

**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**TÜRKİYE'DE ELEKTRİK SANTRALLERİ VE RÜZGAR ENERJİSİ:  
ÜRETİM VE ARAZİ KULLANIMI İLİŞKİLENDİRMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Mert ANAMERİÇ**

**Geomatik Mühendisliği Anabilim Dalı**

**Geomatik Mühendisliği Programı**

**HAZİRAN 2019**



**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**TÜRKİYE'DE ELEKTRİK SANTRALLERİ VE RÜZGAR ENERJİSİ:  
ÜRETİM VE ARAZİ KULLANIMI İLİŞKİLENDİRMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Mert ANAMERİÇ  
(501151631)**

**Geomatik Mühendisliği Anabilim Dalı**

**Geomatik Mühendisliği Programı**

**Tez Danışmanı: Prof. Dr. Şinasi KAYA**

**HAZİRAN 2019**



İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 501151631 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Mert ANAMERİÇ**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**TÜRKİYE’DE ELEKTRİK SANTRALLERİ VE RÜZGAR ENERJİSİ: ÜRETİM VE ARAZİ KULLANIMI İLİŞKİLENDİRMESİ**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

**Tez Danışmanı :** **Prof. Dr. Şinasi KAYA** .....  
İstanbul Teknik Üniversitesi

**Jüri Üyeleri :** **Prof. Dr. Dursun Zafer ŞEKER** .....  
İstanbul Teknik Üniversitesi

**Prof. Dr. Cem GAZIOĞLU** .....  
İstanbul Üniversitesi

**Teslim Tarihi** : 3 Mayıs 2019  
**Savunma Tarihi** : 14 Haziran 2019



## ÖNSÖZ

Profesyonel çalışma hayatımda rol aldığım rüzgar eneji ve güneş eneji projeleri sayesinde fark ettiğim ve çevresel bir problem oluşturma riskini gördüğüm elektrik eneji santrallerinin arazi kullanımı ile ilgili ilk inceleme ve değerlendirmeleri Prof. Dr. Elif Sertel'in dersi vesilesi ile hazırlamıştım. Kendisine bu konuyu teze çevirmem konusunda verdiği destek ve teşvik için teşekkür ederim.

Tezin oluşturulması, sunumu ve geliştirilmesi için değerli fikirleri, vakti ve tecrübeleri ile yardım eden Prof. Dr. Şinasi Kaya'ya, ayrıca tezin anlaşılabilirliğini artırmak ve düzeltme önerileri ile katkıda bulunan Prof. Dr. Dursun Zafer Şeker ve Prof. Dr. Cem Gazioğlu'na teşekkürlerimi sunuyorum.

Yeniden yüksek lisans yapmama vesile olan Mehmet Cihan Aktaş'a, Geomatik Mühendisliği Programı'na adapte olmamı sağlayan, danışmanlıkları ile beni yönlendiren ve destek olan Prof. Dr. Dursun Zafer Şeker, Prof. Dr. Elif Sertel ve Prof. Dr. Şinasi Kaya'ya minnetlerimi iletirim.

Tezin hazırlanması aşamasında bana destek olan, şevklendiren Şive Başaran, Nilgün Ünal ve İbrahim Anameriç'e sabır ve hoşgörülerinden ötürü teşekkür ederim.

Mayıs 2019

Mert Anameriç  
Yenilenebilir Enerjiler Uzm. – Fiz. Müh.



## İÇİNDEKİLER

### Sayfa

<b>ÖNSÖZ</b> .....	<b>v</b>
<b>İÇİNDEKİLER</b> .....	<b>vii</b>
<b>KISALTMALAR</b> .....	<b>ix</b>
<b>ÇİZELGE LİSTESİ</b> .....	<b>xi</b>
<b>ŞEKİL LİSTESİ</b> .....	<b>xiii</b>
<b>1. GİRİŞ</b> .....	<b>1</b>
1.1 Tezin Amacı .....	3
1.2 Literatür Araştırması .....	4
1.2.1 RES arazi kullanımı .....	5
1.2.2 GES arazi kullanımı .....	6
<b>2. TÜRKİYE'DE ENERJİ SANTRALLERİ</b> .....	<b>7</b>
2.1 Enerji Çevre İlişkisi ve İklim Değişikliği .....	12
2.1.1 Uluslararası müzakereler .....	12
2.1.1.1 Birleşmiş Milletler iklim değişikliği çerçeve sözleşmesi .....	12
2.1.1.2 Kyoto protokolü .....	13
2.1.1.3 Paris anlaşması .....	14
2.1.2 Elektrik santrallerinin CO <sub>2</sub> eşdeğer sera gazı salınımı .....	14
2.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları - YEK .....	17
2.2.1 YEK destek mekanizması .....	19
2.2.2 Güneş enerjisi santralleri - GES .....	19
2.2.3 Hidroelektrik santraller - HES .....	20
2.2.4 Jeotermal enerji santralleri - JES .....	21
2.2.5 Biyokütle, biyogaz enerji santralleri - BES .....	21
2.3 Termik Santraller .....	21
2.4 Nükleer Güç Santralleri - NGS .....	22
2.5 Projeksiyon Çalışması .....	22
<b>3. TÜRKİYE'DE RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİ</b> .....	<b>23</b>
3.1 İşletmedeki Lisanslı RES'ler .....	23
3.2 İşletmedeki Lisanssız RES'ler .....	25
3.3 Lisans Sahibi Potansiyel Rüzgar Projeleri .....	25
3.4 Ön Lisanslı Potansiyel Rüzgar Projeleri .....	26
3.5 İhale Usulü Rüzgar Projeleri – YEKA .....	28
3.5.1 Rüzgar YEKA-1 .....	28
3.5.2 Rüzgar YEKA-2 .....	28
<b>4. YÖNTEM – SANTRALLERİN ARAZİ KULLANIMI HESAPLAMASI</b> .....	<b>31</b>
4.1 CORINE Arazi Örtüsü ve Kullanımı .....	32
4.1.1 Türkiye'nin arazi örtüsü ve kullanımı .....	33
4.1.2 CORINE ile enerji santrallerinin arazi kullanımının hesaplanması .....	33
4.2 Formül ile RES Projesi Arazi Değişimi Hesaplama Yöntemi .....	34
4.3 Sayısallaştırma ile RES Projesi Arazi Değişimi Hesaplama Yöntemi .....	36

4.4 Hata Payı – Hesaplanan İle Ölçülen Arasındaki Fark .....	40
4.4.1 Türbin noktasından RES geneli için arazi değişimi hesabı .....	41
4.5 Gerçekçi Arazi Değişimi Hesaplama Yöntemi .....	43
4.5.1 Rüzgar türbini platformu .....	44
4.5.2 Vinç kurulum alanı .....	46
4.5.3 Saha içi yollar .....	46
4.5.4 Şalt sahası ve şebeke bağlantısı .....	48
<b>5. BULGULAR .....</b>	<b>49</b>
5.1 RES Kaynaklı Arazi Örtüsü Kullanımı Değişimi .....	51
5.1.1 RES’leri için yıllara göre arazi değişimi .....	52
5.1.2 RES’leri için bölgelere göre arazi değişimi .....	54
5.1.3 RES’leri için illere göre arazi değişimi .....	55
5.1.4 RES’ler için farklı arazi kullanımı sağlayan uygulamalar .....	56
5.1.4.1 Kanat veya rotor montajı için gereken alan .....	56
5.1.4.2 Kule ile tırmanan vinç sistemi .....	57
5.2 GES Arazi Kullanımı .....	58
5.3 HES Arazi Kullanımı .....	59
5.3.1 Barajlı HES .....	59
5.3.2 Akarsu HES .....	59
5.4 Kömür Kaynaklı Santrallerin Arazi Kullanımı .....	60
5.4.1 Yerli kömür santralleri .....	60
5.4.2 İthal kömür santralleri .....	61
5.5 Diğer Elektrik Santrallerinin Arazi Kullanımı .....	61
5.5.1 JES arazi kullanımı .....	61
5.5.2 Biyokütle elektrik santrallerinin arazi kullanımı .....	62
5.5.3 Doğal gaz kaynaklı santrallerin arazi kullanımı .....	63
5.5.4 NGS arazi kullanımı .....	64
5.5.5 Atık ısı santrallerinin arazi kullanımı .....	64
5.5.6 Fuel-oil santrallerinin arazi kullanımı .....	65
5.5.7 LNG, motorin, nafta kaynaklı enerji santrallerinin arazi kullanımı .....	65
5.6 Santrallerin Kapasite Faktörleri .....	65
5.6.1 RES’lerin kapasite faktörü, enerji üretim verimi .....	68
<b>6. SONUÇ VE ÖNERİLER .....</b>	<b>71</b>
6.1 RES’lerin Arazi Kullanımının İyileştirilmesi İçin Öneriler .....	73
6.2 GES’lerin Arazi Kullanımının İyileştirilmesi İçin Öneriler .....	74
6.3 Çalışmanın Uygulama Alanı .....	75
6.3.1 GES kaynaklı arazi değişimi projeksiyonu .....	75
6.3.2 RES kaynaklı arazi değişimi projeksiyonu .....	75
6.3.3 Arazi kullanımı ve yüksek elektrik üretimi için önerilen RES bölgeleri ..	76
6.3.4 En abartılı senaryo, tek kaynak ile tüm enerji üretimi .....	76
<b>KAYNAKLAR .....</b>	<b>79</b>
<b>EKLER .....</b>	<b>83</b>
<b>ÖZGEÇMİŞ .....</b>	<b>103</b>

## KISALTMALAR

<b>BES</b>	: Biyokütle Enerji Santrali
<b>BMİDÇS</b>	: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
<b>CLC</b>	: CORINE Land Cover (CORİNE arazi örtüsü, mekansal veri tabanı)
<b>CO<sub>2</sub></b>	: Karbondioksit
<b>CORINE</b>	: Coordination of Information on the Environment - Çevresel Bilginin Koordinasyonu
<b>CSP</b>	: Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi sistemi
<b>ÇED</b>	: Çevresel Etki Değerlendirmesi
<b>DGKÇS</b>	: Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali
<b>EPDK</b>	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
<b>EPIAŞ</b>	: Enerji Piyasası İşletme A.Ş.
<b>GES</b>	: Güneş Enerji Santrali
<b>GEPA</b>	: Güneş Enerji Potansiyeli Atlası
<b>GW</b>	: GigaWatt (Güç birimi)
<b>GWh</b>	: MegaWattSaat (Enerji birimi)
<b>GWA</b>	: Global Wind Atlas
<b>ha</b>	: Hectar (Alan birimi)
<b>HES</b>	: Hidro Elektrik Santrali
<b>IPCC</b>	: Intergovernmental Panel on Climate Change
<b>JES</b>	: Jeotermal Enerji Santrali
<b>JRC</b>	: European Commision – Joint Research Centre
<b>kg</b>	: kilogram (kütle birimi)
<b>kW</b>	: kiloWatt (Güç birimi)
<b>kWh</b>	: kiloWattSaat (Enerji birimi)
<b>KP</b>	: Kyoto Protokolü
<b>LCA</b>	: Life Cycle Assessment
<b>LNG</b>	: Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
<b>LPG</b>	: Sıvılaştırılmış Petrol Gazı
<b>MW</b>	: MegaWatt (Güç birimi)
<b>MWh</b>	: MegaWattSaat (Enerji birimi)

<b>NGS</b>	: Nükleer Güç Santrali
<b>NREL</b>	: Enerji Verimliliği ve Yenilenebilir Enerji Laboratuvarının (ABD)
<b>PV</b>	: Fotovoltaik (Photovoltaic) güneş elektrik dönüşümü
<b>PVGIS</b>	: JRC'nin hazırladığı Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası
<b>REPA</b>	: Rüzgar Enerji Potansiyeli Atlası
<b>RES</b>	: Rüzgar Enerji Santrali
<b>Rotor</b>	: RT'nin kanatlarının birleştirilmiş hali, 3 kanatlı yapı
<b>RT</b>	: Rüzgar Türbini
<b>TEİAŞ</b>	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
<b>TEA</b>	: Teknik Etkileşim Analizi
<b>TÜREB</b>	: Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği
<b>TWh</b>	: TeraWattSaat (Enerji birimi)
<b>YEGM</b>	: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (Enerji ve Tabii Kaynaklar B.)
<b>YEK</b>	: Yenilenebilir Enerji Kaynağı
<b>YEKA</b>	: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı – (Enerji Santrali İhale Modeli)
<b>YEKDEM</b>	: Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekaniz

## ÇİZELGE LİSTESİ

### Sayfa

Çizelge 1.1 : NREL'nin yayınladığı GES ve RES'lerin arazi kullanımı değerleri.....	4
Çizelge 1.2 : Farklı yayınlarda RES Projeleri için arazi kullanımı değerleri. ....	6
Çizelge 1.3 : Farklı yayınlarda GES Projeleri için arazi kullanımı değerleri. ....	6
Çizelge 2.1 : TEİAŞ kurulu güç, enerji talebi değerleri ve projeksiyon tahminleri. ...	7
Çizelge 2.2 : Elektrik santrallerinin türüne ve yıllara göre elektrik şebekesini besleyen kurulu güç değişimi (MW <sub>e</sub> cinsinden).....	9
Çizelge 2.3 : Yakıtların yaşam döngüsü CO <sub>2</sub> ve sera gazı salınımları. ....	16
Çizelge 2.4 : YEK yatırımları için öngörülen değerler (Maliyet, KF, CO <sub>2</sub> ).....	18
Çizelge 3.1 : İşletmedeki Lisanslı RES projelerinin istatistikleri.....	24
Çizelge 3.2 : Lisanslı, işletmeye geçmemiş RES'ler.....	26
Çizelge 3.3 : Ön lisanslı, işletmeye geçmemiş RES'ler.....	26
Çizelge 4.1 : CORINE veri tabanlarının Türkiye genelinde arazi değerleri .....	33
Çizelge 4.2 : İşletmedeki lisanslı RES'lerin arazi kullanımının istatistikleri.....	40
Çizelge 4.3 : RT noktasından arazi değişiminin hesaplanması için gereken değerler ve düzeltilmiş arazi gereksinimi değerleri.....	42
Çizelge 5.1 : Arazi kullanımı açısından santrallerin kıyaslanması.....	49
Çizelge 5.2 : RES kaynaklı arazi örtüsü kullanımı değişimi bölgesel değerleri.....	51
Çizelge 5.3 : Yıllara göre RES istatistikleri, hesaplanan değerler.....	53
Çizelge 5.4 : RES kaynaklı arazi örtüsü kullanımı değişimi bölgesel değişim payları.....	54
Çizelge 5.5 : İşletmedeki RES'lerin illere göre istatistikleri .....	55
Çizelge 5.6 : 2019, Elektrik santralleri istatistikleri, aylık üretim verimi KF .....	66
Çizelge 5.7 : Elektrik santralleri istatistikleri, yıllık üretim verimi KF .....	67
Çizelge 5.8 : Kurulum yılına göre RES KF üretim verimi istatistikleri .....	69
Çizelge 5.9 : Bölgelere göre RES istatistikleri, üretim verimi KF .....	69
Çizelge 5.10 : RES'lerin illere göre verim istatistikleri, KF.....	70
Çizelge 6.1 : Elektrik santrallerinin çevresel ve üretim kıyaslaması.....	73
Çizelge 6.2 : RES projeksiyonun arazi değişimi öngörüsü.....	75
Çizelge 6.3 : Uç arazi kullanımı projeksiyonu.....	77
Çizelge A.1 : CORINE Arazi örtüsü ve kullanımı sınıflandırması .....	84
Çizelge A.1 (Devamı): CORINE Arazi örtüsü ve kullanımı sınıflandırması .....	85
Çizelge A.2 : TÜREB işletmedeki rüzgar enerjisi santralleri – Ocak 2019 .....	86
Çizelge A.2 (Devamı) : TÜREB işletmedeki rüzgar enerjisi santralleri .....	87
Çizelge A.3 : TÜREB inşa halindeki rüzgar enerjisi santralleri – Ocak 2019 .....	87



## ŞEKİL LİSTESİ

### Sayfa

Şekil 2.1 : Türkiye’de enerji kaynaklarına göre elektrik enerjisi üretim payları.....	11
Şekil 2.2 : Yakıtların yaşam döngüsü CO <sub>2</sub> ve sera gazı salınımları .....	17
Şekil 3.1 : Türkiye’de işletmedeki RT’lerinin genel dağılımı.....	24
Şekil 3.2 : EPDK - Lisanslı ve Ön lisanslı RES proje alanlarının tamamının harita üzerinde gösterimi.....	27
Şekil 3.3 : Marmara Bölgesi - Lisanslı ve ön lisanslı RES proje alanları görünümü	29
Şekil 4.1 : CORINE CLC2012 veri tabanlarının Tarım ve Orman Bakanlığı internet sitesi üzerinde ara yüz ile görüntülenmesi. ....	32
Şekil 4.2 : CORINE veri tabanlarının Türkiye genelinde yüzdesel gösterimi.....	33
Şekil 4.3 : RES arazi değişimi hesabı -1 (Google Earth ekran görüntüsü).....	37
Şekil 4.4 : RES arazi değişimi hesabı -2 (Google Earth ekran görüntüsü).....	38
Şekil 4.5 : RES arazi değişimi hesabı -3 (Google Earth ekran görüntüsü).....	39
Şekil 4.6 : RT platformu, türbin noktası (sağda), vinç kurulum alanı (solda), ulaşım yolu ve kablo güzergahı örneği .....	43
Şekil 4.7 : Aynı tepenin farklı yerlerinde, aynı tip RT’lerinin yerleştirilirken sebep olduğu arazi değişimi (Google Earth ekran görüntüsü) .....	44
Şekil 4.8 : Fotoğraf; platform, yol ve rotor için değişime uğrayan alanlar.....	44
Şekil 4.9 : Rotor yerde birleştirilmiş ve kaldırılmayı bekliyor. (Google Earth Ekran görüntüsü).....	45
Şekil 4.10 : Fotoğraflar; RT platformu örnekleri, RT kurulum aşaması .....	45
Şekil 4.11 : Fotoğraf; yerde vinç kurulumu örnekleri.....	46
Şekil 4.12 : RES yol projelendirmesi için tipik, olası değerler (WindPRO yazılımından ekran görüntüsü).....	47
Şekil 4.13 : Fotoğraf; saha içi yol ve dolgu örneği .....	47
Şekil 4.14 : Ormanlık arazide kurulmuş bir şalt sahası ve şebeke bağlantıları (Google Earth ekran görüntüsü).....	48
Şekil 5.1 : Toplam arazi örtüsü değişiminde bölgelerin payları.....	52
Şekil 5.2 : Yıllara göre rotor çapı ve kule yüksekliği değişimi .....	53
Şekil 5.3 : Kule ile birlikte yükselebilen vinç örneği, yeni uygulama .....	57
Şekil 5.4 : Fotoğraf; rotorun yerde montajı ve kule tepesinde montajı .....	58
Şekil 5.5 : GES, arazi değişim poligonu örneği (Google Earth ekran görüntüleri) ...	58
Şekil 5.6 : Kanal tipi HES arazi değişimi örneği (Google Earth ekran görüntüleri) .	60
Şekil 5.7 : Yerli kömür santrali ve maden ocağının arazi kullanımı .....	60
Şekil 5.8 : İthal kömür santralinin arazi değişimi (Google Earth ekran görüntüsü) ..	61
Şekil 5.9 : JES arazi kullanımı örneği (Google Earth ekran görüntüsü).....	62
Şekil 5.10 : Biyokütle santrallerinin arazi kullanımının (Çöp gazı, orman yan ürünü- Google Earth ekran görüntüsü) .....	63
Şekil 5.11 : DGKÇS için arazi değişim örneği (Google Earth ekran görüntüleri) ....	63
Şekil 5.12 : NGS için olası arazi ihtiyacı (Google Earth ekran görüntüsü).....	64

<b>Şekil 5.13</b> : Atık ısı santrali arazi kullanımını örneği (Google Earth görüntüsü) .....	65
<b>Şekil 5.14</b> : Santrallerin KF değerleri, 2016, 2017, 2018 ve Ocak, Şubat 2019 .....	68
<b>Şekil B.1</b> : GWA – Türkiye rüzgar güç yoğunluğu, sadece yüksek potansiyel.....	88
<b>Şekil B.2</b> : GWA – Çanakkale ve Balıkesir için rüzgar güç yoğunluğu.....	89
<b>Şekil B.3</b> : GWA – Aydın ve Muğla için rüzgar güç yoğunluğu.....	90
<b>Şekil B.4</b> : REPA, 50 m yerden yükseklik için güç yoğunluğu.....	91
<b>Şekil B.5</b> : REPA, 50 m yerden yükseklik için rüzgar hızı .....	91
<b>Şekil B.6</b> : REPA, 100 m yerden yükseklik için güç yoğunluğu.....	92
<b>Şekil B.7</b> : REPA, 100 m yerden yükseklik için rüzgar hızı .....	92
<b>Şekil B.8</b> : REPA – Kırklareli, rüzgar hızı ve RES’e uygun alanlar .....	93
<b>Şekil B.9</b> : REPA – Çanakkale, rüzgar hızı ve RES’e uygun alanlar .....	93
<b>Şekil B.10</b> : REPA – Balıkesir, rüzgar hızı ve RES’e uygun alanlar .....	94
<b>Şekil B.11</b> : REPA – İzmir, rüzgar hızı ve RES’e uygun alanlar .....	94
<b>Şekil B.12</b> : REPA – Manisa, rüzgar hızı ve RES’e uygun alanlar .....	95
<b>Şekil B.13</b> : REPA – Aydın, rüzgar hızı ve RES’e uygun alanlar .....	95
<b>Şekil B.14</b> : REPA – Muğla, rüzgar hızı ve RES’e uygun alanlar .....	96
<b>Şekil B.15</b> : REPA – Sivas, rüzgar hızı ve RES’e uygun alanlar .....	96
<b>Şekil B.16</b> : GEPA, Türkiye güneş enerjisi potansiyeli atlası; toplam güneş radyasyonu [kWh/m <sup>2</sup> - yıllık] (a) Türkiye. (b) Isparta. (c)Konya. (d) Antalya. (e) Karaman. (f) Bitlis. (g) İçel-Mersin.....	97
<b>Şekil B.17</b> : PVGIS – Avrupa, güneşten elektrik üretme potansiyeli.....	98
<b>Şekil B.18</b> : JRC-PVGIS güneş enerjisi potansiyeli yatay eksen Türkiye haritası....	99
<b>Şekil B.19</b> : JRC-PVGIS güneş enerjisi potansiyeli en iyi eğim açısında Türkiye haritası.....	100
<b>Şekil B.20</b> : Jeotermal aktivitenin yoğun olduğu bölgeler.....	101
<b>Şekil B.21</b> : Hidroelektrik Santraller Haritası.....	101

## TÜRKİYE'DE ELEKTRİK SANTRALLERİ VE RÜZGAR ENERJİSİ: ÜRETİM VE ARAZİ KULLANIMI İLİŞKİLENDİRMESİ

### ÖZET

Artan enerji talebinin karşılanması, enerji çeşitliliğinin artırılması, dışa bağımlılığın azalması, çevresel etkileri azaltılması, iklim değişikliğine karşı alınan kararların yerine getirilmesi, istihdamın artırılması ve enerji üretiminin devamlılığı için yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelim artacaktır.

Tez kapsamında Türkiye'de elektrik santrallerinin arazi kullanımı/gereksinimi incelenmiştir. Çevreci ve temiz olarak bilinen yenilenebilir enerji kaynaklarından, güneş (GES) yatırımlarının 1,7 ha/MW arazi kullanım oranı ile 0,5 ha/MW'lık rüzgar enerjisi santrallerine (RES) göre daha çok arazi değişimine sebep olduğu hesaplanmıştır.

RES'lerin daha çok yerleşimden uzakta, dağlık alanlarda projelendirildiği, GES'lerin ise mümkün mertebe trafo merkezlerine yakın, eğimin olmadığı veya az olduğu arazilerde konumlandırıldığı ve sayılarının geçtiğimiz üç yılda hızla arttığı incelenen projelerde görülmüştür.

RES'ler en çok, yol yapımı ile arazi değişimine sebep olmaktadır. Ancak yollar çoğu zaman RES özelinde değil, sonrasında başka sebepler ile de kullanılmaktadır. Orman içinde olsa bile, yangınlara müdahale, orman içi ulaşım, gerekmesi halinde arama kurtarma gibi sebepler ile yola ihtiyaç duyulmaktadır.

Kapasite faktörü (KF) santralin gerçek üretiminin, tam kapasite ile çalışması durumuna oranı olarak özetlenebilir. RES'lerin arazi kullanımı rüzgar potansiyelinin yüksek olduğu (KF'nin de daha yüksek olduğu) bölge ve illerde rüzgar türbinlerinin (RT) arazi kullanımı daha azdır. Örnek olarak Manisa'da 0,354 ha/MW (%33 - %35 arası KF), Balıkesir'de 0,401 ha/MW (%31 - %36 arası KF), İzmir'de 0,423 ha/MW (%33 - %36 arası KF) hesaplanmıştır.

Rüzgar potansiyelinin daha az olduğu bölgeler için ise RT arazi kullanımının daha fazla olması beklenmektedir. İç Anadolu Bölgesi'nde 0,64 ha/MW (%27 - %32 arası KF), Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde 0,79 ha/MW (~%20 KF), Sivas'ta ise arazi kullanımı 0,79 ha/MW (%24 - %31 arası KF) olarak hesaplanmıştır.

Yıllar içinde türbinlerin kapladığı arazi, kanat boyları ile orantılı olarak artmıştır. 2000'li yıllarda 0,43 ha/MW iken 2018'de 0,56 ha/MW'a yükselmiştir. Yıllar geçtikçe türbin başına kurulu güç, rotor çapı ve dolaylı olarak arazi kullanımı da artmıştır.

İncelenen projelerde; dağlık ve engebeli arazilerde RT'lerince arazi değişimine daha az sebep olduğu ancak yol yapımı sebepli arazi değişiminin daha fazla olduğu gözlenmiştir. Ağaç olmayan, çıplak veya çıplağa yakın arazi örtülerinin de RT'lerin sebep olduğu arazi değişiminin ağaçlı araziye göre daha az olduğu hesaplanmıştır.

YEKA sisteminin devam etmesi durumunda, arazi kullanımı ve değişimi değerinin düşük olduğu Ege (0,44 ha/MW) ve Akdeniz (0,52 ha/MW) Bölgeleri'ne yeni projeler önerilebilir. Özellikle Mersin, Karaman sınırı ve civarı hem çorak bir arazi örtüsüne sahip, hem de yüksek KF'nin görüldüğü bir bölgedir. Bu ve benzeri alanlar, daha çevreci YEKA alanları önerimi için değerlendirilebilir.

RES'ler 2018 yılında 5,6 milyon kişinin elektrik ihtiyacını karşılamıştır ve toplamda 3500 hektar<sup>1</sup> arazi örtüsünün değişmesine sebep olmuştur. Bunun 1520 hektarı<sup>2</sup> maki ve otsu bitki örtüsü ve 825 hektarı<sup>3</sup> ise orman arazisidir.

İşletmedeki RES'lerin sebep olduğu arazi değişikliği de düşüldüğünde, yakın gelecekte yapılması planlanan RES projelerinin büyük çoğunluğunun Ege ve Marmara Bölgeleri'nde olmasından ötürü, projelerden daha çok etkilenecek arazi örtüsünün orman olacağı öngörülmektedir.

Yeni kurulacak RES'ler en fazla 4250 hektarlık<sup>4</sup> alanın daha değişmesine sebep olacak ve toplamda 7750 ha gibi bir alanın arazi örütüsü RES'ler sebebi ile değişecektir. Bu değer şu an GES'lerin sebep olduğu arazi değişiminden azdır.

GES projelerinin maliyetlerinin son 5 senede ciddi olarak azalması sonucu yapılan GES yatırımlarının, önümüzdeki dönemde de artarak devam etmesi beklenmektedir. 2018 yılında GES'ler 2 milyondan fazla kişinin elektrik ihtiyacını karşılamıştır. GES'lerin tamamı 8800 hektardan<sup>5</sup> fazla arazi ile, Türkiye yüz ölçümünün %0,011'ini kaplamış durumdadır. Mevcut kurulu gücün 40 katına çıkması durumunda bile bu oran %0,45 olacaktır (Kocaeli'nin yüz ölçümüne yakın). Yapılabilecek herhangi bir enerji projeksiyonunda bu değerden daha fazla artış öngörülmesi gerçekçi olmayacaktır.

Birim enerji üretimi için barajlı HES 13,09 ha/GWh ile en çok araziye ihtiyaç duymaktadır. Ardından 1,16 ha/GWh ile GES'ler, sonrasında maden alanın ihtiyacı ile birlikte yerli kömür santralleri 0,7 ha/GWh ile arazi ihtiyacına ve değişimine sebep olmaktadır. Bu üç santral türüne kıyasla geri kalan santral türleri ihmal edilebilir miktarda arazi kullanımına ihtiyaç duyar.

Proje alanının seçimi ve projelendirme, özellikle RES projelerinde hem elektrik üretimini hem de arazi kullanımını doğrudan etkilemektedir. YEKA ihale sisteminin devam edeceği düşünülürse, ihale alanlarının il bazında verilmesi yerine doğrudan proje alanı olarak ihale edilmesi her açıdan daha verimli olacaktır.

Yeni GES'ler hali hazırda düz olan arazileri kullanarak maliyetlerini azaltmak isteyebilir. Bu, ekili veya ekilebilir alanların GES'lerce kullanılması riskini akıllara getirmektedir. Unutulmamalı ki enerjiye olduğu kadar tarıma da ihtiyaç vardır.

Birçok santral türüne göre daha çok alana ihtiyaç duyan GES'lerin arazi örtüsü değişimini azaltmak için yapılabilecek ilk öneri GES'lerin hali hazırda yapay arazi örtüsüne sahip alanlarda konumlandırılmasıdır. Başka bir söylem ile konutların, endüstriyel alanların, alışveriş merkezlerinin, stadyumların, devlet kurumlarının, otoparkların üstüne ve/ya çatısına eklenebilecek GES sistemleri ayrıca bir arazi örtüsü değişimine sebep olmayacak, aksine bulunduğu yere fonksiyon katacaktır.

---

<sup>1</sup> İstanbul 3. Havalimanı veya İstanbul'un Üsküdar ilçesi veya İstanbul'un Şişli ilçesine denk alan.

<sup>2</sup> İstanbul'un Kağıthane ilçesine yakın bir alana denk gelmektedir.

<sup>3</sup> İstanbul'un Beyoğlu ilçesinden daha az bir alana denk gelmektedir.

<sup>4</sup> İstanbul'un Esenyurt ilçesinden daha az bir alana denk gelmektedir.

<sup>5</sup> İstanbul'un Üsküdar, Kadıköy ve Ataşehir ilçelerinin toplamından fazla bir alana denk gelmektedir.

# **EXAMINATION OF POWER PLANTS & WIND ENERGY IN TURKEY: RELATIONSHIP BETWEEN ELECTRICITY PRODUCTION & LAND USE**

## **SUMMARY**

Energy is an indicator of development and symbol of power for current century. While preparing energy policies, planning is being made considering many different factors such as reserve of the resource, source diversity, cost, environmental impact, sustainability and its impact on employment. Besides the increase in energy consumption, electricity generation with alternative energy sources has been preferred due decreased investment costs, to increase resource diversity and reduce environmental impacts.

Whilst Turkey's installed capacity was reported as 21.89 GW as at the end of 1998, this increased to 40.84 GW as the end of 2008, and the total installed capacity has been reached to 89.13 GW in March 2019. According TEİAŞ (Turkey Electricity Transmission Corporation) it is predicted that the electricity energy need will increase between 3.6% and 6.0% every year in the next 10 years. Installed power expectation is between 104.0 and 105.3 GW at the end of 2022. It is expected that 10% of this capacity will be expected to be Wind Power Plants (WPP) and 8.5% of the capacity will be Solar Power Plant (SPP).

In 2018, 37.3% of the electricity production was obtained from coal, 29.8% from natural gas, 19.8% from the hydro energy, 6.6% from the wind, 2.6% from solar, 2.5% from geothermal energy and 1.4% from other sources. Wind, solar, hydro and geothermal power plants do not have any reserve limitation, therefore these energy sources are referred as sustainable and renewable.

The number of licensed and unlicensed power plants increased to 7423 by the end of 2018, which are divided as; 653 hydroelectric power, 60 coal, 249 wind, 48 geothermal, 311 natural gas, 5868 solar, and 234 other energy production based on their resources.

In order to diversify energy production, to reduce foreign dependency, for the fulfillment of commitments (Kyoto, Paris Agreement), increasing energy demand and to be more environmentally friendly, tendency towards renewable energy sources will increase. Also to slow down climate change, electricity generation based on clean energy sources has been supported in Turkey since 2005 with various incentives. As a result of the incentives and supports, the installed capacity of the licensed power plants, which generate electricity based on wind energy, exceeds 7,4 GW mechanical power (7,1 GW license based electrical connection power) and constitutes 8% of the total installed capacity.

Wind energy has been the focus of attention of investors since 2006 with the power plant being commissioned each year, more than the previous year. While there are no SPP connected to the electricity grid, operating in the pre-2014 period, the currently

installed SPP power is recorded as 5.3 GW, especially with the projects completed in 2016.

Effects of power plants on the environment and nature are often assessed by their emissions (such as exhaust gas or/and heat) and waste. For example, coal-fired power plants have greenhouse gas effects and waste and ash management problems. By remote sensing methods, areas those affected by the cooling water of the thermal power plants and waste (dust, ash, etc.) emissions, can be determined. However, the land cover/use changes caused by power plants are not being evaluated, except for hydroelectric power plants.

It is known that land cover is changing rapidly and areas of artificial lands are increasing everyday just because of humans. Within the scope of CORINE project, land use/cover change maps and statistics are prepared as well as land cover and use. In the limits permitted by the CORINE database, land cover and use change can be examined for the projects whose location is known. For the power plants which are not in the resolution limits of CORINE database, needs to be investigated separately.

Within the scope of the thesis, the main power plants are compared with each other in different ways. Examples of plant types in service were examined especially in terms of land cover/use -change and evaluated with projections for the coming years. With the help of information such as annual electricity productions, installed power, an average capacity factor values for power plant types are also defined.

The amount of land required for electricity generation has been considered as an environmental impact and suggestions for improvement have been made to reduce the impact on the environment, especially for WPP and SPPs, which are increasing every day.

Every power plant type has been investigated according to land use with the help of digitizing with polygons drawn at the satellite images. Highest land use cover change realized for Hydroelectrically power plants with 26.0 ha/MW – 13 ha/GWh and SPPs 1.7 ha/MW – 1.2 ha/GWh. Also coal-fired power plants' land need has found high (2.2 ha/MW – 0.5 ha/GWh) when they are considered together with the mining activity land use.

It has been examined how much change WPP cause a in different land covers. Referring to results obtained, land cover/use change projections have been carried out for plants based on wind energy which are under construction and which have been licensed or pre-licensed. A total of 3500 ha of existing WPP projects have changed the land cover. The largest part of it was calculated as 1520 ha maize and herbaceous vegetation and 825 ha of forest land as second. It is foreseen that the forest cover will be affected more by the WPP projects due to the fact that the majority of the WPP projects planned in the near future are in the Aegean and Marmara regions. Maximum 4250 ha more land is expected to changed due to future WPP projects, total of 7750 ha is expected to covered by WPP projects in 2023. This total area amount is less than occupied land by current under operation SPPs.

Land cover changes caused by WPPs are mostly due to road construction. However, roads are not only used for WPPs, they are also used rather than accessing the WPP. Even if it is in the forest, there is a need for roads due to intervention in fires, transportation in the forest and search and rescue if necessary.

If the results are detailed throughout the WPPs, the land use of the turbines in the regions and provinces where the wind potential is higher is less; 0.354 ha/MW for

Manisa (33% to 35% Capacity Factor - CF), 0.401 ha/MW for Balıkesir (31% to 36% CF), 0.423 ha/MW for İzmir (33% to 36% CF).

In areas where wind potential is less, turbines' land use is expected to be higher. For example; 0.64 ha/MW (27% to 32% CF) in the Central Anatolia Region, 0.79 ha/MW (~ 20% CF) values in the Southeastern Anatolia Region. But due to the lack of samples, it should be noted that, it represents only current projects (48.4 MW) for Southeastern Anatolia Region. In Sivas, land use is calculated as 0.789 ha/MW (24% to 31% CF).

Over the years, the installed power, rotor diameters and land use per turbine have increased. It is seen that the land covered by turbines increased in proportion to the blade lengths (rotor diameters). Land cover/use change increased from 0.43 ha/MW (2000's) to 0.56 ha/MW in 2018.

It can be said that the land cover has also effect on land cover/use change caused by wind turbines. It was observed that wind turbines cause less of land change in mountainous and complex terrain in the investigated projects but on the other hand change caused by road construction is more due to steep hills. It has also been observed that wind turbines have less land cover change on lands without tree, bare or non-vegetation land areas.

Due to most of the under operation WPPs are located in the Marmara and Aegean Regions, electricity grid connect lines are not long and therefore the amount of land change is not as high as in the USA.

WPPs are mostly located in mountainous areas far away from residential areas, however SPPs are placed close to the transformer centers to have shorter grid connection and mostly SPPs are planned on areas with low to no steepness.

While the costs of the SPP projects have decreased significantly in the last 5 years, SPP investments are expected to continue to increase in the coming period. According to calculations made, SPPs occupy 8830 ha, 0.011% of Turkey's surface. Even if capacity reaches 40 times of the current installed capacity, this ratio will be increased to 0.45%. For Turkey even this scenario's land amount is not a frightening risk. It will not be realistic to predict a further increase for SPP. However SPPs are potential risk for farmlands, therefore it is strongly recommended to locating new projects at roof tops, where already identified as manmade artificial land cover.

Electricity generation from renewable energy sources and fossil sources have been compared in terms of capacity factor, land requirement, whole life cycle CO<sub>2</sub> emission value, investment and operating costs, fuel cost, reserve life. Regarding to life cycle CO<sub>2</sub> emission, Hydro power has the first place with lowest emission, WPP has the second lowest emission and third place is occupied with SPP.

For all types of resources, existing installed power and capacity factor values are calculated. It is clear that WPP and SPP cannot run higher than 40% CF in yearly bases, however is possible for thermal power plants; geothermal, bio-mass, nuclear, coal-fired or natural gas plants. A balance needs to be obtained for future energy scenarios; high capacity factor power plants needs to have a balance with low emission power plants when we consider the climate change and environmental impacts, together with costs.



## 1. GİRİŞ

Enerji, bulunduğumuz çağda gelişmişlik göstergesi ve uğruna savaşlar verilen güç sembolü olarak karşımıza çıkmaktadır. Enerji politikaları hazırlanırken; kaynağın rezervi, çeşitliliği, maliyeti, çevresel etkisi, sürdürülebilirliği ve sağlayacağı istihdam gibi farklı unsurlar göz önünde bulundurularak planlamalar yapılmaktadır. Enerji ihtiyacının artmasının yanı sıra, kaynak çeşitliliğini arttırmak ve çevresel etkileri azaltmak için alternatif enerji kaynakları ile elektrik üretimi daha çok tercih edilmeye başlanmıştır.

Enerji üretiminin çeşitlendirilmesi, ucuzlaması, dışa bağımlılığın azaltılması, arzın karşılanabilmesi ve daha çevreci olması adına temiz enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimi, çeşitli teşvikler ile 2000'li yıllardan itibaren desteklenmiştir. Teşvik ve destekler sonucunda rüzgar enerjisine dayalı elektrik üretimi yapan lisanslı santrallerin (RES) kurulu gücü 7,4 GW'ı (7,1 GW elektriksel bağlantı gücü) geçerek toplam kurulu gücün %8'ini oluşturmaktadır. Rüzgar enerjisi 2006 yılından 2016'ya kadar her sene bir önceki yıla oranla daha fazla devreye alınan santral ile yatırımcıların ilgi odağı olmuştur. TEİAŞ'ın raporlarına göre 2014 yılı öncesi işletmede olan şebekeye bağlı güneş santrali bulunmazken özellikle 2016 yılında tamamlanan projeler ile şu an kurulu GES (Güneş Enerjisi Santrali) gücü 5,3 GW olarak kayıt edilmektedir.

Türkiye'nin kurulu gücü 1998 sonu itibari ile 21,89 GW olarak raporlanmış iken, 2008 sonunda bu rakam 40,84GW'a yükselmiş, 2018 yılı sonu toplam kurulu güç 88,55 GW'a, Mart 2019 itibari ile 89,13 GW'a ulaşmıştır [1]. 2018 yılında elektrik üretiminin, %37,3'ü kömürden, %29,8'i doğal gazdan, %19,8'i hidrolik enerjiden, %6,6'sı rüzgardan, %2,6'sı güneşten, %2,5'i jeotermal enerjiden, ve %1,4'ü diğer kaynaklardan elde edilmiştir [2]. Rüzgar, güneş, hidrolik ve jeotermal kaynaklı elektrik üretimi için rezerv kısıtlaması olmaması bu enerji kaynaklarını sürdürülebilir kılmaktadır. Lisanslı ve lisansız elektrik santralinin sayısı, 2018 yılı sonu itibarıyla 7423'e yükselmiştir, bu santrallerin 653 hidroelektrik, 60 kömür, 249 rüzgar, 48

jeotermal, 311 doğal gaz, 5868 güneş, 234 adet ise diğer enerji kaynaklarına dayalı üretim yapmaktadır [2].

10 yıllık periyotlarda kurulu gücün iki katından fazlaya ulaştığı görülmektedir. Geçtiğimiz 10 yılın elektrik talebinin incelenmesi ile TEİAŞ'ın (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi) hazırladığı rapora göre önümüzdeki 10 yılda elektrik enerjisi ihtiyacının her sene % 3,6 ile % 6,0 arasında artacağı öngörülmektedir [3]. TEİAŞ'ın 2022 kapasite projeksiyon raporuna göre 2022 sonu ile kurulu güç beklentisi 104,0 ila 105,3 GW arasındadır. Bu kapasitenin %10'unu RES'lerin (Rüzgar Enerji Santrali), %8,5'ini GES'lerin oluşturması beklenmektedir.

Enerji santrallerinin çevreye ve doğaya olan etkileri çoğu zaman salınımları (ısı, gaz gibi) ve atıkları ile değerlendirilmektedir. Örnek olarak kömür yakıtlı elektrik santrallerin sera gazı etkisi yaratması, atık ve kül yönetimi açısından sıkıntıları bilinmektedir. Uzaktan algılama yöntemleri ile termik santrallerin soğutma suyunun etkilediği alanlar ve atık (toz, kül, vb.) salınımının hangi bölgeleri etkilediği saptanabilmektedir [4]. İklim değişikliği ve çevresel etkiler için uluslararası müzakereler yapılmakta, sonuç olarak yenilenebilir enerji kullanımına yönelinmektedir. Ancak santrallerin arazi kullanımının sebep olduğu arazi değişimi çevresel bir etki olarak hidroelektrik santraller haricinde değerlendirilmemektedir.

İnsan kaynaklı olarak arazi örtüsünün hızlı bir şekilde değiştiği, yapay arazilerin arttığı bilinmektedir. CORINE projesi kapsamında arazi örtüsü ve kullanımının yanı sıra dönemler arası arazi değişimi haritaları ve istatistikleri hazırlanmaktadır. CORINE veri tabanının izin verdiği sınırlarda, konumu bilinen projeler için arazi örtüsü ve kullanımı değişimi incelenebilir. CORINE veri tabanının çözünürlüğünün yeterli olmadığı projeler için ayrıca inceleme yapılması gerekmektedir.

Tez kapsamında belli başlı elektrik üretim santralleri farklı açılardan birbiri ile karşılaştırılmıştır. İşletmedeki santral türlerinden örnekler, özellikle arazi kullanımı ve değişimi açısından incelenmiş, önümüzdeki yıllar için öngörülen projeksiyonlar ile birlikte değerlendirilmiştir. Yıllık elektrik üretim değerleri, kurulu güç gibi bilgiler yardımı ile santral türleri için ortalama kapasite faktörü (KF; üretimin tam kapasite ile çalışmaya oranı) değerleri de tanımlanmıştır.

Türkiye'de işletmedeki bütün lisanslı rüzgar santrallerinin arazi kullanımı ve sebep olduğu arazi değişimi hesaplama ve uydu görüntüleri üzerinde poligon çizerek

sayısallaştırılarak incelenmiştir. Farklı arazi örtülerinde ne kadarlık bir alanın değişimine sebep olduğu incelenmiştir. Elde edilen sonuçlar ışığında inşası devam eden ve lisans veya ön lisans verilmiş rüzgar enerjisine dayalı santraller için arazi kullanımı projeksiyonu yapılmıştır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından ve fosil kaynaklardan elektrik üretimi kapasite faktörü, arazi gereksinimi, tüm yaşam döngüsü CO<sub>2</sub> salınım değeri, yatırım ve işletme maliyetleri, yakıt maliyeti, rezerv ömrü açısından kıyaslanmıştır.

Elektrik üretimi için gerekli olacak arazi miktarı çevresel bir etki olarak ele alınmış ve çevreye olan etkisinin azaltılması için özellikle sayısı hızla artmakta olan RES ve GES'ler için iyileştirme önerileri yapılmıştır.

### **1.1 Tezin Amacı**

Sayısı her geçen gün artmakta olan enerji santrallerinin emisyon ve doğaya olan etkilerinin yanı sıra, arazi örtüsü değişimine de neden olduğuna değinerek ve farklı enerji kaynaklarının arazi kullanımı açısından kıyaslanmasıyla yakın gelecek için projeksiyon çalışması yapılması tezin birincil amacıdır.

Tez kapsamında Türkiye'de işletmede olan lisanslı rüzgar santrallerinin tamamı farklı konu başlıkları altında incelenmiştir. Elde edilen sonuçlar bölgesel, zamansal ve arazi kullanımı açısından detaylandırılmıştır. Ortalama değerler belirlenerek, çeşitli başlıklar altında RES'lerin gelişimi ve bölgesel farklılıkları kıyaslanmıştır.

CORINE mekansal veri tabanları<sup>6</sup> barajlı Hidroelektrik santraller (HES), kömür santrali gibi büyük arazilerin değişiminin tespiti için kullanılabilirken, RES'lerin sebep olduğu değişimi ölçmekte yetersiz kalmaktadır. Bu sebeple RES'ler için poligon çizerek sayısallaştırma yöntemiyle arazi değişimi hesaplanmıştır.

Sadece 2018 yılında kurulan GES'lerin kapasitesinin 1,9 GW olması nedeniyle CORINE 2018 mekansal veritabanı kullanarak GES'lerin sebep olduğu arazi değişimini hesaplamak mümkün değildir. GES'ler için de poligon çizerek sayısallaştırma yapılarak arazi değişimi ve kullanımı hesaplanmıştır.

YEK yatırımları önümüzdeki yıllarda da artacaktır, bu bağlamda 5 yıl ve 10 yıl içerisinde olabilecek en yüksek arazi değişimi tez kapsamında incelenmiştir.

---

<sup>6</sup> Tezin yazıldığı tarihte CORINE 2018, Türkiye için henüz yayınlanmamıştır.

## 1.2 Literatür Araştırması

Literatür taraması, enerji santrallerinin arazi örtüsü/kullanımına ve değişimine olan etkisi ile ilgili çalışmaları kapsayacak şekilde yapılmıştır, ülkemizde doğrudan bu konuyu kapsayan bir çalışmaya rastlanılmamıştır, yurtdışında yapılan çalışmaların sayısının ise azdır. Mevcut çalışmaların genellikle Amerika Birleşik Devletleri (ABD) için hazırlanmıştır.

Enerji Verimliliği ve Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı'nın (NREL) GES ve RES arazi kullanımı ile ilgili ABD'de yaptığı çalışma sonuçları Çizelge 1.1'de özetlenmiştir [5,6].

**Çizelge 1.1** : NREL'nin yayınladığı GES ve RES'lerin arazi kullanımı değerleri.

		Elektrik üretim alanı	Proje Sahası alanı	Panellerin alanı	Proje Sahası alanı
		[ha/MW]	[ha/MW]	[ha/GWh]	[ha/GWh]
RES	En Düşük	0,06	4,76		> 1,5
RES	Ortalama	0,30 – 0,7	34,50		
RES	En Yüksek	2,40	135,0		
GES	En Düşük	0,90		0,65	
GES	Ortalama	2,80		1,25	
GES	En Yüksek	4,94		2,34	
GES	Sabit < 20MW	2,23	3,08	1,29	1,78
GES	1 eksen Takip	2,55	3,52	1,17	1,54
GES	2 eksen Takip	3,80	5,26	1,66	2,23
GES	Sabit > 20MW	2,35	3,04	1,13	1,50
GES	CSP	3,11	4,05	1,09	1,42

RES'ler ile ilgili çalışmanın 2009'da, GES'ler ile ilgili çalışmanın ise 2013 yılında yayınlandığı göz önüne alınırsa, incelenmiş projelerin günümüz Türkiye projelerini ve teknolojisini tam yansıtamayacağı aşıkardır. Ancak fikir vermesi ve temel oluşturulması amacı ile literatürde rastlanan en eski ve kapsamlı bu raporların sonuçlarına yer verilmiştir.

NREL'in raporlarında projeler iki farklı çerçevede incelenmiştir. İlk olarak sadece elektrik üretimi yapan bileşenler; RES'ler için rüzgar türbinlerinin (RT) ve türbinler arası yollar hesaba katılarak, GES için panellerin kapladığı alan (sıralı sistemlerde sıralar arası boşluklarda bu alana dâhil edilmiştir) ile inceleme yapılmıştır. İkinci olarak ise proje sahasının tamamının etkisi; RES'ler için üretim alanına ek olarak şalt

sahası, geçici kullanılan alanlar ve iletim hattının alanı, GES'lerde çitler ile çevrilen alanın tamamı (trafo, idari bina, vb. dâhil) varsa iletim hattı alanı, birlikte düşünülerek hesap yapılmıştır.

Elektrik iletim hattının uzun olduğu RES projelerinde arazi kullanımının 135 ha/MW'a kadar çıktığı görülmüştür. Olası değer olarak doğrudan türbinler ile değişen alan  $0,3 \pm 0,3$  ha/MW, yollar ile birlikte doğrudan etkilenilen alan  $0,7 \pm 0,6$  ha/MW,  $34 \pm 22$  ha/MW ise tüm proje sahasının etkisi olarak öngörülmüştür.

GES projeleri ABD'de teknoloji ve verim arttırıcılar ile beraber kullanıldığı için GES'ler ayrı ayrı ele alınmıştır. Çizelgenin alt satırlarında teknolojiye göre inceleme sonuçları görülebilir; 20 MW'tan az sabit fotovoltaik (PV) modülleri için, 20 MW'tan az tek eksenli güneş takip sistemli PV modülleri için, 20 MW'tan az çift eksenli güneş takip sistemli PV modülleri için, 20 MW'tan büyük sabit PV modüller için ve *Yoğunlaştırılmış Güneş Gücü* (Concentrated Solar Power [İngilizce]- CSP) projeleri için değerler verilmiştir.

Üretim verimi artırıcı sistemlerinin kullanıldığı (tek veya çift eksenli güneş takip sistemleri) GES'lerde elektrik üretimi, sabit GES'lere göre daha fazladır, ancak arazi kullanımı açısından daha fazla alana ihtiyaç duyulmaktadır. Bu nedenle arazi gereksinimi sadece kurulu güçle değil aynı zamanda birim enerji üretim miktarı (ha/GWh biriminde bir 1 GWh'lik enerjinin üretimi için gereken alan) ile de orantılanmıştır. Çizelgenin sağ tarafındaki 2 kolon, birim enerji üretimi için gereken alan hakkında bize ABD için bilgi sağlamaktadır.

### **1.2.1 RES arazi kullanımı**

Arazi kullanımı RES'ler için incelendiğinde Çizelge 1.2'de görülen değerler ile karşılaştırılmıştır. BLM 2005, DOE 2008 değerleri Diffendorfer ve Compton'nun yayınladığı makaleden alınmıştır [7]. Bu makalede RES'lerin etkisi hem türbin ve yolun sebep olduğu arazi değişimi açısından hem de elektrik şebekesine bağlantı ve diğer etkilenen alanların toplamı ile incelenmiştir. Bir RES projesinin en az 0,11 ha/MW'lık bir arazi değişimine sebep olacağı öngörülmüştür. Sadece doğrudan etkilenen alanlar incelendiğinde ise ortalama 0,3 ha/MW'lık, en fazla 1,5 ha/MW'lık, projenin elektrik şebekesine bağlantısı gibi bütün etkisi düşünüldüğünde ise ortalama 0,93 ha/MW, en fazla da 4,3 ha/MW'lık araziye etkileyeceği belirtilmiştir.

**Çizelge 1.2** : Farklı yayınlarda RES Projeleri için arazi kullanımı değerleri.

[ha/MW]	BLM 2005	DOE 2008	Diffendorfer 2013
En Düşük	0,27	0,4	0,11
Ortalama	0,8	1,0	0,3 – 0,72 – 0,93
En Yüksek	1,0	20,0	1,5 – 4,3

Diffendorfer ve Compton'nun çalışmasından dikkat çeken konular kısaca şöyledir;

- Mevcut arazi yapısına göre rüzgar türbinin (RT) değişime sebep olduğu arazi miktarı değişiklik gösterir. Örneğin arazi örtüsü orman olan bir noktada değişim en yüksek değere çıkarken, sürülmüş tarla için değişimin en az olmasıdır. Üzerinde bitki örtüsü olmayan arazi tiplerinde, çıplak yüzeylerde arazi değişimi oranının daha az olduğu görülmüştür.
- Eğimin fazla olduğu, dağlık veya karmaşık topografyaya sahip projelerde türbinlerin yerleşiminin daha karmaşık olması sebebi ile daha fazla arazi değişimine sebep olmasının beklendiği belirtilmiştir.

Türkiye'de benzer koşullar altında arazi değişimi ile ilgili yorumlar 6. Kısım'dadır.

### 1.2.2 GES arazi kullanımı

Arazi kullanımı GES'ler için incelendiğinde Çizelge 1.3'te görülen değerler ile karşılaşılmıştır. Hand 2012, Deenholm 2008 ve Horner 2013 değerleri NREL'nin hazırladığı rapordan alınmıştır. Poggi 2017 ise Portekiz için hazırlanmıştır, en düşük değer olarak görülen değer çatı üzerine konumlandırılmış, açısız-yatay konumlandırılmış GES içindir [8]. Ceylan 2018 verileri, İstanbul için hazırlanmış toplamda 96,25 kW'lık, küçük parçalara bölünmüş bir projeden hesaplanmıştır [9].

**Çizelge 1.3** : Farklı yayınlarda GES Projeleri için arazi kullanımı değerleri.

[ha/MW]	Ceylan 2018	Poggi 2017	Şentürk 2013	Hand 2012	Denholm 2008	Horner 2013 [ha/GWh]
En Düşük	1,87	1,3 çatı	0,9 – 1,0			
Ortalama	2,10	2,75		2,0	1,54	1,54
En Yüksek	2,50	3,0	2,5 – 2,0			

Ahmet Emin Şentürk, 2013'te yayınladığı çalışmasında CSP sistemlerinin 1 MW için 1 ila 2 ha'lık araziye ihtiyaç duyacağı, PV GES'lerin ise 0,9 ila 2,5 ha'lık araziye kurulabileceği ve CSP'lerin genelde 50 MW'tan büyük GES'ler için, PV'nin ise çoğunlukla 50 MW'tan küçük uygulamalar için uygun olduğu belirtilmiştir [10].

## 2. TÜRKİYE’DE ENERJİ SANTRALLERİ

Türkiye’de elektrik şebekesine bağlı elektrik üretim santrallerinin kurulu gücünün 9 - 10 yıllık periyotlar ile iki katına çıktığı görülmektedir [3]. 2018 sonunda kurulu güç 88,5 GW, 2008 sonunda 41,8GW, 1998 sonunda ise 23,4 GW olarak kayıt edilmiştir. Enerji üretimi olarak değerlendirildiğinde ise 2018 yılındaki enerji üretimi (300,7 TWh) 10 yıl öncesine göre (2008 yılı üretimi 198,1 TWh) bir buçuk kat fazladır [11]. TEİAŞ’ın yayınladığı “Üretim Kapasitesi Projeksiyonu” ve “Talep Tahminleri” raporları kullanılarak Çizelge 2.1 oluşturulmuştur [3,11].

Çizelge’de görünen değerler 2018 yılı da dahil olmak üzere gerçekleşen değerler, 2019 ve sonrası ise TEİAŞ ve TÜİK’in nüfus için yaptığı tahminlerle hazırlanmıştır.

**Çizelge 2.1** : TEİAŞ kurulu güç, enerji talebi değerleri ve projeksiyon tahminleri.

Yıl	Nüfus	Kurulu Güç [MW]	Kurulu Güç Artışı	Enerji Talebi [GWh]	Enerji Talep Artışı		$\frac{kW}{kişi}$	$\frac{MWh}{kişi}$
					Ortalama	Minimum		
2007	70 586 256	40 835,8	%2,4	190 000	%8,8		0,6	2,69
2008	71 517 100	41 817,2	%2,4	198 085	%4,3		0,6	2,77
2009	72 561 312	44 761,2	%7,0	194 079	% -2,0		0,7	2,67
2010	73 722 988	49 524,1	%10,6	210 434	% 8,4		0,7	2,85
2011	74 724 269	52 911,1	%6,8	230 306	% 9,4		0,8	3,08
2012	75 627 384	57 059,5	%7,8	242 370	% 5,2		0,8	3,20
2013	76 667 864	64 008,0	%12,2	248 324	% 2,5		0,8	3,24
2014	77 695 904	69 520,0	%8,6	257 220	% 3,6		0,9	3,31
2015	78 741 053	73 146,7	%5,2	265 724	% 3,3		0,9	3,37
2016	79 814 871	78 497,4	%7,3	279 286	% 5,1		1,0	3,50
2017	80 810 525	85 200,0	%8,5	297 278	% 6,4		1,1	3,68
2018	82 003 882	88 550,8	%3,9	300 717	% 1,2		1,1	3,67
2019	82 886 421	94 754,5	%7,0	315 167	% 5,0	% 4,7	1,1	3,80
2020	83 900 373	99 740,8	%5,3	329 664	% 5,0	% 4,0	1,2	3,93
2021	84 908 658	103 992,8	%4,3	344 499	% 4,8	% 3,8	1,2	4,06
2022	85 911 035	104 647,3	%0,6	359 657	% 4,8	% 3,8	1,2	4,19
2023	86 907 367			375 722	% 4,9	% 3,9		4,32
2024	87 885 571			392 003	% 4,7	% 3,8		4,46
2025	88 844 934			407 030	% 4,7	% 3,8		4,58
2026	89 784 584			421 954	% 4,6	% 3,6		4,70
2027	90 703 600			436 863	% 4,4	% 3,5		4,82
2028	91 601 117			452 154	% 4,3	% 3,4		4,94

Farklı senaryolar kullanılarak önermeler yapılmıştır. Bu değerlerin ortalamasına göre enerji talebi hesabı yapılmıştır. Ayrıca ön görülen senaryolardaki minimum değerlerde fikir vermesi amacı ile çizelgeye eklenmiştir. 2022 sonunda beklenen kurulu güç 104 ila 105 GW arasında beklenmektedir. 2028 yılında enerji tüketiminin 2018'in bir buçuk katına çıkması beklenmektedir. Çizelge'de en sağ kolonlarda nüfusa orantılanmış; kişi başına kurulu güç (kW/kişi) ve kişi başına ihtiyaç duyulacak enerji miktarı (MWh/kişi) verilmiştir. 10 yıl sonra kişi başına ihtiyaç duyulan enerjinin üçte bir oranında artacağı hesaplanmıştır.

Mart 2019 sonunda TEİAŞ tarafından yayınlanan aylık rapora göre, 7750'nin üzerinde elektrik santrali 89,1 GW kurulu güç ile elektrik şebekesini beslemektedir. Kurulu güç açısından en büyük pay yaklaşık %32 oran ile hidroelektrik santrallerdir. Ardından %28,7 oranda doğal gaz ve yaklaşık % 22,5 oranda kömür (ithal kömür %10 ve yerli kömür %12,4) ile, fosil yakıtla dayalı kaynaklar ile kurulu gücün çoğunluğu sağlanmaktadır. Üretim yapan santral sayısı incelendiğinde 6180'den fazla GES, 540'a yakın akarsu HES olduğu görülmektedir [1]. Farklı kaynakların yıllara göre toplam kurulu güç değerleri Çizelge 2.2'de MW cinsinden verilmiştir. Kurulu güç ve oranları Çizelge 5.6'da detaylı görülebilir.

Aylık ve yıllık elektrik üretimleri EPIAŞ ve TEİAŞ tarafından düzenli olarak yayınlanmaktadır. Bu kaynaklardan elde edilen veriler ışığında 2018 yılında elektrik üretiminde en büyük paya %37'den fazla oranla kömürün, (%20,7'si ithal kömür) ardından %30 payla doğal gazın, %20'ye yakın bir oranda ise barajlı HES'lerin katkıda bulunduğu görülmektedir. Çizelge 5.7'de 2018, 2017 ve 2016 için elektrik üretim değerleri ve yılsonu itibariyle kurulu güç miktarları verilmiştir. 2018'de yapılan toplam enerji üretimi ile, Doğal gazdan 24,6 milyon, RES'lerden 5,4 milyon, GES'lerden ise 2 milyon kişinin yıllık enerji ihtiyacının karşılandığı hesaplanmıştır.

Şekil 2.1'de 1970'ten bu yana elektrik üretiminin yakıtlara göre pay edildiği grafik görülebilir. Sıvı yakıtların payının 1970'li yıllarda fazla olduğunu, 1975 – 1998 arasında HES'lerden elektrik üretiminin başrolde olduğu, 1985 sonrası doğal gazın üretimde payının genel olarak arttığını söyleyebiliriz. Yenilenebilir Enerji Kaynakları'nın (YEK) payının ise son 10 yılda hissedilebilir oranda arttığı ve %10'a ulaştığı görünmektedir.

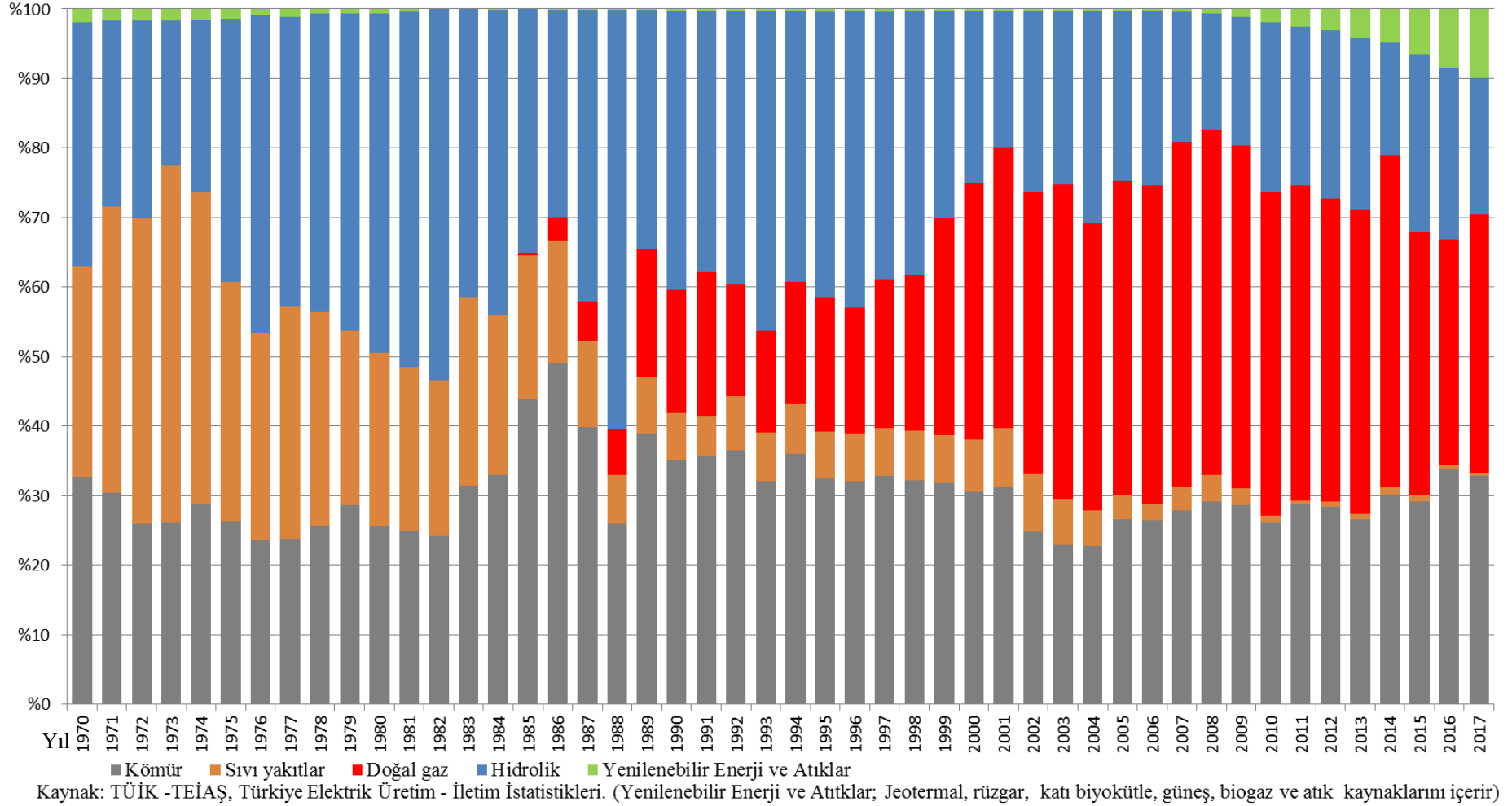
**Çizelge 2.2** : Elektrik santrallerinin türüne ve yıllara göre elektrik şebekesini besleyen kurulu güç değişimi (MW<sub>e</sub> cinsinden<sup>7</sup>).

Yıl	Toplam Kurulu Güç [MW]	HES	Doğal gaz	Diğer Termik	Yenilenebilir Enerji Kaynağı – YEK				Kömür	
					RES	GES	JES	Biyokütle	Yerli	İthal
1984	8 461,6	3 874,8	-	1 990,1	-	-	17,5	-	2 579,2	-
1985	9 121,6	3 874,8	100,0	2 045,1	-	-	17,5	-	3 084,2	-
1986	10 115,2	3 877,5	400,0	2 043,2	-	-	17,5	-	3 777,0	-
1987	12 495,1	5 003,3	800,0	2 058,4	-	-	17,5	-	4 615,9	-
1988	14 520,6	6 218,3	1 555,2	2 113,7	-	-	17,5	-	4 615,9	-
1989	15 808,2	6 597,3	2 035,8	2 112,3	-	-	17,5	-	5 045,3	-
1990	14 328,6	6 764,3	221,0	2 120,1	-	-	17,5	-	5 205,7	-
1991	17 209,1	7 113,8	2 555,4	2 118,9	-	-	17,5	10,0	5 393,5	-
1992	18 716,1	8 378,7	2 626,0	1 922,4	-	-	17,5	13,8	5 757,7	-
1993	20 337,6	9 681,7	2 734,8	1 928,4	-	-	17,5	13,8	5 961,4	-
1994	20 859,8	9 864,6	2 858,2	1 934,3	-	-	17,5	13,8	6 171,4	-
1995	20 954,3	9 862,8	2 924,5	1 761,4	-	-	17,5	13,8	6 374,3	-
1996	21 249,4	9 934,8	3 098,1	1 795,9	-	-	17,5	13,8	6 389,3	-
1997	21 891,9	10 102,6	3 552,4	1 822,7	-	-	17,5	13,8	6 382,9	-
1998	23 354,0	10 306,5	4 504,7	1 945,3	8,7	-	17,5	22,4	6 548,9	-
1999	26 119,3	10 537,2	6 892,9	1 952,3	8,7	-	17,5	23,8	6 686,9	-
2000	27 264,1	11 175,2	7 044,0	1 995,8	18,9	-	17,5	23,8	6 843,9	145,0

<sup>7</sup> Elektriksel bağlantı gücüdür. Mekanik veya termik güç değerleri farklılık gösterebilir.

**Çizelge 2.2 (devam) :** Elektrik santrallerinin türüne ve yıllara göre elektrik şebekesini besleyen kurulu güç değişimi (MW<sub>e</sub> cinsinden).

Yıl	Toplam Kurulu Güç [MW]	HES	Doğal gaz	Diğer Termik	Yenilenebilir Enerji Kaynağı - YEK				Kömür	
					RES	GES	JES	Biyokütle	Yerli	İthal
2001	28 332,4	11 672,9	7 153,5	2 455,3	18,9	-	17,5	23,6	6 845,7	145,0
2002	31 845,8	12 240,9	9 702,1	2 855,9	18,9	-	17,5	27,6	6 837,9	145,0
2003	35 587,0	12 578,7	11 509,6	3 198,3	18,9	-	15,0	27,6	6 773,9	1 465,0
2004	36 824,0	12 645,4	12 798,4	3 022,9	18,9	-	15,0	27,6	6 785,8	1 510,0
2005	38 843,5	12 906,1	13 789,5	2 960,7	20,1	-	15,0	35,3	7 465,8	1 651,0
2006	40 564,8	13 062,7	14 314,6	2 867,5	20,1	-	61,8	41,3	8 545,8	1 651,0
2007	40 835,8	13 394,9	14 560,4	2 471,2	92,0	-	77,2	42,7	8 546,4	1 651,0
2008	41 817,3	13 828,7	15 054,8	2 289,6	316,3	-	77,2	59,7	8 540,0	1 651,0
2009	44 761,2	14 553,4	16 547,5	2 114,7	791,6	-	77,2	86,5	8 669,3	1 921,0
2010	49 524,1	15 831,2	18 175,0	2 046,0	1 320,2	-	94,2	107,2	8 669,3	3 281,0
2011	52 911,1	17 137,1	19 023,6	1 946,7	1 728,7	-	114,2	115,3	8 964,5	3 881,0
2012	57 059,5	19 609,6	19 990,4	1 996,4	2 260,4	-	162,1	158,5	8 969,5	3 912,6
2013	64 008,0	22 289,0	23 847,0	1 645,0	2 760,0	-	311,0	237,0	9 006,4	3 912,6
2014	69 519,0	23 664,0	25 632,0	652,0	3 612,0	40,0	405,0	288,0	9 163,0	6 063,0
2015	73 146,8	25 867,8	24 906,1	484,9	4 503,2	248,8	623,9	362,4	10 085,5	6 064,2
2016	78 497,5	26 681,1	25 510,1	429,5	5 751,3	832,5	820,9	488,7	10 509,5	7 473,9
2017	85 200,0	27 273,1	26 497,3	445,5	6 516,2	3 420,7	1 063,7	634,2	10 555,4	8 793,9
2018	88 550,8	28 291,4	25 673,0	1 031,9	7 005,4	5 062,9	1 282,5	646,8	10 618,0	8 938,9



Şekil 2.1 : Türkiye’de enerji kaynaklarına göre elektrik enerjisi üretim payları.

## 2.1 Enerji Çevre İlişkisi ve İklim Değişikliği

Enerji ihtiyacının sürekli artması ile kontrolsüz ve plansız yapılan elektrik talebi karşılama yöntemleri çevresel etkileri doğurmuştur. Dünya çapında büyüyen sorunların başında *çevre kirliliği* ve *iklim değişikliği* gelmektedir. İklim değişikliğinin temel sebebinin kişisel kullanım sonucu değil, özellikle kitlesel enerji ihtiyacının sağlanması amacı ile yapılan yatırımlar sonucu olduğu görülmektedir. Benzer şekilde 1980'lerde ve 1990'da daha çok duyduğumuz *hava kirliliği* de enerji ihtiyacının karşılanması amacı ile yapılan eylemler ile doğrudan ilintilidir.

Elektrik üretim santrallerinin atık yönetimi ile ilgili gelişmeler ve iyileştirmeler her geçen gün artmakta olsa da, CO<sub>2</sub> ve sera gazı salımı konusunda yetersiz kaldığı iklim değişikliği adı altında karşımıza çıkmaktadır.

### 2.1.1 Uluslararası müzakereler

1980'li yılların sonlarından başlayarak, insanların iklim sistemi üzerindeki olumsuz etkisini ve baskısını azaltmak için, Birleşmiş Milletlerin öncülüğünde çalışmalar yapılmaktadır. 1992 yılında Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS), 1997 yılında Kyoto Protokolü (KP) oluşturulmuştur. BMİDÇS ve KP, bir yandan insan kaynaklı sera gazı emisyonlarını sınırlandırmaya ve azaltmaya yönelik yasal düzenlemeler getirirken, bir yandan da uluslararası emisyon ticareti, teknoloji ve sermaye hareketlerinde etkin olmaya başlamıştır.

#### 2.1.1.1 Birleşmiş Milletler iklim değişikliği çerçeve sözleşmesi

Enerji Bakanlığı tarafından yayınlanan “Enerji-Çevre ve İklim Değişikliği” dokümanından alınan bilgiler aşağıda paylaşılmıştır [12].

“3-14 Haziran 1992 yılında toplanan Birleşmiş Milletler Çevre ve Kalkınma Konferansı'nda (Rio Dünya Zirvesi) Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS) imzaya açılmıştır. Sözleşmenin amacı; atmosferdeki sera gazını, iklim sistemi üzerindeki tehlikeli insan kaynaklı etkiyi önleyecek bir düzeyde tutmak, böyle bir düzeye ekosistemin iklim değişikliğine uyum sağlamasına ve ekonomik kalkınmanın sürdürülebilir şekilde devamına izin verecek bir zaman içerisinde ulaşmaktır.

Sözleşmenin temel ilkeleri;

- İklim sisteminin eşitlik temelinde, ortak fakat farklı sorumluluk ilkesine uygun olarak korunması,
- İklim değişikliğinden etkilenecek olan gelişmekte olan ülkelerin ihtiyaç ve özel şartlarının dikkate alınması,
- İklim değişikliğinin etkilerine karşı önlem alınması ve alınacak önlemlerin etkin maliyetli ve küresel yarar sağlayacak şekilde olması,
- Sürdürülebilir kalkınmanın desteklenmesi ve belirlenecek politika ve önlemlerin ulusal kalkınma programlarına dahil edilmesidir.

### 2.1.1.2 Kyoto protokolü

11 Aralık 1997’de, Japonya’nın Kyoto kentinde “3. Taraflar Konferansı”nda (COP 3), dünya çapında sera gazlarının azaltılması için bağlayıcı hedefler içeren “BMİDÇS’ne ilişkin Kyoto Protokolü” imzalanmıştır [12].

Protokolde, 2008-2012 yıllarını kapsayan taahhüt döneminde;

- İnsan faaliyetlerinin neden olduğu *CO<sub>2</sub> eşdeğeri toplam sera gazı emisyonlarının*<sup>8</sup>, 1990 yılı seviyelerinin en az %5 aşağısına indirmek için sayısallaştırılmış emisyon sınırlandırma ve azaltma taahhütlerine uygun hesapla tayin edilmiş miktarı aşmamasını sağlayacakları,
- Tarafların, 2005 yılına kadar protokoldeki taahhütlerini gerçekleştirme konusunda kanıtlanabilir ilerleme kaydetmiş olmaları belirtilmektedir [12].

Kyoto Protokolü’nün yürürlüğe girebilmesi için, 1990 yılı toplam CO<sub>2</sub> emisyonlarının en az %55’ine sahip olan ülkelerin protokolü onaylaması gerektiğinden, 18 Kasım 2004 tarihinde Rusya Federasyonu’nun da onaylamasıyla Kyoto Protokolü 16 Şubat 2005 tarihinde fiilen yürürlüğe girmiştir [12].

2007 yılındaki “Bali Yol Haritası” ile birlikte 2012 sonrası süreç belirleme çalışmaları başladığından Türkiye’nin de söz sahibi olabilmesi için (BMİDÇS) yönelik “Kyoto Protokolüne Katılmamızın Uygun Bulunduğuna Dair Kanun Tasarısı” 05 Şubat 2009 tarihinde TBMM Genel Kurulunda kabul edilerek 5836 sayılı Kanun 17.02.2009 tarih ve 27144 sayılı Resmi Gazetede yayımlanmıştır. Türkiye, Kyoto Protokolüne 26 Ağustos 2009 tarihinde resmen taraf olmuştur.

---

<sup>8</sup> 2.1.2 Kısım’da konu detaylı incelenmiştir.

### 2.1.1.3 Paris anlaşması

Aralık 2015'te aralarında Türkiye'nin de bulunduğu “21. Taraflar Konferansı”nda yapılan müzakereler “Paris İklim Anlaşması” olarak kabul edilmiştir. 5 Kasım 2016 tarihinde anlaşma yürürlüğe girmiş, Türkiye 22 Nisan 2017’de anlaşmayı imzalamıştır. Ülkelerin temelde mutabakata vardığı konular sırasıyla şunlardır [13];

- Dünya çapında sıcaklık artışının uzun dönemde endüstri öncesi seviye olarak kabul edilen 2°C’ın altında tutmak.
- Artışı 1,5°C ile sınırlandırıp, iklim değişikliğinin risk ve etkilerini azaltmak.
- Adaptasyon için gelişmekte olan ülkelere uluslararası destek sağlamak.

CO<sub>2</sub> emisyon azaltımı için anlaşma gereği; gelişmiş ülkelerin mutlak emisyon azaltımı hedeflerini sürdürmeleri, gelişmekte olan ülkelerin ise emisyon azaltımı hedeflerini yükselterek farklı yerel koşulları uyarınca zaman içinde tüm sektörleri kapsayacak yenilenen artırılmış hedefleri benimsemeleri beklenmektedir. Bu hedeflerin sağlanmasında önemli etkenlerden biri de fosil yakıt kullanımının kademeli olarak azaltılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha fazla kullanılmasıdır.

Bu kapsamda elektrik üretim teknolojilerinin çevresel etkileri daha da kritik bir öneme sahip olmuş, çevreci politikaların uygulanması noktasında detaylı incelenmesi gereken bir konu olmuştur.

### 2.1.2 Elektrik santrallerinin CO<sub>2</sub> eşdeğer sera gazı salınımı

Enerji üretimi sırasında karbondioksit (CO<sub>2</sub>) salımı, çevresel olarak bilinen en önemli gösterge olarak karşımıza çıkmaktadır. Berker Bayazıt, 2018 Haziran ayında sunduğu tezinde CO<sub>2</sub> salımı açısından enerji üretimini incelemiş ve bir özet hazırlamıştır. Bu yüksek lisans tezinden alınan bulgular Avrupa Birliği’nce kabul edilen “yaşam döngüsü boyunca<sup>9</sup> CO<sub>2</sub> (veya eşdeğer) salınım” faktörleri raporundaki rakamlar ile birlikte bu kesimde sunulmuştur [14].

---

<sup>9</sup> Yaşam döngüsü değerlendirmesi, LCA olarak adlandırılmaktadır. Projenin her aşamasında salınan CO<sub>2</sub> değerini bulmak için kullanılır. Santralda kullanılan her parçanın üretimi, sahaya ulaşımı, montajı, işletmesi ve hatta geri dönüşümünü kapsar. LCA hesaplama yöntemleri yıllara ve kurumlara göre farklılık gösterebilmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimi noktasında “yaşam döngüsü değerlendirmesi” (LCA – Life Cycle Assessment) yaklaşımı ile, elektrik üretimi noktasında çevreye salınan karbondioksit emisyonu hesaplanabilmektedir.

Yaşam döngüsü değerlendirme analizi bir enerji kaynağından elektrik üretebilmek için olan bütün süreçler boyunca salınan karbondioksit miktarını hesaplamasına yardımcı olur. Bu süreçler; hammaddenin elde edilmesi, taşınması, işlenmesi, üretilmesi, ulaştırması, uygulanması veya kurulması, işletilmesi, atık yönetimi ve yaşam süresi sonunda bertaraf veya geri dönüşümüdür. Enerjinin üretildiği kaynağa, teknolojiye göre kalemler azalmakta ya da artmaktadır.

Elektrik üretim santrallerinin yaşamı boyunca doğaya saldığı CO<sub>2</sub> miktarı veya sera gazı salınımı her santral için özgündür, ancak genellemeler yapılabilir. Avrupa Birliği Çevre Komisyonunun santrallerin CO<sub>2</sub> ve sera gazı salınımı hesabında kullanılması için önerdiği katsayılar aşağıda farklı kaynak türleri için çizelge halinde verilmiştir [14]. Çizelge 2.3’te IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) görüşmeleri sonucunda elde edile değerler “kg CO<sub>2</sub>/MWh” birimi ve “kg CO<sub>2</sub> eşdeğer /MWh” olarak verilmiştir. LCA incelemesi sonucunda Avrupa Birliğince kabul edilen değerler; ilki 2007’ye kadar kabul edilen salınım miktarlarını “kg CO<sub>2</sub> eşdeğer /MWh” cinsinden ve aynı cinsten güncel kabul edilen değerlere çizelge de yer verilmiştir. Çizelgenin üst kısmında fosil yakıtlara ait değerler, orta kısımda ise biyokütleli termik santral yakıtları için, en alt kısmında ise yakıtsız YEK santralleri için yaşam döngüsü emisyon değerleri bulunmaktadır.

Çizelge 2.3’te en yüksek emisyon değerinin kömür türevlerinde olduğu görülmektedir. Biyokütlelerin yakıt olarak kullanılması sonucu sebep olduğu emisyon iki farklı şekilde ele alınmaktadır. İlk olarak diğer yakıtlarda olduğu gibi değerlendirme yapılmakta, bu değerlendirme çizelgede “ncn” olarak ayrıca verilmektedir. İkinci olarak ise “cn” olarak belirtilen, biyokütlenin oluşması ve büyümesi süresince yakaladığı karbon miktarı yaşam döngüsüne dahil edilerek hesap yapılmakta yani yakaladığı karbon miktarı sebep olduğundan düşülmektedir. Bu sebeple biyokütle yakıtlarında yüksek görünen değerler doğrudan kömürle kıyaslanabilecek değerler değildir.

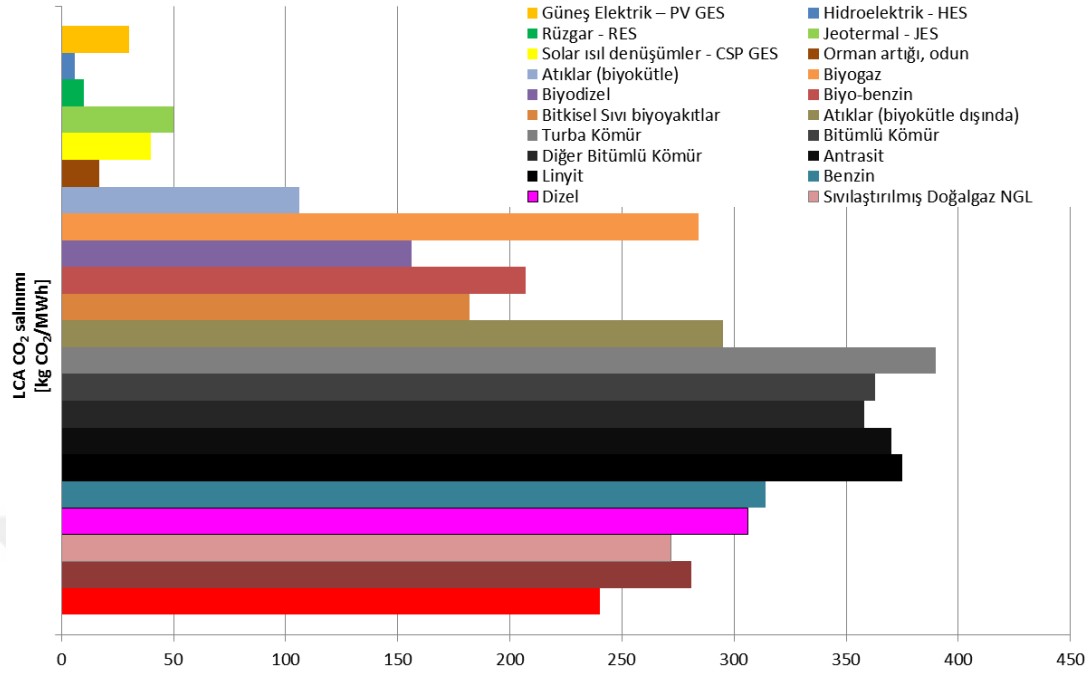
**Çizelge 2.3** : Yakıtların yaşam döngüsü CO<sub>2</sub> ve sera gazı salınımları [14].

Yakıt türüne göre CO <sub>2</sub> salınımı [kg CO <sub>2</sub> /MWh]	IPCC	IPCC [eşdeğer]	LCA 2007'ye [eşdeğer]	LCA güncel [eşdeğer]
Doğal gaz	202	202	237	240
Sıvılaştırılmış Petrol gazı LPG	227	227	-	281
Sıvılaştırılmış Doğal gaz LNG	231	231	-	272
Dizel	267	268	305	306
Benzin	249	250	307	314
Linyit	364	365	375	375
Antrasit Kömür	354	356	393	370
Diğer Bitümlü Kömür	341	342	380	358
Bitümlü Kömür	346	348	385	363
Turba Kömür	382	383	392	390
Atıklar (biyokütle dışında)	330	337	174	295
Bitkisel Sıvı biyoyakıtlar - cn <sup>10</sup>	0	1	182	182
Bitkisel Sıvı biyoyakıtlar - ncn <sup>11</sup>	287	302	484	484
Biyobenzin - cn	0	1	207	207
Biyobenzin - ncn	255	256	462	462
Biyodizel - cn	0	1	156	156
Biyodizel - ncn	255	256	411	411
Biyogaz - ncn	197	197	-	284
Atıklar (biyokütle) - cn	0	7	106	106
Orman artığı, odun - cn	0	7	13	17
Orman artığı, odun - ncn	403	410	416	420
Diğer katı biyoküteller - ncn	360	367	-	-
Jeotermal - JES	0	0	-	50
Solar ısı dönüşümler - CSP GES	0	0	-	40
Güneş Elektrik – PV GES	0	0	24	30
Rüzgar - RES	0	0	20-50	10
Hidroelektrik - HES	0	0	7	6

En az emisyon değeri HES'ler için görülmektedir. Ardından sırası ile RES, GES ve JES (Jeotermal Enerji Santrali) az emisyon ile sera gazı etkisinin azalması için yönelinmesi gereken çözümler olarak göze çarpmaktadır. RES ile üretilen birim enerji incelendiğinde, RES emisyonunun doğal gaza göre 24 kat, benzin dizel gibi sıvı yakıtlara göre 30 kat, kömür türlerine göre 36 ila 39 kat daha az etkiye sebep olduğu görülmektedir. Emisyon kat sayıları bir önceki dönem değerlerine kıyasla, RES'ler için kat sayının azaldığı, GES'ler için ise arttığı göze çarpmaktadır.

<sup>10</sup> cn (carbon neutral)

<sup>11</sup> ncn (not carbon neutral)



Şekil 2.2 : Yakıtların yaşam döngüsü CO<sub>2</sub> ve sera gazı salınımları.

## 2.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları - YEK

Türkiye’de enerji üretiminin çeşitlendirilmesi, dış kaynaklara bağımlılığın azaltılması ve yenilenebilir temiz enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimi arttırmak için 2005 yılında 5346 sayılı YEK Kanunu (Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun) yürürlüğe girmiştir [15]. Kanun kapsamında rüzgar, jeotermal, güneş, biyokütle, biyo-gaz (çöp gazı dahil), dalga, akıntı enerjisi ve gel-git ile kanal-nehir tipi veya küçük rezervuarlı (yüzey alanı on beş kilometrekarenin altında) hidroelektrik üretim tesisi kurulmasına destek olmak amacı ile normal elektrik fiyatının üstünde alım fiyatları ve devlet tarafından alım garantisi ile yatırımcılar teşvik edilmiştir.

İklim değişikliği etkisinin azaltılması ve uluslararası müzakerelerce sağlanması gereken değerler için önümüzdeki yıllarda YEK yatırımlarının artması, fosil yakıt kaynaklarının sadece talebi karşılamaya yönelik olması beklenmektedir.

Çizelge 2.4’te YEK yatırımları için öngörülen maliyetler ve kapasite faktörü (KF) değerleri verilmiştir. Çizelgedeki maliyet öngörülere Berker Bayazıt’ın çalışmasından 2019 ve 2023 yılların için yapılan projeksiyon değerleridir [13]. KF değerleri 3 farklı

şekilde; önümüzdeki 5 yıl için beklenen, TEİAŞ'ın 2016, 2017, 2018 yılları değerleri ortalamasından ve YEKDEM kapsamında desteklenen santral türlerinin 2017, 2016 ve 2015 yıl üretim değerlerinden hesaplanmıştır.

**Çizelge 2.4** :YEK yatırımları için öngörülen değerler (Maliyet, KF, CO<sub>2</sub>).

	GES	RES	JES	HES	BES
KF [%] yıllık beklenen	20,5	33,3	60,0	25,5	50,0
KF [%] 2016 – 2017 – 2018	15,7	31,5	64,8	26,3	49,1
KF [%] YEKDEM	20,4	33,0	62,5	24,8	50,1
Yatırım Maliyeti [\$ /W] -2019	1,074	1,518	4,044	2,058	2,763
Yatırım Maliyeti [\$ /W] -2023	0,838	1,188	4,044	2,058	2,763
Sabit İşletme M. [\$ /W] -2019	11,6	37,6	0,0	70,0	61,3
Sabit İşletme M. [\$ /W] -2023	9,1	29,4	0,0	70,0	61,3
Değişken İşlet.M. [\$ /W] -2019	0,0	0,0	46,0	0,0	10,0
Değişken İşlet.M. [\$ /W] -2023	0,0	0,0	46,0	0,0	10,0
Yakıt Maliyeti [\$ /MWh]	0,0	0,0	0,0	0	15,0
LCA CO <sub>2</sub> [kg CO <sub>2</sub> /MWh]	30	10	50	6	17 - 284

KF değerleri 5.6.Kısım'da TEİAŞ'ın yayınladığı yıllık değerler ışığında detaylı olarak incelenmektedir. YEKDEM sayesinde yıllık üretim değerleri santraller için paylaşılmaktadır. KF YEKDEM değerleri bu bağlamda hesaplanmıştır. 2.2.1 .Kısım'da YEKDEM anlatılmıştır. Beklenen KF'leri ise RES ve GES için kayıt edilenden yüksek, HES ve BES (Biyokütle Enerji Santrali) için benzer, JES geneli için ise mevcut durumdan düşük öngörülmüştür.

Her yıl ciddi sayıda RES ve GES devreye alınmaktadır. Aylar içinde bile devrede ki santraller bu kaynak türleri için farklılık göstermektedir (bakınız Çizelge 5.6). Bu neden ile o yıl devreye alınan santraller bütün yıl faaliyet göstermediğinden yıllık bazda hesaplanan değerler gerçeği tam yansıtmamaktadır. Ayrıca önümüzdeki yıllarda devreye alınacak RES ve GES'lerin teknolojik gelişmeler ile daha verimli olacağı öngörülmüştür.

JES'lerde ise yıllar geçtikçe korozyon ve yaşlanma etkisinin yanı sıra, yeni santrallerin mevcut rezervuarları paylaşması ihtimali ile elektrik üretim verimliliği göstergesi KF'nin düşmesi beklenmektedir.

### **2.2.1 YEK destek mekanizması**

İstihdamı artırmak ve Türkiye'nin yenilenebilir enerji sistemlerinin üretim merkezi haline getirmek için YEKDEM (Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destek Mekanizması) ile yenilenebilir enerji santrallerinde yerli imalat bileşenler kullanımı çekici kılınmıştır. YEKDEM kapsamında üretilen birim enerji için YEK Kanunu kapsamında belirlenen alım fiyatına ek olarak her yerli bileşen için (her kaynak türüne ve bileşen kalemi için farklı ek alım fiyatları) ek teşvik, 10 yıl boyunca geçerli olmaktadır. YEKDEM'den yararlanabilmek için santrallerin en geç 31 Aralık 2020 tarihine kadar işletmeye girmiş olması gerekmektedir. YEKDEM'den 10 yıl süre ile yararlanmış ve alım garantisi olmayan santraller EPIAŞ üzerinden serbest piyasadan enerji satmaktadır.

Her yıl YEKDEM'den yararlanacak santrallerin nihai listesi Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'nun (EPDK) internet sayfasından yıllık üretim değerleri ile birlikte yayınlanmaktadır [16]. YEKDEM teşvikleri kapsamında 6,6 GW'lık RES %31,2 oranı ile en çok destek gören enerji üretim yöntemidir. Rüzgar enerjisi 3. Kısım'da detaylı bir şekilde incelenmiştir. YEK kapsamındaki diğer santral türleri ise alt başlıklar ile ele alınmıştır.

### **2.2.2 Güneş enerjisi santralleri - GES**

EPDK tarafından Haziran 2013'te 600 MW'lık kapasite için GES (Güneş Enerji Santrali) lisans başvuruları alınmıştır. GES 2014 yılı itibari ile istatistiklere ayrı bir başlık olarak kendini yazdırmaya başlamıştır. Ancak bunun sebebi lisanslı projelerden ziyade lisanssız elektrik üretiminin üst limitinin 1 MW'a çıkarılmasıdır. 0,99MW'lık yan yana santraller lisanssız olarak şebekeye bağlanabilince, yatırımcılar GES yatırımlarını arttırmıştır. Şu an 5,3 GW'lık GES elektrik şebekesini beslemektedir, ve bunun büyük çoğunluğu lisanssız GES'tir. YEKDEM'den faydalanan Lisanslı GES'lerin kurulu gücü ise sadece 81,7 MW'tır.

EPDK'ya yapılan lisanslı GES başvuruları sonucunda yapılan yarışmalar ile 585,9 MW'lık lisans tahsis edilmiş, ancak bu projelerin çoğu henüz işletmeye geçmemiştir.

Lisanssız GES'ler sayesinde lisans tahsis edilen kurulu gücün yaklaşık 10 katı GES işletmededir. Lisanssız GES'lerin toplam kurulu gücünün 6,3 GW'a ulaşması beklenmektedir [11]. GES'lerin daha kontrollü bir şekilde kurulması için YEKA

(bakınız 3.5.Kısım – Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları) sistemi denenmektedir. Henüz YEKA sistemi ile kurulmuş GES bulunmamaktadır.

GES'lerin kurulu güçte payı 2013 yılına kadar yok iken, 2018 yılında %5,7 seviyesindedir, 2022 yılında %8,5'i geçmesi beklenmektedir [3].

EK'ler kısmında Enerji Bakanlığı tarafından hazırlanan Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA) ve Avrupa Birliği (European Commission – Joint Research Centre) tarafından hazırlanmış PVGIS güneş enerjisi potansiyelleri mevcuttur.

Güneş elektrik dönüşümlerinde farklı yöntemler kullanılmaktadır, ancak ülkemizde şu an sadece fotovoltaik gözelerin (PV – Photovoltaic [İngilizce]) oluşturduğu güneş panelleri ile elektrik üretilmektedir. Yardımcı eleman olarak tek eksenli veya çift eksenli güneş takip sistemleri kullanılmakta ve bu sistemler yardımıyla elektrik üretim verimliliği yıllık %25 ila %40 arasında, günlük üretim de ise %50 civarında artabilmektedir [17].

Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi (CSP) sistemleri ile güneş radyasyonu termodinamik döngüler ile elektriğe dönüşürken, PV sistemleri ile mekanik bir aksam olmaksızın doğrudan elektriğe dönüşüm söz konusudur. Bakım maliyetinin olmaması ve kurulum kolaylığı nedeni şu an yatırımcılar PV GES'lere yönelmektedir.

### **2.2.3 Hidroelektrik santraller - HES**

Hidroelektrik Santraller (HES) enerji ihtiyacının arttığı anlarda kurtarıcı olarak görev almaktadır. Coğrafi yapının uygunluğu, üretim miktarının öngörülebilirliği ve rezerv kontrolünün kolaylığı sayesinde HES'ler Türkiye enerji sektörünün vazgeçilmezidir. 2006 yılında HES'lerin kurulu güçteki %32,2'lik payı, şu an %31,9 seviyesindedir, 2022 yılında ise %30,7 seviyesine kadar inmesi beklenmektedir [11].

YEKDEM'den faydalanan 6,4 GW'lık rezervuarlı HES (YEKDEM oranı %29,9), 41,4 MW'lık rezervuarlı ve kanal tipi birlikte kullanılan HES (%0,2), kanal tipi HES ise 6,4 GW'lık (%29,9) santral bulunmaktadır. Toplamda YEKDEM desteği alan 21,3 GW'lık YEK santralinin %60'ı HES'lerden oluşmaktadır [16].

Gel-git, dalga ve akıntı ile elektrik üretilmesi yöntemleri de hidroelektrik başlığında incelenebilir. Türkiye gel-git'ten elektrik üretimi için ideal ülke değildir. Deniz seviyesinin değişimi bu teknolojinin kullanıldığı ülkelere göre azdır. Dalgadan

elektrik üretmek Karadeniz’de olası gözükse dahi finansal olarak yatırımcıların ilgisini çekecek seviyede değildir. Akıntıdan elektrik elde etmek her zaman gündemde olmasına rağmen henüz gerçekleşen bir deneme olmamıştır.

#### **2.2.4 Jeotermal enerji santralleri - JES**

Volkanik hareketliliğin fazla olduğu illerde yer içi ısısının kullanıldığı jeotermal elektrik santralleri (JES) göze çarpmaktadır. Sondaj kuyuları yardımıyla termal sıvının yüzeye çıkması sağlanmakta, ardından termik santrallerin çalışma prensipleri ile elektrik üretilmektedir. Jeotermal rezervuarın değerlerine göre değişiklikler görülse dahi YEKDEM’den faydalanan JES’ler %40 ila %90 arası kapasite faktörüne (5.6.Kısım’da detaylı inceleme eklenmiştir) sahiptir. 1272 MW kurulu güce sahip santral YEKDEM’den faydalanmaktadır [18].

EK’lerde Yenilebilir Enerji Genel Müdürlüğünün (YEGM) hazırladığı “Türkiye’de nanotektoniği-volkanik etkinliği ve jeotermal alanlar” haritası ile JES’e uygun yerler görülebilir.

#### **2.2.5 Biyokütle, biyogaz enerji santralleri - BES**

İşletmedeki biyokütle santrallerinin büyük bölümü (260 MW’tan fazla) çöp ve çöp gazı ile üretim yapmaktadır. Bitkisel, hayvansal, orman ve tarımsal atıkların kaynak olarak kullanıldığı santrallerin kuru gücü ise 210 MW’ı geçmiştir [1].

YEKDEM kapsamında ki “Çöp Gazı” elektrik üretim tesisleri yüksek elektrik üretim verimi (ortalama %62, maksimum %92 kapasite faktörü, santralin tam kapasite çalışma oranı) ile göze çarpmaktadır. 194 MW’lık biyogaz (çöp gazı dahil) santrali ve 50MW’a yakın ise lastik ve diğer atıkların kaynak olarak kullanıldığı tesis, toplamda biyolojik kaynak kullanılan 523 MW YEKDEM’den faydalanmaktadır.

### **2.3 Termik Santraller**

Her hangi bir yakıtın (LNG, LPG, motorin, nafta, kömür, doğal gaz, fuel-oil, benzin, odun, vb.) yakıtlar ısıya dönüştürülmesi, bu ısının bir akışkan ve türbini yardımıyla elektriğe dönüştürülmesi kavramına termik santral denilmektedir. Kaynağın odun, biyokütle, çöp, biyogaz gibi kaynaklar olması durumunda genelde termik santral söylemi kullanılmamaktadır. Daha çok fosil yakıtların kullanıldığı sistemler termik santral olarak anılmaktadır.

Linyit kaynaklı termik santrallerin payı 2006 yılında %20,2 iken, 2017 yılında %11,5 seviyesinde, 2018'de 10,8 seviyesindedir. TEİAŞ'ın raporunda 2022 yılında %10,5 olması beklense de yerli kömür kullanımına yönelik yeni düzenlemeler ile linyit payının önümüzdeki yıllarda da %12'ler civarında olması beklenebilir.

İthal kömürün kurulu güçte payı 2006 yılında %4,1, 2017 yılında ise %10,3'e kadar çıkmıştır tekrar benzer seviyeyi görmesi beklenmemektedir.

Doğal gaz 1996 yılına %14,6'lık payı, 2002'de %30,5'e, 2007 yılında %35,7'ye çıkmış, 2018 yılında %29 seviyesine inmiştir. Enerji talebinin beklenenin üstünde artmaması durumunda, 2022 yılında %26,5'lere kadar gerilemesi beklenmektedir.

Fosil enerji kaynaklarının bilinen Dünya rezervleri incelendiğinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığınca yayınlanan rapora göre, kömür için 892 milyar ton ile 114 yıllık, doğal gaz için 186,9 trilyon m<sup>3</sup> ile 53 yıllık, petrol için 239 milyar ton ile 51 yıllık kalan rezerv öngörülmektedir [18].

#### **2.4 Nükleer Güç Santralleri - NGS**

Türkiye'de işletmede NGS (Nükleer Güç Santrali) bulunmamaktadır. 4,8 GW Mersin, 4,5 GW Sinop, 4,4 GW Kırklareli olmak üzere 3 adet NGS planlanmaktadır.

Mersin Akkuyu'da planlanan ve inşaat işleri devam eden projede 4 adet nükleer reaktörden birincisinin 2023 yılında diğerleri ise birer yıl arayla üretime başlaması planlanmaktadır. Diğer projeler için inşaat çalışmaları henüz başlamamıştır.

#### **2.5 Projeksiyon Çalışması**

TEİAŞ'ın kurulu güç ve enerji talebi için yaptığı projeksiyon öngörülerini Çizelge 2.1'de paylaşmıştır. Ayrıca uluslararası müzakerelerin yaptırımları içinde YEK yaptırımlarının artmasının beklenmektedir.

TEİAŞ'ın 2022 sonuna kurulu güçte, YEK kapsamındaki santraller için pay ve gücü öngörüsü; HES %31,0 (32,3 GW), RES %10,0 (10,4 GW), GES %8,6 (8,9 GW), JES %1,2 (1,2 GW), BES %0,7 (0,8 GW) olarak raporlanmıştır. HES hariç YEK oranı toplamı %20,5'tir. HES'ler ile kurulu güçte YEK oranı, 2022 sonu için %51,5 olarak öngörülmüştür. 2022 için beklenen elektrik enerjisi talebi 359 657 GWh'tir. 2028 için öngörülen elektrik enerjisi talep rakamı 452 000 GWh mertebesindedir.

### 3. TÜRKİYE'DE RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİ

Türkiye'de ilk rüzgar enerjisi santrali 1998'de kurulmuştur. 2006 yılından bu yana da gelişmekte olan rüzgar sektörü 2016'da en yüksek kurulum gücünü (1,4 GW) devreye almıştır. 2017 yılında işletmeye alınan 0,8 MW ile, Türkiye bu yıl için işletmeye alınan RES açısından Avrupa'da 4., Dünyada ise 8. olmuştur [19].

RES'lere üretim lisansları 49 yıllığına tahsis edilmektedir. Projeler geneli itibariyle, tarımsal faaliyet için kullanılmayan ve buldukları coğrafyanın en yüksek rakımındaki, ticari olarak düşük değerde araziler konumlandırılmaktadır. RES elektrik üretim lisans bilgileri EPDK internet sayfasında [20], gelişimi ve istatistik bilgileri ise TÜREB'in (Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği) 6 aylık periyotlar ile yayınladığı raporlar yardımıyla takip edilebilir [21].

TÜREB'in raporuna göre RES'ler Türkiye'nin elektrik üretimine en çok katkıyı Ağustos, Kasım ve Mart aylarında % 8'in üzerinde, en az katkıyı ise Nisan, Mayıs Haziran ve Temmuz aylarında %5 ila %5,5 arasında değişen paylar ile sağlamıştır [21]. Alt başlıklar altında ki bilgiler de bu iki kaynaktan elde edilen en güncel bilgiler (Mart 2019 ile Ocak 2019 arasında) ışığında derlenmiştir.

Rüzgar enerji potansiyelinin öngörülmesi için çeşitli kurumlar rüzgar atlasları hazırlamıştır. EK'lerde bu rüzgar potansiyellerinden örnekler mevcuttur.

#### 3.1 İşletmedeki Lisanslı RES'ler

Türkiye'de 176 lisanslı (kısmi olarak işletmede ki RES'ler dahil), 7,4 GW kurulu<sup>12</sup> güce sahip rüzgar enerji santrali işletmededir. Bu projelerin 2,8 GW'ı Ege Bölgesi'nde, 2,5 GW'ı Marmara Bölgesi'nde 0,9 GW'ı ise Akdeniz Bölgesi'ndedir. Geri kalan projeler sırası ile İç Anadolu, Karadeniz ve Güneydoğu Anadolu Bölgeleri'ndedir. Doğu Anadolu Bölgesi'nde işletmede santral bulunmamaktadır.

---

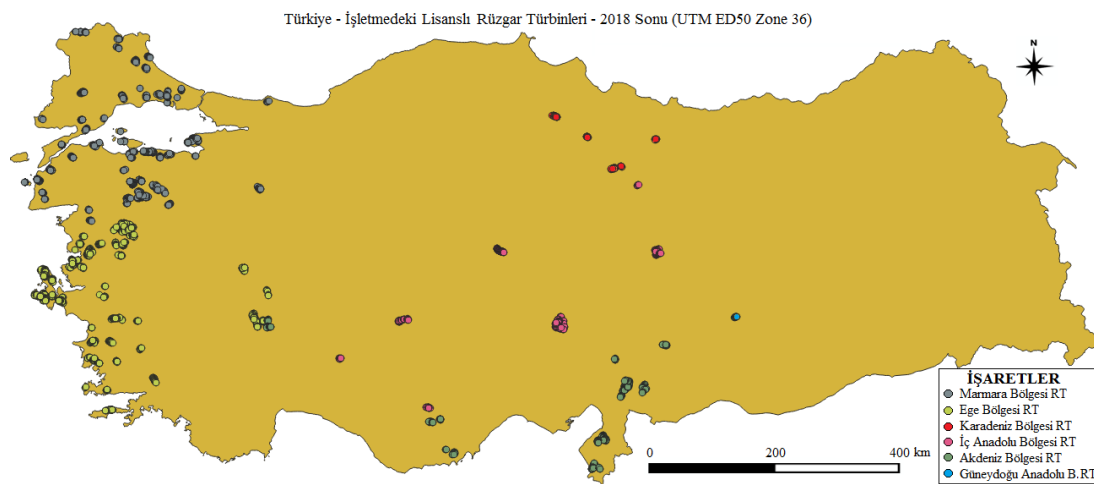
<sup>12</sup> Mekanik anma gücü 7,4 GW ancak lisans verilen elektriksel bağlantı izni 7,0 GW<sub>e</sub>'dir.

Çizelge 3.1’de bölgelere göre işletmede ki lisanslı RES’lerin istatistik bilgileri bulunmaktadır. Rüzgar türbinlerinin (RT) bölgesel olarak ortalamaları çeşitli başlıklarda çizelgede görünmektedir; Toplam kurulu güç, bir RT’nin ortalama anma gücü, ortalama rotor çapı (RD), ortalama kule yüksekliği bilgileri RES veri tabanında hesaplanmış ve çizelgeye eklenmiştir.

**Çizelge 3.1** : İşletmedeki Lisanslı RES projelerinin istatistikleri.

Bölge	RT sayısı	Kurulu Güç [MW]	Ort. Güç [MW]	Ort. RD [m]	Ort. Kule [m]	İlk kurulum yılı
Ege	1288	2842,7	2,4	92,2	79,2	1998
Marmara	1007	2451,0	2,4	92,6	70,2	2000
Akdeniz	360	944,1	2,8	104,3	80,0	2008
İç An.	316	790,0	2,6	112,3	83,0	2012
Karadeniz	96	272,5	2,9	115,4	95,8	2008
GüneyD.	30	93,1	3,0	113,0	85,8	2013
Doğu An.	0	0,0				
Türkiye	3097	7393,3	2,4	94,0	82,3	1998

En yeni RT’leri Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nde olduğu için ortalama RT güç değerleri diğer bölgelere göre daha yüksektir. Karadeniz Bölgesi’nde ormanlık olması nedeniyle kule yükseklik ortalaması daha yüksektir. Ege ve Marmara Bölgeleri’nde rüzgar potansiyelinin yüksek olması nedeni ile Türkiye ortalama RT gücü bu bölgelerce belirlemektedir. Rüzgar potansiyelin yüksek olduğu bölgelerde RD’nin küçüldüğü görülmektedir.



**Şekil 3.1** : Türkiye’de işletmedeki Lisanslı RT’lerinin genel dağılımı.

Şekil 3.1’de Türkiye’de RT’leri her coğrafi bölge için farklı renk ile gösterilmiştir. Türkiye’nin doğusunda işletmede RES bulunmaktadır.

En çok işletmede rüzgar santralleri bulunan iller sırası ile İzmir (1,41 GW), Balıkesir (1,12 GW), Manisa (0,67 GW), Çanakkale (0,36 GW) ve Hatay (0,36 GW)'dır.

Toplam kurulu güç içinde 805 MW'lık bölüm kapasite artışıdır. Yani mevcut lisanslı projelere %10,9'lık bir ek yapıp RES'lerin kurulu güçleri arttırılmıştır.

RES projelerinin harita üzerinde görünümü TÜREB tarafından dönemsel olarak yayınlanmaktadır.

### **3.2 İşletmedeki Lisanssız RES'ler**

Türkiye'de 74 adet toplamda 63,1 MW kurulu güce sahip lisanssız rüzgar türbini vardır. Bu türbinler 6,4 kW ila 1 MW arasında değişen çeşitli güçlere sahiptir. Lisanssız RES'ler ile elektrik üretimi ağırlıklı olarak Marmara Bölgesi'nde tercih edilmektedir. TEİAŞ'ın aylık hazırladığı kurulu güç istatistiklerinde son olarak Ocak 2019'da lisanssız RES'lere ait bilgi mevcuttur.

### **3.3 Lisans Sahibi Potansiyel Rüzgar Projeleri**

İnşaat aşamasında olduğu bildiren 20 civarındaki proje (yaklaşık 0,6 GW) yakın zamanda (1 yıl içinde) hizmete alınacağı öngörülmektedir. Bu santrallerin büyük çoğunluğu Marmara ve Ege Bölgesi'ndedir. TÜREB raporlarında sadece borsaya kayıtlı firmaların inşa bilgileri bulunmaktadır, bu yüzden inşa halindeki projelerin 1,0 GW'a kadar olabileceği düşünülmektedir.

TÜREB raporuna göre inşaat aşamasına daha geçmemiş ancak elektrik üretim lisansına sahip projeler içinde en büyük pay 1,25 GW'lık güç ile Marmara Bölgesi'dir. Ege Bölgesi 0,6 GW ile ikinci sırayı almaktadır. Geri kalan 0,5 GW İç Anadolu, Karadeniz ve Akdeniz Bölgeleri arasında dağılmaktadır. Toplamda 50'den fazla proje Lisans almış ancak inşaat aşamasına henüz geçmemiştir.

Çizelge 3.2'de şu an işletmeye alınmamış lisans sahibi RES projeleri bölgelere göre istatistikleri ile birlikte verilmiştir. Çizelge'de ayrıca EPDK tarafından proje durumu ile ilgili sağlanan bilgide görülmektedir. Türkiye toplamında neredeyse 3,0 GW'lık 71 lisanslı (3 adedi değerlendirme aşamasında) devreye alınmamış proje vardır, ancak bu projelerin hiçbiri Güneydoğu veya Doğu Anadolu Bölgesi'nde geliştirilmemiştir. Çizelgeye göre yakın gelecekte devreye alınacak RES'lerden dolayı en çok arazi örtüsü değişimi Marmara Bölgesi'nde beklenmektedir.

YEKDEM teşvikinden faydalanabilmek için, lisanslı projelerin inşasının 2020 yılı sonuna kadar tamamlanması gerekmektedir. Önümüzdeki 1 yıllık sürede RES inşaları çoğalacaktır.

**Çizelge 3.2** : Lisanslı, işletmeye geçmemiş RES'ler.

Bölge	Proje sayısı	Toplam Güç [MW]	Durum
Marmara	38	1739,6	Yürürlükte
Ege	15	600,4	Yürürlükte
Karadeniz	5	223,6	Yürürlükte
İç Anadolu	6	179,2	Yürürlükte
Akdeniz	2	36,0	Yürürlükte
Güneydoğu Anadolu	0		
Doğu Anadolu	0		
Marmara	2	107,0	Uygun Bulundu
Akdeniz	2	77,5	Değerlendirmede
Marmara	1	30,0	Değerlendirmede
Türkiye Toplamı	71	2993,3	Bütün Lisanslar

### 3.4 Ön Lisanslı Potansiyel Rüzgar Projeleri

Lisans öncesi aşama diye niteleyebileceğimiz, potansiyel RES projeleri “ön lisans” adı ile kayıt altına alınmaktadır.

**Çizelge 3.3** : Ön lisanslı, işletmeye geçmemiş RES'ler.

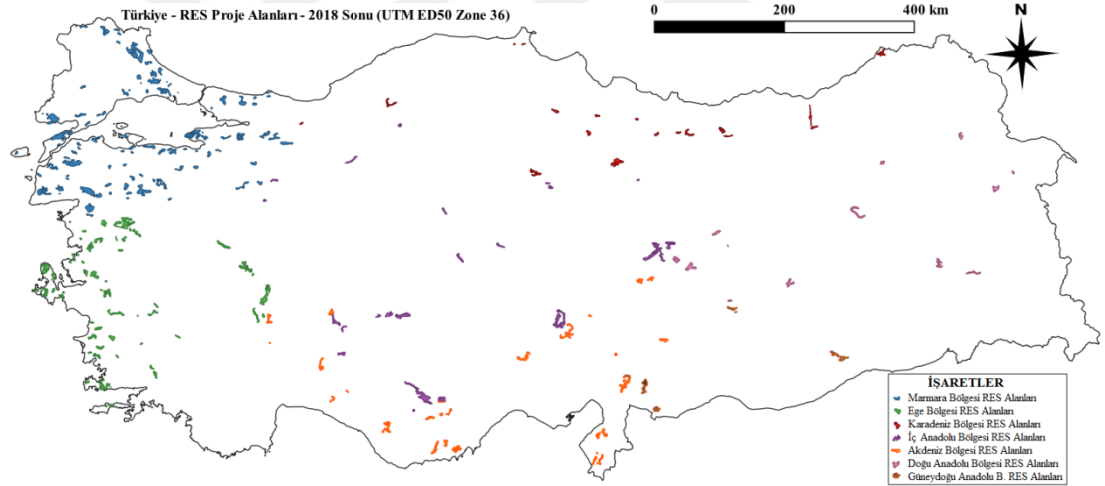
Bölge	Proje sayısı	Toplam Güç [MW]	Durum
Marmara	35	1559,1	Yürürlükte
İç Anadolu	13	568,2	Yürürlükte
Akdeniz	16	469,6	Yürürlükte
Karadeniz	13	390,3	Yürürlükte
Doğu Anadolu	9	279,5	Yürürlükte
Ege	9	251,9	Yürürlükte
Güneydoğu Anadolu	6	175,0	Yürürlükte
Marmara	3	711,4	Değerlendirmede
İç Anadolu	3	302,4	Değerlendirmede
Ege	1	49,5	Değerlendirmede
Türkiye Toplamı	101	3693,5	Yürürlükte
Türkiye Toplamı	7	1063,3	Değerlendirmede

Ön lisanslı 108 potansiyel proje (7 adedi değerlendirme aşamasında) için 4,7 GW'lık kayıt bulunmaktadır. Bu potansiyel projelerin çoğunluğu Marmara (2,2 GW) ve İç Anadolu (0,9 GW) Bölgesi'ndedir. Detaylar Çizelge 3.3'ten incelenebilir.

En çok 545 MW ile Kırklareli, ardından sırası ile 330 MW ile Sivas, 314 MW ile Çanakkale, 250 MW ile Edirne, 240 MW ile Bursa ve 204 MW ile Balıkesir ön lisanslı projeye sahip illerdir.

Ön lisanslı RES'ler ÇED (Çevresel Etki Değerlendirmesi) ve TEA (Teknik Etkileşim Analizi) uygunluklarını almaları durumunda lisanslı RES olmaya aday olmaktadır.

Şekil 3.1'de lisans ve ön lisans sahibi RES projelerin tamamının EPDK aracılığı ile elde edilmiş, köşe koordinatları ile oluşturulmuş proje alanları, her coğrafi bölge için farklı renkler ile gösterilmiştir. Bu alanlar içinde kalacak şekilde projeler kapasite artırımı talebinde bulunabilmektedir. Mevcut proje alanlarına, başka RES projesinin başvuruda bulunması izin verilmemektedir.



**Şekil 3.2** : EPDK – Lisanslı ve Ön lisanslı RES proje alanlarının tamamının harita üzerinde gösterimi<sup>13</sup>.

İşletmedeki santrallerin gösterimi (Şekil 3.1) ile Şekil 3.2 arasında kıyaslama yapılırsa göze çarpan en büyük fark, doğuda da projelerin olmasıdır. Ayrıca Marmara Bölgesi'nin doğusunda da projeler planlanmaktadır.

<sup>13</sup> Nisan 2019 - Yürürlükte, değerlendirmede ve onaylanan projelerin tamamının köşe koordinatları ile oluşturmuş alanlar.

### **3.5 İhale Usulü Rüzgar Projeleri – YEKA**

29852 Sayılı, 9 Ekim 2016'da Resmi Gazete yayınlanan “Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmeliği”nce; Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) ihale sistemi yürürlüğe girmiştir. YEK yatırımlarının hayata geçmesini hızlandırmak, yurt içinde ileri teknoloji aksamı üretmesi ve kaynakların verimli kullanımı amacıyla yönetmelik yayınlanmıştır.

RES YEKA kapsamında her sene 1 GW'lık rüzgar enerjisi projesinin ihalesinin yapılması planlanmaktadır. Ön lisans olarak görünen 4,75 GW'ın içinde 2018'de yapılan 1 GW'lık YEKA-1 ihalesi de mevcuttur. 1 GW'lık YEKA-2 ihalesi ise henüz ihale aşamasında olduğu için önlisans aşamasında bile değildir.

#### **3.5.1 Rüzgar YEKA-1**

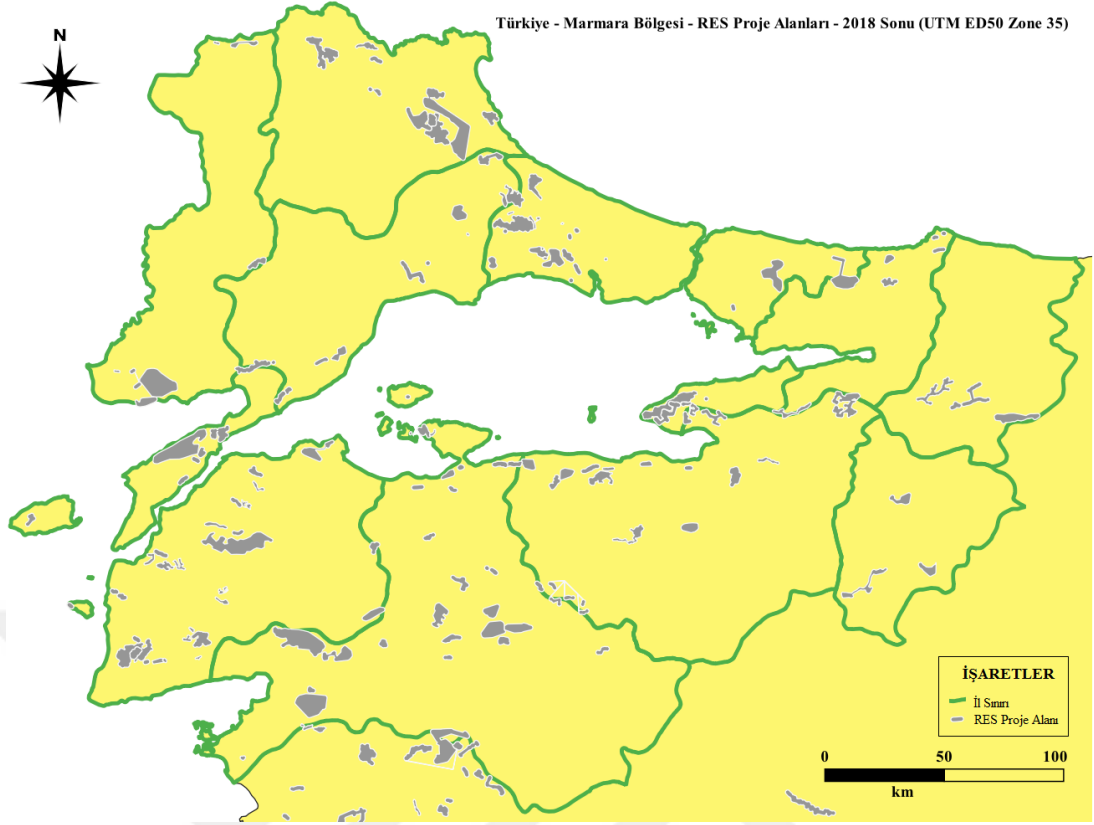
RES YEKA-1 ihalesi 4 farklı bölgede rüzgar santrallerinin kurulması amacıyla hazırlanmış ve ihale edilmiştir. 1GW'lık ihalenin büyük bir çoğunluğu (yaklaşık 700 MW) Trakya'da, ikincil çoğunluğu ise Sivas ilinde, az bir kısmı ise Eskişehir'de olacak şekilde projelendirilip EPDK'ya sunulmuştur. Projeler inşaat aşamasına geçmemiştir. Projeler ön lisanslarını alarak ÇED ve TEA değerlendirmesi aşamasına geçmiştir. Resmi kurumlardan proje alanları ile ilgili görüşler beklenmektedir. Projelerin en geç 2021 yılı içerisinde devreye alınması gerekmektedir.

EK'ler kısmında Kırklareli ve Sivas illerine ait rüzgar potansiyelleri mevcuttur.

#### **3.5.2 Rüzgar YEKA-2**

RES YEKA-2, 2019 yılı ihalesi 1 GW (250 MW Balıkesir, 250 MW Çanakkale, 250 MW Muğla, 250 MW Aydın) kapasite için hazırlanmıştır. Mart 2019'da olması planlanmış ihale ertelenerek Nisan 2019'da teklif toplama aşaması gerçekleşmiştir. Açık eksiltme usulü ile yapılan ihale aşaması Mayıs 2019'da gerçekleşmiştir.

Şekil 3.3'te işletmedeki ve ileride yapılmak üzere lisans veya ön lisans almış proje alanları Marmara Bölgesi için görünmektedir. RES YEKA-2 ihalesi kapsamında gerçekleşecek Çanakkale ve Balıkesir projelerinin bu alanların dışında kalması gerekmektedir. Şekilde il sınırları yeşil ile, proje alanları ise gri poligonlar ile gösterilmektedir.



**Şekil 3.3** : Marmara Bölgesi – Lisanslı ve ön lisanslı RES proje alanları görünümü.

Balıkesir ve Çanakkale'nin toplamında 651,4 MW'lık lisans almış ancak henüz inşaat aşamasına geçmemiş proje mevcuttur. Ayrıca Balıkesir'de 30 MW'lık değerlendirme aşamasında lisanslı bir proje, Çanakkale'de ise 32 MW'lık uygun bulunmuş lisanslı proje bulunmaktadır. İki ilin toplamında 518,4 MW'lık ön lisanslı proje mevcuttur. Balıkesir özellikle yüksek rüzgar potansiyeli ile RES yatırımcıların ilgisini çeken bir ildir.

Muğla'da 46 MW'lık lisanslı ancak inşası tamamlanmamış, 26 MW'lık ön lisanslı proje bulunmaktadır. Aydın'da ise ön lisanslı proje bulunmasa da, 9 MW'lık lisanslı ancak inşası tamamlanmamış proje mevcuttur.

EK'lerde RES YEKA-2 illeri için farklı kaynakların rüzgar potansiyel atlasları mevcuttur.



#### 4. YÖNTEM – SANTRALLERİN ARAZİ KULLANIMI HESAPLAMASI

Farklı enerji kaynakları ile elektrik üreten santrallerin bilgileri ve sağlanmışsa santralin konumu, EPDK'nın internet tabanlı lisans ve ön lisans sorgulama ara yüzü ile elde edilmiştir [20,22].

Bu bilgiler ışığında “mekansal RES veri tabanı” ve “diğer santraller veri tabanı” oluşturulmuş, uydu görüntülerinin elverdiği ölçüde konum, kurulum yılı, adet gibi öznitelikler doğrulanmış veya düzeltilmiştir.

Arazi örtüsü/kullanımı değişimi hesaplaması tamamen uydu görüntüleri ışığında, CBS yazılımları kullanılarak poligon çizerek sayısallaştırma yöntemi kullanılarak, altlık uydu görüntüleri üzerinden, arazi örtüsü/kullanımı açısından değişen alanlar belirlenerek yapılmıştır.

Santrallerin tamamının incelenmesi söz konusu olmadığından, her kaynak için mümkün olduğunca fazla ve uydu görüntülerinin elverdiği ölçüde hesaplama yapılmıştır. İncelenen projelerin geneli yansıtabilmesi için mümkünse farklı kurulu güce sahip, farklı bölgeler ve illerden örnekler seçilmeye çalışılmıştır.

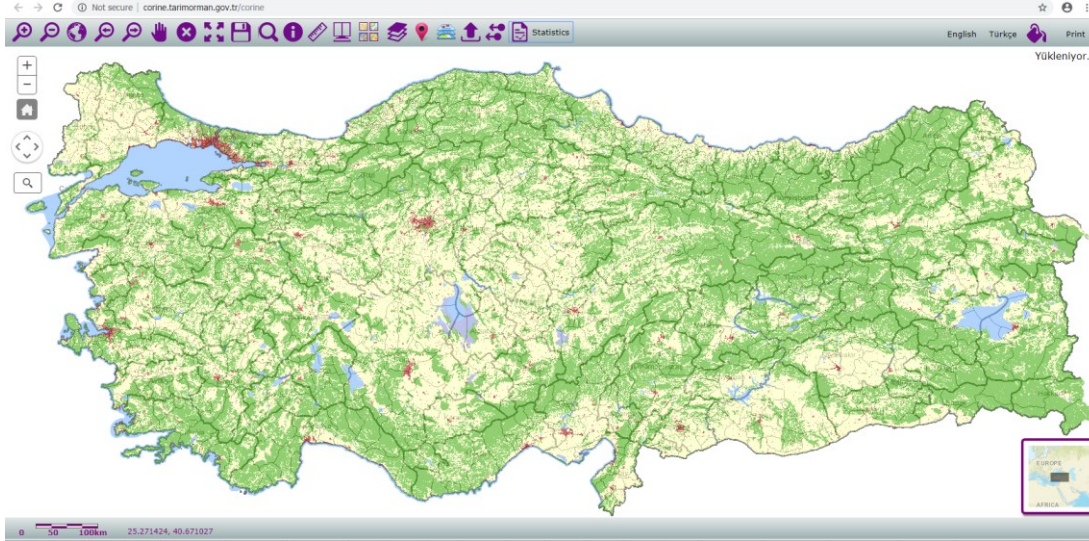
Örnek projeler için hesaplanan arazi değişimi, kategorilere ayrılarak “birim kurulu güçte arazi değişimi” ha/MW birimi ile her santral türü için hesaplanmıştır.

Tezin temel amacı olması, santral bilgilerine erişimin kolaylığı ve proje koşullarının (rüzgar hızı, türbin tipi, arazi yapısı, vb.) arazi kullanımına doğrudan etkisi olmaması nedeni ile diğer santrallerden farklı olarak rüzgar enerji santralleri daha detaylı incelenmiş, çeşitli istatistikler türetilmiştir.

GES projelerinin çoğunun lisanssız proje olması, sayıca çok santral olması, EPDK tarafından konum bilgilerinin sağlanmamasında ötürü GES'lerin arazi değişimine etkisi RES'ler kadar detaylı incelenememiştir. Ancak proje detaylarına ulaşılabilen, güncel ve eski zamanlı uydu görüntüsüne sahip projeler için inceleneme yapılabilmektedir.

#### 4.1 CORINE Arazi Örtüsü ve Kullanımı

Avrupa Uzay Ajansı ve Avrupa Komisyonu 1985 yılında deneysel olarak CORINE (Co-ordination of Information on the Environment - Çevresel Bilginin Koordinasyonu) programını başlatmıştır [23]. CORINE, çevresel konular önceliği ile, hava, su, toprak, arazi örtüsü, kıyı erozyonu gibi konularda Avrupa Birliği için bilgi sağlamayı amaçlamaktadır. Avrupa Çevre Ajansı tarafından “Arazi Örtüsü / Kullanımı” (CORINE Land Cover / Use [İngilizce] - CLC) 44 kategoride<sup>14</sup>, Türkiye’nin de dahil oldu 39 üye ülke için periyodik olarak hazırlanmaktadır [24]. Türkiye’nin de dahil olduğu son iki veri tabanı CLC 2006 ve CLC2012; 25 m veya daha iyi geometrik hassasiyet ile (uydu verisi), en düşük harita birimi (MMU – minimum mapping unit) alan için 25 ha ve çizgisel olarak 100 m hassaslığı ile hazırlanmıştır [23]. CLC<sup>15</sup> “Arazi Örtüsü/Kullanımı” ve CHA<sup>16</sup> “Arazi Örtüsü/Kullanımı Değişimi” veri tabanları internet üzerinden ücretsiz olarak indirilebilmektedir [25]. CORINE CHA mekansal veri tabanları sayesinde 1990 yılı ile 2000, 2000 ile 2006, 2006 yılı ile 2012 (yakın gelecekte 2012 ile 2018) yılları arasındaki arazi örtüsü/kullanımı değişimleri incelenebilmektedir.



**Şekil 4.1** : CORINE CLC2012 veri tabanlarının Tarım ve Orman Bakanlığı internet sitesi üzerinde ara yüz ile görüntülenmesi [26].

<sup>14</sup> EK’lerde CORINE sınıflandırması kodları ile birlikte sunulmuştur.

<sup>15</sup> CLC 1990, CLC 2000, CLC 2006, CLC 2012, CLC 2018

<sup>16</sup> CHA 1990-2000, CHA 2000-2006, CHA 2006-2012, CHA 2012-2018

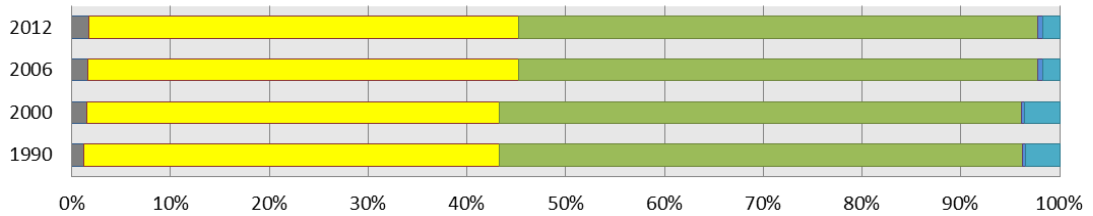
En son yayınlanan CLC 2018 veri tabanında henüz Türkiye'ye ait veri bulunmamaktadır, 2019'un ikinci çeyreğinde verilerin eklenmesi beklenmektedir [25]. Tarım ve Orman Bakanlığı internet sayfası üzerinden CORINE veri tabanlarını kullanarak kişiselleştirilmiş istatistik raporlarını ücretsiz sağlamaktadır. Şekil 4.1'de bu ara yüze ait ekran görüntüsü bulunmaktadır [26].

#### 4.1.1 Türkiye'nin arazi örtüsü ve kullanımı

CORINE mekansal veri tabanları Türkiye geneli için Çizelge 4.1'de hektar cinsinden 5 ana sınıf arazi örtüsü/kullanımı için verilmiştir. Şekil 4.2'de çizelgede verilen sıra ile, yüzdelik oranda gösterim yapılmıştır; gri yapay bölgeler için, sarı tarımsal alanlar için, yeşil orman ve yarı doğal alanlar için, koyu mavi sulak alanlar için, açık mavi ise su yapıları için kullanılmıştır [26].

**Çizelge 4.1** : CORINE veri tabanlarının Türkiye genelinde arazi değerleri [ha].

YIL	1. Yapay Bölgeler	2. Tarımsal Alanlar	3. Orman ve Yarı Doğal Alanlar	4. Sulak Alanlar	5. Su Yapıları
1990	961 724,6	33 478 545,0	42 124 433,3	255 345,3	2 754 679,5
2000	1 220 079,4	33 231 558,9	42 035 116,4	243 396,3	2 844 571,6
2006	1 287 968,7	33 984 827,2	40 956 918,7	415 352,6	1 303 097,9
2012	1 374 161,3	33 916 681,2	40 892 517,7	413 748,6	1 351 336,3



**Şekil 4.2** : CORINE veri tabanlarının Türkiye genelinde yüzdesel gösterimi.

Değerler incelendiğinde yapay bölgelerin yıllar ile birlikte arttığı ve sulak alanların artması ile tarımsal alanların artışının orantılı gözüktü ilk bakışta söylenebilir.

#### 4.1.2 CORINE ile enerji santrallerinin arazi kullanımının hesaplanması

CORINE ait arazi değişiminin incelendiği CHA mekansal veri tabanları ile farklı enerji santrallerinin arazi değişimi incelenebilir. CORINE ait sınırlamalar içinde kalan santraller aşağıda belirtilen tarih aralıklarında incelenebilir;

- CHA 1990-2000 veri tabanı sayesinde 1990 ve 2000 yılları arasında değişimler,
- CHA 2000-2006 veri tabanı sayesinde 2000 ve 2006 yılları arasında değişimler,

- CHA 2006-2012 veri tabanı sayesinde 2006 ve 2012 yılları arasında değişimler, yakın bir gelecekte CHA 2012-2018 ile 2012 ve 2018 yılları arasında değişim görülebilecektir.

Kapladığı alanın büyük olması nedeni ile barajlı HES'ler, maden yatağı ile birlikte kömür santralleri CORINE yardımıyla incelenebilecek santrallerdir.

Termik santral (ithal kömür dahil), JES ve GES'in arazi kullanımı CORINE CHA yardımıyla ancak santral büyüklüğüne göre gözlenebilir.

RES ve küçük GES'lerin ise sebep olduğu arazi kullanımı değişiminin CORINE veri tabanı yardımıyla belirlenmesi mümkün değildir.

#### **4.2 Formül ile RES Projesi Arazi Değişimi Hesaplama Yöntemi**

Türkiye'de 7 bölge, 81 il için işletmede olan lisanslı bütün rüzgar enerjisi projeleri kapsayan mekansal RES veri tabanı, EPDK tarafından sağlanan veriler ve TÜREB'in dönemsel hazırlayıp, paylaştığı raporlardaki istatistik ve detaylar baz alınarak oluşturulmuştur [19,20].

RES veri tabanındaki 3097 adet lisanslı rüzgar türbininin konumu CBS tabanlı yazılımlar yardımıyla doğrulanmış veya düzeltilmiştir. CORINE CLC2006 ve CLC2012 arazi örtüsü bilgileri CBS tabanlı yazılımlar kullanılarak RES veri tabanına her türbin noktası için "poligon nokta kesişim" fonksiyonu kullanılarak ayrı birer öznitelik şeklinde eklenmiştir. RES veri tabanında her bir türbin için şu özniteliklerin verileri bulunmaktadır;

- konum (UTM ED50 x[m], y[m], zone),
- türbin özellikleri<sup>17</sup> (marka-model, güç, rotor çapı, kule yüksekliği, kuruş yılı),
- coğrafi bölgesi, ili,
- tampon bölge oluşturma yöntemi ile hesaplanan arazi değişim alanı,
- CLC06, CLC12 ve düzeltilmiş CORINE<sup>18</sup> arazi kodu.

---

<sup>17</sup> Alt başlıkların tamamı, bütün türbinler için mevcut değildir, özellikle kule yüksekliği bilgisine sahip türbin sayısı azdır.

<sup>18</sup> Özellikle 2006 ve 2012 yılları arasında fark olan noktalar incelenmiş ve CORINE kodu, santral kurulumu öncesindeki durumu yansıtabilecek şekilde düzeltilmiştir.

RES projelerinin sebep olduğu arazi değişimi aşağıdaki önerme ile yapılmıştır.

$$Arazi\ Değişimi_{RES} = N_{RT} [RD^2 + (3 \times RD \times G_{yol})] + (S \times P_s) \quad (4.1)$$

Denklem 4.1'de;

$N_{RT}$  = Rüzgar Türbini Sayısı

$RD$  = Rotor çapı (3 kanadın birleşmesi ile oluşan yapıya Rotor adı verilir)

$G_{yol}$  = Türbinler arası yolun genişliği<sup>19</sup>

$S$  = Şalt sahası sabiti, kurulu güce göre değişen şalt sahası alanı için<sup>20</sup>

$P_s$  = Santral kurulu güç olarak kullanılmıştır.

Denklemin ilk bölümü ( $RD^2$ ) bir rüzgar türbinin sebep olabileceği maksimum değişimi temsil etmektedir. İkinci bölüm ( $3 \times RD \times G_{yol}$ ) ise türbinler arası yol yapımının veya genişletmenin ne kadarlık araziye değiştireceği hesaplanmaktadır, türbinler arası mesafe genelde 3 rotor çapı alındığı için rotor çapı bu değer ile çarpılmıştır. İlk iki bölüm doğrudan türbin sayısı ile ilişkilendirilip türbin sayısı ile çarpılmıştır. Denklemin son bölümünde ise şalt sahasının arazi değişimine etkisi düşünülerek doğrudan toplam santralin kurulu gücü ile orantılı bir alan hesaplanmaktadır. İletim hattı ve depolama alanı için kullanılan alanlar denklem dışında bırakılmıştır, özellikle türbinlerin değiştireceği maksimum alan (denklem 4.1'in ilk kısmı) Türkiye genelinde türbinlerin değişime sebep olduğu gerçek alanın kabaca iki katına denk geldiği için bu kısmın depolama alanı ve iletim hattından kaynaklı değişimi de temsil ettiği kabul edilmiştir.

Çeşitli projelerde iletim hattının sebep olduğu arazi değişimi ciddi anlamda sonucu değiştirmektedir. Elektrik iletim hatları, özellikle ormanlık arazilerde arazi örtüsü değişimine sebep olmaktadır. Ağaçların iletim hattına yakın olması istenmemektedir. (Bakınız Şekil 4.14) Tarım alanı, mera, doğal çayır gibi arazi örtüleri için sebep olduğu arazi değişiminin az olduğu söylenebilir. Belirli aralıklar ile dikilen iletim direkleri arazi örtüsünden bağımsız olara arazi değişimine sebep olmaktadır.

---

<sup>19</sup> 6 m'lik genişlik öngörülmüştür, genişletilmesi gereken yol içinde aynı de, yeni yol içinde aynı değer kullanılmıştır.

<sup>20</sup> 0,01 ha/MW kullanılmıştır.

Tezdeki RES arazi değişimi ile ilgili hesaplamalar, istatistikler ve gelecek ile ilgili beklentiler oluşturulurken yukarıda bahsi geçen mekansal RES veri tabanı ve denklem 4.1 ile hesaplama yapılmıştır.

### 4.3 Sayısallaştırma ile RES Projesi Arazi Değişimi Hesaplama Yöntemi

Eldeki mekansal RES veri tabanında konumları olan RT'ler uydu görüntülerinin fazlalığı açısından incelendikten sonra, poligon çizerek sayısallaştırma yöntemi ile arazi değişimi RES bazında belirlenmiştir.

Ölçülen arazi değişimleri öncelikle projenin etkilediği alana, sonrasında ise uydu görüntüsünü bağlı olarak etkilenmiş ve hesaplanmıştır. Aşağıda (şekil 4.3, şekil 4.4, şekil 4.5) sayısallaştırma ile ölçülen örnek projelerden biri için çok zamanlı uydu görüntüleri ve projenin etkilediği alan için çizilmiş poligon görülmektedir. Bu örnekte projenin ilerleyiş aşamaları net bir şekilde uydu görüntüleri ile takip edilebilmektedir; a- ilk uydu görüntüsü 2004 yılına aittir, b- 2013 ortasına ait bir uydu görüntüsüdür ve projenin inşaat aşaması öncesi son uydu görüntüsüdür, c- proje için arazi örtüsünün değişmeye başladığı ilk görüntüdür, en batıdaki (solda) RT noktası için arazinin ağaçlardan arındırıldığı, b resmi ile kıyaslandığında belli olmaktadır. İlerleyen görüntülerde aynı RT'nin platformu ve vinç montajı için kullanılan alanın, değişime sebep olunan araziden daha az olduğu görülmektedir. Bunun sebebi doğrudan kanatların yerde montajı ile rotorun yerde oluşturulmasıdır.

Uydu görüntülerinde (a ve b) ayrıca mevcut olan yollar da gözükmektedir. RES projeleri için yola ihtiyaç duyulmaktadır, Türkiye koşullarında çoğu zaman mevcut yol bulunduğu için eski yol genişletilmekte, hali hazırda yol yok ise, baştan yol yapılmaktadır.

İnşaat süresince (c, d, e, f) arazi kullanımı değişiminin artığı, proje inşası tamamlandıktan sonra (g, h, i, j, k, l) ise belli bir bölümün tekrardan arazi örtüsünün değiştiği, yani geçici olarak kullanılan arazinin artık kullanılmadığı gözlenebilmektedir. Görüntüler arasında değişimin rahat takibi için kırmızı poligon çizgisi sabit tutulmuştur.

Uydu görüntüleri yardımıyla kanatların 50 m'den uzun, 60 m'den kısa olduğu söylenebilir, rotor apı (RD) için kabaca 110 m denebilir. Bu RD'na sahip bir RT'nin klasik hesaba göre 1,2 ha'lık arazi değişimine sebep olmasını öngörmektedir.



Şekil 4.3 : RES arazi değişimi hesabı -1 (Google Earth ekran görüntüsü).



Şekil 4.4 : RES arazi değişimi hesabı -2 (Google Earth ekran görüntüsü).



Şekil 4.5 : RES arazi değişimi hesabı -3 (Google Earth ekran görüntüsü).

En az arazi kullanımının batıdan (soldan) ikinci RT'ye ait olduğu, en çok arazi değişimine sebep olan RT'nin ise şalt sahası ile birlikte en doğudaki (sağdaki) RT olduğu görülmektedir. İki RT'nin birbirinden farklı arazi kullanım değerlerinin olmasında temel neden yüzeyin eğimidir. Doğuda tırmanışa geçen bir dağın sırtına RT konumlanırken, diğer bahsi geçen RT sırtın en düşük noktasında konumlanmasına rağmen değişim göstermeyen bir eğimde bulunduğu için daha az dolgu ve kazıya sebep olmuştur. Bu iki RT'nde arazi değişimleri (0,28 ha ve 0,60 ha, şalt sahası ile birlikte ise 1,7 ha) CORINE tarafından algılanamayacak ölçüdedir.

#### 4.4 Hata Payı – Hesaplanan İle Ölçülen Arasındaki Fark

Bütün RES'lerin incelenmesi uydu görüntülerinin yetersiz olması nedeniyle mümkün değildir. Tez kapsamında uydu görüntülerinin elverdiği ölçüde, bölgeler hakkında doğru ortalamaları elde edebilmek için mümkün olduğunca çok RES, poligon çizerek sayısallaştırma yöntemi ile incelenmiştir.

**Çizelge 4.2** : İşletmedeki lisanslı RES'lerin arazi kullanımının sayısallaştırma ile incelenmesi istatistikleri.

Bölge	İncelenen Kurulu Güç [MW]	Kurulu Güç [MW]	İnceleme Oranı	Hesaplanan arazi kullanımı [ha/MW]	Ölçülen arazi kullanımı [ha/MW]	Düzeltilme kat sayısı
Ege	766,9	2842,7	%27,0	0,449	0,441	0,984
Marmara	596,6	2451,0	%24,3	0,455	0,426	0,936
Akdeniz	104,8	944,1	%24,5	0,491	0,517	1,051
İç An.	327,9	790,0	%41,5	0,563	0,644	1,144
Karadeniz	174,9	272,5	%64,2	0,528	0,476	0,901
GüneyD.	93,1	93,1	%100,0	0,520	0,791	1,522
Doğu An.	0	0,0				
Türkiye	2162,1	7393,3	%29,2	0,472	0,493	1,044

Çizelge 4.2'de bölgelere göre poligon çizerek sayısallaştırma yöntemi ile incelenen projelerin toplama göre oranı görülmektedir. Her bölgede en az işletmedeki RES'lerin %20'si oranında proje için inceleme ve hesaplama yapılmasına gayret gösterilmiştir. Kesim 4.2'de detayları verilen hesaplama önerisi ile poligon çizerek sayısallaştırma yöntemi ile elde edilen sonuçlar kıyaslanmıştır. Türkiye geneli için önerilen hesaplama yöntemi ölçülen değerler ile uyum içinde gözükmemektedir. %4,4'lük farkın giderilmesi için hesabın düzeltilmesi için 1,044 çarpanı önerilmiştir.

Önerilen yöntemle göre Karadeniz, Marmara ve Ege Bölgeleri'ndeki RES'lerin daha az arazi değişimine sebep olduğu görülmektedir. Marmara Bölgesi için düzeltme katsayısı önerisi 0,936, Ege Bölgesi için 0,984, Karadeniz Bölgesi için 0,901 düzeltme katsayısı bulunmuştur.

Akdeniz, İç Anadolu ve Güneydoğu Anadolu Bölgeleri için ise önerilen hesaplama yönteminin, poligonlar ile sayısallaştırma yardımı ile ölçülen alanlara kıyasla daha az olduğu görülmektedir. Akdeniz için 1,051, İç Anadolu için 1,144, Güneydoğu Anadolu için ise 1,522 düzeltme katsayısı önerilmektedir.

En büyük farkın görüldüğü Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde sadece 2 proje olmasından ötürü hesaplanan ve ölçülen değer büyük oranda farklılık göstermiştir. Bu bölgedeki 2 projenin ortalama RES projelerine göre çok daha fazla arazinin değişimine sebep olduğu sayısallaştırma ile hesaplanmıştır.

Toplamda 56 adet RES projesinin (kapasite artışına sahip projeler, bağımsız projeler gibi değerlendirilmiştir) sebep olduğu arazi örtüsü ve kullanımı değişimi poligon çizerek sayısallaştırma yöntemi ile hesaplanmıştır. İncelenen projelerin Türkiye'deki genel durumu yansıtmak için yeterli olduğu söylenebilir. Ayrıca önerilen düzeltme katsayıları ile bölgesel öngörülerin iyileştirilmiştir.

Hata payının azaltılması için daha fazla RES projesi incelenebilir. Ayrıca RES projelerinin tasarım proje dokümanları ile gerçekleşen değişim kıyaslanarak daha detaylı inceleme yapılabilir.

Projeler ile ilgili daha detaylı bilgi bilinmesi durumunda 4.5.Kısım'daki yöntem ile hesaplama yapılabilir.

#### **4.4.1 Türbin noktasından RES geneli için arazi değişimi hesabı**

RES veri tabanında her bir türbin noktasının bilgisinin bulunmasına rağmen, santral içi yollar ve şalt sahalarının bilgisi bulunmamaktadır. Bu neden ile denklem 4.1 ile hesaplanan değişim, doğrudan uydu görüntüleri üzerinden incelenen santraller için bulunan arazi değişimi değerleri ile kıyaslanmış, her coğrafi bölge için bir "hesaplama çarpanı" belirlenmiştir.

RES veri tabanında ki türbin noktaları "bölgesel hesaplama çarpanı" ile orantılanmış ( $RD^2$ ) maksimum türbin arazi değişim miktarı ile değişime sebep olunan arazi olarak her türbin için türbin rotor çapına orantılı olarak hesaplanmıştır. CORINE

sınıflandırmasına göre hesaplanan farklı arazi örtülerinin RES kaynaklı arazi değişimi miktarları bu düzeltme yöntemi ile hazırlanmıştır.

RT noktaları ile arazi değişimi hesabı yapılırken aşağıdaki denklem kullanılmıştır.

$$Arazi\ Değişimi_{RT} = RD^2 \times HÇ_{Bölgesel} \times DK_{Bölgesel} \quad (4.2)$$

Denklem 4.2’de;

$RD$  = Rotor çapı

$HÇ_{Bölgesel}$  = Bölgelere göre değişen Hesaplama Çarpanı

$DK_{Bölgesel}$  = Bölgesel Düzeltme Katsayısı, bu değerler Çizelge 4.2’de verilmiştir.

Asıl amaç denklem 4.1 ile elde edilen değerle eşit arazi değişimini RT noktaları ile sağlamak olduğundan toplam arazi değişimi bilindiği için aşağıdaki denklem ile  $HÇ_{Bölgesel}$  çarpanı her bölge için hesaplandı.

$$Arazi\ Değişimi_{RES} = \sum_1^{N_{RT}} Arazi\ Değişimi_{RT} \quad (4.3)$$

Denklem 4.3 ile denklem 4.1’den elde edilen projenin tamamı için elde edilen arazi değişimi sonucu, bir projedeki bütün RT’ler için ayrı ayrı arazi değişimi hesaplamasının yapıldığı denklem 4.2’nin her RT için toplanarak eşitlenmesi sağlanmıştır.

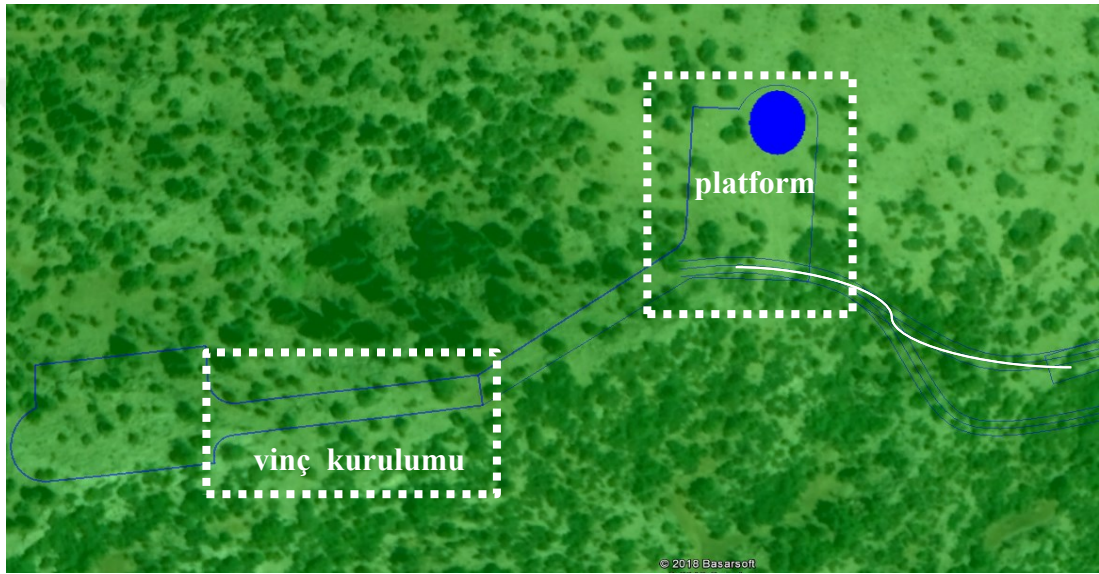
**Çizelge 4.3** : RT noktasından arazi değişiminin hesaplanması için gereken değerler ve düzeltilmiş arazi gereksinimi değerleri.

Bölge	RT sayısı	Kurulu Güç [MW]	Düzeltilmiş Ort. Arazi gereksinimi [ha/RT]	Düzeltilmiş Ort. Arazi gereksinimi [ha/MW]	Toplam Arazi değişimi [ha]	$HÇ$ Hesaplama Çarpanı	$DK$ Düzeltme kat sayısı
Ege	1288	2842,7	0,97	0,44	1254,6	1,220	0,984
Marmara	1007	2451,0	1,04	0,43	1043,1	1,206	0,936
Akdeniz	360	944,1	1,35	0,52	487,7	1,197	1,051
İç An.	316	790,0	1,61	0,64	508,5	1,184	1,144
Karadeniz	96	272,5	1,35	0,48	129,7	1,185	0,901
GüneyD.	30	93,1	2,45	0,79	73,6	1,309	1,522
Doğu An.	0	0,0					
Türkiye	3097	7393,3	1,11	0,47	3497	1,200	1,044

Gerekli düzeltmelerin tamamı yapıldığında Çizelge 4.3'te değerler elde edilmektedir. Türkiye genelinde bir RT yaklaşık 1,11 ha arazinin değişimine sebep olmaktadır. 1MW'lık RES 0,47 ha arazinin, arazi örtüsünü değiştirmektedir.

#### 4.5 Gerçekçi Arazi Değişimi Hesaplama Yöntemi

RES'ler için gereken arazi kabaca şöyle sıralanabilir; RT platform alanı, vinç kurulum alanı, yollar, şalt sahası, havai şebeke elektrik bağlantısından kaynaklı arazi gereksinimi. Şekil 4.6'da sık olmayan bir orman üzerine olası RT yerleşimi projesinden örnek görülmektedir.



**Şekil 4.6** : RT platformu, türbin noktası (sağda), vinç kurulum alanı (solda), ulaşım yolu ve kablo güzergahı örneği.

RES projesinde RT sayısı, toplam yol uzunluğu, kule yüksekliği, iletim hattının uzunluğu biliniyorsa olası arazi değişimi daha doğru bir şekilde hesaplanabilir.

İlgilenilen alanın, düz veya eğimli alanlar olması ayrıca çarpanlar yardımı ile ele alınabilir. Şekil 4.7'de aynı RES projesi içinde yan yana RT'lerinin sebep olduğu arazi değişimi görünmektedir. Yamaçların eteklerinde yarma (kazı) ve dolgu ile alanın düzlenmesi için daha fazla arazi değişime uğramaktadır. Ancak zirvelerde değişime sebep olunan alan en aza inmektedir.



**Şekil 4.7** : Aynı tepenin farklı yerlerinde, aynı tip RT'lerinin yerleştirilirken sebep olduğu arazi değişimi (Google Earth ekran görüntüsü).

Şekil 4.8'de platform, yol, rotorun kapladığı vb. alanların yerden çekilen fotoğraflar yardımı ile görünmektedir. Sağdaki fotoğrafta rotorun bir kısmının yeşil alanın üstünde kaldığı ve eğim yüzünden bu arazinin örtüsünün değişmediği görülüyor.



**Şekil 4.8** : Fotoğraf; platform, yol ve rotor için değişime uğrayan alanlar.

#### 4.5.1 Rüzgar türbini platformu

RES projelerinde RT'lerin kurulumunda, vinçlerin çalışması için platform adı verilen düzlüğe ihtiyaç vardır. Platform günümüz ticari RT için ~45 m x ~75 m lik alana (~0,33 ha) ihtiyaç duymaktadır.



**Şekil 4.9** : Rotor yerde birleştirilmiş ve kaldırılmayı bekliyor. (Google Earth Ekran görüntüsü).

Bazı durumlarda Şekil 4.9'da görüldüğü gibi RT platform alanı Rotor'un birleştirilmesi için yeterli olmayabilir, böyle durumlarda rotor çapı orantısında arazi düzleştirilerek, yerde rotorun kurulumuna elverecek şekilde hazırlanır. Platform alanı 0,33 ha olsa da, 100 m'lik rotor çapına sahip RT için 1 ha'lık araziye ihtiyaç duyulur.



**Şekil 4.10** : Fotoğraflar; RT platformu örnekleri, RT kurulum aşaması.

Şekil 4.10'da sırası ile çok ve az araziye ihtiyaç duyan platform örnekleri vardır.

#### 4.5.2 Vinç kurulum alanı

Vinçlerin kurulması için düz bir alana ihtiyaç vardır. Vinçlerin yüksekliği RT'nin kule yüksekliği ile doğrudan orantılıdır. Vinç'in yerden yüksekliği en az RT kule yüksekliği artı 5 m olmalıdır. 95 m'lik kule yüksekliği için 100 m'lik vinç kurulumu gerekmektedir. Kurulum alanı 100 m x (12 ± 3 m ) yani 0,1 ha olacaktır. Bu alanın bir kısmı platform alanı ile ortak kullanılabilir. Çoğu zaman vinç kurulumu zaten aynı ebatlarda yapılmış yol ile karşılanabilmektedir.



**Şekil 4.11** : Fotoğraf; yerde vinç kurulumu örnekleri.

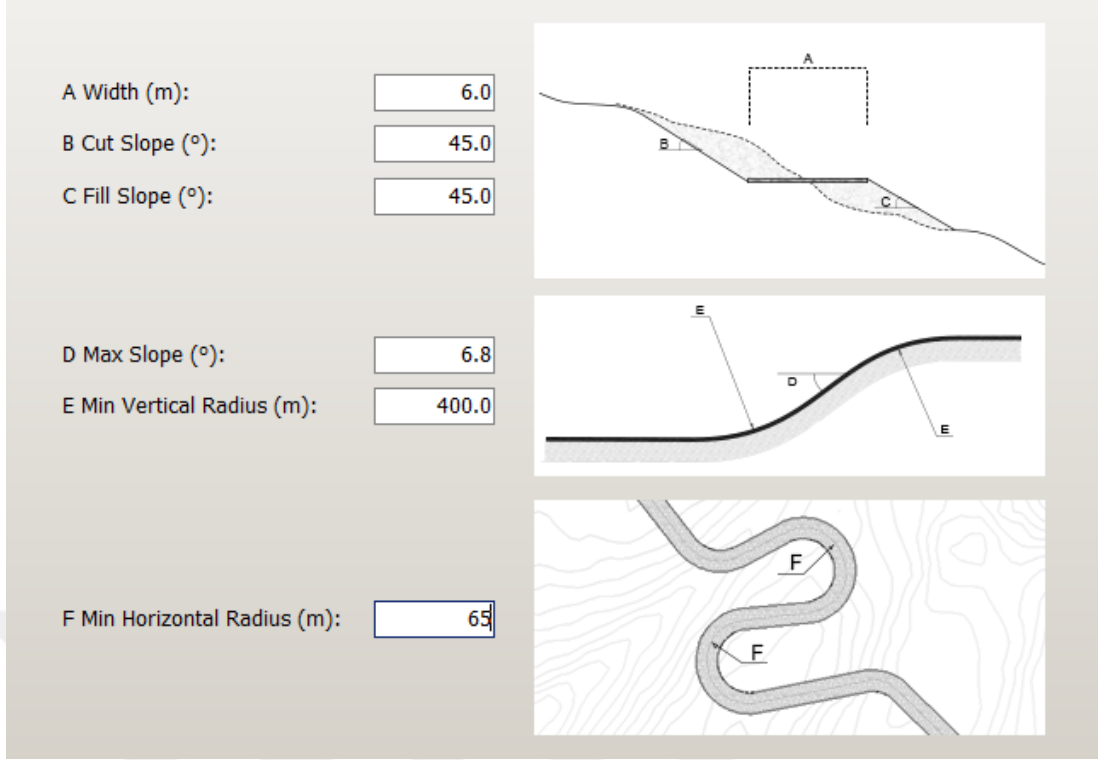
Şekil 4.11'de yerde kurulumu tamamlanmış, ancak henüz “bom”unu dikmemiş iki farklı vincin fotoğrafları görülebilir.

#### 4.5.3 Saha içi yollar

RT'ler arası bağlantı yolu aynı zamanda kabloların yer altından taşınması içinde kılavuz görevi görür. Yolu genişliği 6 – 7 m olarak düşünülür ancak yarma (kazı) ve dolgu kısımları ile birlikte yolun yatay izdüşümü genişliği 12 – 15 m'leri bulabilmektedir. (Şekil 4.1'de örnek kesit gösterimleri vardır) Yol genişliği en az 5 m'dir, çoğu projede mevcut orman, köy yolu iyileştirilerek kullanılır.

Komşu RT'ler arasında genelde en az 3 rotor çapı (RD) mesafe bırakılmaktadır. Saha içi yollar hesaplanırken RT'leri arasındaki yol 3 RD ila 6 RD arasında öngörülerek hesaplanabilir.

Yol planlanırken en uzun parça kanat olduğundan, yol tasarımı kanatın ölçülerine göre hesaplanır. Şekil 4.1'de F ile gösterilen virajın merkezine olan mesafe kabaca kanat uzunluğu kadar alınır. Yokuşta kanadın yere sürmemesi için de şekilde E ile gösterilen değere göre yollar hazırlanır, tırmanış açısı mümkünse 7 dereceyi aşmamalıdır.



**Şekil 4.12** : RES yol projelendirmesi için tipik, olası değerler (WindPRO yazılımından ekran görüntüsü).

Şekil 4.13'te yol için yapılan dolgu yerden çekilmiş bir fotoğraftan görülmektedir. Soldan ikinci RT'nin altında görünen alan yolun viraj kısmında yapılan dolguya (Şekil 4.1'de C ile gösterilen alana) örnektir. Fotoğrafın sağ kısmında depo alanı ve şalt sahası için kullanılan alan çıplak toprak olarak görülmektedir.



**Şekil 4.13** : Fotoğraf; saha içi yol ve dolgu örneği.

#### 4.5.4 Şalt sahası ve şebeke bağlantısı

Şalt sahaları RT'lerden gelen elektriğin şebekeye bağlanmasını sağlayan ayrıca kontrol sistemlerinin olduğu yerdir. Şalt sahaları genelde 1,5 hektardan büyük olmaz.

Havai elektrik hattı bağlantısı ormanlık alanlarda arazi örtüsü değişimine sebep olmaktadır. Böyle projeler için 20 – 75 m'lik genişlikte, hat boyunca arazi değişimi görülebilir. Şekil 4.14'te ormanlık araziye kurulmuş şalt sahası, elektrik iletim hattı güzergahı ve ulaşım yollarının görüldüğü bir uydu görüntüsü örneği görülebilir. İletim hattı genişliğinin yola göre daha kalındır, uydu görüntüsünde bu açıkça görülmektedir.



Şekil 4.14 : Ormanlık arazide kurulmuş bir şalt sahası ve şebeke bağlantıları (Google Earth ekran görüntüsü).

## 5. BULGULAR

Poligon çizerek sayısallaştırma yöntemi ile hesaplanan arazi kullanımı, farklı santral tipleri için yapılarak incelenmiştir. Çizelge 5.1’de kaynak türüne göre *incelenen projelerin kurulu gücü* (MW cinsinden), *hesaplanan arazi değişimi* (ha cinsinden) ve toplam kurulu güce *oranı*, “*İncelenen*” ana başlığı altında verilmiştir. Çizelgenin solunda ise 2018 sonu itibari ile kurulu güç ve yıllık üretim değerleri verilmiştir. İncelenen örnekler ışığında *arazi kullanımı* ve sebep olduğu arazi değişimi hem birim kurulu güce oran ile (ha/MW), hem de birim enerji üretimi (ha/GWh) için verilmiştir. Çizelgenin sağında santral türlerinin 2018 sonu itibari ile değişime sebep olduğu arazi, kaynak türüne ve Türkiye toplamında 577 468 ha olarak verilmiştir. En sağda ise 2018 yılı enerji ihtiyacının tamamının tek bir kaynak ile karşılanması<sup>21</sup> durumunda gerek duyulacak arazi miktarı paylaşılmıştır.

**Çizelge 5.1** : Arazi kullanımı açısından santrallerin kıyaslanması.

Birincil Kaynak	Kurulu Güç [MW]	2018 Üretim [GWh]	İncelenen			Arazi Kullanımı		Hesaplanan toplam arazi [ha]	2018 üretiminin tamamı [ha]
			Güç [MW]	Arazi değişimi [ha]	Güç oran [%]	[ha/MW] [ha/GWh]			
Asfaltit k.	405	2 328			0,0	0,38	880,5	113 753	
Taşkömür	811	2 505			0,0	0,70	1 762,8	211 613	
Linyit	9 602	44 838	5 484	11 924	57,1	2,17	0,47	20 876,9	140 017
İthal k.	8 939	62 149	2 790	210	31,2	0,08	0,01	672,8	3 256
Fuel oil	709	1 429	1 205	3	170,0	0,00	0,00	1,8	
Motorin	1	-			0,0	-	-	0,0	
Doğal gaz	25 587	90 232	6 145	78	24,0	0,01	0,00	324,8	1 082
Atık ısı	323	517	31	16	9,6	0,52	0,33	168,5	98 044
Biyokütle	659	2 698	67	8	20,6	0,11	0,03	75,7	8 434
Barajlı	20 568	40 895	9 070	236 101	44,1	26,03	13,09	535 369,4	3 936 817
Akarsu	7 791	18 860	103	64	1,3	0,61	0,25	4 781,1	76 231
Güneş	5 180	7 604	307	524	5,9	1,71	1,16	8 836,8	349 469
Jeotermal	1 303	6 906	612	103	47,0	0,17	0,03	219,6	9 563
Rüzgar	7 456 <sup>22</sup>	19 757	2 162	1 065	29,0	0,49	0,18	3 497,2	53 231
Toplam	89 340	300 717	27 978		31,3			577 468	

<sup>21</sup> 2018 üretiminin tamamı olarak çizelgede görünen, ütopyik senaryo sadece fikir vermesi amacı ile verilmiştir. 6.3.4 Kısım’da projeksiyonlarda kullanılmıştır.

<sup>22</sup> Toplam kurulu mekanik güç verilmiştir. TEİAŞ’ın verdiği lisans kapasitesinden farklıdır.

Asfaltit ve taş kömürü için doğrudan linyit değerleri kullanımıştır. Fuel oil için incelenen santralin şu an tam kapasite ile devrede olmamasından dolayı çizelgede incele ve kurulu güç oranı %100'ü geçmiştir.

2018 sonu itibari ile; HES'lerin 540 150 ha, yerli kömür madenleri ve santrallerinin 23 520 ha, GES'lerin 8837 ha, RES'lerin ise 3497 ha arazi değişimine sebep olduğu görülmektedir. HES, yerli kömür santrallerinin, GES ve RES'lerin toplamda elektrik üretim için sebep olunan arazi değişiminin %99,7'sini oluşturduğu görülmektedir. En büyük pay %93,5'lik oran ile HES'lerdedir.

2018 yılında HES'ler 16,3 milyon kişinin (11,15 milyonu barajlı HES), yerli kömür santralleri 13,5 milyon kişinin, GES'ler 2 milyon kişinin, RES'ler ise 5,4 milyon kişinin elektrik ihtiyacını karşılamıştır. Türkiye'de santrallerin kapladığı arazinin %99,7'sini oluşturan bu kaynaklar toplamda 37,2 milyon kişinin elektrik ihtiyacını karşılamıştır. Toplam santral arazilerinin sadece %0,06'sına konumlanan DGKÇS'leri ise 24,6 milyon kişinin elektrik ihtiyacını karşılamıştır.

Enerji üretimi açısından 1 GWh üretimi için 1 ha'dan daha çok araziye ve arazi değişimine sebep olan santraller sırası ile; 13,1 ha/GWh ile barajlı HES ve 1,2 ha/GWh ile GES'tir. GES için bulunan değerlerin yeni devreye alınan santrallerin etkisi (bütün yıl devrede olmaması) çıkarıldığında 1,1 ha/GWh'a gerilemesi beklenebilir.

Literatür kısmında belirtilen GES değerlerinden düşük rakamlar, Türkiye'de daha yeni modüller ve teknolojilerin kullanılması ve güneşlenme süresinin yüksek olması sonucudur. RES'ler için bulunan Türkiye ortalamasının da literatür kısmında belirtilen rakamların düşük kısmına denk geldiği görülmektedir. Yine bunun en büyük sebebi çalışmaların eski ve ABD'de yapılmasıdır. Hesaplanan değerler ışığında, Türkiye'de RES ve GES'lerin arazi kullanımı ABD'ye göre azdır.

RES'ler için projenin tamamının (RT, yol, şalt sahası, iletim hattı kaynaklı) arazi değişimi etkisi en az 0,35 ha/MW, ortalama 0,49 ha/MW ve en yüksek 0,81 ha/MW'tır. Birim enerji üretim için ise en az 0,12 ha/GWh, ortalama 0,17 ha/GWh ve en yüksek 0,28 ha/GWh hesaplanmıştır.

2018 yılında Türkiye'nin enerji ihtiyacının tamamının barajlı HES'ler karşılandığı bir senaryo düşünürsek bunu yapabilmek için 3 936 800 ha gibi bir arazi ihtiyaç duyulacağı incelenen projeler ışığında söylenebilir. Bu değer en güncel CORINE'de

4\* ve 5\* kodu ile verilen sulak alanlar ve su yapılarının toplamının 2,23 katına denk gelmektedir. Başka bir açıdan Türkiye yüz ölçümünün % 5'ine denk gelmektedir.

2018 yılında Türkiye'nin enerji ihtiyacının tamamının GES'ler karşılandığı bir senaryo düşünülürse ihtiyaç duyulacak arazi miktarı 350 000 ha gibi hesaplanmıştır. Bu mevcut GES'lerin arazi kullanımının 40 katına denk gelmektedir. Karşılaştırma için Kocaeli ilinin yüz ölçümü 339 700 ha'dır. CLC 2012 veri tabanına göre de 1\*'lu yapay bölgelerin toplamı 1 374 161 ha olarak görünmektedir.

### 5.1 RES Kaynaklı Arazi Örtüsü Kullanımı Değişimi

İşletmedeki 7,4 GW'lık RES için CORINE 2006 (çizelgede CLC06 başlığı altında), CORINE 2012 (CLC06 başlığı altında) ve el ile düzeltilmiş arazi örtüsü ve değişimi (toplam değer Türkiye başlığı altında, E Ege, M Marmara, A Akdeniz, I İç Anadolu, K Karadeniz, G Güneydoğu Anadolu, D Doğu Anadolu Bölgeleri için kullanılmıştır) değerleri ile hesaplanmıştır. Çizelge 5.2'de bölgelere ve CORINE sınıflandırmasına göre arazi değişimi değerleri ha cinsinden verilmektedir.

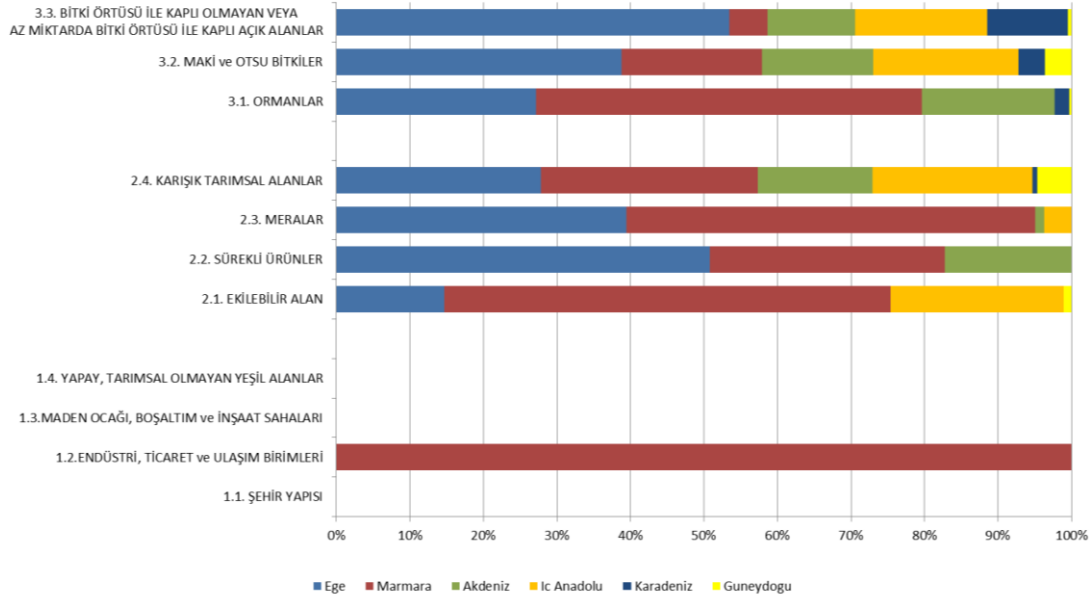
**Çizelge 5.2** : RES kaynaklı arazi örtüsü kullanımı değişimi bölgesel değerleri [ha].

CORINE kodu	CLC06	CLC12	Türkiye	E	M	A	I	K	G	D
Hepsi	3490,9	3490,9	3497,2	1254,6	1043,1	487,7	508,5	129,7	73,6	0,0
11*	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12*	10,7	253,3	0,4	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13*	0,0	20,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21*	252,9	287,1	260,1	38,2	157,9	0,0	61,2	0,0	2,7	0,0
22*	26,6	65,2	50,1	25,4	16,0	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0
23*	85,2	54,2	87,9	34,7	48,9	1,0	3,3	0,0	0,0	0,0
24*	288,3	230,3	232,7	64,7	68,8	36,1	50,8	1,4	10,9	0,0
31*	783,0	700,5	825,4	224,2	433,2	149,1	0,0	16,2	2,7	0,0
32*	1466,8	1437,2	1521,5	590,1	290,6	231,0	300,2	55,1	54,5	0,0
33*	575,7	442,9	519,1	277,4	27,2	61,8	93,0	57,0	2,7	0,0

CORINE mekansal veri tabanları ile yapılan hesaplamalarda düzeltme çarpanı kullanılmadığı için, Türkiye geneli için düzeltilmiş arazi değişimi (3497,2 ha) değerlerinden 6,3 ha daha az toplam sonuç değeri görülmektedir.

Türkiye genelinde arazi değişimi, bölgelere göre oranlanarak Şekil 5.1 hazırlanmıştır. Türkiye genelinde orman ve mera arazi örtüsünün değişiminin çoğunluğu Marmara Bölgesi'nde olmuştur. Ege Bölgesi ise "2.2 sürekli ürünler"

arazi örtüsünün en çok değiştiği bölge olarak görülmektedir. Türkiye genelinde en çok arazi değişimi 1500 ha ile “3.2 maki ve otsu bitkiler” örtüsüne karşı olmuştur. 825 ha orman arazisi değişmiştir.



**Şekil 5.1** : Toplam arazi örtüsü değişiminde bölgelerin payları.

Çizelge 5.2’de CLC12 mekansal veri tabanı ile yapılan arazi değişimi hesaplamasında 253,3 ha’lık endüstriyel alan, CLC06 ile ise 10,7 + 1,6 ha’lık alan 1 kodu ile hesaplanmaktadır. 2012 öncesi kurulan RES’lerin sebep olduğu değişim Çizelge 5.3’den 728,2 ha olarak hesaplanabilir. Yani CLC veri tabanları ile 728,2 ha’lık alan yerine 253,3 + 10,7 + 1,6 ha’lık bir alan değişime uğramış olarak görünmektedir. CORINE veri tabanı RES’ler kaynaklı arazi değişimini %35 - %36,5 oranında algılayabilmektedir. Önümüzdeki yıllarda RT’lerinin daha da büyümesi veya CORINE veri tabanının çözünürlüğünün artması ile RT’lerin sebep olduğu arazi değişimi CORINE ile incelenebilir hale gelebilir.

### 5.1.1 RES’leri için yıllara göre arazi değişimi

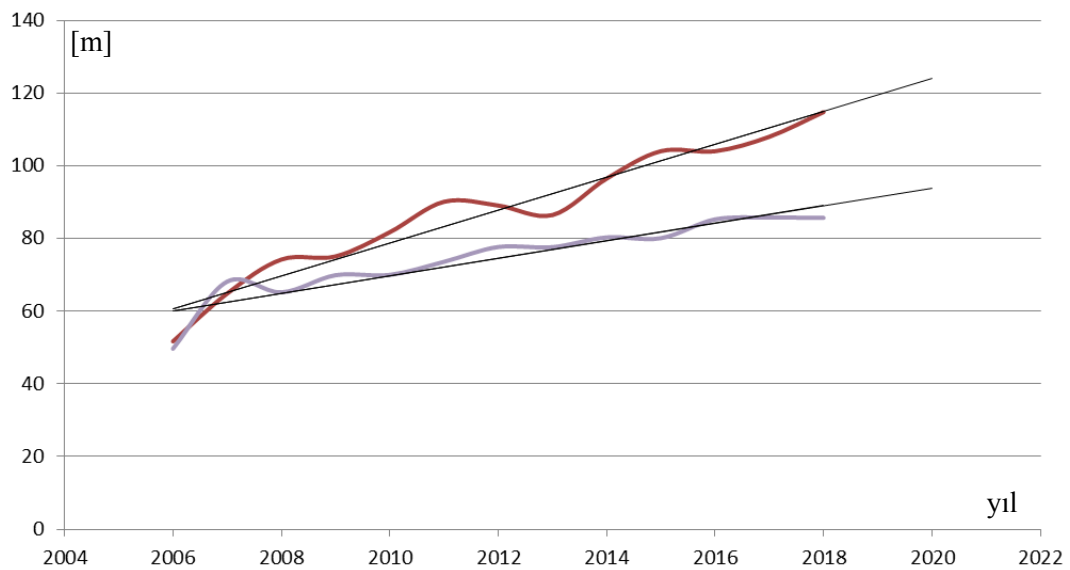
2006 dan bu yana düzenli olarak RES’ler kurulmaktadır. Yıllık ortalamalar incelendiğinde yıllar ile birlikte RT’lerinin ortalama rotor çapının sürekli olarak arttığını, son 10 yılda iki katından fazla büyüdüğünü, ortalama RT gücünün 0,9 MW’tan 2,6 – 2,7’lere yükseldiğini görebiliyoruz. Bu parametreler ile doğru oranlı olsa da 1 MW için gereken arazi değerinin, rotor çaplarının iki katından bile fazla büyümesine rağmen sadece %20 oranında artışı gözükmektedir. Yıllar ile birlikte

kule yüksekliklerinin de arttığı göze çarpmaktadır. Çizelge 5.3 bu değerler ile birlikte yıllara göre değişim ile ilgili bilgiler sunmaktadır.

**Çizelge 5.3** : Yıllara göre RES istatistikleri, hesaplanan değerler.

Yıl	Kurulan RT	Ort. Rotor Çapı [m]	Ort. RT Güç [MW]	Değişen Alan [ha]	Kurulan güç [MW]	$\frac{ha}{RT}$	$\frac{MW}{RT}$	$\frac{ha}{MW}$	Ort. kule [m]
2000 ve öncesi	32	41,3	0,6	8,1	18,9	0,25	0,59	0,43	42,7
2006	46	51,7	0,9	21,1	50,5	0,46	1,10	0,42	49,7
2007	160	64,9	1,5	102,8	261,3	0,64	1,63	0,39	68,1
2008	180	74,2	2,0	126,0	338,8	0,70	1,88	0,37	65,2
2009	219	75,1	2,0	169,7	420,0	0,77	1,92	0,40	69,9
2010	147	81,8	2,1	120,1	283,3	0,82	1,93	0,42	70,0
2011	180	90,1	2,5	180,4	461,9	1,00	2,57	0,39	73,6
2012	200	89,1	2,5	209,4	487,8	1,05	2,44	0,43	77,7
2013	328	86,5	2,3	341,1	757,0	1,04	2,31	0,45	77,6
2014	311	96,9	2,5	352,6	768,7	1,13	2,47	0,46	80,6
2015	319	104,0	2,7	453,9	893,4	1,42	2,80	0,51	80,1
2016	535	103,8	2,6	719,4	1365,6	1,34	2,55	0,53	85,1
2017	264	108,0	2,8	396,6	764,3	1,50	2,90	0,52	85,8
2018	176	114,8	2,9	289,7	521,9	1,65	2,97	0,56	85,7

En çok 2016 yılında 1365,6 MW ile kurulum olduğu, ona en yakın ikinci değer ise 2015 yılına ait (893,4 MW) olduğu görülmektedir. 2007'den bu yana her sene ortalama 251 adet RT devreye alınarak, elektrik şebekesini beslemektedir.



**Şekil 5.2** : Yıllara göre rotor çapı (kırmızı)[m] ve kule yüksekliği (mor)[m] değişimi.

Şekil 5.2’de yıllara göre rotor çapının ve kule yüksekliğinin değişimi verilmiştir. Bu değerlere bakarak 2020’de devreye alınacak RT’lerinin genelinin 120 m üzerinde rotor çapının olması, kule yüksekliklerinin de ortalamasının 100 m’ye yaklaşması beklenebilir.

### 5.1.2 RES’leri için bölgelere göre arazi değişimi

Coğrafi bölgelere arazi örtüsü değişimi açısından incelendiğinde rüzgar potansiyelinin fazla olduğu bölgelerde arazi kullanımının daha az olduğunu görüyoruz. Çizelge 5.4 bölgelerde gerçekleşen değişimin CORINE sınıflandırmasına göre hangi oranda, hangi sınıftan olduğunu göstermektedir. Marmara Bölgesi’nde RES’lerin sebep olduğu arazi değişiminin %41,5’i orman arazilerini etkilemiştir. İkinci olarak en çok orman arazisinin etkilendiği bölge Akdeniz Bölgesi’dir. Türkiye genelinde en çok arazi değişimi 32\* kodlu maki ve otsu bitki örtüsüne karşı olmuştur, toplam değişimin %24’ü ise orman arazilerinde yaşanmıştır.

**Çizelge 5.4** : RES kaynaklı arazi örtüsü kullanımı değişimi bölgesel değişim payları.

CORINE kodu <sup>23</sup>	E	M	A	I	K	G	D	Türkiye
<i>ha/MW</i>	<i>0,44</i>	<i>0,43</i>	<i>0,52</i>	<i>0,64</i>	<i>0,48</i>	<i>0,79</i>	-	<i>0,47</i>
11*	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	-	%0,0
12*	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	-	%0,0
13*	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	-	%0,0
14*	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	-	%0,0
21*	%3,0	%15,1	%0,0	%12,0	%0,0%	%3,7	-	%7,5
22*	%2,0	%1,5	%1,8	%0,0	%0,0%	%0,0	-	%1,4
23*	%2,8	%4,7	%0,2	%0,6	%0,0%	%0,0	-	%2,6
24*	%5,2	%6,6	%7,4	%10,0	%1,1%	%14,8	-	%6,6
31*	%17,9	%41,5	%30,6	%0,0	%12,5	%3,7	-	%24,0
32*	%47,0	%27,9	%47,4	%59,0	%42,5	%74,1	-	%43,1
33*	%22,1	%2,6	%12,7	%18,3	%43,9	%3,7	-	%14,8

Lisanslı RES’lerden azı (oran olarak %0,0) 1\* kodlu yapay bölgelere konumlandırılmıştır. Lisanssız RES’ler ise çoğu zaman fabrikaların ihtiyacı için kullanılmaktadır. 2\* kodlu tarım veya tarıma elverişli alanlarda RES’ler dolayı fazla etkilenmemiştir. Değişen alanın içinde ekilebilir alan olarak tanımlanmış arazi oranı %7,5’tir.

<sup>23</sup> EK’ler de CORINE kodlarının detayları sağlanmıştır.

### 5.1.3 RES'leri için illere göre arazi değişimi

Arazi örtüsü değişimi açısından iller birbirleri ile kıyaslanırsa, arazi kullanımı en çok olan 0,816 ha/MW değeri ile Gaziantep'tir. Ardından onu takip eden iller Sivas, Isparta ve Adıyaman'da da 0,72 ha/MW'tan fazla alanda değişime sebep olmuştur. Arazi kullanımını en az olan iller ise sırası ile Manisa, Balıkesir, Kırşehir ve Çanakkale'dir. Bu iller için arazi değişim oranı 0,41 ha/MW'm altındadır. Çizelge 5.5 iller bazında işletmedeki RES'lerin bilgilerini içermektedir.

**Çizelge 5.5 : İşletmedeki RES'lerin illere göre istatistikleri.**

Bölge	İl	RT	Ort. RD [m]	Ort. RT Güç [MW]	Değişen Arazi [ha]	Kurulu güç [MW]	$\frac{ha}{RT}$	$\frac{MW}{RT}$	$\frac{ha}{MW}$	ilk yıl
G	Adıyaman	11	100,0	2,5	20,2	27,5	1,83	2,50	0,733	2013
E	Afyon	103	114,2	2,9	154,3	268,5	1,50	2,61	0,575	2013
K	Amasya	45	119,8	3,1	62,9	131,8	1,40	2,93	0,477	2008
E	Aydın	114	103,5	2,3	142,2	264,2	1,25	2,32	0,538	2009
M	Balıkesir	447	91,8	2,4	449,1	1119,3	1,00	2,50	0,401	2006
M	Bilecik	16	100,0	2,5	18,0	40,0	1,13	2,50	0,451	2011
M	Bursa	42	111,5	3,0	56,9	128,4	1,36	3,06	0,443	2015
M	Çanakkale	190	77,6	1,9	146,9	362,8	0,77	1,91	0,405	2000
M	Edirne	30	98,6	2,9	38,4	91,6	1,28	3,05	0,420	2010
G	Gaziantep	19	126,0	3,5	53,5	65,6	2,81	3,45	0,816	2017
A	Hatay	133	100,1	2,9	173,9	364,4	1,31	2,74	0,477	2008
A	Isparta	36	103,0	1,7	47,8	61,2	1,33	1,70	0,781	2016
A	Mersin	55	103,1	3,1	71,4	156,0	1,30	2,84	0,458	2011
M	İstanbul	96	97,6	2,6	108,2	256,9	1,13	2,68	0,421	2006
E	İzmir	577	93,1	2,5	584,4	1381,2	1,01	2,39	0,423	1998
I	Kayseri	107	115,4	2,5	186,6	264,9	1,74	2,48	0,704	2012
M	Kırklareli	73	105,6	2,4	99,7	199,6	1,37	2,73	0,500	2014
I	Kırşehir	70	82,0	2,7	67,6	168,0	0,97	2,40	0,402	2013
M	Kocaeli	6	103,0	1,7	7,1	10,2	1,18	1,70	0,695	2017
I	Konya	44	130,0	3,1	99,5	139,1	2,26	3,16	0,715	2018
E	Manisa	355	77,9	2,1	237,1	670,0	0,67	1,89	0,354	2007
A	K.Maraş	31	124,0	3,0	59,9	97,2	1,93	3,14	0,617	2015
E	Muğla	98	94,7	2,2	96,9	197,4	0,99	2,01	0,491	2008
I	Sivas	76	111,0	2,1	122,5	155,3	1,61	2,04	0,789	2014
M	Tekirdağ	62	93,5	2,5	74,5	155,8	1,20	2,51	0,478	2009
K	Tokat	51	111,0	2,7	66,7	140,7	1,31	2,76	0,474	2011
E	Uşak	41	90,0	1,5	39,8	61,5	0,97	1,50	0,647	2013
I	Karaman	19	112,0	3,3	32,4	62,7	1,70	3,30	0,516	2015
M	Yalova	45	96,3	2,2	44,3	86,4	0,98	1,92	0,513	2016
A	Osmaniye	105	101,2	2,5	134,7	265,3	1,28	2,53	0,508	2009

Çizelgede 1 MW için gereken arazi; ha/MW cinsinden, bir RT'nin ortalama gücü, ortalama arazi değişimi miktarı ha/RT olarak verilmiştir. İzmir, RES'leri vesilesiyle en çok arazi örtüsü/kullanımı değişen ildir, 584 ha'dan fazla arazide değişim olduğu hesaplanmıştır.

Marmara Bölgesi'nde ise Balıkesir'de RES'ler ile birlikte 449 ha'lık bir alanın arazi örtüsünün değiştiği tablodan görülmektedir. En az değişim 6 adet RT için 10 ha ile Kocaeli'ne aittir.

#### **5.1.4 RES'ler için farklı arazi kullanımı sağlayan uygulamalar**

RES'ler için arazi kullanımının nedenleri 4.5.Kısım'da anlatılmıştır. Rüzgar enerjisi sektörünün ilerlemesi ile birlikte, yenilikçi ve daha çevreye duyarlı yaklaşımlarda zamanla gelişmektedir. Bu kesimde arazi kullanımını azaltan örnekler uygulamalara yer verilmiştir. Tabii ki öncelikle projelendirmenin ve RT yerleşimlerinin hem arazi kullanımını, hem de elektrik üretimini arttıracaklarını unutmamak gerekir. Öncelikle rüzgar potansiyeli ölçülmeli ve yüksek potansiyele sahip yerler proje alanı olarak seçilmelidir.

##### **5.1.4.1 Kanat veya rotor montajı için gereken alan**



**Şekil 5.3** : Fotoğraf; rotorun yerde montajı ve kule tepesinde montajı.

Tezde kullanılan fotoğraflarda ve rüzgar enerji sektörü genelde, kanatları yerde birleştirerek rotoru oluşturup, ardından makine dairesine (nacelle) yani kulenin en üst

kısmına montajını yapmaktadır (örnek, Şekil 4.8, Şekil 4.9, Şekil 4.10). Ancak çeşitli model ve markalarda RT'leri, kanatlarını teker teker de monte etmektedir. Bunun avantajı rotorun kapladığı alan kadar araziye ihtiyaç duymadan, sadece kanat kadar alan ile montajın tamamlanabilmesidir. Şekil 5.3'te solda yerde montajı tamamlanmış rotorun kule üstüne montajı, sağda ise kanatların bağımsız montajının gösterildiği fotoğraflar mevcuttur.

50 m'lik bir kanat ile 100 m'lik RD'nin yerde hazırlanması için 100 m x 100 m yani 1 ha'lık maksimum alana ihtiyaç duyulmasına rağmen, kanatların tek tek montajı ile böyle bir arazi kullanımına en azından düzlenmesine (yarma gereksinimi olabilir, kanatların yerde birleştirilmesinde genelde dolgu yapılmasına gerek yoktur) gerek kalmamaktadır.

#### 5.1.4.2 Kule ile tırmanan vinç sistemi

Gün geçtikçe yükselen RT kule yükseklikleri nedeni ile vinçlerin kurulumu için gereken alanda artmaktadır. Yeni yöntemler ile kule ile birlikte yükselen vinç sistemleri geliştirilmektedir. Bu sistemler sayesinde vinç kurulumu için gereken alana ihtiyaç kalmayacak, RES'lerin sebep olduğu arazi değişimi azalacaktır.



Şekil 5.4 : Kule ile birlikte yükselabilen vinç örneği, yeni uygulama [27].

Şekil 5.4'te örnek kule tırmanan vinç (Climbing Crane) ile RT kurulumu örneği görülebilir. Yeni yeni denen bir sistem olduğundan, henüz fiyat anlamında RES yatırımcılarının talep ettiği bir sistem değildir.

## 5.2 GES Arazi Kullanımı

Şekil 5.5'te GES için arazi kullanımı değişim hesabı yapılan örnek bir proje ve teknik bilgileri olmadığı için hesap yapılmayan ikinci proje görünmektedir. Hesap yapılan proje kırmızı poligon ile çevrelenmiştir, projenin kurulu gücü 5 MW olup, arazi kullanımı 1,98 ha olarak ölçülmüştür. Projenin güneybatı kısmında zorunlu olarak bırakıldığı tahmin edilen, elektrik üretiminde kullanılmayan bir alan göze çarpmaktadır. Aynı zamanda panellerin doğu batı yönünde uzun sıralar ile konumlandırılması yerine kuzey güney yöneliminde daha fazla sıra olacak şekilde yerleşmek durumunda kaldığı görünmektedir. Bu sebepler ile proje ortalama değer üzerinde bir arazi kullanımına sahiptir. Hesap yapılmayan projenin ise daha az kurulu güce oranla arazi kullanımına sahip olduğu öngörülebilir.



Şekil 5.5 : GES, arazi değişim poligonu örneği (Google Earth ekran görüntüleri).

307 MW'ın üzerinde, toplamda 30 GES projesi poligon çizerek sayısallaştırma yöntemiyle incelenmiştir. Bu projeleri tamamının arazi kullanımı 524 ha olarak ölçülmüştür. Bu bilgiler ışığında arazi kullanımı güç yoğunluğu için 1,7 ha/MW değeri hesaplanmıştır. İncelenen GES içinde en az arazi kullanımı, bina üzeri/çatı tipi

uygulamada, 0,75 ha/MW değeri ile Kahramanmaraş'tadır. En fazla arazi kullanımı ise 2,1 ha/MW olarak hesaplanmıştır.

### **5.3 HES Arazi Kullanımı**

Hidroelektrik santrallerin arazi kullanımının yol açtığı problemler diğer santrallere kıyasla daha çok duyulur ve akla gelmektedir. Özellikle Halfeti, Eski Savaşan Köy'ünde Birecik barajının suları arasından yükselen camii minaresi akıllara gelen ilk resim karesidir. Ayrıca yakın zamanda Hasankeyf'in de inşa edilen barajın su tutması ile sular altında kalacağı bilinmektedir.

HES'lerde enerji üretimi, düşme yüksekliği, rezervuar boyutu ile ilişkilendirilmektedir. Rezervuar boyutu hacim olduğundan, hem kapladığı alan ile hem de derinlik yani yükseklik ile alakalıdır. Rezervuar boyutu büyüdükçe arazi değişiminin de artması kaçınılmazdır.

#### **5.3.1 Barajlı HES**

Barajlı olarak ayrı incelenen HES türünde, su havzada bekletilerek istenildiği zaman kullanılmakta, bir nevi depo görevi görmektedir. Enerji üretimi açısından bu deponun büyük olması istenmektedir. Bunu yapabilmek içinde mümkünse doğal havzalar, değil ise inşaat yardımı ile havzalar yaratılmaktadır.

Atatürk Barajının rezervuar alanı 81 700 ha, Van Gölü ve Tuz gölünün ardından Türkiye'deki en büyük üçüncü su kütesidir. HES'in kurulu gücü ise 2,4 GW'tır. Bu örnek için 34 ha/MW değeri birim enerji için gereken arazi miktarıdır. Türkiye ortalaması ise incelenen projeler ışığında 26 ha/MW değeri barajlı HES'lerin arazi gereksinimi için hesaplanmıştır.

#### **5.3.2 Akarsu HES**

Akarsu ve kanal tipi HES örneklerinin uydu görüntüleri üzerinden tespiti zor olduğundan sadece 103,5 MW'lık proje poligon çizerek sayısallaştırma yöntemi ile hesaplanabilmiştir. Hesaplanan projelerin yeterli olmadığı ve bütün projeleri temsil edemeyeceği düşülmektedir. Sınırlı örnek ile arazi gereksinimi bu santral türü için 0,6 ha/MW olarak hesaplanmıştır.

Şekil 5.6'da örnek kanal tipi HES için uydu görüntüleri yardımıyla hesaplanan arazi değişimi görünmektedir. Uydu görüntüsünün bir kısmında görüntü olmaması

nedeniyle sol baştaki ilk görüntü bazı bölümlerde net değildir. Sağdaki görüntü en güncel uydu görüntüsüdür. Ortadaki görüntüde değişime uğrayan arazi kırmızı ile belirtilmiştir.



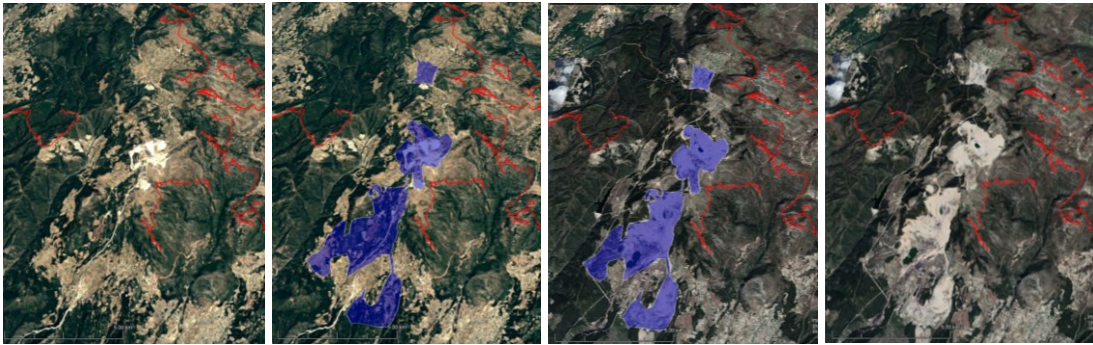
**Şekil 5.6 :** Kanal tipi HES arazi değişimi örneği (Google Earth ekran görüntüleri).

## 5.4 Kömür Kaynaklı Santrallerin Arazi Kullanımı

Kömür kaynaklı termik santraller, kömür türünden bağımsız olarak, sadece santral tesisi için 0,08 ha/MW ila 0,4 ha/MW arasında araziye ihtiyaç duymaktadır.

### 5.4.1 Yerli kömür santralleri

Yerli kömür kullanılan santraller kaynağa yakın, yani maden ocağına yakın, hatta bazı örneklerde ocak alanı ile iç içe bile işletilmektedirler. Şekil 5.7’de kömür santrali inşası öncesi, madenin ilk hallerine ait bir uydu görüntüsü, değişime uğrayan arazi mavi ile (maden ve santral bölgesi için) poligon olarak çizilmiştir. Uydu görüntülerinde aynı zamanda kırmızı ile komşu RES projesinin sebep olduğu arazi kullanımı değişimi görülmektedir.



**Şekil 5.7 :** Yerli kömür santrali ve yanındaki maden ocağının arazi kullanımı mavi poligonlar (Google Earth ekran görüntüsü).

Kömür santrallerini kaynağın çıkarıldığı araziden bağımsız düşünmek doğru olmayacağından, yerli kömürlü termik santrallerin arazi kullanımı, hem santral

işletmesi, hem de en yakınındaki maden ile beraber hesaplanmıştır. Yaklaşık olarak 5,5 GW'lık yerli kömür santrali ve en yakınındaki maden incelenerek 2,2 ha/MW'lık arazi gereksinimi hesaplanmıştır.

#### 5.4.2 İthal kömür santralleri

İthal kömürün kaynak olarak kullanıldığı termik santrallerde maden ocağı olmadan hesap yapılmıştır, ancak kömürün santrale ulaşabilmesi için gereken ek yapılar (liman, demir yolu, depo alanı, vb.) da arazi değişimi hesabına katılmıştır. Şekil 5.8'de ithal kömür santralinin arazi değişimi uydu görüntüleri ve poligonlar yardımıyla görünmektedir. İthal kömür santralleri için 0,08 ha/MW'lık arazi gereksinimi hesaplanmıştır.



Şekil 5.8 : İthal kömür santralinin arazi değişimi (Google Earth ekran görüntüsü).

#### 5.5 Diğer Elektrik Santrallerinin Arazi Kullanımı

Kurulu gücü fazla olmayan veya RES, HES, GES veya kömür santrallerine kıyasla arazi kullanım değerinin düşük olduğu santraller bu başlık altında incelenmiştir.

##### 5.5.1 JES arazi kullanımı

Jeotermal enerji santralleri yer yüzeyinden derinlere inerek ısı kaynağı aradıkları için, yer yüzeyinde ciddi bir araziye ihtiyaç duymazlar. Şekil 5.9'da örnek bir santral için arazi gereksinimi görülmektedir. İncelenen 610 MW'tan fazla proje ışığında JES'ler için gerek duyulan arazi miktarı 0,16 ha/MW olarak hesaplanmıştır.

Jeotermal enerjinin potansiyeli ve kullanılması açısından Türkiye civardaki birçok ülkeye göre daha şanslıdır. Jeotermal yatırımlarının önümüzdeki yıllarda da artması beklenmektedir.



**Şekil 5.9** : JES arazi kullanımı örneği (Google Earth ekran görüntüsü).

### 5.5.2 Biyokütle elektrik santrallerinin arazi kullanımı



**Şekil 5.10** : Biyokütle santrallerinin arazi kullanımının poligonlar ile belirlenmesi (Çöp gazı, orman yan ürünü- Google Earth ekran görüntüsü).

Poligon çizerek sayısallaştırma yöntemi ile incelenmiş biyokütle elektrik santrallerinin uydu görüntüleri Şekil 5.10'da görülmektedir. Solda çöp gazı santrali, sağ tarafta ise orman yan ürünleri kaynaklı santralin arazi kullanımı verilmiştir.

Biyokütle kaynaklı elektrik üretim santralleri için arazi gereksinimi kurulu güç oranı 0,12 ha/MW olarak hesaplanmıştır.

### 5.5.3 Doğal gaz kaynaklı santrallerin arazi kullanımı

Şekil 5.11’de bir DGKÇS (Doğal gaz Kombine Çevrim Santrali) için inşaat öncesi, inşaat sırasında ve işletme aşamasında uydu görüntüleri ve bu görüntüler üzerinde çizilen poligonlar görülmektedir. İnşaat aşamasında 20,3 ha olan arazi değişimi, işletme aşamasında 13,3 ha olarak belirlenmiştir. Geçici kullanılan alanların etkisinin görülmesi açısından güzel bir örnek teşkil etmektedir. Şekilde iki poligonun üst üste oldu hal, farklı renklerle poligonlar ile gösterilmiştir. Yapılan örneklemede kullanılan uydu görüntüsünün yanı sıra görüntünün alındığı aşamasının da arazi değişim hesaplarını etkilediği bu örnek sayesinde rahatlıkla görülmektedir. Santralin değişime sebep olduğu alan 13,3 ha kabul edilirse kurulu güç oran ile değişim miktarı 0,015 ha/MW olarak hesaplanırken, 20,3 ha’lık değişimde 0,023 ha/MW olarak hesaplanmaktadır. Örnekleme sayısı artırılarak bu ve benzeri durumların etkisi azaltılmaya çalışılmıştır.



Şekil 5.11 : DGKÇS için arazi değişim örnekleri (Google Earth ekran görüntüleri).

DGKÇS’leri için kurulu güç oran ile arazi kullanımı oranı incelenen 7028 MW’lık santral için 0,014 ha/MW olarak hesaplanmıştır.

#### 5.5.4 NGS arazi kullanımı

Her ne kadar NGS henüz kurulmamış olsa da kurulacak tesisin teknik bilgileri bilinmektedir, uydu görüntüleri yardımıyla inşaat arazisi belirlenebilmektedir. Fikir vermesi amacı ile inşaat alanı santral alanı olarak kabul edilerek hesaplama yapılmıştır.

4,8 GW'lık santral için poligon çizerek sayısallaştırma ile 343 ha alan ihtiyacı şu anki durum (en güncel uydu görüntüsü ile yapılan hesap Şekil 5.12'de verilmiştir) için hesaplanmıştır. Bu değerler ile 0,07 ha/MW'lık arazi kullanımı güç yoğunluğu hesaplanmıştır.

İleriki dönemlerde, inşaat aşamasının başlamasıyla arazi ihtiyacının artması beklenebilir. Aynı zamanda geçici kullanılan alanların nihai işletme aşamasında kullanılmaması ile birlikte de arazi kullanımının kademeli olarak azalması da muhtemeldir.



Şekil 5.12 : NGS için olası arazi ihtiyacı (Google Earth ekran görüntüsü).

#### 5.5.5 Atık ısı santrallerinin arazi kullanımı

İncelenen örnek projenin uydu görüntüsü ve poligonu Şekil 5.13'te mevcuttur. Atık ısı santralleri için hesaplanan arazi kullanım güç yoğunluğu oranı 0,5 ha/MW'tır.

Atık ısı santralleri her türlü termik işlem yapan birime eklenebilmekte ve ek üretim sağlamaktadır. Tek başına atık ısı santrali için alan önermesi mantıksal değildir.



**Şekil 5.13** : Atık ısı santrali arazi kullanımı örneği (Google Earth ekran görüntüsü).

#### **5.5.6 Fuel-oil santrallerinin arazi kullanımı**

Gün geçtikçe şebekeyi besleyen fuel-oil kaynaklı santral azalmaktadır. Eski fuel-oil santralleri doğal gaz veya başka yakıtlı santrallere dönüşerek fuel-oil ikinci kaynak olarak değerlendirmeye başlamışlardır [28]. Termik santral olduğu için 0,01ha/MW arazi ihtiyacı öngörülebilir. İlerleyen yıllarda da benzer dönüşümlerin artacağı bu sayede eski santrallerin dönüşüm ile yeni teknolojilere evrilebileceğini görüyoruz.

#### **5.5.7 LNG, motorin, nafta kaynaklı enerji santrallerinin arazi kullanımı**

LNG (Sıvılaştırılmış Doğal gaz), motorin ve nafta kaynaklı termik santrallerin kurulu güçte oranının düşük olması ve yapı olarak termik santral olmaları nedeniyle, bu kaynak türlerinin santralleri için ayrıca arazi kullanımı hesabı yapılmamıştır. Doğal gaz kaynaklı termik santraller için öngörülen değer (0,01 ha/MW) bu kaynaklar içinde kabul edilebilir. Tez kapsamında bu değer kullanılarak hesap yapılmıştır.

### **5.6 Santrallerin Kapasite Faktörleri**

İncelenen raporlarda (EPIAŞ, TEİAŞ, YEKDEM) kurulu güç değerleri ve enerji üretim değerleri farklı santraller için bulunmaktadır. Bu iki değer yardımı bir santralin veya santral türünün, kurulu gücünü hangi oranda enerjiye çevirebildiği, kapasite faktörü olarak hesaplanmıştır.

Örnek olarak; 1 MW'lık bir santral, bir yıl boyunca her gün 24 saat tam verimde çalışsa üreteceği enerji miktarı 1 MW x 24 saat x 365 yani 8760 MWh'tir. 1 MW'lık santralin yıllık üretiminin 2190 MWh olduğunu düşünürsek kapasite faktörü olarak tanımlanan değer 2190 / 8760 işleminin sonucu olarak 0,25 yani %25 olarak bulunur.

Rüzgar ve güneşin sürekliliği diğer kaynaklara göre düşüktür. Bu nedenle de RES ve GES'lerin üretim yapmadığında da elektrik üretilmesi gerektiği unutulmamalıdır.

Aşağıda ki çizelgelerde enerji santral türlerinin Ocak, Şubat, Mart 2019 (Çizelge 5.6) ve 2018, 2017 ve 2016 yıllarında (Çizelge 5.7) gerçekleştirdiği elektrik üretimleri kullanılarak elde edile kapasite faktörleri hesaplanmıştır. Mart 2019'a ait üretim değerleri tezin hazırlandığı dönemde yayınlanmamış olduğundan, bu aya ait sadece santral sayısı, kurulu güç ve toplam kurulu güçte oran yüzde olarak, en güncel durumu yansıtması için verilmiştir.

**Çizelge 5.6 : 2019, Elektrik santralleri istatistikleri, aylık üretim verimi KF.**

Birincil Kaynak	Mart 2019			Şubat 2019			Ocak 2019		
	Sant. Sayı	Devrede Güç [MW]	Oran [%]	Devrede Güç [MW]	En.üretim [GWh/ay]	KF [%]	Devrede Güç [MW]	En.üretim [GWh/ay]	KF [%]
Asfaltit k.	1	405,0	0,5	405,0	160,0	58,8	405,0	168,2	55,8
Taşkömür	4	810,8	0,9	810,8	220,4	40,5	810,8	224,1	37,1
Linyit	48	9 842,0	11,0	9 842,0	3 403,3	47,5	9 602,2	3 561,4	46,0
İthal k.	14	8 938,9	10,0	8 938,9	5 325,8	88,7	8 938,9	5 119,7	77,0
Fuel oil	15	487,2	0,5	487,2	116,3	35,5	709,0	136,5	25,9
Motorin	1	1,0	0,0	1,0		0,0	1,0		0,0
Lng/nafta	2	6,7	0,0	6,7		0,0	6,7		0,0
Doğal gaz	319	25 565,6	28,7	25 623,8	3 563,9	20,7	25 587,0	5 413,7	28,4
Atık ısı	71	327,4	0,4	323,0	48,0	22,1	323,0	52,0	21,6
Biyokütle	147	659,0	0,7	659,0	234,1	52,9	659,0	279,9	57,1
Barajlı	121	20 554,2	23,1	20 538,0	5 030,8	36,5	20 567,5	5 457,7	35,7
Akarsu	538	7 837,2	8,8	7 839,1	2 134,7	40,5	7 791,3	2 191,5	37,8
Güneş	6184	5 316,1	6,0	5 238,8	430,0	12,2	5 180,2	337,8	8,8
Jeotermal	48	1 302,5	1,5	1 302,5	659,5	75,3	1 302,5	715,2	73,8
Rüzgar	253	7 078,1	7,9	7 031,1	1 868,1	39,5	7 009,9	2 185,2	41,9
Toplam	7766	89 131,7		89 046,9	23 194,9		88 894,0	25 842,9	

Ocak ayında toplam elektrik üretiminin %8,5'i, Şubat ayında ise toplam üretimin %8,0'i RES'ler tarafından karşılanmıştır. Kış ayları olduğu için GES'lerin üretime katkısı %1,3 (Ocak) ve %1,9 (Şubat) oranında kalmıştır. Ters bir etki HES'lerde söz konusudur, kış ayları olduğu için yıllık ortalamanın üzerinde KF'leri Ocak ve Şubat aylarında görülmüştür. JES'lerin ise %70,0 üzeri KF'ne sahip olması ise düşük kurulu güç oranına (%1,5) rağmen, üretime katılımlarının yüksek (~%2,8) olmasını

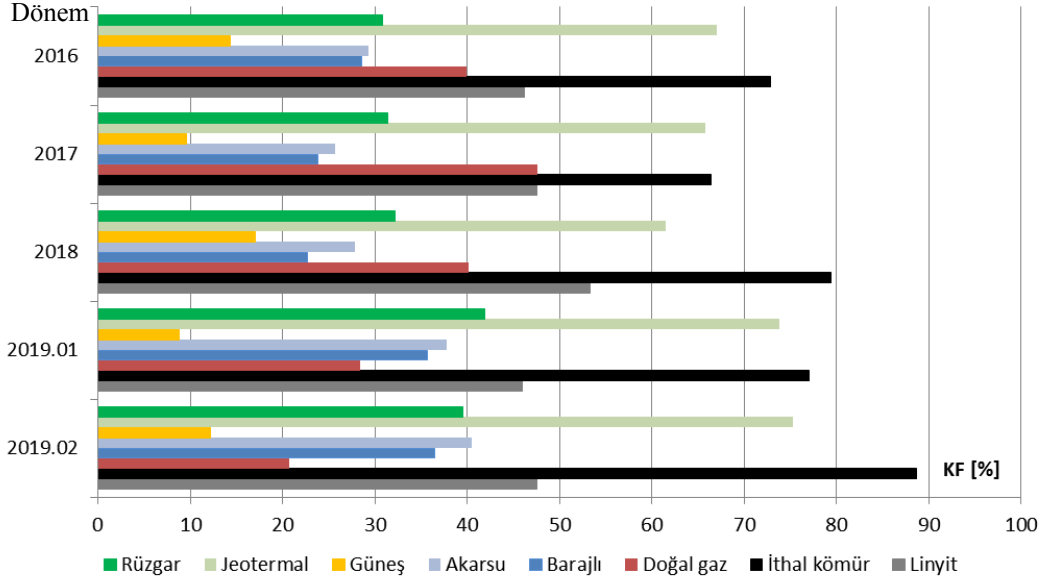
sağlamıştır. İthal kömür santrallerinin %77,0 - %88,7 KF ile çalışması ayrıca göze çarpmaktadır. Benzer bir durum 2017 ve 2016 yıllarında da söz konusudur. Kömür santralleri yüksek KF'leriyle değerlendirilmiştir. Özellikle RES ve GES oranının artması ile birlikte yıl geneli (yeni kurulan santraller bütün yıl devrede olmadığı halde bu durumun ihmal edilmesi) için hesaplanan KF değeri düşmektedir.

2016 yılı, Türkiye için son 10 yılın en rüzgarlı yılı olmasına rağmen Çizelge 5.7'de RES'lerin KF %30,8 olarak görülmektedir. Bunun sebebi bu yıl içinde devreye alınan santrallerin çokluğudur. Bir sonraki kesimde YEKDEM tarafından sağlanan bilgiler ışığında hazırlanan KF değerleri ile gerçeğe daha yakın değerler görülebilir. Benzer şekilde GES'ler için sadece devrede olan santraller ile hesap yapılması durumunda %20'lik KF bulunmasına rağmen çizelgede %9,6 ila %17,1 arası değerler görülmektedir.

**Çizelge 5.7 : Elektrik santralleri istatistikleri, yıllık üretim verimi KF.**

Birincil Kaynak	2018 ve sonu			2017 ve sonu			2016 ve sonu		
	Devrede Güç[MW]	En.üretim [GWh/yıl]	KF [%]	Devrede Güç[MW]	En.üretim [GWh/yıl]	KF [%]	Devrede Güç[MW]	En.üretim [GWh/yıl]	KF [%]
Asfaltit k.	405,0	2 327,8	65,6	405,0	2 831,9	79,8	405,0	2 992,7	84,4
Taşkömür	810,8	2 505,1	46,4	377,5	2 831,9	85,6	350,0	2 992,7	97,6
Linyit	9 842,0	44 837,6	53,3	9 772,9	40 694,4	47,5	9 531,2	38 569,9	46,2
İthal k.	8 938,9	62 148,7	79,4	8 793,9	51 118,1	66,4	7 473,9	47 717,9	72,9
Fuel oil	487,2	1 429,0	23,0	297,8	703,9	27,0	362,9	920,3	28,9
Motorin	1,0	-	0,0	1,0	6,0	68,5	1,0	6,0	68,5
Lng/nafta	6,7	0,9	1,2	81,4	490,0	68,7	281,1	1 000,0	40,6
Doğal gaz	25 565,6	90 231,5	40,1	2 6497,3	110 490,0	47,6	25 510,1	89 227,1	39,9
Atık ısı	327,4	516,8	18,8	164,5	848,3	58,9	7,7	40,0	59,3
Biyokütle	659,0	2 698,2	47,6	535,0	2 124,0	45,3	488,7	2 331,6	54,5
Barajlı	20 554,2	40 894,6	22,7	19 776,0	41 312,6	23,8	19 558,6	48 962,1	28,6
Akarsu	7 837,2	18 860,4	27,8	7 497,1	16 905,9	25,7	7 122,5	18 268,8	29,3
Güneş	5 316,1	7 604,0	17,1	3 420,7	2 889,3	9,6	832,5	1 043,1	14,3
Jeotermal	1 302,5	6 905,7	61,5	1 063,7	6 127,5	65,8	820,9	4 818,5	67,0
Rüzgar	7 078,1	19 756,5	32,2	6 516,2	17 903,8	31,4	5 751,3	15 517,1	30,8
Toplam	89 131,7	300 716,8	38,5	85 200,0	297 277,6	39,8	78 497,4	274 407,7	39,9

Çizelgelerdeki değerler ile KF grafik olarak Şekil 5.14'te görselleştirilmiştir. Jeotermal enerji ile ithal kömür santrallerinin hep ilk ikide olduğu görülmektedir. İncelenen zaman diliminde %50 KF'yi geçen diğer bir kaynakta Linyit olarak göze çarpmaktadır.



Şekil 5.14 : Santrallerin KF değerleri, 2016, 2017, 2018 ve Ocak, Şubat 2019.

### 5.6.1 RES'lerin kapasite faktörü, enerji üretim verimi

YEKDEM'den yararlanan santrallerin elektrik üretim değeri, yerli aksam kullanımından dolayı alacağı ek tarife gibi bilgiler yıllık olarak yayınlanmaktadır [29]. 2015, 2016 ve 2017 yıllarındaki üretim değerleri, mekansal RES veri tabanına eklenerek incelenmiştir. Bölgesel, il bazında ve kurulum yılına göre çizelgeler oluşturulmuştur. Santraller 10 yıllık süre boyunca YEKDEM'den yararlanabildiği için, 2006'da devreye alınan ve YEKDEM'den yararlanan santraller 2017 ve sonrasında YEKDEM listesinde yer almamaktadır, bu nedenle her sene incelenen kurulu güç ve santral sayısı farklıdır.

Çizelge 5.8'de RES'lerin kurulum yıllarına göre 2015, 2016 ve 2017 yıllarında KF leri görülmektedir. \* ile verilen değerler doğrudan kurulan yıla ait değerler olduğundan, normal ortalamalardan düşüktür. RES'in tam işletmeye alınmamış olması veya tüm yıl üretim yapmaması nedeniyle bu değerlere ulaşılmıştır. + ile verilen değerler ise o yıl kurulan RES'lerin tamamının incelenebildiği, yani 2015, 2016 ve 2017 yıllarında ki KF'lerinin bire bir aynı kurulu güç ile kıyaslanabileceği satırları göstermek için kullanılmıştır. Bu satırlar sayesinde incelenen 3 yıl içerisinde en rüzgarlı yılın 2016 ardından 2015 ve en düşüğün 2017 yılı olduğu, ayrıca 2009 yılında kurulan RES'lerin 2010 yılında kurulan RES'lere göre daha verimli yerlere konumlandırıldığı söylenebilir.

**Çizelge 5.8 : Kurulum yılına göre RES KF üretim verimi istatistikleri.**

Kurulum Yılı	Kurulan RT	2015 KF [%]	2016 KF [%]	2017 KF [%]	Kurulan güç [MW]	İncelenen kurulu güç [MW]		
						2015 KF	2016 KF	2017 KF
2000 ve öncesi	32	-	-	-	18,9	0,0	0,0	0,0
2006	46	32,7	43,1	-	50,5	19,3	4,8	0,0
2007	160	33,6	43,4	36,9	261,3	261,3	205,6	180,0
2008	180	30,7	32,3	30,2	338,8	338,8	338,8	308,3
2009	219	33,2	35,2	31,9	420,0	420,0 <sup>+</sup>	420,0 <sup>+</sup>	420,0 <sup>+</sup>
2010	147	30,9	33,7	31,0	283,3	283,3 <sup>+</sup>	283,3 <sup>+</sup>	283,3 <sup>+</sup>
2011	180	34,0	34,4	30,5	461,9	461,9	461,9	404,4
2012	200	30,0	35,1	31,5	487,8	478,2	478,2	478,2
2013	328	34,6	35,8	32,4	757,0	630,2	646,7	734,0
2014	311	33,0	34,7	31,7	768,7	710,9	751,2	744,1
2015	319	33,9*	33,7	31,3	893,4	40,0*	777,8	865,8
2016	535		28,4*	32,3	1365,6		64,0*	1218,3
2017	264			28,6*	764,3			181,9*
2018	176				521,9			
Toplam	3097	32,9	34,7	31,3	7393,3	3621,1	4432,3	5818,3

**Çizelge 5.9 : Bölgelere göre RES istatistikleri, üretim verimi KF.**

	Türkiye	E	M	A	I	K	G	D
Kurulu Güç [MW]	7393,3	2842,7	1114,9	944,1	790,0	143,9	48,4	0,0
Kurulu RT	3097	1288	1007	360	316	96	30	0
Ort. Rotor Çapı [m]	94,0	92,2	92,6	104,3	112,3	115,4	113,0	-
Ort. RT Gücü [MW]	2,4	2,4	2,4	2,8	2,6	2,9	3,0	-
Ort. Kule yük. [m]	77,3	79,2	70,2	80,0	83,0	95,8	85,8	-
ha/MW	0,47	0,44	0,43	0,52	0,64	0,48	0,79	-
KF 2015 [%]	32,9	32,4	33,3	33,9	27,2	32,0	17,5	-
KF 2016 [%]	34,7	34,3	36,3	33,7	31,2	28,4	22,5	-
KF 2017 [%]	31,3	31,9	32,7	30,8	28,4	30,6	18,7	-
KF 2015 için incelenen Kurulu Güç [MW]	3643,9	1508,7	1314,2	567,5	146,0	80,0	27,5	-
KF 2015 için incelenen Kurulu Güç [MW]	4432,3	1662,7	1718,2	648,5	295,5	80,0	27,5	-
KF 2015 için incelenen Kurulu Güç [MW]	5818,3	2238,6	1904,4	820,0	600,9	226,9	27,5	-

Çizelge 5.9’da bölgelere göre RES’lerin KF değerleri görünmektedir. En yüksek KF’lerinin Marmara (M) Bölgesi’nde, ardından Ege (E) ve Akdeniz (A) Bölgeleri’nde kayıt edilmiştir. Güneydoğu Anadolu (G) Bölgesi ise düşük KF’ü ile göze çarpmaktadır. Düşük KF ve yüksek arazi kullanımı ile RES projelerinde en verimsiz değerler Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nde görülmektedir. Ancak unutulmamalıdır ki örnekleme sayısının azdır (30 adet RT, 48,4 MW kurulu güç). Bölge geneline, özellikle de gelecekte yapılacak projeler için bu değerler ile

öngöründe bulunmak yanlış ve yanıltıcı olabilir. Çizelge'nin geneline bakılarak KF'nin yüksek olduğu yerlerde arazi kullanımının daha az olduğu, düşük KF'lü RES'lerin ise daha fazla arazi değişimine sebep olduğu söylenebilir.

İller bazındaki inceleme Çizelge 5.10'da verilmiştir. Marmara Bölgesi'nde en yüksek KF; Edirne, Çanakkale, Kırklareli ve İstanbul'da, Akdeniz Bölgesi'nde; Mersin ve Hatay'da, İç Anadolu Bölgesi'nde; Karaman'da, Ege Bölgesi'nde; Manisa ve İzmir'de, Karadeniz Bölgesi'nde ise Amasya'da hesaplanmıştır.

**Çizelge 5.10** : RES'lerin illere göre verim istatistikleri, KF.

Bölge	İl	RT	Kurulu güç [MW]	$\frac{ha}{MW}$	2015 KF [%]	2016 KF [%]	2017 KF [%]	İncelenen kurulu güç [MW]		
								2015	2016	2017
G	Adıyaman	11	27,5	0,733	17,50	22,50	18,70	27,5	27,5	27,5
E	Afyon	103	268,5	0,575	27,62	29,82	26,55	128,2	128,2	229,5
K	Amasya	45	131,8	0,477	35,91	35,41	36,14	40,0	40,0	86,2
E	Aydın	114	264,2	0,538	28,69	31,43	28,85	105,5	212,6	230,6
M	Balıkesir	447	1119,3	0,401	32,42	35,29	31,41	816,5	866,8	978,0
M	Bilecik	16	40,0	0,451	27,30	27,69	27,80	40,0	40,0	40,0
M	Bursa	42	128,4	0,443	-	42,48	31,93	0,0	52,8	92,4
M	Çanakkale	190	362,8	0,405	33,69	38,30	32,84	172,0	270,7	235,7
M	Edirne	30	91,6	0,420	42,49	40,95	39,32	15,0	79,0	85,6
G	Gaziantep	19	65,6	0,816	-	-	-	0,0	0,0	0,0
A	Hatay	133	364,4	0,477	33,59	34,41	31,93	307,5	364,5	364,5
A	Isparta	36	61,2	0,781	-	-	30,20	0,0	0,0	61,2
A	Mersin	55	156,0	0,458	37,06	37,56	31,70	75,0	75,0	105,0
M	İstanbul	96	256,9	0,421	34,08	36,35	35,85	177,4	176,5	197,5
E	İzmir	577	1381,2	0,423	33,08	35,53	33,04	662,4	721,3	1012,6
I	Kayseri	107	264,9	0,704	28,30	30,10	29,87	72,0	124,8	264,9
M	Kırklareli	73	199,6	0,500	39,12	35,99	34,67	12,8	106,8	138,8
I	Kırşehir	70	168,0	0,402	22,58	22,58	23,10	30,0	30,0	168,0
M	Kocaeli	6	10,2	0,695	-	-	-	0,0	0,0	0,0
I	Konya	44	139,1	0,715	-	-	-	0,0	0,0	0,0
E	Manisa	355	670,0	0,354	34,38	34,92	33,66	529,0	517,0	581,4
A	K.Maraş	31	97,2	0,617	-	21,57	21,90	0,0	24,0	24,0
E	Muğla	98	197,4	0,491	25,85	30,03	25,09	29,6	29,6	130,6
I	Sivas	76	155,3	0,789	30,79	29,36	24,93	44,0	78,0	105,3
M	Tekirdağ	62	155,8	0,478	32,72	35,54	32,13	80,6	125,6	136,4
K	Tokat	51	140,7	0,474	27,98	21,30	27,81	40,0	40,0	140,7
E	Uşak	41	61,5	0,647	24,03	22,99	21,30	54,0	54,0	54,0
I	Karaman	19	62,7	0,516	-	38,46	36,65	0,0	62,7	62,7
M	Yalova	45	86,4	0,513	-	-	-	0,0	0,0	0,0
A	Osmaniye	105	265,3	0,508	32,72	31,09	29,42	185,0	185,0	265,3

## 6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Artan enerji talebinin karşılanması, enerji çeşitliliğinin artırılması, dışa bağımlılığın azalması, çevresel etkileri azaltılması, iklim değişikliğine karşı alınan kararların (KP, Paris Anlaşması, BMİDÇS) ve taahhütlerin yerine getirilmesi, istihdamın artırılması ve enerji üretiminin devamlılığı için YEK'larına yönelim artacaktır.

Türkiye'de elektrik santrallerinin arazi kullanımı alan gereksinimi incelenmiştir. Çevreci ve temiz olarak bilinen yenilenebilir enerji kaynaklarından, güneş yatırımlarınının 1,7 ha/MW arazi kullanım oranı ile 0,5 ha/MW'lık RES'lere göre daha çok arazi değişimine sebep olduğu ve daha fazla alan kullandığı hesaplanmıştır.

RES'lerin daha çok yerleşim yerlerinden uzakta, dağlık alanlarda projelendirildiği, GES'lerin ise mümkün mertebe trafo merkezlerine yakın, eğimin olmadığı veya az olduğu arazilerde konumlandırıldığı ve sayılarının ülkemizde geçtiğimiz üç yılda hızla arttığı incelenen projelerde görülmüştür.

RES'ler en çok, yol yapımı aşaması ile arazi değişimine sebep olmaktadır. Ancak yapılan yollar çoğu zaman RES özelinde değil, sonrasında başka sebepler ile de kullanılmaktadır. Orman içinde olsa bile, yangınlara müdahale, orman içi ulaşım, gerekmesi halinde arama kurtarma gibi sebepler ile yola ihtiyaç duyulmaktadır.

RES'ler genelinde sonuçlar detaylandırılırsa, rüzgar potansiyelinin yüksek olduğu bölge ve illerde RES'lerin arazi kullanımı daha azdır;

- Manisa'da 0,354 ha/MW (%33 - %35 arası KF)
- Balıkesir'de 0,401 ha/MW (%31 - %36 arası KF)
- İzmir'de 0,423 ha/MW (%33 - %36 arası KF)

Rüzgar potansiyelinin daha az olduğu bölgelerde ise türbinlerin arazi kullanımı daha fazla olması beklenmektedir. Örnek olarak İç Anadolu Bölgesi'nde 0,64 ha/MW (%27 - %32 arası KF), Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde 0,79 ha/MW (~%20 KF) değerleri söylenebilir, ancak yeterince örnek olmaması nedeni ile Güneydoğu Anadolu için verilen değerlerin sadece mevcut projeleri (48,4 MW) temsil ettiği

unutulmamalıdır. Sivas'ta ise arazi kullanımı 0,789 ha/MW (%24 - %31 arası KF) olarak hesaplanmıştır.

Yıllar geçtikçe türbinlerin kapladığı arazi, kanat boyları ile orantılı olarak artmıştır. 2000'li yıllarda RES için arazi gereksinimi 0,43 ha/MW iken 2018'de 0,56 ha/MW'a yükselmiştir. Türbin teknolojisinin zaman içinde ilerlemesi ile türbin başına kurulu güç, rotor çapı ve dolaylı olarak arazi kullanımı da artmıştır.

Arazi örtüsünün de arazi kullanımını ve değişimini etkilediği söylenebilir. İncelenen projelerde; dağlık ve engebeli arazilerde RT'lerinin arazi değişimine daha az sebep olduğu ancak yol yapımı sebebiyle değişiminin daha fazla olduğu gözlenmiştir. Ağaç olmayan, çıplak veya çıplağa yakın arazi örtülerinin de RT'lerin arazi değişiminin ağaçlı araziye göre daha az olduğu hesaplanmıştır.

İşletmedeki RES projelerinin çoğunun Marmara ve Ege Bölgesi'nde olmasından dolayı, elektrik şebekesine bağlanmak için çekilen elektrik hatları uzun değildir ve bu sebeple arazi değişimi miktarı ABD'de deki örnekler kadar fazla olmamaktadır.

RES'ler 2018 yılında 5,6 milyon kişinin elektrik ihtiyacını karşılamıştır ve toplamda 3500 ha arazi örtüsünün değişmesine sebep olmuştur. 3500 ha; İstanbul 3. Havalimanının veya İstanbul'un Üsküdar ilçesinin veya İstanbul'un Şişli ilçesinin alanına denk gelmektedir. Farklı arazi örtüsü sınıflarınca değişime bakılırsa en büyük pay 1520 ha (İstanbul Kağıthane ilçesine yakın bir alana denk) ile "maki ve otsu bitki örtüsü"nde olmuş, ikinci en yüksek değişim ise 825 ha (İstanbul Beyoğlu ilçesinden daha az bir alana denk) ile orman arazisi örtüsü için gerçekleşmiştir.

Dağlık orman arazilerinde, dağ veya tepenin sırt tabir edilen en yüksek kısmı ağaçtan arındırılarak, yangın koruma hatları oluşturulmaktadır. RT'lerinin de yüksek rakımlara konumlanmak istendiği düşünülürse, hali hazırda yangın koruma hattı açılmamış alanlarda RES'ler de düşünülerek eş zamanlı çalışma yapılarak en az sayıda ağacın etkilenmesi sağlanabilir.

GES projelerinin maliyetlerinin son 5 senede ciddi olarak azalması sonucu yapılan GES yatırımlarının, önümüzdeki dönemde de artarak devam etmesi beklenmektedir. 2018 yılında GES'ler 2 milyondan fazla kişinin elektrik ihtiyacını karşılamıştır. GES'lerin tamamı 8800 hektardan fazla arazi ile, Türkiye yüz ölçümünün %0,011'ini kaplamış durumdadır. Bu değer İstanbul'un Üsküdar, Kadıköy ve Ataşehir ilçelerinin toplamından fazla bir alana denk gelmektedir.

İşletmedeki farklı santraller için hesaplanan değerler, özet olarak Çizelge 6.1’de sunulmuştur. Bütün kaynak türleri için birim kurulu güç ve birim enerji üretimi için gereken arazi ve LCA CO<sub>2</sub> salınım değerleri çevresel değerler olarak verilmiştir. Ayrıca mevcut kurulu güç ve kapasite faktörü değerleri bütün santral türleri için sunulmuştur.

**Çizelge 6.1** : Elektrik santrallerinin çevresel ve üretim kıyaslaması.

	Rezerv ömrü	Yakıt maliyeti	Yatırım Maliyeti [\$/W]	Kurulu Güç[MW]	KF [%]	Arazi [ha/MW]	Arazi [ha/GWh]	CO <sub>2</sub> salınım [kg eşdeğer CO <sub>2</sub> /MWh]
Yerli K.	114 yıl	Var	?	11 058	45,0	2,17	0,47	375 – 390
İthal K.	114 yıl	Var	?	8 939	70,0	0,08	0,01	~ 360
Doğal gaz	53 yıl	Var	?	25 566	45,0	0,01	0,00	240
Biyokütle	∞	Var	2,8	559	50,0	0,11	0,03	17 - 207
Barajlı H	∞	Yok	2,1	20 554	25,0	26,03	13,09	6
Akarsu H	∞	Yok	2,1	7 837	26,0	0,61	0,25	6
Güneş	∞	Yok	1,1	6 316	20,5	1,71	1,16	30 – 40
Jeotermal	∞	Yok	4,0	1 316	60,0	0,17	0,03	50
Rüzgar	∞	Yok	1,5	7 453	33,3	0,49	0,18	10
NGS	?	Var	?	0	50,0	0,07	0,02	?

Birim enerji üretimi için barajlı HES 13,09 ha/GWh ile en çok araziye ihtiyaç duymaktadır. Ardından 1,16 ha/GWh ile GES’ler, sonrasında maden alanın ihtiyacı ile birlikte yerli kömür santralleri 0,7ha/GWh ile arazi ihtiyacı ve değişimine sebep olmaktadır. Bu üç santral türüne kıyasla geri kalan santral türleri ihmal edilebilir miktarda arazi kullanımına ihtiyaç duyar.

### 6.1 RES’lerin Arazi Kullanımının İyileştirilmesi İçin Öneriler

Proje alanının seçimi ve projelendirme, özellikle RES projelerinde hem elektrik üretimini hem de arazi kullanımını doğrudan etkilemektedir. YEKA ihale sisteminin devam edeceği düşünülürse, ihale alanlarının il bazında verilmesi yerine doğrudan proje alanı olarak ihale edilmesi her açıdan daha verimli olacaktır.

Çevresel etkileri incelenmiş, rüzgar hızı ölçülmüş bir alanın RES için ihale edilmesi ile arazi değişimi tam olarak kontrol altında tutulabilir. Hali hazırda lisansı bulunan

RES'lere verilecek kapasite artışı veya yeniden güçlendirme<sup>24</sup> ile arazi değişimi en azda tutularak RES'lerin kurulu gücü ve şebekeye desteği artırılabilir.

Yeni RT teknolojileri kullanımına teşvikler yapılarak, tez içinde belirtilen alternatif kurulum yöntemleri ile arazi değişimi azaltılabilir.

## **6.2 GES'lerin Arazi Kullanımının İyileştirilmesi İçin Öneriler**

Yeni projelerde yatırımcılar hali hazırda düz olan arazileri kullanmak isteyebilir. Bu da ekili veya ekilebilir alanların GES'lere teslim olma ihtimalini bizlere düşündürmelidir. Unutulmamalı ki enerjiye olduğu kadar tarıma da ihtiyaç vardır.

Birçok santral türüne göre daha çok alana ihtiyaç duyan GES'lerin arazi örtüsü değişimini azaltmak için yapılabilecek ilk öneri GES'lerin hali hazırda yapay arazi örtüsüne sahip alanlarda konumlandırılmasıdır. Başka bir söylem ile konutların, endüstriyel alanların, alışveriş merkezlerinin, stadyumların, devlet kurumlarının, otoparkların üstüne ve/ya çatısına eklenebilecek GES sistemleri ayrıca bir arazi örtüsü değişimine sebep olmayacak, aksine bulunduğu yere yeni bir fonksiyon katacaktır. Bu aynı zamanda elektrik şebekesine yakın olmak anlamına da gelmektedir.

Özellikle Almanya'da çatı üstü PV (GES) uygulamaları bilinmektedir. Benzer uygulamaların Türkiye'de de artması için ek destek veya teşvikler sunulabilir. Hatta yapı üzeri uygulamalarda takip sistemleri ile GES'lerin verimleri artırılarak üretilecek enerji miktarı fazlaştırılabilir. Tez kapsamında da incelendiği üzere GES'lerin kapasite faktörleri diğer santral türlerine göre düşüktür, takip sistemleri ile bu değer artırılabilir.

Japonya gibi arazinin değerli olduğu ülkelerde görülen bir başka uygulamada yüzen GES'lerdir, baraj gölü veya göl üzerine konumlandırılan GES'ler mevcuttur.

Ayrıca Ar-Ge (araştırma ve geliştirme) çalışmaları ile GES sistemlerinin daha verimli hale gelmesi için destekler sağlanabilir.

---

<sup>24</sup> Eski türbinlerin yerine yeni ve daha büyük ve güçlü RT'lerinin konumlandırılmasıdır.

### 6.3 Çalışmanın Uygulama Alanı

Yapılan çalışma ile her elektrik üretim yöntemi için arazi gereksinimi hesaplanmıştır. Bu değerler kullanılarak farklı projeksiyon çalışmalarında ne kadarlık bir alana ihtiyaç olduğu, RES için bölgesel hangi arazi örtüsünün değişeceği anlatılmıştır. Buradaki bilgiler kullanılarak her hangi bir projeksiyon çalışması için hesaplamalar yapılabilir. Özellikle CORINE çözünürlüğü dışında kalan RES'ler için bölgesel değerler ile detaylı analiz yapılma imkanı sağlanmıştır.

#### 6.3.1 GES kaynaklı arazi değişimi projeksiyonu

İşletmedeki GES kurulu gücünün önümüzdeki 10 yılda 40 katına çıkması durumunda 80 milyon kişinin (2018 kişi başına enerji ihtiyacına göre) elektrik ihtiyacı GES'lerce karşılanacaktır. Ancak kişi başına elektrik ihtiyacının ve nüfusun arttığı düşünülürse bu durumda bile tek başına GES'ler yeterli olmayacaktır.

Bu senaryoda GES'lerin kaplayacağı alan Türkiye yüz ölçümünün %0,45'ine denk gelecek ve 352 000 ha olacaktır. Bu değer Kocaeli'nin yüz ölçümüne yakındır. Yapılabilecek herhangi bir enerji projeksiyonunda bu değerden daha fazla GES artışı öngörülmesi gerçekçi olmayacaktır.

Bütün enerji yatırımların GES'e yapılması durumunda da gerek duyulacak en fazla arazi miktarının Kocaeli ili kadar olması, Türkiye'de GES için yer sıkıntısının yaşanmayacağı anlamını taşımaktadır.

#### 6.3.2 RES kaynaklı arazi değişimi projeksiyonu

**Çizelge 6.2** : RES projeksiyonun arazi değişimi öngörüsü.

Bölge	Lisanslı Güç [MW]	Ön lisanslı Güç [MW]	YEKA-2 Güç [MW]	Toplam Güç [MW]	Arazi [ha]
Marmara	1876,6	2270,5	500,0	4647,1	1998,3
Ege	600,4	301,4	500,0	1401,8	616,8
Karadeniz	223,6	390,3	-	613,9	294,7
İç Anadolu	179,2	870,6	-	1049,8	671,9
Akdeniz	113,5	469,6	-	583,1	303,2
Güneydoğu	-	175,0	-	175,0	138,3
Doğu A.	-	279,5	-	279,5	220,8
Türkiye	2993,3	4756,8	1000,0	8750,1	4244,0

Önümüzdeki 5 yıl içerisinde yapılabilecek RES projelerinin yerleri bellidir, hepsinin devreye alınıp alınmayacağı bir soru işareti olsa da, bütün potansiyel RES projelerin hayata geçmesi halinde karşılaşılabilecek olan arazi değişimi Çizelge 6.2’de verilmiştir. Bölgelerin sahip olduğu linsans ve ön lisans kapasiteleri ve YEKA-2 ihalesini kapsayacak şekilde tablo RES’ler için 5 yıllık en yüksek projeksiyonu sağlamaktadır.

Mevcut RES’ler kabaca 3500 ha’lık arazinin değişimine sebep olmuştur. Yeni yapılacak RES’ler ise en fazla 4250 hektarlık alanın (İstanbul’un Esenyurt ilçesinden daha az bir alana denk gelmekte) daha değişmesine sebep olacak ve toplamda 7750 ha gibi bir arazi RES’ler sebebi ile değişecektir. Bu değer şu an GES’lerin sebep olduğu arazi değişiminden az bir alandır.

İşletmedeki RES’lerin sebep olduğu arazi değişiminden yola çıkarak, yakın gelecekte yapılması planlanan RES projelerinin büyük çoğunluğunun Ege ve Marmara bölgelerinde olmasından ötürü, yeni yapılacak projelerden daha çok etkilenecek arazi örtüsünün orman olacağı öngörülmektedir.

### **6.3.3 Arazi kullanımı ve yüksek elektrik üretimi için önerilen RES bölgeleri**

YEKA sisteminin devam etmesi durumunda, arazi kullanımı ve değişimi değerinin düşük olduğu Ege (0,44 ha/MW) ve Akdeniz (0,52 ha/MW) bölgelerine yeni projeler önerilebilir. Özellikle Mersin, Karaman sınırı ve civarı hem çorak bir arazi örtüsüne sahip, hem de yüksek KF’nin görüldüğü bir bölgedir. Bu ve benzeri alanlar, daha çevreci YEKA alanları için değerlendirilebilir.

Karadeniz Bölgesi’nde Amasya yüksek KF değeri ile dikkat çekse de orman arazilerinin çok olduğu bilinmektedir. EK’lerde verilen rüzgar potansiyel atlasları bölgesel arazi kullanım değerleri ile birlikte kullanılarak, daha çevreci YEKA alanlar önerilebilir.

### **6.3.4 En abartılı senaryo, tek kaynak ile tüm enerji üretimi**

Günümüzde sıkça duyduğumuz “sadece güneş enerjisi ile elektrik ihtiyacımızı karşılayabiliriz” söylemi, pratik olarak gerçekçilikten çok uzak olsa da, bu durum için hesap yapılma şansı yaratılmıştır. 2018 enerji ihtiyacının sadece GES ile karşılanması durumunda kabaca 350 000 hektarlık (kabaca Kocaeli ili kadar) alana ihtiyaç olacağı, 10 yıllık sürede enerji ihtiyacının 1,5 katı olması beklendiğinden bu değer 525 000 ha mertebesine çıkacağı öngörülebilmektedir. 525 000 ha kabaca İstanbul

ilinin yüz ölçümüne denk gelmektedir, bir başka bakış açısından değerlendirsek, sürekli artmakta olan yapay bölgelerin (CORINE kod 1\*) 2012 değeri olan 1 374 161 ha ile oranlandığında %38,2 ‘lik bir oran karşımıza çıkmaktadır. İnsan kaynaklı arazi örtüsü değişmiş alanların sadece bir kısmını kullanarak bu uç senaryonun ihtiyacı karşılanabilir.

Benzer hesaplama bütün santral türleri için yapılmıştır ve Çizelge 5.1’te sonuçlar görülmektedir. Çizelgede 2018 için hesaplanan değerler ile birlikte, 2018 ve 2028 enerji ihtiyacının tek bir kaynaktan sağlanması uç senaryosu bulunmaktadır.

**Çizelge 6.3 : Uç arazi kullanımı projeksiyonu.**

Birincil Kaynak	2018 Üretim [GWh]	Arazi Kullanımı		Hesaplanan toplam arazi kullanımı 2018 [ha]	2018 enerji üretiminin tamamı için gereken [ha]	2028 enerji üretiminin tamamı için gereken [ha]
		[ha/MW]	[ha/GWh]			
Asfaltit k.	2 328		0,38	880,5	113 753	170 630
Taş kömür	2 505		0,70	1 762,8	211 613	317 420
Linyit	44 838	2,17	0,47	20 876,9	140 017	210 026
İthal kömür	62 149	0,08	0,01	672,8	3 256	4 884
Fuel oil	1 429	0,00	0,00	1,8		
Doğal gaz	90 232	0,01	0,00	324,8	1 082	1 623
Atık ısı	517	0,52	0,33	168,5	98 044	147 066
Biyokütle	2 698	0,11	0,03	75,7	8 434	12 651
Barajlı HES	40 895	26,03	13,09	535 369,4	3 936 817	15 905 226
Akarsu HES	18 860	0,61	0,25	4 781,1	76 231	114 347
Güneş	7 604	1,71	1,16	8 836,8	349 469	524 204
Jeotermal	6 906	0,17	0,03	219,6	9 563	14 345
Rüzgar	19 757	0,49	0,18	3 497,2	53 231	79 847
Toplam	300 717			577 468		

Gelecek yıllarda yapılacak yeni yatırımlar düşünüldüğünde arazi kullanımı açısından en sıkıntı yaratabilecek santral türü GES’tir. Barajlı HES’lerin her yere kurulma ihtimali olmadığı, doğa koşulları ile sınırlandığı için HES’ler arazi kullanımı açısından daha fazla değişime sebep olsa da GES’ler kadar tarım ve ekilebilir araziler için tehlike arz etmemektedir.



## KAYNAKLAR

- [1] **Url-1** < [https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2019-04/kurulu\\_guc\\_mart\\_2019.pdf](https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2019-04/kurulu_guc_mart_2019.pdf) > 19.04.2019 tarihinde erişildi.
- [2] **Url-2** < <https://enerji.gov.tr/tr-tr/sayfalar/elektrik/> > 17.04.2019 tarihinde erişildi.
- [3] **Url-3** < [https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-02/Taleprapor\\_2017.pdf](https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-02/Taleprapor_2017.pdf) > 19.04.2019 tarihinde erişildi.
- [4] **Şekertekin, A., Kutoğlu, Ş., & Marangoz, A.** (2015). Uzaktan Algılama Teknolojisi ve Uydu Görüntüleri Yardımıyla Önemli Çevresel (Su ve Kara Yüzeyi) Etkilerin Gözlemlenmesi. *Karaelmas Fen ve Müh. Dergisi*, 5(2), 105-112.
- [5] **Ong, S., Campbell, C., Denholm, P., Margolis, R., & Heath, G.** (2013). Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States. Denver, CO: NREL - U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency & Renewable Energy.
- [6] **Denholm, P., Hand, M., Jackson, M., & Ong, S.** (2009). Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory - U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.
- [7] **Diffendorfer, J. E., & Compton, R. W.** (2014). Land Cover and Topography Affect the Land Transformation Caused by Wind Facilities. *PLOS ONE*, 9(2), 1-7.
- [8] **Poggi, F., Firmino, A., & Amado, M.** (2018). Planning renewable energy in rural areas: Impacts on occupation and land use. *Energy*(155), 630-640.
- [9] **Ceylan, M.** (2018). Kampüs Binalarında Şebekeden Bağımsız Bir Çatı Üstü Fotovoltaik Sistem Tasarımı ve Benzetmesi. İstanbul, Türkiye: İstanbul Teknik Üniversitesi.
- [10] **Şentürk, A. E.** (2013). Bir Entegre Güneş Kombine Çevrim Santrali Fizibilite Çalışması. İstanbul, Türkiye: İstanbul Teknik Üniversitesi.
- [11] **TEİAŞ P. V. Y. Y. D. BAŞKANLIĞI** (2018). Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2018-2022). Ankara, Türkiye: TEİAŞ.
- [12] **Url-4** < [https://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT Documents Sayfalar Enerji\\_Çevre\\_ve\\_İklim\\_Değişikliği\\_GÜNCEL+2017.pdf](https://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT Documents Sayfalar Enerji_Çevre_ve_İklim_Değişikliği_GÜNCEL+2017.pdf) >, «İklim Değişikliği ve Uluslararası Müzakereler», Türkiye Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 17.04.2019 tarihinde erişildi.

- [13] **Bayazıt, B.** (2018). 2018 – 2023 yılları arasında Türkiye'nin yenilenebilir enerji yatırım portföyünün kurgulanması: çok amaçlı doğrusal programlama metodu önerisi. İstanbul, Türkiye: İstanbul Teknik Üniversitesi.
- [14] **Koffi, B., Cerutti, A., Duerr, M., Iancu, A., Kona, A., & Janssens-Maenhout, G.** (2017). CoM Default Emission Factors for the Member States of the European Union. Brüksel, Belçika: Joint Research Centre of the European Commission.
- [15] **Url-5** < <http://www.yegm.gov.tr/yenilenebilir/YEKDEM.aspx>.> 20.04.2019 tarihinde erişildi.
- [16] **Url-6** < <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-72/elektrikyekdem>.> 20.04.2019 tarihinde erişildi.
- [17] **Anameric, M.** (2014). Çift Eksende Mikrokontrollü Güneş İzleme Sistemi. Ankara, Türkiye: Hacettepe Üniversitesi.
- [18] **Başkanlığı, S. G.** (2017). Dünya ve Türkiye Enerji ve Tabii Kaynaklar Görünümü, Sayı 15. Ankara, Türkiye: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
- [19] **Url-7** < <http://www.tureb.com.tr/bilgi-bankasi/turkiye-res-durumu>.> 20.04.2019 tarihinde erişildi.
- [20] **Url-8** < <http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml>.> 22.04.2019 tarihinde erişildi.
- [21] **Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği**, (2019). Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu 2019. Ankara, Türkiye: TÜREB.
- [22] **Url-9** < <http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretim/OnLisans/elektrikUretim/OnLisansOzetSorgula.xhtml>.> 22.04.2019 tarihinde erişildi.
- [23] **Braun, M., & Manakos, I.** (2014). Land Use and Land Cover Mapping in Europe. Enschede, Hollanda: Springer.
- [24] **Alp, G., Algan, I. Y., & Sertel, E.** (2015). Determination of Agricultural Land Changes In Mugla, Turkey Using Remotely Sensed Data and Corine Methodology. İstanbul, Türkiye: İstanbul Teknik Üniversitesi.
- [25] **Url-10** < <https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover>.> «Copernicus Land Monitoring Services,» European Commission,» 22.04.2019 tarihinde erişildi.
- [26] **Url-12** < <http://corine.tarimorman.gov.tr/corine>.> 19.04.2019 tarihinde erişildi.
- [27] **Url-13** < <https://www.lagerwey.com/climbing-crane/>.> 24.04.2019 tarihinde erişildi.
- [28] **Çarkacı, E.** (2014). EÜAŞ Ambarlı Fuel oil ve DGKÇS Kalite Yönetim Sisteminin Uygulaması ve Enerji Verimliliği Üzerine Etkisinin İncelenmesi. İstanbul, Türkiye: İstanbul Teknik Üniversitesi.
- [29] **Url-14** < <http://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-72/yekdem>.> 9.04.2019 tarihinde erişildi.
- [30] **Url-15** < <https://www.globalwindatlas.info/area/Turkey>.> 12.04.2019 tarihinde erişildi.

- [31] **Url-16** < [http://www.yegm.gov.tr/YEKrepa/REPA-duyuru\\_01.html](http://www.yegm.gov.tr/YEKrepa/REPA-duyuru_01.html)>  
16.04.2019 tarihinde erişildi.
- [32] **Url-17** < <http://www.eie.gov.tr/MyCalculator/Default.aspx>. > 15.04.2019  
tarihinde erişildi.
- [33] **Huld, T. M.** (2012). A new solar radiation database for estimating PV  
performance in Europe and Africa. *Solar Energy*(86), 1803-1815.
- [34] **şuri, M. H.** (2007). Potential of solar electricity generation in the European  
Union member states and candidate countries. *Solar Energy*(81), 1295-1305.
- [35] **Url-18** < <http://www.mta.gov.tr/v3.0/hizmetler/jeotermal-harita> > 16.04.2019  
tarihinde erişildi.
- [36] **Url-19** < [http://cografyaharita.com/haritalarim/4eturkiye-hidroelektrik-  
santralleri-haritasi2016.png](http://cografyaharita.com/haritalarim/4eturkiye-hidroelektrik-santralleri-haritasi2016.png) > 16.04.2019 tarihinde erişildi.





## **EKLER**

**EK A:** Çizelgeler

**EK B:** Harita ve Atlaslar



**EK A****Çizelge A.1 : CORINE Arazi örtüsü ve kullanımı sınıflandırması.**

1. Kod	2. Kod	3. Kod	Tanım
1			Yapay Bölgeler
1	1		Şehir Yapısı
1	1	1	111 Sürekli Şehir Yapısı
1	1	2	112 Kesikli/Süreksiz Şehir Yapısı
1	2		Endüstri, Ticaret Ve Ulaşım Birimleri
1	2	1	121 Endüstriyel ve Ticari Birimler
1	2	2	122 Karayolları, Demiryolları ve İlgili Alanlar
1	2	3	Limanlar
1	2	4	124 Havaalanları
1	3		Maden Ocağı, Boşaltım ve İnşaat Sahaları
1	3	1	131 Maden Çıkarım Sahaları
1	3	2	132 Boşaltım Sahaları
1	3	3	133 İnşaat Sahaları
1	4		Yapay, Tarımsal Olmayan Yeşil Alanlar
1	4	1	141 Yeşil Şehir Alanları
1	4	2	142 Spor ve Eğlence Alanları
2			Tarımsal Alanlar
2	1		Ekilebilir Alan
2	1	1	211 Sulanmayan Ekilebilir Alanlar
2	1	2	212 Sürekli Sulanan Alanlar
2	1	3	213 Pirinç Tarlaları
2	2		Sürekli Ürünler
2	2	1	221 Üzüm Bağları
2	2	2	222 Meyve Bahçeleri
2	2	3	223 Zeytinlikler
2	3		Meralar
2	3	1	231 Mera Alanları
2	4		Karışık Tarımsal Alanlar
2	4	1	241 Sürekli Ürünlerle Birlikte Bulunan Senelik Ürünler <sup>25</sup>
2	4	2	242 Karışık Tarım Alanları
2	4	3	243 Doğal Bitki Örtüsü ile Birlikte Bulunan Tarım Alanları
2	4	4	244 Ormanla Karışık Tarım Alanları <sup>25</sup>

<sup>25</sup> Türkiye’de kullanılmıyor.

**Çizelge A.1 (Devamı):** CORINE Arazi örtüsü ve kullanımı sınıflandırması.

1. Kod	2. Kod	3. Kod	Tanım
3			Orman ve Yarı Doğal Alanlar
3	1		Ormanlar
3	1	1	311 Geniş Yapraklı Ormanlar
3	1	2	312 İğne Yapraklı Ormanlar
3	1	3	313 Karışık Ormanlar
3	2		Maki ve Otsu Bitkiler
3	2	1	321 Doğal Çayırliklar
3	2	2	322 Fundaliklar
3	2	3	323 Sklerofil Bitki Örtüsü
3	2	4	324 Bitki Değişim Alanları
3	3		Bitki Örtüsü İle Kaplı Olmayan Veya Az Miktarda Bitki Örtüsü İle Kaplı Açık Alanlar
3	3	1	331 Sahiller, Kumsallar ve Kumluklar
3	3	2	332 Çıplak Kayaliklar
3	3	3	333 Seyrek Bitki Alanları
3	3	4	334 Yanmış Alanlar
3	3	5	335 Buzul ve Kalıcı Kar
4			Sulak Alanlar
4	1		Karasal Bataklıklar
4	1	1	411 Karasal Bataklıklar
4	1	2	412 Turbalıklar <sup>26</sup>
4	2		Denize Yakın Islak Alanlar
4	2	1	421 Tuz Bataklığı
4	2	2	422 Tuzlalar
4	2	3	423 Gelgit Olayı ile Oluşan Düzlükler <sup>26</sup>
5			Su Yapıları
5	1		Karasal/İç Sular
5	1	1	511 Su Yolları
5	1	2	512 Su Kütleleri
5	2		Deniz Suları
5	2	1	521 Kıyı Lagünleri
5	2	2	522 Nehir Ağızları, Deltalar
5	2	3	523 Deniz ve Okyanus

<sup>26</sup> Türkiye’de kullanılmıyor.

## Çizelge A.2 : TÜREB işletmedeki rüzgar enerjisi santralleri – Ocak 2019 [19].

İŞLETMEDEKİ RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALLERİ / WIND POWER PLANTS UNDER OPERATION									
FİRMA ADI COMPANY NAME	PROJE ADI PROJECT NAME	KURULU GÜÇ (MW) INSTALLED CAPACITY (MW)	İL CITY	TÜREB ÜRETİCİSİ TÜRBINE MANUFACTURER	TÜREB MODELİ TURBINE MODEL	TÜREB GÜCÜ TURBINE POWER	İŞLETMEYE GİRİŞ TARİHİ COMMISSIONING OF OPERATION		
1	Etil Enerji A.Ş.	Ada 2 RES	4,60	Balıkesir	ENERCON	E-70	2MW	2015	
2	YGT Elektrik Üretim A.Ş.	Adares	10,00	İzmir	SIEMENS GAMESA	G97	2MW	2015	
3	Atmes Ek. Dr. San. ve Tic. A.Ş.	AİRES-4	60,80	Kızılkaya	SIEMENS GAMESA	SWT-3.2-113	3,2 MW	2017	
4	Ayten En. A.Ş.	Akbak II RES	21,00	Mugla	SÜZLON	S96	2,5 MW	2016	
5	Suçay Enerji San. Ve Tic. A.Ş.	Akbak RES	21,60	Aydın	NORDEX	N117	2,4 MW	2015/2018	
6	Ayten En. A.Ş.	Akbak RES	31,50	Aydın	SÜZLON	S 88	2,1 MW	2009	
7	Ahşen Enerji Üretim Ticaret ve Sanayi A.Ş.	Akdag RES	23,00	Konya	SIEMENS GAMESA	SC 126	2,625 MW	2018	
8	Akhezar Rüz. En. El. Dr. San.Ltd. Şti.	AKRES	55,00	Manisa	NORDEX	N90 / N100	2,5 MW	2000/2018	
9	Aksu Tazem. En. El. Dr. San. ve Tic. A.Ş.	Aksu RES	72,00	Kayseri	VESTAS	V100-2.0	2 MW	2012	
10	ADO Enerji Üretim San. Ve Tic. A.Ş.	Akyurt RES	14,70	Tokat	SIEMENS GAMESA	G114	2,1 MW	2016	
11	Egendo Ege Enerji Üretim A.Ş.	Alaçah RES	16,00	İzmir	ENERCON	E-82	2 MW	2016	
12	Elektrik Üretim A.Ş.	Alaçah RES	7,20	İzmir	VESTAS	V44-600	0,6 MW	1998	
13	Tan Elektrik Dr. A.Ş.	Alaçah RES	19,20	İzmir	NORDEX	N117	2,4 MW	2014/2016	
14	Altbeyaz Rüzgar Enerji Üretim A.Ş.	Altay RES	30,00	Balıkesir	NORDEX	N117/3.6/5-N117/3.6	3,6 MW + 3 MW	2018	
15	Balkaya En. A.Ş.	Amasya RES	82,00	Amasya	NORDEX	N100/N117	2,5 MW / 3 MW	2008 /2017	
16	Şehzade Enerji Üretim Ticaret San. A.Ş.	Amasya RES	46,20	Amasya	VESTAS	V126-3.3	3,3 MW	2016	
17	Eşyel Elektrik Üretim A.Ş.	Ardeş RES	52,80	Konya	SIEMENS GAMESA	G132	3,3 MW	2018	
18	Hıtaç Rüzgar Enerji Santrali A.Ş.	Azules	3,60	Amasya	VESTAS	V136-3.45/3.6	3,6 MW	2018	
19	Çarşın İnş. Mh. A.Ş.	Atk RES	18,00	Hatay	SIEMENS GAMESA	G90	2 MW	2014	
20	Ayres Ayvack B. Dr. Sant. Ltd. Şti.	AyRES	5,40	Çanakkale	VESTAS	V90-1.8	1,8 MW	2011	
21	AkEn. El. Dr. A.Ş.	Ayyıldız RES	28,20	Balıkesir	VESTAS	V90-3.0 / V112-3.3	3 MW / 3,3 MW	2009/2017	
22	Külli Enerji Yat. Dr. ve Tic. A.Ş.	Bağcıran RES	48,00	İzmir	NORDEX	N117	2,4 MW	2015	
23	Boğaziçi Elektrik Üretim A.Ş.	Baglar RES	62,70	Konya	SIEMENS GAMESA	G132	3,3 MW	2018	
24	Borusan ENBİM	Baldoban RES	61,40	Tekirdağ	SIEMENS GAMESA	SWT-2.3-108 / SWT-3.6-130	2,3 MW / 3,6 MW	2014/2016	
25	Bases. El. Dr. A.Ş.	Balkesir RES	143,00	Balıkesir	GE	GE2.75-103	2,75 MW	2012	
26	Yapısan El. Dr. A.Ş.	Bandırma RES	30,00	Balıkesir	GE	GE1.5e	1,5 MW	2005	
27	Boracaso En. Ve Klm. San. Tic. A.Ş.	Bandırma RES	89,70	Balıkesir	VESTAS	V90-3.0 / V112-3.3	3 MW/3,3 MW	2009/2010/2014	
28	Yapısan El. Dr. A.Ş.	Bandırma RES Bt.	21,50	Balıkesir	NORDEX	N90	2,5 MW	2012	
29	As Makina En. El. Dr. San.Tic. A.Ş.	Bandırma-3 RES	41,80	Balıkesir	NORDEX	N90 / N117	2,5 MW / 2,4 MW	2008 /2016	
30	Velim En. Yat. Dr. ve Tic. A.Ş.	Barbaros RES	12,45	Tekirdağ	GE	GE2.85-103/GE3.2-103	2,85MW/3,2MW	2016-2017	
31	Belen El. Dr. A.Ş.	Belen RES	48,00	Hatay	VESTAS	V90-3.0	3 MW	2009/2010/2012	
32	Kirest Enerji A.Ş.	Bereket RES	32,00	Tokat	SIEMENS GAMESA	SWT-3.2-113	3,2 MW	2016	
33	Bergama RES En. Dr. A.Ş.	Bergama RES	100,00	İzmir	NORDEX	N90/N117	2,5 MW / 3 MW	2007/2016	
34	Vento Elektrik Üretim A.Ş.	Bergama RES	25,20	İzmir	NORDEX	N131/3600	3,6 MW	2018	
35	Bergas Elektrik Üretim A.Ş.	Beşir RES	69,95	İzmir	GE	GE3.2-103/GE2.75-103	3,2 MW / 2,75 MW	2017	
36	ICDAS Çelik En. Ter. ve Ul. San. A.Ş.	Bıga RES	60,80	Çanakkale	GE	GE3-2-103	3,2 MW	2015	
37	Boraş Bozacaada Rüz. En. San.Tic. A.Ş.	Bozacaada RES	10,20	Çanakkale	ENERCON	E-40	0,6 MW	2000	
38	Kardemir Haddeselik San.Tic. Ltd. Şti.	Bozayık RES	19,70	İzmir	NORDEX	N100 / N117	2,5 MW / 2,4 MW	2012 / 2016	
39	Doğal En. Dr. A.Ş.	Buğraç RES	14,90	Çanakkale	ENERCON	E-48/E-44	0,8MW/0,9MW	2007	
40	Pakmerm Elektrik Üretim San. Ve Tic. A.Ş.	Çarş RES	57,40	Kocaeli	NORDEX	N131/3600	3,6 MW	2018	
41	Altaç En. El. Dr. A.Ş.	Çamsaklı RES	20,80	Çanakkale	ENERCON	E-82/E-48	2MM/0,8MW	2009	
42	Altaç En. El. Dr. A.Ş.	Çamsaklı RES	42,30	Çanakkale	ENERCON	E-92	2,35	2018	
43	Boydak Enerji Üretim ve Tic. A.Ş.	Çanta RES	47,50	İstanbul	NORDEX	N100	2,5 MW	2013/2014	
44	Sanki Rüz. En. San. ve Tic. A.Ş.	Çatalca RES	93,00	İstanbul	VESTAS	V90-3.0 / V117-3.3	3 MW / 3,3 MW	2008 /2016	
45	Altaç En. El. Dr. A.Ş.	Çataltepe RES	16,00	Balıkesir	ENERCON	E-82	2 MW	2010	
46	Siper Elektrik Üretim A.Ş.	Çataltepe RES	12,00	İstanbul	NORDEX	N117	3 MW	2016	
47	ZT Enerji A.Ş.	Çerçik RES	57,00	Hatay	ACCIONA	AW125	3 MW	2015	
48	Altaç En. El. Dr. A.Ş.	Çeyme RES	10,70	İzmir	ENERCON	E-40/E-42	0,5 MW/2,3 MW	1998/2017	
49	ABK Çeyme Enerji	Çeyme RES	18,00	İzmir	NORDEX	N117	3 MW	2015	
50	Enertisa En. Dr. A.Ş.	Doğazcan RES	39,00	Mersin	SIEMENS GAMESA	SWT-3.0-101	3,0 MW	2011	
51	Dares Datça Rüz. En. San. ve Tic. A.Ş.	Dares Datça RES	41,60	Mugla	ENERCON	E-48/E-44/E-115	0,8MW/0,9MW/3MW	2008/2017	
52	Datça Rüzgar Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Datça RES	12,50	Mugla	SIEMENS GAMESA	SC 114	2,5 MW	2018	
53	Zorlu Rüzgar En. Dr. A.Ş.	Demirler RES	23,30	Osmaniye	GE	GE1.7-100/GE2.85-103	1,7 MW/2,85 MW	2016	
54	Çalık Rüzgar Enerji Elektrik Dr. Ltd.Şti.	Demirli RES	40,00	İzmir	NORDEX	N90/3+N100(13)	2,5 MW	2016	
55	Kale Enerji Üretim Tic. ve San. A.Ş.	Diklik RES	28,80	Kocaeli	NORDEX	N117	2,4 MW	2015/2018	
56	Olgu En. Dr. Tic. A.Ş.	Dinar RES	115,00	Aydın	SIEMENS GAMESA	SWT-2.3-108	2,3 MW	2013	
57	Olgu En. Yat. Dr. ve Tic. A.Ş.	Dinar RES Bt	85,25	Aydın	GE	GE2.75-120	2,75 MW	2016	
58	Ötopya En. Dr. San. Tic. A.Ş.	Dazova RES	51,50	İzmir	GE	GE2.5-100/GE2.75-100	2,5 MW / 2,75 MW	2009/2010/2013/2014	
59	Eber Elektrik Üretim A.Ş.	Eber RES	39,00	Akarahisar	NORDEX	N131/3900	3,9 MW	2018	
60	Edinok Enerji El. Dr. A.Ş.	Edinok RES	77,40	Balıkesir	NORDEX	N100/N117	2,5 MW/2,4 MW/3 MW	2013/2015/2016	
61	Malltem En. El. Dr. A.Ş.	Ege RES	9,20	İzmir	ENERCON	E-70	2 MW	2015	
62	Hanay Elektrik Üretim A.Ş.	Emraç RES	30,00	Mersin	VESTAS	V100-2.0	2,0 MW	2016	
63	Emral Enerji Üretim A.Ş.	Emraç RES	9,90	Mersin	VESTAS	V112-3.3	3,3 MW	2017	
64	Borcas En. Dr. San. ve Tic. Ltd. Şti.	Enez RES	21,40	Edirne	NORDEX	N90/N100	2,5 MW/3,3 MW	2008/2016	
65	Marmaracas Elektrik Üretim A.Ş.	Esenköy RES	32,40	Yalova	NORDEX	N117	3,6 MW	2017	
66	Derne En. Dr. Tic. A.Ş.	Fatma RES	80,00	Mugla	SIEMENS GAMESA	SWT-3.2-113	3,2 MW	2016/2017	
67	FuatRES Elektrik Üretim A.Ş.	Fuat RES	33,00	İzmir	VESTAS	V112-3.3	3,3 MW	2015/2016	
68	An En Elektrik Üretim A.Ş.	Gazi RES	6,90	İstanbul	VESTAS	V126-3.45	3,45 MW	2018	
69	Gates Enerji Dr. Tic. A.Ş.	GERES	30,00	Manisa	NORDEX	N90	2,5 MW	2014/2015	
70	Rüzgar Elektrik Üretim A.Ş.	Geş RES	12,00	Mugla	NORDEX	N117	3 MW	2017	
71	Egendo Ege Enerji Üretim A.Ş.	Germiyan RES	12,00	İzmir	ENERCON	E-82	2 MW	2016	
72	Al-Yal El. Dr. A.Ş.	Geycek RES	168,00	Kışehir	ENERCON	E-82	2MM/3MM	2013/2014	
73	Rotor El. Dr. A.Ş.	Gökçek RES	135,00	Osmaniye	GE	GE2.5-100	2,5 MW	2009	
74	İtken Enerji Yat. Dr. Ve Tic. A.Ş.	Gökdağ RES	10,20	Kocaeli	GE	GE1.7-103	1,7 MW	2017/2018	
75	Caref En. Dr. ve Tic. A.Ş.	GökRES	35,75	Manisa	GE	GE2.75-103	2,75 MW	2014	
76	Manres El. Dr. A.Ş.	Göncüyan RES	20,75	Balıkesir	GE	GE2.5-100/GE2.75-100	2,5 MW / 2,75 MW	2012 / 2014	
77	Turkey Alternative Enerjiden Elektrik Dr. A.Ş.	Göndöğdu RES	9,60	Bursa	NORDEX	N117	2,4 MW	2015	
78	Eskoda Enerji Dr. Paz. İth. İhr. A.Ş.	Harmank RES	52,80	Bursa	VESTAS	V112-3.3	3,3 MW	2016	
79	Elm Enerji A.Ş.	Hassanbeyli RES	50,00	Osmaniye	NORDEX	N100	2,5 MW	2014	
80	Hicli Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Hicli-2 RES	9,90	Mersin	VESTAS	V112-3.3	3,3 MW	2015	
81	Tarıyel Elektrik Üretim A.Ş.	Hosas RES	29,20	Aydın	VESTAS	V112-3.3 V100-2.0	3,3 MW / 2,0 MW	2014/2016	
82	Anemon En. Dr. A.Ş.	İhtape RES	55,70	Çanakkale	ENERCON	E-48/E-82	0,8MW/2MW	2007/2014/2016	
83	Kırca Enerji Yat. Dr. Ve Tic. A.Ş.	Kaflıyay RES	10,20	Balıkesir	GE	GE1.7-103	1,7 MW	2018	
84	Kangal Elektrik Üretim A.Ş.	Kangal RES	78,00	Sivas	VESTAS	V100-2.0 / V110-2.0	2 MW	2014/2015	
85	Kangal Elektrik Üretim A.Ş.	Kangal RES ext	50,00	Sivas	SIEMENS GAMESA	G114	2,0MW/2,1 MW	2017	
86	Derne En. Dr. Tic. A.Ş.	Karabey RES	64,00	Edirne	SIEMENS GAMESA	SWT-3.2-113	3,2 MW	2016	
87	Kızıldağ Rüz. En. San. El. Dr. San. ve Tic. A.Ş.	Kızıldağ RES	28,00	Balıkesir	VESTAS	V80-2.0	2 MW	2013/2014	
88	Eğeser B. Ul. ve Mak. San. ve Tic. A.Ş.	Karabul RES	3,00	İzmir	SEMION	3,4M104	3,4 MW	2016	
89	Lodos El. Dr. A.Ş.	Karaburun RES	100,00	İzmir	ENERCON	E-82	2MM/3MM	2013	
90	Yalova Rüzgar Enerjiden Elektrik	Karacabey RES	30,00	Bursa	NORDEX	N100	2,5 MW	2016	
91	MURSAL Enerji Üretim San. Ve Tic. A.Ş.	Karacayy RES	12,60	Sivas	SIEMENS GAMESA	G114	2,1 MW	2016	
92	Caref En. Dr. ve Tic. A.Ş.	Karadağ RES	10,00	İzmir	GE	GE2.5-100	2,5 MW	2012	
93	Okman Enerji Elektrik Üretim ve Yat.A.Ş.	Karadağ RES	18,00	İzmir	NORDEX	N117	3 MW	2016	
94	Ayru En. San. ve Tic. A.Ş.	Karadere RES	19,20	Kızılkaya	GE	GE1.6-100	1,6 MW	2014/2016	
95	Denz El. Dr. Ltd. Şti.	Karabul RES	12,00	Manisa	VESTAS	V90-2.0	2 MW	2007	
96	Borcas Elektrik Üretim A.Ş.	Karova RES	30,15	Mugla	GE	GE1.7-103/GE2.85-103	1,7 MW/2,85 MW	2017	
97	EM Enerji Üretim Ticaret ve San. A.Ş.	Karlıdağ RES	65,55	Gaziantep	VESTAS	V126-3.45	3,45 MW	2017	
98	Braç El. Dr. A.Ş.	Kavala RES	52,80	Balıkesir	VESTAS	V112-3.3	3,3 MW	2014	
99	Altaç En. El. Dr. A.Ş.	Kellepe RES	20,90	Balıkesir	ENERCON	E-44/E-70	0,9 MW/2MW	2009/2014/2016	
100	Lodos El. Dr. A.Ş.	Kemalburgaz RES	24,00	İstanbul	ENERCON	E-82	2 MW	2008	
101	Etil En. Dr. Tic. A.Ş.	Kirik RES	54,00	İzmir	SIEMENS GAMESA	SWT-3.2-108	3,2 MW	2016	
102	Caref En. Dr. ve Tic. A.Ş.	Kızıldağ RES	45,60	Manisa	GE	GE2.85-103	2,85 MW	2016	
103	Başketepe Enerji Üretim ve Tic. A.Ş.	Kızılkaya RES	45,00	Tekirdağ	NORDEX	N117	2,4 MW	2015	
104	Alerka Enerji Dr. ve Yat. Ltd. Şti.	Kıyıcı RES	28,00	Kızılkaya	SIEMENS GAMESA	G90/G97	2 MW	2016	
105	ADO Enerji Üretim San. Ve Tic. A.Ş.	Konakpınar RES	14,70	Sivas	SIEMENS GAMESA	G114	2,1 MW	2016	
106	Kores Kocadağ Rüz. En. San. Dr. A.Ş.	KORRES	25,00	İzmir	NORDEX	N90/N100	2,5 MW	2012/2015	
107	Ayten En. A.Ş.	Korkmaz RES	25,20	İzmir	SÜZLON	S 88	2,5 MW	2016	
108	Eskoda Enerji Dr. Paz. İth. İhr. A.Ş.	Koru RES	52,80	Çanakkale	VESTAS	V112-3.3	3,3 MW	2014	
109	Doğal En. El. Dr. A.Ş.	Kozbeyli RES	34,55	İzmir	ENERCON	E-70/E-92	2 MW/2,35 MW	2012/2013/2017	
110	Denge Enerji Üretim San. Tic. A.Ş.	Kurtlu RES	14,40	Gölnar, Mersin	NORDEX	N117	3,6 MW	2016	
111	Asa Elektrik Üretim Tic. ve San. A.Ş.	Kuruyaz RES	45,60	Kayseri	NORDEX	N117	2,4 MW	2016	
112	Altaç En. El. Dr. A.Ş.	Kuyucak RES	50,30	Manisa	ENERCON	E-44/E-70/E-82/E-92	0,9 MW / 2 MW / 2,35 MW	2010 / 2015/2017	
113	Baker Enerji Üretim A.Ş.	Kirekdağ RES	36,00	Bursa	NORDEX	N117	3,6 MW	2017	
114	Kıroba B. Dr. A.Ş.	Madrababa RES	20,00	Aydın	SIEMENS GAMESA	G90	2 MW	2013	
115	Enertisa En. Dr. A.Ş.	Mahmutiye RES	20,90	Çanakkale	SIEMENS GAMESA	SWT-2.3-101	2,3 MW	2010	

## Çizelge A.2 (Devamı) : TÜREB işletmedeki rüzgar enerjisi santralleri – Ocak 2019.

İŞLETMEDEKİ RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALLERİ / WIND POWER PLANTS UNDER OPERATION								
FİRMA ADI COMPANY NAME	PROJE ADI PROJECT NAME	KURULU GÜÇ (MW) INSTALLED CAPACITY (MW)	İL CITY	TÜREBİN ÜRETİCİSİ TURBINE MANUFACTURER	TÜREBİN MODELİ TURBINE MODEL	TÜREBİN GÜCÜ TURBINE POWER	İŞLETMEYE GİRİŞ TARİHİ COMMISSIONING OF OPERATION	
115	Enerjita En. Öl. A.Ş.	Mahmutluçay RES	20,90	Çanakkale	SIEMENS GAMESA	SWT-2.3-101	2,3 MW	2010
116	Mıza Manastır Rüz. En. San. Tic. A.Ş.	Mıza Manastır RES	56,20	İzmir	ENERCON	E-48/E-44/E-82 E2	0,8MW/0,9MW/2,3MW	2005/2007/2016
117	Mıza-3 Rüz. En. San. Tic. Öl. A.Ş.	Mıza-3 RES	30,00	İzmir	NORDEX	N90	2,5 MW	2011
118	Akdeniz El. Öl. A.Ş.	Mersin Muf RES	62,70	Mersin	VESTAS	V90-3.0 / V112-3-45	3 MW/3,45 MW	2010/2013/2017
119	Can Enerji Ent. El. Öl. A.Ş.	Metelstepe RES	40,00	Bilecik	NORDEX	N100	2,5 MW	2011
120	Eğenda Ege Enerji Üretim A.Ş.	Mordogan RES	15,00	İzmir	ENERCON	E-82	3 MW	2016
121	Ayten En. A.Ş.	Mordogan RES	31,50	İzmir	SUZLON	S 88	2,1 MW	2014
122	Güneş Rüzgar El. Öl. Tic. A.Ş.	Muf RES	52,80	Mersin	VESTAS	V112-3-3	3,3 MW	2015
123	Saın En. El. Öl. A.Ş.	Ortamandira RES	11,20	Balıkesir	GE	GE1.6-100	1,6 MW	2015
124	Ayres Elektrik Üretim A.Ş.	OvaRES	18,00	Aydın	SIEMENS GAMESA	G97	2 MW	2016
125	Tayf Enerji Yat. Üretim Tic. A.Ş.	Ödemiş RES	42,00	İzmir	NORDEX	N117	3 MW	2015/2016
126	R.K. RES El. Öl. San. ve Tic. Ltd. Şti.	Fağalmanlı RES	0,80	Balıkesir	ENERCON	E-53	0,8 MW	2013
127	Perikim Petrolkimya Holding A.Ş.	Perikim RES	51,00	İzmir	ALSTOM	ECO110	3 MW	2016
128	Pirane Elektrik Öl. Ltd. Şti.	Pirane RES	4,80	İzmir	NORDEX	N117	2,4 MW	2014
129	Poyraz En. El. Öl. A.Ş.	Poyraz RES	77,10	Balıkesir	ENERCON	E-82/E-44/E-92	2 MW / 0,9MW / 2,35MW	2012/2013/2016
130	NM Enerji Öl. Tic. A.Ş.	Poyraz RES	32,00	Balıkesir	SIEMENS GAMESA	SWT-3.2-106	3,2 MW	2016
131	Uluk En. El. Öl. A.Ş.	Poyrazgözü RES	48,50	Balıkesir	ENERCON	E-70/E-82/E-92	27,35 MW	2015/2018
132	An En Elektrik Üretim A.Ş.	Sakarya RES	3,45	İstanbul	VESTAS	V126-3-45	3,45 MW	2015
133	Öses El. Öl. A.Ş.	Salkan RES	27,50	İzmir	GE	GE2.75-100	2,75 MW	2014
134	Doğal En. El. Öl. A.Ş.	Sarısu RES	43,90	İzmir	ENERCON	E-70/E-92	2 MW/2,35 MW	2012/2013/2017
135	Saray Dok. Mad. Ak. San. Tur. A.Ş.	Saray RES	6,95	Tekirdağ	ENERCON	E-82/E-92	2,3 MW/2,35 MW	2012/2016
136	Garafl En. Öl. ve Tic. A.Ş.	SaRES	27,50	Çanakkale	GE	GE2.75-100	2,75 MW	2010/2011
137	Altez En. Öl. A.Ş.	Sarıyay RES	30,00	Tekirdağ	ENERCON	E-82/E-70/E-48	2 MW/0,8 MW	2009
138	Zoşlu Rüzgar El. Öl. A.Ş.	Sarıyay RES	57,00	Çarşamba	GE	GE2.85-100	2,85 MW	2016
139	Çalkılıç Rüzgar Enerji Elektrik Öl. Ltd. Şti.	Sarıyay RES	32,50	İzmir	NORDEX	N90/N100	2,5 MW	2017
140	Doğal En. El. Öl. A.Ş.	Soyalar RES	57,20	Manisa	ENERCON	E-82/E-70/E-44	2 MW/0,9 MW	2008/2013
141	Deniz El. Öl. Ltd. Şti.	Selenoba RES	63,70	Hatay	VESTAS	V80-2.0 / V112-3.0	2 MW / 3 MW	2008/2015
142	Selent Enerji A.Ş.	Selentbağ II RES	21,00	İzmir	NORDEX	N117	3 MW	2016
143	Öğgen Selentbağ Rüzgar En. El. Öl. A.Ş.	Selentbağ RES	21,00	İzmir	NORDEX	N117	3 MW	2016
144	Eolos Rüz. En. Öl. A.Ş.	Senkoy RES	36,00	Hatay	ALSTOM	ECO100	3 MW	2012/2014
145	Ayvacık El. Öl. San. Tic. Ltd. Şti.	Seyit Öncay RES	4,00	Çanakkale	VESTAS	V102-2.0	2 MW	2018
146	Donuk En. Öl. San. Tic. A.Ş.	Seyit Öncay RES	41,50	İzmir	ENERCON	E-70/E-92	2,3 MW/2,35 MW	2011/2014/2016
147	Sikri Enerji Öl. A.Ş.	Sihir RES	63,00	İstanbul	NORDEX	N100/N131	2,5 MW/3,6 MW	2014/2018
148	Sincik Rüz. El. Öl. A.Ş.	Sincik RES	27,50	Açyaman	NORDEX	N100	2,5 MW	2013
149	Soma En. El. Öl. A.Ş.	Soma RES	264,10	Manisa	ENERCON	E-70/E-44	2 MW/0,9 MW	2011/2012/2014/2015
150	Bilgin Rüz. San. En. Öl. A.Ş.	Soma RES	120,00	Manisa	NORDEX	N90/N117	2,5 MW/3 MW	2007/2016
151	ABK En. Öl. San. ve Tic. A.Ş.	Söke RES	30,00	Aydın	SIEMENS GAMESA	G90	2 MW	2010
152	Bereket Enerji	Söke RES	49,50	Aydın	VESTAS	V112-3-3	3,3 MW	2015
153	Sarıyay Suni Jül San. Tic. A.Ş.	Sarıyay RES	1,20	İstanbul	ENERCON	E-40	0,6 MW	2006
154	Akdeniz En. A.Ş.	Susurluk RES	75,00	Balıkesir	NORDEX	N100/N90/N117	2,5 MW/3 MW	2012/2017
155	STEAG Rüzgar Sütlüğü Enerji Öl. ve Tic. A.Ş.	Sütlüğü RES	66,00	Kikinda	VESTAS	V126-3-3	3,3 MW	2015
156	Çarşamba En. Öl. A.Ş.	Şöde RES	38,50	Çanakkale	GE	GE2.75-100	2,75 MW	2014
157	Galata Wind En. Ltd. Şti.	Şöhres	105,00	Balıkesir	VESTAS	V90-3.0	3 MW	2011/2013
158	Bala El. Öl. Ltd. Şti.	Şanlı RES	113,40	Balıkesir	VESTAS	V90-3.0 / V90-1.8	3 MW / 1,8 MW	2008/2010
159	Yeni Balan Enerji Elektrik Üretim	Şanlı RES	27,70	Hatay	VESTAS	V112-3-3	3 MW	2013
160	Balçara Enerji Elektrik Öl. ve Tic. A.Ş.	Şanlı RES	38,10	Hatay	VESTAS	V90-3.0/V112-3.3	3 MW/3,3 MW	2010/2014
161	Tapeze El. Öl. A.Ş.	Tapeze RES	0,85	İstanbul	VESTAS	V52-850	0,85 MW	2006
162	Tapeze Elektrik Üretim A.Ş.	Tapeze Ext.	5,00	İstanbul	NORDEX	N90	2,5 MW	2016
163	Dizhan Enerji Yat. Öl. ve Tic. A.Ş.	Tire RES	50,90	İzmir	GE	GE1.7-103/GE3.2-103	1,7 MW/3,2 MW	2016/2017/2018
164	Pem En. A.Ş.	Tokat RES	94,00	Tokat	NORDEX	N100/N117	2,5 MW/3 MW	2010/2011/2017
165	Sabağ El. Öl. A.Ş.	Turgutöpe RES	24,00	Aydın	VESTAS	V90-2.0	2 MW	2010
166	Kavram Enerji Yatırım Öl. ve Tic. A.Ş.	Ulucorlu RES	61,20	İsparta	GE	GE1.7-103	1,7 MW	2016
167	Efta Elektrik Üretim A.Ş.	Umurlar RES	36,40	Balıkesir	VESTAS	V100-2.0/V126-3.3	2 MW/3,3 MW	2014/2017
168	Eğenda Ege Enerji Üretim A.Ş.	Ulla RES	15,00	İzmir	ENERCON	E-82	3 MW	2016
169	Hasas Teknik Enerji El. Öl. San. Tic. A.Ş.	Ulla RES	18,00	İzmir	NORDEX	N117	3 MW	2016
170	Armaç RES Rüzgar En. El. Öl. A.Ş.	Uşak RES	54,00	Uşak	SNOWEL	SL1500/90	1,5 MW	2013
171	SE Santral Elektrik Öl. San. ve Tic. A.Ş.	Yahyalı RES	52,80	Kayseri	NORDEX	N117	2,4 MW	2015
172	Bak Enerji Üretim A.Ş.	Yahyalı RES	82,50	Kayseri	VESTAS	V126-3-3	3,3 MW	2014/2017
173	Atova RES Elektrik Öl.	Yalova RES	54,00	Yalova	SNOWEL	SL1500/90	1,5 MW	2016
174	Yaylakoy Res Elektrik Öl. A.Ş.	Yaylakoy RES	15,00	İzmir	ENERCON	E-82	3 MW	2016
175	Yeni Enerji Üretim A.Ş.	Yanıklar RES	21,60	Aydın	NORDEX	N117	2,4 MW	2018
176	Innores El. Öl. A.Ş.	Yuntdağ RES	60,00	İzmir	NORDEX	N90	2,5 MW	2011/2014
177	Demir En. Öl. Tic. A.Ş.	Zağra RES	25,60	Kikinda	SIEMENS GAMESA	SWT-3.2-113	3,2 MW	2016
178	Zeytinli RES El. Öl. A.Ş.	Zeytinli RES	50,00	İzmir	NORDEX	N100/N90	2,5 MW	2013
179	Roa Elektrik Öl. Tic. Ve San. Ltd. Şti.	Zincirli RES	12,00	Kayseri	NORDEX	N117	2,4 MW	2016
180	Zyaret RES El. Öl. San. Tic. A.Ş.	Zyaret RES	76,00	Hatay	GE	GE2.6-100/GE2.75-100	2,5 MW/2,75 MW	2010/2011/2014
		<b>TOPLAM</b>	<b>7.349,35</b>					

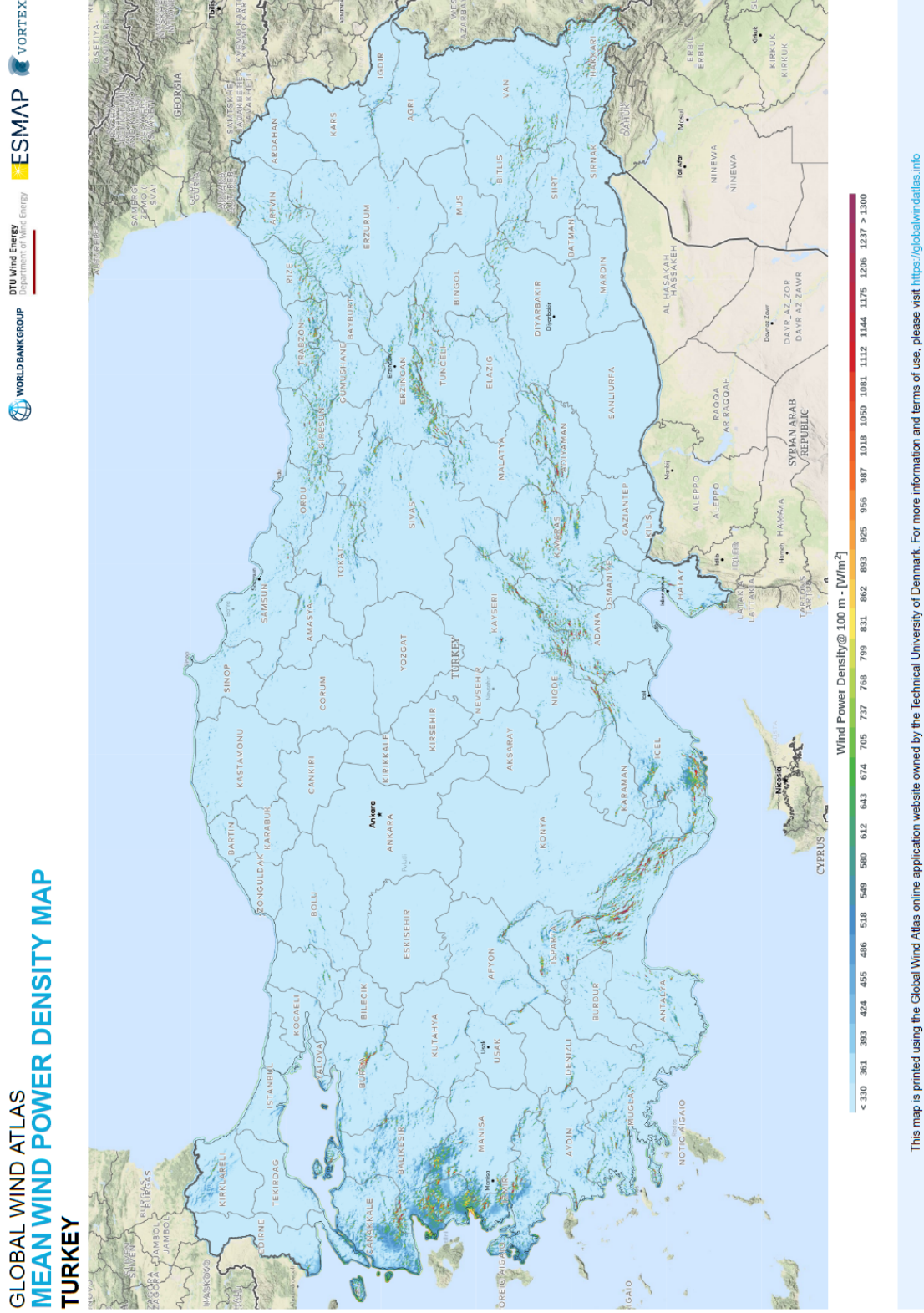
## Çizelge A.3 : TÜREB inşa halindeki rüzgar enerjisi santralleri – Ocak 2019 [19].

İNŞA HALİNDEKİ RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALLERİ / WIND POWER PLANTS UNDER CONSTRUCTION							
FİRMA ADI COMPANY NAME	PROJE ADI PROJECT NAME	KURULU GÜÇ (MW) INSTALLED	İL CITY	TÜREBİN ÜRETİCİSİ TURBINE MANUFACTURER	TÜREBİN MODELİ TURBINE MODEL	TÜREBİN GÜCÜ TURBINE POWER	
1	Tan Elektrik Üretim A.Ş.	Akça RES	22,50	İzmir	NORDEX	N149	4,5 MW
2	Akzu Temiz En. Öl. San. Tic. A.Ş.	Akzu RES Ext.	10,20	Kayseri	GOLDWIND	GW140-3(S)	3,4 MW
3	Eğil Enerji Üretim A.Ş.	Araplar RES	11,70	Malatya	NORDEX	N131	3,9 MW
4	Hirka Rüzgar Enerji Santral A.Ş.	Arzur RES	7,20	Amasya	VESTAS	V136-3.45/3.6	3,6 MW
5	Bağlar Elektrik Üretim A.Ş.	Bağlar RES	39,40	Konya	SIEMENS GAMESA	G132	3,3 MW
6	Bolusun ENBW	Balabanlı RES-faz3	25,20	Tekirdağ	SIEMENS GAMESA	SWT-3.6-130	3,6 MW
7	Boydak Enerji Üretim San. Tic. A.Ş.	Çanta RES Ext.	7,20	İstanbul	NORDEX	N131	3,6 MW
8	Karda Elektrik Üretim A.Ş.	Denizli RES	66,00	Denizli	SIEMENS GAMESA	SG DD 108	3,4 MW
9	İzmit Kandıra RES El. Öl. A.S.	Dikili RES	5,00	Kocaeli	SENION	3.6M140	3,6 MW
10	Bayaz Kilma Rüzgar En. Öl. Ltd. Şti.	Göztepe RES	3,00	Çanakkale	SENION	3.6M114	3,4 MW
11	Kovanca Elektrik Üretim A.Ş.	Hasanoba RES	51,00	Çanakkale	SIEMENS GAMESA	SG DD 108	3,4 MW
12	İsler Elektrik Üretim A.Ş.	Kocalar RES	27,00	Çanakkale	SIEMENS GAMESA	SG DD 108	3,4 MW
13	Eni Enerji İnş. Taah. Tic. ve San. A.Ş.	Maslıktepe RES	23,40	Çanakkale	NORDEX	N131	3,9 MW
14	Çeşme Enerji A.Ş.	Ovacık RES	28,80	İzmir	NORDEX	N131	3,6 MW
15	Tatlıpınar Enerji Üretim A.Ş.	Tatlıpınar RES	124,80	Balıkesir	NORDEX	N131	3,9 MW
16	Derbent Elektrik Üretim A.Ş.	Öçpınar RES	99,00	Çanakkale	SIEMENS GAMESA	SG DD 108	3,4 MW
17	Tares Elektrik Üretim A.Ş.	Yahyalı RES	21,60	İzmir	NORDEX	N131	3,6 MW
18	Sancak Enerji Üretim A.Ş.	Yamaçtepe RES	33,00	İstanbul	SIEMENS GAMESA	G132	3,3 MW
		<b>TOPLAM</b>	<b>606,20</b>				

## EK B

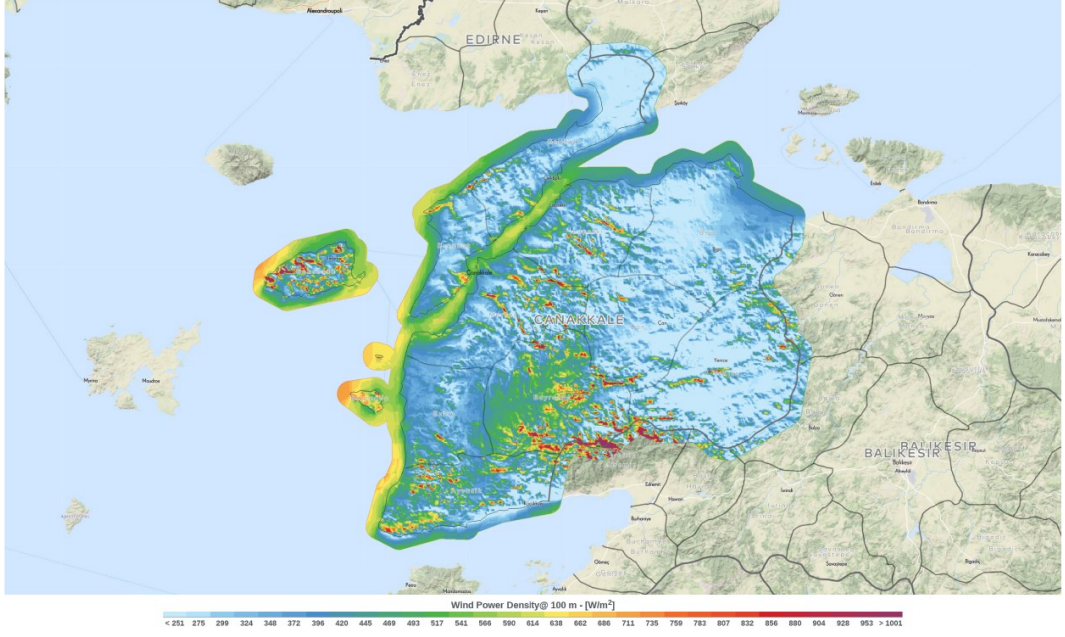
### Rüzgar enerjisi potansiyeli atlasları;

- Global Wind Atlas (GWA), Rüzgar Güç Yoğunluğu potansiyeli [30]



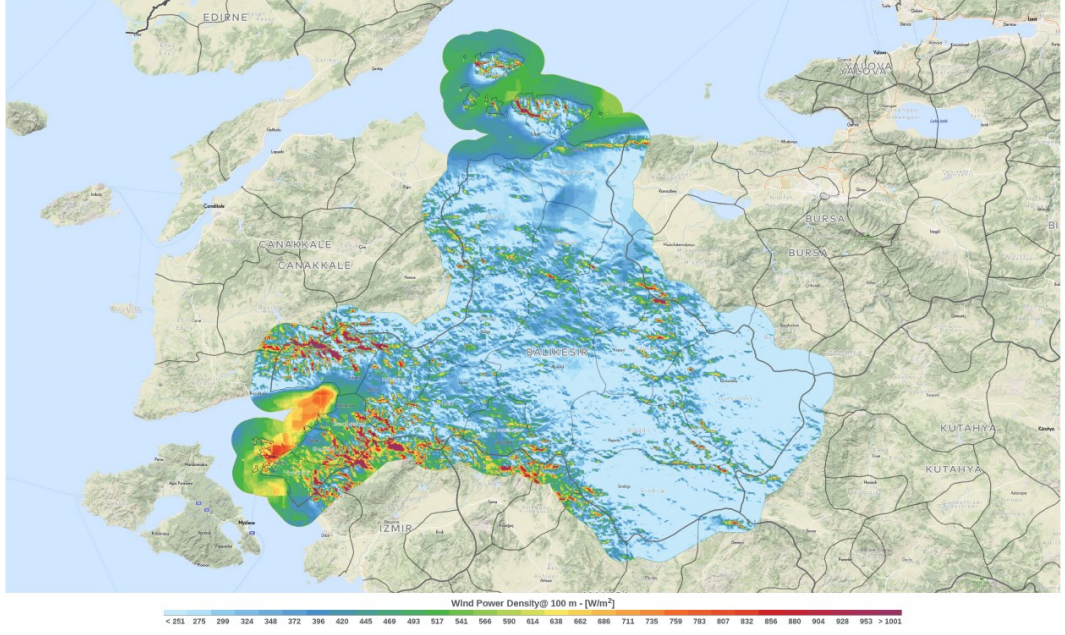
Şekil B.1 : GWA –Türkiye rüzgar güç yoğunluğu, sadece yüksek potansiyel [30].

GLOBAL WIND ATLAS  
MEAN WIND POWER DENSITY MAP  
TURKEY | CANAKKALE



This map is printed using the Global Wind Atlas online application website owned by the Technical University of Denmark. For more information and terms of use, please visit <https://globalwindatlas.info>

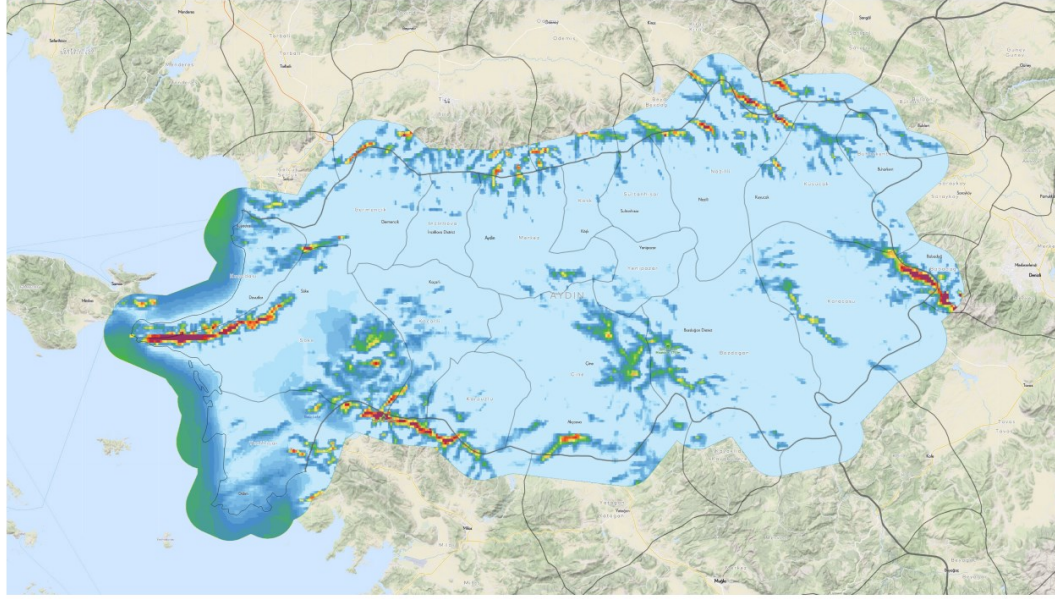
GLOBAL WIND ATLAS  
MEAN WIND POWER DENSITY MAP  
TURKEY | BALIKESIR



This map is printed using the Global Wind Atlas online application website owned by the Technical University of Denmark. For more information and terms of use, please visit <https://globalwindatlas.info>

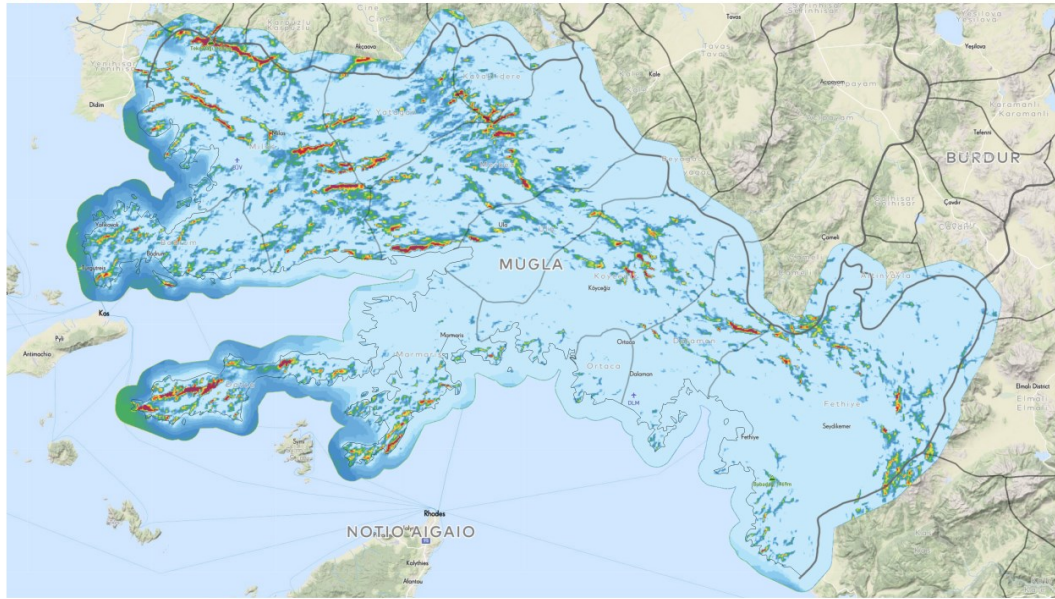
Şekil B.2 : GWA – Çanakkale ve Balıkesir için rüzgar güç yoğunluğu [30].

GLOBAL WIND ATLAS  
MEAN WIND POWER DENSITY MAP  
TURKEY | AYDIN



This map is printed using the Global Wind Atlas online application website owned by the Technical University of Denmark. For more information and terms of use, please visit <https://globalwindatlas.info>

GLOBAL WIND ATLAS  
MEAN WIND POWER DENSITY MAP  
TURKEY | MUĞLA



This map is printed using the Global Wind Atlas online application website owned by the Technical University of Denmark. For more information and terms of use, please visit <https://globalwindatlas.info>

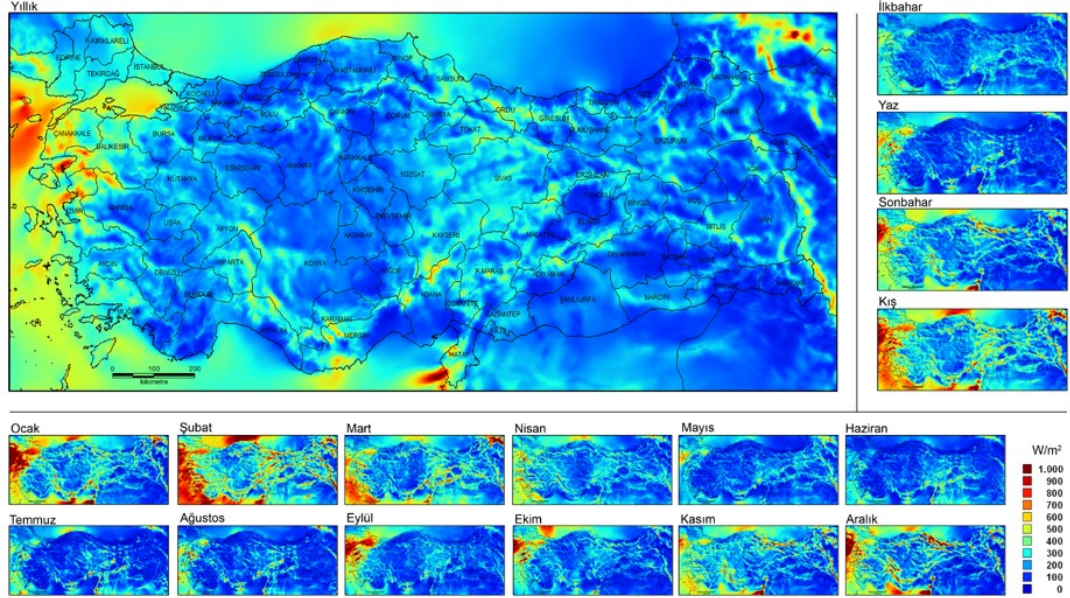
Şekil B.3 : GWA – Aydın ve Muğla için rüzgar güç yoğunluğu [30].

- REPA – Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası

REPA projesi kapsamında Türkiye genelinin rüzgar potansiyeli araştırılmıştır. Sonuçlar güç yoğunluğu, ortalama rüzgar hızı olarak 50 ve 100 m yerden yükseklik için raporlar haline getirilmiştir. Aylık, mevsimlik incelemenin yanı sıra, RES'e

uygun olmayan alanlar belirtilerek yatırımcıları yönlendirici bir rüzgar potansiyeli bilgilendirmesi yaratılmıştır. Aşağıda bu çalışmadan çıkarılmış raporlardan kısımlara yer verilmiştir.

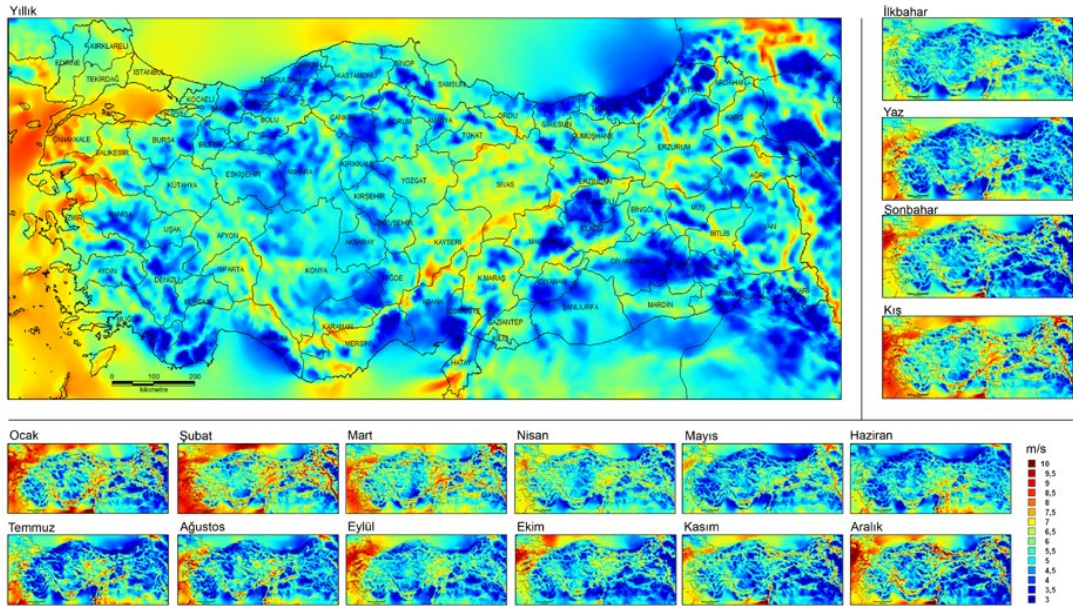
**TÜRKİYE RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYEL ATLASI**  
Rüzgar Güç Yoğunluğu Haritası  
50 m Yükseklik



Bu haritalar 200m çözünürlükte rüzgar verileri ile oluşturulmuştur.

**Şekil B.4 :** REPA, 50 m yerden yükseklik için güç yoğunluğu [31].

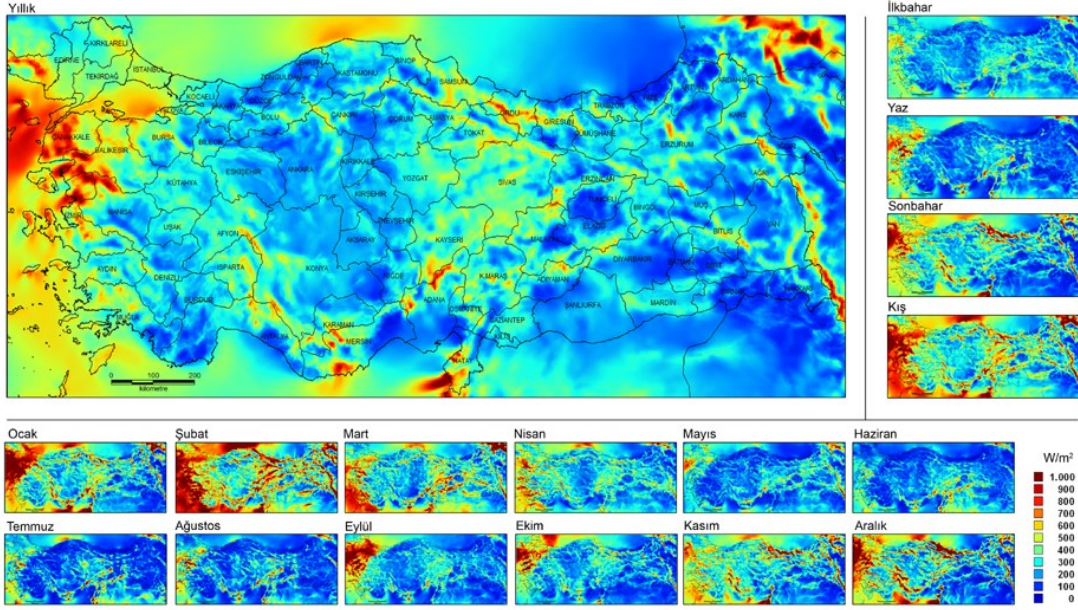
**TÜRKİYE RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYEL ATLASI**  
Rüzgar Hızı Haritası  
50 m Yükseklik



Bu haritalar 200m çözünürlükte rüzgar verileri ile oluşturulmuştur.

**Şekil B.5 :** REPA, 50 m yerden yükseklik için rüzgar hızı [31].

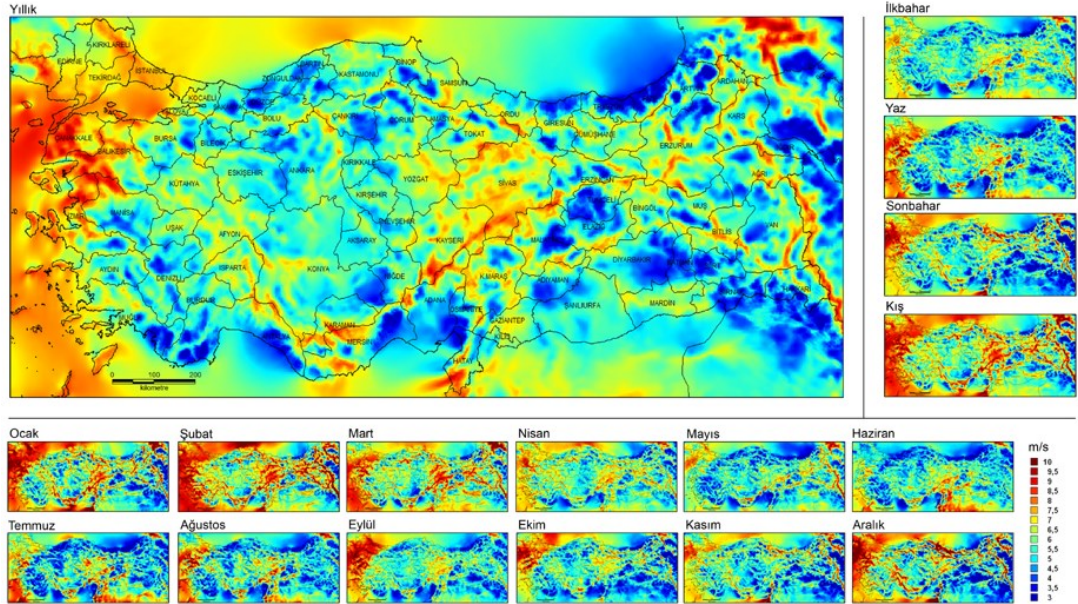
**TÜRKİYE RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYEL ATLASI**  
Rüzgar Güç Yoğunluğu Haritası  
100 m Yükseklik



Bu haritalar 200m çözünürlükte rüzgar verileri ile oluşturulmuştur.

**Şekil B.6 :** REPA, 100 m yerden yükseklik için güç yoğunluğu [31].

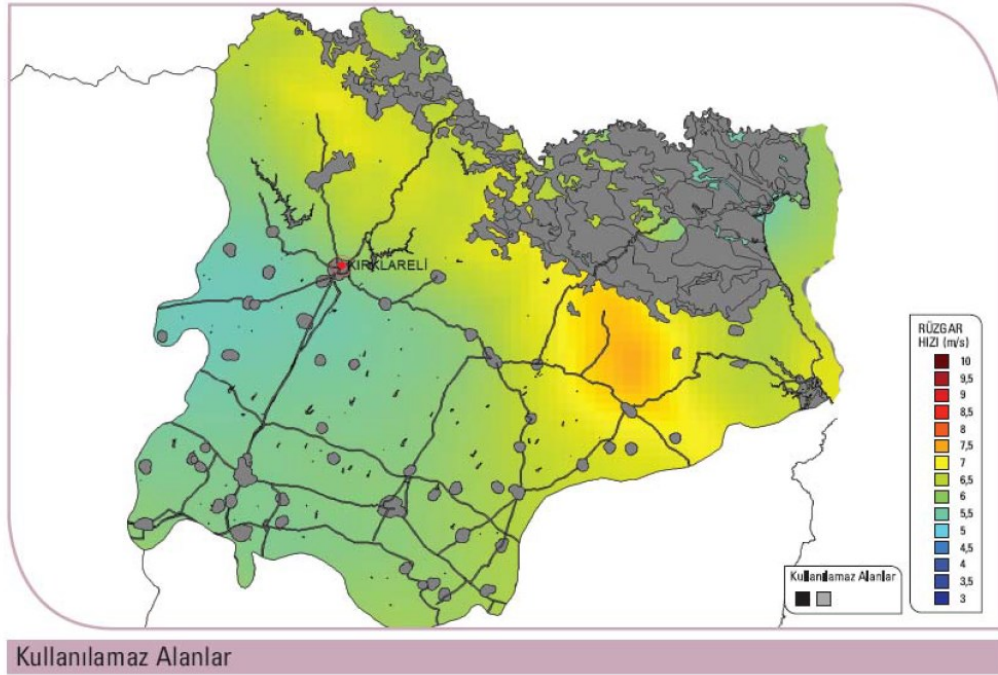
**TÜRKİYE RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYEL ATLASI**  
Rüzgar Hızı Haritası  
100 m Yükseklik



Bu haritalar 200m çözünürlükte rüzgar verileri ile oluşturulmuştur.

**Şekil B.7 :** REPA, 100 m yerden yükseklik için rüzgar hızı [31].

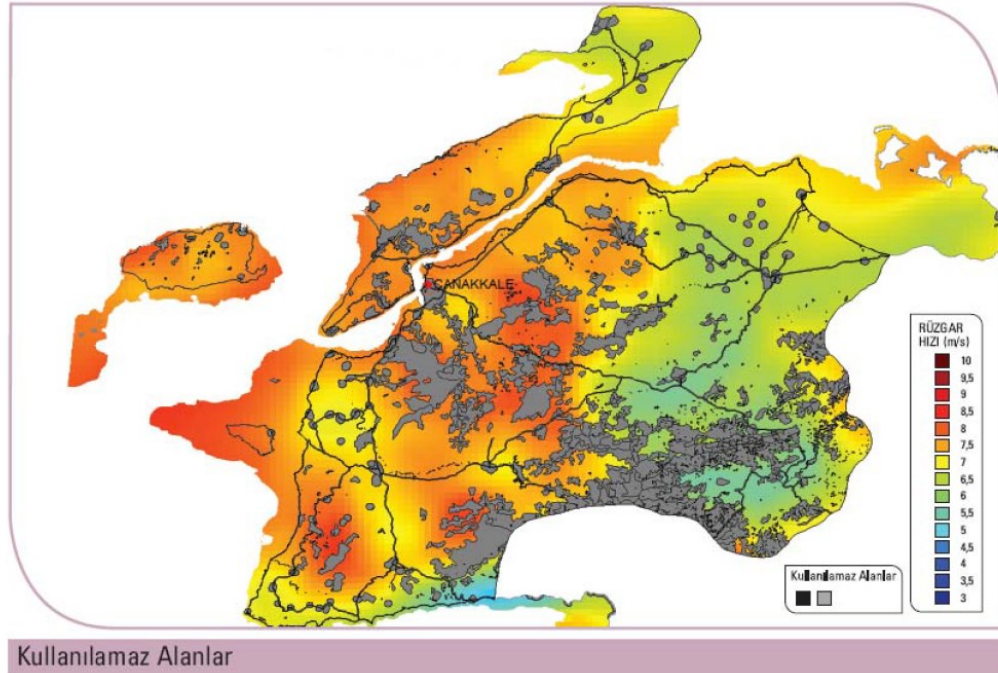
## RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALİ KURULABİLİR ALANLAR



GRİ RENKLİ ALANLARA RÜZGAR SANTRALİ KURULAMAYACAĞI KABUL EDİLMİŞTİR.

Şekil B.8 : REPA – Kırklareli, rüzgar hızı ve RES'e uygun alanlar [31].

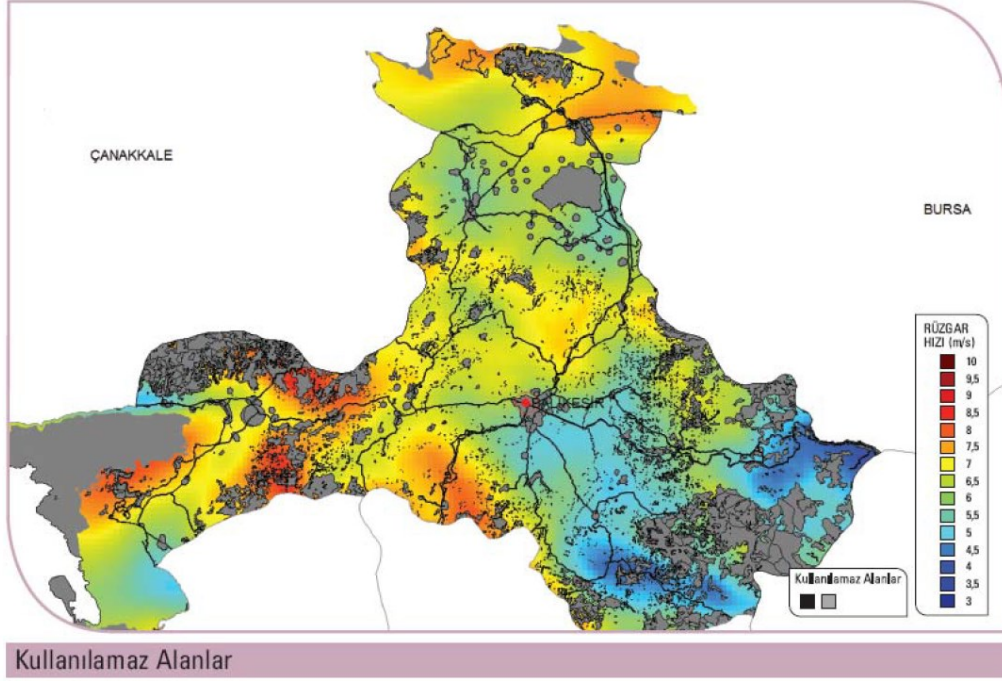
## RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALİ KURULABİLİR ALANLAR



GRİ RENKLİ ALANLARA RÜZGAR SANTRALİ KURULAMAYACAĞI KABUL EDİLMİŞTİR.

Şekil B.9 : REPA – Çanakkale, rüzgar hızı ve RES'e uygun alanlar [31].

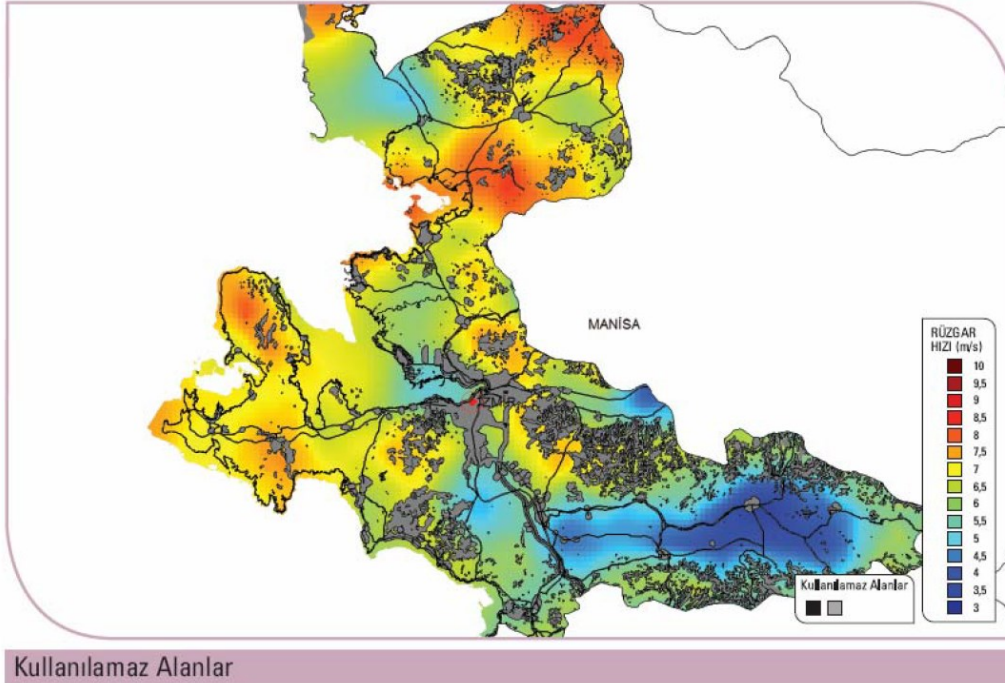
## RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALİ KURULABİLİR ALANLAR



GRİ RENKLİ ALANLARA RÜZGAR SANTRALİ KURULAMAYACAĞI KABUL EDİLMİŞTİR.

Şekil B.10 : REPA – Balıkesir, rüzgar hızı ve RES'e uygun alanlar [31].

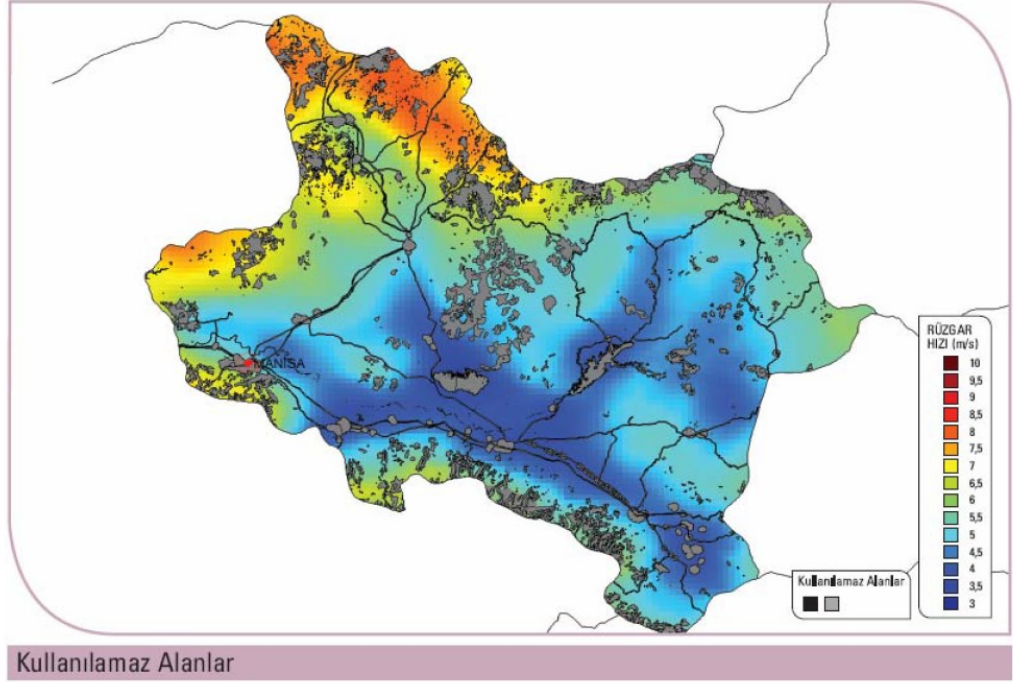
## RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALİ KURULABİLİR ALANLAR



GRİ RENKLİ ALANLARA RÜZGAR SANTRALİ KURULAMAYACAĞI KABUL EDİLMİŞTİR.

Şekil B.11 : REPA – İzmir, rüzgar hızı ve RES'e uygun alanlar [31].

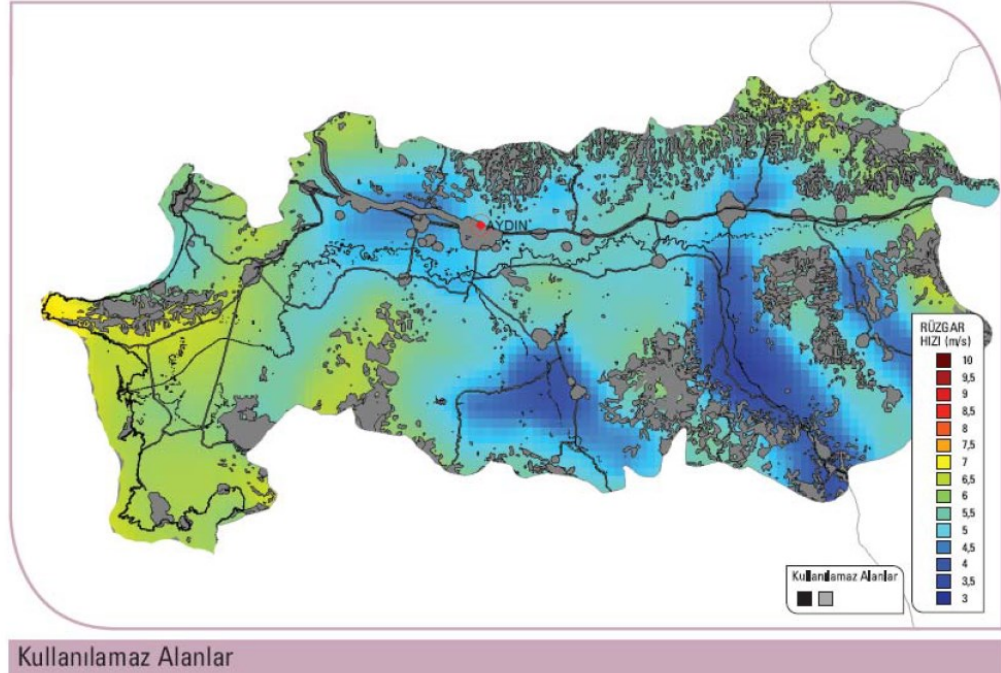
## RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALI KURULABİLİR ALANLAR



GRİ RENKLİ ALANLARA RÜZGAR SANTRALI KURULAMAYACAĞI KABUL EDİLMİŞTİR.

Şekil B.12 : REPA – Manisa, rüzgar hızı ve RES'e uygun alanlar [31].

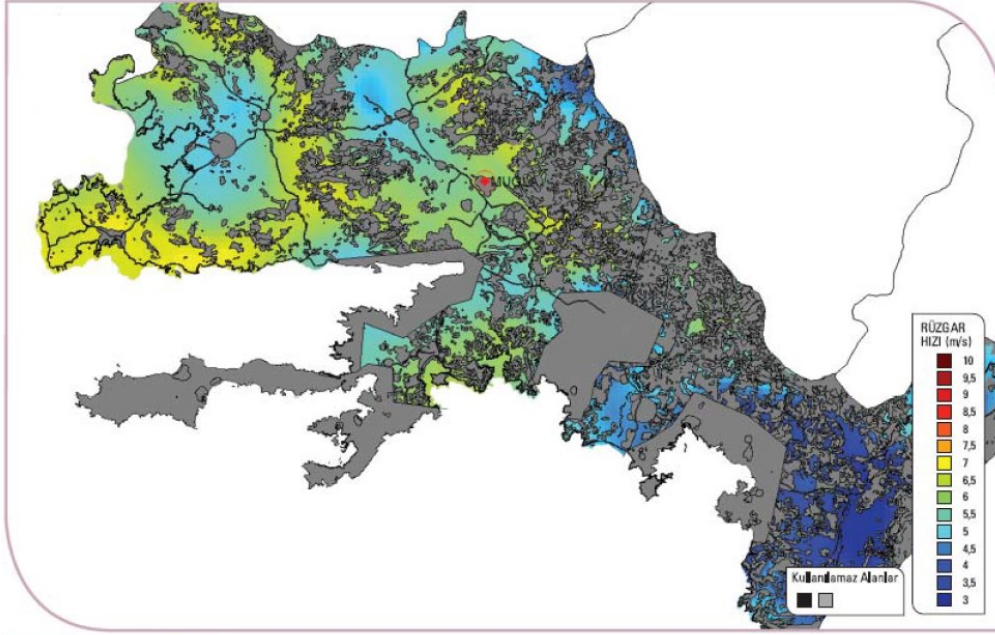
## RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALI KURULABİLİR ALANLAR



GRİ RENKLİ ALANLARA RÜZGAR SANTRALI KURULAMAYACAĞI KABUL EDİLMİŞTİR.

Şekil B.13 : REPA – Aydın, rüzgar hızı ve RES'e uygun alanlar [31].

## RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALİ KURULABİLİR ALANLAR

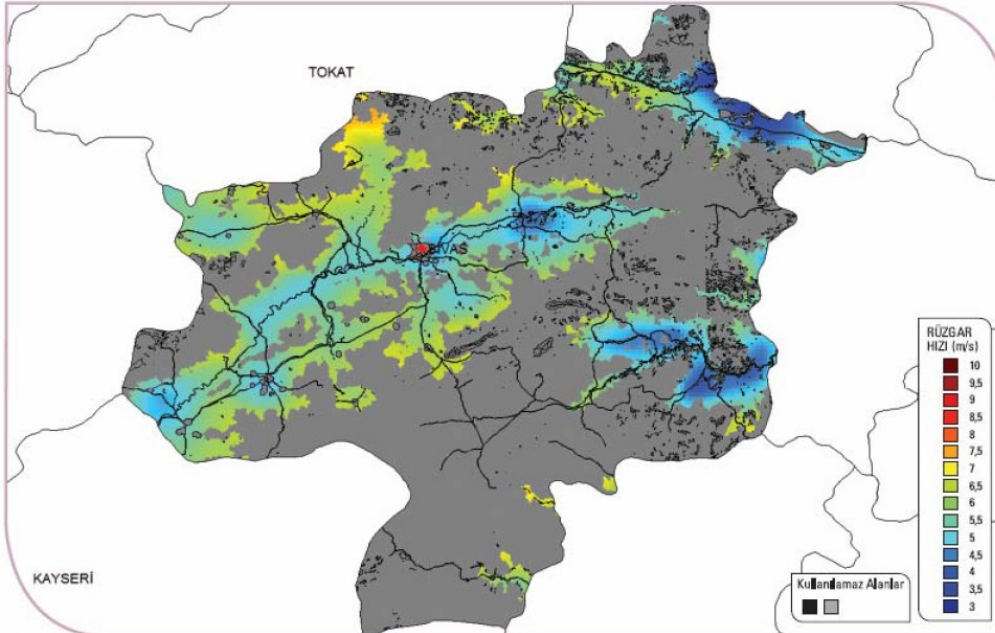


Kullanılmaz Alanlar

GRİ RENKLİ ALANLARA RÜZGAR SANTRALİ KURULAMAYACAĞI KABUL EDİLMİŞTİR.

**Şekil B.14** : REPA – Muğla, rüzgar hızı ve RES'e uygun alanlar [31].

## RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALİ KURULABİLİR ALANLAR



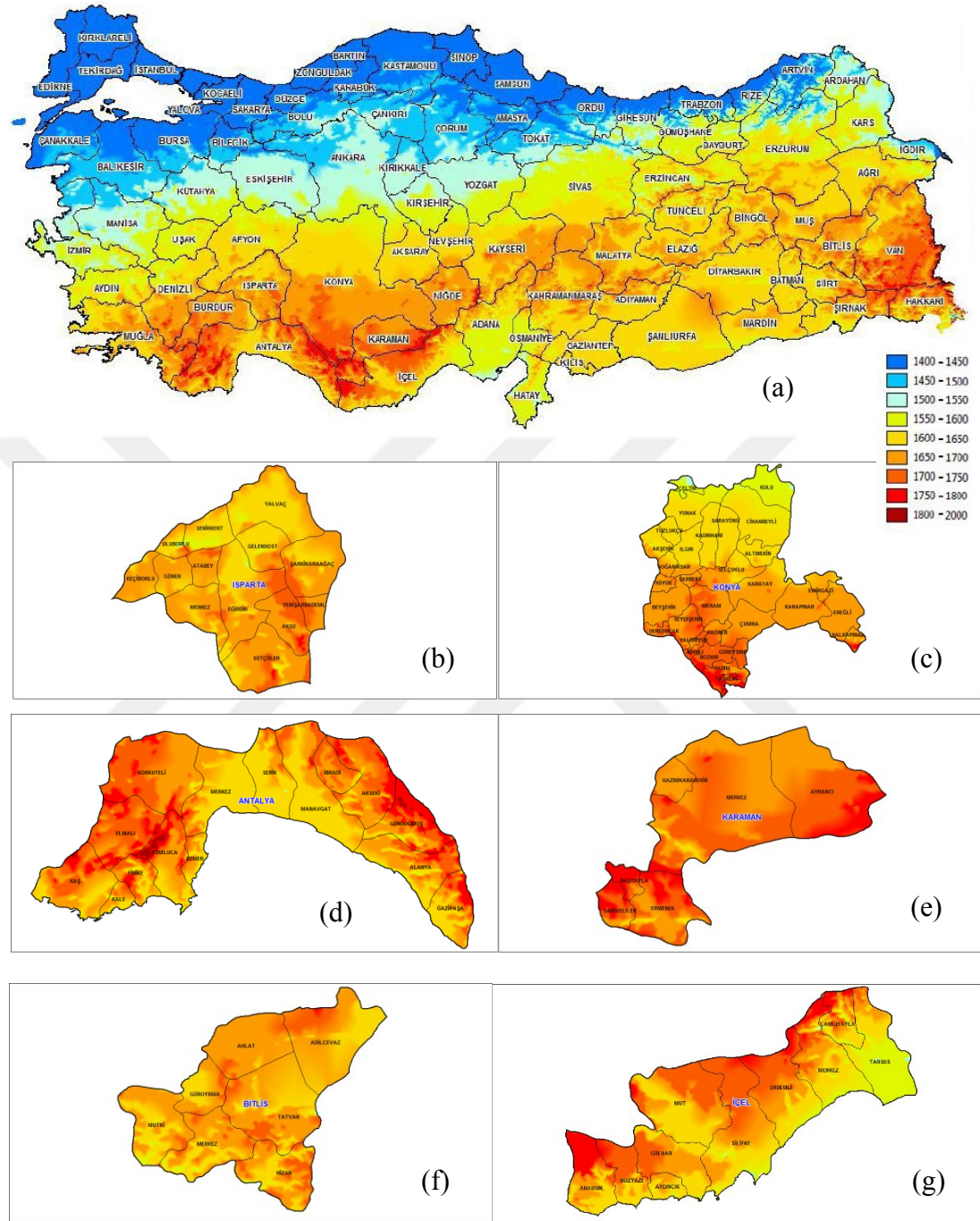
Kullanılmaz Alanlar

GRİ RENKLİ ALANLARA RÜZGAR SANTRALİ KURULAMAYACAĞI KABUL EDİLMİŞTİR.

**Şekil B.15** : REPA – Sivas, rüzgar hızı ve RES'e uygun alanlar [31].

## Güneş enerjisi potansiyeli atlasları;

- GEPA – Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası [32]

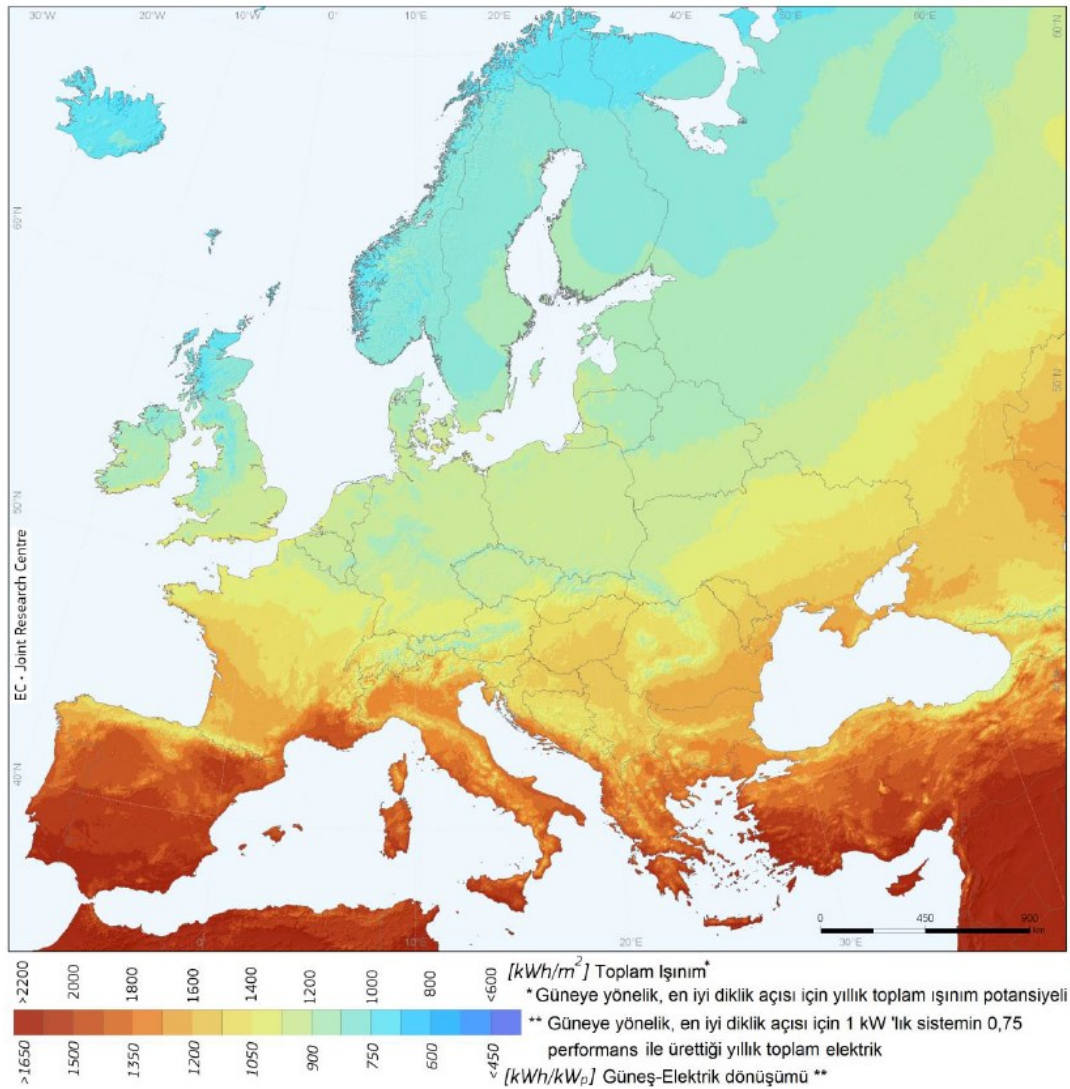


**Şekil B.16 :** GEPA, Türkiye güneş enerjisi potansiyeli atlası; toplam güneş radyasyonu [ $\text{kWh/m}^2$  - yıllık] (a) Türkiye. (b) Isparta. (c) Konya. (d) Antalya. (e) Karaman. (f) Bitlis. (g) İçel-Mersin [32].

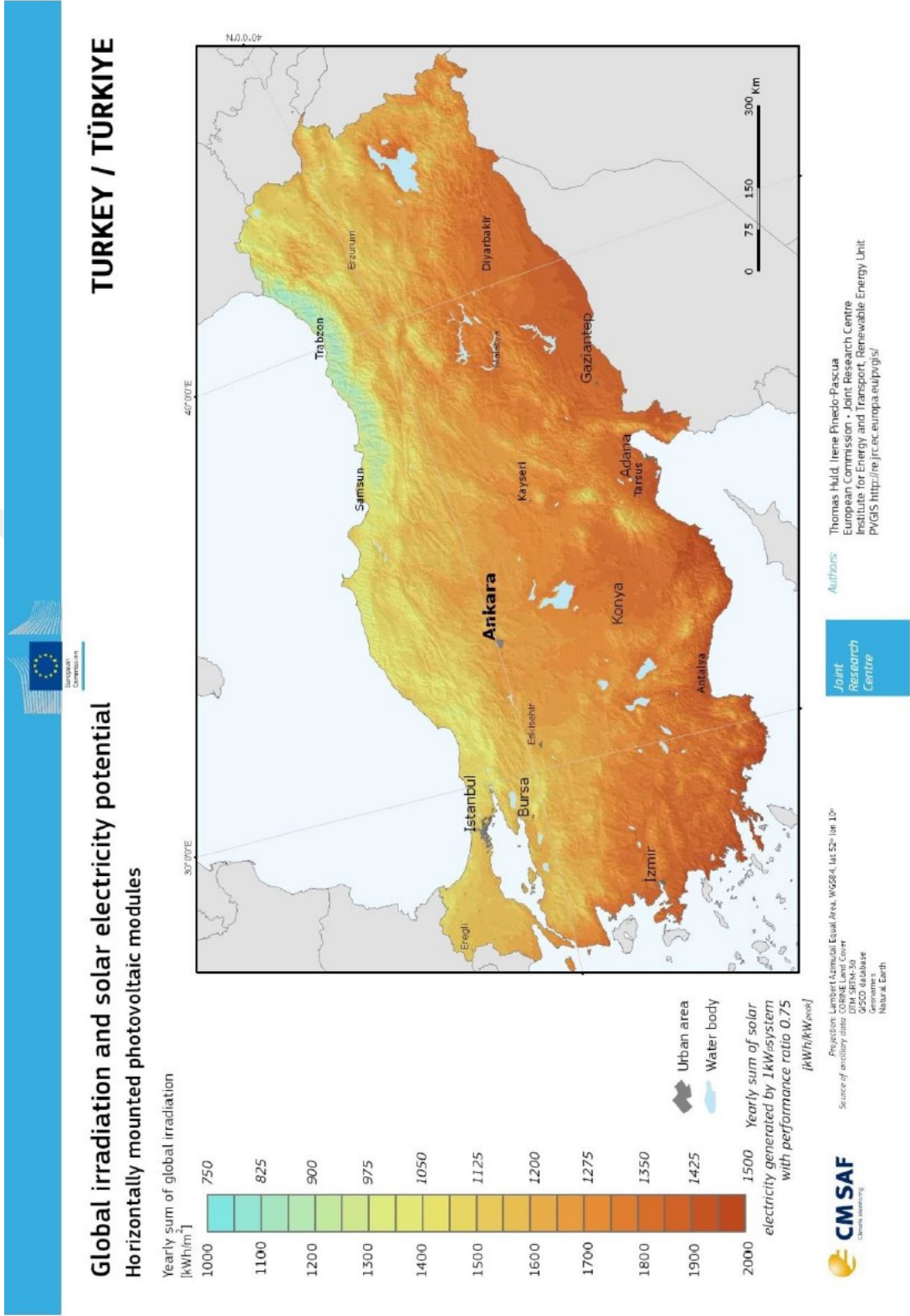
- JRC'nin PVGIS Yöntemi ile hazırladığı Güneş Enerjisi Potansiyeli Haritaları

JRC'nin PVGIS yöntemi ile 1990-1998 yılları (2006 yılında yayınlanan) ve 1998-2011 (2012 yılında yayınlanan) yılları arasında elde edilen verilerle hazırladığı yatay ve en iyi eğim açısı için güneş enerjisi potansiyeli haritaları verilmiştir. Işınım değerleri kWh/m<sup>2</sup> cinsinden, potansiyel elektrik üretim değerleri kWh/kWP cinsinden 1 kWP kurulu güç için verilmektedir. Dönüşüm performansı % 75, başka bir deyiş ile % 25'lik toplamda kayıplar sonrası üretimi alınmıştır [33,34].

Şekiller 2014 yılında hazırlanmış yüksek lisans tezinden alınmıştır [17].

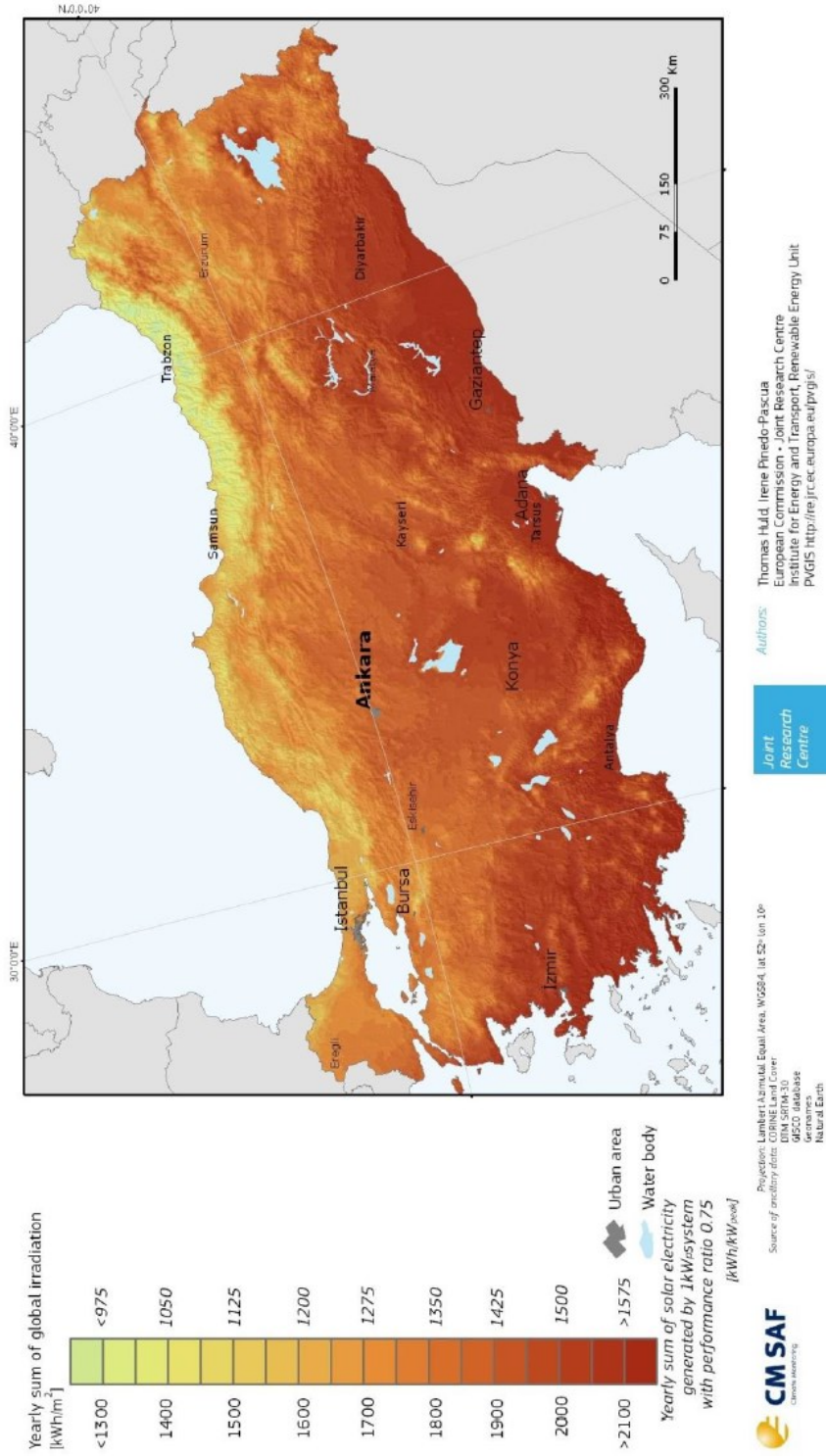


Şekil B.17 : PVGIS – Avrupa, güneşten elektrik üretme potansiyeli [17].



Şekil B.18 : JRC-PVGIS güneş enerjisi potansiyeli yatay eksen Türkiye haritası [33].

**Global irradiation and solar electricity potential  
Optimally-inclined photovoltaic modules**



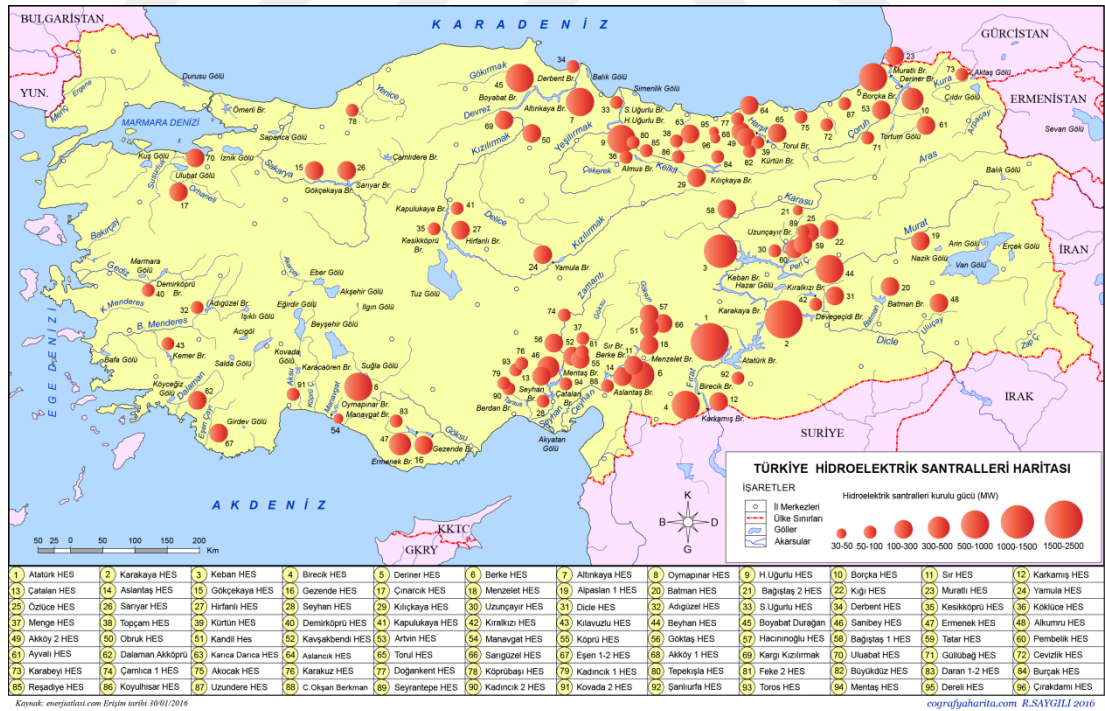
**Şekil B.19 :** JRC-PVGIS güneş enerjisi potansiyeli en iyi eğim açısında Türkiye haritası [33].

## Jeotermal Enerji Potansiyeli



Şekil B.20 : Jeotermal kaynak ve volkanik alanlar haritası [35].

## Hidroelektrik Santraller Haritası



Şekil B.21 : Hidroelektrik Santraller Haritası [36].



## ÖZGEÇMİŞ

**Ad-Soyad** : Mert Anameriç  
**E-posta** : mert@anameric.com

### ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2006, Hacettepe Üniversitesi,  
Mühendislik Fakültesi,  
Fizik Mühendisliği Bölümü
- **Yüksek lisans** : 2014, Hacettepe Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü,  
Temiz Tükenmez Enerjiler Anabilim Dalı,  
Temiz Enerji Yüksek Lisans Program

### MESLEKİ DENEYİM:

- 2017-2019 Enercon Rüzgar Enerji Santrali Kurulum A.Ş. – İstanbul  
(tam zamanlı mühendis: rüzgar analizi ve saha değerlendirme)
- 2015-2017 Lahmeyer International GmbH – Bad Vilbel / Almanya  
(freelance mühendis: RES projeleri için danışmanlık)
- 2011-2015 Lahmeyer International GmbH İstanbul Şube – İstanbul  
(tam zamanlı mühendis: GES ve RES projeleri danışmanlık)
- 2010-2011 Kinesis Enerji S.r.l. – Bari / Puglia / İtalya  
(tam zamanlı proje mühendisi: GES projelendirme ve kurulum)
- 2009-2010 Rotor Enerji (ZEREN) – Osmaniye  
(tam zamanlı proje mühendisi: RES şantiyesi, kurulum)
- 2007-2008 BMD Solar – Ankara  
(tam zamanlı mühendis: Güneş elektrik projelendirme, kurulum)

### DiĞER YAYINLAR VE SUNUMLAR:

- **Anameriç M.** 2014. Çift Eksende Mikrokontrollü Güneş İzleme Sistemi, Hacettepe Üniversitesi, Ankara, Türkiye.
- **Anameriç M., Eray S., Eray A.,** 2016. Designing of a PV Monitoring System of Beytepe Solar House, *International Workshop on Special Topics on Polymeric Composites – POLİKOM*, Şubat 24-26, 2016, İzmir, Türkiye