

T.C.  
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**SAKARYA-ESENTEPE YÖRESİ RÜZGAR ENERJİSİ  
POTANSİYELİNİN YENİ BİR YAKLAŞIMLA  
BELİRLENMESİ**

**DOKTORA TEZİ**

**Mak. Yük. Müh. Faruk ORAL**

**Enstitü Anabilim Dalı : MAKİNA MÜHENDİSLİĞİ**  
**Enstitü Bilim Dalı : ENERJİ**  
**Tez Danışmanı : Prof. Dr. İsmail EKMEKÇİ**

**Ekim 2010**

T.C.  
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**SAKARYA-ESENTEPE YÖRESİ RÜZGAR ENERJİSİ  
POTANSİYELİNİN YENİ BİR YAKLAŞIMLA  
BELİRLENMESİ**

**DOKTORA TEZİ**

**Mak. Yük. Müh. Faruk ORAL**

**Enstitü Anabilim Dalı : MAKİNA MÜHENDİSLİĞİ**

**Bu tez 01 / 10 /2010 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oybirliği ile kabul edilmiştir.**

**Prof. Dr. Hasan Rıza GÜVEN**

**Jüri Başkanı**

**Prof. Dr. İsmail EKMEKÇİ**

**Üye**

**Prof. Dr. Mesut GÜR**

**Üye**

**Doç. DR. Ahmet DAĞDAŞ**

**Üye**

**Yrd. Doç. Dr. Baha GÜNEY**

**Üye**

## TEŞEKKÜR

Doktora çalışmam boyunca ve tezin hazırlanması aşamasında; bilimsel ve manevi desteğini benden esirgemeyen, beni yönlendiren, tavsiyelerde bulunan, danışman hocam, Sayın Prof. Dr. İsmail EKMEKÇİ'ye çok teşekkür ederim. Tez izleme komitesindeki bilimsel katkılarıyla tezin ilerleyişine yön veren hocalarım; Sayın Prof. Dr. Mesut GÜR ve Yrd. Doç. Dr. Baha GÜNEY'e teşekkürlerimi sunarım.

Sakarya-Esentepe rüzgar ölçüm istasyonunun kuruluş aşamasında ve WindPRO paket programının kullanılmasındaki katkılarından dolayı Meteoroloji Mühendisi Ömer Ali YİĞİT'e teşekkürü bir borç bilirim. WindPRO paket program konusunda desteklerinden dolayı Dr. Ferdi TÜRKSOY'a teşekkür ederim. Çalışma safhalarının istatistik bölümünde, bilgi birikimlerinden yararlandığım Yrd.Doç.Dr. M.Nuri ALMALI'ya çok teşekkür ederim. Tez çalışmamda ekonomik analiz konusunda yardımlarından dolayı Yrd.Doç.Dr. Hasan Hüseyin ERDEM ve Arş.Gör. Şaban PUSAT'a teşekkürlerimi sunarım.

Bugüne gelmemde desteklerini her an yanımda hissettiğim anneme ve babama şükranlarımı sunar, gösterdiği sabır ve ilgiden dolayı eşime teşekkür ederim.

# İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR.....	ii
İÇİNDEKİLER .....	iii
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ.....	vii
ŞEKİLLER LİSTESİ .....	x
TABLOLAR LİSTESİ.....	xiii
ÖZET.....	xvi
SUMMARY.....	xvii
BÖLÜM 1.	
GİRİŞ.....	1
1.1. Giriş.....	1
1.2. Literatür Araştırması ve Çalışmanın Getirdiği Yenilikler	4
BÖLÜM 2.	
ENERJİ.....	10
2.1. Giriş.....	10
2.2. Yenilenemeyen Enerji Kaynakları.....	11
2.3. Temiz ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları.....	13
2.4. Dünyada Genel Enerji Durumu.....	14
2.5. Türkiye'nin Genel Enerji Durumu.....	18
2.6. İklim Değişikliği ve Kyoto Protokolü.....	30
BÖLÜM 3.	
RÜZGAR ENERJİSİ.....	35
3.1. Rüzgarın Oluşumu.....	35
3.2. Rüzgar Türleri.....	36
3.3. Rüzgar Hızının Değişimi.....	38



3.3.1. Yüzey pürüzlülük faktörü.....	41
3.3.2. Rüzgar hızının yükseklikle değişimi.....	44
3.4. Rüzgar Enerjisi Kullanımının Tarihsel Gelişimi .....	45
3.5. Rüzgar Enerjisi.....	48
3.6. Rüzgar Ölçüm Sistemleri.....	50
3.6.1. Rüzgar ölçüm cihazları.....	51
3.6.2. Rüzgar ölçüm istasyonu.....	54
3.7. Rüzgar Türbinleri.....	60
3.7.1. Rüzgar türbinlerinin sınıflandırılması.....	60
3.7.2. Rüzgar türbini temel elemanları.....	68
3.7.3. Rüzgar türbinlerinin dağıtım şebekelerine bağlanması.....	73
3.8. Dünyada Rüzgar Enerjisinin Durumu.....	74
3.9. Türkiye’de Rüzgar Enerjisinin Durumu.....	77
3.10. Sakarya İlinin Genel Durumu.....	82
3.11. Rüzgar Hızı İstatistiği.....	87

#### BÖLÜM 4.

MATERYAL VE YÖNTEM.....	90
4.1. Giriş.....	90
4.2. Sakarya-Esentepe Rüzgar Ölçüm İstasyonu.....	91
4.3. Yöntem.....	97
4.4. Weibull Dağılımı ve Özellikleri.....	99
4.5. Rüzgar Hızı Olasılık Yoğunluk Fonksiyonları.....	102
4.6. Ortalama Rüzgar Gücü Yoğunluğu.....	103
4.7. Enerji ve Güç Bağlılıkları.....	104
4.8. Güç İletimi ve Verimlilik.....	106
4.9. Weibull Dağılımı Parametrelerinin Belirlenmesi.....	107
4.9.1. En yüksek olasılık tahmini.....	107
4.9.2. En yüksek olasılık yönteminde elde edilen eşitliklerin Newton-Raphson yöntemi ile çözümü.....	110
4.9.3. İki parametrelili Weibull dağılımı parametrelerinin grafik yöntem ile tahminlenmesi.....	113

4.10. Rüzgar Türbini Enerji Üretim Miktarı.....	116
4.11. Gamma, digamma ve poligamma fonksiyon.....	119
BÖLÜM 5.	
BULGULAR VE DEĞERLENDİRME.....	121
5.1. Genel Değerlendirme.....	121
5.2. İstatistiki Bulgular.....	121
5.2.1. MATLAB yazılımla elde edilen bulgular.....	122
5.2.2. JMP istatistik program ile elde edilen bulgular.....	127
5.2.3. WindPRO yazılım programı ile elde edilen bulgular.....	128
5.3. Sakarya-Esentepe Rüzgar Elektrik Santral Analizi.....	147
5.3.1. RES analizi genel sonucu.....	164
5.3.2. Sakarya-Esentepe RES'in enerji üretim bakımından değerlendirilmesi.....	164
5.3.3. WindPRO STATGEN modülü program çıktıları.....	166
5.3.4. WindPRO BASIS modülü program çıktıları.....	170
5.3.5. WindPRO METEO modülü program çıktıları.....	172
5.3.6. WindPRO WASP interface modülü program çıktıları.....	180
5.3.7. WindPRO PARK modülü program çıktıları.....	189
BÖLÜM 6.	
RES EKONOMİK ANALİZİ .....	197
6.1. Giriş.....	197
6.2. Yapılan Kabuller.....	199
6.3. RES Projesi Yatırım Maliyeti.....	201
6.3.1. Proje mali durum.....	203
6.3.2. Faiz ve kredi ödeme taksitlerinin hesabı.....	203
6.4. İşletme Yılları Gelir-Gider Durumu.....	204
6.5. Enerji Üretim Maliyeti.....	207
6.6. Net Karın Bugünkü Değeri.....	207
6.7. Yatırımın Geri Dönüş Süresi.....	208
6.8. Duyarlılık Analizi .....	209

BÖLÜM 7.	
SONUÇ VE ÖNERİLER.....	215
7.1. Sonuçların Değerlendirilmesi.....	215
7.2. Öneriler.....	220
KAYNAKLAR.....	223
EKLER.....	231
ÖZGEÇMİŞ.....	266

## SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

$A$	: Rüzgar akış doğrultusundaki alan, rotor süpürme alanı
$A_p$	: Pürüzlülük eleman alanı
$A_f$	: Faize tabi ana para
$B_t$	: Borcunun $n$ yıl sonraki değeri
$B_T$	: Toplam borç
$b$	: Genişlik
$c$	: Weibull ölçek parametresi
$C_p$	: Rüzgar türbini performans katsayısı
$C_e$	: Belli bir rüzgar hızı için toplam türbin verimi
$C_{es(t)}$	: Giderin $t$ yıl sonraki değeri
$C_{(o)}$	: Giderin başlangıç yılı değeri
$C_{KF}$	: Rüzgar turbine kapasite faktörü
$C_t$	: Türbinde oluşan itme kuvveti katsayısı
$D$	: Rüzgar türbini rotor çapı
$DİE$	: Devlet İstatistik Enstitüsü
$DERT$	: Düşey eksenli rüzgar türbini
$E_k$	: Kinetik enerji
$EYO$	: En Yüksek Olabilirlik Yöntemi
$E_{ideal}$	: Rüzgar türbininin ideal enerji üretim miktarı
$E_g$	: Rüzgar türbininden elde edilebilecek gerçek enerji miktarı
$e_o$	: Eskalasyon oranı
$EKK$	: En Küçük Kareler Yöntemi
$EİE$	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
$EPDK$	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
$EÜAŞ$	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
$ETKB$	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
$EWEA$	: Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği

$F(v)$	: Weibull eklemeli dağılım fonksiyonu
$f(v)$	: Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonu
$f_0$	: Faiz oranı
GM	: Grafik Metot
$h$	: Yükseklik
HES	: Hidroelektrik santrali
$I$	: Türbülans yoğunluğu
$K_i$	: İşletme yılı karı
$k$	: Weibull şekil parametresi
$\dot{m}$	: Kütleli debi
$m_i$	: Her bir rüzgar hızı değerinin gözlem sayısı
NPV	: Net karın bugünkü değeri
$n$	: Gözlemlenen rüzgar verisi sayısı
$n_y$	: Yavaşlatma faktörü
$n_T$	: Türbin devri
OECD	: Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü
$P$	: Rüzgar gücü
$P_e$	: Rüzgar turbini elektriksel gücü
$P_{eR}$	: Rüzgar turbini nominal gücü
$P_{mek}$	: Rüzgar turbini mekanik gücü
$P_t$	: Rüzgar türbini transmisyon gücü
$P_m$	: Yıllık ortalama rüzgar güç yoğunluğu
$P_{ideal}$	: Rüzgar turbini ideal gücü
$p(v_i)$	: Rüzgar hızı esme olasılığı
$R$	: Rüzgar türbini rotor yarıçapı
REPA	: Rüzgar enerjisi potansiyel atlası
$r_0$	: İskonto oranı
$T$	: Zaman
$T_y$	: Yıllık sabit taksit tutarı
TÜREB	: Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği
TYÜKO	: Talebin yerli üretimle karşılanma oranı
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi

$t$	: İşletme yılı
$u$	: Türbin rotor kanadı uç hızı
$v$	: Rüzgar hızı
$v_m$	: Ortalama rüzgar hızı
$v_1$	: Türbinin güç üretimine başladığı hız (cut-in speed)
$v_0$	: Kesme hızı (cut-off speed)
$v_R$	: Nominal güce çıkış hızı
$w$	: Farklı gözlemlenen rüzgar hızı sayısı
$WD$	: Weibull dağılımı
$z_0$	: Prüzlülük uzunluğu
$\omega$	: Türbin rotou açısal hızı
$\alpha$	: Prüzlülük katsayısı
$\lambda$	: Kanat ucu hız oranı
$\rho$	: Hava yoğunluğu
$\sigma$	: Standart sapma
$\Gamma(y)$	: Gama fonksiyonu
$\zeta$	: Weibull yer parametresi
$\eta$	: Verim
$\eta_m$	: Mekanik verim
$\eta_g$	: Jeneratör verimi
$\eta_t$	: Toplam verim

## ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 2.1.	Türkiye birincil enerji kaynakları üretimi.....	26
Şekil 2.2.	Türkiye enerji kaynakları bakımından dışa bağımlılık oranı .....	27
Şekil 2.3.	Barajlı HES hariç, yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücünün toplam kurulu güç içindeki payı.....	27
Şekil 3.1.	Perdeleyici engellerin rüzgar akışına etkisi.....	38
Şekil 3.2.	Park ve kuyruk yeli etkisi.....	40
Şekil 3.3.	Pürüzlülük derecesi .....	43
Şekil 3.4.	Pers uygarlığında kullanılan bir yel değirmeni.....	46
Şekil 3.5.	Balıkesir'in Samlı ilçesinden yel değirmenleri.....	47
Şekil 3.6.	Rüzgar enerjisi dönüşümü.....	49
Şekil 3.7.	Anemometre.....	51
Şekil 3.8.	Rüzgar yön sensörü.....	53
Şekil 3.9.	Veri toplayıcı (Data Logger).....	54
Şekil 3.10.	Rüzgar ölçüm istasyonu.....	56
Şekil 3.11.	Standartlara uygun bir rüzgar ölçüm direği.....	57
Şekil 3.12.	Ölçüm direğinde yan kol mesafeleri.....	58
Şekil 3.13.	Üç kanatlı yatay eksenli rüzgar türbini.....	62
Şekil 3.14.	Su pompalamak için kullanılan çok kanatlı bir rüzgar türbini.....	64
Şekil 3.15.	Yatay eksenli rüzgar türbinlerinde rüzgar alım şekilleri.....	64
Şekil 3.16.	Savonius tipi düşey eksenli rüzgar türbini.....	66
Şekil 3.17.	Darrieus tipi düşey eksenli rüzgar türbini.....	67
Şekil 3.18.	Üç kanatlı 1,3 MW gücünde bir rüzgar türbininin iç yapısı.....	69
Şekil 3.19.	Yıllık global kümülatif rüzgar enerjisi kurulu gücü artışı.....	75
Şekil 3.20.	Yıllık global rüzgar enerjisi kurulu gücü artışı.....	75
Şekil 3.21.	Rüzgar türbin teknolojisi gelişimi.....	76

Şekil 3.22.	Dünya rüzgar türbin üreticileri pazar payları.....	77
Şekil 3.23.	Türkiye rüzgar enerjisi kurulu güç gelişimi .....	79
Şekil 3.24.	Türkiye’de yıllık ortalama rüzgar hızı haritası.....	79
Şekil 3.25.	Türkiye’de işletme ve inşa halindeki RES’lerin türbin üreticilerine göre dağılımı.....	82
Şekil 3.26.	Sakarya ili rüzgar hız dağılımı.....	85
Şekil 3.27.	Sakarya ili kapasite faktörü dağılımı.....	85
Şekil 3.28.	Sakarya ili RES kurulabilecek alanlar.....	86
Şekil 3.29.	Sakarya ili enerji nakil hatları ve trafo merkezleri.....	86
Şekil 4.1.	Rüzgar ölçüm istasyonunun (RÖİ) bulunduğu Tahtalık Tepe bölgesi.....	93
Şekil 4.2.	Rüzgar ölçüm istasyonunun kurulacağı yerin uydu görüntüleri.....	94
Şekil 4.3.	Sakarya-Esentepe rüzgar ölçüm istasyonu montaj aşamaları.....	95
Şekil 4.4.	Sakarya-Esentepe rüzgar ölçüm istasyonunun kurulumunun bitmiş hali.....	96
Şekil 4.5.	Farklı $k$ değerleri için $f(x)$ değişimi.....	100
Şekil 4.6.	Farklı $c$ değerleri için $f(x)$ değişimi.....	100
Şekil 4.7.	Farklı $k$ değerleri için $F(x)$ değişimi.....	101
Şekil 4.8.	$\zeta=0$ ve $\zeta=1$ değerleri için $f(x)$ değişimi.....	101
Şekil 4.9.	Rüzgar türbininde hava akışı.....	104
Şekil 4.10.	Rüzgar türbini elektrik üretim sistemi.....	106
Şekil 4.11.	Model bir rüzgar türbini güç eğrisi.....	117
Şekil 5.1.	Aylık ortalama rüzgar hızı ve ortalama güç yoğunluğu.....	124
Şekil 5.2.	Mevsimsel ortalama rüzgar hızı.....	125
Şekil 5.3.	Mevsimsel ortalama rüzgar güç yoğunluğu.....	125
Şekil 5.4.	Güz mevsimi yıllar itibariyle ortalama rüzgar güç yoğunluğu	126
Şekil 5.5.	Rüzgar hızı frekans dağılımı.....	127
Şekil 5.6.	Günlük rüzgar hızı değişimi.....	131
Şekil 5.7.	Günlük rüzgar yönü değişimi.....	131
Şekil 5.8.	Günlük türbülans yoğunluğu değişimi.....	131
Şekil 5.9.	Sektörel rüzgar hızı dağılımı.....	132



Şekil 5.10.	Yıllık rüzgar hızı frekans dağılımı.....	133
Şekil 5.11.	Sektörel yıllık ortalama rüzgar hızı frekansı.....	134
Şekil 5.12.	Sektörel yıllık ortalama rüzgar hızı	135
Şekil 5.13.	Rüzgar hız frekansı gerçek değerleri.....	135
Şekil 5.14.	Rüzgar hız frekansı Weibull yoğunluk fonksiyonu.....	136
Şekil 5.15.	Sektörel rüzgar hız frekansı Weibull yoğunluk fonksiyonu.....	136
Şekil 5.16.	Türbülans yoğunluğu.....	137
Şekil 5.17.	Sektörel türbülans yoğunluğu.....	137
Şekil 5.18.	Weibull dağılımına göre ortalama rüzgar hızı ile güç yoğunluğunun aylık değişimi.....	139
Şekil 5.19.	Aylık ortalama güç yoğunluğu.....	140
Şekil 5.20.	Aylık ortalama rüzgar hızı değişimi.....	141
Şekil 5.21.	Enerji gülü.....	141
Şekil 5.22.	Mevsimsel ortalama rüzgar hızı.....	143
Şekil 5.23.	Mevsimsel ortalama güç yoğunluğu.....	143
Şekil 5.24.	Yıllık ortalama saatlik rüzgar hızı ve yönü.....	144
Şekil 5.25.	Aylık ortalama rüzgar hızı ve yönü.....	144
Şekil 5.26.	Yüksekliğe göre ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğu değişimi...	146
Şekil 5.27.	Rüzgar ölçüm istasyonunun yeri.....	147
Şekil 5.28.	Sakarya-Esentepe bölgesi sayısal harita modeli.....	148
Şekil 5.29.	6. Bölge rüzgar çiftliği türbin yerleşimi.....	155
Şekil 5.30.	5.Bölge rüzgar çiftliği türbin yerleşimi.....	157
Şekil 5.31.	4. Bölge rüzgar çiftliği türbin yerleşimi.....	158
Şekil 5.32.	3. Bölge rüzgar çiftliği türbin yerleşimi.....	160
Şekil 5.33.	2. Bölge rüzgar çiftliği türbin yerleşimi.....	161
Şekil 5.34.	1. Bölge rüzgar çiftliği türbin yerleşimi.....	163
Şekil 5.35.	RES bölgesi türbin yerleşimi.....	165
Şekil 6.1.	Faiz oranı NPV değişimi .....	212
Şekil 6.2.	Enerji satış fiyatı NPV değişimi .....	214
Şekil 6.3.	Enerji satış fiyatı yatırımın geri dönüş süresi değişimi.....	214

## TABLolar LİSTESİ

Tablo 2.1.	Dünya fosil yakıt rezervleri.....	12
Tablo 2.2.	Dünya fosil yakıt rezervlerinin kullanılabilme süreleri.....	12
Tablo 2.3.	2004 Yılı sonu itibariyle dünya yenilenebilir enerji kaynakları üretim kapasitesi.....	17
Tablo 2.4.	Türkiye enerji talep-üretim-ithalat ve ihracatının gelişimi.....	18
Tablo 2.5.	Türkiye'nin birincil enerji üretimi ve talebi.....	19
Tablo 2.6.	Türkiye yıllara göre birincil enerji kaynakları üretimi .....	20
Tablo 2.7.	Türkiye 2008 yılı genel enerji dengesi.....	21
Tablo 2.8.	Türkiye yıllara göre birincil enerji kaynakları tüketimi.....	21
Tablo 2.9.	Türkiye'nin enerji hammaddeleri ithalatı.....	22
Tablo 2.10.	Türkiye sektörel enerji tüketimi.....	22
Tablo 2.11.	Türkiye kurulu güç ve elektrik üretiminin yıllar itibariyle gelişimi..	24
Tablo 2.12.	Türkiye brüt elektrik enerjisi üretim-ithalat-ihracat ve talebinin yıllar itibariyle gelişimi.....	24
Tablo 2.13.	Kişi başına yıllık elektrik enerjisi tüketimi.....	25
Tablo 2.14.	Türkiye'nin yerli enerji kaynak potansiyeli.....	30
Tablo 3.1.	Rüzgarların sınıflandırılması.....	37
Tablo 3.2.	Beaufort rüzgar ölçeği.....	42
Tablo 3.3.	Pürüzlülük sınıfları ve pürüzlülük uzunluğu.....	43
Tablo 3.4.	Pürüzlülük katsayısı seçimi.....	44
Tablo 3.5.	30 m'lik ölçüm direğinde ölçülen parametreler ve ölçüm yüksekliği.....	58
Tablo 3.6.	Kanat uç hız oranına göre kanat sayısı değişimi.....	62
Tablo 3.7.	Pervane çapı ve kurulu güce RT sınıflandırılması.....	67
Tablo 3.8.	Dünya ve ülkeler bakımından rüzgar enerjisi kurulu gücü.....	76

Tablo 3.9.	Türkiye rüzgar enerji potansiyeli.....	80
Tablo 3.10.	Türkiye’de işletmede olan rüzgar elektrik santralleri .....	81
Tablo 3.11.	Sakarya ili ortalama rüzgar hızları.....	84
Tablo 3.12.	Sakarya iline kurulabilecek RES güç kapasitesi.....	87
Tablo 4.1.	Tablo 4.1. NRG maximum #40 kupalı anemometre teknik özellikleri.....	96
Tablo 4.2.	NRG #110S sıcaklık sensörü teknik özellikleri.....	97
Tablo 4.3.	NRG #200P yön sensörü teknik özellikleri.....	97
Tablo 5.1.	Aylık ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ve güç yoğunluğu değerleri.....	123
Tablo 5.2.	Mevsimsel ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ve güç yoğunluğu değerleri.....	124
Tablo 5.3.	Güz mevsimi yıllar itibariyle ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ve güç yoğunluğu.....	126
Tablo 5.4.	Farklı çözüm metotlarının karşılaştırılması.....	126
Tablo 5.5.	Analizde kullanılan rüzgar veri miktarı.....	129
Tablo 5.6.	Rüzgar hızı frekans (Esme Sayısı) Tablosu.....	130
Tablo 5.7.	Aylık ve yıllık ortalama rüzgar hızları.....	132
Tablo 5.8.	Yıllık sektörel ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ve frekans.....	133
Tablo 5.9.	Aylık ve yıllık ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ile ortalama güç yoğunluğu.....	138
Tablo 5.10.	Mevsimsel ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ile ortalama güç yoğunluğu.....	142
Tablo 5.11.	Yüksekliğe göre Weibull parametreleri, ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğu.....	146
Tablo 5.12.	Muhtemel rüzgar enerjisi potansiyeli olan bölgeler.....	148
Tablo 5.13.	Muhtemel RES bölgelerinin genel durum.....	149
Tablo 5.14.	Vestas rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri.....	150
Tablo 5.15.	Repower rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri.....	150
Tablo 5.16.	Enercon rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri.....	150

Tablo 5.17. Fuhrlander rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri.....	152
Tablo 5.18. GE Wind rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri.....	152
Tablo 5.19. Nordex rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri.....	153
Tablo 5.20. NEG Micon rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri.....	154
Tablo 5.21. Gamesa rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri.....	154
Tablo 5.22. 6.Bölge rüzgar çiftliği analizi genel sonuçları.....	156
Tablo 5.23. 5.Bölge rüzgar çiftliği analizi genel sonuçları.....	157
Tablo 5.24. 4.Bölge rüzgar çiftliği analizi genel sonuçları.....	159
Tablo 5.25. 3.Bölge rüzgar çiftliği analizi genel sonuçları.....	160
Tablo 5.26. 2.Bölge rüzgar çiftliği analizi genel sonuçları.....	162
Tablo 5.27. 1.Bölge rüzgar çiftliği analizi genel sonuçları.....	163
Tablo 5.28. Sakarya-Esentepe RES genel özellikleri.....	165
Tablo 6.1. Enerji üretim maliyetleri.....	197
Tablo 6.2. RES ekonomik analizi için temel girdiler.....	200
Tablo 6.3. RES ekonomik analizi için yapılan kabuller .....	201
Tablo 6.4. RES projesi yatırım maliyeti .....	202
Tablo 6.5. Taksitlendirme yılları gelir-gider tablosu.....	205
Tablo 6.6. İşletme yılları itibariyle birim enerji üretim maliyetleri.....	207
Tablo 6.7. Yatırımın geri dönüş süresi .....	209
Tablo 6.8. Faiz oranı değişimine göre yıllık birim enerji üretim maliyeti .....	211
Tablo 6.9. Faiz oranı değişimine göre NPV ve yatırımın geri dönüş süresi....	212
Tablo 6.10. Enerji satış fiyatı değişimine göre NPV ve yatırımın geri dönüş süresi.....	213
Tablo 7.1. Yazılım sonuçları.....	217

## ÖZET

Anahtar Kelimeler: Rüzgar Enerjisi, Weibull Dağılımı, İstatistiksel Analiz, Rüzgar Türbini, Enerji Üretimi, Ekonomik Analiz.

Bu çalışmada; rüzgar enerjisi potansiyelinin istatistiksel olarak incelenmesi ve rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretim imkanları araştırılmıştır. Bu amaçla; Sakarya-Esentepe bölgesinde kurulan rüzgar ölçüm istasyonunda 30 m ve 10 m’de yapılan ölçümlerden elde edilen veriler değerlendirilerek, bölgenin rüzgar enerjisi potansiyeli belirlenmiştir. Rüzgar enerjisi potansiyelinin istatistiksel olarak incelenmesinde, Weibull dağılımı kullanılmıştır. Bu amaçla sayısal çözümleme için, MATLAB programı geliştirilmiştir. Weibull parametrelerinin tahminlenmesinde En Yüksek Olabilirlik Yöntemi ile Grafik Metot yöntemi kullanılmıştır. Ayrıca istatistiksel analizde JMP, WASP ve WindPRO yazılımları da kullanılmıştır. Bölgede, uygun türbin yerinin tespiti, uygun türbin tipinin belirlenmesi ve üretilebilecek enerji miktarının hesaplanabilmesi için rüzgar elektrik santral analizi yapılmıştır. Bu analiz için bölgenin 3 boyutlu sayısal haritası yapılmıştır.

WindPRO programı ile yapılan istatistiksel analizde; 30 m’lik yükseklik için Weibull dağılımına göre yapılan analizde; yıllık ortalama rüzgar hızı 4,55 m/s, aylık ortalama en yüksek rüzgar hızını Ocak ayında, en düşük rüzgar hızı Ekim ayında gerçekleştiği bulunmuştur. Mevsimsel en yüksek ortalama rüzgar hızının kış mevsiminde, en düşüğü ise yaz mevsiminde olduğu bulunmuştur. Yıllık Weibull parametreleri k ve c değerleri sırasıyla; 1,81 ve 5,12 m/s olarak hesaplanmıştır. Yıllık ortalama güç yoğunluğu değeri 121,01 W/m<sup>2</sup> olarak bulunmuştur. Aylık en yüksek güç yoğunluğu değeri Ocak ayında, en düşük değeri ise Ekim ayında gerçekleşmiştir. Bölgede hakim rüzgar yönünün kuzey olduğu belirlenmiştir. Bulunan sonuçlar, ölçülen gerçek değerlere çok yakın olduğu görülmüştür.

Bölgenin rüzgar elektrik santral analizi yapılarak; enerji üretim sahası olarak, Tahtalık, Semercik ve Çakırlıgeçit Tepe ve civarlarının en uygun yer olduğu, nominal gücü 2,5 MW, hub yüksekliği 160 m ve rotor çapı 100 m olan Fuhrlander FL 2500 RT’nin ise en uygun türbin modeli olduğu belirlenmiştir. Bu türbinin kullanılması durumunda kurulu gücü 15 MW olan 6 adet rüzgar türbini için rüzgar çiftliğinin yıllık toplam enerji üretim miktarı 26658 MWh ve kapasite faktörü değeri % 20,3 olarak hesaplanarak bulunmuştur.

Belirlenen türbin tipi ve kurulu gücü için RES ekonomik analizi yapılmıştır. Analiz sonucunda, birim enerji üretim maliyetinin yıllara göre değişimi belirlenmiştir. Yatırımın geri dönüş süresi 15 yıl 3 ay olarak bulunmuştur.

# **A NEW APPROACH OF DETERMINING WIND ENERGY POTENTIAL OF SAKARYA-ESENTEPE REGION**

## **SUMMARY**

Keywords: Wind Energy, Weibull Distribution, Statistical Analysis, Wind Turbine, Energy Production, Economic Analysis

In this study, statistical analysis of wind energy potential and possibility of producing electricity from the wind have been investigated. For this reason, wind energy potential of Sakarya-Esentepe region has been predicted by making measurements at 10 and 30 meters of a wind station. In the statistical analysis of wind potential, Weibull distribution has been employed. Furthermore, a Matlab code has been developed to make statistical estimations numerically. For the estimations of Weibull parameters maximum likelihood and graphical methods have been used. In addition to analyses by Matlab; JMB, WAsP and WindPRO software have also been used. In order to estimate suitable site of wind turbine, the type of turbine and most probable energy output, a wind turbine electricity analysis has been conducted. For such an analysis, three dimensional topological map of the mentioned region has been created numerically.

Analyses based on Weibull distribution, which is conducted by using WindPRO, show that annual mean wind speed at 30 meters is 4,55 m/s, monthly mean wind speed takes its maximum value in January and minimum value in October. Seasonally speaking, the mean wind speed becomes a maximum in winter but takes its a minimum in the summer. Weibull parameters  $k$  and  $c$  for annual analyses have been calculated as 1,81 and 5,12 m/s, respectively. Meanwhile, mean annual power density has been calculated as 121,01 W/m<sup>2</sup>. Mean annual power density of wind takes its maximum value in January and its minimum value in October, as expected.

Electricity analyses of a wind power plant for Sakarya-Esentepe region show that the most suitable fields for a wind farm are Tahtalık, Semercik and Çakırlıgeçit Tepe regions. Fuhrlander FL 2500 RT wind turbine with 2,5 MW nominal power, 160 m hub height and 100 m rotor diameter is the best candidate among the present turbines for the mentioned fields. If this type of turbine is employed in the proposed wind energy farm, consisting of 6 wind turbines with 15 MW installed capacity, total electricity produced will be 26658 MWh. In this case the capacity factor has been determined as 20,3 %.

Moreover, for the specified installed capacity RES economic analysis has been performed. Analysis results, the unit cost of energy production by years was determined. The payback period of the investment has been estimated as 15 years and 3 months.

# BÖLÜM 1. GİRİŞ

## 1.1. Giriş

Sanayi ve teknolojideki hızlı gelişmeler ülkelerin enerji ihtiyacını her geçen gün arttırmaktadır. Son yıllarda artan enerji ihtiyacının karşılanmasında; fosil enerji kaynaklarındaki rezerv azalışı, üretim ve kullanımında ortaya çıkan çevre kirliliği, ülkeleri yeni enerji kaynaklarına yöneltmiştir. Bunun sonucu olarak temiz ve yenilenebilir enerji kaynakları tüm dünyada gittikçe artan oranlarda kullanılmaya başlanılmıştır. Temiz ve yenilenebilir enerji kaynakların en önemlilerinden biri rüzgar enerjisidir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan rüzgar enerjisi, rüzgarı meydana getiren hava akımının sahip olduğu kinetik enerjidir. Bu enerjinin bir bölümü yararlı olan mekanik veya elektrik enerjisine dönüştürülebilir. İnsanoğlu rüzgar enerjisini çok eski tarihlerden beri kullanmaktadır. İlk başlarda yel değirmenlerinde ve su pompalama işlemlerinde kullanılmıştır. Günümüzde ise modern rüzgar türbinleri yardımı ile rüzgar enerjisi elektrik enerjisine dönüştürülerek kullanılmaktadır.

Rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretimi dünyada oldukça yaygınlaşmaya başlamıştır. Günümüzde kullanımı ve teknolojisi en hızlı oranda gelişen enerji kaynaklarından birisi rüzgar enerjisidir. Enerji üretim amaçlı değişik tip ve özellikte rüzgar türbinleri kullanılmaktadır. Dünyada 2009 yılı için, 37466 MW'lık kurulu rüzgar türbin gücü eklenerek sektör % 31'lik yıllık büyüme gerçekleştirerek toplam kurulu güç 157899 MW değerine ulaşmıştır. Tüm dünyada rüzgar enerjisi kurulu gücünün büyümesi; 2008 yılı için % 28, 2007 yılı için % 27 ve 2006 yılı için ise % 26 olarak gerçekleşmiştir. Bu istatistiki değerler; rüzgar enerjisinin kullanımının, dünyada en hızlı yayılan enerji kaynağı olduğunu göstermektedir. 2009 yılı sonu

itibariyle rüzgar enerjisi kurulu güç kapasitesi bakımından ilk beş sırada; Amerika Birleşik Devletleri, Almanya, Çin, İspanya ve Hindistan gelmektedir [1].

Son yıllarda artan enerji gereksiniminin karşılanmasında, fosil enerji kaynaklarındaki rezerv azalışı, üretim ve kullanımında ortaya çıkan çevre kirliliği, tüm dünyada olduğu gibi, Türkiye’de de temiz ve yenilenebilir enerji kaynaklarına doğru bir yönelme gözlemlenmektedir [2]. Rüzgar enerjisi potansiyeli bakımından uygun sayılabilecek bir durumda bulunan Türkiye, ülke politikasının petrol ve hidrolik gibi enerji kaynaklarının kullanımını desteklenmesi nedeniyle çoğu yıllar bu potansiyelini kullanamamıştır. Son yıllarda rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretimine bir yönelme görünmektedir.

Türkiye’nin 2008 yılında enerji tüketimi, 106273 bin TEP olarak gerçekleşmiştir. Aynı şekilde 2008 yılı için enerji üretimi 29192 bin TEP olarak gerçekleşmiştir. 2008 yılı için talebin yerli üretimle karşılanma oranı (TYÜKO) % 27,2 değerinde olmuştur. Türkiye enerji ihtiyacının yarısından fazlasını ithal etmektedir [3, 4]. Ülkemizin enerji kaynakları bakımından dışa bağımlılık oranı % 70’in üzerindedir [5]. 2009 yılı sonu itibariyle ülkemizde elektrik enerjisi üretimi, tüketimini karşılayacak orandadır. Fakat elektrik enerjisi üretiminde kullanılan birincil enerji kaynaklarının yarısından fazlası dışarıdan ithal edilmektedir [6, 7].

Türkiye; Avrupa’da rüzgar enerjisi potansiyeli bakımından en zengin ülkelerden biridir. Üç tarafı denizler ile çevrili olan ve yaklaşık 3500 km kıyı şeridi olan Türkiye’de özellikle Marmara ile Ege kıyı şeritleri; sürekli ve düzenli rüzgar almaktadır. Bu nedenle enerji kaynakları bakımından dışa bağımlı durumda olan Türkiye’nin bu potansiyelin kullanılması çok önem taşımaktadır. Günümüzde enerji ihtiyacının arttığı, temiz enerji kaynaklarının önem kazandığı bir zamanda, rüzgar enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesi önemli bir hale gelmiştir [3].

Türkiye rüzgar enerjisi potansiyeli, belirlenmiş kriterlerin ışığında rüzgar sınıfı iyi ile sıra dışı arasında 47849,44 MW’lık bir potansiyele sahip olduğu belirlenmiştir. Türkiye’de orta ile sıra dışı arası rüzgar sınıfına ait rüzgarlı arazilere bakıldığında ise; 131756,40 MW’lık rüzgar enerjisi potansiyeline sahiptir. Türkiye’nin 131756,40 MW’lık rüzgara dayalı elektrik üretim kapasitesinin 1002,35 MW’lık kısmı



işletmemdedir. Yani rüzgar enerjisi potansiyelinin %1'lik kısmı bile henüz kullanılmamaktadır. Bu Türkiye için oldukça büyük bir enerji kaybıdır [3, 8, 9].

Bu nedenle; ülkemizin rüzgar enerjisi potansiyelinin tamamından yararlanılması amacıyla teknik ve ekonomik sorunları, çözüm yollarını ortaya koyan Rüzgar Enerjisi Stratejisi Planı hazırlanmalıdır. Bu planın hazırlanmasında; kamu kurumları, özel sektör ve üniversiteler etkin rol almalıdır. Bu amaçla; geniş kapsamlı rüzgar enerjisi potansiyeli araştırmaları yapıp, rüzgar potansiyeli iyi durumda bulunan bölgeler belirlenerek, bu yerlere rüzgar elektrik santrali kurularak enerji üretiminin yapılması gerekmektedir. Bu konuda bilimsel alt yapının oluşturulması gerekmektedir.

Bölüm 2'de; enerji kaynakları hakkında genel bilgiler verilmiş olup, dünyada ve Türkiye'de genel enerji durumları araştırılmıştır. Ayrıca iklim değişikliği ve Kyoto Protokolü konusu incelenmiştir. Bölüm 3'te; rüzgarın oluşumu, rüzgar hızının değişimi, rüzgar enerjisi kullanımının tarihsel gelişimi, rüzgar ölçüm sistemleri, rüzgar türbinleri, dünyada ve Türkiye'de rüzgar enerjisinin durumu, Sakarya ilinin genel durumu ve rüzgar hızı istatistiği hakkında bilgiler verilerek rüzgar enerjisi hakkında yapılan bilimsel çalışmalara değinilmiştir. Bölüm 4'te; enerji amaçlı ölçümler için kurulan rüzgar ölçüm istasyonu hakkında bilgiler verilmiş, Weibull dağılımı ve parametrelerinin tahminlenmesi, rüzgar hızı olasılık yoğunluk fonksiyonları, ortalama rüzgar hızı, ortalama rüzgar gücü yoğunluğu, enerji güç ve verim bağıntıları, teorik olarak incelenerek türetilmiştir. Bölüm 5'te; rüzgar enerjisi ile ilgili istatistiksel analiz yapılarak, kullanılan Matlab, JMP ve WindPRO yazılımı ile ilgili elde edilen bulgular yıllık, mevsimsel, aylık ve saatlik olarak değerlendirilerek, ortalama rüzgar hızı, rüzgar hızı yoğunluk fonksiyonu ve frekans değerleri, hakim rüzgar yönü, türbülans yoğunluğu, ortalama güç yoğunluğu, yüksekliğe göre ortalama rüzgar hızı ile güç yoğunluğu değişimi, Weibull parametreleri değerleri bulunmuştur. Ayrıca istatistiksel analiz sonucu bulunan değerler ile gerçek değerler karşılaştırılmıştır. Yine bu bölümde rüzgar elektrik santral analizi yapılarak, bölgede enerji üretimi için uygun yer ve uygun türbin tipi belirlenmiş, tasarlanan bir rüzgar çiftliği için enerji üretim miktarı hesaplanarak bulunmuştur. Bölüm 6'da; rüzgar elektrik santrali için ekonomik analiz yapılmıştır.

## 1.2. Literatür Araştırması ve Çalışmanın Getirdiği Yenilikler

Öztopal ve arkadaşlar (2000); fosil yakıtların kullanımının devamlılığı sonucu atmosfere ve çevreye verdiği zararlar sonucu dünyada meydana gelen iklim değişikliği, yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisinin Türkiye'deki potansiyelini araştırmışlardır. Bu amaç ile yapılan çalışmada; yerel ve bölgesel yorumlarla, Türkiye için rüzgar hızı, topoğrafya ve rüzgar enerjisi değişimi haritaları elde edilmiştir [10].

Şen (2000); stokastik rüzgar enerjisi hesaplama formülasyonu üzerinde inceleme yapmıştır. Rüzgar hızı ve hava yoğunluğunun zamansal değişikliğini göz önüne alarak, rüzgar enerjisi potansiyel eşitliklerini elde etmiştir [11].

Segura ve Lambert (2000); rüzgar enerjisi analizi için, Weibull rüzgar hız dağılımı parametrelerini incelemişlerdir. Rüzgar enerjisi analizlerinde; Weibull parametrelerinin hesaplamasında, Maksimum Olabilirlik Tahmini Metodu, Düzeltilmiş Maksimum Olabilirlik Tahmini Metodu ve yaygın olarak kullanılan Grafiksel Tahmini Metodu olmak üzere 3 farklı metot kullanmışlardır. Yapılan analizde, Maksimum Olabilirlik Tahmin Metodunun, parametre tahmininde daha uygun olduğu belirlenmiştir [12].

Ulgen ve Hepbaşlı (2002); İzmir bölgesi rüzgar enerji analizi için Weibull parametrelerinin belirlenmesini incelemişlerdir. Bu amaçla; İzmir-Bornova bölgesi için, iki parametrelili Weibull fonksiyonunu, sayısal korelasyonlar kullanarak, 1995-1999 yılları arasında 5 yıllık bir zaman periyodu için, rüzgar hız frekans dağılımı, Weibull parametreleri ve ortalama rüzgar hızı değerlerini bulmuşlardır. Yapılan analizde; Weibull dağılımının Rayleigh dağılımına göre daha uygun sonuçlar verdiği belirlenmiştir [13].

Wesser (2003); Weibull yoğunluk fonksiyonunu kullanarak Grenada'nın rüzgar enerji analizini incelemiştir. Yıllık, aylık ve saatlik ortalama rüzgar hızını, Weibull parametrelerini hesaplamıştır. Çalışmada; 1996 ve 1997 yıllarına ölçülen rüzgar hızı verilerini kullanmıştır [14].

Karslı ve Geçit (2003); Gaziantep-Nurdağı bölgesinin rüzgar gücü potansiyelini incelemişlerdir. Araştırmada 1995 yılı içinde 10 m yükseklikte ölçülen 1 yıllık rüzgar verilerini kullanmışlardır. Weibull dağılımına göre yapılan analizde, bölgenin yıllık ortalama rüzgar hızını 7,3 m/s ve yıllık ortalama güç yoğunluğu değerini  $222 \text{ W/m}^2$  olarak hesaplanmıştır. Bölgenin rüzgar enerjisi potansiyeli bakımından iyi bir durumda olduğu belirlenmiştir [15].

Özerdem ve Türkeli (2003); İzmir Yüksek Teknoloji Enstitüsü kampüs alanında rüzgar karakteristiğini incelemişlerdir. Bu amaç ile; Temmuz 2000 ile aralık 2001 arasında 16 aylık bir periyotta 10 m ve 30 m yükseklikte ölçtükleri rüzgar hız verilerini kullanmışlardır. Analizde; aylık ve yıllık ortalama rüzgar hızını, rüzgar yönü, rüzgar türbülans değerini, Weibull parametrelerini; WASP ve WindPRO yazılımlarını kullanarak hesaplamışlardır. Bölgede yıllık ortalama rüzgar hızı 8,14 m/s (30 m'de) olarak hesaplanmıştır. Bölgenin hakim rüzgar yönü % 74,9 ile kuzey olduğu bulunmuştur. Ayrıca Weibull modelinin Rayleigh modelinden daha iyi sonuçlar verdiği belirlenmiştir [16].

Çelik (2003); Türkiye'nin güney bölgesinde, Weibull ve Rayleigh modellerini esas alarak rüzgar güç yoğunluğunun istatistiksel analizini incelemişlerdir. Bunun için 1996 yılında 10 m yükseklikte ölçülen 1 yıllık rüzgar verilerini kullanmışlardır. Ortalama rüzgar hızını, Weibull parametrelerini, rüzgar hızı frekans dağılımını ve rüzgar hızı yoğunluk dağılımını belirlemişlerdir. Sonuçta Weibull modelinin Rayleigh modelinden daha iyi sonuçlar verdiğini tespit etmişlerdir [17].

Köse ve arkadaşları (2004); Kütahya bölgesi rüzgar enerji potansiyeli ve rüzgar verilerinin analizini incelemişlerdir. Bu amaçla bölgede 10 m ve 30 m yükseklikte ölçüm yaptıkları 20 aylık rüzgar verilerini kullanmışlardır. 30 m yükseklik için ortalama rüzgar hızını 4,62 m/s olarak bulmuşlardır. Yıllık ortalama rüzgar güç yoğunluğu değerini  $36,62 \text{ W/m}^2$  olarak hesaplamışlardır. Weibull parametreleri ile rüzgar hız dağılım frekansını belirlemişlerdir [18].

Bilgili ve arkadaşlar (2004); Antakya ve İskenderun bölgesinin rüzgar enerji potansiyelini incelemişlerdir. Bu amaç ile 1997 ile 2001 yılları arasında ölçülen

rüzgar verilerini kullanmışlardır. Bölgenin ortalama rüzgar hızı değerini, Weibull parametrelerini ve ortalama güç yoğunluğu değerini hesaplamışlardır. Bölgenin rüzgar enerjisi potansiyeli bakımından uygun olduğu tespit etmişlerdir [19].

Akpınar, E. ve Akpınar, S. (2004); Elazığ, Maden ve Ağın bölgelerinin rüzgar enerjisi potansiyelini incelemişlerdir. Bu amaçla 1998-2002 yılları arasında 6 yıllık rüzgar verilerini kullanmışlardır. Bölgenin yıllık ortalama rüzgar hızı değerlerini, Weibull parametrelerini ve ortalama güç yoğunluğu değerini hesaplamışlardır. Analiz sonucunda; Weibull dağılımı modelinin Rayleigh modelinden daha iyi sonuçlar verdiğini belirlemişlerdir [20, 21].

Köse (2004); Kütahya bölgesinde, güç üretim kaynakları bakımından rüzgar enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesini incelemiştir. Bu amaçla; 2001-2003 yılları arasında 20 aylık bir zaman periyodunda rüzgar verilerini kullanmıştır. Yıllık ortalama rüzgar hızını 4,62 m/s ve güç yoğunluğu değerini 36,62 W/m<sup>2</sup> olarak bulmuştur. 600 kW nominal güç değerinde rüzgar türbinleri kullanılarak enerji üretim miktarını ve kapasite faktörleri değerini hesaplamıştır [22].

Şahin ve arkadaşlar (2004); Doğu Akdeniz bölgesindeki rüzgar enerjisi potansiyelini incelemişlerdir. Bu çalışmada; 1992-2001 yılları arasında 6 istasyondan alınan rüzgar verileri kullanılmıştır. 25 m yükseklik için ortalama rüzgar güç yoğunluğu değerini 500 W/m<sup>2</sup> olarak hesaplamışlardır [23].

Özerdem ve Türkeli (2005); İzmir Yüksek Teknoloji Enstitüsü kampus alanında rüzgar enerjisi potansiyelini incelemişlerdir. Bu amaç ile; Temmuz 2000 ile aralık 2001 arasında 16 aylık bir periyotta 10 m ve 30 m yükseklikte ölçtükleri rüzgar hız verilerini kullanmışlardır. Bölgede yıllık ortalama rüzgar hızı 8,14 m/s (30 m'de) olarak hesaplanmıştır. WASP ve WindPRO yazılımlarını kullanarak 600 ve 1.500 kW nominal güçte rüzgar türbinlerini kullanarak enerji üretim miktarlarını hesaplamışlardır [24].

Özerdem ve arkadaşları (2006); İzmir bölgesi için rüzgar çiftliği fizibilite çalışması yapmışlardır. Bu amaçla; 2000-2003 yılları arasında, 10 m ve 30 m yükseklikte

ölçülen rüzgar verilerini kullanmışlardır. Farklı tip ve nominal göçte rüzgar türbinleri için ekonomik analiz yapmışlardır [25].

Gökçek ve arkadaşlar (2007); Kırklareli bölgesi rüzgar karakteristiği ve potansiyelini incelemişlerdir. Bu amaçla; 2004 yılı için ölçülen rüzgar verilerini kullanmışlardır. Yıllık ortalama rüzgar hızını 4,68 m/s ve yıllık ortalama güç yoğunluğu değerini 138,85 W/m<sup>2</sup> olarak bulmuşlardır. Weibull modelinin, Rayleigh modelinden daha uygun sonuçlar verdiği belirlenmiştir [26].

Carta ve Ramirez (2007); Rüzgar hızı dağılımının Weibull istatistiksel yaklaşımı ile analizini incelemişlerdir. Weibull parametrelerinin tahminlenesinde; Maksimum Olabilirlik Metodu, Moment Metodu ve En Küçük Kareler Metodu yöntemlerini kullanmışlardır [27].

Jowder (2009); Bahreyn'in rüzgar güç analizini incelemişlerdir. Bu amaç ile; 2003-2005 yılları arasında, 10 m, 30 m ve 60 m yükseklikte ölçülen rüzgar verilerini kullanmışlardır. Bölgenin rüzgar enerjisinin istatistiksel analizini yapmışlardır. Ortalama yıllık rüzgar güç yoğunluğunu 60 m yükseklik için 816,70 W/m<sup>2</sup> olarak bulmuşlardır. Bölgede farklı rüzgar türbinleri için kapasite faktörü değerlerini hesaplamışlardır [28].

Arslan (2010); Kütahya bölgesinin, rüzgar enerjisinden elektrik üretimi üzerine bir çalışma yapmıştır. Bu amaçla; 2001-2004 yılları arasında 36 aylık zaman periyotları için ölçülen rüzgar verilerini kullanmıştır. Rüzgar türbinlerinin farklı tipleri için, enerji üretim miktarları ve kapasite faktörlerini bulmuştur [29].

Rüzgar enerjisi potansiyel ile ilgili yapılan ve yukarıda da belirtilen çoğu bilimsel çalışmalarda; 10 m yükseklikte ölçülen rüzgar verileri kullanılmıştır. Enerji üretim amaçlı rüzgar ölçümlerinin doğru sonuçlar vermesi için; ölçüm yüksekliğinin en az 30 m veya kullanılacak rüzgar türbini göbek yüksekliğinde olması, ölçümlerin en az bir yıl periyodik olarak yapılması gerekmektedir. Ölçüm yüksekliğinin belirlenmesinde, arazinin topoğrafik yapısı da dikkate alınmalıdır. Ayrıca rüzgar ölçüm istasyonunun standartlara uygun olarak kurulması, istasyon yeri seçiminin iyi

analiz edilerek belirlenmesi gerekmektedir. Rüzgar verilerinin ölçümlerinde kullanılacak cihazların standartlara uygun, kaliteli ve kalibrasyon sertifikasına sahip olması gerekmektedir.

Rüzgar enerjisi potansiyelinin istatistiksel olarak analizinde en çok kullanılan Weibull dağılımı metodu; çoğu çalışmada gerektiği şekilde incelenmemiştir. Rüzgar analiz çalışmalarında hazır bilgisayar programları kullanılarak Weibull dağılımı parametreleri belirlenmiştir. Ayrıca rüzgar enerjisi potansiyel hesaplamalarında doğruluğu bilimsel olarak kanıtlanmış bilgisayar yazılımlarının kullanılması gerekmektedir.

Rüzgar enerjisi ile ilgili yapılan çalışmalarda; enerji üretim miktarı ve ekonomik analiz ile ilgili konular, pek araştırılmamıştır. Rüzgar elektrik santralının planlanması ile uygun finansal ve ekonomik değerlendirmelerinin yapılması, yatırımı akla yatkın hale getirmek, ekonomik verimliliği sağlamak için ekonomik analizin yapılması, bu konudaki önemli bir eksikliği de giderecektir. Yine rüzgar enerjisi ile ilgili yapılan araştırmalarda; ortalama rüzgar güç yoğunluğunun ve enerji üretim miktarının hesaplanması, noktasal olarak kalmakta bölge geneli hakkında bir fikir vermemektedir.

Ülkemizde, rüzgar enerjisi potansiyelinin araştırılması ile ilgili sağlıklı rüzgar ölçüm sonuçlarına dayalı kesin veriler oldukça yetersizdir. Meteoroloji istasyonları tarafından uzun yıllardır yapılan rüzgar ölçümleri iklim amaçlıdır. Bu ölçümler, rüzgar enerji potansiyelinin belirlenmesi ve enerji üretim amaçlı rüzgar enerji santrallerinin kurulacağı yerlerin karakteristiklerini temsil etmekten çok uzaktır.

Bu çalışmada; Türkiye'nin Marmara bölgesinin doğusunda bulunan Sakarya–Esentepe yöresinin rüzgar enerjisi potansiyelinin yeni bir yaklaşımla belirlenmesi araştırılmıştır. Bu amaç ile; Sakarya Üniversitesi tarafından desteklenen “Esentepe Kampusu’nde Rüzgar enerjisi Potansiyelini Belirlenmesi” başlığı altındaki bilimsel araştırma projesi kapsamında kurulan rüzgar ölçüm istasyonundan elde edilen rüzgar verileri kullanılmıştır. Çalışmada; uluslararası standartlara uygun olarak kurulan rüzgar ölçüm istasyonunda ölçülen rüzgar hızı ve yönü değerleri kullanılarak rüzgar

enerjisi potansiyeli araştırılmıştır. Kullanılan ölçüm cihazları, kaliteli ve kalibrasyon sertifikasına sahip olanlardan seçilmiştir. Rüzgar verilerinin istatistiksel analizi, Weibull dağılımı ile yapılmıştır. Weibull dağılımı parametre tahminlemede, En Yüksek Olabilirlik ile Grafik Yöntem kullanılmıştır. Weibull dağılımı eşitliklerin sayısal incelenmesi için, MATLAB yazılımı hazırlanmıştır. Bunun yanında istatistiksel analizde doğruluğu bilimsel olarak kanıtlanmış WindPRO ve WAsP programları kullanılmıştır. Bölgede rüzgar enerji potansiyel alanların belirlenmesi, yıllık ortalama güç yoğunluğu, üretilebilecek enerji miktarının hesaplanması ve uygun rüzgar türbin tipinin seçimi için rüzgar elektrik santral analizi (RES) yapılmıştır. Bu analiz, bölgenin sayısal yükseklik haritası oluşturularak, WindPRO ve WAsP yazılım programları kullanılarak yapılmıştır. Ekonomik analiz yapılarak RES projesinin uygulanabilirliği araştırılmıştır. Ayrıca ekonomik analiz sonucunda meydana gelen belirsizliklerin giderilmesi ve analiz sonucunun irdelenmesi için, duyarlılık analizi yapılmıştır.

Böylece; Sakarya-Esentepe yöresinin rüzgar enerjisi potansiyeli hakkında bilgi sahibi olunacak, ülkemizde rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesi ve rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretimi için yeni bir yaklaşım metodu geliştirilerek önemli bir bilimsel alt yapı oluşturulmuş olunacaktır.

## **BÖLÜM 2. ENERJİ**

### **2.1. Giriş**

Enerjinin ne olduğu hakkında herkesin bir anlayışı olmakla birlikte, tam olarak bir tanımını yapmak zordur. Enerji, değişikliklere yol açan etken olarak düşünülebilir [30]. Mevcut bir formdan diğerine dönüştürülebilen enerji; Yunanca “energia” sözcüğünden alınma olup, etkiyen kuvvet anlamına gelmektedir [31]. Enerjiye günümüzde ancak matematiksel bir tanım yapılabilmektedir. Enerji fizik biliminde, iş yapabilme yeteneği şeklinde ifade edilir [32].

Enerji; doğrudan ölçülemeyen bir değer olup fiziksel bir sistemin durumunu değiştirmek için yapılması gereken iş yoluyla veya enerji türüne göre değişik hesaplamalar yoluyla bulunabilir. Enerjinin birçok biçimi vardır ve enerji bu biçimler arasında dönüşüme uğrayabilir. Enerji; ısı, mekanik, potansiyel, elektrik, manyetik, kimyasal, nükleer gibi değişik biçimler alabilir. Yapılan, üretilen, değiştirilen her şeyde ve her türlü eylemin, hareketin oluşumunda enerji vardır. Nefes alışımız, uyumamız, düşünmemiz, ısınmamız, aydınlanmamız, ulaşımımız, endüstriyel üretimimiz kısacası tüm yaşamsal faaliyetlerimizde enerji kullanılır. Enerjinin insanlar ve yaşam için bu kadar önemli oluşu, fizikten sosyolojiye, politikadan çevre bilimine, ekonomiden sağlığa kadar birçok alanın önemli bir parametresi olmasını beraberinde getirmektedir.

Enerji kullanımı, buhar makinelerinin bulunması ile 17. yüzyıldan itibaren ülkelerin gündemine girmiş ve etkinliğini hızla artırarak sürdürmektedir. Ülkelerin ekonomik kalkınma düzeylerine göre enerji tüketim miktarları incelendiğinde, gelişmiş ülkelerdeki fert başına enerji tüketiminin, gelişmekte olan ülkelerdeki tüketimden çok daha fazla olduğu görülmüştür [31, 33].



Yaklaşık 5,5 milyar olan dünya nüfusunun 21. yüzyıl sonlarına doğru hızla artarak 10–12 milyar olacağı tahmin edilmektedir. Bununla beraber insanların yaşam düzeylerini sürekli yükseltmeleri, dünyanın enerji ihtiyacını da sürekli artırmaktadır [34].

Enerjinin birçok türleri vardır. Enerji, değişik kriterlere göre sınıflandırılabilir. En genel haliyle enerji; mekanik (kinetik ve potansiyel) enerji, ısı (termal) enerji, kimyasal enerji, ışın enerjisi, elektrik enerjisi ve nükleer enerji olmak üzere gruplandırılabilir [35].

Enerji kaynakları; herhangi bir yolla enerji üretilmesini sağlayan kaynaklardır. Enerji kaynakları kendi aralarında birçok yönden ele alınarak sınıflandırılabilirler. Kaynağından çıkarılmaz tüketilip tüketilmemesine göre, çıkışında doğrudan kullanılabilen enerji kaynaklarına birincil kaynaklar (kömür, petrol, doğal gaz), bunların dönüşümüyle oluşan enerji kaynaklarına ikincil kaynaklar (elektrik, kok gibi) denir. Oluşumlarına göre; canlı kalıntılarının yer altında kalıp tabakalaşmasıyla oluşan enerji kaynaklarına fosil yakıt kaynakları (petrol, taş kömürü, linyit, doğal gaz gibi), teknolojik gelişmeler ışığında oluşturulan enerji kaynaklarına yeni enerji kaynakları (nükleer, hidrojen gibi), güneş, rüzgar dalga gibi sürekli olan enerji kaynaklarına ise yenilenebilir enerji kaynakları denir. Ayrıca enerji, kaynak kullanımını sınırına göre tükenen (yenilenemeyen) enerji kaynakları (petrol, kömür, linyit, doğal gaz, nükleer gibi) ve tükenmeyen enerji kaynakları (rüzgar, güneş, dalga, biyokütle, jeotermal gibi) olarak iki grupta incelenebilir. Yenilenebilir enerji kaynakları; tükenmeyen enerji kaynakları veya temiz enerji kaynakları olarak da isimlendirilebilir.

## **2.2. Yenilenemeyen Enerji Kaynakları**

Yenilenemeyen enerji kaynakları, rezerv miktarlarına göre zamanla tükenen enerji kaynaklarıdır. Bu tür enerjiyi sağlayan kaynaklar, fosil yakıt kaynakları olarak da ifade edilen, petrol, taş kömürü, linyit, doğal gaz ile nükleer enerji üretiminde kullanılan uranyumdur. Dünyada fosil yakıt rezerv miktarları Tablo 2.1’de gösterilmektedir.

Tablo 2.1 Dünya fosil yakıt rezervleri [36]

Bölge	Petrol (Milyar Ton)	Doğal Gaz (Trilyon m3 )	Kömür (Milyar Ton)	
			Taşkömürü	Linyit
Kuzey Amerika	8,3	7,6	120,2	137,6
Orta ve Güney Amerika	13,7	7,2	7,8	14
Avrupa	2,6	7,9	47,5	77,9
Eski SSCB Ülkeleri	9,1	56,1	97,4	132,6
Ortadoğu	93,3	56,9	1,7	-
Afrika	10	11,2	55,2	0,2
Asya ve Okyanusya	5,9	12,3	189,3	103
Toplam Dünya	142,9	155,1	519,1	465,4

Yenilenemeyen enerji kaynaklarının en önemli dezavantajları; çevreyi kirletmeleri ve rezerv miktarlarına göre zamanla tükenebilmeleridir. Bu yakıtlar içerisinde petrolün sınırlı rezerve sahip olması, üretiminin gittikçe azalması ve artan fiyatları nedeniyle kullanımının azalacağı tahmin edilmektedir. Ayrıca, doğal gazın yaklaşık 62 yıl kadar, kömürün ise 216 yıl kadar yetebileceği dikkate alınırsa, gelecekte fosil yakıtların tükenme problemlerinin olduğu görülmektedir (Tablo 2.2). Aynı zamanda, bu kaynakların tüketimi ile atmosferde ortaya çıkacak çevre kirliliği ve insan yaşamında meydana getirdiği sağlık problemleri, bu yakıtların kullanımının insan ve çevre açısından zararlı olduğunu göstermektedir.

Tablo 2.2 Dünya fosil yakıt rezervlerinin kullanılabilme süreleri [36]

Bölge	Petrol	Doğal Gaz	Kömür
Kuzey Amerika	14	10	234
Orta ve Güney Amerika	39	72	381
Avrupa	8	16	167
Eski SSCB Ülkeleri	21	79	500
Ortadoğu	87	100	500
Afrika	27	90	246
Asya ve Okyanusya	16	44	147
Toplam Dünya	40	62	216

### 2.3. Temiz ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Ülkelerin enerji kullanımı özellikle 20. yüzyılda gelişen sanayi ile birlikte hızla artmıştır. Bu artışın sağlanmasında fosil kökenli tükenbilir enerji kaynakları yer almıştır. Bu kaynakların yakılarak kullanılması sonucu çevreye verdikleri salınımlardan kaynaklanan zararlar önceleri pek önemsenmemiş ancak 20. Yüzyılın son çeyreğinde dünyada büyük çoğunlukça önemsenir duruma gelmiştir. Ayrıca; bu kaynakların gelecekte tükenbileceği gerçeği de gittikçe dikkate alınır haline gelmiştir [34].

Sanayi ve teknolojiadaki hızlı gelişmeler, ülkelerin enerji gereksinimini her geçen gün artırmaktadır. Son yıllarda artan enerji ihtiyacının karşılanmasında, fosil enerji kaynaklarındaki rezerv azalışı, üretim ve kullanımında ortaya çıkan çevre kirliliği, tüm dünyada olduğu gibi Türkiye’de de temiz ve yenilenebilir enerji kaynaklarına doğru bir yönelme gözlemlenmektedir [37].

Bugün dünyada, enerji tüketim talebinin % 85’i fosil yakıtlardan karşılanmaktadır. Talebin büyük çoğunluğunun fosil yakıtlardan karşılanması sebebiyle ısınan dünyada iklim değişimleri yaşanmaktadır. Bunun sonucunda; Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Konferansında; “temiz ve yenilenebilir enerji kaynakları tüketim payı tüm enerjiler içersinde en az %25 olmalıdır” sonucu çıkmıştır. Bu hedefe en geç 30 yıl içerisinde ulaşılması aksi takdirde dünyada yaşanılmayacak bölgelerin oluşacağı ve değişen iklim koşullarının kalıcı olacağı belirlenmiştir [38]. İşte insanoğlunu enerji konularında düşünmeye, yeni arayışlara yöneltmeye zorlayan bu etkenlerin en önemli sonuçları, temiz ve yenilenebilir enerjilerdeki gelişmeler olmuştur. Bugün Avrupa Birliği ülkelerinde, 2020 yılında kullanılan tüm enerjilerin %12’sinin, elektrik enerjisinin de %20’sinin temiz ve yenilenebilir enerji kaynaklarında karşılanması hedefi konmuştur [34].

Dünya enerji arzı içinde yenilenebilir enerji kaynakları %13,3’lük bir paya sahiptir. 2003 yılı dünya elektrik üretiminin %17,6’sı yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilmiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminde en büyük pay %17,6 ile hidrolik enerjiye aittir. 2004 yılında, Türkiye birincil enerji arzında

yenilenebilir enerji kaynaklarının payı %12 civarındadır. Yine 2004 yılı verilerine göre, Türkiye elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre %31'lik bir oranla yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanmıştır [39].

Bugünkü enerji kullanım biçiminin devam etmesi durumunda, atmosferdeki karbondioksit gazı miktarı 2030 yılında ikiye katlanarak atmosfer sıcaklığını 2,5°C, deniz seviyesinin ise yaklaşık 18 cm artmasına neden olacağı beklenmektedir. Bu da, dünyada gıda sorununun doğması ve kıyılarda yaşayan binlerce insanın göç etmesi anlamına gelmektedir. Bütün bu sorunlar, çevre dostu yenilenebilir enerji kaynaklarının önünü açmıştır [31].

Yenilenebilir enerji kaynakları; kendisini dünya var oldukça yenileyen, tükenmeyen enerji kaynaklarını ifade etmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları, enerjinin ana kaynağına göre; güneş kaynaklı, dünya kaynaklı ve ay kaynaklı olarak üç grupta incelenebilir. Yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde, Hidrolik, rüzgar, güneş, jeotermal, biyokütle, dalga ve gel-git gibi enerji kaynakları sıralanmaktadır.

Temiz ve yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan rüzgar enerjisinin ana kaynağı, güneştir. Güneşin yeryüzündeki karaları, denizleri ve atmosferi özdeş ısıtmamasından kaynaklanan sıcaklık ve buna bağlı basınç farkları, rüzgarı meydana getirir. Rüzgar enerjisi; hareket halindeki havanın sahip olduğu kinetik enerjidir.

Rüzgar enerjisinin insanlar tarafından kullanımı, ilk başlarda tane öğütme ve su pompalama amaçlı olmuştur. Günümüzde ise, modern rüzgar türbinleri yardımı ile rüzgar enerjisi elektrik enerjisine dönüştürülerek kullanılmaktadır. Rüzgar enerjisi tüm dünyada yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde kullanımı ve teknolojisi en hızlı bir biçimde artan enerji kaynağıdır.

#### **2.4. Dünyada Genel Enerji Durumu**

Dünyadaki nüfus artışı, sanayileşme ve kentleşme; doğal kaynaklara ve enerjiye olan talebi her geçen gün sürekli olarak artırmaktadır. Yapılan projeksiyon çalışmaları, mevcut enerji politikalarının devamı halinde, 2030 yılında dünya enerji talebinin

ortalama yıllık %1,8'lik artışlar ile bugüne göre %50 daha fazla olacağına işaret etmektedir. 2030 yılında Çin'in dünyanın en fazla enerji tüketen ülkesi konumuna gelmesi, Hindistan'ın ise Çin, ABD ve Avrupa Birliği'nin ardından dördüncü büyük enerji tüketicisi olması beklenmektedir. Söz konusu dört büyük tüketici, 2030 yılına gelindiğinde dünya toplam enerji arzının yarısından fazlasını tüketmekte olacaktır. Bu talep artışının sürdürülebilir koşullarda karşılanabilmesi için ise enerji sektöründe yaklaşık 22 trilyon ABD Doları değerinde yatırımlar yapılmasına ihtiyaç duyulduğu hesaplanmaktadır [40, 41]. Avrupa Birliği (AB) ise, günümüzde en büyük ikinci enerji tüketicisi konumundadır. AB genelinde birinci enerji tüketimindeki artış son beş yılda düşük hızlarda seyretmektedir (yılda ortalama %1'den daha az). AB genelinde birincil enerji arzında 2006 yılında %54 düzeyinde olan ithalat bağımlılığı oranının 2030 yılına kadar olan dönemde %70'e ulaşması beklenmektedir. Doğal gaz oranında ithalat bağımlılığının günümüzdeki %61 düzeyinden, 2030 yılı için %84'e çıkacağı öngörülmektedir [40].

Tüm dünyada son 25 yılda, enerjiye paralel olarak özellikle elektrik enerjisine de artan oranda bağımlı hale geldiği gözlemlenmektedir. Elektriğin 2030 yılına kadar en hızlı büyüyen son kullanıcı enerji formu olması beklenmektedir. ABD Enerji Bilgi İdaresi olan EIA tarafından hazırlanan senaryo çalışmasına göre, 2005'de 17,3 TWh olan elektrik enerjisi üretiminin %92,5'lik bir artışla 2030'da 33,3 TWh'e yükselmesi beklenmektedir. Özellikle gelişmekte olan ülkelerde görülen büyük ekonomik gelişmeler, elektrik enerjisi talebinin de bu ülkelerde artmasına sebep olmaktadır [40]. Enerji kaynakları açısından incelendiğinde, birincil enerji arzında; petrol, doğal gaz ve kömürden oluşan fosil kaynaklı yakıtların ağırlıklı konumunun önümüzdeki yıllarda da devam etmesi beklenmektedir ve talepteki bu artışın %84'lük bölümünün bu kaynaklardan karşılanması öngörülmektedir. Petrolün birincil enerji arzındaki en büyük paya sahip olma niteliği devam ederken, doğal gazın ise elektrik üretimi ve sanayinin temel girdileri arasındaki payını koruması ve belirli oranlarda artırması beklenmektedir. Bu dönemde elektrik üretiminde ise; kömür ve doğal gazın en önemli kaynaklar olmaya devam edeceği düşünülmektedir [40, 41].

2005 yılında dünya enerji tüketiminde kömürün payı %27 iken, bu payın 2030 yılında %29'lara ulaşması beklenmektedir. Dünyada her ne kadar kömür üretimi

geniş alanlarda ve pek çok ülkede mümkün olsa da toplam kömür rezervlerinin %76'sı beş ülkede bulunmaktadır. Bunlar ABD (%28), Rusya (%19), Çin (%14), Avustralya (%9) ve Hindistan (%7) olarak sıralanmaktadır. Bu ülkeler toplam dünya üretiminin de 2005 yılı verilerine göre %73'ünü karşılamışlardır. Dünyada üretilen kömürün %63'ü elektrik üretimi sektörüne aktarılmakta iken geri kalan yaklaşık üçte birlik kısmın yaklaşık tamamı sanayi sektörüne aittir. Kömür yakıtlı elektrik üretiminin 2030 yılına kadar ortalama yılda %3,1 artması beklenmektedir. Şayet yüksek petrol ve doğal gaz fiyatları sürekli hale gelirse, kömüre olan ilginin özellikle Çin, ABD ve Hindistan gibi zengin kömür yataklarına sahip ülkelerde daha da artacağı düşünülmektedir. Ancak kömürden elektrik üretimi ile ilgili projeksiyonlar, sera gazı emisyonlarını azaltmaya yönelik uluslararası anlaşmaların yürürlüğe girmesine göre önemli ölçüde değişebilir [40].

Doğal gaz yakıtlı elektrik üretiminin ise 2030 yılına kadar yıllık %3,7'lik bir oranda artması öngörülmektedir. Bu sayede, elektrik üretiminde 2005'de %20 olan doğal gaz payının 2030'da %25'e çıkacağı tahmin edilmektedir [40].

Nükleer enerjiden elektrik üretiminin ise 2005'de gerçekleşen 2,6 TWh değerinden 2030 yılında 3,8 TWh'e yükselmesi beklenmektedir. Dünyadaki nükleer santral kurulu gücünün ise 2005 yılındaki 374 GW değerinden, 2030'da 498 GW'a çıkması beklenirken, nükleer kapasitenin sadece OECD Avrupa kanadında (Almanya ve Belçika) düşüşler öngörülmektedir. Çin (456 W) başta olmak üzere OECD-dışı Asya ülkelerinde 68 GW'lık artış tahmin edilmektedir. Rusya'nın ilave ünitelerle nükleer kapasitesini orta vadede 18 GW artıracığı düşünülmektedir [40].

Yüksek petrol ve doğal gaz fiyatları, sera gazı emisyonu ile artan çevre kirliliği, ülkeleri, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha geniş oranda kullanımını cesaretlendirmektedir. 2030 yılına kadar dünya genelinde hidroelektrik ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının tüketiminde %2,1'lik artışlar beklenmektedir. Beklenen bu artışın OECD dışındaki ülkelerde özellikle Orta ve Güney Amerika'da planlanan veya inşasına başlanan orta ve büyük ölçekli hidroelektrik santrallerinden gelmesi beklenirken, OECD ülkelerinde ise gelecekte, Kanada ve Türkiye haricinde, büyük ölçekli çok az hidroelektrik santral projesi öngörülmektedir. OECD

ülkelerindeki yenilenebilir enerji kaynaklarındaki artışın rüzgar ve biyokütleden karşılanması beklenmektedir. Rüzgar enerjisine olan yatırımlar, her ne kadar fosil yakıtlarla ekonomik olarak rekabet edemese de, hükümetlerin desteği ile dünyada ve özellikle Avrupa’da (Danimarka, İspanya, Almanya ve Portekiz) artmaya devam etmektedir [42].

Tablo 2.3. 2004 Yılı sonu itibariyle dünya yenilenebilir enerji kaynakları üretim kapasitesi (GW) [43]

<b>GÜÇ ÜRETİMİ</b>	<b>2003 Yılı Sonu</b>	<b>2003-2004 Arası Eklenen</b>	<b>2004 Yılı Sonu</b>	<b>Büyüme Oranı (%)</b>	<b>Toplam Kapasiteye Oranı (%)</b>
Küçük Hidroelektrik Santraller	56,5	4,5	61	7,96	37,75
Rüzgar Santralleri	39,9	8,1	48	20,30	29,70
Biyokütle Santralleri	39	-	39	-	24,14
Jeotermal Enerji Santralleri	8,9	-	8,9	-	5,50
Güneş Fotovoltaik-şebeke dışı	1,87	0,33	2,2	17,64	1,36
Güneş Fotovoltaik-şebekeye bağlı	1,17	0,63	1,8	53,84	1,11
Güneş Termik Elektrik	0,4	-	0,4	-	0,25
Dalga Enerjileri	0,3	-	0,3	-	0,19
<b>Toplam Yenilenebilir Güç Kapasitesi</b>	<b>148,04</b>	<b>13,56</b>	<b>161,6</b>	<b>9,15</b>	<b>100</b>

Tablo 2.3’de 2004 yılı sonu itibariyle dünyada yenilenebilir enerji kaynakları üretim kapasite değerleri verilmiştir. Tabloda görüleceği gibi, 2004 yılı sonu itibariyle elektrik üretim amaçlı olarak en büyük üretim kapasitesine 61 GW ile küçük hidroelektrik santraller sahip olurken bunu 48 GW ile rüzgar enerjisi santralleri takip etmektedir. Tablodan görülebileceği gibi dünya yenilenebilir enerji kapasitesi; 2003 yılı sonu itibariyle 148,04 GW olurken, 2004 yılı sonunda %9,15 oranında büyüyerek 161,6 GW’a ulaşmıştır. 2004 yılı sonu itibariyle dünya toplam kurulu güç 3800 GW olduğu göz önüne alınırsa, toplam yenilenebilir güç kapasitesi dünya güç kapasitesinin yaklaşık %4’ünü oluşturmaktadır. Gelişmekte olan ülkeler ile beraber Çin, dünyadaki mevcut yenilenebilir enerji kapasitenin %43,5 pay ile 70 GW’lık kısmına sahiptir. AB ülkeleri ise 57 GW kapasite ile büyük kısmını rüzgar santrallerinin sağladığı güç ile toplam yenilenebilir güç kapasitesinin %36’lık dilimini oluşturmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarında ilk beş ülke olan Çin (37 GW), Almanya (20 GW), ABD (20 GW), İspanya (10 GW) ve Japonya (6 GW) ise toplam yenilenebilir güç kapasitesinin %57,8’ine sahiptirler [43]. Dünya yenilenebilir enerji

kurulu güç kapasitesi; 2006 yılında 1020 GW, 2007 yılında 1070 GW ve 2008 yılında ise 1140 GW değerine ulaşmıştır. Dünya kurulu rüzgar gücü kapasitesi ise; 2006 yılında 74 GW iken, 2007 yılında 94 GW ve 2008 yılında ise 121 GW değerine ulaşmıştır [44].

Tablo 2.4. Türkiye enerji talep-üretim-ithalat ve ihracatının gelişimi (bin TEP) [3]

Yıllar	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Talep	52987	63679	80501	75403	78354	83826	87818	91362	99590	107625	106273
Üretim	25656	26749	26156	24681	24324	23783	24332	24549	26802	27453	29192
İthalat	30936	39779	56342	52780	58629	65239	67885	73480	80514	87614	85357
İhracat	2104	1947	1584	2620	3162	4090	4022	5171	6572	6925,50	7183
İhrakiye	355	464	467	624	1233	644	631	628	588	91,71	761
Net ithalat	28477	37368	54291	49536	54234	60505	63232	67681	73354	81111,80	77413
TYÜKO (%)	48,1	42,0	33,1	32,6	31,0	28,4	27,7	26,9	26,9	25,5	27,2

## 2.5. Türkiye'nin Genel Enerji Durumu

Türkiye yüzölçümü ve nüfusu itibariyle dünya üzerinde kayda değer bir duruma sahiptir. Nüfusu 71,5 milyonu aşmaktadır. 2008 verileriyle GSYİH olarak 742 milyar ABD doları bir büyüklüğe sahiptir. Kişi başına düşen milli gelir 10000 ABD doları seviyesindedir. Milli gelirin %8'i tarımdan, %30'u sanayiden (%4 inşaat dahil) ve %62'si hizmetlerden oluşmaktadır [3].

Türkiye'nin enerji talep-üretim-ithalat ve ihracatının 1990-2008 yılları arası değişimi Tablo 2.4'de verilmiştir. Tablodan görüleceği gibi; Türkiye'nin enerji tüketimi 2007 yılında 107625 bin TEP'e ulaşmış, 2008'de ise 106273 bin TEP olarak gerçekleşmiştir. Aynı şekilde 2008 yılı için enerji üretimi 29192 bin TEP olarak gerçekleşmiştir. 2008 yılı için talebin yerli üretimle karşılanma oranı (TYÜKO) %27,2 değerinde olmuştur. Yine aynı tabloda 1990-2008 yılları arasında TYÜKO değerlerinde azalma yani dışa bağımlılık oranında artma görülmüştür. Kısaca, ülkemizde enerji üretiminde genel olarak önemli bir artış olmamış fakat enerji tüketimi yıllar bazında sürekli olarak artmıştır.



Tablo 2.5’de 2008 yılı için Türkiye’nin birincil enerji üretimi ve talebinin kaynaklara göre değişimi verilmiştir. Tablodan görülebileceği gibi 2008 yılı için üretim içindeki payı itibariyle, kömürün %57,1’lik bir değerinde en ilk sırada geldiği ve kömür için üretimin talebi karşılama oranı %53,1’lik bir değerinde olduğu görülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim içerisindeki payı %15,4 talep içindeki payı ise %4,3 değerinde olduğu görülmektedir. Ayrıca petrol ve doğal gaz gibi fosil yakıtların yerli üretim içinde %11 gibi çok düşük bir paya sahip olduğu görülmektedir.

Tablo 2.5. Türkiye’nin birincil enerji üretimi ve talebi (mtep-2008) [3]

Kaynaklar	Kömür	Odun + Bitki	Petrol	Doğal gaz	Yenilenebilir	Toplam
Birincil enerji üretimi	16674	4813	2268	931	4506	29192
Üretim içindeki payı (%)	57,1	16,5	7,8	3,2	15,4	100,0
Birincil enerji talebi	31391	4813	31784	33807	4506	106273
Talep içindeki payı (%)	29,5	4,5	29,9	31,8	4,3	100,0
Üretimin talebi karşılama oranı (%)	53,1	100,0	7,1	2,8	100,0	27,5

Tablo 2.6’da yıllar bazında Türkiye birincil enerji kaynakları üretim değerleri verilmiştir. Tablo incelendiğinde; Taşkömürü ve petrol gibi enerji kaynaklarının yıllar bazında üretiminin hemen hemen değişmediği bazen azaldığı görülmüştür. Ülkemizde linyit üretiminde ise yıllara göre arttığı görülmektedir. Yine doğal gaz üretiminde son yıllarda biraz artış olduğu görülmüştür. Ayrıca yenilenebilir enerji kaynaklarından; rüzgar, hidrolik+jeotermal, jeotermal ısı ve güneş gibi enerji kaynaklarının üretiminde yıllar bazında bir artışın olduğu görülmektedir. Tablo 2.7’de 2008 yılı için Türkiye genel enerji dengesi değerleri verilmiştir. Tablo 2.7 verilerine göre; 2008 yılı için taşkömürü üretimi 2601 bin ton, ithalatı 19489 bin ton, petrol 2160 bin ton üretimi ve 35595 bin ton ithalatı gerçekleştirilmiştir. 2008 yılı itibariyle rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretimi 847 GWh olarak gerçekleşmiş olup bu yıl içerisinde rüzgar enerjisi kurulu güç kapasitesi 364 MW olarak görülmektedir.

Tablo 2.8’de yıllar itibariyle Türkiye birincil enerji kaynakları tüketim değerleri verilmiştir. Tablo değerleri incelendiğinde; yıllar itibariyle en fazla tüketim artışı doğal gazda olduğu görülmektedir. Rüzgar ve güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynakları tüketiminde az dahi olsa bir artış olmuştur. Toplam birincil enerji kaynaklarının tüketiminin yıllar bazında sürekli arttığı görülmektedir.

Tablo 2.6. Türkiye yıllara göre birincil enerji kaynakları üretimi [45]

Kaynaklar	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Taşkömürü (bin ton)	2745	2248	2392	2494	2319	2059	1946	2170	2319	2462	2601
Linyit (bin ton)	44407	52758	60854	59572	51660	46168	43709	57708	61484	72121	76171
Asfaltit (bin ton)	276	67	22	31	5	336	722	888	452	782	630
Petrol (bin ton)	3717	3516	2749	2551	2442	2375	2276	2281	2175	2134	2160
Doğal Gaz (106 m <sup>3</sup> )	212	182	639	312	378	561	708	897	907	893	1017
Hidrolik+Jeotermal (GWh)	23228	35627	30955	24100	33789	35419	46177	39655	44338	36007	33270
Jeotermal Isı (bin TEP)	364	437	648	687	730	784	811	926	898	914	1011
Rüzgar (GWh)	-	-	33	62	48	61	58	59	127	355	847
Güneş (bin TEP)	28	143	262	287	318	350	375	385	403	420	420
Odun (bin ton)	17870	18374	16938	16263	15614	14991	14393	13819	13411	12932	12264
Hayvan ve Bitki Artıkları (bin ton)	8030	6765	5981	5790	5609	5439	5278	5127	4984	4850	4883
Biyoyakıt (bin ton)	-	-	-	-	-	-	-	-	2	12	2
<b>Toplam (bin TEP)</b>	<b>25478</b>	<b>26719</b>	<b>26047</b>	<b>24576</b>	<b>24282</b>	<b>23783</b>	<b>24332</b>	<b>24549</b>	<b>26580</b>	<b>27453</b>	<b>29192</b>

Tablo 2.7. Türkiye 2008 yılı genel enerji dengesi [45]

	T. köm. (B.Ton)	Linyit (B.Ton)	Petrol (B.Ton)	Doğalgaz (106Sm3)	Hidrolik (GWh)	Jeotermal	Biyoyakıt (B. Ton)	Rüzgar (GWh)	Elektrik (GWh)	Güneş (B.TEP)
Yerli Üretim	2601	76171	2160	1017	33270	162	74	847	0	420
İthalat	19489	0	35595	37153	0	0	0	0	789	0
İhracat	0	0	6547	436	0	0	0	0	1122	0
Birincil Enerji Arzı	22720	75264	30756	36928	33270	0	74	847	-333	420
Elektrik Santralleri	-6197	-65685	-1788	-20910	-33270	-162	0	847	198418	0
Petrol Rafinerileri	0	0	-1044	-490	0	0	0	0	-1969	0
İç Tüketim ve Kayıp	-46	-88	-210	-282	0	0	0	0	-36138	0
Toplam Nihai Enerji Tüketimi	10951	9444	27706	15245	0	0	74	0	159979	420
Sektörler Toplamı	10951	9444	27706	15245	0	0	74	0	159979	420
Sanayi Tüketimi	4435	4553	2450	7103	0	0	0	0	72881	126
Konut ve Hizmetler	6516	4890	1544	7920	0	0	0	0	80805	294
Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh)	15858	41858	7519	98685	33270	162	0	847	198418	0
Kurulu Güç Kapasitesi (MW)	1986	8205	2290	15055	13829	30	0	364	41817	0

Tablo 2.8. Türkiye yıllara göre birincil enerji kaynakları tüketimi (bin TEP) [45]

Kaynaklar	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Jeotermal Isı	364	437	648	687	730	784	811	926	1081
Taş Kömürü	6150	5905	9933	7011	8836	11201	12326	12514	14721
Linyit	9765	10605	12519	11429	10435	9471	9450	9326	11188
Asfaltit	123	28	9	13	2	144	310	317	259
Petrol	23901	29324	32297	30936	30932	31806	32922	32192	32551
Doğalgaz	3110	6313	13728	14868	16102	19450	20426	24726	28867
Rüzgar	0	0	3	5	4	5	5	5	11
Güneş	28	143	262	287	318	350	375	385	403
Odun	5361	5512	5081	4879	4684	4497	4318	4146	4023
Hayvan ve Bitki Artıkları	1847	1556	1376	1332	1290	1251	1214	1179	1146
Biyoyakıt	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Hidrolik + Jeotermal	2060	3130	2721	2142	2987	3115	4043	3483	3886
<b>Toplam bin TEP</b>	<b>52709</b>	<b>62953</b>	<b>78577</b>	<b>73589</b>	<b>76320</b>	<b>82074</b>	<b>86200</b>	<b>89199</b>	<b>98138</b>

Tablo 2.9. Türkiye'nin enerji hammaddeleri ithalatı (milyon ABD Doları) [3]

Yıllar	Maden kömürü, Linyit Turb	Ham petrol ve Doğalgaz	Kok kömürü, rafine edilmiş petrol ürünleri	Enerji ithalatı	Toplam ithalat	Enerji ithalat, payı (%)
2000	615	6196	2587	9398	40671	23,1
2001	300	6076	1799	8175	41399	19,7
2002	689	6193	2191	9074	51554	17,6
2003	929	7766	2833	11528	69340	16,6
2004	1222	9366	3797	14384	97540	14,7
2005	1579	14140	5507	21226	116774	18,2
2006	1978	19220	7631	28828	139576	20,7
2007	2570	21784	9492	33846	170063	19,9
2008	3315	31109	13829	48252	201964	23,9
2009	3055	16378	10437	29870	140775	21,2

Tablo 2.9'da yıllar itibariyle Türkiye'nin enerji hammaddeleri ithalatı verilmiştir. Tablodan görülebileceği gibi; toplam enerji ithalatının sürekli olarak yıllar bazında arttığı aynı şekilde toplam ithalat içinde enerji ithalatının miktarının da arttığı ve 2009 yılı için toplam ithalat içinde enerji ithalatının payı %21,2'lik bir değerde olduğu görülmüştür. Ayrıca, enerji ithalatı içinde en büyük payı, ham petrol ve doğal gaz almaktadır. Küresel ekonomik kriz nedeniyle 2009 yılı verilerinde düşüşler olmuştur. 2008 yılı için toplam enerji ithalatımız 48252 milyon ABD doları olup enerji ithalatımızın toplam ithalat içerisindeki payı ise %23,9 değerinde gerçekleşmiştir.

Tablo 2.10. Türkiye sektörel enerji tüketimi (bin TEP) [45]

Yıl	Konut	Sanayi	Ulaştırma	Tarım	Enerji Dışı	Nihai Enerji Tüketimi	Çevrim ve Enerji Sektörü	Toplam (BinTep)
1990	15358	14542	8723	1956	1031	41611	11377	94598
1995	17596	17372	11066	2480	1386	49976	13703	113579
2000	20058	24501	12008	3073	1915	61555	18945	142055
2001	18122	21324	12000	18122	1638	56048	19354	146608
2002	18463	24782	11405	3030	1806	59486	18845	137817
2003	19634	27777	12395	3086	2098	64990	18836	148816
2004	20252	29358	13907	3314	2174	69005	18814	156824
2005	22923	28084	13849	3359	3296	71510	19564	162585
2006	23860	30996	14994	3610	4163	77623	22201	177447

Tablo 2.10’da yıllar bazında sektörel enerji tüketim değerleri verilmiştir. Tablo incelendiğinde; Türkiye’de en fazla enerji tüketiminin sanayi ve sonrası konut sektöründe olduğu görülmüştür. Ayrıca yaşanan ekonomik krizin etkileri sonucu 2001 yılındaki değerlerde düşüşlerin oldu görülmüştür. Fakat genel itibariyle yıllar bazında tüm sektörlerde enerji tüketiminin arttığı görülmektedir.

Tablo 2.11’de Türkiye kurulu güç ve elektrik üretiminin yıllar itibariyle gelişim değerleri verilmiştir. Tablo değerlerinden; ülkemizde gerek kurulu güç gerekse elektrik enerjisi üretiminin yıllara göre sürekli olarak arttığı ve 2008 yılı için toplam kurulu güç 41817,2 MW ve üretilen elektrik enerjisi değeri 198418 GWh olduğu görülmüştür. Yine tablo değerleri incelendiğinde 2008 yılı için termik santrallerinin kurulu gücü 27595 MW ve bu santrallerden üretilen elektrik enerjisi miktarı 164.139,3 GWh kadardır. Ülkemizde termik santraller; kurulu güç ve üretilen elektrik enerjisi bakımından en yüksek değerde olduğu görülmektedir. 2008 yılı için, Türkiye’de hidroelektrik santrallerinin kurulu gücü 13828,7 MW ve bu santrallerden üretilen elektrik enerjisi miktarı 33269,8 GWh kadardır (Tablo 2.11). 2008 yılı için, ülkemizde jeotermal ve rüzgar enerjisi kurulu gücü 393,5 MW ve üretilen elektrik enerjisi miktarı 1008,9 GWh kadardır (Tablo 2.11). Ayrıca yıllar itibariyle; termik, hidrolik, jeotermal ve rüzgar santrallerinde, kurulu güç ve üretilen enerji miktarı bakımından artışın olduğu Tablo 2.11’de görülmektedir.

Tablo 2.12’de Türkiye elektrik enerjisi üretim-ithalat-ihracat ve talebinin yıllar itibariyle gelişim değerleri verilmiştir. Tablo değerleri incelendiğinde; toplam elektrik enerjisi üretim ve talebinin yıllar itibariyle arttığı görülmektedir. Ayrıca yıllar itibariyle üretilen elektrik enerjisi ile talep edilen elektrik enerjisi miktarının birbirine yakın değerlerde gerçekleştiği görülmüştür.

Tablo 2.11. Türkiye kurulu güç ve elektrik üretiminin yıllar itibariyle gelişimi [7]

Yıllar	KURULU GÜÇ (MW)					ÜRETİM (GWh)				
	Termik	Hidrolik	Jeotermal+Rüzgar	Toplam	Artış (%)	Termik	Hidrolik	Jeotermal+Rüzgar	Toplam	Artış (%)
1970	1509,5	725,4	-	2234,9	-	5590,2	3032,8	-	8623,0	-
1975	2407,0	1779,6	-	4186,6	12,2	9719,2	5903,6	-	15622,8	15,9
1980	2987,9	2130,8	-	5118,7	0,0	11927,2	11348,2	-	23275,4	3,3
1985	5229,3	3874,8	17,5	9121,6	7,8	22168,0	12044,9	6,0	34218,9	11,8
1990	9535,8	6764,3	17,5	16317,6	3,2	34314,9	23148,0	80,1	57543,0	10,6
1995	11074,0	9862,8	17,5	20954,3	0,5	50620,5	35540,9	86,0	86247,4	10,1
2000	16052,5	11175,2	36,4	27264,1	4,4	93934,2	30878,5	108,9	124921,6	7,3
2001	16623,1	11672,9	36,4	28332,4	3,9	98562,8	24009,9	152,0	122724,7	-1,8
2002	19568,5	12240,9	36,4	31845,8	12,4	95563,1	33683,8	152,6	129399,5	5,4
2003	22974,4	12578,7	33,9	35587,0	11,7	105101,0	35329,5	150,0	140580,5	8,6
2004	24144,7	12645,4	33,9	36824,0	3,5	104463,7	46083,7	150,9	150698,3	7,2
2005	25902,3	12906,1	35,1	38843,5	5,5	122242,3	39560,5	153,4	161956,2	7,5
2006	27420,2	13062,7	81,9	40564,8	4,4	131835,1	44244,2	220,5	176299,8	8,9
2007	27271,6	13394,9	169,2	40835,7	0,7	155196,2	35850,8	511,1	191558,1	8,7
2008	27595,0	13828,7	393,5	41817,2	2,4	164139,3	33269,8	1008,9	198418,0	3,6

Tablo 2.12. Türkiye brüt elektrik enerjisi üretim-ithalat-ihracat ve talebinin yıllar itibariyle gelişimi (GWh) [45]

Yıl	Brüt Üretim	Brüt Talep	İthalat	İhracat
1990	57543,0	56811,7	175,5	906,8
1995	86247,4	85551,5	-	695,9
2000	124921,6	128275,6	3791,3	437,3
2001	122724,7	126871,3	4579,4	432,8
2002	129399,5	132552,6	3588,2	435,1
2003	140580,5	141150,9	1158,0	587,6
2004	150698,3	150017,5	463,5	1144,3
2005	161956,2	160794,0	635,9	1798,1
2006	176299,8	174637,3	573,2	2235,7

2008 yılı için Türkiye toplam elektrik enerjisi üretim miktarı 198418000 MWh, toplam tüketim miktarı ise 161947528 MWh değerlerinde gerçekleşmiştir. Yani tükettiğimiz elektrik enerjisinden daha fazla miktarını üretmekteyiz. Ülkemizde 2008 yılı için elektrik enerjisi tüketiminin; %46,2'si sanayide, %24,4'ü meskenlerde, %14,8'i ticarethanelerde, %4,5'i resmi dairelerde, %2,5'i genel aydınlatmada ve %7,6'sı ise diğer yerlerde tüketilmiştir. 2008 yılında Türkiye'de mesken abone sayısı 25697113 olup buralarda toplam 39583598 MWh elektrik enerjisi tüketilmiştir. 2008

verilerine göre mesken başına düşen yıllık tüketilen elektrik enerjisi miktarı 1540,4 kWh, günlük ise 4,2 kWh olarak gerçekleşmiştir [6].

Türkiye'nin elektrik üretim kurulu güç kapasitesi ise; 2007 yılında 40835,7 MW olup bir önceki yıla göre kayda değer bir artış göstermiştir. 2008'de ise % 2,4'lük bir artış ile 41817,2 MW değerine ulaşmıştır. 2009 yılında ise bu değer %7,06'lık bir artış ile 44766,7 MW seviyesine ulaşmıştır. Diğer taraftan 2008 yılında 198418 GWh olan toplam Türkiye elektrik enerjisi üretimi 2009 yılında dünyadaki genel ekonomik kriz ile birlikte %2,32'lik bir azalma ile 193472 GWh olarak gerçekleşmiştir [3,7].

2007 verileriyle 1525 kep gibi oldukça düşük bir değer olan kişi başına birincil enerji tüketimi, 2008'de kriz nedeniyle daha da azalmış ve 1496 kep olarak gerçekleşmiştir. Dünya ortalamasının 1820 kep olduğu göz önüne alındığında, Türkiye'de kişi başına birincil enerji tüketiminin düşük olduğu görülmektedir. Tablo 2.13'de kişi başına yıllık elektrik enerjisi tüketimi verilmiştir. 2008 yılı için Türkiye'de yıllık kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketimi 2791 kWh seviyesinde olup bu değer 8900 kWh'lık gelişmiş ülkeler ortalamasının üçte birinin altındadır. Dünya ortalamasının biraz üzerindedir [3, 45].

Tablo 2.13. Kişi başına yıllık elektrik enerjisi tüketimi [3]

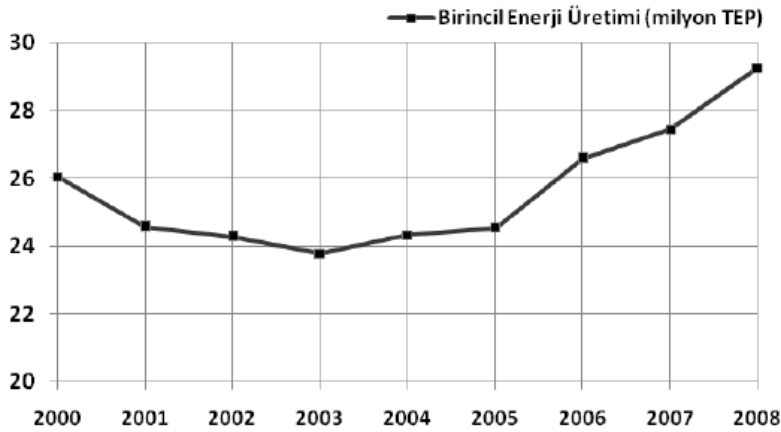
Ülkeler	Kişi başına tüketim (kWh)
Dünya ortalaması	2500
Gelişmiş ülkeler ortalaması	8900
ABD	12322
Türkiye	2791

Dünyadaki ekonomik gelişmeler Türkiye'yi de etkilemiş ve buna bağlı olarak, 2007 yılında ve 2008 yılının ilk yarısında, enerji tüketiminde artışlar yaşanmıştır. 2006 yılında 99,6 milyon TEP olan enerji tüketimi, 2007 yılında %8 artışla 107,6 milyon TEP'e ulaşmıştır. Bu artış dünya ülkeleri arasında kayda değer bir artıştır. Son beş yılda Türkiye'nin birincil enerji tüketimi ise %35 oranında artmıştır. 2006 yılında 176,2 milyar kWh olan elektrik üretimi 2007 yılında %7,8 artışla 191,6 milyar

kWh'ye ulaşmıştır. 2003-2007 döneminde Türkiye'nin elektrik enerjisi tüketim artışı %43'dür. Bu artış dünya ülkeleri arasında en yüksek artışlardan biridir [3].

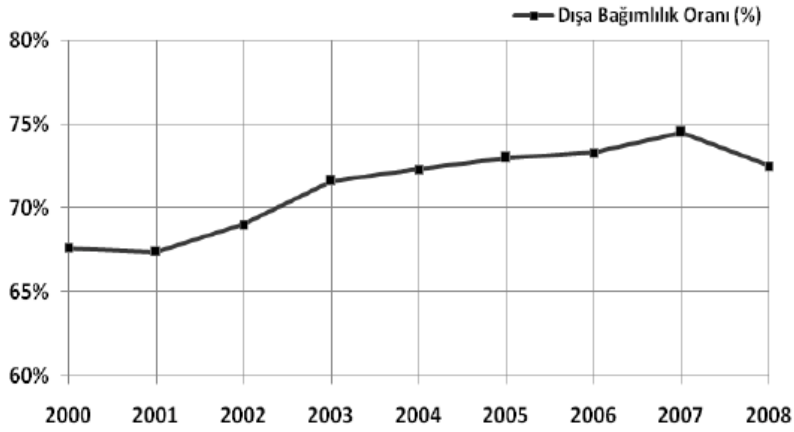
Türkiye'nin 2000-2008 dönemine ilişkin birincil enerji kaynakları üretimi ve birincil enerji talebinin ithalat ile karşılanma oranı Şekil 2.1 ve Şekil 2.2'de gösterilmiştir. Bu şekilden görülebileceği gibi; ülkemizin birincil enerji kaynakları üretiminin yıllar itibariyle arttığı fakat artan enerji talebini karşılamada göreceli olarak azaldığı ve bu nedenle ülkemizin 2008 yılı itibariyle enerji kaynakları hususunda ithal bağımlılık oranının %73 seviyesine ulaştığı görülmüştür [5]. Şekil 2.3'de görülebileceği gibi; Türkiye'nin barajlı hidroelektrik santrali (HES) hariç, yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücünün toplam kurulu güç içerisindeki payı özellikle 2005 yılından sonra artarak 2008 yılı için yaklaşık %5'lere ulaşmıştır [5].

2009 yılı sonu itibari ile Türkiye'de toplam 133,1 milyon ton ham petrol, 11,3 milyar m<sup>3</sup> doğal gaz üretimi gerçekleştirilmiş olup kalan üretilebilir petrol rezervimiz 39,4 milyon ton, doğal gaz rezervimiz ise 6,1 milyar m<sup>3</sup>'tür [5].

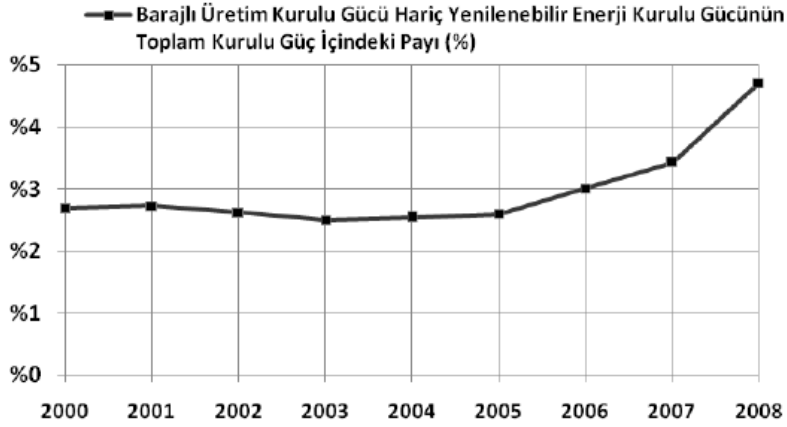


Şekil 2.1. Türkiye birincil enerji kaynakları üretimi [5]





Şekil 2.2 Türkiye enerji kaynakları bakımından dışa bağımlılık oranı [5]



Şekil 2.3. Barajlı HES hariç, yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücünün toplam kurulu güç içindeki payı [5]

Elektrik üretiminde kullanılan yerli kaynaklarımızdan linyitten elde edilebilecek elektrik enerjisi üretim potansiyeli toplam 120 milyar kWh/yıl olup, bu potansiyelin %44'lük bölümü değerlendirilmiştir. 11 milyar kWh/yıl potansiyele sahip olan taşkömürünün ise %32'lik kısmı değerlendirilmiş durumdadır [5].

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının tarafından hazırlanan Stratejik Plan'da; yenilenebilir enerji kaynaklarına ilişkin projeksiyonda, bu kaynakların elektrik enerjisi üretimi içerisindeki payının 2023 yılında en az %30 düzeyinde olması

hedeflenmiştir. 2009 yılı itibariyle 802,8 MW olan rüzgar enerjisi kurulu gücünün, 2015 yılına kadar 10000 MW'a çıkarılması düşünülmektedir. Strateji belgesi çerçevesinde; 2023 yılına kadar tüm yerli kömür ve hidroelektrik potansiyelimizin ekonomimize kazandırılması, rüzgar enerjisi kurulu gücünün 20000 MW, jeotermal enerji kurulu gücünün 600 MW mertebesine ulaştırılması ve elektrik enerjisi üretiminin %5'inin nükleer enerjiden sağlanması hedeflenmektedir. Ayrıca yürütülmekte olunan Nabucco Doğal Gaz Boru Hattı Projesi ile Türkiye-Yunanistan-İtalya Doğal Gaz Boru Hattı Projesi'nin hayata geçirilmesi yönünde çalışmaların devam edeceği belirtilmektedir [5].

Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi'nin (TEİAŞ) 2006-2020 yılları için hazırlamış olduğu elektrik enerjisi projeksiyonunda, 2012 yılından itibaren enerji üretim çeşitleri içerisinde yer alması düşünülen nükleer enerji santrallerinin 2012, 2014 ve 2015 yıllarında sırasıyla; 10527 GWh, 21012 GWh ve 31579 GWh elektrik enerjisi üretimine katkı sağlaması beklenmektedir. Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) tarafından nükleer enerji santrali kurulumu için belirlenen yedi bölge; Beyşehir-Seydişehir (Konya), Nallıhan-Beyşehir, Akçakoca-Ereğli, Sinop (Karadeniz kıyı çizgisi), Akkuyu (Mersin), İğneada (Kırklareli), Kırıkkale-Nevşehir (Kızılırmak hattı boyunca) olarak belirlenmiştir [43]. Bu amaçla Türkiye ile Rusya arasında 16 Mayıs 210 tarihinde Mersin-Akkuyu nükleer santrali konusunda bir anlaşma imzalanmıştır.

Ülkemiz, kalkınma hedeflerini gerçekleştirme, toplumsal refahı artırma ve sanayi sektörünü uluslararası alanda rekabet edebilecek bir düzeye çıkarabilmesi için artan enerji talebini karşılaması gerekmektedir. 2007 yılında 107,6 milyon TEP olan enerji tüketiminin, 2010 yılında 126 milyon TEP, 2020 yılında ise 222 milyon TEP düzeyine ulaşacağı beklenmektedir. Bu değerler enerji talebinin yılda yaklaşık %6 düzeyinde bir artış göstereceğine işaret etmektedir. Ülkemizde enerji tüketiminde %32 ile doğal gaz en büyük payı alırken bunu %31 ile petrol, % 28 ile kömür ve %9 ile de yenilenebilir enerji kaynakları yer almıştır. Enerji sektörünün 2020 yılına kadar olan yatırım ihtiyacının 120 milyar ABD Doları olacağı hesaplanmaktadır [40].

Gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerdeki eğilimlere paralel olarak ülkemizdeki nihai enerji tüketimi değerlerinde elektrik enerjisinin de payı artmaktadır. 2008 yılında elektrik tüketimimiz bir önceki yıla göre %4,2 artarak 198 milyar kWh, elektrik üretimimiz ise bir önceki yıla göre %3,5 artarak 198,2 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Elektrik enerjisi talebinin 2020 yılında düşük senaryoya göre 440,1 yüksek senaryoya göre ise 483,6 milyar kWh düzeyine ulaşacağı hesaplanmaktadır. Artan elektrik talebini karşılamak üzere, 2020 yılına kadar olan dönemde yaklaşık 41744 MW olan mevcut kurulu gücümüzün düşük senaryoya göre en az iki katına çıkartılması gerekmektedir. Yüksek senaryoya göre ise bu rakam 96000 MW olarak hesaplanmıştır. Bu bağlamda, 1000 MW rüzgar ve diğer yenilenebilir, 8100 MW hidrolik, 3500 MW termik olmak üzere toplam 12600 MW kurulu güçte santral yatırımına başlanmış olup bu santrallerin 2013 yılı sonuna kadar devreye alınması beklenmektedir [40].

Kaynaklar açısından bakıldığında, 2008 yılı itibariyle toplam elektrik üretiminin %48,4'ü doğal gazdan, %22,7'si yerli kömürden, %16,7'si hidrolik kaynaklardan, %6,3'ü ithal kömürden, %5,2'si sıvı yakıtlardan, %0,4'ü de rüzgardan sağlanmıştır [40].

Ülkemizde; sanayinin temel girdileri arasında yer alan enerji sektöründe büyüme rakamları, gelişmiş ülkelere kıyasla oldukça yüksektir. Türkiye elektrik ve doğal gaz tüketimi artış oranları bakımından Çin'den sonra dünyada ikinci sırayı almaktadır. Halen elektrik üretiminde önemli paya sahip olan doğal gazın sanayi ve meskenlerde kullanımı giderek yaygınlaşmaktadır. 2002 yılındaki 17,4 milyar m<sup>3</sup> düzeyinden 2008 yılında 36 milyar m<sup>3</sup> düzeyine yükselen doğal gaz tüketimimizin 2020 yılında 66 milyar m<sup>3</sup> düzeyine ulaşması beklenmektedir [40].

2004 yılı itibariyle 18 MW düzeyinde olan rüzgar enerjisi kurulu gücü 2008 yılı sonu itibariyle yaklaşık 364 MW'a ulaşmıştır. Yenilenebilir enerji ile ilgili kanunun yürürlüğe girmesinden sonra 2887 MW kurulu gücünde 80 adet yeni rüzgar enerjisi projesine lisans verilmiştir. Bu projeden toplam 1000 MW kurulu güce ulaşılacak olan santrallerin yapımı devam etmektedir. Hedeflenen rakam 2020 yılı için 15000 MW kurulu güce ulaşmaktır [40].

Türkiye enerji kaynakları bakımından net ithalatçı bir ülke konumundadır. Zira yerli kaynaklarının talebi karşılamada yetersiz olması nedeniyle 2007 yılında enerji arzının; petrolde %93, doğal gazda %97, kömürde ise %20 oranında olmak üzere %74'lük bölümü ithalat ile karşılanmıştır. 2007 rakamlarıyla; ithal edilen doğal gazın %63'ü Rusya'dan, %17'si İran'dan, %9'u Cezayir'den (sıvılaştırılmış olarak), %4 Nijerya ve %3,5'i de Azerbaycan'dan temin edilmiştir. İthal edilen doğal gazın %50'si elektrik üretiminde, %22,5'i evlerde, %27,5'i ise sanayide kullanılmıştır [40]. Ülkemizde hemen her türlü enerji kaynağı mevcut olmakla birlikte, linyit ve hidrolik enerji dışındaki kaynaklar, ihtiyaca cevap verebilecek düzeyde olmayıp enerji ihtiyacının büyük bir bölümünü ithalat yoluyla karşılanmaktadır. Tablo 2.14'dan görülebileceği gibi Türkiye; yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli bakımından Avrupa'daki bir çok ülkeye nazaran oldukça iyi bir potansiyele sahiptir. Bu nedenle giderek artan enerji ihtiyacımızı, yerli, yenilenebilir, temiz enerji kaynaklarımızdan sağlamak oldukça önemli bir zorunluluk haline gelmiştir.

Tablo 2.14. Türkiye'nin yerli enerji kaynak potansiyeli [40]

Kaynak	Potansiyel
Linyit	10,4 milyar ton
Taşkömürü	1,3 milyar ton
Asfaltit	82 milyon ton
Petrol	6,7 milyar varil
Hidrolik	130 milyar kWh/yıl
Doğal gaz	21,9 milyar m <sup>3</sup>
Rüzgar	8000 MW (çok verimli)
	40000 MW (orta verimli)
Jeotermal	31500 MWt (1.500 MW'ı elektrik üretimine elverişli)
Biyokütle	16,9 milyar TEP/yıl
Güneş enerjisi	80 milyar TEP/yıl (380 milyar kWh/yıl elektrik)

## 2.6. İklim Değişikliği ve Kyoto Protokolü

Dünya nüfusunun artması ile sanayi ve teknolojiye ilerlemeler enerji ihtiyacının artmasına neden olmuştur. Bununla birlikte dünyada enerji üretim ve tüketimi arttıkça meydana gelen karbondioksit (CO<sub>2</sub>) emisyonlarının artması ile çevre kirliliği sonucu oluşan küresel ısınma dünyada iklim değişikliği problemini beraberinde

getirmiştir. Son yıllarda dünyada; küresel ısınma ile birlikte, deniz seviyelerinin yükselmesi, büyük çaplı sel ve kasırga gibi doğal felaketlerin yaşanması, doğrudan doğruya iklim değişikliği ile ilişkilendirilmektedir.

Küresel ısınmayı; sanayi devriminden beri özellikle fosil yakıtların yakılması, ormansızlaşma, tarımsal etkinlikler ve sanayi süreçleri gibi çeşitli insan etkinlikleri ile atmosfere salınan sera gazlarının atmosferdeki birikimlerindeki hızlı artışa bağlı olarak şehirleşmenin de etkisi ile doğal sera etkisinin kuvvetlenmesi sonucunda, yeryüzünde ve atmosferin alt katmanlarında (alt ve orta troposfer) saptanan sıcaklık artışı olarak tanımlayabiliriz [46]. Küresel ısınma; buzulların erimesine, deniz seviyesinin yükselmesine, ayrıca fırtınaların yağışların ve kurak dönemlerin artmasına neden olmaktadır. Uzmanlara göre, 2070 yılının yaz aylarından itibaren Kuzey Buz Denizi'nin yerinde olmayacağı belirtilmektedir. Greenpeace'e göre ise; okyanus sularının yükselmesi sonucu Hindistan'da on binlerce kişinin yaşadıkları yerden göç etmek zorunda kalacağı ifade edilmektedir. Sadece geçen yıl Avrupa'daki buzul kütlelerinin %10'u kaybedilmiş, tarım alanlarındaki verim %30 oranında azalmıştır. Sanayi Devrimi öncesine göre atmosferdeki karbondioksit oranının %34 arttığı kaydedilen araştırmada, sera etkisi yaratacak atmosferin ısınmasına yol açan gazların kullanımı tümüyle yasaklansa bile, insanın doğada yol açtığı tahribatın sonuçlarından, gelecek yüzyıllarda da etkilenmeye devam edeceğine dikkat çekilmektedir. İklim değişikliği sonucu, önümüzdeki dönemlerde dünyanın bazı bölgelerinde aşırı kuraklıklar baş gösterirken diğer bölgelerde ise aşırı ve düzensiz yağışların neden olduğu sel felaketlerinin meydana geleceği tahmin edilmektedir [47].

İnsan kaynaklı sera gazlarının, küresel ısınma ve buna bağlı olarak da iklim değişikliği üzerindeki etkilerini en aza indirebilmek amacıyla uluslar arası alanda gerçekleştirilen ilk çaba Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'dir. Haziran 1992'de Rio'da düzenlenen Birleşmiş Milletler Çerçeve ve Kalkınma Konferansı'nda imzaya açılan ve 21 Mart 1994 tarihinde yürürlüğe giren Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS)'nin amacı; atmosferdeki sera gazı birikimlerini, insanın iklim sistemi üzerindeki tehlikeli etkilerini önleyecek bir düzeyde tutmaktır [43]. Sözleşmede; ülkelerin ortak fakat

farklı sorumlulukları, ulusal ve bölgesel kalkınma öncelikleri, amaçları ve özel koşulları dikkate alınarak, tüm taraflara sera gazı emisyonlarının azaltılması, iklim değişikliğinin önlenmesi ve etkilerinin azaltılması alanlarında ortak yükümlülükler verilmiştir [47]. Genel itibariyle BMİDÇS; küresel iklim sisteminin korunması ve sera gazı emisyonlarını azaltmaya yönelik ilkeleri, eylem stratejilerini ve yükümlülüklerini düzenleyen bir sözleşme niteliği taşımaktadır [43]. Sözleşme iki eke sahip olup Ek I'de pazar ekonomisine geçmiş Doğu Avrupa ve Eski Sovyet ülkeleri ile OECD üyesi ülkeler bulunmakta, Ek II'de ise sadece OECD üyesi ülkeler yer almaktadır. Türkiye her ne kadar sözleşmenin eklerinde gelişmiş ülkeler arasına alınmış olsa da özellikle enerji ilişkili CO<sub>2</sub> ve öteki sera gazı emisyonlarını 2000 yılına kadar 1990 yılı düzeyine indirme, gelişme yolundaki ülkelere mali ve teknolojik yardım ve başka konulardaki yükümlülüklerini yerine getiremeyeceği gerçeği ile çerçeve sözleşmesini imzalamadı ve sonradan da taraf olmadı. Türkiye, envanter çalışması yapmasına karşın protokolü “ekonomik gelişme” gerekçesi ile imzalamamıştır. Türkiye'nin itirazları üzerine 2001 yılında Fas'ta yapılan toplantıda geçiş ülkesi sayılarak Ek II listesinden çıkarılmıştır. Türkiye sözleşmeye taraf olmadığı için indirim taahhüdünde bulunmamıştır. Bundan dolayı, 1992'de kabul edilen ve 188 ülke ile Avrupa Birliği'nin (AB) taraf olduğu BMİDÇS'ye 24 Mayıs 2004 tarihinde Türkiye'de taraf olmuştur [43, 46, 47].

Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'nin bir alt metni niteliğinde oluşturulan Kyoto Protokolü; dünyanın içinde bulunduğu küresel iklim değişikliği ve küresel ısınma sorunlarına karşı uluslar arası bir savunma mekanizması oluşturabilmek amacıyla 1997'de Japonya'nın Kyoto şehrinde imzalanmıştır [46]. Kyoto Protokolü; imzalayan ülkelerin sera gazı emisyonlarını 2008-2012 yılları arasında 1990 yılındaki seviyelerinden %5,2 oranında aşağıya çekmelerini öngörmektedir. Dünyada belirli bir gaz emisyonu oranını sağlayan ülkelerin kabul etmesiyle ancak 2005'de yürürlüğe girebilmiştir [46]. İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'nin uygulanmasını düzenleyen Kyoto Protokolü'nün yürürlüğe girebilmesi için, imzalayan ülkelerin dünya ikliminde sera etkisi meydana getiren emisyon toplamının %55'i aşması gerekiyordu. Bu nedenle en büyük karbondioksit üreticisi ABD'nin imzalayacağını açıklamasından sonra, protokolün yürürlüğe girebilmesi için Rusya'nın katılımı kaçınılmaz hale gelmiştir. Çünkü bu protokolün

uluslar arası geçerlilik kazanması için önkoşul, global anlamada sera gazı emisyonunun %55'ine tekabül eden ve en az 55 ülkenin bu yükümlülük altına girmesini gerektirmekte idi. Bu nedenle Rusya ile ABD'nin uzun süredir Kyoto Protokolü'nü imzalamaması nedeniyle protokolün işlerlik kazanması mümkün olmuyordu. Dünyanın iklim değişikliklerinin etkilerini daha da yakından hissetmeye başladığı bu dönemde Kyoto Protokolü, Rusya Federasyonu'nda parlamento olarak bilinen Duma'da kabul edilmesiyle 16.02.2005 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Böylece Kyoto Protokolü, Rusya'nın onayıyla uluslar arası işlerlik kazanmıştır. Protokole imza atmış olmasına rağmen uymayan ülkelere para cezası öngörülmektedir. ABD, Avustralya, Kazakistan ve Hırvatistan; Kyoto Protokolü'nü imzalamalarına rağmen, ulusal meclislerinden onaylatmadıkları için kendileri açısından protokol şartlarını yürürlüğe koymamışlardır. Çin ve Hindistan ise, protokolün taraf olma sürecini tamamlamışlardır, ancak bu iki ülkede 2012'ye kadar sera gazı emisyonunu azaltmak zorunda değildir [47].

Türkiye, Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ne yasal olarak taraf olmak amacıyla, 24 Şubat 2004 tarihinde Birleşmiş Milletlere (BM) resmi olarak başvuruda bulundu. Sözleşme kurallar gereğince Türkiye BMİDÇS'ye, 24 Mayıs 2004'te 189.taraf ülke olarak kabul edildi. 30 Mayıs 2008'de Türkiye, Kyoto Protokolü'nü imzalayacağını resmen açıklamıştır. Türkiye'nin sera gazları artış oranında Kyoto Protokolü Ek I ülkeleri arasında ön planda yer almasına karşılık, ülkemizin toplam sera gazı salımı çok düşük seviyededir. Türkiye 2004 yılında CO<sub>2</sub> emisyonları; dünya toplamının %0,79'unun ve OECD ülkelerinin ise %1,6'sının oluşturmaktadır. Haziran 2008'de Bakanlar Kurulu tarafından Türkiye'nin Kyoto Protokolü'ne taraf olmasının kabul edilmesiyle ve en son Şubat 2009'da yasallaşmasıyla konu güncelliğini daha da arttırmıştır [26]. Türkiye'nin BMİDÇS'ye taraf olması durumunda, 2008-2012 yılları arasında toplam sera gazı salımlarını, 1990 yılında gerçekleşen 200,7 milyon ton civarına çekmesi gerekmektedir. Türkiye'nin 1997 yılında sera gazı emisyonu toplamı karbondioksit (CO<sub>2</sub>) eşdeğeri olarak 271,2 milyon tona çıkmıştır. 2004 yılında bu değer 300 milyon ton'a çıkmıştır [47].

19 Aralık 2009 tarihinde Kopenhag'ta yapılan ve 26 ülkenin katılımı ile gerçekleşen İklim Zirvesi'ndeki teknik müzakereler ve çalışmalarda; sera gazı emisyonlarının azaltım oranları, az gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler için yapılacak "iklim yardımı", ormanlar sorunu, taahhütlerin takip edilmesi, pazar mekanizmaları, yasal çerçeve konularında anlaşma zemini sağlanamadı. Uzun süren toplantılardan sonra karara varılamayınca ABD önderliğinde Brezilya, Çin, Güney Afrika ve Hindistan bir araya gelerek Kopenhag Mutabakatı'nı açıldılar. Bağlayıcılığı bulunmayan bu mutabakat daha ziyade bir uzlaşma metnidir. Ancak, Haziran 2010'da Bonn'da yapılacak ara toplantıyı takiben resmi bağlayıcılığı olan bir anlaşmaya en geç aralık 2010'da Meksika'da gerçekleşecek toplantıda varılması hedeflenmektedir [48].

Dünyada, büyük ölçüde fosil yakıtların neden olduğu karbondioksit gazının atmosferde sera etkisi yapması sonucunda, küresel ısınma ve beraberinde iklim değişikliği problemleri meydana gelmektedir. Bu amaçla; Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi ve bunun bir alt metni olan Kyoto Protokolü dünya devletleri tarafından imzalanmıştır. Kyoto Protokolü'nde belirlenen hedeflerin yerine getirilmesi ve enerji ihtiyacının giderilmesi bakımından yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesi oldukça önem arz etmektedir. Özellikle kullanımı ve teknolojisi her geçen gün hızlı bir şekilde artan rüzgar enerjisinden elektrik üretimi dünyada giderek yaygınlaşmaya başlamıştır. Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği'nin (EWEA) hazırladığı rüzgar enerjisi raporunda; rüzgar gücünden elektrik enerjisi üretiminin belirtilen hedeflerde tutturulması durumunda, CO<sub>2</sub> salınımı azaltımının 2020 yılında yaklaşık 1832 milyon ton/yıl olması öngörülmektedir [43].



## **BÖLÜM 3. RÜZGAR ENERJİSİ**

### **3.1. Rüzgarın Oluşumu**

Rüzgar enerjisi güneş enerjisinin çevrime uğramış bir biçimidir. Güneş enerjisinin karaları, denizleri ve atmosferi her yerde özdeş ısıtmamasından dolayı meydana gelen sıcaklık ve buna bağlı olarak basınç farklılıkları rüzgarı meydana getirmektedir. Dünya yüzey yapısının değişik formlarda oluşu ve dünyanın dönmesi rüzgarı doğurur. Bölgenin bitki yapısı, akarsular, göller, denizler, dağlar ve tepeler rüzgar akışına etki ederler [49]. Karalar, denizler ve havaküre; farklı özgül ısılarına sahip olduklarından, güneşten alınan enerji sonrasında farklı sıcaklıklara sahip olurlar. Sıcaklık dağılımı, coğrafik ve çevresel koşullara bağlıdır. Yerkürede ortaya çıkan sıcaklık ve basınç farklılıkları rüzgarın oluşmasına neden olmaktadır [43, 50].

Rüzgar, yüksek basınç alanından alçak basınç alanına yer değiştiren havanın dünya yüzeyine göre bağıl hareketidir. Yer değiştiren hava kütesine yerin dönmelerinden kaynaklanan coriolis kuvveti de etki eder. Ayrıca rüzgarlar, bir merkez çevresinde dolandıklarından santrifüj kuvveti etkisinde kaldıkları gibi, yeryüzü ile akışkan hava arasında sürtünme kuvvetinden etkilenirler. Kutuplar ve ekvator arasındaki hava akımlarına bağlı belli rüzgarlar varsa da, enerji üretimi açısından denizler ve karalar yada dağlar ve vadiler arasındaki hava akımlarına dayalı yerel rüzgarlar önemlidir [43, 51, 52].

Güneşten gelen enerjinin yaklaşık %2'lik kısmı rüzgar enerjisine, önemli bir bölümü de bitkiler tarafından biyokütle enerjisine dönüştürülmektedir [53]. Yüksek basınç alanlarından alçak basınç alanlarına doğru hareket eden hava, coriolis kuvveti ve yeryüzü ile akışkan arsında oluşan sürtünme kuvvetinden etkilenmektedirler. Ekvator ve çevresi güneş ışınlarının yer yüzeyine geliş açılarındaki farklılıkları nedeniyle güneş tarafından diğer enlemlere göre daha çok ısıtılır. Farklı ısınma ve farklı

sıcaklık derecesi nedeniyle hava dolaşimleri başlamış olur. Sıcak hava, soğuk havadan daha hafif olduğu için sıcak hava yukarıya doğru yükselir. Bu yükselme yaklaşık 10 km yüksekliğe kadar sürer. Yükselen hava bu yükseklikte coriolis kuvvetinin etkisi ile kuzeye ve güneye doğru sapmaya başlar. Bu şekilde oluşan rüzgara jeostrofik rüzgar denir. Bu rüzgar, basınç gradyanı ve coriolis kuvvet arasındaki dengeden oluşan ve yer yüzeyi ile etkileşmeyen kuramsal bir rüzgardır. Bu rüzgar izobarlara paraleldir [43, 50, 52].

Yer yüzeyinin ihtiyaç duyduğu enerjinin tümü güneşten gelmektedir. Yer yüzeyi güneşten  $10^{17}$  Watt gücünde enerji alır. Bu enerjinin yaklaşık %2'si rüzgar enerjisine dönüşür. Yani rüzgar enerjisi, kinetik enerjiye dönüşmüş güneş enerjisidir denilebilir. Tüm dinamik hava olayları atmosferin yer yüzeyine en yakın tabakası olan troposfer denilen katman içerisinde yer almaktadır. Kutuplar ve ekvator arasındaki hava hareketlerine bağlı olarak oluşan rüzgarların yanı sıra rüzgardan enerji üretimi açısından denizler, karalar, dağlar ve vadiler arasındaki hava akımlarına dayalı yerel rüzgarlar da oldukça önemlidir. Yani rüzgar kaynağı; küresel, bölgesel ve yerel olarak değişmektedir [53].

### 3.2. Rüzgar Türleri

Rüzgarlar, oluşumlarına ve arazi topografik etkilere göre çeşitlere ayrılırlar. Tablo 3.1'de verildiği gibi rüzgarlar, sürekliliklerine göre bütün yıl boyunca esen sürekli rüzgarlar ve belirli zamanlarda esen; kasırga, tayfun ve girdaplar gibi süreksiz rüzgarlar olarak iki grupta incelenebilirler [43, 54].

Küresel rüzgarlar alize rüzgarlar diyerek de adlandırılırlar. Ekvator ve çevresi dünyanın diğer bölgelerine göre daha çok ısınır. Sıcak havanın yoğunluğu soğuk havaya göre daha az olduğundan, sıcak hava yerden 10 km kadar yükselerek kuzey ve güneye doğru yayılır. Dünyanın dönmesi ile oluşan coriolis kuvvetleri,  $30^\circ$  kuzey ve güney enlemlerine gelen sıcak havanın daha ileri gitmesini engeller ve sıcak hava daha önce boşaltıkları düşük basınç bölgelerine doğru alçalarak hareket eder. Böylece küresel rüzgarlar oluşur [31]. Küresel rüzgarlar her mevsim kuzey ve güney yarım kürede  $30^\circ$  enlem üzerinde bulunan yüksek basınç kuşağından ekvator

üzerindeki alçak basınç kuşağına doğru eserler [43, 55]. Yerel coğrafik koşullar küresel rüzgarları etkilemez. Çünkü küresel rüzgarlar 1000 m ve üstü yüksekliklerde oluşurlar. Küresel rüzgarlar jeostrofik rüzgarlar sonucu oluşurlar. Jeostrofik rüzgar, sıcaklık farklılıkları sonucu oluşan basınç farklılıklarından oluşur. Yerin yüzey yapısından etkilenmediği varsayılır [31, 53].

Tablo 3.1. Rüzgarların sınıflandırılması [43]

Sürekli Rüzgarlar				Süreksiz Rüzgarlar	
Alize Rüzgarlar	Kontralize Rüzgarlar	Meltem Rüzgarları		Föhn Rüzgarları	Antisiklon Rüzgarlar
		Kara ve Deniz Meltemleri	Dağ ve Vadi Meltemleri		

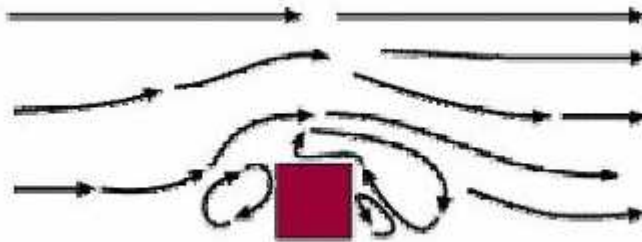
Yüzey rüzgarları veya kontralize rüzgarlar ise, atmosferin yüksekliklerinde alize rüzgarlarının ters yönünde eserler ve ekvatordan uzaklaşacak şekilde hareket ederler [43]. Bu rüzgarlar yer yüzeyinden yaklaşık 100 m yükseklik içerisinde oluşur. Bu rüzgarlar yer yüzeyinden çok etkilenirler. Çünkü rüzgar hızı, yerküre pürüzlülüğü ve engeller tarafından da yavaşlar, rüzgar yönlerinde değişmeler olur. Bu nedenle bu rüzgarın yönleri küresel rüzgarlardan farklıdır. Rüzgar türbinleri genelde yaklaşık 100 m yüksekliklerde olduğundan, rüzgar enerjisi için önemli olan rüzgar çeşidi; yüzey rüzgarlarıdır [31, 53].

Yerel rüzgarlar veya meltem rüzgarları ise; karaların denizlerden ve dağların vadilerden daha çabuk ısınıp soğuması nedeniyle, üzerinde bulunan hava kütlelerini etkilemesi sonucu oluşurlar. Kara ve deniz meltemleri ile dağ ve vadi meltemleri olmak üzere ikiye ayrılırlar. Deniz meltemi; kara üzerindeki hava kütlesi güneş tarafından gündüz, deniz üzerindeki hava kütesinden daha çabuk ısınır. Böylece kara üzerinde alçak basınç alanı oluşur. Bu alana denizdeki hava kütlesi hareket ederek deniz melteminin oluşmasına neden olur. Akşam kara ve deniz sıcaklıklarının eşitlenmesi süreci olduğundan hava sakindir. Gece ise; kara denizden daha soğuk olduğu için tersine hareket başlar. Karadan denize doğru kara meltemi oluşur. Bu rüzgarlar daha az şiddetlidir. Çünkü geceleyin kara ve deniz sıcaklıkları birbirine daha yakındır [43, 53].

Dağ ve vadi rüzgarları ise; dağ ve vadi arasında oluşan basınç farkından dolayı meydana gelir. Gündüzleri vadi tabanından, fazla ısınan yamaçlara doğru bir hareket oluşur. Bu hava hareketi vadi rüzgarı olarak isimlendirilir. Geceleri ise; yüksek yerlerde soğuyan hava vadilere doğru eser. Bu rüzgara da dağ rüzgarı adı verilir. Bu tip rüzgarlar bazen çok güçlü olabilirler. Kuzey yarım küre için dağların güneye bakan eteklerinde (güney yarım kürede tam tersi durum) oluşan vadi rüzgarları buna bir örnektir [31].

### 3.3. Rüzgar Hızının Değişimi

Rüzgar hızı; yer yüzeyinin topoğrafik yapısından oldukça fazla etkilendiğinden dolayı devamlı olarak değişkenlik gösterir. Rüzgar hızında meydana gelen değişimin büyüklüğü tam olarak hava, yüzeyin topoğrafik yapısı ve mevcut engellere bağlıdır. Atmosferin alt katmanlarında rüzgar hızları; yüzeyin pürüzlülüğü ve engellerden dolayı sürekli olarak sürtünmeye uğrarlar. Rüzgar hızı azalır, yönü değişir. Bunun sonucu olarak rüzgarın sahip olduğu enerji veya rüzgardan alınabilecek enerji miktarı, rüzgar hızı değişimi ile önemli ölçüde farklılık göstermektedir. Çok engebeli ve pürüzlü araziler, binalar, ağaçlar v.b. gibi engellerin arkasında, rüzgar akışı bozulur ve bozulmuş akış alanları meydana gelir (Şekil 3.1). Bunun sonucu olarak benzer alanlarda düzenli olamayan türbülans olarak adlandırılan akışlar oluşur. Türbülanslar engellerin arka tarafında daha belirgindir. Engel dalgaları ve türbülanslar rüzgar akışını olumsuz etkileyerek rüzgar hızını azaltırlar [43].



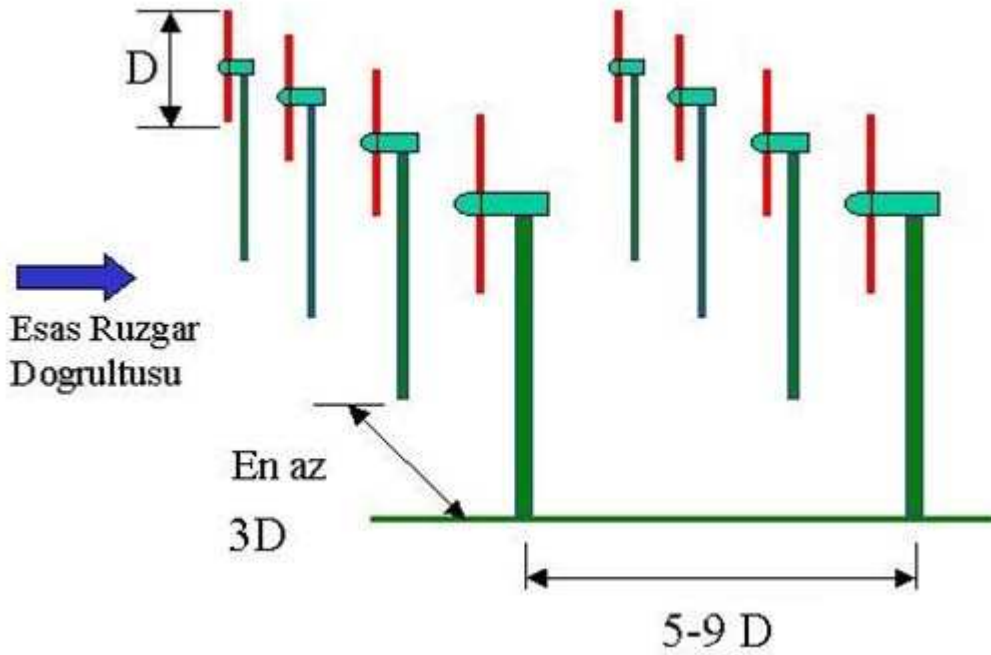
Şekil 3.1. Perdeleyici engellerin rüzgar akışına etkisi [56]

Türbülans; bir rüzgar türbini için verimliliği olumsuz etkileyen parametrelerin başında gelmektedir. Türbülans, rüzgar türbininde enerji üretim verimliliğini azaltır ve türbinde yıpranma ve hasarlara yol açar. Rüzgar türbinlerinin kuleleri, yer seviyesine yakın rüzgarlardan kaynaklanan türbülansın sakınmak için yeterli yükseklikte inşa edilmesi gerekir. Düşük türbülans yoğunluğu, rüzgar türbin ömürlerinin daha uzun olmasını sağlar [43]. Rüzgar hız verilerinin standart sapma değerinin ( $\sigma$ ), ölçülen ortalama hız değerine ( $v_m$ ) oranı; türbülans yoğunluğu olarak ifade edilmektedir. Türbülans yoğunluğu seviyesinin 0,25 değerinden az olması, orta yoğunlukta bir türbülansın olduğunu ifade etmektedir [57, 58]. Türbülans yoğunluğu  $I$ , aşağıdaki eşitlik ile ifade edilir [59].

$$I = \frac{\sigma}{v_m} \quad (3.1)$$

Engeller, arka taraflarında bozulmuş akış alanları oluşturdukları için kaçınılması gereken bir etkidir. Engellerden ne kadar yükseğe çıkılırsa o kadar rüzgar gölgelemesi ve türbülans az olur. Yatay olarak engelin rüzgar gölgelemesi, engel yüksekliğinin 20–30 katına kadar uzanmaktadır. Eğer engel yüksekliği rüzgar türbin kanat göbeği yüksekliğinin yarısından daha fazla ise, elde edilecek enerji üretim sonuçları daha belirsizdir ve engelin geometrisi sonuçları etkilemektedir. Engel etkisi açısından türbin ile engel arasındaki mesafe çok önemlidir. Genellikle engel etkisi, engelden uzaklaştıkça azalmaktadır. Düşük pürüzlü arazi üzerindeki engel etkisi, engelden 20 km ilerde bile ölçülebilmektedir. Eğer engel rüzgar türbinine baskın rüzgar yönünden 1000 m'den daha yakın ise, dikkate alınmalıdır. Engel türbine, yüksekliğinin beş katından daha yakın ise ve yüksekliği kanat göbeği düzeyinin yarısından fazla ise, önemli oranda rüzgara ve dolayısıyla enerji üretim miktarına etkisi olacaktır. Bu durum, rüzgar türbini yerleşimlerinde önemli oranda dikkate alınması gerekmektedir. Engelin genişliği, bulunduğu kesim ve baskın rüzgar yönünden dolayı çok önemlidir. Engelin geçirgenliği, rüzgarın ilgili engelin içinden geçme kolaylığı olarak tanımlanır. Bu geçirgenlik değeri; binalarda 0, ağaçlarda 0,5 ve kafes direklerde 0,7-0,8 değerleri arasındadır [53]. Rüzgar çiftliklerinde, türbinlerin yerleştirilmesi yapılırken; türbinlerin birbirine engel olmayacak, türbülans oluşturmayacak biçimde birbirinden uzak olması istenir. Bu nedenle, türbinler araziye yerleştirilirken kanat çapının 5 katı aralıklar ile yerleştirilir. Rüzgar

çiftliklerinde her bir türbin rüzgar hızını azaltır. Bu durum park etkisi olarak adlandırılır. Bununun için, türbinler hakim rüzgar yönüne göre yerleştirilmelidir. Genel olarak rüzgar çiftliklerinde türbinler arası uzaklık hakim rüzgar yönünde ise 5-9 rotor çapı, bu yöne dik ise 3-5 rotor çapı kadar bir uzaklığa konuşlandırılmalıdır. Var olan park etkisi sebebiyle rüzgar tarlalarında %5'lik bir enerji kaybı olur. Türbine gelen rüzgar, türbinden çıktıktan sonra arka kısımda uzun bir aralıkta türbülans oluşturur. Bu durum da ikinci sırada yerleştirilen türbinlerde kuyruk yeli etkisi yapar. Bu nedenle, ikinci sıradaki türbinler birinci sıralardakinden daha uzağa, yaklaşık 3 rotor çapı kadar uzağa kurulmalıdır (Şekil 3.2) [56].



Şekil 3.2. Park ve kuyruk yeli etkisi [56]

Rüzgar binaların arasından ve dağlar arası dar geçitlerden geçerken hızı artar. Buna tünel etkisi denir. Bu biçimde bir tünele kurulan bir rüzgar türbini, çevre alanlardakinden daha yüksek rüzgar hızlarını yakalama şansına sahip olacaktır. İyi bir tünel etkisi sağlamak için, tünelin arazi içersine mükemmel olarak girmesi gerekmektedir. Tepeler çok sert ve düzgün olmayan bir durumda ise, o alanda rüzgar hızının yönü çok fazla değişeceğinden türbülans oluşacaktır. Türbülansın çok olduğu yerlerde rüzgar hız avantajı tamamen olumsuz etkilenir. Sürekli yön değiştiren rüzgar

türbinlerde yırtılma, çatlama gibi zararlara sebep olabilir. Tepelerde rüzgar hızları, çevreye göre daha yüksektir. Rüzgar türbinleri rüzgar hızından daha iyi biçimde yararlanmak için yerleştirilecek en uygun mekanlar tepelerdir. Özellikle düz tepeler bunun için en uygun topografik alanlardır. Fakat çok sert ve düzgün olmayan pürüzlü tepelerde rüzgar hızının artması bir avantaj oluşturmamasına rağmen türbülansın meydana gelmesi bunu tümüyle ortadan kaldırır.

Rüzgar hız ve yön olmak üzere iki değişken ile ölçülür. Hızdaki ani dalgalanma ve değişiklikler “hamle” olarak adlandırılmaktadır. Rüzgar hızı ve yönü, anemometre ve yön sensörü ile ölçülebilmektedir. Bu amaç ile rüzgar ölçüm istasyonu kurularak rüzgar hızı ve yönü ile diğer atmosferik özellikler ölçülmektedir. Ayrıca ölçüm cihazları kullanılmadan tahminsel rüzgar ölçümlerinde Beaufort ölçeği kullanılır (Tablo 3.2)[53]. Binalar, ağaçlar gibi rüzgar engelleri, rüzgarın hızını büyük ölçüde düşürür ve türbülans oluşmasına sebep olurlar. Meydana gelen çalkantılı alan engeli, kendi yüksekliğinin 3 katına kadar genişleyebilir. Sonuç olarak rüzgar türbinlerini konuşlandırırken büyük engellerden kaçınmak gerekir [43, 60].

### 3.3.1. Yüzey pürüzlülük faktörü

Yüzey pürüzlülüğü, rüzgar hız profili üzerinde belirleyici bir etkiye sahiptir. Bu nedenle rüzgar enerjisi çalışmalarında yüzey pürüzlülüğü önemli bir parametredir. Bir alanın yüzey pürüzlülüğü; bu alan üzerindeki pürüzlülüğe neden olan engellerin boyutları ve alan üzerindeki dağılımına bağlıdır. Kara alanlar için tipik pürüzlülüğe neden olan engeller; bitki örtüsü, insan kaynaklı yapılaşma, binalar, ağaçlar, doğal arazi yapıları gibi durumlardır. Yüzey pürüzlülük dereceleri dört sınıfta tanımlanmaktadır. Bu pürüzlülük derecelerinin özellikleri Şekil 3.3’de verilmiştir [43]. Şekil 3.3-a’da görülebileceği gibi; su yüzeyleri, deniz ve göller ile pürüzsüz kum yüzeyleri pürüzlülük derecesi 0 olan bölgeye girmektedir. Bu sınıftaki bölgeler çok küçük bir değere sahip olduğu için bazen ihmal edilebilmektedir. Genellikle deniz üstü (off-shore) ve deniz kıyısına konuşlandırılmış rüzgar türbinlerinde bu pürüzlülük derecesi kullanılır. Şekil 3.3-b’de pürüzlülük derecesi 1 olan bölge verilmiş olup, bu derecedeki alanlarda, açık alanda birkaç rüzgar kırıcı engel bulunur. Düz alanlar, yumuşak engebeli alanlar, çok seyrek bina, basit şekiller,

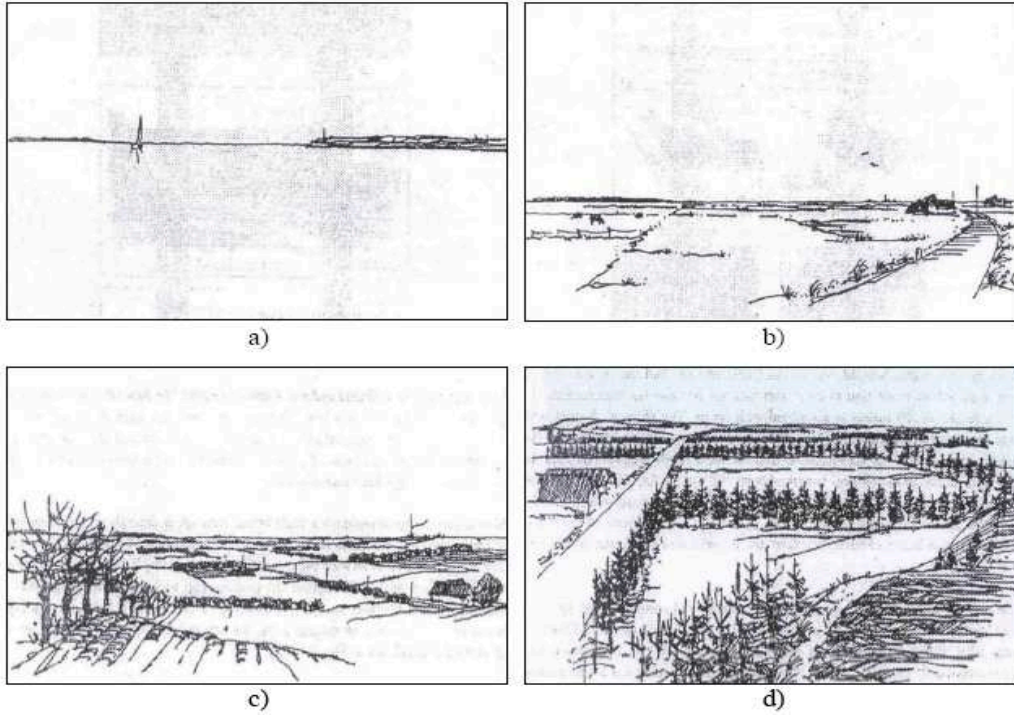
seyrek ağaçlı çiftlik arazisi ve çalılıklar gibi alanlar bu sınıfa girmektedir. Şekil 3.3-c'de pürüzlülük derecesi 2 olan bölge verilmiş olup, bu bölge rüzgar kırıcılarından oluşmuş bir alandır. Bu sınıfta rüzgar kırıcıları arasında araziye açık görünüş veren geniş alanlar bulunabilir. Arazi, düz veya dalgalı olabilir, arazi üzerinde çok sayıda da ağaç ve bina bulunabilir. Şekil 3.3-d'de pürüzlülük sınıfı 3 olan bölge verilmiştir. Şehir alanları, ormanlar ve ortalama birkaç yüz metre aralıklar ile çok sayıda rüzgar kırıcısı olan çiftlikler bu sınıfa girer [42, 43].

Avrupa rüzgar atlasında pürüzlülük uzunluğu  $z_0$ , metre olarak alınarak pürüzlülük dereceleri tanımlanmıştır. Pürüzlülük uzunluğu  $z_0$ , rüzgar hızının teorik olarak sıfır olduğu yerdeki yerden itibaren olan yüksekliği gösterir. Ayrıca günümüzde, çok büyük şehirler, çok yüksek binaları bir arada bulunduran bölgeler için de pürüzlülük sınıfı 4 olan yeni bir derecelendirme tanımlanmıştır. Buna göre yüzey pürüzlülük sınıflarına karşılık gelen yüzey pürüzlülük uzunlukları Tablo 3.3'de verilmiştir [61].

Tablo 3.2. Beaufort rüzgar ölçeği [62]

Beaufort No	Rüzgar Hızı		Tanım	Açıklama
	(km/saat)	(m/s)		
0	<1	0.0 - 0.2	Sakin	Duman dikey olarak yükselir
1	1 - 5	0.3 - 1.5	Esinti	Duman hafif esinti ile yükselir. Rüzgar yönü belirsizdir.
2	6 - 11	1.6 - 3.2	Hafif Rüzgar	Yapraklar kıpırdar. Esinti insan yüzünde hissedilir. Rüzgar yönü yoktur.
3	12 - 19	3.3 - 5.4	Tatlı Rüzgar	Yapraklar ve ince dallar hareket eder.
4	20 - 28	5.5 - 7.9	Orta Rüzgar	İnce dallar hareket eder. Kağıt ve tozlar yükselir.
5	29 - 38	8.0 - 10.7	Sert Rüzgar	Ağaçlar sallanmaya başlar.
6	39 - 49	10.8 - 13.6	Şiddetli Rüzgar	Büyük ağaç dalları hareket eder. Şemsiyenin kontrolü zorlaşır.
7	50 - 61	13.9 - 17.0	Çok Şiddetli Rüzgar	Büyük ağaçlar sallanır. Yürüme zorluğu farkedilir.
8	62 - 74	17.2 - 20.6	Fırtına	Ağaçlardaki ince dallar kırılır, yürümek iyice zorlaşır.
9	75 - 88	20.8 - 24.4	Şiddetli Fırtına	Binalarda hafif hasar oluşur. Çatı kiremitleri sökülmeye başlar.
10	89 - 102	24.5 - 28.4	Tam Fırtına	Binalarda hasarlar oluşur. Büyük ağaçlar kökünden sökülür.
11	103 - 117	28.6 - 32.5	Çok Şiddetli Fırtına	Geniş ölçekli hasarlar oluşur
12	>118	>32.5	Tayfun	Aşırı derecede hasarlar meydana gelir.





a) 0 olan bölge      b) 1 olan bölge      c) 2 olan bölge      d) 3 olan bölge

Şekil 3.3. Pürüzlülük derecesi [63]

Tablo 3.3. Pürüzlülük sınıfları ve pürüzlülük uzunluğu [61]

Pürüzlülük Sınıfı	Pürüzlülük Uzunluğu $z_0$ (m)	Enerji Endeksi (%)	Arazi Tanımı
0	0,0002	100	Su yüzeyi.
0,5	0,0024	73	Tamamıyla açık alan, düzgün bir yüzey, hava alanlarındaki beton yollar, çayır ekili alanlar, vb.
1	0,03	52	Açık tarım alanı, dağınık binalar, sadece yumuşak düzgün tepeler.
1,5	0,055	45	Birkaç binanın bulunduğu tarım alanı, yaklaşık 1.250 m aralıklarla 8 m uzunluktaki çitlerin bulunduğu alan.
2	0,10	39	Birkaç binanın bulunduğu tarım alanı, 8 m uzunluktaki çitlerin yaklaşık 500 m aralıklarla bulunduğu alan.
2,5	0,20	31	Çok sayıda ev, çalılık ve örtünün ve 8 m uzunluklu çitlerin 250 m aralıklarla bulunduğu alan.
3	0,40	24	Köyler, küçük kasabalar, çok sayıda uzun çitlerin bulunduğu tarım alanı, orman, çok pürüzlü ve düz olmayan alan.
3,5	0,80	18	Büyük şehirler.
4	1,6	13	Çok büyük şehirler, çok yüksek bina ve gökdelenler.

Pürüzlülük uzunluğu  $z_0$ ,

$$z_0 = 0,5h^2b \frac{n}{A_p} \quad (3.2)$$

eşitliği ile ifade edilebilir. Burada;  $h$  pürüzlülük elemanının yüksekliğini,  $b$  pürüzlülük elemanının genişliğini,  $n$  eleman sayısını,  $A_p$  ise toplam pürüzlülük eleman alanını ifade etmektedir [61].

### 3.3.2. Rüzgar hızının yükseklikle değişimi

Rüzgar hızı, yükseklik arttıkça arazi pürüzlülüğüne bağlı olarak logaritmik şekilde artmaktadır. Belirli bir yükseklikte ölçülmüş rüzgar hızları kullanılarak istenilen herhangi bir yükseklikteki rüzgar hızları; eşitlik 3.3'den hesaplanabilir [56, 64, 26, 65].

$$\frac{v_1}{v_2} = \left( \frac{h_1}{h_2} \right)^\alpha \quad (3.3)$$

Bu eşitlikte,  $v_1$ ;  $h_1$  yüksekliğinde ölçülen rüzgar hızını,  $v_2$ ; hesaplanması istenilen  $h_2$  yüksekliğindeki rüzgar hızını ve  $\alpha$  ise pürüzlülük katsayısını ifade etmektedir. Eşitlikte kullanılan üstel terim  $\alpha$  pürüzlülük katsayısı; yüzey pürüzlülüğüne ve incelenen iki nokta arasındaki yükseklik farkına bağlı olup, düşük bir hata yüzdesi ile eşitlik 3.4'den bulunabilir [56].

$$z_0 = 15,25 \exp\left(\frac{-1}{\alpha}\right) \quad (3.4)$$

$\alpha$  pürüzlülük katsayısı, pürüzlülük uzunluğuna bağlı olarak Tablo 3.4'den alınabilir.

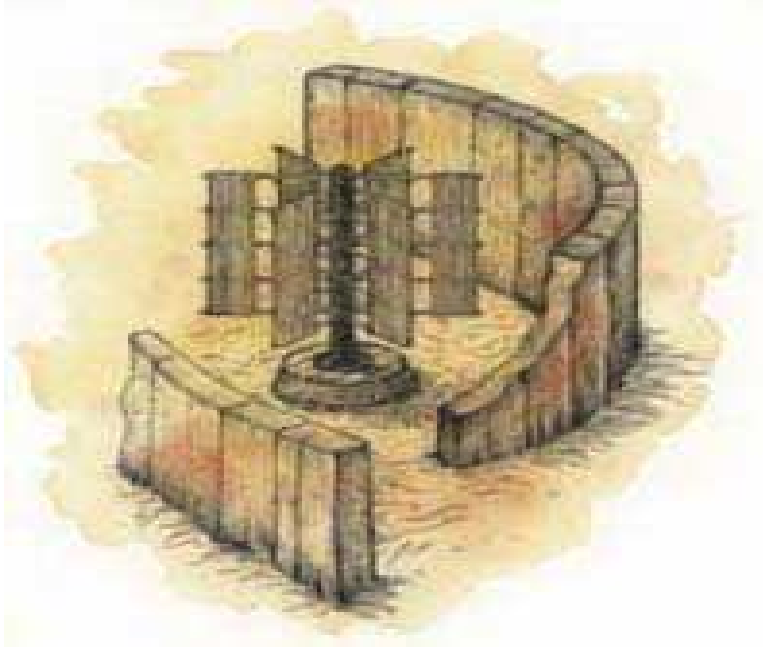
Tablo 3.4. Pürüzlülük katsayısı seçimi [61]

Pürüzlülük Sınıfı	Pürüzlülük Uzunluğu $z_0$ (m)	Pürüzlülük Katsayısı $\alpha$
0	0,00002	0,1
1	0,003	0,15
2	0,1	0,2
3	0,4	0,3

### 3.4. Rüzgar Enerjisi Kullanımının Tarihsel Gelişimi

Hareket eden hava olan rüzgar, insanlık tarihinde çok eski zamanlardan beri kullanılmaktadır. İlk insanlar rüzgar kaynağının nedenini bilmemekle beraber, onu kullanma yoluna gitmişlerdir. Bu yönde belki ilk uygulamalar; tahıl öğütme ve yelkenli gemilerin yüzdürülmesi ile başlamıştır. Dairesel hareketli yel değirmenlerinden yararlanma Orta ve Doğu Asya toplumlarında görülmüştür. Bunun örnekleri; İran, Afganistan, Pakistan, Tibet, Doğu Asya ve Çin’de kullanımı ile karşımıza çıkmaktadır. İnsanlar milattan önceki (M.Ö.) devirlerde bile, yelkenli gemilerin yüzdürülmesi dışında; düşük seviyedeki suların daha yükseğe çıkarılmasında ve buğday öğütülmesinde rüzgar enerjisinden faydalanmışlardır [56]

Bir pervane ile mile bağlanmış dairesel hareket üreten ilk gerçek yel değirmeni, Eski Babil uygarlığı tarafından M.Ö. 2000 yıllarının başında inşa edilmiştir [43, 56]. Rüzgar enerjisinin toplum tarafından kullanımı, sanılan aksine Batı Medeniyetlerinde değil, Asya Medeniyetlerinden olan Çin, Tibet, Hindistan, Afganistan ve İran’da kullanıldığı bilinmektedir. Rüzgar türbinleri hakkında ilk yazılı bilgiler; M.Ö. 200-300 yıllarında yatay eksenli yel değirmenleri ile ilgili olarak yazılmıştır. Ayrıca M.Ö. 700 yıllarında İranlıların da düşey eksenli yel değirmenleri kullandığı, somut kanıtlardan bilinmektedir (Şekil 3.4). Rüzgar gücü, kullanım olarak Asya’dan Avrupa’ya 10. yüzyıl civarında geçmiştir. Bu geçişin ilk belirtileri olarak 11. ve 12. yüzyılda İngiltere’de yel değirmenlerinin kullanımı gösterilebilir. 1190’lı yıllarda Alman Haçlıları yel değirmenlerini Suriye’den ülkelerine götürmüşlerdir. Ortaçağ dönemlerinden bu yana kullanılan yel değirmenleri, kuyulardan su çekmek ve tahıl öğütme amacı ile kullanılmıştır. Hollanda ve Akdeniz’deki bir çok adada bunların örnekleri bulunmaktadır. Tarihçiler, M.Ö. 1700’lü yıllarda Babillerin Mezopotamya civarında sulama amaçlı yel değirmenlerinin kullanıldığını söylemektedirler. İlk yazılı bulgularda, Milattan Sonra (M.S.) 700’lü yıllarda İran’da bulunmuştur. Yel değirmeni ilk kullanımı sadece İran’da değil; Tibet, Hindistan ve Afganistan’da da görülmektedir. Yel değirmenleri ile ilgili ilk teknik kayıt denilebilecek, yel değirmeni tasarım kayıtlarında 1300’lü yıllarda Suriyeli gök bilimci el-Dimashgi tarafından yapılmıştır. Tarihi kayıtlara göre ilk yel değirmeni M.S. 644 yılında İran-Afganistan sınırındaki Seistan’da görülmüştür [56].

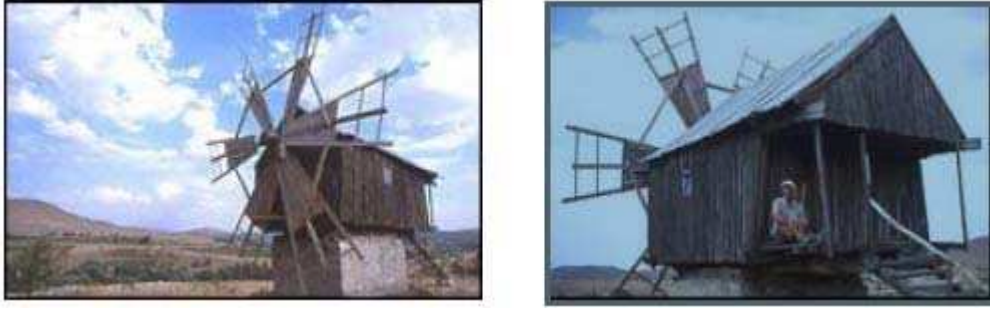


Şekil 3.4. Pers uygarlığında kullanılan bir yel değirmeni [31]

Rüzgar enerjisinin batı ülkelerine geçişi Haçlı seferleri yolu ile olmuştur. İlk kez İran'da yel değirmeni gören Avrupalılar bunu hemen kendi ülkelerine götürmüşlerdir. Doğu ülkelerinde ilk gördükleri yel değirmenleri düşey eksenli olduğundan, batı ülkelerinde ilk kullanılan yel değirmenleri düşey eksenli olmuştur. 12. yüzyılın sonunda batı ülkelerinde artık sadece yatay eksenli yel değirmenleri kullanılmıştır. Doğudan batıya geçen yel değirmenleri, ilk olarak eksen değişimine uğramıştır [36]. İlk yatay eksenli yel değirmenleri 1150 yılında İngiltere'de, 1180'de Fransa'da, 1190'da Floransa'da, 1222'de Almanya'da ve 1259'da Danimarka'da görülmüştür. Hollandalılar yel değirmenlerinin temel dizaynı üzerinde çalışarak pervaneli tip kanatlar ve rüzgardan daha çok yararlanabilmek için yel değirmenlerin yönünü değiştirmek üzere bir çok teknik geliştirmişlerdir. Yel değirmenleri 17. yüzyılla birlikte Hollanda'nın dünyanın en gelişmiş ülkelerinden biri olmasına katkı sağlamıştır [43].

Yel değirmenlerinin ülkemizde de kullanımı eskilere dayanmaktadır. Tarihi kaynaklarda, İstanbul Kadıköy'de Yel Değirmeni Senti'nin adını oradaki çok sayıdaki değirmenlerden aldığı belirtilmektedir. Avrupa ülkelerinde bulunan bir çok yel değirmeni hala kullanılabilir durumda iken, ülkemizin farklı bölgelerindeki

yel değirmenleri oldukça kötü durumdadır (Şekil 3.5) [56]. Ülkemizde yel değirmeni ile ilgili en eski bulgular Eski Troya Uygarlığı'na kadar gitmekte olup Anadolu'da ilk yel değirmeninin ne zaman kurulduğu bilinmemektedir. M.S. 1389 tarihli bir askeri haritaya göre İzmir Körfezi boyunca yel değirmenleri görülmektedir [43].



Şekil 3.5. Balıkesir'in Samlı ilçesinden yel değirmenleri [31]

Avrupa'da, 12-19. yüzyıllar arasında yel değirmeni performansı artan bir ivme ile gelişmiştir. 1800'lü yıllarda, yalnızca Fransa'da 20000 civarında küçük ölçekli yel değirmeni kullanılmış olup, Hollanda endüstrisinde kullanılan enerjinin %90'ı rüzgar enerjisine dayanmıştır. 1942'de Alman sanayisinde kullanılan enerjinin %11'i rüzgardan sağlanmış ve Almanya'da 18000'den fazla yel değirmeni kurulmuştur [43].

Rüzgar enerjisinden elektrik elde etme işlemi, ilk olarak Danimarkalı meteorolojist Poul la Cour tarafından düşünülmüştür. Aynı zamanda aerodinamik çalışmalarda da bulunan Poul la Cour, Danimarka'da kurduğu Askow Folk High School'da rüzgar enerjisi ile ilgili dersler vermiştir ve 1897 yılında da 89 W gücünde ilk elektrik üretim amaçlı rüzgar türbini (RT) yapmıştır [56]. Danimarka'da 1940-1950'li yıllar boyunca mühendislik şirket olan F.L. Smidth 2 ve 3 kanatlı rüzgar türbinleri yapmışlardır. 1942 yılında Bogo adasında kurulmuş olan rüzgar türbini, rüzgar-dizel sistemine göre çalışan hibrit bir sistem olup adanın elektrik ihtiyacını karşılamaktaydı. Poul la Cour'un ilk öğrencilerinden olan Johannes Jual, 1950 yılında ilk alternatif akım ile çalışan rüzgar türbinini geliştirmiştir. 1956 yılında 200 kW kurulu gücünde Gedser rüzgar türbini Danimarka'nın güneyinde çalışmaya başlamıştır. Modern rüzgar türbinlerinin öncüsü niteliğindeki bu türbinler,

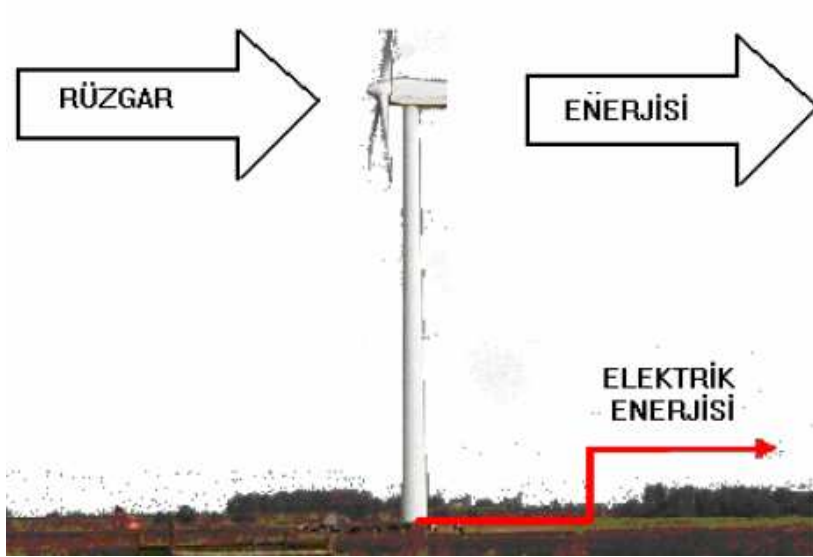
elektromekanik dönüş sistemi ve asenkron jeneratöre aynı zamanda aerodinamik uç fren sistemine de sahipti [36]. Amerikalılar 1920'lerin sonunda, elektriği olmayan kırsal alanlarda küçük yel değirmenlerini elektrik üretiminde kullanmışlardır. Amerika'da 1920 ile 1930 yılları arasında yel değirmenlerinin kullanımında büyük bir artış yaşamıştır. Çeşitli tiplerdeki Amerikan yel değirmenleri, zirai amaçlı olarak halen bütün dünyada kullanılmaktadır. 1930 ve 1940'larda, elektrik üreten binlerce yel değirmeni Amerika'da inşa edilmiş olup bu türbinlerin elektrik jeneratörünü hareket ettiren, yüksek hızlarda dönen iki veya üç kanatları bulunmaktadır. Bunlar, elektrik hattının ulaşamadığı çiftliklere elektrik sağlamada ve tipik akü depolamada kullanılmıştır [43, 66].

İkinci Dünya Savaşından sonra petrol fiyatlarının düşmesiyle, rüzgar türbinlerine olan ilgiyi azaltmıştır. Danimarka'da 1960'ların ortasına kadar çalışan Gedser RT, fosil yakıtların fiyatlarının düşmesiyle rüzgar enerjisi tekrar pahalı duruma gelmiş ve yerini buhar ile çalışan türbinlere bırakmıştır. Bundan sonra 1970'li yıllara kadar rüzgar enerjisinde hızlı bir gelişme olmamıştır. Fakat 1970'li yıllardaki petrol krizi ve 1980'li yıllardan itibaren artan çevre bilinci, insanlığı yeni enerji kaynakları aramaya itmiştir. Bu araştırma sonucunda rüzgar çiftliklerinin Amerika ve Avrupa şebekeleri için yararlı olacağını göstermiştir. 1970'lerden itibaren rüzgar teknolojisi gelişmeye başlamıştır. Özellikle 1995 yılından sonraki gelişim çok çarpıcıdır. 1995'li yıllara kadar kW mertebesinde RT bulunmaktadır. 1995'li yıllardan sonra MW sınıfına geçilmiştir. Kurulu güç ile beraber rüzgar türbinlerinin pervane çapında artış da görülmüştür. Artan kurulu güç ile beraber, rüzgar türbinlerinin sadece pervane çapı değil, boyları da uzamıştır. 1960'lı yıllarda 20 m civarında olan rüzgar türbin boylarını 2000'li yıllara gelindiğinde 120 metreye kadar ulaşmıştır [56].

### **3.5. Rüzgar Enerjisi**

Rüzgar enerjisi, insanlık tarafından binlerce yıldır yaygın olarak kullanılmaktadır. İnsanoğlunun, rüzgarın gücünü keşfedip onun gücünden yararlanmaya başlaması çok eski dönemlere dayanır. Yüzyıllardır dünyanın bir çok ülkesinde rüzgar enerjisinden; yelkenli gemilerin hareket ettirilmesi, yel değirmenlerinde tane öğütme işlemlerinde ve su pompalama işlemlerinde yararlanılmıştır. Günümüzde ise modern rüzgar

türbinleri yardımı ile rüzgar enerjisi elektrik enerjisine dönüştürülerek kullanılmaktadır (Şekil 3.6) [67].



Şekil 3.6. Rüzgar enerjisi dönüşümü [68]

Rüzgar enerjisi; rüzgarı meydana getiren hava akımının sahip olduğu hareket veya kinetik enerjidir. Bu enerjinin bir bölümü yararlı olan mekanik veya elektrik enerjisine dönüştürülebilir. Bir cismin hızı veya hareketi sebebiyle sahip olduğu enerjiye kinetik enerji denir.  $v$  hızı ile hareket eden  $m$  kütleli bir cismin sahip olduğu kinetik enerji  $E_k$ ;

$$E_k = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.5)$$

eşitliği ile ifade edilebilir [30, 32]. Rüzgar, hareket halinde bir hava hareketi olduğundan kinetik enerjiye sahiptir.  $v$  hızında,  $m$  kütesine sahip,  $\Delta t$  zaman periyodu için bir rüzgarın sahip olduğu kinetik enerji;

$$E_k = \frac{1}{2}\rho Av^3\Delta t \quad (3.6)$$

eşitliği ile ifade edilebilir [24, 29, 69, 70]. Burada  $\rho$ , havanın yoğunluğunu,  $A$  ise akış yönündeki kesit alanı ifade etmektedir. Bu şartlardaki rüzgarın sahip olduğu güç ise; kinetik enerjinin zamana göre türevinde bulunabilir. Eşitlik 3.6'ın zamana göre birinci türevinden,  $P$  rüzgar gücü;

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.7)$$

eşitliği ile ifade edilebilir [17, 20, 69]. Bu son eşitlikten görülebileceği gibi; rüzgar akımının taşımakta olduğu güç, rüzgar hızının küpü ile orantılı olarak artmaktadır. Ayrıca rüzgar gücünü etkileyen diğer bir faktör de havanın yoğunluğudur.

### 3.6. Rüzgar Ölçüm Sistemleri

Rüzgar ölçümleri; meteorolojik, iklim, tarım, endüstriyel uygulamalar ve bilimsel araştırmalar gibi değişik amaçlar için yapılmaktadır. Bu ölçümler; yapanların kendi ihtiyaçlarına ve standartlarına göre yerine getirilmektedir. Örneğin meteorolojik amaçlı yer rüzgarı ölçümlerinde; Dünya Meteoroloji Örgütü'nün (WMO) belirlediği kurallara göre, standart ölçüm yüksekliği 10 metrede tek anemometre ve yön sensörü ile yapılmaktadır. Fakat bunlardan hiç birisi rüzgar enerjisi üretim amacı için yapılan ölçümler kadar hassas ve dikkat gerektirmemektedir. Enerji üretim amaçlı bir bölgenin rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenebilmesi için; rüzgar hızı ve yön değerlerinin standartlara uygun ölçülmesi gerekmektedir. Enerji üretim amaçlı yapılan rüzgar potansiyeli ölçümleri, çok hassas ve dikkat gerektirmektedir. Ölçümlerde çok ufak gibi görülen bir fark bile yatırımın ekonomikliğini ve planlamasını ciddi bir biçimde olumsuz etkilemektedir. Ölçümlerin en az 12 ay boyunca ve sürekli olarak yapılması gerektiği dikkate alınırca çok küçük bir veri kaybı dahi büyük problemlere yol açabilmektedir [37, 56].

Rüzgar elektrik santralleri (RES) kurulmasının ilk aşaması olan rüzgar ölçümü, projenin başlangıç kısmıdır ve çok önemlidir. Uygun ölçüm sensörleri ile standartlara da yapılan ölçümler, projenin daha sonraki aşamaları olan veri değerlendirilmesi, enerji üretiminin belirlenmesi ve türbin seçiminin yapılması aşamasında en belirleyici unsurdur. RES'lerin projelendirilmesi ve proje ekonomisinin değerlendirilmesindeki tek parametre, ölçümleri yapılan santral sahasından üretilebilecek enerji miktarına bağlı olmaktadır. Enerji miktarının bulunması ise, ölçümü yapılan proje sahasını en iyi şekilde temsil eden bir noktaya veya proje sahasının topografyasına göre, gerektiğinde birden fazla noktaya rüzgar ölçüm direği



dikilmesi ile mümkün olmaktadır. Uluslar arası finansörlerin en dikkat ettiği kısım enerji üretimi ve dolayısı ile yapılan ölçümlerin kalitesidir [56].

Bir bölgede RES projesi yapılması amacı ile enerji amaçlı rüzgar ölçümlerinin yapılması gerekmektedir. Bu nedenle uygun yer veya yerlere rüzgar ölçüm istasyonunun kurulması gerekir. RES projelendirilmesinde; rüzgar hızı ve yönünün yanı sıra sıcaklık, nem ve basınç gibi meteorolojik değişkenlerin de ölçülmesi gerekmektedir [37, 56].

### 3.6.1. Rüzgar ölçüm cihazları

RES'lerin projelendirmelerinin yapılması amacıyla, RT'lerin kurulacağı alanlarda, rüzgar enerji potansiyelinin belirlenmesi gerekmektedir. Bir bölgenin rüzgar enerji potansiyelinin sağlıklı olarak belirlenmesi için; rüzgar hızı, rüzgar yönü, sıcaklık, nem ve basınç gibi meteorolojik parametrelerin ölçülmesi gerekmektedir. Bu amaçla; standartlara uygun, kalibrasyon sertifikalı rüzgar ölçüm cihazlarının kullanılması gerekmektedir. Rüzgar ölçüm cihazları olarak; anemometre, yön sensörü, sıcaklık sensörü, nem sensörü ve basınç sensörü kullanılmaktadır.

Anemometreler; rüzgar hızı ölçümlerinde kullanılan cihazlardır. Anemometreler, rüzgar hızını elektriksel sinyale dönüştüren sensörlerdir. Kupalı, ultrasonik ve propeller anemometre olmak üzere 3 tip anemometre vardır (Şekil 3.7) [37, 71].



(a) Kupalı anemometre

(b) Ultrasonik anemometre

(c) Propeller anemometre

Şekil 3.7. Anemometre [71]

Rüzgar hızı ölçümlerinde çoğunlukla kupalı anemometreler kullanılmaktadır. Bu anemometreler, dikey bir eksene sahip olup rüzgarı yakalayan 3 kupası bulunmaktadır. Kupaların dakikadaki dönme sayıları elektronik olarak kaydedilerek rüzgar ölçümünü yaparlar. Ayrıca elektriksiz olarak ısıtılmış şaftlı özel modelleri ile kupalı olan anemometreler soğuk iklim şartlarında da ölçme amacı ile kullanılabilir [37, 56, 70].

Ultrasonik anemometre ölçüm sistemi; tamamen yenidir ve rüzgar hızı ile yönünün çok hassas bir şekilde ölçümünü sağlamaktadır. Bu sistemde; ultrasonik bir dalganın bu amaç ile özel üretilmiş bir sistem içinde rezonansa tabi tutulmasına dayanmaktadır. Mekanik aşınmaya maruz kalacak hiçbir parçasının olmaması nedeniyle tüm hava koşullarına karşı son derece güvenli ve hassas ölçüm imkanı sunmaktadır. Düşük elektrik tüketimi ve buzlanma gibi diğer klasik ölçüm sistemlerini tamamen fonksiyon dışı bırakan koşullara karşı otomatik önlem alması diğer önemli özelliklerinden biridir. Ultrasonik anemometreler; her bir uçtan yayılan ses dalgasının diğer kol tarafından alınması sırasında geçen sürenin ölçülmesi prensibi ile çalışmaktadır. Kısaca seste oluşan faz kaymalarını ayırt ederek ölçüm yapmaktadır [37, 56, 71].

Propeller anemometreler, pervaneli anemometre olarak bilinirler. Bu anemometrelerin çalışma prensibi de kupalı anemometreler ile aynıdır. Kupalı anemometreler rüzgar yönüne dik olarak yerleştirilirken, propeller anemometreler ise rüzgarın esme yönüne paralel olarak yerleştirilirler. Ayrıca bu tip anemometreler rüzgar yönüne paralel monte edildiğinde yatay rüzgar hızını, dik monte edildiğinde dikey rüzgar hızını ölçerler. Propeller anemometre aslında kombine bir sensördür. Hem hız hem de yön ölçümleri yapabilmektedir. Genelde pervane kısmı alüminyumdan, kuyruk kısmı cam fiberden yapılmaktadır. Böylece hafif olması dolayısıyla rüzgar tarafından kolay hareket ettirilmesi sağlanmıştır. Bu tip anemometreler 90 m/s'lik hızlara kadar ölçebilmektedir [56].

Kaliteli ve iyi kalibre edilmiş anemometreler rüzgar enerjisi ölçümlerinde kullanılması bir gerekliliktir. Enerji üretim amaçlı rüzgar hızı ölçümlerinde; bağımsız ve akredite olmuş kuruluşlar tarafından rüzgar tünellerinde yapılan kalibrasyon

sertifikasına sahip anemometreler kullanılmalıdır. Rüzgar hızı ölçümlerinde hız ve yönün aynı düzende olduğu kombine sistemler kullanılmamalıdır. Bu sistemlerde rüzgar hızı gölgelenebilmektedir. Yön sensörünün anemometreye yakın olması ölçüm kalitesini bozmaktadır. Ayrıca kullanılacak anemometrenin gövdesi keskin hatlara sahip olmamalı, küçük ve simetrik hatlara sahip olmalıdır. Aksi takdirde anemometre gövdesine gelen rüzgar, türbülans oluşturarak ölçüm sonuçlarının hatalı olmasına yol açacaktır. Kupaları ana gövdeye bağlayan bilyalı yataklar, mekanik sürtünmeyi en aza indirebilecek şekilde yüksek kalitede olmalıdır. Kullanılan anemometreler kesinlikle kalibrasyonlu olmalı ve bu kalibrasyon değerleri verileri toplayan cihaza tanıtılmalıdır [37].

Yön sensörleri; rüzgarın esme yönünün belirlenmesinde kullanılan cihazlardır. Rüzgar ölçümleri yapılırken rüzgarın hızının yanında, yönünün de ölçülmesi gereken bir diğer meteorolojik parametredir. Ölçüm yapılan bölgedeki rüzgar, belirli bir hakim yönden esebileceği gibi, farklı yönlerde ve farklı yüzdelerde de esilmektedir. Rüzgar yönlerinin değişen frekanslarını ve rüzgar hızlarının dağılımını göstermek için yönünün ölçülmesi gerekir. Yön sensörü; rüzgarın esme yönünü elektriksel sinyale çeviren sensördür (Şekil 3.8) [56].



Şekil 3.8. Rüzgar yön sensörü [41]

Rüzgar ölçümlerinde ana cihazlar, anemometre ve yön sensörü olmakla beraber yardımcı cihazlar olan, sıcaklık, nem ve basınç sensörleri de kullanılmaktadır. Termometre olarak bilinen sıcaklık sensörü, ortamın çevre sıcaklık değerini ölçmektedir. Genellikle ölçüm direğinin 2 veya 3. metresine monte edilir. Rüzgar ölçüm amaçlı kullanılan nem sensörleri, tek veya bazen de sıcaklık sensörü ile beraber kombine olabilmektedir. Neme karşı duyarlı olan materyal karbondan

yapılmış olup nem değişiminde direnci değişmektedir. Bu direnç değişiminden yararlanılarak ortamın bağıl nem değerini ölçmektedir. Rüzgar ölçüm ortamının basınç değeri ise basınç sensörü ile ölçülmektedir [56].

Data logger; anemometre, yön sensörü ve rüzgara ait çeşitli özellikleri ölçen sensörlerden gelen bütün verilerin elektronik olarak saklandığı ve değerlendirilmesinin yapıldığı ortamı sağlayan teçhizattır (Şekil 3.9). Kısaca rüzgar veri toplayıcılarıdır. Farklı markalara ait ve değişik dizaynlarda bulunabilirler. Data logger'lar; rüzgar verilerini, üzerlerinde bulunan data chiplerinde depolarlar. Veri toplayıcılar; 1 veya 10 dakikalık ve saatlik olarak düzenli aralıklar ile, ortalama ve ekstrem verilere ek olarak standart sapma da hesaplanıp vermektedir [37, 56].



Şekil 3.9. Veri toplayıcı (Data Logger) [61]

### 3.6.2. Rüzgar ölçüm istasyonu

Enerji üretim amaçlı rüzgar ölçümlerinin yapılabilmesi için; RT'lerin kurulması düşünülen alanların en uygun yer veya yerlerine rüzgar ölçüm istasyonunun kurulması gerekmektedir. Rüzgar ölçüm istasyonu; bir ölçüm direği üzerine yerleştirilmiş ölçüm sensörlerinden meydana gelir. RES santral sahasının topoğrafik durumuna göre, sahayı en iyi temsil edecek bir yada daha fazla ölçüm noktası belirlenir ve bu ölçüm direkleri bu noktalara konuşlandırılır. Ölçüm direkleri santral sahasındaki hakim rüzgar yönüne dik olacak şekilde yerleştirilir. Ölçüm direğinin yüksekliği en az RT'nin kule yüksekliğinin 2/3 katı kadar yapılır. Ayrıca ölçüm

yapılacak arazinin topoğrafik koşullarına göre ölçüm yüksekliği değişmektedir [36, 48, 56]. Günümüzde ölçüm sisteminde; boru ve kafes konstrüksiyon olmak üzere iki tip çelik direk kullanılmaktadır. Ölçüm direğinin mekanik ve elektronik olmak üzere iki önemli kısmı mevcuttur. Mekanik kısmı; taban ankraj plaka, çelik halatlar, borular, kızaklar ve diğer ek malzemeler; elektronik kısmı ise; anemometre, yön sensörü, veri toplayıcı, kablolar vb. gibi diğer elektronik cihazlardan oluşur [56].

Çelik boru konstrüksiyonlu ölçüm direkleri, genellikle 10 cm'lik çelik borulardan ve birbirine geçme borulardan imal edilirler. Zor arazi şartlarında dahi montajı kolay olacak şekilde yapılabilmektedir. Ülkemizde en çok çelik boru konstrüksiyonlu ölçüm direkleri tercih edilmektedir. Çelik kafes konstrüksiyonlu ölçüm direği ise, ülkemizde fazla kullanılmamakla birlikte son zamanlarda kullanımında artış gözlenmektedir. Bu tip ölçüm direklerine tırmanma kolaylığı olduğundan, ölçüm cihazlarında herhangi bir sorun tespit edildiğinde, direk yere indirilmeden gerekli müdahalenin yapılabilmesi en önemli avantajıdır. Her iki tip ölçüm direğinin gövdeleri çelik olup, ana gövde çelik halatlar ile desteklenmektedir. Ölçüm direklerinin korozyona ve paslanmaya karşı dayanıklılığı esastır [56].

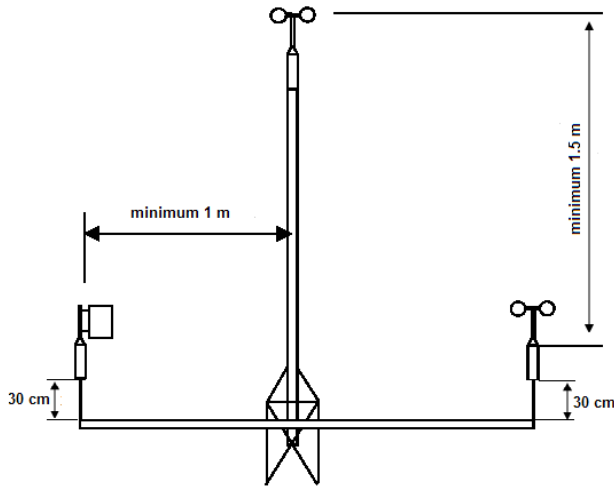
Rüzgar ölçüm istasyonunun kurulacağı yerlerin belirlenmesi çok öneme sahiptir. seçim yapılacak yer, topoğrafik açıdan son derece uygun olmakla birlikte bu alanda engel yüksekliğinin 10 katı mesafeden daha yakında başka yüksek engeller bulunmamalıdır. Çünkü bir nesnenin ölçüm direğine olan uzaklığı, yüksekliğinin 10 katı kadar mesafe içinde ise, bu nesne yakın çevresel engel olarak tanımlanır. Tepe arkalarında yer seçimi tercih edilmemelidir. Aksi taktirde oluşacak türbülans nedeniyle ölçülecek rüzgar hızı gerçek değerinden çok fazla uzaklaşabilmektedir. Ölçüm istasyonunun kurulacağı yerlerde rüzgar akışının daima laminar olması, ölçüm sonuçlarını daha gerçekçi yapacaktır. Yer seçimi yapılırken deneyimli uzmanların görüşünün alınması yapılacak hatayı önleyecektir. Ayrıca rüzgar ölçüm istasyonunun kurulacağı noktalara ait 1/25000 ölçekli harita üzerinde UTM (Universal Transfer Mercator) ve coğrefi koordinatları ile deniz seviyesinden olan yükseltisi, uzman elemanlar tarafından tespit edilmelidir [37].

Rüzgar ölçüm istasyonunda kullanılan ölçüm cihazları tamamen doğal atmosferik şartlarda çalıştığından kapalı yerlerde çalışan diğer cihazlara göre ekonomik ömürleri daha kısadır. Paslanma, korozyon, çürüme, aşınma ve buzlanma gibi etkenler yüzünden cihazların ölçüm değerleri normalden hızla uzaklaşır. Bu sebeple, rüzgar ölçüm cihazları ve kayıt sistemleri ile elektronik devreleri sıklıkla kontrol edilmeli, bakımları standartlara uygun olarak zamanında yapılmalıdır. Ölçüm direkleri; 10 m, 20 m, 30 m, 40 m, 50 m, 60 m ve 80 m yüksekliklerde olabilmektedir. Şekil 3.10'da standartlara uygun olarak kurulan bir rüzgar ölçüm istasyonu verilmiştir. Rüzgar ölçüm direklerinde en az 2 anemometre (10 m ve 30 m'lerde) ile 1 adet yön sensörü olmalıdır. Ölçüm direğinin yüksekliğinin artması sonucunda kullanılacak anemometre sayısı artırılır. Örneğin 50 m'lik bir ölçüm direğinde; 10, 30 ve 50 metrelerde anemometre kullanılması daha uygundur. Sıcaklık, basınç ve nem sensörleri genellikle 2 veya 3. metrelere monte edilir. Yine 2 veya 3. metrelere, veri toplayıcı ve gerekirse PV (güneş pili) paneli monte edilmelidir [56].



Şekil 3.10. Rüzgar ölçüm istasyonu





Şekil 3.12. Ölçüm direğinde yan kol mesafeleri [56]

Bir rüzgar ölçüm istasyonunda; 30 metrelik bir ölçüm direğinde ölçülen parametreler ve ölçüm yüksekliği Tablo 3.5’de verilmiştir.

Tablo 3.5. 30 m.’lik ölçüm direğinde ölçülen parametreler ve ölçüm yüksekliği [37]

Ölçüm Yüksekliği (m.)	Ölçülen Parametreler
2 - 3	Çevre Sıcaklığı Basınç
10	Rüzgar Hızı
20	Rüzgar Hızı
30	Rüzgar Hızı Rüzgar Yönü

Bir rüzgar ölçüm istasyonu kurulurken, sensörlerin ölçüm direğine montajında aşağıdaki sıralanan durumlarda göz önünde bulundurulmalıdır [37, 56].

1. İstasyon, rüzgar profilini değiştirecek engellerden uzak yerlere kurulmalıdır.
2. Ölçüm sensörleri kuzey – güney doğrultuda olacak şekilde yatay olarak direğe monte edilmelidir.
3. İstasyon, ölçüm yüksekliğine bağlı olarak direk tipi (iç içe geçmeli boru veya demir üçgen, dörtgen profil) şeklinde projelendirilmelidir.



4. Ölçüm direğinin yüksek rüzgar hızlarında devrilmesini önleyecek bir bağlantı türü ile toprağa yerleştirilmelidir. Bu amaçla çelik teller kullanılması tavsiye edilmektedir.
5. Ölçüm yüksekliği en az 30 m olmalıdır. Arazinin topoğrafik yapısına göre bu yükseklik artırılabilir.
6. Sistemin uçuşlara engel olmaması için direk üzerine yanıp sönen kırmızı flaşör lamba ve paratoner tesisatı projelendirilmelidir.
7. Direk üzerine monte edilecek sistemlerin periyodik bakım, onarım ve kalibrasyonları için direklerin yatırılabılır olması sağlanmalıdır.
8. Sensörlerin yerlerine uygun bir şekilde monte edilip edilemediği kontrol edilmelidir.
9. Ölçüm direği üzerinde en az 2 adet anemometre kullanılmalıdır. Eğer 30 m yüksekliğinde direk kullanılıyorsa, 10 m ve 30 m de monte edilecek biçimde en az 2 adet anemometre yerleştirilmelidir.
10. Ölçüm aletlerinin kabloları direk üzerine bağlanmalı, hiçbir kablo sarkık durumda olmamalıdır.
11. Ölçüm direğinin en üstüne yerleştirilecek anemometre, direk ekseninde ve direğin üst seviyesinden yaklaşık 1m yukarıya bütün yönlerde engellerden arındırılmış olarak monte edilmelidir.
12. Sensörler, yan kol üzerinde ölçüm direğine paralel olarak uzanan en az 30 cm uzunluğundaki bir çubuğun üzerine monte edilmelidir.
13. Ara ölçüm aletlerini ölçüm direğine bağlayabilmek için yan kol kullanılmalıdır. Bu yan kolların taşıdığı ölçü aletlerinin ölçüm direğine olan uzaklığı, ölçüm direğinin çapının en az 7 katı kadar olmalıdır. Uygulamalarda genellikle 1m olarak alınmaktadır. Bu yan kollar hakim rüzgar yönüne doğru monte edilmelidir.
14. Yön sensörü 30 m de ve yan kol üzerinde monte edilmelidir. Eğer en üst noktadaki anemometre ile aynı seviyede monte edilecekse, anemometre ile aralarında 2 m mesafe bulunmalıdır.
15. Yıldırım çubuğu anemometreden en az 50 cm mesafede olmalı ve vibrasyondan etkilenmemelidir. Anemometrenin üzerinde bir yüksekliğe sahip olmalıdır ve direk düşey eksenine ile 60° açı yapmalıdır.
16. Sıcaklık, basınç ve nem sensörleri 3 m civarında monte edilmelidir.

17. Montajı bitmiş bir ölçüm direği yer düzlemine dik konumda olmalı ve ölçüm aletlerinin hepsi tek bir direk üzerine monte edilmelidir.
18. Aynı tip ve marka ölçüm aletlerinin kalibrasyon eğrileri birbirinden tamamen farklı olup biri diğerinin yerine kullanılamaz. Bu nedenle ölçüm direği üzerine monte edilmiş ölçüm sensörleri ölçüm süresince değiştirilmemelidir.

### 3.7. Rüzgar Türbinleri

Türbinler; yüzyıllardır ırmaklarda ve rüzgarda mevcut bulunan serbest haldeki mekanik enerjiyi genellikle dönen bir mil vasıtasıyla faydalı mekanik enerjiye dönüştürmek için kullanılmaktadır. Tahrik edilen kısmı dönme hareketi yapan ve bir akışkanda bulunan enerjiyi, milinde mekanik enerjiye dönüştüren makinelere, türbin denir. Türbinler en genel halde; buhar, gaz, su ve rüzgar türbinleri olarak dört grupta incelenirler. Aracı akışkan su olduğunda türbomakinalar; hidrolik türbin yada hidrotürbin olarak adlandırılır. Kömür yakıtlı veya nükleer yakıtlı güç santrallerinde aracı akışkan genel olarak buhardır ve bu yüzden buhar enerjisini dönen bir milin mekanik enerjisine dönüştüren türbomakinalara; buhar türbinleri adı verilir. Bir sıkıştırılabilir gazı aracı akışkan olarak kullanan türbinlere; daha genel kapsamlı olarak gaz türbinleri denir. Bunun yanında, aracı akışkan hava olduğunda ve enerji rüzgardan çekiliyorsa makine anlamına uygun olarak rüzgar türbini (RT) adını alır. Yel değirmeni deyimini teknik olarak eski çağlarda olduğu gibi, yalnızca üretilen mekanik enerji dane öğütmede kullanıldığında söylenmelidir. Bununla birlikte, çoğu kimse, yel değirmeni deyimini ister dane öğütmede, ister su pompalamada, isterse elektrik üretmede kullanılsın, rüzgar türbinini tarif etmede kullanmaktadır [52, 72].

#### 3.7.1. Rüzgar türbinlerinin sınıflandırılması

Rüzgar türbinleri tarih boyunca çeşitli değişimler geçirerek bugünkü modern rüzgar türbinleri haline gelmiştir. Şimdiye kadar değişik nitelikte ve tipte geliştirilen rüzgar türbinlerinden bazıları günümüzde önemsenecek boyutta ticari hale gelmiştir. Rüzgar türbinleri; dönme eksenlerine göre, pervane çapı ve kurulu güçlerine göre, pervane veya kanat sayısına göre sınıflandırılırlar. Kullanımdaki RT'ler boyut ve tip olarak

çok çeşitlilik gösterse de genelde türbinler, dönme eksenine göre adlandırılırlar [31, 73].

RT'ler dönme eksenine göre; yatay eksenli ve düşey eksenli olmak üzere iki sınıfa ayrılırlar. Yatay eksenli rüzgar türbinlerinde (YERT); dönme eksenini rüzgar yönüne paralel, kanatlar rüzgar yönüne diktir. Bu türbinlerde; rotor kanatlarının sayısı azaldıkça rotor daha hızlı dönmektedir. Bu nedenle bu türbinler, dönme hızlarına göre; yavaş hızlarda çalışan YERT (çok kanatlı) ve yüksek hızlarda çalışan YERT (kanat sayısı 1 ile 4 arasındadır) olmak üzere iki gruba ayrılırlar. Yavaş hızlarda çalışan RT'lerde; kanat sayısı fazladır ve genellikle su pompalama işlerinde kullanılırlar. Yüksek hızlarda çalışan rüzgar türbinlerinde ise kanat sayısı 1 ile 4 adet arasındadır. En çok kullanılan tip, üç kanatlı olanlarıdır. Bu tip türbinler günümüzde elektrik üretimi için kullanılırlar. YERT'lerde rotor, rüzgarı en iyi alacak şekilde, döner bir tabla üzerine yerleştirilmiştir. Bu türbinlerin verimi yaklaşık % 45'dir. YERT'ler genel olarak, en az yerden 20-30 m yükseklikte bir kule üzerinde olacak şekilde yerleştirilirler (Şekil 3.13) [31, 73].

Rotor kanadı uç hızının, rüzgar hızına bölünmesi ile elde edilen orana, kanat uç hız oranı denir ve  $\lambda$  sembolü ile ifade edilir. YERT'lerin kanat sayıları bu orana göre sınıflandırılır (Tablo 3.6). Bir rüzgar türbininin kanat uç hız oranı  $\lambda$ ,

$$\lambda = \frac{u}{v} \quad (3.8)$$

eşitliği ile ifade edilir [74, 75]. Burada  $u$ , rotor kanadı uç hızını ifade etmektedir. Rüzgar türbin rotorunun açısal hızı  $\omega$ , türbin devri  $n_T$ , rotor çapı  $D$  ve rotor yarı çapı  $R$  olması durumunda, eşitlik 3.8'i daha genel halde,

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} = \frac{\pi D n_T}{60v} \quad (3.9)$$

şeklinde ifade edilebilir.

Tablo 3.6. Kanat uç hız oranına göre kanat sayısı değişimi [73]

Kanat uç hız oranı ( $\lambda$ )	Rotor kanat sayısı
$\lambda=1-5$	çok kanatlı
$\lambda=6-8$	üç kanatlı
$\lambda=9-15$	iki kanatlı
$\lambda>15$	Tek kanatlı



Şekil 3.13. Üç kanatlı yatay eksenli rüzgar türbini

Tek kanatlı rüzgar türbinlerinin yapılmasının sebebi; kanat sayısına göre dönme hızının yüksek olması ve bu sayede makina kütlesi ile rotorun döndürme momentini azaltmaktır. Tek kanatlı rüzgar türbinlerinin kanat uç hız, üç kanatlı türbinlere göre iki kat daha yüksektir ve daha fazla gürültü içermektedir. Önceleri tek kanatlı RT'lerin, daha ekonomik bir çözüm olabileceği düşünülmüştür. Fakat sanılanın aksin; tek kanatlı RT'ler ticari bir çözüm halini alamamıştır. Yüksek rotasyonel hıza ek olarak yüksek gürültü ile çalışmaktadır. Ayrıca, kanadı dengelemek için karşı

tarafa da bir ağırlık konulması gerekmektedir. Bu gibi sebeplerden dolayı tek kanatlı RT'ler istenilen gelişmeyi gösterememiştir [56, 73].

Üç kanatlı RT'lere göre, rotor maliyetinin azaltılmak istenmesi, çift kanatlı türbin fikrini doğurmuştur. İki kanatlı RT'ler de tek kanatlı RT'ler gibi yüksek rotasyonel hızla ve yüksek gürültü ile çalışması gibi nedenlerden dolayı istenilen ilerlemeyi sağlayamamıştır [56, 73].

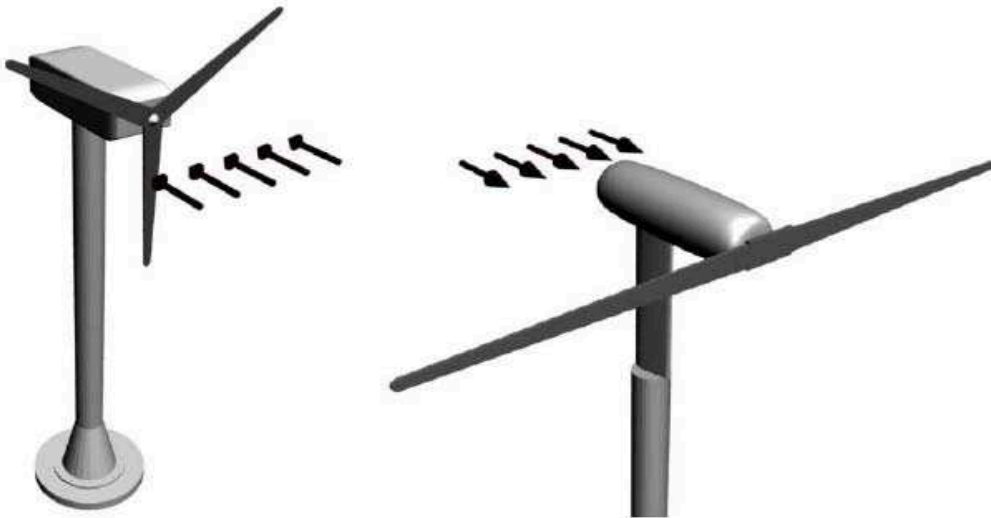
Üç kanatlı RT'ler; günümüzde dünyanın her tarafında yaygın olarak en çok kullanılan türbinlerdir. Elektrik üretim amaçlı kullanılırlar ve bu nedenle ticari amaçlı kullanılan türbinlerdir. Üç kanatlı kullanımın asıl sebebi, dönme momentinin daha düzgün olmasıdır. Bu türbinde; türbini yapısı üzerinde depolanan yüklerden dolayı salınım yapan atalet momentinin olmaması nedeniyle, hub içerisinde titreşimi önleyici pahalı parçalara gerek yoktur. Kanat uç hızı 70 m/s'nin altında olduğundan, gürültünün düşüklüğü, sarsıntısız döndükleri için göz estetiğini bozmamaları önemli bir avantaj olup, daha çok kullanımı tercih edilmiştir. Küçük güçlü RT'lerde, üç kanatlı rotor kullanıldığında güç problemi ortaya çıkar. Bu problemin çözümü için, düşük devirde dönen rotorun devir sayısını artıran dişliler kullanılır ve "cut in" olarak adlandırılan hız değerine ulaşıncaya kadar jeneratör boşa çalışır [73].

Çok kanatlı rüzgar türbinleri, RT'lerin gelişmemiş ilk örnekleridir. Yıllarca sadece su pompalamasında kullanılan bu türbinler, bu işlemdeki moment gereksiniminin karşılanabilmesi amacıyla, çok kanatlı olarak üretilmiştir. Bu türbinler düşük hızda çalışırlar. Türbin kanatlarının genişlikleri, pervane göbeğinden uçlara gidildikçe artım gösterir. Üzerinde; rüzgargülü pervane düzleminin, rüzgar hız vektörünü her zaman dik olarak alabilmesi için, rüzgargülü yönlendiricisi taşımaktadır [58]. Günümüzde 12 ile 24 adet arasında değişen kanatlar, rotorun ya tüm yüzeyini, yada önemli bir bölümünü kaplar. Bu tip rüzgar türbinlerinin çapı, 5 ile 8 m arasında değişir. Genellikle hızları 3-7 m/s arsında değişen rüzgarlarda kullanılır. Elektrik üretimi için verimleri düşüktür. Bu tipteki türbinler, daha çok su pompalama işi için idealdirler (Şekil 3.14) [31].



Şekil 3.14. Su pompalamak için kullanılan çok kanatlı bir rüzgar türbini [31]

YERT'ler diğer bir açıdan; rüzgarı önden alan ve rüzgarı arkadan alan türbinler olarak iki gruba ayrılırlar (Şekil 3.15). Yatay eksenli rüzgar türbinlerinin çoğu, rüzgarı önden alacak şekilde tasarlanırlar.

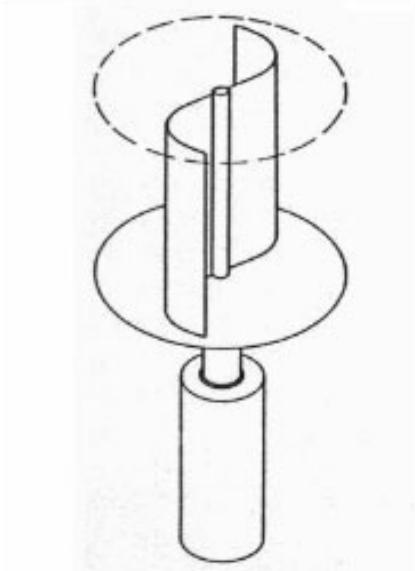


Şekil 3.15. Yatay eksenli rüzgar türbinlerinde rüzgar alım şekilleri [76]

Rüzgarı önden alan YERT'ler; yıllardır yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu tip türbinlerde, rotor yüzü rüzgara dönüktür. En önemli üstünlüğü; kulenin arkasında olacak rüzgar gölgeleme etkisine çok az maruz kalmasıdır. En büyük dezavantajları; rotorun sürekli olarak rüzgara bakması için dümen sistemine (yav mekanizması) gerek duymalarıdır. Rüzgarı arkadan alan YERT'ler ise; rotorları kule arkasındadır ve rüzgarı arkadan alırlar. Bunların en önemli üstünlüğü, rüzgara dönmek için dümen mekanizmasına gerek duymayışlarıdır. Eğer rotor ve gövde uygun şekilde tasarlanmış ise; gövde rüzgarı pasiv olarak izler. Daha hafiftirler. Diğer önemli bir üstünlükleri, kanatların esnek özelliğe sahip olmasıdır. Bu hem ağırlık hem de makinanın güç dinamiği açısından önemli bir üstünlüktür. Böylece bu türbinlerin avantajları; önden rüzgar alan YERT'lere göre daha hafif yapılması sonucu kule yükünün azalmasıdır. Ancak; kanat kuleden geçerken, meydana gelen güç dalgalanması, türbine önden rüzgarlı YERT'lerden daha çok zarar verir [73].

Düşey eksenli rüzgar türbinlerinde (DERT); türbin mili düşeydir ve rüzgarın geliş yönüne diktir. Bu türbinin kanatları da düşeydedir. DERT rüzgarı her yönden kabul edebilme üstünlüğüne sahiptir. Bu türbinler, rüzgarı sürükler veya kaldırır. İlk harekete geçişleri güvenilir değildir. Bu türbinlerin verimi düşüktür ve yaklaşık %35'dir. Bu türbin tipi yer seviyesinde kurulduğu için alt noktadaki rüzgar hızları düşüktür. Bu nedenle daha çok düşük rüzgar hızlarında çalışırlar. Yüksek rüzgar hızlarında verimsiz çalışırlar. DERT'lerin çalışmaya başlaması için, bir motor tarafından ilk hareketin verilmesi gerekir. Bu yüzden ilk hareket motoruna ihtiyaç vardır. Bu türbinleri yer yüzeyine bağlayabilmek için çelik halatlara gereksinim duyulmaktadır. Bu türbinlerde; jeneratör ve dişli kutusu toprak seviyesinde kurulabildiğinden, kuleye gerek duyulmaz ve kule masrafı olmaz. Türbini rüzgar yönüne çevirmeye, dolayısıyla dümen sistemine ihtiyaç yoktur. Ayrıca elde edilen güç yer seviyesinde çalıştığından, nakledilmesi daha kolaydır. Belirtilen olumsuzlukları nedeniyle bu türbin tipleri; az miktarda su pompalamak için daha çok deney amaçlı kullanılırlar. Bu nedenle elektrik enerjisi üretim amaçlı kullanılmazlar. DERT'lerin ticari amaçlı kullanımları çok azdır. DERT'ler; Savonius tipi ve Darrieus tipi gibi çeşitleri vardır [31, 73].

Savonius rüzgar türbinleri, 1925 yılında Finlandiyalı mühendis Sigurd J. Savonius tarafından keşfedilmiş iki yatay disk arasına yerleştirilmiş ve merkezleri birbirine göre simetrik olarak kaydırılmış “kanat” adı verilen iki yarım silindirden oluşmaktadır. “s” şeklini andıran bir görüntüsü vardır. Belirli bir hızla gelen rüzgarın etkisiyle çarkı oluşturan silindirin iç kısmında pozitif ve dış kısmında negatif bir moment olmaktadır. Pozitif moment, negatif momentten daha büyük olduğundan, dönme hareketi, pozitif moment yönünde sağlanır [77]. Diğer DERT'lere göre; düşük rüzgar hızlarında iyi başlangıç karakteristiklerine sahip olması, yapımının kolay ve ucuz olması, rüzgarın yönünden bağımsız olması ve kendi kendine ilk harekete başlaması gibi bir çok üstünlüklere sahip olan bu türbinler, aerodinamik performansı düşük olduğu için havalandırma ve su pompalama gibi alanlarda kullanılmaktadır. Bu türbinlerde akışkan, içbükey kanat üzerinde türbülanslı bir yol izler ve burada dönel akışlar meydana gelir. Bu dönel akışlar Savonius türbininin performansını düşürür, bu nedenle elektrik üretiminde pek fazla kullanılmazlar. Daha çok su pompalama amaçlı ve rüzgar ölçümlerinde anemometre olarak kullanılırlar (Şekil 3.16) [73].



Şekil 3.16. Savonius tipi düşey eksenli rüzgar türbini

Darrieus tipi düşey eksenli rüzgar türbinleri; 1931 yılında Fransız mühendis George J.M. Darrieus tarafından icat edilmiştir. Bu türbinlerde; düşey şekilde yerleştirilmiş iki tane kanat bulunur. Kanatlar, yaklaşık olarak türbin mili uzun eksenli olan bir



elips oluşturacak biçimde yerleştirilmişlerdir. Kanatların içbükey ve dışbükey yüzeyleri arasındaki çekme kuvveti farkı nedeniyle dönme hareketi oluşur. Rüzgarın tek yönden estiği düşünülürse; türbinin verdiği güç, sinüs şeklinde bir eğri oluşturur. Yapısı gereği bu türbinlerde, devir başına iki kere en yüksek tork elde edilir (Şekil 3.17) [31, 73].



Şekil 3.17. Darrieus tipi düşey eksenli rüzgar türbini [76]

Rüzgar türbinleri; pervane çapı ve kurulu gücü dikkate alınarak da sınıflandırılabilir. Bu şekilde bir sınıflandırmada; küçük, orta ve büyük ölçekli rüzgar türbinleri olarak adlandırılırlar (Tablo 3.7) [56].

Tablo 3.7. Pervane çapı ve kurulu güce RT sınıflandırılması [56]

Ölçek	Pervane Çapı	Kurulu güç
Küçük	< 12 m	< 40 kW
Orta	12 - 45 m	40 kW - 999 kW
Büyük	> 46 m	> 1 MW

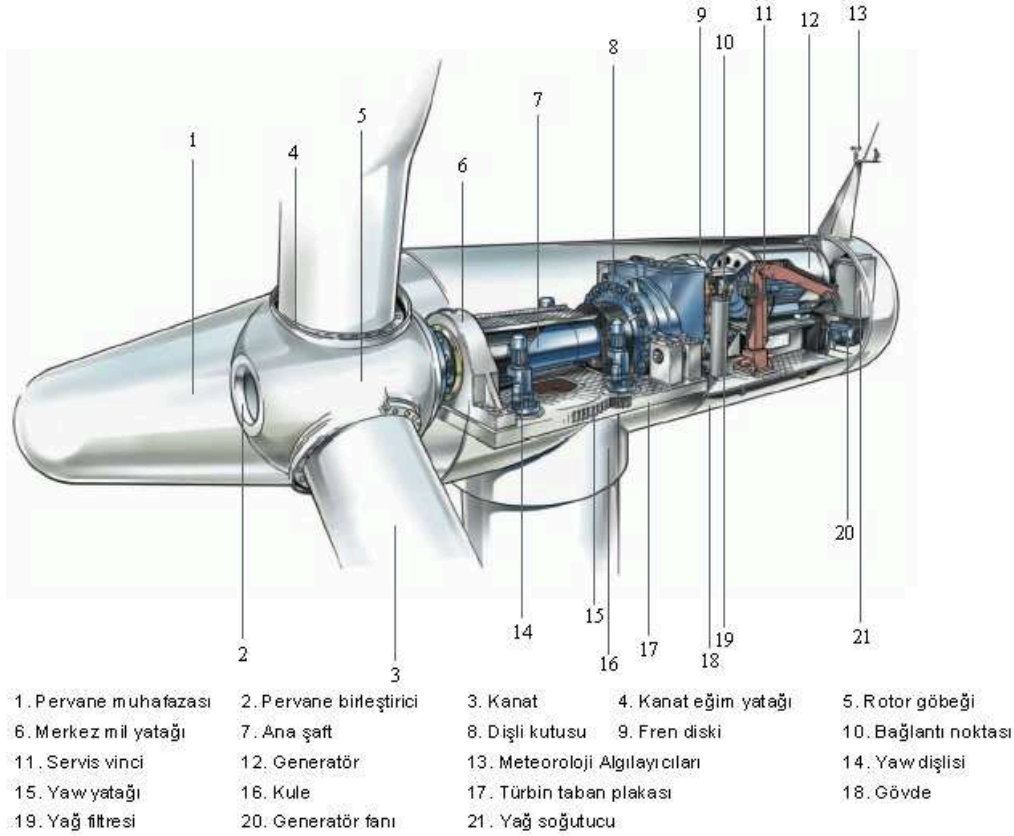
### 3.7.2. Rüzgar türbini temel elemanları

Bir rüzgar türbininin temel elemanları olarak; kule, nasel, kanat (pervane), ünite trafosu ve kule temeli verilebilir (Şekil 3.18).

Kule; RT'nin nasel ve pervanesinin taşıdığı gövde kısmıdır. Kuleler RT'nin kurulu gücüne ve yüksekliğine göre bazı değişimler göstermektedir. Rüzgar hızının yükseklik ile artmasından dolayı kule boyu ne kadar yüksek olursa, enerji üretimi o oranda artmaktadır. Ayrıca kule yüksekliği arazinin topografik yapısına göre de değişebilmektedir. Bazen nakliye, izin gibi hususlarda, kule yüksekliğini etkileyebilmektedir. Genellikle bir RT göbek yüksekliği pervane çapının 1 veya 1,2 katı arasında değişmektedir. Kule yüksekliğine bazen ülke mevzuatı da sınırlamalar getirebilmektedir. Günümüzde 150 m'ye kadar bile göbek yükseklikleri görülebilmektedir. RT için 100 m ve üstündeki yükseklikler; daha yüksek ve kararlı rüzgar hızları, düşük türbülans gibi olumlu etkilerden dolayı en ideal koşullar oluşturmaktadır. Günümüzde RT kuleleri çoğunlukla tubular şeklinde olmaktadır. Tubular kulelerin temeldeki çapı daha büyük ve gittikçe kule çapının küçülmesi şeklinde görülür. RT kurulu gücü büyüdükçe, sadece kule yüksekliği artmakla kalmamakta, aynı zaman da kesit çapı da büyümektedir. Kule çapının büyümesi özellikle nakliyede bazı sıkıntıları beraberinde getirmektedir. Günümüzde maksimum kule çapı 4-4,5 m civarındadır. RT kuleleri genellikle çelikten bazen de betondan da yapılabilmektedir. Özellikle kule yapımında kullanılan çelik malzemenin et kalınlığının 300 mm'yi geçmesi, büyük miktarda kaynak ve yeni maliyetler getirdiğinden çekici olmamaktadır. RT kulesinin ağırlığı da oldukça fazladır. 60 m yüksekliğindeki bir kule yaklaşık 80 ton ağırlığına sahiptir. Kuleler çelik sacın bükülerek yapılması ile oluşturulur. Dış kısımları korozyona karşı koruma için boyanır, iç kısmın temizliği yapılır. Kule içine tırmanma için merdiven ve dinlenme için adımlık platform yerleştirilir. Merdivenin hemen arkasından da güç kablolarının montajı yapılır. Ayrıca kulenin en alt kısmına RT kapısı yerleştirilir [56].

RT kuleleri bazen kafes şeklinde de olabilmektedir. Kafes kulenin en alt temel avantajı, maliyetinin biraz daha düşük olmasıdır. Normal tubular kulenin yarısı kadar

çelik gerektirdiğinden, daha hesaplıdır. Fakat görünüm olarak göze çirkin gelmektedir. Bu tip RT'lerde kuleye çıkış, asansör ile olabilmektedir. günümüzde fazla tercih edilmeyen kafes kuleler, dört adet ayak üzerine konuşlandırılmaktadır [56].



Şekil 3.18. Üç kanatlı 1,3 MW gücünde bir rüzgar türbininin iç yapısı [76].

RT'nin pervanesini oluşturan kanat, RT'deki en önemli parçalardan biridir. Kanatlar, gelen rüzgar hareketini şaft vasıtasıyla dişli kutusuna, oradan da jeneratöre gönderen en dış birimdir. RT'nin kanat tasarımını yapılması, oldukça kompleks bir süreci kapsamaktadır. Bu sürece, kanadın şekli, yapısı, materyaller etki etmektedir. Rüzgardan elde edilecek enerjiyi, kanat aerodinamiği belirlemektedir. Bu nedenle kanat geometrisinin optimize edilmesi gerekmektedir. Kanadın rijiditesinin kontrolü de camfiber kullanarak sağlanmaktadır. Çoğu modern rüzgar türbin rotor kanatları, cam elyaf plastikten yapılır. Diğer kullanılan malzeme ise karbon fiber veya aramid'dir. Ancak bunlar, büyük türbinler için ekonomik değildir. Çelik veya alüminyum karışımlarının ağırlık ve yorulmadan kaynaklanan problemleri olmakla beraber, küçük türbinler için günümüzde kullanılmaktadır [43, 56].

RT kanatları; rüzgarı yakalar ve onun gücünü rotora aktarır. RT kanatlarına etkiyen rüzgar; kanadın gövdesine ve rotorun merkezine doğru hareketlendikçe, daha dik bir açıdan gelir. Eğer rotar kanadı çok dik bir rüzgar geliş açısı etkisinde kalırsa, rüzgar kanadı kaldırma kuvveti azalır ve sıfırlanır. Bu nedenle, rotar kanadı burulmak zorundadır ve kanadın arka ucu, esen rüzgarla aynı yöne doğru itilir [43]. RT kanadının en büyük düşmanı yıldırımdır. Etkin bir yıldırım koruma sistemi olmadıkça, gerek kanat ve gerekse de RT'nin kendisi yıldırımdan ciddi şekilde zarar görebilir. Bu nedenle; her bir kanat iletim sistemi ile donatılarak, yıldırımın toprağa verilmesi sağlanır [56].

Nasel; pervaneden gelen rüzgar enerjisinin mekanik aksam yardımıyla elektrik enerjisine çevrildiği yerdir. Rüzgar türbünün ana ekipmanlarını içine alır. Servis personeli nasel'e, türbin kulesinden girebilir. Nasel'in içinde buldurduğu ana ekipmanlar; ana yatak, jeneratör, dişli kutusu, hidrolik sistem, eşanjör, şaft, soğutma sistemi, rüzgar sensörleri, uyarı ışığı, iletim sistemi, dönen yatak gibi elemanlardan oluşmaktadır [56].

Ana yatak; jeneratör, dişli kutusu, iletim sistemi gibi ekipmanların üzerine oturduğu yerdir. Ana yatak, çelikten yapılmış bir ekipmandır ve civatalar ile nasel gövdesine tutturulmuştur. Dönen yatak ise; kanatlardaki hatve mekanizmasının çalışmasında kullanılmaktadır. Bu yola, rüzgarın hızına göre ana yatak yönü belirleyerek, nasel'in dönmesini sağlamaktadır.

Sapma mekanizması (Yaw mekanizması); RT pervanesinin rüzgarın geldiği yöne doğru dönmesini sağlamaktadır. Rüzgarın estiği yön, göbek yüksekliğinde ölçülen yön sensörü ile kontrol edilmektedir. Sapma sistemi 2 motor ile ayarlanmaktadır [56].

Dişli kutusu; rüzgardan elde edilen mekanik enerjiyi, iletim sistemi ile jeneratöre vererek elektrik enerjisine dönüşümünü sağlar. RT'nin en önemli elemanlarından olan dişli kutusu, ana şaft ile jeneratör arasında yer almaktadır. Ana görevi; yavaş dönen pervane rotasyonel hızını dakikada 1000 ile 1500 rpm arasında dönmesi gereken jeneratör rotasyonel hızına çevirmektedir. Dişli kutusu yardımı ile düşük hızda dönen

ve yüksek torka sahip RT pervanesinin dönmesini; yüksek hız ve düşük torka sahip bir dönmeye çevirerek RT jeneratörünün kullanabileceği bir dönüşe çevrilir. RT içerisindeki dişli aslında değişken değildir, sabit bir oran bulunmaktadır. 600 kW ve 750 kW kurulu gücünde bir RT'nin diş oranı 1/50 iken; 1,5 MW kurulu gücündeki bir RT de 1/98 ve 3 MW RT'de ise 1/108 civarındadır [56].

Soğutma sistemi; RT'lerde dişli kutusu, jeneratör ve eviricinin (inverter) çalışmasından dolayı oluşan fazla ısınmayı gidermek için kullanılır. RT'lerde dişli kutusu, jeneratör ve inverter'ın soğutma sistemleri, birbirinden bağımsızdır. Bütün soğutma sistemleri cihazların çalışacağı optimum sıcaklığa göre çalışmaktadır. Dişli kutusu yatakları, dişli kutusu yağı, jeneratör ve eviricinin sıcaklıkları; RT kontrol sistemi yardımıyla sürekli izlenmektedir. Rüzgar türbin jeneratörleri çalışırken soğutulmaya ihtiyaç duyarlar. Çoğu türbinlerde soğutma, hava yardımı ile yapılmaktadır. Su ile soğutulmuş RT jeneratörleri de bulunmaktadır. Su ile soğutulan jeneratörlerin verimlilik avantajları olmasına rağmen ısıyı uzaklaştırmak için nasıl içinde radyatör bulundurulması zorunluluğu önemli bir olumsuzluk olarak görülmektedir [56].

RT'nin kritik bazı ekipmanlarının herhangi bir ani durum esnasında acil olarak durdurulabilmesi gerekmektedir. Devir sayısının belli bir değerden sonra sabit tutulması, belirli bir sınırı aşmasına engel olması, jeneratörün yüksek ısınması, şebekeden ani kopma v.b. gibi normal işletme koşullarında görülebilecek bazı istenmeyen durumlar olabilir. Bu durum için yüksek hız veya aşırı hız koruma sisteminin bulunması esastır. Özellikle fırtınalı havalarda rüzgara karşı küçük bir yüzey çıkarmak hatta tesisten yararlanılmayacaksa tamamen durdurmak gerekir. Bu amaçla kanat ucu frenleri (aerodinamik fren) ve mekanik fren sistemleri kullanılır. Kanat ucu fren sistemi; hatve kontrollü ve aktif stall kontrolü RT'lerde, pervane kanatlarının kendi yatay eksenleri etrafında 90 derece, stall kontrollü RT'lerde de kanat ucunun 90 derece dönmesi ile yerine getirilmektedir. Bu sistem yaylar yardımı ile çalışmaktadır. Durması birkaç rotasyon içerisinde olduğu gibi; kule üzerinde büyük bir stres yaratmaktadır. Bu yüzden moder RT'lerin durması, aerodinamik fren sistemi ile olmaktadır. Mekanik fren sistemi, aerodinamik fren sisteminin yedeği olarak kullanılmaktadır. Mekanik fren, dişli kutusunun yüksek hız şaftının

üzerindedir. Çelikten yapılmış olup şafta sabitlenmiştir. Hidrolik sistemi bulunmaktadır ve hidrolik yağının eksilmesine dikkat edilmelidir. Fren işlemi, fren bloğu ile disk arasındaki sürtünmeden meydana gelir [56].

Hidrolik sistem, frenler için gerekli yağ basıncını sağlamaktadır. Bu sistemlerde yağ pompası kullanılmaktadır. RT'lerin pervanelerinin bağlı olduğu kısma göbek denir. Göbek boyutları, RT'lerin kurulu gücüne göre değişmektedir.

Rüzgar türbininin ürettiği mekanik enerjiyi minimum kayıpla elektrik enerjisine dönüştürmek için, farklı hız ve çıkış kombinasyonları kullanılmaktadır. Rüzgar türbinlerinde; Doğru Akım Jeneratörü, Senkron Jeneratörü ve Asenkron Jeneratörü olmak üzere üç çeşit jeneratör kullanılmaktadır. Küçük güçlü sistemlerde eskiden çok kullanılan doğru akım (DC) jeneratörü, günümüzde yerini genellikle senkron veya asenkron jeneratörlere bırakmıştır. Bu jeneratörler, çok pahalı olmayan doğrultmaçlar (konverter) yardımı ile kolayca doğru akımı alternatif akıma dönüştürebilen güç elektroniği elemanları ile birlikte çalışmaktadırlar. Senkron ve asenkron jeneratörler daha çok orta ve büyük güçlü sistemlerde yaygın olarak kullanılırlar [56, 78].

Doğru akım jeneratörler; düşük güvenilirlik ve bakım gerektirmesi gibi dezavantajlarına rağmen, hız kontrollerinin kolay olması nedeniyle endüstride yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. DC jeneratörleri, küçük kapasiteli rüzgar türbinlerinde, özellikle elektriğin şebekeden bağımsız olarak kullanıldığı yerlerde tercih edilmektedirler. Senkron jeneratörü, harici bir yükü besleyen üç fazlı sargıların oluşturduğu bir stator ve manyetik alanı oluşturan bir rotordan meydana gelir. Rotorun oluşturduğu manyetik alan ya daimi mıknatıslardan ya da sargılardan akan doğru akımdan üretilir. Bu jeneratörlerin en önemli özelliği; bağlandığı şebeke ile aynı frekansta çalışmasıdır. Bu jeneratörün DC jeneratörüne göre avantajı; veriminin yüksek olması ve daha düşük dönme hızında elektrik üretebilme özelliğidir. Senkron jeneratörler, sabit hızlı sistemler için daha uygundur [56, 78, 79]. Rüzgar türbinlerinde, alternatif akım üretmek için üç fazlı asenkron jeneratör veya indüksiyon jeneratörü olarak isimlendirilen jeneratör kullanılmaktadır. Bu jeneratörlerin tercih edilmelerinin sebebi, emniyetli olmaları ve maliyetlerinin düşük olmasıdır. Asenkron jeneratörleri; şebeke frekansından biraz yüksek frekansta

çalışırlar. Değişken hızlı alternatörlerden sabit frekans ve çıkış gerilimi üretebilmek için evirici (inverter) kullanılır. Eviriciler aynı zamanda akülerde depolanan DC'yi alternatif akıma (AC) çevirmek için kullanılır [56, 78, 79].

RT elektronik kontrol sistemi, RT işletmede iken RT ile ilgili bazı istatik ve bilgileri toplayarak kayıt altına almaktadır. Hidrolik pompalar, valfler, motorlar gibi nasel içerisinde bulunan cihazlardan toplanan veriler bu kontrol sistemi tarafından kaydedilmektedir. Elektronik kontrol sisitemi aynı zamanda RES işleticisine modem aracılığı ile alarm da göndermektedir. RT içerisinde bulunan bilgisayar tarafından kaydedilme işlemi yapılmaktadır. RT'lerin hepsinde, kontrol ve performans izleme amacı için mikroişlemci bulunmaktadır. Elektrik korumaya ek olarak RT'ler diğer bazı sensürler yardımıyla koruma ve kontrol altına alınmıştır [56].

### 3.7.3. Rüzgar türbinlerinin dağıtım şebekelerine bağlanması

Rüzgar enerjisi çok kesintili bir enerji kaynağıdır. Rüzgar konvertörleri, son yıllarda büyük bir gelişme göstermiştir. Bugün kullanılan modern rüzgar türbinlerinde olduğu gibi rüzgar enerjisi elektrik enerjisine çevrilerek şebekeye verilmeden önce çeşitli kademelerden geçmektedir. Rüzgar türbinleri her bir türbin için bir trafo ile şebekeye bağlanmakta ve başında eleman bulunmadan işletilmektedir. Türbinler; personelsiz işletildikleri için, türbini her türlü şebeke olayına ve türbin arızasına karşı koruyan bilgisayarlı bir kontrol sistemi içermekte, çok nadir olarak meydana gelen arızalar da türbini kontrol sistemi tarafından sinyal yollanmakta ve uzaktan müdahale ile veya teknisyen yollanarak arza giderilmektedir [43].

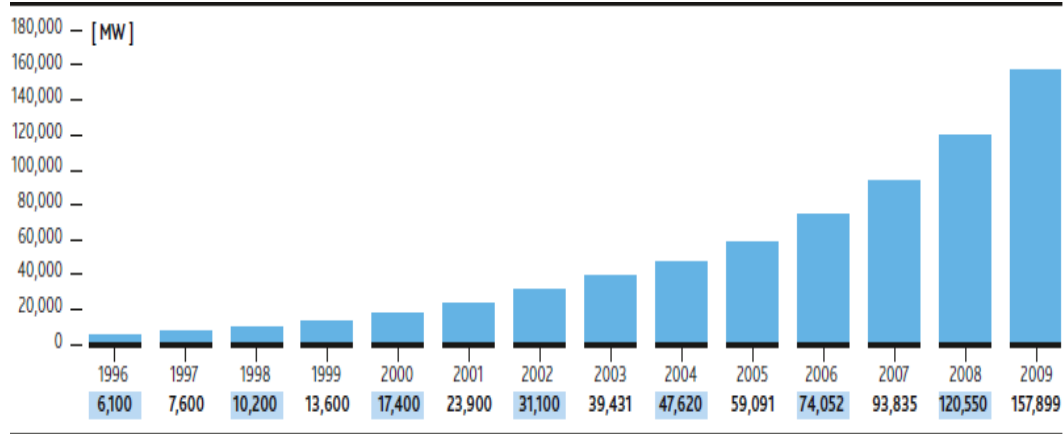
Şebeke bağlantısız rüzgar türbinleri; özellikle kırsal alanlarda ve enterkonnekte şebekeye uzak olan bölgelerde tercih sebebidir. Türbinden elde edilen elektrik enerjisi çeşitli ünitelerden geçerek kullanımına sunulmaktadır. Rüzgarın esmediği durumlarda ise yani RT'nin elektrik enerjisi üretmediği zamanlarda; akü içerisinde depolanmış olan elektrik kullanımına sunulur. Genellikle küçük güçlü RT'lerde bu sistem uygulanmaktadır. Bu tip RT'lerde; üç kanatlı rotor, transmisyon sistemi, DC jeneratör, yöneltici kuyruk ve fren sisteminden oluşmaktadır [43].

Rüzgar türbinleri, şebekeye 33 veya 22,4 kV trafolar aracılığı ile bağlanmaktadır. İşletme için trafo gücü; kayıplarında dikkate alınması ile rüzgar türbin gücünden %15 kadar fazla tercih edilmektedir. Trafo ve hat koruma, şebeke işleticisinin kurallarına uygun olarak, sekonder röle ve sigortalar ile yapılmaktadır. Bu korumada; aşırı akım ve sıcaklık artışı korumaları yapılmaktadır. Sabit hızlı RT'lerde; jeneratör şebekeye doğrudan bağlıdır. Şebeke frekansı, jeneratörün dönme hızını ve dolayısıyla pervanesinin dönme hızını belirlemektedir. RT pervanesinin düşük dönme hızı, jeneratörün dönme hızına dişli kutusu dönüşüm oranı ile çevrilmektedir. Değişken hızlı RT'lerde jeneratörler, şebekeye elektronik evirici sistemi yardımı ile bağlanmaktadır. Eviricinin ana görevi; şebeke frekansı ile jeneratör frekansını eşitlemektir. Modern elektrik şebeke sistemi, gayet kompleks bir yapıdadır. Güç kalitesi, sistem kalitesi, kaliteli elektrik gibi terimler günümüzde sistem işleticileri tarafından sıklıkla kullanılmaktadır. Yerel seviyede RES'ler ile ilgili ana problem gerilim değişimlerinin meydana gelmesidir. Gerilim değişimlerinde statik tolerans  $\pm$  %10 civarındadır. Alternatif akımda; güç sabit kalmak kaydıyla elektrik enerjisinin gerilim ve akım değerlerini ihtiyaca göre değiştirmeyi Step-up trafo'lar (Ünite trafosu) yerine getirir [56].

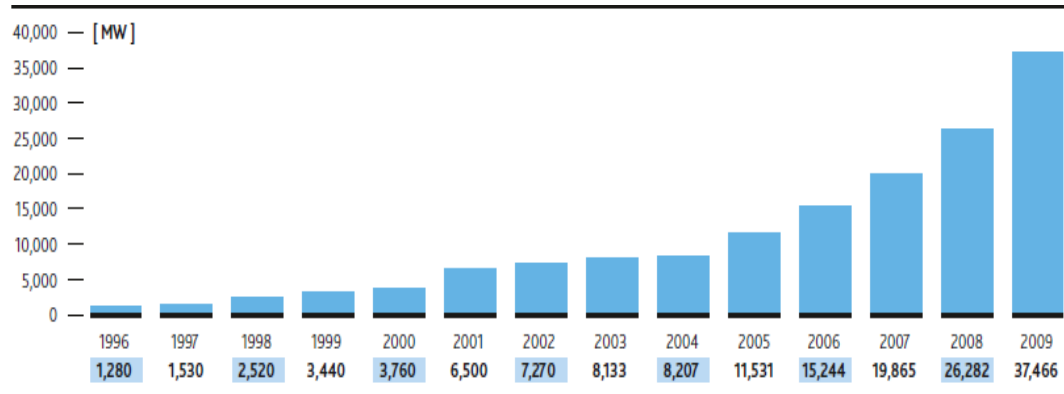
### 3.8. Dünyada Rüzgar Enerjisinin Durumu

Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisi, dünyada teknolojisi ve kullanımı en hızlı yayılan enerji kaynaklarından biri haline gelmiştir. Global olarak 1996-2009 yılları arasındaki yıllık kümülatif rüzgar enerjisi kurulu gücü değişimi Şekil 3.19'da; 1996-2009 arasındaki yıllık global rüzgar enerjisi kurulu güç artışı Şekil 3.20 ile verilmiştir. Şekillerden de görülebileceği gibi 2009 yılı için, 37466 MW'lık kurulu rüzgar türbin gücü eklenerek sektör %31'lik yıllık büyüme gerçekleştirerek toplam kurulu güç 157.899 MW değerine ulaşmıştır. Tüm dünyada rüzgar enerjisi kurulu gücünün büyümesi; 2008 yılı için %28, 2007 yılı için %27 ve 2006 yılı için ise %26 olarak gerçekleşmiştir. Bu istatistiki değerler; rüzgar enerjisinin kullanımının, dünyada en hızlı yayılan enerji kaynağı olduğunu göstermektedir.





Şekil 3.19. Yıllık global kümülatif rüzgar enerjisi kurulu gücü artışı (1996-2009) [1]

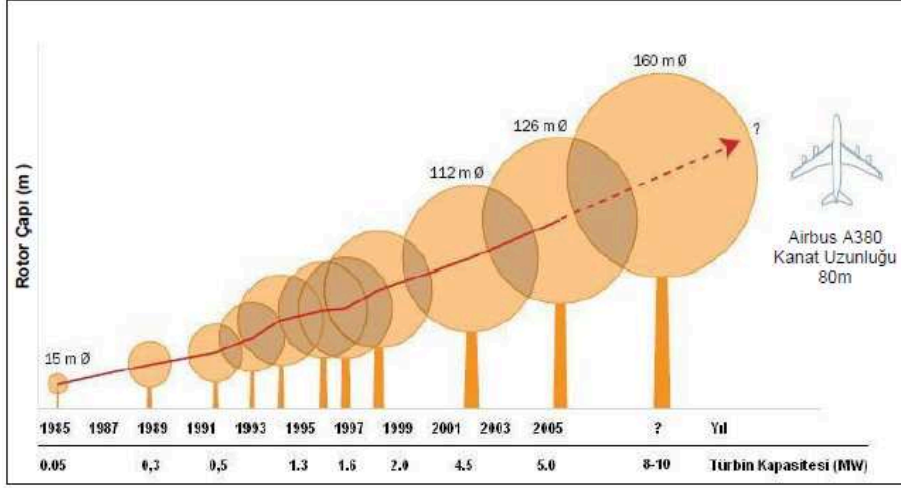


Şekil 3.20. Yıllık global rüzgar enerjisi kurulu gücü artışı (1996-2009) [1]

Dünyada rüzgar türbin teknolojisi de son 20 yılda 100 kat büyüyerek 5 MW kapasitesine ulaşması, dünyanın enerji geleceği açısından rüzgarın önemli bir potansiyele sahip olduğunu göstermektedir. Günümüzde 120 m'nin üzerinde rotor çapı, 160 m hub yüksekliği 5 MW nominal güç kapasitesine sahip türbinler kullanıma sunulmuştur (Şekil 3.21) [43, 56].

Tablo 3.8'de 2008 ve 2009 yılı sonu itibariyle dünyada ülkeler bakımından rüzgar enerjisi kurulu güç kapasite değerleri verilmiştir. 2009 yılı sonu bakımından toplam dünya rüzgar enerjisi kurulu güç kapasitesi %31'lik bir artış ile 157899 MW değerine ulaşmıştır. Rüzgar enerjisi kurulu güç kapasitesi bakımından Avrupa kıtası lider durumdadır. 2009 yılı sonu itibariyle ABD; 35159 MW'lık toplam kurulu güç

kapasitesi ile ilk sırada gelen ülkedir. Bu ülkeyi ırasıyla; 25777 MW kapasite ile Almanya ve 25104 MW kapasite ile Çin izlemektedir.

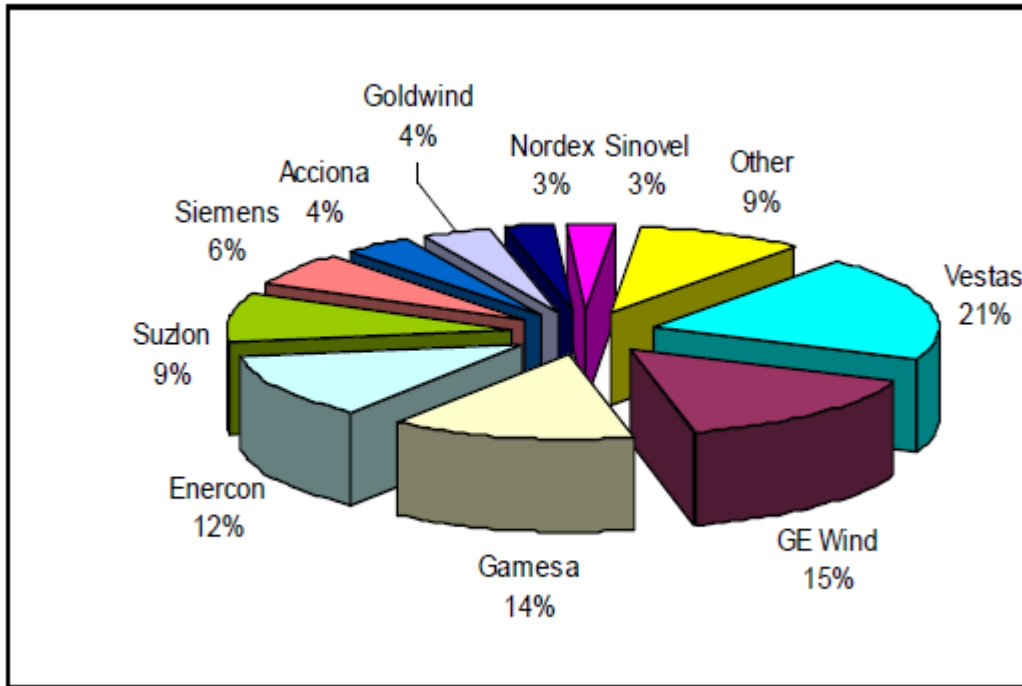


Şekil 3.21. Rüzgar türbin teknolojisi gelişimi [43]

Tablo 3.8. Dünya ve ülkeler bakımından rüzgar enerjisi kurulu gücü [1]

Ülkeler	2008 sonu (MW)	Toplam 2009 sonu (MW)
ABD	25237	35159
Almanya	23903	25777
Çin	12104	25104
İspanya	16689	19149
Hindistan	9655	10926
İtalya	3736	4850
Fransa	3404	4492
İngiltere	2974	4051
Portekiz	2862	3535
Danimarka	3163	3465
Kanada	2369	3319
Hollanda	2225	2229
Japonya	1880	2056
Avustralya	1306	1712
İsveç	1048	1560
İrlanda	1027	1260
Yunanistan	985	1087
Avusturya	995	995
<b>Türkiye</b>	<b>458</b>	<b>801</b>
Polonya	544	725
Brezilya	341	606
Belçika	415	<b>563</b>
Yeni Zelanda	325	497
Mısır	365	430
Fas	134	253
<b>Dünya Toplam</b>	<b>120550</b>	<b>157899</b>

Kıtalara göre rüzgar enerjisi kurulu gücü kapasitesi bakımından Avrupa 76152 MW değeri ile (2009 yılı sonu itibariyle) toplam kurulu gücü içerisinde yaklaşık %50'ye yakın bir oranda ilk sırada gelmektedir. Ayrıca rüzgar türbini imalatında da Avrupa kıtası ilk sıradaki yerini korumaktadır. 2007 yılı sonu itibariyle RT imalatçı firmalarından Danimarka'nın Vestas firması %21; ABD'nin GE Wind firması %15; İspanya'nın Gamesa firması %14 ve Almanya'nın Enercon firması %12'lik toplam kurulu güç içerisinde pazar payı bakımından ilk dört sırada gelmektedir (Şekil 3.22). 2002 yılında dünyada satılan RT'lerin %90'dan fazlası Avrupa'dan ihraç edilmiştir. Danimarka ve Almanyalı firmalar, dünya pazarının %80'ini kontrol etmektedir. Avrupa rüzgar enerjisi kullanımındaki bu seviyeyi sürdürür ise, 2010 yılında Kyoto Protokolü ile verdiği taahhüdü yerine getirebilecektir [1, 56].



Şekil 3.22. Dünya rüzgar türbin üreticileri pazar payları (2007) [80]

### 3.9. Türkiye'de Rüzgar Enerjisinin Durumu

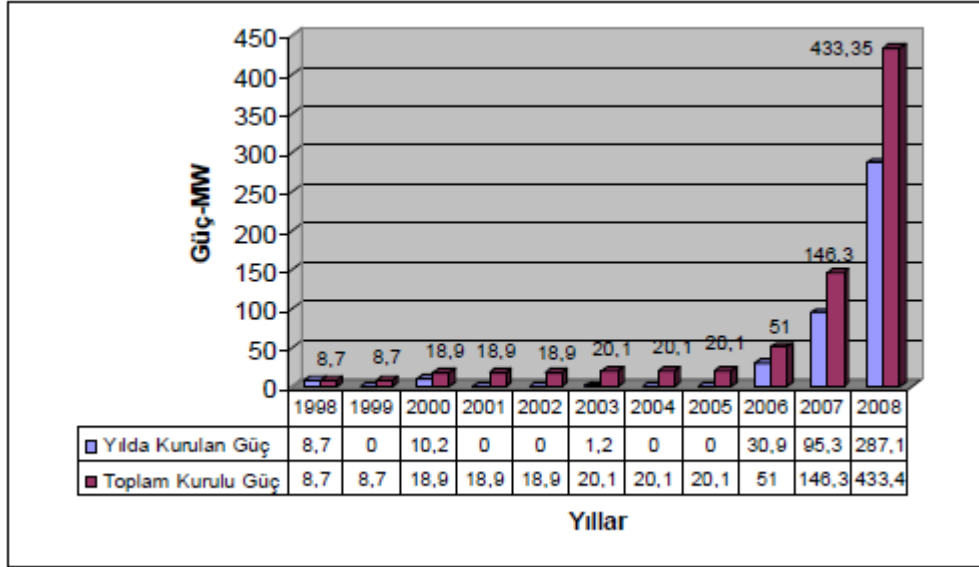
Türkiye'de elektrik sektörünün özelleştirme süreci Mart 2001'de 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile başlamıştır. Bu kanunun amacı; elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevre ile uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına

sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması olarak açıklanmıştır. Kanun kapsamında enerji piyasası düzenleme ve kontrolü için Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu oluşturulmuştur. 18.05.2005 tarih ve 25919 sayılı resmi gazetede yayınlanarak, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanıma İlişkin Kanun, yürürlüğe girmiştir [56].

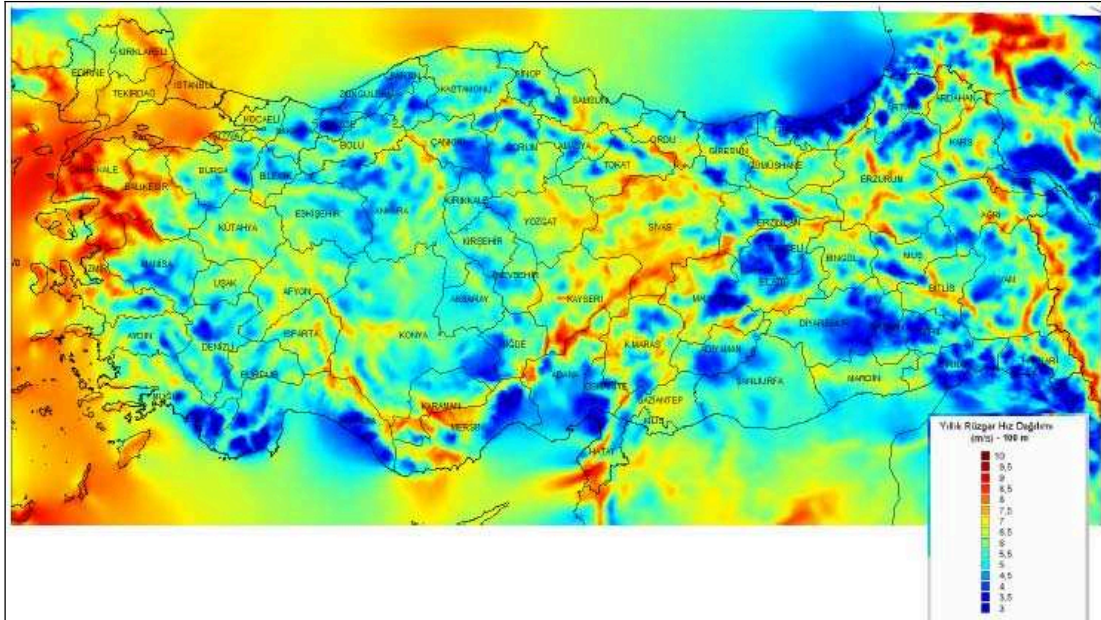
Türkiye’de rüzgar enerjisinden elektrik elde etme amacına yönelik çalışmalar 1990’lı yılların hemen başında başlanmışsa da, daha çok teorik çalışmalar seviyesinde kalmıştır. Bununla beraber esas gelişme 1996 yılından itibaren başlamıştır. Ülkemizde bir çok özel sektör firması konu ile ilgili yatırımlara başlamıştır ve ülkemizin büyükk bir kısmında rüzgar ölçümleri yapılmıştır. Ülkemizde ilk rüzgar elektrik santrali, 1997 yılında devreye girmiştir [3]. Türkiye’de şebekeye bağlı ilk rüzgar elektrik santrali 1998 yılında kurulmuştur. Bu yıldan sonra oldukça yavaş bir şekilde gelişen rüzgar enerjisi, 2005 yılında 5346 sayılı kanunun yürürlüğe girmesinden sonra artmaya başlamıştır. Şekil 3.23’de Türkiye’de rüzgar enerjisi kurulu güç gelişimi verilmiştir [80].

2006 yılında Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE) tarafından geliştirilen Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) ile Türkiye rüzgar enerjisi sektörünün gelişimine katkı sağlayacak bir meteorolojik araç sunulması hedeflenmiştir. REPA, Türkiye coğrafyasının tüm kara ve deniz alanlarını kapsayacak şekilde üç ayrı nümerik hava analiz modelinin uzun yıllara ait gerçekleşmiş meteorolojik parametrelerle geriye doğru çalıştırılması sonucu üretilmiş 200 m x 200 m çözünürlüğe sahip ileri tekniklerle gerçekleştirilmiş bir rüzgar atlasıdır. REPA oluşturulurken Coğrafi Bilgi Sistemi tabanlı rüzgar haritalama tekniği kullanılmıştır. Şekil 3.24’de görüldüğü gibi Türkiye’de 100 m yükseklik için yıllık ortalama rüzgar hızı haritası verilmiştir. 100 m yükselti REPA’da görüleceği gibi; Marmara Denizi çevresinde, Çanakkale Boğazı kesimlerinde, Ege Denizi kıyılarında ve Antakya yakınlarında yıllık ortalama rüzgar hızlarının 8 m/s’lik hız değerinin üzerinde seyrettiği görülmektedir. Bu rüzgar atlasında görülebileceği gibi;

Türkiye'nin en iyi rüzgar kaynağı alanları; kıyı şeritleri, yüksek bayırlar ve dağların tepesinde yada açık alanların yakınında bulunmaktadır [56, 3].



Şekil 3.23. Türkiye rüzgar enerjisi kurulu güç gelişimi [80]



Şekil 3.24. Türkiye'de yıllık ortalama rüzgar hızı haritası (100 m) [81]

Türkiye rüzgar enerjisi potansiyeli Tablo 3.9’da verilmiştir. Türkiye rüzgar enerjisi potansiyeli, belirlenmiş kriterlerin ışığında rüzgar sınıfı iyi ile sıra dışı arasında 47849,44 MW’lık bir potansiyele sahip olduğu belirlenmiştir. Belirtilen rüzgar sınıfını içeren rüzgarlı arazi; Türkiye toplamının %1,30’una denk gelmektedir. Türkiye’de orta ile sıra dışı arası rüzgar sınıfına ait rüzgarlı arazilere bakıldığında ise; 131756,40 MW’lık rüzgar enerjisi potansiyelinin bulunduğu ve toplam rüzgarlı arazilerin ise Türkiye’nin %3,57’si olduğu görülmüştür [3, 8].

Türkiye’de işletmede olan rüzgar elektrik santralleri (RES), Tablo 3.10’da verilmiştir [82]. Tablodan görülebileceği gibi; Türkiye’nin 131756,40 MW’lık rüzgara dayalı elektrik üretim kapasitesinin 1002,35 MW’lık kısmı işletmededir. Yani rüzgar enerjisi potansiyelinin %1’lik kısmı bile henüz kullanılmamaktadır. Bu Türkiye için oldukça büyük bir enerji kaybıdır. Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği (TÜREB) verilerine göre; Türkiye’de inşaatı devam eden ve 2010 yılında devreye girecek rüzgar kurulu güç kapasitesi 492,35 MW ve 2010 yılında inşaatı başlaması muhtemel proje kapasitesi ise 644,45 MW değerindedir [9].

Tablo 3.9. Türkiye rüzgar enerji potansiyeli [8]

Rüzgar Kaynak Derecesi	Rüzgar Sınıfı	50 m’de Rüzgar Gücü (W/m <sup>2</sup> )	50 m’de Rüzgar Hızı (m/s)	Toplam Alan km <sup>2</sup>	Rüzgarlı Arazi Yüzdesi	Toplam Kurulu GüçMW
Orta	3	300 – 400	6.5 – 7.0	16.781,39	2,27	83.906,96
İyi	4	400 – 500	7.0 – 7.5	5.851,87	0,79	29.259,36
Harika	5	500 – 600	7.5– 8.0	2.598,86	0,35	12.994,32
Mükemmel	6	600 – 800	8.0 – 9.0	1.079,98	0,15	5.399,92
Sıradışı	7	> 800	> 9.0	39,17	0,01	195,84
<b>Toplam</b>				<b>26.351,28</b>	<b>3,57</b>	<b>131.756,40</b>

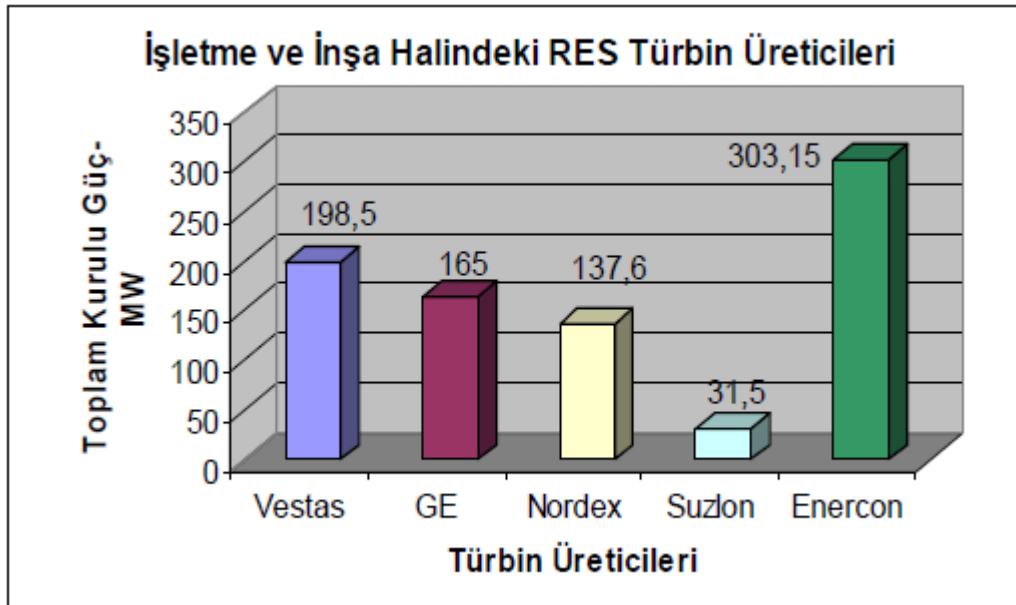
Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) verilerine göre, rüzgar enerji konusunda Türkiye’nin en potansiyelli ili 5531 MW’lık kurulu güç kapasitesi ile Balıkesir’dir. Bu ili 5205 MW ile Çanakkale ile 4742 MW’lık potansiyel ile İzmir gelmektedir. Ağırlık Marmara ile Ege kıyılarında olsa bile Türkiye’nin pek çok ili rüzgardan elektrik üretimi kapasitesine sahiptir [83].

Tablo 3.10. Türkiye’de işletmede olan rüzgar elektrik santralleri [82]

<b>İşletmedeki Lisanslı Rüzgar Santralleri</b>		
<b>Mevkii</b>	<b>Şirket</b>	<b>Kurulu Güç (MW)</b>
İzmir-Çeşme	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	1,50
Çanakkale-İntepe	Anemon Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	30,40
Manisa-Akhisar	Deniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	10,80
Çanakkale-Gelibolu	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	14,90
Manisa-Sayalar	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	34,20
İstanbul-Çatalca	Ertürk Elektrik Üretim A.Ş.	60,00
İzmir-İliç	İnnores Elektrik Üretim A.Ş.	42,50
İstanbul-Gaziosmanpaşa	Lodos Elektrik Üretim A.Ş.	24,00
İzmir-Çeşme	Mare Manastır Rüzgar Enerjisi Santralı San. ve Tic. A.Ş.	39,20
İstanbul-Hadımköy	Sunjüt Sun’i Jüt San. ve Tic. A.Ş.	1,20
İstanbul-Silivri	Teperes Elektrik Üretim A.Ş.	0,85
Balıkesir-Bandırma	Yapısan Elektrik Üretim A.Ş.	30,00
Balıkesir-Şamlı	Baki Elektrik Üretim Ltd. Şti.	90,00
Muğla-Datça	Dares Datça Rüzgar Enerji Santralı Sanayi ve Ticaret A.Ş.	29,60
Hatay-Samandağ	Deniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	30,00
Aydın-Didim	Ayen Enerji A.Ş.	31,50
Çanakkale-Ezine	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	20,80
Balıkesir-Susurluk	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	20,70
Osmaniye-Bahçe	Rotor Elektrik Üretim A.Ş.	112,50
İzmir-Bergama	Ütopya Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş.	15,00
İzmir-Çeşme	Mazi-3 Rüzgar Enerjisi Santrali Elektrik Üretim A.Ş.	22,50
Balıkesir-Bandırma	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	15,00
Balıkesir-Bandırma	Borasco Enerji ve Kimya Sanayi ve Ticaret A.Ş.	45,00
Manisa-Soma	Soma Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	49,50
Hatay-Belen	Belen Elektrik Üretim A.Ş.	30,00
Tekirdağ-Şarköy	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	28,80
İzmir-Urla	Kores Kocadağ Rüzgar Enerji Santralı Üretim A.Ş.	15,00
Balıkesir-Bandırma	As Makinsan Temiz Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	24,00
Mersin-Mut	Akdeniz Elektrik Üretim A.Ş.	33,00
Edirne-Enez	Boreas Enerji Üretim Sistemleri A.Ş.	15,00
İzmir-Bergama, İliç	Bergama RES Enerji Üretim A.Ş.	52,50
Hatay-Belen	Bakras Enerji Elektrik Üretim ve Tic. A.Ş.	15,00
<b>KAPASİTE TOPLAMI</b>		<b>984,95</b>
<b>İşletmedeki Yap-İşlet-Devret Rüzgar Santralleri</b>		
<b>Mevkii</b>	<b>Şirket</b>	<b>Kurulu Güç (MW)</b>
İzmir-Çeşme	Ares Alaçatı Rüzgar Enerjisi Sant. San. ve Tic. A.Ş.	7,20
Çanakkale-Bozcaada	Bores Bozcaada Rüzgar Enj. Sant. San. ve Tic. A.Ş.	10,20
<b>KAPASİTE TOPLAMI</b>		<b>17,40</b>
<b>İŞLETMEDEKİ TOPLAM KAPASİTE</b>		<b>1002,35</b>

Türkiye; Avrupa’da rüzgar enerjisi potansiyeli bakımından en zengin ülkelerden biridir. Üç tarafı denizler ile çevrili olan ve yaklaşık 3500 km kıyı şeridi olan Türkiye’de özellikle Marmara ile Ege kıyı şeritleri; sürekli ve düzenli rüzgar almaktadır. Bu nedenle bu potansiyelin kullanılması çok önem taşımaktadır. Günümüzde enerji ihtiyacının arttığı, temiz enerji kaynaklarının önem kazandığı bir zamanda, rüzgar enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesi önemli bir hale gelmiştir [3].

Türkiye’de işletmede ve inşa halindeki rüzgar elektrik santrallerine (RES), türbin üreticileri açısından bakıldığında; en büyük pazar payının Enercon türbinlerine ait olduğu görülmektedir. Bu üretici firmayı Vestas firması izlemektedir (Şekil 3.25).



Şekil 3.25. Türkiye’de işletme ve inşa halindeki RES’lerin türbin üreticilerine göre dağılımı [80]

### 3.10. Sakarya İlinin Genel Durumu

Sakarya, milat öncesi uygarlıklar döneminden Osmanlı Devleti’ne, Osmanlı’dan Cumhuriyet’e uzanan tarih çizgisinde, Anadolu’ya renk veren kültürlerin birleştiği, 19. yüzyılda başlayan göçlerle, Kafkaslardan ve Balkanlardan gelen toplulukların



oluşturduğu ve bu kültürlerin barış içinde yaşadığı bir ildir. Sakarya adını Sakarya Irmağından almaktadır [84].

Sakarya, Cumhuriyetin ilk yıllarında kamu yatırımları ile başlayan sanayileşme sürecini, özel sektör yatırımları ve Organize Sanayi Bölgeleri devam ettiren bir ildir. Sakarya son yıllarda kurulan büyük ölçekli sanayi kuruluşları ile ülke sanayinin gözde yatırım bölgelerinden birisi olma özelliğini kazanmıştır. Sakarya, tarım temelli ekonomiden sanayi temelli ekonomiye hızlı ve sağlıklı geçişin modeli konumundadır [84].

Marmara Bölgesi'nin kuzeydoğusunda yer alan Sakarya ilinde yüzey şekilleri fazla karmaşık değildir. Kocaeli'nin doğusunda, güneyden kuzeye doğru uzanarak Karadeniz'e açılan il alanı; deniz seviyesinden 31 m. yüksekliktedir. Marmara Bölgesi'nin iklim özelliklerini taşır. Sakarya ili; 29°, 57' -30°, 53' Doğu Meridyenleri, 40°, 17' -41°, 13' Kuzey paralelleri arasında yer alır. Sakarya ili, adı ile anılan ovanın güneybatı kenarında kurulmuş olup, tarihi İstanbul Anadolu Yolu'nun Sakarya Irmağı'nı aştığı noktada bir köprübaşı ve kavşak noktası konumuna sahiptir. İl alanı yönetsel açıdan doğudan Düzce ili ve Bolu Dağı, Güneyden Bilecik'in; Gölpazarı ve Osmaneli, batıdan Kocaeli'nin; Kandıra, Merkez ve Gölcük ilçeleri, kuzeyden ise Karadeniz ile çevrilidir. Sakarya ilinin merkezi olan Adapazarı, Akova adı ile anılan düzlükte Sakarya havzasının aşağı kısmındadır. Doğudan Çamdağı, güney ve güneydoğudan Samanlı Dağları, kuzeyden Karadeniz ile sınırlanan Sakarya ilinin batıdan belirgin bir doğal sınırı bulunmamaktadır. Sakarya Vadisi'nin Kocaeli Platosu ve İzmit Körfezi'nin doğusundan geçen çöküntü alanı, ilin bu bölümüne girer[ 84].

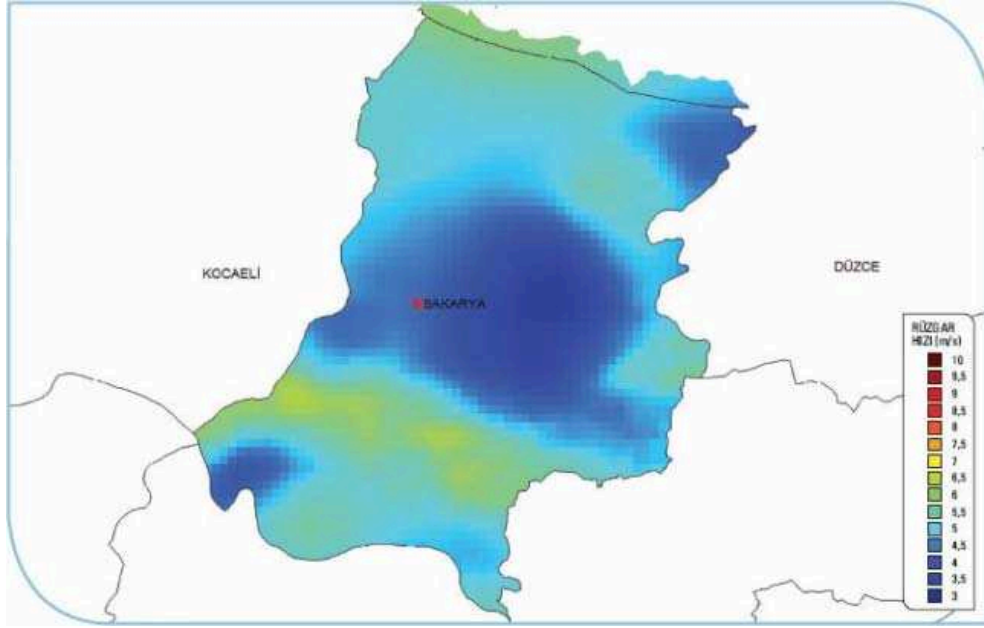
Sakarya ili, iklim özellikleri açısından Marmara ve Karadeniz Bölgesi iklim özelliklerini taşımaktadır. İl, yağışlı ve rutubetli bir havaya ve ılıman bir iklime sahiptir. Kışlar bol yağışlı ve ılık, yazlar ise sıcaktır. Rüzgârlar genel olarak kuzeydoğudan Poyraz, kuzeybatıdan da Karayel olarak eser. Zaman zaman güneyden esen Lodos, özellikle Adapazarı Ovasında sıcaklığın artmasına yol açmaktadır. Meteorolojik gözlemlere bakıldığında il, bol yağış alan ve nem oranı yüksek bir yapıya sahiptir. Yıllık yağış ortalaması 1016 mm, sıcaklık ortalaması 14,4°C ve nispi

nem %73,9'dur. Tablo 3.11'de Sakarya ilinin uzun yıllara göre 31 m rakımlı Adapazarı meteoroloji istasyonunda 10 m yükseklikte ölçülen rüzgar verileri verilmiştir [84, 85].

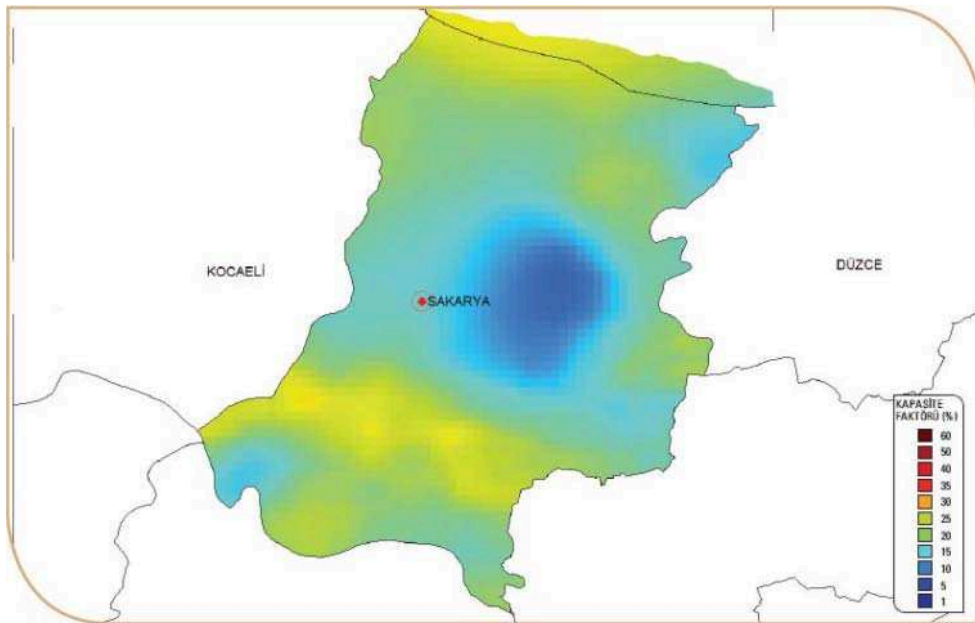
Tablo 3.11. Sakarya ili ortalama rüzgar hızları (m/s) [85]

Enlem	40.47	
Boylam	30.25	
Yükseklik	31 m	
Aylar	1975-2004	2006-2009
Ocak	2	1,5
Şubat	1,8	1,9
Mart	1,6	1,4
Nisan	1,5	1,5
Mayıs	1,5	1,5
Haziran	1,4	1,6
Temmuz	1,5	1,9
Ağustos	1,4	1,5
Eylül	1,2	1,2
Ekim	1,1	1
Kasım	1,4	1,2
Aralık	1,9	1,3
Ortalama	1,5	1,5

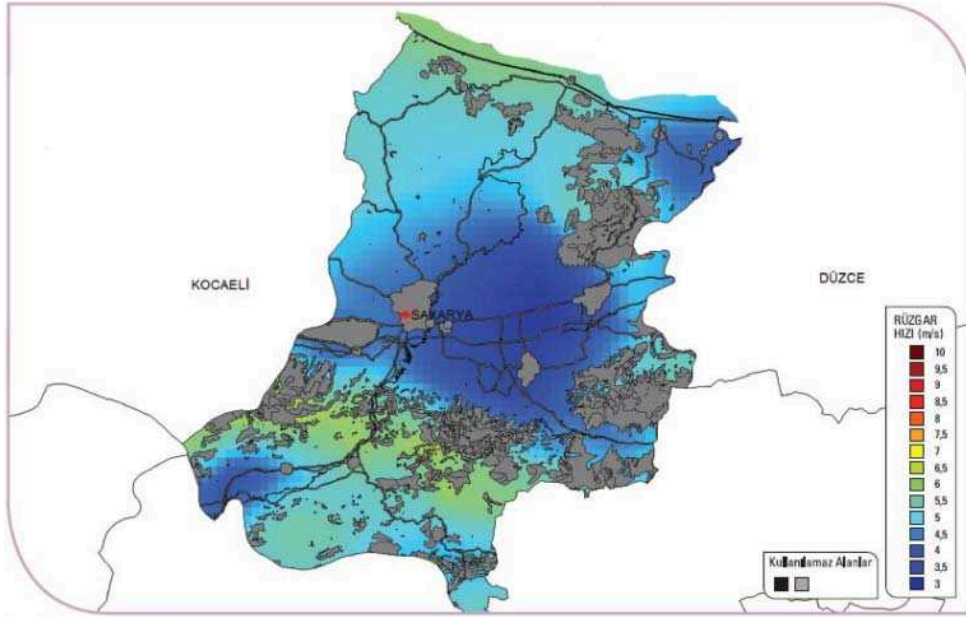
Türkiye Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE) tarafından hazırlanan rüzgar enerjisi potansiyel atlasında (REPA), Sakarya ili için yapılan çalışmalarda, 50 m yükseklikte Sakarya ili için; rüzgar hız dağılımı (Şekil 3.26), kapasite faktörü dağılımı (Şekil 3.27), rüzgar elektrik santrali (RES) kurulabilecek alanlar (Şekil 3.28) ile enerji nakil hatları ve trafo merkezlerinin haritalama işlemleri oluşturulmuştur. Ayrıca yine aynı kuruluş tarafından Sakarya ili için kurulabilecek RES güç kapasitesi belirlenmiştir (Tablo 3.12). Tahminsel olarak belirlenen bu değerlere göre; Sakarya ilinin rüzgar enerjisi bakımından iyi sayılabilecek bir potansiyelde olmadığı görülmektedir.



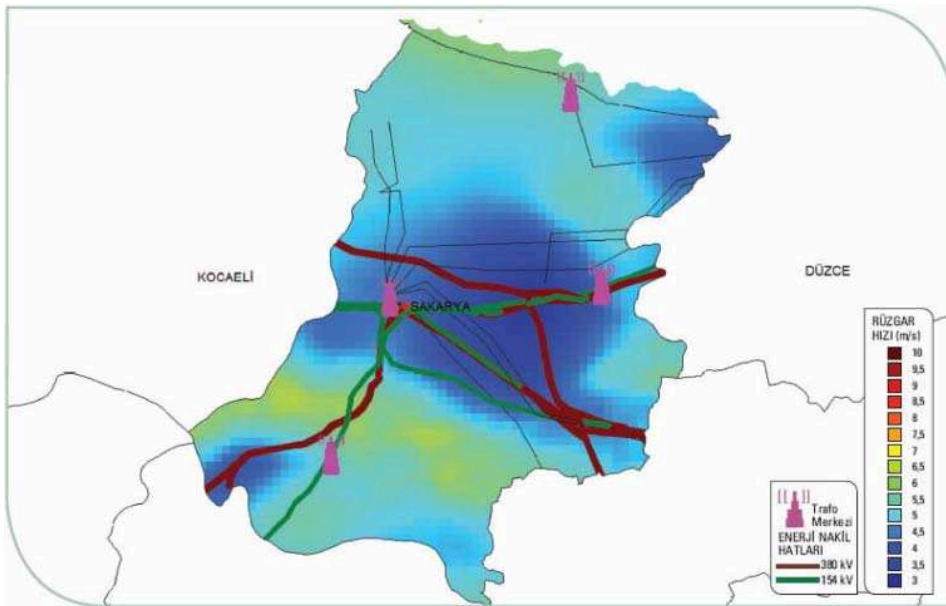
Şekil 3.26. Sakarya ili rüzgar hız dağılımı (Yükseklik: 50 m.) [81]



Şekil 3.27. Sakarya ili kapasite faktörü dağılımı (Yükseklik: 50 m.) [81]



Şekil 3.28. Sakarya ili RES kurulabilecek alanlar [81]



Şekil 3.29. Sakarya ili enerji nakil hatları ve trafo merkezleri [81]

Tablo 3.12. Sakarya iline kurulabilecek RES güç kapasitesi [81]

50 m'de Rüzgar Gücü (W/m <sup>2</sup> )	50 m'de Rüzgar Hızı (m/s)	Toplam Alan (km <sup>2</sup> )	Toplam Kurulu Güç (MW)
300 - 400	6.8 - 7.5	0,40	2,00
400 - 500	7.5 - 8.1	0,00	0,00
500 - 600	8.1 - 8.6	0,00	0,00
600 - 800	8.6 - 9.5	0,00	0,00
> 800	> 9.5	0,00	0,00
		<b>0,40</b>	<b>2,00</b>

### 3.11. Rüzgar Hızı İstatistiği

Bir istatistik seri veya tipik bir yerde gözlemlenen rüzgar hızı değişimleri grafiksel olarak ifade edilebilir. İstatistiki olarak bu eğri, bir olasılık yoğunluğunu gösterir. Bu eğrinin altında kalan alan daima tam olarak 1'dir. Çünkü; rüzgar hızının sıfır dahil diğer hızlarda esme olasılıkları %100 olmaktadır [76]. Bir istatistik serisinde; serinin tam ortasına düşen ve dolayısıyla seriyi iki eşit kısma bölen gözlem değerine dağılımın medyan değeri denir. Bir rüzgar istatistik eğrisinde; eğrinin meydana getirdiği alanı yarıya bölen dikey çizgiye karşılık gelen hız değeri, rüzgar dağılımının medyanı diye adlandırılır. Bu demektir ki; zamanın yarısında esmeler medyan değerinden daha az hızda iken, diğer yarısında ise daha fazla hızda olacaktır. Bir rüzgar dağılımı serisinde; en çok tekrarlanan hız değerine, dağılımın mod değeri denir.

Rüzgar istatistiği; rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenebilmesi için kullanılan istatistik bilgilerdir. Rüzgar verilerinin en önemli özelliklerinden biri ortalama hız değeridir. Ortalama hız; gerçekte ölçtüğümüz veya gözlemlediğimiz rüzgar hızı değerlerinin ortalamasıdır ve  $v_m$  sembolü ile ifade edilir. Bir rüzgar verisinde ortalama hız;

$$v_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \quad (3.10)$$

eşitliği ile ifade edilir. Burada  $v_i$ ; gözlemlenen rüzgar hızı,  $n$ ; toplam rüzgar verisi sayısını ifade etmektedir. Çoğu zaman rüzgar hızı ölçümlerinde, her bir hız değerinin

gözlem sayısı birden fazla olabilmektedir. Her bir hız değerinin veya hız aralığı frekansının olasılığı  $p(v_i)$ ;

$$p(v_i) = \frac{m_i}{n} \quad (3.11)$$

eşitliğinden hesaplanabilir [69]. Burada  $m_i$ , her bir hız veya frekans değerinin gözlem sayısını ifade etmektedir. Bu nedenle bir rüzgar verisinde ortalama hız; gerçekte her hız aralığı frekansının, bu aralığın gözlem sayısı ile çarpıp hepsini toplayıp toplam gözlem sayısına bilerseniz ortalama hız değerini elde ederiz [69]. Bu nedenle eşitlik 3.10'de verilen ortalama hız bağıntısı;

$$v_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^w m_i v_i \quad (3.12)$$

bağıntısından hesaplanabilir [69]. Burada  $w$ , farklı gözlemlenen rüzgar hızı sayısını göstermektedir.

Bir rüzgar veri setinin değişkenliği de önemlidir. Bu nedenle standart sapma ve varyans parametreleri bilinmelidir. Bir seriyi meydana getiren rüzgar hızı gözlem değerlerinin, ortalama rüzgar hızı değerinden farklarının kareleri ortalaması standart sapma olarak ifade edilir. Varyans ise ; standart sapmanın karesine eşittir. Standart sapma önemli bir kavram olup, rüzgar hızlarındaki dalgalanmaları tanımlamak için kullanılır. Türbülans yoğunluğunun belirlenmesi için de standart sapmanın bilinmesi gerekir. Rüzgar hız verilerinin standart sapması 0 ile 3 m/s, rüzgar yön verilerinin standart sapması ise 3° ile 75° arasında olmalıdır. Herhangi bir alandaki standart sapmanın küçük olması demek, o alandaki rüzgar rejiminin düzenli olması anlamına gelmektedir [57, 58, 86]. Bir rüzgar serisinin standart sapması  $\sigma$ ,

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (v_i - v_m)^2} \quad (3.13)$$

eşitliği ile ifade edilmektedir. Bu son eşitlik; Eşitlik 3.12 dikkate alınarak yeniden düzenlenirse;

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \left[ \sum_{i=1}^w m_i v_i^2 - \frac{1}{n} \left( \sum_{i=1}^w m_i v_i \right)^2 \right]} \quad (3.14)$$

eşitliği elde edilir [69]. Eşitliklerde paydanın  $n-1$  olmasının nedeni;  $n-1$  büyüklüğü serbestlik derecesi olarak adlandırılmasıdır. Bu nedenle, farkların kareleri toplamı ile

standart sapmanın n-1 serbestlik derecesine dayandığı söylenebilir. Bu terim, fark kareleri toplamının sıfır olması gerçeğinden türemektedir. Dolayısıyla,  $v_m$  biliniyorsa ve n-1 adet değer belliyse, kalan değer de belirlidir. Bu nedenle, değerlerin sadece n-1'i serbestçe belirlenir denir. n-1 ile bölmenin diğer bir haklı yanı, tek bir veri noktasının yayılması gibi bir şey olamayacağı gerçeğidir. n=0 için eşitlikler sonsuz gibi anlamsız bir sonuç verir [87].

Bir rüzgar serisinde; her bir rüzgar hızının esme olasılıklarının toplamı her zaman 1'e eşittir. Bu;

$$\sum_{i=1}^w p(v_i) = 1 \quad (3.15)$$

biçiminde ifade edilir. Ayrıca rüzgar serisinde  $v_i$  hızın eklemeli (kümülatif) dağılım fonksiyonu  $F(v_i)$ ,

$$F(v_i) = \sum_{j=1}^i p(v_j) \quad (3.16)$$

eşitliği ile ifade edilir [50]. Rüzgar hızı frekans eğrisini matematiksel bir fonksiyon olarak yazılabilir. Bu durumda,  $f(v)$  olasılık yoğunluk fonksiyonunu göstermesi halinde, aşağıdaki eşitlik yazılabilir [69].

$$\int_0^{\infty} f(v) dv = 1 \quad (3.17)$$

Benzer biçimde; eklemeli dağılım fonksiyonunu, ortalama rüzgar hızını ve standart sapmayı; yoğunluk fonksiyonu türünden sırasıyla aşağıdaki eşitlikler ile ifade edilebilir [14, 17, 26, 69].

$$F(v) = \int_0^v f(v) dv \quad (3.18)$$

$$v_m = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (3.19)$$

$$\sigma = \sqrt{\int_0^{\infty} (v - v_m)^2 f(v) dv} \quad (3.20)$$

## **BÖLÜM 4. MATERYAL VE YÖNTEM**

### **4.1. Giriş**

Bir yörenin ekonomik amaçlı rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenebilmesi için; rüzgar ölçüm verilerine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu nedenle, rüzgar enerjisi potansiyeli açısından önemli görülen ve rüzgar santralı kurulması düşünülen bölgelerde, rüzgar ölçüm istasyonunun kurulması gerekmektedir. Bir bölgenin rüzgar enerjisi potansiyeli; bu istasyonlardan elde edilen rüzgar verileri kullanılarak hesaplanmaktadır. Enerji üretim amaçlı yapılan rüzgar potansiyeli ölçümleri çok hassas ve dikkat gerektirmektedir. Rüzgar enerjisi, rüzgar hızının küpü ve havanın yoğunluğu ile doğru orantılı olarak artmaktadır. Bu nedenle rüzgar hızı ölçümlerinde çok ufak görülen bir hata bile yatırımın ekonomikliğini ve planlamasını çok olumsuz etkilemektedir.

Rüzgar türbin tipi ve araziye konuşlandırılacağı yer seçiminin yapılması için bölgenin rüzgar enerjisi potansiyelinin hesaplanması gerekir. Bir bölgenin rüzgar enerjisi potansiyelinin yapılabilmesi için; rüzgar hız ve yön değerlerinin en az bir yıl boyunca sürekli olarak ölçülmesi gerekir. Bu amaçla muhtemel rüzgar potansiyeli olabilecek alanların en uygun bir yerinde rüzgar ölçüm istasyonunun kurulması gerekir. Rüzgar ölçüm istasyonundan elde edilen rüzgar verilerinin istatistiksel analizi yapılarak; bölgenin yıllık ve aylık ortalama rüzgar hızı, hakim rüzgar yönü, yıllık ortalama rüzgar güç yoğunluğu gibi büyüklüklerin belirlenmesi ile bölgede yapılabilecek rüzgar türbin projelendirmeleri için önemli bir bilimsel alt yapı oluşturulmuş olacaktır [67].

Rüzgar ölçüm istasyonları; bir ölçüm direği üzerine yerleştirilmiş ölçüm sensörlerinden oluşur. Ölçme yüksekliği rüzgar enerji potansiyeli ölçümleri için en az 30 m veya kurulmak istenen türbinin göbek eksen yüksekliğinde olması gerekir.



Ayrıca ölçüm yapılacak arazinin topografik koşullarına göre ölçüm yüksekliği değişmektedir. Rüzgar ölçümlerinde kullanılan en önemli sensörler, anemometre ve yön sensörleridir. Kaliteli ve iyi kalibre edilmiş sensörler rüzgar enerjisi ölçümlerinde kullanılması bir gerekliliktir. Rüzgar ölçüm istasyonlarının kurulacağı yerlerin belirlenmesi çok öneme sahiptir. Seçim yapılacak yer, topoğrafik açıdan son derece uygun olmakla birlikte, bu alanda, engel yüksekliğinin 10 katı mesafeden daha yakında başka yüksek engeller bulunmamalıdır [56, 67].

#### **4.2. Sakarya-Esentepe Rüzgar Ölçüm İstasyonu**

Sakarya ili, Esentepe bölgesinde; enerji amaçlı rüzgar potansiyelinin belirlenebilmesi için, rüzgar ölçüm istasyonu kurulması amacıyla en uygun yer seçimi çalışmaları yapılmıştır. Yapılan çalışmalar sonucunda rüzgar ölçüm istasyonu için; Sakarya – Esentepe bölgesi 274213 E, 4516046 N (UTM koordinat sistemine göre) koordinatlarında, deniz seviyesinden 340 m yükseklikte olan Tahtalı Tepe mevki, uygun yer olarak seçilmiştir. Koordinat belirleme; Adapazarı Orman Bölge Müdürlüğü uzman teknik bir eleman tarafından arazi üzerinde GPS (koordinat belirleme cihazı) cihazı ile belirlenmiştir. Belirtilen yerde Temmuz 2006 tarihinde rüzgar ölçüm istasyonu kurularak ölçümlere başlanılmıştır. Ölçüm istasyonu çevresinde, yapılan ölçümleri olumsuz olarak etkileyecek herhangi bir engel bulunmamaktadır. Şekil 4.1 ve Şekil 4.2’de rüzgar ölçüm istasyonunun bulunduğu; Tahtalık Tepe bölgesi verilmiştir. Şekil 4.3’de; Sakarya-Esentepe rüzgar ölçüm istasyonu kuruluş çalışmaları verilmiştir. Şekil 4.4’te ise Sakarya-Esentepe rüzgar ölçüm istasyonunun montajının tamamlanmış hali görülmektedir.

Rüzgar ölçüm istasyonu kurulumu, istasyonda ölçüm için kullanılan sensörler ve bunların ölçüm direğine yerleştirilmesinde; uluslararası standartlara uyularak yapılmıştır. Ayrıca kullanılan sensörler, kaliteli ve kalibrasyon sertifikasına sahip olanlardan seçilmiştir. Sakarya rüzgar ölçüm istasyonunda; Amerikan NRG Systems firmasına ait sensörler kullanılmıştır. Rüzgar hızı ölçümlerinde NRG Systems firmasının üretmiş olduğu NRG maximum #40 kupalı anemometre sensörü kullanılmıştır. Kullanılan anemometrenin teknik özellikleri; Tablo 4.1’de, kalibrasyon raporu ise tezin Ek A kısmında verilmiştir. Rüzgar ölçüm istasyonunda

çevre sıcaklığı ölçümlerinde; NRG Systems firmasının NRG #110S sıcaklık sensörü kullanılmıştır. Kullanılan sıcaklık sensörünün teknik özellikleri; Tablo 4.2’de verilmiştir. Rüzgar yön değerlerinin ölçümlerinde ise yine aynı firmanın NRG #200P yön sensörü kullanılmıştır. Kullanılan yön sensörünün teknik özellikleri; Tablo 4.3’de verilmiştir. Yine verilerin kaydedilmesi için aynı firmanın NRG Symphonie Data Logger cihazı kullanılmıştır.

Ölçüm istasyonunda; 30 m’lik yükseklikte rüzgar hızı ve yönü, 10 m’lik yükseklikte rüzgar hızı ve 3 m’lik yükseklikte ise çevre sıcaklığı değerleri sürekli ve düzenli olarak ölçülüp kaydedilmektedir. Ölçüm sistemi olarak; rüzgar hızı, yönü ve çevre sıcaklığı değerleri; anemometre, yön ve sıcaklık sensörleri tarafından her 10 saniyede bir okunarak sonuçlar 10 dakikalık ortalamalar olarak data logger’a iletilip burada hafıza kartlarında kaydedilmektedir. Kaydedilen rüzgar verileri; NRG Systems firmasının oluşturduğu, Symphonie Data Retriever yazılımı kullanılarak, bilgisayar ortamına aktarılıp değerlendirilmektedir.



Şekil 4.1 Rüzgar ölçüm istasyonunun (RÖİ) bulunduğu Tahtalık Tepe bölgesi



Şekil 4.2. Rüzgar ölçüm istasyonunun kurulacağı yerin uydu görüntüleri





Şekil 4.3. Sakarya-Esentepe rüzgar ölçüm istasyonu montaj aşamaları



Şekil 4.4. Sakarya-Esentepe rüzgar ölçüm istasyonunun kurulumunun bitmiş hali

Tablo 4.1. NRG maximum #40 kupalı anemometre teknik özellikleri [88]

Özellik	Açıklama
Sensör ölçüm aralığı	1 m/s'den 96 m/s
Sinyal tipi	AC sinus dalgası, frekans rüzgar hızı ile orantılı
Doğruluk düzeyi	5 m/s - 25 m/s aralığında 0,1 m/s hata payı
Çıkış sinyali aralığı	0 Hz den 125 Hz
Başlama	0,78 m/s
Rotor süpürme çapı	190 mm
Mantaj	13 mm çapında, yan kol üzerinde
İşletme sıcaklık aralığı	-55 °C den 60 °C
İşletme bağıl nem aralığı	0 dan 100% RH
Ağırlık	0,14 kg
Boyutlar	51 mm çapında, 3 kupalı, toplam yükseklik 81 mm

Tablo 4.2. NRG #110S sıcaklık sensörü teknik özellikleri [88]

Özellik	Açıklama
Sensör ölçüm aralığı	-40 °C ile 52.5 °C
Sinyal tipi	Lineer analog gerilim
Doğruluk seviyesi	± 0,33 °C
Ömür	10 yıl
Montaj	13 mm çapında yan kol üzerinde
İşletme bağıl nem aralığı	0 den 100% RH
Ağırlık	0,47 kg
Boyutlar	30,5 mm yükseklik ve 12,7 mm çap

Tablo 4.3. NRG #200P yön sensörü teknik özellikleri [88]

Özellik	Açıklama
Çıkış gerilimi	1V-15V DC
Çıkış sinyal oranı	0 Hz den 125 Hz
Ömür	50 milyon dönme (2-6 yıl)
Rotor çapı	27 cm
Montaj	13 mm çapında yan kol üzerine
İşletme sıcaklık aralığı	-55 °C den 60 °C
İşletme bağıl nem aralığı	0 den 100% RH
Ağırlık	0,14 kg
Boyut	21 cm uzunluk, 12 cm yükseklik

### 4.3. Yöntem

Bir bölgenin rüzgar enerjisinin istatistiksel analizinin yapılarak bölgenin rüzgar enerjisi potansiyelinin hesaplanması; uygun rüzgar türbin tipinin seçimi ve araziye konuşlandırılacağı yerin tespit edilmesi bakımından çok önemlidir. Rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesinde; ham rüzgar verilerinin işlenmesi yoluyla elde edilen istatistiksel veriler kullanılır. Analizde kullanılan istatistiksel metotlar arasında en yaygın kullanılanları; Weibull ve Weibull'un şekil parametresinin 2 olduğu durum olan Rayleigh dağılımıdır. Rayleigh dağılımı, tek parametrelili olduğu için frekans dağılımı hesabı için sadece ortalama hıza ihtiyaç duyması nedeniyle kullanımı daha kolaydır fakat, Weibull dağılımının sahip olduğu hassasiyet derecesine sahip değildir. Bu nedenle, Weibull dağılımı rüzgar enerjisi konusundaki çalışmalarda tercih edilen dağılım metodudur [13, 16, 19, 20, 21, 24, 26, 89, 90, 91]. Rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesi amacı ile yapılan bir çok çalışmada; rüzgar hız verilerinin Weibull dağılımı özelliği gösterdiği belirlenmiştir [12-28]. Ayrıca rüzgar

enerjisi ile ilgili bilgisayar yazılımlarının çoğu Weibull dağılımının kullanımını zorunlu hale getirmiştir.

Bu amaç ile; Sakarya-Esentepe rüzgar ölçüm istasyonunda, Temmuz 2006 ile Temmuz 2007 yılları arasında, 1 yıllık bir zaman periyodunda 30 m ve 10 m yüksekliklerde ölçülen 52560 adet rüzgar veri değerleri kullanılmıştır. Ölçülen rüzgar verilerinden; günlük, aylık, mevsimlik yeni veri setleri oluşturulmuştur. Rüzgar ölçüm istasyonundan elde edilen rüzgar hızı, yönü ve çevre sıcaklığı bilgileri, NRG Systems firmasının Symphonie Data Retriever yazılımı kullanılarak bilgisayar ortamına aktarılarak ilk incelemeler yapılmıştır. Bu yazılım yardımı ile rüzgar ölçüm verileri, istatistiksel analiz için, 10 dakikalık rüzgar hızı, rüzgar yönü ve sıcaklık verilerinin; ortalama, maksimum ve minimum, standart sapma gibi değerleri olarak daha düzenli seriler haline getirilmiştir.

Analiz çalışması; rüzgar verilerinin istatistiksel analizi ve rüzgar elektrik santral (RES) analizi olmak üzere iki ayrı kategoride yapılmıştır. Rüzgar verilerinin istatistiksel analizinde; Weibull dağılımı kullanılmıştır. Weibull dağılımı parametre tahminlemede, En Yüksek Olabilirlik Yöntemi (EYO) ile Grafik Yöntemi (GY) kullanılmıştır. Rüzgar verilerinin analizinde kullanılmak üzere MATLAB 7.0 yazılımında program hazırlanmıştır. Ayrıca rüzgar verilerinin analizinde; WindPRO 2.5, WASP 8.3 ve JMP 4 bilgisayar paket programlar kullanılmıştır. İstatistiksel analiz çalışmasında bazı grafiklerin elde edilmesinde; SigmaPlot 10.0 bilgisayar yazılımından faydalanılmıştır. Bu analizler sonucunda bölgenin; sektörel rüzgar frekansları, rüzgar hız dağılım frekansı, hakim rüzgar yönü, Weibull parametreleri, yıllık, aylık ve saatlik ortalama rüzgar hızları ve ortalama güç yoğunluğu gibi değerler hesaplanarak bulunmuştur.

Rüzgar verilerinin istatistiksel analizi ve Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonu ile parametrelerinin belirlenmesinin ardından rüzgar, mevcut verilere göre bölgede üretilebilecek enerji miktarının belirlenmesi üzerine RES analizi yapılmıştır. RES analizi için; WindPRO 2.5 ve WASP 8.3 yazılımları kullanılmıştır. Bu amaçla; bölgenin 1/25000 ölçekli haritasının dijital formatı (sayısal yükseklik haritası), WindPRO 2.5 ve AutoCAD yazılım programları yardımı ile oluşturulmuştur. Sonraki



aşamada; WindPRO ve WASP yazılımları kullanılarak, dijital harita üzerinde farklı model ve tiplerdeki rüzgar türbinleri (RT) kullanılarak, yıllık enerji üretim miktarları ile kapasite faktörü değerleri tespit edilmiştir.

#### 4.4. Weibull Dağılımı ve Özellikleri

Weibull dağılımı, 1939 yılında İsveçli fizikçi Waloddi Weibull tarafından geliştirilmiştir. Waloddi Weibull bu dağılımı ilk kez malzemenin çekme gerilmesinin dağılımını açıklamak için kullanmıştır [92, 93]. Rüzgar hızının dağılımının belirlenmesinde kullanılan pek çok dağılım vardır. İki parametrelili Weibull ve Weibull'un şekil parametresinin 2 olduğu durum olan Rayleigh dağılımları en yaygın kullanılan dağılımlardır. Rayleigh dağılımı, tek parametrelili olduğu için Weibull'a göre daha az esnek; ancak parametrelerinin hesaplanması daha kolaydır. Weibull dağılımı (WD) bir çok çalışmada rüzgar enerjisi potansiyelinin hesaplanmasında kullanılmıştır. Rüzgar verilerinin genelde bu dağılıma uyduğu bilinmektedir [67, 94, 95].

$x$  rastgele bir değişken olmak üzere, üç parametrelili ( $\zeta$ ,  $c$ ,  $k$ ) WD olasılık yoğunluk fonksiyonu;

$$f(x) = \frac{k}{c} \left( \frac{x - \zeta}{c} \right)^{k-1} \exp \left[ - \left( \frac{x - \zeta}{c} \right)^k \right], \quad x \geq \zeta \quad (4.1)$$

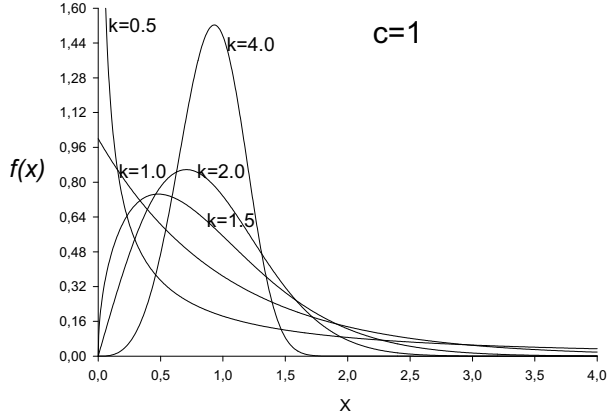
şeklinde [92, 93, 96, 97]. WD eklemeli (kümülatif) olasılık fonksiyonu ise;

$$F(x) = 1 - \exp \left[ - \left( \frac{x - \zeta}{c} \right)^k \right], \quad x \geq \zeta \quad (4.2)$$

eşitliği ile ifade edilir [96, 97]. Yukarıdaki eşitliklerde  $\zeta$  yer,  $c$  ölçek ve  $k$  ise şekil parametresi olarak adlandırılır. Bu eşitliklerde,  $\zeta$  yer parametresi 0 alındığında, dağılım iki parametrelili bir dağılıma dönüşür ve iki parametrelili Weibull dağılımı olarak isimlendirilir.

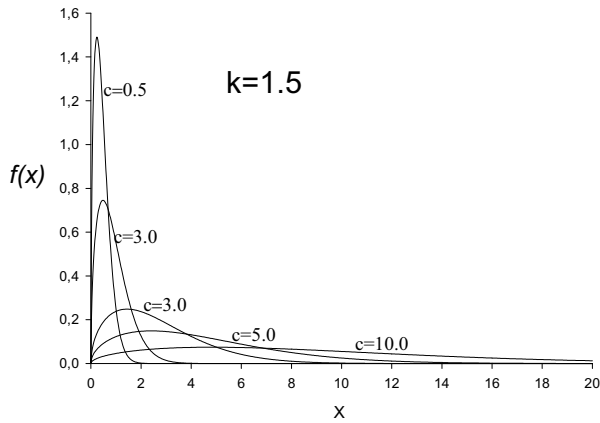
Standart WD'nin yoğunluk fonksiyonunun ( $\zeta=0$  ve  $c=1$ )  $k$  parametresinin farklı değerleri için değişimi Şekil 4.5'de verilmiştir. Şekil parametresi  $k \cong 3.6$  olduğunda dağılımın şekli hemen hemen simetrik, eğrilik katsayısı sıfır ve dağılımın şekli

normal dağılıma yakındır.  $k$ 'nın sifira yakın değerleri için aşırı derecede sağa yatık,  $k > 3.6$  değerleri için sola yatıktır [92].



Şekil 4.5. Farklı  $k$  değerleri için  $f(x)$  değişimi [92]

$c$  ölçek parametresinin WD yoğunluk fonksiyonunun şekli üzerindeki etkisi görülmektedir (Şekil 4.6). Ölçek parametresinin artması fonksiyonun şeklini bir tarafa doğru eğmektedir.

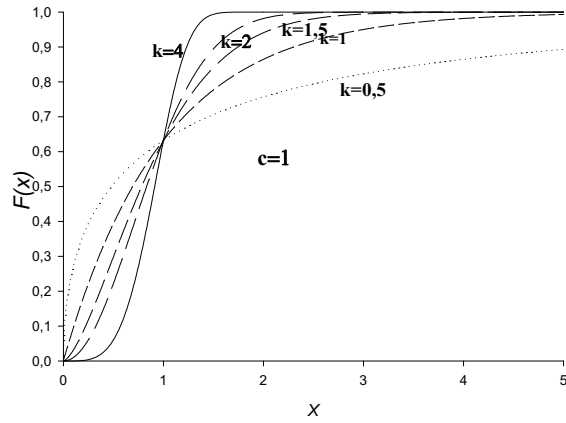


Şekil 4.6. Farklı  $c$  değerleri için  $f(x)$  değişimi [92]

$F(x)$ 'in, farklı  $k$  parametre değerleri için değişimi verilmektedir (Şekil 4.7).  $x = c$  için eklemeli olasılık fonksiyonu,  $F(x)$   $k$  parametresinden bağımsız ve

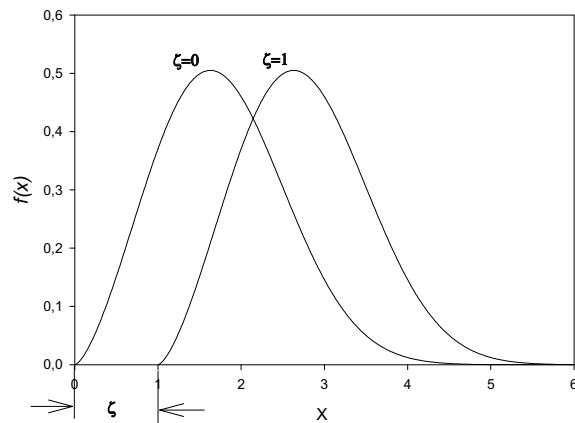
$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k} = 1 - e^{-\left(\frac{c}{c}\right)^k} = 1 - e^{-1} = 0.6321 \quad (4.3)$$

değerine eşit olur. Şekil 4.7’de  $k$  parametresini farklı değerleri için çizilen  $F(x)$  fonksiyonu çizgilerinin tek bir noktada kesiştiği görülür. Bu kesişim noktasındaki  $x$  değeri  $c$  parametre değerine eşit olur.



Şekil 4.7. Farklı  $k$  değerleri için  $F(x)$  değişimi [92]

Benzer şekilde Weibull yer parametresinin  $\zeta = 1$  olması durumunda  $f(x)$  fonksiyonunun değişimi görülmektedir (Şekil 4.8).



Şekil 4.8.  $\zeta=0$  ve  $\zeta=1$  değerleri için  $f(x)$  değişimi [92]

#### 4.5. Rüzgar Hızı Olasılık Yoğunluk Fonksiyonları

Rüzgar hızı ölçüm sonuçlarının olasılık yoğunluk fonksiyonu; Weibull dağılımı olasılık yoğunluk fonksiyonuna uyarlanabilir. Rüzgar verilerinin işlenmesi yoluyla elde edilen Weibull parametreleri kullanılarak herhangi bir rüzgar hızının frekansı konusunda hassas bir tahminde bulunmak mümkün olabilmektedir. WD olasılık yoğunluk fonksiyonu; rüzgarın herhangi bir hızda esme sıklığını gösteren fonksiyondur. WD yoğunluk fonksiyonunun elde edilebilmesi için şekil ve ölçek parametrelerinin bilinmesi gerekir. Weibull şekil parametresi, yoğunluk fonksiyonu eğrisinin biçimi ile ilgili fikir de vermektedir. Bu parametrenin büyümesi ile eğri daha sivrilmekte ve hız değişimi aralığı daralmakta, değerinin azalması ise eğrinin daha fazla hız değerini içerecek şekilde yayılması sonucunu vermektedir.

Rüzgar hızı için, iki parametrelili WD olasılık yoğunluk fonksiyonunun genel ifadesi;

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (4.4)$$

biçimindedir [12, 17, 69]. Burada  $f(v)$ ,  $v$  rüzgar hızındaki WD olasılık yoğunluk fonksiyonunu,  $k$  boyutsuz şekil parametresini ve  $c$  ise ölçek parametresini ifade etmektedir. Weibull eklemeli dağılım fonksiyonu ise; 3.18 ve 4.4 eşitliklerinin ortak çözümünden,

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (4.5)$$

şeklinde ifade edilebilir. Weibull eklemeli dağılım fonksiyonu,  $v$  rüzgar hızının belirli bir değerinden küçük yada eşit gerçekleşme olasılığını verir.

Ölçülen rüzgar hızlarının ortalaması olan ortalama rüzgar hızı  $v_m$ , 3.19 ve 4.4 eşitliklerinin ortak kullanılması ile,

$$v_m = \int_0^{\infty} \frac{vk}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] dv \quad (4.6)$$

eşitliği elde edilir. Bu eşitlikte,

$$x = \left(\frac{v}{c}\right)^k \quad (4.7)$$

dönüşümü gerçekleştirilir ise, 4.6 denklemini;

$$v_m = c \int_0^{\infty} x^{1/k} e^{-x} dx \quad (4.8)$$

eşitliğine dönüşür. Gama fonksiyonu  $\Gamma(\cdot)$ ;

$$\Gamma(y) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{y-1} dx \quad (4.9)$$

eşitliği ile ifade edildiği dikkate alınırsa [28, 29, 69, 93], 4.8 eşitliği en genel halde;

$$v_m = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (4.10)$$

eşitliği ile ifade edilir [13, 17, 69]. Gamma fonksiyona ait ayrıntılı bilgi Bölüm 4.11'de verilmiştir. Benzer şekilde, 3.20, 4.4 ve 4.9 eşitliklerinin ortak çözümünden, standart sapma değeri  $\sigma$ , en genel hali ile;

$$\sigma = \sqrt{\left( c^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right] \right)} \quad (4.11)$$

denklemini ile ifade edilebilir [13, 17, 69].

#### 4.6. Ortalama Rüzgar Gücü Yoğunluğu

Rüzgar hareket halinde bir hava akımı olduğundan kinetik enerjiye sahiptir.  $v$  hızındaki rüzgarın sahip olduğu gücü veren denklem 3.7 ile denklem 4.4'ün birleştirilmesi ile WD için ortalama rüzgar gücü yoğunluğu  $P_m$ ,

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv \quad (4.12)$$

eşitliği ile ifade edilebilir [26, 29, 69]. Eşitlik 4.12, 4.4 eşitliği kullanılarak yeniden düzenlenirse;

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} v^3 \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] dv \quad (4.13)$$

eşitliği elde edilir. Bu eşitlikte;

$$x = \left(\frac{v}{c}\right)^k \quad (4.14)$$

$$dx = \frac{k}{c} \left( \frac{v}{c} \right)^{k-1} dv \quad (4.15)$$

dönüşümleri yapılır ise, 4.13 eşitliği;

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A c^3 \int_0^{\infty} x^{3/k} e^{-x} dx \quad (4.16)$$

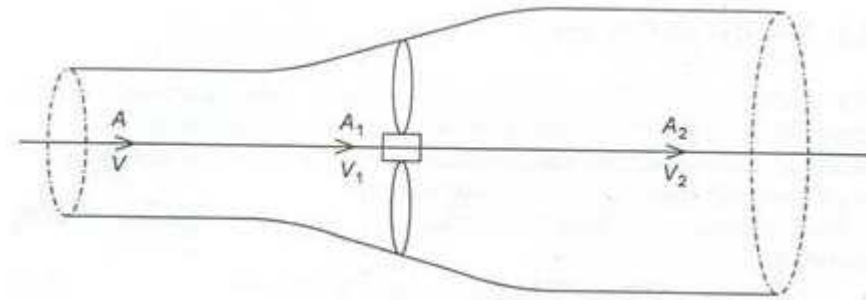
şeklini alır. Bu son eşitlik, 4.9 eşitliğine göre yeniden düzenlenirse, WD için en genel halde ortalama güç yoğunluğu  $P_m$ ;

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A c^3 \Gamma \left[ 1 + \frac{3}{k} \right] \quad (4.17)$$

denklemleri ile ifade edilebilir [17, 69].

#### 4.7. Enerji ve Güç Bağlılıkları

Rüzgarın bir rüzgar türbininde fiziksel akışı, Şekil 4.9'da temsili olarak gösterilmiştir. Bir akışkan olan hava, rüzgar türbinine gelmeden önce genişlemeye başlamakta ve hızı düşmektedir. Türbine girdiğinde ise enerjisinin bir kısmını türbine vererek hızını düşürüp türbini terk etmektedir.



Şekil 4.9. Rüzgar türbininde hava akışı

Rüzgarın türbine girmeden önceki gücü ile türbinden çıktıktan sonraki gücünün farkı, ideal bir rüzgar türbininden elde edilebilecek mekanik gücü vermektedir ve bu;

$$P_{ideal} = P - P_2 = \frac{1}{2} \dot{m} (v^2 - v_2^2) \quad (4.18)$$

eşitliği ile ifade edilebilir [31, 35, 59, 69, 98]. Rotora gelen akışkanın hızı  $v_1$ ; türbine gelen akışkan hızı  $v$  ile türbinden çıkan akışkan hızı  $v_2$ 'nin ortalamasında olduğu kabul edilmesi ile türbine giren havanın kütleli debisi  $\dot{m}$ ,

$$\dot{m} = \rho A v_1 \quad (4.19)$$

denklemi ile ifade edilmesi durumunda eşitlik 4.18 yeniden düzenlenirse;

$$P_{ideal} = P \frac{1}{2} \left[ \left( 1 + \frac{v_2}{v} \right) \left( 1 - \left( \frac{v_2}{v} \right)^2 \right) \right] \quad (4.20)$$

biçiminde ifade edilebilir. Burada performans katsayısı  $C_p$  ve yavaşlatma faktörü  $n_y$ ;

$$C_p = \frac{P_{ideal}}{P} \quad (4.21)$$

$$n_y = \frac{v_2}{v} \quad (4.22)$$

olarak tanımlanırsa,

$$C_p = \frac{1}{2} (1 + n_y) (1 - n_y^2) \quad (4.23)$$

biçiminde ifade edilebilir [31, 69]. Bu denklemde maksimum performans katsayısını bulmak için; eşitliği  $n_y$ 'e göre türevi alınıp sıfıra eşitlenmesi ile,

$$\frac{dC_p}{dn_y} = \frac{1}{2} \frac{d}{dn_y} (1 + n_y - n_y^2 - n_y^3) = 0 \quad (4.24)$$

eşitliği elde edilir. Bu eşitliğin çözümünden;  $n_y=1/3$  değeri bulunur. Bu değer, 4.23 eşitliğinde yerine konulursa, bir RT için maksimum performans katsayısı  $C_{pmax}$ ;

$$C_{pmax} = \frac{16}{27} = 0,5926 \quad (4.25)$$

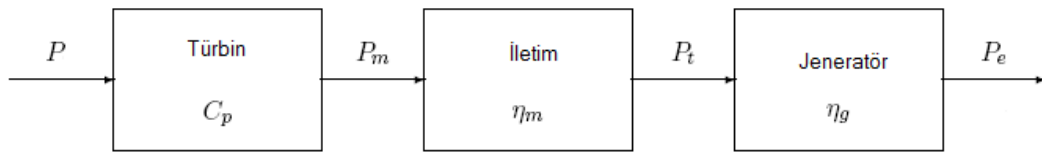
olarak bulunur. Bu değer, Betz sayısı olarak adlandırılır ve rüzgar türbinlerinin gerçek performanslarının karşılaştırılacağı ideal değerdir [35, 59].

Bir rüzgar türbininde, rüzgarın tüm enerjisinden faydalanmak imkansızdır. Rüzgar, türbinden aldığımız enerji ölçüsünde yavaşlamış olarak çıkar. Eğer türbin, rüzgardaki tüm enerjiyi alabilseydi, rüzgarın türbinden çıkış hızının sıfır olması gerekirdi. Fakat bu durum ise; türbin rüzgar girişinin engellenmesi olduğundan, enerji üretimi gerçekleşemezdi.  $C_p$ ; rüzgar gücüne karşı koymanın bir sonucudur ve rotor kanatları tarafından oluşturulur. Güç faktörü, güç katsayısı, rotor etkinliği veya performans

katsayısı olarak adlandırılır. Çağdaş rüzgar türbinleri için  $C_p$  değeri yaklaşık olarak 0,40'dır. Bunun nedeni; hava direnci, rotorun oluşturduğu türbülans ve aktarma organları ile elektrik sistemi gibi noktalardaki kayıplardır [31]. Bu katsayı bize, bir rüzgar türbininin rüzgardaki enerjinin elektrik enerjisine dönüştürülme verimliliğinin ne kadar olduğunu gösterir.

#### 4.8. Güç İletimi ve Verimlilik

Rüzgar türbinlerinde elektrik üretimini, temel sistem olarak Şekil 4.10'daki gibi gösterebiliriz. Burada başlangıçta rüzgarın sahip olduğu güç  $P$ , türbinden geçtikten sonra  $P_{mek}$  mekanik güce dönüşür. Mekanik gücün jeneratöre iletilmesi sonucu belirli taşıma kayıplarından sonra jeneratör girişinde  $P_t$  transmisyon güç değerine düşmektedir. Benzer şekilde bu güç jeneratörde  $P_e$  elektriksel güce dönüşmektedir.



Şekil 4.10. Rüzgar türbini elektrik üretim sistemi

Burada  $\eta_m$  mekanik verim ve  $\eta_g$  jeneratör verimini ifade etmesi durumunda, güçler arasında aşağıdaki eşitlikler azılabilir [69].

$$P_{mek} = C_p P \quad (4.26)$$

$$P_t = \eta_m P_{mek} \quad (4.27)$$

$$P_e = \eta_g P_t \quad (4.28)$$

Bu eşitlikler;

$$P_e = C_p \eta_m \eta_g P \quad (4.29)$$

eşitliği şeklinde yazılabilir.  $\eta_t$  toplam verim olarak alınırsa;

$$\eta_t = C_p \eta_m \eta_g \quad (4.30)$$

eşitliği yazılabilir. Bir RT için Jeneratör çıkış gücü veya elektriksel güç, en genel halde;



$$P_e = \eta_t P \quad (4.31)$$

eşitliği ile ifade edilebilir [69]

#### 4.9. Weibull Dağılımı Parametrelerinin Belirlenmesi

Rüzgar verilerinin dağılımını belirlemek için yapılan çalışmalar; 2 parametrelili Weibull dağılımının, rüzgar verileri dağılımı için uygun olduğunu göstermiştir. Gerek ülkemizde gerekse diğer bölgelerde, bir çok çalışmada rüzgar enerjisi potansiyelinin hesaplanmasında 2 parametrelili WD yaygın olarak kullanılmıştır [98].

WD parametrelerinin tahminlenmesinde, bir çok yöntem geliştirilmiştir. Yapılan çalışmalar, En Yüksek Olabilirlik Yöntemi (EYO) ve Grafik yöntemin, şekil ve ölçek parametrelerinin hesaplanmasında daha iyi sonuçlar verdiğini göstermektedir.

##### 4.9.1. En yüksek olabilirlik tahmini

En yüksek olabilirlik yöntemi (EYO) ilk kez Edgeworth 1908 yılında kullanmıştır. Fisher'in, 1921 yılında bu yöntem ile bulunan tahminci varyansı için genel formülü bulmasıyla, bu yöntem daha da önem kazanmıştır [43, 92].

Bir rasgele değişkenin olasılık yoğunluk fonksiyonu  $f(v;c, k,..)$ 'na ait  $c, k, ...$  parametrelerini elimizdeki  $n$  elemanlı örnekten tahmin etmek için EYO kullanılabilir. Örnekteki elemanları rüzgar gözlem verileri olan  $v_1, v_2, \dots, v_n$  ile gösterelim. Bir gözlemden  $V=v_1$  olması olasılığı,  $f(v_1;c, k,..)$  ile orantılıdır. Benzer şekilde  $V=v_2, \dots, V=v_n$  olaylarını meydana gelme olasılıkları da  $f(v_2;c, k,..), \dots, f(v_n;c, k,..)$  ile orantılı olur. Bu olaylar bağımsız olduklarına göre yapılan  $n$  gözlemden  $V=v_1, V=v_2, \dots, V=v_n$  olaylarının meydana gelme olasılığı;

$$LL = \prod_{i=1}^n f(v_i;c, k,..) \quad (4.32)$$

ile orantılı olacaktır. Yukarıdaki eşitlikte tanımlanan  $LL$ 'ye olabilirlik fonksiyonu denir. EYO'da  $LL$  fonksiyonunu en yüksek yapan  $\hat{c}, \hat{k}, \dots$  değerlerine  $c, k, \dots$

parametrelerinin EYO tahmini denir. Buna göre  $\hat{c}, \hat{k}, \dots$  tahminleri aşağıdaki eşitliklerin çözümü ile elde edilir [92].

$$\frac{\partial LL}{\partial c} = \frac{\partial LL}{\partial k} = \dots = 0 \quad (4.33)$$

Pratikte  $LL$ 'yi tanımlayan eşitlikte çarpımları, toplam haline getirmek için  $LL$  yerine  $\ln LL$  fonksiyonu ile çalışmak uygun olur.  $\ln L$ ,  $LL$ 'nin artan bir fonksiyonu olduğu için  $LL$ 'yi en yüksek yapan  $c$ ,  $k$ , değerleri  $\ln LL$ 'yi de en yüksek yapar. Buna göre  $\hat{c}, \hat{k}, \dots$  tahminleri aşağıdaki eşitliklerden hesaplanır.

$$\frac{\partial(\ln LL)}{\partial c} = \frac{\partial(\ln LL)}{\partial k} = \dots = 0 \quad (4.34)$$

Literatürdeki WD için yapılan istatistiksel çalışmalar başlıca iki kısma ayrılabilir. Birincisi, doğrusal olmayan olabilirlik fonksiyonunun maksimum yapmak veya olabilirlik eşitliğinin çözümünde hızlı ve sonuca yakınsamada iyi bir sonuç verecek bir iteratif teknik bulmak ya da geliştirmektir. İkincisi, EYO tahminini tek olabilmesini sağlamak için yaklaşık bir olabilirlik fonksiyonu bulmak veya bu fonksiyonda bazı düzeltmeler yapmaktır [92].

$V_1, V_2, \dots, V_n$  2 parametrelili ( $c, k$ ) WD bir rastgele örnek olarak göz önüne alalım. 2 parametrelili WD olasılık yoğunluk fonksiyonu aşağıdaki şekilde tanımlanabilir.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right], \quad c > 0, k > 0 \quad (4.35)$$

WD'nin olabilirlik fonksiyonu;

$$LL = \prod_{i=1}^n \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (4.36)$$

şeklinde yazılabilir [92, 99]. Matematiksel işlemleri daha kolaylaştırdığı için, eşitlik 4.32 olan  $LL$  olabilirlik fonksiyonunun logaritması alınarak;

$$L = \ln LL = \sum_{i=1}^n \ln f(v; c, k) \quad (4.37)$$

log-olabilirlik fonksiyonu elde edilir. Bu fonksiyon, 4.36 eşitliğinin kullanılması ile,

$$L = \ln LL = n \ln(k) - nk \ln(c) + (k-1) \sum_{i=1}^n \ln(v_i) - \frac{1}{c^k} \sum_{i=1}^n (v_i)^k \quad (4.38)$$

biçiminde yazılabilir.  $c$  ve  $k$  parametrelerinin EYO tahminleri elde etmek için log-olabilirlik fonksiyonunun  $c$  ve  $k$  parametresine göre birinci dereceden kısmi türevi alınıp sıfıra eşitlenirse;

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial c} &= \frac{\partial}{\partial c} \left( n \ln(k) - nk \ln(c) + (k-1) \sum_{i=1}^n \ln v_i - c^{-k} \sum_{i=1}^n v_i^k \right) \\ &= -n \frac{k}{c} + \frac{k}{c^{(k+1)}} \sum_{i=1}^n v_i^k \\ &= -n + \frac{1}{c^k} \sum_{i=1}^n v_i^k = 0 \end{aligned} \quad (4.39)$$

yukarıdaki eşitlikten  $c$  ;

$$c = \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{1/k} \quad (4.40)$$

olarak bulunur. Bu eşitliğin ln alınacak olunursa;

$$\ln c = \frac{1}{k} \ln \left( \sum_{i=1}^n v_i^k \right) - \frac{1}{k} \ln n \quad (4.41)$$

eşitliği elde edilir.

Benzer şekilde log-olabilirlik fonksiyonunun  $k$  parametresine göre birinci türevi alınıp sıfıra eşitlenecek olunursa;

$$\begin{aligned} \frac{\partial \ln L}{\partial k} &= \frac{\partial}{\partial k} \left( n \ln(k) - nk \ln(c) + (k-1) \sum_{i=1}^n \ln v_i - \frac{1}{c^k} \sum_{i=1}^n v_i^k \right) \\ &= \frac{n}{k} - n \ln(c) + \sum_{i=1}^n \ln v_i - \frac{1}{c^k} \sum_{i=1}^n v_i^k \ln v_i + \frac{1}{c^k} \ln c \sum_{i=1}^n v_i^k = 0 \end{aligned} \quad (4.42)$$

eşitliği elde edilir. 4.40 ve 4.41 eşitliklerinde verilen  $c$  ile  $\ln c$  ifadeleri, son eşitlikte yerlerine konulup gerekli sadeleştirmeler yapılırsa, elde edilecek olan yeni ifade;

$$\frac{1}{k} + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln v_i - \frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln v_i}{\sum_{i=1}^n v_i^k} = 0 \quad (4.43)$$

şeklindedir. Bu ifadede  $k$  çekilerek;

$$k = \left[ \frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln v_i}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln v_i \right]^{-1} \quad (4.44)$$

olarak bulunur. Bu son ifadeden  $k$  parametresinin hesaplanması ile 4.40 eşitliğinden  $c$  parametresi de hesaplanarak bulunur.

#### 4.9.2. En yüksek olabilirlik yönteminde elde edilen eşitliklerin Newton-Raphson yöntemi ile çözümü

Newton-Raphson (NR) bir fonksiyonun bir kökünün yaklaşık hesabında kullanılan ikinci mertebeden bir iterasyon yöntemidir.  $f(x)$ 'nin türevinin kolaylıkla hesaplanabildiği durumlarda bu yöntem rahatlıkla kullanılabilir [92].

Kökün yaklaşık değeri  $x_0$ , kökün gerçek değeri  $x_g$  ve  $x_g$  ile  $x_0$  arasındaki fark  $h$  ise,

$$x_g = x_0 + h \quad (4.45)$$

yazılabilir. Bu durumda,

$$f(x_g) = f(x_0 + h) = 0 \quad (4.46)$$

olacaktır.  $x_0$  civarında  $f(x)$  fonksiyonunu ikinci dereceye kadar Taylor serisi açılımı yapılırsa;

$$f(x_0 + h) = f(x_0) + hf'(x_0) + \frac{h^2}{2} f''(x_0 + \varepsilon h) \quad 0 < \varepsilon < 1 \quad (4.47)$$

yazılır. Bu durumda,  $x_0 + h$  değerinin gerçek köke çok yakın olduğu yani  $f(x_0 + h)$  'ın hemen hemen sıfır olduğu düşünülürse,

$$f(x_0) + hf'(x_0) + \frac{h^2}{2} f''(x_0 + \varepsilon h) = 0 \quad (4.48)$$

elde edilir. Eğer  $h$  yeterince küçük ise (4.48) eşitliğinde  $h^2$  'yi içeren son terim ihmal edilebilir. Böylece

$$f(x_0) + hf'(x_0) \cong 0 \quad (4.49)$$

veya,

$$h = -\frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (4.50)$$

yazılabilir. Burada  $h$  yerine  $h = x_g - x_0$  yazılıp ifade yeniden düzenlenecek olursa,

$$x_g = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (4.51)$$

elde edilir. Birinci yaklaşım olarak,

$$x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (4.52)$$

bulunur. Bu değer gerçek köke  $x_0$  'dan daha yakın olacaktır. Bu işlemlere  $|x_{n+1} - x_n| \leq h$  olana kadar devam edilirse kök değeri bulunmuş olur. O halde NR genel formunu,

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (4.53)$$

şekilde yazabiliriz [92, 100].

NR geometrik olarak incelenecek olursa  $f(x) = 0$  fonksiyonunun başlangıç yaklaşık kökü  $x_0$  olmak üzere fonksiyonun  $(x_0, f(x_0))$  noktasındaki teğetin eşitliği,

$$y - f(x_0) = f'(x_0)(x - x_0) \quad (4.54)$$

olarak yazılır. Bu teğetin  $x$  eksenini kestiği nokta ilk kök yaklaşımı olur ve

$$x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (4.55)$$

elde edilir. Bu şekilde ardışık yaklaşımlar kullanılarak, gerçek köke ulaşılır [92].

(4.43) numaralı eşitlik NR kullanılarak  $k'$ 'ya göre çözülebilir. Bu yöntemin en büyük avantajı çözüme quadratik olarak yaklaşmasıdır. Bu iterasyon sayısını azaltarak köke daha hızlı yakınsama sağlar.  $\hat{k}_{n+1}$  ve  $\hat{c}$  aşağıdaki gibi hesaplanır;

$$k_{n+1} = k_n + \frac{\frac{1}{k_n} + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln v_i - \frac{\sum_{i=1}^n v_i^{k_n} \ln v_i}{\sum_{i=1}^n v_i^{k_n}}}{\frac{1}{k_n^2} + \frac{\sum_{i=1}^n v_i^{k_n} \sum_{i=1}^n [v_i^{k_n} \ln^2 v_i] - \left[ \sum_{i=1}^n v_i^{k_n} \ln v_i \right]^2}{\left( \sum_{i=1}^n v_i^{k_n} \right)^2}} \quad (4.56)$$

Yukarıdaki eşitlikte ( $|k_{n+1} - k_n| < h$ ) oluncaya kadar işleme devam edilerek  $\hat{k}_{EYO}$  bulunur. NR için kullanılan  $\hat{k}_0$  başlangıç değeri Menon's eşitliğinden hesaplanır. Bu eşitlik

$$\hat{k}_o = \left\{ \frac{\frac{6}{\pi^2} \left[ \sum_{i=1}^n \ln^2 v_i - \frac{\left( \sum_{i=1}^n \ln v_i \right)^2}{n} \right]}{n-1} \right\}^{-1/2} \quad (4.57)$$

şekindedir. Hesaplanan  $\hat{k}_{EYO}$  değeri (4.40) numaralı eşitlikte yerine bırakılarak  $\hat{c}_{EYO}$  değeri kolayca hesaplanır [92].

### 4.9.3. İki parametrelili Weibull dağılımı parametrelerinin grafik yöntem ile tahminlenmesi

Weibull dağılımı parametrelerinin tahminlenmesinde, kullanılan diğer bir yöntemdir. Grafik yöntemde, rüzgar verilerini temsil eden noktalara bir eğri uydurma prensibi amaçlanır. Bunu yapmanın bir yolu, veri noktaları ve eğri arasındaki farklılıkları minimum yapan bir eğri türetmektir. Bu amacı gerçekleştirmek için en küçük kareler regresyonu diye adlandırılan bir teknik uygulanır. Bu nedenle bazı literatürlerde bu metot, en küçük kareler yöntemi diye de adlandırılır [87, 101].

$(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_n, y_n)$  veri çiftleri gözlenmiş olsun. En küçük kareler (EKK) yönteminin temel ilkesi, bu verileri temsil eden doğru ile gözlem verileri arasındaki dikey farkları minimum yapmaya dayanır. Verileri en iyi temsil eden doğru  $y = \hat{a} + \hat{b}x$  doğrusu olsun. Bu doğru;

$$\sum_{i=1}^n (\hat{a} + \hat{b}x_i - y_i)^2 = \min(a, b) \sum_{i=1}^n (a + bx_i - y_i)^2 \quad (4.58)$$

şeklinden tanımlanır [92]. Bu eşitlikte  $\hat{a}$  ve  $\hat{b}$  sırasıyla  $a$  ve  $b$  katsayılarının EKK tahminleri,  $n$  veri sayısıdır. (4.58) eşitliğinde  $\hat{a}$  ve  $\hat{b}$  katsayılarını elde etmek için; eşitliğin sağ tarafının göz önüne alalım ve LE ile gösterelim. LE'yi sağlayan en küçük  $a$  ve  $b$  değerini elde etmek için;

$$LE = \sum_{i=1}^n (a + bx_i - y_i)^2 \quad (4.59)$$

eşitliğini,  $a$  ve  $b$ 'ye göre kısmi türevlerini alırsak,

$$\frac{\partial LE}{\partial a} = 2 \sum_{i=1}^n (a + bx_i - y_i) \quad (4.60)$$

ve

$$\frac{\partial LE}{\partial b} = 2 \sum_{i=1}^n (a + bx_i - y_i)x_i \quad (4.61)$$

olur. (4.60) ve (4.61) numaralı eşitlikler sıfıra eşitlenirse,

$$\sum_{i=1}^n a + \sum_{i=1}^n bx_i = \sum_{i=1}^n y_i \quad (4.62)$$

$$\sum_{i=1}^n ax_i + \sum_{i=1}^n bx_i^2 = \sum_{i=1}^n y_i x_i \quad (4.63)$$

eşitlikleri elde edilir. 4.62 ve 4.63 eşitlikleri birlikte çözülecek olursa,

$$\hat{a} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n} - \hat{b} \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} = \bar{y} - \hat{b}\bar{x} \quad (4.64)$$

$$\hat{b} = \frac{n \sum_{i=1}^n x_i y_i - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i}{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left( \sum_{i=1}^n x_i \right)^2} \quad (4.65)$$

eşitlikleri elde edilir. Burada  $\bar{x}$  ve  $\bar{y}$ , sırasıyla  $x$  ve  $y$ 'nin ortalamasıdır.  $\hat{a}$  ve  $\hat{b}$  katsayılarını, 4.64 ve 4.65 numaralı eşitliklerden hesaplanır. EKK yönteminde korelasyon katsayısı, önerilen doğrunun verilerin değişkenliğini ne ölçüde karşıladığını ifade eder. Korelasyon katsayısının 1'e yakın olması istenir. Yukarıda açıklanan EKK için de korelasyon katsayısı  $r$ , aşağıdaki şekilde hesaplanabilir [87, 92].

$$r = \frac{n \sum_{i=1}^n x_i y_i - \left( \sum_{i=1}^n x_i \right) \left( \sum_{i=1}^n y_i \right)}{\sqrt{\left( n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left( \sum_{i=1}^n x_i \right)^2 \right) \left( n \sum_{i=1}^n y_i^2 - \left( \sum_{i=1}^n y_i \right)^2 \right)}} \quad (4.66)$$

Yukarıda açıklanan yöntemle; 2 parametrelili WD için eklemeli dağılım fonksiyonu olan 4.5 eşitliğinin iki tarafının iki defa doğal logaritması alınır ise;

$$\ln(1 - F(v)) = -\left(\frac{v}{c}\right)^k \quad (4.67)$$

$$\ln[-\ln(1 - F(v))] = k \ln\left(\frac{v}{c}\right) \quad (4.68)$$

veya daha genel halde;

$$\ln[-\ln(1 - F(v))] = -k \ln(c) + k \ln(v) \quad (4.69)$$



şekline dönüşür.  $\ln[-\ln(1-F(v))]$ 'nin  $\ln v$ 'ye göre grafiği uzayda doğruyu gösterir ve  $k$  parametresi bu doğrunun eğimidir. Bu doğrunun ordinat değerlerinin hesaplanması için önce frekans dağılımının hesaplanması sonra da eklemeli frekans dağılımının hesaplanması gereklidir. Hesaplanan bu değerler ile oluşan en küçük kareler problemi çözülerek  $k$  ve  $c$  parametreleri bulunur [101].

(4.69) numaralı eşitlikte,

$$y = \ln[-\ln(1-F(v))] \quad (4.70)$$

$$x = \ln(v) \quad (4.71)$$

$$a = -k \ln(c) \quad (4.72)$$

$$b = k \quad (4.73)$$

dönüşümleri yapılacak olursa,

$$y = a + bx \quad (4.74)$$

doğrusal eşitliği haline dönüşür [12, 13, 15, 92]. 4.74 eşitliğindeki  $a$  ile  $b$  katsayıları 4.64 ve 4.65 eşitliklerinde  $y_i$  ile  $x_i$  yerine,

$$y_i = \ln[-\ln(1-F(v_i))] \quad (4.75)$$

$$x_i = \ln(v_i) \quad (4.76)$$

yazılarak kolayca hesaplanır. Hesaplanan değerler  $a$  ve  $b$  parametrelerini EKK tahminleridir. 4.72 ve 4.73 eşitlikleri kullanılarak  $c$  ve  $k$  parametrelerinin EKK tahminleri,

$$\hat{c}_{EKK} = e^{-\left(\frac{\hat{a}}{\hat{b}}\right)} \quad (4.77)$$

$$\hat{k}_{EKK} = \hat{b} \quad (4.78)$$

eşitliklerinden bulunur [92].

#### 4.10. Rüzgar Türbini Enerji Üretim Miktarı

Rüzgar türbinleri; rüzgar enerjisini elektrik enerjisine dönüştürme işlemini yerine getirirler. İdeal bir rüzgar türbini için güç üretimine; başlangıç hızı olan  $v_I$  (cut-in speed) hızıyla başlayıp nominal güç üretimine ( $P_{eR}$ ) ulaştığı  $v_R$  hızına kadar devam eder. Nominal güç üretimine ulaştıktan sonra, RT kendisini kontrollü olarak yavaşlatmaya başlar. Bu yavaşlatma  $v_0$  kesme hızında (cut-off speed) son bulur. RT;  $v_0$  kesme hızı üzerindeki rüzgar hızlarında kendini kapatarak enerji üretimi yapmaz. Enerji zaman ile gücün çarpımı şeklinde ifade edilebilir [43, 69, 98]. Bir rüzgar türbininden elde edilebilecek ideal enerji üretim miktarı  $E_{ideal}$ ;

$$E_{ideal} = T \int_0^{\infty} P_e f(v) dv \quad (4.79)$$

eşitliği ile ifade edilebilir [29, 28, 69]. Burada T zamanı ifade etmektedir. Bu integral sınırları, rüzgar türbininin üretime başladığı üretiminin son bulunduğu hız değerlerine göre yazılacak olunursa;

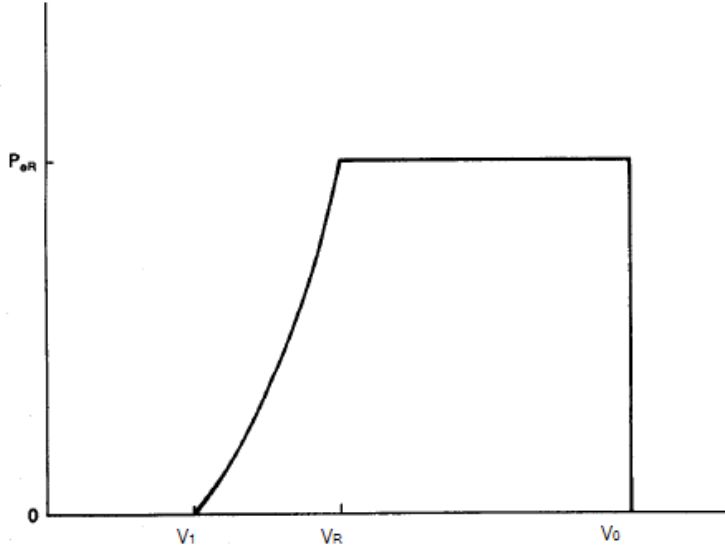
$$E_{ideal} = T \left[ \int_{v_1}^{v_R} P_e f(v) dv + \int_{v_R}^{v_0} P_{eR} f(v) dv \right] \quad (4.80)$$

eşitliği elde edilir [29]. Eşitlik 4.4 ile Eşitlik 4.28, 4.80 eşitliğinde yerine konulacak olunursa;

$$E_{ideal} = \frac{1}{2} \rho A \eta_t T \left( \int_{v_1}^{v_R} v^3 \frac{k}{c} \left( \frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-(v/c)^k} dv \right) + TP_{eR} \left( \int_{v_R}^{v_0} \frac{k}{c} \left( \frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-(v/c)^k} dv \right) \quad (4.81)$$

eşitliği ile ifade edilebilir. Bu denklem nümerik integrasyon teknikleri ile çözülebilir [29].

Rüzgarın taşıdığı güç, türbin ve iletim mekanizmalarındaki meydana gelen çeşitli kayıplar nedeniyle hiçbir zaman tamamıyla elektrik enerjisine dönüştürülemez. Rüzgar türbini ve jeneratör yardımı ile rüzgardan elde edilen elektriksel güç  $P_e$ 'nin gerçek değeri; denklem 4.82'de verilen türbin performans eğrisi ile hesaplanmaktadır (Şekil 4.11)[28, 29, 69].



Şekil 4.11. Model bir rüzgar türbini güç eğrisi [69]

$$\begin{aligned}
 P_e &= 0 & (v < v_1) \\
 P_e &= a + bv^k & (v_1 \leq v \leq v_R) \\
 P_e &= P_{eR} & (v_R < v \leq v_0) \\
 P_e &= 0 & (v > v_0)
 \end{aligned} \tag{4.82}$$

Denklem 4.82'deki a ve b katsayıları, denklemlerin ortak çözümünden,

$$\begin{aligned}
 a &= \frac{P_{eR} v_1^k}{v_1^k - v_R^k} \\
 b &= \frac{P_{eR}}{v_R^k - v_1^k}
 \end{aligned} \tag{4.83}$$

şeklinde bulunur [69]. Rüzgar türbinlerinin güç eğrilerini modellemek için denklem 4.82 dışında, 2. ve 3. dereceden denklemlerde kullanılmaktadır. 4.82 ve 4.83 eşitliklerine göre 4.80 eşitliği yeniden düzenlenirse, bir rüzgar türbininden elde edilebilecek enerji çıkışı  $E_g$  ;

$$E_g = T \left[ \int_{v_1}^{v_R} (a + bv^k) f(v) dv + \int_{v_R}^{v_0} P_{eR} f(v) dv \right] \tag{4.84}$$

eşitliği ile ifade edilebilir. Bu eşitlik daha genel halde;

$$E_g = T \left[ a \int_{v_1}^{v_R} f(v) dv + b \int_{v_1}^{v_R} v^k f(v) dv + P_{eR} \int_{v_R}^{v_0} f(v) dv \right] \quad (4.85)$$

biçiminde yazılabilir. Bu eşitlikte;

$$x = \left( \frac{v}{c} \right)^k \quad (4.86)$$

dönüşümü yapıp, bu ifadenin türevi alınırsa;

$$dx = \frac{k}{c} \left( \frac{v}{c} \right)^{k-1} dv \quad (4.87)$$

eşitliği elde edilir. Yine denklem 4.85'deki bazı integrasyon değerleri,

$$\int f(v) dv = \int e^{-x} dx = -e^{-x}$$

$$\int v^k f(v) dv = -c^k (x+1) e^{-x} \quad (4.88)$$

şeklinde bulunur. 4.86, 4.87 ve 4.88 eşitliklerine göre 4.85 eşitliği yeniden düzenlenip ara işlemler yapılması durumunda,

$$E_g = TP_{eR} \left[ \frac{e^{-(v_1/c)^k} - e^{-(v_R/c)^k}}{(v_R/c)^k - (v_1/c)^k} - e^{-(v_0/c)^k} \right] \quad (4.89)$$

şeklinde yazılabilir [69].

Bir rüzgar türbininin verimliliği  $\eta_T$ , bir türbinden elde edilen gerçek enerji üretim miktarının, ideal enerji üretim miktarı oranına eşittir [29]. Bir RT'nin verimi aşağıdaki eşitlikle ifade edilebilir.

$$\eta_T = \frac{E_g}{E_{ideal}} 100 \quad (4.90)$$

Bir rüzgar türbininin kapasite faktörü ise; RT'nin enerji üretim performansını ifade eder ve gerçek enerji üretim miktarının, türbinin nominal güçte enerji üretim miktarına oranı olarak ifade edilir. Ekonomik RES yatırımları için, %35 veya üzerinde kapasite faktörü gerekmektedir. Bir RT'nin kapasite faktörü  $C_{KF}$ , aşağıdaki eşitlikle ifade edilir [28, 29].

$$C_{KF} = \frac{E_g}{E_R} = \frac{P_e}{P_{eR}} \quad (4.91)$$

Burada RT'nin nominal güçte enerji üretim miktarı  $E_R$ ,

$$E_R = TP_{eR} \quad (4.92)$$

eşitliği ile ifade edilebilir.

#### 4.11. Gamma, digamma ve poligamma fonksiyonu

Gamma fonksiyonu aşağıdaki gibi tanımlanabilir [92, 102].

$$\Gamma(y) = \int_0^{\infty} x^{y-1} e^{-x} dx, \quad y > 0 \quad (4.93)$$

$\beta$  pozitif tamsayı olmak üzere Gamma fonksiyonunun bazı değerleri aşağıdaki gibi verilebilir [92].

$$\Gamma_j = \Gamma\left(1 + \frac{j}{\beta}\right) = \int_0^{\infty} x^{\frac{j}{\beta}} e^{-x} dx \quad (4.94)$$

$$\Gamma(\beta + 1) = \beta! \quad (4.95)$$

$$\Gamma\left(\frac{1}{2}\right) = 2 \int_0^{\infty} e^{-x^2} dx = \sqrt{\pi} = 1.7724538509 \quad (4.96)$$

$$\Gamma(2\beta) = (2\pi)^{-1/2} 2^{2\beta-1/2} \Gamma(\beta) \Gamma\left(\beta + \frac{1}{2}\right) \quad (4.97)$$

Stirling formülü [102];

$$\Gamma(\beta) \approx \exp(-\beta) \beta^{\beta-1/2} (2\pi)^{1/2} \left[1 + \frac{1}{12\beta} + \frac{1}{288\beta^2}\right] \quad (4.98)$$

$$\log[\Gamma(\beta)] = \left(\beta - \frac{1}{2}\right) \log(\beta) - \beta + \frac{1}{2} \log(2\pi) + \frac{1}{12\beta} - \frac{1}{360\beta^3} + \frac{1}{1260\beta^5} + \dots \quad (4.99)$$

Digamma ve poligama fonksiyonları sırasıyla,

$$\psi(\beta) = \frac{d \log \Gamma(\beta)}{d\beta} = \frac{\Gamma'(\beta)}{\Gamma(\beta)}, \quad \beta > 0 \quad (4.100)$$

$$\psi^n(\beta) = \frac{d^n \psi(\beta)}{d\beta^n}, \quad \beta > 0 \quad (4.101)$$

şeklinde tanımlanabilir [92]. Digamma ve poligamma fonksiyonları ile ilgili bazı sonuçlar,

$$\psi(\beta+1) = \psi(\beta) + \frac{1}{\beta}, \quad \beta > 0 \quad (4.102)$$

$$\psi(1) = -\gamma = -0.577215 \quad (4.103)$$

$$\psi(\beta) = \ln \beta - \frac{1}{2\beta} - \frac{1}{12\beta^2} + \frac{1}{120\beta^4} - \frac{1}{252\beta^6} + \dots \quad (4.104)$$

$$\psi'(\beta) = \frac{1}{\beta} + \frac{1}{2\beta^2} + \frac{1}{3\beta^3} + \frac{1}{30\beta^5} + \frac{1}{42\beta^7} + \dots \quad (4.105)$$

$$\psi'(\beta) = \frac{\pi^2}{6} \quad (4.106)$$

$$\psi'(\beta+1) = \psi'(\beta) + \frac{1}{\beta^2}, \quad \beta > 0 \quad (4.107)$$

biçiminde yazılabilir. Burada  $\gamma$  Euler sabiti olarak bilinir [92, 102].

## **BÖLÜM 5. BULGULAR VE DEĞERLENDİRME**

### **5.1. Genel Değerlendirme**

Bu çalışmada, Sakarya-Esentepe bölgesi Tahtalı Tepe’de kurulan rüzgar ölçüm istasyonunda; Temmuz 2006 – Temmuz 2007 tarihleri arasında 12 ay boyunca kaydedilen 52560 adet rüzgar hız, yön ve sıcaklık bilgilerini içeren veri değerleri kullanılarak, bölgen rüzgar enerji potansiyelinin istatistiksel analizi yapılmıştır. Rüzgar ölçüm istasyonunda 2008 ve 2009 yıllarında 10 m yükseklikteki anemometrenin çevresel etkilerden dolayı zarar görmesi nedeniyle veri kaybı olduğu için, bu yıllara ait veriler sadece güz mevsimi olarak kullanılmıştır. Kullanılan veri seti olarak; rüzgar hızı, yönü ve çevre sıcaklığı değerleri, anemometre, yön ve sıcaklık sensörleri tarafından her 10 saniyede bir okunarak sonuçların 10’ar dakikalık ortalamalarının alınması şeklinde elde edilmiştir.

Rüzgar verilerinin Symphonie Data Retriever yazılımı ile yapılan genel incelenmesinde; maksimum rüzgar hızının 32 m/s değerinde 22.11.2008 tarihinde saat 19:10’da gerçekleştiği görülmüştür. Ortalama maksimum hız değerinin ise 21,9 m/s ile 03.01.2007 tarihinde saat 09:30’da tespit edilmiştir. Maksimum sıcaklık değeri, 40,4°C ile 25.07.2007 tarihinde saat 14:30’da gerçekleşmiştir. Yine ortalama maksimum sıcaklık değerinin ise 40,3°C değerinde 25.07.2007 tarihinde saat 14:40’da görülmüştür. Minimum sıcaklık değerinin ise -3,3°C değerinde 10.11.2007 tarihinde saat 13:00’da gerçekleşmiştir. Ortalama minimum sıcaklık ise -2,4°C değerinde 27.12.2006 tarihinde saat 01:40’da görülmüştür.

### **5.2. İstatistikî Bulgular**

Bölgenin rüzgar enerjisi potansiyelinin istatistiksel analizinde; Weibull dağılımı kullanılmıştır. Rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesi amacı ile yapılan bir çok

çalışmada; rüzgar hız verilerinin Weibull dağılımı özelliği gösterdiği [12-28], bu nedenle Weibull dağılımı, rüzgar enerjisi konusundaki çalışmalarda tercih edilen dağılım metodudur [13, 16, 19, 20, 21, 24, 26]. Ayrıca rüzgar enerjisi ile ilgili bilgisayar yazılımlarının çoğu Weibull dağılımının kullanımını zorunlu hale getirmiştir.

İstatistiksel analizde; yıllık ortalama rüzgar hızı, yıllık ortalama güç yoğunluğu, standart sapma ile Weibull parametrelerinin belirlenmesi için, MATLAB 7.0 sürümünde bir yazılım programı hazırlanmıştır. Parametre tahminlemede; En Yüksek Olabilirlik Yöntemi (EYO) ile Grafik Yöntemi (GY) kullanılmıştır. Ayrıca rüzgar verilerinin analizinde; WindPRO 2.5, WASP 8.3 ve JMP 4 bilgisayar yazılımları kullanılmıştır. Bu analizler sonucunda bölgenin; sektörel rüzgar frekansı, rüzgar hız dağılım frekansı, hakim rüzgar yönü, Weibull parametreleri, yıllık, aylık ve saatlik ortalama rüzgar hızları ve ortalama güç yoğunluğu gibi değerler hesaplanarak bulunmuştur.

### **5.2.1. MATLAB yazılımla elde edilen bulgular**

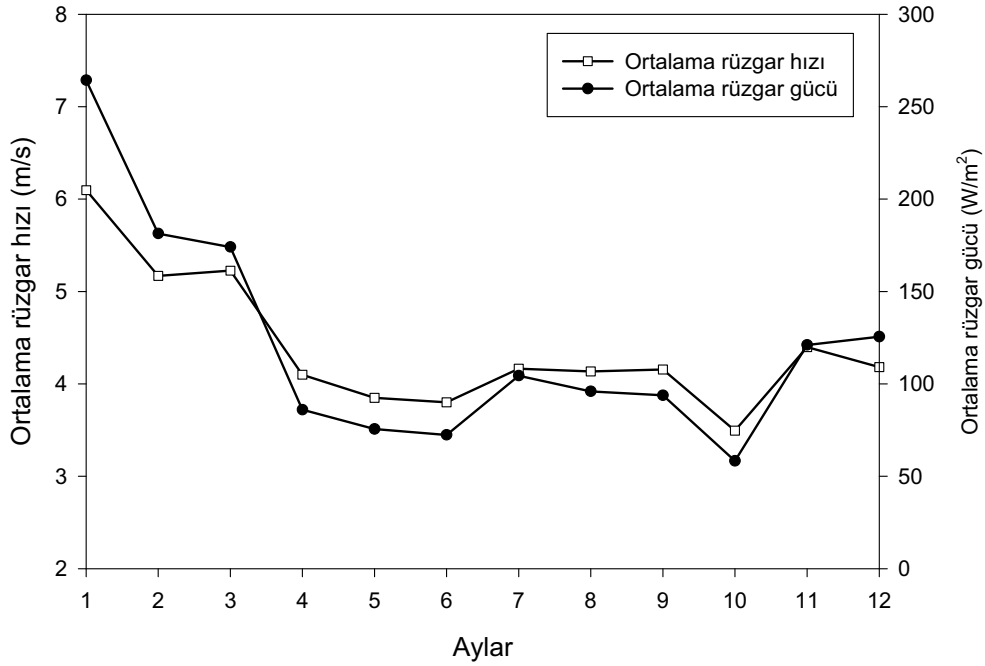
Rüzgar verilerinin analizinde kullanılmak üzere MATLAB yazılımında program hazırlanmıştır. Bu program ile bölgenin aylık, mevsimlik ve yıllık ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri, standart sapma ve yıllık ortalama güç yoğunluğu değerleri hesaplanmıştır. Hesaplama 30 m yükseklikte ölçülen rüzgar verileri kullanılmıştır. Tablo ve şekiller En Yüksek Olabilirlik Yöntemi (EYO) kullanılarak bulunmuştur. Karşılaştırma yapılması açısından Grafik Metot yöntem kullanılarak yıllık ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ve standart fark hesaplanarak bulunmuştur.



Tablo 5.1. Aylık ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ve güç yoğunluğu değerleri

Aylar	$V_m$ (m/s)	$k$	$c$ (m/s)	$\sigma$	$P_m$ (W/m <sup>2</sup> )
Ağustos-2006	4,136	1,749	4,643	2,441	95,974
Eylül	4,155	1,804	4,672	2,383	93,780
Ekim	3,494	1,737	3,922	2,083	58,364
Kasım	4,398	1,682	4,926	2,688	121,092
Aralık	4,182	1,471	4,621	2,892	125,552
Ocak-2007	6,097	2,009	6,881	3,175	264,272
Şubat	5,169	1,798	5,812	2,974	181,335
Mart	5,225	1,921	5,890	2,832	174,028
Nisan	4,100	1,882	4,619	2,264	86,002
Mayıs	3,849	1,784	4,326	2,231	75,571
Haziran	3,801	1,793	4,273	2,193	72,346
Temmuz	4,165	1,662	4,660	2,571	104,410
1. Ölçüm Yılı	4,434	1,709	4,972	2,672	121,663

Tablo 5.1’de aylık ve yıllık ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri, standart sapma ile ortalama güç yoğunluğu değerleri verilmiştir. Tablodaki değerler en yüksek olabilirlik (EYO) yöntemine göre hesaplanarak bulunmuştur. Aylık ortalama rüzgar hızının; en yüksek değeri 6,097 m/s Ocak ayında, en düşük değeri ise 3,494 m/s ile Ekim ayında gerçekleştiği hesaplanarak bulunmuştur. Ocak, Şubat ve Mart aylarında rüzgar hızı ortalamasının 5 m/s’den büyük olduğu görülmüştür. Yıllık ortalama rüzgar hızı değeri 4,434 m/s olarak bulunmuştur. Yıllık Weibull dağılımı için; şekil parametresi  $k=1,709$  ve ölçek parametresi  $c=4,972$  m/s olarak tahmin edilmiştir. WD şekil ve ölçek parametrelerinin en yüksek Ocak ayında gerçekleşmiştir. Rüzgar hızlarının yıllık ortalama standart sapma değeri  $\sigma=2,672$  olarak, standart sapmanın en yüksek değeri, Ocak ayında olduğu görülmüştür. Aylık ortalama en yüksek güç yoğunluğu değeri; 264,272 W/m<sup>2</sup> ile Ocak ayında, en düşük değeri ise 58,364 W/m<sup>2</sup> ile Ekim ayında hesaplanarak bulunmuştur. Yıllık ortalama güç yoğunluğu değeri; 121,663 W/m<sup>2</sup> olarak gerçekleşmiştir. Şekil 5.1’de aylık ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğu değişimi grafiği verilmiştir. Burada; Ocak ayı ortalama güç yoğunluğu ile rüzgar hızı değerleri değişiminde en yüksek oranda olduğu görülmektedir. Ayrıca ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğu değerlerinin birbirilerine göre paralel bir değişim gösterdiği aynı şekilde görülmektedir.

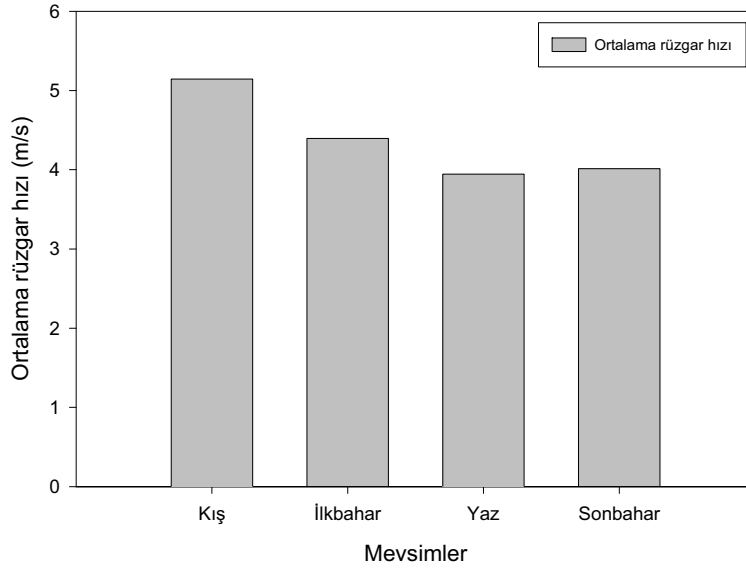


Şekil 5.1. Aylık ortalama rüzgar hızı ve ortalama güç yoğunluğu

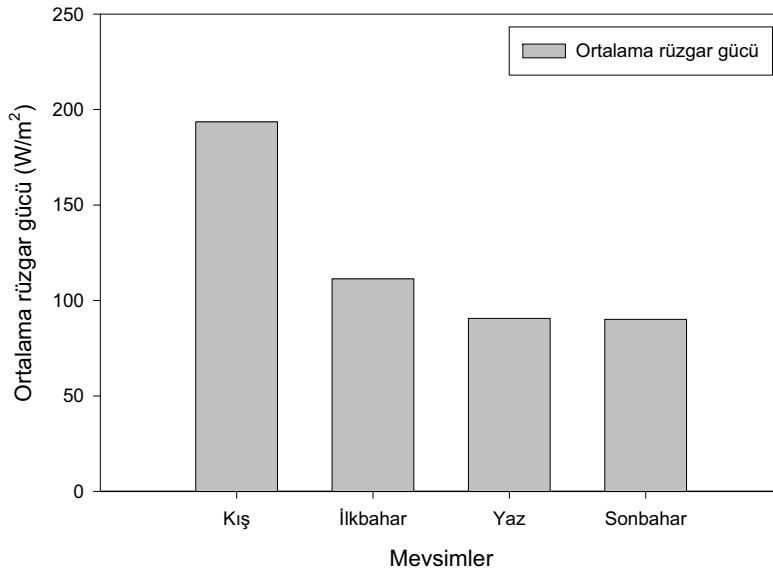
Tablo 5.2. Mevsimsel ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ve güç yoğunluğu değerleri

Mevsimler	$V_m$ (m/s)	$k$	$c$ (m/s)	$\sigma$	$P_m$ (W/m <sup>2</sup> )
Kış	5,145	1,685	5,763	3,141	193,547
İlkbahar	4,395	1,800	4,942	2,527	111,337
Yaz	3,944	1,635	4,407	2,474	90,589
Sonbahar	4,012	1,708	4,497	2,418	90,132

Tablo 5.2’de mevsimsel ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri, standart sapma ve güç yoğunluğu değerleri verilmiştir. Ortalama rüzgar hızının en yüksek değeri, 5,245 m/s ile kış mevsiminde, en düşük değeri ise 3,944 m/s ile yaz mevsiminde olduğu bulunmuştur (Şekil 5.2). WD parametreleri; en yüksek ilkbahar mevsiminde, en düşük ise sonbahar mevsiminde gerçekleşmiştir. Standart sapma; kış mevsiminde en yüksek değerde olduğu görülmüştür. Yıllık ortalama güç yoğunluğu; en yüksek değerde 193,547 W/m<sup>2</sup> ile kış mevsiminde, en düşük değerde ise 90,132 W/m<sup>2</sup> ile sonbahar (güz) mevsiminde gerçekleşmiştir (Şekil 5.3).



Şekil 5.2. Mevsimsel ortalama rüzgar hızı

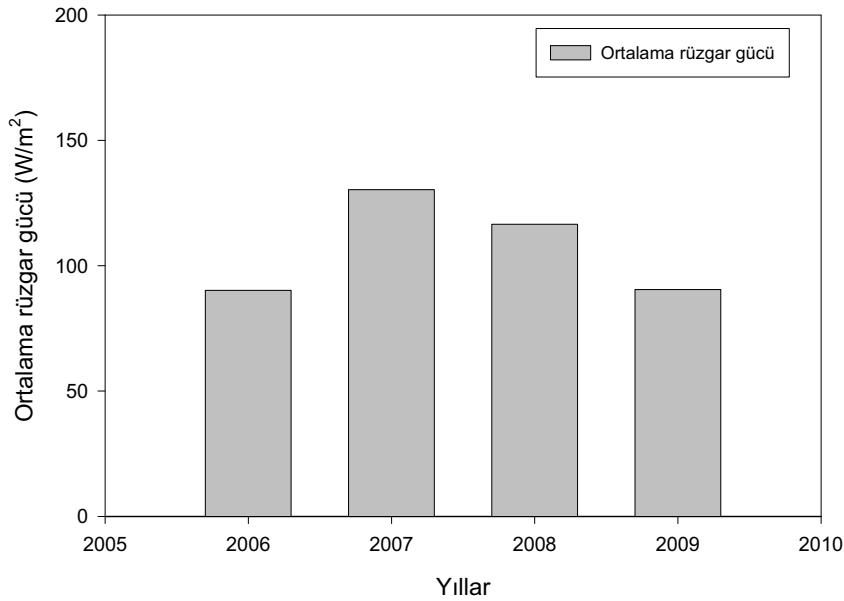


Şekil 5.3. Mevsimsel ortalama rüzgar güç yoğunluğu

Tablo 5.3. Güz mevsimi yıllar itibariyle ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ve güç yoğunluğu

Yıllar	$v_m$ (m/s)	$k$	$c$ (m/s)	$\sigma$	$P$ (W/m <sup>2</sup> )
2006	4,012	1,708	4,497	2,418	90,132
2007	4,527	1,700	5,073	2,741	130,295
2008	4,207	1,567	4,683	2,744	116,549
2009	4,037	1,730	4,530	2,407	90,503

Tablo 5.3’de 2006 – 2009 yılları arasında güz mevsimi için; ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri, standart sapma ve ortalama güç yoğunluğu değerleri verilmiştir. Tablo değerleri incelendiğinde; özellikle 2007 yılı için, değerlerde az da olsa bir değişimin olduğu görülmektedir. Bu değişim ortalama güç yoğunluğu değerinde bariz olarak görülmektedir. Bu durum Şekil 5.4’de verilen ortalama güç yoğunluğu grafiğinde de görülmektedir.



Şekil 5.4. Güz mevsimi yıllar itibariyle ortalama rüzgar güç yoğunluğu

Tablo 5.4. Farklı çözüm metotlarının karşılaştırılması

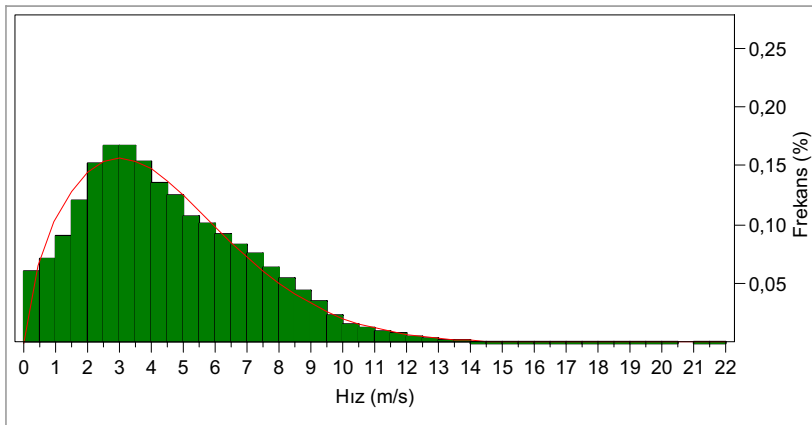
Metot	$V_m$ (m/s)	$k$	$c$ (m/s)	$\sigma$
EYO	4,434	1,709	4,972	2,672
GM(EKK)	4,468	1,657	4,999	2,769

Tablo 5.4’de Weibull dağılımı parametrelerinin EYO ve GM’a göre yapılan tahminleme sonuçları verilmiştir. GM ile yapılan tahminlemede; korelasyon katsayısı 0,99 olarak hesaplanmıştır. Tablo değerleri incelendiğinde sonuçların birbirine yakın olduğu görülmektedir.

### 5.2.2. JMP istatistik program ile elde edilen bulgular

Rüzgar verilerinin analizinde, JMP istatistik programı kullanılarak değerlendirilmiştir.. Bu program ile bölgenin yıllık, ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri, standart sapma değerleri belirlenmiştir. Hesaplamada 30 m yükseklikte ölçülen rüzgar verileri kullanılmıştır.

Şekil 5.5’de JMP rüzgar frekans dağılımı grafiği verilmiştir. Eğiri ile belirtilen veri değişimi Weibull değerlerini ifade etmektedir. Bu yazılımda; yıllık ortalama rüzgar hızı değeri  $v_m=4,439$  m/s, standart fark  $\sigma=2,654$ , Weibull şekil parametresi  $k=1,709$ , Weibull ölçek parametresi  $c=4,972$  m/s olarak bulunmuştur. Sonuçlar; hazırlanan Matlab programı sonuç değerlerine çok yakın olduğu görülmüştür.



Şekil 5.5. Rüzgar hızı frekans dağılımı

### 5.2.3. WindPRO yazılım programı ile elde edilen bulgular

Bölgenin rüzgar enerjisi potansiyelinin istatistiksel olarak araştırılmasında, EMD International A/S tarafından geliştirilen WindPRO 2.5 bilgisayar programı kullanılmıştır. Kullanılan bu yazılım ile bölgenin, saatlik, aylık, mevsimlik ve yıllık ortalama rüzgar hızı, rüzgar hızı frekans dağılımı, hakim rüzgar yönü, Weibull yoğunluk fonksiyonu, Weibull parametreleri, standart sapma ve yıllık ortalama güç yoğunluğu değerleri hesaplanmıştır. Hesaplama 30 m ve 10 m yükseklikte ölçülen rüzgar verileri kullanılmıştır. Aynı zamanda sonuçlar gerçek değerlere göre karşılaştırılmıştır. İstatistiksel analizin WindPRO program çıktıları Ek B'de verilmiştir.

Tablo 5.5'de analizde kullanılan veri miktarı ile ilgili genel bilgiler verilmiştir. Tablo incelendiğinde 2006-2007 yılları arasında toplam 52560 adet veri kullanıldığı görülmektedir. Bu ölçüm yılları arasında herhangi bir veri kaybı yaşanmamış olup veri tamlığı %100'dür. Tablo 5.6'da rüzgar hızı frekans değerleri verilmiştir.

Şekil 5.6'da rüzgar hızının günlük değişimi, Şekil 5.7'de rüzgar yönünün günlük değişimi ve Şekil 5.8'de türbülans yoğunluğunun günlük değişimi grafikleri verilmiştir.

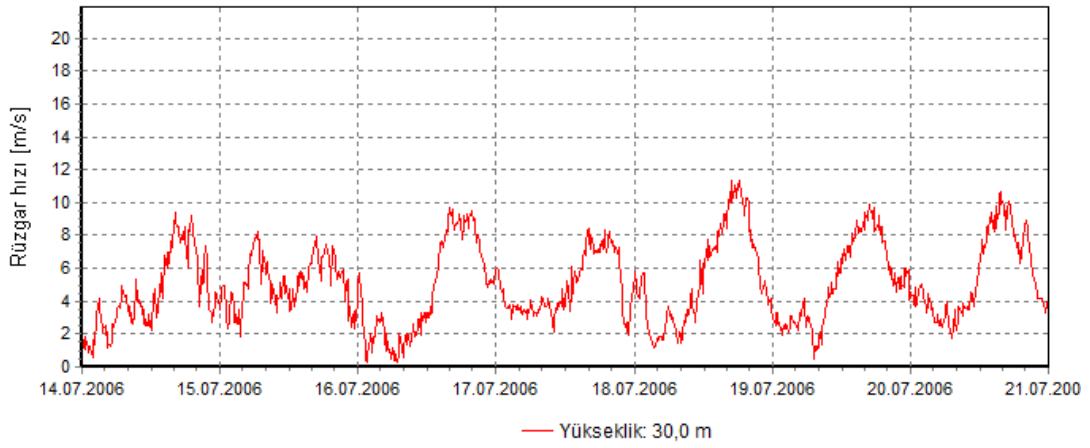
Tablo 5.5. Analizde kullanılan rüzgar veri miktarı

Günlük Veri Sayısı	Yıl / Ay												Toplam	
	2006						2007							
Gün	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	
1		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
2		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
3		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
4		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
5		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
6		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
7		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
8		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
9		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
10		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
11		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
12		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
13		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
14	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
15	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
16	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
17	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
18	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
19	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
20	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
21	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
22	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
23	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
24	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
25	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
26	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
27	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
28	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144		1728
29	144	144	144	144	144	144	144		144	144	144	144		1584
30	144	144	144	144	144	144	144		144	144	144	144		1584
31	144	144		144		144	144		144		144			1008
Toplam	2592	4464	4320	4464	4320	4464	4464	4032	4464	4320	4464	4320	1872	52560
Veri Kaydı : 10 Dakikalık ortalama														
Başlangıç : 14.07.2006 00:00 Bitiş : 13.07.2007 23:50														
Veri Sayısı : 52560 Veri Tamlığı (%) : 100														

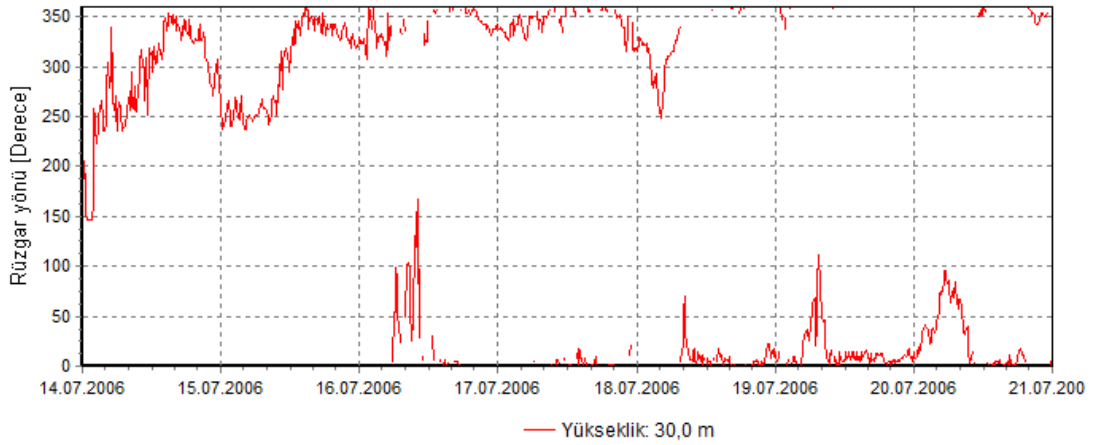
Tablo 5.6. Rüzgar hızı frekans (Esme Sayısı) Tablosu

Rüzgar Hızı (m/s)	Rüzgar Yönü (Sektör)												Toplam
	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	
0	195	322	218	156	135	131	60	73	64	70	87	98	1609
1	541	866	527	323	303	263	229	209	212	224	243	361	4301
2	1184	1293	816	480	551	403	326	286	318	255	415	901	7228
3	1887	1280	869	466	625	500	315	282	399	272	483	1459	8837
4	1744	945	824	380	512	398	300	279	361	206	349	1361	7659
5	1603	751	728	306	366	265	225	149	278	183	249	1051	6154
6	1596	606	574	226	263	187	316	100	181	166	173	714	5102
7	1469	579	448	111	182	164	354	74	116	123	125	446	4191
8	1185	461	380	60	125	111	297	61	102	71	50	234	3137
9	679	389	322	43	82	75	207	31	59	59	31	117	2094
10	260	256	159	26	56	33	94	9	41	30	20	27	1011
11	77	185	96	16	30	21	67	3	19	28	10	15	567
12	30	90	62	13	20	24	63	4	12	10	6	12	346
13	10	19	32	1	16	12	50	1	5	3	1	5	155
14	6	7	22	2	9	13	25	1	4	4	2	0	95
15	0	0	8	0	2	7	5	1	2	1	0	0	26
16	0	3	3	0	0	5	1	1	2	2	0	0	17
17	0	5	5	0	0	1	0	0	1	2	0	0	14
18	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	3
19	0	0	2	0	0	0	0	0	1	2	0	0	5
20	0	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	5
21	0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	3
22	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	12466	8063	6095	2609	3277	2614	2934	1564	2177	1716	2244	6801	52560

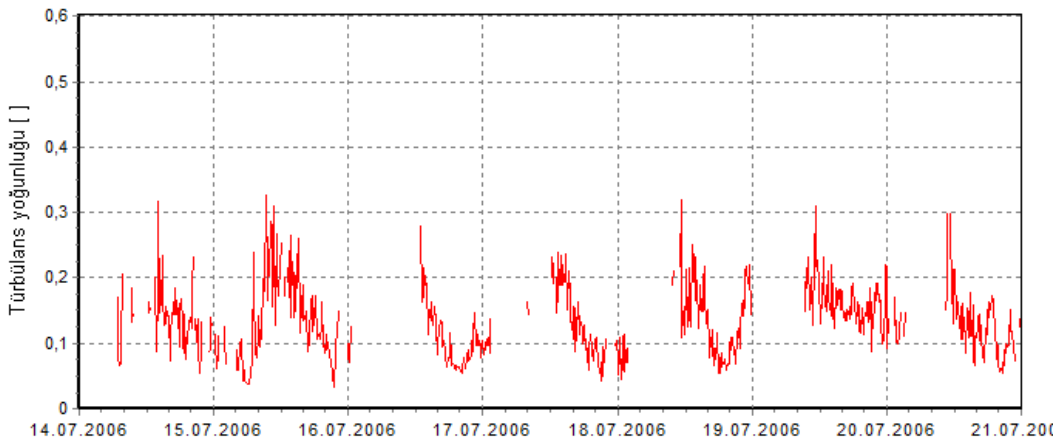




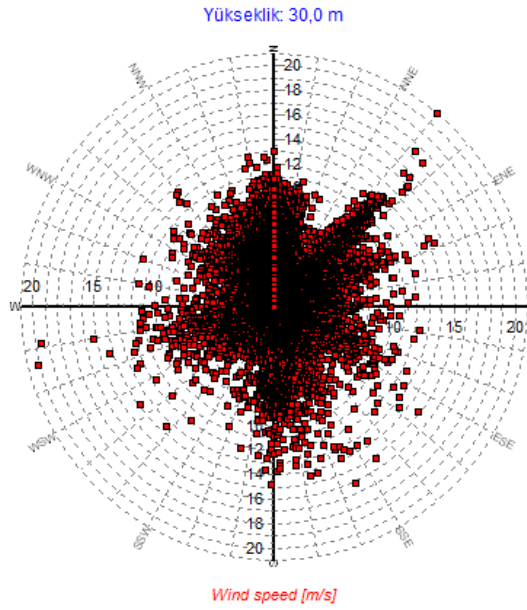
Şekil 5.6. Günlük rüzgar hızı değişimi



Şekil 5.7. Günlük rüzgar yönü değişimi



Şekil 5.8. Günlük türbülans yoğunluğu değişimi

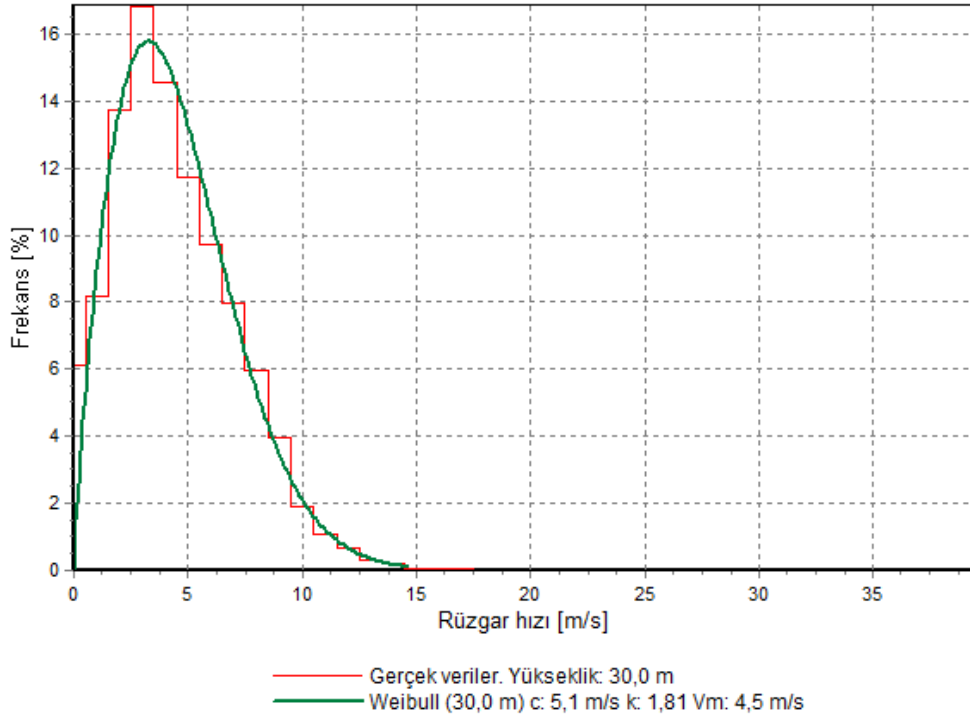


Şekil 5.9. Sektörel rüzgar hızı dağılımı

Tablo 5.7. Aylık ve yıllık ortalama rüzgar hızları

Aylar	2006	2007	Ortalama
Ocak	--	6,1	6,1
Şubat	--	5,2	5,2
Mart	--	5,2	5,2
Nisan	--	4,1	4,1
Mayıs	--	3,9	3,9
Haziran	--	3,8	3,8
Temmuz	4,9	4,2	4,6
Ağustos	4,1	--	4,1
Eylül	4,2	--	4,2
Ekim	3,5	--	3,5
Kasım	4,4	--	4,4
Aralık	4,2	--	4,2
<b>Ortalama</b>	4,2	4,6	4,4

Şekil 5.9'da Sektörel olarak rüzgar dağılımı grafiği verilmiştir. Şekilden görülebileceği gibi rüzgar hızı dağılımının ağırlıklı olarak kuzey yönde gerçekleştiği görülmektedir. Tablo 5.7'de aylık ve yıllık rüzgar hızı ortalamalarının gerçek değerleri verilmiştir. Rüzgar hızının; Ocak ayında 6,1 m/s ile en yüksek değerde, Ekim ayında 3,5 m/s ile en düşük değerde gerçekleştiği görülmektedir. Yıllık ortalama rüzgar hızı 4,4 m/s değerinde oluşmuştur.

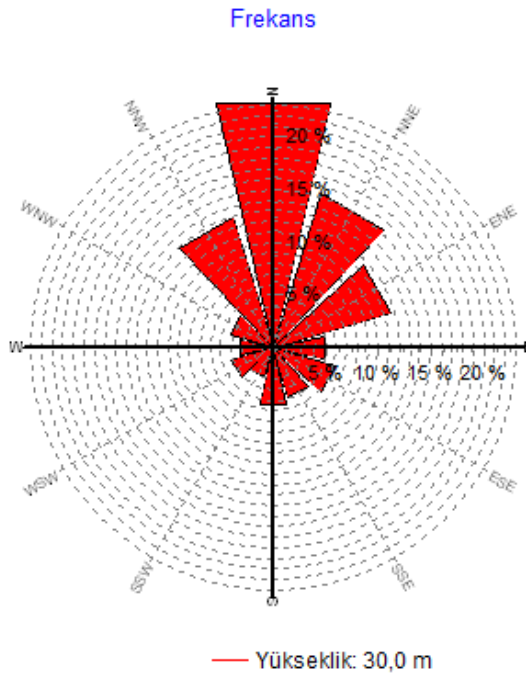


Şekil 5.10. Yıllık rüzgar hızı frekans dağılımı

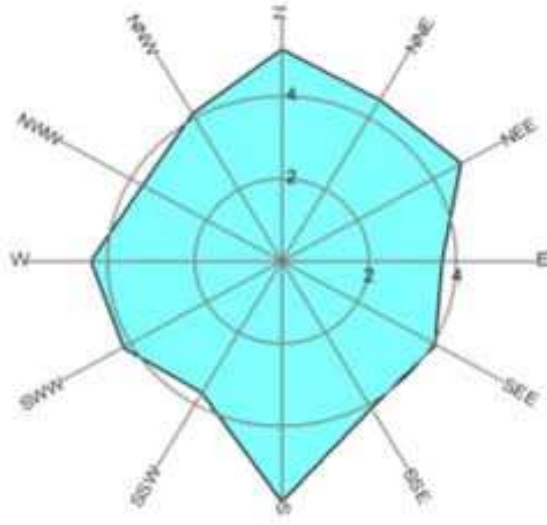
Tablo 5.8. Yıllık sektörel ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ve frekans

Yön	c (m/s)	v <sub>m</sub>	k	Frekans (%)
0-N	5,79	5,13	2,366	23,7
1-NNE	5,01	4,5	1,579	15,3
2-ENE	5,36	4,77	1,734	11,6
3-E	4,14	3,7	1,688	5
4-ESE	4,53	4,06	1,611	6,2
5-SSE	4,58	4,13	1,497	5
6-S	6,6	5,84	2,149	5,6
7-SSW	4,13	3,69	1,702	3
8-WSW	4,72	4,22	1,674	4,1
9-W	4,88	4,39	1,544	3,3
10-WNW	4,11	3,67	1,721	4,3
11-NNW	4,66	4,13	2,145	12,9
<b>Ortalama</b>	<b>5,12</b>	<b>4,55</b>	<b>1,808</b>	<b>100</b>

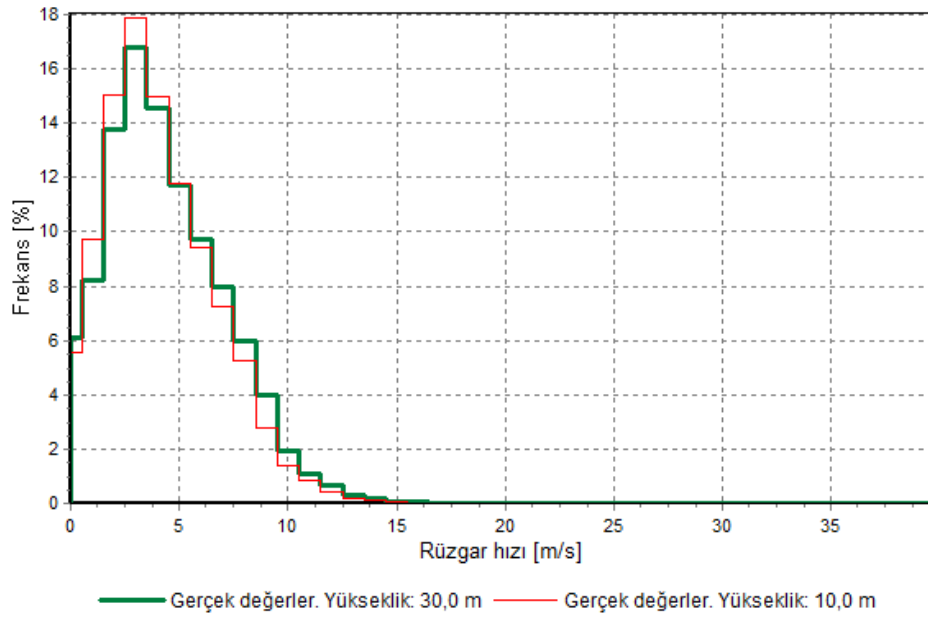
Rüzgar hızının frekans dağılımı Şekil 5.10'da gösterilmiştir. Ayrıca sektörel yıllık ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ile frekans değerleri Tablo 5.8'de verilmiştir. Tablo 5.8 incelendiğinde; en büyük rüzgar hızı frekansının % 23,72 değerinde kuzey yönde olduğu ve bu yönde yıllık ortalama rüzgar hızının 5,01 m/s olduğu görülmüştür. Sektörel yıllık ortalama rüzgar hızı frekansı ile sektörel rüzgar hızı ortalaması Şekil 5.11 ve 5.12'de verilmiştir. Tablo 5.8, Şekil 5.11 ve Şekil 5.12'de görüldüğü gibi bölgede hakim rüzgar yönünün kuzey olduğu, hakim yönde Weibull  $k$  şekil parametresinin 2,37,  $c$  ölçek parametresinin ise 5,79 m/s değerinde olduğu, kuzey-doğu ve kuzey-batı yönlerinde önemsenecek büyüklükte bir rüzgar frekansının olduğu görülmüştür. Ayrıca yıllık ortalama rüzgar hızı değerinin; kuzey, kuzey-doğu, kuzey-batı, batı ve güney yönlerinde 4 m/s'lik hız değerinden büyük olduğu görülmektedir (Şekil 5.12).



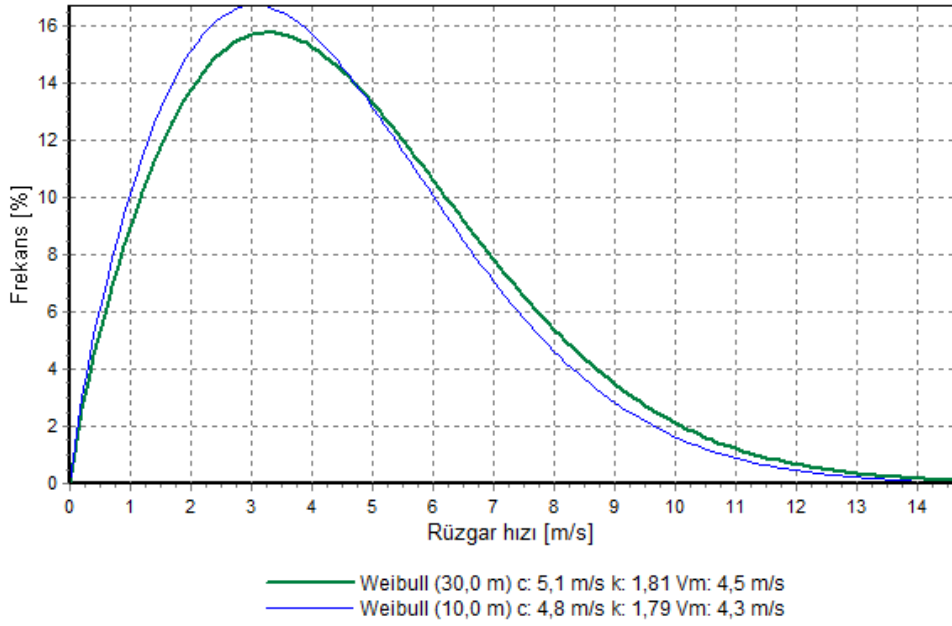
Şekil 5.11. Sektörel yıllık ortalama rüzgar hızı frekansı



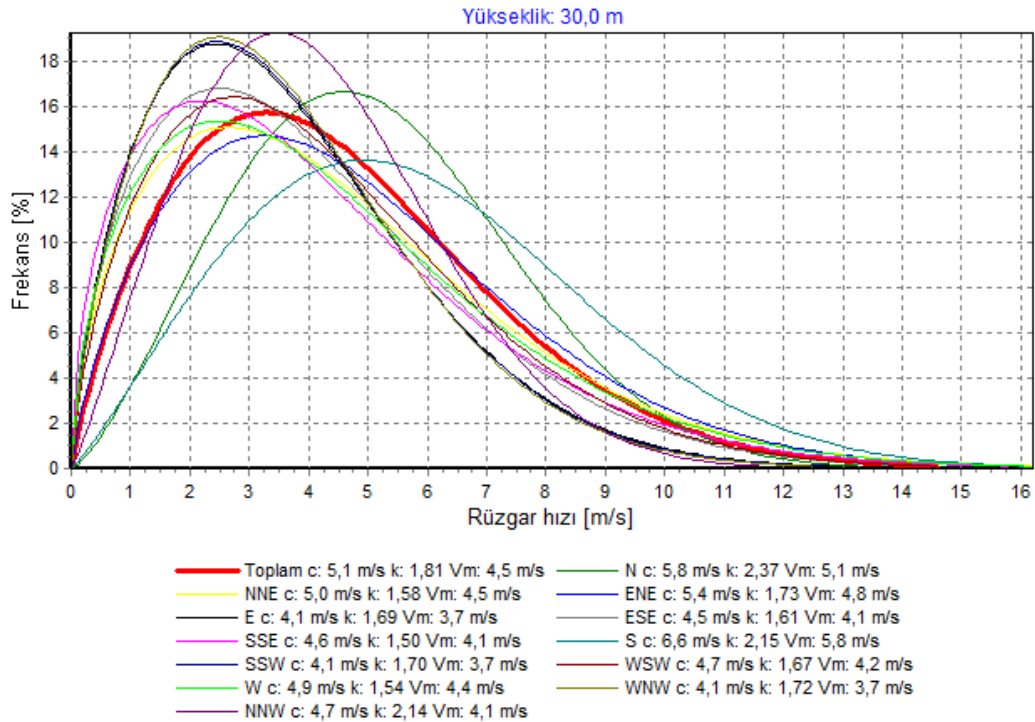
Şekil 5.12. Sektörel yıllık ortalama rüzgar hızı



Şekil 5.13. Rüzgar hız frekansı gerçek değerleri

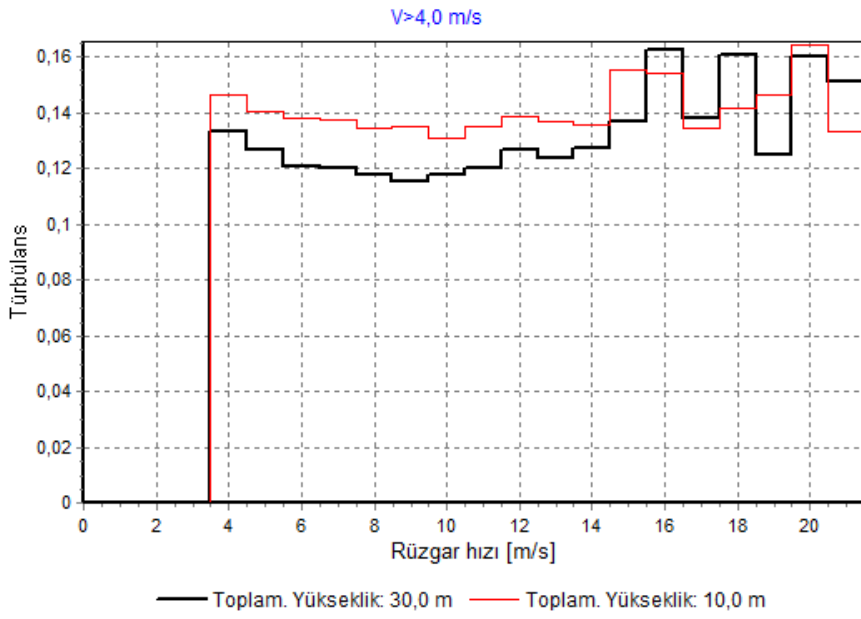


Şekil 5.14. Rüzgar hız frekansı Weibull yoğunluk fonksiyonu

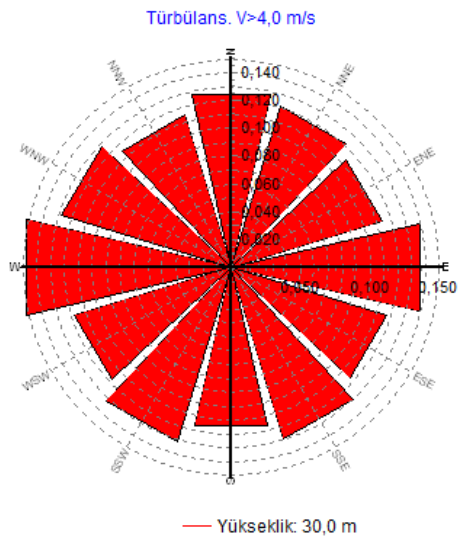


Şekil 5.15. Sektörel rüzgar hız frekansı Weibull yoğunluk fonksiyonu

Şekil 5.13’de 30 m ve 10 m yükseklikleri için rüzgar hız frekansının gerçek değerlerinin grafiği verilmiştir. Yine Şekil 5.14’de 30 m ve 10 m yükseklikleri için rüzgar hızı frekansı Weibull yoğunluk fonksiyonu grafiği, Şekil 5.15’te ise 30 m yükseklik için sektörel Weibull yoğunluk fonksiyonu grafiği verilmiştir. Bu şekillerden görülebileceği gibi; 30 m ile 10 m yükseklikleri için değerlerin birbirine çok yakın olduğunu, paralellik arz ettiği belirlenmiştir.



Şekil 5.16. Türlülans yoğunluğu



Şekil 5.17. Sektörel türlülans yoğunluğu

Şekil 5.16’da 10 m ve 30 m yüksekliği için türbülans yoğunluğu grafiği verilmiştir. Şekil 5.17’de sektörel türbülans yoğunluğu grafiği verilmiştir. Türbülans yoğunluğunun batı ve doğu istikametlerde biraz fazla olduğu fakat genelde tüm yönlerde orta yoğunluk sınıfı sınır değeri olan 0,25 değerinden az olduğu görülmektedir. Özellikle 10 m yükseklikteki ölçülen rüzgar hızı değerlerinde türbülans yoğunluğunun 30 m’ye göre daha yüksek olduğu tespit edilmiştir. Bu durumun nedeni, arazi şartlarının rüzgar akışına olan etkisi olarak düşünülmektedir.

Tablo 5.9. Aylık ve yıllık ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ile ortalama güç yoğunluğu

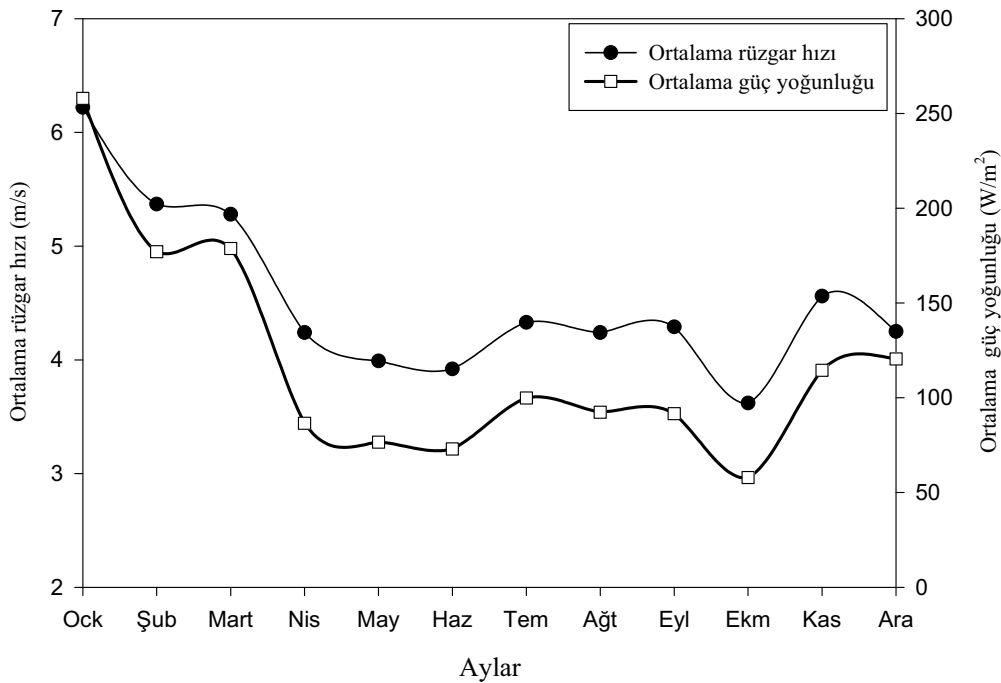
Aylar	Weibull dağılımı				Gerçek değerler	
	$V_m$ (m/s)	k	c (m/s)	$P_m$ (w/m <sup>2</sup> )	$V_m$ (m/s)	$P_m$ (w/m <sup>2</sup> )
Ocak	6,22	2,11	7,02	258,00	6,16	261,19
Şubat	5,37	1,99	6,06	177,06	5,23	178,54
Mart	5,28	1,91	5,95	178,77	5,27	181,05
Nisan	4,24	2,03	4,79	86,53	4,16	87,90
Mayıs	3,99	1,94	4,50	76,60	3,91	77,74
Haziran	3,92	1,90	4,41	72,95	3,85	74,43
Temmuz	4,33	1,83	4,87	99,89	4,22	101,48
Ağustos	4,24	1,88	4,78	92,35	4,20	94,18
Eylül	4,29	1,98	4,84	91,55	4,21	93,15
Ekim	3,62	1,92	4,08	57,88	3,56	58,79
Kasım	4,56	1,89	5,13	114,50	4,47	116,10
Aralık	4,25	1,55	4,73	120,43	4,24	121,12
1. Ölçüm Yılı	4,55	1,81	5,12	121,01	4,49	122,26

Tablo 5.9’da 2006 – 2007 yılları içine alan bir yıllık bir zaman periyodu için; aylık ve yıllık ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ile ortalama güç yoğunluğu değerleri verilmiştir. Tablo’da görüldüğü gibi; aylık ortalama rüzgar hızının gerçek değerlerinin; 3,56 ile 6,16 m/s arasında değiştiği, en yüksek ortalama rüzgar hızının ocak ayında, en düşük ortalama rüzgar hızının ise ekim ayında olduğu ve yıllık ortalama rüzgar hızının gerçek değerinin 4,49 m/s olduğu belirlenmiştir. Aynı tabloda WD’ye göre aylık ortalama rüzgar hızının 3,62 ile 6,22 m/s arasında değiştiği, en yüksek ortalama rüzgar hızının ocak ayında, en düşük ortalama rüzgar hızının ise ekim ayında gerçekleştiği ve yıllık ortalama rüzgar hızının 4,55 m/s olduğu belirlenmiştir. Tablo’da görülebileceği gibi ortalama rüzgar hızının gerçek değerleri ile Weibull değerlerinin birbirlerine oldukça yakın olduğu belirlenmiştir.



WD parametrelerinin aylık ve yıllık değişimi Tablo 5.9'da sunulmuştur. Tablo değerleri incelendiğinde; en yüksek  $k$  şekil parametresinin 2,11 değerinde Ocak ayında, en düşük değerinin ise 1,55 ile Aralık ayında olduğu görülmüştür. Yine  $c$  ölçek parametresinin en yüksek değerinin 7,02 m/s ile Ocak ayında, en düşük değerinin ise 4,08 m/s ile Ekim ayında gerçekleştiği bulunmuştur. Yıllık ortalama  $k$  şekil parametresinin 1,81 ve  $c$  ölçek parametresini ise 5,12 m/s olduğu belirlenmiştir.

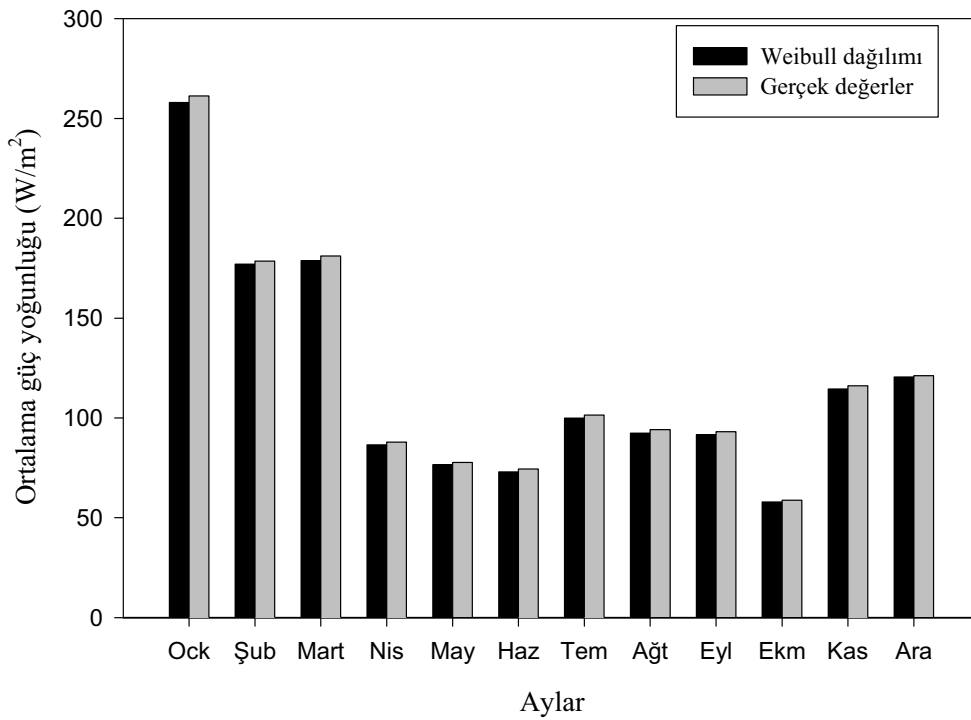
Aylık ve yıllık ortalama güç yoğunluğunun değerleri Tablo 5.9'da verilmiştir. Tablo'da gösterildiği gibi aylık ortalama güç yoğunluğunun en büyük gerçek değeri 261,19 W/m<sup>2</sup> olup Ocak ayında, en küçük değeri ise Ekim ayında 58,79 W/m<sup>2</sup> olarak gerçekleşmiştir. Benzer şekilde aylık ortalama güç yoğunluğunun Weibull dağılımına göre en büyük değeri Ocak ayında 258 W/m<sup>2</sup> olarak, en küçük değeri ise Ekim ayında 57,88 W/m<sup>2</sup> olduğu görülmüştür. Tablo'da görülebileceği gibi ortalama güç yoğunluğunun gerçek değerleri ile Weibull değerlerinin birbirlerine oldukça yakın olduğu belirlenmiştir.



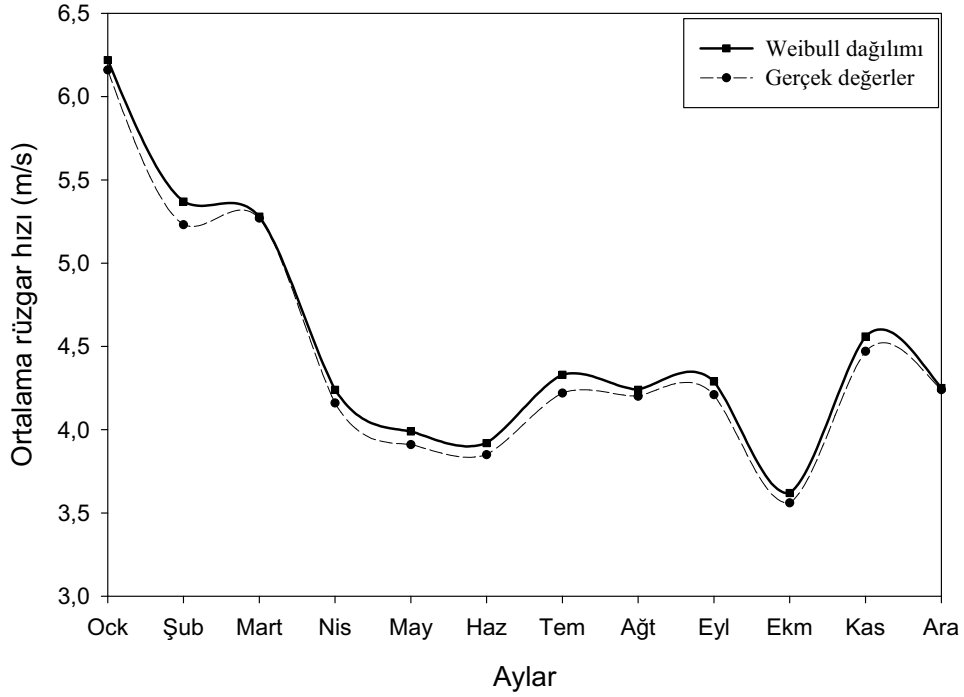
Şekil 5.18 Weibull dağılımına göre ortalama rüzgar hızı ile güç yoğunluğunun aylık değişimi

Şekil 5.18’de, aylık ortalama rüzgar hızı ile güç yoğunluğu değerinin değişimi grafiği verilmiştir. Şekil 5.19’da ise aylık ortalama güç yoğunluğunun gerçek ve Weibull değerleri değişim grafiği sunulmuştur. Şekiller incelendiğinde aylık ortalama rüzgar hızı ile güç yoğunluğu değişiminin birbirlerine göre orantılı olduğu, özellikle Ocak, Şubat ve Mart aylarında değerlerin daha büyük olduğu ve gerçek ile Weibull değerlerinin birbirine çok yakın olduğu görülmüştür.

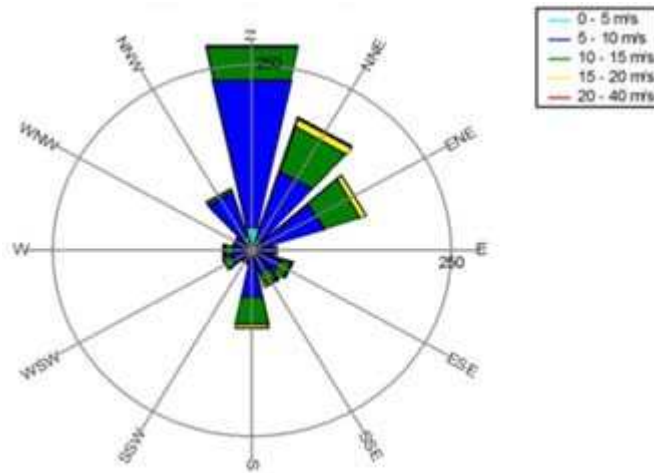
Şekil 5.20’de; Weibull ve gerçek değerlere göre aylık ortalama rüzgar hızı değerleri değişimi gösterilmiştir. Şekil 5.20 ve Tablo 5.9’ de de görüleceği, gibi aylık ve yıllık ortalama rüzgar hızlarının gerçek ve Weibull değerlerinin birbirine çok yakın seyrettiği tespit edilmiştir. Ayrıca değerlerin değişiminin paralellik arz ettiği görülmektedir.



Şekil 5.19 Aylık ortalama güç yoğunluğu



Şekil 5.20. Aylık ortalama rüzgar hızı değişimi



Şekil 5.21 Enerji gültü

Şekil 5.21’de sektörel olarak yıllık ortalama enerji yoğunluğu verilmiştir. Bu şekilden de görülebileceği gibi yıllık ortalama enerji yoğunluğunun en yoğun gerçekleştiği sektör; kuzey ve kuzey – doğu yönleri olduğu görülmüştür.

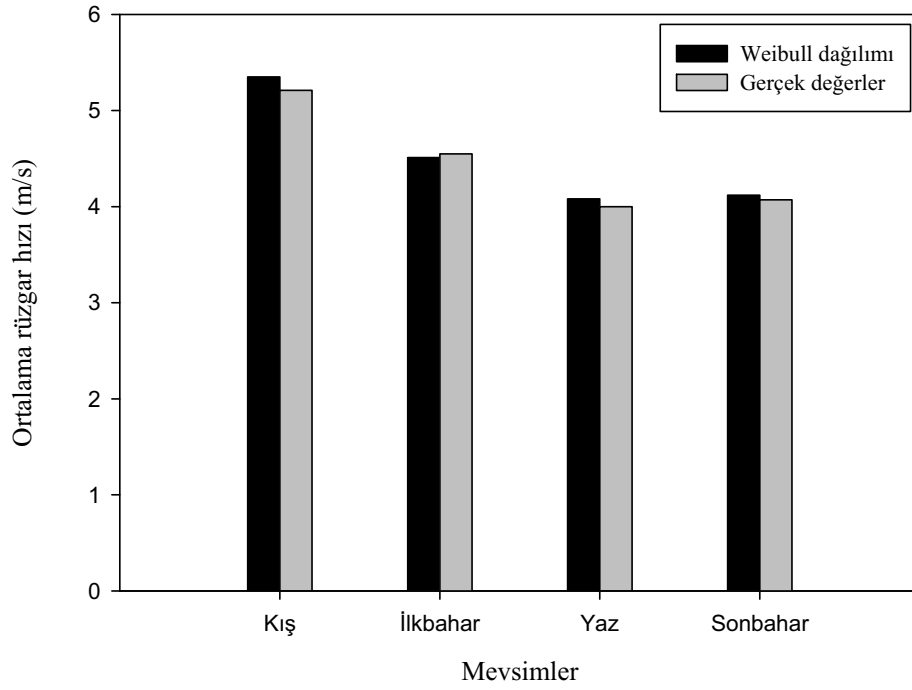
Tablo 5.10’da mevsimsel ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ile ortalama güç yoğunluğu değişimi verilmiştir. Tablo’da görüldüğü gibi; mevsimsel ortalama rüzgar hızının gerçek değerinin 5,21 m/s ile en yüksek kış mevsiminde, en düşük ortalama rüzgar hızını gerçek değerinin ise 4 m/s ile yaz mevsiminde belirlenmiştir. Aynı tabloda, Weibull dağılımına göre en yüksek ortalama rüzgar hızının 5,35 m/s ile kış mevsiminde, en düşük ortalama rüzgar hızının ise 4,08 m/s ile yaz mevsiminde ayında gerçekleştiği belirlenmiştir. Tablo’da görülebileceği gibi ortalama rüzgar hızının gerçek değerleri ile Weibull değerlerinin birbirlerine oldukça yakın olduğu belirlenmiştir. Bu durum Şekil 5.22’de de görülmektedir.

WD parametrelerinin mevsimsel değişimi Tablo 5.10’da sunulmuştur. Tablo değerleri incelendiğinde; en yüksek  $k$  şekil parametresinin 1,89 değerinde kış mevsiminde, en düşük değerinin ise 1,76 ile yaz mevsiminde olduğu görülmüştür. Yine  $c$  ölçek parametresinin en yüksek değerinin 6,03 m/s ile kış mevsiminde, en düşük değerinin ise 4,59 m/s ile yaz mevsiminde gerçekleştiği bulunmuştur.

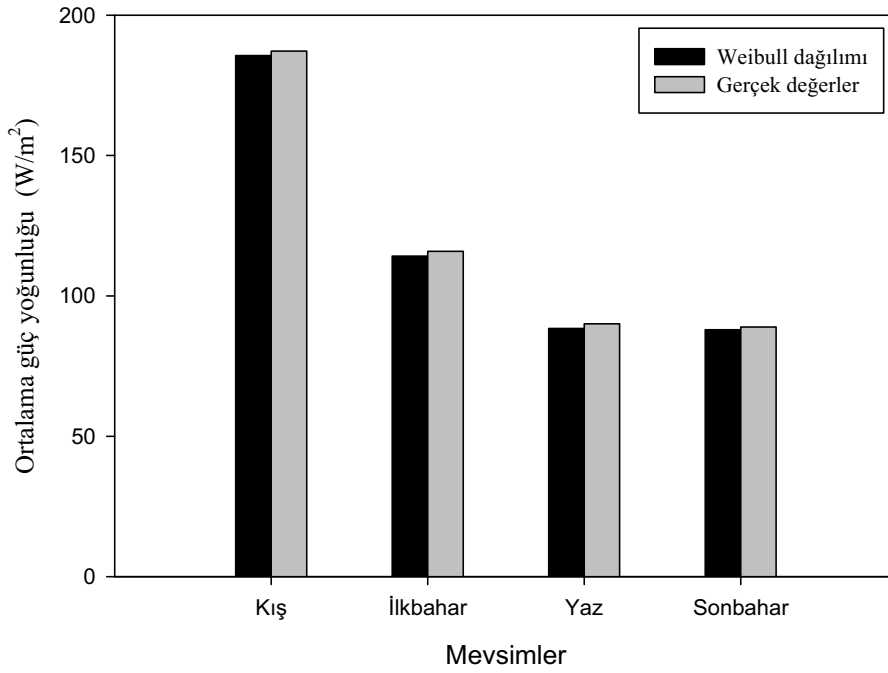
Ortalama güç yoğunluğunun mevsimsel değerleri Tablo 5.10’da verilmiştir. Tablo’da gösterildiği gibi mevsimsel ortalama güç yoğunluğunun en büyük gerçek değeri 187,22 W/m<sup>2</sup> olup kış mevsiminde , en küçük değeri ise sonbahar mevsiminde 88,93 W/m<sup>2</sup> olarak gerçekleşmiştir. Benzer şekilde mevsimsel ortalama güç yoğunluğunun Weibull dağılımına göre en büyük değeri kış mevsiminde 185,62 W/m<sup>2</sup> olarak, en küçük değeri ise sonbahar mevsiminde 87,90 W/m<sup>2</sup> olduğu görülmüştür. Tablo’da görülebileceği gibi ortalama güç yoğunluğunun gerçek değerleri ile Weibull değerlerinin birbirlerine oldukça yakın olduğu belirlenmiştir. Bu durum Şekil 5.23’de açıkça görülmektedir.

Tablo 5.10. Mevsimsel ortalama rüzgar hızı, Weibull parametreleri ile ortalama güç yoğunluğu

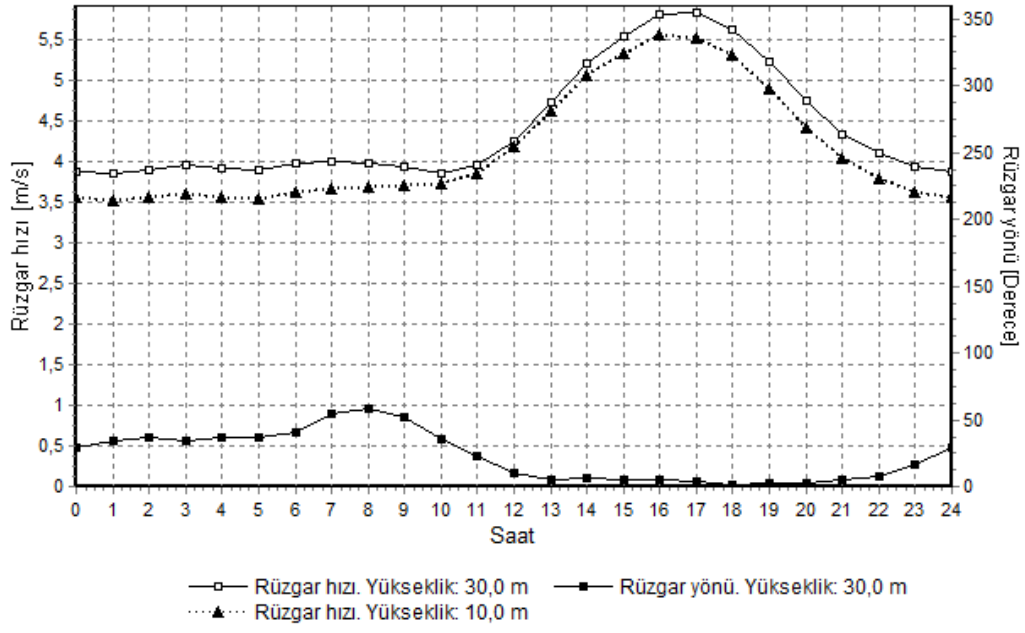
Mevsimler	Weibull dağılımı				Gerçek değerler	
	$V_m$ (m/s)	$k$	$c$ (m/s)	$P_m$ (W/m <sup>2</sup> )	$V_m$ (m/s)	$P_m$ (W/m <sup>2</sup> )
Kış	5,35	1,89	6,03	185,62	5,21	187,22
İlkbahar	4,51	1,86	5,07	114,16	4,55	115,87
Yaz	4,08	1,76	4,59	88,36	4,00	90,07
Sonbahar	4,12	1,85	4,64	87,90	4,07	88,93



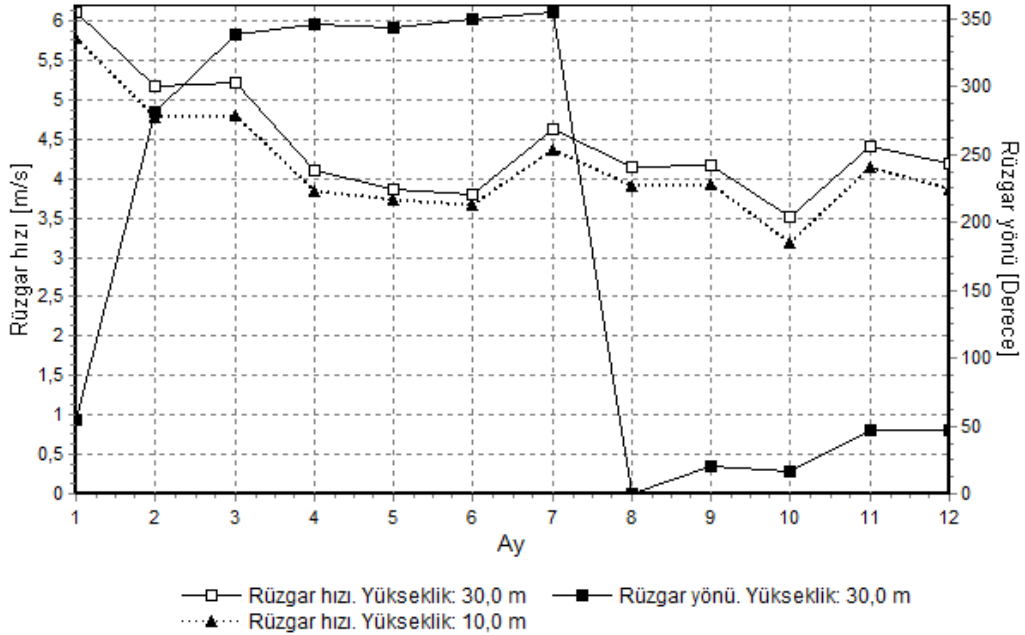
Şekil 5.22 Mevsimsel ortalama rüzgar hızı



Şekil 5.23 Mevsimsel ortalama güç yoğunluğu



Şekil 5.24. Yıllık ortalama saatlik rüzgar hızı ve yönü



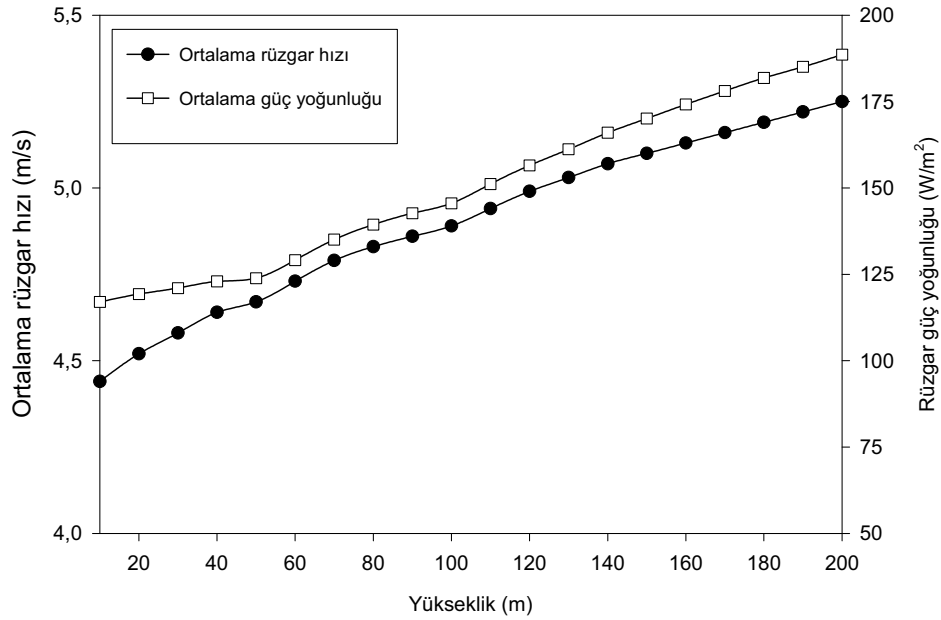
Şekil 5.25. Aylık ortalama rüzgar hızı ve yönü

Şekil 5.24'de yıllık ortalama saatlik rüzgar hızı ve yön değişimi verilmiştir. Bu şekilden de görülebileceği gibi yıllık ortalama hız değerlerin 30 m'lik ölçüm yüksekliğinde; saat 14:00 ile 20:00 arasında 4-6 m/s arasında değiştiği, yıllık ortalama hız değerinin saat 12:00' dan saat 17:00'a kadar artarak yaklaşık 6 m/s değerine kadar yükseldiği ve daha sonra normaleştiği belirlenmiştir. Benzer durumun 10 m'lik yükseklik için de görülmüştür. Ayrıca yıllık ortalama hız değerinin arttığı bu saat periyotları içinde rüzgarın esme yönünün kuzey olduğu yine Şekil 5.24'de görülmektedir. Şekil 5.25'de 30 m ve 10 m ölçüm yüksekliği için aylık ortalama rüzgar hızı ve yön bilgileri gösterilmiştir. Bu şekilde görüldüğü gibi Ocak, Şubat ve Mart aylarında ortalama rüzgar hızı değerlerinin 5 m/s değeri üzerinde gerçekleştiği, Şubat-Temmuz ayları arasında rüzgarın yaklaşık kuzey yönde estiği görülmüştür.

Tablo 5.11'de yüksekliğe göre Weibull parametreleri, ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğu değerleri verilmiştir. Şekil 5.26'da ise, yıllık ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğunun yükseklikle değişimi grafiği sunulmuştur. Tablo ve Şekil incelendiğinde; yıllık ortalama rüzgar hızının yükseklik arttıkça orantılı olarak arttığı ve 200 m'lik yükseklik için ortalama hızın 5,25 m/s değerinde olduğu belirlenmiştir. Yine 200 m yükseklikte ortalama güç yoğunluğu değerinin  $188,59 \text{ W/m}^2$  olduğu belirlenmiştir. Ayrıca artan yüksekliğe göre ortalama rüzgar hızı ile güç yoğunluğu artışının birbiriyle orantılı olduğu görülmektedir (Şekil 5.26).

Tablo 5.11. Yüksekliğe göre Weibull parametreleri, ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğu

Yükseklik (m)	$V_m$ (m/s)	$c$ (m/s)	$k$	$P_m$ (W/m <sup>2</sup> )
10	4,44	5,0	1,72	117,01
20	4,52	5,1	1,77	119,29
30	4,58	5,2	1,81	121,01
40	4,64	5,2	1,84	122,95
50	4,67	5,3	1,86	123,86
60	4,73	5,3	1,85	129,11
70	4,79	5,4	1,84	135,05
80	4,83	5,4	1,83	139,38
90	4,86	5,5	1,82	142,69
100	4,89	5,5	1,81	145,55
110	4,94	5,6	1,80	151,14
120	4,99	5,6	1,79	156,51
130	5,03	5,7	1,78	161,19
140	5,07	5,7	1,77	165,98
150	5,1	5,7	1,76	170,09
160	5,13	5,8	1,75	174,20
170	5,16	5,8	1,74	178,08
180	5,19	5,8	1,74	181,85
190	5,22	5,9	1,73	185,05
200	5,25	5,9	1,72	188,59



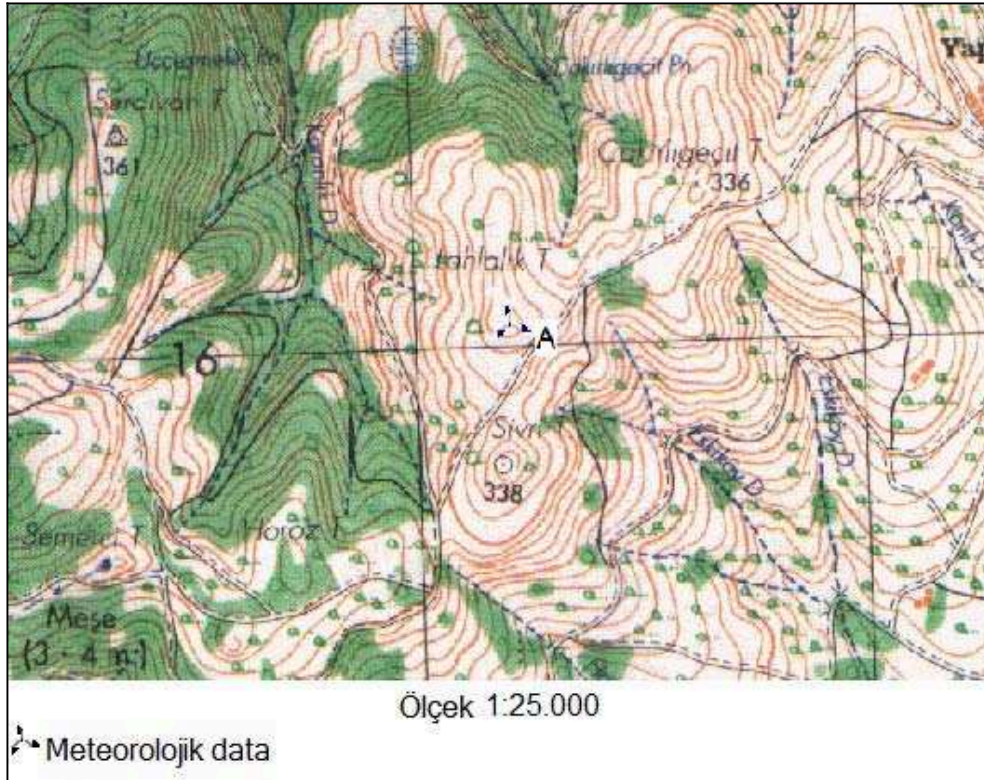
Şekil 5.26. Yüksekliğe göre ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğu değişimi



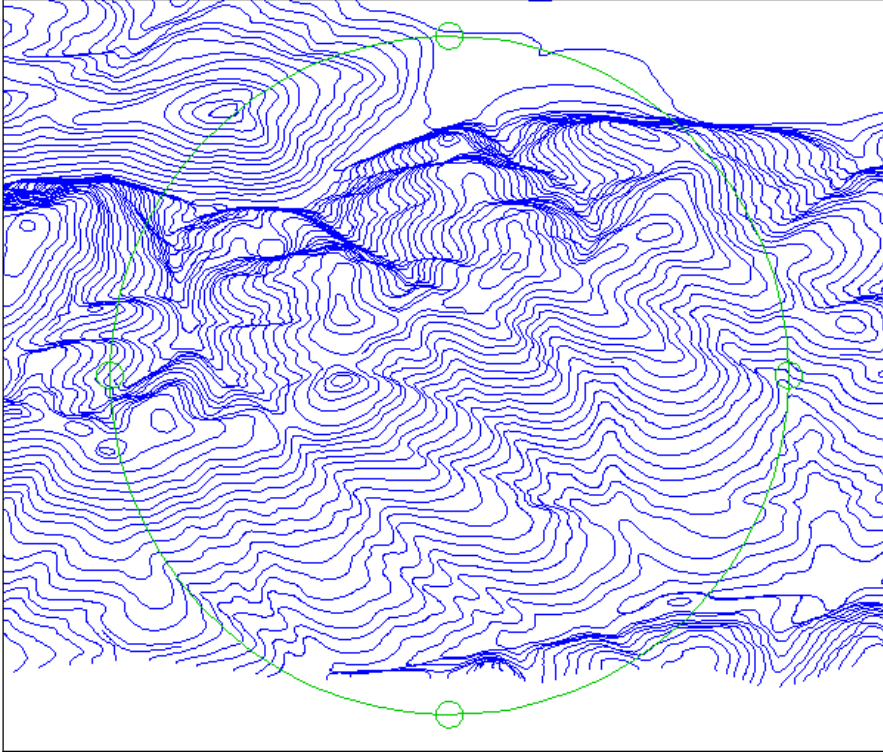
### 5.3. Sakarya-Esentepe Rüzgar Elektrik Santral Analizi

Başlangıçta; bölgede muhtemel rüzgar enerjisi potansiyeli olan alanlar araştırılmıştır. İlk aşamada, bölgede kurulması tasarlanan rüzgar elektrik santralının (RES) veya rüzgar çiftliğinin kurulacağı alan belirlenmeye çalışılmıştır. Bu amaçla Şekil 5.27’de verilen ölçüm istasyonunda ölçülen 1 yıllık rüzgar verileri kullanılmıştır. Analizin ilk aşamasında; bölge yerinde incelenerek arazinin topoğrafik durumu gözlemlenerek enerji üretimi bakımından muhtemel engel oluşturacak yerler belirlenmiştir.

Bu amaçla, Sakarya-Esentepe RES bölgesinin WAsP ve WindPRO yazılımları kullanılarak türbin seçimi ve enerji üretim miktarının hesaplanabilmesi için; bölgenin sayısal haritasının 3 boyutlu bir modeli oluşturulmuştur (Şekil 5.28). Yaklaşık 150 km<sup>2</sup>’lik bir alanı kapsayan sayısal harita; AutoCAD ile WindPRO programları yardımı ile oluşturulmuştur. Bu sayısal harita yardımı ile 150 km<sup>2</sup>’lik bir alan içerisindeki tüm yerlerde WindPRO yardımı ile rüzgar enerji amaçlı analizler yapılabilmektedir.



Şekil 5.27. Rüzgar ölçüm istasyonunun yeri (RÖİ)



Şekil 5.28. Sakarya-Esentepe bölgesi sayısal harita modeli

Bölge; WAsP 8.3 ve WindPRO 2.5 yazılımları kullanılarak, topografik engeller, yıllık ortalama rüzgar hızı ve ortalama güç yoğunluğu değerleri dikkate alınarak rüzgar enerjisi potansiyeli bakımından iyi olabilecek muhtemel RES bölgeleri tespit edilmiştir. Bu analiz sonucunda; bölgede rüzgar enerjisi santrali olarak kullanılması tasarlanan ön çalışma olarak 6 bölge belirlenmiştir. Bu RES bölgeleri Tablo 5.12’de gösterilmiştir. Tablo 5.13’te muhtemel RES sahalarının genel özellikleri verilmiştir.

Tablo 5.12. Muhtemel rüzgar enerjisi potansiyeli olan bölgeler

S.No	RES Bölgesi	Bölgenin Genel Tanımı
1	1.Bölge	Semercik, Tahtalık ve Çakırlıgeçit Tepeler ve civarları
2	2.Bölge	Serdivan Tepesi ve civarları
3	3.Bölge	Sayvan Tepe ve yukarı civarları
4	4.Bölge	Karabungalık Tepe ve civarları
5	5.Bölge	Toz ve Taş Tepe civarları
6	6.Bölge	Kıran ve Kocabayır Tepe civarları

Tablo 5.13 Muhtemel RES bölgelerinin genel durum

RES Bölgesi	Topoğrafik Durum	Ulaşım Durumu	Trafo Merkezine Uzaklığı (yaklaşık)
1.Bölge	Orman vasfını yitirmiş mera alan.	İyi Durumda	7 km
2.Bölge	Orman vasfında, ağaçlık alan.	Kötü Durumda	8 km
3.Bölge	Orman vasfında, ağaçlık alan.	Kötü Durumda	8,5 km
4.Bölge	Orman vasfında, ağaçlık alan. Kuzeydoğu yönünde yerleşim alanları mevcut.	Kötü Durumda	9 km
5.Bölge	Orman vasfında, ağaçlık alan. Kuzeydoğu ve Kuzeybatı yönlerinde yerleşim alanları mevcut.	Kötü Durumda	9,5 km
6.Bölge	Kuzey, Kuzeydoğu ve Kuzeybatı yönlerinde yerleşim alanları mevcuttur.	İyi Sayılabilir	7,5 km

Sonraki aşamada; dünyada mevcut kurulu güç kullanım oranı bakımından yüksek paylara sahip 8 rüzgar türbin imalatçısı firmasının üretmiş olduğu farklı güç, rotor çapı ve hub yüksekliğine sahip RT modelleri, WAsP ve WindPRO yazılımları kullanılarak RES bölgeleri için uygun RT tipleri belirlenmeye çalışılmıştır. Bu analizde; yıllık ortalama rüzgar hızı, ortalama güç yoğunluğu, rüzgar çiftliği kurulu güç, türbin sayısı, rüzgar çiftliğinin yıllık ortalama enerji üretim miktarı, rüzgar çiftliğinin yıllık enerji üretim miktarı, rüzgar çiftliğinin kapasite faktörü gibi değerler hesaplanarak yapılmıştır. Analiz çalışmasında; nominal güçleri, 330 kW den 5000 kW'ye kadar; rotor çapları, 33,4 m'den 126 m'ye kadar ve türbin hub yükseklikleri, 49,9 m'den 160,0 m'ye kadar olan; Vestas. REpower, Fuhrlander, Enercon, Gamesa, GE wind, Nordex, NEG Micon, gibi farklı firmaların üretmiş olduğu 3 kanatlı türbinler kullanılmıştır. Bu aşamada belirlenen türbinler; Tahtalık Tepe civarlarına konuşlandırılarak WindPRO ve WAsP yazılımları kullanılarak analiz yapılmıştır.

Vestas firmasının üretmiş olduğu farklı tip ve özelliklerdeki RT ile yapılan analiz çalışmasında elde edilen sonuçlar Tablo 5.14'de verilmiştir. Tablo incelendiğinde; bu firmanın, Vestas V90 tipi, nominal gücü 1800 kW, rotor çapı 90 m, hub yüksekliği 80 m olan modelinin, yıllık enerji üretim miktarı 2921,8 MWh ve kapasite faktörü değeri %18,5 olarak hesaplanmıştır. Vestas V90 türbininin; firmanın ürünlerinden, bölge için en uygun RT modeli olduğu belirlenmiştir.

Tablo 5.14. Vestas rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri

Sıra No	Türbinin					
	Tipi	Nominal Gücü (kW)	Rotor Çapı (m)	Hub Yüksekliği (m)	Yıllık Enerji Üretim Miktarı (MWh)	Kapasite Faktörü (%)
1	V47	660	47,0	65,0	762,0	13,2
2	V47	660/200	47,0	65,0	738,1	12,8
3	V52	850	52,0	60,0	964,8	12,9
4	V52	850	52,0	86,0	1045,4	14,0
5	NM82V82	1.650	82,0	80,0	2375,3	16,4
6	NM82V82	1650/900	82,0	80,0	2486,9	17,2
7	V66	1750	66,0	78,0	1609,3	10,5
8	V80	1800	80,0	78,0	2185,5	13,9
<b>9</b>	<b>V90</b>	<b>1800</b>	<b>90,0</b>	<b>80,0</b>	<b>2921,8</b>	<b>18,5</b>
10	V80	2000	80,0	100,0	2476,8	14,1
11	V90	2000	90,0	105,0	3133,3	17,9
12	V90	3000	90,0	105,0	3280,5	12,5

REpower firmasının üretmiş olduğu farklı tip ve özelliklerdeki RT ile yapılan analiz çalışmasında elde edilen sonuçlar Tablo 5.15’de verilmiştir. Tablo incelendiğinde; bu firmanın, REpower MM92 tipi, nominal gücü 2000 kW, rotor çapı 92,5 m, hub yüksekliği 120 m olan modelinin, yıllık enerji üretim miktarı 3408,7 MWh ve kapasite faktörü değeri %19,4 olarak hesaplanmıştır. REpower MM92 türbininin; firmanın ürünlerinden, bölge için en uygun RT modeli olduğu belirlenmiştir.

Tablo 5.15. REpower rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri

Sıra No	Türbinin					
	Tipi	Nominal Gücü (kW)	Rotor Çapı (m)	Hub Yüksekliği (m)	Yıllık Enerji Üretim Miktarı (MWh)	Kapasite Faktörü (%)
1	48/600	600/160	48,0	75,0	762,1	14,5
2	48/750	750/150	48,4	75,0	801,8	12,2
3	57/1000	1.050/250	57,0	70,0	1063,7	11,6
4	MD 77	1500	77,0	85,0	2169,6	16,5
5	MD 77	1500	77,0	100,0	2226,6	16,9
6	MM 92	2000	92,5	100,0	3221,5	18,4
<b>7</b>	<b>MM 92</b>	<b>2000</b>	<b>92,5</b>	<b>120,0</b>	<b>3408,7</b>	<b>19,4</b>
8	5 M	5000	126,0	120,0	6345,7	14,5

Tablo 5.16. Enercon rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri

Sıra No	Türbinin					
	Tipi	Nominal Gücü (kW)	Rotor Çapı (m)	Hub Yüksekliği (m)	Yıllık Enerji Üretim Miktarı (MWh)	Kapasite Faktörü (%)
1	E-33	330	33,4	49,9	423,9	14,7
2	E-40	500	40,3	65,0	564,9	12,9
3	E-40	600	44,0	78,0	710,9	13,5
4	E-48	800	48,0	75,6	1011,1	14,4
5	E-53	800	53,0	93,3	1209,4	17,2
6	E-44	900	44,0	55,0	748,6	9,5
7	E-58	1000	58,0	89,0	1299,3	14,8
8	E-66	1500	66,0	85,0	1569,7	11,9
9	E-66	1500	66,0	98,0	1611,7	12,3
10	E-66	1800	70,0	86,0	1888,3	12,0
11	E-66	1800	70,0	98,0	1933,1	12,3
12	E-66	1800	70,0	114,0	2037,2	12,9
13	E-66	2000	70,0	114,0	2058,1	11,7
14	E-70	2000	71,0	98,2	2296,1	13,1
15	E-82	2000	82,0	84,5	2863,7	16,3
16	E-82	2000	82,0	98,3	2934,4	16,7
17	E-82	2000	82,0	108,3	3023,0	17,2
<b>18</b>	<b>E-82</b>	<b>2000</b>	<b>82,0</b>	<b>138,3</b>	<b>3256,8</b>	<b>18,6</b>
19	E-70	2300	71,0	99,0	2319,8	11,5
20	E-70	2300	71,0	113,5	2435,6	12,1
21	E-112	4500	114,0	124,0	5622,8	14,3

Enercon firmasının üretmiş olduğu farklı tip ve özelliklerdeki RT ile yapılan analiz çalışmasında elde edilen sonuçlar Tablo 5.16'de verilmiştir. Tablo incelendiğinde; bu firmanın, Enercon E-82 tipi, nominal gücü 2000 kW, rotor çapı 82 m, hub yüksekliği 138,3 m olan modelinin, yıllık enerji üretim miktarı 3256,8 MWh ve kapasite faktörü değeri %18,6 olarak hesaplanmıştır. Enerco E-82 türbininin; firmanın ürünlerinden, bölge için en uygun RT modeli olduğu belirlenmiştir.

Fuhrlander firmasının üretmiş olduğu farklı tip ve özelliklerdeki RT ile yapılan analiz çalışmasında elde edilen sonuçlar Tablo 5.17'de verilmiştir. Tablo incelendiğinde; bu firmanın, Fuhrlander FL 2500 tipi, nominal gücü 2500 kW, rotor çapı 100 m, hub yüksekliği 160 m olan modelinin, yıllık enerji üretim miktarı 4468,2 MWh ve kapasite faktörü değeri %20,4 olarak hesaplanmıştır. Ayrıca firmanın, Fuhrlander FL 2500 tipi, nominal gücü 2500 kW, rotor çapı 100 m, hub yüksekliği

141 m olan modelinin, yıllık enerji üretim miktarı 4318,7 MWh ve kapasite faktörü değeri %19,7 olarak hesaplanmıştır. Firmanın bu iki RT ürünlerinin, bölge için en uygun RT modeli olduğu belirlenmiştir.

Tablo 5.17. Fuhrlander rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri

Sıra No	Türbinin					
	Tipi	Nominal Gücü (kW)	Rotor Çapı (m)	Hub Yüksekliği (m)	Yıllık Enerji Üretim Miktarı (MWh)	Kapasite Faktörü (%)
1	FL 600	600	50,0	75,0	943,8	17,9
2	FL 800	800/200	48,4	60,0	799,8	11,4
3	FL 1250	1250	62,0	70,0	1167,0	10,7
4	FL 1500	1500	77,0	65,0	1941,8	14,8
5	FL 1500	1500	77,0	100,0	2115,5	16,1
6	FL 1500	1500	77,0	114,0	2214,4	16,8
7	FL 2500	2500	80,0	85,0	2370,3	10,8
8	FL 2500	2500	90,0	85,0	1970,4	13,6
9	FL 2500	2500	90,0	100,0	3058,3	14,0
10	FL 2500	2500	90,0	117,0	3238,1	14,8
11	FL 2500	2500	90,0	141,0	3439,9	15,7
12	FL 2500	2500	90,0	160,0	3574,2	16,3
13	FL 2500	2500	100,0	85,0	3784,3	17,3
14	FL 2500	2500	100,0	100,0	3885,4	17,7
15	FL 2500	2500	100,0	117,0	4090,9	18,7
<b>16</b>	<b>FL 2500</b>	<b>2500</b>	<b>100,0</b>	<b>141,0</b>	<b>4318,7</b>	<b>19,7</b>
<b>17</b>	<b>FL 2500</b>	<b>2500</b>	<b>100,0</b>	<b>160,0</b>	<b>4468,2</b>	<b>20,4</b>

Tablo 5.18. GE Wind rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri

Sıra No	Türbinin					
	Tipi	Nominal Gücü (kW)	Rotor Çapı (m)	Hub Yüksekliği (m)	Yıllık Enerji Üretim Miktarı (MWh)	Kapasite Faktörü (%)
1	GE 600 a	600/150	46,0	76,9	730,4	13,9
2	GE 750 i	750	50,0	65,0	887,7	13,5
3	GE 900 s	900	55,0	60,0	1048,6	13,3
4	GE 1.5 sle	1500	77,0	85,0	2108,4	16,0
5	GE 1.5 sle	1500	77,0	100,0	2165,4	16,5
<b>6</b>	<b>GE 1.5 xle</b>	<b>1500</b>	<b>82,5</b>	<b>100,0</b>	<b>2446,7</b>	<b>18,6</b>
7	GE 2.3	2300	94,0	100,0	3256,2	16,2
8	GE 2.3	2300	94,0	120,0	3459,5	17,2
9	GE 2.5	2500	100,0	100,0	3608,1	16,5
10	GE 2.7	2700	84,0	70,0	2466,1	10,4

Tablo 5.19. Nordex rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri

Sıra No	Türbinin					
	Tipi	Nominal Gücü (kW)	Rotor Çapı (m)	Hub Yüksekliği (m)	Yıllık Enerji Üretim Miktarı (MWh)	Kapasite Faktörü (%)
1	N43	600/125	43,0	50,0	596,5	11,3
2	N50	800/200	50,0	70,0	831,9	11,9
3	N62	1300/250	62,0	69,0	1263,8	11,1
4	S77	1500	77,0	85,0	2047,0	15,6
<b>5</b>	<b>S77</b>	<b>1500</b>	<b>77,0</b>	<b>111,5</b>	<b>2179,9</b>	<b>16,6</b>
6	N90	2300	90,0	100,0	3030,9	15,0
7	N90	2500	90,0	100,0	3060,3	14,0

GE Wind firmasının üretmiş olduğu farklı tip ve özelliklerdeki RT ile yapılan analiz çalışmasında elde edilen sonuçlar Tablo 5.18’de verilmiştir. Tablo incelendiğinde; bu firmanın, GE Wind GE 1.5 xle tipi, nominal gücü 1500 kW, rotor çapı 82,5 m, hub yüksekliği 100 m olan modelinin, yıllık enerji üretim miktarı 2446,7 MWh ve kapasite faktörü değeri %18,6 olarak hesaplanmıştır. GE Wind GE 1.5 xle türbininin; firmanın ürünlerinden, bölge için en uygun RT modeli olduğu belirlenmiştir.

Nordex firmasının üretmiş olduğu farklı tip ve özelliklerdeki RT ile yapılan analiz çalışmasında elde edilen sonuçlar Tablo 5.19’de verilmiştir. Tablo incelendiğinde; bu firmanın, Nordex S77 tipi, nominal gücü 1500 kW, rotor çapı 77 m, hub yüksekliği 111,5 m olan modelinin, yıllık enerji üretim miktarı 2179,9 MWh ve kapasite faktörü değeri % 16,6 olarak hesaplanmıştır. Nordex S77 türbininin; firmanın ürünlerinden, bölge için en uygun RT modeli olduğu belirlenmiştir.

NEG Micon firmasının üretmiş olduğu farklı tip ve özelliklerdeki RT ile yapılan analiz çalışmasında elde edilen sonuçlar Tablo 5.20’de verilmiştir. Tablo incelendiğinde; bu firmanın, NEG Micon NM82 tipi, nominal gücü 1500 kW, rotor çapı 82 m, hub yüksekliği 108,6 m olan modelinin, yıllık enerji üretim miktarı 2566,3 MWh ve kapasite faktörü değeri %19,5 olarak hesaplanmıştır. NEG Micon

NM82 türbininin; firmanın ürünlerinden, bölge için en uygun RT modeli olduğu belirlenmiştir.

Tablo 5.20. NEG Micon rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri

Sıra No	Türbinin					
	Tipi	Nominal Gücü (kW)	Rotor Çapı (m)	Hub Yüksekliği (m)	Yıllık Enerji Üretim Miktarı (MWh)	Kapasite Faktörü (%)
1	NM48	750/200	48,2	55,0	761,7	11,6
2	NM54	950/200	54,5	72,3	1045,5	12,6
3	NM60	1000/250	60,0	80,0	1272,5	14,5
4	<b>NM82</b>	<b>1500/900</b>	<b>82,0</b>	<b>108,6</b>	<b>2566,3</b>	<b>19,5</b>
5	NM72	1650	72,0	70,0	1769,6	12,2
6	NM92	2750	92,0	103,8	3284,3	13,6

Tablo 5.21. Gamesa rüzgar türbini için bulunan analiz değerleri

Sıra No	Türbinin					
	Tipi	Nominal Gücü (kW)	Rotor Çapı (m)	Hub Yüksekliği (m)	Yıllık Enerji Üretim Miktarı (MWh)	Kapasite Faktörü (%)
1	G58	850	58,0	71,0	1209,1	16,2
2	<b>G80</b>	<b>1500</b>	<b>80,0</b>	<b>100,0</b>	<b>2349,6</b>	<b>17,9</b>
3	G87	2000	87,0	100,0	2877,8	16,4
4	G90	2000	90,0	100,0	3106,6	17,7

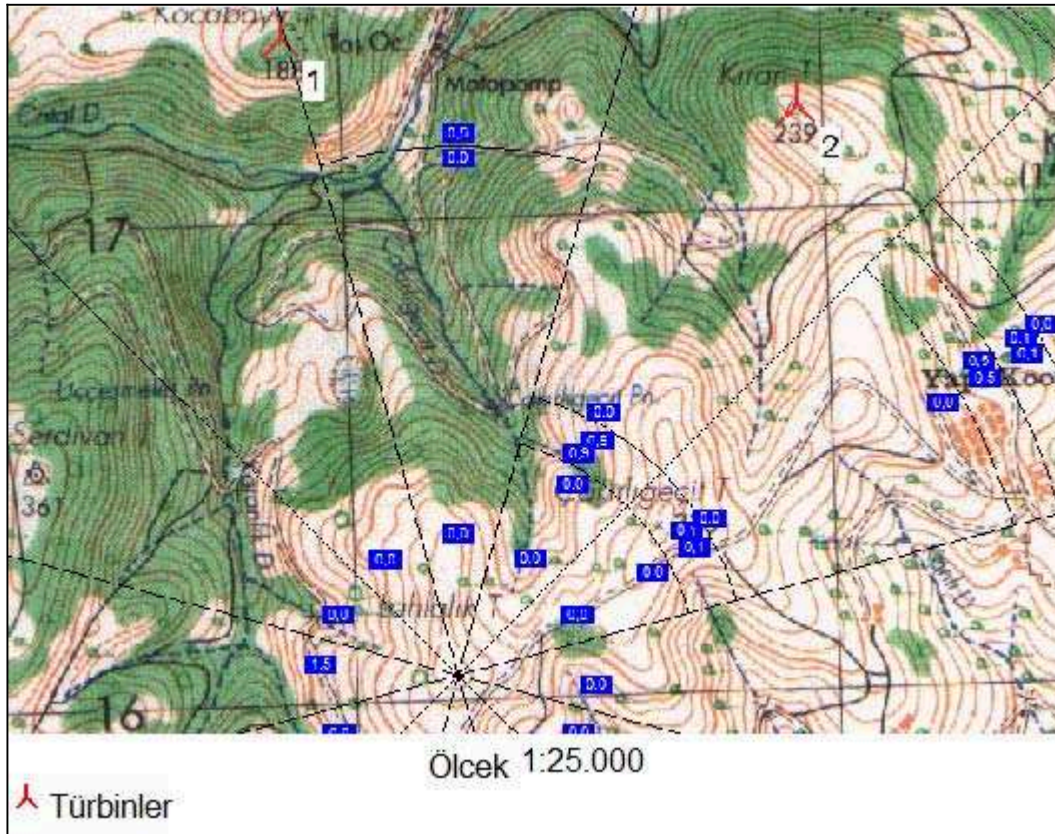
Gamesa firmasının üretmiş olduğu farklı tip ve özelliklerdeki RT ile yapılan analiz çalışmasında elde edilen sonuçlar Tablo 5.21’de verilmiştir. Tablo incelendiğinde; bu firmanın, Gamesa G80 tipi, nominal gücü 1500 kW, rotor çapı 80 m, hub yüksekliği 100 m olan modelinin, yıllık enerji üretim miktarı 2349,6 MWh ve kapasite faktörü değeri %17,9 olarak hesaplanmıştır. Gamesa G80 türbininin; firmanın ürünlerinden, bölge için en uygun RT modeli olduğu belirlenmiştir.

RES analizinin son aşamasında ise; farklı RT üreticilerinin belirlenen RT türbin tipleri için, tespit edilen 6 RES bölgesi için; WAsP ve WindPRO yazılımlarını kullanılarak en uygun RES bölgesi ile en uygun türbin tipinin seçiminin yapılması amaçlanmıştır. Belirlenen RT’lerin teknik özellikleri Ek C’de verilmiştir. Analiz;



yıllık ortalama rüzgar hızı, ortalama güç yoğunluğu, rüzgar çiftliği kurulu güç, türbin sayısı, rüzgar çiftliğinin yıllık ortalama enerji üretim miktarı, rüzgar çiftliğinin yıllık enerji üretim miktarı, rüzgar çiftliğinin kapasite faktörü gibi değerler hesaplanarak yapılmıştır.

6.bölge için yapılan analizde toplam 2 RT kullanılmıştır. Arazinin topoğrafik durumu ve WindPRO programında yapılan enerji üretim ve kapasite faktörü analizi sonucunda uygun olabilecek türbin sayısı 2 olarak belirlenmiştir. Şekil 5.29'de; 6.bölge için rüzgar çiftliği için türbin yerleşim durumu verilmiştir. Yapılan analiz sonucu Tablo 5.22'de verilmiştir. Tabloda kapasite faktörü bakımından en yüksek değer %17,6 ile NEG Micon NM82 RT tipinin olduğu ve bu türbinin kullanılması durumunda, rüzgar çiftliğinin yıllık enerji üretim miktarı 4636,2 MWh, yıllık ortalama türbin enerji üretim miktarı 2318,1 MWh olarak bulunmuştur.

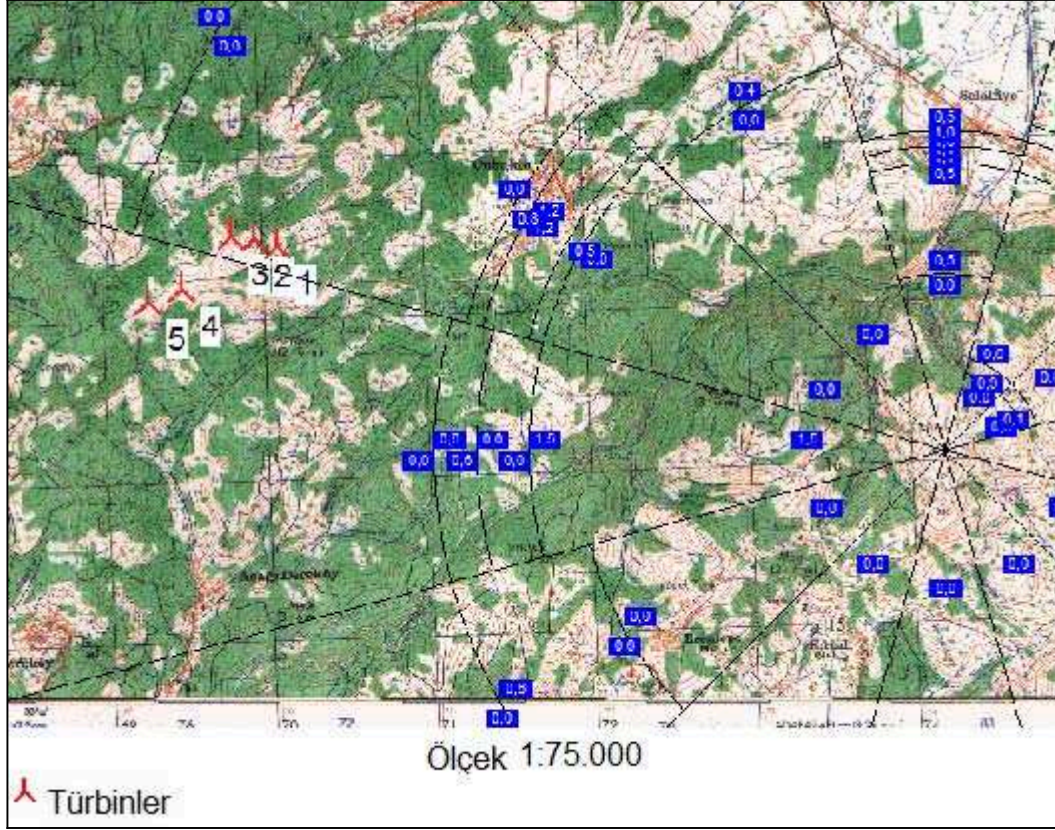


Şekil 5.29. 6. Bölge rüzgar çiftliği türbin yerleşimi

Tablo 5.22. 6.Bölge rüzgar çiftliği analizi genel sonuçları

	Vestas V90	REpower MM92	Fuhrland. FL2500	Fuhrland. FL2500	Enercon E-82	Gamesa G80	Ge Wind GE1.5	Nordex S77	Neg Micon NM82
<b>Türbin Gücü</b> (kW)	1800	2000	2500	2500	2000	1500	1500	1500	1500/900
<b>Hub Yüksekliği</b> (m)	80,0	120,0	160,0	141,0	138,3	100,0	100,0	111,5	108,6
<b>Rotor Çapı</b> (m)	90,0	92,5	100,0	100,0	82,0	80,0	82,5	77,0	82,0
<b>Türbin Sayısı</b> (Adet)	2	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>Kurulu Güç</b> (MW)	3,6	4,0	5,0	5,0	4,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>Yıllık Enerji Üretimi</b> (MWh)	5519,8	6054,2	7651,9	7485,1	5667,5	4281,9	4452,8	3900,3	4636,2
<b>Ortalama Türbin Enerjisi</b> (MWh)	2759,9	3027,1	3826,0	3742,5	2833,7	2141,0	2226,4	1950,1	2318,1
<b>Rüzgar Çiftliğinin Kapasite Faktörü (%)</b>	17,5	17,3	17,5	17,1	16,2	16,3	16,9	14,8	17,6

5.bölge için yapılan analizde toplam 5 RT kullanılmıştır. Arazinin topoğrafik durumu ve WindPRO programında yapılan enerji üretim ve kapasite faktörü analizi sonucunda uygun olabilecek türbin sayısı 5 olarak belirlenmiştir. Şekil 5.30'da; 5.bölge için rüzgar çiftliği için türbin yerleşim durumu verilmiştir. Yapılan analiz sonucu Tablo 5.23'de verilmiştir. Tabloda kapasite faktörü bakımından en yüksek değer %20,8 ile Fuhrlander FL 2500 RT (Hub yüksekliği 160 m) tipinin olduğu ve bu türbinin kullanılması durumunda, rüzgar çiftliğinin yıllık enerji üretim miktarı 22801 MWh, yıllık ortalama türbin enerji üretim miktarı 4560,2 MWh olarak bulunmuştur.



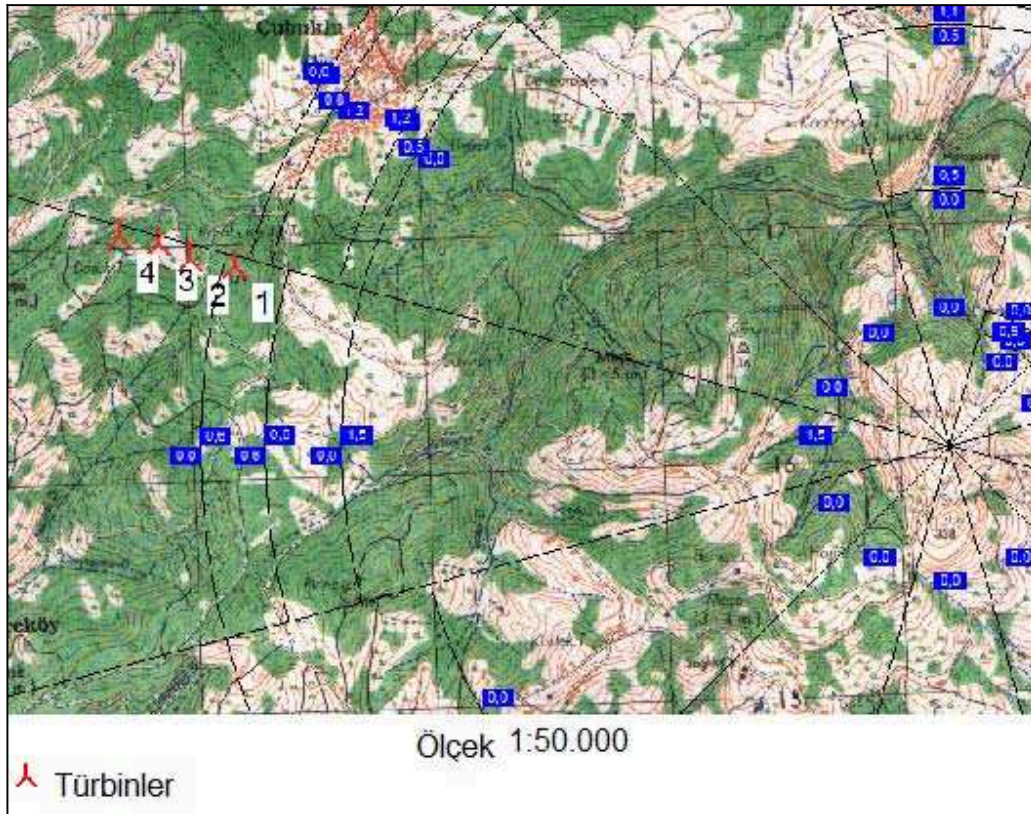
Şekil 5.30. 5.Bölge rüzgar çiftliği türbin yerleşimi

Tablo 5.23. 5.Bölge rüzgar çiftliği analizi genel sonuçları

	Vestas V90	REpower MM92	Fuhrland. FL2500	Fuhrland. FL2500	Enercon E-82	Gamesa G80	Ge Wind GE1.5	Nordex S77	Neg Micon NM82
<b>Türbin Gücü (kW)</b>	1800	2000	2500	2500	2000	1500	1500	1500	1500/900
<b>Hub Yüksekliği (m)</b>	80,0	120,0	160,0	141,0	138,3	100,0	100,0	111,5	108,6
<b>Rotor Çapı (m)</b>	90,0	92,5	100,0	100,0	82,0	80,0	82,5	77,0	82,0
<b>Türbin Sayısı (Adet)</b>	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>Kurulu Güç (MW)</b>	9,0	10,0	12,5	12,5	10,0	7,5	7,5	7,5	7,5
<b>Yıllık Enerji Üretimi (MWh)</b>	15290,3	17629,1	22801,0	22170,9	16924,4	12324,2	12782,1	11519,3	13324,4
<b>Ortalama Türbin Enerjisi (MWh)</b>	3058,1	3525,8	4560,2	4434,2	3384,9	2464,8	2556,4	2303,9	2664,9
<b>Rüzgar Çiftliğinin Kapasite Faktörü (%)</b>	19,4	20,1	20,8	20,2	19,3	18,7	19,4	17,5	20,3



4.bölge için yapılan analizde toplam 4 RT kullanılmıştır. Arazinin topoğrafik durumu ve WindPRO programında yapılan enerji üretim ve kapasite faktörü analizi sonucunda uygun olabilecek türbin sayısı 4 olarak belirlenmiştir. Şekil 5.31’de; 4.bölge için rüzgar çiftliği için türbin yerleşim durumu verilmiştir. Yapılan analiz sonucu Tablo 5.24’de verilmiştir. Tabloda kapasite faktörü bakımından en yüksek değer %20,1 ile Fuhrlander FL 2500 RT tipinin (Hub yüksekliği 160 m) olduğu ve bu türbinin kullanılması durumunda, rüzgar çiftliğinin yıllık enerji üretim miktarı 17651,5 MWh, yıllık ortalama türbin enerji üretim miktarı 4412,9 MWh olarak bulunmuştur.

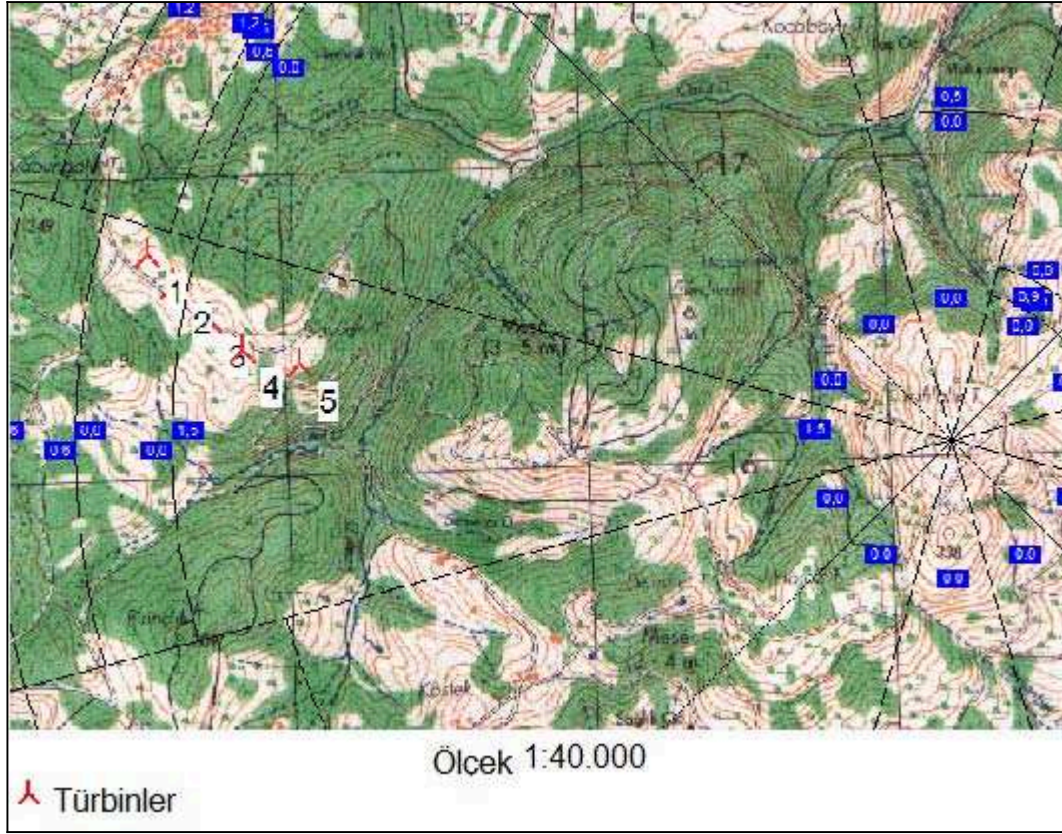


Şekil 5.31. 4.Bölge rüzgar çiftliği türbin yerleşimi

Tablo 5.24. 4. Bölge rüzgar çiftliği analizi genel sonuçları

	Vestas V90	REpower MM92	Fuhrland. FL2500	Fuhrland. FL2500	Enercon E-82	Gamesa G80	Ge Wind GE1.5	Nordex S77	Neg Micon NM82
<b>Türbin Gücü</b> (kW)	1800	2000	2500	2500	2000	1500	1500	1500	1500/900
<b>Hub Yüksekliği</b> (m)	80,0	120,0	160,0	141,0	138,3	100,0	100,0	111,5	108,6
<b>Rotor Çapı</b> (m)	90,0	92,5	100,0	100,0	82,0	80,0	82,5	77,0	82,0
<b>Türbin Sayısı</b> (Adet)	4	4	4	4	4	4	4	4	4
<b>Kurulu Güç</b> (MW)	7,2	8,0	10,0	10,0	8,0	6,0	6,0	6,0	6,0
<b>Yıllık Enerji Üretimi</b> (MWh)	11782,0	13607,6	17651,5	17133,7	13061,4	9482,1	9842,9	8838,9	10276,8
<b>Ortalama Türbin Enerjisi</b> (MWh)	2945,9	3401,9	4412,9	4283,4	3265,3	2370,5	2460,7	2209,7	2569,2
<b>Rüzgar Çiftliğinin Kapasite Faktörü (%)</b>	18,7	19,4	20,1	19,5	18,6	18,0	18,7	16,8	19,5

3.bölge için yapılan analizde toplam 5 RT kullanılmıştır. Arazinin topoğrafik durumu ve WindPRO programında yapılan enerji üretim ve kapasite faktörü analizi sonucunda uygun olabilecek türbin sayısı 5 olarak belirlenmiştir. Şekil 5.32’de; 3.bölge için rüzgar çiftliği için türbin yerleşim durumu verilmiştir. Yapılan analiz sonucu Tablo 5.25’de verilmiştir. Tabloda kapasite faktörü bakımından en yüksek değer %16,6 ile Fuhrlander FL 2500 RT tipinin (Hub yüksekliği 160 m) olduğu ve bu türbinin kullanılması durumunda, rüzgar çiftliğinin yıllık enerji üretim miktarı 18217,4 MWh, yıllık ortalama türbin enerji üretim miktarı 3643,5 MWh olarak bulunmuştur.



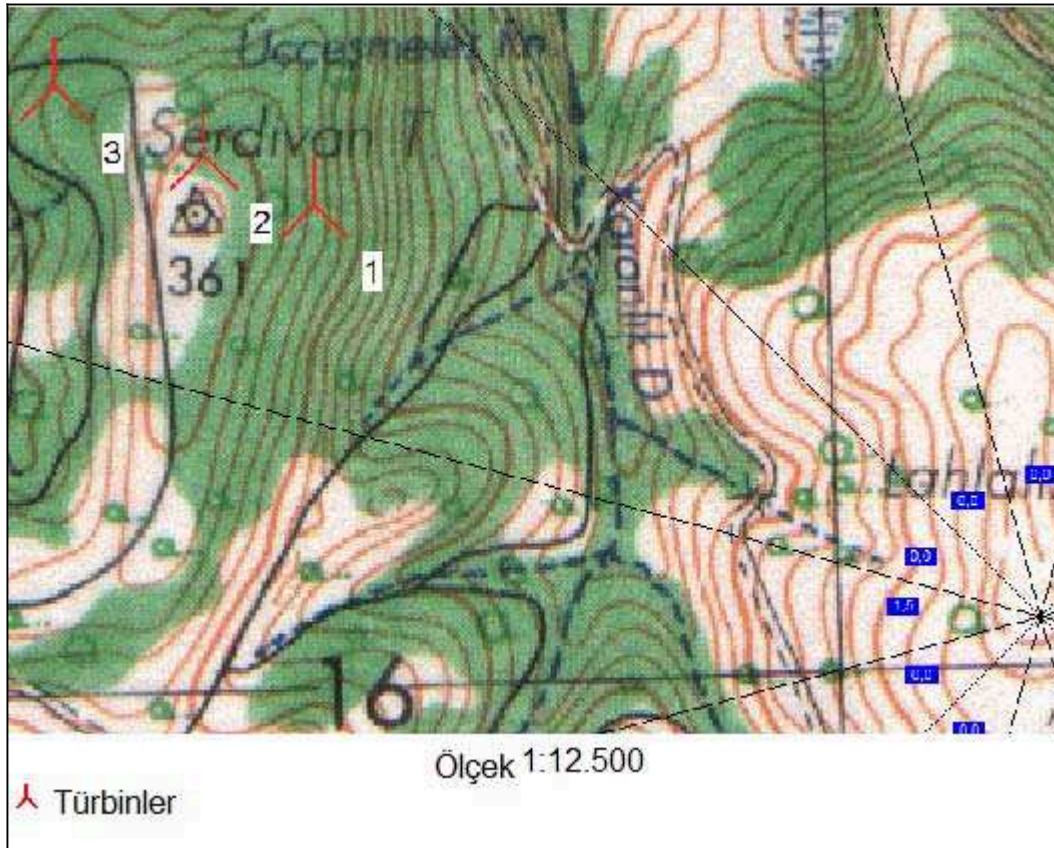
Şekil 5.32. 3. Bölge rüzgar çiftliği türbin yerleşimi

Tablo 5.25. 3. Bölge rüzgar çiftliği analizi genel sonuçları

	Vestas V90	REpower MM92	Fuhrland. FL2500	Fuhrland. FL2500	Enercon E-82	Gamesa G80	Ge Wind GE1.5	Nordex S77	Neg Micon NM82
<b>Türbin Gücü (kW)</b>	1800	2000	2500	2500	2000	1500	1500	1500	1500/900
<b>Hub Yüksekliği (m)</b>	80,0	120,0	160,0	141,0	138,3	100,0	100,0	111,5	108,6
<b>Rotor Çapı (m)</b>	90,0	92,5	100,0	100,0	82,0	80,0	82,5	77,0	82,0
<b>Türbin Sayısı (Adet)</b>	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>Kurulu Güç (MW)</b>	9,0	10,0	12,5	12,5	10,0	7,5	7,5	7,5	7,5
<b>Yıllık Enerji Üretimi (MWh)</b>	11957,0	13975,0	18217,4	17556,5	13523,4	9706,9	10055,2	9067,2	10640,0
<b>Ortalama Türbin Enerjisi (MWh)</b>	2391,4	2795,0	3643,5	3511,3	2704,7	1941,4	2011,0	1813,4	2128,0
<b>Rüzgar Çiftliğinin Kapasite Faktörü (%)</b>	15,2	15,9	16,6	16,0	15,4	14,8	15,3	13,8	16,2



2.bölge için yapılan analizde toplam 2 RT kullanılmıştır. Arazinin topoğrafik durumu ve WindPRO programında yapılan enerji üretim ve kapasite faktörü analizi sonucunda uygun olabilecek türbin sayısı 2 olarak belirlenmiştir. Şekil 5.33'de; 2.bölge için rüzgar çiftliği için türbin yerleşim durumu verilmiştir. Yapılan analiz sonucu Tablo 5.26'de verilmiştir. Tabloda kapasite faktörü bakımından en yüksek değer %19,9 ile Fuhrlander FL 2500 RT ve Neg Micon NM82 türbinlerinin olduğu görülmüştür. Enerji üretim miktarı açısından Fuhrlander RT'nin daha uygun olduğu ve bu türbinin kullanılması durumunda, rüzgar çiftliğinin yıllık enerji üretim miktarı 13112,4MWh, yıllık ortalama türbin enerji üretim miktarı 4370,8 MWh olarak bulunmuştur.



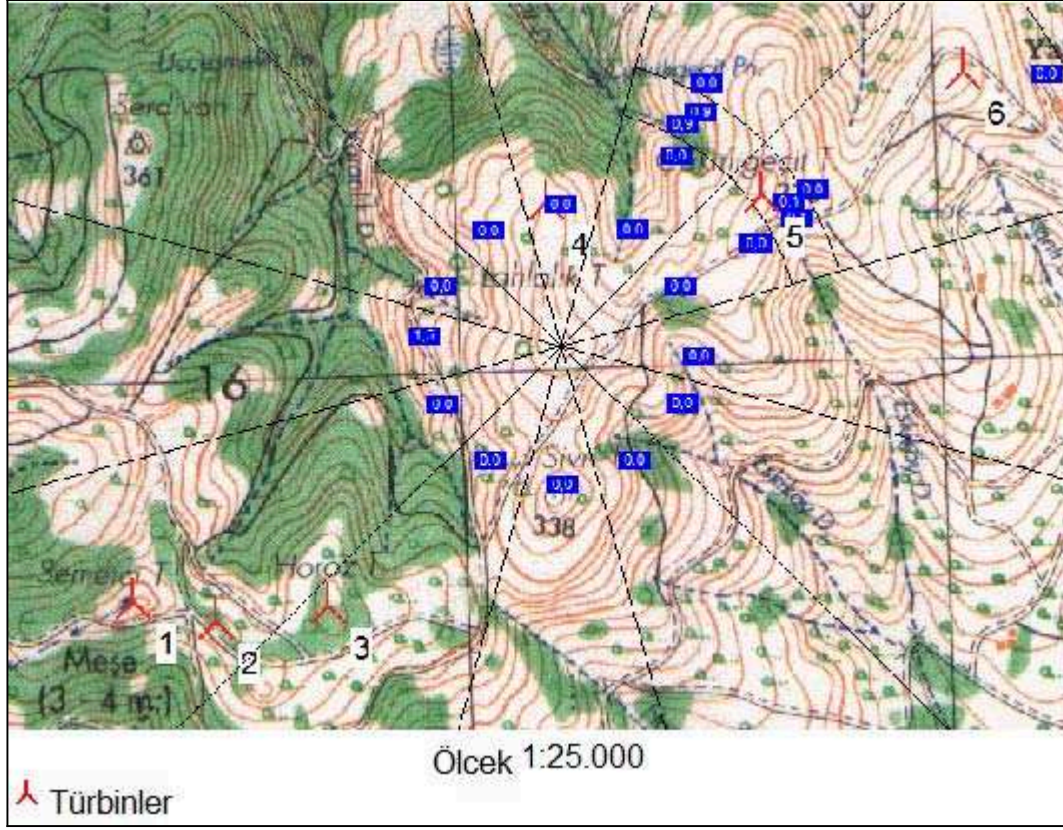
Şekil 5.33. 2. Bölge rüzgar çiftliği türbin yerleşimi

Tablo 5.26. 2. Bölge rüzgar çiftliği analizi genel sonuçları

	Vestas V90	REpower MM92	Fuhrland. FL2500	Fuhrland. FL2500	Enercon E-82	Gamesa G80	Ge Wind GE1.5	Nordex S77	Neg Micon NM82
<b>Türbin Gücü</b> (kW)	1800	2000	2500	2500	2000	1500	1500	1500	1500/900
<b>Hub Yüksekliği</b> (m)	80,0	120,0	160,0	141,0	138,3	100,0	100,0	111,5	108,6
<b>Rotor Çapı</b> (m)	90,0	92,5	100,0	100,0	82,0	80,0	82,5	77,0	82,0
<b>Türbin Sayısı</b> (Adet)	3	3	3	3	3	3	3	3	3
<b>Kurulu Güç</b> (MW)	5,4	6,0	7,5	7,5	6,0	4,5	4,5	4,5	4,5
<b>Yıllık Enerji Üretimi</b> (MWh)	9129,5	10296,8	13112,4	12814,3	9820,0	7280,9	7546,2	6755,6	7840,4
<b>Ortalama Türbin Enerjisi</b> (MWh)	3043,7	3432,3	4370,8	4271,4	3273,3	2427,0	2515,4	2251,9	2613,5
<b>Rüzgar Çiftliğinin Kapasite Faktörü (%)</b>	19,3	19,6	19,9	19,5	18,7	18,5	19,1	17,1	19,9

1.bölge için yapılan analizde toplam 6 RT kullanılmıştır. Arazinin topoğrafik durumu ve WindPRO programında yapılan enerji üretim ve kapasite faktörü analizi sonucunda uygun olabilecek türbin sayısı 6 olarak belirlenmiştir. Şekil 5.34'de; 1.bölge için rüzgar çiftliği için türbin yerleşim durumu verilmiştir. Yapılan analiz sonucu Tablo 5.27'de verilmiştir. Tabloda kapasite faktörü bakımından en yüksek değer %20,3 ile Fuhrlander FL 2500 RT tipinin (Hub yüksekliği 160 m) olduğu ve bu türbinin kullanılması durumunda, rüzgar çiftliğinin yıllık enerji üretim miktarı 26658 MWh, yıllık ortalama türbin enerji üretim miktarı 4443 MWh olarak bulunmuştur. Ayrıca rüzgar çiftliğinde her türbinin ne derece verimli yerleştirildiğini ifade eden RES verimliliği bu bölge için %96,6 olarak bulunmuştur.





Şekil 5.34. 1. Bölge rüzgar çiftliği türbin yerleşimi

Tablo 5.27. 1. Bölge rüzgar çiftliği analizi genel sonuçları

	Vestas V90	REpower MM92	Fuhrland. FL2500	Fuhrland. FL2500	Enercon E-82	Gamesa G80	Ge Wind GE1.5	Nordex S77	Neg Micon NM82
<b>Türbin Gücü (kW)</b>	1800	2000	<b>2500</b>	2500	2000	1500	1500	1500	1500/900
<b>Hub Yüksekliği (m)</b>	80,0	120,0	<b>160,0</b>	141,0	138,3	100,0	100,0	111,5	108,6
<b>Rotor Çapı (m)</b>	90,0	92,5	<b>100,0</b>	100,0	82,0	80,0	82,5	77,0	82,0
<b>Türbin Sayısı (Adet)</b>	6	6	<b>6</b>	6	6	6	6	6	6
<b>Kurulu Güç (MW)</b>	10,8	12,0	<b>15,0</b>	15,0	12,0	9,0	9,0	9,0	9,0
<b>Yıllık Enerji Üretimi (MWh)</b>	18345,5	20747,7	<b>26658,0</b>	25973,3	19747,4	14578,5	15138,9	13512,7	15754,6
<b>Ortalama Türbin Enerjisi (MWh)</b>	3057,6	3458,0	<b>4443,0</b>	4328,9	3291,2	2429,7	2523,1	1252,1	2625,8
<b>Rüzgar Çiftliğinin Kapasite Faktörü (%)</b>	19,4	19,7	<b>20,3</b>	19,8	18,8	18,5	19,2	17,1	20,0

### 5.3.1. RES analizi genel sonucu

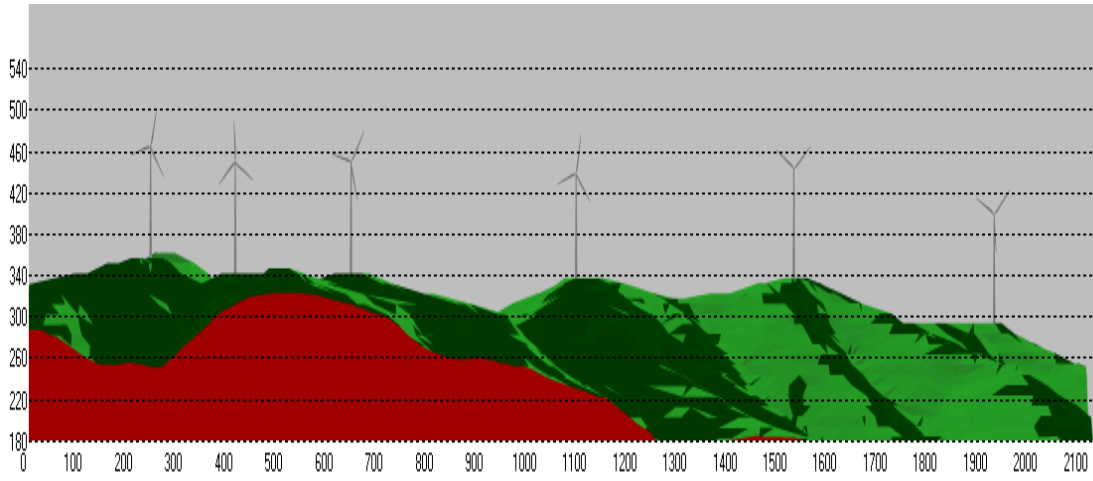
RES analizi için Tablo 5.12’de belirlenen 6 bölge için WASP ve WindPRO yazılımları kullanılarak yapılan analiz sonucunda bölge için gerek rüzgar çiftliği kapasite faktörü ve gerekse enerji üretim miktarı bakımından Fuhrlander FL 2500 RT’nin uygun olduğu görülmüştür. Belirlenen RT’nin nominal gücü 2500 kW, hub yüksekliği 160 m ve rotor çapı 100 m dir. RES analiz tablolarının incelenmesinde; rüzgar çiftliği kapasite faktörü bakımından çok az da olsa 5. bölgenin daha yüksek değerde olduğu fakat enerji üretim miktarı bakımından 1.bölgenin daha iyi olduğu görülmüştür. Bu iki bölgenin Tablo 5.13’de verilen genel durumlar incelendiğinde; gerek ulaşım durumu, gerekse ana trafo merkezine uzaklığı ve gerekse arazi şartları bakımından 1. bölgenin çok daha uygun olduğu görülmektedir. Bu değerlendirmeler sonucunda RES sahası olarak 1. bölge olan; rüzgar ölçüm istasyonunun de içinde yer aldığı, Tahtalık, Semercik ve Çakırlıgeçit Tepe ve civarlarının en uygun yer olduğu belirlenmiştir. RES analizi için WindPRO program çıktıları sonraki sayfalarda verilmiştir. RES analizi için WindPRO program çıktıları; çok fazla yer kapladığı için sadece belirlenen 1. bölge için ve uygun bulunan Fuhrlander FL 2500 türbin tipi için verilmiştir.

### 5.3.2. Sakarya-Esentepe RES’in enerji üretim bakımından değerlendirilmesi

Analiz çalışması sonucunda 1. bölge de kurulması düşünülen Sakarya-Esentepe RES için ; nominal gücü 2500 kW olan Fuhrlander firmasının toplam kurulu gücü 15 MW olan 6 adet türbin belirlenmiştir. Sakarya-Esentepe RES için konuşlandırılan türbin koordinatları ve yükseklikleri ile rüzgar çiftliğindeki türbinler arası mesafe Tablo 5.28’de verilmiştir. RES bölgesinde türbinlerin yerleşim durumu Şekil 5.35’de gösterilmiştir. Enerji analizi sonucunda Sakarya-Esentepe RES için Tablo 5.27’de de verildiği gibi; rüzgar çiftliğinin yıllık toplam enerji üretim miktarı 26658 MWh ve kapasite faktörü değeri %20,3 olarak bulunmuştur.

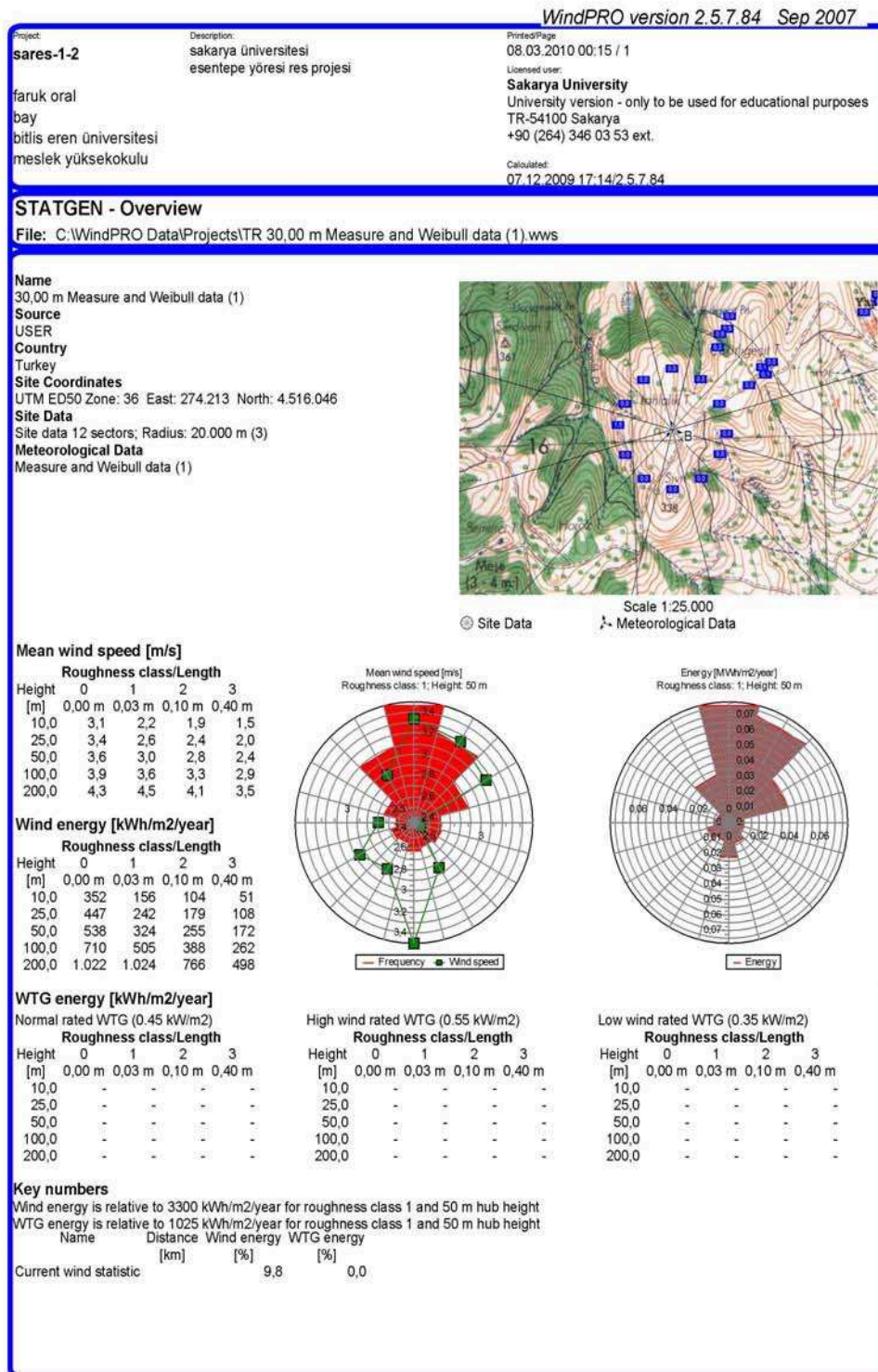
Tablo 5.28. Sakarya-Esentepe RES genel özellikleri

	Türbin	Türbin Yerleşim Koordinatları	Konuşlandırma Yüksekliği (m)	En Yakın Türbin	En Yakın Türbin Yatay Mesafe (m)	Rotor Çapında Mesafe
Fuhrlander FL2500	T1	273.309 - 4.515.549	355,0	T2	177	1,8
	T2	273.479 - 4.515.500	340,0	T1	177	1,8
	T3	273.713 - 4.515.525	340,0	T2	235	2,4
	T4	274.193 - 4.516.349	330,0	T5	447	4,5
	T5	274.640 - 4.516.349	335,0	T4	447	4,5
	T6	275.063 - 4.516.593	290,0	T5	488	4,9



Şekil 5.35. RES bölgesi türbin yerleşimi

### 5.3.3. WindPRO STATGEN modülü program çıktıları



WindPRO version 2.5.7.84 Sep 2007

Project <b>sares-1-2</b>	Description sakarya universitesi esentepe yöresi res projesi	Printed Page 08.03.2010 00:15 / 2
faruk oral bay bitlis eren Üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated 07.12.2009 17:14/2.5.7.84

**STATGEN - Terrain**

Site Data: A - Site data 12 sectors; Radius: 20.000 m (3)

**Terrain classification**

Sector	Roughness classification (Roughness class)										
	Roughness at WTG	Distance to 1. change	Roughness after 1. change	Distance to 2. change	Roughness after 2. change	Distance to 3. change	Roughness after 3. change	D 4	R 4	D 5	R 5
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
0 N	0,0	1.100	0,5	1.800	1,1	1.900	1,6	2.000	0,5	3.100	0,0
1 NNE	0,0	500	0,9	600	0,0	1.800	1,3	2.000	0,2	2.100	0,0
2 ENE	0,0	500	0,1	600	0,0	1.200	0,5	1.300	0,1	1.400	0,0
3 E	0,0	2.400	1,0	3.600	0,0						
4 ESE	0,0										
5 SSE	0,0										
6 S	0,0										
7 SSW	0,0										
8 WSW	0,0	2.300	0,6	3.200	0,0						
9 W	1,5	2.600	0,0	2.925	0,6	3.200	0,0				
10 WNW	0,0	2.600	0,5	2.700	1,2	3.000	0,8	3.100	0,0	5.250	0,0
11 NNW	0,0	2.500	0,4	4.000	0,4	5.250	0,0				

**Obstacles:**

0 Obstacles used

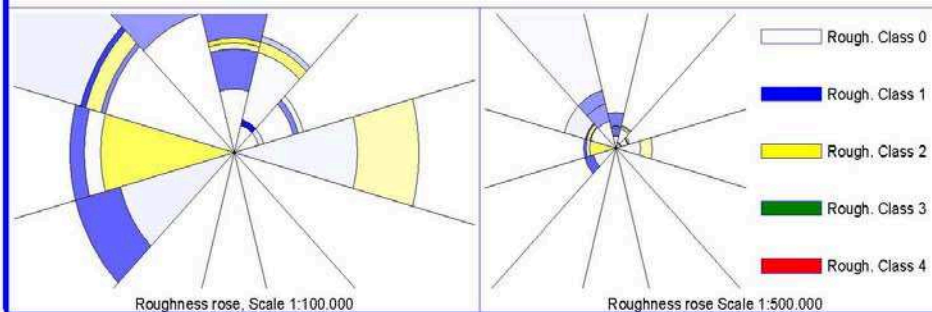
**Roughness:****Orography:**

Calculation uses following MAP files:

C:\WindPRO Data\Projects\sau-dijital1.wpo

Min X: 267.956, Max X: 278.756, Min Y: 4.514.515, Max Y: 4.528.528, Width: 10.800 m, Height: 14.014 m

Limited by a square on 10,0 km x 10,0 km around the current site



WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tlf: +45 96 35 44 44, Fax: +45 96 35 44 46, e-mail: windpro@emd.dk



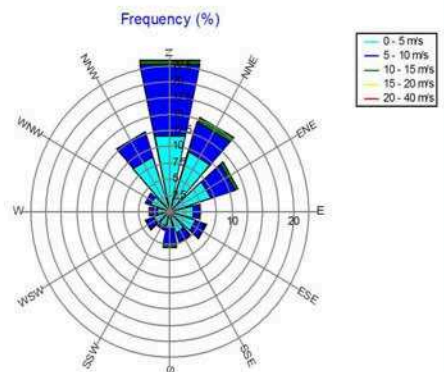
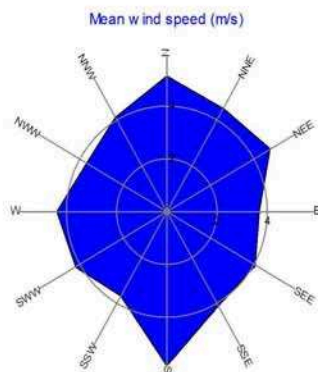
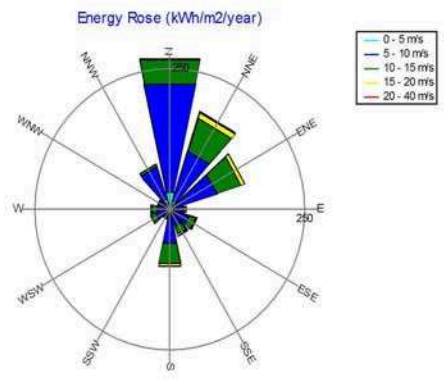
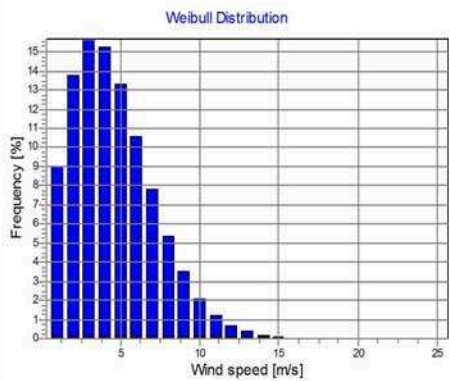
<b>Project:</b> sares-1-2  faruk oral bay bitlis eren Üniversitesi meslek yüksekokulu	<b>Description:</b> sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	<b>Printed Page:</b> 08.03.2010 00:15 / 3  <b>Licensed user:</b> Sakarya University University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.  <b>Calculated:</b> 07.12.2009 17:14/2.5.7.84
---	--	---

**STATGEN - Wind Data Analysis**

Wind data: B - Measure and Weibull data (1); Hub height: 30,0

**Weibull Data**

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]	Wind gradient exponent
0 N	5,79	5,13	2,366	23,7	0,060
1 NNE	5,01	4,50	1,579	15,3	0,063
2 ENE	5,36	4,77	1,734	11,6	0,046
3 E	4,14	3,70	1,688	5,0	0,037
4 ESE	4,53	4,06	1,611	6,2	0,057
5 SSE	4,58	4,13	1,497	5,0	0,084
6 S	6,60	5,84	2,149	5,6	0,065
7 SSW	4,13	3,69	1,702	3,0	0,055
8 WSW	4,72	4,22	1,674	4,1	0,037
9 W	4,88	4,39	1,544	3,3	0,026
10 WNW	4,11	3,67	1,721	4,3	0,041
11 NNW	4,66	4,13	2,145	12,9	0,067
All	5,12	4,55	1,808	100,0	

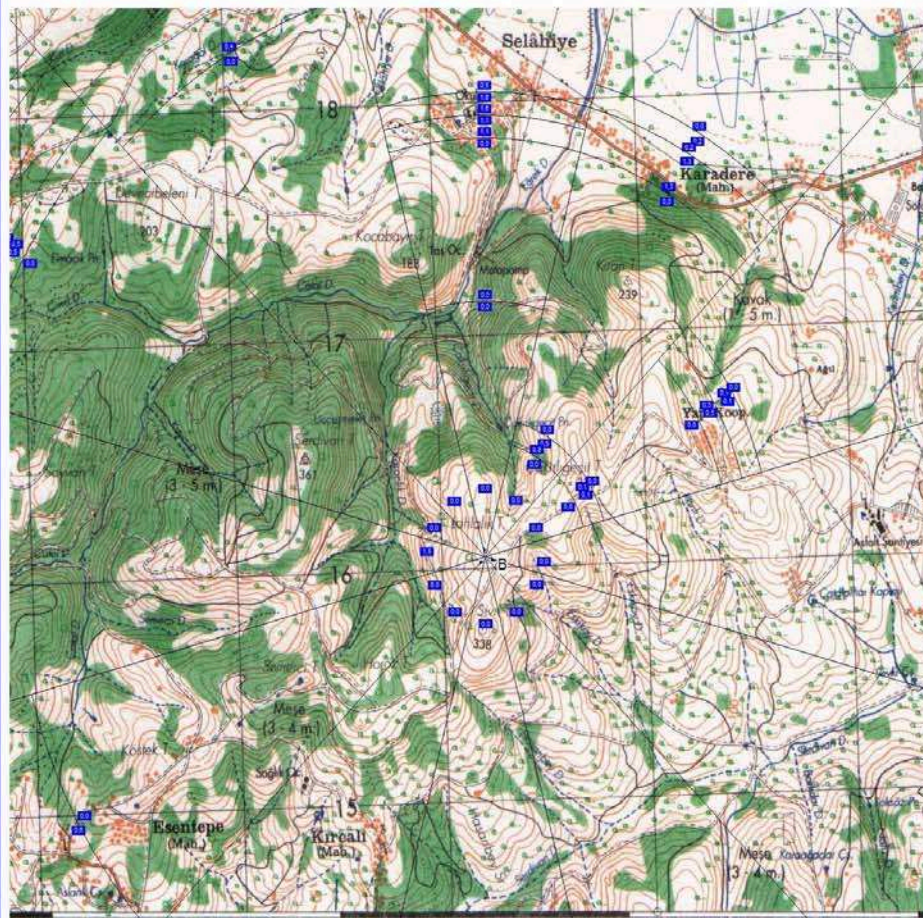


WindPRO version 2.5.7.84 Sep 2007

Project	Description	Printed Page
sares-1-2	sakarya Üniversitesi esentepe yöresi res projesi	08.03.2010 00:15 / 4
faruk oral		Licensed user:
bay		<b>Sakarya University</b>
bitlis eren üniversitesi		University version - only to be used for educational purposes
meslek yüksekokulu		TR-54100 Sakarya
		+90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated:
		07.12.2009 17:14/2.5.7.84

**STATGEN - sakes**

File: sakes.bmi



72 79 ADAPAZARI - G 2A - c 1 74 81 75 82 76

0 250 500 750 1000m

Map: sakes , Print scale 1:25.000, Map center UTM ED50 Zone: 36 East: 274.213 North: 4.516.046

Site Data Meteorological Data

### 5.3.4. WindPRO BASIS modülü program çıktıları

*WindPRO version 2.5.7.84 Sep 2007*

<b>Project</b> sares-1-2	<b>Description</b> sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	<b>Project Page</b> 08.03.2010 00:16 / 1
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		<b>Licensed user</b> <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		<b>Calculated</b> 07.12.2009 17:14/2.5.7.84

---

**BASIS - Project data overview**

---

Country: Turkey

**Maps**

Name	Format	Path
sakes	Bitmap map	C:\WindPRO Data\Projects\sakes.bmi

Site center: UTM ED50 Zone: 36 East: 274.477 North: 4.516.199

**WTGs**

UTM ED50 Zone: 36			WTG type						
East	North	Z [m]	Row data/Description	Valid	Manufact.	Type	Power [kW]	Diam. [m]	Height [m]
1 273.309	4.515.549	355,0	T1	New	Yes	FUHLÄNDER FL 2500-100	2.500	100,0	160,0
2 273.479	4.515.500	340,0	T2	New	Yes	FUHLÄNDER FL 2500-100	2.500	100,0	160,0
3 273.713	4.515.525	340,0	T3	New	Yes	FUHLÄNDER FL 2500-100	2.500	100,0	160,0
4 274.193	4.516.349	330,0	T4	New	Yes	FUHLÄNDER FL 2500-100	2.500	100,0	160,0
5 274.640	4.516.349	335,0	T5	New	Yes	FUHLÄNDER FL 2500-100	2.500	100,0	160,0
6 275.083	4.516.593	290,0	T6	New	Yes	FUHLÄNDER FL 2500-100	2.500	100,0	160,0

**Site Data**

UTM ED50 Zone: 36			Object name	For use in
East	North	Z [m]		
A 274.213	4.516.046	335,0	Site data 12 sectors; Radius: 20.000 m (3)	None

**Meteorological Data**

UTM ED50 Zone: 36			Object name	For use in	Height [m]
East	North	Z [m]			
A 274.213	4.516.046	335,0	Measure and Weibull data (1)	None	0,0

**Line objects**

UTM ED50 Zone: 36			Object name	File	Purpose
East	North	Z [m]			
A 273.422	4.521.476	0,0	dijital harita	C:\WindPRO Data\Projects\sau-dijital1.wpo	Height contour lines

**Area objects**

UTM ED50 Zone: 36			File
East	North	Z [m]	
A 274.114	4.516.087	0,0	C:\WindPRO Data\Projects\ROUGH_REGIONS_sakarya-res_1.w2r





### 5.3.5. WindPRO METEO modülü program çıktıları

*WindPRO version 2.5.7.84 Sep 2007*

Project: <b>sares-1-2</b>	Description: sakarya Üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed Page: 08.03.2010 00:16 / 1
faruk oral		Licensed user: <b>Sakarya University</b>
bay		University version - only to be used for educational purposes
bitlis eren Üniversitesi		TR-54100 Sakarya
meslek yüksekokulu		+90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.12.2009 17:14/2.5.7.84

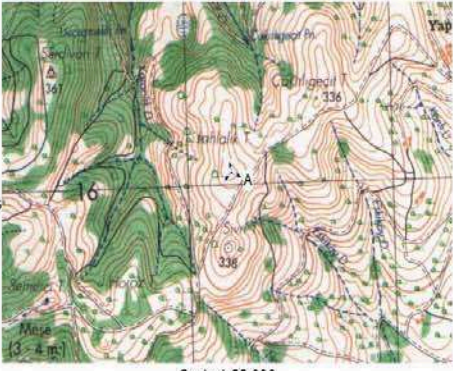
---

#### METEO - Main Result

---

<b>Name</b>	Measure and Weibull data (1)
<b>Site Coordinates</b>	UTM ED50 Zone: 36 East: 274.213 North: 4.516.046
<b>Air density calculation mode</b>	Individual per WTG
<b>Result for WTG at hub altitude</b>	1,166 kg/m <sup>3</sup>
<b>Hub altitude above sea level (asl)</b>	495,0 m
<b>Annual mean temperature at hub alt.</b>	12,3 °C
<b>Pressure at WTGs</b>	955,3 hPa

Calculation is based on "Measure and Weibull data (1)", giving the Weibull distribution for the wind speed on the site.  
Using the selected power curve, the expected annual energy production is calculated.



Scale 1:25.000

↳ Meteorological Data

---

#### Weibull data 30 m above ground level

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]	Wind gradient exponent
0 N	5,79	5,13	2,366	23,7	0,060
1 NNE	5,01	4,50	1,579	15,3	0,063
2 ENE	5,36	4,77	1,734	11,6	0,046
3 E	4,14	3,70	1,688	5,0	0,037
4 ESE	4,53	4,06	1,611	6,2	0,057
5 SSE	4,58	4,13	1,497	5,0	0,084
6 S	6,60	5,84	2,149	5,6	0,065
7 SSW	4,13	3,69	1,702	3,0	0,055
8 WSW	4,72	4,22	1,674	4,1	0,037
9 W	4,88	4,39	1,544	3,3	0,026
10 WNW	4,11	3,67	1,721	4,3	0,041
11 NNW	4,66	4,13	2,145	12,9	0,067
All	5,12	4,55	1,808	100,0	

---

#### Calculation Results

**Key results for height 50,0 m above ground level**  
Wind energy: 1.026 kWh/m<sup>2</sup>; Mean wind speed: 4,7 m/s;

---

#### Calculated Annual Energy

WTG type		Power curve				Annual Energy					
Valid	Manufact.	Type	Power [kW]	Diam. [m]	Height [m]	Creator	Name	Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]	Mean wind speed [m/s]	Capacity Factor [%]
Yes	FUHLRLÄNDER	FL 2500-100	2.500	100,0	160,0	EMD	Level 0 - calculated -- 08/2005	3.198,8	2.879	5,0	14,6

WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jærnesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tlf. +45 96 35 44 44, Fax: +45 96 35 44 46, e-mail: windpro@emd.dk

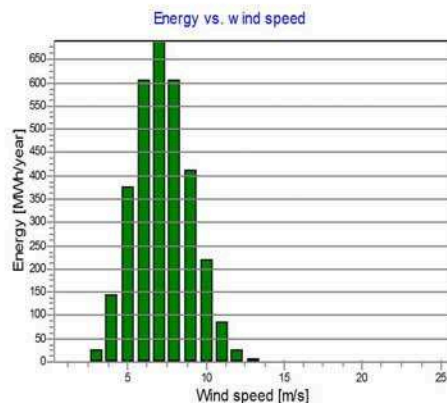
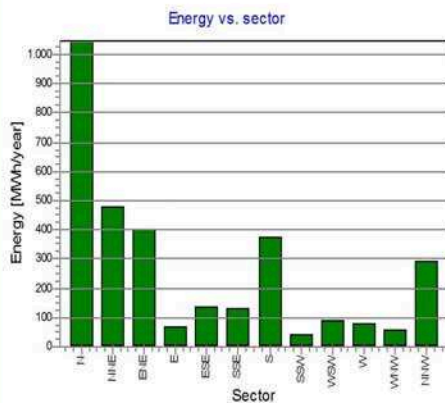
Project: <b>sares-1-2</b>	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed Page: 08.03.2010 00:16 / 2
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.12.2009 17:14/2.5.7.84

**METEO - Production Analysis**

WTG: FUHLRLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O!, Hub height: 160,0 m, Air density: 1,166 kg/m3

**Directional Analysis**

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	1.047,2	481,4	400,6	66,4	134,2	132,9	375,5	44,0	89,7	77,4	56,3	293,2	3.198,8
<b>Resulting energy [MWh]</b>	<b>1.047,2</b>	<b>481,4</b>	<b>400,6</b>	<b>66,4</b>	<b>134,2</b>	<b>132,9</b>	<b>375,5</b>	<b>44,0</b>	<b>89,7</b>	<b>77,4</b>	<b>56,3</b>	<b>293,2</b>	<b>3.198,8</b>
Specific energy [kWh/m2]													407
Specific energy [kWh/kW]													1.280
Directional Distribution [%]	32,7	15,0	12,5	2,1	4,2	4,2	11,7	1,4	2,8	2,4	1,8	9,2	100,0
Utilization [%]	43,9	42,4	42,8	37,2	40,6	41,7	43,3	38,0	40,6	41,2	37,0	40,7	42,4
Operational [Hours/year]	1.863	1.205	911	390	490	391	438	234	325	256	335	1.016	7.853
Full Load Equivalent [Hours/year]	419	193	160	27	54	53	150	18	36	31	23	117	1.280
A- parameter [m/s]	6,4	5,6	5,8	4,4	5,0	5,3	7,3	4,5	5,0	5,1	4,4	5,2	5,6
Mean wind speed [m/s]	5,8	4,9	5,2	3,9	4,4	4,7	6,6	4,0	4,5	4,5	3,9	4,7	5,0
k- parameter	3,41	2,62	2,77	2,73	2,65	2,54	3,19	2,74	2,71	2,58	2,76	3,18	2,72
Frequency [%]	23,7	15,3	11,6	5,0	6,2	5,0	5,6	3,0	4,1	3,3	4,3	12,9	100,0
Power density [W/m2]													110



<b>Project:</b> sares-1-2  faruk oral bay bitlis eren universitesi meslek yüksekokulu	<b>Description:</b> sakarya universitesi esentepe yöresi res projesi	<b>Printed Page:</b> 08.03.2010 00:16 / 3  <b>Licensed user:</b> Sakarya University University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.  <b>Calculated:</b> 07.12.2009 17:14/2.5.7.84
---	--	---

**METEO - Power Curve Analysis**

**WTG:** FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O! Level 0 - calculated - - 08/2005, Hub height: 160,0 m

**Name:** Level 0 - calculated - - 08/2005  
**Source:** Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type
12.08.2005	EMD	05.03.2004	23.09.2005	25,0	Pitch	Standard pitch

According to specification W0402-G014-TECA-W2E-304-011-1-E dated 12/8-2005

**HP curve comparison** - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value [MWh]	3.621	5.660	7.774	9.787	11.444	12.930
FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O! [MWh]	3.967	6.192	8.352	10.275	11.898	13.202
Check value [%]	-9	-9	-7	-5	-4	-2

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTG's performs quite similar - only specific power loading (kW/m<sup>2</sup>) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.  
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.  
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.  
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

**Power curve**

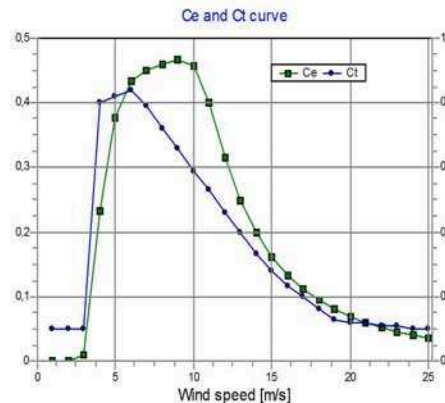
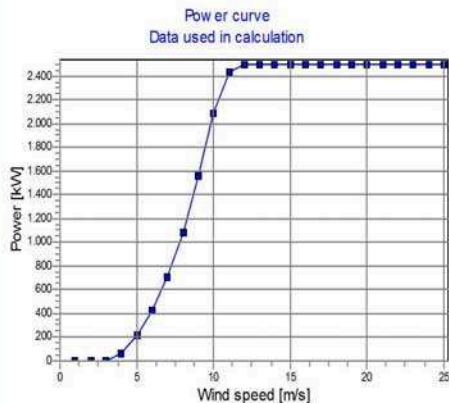
Original data from Windcat, Air density: 1,225 kg/m3

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,5	36,2	0,18	1,0	0,10
4,0	71,3	0,23	2,0	0,10
5,0	226,8	0,38	3,0	0,10
6,0	449,9	0,43	4,0	0,80
7,0	742,1	0,45	5,0	0,82
8,0	1.133,8	0,46	6,0	0,84
9,0	1.641,0	0,47	7,0	0,79
10,0	2.182,3	0,46	8,0	0,72
11,0	2.477,0	0,40	9,0	0,66
12,0	2.500,0	0,31	10,0	0,59
13,0	2.500,0	0,25	11,0	0,53
14,0	2.500,0	0,20	12,0	0,46
15,0	2.500,0	0,16	13,0	0,40
16,0	2.500,0	0,13	14,0	0,33
17,0	2.500,0	0,11	15,0	0,28
18,0	2.500,0	0,09	16,0	0,23
19,0	2.500,0	0,08	17,0	0,20
20,0	2.500,0	0,07	18,0	0,16
21,0	2.500,0	0,06	19,0	0,13
22,0	2.500,0	0,05	20,0	0,12
23,0	2.500,0	0,04	21,0	0,12
24,0	2.500,0	0,04	22,0	0,11
25,0	2.500,0	0,03	23,0	0,11
			24,0	0,10

**Power, Efficiency and energy vs. wind speed**

Data used in calculation, Air density: 1,166 kg/m3

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	1,0	0,01	2,50-3,50	24,7	24,7	0,8
4,0	67,9	0,23	3,50-4,50	144,8	169,5	5,3
5,0	215,9	0,38	4,50-5,50	377,0	546,5	17,1
6,0	428,2	0,43	5,50-6,50	604,1	1.150,6	36,0
7,0	706,4	0,45	6,50-7,50	690,5	1.841,1	57,6
8,0	1.079,2	0,46	7,50-8,50	604,9	2.445,9	76,5
9,0	1.582,0	0,47	8,50-9,50	413,7	2.859,6	89,4
10,0	2.082,5	0,46	9,50-10,50	217,7	3.077,3	96,2
11,0	2.437,0	0,40	10,50-11,50	86,5	3.163,8	98,9
12,0	2.500,0	0,32	11,50-12,50	26,5	3.190,4	99,7
13,0	2.500,0	0,25	12,50-13,50	6,7	3.197,1	99,9
14,0	2.500,0	0,20	13,50-14,50	1,4	3.198,5	100,0
15,0	2.500,0	0,16	14,50-15,50	0,2	3.198,8	100,0
16,0	2.500,0	0,13	15,50-16,50	0,0	3.198,8	100,0
17,0	2.500,0	0,11	16,50-17,50	0,0	3.198,8	100,0
18,0	2.500,0	0,09	17,50-18,50	0,0	3.198,8	100,0
19,0	2.500,0	0,08	18,50-19,50	0,0	3.198,8	100,0
20,0	2.500,0	0,07	19,50-20,50	0,0	3.198,8	100,0
21,0	2.500,0	0,06	20,50-21,50	0,0	3.198,8	100,0
22,0	2.500,0	0,05	21,50-22,50	0,0	3.198,8	100,0
23,0	2.500,0	0,04	22,50-23,50	0,0	3.198,8	100,0
24,0	2.500,0	0,04	23,50-24,50	0,0	3.198,8	100,0
25,0	2.500,0	0,03	24,50-25,50	0,0	3.198,8	100,0





<b>Project</b> sares-1-2  faruk oral bay bittis eren üniversitesi meslek yüksekokulu	<b>Description</b> sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	<b>Printed Page</b> 08.03.2010 00:16 / 4  <b>Licensed user:</b> Sakarya University University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.  <b>Calculated:</b> 07.12.2009 17:14/2.5.7.84
--	---	--

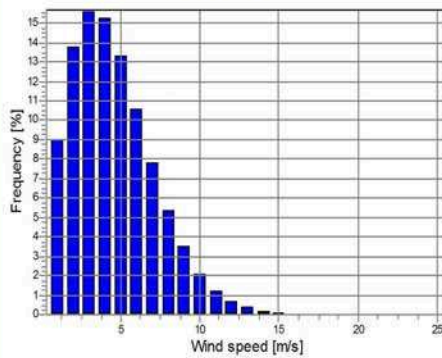
**METEO - Wind Data Analysis**

Wind data: A - Measure and Weibull data (1); Hub height: 30,0

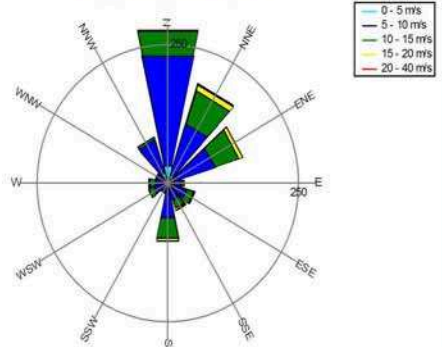
**Weibull Data**

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]	Wind gradient exponent
0 N	5,79	5,13	2,366	23,7	0,060
1 NNE	5,01	4,50	1,579	15,3	0,063
2 ENE	5,36	4,77	1,734	11,6	0,046
3 E	4,14	3,70	1,688	5,0	0,037
4 ESE	4,53	4,06	1,611	6,2	0,057
5 SSE	4,58	4,13	1,497	5,0	0,084
6 S	6,60	5,84	2,149	5,6	0,065
7 SSW	4,13	3,69	1,702	3,0	0,055
8 WSW	4,72	4,22	1,674	4,1	0,037
9 W	4,88	4,39	1,544	3,3	0,026
10 WNW	4,11	3,67	1,721	4,3	0,041
11 NNW	4,66	4,13	2,145	12,9	0,067
All	5,12	4,55	1,808	100,0	

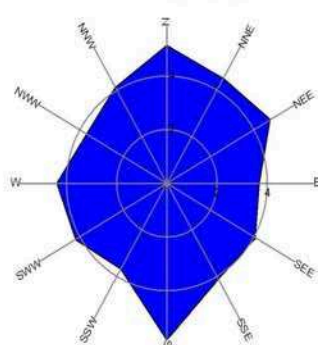
Weibull Distribution



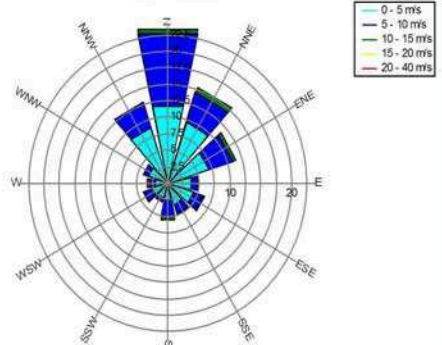
Energy Rose (kWh/m2/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)



Project: <b>sares-1-2</b>	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed Page: 08.03.2010 00:16 / 5
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.12.2009 17:14/2.5.7.84

**METEO - Wind profile detailed**

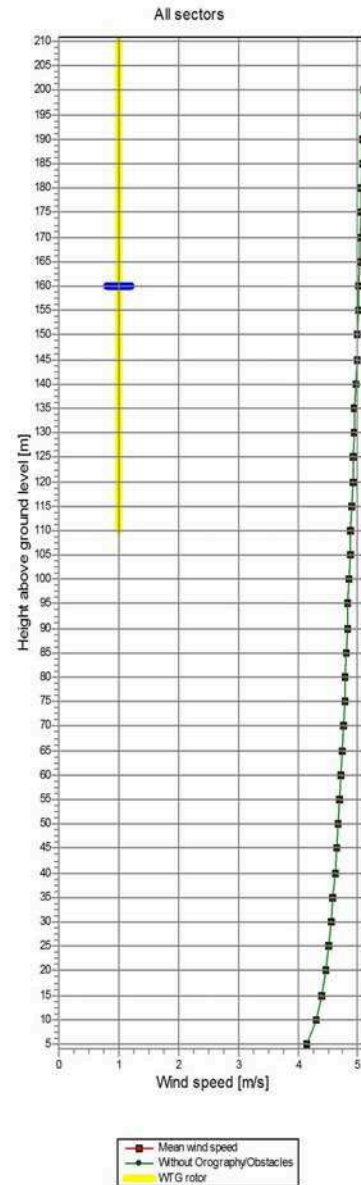
WTG: FUHLRÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O! Level 0 - calculated - - 08/2005, Hub height: 160,0 m

**Site Data** Measure and Weibull data (1)  
**Site Coordinates** UTM ED50 Zone: 36 East: 274.213 North: 4.516.046

Air density calculation mode Individual per WTG  
 Result for WTG at hub altitude 1,166 kg/m<sup>3</sup>  
 Hub altitude above sea level (asl) 495,0 m  
 Annual mean temperature at hub alt. 12,3 °C  
 Pressure at WTGs 955,3 hPa

**All sectors**

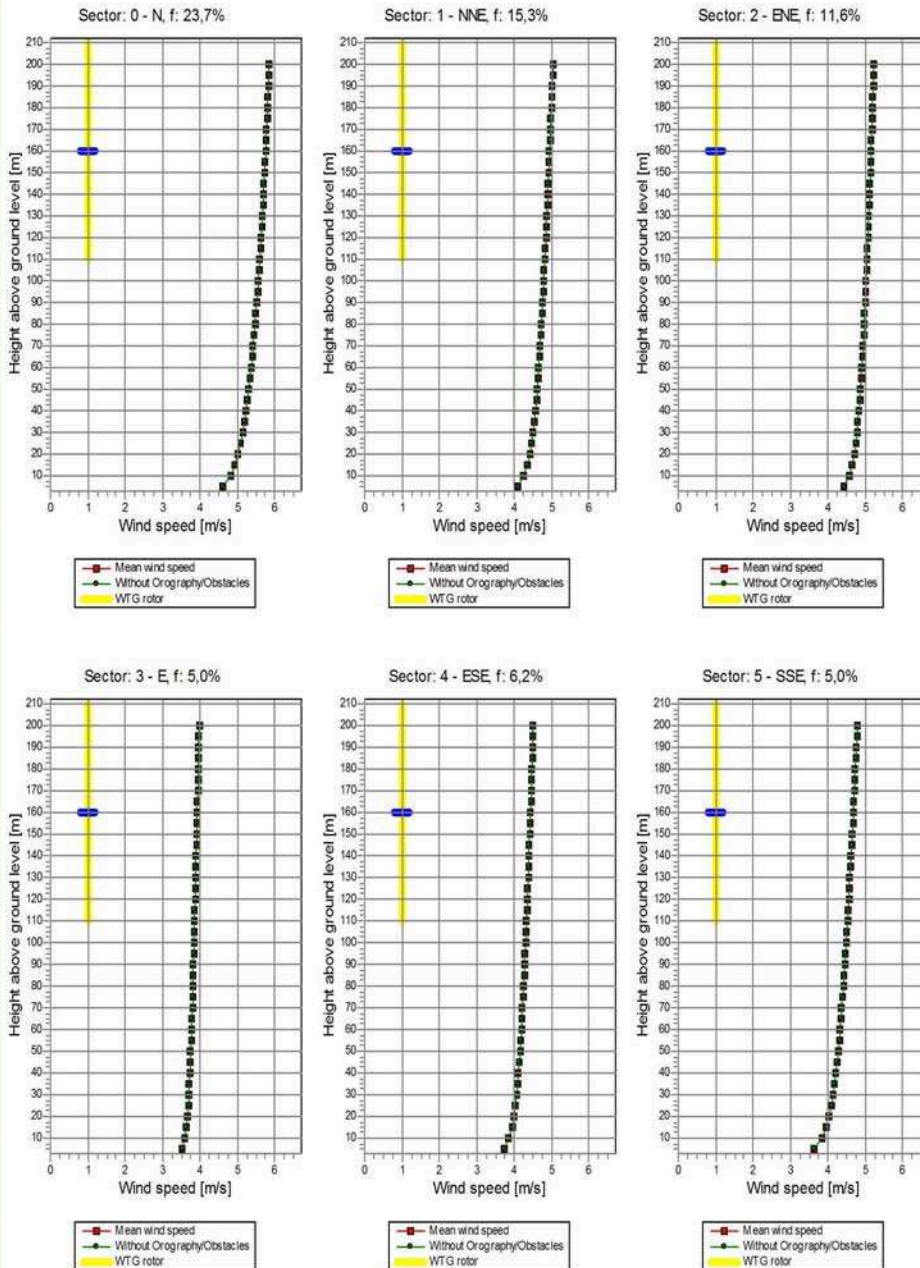
Height	Mean wind speed	A- parameter	k- parameter	Wind energy	Yield	Yield change
[m]	[m/s]	[m/s]		[kWh/m <sup>2</sup> ]	[MWh]	[MWh]
5	4,14	4,6	1,61	910	2.686	-513
10	4,30	4,8	1,65	983	2.918	-280
15	4,39	4,9	1,69	1.015	3.039	-160
20	4,46	5,0	1,73	1.030	3.113	-86
25	4,51	5,1	1,77	1.036	3.162	-37
30	4,55	5,1	1,81	1.038	3.195	-3
35	4,59	5,2	1,85	1.037	3.218	19
40	4,62	5,2	1,88	1.034	3.234	35
45	4,64	5,2	1,92	1.031	3.244	45
50	4,67	5,3	1,96	1.026	3.251	52
55	4,69	5,3	2,00	1.022	3.254	56
60	4,72	5,3	2,03	1.017	3.256	57
65	4,74	5,3	2,07	1.012	3.256	57
70	4,76	5,4	2,10	1.008	3.255	56
75	4,77	5,4	2,14	1.004	3.252	54
80	4,79	5,4	2,18	999	3.250	51
85	4,81	5,4	2,21	996	3.246	48
90	4,83	5,4	2,25	992	3.243	44
95	4,84	5,5	2,28	988	3.239	40
100	4,86	5,5	2,32	985	3.235	36
105	4,87	5,5	2,35	982	3.231	32
110	4,89	5,5	2,39	979	3.227	29
115	4,90	5,5	2,42	977	3.224	25
120	4,92	5,5	2,45	974	3.220	21
125	4,93	5,6	2,49	972	3.217	18
130	4,94	5,6	2,52	970	3.213	15
135	4,96	5,6	2,56	968	3.210	12
140	4,97	5,6	2,59	966	3.208	9
145	4,98	5,6	2,62	965	3.205	6
150	4,99	5,6	2,66	963	3.203	4
155	5,00	5,6	2,69	962	3.201	2
160	5,02	5,6	2,72	961	3.199	0
165	5,03	5,6	2,75	960	3.197	-2
170	5,04	5,7	2,79	959	3.196	-3
175	5,05	5,7	2,82	958	3.195	-4
180	5,06	5,7	2,85	958	3.194	-5
185	5,07	5,7	2,88	957	3.193	-5
190	5,08	5,7	2,91	957	3.193	-6
195	5,09	5,7	2,95	956	3.193	-6
200	5,10	5,7	2,98	956	3.193	-6



Project: <b>sares-1-2</b>	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed Page: 08.03.2010 00:16 / 6
faruk oral bay bittis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.12.2009 17:14/2.5.7.84

**METEO - Wind profile detailed**

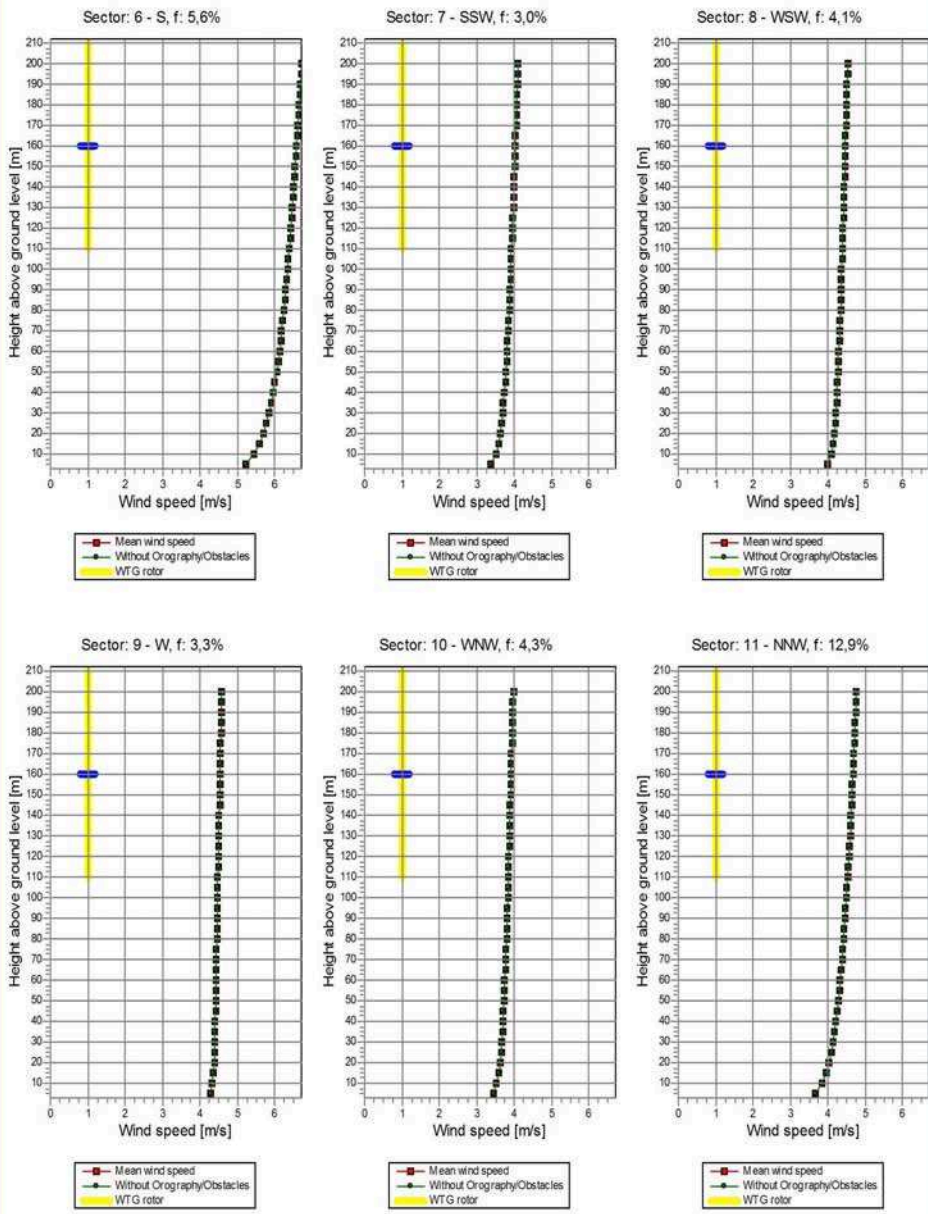
WTG: FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O! Level 0 - calculated -- 08/2005, Hub height: 160,0 m



Project: <b>sares-1-2</b>	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	PrintedPage: 08.03.2010 00:16 / 7
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.12.2009 17:14/2.5.7.84

**METEO - Wind profile detailed**

WTG: FUHLRLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O! Level 0 - calculated -- 08/2005, Hub height: 160,0 m



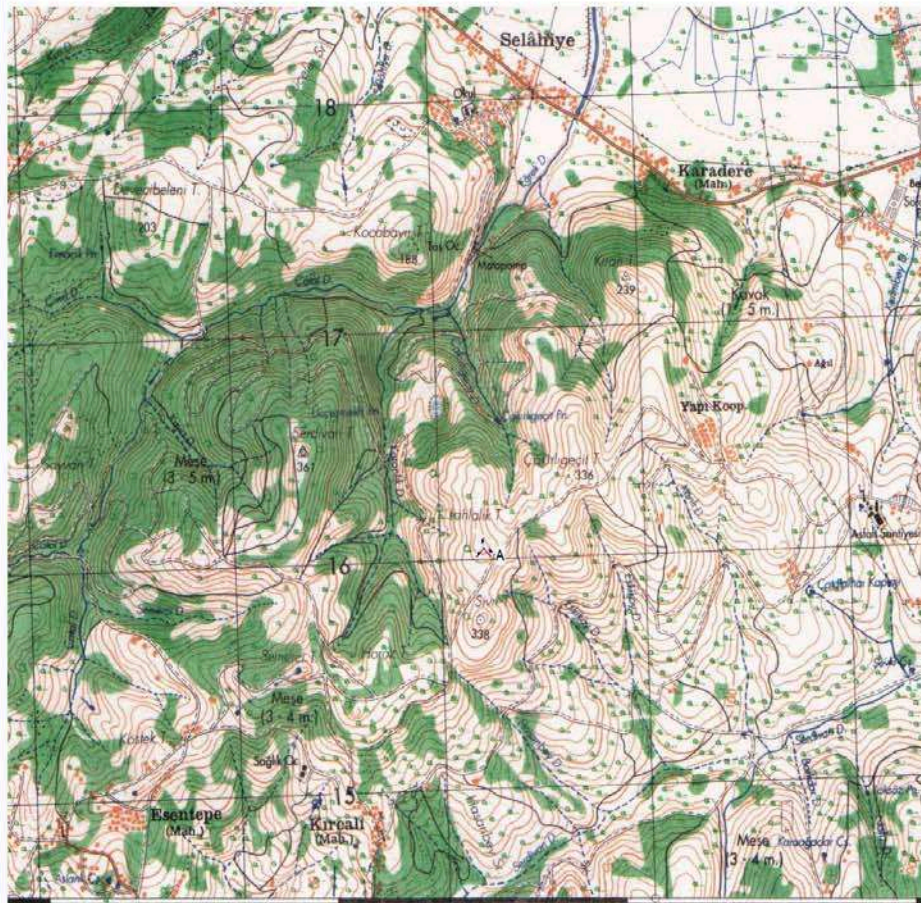


WindPRO version 2.5.7.84 Sep 2007

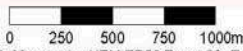
Project	Description	Printed Page
sares-1-2	sakarya universitesi esentepe yöresi res projesi	08.03.2010 00:16 / 8
faruk oral		Licensed user
bay		Sakarya University
bitlis eren Üniversitesi		University version - only to be used for educational purposes
meslek yüksekokulu		TR-54100 Sakarya
		+90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated
		07.12.2009 17:14/2.5.7.84

**METEO - sakes**

File: sakes.bmi



72	79	ADAPAZARI — G 24 - c 1	74	81	75	82	76
----	----	------------------------	----	----	----	----	----



Map: sakes , Print scale 1:25.000, Map center UTM ED50 Zone: 36 East: 274.213 North: 4.516.046

New WTG  
 Meteorological Data

### 5.3.6. WindPRO WAsP interface modülü program çıktıları

*WindPRO version 2.5.7.84 Sep 2007*

Project <b>sares-1-2</b>	Description sakarya Üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed Page 08.03.2010 00:18 / 1
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated 07.12.2009 17:15/2.5.7.84

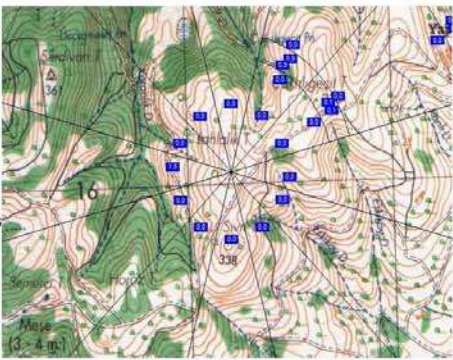
---

#### WAsP interface - Main Result

<b>Name</b>	Site data 12 sectors; Radius: 20.000 m (3)
<b>Site Coordinates</b>	UTM ED50 Zone: 36 East: 274.213 North: 4.516.046
Air density calculation mode	Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude	1,166 kg/m <sup>3</sup>
Hub altitude above sea level (asl)	495,0 m
Annual mean temperature at hub alt.	12,3 °C
Pressure at WTGs	955,3 hPa

Calculation is based on "Site data 12 sectors; Radius: 20.000 m (3)", using WAsP (RVEA0011 1, 0, 0, 13) to convert the wind statistics and the terrain classification to a site specific wind speed distribution. Using the selected power curve, the expected annual energy production is calculated.

Wind statistics: R 30,00 m Measure and Weibull data (1).wvs



Scale 1:25.000  
© Site Data

#### Terrain classification

Sector	Roughness classification (Roughness class)							D 4	R 4	D 5	R 5
	Roughness at WTG	Distance to 1. change	Roughness after 1. change	Distance to 2. change	Roughness after 2. change	Distance to 3. change	Roughness after 3. change				
0 N	0,0	1.100	0,5	1.800	1,1	1.900	1,6	2.000	0,5	3.100	0,0
1 NNE	0,0	500	0,9	600	0,0	1.800	1,3	2.000	0,2	2.100	0,0
2 ENE	0,0	500	0,1	600	0,0	1.200	0,5	1.300	0,1	1.400	0,0
3 E	0,0	2.400	1,0	3.600	0,0						
4 ESE	0,0										
5 SSE	0,0										
6 S	0,0										
7 SSW	0,0										
8 WSW	0,0	2.300	0,6	3.200	0,0						
9 W	1,5	2.600	0,0	2.925	0,6	3.200	0,0				
10 WNW	0,0	2.600	0,5	2.700	1,2	3.000	0,8	3.100	0,0	5.250	0,0
11 NNW	0,0	2.500	0,4	4.000	0,4	5.250	0,0				

#### Calculation Results

Key results for height 50,0 m above ground level  
 Wind energy: 1.085 kWh/m<sup>2</sup>; Mean wind speed: 4,7 m/s; Equivalent roughness: -1,7

#### Calculated Annual Energy

Valid	WTG type	Manufact.	Type	Power [kW]	Diam. [m]	Height [m]	Power curve Creator Name	Annual Energy			
								Result [MWh]	Result-10.0% [MWh]	Mean wind speed [m/s]	Capacity Factor [%]
Yes	FUHLRÄNDER	FL 2500-100	2.500	100,0	160,0	EMD	Level 0 - calculated -- 08/2005	4.439,7	3.996	5,1	20,3

WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tlf. +45 96 35 44 44, Fax +45 96 35 44 48, e-mail windpro@emd.dk

Project: <b>saes-1-2</b>	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed Page: 08.03.2010 00:18 / 2
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.12.2009 17:15/2.5.7.84

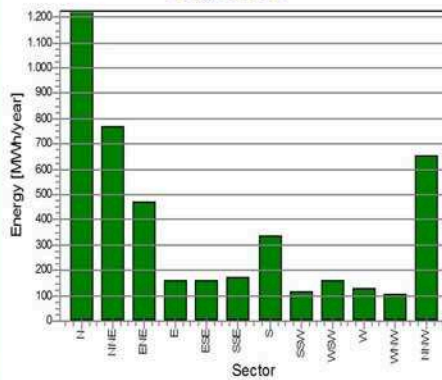
**WASP interface - Production Analysis**

WTG: FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O!, Hub height: 160,0 m, Air density: 1,166 kg/m3

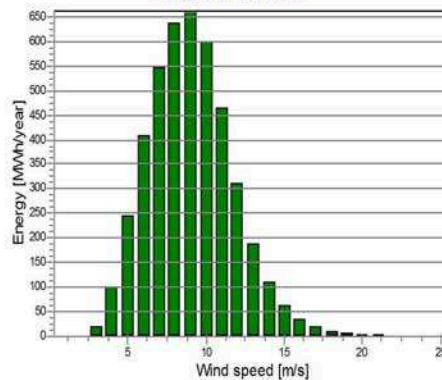
**Directional Analysis**

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	770,0	576,6	366,8	93,9	87,5	89,5	229,8	84,8	122,9	87,0	54,1	345,7	2.908,6
+Increase due to hills [MWh]	455,6	190,0	104,0	61,8	70,1	82,4	105,6	32,5	35,8	39,5	49,2	304,5	1.531,0
<b>Resulting energy [MWh]</b>	<b>1.225,7</b>	<b>766,6</b>	<b>470,8</b>	<b>155,7</b>	<b>157,7</b>	<b>171,9</b>	<b>335,4</b>	<b>117,2</b>	<b>158,6</b>	<b>126,5</b>	<b>103,3</b>	<b>650,2</b>	<b>4.439,7</b>
Specific energy [kWh/m2]													565
Specific energy [kWh/kW]													1.776
Increase due to hills [%]	59,2	32,9	28,4	65,8	80,1	92,0	46,0	38,3	29,1	45,4	90,8	88,1	52,6
Directional Distribution [%]	27,6	17,3	10,6	3,5	3,6	3,9	7,6	2,6	3,6	2,8	2,3	14,6	100,0
Utilization [%]	39,2	34,3	35,6	38,1	37,9	34,9	35,0	36,8	35,6	34,0	38,9	40,0	37,0
Operational [Hours/year]	1.567	1.180	763	371	399	347	385	243	285	231	272	908	6.950
Full Load Equivalent [Hours/year]	490	307	188	62	63	69	134	47	63	51	41	260	1.776
A- parameter [m/s]	6,5	5,7	5,6	4,7	4,6	4,9	6,7	5,0	5,3	5,1	4,6	6,3	5,8
Mean wind speed [m/s]	5,8	5,1	5,0	4,3	4,1	4,4	6,0	4,5	4,8	4,6	4,1	5,6	5,1
k- parameter	2,14	1,61	1,65	1,60	1,56	1,47	1,90	1,57	1,58	1,48	1,64	2,15	1,75
Frequency [%]	22,5	17,0	11,0	5,3	5,7	5,0	5,5	3,5	4,1	3,3	3,9	13,1	100,0
Power density [W/m2]													174

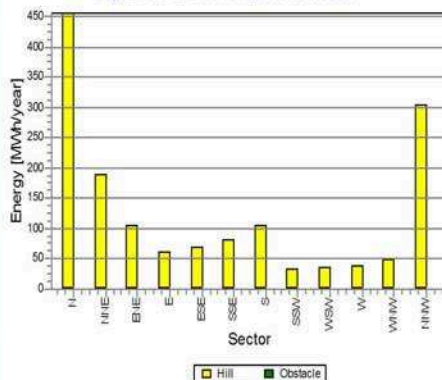
Energy vs. sector



Energy vs. w ind speed



Impact of hills and obstacles vs. sector





Project: <b>sares-1-2</b>	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	PrintedPage: 08.03.2010 00:18 / 3
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.12.2009 17:15/2.5.7.84

**WASP interface - Power Curve Analysis**

WTG: FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O! Level 0 - calculated -- 08/2005, Hub height: 160,0 m

Name: Level 0 - calculated -- 08/2005  
Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type
12.08.2005	EMD	05.03.2004	23.09.2005	25,0	Pitch	Standard pitch

According to specification W0402-G014-TECA-W2E-304-011-1-E dated 12/8-2005:

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value	[MWh]	3.621	5.660	7.774	9.787	11.444	12.930
FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O!	[MWh]	3.967	6.192	8.352	10.275	11.898	13.202
Check value	[%]	-9	-9	-7	-5	-4	-2

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTG's performs quite similar - only specific power loading (kW/m<sup>2</sup>) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.  
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 5117/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.  
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.  
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

**Power curve**

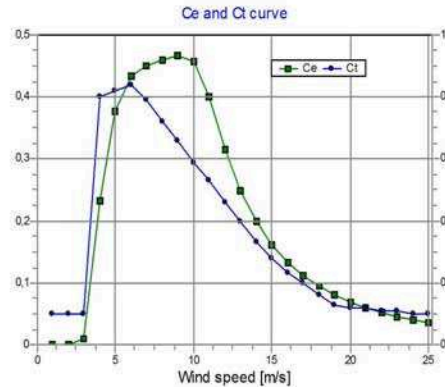
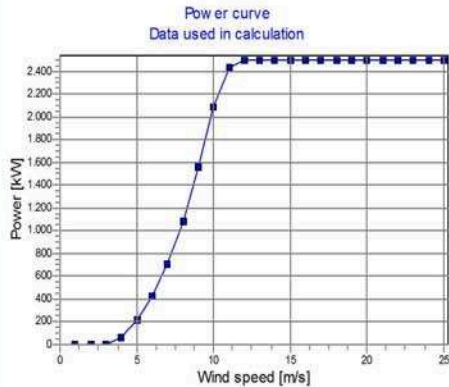
Original data from Windcat, Air density: 1,225 kg/m3

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.5	96.2	0.18	1.0	0.10
4.0	71.3	0.23	2.0	0.10
5.0	226.8	0.38	3.0	0.10
6.0	449.9	0.43	4.0	0.80
7.0	742.1	0.45	5.0	0.82
8.0	1133.8	0.46	6.0	0.84
9.0	1841.0	0.47	7.0	0.79
10.0	2162.3	0.46	8.0	0.72
11.0	2477.0	0.40	9.0	0.66
12.0	2500.0	0.31	10.0	0.59
13.0	2500.0	0.25	11.0	0.53
14.0	2500.0	0.20	12.0	0.46
15.0	2500.0	0.16	13.0	0.40
16.0	2500.0	0.13	14.0	0.33
17.0	2500.0	0.11	15.0	0.28
18.0	2500.0	0.09	16.0	0.23
19.0	2500.0	0.08	17.0	0.20
20.0	2500.0	0.07	18.0	0.16
21.0	2500.0	0.06	19.0	0.13
22.0	2500.0	0.05	20.0	0.12
23.0	2500.0	0.04	21.0	0.12
24.0	2500.0	0.04	22.0	0.11
25.0	2500.0	0.03	23.0	0.11
			24.0	0.10

**Power, Efficiency and energy vs. wind speed**

Data used in calculation, Air density: 1,166 kg/m3

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	1.0	0.01	2.50-3.50	20.3	20.3	0.5
4.0	67.9	0.23	3.50-4.50	101.1	121.3	2.7
5.0	215.9	0.38	4.50-5.50	245.5	366.9	8.3
6.0	428.2	0.43	5.50-6.50	408.5	775.3	17.5
7.0	706.4	0.45	6.50-7.50	547.0	1322.3	29.8
8.0	1079.2	0.46	7.50-8.50	638.1	1960.5	44.2
9.0	1562.0	0.47	8.50-9.50	662.2	2622.7	59.1
10.0	2092.5	0.46	9.50-10.50	600.3	3223.0	72.6
11.0	2437.0	0.40	10.50-11.50	463.9	3686.9	83.0
12.0	2500.0	0.32	11.50-12.50	310.0	3996.9	90.0
13.0	2500.0	0.25	12.50-13.50	189.6	4186.6	94.3
14.0	2500.0	0.20	13.50-14.50	111.3	4297.9	96.8
15.0	2500.0	0.16	14.50-15.50	63.6	4361.5	98.2
16.0	2500.0	0.13	15.50-16.50	36.6	4398.1	99.0
17.0	2500.0	0.11	16.50-17.50	19.6	4416.8	99.5
18.0	2500.0	0.09	17.50-18.50	10.7	4427.5	99.7
19.0	2500.0	0.08	18.50-19.50	5.8	4433.3	99.9
20.0	2500.0	0.07	19.50-20.50	3.1	4436.4	99.9
21.0	2500.0	0.06	20.50-21.50	1.6	4438.0	100.0
22.0	2500.0	0.05	21.50-22.50	0.9	4438.9	100.0
23.0	2500.0	0.04	22.50-23.50	0.5	4439.3	100.0
24.0	2500.0	0.04	23.50-24.50	0.2	4439.6	100.0
25.0	2500.0	0.03	24.50-25.50	0.1	4439.7	100.0



Project <b>sares-1-2</b>	Description sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed Page 08.03.2010 00:18 / 4
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated 07.12.2009 17:15/2.5.7.84

**WAsP interface - Terrain**

Site Data: A - Site data 12 sectors; Radius: 20.000 m (3)

**Terrain classification**

**Roughness classification (Roughness class)**

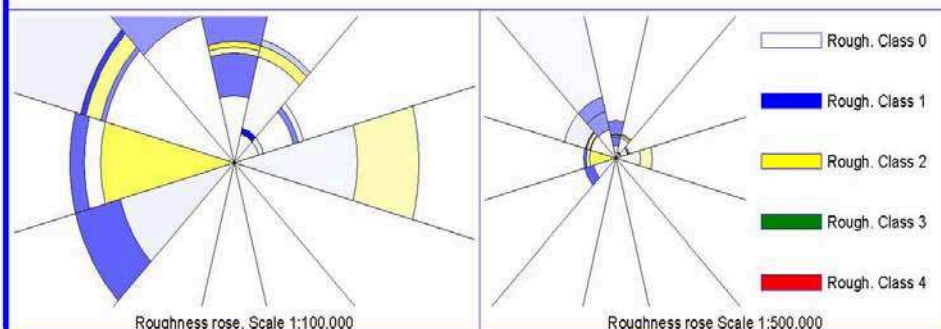
Sector	Roughness at Distance to 1. WTG	Distance to 1. change	Roughness after 1. change	Distance to 2. change	Roughness after 2. change	Distance to 3. change	Roughness after 3. change	D 4	R 4	D 5	R 5
		[m]		[m]		[m]		[m]		[m]	
0 N	0,0	1.100	0,5	1.800	1,1	1.900	1,6	2.000	0,5	3.100	0,0
1 NNE	0,0	500	0,9	600	0,0	1.800	1,3	2.000	0,2	2.100	0,0
2 ENE	0,0	500	0,1	600	0,0	1.200	0,5	1.300	0,1	1.400	0,0
3 E	0,0	2.400	1,0	3.600	0,0						
4 ESE	0,0										
5 SSE	0,0										
6 S	0,0										
7 SSW	0,0										
8 WSW	0,0	2.300	0,6	3.200	0,0						
9 W	1,5	2.600	0,0	2.925	0,6	3.200	0,0				
10 WNW	0,0	2.600	0,5	2.700	1,2	3.000	0,8	3.100	0,0	5.250	0,0
11 NNW	0,0	2.500	0,4	4.000	0,4	5.250	0,0				

**Obstacles:**  
0 Obstacles used

**Roughness:**

**Orography:**

Calculation uses following MAP files:  
C:\WindPRO Data\Projects\sau-dijital1.wpo  
Min X: 267.956, Max X: 278.756, Min Y: 4.514.515, Max Y: 4.528.528, Width: 10.800 m, Height: 14.014 m  
Limited by a square on 10,0 km x 10,0 km around the current site



Project: <b>sa-res-1-2</b>  faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed Page: 08.03.2010 00:18 / 5  Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.  Calculated: 07.12.2009 17:15/2.5.7.84
--	---	---

**WAsP interface - Wind Data Analysis**

Wind data: A - Site data 12 sectors; Radius: 20.000 m (3); Hub height: 50,0

**Site Coordinates**

UTM ED50 Zone: 36 East: 274.213 North: 4.516.046

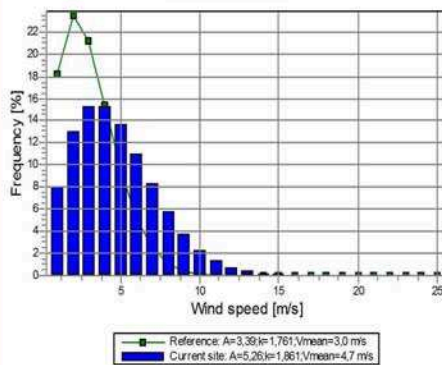
**Wind statistics**

TR 30,00 m Measure and Weibull data (1).wvs

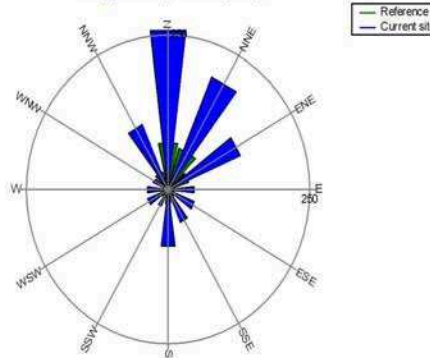
**Weibull Data**

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter		A- parameter [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	5,83	5,17	2,295	21,6	3,77	2,110	21,7
1 NNE	5,31	4,73	1,732	16,3	3,63	1,670	16,7
2 ENE	5,40	4,81	1,760	11,0	3,53	1,670	10,2
3 E	4,54	4,05	1,701	5,8	2,68	1,620	5,1
4 ESE	4,58	4,10	1,858	6,0	2,70	1,540	5,2
5 SSE	4,92	4,41	1,588	5,0	3,18	1,610	4,7
6 S	6,37	5,64	2,037	5,3	3,94	1,920	5,2
7 SSW	4,67	4,17	1,689	3,3	3,20	1,640	3,9
8 WSW	4,87	4,34	1,697	4,0	3,31	1,630	4,2
9 W	4,77	4,28	1,592	3,5	2,98	1,480	3,4
10 WNW	4,34	3,86	1,764	4,3	2,65	1,860	5,7
11 NNW	5,13	4,54	2,279	13,9	3,24	2,130	14,1
All	5,26	4,67	1,861	100,0	3,39	1,761	100,0

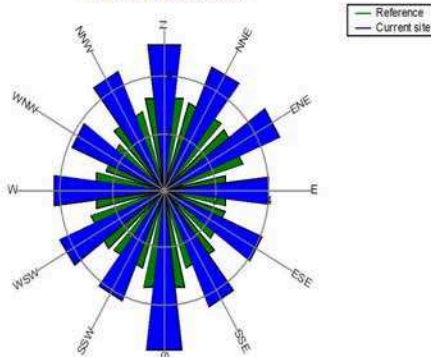
Weibull Distribution



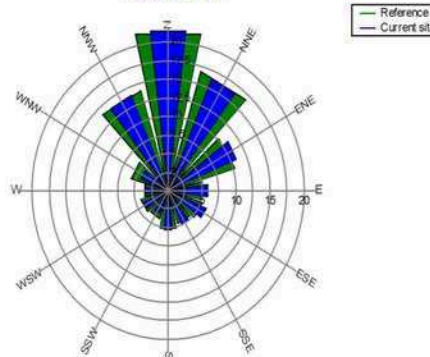
Energy Rose (kWh/m2/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)



Project <b>sares-1-2</b>	Description sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	PrintedPage 08.03.2010 00:18 / 6
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.12.2009 17:15/2.5.7.84

**WASP interface - Wind profile detailed**

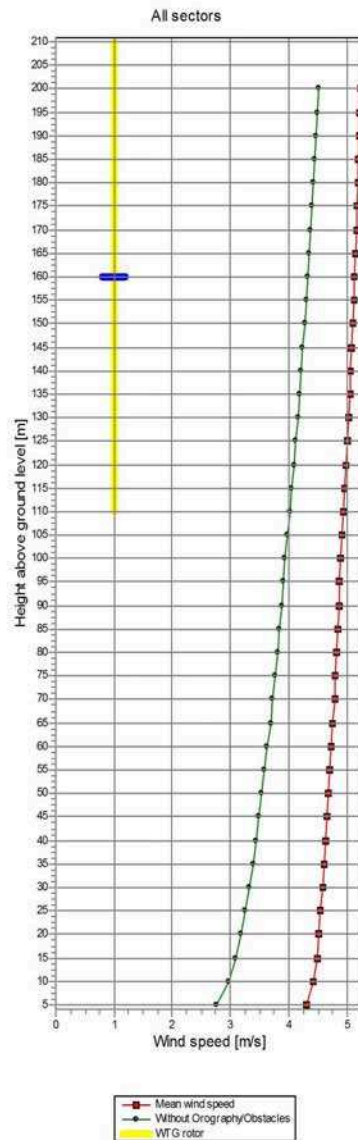
WTG: FUHLRLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O! Level 0 - calculated -- 08/2005, Hub height: 160.0 m

**Site Data** Site data 12 sectors; Radius: 20.000 m (3)  
**Site Coordinates** UTM ED50 Zone: 36 East: 274.213 North: 4.516.046

Air density calculation mode Individual per WTG  
Result for WTG at hub altitude 1.166 kg/m<sup>3</sup>  
Hub altitude above sea level (asl) 495.0 m  
Annual mean temperature at hub alt. 12.3 °C  
Pressure at WTGs 965.3 hPa

**Wind statistics** TR 30.00 m Measure and Weibull data (1).wvs  
**All sectors**

Height	Mean wind speed	A-parameter	k-parameter	Wind energy	Yield	Yield change	Orography
[m]	[m/s]	[m/s]		[kWh/m <sup>2</sup> ]	[MWh]	[MWh]	[%]
5	4.32	4.8	1.65	989	2.987	-1.453	345.8
10	4.44	5.0	1.72	1.025	3.125	-1.315	285.2
15	4.49	5.0	1.75	1.038	3.180	-1.260	227.5
20	4.52	5.1	1.77	1.045	3.205	-1.234	202.8
25	4.55	5.1	1.79	1.050	3.232	-1.208	184.0
30	4.58	5.2	1.81	1.060	3.264	-1.175	169.6
35	4.61	5.2	1.83	1.068	3.303	-1.137	157.5
40	4.64	5.2	1.84	1.077	3.332	-1.108	147.5
45	4.66	5.2	1.85	1.083	3.354	-1.085	138.8
50	4.67	5.3	1.86	1.085	3.370	-1.070	131.3
55	4.70	5.3	1.85	1.110	3.436	-1.004	123.3
60	4.73	5.3	1.85	1.131	3.501	-939	116.2
65	4.76	5.4	1.84	1.161	3.578	-862	109.6
70	4.79	5.4	1.84	1.183	3.639	-800	103.9
75	4.81	5.4	1.83	1.204	3.689	-751	98.9
80	4.83	5.4	1.83	1.221	3.733	-706	94.3
85	4.85	5.5	1.82	1.236	3.770	-669	90.3
90	4.86	5.5	1.82	1.250	3.807	-633	86.5
95	4.88	5.5	1.81	1.263	3.838	-602	83.1
100	4.89	5.5	1.81	1.275	3.866	-574	80.0
105	4.92	5.5	1.81	1.298	3.931	-509	76.7
110	4.94	5.6	1.80	1.324	3.989	-451	73.7
115	4.96	5.6	1.79	1.346	4.045	-395	70.9
120	4.99	5.6	1.79	1.371	4.098	-341	68.3
125	5.01	5.6	1.78	1.392	4.149	-291	65.8
130	5.03	5.7	1.78	1.412	4.196	-244	63.6
135	5.05	5.7	1.77	1.435	4.242	-198	61.4
140	5.07	5.7	1.77	1.454	4.284	-156	59.5
145	5.08	5.7	1.76	1.472	4.325	-115	57.6
150	5.10	5.7	1.76	1.490	4.365	-74	55.8
155	5.12	5.7	1.76	1.508	4.403	-36	54.2
160	5.13	5.8	1.75	1.526	4.440	0	52.6
165	5.15	5.8	1.75	1.543	4.475	35	51.2
170	5.16	5.8	1.74	1.560	4.509	70	49.8
175	5.18	5.8	1.74	1.577	4.542	102	48.4
180	5.19	5.8	1.74	1.593	4.574	134	47.1
185	5.21	5.8	1.74	1.605	4.604	164	46.0
190	5.22	5.9	1.73	1.621	4.634	194	44.8
195	5.23	5.9	1.73	1.637	4.663	223	43.7
200	5.25	5.9	1.72	1.652	4.690	250	42.7

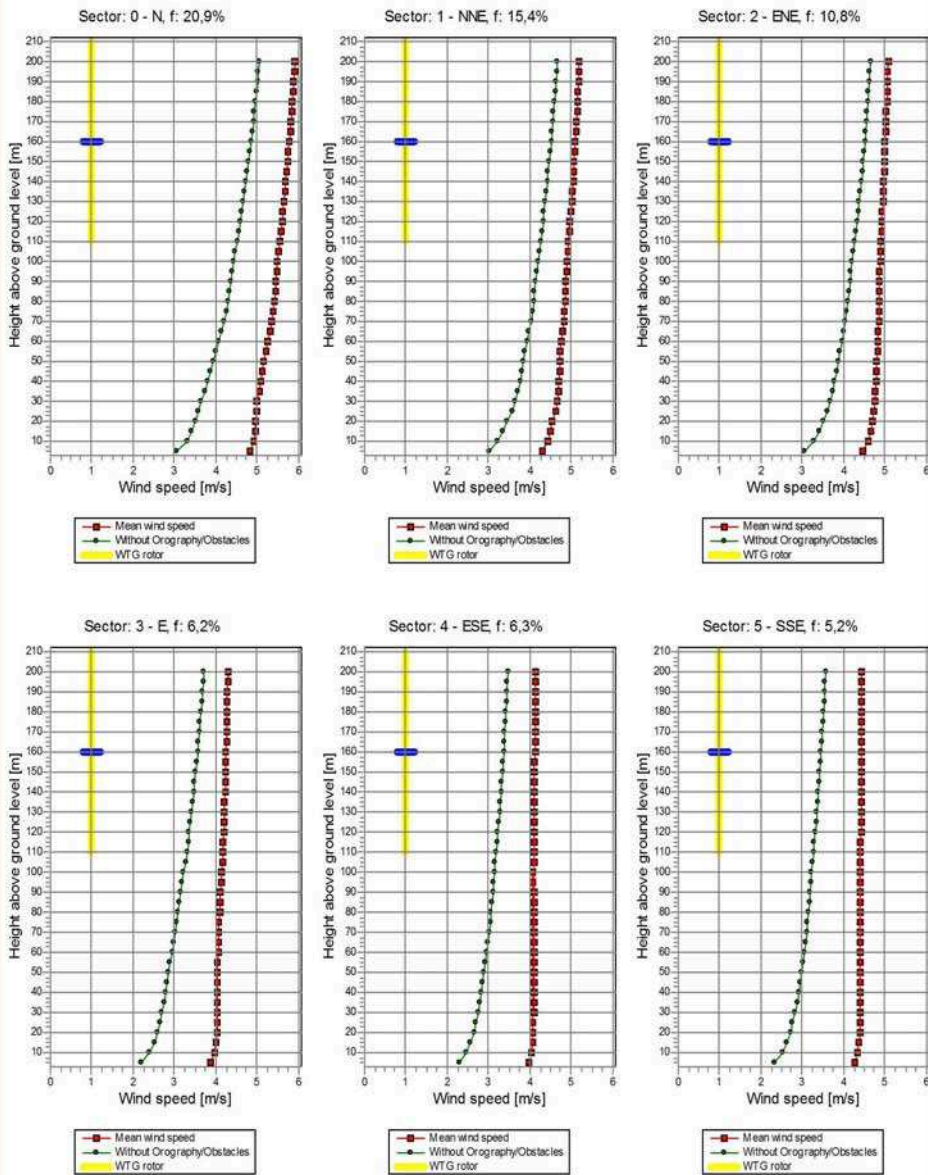




Project: <b>sares-1-2</b>	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	PrintedPage: 08.03.2010 00:18 / 7
faruk oral bay bitlis eren Üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.12.2009 17:15/2.5.7.84

**WASP interface - Wind profile detailed**

WTG: FUHLRLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O! Level 0 - calculated - - 08/2005, Hub height: 160,0 m

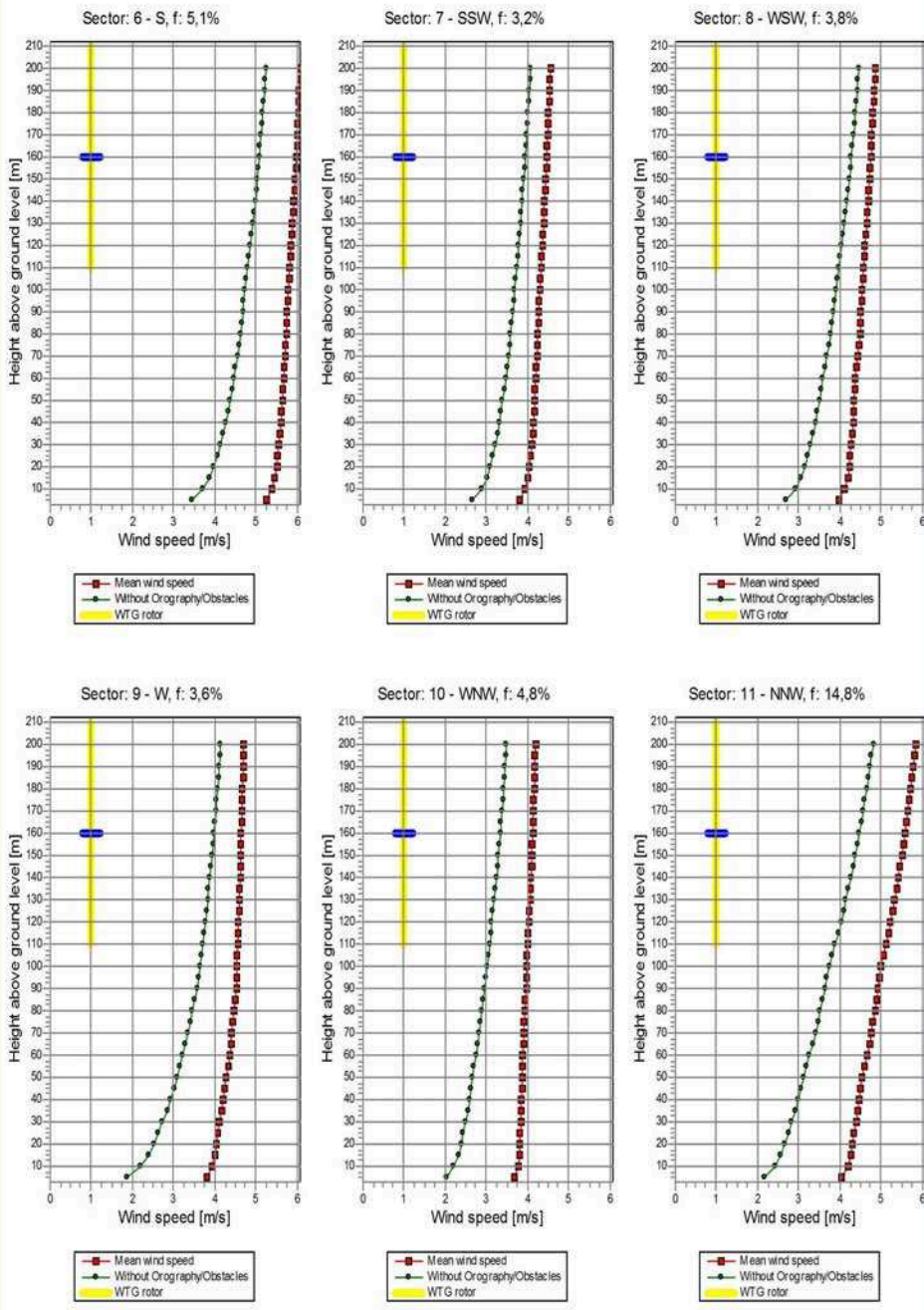




<p>Project: <b>sares-1-2</b></p> <p>faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu</p>	<p>Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi</p>	<p>Printed Page 08.03.2010 00:18 / 8</p> <p>Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.</p> <p>Calculated: 07.12.2009 17:15/2.5.7.84</p>
--	--	---

**WASP interface - Wind profile detailed**

WTG: FUHLRÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !0! Level 0 - calculated -- 08/2005, Hub height: 160,0 m

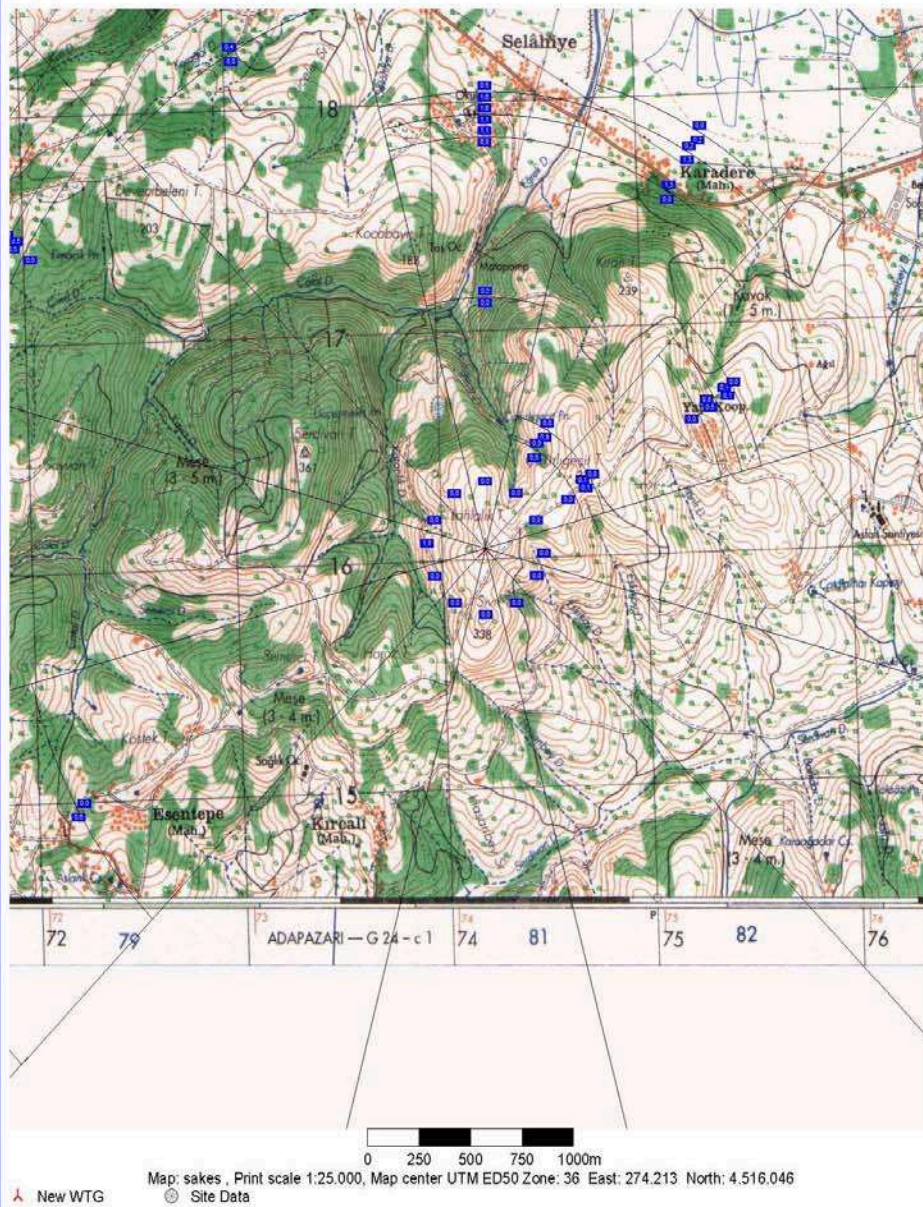


WindPRO version 2.5.7.84 Sep 2007

Project	Description	Printed Page
sares-1-2	sakarya universitesi esentepe yöresi res projesi	08.03.2010 00:18 / 9
faruk oral		Licensed user
bay		<b>Sakarya University</b>
bitlis eren Üniversitesi		University version - only to be used for educational purposes
meslek yüksekokulu		TR-54100 Sakarya
		+90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated
		07.12.2009 17:15/2.5.7.84

## WASP interface - sakes

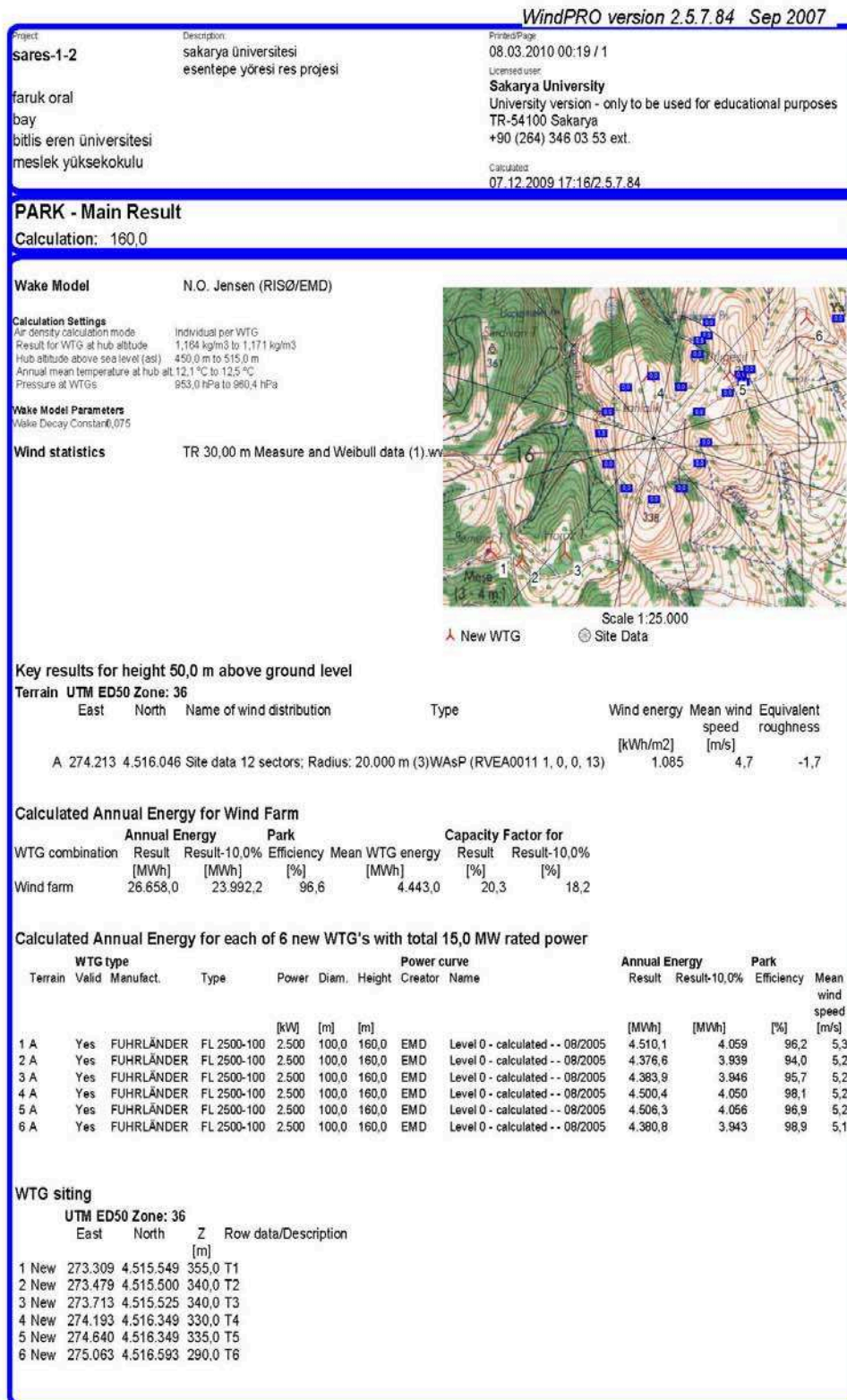
File: sakes.bmi



WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-8220 Aalborg Ø, Tlf +45 96 35 44 44, Fax +45 96 35 44 46, e-mail windpro@emd.dk



### 5.3.7. WindPRO PARK modülü program çıktıları (Fuhrländer 2.5 MW RT)



Project: <b>sares-1-2</b>	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	PrintedPage: 08.03.2010 00:19 / 2
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.12.2009 17:16/2.5.7.84

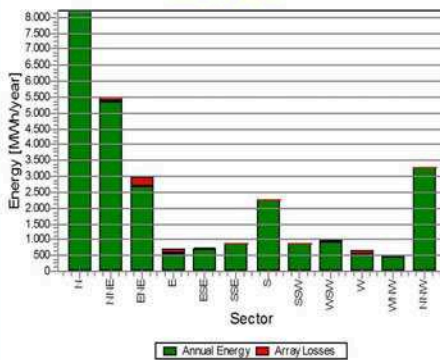
**PARK - Production Analysis**

Calculation: 160,0 WTG: All new WTG's, Air density varies with WTG position 1,164 kg/m3 - 1,171 kg/m3

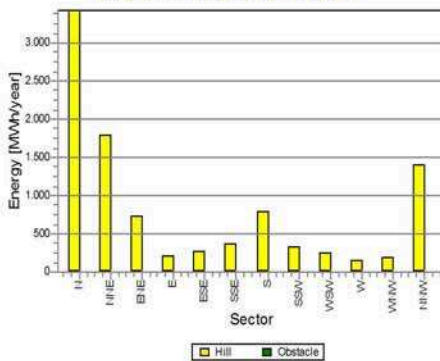
**Directional Analysis**

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	4.802,3	3.703,3	2.228,4	499,2	484,9	525,7	1.468,5	558,1	758,2	491,1	296,1	1.869,3	17.685,0
+Increase due to hills [MWh]	3.419,6	1.788,9	731,7	210,7	273,7	371,2	779,3	325,4	258,3	161,0	189,6	1.397,4	9.906,9
-Decrease due to array losses [MWh]	0,0	151,6	298,6	147,0	54,1	2,2	0,0	21,4	89,6	128,9	32,6	7,7	933,8
<b>Resulting energy [MWh]</b>	<b>8.221,9</b>	<b>5.340,6</b>	<b>2.661,4</b>	<b>562,9</b>	<b>704,5</b>	<b>894,7</b>	<b>2.247,8</b>	<b>862,1</b>	<b>926,9</b>	<b>523,2</b>	<b>453,1</b>	<b>3.259,0</b>	<b>26.658,0</b>
Specific energy [kWh/m2]													566
Specific energy [kWh/kW]													1.777
Increase due to hills [%]	71,2	48,3	32,8	42,2	56,5	70,6	53,1	58,3	34,1	32,8	64,0	74,8	56,0
Decrease due to array losses [%]	0,0	2,8	10,1	20,7	7,1	0,2	0,0	2,4	8,8	19,8	6,7	0,2	3,4
Utilization [%]	38,6	31,8	31,5	30,7	35,6	35,4	34,0	34,8	32,0	27,8	36,5	40,1	35,0
Operational [Hours/year]	1.639	1.265	771	331	368	335	409	268	293	216	251	813	6.960
Full Load Equivalent [Hours/year]	548	356	177	38	47	60	150	57	62	35	30	217	1.777

Energy vs. sector



Impact of hills and obstacles vs. sector



Project: <b>sares-1-2</b>	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed Page: 08.03.2010 00:19 / 3
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.12.2009 17:16/2.5.7.84

**PARK - Power Curve Analysis**

Calculation: 160,0 WTG: 1 - FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100,0 !O! Level 0 - calculated - - 08/2005, Hub height: 160,0 m

Name: Level 0 - calculated - - 08/2005  
Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type
12.08.2005	EMD	05.03.2004	23.09.2005	25,0	Pitch	Standard pitch

According to specification W0402-G014-TECA-W2E-304-011-1-E dated 12/8-2005

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value [MWh]	3.621	5.660	7.774	9.787	11.444	12.930
T1 [MWh]	3.967	6.192	8.352	10.275	11.898	13.202
Check value [%]	-9	-9	-7	-5	-4	-2

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTG's performs quite similar - only specific power loading (kW/m<sup>2</sup>) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses  
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J nr. 5117100-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2  
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.  
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

**Power curve**

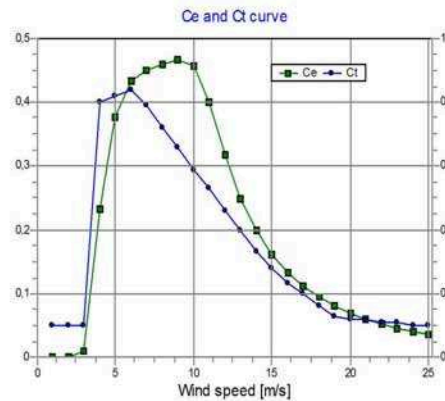
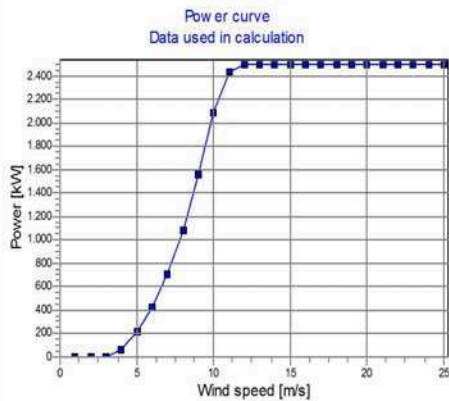
Original data from Windcat, Air density: 1,225 kg/m3

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,5	36,2	0,18	1,0	0,10
4,0	71,3	0,23	2,0	0,10
5,0	226,8	0,38	3,0	0,10
6,0	449,9	0,43	4,0	0,80
7,0	742,1	0,45	5,0	0,82
8,0	1.133,8	0,46	6,0	0,84
9,0	1.641,0	0,47	7,0	0,72
10,0	2.162,3	0,46	8,0	0,66
11,0	2.477,0	0,40	9,0	0,59
12,0	2.500,0	0,31	10,0	0,53
13,0	2.500,0	0,25	11,0	0,46
14,0	2.500,0	0,20	12,0	0,40
15,0	2.500,0	0,16	13,0	0,33
16,0	2.500,0	0,13	14,0	0,28
17,0	2.500,0	0,11	15,0	0,23
18,0	2.500,0	0,09	16,0	0,20
19,0	2.500,0	0,08	17,0	0,16
20,0	2.500,0	0,07	18,0	0,13
21,0	2.500,0	0,06	19,0	0,12
22,0	2.500,0	0,05	20,0	0,12
23,0	2.500,0	0,04	21,0	0,11
24,0	2.500,0	0,04	22,0	0,11
25,0	2.500,0	0,03	23,0	0,10
			24,0	0,10

**Power, Efficiency and energy vs. wind speed**

Data used in calculation, Air density: 1,164 kg/m3

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	1,0	0,01	2,50-3,50	19,0	19,0	0,4
4,0	67,7	0,23	3,50-4,50	94,8	113,8	2,5
5,0	215,5	0,38	4,50-5,50	231,2	345,0	7,7
6,0	427,4	0,43	5,50-6,50	387,3	732,3	16,2
7,0	705,0	0,45	6,50-7,50	524,4	1.256,8	27,9
8,0	1.077,1	0,46	7,50-8,50	621,2	1.878,0	41,6
9,0	1.558,9	0,47	8,50-9,50	657,6	2.535,6	56,2
10,0	2.089,8	0,46	9,50-10,50	611,2	3.146,8	69,8
11,0	2.435,5	0,40	10,50-11,50	488,6	3.633,6	80,6
12,0	2.500,0	0,32	11,50-12,50	337,2	3.970,8	88,0
13,0	2.500,0	0,25	12,50-13,50	215,1	4.185,9	92,8
14,0	2.500,0	0,20	13,50-14,50	132,4	4.318,3	95,7
15,0	2.500,0	0,16	14,50-15,50	79,8	4.398,1	97,5
16,0	2.500,0	0,13	15,50-16,50	47,3	4.445,4	98,6
17,0	2.500,0	0,11	16,50-17,50	27,7	4.473,1	99,2
18,0	2.500,0	0,09	17,50-18,50	16,1	4.489,2	99,5
19,0	2.500,0	0,08	18,50-19,50	9,3	4.498,4	99,7
20,0	2.500,0	0,07	19,50-20,50	5,3	4.503,7	99,9
21,0	2.500,0	0,06	20,50-21,50	3,0	4.506,7	99,9
22,0	2.500,0	0,05	21,50-22,50	1,7	4.508,4	100,0
23,0	2.500,0	0,04	22,50-23,50	0,9	4.509,4	100,0
24,0	2.500,0	0,04	23,50-24,50	0,5	4.509,9	100,0
25,0	2.500,0	0,04	24,50-25,50	0,2	4.510,1	100,0



WindPRO version 2.5.7.84 Sep 2007

Project <b>sares-1-2</b>	Description sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed Page 08.03.2010 00:19 / 4
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.12.2009 17:16/2.5.7.84

**PARK - Terrain**

Calculation: 160,0 Site Data: A - Site data 12 sectors; Radius: 20.000 m (3)

**Terrain classification**

Sector	Roughness classification (Roughness class)					D 4	R 4	D 5	R 5		
	Roughness at	Distance to 1.	Roughness	Distance to 2.	Roughness					Distance to 3.	Roughness after 3.
	WTG	change	after 1.	change	after 2.	change	change				
		[m]	change	[m]	change	[m]	[m]	[m]			
0 N	0,0	1.100	0,5	1.800	1,1	1.900	1,6	2.000	0,5	3.100	0,0
1 NNE	0,0	500	0,9	600	0,0	1.800	1,3	2.000	0,2	2.100	0,0
2 ENE	0,0	500	0,1	600	0,0	1.200	0,5	1.300	0,1	1.400	0,0
3 E	0,0	2.400	1,0	3.600	0,0						
4 ESE	0,0										
5 SSE	0,0										
6 S	0,0										
7 SSW	0,0										
8 WSW	0,0	2.300	0,6	3.200	0,0						
9 W	1,5	2.600	0,0	2.925	0,6	3.200	0,0				
10 WNW	0,0	2.600	0,5	2.700	1,2	3.000	0,8	3.100	0,0	5.250	0,0
11 NNW	0,0	2.500	0,4	4.000	0,4	5.250	0,0				

**Obstacles:**

0 Obstacles used

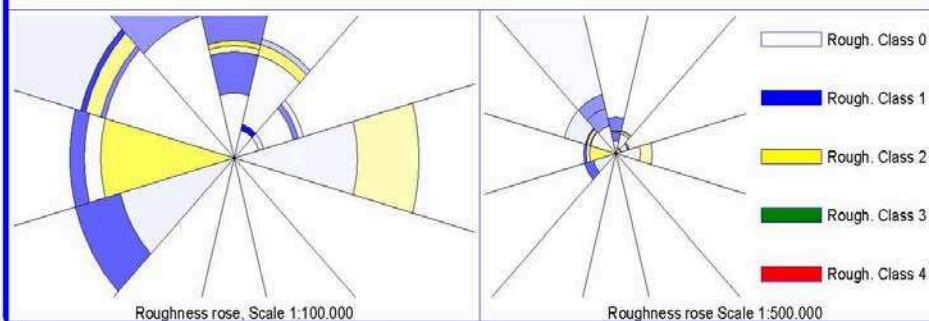
**Roughness:****Orography:**

Calculation uses following MAP files:

C:\WindPRO Data\Projects\sau-dijital1.wpo

Min X: 267.956, Max X: 278.756, Min Y: 4.514.515, Max Y: 4.528.528, Width: 10.800 m, Height: 14.014 m

Limited by a square on 10,0 km x 10,0 km around the current site



WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tlf: +45 96 35 44 44, Fax: +45 96 35 44 46, e-mail: windpro@emd.dk



<b>Project</b> sares-1-2  faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu	<b>Description</b> sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	<b>Printed Page</b> 08.03.2010 00:19 / 5  <b>Licensed user:</b> Sakarya University University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.  <b>Calculated:</b> 07.12.2009 17:16/2.5.7.84
--	---	--

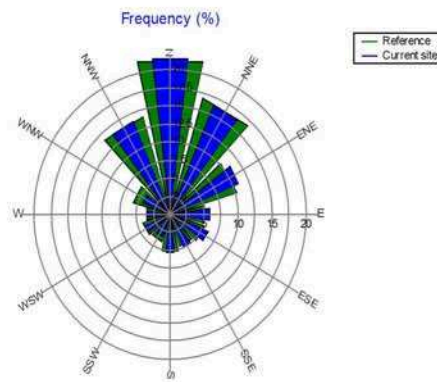
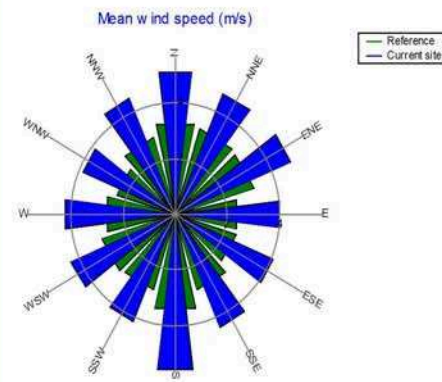
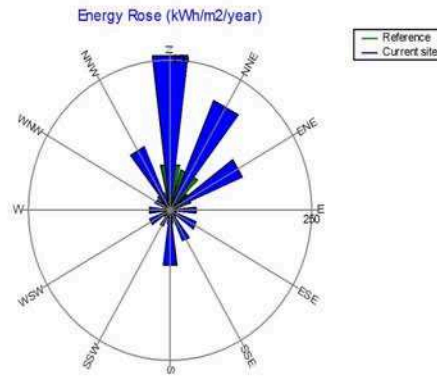
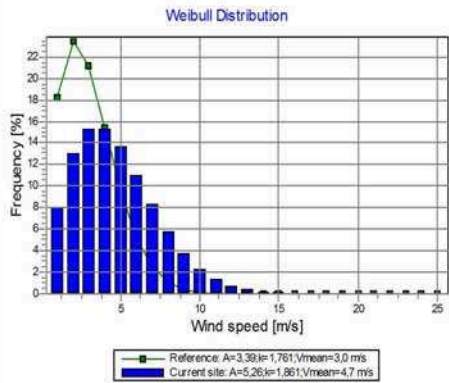
**PARK - Wind Data Analysis**

Calculation: 160,0 Wind data: A - Site data 12 sectors; Radius: 20.000 m (3); Hub height: 50,0

**Site Coordinates**  
 UTM ED50 Zone: 36 East: 274.213 North: 4.516.046  
**Wind statistics**  
 TR 30,00 m Measure and Weibull data (1).wws

**Weibull Data**

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter		A- parameter [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	5,83	5,17	2,285	21,6	3,77	2,110	21,7
1 NNE	5,31	4,73	1,732	16,3	3,63	1,670	16,7
2 ENE	5,40	4,81	1,760	11,0	3,53	1,670	10,2
3 E	4,54	4,05	1,701	5,8	2,68	1,620	5,1
4 ESE	4,58	4,10	1,658	6,0	2,70	1,540	5,2
5 SSE	4,92	4,41	1,588	5,0	3,18	1,610	4,7
6 S	6,37	5,64	2,037	5,3	3,94	1,920	5,2
7 SSW	4,67	4,17	1,689	3,3	3,20	1,640	3,9
8 WSW	4,87	4,34	1,697	4,0	3,31	1,630	4,2
9 W	4,77	4,28	1,592	3,5	2,98	1,480	3,4
10 WNW	4,34	3,86	1,764	4,3	2,65	1,860	5,7
11 NNW	5,13	4,54	2,279	13,9	3,24	2,130	14,1
All	5,26	4,67	1,861	100,0	3,39	1,761	100,0



<b>Project</b>	<b>Description</b>	<b>Printed Page</b>
saes-1-2	sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	08.03.2010 00:19 / 6
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		<b>Licensed user</b> <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		<b>Calculated</b> 07.12.2009 17:16/2.5.7.84

**PARK - Park power curve**

Calculation: 160,0

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,5	209	192	207	197	173	141	182	206	207	198	177	140	182	206
4,5	861	776	852	790	657	554	739	846	852	799	678	539	737	846
5,5	1.956	1.786	1.933	1.821	1.559	1.319	1.709	1.924	1.933	1.840	1.607	1.301	1.705	1.924
6,5	3.445	3.177	3.405	3.239	2.836	2.427	3.051	3.391	3.405	3.268	2.904	2.397	3.045	3.391
7,5	5.421	5.044	5.358	5.132	4.571	3.996	4.874	5.339	5.358	5.172	4.673	3.958	4.866	5.339
8,5	8.019	7.513	7.926	7.633	6.899	6.113	7.291	7.901	7.926	7.684	7.033	6.069	7.278	7.901
9,5	11.059	10.476	10.952	10.635	9.801	8.768	10.193	10.926	10.952	10.687	9.934	8.720	10.181	10.926
10,5	13.661	13.190	13.583	13.377	12.730	11.524	12.883	13.566	13.583	13.401	12.791	11.493	12.881	13.566
11,5	14.839	14.633	14.811	14.771	14.537	13.597	14.418	14.808	14.811	14.768	14.517	13.582	14.433	14.808
12,5	15.000	14.962	15.000	15.000	14.974	14.659	14.903	15.000	15.000	14.998	14.967	14.649	14.915	15.000
13,5	15.000	14.998	15.000	15.000	15.000	14.973	14.994	15.000	15.000	15.000	15.000	14.972	14.996	15.000
14,5	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
15,5	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
16,5	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
17,5	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
18,5	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
19,5	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
20,5	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
21,5	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
22,5	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
23,5	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
24,5	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Description:**

The park power curve is similar to a WTC power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes array losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTC power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non-complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in WindPRO.

**The park power curve can be used for:**

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTC position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non-complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in WindPRO (PPV-model).

**Note:**

From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.



WindPRO version 2.5.7.84 Sep 2007

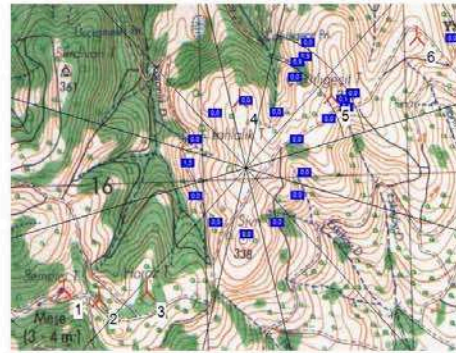
Project	Description	Printed Page
saes-1-2	sakarya universitesi esentepe yöresi res projesi	08.03.2010 00:19 / 7
faruk oral bay bitlis eren Üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated 07.12.2009 17:16/2.5.7.84

**PARK - WTG distances**

Calculation: 160,0

**WTG distances**

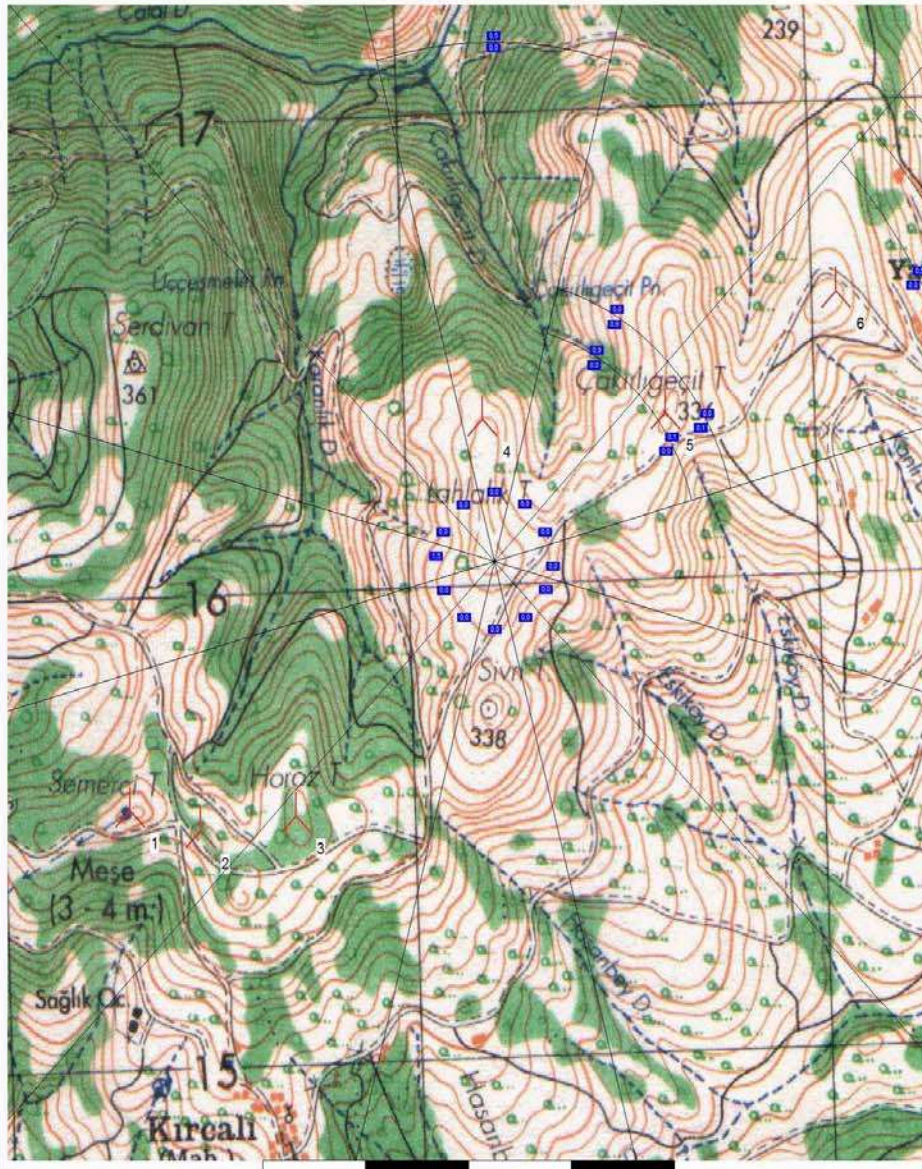
Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters
[m]	[m]	[m]	[m]	
1 355,0	2 340,0		177	1,8
2 340,0	1 355,0		177	1,8
3 340,0	2 340,0		235	2,4
4 330,0	5 335,0		447	4,5
5 335,0	4 330,0		447	4,5
6 290,0	5 335,0		488	4,9



WindPRO version 2.5.7.84 Sep 2007

Project  
sares-1-2Description  
sakarya Üniversitesi  
esentepe yöresi res projesiPrinted Page  
08.03.2010 00:19 / 8faruk oral  
bay  
bitlis eren Üniversitesi  
meslek yüksekokuluLicensed user:  
**Sakarya University**  
University version - only to be used for educational purposes  
TR-54100 Sakarya  
+90 (264) 346 03 53 ext.Calculated  
07.12.2009 17:16/2.5.7.84**PARK - sakes**

Calculation: 160.0 File: sakes.bmi



New WTG

Map: sakes , Print scale 1:12.500, Map center UTM ED50 Zone: 36 East: 274.186 North: 4.516.046  
Site Data

WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tlf. +45 96 35 44 44, Fax +45 96 35 44 46, e-mail windpro@emd.dk

## BÖLÜM 6. RES EKONOMİK ANALİZİ

### 6.1. Giriş

Mevcut enerji kaynakları kullanılarak elektrik enerjisi üretiminin verimliliği; kullanılan enerji kaynağının kendine özgü niteliği, zenginliği, ve cinsine göre değişmektedir. Bu amaçla, elektrik enerjisi üretimi için kullanılan enerji kaynaklarının çok detaylı fiyat/maliyet analizleri yapılarak en ekonomik enerji kaynakları belirlenmektedir. Ülkemizde ortalama rüzgar verimliliğinin %30'un üzerinde olduğu ve Kyoto Protokolü çerçevesinde küresel ısınma ve çevre kirliliği göz önüne alındığında, Türkiye'de devlet alım garantisi desteği ile rüzgar enerjisi yatırımlarına büyük bir yönelme gerçekleşmiştir [103]. Tablo 6.1'de farklı enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretim maliyetleri verilmiştir.

Tablo 6.1. Enerji üretim maliyetleri (2008) [103]

Enerji kaynağı	Maliyet (c€/kWh)
Kömür	4,8-5,5
Gaz	3,9-4,4
Hidroelektrik	5,1-11,3
Biyokütle	5,8-11,6
Nükleer	4,2-5,3
Rüzgar	4-6

Rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin ekonomik olmasının en önemli nedenlerinden birisi; RES için herhangi bir yakıt bedeli ödenmemektedir. RES'ten elektrik üretimi ve elektriğin satışı diğer işlerden farklı değildir. Burada ticari bakımından alması gereken ise, birim kWh üretim maliyetinin satış fiyatından düşük olması gerektiğidir. RES projelerinin maliyeti birçok parametreye bağlıdır. Bunlar; projenin toplam yatırım bedeli, işletme ve bakım giderleri, amortisman süresi ve kredi faiz oranlarıdır. Ayrıca saha kalitesine bağlı olan enerji üretimi, türbinlerin teknik emre amadeliği ve bakım ekibinin güvenilirliği faktörlerinin rüzgar projesinin

ekonomik gelişimi üzerine büyük etkisi vardır. Elektrik üretim sektörü son derece sermaye yoğun bir sektördür. Bu nedenle, RES projelerin planlanması ile uygun finansal ve ekonomik değerlendirmelerin yapılması, yatırımı akla yatkın hale getirmek ve ekonomik verimliliği başarmak için ekonomik analizin yapılması gerekmektedir. RES projesinin başarıyla sonuçlanması için iyi bir ekonomik analizin yapılması gerekmektedir. Tezin bu bölümünde bu amaçlanmaktadır.

Rüzgar enerjisi mevcut üretim teknolojileri ile kW başına yüksek sermaye gerektiren ancak yakıt ve işletme maliyeti en düşük olan bir enerji kaynağıdır. Bir RES proje maliyetini; yatırım giderleri ile işletme ve bakım giderleri oluşturmaktadır. Bir rüzgar santralinden elektrik enerjisi üretim maliyetini belirleyen etkenler şu şekilde sıralanabilir [56, 103].

- Yatırım giderleri
- İşletme ve bakım giderleri
- Kapasite faktörü ve elektrik üretim miktarı
- RES projesi ekonomik ömrü
- Diğer maliyetler

Özellikle yatırım giderleri ve kapasite faktörü ekonomik verimlilik açısından kritik önem taşımaktadır. Genellikle rüzgar santrallerinde kapasite faktörü %20-%45 arasında değişmektedir [103]. Araştırmalar, günümüz şartlarında ekonomik RES yatırımları için kapasite faktörü değerinin %35 ve üzerinde olmasını göstermektedir [81].

Bir RES yatırım maliyetinde RT maliyeti genellikle santralin toplam maliyetinin %70'i ile %80'i arasında bir değer olmaktadır. Yatırım maliyetinin geri kalan kısmının büyük bir bölümünü ise inşaat ve elektrik ekipmanlarının maliyeti oluşturmaktadır. Ülkemizde kullanılan rüzgar türbinlerini genellikle yurtdışındaki türbin üreticilerinden tedarik edilmekte olup, projenin yatırım maliyetinin büyük bir kısmı banka kredisi ile karşılanmaktadır [104].

İşletme ve bakım giderleri RT'nin rutin çalışması sırasında meydana gelmektedir. İşletme ve bakım giderleri yeni bir türbinde üretilen birim kW enerjisi başına %10-

15 arasında değişmekte olup, türbin yaşı ilerledikçe maliyetler içindeki payı %35 düzeyine kadar çıkabilmektedir [103].

Rüzgar enerjisi üretim maliyetinin %75'ini kurulum giderleri (alan, türbin, şebeke bağlantısı) oluşturmakta olup, maliyetin %40-%60 arasında işletme giderlerinin oluşturduğu konvansiyonel kömür fosil teknolojilerine göre yatırım giderleri yüksek olan enerji üretim sistemidir. Rüzgar türbini satın alma maliyeti, ülkelere göre değişiklik göstermekte olup, genellikle 900 €/kW ile 1150 €/kW arasındadır [103].

Bir RES projesinin asıl ekonomik getirisi, rüzgardan üretilen elektrik enerjisi satışından elde edilen gelirdir. Ayrıca son yıllarda, ülkemizde diğer Kyoto Protokolü imzalamamış ülkelerde olduğu gibi, bir karbon sertifikası piyasası oluşmuş, rüzgar santralleri tarafından üretilen birim enerji başına karbondioksit düşümü miktarı hesaplanarak, bu miktarlar yetkili bağımsız kuruluşlar tarafından sertifikalandırılmakta ve bu sertifikalar da satılmaktadır [104].

Ekonomik analizde yöntem olarak; RES projesi yatırım maliyeti belirlenerek, proje yatırım yılları dışında proje ekonomik ömrü olan 25 yıllık dönemleri de kapsayan gelir-gider tablosu oluşturulmuştur. Analizin sonraki aşamasında ise; enerji üretim maliyeti, net karın bugünkü değerinin hesaplanması yapılmıştır. Bir sonraki aşamada ise; yatırımın geri dönüş süresi hesaplanmıştır.

## 6.2. Yapılan Kabuller

Ülkemizde rüzgar türbinleri alımları genellikle Avrupa'dan ithal yolu ile olduğu için, kullanılan para birimi olarak çoğunlukla Euro kullanılmaktadır. Bu nedenle bu çalışmada bütün maliyet analizleri Euro para birimi ile yapılmıştır. Günümüzde üretilmekte olan 1 MW üzerindeki türbinlerin ekonomik ömürleri, üretici firmalar tarafından yaklaşık 25 yıl olarak verildiği için bu çalışmadaki RES projesinin ekonomik ömrü 25 yıl olarak öngörülmüştür. Bu çalışmada rüzgar türbin maliyeti 900000 €/MW olarak alınmıştır. Ayrıca çalışmada; faaliyette olan RES'den alınan sonuçların kullanılmasından dolayı, 104 numaralı bilimsel çalışmanın hesaplanan değerleri dikkate alınmıştır.

Ülkemizde kurulmuş olan rüzgar santrallerinin büyük bir kısmının bakımları; türbin tedarikçisi firmalar tarafından yapılmakta olup, kWh elektrik üretimi başına bakım bedelleri yaklaşık olarak 0,0065 €/kWh'tir. Santralden üretilen enerji için CO<sub>2</sub> eşdeğeri ise 0,665 tCO<sub>2</sub>/MWh olarak kabul edilmiştir. Karbon sertifikası satış bedeli ise 5,24 €/tCO<sub>2</sub> olarak alınmıştır. Rüzgar santralinden üretilen enerjinin ana trafo merkezine aktarılması öngörülmüştür. Bu nedenle RES projesinin yapıldığı alanın 154 kV'luk Adapazarı trafo merkezine olan uzaklığı araştırılarak yaklaşık 7 km olarak bulunmuştur. Ayrıca enerjinin üretildiği noktadaki trafo ve şalt kayıpları ve nakil hattı ile iletilmesi sonucu oluşan kayıpların toplamı %1 olarak belirlenmiştir [104].

RES yatırımı için mali desteğin %100 banka kredisi ile sağlanması düşünülmüştür. Banka kredisi geri ödemesi 25 yıl olarak belirlenmiş ve buna göre kredi borcu taksitlendirilmiştir. Euro para birimi olarak alınacak kredi için uygulanacak faiz oranı %3,5 olarak belirlenmiştir. Proje için yatırım süresi 2 yıl olarak düşünülmüştür. Kredi taksitlerinin geri ödemesinin rüzgar elektrik santralinin işletmeye geçeceği yıldan itibaren yapılacağı kabul edilmiştir. Ekonomik analiz için yapılmış olan bu kabuller ve proje ile ilgili temel girdiler Tablo 6.2 ve Tablo 6.3'de verilmiştir.

Tablo 6.2. RES ekonomik analizi için temel girdiler

Proje kurulu gücü (MW)	15
Türbin Sayısı	6
Türbin gücü (MW)	2,5
RES projesi brüt enerji üretimi (kWh)	26658000
RES projesi net enerji üretimi (kWh)	23992200
Rüzgar çiftliğinin kapasite faktörü (%)	20,3
Nakil hattı kaybı sonrası net enerji üretimi (kWh/yıl)	23752278
Rüzgar çiftliğinin inşaat süresi (ay)	24
Rüzgar çiftliğinin işletme süresi (yıl)	25
Karbon düşümü miktarı (tCO <sub>2</sub> )	17728

Tablo 6.3. RES ekonomik analizi için yapılan kabuller

Türbin, kablo, belirsizlikler v.b. kayıpların toplam oranı (%)	10
Türbinler arası orta gerilim kabloları, santral trafosu ve enerji nakil hattından dolayı oluşacak tahmini kayıpların toplamı (%)	1
Rüzgar çiftliğinin inşaat süresi (ay)	24
Rüzgar çiftliğinin işletme süresi (yıl)	25
Proje yatırım bedelinin tümü banka kredisi ile karşılanacaktır.	%100
Banka kredisi faiz oranı (%)	3,5
Bakım ve personel giderleri için eskalasyon oranı (%)	1
İskonto oranı (%)	5
Ödemesiz süre (yıl)	2
Banka kredisi geri ödeme taksit sayısı	25
Amortisman süresi (yıl)	25
Vergi oranı (%)	20
Rüzgar türbini maliyeti (€/MW)	900000
Bakım giderleri (€/kWh)	0,0065
Personel giderleri (€/yıl)	45000
Enerji satış fiyatı (€/kWh)	0,07
Üretilen enerjinin CO <sub>2</sub> emisyonu düşüm katsayısı (t CO <sub>2</sub> /MWh)	0,665
Karbon sertifikası satış bedeli (€/t CO <sub>2</sub> )	5,24

### 6.3. RES Projesi Yatırım Maliyeti

Proje yatırım maliyeti üç ana kısım temel alınarak incelenmiştir. Bunlar; planlama ve proje geliştirme masrafları, RES inşaat masrafları ile elektrik ve mekanik teçhizat ve montaj masrafları olarak sıralanabilir (Tablo 6.4) [104].

Planlama ve proje geliştirme masrafları; yatırıma başlamadan önce ve yatırımın başlangıç döneminde yapılan proje etüt, teknik danışmanlık ve mühendislik hizmetleri, proje yönetim giderleri, teknik rapor hazırlama giderleri, kamulaştırma ve sigorta giderleri v.b. gibi maliyetleri kapsamaktadır.

İnşaat masrafları ise; ulaşım yolunun onarımı, her bir türbinin kurulacağı yere taşınması için türbinler arasındaki servis yolları maliyeti, türbin temellerinin yapım maliyeti, kablo ve kanal maliyeti, şalt sahası yapımı gibi harcamaları içermektedir.

Tablo 6.4. RES projesi yatırım maliyeti (2010)

<b>Planlama ve proje geliştirme masrafları</b>				
<b>Harcama kalemleri</b>	<b>Birim bedeli (€)</b>	<b>Miktar</b>	<b>Toplam bedel (€)</b>	<b>Yatırımdaki Payı (%)</b>
Etüt ve proje maliyetleri	120000	1	120000	0,68
Danışmanlık ve kontrolörlük hizmetleri	180000	1	180000	1,02
Kamulaştırma	---	---	---	---
Sigorta	220000	1	220000	1,24
Diğer masraflar	15000	1	15000	0,09
Toplam			535000	3,03
<b>RES inşaat masrafları</b>				
<b>Harcama kalemleri</b>	<b>Birim bedeli (€)</b>	<b>Miktar</b>	<b>Toplam bedel (€)</b>	<b>Yatırımdaki Payı (%)</b>
RT'ler arasındaki servis yolları maliyeti	15000	6	90000	0,51
RT temelleri maliyeti	55000	6	330000	1,87
Kablo ve kanal masrafları	25000	5	125000	0,71
Şalt sahası inşaatı	25000	1	25000	0,14
Diğer masraflar	22500	1	22500	0,13
Toplam			592500	3,35
<b>Elektrik ve mekanik teçhizat ve montaj masrafları</b>				
<b>Harcama kalemleri</b>	<b>Birim bedeli (€)</b>	<b>Miktar</b>	<b>Toplam bedel (€)</b>	<b>Yatırımdaki Payı (%)</b>
RT maliyeti (MW başına)	900000	15	13500000	76,33
Yedek parça ve ekipmanlar	5000	1	5000	0,03
Trafo ve şalt merkezi	2000000	1	2000000	11,31
Yüksek ve orta gerilim kabloları	40000	1	40000	0,23
Vinç ve nakliye bedeli (RT başına)	50000	6	300000	1,70
Enerji nakil hattı maliyeti (km başına)	100000	7	700000	3,96
Diğer masraflar	15000	1	15000	0,09
Toplam			16560000	93,62
Toplam Yatırım Maliyeti			17687500	100

Elektrik ve mekanik teçhizat ve montaj masrafları; türbin maliyeti, yedek parçalar, santral trafosu, gerilim kabloları, vinç ve nakliye bedelleri, enerji nakil hattı maliyeti ve montaj maliyetleri olarak sıralanabilir.

RES faaliyete geçiş süresinden itibaren işletme süresince; 1 adet mühendis, 1 adet teknisyen ve 2 adet bekçinin istihdamı düşünülmektedir. Bu personellere aylık 3750 € ücret ödenmesi planlanmıştır.



Tablo 6.4’de verildiği gibi 15 MW gücünde RES projesi için toplam yatırım maliyeti; 17687500 € olarak bulunmuştur. Bu durumda birim MW kurulu güç başına yatırım maliyeti 1179167 € olmaktadır.

### 6.3.1. Proje mali durum

Proje için yapılan nakit akışı hesaplamalarında, yatırımın iki yılda tamamlanabileceği ve bu iki yıllık dönem boyunca kredi ödemesinin yapılmayıp, işletmeye geçilip enerji satışı yapılmaya başlandığında kredi ödemelere başlanacağı öngörülmüştür. Proje gelirlerini; enerji satış geliri ile karbon sertifikası gelirleri oluşturmaktadır. Yatırımın inşaat süresi kısa olduğu için inşaat süresi harcamalarına eskalasyon yükü uygulanmamıştır [104].

### 6.3.2. Faiz ve kredi ödeme taksitlerinin hesabı

Proje yatırım bedelinin %100 banka kredisi ile sağlanacağı öngörülmüştür. Bu durumda toplam proje yatırım bedeli olan 17687500 € banka kredisi olarak alınmıştır. Harcama dağılımı olarak, 1. yatırım yılı için, planlama ve proje geliştirme masrafları olan 535000 €’nun kullanılacağı; 2. yatırım yılı için ise RES inşaat masrafları ile elektrik ve mekanik makine teçhizat ve montaj masrafları olan 17152500 €’luk kısmı kullanılacaktır.

Herhangi bir yıl sonu için toplam kredi borcu bileşik faiz hesabı,

$$B_t = A_f (1 + f_o)^t \quad (6.1)$$

eşitliğinde bulunabilir. Burada;  $B_t$ ,  $t$  yıl sonraki borcu;  $A_f$ , faize tabi ana parayı;  $f_o$ , faiz oranını ve  $t$ , yılı ifade etmektedir [104, 105].

Bu durumda, birinci yatırım yılı sonundaki toplam kredi borcu;

$$B_1 = 535000 (1 + 0,035)^1 = 553725 \text{ €}$$

şeklinde. İkinci yatırım yılı sonundaki toplam kredi borcu ise,

$$B_2 = (553725 + 17152500) (1 + 0,035)^1 = 18325943 \text{ €}$$

olarak bulunur. Bu değer, santralin işletmeye geçeceği 1. yıldan başlayarak taksitlendirmeye tabi toplam banka kredisi borcunu göstermektedir.

Rüzgar santralının işletmeye girmesiyle beraber oluşan kredi borcu, eşit taksitler halinde 25 işletme yılı sonunda sıfırlanacak şekilde yıllık sabit kredi ödemesi şeklinde yapılması öngörülmüştür. Yıllık sabit kredi taksit miktarı aynı zamanda yıllık sabit amortisman bedeli, aşağıdaki eşitlik yardımı ile hesaplanabilir [56].

$$T_Y = B_T \left[ \frac{f_o(1+f_o)^t}{(1+f_o)^t - 1} \right] \quad (6.2)$$

Burada;  $T_Y$ , yıllık sabit taksit tutarı;  $B_T$ , taksitlendirmeye tabi toplam kredi borcu;  $t$ , geri ödemenin yıl olarak süresini ifade etmektedir. Buna göre santral projesinin yıllık sabit kredi taksiti miktarı;

$$T_Y = 18325943 \left[ \frac{0,035(1+0,035)^{25}}{(1+0,035)^{25} - 1} \right] = 1111909 \text{ €/yıl}$$

olarak hesaplanmıştır.

#### 6.4. İşletme Yılları Gelir-Gider Durumu

RES projesinde; işletme gelirlerini, elektrik enerjisi satış geliri ile karbon sertifikası geliri oluşturmaktadır. Bu gelirler yıllara göre değişmediği için, eskalasyon yükü uygulanmamıştır. İşletme giderlerini ise; bakım giderleri, personel giderleri ile kredi ödemesi meydana getirmektedir. Bu projede; bakım ve personel giderlerine; yıllık %1 oranında eskalasyon oranı uygulanmıştır. Herhangi bir gider için eskalasyon yükü;

$$C_{es(t)} = C_{(0)} (1+e_o)^t \quad (6.3)$$

eşitliğinden hesaplanabilir. Burada;  $C_{es(t)}$ , herhangi bir giderin  $t$  yıl sonraki gelecekteki değerini,  $C_{(0)}$ , giderin işletme başlangıç yılındaki değerini ve  $e_o$  ise eskalasyon oranını ifade etmektedir.

RES projesi için yapılmış hesaplama sonucu bulunan değerler ile gelir-gider durumu Tablo 6.5’de verilmiştir.

Tablo 6.5. Taksitlendirme yılları gelir-gider tablosu (€)

Para akışı / Yıllar	1.Yatırım yılı	2.Yatırım yılı	1	2	3	4	5
Enerji satış gelirleri	0	0	1662660	1662660	1662660	1662660	1662660
Karbon sertifikası gelirleri	0	0	83603	83603	83603	83603	83603
Bakım giderleri	0	0	154390	155934	157493	159068	160659
Personel giderleri	0	0	45000	45450	45905	46364	46828
Kredi ödemesi	0	0	1111909	1111909	1111909	1111909	1111909
Borç	553725	18325943	17855442	17368474	16864462	16342809	15802898
Gelir toplamı	0	0	1746263	1746263	1746263	1746263	1746263
Gider toplamı	0	0	1311299	1313293	1315307	1317341	1319395
Kar	0	0	434964	432970	430956	428922	426868
Vergi (%20)	0	0	86993	86594	86191	85784	85324
Net kar	0	0	347971	346376	344765	343138	341494

Tablo 6.5'in devamı

Para akışı / Yıllar	6	7	8	9	10	11	12
Enerji satış gelirleri	1662660	1662660	1662660	1662660	1662660	1662660	1662660
Karbon sertifikası gelirleri	83603	83603	83603	83603	83603	83603	83603
Bakım giderleri	162266	163889	165528	167183	168855	170544	172249
Personel giderleri	47296	47769	48247	48730	49217	49709	50206
Kredi ödemesi	1111909	1111909	1111909	1111909	1111909	1111909	1111909
Borç	15244090	14665724	14067115	13447555	12806310	12142622	11455705
Gelir toplamı	1746263	1746263	1746263	1746263	1746263	1746263	1746263
Gider toplamı	1321471	1323567	1325684	1327822	1329981	1332162	1334364
Kar	424792	422696	420579	418441	416282	414101	411899
Vergi (%20)	84958	84539	84116	83688	83256	82820	82380
Net kar	339834	338157	336463	334753	333026	331281	329519

Tablo 6.5'in devamı

Para akışı / Yıllar	13	14	15	16	17	18	19
Enerji satış gelirleri	1662660	1662660	1662660	1662660	1662660	1662660	1662660
Karbon sertifikası gelirleri	83603	83603	83603	83603	83603	83603	83603
Bakım giderleri	173972	175712	177469	179244	181036	182846	184675
Personel giderleri	50708	51215	51727	52244	52766	53294	53827
Kredi ödemesi	1111909	1111909	1111909	1111909	1111909	1111909	1111909
Borç	10744746	10008903	9247306	8459053	7643211	6798814	5924864
Gelir toplamı	1746263	1746263	1746263	1746263	1746263	1746263	1746263
Gider toplamı	1336589	1338836	1341105	1343395	1345709	1348047	1350409
Kar	409674	407427	405158	402868	400554	398216	395854
Vergi (%20)	81935	81485	81032	80574	80111	79643	79171
Net kar	327739	325942	324126	322295	320443	318572	316683

Tablo 6.5'in devamı

Para akışı / Yıllar	20	21	22	23	24	25
Enerji satış gelirleri	1662660	1662660	1662660	1662660	1662660	1662660
Karbon sertifikası gelirleri	83603	83603	83603	83603	83603	83603
Bakım giderleri	186522	188387	190271	192174	194096	196037
Personel giderleri	54365	54909	55558	56012	56572	57138
Kredi ödemesi	1111909	1111909	1111909	1111909	1111909	1111909
Borç	5020325	4084127	3115163	2112285	1074306	0
Gelir toplamı	1746263	1746263	1746263	1746263	1746263	1746263
Gider toplamı	1352794	1355203	1357636	1360093	1362575	1365081
Kar	393469	391060	388627	386170	383688	381182
Vergi (%20)	78694	78212	77725	77234	76738	76236
Net kar	314775	312848	310902	308936	306951	304945

## 6.5. Enerji Üretim Maliyeti

Enerji üretim maliyeti; işletme giderlerinin üretilen enerjiye oranı olarak ifade edilmektedir. Rüzgar santrallerinde enerji üretim maliyetleri, işletme dönemlerinde farklılık gösterir. Kredi borcu ödeme dönemleri ile kredi taksitlerinin tamamlandığı dönemlerdeki birim enerji üretim maliyeti farklı olacaktır. Tablo 6.5’de görüldüğü gibi, işletme yılları boyunca bakım ve personel giderleri, eskalasyon oranı ile orantılı olarak sürekli artması nedeniyle, işletmenin birim enerji üretim maliyeti de; işletme yılları itibariyle sürekli olarak küçük artışlar göstermektedir. İşletme yılları itibariyle birim enerji üretim maliyetleri hesaplanarak Tablo 6.6’de verilmiştir.

Tablo 6.6. İşletme yılları itibariyle birim enerji üretim maliyetleri (€/kWh)

İşletme Yılı	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
Birim enerji üretim maliyeti	0,0552	0,0553	0,0554	0,0555	0,0555	0,0556	0,0557	0,0558	0,0559
İşletme Yılı	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>
Birim enerji üretim maliyeti	0,0560	0,0561	0,0562	0,0563	0,0564	0,0565	0,0566	0,0567	0,0568
İşletme Yılı	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	-	-
Birim enerji üretim maliyeti	0,0569	0,0570	0,0571	0,0572	0,0573	0,0574	0,0575	-	-

## 6.6. Net Karın Bugünkü Değeri

RES’lere yapılan yatırımın getirisinin ekonomik verimliliğinin araştırılmasında diğer önemli bir husus; işletme boyunca elde edilen net karların bugünkü değerinin belirlenmesidir. İşletme sahibi, başlangıç da harcadığı yatırım miktarının ne kadar kar getirdiğinin bilmesi, yatırımı akla yatkın hale getirilmesini daha da kolaylaştıracaktır. Yıllara göre yayılmış olan işletme karlarının net bugünkü değerlerinin hesaplanması gerekmektedir. Bu amaç ile net karın bugünkü değeri yöntemi olan,

$$NPV = \sum_{i=0}^t K_i (1 + r_o)^{-t} \quad (6.4)$$

eşitliği kullanılır [105]. Burada; NPV, net karın bugünkü değerini;  $K_i$ , işletme yılındaki karı ve  $r_0$  ise iskonto oranını ifade etmektedir.

İşletme yıllarındaki karların (Tablo 6.5), Eşitlik 6.4'de yerine koyulup gerekli hesaplamalar yapılarak RES yatırımı için; net karın bugünkü değeri  $NPV=4674843$  € olarak bulunmuştur.

### **6.7. Yatırımın Geri Dönüş Süresi**

RES yatırımı için harcanan toplam paranın ne kadar sürede geri döneceğinin bilinmesi yatırımcı için oldukça önemlidir. Yatırımın geri dönüş süresi; işletmeden elde edilen gelirlerin, işletme maliyetini karşıladığı yıl olarak ifade edilebilir. Bu amaçla yıllar itibariyle elde edilen gelirlerin bugünkü değerleri Eşitlik 6.4 yardımı ile hesaplanarak yatırımın geri dönüş süresi tablosu (Tablo 6.7) hazırlanmıştır.

Hesaplamalarda; işletme maliyetinin bugünkü değeri,  $18325943$  € olarak kullanılmıştır. Yöntem; her yıl, yatırım maliyetinin bugünkü değeri ile işletmeden elde edilen gelirin bugünkü değerinin farkının alınması ve bu farkın negatif değere düştüğü yılın yatırımın geri dönüş süresini olduğu kuralına dayanmaktadır. Hesaplamalar sonucu Tablo 6.7'de görüldüğü gibi yatırımın geri dönüş süresi; 15 yıl 3 ay olarak bulunmuştur.

Tablo 6.7. Yatırımın geri dönüş süresi

İşletme yılı	Yatırım maliyetinin bugünkü değeri	İşletme gelirinin bugünkü değeri	Yatırım maliyeti ile işletme geliri farkı
0	18325943	-	18325943
1	18325943	1663108	16662835
2	16662835	1583912	15078923
3	15078923	1508488	13570436
4	13570436	1436655	12133781
5	12133781	1368243	10765538
6	10765538	1303088	9462450
7	9462450	1241037	8221413
8	8221413	1181940	7039474
9	7039474	1125657	5913817
10	5913817	1072054	4841763
11	4841763	1021004	3820759
12	3820759	972385	2848375
13	2848375	926081	1922294
14	1922294	881981	1040313
15	1040313	839982	200330
16	200330	799983	-599653

## 6.8. Duyarlılık Analizi

Duyarlılık analizi; analizde kullanılan çeşitli parametrelerde oluşabilecek değişikliklerin, analiz sonucunu ne şekilde değiştireceğini inceler. Bu nedenle yapılan analizler sonucunda meydana gelen belirsizliklerin giderilmesi ve analiz sonucunun irdelenmesi için duyarlılık analizinin yapılması gerekmektedir.

Bu amaç ile; yapılan RES ekonomik analizinde banka kredisi faiz oranı ile enerji satış fiyatı parametrelerinin analiz sonucunu ne şekilde değiştirdiği duyarlılık analizi yapılarak bulunmuştur.

Duyarlılık analizinin ilk aşamasında; banka kredisi faiz oranı değişiminin analiz sonucuna etkisi incelenmiştir. Bunun için, Tablo 6.2 ve Tablo 6.3'deki değerler aynı kalmak şartı ile banka kredisi faiz oranı değiştirilmek suretiyle, RES projesi yatırım maliyeti, işletme yılları gelir-gider durumu hesaplanarak, birim enerji üretim maliyeti, net karın bugünkü değeri ve yatırımın geri dönüş süresi belirlenmiştir.

Faiz oranı değişimine göre yıllık birim enerji üretim maliyeti değerleri, Tablo 6.8'de verilmiştir. Tablo 6.8'den görülebileceği gibi; faiz oranındaki %0,5'lik artışın, yıllık birim enerji üretim maliyetini, yaklaşık %5 değerinde artırdığı görülmektedir. Faiz oranının %1 olması durumunda, yıllık birim enerji üretim maliyetinin 0,043 ile 0,045 €/kWh arasında değiştığı, faiz oranının %6 olması durumunda ise, yıllık birim enerji üretim maliyetinin 0,070 ile 0,073 €/kWh arasında değiştığı belirlenmiştir.

Tablo 6.9'da faiz oranı değişimine göre net karın bugünkü değeri (NPV) ve yatırımın geri dönüş süresi değerleri verilmiştir. Faiz oranının artması NPV değerini düşürdüğü, yatırımın geri dönüş süresini artırdığı görülmüştür. Faiz oranının %1 olması durumunda, NPV değeri 8063027 € ve yatırımın geri dönüş süresi 14 yıl 8 ay, faiz oranının %6 olması durumunda ise, NPV değeri 645034 € ve yatırımın geri dönüş süresi 15 yıl 10 ay olarak bulunmuştur. Tablodan görülebileceği gibi faiz oranının; %1'den %1,5'e kadar artması, NPV değerini yaklaşık %8; faiz oranının %1,5'den %2'ye kadar artması ise NPV değeri yaklaşık %9 oranında azaltmaktadır. Faiz oranının %5,5'den %6'ya çıkması durumunda ise NPV değerindeki azalma %57 oranında olmaktadır. Benzer şekilde faiz oranındaki %0,5'lik artış yatırımın geri dönüş süresini yaklaşık 1 veya 2 ay artırmaktadır.



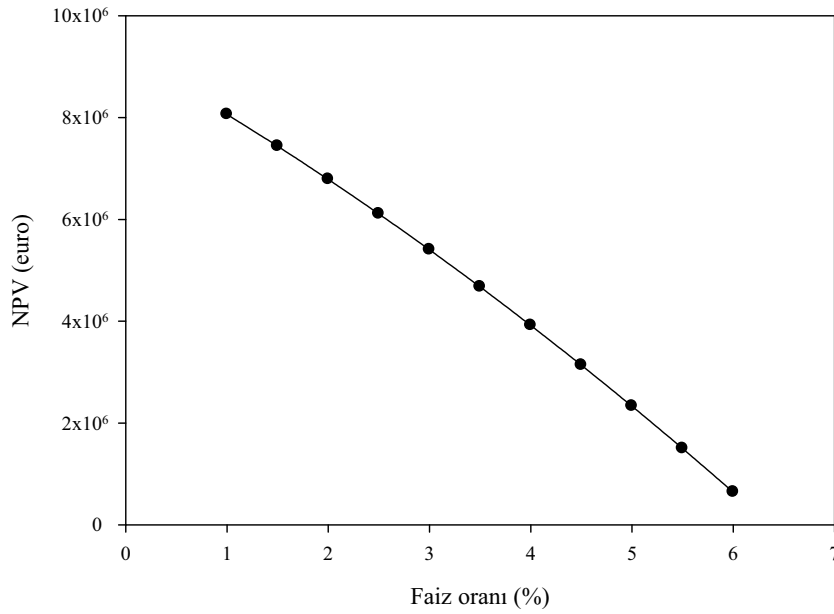
Tablo 6.8. Faiz oranı değişimine göre yıllık birim enerji üretim maliyeti

İşletme yılı	Faiz oranı (%)										
	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0
	Yıllık enerji üretim maliyeti (€/kWh)										
1	0,0426	0,0449	0,0473	0,0499	0,0525	0,0552	0,0580	0,0609	0,0640	0,0671	0,0703
2	0,0426	0,0450	0,0474	0,0499	0,0526	0,0553	0,0581	0,0610	0,0640	0,0671	0,0703
3	0,0427	0,0451	0,0475	0,0500	0,0527	0,0554	0,0582	0,0611	0,0641	0,0672	0,0704
4	0,0428	0,0451	0,0476	0,0501	0,0527	0,0555	0,0583	0,0612	0,0642	0,0673	0,0705
5	0,0429	0,0452	0,0477	0,0502	0,0528	0,0555	0,0584	0,0613	0,0643	0,0674	0,0706
6	0,0430	0,0453	0,0478	0,0503	0,0529	0,0556	0,0585	0,0614	0,0644	0,0675	0,0707
7	0,0431	0,0454	0,0478	0,0504	0,0530	0,0557	0,0585	0,0615	0,0645	0,0676	0,0708
8	0,0432	0,0455	0,0479	0,0505	0,0531	0,0558	0,0586	0,0616	0,0646	0,0677	0,0709
9	0,0433	0,0456	0,0480	0,0505	0,0532	0,0559	0,0587	0,0616	0,0647	0,0678	0,0710
10	0,0433	0,0457	0,0481	0,0506	0,0533	0,0560	0,0588	0,0617	0,0647	0,0678	0,0710
11	0,0434	0,0458	0,0482	0,0507	0,0534	0,0561	0,0589	0,0618	0,0648	0,0679	0,0711
12	0,0435	0,0459	0,0483	0,0508	0,0535	0,0562	0,0590	0,0619	0,0649	0,0680	0,0712
13	0,0436	0,0460	0,0484	0,0509	0,0535	0,0563	0,0591	0,0620	0,0650	0,0681	0,0713
14	0,0437	0,0460	0,0485	0,0510	0,0536	0,0564	0,0592	0,0621	0,0651	0,0682	0,0714
15	0,0438	0,0461	0,0486	0,0511	0,0537	0,0565	0,0593	0,0622	0,0652	0,0683	0,0715
16	0,0439	0,0462	0,0487	0,0512	0,0538	0,0566	0,0594	0,0623	0,0653	0,0684	0,0716
17	0,0440	0,0463	0,0488	0,0513	0,0539	0,0567	0,0595	0,0624	0,0654	0,0685	0,0717
18	0,0441	0,0464	0,0489	0,0514	0,0540	0,0568	0,0596	0,0625	0,0655	0,0686	0,0718
19	0,0442	0,0465	0,0490	0,0515	0,0541	0,0569	0,0597	0,0626	0,0656	0,0687	0,0719
20	0,0443	0,0466	0,0491	0,0516	0,0542	0,0570	0,0598	0,0627	0,0657	0,0688	0,0720
21	0,0444	0,0467	0,0492	0,0517	0,0543	0,0571	0,0599	0,0628	0,0658	0,0689	0,0721
22	0,0445	0,0468	0,0493	0,0518	0,0544	0,0572	0,0600	0,0629	0,0659	0,0690	0,0722
23	0,0446	0,0469	0,0494	0,0519	0,0545	0,0573	0,0601	0,0630	0,0660	0,0691	0,0723
24	0,0447	0,0470	0,0495	0,0520	0,0546	0,0574	0,0602	0,0631	0,0661	0,0692	0,0724
25	0,0448	0,0472	0,0496	0,0521	0,0547	0,0575	0,0603	0,0632	0,0662	0,0693	0,0725

Tablo 6.9. Faiz oranı değişimine göre NPV ve yatırımın geri dönüş süresi

Faiz oranı (%)	NPV (€)	Yatırımın geri dönüş süresi
1,0	8063027	14 yıl 8 ay
1,5	7437831	14 yıl 10 ay
2,0	6786330	14 yıl 11 ay
2,5	6108580	15 yıl
3,0	5404582	15 yıl 2 ay
3,5	4674843	15 yıl 3 ay
4,0	3919227	15 yıl 4 ay
4,5	3138118	15 yıl 6 ay
5,0	2331820	15 yıl 7 ay
5,5	1500661	15 yıl 9 ay
6,0	645034	15 yıl 10 ay

Şekil 6.1’de faiz oranı NPV değişimi verilmiştir. Şekilden görülebileceği gibi faiz oranının artması, NPV değerinin azalmasına neden olmaktadır.



Şekil 6.1. Faiz oranı NPV değişimi

Duyarlılık analizinin ikinci aşamasında; enerji satış fiyatı değişiminin analiz sonucuna etkisi incelenmiştir. Bunun için, Tablo 6.2 ve Tablo 6.3’deki değerler aynı kalmak şartı ile enerji satış fiyatının değiştirilmesi suretiyle, RES projesi yatırım

maliyeti, işletme yılları gelir-gider durumu hesaplanarak, birim enerji üretim maliyeti, net karın bugünkü değeri ve yatırımın geri dönüş süresi belirlenmiştir.

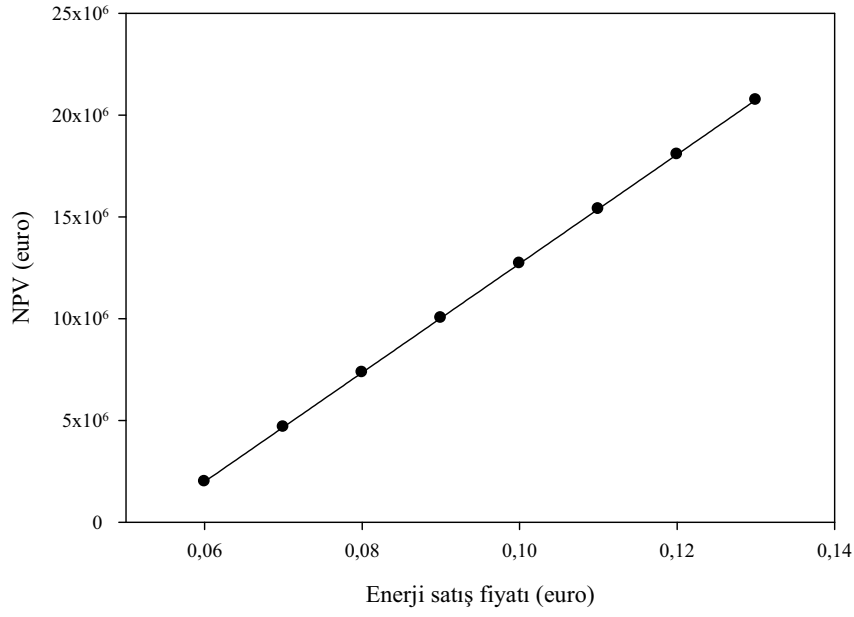
Yıllık birim enerji maliyeti değeri enerji satış fiyatı ile ilgili olmadığı için, enerji satış fiyatı değişiminin birim enerji üretim maliyetini değiştirmediği, yıllık birim enerji üretim maliyetinin farklı enerji satış fiyatları için hep 0,055 ile 0,058 €/kWh arasında kaldığı görülmüştür.

Tablo 6.10'da enerji satış fiyatı değişimine göre NPV ve yatırımın geri dönüş süresi değerleri verilmiştir. Tablodan görülebileceği gibi enerji satış fiyatının artması; NPV değerini artırdığı, yatırımın geri dönüş süresini ise azalttığı görülmektedir. Enerji satış fiyatının 0,08 €/kWh olması durumunda; NPV değeri 7352940 € ve yatırımın geri dönüş süresi 12 yıl 9 ay, satış fiyatının 0,13 €/kWh olması durumunda ise; NPV değeri 20743473 € ve yatırımın geri dönüş süresi 7 yıl olarak bulunmuştur.

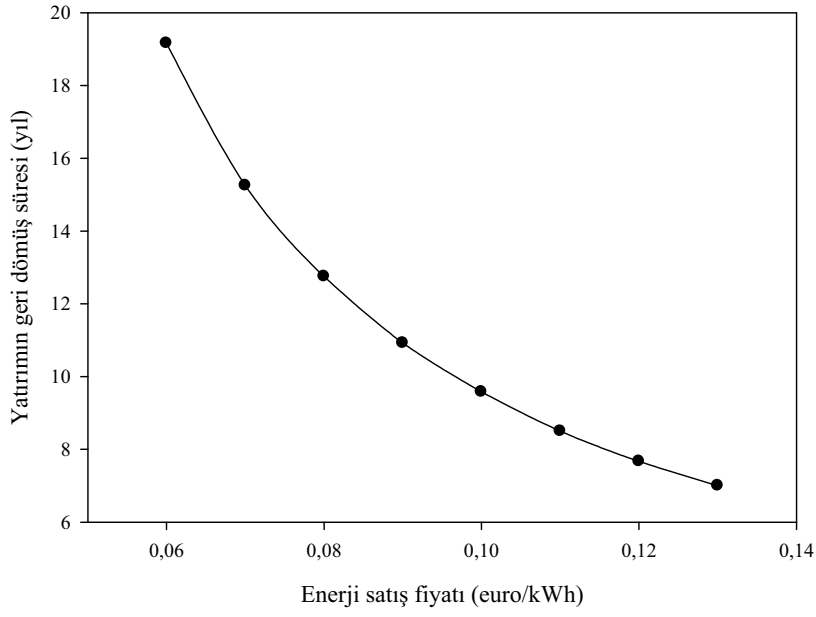
Tablo 6.10. Enerji satış fiyatı değişimine göre NPV ve yatırımın geri dönüş süresi

Enerji satış fiyatı (€/kWh)	NPV (€)	Yatırımın geri dönüş süresi
0,05	-1022062	-
0,06	1996734	19 yıl 2 ay
0,07	4674843	15 yıl 3 ay
0,08	7352940	12 yıl 9 ay
0,09	10031049	10 yıl 11 ay
0,10	12709158	9 yıl 7 ay
0,11	15387267	8 yıl 6 ay
0,12	18065364	7 yıl 8 ay
0,13	20743473	7 yıl

Şekil 6.2'de enerji satış fiyatı NPV değişimi verilmiştir. Şekilden görülebileceği gibi enerji satış fiyatının artması, NPV değerinin doğru orantılı olarak artmasına neden olmaktadır. Şekil 6.3'de enerji satış fiyatı yatırımın geri dönüş süresi değişimi verilmiştir. Şekilden görülebileceği gibi enerji satış fiyatının artması ile birlikte yatırımın geri dönüş süresinin azaldığı görülmektedir.



Şekil 6.2. Enerji satış fiyatı NPV değişimi



Şekil. 6.3. Enerji satış fiyatı yatırımın geri dönüş süresi değişimi

## BÖLÜM 7. SONUÇ VE ÖNERİLER

### 7.1. Sonuçların Değerlendirilmesi

Bu çalışmada; yenilenebilir temiz enerji kaynaklarından biri olan rüzgar enerjisinin değerlendirilmesi ve bu konuda ülkenin ihtiyaç duyduğu bilimsel alt yapının oluşturulması amacı ile, belirlenen bölgede rüzgar enerjisi potansiyeli incelenmiştir. Bu amaçla; Sakarya-Esentepe bölgesi içerisinde bulunan, deniz seviyesinden 340 m yükseklikteki 274213 E, 4516046 N (UTM koordinat sistemine göre) koordinatlarında olan Tahtalı Tepe'ye rüzgar ölçüm istasyonu kurulmuştur. Bölgenin rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesinde; Temmuz 2006 – Temmuz 2007 tarihleri arasında 12 aylık ölçülen rüzgar hız ve yön bilgileri kullanılmıştır. Ölçüm sırasında veri kaybının yaşanması nedeniyle, 2008 ve 2009 yılları arasında sadece güz mevsiminde ölçülen rüzgar verileri karşılaştırılma yapılması amacı ile değerlendirilmiştir. Bölgenin rüzgar enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesi; rüzgar verilerinin istatistiksel analizi ile enerji üretimi amaçlı analiz (RES analizi) yapılarak incelenmiştir.

Sakarya – Esentepe rüzgar gözlem istasyonunda 30 m'lik yükseklikte yapılan rüzgar hızı ölçümlerinde gözlemlenen gerçek değerler belirlenmiştir. Yıllık ortalama rüzgar hızı 4,49 m/s, aylık ortalama en yüksek rüzgar hızı 6,16 m/s değeriyle Ocak ayında, en düşüğü ise 3,56 m/s değeriyle Ekim ayında gerçekleşmiştir. Mevsimsel olarak gözlemlenen en yüksek ortalama rüzgar hızı kış mevsiminde, en düşüğü ise yaz mevsiminde görülmüştür. Yıllık ortalama güç yoğunluğu değeri 122,26 W/m<sup>2</sup> olarak gerçekleşmiştir. Aylık en yüksek güç yoğunluğu değeri Ocak ayında, en düşük değeri ise Ekim ayında gerçekleşmiştir. Mevsimsel en yüksek güç yoğunluğu değeri kış mevsiminde, en düşüğü ise yaz mevsiminde olduğu görülmüştür.

Matlab yazılımında hazırlanan programda; 30 m'lik yükseklik için Weibull dağılımına göre yapılan analizde; yıllık ortalama rüzgar hızı 4,43 m/s, aylık ortalama en yüksek rüzgar hızı 6,1 m/s ile Ocak ayında, en düşük rüzgar hızı ise 3,49 m/s ile Ekim ayında gerçekleştiği hesaplanarak bulunmuştur. Mevsimsel en yüksek ortalama rüzgar hızının kış mevsiminde, en düşüğü ise yaz mevsiminde olduğu bulunmuştur. Yıllık Weibull parametreleri k ve c değerleri; 1,71 ve 4,97 m/s olarak hesaplanmıştır. Kış mevsimi aylarında ortalama rüzgar hızı değerlerinin 5 m/s'den büyük olduğu görülmüştür. Yıllık ortalama güç yoğunluğu değeri 121,66 W/m<sup>2</sup> olarak gerçekleşmiştir. Aylık en yüksek güç yoğunluğu değeri Ocak ayında, en düşük değeri ise Ekim ayında gerçekleşmiştir. Mevsimsel en yüksek güç yoğunluğu değeri kış mevsiminde, en düşüğü ise güz mevsiminde olduğu görülmüştür. Bulunan sonuçlar gerçek değerlere çok yakın olduğu görülmüştür.

Matlab yazılımında hazırlanan programda; 2006-2009 yıllarının güz mevsimini kapsayan, ortalama rüzgar hızı, ortalama güç yoğunluğu ile Weibull parametreleri sonuçlarının; 2007 yılı değerlerinde biraz büyük çıkmasına rağmen genelde birbirlerine yakın olduğu belirlenmiştir.

JMP istatistik programı kullanılarak Weibull parametreleri belirlenmiştir. Bu yazılımda; yıllık ortalama rüzgar hızı değeri 4,44 m/s, Weibull şekil parametresi k=1,71, Weibull ölçek parametresi c=4,97 m/s olarak bulunmuştur. Sonuçlar; gerçek değerler ile Matlab programı sonuç değerlerine çok yakın olduğu görülmüştür.

WindPRO programı ile yapılan analizde; 30 m'lik yükseklik için Weibull dağılımına göre yapılan analizde; yıllık ortalama rüzgar hızı 4,55 m/s, aylık ortalama en yüksek rüzgar hızını 6,22 m/s ile Ocak ayında, en düşük rüzgar hızı ise 3,62 m/s ile Ekim ayında gerçekleştiği hesaplanarak bulunmuştur. Mevsimsel en yüksek ortalama rüzgar hızının kış mevsiminde, en düşüğü ise yaz mevsiminde olduğu bulunmuştur. Yıllık Weibull parametreleri k ve c değerleri sırasıyla; 1,81 ve 5,12 m/s olarak hesaplanmıştır. Kış mevsimi aylarında ortalama rüzgar hızı değerlerinin 5 m/s'den büyük olduğu görülmüştür. Yıllık ortalama güç yoğunluğu değeri 121,01 W/m<sup>2</sup> olarak gerçekleşmiştir. Aylık en yüksek güç yoğunluğu değeri Ocak ayında, en düşük değeri ise Ekim ayında gerçekleşmiştir. Mevsimsel en yüksek güç yoğunluğu değeri

kış mevsiminde, en düşüğü ise güz mevsiminde olduğu görülmüştür. Bulunan sonuçlar gerçek değerlere çok yakın olduğu görülmüştür.

Bölgede sektörel bakımdan hakim rüzgar yönünün Kuzey (N) olduğu ve bu yönde %23,72'lik bir frekans değerine sahip olduğu bulunmuştur. Ayrıca NNE, NNW ve ENE yönlerinde önemsenecek değerde rüzgar frekansı olduğu belirlenmiştir.

WindPRO yazılımı kullanılarak 10 ve 30 m yüksekliklerde yapılan ölçümlerde elde edilen verilerin aylık ve saatlik değişimleri hesaplanmış ve yıllık ortalama saatlik rüzgar hızı değerlerinin özellikle saat 12:00 dan başlayarak arttığı ve bu artışın saat 17:00'a kadar sürdüğü ve sonrası azalarak saat 22:00 civarlarında normaleştiği görülmüştür. Yıllık ortalama rüzgar hızında artışın görüldüğü bu saatlerde hakim rüzgar yönünün Kuzey olduğu belirlenmiştir.

Tablo 7.1 Yazılım sonuçları

Yöntemler	$k$	$c$ (m/s)	$V_m$ (m/s)	$P_m$ (W/m <sup>2</sup> )
EYO	1,71	4,97	4,43	121,66
GM	1,66	5,00	4,47	-
JMP	1,71	4,97	4,44	-
WindPRO	1,81	5,12	4,55	121,01
Gerçek Değerler	-	-	4,49	122,26

İstatistiksel analizde kullanılan yazılımlar ve yöntemlerin yıllık sonucu Tablo 7.1'de verilmiştir. Tabloda; hazırlanan Matlab yazılımında kullanılan EYO ile GM yöntemleri, JMP program ve WindPRO programı sonuçlarının birbirine yakın olduğu ve bu sonuçların gerçek değerler ile uyumlu olduğu belirlenmiştir.

WindPRO programı ile yapılan analizde; 10 m ve 30 m yükseklikteki bulunan Weibull yoğunluk fonksiyonu grafiği, saatlik ve aylık ortalama rüzgar hızı değerlerinin birbirine göre paralellik oluşturduğu, ortalama hız değerlerinde 10 m'lik yükseklikteki değerlerin 30 m'ye göre biraz düşük değerde çıktığı belirlenmiştir.

Türbülans yoğunluğunun batı ve doğu istikametlerde biraz fazla olduğu fakat genelde tüm yönlerde orta yoğunluk sınıfı sınır değeri olan 0,25 değerinden az olduğu görülmektedir. Özellikle 10 m yükseklikteki ölçülen rüzgar hızı değerlerinde türbülans yoğunluğunun 30 m'ye göre daha yüksek olduğu tespit edilmiştir. Bu durumun nedeni, arazi şartlarının rüzgar akışına olan etkisi olarak düşünülmektedir.

Yıllık ortalama rüzgar hızı ile ortalama güç yoğunluğu değerlerinin, yükseklik arttıkça orantılı olarak arttığı ve 200 m'lik yükseklik için yıllık ortalama rüzgar hızının 5,25 m/s değerinde, ortalama güç yoğunluğu değerinin ise 188,59 W/m<sup>2</sup> olduğu belirlenmiştir. Ayrıca artan yüksekliğe göre ortalama rüzgar hızı ile güç yoğunluğu artışının birbiriyle orantılı olduğu görülmüştür.

Analiz çalışmasında; türbin hub yüksekliğinin artması ile ortalama rüzgar hızının ve üretilebilecek enerji miktarının arttığı, dolayısı ile rüzgar çiftliğinin kapasite faktörünün arttığı belirlenmiştir. Türbin rotor çapının artması, türbinin daha küçük hızlarda enerji üretimine geçmesini sağlamasından, enerji üretim miktarını ve rüzgar çiftliğinin kapasite faktörünün arttığı belirlenmiştir. Bu nedenle rüzgar çiftliği için uygun türbin modelinde; hub yüksekliği ile rotor çapı büyüklüğü belirleyici olmuştur.

Sakarya-Esentepe RES bölgesinin WASP ve WindPRO yazılımları kullanılarak türbin seçimi ve enerji üretim miktarının hesaplanabilmesi için; Yaklaşık 150 km<sup>2</sup>'lik bir alanı kapsayan bölgenin sayısal haritasının 3 boyutlu sayısal bir modeli oluşturulmuştur. WASP 8.3 ve WindPRO 2.5 yazılımları kullanılarak yapılan analiz sonucunda; RES sahası olarak 1. bölge olan; rüzgar ölçüm istasyonunun de içinde yer aldığı, Tahtalık, Semercik ve Çakırlıgeçit Tepe ve civarlarının en uygun yer olduğu belirlenmiştir. Belirlenen yerde türbin tipi seçimi için yapılan analizde; gerek rüzgar çiftliği kapasite faktörü ve gerekse enerji üretim miktarı bakımından, nominal gücü 2,5 MW, hub yüksekliği 160 m ve rotor çapı 100 m olan Fuhrlander FL 2500 RT'nin uygun türbin modeli olduğu belirlenmiştir.

Bölge de kurulması düşünülen Sakarya-Esentepe RES için ; nominal gücü 2500 kW olan Fuhrlander firmasının toplam kurulu gücü 15 MW olan 6 adet türbin



belirlenerek, enerji üretim amaçlı analiz yapılmıştır. Enerji analizi sonucunda Sakarya-Esentepe RES için; rüzgar çiftliğinin yıllık toplam enerji üretim miktarı 26658 MWh, RES yerleşim verimliliği %96,6 kapasite faktörü değeri %20,3 olarak bulunmuştur.

Belirlenen türbin tipi ve kurulu gücü için RES ekonomik analizi yapılmıştır. Ekonomi analizi sonucunda; RES projesi toplam yatırım maliyeti 17687500 €, kayıplar sonrası yıllık net elektrik enerjisi üretimi 23752278 kWh, MW kurulu güç başına yatırım maliyeti 1179167 €, işletme ekonomik ömrü boyunca elde edilecek karların net bugünkü değeri (NPV) 4674843 €, işletme yılları itibariyle RES'in birim enerji üretim maliyeti 0,055 ile 0,058 €/kWh arasında değiştiği ve yatırımın geri dönüş süresinin 15 yıl 3 ay olduğu bulunmuştur.

Faiz oranını değişimine göre yapılan duyarlılık analizi sonucunda; Faiz oranındaki artışın, yıllık birim enerji üretim maliyetini artırdığı, NPV değerini düşürdüğü ve yatırımın geri dönüş süresini ise artırdığı görülmüştür. Faiz oranındaki %0,5'lik artışın, yıllık birim enerji üretim maliyetini, yaklaşık %5 değerinde artırdığı tespit edilmiştir. Faiz oranının %1 olması durumunda, yıllık birim enerji üretim maliyetinin 0,043 ile 0,045 €/kWh arasında değiştiği belirlenmiştir. Faiz oranının %1 olması durumunda, NPV değeri 8063027 €, %1,5 olması durumunda ise, NPV değeri %8'lik bir azalma ile 7437831 € olmaktadır. Daha büyük faiz oranlarında NPV değerindeki azalma daha büyük oranlarda olmaktadır. Benzer şekilde faiz oranındaki %0,5'lik artış, yatırımın geri dönüş süresini yaklaşık 1 veya 2 ay artırmaktadır. Bu değerlendirmeler neticesinde; daha düşük oranlarındaki kredi faiz oranı, yatırımı daha ekonomik hale getireceğini göstermektedir.

Enerji satış fiyatı değişimine göre yapılan duyarlılık analiz sonucunda; enerji satış fiyatındaki artış, NPV değerini doğru orantılı bir şekilde artırmakta, yatırımın geri dönüş süresini ise azaltmaktadır. Enerji satış fiyatının 0,13 €/kWh olması durumunda; NPV değeri 20743473 € ve yatırımın geri dönüş süresi 7 yıl olarak bulunmuştur. Bu değerlendirmeler neticesinde; enerji satış fiyatının 0,13 €/kWh ve üzerinde olması durumunda, yatırımın daha ekonomik olacağı görülmektedir.

Bu çalışma ile; bölgenin rüzgar enerjisi potansiyeli yeni bir yaklaşım ile belirlenmiştir. Çalışmada standartlara uygun olarak kurulan rüzgar ölçüm istasyonundan elde edilen rüzgar verileri kullanılmıştır. Rüzgar enerjisi potansiyelinin istatistiksel analizinde, Weibull dağılımı kullanılmıştır. Hazırlanan MATLAB yazılımında program kullanılarak, Weibull dağılımı eşitliklerinin sayısal çözümlenmesi yapılmıştır. Ayrıca doğruluğu bilimsel olarak kanıtlanmış WindPRO ve WAsP programları kullanılarak analiz desteklenmiştir. Ölçüm istasyonundan elde edilen rüzgar verilerinin tüm bölge genelinde değerlendirilmesi amacıyla, bölgenin sayısal yükseklik haritası oluşturulmuştur. WindPRO ve WAsP yazılımları kullanılarak, bölgenin güç yoğunluğu, enerji üretim miktarı ile uygun türbin tipinin belirlenmesi yapılmıştır. Ayrıca çalışmanın uygulanabilirliğinin araştırılması amacıyla; RES ekonomik analizi yapılmış ve bu analiz sonucu oluşan belirsizlikler duyarlılık analizi ile giderilmiştir.

Yapılan analizler sonucunda; bölgenin rüzgar enerjisi bakımından iyi sayılabilecek bir potansiyelde bulunmadığı, bu nedenle bölgede rüzgar elektrik santralının kurulmasının, günümüz şartlarında ekonomik olmadığı görülmektedir. Ancak yapılan analiz sonucu bulunan istatistiksel bulgular, bölgenin daha farklı yüksek kesimlerinde araştırmaların yapılması durumunda, rüzgar enerjisi potansiyeli bakımından uygun yerlerin olabileceğini göstermektedir. Rüzgar türbin teknolojisindeki gelişmeler, türbin alım fiyatlarının düşmesi, banka kredi faizlerinin daha cazip hale gelmesi ve rüzgar enerjisi satış fiyatının artması sonucunda; bölgede rüzgar gücünden elektrik enerjisi üretiminin daha ekonomik ve elverişli hale gelebileceği düşünülmektedir.

## 7.2. Öneriler

Meteorolojik bir veri olan rüzgar hızının yıllar itibariyle değişkenlik gösterebilmektedir. Bu nedenle rüzgar ölçüm süresini çok daha uzun sürelere yaymak, rüzgar enerji potansiyeli amaçlı ölçümlerini daha gerçekçi ve daha da verimli hale getirebilecektir.

Rüzgar ölçüm istasyonunda ölçülen rüzgar hız ve yön değerleri; RES projesinin daha sonraki aşamaları olan verilerin değerlendirilmesi, enerji üretim miktarının belirlenmesi ve uygun rüzgar türbini seçiminde kullanılan en önemli veriler olması nedeniyle çok önemlidir. Bu nedenle rüzgar ölçüm istasyonunun standartlara göre kurulması, kullanılacak ölçüm cihazlarının kaliteli ve kalibrasyon sertifikasına sahip olması, gerekmektedir.

Rüzgar enerjisi istatistik verilerine uygun rüzgar türbin modellerinin geliştirilerek kullanıma sunulması, rüzgar türbinlerinin kapasite faktörünü ve dolayısıyla elektrik enerjisi üretim miktarını artıracaktır. Böylece, orta ve düşük güç yoğunluğuna sahip bölgelerdeki rüzgar enerjisi kullanım verimliliğinin artması sağlanacaktır.

Rüzgar enerjisi potansiyel hesaplamalarda, doğruluğu bilimsel olarak kanıtlanmış yazılımların kullanılması gerekmektedir. Hatalı olarak yapılan enerji hesaplamaları, rüzgar enerjisi konusunda yapılacak yatırımın, ekonomikliğini ve planlamasını ciddi bir biçimde olumsuz etkileyecektir.

Ülkemiz birincil enerji kaynakları bakımından yaklaşık %70 oranında dışa bağımlı durumda olması buna karşılık yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli bakımından Avrupa'daki bir çok ülkeye nazaran oldukça iyi bir potansiyele sahiptir. Bu nedenle giderek artan enerji ihtiyacımızı, yerli, yenilenebilir, temiz enerji kaynaklarımızdan sağlanması gerekmektedir.

Türkiye'nin iyi durumda olan yaklaşık 48000 MW'lık rüzgara dayalı elektrik üretim kapasitesinin 1002,35 MW'lık kısmı işletmededir. Yani rüzgar enerjisi potansiyelimizin önemli bir kısmını henüz kullanılmamaktadır. Bu Türkiye için oldukça büyük bir enerji kaybıdır. Bu nedenle; rüzgar enerjisi potansiyelinin tamamından yararlanılması amacıyla teknik ve ekonomik sorunları, çözüm yollarını ortaya koyan Rüzgar Enerjisi Stratejisi Planı hazırlanmalıdır. Bu planın hazırlanmasında; kamu kurumları, özel sektör ve üniversiteler etkin rol almalıdır.

Ülkemizin rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin artırılması için; rüzgar RES yatırımların desteklenmesi, banka kredisi faiz oranlarının düşürülmesi, enerji satış

fiyatının artırılması ve rüzgar enerjisi alış garantisinin verilmesi, bu duruma oldukça büyük katkı sağlayacaktır.

Rüzgar enerjisi ile ilgili Ar-Ge faaliyetlerinin yapılması, rüzgar ölçüm cihazları ile rüzgar türbinlerinin ülkemizde üretilmesi için gerekli adımların atılması gerekmektedir. Özellikle rüzgar ölçüm cihazları ile rüzgar türbinini tamamen ithal eden bir ülke olmamız bakımından bu durum çok önemlidir.

## KAYNAKLAR

- [1] EWEA (European Wind Energy Agency), 01.07.2010, Erişim: [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/statistics](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics)
- [2] EDIGER, V., KENTEL, E., Renewable energy potential as an alternative to fosil fuels in Turkey. Energy Conversion and Management 1999;40:743-55.
- [3] Türkiye'nin enerji görünümü, oda raporu. TMMOB Makine Mühendisleri Odası yayını, Yayın No: MMO/2010/528, Ankara, Mart 2010.
- [4] HEPBASLI, A., ÖZDAMAR, A., ÖZALP, N., Present status and potential of renewable energy sources in Turkey. Energy Sources 2001;23:33-50.
- [5] ETKB 2010-2014 Dönemi stratejik planı, T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
- [6] TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi), 10.03.2010, Erişim: <http://www.tedas.gov.tr>
- [7] TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi), 17.05.2010, Erişim: <http://www.teias.gov.tr/istatistik2008/index.htm>
- [8] MALKOÇ, Y., Rüzgar enerjisi kaynaklarımız. II.Rüzgar Enerjisi Sempozyumu/RÜGES'2009, Samsun, 4-5 Haziran 2009.
- [9] TUREB (Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği), 03.07.2010, Erişim: <http://www.ruzgarenerjisisirligi.org.tr>
- [10] ÖZTOPAL, A., ŞAHİN, A.D., AKGÜN, N., ŞEN, Z., On the regional wind energy potential of Turkey. Energy 2000;25:189-200.
- [11] ŞEN, Z., Stochastic wind energy calculation formulation. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 2000;84:227-234.
- [12] SEGURO, J.V., LAMBERT, T.W., Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 2000; 85:75-84.
- [13] ULGEN, K., HEPBASLI, A., Determination of Weibull parameters for wind energy analysis of Izmir, Turkey. International Journal of Energy Research 2002; 26:495-506.

- [14] WEISSER, D., A wind energy analysis of Grenada: an estimation using the 'Weibull' density function. *Renewable Energy* 2003;28:1803-1812.
- [15] KARSLI, V.M., GEÇİT, C., An investigation on wind power potential of Nurdağı-Gaziantep, Turkey. *Renewable Energy* 2003;28:823-830.
- [16] ÖZERDEM, B., TURKELİ, M., An investigation of wind characteristics on the campus of Izmir Institute of Technology, Turkey. *Renewable Energy* 2003;28:1013-1027.
- [17] ÇELİK, A.N., A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey. *Renewable Energy* 2003;29:593-604.
- [18] KÖSE, R., ÖZGÜR, M.A., ERBAŞ, O., TUĞCU, A., The analysis of wind data and wind energy potential in Kutahya, Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2004;8:277-288.
- [19] BİLGİLİ, M., ŞAHİN, B., KAHRAMAN, A., Wind energy potential in Antakya and İskenderun regions, Turkey. *Renewable Energy* 2004;29:1733-1745.
- [20] AKPINAR, E.K., AKPINAR, S., Determination of the wind energy potential for Maden-Elazığ, Turkey. *Energy Conversion and Management* 2004;45:2901-2914.
- [21] AKPINAR, E.K., AKPINAR, S., Statistical analysis of wind energy potential on the basis of the Weibull and Rayleigh distributions for Ağın-Elazığ, Turkey. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers* 2004;218:557-565.
- [22] KÖSE, R., An evaluation of wind energy potential as a power generation source in Kütahya, Turkey. *Energy Conversion and Management* 2004;45:1631-1641.
- [23] ŞAHİN, B., BİLGİLİ, M., AKİLLİ, H., The wind power potential of the eastern Mediterranean region of Turkey. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 2005; 93:171-183.
- [24] ÖZERDEM, B., TURKELİ, H.M., Wind energy potential estimation and micro-siting on Izmir Institute of Technology Campus, Turkey. *Renewable Energy* 2005;30:1623-1633.
- [25] ÖZERDEM, B., ÖZER, S., TOSUN, M., Feasibility study of wind farm: A case study for İzmir, Turkey. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 2006; 94:725-743.

- [26] GÖKÇEK, M., BAYÜLKEN, A., BEKDEMİR, Ş., Investigation of wind characteristics and wind energy potential in Kirklareli, Turkey, *Renewable Energy* 2007; 32:1739-1752.
- [27] CARTA, J.A., RAMIREZ, P., Analysis of two-component mixture Weibull statistics for estimation of wind speed distributions. *Renewable Energy* 2007;32:518-531.
- [28] JOWDER, F.A.L., Wind power analysis and site matching of wind turbine generators in Kingdom of Bahrain. *Applied Energy* 2009;86:538-545.
- [29] ARSLAN, O., Technoeconomic analysis of electricity generation from wind energy in Kutahya, Turkey. *Energy* 2010;35:120-131.
- [30] ÇENGEL, Y.A., BOLES, M.A., Mühendislik yaklaşımıyla termodinamik. Türkçesi: Taner Derbentli, Türkçe Birinci Basım, McGraw-Hil-Literatür ortak yayını, İstanbul, Eylül 1996.
- [31] ŞEN, Ç., Gökçeada'nın elektrik enerjisi ihtiyacının rüzgar enerjisi ile karşılanması. Dokuz Eylül Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, İzmir, Ağustos 2003.
- [32] BUECHE, F. J., JERDE, D.A., Fizik ilkeler-1. Çeviri Editörü: Kemal Çolakoğlu, Birinci Cilt, Altıncı Baskıdan Çeviri, Düzeltilmiş 2. Türkçe Baskı, Palme Yayıncılık, Ankara, 2003.
- [33] SARIKAYALAR, O., Rüzgar enerjisi ve rüzgar enerjisinin Türkiye potansiyeli. Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul, 1998.
- [34] İNAN, D., Temiz ve tükenmez enerjiler ve Türkiye. *İzolasyon Dünyası Dergisi*, Sayı:61, Eylül-Ekim 2006.
- [35] WHITE, F.M., Akışkanlar mekaniği. Dördüncü Basımın Türkçesi, Literatür Yayınları, İstanbul, Ocak 2004.
- [36] TÜRKYILMAZ, O., Türkiye'nin yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları. IV.Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu/YEKS'2007, S:25-44, Kayseri, 23-24 Kasım 2007.
- [37] ORAL, F., EKMEKÇİ, İ., Rüzgar ölçüm istasyonu standartları ve Sakarya-Esentepe rüzgar ölçüm istasyonu. IV.Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu/YEKS'2007, S:271-279, Kayseri, 23-24 Kasım 2007.
- [38] ÇOLAK, İ., BAYINDIR, R., SEFA, İ., DEMİRBAŞ, Ş., ERGEN, H., Alternatif enerji kaynaklarının kullanımı. III.Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu/YEKSEM'2005, Mersin, 19-21 Ekim 2005.

- [39] ÇAĞLAR, M., Dünyada ve Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynakları. İzolasyon Dünyası Dergisi, Sayı:61, Eylül-Ekim 2006.
- [40] Elektrik üretim sektör raporu. Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), 2008.
- [41] DEK TMK’den “ulusal enerji politikası” oluşturulması çağrısı. Enerji Raporu, Mühendis ve Makina Dergisi, Temmuz 2007; 48:15-19.
- [42] SAMSUN, B., Türkiye’deki rüzgar gücü potansiyeline göre türbin güçlerinin saptanması ve tasarımı. İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul, 2004.
- [43] ÖZGÜR, M.A., Kütahya rüzgar karakteristiğinin istatistiksel analizi ve elektrik üretimine uygulanabilirliği. Osmangazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Doktora Tezi, Eskişehir, Haziran 2006.
- [44] Renewables global status report. Renewable Energy Policy Network for The 21st Century, REN21, 2009.
- [45] ETKB (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı), 09.03.2010, Erişim: <http://www.enerji.gov.tr>
- [46] ÜSTÜN, A.K., APAYDIN, M., FİLİK, Ü.B., KURBAN, M., Kyoto Protokolü kapsamında Türkiye’deki rüzgar enerjisi politikaları. II.Rüzgar Enerjisi Sempozyumu/RÜGES’2009, Samsun, 4-5 Haziran 2009.
- [47] KILIÇ, N., Kyoto Protokolü, AR&GE Bülten. İzmir Ticaret Odası, Mart 2007.
- [48] TÜSİAD – Kopenhag İklim Zirvesi değerlendirmeleri. TÜSİAD Basın Bülteni, 21 Aralık 2009.
- [49] KAKAÇ, S., Yenilenebilir enerji kaynakları bugünü ve yarını. TÜBA Günce Dergisi, Mayıs 2006; 34:2-4.
- [50] PETERSEN, E.L., MORTENSEN, N.G., LANDBERG, L., HOJSTRUP, T., FRANK, H.P., Wind power meteorology. Part I, Climate and Turbulance, Wind Energy, 1998, vol.1, pp.25-45.
- [51] GOSWAMİ, D.Y., KREITH, F., KREIDER, J.F., Principles of solar engineering. Second Edition, Taylor and Francis, 1999, p.634.
- [52] ÖZGENER, Ö., Türkiye’de ve dünyada rüzgar enerjisi kullanımı. Dokuz Eylül Üniversitesi, Fen ve Mühendislik Dergisi, Ekim 2002; 4(3):159-173.
- [53] ACAROĞLU, M., Alternatif enerji kaynakları. Nobel Yayın Dağıtım. 2.Basım, Ankara, Aralık 2007.



- [54] ÖZGÜR, M.A., Kütahya'da seçilen bir konumda rüzgar verileriyle elektrik enerjisi üretim potansiyelinin bulunması. Dumlupınar Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, Kütahya, 2002.
- [55] JACOBSON, Z.M., Fundamentals of atmospheric modelling. Cambridge University Press, New York, 1999.
- [56] DURAK, M., ÖZER, S., Rüzgar enerjisi: teori ve uygulama. Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği Yayını, Ankara, Mart 2008.
- [57] TÜRKSOY, F., Rüzgar verisi ölçümü ve analizi, Rüzgar Enerjisi Sempozyumu. Alaçatı-İzmir, 5-7 Nisan 2001.
- [58] KÖSE, F. ÖZGÖREN, M., Rüzgar enerjisi potansiyeli ölçümü ve rüzgar türbini. Mühendis ve Makina Dergisi, Aralık 2005;46(551).
- [59] BURTON, T., SHARPE, D., JENKINS, N., BOSSANYI, E., Wind energy handbook. John Wiley and Sons, 2001.
- [60] KARADELİ, S., Rüzgar enerjisi. Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü Yayınları, No:5, S:3-6, 2001.
- [61] NIELSEN, P., WindPRO 2.5 user guide, The world leading software for Project design and planing. 1.Edition, EMD International A/S, January 2006.
- [62] SPARKS, P.R., Wind speeds in tropical cyclones and associated insurance losses, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 2003; 91:1731-1751.
- [63] TROEN, I., PETERSEN, L.E., European wind atlas, Commission of the European Communities. Riso National Laboratory, Denmark, 1989.
- [64] ADEKOYA, L.O., ADEWALE, A.A., Wind energy potential of Nigeria. Renewable Energy 1992; 2:35-39.
- [65] JUSTUS, C.G., MIKHAIL, A., Height variation of wind speed and wind distribution statistics. Geophys Res Lett 1976; 3:261-264.
- [66] ACKERMAN, T., SODER, L., An overview of wind energy status. Renewable and Sustainable Energy Review 2003; 6:67-128.
- [67] ORAL, F., EKMEKÇİ, İ., Sakarya bölgesi rüzgar enerjisi potansiyeli. V.Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu/YEKS'2009, S:295-302, Kayseri, 16-17 Ekim 2009.
- [68] ÖZGENER, Ö., Rüzgar gücü ve güç eldesi üzerine bir araştırma. Ege Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, İzmir, 2002.

- [69] JOHNSON, G.L., Wind energy systems. Electronic Edition, KS, Manhattan, December 10, 2001.
- [70] ACKERMANN, T., Wind power in power systems. John Wiley and Sons, 2005.
- [71] ATASAVEN, M.S., ATASEVEN, S., Rüzgar ölçüm sistemleri. II.Rüzgar Enerjisi Sempozyumu/RÜGES'2009, Samsun, 4-5 Haziran 2009.
- [72] ÇENGEL, Y.A., CİMBALA, J.M., Akışkanlar mekaniği temelleri ve uygulamaları. Çeviri Editörü: Tahsin Engin, Güven Bilimsel, İzmir, 2008.
- [73] NURBAY, N., ÇINAR, A., Rüzgar türbinlerinin çeşitleri ve birbirleriyle karşılaştırılması. III.Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu/YEKSEM'2005, Mersin, 19-21 Ekim 2005.
- [74] ATILGAN, M., ALTAN, B.D., ATLIHAN, A.B., Rüzgar türbini uygulamaları. II.Rüzgar Enerjisi Sempozyumu/RÜGES'2009, Samsun, 4-5 Haziran 2009.
- [75] KARSLI, V.M., Gaziantep Üniversitesi 11 kW yatay eksen rüzgar türbini tasarımı ve imalatı. IV.Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu/YEKSEM'2007, Gaziantep, 31 Ekim-2 Kasım 2007.
- [76] ÇOLAK, İ., DEMİRTAŞ, M., Rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin Türkiye'deki gelişimi. TUBAV Bilim Dergisi 2008;2(1):64-72.
- [77] USHIYAMA, I., NAGAI, H., Optimum design configurations and performance of svonius rotors. Wind Engineering 1998;12(1):59-75.
- [78] UYAR, M., GENCUĞLU, M.T., Değişken hızlı rüzgar türbinleri için generatör sistemleri. III.Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu/YEKSEM'2005, Mersin, 19-21 Ekim 2005.
- [79] PATEL, M.R., Wind and solar power systems. CRC Press, Washington, 1999.
- [80] ALTUNTAŞOĞLU, Z.T., Dünyada ve Türkiye'de rüzgar enerjisindeki gelişmeler. II.Rüzgar Enerjisi Sempozyumu/RÜGES'2009, Samsun, 4-5 Haziran 2009.
- [81] EİE (Elektrik İşleri Etüd İdaresi Genel Müdürlüğü), 09.03.2010, Erişim: <http://repa.eie.gov.tr>
- [82] EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu), 03.07.2010, Erişim: <http://www.epdk.gov.tr/lisans/elektrik/yek/yek.html>
- [83] KILIÇ, N., Dünyanın önemli doğal kaynağı: "Rüzgar Enerjisi". AR&GE Bülten, İzmir Ticaret Odası, Haziran 2009.

- [84] SATSO (Sakarya Ticaret ve Sanayi Odası), 11.03.2010, Erişim: <http://www.satso.org.tr/sakaryatanitim>
- [85] Yazılı resmi belge, Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü.
- [86] AKKAŞ, A.A., Rüzgar enerjisi sistemlerinin performans değerlendirilmesi. Rüzgar Enerjisi Sempozyumu, Alaçatı-İzmir, 5-7 Nisan 2001.
- [87] CHAPRA, S.C., CANALE, R.P., Yazılım ve programlama uygulamalarıyla mühendisler için sayısal yöntemler. 4. Basımdan çevirenler: Hasan Heperkan ve Uğur Keskin, Literatür Yayıncılık, Eylül 2006, İstanbul.
- [88] Data Processing Software Pack and Manuals, NRG Systems Eğitim CD'si, 16 Dec 05, 2005 NRG Systems.
- [89] BANSAL, C., BHATTİ, T.S., KOTHARİ, D.P., On some of the design aspects of wind energy conversion systems. Energy Conversion and Management 2002;43:2175-87.
- [90] PERSAUD, S., FLYNN, D., FOX, B., Potential for wind generation on the Guyana coastlands. Renewable Energy 1999;18:175-89.
- [91] LUN, I.Y.F., LAM, J.C., A study of Weibull parameters using long-term wind observations. Renewable Energy 2000;20:145-53.
- [92] ALMALI, M.N., İki parametrelili Weibull dağılışında parametrelerin tahminlenmesi için farklı yöntemlerin karşılaştırılması ve rüzgar hızı verilerine uygulanması. Yüzüncü Yıl Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Doktora Tezi, Van, 2005.
- [93] AYTAÇ, M., Matematiksel istatistik. Ezgi Kitabevi, 3.Baskı, Bursa, 2004.
- [94] KURBAN, M., HOCAOĞLU, F.O., KANTAR, Y.M., Rüzgar enerjisi potansiyelinin tahmininde kullanılan iki farklı istatistiksel dağılımın karşılaştırmalı analizi. Pamukkale Üniversitesi, Müh. Fakültesi, Mühendislik Bilimleri Dergisi, 2007; 13(1):103-109.
- [95] AKDAĞ, S.A., DİNLER, A., MENTEŞ, Ş.S., Rüzgar Karakteristiğinin analizi. IV.Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu/YEKSEM'2007, Gaziantep, 31 Ekim-2 Kasım 2007.
- [96] RINNE, H., The Weibull distribution. Taylor and Francis Group, 2009.
- [97] HEO, J.H., SALAS, J.D., KIM, K.D., Estimate of confidence intervals of quantiles for the Weibull distribution. Stochastic Environmental Research and Risk Assessment 2001;15:284-309.

- [98] AKDAĞ, S.A., Rüzgar enerjisi potansiyeli ve ekonomik analizinde Weibull dağılımının kullanımı. İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul, 2008.
- [99] ZENBİL, A., Estimation techniques for a class of non-regular distribution: the Weibull case, A. Ph. D. Thesis in Statistics Middle East Technical University, 1991.
- [100] QUARTERONI, A., SACCO, R., SALERI, F., Numerical mathematics. Springer-Verlay, Newyork, 2000.
- [101] AKDAĞ, S.A., GÜLER, Ö., Weibull dağılımı parametrelerinin belirleme metotlarının karşılaştırılması. VII.Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu/UTES'2008, S:707-714, İstanbul, Türkiye, 17 – 19 Aralık 2008.
- [102] LAWLESS, J.F., Statistical models and methods for lifetime data. Second Edition, Wiley, Newyork, 2001.
- [103] GÖKÇINAR, R.E., UYUMAZ, A., Rüzgar enerjisi maliyetleri ve teşvikler. VII.Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu/UTES'2008, S:699-706, İstanbul, Türkiye, 17 – 19 Aralık 2008.
- [104] HATİPOĞLU, A., Rüzgar santrallerinde rüzgar karakteristiği ve saha topografisine göre türbin seçimi ve yerleştirilmesi. Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul, 2010.
- [105] PUSAT, Ş., Bir bölgenin ısıtma amaçlı enerji talebinin belirlenmesi ve bölge ısıtma sistemi için uygunluğunun analizi. Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul, 2010.

EKLER

Ek A. Anemometre kalibrasyon sertifikası

sample report

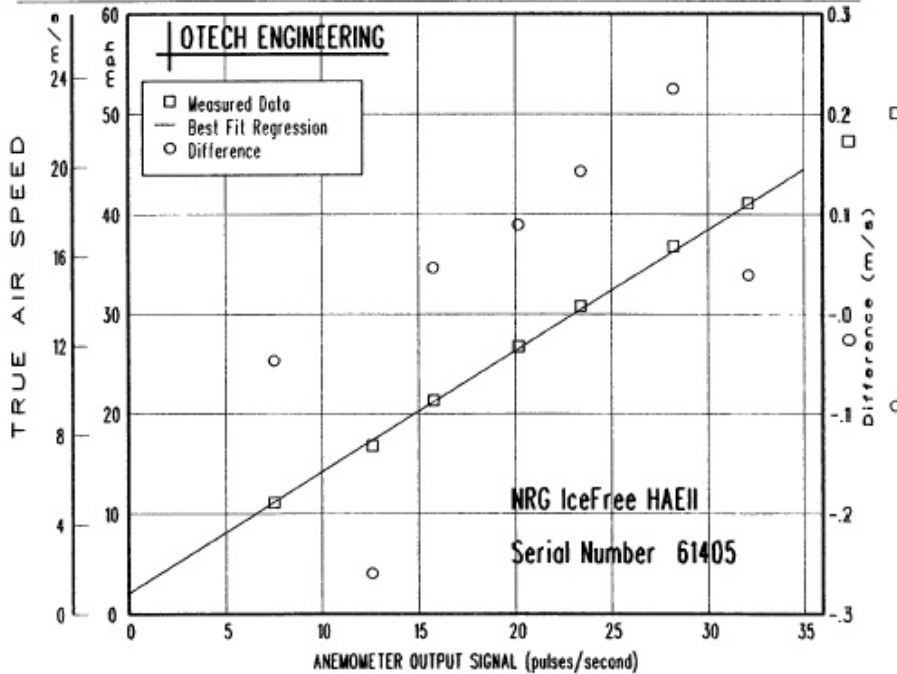
**ANEMOMETER CALIBRATION REPORT**

-- Summary results of an open atmosphere calibration test --

This calibration was performed by comparing side-by-side readings from the tested anemometer with a helioid reference propeller anemometer. Tests are conducted during calm air conditions at ten near-constant wind speeds. The reference propeller anemometer has been directly compared with the Round Robin 2 anemometer from the Meteorological Standards Institute's Round Robin Experiment. This transfer standard is traceable to the National Institute of Standards and Technologies (NIST) wind tunnel, as well as other authoritative wind tunnels around the world.

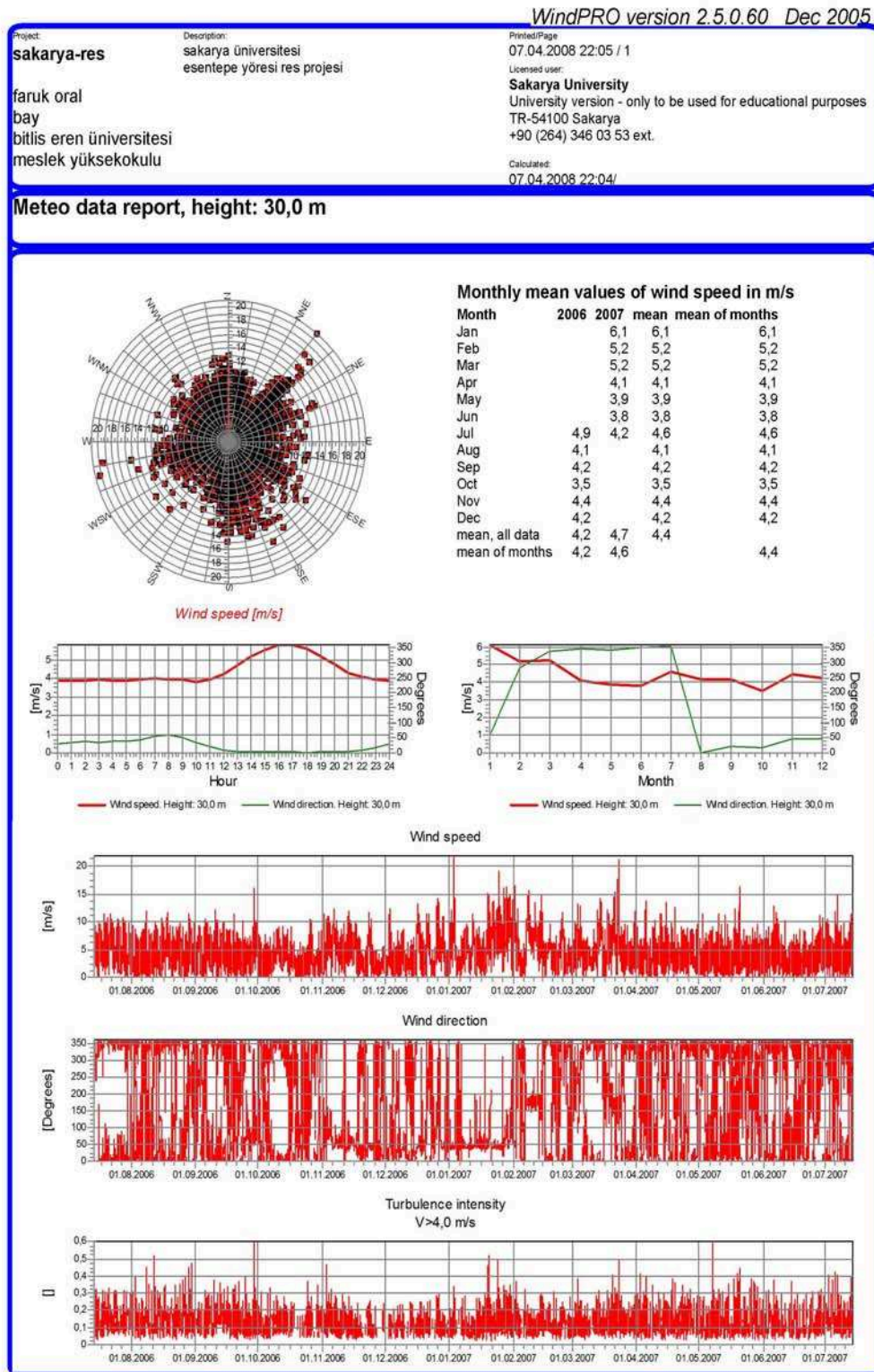
Reference Anemometer: R.M.Young Model 271060/08234, S/N 53818 R.M.Young 30 cm Pitch Propeller, S/N 53818  
 Test Start/End: 26-OCT-2001 00:29:51 to 26-OCT-2001 00:38:40 Test Letter/Position: 0 3  
 Report Date: 26-OCT-2001 Raw Data File Name: R0001026.001 Test Interval: Variable  
 Mean Axial Turbulence Intensity = 0.01 Air Temp (C) 8.6 Air Press (mb) 1029 Air Density (kg/m<sup>3</sup>) 1.273

Parameter	SI Units	English Units	True Speed	Output Frequency Hz
X-Coefficient, (Slope)	a = 0.5417 m/s / Hz	1.212 mph/Hz	5.0 m/s	7.50
Y-Intercept, (Offset)	b = 0.955 m/s	2.136 mph	9.5 m/s	15.76
Standard Error of Y-Estimate	= 0.148 m/s	0.332 mph	13.8 m/s	23.39
Correlation Coefficient,	r = 0.99978	0.99978	18.4 m/s	32.08
Standard Dev. X-Coefficient	= 0.004 m/s	0.009 mph	22.4 m/s	39.75
Standard Dev. Y-Intercept	= 0.106 m/s	0.236 mph	24.5 m/s	43.61
X-Coefficient (K Intercept)	= 0.5466 m/s / Hz	1.223 mph/Hz	21.1 m/s	37.32
Constant Intercept (K)	= 0.805 m/s	1.800 mph	16.5 m/s	28.21
Number of Data Points,	n = 10	10	12.0 m/s	20.15
Position Adjustment Factor	= 1.0195		7.5 m/s	12.60



Program: ANEODRAW.EXE Version 7.41 Latest Revision 26 MAY 2000  
 OTECH ENGINEERING 418 Scripps Drive Davis CA 95616 USA (530) 757-2264 johnbermeier@hotmail.com

## Ek B. WindPRO programı istatistik analiz program çıktıları

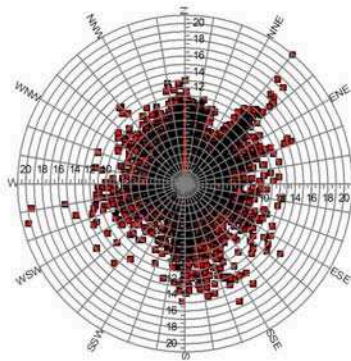


<b>Project:</b> <b>sakarya-res</b>  faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu	<b>Description:</b> sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	<b>Printed/Page:</b> 07.04.2008 22:05 / 1  <b>Licensed user:</b> <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.  <b>Calculated:</b> 07.04.2008 22:05/
--	--	--

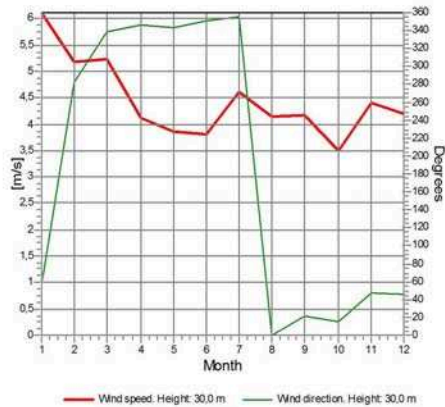
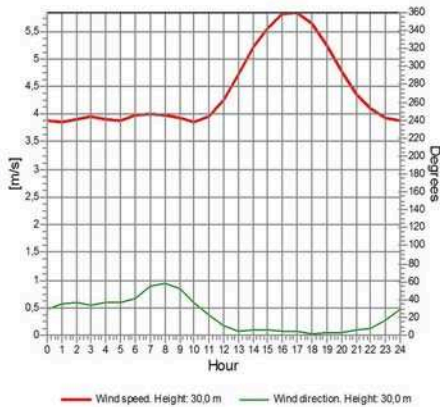
**Meteo data report, height: 30,0 m**

**Monthly mean values of wind speed in m/s**

Month	2006	2007	mean	mean of months
Jan	6,1	6,1	6,1	6,1
Feb	5,2	5,2	5,2	5,2
Mar	5,2	5,2	5,2	5,2
Apr	4,1	4,1	4,1	4,1
May	3,9	3,9	3,9	3,9
Jun	3,8	3,8	3,8	3,8
Jul	4,9	4,2	4,6	4,6
Aug	4,1	4,1	4,1	4,1
Sep	4,2	4,2	4,2	4,2
Oct	3,5	3,5	3,5	3,5
Nov	4,4	4,4	4,4	4,4
Dec	4,2	4,2	4,2	4,2
mean, all data	4,2	4,7	4,4	
mean of months	4,2	4,6		4,4



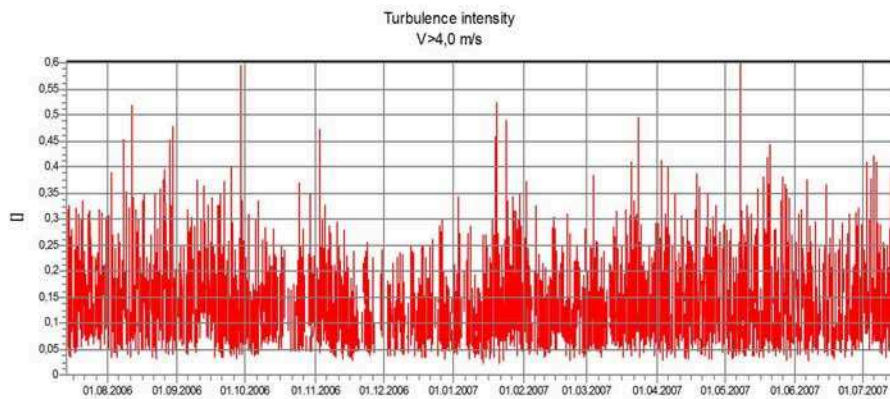
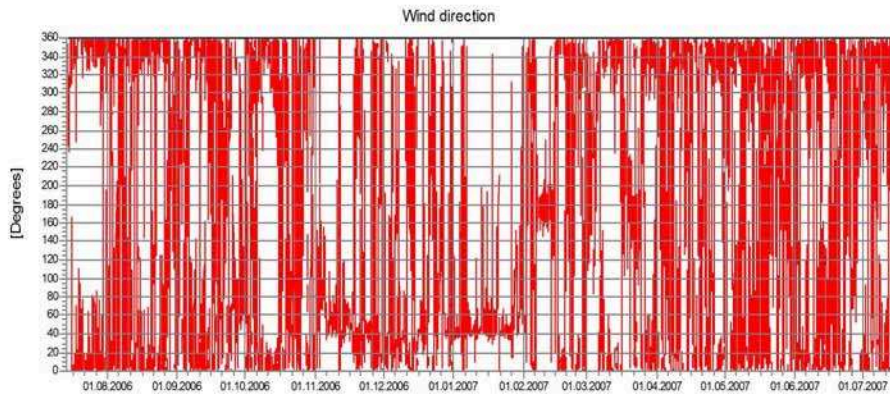
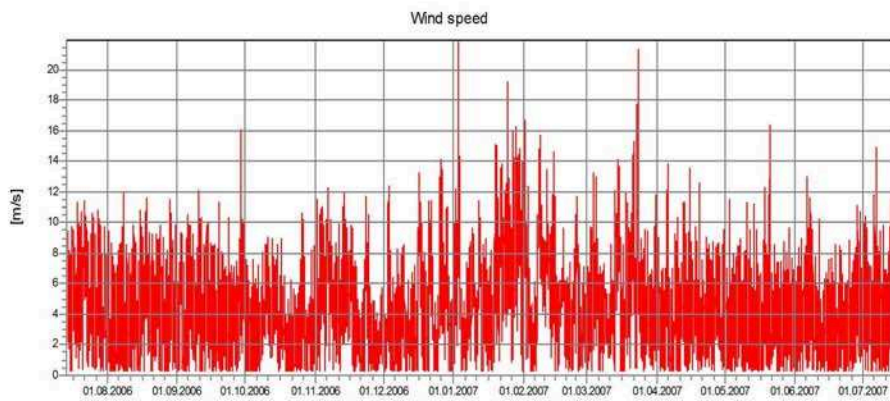
Wind speed [m/s]





WindPRO version 2.5.0.60 Dec 2005

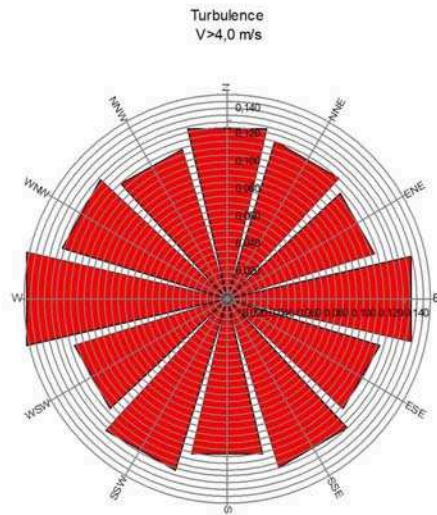
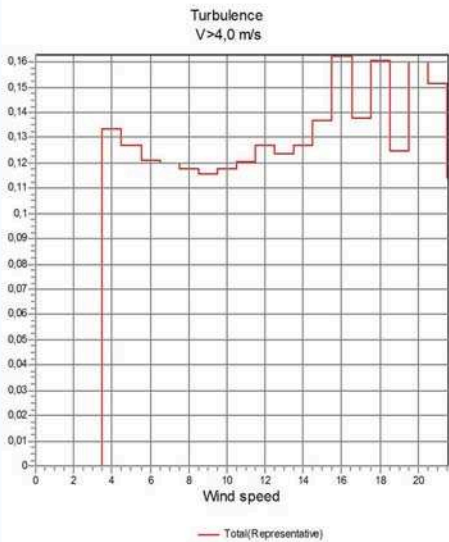
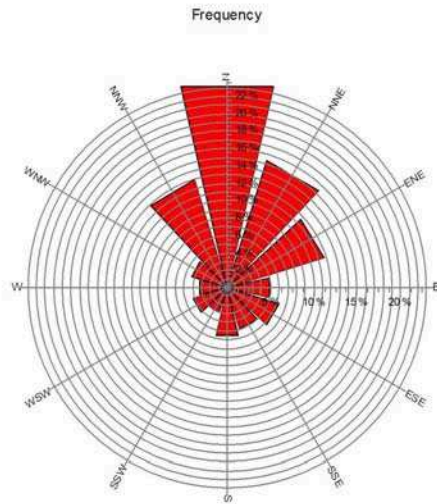
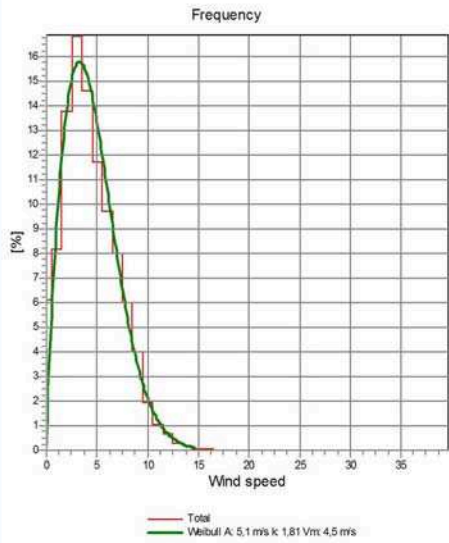
Project: <b>sakarya-res</b>	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed/Page: 07.04.2008 22:05 / 2
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.04.2008 22:05/

**Meteo data report, height: 30,0 m**



Project: <b>sakarya-res</b>  faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed/Page: 07.04.2008 22:06 / 1  Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.  Calculated: 07.04.2008 22:06/
---	---	---

**Meteo data report, height: 30,0 m**



WindPRO version 2.5.0.60 Dec 2005

Project:

sakarya-res

Description:

sakarya üniversitesi  
esentepe yöresi res projesi

Printed/Page:

07.04.2008 22:07 / 1

Licensed user:

Sakarya University

University version - only to be used for educational purposes

TR-54100 Sakarya

+90 (264) 346 03 53 ext.

faruk oral

bay

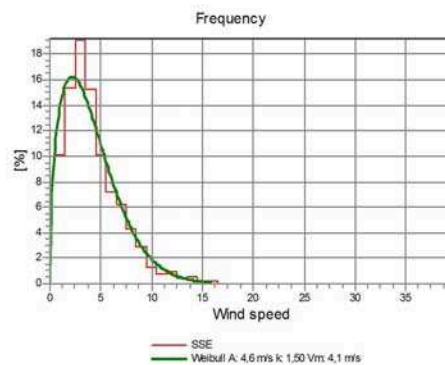
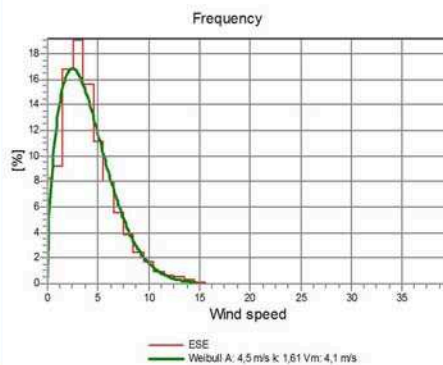
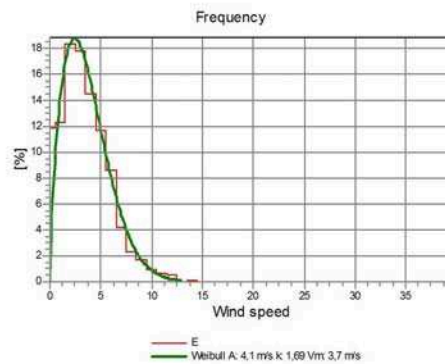
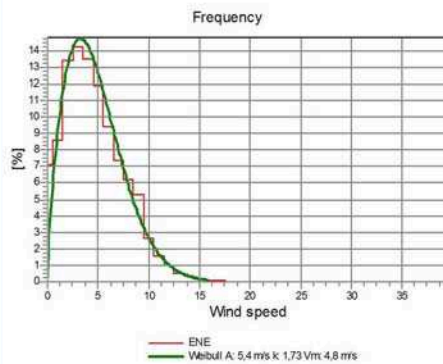
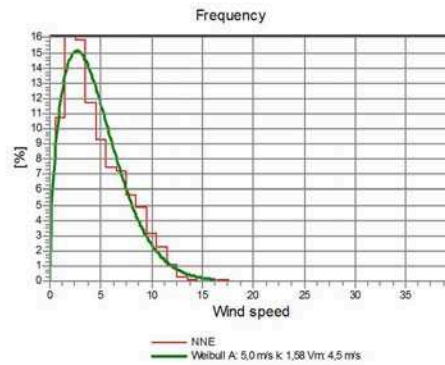
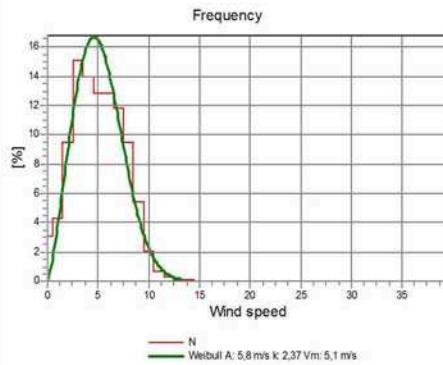
bitlis eren üniversitesi

meslek yüksekokulu

Calculated:

07.04.2008 22:06/

## Meteo data report, height: 30,0 m



WindPRO version 2.5.0.60 Dec 2005

Project:

sakarya-res

Description:

sakarya üniversitesi  
esentepe yöresi res projesi

Printed/Page:

07.04.2008 22:07 / 2

Licensed user:

Sakarya University

University version - only to be used for educational purposes

TR-54100 Sakarya

+90 (264) 346 03 53 ext.

faruk oral

bay

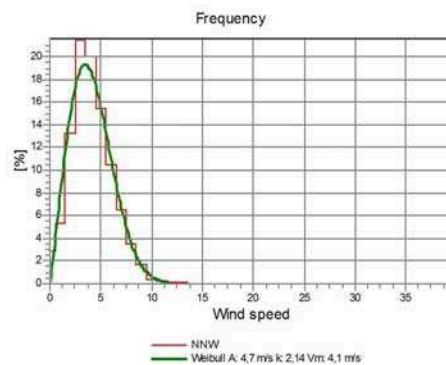
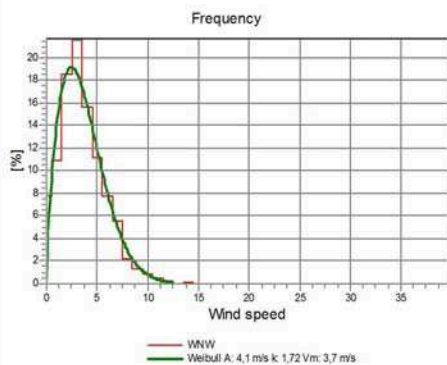
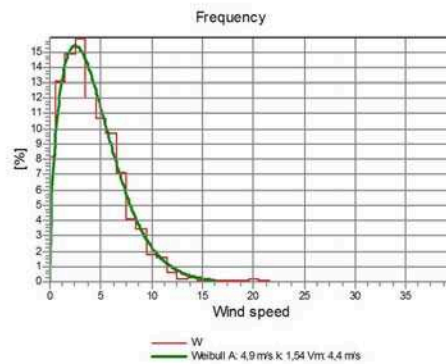
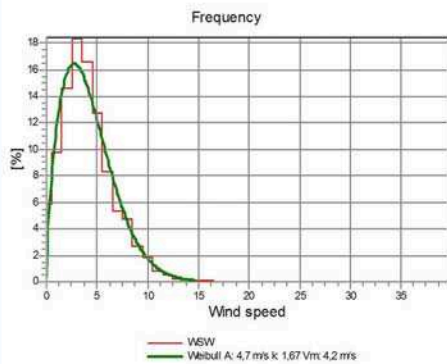
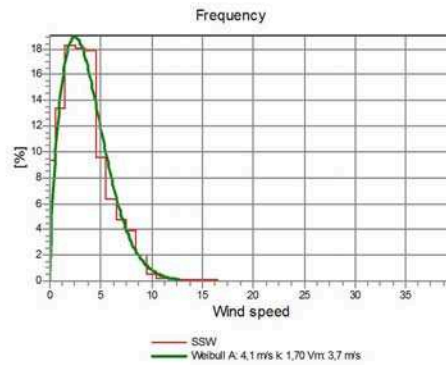
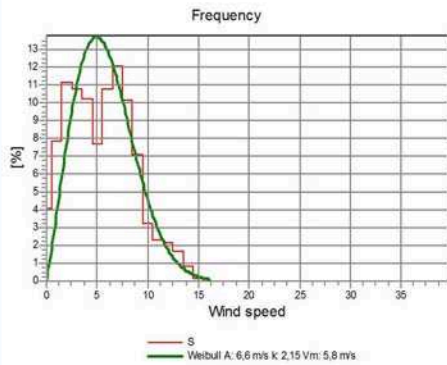
bitlis eren üniversitesi

meslek yüksekokulu

Calculated:

07.04.2008 22:06/

## Meteo data report, height: 30,0 m



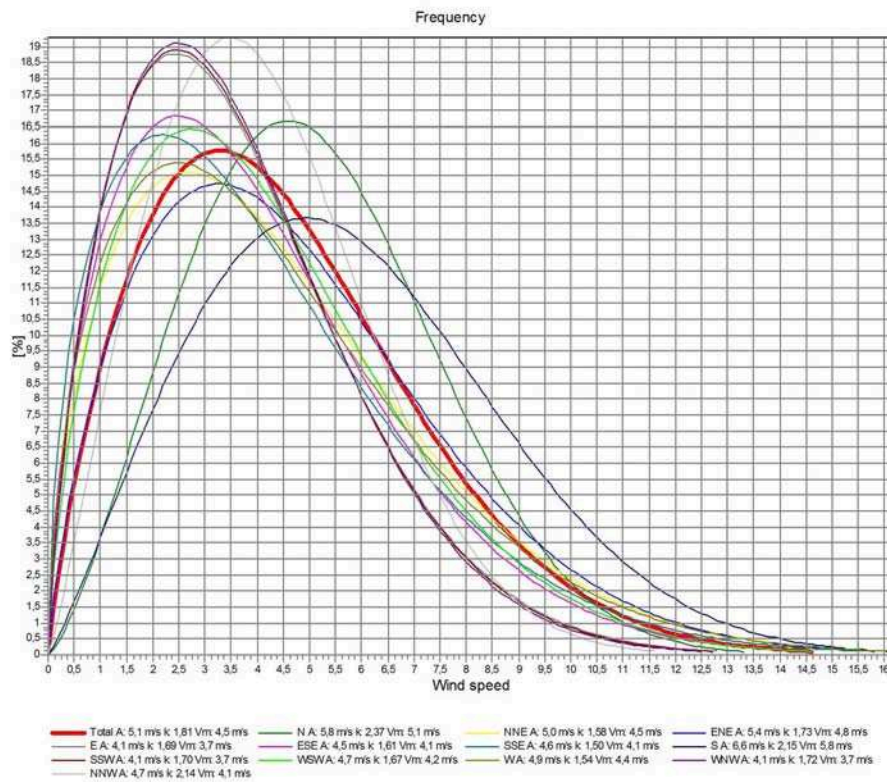
WindPRO version 2.5.0.60 Dec 2005

Project: <b>sakarya-res</b>	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed/Page: 07.04.2008 22:08 / 1
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.04.2008 22:08/

**Meteo data report, height: 30,0 m****Weibull Data**

k-parameter correction: 0,0080/m

Sector	A- parameter [m/s]	Mean wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]	Frequency [%]	Wind shear
0-N	5,79	5,13	2,366	23,72	23,7	0,06
1-NNE	5,01	4,50	1,579	15,34	15,3	0,06
2-ENE	5,36	4,77	1,734	11,60	11,6	0,05
3-E	4,14	3,70	1,688	4,96	5,0	0,04
4-ESE	4,53	4,06	1,611	6,23	6,2	0,06
5-SSE	4,58	4,13	1,497	4,97	5,0	0,08
6-S	6,60	5,84	2,149	5,58	5,6	0,06
7-SSW	4,13	3,69	1,702	2,98	3,0	0,05
8-WSW	4,72	4,22	1,674	4,14	4,1	0,04
9-W	4,88	4,39	1,544	3,26	3,3	0,03
10-WNW	4,11	3,67	1,721	4,27	4,3	0,04
11-NNW	4,66	4,13	2,145	12,94	12,9	0,07
mean	5,12	4,55	1,808	100,00	100,0	0,06

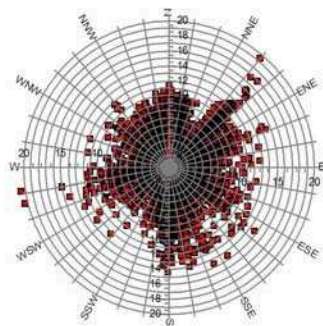


WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tlf. +45 96 35 44 44, Fax +45 96 35 44 46, e-mail: windpro@emd.dk



<p>Project: <b>sakarya-res</b></p> <p>faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu</p>	<p>Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi</p>	<p>Printed/Page 07.04.2008 22:09 / 1</p> <p>Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.</p> <p>Calculated: 07.04.2008 22:09/</p>
--	--	---

**Meteo data report, height: 10,0 m**



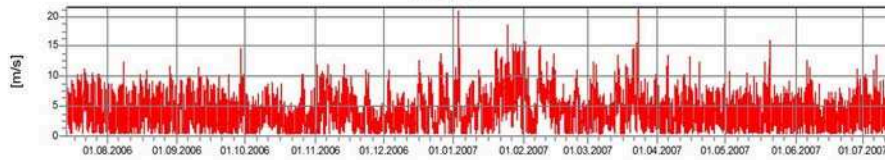
**Monthly mean values of wind speed in m/s**

Month	2006	2007	mean	mean of months
Jan	5,8	5,8	5,8	5,8
Feb	4,8	4,8	4,8	4,8
Mar	4,8	4,8	4,8	4,8
Apr	3,9	3,9	3,9	3,9
May	3,7	3,7	3,7	3,7
Jun	3,7	3,7	3,7	3,7
Jul	4,6	4,0	4,4	4,3
Aug	3,9	3,9	3,9	3,9
Sep	3,9	3,9	3,9	3,9
Oct	3,2	3,2	3,2	3,2
Nov	4,2	4,2	4,2	4,2
Dec	3,9	3,9	3,9	3,9
mean, all data	3,9	4,4	4,2	
mean of months	3,9	4,4		4,2

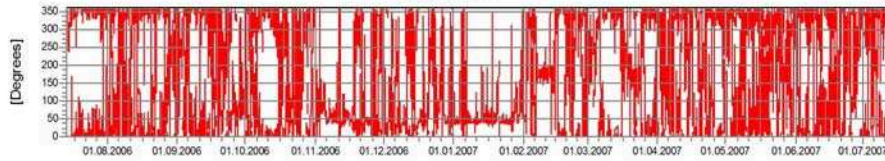
Wind speed [m/s]



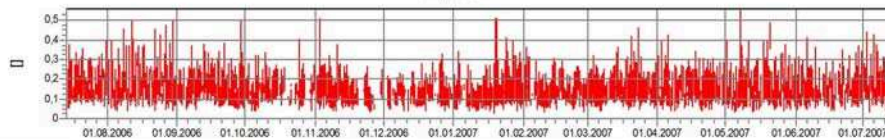
Wind speed



Wind direction



Turbulence intensity  
V>4,0 m/s

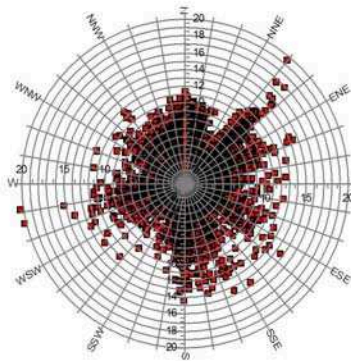


Project: <b>sakarya-res</b>	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed/Page: 07.04.2008 22:10 / 1
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.04.2008 22:09/

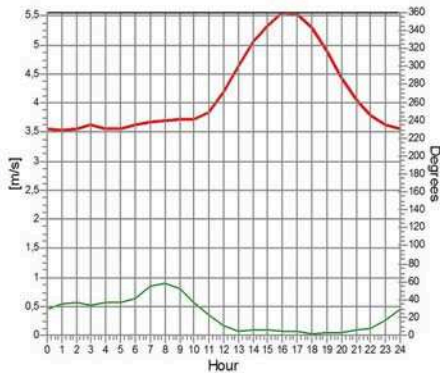
**Meteo data report, height: 10,0 m**

**Monthly mean values of wind speed in m/s**

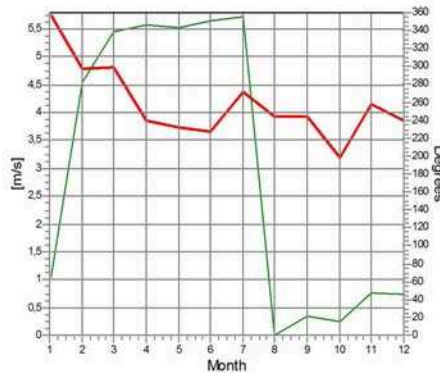
Month	2006	2007	mean	mean of months
Jan	5,8	5,8	5,8	5,8
Feb	4,8	4,8	4,8	4,8
Mar	4,8	4,8	4,8	4,8
Apr	3,9	3,9	3,9	3,9
May	3,7	3,7	3,7	3,7
Jun	3,7	3,7	3,7	3,7
Jul	4,6	4,0	4,4	4,3
Aug	3,9	3,9	3,9	3,9
Sep	3,9	3,9	3,9	3,9
Oct	3,2	3,2	3,2	3,2
Nov	4,2	4,2	4,2	4,2
Dec	3,9	3,9	3,9	3,9
mean, all data	3,9	4,4	4,2	
mean of months	3,9	4,4		4,2



Wind speed [m/s]



Wind speed Height: 10.0 m Wind direction Height: 10.0 m



Wind speed Height: 10.0 m Wind direction Height: 10.0 m

WindPRO version 2.5.0.60 Dec 2005

Project:

sakarya-res

Description:

sakarya üniversitesi  
esentepe yöresi res projesi

Printed/Page:

07.04.2008 22:10 / 2

Licensed user:

Sakarya University

University version - only to be used for educational purposes

TR-54100 Sakarya

+90 (264) 346 03 53 ext.

faruk oral

bay

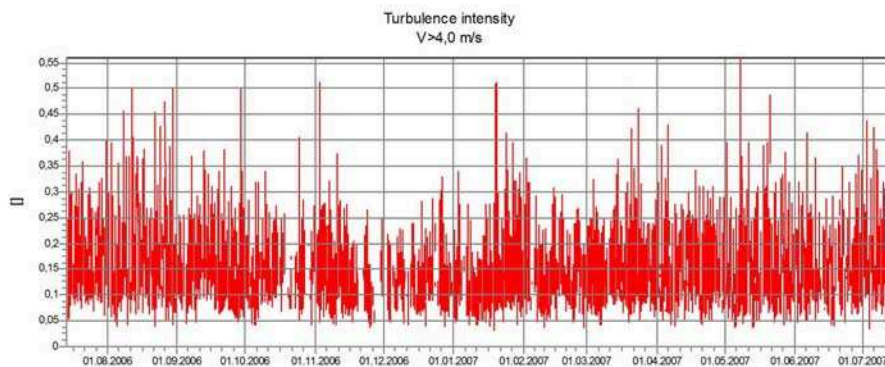
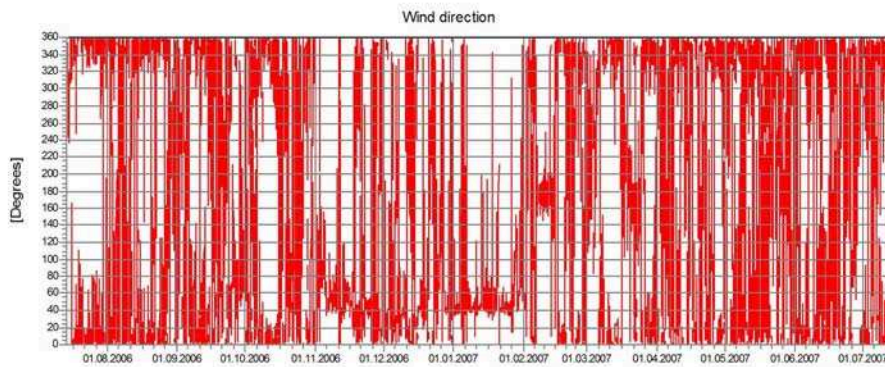
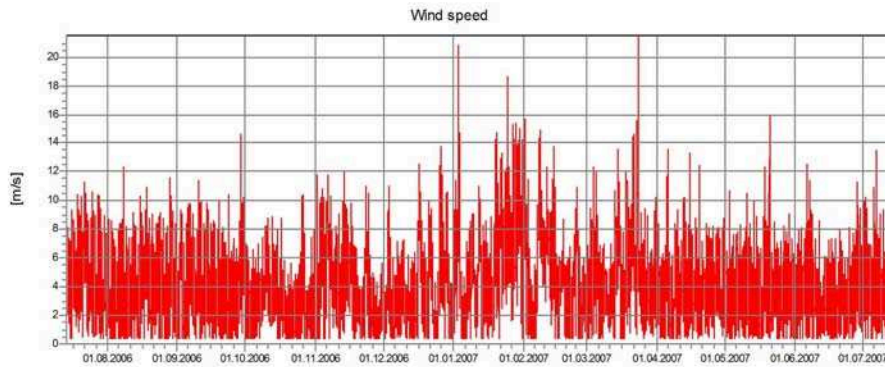
bitlis eren üniversitesi

meslek yüksekokulu

Calculated:

07.04.2008 22:09/

## Meteo data report, height: 10,0 m

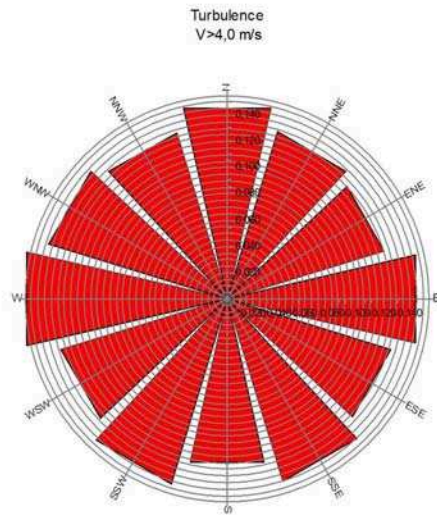
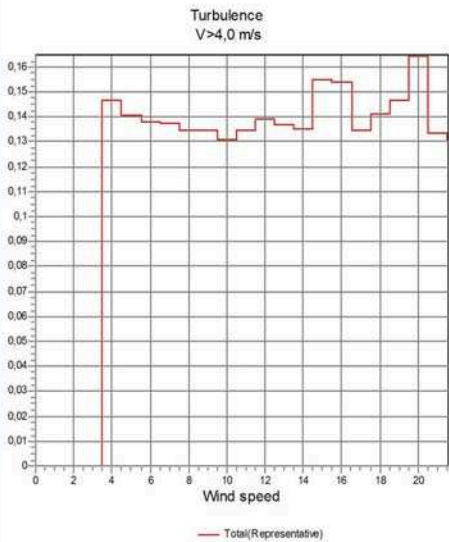
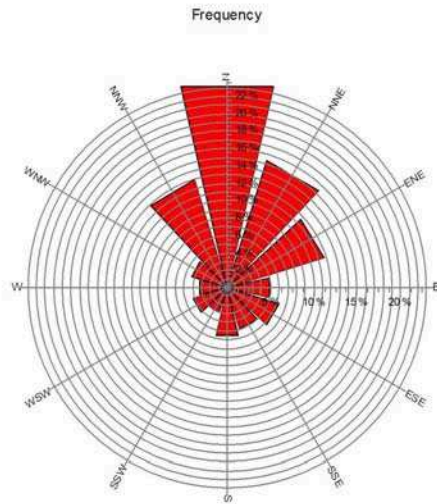
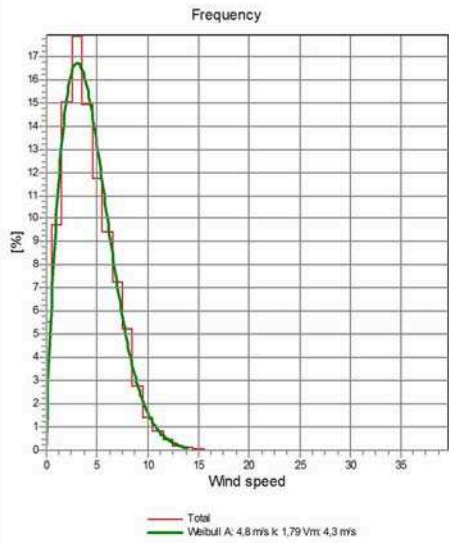


WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tlf. +45 96 35 44 44, Fax +45 96 35 44 46, e-mail: windpro@emd.dk



Project: <b>sakarya-res</b>  faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu	Description: sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed/Page: 07.04.2008 22:10 / 1  Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.  Calculated: 07.04.2008 22:10/
---	---	---

**Meteo data report, height: 10,0 m**





WindPRO version 2.5.0.60 Dec 2005

Project:

sakarya-res

Description:

sakarya üniversitesi  
esentepe yöresi res projesi

Printed/Page:

07.04.2008 22:11 / 1

Licensed user:

Sakarya University

University version - only to be used for educational purposes

TR-54100 Sakarya

+90 (264) 346 03 53 ext.

faruk oral

bay

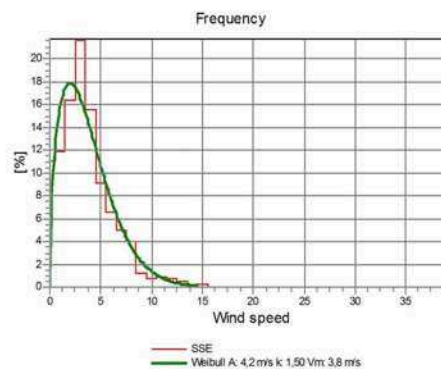
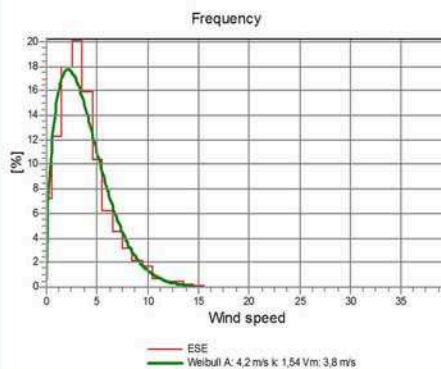
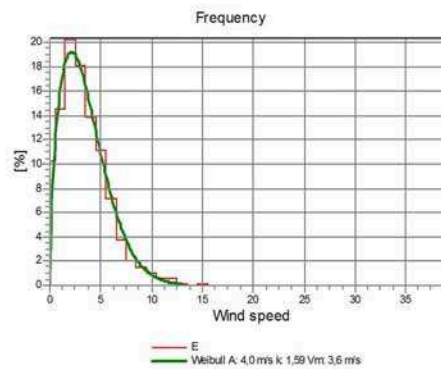
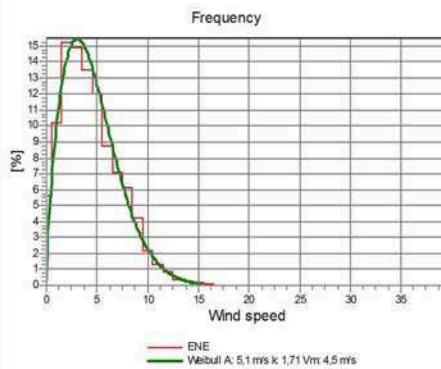
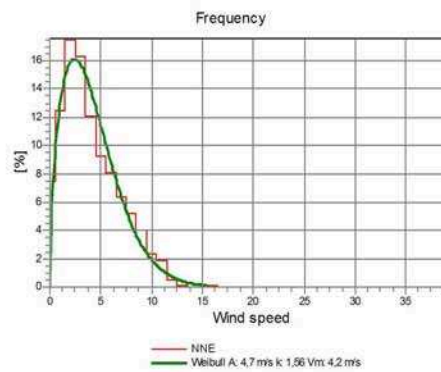
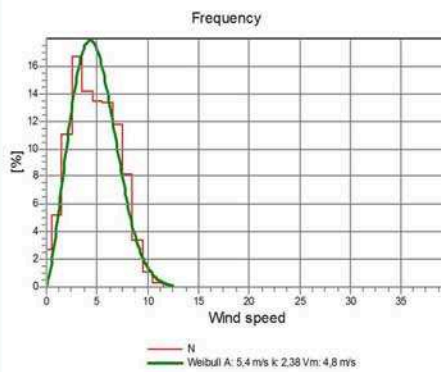
bitlis eren üniversitesi

meslek yüksekokulu

Calculated:

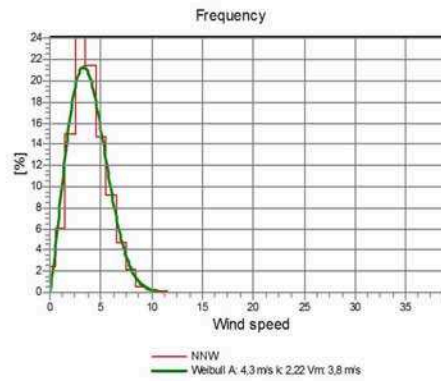
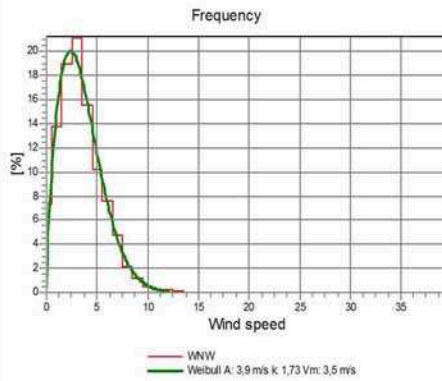
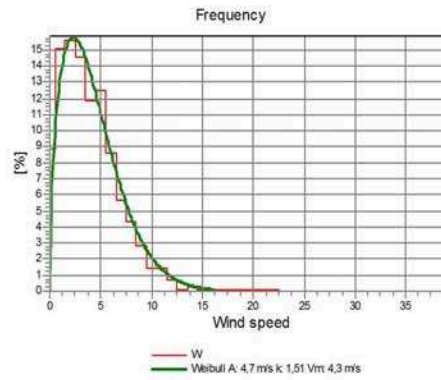
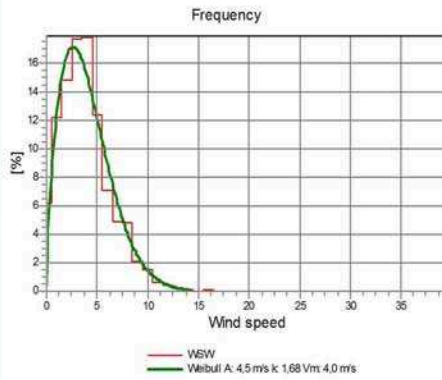
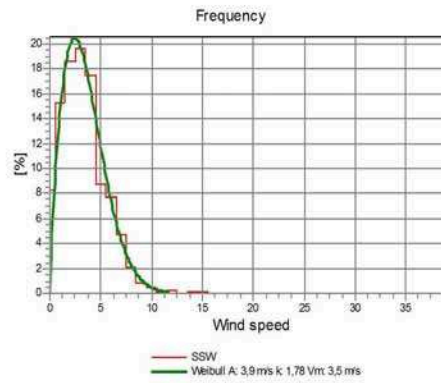
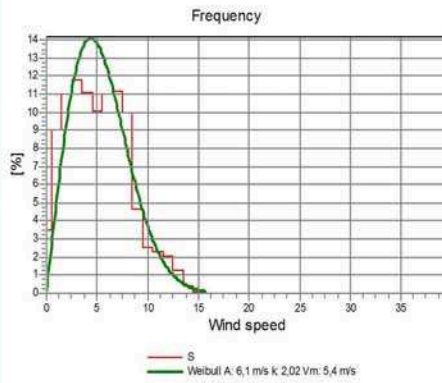
07.04.2008 22:10/

## Meteo data report, height: 10,0 m



<b>Project</b> sakarya-res  faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu	<b>Description</b> sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	<b>Printed/Page</b> 07.04.2008 22:11 / 2  <b>Licensed user:</b> Sakarya University University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.  <b>Calculated:</b> 07.04.2008 22:10/
--	---	--

**Meteo data report, height: 10,0 m**



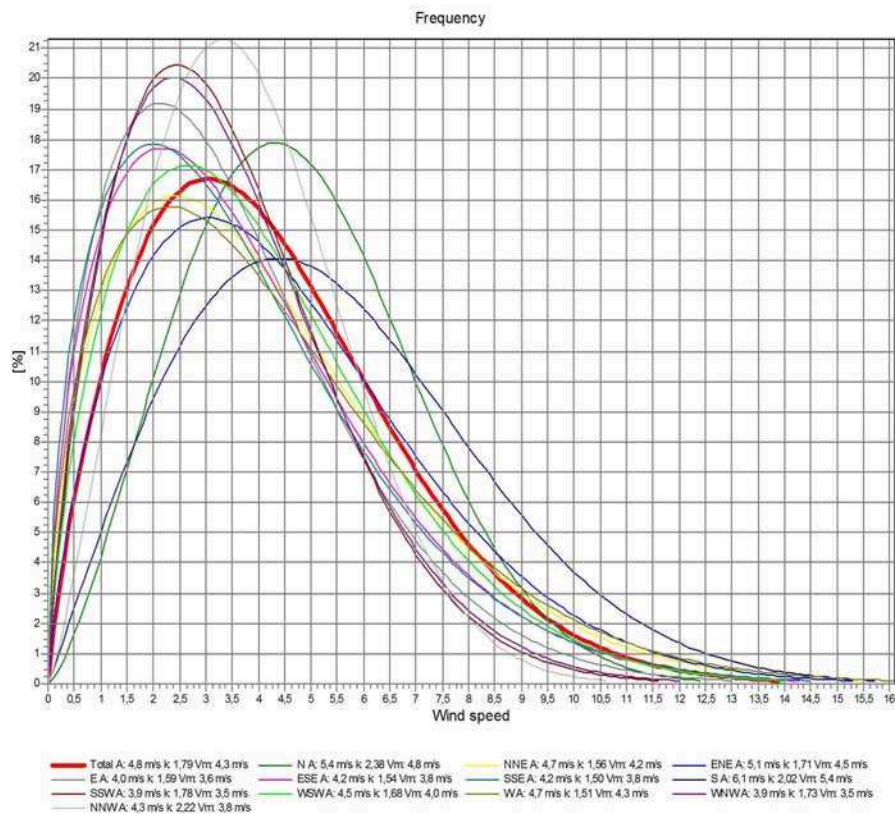
WindPRO version 2.5.0.60 Dec 2005

Project <b>sakarya-res</b>	Description sakarya üniversitesi esentepe yöresi res projesi	Printed/Page 07.04.2008 22:12 / 1
faruk oral bay bitlis eren üniversitesi meslek yüksekokulu		Licensed user: <b>Sakarya University</b> University version - only to be used for educational purposes TR-54100 Sakarya +90 (264) 346 03 53 ext.
		Calculated: 07.04.2008 22:11/

**Meteo data report, height: 10,0 m****Weibull Data**

k-parameter correction: 0,0080/m

Sector	A-parameter [m/s]	Mean wind speed [m/s]	k-parameter	Frequency	Frequency [%]	Wind shear
0-N	5,43	4,81	2,378	23,72	23,7	0,06
1-NNE	4,67	4,20	1,562	15,34	15,3	0,06
2-ENE	5,09	4,54	1,711	11,60	11,6	0,05
3-E	3,96	3,55	1,595	4,96	5,0	0,04
4-ESE	4,24	3,82	1,545	6,23	6,2	0,06
5-SSE	4,17	3,77	1,496	4,97	5,0	0,08
6-S	6,14	5,44	2,024	5,58	5,6	0,06
7-SSW	3,90	3,47	1,776	2,98	3,0	0,05
8-WSW	4,53	4,05	1,681	4,14	4,1	0,04
9-W	4,73	4,27	1,512	3,26	3,3	0,03
10-WNW	3,94	3,51	1,732	4,27	4,3	0,04
11-NNW	4,33	3,84	2,223	12,94	12,9	0,07
mean	4,80	4,27	1,792	100,00	100,0	0,06



## Ek C. Rüzgar türbinlerinin teknik özellikleri


### Vestas V90

WindPRO 2 version 2.5.4.66 May 2006  
 Printed Page: 26.07.2010 02:21 / 1  
 Licensee user:

Calculated: 26.07.2010 02:20

**VESTAS V90 1800 90.0 !O!**  
 File C:\WindPRO Data\WTG Data\VESTAS V90 1800 90.0 !O!.wtg

Company	VESTAS
Type/Version	V90
Rated power	1.800,0 kW
Secondary generator	0,0 kW
Rotor diameter	90,0 m
Tower	Tubular
Grid connection	50/60 Hz
Origin country	DK
Blade type	Vestas
Generator type	One generator
Rpm, rated power	14,9 rpm
Rpm, initial	9,0 rpm
Hub height(s)	90,0, 0,0 m
Maximum blade width	3,42 m
Blade width for 90% radius	0,77 m
Valid	Yes
Creator	EMD
Created	09.12.2004 18:15
Edited	09.12.2004 18:15



**Power curve: Level 0 - Mode 0 - 09-2005**  
 Source: Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default	Stop windSpeed [m/s]	Air density [kg/m <sup>3</sup> ]	Tip angle [°]	Power control	CT curve type
07.09.2005 00:00	EMD	23.08.2004 16:46	20.11.2007 11:29	Yes	25,0	1,225	0,0	Pitch	User defined

Power curve based on item no. 950019.R5 dated 2005-09-07.  
 Ct curve based on item no. 950001.R1 dated 2005-06-21.  
 Please contact Vestas for information on latest power curve.

**Power curve**

Wind speed [m/s]	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00
Power [kW]	91,00	200,00	362,00	588,00	889,00	1.255,00	1.604,00	1.799,00	1.796,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00
Ct	0,365	0,411	0,430	0,440	0,445	0,442	0,412	0,341	0,267	0,210	0,168	0,137	0,113	0,094	0,079

Wind speed [m/s]	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Power [kW]	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00
Ct	0,067	0,058	0,050	0,043	0,038	0,033	0,030

**Ct curve**

Wind speed [m/s]	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Ct	0,85	0,84	0,84	0,84	0,82	0,76	0,66	0,50	0,36	0,28	0,22	0,18	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04

**Power curve: Level 1 - Mode 1 - 09-2005**  
 Source: Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default	Stop windSpeed [m/s]	Air density [kg/m <sup>3</sup> ]	Tip angle [°]	Power control	CT curve type
07.09.2005 00:00	EMD	23.08.2004 16:46	20.11.2007 11:29	No	25,0	1,225	0,0	Pitch	User defined

Power curve based on item no. 950019.R5 dated 2005-09-07.  
 Ct curve based on item no. 950001.R1 dated 2005-06-21.  
 Please contact Vestas for information on latest power curve.

**Power curve**

Wind speed [m/s]	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00
Power [kW]	91,00	200,00	362,00	588,00	888,00	1.247,00	1.581,00	1.758,00	1.796,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00
Ct	0,365	0,411	0,430	0,440	0,445	0,439	0,406	0,339	0,267	0,210	0,168	0,137	0,113	0,094	0,079

Wind speed [m/s]	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Power [kW]	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00
Ct	0,067	0,058	0,050	0,043	0,038	0,033	0,030

**Ct curve**

Wind speed [m/s]	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Ct	0,88	0,84	0,84	0,84	0,82	0,74	0,63	0,49	0,36	0,28	0,22	0,18	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04

WindPRO is developed by EMD International A/S, Næstvedvej 10, DK-8220 Ålborg D, Tlf. +45 96 35 44 44, Fax +45 96 35 44 45, e-mail: windpro@emd.dk



**VESTAS V90 1800 90.0 IO!**

File C:\WindPRO Data\WTG Data\VESTAS V90 1800 90.0 IO!.wtg

**Power curve: Level 2 - Mode 2 - 09-2005**

Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default	Stop wind speed [m/s]	Air density [kg/m <sup>3</sup> ]	Tip angle [°]	Power control	CT curve type
07.09.2005 00:00	EMD	23.08.2004 16:46	20.11.2007 11:29	No	25.0	1.225	0.0	Pitch	User defined

Power curve based on item no. 950019.R5 dated 2005-09-07.

CT curve based on item no. 950001.R1 dated 2005-06-21.

Please contact Vestas for information on latest power curve.

**Power curve**

Wind speed [m/s]	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00
Power [kW]	91.00	200.00	362.00	587.00	870.00	1.159.00	1.428.00	1.645.00	1.759.00	1.793.00	1.799.00	1.800.00	1.800.00	1.800.00	1.800.00
Ce	0.365	0.411	0.430	0.439	0.436	0.408	0.366	0.317	0.261	0.209	0.163	0.137	0.113	0.094	0.079

Wind speed [m/s]	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00
Power [kW]	1.800.00	1.800.00	1.800.00	1.800.00	1.800.00	1.800.00	1.800.00
Ce	0.067	0.058	0.050	0.043	0.038	0.033	0.030

**CT curve**

Wind speed [m/s]	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00
CT	0.86	0.84	0.84	0.82	0.79	0.63	0.53	0.44	0.35	0.27	0.22	0.18	0.14	0.12	0.10	0.09	0.08	0.07	0.06	0.05	0.05	0.04

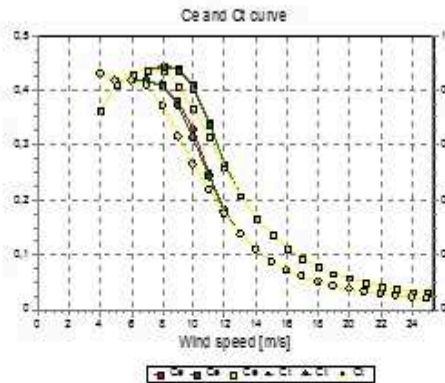
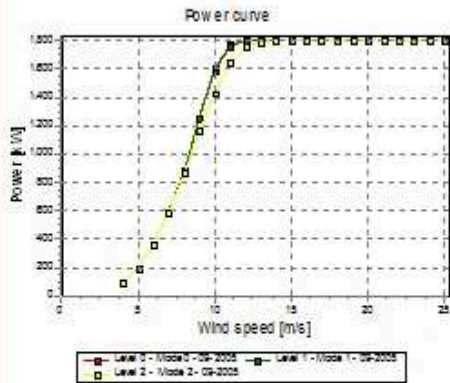
**HP curve comparison**

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value [MWh]	0	0	0	0	0	0

Level	Mode	Year	[MWh]	3.119	4.744	6.295	7.661	8.805	9.721
Level 0	Mode 0	09-2005	Check value [%]						
Level 1	Mode 1	09-2005	Check value [%]	3.109	4.725	6.270	7.634	8.778	9.693
Level 2	Mode 2	09-2005	Check value [%]	3.008	4.550	6.043	7.380	8.516	9.437

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m<sup>2</sup>) and single-tail speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses. For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2. The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan 2003. Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than 5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.



**Noise: Level 0 - calculated - Mode 0 - 06-2005**

Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default
27.06.2005 13:33	EMD	23.08.2004 17:05	20.11.2007 08:50	Yes

Noise based on item no. 950019.R4 dated 2005-06-27. Please contact Vestas for information on the latest noise data. Accuracy = +/- 2 dB(A)

WindPRO 2 version 2.5.4.66 May 2006

Printed Page  
26.07.2010 02:21 / 3  
Licensee user:Calculated:  
26.07.2010 02:20**VESTAS V90 1800 90.0 !O!**

File C:\WindPRO Data\WTG Data\VESTAS V90 1800 90.0 !O!.wtg

**Noise: Level 1 - calculated - Mode 1 - 06-2005**

Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default
27.06.2005 13:33	EMD	23.08.2004 17:05	20.11.2007 08:51	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
80,0	95%	102,7		1,0 No
	4,0	93,0		1,0 No
	5,0	98,2		1,0 No
	6,0	101,8		1,0 No
	7,0	103,2		1,0 No
	8,0	102,3		1,0 No
	9,0	102,0		1,0 No
	10,0	102,0		1,0 No
	11,0	102,0		1,0 No
	12,0	102,0		1,0 No

Noise based on item no. 950019.R4 dated 2005-06-27. Please contact Vestas on information on the latest noise data. Accuracy = +/- 2 dB(A)

**Noise: Level 2 - calculated - Mode 2 - 06-2005**

Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default
27.06.2005 13:33	EMD	23.08.2004 17:05	20.11.2007 08:52	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
80,0	95%	100,9		1,0 No
	4,0	93,3		1,0 No
	5,0	98,0		1,0 No
	6,0	99,9		1,0 No
	7,0	100,5		1,0 No
	8,0	100,9		1,0 No
	9,0	100,9		1,0 No
	10,0	100,9		1,0 No
	11,0	100,9		1,0 No
	12,0	100,9		1,0 No

Noise based on item no. 950019.R4 dated 2005-06-27. Please contact Vestas on information on the latest noise data. Accuracy = +/- 2 dB(A)

**Visual data**

Name Tubular all heights 06-2004

Source Manufacturer

Hub height [m]	Source date	Creator	Created	Edited	Default
80,000	25.08.2004 00:00	EMD	25.08.2004 17:00	09.12.2004 18:14	Yes

Tower

Height

Bottom diameter Top diameter

Height [m]	Bottom diameter [m]	Top diameter [m]
80,0	4,2	2,3

Cabin

Distance cabin front (rotor) to tower center: 23 %

Shape	Height front [m]	Height back [m]	Width front [m]	Width back [m]	Length bottom [m]	Length top [m]	Front offset [m]	Rear offset [m]
Box	2,53	1,68	3,64	3,64	0,63	1,05	0,50	0,85
Box	3,58	2,53	3,64	3,64	0,27	0,27	0,00	0,50
Box	4,11	3,58	3,64	3,64	5,17	5,17	0,00	0,00
Box	4,11	4,11	3,64	3,64	1,89	1,89	0,00	0,00
Box	3,58	4,11	3,64	3,64	1,05	0,63	0,00	0,00

WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tel: +45 98 25 44 44, Fax: +45 98 25 44 45, e-mail: windpro@emd.dk

# REpower MM92

WindPRO 2 version 2.5.4.66 May 2006

PrintedPage  
26.07.2010 02:32 / 1  
Licenseuser:

Calculated:  
26.07.2010 02:30

## REpower MM 92 2000 92.5 !-

### File

Company REpower  
 Type/Version MM 92  
 Rated power 2,000.0 kW  
 Secondary generator 0.0 kW  
 Rotor diameter 92.5 m  
 Tower Other - unknown  
 Grid connection 50 Hz  
 Origin country DE  
 Blade type LM, REpower  
 Generator type Variable  
 Rpm, rated power 15.0 rpm  
 Rpm, initial 7.8 rpm  
 Hub height(s) 80.0; 120.0; 100.0 m  
 Maximum blade width 3.60 m  
 Blade width for 90% radius 1.18 m  
 Valid Yes  
 Creator USER  
 Created 26.07.2010 02:30  
 Edited 26.07.2010 02:30

### Power curve: Level 0 - guaranteed -- 04/2005

Source REpower 25/04/2005

Source date	Creator	Created	Edited	Default	Stop windSpeed [m/s]	Air density [kg/m3]	Tip angle [°]	Power control	CT curve type
25.04.2005 00:00	USER	22.11.2000 09:57	17.10.2006 16:03	Yes	24.0	1.225	0.0	Pitch	User defined

### Power curve

Wind speed [m/s]	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
Power [kW]	20.00	94.00	205.00	366.00	615.00	934.00	1,314.00	1,708.00	1,989.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00
Ce	0.180	0.387	0.398	0.412	0.438	0.443	0.438	0.415	0.383	0.281	0.221	0.177	0.144	0.119	0.099

Wind speed [m/s]	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00
Power [kW]	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00
Ce	0.083	0.071	0.061	0.052	0.046	0.040	0.035

### Ct curve

Wind speed [m/s]	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00	
Ct	0.98	0.84	0.80	0.73	0.80	0.80	0.78	0.68	0.55	0.39	0.30	0.24	0.19	0.16	0.13	0.11	0.10	0.08

### Power curve: Level 2 - calculated - 1020B(A)1730kW - 03/2005

Source REpower 01/03/2005

Source date	Creator	Created	Edited	Default	Stop windSpeed [m/s]	Air density [kg/m3]	Tip angle [°]	Power control	CT curve type
01.03.2005 00:00	USER	22.11.2000 09:57	17.10.2006 16:03	No	24.0	1.225	0.0	Pitch	User defined

### Power curve

Wind speed [m/s]	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
Power [kW]	20.00	94.00	205.00	366.00	608.00	896.00	1,220.00	1,520.00	1,707.00	1,730.00	1,730.00	1,730.00	1,730.00	1,730.00	1,730.00
Ce	0.180	0.387	0.398	0.412	0.431	0.428	0.407	0.369	0.312	0.243	0.191	0.153	0.125	0.103	0.086

Wind speed [m/s]	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00
Power [kW]	1,730.00	1,730.00	1,730.00	1,730.00	1,730.00	1,730.00	1,730.00
Ce	0.072	0.061	0.053	0.045	0.039	0.035	0.030

### Ct curve

Wind speed [m/s]	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00	
Ct	0.98	0.84	0.80	0.80	0.73	0.80	0.78	0.68	0.55	0.39	0.30	0.24	0.19	0.16	0.13	0.11	0.10	0.08

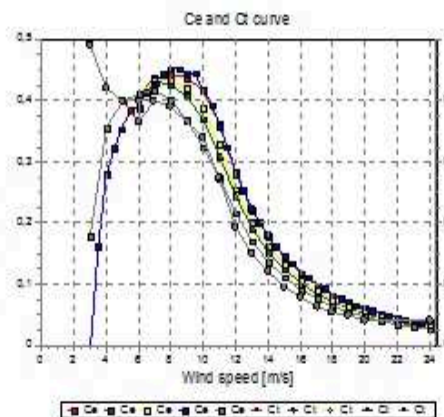
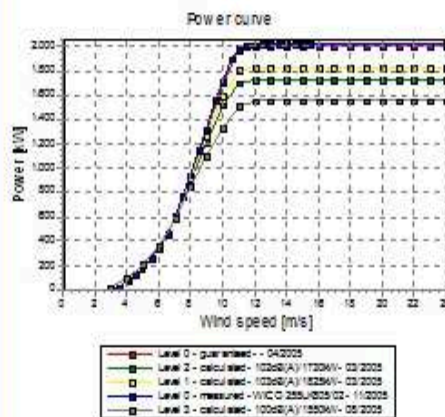
REpower MM 92 2000 92.5 !-!

File

HP curve comparison

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value	[MWh]	0	0	0	0	0	0
Level 0 - guaranteed - - 04/2005	[MWh]	3.312	5.078	6.788	8.307	9.579	10.584
Check value	[%]						
Level 2 - calculated - 102dB(A)/1730kW - 03/2005	[MWh]	3.129	4.692	6.174	7.472	8.548	9.392
Check value	[%]						
Level 1 - calculated - 103dB(A)/1825kW - 03/2005	[MWh]	3.205	4.842	6.406	7.782	8.926	9.826
Check value	[%]						
Level 0 - measured - WICO 255LK805/02 - 11/2005	[MWh]	3.224	5.015	6.753	8.297	9.592	10.617
Check value	[%]						
Level 3 - calculated - 100dB(A)/1550kW - 08/2005	[MWh]	2.944	4.342	5.655	6.801	7.750	8.493
Check value	[%]						

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTG's performs quite similar - only specific power loading (kW/m<sup>2</sup>) and angular speed or stall pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.  
For further details, ask at the Danish Energy Agency for grid report J.nr. 8111/02-018 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.  
The method is refined in GMD report "22 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan 2003.  
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5% the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.



Noise: Level 0 - guaranteed - SD-2.9-WT.SL-1-A-EN - 05/2005  
Source REpower SD-2.9-WT.SL-1-A-EN

Source date	Creator	Created	Edited	Default
03.05.2005 13:33	USER	24.05.2004 13:35	17.10.2006 14:04	Yes

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lvs.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones	
All	95%	105.0	1.0	No	
	10.0	105.0	1.0	No	
	80.0	95%	105.0	1.0	No
		3.0	90.4	1.0	No
		4.0	94.4	1.0	No
5.0		100.5	1.0	No	
6.0		103.0	1.0	No	
100.0	7.0	104.1	1.0	No	
	8.0	105.0	1.0	No	
	9.0	105.0	1.0	No	
	10.0	105.0	1.0	No	
	95%	105.0	1.0	No	
100.0	3.0	91.0	1.0	No	
	4.0	95.0	1.0	No	
	5.0	100.5	1.0	No	
	6.0	103.2	1.0	No	
	7.0	104.2	1.0	No	
100.0	8.0	105.0	1.0	No	
	9.0	105.0	1.0	No	
	10.0	105.0	1.0	No	



**REpower MM 92 2000 92.5 !-**

## File

**Noise: Level 3 - guaranteed - 100dB(A)/1550kW - 03/2005**

Source REpower

Source date	Creator	Created	Edited	Default
01.03.2005 13:33	USER	24.05.2004 13:35	17.10.2006 14:04	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
All	95%	100,0	1,0	No
	10,0	100,0	1,0	No

**Noise: Level 2 - guaranteed - 102dB(A)/1730kW - 03/2005**

Source REpower

Source date	Creator	Created	Edited	Default
01.03.2005 13:33	USER	24.05.2004 13:35	17.10.2006 14:04	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
All	95%	102,0	1,0	No
	10,0	102,0	1,0	No

**Noise: Level 1 - guaranteed - 103dB(A)/1825kW - 03/2005**

Source REpower

Source date	Creator	Created	Edited	Default
01.03.2005 13:33	USER	24.05.2004 13:35	17.10.2006 14:04	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
All	95%	103,0	1,0	No
	10,0	103,0	1,0	No

**Visual data**

Name Tubular tower

Source

Source date	Creator	Created	Edited	Default
30.12.1999 00:00	USER	11.04.2001 16:43	17.10.2006 14:05	Yes

**Tower**

Height [m]	Bottom diameter [m]	Top diameter [m]
80,0	4,0	3,0

**Cabin**

Distance cabin front (rotor) to tower center: 40 %

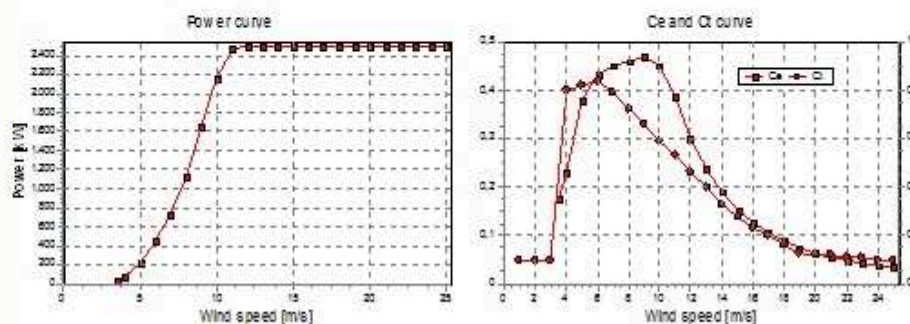
Shape	Height front [m]	Height back [m]	Width front [m]	Width back [m]	Length bottom [m]	Length top [m]	Front offset [m]	Rear offset [m]
Box	0,42	0,27	2,61	2,58	0,34	0,19	0,94	0,96
Box	2,48	0,79	2,90	2,61	0,83	0,83	0,00	0,75
Box	3,68	2,48	3,72	2,90	8,17	8,17	-0,30	0,00
Box	3,30	3,68	3,72	3,72	0,67	0,40	-0,10	-0,30



WindPRO 2 version 2.5.4.66 May 2006

Printed Page  
26.07.2010 02:40 / 2  
Licensed user:Calculated:  
26.07.2010 02:39/**FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O!**

File C:\WindPRO Data\WTG Data\FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !O!.wtg



Noise: Level 0 - predicted -- 05/2004

Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default
26.05.2004 13:33	EMD	07.05.2004 15:46	23.09.2005 13:26	Yes

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
All	10,0	104,5	1,0	No

Data predicted and preliminary

**Visual data**

Name 85m tubular tower only Man. 06/2004

Source W2E

Hub height [m]	Source date	Creator	Created	Edited	Default
85,000	03.06.2004 00:00	EMD	05.03.2004 14:18	26.11.2005 11:53	No

**Tower**

Height [m]	Bottom diameter [m]	Top diameter [m]
22,5	4,0	3,2
60,0	4,0	4,0

**Cabin**

Distance cabin front (rotor) to tower center: 22 %

Shape	Height front [m]	Height back [m]	Width front [m]	Width back [m]	Length bottom [m]	Length top [m]	Front offset [m]	Rear offset [m]
Box	3,35	0,20	3,63	2,91	1,23	1,23	0,00	1,55
Box	3,80	3,35	3,63	3,63	5,59	5,59	-0,20	0,00
Box	3,80	3,80	3,63	3,63	3,80	3,80	-0,20	-0,20
Box	2,80	3,80	2,90	3,63	0,67	0,34	0,00	-0,20

Enercon E-82


WindPRO 2 version 2.5.4.66 May 2006  
Printed: 26.07.2010 02:36 / 1  
Licensed user:

Calculated: 26.07.2010 02:36/

**ENERCON E-82 2000 82.0 !O!**  
File C:\WindPRO Data\WTG Data\ENERCON E-82 2000 82.0 !O!.wtg

For further informations please contact site.assessment@enercon.de

Company	ENERCON
Type/Version	E-82
Rated power	2.000,0 kW
Secondary generator	0,0 kW
Rotor diameter	82,0 m
Tower	Tubular
Grid connection	50/60 Hz
Origin country	DE
Blade type	ENERCON
Generator type	Variable
Rpm, rated power	19,5 rpm
Rpm, initial	6,0 rpm
Hub height(s)	78,3 ; 84,5 ; 98,3 ; 108,3 ; 138,3 m
Maximum blade width	3,46 m
Blade width for 90% radius	1,10 m
Valid	Yes
Creator	EMD
Created	27.06.2006 10:18
Edited	27.06.2006 10:18



**Power curve: Level 5 - guaranteed\* - 1000kW/Rev.1.0 - 08/2005**  
Source ENERCON GmbH

Source date	Creator	Created	Edited	Default	Stop WindSpeed	Air density	Tip angle	Power control	CT curve type
					[m/s]	[kg/m <sup>3</sup> ]	[°]		
02.06.2006 00:00	EMD	27.11.2001 18:30	10.07.2006 16:22	No	25,0	1,225	0,0	Pitch	User defined

\* Uncertainties in measurement of power curves can lead to different power curves for the same turbine, so ENERCON uses calculated curves for energy calculations and guarantees. For reference and verification, measured power curves are available at ENERCON (not for use in energy calculations or guarantees!)

Power curve	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00
Wind speed [m/s]	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00
Power [kW]	0,00	3,00	25,00	82,00	174,00	321,00	532,00	730,00	890,00	960,00	980,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00
Ce	0,000	0,116	0,286	0,396	0,430	0,459	0,480	0,441	0,377	0,297	0,228	0,179	0,141	0,113	0,092

Power curve	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Wind speed [m/s]	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Power [kW]	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00
Ce	0,075	0,063	0,053	0,045	0,039	0,033	0,029	0,025	0,022	0,020

**CT curve**

Wind speed [m/s]	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Ct	0,00	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19

**Power curve: Level 4 - guaranteed\* - 1200kW/Rev.1.0 - 08/2005**  
Source ENERCON GmbH

Source date	Creator	Created	Edited	Default	Stop WindSpeed	Air density	Tip angle	Power control	CT curve type
					[m/s]	[kg/m <sup>3</sup> ]	[°]		
17.11.2005 00:00	EMD	27.11.2001 18:30	10.07.2006 16:22	No	25,0	1,225	0,0	Pitch	User defined

\* Uncertainties in measurement of power curves can lead to different power curves for the same turbine, so ENERCON uses calculated curves for energy calculations and guarantees. For reference and verification, measured power curves are available at ENERCON (not for use in energy calculations or guarantees!)

Power curve	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00
Wind speed [m/s]	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00
Power [kW]	0,00	3,00	25,00	82,00	174,00	321,00	532,00	750,00	890,00	1.070,00	1.150,00	1.180,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Ce	0,000	0,116	0,286	0,396	0,430	0,459	0,480	0,453	0,394	0,331	0,267	0,211	0,169	0,136	0,110

Power curve	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Wind speed [m/s]	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Power [kW]	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Ce	0,091	0,076	0,064	0,054	0,046	0,040	0,035	0,030	0,027	0,024

**CT curve**

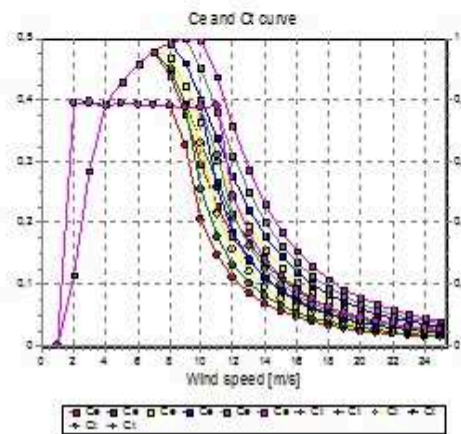
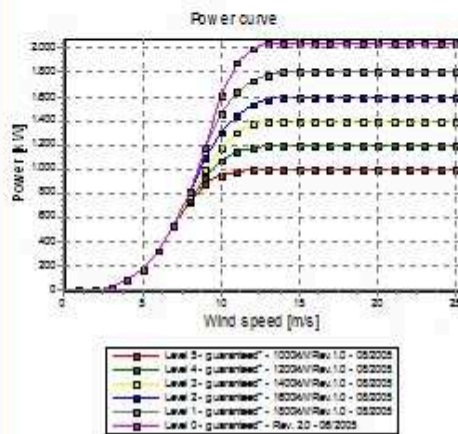
Wind speed [m/s]	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Ct	0,00	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19

WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jørgensen 10, DK-8200 Ålborg D, Tlf: +45 96 35 44 44, Fax: +45 96 35 44 45, e-mail: windpro@emd.dk



**ENERCON E-82 2000 82.0 !O!**

File C:\WindPRO Data\WTG Data\ENERCON E-82 2000 82.0 !O!.wtg



Noise: Level 0 - guaranteed - OM V Rev. 2.1 - 04/2006  
Source Enercon

Source date	Creator	Created	Edited	Default
21.04.2006 13:33	EMD	19.12.2005 15:02	12.07.2006 16:47	Yes

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
All	95%	104.0	1.0	No
	8.0	104.0	1.0	No
	9.0	104.0	1.0	No
	10.0	104.0	1.0	No
	11.0	104.0	1.0	No
	12.0	104.0	1.0	No
78.3	6.0	100.7	1.0	No
	7.0	103.3	1.0	No
98.3	6.0	101.6	1.0	No
	7.0	103.6	1.0	No
108.3	6.0	101.9	1.0	No
	7.0	103.6	1.0	No
138.3	6.0	102.6	1.0	No
	7.0	103.8	1.0	No

According to Enercon specification SA-04-SPL Guarantee E-82-Rev2\_1-ger-ger.pdf

Noise: Level 1 - guaranteed - 1800W/Rev.1.0 - 08/2005  
Source Enercon

Source date	Creator	Created	Edited	Default
25.08.2005 13:33	EMD	10.07.2006 17:49	10.07.2006 17:51	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
All	95%	103.8	1.0	No

According to ENERCON specification SA-04-SPL Guarantee red E-82-Rev1\_0-ger-ger.pdf

WindPRO 2 version 2.5.4.66 May 2006

Printed Page  
26.07.2010 02:36 / 5  
Licensed user:Calculated  
26.07.2010 02:36/**ENERCON E-82 2000 82.0 !O!**

File C:\WindPRO Data\WTG Data\ENERCON E-82 2000 82.0 !O!.wtg

**Noise: Level 2 - guaranteed - 1600kW/Rev.1.0 - 08/2005**

Source Enercon

Source date	Creator	Created	Edited	Default
25.08.2005 13:33	EMD	10.07.2006 17:49	10.07.2006 17:52	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
All	95%	103,4	1,0	No

According to ENERCON specification SA-04-SPL Guarantee red E-82-Rev1\_0-ger-ger.pdf

**Noise: Level 3 - guaranteed - 1400kW/Rev.1.0 - 08/2005**

Source Enercon

Source date	Creator	Created	Edited	Default
25.08.2005 13:33	EMD	10.07.2006 17:49	10.07.2006 17:52	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
All	95%	103,0	1,0	No

According to ENERCON specification SA-04-SPL Guarantee red E-82-Rev1\_0-ger-ger.pdf

**Noise: Level 4 - guaranteed - 1200kW/Rev.1.0 - 08/2005**

Source Enercon

Source date	Creator	Created	Edited	Default
25.08.2005 13:33	EMD	10.07.2006 17:49	10.07.2006 17:53	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
All	95%	102,5	1,0	No

According to ENERCON specification SA-04-SPL Guarantee red E-82-Rev1\_0-ger-ger.pdf

**Noise: Level 5 - guaranteed - 1000kW/Rev.1.0 - 08/2005**

Source Enercon

Source date	Creator	Created	Edited	Default
25.08.2005 13:33	EMD	10.07.2006 17:49	30.11.2007 13:31	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
All	95%	99,5	1,0	No

According to ENERCON specification SA-04-SPL Guarantee red E-82-Rev1\_0-ger-ger.pdf

**Visual data**

Name Hub height 78.3 m red tips

Source ENERCON

Hub height [m]	Source date	Creator	Created	Edited	Default
78,300	01.01.2005 00:00	EMD	11.04.2001 16:43	04.01.2008 13:52	No

**Tower**

Height [m]	Bottom diameter [m]	Top diameter [m]
60,0	3,7	2,0
3,0	3,8	3,7
3,0	3,9	3,8
3,0	4,0	3,9
3,0	4,1	4,0
6,0	4,3	4,1

**Gamesa G80**


WindPRO 2 version 2.5.4.66 May 2006  
 PrintPage  
 26.07.2010 03:00 / 1  
 Licensed user:

Calculated:  
 26.07.2010 02:59/

**GAMESA G80/1500 1500 80.0 !O!**  
 File C:\WindPRO Data\WTG Data\GAMESA G80-1500 1500 80.0 !O!.wtg

Technical specifications are subject to future revisions.

Company	GAMESA
Type/Version	G80/1500
Rated power	1.500,0 kW
Secondary generator	0,0 kW
Rotor diameter	80,0 m
Tower	Tubular
Grid connection	50/60 Hz
Origin country	ES
Blade type	G39P
Generator type	Variable
Rpm, rated power	19,0 rpm
Rpm, initial	9,0 rpm
Hub height(s)	78,0 ; 67,0 ; 100,0 m
Maximum blade width	0,00 m
Blade width for 90% radius	0,00 m
Valid	No
Creator	EMD
Created	07.10.2002 11:33
Edited	07.10.2002 11:33



**Power curve:** Man. 10-2002  
 Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default	Stop windSpeed [m/s]	Air density [kg/m3]	Tip angle [°]	Power control	CT curve type
04.10.2002 00:00	EMD	07.10.2002 11:35	13.11.2002 10:45	Yes	25,0	1,225	0,0	Pitch	User defined

Official power curve from Gamesa as per 4/10-2002. Technical specifications are subject to future revisions.

**Power curve**

Wind speed [m/s]	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00
Power [kW]	66,30	152,00	280,00	457,00	690,00	978,00	1.233,00	1.398,00	1.471,00	1.493,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00
Ce	0,336	0,398	0,421	0,433	0,438	0,436	0,400	0,341	0,276	0,221	0,178	0,144	0,119	0,099	0,084

Wind speed [m/s]	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Power [kW]	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00
Ce	0,071	0,061	0,053	0,046	0,040	0,035	0,031

**CT curve**

Wind speed [m/s]	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Ct	0,95	0,84	0,82	0,82	0,80	0,75	0,65	0,52	0,40	0,31	0,24	0,19	0,16	0,13	0,11	0,10	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05

**HP curve comparison**

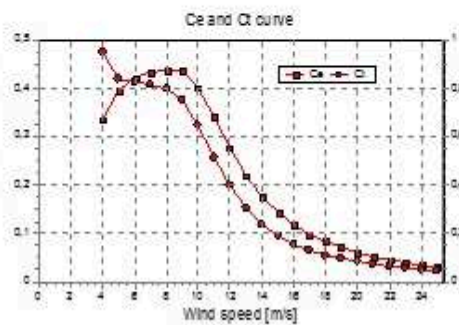
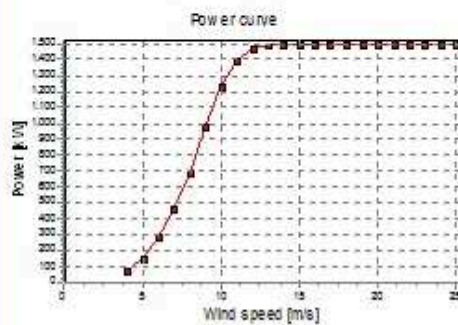
Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value [MWh]	0	0	0	0	0	0

Man. 10-2002 [MWh] 2.425 3.722 4.983 6.112 7.071 7.847  
 Check value [%]

The table above compares between annual energy production calculated on basis of simplified 'HP-curves' which assume that all WTG's perform quite similar - only specific power loading (kW/m<sup>2</sup>) and angular speed or stall/grip decide the calculated values. Productions are without wake losses.  
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. S1171/00-2016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.  
 The method is refined in EMD report '20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide', jan 2002.  
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

**GAMESA G80/1500 1500 80.0 !O!**

File C:\WindPRO Data\WTG Data\GAMESA G80-1500 1500 80.0 !O!.wtg



**Visual data**

Name	G80/1500				
Source	Manufacturer				
Source date	14.01.2002 00:00	Creator	EMD	Created	15.11.2000 14:20
		Edited		13.11.2002 10:48	Default
					Yes

**Tower**

Height [m]	Bottom diameter [m]	Top diameter [m]
67,0	4,0	2,3

**Cabin**

Distance cabin front (rotor) to tower center: 36 %

Shape	Height front [m]	Height back [m]	Width front [m]	Width back [m]	Length bottom [m]	Length top [m]	Front offset [m]	Rear offset [m]
Box	3,30	0,00	3,33	3,33	0,82	0,82	-0,10	1,47
Box	3,70	3,30	3,33	3,33	7,25	7,25	0,15	-0,10
Box	3,50	3,70	3,33	3,33	1,92	1,92	0,25	0,15
Box	3,40	3,50	3,33	3,33	0,35	0,00	0,23	0,25

**Rotor and hub**

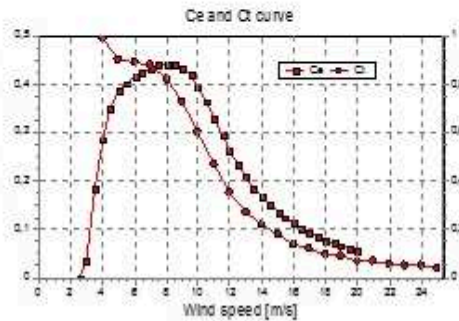
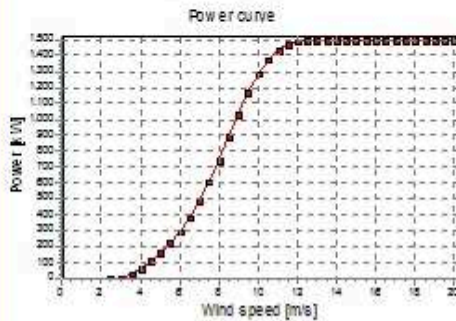
Number of blades	3
Blade position (center to cabin)	1,20 m
Chord max	3,36 m
Rotor position relative to tower	Up Wind
Hub length (cabin to spinner tip)	4,27 m
Spinner length (0 = no spinner)	4,24 m
Hub diameter (2xradius from hub center to blade root)	3,72 m
Spinner max diameter	3,32 m
Shaft radius	0,75 m
Hub tilt angle	6,0 °
Blade cone angle	-2,0 °





**GE WIND ENERGY GE 1.5 xle 1500 82.5 !O!**

File C:\WindPRO Data\WTG Data\GE WIND ENERGY GE 1.5 xle 1500 82.5 !O!.wtg



**Noise: Level 0 -- Standard Operation - 01-2005**

Source		Manufacturer			
Source date	Creator	Created	Edited	Default	
07.01.2005 13:33	EMD	25.01.2005 14:07	24.06.2005 10:17	Yes	
Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones	
All	8.0	104.0	1.0	No	

+/- 2dB per IEC 61400-14 CDV

**Visual data**

Name		GE 1.5xle, 80 m hub height			
Source		Manufacturer			
Hub height [m]	Source date	Creator	Created	Edited	Default
80,000	12.01.2005 00:00	EMD	19.11.2003 11:57	12.01.2005 11:57	No

**Tower**

Height [m]	Bottom diameter [m]	Top diameter [m]
66.8	4.3	2.6
1.5	12.0	4.3

**Cabin**

Distance cabin front (rotor) to tower center: 30 %

Shape	Height front [m]	Height back [m]	Width front [m]	Width back [m]	Length bottom [m]	Length top [m]	Front offset [m]	Rear offset [m]
Box	1,40	0,00	3,60	3,60	0,50	0,50	0,90	0,35
Box	3,60	2,80	3,60	3,60	4,70	4,70	0,00	0,19
Box	3,60	3,60	3,60	3,60	2,60	2,60	0,00	0,00
Box	3,40	3,60	3,60	3,60	1,00	0,75	0,05	0,00

Nordex S77

WindPRO 2 version 2.5.4.66 May 2006  
Printed Page 26.07.2010 02:55 / 1  
Licensed user:


Calculated: 26.07.2010 02:55/

**NORDEX S77 1500 77.0 !-!**  
File C:\WindPRO Data\WTG Data\NORDEX S77 1500 77.0 !-!.wtg

Company NORDEX  
Type/Version S77  
Rated power 1.500,0 kW  
Secondary generator 0,0 kW  
Rotor diameter 77,0 m  
Tower Other - unknown  
Grid connection 50 Hz

Origin country DE  
Blade type NR 37.5 (LM 37.3)  
Generator type Variable  
Rpm, rated power 17,3 rpm  
Rpm, initial 9,9 rpm  
Hub height(s) 65,0 ; 61,5 ; 80,0 ; 100,0 ; 111,5 m  
Maximum blade width 3,10 m  
Blade width for 90% radius 1,32 m  
Valid Yes  
Creator EMD  
Created 04.11.2004 13:21  
Edited 04.11.2004 13:21

lattice tower is available at 95,5 and 111,5 m hub height, tubular tower at 60,5, 85, 90 and 100 m hub height



Power curve: Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005  
Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default	Stop windSpeed [m/s]	Air density [kg/m3]	Tip angle [°]	Power control	CT curve type
03.06.2005 00:00	EMD	21.11.2005 16:15	21.11.2005 16:17	Yes	25,0	1,225	0,0	Pitch	Standard pitch

Power curve is based on measurement  
WT Grevenbroich LK 02 001 B1 A6

Power curve

Wind speed [m/s]	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00
Power [kW]	0,00	0,00	44,00	131,00	244,00	400,00	600,00	854,00	1.111,00	1.331,00	1.475,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00
Ce	0,000	0,000	0,241	0,367	0,396	0,409	0,411	0,411	0,390	0,361	0,299	0,239	0,192	0,156	0,128

Wind speed [m/s]	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Power [kW]	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00
Ce	0,107	0,090	0,077	0,066	0,057	0,049	0,043	0,038	0,034

CT curve

Wind speed [m/s]	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	
Ct	0,10	0,10	0,10	0,80	0,82	0,84	0,79	0,72	0,66	0,59	0,52	0,46	0,40	0,33	0,26	0,20	0,20	0,16	0,12	0,12	0,12	0,12	0,11	0,11	0,10

HP curve comparison

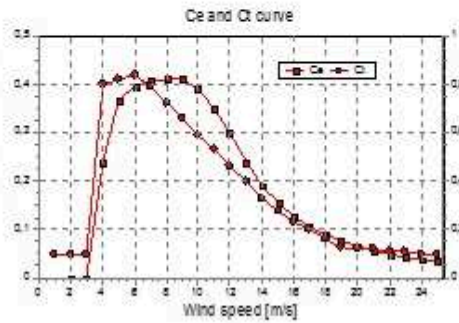
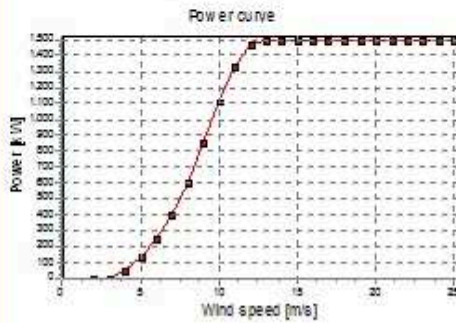
Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value [MWh]	2.147	3.366	4.628	5.833	6.826	7.716
Level 0 - official - LKG04R3 - 06-2005 [MWh]	2.144	3.372	4.605	5.735	6.712	7.513
Check value [%]	0	0	1	2	2	3

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of WindPRO HP method. Other assume that all 0125 m profiles give similar result specific power loading 0,010 m2/m2 and a typical tower and grid connection. Production are without cable losses.  
No further details, see in the Danish Energy Agency for paper report LK-01-01-0002 06-2005 WindPRO manual annex 0.2.2.  
The method is defined in IEC report 3D Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Production for 11 Wind Energy Projects collected Jan 2002. Use the table to evaluate if the given power curve is acceptable. If the check value are less than 0,0, the power curve probably is less efficient than is currently in power curve measurement.

WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jørgensen 10, DK-8220 Ålborg D, Tlf: +45 96 35 44 44, Fax: +45 96 35 44 45, e-mail: windpro@emd.dk

**NORDEX S77 1500 77.0 !-!**

File C:\WindPRO Data\WTG Data\NORDEX S77 1500 77.0 !-!.wtg



**Noise: Level 0 - official -- 04-2005**

Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default
21.04.2005 13:33	EMD	21.11.2005 16:17	21.11.2005 16:18	Yes

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
65.0	95%	103.5	1.0	No
85.0	95%	103.5	1.0	No
100.0	95%	103.5	1.0	No

**Noise: Level 1 - measured - 3er\_WICO - 11-2002**

Source Wind Consult

Source date	Creator	Created	Edited	Default
21.11.2002 13:33	EMD	21.11.2005 16:18	21.11.2005 16:22	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
61.5	95%	102.3	1.0	No
	6.0	98.7	1.0	No
	7.0	100.8	1.0	No
	8.0	102.0	1.0	No
85.0	95%	102.3	1.0	No
	6.0	99.3	1.0	No
	7.0	101.3	1.0	No
100.0	95%	102.3	1.0	No
	6.0	99.6	1.0	No
	7.0	101.4	1.0	No

Energetic mean of 3 measurements

**Visual data**

Name 61.5m Tubular tower

Source Man.

Hub height [m]	Source date	Creator	Created	Edited	Default
61.500	01.09.2004 00:00	EMD	11.04.2001 16:43	22.10.2004 12:42	No

new visual data 09/2004

**Tower**

Height [m]	Bottom diameter [m]	Top diameter [m]
12.4	3.2	3.0
14.0	3.4	3.4
14.0	4.0	3.8




# Neg Micon NM82

WindPRO 2 version 2.5.4.66 May 2006  
Printed Page 26.07.2010 02:56 / 1  
Licensed user:

Calculated: 26.07.2010 02:56/

**NEG MICON NM82/1500 1500-900 82.0 !O!**  
File C:\WindPRO Data\WTG Data\NEG MICON NM82-1500 1500-900 82.0 !O! .wtg

Company	NEG MICON
Type/Version	NM82/1500
Rated power	1,500.0 kW
Secondary generator	900.0 kW
Rotor diameter	82.0 m
Tower	Tubular
Grid connection	50 Hz
Origin country	DK
Blade type	AL 40
Generator type	Two generator
Rpm, rated power	14.4 rpm
Rpm, initial	11.5 rpm
Hub height(s)	93.6; 106.6 m
Maximum blade width	0.00 m
Blade width for 90% radius	0.00 m
Valid	Yes
Creator	EMD
Created	29.10.2002 14:41
Edited	29.10.2002 14:41



**Power curve:** Man. 10-2003  
Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default	Stop windSpeed [m/s]	Air density [kg/m3]	Tip angle [°]	Power control	CT curve type
30.10.2003 00:00	EMD	29.10.2002 14:52	02.12.2003 09:45	Yes	18.0	1.225	0.0	Active stall	User defined

According to technical specification no. TSD 4000052/02 EN dated 30-10-2003

Wind speed [m/s]	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
Power [kW]	0.00	69.00	173.00	307.00	510.00	752.00	1,001.00	1,282.00	1,433.00	1,490.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00
Ce	0.000	0.333	0.428	0.439	0.460	0.454	0.428	0.390	0.333	0.287	0.211	0.169	0.137	0.113	0.094

Wind speed [m/s]	18.00
Power [kW]	1,500.00
Ce	0.080

Wind speed [m/s]	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00
Ct	0.00	0.86	0.85	0.90	0.82	0.80	0.74	0.65	0.57	0.49	0.42	0.37	0.32	0.29	0.26	0.23

**HP curve comparison**

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value [MWh]	0	0	0	0	0	0

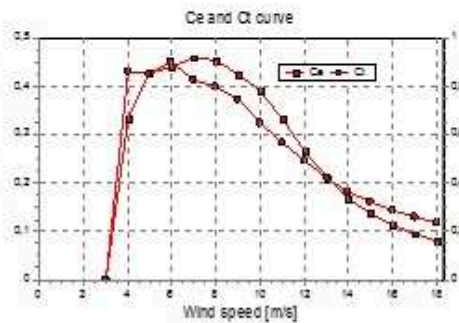
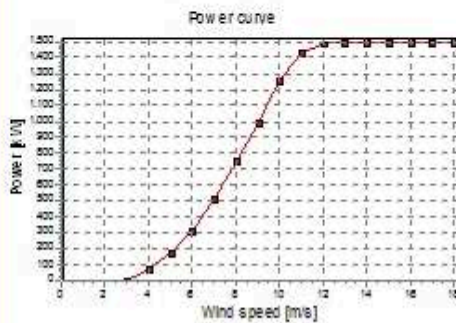
Man. 10-2003 [MWh] 2,586 3,908 5,142 6,154 6,877 7,310  
Check value [%]

The table above compares between annual energy production calculated on basis of simplified 'HP-curves' which assume that all WTG's perform quite similar - only specific power loading (kW/m<sup>2</sup>) and angle of attack or stall pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses. For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 5117/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2. The method is refined in EMD report '30 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide', jan 2003. Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tlf. +45 98 29 44 44, Fax +45 98 29 44 45, e-mail: windpro@emd.dk

**NEG MICON NM82/1500 1500-900 82.0 IO!**

File C:\WindPRO Data\WTG Data\NEG MICON NM82-1500 1500-900 82.0 IO!.wtg



**Noise:** Man. octave 7.7m/s 93.6mhub 07-2003  
Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default
15.07.2003 00:00	EMD	31.07.2003 11:20	01.08.2003 09:45	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones	Octave data					A weighted			
					63 [dB]	125 [dB]	250 [dB]	500 [dB]	1000 [dB]		2000 [dB]	4000 [dB]	8000 [dB]
93.6	7.7	105.0	1.0	No	86.6	94.0	97.2	98.9	98.3	98.0	93.5	77.8	Yes

This is the expected noise emission as informed by NEG-Micon (95% RP)

**Noise:** Man. 6m/s 93.6mhub 10-2003

Source date	Creator	Created	Edited	Default
30.10.2003 00:00	EMD	02.12.2003 09:47	02.12.2003 09:53	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
93.6	6.0	101.8	1.0	No

Based on report TSD 4000052'02 EN, dated 30/10-2003

**Noise:** Man. 7m/s 93.6mhub 10-2003

Source date	Creator	Created	Edited	Default
30.10.2003 00:00	EMD	02.12.2003 09:47	02.12.2003 09:52	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
93.6	7.0	102.2	1.0	No

Based on report TSD 4000052'02 EN, dated 30/10-2003

**Noise:** Man. 8m/s 93.6mhub 10-2003

Source date	Creator	Created	Edited	Default
30.10.2003 00:00	EMD	02.12.2003 09:47	02.12.2003 09:54	Yes

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
93.6	8.0	103.2	1.0	No

Based on report TSD 4000052'02 EN, dated 30/10-2003

WindPRO 2 version 2.5.4.66 May 2006

Printed Page  
26.07.2010 02:56 / 3  
Licensed user:Calculated  
26.07.2010 02:56/**NEG MICON NM82/1500 1500-900 82.0 !O!**

File C:\WindPRO Data\WTG Data\NEG MICON NM82-1500 1500-900 82.0 !O!.wtg

**Noise: Man. 95%RP 93.6mhub 10-2003**

Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default
30.10.2003 00:00	EMD	02.12.2003 09:47	22.03.2004 13:41	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
93.6	10.0	103.3	1.0	No

Based on report TSD 4000052/02 EN, dated 30/10-2003. Measured at 8.2 m/s

**Noise: Man. 6m/s 108.6mhub 10-2003**

Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default
30.10.2003 00:00	EMD	02.12.2003 09:47	02.12.2003 09:55	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
108.6	6.0	101.9	1.0	No

Based on report TSD 4000052/02 EN, dated 30/10-2003

**Noise: Man. 7m/s 108.6mhub 10-2003**

Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default
30.10.2003 00:00	EMD	02.12.2003 09:47	02.12.2003 09:57	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
108.6	7.0	102.4	1.0	No

Based on report TSD 4000052/02 EN, dated 30/10-2003

**Noise: Man. 8m/s 108.6mhub 10-2003**

Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default
30.10.2003 00:00	EMD	02.12.2003 09:47	02.12.2003 09:56	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
108.6	8.0	103.2	1.0	No

Based on report TSD 4000052/02 EN, dated 30/10-2003

**Noise: Man. 95% RP 108.6mhub 10-2003**

Source Manufacturer

Source date	Creator	Created	Edited	Default
30.10.2003 00:00	EMD	02.12.2003 09:47	22.03.2004 13:41	No

Hub height [m]	Wind speed [m/s]	Lwa.ref [dB(A)]	Wind speed dependency [dB(A)/m/s]	Pure tones
108.6	10.0	103.3	1.0	No

Based on report TSD 4000052/02 EN, dated 30/10-2003. Measured at 8.3 m/s.

**Visual data**

Name

Source

Source date	Creator	Created	Edited	Default
30.12.1899 00:00	EMD	23.05.2001 11:29	31.05.2001 17:27	Yes

**Tower**

Height [m]	Bottom diameter [m]	Top diameter [m]
94.0	4.0	3.0

WindPRO is developed by EMD International A/S, Nils Jørgensen 10, DK-8200 Ålborg 2, Tlf: +45 98 28 44 44, Fax: +45 98 28 44 45, e-mail: windpro@emd.dk

## ÖZGEÇMİŞ

Faruk ORAL; 1970 yılında Bitlis'te doğdu. İlk ve orta öğrenimini Bitlis'te tamamladı. 1992 yılında; Fırat Üniversitesi, Makina Mühendisliği Bölümü'nden Mezun oldu. 1993 yılında, Yüzüncü Yıl Üniversitesi, Bitlis Meslek Yüksekokulu'nda öğretim görevlisi olarak çalışmaya başladı. 1996 yılında Fırat Üniversitesi Makina Mühendisliği EABD.'da Yüksek Lisans çalışmasını tamamladı. Halen Bitlis Eren Üniversitesi, Meslek Yüksekokulu'nda Öğretim Görevlisi olarak çalışmasına devam etmektedir.