır. Durban'da ki bu son konferansta iklim değişikliği ile mücadele konusunda küresel ölçekte yasal bir anlaşmanın 2015 yılına kadar kabul edilmesi ve bu belgenin en geç 2020 yılına kadar yürürlüğe girmesi öngörülmüştür.

Durban'da düzenlenen 17. Taraflar Konferansı'nda Türkiye'ye salım azaltımı, iklim değişikliğine uyum, teknoloji transferi ile kapasite-mali alanlarda sağlanacak desteğin yöntemlerinin belirlenmesine ilişkin görüşmelerin sürdürülmesi kararı alınmıştır. Bu noktada enerji sektörü gerek ulusal gerekse uluslararası alanda sera gazı emisyonu azaltımı konusunda kilit sektör olarak ortaya çıkmaktadır. Bu doğrultuda 2012 sonrası küresel iklim rejimine uyum noktasında İklim Değişikliği Strateji Belgesi ve Eylem Planı'nda belirlenen hedeflere yönelik faaliyetlerin ilgili kurumlarla işbirliği çerçevesinde ivedilikle gerçekleştirilmesi gereği ortaya çıkmaktadır [2].

2.5 ENERJİ VERİMLİLİĞİ

2.5.1 ENERJİ VERİMLİLİĞİ NEDİR?

Günümüzde enerjinin gelişimi ekonomik gelişimde bir çeşit göstergesi olarak karşımıza çıkmaktadır. Enerjiye erişimin kolaylaşmasıyla birlikte farklı düzeydeki ekonomik aktivitelerin gelişimi desteklenmektedir. Enerji ihtiyacı ve bu enerjinin ne ölçüde verimli kullanıldığı konusu ise ekonomik kalkınma, çevre ve sürdürülebilirlik açısından her daim önem teşkil etmektedir [11].

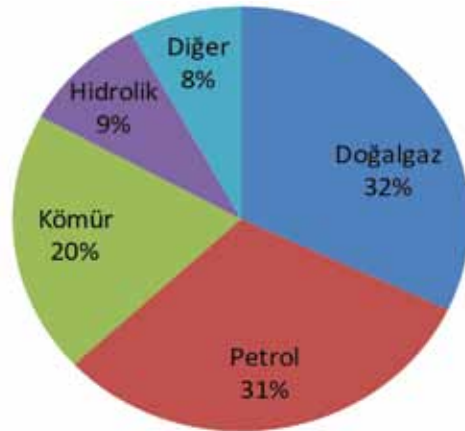
Mevcut yönelimlerin sürdürülmesi halinde 2030 yılına gelene kadar enerji tüketiminin bugünkü tüketimin yaklaşık 2 katı olması beklenmektedir. Enerji kaynaklarına erişimde coğrafi anlamda yaşanan sıkıntılar, üretim maliyetleri, çevresel sorunlar, yüksek yatırım bedelleri gibi çeşitli unsurlar bir araya getirildiğinde enerji kullanımına dair yeni stratejiler oluşturulması

ihtiyacı doğmuştur [10]. Bu noktada da mevcut enerji kaynaklarının daha etkin kullanarak enerji ihtiyacının karşılanması konusuna odaklanılmaya başlanmıştır. Uygulanan sistem ve kullanıcıya bağlı olmakla birlikte artan enerji ihtiyacını karşılamada yeni enerji kaynaklarının geliştirilmesi yerine var olan kaynakların verimli kullanımının daha ekonomik bir çözüm olabileceği ifade edilmektedir [11]. Burada bahsi geçen uygulama-strateji enerji verimliliğidir. Enerji verimliliğini tanımlamak gerekirse;

“Enerji verimliliği tüketilen enerji miktarının, üretimdeki miktar ve kaliteyi düşürmeden, ekonomik kalkınmayı ve sosyal refahı engellemeden en aza indirilmesidir. Daha geniş bir biçimde enerji verimliliği; gaz, buhar, ısı, hava ve elektrikteki enerji kayıplarını önlemek, çeşitli atıkların geri kazanımı ve değerlendirilmesini veya ileri teknoloji ile üretimi düşürmeden enerji talebini azaltması, daha verimli enerji kaynakları, gelişmiş endüstriyel süreçler, enerji geri kazanımları gibi etkinliği artırıcı önlemler bütünüdür” [14].

2.5.2 ÜRETİMDE VERİMLİLİK

2008 yılında Türkiye’nin birincil enerji tüketimi 106,3 milyon TEP üretimi ise 29,2 milyon TEP olarak gerçekleşmiştir. Bu durumda ülkenin birincil enerji ihtiyacının yalnızca %27,4’lük bölümünün öz kaynaklar ile karşılanabildiğinin göstermektedir [6]. Birincil enerji arzında ilk sırayı %32’lik pay ile doğalgaz alırken bunu sırasıyla %30’un üzerinde pay ile petrol, %20’lik pay ile kömür ve %9’luk pay ile hidrolik ve %8’lik pay ile diğer takip etmektedir (Şekil.35). Tüketilen petrolün %91’i, doğalgazın %97’si, kömürün ise %20’si ithaldir. Bu durum gerek enerji güvenliği gerekse maliyet konusunda Türkiye’ye büyük bir yük olarak ortaya çıkmaktadır.



Şekil 35. Türkiye birincil enerji kaynakları [14]

Dış ticaret açığının yaklaşık %41’lik bölümü enerji ihtiyacından kaynaklanmaktadır. Bu durum da Türkiye’nin önemli bir enerji ithalatçısını olduğunu göstermekte olup enerji arz güvenliği sorunu ve dışa bağımlılıkların ulusal güvenlik kapsamında değerlendirilmesi gereğini de ortaya koymaktadır [14]. Dışa bağımlılıkların azaltılarak artan enerji talebinin sürdürülebilir şekilde karşılanabilmesi amacıyla ulusal strateji belgelerinde yenilenebilir kaynaklardan azami ölçüde faydalanılmasına yönelik öngörüler yer almaktadır. Nitekim İklim Değişikliği Ulusal Eylem Planı’nda da temiz enerjinin üretim ve kullarımdaki payının artırılması amaçlanmaktadır.

Yerli ve yenilenebilir kaynakların kullanımının yanında santrallerdeki enerji verimliliği çalışmalarında daha üretim aşamasındayken başlanması büyük önem taşımaktadır. Türkiye’de özellikle kömür yakıtlı termik santrallerde verimlilik konusunda atılması gereken adımlar vardır. Santrallerde rehabilitasyon ve modernizasyon çalışmaları önem taşımaktadır. Bunun yanında Türkiye’deki toplam enerji arzında büyük payı bulunan ve bol miktarda bulunan bir fosil yakıt olan kömürün kullanımında yeni teknolojilerin kullanılmasına öncelik verilmesi gereği ortaya çıkmaktadır. Türkiye’deki önemli linyit yataklarının rezervleri ve bu rezervlerdeki kömürün ısı değerlerine bakıldığında sanılanın aksine önemli bir bölümün ısı değerinin düşük olduğu görülmektedir. Bu hususta da yapılması planlanan kömür yataklı termik santrallerde yüksek yanma verimli teknolojilerin kullanımının enerji verimliliği açısından önemi ortaya çıkmaktadır [10]. Nitekim Enerji Verimliliği Strateji Belgesi 2012-2023’te de “2023 yılına kadar ülke genelindeki kömürlü termik santrallerin atık ısı geri kazanımı dâhil ortalama toplam çevrim verimleri %45 üzerine çıkarılacaktır” ifadesi yer almaktadır.

Enerji sektörüne her yıl ortalama 4-5 milyar dolar yatırım gerekmektedir. Bu noktada da sektöre ucuz ve uzun vadeli finansman sağlanması gerekmektedir. Tablo.21’de MWh başına elektrik santrali yatırım tutarları görülmektedir. Avrupa Yatırım Bankası (EIB) ve Dünya Bankası’nın temiz enerji fonlarından enerji verimliliği konusunda faydalanılmaktadır. Aralık 2011’de Dünya Bankası’ndan Özel Sektör Yenilenebilir Enerji ve Enerji Verimliliği Projesi dâhilinde Türkiye Kalkınma Bankası’na (300 milyon dolar karşılığı) ve Türkiye Sınai Kalkınma Bankası’na (200 milyon dolar karşılığında) Hazine Geri Ödeme Garantisi altında toplam 500 milyon dolar tutarında ek finansman sağlanmıştır. Bu ek finansmanın, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payının artırılması ve enerji verimliliği yatırımlarının desteklenmesiyle enerji arz güvenliğinin iyileştirilmesi amacıyla kullanılacağı belirtilmiştir [2].

Tablo 21. MWh başına elektrik santrali yatırım tutarı [14]

Kaynak	Yatırım Tutarı (USD)
Nükleer	2-2.500.000
Kömür	1-1.500.000
Doğalgaz	400-800.000
Rüzgâr	1-1.500.000
Solar	4-6.000.000

Bu konuda sektöre kaynak girişinin çeşitli krediler, bu gibi yabancı yatırım fonları ve halka arzlarla sağlanabileceği gibi kamu, özel sektör ve vatandaşların dâhil olacağı özerk yapıya sahip enerji yatırım fonları kurularak sektöre hem yabancı sermaye çekilmesi hem de bahsi geçen fonlarla verimli bir sermaye yapısı oluşturulabileceği ifade edilmektedir [14].

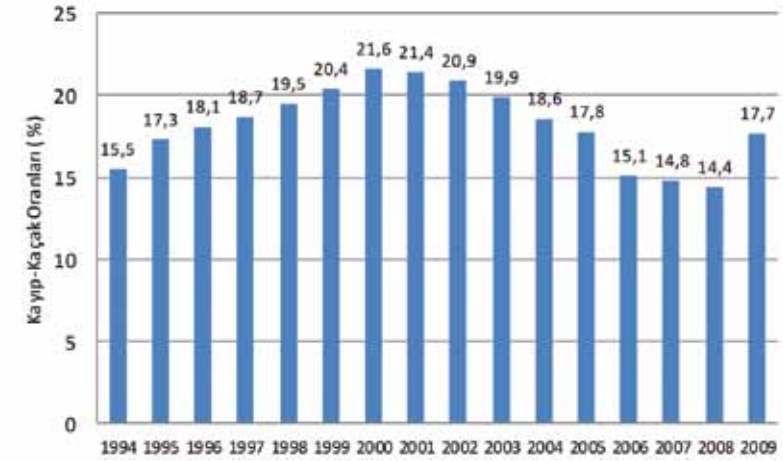
2.5.3 İLETİM VE DAĞITIMDA VERİMLİLİK

Günümüzde “boru sonu (end-of-pipe)” yaklaşımlarının pek çok alanda etkinliği sorgulanmakta, buna karşılık yaşam döngüsü analizleriyle etkinlik ve verimlilik artırılmaya çalışılmaktadır. Enerji verimliliği açısından da düşünüldüğünde üretim ve kullanımda sağlanacak verimliliğin bütün içinde önemli bir payı olmakla birlikte arzu edilen hedeflere ulaşılması ve bütünleşik bir bakış açısıyla yaklaşılabilmesi ancak ve ancak enerji akışının tüm aşamalarında verimliliğin sağlanabilmesi ile gerçekleştirilebilir.

Türkiye’de 50 akaryakıt dağıtıcısı, 62 doğalgaz dağıtıcısı ve 14.000’i aşkın akaryakıt istasyonu bulunmaktadır. 2009 yılı itibarıyla toplamda 969.237,6 km dağıtım hattı, 335.000’den fazla trafo sayısı ve 30 milyonu aşkın abone bulunmaktadır [6]. Bu altyapı da ihtiyaca göre artmaya devam etmektedir. Bu tabloya göre böylesine büyük bir altyapının verimliliği oldukça önem kazanmaktadır.

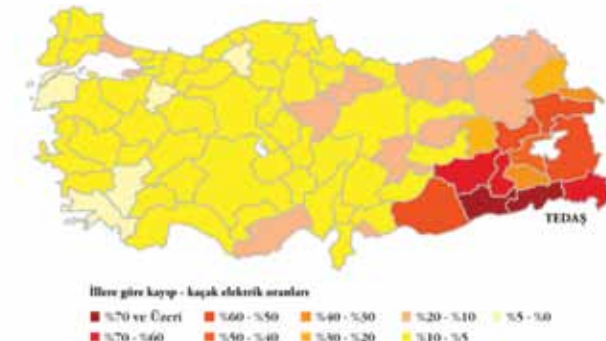
Üretim santrallerinden kullanıcılara uzanan süreçte iletim ve dağıtım hatlarındaki kayıplar genellikle tellerin veya transformatörlerin dirençlerinden kaynaklanmaktadır. Dağıtım hatları ve trafo merkezlerinin aşırı ya da kapasitenin altında yüklenmesi, reaktif enerji tüketimi, düşük güç faktörü, uzun iletim hatları gibi nedenlerden kaynaklanan kayıplara teknik kayıplar denilmektedir. Müşteri kayıtlarının yetersizliği, kaçak bağlantılar, hatalı endeks okuma, bozuk sayaçlar, yetersiz denetim gibi sebeplerden kaynaklanan kayıplara ise teknik olmayan kayıplar denilmektedir. Türkiye’de elektrik enerji iletiminde meydana gelen kayıp oranları dünya

standartlarına yakın değerlerdedir. Nitekim enerji üretim kaynakları ile enerji tüketiminin yoğun olduğu alanlar arasındaki uzaklıklar fazladır ve iletimde mesafeler uzadıkça kayıp oranları artmaktadır [10]. Elektrik dağıtımında meydana gelen kayıp-kaçak oranlarına bakıldığında Avrupa ülkelerine kıyasla ortalamanın çok daha üzerindedir. Yıl bazında kayıp-kaçak oranlarına bakıldığında 2006 yılından itibaren nispeten bir düşüş gösteren oranlar, 2009 yılına gelindiğinde %17,7’yi bulmuştur (Şekil.36). Bu oranın da %10’dan fazlasının teknik olmayan sebeplerden kaynaklandığı tahmin edilmektedir.



Şekil 36. Yıl bazında kayıp-kaçak oranları [13]

Elektrik dağıtımındaki kayıpların önemli bölümünü teknik olmayan kayıplar oluşturmaktadır. İller bazında kayıp-kaçak oranlarına bakıldığında ülkenin doğusuna gidildikçe bu oranların artmakta olduğu görülmektedir. Bazı illerde bu oran %70’in üzerine çıkmaktadır (Şekil.37). Göç ve ekonomik sıkıntıların tetiklemesiyle kırsal alanlarda, büyükşehirlerin kenar mahallerinde ve bazı üretim alanlarında kaçak enerji kullanımı yaygınlaşmaktadır.



Şekil 37. İllere göre kayıp-kaçak elektrik oranları [14]

Bu kapsamda teknik kayıpların ayrıntılı analizi ve ölçümü, iyileştirme çalışmaları, uzaktan düzenli izleme çalışmaları ile koruyucu bakım hizmetlerinden faydalanılabilmesi için teknolojiden yararlanılması gerekmektedir [14]. Türkiye’de de dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi, yasal ayrışma gereksinimi, kaçak ve hırsızlıkla mücadele, kalite, güvenilirlik ve sürdürülebilirlik, yenilikçilik ve rekabet ihtiyacı sonucu dağıtımda akıllı şebeke sistemlerine olan ihtiyaç ortaya çıkmaktadır [1]. Akıllı şebekeler aslında geleceğin enerji yönetim sistemi olarak tanımlanabilmektedir. Akıllı şebekeler fazla ve kalitesi yüksek gerçek zamanlı veri toplanması temeline oturmaktadır. Bu şebekelerden;

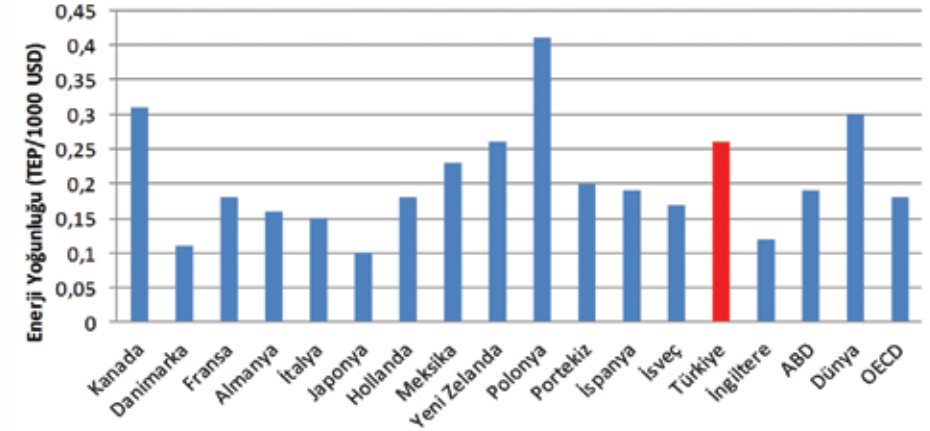
- Talep yönetimi
- Yenilenebilir kaynakların daha fazla entegrasyonu
- Kaynakların hem üretim hem de tüketim anlamında verimli kullanımı
- Enerji tasarrufu ve fiyat avantajı
- Sistem dengesi

Alanlarında faydalanılması beklenmektedir [12].

Akıllı, sürdürülebilir ve kapsayıcı Avrupa 2020 stratejisi kapsamında bu stratejiyi destekleyici nitelik taşıyan 300 akıllı şebeke projesine son on yılda 5.5. milyar Euro harcanmıştır. Akıllı şebekeler sayesinde AB enerji sektöründe birincil enerji tüketiminin 2020 yılı itibarıyla %9 azalacağı öngörülmüştür. Bunun yanında akıllı şebeke uygulamalarının yeni iş sahaları oluşturarak ekonomik büyümeye katkı sağlayacağı öngörülmüştür [3].

2.5.4 KULLANIMDA VERİMLİLİK

Türkiye’de kişi başına enerji tüketimi dünya ortalamasının altında kalmaktadır. Ancak GSYİH başına tüketilen birincil enerji miktarı olan enerji yoğunluğu incelendiğinde aynı yorumu yapmak mümkün değildir. Şekil.38’de de görüldüğü gibi Türkiye’nin enerji yoğunluğu değerleri neredeyse tüm AB ülkeleri ve OECD ortalamasından yüksektir. Enerji yoğunluğunun yüksek oluşu da enerji yoğun sektörlerle kalkınmanın bir göstergesi olmakla birlikte, enerjinin verimli kullanımı açısından istenilen seviyeye ulaşamadığının bir göstergesi olarak ifade edilebilir.



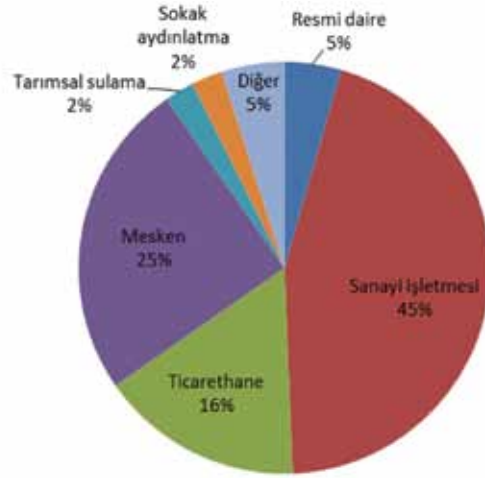
Şekil 38. Enerji yoğunluğu değerleri (2008) [8]

Enerji kullanımında verimlilik konusu belki de enerji verimliliği alanında en çok uygulamanın gerçekleştirildiği ve en “göz önündeki” alandır. Bu kapsamda enerji kullanımındaki verimliliği;

- Binalarda enerji verimliliği
- Sanayide enerji verimliliği
- Ulaşımda enerji verimliliği olarak incelemek uygundur.

2.5.4.1 BİNALARDA ENERJİ VERİMLİLİĞİ

2009 yılı toplam elektrik tüketiminin sektörlere ilişkin dağılımına bakıldığında mesken, ticarethane ve resmi dairelerde kullanılan elektriğin toplam elektrik tüketimi içindeki oranının %46 olduğu görülmektedir (Şekil.39). Nitekim dünya genelinde de binalarda tüketilen enerji toplam tüketim içinde önemli bir yere sahiptir. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) üyesi ülkelerin toplam nihai enerji tüketimlerinin yaklaşık 1/3’ü konutlar ve ticari binalarda gerçekleşmektedir [10].



Şekil 39. Elektrik tüketiminin dağılımı [15]

Binalarda enerji verimliliğinin en önemli noktalarından biri bina dış kabuğunun (duvarlar, çatı, zemin ve çerçeveler) enerji etkinliğinin artırılması, ısıtma ve yalıtıma önem verilmesidir [10]. Tahminlere göre mevcut bina stoğunun yaklaşık %5’inde ısı yalıtımı uygulaması bulunmaktadır. Türkiye’de konutlar ve ticari binalarda tüketilen enerjinin %80’e yakını ısıtma amacıyla kullanılmaktadır. Bu noktada da soba, kombi, kazan, brülör, radyatör, tesisat, termostat, otomasyon kontrol sistemi gibi bileşenlerin projelendirilmesi ve standartlara uygun ekipmanlar seçilmesi önem taşımaktadır. Binalarda kullanılan enerjinin %30’a yakını doğal gaz oluştururken bu alanda jeotermal kaynaklar, biyokütle ve güneş enerjisi gibi yenilenebilir kaynakların payı %10 civarındadır. Jeotermal enerji gibi yenilenebilir enerji potansiyeli yüksek alanlarda ısıtmada bu kaynaklardan faydalanılması enerji verimliliği açısından önem taşımaktadır. Binalarda enerji verimliliğine yönelik uygulanabilecek bir diğer adımda birleşik ısı/güç sistemleridir. Bu sistemlerin kullanımıyla kayıp olarak dışarıya salınan enerji tutularak ısıtma/soğutma için kullanılabilir. 1 MW’lık bir kojenerasyon yatırımının yaklaşık tutarı 700.000 Euro iken, geri ödeme süresi 2,33 yıl olarak ifade edilmektedir [14]. Binalarda Isı Yalıtma Yönetmeliği ve TS 825 Standardı ısıtma ve yalıtım anlamında önemli adımlardır.

Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği dâhilinde “Yeni yapılacak olan ve yapı ruhsatına esas kullanım alanı 20.000 m²’nin üzerinde olan binalarda ısıtma, soğutma, havalandırma, sıhhi sıcak su, elektrik ve aydınlatma enerjisi ihtiyaçlarının tamamen veya kısmen karşılanması amacıyla yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı, hava, toprak veya su kaynaklı ısı pompası, kojenerasyon ve mikrokojenerasyon gibi sistem çözümleri tasarımcılar tarafından projelendirilme aşamasında analiz edilir” denilmektedir. TÜBİTAK tarafından oluşturulan Vizyon 2023 Enerji

ve Doğal Kaynaklar Paneli’nin hazırlamış olduğu çalışmayla enerji ve doğal kaynaklar alanında gelecek vizyonu ve sosyo-ekonomik hedeflere ulaşma yolunda kullanılacak öncelikli teknolojik faaliyet konuları arasında yapıların enerji gereksinimlerinin azaltılması ve ihtiyacın yenilenebilir kaynaklardan sağlanması da yer almaktadır. Bu konuya ilişkin ilgili teknoloji alanları ise yarı iletken esaslı fotovoltaik göze teknolojisi, güneş-ısı dönüşüm panel teknolojisi, ısı transfer teknolojileri, yalıtım malzemeleri ve cam teknolojilerinden oluşmaktadır.

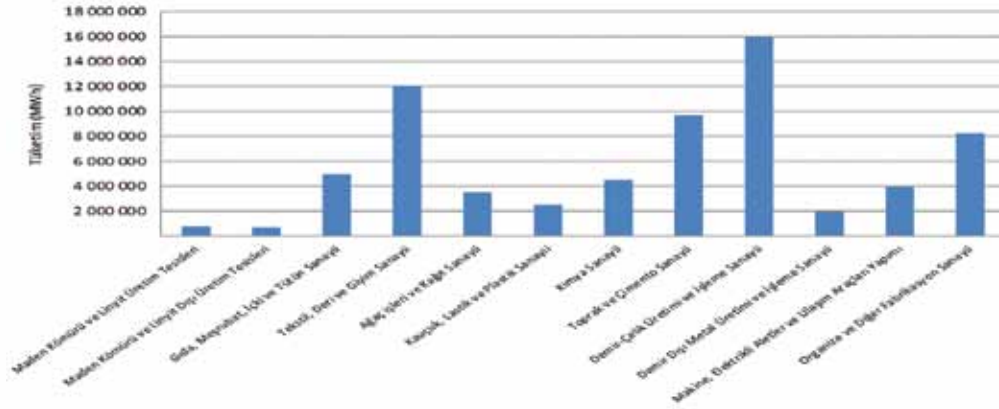
Binalarda ısıtma ve yalıtımla birlikte elektrikli ev aletlerinin kullanımında enerji verimliliğine gidilmesi ile de nihai enerji tüketiminin düşürülmesi konusunda büyük bir adım atılmış olacaktır. Elektrikli aletler verimlilik açısından çok verimli A’dan az verimli F’ye doğru bir enerji verimliliği sınıflandırmaya tabidir. A sınıfı ürünler bir alt sınıf olan B sınıfı ürünlere göre %20 daha az enerji harcamaktadırlar. Buna göre A sınıfı bir buzdolabı, çamaşır ve bulaşık makinası bulunan bir aile B sınıfına sahip başka bir aileye kıyasla yılda 250 kWh elektrikten tasarruf etmektedir. Bu kapsamda Beyaz Eşya Sanayicileri Derneği (BESD) ve EİE’nin çalışmalarında elektrikli ev aletlerinde bir üst sınıfa geçişe ilişkin yapılacak dönüşüm programı ile 8 milyar kWh enerji tasarrufu gerçekleştirilebileceği tahmin edilmektedir. Bu oranda toplam elektrik tüketiminin %5’ine denk gelmektedir [14]. Enerji Verimliliği Strateji Belgesi kapsamında da;

- Enerji verimliliği yüksek binaların enerji taleplerini ve karbon emisyonlarını azaltmak ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanan sürdürülebilir çevre dostu binaları yaygınlaştırmak
- Enerji verimli ürünlerin piyasa dönüşümünü sağlamak
- Kamu kesiminde enerjiyi etkin ve verimli kullanmak

2.5.4.2 SANAYİDE ENERJİ VERİMLİLİĞİ

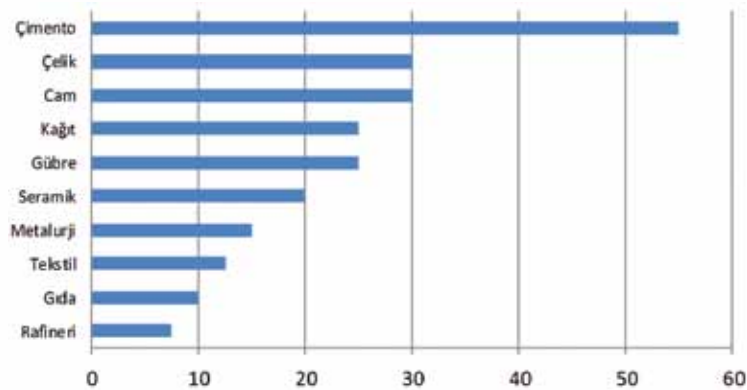
1970’lerde yaşanan petrol kriziyle birlikte enerji arzının güvenliği konusunda bir belirsizlik oluşmuş, bu durumda farklı enerji kaynaklarına yönelim ile enerji verimliliği konusunda politikaların geliştirilmesine ortam sağlamıştır. Bu süreç itibarıyla de pek çok sanayileşmiş ülkede enerji tasarrufu çalışmaları özellikle sanayi sektöründe yoğunlaşmıştır. Faaliyetlerin öncelikle bu alanda yoğunlaşmasında enerji tasarrufu potansiyelinin görece daha az maliyetli oluşu ve yatırımın kendini üç yıldan daha kısa sürede amorti edebilmesi, bu önlemlerin modernizasyon ve rekabet gücünün geliştirilmesine katkı sağlaması ve enerji muhasebesi ile enerji maliyetlerinin anlaşılmasının sanayide diğer sektörlerle göre daha bilinen bir olgu olması önemli rol oynamıştır [9]. Türkiye’de birincil enerji ihtiyacının %20’den fazlasını ve toplam elektrik tüketiminin %45’ini sanayi sektörü kullanmaktadır (Şekil.5). Enerji yoğunluğunun yüksek olduğu

Türkiye’de sanayi sektöründe de emek ve enerji yoğun faaliyetler sürdürülmektedir. 2009 yılı Türkiye elektrik istatistikleri net tüketimin sanayi sektörüne göre dağılımları incelenirse demir-çelik üretimi ve işleme sanayi, tekstil, deri ve giyim sanayi ile toprak ve çimento sanayi ilk üç sırada yer almaktadır (Şekil.40).



Şekil 40. Sanayi sektöründe elektrik tüketim değerleri (2009) [15]

Üretim maliyetleri içerisinde enerji maliyeti değerleri incelendiğinde başta çimento üretimi olmak üzere cam ve çelik üretiminde enerji maliyetinin oldukça yüksek olduğu ve bu sektörlerin enerji yoğun sektörler olduğu görülmektedir (Şekil.41). Sanayi sektörüne yönelik çalışmalarda da demir-çelik sektöründe elektrikte %21, ısıda %19; çimento sektöründe %7; tekstil sektöründe elektrikte %57, ısıda %30; kağıt sektöründe elektrik tüketiminde %22, yakıt tüketiminde %21; şeker sektöründe ısıda %46, elektrikte %26; cam sektöründe elektrikte %10, ısıda %34; seramik sektöründe genel olarak %15-20; kimya sektöründe genel olarak %15-30; gıda sektöründe genel olarak %25 mertebelerinde enerji tasarrufu potansiyeli mevcuttur [7].



Şekil 41. Sanayide üretim maliyeti içinde enerji maliyeti oranı [14]

Sanayide enerji verimliliği genel olarak değerlendirildiğinde 4 temel önlem ortaya çıkmaktadır. Bunlar enerji muhasebesi ve sayaçlama işlerinin geliştirilmesiyle bağlantılı iyi yönetim, işletme ve bakım pratikleri, kontrol sistemleri ve yalıtıma ilişkin yatırımlar, ekipman yenilemesi, yeni teknolojiler ve yeni endüstriyel süreçler olarak ifade edilebilmektedir [10]. Türkiye’de sanayide enerji verimliliğine ilişkin olarak enerji yönetimi, proje destekleri, gönüllü anlaşmalar ve KOSGEB destekleri gibi uygulamalar mevcuttur. Enerji Verimliliği Kanunu kapsamında yıllık toplam enerji tüketimi 1.000 TEP ve üzeri tüm fabrikalar ile OSB’lerde kurulacak enerji yönetim birimlerinde enerji yöneticisi görevlendirmekle yükümlüdür. Bu konuda EİE Ulusal Enerji Tasarrufu Merkezi (UETM) bünyesinde sanayi kuruluşlarında çalışan uygun nitelikteki kişilere enerji yöneticisi kursları açarak enerji yöneticisi sertifikası vermektedir. Ayrıca sanayide enerji verimliliği bilincinin oluşturulması, enerji verimliliği odaklarını ve miktarlarını tespit etmek ve işletmelerde etkili bir enerji yönetim sistemi oluşturulması amacıyla EİE UETM ekiplerince enerji verimliliği etüt çalışmaları yürütülmektedir. Enerji verimliliği eğitim aracı programı çerçevesinde de işletmelerde çalışanlara enerji verimliliğine ilişkin yerinde ve kapsamlı eğitim sağlanmaktadır [4].

Enerji Verimliliği Kanunu kapsamında endüstriyel işletmelerin mevcut sistemlerinde enerji verimliliğini artırmak için hazırlamış oldukları veya enerji verimliliği danışmanlık şirketlerine (EVD) hazırlattıkları toplam proje bedeli 500.000 TL’yi aşmayan geri ödeme süresi en fazla 5 yıl ve uygulama süresi 2 yıl olan verimlilik artırıcı projelerinin (VAP) %20 oranında 100.000 TL’yi geçmeyecek şekilde desteklenmesi uygulamalarına 2009 yılında başlamıştır. 2009 yılında 12 işletmeye ait 17 VAP’ın desteklenmesi, 2010 yılında da 13 işletmenin 15 projesinin desteklenmesine yönelik anlaşma imzalanmıştır. Enerji yoğunluğunu üç yıl içinde %10 azaltmak üzere anlaşma yapılan yıla ait enerji giderinin %20’si (maksimum 100.000 TL) karşılanmasını kapsayan gönüllü anlaşmalarda 2009 yılında başlatılmış olup 2010 yılında 11 endüstriyel işletme ile gönüllü anlaşma yapılmıştır [5].

KOSGEB Enerji verimliliğine ilişkin olarak KOBİ’lere enerji yöneticisi eğitimleri, ön enerji etütleri ve danışmanlık konusunda teşvikler sağlamaktadır. Bunlara ek olarak EİE ve TÜİK işbirliğinde sanayi enerji tüketiminin %90’ına yakınıni teşkil eden 1.000 civarındaki tesisi izlemekte, bu tesislerden 2.000 TEP üzerindeki enerji tüketen fabrikaların enerji yöneticilerinin kayıtları bir veri tabanında tutulmakta ve sürekli iletişim sağlanmaktadır [4].

2.5.4.3 ULAŞIMDA ENERJİ VERİMLİLİĞİ

Türkiye nihai enerji tüketiminin %20’sine yakınıni oluşturan ulaştırma sektörünün enerji tüketiminin tamamına yakınıni petrol ürünleri teşkil etmektedir. Bu anlamda sektörün dışa bağımlı olduğu ifade edilebilir. Nitekim ülke lojistik altyapısının tamamen fosil yakıtlara dayalı kara-

yolu üzerine kurulmuştur. Gerek yolcu gerekse yük taşımacılığının %90'dan fazlası karayolu üzerinden yapılmaktadır. Motorlu araçlardan kaynaklanan emisyonlar konusu ise önem teşkil etmektedir. Bir araştırmada 10 yaş fark olan aynı model iki araç karşılaştırılmış ve eski aracın km başına %20 daha fazla emisyon ürettiği görülmüştür. Bunun yanında motorlu araçların içinde en yüksek yüzdeyi oluşturan otomobillere ilişkin olarak pazarda yakıt verimliliği yüksek dizel araçların oranı son yıllarda yükselmiştir. Öncesinde kabul görmüş hesaplara göre aynı yükü taşımak için deniz yolunda 1 birim, demir yolunda 3,5 birim, karayolunda 7 birim, hava yolunda ise 22 birimlik maliyet gerekmektedir. Bu anlamda taşımacılıkta karayolunun payının azaltılarak diğer ulaştırma modlarıyla dengeli bir hale gelmesi durumunda önemli oranda yakıt tasarrufu sağlanabilecek, aynı zamanda da küresel pazarlara düşük maliyetle çıkış yapılabilir [10,14].

Enerji Verimliliği Strateji Belgesi'nde de "Motorlu taşıtların birim fosil yakıt tüketimini azaltmak, yük ve yolcu taşımacılığında demiryollarının ve şehir içi toplu taşımanın payını artırmak ve şehir içi ulaşımında gereksiz yakıt sarfiyatını önlemek ve çevreye zararlı emisyonları düşürmek" stratejisi kapsamında;

"Yolcu veya yük taşıyan küçük araçlar CO2 salımına ilişkin AB direktifleri doğrultusunda çıkarılacak ikincil mevzuat şartlarını karşılayacak, büyük şehirlerde ulaşım master planları hazırlanacak ve yürürlüğe konulacaktır.

Biyokütle kaynaklarından elde edilen biyoyakıtların veya sentetik yakıtların ulaşımında kullanımı yaygınlaştırılacaktır" stratejik hedefleri verilmiştir.

3. GÜNEY EGE'DE ENERJİ

3.1 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

3.1.1 HİDROELEKTRİK ENERJİSİ

Bölgede 4 HES'te elektrik enerjisi üretimi sağlanmaktadır. Bu santrallerin ikisi Denizli'de ikisi ise Aydın'da bulunmaktadır. Bölgedeki HES'lerin toplam kurulu gücü ise 186,51 MW'tır (Tablo.22). Bunların dışında Muğla-Köyceğiz'de Dalaman Çayı üzerinde 115 MW kurulu güce ve 343 GWh yıllık üretime sahip, sulama ve enerji üretimi amaçlı olarak Akköprü Barajı inşaatı devam etmektedir. Bölgede daha düşük kurulu güce sahip HES'lerde mevcuttur.

Tablo 22. Bölgedeki hidroelektrik santralleri [2]

Barajın Adı	İl-İlçe	Güç (MW)	Yıllık Üretim (GWh)
Kemer	Aydın-Bozdoğan	48	150
Adnan Menderes	Aydın-Çine	47,20	118
Adıgüzel	Denizli-Güney	62	280
Cindere	Denizli-Güney	29,31	88

Ülke genelinde olduğu gibi bölgede de lisans başvurularının büyük bölümünü HES'ler oluşturmaktadır. EPDK tarafından lisans verilmiş inşa halindeki 14 HES projesinin ilerleme durumu Tablo.23'de gösterilmektedir.

Tablo 23. EPDK tarafından lisans verilmiş projelerin ilerleme durumu [1]

Tesis Adı	Tesis Yeri	Yakıt/Kaynak Türü	Lisans Verilme Tarihi	Lisans Kurulu Gücü (MWm)	Lisans Ortalama Üretim (kWh/yıl)	İnşa Halindeki Kapasite (MWm)	Fiili Gerçekleşme- Temmuz 2011(%)
Sekiyaka II Reg. Ve HES	Muğla	Hidrolik	21.01.2010	6,9	26.710.000	6,9	7,7
Çalkuyucak HES	Denizli	Hidrolik	15.02.2007	4,1	14.000.000	4,1	32,7
Büyük Menderes-Akkent HES	Denizli	Hidrolik	04.06.2009	3,6	21.678.615	3,6	28,2
Erikoğlu-Keserali HES	Muğla	Hidrolik	01.10.2009	1,7	8.880.000	1,7	7,7
Çaygözü HES	Muğla	Hidrolik	25.03.2008	0,3	2.210.000	0,3	12,0
Değirmendere HES	Denizli	Hidrolik	17.07.2008	1,4	6.933.791	1,4	12,5
Karataş I HES	Denizli	Hidrolik	03.03.2011	7,7	26.009.000	7,7	0,6
Yön HES	Denizli	Hidrolik	19.08.2010	11,6	35.558.000	11,6	2,8
Ege HES 2- 3- 4	Denizli	Hidrolik	08.06.2009	3,8	21.313.280	3,8	37,5
Demirciler HES	Denizli	Hidrolik	17.12.2007	9,8	34.530.000	9,8	48,9
Kavakçalı HES	Muğla	Hidrolik	18.02.2009	9,3	39.021.000	9,3	22,2
Namnam	Muğla	Hidrolik	11.02.2009	1,6	6.332.000	1,6	11,3 (Ocak 2011)
Sami Soydam-Sandalcık Barajı ve HES	Denizli	Hidrolik	20.06.2007	127,8	372.900.000	127,8	4,9
Narlı HES	Muğla	Hidrolik	20.06.2007	82,5		82,5	5,6 (Ocak 2011)

3.1.2 JEOTERMAL ENERJİ

Güney Ege Bölgesi jeotermal kaynaklar açısından oldukça zengin bir potansiyele sahiptir. Türkiye'de elektrik üretimine uygun yüksek sıcaklıklı jeotermal sahaların büyük bir kısmı bu bölgede yer almaktadır. Bölgede jeotermal kaynaklardan; elektrik üretimi, jeotermal seracılık, ısıtma, termal-turizm, kurutma-soğutma gibi alanlarda faydalanılmaktadır (Şekil.42).



Şekil 42. Jeotermal kaynakların muhtemel kullanım alanları [3]

MTA'nın gerçekleştirmiş olduğu çalışmalarda Aydın-Ortaklar ile Denizli-Sarayköy arasındaki Büyük Menderes Grabeni olarak adlandırılan alanda oldukça yüksek jeotermal kaynak potansiyeli tespit edilmiştir. Türkiye'nin en yüksek sıcaklığa sahip Denizli-Kızıldere jeotermal sahası (242 OC), Aydın-Germencik jeotermal sahası (232 OC), Aydın-Salavatlı jeotermal sahası (171 OC), Aydın-Yılmazköy-İmanköy jeotermal sahaları (142 OC) bölgede yer almaktadır. Bu kaynaklardan elektrik üretiminde faydalanılmaktadır. Nitekim üretim lisansına sahip Türkiye genelinde 22 jeotermal elektrik santralinden 17'si bölgede yer almaktadır. Bahsi geçen santrallerden 5'i işletme halinde olup toplamda 100 MWe'yi aşkın kapasitede faaliyet göstermektedir (Tablo.24).

Tablo 24. TR32 Bölgesinde üretim lisansına sahip JES'ler [4]

Şirket Adı	Ünvanı	Santral Yeri	Ünvanı	Ünvanı	Ünvanı	Ünvanı	Ünvanı	Ünvanı
Denizli Su Elektrik Üretim A.Ş.	Ünvanı	Denizli İl, Sarayköy İlçesi, Kızıldere Merali	25	25	23.06.2008	29 yıl 3 ay 17 gün	40	15
Menderes Geotermal Elektrik Üretim A.Ş.	Ünvanı	Aydın İl, Sultanhisar ve Kışık İlçeleri, Salavatlı Köyü	9,5	9,5	27.12.2007		40	9,5
Menderes Geotermal Elektrik Üretim A.Ş.	Ünvanı	Salavatlı-Sultanhisar-Aydın	7,95	7,95	04.04.2009		45	7,95
Güven Elektrik Üretim A.Ş.	Ünvanı	Germencik-Aydın	42,4	42,4	23.03.2004		45	42,4
Bakelci Jeotermal Enerji Üretim A.Ş.	Ünvanı	Kızıldere-Sarayköy-Denizli	1,06	6,85	17.07.2003		20	6,85
Marmar Enerji Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	Ünvanı	Aydın İl, Germencik İlçesi, Imanköy Merali	44	44	30.07.2009	13.03.2039 tarihine kadar geçerli	34	34
Karabay Karadeniz Elektrik Üretim A.Ş.	Ünvanı	Aydın İl, Merkez Köyü İlçesi, Ortaklar Merali	5	4,85	06.09.2009	08.04.2039 tarihine kadar	4,85	0
Akova Enerji Üretim A.Ş.	Ünvanı	Aydın İl, Sultanhisar-Sarayköy İlçeleri, Akça Merali	9,5	9,5	28.12.2009	12.01.2039 tarihine kadar	9,5	0
Menderes Geotermal Elektrik Üretim A.Ş.	Ünvanı	Aydın İl, Sultanhisar ve Kışık İlçeleri, Salavatlı Merali / DOKA 3. BİS	34	34	15.08.2009	03.08.2039 tarihine kadar	34	0
Günöğütli Jeotermal Enerji Üretim Anonim Şirketi	Ünvanı	Aydın İl, Germencik İlçesi, Günöğütli Merali/Günöğütli BİS	15	15	24.02.2011	09.02.2041'a kadar	15	0
Çalılar Jeotermal Elektrik Üretim A.Ş.	Ünvanı	Aydın İl, Kızılirmak İlçesi, Fırtınaköy Merali/Fırtınaköy BİS	61,72	61,72	26.05.2011	19.07.2040'a kadar	61,72	0
Çalılar Jeotermal Elektrik Üretim A.Ş.	Ünvanı	Aydın İl, Sultanhisar Merali/Sultanhisar Jırı	9,9	9,9	26.05.2011	01.07.2040'a kadar	9,9	0
Kıyıcı Elektrik Üretim A.Ş.	Ünvanı	Aydın İl, Narçlı İlçesi, Gedik Merali /Kıyıcı BİS	20	20	28.07.2011	21.12.2040 tarihine kadar	20	0
Jeotermal Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Ünvanı	Denizli İl, Sarayköy İlçesi, Seydik Merali	2,52	2,52	23.11.2011	18.06.2039'a kadar	2,52	0
Menderes Geotermal Elektrik Üretim A.Ş.	Ünvanı	Aydın İl, Sultanhisar ve Kışık İlçeleri, Salavatlı Merali / DOKA 4. BİS	17	17	05.09.2012	02.08.2031	17	0
Marmar Enerji Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Ünvanı	Marmar Jırı/Aydın İl, Germencik İlçesi, Bozkuşuk Çarşu Merali	24		06.05.2013	13.08.2039	24	0
Kızıltaş Elektrik Üretim A.Ş.	Ünvanı	Kızıltaş Jırı/Aydın İl, Merkez İlçesi, Yılmazköy Merali	24	24	13.08.2012	08.07.2042'a kadar	24	0

5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'da yeterli jeotermal kaynakların bulunduğu bölgelerde ısıtma öncelikli olmak üzere bu kaynakların kullanımı esası getirilmiştir. Jeotermal merkezi ısıtma sistemlerinin yatırımı 100 m²'lik konut başına yaklaşık 1000-2000 USD arasında değişmektedir. Denizli-Sarayköy'de 2000-2100 konut eşdeğerinin (~210.000 m²) ısınmasında jeotermal kaynaklardan faydalanılmaktadır. DPT Madencilik Özel İhtisas Komisyonu tarafından hazırlanan Enerji Hammaddeleri Çalışma Grubu Raporu'nda ise Denizli ve civarında 100.000, Aydın ve civarında 90.000, Nazilli'de 25.000 konutun jeotermal enerji ile ısıtılması hedeflenmiştir [5].

Bölgedeki belli başlı modern sera işletmelerine bakıldığında büyük bölümünün ısıtmada jeotermal kaynaklardan faydalandığı görülmektedir. Aydın-Sultanhisar ve Söke'de 1'er adet; Denizli-Akköy'de 3 adet; Denizli-Sarayköy'de 4 adet ve Denizli-Buldan'da 3 adet olmak üzere toplamda 12 modern sera işletmesinin ısıtılmasında termal kaynaklar kullanılmaktadır. Buna karşılık devletin 2015 yılı sonuna kadar işletmeye alınacak Jeotermal Enerjiye Dayalı Elektrik Üretim Tesislerine 10 yıl süre boyunca 10,5 ABD Doları Cent/kWh gibi yüksek bir birim fiyattan alım garantisi vermesi, şirketlerin yatırımlarını enerji alanında yoğunlaştırılmalarına ve seralara sıcak su sağlama konusunda gönülsüz hareket etmelerine neden olmaktadır.

3.1.3 GÜNEŞ ENERJİSİ

Güney Ege Bölgesi Türkiye'nin güneybatısında yer alması ve güneş alma potansiyeliyle güneş enerjisi yatırımlarına elverişli bir bölgedir. Güney Ege Bölgesi'nin güneşlenme süresi yıllık ortalama 2998 saat ile Türkiye (2640 saat) ortalamasının üzerindedir. 1592.3 kWh/m²-yıl ile küresel radyasyon değeri de Türkiye'nin (1311.16 kWh/m²-yıl) değerinin yine oldukça üzerindedir. Güney Ege Bölgesi için belirlenen 38 MW'lık kapasite ve 11 trafo merkezi yatırımlar için bölgenin uygunluğunun bir göstergesidir. Bu kapasitenin tamamen kullanılması halinde 95 milyon USD'lik bir yatırım öngörülmektedir. Bölgede güneş enerjisinden daha çok meskenlerde, yüzme havuzları ve sanayi tesislerinde sıcak su eldesinde faydalanılmaktadır [6] (Tablo 25).

Tablo 25. Güney Ege Bölgesi güneşlenme verileri [6]

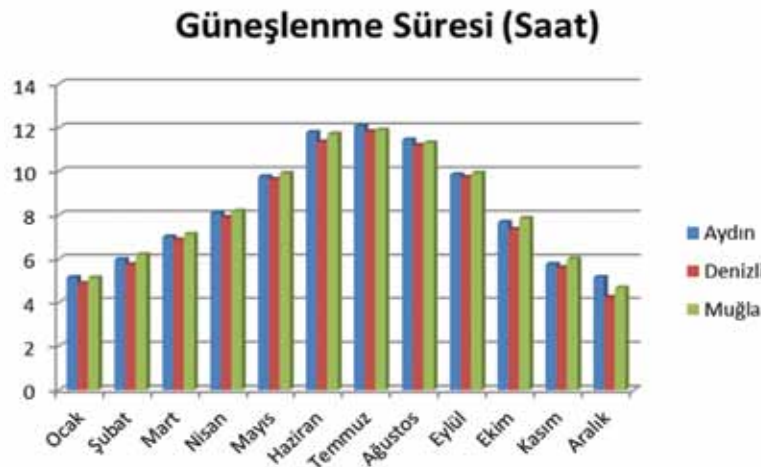
	Güneşlenme Süresi (Saat)	Global Radyasyon Değeri (kWh/m ² -gün)
Aydın	3017	1561
Denizli	2934	1595
Muğla	3043	1621
Güney Ege Bölgesi Ortalama	2998	1592.3
Türkiye Ortalama	2640	1311.16

Muğla İli Güney Ege Bölgesi'nin 3 ili arasında en yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahip ildir. 3043 saatlik, 1621 kWh/m²-gün global radyasyon değeri, Aydın ile birlikte sahip olduğu 20 MW'lık kapasite ve bu kapasitenin bağlanabileceği 7 trafo merkezinin (Dalaman, Datça, Fethiye, Marmaris, Muğla, Yatağan, Yeniköy) belirlenmiş olması bu alandaki yatırımların ve arazi yelpazesinin genişliği açısından önemlidir.

Muğla'da en yüksek güneşlenme süresi temmuz ayında görülürken en düşük seviye aralık ayında görülmektedir. Global radyasyon değerleri de güneşlenme süresindeki dalgalanmalarla paralellik göstermektedir [6] (Tablo.26, Tablo.27, Şekil. 43).

Tablo 26. İller bazında güneşlenme süreleri [6]

Aylar	Aydın	Denizli	Muğla
Ocak	5.16	4.88	5.13
Şubat	5.98	5.75	6.20
Mart	7.00	6.86	7.12
Nisan	8.09	7.90	8.18
Mayıs	9.76	9.64	9.91
Haziran	11.79	11.36	11.73
Temmuz	12.09	11.83	11.90
Ağustos	11.45	11.19	11.31
Eylül	9.85	9.73	9.92
Ekim	7.67	7.35	7.85
Kasım	5.76	5.61	6.01
Aralık	5.16	4.23	4.67



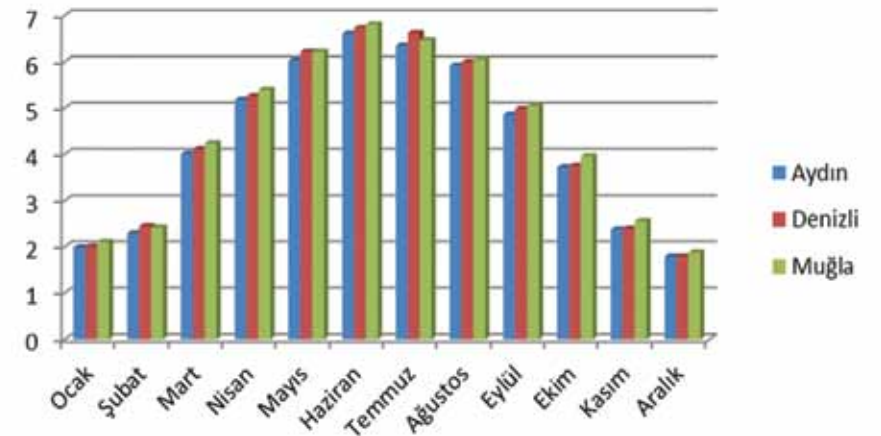
Şekil 43. İller bazında güneşlenme süreleri

Aydın İli ise güneşlenme süresinde Muğla'dan sonra gelirken global radyasyon değerlerinde ise 3 il arasında en düşük değere sahip olan ildir. Muğla ile birlikte 20 MW'lık kapasite ve bağlanabilir 1 trafo merkezine (Bozdoğan) sahiptir. Güneşlenme süresi Aydın'da da en yüksek değere temmuz ayında ulaşmıştır. Global radyasyon değerlerindeki dalgalanmalar yine buna paralellik göstermiştir [6] (Tablo.27, Tablo.28).

Tablo 27. İller bazında global radyasyon değerleri [6]

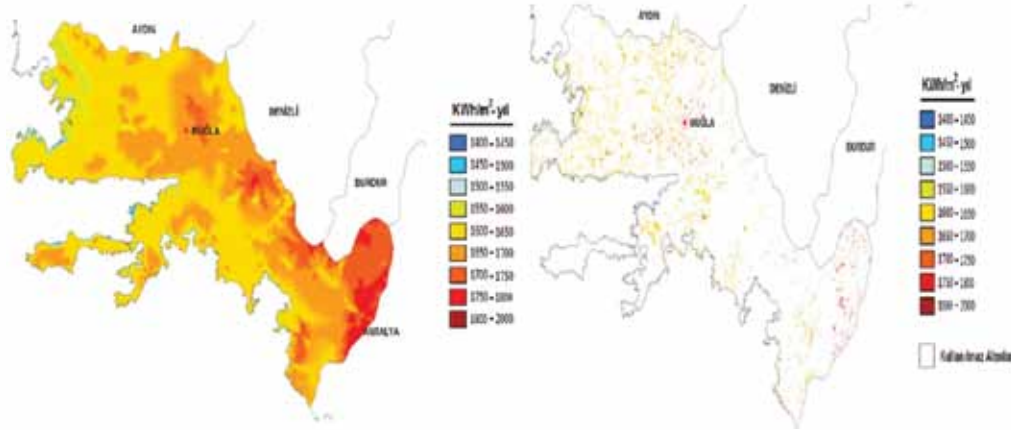
Global Radyasyon Değeri (kWh/m ² -gün)			
Aylar	Aydın	Denizli	Muğla
Ocak	1.99	2.01	2.11
Şubat	2.30	2.45	2.42
Mart	4.01	4.11	4.24
Nisan	5.18	5.26	5.40
Mayıs	6.03	6.22	6.22
Haziran	6.61	6.73	6.81
Temmuz	6.35	6.62	6.47
Ağustos	5.92	6.00	6.05
Eylül	4.86	4.99	5.05
Ekim	3.72	3.75	3.96
Kasım	2.38	2.39	2.56
Aralık	1.79	1.79	1.88

Global Radyasyon Değeri (kWh/m²-gün)

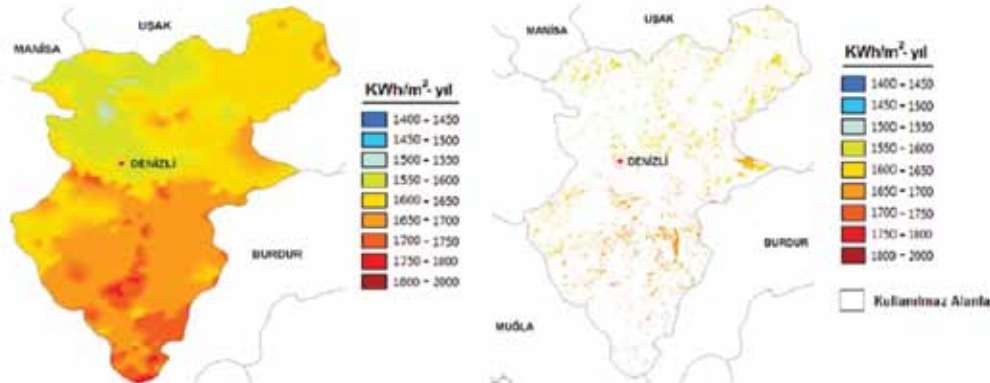


Şekil 44. İller bazında global radyasyon değerleri

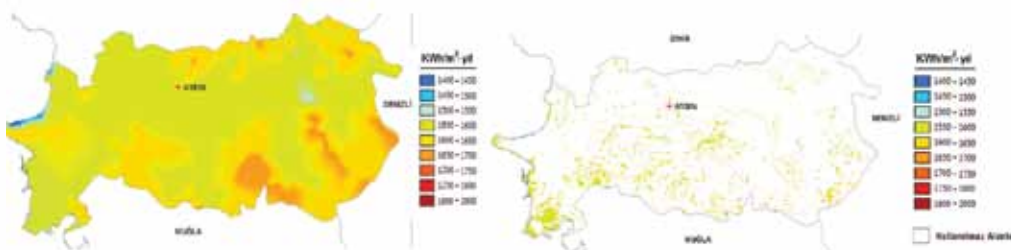
Denizli İli yıllık güneşlenme süresi bazında 3. sırada yer almasına rağmen global radyasyon değerlerinde 3 il arasında 2. sıradadır. Değerlendirmelerde Aydın ve Muğla'dan ayrı olarak 18 MW'lık bir kapasite belirlenmiştir. Buna karşılık gelen ve arazilerin uygunluğuna göre seçilmiş 3 trafo merkezi (Acıpayam, Bozkurt, Tavas) bulunmaktadır [6] (Tablo.27, Tablo.28)



Şekil 45. Muğla ili güneş enerjisi potansiyeli atlası ve santral kurulamaz alanlar [6]



Şekil 46. Denizli ili güneş enerjisi potansiyeli atlası ve santral kurulamaz alanlar [6]



Şekil 47. Aydın ili güneş enerjisi potansiyeli atlası ve santral kurulamaz alanlar [6]

Güneş Termik Santrali'nin kurulabilmesi için gerekli kriterlerin sağlanması gerekmektedir. Kriterler şu şekilde sıralanabilir:

- Arazi eğimi 3 dereceden küçük olmalıdır.
- Yerleşim alanları ile 500m emniyet şeridi dışındaki alanlarda olmalıdır.
- Kara ve demir yolları ile 100m emniyet şeridi dışındaki alanlarda olmalıdır.
- Havaalanları ile 3km emniyet şeridi dışındaki alanlarda olmalıdır.
- Çevre Koruma, Milli Parklar ve Tabiat Alanları ile 500 m emniyet şeridi dışındaki alanlarda olmalıdır.
- Göller, nehirler, baraj gölleri ile sulak alanlar olmamalıdır.
- Koru Ormanları, Ağaçlandırma Alanları, Özel Ormanlar, Fidanlıklar, Sazlık ve Bataklıklar, Muhafaza Ormanları ve Arboratum olmamalıdır.
- Yatırım maliyetleri açısından trafo merkezlerinin 10-15km yarıçapındaki dairesel alanlarının içinde olmalıdır.
- Arazide gölgeye sebep verecek yükselti ve çukur bulunmamalıdır.
- Yükseklik 1300-1400m'yi geçmemelidir.
- Arazi üzerine denk gelen maden ruhsatı veya jeotermal ruhsatı bulunmamalıdır [6]. Binaya entegre fotovoltaik uygulamanın Türkiye'deki ilk örneği, Muğla Üniversitesi öğrenci kafeteryasının çatısına kurulumu yapıp 2003 yılında devreye giren ve 25.6kWp'lık güce sahip sistemdir. Bu sistemle yıllık ortalama 35.000kWh elektrik üretilmektedir. Türkiye'de binaya entegre fotovoltaik sistemin en büyük örneği Muğla Üniversitesi Rektörlük Binası'nda uygulanmıştır. 2008 yılından beri faaliyette olan bu sistem ile yıllık ortalama 48.000kWh enerji üretimi gerçekleştirilmektedir. Ayrıca üniversite kampüsünün çeşitli yerlerindeki aydınlatma sistemleri de güneş enerjisi ile çalışmaktadır. DPT Muğla Üniversitesi ortaklığında kurulan yıllık 300 m3 kereste kurutma kapasite sistemine sahip tesis de başarılı uygulamalar arasında ön plana çıkmaktadır (Şekil.48).



Şekil 48. Muğla Üniversitesi uygulaması

Muğla Belediyesi ise bu alanda çalışmalarına belediye binasının dış aydınlatma sistemiyle başlamıştır. İsveç'in Malmö Belediyesi ile ortaklaşa yaptığı güneş evi projesi ile devam etmiştir. Muğla Belediyesi'nin son çalışmalarından birisi ise 8000 konutun enerji ihtiyacını karşılayacak kapasitede bir güneş tarlası kurulumuna yöneliktir. T.C. Güney Ege Kalkınma Ajansının(GEKA) 2010 yılı iktisadi kalkınma mali destek programı kapsamında Muğla Belediyesi hazırladığı projeye, kendisine ait mezbahada 100kW'lık kapasiteye sahip güneş enerjisi sistemi ile yıllık 210000 kWh elektrik tüketimi olan tesisin, 160000 kWh saatini güneş enerjisi yoluyla karşılayacaktır [8].

Denizli Belediyesi de yakın zamanda gerçekleştirdiği güneş enerjisi uygulamalarıyla bölgenin potansiyelini değerlendirmeye başlamıştır. Denizli de kurulan 190 Wattlık güce sahip fotovoltaiik enerji santrali 02.02.2012 tarihinde deneme faaliyetine başlamıştır. 2012 yılında 30 kw/h olarak Denizli merkezde derin kuyu su pompasında, güneş enerjisi ile çalışan bir sistem kurulmuştur. Ayrıca Denizli, Aydın ve Muğla sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli ile birçok özel firmanın yatırım yapmayı planladığı merkezler olarak yatırımcıların dikkatini çekmektedir [7].

3.1.4 RÜZGÂR ENERJİSİ

EİE tarafından gerçekleştirilen gözlemler dâhilinde bölgenin rüzgâr enerjisi potansiyelinin Türkiye genelinde %17 gibi oldukça yüksek bir paya sahip olduğu görülmektedir. Tablo.28'de bölge dâhilinde EPDK tarafından üretim lisansı verilen tüzel kişiler listesi verilmiştir. Buna göre bölgede toplamda 115 MWe işletme kapasitesine sahip 4 santralde üretim gerçekleşmektedir. Bunun yanında bölgede toplamda 612,5 MW inşa halinde kapasiteye sahip 18 tesis bulunmaktadır. Tablo.29'da inşa halindeki projelerin Ocak 2012 itibarıyla ilerleme durumu görülmektedir.

Türkiye genelinde 3.000 MW'tan yüksek güçte rüzgâr enerji santral projesi lisans almış olmasına karşın işletmede olan santrallerin gücü bu değerin oldukça gerisinde kalmaktadır. İlgili kurumlar arasındaki koordinasyon eksikliği ve bürokratik engeller, başvuru süreci ve inşaat aşamasına kadar olan süreçte izin prosedürleri ile ilgili yeterince açık anlaşılır kılavuzların olmayışı, şebeke bağlantısı ile ilgili kısıtlamalar, yenilenebilir enerji kanunu ile sağlanan teşviklerin talebi yeterince karşılayamaması vb. bu yatırımların gecikmesindeki sebepler olarak sıralanabilir.

Tablo 28. Aydın, Denizli ve Muğla illeri için EPDK tarafından üretim lisansı verilen tüzel kişiler [4]

Şirket Adı	Tesis Yeri	Kurulu Güç (MWe)	Kurulu Güç (MWe)	Lisans Tarihi	Lisans Süresi (yıl)	İnşa Halindeki Kapasite (MWe)	İşletmedeki Kapasite (MWe)
Yıldız Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Muğla İl, Bodrum İlçesi / Güllüç RES	33	33	09.05.2012	49	33	0
Rüzgâr Elektrik Üretim Ltd. Şti.	Muğla / Akçay RES	15	15	09.02.2012	49	15	0
Ayten Enerji A.Ş.	Muğla İl, Mılas İlçesi, Kocacın T., Dıcokgedik T., Karadiken T., Palamut T., Tağı T., Mıezzingedik T. mevki	20	20	12.01.2012	49	20	0
Söke Rüzgâr Enerjisinden Elektrik Üretimi Santral Ltd. Şti.	Söke	45	45	04.01.2012	49	45	0
Rüzgâr Elektrik Üretim Ltd. Şti.	Muğla İl, Bodrum İlçesi, İnlikaya, Karakuzu, Geriş mevki / Geriş	11,2	11,2	02.01.2012	49	11,2	0
Gökova Elektrik Üretim ve Ticaret Ltd. Şti.	Muğla İl, Bodrum İlçesi, Yutan Mapi mevki, Alapınar Tepe mevki / Alapınar RES	0,8	0,8	01.12.2011	49	0,8	0
ABN Enerji Elektrik Üretim Anonim Şirketi	Aydın / Çataltık	25	25	11.11.2011	49	25	0
Alınova Elektrik Üretim A.Ş.	Muğla/Yıldız RES	50	50	26.10.2011	49	50	0
Koni İnş. San. A.Ş.	Muğla / Datça RES	12	12	20.10.2011	49	12	0
İberdrola Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Enerji Üretimi Tic. ve San. Ltd. Şti.	Muğla İl, Merkez İlçesi, Yılanbel mevki /Muğla RES	70	70	29.09.2011	25	70	0
Kordo Enerji Üretim Paz. İth. Ve İhr. A.Ş.	Denizli / Denizli	66	66	18.08.2011	49	66	0
Borazan Enerji A.Ş.	Muğla/ Karova	30	30	18.08.2011	49	30	0
Yeni Enerji Yat. Üretim ve Tic. A.Ş.	Aydın/Yarhisar RES	20	20	18.08.2011	49	20	0
Kazancı Enerji Yat. Ür. Ve Tic. A.Ş.	Aydın/Bafa RES	35	35	18.08.2011	49	35	0
Kütle Enerji Yat. Ür. Ve Tic. A.Ş.	Aydın/Bağarası	46	46	18.08.2011	49	46	0
Alp Enerji Yatırım Üretim ve Tic. A.Ş.	Söke	104	104	21.07.2011	49	104	0
Çankurtaran Enerji Üretim Dağıtım Ltd. Şti.	Denizli İl, Serinhisar İlçesi, Tavşan-Acıpayım yol ayrımı (Makas), Tavşanlı T., Çukurlar T., Yastıklayan T. mevki /Çankurtaran	10	10	06.07.2011	49	10	0
Kroba Elektrik Üretim Anonim Şirketi	Aydın İl, Çine İlçesi, Madranbadağı - Tançantepe - Kayalıtepe - Madranbadağı	19,5	19,5	17.03.2010	10/09/2011	19,5	0
ABN Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Aydın	30	30	06.12.2007	49		30
Dares Datça Rüzgâr Enerji Santralı Satış ve Ticaret A.Ş.	Muğla İl, Datça İlçesi, Kutan Köyü Mevki	29,6	29,6	05.10.2007	49	0	29,6
Sabaz Elektrik Üretim A.Ş.	Çine-Aydın	24	24	06.08.2007	49		24
Ayten Enerji A.Ş.	Sarıyeri dağ-Albük köyü-Çidim-Aydın	31,5	31,5	18.01.2007	49		31,5

Tablo 29. Lisans sahibi inşa halindeki projelerin ilerleme durumu [1]

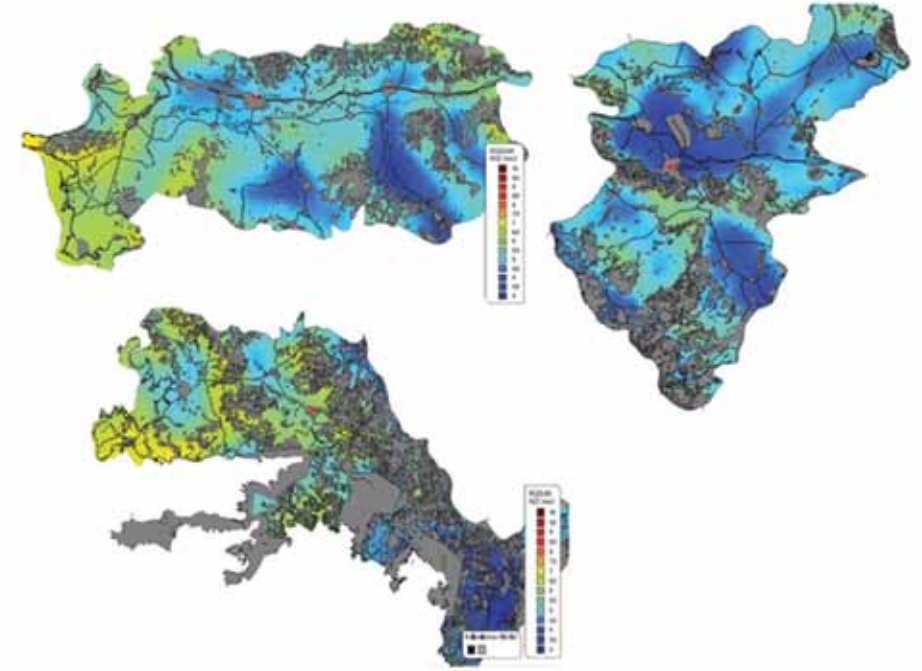
Firma Adı	Tesis Adı	Tesis Yeri	Lisans Verilme Tarihi	Lisans Kurulu Gücü (MWm)	Lisans Ortalama Üretim (kWh/yıl)	İnşa Halindeki Kapasite (MWm)	FİBİ Gerçekleşme Oran (%)
Akış Enerji Yatırım Üretim ve Tic. A.Ş.	Söke	Aydın	21.07.2011	104,0	383.000.000	104,0	0,1
Borars Enerji A.Ş.	Karova	Muğla	18.08.2011	30,0	122.500.000	30,0	0,1
Cankurtaran Enerji Üretim Dağıtım Ltd. Şti.	Cankurtaran	Denizli	06.07.2011	10,0	30.600.000	10,0	*
Iberdrola Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Enerji Üretimi Tic. ve San. Ltd. Şti.	Muğla	Muğla	29.09.2011	70,0	199.500.000	70,0	0,0
Kazanım Enerji Yat. Ür. Ve Tic. A.Ş.	Safa	Aydın	18.08.2011	35,0	130.000.000	35,0	*
Kroba Elektrik Üretim Anonim Şirketi	Madranbaba	Aydın	17.01.2010	19,5	74.200.000	19,5	5,9 (Temmuz 2011)
Koni İnş. San. A.Ş.	Değir	Muğla	20.10.2011	12,0	44.000.000	12,0	0,1
Korda Enerji Üretim Paz. İth. Ve İhr. A.Ş.	Denizli	Denizli	18.08.2011	66,0	184.472.600	66,0	0,3
Kütle Enerji Yat. Ür. Ve Tic. A.Ş.	Bağarası	Aydın	18.08.2011	46,0	170.000.000	46,0	0,1
Suay İn. San. Ve Tic. A.Ş.	Akbük	Aydın	05.07.2011	10,0	35.916.000	10,0	0,0
Yeni Enerji Yat. Üretim ve Tic. A.Ş.	Yenihisar	Aydın	18.08.2011	20,0	75.000.000	20,0	0,2

Rüzgâr enerjisi santrali projelerinin ekonomik açıdan fizibil olabilmesi için 7 m/s veya daha yüksek rüzgâr hızları gerekmektedir. Bu noktada bölge illerine kurulabilecek rüzgâr enerji santrali güç kapasiteleri Tablo.30'da gösterilmektedir.

Buna göre özellikle Muğla ve Aydın'da ciddi düzeyde rüzgâr enerjisi potansiyeli mevcuttur. Ayrıca hem rüzgâr hızı hem de diğer kısıtlayıcı faktörler göz önüne alınarak rüzgâr enerji santrali kurulamaz alanlar belirlenmiştir. Şekil.49'da gri renkte gösterilen alanlar rüzgâr enerji santrali kurulamaz alanlar olarak tespit edilmiştir.

Tablo 30.Bölge illerine kurulabilecek rüzgâr enerji santrali güç kapasiteleri [9]

50 m'de rüzgâr gücü (W/m²)	50 m'de rüzgâr hızı (m/s)	Toplam alan (km²)			Toplam kurulu güç (MW)		
		Aydın	Denizli	Muğla	Aydın	Denizli	Muğla
300-400	6.8-7.5	458,46	47,6	903,87	2.292,32	238	4.519,36
400-500	7.5-8.1	46,29	0,11	130,19	231,44	0,56	650,96
500-600	8.1-8.6	0	0	0,13	0	0	0,64
600-800	8.6-9.5	0	0	0	0	0	0
> 800	> 9.5	0	0	0	0	0	0
TOPLAM		504,75	47,71	1.034,19	2523,76	238,56	5.170,96



Şekil 49. Rüzgâr enerjisi santrali kurulabilirlik durumu [9]

3.2 FOSİL ENERJİ KAYNAKLARI

Bölgede, ülke genelinde olduğu gibi enerji ihtiyacının büyük bölümü fosil enerji kaynaklarından sağlanmaktadır. Muğla'daki iki termik santralin (Yeniköy ve Kemerköy) kurulu güçleri Tablo.31'de görülmektedir. Zaman içerisinde bu termik santrallerin çevreye ve insan sağlığına ilişkin zararları gündeme gelmiş ve kamuoyunda sıklıkla tartışılmıştır. Bölgedeki mevcut termik santrallerin yanında inşa halindeki projelerin ilerleme durumları Tablo.32'de görülmektedir.

Tablo 31. Üretim lisansına sahip termik santraller [4]

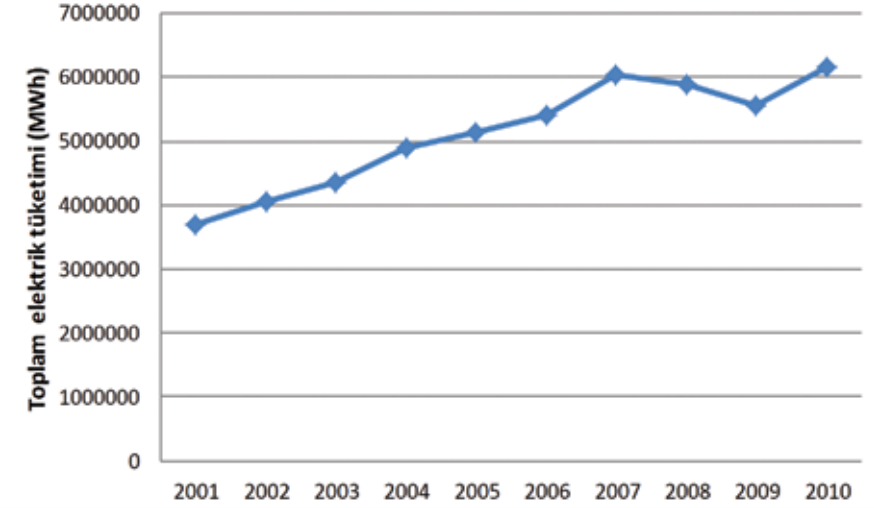
Şirket Adı	Tesis Yeri	Tesis Türü	Kurulu Güç (MWm)	Kurulu Güç (MWe)	Lisans Tarihi	Lisans Süresi (yıl)	İnşa Halindeki Kapasite (Mwe)	İşletmedeki Kapasite (Mwe)
Yeniköy Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş.	Bodrum-Muğla	Termik-Kömür	630	630	20.01.2004	10		630
Kemerköy Elektrik Üretim ve Tic. A.Ş.	Milas-Muğla	Termik-Kömür	630	630	13.03.2003	10		630

Tablo 32. Lisans sahibi inşa halindeki projelerin ilerleme durumu [1]

Firma Adı	Tesis Adı	Tesis Yeri	Yakıt/Kaynak Türü	Lisans Verilme Tarihi	Lisans Kurulu Gücü (MWm)	Lisans Ortalama Üretim (kWh/yıl)	İnşa Halindeki Kapasite (MWm)	Filili Gerçekleşme Ocak 2012(%)
Acarsoy Enerji Elektrik Üretim San. Ve Tic. A.Ş.	Acarsoy Denizli Doğalgaz Santrali	Denizli	Doğalgaz	29.07.2010	129,8	1.050.000.000	129,8	İlerleme raporu sunulmamıştır
AGE Denizli Doğalgaz Elektrik Üretim A.Ş.	Denizli	Denizli	Doğalgaz	18.09.2008	209,0	1.643.792.000	209,0	61,8
Ales Elektrik Üretim Ve Ticaret A.Ş.	Ales Doğalgaz Kombine çevrim Enerji Santrali	Aydın	Doğalgaz	26.01.2011	64,5	525.000.000	64,5	27,0
Batısöke Söke Çimento San. Türk A.Ş.	Batısöke Atık Isı Otoproduktör Santrali	Aydın	Diğer Termik	21.07.2011	7,3	46.297.585	7,3	75,2
Çatalkaya Enerji Madencilik Tarım San. Ve Tic. A.Ş.	Büyükefe Doğalgaz Kombine Çevrim Enerji Santrali	Aydın	Doğalgaz	04.08.2011	145,2	1.161.050.400	145,2	0,0
Küçüker Tekstil San. Ve Tic. A.Ş.	Küçüker Termik Kojen. Tesisi	Denizli	Kömür	28.04.2011	5,0	39.600.000	5,0	İlerleme raporu sunulmamıştır
RWE Turcas Güney Elektrik Üretim A.Ş.	Doğalgaz Kombine Çevrim Enerji Santrali	Denizli	Doğalgaz	22.04.2009	824,0	6.167.000.000	824,0	59,3

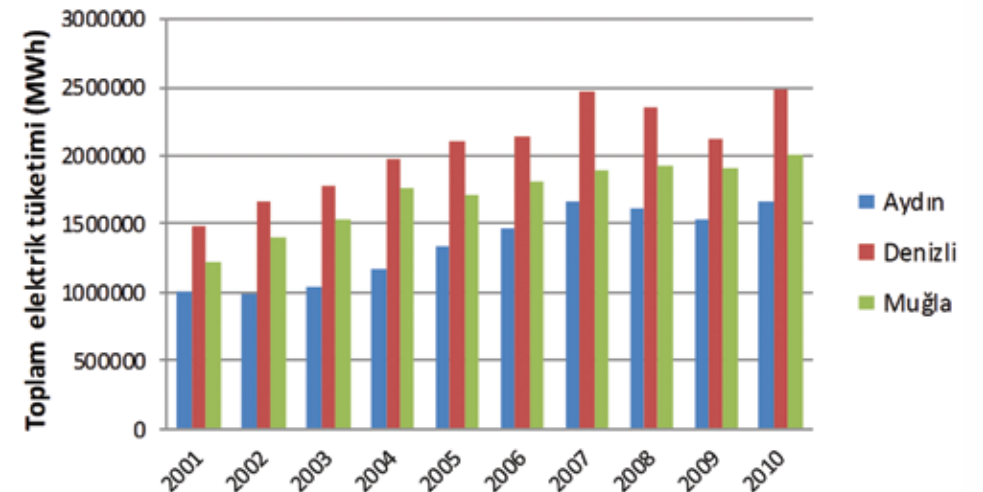
3.3 ELEKTRİK ENERJİSİ

2010 yılı itibarıyla Türkiye toplam elektrik tüketiminde yaklaşık %3,5 oranında pay sahibi olan bölgenin 2001-2010 sürecinde elektrik tüketim seyri Şekil.50'de görülmektedir. 2007 yılına kadar artan bir trend seyreden elektrik tüketimi yaşanan ekonomik krizin de etkisiyle düşüş göstermiş buna karşılık 2009-2010 geçişinde yine artışa geçmiştir. Bölgede toplam elektrik tüketiminde ilk iki sırayı sanayi işletmeleri ve meskenler almaktadır.



Şekil 50. Bölge toplam elektrik tüketiminin yıllara göre değişimi

Elektrik tüketim değerleri il bazında sıralandığında Denizli'nin ilk sırada yer aldığı onu sırasıyla Muğla ve Aydın'ın takip ettiği görülmektedir. Denizli'nin elektrik tüketiminde bölge içerisinde ilk sırada yer almasındaki başlıca etken olarak sanayi ağırlıklı ekonomik yapısı gösterilebilir. Özellikle enerji yoğun demir-çelik, tekstil gibi sektörlerin faaliyet gösterdiği Denizli'de bu alanda enerji verimliliğine ilişkin bilinç oluşturulması önem arz etmektedir.



Şekil 51. İllerin toplam elektrik tüketimi

KAYNAKÇA

DÜNYA'DA ENERJİ VE TÜRKİYE'DE ENERJİ

- [1] Uluslararası Enerji Ajansı. International Energy Outlook 2011. 02 Ocak 2012. <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/index.cfm>
- [2] EPDK. Enerji Yatırımcısı El Kitabı 2011. 02 Ocak 2012. http://www.epdk.org.tr/yatirimci_el_kitabi
- [3] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. Enerji ve Tabii Kaynaklar Kamu Araştırma Programı Mayıs 2005. 02 Ocak 2012 http://www.tubitak.gov.tr/tubitak_content_files/ARDEB/kamag/Turkiye_Ulusal_Enerji_ve_Tabii_Kaynaklar_Arastirma_Programi.pdf
- [4] DEKTMK. Türkiye Enerji Denge Tabloları 2010 Yılı Genel Enerji Dengesi. 02 Ocak 2012. <http://www.dektmk.org.tr/incele.php?id=MTAw>

FOSİL ENERJİ KAYNAKLARI

- [1] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı websitesi. 25 Eylül 2012. <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=petrol&bn=222&hn=&nm=384&id=40693>
YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI (RÜZGÂR, GÜNEŞ VE BİYOKÜTLE ENERJİSİ)
- [1] Görgün T. (2010). Yenilenebilir Enerjiler ve Teknolojileri. 28. Aralık 2011. http://www.solar-bazaar.com/menus/igeme-yenilenebilir_enerjiler-teknolojileri..pdf
- [2] Gökçınar R. E. ve Uyumaz A. (2008). Rüzgâr Enerjisi Maliyetleri Ve Teşvikleri, VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, UTES'2008, İstanbul.
- [3] World Wind Energy Websitesi. (2011). World Wind Energy Report 2010. 05 Ocak 2012. http://www.wwindea.org/home/images/stories/pdfs/worldwindenergyreport2010_s.pdf
- [4] Koltukçu H. (2010). Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Türkiye Açısından SWOT Analizi. Kütahya Dumlupınar Üniversitesi.
- [5] Çalışkan M. Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli . 05 Ocak 2012 http://www.dmi.gov.tr/FILES/haberler/2010/rets-seminer/2_Mustafa_CALISKAN_RITM.pdf
- [6] Malkoç Y. Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli ve Enerji Profilimizdeki Yeri. 05 Ocak 2012 http://130.226.17.201/extra/web_docs/turkey/TurkishWindData.pdf

- [7] Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği Websitesi. (2011). Türkiye'deki İşletmede Olan Rüzgâr Santralleri. 09 Ocak 2012. http://www.ruzgarenerjisibirligi.org.tr/index.php?option=com_docman&task=cat_view&gid=57&Itemid=69
- [8] Türkiye Cumhuriyeti Başbakanlık Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı Websitesi. (2010). Çevre Teknolojileri Ve Yenilenebilir Enerji Raporu. 09 Ocak 2012 http://www.invest.gov.tr/tr_TR/infocenter/publications/Documents/CEVRE.TEKNOLOJILERI.SEKTORU.pdf
- [9] Olcay K., Doğan T. B. ve Akbulut U. Rüzgâr Enerjisi III. Bölüm. 09 Ocak 2012. <http://www.yildiz.edu.tr/~okincay/dersnotu/RuzgBol3.pdf>
- [10] Karamanav M.(2007). Güneş Enerjisi Ve Güneş Pilleri. Yüksek Lisans Tezi, Sakarya Üniversitesi.
- [11] Uluslararası Enerji Ajansı. (2010). Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy. 09 Ocak 2012. http://www.iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf
- [12] Varınca K. B. ve Gönüllü M.T. (2006). Türkiye'de Güneş Enerjisi Potansiyeli ve Bu Potansiyelin Kullanım Derecesi, Yöntemi ve Yaygınlığı Üzerine Bir Araştırma. Ulusal Güneş ve Hidrojen Enerjisi Kongresi, UGHEK 2006, Eskişehir.
- [13] EİE Websitesi. EİE'NİN Güneş Enerjisi Çalışmaları. 09 Ocak 2012. <http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/gunes/eiegunes.html>
- [14] EİE Websitesi. GEPA (Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası). 09 Ocak 2012. <http://www.eie.gov.tr/MyCalculator/Default.aspx>
- [15] Enerji Enstitüsü Websitesi. 09 Ocak 2012. <http://enerjiinstitutusu.com/>
- [16] Makine Mühendisleri Odası Websitesi. (2011). Güneş Enerjisinden Elektrik Üretiminde Türkiye'nin Durumu ve Yapılması Gerekenler. 09 Ocak 2012. http://www.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/17946f349e8a9c6_ek.pdf?tipi=2&turu=X&sube=7
- [17] Karaosmanoğlu F. Biyoyakıt Teknolojisi ve İTÜ Araştırmaları. İTÜ Enerji Çalıştay ve Sergisi, İstanbul, 22-23 Haziran 2006.
- [18] Uluslararası Enerji Ajansı. (2010). Sustainable Production of SECOND Generation Biofuels, Potential and perspectives in major economies and developing countries. 09 Ocak 2012. http://www.iea.org/papers/2010/second_generation_biofuels.pdf

[19] Budak N., Bayındır H. ve Yücel H.L. (2009). Dizel Motorlarda Biyodizel Kullanımının Performans Ve Egzoz Emisyonları Açısından Değerlendirilmesi. V. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu. YEKSEM'09. Diyarbakır.

[20] Karaosmanoğlu F. Binalarda Biyoyakıt Uygulamaları. IX. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi. 09 Ocak 2012 http://www.mmo.org.tr/etkinlikler/tesisat/etkinlik_bildirileri_detay.php?etkinlikkod=10&bil kod=282.

[21] Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi. (2009). Türkiye Enerji Raporu. 09 Ocak 2012 http://www.dektmk.org.tr/upresimler/enerji_raporu_2009.pdf

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI (JEOTERMAL VE HİDROLİK ENERJİ)

[1] Özdemir A. Jeotermal Enerji ve Elektrik Üretimi. Jeofizik Bülteni. 02 Ocak 2012. http://www.adilozdemir.com/dosyalar/1278920580_60.pdf

[2] Toksoy M. ve Aksoy A. (2003). Aydın Jeotermal Gelişme Projesi. Jeotermal Enerji Araştırma ve Uygulama Merkezi. 02 Ocak 2012. <http://geocen.iyte.edu.tr/geocenReports/geocenReports008.pdf>

[3] Üzer M. (2008). Jeotermal Kaynaklarımızın Durumu, Arama Politikaları ve Değerlendirilmesi. 03 Ocak 2012. www.mta.gov.tr/v1.0/.../JEOTERMAL_SUNUMU_18.08.008.pps

[4] Dr. Abdülkerim Yörükoğlu(b.t), Türkiye Jeotermal Enerji Potansiyeli ve Çevre

[5] Durak S. Jeotermal Kaynağa Dayalı Elektrik Üretimine İlişkin Yasal Düzenleme ve Destekler. 03 Ocak 2012. http://www.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/c351082e6bddc26_ek.pdf

[6] Uluşahin A. Enerji Gereksiniminde Bazı Gerçekler, Jeotermal Enerji ve Yasal Durum. Elektrik Mühendisleri Odası V. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu. 03 Ocak 2012. http://www.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/c351082e6bddc26_ek.pdf

[7] 5686 Sayılı Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu. 03 Ocak 2012. <http://www.tbmm.gov.tr/kanunlar/k5686.html>

[8] Yilmazer S. (2009). Batı Anadolu'nun Olası Jeotermal Potansiyelinin Belirlenmesi. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi 11. Enerji Kongresi. 03 Ocak 2012. http://www.dektmk.org.tr/pdf/enerji_kongresi_11/36.pdf

[9] Meteoroloji Genel Müdürlüğü. Çevre ve Temiz Enerji: Hidroelektrik Enerji. 03 Ocak 2012. <http://www.dmi.gov.tr/FILES/imgTemp/hes-raporu-2402.pdf>

[10] EPDK Websitesi. 03 Ocak 2012. <http://www.epdk.gov.tr>

ELEKTRİK ENERJİSİ

[1] DPT (2001). Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporu. 05 Ocak 2012. <http://www.dpt.gov.tr/DocObjects/Download/3228/oik585.pdf>

[2] Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (2010). Enerji Raporu 2010. 02 Ocak 2012. http://www.dektmk.org.tr/upresimler/Enerji_Raporu_20106.pdf

[3] TEDAŞ. Ocak 2012 Tarifesi. 08 Ocak 2012. http://www.tedas.gov.tr/274,2012_Tarifeler.html

[4] TEDAŞ (2010). Yıllık Faaliyet Raporu. 06 Ocak 2012. <http://www.tedas.gov.tr/attached/Baskanliklar/Ar-Ge/tedasfaaliyet2010.pdf>

[5] TEİAŞ. Türkiye Üretim-İletim İstatistikleri. 03 Ocak 2012. <http://www.teias.gov.tr/istatistik2010/%C4%B0statistik%202010.htm>

ENERJİ VE ÇEVRE İLİŞKİSİ

[1] Aksu C. (2011). Sürdürülebilir Kalkınma ve Çevre. Güney Ege Kalkınma Ajansı. <http://www.geka.org.tr/yukleme/dosya/f6574f6e6b0a8d70a27bfbde52c53a47.pdf>

[2] Çevre ve Şehircilik Bakanlığı Websitesi. 17 Aralık 2011. <http://www.cevresehircilik.gov.tr/turkce/>

[3] ÇOB. (2007). Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi Kapsamında İklim Değişikliği 1. Ulusal Bildirimi. 15 Aralık 2011. <http://iklim.cob.gov.tr/iklim/AnaSayfa.aspx?sflang=tr>

[4] IPCC. (2007). Climate Change Synthesis Report. 21 Aralık 2011. http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf

[5] Reddy S.B., Assenza G.B., Assenza D., Hasselmann B. (2009). Energy Efficiency and Climate Change Conserving Power for a Sustainable Future. SAGE Publications.

[6] TYDTA. Çevre Teknolojileri ve Yenilenebilir Enerji Sektörü Raporu. 21 Aralık 2011. <http://www.invest.gov.tr/tr-TR/infocenter/publications/Documents/CEVRE.TEKNOLOJILERI.SEKTORU.pdf>

[7] TÜİK. (2011). Ulusal Seragazı Emisyon Envanteri Raporu 1990-2009. 19 Aralık 2011. http://www.tuik.gov.tr/IcerikGetir.do?istab_id=243

[8] Türkiye Enerji ve Enerji Verimliliği Çalışmaları Raporu, "Yeşil Ekonomiye Geçiş". Ağustos 2010.

[9] Yaylalı B. (2008). Yenilenebilir Enerji Kaynakları Kullanımı ile Bölgesel Ölçekte Sera Gazı Emisyonu Azaltımı için Örnek Bir Çalışma. Yüksek Lisans Tezi. Dumlupınar Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalı.

ENERJİ VERİMLİLİĞİ

[1] Deloitte. Akıllı sayaç, akıllı şebeke ve ileri ölçüm altyapısının kurulması, etkileri ve yönetilmesi. 27 Aralık 2011. http://www.deloitte.com/view/tr_TR/tr/sectorler/enerjivedogalkaynaklar/index.htm.

[2] Dünya Gazetesi Websitesi. Dünya Bankası'ndan enerji projelerine 500 milyon dolar kredi. 27 Aralık 2011. http://www.dunya.com/d%C3%BCnya-bankas%C4%B1ndan-enerji-projelerine-500-milyon-dolar-kredi_139586_haber.html

[3] EC. Internal Energy Market Websitesi. 27 Aralık 2011. http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/index_en.htm

[4] EİE Websitesi. 26 Aralık 2011. <http://www.eie.gov.tr/>

[5] EİE. (2011). Elektrik İşleri Etüd İdaresi Müdürlüğü 2010 Yılı Faaliyet Raporu. 26 Aralık 2011. http://www.eie.gov.tr/kurumsal/faaliyet_raporlari/faaliyet_raporlari.html

[6] ETB Websitesi. 27 Aralık 2011. <http://www.enerji.gov.tr/index.php>

[7] EİE. Enerji Verimliliği Strateji Belgesi 2012-2023. 27 Aralık 2011. http://www.eie.gov.tr/duyurular/EV/EV-Strateji_Belgesi/EnVer_Strateji_Belgesi-20110317.pdf

[8] IEA. Key World Energy Statistics 2010. 28 Aralık 2011. http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key_stats_2010.pdf

[9] Laponche B., Jamet B., Colombier M. Ve Attali S. (1997). Energy Efficiency for a Sustainable World, ICE Editions-International Conseil Energie, Paris.

[10] Kavak K. (2005). Dünya'da ve Türkiye'de Enerji Verimliliği ve Türk Sanayiinde Enerji Verimliliğinin İncelenmesi. DPT Uzmanlık Tezi.

[11] Reddy S.B., Assenza G.B., Assenza D., Hasselmann B. (2009). Energy Efficiency and Climate Change Conserving Power for a Sustainable Future. SAGE Publications.

[12] Sanlı B. Ve Hınç A. Smart Grid (Akıllı Şebekeler): Türkiye'de Neler Yapılabilir? 27 Aralık 2011. http://www.dektmk.org.tr/pdf/enerji_kongresi_11/39.pdf.

[13] TEDAŞ. 2009 Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri.

[14] Türkiye Enerji ve Enerji Verimliliği Çalışmaları Raporu "Yeşil Ekonomiye Geçiş". (2010). EN-VER Enerji Verimliliği Derneği, İconomy Vezir Consultancy.

[15] TÜİK Resmi Websitesi. 27 Aralık 2011. <http://www.tuik.gov.tr/Start.do;jsessionid=18GCT99hJwGLq4nqnrxVzn7L4Pbrp2JYRX1592ghhhsjGbXmP21!-1018468090>

GÜNEY EGE'DE ENERJİ

[1] EPDK. Elektrik Piyasası Lisanslar-Proje İlerleme Durumu. 25 Eylül 2012. http://www2.epdk.org.tr/lisans/elektrik/ilerleme_proje.htm

[2] Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü-21. Bölge Müdürlüğü. 27 Aralık 2011. <http://www2.dsi.gov.tr/bolge/dsi21/>

[3] Güney Ege Kalkınma Ajansı. 2010-2013 TR32 Bölge Planı.

[4] EPDK. Elektrik Piyasası Lisanslar-Üretim Lisansları. 25 Eylül 2012. <http://www2.epdk.org.tr/lisans/elektrik/lisansdatabase/verilenuretim.asp>

[5] Aksu C. (2011). Güney Ege Bölgesi (Aydın-Denizli-Muğla) Yenilenebilir Enerji Çalışma Raporu. 25 Eylül 2012. <http://www.geka.org.tr/yukleme/dosya/4a6f95b67690a87774f0f1f1822bd40a.pdf>

[6] Elektrik İşleri Etüd İdaresi Genel Müdürlüğü Resmi Web Sitesi. Güneş Enerjisi Çalışmaları. 23 Ocak 2012. http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/gunes/gunes_index.html

[7] Emma Alternatif Enerji Sistemleri. Fotovoltaik Enerjili Mekatronik Elektrik Santrali. 07 Şubat 2012. <http://www.emmaenerji.com/>

[8] Muğla Belediyesi. (2011). Muğla Belediyesinden Güneş Enerjisi Atığı. 19 Aralık 2011. <http://www.mugla-bld.gov.tr/elements/documents/adobe/bulten/2011/aralik2011.pdf>

[9] Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü. İl Bazlı Rüzgâr Enerjisi Teknik Potansiyelleri. 25 Eylül 2012. http://www.yegm.gov.tr/duyurular/YEK/YEKrepa/REPA-duyuru_01.html

GEKA Yayın No. 015



Güney Ege Kalkınma Ajansı

EGS Park Kongre ve Kültür
Merkezi
20085 DENİZLİ
Tel: +90 258 371 88 44
Fax: +90 258 371 88 47
e-posta: denizli@geka.org.tr

Muğla Yatırım Destek Ofisi

Şeyh Mahallesi
Turgut Reis Caddesi
Belediye Kapalı Otoparkı Kat:1
MUĞLA
Tel: +90 252 213 17 92-93
Fax: +90 252 213 17 82
e-posta: mugla@geka.org.tr

Aydın Yatırım Destek Ofisi

Ata Mahallesi
Denizli Bulvarı No:18
Aydın Ticaret Borsası
Hizmet Binası
Kat: 6 Oda: 608 AYDIN
Tel: +90 256 211 02 16-17
Fax: +90 256 211 02 13
e-posta: aydin@geka.org.tr